



POMPAJ DEPOLAMALI HİDROELEKTRİK SANTRAL TASARIMI

Önder ÇİÇEK

YÜKSEK LİSANS TEZİ

ENERJİ SİSTEMLERİ MÜHENDİSLİĞİ ANA BİLİM DALI

**GAZİ ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ**

EKİM 2021

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.

Önder ÇİÇEK

22/10/2021

POMPAJ DEPOLAMALI HİDROELEKTRİK SANTRAL TASARIMI
(Yüksek Lisans Tezi)

Önder ÇİÇEK

GAZİ ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

Ekim 2021

ÖZET

Fosil yakıtların azalması, küresel ısınma problemleri ve sürekli artan enerji talebi nedeniyle yenilenebilir ve temiz enerji, günümüzde oldukça önem kazanmıştır. Fakat yenilebilir enerji kaynaklarının sınırlı olması yeni bir yapılanma içinde olan dünya enerji piyasasının önünde büyük bir engel olarak durmaktadır. Enerjinin, sürekliliğinin sağlanması için üretimdeki ve tüketimdeki ani değişimlere karşı depolanması gerekmektedir. Bu soruna çare olabilecek çözümlerden biri pompaj depolamalı hidroelektrik santrallerdir. Halen tüm Dünyada yapım veya planlama aşamasında olan çeşitli pompaj depolamalı hidroelektrik santral projeleri bulunmaktadır. Türkiye, hidroelektrik santralleri hakkında yeterince uzun bir tecrübeye sahip olmasına rağmen, yapım aşamasında ve işletmede hiçbir pompaj depolamalı santrali bulunmamaktadır. Bu tez çalışmasında dünyada ve ülkemizde mevcut PDHES'ler incelenerek, Oymapınar hidroelektrik santrali rezervuarının alt rezervuar olarak kullanıldığı ve 372 m kotunda $1.000.000 \text{ m}^3$ - $2.500.000 \text{ m}^3$ - $5.000.000 \text{ m}^3$ 'lük 3 farklı üst rezervuar hacmi baz alınarak; 400 m uzunluğunda, 3 m çapında beton kaplamalı 1 adet enerji tüneli, 500 m uzunluğunda ve 5 m çapında 1 adet kuyruk suyu tüneli, -10 m kotunda 1 adet santral binası, Santral binası içinde 3 adet türbin ve alt rezervuar olarak da Oymapınar HES Rezervuarının kullanılması planlanmıştır. Yapılan tasarım çalışması analitik hesaplamalar ile yapılarak, hesaplamalar sonucunda her bir senaryo için 109.607.378 \$ – 164.004.771 \$ – 208.362.094 \$ yatırım bedeli ve 13-9-10 yıllık rantabilite oranı bulunmuştur.

Bilim Kodu : 92803
Anahtar Kelimeler : Hidroelektrik santraller, enerjinin depolanması, pompaj depolama, Türkiye elektrik piyasası
Sayfa Adedi : 103
Danışman : Doç. Dr. Mustafa Bahadır ÖZDEMİR

DESIGN OF HYDROELECTRIC PLANT WITH PUMPING STORAGE

(M. Sc. Thesis)

Önder ÇİÇEK

GAZİ UNIVERSITY

GRADUATE SCHOOL OF NATURAL AND APPLIED SCIENCES

October 2021

ABSTRACT

Due to the decrease in fossil fuels, global warming problems and ever-increasing energy demand, renewable and clean energy has gained importance today. However, the limited number of renewable energy sources stands as a major obstacle in front of the world energy market, which is in a new restructuring. In order to ensure the continuity of energy, it must be stored against sudden changes in production and consumption. One of the solutions that can solve this problem is pumped storage hydroelectric power plants. There are various pumped storage hydroelectric power plant projects under construction or planning all over the world. Although Turkey has a sufficiently long experience with hydroelectric power plants, there are no pumped storage power plants under construction and in operation. In this thesis study, existing PDHES in the world and in our country are examined, and on the basis of 3 different upper reservoir volumes of $1.000.000 \text{ m}^3$ - $2.500.000 \text{ m}^3$ - $5.000.000 \text{ m}^3$ at 372 m elevation, where the Oymapınar hydroelectric power plant reservoir is used as the lower reservoir; 400 m long, 3 m diameter concrete-coated energy tunnel, 500 m long and 5 m diameter tailwater tunnel, 1 powerhouse at -10 m elevation, 3 turbines in the power plant and the use of Oymapınar HES Reservoir as a sub-reservoir has been planned. The design work was done with analytical calculations, and as a result of the calculations, 109.607.378 \$ - 164.004.771 \$ - 208.362.094 \$ investment cost and 13-9-10 year profitability ratio were found for each scenario.

Science Code : 93008

Key Words : Hydroelectric power plants, storage of energy, pump storage, Turkish electricity market, ignition control system, electronic control unit, control with micro controller

Page Number : 103

Supervisor : Doç. Dr. Mustafa Bahadır ÖZDEMİR

TEŞEKKÜR

Bu tez çalışmasının her aşamasında yardımlarını esirgemeyen danışman hocam, Doç. Dr. Mustafa Bahadır ÖZDEMİR'e, sabırla beni destekleyen ve manevi katkılarını sonuna kadar esirgemeyen değerli aileme, eşime teşekkürlerimi ve sevgilerimi sunarım.



İÇİNDEKİLER

	Sayfa
ÖZET	iv
ABSTRACT.....	v
TEŞEKKÜR.....	vi
İÇİNDEKİLER	vii
ÇİZELGELERİN LİSTESİ.....	x
ŞEKİLLERİN LİSTESİ.....	xi
RESİMLERİN LİSTESİ	xiii
HARİTALARIN LİSTESİ.....	xiv
SİMGELER VE KISALTMALAR.....	xv
1. GİRİŞ.....	1
2. LİTERATÜR.....	21
3. HİDROELEKTRİK SANTRALLER.....	27
3.1. Dünya’da Hidroelektrik Enerji.....	28
3.2. Türkiye’nin Hidroelektrik Enerji Potansiyeli.....	29
3.3. Hidroelektrik Santrallerin Genel Yapısı.....	31
3.3.1. Hidroelektrik santrallerin önemli üniteleri ve görevleri.....	31
3.4. Hidroelektrik Santrallerin Diğer Santrallere Göre Avantajları	35
3.5. Hidroelektrik Santrallerinin Diğer Santrallere Göre Dezavantajları.....	35
4. POMPAJ DEPOLAMALI HİDROELEKTRİK SANTRALLER (PDHES) VE UYGULAMALARI	37
4.1. Pompaj Depolamalı Hidroelektrik Santrallerin Tarihçesi	37
4.2. PDHES’lerin Yapısı	38
4.3. Pompaj Depolamalı Hidroelektrik Santral Çeşitleri	40
4.4. PDHES’lerin Olumlu ve Olumsuz Yönleri.....	41
4.5. Prens’ler İçin İstenen Site Özellikleri	42

	Sayfa
4.6. PDHES’lerin Dünyadaki Durumu.....	43
4.7. Dünyadaki Bazı PDHES’lerden Örnekler.....	46
4.8. Türkiye’de PDHES Çalışmaları.....	50
4.8.1. PDHES’lerin bölgesel arz güvenliğine göre incelenmesi	52
4.9. PDHES Uygulamasının Etkisi	58
4.10. Azami Talep İçin Elektrik Üretimi Ekonomisi	58
4.11. Enerji Depolama İşlevinden Faydalanma	60
4.11.1. Mevcut elektrik piyasasında işlem ücretleri	60
4.11.2. Mevcut elektrik piyasasında enerji depolama işlevinden elde edilen fayda.....	61
4.12. Yan Hizmetlere Faydası.....	62
4.12.1. Avrupa ülkelerinin sistem hizmet tarifeleri	63
4.12.2. Avrupa ülkelerinin sistem hizmet tarifelerine dayanarak yan hizmet temininin değeri	65
4.12.3. Aşırı düşük talep esnasında üretimin bastırılmasından kaçınma	66
5. OYMAPINAR PDHES SANTRALİ TASARIMI.....	69
5.1. Projenin Tanımı.....	69
5.2. Proje Sahası	70
5.3. İklim	71
5.4. Depremler.....	73
5.5. Jeolojik Yapı	74
5.6. Yerleşim Düzeni.....	75
5.7. Güç Merkezi Tipi	75
5.8. Proje ile ilgili Yapılan Hesaplamalar	76
5.8.1. Enerji.....	76
5.8.2. Verim	77
5.8.3. Hidroelektrik santralin gücünün hesaplanması	78

	Sayfa
5.8.4. Proje kapsamında kullanılacak türbin tipi.....	81
5.8.5. Türbinlerin pompalama modunda kullandıkları gücün hesaplanması	83
5.8.6. Sistemin çalışma şekli	84
5.8.7. Kurulacak tesisler.....	86
5.8.8. İletim hattı	87
5.8.9. Enerji gideri.....	87
5.8.10. Enerji faydası	87
5.8.11. Pik güç faydası	87
5.8.12. Maliyet	88
6. SONUÇ VE ÖNERİLER	93
KAYNAKÇA.....	97
ÖZGEÇMİŞ.....	103

ÇİZELGELERİN LİSTESİ

Çizelge	Sayfa
Çizelge 1.1. 2016-2018 yılları arası azami talep ile asgari talep miktarları	8
Çizelge 1.2. Enerji kaynaklarının bileşim eğrileri rakamlara dayanarak aşağıdaki özellikler ortaya konmaktadır	8
Çizelge 1.3. Komşu ülkeler ile ara bağlantıların ana hattı	10
Çizelge 1.4. Elektrik ithalatı eğilimleri	10
Çizelge 1.5. Elektrik ihracatı eğilimleri	11
Çizelge 3.1. Türkiye HES potansiyel durumu	30
Çizelge 4.1. Gidiş-dönüş verimliliği & PDHES çalışma verimliliği	40
Çizelge 4.2. Ülkemizdeki PDHES çalışmalarının gelişimi	51
Çizelge 4.3. EİE pompaj depolamalı hidroelektrik santral projeleri	54
Çizelge 4.4. Yakıt maliyet çizelgesi	59
Çizelge 4.5. Üretim kaynaklarına göre maliyet çizelgesi	60
Çizelge 4.6. Avrupa ülkelerinde sistem hizmet tarifeleri	64
Çizelge 5.1. Oymapınar PDHES projesi yatırım bedeli yaklaşık maliyet çizelgesi	89
Çizelge 5.2. Oymapınar PDHES projesinin ana karakteristikleri	91
Çizelge 6.1. Tasarım çıktıları	94
Çizelge 6.2. Yenilenebilir enerji kaynak tiplerine göre santral maliyetleri	94

ŞEKİLLERİN LİSTESİ

Şekil	Sayfa
Şekil 1.1. Enerji piyasası gelişim süreci	3
Şekil 1.2. 2008–2018 yılları arasında Türkiye puant güç ve enerji talebi	6
Şekil 1.3. 2008–2018 yılları arasında Türkiye’de gerçekleşen enerji tüketimi grafiği...	6
Şekil 1.4. Her ayın üçüncü çarşambasındaki günlük yük eğrisi	7
Şekil 1.5. Elektrik piyasalarının genel mekanizmaları	12
Şekil 1.6. Dünyada elektrik piyasasının serbestleşmesi haritası.....	14
Şekil 1.7. Türkiye’de elektriğin piyasa yapısı	15
Şekil 1.8. Türkiye’de elektrik piyasası gelişim aşamaları	16
Şekil 1.9. Türkiye elektrik piyasası.....	17
Şekil 1.10. 2012-2017 yılları arasındaki elektrik piyasaları katılım oranları	17
Şekil 1.11. GÖP piyasa yapısı.....	18
Şekil 1.12. DGP piyasa yapısı.....	20
Şekil 3.1. Hidrolik çevrim.....	27
Şekil 3.2. 2020 yılında hidroelektrik kurulu gücü	29
Şekil 3.3. Türkiye kurulu gücünün birincil enerji kaynaklarına göre gelişimi (2009-2019)	30
Şekil 3.4. Hidroelektrik santralin genel yapısı.....	31
Şekil 4.1. PDHES sisteminin elemanları	40
Şekil 4.2. Dünyadaki enerji depolama sistemlerinin kullanımı	43
Şekil 4.3. Avrupa’nın PDHES kurulu gücü (2016)	44
Şekil 4.4. PDHES’in planlanma aşamaları	50
Şekil 4.5. 2018 yılı bölgesel elektrik tüketim payı.	52
Şekil 4.6. 2018 yılı bölgesel elektrik üretim payı	53
Şekil 4.7. Türkiye’de önerilen PDHES sahaları	55
Şekil 4.8. 2010-2019 yılları arası SMF çizelgesi.....	61

Şekil	Sayfa
Şekil 4.9. PDHES'in bir haftalık işletme simülasyonu.....	62
Şekil 4.10. Yan hizmetler terimler sözlüğü	65
Şekil 4.11. Talep boyutuna dair çizgi çizelge	67
Şekil 5.1. Aylık ortalama yağış/yağmur	72
Şekil 5.2. Aylık ortalama sıcaklık.....	72
Şekil 5.3. Antalya iklim koşulları	73
Şekil 5.4. Güç merkezi yönünden su yolu inşaat maliyetinin karşılaştırması	76
Şekil 5.5. Tersinir ve çift tip türbinler.....	82
Şekil 5.6. Francis tipi türbin kesiti.	82
Şekil 5.7. Tasarlanmış olduğumuz PDHES	85
Şekil 5.8. Tasarlanmış olduğumuz PDHES'in çalışma şeması.....	85

RESİMLERİN LİSTESİ

Resim	Sayfa
Resim 4.1. Japonya- Okinawa PDHES.....	46
Resim 4.2. Amerika–Ludington PDHES.....	47
Resim 4.3. İtalya-1992 Presenzano PDHES (1000 MW)	47
Resim 4.4. Goldisthal PDHES, 300 MW.....	48
Resim 4.5. Waldeck I PDHES (120 MW) ve Waldeck II PDHES (480 MW).....	48
Resim 4.6. Avusturya-2008 Kopswerk-2 PDHES (450 MW).....	49
Resim 4.7. Dünyanın en büyük PDHES’i Kannagawa.....	49
Resim 5.1. Oymapınar HES yerleşim planı	71

HARİTALARIN LİSTESİ

Harita	Sayfa
Harita 5.1. Türkiye deprem tehlike haritası	73
Harita 5.2. Proje sahasının deprem haritasındaki yeri	74



SİMGELER VE KISALTMALAR

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

Simgeler	Açıklamalar
D_3	Türbin Çark Çapı
GWh	Gigawatt Saat
H	Düşü Yüksekliği
h	Hidroelektrik Makinelerin Verim Katsayısı
h	Maksimum Verim
H_d	Net Düşü
Hn	Net Düşü
Ho	Brüt Düşü
Km	Kilometre
kW	Kilowatt
kWh	Kilowatt Saat
m	Fonksiyon Merkezi
m^3	Metreküp
MW	Megawatt
MWh	Megawatt Saat
n	Türbin Devir Sayısı
n_s	Türbin Özgül Hızı
P	Hidroelektrik Santralin Kurulum Gücü
Q	Debi
γ	Suyun Birim Ağırlığı
ΔH	Toplam Hidrolik Kayıp
η_g	Jeneratör Verimi
η_r	Trafo Verimi
η_t	Türbin Verimi
σ	Fonksiyon Genişliği

Kısaltmalar	Açıklamalar
AIAA	American Institute of Aeronautics and Astronautics (Amerikan Havacılık ve Uzay Enstitüsü)
BHD	Basınçlı Hava Depolama
BP	British Petroleum
DGP	Dengeleme Güç Piyasası
DPT	Devlet Planlama Teşkilatı
DSİ	Devlet Su İşleri
EİE	Elektrik İşleri Etüt İdaresi
EPDK	Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu
ETKB	Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı
GİP	Gün İçi Piyasa
GÖP	Gün Öncesi Piyasa
HES	Hidroelektrik Santral
JICA	Japan International Cooperation Agency (Japonya Uluslararası İş birliği Ajansı)
PDHES	Pompaj Depolamalı Hidroelektrik Santral
PTF	Piyasa Takas Fiyatı
SHDES	Sıkıştırılmış Hava Depolamalı Santral
SMF	Sistem Marjinal Fiyatı
TEİAŞ	Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketi
YEGM	Yenilenebilir Enerji Genel Müdürlüğü
YEK	Yenilenebilir Enerji Kaynakları

1. GİRİŞ

Enerji, tüm dünyada gelişmenin ana unsurlarından biridir. Fosil yakıt kaynaklarının tükenmesi, fosil yakıt maliyetlerinin artması, küresel ısınma, yerel kirlilik ve enerji talebindeki artışlar nedeniyle; yenilenebilir enerji kaynakları tarihteki tüm zamanlardan daha önemli hale gelmiştir [1] ve [2]. Yenilenebilir enerji kaynaklarının ürettikleri güç miktarı mevsimler, aylar, günler, saatler vb. birçok faktöre bağlı olarak değiştiği için sürekli güç üretemezler. Sürekli güç üretimini söz konusu olmadığı göz önüne alındığı takdirde, enerjinin depolanması fikrinin ne kadar önemli olduğu ortaya çıkmaktadır. Enerjinin depolanması probleminin çözümü için bilinen en eski yöntem büyük çapta enerji depolamayı mümkün kılan bir teknoloji olan pompaj depolamalı hidroelektrik santralidir (PDHES). Pompalanan depolama tesisleri, bir baraj kapağı ile birbirine bağlı farklı yüksekliklerde iki su deposundan oluşur. Yoğun olmayan dönemlerde, yoğun dönemlerde düşük rezervuara boşaltmak amacıyla, suyu üst rezervuara aktarmak için pompalar kullanılır. Pompaj depolamalı hidroelektrik santrali (PDHES), Rüzgar Enerji Santrali (RES) ve Güneş Enerji Santrali (GES) gibi kesintili kaynakları dengelemek için kullanılabilecek tek yenilenebilir enerji kaynağı olması da ayrı bir avantajlı kısımdır. Çünkü Pompaj Depolamalı Hidroelektrik Santrali (PDHES) artan yük talebini karşılayabilir ve aynı zamanda sera gazı emisyonlarının azaltılmasına katkıda bulunabilir [3]. Tüm bunlara ek olarak, operasyonel esneklikleri ve sistem talebindeki değişikliklere veya elektriğin spot fiyatına hızlı bir şekilde cevap verebilme yetenekleri, yakıt maliyetini düşürmeyi mümkün kılan özellikleri bulunmaktadır [4].

Pompaj depolamalı hidroelektrik santrali (PDHES) dünyada ve Türkiye'de gün geçtikçe daha cazip hale geliyor. Ancak, öncelikle elektrik piyasasının, idari ve altyapı bakış açısına göre detaylı olarak incelenmesi gerekmektedir. Bu çalışmanın temel amacı, örnek bir pompaj depolamalı hidroelektrik santralinin (PDHES) tasarımıdır. Bir PDHES, kendisine “enerji santrali” adı verilmiş olsa dahi yalnızca güç üretiminde bulunmakla kalmaz. Elektrik enerjisinin arz ve talep durumuna göre elektrik enerjisini depolayabilir de. Dahası, kısa süre içinde arz ve talep dengesindeki değişiklikleri özümseme ve sistem frekansını her zaman sabit tutma konularında da mükemmel bir yetiye sahiptir. Sonuç olarak, PDHES’in değeri gereğince değerlendirilirse, mevcut halde dahi ekonomik olması ve gelecekte daha da ekonomik hale gelmesi beklenmektedir, çünkü arz ve talep dengesindeki dalgalanma faktörü, rüzgar enerjisi santrallerine verilen kalkınma teşvikiyle artmaktadır.

Bu bölümde Türkiye’deki enerji ve güç sektörünü hakkında bilgi verilmektedir. Yabancı ülkelerdeki enerji bağımlılığı, enerji endüstrilerinin organizasyonlar içindeki rolleri ve enerji gelişim planındaki süreç serbestliği temel alınarak enerji politikası özellikle anlatılmaya çalışılmıştır.

Enerji kaynakları

Enerjinin birçok farklı türü vardır. Bunlar ısı enerjisi, potansiyel enerji, kinetik enerji, elektrik enerjisi vb. formlar ile karşımıza çıkabilir. Yaşamın devam etmesi için gerekli enerji, genelde potansiyel (depolanabilen) ve kinetik (hareket ile elde edilen) enerji olarak iki sınıfa ayrılır [5]. Bu sınıflandırmalar neticesinde enerji kaynakları en genel anlamıyla enerjiyi elde edeceğimiz kaynaklar olarak nitelendirilir ve iki gruba ayrılır [6]

- 1) Fosil (Tükenebilir-Yenilenemeyen) Enerji Kaynakları
- 2) Doğal (Tükenebilir-Yenilenebilir) Enerji Kaynakları.

Fosil enerji kaynakları kömür, doğalgaz, petrol ve uranyumdan (nükleer enerji) oluşurken; doğal enerji kaynakları; güneş, rüzgâr, jeotermal, biyokütle, dalga ve gelgit, hidrojen ve hidroelektrikten oluşmaktadır.

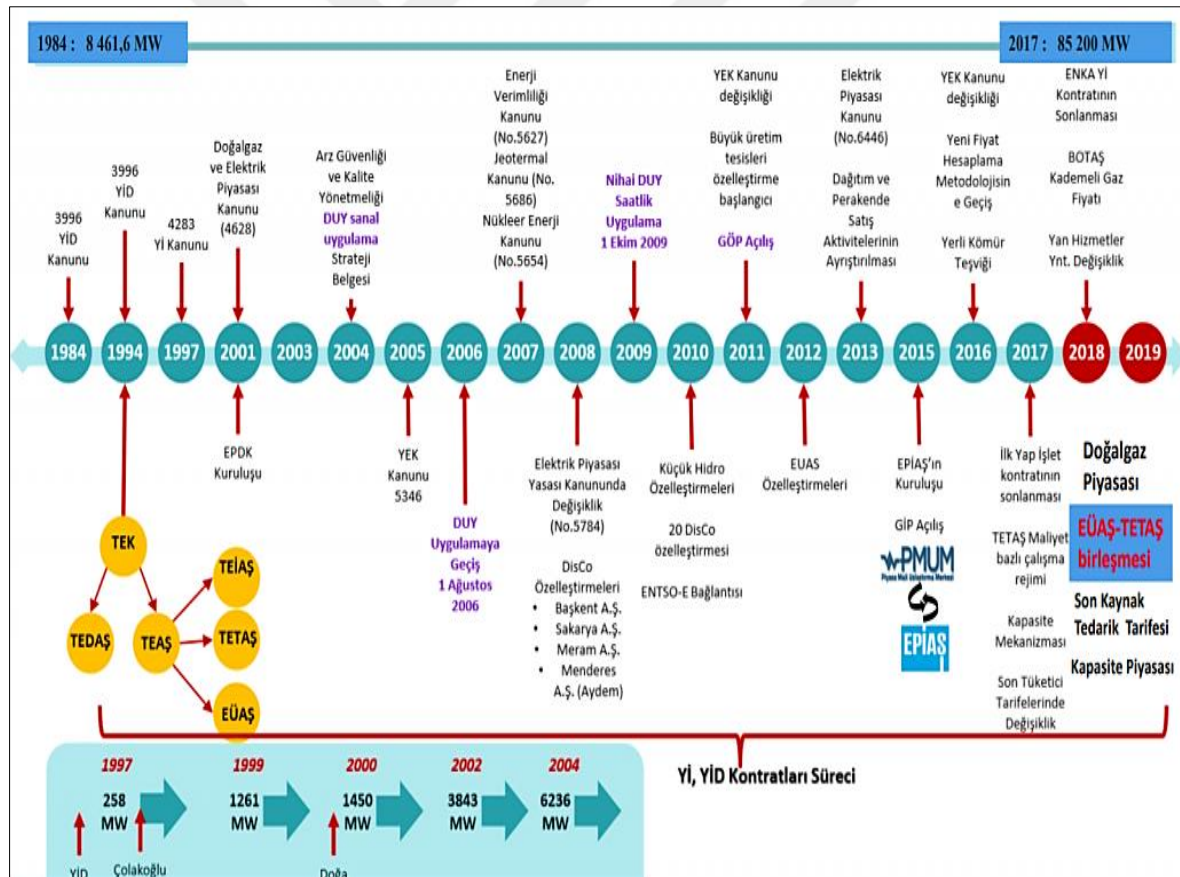
Dünyada enerji görünümü

BP 2020 Dünya Enerji İstatistik Görünümü Raporu’na göre, 2019’da toplam küresel elektrik üretimi 27009 TWh ulaştı. 2019’da Dünya genelinde elektrik 9824 TWh kömürden, 6297,9 TWh doğalgazdan, 4222,2 TWh hidroelektrik enerji kaynaklarından üretildi. Nükleer enerjiden 2796 TWh ve yenilenebilir enerji kaynaklarından da 2805,5 TWh elektrik üretimi yapıldı. 2019 yılında kömürden elektrik üretiminde 4853,7 TWh ile Çin ilk sırada yer aldı. Onu, 1137,4 TWh üretimiyle Hindistan ve 1134,4 TWh ile ABD takip etti. Hidrokarbon kaynakları bakımından zengin Suudi Arabistan, Birleşik Arap Emirlikleri (BAE) ve Mısır’da ise kömürden elektrik üretimi yapılmadı. Rapora göre, Çin’de elektrik üretimi önceki yıla göre yüzde 4,7 artarak 7503,4 TWh yükseldi. Böylece küresel elektrik tüketiminin yaklaşık yüzde 28’i Çin’de gerçekleşti [7]. Fosil kaynaklı yakıtlardan nükleer ise önceki yıla göre %3,54 oranında payını arttırarak 2796 TWh ulaşmıştır. Rüzgar, güneş ısı, hidrolik,

jeotermal gibi diğer yenilenebilir kaynaklar da önceki yıllara oranla ivmelenen bir artış göstermiştir [7].

Elektrik enerjisi sektörü

Türkiye’de enerji piyasasına geçişin ilk adımı olarak 3396 Yap-İşlet Devret (YİD) Kanunu kabul edilebilir. 2001 yılında yayımlanan 4628 Sayılı Elektrik Piyasası Kanunu ile Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu “EPDK” kurularak elektrik/enerji piyasasının temelleri atılmıştır. Önceki devlet kuruluşu olan Türkiye Elektrik Kurumu “TEK”, üretim, iletim ve dağıtım olmak üzere elektrik arz aşamalarına göre kuruluşlara ayrılmaktaydı. İletim işi halen devlet tarafından yürütülmekte olup, üretim ve dağıtım işleri devlet ve özel sektör kuruluşları vasıtasıyla sağlanmaktadır. Şekil 2-1, Enerji Piyasasının gelişim sürecini göstermektedir.



Şekil 1.1. Enerji piyasası gelişim süreci [8].

Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığına bağılı olan piyasanın ilgili ana kurum ve kuruluşları;

- Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu “EPDK”, Türkiye’deki enerji piyasalarının düzenlemesinden, işleyişinden ve denetlemesinden sorumlu devlet organıdır. Şubat 2001 tarihinde kabul edilen “Enerji Piyasası Düzenleme Kurumunun Teşkilat Ve Görevleri Hakkında Kanun” metninde, EPDK’nın tanımı ve temel fonksiyonları şu şekilde belirtilmiştir:

Kamu tüzel kişiliğini haiz, idari ve mali özerkliğe sahip ve bu Kanun ile kendisine verilen görevleri yerine getirmek üzere Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu kurulmuştur. Kurum, tüzel kişilerin yetkili oldukları faaliyetleri ve bu faaliyetlerden kaynaklanan hak ve yükümlülüklerini tanımlayan Kurul onaylı lisansların verilmesinden, işletme hakkı devri kapsamındaki mevcut sözleşmelerin bu Kanun hükümlerine göre düzenlenmesinden, piyasa performansının izlenmesinden, performans standartlarının ve dağıtım ve müşteri hizmetleri yönetmeliklerinin oluşturulmasından, tadilinden ve uygulattırılmasından, denetlenmesinden, bu Kanunda yer alan fiyatlandırma esaslarını tespit etmekten, piyasa ihtiyaçlarını dikkate alarak serbest olmayan tüketicilere yapılan elektrik satışında uygulanacak fiyatlandırma esaslarını tespit etmekten ve bu fiyatlarda enflasyon nedeniyle ihtiyaç duyulacak ayarlamalara ilişkin formülleri uygulamaktan ve bunların denetlenmesinden ve piyasada bu Kanuna uygun şekilde davranılmasını sağlamaktan sorumludur.

- Elektrik Üretim Anonim Şirketi “EÜAŞ”, elektrik üretiminden sorumlu kamu iktisadi teşekkülüdür. Devlet bünyesindeki elektrik üretim tesislerinin işletilmesinden sorumludur.
- Enerji Piyasaları İşletme Anonim Şirketi “EPIAŞ”, 2015 yılı mart ayında kurulmuştur. EPIAŞ, enerji piyasalarında gerçekleşen üretim ile tüketim miktarlarına göre uzlaştırma işlemleri ve organize piyasaların yönetiminden sorumludur. EPIAŞ’ın ana hedefi ve kuruluş amaçlarından en önemlisi de, güvenilir bir şekilde referans fiyat yani kısa adıyla PTF (Piyasa Takas Fiyatı) tespit edilmesidir. EPIAŞ sorumlu bulunduğu alanlarda kendi iç düzenlemelerini yapar.
- Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketi “TEİAŞ”, Türkiye sınırlarında üretilen elektriğin iletilmesinden, enterkonnekte sistemin güvenliğınden ve dengede kalarak çalışmasından sorumludur.
- Türkiye Elektrik Dağıtım Anonim Şirketi “TEDAŞ”, Türkiye sınırları içerisinde 21 farklı bölgeye ayrılmış dağıtım şirketinin işletimini üstlendiğı şebekenin sahibi olan kamu

teşekkülüdür. Dağıtım tesislerinin kontrolünden, kabulünden ve dağıtım şirketlerinin denetlenmesinden sorumludur.

Türkiye 21 dağıtım bölgesine ayrılmıştır. 2005 yılında, 21 dağıtım şirketinden 20'si TEDAŞ'ın iştiraki olarak kurulmuş ve tüm dağıtım şirketlerinin özelleştirilmesi 2013 yılının ikinci çeyreği itibarıyla nihayetlenmiştir. Her dağıtım şirketi, dağıtım sistem operatörlüğü bakımından bölgesinde bir tekeldir ve ayrıca her biri, son zamanlarda ayrıştırmaya tabi olan perakende satış lisansına da sahiptir. Elektrik perakende piyasasının yaklaşık %80'i devlet denetiminden çıkmıştır [9]

Elektrik enerjisi talebi

Azami talep

Türkiye'de elektrik enerjisinin brüt tüketim oranı (Türkiye brüt üretimi+dış alım–dış satım) 2016 yılında %3,3 artarak 279,3 Milyar kWh olarak, 2017 yılında ise %6,5 artış ile 296,7 Milyar kWh olarak gerçekleşmiştir [9]

Ulusal enterkonnekte sisteminin yıllara sirayet eden anlık puant talebi ve enerjide olan gelişimler Çizelge 3-1'de gösterilmektedir.

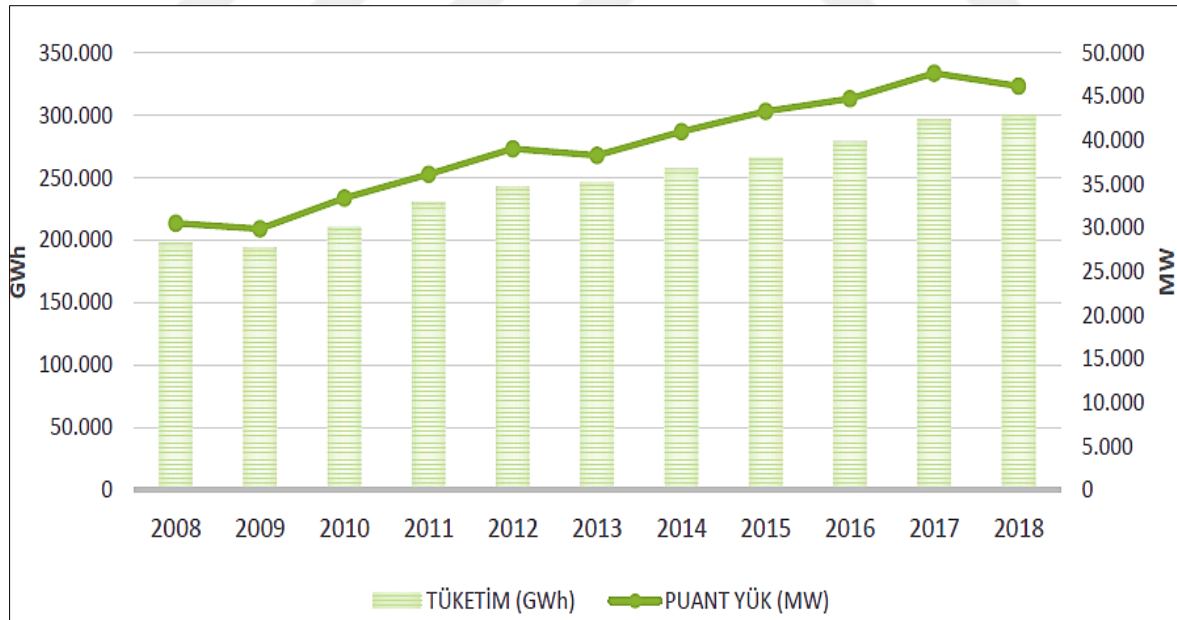
2016 yılında puant talep 44734 MW (11 Ağustos 2016, saat 14:30) , minimum yük 17448 MW (13 Eylül 2016, saat:07.00) olarak gerçekleşmiştir. Minimum yük miktarının maksimum yük miktarına oranı %39 olarak gerçekleşmiştir.

2017 yılında puant talep 47660 MW (26 Temmuz 2017, saat 14:40), minimum yük 18336 MW (26 Haziran 2017, saat 06:00) olarak gerçekleşmiştir. Minimum yük miktarının maksimum yük miktarına oranı %38 olarak gerçekleşmiştir.

2018 yılında ise puant talep 46.160 MW (01 Ağustos 2018, saat 15:20), minimum yük 18.212 MW (16 Haziran 2018, saat 06:00) olarak gerçekleşmiştir. Minimum yük miktarının maksimum yük miktarına oranı %39 olarak gerçekleşmiştir.

YIL	PUANT GÜÇ TALEBİ (MW)	ARTIŞ (%)	ENERJİ TALEBİ (GWh)	ARTIŞ (%)	MİN.YÜK (MW)	MİN.YÜK / PUANT YÜK ORANI (%)
2008	30.517	4,3	198.085	4,3	10.409	34
2009	29.870	-2,1	194.079	-2,0	11.123	37
2010	33.392	11,8	210.434	8,4	13.513	40
2011	36.122	8,2	230.306	9,4	14.822	41
2012	39.045	8,1	242.370	5,2	13.922	36
2013	38.274	-2,0	246.357	1,6	14.800	39
2014	41.003	7,1	257.220	4,4	14.927	36
2015	43.289	5,6	265.724	3,3	16.269	38
2016	44.734	3,3	279.286	5,1	17.448	39
2017	47.660	6,5	296.702	6,2	18.336	38
2018	46.160	-3,1	300.109	1,1	18.212	39

Şekil 1.2. 2008–2018 yılları arasında Türkiye puant güç ve enerji talebi [9]



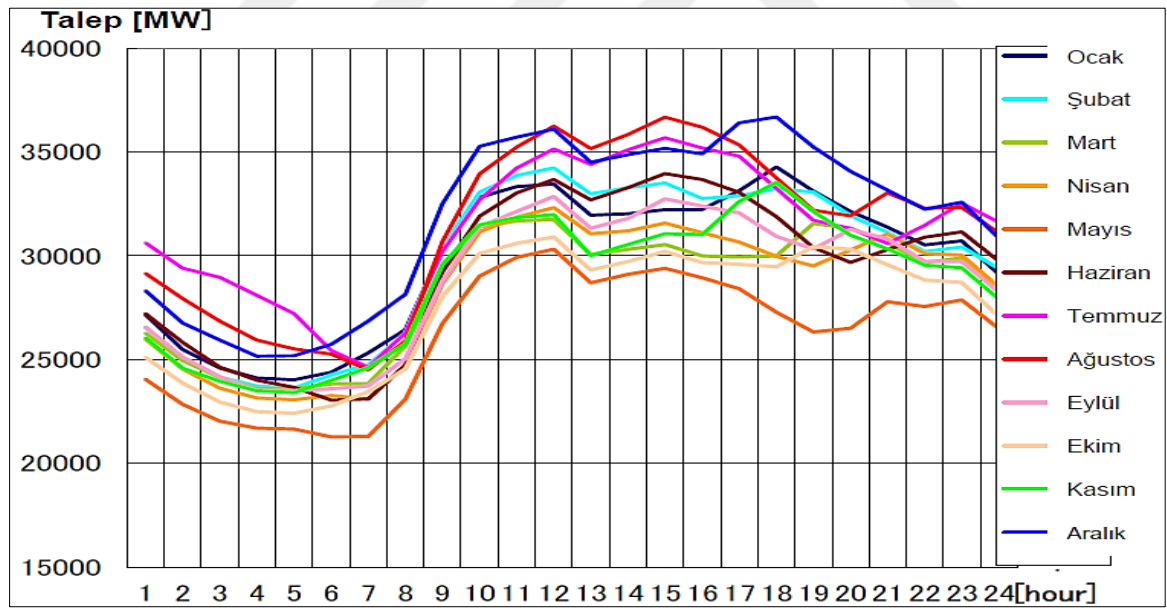
Şekil 1.3. 2008–2018 yılları arasında Türkiye’de gerçekleşen enerji tüketimi grafiği [9]

Her ayın günlük yük eğrisi

2018’de her ayın üçüncü çarşambasındaki günlük yük eğrileri, mevsimsel değişikliklerin ana hatları için incelenmiştir. Yaz ve kış aylarındaki yüksek talep ile ilkbahar ve sonbahardaki düşük talep teyit edilmiştir.

