



**T.C.
AKSARAY ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ**

İNŞAAT MÜHENDİSLİĞİ ANABİLİM DALI

**ENERJİ DEPOLANMASI, VERİMLİLİĞİ, POMPAJ
DEPOLAMALI HİDRO-ELEKTRİK SANTRALLER VE
TÜRKİYE'DEKİ UYGULAMALARI: BAYRAMHACILI
POMPAJLI HİBRİT DESTEKLİ HES ÖRNEĞİ**

YÜKSEK LİSANS TEZİ

Ergün YILDIRIM

**DANIŞMAN
Doç. Dr. Gürol YILDIRIM**

AKSARAY, 2014



**T.C.
AKSARAY ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ**

İNŞAAT MÜHENDİSLİĞİ ANABİLİM DALI

**ENERJİ DEPOLANMASI, VERİMLİLİĞİ, POMPAJ
DEPOLAMALI HİDRO-ELEKTRİK SANTRALLER VE
TÜRKİYE'DEKİ UYGULAMALARI: BAYRAMHACILI
POMPAJLI HİBRİT DESTEKLİ HES ÖRNEĞİ**

YÜKSEK LİSANS TEZİ

Ergün YILDIRIM

**DANIŞMAN
Doç. Dr. Gürol YILDIRIM**

AKSARAY, 2014

AKSARAY ÜNİVERSİTESİ FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ
ONAY BELGESİ

Aksaray Üniversitesi, Fen Bilimleri Enstitüsü'nün 112303405 numaralı Yüksek Lisans öğrencisi, "Ergün YILDIRIM", ilgili yönetmeliklerin belirlediği gerekli tüm şartları yerine getirdikten sonra hazırladığı "ENERJİ DEPOLANMASI, VERİMLİLİĞİ, POMPAJ DEPOLAMALI HİDRO-ELEKTRİK SANTRALLER VE TÜRKİYE'DEKİ UYGULAMALARI: BAYRAMHACILI POMPAJLI HİBRİT DESTEKLİ HES ÖRNEĞİ " başlıklı tezini, aşağıda imzaları olan jüri önünde başarı ile sunmuştur.

İmza

Tez Danışmanı : Doç. Dr. Gürol YILDIRIM
Aksaray Üniversitesi



Jüri Üyeleri : Doç. Dr. Ömer KÖSE
Aksaray Üniversitesi



Jüri Üyeleri : Doç. Dr. Ünal AKDAĞ
Aksaray Üniversitesi



Teslim Tarihi : 03 Aralık 2014

Savunma Tarihi : 20 Aralık 2014

DOĞRULUK BEYANI

Yüksek lisans tezi olarak sunduğum bu çalışmayı, bilimsel etik, ahlak ve geleneklere aykırı düşecek bir yol ve yardıma başvurmaksızın yazdığımı, yararlandığım eserlerin kaynakçada gösterilenlerden oluştuğunu ve bu eserleri her kullanışımında alıntı yaparak yararlandığımı belirtir; bunu şerefimle doğrularım.

Enstitü tarafından belli bir zamana bağlı olmaksızın, tezimle ilgili yaptığım bu beyana aykırı bir durumun saptanması durumunda, ortaya çıkacak tüm ahlaki ve hukuki sonuçlara katlanacağımı bildiririm.



Ergün YILDIRIM

TEŞEKKÜR

Bu çalışmanın içeriğinin belirlenmesinde ve sürdürülmesinde bilgilerinden yararlandığım, çalışmanın her noktasında yardımlarını esirgemeyen danışman hocam, Mühendislik Fakültesi İnşaat Mühendisliği Bölümü öğretim üyesi Hidrolik Ana Bilim Dalı Başkanı Doç. Dr. Gürol YILDIRIM'a, tezin hazırlanmasının çeşitli aşamalarında tecrübesiyle birlikte desteğini ve yardımlarını esirgemeyen Enerji Bakanlığı Bakanlık Müşaviri, Maksut SARAÇ'a en içten duygularıyla sonsuz şükranlarımı ve teşekkürlerimi arz ederim.

Bu uzun yolda beni daima büyük bir sabırla destekleyen, maddi ve manevi katkılarını sonuna kadar esirgemeyen değerli aileme, özellikle anneme ve eşime teşekkürlerimi ve sevgilerimi sunarım.

Saygı ve Sevgilerimle...

Ergün YILDIRIM

İnşaat Mühendisi

İÇİNDEKİLER

	<u>Sayfa</u>
DOĞRULUK BEYANI	i
TEŞEKKÜR	ii
İÇİNDEKİLER DİZİNİ	iii
ÖZET	vii
ABSTRACT	viii
ŞEKİLLER DİZİNİ	ix
ÇİZELGELER DİZİNİ	xi
SEMBOL DİZİNİ	xii
KISALTMALAR DİZİNİ	xiii
1. GİRİŞ	1
1.1 Konunun Önemi	1
1.2 Çalışmanın Amaç Ve Kapsamı	2
1.3 Çalışmada İzlenen Yöntem	2
1.4 Literatür Özeti	3
1.5 Mevcut Çalışmaların Değerlendirilmesi	8
2. ENERJİ DEPOLAMA SİSTEMLERİ VE VERİMLİLİĞİ ÇALIŞMALARI	10
2.1 Genel	10
2.2 Yenilenebilir Enerji Kaynakları	10
2.2.1 Rüzgar enerjisi	11
2.2.2 Güneş enerjisi.....	12
2.2.3 Jeotermal enerji	13
2.2.4 Hidroelektrik enerjisi	13
2.2.5 Biyokütle enerjisi	14
2.3 Elektriğin Depolanması	14
2.3.1 Üretim kaynakları için faydaları	16
2.3.2 Sistem operatörleri için faydaları	17
2.3.3 Yardımcı hizmetler için faydaları	17
2.3.4 Yenilenebilir enerji üreticileri için faydaları	17
2.3.5 Tüketici için faydaları	18
2.4 Enerji depolama sistemleri	18
2.5 Günümüzde Gelişmiş ve Gelişmekte Olan Depolama Yöntemleri.....	19
2.5.1 Pompaj depolamalı hidroelektrik santraller	20
2.5.1.1 PHES’lerin çalışma mantığı	25
2.5.1.2 PHES’lerin başlıca elemanları.....	27
2.6 Pompajlı Hes’lerin Avantaj ve Dezavantajları	31
2.6.1 PHES’lerin avantajları	31
2.6.2 PHES’lerin dezavantajları	32
2.7 Potansiyel Pompaj Depolamalı Hidroelektrik Santral Proje Bölgeleri	32
2.8 Pompaj Depolamalı Hidroelektrik Santrallerin Diğer Santrallerle Entegre Edilmesi	33
2.8.1 Rüzgar santralleriyle entegre edilmesi	34

2.8.2 Termik santralleriyle entegre edilmesi.....	35
2.8.3 Doğal akışlı hidroelektrik santralleriyle entegre edilmesi	36
3. YENİLENEBİLİR ENERJİ KAYNAKLARI İÇİN BÜYÜK VE KÜÇÜK ÖLÇEKLİ DEPOLANABİLİR ENERJİLER	38
3.1 Depolama Yöntemleri	38
3.2 Yöntemlerin Belirlenmesi	38
3.3 Büyük Ölçekli Enerji Depolama Sistemleri	41
3.3.1 Pompaj depolamalı hidroelektrik santrallerin özellikleri.....	42
3.3.2 Yeraltında tuz açıklıklarında enerji depolama	43
3.3.4 Doğal gaz depolama.....	44
3.3.5 Sıkıştırılmış hava depolama	45
3.3.6 Sıkıştırılmış hidrojen gazı depolama.....	46
3.3.7 Ülkemizde mevcut durumun incelenmesi	48
3.4 Küçük Ölçekli Enerji Depolama Sistemleri	50
3.4.1 Enerji depolamanın verimliliği	51
3.5 Enerji Depolama Teknolojileri.....	52
3.5.1 Isı enerjisinin depolanması.....	52
3.5.1.1 Düşük sıcaklık ısı depolama sistemleri	52
3.5.1.2 Orta ve yüksek sıcaklık ısı depolama sistemleri	54
3.5.2 Elektrik enerjisinin depolanması.....	55
3.5.2.1 Volanlar (Flyvvhells)	55
3.5.2.2 Piller	57
3.6 Elektriksel Enerji Depolama Çeşitleri	58
3.6.1 Ultrakapasitörler / Süperkapasitörler	58
3.7 Süperiletken Manyetik Enerji Depolama	59
3.7.1 Yakıt hücreleri.....	59
3.7.2 Lityum-İyon	61
3.7.3 Kurşun asit	61
3.7.4 Nikel-Kadmiyum	62
3.7.5 Nikel-Metal hidrit.....	62
3.8 Depolama Sistemlerin Analizi	63
4. DÜNYA'DA VE TÜRKİYE'DE PHES'LERİN ÇALIŞMALARI VE HİBRİT SİSTEMLERİN GENEL DURUMU	65
4.1 Dünya'daki PHES'lerin ve Hibrit Sistemlerin Genel Durumu	65
4.2 Türkiye'deki PHES'lerin ve Hibrit Sistemlerin Genel Durumu	69
4.3 Enerji Depolama Yöntemleri	70
4.3.1 Depolama yöntemlerinin karşılaştırılması	70
4.3.2 Rüzgâr enerjisinin depolanması	71
4.3.3 Pompa depolamalı hidroelektrik santrallerin tanımı	72
4.3.4 PDHES'lerde öngörülen faydaları	73
4.3.5 PDHES proje bölgesi belirleme kriterleri	73
4.3.6 Alt ve üst rezervuar seçimi.....	73
4.3.7 Düşü ve rezervuarlar arası mesafe	74
4.3.8 Talep bölgesine yakınlık	74
4.3.9 RES sahalarına yakınlık	75
4.4.1 İznik PDHES	75
5. PHES İLE HİBRİT SİSTEMLERİN UYGULAMALARI VE ÖRNEKLERİ.....	76
5.1 Dünya'daki Phes İle Hibrit Sistemlerin Uygulamaları ve Örnekleri	76
5.1.1 Japonya – Okinawa pompajlı santrali	76

5.1.2 Bath County PHES.....	79
5.1.3 Amerika – Ludington pompajlı santrali	80
5.1.4 Fransa – La Blanc pompajlı santrali	81
5.1.5 İngiltere – Dinorwig pompajlı santrali	82
5.1.6 Çin – Guangzhou pompajlı santrali	84
5.2 Türkiye’de Hazırlanan PHES ile Hibrit Sistemlerin Örnekleri.....	84
5.2.1 Sarıyar pompaj depolamalı santrali.....	87
5.2.2 Bayramhacılı pompaj depolamalı santrali.....	87
5.2.3 Hasan Uğurlu pompaj depolamalı santrali	88
5.2.4 Adıgüzel pompaj depolamalı santrali	88
5.2.5 Kargı pompaj depolamalı santrali	88
5.2.6 Yalova pompaj depolamalı santrali.....	88
5.2.7 Yamula pompaj depolamalı santrali	88
5.2.8 Oymapınar pompaj depolamalı santrali	88
5.2.9 Aslantaş pompaj depolamalı santrali	89
5.2.10 Demirköprü pompaj depolamalı santrali.....	89
5.3 Türkiye’de Pompaj Depolamalı Santrallerin Önemi.....	89
5.4 Enerji Depolamanın Faydaları ve Ülkemize Getirileri	90
5.5 Türkiye Pik Talebinin Karşılmasında Depolamalı Santrallerin Rolü	91
5.6 Hibrit (Güneş/Rüzgar Destekli Pompaj Depolamalı) Santraller.....	93
6. HİDROELEKTRİK SANTRALLERDE TÜRBİN VERİMLİLİKLERİ	94
6.1 Genel	94
6.2. Hidrolik Türbin Verimliliği.....	95
6.3. Verimliliği Etkileyen Parametreler	96
6.3.1 İç kayıplar	96
6.3.2 Dış kayıplar	98
6.4 Türbin Verim Dağ Eğrileri ve İşletme Verimliliği	99
6.5 Aşınma, Verimliliğe Etkisi ve Aşınma Tamirâtı Geçiren Çarklar	101
6.6 Türkiye’deki Hidroelektrik Santrallerde Türbin Verimi Ölçümü.....	104
6.7 Hidroelektrik Santrallerde Türbin Tipinin Belirlenmesi.....	105
7. BAYRAMHACILI POMPAJ DEPOLAMALI HES ÖRNEK	
ÇALIŞMASI VE HESAP ESASLARI	112
7.1 Giriş.....	112
7.2 Projenin Tanımı.....	116
7.3 Projenin Yeri ve Ulaşım Durumu	116
7.4 Proje ile ilgili Yapılan Hesaplamalar	116
7.4.1 Hidroelektrik santralin gücünün hesaplanması	116
7.4.2 Proje kapsamında kullanılacak türbin tipi.....	118
7.4.3 Türbinlerin pompalama modunda kullandıkları gücün hesaplanması	120
7.4.4 Sistemin çalışma şekli	121
7.5 Bayramhacılı Barajı Jeoloji Hakkında	122
7.5.1 Stratigrafik Jeoloji.....	122
7.5.2 Magmatik Kayalar (G)	122
7.5.3 Neojen Bayramhacılı Formasyonu (Tb)	122
7.6 Proje Yapı Yerleri Jeolojisi.....	123
7.6.1 Bayramhacılı pompajlı HES	123
7.6.1.1 Üst rezervuar ve savak	123
7.6.1.2 Kuyruk suyu tüneli güzergahı	123
7.7 Depremsellik	124
7.8 Kurulacak Tesisler	125

7.8.1 Üst rezervuar	126
7.8.2 Enerji Şaftı	126
7.8.3 Santral binası.....	126
7.8.4 Kuyruk suyu tüneli.....	127
7.8.5 Şalt sahası.....	127
7.8.6 İletim Hattı	127
7.8.6 İletim Hattı	127
7.8.7 Yatırım bedelinin hesaplanması	127
7.8.8 Enerji gideri.....	128
7.8.9 Enerji faydası	128
7.8.10 Pik güç faydası	128
7.8.11 Yatırım Bedeli.....	128
8. RÜZGAR ENERJİSİ DESTEKLİ BAYRAMHACILI POMPAJ	
DEPOLAMALI HES ÖRNEK ÇALIŞMASI VE HESAP ESASLARI	130
8.1 Örnek Çalışmalar ve Alternatifleri.....	130
8.1.1 Alternatif çalışmaların oluşturulmasında kullanılan tablolar.....	130
8.2 Birinci Alternatif: Bayramhacılı PHES + 30 MW Rüzgar Tarlası	133
8.3 İkinci Alternatif PHES Boyutlandırılması	135
8.4. Üçüncü Alternatif, PHES ve Hibrit Sistemi.....	139
9. SONUÇLAR VE ÖNERİLER	141
KAYNAKLAR	146
ÖZGEÇMİŞ.....	152

ÖZET

ENERJİ DEPOLANMASI, VERİMLİLİĞİ, POMPAJ DEPOLAMALI HİDRO-ELEKTRİK SANTRALLER VE TÜRKİYE’DEKİ UYGULAMALARI: BAYRAMHACILI POMPAJLI HİBRİT DESTEKLİ HES ÖRNEĞİ

Endüstrideki gelişmelerin, yaşam standartlarındaki yükselişin ve artan nüfusun ihtiyaç duyduğu enerjinin yeterli ve güvenilir bir şekilde ve düşük maliyetle sağlanması bütün dünya ülkeleri için büyük önem arz etmektedir.

Türkiye’de ve dünyada artan enerji ihtiyacı ve giderek azalan petrole dayalı enerji kaynakları ile beraber, yenilenebilir enerji kaynaklarına ilgi artmaktadır. Türkiye’de özellikle önemli bir potansiyel olan rüzgar santrallerinin ve diğer yenilenebilir enerji kaynaklarının geliştirilmesi ve optimum kullanımlarının sağlanabilmesi için pompa-depolamalı hidroelektrik santrallerin kullanımının ülkemizde uygulamaya geçirilmesi gerekmektedir.

Pompaj Biriktirmeli Hidroelektrik Santraller dünyada uzun yıllardan beri kullanılan fakat ülkemizde henüz kurulumu gerçekleşmemiş değerli santrallerdir. Ülkemizin Avrupa Elektrik Sistemi (UCTE) ile senkron bağlantı çalışmaları devam etmektedir. Bu üyeliğin en başında gelen koşullardan biri arz açığının olmaması ve sistem frekansının sabit tutulmasıdır. PHES’ler bu konuda sistem dengelemesine yardımcı olabilecek niteliktedirler.

Bu tez çalışması, yenilenebilir enerji sistemleri arasında yer alan, uzun yıllardır dünyada pik saatlerdeki enerji ihtiyacını karşılamak için kullanılan pompaj biriktirmeli hidroelektrik santrallerin (PHES) yenilenebilir enerji sistemleriyle karşılaştırılması yapılmıştır.

Bu kapsamda; öncelikli olarak pik yük kavramı ve hangi depolama yöntemlerinin bu yükü karşılayacağını, örnek projelerle birlikte göz önüne alınarak açıklanmıştır. Geçtiğimiz yıllar içerisinde yenilenebilir enerji sistemlerinden en hızlı gelişmeyi gösteren, pompa depolamalı hidroelektrik santraller için örnek teşkil edecek, maksimum karı ve en verimli çalışmayı sağlayan uygulanabilir bir proje oluşturulmuştur.

Bu proje ile rüzgar santralin hibrit sistem içerisinde çalıştırılması sonucu ortaya çıkacak senaryoları incelenerek, ülkemiz için rüzgar enerjisi destekli pompaj biriktirmeli hidroelektrik santraller konusunda uygulanabilir örnek bir proje oluşturabilmek amaçlanmıştır.

Anahtar Kelimeler : Enerji Verimliliği, Pompaj Depolamalı Hidro-elektrik Santraller, Enerji Depolanması, Hibrit Sistemler.

ABSTRACT

ENERGY STORAGE, IT'S EFFICIENCY, PUMPING HYDRO-ELECTRIC PLANTS AND THEIR APPLICATION IN TURKEY: BAYRAMHACILI HYDROPOWER PLANT AS AN EXAMPLE OF PUMPED HYBRID BACKED HYDROPOWER PLANT

Supplying required amount of the Energy in a safety and inexpressive way for developing industry, increase in living standards and growing population, become main goal for countries all over the world.

On hand, the increase in price of the petroleum products based on declining petroleum-based energy resources; on the other hand increase in energy demand of industrialized & industrializing countries including Turkey and other European countries, has increased interests in renewable energy sources.

It is needed to implement the use of pumped-storage hydroelectric power plants in Turkey in order to develop renewable energy sources and especially wind power plants to maximize the use of these researches.

The accumulated Pumped Hydroelectric Power Plants are very valuable System in which since long time ago the system is being used by many industrially developed & developing countries while this system has not been used and even the installation of mentioned system unrealized yet, in Turkey. The synchronization of Electric System of Turkey into the European Electricity System (UCTE) is still going on. One of the main condition of this synchronization is the lack supply deficit & constant of the system frequency. They are able to help in balancing of the system in this regard.

This study is comparing one of the renewable energy systems, pumped accumulating hydroelectric plants (PHES), which has been used for many years in all over the world to meet the energy needs in peak hours, with other renewable energy systems. Furthermore, this study is also trying to explain the meaning of the concept of the "Peak Load" and also consist the Storage methods which can meet the need of peak load with many different examples.

A new project has been effectuated for pumping-storage hydroelectric power plants which has showed the most rapid development in which this project is aiming to maximize the efficiency and minimize the production cost of renewable energy. That is a project which I have designed is aiming to operate the wind energy plant by the hybrid system. By analyzing the result of this applicable wind energy supported Hydroelectric plants project we are aiming to see whether this system will be applicable in Turkey or not.

Keywords : Energy Efficiency, Pumped Storage Hydroelectric Power Plants, Storing Energy, Hybrid System.

ŞEKİLLER DİZİNİ

Sayfa

Şekil 2.1: Tipik PDHES'lere örnek verilmiştir.	11
Şekil 2.2: Depolama sistemlerinin faydaları ve ilişkileri.	16
Şekil 2.3: Büyük ölçekli bir depolama tesisinin yük profili.	17
Şekil 2.4: Tipik PDHES'lere örnek verilmiştir.	21
Şekil 2.5: Japonya'nın Okinawaadasının kuzey tarafında kurulan pilot deniz suyu PDHES'in kuşbakışı görünüşü.	21
Şekil 2.6: PHES'lerin çalışma prensiplerinin anlatımı.	25
Şekil 2.7: Günlük zirve güç ihtiyacının karşılanmasına yönelik pompaj biriktirmeli santral işletme düzeni.	26
Şekil 2.8: Mevsimlik biriktirmeye yönelik pompaj biriktirmeli santral işletme düzeni.	26
Şekil 2.9: Pompaj Depolamalı HES'lerin gösterim şeması.	27
Şekil 2.10: Tek iletimli bir pompaj biriktirmeli santral sistemi boykesiti.	28
Şekil 2.11: Çift iletimli ve pompaj yüksekliği türbin düşüşünden küçük olan bir pompaj biriktirmeli santral işletme düzeni.	28
Şekil 2.12: Pompaj Depolamalı HES'lerde randıman	29
Şekil 2.13: VIANDEN pompaj biriktirmeli santralin üst haznelerinin planı.	30
Şekil 2.14: Tersinir pompa/türbin sistemleri.	31
Şekil 2.15: Türkiye'nin enerji tüketimini gösteren şekil.	33
Şekil 2.16: Pompajlı santrallerin diğer santrallerle entegrasyon şeması.	33
Şekil 2.17: Türkiye rüzgar enerji potansiyeli haritası.	34
Şekil 2.18: Pompajlı santrallerin rüzgar santralleriyle entegrasyon şeması.	35
Şekil 2.19: EÜAŞ'a bağlı termik santraller.	36
Şekil 3.1: Rüzgar enerjisi üretiminde zaman içindeki dalgalanmaların görünümü.	40
Şekil 3.2: Büyük ölçekli enerji depolama sistemleri.	41
Şekil 3.3: Yeraltı pompaj depolamalı hidroelektrik santral ve su iletim yapıları tesis şeması.	43
Şekil 3.4: Yeraltı tuz açıklıklarında işletilen bir yüksek basınçlı doğal gaz depolama tesisine ait birimler.	44
Şekil 3.5: Tuz açıklıklarında sıkıştırılmış hava depolama tesisinin şematik görünümü.	45
Şekil 3.6: Yenilenebilir enerjiden (rüzgar, güneş) hidrojen üretimi ve tuz çözelti açıklıklarında depolama sisteminin şematik görünümü.	47
Şekil 3.7: Türkiye'de rüzgar enerjisi kapasitesinin yıllar içindeki gelişimi.	49
Şekil 3.8: Duyulur ısı depolama.	54
Şekil 3.9: Modern yüksek hızlı volan sistemi.	56
Şekil 4.1: Dünyadaki değişik ülkelerin PHES potansiyeli.	68
Şekil 4.2: RES ve PHES'in Hibrit Çalıştırılması.	70
Şekil 4.3: Enerji depolama yöntemlerinin karşılaştırılması.	71
Şekil 5.1: Okinawa pompajlı santralının görünümü.	77
Şekil 5.2: Bath County PHES, (ABD).	80
Şekil 5.3: Ludington pompajlı santralının görünümü.	81

Şekil 5.4: La Blanc pompajlı santralinin görünümü.	81
Şekil 5.5: La Blanc pompajlı santralinin uydu görünümü.	82
Şekil 5.6: Dinorwig pompajlı santralinin kesiti.	83
Şekil 5.7: Dinorwig pompajlı santralinin görünümü.	83
Şekil 5.8: Guangzhou pompajlı santralinin görünümü.	84
Şekil 5.9: Türkiye’de PHES yapılması için öncelik verilen iller.	85
Şekil 5.10: Türkiye için planlanan PHES’lerin Türkiye haritası üzerinde gösterimi.	86
Şekil 6.1: Örnek bir türbin verimlilik eğrisi.	100
Şekil 6.2: Keban Hidroelektrik Santralında bir türbin çarkının aşınmaya uğramış bölgesi.	102
Şekil 6.3: Debi ve düşü değerlerine göre kullanılacak türbin çeşitleri abağı-1.	106
Şekil 6.4: Debi ve düşü değerlerine göre kullanılacak türbin çeşitleri abağı-2.	107
Şekil 6.5: Debi ve düşü değerlerine göre kullanılacak türbin çeşitleri abağı-3.	107
Şekil 6.6: Debi ve düşü değerlerine göre kullanılacak türbin çeşitleri abağı-4.	108
Şekil 6.7: Özgül hız değerlerine göre kullanılacak türbin çeşitleri abağı-5.	109
Şekil 6.8: Hidrolik türbinlerin karakteristik verim eğrileri.	110
Şekil 6.9: Türbin tiplerinin kısmi yüklerde çalışması halinde verim eğrileri.	111
Şekil 7.2: Proje kapsamında yapılması planlanan üst rezervuar planı.	113
Şekil 7.1: Proje kapsamında yapılması planlanan üst rezervuar kesit planı.	113
Şekil 7.3: Proje kapsamında yapılacak olan beton savak kesiti.	114
Şekil 7.4: Bayramhacılı pompaj depolamalı HES boy kesit planı.	115
Şekil 7.5: Tersinir ve çift türbin ünite.	119
Şekil 7.6: Francis Tipi Türbin Kesiti.	119
Şekil 7.7: Tasarlanmış olduğumuz Pompa Depolamalı HES’in çalışma şeması. ...	121
Şekil 7.8: Türkiye deprem bölgelerini gösteren harita.	124
Şekil 7.9: Proje sahasının deprem haritasındaki yeri.	125
Şekil 8.1: 2010-2011 Tüm Aylar Elektrik Fiyatı–Ortalama Rüzgar Enerjisi Üretimi-Ortalama Rüzgar Hızı Grafiği.	131
Şekil 8.2: 2010-2011 Ocak Ayı Elektrik Fiyatı – Ortalama Rüzgar Enerjisi Üretimi - Ortalama Rüzgar Hızı Grafiği.	132

ÇİZELGELER DİZİNİ

Sayfa

Çizelge 2.1: Hibrit sistemin temel karakteristikleri.	20
Çizelge 2.2: Deniz suyu PDHES'lerin Pompa –Türbin özellikleri.	23
Çizelge 2.3: Deniz suyu PDHES'lerin Pompa –Türbin özellikleri.	24
Çizelge 3.1: Elektrik enerjisi depolama amaçları.	40
Çizelge 3.2: Tuz açıklıklarında sıkıştırılmış hava depolama tesisleri ile ilgili özet bilgiler.	46
Çizelge 3.3: Yeraltında hidrojen gazı depolama tesisleri ile ilgili özet bilgiler.	47
Çizelge 3.4: Türkiye yenilenebilir enerji potansiyeli ve 2011 yılı kullanımı.	48
Çizelge 3.5: Tuz Gölü ve Tarsus sahalarında yeraltı tuz açıklıklarında doğal gaz depolama projelerine ait teknik özellikler.	50
Çizelge 3.5: Büyük ölçekli enerji depolama sistemlerinin özelliklerinin karşılaştırılması.	64
Çizelge 4.1: Dünyada'ki Pompaj Depolamalı Hidroelektrik Santraller.	67
Çizelge 5.1: Türkiye'de Kurulması Planlanan PHES'ler.	87
Çizelge 6.1: Özgül hıza bağlı olarak türbin tipleri görülmektedir.	108
Çizelge 7.1: Bayramhacılı PDHES Barajının proje bilgilendirme çizelgesi.	126
Çizelge 7.2: Üst rezervuarla ilgili hesaplamalar.	126
Çizelge 7.3: Santral Karakteristikleri.	127
Çizelge 7.4: Kuyruk Suyu Tüneli Karakteristikleri.	127
Çizelge 7.5: Proje bilgilendirme raporu.	129
Çizelge 8.1: Proje bilgilendirme raporu.	134

SİMGELER DİZİNİ

H	Düşü Yüksekliği
P	Hidroelektrik Santralin Kurulum Gücü
h	Hidroelektrik Makinelerin Verim Katsayısı
γ	Su Birim Ağırlığı
Q	Debi
H_o	Brüt Düşü
ΔH	Toplam Hidrolik Kayıp
H_n	Net Düşü
η_t	Türbin Verimi
η_g	Jeneratör Verimi
η_r	Trafo Verimi
h	Maksimum Verim
n	Türbin Devir Sayısı
H_d	Net Düşü
n_s	Türbin Özgül Hızı
D₃	Türbin Çark Çapı
m	Fonksiyon Merkezi
σ	Fonksiyon Genişliği
GWh	Gigawatt Saat
Km	Kilometre
kW	Kilowatt
kWh	Kilowatt Saat

KISALTMALAR DİZİNİ

HES	Hidroelektrik Santral
PDHES	Pompa Depolamalı Hidroelektrik Santral
DSİ	Devlet Su İşleri
TEİAŞ	Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketi
EİE	Elektrik İşleri Etüt İdaresi
EPDK	Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu
ETKB	Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı
BHD	Basınçlı Hava Depolama
SHDES	Sıkıştırılmış Hava Depolamalı Santral
DPT	Devlet Planlama Teşkilatı

1. GİRİŞ

1.1 Konunun Önemi

Enerji toplumsal refahın sağlanması için gerekli araçlardan ve üretim faaliyetlerinin ana girdilerinden biri olarak, ekonomik ve sosyal kalkınmanın vazgeçilmez temel taşlarından biridir. Bu nedenle, endüstrideki gelişmelerin, yaşam standartlarındaki yükselişin ve artan nüfusun ihtiyaç duyduğu enerjinin yeterli ve güvenilir bir şekilde ve düşük maliyetle sağlanması önemlidir.

Günümüzde bütün modern enerji sistemleri arz güvenilirliği, sistem stabilitesi, enerji kaynaklarının daha verimli kullanılması iletim/dağıtım problemlerinin ve maliyetlerinin minimize edilmesi gibi birçok nedenlerle enerjinin depolanmasını zorunlu kılar.

Enerjinin depolanması, Dünyada son yıllarda gelişen yeni liberal piyasa modelinde, elektrik değer zincirinin en kritik bileşenlerinden birisidir ve enerji depolama sistemleri endüstrisi yeni, önemli ve tüm Dünyada hızla gelişmekte olan bir endüstri seçeneğidir. Liberal piyasalarda sistem işletmecilerinin büyük ölçekte yenilenebilir enerji üretimini sisteme entegre edebilmeleri için enerjinin depolanmasına ihtiyaçlar vardır. Teknik değerlendirmeler ve fizibilite çalışmaları enerji depolamanın sadece teknik bir gereklilik değil aynı zamanda maliyet avantaj sağladığını da göstermektedir.

Türkiye’de bugüne kadar enerjinin depolanması konusuna gereken önem verilmemiştir. Ancak ülkemizde kesintili karakterdeki enerji kaynaklarının ve/veya nükleer santrallerin enerji planlaması içerisinde yer alması düşünülüyorsa verimli ve daha sağlıklı bir planlama için bunların enerji depolama sistemleri ile birlikte planlanması gerekmektedir.

Pompaj depolamalı santraller yüke uyabilmede esneklik sağlama, yedek enerji tutabilme, güç faktörünü iyileştirme ve frekans regülasyonu yapabilme gibi avantajlar getirmektedir. Ayrıca, Pompaj Depolamalı santrallerin de dahil olduğu hidroelektrik santraller fosil yakıtlı santrallerden gelen enerjinin daha az

kullanılmasını sağlayarak küresel ısınma problemin başı çektiği diğer bir çok çevre problemi için de çözüm teşkil edebilmektedir. Bunun için rüzgar, termik ve hidroelektrik santrallerinden elde edilen enerjinin pompaj depolamalı bir tesis ile entegre edilerek daha avantajlı hale getirilmesi mümkündür.

1.2 Çalışmanın Amaç Ve Kapsamı

Bu çalışmanın konusu olan pompaj depolamalı santrallerle ilgili ülkemizde bugüne kadar ciddi bir çalışma yapılmamıştır. Bu konuda dünya ülkelerine bakıldığında önemli adımlar atıldığı görülmektedir. Endüstrideki gelişmelerin, yaşam standartlarındaki yükselişin ve artan nüfusun ihtiyaç duyduğu enerjinin yeterli ve güvenilir bir şekilde ve düşük maliyetle sağlanması bütün dünya ülkeleri için büyük önem arz etmektedir. Türkiye’de, enerji talebindeki hızlı artış nedeniyle ve buna ilave olarak son yıllardaki kuraklığa rağmen barajlı santrallerin aşırı kullanımı sonucu puant talebin karşılanması konusunda sıkıntılar yaşanmaktadır.

Türkiye’de pik güç ihtiyacının karşılanması amacıyla yeterli kapasitede ve tüketim merkezlerine yakın bölgelerde pompaj depolamalı santral inşa edilmesi, yeterli ve güvenilir elektrik enerjisi sağlanması bakımından hayati önem taşımaktadır. Bu tez çalışması, yenilenebilir enerji sistemleri arasında yer alan uzun yıllardır dünyada pik saatlerdeki enerji ihtiyacını karşılamak için kullanılan pompaj biriktirmeli hidroelektrik santrallerin çalışma prensibini, dünyadaki örnekleriyle birlikte açıklayarak, geçtiğimiz yıllar içerisinde yenilenebilir enerji sistemlerinden en hızlı gelişmeyi gösteren rüzgar santralleri ile hibrit sistemi şekilde çalıştırılması sonucu ortaya çıkacak alternatifleri incelemek, ülkemiz için rüzgar enerjisi destekli pompaj biriktirmeli hidroelektrik santraller konusunda uygulanabilir örnek bir proje oluşturabilmek amaçlanmıştır.

1.3 Çalışmada İzlenen Yöntem

Bu çalışmada öncelikli olarak, Türkiye’nin enerji durumu gözden geçirilmiş, baz yük ve pik yük kavramları açıklanarak hangi santrallerin pik yükü karşılamak için kullanıldığı ülkemizdeki durum karşılaştırılarak anlatılmıştır. Enerji verimliliği çerçevesinde, türbin verimliliğini etkileyen parametreler incelenerek uygun türbin seçimi için hesaplar yapılmıştır. Pompajlı Hidroelektrik Santrallerin Dünyadaki

uygulamalar ele alınarak, Türkiye’de uygulanabilirliği konusunda araştırmalar ekonomik boyutta değerlendirilmiştir. Dünya’da uzun yıllardan beri kullanılan pompaj biriktirmeli hidroelektrik santraller ve yenilenebilir enerji sistemlerinden biri olan rüzgar santralleri önce ayrı ayrı orijinal kapsamlarıyla incelenmiş, sonrasında oluşturduğumuz pompajlı hidroelektrik santralin, rüzgar destekli hibrit sistem dahilinde bir proje oluşturulması durumunda ortaya ıkabilecekler tasarlanmıştır.

Tez alışması boyunca, niversite kütüphanelerinde, ülkemizde bu konu ile yapılan çalışmalar, tezler araştırılmış ve çeşitli ülkelere ait enerji birliklerinin ve enerji ajanslarının internet sitelerinde, internet üzerinden bilimsel makale yayınlayan adreslerde, dergilerden ve kitaplardan geniş kapsamlı bir literatür araştırması yapılmıştır. Tüm bunlara ek olarak, birçok mühendis, akademisyen ve bu konuda araştırma yapmış ve çalışan çeşitli kişilerin fikirlerine de başvurulmuş, tez hazırlama aşamasında düzenlenen seminer, kongre gibi etkinliklerde elde edilen güncel bilgilerden de faydalanılmıştır.

1.4 Literatür zeti

ziş, ., (1968), yaptığı çalışmasında elektrik üretimi ile ilgili araştırma ve planlama çalışmalarında, pompajlı santrallerin muhtemel rolünü araştırmıştır. alışmasının sonucunda ise Türkiye’nin gelecekteki elektrik enerjisi ihtiyaının büyük depolamalı hidroelektrik santrallerin yanı sıra termik ve nükleer enerji santralleri ile karşılanacağı, nehir santrallerinin de gittikçe artan katkıda bulunacağı dikkate alınırsa, pompajlı santrallerin birçok problemi halleden ekonomik bir çözüm teşkil edebileceğini göstermiştir.

Saraç, M., (2009), hazırladığı raporda, Pompaj depolamalı santrallerin genel olarak pik talebin karşılanması maksadıyla planlandığını belirtmiş. Yapılacak planlamalarda ülke ihtiyaçları ve ülke kaynakları da düşünülmesi gerektiğini vurgulamıştır. 36.000 MW’lık ülkemiz hidroelektrik potansiyelinin önemli bir kısmı barajlı HES’lerdir. Bu nedenle pompaj depolamalı santraller projelendirirken, depolamalı santrallerimizin daha optimum alıştırılmasına da katkı sağlayacak şekilde planlanmalıdır. Enerji sistemi entegrasyonu için, bir veya aynı coğrafi bölgede kurulu birden fazla rüzgar santrali veya ülkede kurulu bulunan tüm rüzgar santrallerinin toplam g üretimini su pompalamaya dayalı depolama sistemi ile tmleştirerek, RES’lerin çok değişken olan g üretimlerini bir baz yük elektrik santralının sabit olan g üretim profiline

yaklaştırmak amacıyla analiz yapılmıştır. Analizde 2020 yılı için 12.500 MW rüzgâr kurulu gücü önerilmiş, Varsayım 1'e göre 8750 MW pompa kurulu gücü 3750 MW elektrik üretim gücüne ihtiyaç olduğu, iyi senaryo varsayımına göre 3750 MW tersinir elektromekanik tesisata ihtiyaç duyulacağı öngörülmüştür. Raporda, böyle bir çalışmanın gerçekleştirilebilmesi için mevcut rüzgâr santrallerinin anlık ve günlük elektriksel güç üretim verilerine ihtiyaç duyulduğu, ancak ülkede böyle bir veri tabanının olmadığı görüldüğünden raporda kullanılan veriler çeşitli kaynaklardan zorluklarla toplanan veriler olduğu, rüzgâr kaynağı ve mevcut rüzgâr santrallerine ilişkin tam takım veri olma özelliği taşımadığı vurgulanmıştır. Raporda özellikle bir rüzgâr enerjisi tahmin ve izleme merkezi kurulması gerektiğine vurguda bulunulmuştur. Özellikle önümüzdeki yıllarda meydana gelebilecek pik güç açığının giderilmesi, elektrik enerjisi temininde güvenilirliğinin sağlanması ve depolamalı tesislerimizin verimli kullanılması amacıyla pompaj depolamalı santrallerinin devreye girmesine yönelik yapılacak çalışmalara öncülük etmeyi hedeflemiştir. Ayrıca yapılan çalışmalarda elektrik enerjisi talebi, ülkenin gelişmişlik düzeyi, sanayileşmesi gibi faktörlere bağlı olarak anlık dalgalanmalar göstermektedir. Dalgalanan elektrik talebinin sürekli hatta verilen kısmını oluşturan baz yük için gerekli güç doğalgaz, termik ve nükleer santraller tarafından karşılanmaktadır. Baz yük dışında kalan pik yük ihtiyacını karşılamak içinse, kolayca devreye alınıp durdurulabilen ve aynı zamanda kısa bir sürede tam kapasite yüke çıkışa uyum sağlayabilen hidroelektrik santrallere ihtiyaç duyulmaktadır.

Ülkemiz gibi kesintili karaktere sahip yenilenebilir enerji kaynaklarına sahip olan ülkeler sahip oldukları bu kaynakları daha verimli bir şekilde kullanmak istiyorlarsa enerji sistemlerinde hızla devreye girip çıkabilme özelliğine sahip santrallere ihtiyaç vardır. Zira bir doğalgaz santralının acil bir ihtiyaç durumunda devreye girip sisteme enerji vermesi en erken 4-5 saati bulmakta aynı işlem Nükleer santralde 5 gün sürmektedir. Hidroelektrik santraller ise 3-5 dakikada devreye girebilmekte ve ihtiyaç olan ani yükü karşılayabilme kapasitesine sahiptirler. Enerji arz güvenliğinin sağlanmasında bu özellik hidroelektrik santralleri çok önemli kılmaktadır.

Aytaç, İ. H., (2010), hazırladığı yüksek lisans tez çalışmasında yenilenebilir enerji kaynakları, rüzgar ve güneş enerjilerine dayalı bir hibrit enerji santral modeli oluşturulması hedeflenmiştir. Bu amaca yönelik olarak öncelikle kurulan rüzgar türbini ve güneş panellerine ek olarak veri toplama sisteminden alınan veriler

incelemiştir. Verilere dayalı olarak da bölgenin rüzgar ve güneş enerji potansiyelinin belirlenmesi ve bölgesel enerji ihtiyacına dayalı rüzgar ve güneş enerji modeli oluşturmuştur.

Can, T. M., (2010), hazırladığı yüksek lisans tez çalışmasında günümüzde enerji ihtiyacının artması, kullanılan enerji kaynaklarının çevreyi kirletmesi ve kısıtlı olması yenilenebilir enerji ihtiyacını olduğunu belirtmiştir. Temiz enerji kaynağı olarak kullanılan güneş ve bu enerjiyi üretmek için kullanılan güneş pillerinin yapısı ve ayrıca yine yenilenebilir enerji olan rüzgara ve rüzgar türbinlerinin yapısına bu çalışmada yer vermiştir. Bu çalışmada Hatay'ın İskenderun bölgesi için güneş ve rüzgâr enerjilerini elektrik enerjisine dönüştürebilen bir hibrit sistem tasarlanmıştır. Tasarlanan sistemde, güneş ve rüzgârdan elde edilen enerji akü gruplarında depo edilmekte ve istenildiğinde pompaya aktarılmaktadır. Akülerin dolu olduğu zamanlarda üretilen enerji direkt yüke aktarılmaktadır. Akünün boş sistemin, çalışmadığı anlarda sistem enerjisini jeneratörden sağlanmaktadır.

Kutlu, C., (2012), hazırladığı yüksek lisans tez çalışmasında, nehir tipi pompajlı hidroelektrik santrali projelerinin risk değerlendirmesi için yeni bir yöntem uygulamıştır. Önerilen yöntem, bulanık kümeler ve uzman yargılarını kullanılan çok ölçütlü bir değerlendirme sistemidir. Gerçekleştirilen teknik geziler, uzman yargıları ve literatür taraması sonucunda toplam 11 adet risk faktörü tespit etmiştir. Şirketlerin kısmen kontrolü altında olan dış riskler çalışma kapsamına alınmıştır. Çalışmada girdi olarak kullanılan risk faktörleri şunlardır: arazi jeolojisi, arazi kullanımı, çevresel sorunlar, şebeke bağlantısı, toplumsal kabul, finansal, doğal afet, kanun ve yönetmelik değişikliği, terör, altyapı erişimi ve nakit akısı. Risk faktörlerinin önem dereceleri uzmanlarla gerçekleştirilen anketler sonucunda belirlemiştir ve anket sonuçlarına göre çevresel konular ve tesisin inşa edileceği saha jeolojisi en önemli risk faktörleri olarak ortaya çıkmıştır. Belirlenmiş olan risk faktörlerinin puanlanması neticesinde proje risk indeksi çıktı olarak elde edilmiştir. Risk indeks değerine bağlı olarak, proje riski düşük, orta, yüksek ve çok yüksek olarak sınıflandırılmıştır.

Projenin öngörülen ve gerçekleşen maliyetleri incelendiğinde, yöntemin tutarlı sonuçlar verdiği ortaya konmuştur. Ayrıca, vaka çalışması bulguları önerilen yöntemin kolaylıkla uzmanlar tarafından kullanılabileceğini göstermiştir. Önerilen yöntemin diğer sayısal yöntemlere göre avantajı; risk değerlendirilmesinin daha rasyonel, esnek ve basit bir temeli dayandırılmasıdır. Bu ise projenin yaşam döngüsü

boyunca oluşabilecek maliyet ve zaman asımını önleyebilecektir. Nehir tipi hidroelektrik santral proje risklerinin değerlendirilmesini sağlayan bu yöntem, ileride rüzgâr, biyokütle ve jeotermal gibi diğer yenilenebilir enerji projelerine uygulanabilir.

Börçek, Ç. B., (2012), hazırladığı yüksek lisans tezinde, Türkiye’de ve dünyada artan enerji ihtiyacı ve giderek azalan petrole dayalı enerji kaynakları ile beraber, yenilenebilir enerji kaynaklarına ilgi artmaktadır. Türkiye’de özellikle önemli bir potansiyel olan rüzgar santrallerinin ve diğer yenilenebilir enerji kaynaklarının geliştirilmesi ve optimum kullanımlarının sağlanabilmesi için pompa-depolamalı hidroelektrik santrallerin kullanımının ülkemizde uygulamaya geçirilmesi gerektiğini belirtmiştir. Bu bağlamda, bu çalışmada Batı Karadeniz’de bir pompa-depolamalı HES projesi geliştirilmiştir. Projenin toplam maliyetinin 313.172.808,75 \$ olduğu ve projenin yıllık 525,60 GWh elektrik üreteceği hesaplanmıştır. Bu hesaplamalara göre bu tesisin kendini yaklaşık 6,5 senede amorti edeceği tespit edilmiştir.

Karaçay, P., (2010), yaptığı çalışmasında pompaj depolamalı santraller, yeni devreye girecek doğal akışlı HES, termik, ve rüzgar santralleri için de ideal bir tamamlayıcı ortak olduğunu savunmuştur. Bu tür santraller, günün elektrik talebinin düştüğü saatlerde üretilen ihtiyaç fazlası elektriği depolayarak, talebin yüksek olduğu puant saatlerde elektrik üretimine katkı yapmak suretiyle toplam elektrik üretiminin en gerekli ve değerli olan saat dilimlerinde arz edilmesine imkân sağlar. Böylece doğal akışlı HES, rüzgar ve termik santrallerin daha verimli çalışmalarını sağlamış olurlar. Özellikle rüzgar santrallerinin kararsızlığından dolayı yatırım yapmaktan çekinen özel sektör yatırımcının, pompaj depolamalı santrallerle entegre edilen projelerde, rüzgar santralinden değil de, hidroelektrik santralden elde ettiği kararlı enerjiyi enterkonnekte sisteme ilemesiyle kendini garantiye almış olur. Özellikle 2000’li yıllarda enerji yatırımları ve arz güvenliğinin sağlanmasına yönelik yeni yasal düzenlemeler sonucunda sayı ve kapasiteleri hızla artmaya başlayan termik, rüzgar ve nehir tipi santrallerinin daha verimli kılınması ve bu bağlamda Türkiye’deki puant güç arz güvenliğinin güvenceye alınması bakımından, Türkiye’de bugüne kadar değerlendirmeye alınmamış olan pompajlı HES’lerin hayata geçirilmesi önem taşımaktadır. Sözü edilen bu yeni rüzgar ve termik santrallerin pek çoğunun da enerji talebinin yoğun olduğu yerleşim, turizm ve sanayi bölgelerine çok yakın ve yine

çoğunun da kıyı alanlarında yer aldıkları dikkate alındığında, yapılan bu tür pompajlı santrallerinin önemi çok daha önemli hale gelmektedir.

