

KARADENİZ TEKNİK ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

ELEKTRİK ELEKTRONİK MÜHENDİSLİĞİ ANABİLİM DALI

HARŞİT ÇAYI ÜZERİNDE POMPAJ DEPOLAMALI HİDROELEKTRİK
SANTRALİ SİSTEMLERİNİN UYGULANABİLİRLİĞİNİN ARAŞTIRILMASI
TEKNİK VE İŞLETME AÇISINDAN DEĞERLENDİRİLMESİ

YÜKSEK LİSANS TEZİ

Fatih Yahya HACIAHMETOĞLU

EYLÜL 2024

TRABZON



KARADENİZ TEKNİK ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

ELEKTRİK ELEKTRONİK MÜHENDİSLİĞİ ANABİLİM DALI

**HARŞİT ÇAYI ÜZERİNDE POMPAJ DEPOLAMALI HİDROELEKTRİK
SANTRALİ SİSTEMLERİNİN UYGULANABİLİRLİĞİNİN ARAŞTIRILMASI
TEKNİK VE İŞLETME AÇISINDAN DEĞERLENDİRİLMESİ**

Fatih Yahya HACIAHMETOĞLU

Karadeniz Teknik Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsünce
"ELEKTRİK YÜKSEK MÜHENDİSİ"
Unvanı Verilmesi İçin Kabul Edilen Tezdir.

Tezin Enstitüye Verildiği Tarih : 15 / 08 / 2024

Tezin Savunma Tarihi : 20 / 09 / 2024

Tez Danışmanı : Dr. Öğr. Üyesi Hakan KAHVECİ

Trabzon 2024

ÖNSÖZ

“Harşit Çayı Üzerinde Pompaj Depolamalı Hidroelektrik Santrali Sistemlerinin Uygulanabilirliğinin Araştırılması Teknik ve İşletme Açısından Değerlendirilmesi” isimli bu tez Karadeniz Teknik Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü Elektrik Elektronik Mühendisliği Anabilim Dalı, Yüksek Lisans Programı’nda hazırlanmıştır.

Tez çalışmam boyunca hiçbir desteğini esirgemeyen ve bilim insanı olma yolundaki ilk adımlarımı atarken kıymetli bilgileriyle ve tecrübesiyle yolumu aydınlatan danışman hocam Sayın Dr. Öğr. Üyesi Hakan KAHVECİ’ye teşekkürü bir borç bilirim.

Fatih Yahya HACIAHMETOĞLU
Trabzon 2024

TEZ ETİK BEYANNAMESİ

Yüksek Lisans Tezi olarak sunduğum “Harşit Çayı Üzerinde Pompaj Depolamalı Hidroelektrik Santrali Sistemlerinin Uygulanabilirliğinin Araştırılması Teknik ve İşletme Açısından Değerlendirilmesi” başlıklı bu çalışmayı baştan sona kadar danışmanım Dr. Öğr. Hakan KAHVECİ’nin sorumluluğunda tamamladığımı, verileri/örnekleri kendim topladığımı, deneyleri/analizleri ilgili laboratuvarlarda yaptığımı/yaptırdığımı, başka kaynaklardan aldığım bilgileri metinde ve kaynakçada eksiksiz olarak gösterdiğimi, çalışma sürecinde bilimsel araştırma ve etik kurallara uygun olarak davrandığımı ve aksinin ortaya çıkması durumunda her türlü yasal sonucu kabul ettiğimi beyan ederim.

20 / 09 / 2024

Fatih Yahya HACIAHMETOĞLU

İÇİNDEKİLER

	<u>Sayfa No</u>
ÖNSÖZ	III
TEZ ETİK BEYANNAMESİ.....	IV
İÇİNDEKİLER.....	V
ÖZET	VII
SUMMARY	VIII
ŞEKİLLER DİZİNİ	IX
TABLolar DİZİNİ	XII
SEMBOLLER VE KISALTMALAR DİZİNİ	XIII
1. GENEL BİLGİLER.....	1
1.1. Giriş.....	1
1.2. Enerji Depolama Teknolojileri	2
1.2.1. PDHES Sistemi	2
1.2.2. Sıkıştırılmış Hava ile Enerji Depolama Sistemi.....	2
1.2.3. Isıl Enerji Depolama Sistemi	3
1.2.4. Volanlı (FlyWheel) Enerji Depolama Sistemi	4
1.2.5. Hidrojen Gazı Kullanılarak Enerji Depolama Sistemi	4
1.2.6. Batarya ile Enerji Depolama Sistemi	5
1.2.7. Kapasitör-Süperkapasitör ile Enerji Depolama Sistemi	6
1.2.8. Süper İletkenle Manyetik Enerji Depolama Sistemi	6
1.3. PDHES’lerin Genel Yapısı ve Çalışma Şekli.....	8
1.4. PDHES Çeşitleri.....	10
1.4.1. Su İletim Yapılarına Göre PDHES Çeşitleri.....	11
1.4.2. Çalışma Şekline Göre PDHES Çeşitleri	11
1.4.3. Rezervuar Yapısına Göre PDHES Çeşitleri.....	11
1.4.4. Hidrolik Makinaya Göre PDHES Çeşitleri.....	12
1.4.5. Devrine Göre PDHES Çeşitleri.....	15
1.4.6. Hibrit PDHES’ler	22
1.5. PDHES’lerin Dünyadaki Durumu.....	25
1.5.1. PDHES’lerin Dünyadaki Bazı Örnekleri.....	26
1.6. PDHES’lerin Türkiye’deki Durumu	35

1.7. PDHES’lerin Avantajları	36
1.8. PDHES’lerin Dezavantajları	38
1.9. Türkiye’de Elektrik Piyasalarına Genel Bakış ve PDHES’lerin Elektrik Piyasalarındaki Durumu	38
2. YAPILAN ÇALIŞMALAR, BULGULAR	49
2.1. Harşit Çayı Üzerinde Bulunan Hidroelektrik Santraller	49
2.1.1. Derya-2 HES	49
2.1.2. Torul Barajı ve HES	51
2.1.3. Kürtün Barajı ve HES	52
2.1.4. Akköy 1 Barajı ve HES	53
2.1.5. Doğankent HES	54
2.1.6. Aslancık Barajı ve HES	55
2.1. Harşit Çayı Üzerinde Pompaj Depolamalı Hidroelektrik Santral Sistemlerinin Uygulanabilirliğinin Araştırılması	56
2.2. Kürtün PDHES’inin Teknik ve İşletme Analizi	58
2.3. Kürtün PDHES’inin Ekonomik Analizi	74
3. SONUÇLAR VE ÖNERİLER	83
4. KAYNAKLAR	84
ÖZGEÇMİŞ	

Yüksek Lisans Tezi

ÖZET

HARŞİT ÇAYI ÜZERİNDE POMPAJ DEPOLAMALI HİDROELEKTRİK SANTRALİ SİSTEMLERİNİN UYGULANABİLİRLİĞİNİN ARAŞTIRILMASI TEKNİK VE İŞLETME AÇISINDAN DEĞERLENDİRİLMESİ

Fatih Yahya HACIAHMETOĞLU

Karadeniz Teknik Üniversitesi
Fen Bilimleri Enstitüsü
Elektrik-Elektronik Mühendisliği Anabilim Dalı
Danışman: Dr. Öğr. Üyesi Hakan KAHVECİ
2024, 85 Sayfa

Enerji, dünyada toplumların ekonomik ve sosyal bakımdan kalkınmasında çok önemli rol oynar. Enerjinin kesintisiz, güvenilir ve en ucuz şekilde son kullanıcıya kadar iletilmesi toplumun refah düzeyinin ve gelişmişlik seviyesinin belirlenmesinde de önemli bir rolü vardır. 21. yüzyılda teknolojinin gelişmesi enerji kaynakları çeşitlendirmiştir. Nüfus artışı, iklim değişikliği, enerji tüketiminin artması yenilenebilir enerji kaynaklarından elektrik üretimini kaçınılmaz bir duruma getirmiştir. Ayrıca, enerjinin kesintisiz ve güvenilir bir şekilde temin edilebilmesi için depolama teknolojilerine verilen önem gün geçtikçe artmaktadır. Pompaj depolamalı hidroelektrik santralleri (PDHES) en eski enerji depolama teknolojisine sahip tesisler olup potansiyel enerji olarak depoladığı suyu tekrar tekrar kullanarak, şebekenin pik yük talebinin karşılanmasında, şebeke frekansının ve geriliminin dengede tutulmasında ciddi katkılar sağlar. Bu çalışmada PDHES'lerden genel olarak bahsedilmiş olup dünyadaki ve ülkemizdeki PDHES'lerin durumu incelenerek Harşit Çayı üzerinde PDHES tesislerinin uygulanabilirliğinin teknik ve işletme açısından değerlendirilmesi yapılmıştır.

Anahtar Kelimeler: Enerji Sektörü, Pompaj Depolamalı Hidroelektrik Santral, PDHES

Master Thesis

SUMMARY

INVESTIGATION OF THE APPLICABILITY OF PUMPED STORAGE HYDROELECTRIC POWER PLANT SYSTEMS ON HARSIT STREAM AND EVALUATION IN TERMS OF TECHNICAL AND OPERATIONAL ASPECTS

Fatih Yahya HACIAHMETOĞLU

Karadeniz Technical University
The Graduate School of Natural and Applied Sciences
Electrical-Electronics Engineering Graduate Program
Supervisor: Assoc. Prof. Hakan KAHVECİ
2024, 85 Pages

Energy plays a very important role in the economic and social development of societies around the world. The uninterrupted, reliable and cheapest transmission of energy to the end user also plays an important role in determining the welfare and development level of the society. The development of technology in the 21st century has diversified energy sources. Population growth, climate change and increased energy consumption have made electricity generation from renewable energy sources inevitable. In addition, the importance given to storage technologies is increasing day by day in order to provide uninterrupted and reliable energy. Pumped storage hydroelectric power plants (PDHES) are facilities with the oldest energy storage technology and they make significant contributions to meeting the peak load demand of the network and balancing the network frequency and voltage by repeatedly using the water stored as potential energy. In this study, PDHESs are mentioned in general and the situation of PDHESs in the world and in our country is examined and the feasibility of PDHES facilities on Harşit Stream is evaluated in terms of technical and operational aspects.

Key Words: Energy Sector, Pumped Storage Hydroelectric Power Plant, PSHPP

ŞEKİLLER DİZİNİ

	<u>Sayfa No</u>
Şekil 1. Örnek bir PDHES'in genel yapısı	2
Şekil 2. Sıkıştırılmış hava ile enerji depolama sisteminin yapısı	3
Şekil 3. Isıl enerji depolamayla elektrik üretim sisteminin yapısı.....	3
Şekil 4. Volanın genel yapısı ve bileşenleri	4
Şekil 5. Hidrojen enerji depolama sisteminin şematik gösterimi	5
Şekil 6. Bataryanın genel yapısı	5
Şekil 7. Batarya enerji depolama sisteminin genel yapısı.....	6
Şekil 8. Süper iletkenle manyetik enerji depolama sisteminin yapısal görünümü	7
Şekil 9. Dünyada depolamalı teknolojilerinin dağılımı	7
Şekil 10. Enerji depolama sistemlerinin karşılaştırılması	7
Şekil 11. Örnek Bir PDHES'in Genel Yapısı.....	8
Şekil 12. PDHES'in kayıp cetveli.....	9
Şekil 13. PDHES'lerin sınıflandırılması.....	10
Şekil 14. Açık çevrimli ve kapalı çevrimli PDHES.....	12
Şekil 15. Tek hidrolik makinalı PDHES	13
Şekil 16. İki hidrolik makinalı PDHES.....	14
Şekil 17. Tersiyer türbinin hidrolik kısa devre modunda çalışmasına örnek	14
Şekil 18. İki hidrolik makineli bir motorlu bir generatörlü PDHES.....	15
Şekil 19. Sabit devirli ve değişken devirli makine örneği	16
Şekil 20. Sabit hızlı PDHES sistem şeması.....	16
Şekil 21. Grimsel 2 PDHES'inin CFSM şeması	18
Şekil 22. Tam boyutlu konvertör beslemeli senkron makinenin blok diyagramı.....	18
Şekil 23. Değişken devirli bir PDHES'in sistem şeması ve genel diyagramı.....	19
Şekil 24. Şekil çift beslemeli asenkron makinenin blok diyagramı.....	20
Şekil 25. Hibrit PDHES'lere örnek 1.....	22
Şekil 26. Hibrit PDHES'lere örnek 2.....	23
Şekil 27. Hibrit PDHES'lere örnek 3.....	24
Şekil 28. Hibrit PDHES'lere örnek 4.....	24
Şekil 29. Dünyadaki PDHES'lerin genel görünümü	25
Şekil 30. Goldisthal PDHES'i	26

Şekil 31. Goldisthal PDHES'inin tek hat şeması	26
Şekil 32. Gaildorf su bataryası projesi	27
Şekil 33. Limmern PDHES'i.....	27
Şekil 34. Nant de Drance PDHES'i.....	28
Şekil 35. Cortes la de Muella PDHES'i.....	29
Şekil 36. Entracque PDHES'i.....	29
Şekil 37. Presenzano PDHES'i.....	30
Şekil 38. Dnorwing PDHES'i.....	30
Şekil 39. Grand'Maison PDHES'i.....	31
Şekil 40. Diniester PDHES'i.....	31
Şekil 41. Fengning PDHES'i.....	32
Şekil 42. Guangdong PDHES'i	32
Şekil 43. Okutataragi PDHES'i	33
Şekil 44. Bath County PDHES'i.....	34
Şekil 45. Ludington PDHES'i	34
Şekil 46. Türkiye'de etüt çalışması yapılan PDHES'ler.....	35
Şekil 47. Türkiye'de planlan PDHES'ler.....	36
Şekil 48. Türkiye'de elektrik piyasaları.....	38
Şekil 49. Gün öncesi piyasasında temsili arz talep eğrisi	39
Şekil 50. Gün içi piyasa sayfasından genel görünüm	40
Şekil 51. Türkiye'de elektrik piyasaları.....	41
Şekil 52. Dengeleme güç piyasasında yük al ve yük at talimatları	42
Şekil 53. Pfk'ya katılan bir santralin güç frekans ilişkisi.....	44
Şekil 54. Frekans kontrol hiyerarşisi	45
Şekil 55. Anlık talep kontrolünde frekans-yük çizelgesi	46
Şekil 56. Generatör reaktif güç çizelgesi	46
Şekil 57. Yekdem uygulama süreleri ve fiyatları	48
Şekil 58. Harşit Çayını gösteren bir harita	49
Şekil 59. Derya-2 Hes Regülatöründen genel bir görünüm	50
Şekil 60. Derya-2 Hes ve Yükleme Havuzundan genel bir görünüm.....	50
Şekil 61. Torul Hes'ten genel bir görünüm.....	51
Şekil 62. Torul Barajından genel bir görünüm.....	51
Şekil 63. Kürtün HES'ten genel bir görünüm	52
Şekil 64. Kürtün Barajından genel bir görünüm.....	52

Şekil 65. Akköy 1-2 HES'ten genel bir görünüm.....	53
Şekil 66. Akköy 1 Barajından genel bir görünüm	53
Şekil 67. Doğankent HES'ten genel bir görünüm	54
Şekil 68. Doğankent HES Regülatöründen genel bir görünüm.....	55
Şekil 69. Aslancık HES'ten genel bir görünüm	55
Şekil 70. Aslancık HES Regülatöründen genel bir görünüm.....	56
Şekil 71. Torul Barajının yukarıdan görünümü.....	56
Şekil 72. Kürtün Barajının yukarıdan görünümü	57
Şekil 73. Harşit Çayı üzerinde düşünülen pdhes projesinin genel görünümü.....	58
Şekil 74. Özgül hıza göre türbin seçim grafiği.....	67
Şekil 75. Debi ve düşü değerlerine göre türbin seçim grafiği	68
Şekil 76. Cultana PDHES'inin teknik değerleri	75
Şekil 77. Cultana PDHES'inin teknik değerleri-2	75
Şekil 78. Cultana PDHES'inin yaklaşık maliyeti.....	76

TABLolar DİZİNİ

	<u>Sayfa No</u>
Tablo 1. 2018-2019 Yılları için ortalama piyasa takas fiyatları.....	62
Tablo 2. 2020-2021 Yılları için ortalama piyasa takas fiyatları.....	63
Tablo 3. 2022-2023 Yılları için ortalama piyasa takas fiyatları.....	64
Tablo 4. 6 Yıllık ortalama piyasa takas fiyatları	65
Tablo 5. Torul ve Kürtün Barajlarının teknik değerleri.....	66
Tablo 6. 5 Saat türbin 4 saat pompa çalışması için teknik değerler.....	69
Tablo 7. 5 Saat türbin 5 saat pompa çalışması için teknik değerler.....	70
Tablo 8. 5 Saat türbin 6 saat pompa çalışması için teknik değerler.....	71
Tablo 9. 5 Saat türbin 7 saat pompa çalışması için teknik değerler.....	72
Tablo 10. 5 Saat türbin 8 saat pompa çalışması için teknik değerler.....	73
Tablo 11. Kürtün PDHES'inin teknik özellikleri	74
Tablo 12. 5 Saat türbin, 4 saat pompa çalışması için ekonomik değerler.....	77
Tablo 13. 5 Saat türbin, 5 saat pompa çalışması için ekonomik değerler.....	77
Tablo 14. 5 Saat türbin, 6 saat pompa çalışması için ekonomik değerler.....	78
Tablo 15. 5 Saat türbin, 7 saat pompa çalışması için ekonomik değerler.....	78
Tablo 16. 5 Saat türbin, 8 saat pompa çalışması için ekonomik değerler.....	79
Tablo 17. YEKDEM'siz 5 saat türbin, 4 saat pompa çalışması için ekonomik değerler.....	80
Tablo 18. YEKDEM'siz 5 saat türbin, 5 saat pompa çalışması için ekonomik değerler.....	80
Tablo 19. YEKDEM'siz 5 saat türbin, 6 saat pompa çalışması için ekonomik değerler.....	81
Tablo 20. YEKDEM'siz 5 saat türbin, 7 saat pompa çalışması için ekonomik değerler.....	81
Tablo 21. YEKDEM'siz 5 saat türbin, 8 saat pompa çalışması için ekonomik değerler.....	82

SEMBOLLER VE KISALTMALAR DİZİNİ

A	: İletim hattının kesit alanı
D	: İletim hattının çapı
E_{gen}	: Türbin modunda üretilen toplam enerji
E_{pump}	: Pompa modunda tüketilen toplam enerji
g	: Yer çekimi ivmesi
f	: İletim hattının boyutsuz Darcy sürtünme faktörü
h_f	: Türbin modundaki yük kaybı
h_{fp}	: Pompa modundaki yük kaybı
H_g	: Brüt düşü
H_{net}	: Net düşü
H_p	: Pompaj kotu
L	: İletim hattının uzunluğu
n	: Türbin devir sayısı
n_g	: Türbin modundaki genel verim
n_s	: Türbin özgül hızı
n_{pump}	: Pompa verimi
P	: Türbin modunda Üretilen Güç
P_p	: Pompa modundaki tüketilen güç
V	: Kullanılacak suyun hacmini
v	: Türbin modundaki iletim hattından gelen suyun akış hızı
v_p	: Pompa modundaki iletim hattından gelen suyun akış hızı
Q	: Türbinden geçen su debisi
Q_p	: Pompadan geçen su debisi
ρ	: Suyun yoğunluğu
ABD	: Amerika Birleşik Devletleri
ATK	: Anlık Talep Kontrolü
CFSM	: Full Size Conveter-Fed Synchronous Machine (Tam Boyutlu Konvertör Beslemeli Senkron Makine)
DC	: Direct Current (Doğru Akım)

DFIM	: Doubly Fed Induction Machine (Çift Beslemeli Asenkron Makine)
DGP	: Dengeleme Güç Piyasası
EAK	: Emre Amade Kapasite
EİE	: Elektrik İşleri Etüt İdaresi Genel Müdürlüğü
EPİAŞ	: Elektrik Piyasaları İşletme Anonim Şirketi
GİP	: Gün İçi Piyasa
GÖP	: Gün Öncesi Piyasa
GÜP	: Gün Öncesi Üretim Planı
GW	: GigaWatt
GWh	: GigaWattSaat
HES	: Hidroelektrik Santrali
KWh	: KiloWattSaat
LVRT	: Low Voltage Ride Through (Oturak Sistemin Toparlanması)
MVA	: MegaVoltAmper
MYTM	: Milli Yük Tevzi Merkezi
MW	: MegaWatt
MWh	: MegaWattSaat
OSB	: Organize Sanayi Bölgesi
PDHES	: Pompaj depolamalı hidroelektrik santrali
PFK	: Primer Frekans Kontrolü
PTF	: Piyasa Takas Fiyatı
RGK	: Reaktif Güç Kontrolü
SMES	: Superconducting Magnetic Energy Storage (Süper İletken Manyetik Enerji Depolama Sistemi)
SMF	: Sistem Marjinal Fiyatı
TEİAŞ	: Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketi
TM	: Trafo Merkezi
VEP	: Vadeli Elektrik Piyasası
YAL	: Yük Al Talimatı
YAT	: Yük At Talimatı
YEK	: Yenilenebilir Enerji Kaynakları
YEKDEM	: Yenilenebilir Enerji Kaynakları Destekleme Mekanizması

1. GENEL BİLGİLER

1.1. Giriş

Enerji günlük yaşantının belirli bir konfor ve standartta sürdürülebilmesi için gereksinim duyulan temel ihtiyaçlardan biridir. Elektrik enerjisi, sosyoekonomik açıdan gelişmenin en önemli yapı taşlarından biri olduğu kadar çeşitli üretim sektörlerinde de temel enerji kaynağı olarak kabul edilmektedir (Karaçay, 2010).

Teknolojinin gelişmesiyle elektrik enerjisinin üretimi çeşitlendirilmiş buna ek olarak daha çevreci bir yaklaşımla düşük-sıfır karbon emisyonu hedefiyle temiz enerji kaynaklarından elektrik üretimi üzerinde durularak dünya genelinde çalışmalar bu ölçüde önem kazanmıştır (T.C. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı Yenilenebilir Enerji Genel Müdürlüğü, 2018).

İklim, coğrafi, doğa koşullarına bağlı olarak üretilen elektrik miktarında değişkenlik gösteren yenilenebilir enerji kaynakları, kesintili çalışmalarından dolayı sürdürülebilir elektrik arz ve güvenliğinin sağlanması adına depolama teknolojilerine ihtiyaç duyulmuştur (T.C. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı Yenilenebilir Enerji Genel Müdürlüğü, 2018).

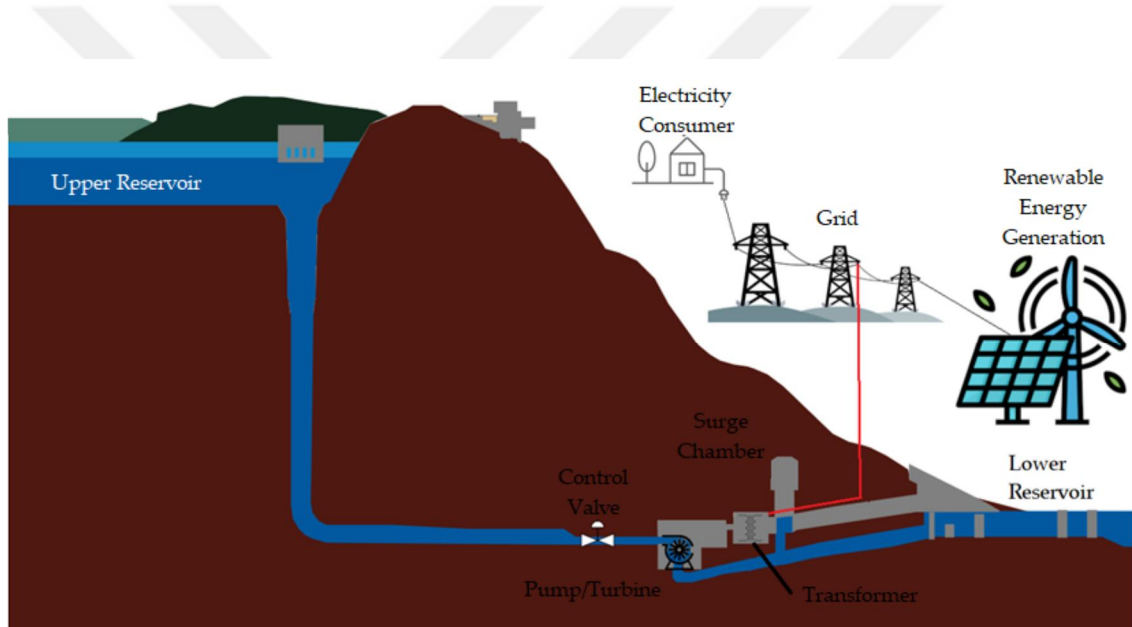
Bilinen en eski depolama tesisleri baraj tip HES'lerdir. Enerjinin elektrik olarak depolanmasına yönelik çeşitli çalışmalar yürütülmekte olup bu çalışmalar doğrultusunda, maliyet ve verimlilik, şebeke işletmesi açısından en ideal teknolojilerin geliştirilmesi amaçlanmaktadır (Karaçay, 2010).

Elektrik enerjisinin farklı formlara çevrilerek depolanması ve ihtiyaç duyulduğunda kullanılması prensibine dayanan enerji depolama sistemleri, son yıllarda en çok konuşulan, tartışılan konulardan biridir. Yenilenebilir enerjinin kararsız ve kesikli çalışmasından kaynaklı problemlerin giderilmesinde en önemli rolü enerji depolama sistemleri almıştır (T.C. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı Yenilenebilir Enerji Genel Müdürlüğü, 2018).

1.2. Enerji Depolama Teknolojileri

1.2.1. PDHES Sistemi

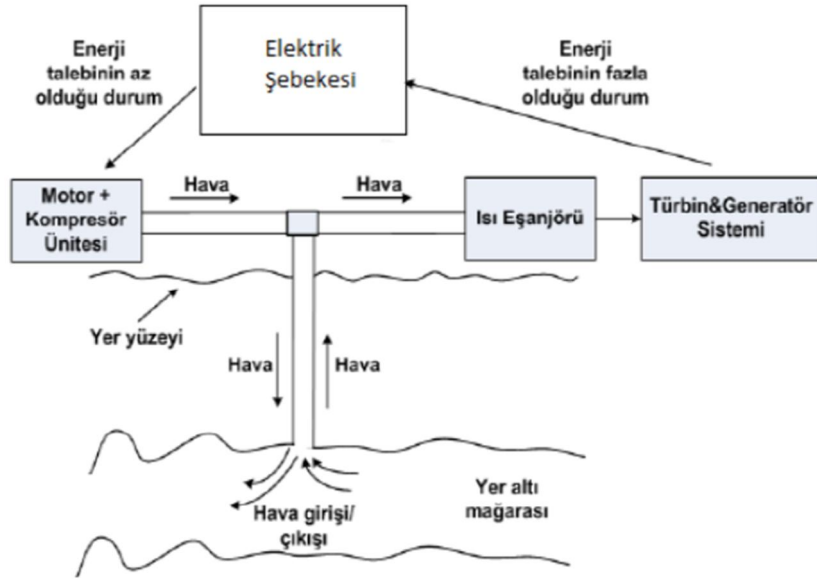
En eski elektrik enerjisi depolama sistemi olan PDHES teknolojisi, uygun koşullar ve arazi olması durumunda büyük kapasiteli ve en gelişmiş ticari depolama teknolojisidir. Şekil 1’de örnek bir PDHES’in genel yapısı gösterilmiş olup PDHES’ler dünyanın enerji depolama kapasitesinin yaklaşık %94’ünü oluşturmaktadır. Bu teknolojinin temel mantığı suyun elektrik fiyatlarının düşük olduğu saatlerde veya enerji fazlalığı olduğu dönemlerde üst rezervuara pompalanması ve puant saatlerde üst rezervuardan türbinlenerek elektrik enerjisi üretilmesi üzerine kurulmuştur (Türkiye Elektrik Sanayi Birliği, 2024).



Şekil 1. Örnek bir PDHES’in genel yapısı

1.2.2. Sıkıştırılmış Hava ile Enerji Depolama Sistemi

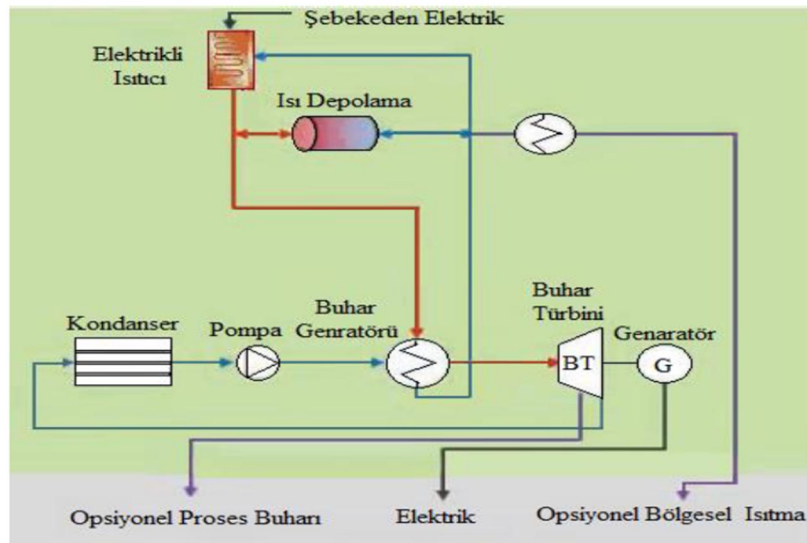
Bu enerji depolama sisteminin temel mantığı, uygun coğrafi koşulların varlığında havanın, elektrik fiyatlarının düşük olduğu saatlerde veya enerji fazlalığı olduğu dönemlerde kompresör vasıtasıyla yer altında bulunan geçirimsiz maden ocaklarına, mağaralara, tanklara depolanmasıdır. Puant saatlerde depolanan hava doğal gaz ilave edilerek gaz türbinlerinde yakılıp elektrik enerjisi üretilir. Şekil 2’de bu enerji depolama sisteminin genel yapısı gösterilmiştir (Kocaman, 2021).