Yaz aylarında klimalardan dolayı en yoğun saat 15:00 civarında olup kış aylarında aydınlatmadan dolayı bu saat 17:00 civarında olmuştur. Yaz ve kış mevsimlerindeki azami talep neredeyse aynıdır. Gelecekte, yaz/kış talebi ile ilkbahar/sonbahar talebi arasındaki mevsimsel farklar, klima ve elektrikli ısıtma sistemleri göz önüne alındığında büyük ölçüde artacaktır.

Günlük azami yoğunluk ile asgari yoğunluk arasındaki azami fark Ağustos ayında gerçekleşmekte ve saat 07:00’deki 24498 MW’lik asgari talep, saat 15:00’deki 36671 MW’lik azami talebin yaklaşık %67’si olmuştur.



Şekil 1.4. Her ayın üçüncü çarşambasındaki günlük yük eğrisi [9]

Azami talepler ve asgari talepler

Son yıllardaki azami talepler ile asgari talepler aşağıdaki gösterilmiştir. Asgari talepler Eylül ve Haziran aylarında gerçekleşmiş ve azami taleplerin yaklaşık %40’ı kadar olmuştur.

Çizelge 1.1. 2016-2018 yılları arası azami talep ile asgari talep miktarları [9]

Yıl	Azami Talep (MW)	Gün Zaman	Asgari Talep (MW)	Gün Zaman	Asgari/Azami (%)	Azami-Asgari (MW)
2016	44341	11 Ağustos 14:00	17796	13 Eylül 06:00	40,13441285	26545
2017	47062	26 Temmuz 14:00	18851	26 Haziran 06:00	40,05567124	28211
2018	45996	3 Ağustos 17:00	18212	16 Haziran 06:00	39,59474737	27784

Enerji kalkınma planı

2018'e dek olan beş yıllık enerji kalkınma planı, TEİAŞ'ın Haziran 2014'te yayınladığı Kapasite Projeksiyonunda gösterilmektedir. Enerji kaynaklarının kalkınma planına dayanan bileşimi aşağıdaki şekildedir.

Çizelge 1.2. Enerji kaynaklarının bileşim eğrileri rakamlara dayanarak aşağıdaki özellikler ortaya konmaktadır [10]:

		2013		2014-2018		2018	
Hidro	EÜAŞ, TOR, BO, BOT	14.091		1465		15556	
	Oto Üretici, EMRA	8199		5881		14080	
	Toplam	22289	34,80%	7347	45,10%	29636	36,90%
Yağ	EÜAŞ, TOR, BO, BOT	380		0		380	
	Oto Üretici, EMRA	1060		110		1170	
	Toplam	1440	2,20%	110	0,70%	1550	1,90%
Linyit, Taş Kömürü	EÜAŞ, TOR, BO, BOT	7324		0		7324	
	Oto Üretici, EMRA	1682		1151		2833	
	Toplam	9006	14,10%	1151	7,10%	10157	12,60%
İthal Kömür	EÜAŞ, TOR, BO, BOT	1320		0		1320	
	Oto Üretici, EMRA	2593		2150		4743	
	Toplam	3913	6,10%	2150	13,20%	6063	7,50%
Gaz	EÜAŞ, TOR, BO, BOT	10011		0		10011	
	Oto Üretici, EMRA	14041		3789		17830	
	Toplam	24052	37,60%	3789	23,20%	27841	34,70%
Rüzgar, Jeotermik, Diğerleri	EÜAŞ, TOR, BO, BOT	32		0		32	
	Oto Üretici, EMRA	3275		1753		5028	
	Toplam	3308	5,20%	1752	10,70%	2060	6,30%
Toplam	EÜAŞ, TOR, BO, BOT	33158		1465		34623	
	Oto Üretici, EMRA	30850		14834		45684	
	Toplam	64008	100%	16299	100%	80307	100%
Azami Talep		38274		11016		49290	

- Yeterli kurulu kapasite mevcuttur; 2013'teki azami talebin 1,67 katıdır. Azami talepteki artış 2018'e dek beş yıl için 11016 MW olup, kurulu kapasiteleri artışın 1,48 katına eşit

olan enerji santrallerinin geliştirilmesi planlanmaktadır. Dolayısıyla, yeterli kurulu kapasite mevcuttur; 2018'deki azami talebin dahi 1.63 katıdır.

- Hidroelektriğin 2013'teki birleşik oranı %34,8'dir. 7347 MW'lık (toplam kalkınma kapasitesinin %45,1'i) hidroelektrik kalkınması 2018'e dek olan beş yıllık sürede planlanmıştır ve hidroelektriğin 2018'deki bileşik oranı %36,9'a çıkmaktadır.
- Gaz yakıtlı termik enerjinin 2013'teki bileşik oranı %37,6'dır. 3789MW'lık (toplam kalkınma kapasitesinin %23,2'si) gaz yakıtlı termik enerjinin kalkınması 2018'e dek olan beş yıllık sürede planlanmıştır ve gaz yakıtlı termik enerjinin 2018'deki bileşik oranı %34,7'e inmektedir.
- 1408 MW'lık (toplam kalkınma kapasitesinin %12,8'i) rüzgar enerjisinin kalkınması 2018'e dek olan beş yıllık sürede planlanmıştır ve rüzgar enerjisinin bileşik oranı istikrarlı bir şekilde artmaktadır. Rüzgar enerjisinin kurulu kapasitesi 2018'de 4168 MW olup, bileşik oranı %5,2'dir.

Diğer ülkelerle elektrik enerjisi alışverişi

- Türkiye'deki şebekenin ayrı bir şekilde işletilmesine rağmen, 18 Eylül 2010 tarihinden itibaren şebeke ENTSO-E adı verilen Avrupa şebekesi ile bağlantılı hale gelmiştir. İkiisi Bulgaristan'da biri de Yunanistan'da olmak üzere üç adet senkronize ara bağlantı mevcuttur ve diğer ülkelerle de senkronize olmayan ara bağlantılar vardır; Gürcistan, Ermenistan, Azerbaycan, İran, Irak ve Suriye. Bu ara bağlantılar Çizelge 3.3'te gösterilmektedir ve elektrik ithalatı ve ihracatına dair eğilimler de Çizelge 3.4 ve Çizelge 3.5'de verilmektedir.
- Ara bağlantılardaki enerji akışları, Scholar sistemi ile kontrol edilmekte ve bir önceki gün değiştirilen bir program ile işletilmektedir. Miktar, artı-eksi 175 MW ekseninde kontrol altında tutulmaktadır. Onaylanmış şirketler, ilgili ithalat ve ihracat kurallarına göre uluslararası enerji işlemlerini gerçekleştirmektedir.
- Avrupa ile olan ara bağlantıdan dolayı frekans son derece istikrarlı hale gelmiştir ve frekans kontrolü şimdilik artı-eksi 0.02 Hz dahilinde hedeflenmektedir. Frekans kontrolüne dair rezervlerin ara bağlantıdan önce 770 MW olmasına rağmen, halihazırda en yoğun talepte azami enerji tesisinde kesinti olması halinde frekans dalgalanmasını 0.02 Hz dahilinde tutacak şekilde ayarlanmış olan 236 MW'ı muhafaza etmektedirler. K değeri

hâlihazırda 2256 MW/Hz'dir ve bu rakam geçen sene 2138 MW/Hz olmuştur. Benimsenen frekans kontrol yöntemi AGC Modelidir (yöntem TBC).

Çizelge 1.3. Komşu ülkeler ile ara bağlantıların ana hattı [10]

Ülke	Trafo Merkezi	Türk tarafındaki Trafo Merkezi	Voltaj	Mesafe	Yaz Mevsiminde İletim Kapasitesi
Bulgaristan	Maritsa Doğu	Hamitabat	400 kV	158 km	832MVA
	Maritsa Doğu	Hamitabat	400 kV	149 km	1.268MVA
Gürcistan	Batum	Hopa	220 kV	28 km	240 MVA
	Ahıska	Borçka	400 kV	155 km	1.268 MVA
Ermenistan	Gümrü	Kars	220 kV	80.7 km	480 MVA
Azerbaycan	Babek	İğdır	154 kV	87.3 km	110 MVA
İran	Bazergan	Doğubeyazıt	154 kV	39.37 km	171 MVA
	Hoy	Başkale	400 kV	100 km	1.268 MVA
Irak	Zaho	PS3	400 kV	16 km	342 MVA
Suriye	Aleppo	Birecik HES	400 kV	124 km	845 MVA
Yunanistan	Filbeüi	Babaeski	400 kV	128 km	1.268 MVA

Çizelge 1.4. Elektrik ithalatı eğilimleri [9]

Birim (Unit): GWh

İTHAL EDİLEN ELEKTRİK ENERJİSİNİN YILLAR İTİBARIYLA DAĞILIMI									
ÜLKELER	COUNTRIES	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Bulgaristan	Bulgaria	0,0	0,0	2.094,1	3.966,8	4.571,2	5.300,7	4.842,0	4.587,0
Gürcistan	Georgia	182,1	303,2	218,5	79,0	3,3	293,9	417,5	1.039,3
Azerbaycan	Azerbaijan	125,3	156,0	329,9	277,4	276,7	102,7	0,0	0,0
Türkmenistan-(İran)	Turkmenistan-(Iran)	504,5	684,6	1.074,6	1.499,7	2.405,0	2.252,0	1.867,7	635,8
Yunanistan	Greece	0,0	0,0	838,7	3,7	173,2	4,0	8,4	68,3
TOPLAM		812,0	1.143,8	4.555,8	5.826,7	7.429,4	7.953,3	7.135,5	6.330,3

Çizelge 1.5. Elektrik ihracatı eğilimleri [9]

Birim (Unit): GWh

İHRAÇ EDİLEN ELEKTRİK ENERJİSİNİN YILLAR İTİBARIYLA DAĞILIMI									
ÜLKELER	COUNTRIES	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Gürcistan	Georgia	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,9	2,2	0,0
Bulgaristan	Bulgaria			621,8	1,7	0,2	0,2	1,9	3,1
Yunanistan	Greece	0,0	0,0	1790,3	1704,9	804,7	1909,4	2818,6	1444,3
Azerbaycan	Azerbaijan	0,1	0,3	19,4	12,9	0,2	0,1	0,0	0,0
Türkmenistan-(İran)	Turkmenistan-(Iran)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	371,8	0,0
Irak	Iraq	1215,0	1288,1	42,5	0,0	421,6	785,4	0,0	0,0
Suriye	Syria	330,7	629,1	1170,6	1234,1	0,0	0,0	0,0	4,3
T O P L A M		1545,8	1917,6	3644,6	2953,6	1226,7	2696,0	3194,5	1451,7

Elektrik enerjisi piyasası*Dünya’da elektrik enerjisi piyasası*

1980’li yıllarda Şili’de kendilerine Chicago Boys adını veren iktisatçıların adımları ile başlayan ve ardından Birleşik Krallık’ta sıçrayan rekabetçi piyasa yapısına geçiş aşaması, çoğu ülkede gelişim sürecine etki etmiştir. Hem OECD’ye üye ülkeler, hem de OECD dışında kalan diğer ülkeler rekabetçi elektrik piyasalarını oluşturmaya başlamışlardır. Bununla amaçlanan arz güvenliğinin sağlanarak kamu şirketlerinin daha etkin ve verimli çalışması, tüketici maliyetlerinin minimum seviyede tutulduğu bir sistem yaratmaktır [11].

Elektrik piyasası mekanizmaları beş temel kategoriye ayrılarak değerlendirilebilir. Bunlar, Entegrasyon, Tek-Alıcılı Piyasa, Ayrışma, Toptan Satış Piyasaları ve Perakende Rekabetidir. Elektrik piyasa yapısında özel sektör kuruluşlarının görev alanı arttıkça kamu şirketlerinin ya da tekel yapıların etkileri azalmakta, taşıdıkları görev ve sorumluluklar özel teşebbüslerce yerine getirilmektedir [11].



Şekil 1.5. Elektrik piyasalarının genel mekanizmaları [12]

Şekil 3-4'te görülen elektrik piyasası mekanizmaları incelendiğinde;

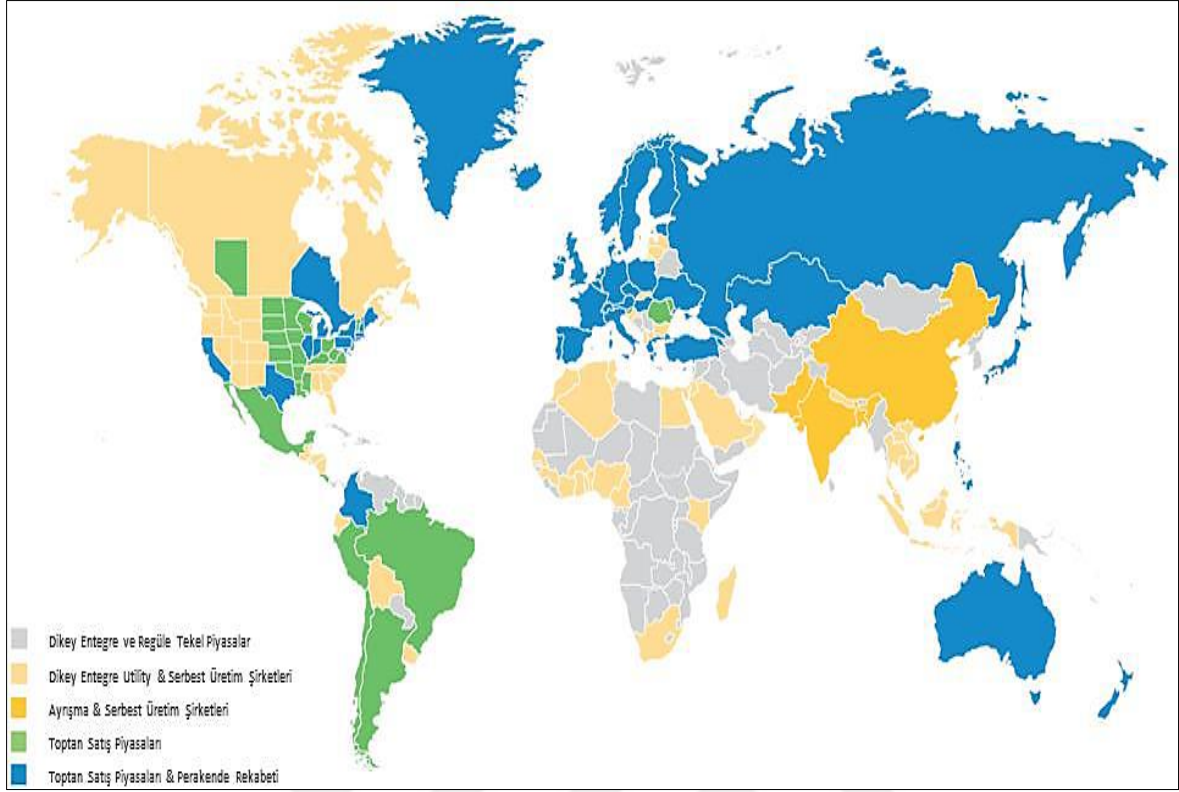
Dikey Entegrasyon yapılarında üretim, iletim, dağıtım ve perakende satış işlemleri bir tek şirketin portföyü altında birleşmektedir. Tekel yapı tipi olan bu yapının sahibi, kamu şirketi olabileceği gibi özel bir şirket de olabilmektedir. Elektrik piyasalarının tarihi süreçlerine bakıldığında neredeyse tamamı dikey entegre yapıdaki tekel piyasa yapılarından evrilmiştir. Uluslararası Enerji Ajansı (IEA) tarafından 2012 yılında bir çalışma yapılmış ve yapılan bu çalışma sonucunda, dünyada tüketilen toplam elektriğin yaklaşık %6'sının tekel piyasa yapısında olan elektrik piyasalarından sağlandığı anlaşılmıştır [12].

Tek-Alıcılı Piyasalar, rekabetin çok kolay olduğu elektrik piyasa mekanizmalarıdır. Bu mekanizma yapısında bağımsız şirketlerin bünyesinde yer alan santrallerin ürettiği elektriği, önceden belirlenmiş olan fiyata dikey yapıdaki bir kuruluşa satılabilmektedir. Böylelikle garanti edilmiş bir nakit akışı ile projenin finansmanı da sağlanmış olmaktadır. Amerika Birleşik Devletleri'nin 1970'lerde Kamu Kurumları Regülasyon Politikası Yasası (PURPA) çerçevesinde hayata geçirdiği uygulamalar, Afrika, Asya ve Ortadoğu ülkelerinde ihalesi tamamlanan birçok santral projelerine örnek teşkil etmiştir. Özellikle alım garantisine sahip yüksek kapasiteli yenilenebilir enerji projeleri incelendiğinde, proje maliyeti bir rekabet ortamına neden olduğundan, Tek-Alıcılı Piyasa mekanizmasının etkili bir yaklaşım olduğu düşünülmektedir (<https://www.worldenergy.org/about-us/annual-reports>, 2018). Uzun süreli alım garantisine sahip yenilenebilir enerji projelerine örnek olması için bakılan; Fas'taki yapılan bir rüzgar çiftliği projesinin 30-35 \$/MWh maliyetle, [12]. Suudi Arabistan'daki 300 MW'lık Sakaka güneş çiftliğinin ise 17,9 \$/MWh maliyetle bittiği anlaşılmaktadır [13].

Ayrışmanın tamamlandığı piyasalarda dikey olarak yapılanmış kamuya hizmet veren şirket, görevleri ve sorumluluk alanları dikkat edilerek birçok şirkete bölünmektedir. Böylece üretim şirketleri için rekabet ortamı oluşturulurken, alt-yapı yatırımları yapan iletim ve

dağıtım şirketleri genelde regüle edilen tekeller olarak kalmaktadır. Bundan dolayı organize toptan satış piyasalarını kurmak isteyen ülkelerin ayrışma aşamasını tamamlamaları öncelikle yapmaları gerekmektedir [11]. Örneğin; yıllık elektrik tüketim miktarı çok yüksek olan Çin, elektrik reformunu 2002 yılında başlatarak, devletin bünyesinde yer alan enerji şirketini 2 ayrı dağıtım şirketine ve 5 ayrı üretim şirketine ayırmıştır [14].

Toptan Elektrik Satış Piyasalarının geçerli olduğu mekanizmalarda ise üreticiler ve alıcılar merkezi yapıdaki ticari bir platform vasıtasıyla işlemleri gerçekleştirerek piyasanın daha rekabet edilebilir bir yapıda oluşmasını sağlamaktadırlar. Rekabetçi toptan elektrik satış piyasaları, OECD'ye üye ülkelerde, Birleşik Devletlerde, Güney Amerika ve Avrupa Birliği ülkelerinde uygulanmaktadır. Avrupa Birliği, üye devletler arasında elektrik piyasalarının birleşmesini sağlayarak, organize elektrik toptan satış piyasalarına yeni bir akım getirmiştir. Piyasanın birleştirilmesi ile sosyal refahın yükselmesi istenirken, ülkelerin aralarındaki iletim kapasitesi yatırımlarının daha gerçekçi fiyatlarla yapılması hedeflenmektedir. Fransa, Almanya ve BENELUX ülkeleri arasında elektrik piyasaları birleşmesi sürecine 2010 yılında başlanarak elektrik fiyatları her ülkenin elektrik borsa yapısında, aynı anda olacak biçimde iletim kapasiteleri dikkat edilerek hesaplanma aşamasına geçilmiştir. Kuzey ve Güney Batı Avrupa ülkelerinin 2014 ve 2015 yıllarında AB'nin birleşmiş piyasa yapısına katılmasıyla birlikte üye ülke sayısı on dokuz olmuştur. Bu on dokuz ülke Avrupa Birliği'nin yıllık elektrik tüketiminin yaklaşık %65'ini oluşturmaktadır [11].



Şekil 1.6. Dünyada elektrik piyasasının serbestleşmesi haritası [11]

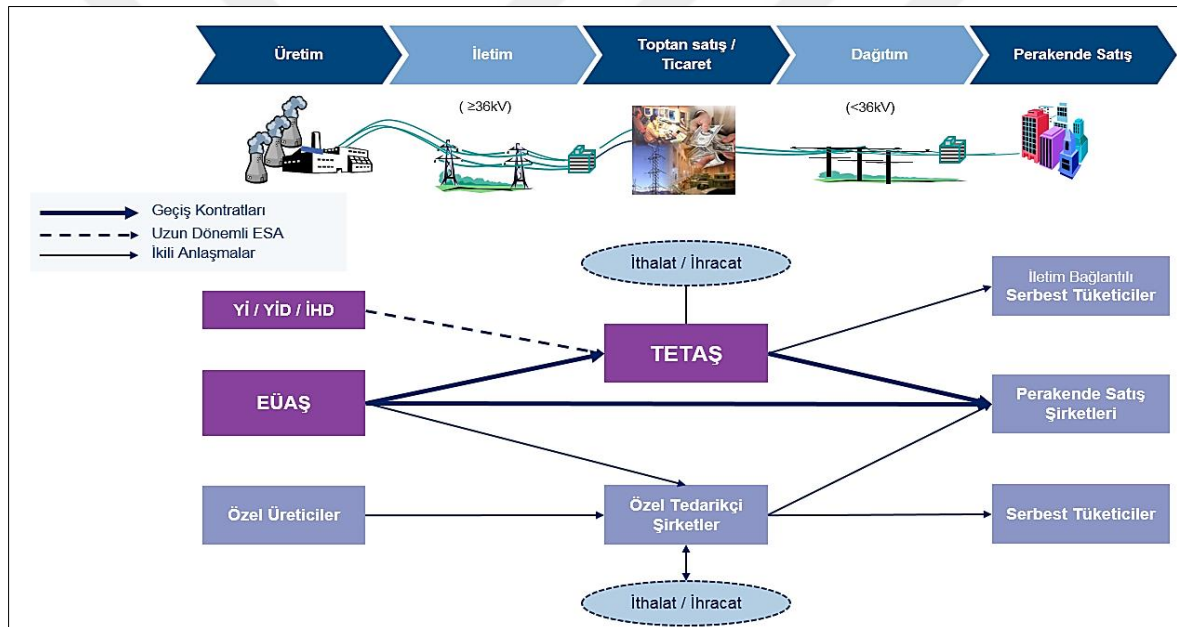
Dikey entegre piyasa yapılarının ayrıştırılmasıyla kurulan organize toptan elektrik satış piyasalarında, serbestleşmenin tam anlamıyla sağlanabilmesi için perakende elektrik rekabetine izin verilmesi gereklidir. Böylelikle son tüketiciye kendi tedarikçilerini seçme hakkı verilerek daha düşük maliyetle elektriklerini almaları sağlanacaktır. Avustralya, Yeni Zelanda, AB ülkelerinin bir çoğu ve Türkiye gibi ülkeler perakende de serbest rekabete izin vererek son tüketicilerin daha düşük maliyetlerle elektrik satın almasına imkân sağlamıştır [11].

Türkiye elektrik enerjisi piyasası

Türkiye Elektrik Enerjisi Piyasası 1984 yılında serbestleşme sürecini başlatmış, Elektrik Piyasası Kanunu'nun 2001 yılında yayınlanması ve Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu (EPDK)'nın kurulması ile süreç hızlanmıştır. Serbestleşmenin sürecinin başlarında dikey olarak yapılandırılmış devlet şirketi olan Türkiye Elektrik Kurumunun ayrıştırılması, Yap-İşlet-Devret (YİD) ve Yap-İşlet (Yİ) gibi "Tek-Alıcılı Piyasa" modeliyle devam eden yatırımlar, özelleştirmelere başlanması, organize toptan satış piyasa yapısının kurulması ve rekabetçi perakende pazarının açılması vasıtasıyla, iç ve dış yatırımcıların Türkiye pazarına

olan ilgisini pozitif olarak etkileyerek, elektrik piyasasına ait yatırımların artmasına neden olmuştur.

Türkiye'nin ekonomik büyümesine doğru orantılı olarak artan elektrik ihtiyacı sayesinde piyasanın serbestleşme sürecini hızlandırmış ve rekabet gelişimine önemli oranda fayda sağlamıştır. Saatlik puant tüketim değeri 2012 yılında 39045 MW civarlarında iken, 2017 yılında yaklaşık %22 artarak 47659 MW civarlarına yükselmiştir. Türkiye'nin kurulu gücü TEİAŞ'ın 2018 yılı mayıs ayı verilerine dikkat edildiğinde; 2012 yılı ile karşılaştırıldığında puant miktarında iki katından daha fazla artışla yaklaşık olarak %53 büyüme ile 87041 MW seviyelerine çıkmıştır [11].

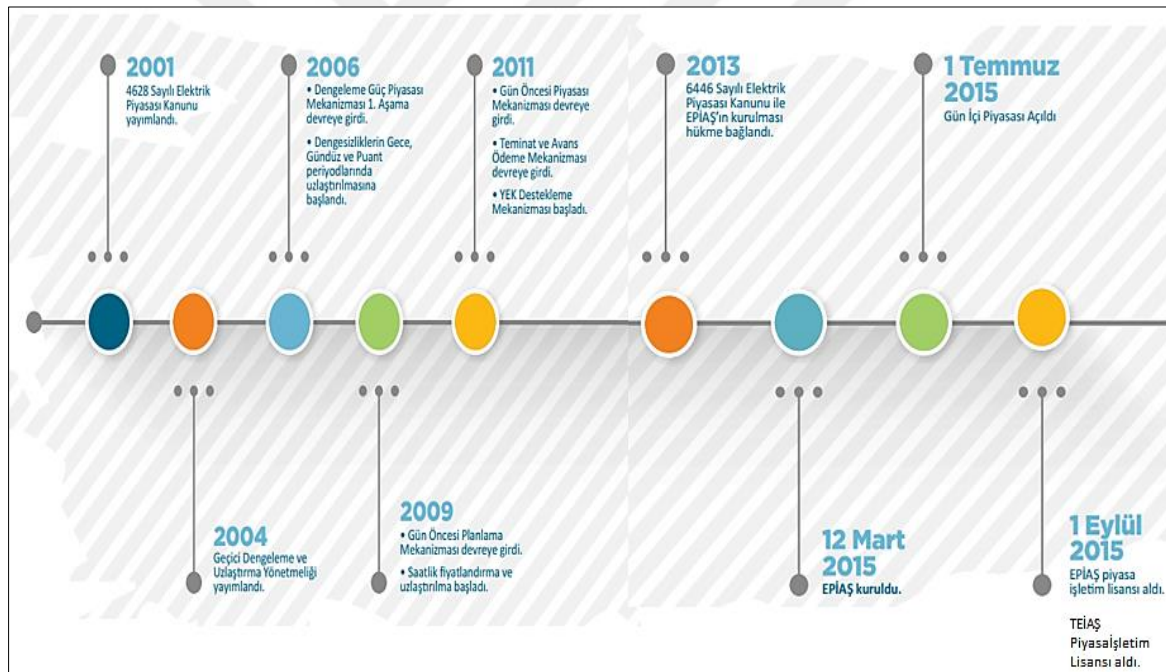


Şekil 1.7. Türkiye'de elektriğin piyasa yapısı [11]

2008 ile 2013 yılları arasında yapılan “Dağıtım Sektörü” özelleştirmeleri ile Türkiye Elektrik Piyasasının Yapısı (Şekil 1.7) nihai halini alarak, 2015 yılı içerisinde tamamen özel şirketlere aktarılan varlıklar sayesinde piyasanın serbestleşme sürecinde önemli bir nokta aşılmıştır. Ayrıca 2003 yılında ilk defa belirtilen “Serbest Tüketici Limiti”, kademeli bir şekilde indirilerek perakende satış sektöründe teorik piyasa açıklığının 2018 yılında 2000kWh/yıl olarak açıklanması ile yaklaşık % 95 seviyelerine ulaşmıştır. 2018 yılı Nisan ayı içerisinde uygulamaya geçen “Son Kaynak Tedarik Tarifesi” nin piyasalarda daha güvenilir fiyat oluşumuna büyük katkı sağlayacağı düşünülmektedir [11].

Türkiye Elektrik Piyasası hakkında yukarıda anlatılanlar neticesinde, dikey entegre yapının baş aktörü olan kamunun tekeli kırılarak üretim, satış, dağıtım ve perakende alanlarında yapılan özelleştirmeler vasıtasıyla serbestleşmenin önü açılmıştır. Ayrıca, organize toptan satış piyasaları hayat geçirilerek piyasadaki katılımcıların serbest piyasada ticaret yapmalarına imkan sağlanmış ve tüm katılımcıları ilgilendiren fiyat limitinin oluşması sağlanmıştır. 2017 yılında yapılan uygulamalar ile son tüketici piyasasındaki tarife baskısının azaltılması amaçlanmaktadır. Sistem ve arz güvenliği nedeniyle oluşan riskleri yok etmek için de Kapasite Mekanizması, Yenilenebilir Enerji kaynak Alanı (YEKA) ve yerli kömür alım ihaleleri sayesinde santral yatırımlarında çeşitlilik sağlanarak ülkenin, kurulu elektrik gücünün portföyü genişletilmeye ve çeşitlendirilmeye çalışılmaktadır [11].

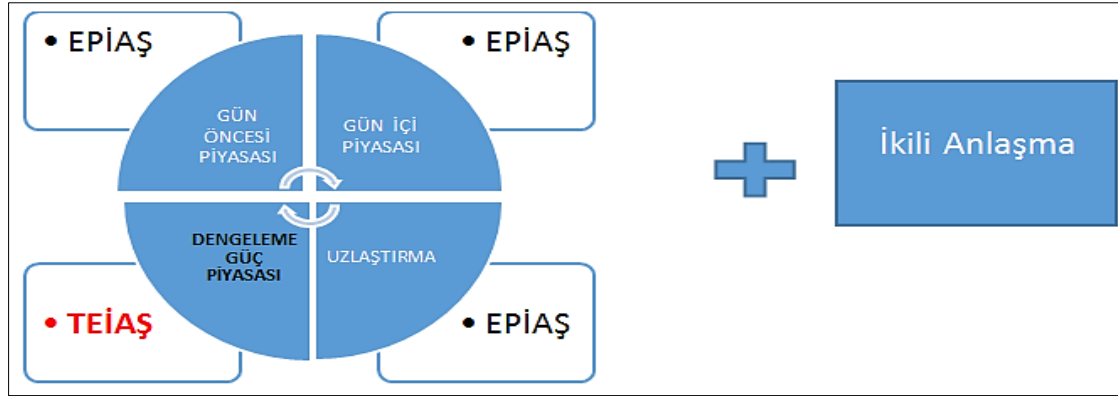
Türkiye elektrik piyasası mekanizmaları



Şekil 1.8. Türkiye’de elektrik piyasası gelişim aşamaları [11]

2011 yılında Gün Öncesi Piyasası devreye girmiş, avans ve teminat ödeme mekanizmaları devreye girmiş ve Yenilenebilir Enerji Kaynakları Destekleme Mekanizması başlamış, 2013 yılında 6446 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu yayımlanmış, bu kanunla da EPIAŞ’ın kurulması hükme bağlanmış ve 2015 yılı mart ayında da Gün İçi Piyasası devreye alınmıştır [9].

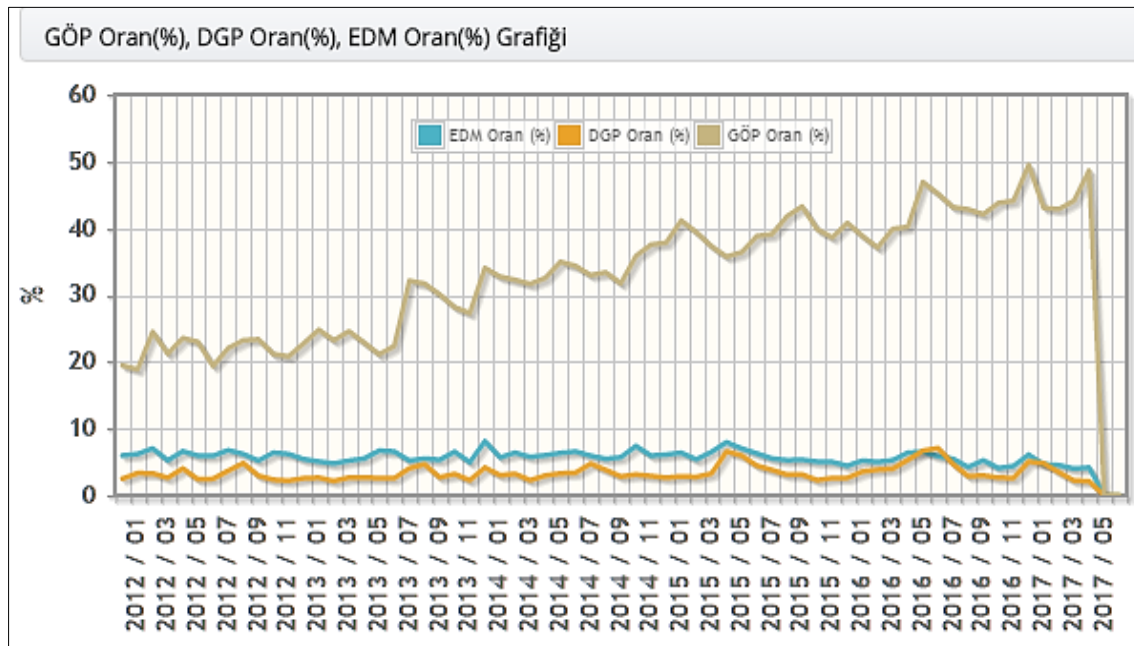
Türkiye elektrik piyasa yapısının özeti aşağıdaki Çizelgede görülebilir.



Şekil 1.9. Türkiye elektrik piyasası [11]

EPIAŞ kuruluncaya kadar, piyasa faaliyetleri TEİAŞ'a bağlı Piyasa Mali Uzlaştırma Dairesi Başkanlığı tarafından yürütülmekteyken, EPIAŞ'ın 2015 yılında faaliyete geçmesiyle;

- Gün Öncesi Piyasası (GÖP)
- Gün İçi Piyasası (GİP)
- Uzlaştırma işlemleri EPIAŞ tarafından,
- Dengeleme Güç Piyasası ise TEİAŞ tarafından yönetilmektedir. (TEİAŞ, iletim lisansına ve piyasa işletme lisansına sahiptir.)

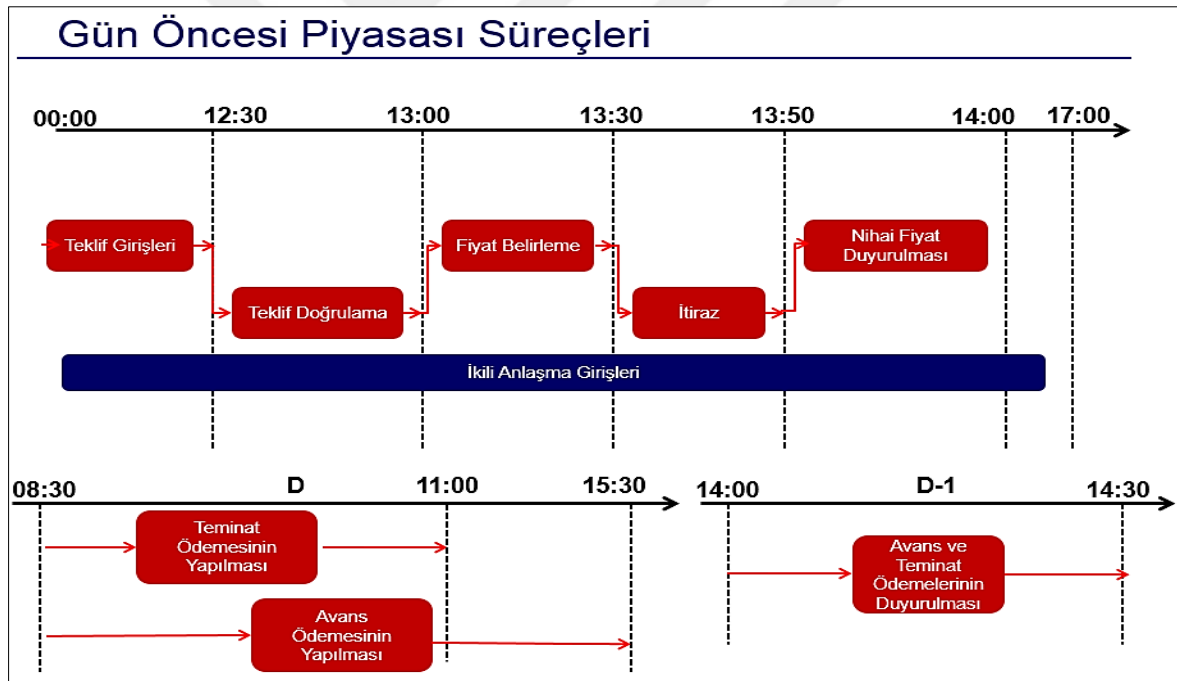


Şekil 1.10. 2012-2017 yılları arasındaki elektrik piyasaları katılım oranları [15]

Yukarıdaki çizelgeye bakıldığında tüm piyasalar içinde Gün Öncesi Piyasasının 2012 yılında oranı yaklaşık %20'lerde iken (Buradan çoğu piyasa katılımcısının ikili anlaşmayla ticaretini gerçekleştirdiği anlaşılmaktadır.), piyasanın daha şeffaf ve etkin şekilde yönetilmesiyle ilerleyen yıllarda GÖP oranının daha da arttığı anlaşılmaktadır [15].

Gün öncesi piyasası (GÖP)

- Gün Öncesi Piyasasında işlemler; günlük olarak ve saatlik bazda gerçekleştirilir. Her günün, 00:00'dan başlayıp, sonraki gün 00:00'da sona eren saatlik zaman dilimlerinden oluşur.
- Piyasa Katılımcıları, GÖP kapsamında belirli bir zaman aralığı için saatlik, blok ve/veya esnek teklifler sunabilmektedirler.



Şekil 1.11. GÖP piyasa yapısı [16]

Elektrik piyasasında iki çeşit fiyat türü bulunmaktadır.

- PTF (Piyasa takas fiyatı): Gün öncesi piyasasında (GÖP) verilmiş olan tekliflerin neticesinde arz miktarı ile talep miktarının kesiştiği noktada oluşan fiyat demektir.
- SMF (Sistem marjinal fiyatı): Dengeleme Güç Piyasası kapsamında YAL ve YAT talimatlarına göre net talimat hacmine tekabül eden teklif fiyatı demektir.