Japan International Cooperation Agency (JICA) ve EİE (2010), ortaklaşa olarak yürüttükleri Türkiye'nin pik enerji talebinin optimum şekilde karşılanması amacıyla çalıştaylar düzenlemiştir ve bir rapor hazırlamıştır. Henüz basılmamış olan bu raporda, 2030 yılına kadar ülkemizin elektrik sisteminin puant güç talebi belirlenmiş ve DPT Türkiye Enerji Piyasası ve Arz Güvenliği Strateji Belgesindeki hedefler ve TEİAŞ Kapasite projeksiyonlarına uygun olarak kurulacak santraller belirlenerek (2023 yılında 20.000 MW rüzgar enerji santrali kurulu gücü dahil) bir sistem analizi yapılmıştır. Çalışma sonucunda puant güç talebinin en optimum şekilde karşılanabilmesi için 2026 yılında 1800 MW kurulu gücünde 7 saat depolama kapasitesine sahip bir pompa depolamalı hidroelektrik santralin devreye girmesi gerektiği belirlenmiştir ek olarak sonuç kısmında yapılmak istenen frekans kontrolünün değerine bağlı olarak 2025 yılından öncede devreye girebileceği belirlenmiştir.

Güç Kalitesi Milli Projesi (2010), Tübitak MAM tarafından yürütülen Rüzgâr enerjisi santrallerinin Türkiye elektrik sistemine entegrasyonu projesinde Türkiye' de rüzgar kaynağından büyük ölçekli elektrik enerjisi üretiminin gerçekleştirilebilmesi ve rüzgar santrallerinin problemsiz bir şekilde elektrik sistemine entegrasyonu için gerekli önlemleri saptamak ve bunların uygulanabilirliğini belirlemek amacıyla hazırlanan raporda rüzgar santrallerinin elektriksel güç üretiminin sistem operatörünün kontrolü dışında gerçekleşmesi ve bu nedenle rüzgardan elektrik üretiminin elektrik talebi ile uyumlandırılması mümkün olamamasından dolayı özetlenen sakıncaları dikkate alınarak, rüzgardan üretilen elektrik enerjisinin toplam içerisindeki payının en çok %10 olabileceği ve %10'luk üretim payını dahi tutturabilmenin son derece zor olduğu belirtilmiştir. Bu raporda rüzgâr enerjisi santrallerinin elektrik şebekesine entegrasyonu için pompa depolamalı hidroelektrik santrallerin kullanılması önerilmiştir.

Demirhan, A. Y., (2013), hazırladığı doktora tezinde rüzgâr enerjisinin elektrik sistemi içindeki payı arttıkça, rüzgâr enerjisindeki dalgalanmaların elektrik sisteminin dengesi ve enerji kalitesi üzerindeki bozucu etkileri göz önünde bulundurulması gerektiğini savunmuştur. Rüzgârdan elde edilen güç zaman içinde genellikle meteorolojik olayların etkisiyle dalgalanır. Dalgalanmalar saniye, dakika,

saat, ay, mevsim, yıl gibi bütün zaman skalalarında gözlemlenebilir. Bu dalgalanmaların tahmin edilebilirliği ve anlam kazandırılabilmesi rüzgâr enerjisinin elektrik sistemlerine entegrasyonu ve rüzgâr gücünden en yüksek derecede faydalanılması bakımından oldukça önemli olduğunu belirtmiştir. 2009 yılında yayınlanan DPT Türkiye Enerji Piyasası ve Arz Güvenliği Strateji Belgesi uyarınca Türkiye rüzgâr enerjisi kurulu gücünün 2023 yılına kadar 20.000 MW'a çıkarılması ve yerli ve yenilebilir enerji kaynaklarının kullanımı için alınacak tedbirler sonucunda, elektrik üretiminde doğal gazın payının %30'un altına düşürülmesi hedeflenmiştir.

Rüzgâr enerjisinin elektrik üretimi içindeki payını teknik ve ekonomik olarak ne kadar artırbileceğimiz bir başka deyişle ekonomik rüzgâr enerjisi potansiyelinin ne kadarlık bir kısmından elektrik sisteminin dengesini bozmadan entegrasyonunun yapılabileceği belirleyebilmek için 2023 yılı referans yılı için elektrik sisteminin bir modeli oluşturmuştur. Oluşturulan bu modele rüzgâr ve pompa depolamalı hidroelektrik santraller ilave edilmiş ve çalıştırılmıştır. Ülkemiz için 48.000 MW'lık rüzgâr enerji potansiyelinin enerji sistemine entegrasyonunda önerilen çözüm rüzgâr kaynaklı değişkenliklerden dolayı ortaya çıkan dengesizliği pompa depolamalı santrallerle sönümleyerek yük talep eğrisine uyumlu hale getirmektir ve kurulacak pompa depolamalı hidroelektrik santralleri rüzgâr potansiyelinin yoğun olduğu bölgelere konuşlandırarak ilave iletim hattı yatırımlarını da en asgari düzeyde tutmayı sağlayacaktır.

1.5 Mevcut Çalışmaların Değerlendirilmesi

Yapılan çalışmalar bütün modern enerji sistemleri arz güvenilirliği, sistem stabilitesi, enerji kaynaklarının daha verimli kullanılması iletim/dağıtım problemlerinin ve maliyetlerinin minimize edilmesi gibi birçok nedenlerle enerjinin depolanmasını farklı çözüm metotları ortaya konmuştur. Enerji Depolanması Ve Verimliliği; Pompajlı Hesler ve Türkiye'deki Uygulamaları'na ilişkin literatürdeki mevcut çalışmalar şu ana başlıklar altında gruplandırılabilir:

1. Hibrit Sistemli Pompajlı HES'lerin Verimliliği (Saraç, 2009; Aytaç, 2010; Can, 2010; Karaçay, 2010; Japan International Cooperation Agency (JICA) ve EİE, 2010; Güç Kalitesi Milli Projesi, 2010; Demirhan, 2013;)

2. Nehir Tipli Pompajlı HES'lerin Verimliliği (Öziş, 1968; Saraç, 2009; Kutlu, 2012; Börçek, 2012; Karaçay, 2010; Demirhan, 2013;)

Ancak, üzerinde çok detaylı çalışmaların yapıldığı ve halen yapılmakta olan Pompajlı HES'lerin verimliliği konusunda Türkiye'de uygulanan bir proje bulunmamaktadır. Ayrıca literatürde yapılan çalışmalar incelendiğinde hibrit sistemli santrallerin tek başına tasarlandığında güneş ve özellikle rüzgâr enerjisi santrallerinin elektrik şebekesinde meydana getireceği dalgalanmalar göz ardı edilmiştir. Yani bu santrallerle üretilen fazla enerji, güç talebinin düşük olduğu saatlerde tüketilemeyecek ve üretilen enerjinin depolanması da mümkün olmadığından bir enerji kaybı ortaya çıkacaktır. Elektrik formunda depolanmayan bu enerji, talebin az fiyatın düşük olduğu saatlerde elektrik kullanılarak su formunda depolanmalı ve ihtiyacın yüksek olduğu saatlerde elektriğe dönüştürülerek kullanıma sokulmalıdır. Bu nedenle hibrit sistemlerin pompajlı HES'lerle entegre edilmesi gerekmektedir.

2. ENERJİ DEPOLAMA SİSTEMLERİ VE VERİMLİLİĞİ ÇALIŞMALARI

2.1 Genel

Enerji verimliliği; enerjide arz güvenliğinin sağlanması, dışa bağımlılıktan kaynaklanan risklerin azaltılması, enerji maliyetlerinin sürdürülebilir kılınması, iklim değişikliği ile mücadelenin etkinliğinin artırılması ve çevrenin korunması gibi ulusal stratejik hedefleri tamamlayan bir kavramdır. Enerji üretimi ve iletiminden nihai tüketime kadarki bütün aramalarda enerji verimliliğinin geliştirilmesi, bilinçsiz kullanımın ve israfın önlenmesi, enerji yoğunluğunun gerek sektörler bazında gerekse makro düzeyde azaltılması ulusal enerji politikamızın öncelikli ve önemli bileşenlerindendir. Enerjinin üretim, iletim, dağıtım ve tüketim aşamalarında, endüstriyel işletmelerde, binalarda, elektrik enerjisi üretim tesislerinde, iletim ve dağıtım şebekeleriyle ulaşımда enerji verimliliğinin artırılmasına ve desteklenmesine, toplum genelinde enerji bilincinin geliştirilmesine, yenilenebilir enerji kaynaklarından yararlanılmasına yönelik olarak 2007 yılında Enerji Verimliliği Kanunu çıkarılmıştır. Enerji Verimliliği Kanunu ile birlikte, sonuç odaklı ve somut hedeflerle desteklenmiş bir politika seti belirlemek, bu hedeflere ulaşmak için yapılması zorunlu eylemleri tespit etmek ve süreç içinde kuruluşların yüklenecekleri sorumlulukları tanımlamak üzere hazırlanan Enerji Verimliliği Strateji Belgesi 2012 yılında yürürlüğe girmiş bulunmaktadır.

2.2 Yenilenebilir Enerji Kaynakları

Yenilenebilir enerji güneş ışığı, rüzgar, yağmur, gel-git ve jeotermal ısı gibi yenilenebilir ve sürdürülebilir doğal kaynakları kullanarak elde edilen enerjidir. Temel yenilenebilir enerji kaynakları rüzgar, güneş, jeotermal, hidrolik ve biyokütledir. Bu kaynakların detaylı açıklamalarını aşağıda bulabilirsiniz.



Şekil 2.1: Tipik PDHES'lere örnek verilmiştir.

2.2.1 Rüzgar enerjisi

Rüzgar enerjisi; doğal, yenilenebilir, temiz ve sonsuz bir güç olup kaynağı güneştir. Güneşin dünyaya gönderdiği enerjinin %1-2 gibi küçük bir miktarı rüzgar enerjisine dönüşmektedir Güneşin, yer yüzeyini ve atmosferi homojen ısıtmamasının bir sonucu olarak ortaya çıkan sıcaklık ve basınç farkından dolayı hava akımı oluşur. Bir hava kütlesi mevcut durumundan daha fazla ısınır ve atmosferin yukarısına doğru yükselir ve bu hava kütlelerinin yükselmesiyle boşalan yere, aynı hacimdeki soğuk hava kütlesi yerleşir. Bu hava kütlelerinin yer değiştirmelerine rüzgar adı verilmektedir.

Diğer bir ifadeyle rüzgar; birbirine komşu bulunan iki basınç bölgesi arasındaki basınç farklarından dolayı meydana gelen ve yüksek basınç merkezinden alçak basınç merkezine doğru hareket eden hava akımıdır. Rüzgarlar yüksek basınç alanlarından alçak basınç alanlarına akarken; dünyanın kendi eksenini etrafında dönmesi, yüzey sürtünmeleri, yerel ısı yayılımı, rüzgar önündeki farklı atmosferik olaylar ve arazinin topografik yapısı gibi nedenlerden dolayı şekillenir. Rüzgarın özellikleri, yerel coğrafi farklılıklar ve yeryüzünün homojen olmayan ısınmasına bağlı olarak, zamansal ve yöresel değişiklik gösterir. Rüzgar hız ve yön olmak üzere iki parametre ile ifade edilir. Rüzgar hızı yükseklikle artar ve teorik gücü de hızının küpü ile orantılı olarak değişir. Rüzgar enerjisi uygulamalarının ilk yatırım

maliyetinin yüksek, kapasite faktörlerinin düşük oluşu ve değişken enerji üretimi gibi dezavantajları yanında üstünlükleri genel olarak şöyle sıralanabilir;

1. Atmosferde bol ve serbest olarak bulunur.
2. Yenilenebilir ve temiz bir enerji kaynağıdır, çevre dostudur.
3. Kaynağı güvenilir, tükenme ve zamanla fiyatının artma riski yoktur.
4. Maliyeti günümüz güç santralleriyle rekabet edebilecek düzeye gelmiştir.
5. Bakım ve işletme maliyetleri düşüktür.
6. İstihdam yaratır.
7. Hammaddesi tamamıyla yerlidir, dışa bağımlılık yaratmaz.
8. Teknolojisinin tesisi ve işletilmesi göreceli olarak basittir.
9. İşletmeye alınması kısa bir sürede gerçekleştirilebilir.

2.2.2 Güneş enerjisi

Güneş enerjisi, güneşin çekirdeğinde yer alan füzyon süreci ile (hidrojen gazının helyuma dönüşmesi) açığa çıkan ısıma enerjisidir. Dünya atmosferinin dışında güneş enerjisinin şiddeti, yaklaşık olarak 1370 W/m^2 değerindedir, ancak yeryüzüne ulaşan miktarı atmosferden dolayı $0-1100 \text{ W/m}^2$ değerleri arasında değişim gösterir. Bu enerjinin dünyaya gelen küçük bir bölümü dahi, insanlığın mevcut enerji tüketiminden kat kat fazladır. Güneş enerjisinden yararlanma konusundaki çalışmalar özellikle 1970'lerden sonra hız kazanmış, güneş enerjisi sistemleri teknolojik olarak ilerleme ve maliyet bakımından düşme göstermiş, çevresel olarak temiz bir enerji kaynağı olarak kendini kabul ettirmiştir. Güneş enerjisi teknolojileri yöntem, malzeme ve teknolojik düzey açısından çok çeşitlilik göstermekle birlikte iki ana gruba ayrılabilir:

1. Fotovoltaik Güneş Teknolojisi: Fotovoltaik hücreler denen yarı-iletken malzemeler güneş ışığını doğrudan elektrığe çevirirler.
2. Isıl Güneş Teknolojileri: Bu sistemlerde öncelikle güneş enerjisinden ısı elde edilir. Bu ısı doğrudan kullanılabilirdiği gibi elektrik üretiminde de kullanılabilir.

2.2.3 Jeotermal enerji

Jeotermal enerji yerkürenin iç ısısıdır. Bu ısı merkezdeki sıcak bölgeden yeryüzüne doğru yayılır. Jeotermal kaynakların üç önemli bileşeni vardır:

1. Isı kaynağı,
2. Isıyı yeraltından yüzeye taşıyan akışkan,
3. Suyun dolaşımını sağlamaya yeterli kayaç geçirgenliği.

Jeotermal alanlarda sıcak kayaç ve yüksek yeraltı suyu sıcaklığı normal alanlara göre daha sık yerlerde bulunur. Bunun başlıca nedenleri arasında:

Magmanın kabuğa doğru yükselmesi ve dolayısıyla ısıyı taşıması,

Kabuğun incelmesi yerlerde yüksek sıcaklık farkı sonucunda oluşan ısı akışı,

Yeraltı suyunun birkaç kilometre derine inip ısındıktan sonra yüzeye doğru yükselmesi.

2.2.4 Hidroelektrik enerjisi

Hidroelektrik santraller (HES) akan suyun gücünü elektriğe dönüştürürler. Akan su içindeki enerji miktarını suyun akış veya düşüş hızı tayin eder. Büyük bir nehirde akan su büyük miktarda enerji taşımaktadır. Ya da su çok yüksek bir noktadan düşürüldüğünde de yine yüksek miktarda enerji elde edilir. Her iki yolla da kanal yada borular içine alınan su, türbinlere doğru akar, elektrik üretimi için pervane gibi kolları olan türbinlerin dönmesini sağlar. Türbinler jeneratörlere bağlıdır ve mekanik enerjiyi elektrik enerjisine dönüştürürler. Hidroelektrik santraller;

1. Yenilenebilir kaynak olan sudan enerji elde etmeleri,
2. Sera gazı emisyonu yaratmamaları,
3. İnşaatın yerli imkanlarla yapılabilmesi,
4. Teknik ömrünün uzun olması ve yakıt giderlerinin olmaması,
5. İşletme bakım giderlerinin düşük olması,
6. İstihdam imkanı yaratmaları,
7. Kırsal kesimlerde ekonomik ve sosyal yapıyı canlandırmaları yönünden en önemli yenilenebilir enerji kaynağıdır.

2.2.5 Biyokütle enerjisi

Hızlı bir artış gösteren nüfus ve sanayileşme enerji ihtiyacını da beraberinde getirmiştir. Enerjinin çevresel kirliliğe yol açmadan sürdürülebilir olarak sağlanabilmesi için kullanılacak kaynakların başında ise biyokütle enerjisi gelmektedir.

Biyokütle enerjisi tükenmez bir kaynak olması, her yerde elde edilebilmesi, özellikle kırsal alanlar için sosyo-ekonomik gelişmelere yardımcı olması nedeniyle uygun ve önemli bir enerji kaynağı olarak görülmektedir.

Biyokütle için mısır, buğday gibi özel olarak yetiştirilen bitkiler, otlar, yosunlar, denizdeki algler, hayvan dışkıları, gübre ve sanayi atıkları, evlerden atılan tüm organik çöpler (meyve ve sebze artıkları) kaynak oluşturmaktadır. Petrol, kömür, doğal gaz gibi tükenmekte olan enerji kaynaklarının kısıtlı olması, ayrıca bunların çevre kirliliği oluşturması nedeni ile, biyokütle kullanımı enerji sorununu çözmek için giderek önem kazanmaktadır.

Bitkilerin ve canlı organizmaların kökeni olarak ortaya çıkan biyokütle, genelde güneş enerjisinin fotosentez yardımıyla depolayan bitkisel organizmalar olarak adlandırılır.

Biyokütle, bir türe veya çeşitli türlerden oluşan bir topluma ait yaşayan organizmaların belirli bir zamanda sahip olduğu toplam kütle olarak da tanımlanabilir

2.3 Elektriğin Depolanması

Elektrik formunda değil ancak ihtiyacın az fiyatın düşük ve enerjinin fazla olduğu saatlerde elektrik kullanılarak hava, su veya kimyasal formda depolanabilmekte ve ihtiyacın olduğu saatlerde en fazla birkaç dakika içerisinde elektriğe dönüştürülerek kullanıma sokulabilmektedir. Hidrolik biyokütle, konvansiyonel yakıtlar elektrik üretmeden önce depolanabilirken rüzgar, güneş ve dalga enerjisi elektrik formuna çevrildikten yani elektrik üretildikten sonra depolanmayı gerektirir. Yani rüzgar ve güneş gibi kesintili enerji kaynaklarında arz ve talebi eşleştirmek veya aynı ana denk getirmek bugünün teknolojisiyle mümkün değildir. Bu nedenle var oldukları anda ihtiyaç olmasa bile elektriğe dönüştürerek üretilen elektriği başka formlarda depolamak suretiyle ihtiyacın olduğu anlarda kullanılabilme olanağı yaratılmış

olmaktadır. Aynı zamanda fosil yakıtlı elektrik santrallerin sistemdeki fazla olan enerjisi aynı yöntemlerle depolanarak kaynakların daha verimli kullanımı sağlanmış olmaktadır.

Türkiye’de olduğu gibi elektrik ihtiyacının büyük bir bölümünün ithal kaynaklardan ve yük takip etme özelliği olmayan fosil yakıtla çalışan santralardan sağlanıyor olması, ayrıca rüzgar ve güneş gibi kesintili enerji kaynaklarının kullanıma sokulacak olması sistem güvenliği için ciddi bir tehdit oluşturmaktadır. Sistemin güvenliğini sağlamak ve frekans kontrolü yapabilmek için 3-5 dakika içerisinde devreye girebilecek santrallara ihtiyaç vardır. Mevcut sistem içinde bunu sağlayabilecek olan santrallar depolamalı HES’lerdir.

Türkiye’de üretim planlama çalışmalarında hidrolik projeler, yük faktörlerine göre; %35’in altında olanlar ve üstünde olanlar olmak üzere puant ve baz santraller olarak iki grup altında tanımlanırlar ve ihtiyaca göre çalıştırılırlar. Ancak ülkemizde puant talebin karşılanması sorunu vardır ve hidroelektrik santrallerin sürekli aşırı yüklenerek çalıştırılması puant talebin karşılanmasında olumsuzluklar yaratmaktadır.

Enerji talebindeki hızlı artışla birlikte daha da ciddi boyutlara ulaşmakta olan puant yükün karşılanması sorununun çözümü için PDHES ve SHDES projeleri geliştirilmelidir. Ülkemizde ICOLD kriterlerinde çeşitli amaçlarla inşa edilmiş işletmede yaklaşık 600 adet baraj vardır. Ayrıca üç tarafı denizlerle çevrili bir ülke olup bu tür uygulamalar için uygun bir topografyaya sahiptir. Bu özellikler PDHES’ler için ilk yatırım maliyetini ciddi ölçüde azaltıcı ve diğer depolama sistemlerine göre avantaj sağlayıcı özelliklerdir. Japonya’da alt rezervuar olarak deniz suyunun kullanıldığı projeler geliştirilirken henüz ülkemizde PDHES uygulaması bulunmamaktadır. Depolama sistemlerinin, özellikle yeni piyasa modeli içerisinde elektriğin tüm bu olan faydaları ve ilişkileri Şekil 2.2’de verilmiştir.

Enerji Depolamanın Faydaları

Elektrik Değer Zinciri Boyunca

Endüstriyel Rekabet

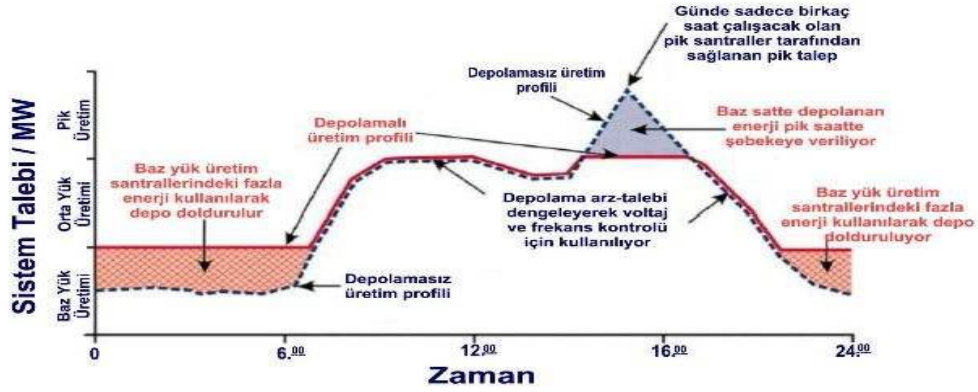


Şekil 2.2: Depolama sistemlerinin faydaları ve ilişkileri (Saraç, 2011).

2.3.1 Üretim kaynakları için faydaları

Elektriğin arz ve talebindeki dalgalanmaları dengeler, kısa dönem arz güvenliğini, kısa periyotta frekans kontrolünü ve sistem stabilitesini, uzun periyotta ise enerjinin yönetimini sağlar ve rezerve oluştururlar. Enerji arz güvenilirliğini garanti edecek politikalar geliştirilirken; dışa bağımlılığın azaltılması, yenilenebilir enerji kaynaklarının daha verimli kullanılmasının sağlanması, emisyonların azaltılması, bunun yanında kesintili enerji kaynaklarının sisteme bağlanabilmesi için gerekli olacak olan ilave iletim hattı yatırım maliyetleri ve yedek güç yatırım maliyetlerinin azaltılması, minimum yükün maksimum yüke oranının yükseltilmesi için elektrik depolama tesislerinin sisteme ilave edilmesinin önemini ortaya koymaktadır. Şekil 2.3’de depolama tesislerinin yük eğrisine katkısı gösterilmektedir. Elektrik talebinin ve fiyatın düşük olduğu saatlerde termik santrallerdeki fazla enerji veya aynı saatlerde oluşan kesintili enerji kaynaklarından elde edilecek elektrik kullanılarak depo doldurulurken minimum yük yukarı çekilmekte talebin fazla olduğu saatlerde ise elektrik üretilerek maksimum yük aşağı çekilerek minimum yükün maksimum yüke oranı artırılmaktadır. Puant yük değeri azaltılırken baz yük değerinin artırılması, puant yük dönemlerindeki tüketimin minimum tüketim dönemlerine kaydırılması ile sistem yük faktörü yükseltilmiş ve verimlilik artırılmış olmaktadır.

Büyük Ölçekli Bir Depolama Tesisinin Yük Profili



Şekil 2.3: Büyük ölçekli bir depolama tesisinin yük profili (Saraç, 2011).

2.3.2 Sistem operatörleri için faydaları

Voltaj kontrolü, enerji kalitesinin artırılması, sistem güvenliği ve varlıkların yönetimi ile büyük ölçüde YEK'nın bütün zamanlarda sisteme entegre esnekliği sağlarlar, YEK için gerekli olacak olan bağlantı ve iletim hattı ihtiyaçlarının 2/3 oranında azaltılması, sıcak ve ılık yedek maliyetinin düşürülmesi gibi birçok avantajlar sağlamaktadırlar.

2.3.3 Yardımcı hizmetler için faydaları

Elektrik sisteminde değişken üretimi olan yenilenebilir enerji kaynaklı üretim tesisleri arttıkça kontrolsüz üretim artacak, bu nedenle yan hizmetlerin kullanımı ve maliyeti de yükselecektir. Bu bağlamda depolama sistemleri yardımcı hizmetler için; frekansa yanıt verme, hızla devreye girme ve tam kapasiteye ulaşma, black-start, yedek veya döner yedek ve uzun dönem rezerv oluşturmak gibi avantajları sağlayacaktır.

2.3.4 Yenilenebilir enerji üreticileri için faydaları

Üretim zamanını ötelemek, kontrol ve sisteme entegrasyonu sağlamak, gün öncesi garanti anlaşması gibi serbest elektrik piyasası pazarında yapılacak anlaşmalar ile pazarda rekabet şansını artırmak, arz ile talebi eşleştirmek.

2.3.5 Tüketiçi için faydaları

Elektrik fatura fiyatlarını ve puant elektrik fiyatlarını azaltmak, enerji kalitesinin iyi olmaması ve güvenilir olmayan hizmetlerden dolayı oluşan kayıpları azaltmaktır. örneğin; 2006 yılında %33 yedek kapasite olmasına rağmen 27 Aralık 2006 tarihinde tüketimin en yüksek noktaya ulaştığı saatlerdeki 27 500MW'lık talebin karşılanmasında sıkıntı yaşanmış ve elektrik fiyatı 170YTL'den 1100 YTL'ye çıkmıştır. (TEDAŞ) Böyle bir durumda bir HES devreye sokulabilseydi fiyat bu kadar yükselmeyecekti. Aynı şekilde 1 Temmuz 2006'da 1210 MW kurulu gücündeki Bursa Doğal Gaz santrali arızalanıp devre dışı kalınca batıda 13 il 8 saat boyunca karanlıkta kalmıştır. Oysa Oymapınar barajı devreye sokulabilseydi veya büyük ölçekli depolama sistemleri olsaydı böyle bir olay yaşanmayacaktı.

2.4 Enerji depolama sistemleri

Enerjinin elektrik olarak depolanması pahalıdır ve teknolojik olarak verimli değildir. Enerji depolama sistemlerinin birçoğu dolaylı depolama sistemleridir. Diğer bir ifadeyle elektriğin diğer enerji formlarına dönüşümüdür. Bu depolama sistemleri;

Manyetik enerji (Süper kapasitörler)

Elektrik enerjisi (Süper iletken Manyetik Enerji Depolama)

Mekanik enerji (PDHES' ler, Basınçlı Hava Depolama (BHD), Volanlar)

Kimyasal enerji (Bataryalar, vs.)

Bu sistemler farklı farklı amaçlar için kullanılmaktadır. Ancak büyük miktarlarda enerjinin depolanması konusunda bunlardan sadece PDHES'ler ve Basınçlı Hava Depolama (BHD) yöntemleri teknolojik ve ekonomik olarak uygun yöntemlerdir. Her iki teknoloji de, diğer hiç bir sistemin sağlayamadığı 100 MW ve üstünde, bir kaç saat sürebilen bir kapasiteye sahiptir. Günümüzde PDHES'lerin verimliliği BHD sistemlerinin verimliliğinden yüksektir. (%70-80 civarında). Fakat Basınçlı Adiyabatik Hava Enerji Depolama ismi verilen BHD' lılar için yeni gelişmelerle ortalama %70 bir verimlilik amaçlanmıştır ki bu da PDHES'lerin verimliliğine yaklaşmıştır. PDHES'ler ile doğrudan rekabet edebilen BHD teknolojisi, mevcut elektrik şebekesinden çekilen güçle çalıştırılan kompresörün çevreden aldığı havayı yüksek basınçla bir tankta depolamak ve ihtiyaç halinde enerji üretecek bir gaz türbinini çalıştırmak esasına dayanmaktadır. Bu nedenle inşaat masrafları düşüktür.

BHD'lerin ilk yatırım maliyetlerinin PDHES'lerden daha az olmasına rağmen PDHES'ların uzun ömürlü ve hiçbir teknolojiyle kıyaslanamayacak derecede ucuz işletme maliyetlerine sahip olmaları PDHES 'lerin öncelikle tercih edilmesini sağlamaktadır. ilk yatırım maliyeti ve daha uzun geri ödeme süresi ise PDHES'lerin ciddi sayılabilecek dezavantajlarıdır.

2.5 Günümüzde Gelişmiş ve Gelişmekte Olan Depolama Yöntemleri

Elektrik depolama sistemlerinden PDHES ve SHDES'ler istenilen büyüklükte saatlik, günlük, haftalık veya mevsimlik depolamalar yapılabilmektedir. Bu santralardan 20 MW'ın üzerinde kurulu güce sahip olanlar genellikle kısa dönem arz güvenliği, sistem stablitesinin sağlanması ve frekans kontrolü gibi amaçlar için kullanılırken, küçük ölçekli olanları kesintili enerji kaynaklarının sistemi bozucu etkilerini azaltmak, süreklilik kazandırmak verimliliklerini ve pazarda rekabet gücünü artırabilmek için birlikte planlanmaktadır. Uçan çemberler, yakıt pilleri, süper kapasitörler gibi sistemler ise çok daha küçük ölçekli kW boyutunda depolama yapabilen sistemlerdir. Uzay araçlarında, meteoroloji istasyonlarında, büyük parklarda, kırsal alanlarda, bazı askeri uygulamalarda, dizüstü bilgisayarlarda, küçük elektronik cihazlar için portatif şarj istasyonu olarak, yerleşim alanlarından uzak bölgelerde güç kaynağı olarak, kullanılabilmekte, ulaşım ve haberleşme alanlarının yanında son yıllarda kesintili karaktere sahip yenilenebilir enerji kaynaklarından elektrik üretimi yapan santraller ile hibrit olarak planlanmaktadır. Teknik ve ticari anlamda henüz istenilen olgunluğa ulaşamamıştır.

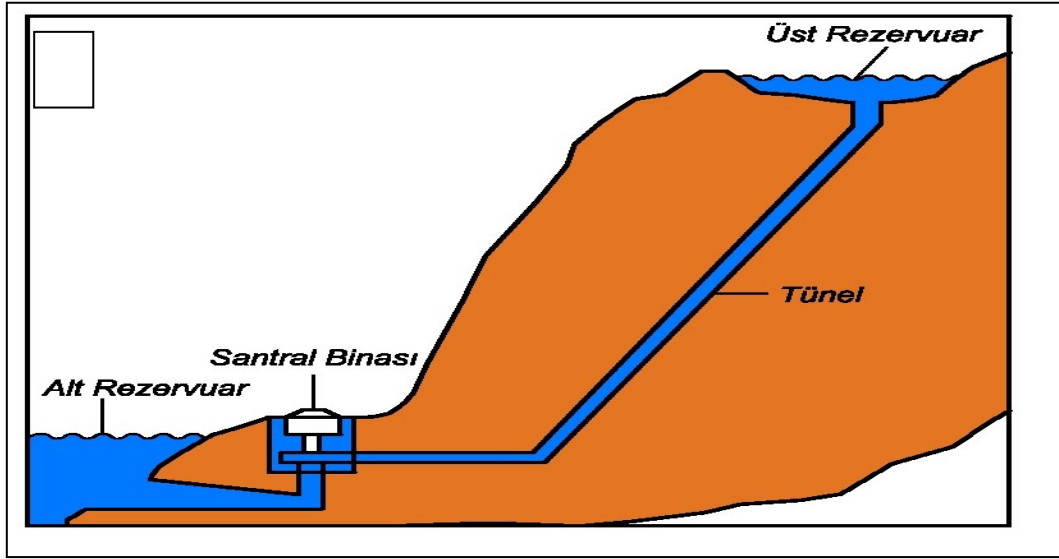
ABD ve Avrupa'da çok ciddi çalışmalar yapılmakta yakın gelecekte ticari olarak yaygınlaşabilecek düzeye geleceği düşünülmektedir. Bu alanda TÜBİTAK MAM'da yapılan küçük ölçekli birkaç çalışma dışında Türkiye'de kayda değer herhangi bir çalışma bulunmamaktadır. Prensipleri ilk olarak Alman bilim adamı Christian Friedrich Schonbein tarafından 1838'de bulunmuş ve o günümüze kadar birçok çalışmalar yapılmış olan yakıt hücreleri ve diğer küçük ölçekli uygulamalarla ilgili ayrıntıya bu çalışmada yer verilmeyecektir. Sadece Çizelge 2.1'de temel karakteristikler verilmiştir.

Çizelge 2.1: Hibrit sistemin temel karakteristikleri.

Depolama Tipi	Avantajları	Dezavantajları	Uygulama alanları	Verimlilik
PDHES	1-Yüksek Güç Kapasitesi 2-Oldukça yüksek enerji kapasitesi 3-Düşük maliyet	1-Özel alan gerekmesi 2-Düşük verimlilik	♦Döner veya devamlı yedek ♦Ucuz enerjiyi pahalı enerjiye dönüştürmek	%70-85
SHDES	1-Yüksek Güç Kapasitesi 2-Oldukça yüksek enerji kapasitesi 3-Düşük maliyet	1-Özel alan gerekmesi 2-Gaz bağlantısı	♦Döner veya devamlı yedek ♦Ucuz enerjiyi pahalı enerjiye dönüştürmek	%70-80
Akım Pilleri	1-Orta Güç Kapasitesi 2-Yüksek enerji kapasitesi	Düşük güç yoğunluğu	♦Değişkenliği azaltmak ♦Döner veya devamlı yedek sağlamak	%75-85
NaS pilleri	1-Orta Güç ve enerji kapasitesi 2-Yüksek güç yoğunluğu 3-Yüksek verimlilik	1-Yüksek maliyet 2-Üretim zorluğu	♦Değişkenliği azaltmak ♦Kesintisiz güç temini	%85-90
Li-ion pilleri	1-Orta Güç ve enerji kapasitesi 2-Yüksek güç yoğunluğu 3-Yüksek verimlilik	1-Yüksek maliyet 2-Özel bir devreler sistemi gerektirmesi	♦Değişkenliği azaltmak ♦Kesintisiz güç temini	%90-95
Uçan Çemberler	1-Yüksek Güç Kapasitesi	1-Düşük Enerji Kapasitesi 2-Düşük güç yoğunluğu	♦Güç kalitesi	%90-95
Kapasitör	1-Yüksek verimlilik 2-Uzun döngü ömrü	1-Düşük güç yoğunluğu	♦Güç kalitesi	%90-95
Hidrojen Depolama	1-Yüksek güç ve enerji kapasitesi	1-Yüksek maliyet 2-Düşük verimlilik	♦Değişkenliği azaltmak ♦Döner veya devamlı yedek sağlamak	Düşük
Sarj edilebilir Hybrid sistemler	1-Geniş bir alana yayılabilmekte 2-Güç sistemi için düşük maliyet	1-Yönetmek zor	♦Değişkenliği azaltmak ♦Döner veya devamlı yedek sağlamak	%80-90

2.5.1 Pompaj depolamalı hidroelektrik santraller

Enerjiyi depolamanın bir yolu da sistemin güç talebinin düşük olduğunda suyu yüksekte bir haznede depolamak ve bu şekilde biriktirilen sudan puant zamanlarda hidroelektrik enerji elde etmektir. Pompaj depolamalı santraller hidrolik, termik ve rüzgar santrallerinden kurulu enterkonnekte sistemin günlük, haftalık veya sezonluk işletme şartlarını düzenlemekte olup, normal hidroelektrik santrallerde olduğu gibi nehir akımından etkilenmeyip talebin az olduğu ve enerji üretimine gerek olmadığı durumlarda durdurulabilir.



Şekil 2.4: Tipik PDHES'lere örnek verilmiştir (Saraç, 2010).



Şekil 2.5: Japonya'nın Okinawaadasının kuzey tarafında kurulan pilot deniz suyu PDHES'in kuşbakışı görünüşü (EİE, 2009).

Sekizgen şekil üst rezervuarı göstermekte, deniz (Pasifik Okyanusu) alt rezervuarı temsil etmektedir. Kuyruk suyu kanal çıkışı deniz dalgalarından korunmak üzere dörtlü-oluklu bir sistemle çevrilmiştir. Dünyada deniz suyunu kullanan yüksek düşülü ilk PDHES'dir. Bu nedenle tipik ve ilginçtir. Üç tarafı denizlerle çevrili ülkemiz içinde uygulama alanı olarak önemlidir. Japonya nehirler üzerinde çok sayıda ve büyük kapasitelerde PDHES'ler inşa etmiştir. (yaklaşık 30 000 MW) Son yıllarda coğrafya ve jeolojiye göre uygun alanlar azalmış, ayrıca çevre değerlendirme kriterleri etkili olmaya başlamıştır. Bu durumu dikkate alan Japon Hükümeti, EPDC firmasına deniz suyunu kullanabilen bir PDHES'in etüdünü ve fizibilitesini sipariş etmiştir. 1981 yılında başlanan ilk etüt ve malzeme test çalışmaları, 1991 yılına kadar

sürmüştür. 1991 yılında inşaatına başlanan Okinawa PDHES'in 1998 yılında tamamlanması planlanmış işletmeye geçtikten sonra beş yıllık tecrübe dönemi öngörülmüştür. Mart 1999'da inşaat tamamlanmıştır.

Bir deniz suyu PDHES'in fiyat ve sistem işletmesi açısından normal bir PDHES'e göre aşağıdaki üstünlükleri vardır.

- Alt rezervuar inşaatına gereksinim bulunmamaktadır.
- Büyük ölçekli termik veya nükleer santrallerin yakınına veya güç talebi artan meskun alanlarda kurulabilirler.

Buna karşın deniz suyu PDHES'lerin karşılaştıkları çeşitli problemler vardır. Bu konuların santralin test çalışmaları sırasında incelenmesi planlanmıştır. Bunlar;

- Yukarı rezervuarda depolanan deniz suyunun toprağa ve/veya yeraltı suyuna sızmasını ve kirlenmesini önlemek için alınan önlemlerin değerlendirilmesi,
- Deniz organizmalarının su sistemine ve türbinlere yapışması (adhezyonu) sonucu, güç üretiminde ve pompajda verimin düşmesi,
- Pompa-türbin tarafından yaratılan yüksek basınç ve yüksek akış hızı altındaki deniz suyunun teması sonucu metal malzemelerde oluşan korozyon,
- Kararlı giriş yapısı içinden, deniz suyunun yüksek dalgalara karşı desarjı ile stabil güç çıkışı sağlamak,
- Yukarı rezervuardan rüzgar ile deniz suyunun etrafa dağılması sonucunda, etraftaki bitki, hayvan ve diğer biyolojik sistemler üzerindeki etkisi,
- Santral çıkışına yakın yerlerde yaşayan mercan ve diğer deniz organizmaları üzerindeki etkileri,

Sekizgen şekilli üst rezervuar, 25 m derinliğinde, 252 m çapraz genişliğinde olup, 564 000 m³ aktif depolama kapasitesine haizdir. Üst rezervuar, dolgu ve kazı işlerini optimum tutmak amacıyla basit şekilli seçilmiş ve tamamıyla lastik membran (perde) ile kaplanmıştır. Cebri borunun düz kesimleri plastik takviyeli fiberglas ile dirsek bölgeleri elektrolitik korumalı çelikten imal edilmiştir. Yeraltı santrali 17 m genişliğinde, 32 m yüksekliğinde ve 41 m uzunluğunda bir kavern içine yerleştirilmiştir. Kuyruk suyu kanalı beton kaplamalı bir yapıdır. Stabil deniz suyu

giriş ve desarjı ve emniyeti sağlamak için prefabrik beton blokların kullanıldığı su kırıcı yapı uygulanmıştır.

Çizelge 2.2: Deniz suyu PDHES’lerin Pompa –Türbin özellikleri.

Türbin işletmesi	Pompa işletmesi
Maksimum güç :31 400kW	Maksimum giriş gücü :31 800kW
Maksimum net düşü :141m	Dinamik düşü :160m
Maksimum debi 26m3/sn	Debi : 20,2m3/sn
Dönüş hızı 450 ± 6 devir/dakika	

Pompa türbin ünitesinde çark, kolayca sökülüp takılabilmesi için alttan çıkarılabilecek şekilde projelendirilmiştir. Türbin-pompa çarkı ve kılavuz kanatlar, korozyona karşı nitrojen ilave edilmiş, düşük karbon kapsamlı, ostenitli paslanmaz çelik dökümden imal edilmiştir. Ana mil, ostenitli grup içinde nitrojen ihtiva eden dövme paslanmaz çelikten yapılmıştır. Salyangoz ve sabit çember, kaynak konstrüksiyon için haddelenmiş çelikten imal edilmiş, suyla temas eden yüzeyler vinilester tipinde, cam pullu, kalın bir boya filmi ile kaplanmıştır. Contalar seramik malzemeden yapılmıştır. Midyeler, pompa türbinlere, borulara, vanalara ve yardımcı ekipmana kolaylıkla yapışan deniz organizmaları için tipik bir örnektir. Midyeler, akış hızının 5 m/s altında olduğu yerlerde, özellikle 1 veya 2 m/s akış hızında yüzeylere kolayca yapışırlar. Midyelerin yapışması pompa-türbin verimini düşürmeleri yanında boruların tıkanmasına ve çeşitli arızalara neden olmaları karşısında gerekli önlemlerin alınması önem taşımaktadır. Akışın durgun olduğu bölgelerin, anti-kirlenme tipi pislik önleyici boya ile boyanması faydalıdır. Sonuç olarak önemli üstünlüklerine karşın, korozyonu ve deniz organizmalarının yapışmasını önleyici önlemler çerçevesinde oluşan dezavantajlar, deniz suyu PDHES’lerin yapısal özelliklerini ortaya koymaktadır.

Deniz suyu pompa türbinler için anti-korozyon mühendisliğinin gelişmesine paralel olarak deniz suyu PDHES’lerin önündeki engellerin kalkacağı ve yapımına talebin artacağı beklenmektedir. Elektrik enerjisi talebi gün boyunca da çok büyük değişiklikler gösterir. Örneğin ilgi çeken bir TV programı başlamadan önce herkesin mutfığa giderek su ısıtıcılarını çalıştırdıklarını düşünelim bu ani pik ihtiyacına neden olacaktır. Eğer santraller hemen ihtiyacı karşılayacak enerjiyi üretemezlerse sistemin frekansı düşer, üniteler devreden çıkar, elektrik kesintisine dolayısıyla da birçok

probleme neden olurlar. (Trafik ışıklarının kesilmesinin trafik kazalarına, hastanelerde elektrik kesintisinin hayati sonuçlar doğuracak birçok problemlere neden olacağı gibi) Eğer elektrik enerjisinin büyük bir bölümü, devreye girmeleri ve tam kapasiteye ulaşmaları minimum yarım saat alan fosil yakıtlardan ve devreye girmeleri daha da uzun zaman alan nükleer santrallerden elde ediliyorsa bu ve benzeri problemlerin yaşanması kaçınılmazdır. Söz konusu problemlerin yaşanmaması veya en aza indirilmesi için, ani yük artışlarında rezerv yükü 20-30 saniye içinde karşılayabilecek ve daha büyük yük taleplerinde devreye girme süreleri birkaç dakikayı geçmeyen santrallere ihtiyaç vardır. Günümüz teknolojisi içerisinde bu ihtiyacı karşılama yeteneğine sahip olan santraller sadece klasik depolamalı santraller ile pompa depolamalı hidroelektrik santrallerdir.

Dünya'daki en hızlı devreye giren santral İngiltere'nin Galler bölgesinde 1984 yılında işletmeye alınmış olan Dinorwig PDHES'dir. 1320 MW'ı 12 saniyede sağlamaktadır. Japonya'da değişik tipteki santrallerin devreye girme ve tam kapasiteye ulaşma zamanları ile ilgili yapılan bir çalışmanın sonuçları aşağıda verilmiştir. Bu çalışma için ilgili santrallerde üretime 8 saat ara verildikten sonra santraller çalıştırılarak sonuçlar alınmıştır.

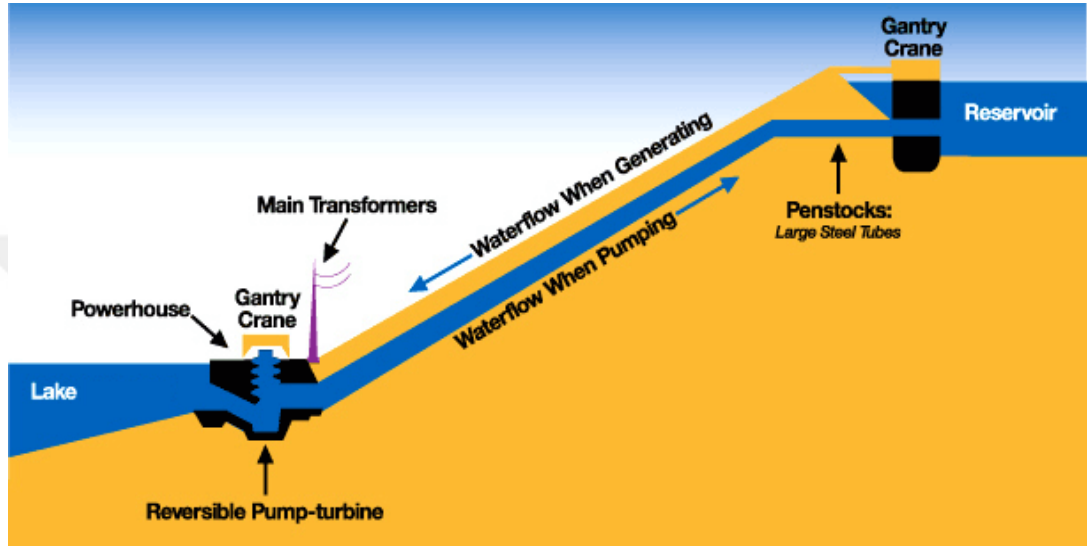
Çizelge 2.3: Santrallerin pik ihtiyacını karşılama yeteneği.

Proje Tipi	Başlama ve Tam Kapasiteye Ulaşma Süresi
Klasik Hidroelektrik Santraller	3-5 dakika
Pompa Depolamalı Santraller	3 -5 dakika
Fuel Oil Santralleri	3 saat
LNG-Dogal Gaz Santralleri	3 saat
LNG- Çevrim Santralleri	1 saat
Kömür Santralleri	4 saat
Nükleer Santraller	5 gün

Yukarıda da görüleceği üzere pompa depolamalı hidroelektrik santraller ile klasik hidroelektrik santraller dışındaki santrallerin hiç biri pik ihtiyacı karşılama yeteneğine sahip değildir.