Şekil 2. Sıkıştırılmış hava ile enerji depolama sisteminin yapısı

1.2.3. Isıl Enerji Depolama Sistemi

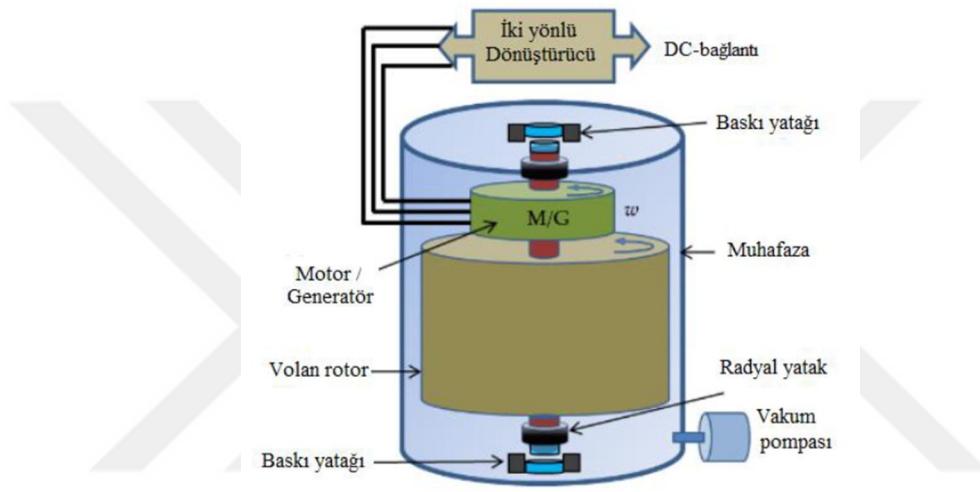
Bu sistemin temel mantığı, elektrik fiyatlarının düşük olduğu saatlerde veya enerji fazlalığı olduğu dönemlerde bir depolama ortamında elektrikli ısıtıcı vasıtasıyla oluşturulan ısı enerjisinin depo edilmesidir. Depo edilen ısı enerji puant saatlerde soğutma ve ısıtma işlemleri yapılarak elektrik enerjisi üretilir. Şekil 3'te bu enerji depolama sisteminin genel yapısı gösterilmiştir (Kocaman, 2021).



Şekil 3. Isıl enerji depolamayla elektrik üretim sisteminin yapısı

1.2.4. Volanlı (FlyWheel) Enerji Depolama Sistemi

Volan, kinetik enerjiyi depolamaya yarayan mekanik bir yapı olup en eski enerji depolama teknolojilerinden biridir. Volanlı sistemin temel mantığı, yük talebinin düşük olduğu dönemlerde yüksek hızla dönen motor sayesinde çekilen elektrik enerjisi kinetik enerji formunda depolanır. Yük talebinin yüksek olduğu dönemlerde depolanan kinetik enerji elektrik enerjisine dönüştürülür. Şekil 4'te bu enerji depolama sisteminin genel yapısı gösterilmiştir (Türkiye Elektrik Sanayi Birliği, 2024).



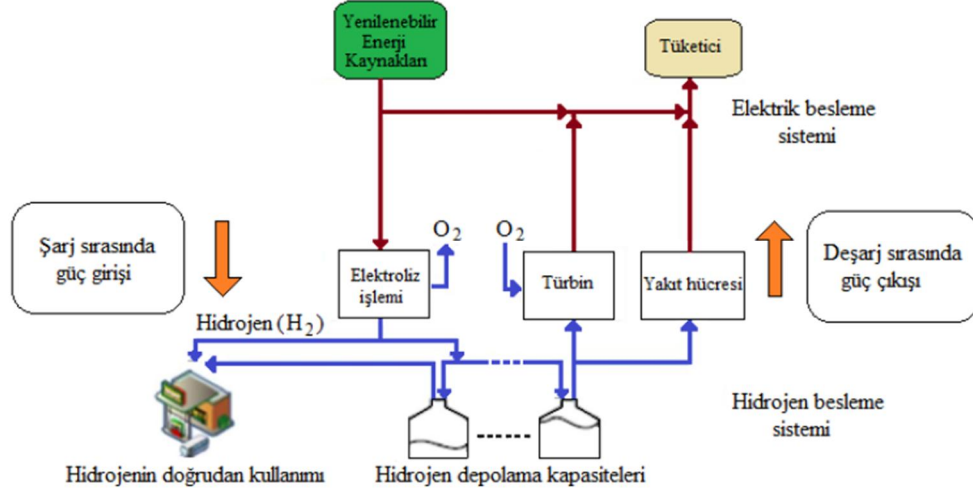
Şekil 4. Volanın genel yapısı ve bileşenleri

1.2.5. Hidrojen Gazı Kullanılarak Enerji Depolama Sistemi

Hidrojen gazıyla enerji depolama sisteminde, hidrojen gazının oluşturulması, depolanması ve gerekli uygulamalar için kullanılması gibi üç önemli adım vardır. Hidrojen 3 farklı yöntemle, fosil yakıttan, buharın metan ile reaksiyonundan ve suyun elektrolizinden elde edilebilir (Kocaman, 2021).

Hidrojenin, en basit üretim yöntemi olan elektrolizle üretimi, elektrik şebekesinde enerji fazlalığı olduğu durumlarda, suyun elektrik enerjisi kullanılarak hidrojen ve oksijene dönüştürülmesidir. Elektroliz neticesinde elde edilen hidrojen, çeşitli yöntemlerle taşıyıp depolanabilir, yakıt pili olarak kullanılabilir, hidrojen türbinlerinde yakılarak elektrik enerjisi üretilebilir (Türkiye Elektrik Sanayi Birliği, 2024).

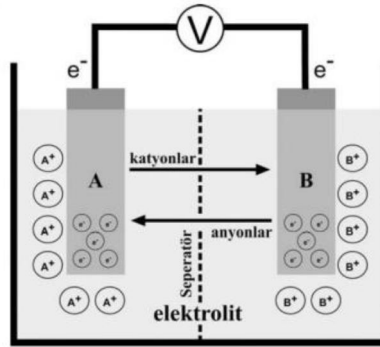
Hidrojenin yanıcı ve patlayıcı bir gaz olması, elektroliz, taşıma, depolama, elektrik üretme gibi işlemlerde göz önünde bulundurulması gereken en önemli husus olup Şekil 5'te bu enerji depolama sisteminin genel yapısı gösterilmiştir (Kocaman, 2021).



Şekil 5. Hidrojen enerji depolama sisteminin şematik gösterimi

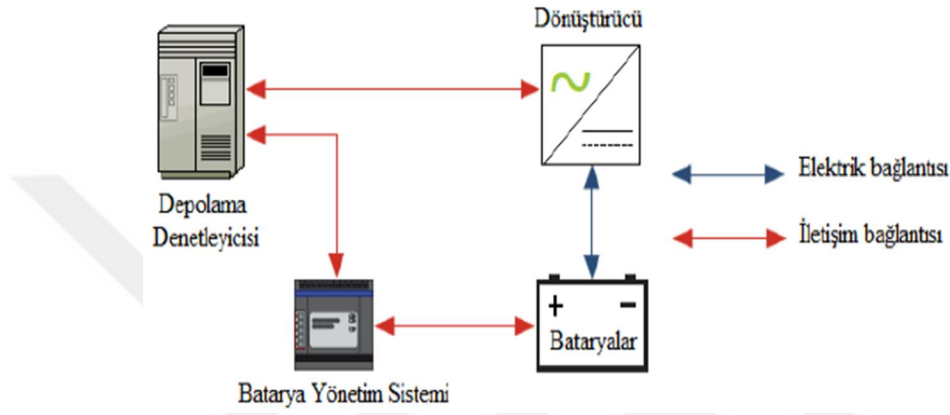
1.2.6. Batarya ile Enerji Depolama Sistemi

İki elektrot arasında meydana gelen kimyasal tepkime sonucu iyonların elektrolit içerisinde hareketi sonucu elektrik akımı meydana gelir. Bataryalar bu prensiple çalışır. Elektrik akımının zıt yönde iyonları zorlayarak hareket ettirilmesiyle batarya enerji depolar (Kocaman, 2021). Şekil 6'da ve Şekil 7'de bu enerji depolama sisteminin genel yapısı gösterilmiştir.



Şekil 6. Bataryanın genel yapısı

Batarya depolama teknolojilerinin giderek gelişmesi elektrikli araçları daha da yaygınlaştırmış, elektrik enerjisi üretiminde bataryalara olan ilgiyi arttırmıştır. Piyasada en çok kullanılan bataryalar, sodyum sülfür ve lityum iyon bataryalardır. Büyük ölçekli elektrik enerjisi üretiminde kullanılan, bataryalı enerji depolama sisteminin temel mantığı, yük talebinin düşük olduğu zamanlarda bataryalar şarj edilip doldurulması, puant saatlerde bataryalar deşarj olup yüklerin beslenmesi üzerine kurulmuştur (Kocaman, 2021).



Şekil 7. Batarya enerji depolama sisteminin genel yapısı

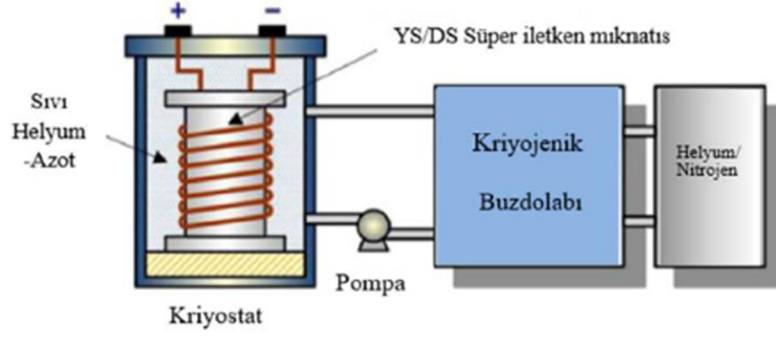
1.2.7. Kapasitör-Süperkapasitör ile Enerji Depolama Sistemi

Kapasitörler, yaygın olarak kullanılan enerji depolamaya yarayan komponentlerdir. Bunlar, enerjiyi elektrostatik formda depolar ve daha sonra elektrik enerjisine çevirirler. Kapasitörler, öncelikle küçük elektronik cihazlar için kullanılmış olup sonrasında enerji sektöründe, savunma sanayisinde, elektrikli araçlarda kullanımı yaygınlaşmıştır.

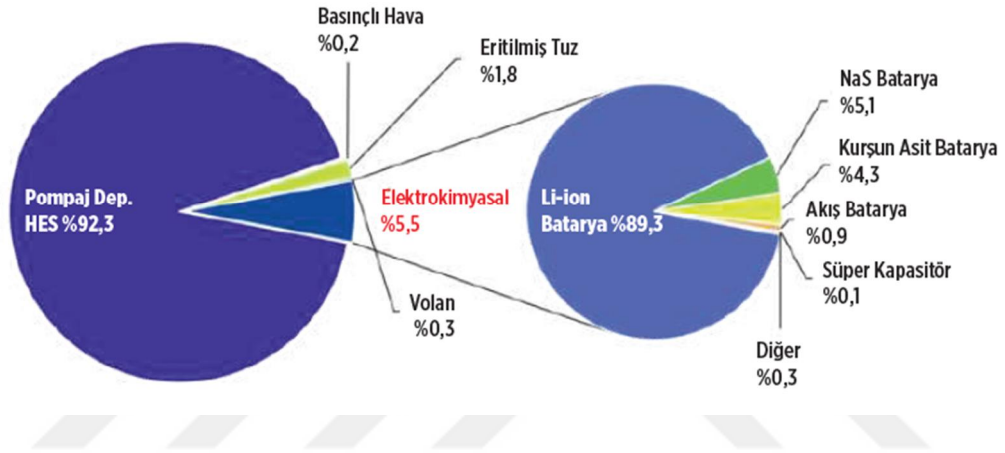
Süperkapasitörler çift katmanlı kapasitör olarak bilinirler. Enerji yoğunlukları ve kapasiteleri geleneksel kapasitörlerden çok daha büyüktür. Süper kapasitör teknolojisi gelişme açık ve ileriye dönük enerji depolama teknolojisidir (Kocaman, 2021).

1.2.8. Süper İletkenle Manyetik Enerji Depolama Sistemi

Süper iletken manyetik enerji depolama sisteminde enerji, kritik sıcaklığının altında tutulan bir süper iletken bobinine doğru akım uygulanarak elde edilen manyetik alanda depolanır. Depolanan enerji, bobinin enerjisini boşaltarak şebekeye geri bırakılabilir. Şekil 8’de bu enerji depolama sisteminin genel yapısı gösterilmiştir (Kocaman, 2021).



Şekil 8. Süper iletkenle manyetik enerji depolama sisteminin yapısal görünümü



Şekil 9. Dünyada depolamalı teknolojilerinin dağılımı

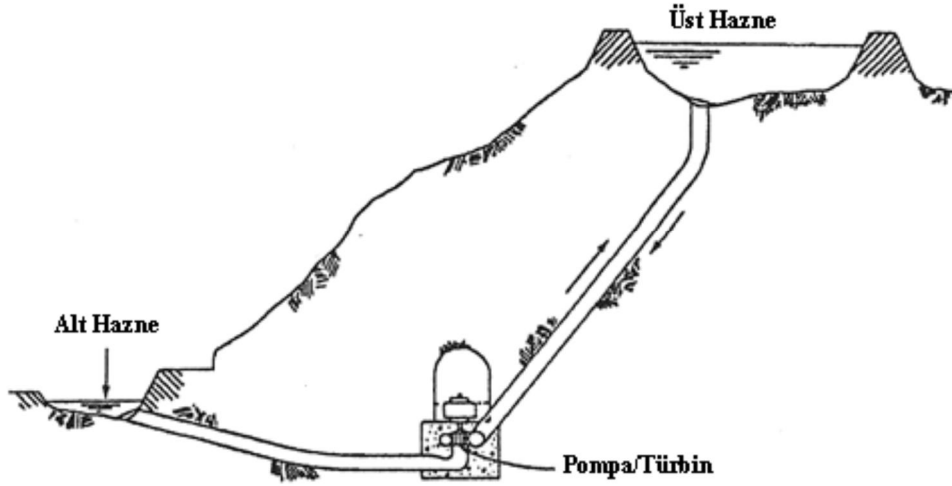
Teknoloji	Tipik Kapasite	Cevap Süresi	Deşarj Zamanı	Verim	Ömür (yıl)	Gelişme Düzeyi	Uygulama
Pompaj Depolamalı HES	5 MW – 2 GW	1 dakika (duruşta) 10 saniye (dönerken)	4 – 100 saat	%70 -85	50 +	Olgun	Primer, sekonder, tersiyer kontrol, enerji arbitraj (enerji zaman kayması)
Basınçlı Hava Sistemi	25 MW – 2,5 GW	Soğukken 15 dakika	2 – 24 saat	%40-70	15-40	Olgun/ Olgunlaşmakta (AA – CAES)	Tersiyer kontrol, enerji arbitraj
Batarya	1 kW – 50 MW		1 dakika/ 3 saat	%65-75	2-10	Olgunlaşmakta/ Olgun	Kesintisiz güç kaynağı, dalgalanma azaltma, primer, sekonder kontrol
Volan (Flywheel)	5 kW – 20 MW		4 saniye/ 15 dakika	%90-95	-20	Olgun	Primer kontrol, enerji kalitesi
Hidrojen Yakıt Hücresi Sistemi	1 kW – 10 GW	Yakıt hücresine bağlı	0,01 san gün	%40-60	5-10	Prototip	Yenilen (Yenilenebilir) dalgalanma azaltma, tersiyer kontrol
Süper Magnetik Depolama	10 kW – 1 MW		5 san – 5 dak	>%95	-30	Olgunlaşmakta	Kesintisiz güç kaynağı, enerji kalitesi

Şekil 10. Enerji depolama sistemlerinin karşılaştırılması

PDHES'lerin büyük depolama kapasitesi, yüksek çalışma verimliliği, hızlı cevap verebilmesi, ömrü gibi çeşitli açılardan diğer elektrik depolama metotlarından ayrıldığı Şekil 10'a bakıldığında görülmektedir. Şekil 9'dan Dünyada enerji depolama teknolojilerinin dağılımına bakılırsa ve ülkemizin hidroelektrik enerji potansiyeli bakımından Avrupa'da ilk sıralarda yer aldığı da göz önüne alınırsa PDHES'lerin ülkemize ciddi katkılar sağlayacağı aşikardır (Türkiye Elektrik Sanayi Birliği, 2024).

1.3. PDHES'lerin Genel Yapısı ve Çalışma Şekli

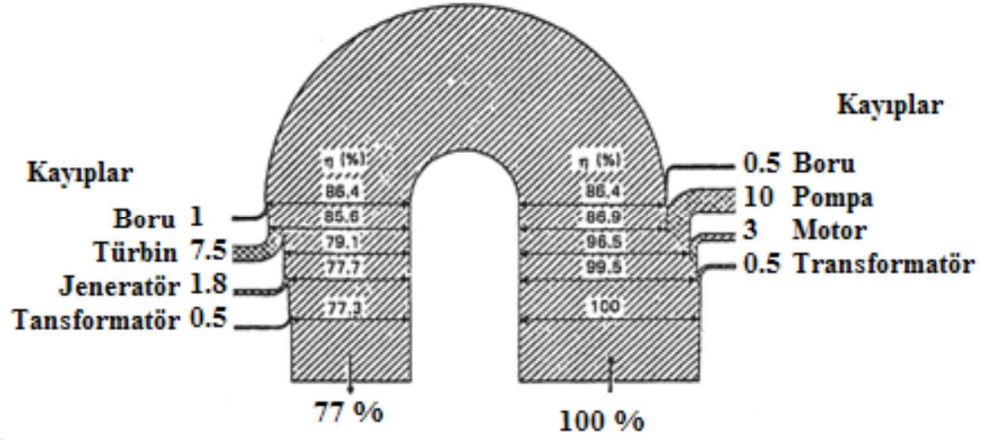
Pompaj depolamalı sistemlerin temel mantığı konvansiyonel hidroelektrik santrallerde de olduğu gibi enerjinin potansiyel enerji olarak depolanması ve gerektiğinde kullanmasıdır. Şekil 11'e bakıldığında pompaj depolamalı sistemlerin konvansiyonel hidroelektrik santrallerin sahip olduğu hidro-mekanik, elektro-mekanik teçhizatlara sahip olduğu görülmektedir. Yalnız bu sistemler farklı olarak birbiriyle bağlı farklı yüksekliklere sahip iki adet rezervuardan oluşmaktadırlar (Karaçay, 2010).



Şekil 11. Örnek Bir PDHES'in Genel Yapısı

PDHES'ler 2 farklı modda çalışır. Bunlar Pompa Modu ve Türbin Modudur. Pompa Modu, tüketimin ve elektrik fiyatlarının düşük olduğu saatlerde şebekeden çekilen enerji kullanılarak, suyun alt rezervuardan üst rezervuara basılmasıdır. Türbin Modu, üst rezervuardaki sudan, tüketimin ve elektrik fiyatlarının en yüksek olduğu puant saatlerinde alt rezervuara türbinlenerek elektrik üretilmesidir (Kaya, 2012).

Şekil 12’den de görüleceği gibi pompa modunda toplam enerji kayıp %14 ‘tür[5].



Şekil 12. PDHES'in kayıp cetveli

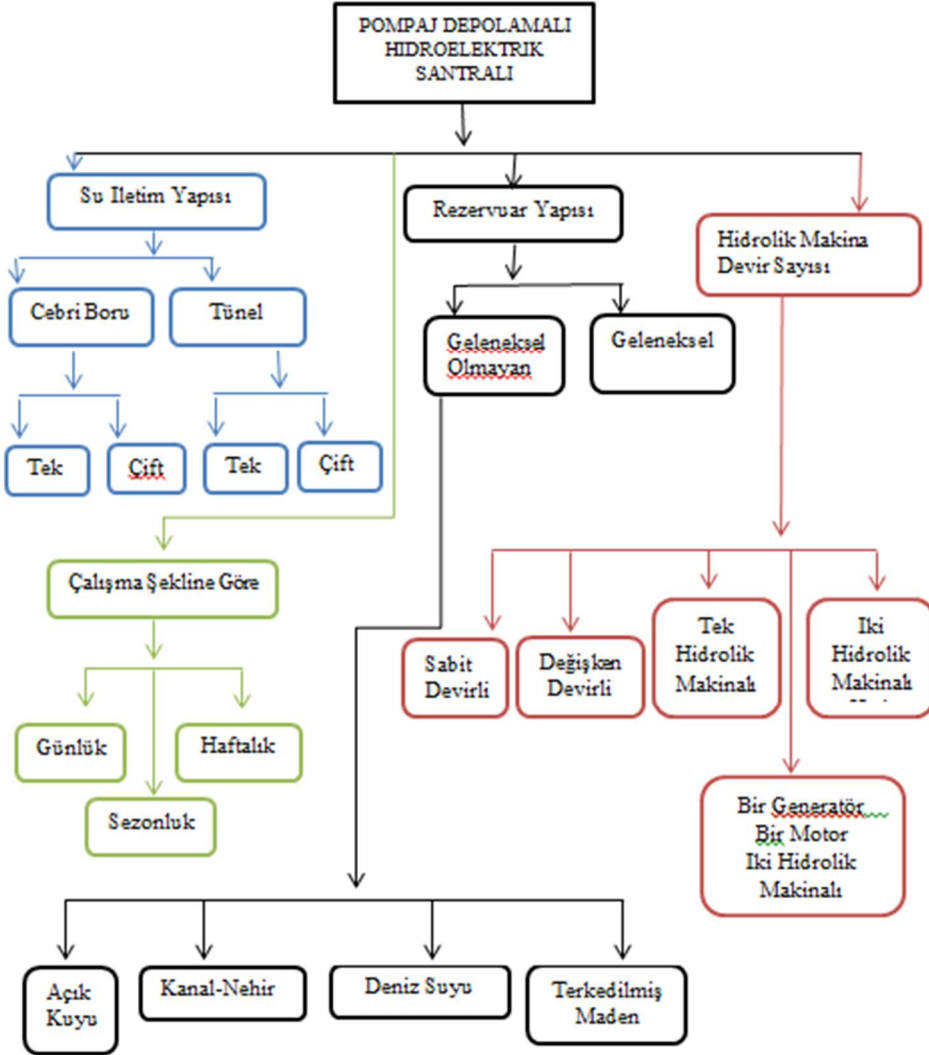
Üst rezervuara pompalanan suyun türbinlenmesi sırasında toplam enerji kaybı Şekil 12’den %10,8 olarak görülmektedir. Yani suyun pompa-türbin çevrimi sürecindeki sistem verimi yaklaşık % 75 ‘tir. Görüldüğü üzere türbin modunda elde edilen enerjiden % 3,2 daha fazla enerji, pompa modunda harcanmaktadır. Basıncı borudaki enerji kaybının türbin modunda pompa modundan 2 katı olmasının nedeni, basıncı borudaki türbinleme zamanının pompaj zamanından daha kısa olması yani borudan akan suyun hızının türbin modunda pompa moduna göre daha fazla olmasındandır. Bu nedenle pompaj süresinin uzatılması sistem verimini kısmen artırır (Kaya, 2012).

PDHES’lerin yatırım açısından fizibil olmasını sağlayan en önemli fiziksel etken iki rezervuar arasındaki su iletim hattının boyunun düşüye oranıdır. Bu oranın küçük olması tercih edilmektedir. Genel olarak PDHES’ler 100-500 m arası düşülerde çalışmakta olup 700 m ve üzeri düşülerde ise çift kademeli tersinir türbinler tercih edilmektedir. PDHES’ler için yatırım maliyetleri açısından en ekonomik düşü aralığı 250-400 m olup en düşük kurulu güç 300 MW olarak görülmektedir. PDHES’lerde düşü arttıkça özgül su faktörü yani 1 kWh enerji üretilebilmesi için türbinlerden geçecek gerekli su miktarı (m^3) azalmakta, daha az miktarda su harcanarak daha fazla miktarda enerji elde edilebilmektedir. Bu durum rezervuar hacimlerinin küçülmesini sağlarken düşünün artması cebri boru ve tünel basınçlarının artmasına neden olacaktır (Yıldırım, 2014).

PDHES’lerin genelinde su iletim yapılarının uzunluğunun proje düşüşüne oranı 3-10 arasında değişkenlik göstermekte olup daha kısa su iletim yapılarının yapılması için birçok PDHES projesinde santral binası yer altı santrali olacak şekilde tasarlanmaktadır. PDHES projelerinde su iletim yapılarının uzun olması yatırım maliyetini arttırmakta ve sürtünme kayıplarından dolayı daha fazla kayıp oluşmaktadır. Bu nedenle maksimum düşünün en kısa su iletim hattıyla elde edilmesi çok önemlidir (Yıldırım, 2014).

1.4. PDHES Çeşitleri

PDHES sistemleri, Şekil 13’ten de görüldüğü üzere yapısal veya operasyonel farklılıklara sahip olduğu için çeşitli gruplar halinde sınıflandırılmıştır.



Şekil 13. PDHES’lerin sınıflandırılması

1.4.1. Su İletim Yapılarına Göre PDHES Çeşitleri

Cebri boru, su akışını yönlendirmek veya kontrol etmek için kanal görevi görür ve normal veya normal olmayan çalışma koşulları sırasında maksimum iç basınca dayanacak şekilde tasarlanması gerekir. Ayrıca beton tünel de su iletimi için kullanılabilen diğer bir iletim yapısıdır.

Tekli ve çiftli olmak üzere iki çeşit tünel-cebri boru tasarımı vardır. Tekli, hem pompalama hem de türbinleme için tek bir su iletim hattına sahipken çiftli, pompalama ve türbinleme için ayrı ve bağımsız bir paralel su iletim hattına sahiptir (Oymak & Tür, 2022).

1.4.2. Çalışma Şekline Göre PDHES Çeşitleri

PDHES'lerin çalışma şekli Günlük,Haftalık,Sezonluk Çalışma olmak üzere 3 çeşittir. Günlük çalışmada, puant saatlerde türbin modunda kullanılan suyun tamamı aynı gün içinde puant dışı ve elektrik fiyatlarının en düşük olduğu saatlerde üst rezervuara pompalanmak için kullanılır (Oymak & Tür, 2022).

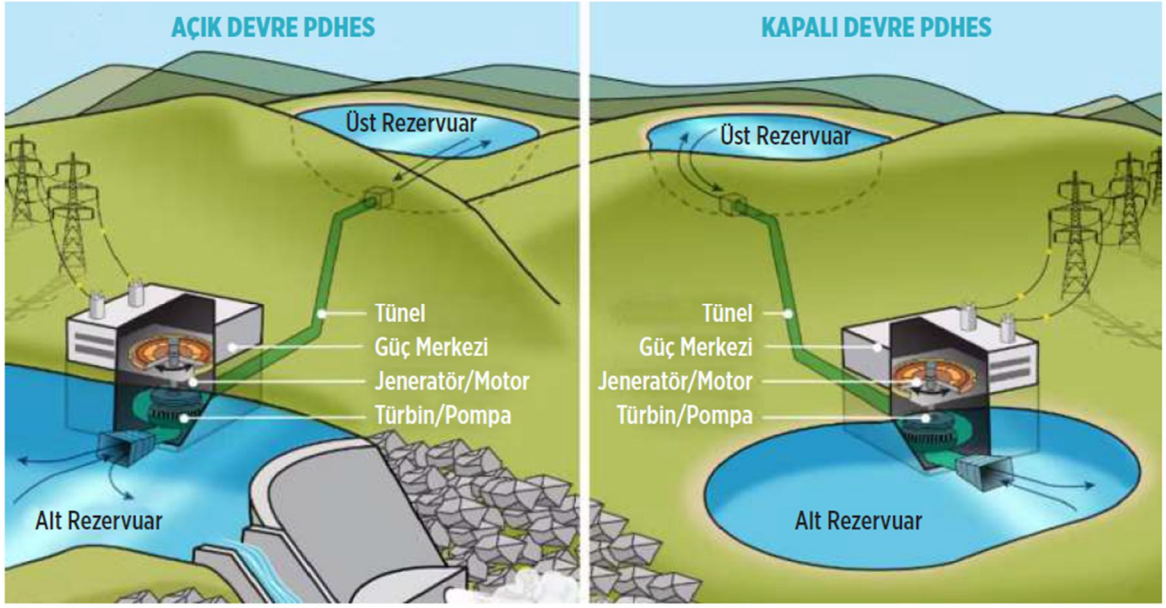
Haftalık çalışmada, hafta içi günlerde puant saatlerde türbin modunda kullanılan suyun bir bölümü aynı gün içinde, kalanı hafta sonlarında puant dışı ve elektrik fiyatlarının en düşük olduğu saatlerde, rezervuara pompalanmak için kullanılır (Oymak & Tür, 2022).