Özetle PTF (Piyasa takas fiyatı) Gün Öncesi Piyasasında oluşan referans fiyattır. SMF (Sistem Marjinal Fiyatı) ise gerçek zamanda yani Dengeleme Güç Piyasasında oluşan fiyattır [15].

PTF (Piyasa takas fiyatı) 0 -2000 TL/MWh fiyat aralığında sınırlandırılmıştır. 2017 yılı ilk 5 ayda oluşan PTF'nin aritmetik ortalaması 158 TL/MWh olarak oluşmuştur [15].

Gün içi piyasası (GİP)

Elektrik Piyasası katılımcılarının daha dengeli ve etkin şekilde katılım yapmalarını sağlamak için 1 Temmuz 2015 tarihinde Gün İçi Piyasası faaliyete geçmiştir.

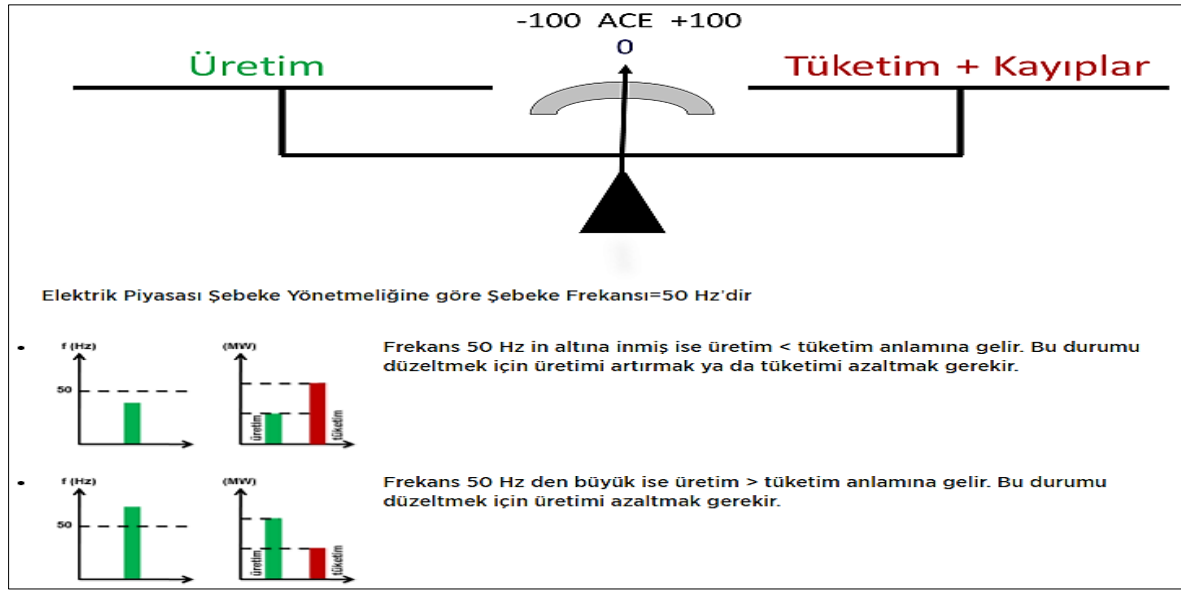
- Gün İçi Piyasası, Gün Öncesi Piyasası ile Dengeleme Güç piyasası arasında köprü görevi yaparak, Elektrik Piyasasının dengeli ve sürdürülebilir olmasına büyük fayda sağlamaktadır.
- Örnek olarak, rüzgar santrallerinin üretim için gerekli olan rüzgar tahminlerini 1 gün öncesinde yapması hata payını arttırmakta ve dengesizlik yaratmaktadır. Yanlış rüzgar tahmini sonucunda oluşan üretim artışı veya eksisi dengesizlik yaratmakta olup Gün İçi Piyasası yapılacak alım veya satım işlemi ile oluşan bu dengesizlikler tolere edilmektedir [15].
- Ancak Gün İçi Piyasası (GİP) piyasa katılımcıları arasında henüz yaygın olmayıp, 2016 yılında gerçekleşen toplam piyasa hacimlerine bakıldığında Gün İçi Piyasası (GİP)'nin gerçekleşen toplam hacmin %1'inin altında kaldığı görülmektedir [15].
- Gün İçi Piyasası sürekli devam etmekte olup, fiziksel teslimattan 60 dakika öncesine kadar teklif verilebilir, verilen teklifler güncellenebilir, iptal edilebilir veya pasif edilebilir [15].

Dengeleme güç piyasası (DGP)

Dengeleme Güç Piyasası işlemleri sistem işletmecisi olan TEİAŞ'a bağlı MYTM tarafından yapılmaktadır. Yan Hizmetler Piyasası ile Dengeleme Güç Piyasası gerçek zamanlı dengelemeyi oluşturmaktadır.

- Bağımsız olarak 15 dakika içerisinde minimum 10 MW yük alabilen veya yük atabilen dengeleme birimlerinin DGP'ye katılması zorunludur.

- GÖP ile Sistem İşletmecisi 'ne yani MYTM'ye dengelenmiş bir piyasa sunulmaya çalışılsa da gerçek zamanda devamlı sapmalar olabilmektedir. Örnek olarak bakarsak, arızadan dolayı devre dışı kalan santrallerin olması veya yüksek miktarda tüketim yapan bir tesisin aniden çalışması veya çalışmayı kesmesi dengeyi bozabilen unsurlardır. Böyle durumlarda MYTM, Dengeleme Güç Piyasası'na sunulan teklifler vasıtasıyla sistemi dengede tutmaya çalışmaktadır.



Şekil 1.12. DGP piyasa yapısı [15]

2. LİTERATÜR

Öziş'in 1968 yılında elektrik üretimi hakkında yapmış olduğu araştırma çalışmalarında, pompaj depolamalı hidroelektrik santrallerine de (PDHES) değinerek; Türkiye'nin gelecekte ihtiyaç duyacağı elektrik enerjisinin büyük depolama kapasitesine sahip hidroelektrik santralleri ile termik ve nükleer enerji santralleri sayesinde karşılanacağını belirtmiş, pompaj depolamalı hidroelektrik santrallerin (PDHES) enerji üretiminde ekonomik bir çözüm olduğunu göstermiştir [17].

Sue W. 2018 yılında yaptığı çalışmasında, artan elektrik talebi ve çevresel sorunlar nedeniyle yenilenebilir enerjilerin özellikle kırsal kesim için en iyi seçenek haline geldiğini ve yenilenebilir enerji kaynaklarının daha geniş kullanımının önündeki en büyük sorunun enerjinin depolanması olduğunu belirtmiştir. Suyun depolanması günlük ve mevsimsel enerji depolamaya yarayacağını, böylece temelde enerji depolama sorununun çözülmüş olacağını belirtmiştir. Araştırmasında, yenilenebilir enerji kaynaklarının kırsal kesim elektrik ihtiyacı için, özellikle enerjinin depolanabilmesine büyük ölçüde bağlı olan güneş enerjisi ile kullanımını arttırmayı amaçlamış ve pompajlı hidroelektrik enerji depolamanın bu amaca ne kadar uygun olduğunu göstermeye çalışmıştır. [18].

Eyer J. M. ve ark., hazırladıkları enerjinin depolanması ve piyasanın analizi hakkındaki el kitabında, enerjinin depolanması konusunda ayrıntılı analizler yapılmış ve elektrik enerjisi depolama uygulamaları, şebeke sistemleri ve yenilenebilir enerji genel olarak gözden geçirilmiştir. Depolama sisteminin uygulama alanlarını ve faydalarını (maliyet etkisi vb.) analiz etmişlerdir [19].

Gabriel V. ve ark., 2019 yılında yaptıkları çalışmalarında mevsimsel değişkenlikler nedeniyle yenilenebilir enerji kaynaklarının kesintili olması, tamamlanmamış veya terk edilmemiş depolamalı hidroelektrik santrallerinin yeniden kullanım potansiyelleri nedeniyle hibrit enerji sistemlerinde dikkate alınması gereken önemli bir seçenek olduğunu belirtmişlerdir. Çalışmalarında, barajın tabanından 20 m yüksekliğinde minimum 9171 L/s debide çalışacak, günlük 40 MWh kapasiteli, 0,021 USD/kWh enerji maliyetli ve 3285,617 USD/kWh sermaye maliyetli bir pompaj depolamalı hidroelektrik santralinin kurulması önerilmiştir [20].

Deane, J.P. ve ark., 2010 yılındaki çalışmalarında, işletmede ve proje aşamasında olan PDHES'leri teknik ve ekonomik olarak incelemişler ve serbest elektrik piyasalarında faaliyet gösteren elektrik üreticilerinin PDHES yapma eğiliminde olduğunu belirtmişlerdir. İncelenen bölgede önerilen PDHES için kW başına sermaye maliyetlerinin 470 £/kW ile 2170£ /kW arasında değiştiğini, ancak bu maliyetlerin sahaya ve projeye göre değişeceğini belirtmişlerdir [21]

Saraç hazırladığı raporda, PDHES'lerin pik talebin karşılanması ve yenilenebilir enerji kaynaklarından elde edilen enerjinin depolanması maksadıyla da planlandığını belirtmiştir. PDHES'lerin enerjinin ucuz olduğu veya kullanılmadığı saatlerde pompa modunda, enerjinin pahalı olduğu saatlerde de türbin modunda çalıştırıldığını, mevcut durumda ise yenilenebilir enerji kaynaklarının depolanması veya gün içerisinde düzenlenmesine göre PDHES'lerin günün her saatinde pompa ve türbin modunda çalışmaya başladığını belirtmiştir. Özellikle ileriki yıllarda oluşacak pik saatlerdeki güç açığının giderilmesi, güvenilirliğin sağlanması ve depolamalı tesislerimizin verimli kullanılması amacıyla pompaj depolamalı santrallerinin devreye girmesine yönelik yapılacak çalışmalara öncülük etmesinin hedeflendiğini, bu nedenle baz yük dışında kalan pik yük ihtiyacını karşılamak için hızlı bir şekilde devreye alınıp durdurulabilen ve kısa sürede tam kapasite yüke çıkabilen pompaj depolamalı hidroelektrik santrallere ihtiyaç duyulduğunu belirtmiştir [22].

Bueno ve Carta, 2006 yılındaki çalışmalarında, yenilenebilir enerjinin penetrasyonunu arttırmak için rüzgâr enerjisi destekli hibrit bir pompaj depolamalı hidroelektrik sistemin Kanarya Adalarına kurulması hakkında bilgiler vermişlerdir. Böyle bir sistemin optimum büyüklükteki bir modelinin uygulanmasının birim enerjiyi % 1.93 (52.55 GWh/yıl) arttırılabileceğini, adadaki en büyük rezervuarlardan ikisinin (aralarında 281 m'lik yükselti farkı ve her birinde yaklaşık 5 000 000 m³ kapasite olan) kullanıldığı bir hipotez çalışmasıyla elde etmişlerdir [23].

Aytaç, İ. H., 2010 yılında hazırladığı yüksek lisans tez çalışmasında, rüzgar ve güneş enerjisine dayalı bir hibrit enerji santrali modelinin oluşturulması amaçlanmış, bu nedenle kurulan rüzgar türbini ve güneş panellerine ek olarak veri toplama sistemi vasıtasıyla veriler incelenmiştir. Elde edilen veriler neticesinde bölgenin rüzgar ve güneş enerji potansiyeli belirlenmiş ve bölgesel enerji ihtiyacına göre rüzgar ve güneş enerji modeli oluşturulmuştur. Kışın rüzgar enerjisi potansiyelinin arttığını, yazın ise güneş enerjisi potansiyelinin arttığını

belirterek, her iki kaynaktan üretilen elektriğin birbirini dengelediğini bu nedenle sürekliliği olmayan kaynaklar yerine hibrit kaynak kullanımının üretilen enerji dengesi için gerekli olduğunu belirtmiştir [24].

Börçek, Ç. B., 2012 yılında hazırladığı yüksek lisans tezinde, artan enerji ihtiyacı ve rezerv miktarı sürekli düşen petrole dayalı kaynaklar nedeniyle yenilenebilir enerji kaynaklarına ilginin arttığını yazmaktadır. Yenilenebilir enerji kaynaklarının geliştirilmesi ve optimum kullanımlarının sağlanabilmesi için pompaj-depolamalı hidroelektrik santrallerin ülkemizde kullanılmaya başlanması gerektiğini belirtmiştir. Bu nedenle, çalışmada Batı Karadeniz’de bir pompaj-depolamalı HES projesi tasarlamıştır. Yaptığı proje çalışmasına yıllık 525,60 GWh elektrik üretebilecek bir PDHES için toplam maliyetinin 313 172 808,75 \$ olduğunu hesaplamış ve buna göre tasarımın kendini yaklaşık 6,5 senede amorti edeceğini tespit etmiştir [25]

Jonah G. Levine, 2007 yılında yaptığı çalışmada, değişken yenilenebilir enerjiyi elektrik sistemine entegre etmek için iki yöntemi araştırmaktadır. Bu yöntemler, pompaj depolamalı hidroelektrik santral ve farklı coğrafi pozisyonlardaki rüzgar rejimlerini kullanarak rüzgar üretiminin kapasiteye etkisini incelemektedir. Pompaj depolamalı hidroelektrik santrallerin gelişimi vasıtasıyla Colorado’nun sadece aralıklı enerji üretimini yönetmekle kalmayacağını, ayrıca yenilenebilir enerji üretimin daha büyük bir coğrafi bölgeye entegrasyonunu da kolaylaştıracağını belirtmiştir [26].

Harby A. ve ark., 2013 yılındaki çalışmalarında, Rezervuarlı hidroelektrik santralinin, günümüzde yenilenebilir enerji depolamasının tek seçenek olduğu belirtilerek, PDHES’in genellikle türbin veya pompalama modunda yalnızca birkaç saat çalışacak şekilde nispeten yüksek bir kapasiteye sahip olarak tasarlandığı ve teknik olarak PDHES, ayrı bir türbin ve pompa veya tersinir bir pompa türbini ile donatıldığı belirtilmiştir. Norveç hidroelektrik enerjisinden Avrupa’ya transfer edilen büyük ölçekli enerji depolama, dengeleme hizmetleri ile ilgili bir vaka çalışmasının sonuçlarını ve yaklaşık 10000 MW’lık pompalama dahil 20000 MW’lık yeni hidroelektrik tesisi geliştirilmesi için teknik potansiyel olduğunu göstermektedir [27].

Naciri M. ve ark., 2017 yılında yaptıkları çalışmalarında, önümüzdeki yıllarda elektrik üretim sektörü önemli değişikliklerin olacağını ve bunun başlıca nedeninin fosil yakıtlar gibi

geleneksel kaynakların sınırlandırılması ve yenilenebilir enerjinin gelişmesi, özellikle rüzgar çiftliklerinin çoğalmasının olacağı ve bu değişimde büyük miktarda enerji depolayan ve güç dalgalanmalarını hızlı bir şekilde telafi edebilen pompaj depolamalı hidroelektrik santrallerinin anahtar rol oynayacağı belirtilmiştir [28]

Shanti S. ve ark., havuza dayalı bir elektrik piyasasında pompalanan bir depolama tesisi için en uygun teklif stratejilerini geliştirmektedir. Rekabetçi rejimde, basit hidroelektrik jeneratöre kıyasla, pompalanan depolama tesisinin kârı, piyasa temizleme fiyatı yüksek olduğunda bir jeneratör olarak ve fiyat düşük olduğunda bir pompa olarak çalıştırılarak en üst düzeye çıkarılır. Öngörülen saatlik piyasa temizleme fiyatına dayanarak, hem eğirme hem de eğirme olmayan yedek teklifleri göz önünde bulundurarak ve tesisin teknik işletme kısıtlamalarını karşılayan, pompalanan bir depolama tesisinin kârını en üst düzeye çıkarmak için çok aşamalı bir döngü algoritması geliştirilmiştir. Önerilen model, üretilen güç, depolanan enerji ve ilgili rezervuarın başı arasındaki doğrusal olmayan üç boyutlu ilişki için uyarlanabilir. Gerçekçi bir pompa depolama tesisi için farklı çalışma döngüleri göz önünde bulundurulur ve simülasyon sonuçları raporlanır ve karşılaştırılır [29]

Kanakasabapathy P. ve ark., Pompalanan depolama hidroelektrik santralleri, operasyonel esneklikleri ve elektriğin spot fiyatındaki değişime hızlı tepki verebilmeleri nedeniyle rekabetçi elektrik piyasalarında caziptir. Pompalanan depolama tesisinin işletilmesi, bireysel pazarın tüketici ve üretici fazlasını etkiler ve böylece enerji fiyatlarında önemli değişikliklere yol açar. Bu makale, pompalanan depolama enerjisi ticaretinin elektrik piyasasının sosyal refahı üzerindeki etkisini araştırmaktadır. Teorik bir analiz ve sezgisel açıklama sunulmuş ve geliştirilen analitik sonuçları doğrulamak için sayısal vaka çalışması da gösterilmiştir. Pompalanan depolama ile enerji ticareti, hem enerji depolarken hem de serbest bırakırken pazarın genel sosyal refahını artırır. Ayrıca, pompalanan depolama enerjisi ticaretinin sonuçları, üreticilerin depolama sırasında daha fazla fayda sağlaması ve tüketicilerin depolanan enerjinin serbest bırakılması sırasında daha fazla fayda sağlamasıdır [4]

Yenilenebilir enerji kaynaklarından üretilen enerji mevsimler, aylar, günler, saatler vb. birçok değişkene bağlı olduğundan için sürekli güç üretmeleri mümkün değildir. Sürekli güç üretiminin söz konusu olmadığı dikkate alındığında, enerjinin depolanmasının gerekliliği daha net anlaşılmaktadır. Bu sorunun çözümü için bilinen en eski yöntem büyük çapta enerji

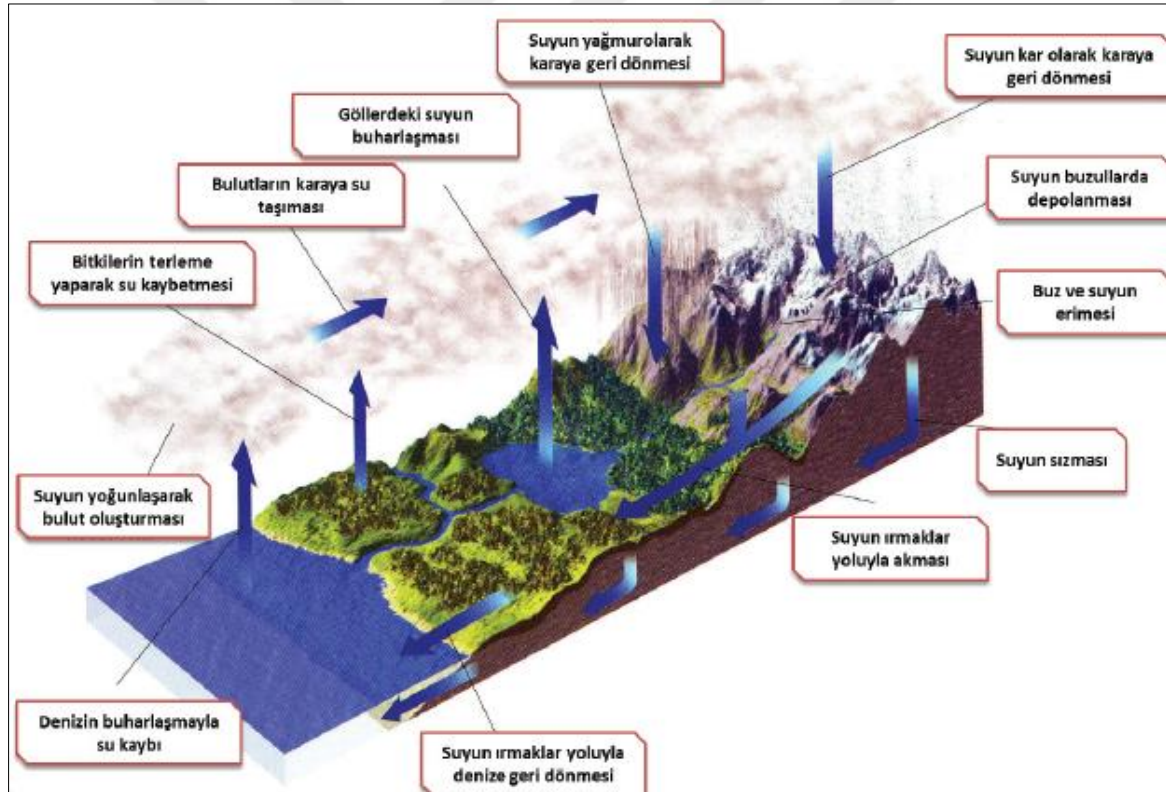
depolamayı mümkün kılan bir teknoloji olan pompaj depolamalı hidroelektrik santralidir (PDHES).

Yukarıda belirtilen tüm çalışmalara bakıldığında PDHES'in önemi ve gerekliliğini daha açık belirtmektedir. Bir PDHES, kendisine "enerji santrali" adı verilmiş olsa dahi yalnızca güç üretiminde bulunmakla kalmaz. Elektrik enerjisinin arz ve talep durumuna göre elektrik enerjisi de depolayabilir. Dahası, kısa süre içinde arz ve talep dengesindeki değişiklikleri çözümleme ve sistem frekansını her zaman sabit tutma konularında da mükemmel bir yetiye sahiptir. Bu nedenle bu çalışmada henüz hiçbir PDHES'in yapım aşamasında veya kurulu olmadığı ülkemizde, PDHES'in gerekliliği ve önemi örnek bir tasarım çalışmasıyla anlatılmaya çalışılmıştır. Sonuçta PDHES'in değeri gereğince değerlendirilirse, mevcut halde dahi ekonomik olması ve gelecekte daha da ekonomik hale gelmesi beklenmektedir, çünkü arz ve talep dengesindeki dalgalanma faktörü, rüzgar enerjisi santrallerinin kalkınma teşvikiyle artmaktadır.



3. HİDROELEKTRİK SANTRALLER

Hidroelektrik santral tesisleri, suyun akım enerjisini (kinetik enerji) elektrik enerjisine dönüştürmek amacıyla kurulan tesislerdir. Üretilen enerji miktarını türbine gelen suyun düşüşü ve debisi belirlemektedir [30]. Hidroelektrik santral tesisleri kurulacakları yerin topoğrafik durumuna göre çeşitli tiplerde ve şekillerde tesis edilirler [31]. Deniz, göl veya nehirlerdeki sular güneş enerjisi ile buharlaşmakta, oluşan su buharı rüzgârın etkisiyle de sürüklenerek dağların yamaçlarında yağmur veya kar halinde yeryüzüne ulaşmakta ve nehirleri beslemektedir. Böylelikle hidrolik enerji kendini sürekli yenileyen bir enerji kaynağı olmaktadır. Enerji üretimi ise suyun potansiyel enerjisinin kinetik enerjiye dönüştürülmesi ile sağlanmaktadır.



Şekil 3.1. Hidrolik çevrim

İnsanoğlu uzun yıllar önce su gücündeki kinetik enerjiyi mekanik enerjiye dönüştürerek elektrik enerjisi elde etmek istemiştir. Su türbinlerinin gelişimiyle büyük barajlar kurularak elektrik üretimi sağlanabilmektedir. İlk başlarda fosil yakıtların bolluğu ve ucuzluğu ile hidroelektrik santraller önemini yitirirken, 1970 Petrol Krizi ile tekrar gündeme gelmiştir. Şu anda dünyanın birçok yerinde küçük ve büyük kapasiteli hidroelektrik santraller

mevcuttur. OECD ülkeleri başta olmak üzere birçok ülke hidroelektrik santralleri yenilenebilir enerji kaynağı olarak görmekte ve önem vermektedir [32]

Türkiye sanıldığı gibi su zengini bir ülke değildir. Gerekli su tedbirleri alınmadığı takdirde yakın zamanda su sorunu yaşayabilecek durumdadır. Su kaynakları kontrol edilmemesi, yağışların bölgelerarası düzensizliği ve su havzalarında bütüncül, uzun vadeli çalışmaların yapılmaması su sorunumuzun başlıca nedenleri olmaktadır [33]

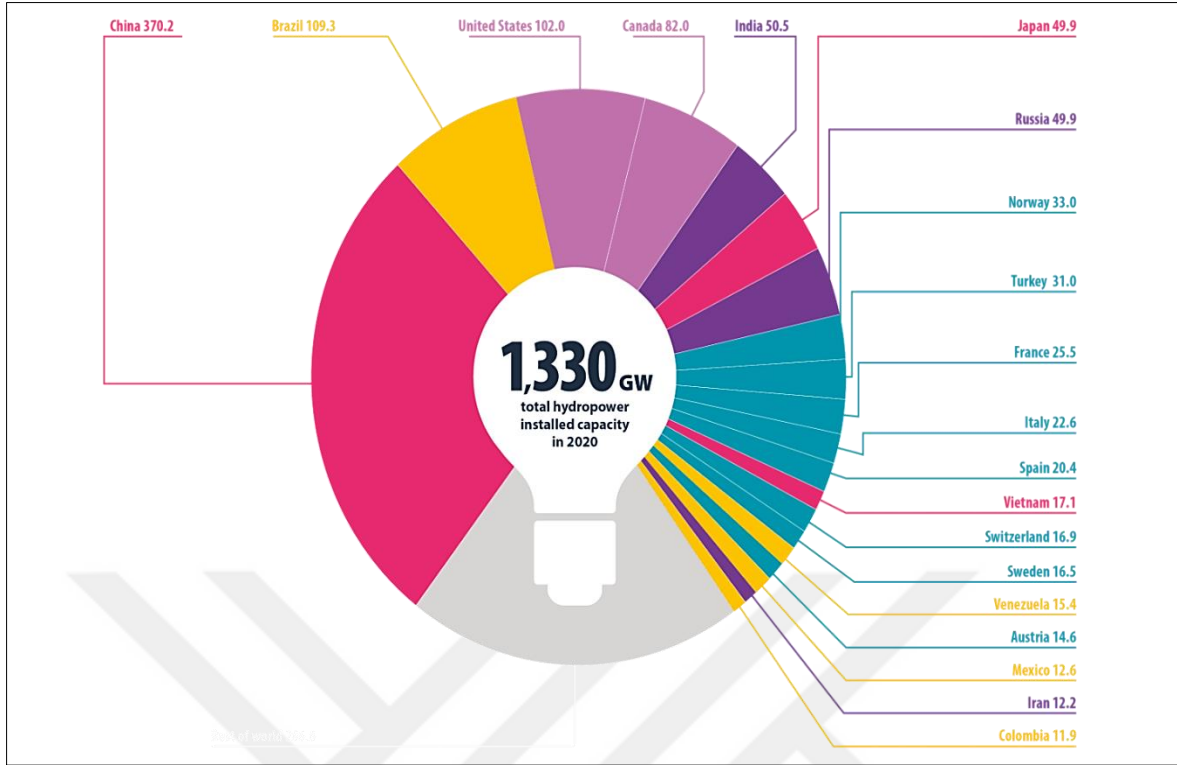
3.1. Dünya’da Hidroelektrik Enerji

Hidroelektrik enerjinin temiz olması, sürekliliği ve ucuz maliyetli olması gibi nedenlerden ötürü, son yıllarda birçok ülke hidroelektrik enerji yatırımlarını arttırmıştır.. Baraj yapımında sulama ihtiyacı önceliği gittikçe yerini enerji önceliğine doğru bırakmaktadır. Halen 8200 adet büyük ölçekli baraj, dünyada enerji üretimi için kullanılmaktadır [34].

Londra merkezli Uluslararası Hidroenerji Birliği (International Hydropower Association) verilerine göre dünyanın ihtiyaç duyduğu elektriğin % 16’sı hidroelektrik santrallerinden elde edilmektedir. Kuzey Amerika hidroenerji kaynaklarının % 70’ini, Avrupa ise %75’ini kullanmaktadır. Güney Amerika, Asya ve Afrika’da yüksek derecede hidroelektrik enerji potansiyeline sahiptir [34].

Uluslararası Enerji Ajansı'nın (IEA) Mayıs 2021'de yayımlanan 2050 Yılına kadar Net Sıfır Raporu, küresel sıcaklık artışlarını 1,5 santigrat derecenin altında tutabilmek için, yüzyılın ortasına kadar 2600 GW hidroelektrik kapasitesine ihtiyaç olduğunu belirtiyor. Bu, geçen yüzyılda ulaşılan kapasitenin önümüzdeki 30 yıl içerisinde iki katına çıkması gerektiği anlamına geliyor.

Hidroelektriğin rolünün önümüzdeki yıllarda sayısal olarak bir değişime uğrayacağı düşünülmektedir. Hidroelektrik santraller, çoğu bölgede düşük maliyetli, temel yük (baz yük) elektrik sağlamaya devam edecek olsa da, esnekliği nedeniyle giderek önemi artacak ve küresel ısınmayı engellemek için ihtiyaç duyulan rüzgar ve güneş enerjisi alanındaki büyümeye temel desteği sağlayacaktır.



Şekil 3.2. 2020 yılında hidroelektrik kurulu gücü

3.2. Türkiye'nin Hidroelektrik Enerji Potansiyeli

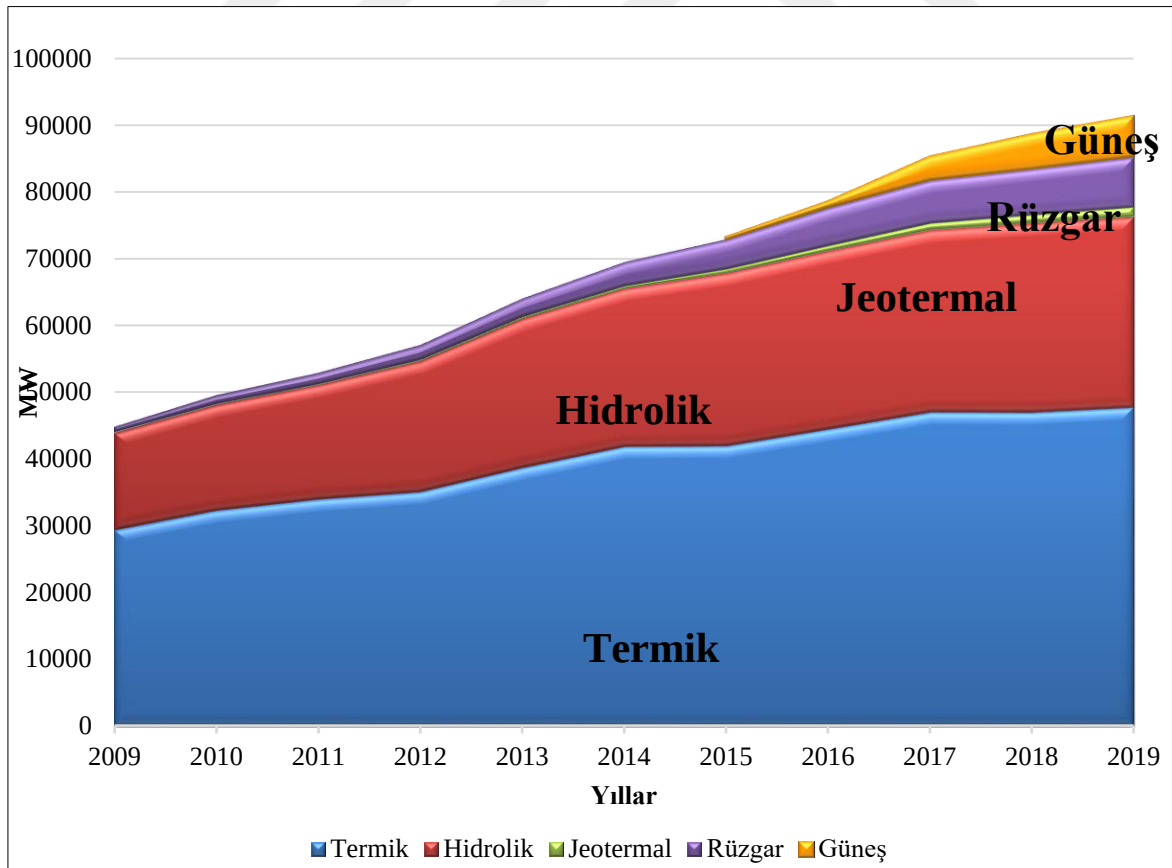
Türkiye coğrafi konumundan dolayı her mevsim yağış alabilen bir ülke olmadığından barajlar ve hidroelektrik santrallerinin yapımına diğer ülkelere kıyasla daha çok ihtiyacı bulunmaktadır. Hidroelektrik enerji santrallerinin kırsal kesimlerde ekonomik ve sosyal yapıyı canlandırması, çevreci olması, risk potansiyelinin daha düşük olması ve talep miktarında oluşacak ani değişimlere hızlı tepki verebilmeleri nedeniyle büyük önem arz etmektedirler. Bundan dolayı Devlet ve Özel sektörün işbirliği vasıtasıyla hidroelektrik potansiyelinin geliştirilmesi, özel sektörün tamamlayamadığı projelere devletin destek vermesi ile hidroelektrik enerji yatırımları hızlanabilecektir.

Türkiye'nin hidroelektrik potansiyelinin teorik değeri 433 milyar kWh/yıl, değerlendirilebilir teknik potansiyeli ise 216 milyar kWh/yıl olarak hesaplanmıştır. Türkiye'nin teknik hidroelektrik potansiyeli dünya teknik hidroelektrik potansiyelinin %1,5'ine, Avrupa teknik hidroelektrik potansiyelinin ise %18'ine karşılık gelmektedir. Birleşik Devletler teknik hidroelektrik potansiyelinin %86'sını, Japonya %78'ini, Norveç %72'sini, Kanada %56'sını, Türkiye ise %50'sini geliştirmiş durumdadır.

Türkiye'nin teknik olarak değerlendirilebilir HES potansiyeli olan 216 milyar kWh/yıl'lık kısmının; teknik, ekonomik, çevresel ve sosyal açılardan bakıldığında yapılabilir kısmı 180 milyar kWh/yıl'dır. 2020 yılı sonu itibarıyla, yapılabilir toplam potansiyelinin işletmeye alınan kısmı 108 milyar kWh/yıl'dır. 2023 yılında ise hidrolik üretim potansiyelimizin 135 milyar kWh/yıl'a ulaşması amaçlanmaktadır. Bugüne kadar geliştirilen (işletme, inşaat, planlama) potansiyelimiz yaklaşık 160 milyar kWh/yıl'dır. 2023 yılından sonra eklenecek ilave potansiyel ile birlikte toplam potansiyelin 180 milyar kWh/yıl seviyelerine çıkması hedeflenmektedir.

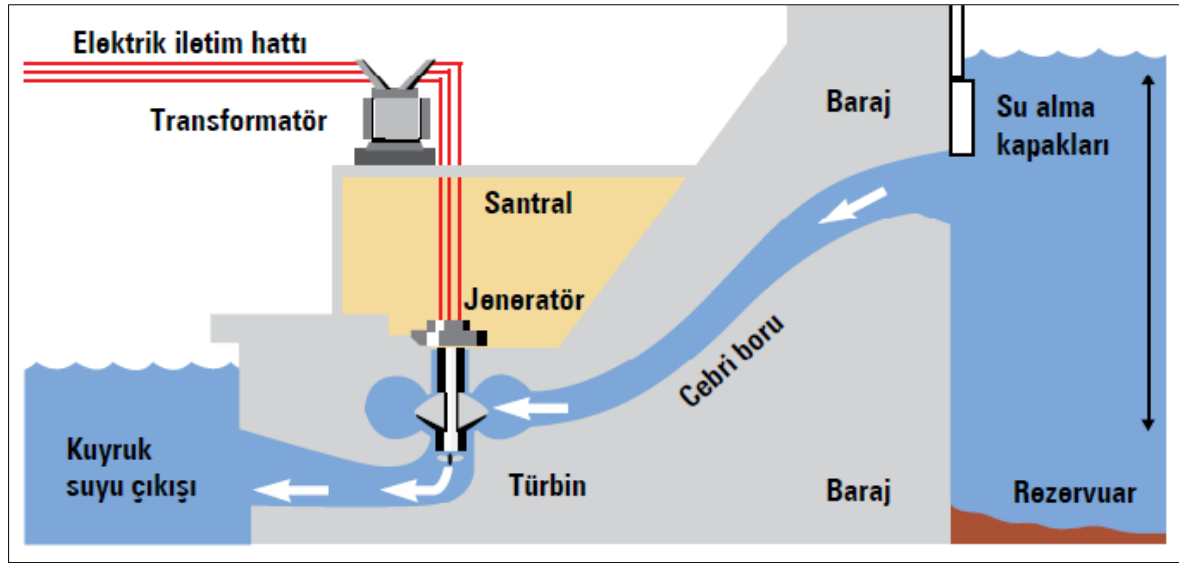
Çizelge 3.1. Türkiye HES potansiyel durumu [35]

Potansiyel	HES Adedi	Toplam Kurulu Güç (MW)	Ortalama Yıllık Üretim (GWh/yıl)	Oran (%)
İşletmede	714	31391	108005	68
İnşaa Halinde	37	1279	4578	2,9
İnşasına Başlanmamış	493	15317	46216	29,1
Toplam	1244	47987	158799	100



Şekil 3.3. Türkiye kurulu gücünün birincil enerji kaynaklarına göre gelişimi (2009-2019 [16])

3.3. Hidroelektrik Santrallerin Genel Yapısı



Şekil 3.4. Hidroelektrik santralin genel yapısı [36]

Hidroelektrik santraller, akan suyun gücünü elektriğe dönüştürür. Enerji oluşumunun miktarını suyun akışı ve düşüşü belirler. Büyük nehirdeki suyun enerji getirisi daha fazla olur. Yine aynı şekilde yüksekliği fazla olan suyun enerji seviyesi de fazla olacaktır. Santrallere gelen su, borular/kanallar aracılığıyla türbine gider ve oradaki pervaneyi/çarkı döndürmeye başlar. Pervaneler jeneratörlere bağlı olduğundan elektrik enerjisini oluşturur [37]

Hidrolik enerji ile ilgili önümüzdeki yirmi yıla ait beklentiler, elektrik ihtiyacındaki artışa paralel bir artış olacağı yönündedir. Yenilenebilir enerjiler arasında en ekonomik olan hidroelektrik enerji potansiyelinin ancak % 20'sinden yararlanılmaktadır. Ayrıca 10 GW'a kadar elektrik enerjisi kapasitesine sahip hidroelektrik santrallerin yapılabilmesi hidroelektrik enerji geleceğinin ümit vadeci yönünü göstermektedir [32].