2.5.1.1 PHES’lerin çalışma mantığı

Elektrik enerjisi talebinin ve elektrik fiyatının düşük, elektriğin fazla olduğu saatlerde suyun yüksekteki bir rezervuara pompalanarak depolanması ve ihtiyacın yüksek enerjinin pahalı olduğu pik saatlerde enerji üreterek alt rezervuara aktarılması yöntemidir. Pompa depolamalı santraller elektrik enerjisi üretme yönteminden çok, fazla olan enerjinin depolanması yöntemidir.



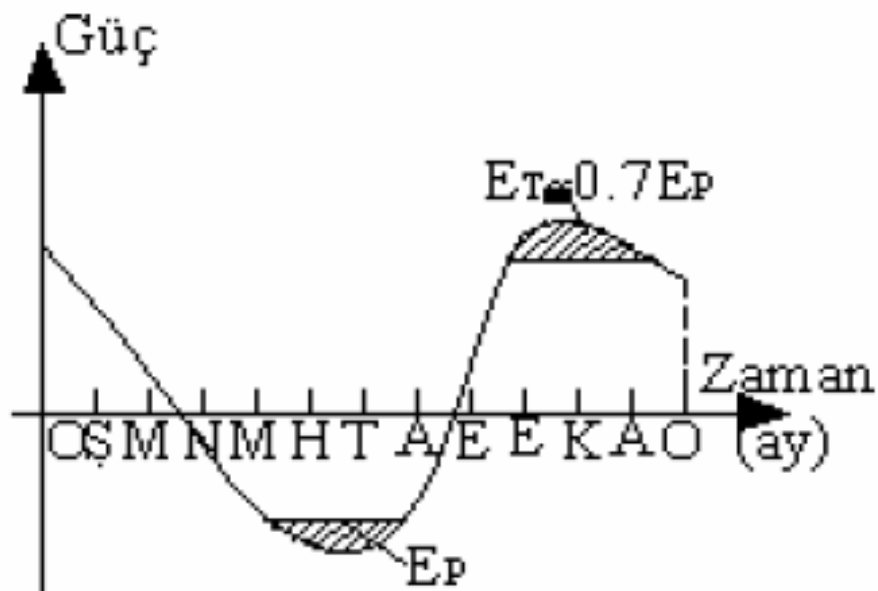
Şekil 2.6: PHES’lerin çalışma prensiplerinin anlatımı (Öziş, 1968).

Böyle bir santralin tükettiği enerji ürettiği enerjiden tabiatıyla fazla olacaktır. Ancak bu enerji farkının büyük kısmının, hatta tamamının biriktirmesiz hidroelektrik santrallerin esasen kullanılamayacak enerjisi veya termik santrallerin devreden çıkarılıp sokulmaları halinde soğuma ve tekrar ısıtma kayıp enerjileri ile karşılanacağı düşünülmelidir.

Pompaj biriktirmeli santrallerin ekonomik tutarlılığına etkiyen en önemli fiziksel husus iki hazne arasındaki iletim boyunun düşüşe oranı olmaktadır. Bu oranın küçük olması tercih edilmekte genellikle 7:1 oranını üzerindeki tertiplere ender olarak rastlanmaktadır. Pompaj biriktirmeli santrallerde çoğunlukla düşü birkaç yüz metre debi birkaç m^3/sn ila onlarca m^3/sn mertebesinde bulunmaktadır.

Pompaj biriktirmeli santraller özellikle termik ve nükleer santrallerle bir arada çalıştıkları sistemlerde günlük rejimle çalışmakla birlikte (Şekil 2.7), biriktirme olanağından yoksun hidroelektrik santrallerin, akışın fazla olduğu mevsimlerde üretebileceği ilave enerjiden yararlanıp biriktirme olanağı bulunan santrallerin

Şekil 2.7: Günlük zirve güç ihtiyacının karşılanmasına yönelik pompaj baskı santral işletme düzeni.



Şekil 2.8: Mevsimlik biriktirmeye yönelik pompaj biriktirmeli santral işletme düzu

2.5.1.2 PHES'lerin başlıca elemanları

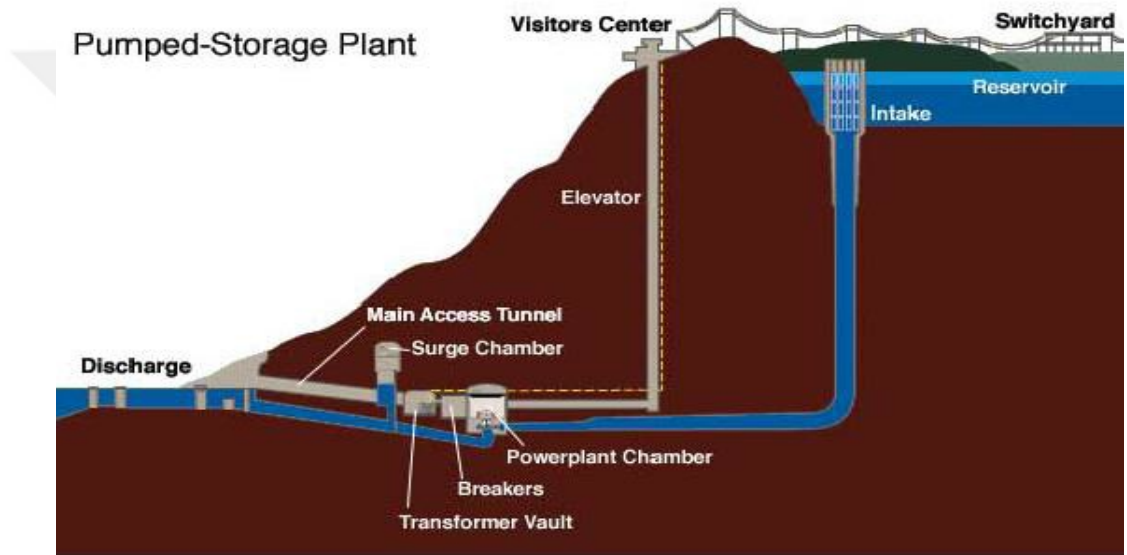
PHES'ler başlıca;

Bir alt ve üst rezervuar,

Bu iki rezervuar arasında bir cebri boru,

Elektrik üreten veya suyu pompalayan türbin/pompa ve jeneratör/motor grubu

Bunlarla ilgili hidro-mekanik ve elektro-mekanik ekipmanlardan oluşurlar.

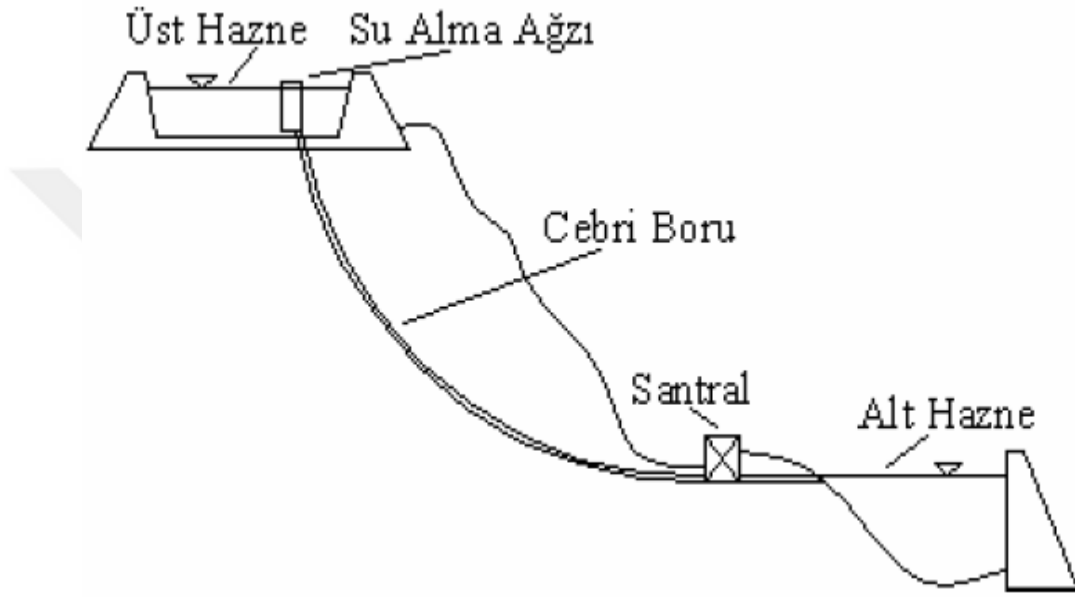


Şekil 2.9: Pompaj Depolamalı HES'lerin gösterim şeması (Öziş, 1968).

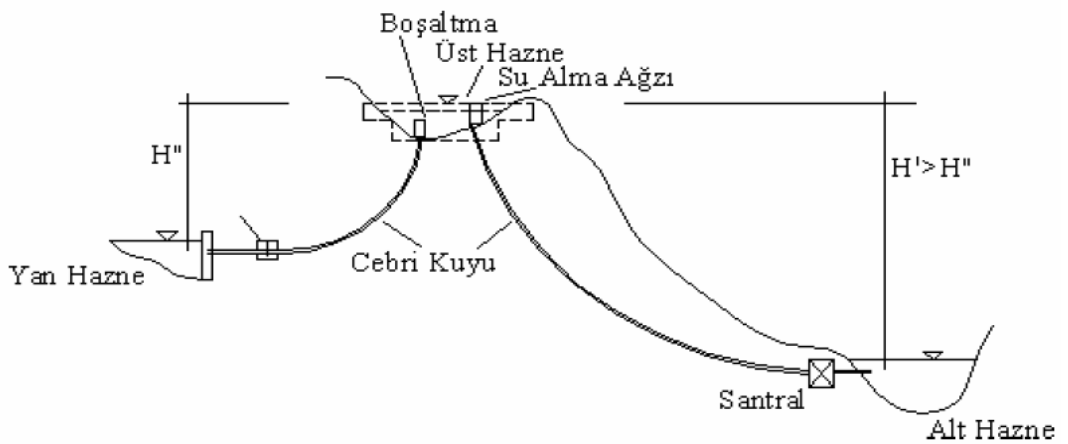
Pompaj depolamalı santrallerde rezervuarlar inşa edilecek havuzlar dışında nehir, doğal göl, mevcut baraj rezervuarı veya deniz olabilir. İnşa edilecek havuzların geçirimsizliği asfalt, beton veya geomembran gibi değişik malzemelerle sağlanabilmektedir. Su alma yapısı üst rezervuarın yanında veya altında olacak şekilde yapılabilir. Çoğunlukla yeraltı santralli pompaj depolamalı HES'lerde iletim yapısı olarak şaft ve enerji tüneli kullanılıp, santralle alt rezervuar arasındaki bağlantı da kuyruksuyu tüneli ile sağlanmaktadır.

Pompaj biriktirmeli santrallerin uygulamada en çok rastlanılan tertibi Şekil 2.10 ile Şekil 2.11'de görülen gerek enerji üretiminde gerek suyun yükseltilmesinde aynı iletim hattının kullanıldığı tesislerdir. Bu tür santrallerde üretilen enerjinin tüketilen enerjiye oranı olarak tanımlanan genel verim 0,7 mertebesinde bulunmakta ancak

daha öncede belirtildiği gibi zirve güç talebinin karşılanmasında sistemin gücüne önemli katkı sağlamaktadır. Yüzeyi geniş olan depolar, beher cm yükseklik için daha fazla suyu depo edeceklerinden randıman sayıları daha müsait olur. Hidrolik olarak enerjinin iyi bir şekilde depolanması için detaylı bir şekilde hesaplaması yapılan bir üst ve bir de alt hazneye ihtiyaç vardır. Pompalı depolama suretiyle pik saatlerdeki enerjiyi karşılamak için yapılan tesislerin, daha ziyade tüketimin ağırlık merkezlerinde planlanması daha ekonomik olur.

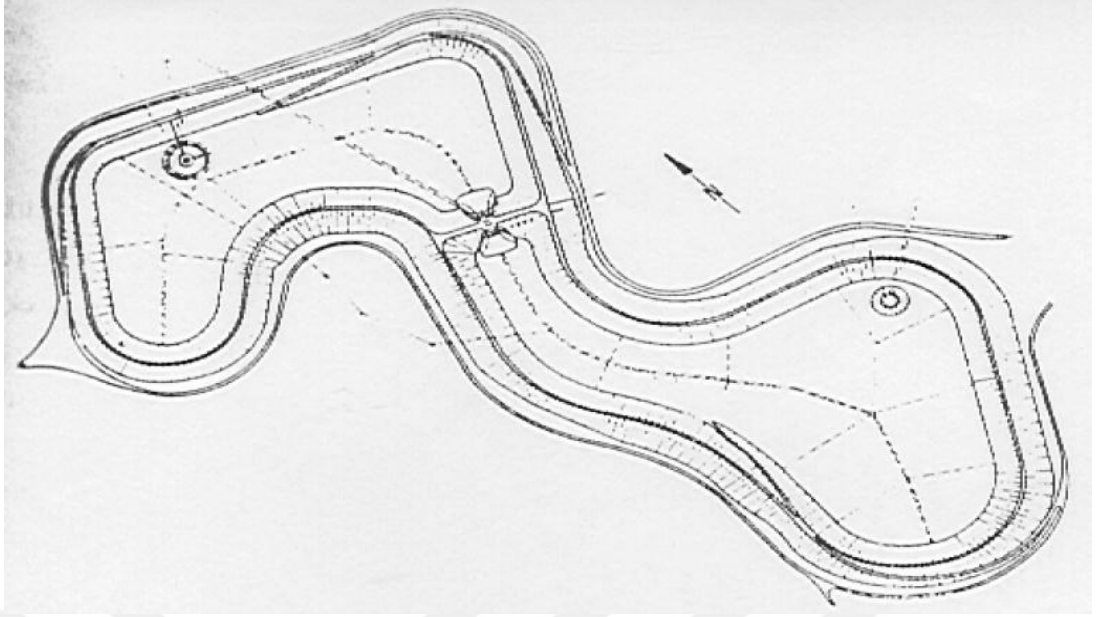


Şekil 2.10: Tek iletimli bir pompaj biriktirmeli santral sistemi boykesiti.



Şekil 2.11: Çift iletimli ve pompaj yüksekliği türbin düşüsünden küçük olan bir pompaj biriktirmeli santral işletme düzeni.

Enerji hesapları yapılırken transformatör, motor, pompa, borudaki enerji kaybı ve nihayet üst depodan suyu alıp türbinlere geçirecek enerji tekrar üretilirken yine



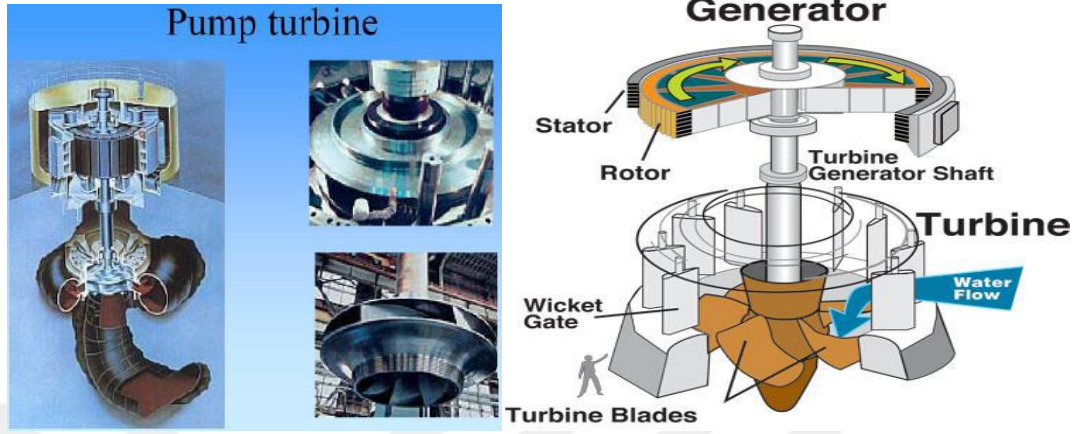
Şekil 2.13: VIANDEN pompaj biriktirmeli santralin üst haznelerinin planı (URL-7, 2013).

Sızma kayıplarını asgari seviyede tutmak için havuz tabanı ve seddenin iç yüzü asfalt kaplama ile kaplanmakta, altına uygun bir hava ve su drenaj sistemi tertiplenmektedir. Buharlaşma kayıplarının ise alt hazneden ilaveten karşılanması gerekmektedir. Topografinin elverişli olduğu durumlarda üst hazneyi bir barajla meydana getirmek mümkündür. Bu durumda akarsuyun tabi debisi sayesinde buharlaşma kayıplarını karşılamak, hatta bu debi büyükse ilave enerji üretmek olanağı bulunmaktadır. Buna karşılık buharlaşma ve sızma kayıpları suni havuzlara kıyasla fazla olduğundan küçük debilerde mahzurlu olmaktadır. Bu tür santraller akarsu üzerinde kademe teşkil eden iki baraj arasında veya tabi bir göl ile bir baraj arasında uygulama alanı bulmaktadırlar.

Pompaj biriktirmeli santrallerde üst hazneden su alma yapısı genellikle bir su alma kulesi, bazen yamaçtan tünel girişi şeklinde tertiplenmektedir. İletim yapısı ise cebri boru veya özellikle yer altı santrallerinde cebri kuyu olmaktadır. Mansap su seviyesi fazla oynamıyorsa kuvvet santralinde makineler yatay eksenli olarak tertiplenmektedirler. Böylece daha alçak bir yapı, az temel kazısı, kolay montaj gibi faydalar sağlanmakta; buna karşılık santral boyu uzamakta, elektrik makinelerinin sızan sulardan korunması özel itina istemektedir.

Pompaj depolamalı HES’lerde pompa türbin ayrı ayrı kullanılabileceği gibi tersinir pompa türbin sistemleri kullanılarak tek hat üzerinden sistem çalışabilmektedir. Şekil

2.14’de tersinir pompa/türbin sistemleri görülmektedir. Bu sistemlerde genellikle, türbin Francis türbin olarak, pompa ise santrifüj pompa gibi çalışmaktadır.



Şekil 2.14: Tersinir pompa/türbin sistemleri (YEGM, 2012).

2.6. Pompajlı Hes’lerin Avantaj ve Dezavantajları

2.6.1. PHES’lerin avantajları

Pompajlı depolama sisteminin temel konusu orijinal olarak geliştirildiği gibi, yeniden kullanım dolayısıyla ilgili talep için elektrik enerjisi depolama sistemidir. PHES’lerin puant kesme yeteneği kadar yükü dengeleme ve yardımcı hizmetler sağlama gibi birçok yararları vardır. Bunlar; Hızlı Yanıt/ Hızlı Devreye Girme: İletim sistemi işletmecilerinin elektrik şebekesini regüle edebilmek için sistemi saniye, dakika ve saat süreleri içinde yedek elektrik ile besleme yeteneğine sahip olmaları gerekir. Bu maksatla işletmeciler birkaç saniye içinde yüke geçebilecek santralleri döner yedek olarak tutarlar. Zaman çerçevesine bağlı olarak, tevzi edilen enerji için, işletmeciler müşteriye daha yüksek giderler yansıtırlar. Hidroelektrik santraller bir kaç dakika içinde yük talebini karşılayabilmeleri nedeniyle yüksek değerli bir enerji sağlarlar.

Yükün Dengelenmesi: Gerilim ve frekansa bağlı şebeke stabilitesi, bir çok sanayi tüketicisi açısından hayati öneme haizdir. Çünkü yük temininin stabil olmaması halinde makineler arızalanmakta ve üretilmekte olan mal bozulmaktadır. Bu nedenle, dengeli yük sağlamak için sanayi kuruluşları PHES’lerden yararlanmaktadır.

Black-start Yeteneği: Elektrik şebekesinin tamamen devre dışı olması halinde, şebekenin yardımı olmadan bir santralı çalıştırma yeteneği önemlidir. Çünkü diğer

tiplerdeki santrallerin çoğu, işletmeye geçebilmek için elektrik şebekesinden beslenmek zorundadır. Hidroelektrik santraller, genellikle, elektrik şebekesinden beslenmeden işletmeye alınabilirler.

Enerjinin Depolanması: Enerji sistemindeki pikler, elektrik fiyatının düşük olduğu saatlerde suyun yüksekteki bir rezervuara pompalanarak depolanması, talebin yüksek ve enerjinin pahalı olduğu saatlerde pik enerji üreterek alt rezervuara aktarılması yöntemi ile seviyelendirilir.

2.6.2. PHES’lerin dezavantajları

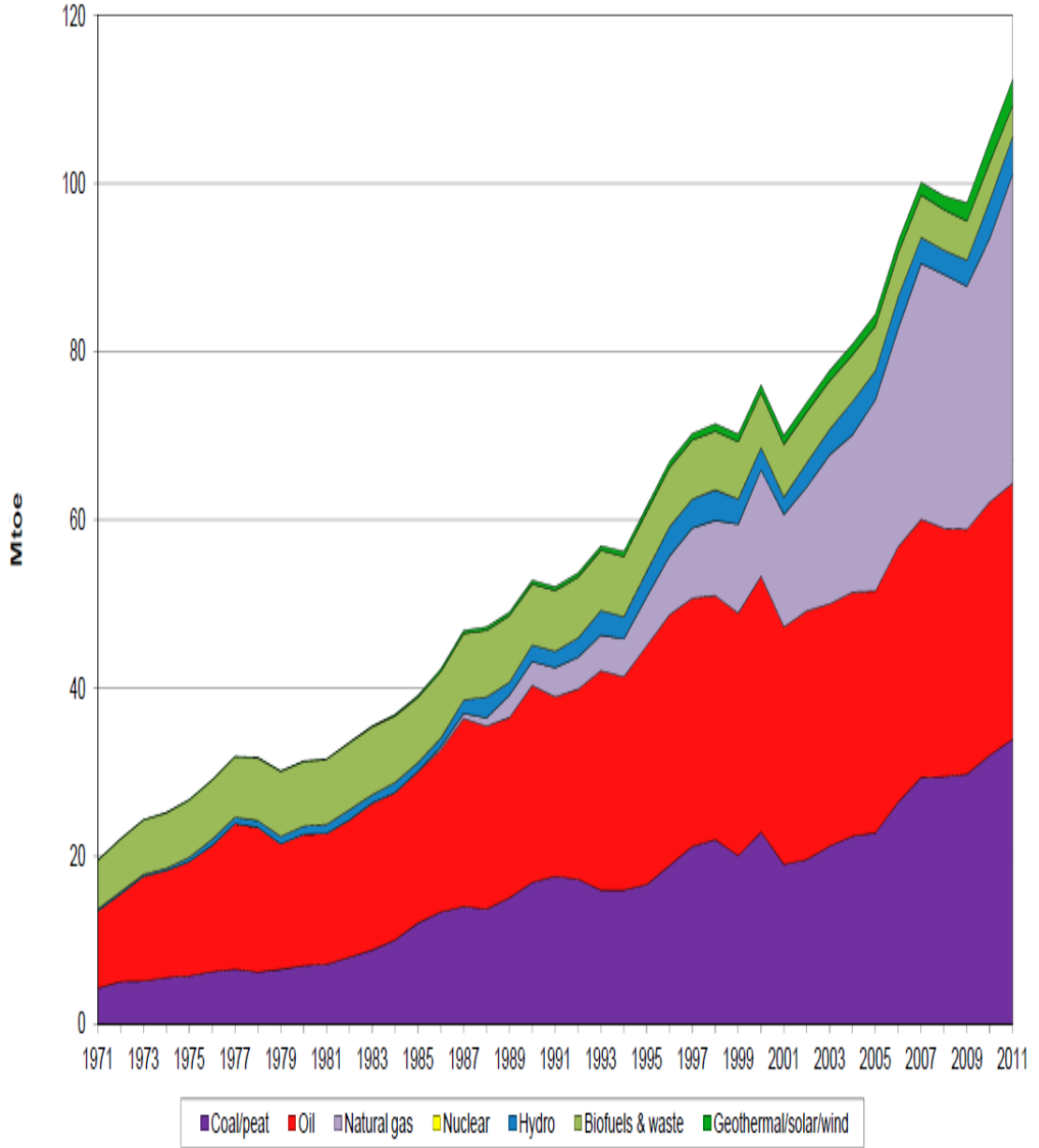
PHES’lerin dezavantajları: İlk yatırım maliyeti ve uzun geri ödeme süresi, kurulması için gerekli jeolojik konum, erozyon durumları, görsellik önemi, balıkçılığa olan etkisi, rezervuarlar arasındaki ulaşım sorunlarıdır.

2.7 Potansiyel Pompaj Depolamalı Hidroelektrik Santral Proje Bölgeleri

Türkiye akarsu havzalarında biriktirmeli santral olanaklarının çoğunun doğuda, enerji tüketim merkezlerinin büyük bir kısmının da batıda olduğu düşünülürse; bu merkezlerin yakınında kurulacak ve günlük rejimle çalışacak pompaj biriktirmeli santrallerin gelecekte zirve güç talebinin güvenle karşılanmasında önemli bir boşluğu dolduracak ve böylece iletim hattı kısa ve yük kayıpları az olacaktır. Şekil 2.15’te görülen 2006 yılı için il bazındaki enerji tüketimleri değerlendirildiğinde ülkemiz genelinde muhtemel pompaj depolamalı santrallerin nerelerde yapılacağı konusu önemli ölçüde açıklığa kavuşmuş olacaktır. Şekil 2.15’teki renk sıkalasında gösterilen kırmızı renkli iller pompaj depolamalı santraller için öncelikle ele alınması gereken illerimiz arasında olmalıdır. Bu illerimiz; Ankara, İstanbul, Bursa, Kocaeli ve İzmir’dir. İkinci öncelikli illerimiz ise Antalya, Konya, Tekirdağ, Adana, Hatay, Gaziantep ve Ş.Urfa olmalıdır.

Total primary energy supply*

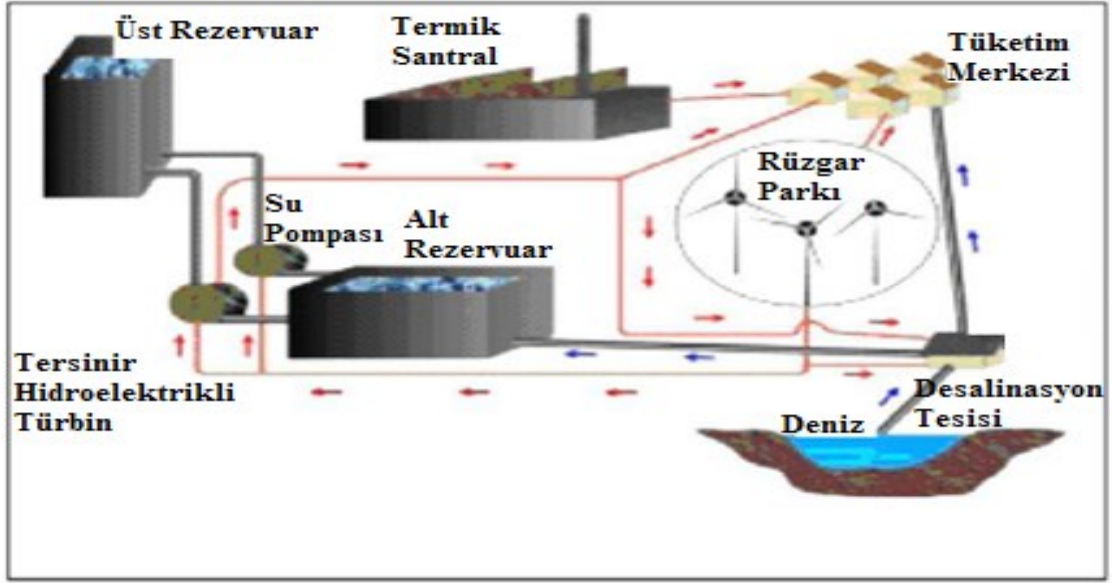
Turkey



Şekil 2.15: Türkiye'nin enerji tüketimini gösteren şekil (Saraç, 2010).

2.8 Pompaj Depolamalı Hidroelektrik Santrallerin Diğer Santrallerle Entegre Edilmesi

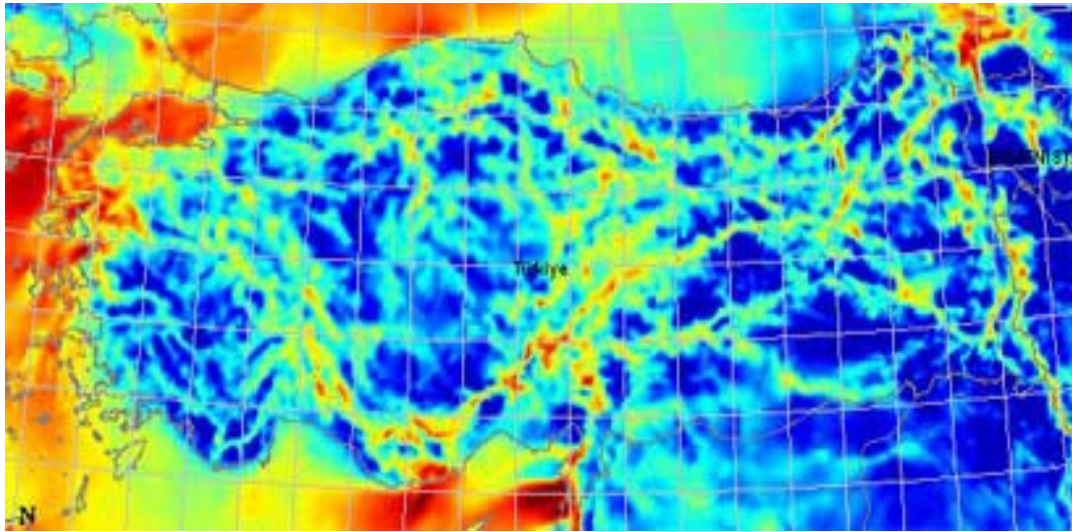
Pompaj depolamalı santraller, yenilenebilir enerjinin yükselişe geçtiği günümüzde özellikle rüzgar santrallerine ve termik santrallerine entegre edilerek üretilen enerjiyi daha güvenilir hale getirmek amacıyla kullanılabilmektedir. Böyle bir entegrasyon şeması Şekil 2.16'de verilmiştir.



Şekil 2.16: Pompajlı santrallerin diğer santrallerle entegrasyon şeması (Tutuş, 2010).

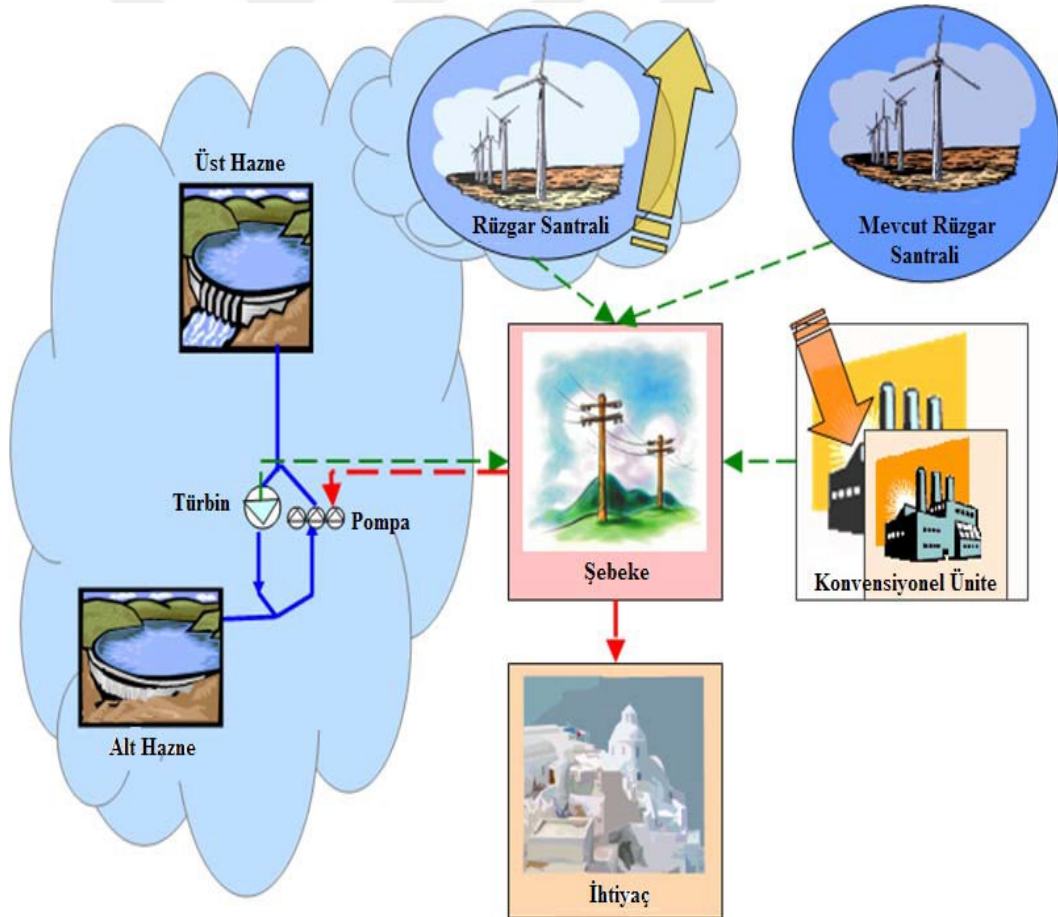
2.8.1 Rüzgar santralleriyle entegre edilmesi

Türkiye Rüzgâr Enerjisi Potansiyel Atlası (REPA) (Şekil 2.17), Türkiye rüzgâr kaynaklarının karakteristiklerini ve dağılımını belirlemek amacıyla EİE tarafından 2006 yılında üretilmiştir. Bu atlasta verilen detaylı rüzgâr kaynağı haritaları ve diğer bilgiler rüzgâr enerjisinden elektrik üretimine aday bölgelerin belirlenmesinde kullanılabilecek bir altyapı sağlamaktadır. Yıllık ortalama değerler esas alındığında, Türkiye'nin en iyi rüzgâr kaynağı alanları kıyı şeritleri, yüksek bayırlar ve dağların tepesinde ya da açık alanların yakınında bulunmaktadır.



Şekil 2.17: Türkiye rüzgar enerji potansiyeli haritası (Börçek, 2011).

Türkiye, Avrupa’da rüzgâr enerjisi potansiyeli bakımından en zengin ülkelerden birisidir. Üç tarafı denizlerle çevrili olan ve yaklaşık 3500 km kıyı şeridi olan ülkemizde özellikle Marmara kıyı şeridi ve Ege kıyı şeridi ile sürekli ve düzenli rüzgâr almaktadır. Bu bölgelerden başlamak üzere hızla rüzgâr enerjisi yatırımlarına başlanılmıştır. Ülkemizin 50000 MW’ lık rüzgar enerjisi potansiyeli bulunmaktadır. Buna rağmen rüzgardan elde edilen enerjinin kararsızlığından dolayı güvenilir olmaması gibi bazı bilinen dezavantajları sebebiyle enterkonnekte sistemde kendine yer bulmakta zorluk çekmektedir. Pompaj depolamalı santraller, yenilenebilir enerjinin yükselişe geçtiği günümüzde özellikle rüzgar santrallerinden üretilen kararsız enerjiyi de güvenilir hale getirmek amacıyla kullanılabilmektedir. Bunun için rüzgar santrallerinden elde edilen enerjiyle su üst hazneye pompalanarak, depolanan suyun türbinlenmesiyle elde edilen hidroelektrik enerji, enterkonnekte sisteme verilir (Şekil 2.18).



Şekil 2.18: Pompajlı santrallerin rüzgar santralleriyle entegrasyon şeması (YEGM, 2012).

2.8.2 Termik santralleriyle entegre edilmesi

Genel olarak termik santraller talep değişimlerine kolayca uyum sağlayamamaları ve devreye alınmaları ve devreden çıkartılmaları uzun sürdüğü ve bu esnadaki enerji kaybının çok olması nedeniyle baz yükte kullanılırlar ve herhangi bir arıza durumu oluşmadığı takdirde devreden çıkartılmazlar.

Termik santrallerin, tüketimin az ve elektriğin ucuz olduğu (örneğin gece 12:00 – 05:00) saatlerde ürettiği tüketim fazlası enerjiyi kullanarak, su bir alt haznedan üst hazneye basılır. Üst haznedeki su, tüketimin fazla ve fiyatın yüksek olduğu pik saatlerde aşağı rezervuara türbinlenerek enerji üretilir.

Termik santrallerinde kullanılan soğutma suyu barajlardan, göllerden, nehirlerden ve son zamanlarda yapılan yeni projelerde denizlerden sağlanmaktadır. Denizlerden sağlanan soğutma suyunun sonsuz kapasitesi vardır. Bu sonsuz kapasitedeki debi, topografyanın elverişli olduğu kota enerji fazlası zamanlarda pompalanıp biriktirilerek, talebin fazla olduğu dönemlerde türbinlenir ve hidroelektrik enerji elde edilir. EÜAŞ’a bağlı termik santrallerin haritası Şekil 2.19’de verilmiştir.



Şekil 2.19: EÜAŞ’a bağlı termik santraller (EÜAŞ, 2010).

2.8.3 Doğal akışlı hidroelektrik santralleriyle entegre edilmesi

Bir akarsuyun hidroelektrik potansiyelinin değerlendirilmesinde iki yöntem kullanılır. Bunlardan birisi, akarsuyun üzerinde gölet veya baraj gibi su yapıları inşa ederek ihtiyaçtan fazla gelen suyu biriktirmek ve bu potansiyeli kullanarak elektrik enerjisi üretmek, diğeri de doğrudan akarsuyun doğal akım miktarını kullanmaktır. İşletme ve inşa aşamasında olan lisansı alınmış 688 adet 27647 MW kurulu gücünde HES bulunmaktadır. Bunların yaklaşık %80'lik bölümü doğal akışlı (Nehir tipi) HES'lerdir. Ayrıca, kamu ve özel sektör tarafından geliştirilmiş ve sayıları binin üzerinde HES projesi daha olduğu bilinmektedir. Bu projeler henüz lisans aşamasında olmamakla birlikte, önümüzdeki on yıllık süre içerisinde bu projelerinde yatırıma dönüşmesi ve üretime geçmeleri beklenmektedir. Bu projelerinde hemen hemen tamamı doğal akışlı HES niteliğindedir.

Rezervuara sahip olmayan doğal akışlı nehir tipi hidroelektrik santralleri sürekli çalıştırıldıklarından enerjiyi depolayamayan sistemlerdir. Bulundukları bölgede topografyanın elverişli olmasıyla, pompajlı santrallerle entegre edilerek daha verimli işletilmeleri ve puant güce katkı sağlamaları mümkündür. Kaldı ki, bu nehir santrallerinin bulunduğu bölgelerdeki coğrafi/topografik yapı da pompajlı hidroelektrik santrallerin inşa edilmesi için oldukça uygun özelliklere sahiptir.

3.YENİLENEBİLİR ENERJİ KAYNAKLARI İÇİN BÜYÜK VE KÜÇÜK ÖLÇEKLİ DEPOLANABİLİR ENERJİLER

3.1 Depolama Yöntemleri

Rüzgar ve güneş enerjisi gibi yenilenebilir enerji kaynakları, sabit ve sürekli enerji üretme olanaklarına sahip olmayıp, mevsimsel ve günlük meteorolojik koşullardan etkilenmektedir. Özellikle MW kapasiteli rüzgar ve güneş enerjisi santrallerinde, talebe uygun sürekli enerji üretiminin güvence altına alınabilmesi için, büyük ölçekli enerji depolama tesislerine ihtiyaç duyulmaktadır. Dünyada uygulanmakta olan büyük ölçekli enerji depolama tesisleri ağırlıklı olarak pompaj depolamalı hidroelektrik santrallerden (PHES) oluşmaktadır. Diğer yöntemler ise, yeraltında sıkıştırılmış doğal gaz, hava enerjisi ve hidrojen gazı depolama teknolojilerinden oluşmaktadır. Hava ve hidrojen gazı enerji depolama uygulamaları için jeolojik kaya tuzu yataklarında çözelti madenciliği yöntemiyle oluşturulan yeraltı depolama açıklıkları en uygun ortamlar olarak değerlendirilmektedir. Bu anlamda dünyada uygulanmakta olan MW kapasiteli büyük ölçekli enerji depolama yöntemleri incelenmiş ve değerlendirilmiştir.

Ülkemizde yenilenebilir enerji kaynakları potansiyeli ile ilişkili olarak büyük ölçekli enerji depolama ihtiyacı ve olanakları araştırılmıştır. Elektrik enerjisi üretiminde rüzgar ve güneş gibi yenilenebilir ve kesintili enerji kaynakları kullanımındaki artışla birlikte büyük ölçekli enerji depolama tesislerine ihtiyaç duyulacaktır.

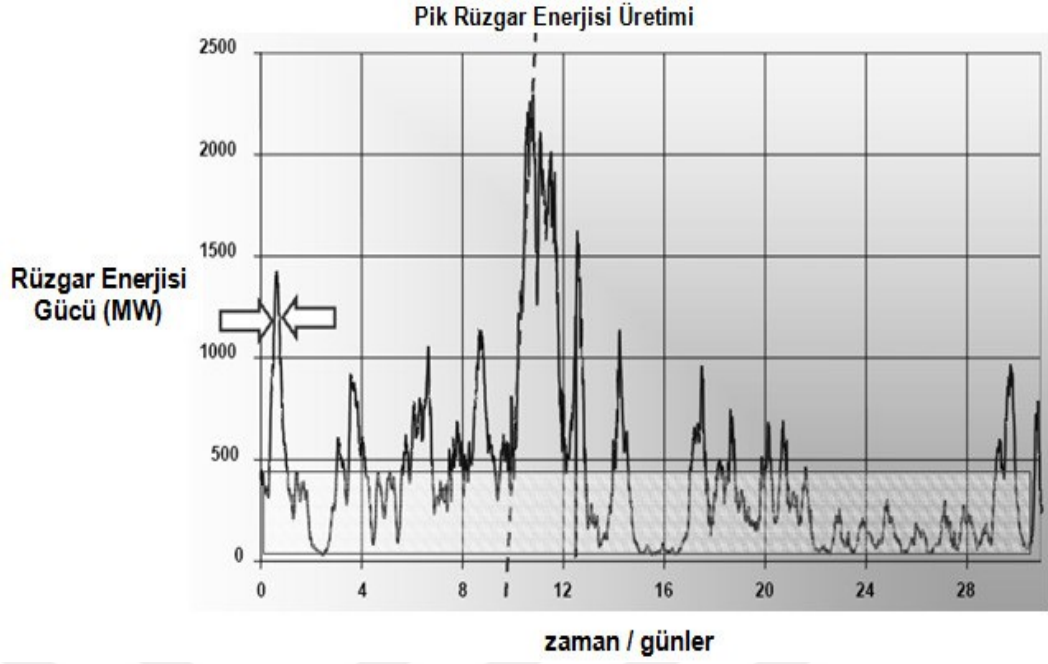
3.2 Yöntemlerin Belirlenmesi

Enerji toplumsal refahın sağlanması için gerekli araçlardan ve üretim faaliyetlerinin ana girdilerinden biri olarak, ekonomik ve sosyal kalkınmanın vazgeçilmez temel taşlarından biridir. Bu nedenle, endüstrideki gelişmelerin, yaşam standartlarındaki yükselişin ve artan nüfusun ihtiyaç duyduğu enerjinin yeterli, güvenilir bir şekilde ve düşük maliyetle sağlanması büyük önem arz etmektedir. Arz güvenilirliği için sürdürülebilir enerji politikalarının oluşturulması ve enerji kaynaklarında dışa bağımlılığın azaltılması gerekmektedir. Arz güvenilirliği kısa dönemde talebin

sürekli ve kaliteli bir şekilde karşılanması, uzun dönemde ise yeterli kapasite yatırımlarının yapılmasını ifade etmektedir. Günümüzde dünya enerji gereksinimi büyük oranda fosil (kömür, doğal gaz vb.) ve nükleer yakıtlardan karşılanmaktadır. Yenilenebilir kaynaklardan enerji üretiminde kullanılan en yaygın yöntemler ise hidroelektrik, rüzgar ve güneş enerjisi sistemleridir.

Genel olarak termik (kömür, doğal gaz) ve nükleer santraller talep değişimlerine kolayca uyum sağlayamamaları nedeniyle baz yükte, hidroelektrik santraller (HES) ise kolayca işletilip durdurulabilen ve aynı zamanda kısa bir sürede tam kapasite yüke çıkışa uyum sağlayabilmeleri nedeni ile pik talebin karşılanmasında kullanılmaktadır. Pik talebin karşılanmasında rezervuarlı HES'lerin yetersiz kalması durumunda pompaj depolamalı hidroelektrik santrallere (PHES) ihtiyaç duyulmaktadır. Bu santraller güç talebinin düşük olduğu zamanlarda suyu yüksekte bir rezervuarda depolamak ve bu şekilde biriktirilen sudan puant zamanlarda hidroelektrik enerji elde etmek amacıyla kullanılmaktadır.

Rüzgar ve güneş enerjisi gibi yenilenebilir enerji kaynakları, sabit ve sürekli enerji üretme olanaklarına sahip olmayıp, mevsimsel ve günlük meteorolojik koşullardan etkilenmektedir. Şekil.3.1'de şematik olarak rüzgar enerji üretimi için örnek bir dağılım verilmiştir. Rüzgar enerjisi sistemlerinde üretilen enerji süreç açısından kesikli ve yoğunluk açısından değişkenlik gösterdiğinden elektrik enerjinin depolanmasına ihtiyaç duyulmaktadır. Elektrik enerjisini depolama ihtiyacı sadece yenilenebilir kaynaklar için var olan bir sorun olmayıp, aynı zamanda enerji kalitesi, gücü destekleme ve enerji yönetimini sağlamaya yönelik olabilmektedir. Çizelge. 3.1'de elektrik enerjisi depolama amaçları özetlenmiştir.



Şekil 3.1: Rüzgar enerjisi üretiminde zaman içindeki dalgalanmaların görünümü (URL-7, 2013).