Sezonluk çalışmada, nehir akının yüksek olduğu dönemlerde puant dışı ve elektrik fiyatlarının en düşük olduğu saatlerde su üst rezervuara pompalanır. Nehir akımının düştüğü dönemlerde üst rezervuardaki su türbinlenerek puant saatlerde üretim yapılır (Oymak & Tür, 2022).

1.4.3. Rezervuar Yapısına Göre PDHES Çeşitleri

Şekil 14'ten de anlaşılacağı üzere üst rezervuarın yalnızca pompajdan su alan bir su yolundan oluştuğu ve fiziksel olarak izole edildiği PDHES sistemine, kapalı çevrim PDHES sistemi, su kütesinden akış alan bir nehre bağlanan PDHES sistemine açık döngü PDHES denir (Oymak & Tür, 2022). Şekil 14'te açık ve kapalı çevrimli PDHES'e örnek gösterilmiştir.

Üst ve alt rezervuarlar normalde birbirinin basamakları halinde kurulur. Yer seçimi ve suyun durumu, daha yüksek verim elde etmek için bu sistemlerin kurulumundan önce dikkate alınması gereken temel faktörlerdir (Oymak & Tür, 2022).



Şekil 14. Açık çevrimli ve kapalı çevrimli PDHES

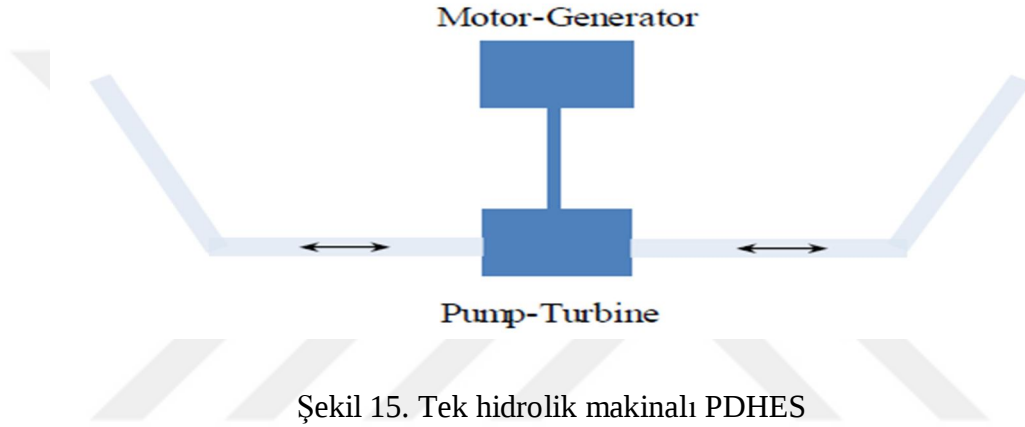
Geleneksel rezervuarlı sistemler inşaa edilirken, büyük arazi büyüklüğü, yüksek yatırım maliyeti, uzun inşaat süresi ve çevresel sorunlar gibi bazı zorluklarla karşı karşıya kalınır. Bu nedenle PDHES'in çevresel kaygılarını en aza indirmeye adına, geleneksel olmayan rezervuar planlarının geliştirilmesi için çeşitli araştırma faaliyetleri yürütülmüştür. Bunlar deniz suyu PDHES'i, yeraltı PDHES'i, basınçlı hava PDHES'i vb. dir. Örneğin ABD'nin Illinois eyaletinde her iki rezervuar için de taş ocağı ve terk edilmiş madenin kullanılmasını planlayan 50-250 MW'lık Elmhurst Taş Ocağı PDHES projesi vardır. Japonya'daki 30 MW'lık Okinawa Yanbaru PDHES'i Deniz suyu PDHES'i olarak alt rezervuar olarak okyanusu kullanır. Basınçlı hava PDHES'i, PDHES'teki üst rezervuarı, basınçlı su kabıyla değiştiren gelecek vaat eden bir tasarımıdır. Kabin içindeki hava, içine su pompalandığında basınçlanır. Enerji basınçlı havada depolanır. Bu tasarım PDHES'i coğrafi gerekliliklerden kurtarma potansiyeline sahiptir (Oymak & Tür, 2022).

1.4.4. Hidrolik Makinaya Göre PDHES Çeşitleri

PDHES'ler, genel açıdan bakıldığında türbin, generatör ve pompadan oluşan elektrik üretim tesisleridir. PDHES'ler, sırasıyla güç üretimi ve pompalama aşamalarına ayrılmış türbin generatörlerine ve motor pompalarına veya hem türbin hem de pompa olarak çalışan hidrolik bileşenlere sahip olabilirler.

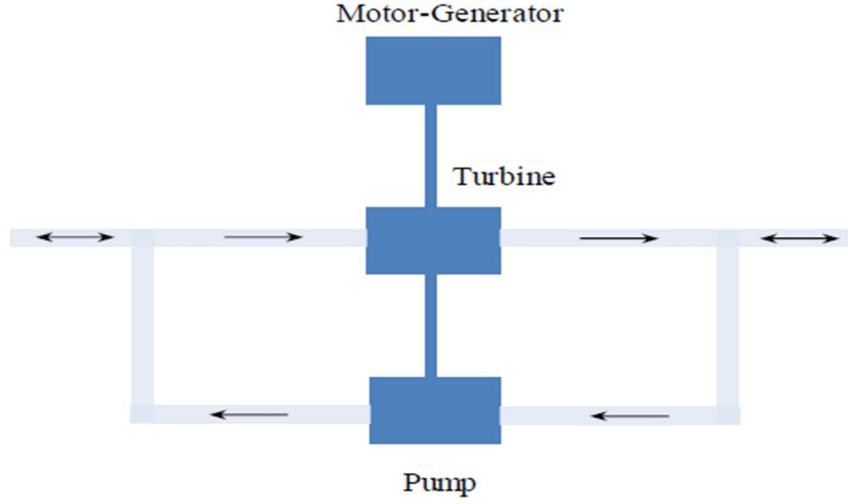
Tek Hidrolik Makinalı PDHES, Şekil 15'teki gibi her iki yönde çalışan tek bir hidrolik makina olarak tertiplenmişlerdir. Bunlara Binary set veya tersinir türbin denilmektedir. Dünyadaki PDHES'lerin %95'inden fazlası bu tiptedir. Bunun nedeni maliyet açısından en uygun olmasıdır. Bu set, şebekeye enerji sağlarken bir yönde, şebekeden enerji tüketirken ise ters yönde döner (Turan, 2019).

Düşük düşülerde ve yüksek debili su kaynaklarında kullanılırlar. Basit tasarıma sahiptirler. Düşük verimlilik gösterir ve daha yüksek düşülü türbinlere kıyasla enerji çıkışı daha düşüktür (Turan, 2019).



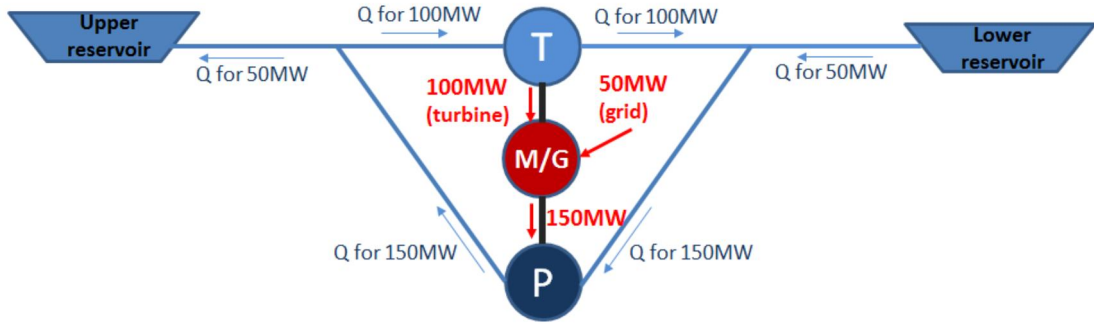
İki Hidrolik Makinalı PDHES, Şekil 16'daki gibi türbin ayrı, pompa ayrı olarak tertiplenen gruplardır. Bunlara Ternary set denilmektedir. Bir türbin, bir elektrik makinesi ve bir pompanın birbirine aynı şaftta akuple edilmesinden oluşur. Her iki çalışma modunda da türbin ve pompa aynı yönde döner. Bu durum tesisin türbin modundan pompa moduna çok kısa sürede, çok hızlı bir şekilde geçişini sağlar. Bu sistemde aynı anda hem pompa hem de türbin çalıştırabilir. Elektrik makinesi genellikle senkron bir makinedir. Pompanın çalıştırılması aynı şaft üzerindeki türbin yardımıyla gerçekleştirildiğinden ve pompajdan türbin çalışmasına geçmek için şaft dönüş yönünün değiştirilmesine gerek olmadığından, genel olarak geçiş süreleri binary sete göre daha kısadır.

Yüksek debili su kaynakları ve orta seviye düşülerde kullanılırlar. Yüksek düşülerde de etkili olabilirler ve bu durumda enerji çıkışı daha yüksektir. Karmaşık bir tasarıma sahip olması bakım maliyetlerini arttırmaktadır (Turan, 2019).



Şekil 16. İki hidrolik makinalı PDHES

Bu tesislerde türbin modu, pompa modu ve türbinin ve pompanın aynı anda çalıştığı hidrolik kısa devre (hydraulic short circuit) modu vardır. Tesis pompa modundaysa ve regülasyona ihtiyaç duyuluyorsa, hidrolik kısa devre kullanarak hem pompa hem de türbin çalıştırılır (Koritarov, Veselka, Gasper, Bethke, Botterud, & Wang, 2014).

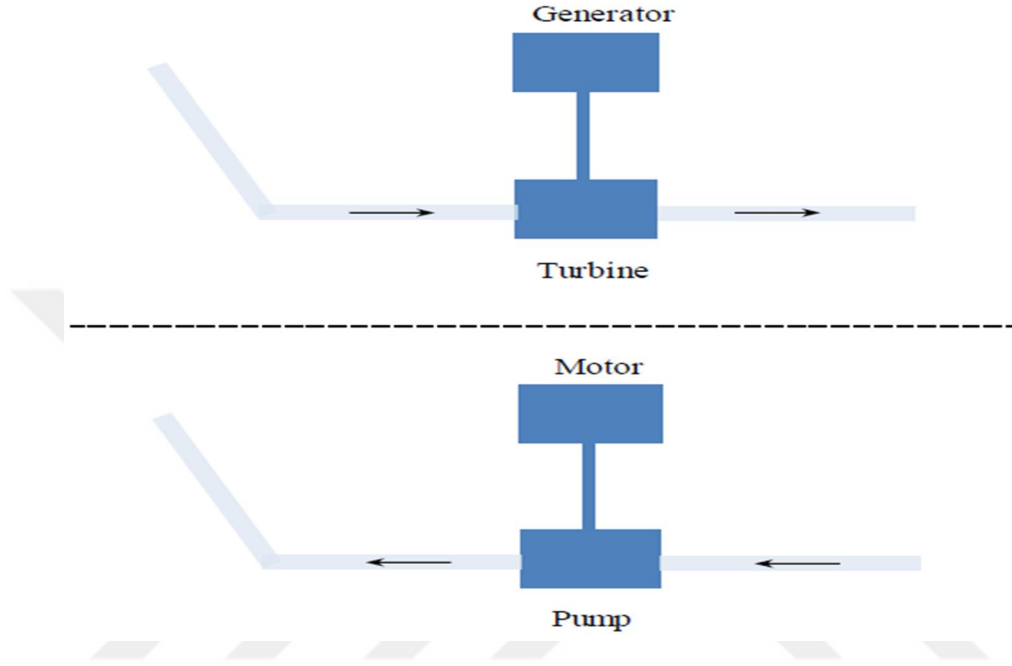


Şekil 17. Tersiyer türbinin hidrolik kısa devre modunda çalışmasına örnek

Şekil 17’de, pompa şebekeden 150 MW’lık güç çekerken kuyruk suyundaki suyu üst rezervuara basar. Pompadan çıkan suyun bir bölümü türbinde kullanılarak 100 MW’lık güç üretilir. Böylelikle Pompa 50 MW’lık bir güç çekerek üst rezervuara bu güce karşılık gelen debide su basmış olur ve türbinin gücüne göre regülasyon sağlanmış olur (Koritarov, Veselka, Gasper, Bethke, Botterud, & Wang, 2014).

İki Hidrolik Makineli Bir Motorlu Bir Generatörlü PDHES, Şekil 18’deki gibi bir motora bağlı ayrı bir pompa ve bir jeneratöre bağlı ayrı bir türbinden oluşmaktadır.

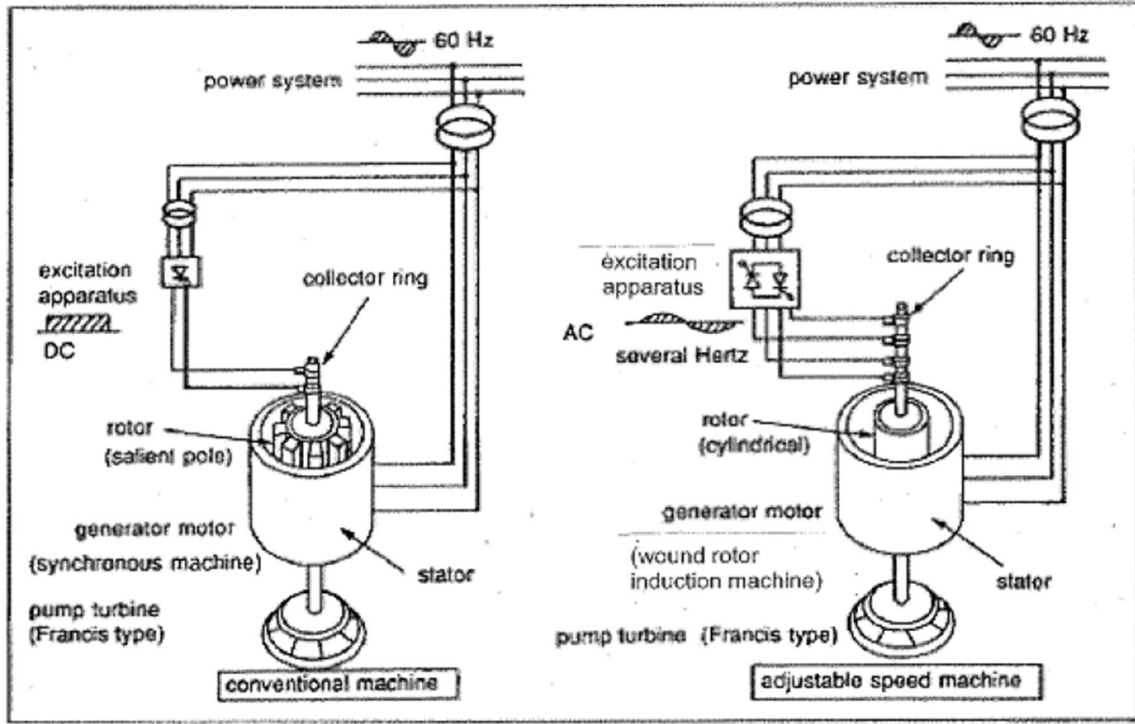
Bu yapı büyük miktarda alan kapladığı için çok tercih edilmemektedir. Bunlara quaternary set denir. Pompalar ve türbinler mekanik olarak bağlanmamıştır. Çok yüksek düşülerde ve yüksek debili su kaynaklarında kullanılırlar. Karmaşık bir tasarıma ve diğer türbin setlerine göre daha yüksek maliyetlere sahip olabilirler (Turan, 2019).



Şekil 18. İki hidrolik makineli bir motorlu bir generatörlü PDHES

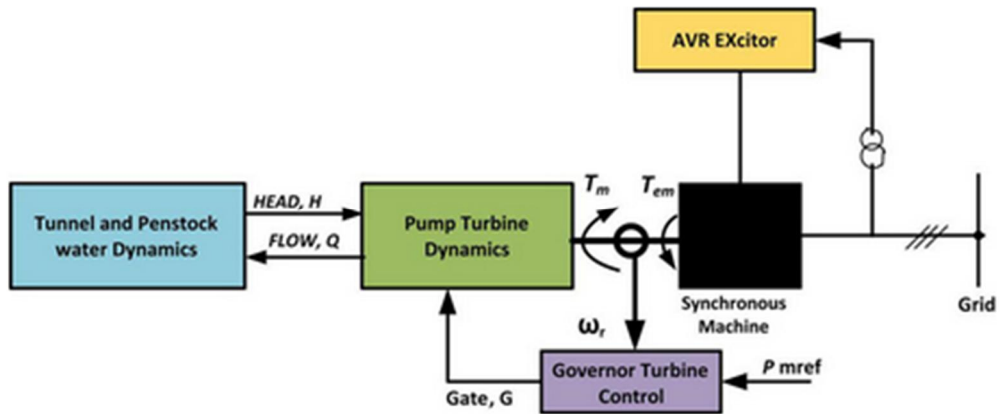
1.4.5. Devrine Göre PDHES Çeşitleri

PDHES sistemlerinde devir, projenin kriterleri, koşulları ve tasarımına göre değişkenlik gösterebilir. PDHES’lerde değişken devirli ve sabit devirli elektrik makinaları kullanılır. Şekil 19’da sabit devirli ve değişken devirli makinalara örnek verilmiştir.



Şekil 19. Sabit devirli ve değişken devirli makine örneği

Sabit hızlı PDHES sistemleri dünya genelinde en yaygın olarak kullanılan sistemlerdir. Şekil 20 senkron makinenin armatürü aracılığıyla elektrik şebekesine bağlandığı sabit hızlı PDHES tesisinin sistem şemasını göstermektedir. Aktif güç ve frekans kontrolü governor tarafından sağlanırken gerilim regülasyonu ve reaktif güç kontrolü ise senkron makinenin uyarım sistemi tarafından sağlanır (Koritarov, Veselka, Gasper, Bethke, Botterud, & Wang, 2014).



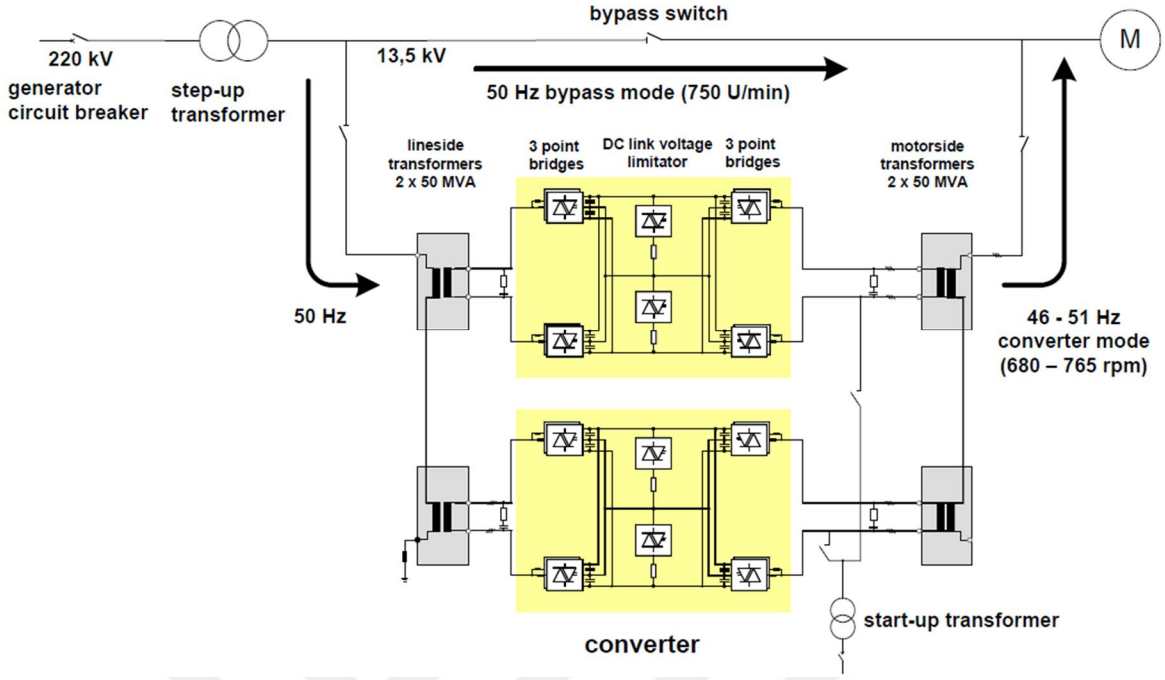
Şekil 20. Sabit hızlı PDHES sistem şeması

Genellikle pompa-türbinler belirli bir hız, debi ve düşü için optimize edilir. Sabit hızlı makinalar, yük ve debi sapmalarına karşı kısıtlı bir şekilde yanıt verebilir bu da pompa-türbin verimliliğini önemli ölçüde düşürür. Ayrıca sabit devirli PDHES'ler pompa modunda frekans kontrolü yapamaz. Bu sınırlamalar, değişken hızlı PDHES'in geliştirilmesinin nedenlerinden bazılarıdır (Koritarov, Veselka, Gasper, Bethke, Botterud, & Wang, 2014).

Değişken hızlı PDHES'lerin asıl amacı pompa modunda tüketilen gücün kontrolünü sağlamaktır. Buna bağlı olarak Değişken Hızlı PDHES'ler tipik olarak % 30 ile % 40 aralığında güç düzenleme yeteneğine sahiptir. Dolayısıyla değişken devirli PDHES'ler pompa modunda frekans kontrolü ve reaktif güç kontrolü yapabilir. Bu da şebeke stabilitesinin iyileştirilmesine yardımcı olmak amacıyla tesisin değişen debi, düşü gibi koşullarda maksimum verimlilikte çalışmasını sağlar (Zhao, Zhao, Ren, Song, & Han, 2017).

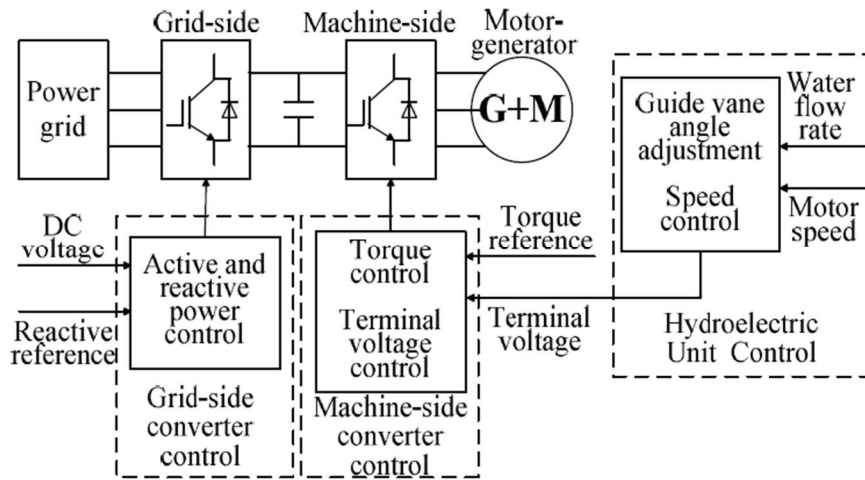
Değişken hızlı PDHES sistemleri, sabit hızlı PDHES sistemleriyle karşılaştırıldığında güç değişimlerinde daha hızlı reaksiyon verir. Değişken devirli PDHES sistemlerinin temelinde iki yaklaşım vardır. Bunlar senkron makinenin değişken devirle çalıştırılması ve asenkron makinenin değişken devirle çalıştırılmasıdır (Zhu, 2021).

Senkron Makinenin Değişken Devirle Çalıştırılmasında, CFSM (Full Size Converter-Fed Synchronous Machine) tam boyutlu konvertör beslemeli senkron makine kullanılır. Bu makine, dört bölgeci bir denetleyici ve frekans konvertörü vasıtasıyla değişken devirlerde çalıştırılır. Pompa Modunda makine tarafındaki frekans değiştirilerek makinenin dönüş hızı ve çektiği güç değiştirilir. Böylelikle pompa modunda güç regülasyonu elde edilerek yüksek işletme verimliliği ve karlılığı elde edilir. 100 MVA gücündeki, frekans konvertör seti, İsviçre'deki Grimsel 2 PDHES'i için ABB firması tarafından imal edilmiş olup Şekil 21'de gösterilmiştir. 2010 yılında devreye alınan bu tesiste. 4 ayrı senkron ünite için 4 tane ABB PCS 8000 frekans konvertör seti kullanılmıştır. Bu konvertör setinde PCS 8000 frekans konvertörleri, AC 800PEC kontrol ünitesi, yükseltici ve alçaltıcı trafolar bulunur. Ayrıca bu sette bulunan şebeke tarafı ve makine tarafı ayırıcıları açılıp bypass kesicisi kapatılırsa makine sabit hızlı, konvansiyonel bir senkron makineye dönüşür (URL-6, 2024).



Şekil 21. Grimsel 2 PDHES'inin CFSM şeması

Aktif-reaktif güç kontrolü şebeke tarafı dönüştürücü tarafından yapılır. Aktif güçteki değişim DC baradaki gerilimi değiştirir. DC baradaki gerilim değiştiğinde makine tarafı dönüştürücüsü çıkış frekansını ayarlayarak motor-generatör dönme hızını ayarlar. Ayrıca aktif güç kontrolü, governor tarafından ayar kanatlarının açıklığı değiştirilerek debinin değiştirilmesiyle de yapılır (ABB Switzerland Ltd, 2024). Şekil 22'de tam boyutlu konvertör beslemeli senkron makinenin blok diyagramı gösterilmiştir



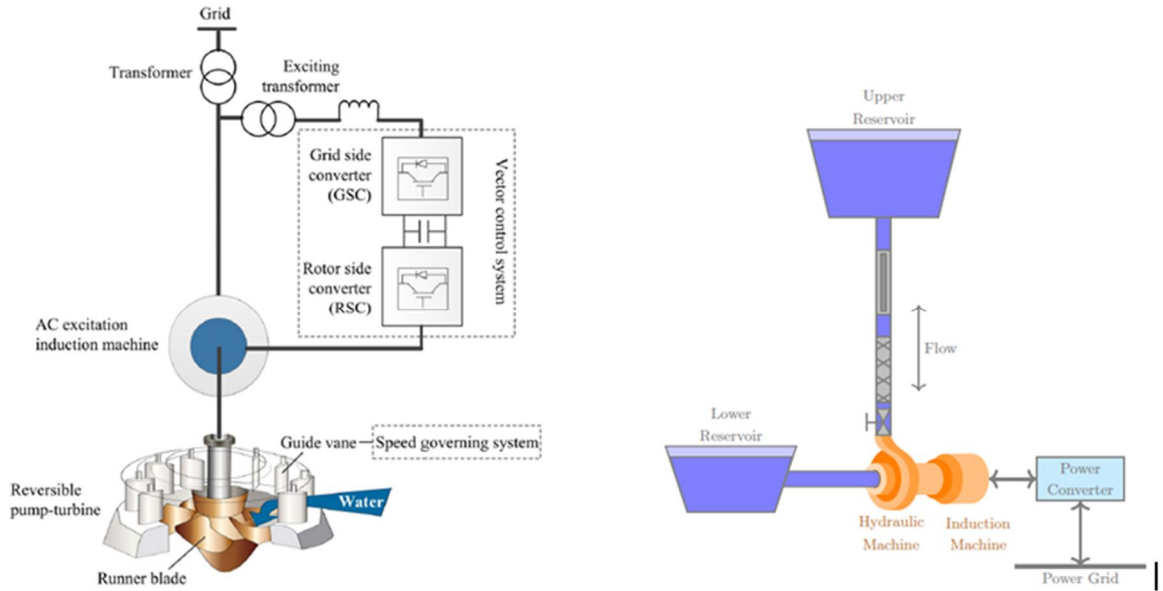
Şekil 22. Tam boyutlu konvertör beslemeli senkron makinenin blok diyagramı

Asenkron Makinenin Değişken Devirle Çalıştırılmasında ise DFIM (Double Fed Induction Machine) çift beslemeli asenkron makine kullanılır. Asenkron makinenin sargılı rotoru, bilezik ve fırçalar aracılığıyla bir frekans dönüştürücüye bağlanırken, stator tarafı doğrudan elektrik şebekesine bağlıdır. Çift beslemeli asenkron makineli bir PDHES'te ayar kanadı pozisyonu ve hız kontrol edilebilir değişkenlerdir. Bu değişkenlere bağlı olarak 3 temel kontrol yaklaşımı vardır bunlar,

1. Güç konvörterler tarafından, hız governor tarafından ayar kanatlarını ayarlayarak kontrol edilir.
2. Hız konvertör tarafından, güç ise governor tarafından ayar kanatlarını ayarlayarak kontrol edilir.
3. Bu iki yaklaşımın birleşimi

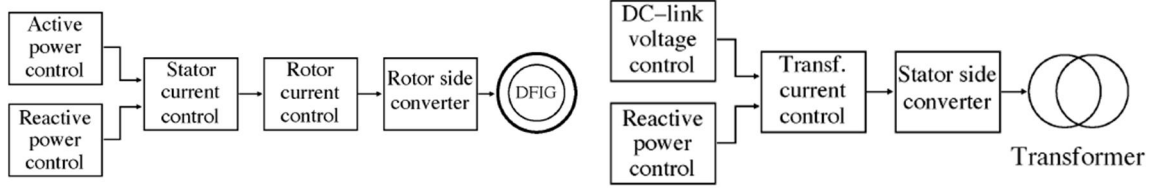
Rotorun akımı, frekansı ve gerilimi dönüştürücü tarafından kontrol edilir. Rotor akımının frekansındaki değişiklik rotor manyetik alanın hızını değiştirir bu da rotorun hızını değiştirir (Zhao, Zhao, Ren, Song, & Han, 2017).