3.3.1. Hidroelektrik santrallerin önemli üniteleri ve görevleri

- | | |
|------------------|------------|
| • Baraj | Vanalar |
| • Baraj gölü | Türbinler |
| • Su giriş ağızı | Alternatör |
| • Denge bacası | Trafolar |

- Cebri borular Şalt sahası
- Savaklar

Baraj: Suyun biriktirilmesi için gerekli hazneyi, meydana getirmek amacıyla akarsu yatağında yapılan bir kabartma tesisidir. Barajlar yapı malzemelerine göre; dolgu barajlar ve kagir barajlar olarak iki gruba ayrılır.

- Toprak ve kaya dolgu barajları
- Beton (kagir) barajları

Baraj gölü: İnsanlar sudan yararlanmak veya zararlarından korunmak amacıyla baraj golleri inşa etmektedir.

Su giriş ağzı: Barajın uygun bir yerinde su giriş ağzı yapılır. Su giriş ağzına suyun üzerinde yüzen ağaç parçası, buz ve benzeri cisimlerin cebri borulara girmesini engelleyecek şekilde süzgeçler yapılır. Su giriş ağzında kapaklar, vinç sistemiyle açılıp kapatılır.

Denge bacası: Baraj gölünde, su giriş ağzı ile türbini birleştiren cebri borular üzerinde bulunur. Türbinlere giden suyun başlangıçta azar azar verilmesinde ve kesilmesinde cebri boruları aşırı basınçlardan korur. Denge bacası, suyun kesilmesinde, aşırı basınç değerini azaltır. Türbinlerin ani yüklenmesinde gerekli suyu temin eder. Ayrıca hava bacası görevini yüklenmek gibi amaçlara da hizmet eder.

Cebrî borular: Kuvvet santrallerinde; su giriş ağzı, denge bacası ve türbini birleştiren borulara cebrî borular denir. Her üniteye ayrı ayrı cebrî boru tesis edilir. Hidroelektrik santrallerinde iki tür cebrî boru kullanılmaktadır.

- Çelik cebri borular
- Betonarme cebri boru

Savaklar: Baraj gölünde suyun belli bir seviyeden fazla yükselmesini önlemek amacıyla tertiplenir. Savaklar baraj gölünde kullanıldıkları yere göre iki şekilde sınıflandırılır.

- *Dolu savaklar:* Elektrik enerjisi üretmek amacı ile yapılan barajlarda biriken fazla suyu doğal yatağına doğru akıtmaya yarayan yapılardır. Böylece esas baraj gölünü aşırı ve düzensiz su yükselmesinden korunur.
- *Dip savaklar:* Beton barajlarda çoğunlukla uygulanan türdür. Giriş ağzı yuvarlatılmış, çıkışta ise enerji kırıcı bir tesis tertiplenmiştir. Örnek olarak Oymapınar Barajı'nın gövdesinde iki adet, her biri 250 m³ /sn. debi geçiren, 3 m çaplı dip savakları verilebilir.

Vanalar (valfler)

- Düz sürme vana ve gözlü sürme vana; su akışını kesici vana çeşididir. Tam açıklık veya tam kapalı duracakları yerlere göre monte edilirler.
- İğne vana ve tüp vana; suyun debisini düzenleme yeteneğine sahip vana çeşididir.
- Koni vana; Howell- Bunger veya boşluklu jet vanası olarak ta bilinen bu vana suyun debisini de düzenleyerek enerji kırılmasında uygulanır.
- Kelebek vana; Esas olarak suyu kesici nitelikte bir vana olmakla birlikte alçak basınçlarda su miktarını düzenlemede kullanılır.
- Küresel vana; türbin girişinde suyu kesici vana olarak kullanılır.

Türbinler: Baraj gölünde birikmiş olan yüksek seviyede debisi ve potansiyel enerjisi bulunan su, cebri borular vasıtası ile yüksek bir su düşüşü elde edilerek türbin kanatlarına veya çarklarına verilir. Türbinde suyun kinetik enerjisinden meydana gelen mekanik dönme enerjisi, türbine akupile olan alternatörde elektrik enerjisine çevrilmiş olur.

Debi: Su iletilen bir borudan veya nehirlerin belirli bir yerinden saniyede akan su miktarıdır. m³/sn olarak ifade edilir.

Düşü: Baraj gölünde birikmiş olan suyun üst seviyesi ile türbin çıkışındaki yükseklik arasındaki farka geometrik düşü denir.

Baraj gölündeki su alma ağzı ile türbinden çıkan su arasındaki yükseklik farkına faydalı düşü denir.

Hidroelektrik santrallerinde baraj gölündeki su yüzeyi ile su alma ağzı arasındaki yüksekliğe net düşü denir.

Bir hidroelektrik santralinde kullanılan türbin tipinin belirlenmesinde, türbini döndürecek olan suyun basıncı ile debisi etkili olur. Bütün türbinlerde duran kısma salyangoz, dönen kısma ise rotor denir. Günümüz hidroelektrik santrallerinde kullanılan üç çeşit türbin vardır:

- Kaplan türbini
- Francis türbini
- Pelton türbini

Günümüzde akarsular üzerinden ve baraj göllerinden birkaç metreden 1800 metreye kadar oluşan, faydalı düşüler sağlanmaktadır.

Bu duruma göre su düşüleri üç gruba ayrılır:

Alçak düşü: 40-50 m'ye kadar olan su düşüleridir. Kaplan türbinleri alçak düşülerde kullanılır.

Orta düşüler: 50-300 m'ye kadar olan su düşüleridir. Francis türbinleri orta düşülerde kullanılır.

Yüksek düşüler: 300 m'den fazla olan su düşüleridir. Pelton türbinleri yüksek düşülerde kullanılır.

Alternatörler: Türbin milindeki mekanik enerjiyi, elektrik enerjisine dönüştüren senkron makinelerdir. Üç fazlı alternatif akım üreten, belli kutup sayısına ve şebeke frekansına göre belli “n” dönüş sayısı ile çalışan makinelerdir.

Alternatörlerden alınan enerji ile türbin milindeki enerjinin oranı, verimi vermektedir. Verimleri yaklaşık olarak %95'tir. Güç katsayısı $\cos \phi$, hesaplarda genellikle 0,8 alınmaktadır. Santrallerde suyu ziyan etmeden türbine giden debiyi azaltarak alternatörlerin gerektiğinde aşırı ısınması önlenebileceğinden 0,9 değerleri de uygulanmaktadır. Ayrıca güç katsayısını düzeltmek için özellikle kaplan türbinlerinin jeneratörleri boşa senkron motor olarak çalıştırılır. Sistemdeki endüktif reaktif gücü azaltarak güç katsayısı yükseltilir.

Transformatörler (trafo): Transformatör elektrik enerjisinin gerilim ve akım değerlerini frekansta değişiklik yapmadan indüksiyon prensibine göre değiştiren elektrik makinesidir.

Alternatörlerden orta gerilimde çıkan enerjiyi enterkonnekte sisteme dahil edebilmek için gerilimi yükseltecek transformatörler kurulması gerekir. İletilecek mesafeye göre transformatör çıkış gerilimi, 154 kV ile 380 kV gibi gerilim kademeleri ile uygulanmaktadır.

Alternatörden, transformatörün alçak gerilim tarafına bağlanan iletkenlerden çok yüksek akım geçmektedir. İletkenlerin ısınmasını önlemek için, kapalı muhafaza içerisinde soğutucu olarak hidrojen gazı kullanılmaktadır.

Şalt sahası: Şalt sahası, elektrik santrali ile enterkonnekte şebeke arasında bağlantıyı sağlayan yüksek gerilim ünitelerinin bulunduğu yere denir. Yüksek gerilim ünitelerinin en önemlilerinden birisi transformatördür.

Şalt sahasında, kumanda binasındaki ölçü aletlerine bağlı akım ve gerilim trafoları bulunur.

3.4. Hidroelektrik Santrallerin Diğer Santrallere Göre Avantajları

- Hidroelektrik santrallerinin genel verimleri %80-90'ı bulabilir.
- Termik santrallerde genel verim %30-35 kadardır.
- Yakıt masrafı ve bu yakıt için nakil ve depolama masrafları mevcut değildir.
- Yakıt masrafı olmayışı, üretim maliyetinin düşük olmasını sağlar. Ayrıca özel yakıt kullanılmaması sebebiyle grev ve benzeri krizlerden etkilenmez.
- Bakım masrafları azdır. Gerek santral ve gerekse gruplar basittir. Karmaşık yapıli makine sayısı çok azdır. Arıza yapma ihtimali de azdır.
- Çok sayıda ve kaliteli işletme personeline ihtiyaç göstermez. Bazıları tamamıyla otomatik kontrol ile idare edilebilir.
- Hidroelektrik gruplar buharlı santral gruplarına nazaran çok daha hızlı devreye alınır (birkaç dakika). Yine santralin yükü çok çabuk indirilip çıkartılabilir. Harekete hazır yedek yardımcı grup (imdat grubu) bulundurmaya ihtiyaç olmadığından daha kazançlıdır.

3.5. Hidroelektrik Santrallerinin Diğer Santrallere Göre Dezavantajları

- İlk kurulum maliyeti yüksektir.
- Üretilen elektrik enerjisinin nakli de önemlidir. Bu santrallerde daha uzun enerji nakil hatlarına ihtiyaç olabilir.

- Tabii şartlardan etkilenir.
- Kurulup faaliyete geçmesi uzun zaman alır. İnşaat süreleri uzundur.

Genel olarak bir karşılaştırma yapılmak istenirse, hidroelektrik santralın tesis masrafı büyük, işletme masrafı küçüktür. Türbin ve jeneratör grubunun fiyatı düşüye, hıza ve grubun büyüklüğüne bağlıdır. Yüksek düşülü ve yüksek hızlı tesislerin kilowatt başına fiyatları daha düşüktür. Termik santrallerin tesis masrafları düşük, işletme masrafları yüksektir.



4. POMPAJ DEPOLAMALI HİDROELEKTRİK SANTRALLER (PDHES) VE UYGULAMALARI

Pompaj depolamalı hidroelektrik santraller (PDHES'ler) suyun tekrar tekrar elektrik üretiminde kullanıldığı elektrik enerjisi depolama biçimidir. PDHES, elektrik enerjisi fiyatının pahalı olduğu puant saatlerinde türbin modunda, elektrik enerjisi fiyatının ucuz olduğu gece saatlerinde pompa modunda çalıştırılmaktadır [38].

Hava sıkıştırmalı depolama, süper kapasitörler ve konvansiyonel bataryalar gibi diğer elektrik enerjisi depolama biçimleriyle karşılaştırıldığında, PDHES'lerin yüksek maliyeti ve inşaa süresinin uzunluğu bakımından dezavantajlı görünse de, büyük depolama kapasiteleri, çevreci olmaları ve verimlilikleri bakımından diğer depolama türlerine göre daha avantajlıdır [38].

4.1. Pompaj Depolamalı Hidroelektrik Santrallerin Tarihçesi

PDHES'in ilk kullanımı konusunda net bir bilgi söz konusu değildir, ancak birçok kaynakta 1890'larda İtalya ve İsviçre'de ve olduğunu göstermektedir [39]. 1890'da İsviçre Zürih kasabası, küçük bir pompaj depolama tesisi ile yerel nehri yakındaki bir göle bağladı [40]. Almanya'daki ilk pompaj depolamalı istasyon 1908 yılında Voith araştırma ve geliştirme binasında, Heidenheim, Almanya'daki Brunnenmühle'de kuruldu [41]

İsviçre, pompaj depolamalı sistemin kullanıldığı ilk ülkelerden biriydi. 1909'da 1500 kW kurulu güce sahip olarak inşa edilen Schaffhausen pompaj depolama santrali halen çalışmaya devan etmektedir [42] [43]. Amerika Birleşik Devletleri'nde inşa edilen ilk pompaj depolama projesi Rocky River'dır. Connecticut'ta Housatonic Nehri üzerinde, bir tane 24 MW konvansiyonel ünite, iki tane 3,5 MW motor jeneratör ünitesi ve iki pompa içeren mevcut 31 MW kombine hidroelektrik santrali için mevsimsel depolama sağlamak üzere Connecticut Light and Power Company tarafından inşa edilmiştir. Avrupa'da pompalı hidroelektrik depoları (PHS) 1930'larda inşa edilmeye başlandı; ancak, fiili gelişme İkinci Dünya Savaşı'ndan sonra başladı [44].

Değişken hızlı bir pompa türbininin ana avantajları aşağıdaki gibidir [45].

- Pompalama modunda emilen enerji miktarını düzenler. Bu, şebekedeki düşük güç seviyeleri sırasında enerji depolanmasını kolaylaştırır, böylece başlatma ve durma sayısını azaltır ve pompalama modunda şebeke düzenleme hizmetlerinden (şebeke frekansı ve voltajı) ilave faydalar sağlar.
- Türbinler optimum verimlilik noktasına yakın çalışır.
- Sorunsuz çalıştığından (örneğin kısmi yükte) hidrolik kararsızlığı ve/veya kavitasyonu ortadan kaldırır. Bu, daha güvenilir, daha az bakım ve daha uzun kullanım ömrü sağlar.
- Daha geniş bir zaman aralığında çalıştığından, tesisin kullanılabilirliği artar.
- Ağdan kaynaklı ani voltaj bozulmalarını gidermek için anlık güç çıkışını ayarlar.

Pompaj depolamalı sistemlerin tarihindeki en önemli adım 1999'da devreye giren Okinawa Yanburu Deniz Suyu Pompalı Depolama Santralidir. Ancak sadece 30 MW kapasiteye sahiptir ve diğer sistemlerden farklı olarak alt rezervuar için Filipinler Okyanusu'nu kullanır. Okinawa'nın geliştirilmiş olarak yeni bir tuzlu su pompaj depolamalı tesisi olan Glinsk, 960 MW kurulu güce sahip olarak İrlanda'da inşa edilmektedir [46].

4.2. PDHES'lerin Yapısı

PDHES iki rezervuardan, pompalardan, türbinlerden, motorlardan, jeneratörlerden, penstocklardan, akış kontrol valflerinden, sistem kontrolöründen ve yardımcı ekipmanlardan oluşur.

Yüksek ve Düşük Rezervuarlar	Her iki rezervuar, tabanda bir boruya giriş / çıkış özelliğine sahip açık tanklardır. İki rezervuar arasındaki yükseklik farkına kafa denir.
Kanal Kapakları	Rezervuarları pompa ve türbine bağlayan büyük çaplı çelik borulardır.
Pompa	Sistem enerji depolaması gerektiğinde, pompa mili motordan gelen kuvvetle döndürerek suyu üst rezervuara taşır.
Türbin	Depolanan suyu kullanarak jeneratöre bağlı shaftı döndürür ve mekanik enerji üretir.
Jeneratör	Mekanik enerjiyi türbin çıkış milinden alarak elektrik enerjisine (nominal olarak DC, sonra AC'ye dönüştürülür) dönüştürür.

Motor	Sistemin su depolaması gerektiğinde pompayı çalıştırmak için elektrik enerjisini (şebekeden AC güç) mekanik enerjiye dönüştürür.
Akış Kontrol Valfi	Türbin ve pompa modunda su akışını ayarlar. Operasyon sırasında acil durum vanası görevi görür. İşlem sırasında tamamen açıktır.
Sistem Kontrolörü	Santral çıkışı ve şebeke talebine bağlı olarak sistemin çalışma moduna karar verir.
Yardımcı Ekipmanlar	Sistemin çalışması ve korunması için transformatör, AC / DC panel gibi yardımcı ekipmanlar kullanılmaktadır.

Günümüzde yatırım maliyetini düşürmek için ekipman sayısı azaltılmıştır. Pompa, türbin, motor ve jeneratör, toplam verimliliği artıracak ve sistemi daha kompakt hale getirecek şekillerde düzenlenebilir. Yapılandırmalar aşağıdaki gibidir [47].

- Büyük güçlerde elektrik santralini mümkün kılan, dört üniteden oluşan sistem: motor, jeneratör, pompa ve türbin. Bu sistem büyük alan kapladığı için artık kullanılmamaktadır.
- Türbin ve pompa verimliliğinin optimize edilebildiği ve çok kademeli pompaların çok yüksek pik seviyeleri için kullanılabildiği üç üniteli sistem. Bu sistemde bir pompa ve bir türbin tek geri dönüşlü motor/jeneratöre bağlanır.
- Yatırım maliyetinin düşük olduğu, tersine çevrilebilen bir pompa/türbin ve tersine çevrilebilen bir motor/jeneratör sistemlerinden oluşan iki üniteli sistem. Bu sistem diğer iki tipe göre daha az alan kaplar ve daha düşük kurulum maliyetlidir. Ancak daha düşük verimle çalışması dezavantajıdır. Dünyadaki PDHES'lerin %90'ından fazlası bu tipteki yapılardır [38].

PDHES sistemi geri dönüş/çevrim verimliliği, üretilen enerjinin pompalama esnasında tüketilen enerjiye oranıdır. Bu verimlilik, hem pompalama verimine (η_p) hem de üretim verimine (η_g) bağlıdır. Herhangi bir PDHES sisteminin (η_h) dönüş verimi, pompalama verimi ve üretim verimi ürünü olarak verilmiştir [38].

$$\eta_h = \eta_p \times \eta_g \quad (6.1)$$

Geri dönüş verimi genellikle %70-85 arasında değişmektedir.

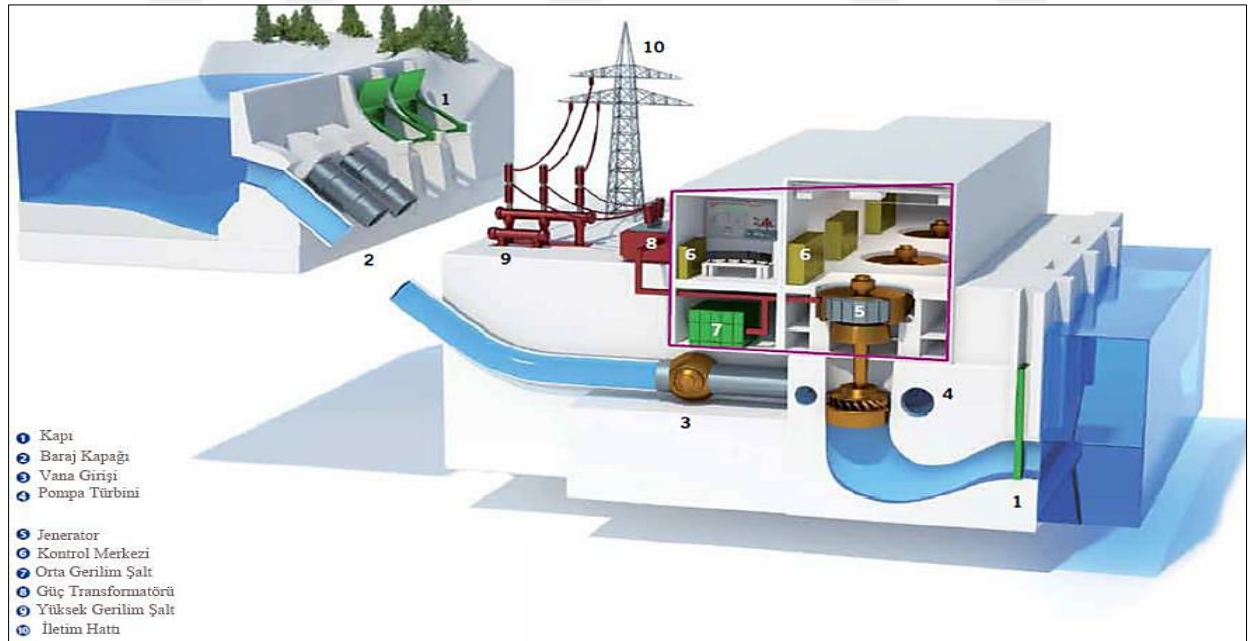
PDHES, yaklaşık doksan saniye içinde çevrimiçi olur ve yüz yirmi saniye içinde tam güce çıkabilir. Ayrıca üretim veya pompalama moduna yüz seksen ile iki yüz kırk saniye

aralığında geçebilir [48]. PDHES sisteminin küresel verimliliği %75 ile %80 arasındadır. çizelge 4-1, normal bir PDHES tesisinde her adımın etkinliğini göstermektedir.

Çizelge 4.1. Gidiş-dönüş verimliliği & PDHES çalışma verimliliği [49]

	Düşük %	Yüksek %
Üretim Elemanları		
Su İletkenleri	97.40	98.50
Pompa Türbini	91.50	92.00
Generatör Motoru	98.50	99.00
Transformatör	99.50	99.70
Ara Toplam	87.35	89.44
Pompa Elemanları		
Su İletkenleri	97.60	98.50
Pompa Türbini	91.60	92.50
Generatör Motoru	98.70	99.00
Transformatör	99.50	99.80
Ara Toplam	87.80	90.02
İşletme	98.00	99.50
Toplam	75.15	80.12

4.3. Pompaj Depolamalı Hidroelektrik Santral Çeşitleri



Şekil 4.1. PDHES sisteminin elemanları [50]

Pompaj depolamalı hidroelektrik santralleri (PDHES) iki temel tipten oluşur;

1. Saf (veya akımdan arındırılmış) PDHES (kapalı döngü sistemler olarak da bilinir), enerji üretmek için üstteki rezervuara pompalanan suya bağlıdır. Saf PDHES, biri dere dışında olan ve diğeri nehir, göl veya deniz olan iki rezervuar arasında suyu taşır [47].
2. Birleşik PDHES (açık döngü sistemler olarak da bilinir), suyu depolamak/bırakmak ve elektrik üretmek için doğal akışlı suları kullanır.

Alternatif ve yeni tasarım tiplerde bulunmaktadır:

Değişken hızlı PDHES: Mevcut sistemler genellikle sabit hızlı pompa türbinlerinden oluşmaktadır. Ancak, bunlar boşaltma modunda frekans regülasyonu sağlayabilirlerken pompalama modunda sağlayamazlar. Öncülüğünü Japonya'nın yaptığı Değişken Hızlı PDHES, santrallerin pompalama yapımı esnasında frekansı düzenlemesini sağlar.

Deniz suyu PDHES: Japonya'nın Okinawa'da kullanılan bu tesis tipinde, deniz suyu seviyesi alt rezervuar olarak kullanılır. Hollandalı danışmanlık şirketi DNV KEMA tarafından, denizin üst rezervuar olduğu ve deniz seviyesinin 50 metre aşağısında inşaa ettiği tesis projesi de örnek olacak şekilde, bu teknolojiyi kullanarak yeni projeler geliştirilmektedir.

4.4. PDHES'lerin Olumlu ve Olumsuz Yönleri

PDHES'lerin avantajları, ömürlerinin uzun olması, yüksek kapasiteli olabilmeleri ve pratikte sınırsız çevrim ömrüne sahip olmalarıdır. PDHES tesisleri güç sistemini elektrik depolama vasıtasıyla kesintilerden koruyabilir. PDHES sistemleri ayrıca harmonik bozulmaları engelleyebilir, voltajda meydana gelecek düşüşleri ve dalgalanmaları yok edebilir. Konvansiyonel tip hidrolik santrallerine kıyasla kavitasyon sınırları daha düşük olduğundan PDHES'ler geniş aralıklarda kullanılabilir.

PDHES'ler kısa zamanda üretime başlayabilirler ve sıfır yükte dahi çalışma yeteneğine sahiptirler. Büyük maliyet değerlerine sahip üretim santrallerine alternatif olabilirler. Şu anda dahi, pompaj depolamalı hidroelektrik santrali teknolojileri en düşük elektrik maliyetine sahiptir. Rüzgâr ile güneş santrallerinin üretimlerinin değişken ve kesintili olması nedeniyle tahmin yanılgılarında elektrik üretim tüketim dengesini sağlar. Yenilenebilir

Enerji Kaynaklarının şebekeye maksimum kapasitede dahil olması sağlanarak sistemin kararlı bir şekilde işletilebilir olması sağlanır [47] .

PDHES sisteminin dezavantajlarına baktığımızda ise, suyun üst rezervuara pompalanması nedeniyle geleneksel bir hidroelektrik santraline göre ilk yatırım maliyeti daha yüksektir. İşletim maliyetleri ve bakım maliyetleri daha ucuz olmasına rağmen, inşaat harcamaları için yüksek finansal yatırıma gerek vardır. Çevresel etkiler de önemli bir sorundur ve birçok projenin iptal edilmesine neden olmuştur. Geleneksel PDHES yapımı esnasında rezervuar oluşturulurken genellikle nehirler zarar görebilir. Doğal akışın engellenmesi, suyun ekosisteminde bozulmalara, manzara değişikliklerine ve vahşi hayatı kötü yönde etkilemeye neden olabilir [47].

4.5. PDHES’ler İçin İstenen Site Özellikleri

Genellikle, bir PDHES’in inşaat alanı tepe veya dağ yükseklik içeren alanlar olmalıdır. Tepenin üstüne üst rezervuar, tepenin altına alt rezervuar yapılacak şekilde projelendirilir. Elektrik santrali de makinelerle birlikte alt rezervuara yakın bir noktada olabilir.

Tepenin üstünde ve tepenin altında suyun depolanması için yeterli büyüklükte alan olmalıdır.

PDHES aşağıdaki site özelliklere sahip olduğu takdirde daha uygun maliyetli inşa edilebilir.

1. Jeolojik koşullar rezervuarlar için uygun olmalıdır.
2. Alt rezervuar ile üst rezervuar arasındaki dikey mesafe farkı yeterince yüksek olmalıdır.
3. Su borusu (giriş tüneli, cebri boru ve deşarj tüneli) mümkün olduğunca kısa boylu olmalıdır. Alt rezervuara sahip işletmeler için bu durum özellikle önemlidir.
4. Rezervuar sahaları (hem üst hem de alt) mümkünse düşük miktarda kazı ve dolgu gerektirmelidir.
5. Güç istasyonu, yükleme merkezleri veya iletim koridorlarına mümkün olan en yakın şekilde yerleştirilmelidir.
6. Sosyal, ekonomik ve çevresel faktörlerin uygun olması gerekir.
7. Topoğrafya şartlarının uygun olması gerekmektedir.

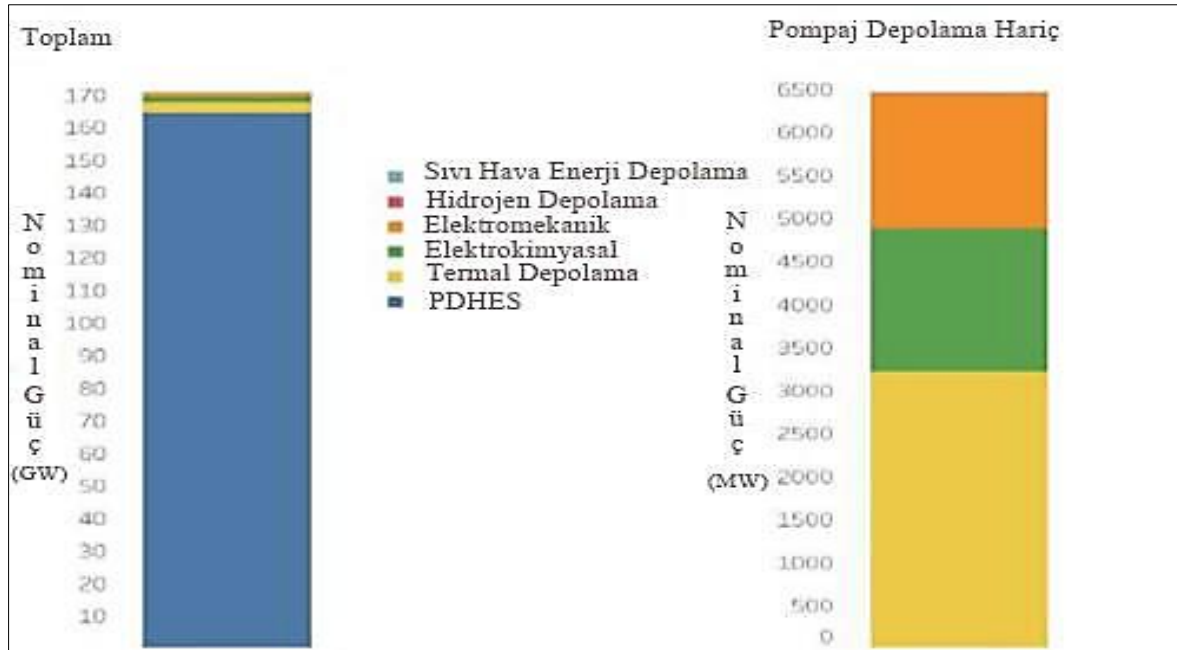
8. Farklı bir yenilenebilir enerji kaynağına entegre hibrit bir sistem yapılacaksa rüzgar veya güneş gibi, bu kaynaklarla mesafenin kısa olması gereklidir.

4.6. PDHES'lerin Dünyadaki Durumu

PDHES'ler 1890'lı yıllardan itibaren kullanılmakta olan sistemlerdir. PDHES'lerin yapılış amaçlarına bakıldığında;

- Puant talep ihtiyacını karşılamak,
- Şebekede oluşacak dengesizlikleri önlemek,
- Frekans kontrol etmek,
- Gerilim kontrolü yapmak,
- Enerjinin depolanması işlevini yerine getirmek,
- Black-Start kapasitesine sahip olmak,
- Termik veya nükleer santraller gibi yüksek kapasiteli santrallerin devre dışı kalmaları durumunda yedek güç sağlamak,

gibi amaçlara hizmet etmek için yapılmışlardır.



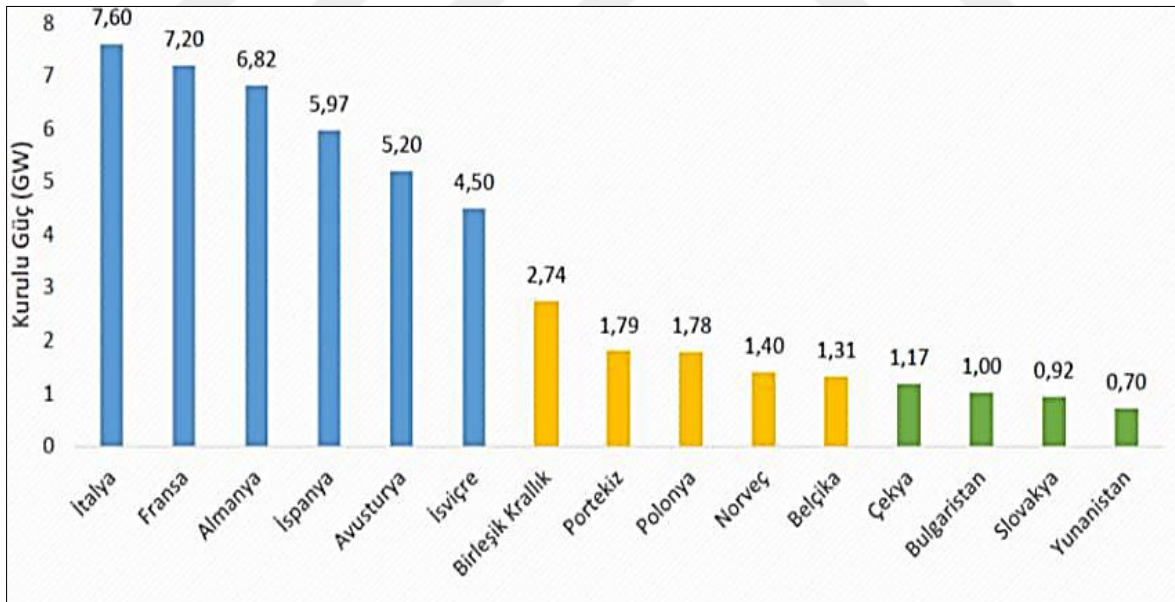
Şekil 4.2. Dünyadaki enerji depolama sistemlerinin kullanımı [51]

Uluslararası Yenilenebilir Enerji Ajansının 2017 yılı mayıs ayı verilerine bakıldığında dünyada enerji depolama sistemlerinde %97'lik seviyeyle birinci sırada PDHES'lerin olduğu belirtilmektedir. Dünyada depolanan 176 GW'lık enerji miktarının yaklaşık 169 GW'ının PDHES'lerde depolandığı belirtilmiştir [52].

PDHES'ler dünyada 42 ülkede 140 000 MW'ın üzerinde kurulu güce sahiptir. Çin 30320 MW'lık PDHES kurulu gücüyle bu alanda ilk sıradadır. İkinci olan Japonya'nın 21894 MW, ardından ABD 19140 MW PDHES kapasitesine sahiptir [53].

PDHES'ler gelişmekte olan ülkelerde tarafındanda planlanmakta ve işletilmektedir. İran'da yakın zamanda 1040 MW kurulu güce sahip Siah Bishe PDHES'i işletmeye girecektir [53].

Bölgesel bakıldığında; 2016 yılında Afrika'nın 2,044 MW, Güney ve Orta Asya'nın 7,426 MW, Doğu Asya ve Pasifik'in 60,424 MW, Güney Amerika'nın 1,004 MW, Avrupa'nın 50,949 MW, Kuzey ve Orta Amerika'nın ise 22,618 MW kurulu güce sahip PDHES'leri vardır [54,55].



Şekil 4.3. Avrupa'nın PDHES kurulu gücü (2016) [53]

Avrupa'da faaliyet gösteren yaklaşık 170 PDHES'in yarısında fazlası İtalya, İtalya, Fransa, Almanya ve İspanya'da yer almaktadır. Avrupa kıtasında yer alan PDHES'leri güçlerine ve kapasite faktörlerine göre ayırdığımızda İtalya, Fransa, Almanya, İspanya, Avusturya ve İsviçre 7.6 GW ile yüksek güç grubunda, Birleşik Krallık, Portekiz, Polonya, Norveç ve

Polonya ise orta güç grubunda, Çekya, Bulgaristan, Slovakya, Yunanistan ise düşük güç grubunda yer almaktadır. Avrupa'nın toplam PDHES kurulu gücü 50 GW civarındadır [53,54].

İsviçre toplamda 4 GW'lık kapasiteli altı proje planlamaktadır veya yapım aşaması devam etmektedir. Avrupa genelinde toplamda yaklaşık olarak 27 GW'lık kurulu güce sahip 60'a yakın tesisin yapılması beklenmektedir. Bu miktarda mevcut tesislerin yaklaşık % 50'sine karşılık gelmektedir [53,54].

Avusturya ve İsviçre'de ayrı ayrı 5 GW'lık pompalanan depolama tesislerine sahiptir ve kapasitelerini 2020 yılının sonunda iki katına çıkarmayı planlamaktadırlar.

İskandinav ülkelerinde, mevcut hidroelektrik santralleri enerji talebi için yeterli olduğundan için PDHES'lere gerek duyulmamaktadır.

AB ve ulusal yönetmeliklerde PDHES'ler ile ilgili düzenlemelerdeki eksiklere bakıldığında;

- AB yenilenebilir enerji direktifine göre PDHES'lerin yenilenebilir enerji kaynağı sayılmamasından dolayı yenilenebilir enerji teşvikleri dışında kalması,
- PDHES'lerin diğer üretim teknolojileri ile aynı kuralların geçerliliği,
- Birçok ülkede iletim sistemi tarifesinin çift yönlü olması (üretim sırasında veriş, pompaj sırasında çekiş tarifesi)
- Dengeleme ve yan hizmetler piyasasına katılım şartlarında farklılıklar,

gibi maddelerin yer aldığı anlaşılmaktadır

(http://www.yegm.gov.tr/duyurular_haberler/phes_calistay.aspx).

PDHES sektörünün gelecek 5 yıl içerisinde %60'a yakın büyüyeceği tahmin ediliyor ve her geçen yıl yaklaşık 7,5 GW PDHES kapasitesi yapılıyor. PDHES piyasasının %65'ine yakınının Çin'den geleceği düşünülmektedir. PDHES pazarının yaklaşık% 20'sini oluşturan Avrupa'da, öne çıkan ülkeler İsviçre, Avusturya, Almanya, İspanya ve Portekiz'dir [56].

Pompalanan depolama pazarının gelecek beş yıl içerisinde %60 büyüyeceği tahmin ediliyor ve her yıl yaklaşık 7,5 GW pompalanan depolama kapasitesi yapılıyor. Bu piyasanın

%65'inin Çin'den geleceği düşünülmektedir. Pazarın yaklaşık% 20'sini oluşturan Avrupa'da, fırsatlar çoğunlukla İsviçre, Avusturya, Almanya, İspanya ve Portekiz'dedir [56].

4.7. Dünyadaki Bazı PDHES'lerden Örnekler

Japonya denizlerle kaplı olduğundan ve topoğrafyası uygun olduğu için, deniz suyu kullanılarak tasarlanan pompaj depolama tesislerinin yapımı için müsaittir. Okinawa PDHES dünyanın ilk deniz suyunu kullanan PDHES tesisidir. Projenin kurulu gücü 30MW, debisi 26 m³/s, yüksekliği 136 m'dir. Ancak planlanan karı elde edemediğinden 2016 yılında tesis sökülüştür.