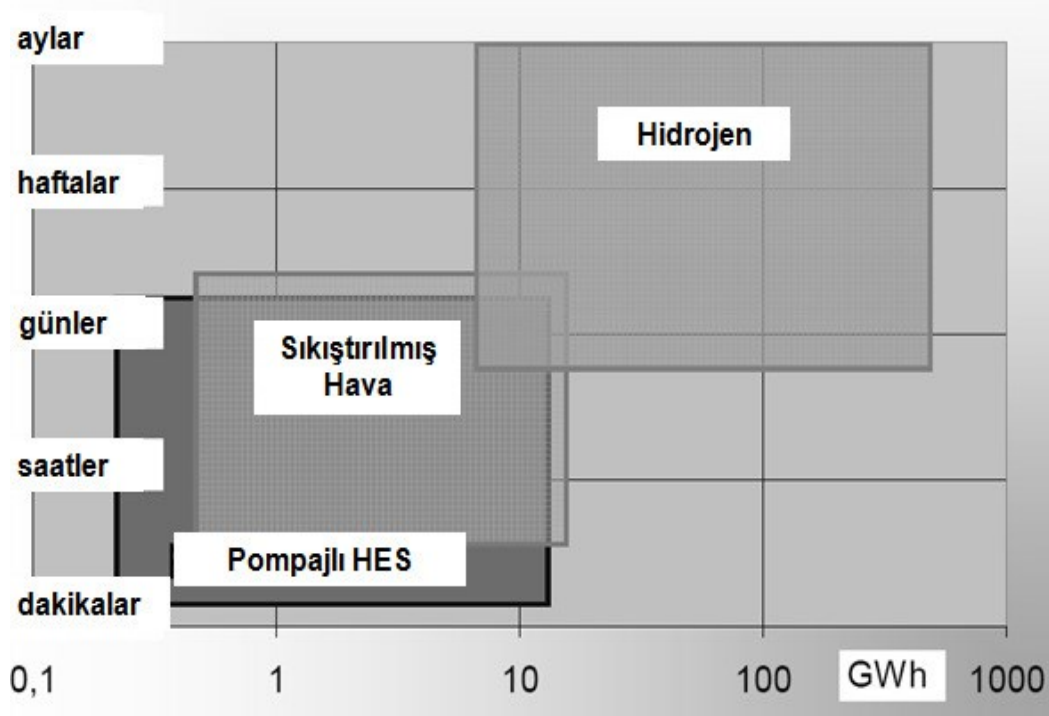
Çizelge 3.1: Elektrik enerjisi depolama amaçları.

Amaç	Zaman aralığı	Açıklama
Enerji kalitesi	Saniyeler mertebesi ya da daha kısa süreler	Enerji kalitesinin sürekliliğinin sağlanması
Güçü destekleme	Saniyelerden dakikalar mertebesine kadar	Farklı enerji üretim merkezlerini kesme/devreye almalarda enerjinin sürekliliğinin sağlanması
Enerji Yönetimi	Saatlerden günler mertebesine kadar	Enerjinin üretim fazlası/ekonomik olduğu zamanlarda depolanması ve ihtiyaç zamanlarında kullanılması

Enerjinin elektrik olarak depolanması pahalıdır ve teknolojik olarak genelde verimli değildir. Enerji depolama sistemlerinin birçoğu, elektriğin diğer enerji formlarına dönüşümüne ihtiyaç duyduğundan, dolaylı depolama sistemleri olarak ifade edilmektedir. Başlıca enerji depolama sistemleri; bataryalar, süper kapasitörler, volan (flywheel), süper iletken manyetik enerji (Smes) pompajlı HES (PHES) ve sıkıştırılmış havadan oluşmaktadır.

3.3 Büyük Ölçekli Enerji Depolama Sistemleri

Dünyada uygulanmakta olan büyük ölçekli enerji depolama tesisleri ağırlıklı olarak pompaj depolamalı hidroelektrik santrallerden (PHES) oluşmaktadır. Diğer yöntemler ise yeraltında doğal gaz, sıkıştırılmış hava enerjisi ve hidrojen gazı depolama teknolojilerinden oluşmaktadır. MW kapasiteli yenilenebilir rüzgar ve güneş enerjisi santrallerinde, talebe uygun sürekli enerji üretiminin güvence altına alınabilmesi için, büyük ölçekli enerji depolama tesislerine ihtiyaç duyulmaktadır. Şekil 3.2’de büyük ölçekli enerji depolama sistemleri, güç ve zaman bazında, karşılaştırmalı olarak verilmiştir. GWh ölçekli ve çok uzun süreli (hafta, ay) enerji depolama uygulamaları ancak hidrojen aracılığıyla mümkün olabilmektedir. Sıkıştırılmış doğal gaz, hava ve hidrojen gazı enerji depolama uygulamaları için uygun yeraltı ortamlardan (eski doğal gaz sahası, akifer, kaya tuzu açıklığı vb.) yararlanılabilmektedir. Hava ve hidrojen gazı enerji depolama uygulamaları için, jeolojik kaya tuzu yataklarında çözelti madenciliği yöntemiyle oluşturulan yeraltı depolama açıklıkları en uygun ortamlar olarak değerlendirilmektedir.

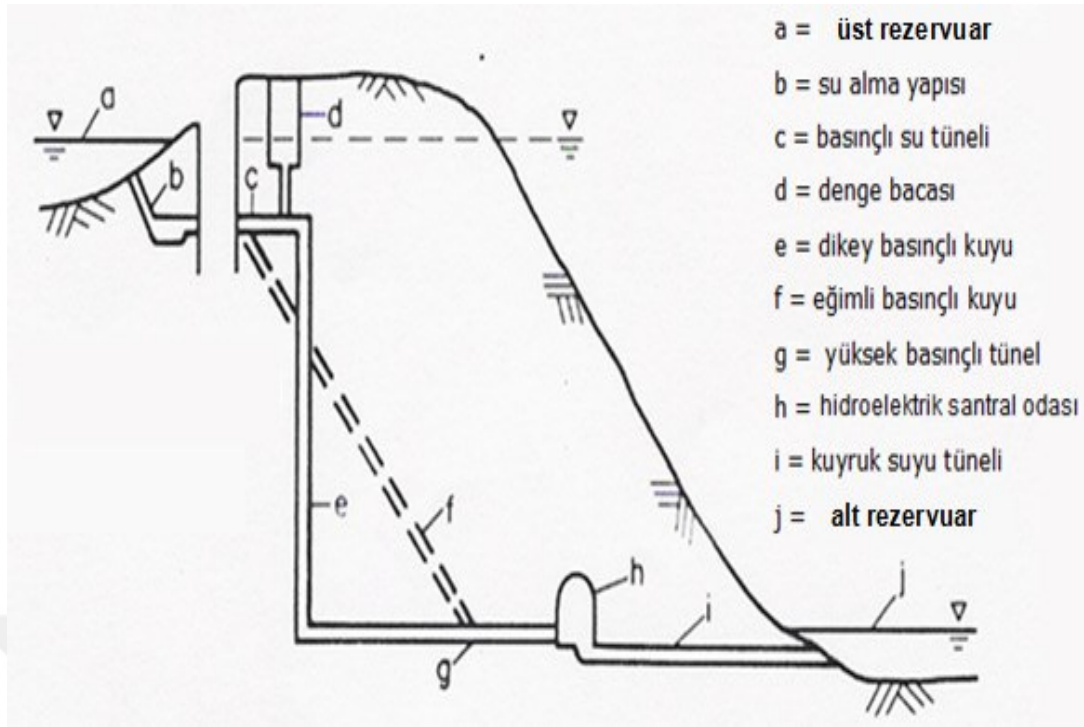


Şekil 3.2: Büyük ölçekli enerji depolama sistemleri (Başçeşme, 2011).

3.3.1 Pompaj depolamalı hidroelektrik santrallerin özellikleri

Hidroelektrik santraller (HES) suyun enerjisinden faydalanarak elektrik üreten yapılardır. HES, suyun potansiyel enerjisinin mekanik enerjiye ve mekanik enerjinin de elektrik enerjisine dönüştürüldüğü tesislerdir. Elde edilecek elektrik gücü, başlıca suyun akış hacmine ve düşüş yüksekliğine bağlıdır. PHES, hidroelektrik santrallerin bir çeşidi olup, sistemin amacı güç talebinin düşük olduğu zamanlarda suyu yüksekte bir rezervuarda depolamak ve biriktirilen sudan elektrik enerjisi talebinin fazla olduğu zamanlarda hidroelektrik enerji elde etmektir. PHES’de alt ve üst olmak üzere iki rezervuar olup, rezervuarlar inşa edilecek havuzlar dışında nehir, doğal göl, mevcut baraj rezervuarı veya deniz olabilmektedir. Enerji talebi yüksek olduğu zaman su üst seviyeden alt seviyeye düşürülerek enerji kazanılır. Enerjiye talep sınırlı olduğu zaman, fazla olan enerji ile pompa çalıştırılarak su alt seviyeden üste yükseltilir. Su alma yapısı üst rezervuarın yanında veya altında olacak şekilde yapılabilmektedir.

Çoğunlukla yeraltı santralli olarak yapılan pompaj depolamalı HES’lerde su iletim yapısı olarak basınçlı kuyu ve enerji tüneli kullanılıp, santralle alt rezervuar arasındaki bağlantı da kuyruk suyu tüneli ile sağlanmaktadır. PHES, hidrolik, termik, nükleer ve rüzgar santrallerinden kurulu enterkonnekte sistemin günlük, haftalık veya sezonluk işletme şartlarını düzenlemekte olup, normal hidroelektrik santrallarda olduğu gibi talebin az olduğu ve enerji üretimine gerek olmadığı durumlarda durdurulabilir. PHES yenilenebilir rüzgar ve güneş santrallerinden elde edilen MW seviyelerindeki dalgalanmalı enerji üretiminin depolanması için bir seçenek teşkil etmektedir.



Şekil 3.3: Yeraltı pompaj depolamalı hidroelektrik santral ve su iletim yapıları tesis şeması.

3.3.2 Yeraltında tuz açıklıklarında enerji depolama

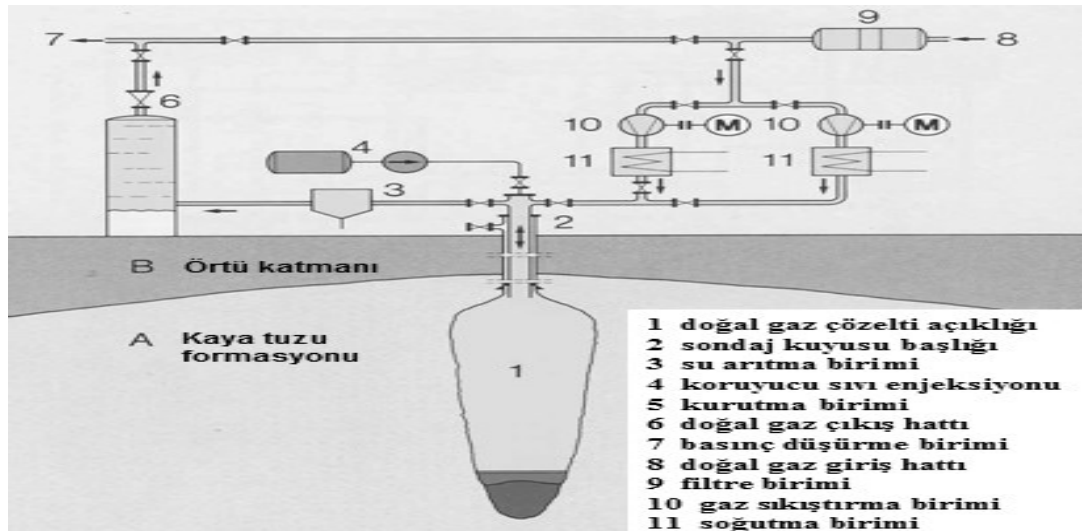
Dünyada yaygın olarak kullanılmakta olan PHES dışında büyük ölçekli enerji depolama tesisleri ağırlıklı yeraltında sıkıştırılmış doğal gaz, hava ve hidrojen gazı depolama teknolojilerinden oluşmaktadır. Depolama uygulamaları için, uygun jeolojik tuz yataklarında çözelti madenciliği yöntemleriyle oluşturulan yeraltı depolama açıklıkları en uygun ortamlar olarak değerlendirilmektedir. Doğal kaya tuzu yatakları, sahip oldukları geçirimsizlik özellikleri ve madencilik yöntemleriyle (çözelti madenciliği, oda-topuk) yapay destek olmadan yaratılabilen büyük boyutlu açıklık hacimleri nedeniyle tercihli depolama ortamlarıdır. Tuz çözelti açıklıklarında uygun tasarlanmış içsel gaz basınçları aracılığıyla sağlanmaktadır.

Yeraltı tuz çözelti açıklıkları genel anlamda tuzun su ile çözündürülmesi sonucunda yaratılan geniş hacimli açıklıklardır. Çözelti madenciliği olarak da tanımlanan bu yöntemle kaya tuzu gibi suda eriyen evaporitik cevherlerin yeraltından çözelti ürünü olarak üretilmesi mümkün olmaktadır. Yöntemin esası, yeraltına sondaj kuyusu içerisine yerleştirilen boru vasıtasıyla gönderilen tatlı suyun, evaporitik tuz yataklarındaki katı tuz mineralleri ile temas etmesi sonucunda, tuzun çözündürülmesine dayanmaktadır. Bu yöntem özellikle yeterli kalınlık ve yayılıma

sahip kaya tuzu yataklarında yıllardır başarıyla uygulanmaktadır. Önceden ağırlıklı olarak tuz üretme, sıvı petrol ürünleri ve doğal gaz depolama amacıyla oluşturulan tuz çözelti açıklıklarından son yıllarda büyük ölçekli enerji depolama amaçlı sıkıştırılmış hava ve hidrojen gazı uygulamalarında da yararlanılmaktadır.

3.3.4 Doğal gaz depolama

Tuz çözelti açıklıklarında doğal gaz depolama yaygın bir uygulama alanını teşkil etmektedir. Çözelti açıklıklarının istenen boşluk hacmine ve şekline ulaşmasından sonra, tuz çözeltisi üretimine benzer olarak, açıklığa yüksek basınçlı doğal gaz beslenmekte ve çözelti sıvısı içindeki boru aracılığıyla yerüstüne tahliye edilmektedir. Doğal gazın çözelti açıklığını tamamen doldurmasından sonra, sondaj kuyusu başındaki vanalar kapatılmakta ve depo, mevsimsel ve kısa süreli doğal gaz talep artışlarını karşılayabilecek şekilde, hazır halde denetim altında bekletilmektedir. Şekil 3.4’de yeraltı tuz açıklıklarında işletilen bir yüksek basınçlı doğal gaz depolama tesisinin şematik görünümü verilmiştir. Genelde doğal gaz depolama açıklıkları talebin az olduğu yaz aylarında doldurulmakta ve tüketimin fazla olduğu kış aylarında, geçici yüksek seviyeli talep artışlarını karşılamak üzere, tesisten gaz çekilmektedir. Doğal gazdan kombine çevrim santralleri aracılığıyla iyi verimde elektrik üretimi gerçekleştirilebilmektedir.

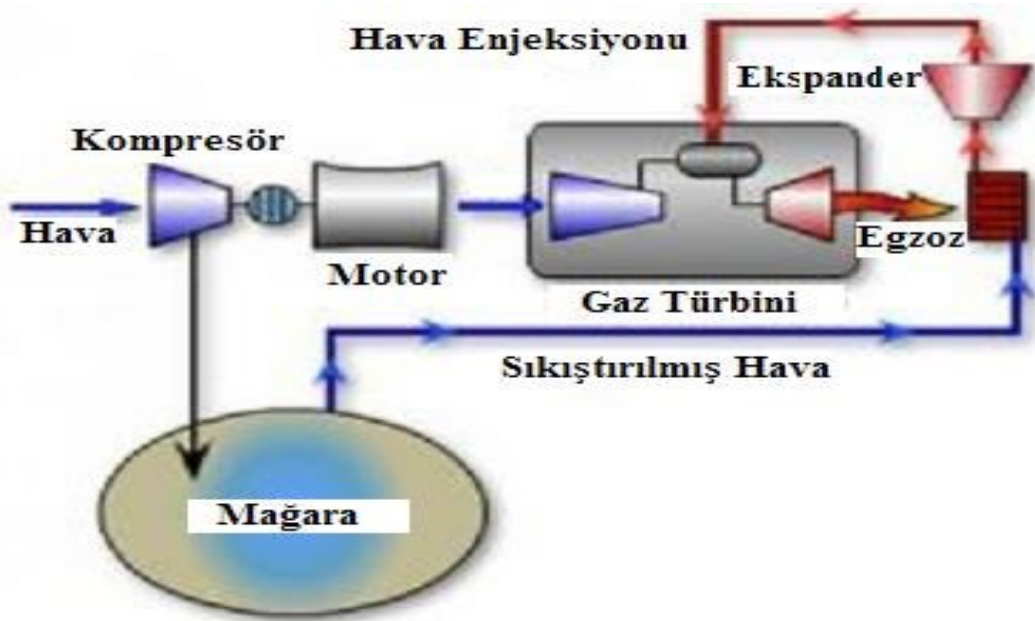


Şekil 3.4: Yeraltı tuz açıklıklarında işletilen bir yüksek basınçlı doğal gaz depolama tesisine ait birimler (Tutuş, 2011).

3.3.5 Sıkıştırılmış hava depolama

Sıkıştırılmış hava enerji depolama yöntemi (compressed air energy storage-CAES) dalgalanmalı ve süresiz yenilebilir enerji kaynaklarının (rüzgar vb.) esnek bir enerji sisteminde daha verimli değerlendirilmesine katkıda bulunabilen bir teknolojidir. Sıkıştırılmış hava depolama yöntemi mevcut gaz türbini teknolojisinin geliştirilmiş bir şeklidir. Bu yöntemde özellikle talep fazlası oluşan rüzgar elektrik enerjisi havanın kompresörlerde sıkıştırılarak yeraltında depolanması için kullanılabilir. Elektrik şebekesinde oluşabilen pik talep saatlerinde hava ısıtılmakta ve gaz yanma türbininde doğal gaz- basınçlı hava karışımı elektrik üretimi için beslenmektedir.

Sadece doğal gaza dayalı bir elektrik üretim tesisinde enerjinin yaklaşık 2/3'ü havanın sıkıştırılması için kullanıldığından fiili üretime yansımamaktadır. Yeraltı tuz açıklıklarında sıkıştırılmış hava depolama tesisinin şematik görünümü Şekil 3.5'de verilmiştir. Dünyada iki adet sıkıştırılmış hava depolamalı doğal gaz elektrik üretim tesisi işletilmektedir. Tesisler ile ilgili özet bilgiler Çizelge 3.2'de verilmiştir. Havanın ısıtılmasında ihtiyaç duyulan enerjinin kısıtlanması için ısı depolamalı adyabatik sıkıştırılmış hava depolama (ACAES) konseptleri üzerinde çalışılmaktadır. CAES tesislerinde genel verimlilik %42-54 civarında oluşurken, ACAES tesisleri ile enerji verimliliğinin %70 seviyelerinde gerçekleşeceği belirtilmektedir.



Şekil 3.5: Tuz açıklıklarında sıkıştırılmış hava depolama tesisinin şematik görünümü (Tutuş, 2011).

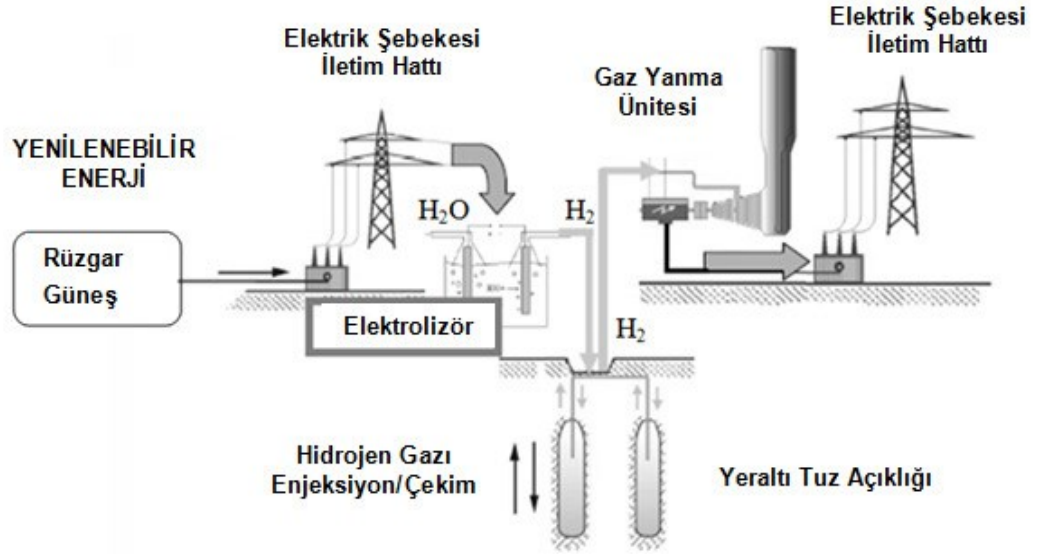
Çizelge 3.2: Tuz açıklıklarında sıkıştırılmış hava depolama tesisleri ile ilgili özet bilgiler.

Konum	Huntorf-Almanya	McIntosh-ABD
İşletme Başlangıcı	1978	1991
Depo türü	Tuz açıklığı	Tuz açıklığı
Depo hacmi	2 x 150.000 m ³	538.000 m ³
Depo derinliği	600-800 m	450-750 m
Enerji ihtiyacı	0.8 kWh elektrik	0.69 kWh elektrik
(1 kWh eşdeğer elektrik için)	1.6 kWh gaz	1.17 kWh gaz
Hava basınç aralığı	50-70 bar	45-76 bar
Çıkış gücü	290 MW 2 saat süresince	110 MW 26 saat süresince

3.3.6 Sıkıştırılmış hidrojen gazı depolama

Hidrojen kimyasal olarak metallerde hidrür, düşük sıcaklıkta sıvı veya sıkıştırılmış gaz şeklinde depolanabilmektedir. Yeraltında uygun jeolojik formasyonlarda büyük ölçekli sıkıştırılmış hidrojen gazı depolama uygulamalarından, hidrojen talep dalgalanmalarını karşılamak ve rüzgar, güneş gibi kesintili yenilenebilir enerji kaynaklarından elde edilen elektrik enerjisinin depolanması ve hidrojenden yeniden elektrik üretmek için yararlanılabilmektedir. Tuz çözelti açıklıklarında sıkıştırılmış hidrojen gazı depolama uygulaması, depolama teknolojisi ve işletme koşulları açısından, doğal gaz depolama uygulaması ile benzerdir. Buna karşın, hidrojenin hacimsel enerji yoğunluğu doğal gazın üçte biri seviyesindedir. Bundan dolayı birim hidrojen enerji depolama maliyeti doğal gaz depolama maliyetinden daha fazladır. Verimli bir hidrojen depolama uygulaması için derin (> 1000 m) yeraltı tuz açıklıklarında hidrojen gazı 20 MPa (200 bar) ve üstü değerlere sıkıştırılmaktadır. Yenilenebilir enerji (rüzgar, güneş) ve sudan elektrolizör ile hidrojen üretimi ve yeraltı tuz açıklıklarında depolama sisteminin şematik görünümü Şekil 3.6'da verilmiştir. Sistemin ana bileşenleri, yenilenebilir enerji üretimi için rüzgar türbini veya fotovoltaik modüller, sudan hidrojen ve oksijen üretimi için elektrolizör, kompresörlü gaz enjeksiyon ve çekim üniteleri, elektrik enerjisi üretimi için hidrojen gaz yakma ünitesinden oluşmaktadır. Günümüzde dünyada üç adet büyük ölçekli hidrojen gazı depolama tesisi işletilmekte olup, tamamı yeraltı tuz açıklıklarında bulunmaktadır. Yeraltı depolama açıklıkları gaz sanayisinin pik taleplerini güvence altına almak amacıyla işletilmekte ve dağıtım hidrojen boru hatları aracılığıyla

gerçekleşmektedir. İngiltere ve ABD’de işletilen tesisler ile ilgili özet bilgiler Çizelge 3.3’de verilmiştir.



Şekil 3.6: Yenilenebilir enerjiden (rüzgar, güneş) hidrojen üretimi ve tuz çözelti açıklıklarında depolama sisteminin şematik görünümü (Tutuş, 2011).

Hidrojen yüksek basınç ve elektrik gerilimi etkisindeki elektrolizör aracılığıyla sudan üretilmektedir. Elektrik ihtiyacının rüzgar ve güneş gibi yenilenebilir enerji kaynaklarından karşılanması durumunda temiz bir hidrojen üretimi gerçekleştirilebilmektedir. Bu yöntemdeki en önemli olumsuzluk %40 civarındaki elektrikten-elektriğe dönüşüm verimliliğidir. Bu işlemler sırası, elektrolizden hidrojen üretimi, depolama ve gaz türbininde elektriğe dönüşüm işlemlerinden oluşmaktadır. Bu düşük verimlilik değerlerine karşın, yeraltında hidrojen depolama yöntemi günümüzde büyük ölçekli (GWh) ve uzun süreli (haftalar) elektrik enerjisi depolama uygulaması için en avantajlı yöntem olarak değerlendirilmektedir.

Çizelge 3.3: Yeraltında hidrojen gazı depolama tesisleri ile ilgili özet bilgiler.

Konum	Teeside-İngiltere	Chevron, Texas-ABD
Depo türü	Tuz açıklığı	Tuz açıklığı
Depo hacmi	3 x 150,000 m ³	580,000 m ³
Depo derinliği	» 370 m	850-1150 m
Gaz basıncı	45 bar* (sabit)	70-135 bar*
Enerji	24.4 GWh	83.3 GWh

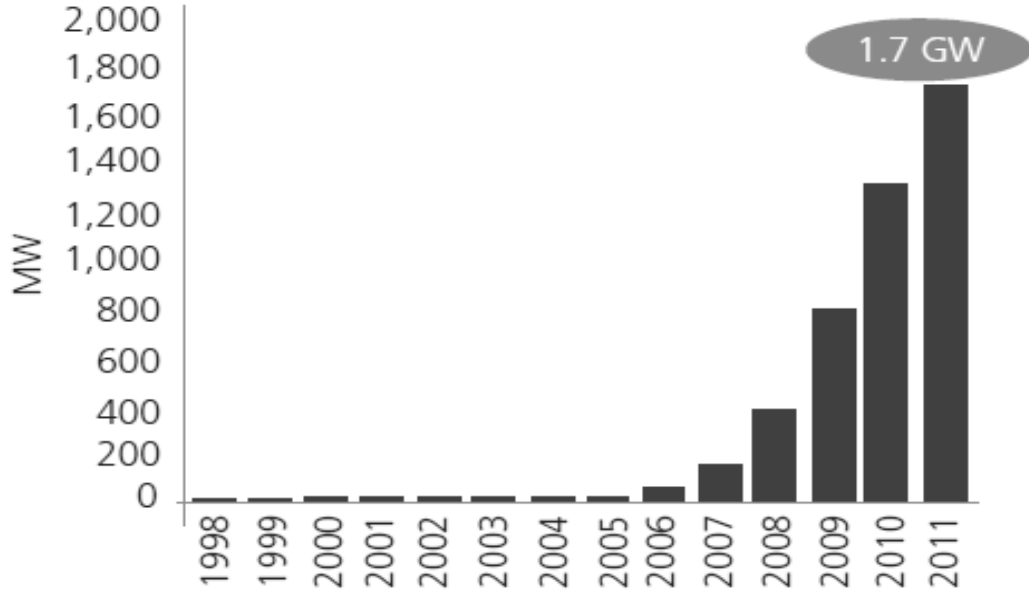
3.3.7 Ülkemizde mevcut durumun incelenmesi

Türkiye, yenilenebilir enerji kaynak potansiyeli açısından oldukça zengin olmakla birlikte henüz bu potansiyelin önemli bir kısmı hayata geçirilememiştir (Çizelge 3.4). Küresel ısınma ve iklim değişikliği sorunları, enerjide yurtdışına bağımlılık, yerli ve yenilenebilir kaynaklardan artan oranlarda faydalanmak suretiyle kontrol altına alınabilecektir. Son yıllarda özellikle yenilenebilir rüzgar santrallerinin elektrik üretimindeki payında önemli artışlar gerçekleşmiştir (Şekil 3.7).

Çizelge 3.4: Türkiye yenilenebilir enerji potansiyeli ve 2011 yılı kullanımı.

Kaynak	Potansiyel	İnşa Halinde	İşletmede
Hidro	45.000 MW	14 600 MW	16 160 MW
Rüzgar	48.000 MW	2130 MW	1360 MW
Güneş	300 TWh/yıl	-	-
Jeotermal	600 MW	118 MW	94 MW
Bio-enerji	17 MTEP	50 MW	97 MW

Pompaj depolamalı hidroelektrik santraller dünyada yaygın olarak kullanılmaktadır. Ülkemiz 45000 MW'lık hidroelektrik potansiyelinin önemli bir kısmı barajlı HES'lerdir. Elektrik İşleri Etüt İdaresi (EİE) ve 2011 yılı itibarıyla Yenilenebilir Enerji Genel Müdürlüğü tarafından pompaj depolamalı hidroelektrik santral (PHES) çalışmalarına 2005 yılında başlanmıştır. Bu amaçla ilk etüt seviyesinde 17 adet proje çalışmaları yapılmış olup, Sarıyar ve Yalova projeleri fizibilite seviyesinde incelenmiştir. Pompaj depolamalı santraller pik güç talebini karşılamak üzere genelde enerji ihtiyacının en fazla olduğu yerlerde planlanmaktadır. Böylece iletim hattı kısa ve yük kayıpları sınırlı olmaktadır. Ülkemizin yaklaşık 50000 MW'lık yenilenebilir rüzgar enerjisi potansiyeli bulunmaktadır. Rüzgar santrallerinden elde edilen kesintili enerjinin pompaj depolamalı bir tesis ile entegre edilerek enterkonnekte sisteme dahil edilmesinin önemli avantajları bulunmaktadır. Bu amaçla rüzgar-pompaj depolamalı HES hibrit sistem fizibilite çalışmasına da başlanmıştır.



Şekil 3.7: Türkiye’de rüzgar enerjisi kapasitesinin yıllar içindeki gelişimi (MGM, 2011).

Türkiye’nin ithal doğal gaza bağımlı olması ve özellikle kış mevsiminde ortaya çıkan mevsimsel, günlük ve saatlik arz-talep dengesizliklerinin karşılanabilmesi için yeraltında doğal gaz depolama tesisleri projeleri yapılmıştır. Silivri’de Kuzey Marmara ve Değirmenköy projeleri, doğal gaz sahalarının üretim sonrasında, doğal gaz yeraltı depolama tesisi olarak kullanımını amaçlanmıştır. Toplam 1,6 milyar m³ doğal gaz depolama kapasitesine ve günlük 15 milyon m³ gaz çekim kapasitesine sahip olan tesis 2007 yılında faaliyete geçmiştir. Tuz Gölü’nün güneyinde Sultanhanı beldesi yakınlarında varlığı sondajlar ile tespit edilmiş olan kalın kaya tuzu formasyonunda, doğal gaz depolama amaçlı, geniş yeraltı tuz çözelti açıklıklarının oluşturulması hedeflenmektedir. Bu saha ile ilgili olarak ayrıntılı araştırmalar yapılmış olup 2011 yılı sonu itibarıyla tesisin yapım ihalesine çıkmıştır. Toplam 12 adet tuz açıklığından oluşacak yeraltı doğal gaz depolama tesisinde, ilk 6 adet depolama açıklığının 2016, diğer 6 açıklığın ise 2019 yılında faaliyete geçmesi hedeflenmektedir. Çözelti madenciliği yöntemi ile Tarsus tuz yataklarında oluşturulması planlanan tuz açıklıklarında doğal gaz depolama konusu ile ilgili proje fizibilite ve çevresel etki değerlendirme aşamasındadır. Tuz Gölü ve Tarsus tuz açıklıkları doğal gaz depolama tesislerine ait proje verileri Çizelge 3.5’de özetlenmiştir.

Çizelge 3.5: Tuz Gölü ve Tarsus sahalarında yeraltı tuz açıklıklarında doğal gaz depolama projelerine ait teknik özellikleri.

Konum	Tuz Gölü sahası	Tarsus sahası
Depo türü	Tuz açıklığı	Tuz açıklığı
Depo hacmi	12 x 630,000 m ³	12 x 630,000 m ³
Depo derinliği	1100-1400 m	1200-1500 m
Çalışma gazı (12 açıklık)	» 1000 milyon m ³	» 1000 milyon m ³
Yastık gazı (12 açıklık)	» 600 milyon m ³	» 400 milyon m ³
Max. doğal gaz depolama (12 açıklık)	» 1600 milyon m ³	» 1400 milyon m ³
Max. içsel gaz basıncı	220 bar (22 MPa)	180 bar (18 MPa)
Min. İçsel gaz basıncı	80 bar (8 MPa)	55 bar (5,5 MPa)
Max. gaz çekim kapasitesi (12 açıklık)	40 milyon m ³ /gün	19,2 milyon m ³ /gün
Max. gaz enjeksiyon kapasitesi (12 açıklık)	30 milyon m ³ /gün	9,6 milyon m ³ /gün

Yeraltı depolama tesisi sahalarında mevcut olan kalın ve geniş yayımlı kaya tuzu yataklarında gelecekte sıkıştırılmış hava ve hidrojen gazı depolama amaçlı tuz açıklıklarının oluşturulması mümkündür. Bu tesislerin bölgede potansiyeli detaylı incelenecek yenilenebilir rüzgar veya güneş enerjisi santralleri ile entegre olarak projelendirilmesi önem arz etmektedir. Tuz Gölü sahasında özellikle fotovoltaiik modüllere dayalı güneş enerjisi çiftliği kurulması avantajlı görülmektedir. Ülkemizde PHES potansiyel oldukça fazla olup, gelecekte rüzgar enerji üretimindeki projeksiyonlar ile uyumlu olarak projeler ve uygulamalar geliştirilmelidir. Ayrıca konunun teknolojik, ekonomik ve mevzuat açısından da ayrıntılı araştırılmasına ihtiyaç duyulmaktadır. Bu tip depolama sistemlerinin izolasyonu, güneş ışığının yeterli olmadığı aylar dikkate alınarak, birkaç ay için gerekli enerjinin sağlanması esasına yönelik yapılmalıdır. Büyük ölçekli sıcak su depolama sistemlerinde, birleşik ısı ve güç santralleri vasıtasıyla büyük yerleşim bölgelerinin tamamına enerji sağlamak amacıyla ısı depolanır. Bu amaca yönelik olarak önerilen uygulamalar, ısının yüzey göllerinde ve sıcak su olarak yeraltında depolanmasıdır. Yüzey göllerinde ısının depolanması, kimyasal ve termal kirlenmeye neden olduğu için, ısının yeraltında depolanması daha uygun olmaktadır. Yeraltında ısı depolama sistemlerindeki en önemli parametre, yüzey ve depo arasında transfer edilecek suyun miktarının belirlenmesidir. Bu miktar, katmanın kalınlığına, geçirgenliğine ve basınç farkına bağlı olarak da değişmektedir.

3.4 Küçük Ölçekli Enerji Depolama Sistemleri

İnsanların iyi yaşayabilmesi için gereken dört enerji şekli şunlardır:

- 1)Kimyasal enerji,
- 2)Isı enerjisi,
- 3)Mekanik enerji,
- 4)Elektrik enerjisi.

Gıdalar kimyasal enerji içerirler; vücut bu enerjiyi ısı ve mekanik enerjiye dönüştürür; tüketilmeyen kısmını ise depolar. Günümüzde enerji ihtiyacı ağırlıklı olarak fosil yakıtların tüketilmesi sonucu karşılanmaktadır; ancak dünya fosil enerji kaynakları (kömür, petrol, doğal gaz) tükenme tehlikesi ile karşı karşıyadır.

Bu nedenle, günümüzde tüm dünyada yapılan araştırmalar yenilenebilir enerji kaynakları konusunda yoğunlaşmaktadır. Yenilenebilir enerji kaynaklarına örnek olarak; güneş, rüzgar ve hidrolik enerji, dalga ve gel-git hareketleri ile gösterilebilir. Biyomas dışındaki bütün yenilenebilir enerji kaynaklarından, katı, sıvı veya gaz yakıt üretilmek şeklinde değil, mekanik, ısı veya elektrik enerjisi üretimi şeklinde yararlanılmaktadır. Isı ve elektrik enerjisinin depolanması, katı, sıvı ve gaz yakıtların depolanması gibi basit yöntemlerle gerçekleştirilememekte daha karmaşık ve pahalı sistemlerin kullanılması gerekmektedir. Geçmiş yıllarda enerjinin depolanması , sıvı yakıtların basit tanklarda; katı yakıtların büyük stok alanlarında; doğal gazın ise yeraltında depolanması şeklinde gerçekleştirilmekteydi. Daha karmaşık ve pahalı olan, termal ve elektrik enerji depolama sistemlerinin geliştirilmesine ise gereken önem verilmemiştir.

3.4.1 Enerji depolamanın verimliliği

Plumların enerji tüketimlerinin zamana bağlı olarak değiştiği; bazen çok yüksek, bazen de düşük seviyelerde olduğu bilinmektedir. Binalarda, endüstriyel süreçlerde ve ulaşım sistemlerindeki enerji gereksinimi, kullanıma bağlı olarak, gün boyunca, haftadan haftaya veya mevsimsel olarak sürekli bir değişim göstermektedir. Değişen enerji arz ve talebi arasındaki farklar enerjinin depolanmasını gerektirmekte ve önemli kılmaktadır. Enerjinin depolanması, enerji üretimi ve tüketimi arasındaki zaman veya oran dengesizliğini giderdiği için mevcut enerji kaynaklarının daha etkin bir şekilde kullanılması mümkün olmaktadır. Örneğin; elektrik enerjisi tüketiminin düşük seviyelerde olduğu gecenin geç saatleri ve hafta sonları gibi zaman

dilimlerinde üretilen fazla elektrik enerjisi depolanarak, gereksinimin fazla olduğu durumlarda tüketilebilir hale dönüştürülebilmektedir. Ayrıca: güneş, rüzgar, dalga, gel-git gibi kontrol edilemeyen kesikli enerji kaynaklarından üretilen ısı ve elektrik enerjileri depolanarak sürekli birer enerji kaynağına dönüştürülebilmektedir.

Güneş enerjisi ile çalışan sistemlerde, özellikle güneş ışığının olmadığı zamanlarda, gün boyunca depolanmış ısı veya elektrik enerjisi kullanılarak enerji gereksinimi karşılanabilmektedir. Sonuç olarak; enerji depolanması, üretim ve tüketim arasındaki farkı dengelediği gibi, enerji tasarrufu açısından da çok önemli bir rol oynamaktadır. Birincil enerji kaynaklarının korunmasını sağlamakla beraber, enerji israfını da önleyerek, sistemlerin daha ekonomik çalışmasını sağlamaktadır. Düzenli bir enerji akışı temin ederek enerji üretim sistemlerinin verimliliğini artırmakta ve güvenilirliğini sağlamaktadır.

3.5 Enerji Depolama Teknolojileri

3.5.1 Isı enerjisinin depolanması

Isı enerjisi depolama sistemlerini:

1. Düşük sıcaklık ısı depolama sistemleri ile
2. Orta ve yüksek sıcaklık ısı depolama sistemleri olarak iki gruba ayırmak mümkündür.

3.5.1.1 Düşük sıcaklık ısı depolama sistemleri

Düşük sıcaklıktaki ısı, yalıtılmış katılar veya sıvılar içinde doğrudan depolanması olanaklıdır. Bu şekilde depolanan ısı, sadece ısı enerjisi olarak etkin bir şekilde tekrar kullanılabilir. Düşük sıcaklıkta depolanmış ısı, mekanik veya elektrik enerjisi gibi, diğer enerji şekillerine dönüştürülerek kullanılmak istendiğinde, termodinamik sınırlamalar nedeniyle, verim çok düşük olmaktadır. Buna karşın, depolanmış ısı, bir ortamı ısıtmak amacıyla kullanımı çok etkin bir uygulamadır.

1. Duyulur ısı depolanması (depolama ortamının ısı kapasitesini esas alır),
2. Gizli ısı depolanması (depolama ortamındaki faz değişim enerjisini esas alır).

Su, kaya ve çeşitli hidratlı tuzlar önerilen en uygun ısı depolama ortamlarıdır. 100°C'nin altındaki sıcaklıklarda, ucuz olduğu için, su tercih edilen bir ısı depolama ortamıdır. Kum veya toprak gibi malzemeler de ısı depolama ortamı olarak

kullanılmaktadır.

Bir ısı deposunun tasarımı aşağıdaki özellikleri sağlayacak şekilde gerçekleştirilmelidir. Uygun bir yüzey malzemesi kullanılarak ısının depo içine ve dışına hızlı transferi sağlanmalı ve ısı kaybı hızı, gerekli depolama süresine kıyasla, çok düşük olmalı ve çevreye olan ısı kaybı azaltılmalıdır. Depolama tankından ısı kaybı, tankın yüzey alanına; toplam depolama kapasitesi ise tankın hacmine bağlıdır. Yüzey alanı, tank boyutlarının karesi; hacmi ise boyutların küpü ile orantılı olduğundan, büyük depolar küçüklere oranla daha az yalıtım gerektirmektedir. Isı deposunun toplam boyutu çok önemli bir parametredir; bu nedenle, ısı enerjisinin uzun süreli ve büyük miktarlarda depolanabilmesi için son yıllarda çalışmalar çok büyük yeraltı depolarının kullanım olasılığı üzerinde yoğunlaşmıştır. Bu tip depolar, tek bir ev için kullanılan küçük ölçekli depolardan çok daha az yalıtım gerektirmektedir. Bütün maddelerin sıcaklıkları, bir faz değişimi yoksa, ısı depoladıkça artar ve maddeler soğurken bu ısıyı çevreye verirler; buna duyulur ısının depolanması denir; çünkü depolama ortamında ölçülebilir bir sıcaklık artışı gözlenir. Bu tür ısı depolama sistemlerinin toplam kapasitesi; depolama ortamının yoğunluğu, ısı kapasitesi ve depolanacak ısı enerjisinin miktarı ile orantılıdır. Bu amaçla, ucuz olmasının yanı sıra, ısı kapasitesi de yüksek olan ($4180 \text{ J/kg}^\circ\text{C}$) su ideal bir depolama ortamıdır; ancak, erime ve kaynama noktaları dikkate alındığında, su 5°C - 95°C sıcaklıkları arasında ısı depolamak amacıyla kullanılabilir. Küçük su tankları güneş enerjisinin depolanmasında yaygın olarak kullanılmaktadır. Cam yünü, evlerin ısıtılması amacı ile kullanılan depolama tanklarında yaygın olarak kullanılan bir izolasyon malzemesidir. Bu tip depolama sistemlerinin izolasyonu, güneş ışığının yeterli olmadığı aylar dikkate alınarak, birkaç ay için gerekli enerjinin sağlanması esasına yönelik yapılmalıdır. Büyük ölçekli sıcak su depolama sistemlerinde, birleşik ısı ve güç santralleri vasıtasıyla büyük yerleşim bölgelerinin tamamına enerji sağlamak amacıyla ısı depolanır. Bu amaca yönelik olarak önerilen uygulamalar, ısının yüzey göllerinde ve sıcak su olarak yeraltında depolanmasıdır.

Yüzey göllerinde ısının depolanması, kimyasal ve termal kirlenmeye neden olduğu için, ısının yeraltında depolanması daha uygun olmaktadır. Yeraltında ısı depolama sistemlerindeki en önemli parametre, yüzey ve depo arasında transfer edilecek suyun miktarının belirlenmesidir. Bu miktar, katmanın kalınlığına, geçirgenliğine ve basınç farkına bağlı olarak da değişmektedir.



Şekil 3.8: Duyulur ısı depolama (YEGM, 2012).

Faz değıştiren maddeler, herhangi bir sıcaklık değışimine neden olmayan, birim kütle başına belirli miktardaki ısıyı alır veya verirler; bu ısı türüne "gizli ısı" adı verilir. Bu maddeler, sınırlı bir sıcaklık aralığında, duyulur ısı depolama sisteminde orana daha büyük bir ısı kapasitesine sahiptir ve sabit sıcaklıkta ısı sağlarlar.

Faz değıştiren bir maddeye ısı ilave edildiğinde veya alındığında faz değışimi; erime, donma, buharlaşma, yoğunlaşma, kafes yapısının değışmesi ve kristal-bağılı su içeriğinin değışmesi şekillerinde gerçekleşir. Faz değışimi sırasındaki toplam enerji değışimi, entalpideki değışim olarak verilir. Gizli ısı depolama sistemlerinde depolama ortamı olarak kullanılan ve faz değışikliğine uğrayan maddelerin değeri, yüksek ısı kapasitelerinden etkili bir şekilde yararlanılması ile ölçülür.

3.5.1.2 Orta ve yüksek sıcaklık ısı depolama sistemleri

Birçok endüstriyel süreçlerde, 100°C'dan başlayıp 2400°C'a kadar varan sıcaklıklardaki ısı enerjisi tüketilmektedir. Isı depolama sistemleri bu süreçlerde tampon görevi yapmakta ve enerji sarfiyatını azaltmaktadır. Yüksek sıcaklıkta depolanmış olan ısı enerjisi, ısı makinaları için de önemli bir enerji kaynağıdır. Endüstriyel fırınlar ve ekmek fabrikalarındaki fırınlar, elektriğin fazla kullanılmadığı zamanlarda (örneğin gecenin geç saatlerinde) ısıtılarak yüksek sıcaklıkta ısı depolanabilmektedir. Seramikler veya refrakter malzemeler, ergimiş tuzlar, termal depolama yağları ve sıvı haldeki metaller yüksek sıcaklık ısı depolama ortamı olarak kullanılan başlıca maddelerdir. Oldukça yüksek sıcaklıklarda (1000°C'ın üzerinde)

ısı depolanması, depolama ortamı olarak kullanılan malzemelerde, aşınma ve termal şok gibi sorunlara neden olabilmektedir. Yüksek sıcaklık depolanması uygulamalarında, sıcak hava, ısıyı transfer eden akışkan olarak yaygın bir şekil kullanılmaktadır.