Türbin modunda, türbin giriş gücü governor tarafından ayar kanatlarının açıklığıyla sağlanırken, pompa modunda pompa çıkış gücü makinenin dönüş hızına göre ayarlanır (Zhu, 2021). Şekil 23'te değişken devirli tersinir türbinli bir PDHES'in sistem şeması ve genel diyagramı gösterilmiştir.



Şekil 23. Değişken devirli bir PDHES'in sistem şeması ve genel diyagramı

Şekil 24'ten anlaşılacağı üzere Rotor tarafındaki konvertör rotor akımını kontrol ederek statorun aktif ve reaktif gücünü kontrol etmiş olur. Şebeke veya stator tarafındaki konvertör ise trafodan geçen reaktif gücü ve gerilimi kontrol eder (Padoan, et al., 2010)



Şekil 24. Şekil çift beslemeli asenkron makinenin blok diyagramı

DFIM ve CFM üniteleri belirli avantajlara ve dezavantajlara sahiptir, ancak kullanılacakları projenin özel gereksinimlerine bağlı olarak tercih edilirler. DFIM ve CFM ünitelerinin bazı kıyaslama kriterleri aşağıdaki gibidir;

Frekans Kontrolü, Genellikle DFIM ünitesi, frekans kontrolünde daha esneklik sunar ve değişken devirli işletme koşullarına daha iyi uyum sağlayabilir. CFM ünitesi de frekans kontrolünde iyi performans gösterir ancak genellikle belirli bir frekans aralığında daha stabil çalışma eğilimindedir (Ye, et al., 2021).

Dönüştürücü kapasitesi, DFIM ünitesinde dönüştürücü AC uyarıcı sistemine kurulur ve genellikle dönüştürücü kapasitesi nominal makine kapasitesinden %15-30 daha büyüktür. CFM ünitesindeki dönüştürücü, generatör statoru ile şebeke arasında seri bağlanır ve dönüştürücü kapasitesi genellikle nominal makine kapasitesine eşittir (Ye, et al., 2021).

Güç Aralığı, CFM ünitesinin teorik olarak daha büyük bir hız ayarlama aralığı vardır, bu nedenle güç ayarlama aralığı hem türbin hem de pompa modlarında daha büyüktür, bu da PDHES'in daha yüksek işletme esnekliğine ulaşmasına yardımcı olur. Diğer yandan DFIM ünitenin, hız ayarlama aralığının sınırlı olmasından dolayı güç ayarlama aralığı nispeten küçüktür (Ye, et al., 2021).

İşletme Verimliliği, Değişken devirli sistemler, optimal hidrolik verimle çalışmaya olanak tanır, bu nedenle düşük su düşüşü ve kısmi yük koşullarında pompa-türbinin hidrolik verimliliği (hidrolik güçten mekanik güce) önemli ölçüde iyileştirilebilir. Değişken hızlı ünite farklı güçlerde en iyi hidrolik verimliliğe ulaşabilir. Ancak, CFM ünitesindeki güç kayıpları, DFIM ünitesinden biraz daha yüksektir (Ye, et al., 2021).

Sistem Karmaşıklığı, DFIM ünitesinin sistem yapısı karmaşıktır ve geleneksel PDHES ünitesine göre birçok yeni ekipman içermektedir (Ye, et al., 2021).

CFSM ünitesi, geleneksel PDHES ünitesine kıyasla yalnızca ek bir frekans dönüştürme ünitesi ve yardımcı ekipman içerir (Ye, et al., 2021).

Mod Değiştirme Süresi, CFSM ünitesinde sıfırdan nominal hıza çıkma çıkmak için yaklaşık 20-30 saniye süreye ihtiyaç duyulur ve mod değişim süresi 60 saniyenin altındadır. Diğer yandan DFIM ünitesinde, sıfırdan nominal hıza çıkmak için yaklaşık 120-150 saniye süreye ihtiyaç duyulur ve mod değişim süresi 150-300 saniyedir (Ye, et al., 2021).

Reaktif Güç, DFIM ünitesi genellikle şebeke için reaktif güç desteği sağlamak üzere kısmi olarak çalıştırılırken, CFSM ünitesi tam boyutlu dönüştürücü sayesinde bir STATCOM (Static Synchronous Compensator) olarak çalıştırılabilir, bu da daha büyük bir reaktif güç telafi yeteneği kazandırır (Ye, et al., 2021).

Maliyet, DFIM ünitesi, CFSM ünitesine göre daha ekonomik ve düşük maliyetlidir.

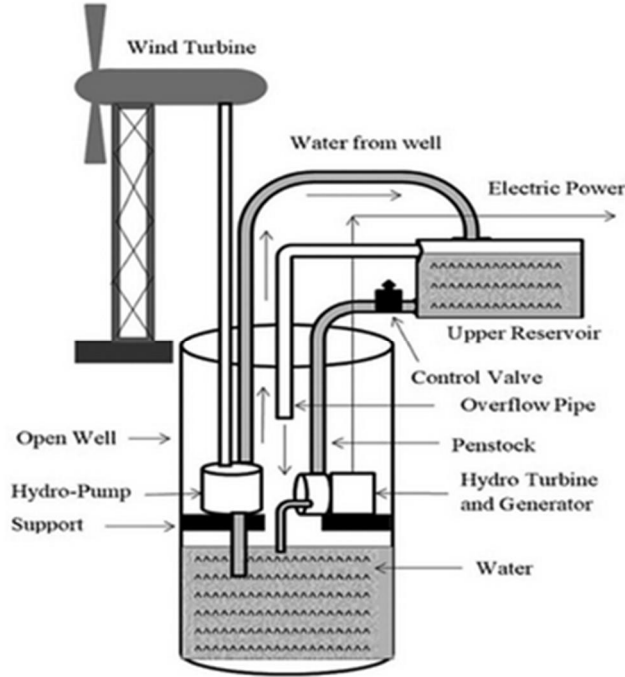
DFIM teknolojisi, dünya çapında değişken devirli PDHES projelerinde geniş bir şekilde uygulanmış ve iyi teknik, ekonomik faydalar göstermiştir. Bununla birlikte, CFSM teknolojisi daha az yaygın olarak kullanılmaktadır ve mühendislik uygulama deneyimi nispeten eksiktir. Bu iki çözümün teknik avantajlarını ve dezavantajlarını karşılaştırarak, CFSM teknolojisinin hız varyasyon aralığı, sistem karmaşıklığı ve reaktif güç telafi açısından hafif bir avantaja sahip olduğu görülmektedir. Şu anda CFSM uygulaması, tam boy dönüştürücünün yüksek maliyeti ve büyük alan gereksinimi nedeniyle genellikle sınırlıdır. Ancak, güç elektroniği bileşenlerinin maliyetinin hızla düşmesiyle, CFSM çözümü orta ölçekli (100 MW) PDHES'lerde kullanılmıştır (Ye, et al., 2021).

Ayrıca 1990 yılında Japonya'da bulunan, Yagisawa PDHES'inin 2 no'lu ünitesi, sabit devirli makineden, değişken devirli bir makineye dönüştürülmüştür. Bu dönüşümde; Üç fazlı komütatör düzeneğine sahip yeni rotor, aşırı gerilim korumalı ve su soğutmalı yeni uyartım sistemi, yenilenmiş bir kontrol ve koruma sistemi kullanılmış olup stator ve pompa-türbin seti değişmemiştir. Bu tarz dönüşüm işlerine başlamadan önce Maliyet/Yarar Analizi yapılması; elektrik, makine, inşaat disiplinlerine ait konular ayrıntılı bir şekilde değerlendirilmesi gerekir (Koritarov, Veselka, Gasper, Bethke, Botterud, & Wang, 2014).

1.4.6. Hibrit PDHES'ler

PDHES ile entegre olabilen güneş paneli, rüzgar türbini, batarya bankları, dizel jeneratör gibi birçok farklı çeşitlerde hibrit sistem kurulabilir (Kabo-Bah, Diawuo, & Antwi, 2024).

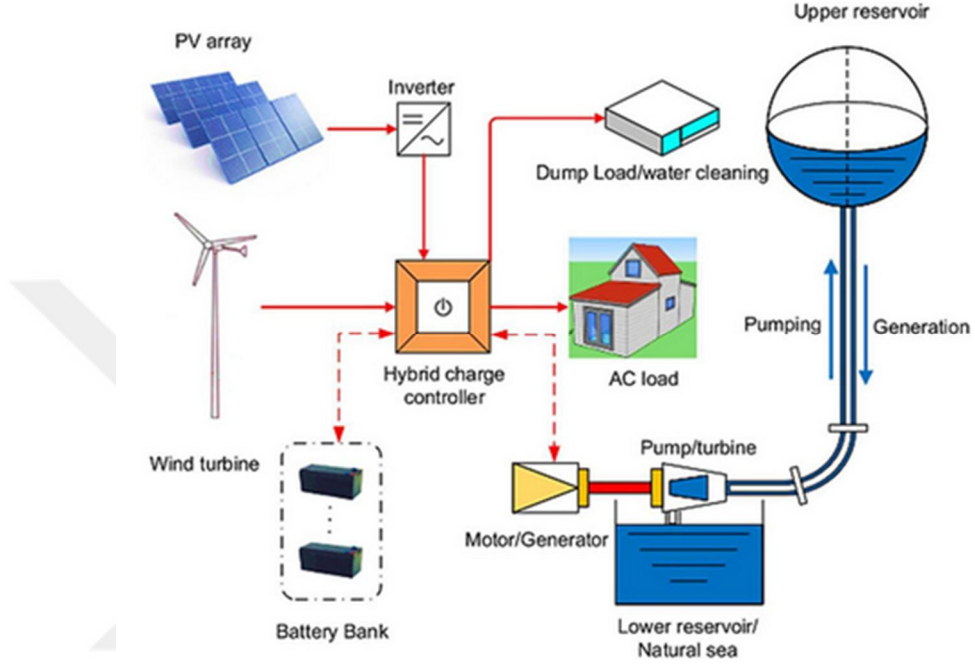
Şekil 25'teki sistemde rüzgar, birincil enerji kaynağı olarak PDHES ile birlikte kullanılmaktadır. Pompajlı hidrosistemin ihtiyaç duyduğu üst rezervuar zemine yapılır. Burada diğer PHES tasarımlarından farklı olarak, rüzgar türbini hidrolik pompayı elektrik kullanmadan mekanik olarak tahrik etmek için kullanılır (Kabo-Bah, Diawuo, & Antwi, 2024).



Şekil 25. Hibrit PDHES'lere örnek 1

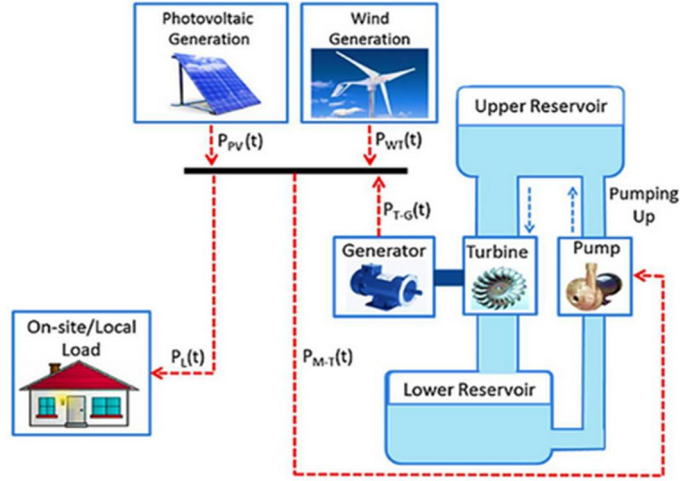
Bu sistemde, hem elektrik üretimi için üst rezervuardan suyun boşaltılması, hem de suyun rüzgar türbini tarafından açık kuyudan üst rezervuara doldurulması eş zamanlı ve sürekli olarak yapılabilmektedir. Ayrıca Rüzgar enerjisinin, güneş enerjisinden farklı olarak geceleri de kullanılabilmesi, suyun sürekli depolanmasına yardımcı olmaktadır. Şekil 26'daki sistemde kullanıcılar düşük yük talebi olduğu saatlerde güneş paneli ve rüzgar türbininden beslenir bu arada alt rezervuardaki su üst rezervuara taşınır.

Ayrıca Rüzgar ve güneş kaynaklarından elde edilen fazla elektrik enerjisi, su arıtma tesisinde kullanılır. Bu sistemde bataryalar düşük güç açığını karşılar böylece PDHES'in kısmi yüklerde düşük verimlilikle çalışmasını önler. PDHES sadece pik yük saatlerinde çalışır (Kabo-Bah, Diawuo, & Antwi, 2024).



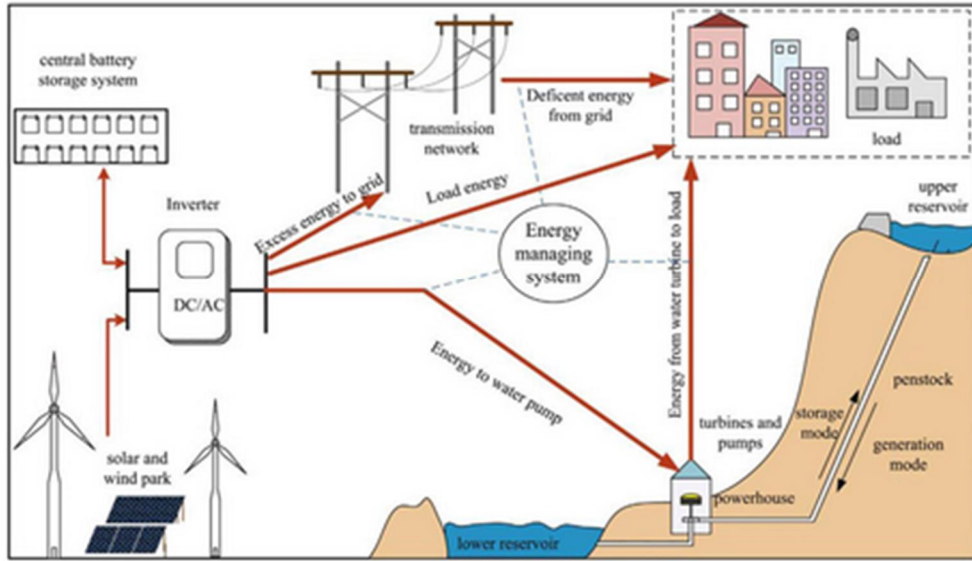
Şekil 26. Hibrit PDHES'lere örnek 2

Şekil 27'deki sistem için gerekli olan enerji, esas olarak güneş ve rüzgar ünitelerinden sağlanmaktadır. Bu iki yenilenebilir enerji kaynağından oluşan fazlalık arz PDHES sisteminde pompajda kullanılır. Güneş ve rüzgar santralının ürettiği enerjinin kesildiği dönemlerde, PDHES'in üst rezervuarda depoladığı su, kullanılarak talep eksiklikleri giderilir. Dizel jeneratör yalnızca güneş ve rüzgar üniteleri ile PDHES'in talep gereksinimlerine yanıt veremediği durumlarda kullanılır (Kabo-Bah, Diawuo, & Antwi, 2024).



Şekil 27. Hibrit PDHES'lere örnek 3

Şekil 28'deki sistemde talep yükü esas olarak rüzgar ve güneş tarafından karşılanırken, üretilen fazla güç, suyu alt rezervuardan üst rezervuara pompalamak ve aynı zamanda bataryaları şarj etmek için kullanılır. Güneş ve rüzgar santralinin ürettiği enerjinin azaldığı dönemlerde PDHES ve/veya bataryalar kullanılırken, kalan eksik enerji elektrik şebekesi tarafından sağlanır. Bu sistemde, iletim kayıplarını en aza indirmek için yenilenebilir enerji kaynakları, PDHES ve akü grupları yük merkezine yakın olarak konumlandırılmıştır (Kabo-Bah, Diawuo, & Antwi, 2024).

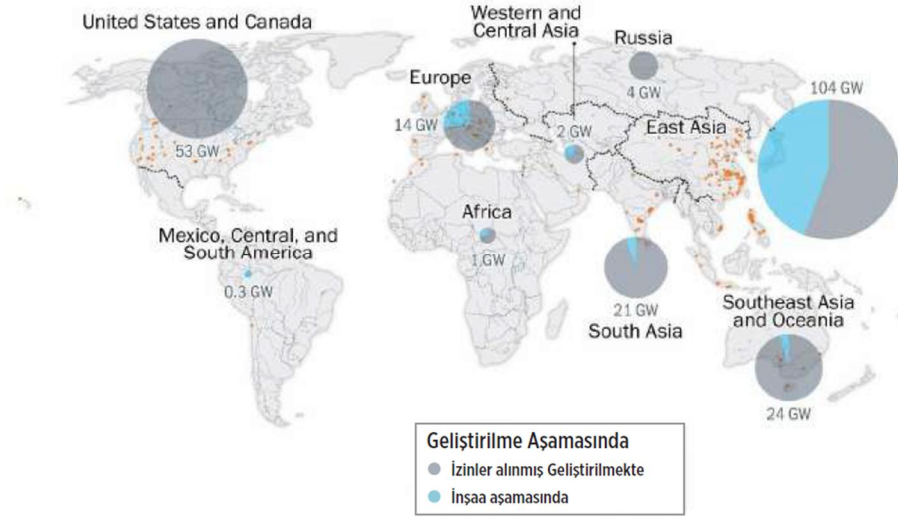


Şekil 28. Hibrit PDHES'lere örnek 4

1.5. PDHES'lerin Dünyadaki Durumu

1890'larda İtalya ve İsviçre' de ilk kez PDHES kullanılmıştır. 1930'larda tersinir hidroelektrik türbinler geliştirilmiştir. İlk zamanlarda, PDHES'lerin kapasitesi 10 MW'dan düşük olmasına rağmen, kapasite devamlı arttırılmış sistemler sürekli geliştirilerek günümüzde kapasitesi 3000 MW'ın üzerinde olan PDHES'ler inşa edilip işletmeye alınmıştır (Karaçay, 2010).

2019 yılı itibariyle kurulu gücü 10 MW'ın üzerinde bulunan toplam 284 adet PDHES projesi bulunmaktadır. Buna ek olarak 13 ülkede toplam kurulu gücü 53 GW'ın üzerinde olan 50 adet PDHES projenin inşaatı devam etmektedir. 43,45 GW kurulu gücüyle Çin PDHES özelinde lider ülke olma özelliğini sürdürmekte olup ABD ve 8 Avrupa ülkesi de PDHES konusunda ilk sıralarda yer almaktadır (Türkiye Elektrik Sanayi Birliği, 2024). Dünyadaki PDHES'lerin genel görünümü Şekil 29'da gösterilmiştir.



Şekil 29. Dünyadaki PDHES'lerin genel görünümü

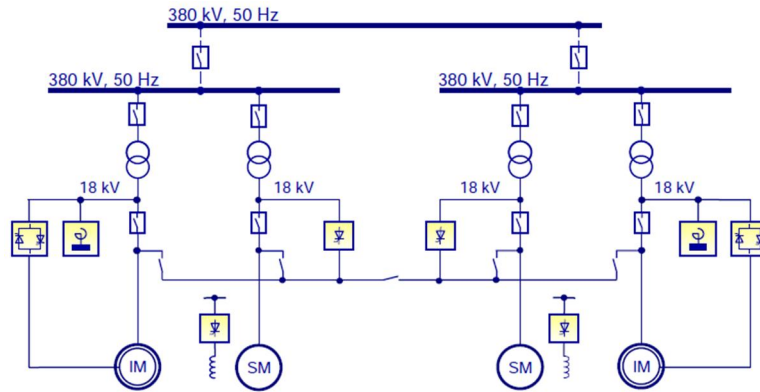
Dünya çapında yaklaşık 160 GW PDHES kapasitenin en büyük bölgesi Avrupa olup 57 GW'lık PDHES kapasitesine sahiptir. PDHES'lerin dağılımı Almanya, İspanya, İtalya, Avusturya, ve Fransa'da daha yaygındır. . 2030 yılına kadar PDHES gücünün Avrupa'da 8-11 GW kadar artması planlanmaktadır. Yeni tesisler İsviçre, Avusturya, İngiltere, Portekiz ve Fransa'da planlanmaktadır. Romanya, İrlanda ve Ukrayna yeni PDHES projelerinin hayata geçirileceği ülkelerden bazılarıdır (Türkiye Elektrik Sanayi Birliği, 2024).

1.5.1. PDHES'lerin Dünyadaki Bazı Örnekleri

Avrupa'daki ilk değişken devirli PDHES sistemine sahip olan Goldisthal PDHES'i Almanya'da 2003 yılında işletmeye alınmıştır. 1.060 MW (4*265 MW) kurulu güce sahip, olup Şekil 30'da gösterilmiştir. Goldisthal PDHES'i 2 adet değişken hızlı, 2 adet sabit hızlı olmak üzere 4 üniteden oluşmaktadır. Black-Start sisteminin değişken hızlı birimlerde kurulumunun zor olmasından dolayı sabit hızlı birimlere eklenmiştir. Bununla beraber değişken hızlı birimlere frekans dönüştürücü için alan açılmıştır bu da inşaat maliyetini azaltmıştır (Türkiye Elektrik Sanayi Birliği, 2024). Goldisthal PDHES'inin tek hat şeması Şekil 31'de gösterilmiştir.



Şekil 30. Goldisthal PDHES'i



Şekil 31. Goldisthal PDHES'inin tek hat şeması

16 MW'lık bir kurulu güce sahip PDHES ve 13,6 MW'lık (4*3.4 MW) bir kurulu güce sahip rüzgâr santralini birleştiren bu proje Almanya'nın Gaildorf bölgesinde 2019 yılında yapılmış ve işletmeye alınmış olup Şekil 32'de gösterilmiştir. Bu hibrit projede rüzgâr santraline ait türbinlerin temeli, PDHES için üst rezervuar olarak kullanılacak şekilde tasarlanmıştır. Gaildorf projesinin diğer bir özelliği de, pompa modu için gerekli enerjinin şebekeye ihtiyaç duymadan doğrudan rüzgâr enerjisinden kullanılabilmesidir (Türkiye Elektrik Sanayi Birliği, 2024).



Şekil 32. Gaildorf su bataryası projesi

İsviçre'nin en büyük PDHES'lerinden biri olan Limmern PDHES'i 1.000 MW'lık (4*250 MW) kurulu güce sahip olup Şekil 33'te gösterilmiştir (Türkiye Elektrik Sanayi Birliği, 2024).



Şekil 33. Limmern PDHES'i

Nant de Drance PDHES'i İsviçre'de bulunur 900 MW'lık kurulu güce sahip olup Şekil 34'te gösterilmiştir (Türkiye Elektrik Sanayi Birliği, 2024).



Şekil 34. Nant de Drance PDHES'i

İspanya, Avrupa'da PDHES kapasitesinde 1. Olan İtalya ve 2. Olan Almanya'dan sonra 3. sırada yer almaktadır.

Cortes-La Muela Hidroelektrik Santral Kompleksi İspanya'nın Valencia şehri yakınlarında kurulmuştur. Avrupa'daki en büyük PDHES projesidir. Cortes-La Muela Hidroelektrik Santral Kompleksi projesi 290 MW kurulu gücünde Cortes II Hidroelektrik Santrali, 634 MW kurulu gücünde La Muela I ve 878 MW kurulu gücünde La Muela II PDHES'inden oluşmaktadır. Cortes la de Mualla PDHES'i Şekil 35'te gösterilmiştir (Türkiye Elektrik Sanayi Birliği, 2024).



Şekil 35. Cortes la de Muella PDHES'i

Entracque PDHES'i İtalya'nın Entracque kentinde bulunur.1800 MW'lık kurulu güce sahip olup Şekil 36'da gösterilmiştir (Türkiye Elektrik Sanayi Birliği, 2024).



Şekil 36. Entracque PDHES'i

İtalya'nın Caserta Eyaletinde bulunan Presenzano PDHES'i Şekil.37'de gösterilmiş olup, 1.000 MW kurulu güce sahiptir (Türkiye Elektrik Sanayi Birliği, 2024).



Şekil 37. Presenzano PDHES'i

Dinorwig PDHES Şekil 38'de gösterilmiş olup İngiltere'nin Galler bölgesinde yer alır ve 1700 MW'lık kapasitesiyle İngiltere'nin en büyük PDHES projesidir (Karaçay, 2010).



Şekil 38. Dnorwing PDHES'i

Avrupa’da en fazla hidroelektrik kapasiteye sahip olan 1. ülke Norveç, 2. ülke Türkiye, 3. Ülke ise Fransa’dır. Fransa 5,84 GW’lık bir PDHES kapasitesine sahiptir.

1800 MW’lık kapasite ile Fransa’nın en büyük PDHES tesisi olan Grand’Maison PDHES’i Şekil 39’da gösterilmiştir (Karaçay, 2010).



Şekil 39. Grand’Maison PDHES’i

Dniester PDHES’i Ukrayna’da bulunur, kurulu gücü 2280 MW (7*324 MW) olup Şekil 40’ta gösterilmiştir (Türkiye Elektrik Sanayi Birliği, 2024).



Şekil 40. Dniester PDHES’i

Dünyanın en büyük pompaj depolamalı hidroelektrik santrali Çin’de bulunan Fengning PDHES’idir ve 3600 MW’lık kurulu güce sahiptir (Türkiye Elektrik Sanayi Birliği, 2024). Şekil 41’de Fengning PDHES’i gösterilmiştir.



Şekil 41. Fengning PDHES’i

Şekil 42’de gösterilen Guangdong PDHES’i Çin’in Guangdong bölgesinde bulunur, 2400 MW’lık (8*300 MW) kurulu güce sahiptir (Türkiye Elektrik Sanayi Birliği, 2024).



Şekil 42. Guangdong PDHES’i

Japonya, PDHES alanında dünyada kurulu güç bakımından 2. sıradadır. Japonya’da toplam kurulu gücü 17,9 GW olan 11 adet PDHES projesi işletmededir. 1930 MW’lık kapasitesiyle Okutataragi PDHES’i Japonya’nın Asago, Hyōgo bölgesinde yer almakta olup Japonya’nın en büyük PDHES projesidir (Türkiye Elektrik Sanayi Birliği, 2024). Okutataragi PDHES’i Şekil 43’te gösterilmiştir.



Şekil 43. Okutataragi PDHES’i

ABD’de toplam kurulu gücü 14,75 GW olan 10 adet PDHES projesi vardır. Bunlardan bir tanesi de 3000 MW’lık kapasiteyle dünyanın en büyük PDHES’lerinden biri olan Bath County PDHES’idir (Türkiye Elektrik Sanayi Birliği, 2024). Bath County PDHES’i Şekil 44’te gösterilmiştir



Şekil 44. Bath County PDHES'i

Ludington PDHES'i Michigan'da bulunur. Kurulu gücü 2170 MW'tır. Bu projeye 1973 yılında Amerikan İnşaat Mühendisleri Birliği tarafından İnşaat Mühendisliği Üstün Başarı Ödülü verilmiştir (Türkiye Elektrik Sanayi Birliği, 2024). Şekil 45'te Ludington PDHES'i gösterilmiştir.



Şekil 45. Ludington PDHES'i

1.6. PDHES'lerin Türkiye'deki Durumu

Ülkemizde PDHES ile ilgili çalışmalar 1969 yılında EİE (Elektrik İşleri Etüt İdaresi Genel Müdürlüğü) tarafından başlatılmıştır. Teknik olarak ilk çalışmalar 2005 yılında yine EİE tarafından yapılmıştır. Farklı seviyelerde PDHES projeleri EİE tarafından yapılmış ve ilk etüt seviyesinde 16 adet PDHES raporu hazırlanmıştır (Karaçay, 2010). Şekil 46'da Türkiye'de etüt çalışması yapılan PDHES'ler gösterilmiştir.

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

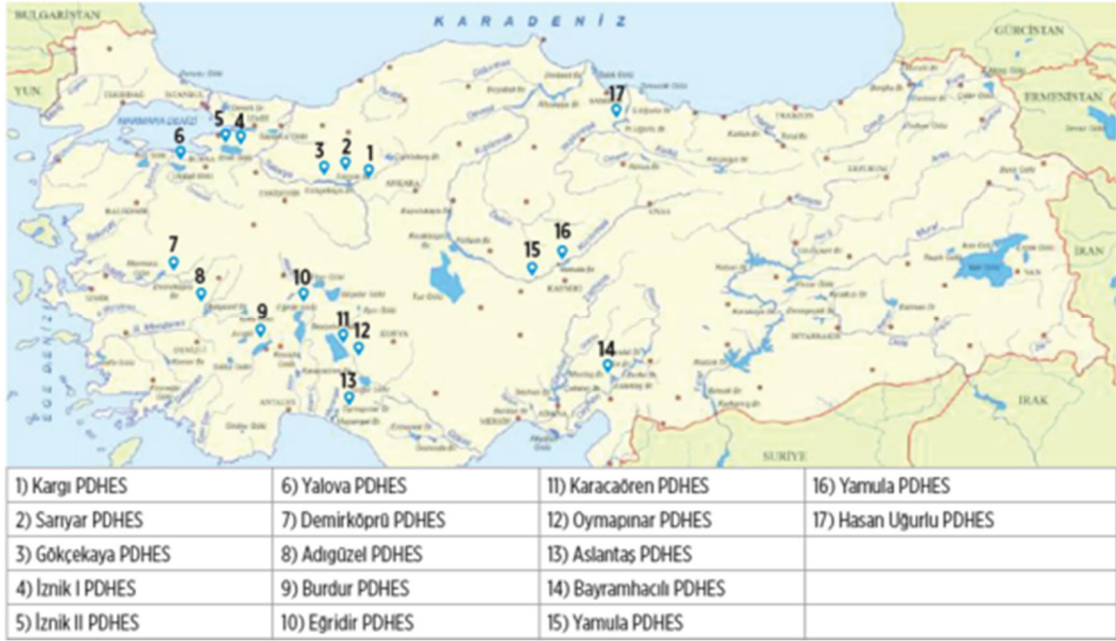
Şekil 46. Türkiye'de etüt çalışması yapılan PDHES'ler

Türkiye'de yapımı tamamlanmış veya devreye alınmış elektrik üreten herhangi bir PDHES projesi bulunmamaktadır. Günümüzde Türkiye'nin enerji talebinin bir bölümünün yenilenebilir enerji kaynaklarından karşılanması hususunda önemli adımlar atılmıştır. Özellikle puant saatlerde arz talep dengesinin kesintisiz, güvenli ve ekonomik olacak şekilde sağlanabilmesinde PDHES'lerin önemli rol oynayacağı düşünülmektedir (Karaçay, 2010).