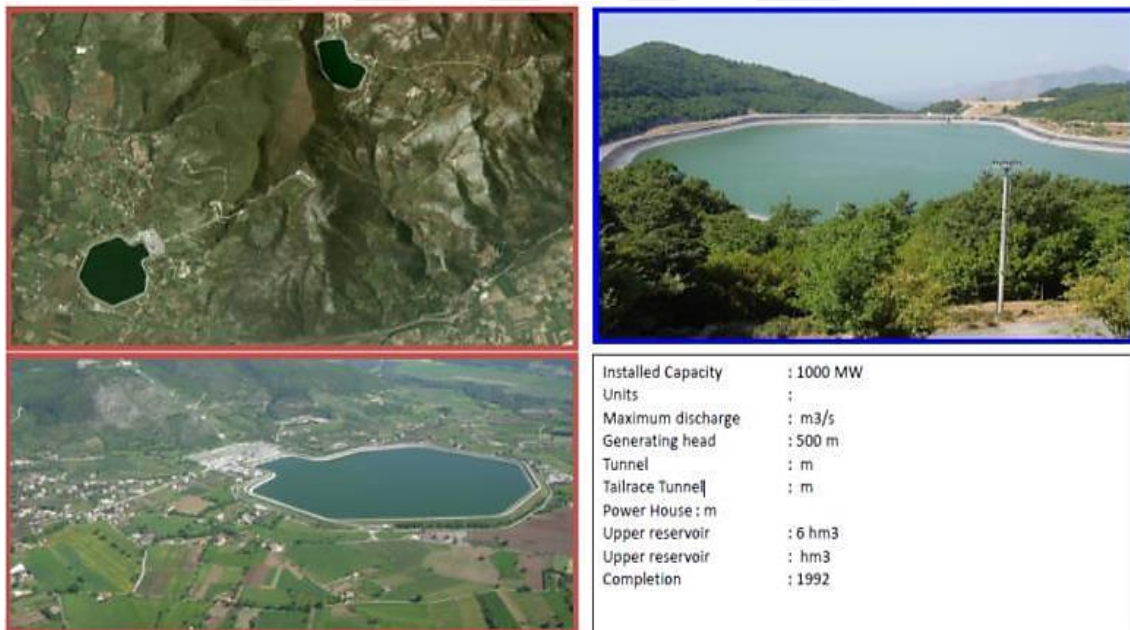


Resim 4.1. Japonya- Okinawa PDHES [56]

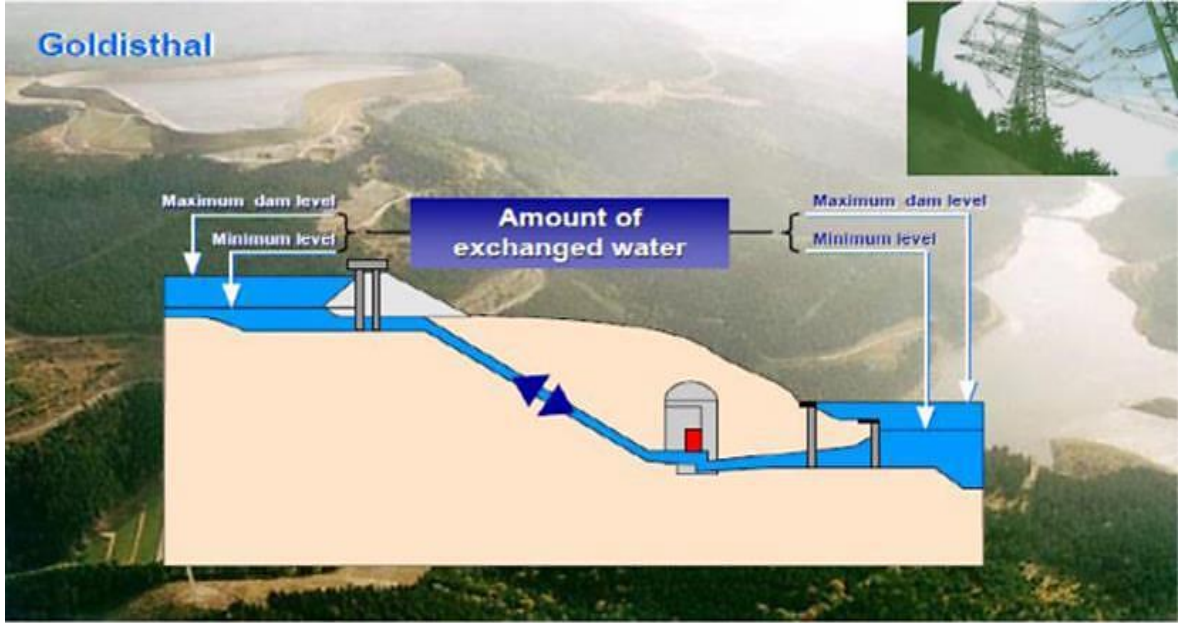
Ludington PDHES 1969 ve 1973 yılları arasında Amerika'da kurulmuştur. Michigan gölüne kıyı 100 milyon m³'lük hacime sahip bir rezervuarı bulunmaktadır. Her ünitesi 312 MW gücüne sahip 6 adet tersinir türbin olmak üzere toplamda 1872 MW kurulu güce sahiptir. Gece saatlerinde elektrik ihtiyacı daha düşük olduğundan dolayı, su Michigan gölünün 110 m üzerinde yer alan üst rezervuara pompalanır. Elektrik ihtiyacının yüksek olduğu saatlerde ise elektrik üretilir. Elektrik üretimine 120 saniye içinde start verir ve maksimum 1,800,000 kW'lık bir güce ulaşır. Türbinin akış hızı maksimum 125 m³/s'dir. "Amerikan İnşaat Mühendisleri Topluluğu" 1973 yılında bu projeyi "Olağanüstü İnşaat Mühendisliği Başarı" ödülü ile ödüllendirmiştir [22] .



Resim 4.2. Amerika–Ludington PDHES [22]

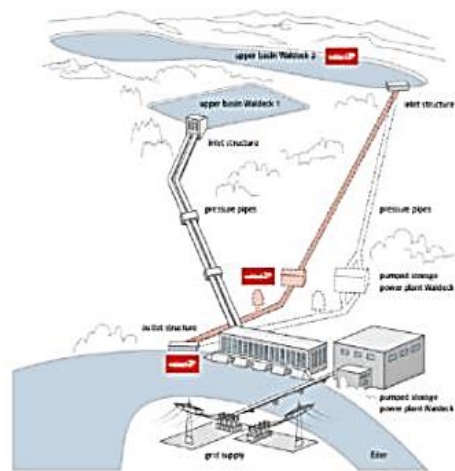


Resim 4.3. İtalya-1992 Presenzano PDHES (1000 MW) [57]

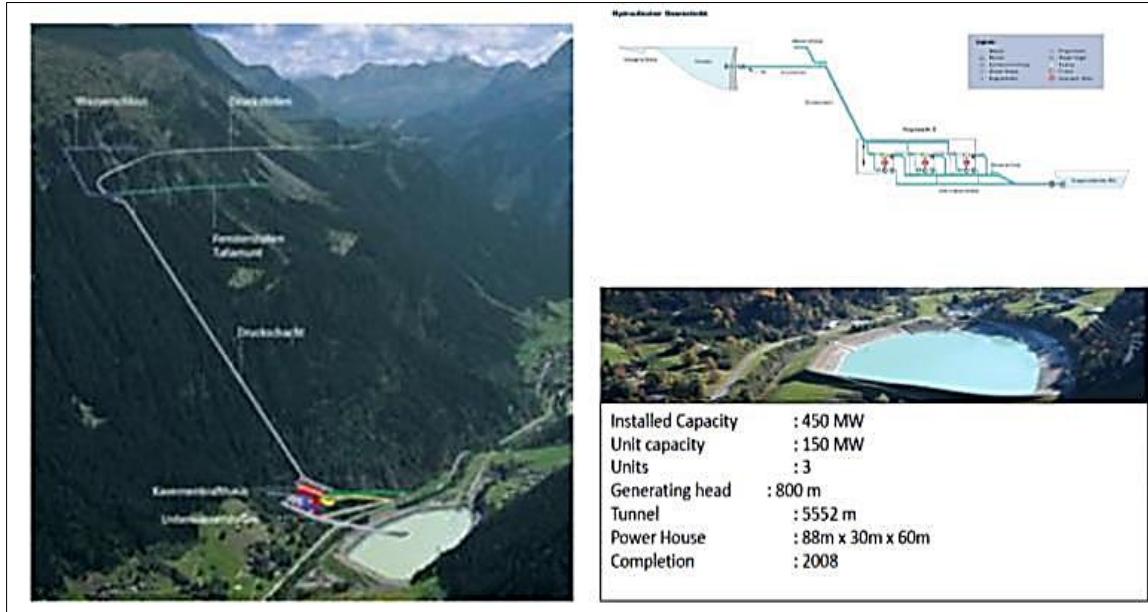


Resim 4.4. Goldisthal PDHES, 300 MW [57]

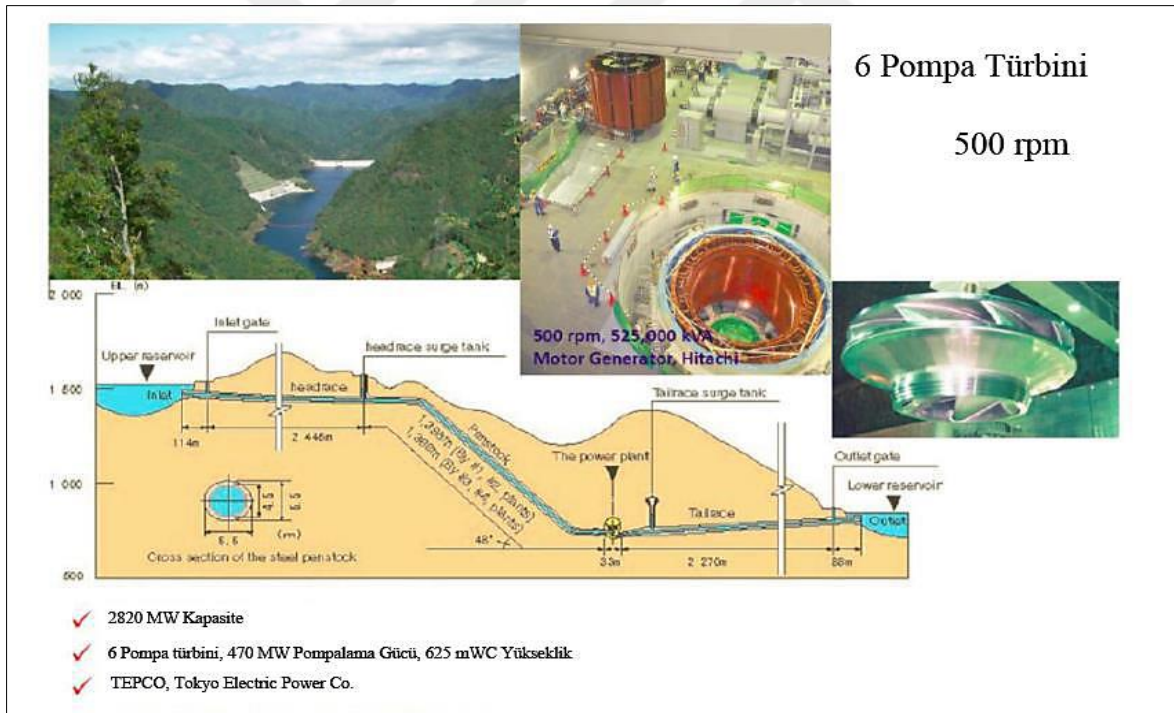
1932 yılında Almanya'da inşa edilen Waldeck I PDHES'in rehabilitasyonu 2009 yılında tamamlandı. Santralin üst rezervuarı 65,000 m³ hacimlidir. İlk kurulumunda 4 adet pompa ve 4 adet türbinden oluşurken, yeni tasarımda 4 adet pompa ve 2 adet türbin devre dışı bırakılarak, her biri 70 MW gücündeki iki Francis türbini yenilenmiştir. Santrale ayrıca pompa/türbin görevini yerine getiren 80 MW'lık bir hidrolik sistem eklenerek santralin çevrim verimliliği %63'lerden %75'lere çıkarılmıştır. Bunun için de sisteme bir cebri boru daha ilave edilmiştir [57].



Resim 4.5. Waldeck I PDHES (120 MW) ve Waldeck II PDHES (480 MW) [57]



Resim 4.6. Avusturya-2008 Kopswerk-2 PDHES (450 MW) [57]



Resim 4.7. Dünyanın en büyük PDHES'i Kannagawa [38]

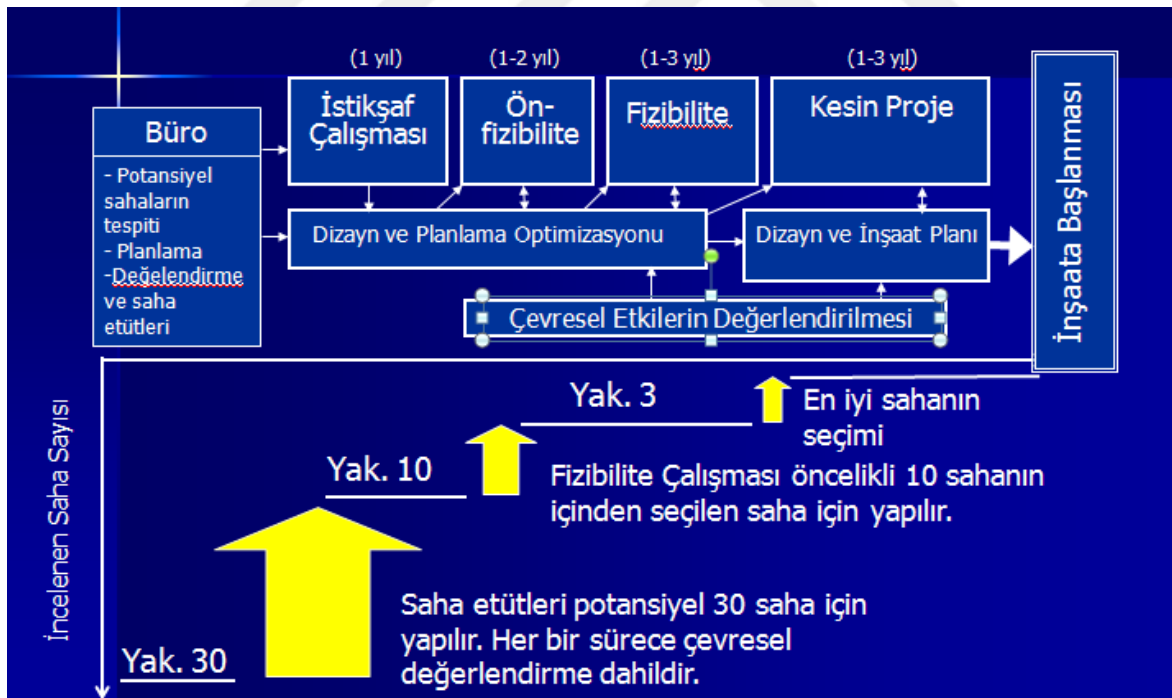
Dünyanın şu andaki en büyük PDHES'i, işletmeye 2005 yılında geçen Japonya'daki Kannagawa'dır (Şekil 4.7). Tesis 470 MW gücünde altı adet pompa türbin olmak üzere toplamda 2820 MW'tır. Cebri borular aşağı gölet türbin çıkışından (pompa girişinden) yukarıda olup çapı 4,5 m'dir. Böylece pompa modunda çalışırken emişte yapabilmektedir.

Göletler arasındaki yükselti farkı 625 m olan santralin pompa ve türbinlerinde, Resim 4.7’de de görüldüğü gibi Francis tipi çarklar bulunmaktadır [38].

İngiltere'nin en büyük pompa sistemi olan 1890 MW’lık kurulu güce sahip Dinorwig tesisi 1984 yılında işletmeye girmiştir ve halen Avrupa'nın en büyük PDHES’idir. İş çevresi tarafından azami yüklenmeyi düzenleyebilme özelliği ile bilinmektedir. Tesisin sahip olduğu 6 türbin jeneratörü de Avrupa kıtasındaki en büyük yapay mağarasında bulunmakta ve tersiner pompalar/türbinler 16 saniye gibi kısa bir sürede tam kapasiteye ulaşmaktadır [38].

4.8. Türkiye’de PDHES Çalışmaları

PDHES planlanmasında proje maliyetinin düşük miktarlarda olması, ihtiyacın olduğu bölgeye yakın olması, fay hatlarından uzaklığının 10 km’den fazla olması, jeolojik uygunluğu, park ve sit alanları gibi korunan alanlar ile bitkilerin ve hayvanların yerleşim alanlarına uzak olması gibi başlıca temel kriterler aranmaktadır.



Şekil 4.4. PDHES’in planlanma aşamaları (Tosun, Türköz, & Savaş, 2012)

Ülkemizde 2010 yılında “Türkiye Pik Talebinin Karşılanması için Optimal Güç Üretimi” projesi EİE Genel Müdürlüğü koordinasyonu ile Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketi Genel Müdürlüğü (TEİAŞ) ve Japonya Uluslararası İşbirliği Ajansı (JICA) aracılığıyla

görevlendirilen özel bir şirket tarafından başlatılmıştır. Bu proje 2011 yılı Şubat ayı içerisinde tamamlanmış ve 15 Nisan 2011 tarihinde de Nihai rapor sunulmuştur. Bu proje çalışmasına ait anlaşma, 27631 sayılı resmi gazetede milletlerarası anlaşma olarak yayımlanmıştır [38].

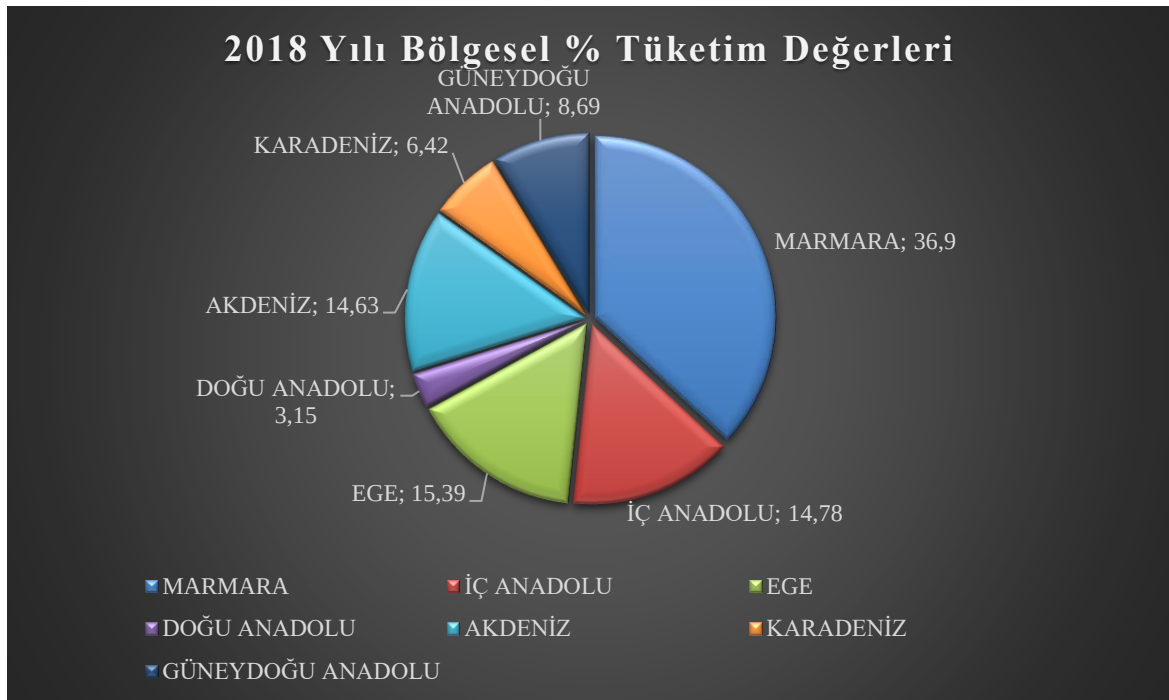
Çizelge 4.2. Ülkemizdeki PDHES çalışmalarının gelişimi [56]

Yıllar	Pompaj Depolamalı HES Çalışmaları
1969	Mülga EİE Genel Müdürlüğündeki ilk PDHES Etüdü Mart 1969'da tamamlandı
2005	Japonya Uluslararası İşbirliği Ajansı (JICA) ile teknik destek için ilk görüşmeler yapıldı.
2007	İlk PDHES teknik işbirliği başvurusu resmi olarak başlatıldı.
2009	Mülga EİE Genel Müdürlüğü kendi imkanları vasıtasıyla 18 adet PDHES'e ait Ön Etüt çalışmalarını bitirdi.
2010	TEİAŞ Genel Müdürlüğü teknik işbirliği çerçevesinde JICA ile birlikte Türkiye'nin pik güç ihtiyacının temini için Optimal Güç Üretim çalışmasına başladı.
2011	Türkiye'nin ilk PDHES etüdü olarak kabul edilecek bu çalışma tamamlanarak, PDHES'lerin hayat geçirilmesi için model önerilerin de bulundu. Çalışma neticesinde 3 tane PDHES projesine öncelik verildi. Mülga EİE Genel Müdürlüğü, JICA'dan projelerin fizibilite çalışmaları için teknik destek talebinde bulundu.
2014	JICA Teknik İşbirliği vasıtasıyla DSİ Genel Müdürlüğü tarafından YEGM-TEİAŞ-EÜAŞ gibi kurumları işbirliği sayesinde Gökçekaya PDHES için fizibilite çalışmaları başladı.
2016	Gökçekaya PDHES'e ait fizibilite çalışması bitti.
2017	YEGM, EPDK, EÜAŞ, TEİAŞ ve EPIAŞ kurumlarının katılımlarıyla "PDHES'lerin Ülkemiz Enerji Sektöründeki yerinin belirlenmesine yönelik düzenlemelerin ve izlenecek yöntemin ve modelin belirlenmesinde fayda sağlayacak yol haritasının oluşturulması" çalışmaları tamamlandı.
2018	YEGM vasıtasıyla organize edilen " PDHES Yol Haritası Çalıştayı" gerçekleştirildi.

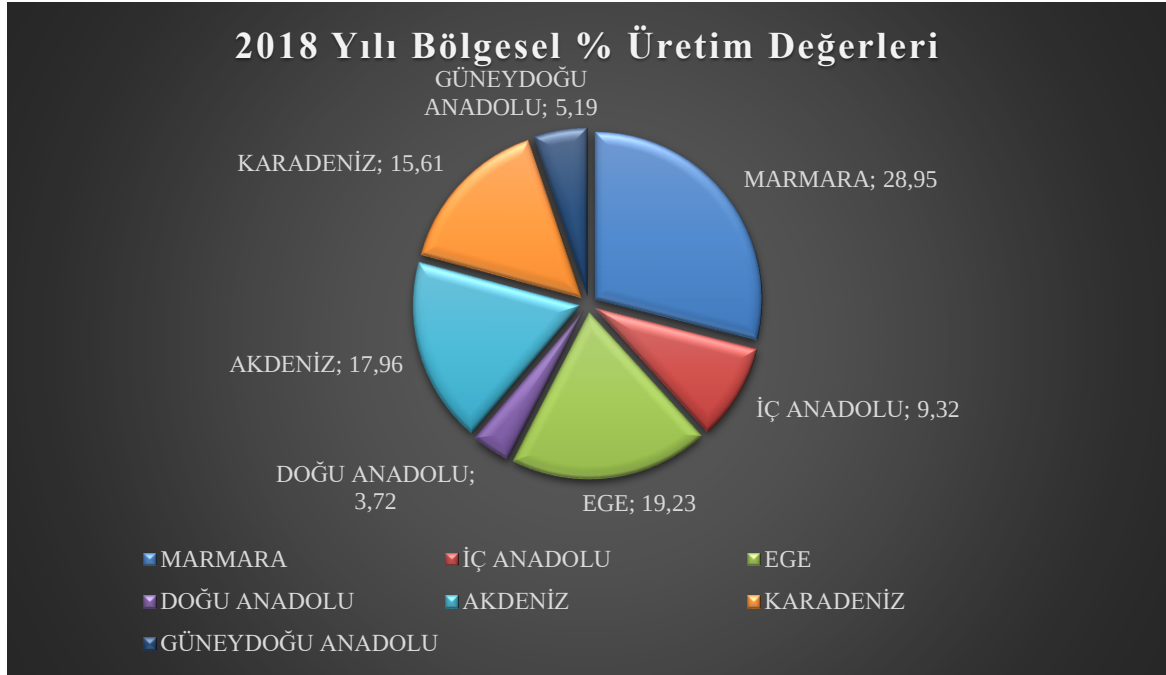
Japonlar ile birlikte çalışılan bu projede Türkiye için olası PDHES noktaları; yoğun talep bölgeleri, jeolojik, toptablo vb. kısıtlar dikkate alınarak araştırılmış ve sonucunda da 1400 MW'lık Gökçekaya PDHES ve 1800 MW'lık Altınkaya PDHES'in tasarımları tamamlanmıştır. Gökçekaya PDHES çalışmaları, DSİ tarafından YEGM-TEİAŞ- EÜAŞ işbirliği ile 2014 yılı şubat ayında JICA Teknik işbirliği ile başlanmış ve 2016 yılında bitirilmiştir [38].

4.8.1. PDHES'lerin bölgesel arz güvenliğine göre incelenmesi

Bölgesel olarak Türkiye'de elektrik enerjisi arz güvenliğine incelendiğinde elektriğin üretiminin tüketimi karşılayamadığı ve elektriğin üretiminin tüketimden daha yüksek olduğu çeşitli bölgelerin olduğu anlaşılmaktadır. Ülkemizdeki elektrik üretim ve tüketim değerlerinde bölgesel arası ciddi farkların olması nedeniyle, yapılması planlanan PDHES'lerin yer seçimi yapılırken arz güvenliği açısından tüketimin fazla ve arzın düşük olduğu bölgelerin dikkate alınması önemli bir faktördür. Bu nedenle PDHES'ler araştırılırken özellikle elektrik tüketiminin fazla olduğu ve bölgesel arz güvenliğine bakıldığında elektrik üretiminin elektrik tüketimini karşılamakta zorlandığı bölgelere ve Türkiye'nin hidroelektrik potansiyeline ayrıca dikkat edilerek incelenmiştir [58].



Şekil 4.5. 2018 yılı bölgesel elektrik tüketim payı [10].



Şekil 4.6. 2018 yılı bölgesel elektrik üretim payı [10]

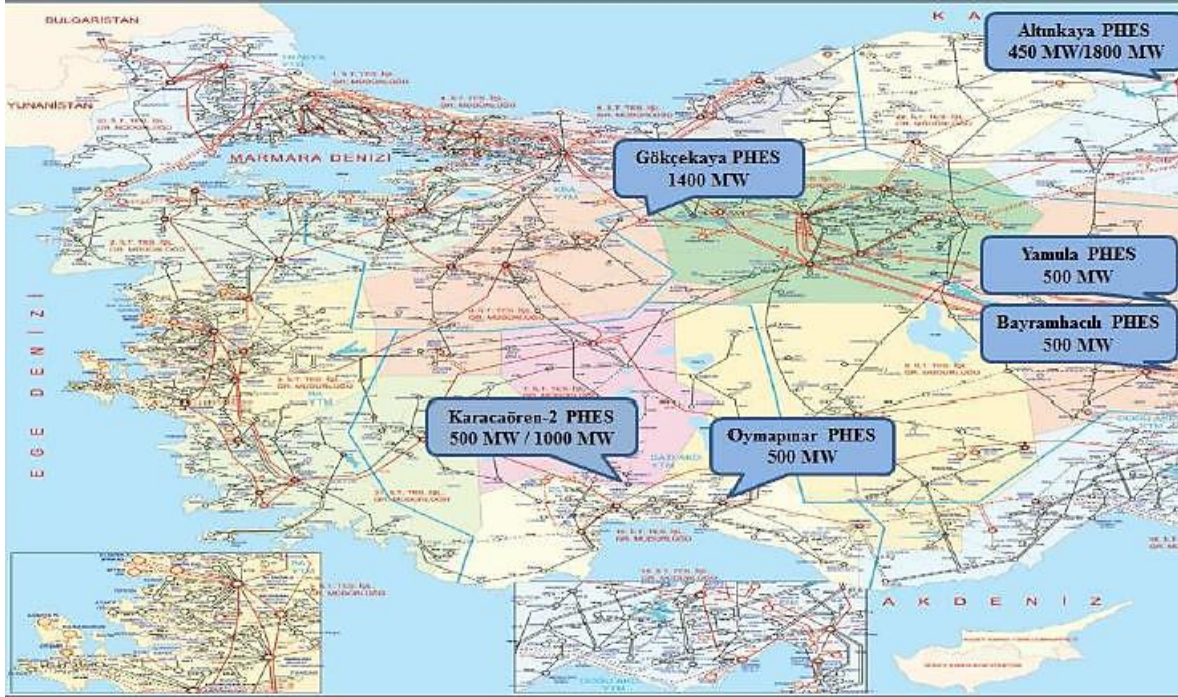
Şekil 4.4 ve 4.5'e bakıldığında; Marmara Bölgesi %36,9 ile en yüksek tüketimin ve %28,95 ile de en yüksek üretimin olduğu bölgedir. Bu bölgedeki üretimin tüketimi karşılama oranının 0,786 olduğu, Marmara bölgesinde üretilen elektriğin tüketimi karşılamadığı bunun nedeninin ise bölgedeki hidroelektrik potansiyeli de yeterli düzeyde olmamasından kaynaklı olduğu anlaşılmaktadır. Bu nedenle arz güvenliği ve sistemin dengesi için PDHES'lerin tüketim miktarının fazla olduğu Marmara gibi sanayi bölgelerinde kurulması faydalıdır. Ancak Marmara bölgesinin hidroelektrik potansiyelinin düşük olması gibi nedenlerden dolayı bu bölgede PDHES yapımını negatif etkileyen ana unsurdur. İç Anadolu ve Güneydoğu Anadolu bölgelerinde üretiminin tüketimi karşılama oranlarının sırasıyla 0,63-0,60 olduğu, yani İç Anadolu ve Güneydoğu Anadolu bölgesinde üretilen elektriğin tüketimi karşılamadığı anlaşılmaktadır. Ancak Türkiye tüketimindeki oranlarına bakıldığında bu bölgeler ikinci öncelikli bölgeler olarak düşünülmektedir. Karadeniz bölgesi, Doğu Anadolu bölgesi, Ege bölgesi ve Akdeniz bölgelerinde de üretiminin tüketimi karşılama oranlarının sırasıyla 2,44-1,18-1,25-1,23 olduğundan, elektrik üretiminin tüketiminden yüksek olduğu bölgeler olduğu anlaşılmıştır. Yine de sadece üretim ve tüketim oranları dikkate alınarak öncelikli bölgesel değerlendirme yapılması doğru bir sonuç vermeyebilir, bu nedenle bölgesel hidroelektrik potansiyelinin de dikkate alınarak değerlendirme yapılması daha doğru sonuçlar verebilir.

Çizelge 4.3'te belirtildiği üzere, 2009 yılında EİE Genel Müdürlüğü tarafından yapılan ön fizibilite çalışmaları sonucunda, toplamda 13700 MW kurulu güç olacak şekilde planlanan 16 tane saha belirlenmiş ve belirlenen sahalardan yenilenebilir enerji kaynaklı kurulu güç artışı ve nükleer projelerin işletme geçiş tarihlerine göre aşağıdaki sırayla devreye girmesinin uygun olacağı tespit edilmiştir.

- 1) Gökçekaya PDHES: 1400 MW
- 2) Oymapınar PDHES: 500 MW
- 3) Karacaören-2 PDHES: 1000 MW
- 4) Bayramhacılı PDHES: 500 MW
- 5) Altinkaya PDHES: 1800 MW
- 6) Yamula PDHES: 500 MW

Çizelge 4.3. EİE pompaj depolamalı hidroelektrik santral projeleri [58].

Tesis	Kurulu Güç (MW)	İli	Yatırım Şekli	Proje Debisi (m ³ /s)	Düşü (m)
İznik-I PDHES	1500	Bursa	Yeni Yatırım	687	255
Gökçekaya PDHES	1400	Eskişehir	Mevcut Baraja Entegre	193	962
Sarıyar PDHES	1000	Ankara	Mevcut Baraja Entegre	270	434
Bayramhacılı PDHES	1000	Kayseri	Mevcut Baraja Entegre	720	161
Hasan Uğurlu PDHES	1000	Samsun	Mevcut Baraja Entegre	204	570
Adıgüzel PDHES	1000	Denizli	Mevcut Baraja Entegre	484	242
Burdur PDHES	1000	Burdur	Yeni Yatırım	316	370
Eğridir PDHES	1000	Isparta	Yeni Yatırım	175	672
Kargı PDHES	1000	Ankara	Mevcut Baraja Entegre	238	496
Karacaören-II PDHES	1000	Burdur	Mevcut Baraja Entegre	190	615
Yalova PDHES	500	Yalova	Yeni Yatırım	147	400
Yamula PDHES	500	Kayseri	Mevcut Baraja Entegre	228	260
Oymapınar PDHES	500	Antalya	Mevcut Baraja Entegre	156	372
Aslantaş PDHES	500	Osmaniye	Mevcut Baraja Entegre	379	254
İznik-II PDHES	500	Bursa	Yeni Yatırım	221	263
Demirköprü PDHES	300	Manisa	Mevcut Baraja Entegre	166	213



Şekil 4.7. Türkiye’de önerilen PDHES sahaları [59].

Oymapınar PDHES projesi; JICA ve EİE Genel Müdürlüğü tarafından yapılan çalışmalar neticesinde net düşünün maksimuma yakın olduğu ve pik sürenin 3 saat gibi düşük bir değerde olması nedeniyle öncelikli olarak değerlendirilmemiştir. Ancak TEİAŞ tarafından bu bölgede Akkuyu Nükleer Santrali olacağından dolayı söz konusu projenin revize çalışmasının yapılması ya da alternatif projelerin yapılması önerilmektedir [56].

Bayramhacılı PDHES veya Yamula PDHES projeleri; JICA ve EİE Genel Müdürlüğü tarafından yapılan çalışmalar neticesinde pik sürenin 3 saat gibi düşük bir değerde olması nedeniyle öncelikli olarak değerlendirilmemiştir. Ancak iletim sistemi dikkate alındığında söz konusu projelerin revize çalışmalarının yapılması ya da alternatif projelerin yapılması TEİAŞ tarafından önerilmektedir. Yapılan çalışmalar neticesinde planlanan ve öne çıkan PDHES noktalarının [56];

Gökçekaya PDHES: Enerji tüketim bölgelerine yakın olduğu ve enerji hatları için köprü vazifesi göreceği,

Altinkaya PDHES: Sinop ilinde yapılacak nükleer santrale yakın olduğu,

Karacaören 2 PDHES: İklimlendirme ve yaz dönemlerinde enerji ihtiyacının yüksek olduğu yerlerin yakınında olduğu,

Oymapınar PDHES: 2023 yılında devreye girecek olan Akkuyu nükleer santraline yakın olduğu,

Bayramhacılı-Yamula PDHES: Doğu bölgesinde üretilen elektrik enerjisinin tüketim noktalarına aktarmında denge noktası olduğu, anlaşılmaktadır.

Seçilen bu PDHES'ler haricinde EİE Genel Müdürlüğü tarafından hazırlanan farklı PDHES projeleri ile ilgili bazı bilgiler aşağıda verilmiştir [56].

Sarıyar PDHES: Etüt çalışmalarına göre 1000 MW kurulu gücüne göre sahip Sarıyar PDHES Ankara ilindedir. PDHES'te alt rezervuar olarak mevcut Sarıyar Barajı, üst rezervuar olarak ise 435 m yükseklikte beton kaplamalı havuz düşünülmüştür. Proje 595 m cebri boru, 387 m şaft ve 815 m kuyruk suyu tüneli olacak şekilde düşünülmüştür. Yatırım bedeli olarak belirlenen rakam 650 000 000 \$'dir [59].

Bayramhacılı PDHES: Etüt çalışmalarına göre 1000 MW kurulu gücüne göre sahip Bayramhacılı PDHES Kayseri ilindedir. PDHES'te alt rezervuar olarak mevcut Bayramhacılı Barajı, üst rezervuar olarak ise 161 m yükseklikte beton kaplamalı havuz düşünülmüştür. Proje 305 m şaft ve 160 m kuyruk suyu tüneli olacak şekilde düşünülmüştür. Yatırım bedeli olarak belirlenen rakam 650 000 000 \$'dir [59].

Hasan Uğurlu PDHES: Etüt çalışmalarına göre 1000 MW kurulu gücüne göre sahip Hasan Uğurlu PDHES Samsun ilindedir. PDHES'te alt rezervuar olarak mevcut Hasan Uğurlu Barajı, üst rezervuar olarak ise 570 m yükseklikte beton kaplamalı havuz düşünülmüştür. Proje 635 m şaft ve 965 m kuyruk suyu tüneli olacak şekilde düşünülmüştür. Yatırım bedeli olarak belirlenen rakam 660 000 000 \$'dir [59].

Adıgüzel PDHES: Etüt çalışmalarına göre 1000 MW kurulu gücüne göre sahip Adıgüzel PDHES Denizli ilindedir. PDHES'te alt rezervuar olarak mevcut Adıgüzel Barajı, üst rezervuar olarak ise 242 m yükseklikte beton kaplamalı havuz düşünülmüştür. Proje 216 m cebri boru, 303 m şaft ve 447 m kuyruk suyu tüneli olacak şekilde düşünülmüştür. Yatırım bedeli olarak belirlenen rakam 635 000 000 \$'dir [59].

Kargı PDHES: Etüt çalışmalarına göre 1000 MW kurulu gücüne göre sahip Kargı PDHES Ankara ilindedir. PDHES'te alt rezervuar olarak mevcut Kargı Barajı, üst rezervuar olarak ise 513 m yükseklikte sıkıştırılmış kil havuzu düşünülmüştür. Proje 1815 m cebri boru, 367 m şaft ve 580 m kuyruk suyu tüneli olacak şekilde düşünülmüştür. Yatırım bedeli olarak belirlenen rakam 670 000 000 \$'dir [59].

Yalova PDHES: Etüt çalışmalarına göre 500MW kurulu gücüne göre sahip Yalova PDHES Yalova ilindedir. PDHES'te alt rezervuar olarak mevcut Yalova Regülatörü, üst rezervuar olarak ise 400 m yükseklikte beton kaplamalı havuzu düşünülmüştür. Projede, 800 m şaft ve 300 m kuyruk suyu tüneli olacak şekilde düşünülmüştür. Yatırım bedeli olarak belirlenen rakam 320 000 000 \$'dir [59].

Yamula PDHES: Etüt çalışmalarına göre 500MW kurulu gücüne göre sahip Yamula PDHES Kayseri ilindedir. PDHES'te alt rezervuar olarak mevcut Yamula Barajı, üst rezervuar olarak ise 260 m yükseklikte beton kaplamalı havuzu düşünülmüştür. Projede 1540 m cebri boru, 80 m şaft ve 300 m kuyruk suyu tüneli olacak şekilde düşünülmüştür. Yatırım bedeli olarak belirlenen rakam 430 000 000 \$'dir [59].