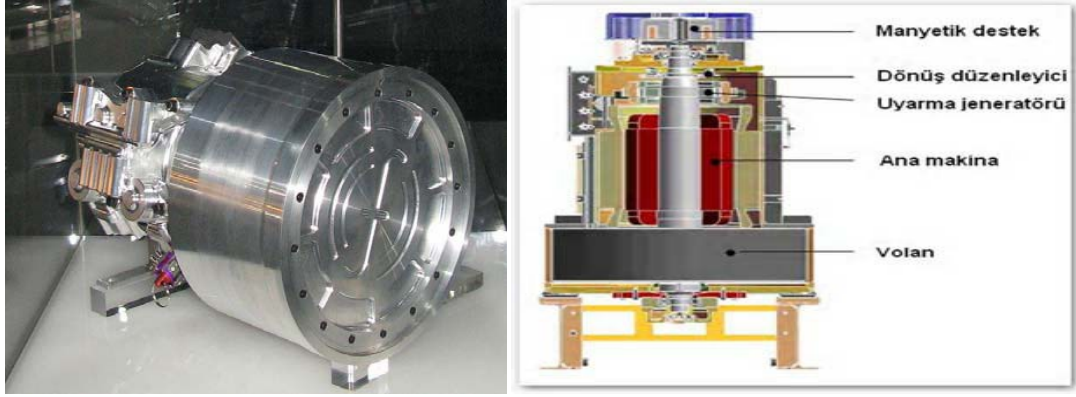
3.5.2 Elektrik enerjisinin depolanması

Elektrik enerjisi gereksinimindeki sürekli değişimlerden dolayı, kesintisiz enerji sağlanabilmesi için, ortalama gereksinimin yaklaşık iki katı kadarlık bir üretim kapasitesine sahip olmak gerekmektedir. Elektrik enerjisi üreten kuruluşlar, elektrik enerjisi tüketimindeki ani artışları karşılamak için çoğu zaman özel imkanlarını (düşük verimli eski tip buhar üreteçleri, gaz türbinleri ve dizel motorları gibi) devreye sokmaktadırlar. Eski tip sistemlerinin düşük verimli olması; küçük kapasiteli sistemlerin enerji üretim maliyetinin çok yüksek olması; üretilen elektrik enerjisinin maliyetini arttırmaktadır. Ayrıca, sistemlerin devreye sokulmaları ile çıkarılmaları sırasında ve ısı makinalarının kısmi yükte çalıştırılması süresince de ekonomik kayıplar söz. konusudur. Enerji depolama sistemlerinin kurulması bu olumsuzlukları ortadan kaldırmaktadır. Gereksinimin düşük olduğu süre içerisinde üretilen elektrik enerjisi fazlası depolanarak, gereksinimin yüksek olduğu zamanlarda, küçük kayıplarla kullanılmak üzere dağıtım sistemine gönderilebilir. Elektriğin depolanması amacıyla kullanılan enerji depolama sistemleri şunlardır:

1. Volanlar (Flyvheels)
2. Piller.

3.5.2.1 Volanlar (Flyvvhells)

Kinetik enerjinin bir volanın kütlesinde depolanması yüzyıllardır bilinen bir yöntemdir. Volanlar: kontrollü güç sağlamak, büyük güç etkileri meydana getirmek amacıyla, uzay, ulaşım, telekomünikasyon ve nükleer araştırma endüstrilerindeki güç sistemlerinde başarıyla kullanılmaktadırlar. Ancak, volanlarda depolanmış enerjinin miktarı, pompalanmış su ve sıkıştırılmış gaz yöntemlerine kıyasla çok düşüktür. Dünyanın hiç bir yerinde büyük ölçekli volan sistemi enerji depolamak amacıyla kullanılamamaktadır.



Şekil 3.9: Modern yüksek hızlı volan sistemi (EİE, 2009).

Volan kullanarak enerji depolamadaki temel sorun, volanın yapım malzemesinin çelik olmasıdır. Çeliğin gerilim/yoğunluk oranı nedeniyle, büyük miktarda enerjinin depolanabilmesi için, volanın çok büyük olması gerekmektedir ki bu durum maliyeti çok yükseltmektedir. Depolama kapasitesinin artırılabilmesi için, gerilim/yoğunluk oranları yüksek, hafif kompozit malzemelerin geliştirilmesi gerekmektedir. Bu malzemeler çeliğe kıyasla daha emniyetlidir: çünkü volan kırıldığı zaman kinetik enerjinin büyük bir kısmı malzemenin tamamen parçalanması için harcanmakta ve küçük parçacıklar oluşmaktadır. Volanlar düşük miktardaki enerjinin kısa sürede depolanması için uygun sistemlerdir.

Bu yöntemin diğerleri ile kıyaslanabilir hale gelebilmesi, maliyeti düşük ve uygun yapım malzemelerinin geliştirilip kullanılması ile mümkündür.

Bunun yanında Volanlar, az sayıda fakat özel bazı uygulamalar için önemli potansiyele sahiptirler. Özellikle otomobiller, elektrikli raylı ulaşım sistemleri, ticari/endüstriyel asansör, vinç uygulamaları vs. gibi kısa sürelerde büyük güçlerin üretilip/tüketilmesine uygun karakteristikli yük sistemlerinde önemli gelişme sağlayacaklardır. Fakat geniş çaplı enerji depolama ihtiyaçlarını karşılamaktan uzaktırlar. Volanların performansı dönme hızlarına bağlıdır. Bunun için de yüksek gerilime ve mekanik kararlılığa dayanacak malzemelerin kullanılması gerekmektedir. Bu, daha düzgün ve verimli çalışma sağlayacaktır.

Volan enerji depolama sistemleri yaklaşık 10 kW-10 MW güçlerde yaklaşık 300 \$/KW'lık maliyet ile kurulabilmektedir (Cheung vd., 2003). Buda volan teknolojisini incelenen enerji depolama teknolojileri içinde bataryalardan sonra en ucuz ikinci

depolama sistemi yapmaktadır. 3,6s – 6d sürede tamamen deşarj olabilirler.

Bu özellik onların kısa süreli yüksek genlikli güç kaynağı olarak kullanılabilmelerini olanaklı kılar. Bu nedenle de kısa süreli güç transfer depolamanın üst sınırından, uzun süreli güç transfer bölgesine kullanıma uygundurlar.

Bunlardan öte volanların çevre dostu bir teknoloji olması, uzun yıllar kullanımları nedeniyle haklarında deneyim sahibi olunması ve uzun ekonomik ömürleri bulunması önemli avantajlarındandır. Karışık yapıları nedeniyle kompleks güç ve kontrol elektroniği sistemlerine ihtiyaç duymaları, birçok elemanın belli aralıklarla bakıma ihtiyaç duyması (rulmanlar, vakum pompaları, soğutma fanları, kontrol sensörleri vs), bekleme anındaki yüksek kayıpları (<5%) ve de patlama riskleri sayılabilecek olumsuz özellikleridir.

3.5.2.2 Piller

Pillerin elektrik enerjisinin depolamak amacıyla kullanımı yeni bir teknoloji değildir. Ancak. 40 yıllık bir duraksamadan sonra, kontrol mühendisliği ve elektronik alandaki hızlı gelişmeler nedeniyle, pilde enerji depolama yöntemi yeniden güncellik kazanmıştır. Diğer yöntemlere oranla pilde enerji depolamanın birçok avantajları vardır. Bu avantajlar şöyle özetlenebilir:

- 1.Çok iyi kontrol edilebilirler,
- 2.Çalışmaları sessiz ve temizdir.
- 3.Büyük ölçekli modüllerin yalıtımı diğer yöntemlere oranla çok daha kolay ve çabuk gerçekleştirilebilir.
- 4.Taşınabilir olmaları nedeniyle, devreye girmeleri geleneksel depolama sistemlerine oranla ekonomik olarak daha az risklidir,
- 5.Çok büyük alanların kullanılmasına gerek yoktur: bu nedenle dağıtım alt istasyonlarının yakınına konulabilirler ve böylece ilave taşıma ve dağıtım kapasitesi ihtiyacı azalır.

Piller yeniden doldurulup kullanılabilir olup olmamalarına göre şöyle sınıflandırılmaktadırlar:

1. Birincil piller: Birincil piller bir kez kullanılabilen pillerdir.
- 2.İkincil piller: İkincil pillerin ise yeniden doldurularak tekrar kullanımları mümkündür.

3.6 Elektriksel Enerji Depolama Çeşitleri

3.6.1 Ultrakapasitörler / Süperkapasitörler

Elektrik enerjisi kondansatörlerde depolanabilir. Kondansatörler enerjiyi pozitif ve negatif elektrostatik yüklerin ayrışmasıyla depo eden cihazlardır. Kapasitörler iki tane iletken plaka ile bunları ayıran ve dielektrik olarak adlandırılan yalıtkanlardan oluşmaktadır. Dielektrik malzeme iki levha arasında ark oluşmasını önleyerek daha fazla şarj yapılmasına yardım eder. Klasik kapasitörlerin güç yoğunlukları çok yüksektir (yaklaşık olarak 10^{12} W/m³). Fakat enerji yoğunlukları çok düşüktür (yaklaşık olarak 5 Wh/m³). Klasik kapasitörler genel olarak elektrolitik kapasitörler

olarak adlandırılırlar. Süperkapasitörler (Ultrakapasitör diye de adlandırılır) ise klasik kapasitörlerin geliştirilmiş olanlarıdır. Bu kondansatörlerin güç yoğunlukları 10^6 W/m³ ve enerji yoğunlukları 10^4 Wh/m³ değerindedir. Enerji yoğunlukları az fakat deşarj süreleri hızlı ve çevrim ömrü daha fazladır. Ancak kapasitörlerin asıl olarak boyut problemleri vardır.

Kapasitörlerin kapasitesi ve dielektrik malzeme arasında lineer bir bağlantı vardır. Bu yüzden büyük kapasite gerekli olduğunda zorunlu olarak dielektrik malzeme de büyük olmak durumunda olmalıdır. Süperkasitörler yapıldıktan sonra çok büyük kapasiteler gayet küçük boyutlardaki kapasitörlerle yüksek enerji depolamaya olanak sağlamıştır (Christopher vd., 2004).

Süperkapasitörler, elektrik enerjisini iki karbon elektrot arasında oluşturdukları elektrik alanda depolarlar. Yeniden kullanılacağı zaman bir dönüşüm işlemi olmadan buna izin verir. Süperkapasitörleri sınırlandıran elektronik devre tasarımıyla ilgili sınırlamalardır ve bu nedenle de elektronik tasarımları ve temelleri geliştirilmesi gereken ana konulardır.

Süperkapasitörler, süperiletken manyetik enerji depolama sistemleri gibi çok yüksek özgül güç değerlerine sahiptir. Bu nedenle enerji kalitesi uygulamalarında kullanılabilirler.

Öte yandan süperkapasitör teknolojisinin sahip olduğu diğer avantajlar şu şekilde sıralanabilir: Çevre dostu bir teknolojidir. Çalışma prensipleri nedeniyle bünyelerinde kimyasal bir reaksiyon oluşmadığı için bataryalarda olduğu gibi toksinler, ağır metaller gibi tehlikeli atıklar üretmezler. Hareket eden parçaları

yoktur. Bakım masrafları düşüktür. Bekleme anındaki kayıpları 0,2%'nin de altındadır (Furlong vd., 2003). Cebri soğutmaya gerek duymazlar. Enerji depolama/kullanma çevrimleri basittir, kompleks güç elektroniği sistemlerine gerek duymazlar.

Pratik uygulamalar için birçok modülün beraber (seri, paralel bağlı) kullanılması nedeniyle gözlenmesi gereken birçok elemandan oluşmaları, henüz yeni bir teknoloji olması nedeniyle haklarında fazla deneyimin oluşmamış olması ve ömürleri konusunda onaylanmış uygulamalarının olmayışı süperkapasitör teknolojisinin dezavantajlarıdır.

3.7 Süperiletken Manyetik Enerji Depolama

Bu sistemlerde depolama şekli en basit anlatımla, süperiletken bobin içerisindeki akan akım ile oluşan manyetik alan içerisinde enerjinin depolanmasıdır. Süperiletken manyetik enerji depolama (SMES) sisteminin temel olarak içinde şu bileşenler vardır; süperiletken bobin (cryostat), enerji dönüşüm sistemi (bobin içi ve dışına enerji transferi için) ve soğutma sistemidir. SMES'nin avantajları, çok yüksek verimlilik (yaklaşık %97–98), çok kısa sürede isteklere cevap verme (20–30 ms), aktif ve reaktif gücün bağımsız kullanılabilmesi, uzun ömürlü olmaları diye sıralanabilir. Yukarı da bahsedilen özellikleri ile birçok alanda kullanılan depolama tekniğidir. Özellikle elektrik şebeke sisteminde pik yüklerin karşılanması, frekans kontrolü, sistem kararlılığı ve yük akışı kontrolü gibi önemli noktalar için kullanılabilecek özellikleri ile diğer depolama tekniklerinden ayrılan yegâne depolama birimi denilebilir (Kuşdoğan vd., 2002).

Süperiletken manyetik enerji depolama sistemleri, enerji depolama ihtiyaçlarını karşılamaktan öte enerji kalitesini iyileştirici uygulamalarda kullanım alanı bulmaktadır. Bunun nedeni, gerilim değişimlerine karşı çok hızlı cevap verebilmeleri ve sahip oldukları büyük özgül enerji ve özgül güç değerleri nedeniyle çok kısa süreli muazzam miktarlarda akım verme/alma kabiliyetlerinin olmasıdır. Süperiletken manyetik enerji depolama sistemlerinde süperiletkenliği sağlayan kritik sıcaklık değerlerinin aşılması önemli tehlikelere ve kayıplara neden olur. Direnç kayıplarında ve soğutma için gerekli enerji konularında iyileştirmeler yapılabilir.

Düşük sıcaklıkta bobin komponentlerinin büyük elektrodinamik güçlere karşı

kararlılığı henüz yeterince incelenememiştir. SMES temelli sistemler diğer teknolojilerle karşılaştırıldığında daha pahalı ve daha büyük çalışma hacmine ihtiyaç duymaktadırlar.

3.7.1 Yakıt hücreleri

Yakıt hücrelerinin geçmişi bataryalardan çok daha eskiye uzanır. İlk olarak İngiltere’de Grove tarafından 1839’da hidrojen – oksijen hücre prensibi tanıtılmıştır. Yakıt hücreleri bataryalar gibi yakıt ve yakıcılarını bünyelerinde barındırmazlar. Bunun yerine bu iki kimyasal depo edildikleri harici bir kaynaktan sürekli olarak alırlar. Oysa bataryalar yakıt ve yakıcılarını kendi içyapılarında bulundurlar. Mesela, kursun – asit pillerinin yakıtı (kursun) anotta bulundurulurken, yakıcı maddesi (kursun dioksit) katotta bulundurulur, depo edilir. Yakıt hücresi özgül enerji değeri açısından bataryalardan daha yüksek bir değeri sağlayabilirken özgül güç bakımından daha kötü bir değere sahiptir. Bunun da ötesinde, yakıt hücreleri oldukça pahalıdırlar ve yük değişimlerine hızla adapte olamamaktadırlar. Bu sebeplerden burada tartışılan diğer teknolojilerle karşılaştırıldıklarında yüksek güç kapasitesine sahip değildirler (Holm vd., 2002).

Yakıt hücreleri gelecekte çok geniş kullanım alanına sahip olacakları düşünülmektedir. Yakıt hücre ürün grubu içinde birçok farklı alt teknoloji bulunduğundan, kapasite bakımından oldukça geniş bir spektruma sahiptirler. Öte yandan sık aralıklarla yenilenmeleri gerektiğinden bakım maliyetleri yüksektir.

Yakıt hücrelerinin yakıt girişleri temiz, atıkları ise oldukça düşük kirletici maddelerdir. Bu nedenle ABD’nin birçok eyaletinde emisyon kriterlerinden muaf tutulurlar. Dolayısıyla yakıt pilleri bu özellikleriyle çevre kriterlerini gerçekleştirmişlerdir.

Yakıt hücreleri, elektrokimyasal prosesleri nedeniyle yüksek verime sahiptirler. Diğerlerinin gerektireceğinden daha az yakıtle aynı enerjiyi üretirler. Bu da aynı miktar enerji için daha az karbon emisyonuna neden olmak demektir.

3.7.2 Lityum-İyon

Günümüzde bu çeşit piller elektronik cihazların yaklaşık hepsinde kullanılmaktadır. Lityum iyon pil, yüksek enerji depolama kapasiteleri, düşük iç direnç ve %90’ın

üzerinde verimliliğe sahip olmalarından dolayı kullanımları yaygındır. Teknik olarak uygun sıcaklık ve maksimum kapasitelerine dikkat edilerek çalıştırılmalılar aksi halde lityum iyon pillerin verimleri azalır. Yüksek verimleri ve enerji yoğunlukları ile lityum iyon piller enerji kalitesinin önemli olduğu yerlerde, dağıtım sistemlerinde ve otomotiv alanlarında kullanım için çok uygundur. Teknik yapısı ise; pilin eksi kutbu lityum metal oksit ve artı kutbu grafik karbon tabakası ile yapılmıştır. Lityum tuzu içeren elektrotlar organik karbonatlarla çözölmektedir.

Pil şarj edilirken, katottaki lityum atomları iyonlaşır ve elektronlar ile birleşirler daha sonra lityum atomları olarak karbon tabakaları arasında depolandıkları karbonlar anot yönünde elektrolit boyunca ilerlerler. Bu süreç boşalma süresince tersine hareket eder/ettirilir. Lityum iyon pillerinin birçok avantajı vardır. Bunlar; uzun süreli kullanım ömrü, yüksek enerji yoğunluğu, küçük taşınabilir olmaları, bakım gerektirmemesi, geniş sıcaklık aralığında çalışabilme diye sıralanabilir. Dezavantajları ise yüksek kurulum maliyeti ve kapasiteden fazla şarj olma tehlikesi denilebilir (Hammerschlag vd., 2007).

3.7.3 Kurşun asit

Kurşun asit pilleri en eski ve olgun teknolojiye sahiptir. Temel formda, negatif elektrotta kurşun içerir, pozitif elektrotta kurşun dioksit ve elektrik yalıtım tabakası bulunur. Deşarj için sulandırılmış sülfürik asit sülfat iyonları sağlar.

Güç kalitesi için düşük maliyetli depolama uygulamalarında genellikle kurşun asit piller kullanılır. Uygulamaları sınırlıdır çünkü kısa bir kullanım ömrü vardır. Kurşun asit piller otomobillerde, motosikletlerde, botlarda ve çeşitli diğer endüstrilerde, çalışma, aydınlatma ve ateşleme amacı ile kullanılır. Avantajları ise düşük maliyeti, yüksek güç yoğunluğu, düşük ve yüksek sıcaklıklarda yüksek performans, servis ağının yüksek olması ile bakımının kolay olmasıdır. Dezavantajları ise kısa süreli kullanım ömrü, enerji saklama süresinin az olması ve deşarj olurken depolama yapmadaki zayıflığı diye sıralanabilir (Yağcıtekin, 2008).

3.7.4 Nikel–Kadmiyum

Nikel kadmiyum pilleri kullanım olarak çok yaygın değildir ve yaklaşık olarak verimlilikleri %75'tir. Nikel kadmiyum pilleri (NiCd) kadmiyum adı verilen

malzeme ile kaplıdır. Kadmiyum zehirli ağır bir metaldir ve son 30 yıla bakıldığında dünya üzerindeki kadmiyumun 2/3'ü NiCd pilleri yapımında kullanılmıştır. Kasım 2003'te Avrupa Komisyonun yeni pil direktifleri ile NiCd pillerinin %75 oranında geri kazanımı amaçlanmıştır. Ancak NiCd'dan şarj edilebilir pil yapılmasının yasaklanmak istenmesine rağmen hala kullanılmaya devam edilmektedir ve gelecek yıllarda da kullanılmaya devam edileceği öngörülmektedir.

Nikel-kadmiyum pillerinin devamlı şarjda tutulup kısa süreler için kullanılması çalışma verimini azaltır. Eğer devamlı kullanılıp tam deşarj ve ardından şarj edilmiyorsa belirli aralıklarla tam olarak deşarj edilmesi gerekir, aksi halde hücrelerdeki plakalar üzerinde kristalleşme oluşur ve bunun sonucu olarak zamanla pilin verimi düşmeye başlar. NiCd pilleri hala çok geniş bir kullanım alanına sahiptir. Örneğin acil aydınlatmalar, telekomünikasyon sistemi, güneş enerji istasyonlar, uzay araçları vs. diye sıralanabilir (Broussely vd., 2007).

3.7.5 Nikel–Metal hidrit

Nikel metal hidrit (NiMH) pillerin yüksek enerji yoğunluğu ve içlerinde çevreyi kirletmeyen bileşim ve metaller bulunması en önemli özelliğidir. Günümüz nikelmetal hidrit pili normal bir nikel-kadmiyum pille karşılaştırıldığında %40 daha fazla enerji yoğunluğuna sahiptir. Aslında bileşimleri göz önüne alındığında daha da yüksek verim elde edilebilir ama bu kazanç ne yazık ki bazı yan etkileri de ortaya çıkardığı için tercih edilmemektedir. Hala bu piller yüksek enerji yoğunluğuna sahiptir ancak diğer pil teknolojileri (lityum iyon gibi) çıkmasıyla birlikte aynı piyasada yer almaları kendi önünde bir engel oluşturabilir. NiMH pillerin avantajlarına bakılacak olursa: Nikelkadmiyum pillerden % 30–40 daha fazla kapasite ve bunun yanında bu değerlerin çok daha üstünde bir enerji yoğunluğuna erişilebileceği de öngörülmektedir. Hafıza etkisine nikel-kadmiyum pillerden daha az eğilimlidir ve daha az sayıda periyodik deşarj-şarj döngüsü gerektiriyor.

3.8 Depolama Sistemlerin Analizi

Birçok enerji depolama sistemi geliştirilmiş olmasına rağmen hiç biri bütün uygulamaların ihtiyaç duyduğu özelliklere tam olarak sahip değildir. Kullanılacak bir uygulamada hangi depolama teknolojisinin seçileceği teknolojilerin sahip olduğu

ortak anahtar özelliklerin karşılaştırılması ile belirlenebilir. Uygulamadaki sistem sayısının azlığı ve bazı teknolojilerin ticari olarak olgunlaşmamış olmaları nedeniyle birtakım ön kabullerde bulunmak gerekmektedir.

Manyetik enerji depolama sistemleri, enerji depolama ihtiyaçlarını karşılamaktan öte enerji kalitesini iyileştirici uygulamalarda kullanım alanı bulmaktadır. Bunun nedeni, gerilim değişimlerine karşı çok hızlı cevap verebilmeleri ve sahip oldukları büyük özgül enerji ve özgül güç değerleri nedeniyle çok kısa süreli muazzam miktarlarda akım verme/alma kabiliyetlerinin olmasıdır. Süperiletken manyetik enerji depolama sistemlerinde süperiletkenliği sağlayan kritik sıcaklık değerlerinin aşılması önemli tehlikelere ve kayıplara neden olur. Direnç kayıplarında ve soğutma için gerekli enerji konularında iyileştirmeler yapılabilir.

Süperiletken manyetik enerji depolama sistemleri, enerji depolama ihtiyaçlarını karşılamaktan öte enerji kalitesini iyileştirici uygulamalarda kullanım alanı bulmaktadır. Bunun nedeni, gerilim değişimlerine karşı çok hızlı cevap verebilmeleri ve sahip oldukları büyük özgül enerji ve özgül güç değerleri nedeniyle çok kısa süreli muazzam miktarlarda akım verme/alma kabiliyetlerinin olmasıdır. Süperiletken manyetik enerji depolama sistemlerinde süperiletkenliği sağlayan kritik sıcaklık değerlerinin aşılması önemli tehlikelere ve kayıplara neden olur. Direnç kayıplarında ve soğutma için gerekli enerji konularında iyileştirmeler yapılabilir.

Düşük sıcaklıkta bobin komponentlerinin büyük elektrodinamik güçlere karşı kararlılığı henüz yeterince incelenememiştir. SMES temelli sistemler diğer teknolojilerle karşılaştırıldığında daha pahalı ve daha büyük çalışma hacmine ihtiyaç duymaktadırlar.

Depolama teknolojileri birbirlerinden teknik olarak özgül enerji, özgül güç değerleri, enerji kapasitesi ve maksimum depolama süresi bakımından farklılık gösterirler. Ekonomik açıdan ise işletme ve kurulum maliyetleri büyük değişiklikler arz eder. Yeni bir seçim yapılacağı zaman her bir enerji depolama sisteminin ilgili uygulamaya uygunluğu dikkatli bir şekilde analiz edilmelidir. Aşağıdaki çizelgedeki verilere göre basınçlı hava depolama yöntemi yatırım maliyeti açısından en ekonomik yöntemdir. Kapasite ve ömür dikkate bakımından ise en ideal yöntem hidroelektrik depolama yöntemidir.

Çizelge 3.6: Büyük ölçekli enerji depolama sistemlerinin özelliklerinin karşılaştırılması.

Depolama Yöntemi	Ekonomik Ömrü	Volanlar (Düşük Hız)	Volanlar (Yüksek Hız)	Hidroelektrik Depolama	Basınçlı Hava Depolama	Süperiletken Manyetik Enerji Depolama	Süper Kapasitör
Yatırım Maliyeti/ MW	\$15.000	\$300.000	\$25.000.000	\$7.000	\$2.000	\$10.000	\$28.000.000
Ağırlık/ MWh	30 kg	7.500 kg	3.000 kg	-	2,5 kg	10 kg	10.000 kg
Verim	0,45–0,8	0,9	0,93	0,8	0,85	0,97	0,95
Bakım Maliyeti/ MWh	\$ 10	\$ 3	\$ 4	\$ 4	\$ 3	\$ 1	\$ 5
Kapasite	0,3-2.000 kWh	50 kWh	750 kWh	22.000 kWh	2.400 kWh	0,8 kWh	0,5 KWh
Ekonomik Ömrü	10 yıl	20 yıl	20 yıl	40 yıl	30 yıl	40 yıl	40 yıl

4. DÜNYA'DA VE TÜRKİYE'DE PHES'LERİN ÇALIŞMALARI VE HİBRİT SİSTEMLERİN GENEL DURUMU

4.1 Dünya'daki Phes'lerin ve Hibrit Sistemlerin Genel Durumu

Dünyada işletmede olan pompa depolamalı santrallerin kurulu güçleri toplamı 100.000 MW'ın üzerindedir. Tüm Dünya'da gelişmiş teknolojisi ile enerji sisteminde en yaygın olarak kullanılan enerji depolama yöntemidir.

Pompa Depolamalı santraller üç kategoride ele alınmaktadırlar.

Büyük ve merkezi PDHES'ler. (>20 MW)

Küçük yada orta ölçekli merkezi olmayan PDHES'ler. (< 20 MW)

Rüzgar enerjisiyle bütünleşik küçük ölçekli PDHES'ler.

Bunlardan birinci kategori kapsamında değerlendirilen PDHES'ler en yaygın olarak uygulanan, teknolojisi ve ekonomisi kanıtlanmış ve gelişmeye açık olan başarılı bir uygulama olması nedeniyle tüm Dünyada hızla artmaktadır. Genellikle elektrik şebekesinde güç dengeleme ve düşük fiyatlı elektriği yüksek fiyatlı elektriğe çevirmek için kullanılırlar. Dünyada hidroliklerden sonra ticari olarak en yaygın olan yenilenebilir enerji kaynağı rüzgar enerjisidir. Fakat rüzgar ve dalga gibi yenilenebilir enerji kaynaklarının 36 saatten önce tahmin edilememeleri ve kesintili karakterleri nedeniyle hemen devreye girecek başka bir kaynakla entegre bir yapı oluşturmadan sisteme bağlanmaları hem sistem stabilitesi hem de arz güvenilirliği açısından problem yaratmaktadırlar. Yük dengeleme yeteneği gerilim ve frekans stabilitesinin sağlanması gibi nedenlerle optimum bir işletme için rüzgar santrallerinin hidroelektrik santraller veya PDHES'lerle entegre şekilde planlanmaları zorunludur. Bu yüzden de PDHES'lerin önemi son yıllarda daha da artmıştır.

İkinci seçeneğin cazibesi hali hazırdaki altyapıyla ve özgün pazar koşullarıyla bağlantılıdır. Küçük ölçekli olmaları nedeniyle birincide olduğu gibi güç dengeleme veya diğer yardımcı hizmetler için değil sadece enerjinin yüksek fiyata

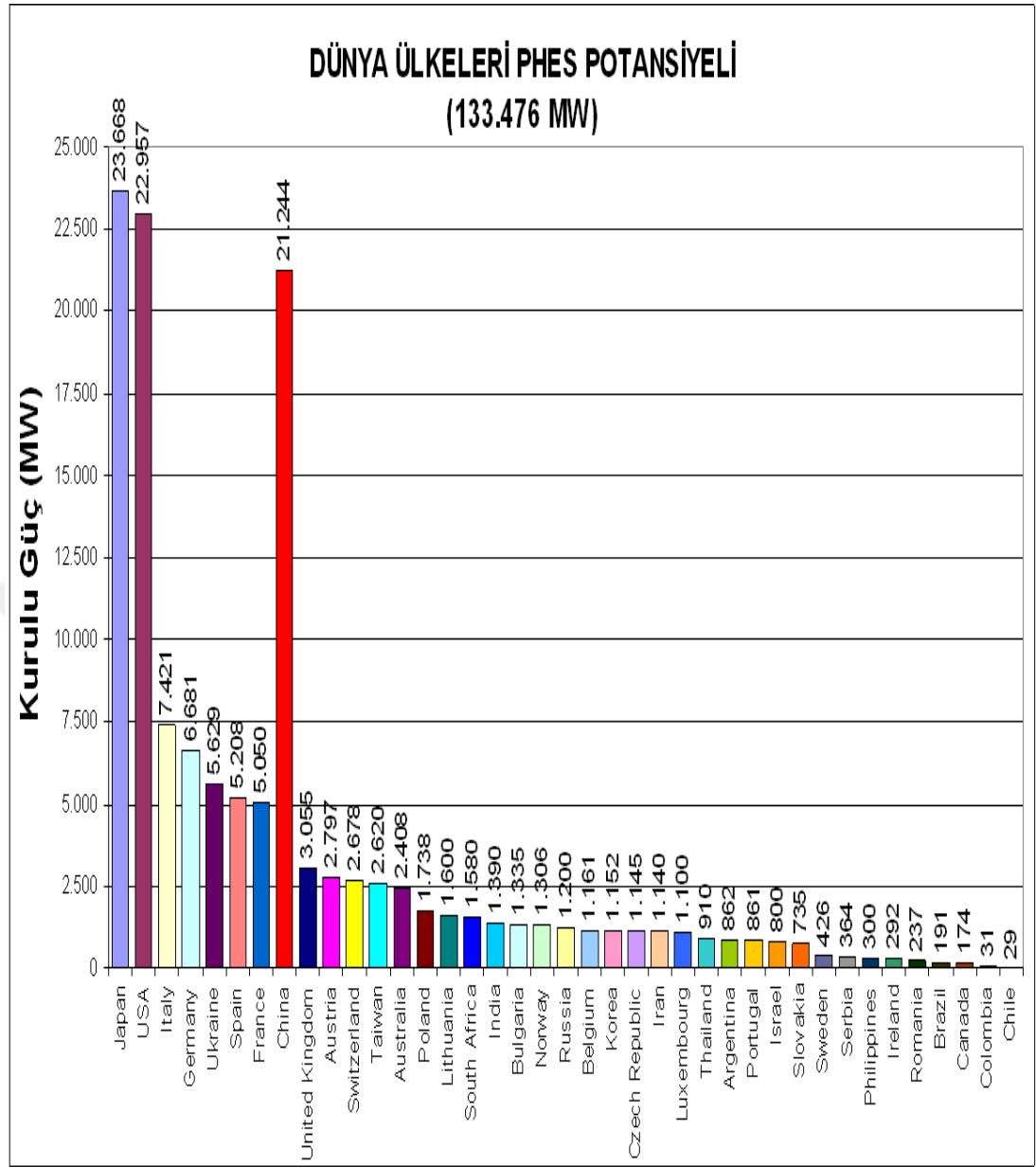
dönüştürülmesi için kullanılırlar. Eğer altyapı halihazırda varsa ve çok amaçlı kullanılabiliriyorsa ayrıca yüksek inşaat masrafları gerektirmiyorsa anlamlıdırlar. İletim kapasitesinin yetersiz olduğu ve özellikle çevresel nedenlerle kapasitenin artırılmadığı bölgelerde iletim problemlerini pik zamanlarda şebekeye güç vererek ve gece yarısı enerji depolayarak çözerler. Bu sayede yüksek iletim kapasitesi ihtiyacına gerek kalmaz. Rüzgar enerjisi ile bütünleşik olan üçüncü seçenek ise uzaktaki bağımsız küçük enerji şebekeleri için düşünülebilecek bir yöntemdir. Bu seçenekte her şeyden önce, rüzgar enerjisinin doğrudan şebekeye verilmesi yerine, elektriğin sağlanmasını en uygun duruma getirmek amaçlanmaktadır.

PDHES'ler Dünyada başta Japonya olmak üzere pek çok ülkede yaygın olarak kullanılmaktadır. Bu ülkelerden birçoğu bilindiği üzere zengin fosil enerji kaynaklarına sahip olmalarına rağmen PDHES'lere sahipler ve yenilerini de planlamaktadırlar.

İlk pompaj depolamalı sistem kullanımı 1890'larda İtalya ve İsviçre'dedir. 1930'larda tersinir hidroelektrik türbinler geliştirilmiştir. İlk günlerde, pompaj depolamalı güç üretim santralının kapasitesi 10 MW'dan az olmasına rağmen, kapasite devamlı arttırılmış ve günümüzde kapasitesi 2000 MW'dan büyük santraller planlanmaktadır. Pompaj depolamalı hidroelektrik santrallerin dünyadaki durumuna bakıldığında mevcut maksimum toplam gücü 99.663 MW, planlanan toplam gücü 43.796 MW olan 40 ülkede 386 tesis bulunmaktadır. İnşa halindeki 42 adet pompaj depolamalı hidroelektrik santrallerin kurulu gücü ise 30.000 MW' tır. Dünyadaki değişik ülkelerin pompajlı HES potansiyeli Şekil 4.1 ve Çizelge 4.1' de verildiği gibidir.

Çizelge 4.1: Dünyada'ki Pompaj Depolamalı Hidroelektrik Santraller (EİE , 2009).

Sıra No	Ülke Adı	Kurulu Güç MW	Sıra No	Ülke Ad	Kurulu Güç MW
1	Japonya	23.668	21	Belçika	1.161
2	Amerika	22.957	22	Kore	1.152
3	İtalya	7.421	23	Çek Cumhuriyeti	1.145
4	Almanya	6.681	24	İran	1.140
5	Ukranya	5.629	25	Lüsemburg	1.100
6	İspanya	5.208	26	Tayland	910
7	Fransa	5.050	27	Arjantin	862
8	Çin	21.244	28	Portekiz	861
9	İlgiltere	3.055	29	İsrail	800
10	Avusturalya	2.797	30	Slovakya	735
11	Hollanda	2.678	31	İsveç	426
12	Tayvan	2.620	32	Sırbistan	364
13	Avusturya	2.408	33	Filipinler	300
14	Polonya	1.738	34	İrlanda	292
15	Litvanya	1.600	35	Romanya	237
16	Güney Africa	1.580	36	Brezilya	191
17	Hindistan	1.390	37	Kanada	174
18	Bulgarristan	1.335	38	Colombiya	31
19	Norveç	1.306	39	Şili	29
20	Rusya	1.200	T O P L A M : 133.476 MW		



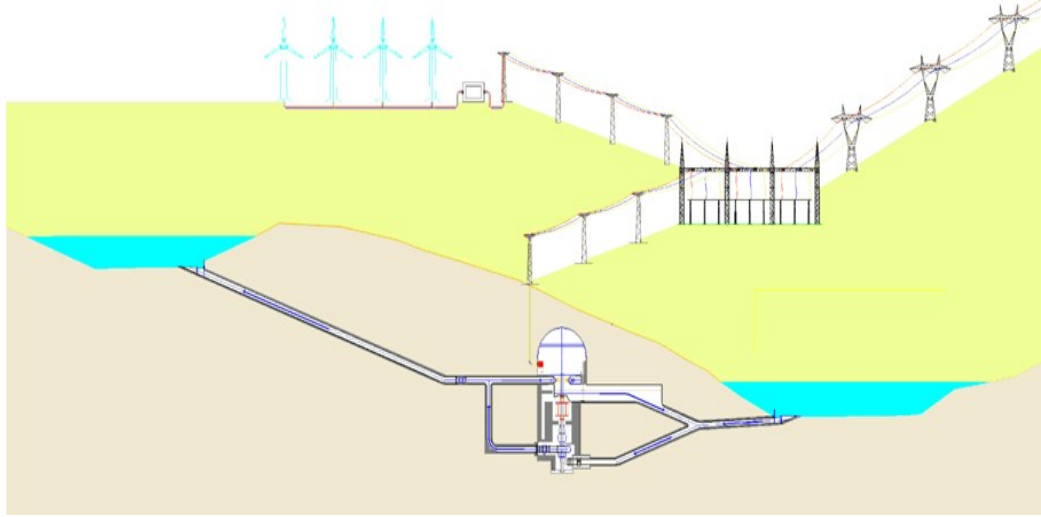
Şekil 4.1: Dünyadaki değişik ülkelerin PHES potansiyeli (EİE, 2013).

Yukarıdaki Çizelge 4.1 ve Şekil 4.1’de görüleceği üzere tüm dünya ülkeleri bu temiz enerji kaynağını her geçen yıl daha da arttırarak kullanmaktadır. Fakat ülkemiz yeterli su potansiyeline ve inşa gücüne sahip olmasına rağmen bu temiz enerji kaynağını hala kullanamamaktadır.

4.2 Türkiye’deki PHES’lerin ve Hibrit Sistemlerin Genel Durumu

18 Mayıs 2009 tarih ve 2009/11 sayılı Yüksek Planlama Kurulu (YPK) Kararı Elektrik Enerjisi Piyasası ve Arz Güvenliği Strateji Belgesinde; elektrik üretiminde kaynak kullanımına ilişkin hedefler ortaya konulmuştur. Buna göre, Cumhuriyetimizin 100. yıldönümü olan 2023 yılına kadar; nükleer enerjinin asgari % 5 paya ulaşması, tüm yerli kömür ve hidrolik potansiyelimizin ekonomimize kazandırılması, jeotermal kurulu gücümüzün 600 MW'a çıkarılması, güneş potansiyelimizden azami derecede faydalanılması ve rüzgâr kurulu gücümüzün 20.000 MW mertebesine ulaşması hedeflenmiştir.

Türkiye Rüzgâr Enerjisi Potansiyel Atlası'na (REPA) göre; ülkemizde yıllık rüzgâr hızı 8,5 m/s ve üzerinde olan bölgelerde en az 5000 MW 7,0 m/s'nin üzerindeki bölgelerde ise en az 48.000 MW rüzgâr enerjisi potansiyeli bulunduğu tespit edilmiştir. Coğrafi konumu nedeniyle sahip olduğu güneş enerjisi potansiyeli yüksek olan Türkiye'nin ortalama yıllık toplam güneşlenme süresi 2640 saat (günlük toplam 7,2 saat), ortalama toplam ışınlam şiddeti 1311 kW saat/m²-yıl (günlük toplam 3,6 kW saat/m²) olduğu tespit edilmiştir. Ülkemizin mevcut yüksek rüzgâr ve güneş enerjisi potansiyelinden yararlanmak ve 2023 yılı hedeflerine ulaşabilmek için pompaj depolamalı hibrit projelerden faydalanmamız gerekir. Yıl içerisinde güneşlenme süresinin yüksek olduğu orta ve güney kesimlerdeki illerimizde inşa edilecek hibrit projelerle ülke puantının maksimum olduğu saatlerde en çok enerjinin tüketildiği kuzey illerimiz için elektrik enerjisi üretimi yapılması, enerji arz ve talep dengesini düzenleyecektir. Böylece hidrolik enerji olarak daha fakir olan ülkemiz batısındaki büyük şehirler, doğal gaz ve kömür ağırlıklı üretmiş olduğu elektrik enerjisi yerine ikâme edecek başka bir enerji kaynağına kavuşmuş olacaktır.



Şekil 4.2: RES ve PHES'in Hibrit Çalıştırılması.

4.3 Enerji Depolama Yöntemleri

Elektrik enerjisi, kimyasal, mekanik ve yine elektrik enerjisi olarak enerjinin çeşitli formlarında depolanabilir ve gerekli olduğunda tekrar elektrik enerjisine dönüştürülebilir. Günümüz teknolojisinde kullanılan başlıca depolama yöntemleri, volanlar, kapasitörler, süper iletkenler, sıkıştırılmış hava depolamalı elektrik santralleri, pompa depolamalı hidroelektrik santraller ve hidrojen depolamadır

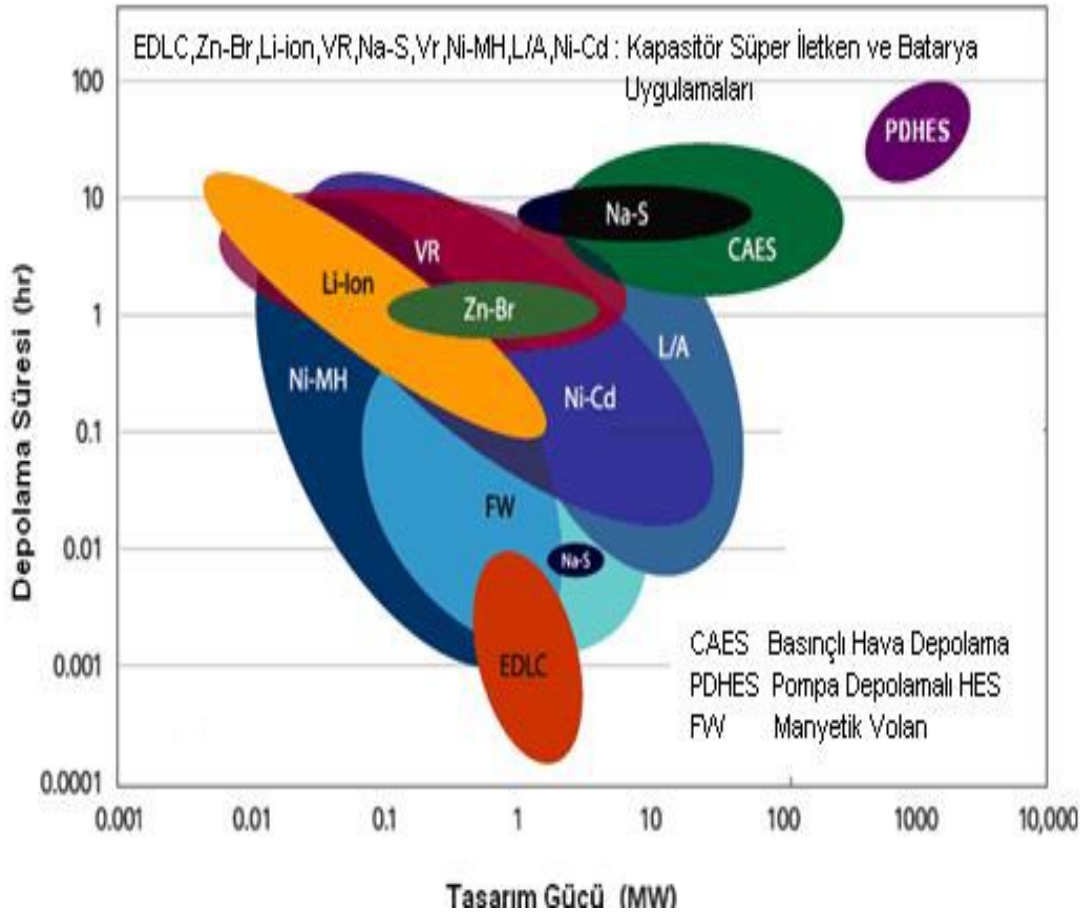
4.3.1 Depolama yöntemlerinin karşılaştırılması

Enerji depolama teknolojileri, mekanik, elektrokimyasal ve elektriğe dayalı teknolojilerdir. Enerjinin farklı formları ve dönüşümleri, enerji depolama karakteristiklerinin de farklı sonuçlar doğurmasını ve dolayısı ile farklı uygulama alanları bulmalarını sağlar. Depolama sistemleri güç ve enerji uygulamaları için uygun olan iki farklı grupta sınıflandırılabilir.

Güç uygulamaları, kısa periyotlarda (saniye ve dakikalar mertebesinde) büyük güç, enerji uygulamaları ise, uzun periyotlarda (saatler ve günler) büyük miktarlarda enerji sağlarlar. Kullanılan teknoloji tercih edilirken depolama ünitesinden istenilenin güç uygulaması mı, yoksa enerji uygulaması için mi olduğu ve teknolojilerin karakteristikleri önemlidir. Her depolama teknolojisi her iki uygulamada kullanılamaz. Volan, kapasitörler, süper iletken manyetik enerji depolama ve bataryalar çok büyük miktarlarda gücü kısa zamanda sağlayabilirler. Bu teknolojiler,

uzun zaman periyodu boyunca deşarj istemeyen güç kalite uygulamalarında kullanım için tercih edilirler.

Diğer taraftan sıkıştırılmış hava ile enerji depolama, pompalı hidroelektrik santraller büyük miktarda enerjiyi uzun zaman için depolamakta uygun teknolojilerdir ve yük dengeleme gibi enerji uygulamaları için uygundur.



Şekil 4.3: Enerji depolama yöntemlerinin karşılaştırılması (Tutuş, 2010).

4.3.2 Rüzgâr enerjisinin depolanması

Depolama ünitesinin hızlı devreye giriş özelliği, rüzgâr santralının güç çıkışındaki dalgalanmayı yumuşatmada ve üretilen güç ile bölgesel güç talebi arasındaki dengesizlik nedeniyle ortaya çıkabilecek bölgesel gerilim bozulmaları, nedeniyle oluşacak frekans bozulmaları gibi güç kalite problemlerini iyileştirmede önemlidir. Rüzgârdaki güç kalite problemlerinin çözümünde volan teknolojileri kullanılabilir. Büyük rüzgâr güçlerinin elektrik şebekesine entegrasyonu için büyük ölçekli-depolama tesislerine ihtiyaç duyulmaktadır. Rüzgâr enerjisinin fazla olduğu zamanlarda depolanıp, pik talebin karşılanması gerektiği dönemlerde şebekeye

sunulması ve arz-talep arasındaki dengeyi sağlamak için gerekli enerji depolama kapasitelerine sahip en ekonomik çözümler PDHES ve sıkıştırılmış hava depolamalı elektrik santralleridir.

PDHES'ler elektrik şebekesinde kullanılan yaygın kullanılan enerji depolama yöntemidir. Kullanımındaki ana uygulamalar: enerji yönetimi, frekans kontrolü ve güç yedeğidir. 90 GW kurulu gücün üzerinde PDHES şuan dünya genelinde işletmede olup bu güç toplam elektrik üretim kapasitesinin %3'üne karşılık gelmektedir.

Pompa depolamalı tesisler uzun inşaat süreleri ve yüksek ilk yatırım maliyetine sahiptirler fakat buna karşın diğer enerji depolama yöntemleriyle karşılaştırıldığında düşük birim yatırım maliyetine ve yüksek enerji depolama kapasitesine sahip tesislerdir. Diğer elektrik enerjisi depolama yöntemleri olan basınçlı hava depolama sistemi (CAES), karşılaştırıldığında, yüksek depolama kapasitesi, verim ve birim yatırım maliyeti gibi kıstaslar göz önüne alındığında, PDHES'lerin elektrik sisteminin yönetiminde kullanılabilecek en uygun depolama yöntemi olduğu görülebilir.

4.3.3 Pompa depolamalı hidroelektrik santrallerin tanımı

Hidroelektrik santrallerin bir çeşidi de pompaj depolamalı santraller olup, sistemin amacı güç talebinin düşük olduğunda suyu yüksekte bir haznede depolamak ve biriktirilen sudan puant zamanlarda hidroelektrik enerji elde etmektir. Amerika'da ilk PDHES 1929 yılında işletmeye giren Rocky River santralidir. Günümüzde kapasitesi 2000 MW'ın üzerinde PDHES'ler işletmede bulunmaktadır.