Türkiye için potansiyel PDHES projeleri konumları, enerji talebinin yüksek olduğu bölgelere yakınlık, jeolojik, topografik ve çevresel kısıtlar gibi bazı ölçütler göz önüne alınarak araştırılmış, değerlendirmeler yapılmıştır.

Aşamalı değerlendirme çalışmaları neticesinde alt rezervuar olarak Gökçekaya Barajının kullanıldığı Gökçekaya PDHES'nin ülkemizdeki ilk PDHES projesi olarak geliştirilmesine karar verilmiştir (Karaçay, 2010).

Kurulu gücü 1400 MW olan Gökçekaya PDHES'inin 1400 MW ve Kurulu gücü 1800 MW olan Altınkaya PDHES'in kavramsal dizaynı yapılmış olup Gökçekaya PDHES'inin fizibilite çalışmaları Şubat 2012'de resmi olarak başlatılmıştır (Karaçay, 2010). Şekil 47'de Türkiye'de planlanan PDHES'ler gösterilmiştir.



Şekil 47. Türkiye'de planlan PDHES'ler

1.7. PDHES'lerin Avantajları

PDHES'lerin, puant saatlerinde talep edilen pik yükün ekonomik biçimde üretilip şebekeye verilmesi, şebekedeki yük, frekans, gerilim dengesizliklerinin giderilmesi, Yan Hizmetler Piyasasında Primer-Sekonder Rezerv kapasiteye ve Reaktif Güç Kontrolüne katkı sağlayabilmesi, Dengeleme Güç Piyasasında Tersiyer Frekans Kontrolüne katkı sağlayabilmesi, güç faktörünün düzeltilmesi ve frekans regülasyonuna katılabilmesi, oturan sistemin toparlanması planına black-start özelliğiyle katılarak şebekenin toparlanmasına katkı verebilmesi, Güneş ve Rüzgârdan elde edilen fazla enerjinin depolanması, hızlı devreye girmesi (3-5 dakika), şebekenin kararlı bir şekilde işletilmesine katkı verebilmesi, ekonomik ömürlerinin uzun olması (40-50 yıl) gibi birçok avantajı vardır (Çiçek, 2021).

PDHES'ler sadece puant saatlerdeki tüketimin karşılanması amacıyla inşaa edilmezler. Üretilen enerjinin talep edilen enerjiyi karşılamaması ne kadar problem teşkil ederse, üretilen enerjinin tüketilememesi yani enerji fazlalığı kadar problem teşkil eder. Enerji fazlalığı olunca santrallerin yük düşmesi veya tamamen devreden çıkarılması gerekir. Elektrik santrallerinin devreye girmesi ve yük değiştirme kabiliyeti açısından bir değerlendirme yapılacaksa hidroelektrik santraller 3-5 dakikada içinde tam kapasiteye çıkabilirler ve saniyeler içerisinde yük değiştirebilirler. Termik santrallerinin, doğal gaz çevrim santrallerinin devreye girmesi ve yük değiştirme kabiliyeti hidroelektrik santrallere göre çok daha uzundur. Nükleer santrallerde ise devreye alma 3-5 günü bulurken, yük alma-yük atma ise söz konusu değildir. Nükleer santrallerde yük atma söz konusu olmadığından tamamen durdurulmalı ya üretilen enerji mutlaka tüketilmelidir. Bu nedenle dünya geneline bakılınca nükleer santrali olan ülkelerin PDHES'leri de olduğu ve PDHES'lerin iletim hatlarıyla nükleer santrallerin iletim hatlarının doğrudan birbirlerine bağlı oldukları dikkat çeken bir husustur. Bu bağlamda ülkemizde halihazırda inşaat süreci devam eden 4800 MW'lık (4*1200 MW) Akkuyu Nükleer Santraliyle bağlantılı bir PDHES'in inşaa edilmesi gerekmektedir (Saraç, 2024). Ayrıca nükleer santrali olmayıp puant saatlerinde üretim yapan PDHES'lerin olduğu ülkeler de vardır.

Black Start, büyük bir sistem çökmesi veya sistem genelinde kesinti olması durumunda, şebeke desteği olmadan kendi gücünü başlatma kabiliyetine sahip bir üniteyi ifade eder. Black Start iletim sistemini harekete geçirmek, yükleri almak ve diğer enerji santrallerini çalıştırmak için kullanılan bir sistemdir (Gracia, 2024).

Black Start hizmeti rezervuarda türbinlere güç sağlamak için yeterli miktarda depolanmış suya sahip olduğu sürece, PDHES tarafından sağlanabilir. PDHES, Termik santrallerinde veya doğalgaz çevrim santrallerinde olduğu gibi teferruatlı bir soğutma sistemine sahip değildir veya yakıt hazırlanmasına ihtiyaç duymaz yalnızca küçük bir güç ihtiyacı duyar. Bu güç tesiste bulunan dizel jeneratörden karşılanır. Genel olarak ternary set üniteler black start hizmeti sağlayacak şekilde tasarlanabilir. Fakat değişken devirli sistemlerin, güç elektroniği komponentlerini yoğun bir şekilde kullanılmasından dolayı black start hizmeti vermesi güçleşmiştir. Bir hidroelektrik santralin kontrol ve otomasyon sistemleri, black start yeteneğinin entegre edilmesi için gerekli olan özel algoritmaları ve kontrol stratejilerini, özel devreye alma prosedürlerini içermelidir (Gracia, 2024).

İskoçya'da bulunan 400 MW'lık Cruachan PDHES'i black start özelliğine sahip olup bu tesis, 30 saniyede tam yüke ulaşabilir ve gerektiğinde 16 saat boyunca üretimi sürdürebilir, böylece sistemin çalışması için güç istikrarını garanti eder.

1.8. PDHES'lerin Dezavantajları

PHES'lerin, hazırlık sürecinin uzun yıllar alması, ilk yatırım bedellerinin yüksek ve geri ödeme süresinin uzun olması, rezervuarlar arasındaki ulaşım sorununun olması, yerleşim yerlerine yakın olan projelerin göç, tarım alanlarının su altında kalması, kamulaştırma gibi olumsuz sosyal etkilerle çevrede yaşan insanları etkilemesi, alt rezervuar olarak deniz suyunu kullanan projelerde tuzlu suyun korozyon sonucu makine ve ekipmanların ömrünü azaltması veya ilave koruma, kaplama önlemleri alınarak yatırım maliyetini arttırması, tesisin kurulacağı yerin jeolojik, erozyon, depremsellik açısından durumları gibi dezavantajları vardır (Çiçek, 2021).

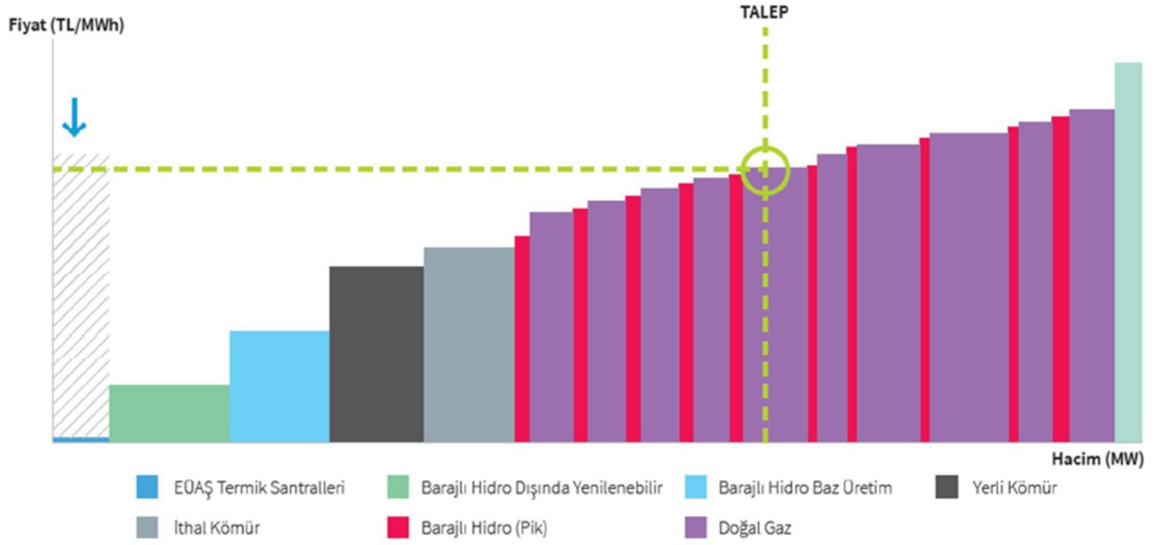
1.9. Türkiye'de Elektrik Piyasalarına Genel Bakış ve PDHES'lerin Elektrik Piyasalarındaki Durumu

Elektrik, ekonomik piyasalarda işlem gören ve insanların ihtiyaç duyduğu ticari bir mal olup elektrik piyasası, elektrik ticaretinin yapıldığı bir emtia piyasasıdır. Elektrik enerjisi bir arz-talep dengesi içinde üretilmesi ve tüketilmesi gerekir. Zira sistemdeki gerilim ve frekans bozulmaları şebekeye ve tüketiciye zarar verebilir bu nedenle tüketim baz alınarak üretim veya üretim baz alınarak tüketim ayarlanırsa bu denge korunur (İbiş, 2018). Şekil 48'de Türkiye'deki Elektrik Piyasaları gösterilmiştir.



Şekil 48. Türkiye'de elektrik piyasaları

GÖP (Gün Öncesi Piyasa), Sistemdeki arz ve talebin bir gün öncesinden dengelenmesi için yapılan işlemlerden oluşan piyasadır. Gün öncesi piyasasında oluşan fiyat, gerçek zamanda meydana gelen belirsizlikleri içermediğinden arz ve talebin normal piyasa koşullarında dengelendiği fiyattır. Her bir saate ilişkin Gün Öncesi Üretim Programı (GÜP)'lerin toplanmasıyla toplam planlanan üretim bulunmuş olur. Talep tarafında ise serbest kullanıcılar adına tedarikçileri, saatlik olarak tüketim tahminlerini bildirir. Böylece saat bazında talep miktarı belirlenmiş olur. Kullanılan teklif birimi “lot” iken teklifler TL olarak yapılmaktadır. Üreticiler üreteceği elektrik miktarını, tüketiciler tüketileceği elektrik miktarını fiyat göre ayarlayabilir. Gün Öncesi Piyasasına katılım zorunlu değildir ve bu piyasaya katılacak katılımcılar Gün Öncesi Piyasası Katılım Anlaşmasını imzalayarak katılım sağlayabilmektedirler. Gün Öncesi Piyasaya katılmayan üreticiler, ürettikleri elektriği ikili anlaşmalar ile satabilir veya Dengeleme Piyasası teklif edebilirler. Gün Öncesi Piyasada her saat için arz ve talep eğrisinin kesiştiği noktada Piyasa Takas Fiyatı (PTF) belirlenir. Şekil 49’da Gün Öncesi Piyasanın arz talep eğrisi gösterilmiştir (İbiş, 2018).

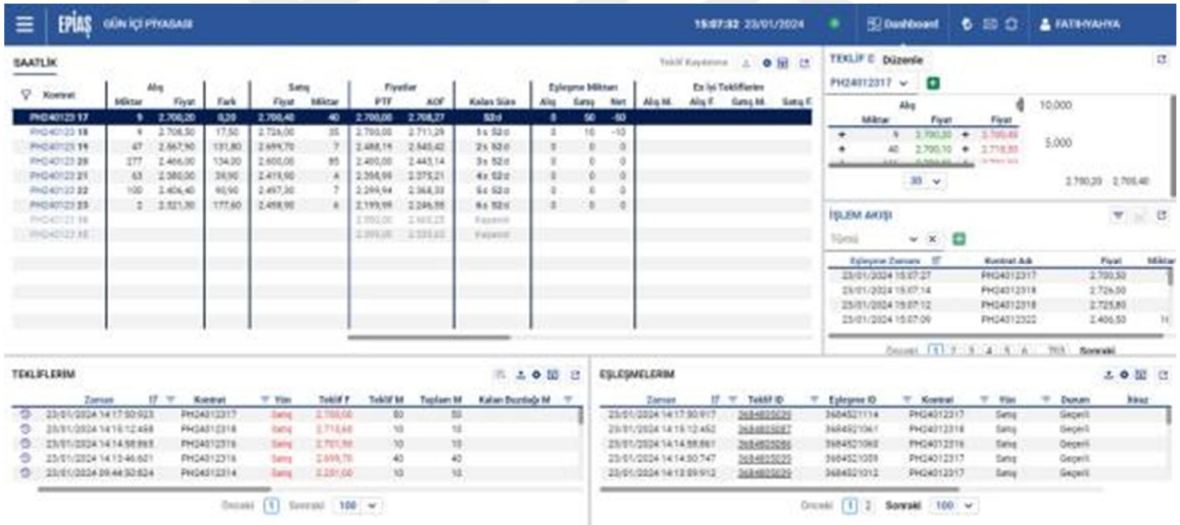


Şekil 49. Gün öncesi piyasasında temsili arz talep eğrisi

Gün Öncesi Piyasası, yenilenebilir enerji kaynaklarından elektrik üreten santraller için büyük öneme taşır çünkü bu piyasanın verimli ve sağlıklı bir şekilde çalışması uzun vadede artan oranlarda yenilenebilir enerji üretiminin sisteme katılmasına imkan sağlayacaktır (İbiş, 2018).

GİP (Gün İçi Piyasa), arz ve talep planlarının gün içinde dengelenmesi amacıyla faaliyet gösteren piyasadır (İbiş, 2018).

Gün Öncesi ve Dengeleme Güç Piyasaları arasında dengeleyici bir görev üstlenen Gün İçi Piyasasında piyasa işlemleri gün boyunca devam etmektedir[18].Gün Öncesi Piyasasında olduğu gibi bu piyasada da tüm tekliflerin birimi “lot”, fiyat teklifi ise TL olarak yapılmaktadır. Gün İçi Piyasasının temel işlevleri arasında Gün Öncesi Piyasasının ardından olası dengesizliklerin azaltılması, elektrik ticareti için ek bir piyasa oluşturması, gerçek zamana yakın oluşan dengesizliklerin çözümü yer almaktadır. Gün içi Piyasasının sağlıklı bir şekilde faaliyet göstermesi sisteminin esnek bir şekilde çalışması açısından çok önemlidir. GÖP’te giderilemeyen dengesizlikler, ilk adım olarak GİP’te giderilmeye çalışılırken elektriğin fiziksel teslimatı, GİP işlemi yapılmasından bir saat sonra yapılabilmektedir (İbiş, 2018). Şekil 50’de Gün İçi Piyasa sayfasının genel bir görünüm gösterilmiştir.

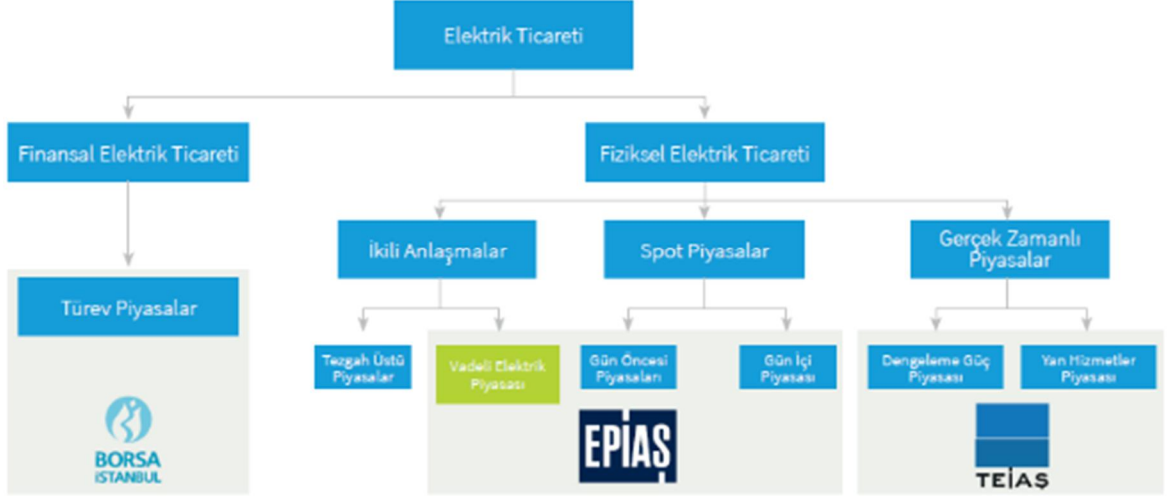


Şekil 50. Gün içi piyasa sayfasından genel görünüm

VEP (Vadeli Elektrik Piyasası), katılımcılarının oluşacak fiyat değişikliklerine karşı alış veya satış fiyatlarını sabitleyerek fiyat riskinden koruyan piyasadır (İbiş, 2018). Şekil 51’de Türkiye’de elektrik piyasaları genel olarak gösterilmiştir.

Türkiye’de Spot Piyasa faaliyetleri Gün Öncesi Piyasası ve Gün İçi Piyasası olmak üzere iki temel piyasa üzerinden yürütülmekte olup piyasa işletmecisi olan EPIAŞ tarafından işletilmektedir.

Dengeleme Güç Piyasası ve Yan Hizmetler Piyasası ise Gerçek Zamanlı Piyasalara bağlıdır ve sistem işletmecisi olan TEİAŞ tarafından işletilmektedir (İbiş, 2018).



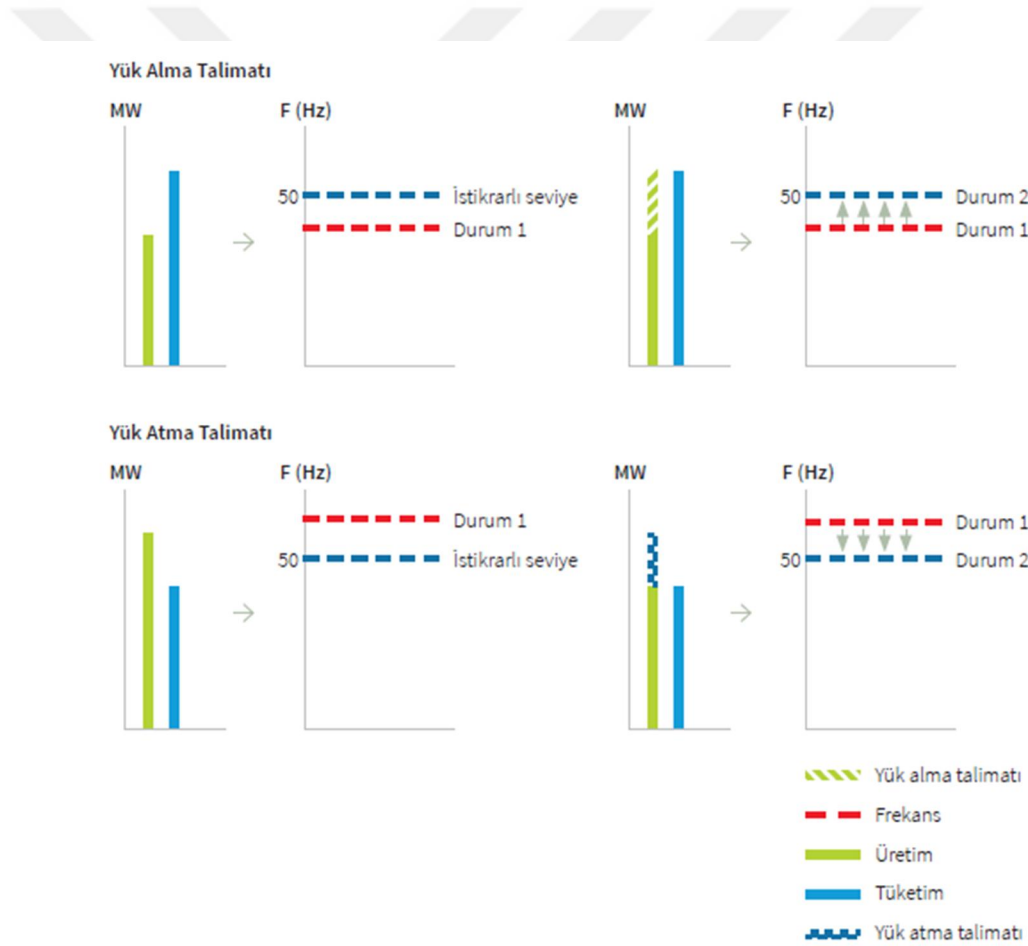
Şekil 51. Türkiye’de elektrik piyasaları

Kestirilemeyen saatlik yenilenebilir enerji kaynaklı üretim, öngörülemeyen santral arızaları, tüketimde artış veya azalış, iletim hatlarındaki kısıtlar üretim ve tüketim arasındaki anlık dengesizlikleri oluşturmaktadır. Üretim ve tüketim arasında oluşabilecek anlık dengesizlikleri çözmek amacıyla Gerçek Zamanlı Piyasalar oluşturulmuş olup DGP (Dengeleme Güç Piyasası), Gerçek Zamanlı Piyasaların altında bulunan yük al ve yük at talimatlarıyla işletilen elektrik piyasasıdır. Üretimin tüketimi karşılayamadığı durumlarda sisteme enerji satışını ifade eden ve sistem işletmecisi tarafından bir dengeleme birimine verilen talimata yük al talimatı denir. Üretimin tüketimden fazla olduğu durumlarda sistemden enerji alışı ifade eden ve sistem işletmecisi tarafından bir dengeleme birimine verilen talimata yük at talimatı denir. Pozitif dengesizlik Sistem işletmecisine elektrik satmak, negatif dengesizlik ise Sistem işletmecisinden elektrik almak gibi düşünülebilir (İbiş, 2018).

İletim kısıtları nedeniyle veya yan hizmetler piyasası kapsamında da yük al, yük at talimatları verilebilir. İlgili saatte toplam yük al talimatı, toplam yük at talimatından fazla ise sistemde enerji açığı ve sistemin yük al yönünde, ilgili saatte toplam yük al talimatı, toplam yük at talimatından az ise sistemde enerji fazlalığı ve sistemin yük at yönündedir. İlgili saatte toplam yük al talimatı, toplam yük at talimatına eşit ise sistemde enerji açığı veya fazlalığı yoktur ve sistemin dengede olduğu görülecektir (İbiş, 2018).

Ticari işlemleri kimin yaptığına bakılmaksızın dengesizliğin muhatabı Sistem işletmecisidir. Eksik olan elektriği tamamlamak fazla olan elektriği bertaraf etme onun görevidir (İbiş, 2018).

Dengeleme Güç Piyasasına katılan üreticiler 15 dakika içinde en az 10 MW'ı etkin hale getirilebilecek bir rezervi hazırda tutmalıdır. Bu nedenle üreticiler tarafından verilen yük al, yük at teklifleri minimum 10 MW olmak zorundadır ve eğer verilen teklifler sistem işletmecisi tarafından kabul edilirse bu Dengeleme Güç Piyasası katılımcısı için bir yükümlülük meydana getirir. Sistem işletmecisi tarafından verilen yük alma ve yük atma talimatları, gün içinde herhangi bir saatte verilebilir veya ihtiyaca göre değiştirilebilir (İbiş, 2018). Şekil 52'de yük al ve yük at talimatlarının durumu gösterilmiştir



Şekil 52. Dengeleme güç piyasasında yük al ve yük at talimatları

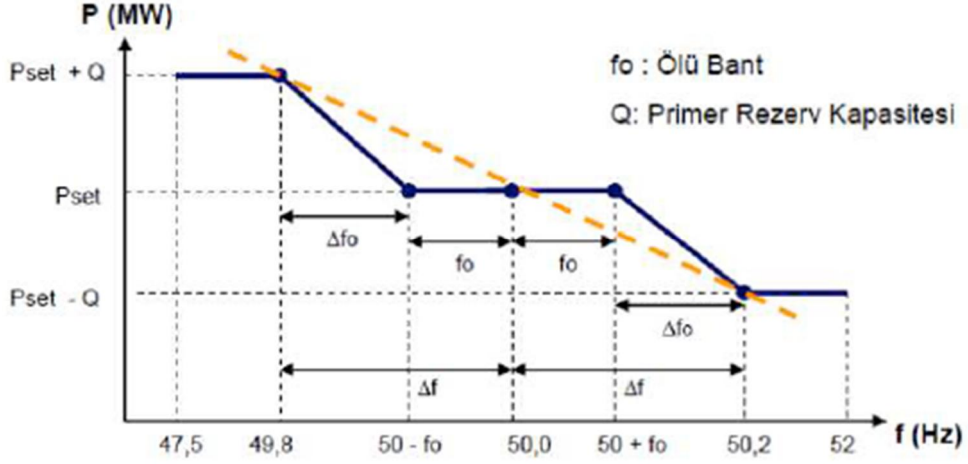
DGP'de işlemler, GÖP ve GiP'teki işlemlerden farklı olarak portföy bazlı değil, üretim birimi bazlı olarak yapılmaktadır.

DGP talimatları, sistem işletmecisi tarafından 0 ve 1 kodlu olarak verilmektedir. 0 kodlu talimatlar gerçek zamanda üretim ve tüketim dengesinin kurulması için verilirken, 1 kodlu talimatlar bölgesel iletim kısıtlarının giderilmesi için verilir. DGP’de saatlik bazda yük alma ve atma ihtiyaçları, santral teklifleri dikkate alınarak oluşan fiyata Sistem Marjinal Fiyatı (SMF) denir (İbiş, 2018). Dengeleme sonucu kimi piyasa katılımcıları alacaklı kimileri ise borçlu çıkmaktadır. Belirli zaman aralıklarında tarafların alacak ve borç durumlarının ortaya çıkarılmasına uzlaştırma denir. Uzlaştırma EPIAŞ tarafından gerçekleştirilir. TEİAŞ’ın verdiği yük alma ve atma talimatları sonucu her bir dengeleme uzlaştırma periyodu için bir sistem dengesizlik fiyatı oluşur. Sistem dengesizlik fiyatı her bir uzlaştırma dönemi için ayrı ayrı hesaplanır ve dengesizliğe düşen piyasa katılımcıları için o uzlaştırma döneminde enerjinin fiyatını oluşturur. Gün sonrasında ise üretim ve tüketimler ölçülerek ikili anlaşmalarında belirtilen miktarlardan farklı üretim ve tüketimde bulunan piyasa katılımcıları, sistem dengesizlik fiyatı üzerinden neden oldukları dengesizlik miktarınca sistem işletmecisiyle mahsuplaşırlar (İbiş, 2018).

Yan Hizmetler Piyasası, Primer Frekans Kontrolü (PFK), Sekonder Frekans Kontrolü (SFK), Bekleme Yedeği Hizmeti, Anlık Talep Kontrolü (ATK), Reaktif Güç Kontrolü (RGK), Oturan Sistemin Toparlanması, Bölgesel Kapasite Kiralama gibi alt mekanizmalardan oluşan piyasadır (URL-2, 2024).

PFK sistem frekansının düşmesi veya yükselmesi durumunda devreye alınan ilk yan hizmet olup, elektrik üretim santrallerinin aktif çıkış gücünü hız regülatörü vasıtasıyla otomatik olarak değiştirerek sistem frekansının yeni bir denge noktasına getirilmesini ifade eder. Elektrik piyasasında PFK çok önemli bir yere sahiptir. Frekansın istenilen değerler arasında kalması sağlanamazsa servisteki üretim santralleri devre dışı kalabilir bunun neticesinde şebeke oturabilir. PFK tepkisi, frekans sapmasından bir kaç saniye sonra başlar ve 30 saniyeyi içinde maksimum seviyeye ulaşır ve 15 dakika boyunca devam ettirilmesi gerekmektedir. Kapasitesi 50 MW ve üzerinde olan; kanal-nehir tip hidroelektrik santralleri, rüzgar enerji santralleri, güneş enerji santralleri, dalga enerjisi santralleri, gelgit enerjisi santralleri hariç tüm elektrik tesisleri PFK’ya katılabilirler. PFK’ya katılacak santraller en az PFK’ya katılım oranındaki (kurulu gücün %1-5’i) rezerv güçleri, başka bir piyasaya aktarmadan ve ikili anlaşmalar yoluyla satmadan, teklif verilen saatler tedarik süreci sonunda olumlu bildirim alır ise teklifteki güçleri rezerv olarak tutmak zorundadır. Aksi takdirde cezai işlem uygulanmaktadır. PFK’ya katılan santraller PFK rezerv gücünden geriye kalan gücü GÖP’te, DGP’de EAK’ı sağlayacak şekilde değerlendirebilir

(URL-2, 2024). Şekil 53'te Primer Frekans Kontrolüne katılan bir santralin güç frekans ilişkisi gösterilmiştir.