Oymapınar PDHES: Etüt çalışmalarına göre 500MW kurulu gücüne göre sahip Oymapınar PDHES Antalya il sınırları içerisinde. PDHES'te alt rezervuar olarak mevcut Oymapınar Barajı, üst rezervuarı ise 372 m yükseklikte beton kaplamalı havuzu düşünülmüştür. Projede, 419 m şaft ve 500 m kuyruk suyu tüneli olacak şekilde düşünülmüştür. Yatırım bedeli olarak belirlenen rakam 320 000 000 \$'dir [59].

Aslantaş PDHES: Etüt çalışmalarına göre 500MW kurulu gücüne göre sahip Aslantaş PDHES Osmaniye il sınırları içerisinde. PDHES'te alt rezervuar olarak mevcut Aslantaş Barajı, üst rezervuarı ise 154 m yükseklikte beton kaplamalı havuzu düşünülmüştür. Projede 875 m cebri boru ve 225 m kuyruk suyu tüneli olacak şekilde düşünülmüştür. Yatırım bedeli olarak belirlenen rakam 410 000 000 \$'dir [59].

Demirköprü PDHES: Etüt çalışmalarına göre 300MW kurulu gücüne göre sahip Demirköprü PDHES Manisa il sınırları içerisinde. PDHES'in alt rezervuar olarak mevcut Demirköprü Barajı, üst rezervuarı ise 215 m yükseklikte beton kaplamalı havuzu düşünülmüştür. Projede

473 m cebri boru, 157 m şaft ve 832 m kuyruk suyu tüneli olacak şekilde düşünülmüştür. Yatırım bedeli olarak belirlenen rakam 220 000 000 \$'dır [59] .

4.9. PDHES Uygulamasının Etkisi

PDHES uygulamasının yararlarının aşağıdaki şekilde olacağı düşünülmektedir.

Azami talep ile ilgili enerji üretimi

PDHES'in yıllık sabit maliyeti o denli düşüktür ki PDHES, yıllık yük faktörünün %20'nin altında olmasıyla azami talep için diğer enerji santrali çeşitlerinden daha iyi bir konumdadır.

Enerji depolama işlevi

Suyu alt rezervuardan üst rezervuara pompalayarak, durgun dönemlerde (işlem ücreti düşüktür) elektrik enerjisi satın alarak, ve yoğun dönemlerde (işlem ücreti yüksektir) üst rezervuara depolanmış suyu kullanmak suretiyle elektrik üreterek, enerji depolama kayıpları göz önüne alındığında dahi kar muhafaza edilmektedir.

Yan hizmet temini

İşletme esnasında, çıktının (veya girdinin) hızlı ayarı, sistem frekansındaki karışıklığı azaltmaktadır. Ayrıca, durdurma esnasında, işletme emrinden sonra yaklaşık 5 dakika içinde üretimi başlatma yetisine sahip olan PDHES, büyük jeneratörlerden birinin aniden durması veya yükteki veya rüzgar enerjisi çıktısındaki ani değişiklik gibi arz ve talep durumundaki öngörülme-yen dengesizliğe hazırlanmada rezerv kapasitesini sağlama almaya yardımcı olmaktadır.

4.10. Azami Talep İçin Elektrik Üretimi Ekonomisi

Elektriği, saatten saate çeşitlilik gösteren talep için istikrarlı şekilde tedarik etmek amacıyla, yalnızca tüm gün boyunca işletilen enerji santrallerine sahip olmak değil, aynı zamanda sadece elektrik talebinin yoğun döneminde işletilen enerji santrallerine de sahip olmak önemlidir. Talep şekline göre değişse de, azami arz kapasitesi için gerekli miktarın genel olarak yaklaşık %20 olduğu söylenmektedir.

Her elverişlilik faktörü için üretim maliyeti, çeşitli enerji kaynaklarının inşaat maliyetine (sabit maliyet) ve yakıt maliyetine (değişken maliyet) dayanarak hesaplanmaktadır, daha sonra azami arz kapasitesi olarak hangi enerji kaynağının optimal olduğu araştırılır.

Yıllık sabit maliyet

TEİAŞ'tan temin edilen değerlere ilişkin olarak, çeşitli enerji kaynakları için hesaplama için kullanılan standart inşaat maliyetleri belirlenmiştir ve yıllık sabit maliyetler Çizelge 5-1'de gösterildiği şekilde hesaplanmaktadır. Genel anlamda, yıllık sabit masraflar, amortisman yöntemlerine göre farklılık göstermektedir ve her yıl sabit olmaksızın işletimin başlamasından hemen sonra en yüksek değerine ulaşır. Bu durumda, kullanım ömrü açısından denkleştirilmiş masraflar, faiz oranının %10 olduğu varsayılarak gösterilmektedir. Hesaplamaların, üretim tesislerinin kullanım ömrünün inşaat mühendisliği tesislerinin daha büyük oranda hesaba katıldığı hidroelektrik santralleri için 40 yıl, ve termik santraller için 20 yıl olduğu varsayılarak yapıldığı unutulmamalıdır.

Yakıt maliyeti

TEİAŞ'dan temin edilen değerlere ilişkin olarak, standart enerji santrallerindeki yakıt maliyeti aşağıdaki şekilde hesaplanmaktadır.

Çizelge 4.4. Yakıt maliyet çizelgesi [15]

	Yakıt Fiyatı (USC/Mcal)	Etkinlik	Yakıt Maliyeti (USC/kWh)
Gaz C/C	8985	54,90%	14,1
Gaz GT	8985	30,70%	25,2
Kömür ST	1917	36,50%	4,5

Üretim maliyeti

Çeşitli enerji kaynakları için standart üretim maliyetleri aşağıdaki şekilde hesaplanmaktadır. PDHES için yakıt maliyetinin, elektrik piyasasında ortalama bir durgun dönem işlem ücreti

olan 68 TL/MWh (\$ 37/MWh) olduğu, ve enerji depolama etkinliğinin %70 (kayıp %30) olduğu varsayılmaktadır.

Çizelge 4.5. Üretim kaynaklarına göre maliyet çizelgesi [15]

	İnşaat Maliyeti (USD/kW)	Yıllık Sabit Maliyet (USD/kWyıl)	Yakıt Maliyeti (USD/kWh)	Üretim Maliyeti (USD/kWh)		
				L.F=10%	L.F=40%	L.F=80%
Hidroelektrik	1700	182,3	0	20,8	5,2	---
PDHES	800	89,8	5,3	15,5	---	---
Gaz CC	800	99,6	14,1	25,5	16,9	15,5
Gaz GT	500	64,2	25,2	32,5	27	26,1
İthal Kömür	1900	276,4	4,5	36	12,4	8,4

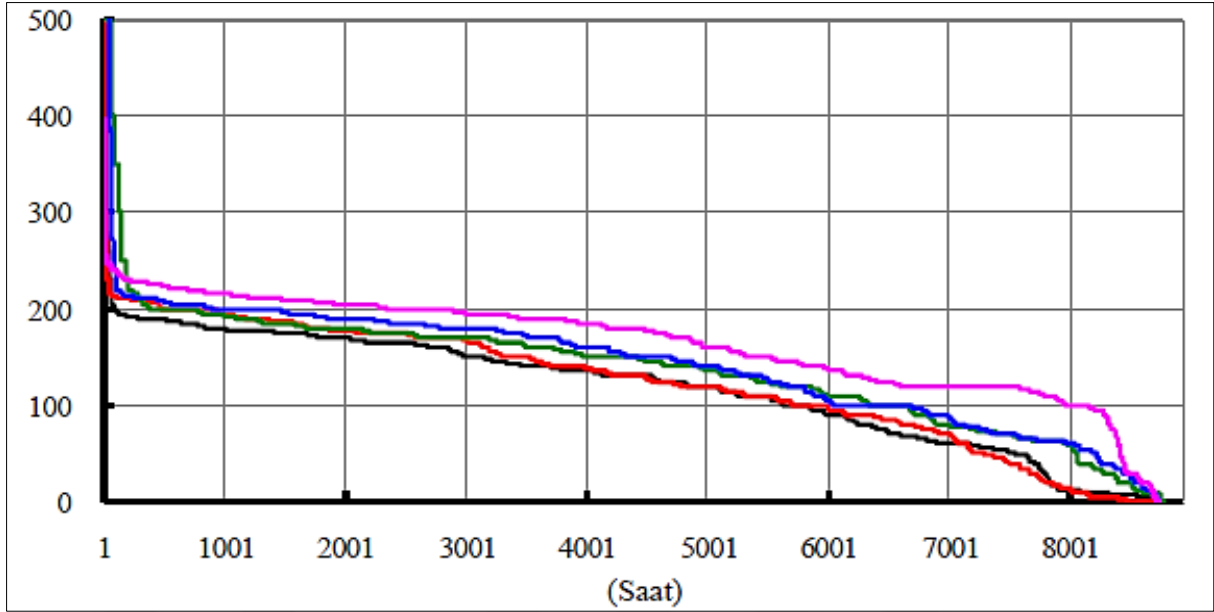
Azami arz kapasite bölgesinde (diğer bir deyişle elverişlilik faktörünün %20 veya daha düşük olduğu aralık), daha düşük yıllık sabit birim fiyatına sahip santraller ekonomik anlamda avantajlı olmaktadır. Çünkü yıllık sabit maliyeti en düşük olan Gaz Türbini oldukça yüksek bir yakıt maliyetine sahipken, yıllık sabit maliyeti görece düşük olan PDHES yoğun dönem için en ekonomik enerji arzı haline gelmektedir. Bununla birlikte, şu anda Türkiye’de azami arz kapasitesini geliştirme ihtiyacı bulunmamaktadır, çünkü birçok büyük ölçekli rezervuar tipi hidroelektrik enerji santrali bulunmaktadır ve bunlar azami arz kapasitesini karşılamaktadır.

4.11. Enerji Depolama İşlevinden Faydalanma

4.11.1. Mevcut elektrik piyasasında işlem ücretleri

Elektrik piyasasının mevcut durumu Bölüm 3.5’te gösterilmiştir.

Elektrik piyasasında saatlik işlem ücreti, EPIAŞ’ın halka açık web sitesinden (<https://seffaflik.epias.com.tr/transparency/>) görülebilir. 2010 ile 2019 arasındaki, her yıl azalan sırayla değişen (8760 saat için) Sistem Marjinal Fiyatı (SMF) aşağıda gösterilmektedir.



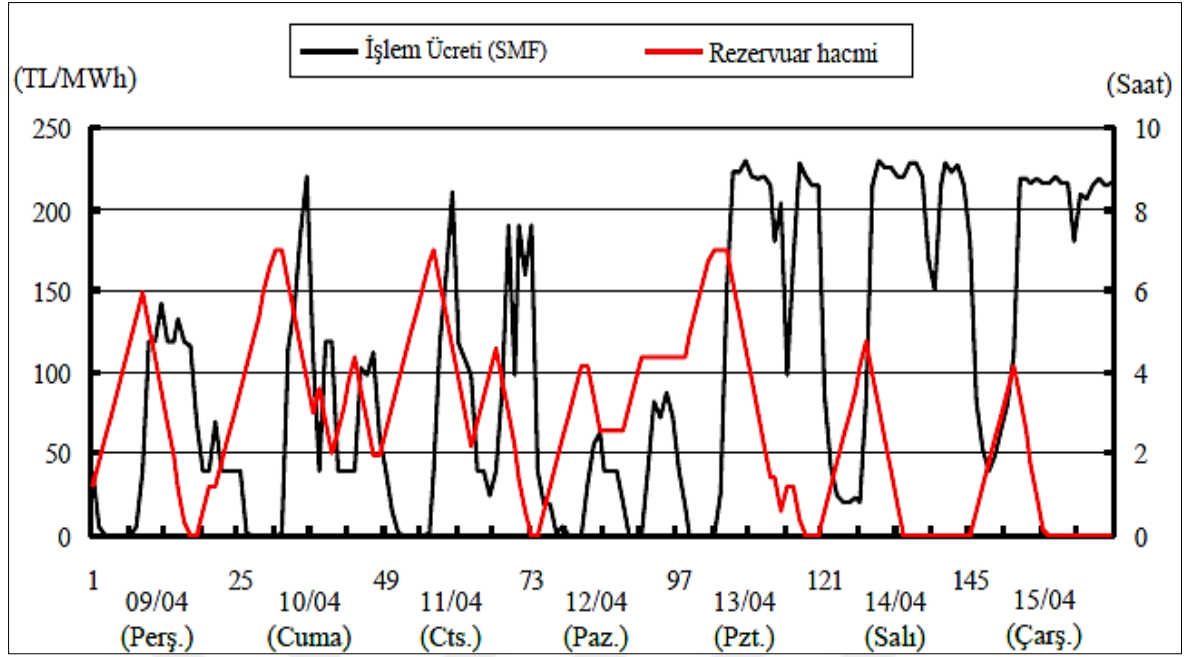
Şekil 4.8. 2010-2019 yılları arası SMF çizelgesi [16]

Yaklaşık 3000 saatlik yoğun zamandaki işlem ücreti 150 TL/MWh veya üstü olmuştur. Diğer yandan, yaklaşık 3000 saatlik durgun zamandaki işlem ücretleri 100 TL/MWh veya daha az olmuştur. Dolayısıyla, yoğun ve durgun dönemdeki işlem ücretleri arasında 50 TL/MWh veya daha fazla fark bulunmaktadır ve PDHES'in yaklaşık %70 pompalama etkinliği göstereceği düşünülse dahi durgun zamanda ucuz elektrik gücü kullanarak su pompalamak ve yoğun zamanda elektrik üreterek işlem ücretleri arasındaki farktan dolayı kar sağlamak mümkündür.

4.11.2. Mevcut elektrik piyasasında enerji depolama işlevinden elde edilen fayda

Mevcut elektrik piyasasında enerji depolama işlevinden elde edilen fayda, yukarıda belirtilen işlem ücretlerinin seviyesine göre değerlendirilmektedir.

Elektrik piyasasındaki işlem ücreti saatten saate çeşitlilik göstermektedir. Enerji depolamadan dolayı ortaya çıkacak kayıp göz önüne alınsa dahi, durgun dönemde düşük ücretten elektrik kullanarak su pompalamak ve yoğun dönemde yüksek fiyattan elektrik üretmek (satmak) suretiyle fayda elde edilebilir. Bir örnek olarak, 9 Nisan 2015 itibarıyla bir haftalık işlem ücretini kullanarak bir PDHES'in işletme simülasyon sonucu aşağıda gösterilmektedir. Rezervuar hacmi, azami çıktı ile makul üretim süresi olarak gösterilmektedir, ve azami olarak yedi saat olarak varsayılmaktadır.



Şekil 4.9. PDHES'in bir haftalık işletme simülasyonu

Bir PDHES, rezervuar hacminin arttığı dönemde pompalama modunda ve azaldığı dönemde üretim modunda işletilmektedir. Söz konusu haftada durgun dönemdeki işlem ücretleri neredeyse 0 (sıfır) iken yoğun dönemdeki işlem ücretleri 200 TL/MWh veya üstü gibi yüksek bir ücret olmuştur. Dolayısıyla, PDHES'in işletimini faal olarak icra ederek fayda artırılabilir, çünkü işlem ücretindeki değişiklik oldukça keskin olmuştur.

PDHES'in 1MW'lık haftalık simülasyonunda, 5426 TL'lik bir kar elde edilebilir, çünkü üretim faaliyetinden 6867 TL'lik bir gelir elde edilmekte ve pompalama faaliyetinden dolayı satın alma maliyeti için 1441 TL'lik bir gider düşülmektedir. Enerji üretimi için süre 52 saat (%31) ve pompalama faaliyeti için 69 saattir (%41), ve PDHES 47 saat (%28) için tamamen durmaktadır. Üretim modundaki ortalama satış ücreti 166 TL/MWh ve pompalama modundaki ortalama satın alma ücreti 25 TL/MWh.

4.12. Yan Hizmetlere Faydası

Aşağıdaki iki nokta, yan hizmet işlevi kullanımından elde edilen faydalar olarak düşünülmektedir.

- İşletme esnasında (üretim modu ve pompalama modu), PDHES frekans kontrolü yapar ve söz konusu işlevin temininden kazanç elde eder.

- Durma esnasında, PDHES her zaman bir marjinal tedarik kapasitesi olarak hazır bulunur ve kısa bir sürede faaliyete başlayabilir (yaklaşık beş dakika içinde). Elektrik sisteminin arz talep dengesini etkileyen öngörülmeleyen bir kazanın (örneğin, büyük ölçekli bir enerji santralinin kesintiye uğraması) gerçekleşmesi durumunda, arz enerjisi emniyete alınır.

Mevcut sistemde, işletim esnasında frekans kontrolü yapma işlevinin faydası değerlendirilse de, durdurma esnasındaki marjinal arz kapasitesinin faydası değerlendirilmemektedir.

Yan hizmetlerin mevcut olup olmaması, enerji kalitesinin seviyesi üzerinde önemli bir etkiye sahip bir faktördür.

Sistemin Avrupa sistemi ile bağlantılı olmasından ve frekansın Avrupa sistemi ile aynı olmasından dolayı, frekans kalitesi oldukça iyi halde korunmaktadır. Bununla birlikte, Avrupa sistemi ile birbirine bağlanmış olan hatların bağlantısı, 31 Mart 2015'te meydana gelen bir sistem arızasından dolayı kopmuştur ve Türk sisteminde geniş bir alanda kesinti meydana gelmiştir. Böyle bir durum dikkate almak ve sistem içinde frekans kontrolü gibi yan hizmetler sunabilen tesisleri emniyete almak önemlidir.

4.12.1. Avrupa ülkelerinin sistem hizmet tarifeleri

Farklı Avrupa ülkelerinin iletim tarifelerine dair bir analiz “ENTSO-E Avrupa’da İletim Tarifelerine Genel Bakış: Sentez 2014” (Haziran 2014)’da tanımlanmıştır. Bu belgeden yola çıkarak, sistem hizmet tarifeleri aşağıda gösterilmektedir.

Çizelge 4.6. Avrupa ülkelerinde sistem hizmet tarifeleri [60]

Ülke	Tarife €/MWh	Primer rezerv	Sekonder rezerv	Tersiyer rezerv	Kısıt yönetimi		Toparlanma	Voltaj kontrolü	Sistem dengeleme
					Yurtiçi	Sınır ötesi			
Avusturya	1.63	C	C	C	C	C/B	C	C	N
Belçika	2.71	C	C/B	C/B	C	C/B	C	C	N
Bosna Hersek	1.40	C	C	C	N	B/C	C	C	N
Bulgaristan	1.41	C	C	C	N	B/C	C	C	N
Hırvatistan	1.97	N	C	C	C	C	C	C	C
Kıbrıs	7.80	C	C	C	N	N	C	C	N
Çek Cumh.	4.35	C	C	C	C	C	C	C	C
Danimarka	0.90	C	C	C	C/B	C/B	C	C	C
Estonya	0.03	N	N	C	N	B/C	C	C	N
Finlandiya	1.00	N	N	C	C	C	C	C	N
Fransa	0.44	C	C	N	C	N	C	C	N
Almanya	2.34	C	C	C	C	C	C	C	N
Büyük Britanya	2.18	C	C	C	C	C	C	C	C
Yunanistan	0.42	C	C	N	N	N	N	N	N
Macaristan	3.31	C	C	C	C	B/C	C	C	B/C
İzlanda	9.56	C	C	C	C	C	C	C	C
İrlanda	0.27	C	C	C	C	C	C	C	N
İtalya	3.17	C	C	C	B/C	B/C	C	C	C
Letonya	0.19	C	C	C	N	N	N	C	N
Litvanya	1.60	N	C	C	N	N	C	C	B/C
Lüksemburg	1.74	C	C	C	C	C	C	C	C
Makedonya	2.74	N	C	C	C	C/B	C	C	C
Hollanda	1.01	C	C	C	C/B	C/B	C	C	B/C
K. İrlanda	7.02	C	C	C	N	N	C	C	N
Norveç	0.40	C	C	C	C/B	B/C	N	C	N
Polonya	2.61	C	C	C	C	N	C	C	C
Portekiz	1.74	N	C/B	N	N	B/C	N	N	N
Romanya	3.35	N	C	C	C	B/C	C	C	N
Sırbistan	0.53	C	C	C	C	C	C	C	C
Slovak Cumh.	6.75	C	C	C	C	N	C	C	N
Slovenya	0.34	N	C	C	C	C/B	C	C	N
İspanya	5.53	C	C	C	C	C	C	C	C
İsveç	0.26	C	N	N	N	N	C	C	N
İsviçre	5.22	C/B	C/B	C/B	C/B	B/C	C/B	C/B	N
Ortalama	2.53								

Açıklamalar:

- C, verilen bir masraf kaleminin birim iletim tarifesinin hesaplanmasına dahil edilmesi.
- C/B, verilen bir faaliyet için masraf ve kar/gelirin her ikisi de mevcutsa, masrafların kardan daha yüksek olması ve farkın birim iletim tarifesinin hesaplanmasına dahil edilmesi (masraf fazlası).
- B/C, verilen bir faaliyet için masraf ve kar/gelirin her ikisi de mevcutsa, karın masraftan daha yüksek olması ve farkın birim iletim tarifesini düşürmesi.

– N, verilen bir masrafın, birim iletim tarifesinin hesaplanmasına dahil edilmemesi.

Terimler Sözlüğü	
Primer rezerv	Jeneratörlerde hazır bulunan, frekans değişikliklerine yanıt vermek için rezerv edilen ve oldukça hızlı bir yanıt süresine sahip olan enerji. Bu rezervleri muhafaza etmek, bir şekilde kullanıcılara yüklenen bir maliyet oluşturmaktadır.
Sekonder rezerv	Jeneratörlerde hazır bulunan, frekans değişikliklerine yanıt vermek için rezerv edilen ve primer rezervden daha fazla bir yanıt süresine sahip olan enerji. Bu rezervleri muhafaza etmek, bir şekilde kullanıcılara yüklenen bir maliyet oluşturmaktadır.
Tersiyer rezerv	Jeneratörlerden alınan, frekans değişikliklerine yanıt vermek üzere rezerv edilen ve elle etkinleştirilen enerji. Bu rezervleri muhafaza etmek, bir şekilde kullanıcılara yüklenen bir maliyet oluşturmaktadır.
Yurtiçi kısıt	Bir ülke dahilindeki veya TSO kontrol alanı dahilindeki iletim ağında üretilen kısıt.
Sınır ötesi kısıt	Ülkeler arasındaki veya TSO kontrol alanları arasındaki iletim ağında üretilen kısıt.
Toparlanma	Bir üretim biriminin bir kapatma durumundan bir işletme durumuna geçme ve elektrik sisteminden destek almaksızın enerji temin etme yetisi.
Voltaj Kontrolü ve Reaktif Enerji	Bu sistem hizmetinin amacı, enerji sistemindeki voltajı izin verilen sınırlar dahilinde muhafaza etmek ve ağdaki reaktif enerji akışlarını kontrol etmektir. Voltaj ve reaktif enerji kontrolü, enerji santrallerinde reaktif enerji üretmek, dengeleme araçları kullanmak ve trafo iletim oranlarını değiştirmek suretiyle gerçekleştirilmektedir.
Sistem dengeleme	Sekonder ve tersiyer rezervlerin etkinleştirilmesini içeren bu sistem hizmeti, enerjinin piyasa iştiraklerinin akdi programlarında belirtilen değerlerden sapması durumunu gerçek zamanda düzeltmek için kullanılmaktadır.

Şekil 4.10. Yan hizmetler terimler sözlüğü [59]

Bu maliyet, her TSO'nun kendi yerel elektrik sistemini dengeli şekilde işletmesi için önemli bir masraf olarak değerlendirilir. Sistem hizmetleri ücretlerinin ülkeden ülkeye değişmesine rağmen, ortalaması yaklaşık 2.53 £/MWh (2.75 \$/MWh)'dir [60].

4.12.2. Avrupa ülkelerinin sistem hizmet tarifelerine dayanarak yan hizmet temininin değeri

Sistem hizmetlerinin icra ücreti

2025'te tahmin edilen elektrik talebi 458 740 GWh'dir, dolayısıyla yeterli sistem faaliyeti için gerekli sistem hizmet bedeli $458\,740\text{ GWh} \times 2.75\text{ \$/MWh} = 1,262\text{ milyon \$/yıl}$ olacaktır. Dolayısıyla, sistem hizmetlerinin icrası için gerekli maliyet 144 000 \$/saattir.

Frekans kontrol işlevinin değeri

Bunların arasından yalnızca işletim esnasındaki frekans kontrol işlevini ayırmak zordur. primer rezerv ve sekonder rezerv, Sistem hizmetlerinde gösterilen işlevler arasında işletim esnasında frekans kontrol işlevinin içindeymiş gibi sınıflandırılır. Frekans kontrol işlevi, Sistem hizmetlerinde gösterilen işlevin ana parçasıdır. %30 varsayıldığında, frekans kontrolü için 43200 \$/saatlik bir masraf gerektirmektedir.

Gerekli frekans kontrol kapasitesi

Enerjiyi istikrarlı ve kaliteli olarak tedarik etmek amacıyla, frekans kontrol kapasitesi olarak talebin %2'sine eşdeğer bir miktar gerekmektedir. 2025'te tahmin edilen ortalama talep yaklaşık 52400 MW'dir, dolayısıyla 1000 MW'lik frekans kontrol kapasitesine gerek duyulmaktadır.

Diğer faydalar

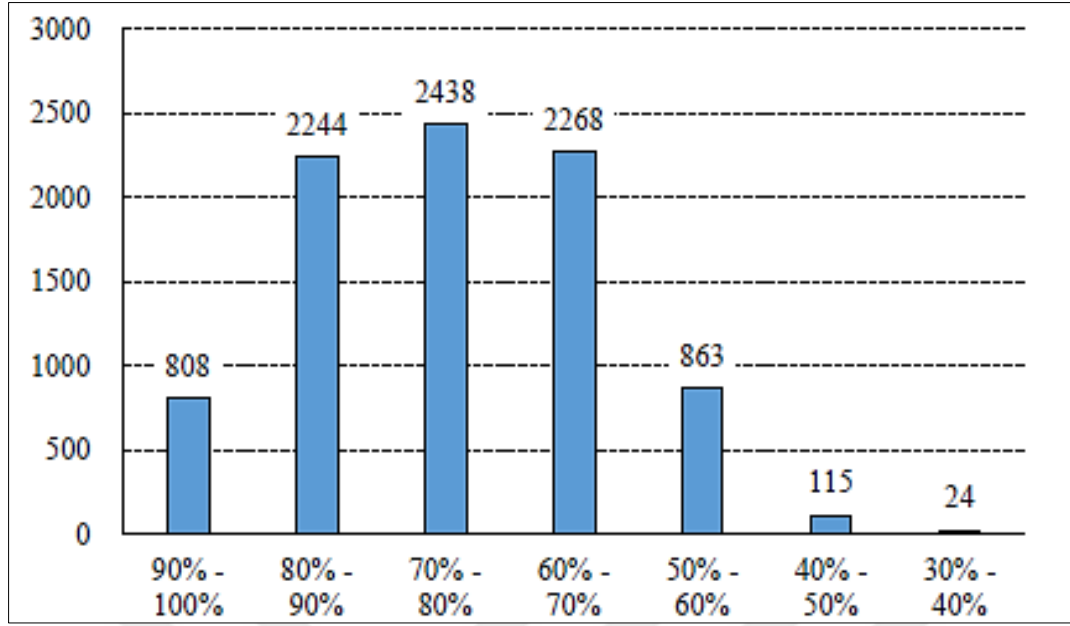
Tasarım aşamasında dikkate alındığında, bir PDHES toparlanma ve voltaj kontrolü işlevlerine sahip olabilir ve bunlardan fayda sağlamayı bekleyebilir.

4.12.3. Aşırı düşük talep esnasında üretimin bastırılmasından kaçınma

TEİAŞ tarafından yürütülmüş bir çalışmaya göre, sadece, nükleer enerji santrali gibi, çalışması-gereken enerji üretim makinelerinden dolayı arz enerjisinin talebi aştığı bir durum, 2025 yılı civarında bir aşırı düşük talep dönemi esnasında beklenmektedir. Böyle bir durumda bir PDHES'in varlığıyla, çalışması-gereken enerji üretim makinelerinin enerji üretimini baskılamaktan kaçınma, pompalama yapmak suretiyle mümkün hale gelir.

Böyle bir duruma denk gelen saat miktarı

Talebin 8760 saatte olduğu maksimum talep oranına dair bir çubuk çizelge aşağıda verilmiştir.



Şekil 4.11. Talep boyutuna dair çizgi çizelge [61]

Maksimum talebin yarısının da altına denk gelen aşırı düşük talep, yılda 139 saat üretilmiştir. Esas oluşum zamanları, Ramazan Ayından sonra gerçekleşen Ramazan Bayramı ve Ramazan Ayından 70 gün sonra gerçekleşen Kurban Bayramı esnasında sabah saatleridir.

Dolayısıyla, üretim dönemi her yıl değişse de aşırı düşük talebin bir yılda yaklaşık 10 gün/100 saat üretileceği varsayılmaktadır.

Üretim baskılamasından kaçınmanın değer tespiti

Özellikle, çalışması-gereken üretim makinesinin anlamı düşünüldüğünde, enerji üretim baskılaması gerçekleştirilemez. Dolayısıyla, arz enerjisi talebi geçmekte, frekans olağanüstü şekilde yükselmekte, çalışması-gereken makinenin zorunlu olarak durdurulma gerekliliği artmakta ve sistem işletimini engelleyen bir durum ortaya çıkmaktadır. Bir sistem operatörü olarak bu durumdan mutlaka kaçınmak gerekir. Bir PDHES'in getirilmesiyle, çalışması-gereken üretim makinesinin zorunlu olarak durdurulmasından kaçınılabiliyorsa, bunu gerçekleştirmeye değerdir.

Diğer yandan, böyle bir aşırı düşük talep esnasında yenilenebilir enerjiden elektrik enerjisi almamak mümkündür. Bununla birlikte, bu durumda Tarife Garantili birim fiyatıyla alınamayan elektrik enerjisi tutarı için bir bedel ödeme yükümlülüğü ortaya çıkmaktadır.

JICA Etüt Takımı, PDHES'in getirilmesiyle yenilenebilir enerjisiden aşırı düşük talep döneminde üretilen elektrik enerjisi alabilmeyi bir fayda olarak değerlendirmektedir.

- Tarife Garantisi birim fiyatı: 73 \$/MWh
- PDHES'in getirilmesiyle alınması mümkün hale gelen elektrik enerjisinin miktarı: 1400 MW x 100 saat = 140 000 MWh
- PDHES'in getirilmesinin faydası: 140 000 MWh x 73 \$/MWh = 10.2 milyon \$



5. OYMAPINAR PDHES SANTRALİ TASARIMI

Ülkemizdeki elektrik enerjisi arz güvenliği için bölgeler incelendiğinde; üretimin tüketimi karşılayamadığı ve elektrik üretim miktarının tüketim miktarından çok yüksek olduğu bölgeler olduğu anlaşılmaktadır. Bundan dolayı PDHES'lerin yer seçimi yapılırken arz güvenliğinin temini için tüketim oranının yüksek ve arz miktarının düşük olduğu bölgelerin projelendirilmesi önemlidir. Bu nedenle PDHES'ler araştırılırken özellikle elektrik tüketiminin fazla olduğu ve bölgesel arz güvenliğine bakıldığında elektrik üretiminin elektrik tüketimini karşılamakta zorlandığı bölgelere ve Türkiye'nin hidroelektrik potansiyeline ayrıca dikkat edilerek incelenmiştir [58].

Bu kapsamda, Oymapınar PDHES Projesi'nin uygulamaya yönelik tasarımı için elektromekanik ekipmanların (motor/generatör ve pompa/türbin grubu/grupları ve diğer elektromekanik teçhizat) teknik ve ekonomik olarak örnek bir şekilde boyutlandırılması yapılarak, sistemin işletilmesini temin edecek bir güç kontrol sistemi tasarlanacaktır.

5.1. Projenin Tanımı

Alt Rezervuar olarak düşünülen mevcut Oymapınar HES Manavgat çayının üzerinde, Oymapınar beldesinden 4 km kadar kuzeyde yer almaktadır. Oymapınar HES temelden 185 m ve akarsu yatağından 155 m yükseklikte, 360 m kret uzunluğuna sahip, çift eğrilikli bir beton kemer tipi barajdır. Baraja rezervuarına gelen akış ortalaması 140 m³/s, maksimum hazne hacmi ise 310 milyon m³'tür. İnşa süresindeki çevirme tünelinin kapasitesi 1100 m³/s, dipsavak kapasitesi 500 m³/s, radyal kapaklı dolu savak kapasitesi 3100 m³/s'dir. 4 üniteli yeraltı tipi hidroelektrik santralıdır ve suyu 5,2 m çapında cebri borular vasıtasıyla iletmekte olup, santralın kurulu gücü 540 MW, üretim kapasitesinin ortalaması 1,6 TWh/yıl'dır.

Bu proje kapsamında 362 m kotunda 1.000.000 m³, 2.000.000 m³ ve 3.000.000 m³ değerindeki farklı hacimlere sahip üst rezervuarlar, 400 m uzunluğunda, 3 m çapında beton kaplamalı 1 adet enerji tüneli, 500 m uzunluğunda ve 5 m çapında 1 adet kuyruk suyu tüneli, -10m kotunda 1 adet santral binası, Santral binası içinde 3 adet türbin ve alt rezervuar olarak da Oymapınar HES rezervuarının kullanılması planlanmıştır. Oymapınar PDHES 7 saat çalışacak şekilde planlanmıştır. Bu sayede hem enerji ihtiyacının en fazla olduğu saatler arasında (16:00 – 23:00 saatleri arası) enerji ihtiyacını karşılanmış hem de bu saatlerdeki

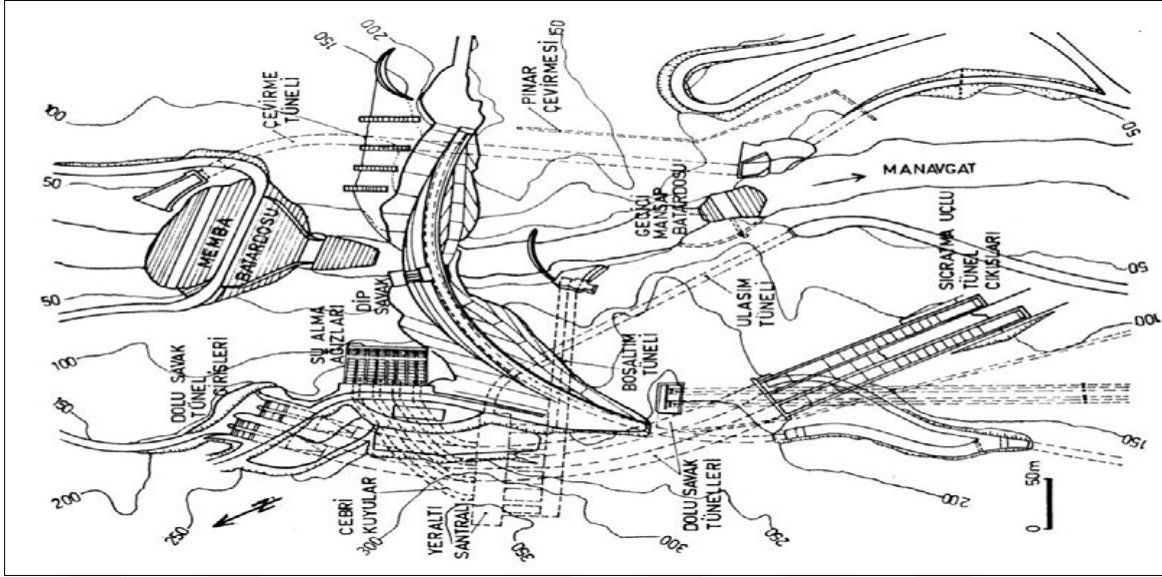
enerji kullanım bedellerinin fazla olması nedeniyle de tesis yapım bedeli gibi maddi harcamaları karşılamış olacaktır.

	Senaryo 1	Senaryo 2	Senaryo 3
Rezervuar Hacmi (m ³)	1.000.000	2.500.000	5.000.000
Enerji Tüneli Boyu (m)	400	400	400
Enerji Tüneli Çapı (m)	3	3	3
Kuyruk Suyu Tüneli Boyu (m)	500	500	500
Kuyruk Suyu Tüneli Çapı (m)	5	5	5
Maksimum Su Kotu	377	377	377
Minimum Su Kotu	365	365v	365
Kret Kotu	380	380	380

Üç senaryoda da, üst rezervuar hacmi dışında aynı tasarım koşulları kullanılarak, farklı üst rezervuar koşullarında elde edilen sonuçlar karşılaştırılmıştır.

5.2. Proje Sahası

Proje sahası, Resim 6.1’de gösterilen Oymapınar Barajı, Antalya’da, Manavgat çayının üzerinde, Oymapınar beldesinden 4 km kadar kuzeyde elektrik enerjisi üretimi amacı ile 1977-1984 yılları arasında inşa edilmiş bir barajdır. Beton kemer tipi olan barajın gövde hacmi 575 000 m³, akarsu yatağından yüksekliği 185 m, normal su kotunda göl hacmi 300 hm³, normal su kotunda göl alanı 4,70 km²’dir [62].