Elektrik enerjisi talebi gün boyunca büyük değişiklikler gösterir. Genel olarak geceleri talep daha düşüktür. Kışın talebin en fazla olduğu puant saatler akşam ve gecenin ilk saatleridir. Yazın ise son yıllarda artan klima kullanımı nedeniyle gündüz ve genellikle öğleden sonra elektrik talebi tavan yapmaktadır. Santraller ani puant ihtiyacını karşılayacak enerjiyi hemen üretemezlerse sistemin frekansı düşer, üniteler devreden çıkar, elektrik kesintileri meydana gelebilir. Eğer elektrik enerjisinin büyük bir bölümü, devreye girmeleri çok uzun süreler (saatler-günler) alan termik veya nükleer santrallerden elde ediliyorsa, bu ve benzeri problemlerin yaşanması kaçınılmazdır. Söz konusu problemlerin yaşanmaması veya en aza indirilmesi için,

ani yük değişimlerinde çok kısa sürede (dakikalar içinde) devreye girip çıkabilen klasik depolamalı veya pompaj depolamalı santrallere ihtiyaç vardır.

4.3.4 PDHES’lerde öngörülen faydaları

Tesis sahipleri için değişken spot elektrik piyasasında kar artışı, enerji tesis grupları ve enterkonnekte sistem arasında güç alışverişinde optimizasyonu sağlaması, diğer enerji depolama yöntemleri ile karşılaştırıldığında daha yüksek kombine verime sahiptirler. Yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanımını artıran etkisiyle çevreci olması. Pompajlı depolamalı tesislerde, Pompaj türbinleri enerji talebinin düşük olduğu saatlerde suyu üst rezervuara yollarlar, puant saatlerde ise bu su ile elektrik üretirler böylece günlük üretim yükünü dengelerler. Pompalamada kullanılan enerji yük dalgalanmalarına takip edemeyen nükleer, fosil ve yenilenebilir enerji santrallerinden sağlanabilir. Depolanan su geçici pik taleplerin karşılanmasında da kullanılabilir. Bu teknolojinin avantajı şebekeye çok hızlı bağlanması, tüketicilerden gelen değişken elektrik taleplerini dengeleyebilmesi ve diğer enerji santrallerinin planlanmamış şekilde devreden çıkması durumunda hızlı bir şekilde yerini alabilmesidir.

4.3.5 PDHES proje bölgesi belirleme kriterleri

Pompaj depolamalı HES yer belirleme kriterleri iki ana başlık altında incelenebilir. Bunlar coğrafi şartlar ve talep bölgesine yakınlıktır. Dünyadaki mevcut tesisler incelenerek oluşturulan bu kriterler, milyar dolarlar mertebesinde bir yatırımdan azami ölçüde faydalanılabilmesi ve en kısa zamanda yatırımın geri dönmesi için ekonomiklik ve yapılabirlik kriterleri göz önüne alınarak oluşturulmuştur.

4.3.6 Alt ve üst rezervuar seçimi

PDHES’ler çalışma prensibi gereği suyu depolamak için bir üst rezervuara ve depolanacak suyu temin etmek ve çalışma döngüsünün sürekliliği için daima belli bir seviyede suyun bulunduğu bir alt rezervuara ihtiyaç duyulmaktadır. Bu alt ve üst rezervuarlar yapay olarak yapılabileceği gibi tabii bir göl veya mevcut bir baraj gölü de kullanılabilir. PDHES proje bölgesi belirlenirken mevcut bir barajı veya gölü alt veya üst rezervuar olarak kullanılabileceği muhakkak göz önüne alınmalıdır. Bu sayede yeni bir biriktirme yapısına ihtiyaç ortadan kalkacak ve projenin ekonomikliği artacak ve inşaat süresi kısılacaktır.

Seçilen alt veya st rezervuar bir baraj gölü ise göldeki su seviyesinin sezonluk değişimi mümkün olduğunca az olmalıdır. Aksi halde pompaj türbinler minimum su seviyesine göre yerleştirileceğinden kazı masrafı dolayısıyla inşaat masrafı artacaktır.

4.3.7 Düşü ve rezervuarlar arası mesafe

PDHES'ler genellikle 100 ile 500 m arası dşler de çalışmaktadırlar, 700 m ve üzeri dşler de ise çift kademeli tersinir türbinler kullanılmaktadırlar. En ekonomik düşü aralığı 250 ile 400 m arasındaki düşü bölgesi olarak tanımlanmıştır. Yüksek birim yatırım maliyetinden dolayı 300 MW altı tesislere ise ekonomik olarak bakılmamaktadır.

Bu tesislerde düşü arttıkça özgül su faktörü yani birim enerji için depolanması gereken su miktarı azalmakta, daha az sudan daha fazla güç elde edilebilmektedir. Bu da beraberinde rezervuar hacimlerin küçülmesine sebep olmaktadır. Buna karşın düşü artıkça cebri boru ve kuvvet tünellerinin tasarım basınçları artmaktadır.

Mevcut işlemedeki birçok PDHES in su iletim hatlarının proje dşsne oranı 3 ile 10 arasında değişmektedir. Su iletim hatlarının uzunluğunu azaltmak için birçok PDHES yer altı santrali olarak tasarlanmaktadır.

PDHES proje bölgesini seçerken ve su iletim hatlarını projelendirirken maksimum dşy en kısa iletim hattıyla sağlanması büyük önem taşımaktadır. Uzun iletim hatları hem daha fazla yatırım maliyeti hem de sürtünme kayıplarından dolayı daha fazla kayıp demektir.

4.3.8 Talep bölgesine yakınlık

Türkiye de üretilen elektriğin yaklaşık %45'i sanayide tüketilmektedir, kalan kısmı ise meskenler ağırlıklı olmak üzeri aydınlatma ve sulamada kullanılmaktadır. Toplam tüketilen elektriğin ise yaklaşık %40'ı Marmara bölgesinde tüketilmektedir. Ege bölgesinde ise İzmir'in toplam tüketim içindeki payı %8,6'dır. Akdeniz bölgesinde ise yaz aylarında öğle saatlerinde ani puant yük talepleri görülmektedir.

4.3.9 RES sahalarına yakınlık

Kurulacak pompaj depolamalı HES'ler de amaç şebekeyi düzenlemek ve rüzgâr kaynaklı düzensiz enerjinin şebeke üzerindeki bozucu etkilerini en aza indirmek olacağından, bu tesislerin düzensizlik kaynağı rüzgâr potansiyelinin yoğunlaştığı bölgelere yakın olması gerekmektedir. Bu sayede enerji nakil hatlarındaki olası sıkışmaların da önüne geçilmiş olacaktır. Rüzgâr santrallerinde talebi geçen bir üretim olduğunda PDHES'ler devreye girecek ve üst rezervuara su basacaklar veya tam tersi şebekedeki enerji talebine karşın düşük rüzgâr enerjisi üretiminde ise açık PDHES'lerin üretimi ile kapatılabilecektir. Türkiye de rüzgâr potansiyelinin en yoğun olduğu iller Ege bölgesinde, İzmir, Manisa, Marmara Bölgesinde Çanakkale, Balıkesir ve Akdeniz bölgesinde Hatay ve Mersin'dir.

Aynı zamanda bu bölgeler elektrik tüketiminin de yoğun olduğu bölgelerdir. 3.5 PDHES Proje Bölgesi Belirleme Çalışmaları Türkiye rüzgâr potansiyelinin elektrik şebekesine entegrasyonu için kurulacak olan PDHES'lerin yerlerinin belirlenmesinde öncelikli olarak rüzgâr potansiyeli ve elektrik tüketiminin yoğun olduğu bölgelere yakın yerler incelenmiştir. Bu kıstaslar altında Marmara, Ege ve Akdeniz bölgeleri öne çıkmaktadır.

Bu bölgeler coğrafi yeter şartlar altında incelendiğinde yüksek rüzgâr enerjisi potansiyeline rağmen ege bölgesinde uygun alt ve üst rezervuar bulunamamıştır. Marmara bölgesinde ise İznik gölü uygun bir alt rezervuar oluşturmaktadır.

4.4.1 İznik PDHES

İznik Gölü, Marmara Bölgesi'nin güneydoğusunda, Bursa ilinin sınırları içerisinde kalan Türkiye'nin 5. büyük gölü, Marmara bölgesinin en büyük gölüdür. Gemlik Körfezi'nin doğusunda bir çukur alanın ortasındadır. Yüzölçümü 298 km², denizden yüksekliği 85 m'dir. Genişliği en dar yerinde 11 km, doğu-batı doğrultusunda uzunluğu 32 km'dir. Derinliği kuzeyden güneye doğru artan gölün en derin yeri 65 m'dir. İznik gölü PDHES'i rüzgâr enerjisi potansiyel 20.000 MW 'ın üzerinde olan (>6,8 m/s) Balıkesir ve Çanakkale illeri ile Türkiye elektrik tüketiminin %25'inin gerçekleştiği İstanbul ve Kocaeli illeri arasındaki konumu ile Marmara bölgesinde PDHES projesi geliştirilebilecek en uygun coğrafi konuma sahiptir. Önerilen Proje'nin 20 km doğusundan is 380 kV'luk bir nakil hattı geçmektedir

5. PHES İLE HİBRİT SİSTEMLERİN UYGULAMALARI VE ÖRNEKLERİ

5.1 Dünya'daki Phes İle Hibrit Sistemlerin Uygulamaları ve Örnekleri

5.1.1 Japonya – Okinawa pompajlı santrali

Japonya'nın Okinawa adasının kuzey tarafında kurulan pilot deniz suyu PHES'in Şekil 5.1'de kuşbakışı görünüşü verilmektedir. Sekizgen sekil üst rezervuarı göstermekte, deniz (Pasifik Okyanusu) alt rezervuarı temsil etmektedir. Kuyruk suyu kanal çıkışı deniz dalgalarından korunmak üzere dörtlü-oluklu bir sistemle çevrilmiştir. Dünyada deniz suyunu kullanan yüksek düşülü ilk PHES'dir. Bu nedenle tipik ve ilginçtir. Üç tarafı denizlerle çevrili ülkemiz içinde uygulama alanı olarak önemlidir. Japonya nehirler üzerinde çok sayıda ve büyük kapasitelerde PHES'ler inşa etmiştir. (yaklaşık 30.000 MW).

Son yıllarda coğrafya ve jeolojiye göre uygun alanlar azalmış, ayrıca çevre değerlendirme kriterleri etkili olmaya başlamıştır. Bu durumu dikkate alan Japon Hükümeti, EPDC firmasına deniz suyunu kullanabilen bir PHES'in etüdünü ve fizibilitesini sipariş etmiştir. 1981 yılında başlanan ilk etüt ve malzeme test çalışmaları, 1991 yılına kadar sürmüştür. 1991 yılında inşaatına başlanan Okinawa PHES'in 1998 yılında tamamlanması planlanmış işletmeye geçtikten sonra beş yıllık tecrübe dönemi öngörülmüştür. Mart 1999'da inşaat tamamlanmıştır.



Şekil 5.1: Okinawa pompajlı santralinin görünümü (Saraç, 2009).

Bir deniz suyu PHES'in fiyat ve sistem işletmesi açısından normal bir PHES'e göre aşağıdaki üstünlükleri vardır.

Alt rezervuar inşaatına gereksinim bulunmamaktadır.

Büyük ölçekli termik veya nükleer santrallerin yakınına veya güç talebi artan meskun alanlarda kurulabilirler.

Buna karşın deniz suyu PHES'lerin karşılaştıkları çeşitli problemler vardır. Bunlar; Yukarı rezervuarda depolanan deniz suyunun toprağa ve/veya yeraltı suyuna sızmasını ve kirlenmesini önlemek için alınan önlemlerin değerlendirilmesi,

Deniz organizmalarının su sistemine ve türbinlere yapışması (adhezyonu) sonucu, güç üretiminde ve pompajda verimin düşmesi,

Pompa-türbin tarafından yaratılan yüksek basınç ve yüksek akış hızı altındaki deniz suyunun teması sonucu metal malzemelerde oluşan korozyon,

Kararlı giriş yapısı içinden, deniz suyunun yüksek dalgalara karşı deşarjı ile stabil güç çıkışı sağlamak,

Yukarı rezervuardan rüzgar ile deniz suyunun etrafa dağılması sonucunda, etraftaki bitki, hayvan ve diğer biyolojik sistemler üzerindeki etkisi,

Santral çıkısına yakın yerlerde yaşayan mercan ve diğer deniz organizmaları üzerindeki etkileridir.

Sekizgen şekilli üst rezervuar, 25 m derinliğinde, 252 m çapraz genişliğinde olup, 564 000 m³ aktif depolama kapasitesine sahiptir. Üst rezervuar, dolgu ve kazı işlerini optimum tutmak amacıyla basit şekilli seçilmiş ve tamamıyla lastik membran (perde)

ile kaplanmıştır. Cebri borunun düz kesimleri plastik takviyeli fiberglas ile dirsek bölgeleri elektrolitik korumalı çelikten imal edilmiştir. Yeraltı santrali 17 m genişliğinde, 32 m yüksekliğinde ve 41 m uzunluğunda bir kavern içine yerleştirilmiştir. Kuyruk suyu kanalı beton kaplamalı bir yapıdır. Stabil deniz suyu girişi ve deşarjı ve emniyeti sağlamak için prefabrik beton blokların kullanıldığı su kırıcı yapı uygulanmıştır.

Deniz suyu PHES'lerin Pompa –Türbin özellikleri şöyledir;

Türbin işletmesi:

Maksimum güç :31 400kW

Maksimum net düşü :141m

Maksimum debi: 26m³/sn

Dönüş hızı: 450 ± 6 devir/dakika

Pompa işletmesi:

Maksimum giriş gücü :31 800kW

Dinamik düşü :160m

Debi : 20,2m³/sn

Pompa türbin ünitesinde çark, kolayca sökülüp takılabilmesi için alttan çıkarılabilecek şekilde projelendirilmiştir. Türbin-pompa çarkı ve kılavuz kanatlar, korozyona karşı nitrojen ilave edilmiş, düşük karbon kapsamlı, ostenitli paslanmaz çelik dökümden imal edilmiştir. Ana mil, ostenitli grup içinde nitrojen ihtiva eden dövme paslanmaz çelikten yapılmıştır. Salyangoz ve sabit çember, kaynak konstrüksiyon için haddelenmiş çelikten imal edilmiş, suyla temas eden yüzeyler vinilester tipinde, cam pullu, kalın bir boya filmi ile kaplanmıştır. Contalar seramik malzemeden yapılmıştır. Midyeler, pompa türbinlere, borulara, vanalara ve yardımcı ekipmana kolaylıkla yapışan deniz organizmaları için tipik bir örnektir. Midyeler, akış hızının 5 m/s altında olduğu yerlerde, özellikle 1 veya 2 m/s akış hızında yüzeylere kolayca yapışırlar. Midyelerin yapışması pompa-türbin verimini düşürmeleri yanında boruların tıkanmasına ve çeşitli arızalara neden olmaları karşısında gerekli önlemlerin alınması önem taşımaktadır. Akışın durgun olduğu bölgelerin, anti-kirlenme tipi pislik önleyici boya ile boyanması faydalıdır.

5.1.2 Bath County PHES

Bath County Pompajlı Depolamalı Projesi çalışan veya inşa halinde olan tüm pompajlı depolamalı tesisler içinde en yüksek kapasiteli olanıdır. Virginia Elektrik ve Enerji Şirketi tarafından inşa edilen proje Mountain Grove'nin 13 km kadar kuzeyinde bulunmaktadır.

Ana tesislerden biri 6 tane 350 MW'lık üniteyi içine alan santral binası aşağı rezervuarın batı kenarında bulunmakta ve yukarı rezervuara 2560 m'lik su konduvi sistemi ile bağlanmaktadır. Yukarı rezervuar tabii zeminden 143 m yükseklikte toprak ve kaya dolgu zonlu baraj tipindedir ve Mississippi nehrinin doğusunda nehrinin doğusunda inşa edilmiş olan A.B.D. de en yüksek barajdır. Yukarı rezervuarın diğer özellikleri arasında kalıcı dipsavak yapılarına çevrilmiş bir derivasyon tüneli ve muhtemel aşırı pompaj akışı için emniyet dolu savağı ve konvensiyonel tip enerji giriş yapıları vardır.

Aşağı rezervuar yapıları ise 41 m yükseklikte toprak ve kaya dolgu zonlu baraj, kontrollü oluk tipte dolusavak ve aşağı baraj gövdesinin altından geçen ikiz konduvi düşük seviyeli dipsavak tesislerini kapsar. İşletme düşüleri 327 – 390 m arasında değişmektedir. Biri 56 km diğeri 80 km olan 500 kV'luk iletim hatları projeyi Vepco'nun mevcut 500kV'luk nakil şebekesine bağlamaktadır.

İki seviyede bağlantılı akım şaftları ile üç adet 8,6 m çapında enerji tünelleri yapılmıştır. Her enerji tünelindeki bölmeler demirli betondan olup dış basınçlara karşı tepe boyunca kuru şartlarda bağlanmaktadır. Üç tünel 5,4 m çapında boyları 262 – 368 m arasında değişen altı adet cebri boruya ayrılmaktadır.

Enerji santralinin her birinin nominal üretim kapasitesi 350 MW olarak kurulu kapasitesi 2100 MW olan 6 adet geri dönüşümlü (tersinir) Francis tipi pompa – türbin jeneratör – motor üniteleri olacaktır. Normal maksimum pompa basma yüksekliği olan 387 m için garanti edilen pompa debisi her ünite için 85 m³/s'dir. Normal minimum basma yüksekliği olan 335 m de ise debi her ünite için 116 m³/s'dir. Üretim sırasındaki debiler maksimum düşü olan 393 m ve minimum düşü olan 328 m de sırasıyla 130 m³/s ve 127 m³/s'dir.



Şekil 5.2: Bath County PHES (Saraç, 2009).

5.1.3 Amerika – Ludington pompajlı santrali

1969 ve 1973 yılları arasında inşa edildiğinde dünyadaki en büyük pompajlı santraliydi. Michigan gölü kenarında 34 m derinliğinde, 4 km uzunluğunda ve 6 km genişliğinde hacmi 100 milyon m³ olan bir hazneden oluşur (Şekil 4.3). Toplam kurulu gücü 1872 MW olan her biri 312 MW gücünde 6 adet tersinir türbini ve her biri 340 m uzunluğundaki 6 adet cebri borusu vardır.

Elektrik tüketiminin az olduğu gece saatleri boyunca, su Michigan gölünden 110 m yüksekteki hazneye pompalanır. Tüketimin fazla olduğu pik dönemlerde de su türbinlenerek elektrik üretilir. Elektrik üretimi 2 dk içinde başlar ve 30 sn gibi kısa bir sürede max. güç olan 1.8 milyon kw'a ulaşır. Türbinlenen max. debi 125 m³/sn'dir. Bu projeye 1973 yılında Amerika İnşaat Mühendisleri Birliği (American Society of Civil Engineers) tarafından İnşaat Mühendisliği üstün başarı ödülü (Outstanding Civil Engineering Achievement) verilmiştir.

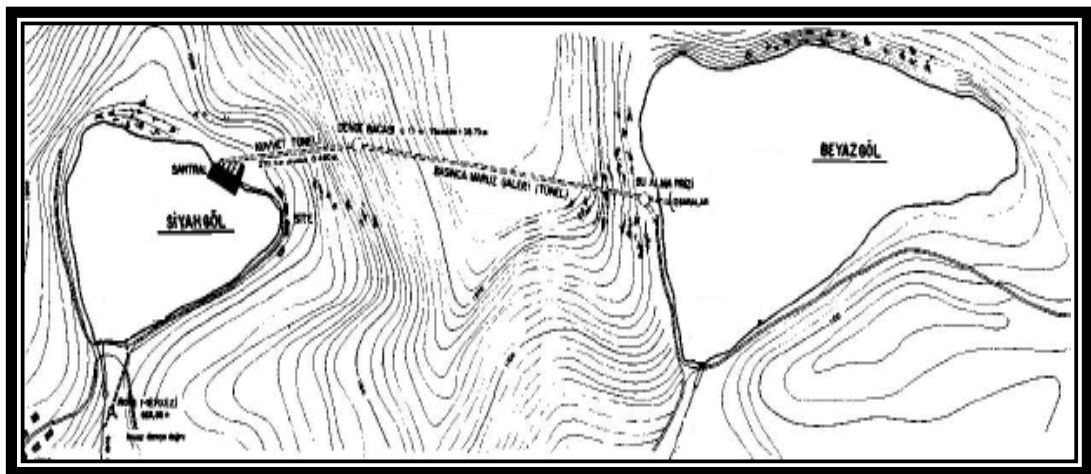


Şekil 5.3: Ludington pompajlı santralinin görünümü (Saraç, 2009).

5.1.4 Fransa – La Blanc pompajlı santrali

Fransa'nın "Ren" bölgesinde aralarında 100 m yükseklik farkı bulunan iki gölden yararlanılarak bir pompa/türbin merkezi kurulmuştur (Şekil 5.4 ve Şekil 5.5). Düşük yük saatlerinde su Siyah gölden Beyaz göle pompalanmaktadır. Puant/Pik yük saatlerinde bu depolanan su elektrik enerjisi üretiminde kullanılıyor. Siyah göl su santrali Kembs santralinin talep/tüketim fazlası enerjisini su olarak depolamak için bu santralle birlikte kurulmuş olup, aynı zamanda, genel şebekenin artan enerjisini alıcı gibi kullanır ve üretmiş olduğu etkin (aktif) ve tepkin (reaktif) güç aracılığı ile genel şebekenin gerilim ve gücünün ayarlanmasına yardım eder.

Santralin kurulu gücü 100 MW'tır. Çabuk işletmeye girmesi bakımından düzenleyici ya da puant nitelikli bir santral durumundadır.



Şekil 5.4: La Blanc pompajlı santralinin görünümü (Saraç, 2009).

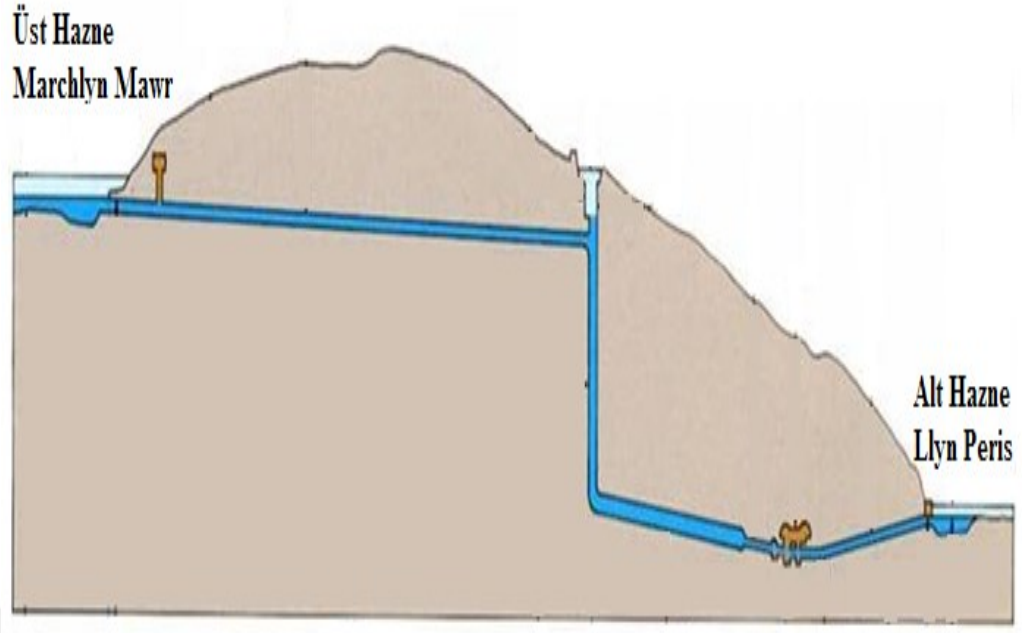


Şekil 5.5: La Blanc pompajlı santralinin uydu görünümü (Saraç, 2009).

5.1.5 İngiltere – Dinorwig pompajlı santrali

1890 MW kurulu gücü ile İngiltere'nin en büyük pompajlı sistemi olan Dinorwig santrali (Şekil 5.6 ve Şekil 5.7) 1984 yılında işletmeye girdiğinde, dünyanın en yaratıcı mühendislik ve çevre projesi olarak kabul edildi. İşletme özellikleri ve pik yükteki düzenleyici özelliğiyle bugün bile hala dünyada tanınan ve Avrupa'da türünün en büyük tesisidir.

Santralin altı adet türbin – jeneratörü Avrupa'nın en büyük insan yapımı mağarasında duruyor. Tersinir pompa/türbinleri 16 sn den kısa bir sürede tam kapasite güce geçiş yapabiliyor.



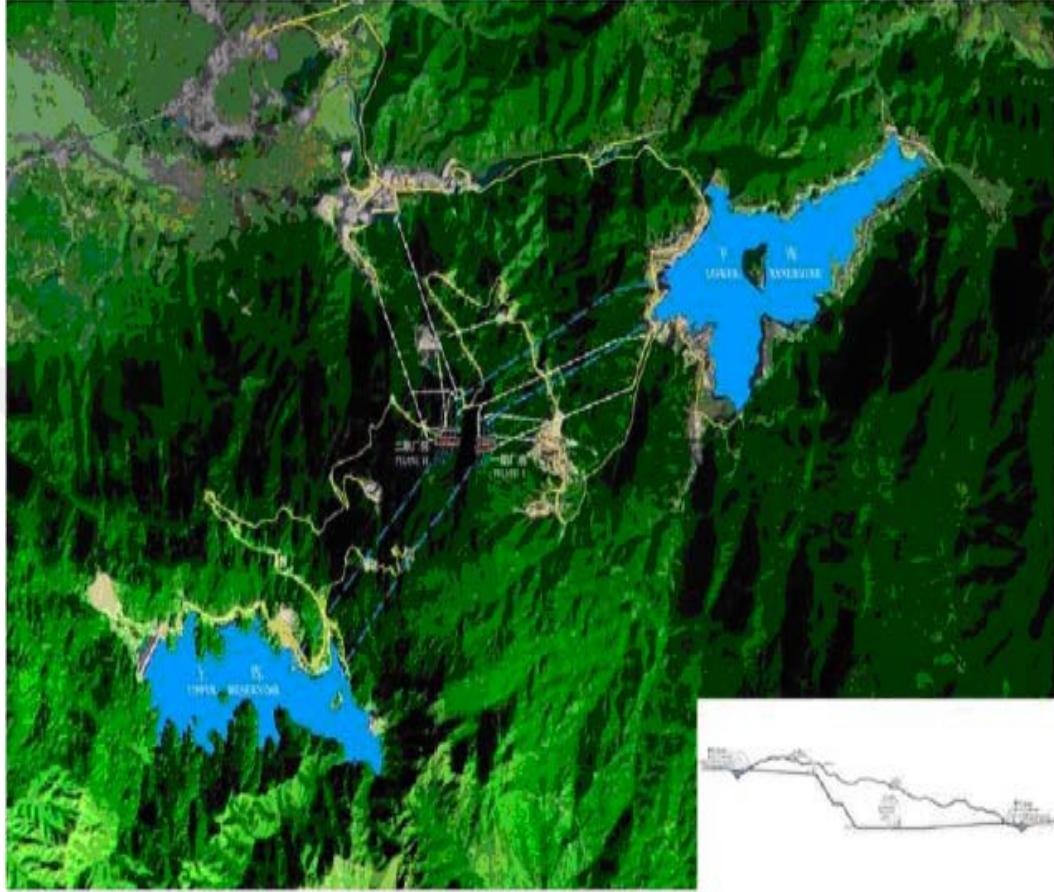
Şekil 5.6: Dinorwig pompajlı santralinin kesiti (Saraç, 2009).



Şekil 5.7: Dinorwig pompajlı santralinin görünümü (Saraç, 2009).

5.1.6 Çin – Guangzhou pompajlı santrali

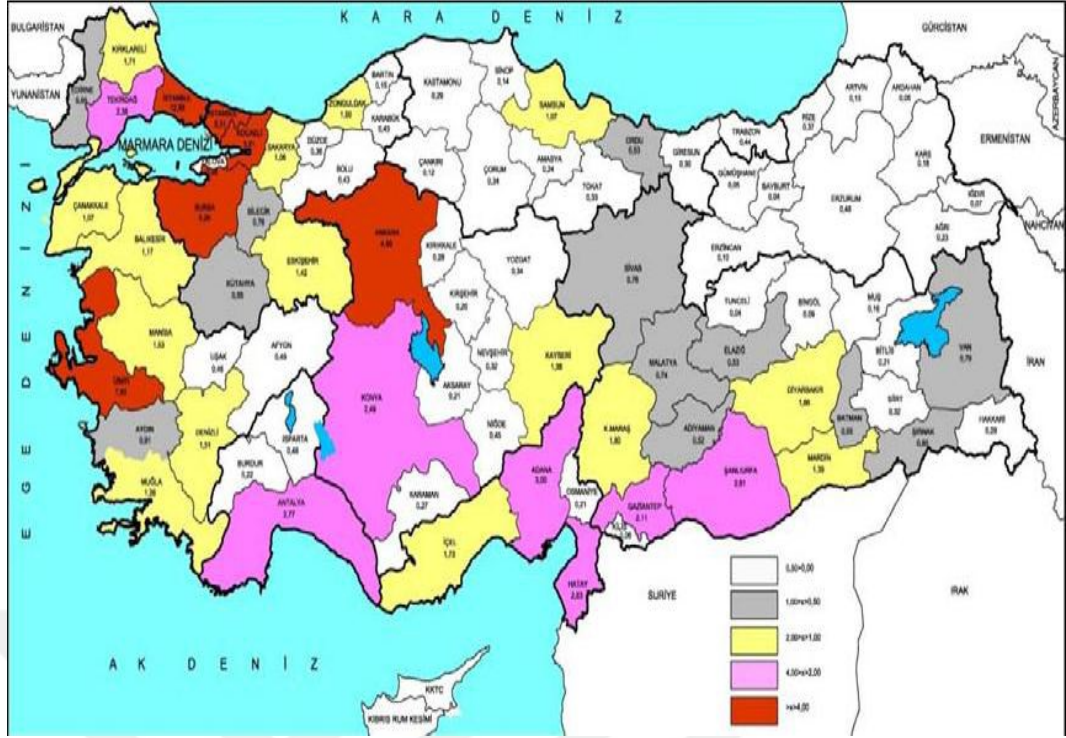
Dünyadaki en büyük pompaj depolamalı santraldir. İstasyonun sekiz adet tersinir pompa/türbinlerinden toplam 2400 (8x300) MW kurulu güç elde edilir. (Şekil 5.8)



Şekil 5.8: Guangzhou pompajlı santralinin görünümü (Saraç, 2009).

5.2 Türkiye’de Hazırlanan PHES ile Hibrit Sistemlerin Örnekleri

Türkiye’de henüz PHES’ler bulunmamaktadır. Bu zamana kadar bu sistemlere geçişin yapılmamasının nedeni; Türkiye’nin geçmiş yıllardaki elektrik ihtiyacının önemli bir bölümünün klasik depolamalı HES’ler yoluyla karşılanmasıdır. HES’ler zaten talebe göre kolayca ve çok kısa sürede devreye alınıp çıkartıldığı için, gün içinde değişen talebi dengeleyecek ilave bir tesise ihtiyaç doğmamıştı. Ancak, Türkiye giderek elektrik talebinin daha büyük bir bölümünü termik santrallerden, nehir santralleri ve rüzgar santrallerinden temin etme yönünde adımlar atmaktadır. Bu yüzden gün içindeki arz talep dengesini en ekonomik şekilde sağlamanın yolu PHES’ler olacaktır.



Şekil 5.9: Türkiye’de PHES yapılması için öncelik verilen iller (EİE, 2009).

Türkiye akarsu havzalarında biriktirmeli, santral olanaklarının çoğunun doğuda enerji tüketim merkezlerinin de büyük bir kısmının da batıda olduğu düşünülürse, bu merkezlerin yakınında kurulacak ve günlük rejimle çalışacak pompaj biriktirme santrallerinin gelecekte zirve güç talebinin emniyetler karşılanmasında önemli yeri olması beklenebilir. Bu merkezlerin yakınında kurulacak ve günlük rejimle çalışacak pompaj biriktirme santrallerinin gelecekte pik güç talebinin güvenli bir şekilde karşılanmasında önemli bir yeri olacağı beklenmektedir.

Ülkemiz genelinde muhtemel pompaj depolamalı santrallerin nerelerde yapılacağı konusu önemli ölçüde açıklığa kavuşmuş olacaktır. Şekil 5.9’daki renk skalasında gösterilen kırmızı renkli iller pompaj depolamalı santraller için öncelikle ele alınması gereken illerimiz arasında olmalıdır. Bu illerimiz; Ankara, İstanbul, Bursa, Kocaeli ve İzmir’dir. İkinci öncelikli illerimiz ise Antalya, Konya, Tekirdağ, Adana, Hatay, Gaziantep ve Şanlıurfa olmalıdır.

Pompaj depolamalı santraller pik güç talebini karşılamak üzere enerji ihtiyacının en fazla olduğu yerlerde planlanmaktadır. Böylece iletim hattı kısa ve yük kayıpları az olacaktır. Çizelge 5.1.’deki listede ve Şekil 5.10’da Türkiye için planlanan PHES’ler bulunmaktadır.



Şekil 5.10: Türkiye için planlanan PHES’lerin Türkiye haritası üzerinde gösterimi (EİE, 2009).

Çizelge 5.1: Türkiye’de Kurulması Planlanan PHES’ler (EİE, 2009).

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

5.2.1 Sarıyar pompaj depolamalı santrali

İlk Etüt seviyesinde 1000 MW kurulu gücündeki Sarıyar PHES Ankara il sınırları içerisinde yer almaktadır. PHES’in alt rezervuarı Sarıyar Barajı, üst rezervuarı ise 435 m yükseklikte beton kaplamalı havuzdur. Projede 595 m cebri boru, 387 m şaft ve 815 m kuyruk suyu tüneli bulunmaktadır.

5.2.2 Bayramhacılı pompaj depolamalı santrali

İlk Etüt seviyesinde 1000 MW kurulu gücündeki Bayramhacılı PHES Kayseri il sınırları içerisinde. PHES'in alt rezervuarı Bayramhacılı Barajı, üst rezervuarı ise 161 m yükseklikte beton kaplamalı havuzdur. Projede, 305 m şaft ve 160 m kuyruk suyu tüneli bulunmaktadır.

5.2.3 Hasan Uğurlu pompaj depolamalı santrali

İlk Etüt seviyesinde 1000 MW kurulu gücündeki Hasan Uğurlu PHES Samsun il sınırları içerisinde. PHES'in alt rezervuarı Hasan Uğurlu Barajı, üst rezervuarı ise 570 m yükseklikte beton kaplamalı havuzdur. Projede 635 m şaft ve 965 m kuyruk suyu tüneli bulunmaktadır.

5.2.4 Adıgüzel pompaj depolamalı santrali

İlk Etüt seviyesinde 1000 MW kurulu gücündeki Adıgüzel PHES Denizli il sınırları içerisinde. PHES'in alt rezervuarı Adıgüzel Barajı, üst rezervuarı ise 242 m yükseklikte beton kaplamalı havuzdur. Projede 216 m cebri boru, 303 m şaft ve 447 m kuyruk suyu tüneli bulunmaktadır.

5.2.5 Kargı pompaj depolamalı santrali

İlk Etüt seviyesinde 1000 MW kurulu gücündeki Kargı PHES Ankara il sınırları içerisinde. PHES'in alt rezervuarı Kargı Barajı, üst rezervuarı ise 513 m yükseklikte sıkıştırılmış kil havuzdur. Projede 1815 m cebri boru, 367 m şaft ve 580 m kuyruk suyu tüneli bulunmaktadır.

5.2.6 Yalova pompaj depolamalı santrali

İlk Etüt seviyesinde 500 MW kurulu gücündeki Yalova PHES Yalova il sınırları içerisinde. PHES'in alt rezervuarı Yalova Regülatörü, üst rezervuarı ise 400 m yükseklikte beton kaplamalı havuzdur. Projede, 800 m şaft ve 300 m kuyruk suyu tüneli bulunmaktadır.

5.2.7 Yamula pompaj depolamalı santrali

İlk Etüt seviyesinde 500 MW kurulu gücündeki Yamula PHES Kayseri il sınırları içerisinde. PHES'in alt rezervuarı Yamula Barajı, üst rezervuarı ise 260 m yükseklikte beton kaplamalı havuzdur. Projede 1540 m cebri boru, 80 m şaft ve 300 m kuyruk suyu tüneli bulunmaktadır.

5.2.8 Oymapınar pompaj depolamalı santrali

İlk Etüt seviyesinde 500 MW kurulu gücündeki Oymapınar PHES Antalya il sınırları içerisinde. PHES'in alt rezervuarı Oymapınar Barajı, üst rezervuarı ise 372 m yükseklikte beton kaplamalı havuzdur. Projede, 419 m şaft ve 500 m kuyruk suyu tüneli bulunmaktadır.

5.2.9 Aslantaş pompaj depolamalı santrali

İlk Etüt seviyesinde 500 MW kurulu gücündeki Aslantaş PHES Osmaniye il sınırları içerisinde. PHES'in alt rezervuarı Aslantaş Barajı, üst rezervuarı ise 154 m yükseklikte beton kaplamalı havuzdur. Projede 875 m cebri boru ve 225 m kuyruk suyu tüneli bulunmaktadır.

5.2.10 Demirköprü pompaj depolamalı santrali

İlk Etüt seviyesinde 300 MW kurulu gücündeki Demirköprü PHES Manisa il sınırları içerisinde. PHES'in alt rezervuarı Demirköprü Barajı, üst rezervuarı ise 215 m yükseklikte beton kaplamalı havuzdur. Projede 473 m cebri boru, 157 m şaft ve 832 m kuyruk suyu tüneli bulunmaktadır.

5.3 Türkiye’de Pompaj Depolamalı Santrallerin Önemi

Enerjinin depolanması ihtiyacı, son yıllarda gelişen serbest piyasa modelleri ile birlikte, daha çok önem kazanmaktadır. Yenilenebilir enerji kaynaklarından (YEK) yararlanılarak daha fazla üretim yapılması hedeflerine ulaşmada, sistemin kararlılığının sağlanabilmesi için enerjinin depolanmasına olan ihtiyaç da giderek artmaktadır. Günümüzde elektrik enerjisi şebekesi iletim sistemleri; arz güvenliği, sistem stablitesi, enerji kaynaklarının daha verimli kullanılması iletim/dağıtım problemlerinin ve maliyetlerinin minimize edilmesi gibi nedenlerle pompaj depolamalı santrallere daha fazla gereksinim duymaktadır. Enerji; talebin az, arzın fazla olduğu saatlerde yani fiyatın düşük olduğu saatlerde hava, su veya kimyasal form şekillerinde depolanabilmekte ve ihtiyacın olduğu saatlerde ise en fazla birkaç dakika içerisinde elektriğe dönüştürülerek kullanıma verilebilmektedir. Hidrolik, biokütle, konvansiyonel yakıtlar elektrik üretmeden önce depolanabilirken rüzgâr, güneş ve dalga enerjisi elektrik formuna çevrildikten yani elektrik üretildikten sonra depolanmayı gerektirir. Enerji depolama sistemleri içerisinde; MW mertebesindeki

büyük ölçekli sistemler olarak, pompaj depolamalı santraller (PDHES) ve sıkıştırılmış hava depolamalı elektrik santralleri (SHDES) bulunmaktadır. kW mertebesindeki küçük ölçekli sistemler olarak da, flywheel (uçan çemberler), yakıt pilleri, süper kapasitörler ve iletkenler sayılabilir. Elektrik enerjisini depolama metotlarından en çok rağbet edileni; elektrik talebinin düşük olduğu saatlerde sisteme yük olarak dahil olup, ucuz olan elektriği kullanarak enerjiyi depolayan ve talebin yüksek olduğu saatlerde bu enerjiyi, sistemin kullanımına sunan pompaj depolamalı hidro-elektrik santrallerdir.

Düşük karbon içeren elektrik sistemi için yeni bir yaklaşım olan pompaj depolamalı hidrolik santraller, dünyada enerji depolama sistemlerinin % 99'unu kapsamaktadır. İlk pompaj depolamalı santraller 1890 yılında İtalya ve İsviçre'de yapılmıştır. Halen dünyanın 39 ülkesinde toplam 133.476 MW kapasitesinde pompaj depolamalı santral bulunmaktadır. Yapım ve planlama aşamasında olan bir çok santralin de eklenmesi ile bu kapasite, adım adım artmaya devam edecektir. Konvansiyonel pompaj depolamalı santrallerde 23.668 MW kapasite ile Japonya başı çekmektedir.

5.4 Enerji Depolamanın Faydaları ve Ülkemize Getirileri

Enerji arz güvenliğini garanti edecek politikalar geliştirilirken; dışa bağımlılığın azaltılması, sera gazı emisyonlarının azaltılması, yenilenebilir enerji kaynaklarının daha verimli kullanılmasının sağlanması, bunun yanında kesintili enerji kaynaklarının sisteme bağlanabilmesi için gerekli olan ilave iletim hattı yatırım maliyetleri ve yedek güç yatırım maliyetlerinin azaltılmasının sağlanması oldukça önemlidir.

Enerjinin depolanması ile; elektriğin arz ve talebindeki dalgalanmalar dengelenir, kısa dönem arz güvenliği, kısa periyotta frekans kontrolü ve sistem stabilitesi, uzun periyotta ise enerji yönetiminin sağlanması ve rezerv oluşturması sağlanır. Ayrıca, YEK için gerekli olacak olan bağlantı ve iletim hattı ihtiyaçlarının 2/3 oranında azaltılması, sıcak ve ılık yedek maliyetin düşürülmesi gibi avantajları da bulunmaktadır. Elektrik fatura fiyatlarını ve puant elektrik fiyatlarını azaltmak, enerji kalitesinin iyi olmaması ve güvenilir olmayan hizmetlerden dolayı oluşan kayıpları azaltması açısından da son derece önemlidir.

1 Temmuz 2006'da 1210 MW kurulu gücündeki Bursa doğal gaz santrali arızalanıp devre dışı kalınca ülkemizin batısında 13 il 8 saat boyunca karanlıkta kalmıştır.

O anda büyük kapasiteli bir hidroelektrik santrali devreye alınması veya yine büyük ölçekli depolama sistemlerinin ülkemizde mevcut olması; böyle bir olayın önlenmesinde yeterli olacağını düşündürmüştür. Aynı şekilde Gün Öncesi Piyasasında tüketimin en yüksek seviyelere çıkması ile talebin karşılanmasında sıkıntıların yaşanması, 13 Şubat 2012 günü pik yaparcasına saatlik fiyatların 2.000 TL'ye yükselmesine yol açmıştır. Bu gibi durumlarda, ülkemizde enerji depolama sistemlerinin yeterince gelişmiş olması, fiyatların bu şekilde yükselmesini de önleyecektir. Türkiye'de, elektrik ihtiyacının büyük bir bölümünün ithal kaynaklardan ve yük takip etme özelliği olmayan fosil yakıtla çalışan santrallerden sağlanıyor olması, ayrıca rüzgâr ve güneş gibi kesintili enerji kaynaklarının kullanıma alınacak olması, sistem güvenliği için ciddi bir tehdit oluşturmaktadır. Sistemin güvenliğini sağlamak ve frekans kontrolü yapabilmek için 3-5 dakika içerisinde devreye girebilecek santrallere ihtiyaç vardır.

Ülkemiz elektrik piyasasında; gün içindeki talebe bağlı olarak değişim gösteren enerji ihtiyacının bir kısmını oluşturan baz yük için gerekli güç, imkanlar elverdiği sürece ideal işletme koşulları sabit bir yük faktörü ile çalışan termik santrallerden karşılanabilir. Enerji talebinin bir diğer bileşeni olan puant yükün karşılanması için ise, sıcak yedek olarak tutulmadıkları dönemler dışında devreye girmeleri uzun zaman aldığı için termik santrallerin kullanımı mümkün olamamakta ve ülkemizde bunun yerine kolayca işletilip durdurulabilen rezervuarlı hidrolik santraller kullanılmaktadır. Enerji kalitesini yükseltmek ve de 2010 yılından beri dahil olduğumuz Avrupa Frekans Birliği'nde Türkiye'den kaynaklanan olumsuz etkileri azaltmak hatta yok etmek gerekmektedir. Bu yüzden hem pik saatlerde enerji açığını karşılama ve yük açısını düzeltme hem de değişken devirli generatörlerin hızlı tepki verme kabiliyetinin frekans salınımlarını düzeltici etkisinden dolayı, Türkiye'de bu generatörlerin ve Pompaj Depolamalı Santrallerin kurulması arzu edilmektedir.

5.5 Türkiye Pik Talebinin Karşılanmasında Depolamalı Santrallerin Rolü

TEİAŞ tarafından hazırlanan 2012-2021 yılları arası 10 yıllık Kapasite Projeksiyonu'na göre; Türkiye elektrik sistemi puant güç miktarı, enerji talebine paralel olarak her sene ortalama % 7-8 oranında artmaktadır. 2012 yılından 2021 yılına kadar olan dönemde, inşa halindeki Kamu projeleri ile 2012 yılı Ocak ayı İlerleme Raporu sonuçlarına ve EPDK tarafından bildirilen senaryoya göre; inşa

halindeki kapasite artış beklentileriyle Türkiye toplam kurulu gücünde 2016 yılına kadar linyit, hidrolik, doğalgaz ve ithal kömür kaynaklı kapasite hızla artarken, rüzgâr kaynaklı kapasitede de belirgin bir artış olacağı, 2019 yılından itibaren de nükleer santrallerin sistemde yer alacağı görülmektedir. ETKB tarafından hesaplanan elektrik enerjisi talep senaryolarında; yüksek talep serisine göre sırasıyla 2017-2019 yıllarından itibaren öngörülen elektrik enerjisi talebinin karşılanamayacağı belirtilmektedir.

Türkiye'nin yüksek puant ve enerji tüketim talebini karşılayabilmesi, 2023 yılına kadar yıllık % 7-8 büyüme hedefine ulaşabilmesinin yanı sıra 2023 yılına kadar 20 GW rüzgâr ve güneş santrallerinden azami ölçüde faydalanması ile bu doğrultuda tam bir elektrik şebeke sistem istikrarı için pompaj depolamalı elektrik santralleri gibi üretim tesislerinin kurulmasına bağlıdır.