Şekil 53. Pfk'ya katılan bir santralin güç frekans ilişkisi

SFK, elektrik santrallerinin aktif güç çıkışının, MYTM (Milli Yük Tevzi Merkezi) tarafından otomatik olarak gönderilen sinyaller ile değiştirilerek sistem frekansının nominal değerine ve elektrik enerjisi alış verişinin yapıldığı komşu elektrik şebekeleriyle programlanan değerine ulaştırılmasını sağlar. Başka bir deyişle PFK ile değişimi sabitlenen frekansın nominal seviyesine getirilmesini sağlar. SFK'ya katılan santraller, teklif verilen saatler için tedarik süreci sonunda olumlu bildirim alır ise teklifteki güçleri rezerv olarak tutmak zorundadır aksi takdirde cezai işlem uygulanmaktadır. Kurulu gücü 100 MW ve üzerinde olan; kanal-nehir tip hidroelektrik santralleri, rüzgar enerji santralleri, güneş enerji santralleri, dalga enerjisi santralleri, gel-git enerjisi santralleri hariç tüm elektrik tesisleri SFK'ya katılabilirler (URL-2, 2024).

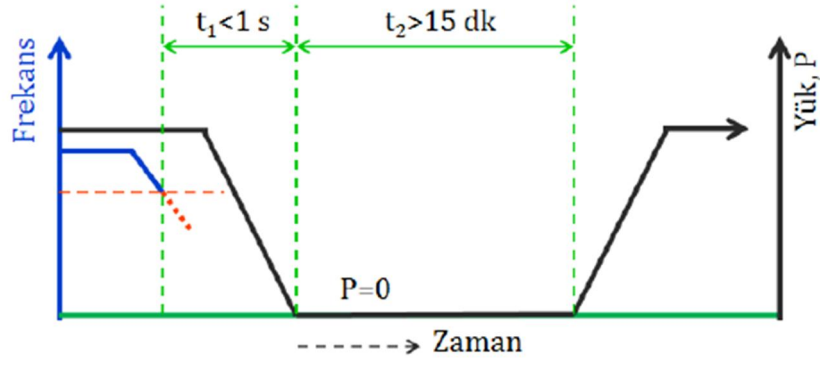
Tersiyer Frekans Kontrolü, Dengeleme Güç Piyasası kapsamında, üretim ve tüketimin gerçek zamanlı olarak dengelenmesini sağlayacak şekilde dengeleme birimlerinin 15 dakika içerisinde reaksiyon gösterip yük alma, yük atma talimatlarının yerine getirilmesiyle sağlanır (URL-2, 2024). Şekil 54'te frekans kontrol hiyerarşisi gösterilmiştir.



Şekil 54. Frekans kontrol hiyerarşisi

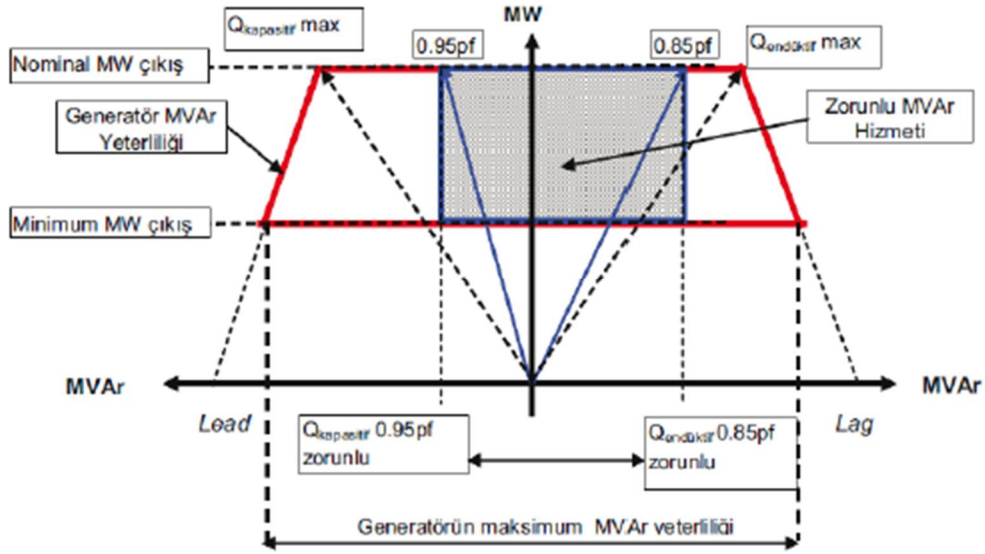
Bekleme Yedeği, Bir elektrik üretim tesisinin takip eden ay için üreteceği enerjiyi İkili Anlaşmalar, GÜP'te ve DGP'de satamadığı ve TEİAŞ'ın da ihtiyaç gördüğü durumlarda, ihale yoluyla tekliflerin alınıp uygun tekliflerin seçilmesiyle oluşturulan işletme yedeğidir. Bahsi geçen elektrik üretim tesisleri ilgili ay boyunca talimat verildiğinde ihalede belirtilen devreye girme süresini sağlayacak şekilde devreye girmek için hazır durumda bulunması gerekir (URL-2, 2024).

ATK, talep tarafından yük düşürerek elde edilen bir kontrol olup sistem frekansının sistem işletmecisinin belirlediği frekans seviyesine (49 Hz) düşmesiyle anlık talep kontrol rölelerinin otomatik olarak enerjiyi kesmesidir. Bu kontrol metodu sistem frekansının düşük frekans rölelerinin çalıştığı frekans seviyesine düşmesini engeller. Şekil 55'te Anlık talep kontrolünde frekans değişikliği gösterilmiştir. Azami 15 dakika elektriğin kesilmesiyle Anlık Talep Kontrolü hizmetinin sağlanması için gönüllü tüketim tesislerine ihtiyaç duyulur ki bu tesisler TEİAŞ tarafından ihale yoluyla seçilir. Çimento, demir-çelik sanayisi, su pompa istasyonları gibi büyük tüketiciler bu hizmeti sağlamaya elverişlidir (URL-2, 2024).



Şekil 55. Anlık talep kontrolünde frekans-yük çizelgesi

Reaktif Güç Kontrolü (RGK), kapasitesi 30 MW ve üstünde olan lisanslı, iletim veya dağıtım seviyesinden bağlı olan tüm elektrik santrallerinin aşırı ikaz bölgesinde 0,85 ve düşük ikaz bölgesinde 0,95 güç faktörleri arasında otomatik gerilim regülasyonu sağlamasına denir ve zorunludur. (URL-2, 2024). Şekil 56'da generatör için reaktif güç çizelgesi gösterilmiştir.



Şekil 56. Generatör reaktif güç çizelgesi

RGK'ye Senkron Kompansatör olarak katılan termik santral üniteleri sıfır güç faktörü ile aşırı ikaz bölgesinde nominal güçlerinin %75' ine kadar reaktif güç verebilmeli, düşük ikaz bölgesinde ise %30' una kadar reaktif güç tüketebilmelidirler (URL-2, 2024).

Aynı şekilde Senkron Kompansatör olarak RGK'ye katılan hidroelektrik santral üniteleri sıfır güç faktörü ile aşırı ikaz bölgesinde nominal gücünün %75' ine kadar reaktif güç verebilmeli, düşük ikaz bölgesinde çalıştırıldığında ise %60' ına kadar reaktif güç tüketebilmelidir (URL-2, 2024).

Oturan Sistemin Toparlanması (LVRT-Low Voltage Ride Through), elektrik şebekesinin tamamen veya büyük oranda çökmesi halinde, harici bir enerji kaynağına ihtiyaç duymadan çalışabilen elektrik santralleri yardımıyla şebekenin kaldırılmasıdır. Oturan Sistemin Toparlanması TEİAŞ'ın hazırladığı plan dahilinde yapılır. Bu hizmete katılacak tesisler TEİAŞ'a teklif göndererek seçilirler (URL-2, 2024).

Bölgesel Kapasite Kiralama, Şebeke güvenilirliğinin devam ettirilmesi için kapasitenin yetersiz kalması, bekleme yedeklerinin ihtiyacı karşılayamaması durumunda TEİAŞ tarafından yapılan ihaleler ile yeni elektrik santralleri için veya mevcut üretimdeki santrallere eklenen yeni üniteler için kapasitelerin kiralanmasıdır (URL-2, 2024).

Türkiye'de yapımı tamamlanmış veya devreye alınmış elektrik üreten herhangi bir PDHES projesi bulunmamaktadır. Bu nedenle 30 Nisan 2023 tarihine kadar enerji piyasalarında PDHES'lerle ilgili bir gelişme olmamıştır. **30 Nisan 2023** tarihli ve 7189 karar sayılı Resmi Gazete'ye göre, pompaj depolamalı hidroelektrik santral yatırımları Yenilenebilir Enerji Kaynakları Destekleme Mekanizması (YEKDEM) ve yerli katkı teşvik uygulamaları kapsamına alınmıştır. 01/07/2021 tarihinden 31/12/2030 tarihine kadar YEK Belgeli Üretim Tesisleri için güncellenmeye esas YEK DESTEKLEME MEKANİZMASI Uygulama Fiyatları ile Yerli Katkı Fiyatları ve Uygulama Süreleri Şekil 57'deki gibidir (URL-4, 2024).

Yenilenebilir Enerji Kaynağına Dayalı Üretim Tesis Tipi		YEK Destekleme Mekanizması Uygulama Fiyatı (Türk Lirası Kuruş/kWh)	YEK Destekleme Mekanizması Fiyatı Uygulama Süresi (yıl)	YEK Destekleme Mekanizması Taban Fiyatı (YEKDEM _{TABAN}) (ABD Doları-cent /kWh)	YEK Destekleme Mekanizması Tavan Fiyatı (YEKDEM _{TAVAN}) (ABD Doları-cent /kWh)	Yerli Katkı Fiyatı (Türk Lirası Kuruş/kWh)	Yerli Katkı Fiyatı Uygulama Süresi (yıl)
a. Hidroelektrik üretim tesisi	Rezervuarlı *	144,00	10	6,75	8,25	28,80	5
	Nehir tipi	135,00	10	6,30	7,70	28,80	5
b. Rüzgar enerjisine dayalı üretim tesisi	Karasal	106,00	10	4,95	6,05	28,80	5
	Deniz üstü	144,00	10	6,75	8,25	38,45	5
c. Jeotermal enerjisine dayalı üretim tesisi		202,00	15	9,45	11,55	28,80	5
ç. Biyokütleyle dayalı üretim tesisi	Çöp Gazı / Atık lastiklerin işlenmesi sonucu ortaya çıkan yan ürünlerden elde edilen kaynaklar	106,00	10	4,95	6,05	28,80	5
	Biyometanizasyon	173,00	10	8,10	9,90	28,80	5
	Termal Bertaraf ** (Belediye atıkları, bitkisel yağ atıkları, gıda ve yem değeri olmayan tarımsal atıklar, endüstriyel odun dışındaki orman ürünleri, sanayi atık çamurları ile arıtma çamurları)	134,90	10	5,75	8,00	21,58	5
d. Güneş enerjisine dayalı üretim tesisi		106,00	10	4,95	6,05	28,80	5
e. Rüzgar veya güneş enerjisine dayalı üretim tesisi ile bütünleşik elektrik depolama tesisi ***		125,00	10	5,85	7,15	38,45	10
f. Pompaj depolamalı hidroelektrik üretim tesisi ****		202,00	15	9,45	11,55	38,45	10

Şekil 57. Yekdem uygulama süreleri ve fiyatları

Şekil 57'den görüldüğü gibi pompaj depolamalı hidroelektrik üretim tesislerinin destekleme süresi 15 yıldır. YEKDEM taban fiyatı 9,45 cent/kWh, YEKDEM tavan fiyatı 11,55 cent/kWh olarak belirlenmiştir. Ayrıca yerli teçhizat kullanılması durumunda 10 yıl boyunca 9,45-11,55 cent/kWh ek olarak 38,45 krş/kWh bir desteklemede olacaktır (URL-4, 2024).

2. YAPILAN ÇALIŞMALAR, BULGULAR

2.1. Harşit Çayı Üzerinde Bulunan Hidroelektrik Santraller

Şekil 58'e bakıldığında Harşit (Doğankent) Çayının, Gümüşhane ilinin doğu sınırında bulunan Vavuk Yaylasından doğduğu, Gümüşhane İl Merkezi, Torul, Kürtün, ve Doğankent İlçelerini geçip Tirebolu İlçesinin 1,5 km doğusundan Karadeniz'e döküldüğü görülmektedir. Harşit Çayının uzunluğu 160 km olup, Türkiye'nin en hızlı akan çayıdır. Su debisi 28-232 m³/s arasındadır (URL-1, 2024).

Rezervuarı Harşit Çayı üzerinde olup ve kullandığı suyu Harşit Çayına bırakan 6 adet HES mevcuttur. Bunlar; Derya-2 HES, Torul Barajı ve HES, Kürtün Barajı ve HES, Akköy-1 Barajı ve HES, Doğankent HES, Aslancık Barajı ve HES'tir.

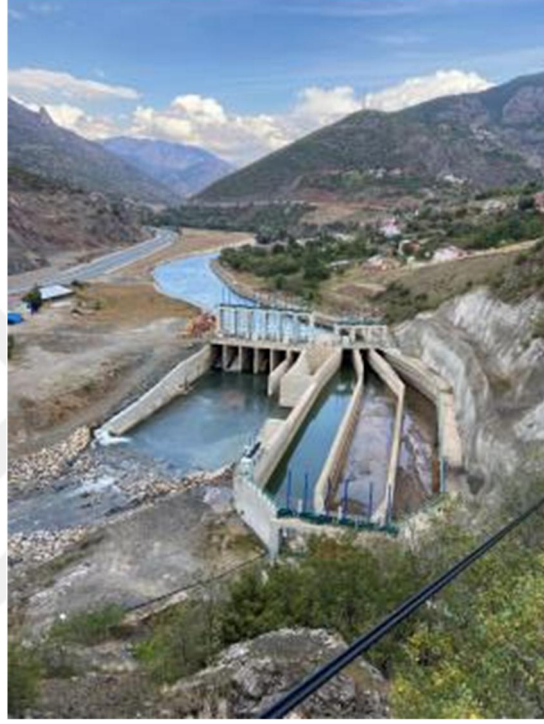


Şekil 58. Harşit Çayını gösteren bir harita

2.1.1. Derya-2 HES

MAR-EN ENERJİ ÜRETİM TİC. VE SAN. A.Ş. ye ait olan Derya-2 HES, Harşit Çayı üzerindeki ilk santraldir. 16,91 MWe gücünde olan bu santral 5,7 km'lik bir enerji tüneline sahiptir. Derya-2 Hes 3 adet 5,637 MWe'lık, 500 rpm yatay Francis türbine sahiptir.

Derya-2 HES'in işletme kodu 992 m, kuyruk suyu kotu 931 m olup brüt düşüsü 61 m, net düşüsü 57 m'dir. 5,7 Bar basınç ile çalışan bu santralin 3 ünite tam kapasitede harcadığı su (debi) $33 \text{ m}^3/\text{s}$ 'dir. Ürettiği enerjiyi Derya-2 TM'de bulunan Torul HES Fideri ve Köse TM Fideri üzerinden iletim hattına vermektedir. Şekil 59'da Derya-2 HES Regülatörü, Şekil 60'ta ise Derya-2 HES ve Derya-2 HES Yükleme Havuzu gösterilmiştir.



Şekil 59. Derya-2 Hes Regülatöründen genel bir görünüm



Şekil 60. Derya-2 Hes ve Yükleme Havuzundan genel bir görünüm

2.1.2. Torul Barajı ve HES

TKD KUZEY ENERJİ ÜRETİM A.Ş. ye ait olan Torul Barajı ve HES 103,26 MWe gücünde olan bu santral 4,5 km'lik bir enerji tüneline sahiptir. 80 hm³'lük bir aktif hacime sahip olan Torul Barajı ve HES 2 adet 51,6 MWe'lık, 428 rpm düşey francis türbine sahiptir. Torul Barajı ve HES'in max kotu 917 m, türbin eksen kotu 628 m olup ortalama net düşüşü 261 m'dir. 26,1 Bar basınç ile çalışan bu santralin 2 ünitenin tam kapasitede harcadığı su (debi) 44,5 m³/s dir. Ürettiği enerjiyi Torul HES TM'de bulunan Büyükdüz TM, Akköy TM, Derya-2 HES TM ve Gümüşhane TM fiderleri üzerinden iletim hattına vermektedir. Şekil 61'de Torul HES, Şekil 62'de Torul Barajı gösterilmiştir.



Şekil 61. Torul Hes'ten genel bir görünüm



Şekil 62. Torul Barajından genel bir görünüm

2.1.3. Kürtün Barajı ve HES

TKD KUZEY ENERJİ ÜRETİM A.Ş. ye ait olan Kürtün Barajı ve HES, Torul Barajı ve HES'in mansabında bulunur. 80 MWe gücündedir, 60 hm³'lük bir aktif hacime sahip olan Kürtün Barajı ve HES 2 adet 42,5 MWe'lık, 250 rpm düşey francis türbine sahiptir. Kürtün Barajı ve HES'in max kotu 640 m, türbin eksen kotu 540 m ortalama net düşüsü 90 m'dir. 9 Bar basınç ile çalışan bu santralin 2 ünitenin tam kapasitede harcadığı su (debi) 104,5 m³/s dir. Ürettiği enerjiyi Kürtün HES TM'de bulunan Büyükdüz TM ve Akköy TM Fiderleri üzerinden iletim hattına vermektedir. Şekil 63'te Kürtün HES, Şekil 64'te Kürtün Barajı gösterilmiştir.



Şekil 63. Kürtün HES'ten genel bir görünüm



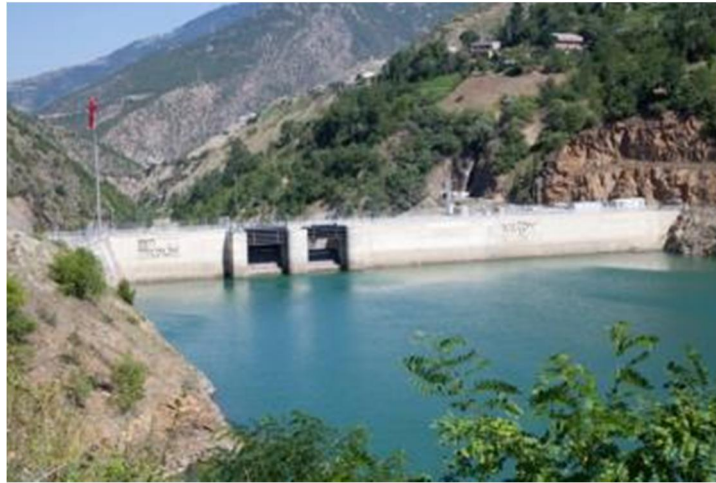
Şekil 64. Kürtün Barajından genel bir görünüm

2.1.4. Akköy 1 Barajı ve HES

AKKÖY ENERJİ A.Ş. ye ait olan Akköy-1 Barajı ve HES, Kürtün Barajı ve HES'in mansabında bulunur ve 101,9 MWe gücünde olan bu santral 12,5 km'lik bir enerji tüneline sahiptir. 2,7 hm³'lük bir aktif hacime sahip olan Akköy-1 Barajı ve HES 3 adet 34,5 MWe'lık, 750 rpm düşey eksenli francis türbine sahiptir. Brüt düşüsü 160 m olup ortalama net düşüsü 153,42 m'dir. 15 Bar basınç ile çalışan bu santralin 3 ünitenin tam kapasitede harcadığı su (debi) 90 m³/s dir. Ürettiği enerjiyi Akköy HES TM'de bulunan Tirebolu 2 Fideri üzerinden iletim hattına vermektedir. Şekil 65'te Akköy 1-2 HES, Şekil 66'da Akköy 1 Barajı gösterilmiştir.



Şekil 65. Akköy 1-2 HES'ten genel bir görünüm



Şekil 66. Akköy 1 Barajından genel bir görünüm

2.1.5. Doğankent HES

TKD KUZHEY ENERJİ ÜRETİM A.Ş. ye ait olan Doğankent HES Akköy 1-2 HES'in mansabında kalır ve 74,5 MWe gücünde olan bu tesis 2 ayrı regülatörden oluşur. Bu santrale ait Harşit enerji tünelinin boyu 7,4 km, Kavraz enerji tünelinin boyu ise 458 m'dir. Doğankent HES 4 adet 8,2 MWe'lık, 750 rpm düşey francis türbine, 1 adet 41,7 MWe'lık 375 rpm düşey francis türbine sahiptir. İlk dört grubun net düşüsü 185 m, son grubun net düşüsü 190,6 m'dir. İlk dört grup 18,5. Bar basınç ile son grup ise 19,6 Bar basınç ile çalışır. İlk dört grubun tam kapasitede harcadığı su (debi) 82,08 m³/s ve son grubun tam kapasitede harcadığı su (debi) 24 m³/s 'dir. Ürettiği enerjiyi Doğankent TM üzerinden iletim hattına vermektedir. Şekil 67'de Doğankent HES, Şekil 68'de Doğankent HES Regülatörü gösterilmiştir.



Şekil 67. Doğankent HES'ten genel bir görünüm



Şekil 68. Doğankent HES Regülatöründen genel bir görünüm

2.1.6. Aslancık Barajı ve HES

ASLANCIK ÜRETİM A.Ş. ye ait olan Aslancık Barajı ve HES, Doğankent HES'in mansabında kalır ve 120 MWe gücünde olan bu santral 14,25 km'lik bir enerji tüneline sahiptir. 565.000 m³'lük bir gövde hacmine sahip olan Aslancık HES 2 adet 60 MWe'lık, 333 rpm düşey eksenli Francis türbine sahiptir. Net düşüsü 120 m'dir. 12 Bar basınç ile çalışan bu santralin tam kapasitede harcadığı su (debi) 100 m³/s dir. Ürettiği enerjiyi Aslancık Hes TM 'de bulunan Tirebolu 2 TM fideri üzerinden iletim hattına vermektedir. Şekil 69'da Aslancık HES, Şekil 70'de Aslancık HES Regülatörü gösterilmiştir.



Şekil 69. Aslancık HES'ten genel bir görünüm



Şekil 70. Aslancık HES Regülatöründen genel bir görünüm

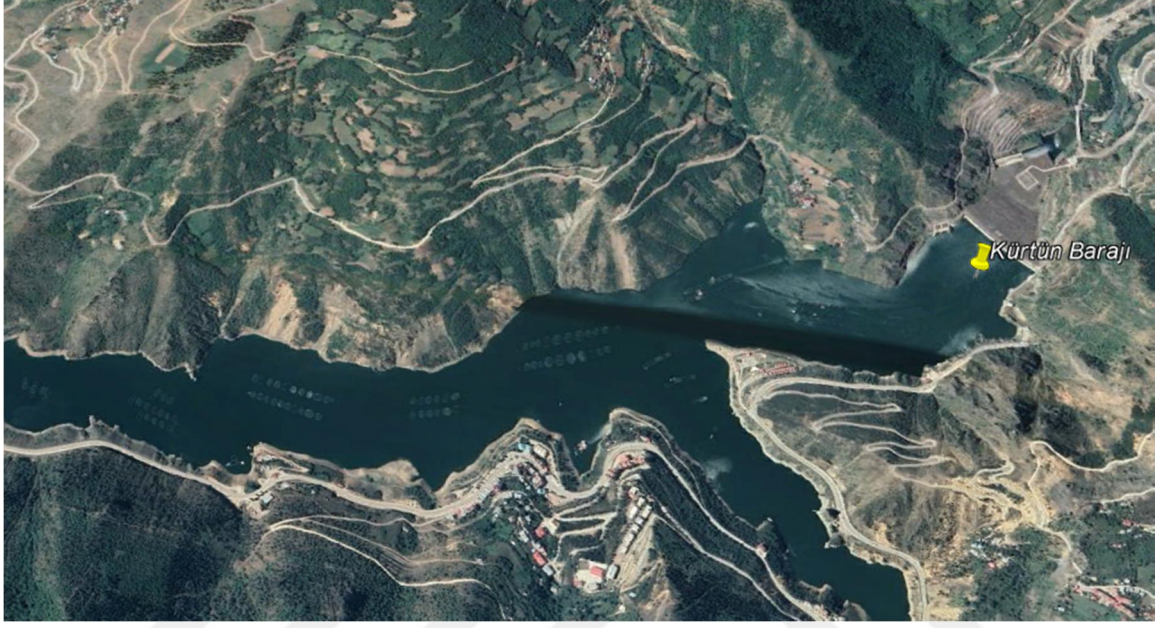
2.1. Harşit Çayı Üzerinde Pompaj Depolamalı Hidroelektrik Santral Sistemlerinin Uygulanabilirliğinin Araştırılması

Harşit Çayı üzerinde yapılabilecek Pompaj Depolamalı Hidroelektrik Santrali için Gümüşhane'den Giresun Tirebolu'ya kadar olan alanlar taranmış ve mevcut HES projeleri değerlendirilmiştir. Bu değerlendirme neticesinde, kurulu gücü 300 MW'tan aşağı olan PDHES'lerin rantabil olmadığı göz önüne alındığında min. 300 MW'lık bir projenin yapılabilmesi için alt rezervuar hacminin büyük olması gerekir. Bu doğrultuda alt rezervuar olarak Torul Barajı ve Kürtün Barajına odaklanılmıştır. Bu noktada 3 senaryo düşünülmüştür. Bu senaryolardan birincisinde Alt rezervuar olarak Torul Barajı, üst rezervuar olarak Torul Barajından belirli mesafe kadar yükseklikte sıfırdan yapılacak olan bir yapı düşünülmüştür. Şekil 71'de Torul Barajının Google Earth programından alınan görüntüsü bulunmaktadır.



Şekil 71. Torul Barajının uydudan görünümü

Bu senaryolardan ikincisinde Alt rezervuar olarak Kürtün Barajı, üst rezervuar olarak Kürtün Barajından belirli mesafe kadar yükseklikte sıfırdan yapılacak olan bir yapı düşünülmüştür. Şekil 72’de Kürtün Barajının Google Earth programından alınan görüntüsü bulunmaktadır.



Şekil 72. Kürtün Barajının uydudan görünümü

Bu senaryolardan üçüncüsünde Alt rezervuar olarak Kürtün Barajı, üst rezervuar olarak Torul Barajı düşünülmüştür.

Bu noktada birinci ve ikinci senaryoda üst rezervuarın yapılması ciddi maliyetler gerektirecektir. Üçüncü senaryoda ise rezervuar yapımı olmayacak uzun bir tünel imalatı olacaktır. Rezervuar yapımının, baraj göllerine yakın olan birinci ve ikinci senaryo güzergahındaki köyleri, ormanlık arazileri olumsuz etkileyecek olmasından ve rezervuar maliyetinin tünel maliyetinden daha fazla olmasından dolayı üçüncü senaryo üzerine odaklanılmış, çalışmalar üçüncü senaryoya göre sürdürülmüştür.

Nükleer santrallerin devreye alınması 3-5 günü bulurken, yük atma söz konusu olmadığından tamamen durdurulmalı ya üretilen enerji mutlaka tüketilmelidir. Bu nedenle nükleer santralin ürettiği fazla enerjiyi tüketen PDHES’lere ihtiyaç duyduğu ortadadır.

Bu çalışmada tasarlanacak olan tesis, yüke olan mesafe açısından Akkuyu Nükleer Santraline uzak olması, EİE tarafından yapılan etüt çalışmasında belirtilen Aslantaş PDHES projesinin (Osmaniye), Oymapınar PDHES projesinin (Antalya) Akkuyu Nükleer Santraline daha yakın olması hasebiyle Akkuyu Nükleer Santraline bağlantılı olarak değil de puant saatlerinde çalışacak şekilde düşünülmüştür.

Şekil 73'te Kürtün PDHES'inin güzergah haritası verilmiştir. Kürtün Barajının normal su seviyesi olan 628 m kotundan, Torul Barajı normal su seviyesi olan 909 m kotuna 6,5 km'lik bir hat çizilmiştir. Bu hat doğrultusunda oluşturulacak bir enerji tüneli kabulü yapılmıştır.



Şekil 73. Harşit Çayı üzerinde düşünülen pdhes projesinin genel görünümü

2.2. Kürtün PDHES'inin Teknik ve İşletme Analizi

Hidroelektrik santrallerinin kurulu güç hesabı, türbinlerden geçen su debisi Q (m^3/s), düşü H (m), üst ve alt rezervuarlar arasındaki yük kayıpları ile direk bağlantılıdır.

Bir PDHES'in Türbin Modundaki teknik değerleri aşağıdaki denklemler yardımıyla bulunmaktadır.

$$V = Q \times \text{Üretim Saati} \times 3600 \quad (1)$$

Denklem 1’de V (m^3) kullanılacak suyun hacmini ifade ederken, Saatlik üretim ise tasarlanan santralin kaç saat türbin modunda çalışacağını ifade eder.

$$Q = v \times A \quad (2)$$

$$Q = v \times D^2 \times \frac{\pi}{4} \quad (3)$$

Denklem 2’de ve Denklem 3’te v (m/s) suyun akış hızını, A (m^2) boru veya tünelin kesit alanını, D boru veya tünelin çapını ifade eder.