Resim 5.1. Oymapınar HES yerleşim planı [62]

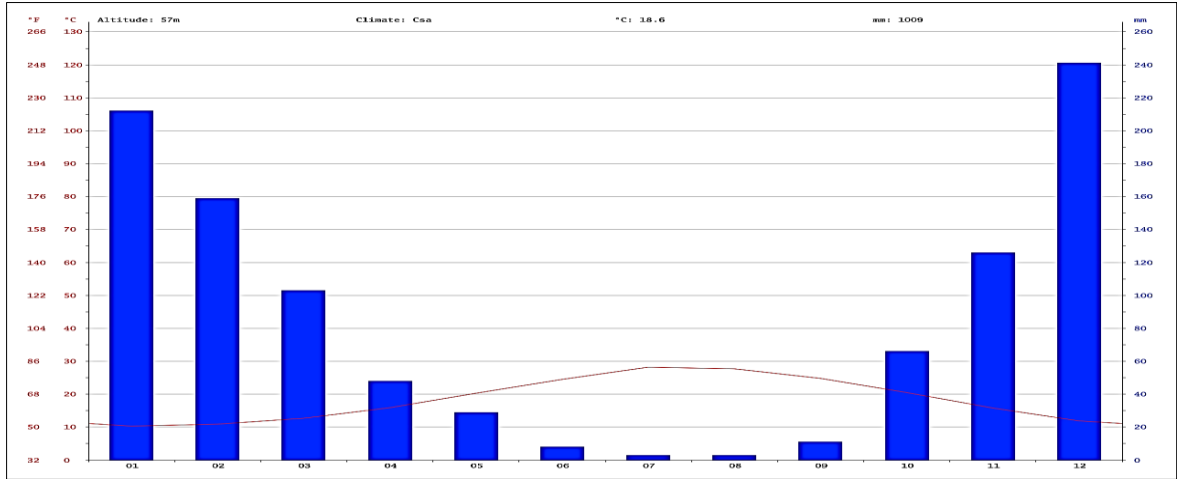
5.3. İklim

Türkiye, geniş bir toprak sahasına sahip olduğundan, iklim koşulları (örneğin sıcaklık ve yağış), bölgeden bölgeye farklılık göstermektedir.

Antalya bölgesinde sıcak ve ılıman bir iklim hakimdir; Antalya Kış aylarında yaz aylarından çok daha fazla yağış düşmektedir. Antalya ilinin yıllık ortalama sıcaklığı 18.6' dır. Yıllık ortalama yağış miktarı 1009 mm'dir [63].

Yağış

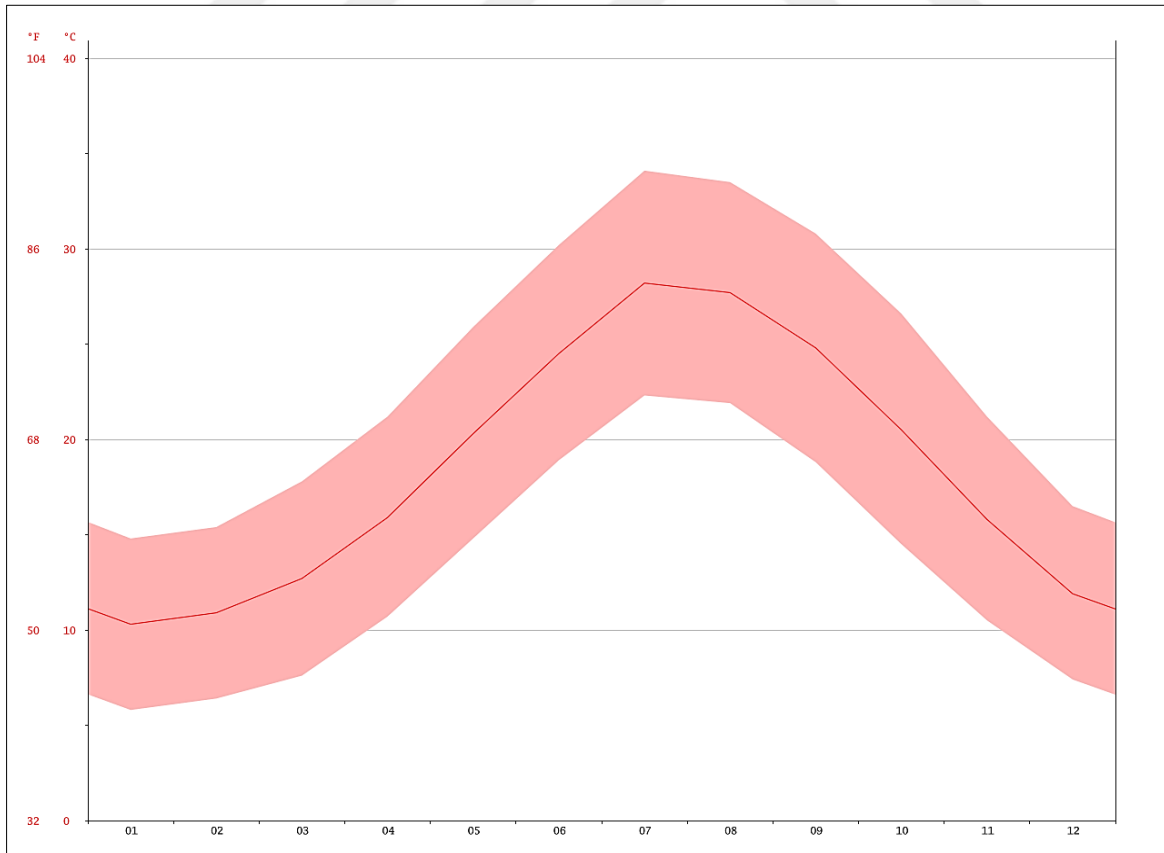
Antalya bölgesinde, en yağışlı ay Aralık olup bu ayda ortalama yağış miktarı 241 mm'dir, ve en kurak ay 3 mm ile Temmuz ayıdır. Ortalama yıllık nem %60.3 olup ortalama aylık nem Ağustosta %41 ve Ocak ve Aralıkta %79'dır [63].



Şekil 5.1. Aylık ortalama yağış/yağmur [63]

Sıcaklık

Ankara bölgesinde, en düşük ve en yüksek aylık ortalama sıcaklıklar sırasıyla Ocak'ta 10.3 °C ve Temmuz 28.2 °C'dir (<https://tr.climatedata.org/asya/tuerkiye/antalya/antalya>, 2019).

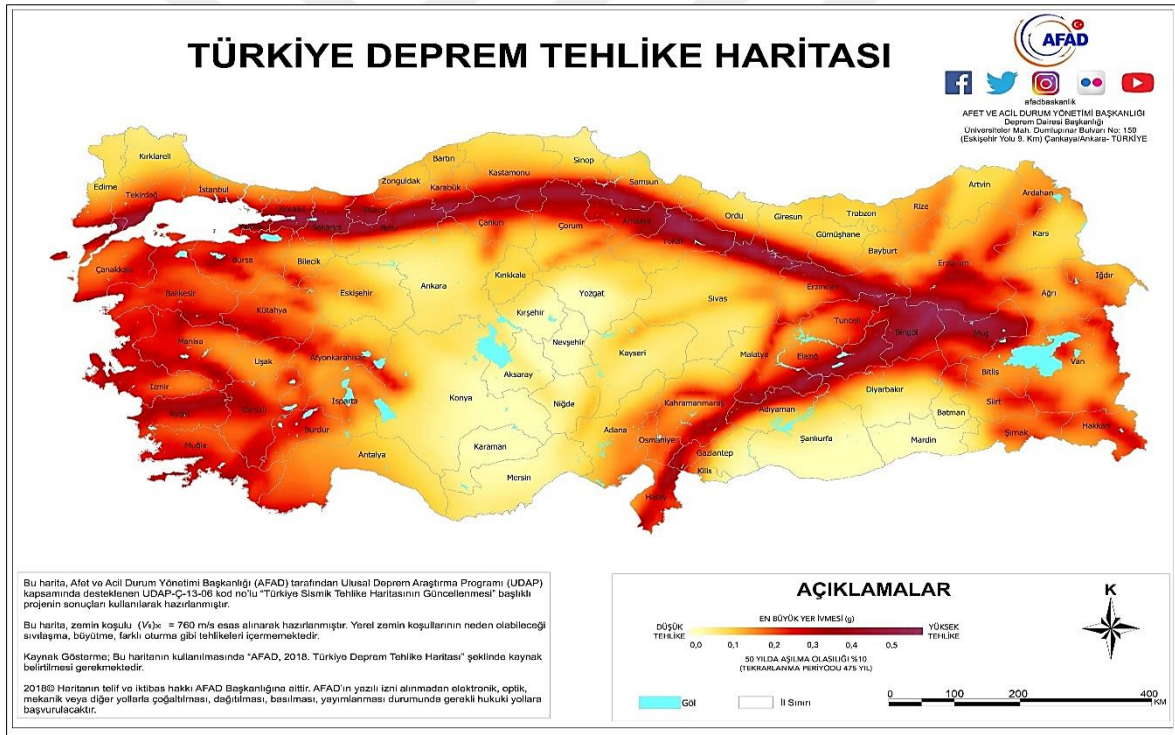


Şekil 5.2. Aylık ortalama sıcaklık [63]

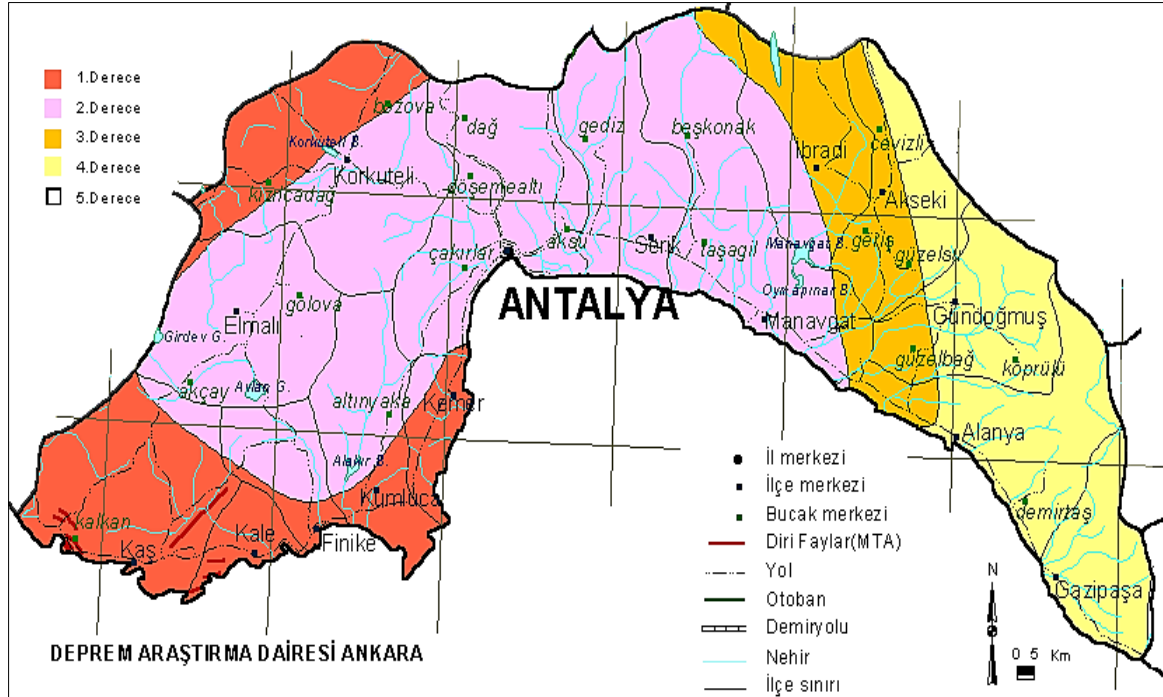
	Ocak	Şubat	Mart	Nisan	Mayıs	Haziran	Temmuz	Ağustos	Eylül	Ekim	Kasım	Aralık
Ort. Sıcaklık (° C)	10.3	10.9	12.7	15.9	20.3	24.5	28.2	27.7	24.8	20.5	15.8	11.9
Min. Sıcaklık (° C)	5.8	6.4	7.6	10.7	14.8	18.9	22.3	21.9	18.8	14.5	10.5	7.4
Maks. Sıcaklık (° C)	14.8	15.4	17.8	21.2	25.9	30.2	34.1	33.5	30.8	26.6	21.2	16.5
Yağış / Yağış (mm)	212	159	103	48	29	8	3	3	11	66	126	241

Şekil 5.3. Antalya iklim koşulları [63]

5.4. Depremler



Harita 5.1. Türkiye deprem tehlike haritası [64]



Harita 5.2. Proje sahasının deprem haritasındaki yeri [64]

Antalya çevresinde yer alan fay kaynakları (1) Fethiye-Burdur Fay hattı, (2) Helenik-Kıbrıs Fayı'nın Finike açıklarına kadar uzayan kısmı, (3) Kıbrıs Yayı'nın devamı olarak görülen Kırkkavak Fayı ve Aksu Fayı boyunca uzanan fay hattı, (4) Kemer-Isparta ve Kemer-Korkuteli boyunca uzayan Antalya fay hattıdır. [65]

Antalya ilinin merkez ilçesi 2. derece deprem bölgesi içerisinde yer almaktadır. İlin geneli özs konusu olduğunda ise batı kesimleri 1. ve 2., doğu kesimleri ise 3. ve 4. derece deprem bölgeleri içerisinde yer almaktadır [65].

5.5. Jeolojik Yapı

Antalya ilinin topografyası incelendiğinde dar olan kıyı düzlükleri ve yüksek sıradağlardan oluşmaktadır. Akdeniz bölgesinin güneybatı bölümünün önemli sıradağları Antalya Ovası'na kadar uzamaktadır [65].

Bölgede hâkim olan kayaç yapı otokton ve allokton diye bilinen yapılar olarak ikiye ayrılabilir. Platform tipindeki karbonat çökellerden meydana gelen Anamas-Akseki-Görelî otoktonu (Kambriyen-Eosen) ve Beydağları-Görelî otoktonu (Jura-Miyosen), allokton olarak bilinen birimlerin yerleşeceği ve genç otokton birimlerin çökeleceği ana kaya olarak

görev görürler. Genç otokton birimler ise kumtaşı, çakıl taşı, kireçtaşı ve kil taşından oluşan Antalya Miyosen havzası çökelleri, Üst Miyosen-Pliyosen havzası çökelleri ve Pliyo-Kuvaterner yaşlı tufadır (traverten). Antalya'nın napları bölgenin allohton birimlerini oluştururlar [65].

5.6. Yerleşim Düzeni

Üst göletin yer seçimi

Oymapınar PDHES Projesi, Oymapınar Barajının mevcut rezervuarı ile Manavgat Nehrinin sağ kıyısı arasındaki yükselti aralığından faydalanmaktadır. Üretim planı için yeterli yüksekliği korumak amacıyla, üst rezervuar sahaları, Manavgat nehrinin sağ kıyısı üzerindeki görece düz arsa alanında seçilebilir.

Üst gölet tipi

Üst rezervuar tipi için iki seçenek dikkate alınmıştır: biri beton veya kaya dolgu basit bir baraj tipi, diğeri ise tam kaplama tipi. Jeolojik saha araştırması yapıldığında, kireçtaşının üst baraj sahasına dağıldığı anlaşılmıştır (Saydım ALTÜĞ, Elektrik İşleri Etüt İdaresi, - Ankara, Manavgat-Oymapınar Bendi Göl Alanı Batı Yakası Geçirimsizlik İncelemesi). Barajdan sızıntı olmasının büyük sorun teşkil edeceği öngörüldüğünden, baraj tipi, beton-ağırlık tipinden kaya dolgu tipine dönüştürülmüş ve gölet, kavramsal tasarım aşamasında tam kaplama tipte tasarlanmıştır.

Üst gölet ile ilgili olarak, bir gölet oluşturmak için yapay olarak kazılan ve set çekilen yapay gölet tipi uygulanmıştır. Göletin yüzeyi, su sızıntısının önlenmesi amacıyla tamamen asfalt ile kaplanır, çünkü göleti çevreleyen jeoloji, geçirgen bir özellik taşımaktadır.

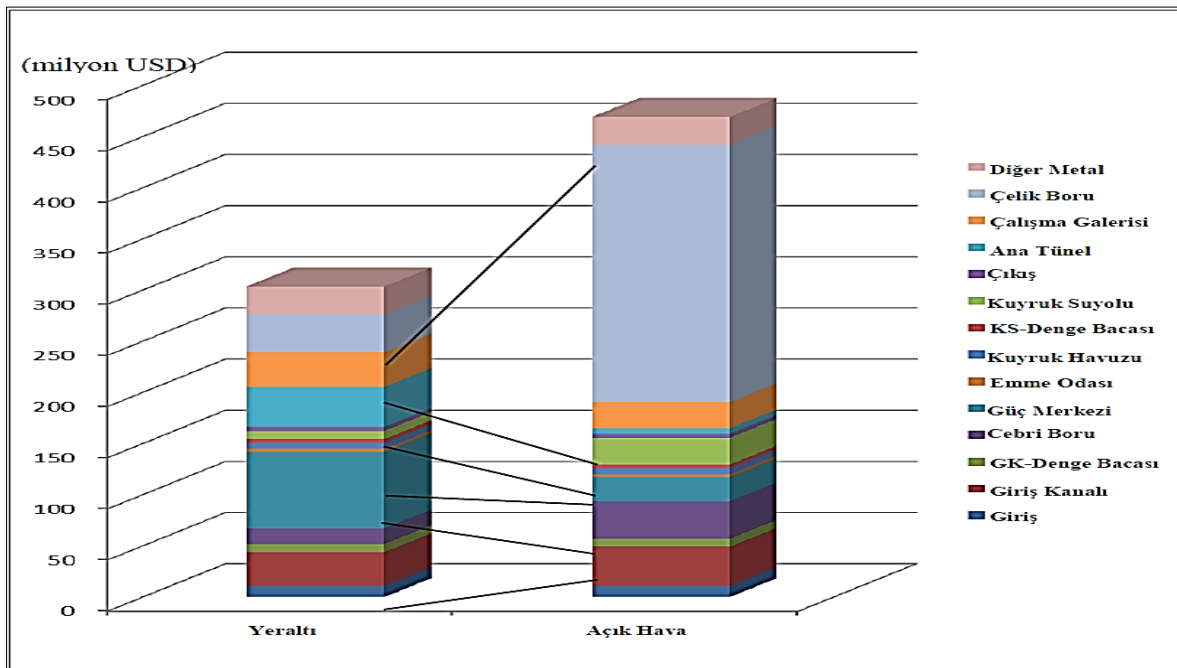
5.7. Güç Merkezi Tipi

Genelde, hidroelektrik santralleri için üç tip güç merkezi bulunmaktadır:

- (a) açık hava güç merkezi;
- (b) yarı yeraltı güç merkezi;

(c) yeraltı güç merkezi.

Yeraltı güç merkezleri genellikle yüksek düşülü PDHES'ler için seçilir, çünkü PDHES'ler genellikle suyun pompalanması için yüksek bir emme yüksekliğine ihtiyaç duyar. Özel topotablo koşullardan dolayı ekonomik yönden etkin bir yerleşimin mümkün olması halinde, açık güç merkezleri veya yarı yeraltı güç merkezleri de seçilebilir. Bir açık hava güç merkezi, alternatif durum olarak değerlendirilmiş ve güç merkezi sahası mevcut Oymapınar Barajının aşağı akımında seçilmiştir.



Şekil 5.4. Güç merkezi yönünden su yolu inşaat maliyetinin karşılaştırması [59]

Şekil 5-3'de görülen Suyolu İnşaat maliyeti karşılaştırmasına bakıldığında yeraltı tipi güç merkezinin, açık hava tip güç merkezine kıyasla daha düşük olduğu görülmektedir. Bu nedenle yeraltı tipi tasarım için seçilmiştir.

5.8. Proje ile ilgili Yapılan Hesaplamalar

5.8.1. Enerji

Enerji, iş yapabilme kapasitesidir ve zaman birimleri dikkate alınmaz. Suyun kuvveti (ağırlık) ve mesafenin çarpımı olarak ifade edilir.

$$E = F \times d \quad (5.1)$$

E = (Nm) Enerji

F = (N) Kuvvet

d = (m) Uzaklık

Suyun enerji potansiyeli; potansiyel, basınç veya kinetik enerjiden oluşabilir. Potansiyel enerji, suyun yükselme potansiyeli ile ilgilidir, basınç enerjisi basınçlandırmadan kaynaklanır ve kinetik enerji, hareket halindeki suyun hızı ile ilgilidir. Pompalı depolama hidroelektrik santrali gibi farklı yüksekliklere ve boru çaplarına sahip bir su yolu sistemi için, Bernoulli teoremi sistemin enerjisini hesaplamak için kullanılabilir. Bernoulli denklemi sabit bir deşarj oranını varsayar ve sistemin herhangi bir noktasındaki enerji yükünün, sistemdeki herhangi bir aşağı akış noktasına ve artı herhangi bir kayıpla (boru sürtünme kayıpları, giriş kayıpları, pompa / türbin kayıpları, vb.) eşit olduğunu belirtir.

Bernoulli denklemi:

$$Z_1 + \frac{v_1^2}{2g} + \frac{P_1}{\gamma} = Z_2 + \frac{v_2^2}{2g} + \frac{P_2}{\gamma} + h_L \quad (5.2)$$

Z = Referans noktasına göre yükseklik [m]

V = Hız [m/s]

P = Basınç [N/m²]

h_L = 1 ve 2 noktaları arasındaki toplam düşü miktarı [m]

γ = özgül ağırlık [N/m³]

5.8.2. Verim

Hidroelektrik projeleri için, özellikle pompalı depolama hidroelektrik projeleri için, genel proje döngüsünün verimliliği, bir projenin uygulanabilir olup olmadığını belirlemede önemli bir faktördür. Pompalı bir depolama hidroelektrik projesinin döngü verimliliği, enerji çıkışı ile enerji girdisi arasındaki orandır. Pompalanan depolama hidroelektrik projeleri tipik olarak enerji girdilerinin yaklaşık% 70 ila 80'ini yeniden yakalar (Yang ve Jackson, 2011),

bu da her 10 MWh enerji girdisi için kabaca 7 ila 8 MWh güç elde edildiği anlamına gelir. Sistemdeki kayıplar öncelikle pompa/türbin üniteleri ve su yollarındaki kayıplardan kaynaklanmaktadır.

5.8.3. Hidroelektrik santralin gücünün hesaplanması

Güç, kullanılan enerjinin zamana oranıdır.

$$P = \frac{\Delta E}{\Delta T} \quad (5.3)$$

Güç, suyun özgül ağırlığı, deşarj ve hidrolik yükteki ΔH değişimin ürünüdür.

$$P = \gamma x Q x \Delta H \quad (5.4)$$

P : (kW) Hidroelektrik santralinin kurulu gücünü,

γ : (kN/m³) Suyun özgül ağırlığını,

Q : (m³/sn) Suyun debisini,

ΔH : (m) Düşü Yüksekliği farkını, ifade eder.

Bernoulli denklemini kullanarak güç denklemi için düşü miktarı, H, aşağıdaki gibi hesaplanır:

$$\Delta H = H_2 - H_1 = \left(Z_2 + \frac{V_2^2}{2g} + \frac{P_2}{\gamma} \right) - \left(Z_1 + \frac{V_1^2}{2g} + \frac{P_1}{\gamma} \right) \quad (5.5)$$

Suyu yukarı pompalamak için gereken güç şu şekilde hesaplanır;

$$P_p = \frac{\gamma x Q x \Delta H}{\eta} \quad (5.6)$$

Pompa depolama hidroelektrik enerjisini içeren hidroelektrik projeleri, elektrik enerjisi üretmek için akan sudan gelen enerjiyi kullanır. Pompa depolama hidroelektrik projeleriyle ilgili genel güç ve enerji denklemleri aşağıdaki gibidir:

Bir Hidroelektrik santralinin gücü;

$$P = \gamma x Q x H x \eta \quad (5.7)$$

formülü ile hesaplanır.

Burada;

P : (kW) Hidroelektrik santralinin kurulu gücünü,

γ : (kN/m³) Suyun özgül ağırlığını,

Q : (m³/sn) Suyun debisini,

H : (m) Net düşü yüksekliğini,

η : Sistemin verimliliğini

Sistem verimliliği, ortamda kaybolan enerjiyi temsil eden bir katsayıdır. Buna göre üzerinde çalışmış olduğumuz projeden ne kadar güç elde edileceği hesaplanırsa;

$P = \gamma \times Q \times h \times \eta$ formülünden;

h: Net düşü yüksekliği (Hesaplanacak)

Sistem verimliliği teknolojinin ve tesislerde kullanılan malzemelerin gelişmesi ile günümüzde 0,80 seviyelerine kadar çıkartılabilmektedir [49]. Buna göre bu projede sistem verimliliği 0,80 olarak kabul edilmiştir.

Debi hesabını sistemin pik saatlerde yani 16.00 ile 23.00 (Elektrik satış bedeli ve ihtiyacın en yüksek olduğu saatler) saatleri arasında çalışacağını hesaba katılarak yapılacak olan rezervuar hacminin enerji üretimi sırasında 7 saatlik dilimde kesintisiz olarak çalışabilmesi düşünülmüş ve planlanmıştır. Buna göre yapılacak olan rezervuarın hacmi arazi şartlarını en iyi değerlendirecek şekilde ve enerjiden en verimli faydalanılacak şekilde hesaplanarak belirlenmiştir.

$$7 \text{ saat} = 7 \times 3600 = 25.200 \text{ sn}$$

Buna göre;

$$Q = \text{Rezervuar Hacmi} / (7 \times 3600) \quad (5.8)$$

	Senaryo 1	Senaryo 2	Senaryo 3
Rezervuar Hacmi (m3)	1 000 000	2 500 000	5 000 000
Çalışma Süresi (saat)	7	7	7
Debi (m ³ /sn)	39,682	99,206	198,412

Gücün tam olarak bulunabilmesi için borulardaki yük kayıplarının ve borudaki suyun hızının hesaplanması gerekmektedir. Burada boru çapı 3 m olarak belirlenmiştir. Bu çap belirlenirken; sistemle entegre olarak çalışacak olan türbinlerin aşırı hızlardan zarar göreceği düşünülerek iletim hattı çapı büyütülmüştür. Ayrıca sistemde enerji üretiminde kullanılacak olan suyun deniz suyu ve dolayısıyla tuz ihtiva etmesi kullanılabilecek metal boru vs. malzemelere korozyon etkisi yaparak zarar verebileceğinden iletim hattı, katkılı betonlarla yapılmış olan betonarme tünel olarak tasarlanmıştır.

$$V = Q/A \quad (5.9)$$

	Senaryo 1	Senaryo 2	Senaryo 3
Debi (m ³ /s)	39,682	99,206	198,412
Alan (m ²) = $(\pi r^2)/4$	7,068	7,068	7,068
V=Q/A (m/sn)	5,61	14,04	28,07

Borudaki yük kayıpları;

$$\Delta h = f x \frac{L}{D} x \frac{V^2}{2g} \quad (5.10)$$

	Senaryo 1	Senaryo 2	Senaryo 3
V	5,61	14,04	28,07
$\Delta h = f x \frac{L}{D} x \frac{v^2}{2g}$			
f : 0,02 (Sürtünme Katsayısı)	4,277	26,779	107,103
L : 400 m (Savak Uzunluğu)			
D : 3 m (Boru Çapı)			
Net Düşü Yüksekliği			
$H_n = H - \Delta h$	195,723	173,221	92,897
H=200 m			

Buna göre;

Pompa depolamalı hidroelektrik santralinin gücü

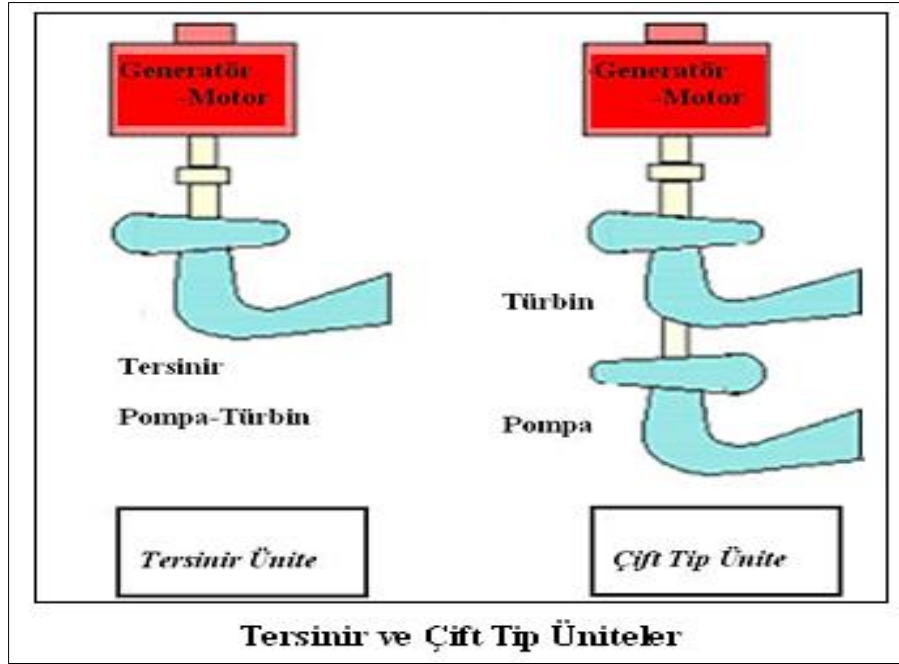
$P = \gamma \times Q \times h \times \eta$ formülünden

	Senaryo 1	Senaryo 2	Senaryo 3
Debi (m ³ /s)	39,682	99,206	198,412
Net Düşü Yüksekliği	195,723	173,221	92,897
$P = \gamma \times Q \times H_n \times \eta$			
P: Türbin Gücü (kW)			
$\gamma : 9,81$ (Yerçekimi ivmesi)	60952,91	134864,45	144653,39
Q: Debi (m ³ /s)			
H_n :Net düşü (m)			
η : verim =0,80			
P: Türbin Gücü (MW)	60 MW (3 Ünite x 20 MW)	132 MW (3 Ünite x 44 MW)	144 MW (3 Ünite x 48 MW)

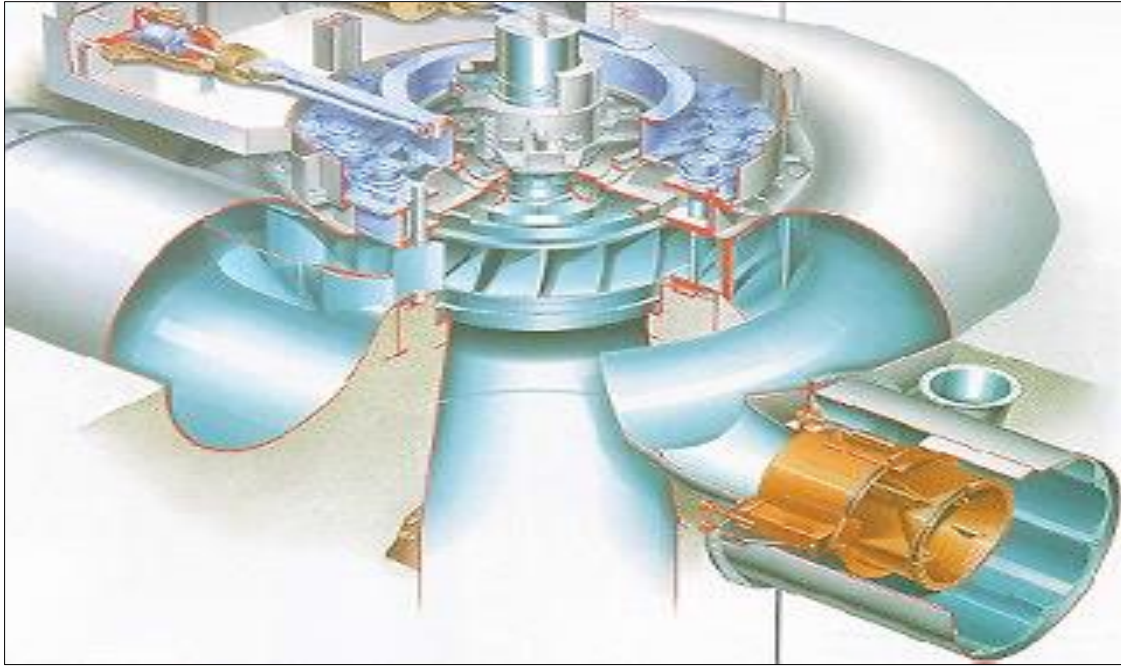
Yaptığımız tasarım çalışmasında santral 3 ünite olacak şekilde tasarlanmıştır.

5.8.4. Proje kapsamında kullanılacak türbin tipi

Pompa Depolamalı Hidroelektrik Santrallerde pompa ve türbin ayrı ayrı kurulabileceği gibi aynı da kullanılabilir. Türbin / jeneratör sisteminde türbin pompa gibide çalışabilmektedir. Bizim sistemimizde seçmiş olduğumuz türbin çeşidi Francis Türbindir.



Şekil 5.5. Tersinir ve çift tip türbinler [66]



Şekil 5.6. Francis tipi türbin kesiti (DSİ, 2010).

Kullanılacak türbinle ilgili hesaplamalar:

Türbin devir sayısı:

$$n = n_s \times \frac{\sqrt[4]{(H_n)^5}}{\sqrt{P}} \quad (5.11)$$

n =Türbin devir sayısı (devir/dakika)

H_n = Net düşü (m)

n_s = Türbin özgül hızı (d/d)

$$\text{Pelton türbinde } n_s = 85,49 / H_n^{0,243} \text{ (Siervo)} \quad (5.12)$$

$$\text{Francis türbinde } n_s = 3500 / H_n^{0,7} \text{ (Voith)} \quad (5.13)$$

$$\text{Kaplan türbinde } n_s = 2419 / H_n^{0,469} \text{ (Siervo)} \quad (5.14)$$

Bizim tasarım çalışmamızda Francis tipi türbin kullanılacağından;

	Senaryo 1	Senaryo 2	Senaryo 3
P: Türbin Gücü (MW)	69 (3 Ünite x 33 MW)	150 (3 Ünite x 50MW)	162 (3 Ünite x 54MW)
Net Düşü Yüksekliği	195,723	173,221	92,897
$n_s = 3500 / H_n^{0,7}$			
H_n :Net düşü (m)	87,08	94,85	146,71

$$n = n_s \times \frac{\sqrt[4]{(H_n)^5}}{\sqrt{P}}$$

n =Türbin devir sayısı (d/d)	242,69	153,90	146,71
H_n :Net düşü (m)			
P: Türbin Gücü (KW)			
n_s :Türbin özgül hızı (d/d)			
n =Türbin devir sayısı (d/d)	163,16	153,90	105,12

5.8.5. Türbinlerin pompalama modunda kullandıkları gücün hesaplanması

Pompanın gücü :

$$P = \gamma \times Q \times H / \eta \quad (5.15)$$

formülünden hesaplanır.

Burada;

P : (kW) Pompanın gücünü,

γ : (kN/m³) Suyun Özgül Ağırlığını,

Q : (m³/sn) Suyun Debisini,

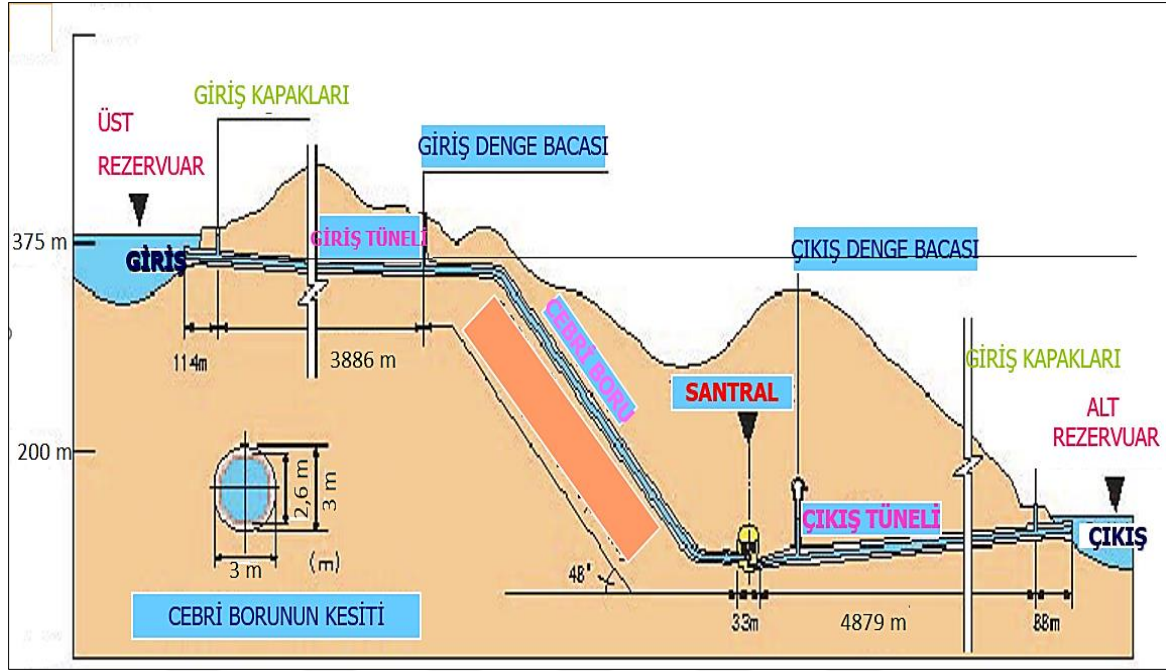
η : Sistemin Motor Verimliliğini, (Pompa motor verimliliğini 0,80 kabul edilirse) temsil eder.