Ülkemizin 2012 yılında maksimum sistem puantı 27 Temmuz 2012 günü saat 14:30'da 39.044,9 MW olmuştur. Minimum sistem puantı 25 Ekim 2012 günü saat 19:10'da 19.239 MW olmuştur. Yine 2013 yılı Ocak ayında maksimum puant 36.135 MW, minimum puant ise 19.017 MW olmuştur. Görüleceği gibi, yıl içerisinde maksimum ve minimum sistem puantları arasında ortalama 15.000-20.000 MW olmaktadır. Ülke pik talebinin karşılanması için sistem yük miktarının düştüğü saatler olan gece 01:00 ile sabah 08:00 saatleri arası depolamalı santrallerden (rüzgâr/güneş/hidrolik) faydalanılarak enerjinin depolanması sağlanabilir; puantın yüksek seyrettiği zamanlar arasında da bu enerjiden faydalanma yoluna gidilebilir. Ancak ülkemiz hidrolik enerji kapasitesi olan 19.500 MW'ın yaklaşık 12.000 MW'ı baz yük ve rezervuarlı hidrolik santral olduğundan, kısa dönem enerji arz temininde pompaj depolamalı hidroelektrik santrallerden daha çok elektrik iletim sistemi istikrarı ve stabilitesi için rüzgâr ve güneş enerjisi destekli hibrit projelerin kullanılması daha mantıklı olacaktır. Dünya'nın bir çok ülkesinde yüksek kapasitede pompaj depolamalı santraller bulunmaktadır. Japonya'nın bu sistemlerin gelişmesinde ve kurulmasında öncü rolü vardır. Ancak yaklaşık 287.000 MW dolaylarında bir kurulu güç kapasitesi olan ülkenin, minimum puant saatlerinde arzın çok düşmesi ve gün içerisinde minimum ile maksimum puant farkının en az 70.000 MW civarında olduğu düşünülürse, bu ülkelerde pompaj depolamalı santrallerin ne derece öneme sahip olduğu daha kolay anlaşılacaktır. Türkiye toplam kurulu

gücünden çok daha fazla bir kapasitede puant farkı oluşan Japonya'nın pompaj depolamalı hidrolik santralleri düşünmemesi imkânsızdır.

5.6 Hibrit (Güneş/Rüzgar Destekli Pompaj Depolamalı) Santraller

Cumhuriyetimizin 100. yıldönümü olan 2023 yılına kadar; nükleer enerjinin asgari % 5 paya ulaşması, tüm yerli kömür ve hidrolik potansiyelimizin ekonomimize kazandırılması, jeotermal kurulu gücümüzün 600 MW'a çıkarılması, güneş potansiyelimizden azami derecede faydalanılması ve rüzgâr kurulu gücümüzün 20.000 MW mertebesine ulaşması hedeflenmiştir.

Türkiye Rüzgâr Enerjisi Potansiyel Atlası'na (REPA) göre; ülkemizde yıllık rüzgâr hızı 8,5 m/s ve üzerinde olan bölgelerde en az 5000 MW 7,0 m/s'nin üzerindeki bölgelerde ise en az 48.000 MW rüzgâr enerjisi potansiyeli bulunduğu tespit edilmiştir. Coğrafi konumu nedeniyle sahip olduğu güneş enerjisi potansiyeli yüksek olan Türkiye'nin ortalama yıllık toplam güneşlenme süresi 2640 saat (günlük toplam 7,2 saat), ortalama toplam ışınlam şiddeti 1311 kW saat/m²-yıl (günlük toplam 3,6 kW saat/m²) olduğu tespit edilmiştir. Ülkemizin mevcut yüksek rüzgâr ve güneş enerjisi potansiyelinden yararlanmak ve 2023 yılı hedeflerine ulaşabilmek için pompaj depolamalı hibrit projelerden faydalanmamız gerekir.

Yıl içerisinde güneşlenme süresinin yüksek olduğu orta ve güney kesimlerdeki illerimizde inşa edilecek hibrit projelerle ülke puantının maksimum olduğu saatlerde en çok enerjinin tüketildiği kuzey illerimiz için elektrik enerjisi üretimi yapılması, enerji arz ve talep dengesini düzenleyecektir. Böylece hidrolik enerji olarak daha fakir olan ülkemiz batısındaki büyük şehirler, doğal gaz ve kömür ağırlıklı üretmiş olduğu elektrik enerjisi yerine ikâme edecek başka bir enerji kaynağına kavuşmuş olacaktır.

6. HİDROELEKTRİK SANTRALLERDE TÜRBİN VERİMLİLİKLERİ

6.1 Genel

Hidroelektrik santrallerdeki verimliliğin artırılmasına yönelik çalışmalar; teçhizat verimliliğinin artırılması ve işletme verimliliğinin artırılması olarak iki temel grupta toplanabilir. Teçhizat verimliliğinin çalışmaya bağlı olarak azalması, modern ve zamanında yapılan etkin bakım teknikleriyle önlenabilir. Teçhizat verimliliği standartlara uygun olarak yapılan periyodik testlerle, işletme değerleriyle izlenebilir; yenileme ve rehabilitasyonlarla artırılabilir.

HES verimliliğinde en büyük rolü olan teçhizat türbinlerdir. Yük ve düşü gibi temel işletme parametrelerinin değişimi diğer teçhizatlara göre türbin verimini daha büyük ölçüde etkiler. Türkiye’de hidroelektrik üretimin % 60’ını gerçekleştiren Fırat Havzası santrallerine ait model test verim eğrileri incelendiğinde türbin verimlerinin Atatürk ve Keban HES’te % 95.3, Karakaya HES’te % 93 olduğu, generatör ve trafo verimlerinin de günümüz teknolojisiyle elde edilen değerlere çok yakın olduğu görülmüştür. Bu veriler ışığında teçhizatların rehabilitasyonu ile elde edilebilecek verim artışının % 0,7 ile % 4 arasında olabileceği gözlenmektedir. Ancak bu santrallerdeki türbinlerin mevcut verim durumlarının tam olarak ne olduğunu bulmak için türbin saha verimlilik ölçümleri yapılmalıdır. Bu verimlilik ölçümü ile elde edilebilecek verim artışı miktarı daha büyük doğrulukla tahmin edilebilir.

Teçhizat verimliliğini artırma çalışmalarında yatırım gücüne ve uzun bir zamana ihtiyaç vardır. Bu nedenle yapılacak rehabilitasyon çalışmalarının kârlı olup olmayacağı hususunda ciddi ve detaylı fizibilite çalışmalarının yapılması gereklidir. Yenileme ve rehabilitasyon, teçhizat performanslarının büyük oranlarda azaldığı ve fonksiyon yetersizliğinin olduğu durumlarda mutlaka yapılmalıdır. Yenilemesi ve rehabilitasyonu yapılacak teçhizatın, yeni teknolojik gelişmelerle modernizasyon ve otomasyonun kolayca uygulanabileceği yerlerde seçilmesi uygulanabilirliği artırır. Gerek mevcut belgelerdeki verilerin teyidi gerekse son durumlarının tespiti açısından

teçhizatların verimlilik ve performans testlerinin mümkün olan en yüksek hassasiyetle ve periyodik olarak yapılması gerekmektedir.

Bu verimlilik ölçümü temel olarak aşağıdaki üstünlükleri sağlar.

- Türbin en yüksekle çalıştırılabilir.
- Tüm enerji üretiminin türbin veriminin maksimum olduğu yükte yapılması sağlanabilir.
- Bütün hidrolik ölçümlerle ilgili verileri içeren bir verimlilik veri kayıt dosyası tutulabilir.
- Türbin verimliliğinde herhangi ani düşüş olduğunda fark edilebilir. (Örneğin yataklardaki anormal bir sürtünmeyi fark etme)
- Türbin verimlilik azalmasına göre bakım planlaması yapılabilir.

6.2. Hidrolik Türbin Verimliliği

Tüm makinelerin olduğu gibi hidrolik türbinlerin de belirli işletme bölgelerinde ve belirli işletme koşullarında en yüksek verimle çalışmaları gerekir. Hidrolik türbinlerin mümkün olabilen en yüksek verimle çalışmaları için enerji kayıpların küçük tutulması gerekir. Türbin verimi (η) genel olarak (1) eşitliğindeki gibi ifade edilir.

$$\eta = A / E = E - E_v / E \quad (6.1)$$

Burada; A, türbinden alınan kullanılabilir iş E, türbine verilen enerjiyi göstermektedir. Hidrolik türbinlerde iç kayıplar, dış kayıplar ve türbinlerin aşırı yüklerde veya düşük yüklerde çalıştırılmaları nedenleri ile büyük enerji kayıpları meydana gelebilir. Meydana gelen bu kayıpların büyüklüğüne, türbinin büyüklüğü, tipi ile orijinal proje biçimi, imalatı ve yapılan işletmenin iyilik derecesi büyük ölçüde etki eder.

6.3. Verimliliği Etkileyen Parametreler

6.3.1. İç kayıplar

Suyun temas ettiği yüzeylere sürtünmesi ile oluşan sürekli yük kayıpları (su debisi kayıpları), boru dirseklerinde ve türbin içinde yön değiştirmesi ile akış kesitlerindeki değişimler (hidrolik akım kayıpları), ve çıkış kayıpları iç kayıplar, yersel yük kayıpları olarak adlandırılır .

Su debisi kayıpları: Yalnız Francis tipi hidrolik türbinlerle Kaplan tipi hidrolik türbinlerde rotor dönme boşluklarından sızan kaçak sular nedeni ile meydana gelir. Türbin ayar kanatları arasından gelen su debisi (Q) ve rotorun çevresindeki dönme boşluklarından sızan su debisi (Q_{σ}) türbin rotorunun kanatları arasına giren tahrik suyunun debisi (Q_i) aşağıdaki bağıntı ile hesaplanır.

$$Q_i = Q - Q_{\sigma} = (1 - Q_{\sigma} / Q) \quad (6.2)$$

$$Q_i = (1 - \sigma) * Q \quad (6.2a)$$

Burada; (σ), türbin dönme boşluklarından sızan su debisinin normal debiye oranıdır. Türbin rotoru dönme boşluklarından kaçan (Q_{σ}) su debisi nedeni ile türbin gücünde (N_{σ}) bir azalma meydana gelir. Kaçak su debisinin azaltılabilmesi için rotor dönme boşluklarının mümkün olduğu kadar küçük yapılması veya labirentler kullanılması yoluna gidilmektedir. Ancak türbin-generatör şaftlarında meydana gelebilecek elastik şekil değiştirmeler (elastik bükülmeler) esnasında türbin rotorunun sabit kısımlara çarpması tehlikesinin mümkün olması nedeni ile dönme boşlukları belirli bir değerden daha küçük yapılamamaktadır.

Kaçak su debisinin nominal su debisine oranı (n_{σ}), özen gösterilerek projelendirilen ve imalatı yapılan olan tesislerde 0,01 -0,04 değerlerine kadar azaltılabilir.

$$\sigma_n = Q_{\sigma} / Q_n \cong 0,01 - 0,04 \quad (6.3)$$

Burada 0,01 gibi değerler labirentli büyük türbin rotorları için olup, 0,04 gibi değerler ise labirentsiz küçük türbin rotorları içindir. Hidrolik akım kayıpları: Türbin ayar kanatlarının yerleştirildiği ayar kanatları çemberi kanalı, türbin rotoru kanatlarının aralıkları ve türbin emme borusu, hidrolik akım kayıplarının incelenmesi yönünden, düz bir boru donanımı ile kabaca mukayese yapılabilir. Francis ve Kaplan tipi hidrolik türbinlerin ayar kanatları çemberlerinin kanalları çapı daralan bir boru donanımı ile, Kaplan ve Francis tipi türbinlerin rotor aralıkları daralan ve dönen bir kanal ile, emme boruları ise çapı genişleyen dirsekli bir boru donanımı ile karşılaştırılarak incelenebilir.

Bir türbinden geçen su debisi $Q = 0$ ile $Q = Q_{max} = 1,3 Q_n$ değerleri arasında değişebilir. Su akımının, ayar kanatları çemberi aralıkları ile ayar kanatlarında hızı artar, türbin rotoru kanatlarının aralıklarındaki hızı daha da artar ve yönü değişir. Emme borusunda ise hızı azalır. Su akımının, ayar kanatları çemberi aralıklarında,

ayar kanatları aralıklarında ve türbin rotoru kanatlarının aralıkları ile emme borusunda sürtünmeler, yön değiştirmeler ani enerji değişimi gibi nedenlerle meydana gelen hidrolik akım dirençlerini yenmesi gerekmektedir.

Türbinlerde meydana gelen sürtünme kayıpları ile dirsek kayıpları ve enerji kayıpları, genel olarak hidrolik akımın sınır tabakasının kalınlığına bağlıdır. Bu sınır tabakası boru hatlarının iç yüzeylerinde türbinlerde ise suyun temas ederek geçtiği bütün yüzeylerde meydana gelmektedir. Sınır tabakasının meydana geldiği bölgelerde de genellikle türbülanslı bir hidrolik akım mevcuttur.

Sınır tabakasının değeri, bilhassa hızlanan hidrolik akımların meydana geldiği yüzeylerin pürüzsüz hale getirilmesi ile küçültülebilir. Buna karşın, hidrolik akım yavaşladığı yerlerde, keskin köşeli dirseklerde ve ani kesit değişimlerinde sınır tabakasının kalınlığı artmakta ve sınır tabakasında çözülmeler meydana gelmektedir. Sınır tabakasındaki çözülmeler, türbin emme borusunda hız enerjisinin basınç enerjisine dönüşmesinde kayıplarının ve dirseklerde ise kayıplarının meydana gelmesine neden olmaktadır.

Hız enerjisi ve basınç enerjisi kayıpları, emme borusu genişleme kayıplarının küçük tutulması ve dirseklerdeki eğrilik oranı değerinin büyük seçilmesi ile küçültülebilir. Hidrolik akım kayıplarından bir tanesi de türbin ayar kanatlarından çıkan suyun türbin rotoru kanatlarına uygun bir açı ile girememesi nedeni ile meydana gelen hidrolik çarpma veya hidrolik darbe kayıplarıdır. Bu kayıplar Francis tipi hidrolik türbinlerin özellikle düşük yüklerde veya aşırı yüklerde çalıştırılmaları esnasında hidrolik akım hızının karesi ile orantılı olarak artan kayıplardır.

Çıkış kayıpları ifadesinden, bir daha kullanılamayacak olan ve su akımı ile türbin rotorunu terk eden akım enerjisi anlaşılmaktadır. Çıkış kayıpları, emme borusu bulunmayan Pelton tipi hidrolik türbinlerde tamamen kaybolmaktadır. Emme borusu bulunan Francis ve Kaplan tipi hidrolik türbinlerin emme borularında olan çıkış kayıplarının bir kısmı geri kazanılabilmektedir. Su akımının türbin rotorunu terk ettiği yerdeki çıkış hızı, emme borusunun çıkışında düşer. Türbin emme borusunun verimi (η_s) türbin rotoru çıkışındaki çıkış kaybının emme borusunda geri kazanılan kısmı (4) bağıntısıyla bulunur.

$$m_1 = \eta_s * (C_2 * C_2) / 2g \quad (6.4)$$

Burada; (1 m), emme borusu kazancı (2 C), Suyun türbin rotorunu terk ettiği yerdeki hızı g, yerçekimi ivmesidir. Buna göre çıkış kaybı (va h) aşağıdaki gibi elde edilebilir.

$$h_{va}=C_{a2}/2g=(C_2/2g)-\eta_s* C_2* C_2/2g \quad (6.5)$$

$$=(1-\eta_s)* C_2* C_2/2g \quad (6.5a)$$

6.3.2. Dış kayıplar

Türbin çarkının alt gövdesi ile üst gövdesinin, dönme boşluklarından kaçan suların içinde dönmesi dolayısıyla meydana gelen sürtünme kayıpları ile türbin kılavuz yatağında ve türbin salmastrasında meydana gelen sürtünme kayıplarının sebep olduğu güç kayıplarına *dış kayıplar* adı verilir. Dış kayıpların türbin çarkının su ile sürtünmesinden ileri gelen miktarı, türbin çarkının devir sayısının 3. kuvveti ile ve türbin rotoru giriş çapının 5. kuvveti ile orantılı olarak değişmektedir ve (6.6) eşitliği ile hesaplanır.

$$L_R = k.n^3.D_i^5 \quad (6.6)$$

Burada;

L_R = Türbin rotorunun su içindeki suyla sürtünmesi ile meydana gelen kayıp güç

k = Deneyle tespit edilen bir katsayı

n = Türbin rotorunun devir sayısı

D_i = Türbin rotorunun giriş çapıdır.

Dış kayıpları, türbin kılavuz yatağındaki ve türbin salmastralarındaki sürtünmeler yüzünden meydana gelen güç kayıpları ile türbini işletmek için çalıştırılması zorunlu olan hız regülatörü ve basınçlı yağ pompaları gibi teçhizatlarda harcanan güç kayıpları oluşturur. Toplam verimin en önemli çarpanı olan türbin verimi türbin girişinde oluşan net düşüye ve debiye, dolayısıyla güce bağlı olarak büyük değişiklikler gösterir. Türbin veriminde türbin tipi, dizaynı, imalat kalitesi ve hassasiyeti önemli faktörlerdir. Türbinler, genellikle nominal düşü ile nominal güçte en yüksek verim elde edilecek şekilde dizayn edilirler. Ortalama olarak % 98 - % 99,5 mertebesine ulaşabilen generatör ve trafo verimlerine nazaran modern teknikler ve CNC tezgahları kullanılarak imal edilen türbinlerde maksimum % 96 verime ulaşılabilirdiği görülmüştür. İşletme şartlarına göre ortalama % 1-3 değişim gösteren generatör ve trafo verimlerine göre % 40 - % 50 mertebesinde değişim gösterebilen

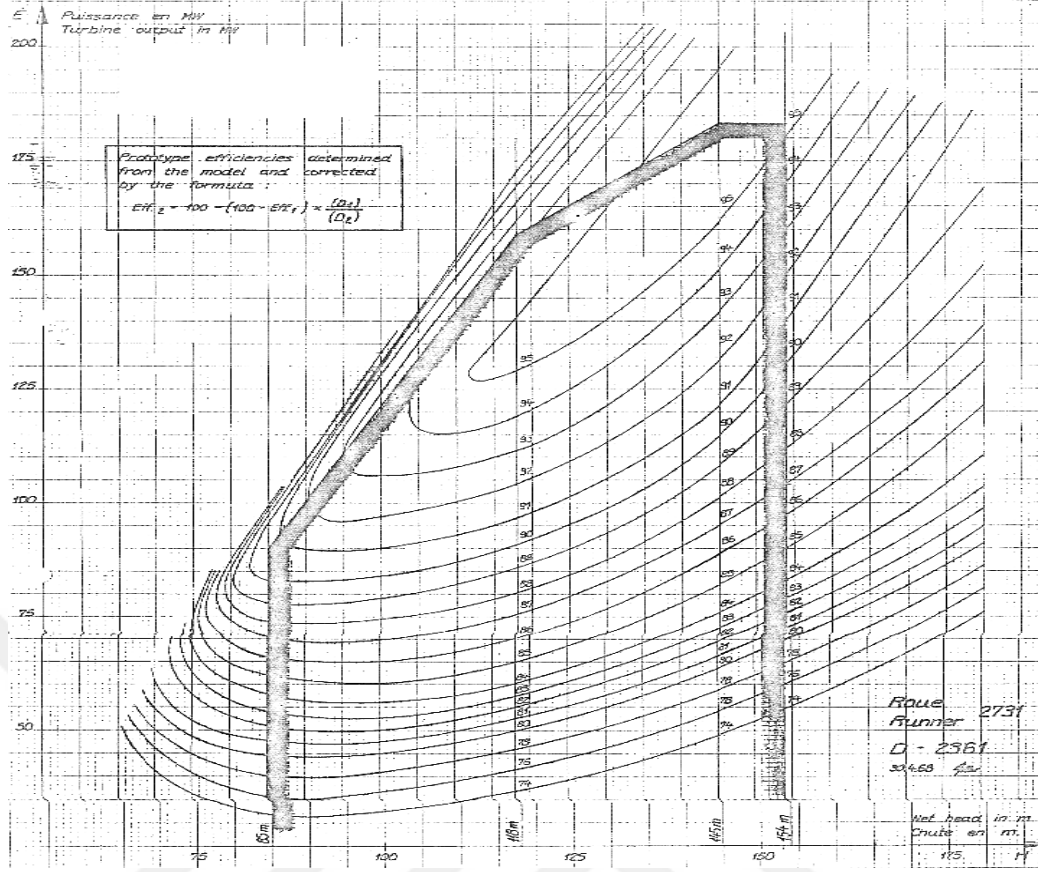
türbin verimleri daha önemlidir. Türkiye'deki Hidroelektrik Santrallere ait karakteristik değerler incelendiğinde çeşitli çalışma koşullarında verimi etkileyen yük, düşü, debi ve aşınma gibi parametrelere göre türbin veriminin % 40 ile % 95,5 arasında değiştiği gözlenmiştir.

Münferit türbin verimini etkileyen unsurlardan biri de çark açıklıkları olarak da adlandırılan türbin dönme boşluklarıdır. Bu boşlukların aşınma, erozyon ve korozyon gibi sebeplerle büyümesi sızıntı ve kaçakların artmasına neden olup türbin verimini düşüreceğinden bunu engellemek için uygun periyotlarla kontrol edilmeli ve tamirat, parça değişimi gibi gereken tedbirler alınmalıdır. Ayrıca türbin çarkı ve labirentler gibi dönen türbin aksamalarının, eksantrik pompa şeklinde çalışmasını önlemek için eşit dönme boşlukları temin edecek şekilde merkezlenmesi verimin düşmesini engelleyecek önemli tedbirlerdendir.

6.4 Türbin Verim Dağ Eğrileri ve İşletme Verimliliği

Türbin veriminin düşü, debi ve güç değişkenleri ile ilişkisini gösteren diyagramlara verim dağ eğrileri denir. Kartezyen koordinat sistemiyle oluşturulan diyagramların genellikle apsisinde net düşü, ordinatında da debi veya güç bulunur. Örnek bir türbin verimlilik dağ eğrisi Şekil 6.1.'de verilmiştir.

Nominal düşü maksimum ve minimum işletme seviyeleri arasındaki bir seviyeye tekabül eder. Verim dağ eğrileri incelendiğinde nominal düşü ve nominal güçten uzaklaştıkça türbin veriminin gittikçe artan hızla düştüğü görülür. Hidrolik santrallerin işletilmesindeki temel ilke ünitelerin dizayn edildikleri nominal düşü ve güçte çalıştırılmalarıdır. Ancak gerek akarsuların rejimlerinden gerek sistem şartlarından kaynaklanan nedenlerle bunun her zaman mümkün olamadığı görülür. Bu durumda işletme şartları gereği değişen düşüyle en yüksek verimin elde edileceği güçte üretim yapılması işletme verimliliği açısından önemli bir parametredir.



Şekil 6.1: Örnek bir türbin verimlilik dağ eğrisi (Başesme, 2003).

Birinci kademedeki (havzanın en başındaki) barajlar; ikincil ve üçüncül barajlar için regülasyonları gerçekleştireceğinden, akar sulara bağlı olarak maksimum ve minimum işletme seviyeleri arasındaki farkın kademeli olarak azalması daha doğrudur. Türbinler özgün teçhizatlar olup, doğa şartları gereği oluşan karakteristik değerlere göre özel olarak dizayn ve imal edilirler. Bu nedenle büyük seviye ve düşü farkı oluşan, birincil regülasyonu gerçekleştiren tesislerdeki türbinler, düşü ile daha az değişim gösteren karakterdeki verim dağ eğrisine, küçük seviye ve düşü farkı oluşan alt kademelerdekilerin ise yük ile daha az değişim gösteren karakterdeki verim dağ eğrisine sahip olacak şekilde imal ve dizayn edilmelidirler.

Bu yüzden devreye alınma esnasında Özgül Düşü/MW noktalarına göre türbinler ideal verimle çalışacak şekilde dizayn edilmiştir. Ancak seneler sonra çalışma koşulları;

- Yeni nominal düşü ve hidrolik koşullardan dolayı oluşan düşü dalgalanmaları,
- Yeni inşa edilen santrallerin alt ve üst su akış ihtiyaçları,
- Yeni yük merkezi ihtiyaçları,

yüzünden değişmiş olabilir. Bazı üniteler bu sebeplerden dolayı en uygun verim seviyesinde çalıştırılmaz. Rehabilitasyonlarla yeni imal edilecek türbinler bu yeni optimum noktalarda en yüksek verimle çalışacak şekilde imal edilebilirler. Günümüzün son tasarım metotları kullanılarak üretilen türbin çarkları % 96 verim seviyelerine ulaşabilmektedirler. Fransız Francis türbin çarkı değiştiren firmaların verilerine göre Francis türbin verimleri,

- 1960’larda % 88
- 1980’lerde % 90

civarındaydı. Günümüz teknolojisi ile üretilen yeni çarklarda 25 yıl önce üretilen çarklara göre % 2.5 ila % 4 arasında değişen bir verim artışı 40 yıl önce üretilen çarklara göre de % 6 kadar bir verim artışı sağlanmıştır.

6.5 Aşınma, Verimliliğe Etkisi ve Aşınma Tamirâtı Geçiren Çarklar

Hidrolik bir türbinin ayar kanatları veya rotor kanatları arasında hareket halinde bulunan akımın, herhangi bir bölgedeki akış hızının herhangi bir nedenle artması ve hızın arttığı bu bölgedeki basıncın suyun buharlaşma basıncı değerine kadar düşmesi, bu bölgelerdeki suyun buharlaşmasına ve yer yer içi doymuş su buharı ile dolu olan vakumlu hacimciklerin teşekkül etmesine sebep olur. Basıncın çok düştüğü yerlerde suyun buharlaşması ile teşekkül eden ve içi doymuş su buharı ile dolu olan bu vakumlu hacimciklerin genel akışkan hareketine uyarak genleşip-büzülmesi ve ani olarak ortadan kalkması esnasında su zerreciklerinin çok büyük bir hızla malzeme yüzeyine çarpması sonucu meydana gelen büyük gürültülü darbelerin malzemenin yüzeyini süngerleştirerek tahrip etmesi olayına *aşınma* adı verilmektedir.

1960’larda türbin labirentlerinde labirent açıklıkları günümüzün yeni türbinlerindeki kadar değil, daha fazlaydı. Bu açıklıkların büyüklüğü çalışma esnasında labirentteki aşınma miktarına etki eder. Çeşitli deney verilerine göre labirentteki 0,1 mm ek bir açıklık verimliliği % 0,3 düşürmektedir. Buna göre 1 mm’lik ek bir labirent açıklığı verimliliği % 3 oranında düşürmektedir.

Aşınmanın çok olduğu türbin çarklarında şablon kullanılmadan periyodik olarak yüzey kaplama yapılmaktadır. Çark veriminin en önemli parametrelerinden biri olan

orijinal çark biçimi zamanla onlarca kez yüzey kaplamasından dolayı verimi daha düşük (örneğin $\pm \% 1$) olduğu başka bir biçime dönüşebilir.

Türkiye’de Sarıyar, Karakaya, Keban v.b. Hidroelektrik santralleri güçlü aşınmaya maruz kalan santrallerdendir ve her 2-3 senede bir türbin çarkları ve labirentlerde ciddi oranda yüzey kaplaması yapılmaktadır. Resim 1’de bir türbin çarkının aşınmış bölgesi görülmektedir. Tecrübeye dayalı verilere göre Aşınma etkisi ile yapılan yüzey kaplamaların 50 senede bu tip bir türbinin verimini $\% 2$ düşürdüğü söylenebilir.



Şekil 6.2: Keban Hidroelektrik Santralında bir türbin çarkının aşınmaya uğramış bölgesi (EİE, 2010).

Hidrolik türbinlerin orijinal biçimlerinin, bu günkü gelişmiş olan teknoloji sayesinde, aşınmasız bir işletmeyi mümkün kılacak şekilde yapılması mümkündür.

Francis tipi hidrolik türbinlerin emme borularında meydana gelen vorteks, hem hidrolik türbinin rotorunda aşınma olayı ve hem de komple türbin-generatör ünitesinin döner kütlelerinde vibrasyon olayı meydana gelmesine sebebiyet verdiği için çok büyük önem arz eder. Son yıllarda imal edilen Francis tipi hidrolik türbinlerin güçlerinin ve döner kütlelerinin çapları ile birlikte toplam shaft boylarının çok büyümüş olması, bu tip türbinlerin emme borularında meydana gelen vorteksin önemini daha da arttırmıştır. Su türbinlerinin orijinal biçimlerinde dikkat edilecek başlıca noktalardan biri, herhangi bir işletme durumunda su türbini aşınma sınırı

içine düşmemesi için gerekli bütün tedbirleri almaktır. Su türbinlerinin içersindeki hidrolik akım şekilleri, çarklar imal edilmeden önce tam olarak bilinmediği için bu sahada çalışan proje tasarlayan mühendisler eskiden beri çözülmesi zor olan bir sorunla karşı karşıyadırlar. Francis tipi hidrolik türbinlerde meydana gelen aşınma olayı ile ilgili olarak yapılan pek çok araştırmalarda ve bir çok Avrupa ülkelerinde 100 yıla yakın bir zamandan beri, yurdumuzda ise 20 yılı aşkın bir zamandan beri hidrolik türbinlerin işletmeciliğinden elde edilen tecrübelerle göre aşınma olayının bir türbine etkileri şunlardır:

a- Türbin ayar kanatları arasında ve türbin rotoru kanatları arasında çok düşük basınçlı (vakumlu) hacimciklerin meydana gelmesi ile enine kesit daraldığı için debi azalmakta ve dolayısıyla da güç düşmektedir.

b- Aşınma sonucu meydana gelen vuruş ve darbelerle salınımlar enerji yuttuğu için güç kaybı olmakta ve türbin verimi % 10 - % 20 kadar azalmaktadır.

c- Aşınma olayının meydana gelmesi sonucu türbin rotoru ile birlikte komple türbin generatör şaftında titreşimler ve salınımlar meydana gelmekte, bu da komple türbin generatör ünitesi döner kütlelerinin dengesini bozmaktadır.

d- Aşınma olayı nedeni ile türbin emme borusunun verimi çok düşmektedir, türbinin nominal yükünün veya herhangi bir hidrolik düşüdeki optimum yükünün çok altındaki yüklerde çalıştırılması esnasında emme borusunda meydana gelen *vorteks* de hem aşınmanın şiddetini artırmakta, hem türbin emme borusunun ve türbinin verimini düşürmekte ve hem de türbin rotoruna teğetsel ve eksensel yönlerde etkiyen hidrolik kuvvetlerin dengesini bozduğu için komple türbin-generatör şaftının titreşimine neden olmaktadır.

Büyük güçlü Francis tipi hidrolik türbinlerde maksimum aşınmayla çalışma sahası (kritik yük sahası) optimum yükün takriben % 15 - % 50' ne isabet eden yükler arası saha olup aşınma olayı şiddetinin tepe noktası bu sınırlar içindeki yük sahasında meydana gelmektedir. Ancak, hem aşınma olayının zararlı tesirlerinden korunmak ve hem de özgül su sarfiyatının artırılmaması ve ekonomik olmayan bir işletme yapılmaması bakımından Francis tipi hidrolik türbinlerin % 15 optimum yükten daha düşük yüklerle de çalıştırılmamaları ve % 75 - % 100 optimum yükler arasında çalıştırılmaları en isabetli işletme tarzıdır.

6.6 Türkiye’deki Hidroelektrik Santrallerde Türbin Verimi Ölçümü

Türkiye’de mevcut hidroelektrik santrallerin çoğu EÜAŞ tarafından işletilmektedir. Özel firmalar tarafından işletilen santraller nispeten daha yeni santrallerdir. EÜAŞ’ın 107 adet hidroelektrik santrali mevcuttur. Bu şirketin verilerine göre santrallerin devreye alınış tarihleri 1956’dan başlayıp günümüze kadar sürmektedir. Kurulduğundan beri Keban HES Gibson metodu ile verimlilik ölçümü yapılması hariç hiçbir hidroelektrik santralde saha verimlilik ölçümü yapılmamıştır. Bu yüzen üreticinin verdiği türbin verimlilik değerlerinin doğruluğu kontrol edilmemiştir.

Bazı hidroelektrik santrallerde (örneğin Karakaya HES) Winter Kenedy yöntemi kullanılarak türbinden akan su akışı takip edilmeye çalışılmaktadır. Bu yöntemde çarkın iki tarafına fark basınç ölçerler yerleştirilerek su akış miktarı düşük dorulukla (belirsizlik yaklaşık %5) ölçülüp türbin çıkış gücünü de hesaba katarak model verimlilik ölçümlerine göre kalibrasyon yapıp türbinin verimini ölçmek amaçlanmıştır. Ancak bu basınç ölçüm sistemlerinin çoğu zamanla arızalanmış veya ölçüm hassasiyetleri çok düşük olduğundan yeterli sonuç alınamamıştır. Yaygın kabule göre sağlıklı çalışan Winter Kenedy debi ölçüm sistemlerinde kalibrasyonun saha verimlilik test sonuçlarına göre yapılması daha doğru sonuç vermektedir.

Keban HES’de rehabilitasyon ihtiyacı ortaya çıktığı için Şubat 2005 tarihinde ünite 4. üzerinde bu çalışmadan ayrı olarak Gibson metodu ile bir verimlilik ölçüm testi yapılmıştır. 133 m net düşüde, 161 MW çıkış gücünde ölçülen verim % 90 bulunmuş, ölçüm belirsizliği $\pm$ % 2.5 olarak belirtilmiştir. Ancak bu ölçüm raporlarında ölçüm doğruluğu yetersiz olduğundan doğruluğu daha yüksek başka bir metotla ölçüm yapılarak değerlendirme yapılması önerilmiştir.

Yukarıda belirtildiği gibi bazı santrallerde yoğun aşınma problemi vardır. Bu santrallerde problemin çözümü için zaman zaman çarkların aşınan yüzeyleri krom kaynakla kaplama yapılmaktadır. Ancak bu kaplama esnasında dolgunun ne kadar olacağı konusunda kalıp şablon kullanılmadığı için çarkın eski mevcut şekli korunamamakta, giderek orijinal çark biçimi (profil) değişmektedir. Biçimin değişmesi türbin çark verimini doğrudan etkilemektedir.

Özetle

- Türbin çark verimlerinin tam olarak bilinmemesi,
- İlk çark tasarımlarının kötü oluşu (eski teknoloji),

- Defalarca yüzey kaplaması yapılmış olması yüzünden mevcut çark şeklinin bozulmuş olması,
- Yavaş bozulum,
- Labirentlerin aşınmış olması,

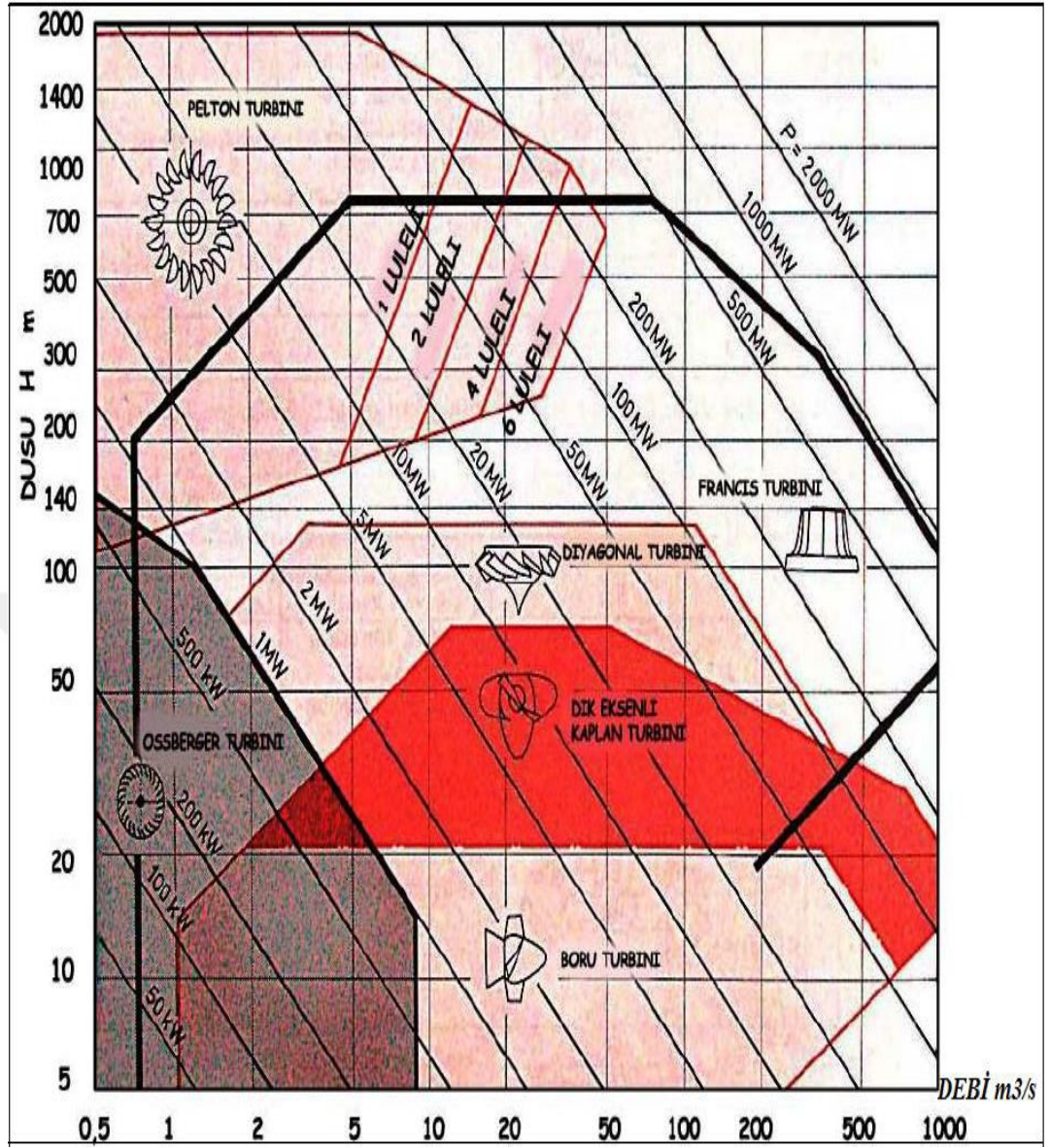
gibi sebeplerin olumsuz etkilerinden dolayı türbin çark verimleri günümüzde üretilebilen türbin çark verim değerlerinin altında olabilir, bu değerlerin ne kadar altında olduğunun tespiti için türbin çarkı saha verimliliği ölçülmesine ihtiyaç vardır.

Türkiye’de hidroelektrik santrallerde rehabilitasyon çalışmaları yavaş yavaş başlamıştır. Keban HES, rehabilitasyon çalışmasının başlatıldığı ilk santrallerden biridir. Santralleri eskidikçe rehabilitasyon ve yenileme çalışmaları da artacaktır. Rehabilitasyon çalışmalarında en büyük maliyet unsuru olan türbin çarkı değişimine karar vermek için saha verimlilik ölçümlerinin yapılması ve buna göre fayda-maliyet analizinin yapılması ülkemizin toplam santral rehabilitasyonu ve yenileme maliyetlerini düşürecektir.

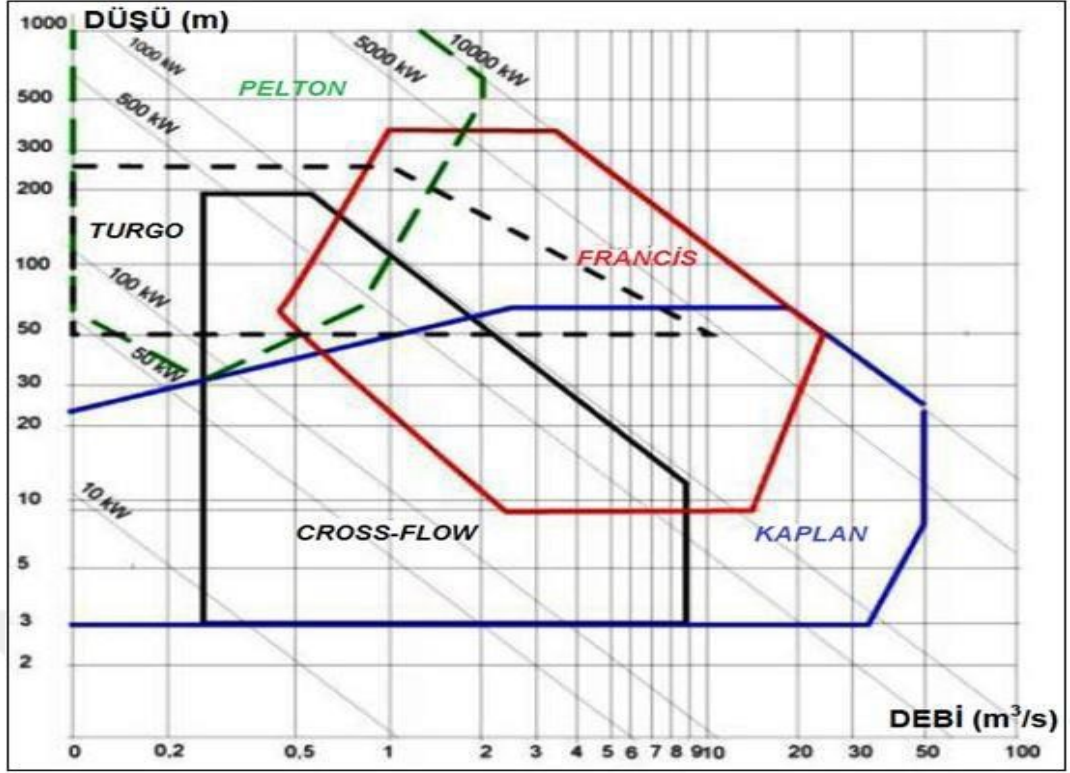
6.7 Hidroelektrik Santrallerde Türbin Tipinin Belirlenmesi

Bir hidroelektrik santral projesinde kullanılacak olan türbin tipi seçimi için günümüz teknolojisiyle bilgisayar programları sayesinde çok sayıda modelleme yapılmakta ve bu seçenekler içerisinde fayda-maliyet analizi de yapılarak en uygun türbin tipi seçimi ve boyutlandırması yapılmaktadır. Hidrolik düşü değerleri ile su debisi değerleri tek başına değerlendirildiğinde kurulacak hidroelektrik tesisinde kullanılacak türbin tipini tayin etmek amacıyla, bazı hidrolik türbin imalatçısı firmalar tarafından hazırlanmış olan çeşitli basit abaklar kullanılmaktadır. Fakat bu değerlendirme türbin tipi seçiminde yeterli olmayıp ön fikir vermesi için ilk kıstasdır.

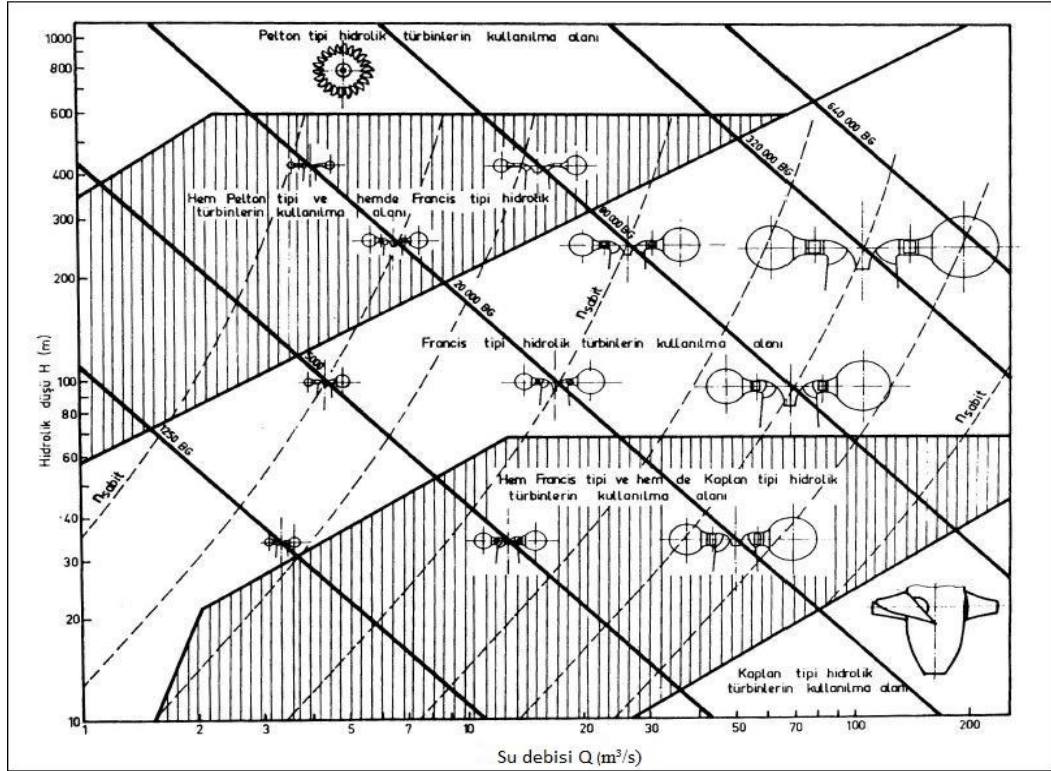
Bu abaklar ile türbin seçimi yapabilmek için öncelikle kuracağımız hidroelektrik güç tesisinin debi ve düşü değerlerini tespit etmek gerekir. Ardından bu değerlerin kesiştiği noktayla türbinden elde edilecek güç miktarını gösteren doğrunun kestiği veya yaklaşık olarak kestiği nokta hangi türbin bölgesinde kalıyorsa, kuracağımız tesiste o türbinin kullanılması verimlilik ve işletme şartlarının iyileştirilmesi bakımından en uygun seçimdir.