Yük kaybı h_f , boru veya tüneldeki sürtünme kaybı ile yerel kayıpların toplamı olarak düşünülmelidir. Bu çalışmada sürtünme kayıpları dikkate alınacaktır. Sürtünme kayıplarını hesaplamak için Darcy-Weisbach denklemi kullanılacaktır.

$$h_f = \frac{f \times L \times v^2}{2 \times g \times D} \quad (4)$$

Denklem 4’te f boyutsuz Darcy sürtünme faktörünü, L (m) boru veya tünelin uzunluğunu, g (m/s^2) yerçekimi ivmesini ifade eder.

$$H_{net} = H_g - h_f \quad (5)$$

Üst ve alt rezervuar arasındaki kot farkı brüt düşüye (H_g)’eşittir. Denklem 5’te H_{net} (m) net düşüye, H_g (m) brüt düşüye ve h_f yük kaybını ifade eder.

$$P = \rho \times g \times Q \times H_{net} \times n_g \times 10^{-3} \quad (6)$$

Denklem 6’da P (MW) türbin modundaki toplam üretim kapasitesini, ρ (kg/m^3) suyun yoğunluğunu ve n_g toplam üretim verimini ifade eder.

Türbin Özgül Hızını ve Devir Sayısını hesaplamak için Oesterlen denklemleri kullanılacaktır.

$$n_s = \frac{4140}{H_{net}^{0,7}} \quad (7)$$

$$n = \frac{n_s \times H_{net}^{1,25}}{(P \times 1000)^{0,5}} \quad (8)$$

Denklem 7’de ve Denklem 8’de n_s (d/d) türbinin özgül hızını, n (d/d) türbinin devir sayısını ifade eder.

$$E_{gen} = P \times \text{Üretim Saati} \quad (9)$$

Denklem 9’da E_{gen} (MWh) elektrik üretimini ifade eder.

Bir PDHES’in Pompa Modundaki teknik değerleri aşağıdaki denklemler yardımıyla bulunmaktadır.

$$Q_p = \frac{V}{\text{Tüketim Saati} \times 3600} \quad (10)$$

Denklem 10’da Pompa modundaki debinin (Q_p) bulunması için türbin modunda kullanılan suyun hacminin (V) ve pompa modunda çalışma süresinin bilinmesi gerekir.

$$Q_p = v_p \times A \quad (11)$$

$$Q_p = v_p \times D^2 \times \frac{\pi}{4} \quad (12)$$

Denklem 11’de ve Denklem 12’de v_p (m/s) suyun pompa modundaki akış hızını, A (m^2) boru veya tünelin kesit alanını, D boru veya tünelin çapını ifade eder.

Yük kaybı (h_{fp}) iletim hattındaki sürtünme kaybı ile yerel kayıpların toplamı olarak düşünülmelidir. Bu çalışmada sürtünme kayıpları dikkate alınacaktır. Sürtünme kayıplarını hesaplamak için Darcy-Weisbach denklemi kullanılacaktır.

$$h_{fp} = \frac{f \times L \times v_p^2}{2 \times g \times D} \quad (13)$$

Denklem 13'te h_{fp} pompa modundaki yük kaybını, f boyutsuz Darcy sürtünme faktörünü ifade eder.

$$H_p = H_g + h_{fp} \quad (14)$$

Denklem 14'ten pompaj kotunun (H_p), her zaman PDHES Brüt düşüsünden (H_g) fazla olduğu anlaşılmaktadır. Bu nedenle H_{net} ve H_p birbirinden farklıdır.

$$P_p = \frac{\rho \times g \times Q_p \times H_p \times 10^{-3}}{n_{pump}} \quad (15)$$

Denklem 15'te P_p (MW) toplam pompa gücünü, n_{pump} pompa verimliliğini ifade eder.

$$E_{pump} = P_p \times \text{Tüketim Saati} \quad (16)$$

Denklem 16'da E_{pump} (MWh) pompaj sırasındaki elektrik tüketimini ifade eder.

Kürtün PDHES'in teknik detayları hesaplanırken aşağıdaki sıralamalar dikkate alınmıştır.

Türbin Hesapları;

- Kullanılacak suyun hacmi ve Türbin modundaki çalışma süresi belirlenir.
- Türbin modundaki toplam debi bulunur.
- Türbin modundaki tünel veya borudan geçecek suyun hızı hesaplanır.
- Yük kaybı bulunur akabinde Net düşü hesaplanır.
- Türbin modunda toplam üretim kapasitesi bulunur.
- Türbin modunda Özgül hız ve Ünite devri hesaplanır.

Tablo 1'de 2018-2019 yılları için ortalama Piyasa Takas Fiyatları gösterilmiştir.

Tablo 1. 2018-2019 Yılları için ortalama piyasa takas fiyatları

	2018 ORT-PTF (USD/MWh)	2019 ORT-PTF (USD/MWh)
00:00	49,63	42,25
01:00	46,87	45,92
02:00	42,00	43,30
03:00	40,11	37,72
04:00	38,47	34,87
05:00	41,03	35,06
06:00	40,34	37,03
07:00	43,07	42,70
08:00	48,30	47,52
09:00	51,21	46,48
10:00	50,43	48,34
11:00	51,05	50,44
12:00	46,69	44,09
13:00	49,01	43,64
14:00	50,76	47,47
15:00	50,44	46,33
16:00	51,43	48,15
17:00	50,51	51,08
18:00	50,51	52,28
19:00	50,90	53,88
20:00	51,97	54,12
21:00	51,43	53,49
22:00	47,68	51,58
23:00	44,31	47,05

Tablo2’de 2020-2021 yılları için ortalama Piyasa Takas Fiyatları gösterilmiştir.

Tablo 2. 2020-2021 Yılları için ortalama piyasa takas fiyatları

	2020 ORT-PTF (USD/MWh)	2021 ORT-PTF (USD/MWh)
00:00	42,08	54,15
01:00	38,10	54,91
02:00	35,45	49,42
03:00	34,21	47,21
04:00	32,94	46,38
05:00	32,30	46,48
06:00	34,93	46,77
07:00	40,31	48,20
08:00	38,05	56,39
09:00	39,61	56,48
10:00	40,96	57,79
11:00	37,51	58,80
12:00	39,12	50,92
13:00	41,33	52,80
14:00	41,37	57,90
15:00	42,61	58,87
16:00	44,52	59,26
17:00	45,18	63,07
18:00	46,90	64,20
19:00	46,66	64,65
20:00	45,17	64,78
21:00	43,41	62,95
22:00	40,67	59,04
23:00	39,26	52,99

Tablo 3'te 2022-2023 yılları için ortalama Piyasa Takas Fiyatları gösterilmiştir.

Tablo 3. 2022-2023 Yılları için ortalama piyasa takas fiyatları

	2022 ORT-PTF (USD/MWh)	2023 ORT-PTF (USD/MWh)
00:00	155,71	106,96
01:00	137,93	100,61
02:00	124,72	92,40
03:00	122,68	88,82
04:00	121,04	90,18
05:00	123,29	91,43
06:00	122,76	90,79
07:00	126,11	86,97
08:00	155,41	112,35
09:00	158,86	115,02
10:00	154,70	106,42
11:00	153,58	103,61
12:00	124,66	84,17
13:00	136,75	88,86
14:00	153,97	98,91
15:00	154,96	100,08
16:00	162,64	104,72
17:00	168,63	115,63
18:00	170,59	124,56
19:00	171,58	129,04
20:00	175,97	129,82
21:00	171,64	126,10
22:00	155,14	107,30
23:00	136,65	97,05

Tablo 4. 6 Yıllık ortalama piyasa takas fiyatları

	6 Yıllık ORT-PTF (USD/MWh)
00:00	75,13032501
01:00	70,72438633
02:00	64,55128588
03:00	61,79275961
04:00	60,64979449
05:00	61,59892408
06:00	62,10448797
07:00	64,56162205
08:00	76,33834269
09:00	77,94393599
10:00	76,43960864
11:00	75,83405129
12:00	64,94229176
13:00	68,73313341
14:00	75,0627529
15:00	75,55182346
16:00	78,45513358
17:00	82,34891217
18:00	84,84139699
19:00	86,1185882
20:00	86,97280229
21:00	84,83705509
22:00	76,9023079
23:00	69,55021322

Epiaş Şeffaflık Platformundan 2018-2023 yılları arasındaki 6 yıllık PTF değerleri 365 gün 24 saat olarak çekilmiştir ve Microsft Excel programı yardımıyla ilk olarak yıllık sonrasında 6 yıllık saatlik ortalamalar alınmış olup, Tablo 4 oluşturulmuştur (URL-5, 2024). Tablo 4'ten 6 yıllık ortalamalara göre PTF'nin en yüksek olduğu 5 saat (17:00-22:00) belirlenmiş olup, Kürtün PDHES'inin bu saatlerde türbin modunda çalışacağı kabul edilmiştir. Tüm analizler Tablo 4'ten alınan 6 yıllık ortalama Piyasa Takas Fiyatı ve Tablo 5'ten alınan Kürtün-Torul Barajı teknik değerleri ışığında yapılmıştır.

Kürtün PDHES'inin 5 saatte kullanacağı toplam su miktarı, Kürtün Barajının 24 saatte tam kapasitede kullanacağı su miktarı olan 9.000.000 m³ olarak kabul edilmiştir. Buradan Denklem 1'in yardımıyla türbin modundaki toplam su debisi Q 500 m³/s olarak bulunmuştur.

Tablo 5. Torul ve Kürtün Barajlarının teknik değerleri

	TORUL BARAJI	KÜRTÜN BARAJI
Normal Su Seviyesi (m)	909,00	628,00
Max. Kot (m)	917,000	640,000
Min. Kot (m)	890,000	610,000
Max. Hacim (hm³)	132,750	83,750
Min. Hacim (hm³)	59,720	30,580
Aktif Hacim (hm³)	73,03	53,17
Ünite Debisi (m³/s)	22,250	52,250
Ünite Sayısı	2,00	2,00
Kurulu Güç (MW)	103,200	80,000
Türbin Tipi	Düşey Francis	Düşey Francis
Türbin Eksen Kotu (m)	628,00	540
Ortalama Düşü (m)	261,00	90,00
Enerji Tünelinin Boyu (m)	4.500,00	-
Devir Sayısı (rpm)	428,00	250,00
Bağlı olduğu TM	Torul TM	Kürtün TM

Kürtün PDHES'inin iletim hattı beton kaplamalı bir tünel olarak düşünülmüştür. Tünelin çapı 15 m, uzunluğu ise 6.500 m olarak kabul edilmiştir. Buradan Denklem 3'ün yardımıyla türbin modunda tünelden akan suyun hızı (v) 2,83 m/s olarak bulunmuştur.

Kürtün PDHES'inin brüt düşüsü H_g , Tablo 5'teki Kürtün-Torul Barajına ait verilere bakılarak, normal su seviyeleri arasındaki fark alınıp 281 m olarak bulunmuştur.

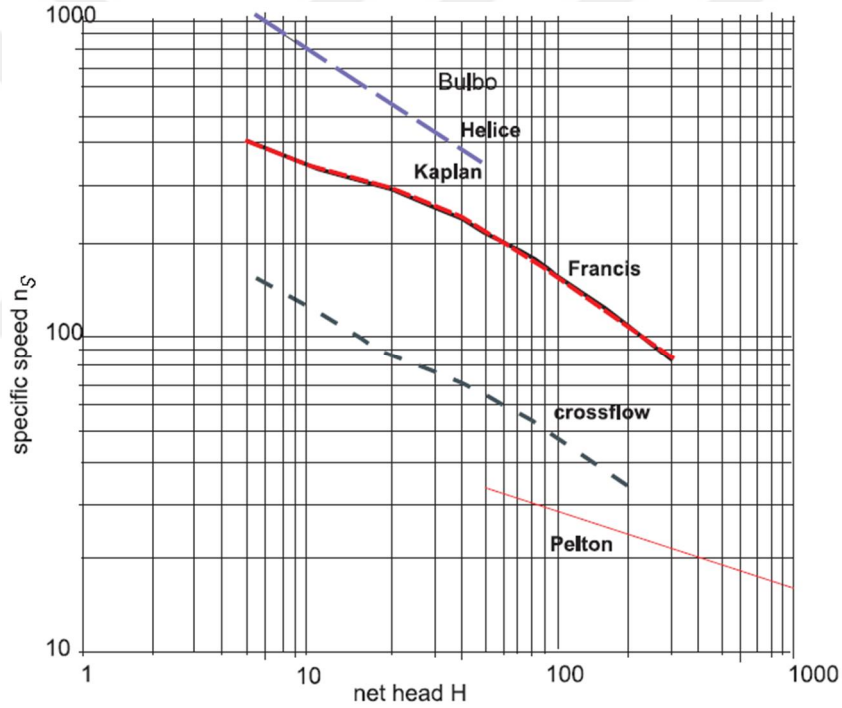
Sürtünme faktörü (f) 0,035 olarak kabul edilip, Denklem 4'ün yardımıyla yük kaybı (h_f) 6,19 m bulunmuştur. Buradan Denklem 5'in yardımıyla net düşü (H_{net}) 274,85 m olarak bulunmuştur.

Kürtün PDHES'inde suyun yoğunluğu (ρ) 1 olarak, yerçekimi ivmesi (g) 9,81 olarak, toplam üretim verimi (n_g) 0,88 olarak kabul edilmiş, Denklem 6 yardımıyla türbin modundaki üretim kapasitesi (P) 1200 MW olarak bulunmuştur. Kürtün PDHES'i, elektrik şebekesine yapılacak katkının artırılması adına Black Start özelliğine sahip, 3 adet değişken hızlı, 3 adet sabit hızlı olmak üzere 200 MW'lık 6 üniteden oluşan bir PDHES olarak düşünülmüştür.

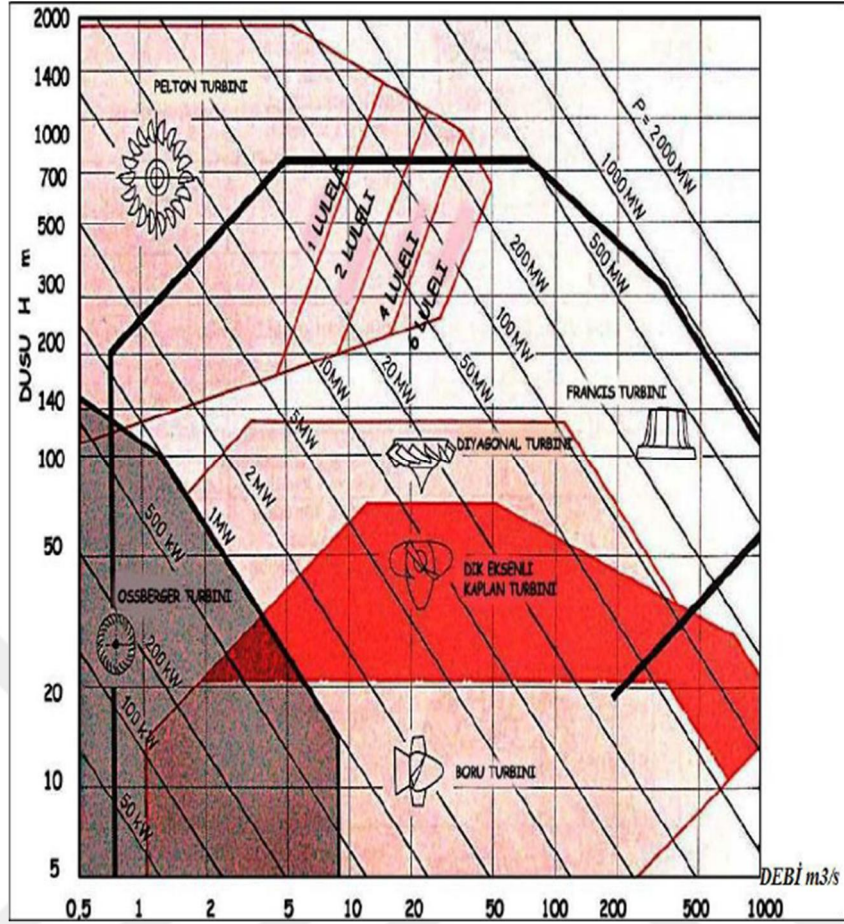
Kürtün PDHES’inde, Black–Start sisteminin, değişken hızlı birimlerde kurulumunun zor olmasından dolayı sabit hızlı birimlere eklendiği, bununla beraber değişken hızlı birimlere frekans dönüştürücü için alan açılacağından inşaat maliyetinin düşeceği öngörülmüştür.

Kürtün PDHES’inin, Türbin Özgül Hızı (n_s) Denklem 7 yardımıyla 81,22 d/d ve Devir Sayısı (n) Denklem 8 yardımıyla 203,12 d/d olarak bulunmuştur. Türbin devri 200 d/d olarak belirlenmiş bu nedenle Türbin Özgül Hızı 79,15 d/d olmuştur.

Buradan hareketle Şekil 74 Özgül hıza göre türbin seçim grafiği ve Şekil 75 Debi ve düşü değerlerine göre türbin seçim grafiği üzerinden bir takım değerlendirmeler yapılarak Francis Türbini seçilmiştir.



Şekil 74. Özgül hıza göre türbin seçim grafiği



Şekil 75. Debi ve düşü değerlerine göre türbin seçim grafiği

Pompa Hesapları;

- Pompa modundaki çalışma süresi belirlenir.
- Pompa modundaki toplam debi bulunur.
- Pompa modundaki tünel veya borudan geçecek suyun hızı hesaplanır.
- Pompa modundaki Yük kaybı bulunur akabinde pompa kotu hesaplanır.
- Pompa modundaki toplam pompa kapasitesi bulunur.
- Pompa modundaki Özgül hız ve Ünite devri hesaplanır.

Pompa modunda üst rezervuara basılacak suyun debisini bulmak için öncelikle pompa modunda kaç saat çalışılması gerektiğinin bilinmesi gerekir. Bu bağlamda YEKDEM Mekanizması kapsamına alınan PDHES'ler için yapılacak üretimin saatlik tavan fiyatı, 115,5 \$/MWh olduğu 30 Nisan 2023 tarihli ve 7189 sayılı Resmi Gazete'de belirlenmiştir. Bu çalışmada türbin modundaki üretimler için elektrik satış fiyatı 15 yıllık süre zarfında 115,5 \$/MWh olarak baz alınmış, hesaplamalar bu doğrultuda yapılmıştır.

Microsoft Excel Programından yararlanılarak Tablo 1, Tablo 2, Tablo 3 oluşturulmuş, bu 3 tablonun ortalaması da Tablo 4'ü oluşturmuştur. 6 yıllık Piyasa Takas Fiyatlarından yararlanılarak, günlük gelir- gider farkının en yüksek olduğu çalışma saatlerinin bulunması için Türbin modundaki çalışma saatleri en yüksek Piyasa Takas Fiyatları üzerinden değerlendirilmiştir, pompa modundaki çalışma saatleri ise en düşük Piyasa Takas Fiyatları üzerinden belirlenmiştir.

Pompa verimi (n_{pump}) 0,84 kabul edilmiştir ve pompayla ilgili diğer tüm veriler pompa çalışma saatine göre değişim göstermektedir. Toplam pompa debisi (Q_p) Denklem 10, Pompa modunda tünel veya borudan geçecek suyun hızı (v_p) Denklem 12, Pompa modunda yük kaybı (h_{fp}) Denklem 13, Pompalama kotu (H_p) Denklem 14, toplam pompa gücü (P_p) Denklem 15 yardımıyla hesaplanmıştır.

Tablo 6. 5 Saat türbin 4 saat pompa çalışması için teknik değerler

PDHES HESAPLAMA			TÜRBİN MODU	
			ÇALIŞMA SAATİ	5
Rezervuar Hacmi (m ³)	9.000,000	Debi (Q) (m ³ /s)		500
Tünel veya Boru Çapı (m)	15,00	Brüt Düşü (H_g) (m)		281
Sürtünme Faktörü (f)	0,035	Net Düşü (H_{net}) (m)		274,80
Tünel veya Boru Boyu (m)	6.500,00	Yük Kaybı (h_f) (m)		6,1947
Üst Rezervuar Kotu (m)	909,00	Türbin Özgül Hızı (n_s) (rpm)		81,22
Alt Rezervuar Kotu (m)	628,00	Türbin Akış Hızı (v) (m/s)		2,83
Genel Verim (n_g)	0,89	Türbin Devir Sayısı (n) (rpm)		203,12
Pompa Verimi (n_{pump})	0,84	Toplam Türbin Gücü (P) (MW)		1200,99
Ünite Sayısı	6,00	Bir Ünitenin Gücü (MW)		200,16
Pompaj Maliyeti (\$/MWh)	61,53	POMPA MODU		
Üretim Kazancı (\$/MWh)	115,50	ÇALIŞMA SAATİ		4
Yıllık Çalışılan Gün Sayısı	330,00	Debi (Q_p) (m ³ /s)		625
		Brüt Düşü (H_g) (m)		281
		Pompaj Kot (h_p) (m)		290,67
		Yük Kaybı (h_{fp}) (m)		9,67
		Pompa Özgül Hızı (n_{sp}) (rpm)		
		Pompa Akış Hızı (v_p) (m/s)		3,53
		Pompa Devir Sayısı (n_p) (rpm)		
		Toplam Pompa Gücü (P_p) (MW)		2121,69
		Bir Ünitenin Gücü (MW)		353,61

Tablo 6'daki pompaj maliyeti olan 61,53 \$, Tablo 4' teki en düşük Piyasa Takas Fiyatı olan 4 saattin (saat 03:00-04:00-05:00-06:00) ortalamasıdır. Toplam türbin gücü 1200 MW olup toplam pompa gücü 2121 MW'tır. 5 saat türbin, 4 saat pompa çalışmasında günlük net kazanç 171.382,61 \$ olup, toplam pompa gücünün, toplam türbin gücünden fazla olması maliyet hesabının toplam pompa gücü üzerinden yapılmasını gerektirir.

Tablo 7. 5 Saat türbin 5 saat pompa çalışması için teknik değerler

PDHES HESAPLAMA			TÜRBİN MODU	
			ÇALIŞMA SAATİ	5
Rezervuar Hacmi (m ³)	9.000.000	Debi (Q) (m ³ /s)		500
Tünel veya Boru Çapı (m)	15,00	Brüt Düşü (H_g) (m)		281
Sürtünme Faktörü (f)	0,035	Net Düşü (H_{net}) (m)		274,80
Tünel veya Boru Boyu (m)	6.500,00	Yük Kaybı (h_f) (m)		6,1947
Üst Rezervuar Kotu (m)	909,00	Türbin Özgül Hızı (n_s) (rpm)		81,22
Alt Rezervuar Kotu (m)	628,00	Türbin Akış Hızı (v) (m/s)		2,83
Genel Verim (n_g)	0,89	Türbin Devir Sayısı (n) (rpm)		203,12
Pompa Verimi (n_{pump})	0,84	Toplam Türbin Gücü (P) (MW)		1200,99
Ünite Sayısı	6,00	Bir Ünitenin Gücü (MW)		200,16
Pompaj Maliyeti (\$/MWh)	62,14	POMPA MODU		
Üretim Kazancı (\$/MWh)	115,50	ÇALIŞMA SAATİ		
Yıllık Çalışılan Gün Sayısı	330,00	Debi (Q_p) (m ³ /s)		500
		Brüt Düşü (H_g) (m)		281
		Pompaj Kot (h_p) (m)		287,19
		Yük Kaybı (h_{fp}) (m)		6,19
		Pompa Özgül Hızı (n_{sp}) (rpm)		
		Pompa Akış Hızı (v_p) (m/s)		2,83
		Pompa Devir Sayısı (n_p) (rpm)		
		Toplam Pompa Gücü (P_p) (MW)		1677,01
		Bir Ünitenin Gücü (MW)		279,50

Tablo 7'deki pompaj maliyeti olan 62,14 \$, Tablo 4'teki en düşük Piyasa Takas Fiyatı olan 5 saattin (saat 03:00-04:00-05:00-06:00-07:00) ortalamasıdır. Toplam türbin gücü 1200 MW olup toplam pompa gücü 1677 MW'tır.

5 saat türbin, 5 saat pompa çalışmasında günlük net kazanç 172.527,60 \$ olup, toplam pompa gücünün, toplam türbin gücünden fazla olması maliyet hesabının toplam pompa gücü üzerinden yapılmasını gerektirir.

Tablo 8. 5 Saat türbin 6 saat pompa çalışması için teknik değerler

PDHES HESAPLAMA			TÜRBİN MODU	
			ÇALIŞMA SAATİ	5
Rezervuar Hacmi (m ³)	9.000.000	Debi (Q) (m ³ /s)		500
Tünel veya Boru Çapı (m)	15,00	Brüt Düşü (H_g) (m)		281
Sürtünme Faktörü (f)	0,035	Net Düşü (H_{net}) (m)		274,80
Tünel veya Boru Boyu (m)	6.500,00	Yük Kaybı (h_f) (m)		6,1947
Üst Rezervuar Kotu (m)	909,00	Türbin Özgül Hızı (n_s) (rpm)		81,22
Alt Rezervuar Kotu (m)	628,00	Türbin Akış Hızı (v) (m/s)		2,83
Genel Verim (n_g)	0,89	Türbin Devir Sayısı (n) (rpm)		203,12
Pompa Verimi (n_{pump})	0,84	Toplam Türbin Gücü (P) (MW)		1200,99
Ünite Sayısı	6,00	Bir Ünitenin Gücü (MW)		200,16
Pompaj Maliyeti (\$/MWh)	62,54	POMPA MODU		
Üretim Kazancı (\$/MWh)	115,50	ÇALIŞMA SAATİ		6
Yıllık Çalışılan Gün Sayısı	330,00	Debi (Q_p) (m ³ /s)		416,66
		Brüt Düşü (H_g) (m)		281
		Pompaj Kot (h_p) (m)		285,30
		Yük Kaybı (h_{fp}) (m)		4,30
		Pompa Özgül Hızı (n_{sp}) (rpm)		
		Pompa Akış Hızı (v_p) (m/s)		2,35
		Pompa Devir Sayısı (n_p) (rpm)		
		Toplam Pompa Gücü (P_p) (MW)		1388,29
		Bir Ünitenin Gücü (MW)		231,38

Tablo 8'deki pompaj maliyeti olan 62,54 \$, Tablo 4'teki en düşük Piyasa Takas Fiyatı olan 6 saattin (saat 02:00-03:00-04:00-05:00-06:00-07:00) ortalamasıdır. Toplam türbin gücü 1200 MW olup toplam pompa gücü 1388 MW'tır. 5 saat türbin, 6 saat pompa çalışmasında günlük net kazanç 172.629,82 \$ olup, toplam pompa gücünün, toplam türbin gücünden fazla olması maliyet hesabının toplam pompa gücü üzerinden yapılmasını gerektirir.

Tablo 9. 5 Saat türbin 7 saat pompa çalışması için teknik değerler

PDHES HESAPLAMA			TÜRBİN MODU	
			ÇALIŞMA SAATİ	5
Rezervuar Hacmi (m3)	9.000.000	Debi (Q) (m ³ /s)		500
Tünel veya Boru Çapı (m)	15,00	Brüt Düşü (H_g) (m)		281
Sürtünme Faktörü (f)	0,035	Net Düşü (H_{net}) (m)		274,80
Tünel veya Boru Boyu (m)	6.500,00	Yük Kaybı (h_f) (m)		6,1947
Üst Rezervuar Kotu (m)	909,00	Türbin Özgül Hızı (n_s) (rpm)		81,22
Alt Rezervuar Kotu (m)	628,00	Türbin Akış Hızı (v) (m/s)		2,83
Genel Verim (n_g)	0,89	Türbin Devir Sayısı (n) (rpm)		203,12
Pompa Verimi (n_{pump})	0,84	Toplam Türbin Gücü (P) (MW)		1200,99
Ünite Sayısı	6,00	Bir Ünitenin Gücü (MW)		200,16
Pompaj Maliyeti (\$/MWh)	63,71	POMPA MODU		
Üretim Kazancı (\$/MWh)	115,50	ÇALIŞMA SAATİ		
Yıllık Çalışılan Gün Sayısı	330,00	Debi (Q_p) (m ³ /s)		357,14
		Brüt Düşü (H_g) (m)		281
		Pompaj Kot (h_p) (m)		284,16
		Yük Kaybı (h_{fp}) (m)		3,16
		Pompa Özgül Hızı (n_{sp}) (rpm)		
		Pompa Akış Hızı (v_p) (m/s)		2,02
		Pompa Devir Sayısı (n_p) (rpm)		
		Toplam Pompa Gücü (P_p) (MW)		1185,21
		Bir Ünitenin Gücü (MW)		197,53

Tablo 9'daki pompaj maliyeti olan 63,71 \$, Tablo 4' teki en düşük Piyasa Takas Fiyatı olan 7 saattin (saat 01:00-02:00-03:00-04:00-05:00-06:00-07:00) ortalamasıdır. Toplam türbin gücü 1200 MW olup toplam pompa gücü 1185 MW'tır. 5 saat türbin, 7 saat pompa çalışmasında günlük net kazanç 165.006,95 \$ olup, toplam pompa gücünün, toplam türbin gücünden az olması maliyet hesabının toplam türbin gücü üzerinden yapılmasını gerektirir.