Buna göre Pompanın Gücü;

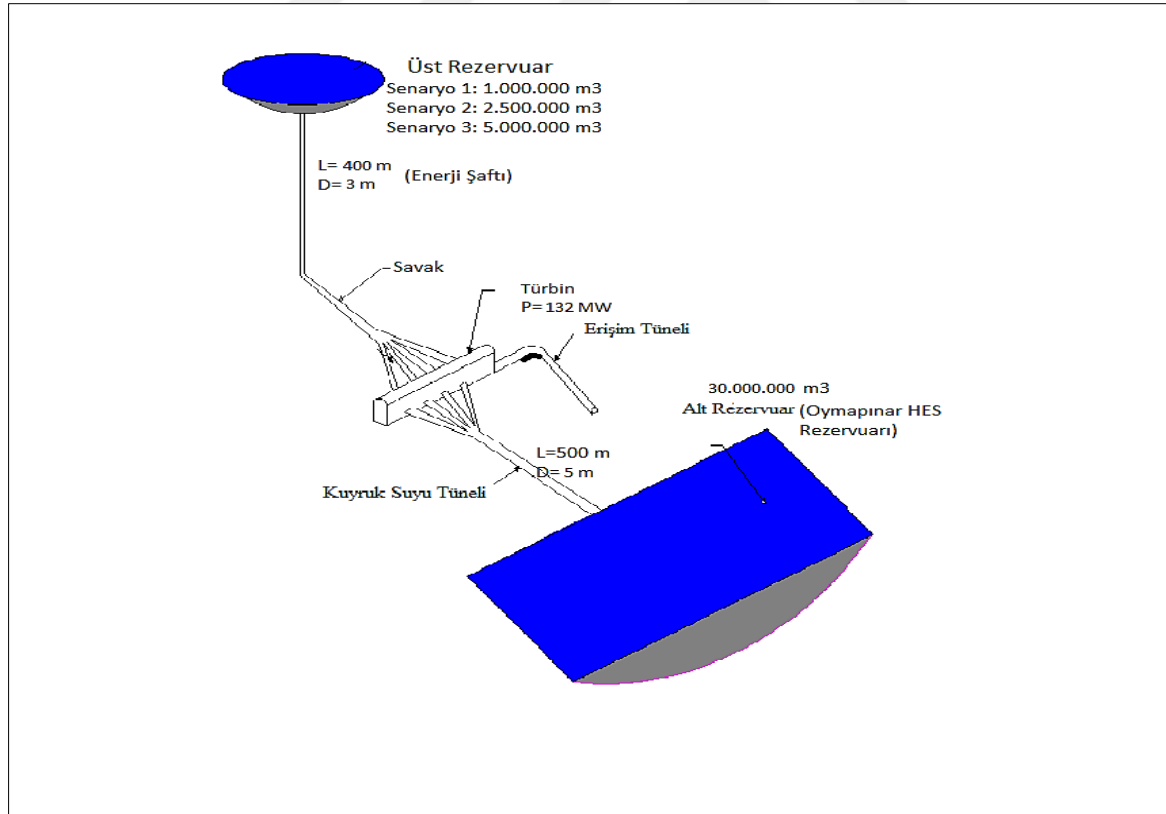
	Senaryo 1	Senaryo 2	Senaryo 3
Debi (m ³ /s)	39,682	99,206	198,412
Net Düşü Yüksekliği	195,723	173,221	92,897
$P = \gamma \times Q \times h / \eta$			
P: Türbin Gücü (kW)			
γ : 9,81 (Yerçekimi ivmesi)	95.238,91	210.726,00	226.020,00
Q: Debi (m ³ /s)			
Hn :Net düşü (m)			
η : verim			
P:Pompanın Gücü (MW)	95 MW	211 MW	226 MW

5.8.6. Sistemin çalışma şekli

Aşağıda şekil 7.4'te görüleceği üzere oluşturulan sistem; Oymapınar gölünden aldığı suyu türbinleri pompalama modunda çalıştırarak beton savaklar yardımıyla 400 m yükseklikteki üst rezervuara doldurmaktadır.



Şekil 5.7. Tasarlanmış olduğumuz PDHES



Şekil 5.8. Tasarlanmış olduğumuz PDHES'in çalışma şeması

Üst Rezervuarda depo edilen su, elektrik miktarına olan ihtiyacın arttığı 16.00-23.00 saatleri arasında tekrar beton savaklara gönderilerek suyun potansiyel enerjisini baraj bünyesindeki

çeşitli düzeneklerle enerjinin dönüşümü prensibine göre önce türbinler vasıtasıyla kinetik enerjiye (mekanik enerjiye) daha sonra da türbin çarkına bağlı generatör motorun dönmesi ile elektrik enerjisine çevrilir. Böylece ihtiyaç duyulduğu anda kullanılmak üzere yedek bir enerji kaynağı görevini görür. Ayrıca rüzgar ve güneş enerjisi gibi kararlı olmayan üretim miktarı gün içinde farklılıklar oluşturan enerji kaynaklarının kararsız yapısından sistemin etkilenmesi engellenmiş olur.

5.8.7. Kurulacak tesisler

Proje kapsamında üç farklı senaryo için 1 000 000 m³, 2 500 000 m³, 5 000 000 m³ hacimli üst rezervuar, 400 m uzunluğunda 1 adet betonarme şaft, -10 m kotunda, boyutları 40x30x20m olan yer altı santral binası, 1 adet 500 m uzunluğunda kuyruk suyu tüneli ve alt rezervuarı Manavgat gölü olan 132,00 MW kurulu gücünde Pompa Depolamalı HES planlanmıştır. Yapılan çalışmalar ve projenin detayları Çizelge 7.1’de gösterilmiştir. Bu santral 7 saat çalışmak üzere planlanmıştır. Bu sayede pik saatte tüketilen enerjinin tamamı karşılanmış olacaktır.

Üst rezervuar

Üst Rezervuar 1 000 000 m³, 2 500 000 m³, 5 000 000 m³ hacimlerinde üç farklı rezervuar hacmi karşılaştırılarak yapılacaktır.

Enerji şaftı

Bir adet şaft 400 m uzunluğunda 3,00 m çapında betonarme kaplamalı olacaktır.

Santral binası

Santral binası, yer altı santrali olarak inşa edilecek ve tersinir pompa türbin grubu, jeneratör ve diğer elektro-mekanik teçhizat ile idari bölümlerin yer alabileceği 40m - 30m - 20m boyutlarda olacaktır. Santral binası ile ilgili hesaplamalar ve verileri aşağıda ki Çizelge 7.1’de verilmiştir.

Kuyruk suyu tüneli

Kuyruk suyu tüneli 500 m uzunluğunda ve 5,00 m çapında 1 adet yapılacaktır. Kuyruk suyu ile ilgili veriler aşağıdaki Çizelge 7.1’de gösterilmiştir.

Şalt sahası

Şalt sahası, yeraltı güç merkezine en az mesafede bulunan bir açık sahasına kurulmuştur ve yeraltı güç merkezi ile şalt sahası bir kablo tüneli ile birbirine bağlanır. Şalt sahası, şalt malzemelerinin yerleşimi de göz önüne alınarak, güç merkezinin yanındaki bayır tepesinde 100 metrelik 380 kV’luk harici (açık tip) şalt sahası olarak tasarlanmıştır.

5.8.8. İletim hattı

380 kV’luk ve 795 MCM kesitli ENH ile 76 km uzaklıktaki Varsak-Oymapınar Enerji İletim Hattına bağlanacaktır.

5.8.9. Enerji gideri

Pompalama için kullanılacak enerjinin gideri 7.34 cent/kWh’dir. Bu değer için; EİE Genel müdürlüğü tarafında hazırlanan ‘‘Kargı Pompajlı HES İlk Etüt Raporu’ hesaplamaları baz alınmıştır.

5.8.10. Enerji faydası

Oymapınar Pompaj Depolamalı HES; yıl boyunca pik saatlerde çalışacağından sürekli firm (güvenilir) enerji üreteceği göz önünde bulundurulmuş, fayda hesaplarında firm enerji faydası kullanılmıştır. Pompajlı HES için firm enerji faydası 29,5 kr/kWh olarak kullanılmıştır. Bu da yaklaşık olarak 19,67 cent/kWh dir.

5.8.11. Pik güç faydası

Oymapınar Pompaj Depolamalı HES 7 saat pike iştirak edeceğinden projenin toplam kurulu gücü pik güç olarak alınmıştır. Pompajlı HES için pik güç faydası 476 \$/kW alınmıştır.

5.8.12. Maliyet

Kurulacak olan örnek tesisin maliyet hesaplarında Bayındırlık Bakanlığı, Elektrik İşleri Etüt İdaresi Genel Müdürlüğü 2010–6 sayılı Gökçekaya Pompajlı HES İlk Etüt Raporu ve Devlet Su İşleri Birim fiyatlarından yararlanılarak,

- Üst rezervuarda biriktirilecek suyun m^3 başına birim maliyeti 8 $\$/m^3$ olarak alınmıştır.
- Vana odası maliyeti 500.000 \$ olarak hesaplanmıştır
- Çelik kaplamalı şaft birim maliyeti 27.116 $\$/m$ olarak hesaplanmıştır.
- Enerji Tüneli sonunda 22 m yüksekliğinde, 5 m çapında dairesel kesitli bir denge bacası tesis edilecektir.
- Santral binası birim maliyeti bulunurken daha önce yapılmış Deriner, Artvin, Yusufeli ve Sır Barajlarına ait kesin hesap projelerindeki maliyet tahminlerinden yararlanılmıştır. Bu çalışmalar sonucunda; santral binası birim maliyeti ortalama 25.000 $\$/MW$ olarak alınmıştır.
- Tersinir türbin tipi için HEM birim maliyeti 400 $\$/kW$ olarak alınmıştır.
- Kuyruksuyu tüneli birim maliyeti olarak; aynı koşullarda inşa edileceği göz önünde tutularak çelik kaplamalı şaft birim maliyeti alınmıştır.
- Şalt sahası birim maliyeti bulunurken daha önce yapılmış olan Deriner, Artvin, Yusufeli ve Sır Barajlarına ait kesin hesap projelerindeki maliyet tahminlerinden yararlanılmıştır. Bu çalışmalar sonucunda; şalt sahası birim maliyeti ortalama 10.000 $\$/MW$ olarak alınmıştır.
- 380 kV'luk iletim hattı birim maliyeti; TEİAŞ birim fiyatları göz önünde bulundurularak 145 000 $\$/km$ olarak alınmıştır.
- Kamulaştırma bedeli dağlık bir alan olması nedeniyle maktuen 100.000 \$ alınmıştır.
- Bu birim maliyetler dikkate alınarak “ Tesis Bedeli” hesaplanmış; Tesis bedeline %15 etüt-proje bedeli ve kamulaştırma maliyeti eklenerek “Proje Bedeli” bulunmuştur.

Proje bedeline inşaat süresince faiz eklenerek “Yatırım Bedeli” hesaplanmıştır. Hesaplarda inşaat süresi 2 yıl olarak alınmıştır.

Yapılan tüm çalışmaların sonucu elde edilen proje hakkındaki bilgilendirmeler, aşağıdaki Çizelge 5.1 ve 5.2’de verilmiştir.

Çizelge 5.1. Oymapınar PDHES projesi yatırım bedeli yaklaşık maliyet çizelgesi

	AÇIKLAMA	YATIRIM TUTARI (TL)	YATIRIM TUTARI (\$)
	İNŞAAT İŞLERİ		
	Şantiye Kurulumu	1.187.500	125.000
	Şantiye İçi Yollar	1.187.500	125.000
	Üst Rezervuar	Senaryo 1 Senaryo 2 Senaryo 3	129.571.156 323.927.884 647.855.768
	Enerji Şaftı	103.040.800	10.846.400
	Denge Bacası	3.664.426	385.729
	Santral Binası	Senaryo 1 (60 MW) Senaryo 2 (132 MW) Senaryo 3 (144 MW)	14.250.000 31.350.000 34.200.000
	Vana Odası	4.750.000	500.000
	Enerji Nakil Hattı (76 km)	50.540.000	5.320.000
1	İnşaat İşleri Toplamı	Senaryo 1 (60 MW) Senaryo 2 (132 MW) Senaryo 3 (144 MW)	308.191.381 519.648.110 846.425.994
2	SCADA	1.900.000	200.000
3	H.e.m (n=60 MW) H.e.m (n=132 MW) H.e.m (n=144 MW)	Senaryo 1 (60 MW) Senaryo 2 (132 MW) Senaryo 3 (144 MW)	228.000.000 501.600.000 547.200.000
4	Bilinmeyen Giderler Toplamı (1*0,15)	Senaryo 1 (60 MW) Senaryo 2 (132 MW) Senaryo 3 (144 MW)	46.228.707 77.947.216 126.963.899
5	Etüt Proje Bedeli	76.000.000	8.000.000
6	Kamulaştırma Bedeli	950.000	100.000
7	Suyun Maliyeti	380.000.000	40.000.000
8	PROJE BEDELİ (6+7+8+9)	Senaryo 1 Senaryo 2 Senaryo 3	1.041.270.088 1.558.045.326 1.979.439.893

(*Dolar Kuru 9,5 TL olarak hesaplanmıştır.)

TEİAŞ 2019 yıllık bültene (<https://www.epias.com.tr>, 2019) göre; 2019 yılında saatlik PTF,

- 237 saat 0-5 TL/MWh,
- 408 saat 5-100 TL/MWh,
- 308 saat 100-150 TL/MWh,
- 857 saat 150-200 TL/MWh,
- 702 saat 200-250 TL/MWh,
- 1.695 saat 250-300 TL/MWh,

- 4.537 saat 300-350 TL/MWh
- 16 saat ise 350-2000 TL/MWh arasında hesaplanmıştır.

Tasarladığımız sistem PTF'nin en düşük olduğu 7 saat pompalama yapacağından dolayı; Türbin/Pompa modunda yıllık: 7 saat*365 gün =2555 saat gerekli.

Türbin modunda

TEİAŞ raporunda belirtilen yüksek saatli fiyatların minimumu dikkate alınarak yapılan hesaplamada;

- 16 saat 350 TL
- 2539 saat 300 TL

$$\text{Ortalama Fiyat} = (16 \cdot 350 + 2539 \cdot 300) / 2555$$

$$\text{Ortalama Fiyat} = 300,313 \text{ TL/saat}$$

Pompa modunda

TEİAŞ raporunda belirtilen düşük saatli fiyatların maksimumu dikkate alınarak yapılan hesaplamada

- 237 saat 5 TL
- 408 saat 100 TL
- 308 saat 150 TL
- 857 saat 200 TL
- 702 saat 250 TL
- 33 saat 300 TL

$$\text{Ortalama Fiyat} = (237 \cdot 5 + 408 \cdot 100 + 308 \cdot 150 + 857 \cdot 200 + 702 \cdot 250 + 33 \cdot 300) / 2555$$

$$\text{Ortalama Fiyat} = 174,162 \text{ TL/saat}$$

Çizelge 5.2. Oymapınar PDHES projesinin ana karakteristikleri

SIRA NO	AÇIKLAMALAR	OYMAPINAR PDHES
1	Proje Adı	Oymapınar Pompaj Depolamalı HES
2	Alt Rezervuar	Oymapınar Barajı (Proje Seviyesinden)
3	Koordinatlar (Coğrafi Koordinatlar)	Üst rezervuar: 36°55'12.6"N 31°31'21.5"E Santral: 36°54'31.7"N 31°31'54.0"E
4	Santral Kurulu Gücü	132,00 MW
5	İli	Antalya
6	İlçesi	Manavgat
7	Alt Rezervuar	Oymapınar Gölü
8	Üst Rezervuar Tipi	Betonarme
9	Üst Rezervuar Aktif Hacmi	1.000.000 m ³ - 2.500.000 m ³ - 5.000.000 m ³
10	Üst Rezervuar Kret Kotu	380 m
11	Üst Rezervuar Max. Su Kotu	377 m
12	Üst Rezervuar Taban Kotu	330 m
13	Enerji Şaftı Adedi	1
14	Enerji Şaftı Uzunluğu	400 m
15	Enerji Şaftı Çapı	3 m
16	Kuyruk Suyu Tüneli Adedi	1
17	Kuyruk Suyu Tüneli Uzunluğu	500 m
18	Kuyruk Suyu Tüneli Çapı	5 m
19	Enerji Nakil Hattı Uzunluğu	76 km
20	Brüt Düşü	360 m
21	Net Düşü	358,4 m
22	Proje Debisi	40 m ³ /s – 100 m ³ /s – 200 m ³ /s
23	Tasarlanan Kurulu Güç	60 MW – 132 MW – 144 MW
24	Türbin Tipi	Francis Türbin
25	Ünite Adedi	3
26	Her bir Ünite Gücü	20 MW – 44 MW – 48 MW
27	Potansiyel Üretilen Enerji	153,30 GWh/yıl – 337,26 GWh/yıl – 367,92 GWh/yıl
28	Tüketilecek Enerji	216,30 GWh/yıl – 478,58 GWh/yıl – 513,32 GWh/yıl
29	Yatırım Bedeli	109.607.378 \$ – 164.004.771 \$ – 208.362.094 \$
30	Yıllık Enerji Geliri (300,313 TL/KW)	46.037.523 \$ – 83.349.750 \$ – 110.490.055 \$
31	Yıllık Enerji Gideri (174,162 TL/KW)	37.670.487 \$ – 17.932.801 \$ – 89.399.573 \$
32	Net Fayda	8.367.036 \$ – 20.909.578 \$ – 21.090.483 \$
33	Yatırımın Geri Dönüş Süresi	13 9 10
34	İnşaat Süresi	2 yıl



6. SONUÇ VE ÖNERİLER

Türkiye, bir yandan elektrik piyasasını serbestleştirme yolunda adımlar atarken, bir yandan da UCTE (Avrupa Elektrik İletim Sistemi ile senkron bağlantı) üyeliğinin getirdiği zorunluluklar olan arz açığı olmaması ve sistem frekansının sabit tutulması konusunda önlemler almalıdır. Sistem güvenliği için Primer ve Sekonder frekans kontrolüne katkı sağlayacak ilk seçenek pompaj depolamalı hidroelektrik santrallerdir.

Ekonomimiz son yıllarda önemli bir gelişme göstermiş ve bunun neticesinde elektrik enerjisi tüketiminin de arttığı gözlemlenmiştir. Elektrik enerjisinde yaşanan bu artış talebinin karşılanması ve cari açığımızın azaltılması için, işletme maliyeti diğer üretim modellerine göre daha düşük, yerli, yenilenebilir ve çevre dostu enerji kaynak türlerinden biri olan hidroelektrik enerji santrallerinin devreye alınmasının önemini açık bir şekilde anlaşılmaktadır. Bunun yanı sıra enerji ekonomik, sosyal ve çevresel gibi birçok yönü bulunan pek çok sektörle de bağlantılı hayati öneme sahip bir konudur.

Ülkemizde tüketilen enerji miktarı incelendiğinde %60'ından fazlasının tamamen dışa bağımlı olduğumuz ithal kaynaklar vasıtasıyla karşılanmaktadır. Elektrik enerjisi üretimini sağlamak için ithal edilen enerji kaynaklarının (doğalgaz, kömür, vb.) ülkemiz ekonomisini yaklaşık 10 milyar doların üzerinde ki bir miktarla olumsuz etkilemektedir. Ülkemiz için kalkınma öncelikli bir hedeftir. Kalkınma için önemli unsurlardan biri üretimdir ve üretimin devamlılığını sağlamak içinse enerji talebinin kesintisiz karşılanması gerekmektedir. Enerjide; ülkemiz gelişiminin önündeki en büyük engel ise ithalata bağlı olan enerji ihtiyacıdır. Bu nedenlerden dolayı ülkemizin hidroelektrik potansiyelini daha verimli kullanmak için, ülkemizdeki enerji üretim portföyümüze pompaj depolamalı hidroelektrik santrallerin de dahil edilmesi gereklidir.

Bu tez çalışmasında; elektrik piyasasının yapısı, gelişimi ve uzun yıllardır dünyada pik saatlerdeki enerji ihtiyacını karşılamak için kullanıldığı halde henüz ülkemizde bir örneği bulunmayan pompaj depolamalı hidroelektrik santrallerin çalışma prensibini, dünyadaki örnekleriyle birlikte açıklamak, pompaj depolamalı hidroelektrik santraller konusunda uygulanabilir örnek bir proje oluşturabilmek amaçlanmıştır. Yapılan tez çalışması neticesinde şu sonuçlara varılmıştır:

Sistem 3 farklı rezervuar hacmi olacak şekilde 3 farklı senaryoda kurulum maliyetini düşürmek amacıyla tek hat olarak tasarlanmıştır; sistem ya pompa modunda çalışarak suyu depolar ya da türbin modunda çalışarak suyu aşağı bırakır ve enerji üretir.

Enerji Üretimi için Piyasa Takas Fiyatının yüksek olduğu 17:00 - 23:00 saatleri arasındaki 7 saat seçilmiştir. Tasarım ile ilgili üretim-tüketim değerleri ile üretim-tüketim bedelleri aşağıdaki çizelgede verilmiştir.

Çizelge 6.1. Tasarım çıktıları

	Senaryo 1	Senaryo 2	Senaryo 3
Üretilen Enerji Miktarı (GWh/yıl)	153,30	337,26	367,92
Tüketilecek Enerji Miktarı (GWh/yıl)	216,30	478,58	513,32
Üretim Bedeli (\$)	46.037.523	101.282.551	110.490.055
Tüketim Bedeli (\$)	37.670.487	83.349.750	89.399.573
Net Fayda (\$)	8.367.036	17.932.801	21.090.483
Yatırımın Toplam Bedeli (\$)	109.607.378	164.004.771	208.362.094
Birim Yatırım Bedeli (\$/kW)	1.827	1.242	1.447
Yatırımın Geri Dönüş Oranı	13	9	10

TEİAŞ 2019 Yıllık bülteni incelendiğinde yaklaşık Yaklaşık 4553 saatlik yoğun zamandaki işlem ücreti 300 TL/MWh veya üstü olmuştur. Diğer yandan, yaklaşık 2539 saatlik durgun zamandaki işlem ücretleri 250 TL/MWh veya daha az olmuştur. Dolayısıyla, yoğun ve durgun dönemdeki işlem ücretleri arasında 50 TL/MWh veya daha fazla fark bulunmaktadır ve PDHES'in yaklaşık %70 pompalama etkinliği göstereceği düşünülse dahi durgun zamanda ucuz elektrik gücü kullanarak su pompalamak ve yoğun zamanda elektrik üreterek işlem ücretleri arasındaki farktan dolayı kar sağlamak mümkündür. Yaptığımız tasarım çalışmasına göre rezervuar hacmi büyüdükçe rantabilite oranı düşmektedir, çünkü maliyet santralin gücü arttıkça düşmektedir.

Yaptığımız tez çalışması sonuçlarına baktığımızda;

1. Hergün 16:00-23:00 saatleri arasındaki 7 saatlik puant dilimde suyu alt rezervuara göndererek üretim yaptığımız takdirde oluşan üretim miktarımız Senaryo-1 için 153,30 GWh/yıl, Senaryo-2 için 337,26 GWh/yıl, Senaryo-3 için 367,92 GWh/yıl olarak hesaplanmıştır.
2. Hergün gece 00:00-00:07 saatleri arasındaki 7 saatlik dilimde suyu üst rezervuara göndererek pompalama yaptığımız takdirde oluşan enerji tüketim miktarımız

Senaryo-1 için 216,30 GWh/yıl, Senaryo-2 için 478,58 GWh/yıl, Senaryo-3 için 513,32 GWh/yıl olarak hesaplanmıştır.

3. Tasarladığımız santralimizden elde ettiğimiz net kar Senaryo-1 için 8.367.036 \$, Senaryo-2 için 17.932.801 \$, Senaryo-3 için 21.090.483 \$ olarak hesaplanmıştır.
4. Birim yatırım bedelinin Senaryo-1 için 1827 \$/kW, Senaryo-2 için 1242 \$/kW, Senaryo-3 için 1447 \$/kW olduğu hesaplanmıştır.

Yaptığımız tasarım çalışmasında hesaplamış olduğumuz yatırım bedelleri ve birim yatırım bedelleri farklı bir bölgede daha yüksek veya daha düşük olabilir, bu yapılacak pompaj depolamalı hidroelektrik santralinin coğrafi konumuna bağlı olarak inşaat maliyetleri değiştiğinden dolayıdır.

Çizelge 6.2. Yenilenebilir enerji kaynak tiplerine göre santral maliyetleri [67]

Santral Tipi	Maliyet (\$/kW)
Rüzgar (Kara) Santrali	1355
Rüzgar (Deniz Üstü) Santrali	3185
Güneş Santrali	883
Jeotermal	4468
Biyokütle	2543
Hidroelektrik	1870

Birim yatırım maliyetlerini diğer kaynak tipleri ile karşılaştırdığımızda, bulduğumuz sonuçların jeotermal, deniz üstü rüzgar ve biyokütle santral tiplerinden daha düşük maliyetli olduğu, güneş ve kara rüzgar santrali tiplerinden ise daha yüksek maliyetli olduğu anlaşılmaktadır.

Son olarak, rezervuarlar için uygun bir alan yerleştirilebiliyorsa, geri pompalanan depolama (karışık pompalanan depolama) saf pompalanan depolama (akış dışı) tesislerinden daha uygun olabilir, çünkü mevcut tesislerin kullanılması projelerin toplam maliyetini azaltır, çünkü Türkiye'deki nehir havzaları oldukça gelişmiştir. Ayrıca, liberal pazarın veya düzensiz pazarın kuralı, depolama projelerini geliştirme çabalarımızı sınırlamamalıdır, çünkü depolamadaki artışa değer katarlar, böylece elektrik arzını en yüksek taleplerde muhafaza ederler. PDHES'nin toplam kapasitesi yükselirse, pik taleplerde yüksek fiyatlar azalacaktır.



KAYNAKLAR

1. Kousksou T., Bruel P., Jamil A., Zeraouli Y. and El Rhafiki T. (2014) "Energy Storage: Applications and Challenges", *Solar Energy Materials & Solar Cells.*, 59-80.
2. Brown P., Lopes J. and Matos M. (2008) "Optimization of Pumped Storage Capacity in an Isolated Power System with Large Renewable Penetration", *IEEE Transactions on Power Systems*, 2(23), 523-531.
3. Ingram E. A. (2009) "www.renewableenergyworld.com", [Çevrimiçi]. Available: <https://www.renewableenergyworld.com/storage/development-activity/#gref>., Erişim Tarihi: 17.01.2021 .
4. Kanakasabapathy P. (2013) "Economic Impact of Pumped Storage Power Plant on Social Welfare of Electricity Market", *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 1(45), 187–193.
5. Özil E., Şişbot S., Özpınar A., Olgun B. (2013) Elektrik Enerjisi Teknolojileri ve Enerji Verimliliği Konvansiyonel Elektrik Santrallerinde Elektrik Üretimi, İstanbul: TESAB.
6. Öztürk H. (2013) Yenilenebilir Enerji Kaynakları, İstanbul: Birsen Yayınevi.
7. BP Energy (2020), "https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/energy-outlook/bp-energy-outlook-2020.pdf", Erişim Tarihi: 15.03.2021.
8. Yazıtış F. (2018) "www.dunyaenerji.org.tr", [Çevrimiçi]. Available: <https://www.dunyaenerji.org.tr/wp-content/uploads/2018/02/FatihYazitasSunum.pdf>. Erişim Tarihi: 28.11.2019.
9. TEİAŞ (2018), "Planlama Ve Yatırım Yönetimi Dairesi Başkanlığı, 10 Yıllık Talep Tahminleri Raporu (2019-2026)", [Çevrimiçi]. Available: <https://www.teias.gov.tr>. Erişim Tarihi: 02.12.2019.
10. EPDK (2018), "Elektrik Piyasası Raporu", Erişim Tarihi: 13.03.2019
11. "www.worldenergy.org" (2018), [Çevrimiçi]. Available: <https://www.worldenergy.org/about-us/annual-reports>, Erişim Tarihi: 02.12.2020.
12. OECD (2017), [Çevrimiçi]. Available: <https://www.oecd.org/publications/status-of-power-system-transformation-2017-9789264278820-en.htm>., Erişim Tarihi: 03.12.2020.
13. Kenning T. (2017), "www.pv-tech.org", [Çevrimiçi]. Available: <https://www.pv-tech.org/news/technical-bids-for-300mw-of-solar-in-saudi-arabia-already-breach-2-cents>., Erişim Tarihi: 03.12.2020.
14. Jamasb T., Nepal R., Timilsina G. & Toman M. (2014) "Energy Sector Reform, Economic Efficiency and Poverty Reduction", [Çevrimiçi]. Available: <http://www.uq.edu.au/economics/abstract/529.pdf> . Erişim Tarihi: 04.12.2020.

15. TEİAŞ (2018), "<https://www.teias.gov.tr/tr/yayinlar-raporlar/piyasa-raporlari>", Erişim Tarihi: 17.03.2019.
16. EPIAŞ (2019), "<https://rapor.epias.com.tr/rapor/xhtml/dgpGunlukRapor.xhtml>", Erişim Tarihi: 15.02.2020.
17. Öziş Ü. (2006) "Su Kuvveti ve Türkiye", [Çevrimiçi]. Available: https://www.imo.org.tr/resimler/ekutuphane/pdf/17633_33_08.pdf. Erişim Tarihi: 10 12 2020.
18. Sue W. (2018) "Application of Pumped Hydroelectric Energy Storage for Photovoltaic based Rural Electrification", *International Journal For Innovative Research In Multidisciplinary Field* , 35-39.
19. Eyer J. M., Corey G. P. ve Iannucci J. (2004), Energy storage benefit sand market analysis handbook: a study for the DOE Energy Storage Systems Program., New Mexico: Sandia National Laboratories.
20. Gabriel V., Jones S. S., Fausto A. C., Alexandre B., Souza J. D. and Elton G. (2019) "A Hydro PV Hybrid System for the Laranjeiras Dam (in Southern Brazil) Operating with Storage Capacity in the Water Reservoir", *Smart Grid and Renewable Energy*, 4(10), 83-97.
21. Deane J., Gallachoir O. and McKeogh E. (2010) "Techno-economicreview of existing and new pumped hydro energy storage plant", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 14(4), 1293-1302.
22. Saraç M. (2009) "Pompaj Depolamalı Hidroelektrik Santraller, Doğu Karadeniz Bölgesi Hidroelektrik Enerji Potansiyeli ve Bunun Ülke Enerji Politikalarındaki Yeri Raporu, Ankara, Bildiriler Kitabı,,".
23. Bueno C. and Carta J. A. (2006) "Wind powered pumped hydro storagesystems, a means of increasing the penetration of renewable energy in the Canary Islands," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 10(4), 312-340.
24. Aytaç İ. H. (2010), *Yenilenebilir Enerji Kaynaklarını Kullanan Hibrit Santral İçin Model Oluşturma, Yüksek Lisans Tezi*, Zonguldak: Karaelmas Üniversitesi.
25. Börçek Ç. B. (2012), *Pompaj Depolamalı Hidroelektrik Santraller: Batı Karadeniz’de Örnek Bir Çalışma*, Zonguldak: Karaelmas Ünivesitesi, 2012.
26. Levine J. G. (2003), "*Pumped hydroelectric energy storage and spatial diversity of wind resources as methods of improving utilization of renewable energy sources*", Michigan: Michigan Technological University.
27. Harby A., Sauterleute J., Korpås M., Killingtveit A. and E. Solvang E. (2013) "Pumped Storage Hydropower," *Transition to Renewable Energy Systems* , 597-618.
28. Naciri M., Aggour M. and Ahmed W.A. (2017), "Wind energy storage by pumped hydro station", *Journal Of Energy Systems*, 32-42.

29. Swarup S. and Kanakasabapathy P. (2009), "Bidding strategy for pumped-storage plant in pool-based electricity market", *Energy Conversion and Management* , 51(3), 572-579.
30. Tam M. (2009), "Hidroelektrik Santraller ve Santral İşletmeciliği, Doğu Karadeniz Bölgesi Hidroelektrik Enerji Potansiyeli ve Bunun Ülke Enerji Politikalarındaki Yeri, Forum 2009", [Çevrimiçi]. Available: http://www.emo.org.tr/ekler/b26867816dcfa8a_ek.pdf. Erişim Tarihi: 15.03.2019.
31. Başeşme H. (2003), *Hidroelektrik Santraller ve Hidroelektrik Santral Tesisleri*, Ankara, EÜAŞ Yayınları.
32. Özil E., Şişbot S., Özpınar A., Olgun B. (2012), *Elektrik Enerjisi Teknolojileri ve Enerji Verimliliği*, İstanbul: TESAB.
33. DPT (2001), "Su Havzaları, Kullanımı ve Yönetimi Özel İhtisas Komisyonu Raporu (Rapor No: DPT: 2555)", Available: https://www.sbb.gov.tr/wp-content/uploads/2018/11/08_SuHavzalarıKullanımıveYönetimi.pdf, Erişim Tarihi: 16 03.2019
34. Koçak M. (2011), *Yenilenebilir Enerji Kaynakları, Hidroelektrik Santraller ve Sıralanmalar HES Projesi, Yüksek Lisans Tezi*, Kayseri: Erciyes Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü.
35. "www.teias.gov.tr", (2019), [Çevrimiçi]. Available: <https://www.teias.gov.tr/tr-TR/faaliyet-raporlari>, Erişim Tarihi: 17.02.2021.
36. Ünver Ü., Bilgin H. ve Güven A. (2015), "Pompa Depolamalı Hidroelektrik Sistemler", *Mühendis ve Makina*, 57-64.
37. Terzi Ü. K. ve Güney İ. (2006), "Dalga Enerjisi Sistemleri, Ekonomisi, Çevresel Etkileri ve Ülkemiz için Ekonomik Açından Değerlendirilmesi", *10. Enerji Kongresi. Dünya'da ve Türkiye'de Enerji-Uygulamalar ve Sorunlar Cilt II. İstanbul: Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi*.
38. Ayder E. (2015), "PDHES Teknik Rapor", İTÜ Makina fakültesi, İstanbul, Mart 2015.
39. Key T., Rogers L. , Brooks D. and Tuohy A. (2013), "Quantifying the Value of Hydropower in the Electric Grid", EPRI, Knoxville.
40. "Favourable Winds for Pumped Storage", (2012) [Çevrimiçi]. Available: <https://www.andritz.com/resource/blob/31390/c9bfa8eb4e2672134300c42e7823c72f/h-y-customer-magazine-hn21-en-data.pdf>., Erişim Tarihi: 20.01.2021.
41. Voith (2011), "Reversible Pump Turbines, Ternary Sets and Motor-Generators", Voith, Limberg.
42. Whittingham S. (2012), "History, Evolution, and Future Status of Energy Storage. IEEE, 100, 1518-1534", *IEEE*, vol.100, no. Special Centennial Issue, pp. 1518-1534.
43. Torres O. (2011), *Life Cycle Assessment of a Pumped Storage Power Plant*, Master's Thesis., Norwegian: Norwegian University of Science and Technology.

44. Dursun B. ve Alboyacı B. (2010), "The Contribution of Wind-Hydro Pumped Storage Systems in Meeting Turkey's Electric Energy Demand", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 14(7), 1979-1988.
45. İnternet: Alstom (2010), "Hydro Pumped Storage Power Plant", Alstom Group, Saint-Ouen.
46. Store-Project (2013), "Power system overview and RES integration", [Çevrimiçi]. Available: <http://www.organicpower.ie/pdf/glinsk/OP18%20web%20brochure%20issue%203%20August%202011.pdf>. [Erişim Tarihi: 12 02 2021].
47. Tilahun M. A. (2009), *Feasibility Study of Pumped Storage System for Application in Amhara Region*, Master's Thesis, Stocholm, Sweden: Royal Institute of Technology.
48. Botterud A. , Koritarov V. ve Levin T. (2014) "Pumped Storage Hydropower: Benefits for Grid Reliability and Integration of Variable Renewable Energy", Argonne National Laboratory, Alexandra, USA.
49. Zipparro V. J. and Hasen H. (1993), *Davis Handbook of Applied Hydraulics*, New York: McGraw Hill.
50. Pumped Storage Hydroelectric Power Plants: Issues and Applications (2016), Energy Regulators Regional Association Secretariat, Budapest, Hungary.
51. Koskinen O. and Breyer C. (2016), "Energy Storage in Global and Transcontinental Energy Scenarios: A Critical Review", *Energy Procedia*, 53-63.
52. İnternet: <https://www.energy.gov/eere/water/pumped-storage-hydropower.>, [Çevrimiçi]. Available: <https://www.energy.gov/eere/water/pumped-storage-hydropower.> Erişim Tarihi: 12.12.2019
53. İnternet: www.statista.com, (2020) [Çevrimiçi]. Available: <https://www.statista.com/statistics/689667/pumped-storage-hydropower-capacity-worldwide-by-country/>. Erişim Tarihi: 25.02.2021
54. Onyekpe D. K. (2016), "World-Energy-Resources_Report_2016.pdf", [Çevrimiçi]. Available: <https://www.worldenergy.org/assets/images/imported/2016/10/World-Energy-Resources-Full-report>, Erişim Tarihi: 12.10.2019
55. Forcey T. (2014), "Pumped Hydro Energy Storage", University of Melbourne Energy Institute, Melbourne.
56. YEGM (2018), "http://www.yegm.gov.tr/duyurular_haberler/phes_calistay.aspx", ETKB, Ankara.
57. Barbour E., Wilson I., Radcliffe J., Ding Y. and Li Y. (2016), "A review of pumped hydro energy storage development in significant international electricity markets", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 421-432.
58. Vural M. (2017), *Pompaj Depolamalı Hidroelektrik Santrallerin Gelişimi Ve Türkiye İncelemesi, Uzmanlık Tezi*, Ankara.

59. JICA (2009), "http://open_jicareport.jica.go.jp/pdf/12019790.pdf", Erişim Tarihi: 02.10.2019
60. ENTSO-E (2014), "ENTSO-E Avrupa'da İletim Tarifelerine Genel Bakış: Sentez", Erişim Tarihi: 17.03.2019
61. İnternet: www.teias.gov.tr, (2019), [Çevrimiçi]. Available: <http://www.teias.gov.tr/YukTevziRaporlari.aspx>. Erişim Tarihi: 12.09.2020
62. Öziş Ü.ve Yanar H. (2011), "Oymapınar Barajı ve Hidroelektrik Santrali" [Çevrimiçi]. Available: https://www.imo.org.tr/resimler/ekutuphane/pdf/17634_33_28.pdf. Erişim Tarihi: 18.11.2020
63. İnternet: tr.climatedata.org (2019), "<https://tr.climatedata.org/asya/tuerkiye/antalya/antalya>", Erişim Tarihi: 11.04.2020.
64. AFAD (2018), "Türkiye Deprem Tehlike Haritası", AFAD, Ankara, Erişim Tarihi: 10.08.2019.
65. Dipova N. ve Cangir B. (2011), Antalya ili depselliğinin araştırılması, Jeoloji Mühendisliği Dergisi,35.
66. İnternet: www.yegm.gov.tr, YEGM. [Çevrimiçi]. Available: http://www.yegm.gov.tr/yenilenebilir/h_hidrolik_nedir.aspx, Erişim Tarihi: 11.08 2019
67. IRENA (2020), "Renewable Power Generation Cost in 2020," , Abu Dhabi, Erişim Tarihi: 24.08 2021.





GAZİ GELECEKTİR..