Tablo 10. 5 Saat türbin 8 saat pompa çalışması için teknik değerler

PDHES HESAPLAMA			TÜRBİN MODU	
			ÇALIŞMA SAATİ	5
Rezervuar Hacmi (m ³)	9.000,000	Debi (Q) (m ³ /s)		500
Tünel veya Boru Çapı (m)	15,00	Brüt Düşü (H_g) (m)		281
Sürtünme Faktörü (f)	0,035	Net Düşü (H_{net}) (m)		274,80
Tünel veya Boru Boyu (m)	6.500,00	Yük Kaybı (h_f) (m)		6,1947
Üst Rezervuar Kotu (m)	909,00	Türbin Özgül Hızı (n_s) (rpm)		81,22
Alt Rezervuar Kotu (m)	628,00	Türbin Akış Hızı (v) (m/s)		2,83
Genel Verim (n_g)	0,89	Türbin Devir Sayısı (n) (rpm)		203,12
Pompa Verimi (n_{pump})	0,84	Toplam Türbin Gücü (P) (MW)		1200,99
Ünite Sayısı	6,00	Bir Ünitenin Gücü (MW)		200,16
Pompaj Maliyeti (\$/MWh)	65,13	POMPA MODU		
Üretim Kazancı (\$/MWh)	115,50	ÇALIŞMA SAATİ		
Yıllık Çalışılan Gün Sayısı	330,00	Debi (Q_p) (m ³ /s)		312,50
		Brüt Düşü (H_g) (m)		281
		Pompaj Kot (h_p) (m)		283,41
		Yük Kaybı (h_{fp}) (m)		2,41
		Pompa Özgül Hızı (n_{sp}) (rpm)		
		Pompa Akış Hızı (v_p) (m/s)		1,76
		Pompa Devir Sayısı (n_p) (rpm)		
		Toplam Pompa Gücü (P_p) (MW)		1034,35
		Bir Ünitenin Gücü (MW)		172,39

Tablo 10'daki pompaj maliyeti olan 65,13 \$, Tablo 4'teki en düşük Piyasa Takas Fiyatı olan 8 saattin (saat 00:00-01:00-02:00-03:00-04:00-05:00-06:00-07:00) ortalamasıdır. Toplam türbin gücü 1200 MW olup toplam pompa gücü 1034 MW'tır. 5 saat türbin, 8 saat pompa çalışmasında günlük net kazanç 154.634,57 \$ olup, toplam pompa gücünün, toplam türbin gücünden az olması maliyet hesabının toplam türbin gücü üzerinden yapılmasını gerektirir.

Tüm bu değerlendirmelerin ışığında en karlı çalışma saatlerinin 5 saat türbin, 7 saat pompa çalışması olduğu öngörülmüştür. Yapılan teknik analizler sonucunda Kürtün PDHES'inin teknik özellikleri Tablo 11'de belirtilmiştir.

Tablo 11. Kürtün PDHES'inin teknik özellikleri

		AÇIKLAMALAR
1	Proje Adı	Kürtün PDHES
2	İli	Gümüşhane
3	İlçesi	Kürtün
4	Üst Rezervuar	Torul Barajı
5	Alt Rezervuar	Kürtün Barajı
6	Enerji Şaftı Adedi	1
7	Enerji Şaftı Uzunluğu	6500 m
8	Enerji Şaftı Çapı	15 m
9	Brüt Düşü	281 m
10	Net Düşü	274 m
11	Proje Debisi	500 m ³ /sn
12	Kurulu Gücü	1200,00 MW
13	Türbin Tipi	Francis Tersinir Türbin
14	Ünite Adedi	6 (3 Adet Sabit Devirli, 3 Adet Değişken Devirli)
15	Her bir Ünite Gücü	200,00 MW
16	Üretilen Enerji	1980 GWh/yıl
17	Tüketilecek Enerji	2737,35 GWh/yıl

2.3. Kürtün PDHES'inin Ekonomik Analizi

PDHES'lerin ekonomik analiz yapılırken alan seçiminden, rezervuar yapılarına, elektro-mekanik teçhizat seçiminden, tünel-cebri boru çapına kadar birçok disiplini ilgilendiren çok değişkenli, çok kısıtlı bir problemin en optimum çözümü yapılır. Yapılacak projede maliyet/yarar oranı gözetilerek bazı kriterler gözetilip bazı kriterler göz ardı edilebilir bu da projenin maliyetini değiştirir. Projeden beklenenler veya proje gereksinimleri maliyeti direk etkiler (URL-3, 2024).

Kürtün PDHES'inin ekonomik analiz yapılmadan önce Avustralya'da 2020 yılında işletmeye alınan 225 MW kapasitedeki Cultana PDHES'i incelenecektir. Cultana PDHES'i ile ilgili teknik değerler Şekil 76 ve Şekil 77'de verilmiştir.

System Parameter	Value
Plant Nameplate Capacity	225MW
Pumping Load	250MW
Energy Storage	1,770MWh
Turbine Type	Reversible, Fixed Speed Francis Pump-Turbine
Number of Units	3
Round-trip Efficiency	72%
Storage Type	Upper Reservoir: 'Cut-and-place' construction Lower Reservoir: The Spencer Gulf
Storage Volume	2.9GL
Penstock	3 Pipes x 3.3m internal diameter
Maximum Flow rate	110m ³ /s
Design Head	260m
Working Fluid	Seawater
Economic Life	30 years
Plant Capability	NEM Arbitrage, 60sec and 5min FCAS, SRAS, Grid Stability, Synchronous Condensing
System Inertia	680MWs

Şekil 76. Cultana PDHES'inin teknik değerleri

Şekil 76'dan da görüldüğü gibi Cultana PDHES'i deniz suyunu kullanarak türbin modunda 225 MW üretebilmekte, pompa modunda 250 MW tüketebilmektedir. Tasarım düşüşü 260 m olan Cultana PDHES'inde 3 adet sabit hızlı tersiyer türbin kullanılmıştır (URL-3, 2024).

Parameter	Value
Number of Units	3
Nameplate Capacity	86.5 MVA
Pumping Power	84 MVA
Power Factor (generation / pump mode)	0.9 / 1
Synchronous Speed	400 - 500 rpm
Rated Voltage	10.5kV
Operational Range	68 to 83MW
Mass of unit	140 tonnes
Diameter of Unit	7.5m

Şekil 77. Cultana PDHES'inin teknik değerleri-2

Cultana PDHES'i 3.3 km uzunluğunda cebri boruya sahip olup, black-start özelliği içerir.

Project element	Cost (\$million)
Civil	43
Building works	41
Mechanical	103
Electrical and instrumentation	31
Penstock and piping	99
Marine works	25
Balance of Plant	2
Direct cost	344
Indirect cost	133
Total	477

Şekil 78. Cultana PDHES'inin yaklaşık maliyeti

Cultana PDHES'inin MW başına maliyeti Şekil 78'den 1.900.000 \$ olarak görülmektedir. 3,3 km uzunluğundaki uzun cebri borusu tasarımı, su giriş ve çıkış hızlarını en aza indirmek için geniş kapsamlı deniz ekranlama ve çıkış yapılarının imalatı, deniz suyundan dolayı korozyonu önlemek için kaplamalar ve özel alaşımların kullanılması MW başına maliyeti 1.900.000 \$ 'a yükseltmiştir (URL-3, 2024).

Ayrıca İsviçrede yapılan Linthal PDHES'inin (4*250 MW) toplam maliyeti yaklaşık 2.200.000.000 \$'dır. Buradan Linthal PDHES'inin MW başına maliyeti 2.200.000 \$ olduğu çıkartılmaktadır (T.C. Enerji ve Tabi Kaynaklar Bakanlığı Yenilenebilir Enerji Genel Müdürlüğü, 2018). Buna ek olarak yapılan araştırmalara göre Dünya genelinde PDHES projelerinin MW başına ortalama maliyeti 2.500.000-3.500.000 \$ arasında değişmektedir (Türkiye Elektrik Sanayi Birliği, 2024). Buradan hareketle Kürtün PDHES'i için; bir üst rezervuar yapılmayacak olması, tünel maliyetinin cebri boru maliyetine kıyasla daha düşük bir değerde olması, tatlı su kullanılacak olması, inşaat ve işçilik maliyetlerinin düşük olması gibi faktörler belirlenecek MW başına maliyetin 1.900.000 \$ 'dan daha düşük bir değerde olacağını göstermektedir. Bu bağlamda Kürtün PDHES'i için MW başına maliyet 1.300.000 \$ olarak kabul edilmiştir.

Bu noktada çeşitli türbin-pompa çalışma saatlerinin mali açıdan değerlendirilmesi Microsoft Excel programı kullanılarak yapılmıştır.

Tablo 12. 5 Saat türbin, 4 saat pompa çalışması için ekonomik değerler

KÜRTÜN PDHES'İNİN 15 YILLIK YEKDEM ÇALIŞMASI	5 Saat Türbin (1200 MW) 4 Saat Pompa (2121 MW)
Günlük Pompa Maliyeti (\$)	522.245,43
Günlük Üretim Kazancı (\$)	693.571,73
Günlük Net Gelir (\$)	171.326,29
En Düşük Fiyatlı Saatlerde Ortalama PTF (\$/MWh)	61,53
15 Yıllık Toplam Elde Edilen Net Gelir (\$)	848.343.914,70
Projenin Toplam Maliyeti (\$)	2.758.209.769,03
YEKDEM Çalışmasının Projeyi Karşılama Oranı (%)	30,757

Tablo 12'den Kürtün PDHES'inin 5 Saat Türbin, 4 Saat Pompa Çalışması yapacağı düşünülürse, projenin toplam maliyeti 2.758.209.769,034 \$, 15 yıllık YEKDEM kazancı 848.343.914,700 \$ olarak bulunmuştur. Burada YEKDEM çalışmasının projeyi karşılama oranı % 30,757'dir.

Tablo 13. 5 Saat türbin, 5 saat pompa çalışması için ekonomik değerler

KÜRTÜN PDHES'İNİN 15 YILLIK YEKDEM ÇALIŞMASI	5 Saat Türbin (1200 MW) 5 Saat Pompa (1677 MW)
Günlük Pompa Maliyeti (\$)	521.060,35
Günlük Üretim Kazancı (\$)	693.571,73
Günlük Net Gelir (\$)	172.511,37
En Düşük Fiyatlı Saatlerde Ortalama PTF (\$/MWh)	62,141764
15 Yıllık Toplam Elde Edilen Net Gelir (\$)	854.011.622,55
Projenin Toplam Maliyeti (\$)	2.180.116.187,46
YEKDEM Çalışmasının Projeyi Karşılama Oranı (%)	39,173

Tablo 13'ten Kürtün PDHES'inin 5 Saat Türbin, 5 Saat Pompa Çalışması yapacağı düşünülürse, projenin toplam maliyeti 2.180.116.117,46 \$, 15 yıllık YEKDEM kazancı 854.011.622,55 \$ olarak bulunmuştur. Burada YEKDEM çalışmasının projeyi karşılama oranı % 39,173'tür.

Tablo 14. 5 Saat türbin, 6 saat pompa çalışması için ekonomik değerler

KÜRTÜN PDHES'İNİN 15 YILLIK YEKDEM ÇALIŞMASI	5 Saat Türbin (1200 MW) 6 Saat Pompa (1388 MW)
Günlük Pompa Maliyeti (\$)	520.968,14
Günlük Üretim Kazancı (\$)	693.571,73
Günlük Net Gelir (\$)	172.603,58
En Düşük Fiyatlı Saatlerde Ortalama PTF (\$/MWh)	62,54314568
15 Yıllık Toplam Elde Edilen Net Gelir (\$)	854.217.614,70
Projenin Toplam Maliyeti (\$)	1.804.789.501,67
YEKDEM Çalışmasının Projeyi Karşılama Oranı (%)	47,331

Tablo 14'ten Kürtün PDHES'inin 5 Saat Türbin, 6 Saat Pompa Çalışması yapacağı düşünülürse, projenin toplam maliyeti 1.804.789.501,67 \$, 15 yıllık YEKDEM kazancı 854.217.614,70 \$ olarak bulunmuştur. Burada YEKDEM çalışmasının projeyi karşılama oranı % 47,331'dir.

Tablo 15. 5 Saat türbin, 7 saat pompa çalışması için ekonomik değerler

KÜRTÜN PDHES'İNİN 15 YILLIK YEKDEM ÇALIŞMASI	5 Saat Türbin (1200 MW) 7 Saat Pompa (1185 MW)
Günlük Pompa Maliyeti (\$)	528.583,82
Günlük Üretim Kazancı (\$)	693.571,73
Günlük Net Gelir (\$)	164.987,90
En Düşük Fiyatlı Saatlerde Ortalama PTF (\$/MWh)	63,7189434
15 Yıllık Toplam Elde Edilen Net Gelir (\$)	816.784.415,25
Projenin Toplam Maliyeti (\$)	1.561.295.203,66
YEKDEM Çalışmasının Projeyi Karşılama Oranı (%)	52,315

Tablo 15'ten Kürtün PDHES'inin 5 Saat Türbin, 7 Saat Pompa Çalışması yapacağı düşünülürse, projenin toplam maliyeti 1.561.295.203,66 \$, 15 yıllık YEKDEM kazancı 816.784.415,725 \$ olarak bulunmuştur. Burada YEKDEM çalışmasının projeyi karşılama oranı % 52,315'tir.

Tablo 16. 5 Saat türbin, 8 saat pompa çalışması için ekonomik değerler

KÜRTÜN PDHES'İNİN 15 YILLIK YEKDEM ÇALIŞMASI	5 Saat Türbin (1200 MW) 8 Saat Pompa (1034 MW)
Günlük Pompa Maliyeti (\$)	538.831,45
Günlük Üretim Kazancı (\$)	693.571,73
Günlük Net Gelir (\$)	154.740,28
En Düşük Fiyatlı Saatlerde Ortalama PTF (\$/MWh)	65,13919818
15 Yıllık Toplam Elde Edilen Net Gelir (\$)	765.442.645,50
Projenin Toplam Maliyeti (\$)	1.561.295.203,66
YEKDEM Çalışmasının Projeyi Karşılama Oranı (%)	49,026

Tablo 16'dan Kürtün PDHES'inin 5 Saat Türbin, 8 Saat Pompa Çalışması yapacağı düşünülürse, projenin toplam maliyeti 1.561.295.203,66 \$, 15 yıllık YEKDEM kazancı 765.442.645,50 \$ olarak bulunmuştur. Burada YEKDEM çalışmasının projeyi karşılama oranı % 49,026'dır.

Buradan 4 Saat Türbin-5 Saat Pompa, 5 Saat Türbin-5 Saat Pompa, 5 Saat Türbin-6 Saat Pompa, 5 Saat Türbin-7 Saat Pompa, 5 Saat Türbin-8 Saat Pompa, çalışmalarının projeyi karşılama oranları karşılaştırılmıştır. En karlı çalışmanın 5 Saat Türbin-7 Saat Pompa çalışması olduğu çıkartılmış olup daha önce yapılan öngörünün doğru olduğu ispatlamıştır.

Kürtün PDHES'i için yapılan ekonomik analizinin tamamlanması, pompaj depolamalı hidroelektrik santrallerine verilen 15 yıllık desteğin sona ermesinden sonraki sürecin değerlendirilmesiyle sağlanabilir.

Kürtün PDHES'inin YEKDEM sonrası 5 Saat Türbin, çalışması için, puant saatlerindeki (16:00-17:00-18:00-19:00-20:00-21:00) ortalama PTF 83,74 \$/MWh olarak bulunmuştur.

Tablo 17. YEKDEM'siz 5 saat türbin, 4 saat pompa çalışması için ekonomik değerler

KÜRTÜN PDHES'İNİN YEKDEM SONRASI ÇALIŞMASI	5 Saat Türbin (1200 MW) 4 Saat Pompa (2121 MW)
Günlük Pompa Maliyeti (\$)	522.245,43
Günlük Üretim Kazancı (\$)	502.440,00
Günlük Net Gelir (\$)	-19.805,43
En Düşük Fiyatlı Saatlerde Ortalama PTF (\$/MWh)	61,53
Puant Saatlerinde Ortalama PTF (\$/MWh)	83,74
Projenin Toplam Maliyeti (\$)	2.758.209.769,034

Tablo 17'den Kürtün PDHES'inin YEKDEM sonrası 4 Saat Pompa çalışması için en düşük fiyatlı saatlerde (03:00-04:00-05:00-06:00) ortalama PTF 61,53 \$/MWh, Günlük Net Gelir -19.805,43 \$ olarak bulunmuştur.

Tablo 18. YEKDEM'siz 5 saat türbin, 5 saat pompa çalışması için ekonomik değerler

KÜRTÜN PDHES'İNİN YEKDEM SONRASI ÇALIŞMASI	5 Saat Türbin (1200 MW) 5 Saat Pompa (1677 MW)
Günlük Pompa Maliyeti (\$)	521.0607,35
Günlük Üretim Kazancı (\$)	502.440,00
Günlük Net Gelir (\$)	-18.620,35
En Düşük Fiyatlı Saatlerde Ortalama PTF (\$/MWh)	62,14
Puant Saatlerinde Ortalama PTF (\$/MWh)	83,74
Projenin Toplam Maliyeti (\$)	2.180.116.187,46

Tablo 18'den Kürtün PDHES'inin YEKDEM sonrası 5 Saat Pompa çalışması için en düşük fiyatlı saatlerde (03:00-04:00-05:00-06:00-07:00) ortalama PTF 62,14 \$/MWh, Günlük Net Gelir -18.620,35 \$ olarak bulunmuştur.

Tablo 19. YEKDEM'siz 5 saat türbin, 6 saat pompa çalışması için ekonomik değerler

KÜRTÜN PDHES'İNİN YEKDEM SONRASI ÇALIŞMASI	5 Saat Türbin (1200 MW) 6 Saat Pompa (1388 MW)
Günlük Pompa Maliyeti (\$)	520.968,14
Günlük Üretim Kazancı (\$)	502.440,00
Günlük Net Gelir (\$)	-18.528,14
En Düşük Fiyatlı Saatlerde Ortalama PTF (\$/MWh)	62,54
Puant Saatlerinde Ortalama PTF (\$/MWh)	83,74
Projenin Toplam Maliyeti (\$)	1.804.789.501,67

Tablo 19'dan Kürtün PDHES'inin YEKDEM sonrası 6 Saat Pompa çalışması için en düşük fiyatlı saatlerde (02:00-03:00-04:00-05:00-06:00-07:00) ortalama PTF 62,54 \$/MWh, Günlük Net Gelir -18.528,14 \$ olarak bulunmuştur.

Tablo 20. YEKDEM'siz 5 saat türbin, 7 saat pompa çalışması için ekonomik değerler

KÜRTÜN PDHES'İNİN YEKDEM SONRASI ÇALIŞMASI	5 Saat Türbin (1200 MW) 7 Saat Pompa (1185 MW)
Günlük Pompa Maliyeti (\$)	528.583,82
Günlük Üretim Kazancı (\$)	502.440,00
Günlük Net Gelir (\$)	-26.143,82
En Düşük Fiyatlı Saatlerde Ortalama PTF (\$/MWh)	63,71
Puant Saatlerinde Ortalama PTF (\$/MWh)	83,74
Projenin Toplam Maliyeti (\$)	1.561.295.203,66

Tablo 20'den Kürtün PDHES'inin YEKDEM sonrası 7 Saat Pompa çalışması için en düşük fiyatlı saatlerde (01:00-02:00-03:00-04:00-05:00-06:00-07:00) ortalama PTF 63,71 \$/MWh, Günlük Net Gelir -26.143,82 \$'dır.

Tablo 21. YEKDEM'siz 5 saat türbin, 8 saat pompa çalışması için ekonomik değerler

KÜRTÜN PDHES'İNİN YEKDEM SONRASI ÇALIŞMASI	5 Saat Türbin (1200 MW) 8 Saat Pompa (1034 MW)
Günlük Pompa Maliyeti (\$)	538.831,45
Günlük Üretim Kazancı (\$)	502.440,00
Günlük Net Gelir (\$)	-36.391,45
En Düşük Fiyatlı Saatlerde Ortalama PTF (\$/MWh)	65,13
Puant Saatlerinde Ortalama PTF (\$/MWh)	83,74
Projenin Toplam Maliyeti (\$)	1.561.295.203,66

Tablo 21'den Kürtün PDHES'inin YEKDEM sonrası 8 Saat Pompa çalışması için en düşük fiyatlı saatlerde (00:00-01:00-02:00-03:00-04:00-05:00-06:00-07:00) ortalama PTF 65,13 \$/MWh, Günlük Net Gelir -36.391,45 \$'dır.

Bu noktada 15 yıllık destekleme sonrasında belirlenen çalışma saatlerinde tesis ekonomik olarak tükettiği enerjiyi, ürettiği enerjiden karşılayamamaktadır.

3. SONUÇLAR VE ÖNERİLER

Bu çalışmada Harşit Çayı üzerinde pompaj depolamalı hidroelektrik santrali sistemlerinin uygulanabilirliğinin araştırılması teknik ve işletme açısından değerlendirilmesi yapılmıştır. Alt rezervuarı Kürtün Barajı üst rezervuarı Torul Barajı olacak şekilde bir PDHES kabulü yapılmış akabinde değerlendirilmelere geçilmiştir.

Teknik değerlendirmelerin neticesinde Kürtün PDHES'inin değişken devirli asenkron makinalarla hem türbin hem de pompa modunda frekans regülasyonu yapması, black-start özelliğiyle Oturan Sistemin Toparlanması planına katılması gibi 2 kritik özelliğiyle şebekeye elektriksel olarak ciddi katkı sağlayacağı düşünülmüştür.

2018-2023 yılları arası Piyasa Takas Fiyatları referans alınarak ileriki yıllar için yapılan değerlendirmelerin neticesinde Kürtün PDHES'inin 15 yıllık YEKDEM çalışmasında toplam maliyetin yaklaşık % 52'sini çıkardığı, YEKDEM sonrasında ise her gün zarar ettiği görülmüştür.

Kürtün PDHES'inin günlük bazda kullandığı su Kürtün Barajını tam kapasitede yaklaşık 24 saat, Torul Barajını tam kapasitede yaklaşık 56 saat çalıştırabilir buradan Kürtün PDHES'i için bu iki barajın rezerv ayırması gerektiği sonucu çıkartılır bu da Su Hakları açısından sıkıntılı bir durumun varlığını göstermektedir.

Ayrıca PDHES'ler, Elektrik Piyasası Yan Hizmetler Yönetmeliğinde belirtilen Frekans Kontrolüne katılım sağlayabilecek santraller arasında yoktur.

Sonuç olarak PDHES projelerinin yapılabilmesi, şebekeye ve Enerji Piyasasına vereceği katkının artırılması adına PDHES özelinde mevzuatla ilgili çalışmaların sürdürülmesi gerekmektedir. Mevzuatla ilgili problemler çözüldükten sonra Akkuyu Nükleer Santraline yakın bir bölgede tesis edilecek, Akkuyu Nükleer Santraliyle entegre çalışan bir PDHES projesinin yapımı daha uygun ve isabetli olacaktır.

4. KAYNAKLAR

- Çiçek, Ö. (2021). *Pompaj Depolamalı Hidroelektrik Santral Tasarımı*. Gazi Üniversitesi, Fen Bilimleri Enstitüsü, Yüksek Lisans Tezi, Ankara.
- Gracia, J. R. (2024, Mart 11). Hydro Power Plants As Black Start Resources: https://www.energy.gov/sites/default/files/2019/05/f62/Hydro-Black-Start_May2019.pdf adresinden alınmıştır
- İbiş, M. (2018). *Türkiyede Elektrik Piyasası ve Denetimi*. Ankara: Türkiye Enerji Vakfı Yayınları.
- Kabo-Bah, A. T., Diawuo, F. A., & Antwi, E. O. (2024, Mart 11). Pumped Hydro Energy Storage-For Hybrid Systems: <https://www.scribd.com/read/594364099/Pumped-Hydro-Energy-Storage-for-Hybrid-Systems> adresinden alınmıştır
- Karaçay, P. (2010). *Pompaj Depolamalı Hidroelektrik Santraller ve Türkiye'deki Durum*. İstanbul Teknik Üniversitesi, Fen Bilimleri Enstitüsü, Yüksek Lisans Tezi, İstanbul.
- Kaya, M. N. (2012, June). *Rüzgâr Enerjisi-Pompaj Depolamalı Hidrolik Hibrit Güç Sisteminin Tasarımı ve Optimizasyonu*. Selçuk Üniversitesi, Fen Bilimleri Enstitüsü, Yüksek Lisans Tezi, Konya.
- Kocaman, B. (2021). *Enerji Depolama Teknolojileri*. Ankara: İksad Yayınevi.
- Koritarov, V., Veselka, T. D., Gasper, J., Bethke, B. M., Botterud, A., & Wang, J. (2014). *Modeling and Analysis of Value of Advanced Pyped Sorage Hdropower in the United States (No. ANL/DIS-14/7)*. Argonne: Argonne National Lab.(ANL).
- Oymak, A., & Tür, M. R. (2022). An Evaluation of Pumped Hydroelectric Storage Systems. *International Journal of Innovative Engineering Applications*, 6(2), s. 205-214.
- Padoan, A. C., Kawkabani, B., Schwery, A., Ramirez, C., Nicolet, C., Simond, J. J., et al. (2010). Dynamical behavior comparison between variable speed and synchronous machines with PSS. *IEEE Transactions on Power Systems*, 25(3), 1555-1565.
- Saraç, M. (2024, Mart 11). Enerji Depolama Sistemleri ve Pompaj Depolamalı Hidroelektrik Santraller: https://www.emo.org.tr/ekler/48f1003f52900ef_ek.pdf adresinden alınmıştır
- T.C. Enerji ve Tabi Kaynaklar Bakanlığı Yenilenebilir Enerji Genel Müdürlüğü. (2018, Şubat 26). *Pompaj Depolamalı Hidroelektrik Santraller (PDHES) Yol Haritası Çalıştayı*. Ankara.
- Turan, A. (2019). *Operation Strategies of Pumped Storage Hydropower Plants Under Electricity Spot Market: Case Study of Uluabat Hydropower Plant*. Middle East Technical University, The Graduate School of Natural and Applied Sciences, Master's Thesis, Ankara.

- Türkiye Elektrik Sanayi Birliği. (2024, Mart 11). Enerji Depolama Teknolojileri ve Pompaj Depolamalı Hes Projeleri: <http://www.tesab.org.tr/yayinlar/tesab-yayinlar/120-enerji-depolama-kitap> adresinden alınmıştır
- URL-1. (2024, Mart 11). Harşit Çayı Hakkında Genel Bilgiler: https://tr.wikipedia.org/wiki/Har%C5%9Fit_%C3%87ay%C4%B1 adresinden alınmıştır
- URL-2. (2024, Mart 11). TEİAŞ Yan Hizmetler: <https://www.kontrolkalemi.com/wp-content/uploads/2015/01/TEI%CC%87AS%CC%A7-YAN-HI%CC%87ZMETLER-.pdf> adresinden alınmıştır
- URL-3. (2024, Mart 11). Cultana Pumped Hydro Project Knowledge Sharing Report: https://arena.gov.au/assets/2017/09/Cultana-Pumped-Hydro-Project-_Public-FINAL-150917.pdf adresinden alınmıştır
- URL-4. (2024, Mart 11). 5346 Sayılı Kanuna İlişkin Cumhurbaşkanî Kararı: <https://www.resmigazete.gov.tr/eskiler/2023/05/20230501-7.pdf> adresinden alınmıştır
- URL-5. (2024, Mart 11). <https://seffaflik.epias.com.tr/electricity/electricity-markets/day-ahead-market-dam/market-clearing-price-mcp> adresinden alınmıştır
- URL-6. (2024, Mart 11). Grimsel-2 Pumped Storage Hydroelectrical Power Plant: https://library.e.abb.com/public/0ee456abcf33cf89c1257d6900347076/Reference_Grimsel_RevA.pdf adresinden alınmıştır
- Ye, H., Zhang, L., Yang, M., Liang, G., Liu, S., Li, G., et al. (2021). Variable-speed Pumped Hydro Storage Technology. In *2021 6th International Conference on Power and Renewable Energy (ICPRE)* (pp. 1273-1278). IEEE.
- Yıldırım, E. (2014). *Enerji Depolanması, Verimliliği, Pompaj Depolamalı Hidroelektrik Santraller ve Türkiye'deki Uygulamaları: Bayram Hacılı Pompajlı Hibrit Destekli HES Örneği*. Aksaray Üniversitesi, Fen Bilimleri Enstitüsü, Yüksek Lisans Tezi, Aksaray.
- Zhao, G., Zhao, Q., Ren, J., Song, X., & Han, M. (2017). Modelling and Control of Doubly Fed Variable-Speed Pumped Storage Units for Grid. In *The 6th International Conference on Renewable Power Generation (RPG)* (s. 745-750). Beijing: The Journal of Engineering.
- Zhu, Z. P. (2021). Dynamic modeling and eigen analysis of adjustable-speed pumped storage unit in pumping mode under power regulation. *IEEE Access*, 155035-155047.

ÖZGEÇMİŞ

Fatih Yahya HACIAHMETOĞLU, Lise eğitimini 2007 yılında Trabzon Yunus Emre Lisesi'nde tamamladı. 2008-2009 öğretim yılında Cumhuriyet Üniversitesi Mühendislik Fakültesi Elektrik Elektronik Mühendisliği bölümünde lisans eğitimine başladı. 2012 yılında bu bölümden mezun oldu. 2014 yılında mesleğe başlamış olup Gülsan Holding'in grup şirketi olan Mar-en Enerji Üretim Tic. ve San. A.Ş. ye ait olan Derya-2 HES işletmesinde işletme müdürlüğü görevini sürdürmektedir.