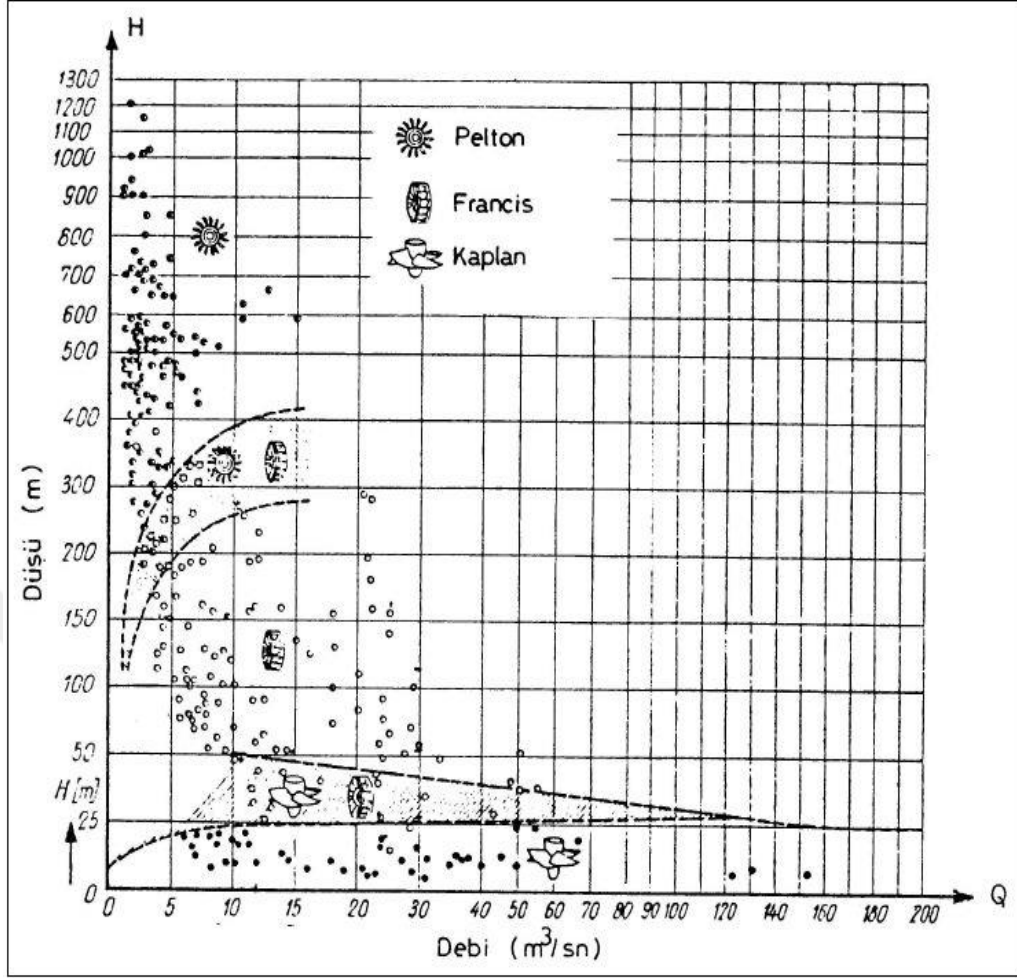
Şekil 6.3: Debi ve düşü değerlerine göre kullanılacak türbin çeşitleri abağı-1 (URL-7, 2013).



Şekil 6.4: Debi ve düşü değerlerine göre kullanılacak türbin çeşitleri abağı-2 (URL-7, 2013).



Şekil 6.5: Debi ve düşü değerlerine göre kullanılacak türbin çeşitleri abağı-3 (Başşme, 2003).



Şekil 6.6: Debi ve düşü değerlerine göre kullanılacak türbin çeşitleri abağı-4 (Başışme, 2003).

Türbin tipi tayininde ikinci kıstas ise türbin devir sayısıdır. Türbin devir sayısı ise özgül devir sayısı (hız) yardımıyla bulunur. Bir türbinin n_s özgül devir sayısı, o türbine benzer olan ve aynı cins akışkanla 1 m net düşü altında çalışıp en iyi verimle milinden 1 BG (1 BG = 0,736 kW) güç veren türbinin dakikadaki devir sayısı olarak tanımlanır.

Çizelge 6.1: Özgül hıza bağlı olarak türbin tipleri görülmektedir.

TÜRBİN TİPİ	ÖZGÜL HIZ (d/dk)
Pelton	12 – 30
Turgo	20 – 70
Banki Michell-Ossberger	20 – 80
Francis	80 – 400
Uskur veya Kaplan	340 – 1000

$$\text{Pelton türbinde } ns = 85,49 / H_n^{0,243} \text{ (Siervo)} \quad (6.7)$$

$$\text{Francis türbinde } ns = 3500 / H_n^{0,7} \text{ (Voith)} \quad (6.8)$$

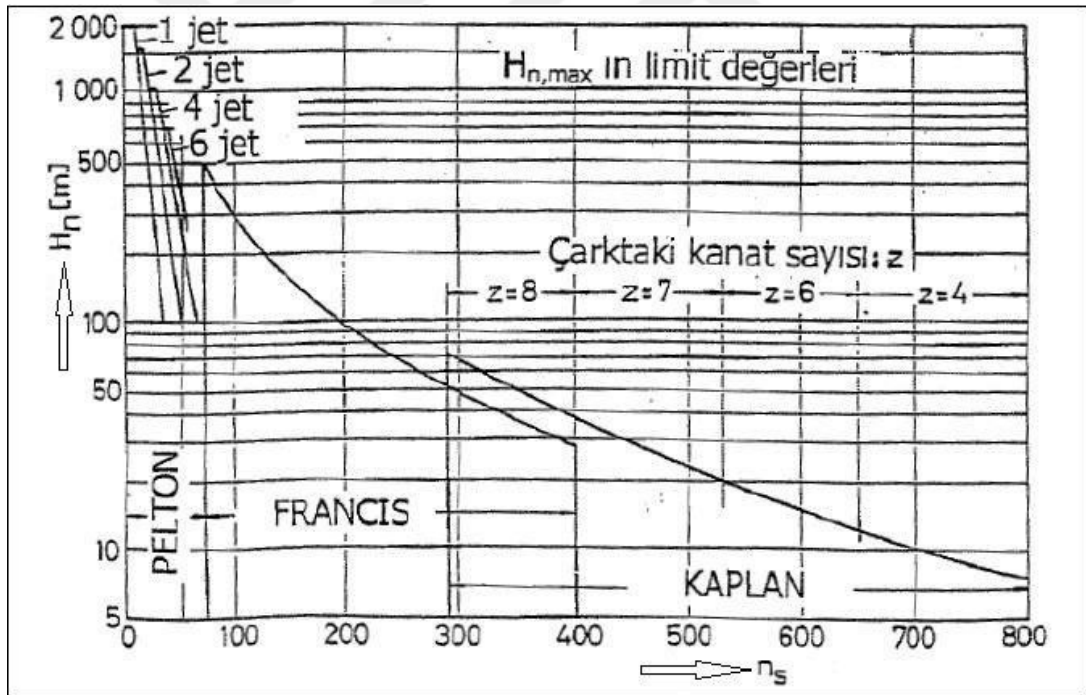
$$\text{Kaplan türbinde } ns = 2419 / H_n^{0,469} \text{ (Siervo)} \quad (6.9)$$

Hidrolik türbinlerin ön projelendirilmesi sırasında türbin gücü, türbin tipi ve özgül devir sayısı tespit edildikten sonra türbin devir sayısı tespiti için;

$$n = (n_s * H_n^{1,25}) / P^{0,5} \quad (6.10)$$

ampirik formülü kullanılır.

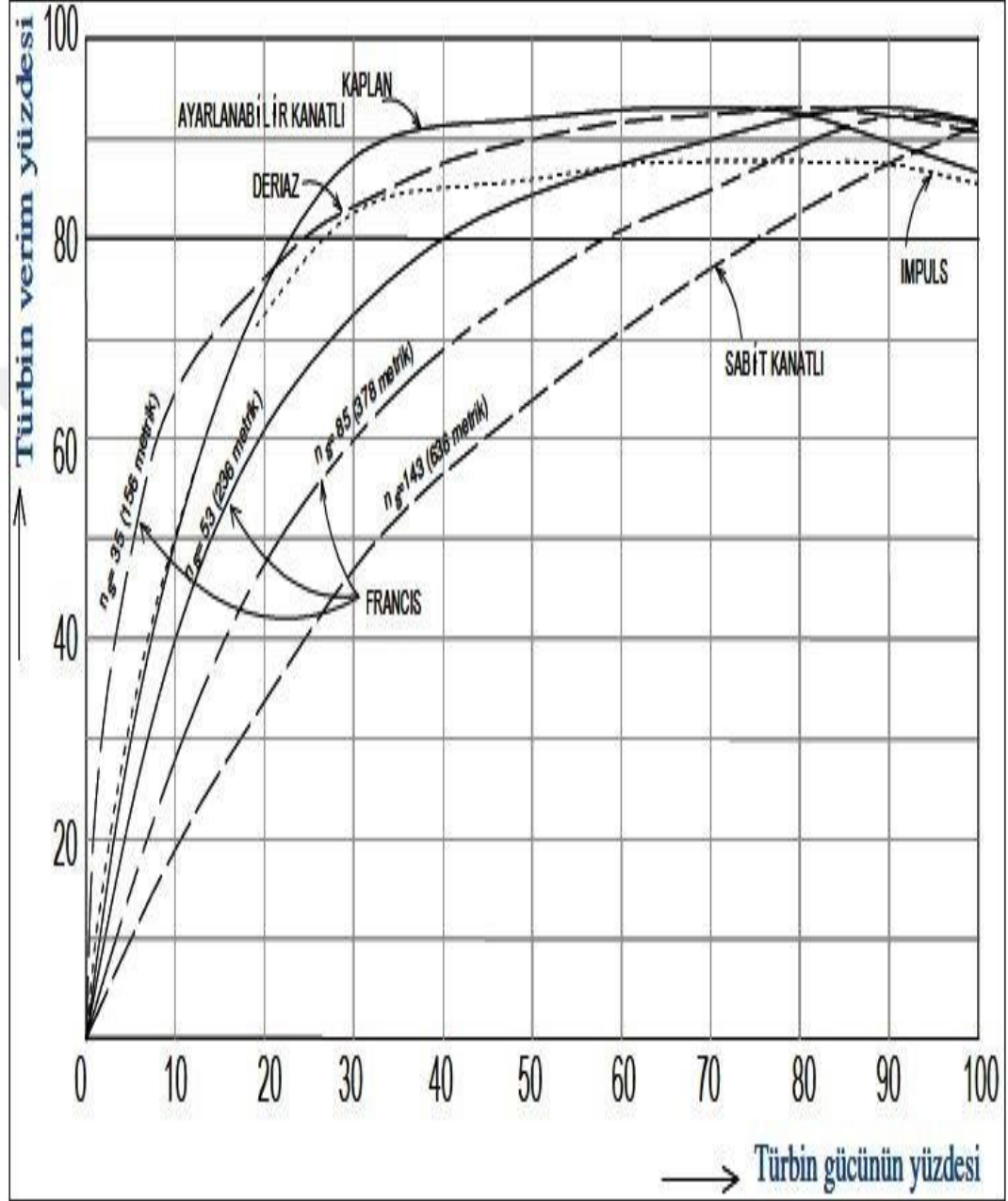
Burada dikkat edilmesi gereken en önemli husus, hidrolik düşüden azami gücün elde edilmesi için özgül devir sayısının (ns) maksimum değeri ve türbin devir sayısının (n) bir alt değeri seçilmelidir. Türbin devir sayısı arttıkça türbin ve generatör ebatları ile santral binasının boyutları küçülür. Fakat buna mukabil türbinin kavitasyon olayı tehlikesine karşı daha derine tesis edilmesi gerekir ve bu nedenle hafriyat bedeli artar.



Şekil 6.7: Özgül hız değerlerine göre kullanılacak türbin çeşitleri abağı 5 (Başışme, 2003).

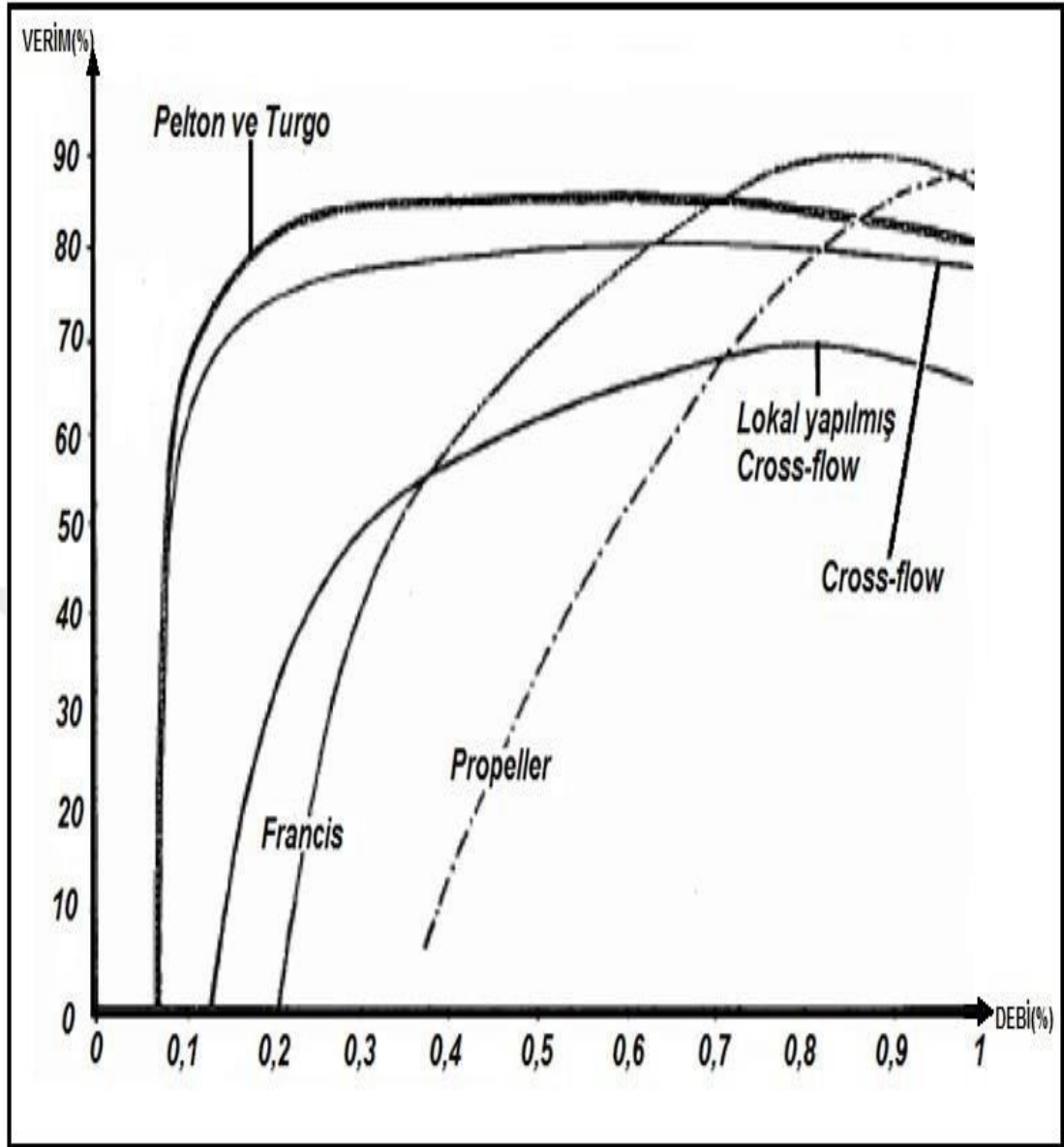
Diğer bir kıstas ise türbinin kısmi debi koşullarında çalıştırılıp çalıştırılmayacağıdır. Şekil 6.8'de kısmi yüklerde türbinlerin verim eğrilerinin değişimi verilmiştir. Tüm türbinler, bir güç-hız ve verim-hız karakteristiğine sahiptir. Pelton ve Cross-flow türbinleri tasarım değerlerinin dışında farklı değerlerde de çalışmaları durumunda

oldukça yüksek verim vermektedirler. Francis türbinlerde kısmi yükler karşısında verim düşmektedir. Hatta Uskur (Propeller) türbinlerinde, tasarım debisinin %80 ve üstü haricindeki debi bölgesinde çok düşük verim elde edilir.



Şekil 6.8: Hidrolik türbinlerin karakteristik verim eğrileri (Erdem, 2006).

Hidrolik türbinlerin kısmi yükler altında çalıştırılması halinde oluşan türbin verim eğrileri Şekil 6.9’da gösterilmiştir.



Şekil 6.9: Türbin tiplerinin kısmi yüklerde çalışması halinde verim eğrileri (URL-7, 2013).

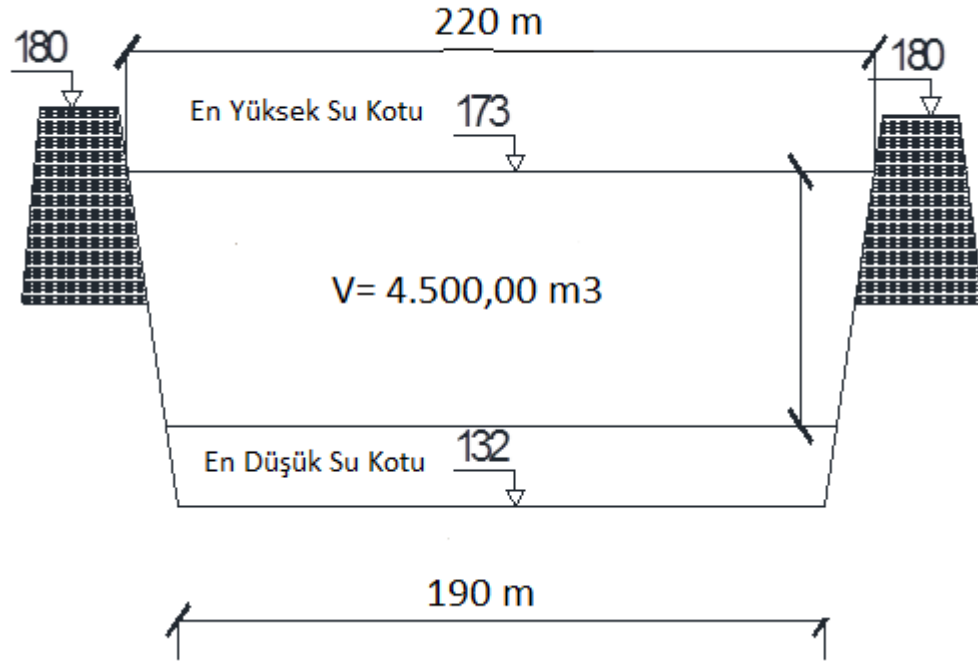
Bu ana kıstaslara göre türbin tipi seçimi çalışmaları yaptıktan sonra bazen farklı iki ya da üç türbin tipinin de kullanılabilme imkânı söz konusu olabilir. Bu durumda enerji üretiminde maksimum kazanç düşünölmek şartıyla elektromekanik ve inşaat maliyetleri de türbin tipi seçiminde etkili olmaktadır.

7. BAYRAMHACILI POMPAJ DEPOLAMALI HES ÖRNEK ÇALIŞMASI VE HESAP ESASLARI

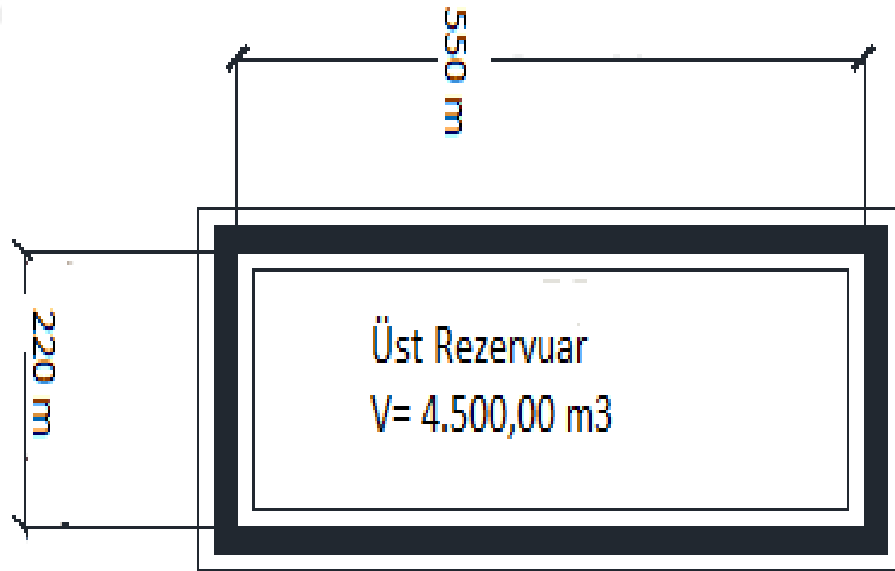
7.1 Giriş

Pompaj depolamalı santraller pik güç talebini karşılamak üzere enerji ihtiyacının en fazla olduğu yerlerde planlanmaktadır. Türkiye 9 yük tevzi bölgesine ayrılmış ve 2012 yılı elektrik tüketimi verilerine göre toplam tüketim %10.81'i Gölbaşı, %23,21'i Adapazarı, %17,52'i Trakya ve %16,32'i İzmir bölgelerinden gerçekleşmiştir. Gölbaşı yük tevzi bölgesinde yer alan Kayseri'nin tüketimi ise toplam tüketimin %1,37'dir. Bu Kapsamda Kayseri'ye 40 km mesafede, Kayseri ve Nevşehir sınırında planlanan Bayramhacılı pompajlı HES hem Kayseri'ye ve bağlı olduğu Gölbaşı yük tevzi bölgesine, hem de komşu yük tevzi merkezlerine enerji üretiminde katkı sağlayacaktır.

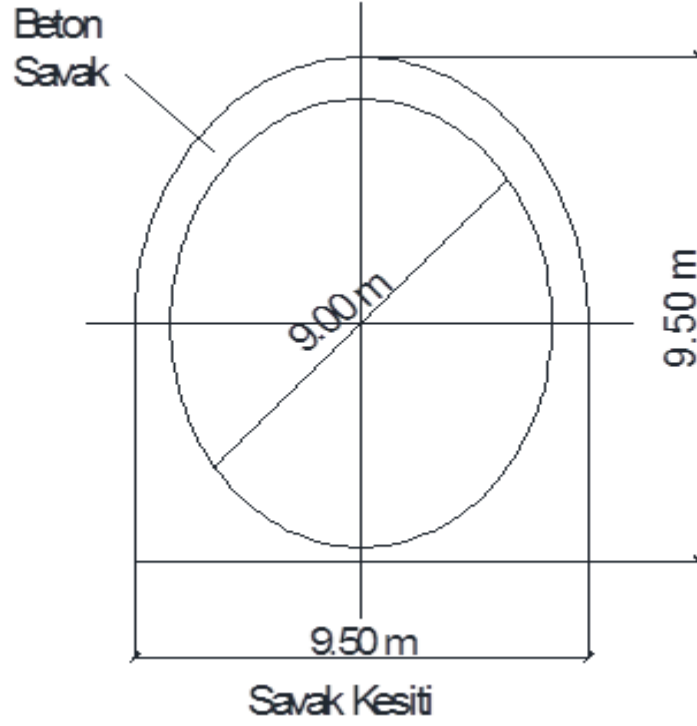
Tesis Kayseri'ye yakın olduğundan iletim hattı kısa ve yük kayıpları az olacaktır. Bu planlanma da bölgesel kullanımlara yani sanayileşmenin, nüfus yoğunluğunun artmasına göre şekillenecektir. Tabi ki bu tesislerin oluşturulması yüklü maliyetler gerektirdiğinden bunların dışında bu projede görülebileceği şekilde, üretilen elektriğin iletilebilmesi için şebekeye olan uzaklığı gibi kriterlerde önem arz etmektedir.



Şekil 7.1: Proje kap samında yapılması planlanan üst rezervuar kesit planı.

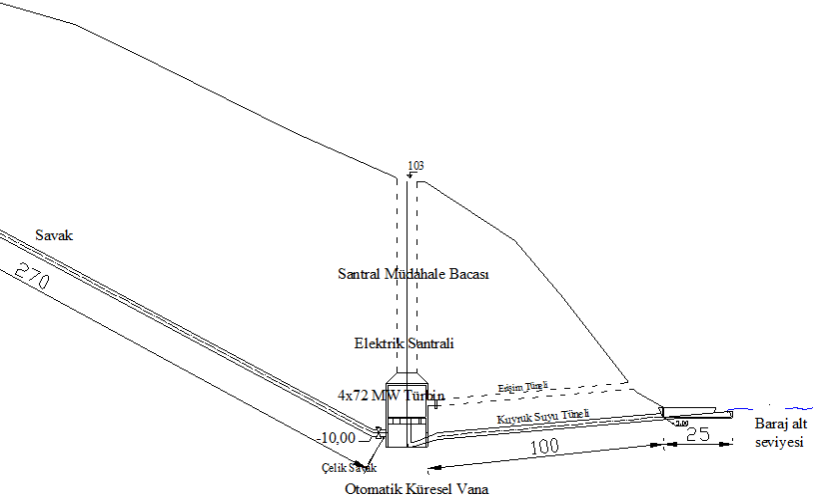


Şekil 7.2: Proje kapsamında yapılması planlanan üst rezervuar planı.



Şekil 7.3: Proje kapsamında yapılacak olan beton savak kesiti.

Planlanan pompajlı HES'te Bayramhacılı Barajı rezervuarı, alt rezervuar olarak kullanılacaktır. Yapılan çalışmalar neticesinde jeolojik açıdan herhangi bir sorun bulunmamaktadır. Üst rezervuar yeri Bazalt zeminden oluşmakta olup, yapılacak kazıdan sonra beton kaplamalı olacak şekilde teşkil edilecektir.



Şekil 7.4: Bayramhacılı pompaj depolamalı HES boy kesit planı.

7.2 Projenin Tanımı

Bu proje kapsamında 132 m kotunda 4.500.000 m³ hacimli Üst Rezervuar (Şekil 7.1 -Şekil 7.2) , 300 m uzunluğunda, 5 m çapında beton kaplamalı 1 adet enerji shaftı (Şekil 7.3) , 100 m uzunluğunda ve 5 m çapında 1 adet kuyruk suyu tüneli, -10 m kotunda 1 adet santral binası, Santral binası içinde 4 adet türbin ve alt rezervuar olarak da Bayramhacılı Gölü kullanılması planlanmıştır. Bayramhacılı Pompa Depolamalı HES'i 5 saat çalışacak şekilde planlanmıştır. Bu sayede hem enerji ihtiyacının en fazla olduğu saatler arasında (17:00 – 22:00 saatleri arası) enerji ihtiyacını karşılanmış hem de bu saatlerdeki enerji kullanım bedellerinin fazla olması nedeniyle tesis yapım bedeli gibi maddi harcamaları karşılamış olacaktır.

7.3 Projenin Yeri ve Ulaşım Durumu

Bayramhacılı Pompajlı Hidroelektrik Santrali, İç Anadolu Bölgesinde, Kayseri ilinin yaklaşık 35km. kuzeybatısında, Kızılırmak nehri üzerindedir.

Proje yerine ulaşım kayseri üzerinden yapılabilmektedir. Proje yerinin Kayseri'ye uzaklığı yaklaşık 40 km'dir. Proje sahasına mevcut asfalt ve stabilize yollar ile ulaşmak mümkündür.

7.4 Proje ile ilgili Yapılan Hesaplamalar

7.4.1 Hidroelektrik santralin gücünün hesaplanması

Bir Hidroelektrik santralinin gücü ;

$$P = \gamma x Q x H x \eta \quad (7.1)$$

formülü ile hesaplanır.

Burada;

P : (kW) Hidroelektrik Santralinin Kurulu Gücünü,

γ : (kN/m³) Suyun Özgül Ağırlığını,

Q : (m³/sn) Suyun Debisini,

H : (m) Net Düşüm Yüksekliğini,

η : Sistemin Verimliliğini

temsil etmektedir.

Sistem verimliliği 0-1 arasında değerler alır ve ortamda kaybolan enerjiyi temsil eden bir katsayıdır. Buna göre üzerinde çalışmış olduğumuz projeden ne kadar güç elde edileceği hesaplanırsa;

$$P = \gamma \times Q \times h \times \eta \quad \text{formülünden;} \quad (7.2)$$

h : Net Düşü Yüksekliği (Hesaplanacak)

Sistem verimliliği teknolojinin ve tesislerde kullanılan malzemelerin gelişmesi ile günümüzde 0,90 seviyelerine kadar çıkartılabilmektedir. Buna göre bu projede sistem verimliliği 0,90 olarak kabul edilmiştir.

Debi hesabını sistemin pik saatlerde yani 17:00 ile 22:00 (Elektrik satış bedeli ve ihtiyacın en yüksek olduğu saatler) saatleri arasında çalışacağını hesaba katılarak yapılacak olan rezervuar hacminin enerji üretimi sırasında 5 saatlik dilimde kesintisiz olarak çalışabilmesi düşünülerek planlanmıştır. Buna göre yapılacak olan rezervuarın hacmi arazi şartlarını en iyi değerlendirecek şekilde ve enerjiden en verimli faydalanılacak şekilde hesaplanarak belirlenmiştir.

$$5 \text{ saat} = 5 \times 3600 = 18.000 \text{ sn}$$

$$\text{Rezervuar Hacmi} = 4.500.000 \text{ m}^3$$

Buna göre ;

$$Q = \frac{\text{Rezervuar Hacmi}}{5 \times 3600} \Rightarrow Q = \frac{4.500.00}{18.000} \quad Q = 250 \text{ m}^3/\text{sn} \quad (7.3)$$

Sistemin daha verimli çalışabilmesi ve pompalama işlemi sırasında sıkıntılar yaşanmaması için bu sistemin debisi 230 m³/sn olarak kabul edilmiştir. Gücün tam olarak bulunabilmesi için borulardaki yük kayıplarının ve borudaki suyun hızının hesaplanması gerekmektedir. Burada boru çapı 9 m olarak belirlenmiştir. Bu çap belirlenirken; sistemle entegre olarak çalışacak olan türbinlerin aşırı hızlardan zarar göreceği düşünülerek iletim hattı çapı büyütülmüştür. Ayrıca sistemde enerji üretiminde kullanılacak olan suyun deniz suyu ve dolayısıyla tuz ihtiva etmesi kullanılabilecek metal boru vs. malzemelere korozyon etkisi yaparak zarar verebileceğinden iletim hattı, katkılı betonlarla yapılmış olan betonarme tünel olarak tasarlanmıştır.

$$Q = V \times A \Rightarrow 230 = V \times \frac{\pi \times 9^2}{4} \Rightarrow V = 3,62 \text{ m/sn} \quad (7.4)$$

Borudaki yük kayıpları;

$$\Delta h = f x \frac{L}{D} x \frac{V^2}{2g} \quad (7.5)$$

formülünden hesaplanır.

Buna göre;

f : 0,02

L : 300 m (Savak uzunluğu)

D : 9 m (Boru Çapı)

V : 3,62 m/sn (Borudaki Suyun Hızı)

$$\Delta h = 0,02 x \frac{300}{9} x \frac{3,62^2}{2 x 9,81} \Rightarrow \Delta h = 0,45 \text{ m} \quad (7.6)$$

Net düşü yüksekliği ;

$$h = H - \Delta h \Rightarrow h = 142 - 0,45 \Rightarrow h = 141,55 \text{ m} \quad (7.7)$$

Buna göre ;

Pompa Depolamalı Hidroelektrik Santralinin Gücü :

$$P = \gamma \times Q \times h \times \eta \quad \text{formülünden,} \quad (7.8)$$

$$P = 9,81 \times 230 \times 141,55 \times 0,90 \quad (7.8a)$$

$$P = 288.000 \text{ kW} \text{ oda yaklaşık olarak;} \quad (7.8b)$$

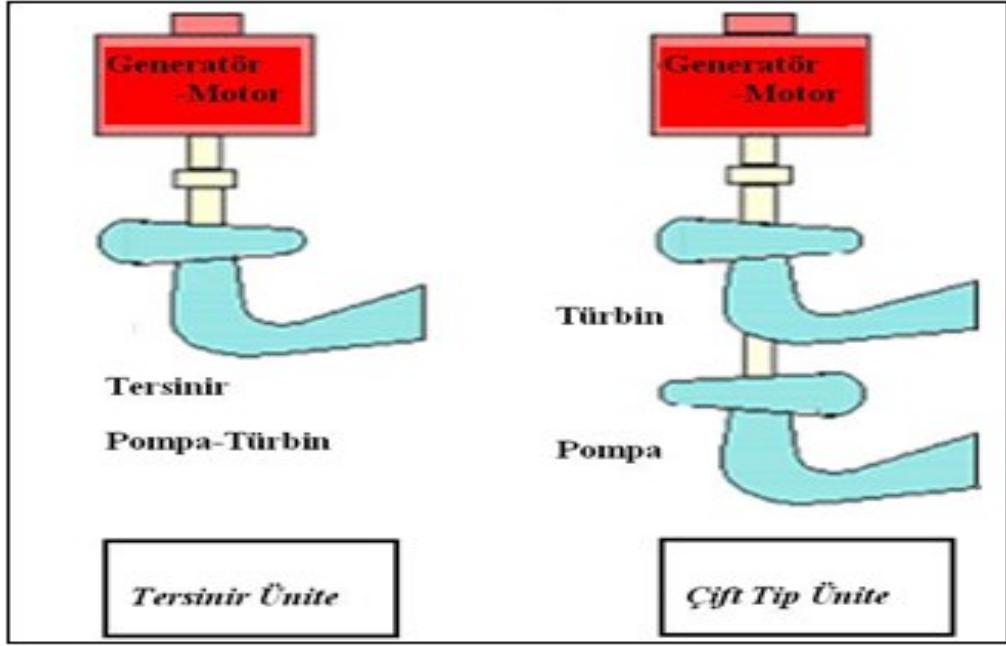
$$P = 288,00 \text{ MW} \quad \text{bulunur.} \quad (7.8c)$$

Projemizde 4 adet türbin olacağından her bir türbin'in gücü

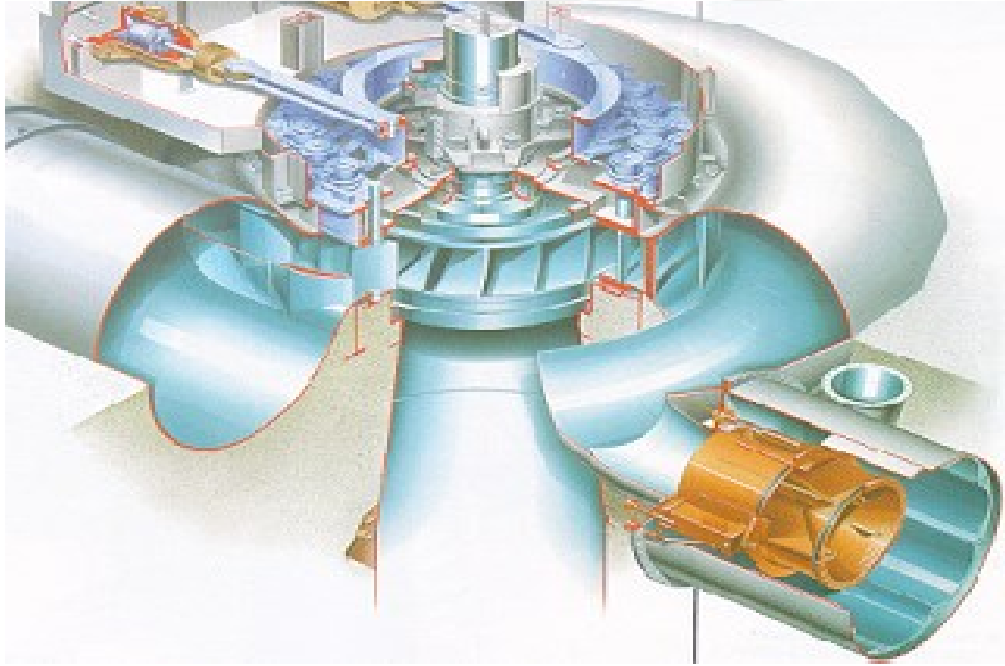
$$288 / 4 = 72,00 \text{ MW}'\text{tır.} \quad (7.8d)$$

7.4.2 Proje kapsamında kullanılacak türbin tipi

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



Şekil 7.5: Tersinir ve çift türbin ünite (DSİ, 2010).



Şekil 7.6: Francis Tipi Türbin Kesiti (DSİ, 2010).

Kullanılacak Türbinle İlgili Hesaplamalar:

P = Hidroelektrik santralin kurulum gücü (kW) (288.000 kW)

H_n = Net düşü ; (m) (141,55 m)

Türbin devir sayısı:

$$n = n_s x \frac{(H_d)^{5/4}}{(P)^{1/2}} \quad (7.9)$$

n = Türbin devir sayısı (devir/dakika)

H_d = Net düşü (m)

n_s = Türbin özgül hızı (d/d)

$$n = 196,18 x \frac{(141,55)^{5/4}}{(287440)^{1/2}} = 179 \text{ d/d} \quad (7.10)$$

Francis Türbini için:

$$Max n_s = \frac{2334}{(H_n)^{1/2}} \quad (7.11)$$

$$Max n_s = \frac{2334}{(141,55)^{1/2}} = 196 \text{ d/d} \quad (7.11a)$$

7.4.3 Türbinlerin pompalama modunda kullandıkları gücün hesaplanması

Pompanın gücü :

$$P = \gamma x Q x H / \eta \quad (7.12)$$

formülünden hesaplanır.

Burada;

P : (kW) Pompanın gücünü,

γ : (kN\m3) Suyun Özgül Ağırlığını,

Q : (m3\sn) Suyun Debisini,

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

temsil eder.

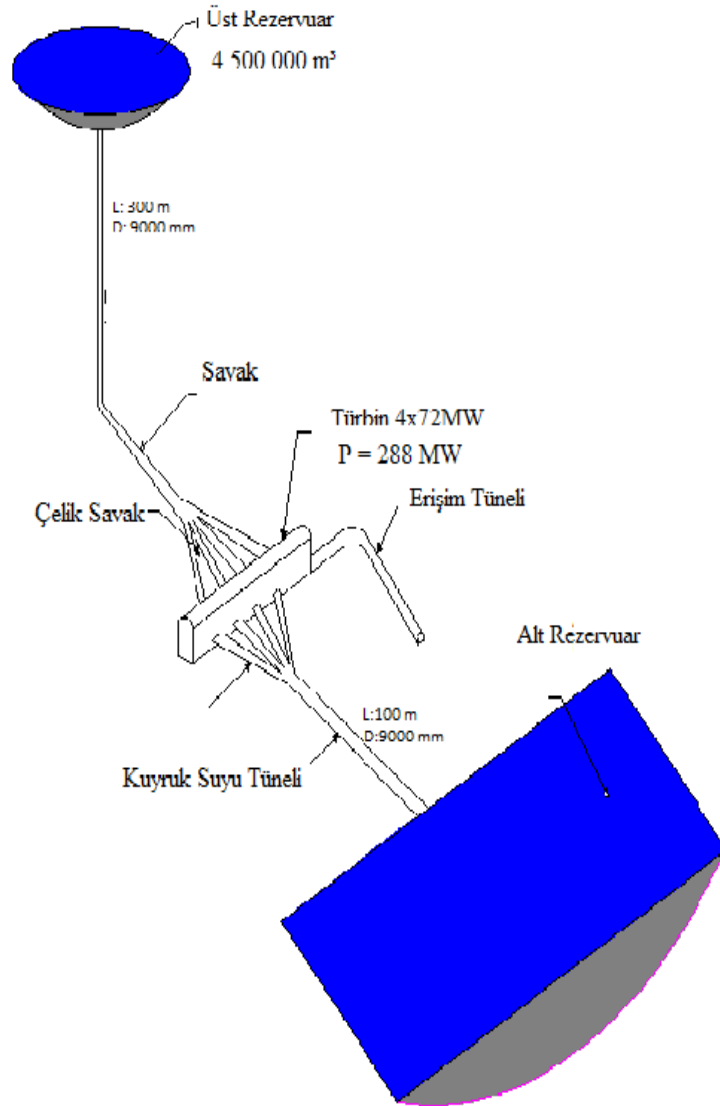
Buna göre Pompanın Gücü;

$$P = \frac{\gamma x Q x H}{\eta} = \frac{9,81 x 230 x 141,55}{0,80} \quad (7.13)$$

Buradan; $P = 399224 \text{ kW} \Rightarrow P = 400,00 \text{ MW}$ bulunur.

7.4.4 Sistemin çalışma şekli

Aşağıda şekil 7.7’de görüleceği üzere oluşturulan sistem; Bayramhacılı gölünden aldığı suyu türbinlerini pompalama modun da çalıştırılarak beton savaklar yardımıyla 132m yükseklikteki bir adet 4.500.000 m³ lük üst rezervuara doldurmaktadır.



Şekil 7.7: Tasarlanmış olduğumuz Pompa Depolamalı HES'in çalışma şeması.

Daha sonra elektrik ihtiyacının fazla olduğu saatlerde yani 17:00 – 22:00 arasında rezervuardaki suyu tekrar beton savaklara göndermektedir ve bu sayede suyun

potansiyel enerjisini kinetik enerjiye dönüştürmektedir. Hareket haline geçen su santral binasındaki türbinlere gelmekte ve türbinlerde bu kinetik enerji dönme etkisi yaratmaktadır. Bu dönme etkisi sayesinde türbinlerdeki pervaneler dönerek manyetik alan oluşturmakta ve bu manyetik alan da elektrik enerjisine dönüşmektedir. Bu sayede ihtiyaç duyduğumuz zaman elimizin altında yedek bir enerji kaynağı bulundurulmuş olmaktadır. Aynı zamanda rüzgar ve güneş enerjisi gibi kararlı olmayan gün içinde ve hatta saatlere göre değişebilen enerji kaynaklarının kararsız yapısı kararlı hale getirilmiş olmaktadır.

7.5 Bayramhacılı Barajı Jeoloji Hakkında

7.5.1 Stratigrafik Jeoloji

Proje alanı ve dolayında en yaşlı birim olarak magmatik kökenli derinlik kayaları izlenir. Bunların üzerine açısız uyumsuzlukla volkanik fasiyesteki karasal ve gölsel Neojen çökelleri gelir. Neojen çökelleri arasında lav akıntıları da görülür. Bölgede Neojen çökellerinin yanal ve düşey değişimler dikkate alınarak Bayramhacılı formasyonu. Yamula Aglomerası ve Taşhan Formasyonu olarak üç formasyona ayrılmıştır. Proje alanı ve dolayında Taşhan eski alüvyon, traverten ve birikinti konilerinden oluşan Kuvaterner oluşukları çökelirken, proje alanında yalnızca traverten izlenir. Proje alanı ve yakın civarında yaşlıdan gence doğru aşağıdaki birimler görülür.

7.5.2 Magmatik Kayalar (G)

İnceleme alanı ve dolayında Bayramhacılı civarında yüzlek verir ve tesis yerlerinde izlenmez. Bayramhacılı Köyü'nün kuzeydoğu-doğu istikametinde yayılım göstiren birim, granit, granodiyorit ve siyenitlerden oluşmaktadır. Birim üst kretase yaşlıdır.

7.5.3 Neojen Bayramhacılı Formasyonu (Tb)

Bayramhacılı civarında tipik yüzlek vermesi nedeniyle Bayramhacılı Formasyonu olarak isimlendirilmiştir. Tesis yerlerinin büyük kısmı Bayramhacılı Formasyonu üzerinde yer alır. İstif bu mevkide volkanik kökenli malzeme ile şeyi ve marnların ardalanması şeklinde görülür. Arada farklı düzeylerde bazalt lavları izlenir. Bayramhacılı Formasyonu farklı kesimlerde litolojik değişiklikler gösterir. Nergizlik

Tepe dolayında bazaltların altında aglomeralar bulunur, kimi yerlerde tüfler araldanmalı olarak bazalt ve aglomeraların altında bulunur. Proje alanı ve dolayında Bayramhacılı Formasyonu Eroskay (1966) tarafında üç üyeye ayırtlanarak haritalanmıştır. Bayramhacılı Formasyonunu; üst kretase yaşlı granitler üzerine uyumsuz olarak gelirken, üstte de aglomerlarla girik olarak izlenir. Birimin toplam kalınlığı 235 m olup Neojen yaşlıdır.

Yamula civarında tipik yüzlek vermesi nedeniyle “Yamula Aglomerası” olarak isimlendirilmiştir. Tesis yerlerinde kısmen izlenir. İstif yer yer bazalt akıntıları ile araldanmalı olarak görülür.

Yamula Aglomerası altta paleozoyik temele ait mermerler üzerine diskordansla gelirken üzerine de Taşhan Formasyonu uyumlu olarak gelir. Birimin kalınlığı 400 m civarında olup Neojen yaşlıdır.

7.6 Proje Yapı Yerleri Jeolojisi

7.6.1 Bayramhacılı pompajlı HES

7.6.1.1 Üst rezervuar ve savak

Üst rezervuar Bayramhacılı Formasyonu’nun Bazalt üyesi üzerinde yer alması beklenmektedir. Bazalt; genel olarak siyahımsı, kahverengi ve yer yer kırmızı, gözenekli cüruf görümlü, eklemlı ve parçalı kırıklıdır. Savak ise volkanojenik kumtaşı, andezit ve bazalt içerisinde yer alması beklenebilir.

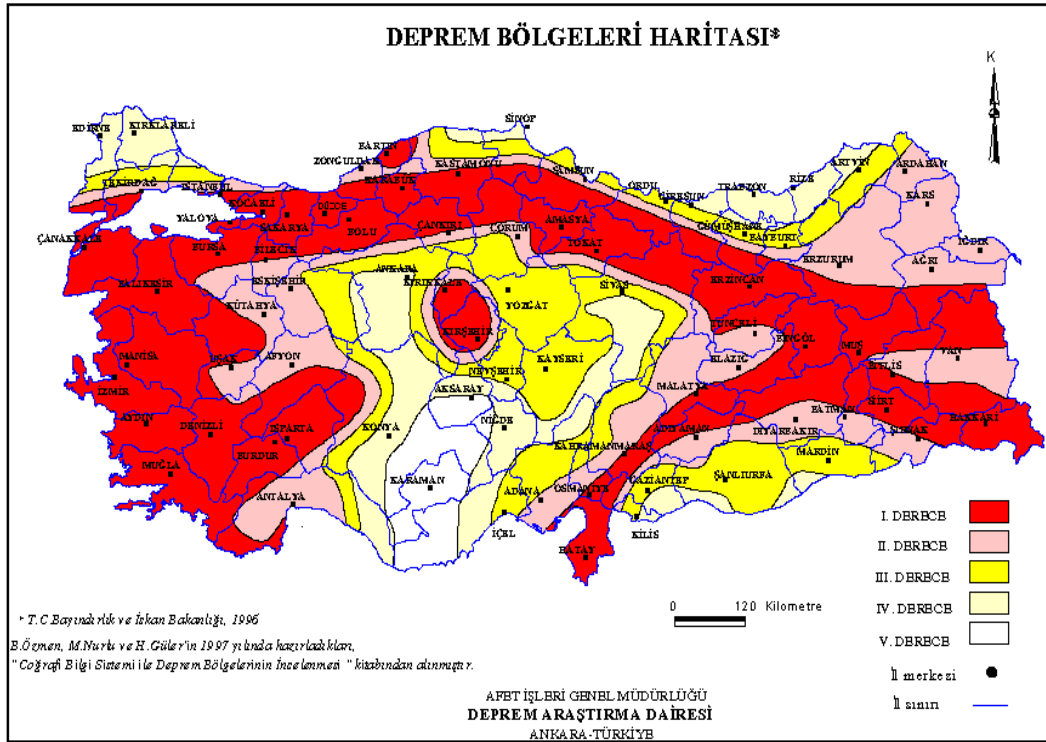
7.6.1.2 Kuyruk suyu tüneli güzergahı

Kuyruksuyu tüneli Formasyonuna ait volkanojenik kumtaşı, andezit ve bazalt içerisinde yer alması beklenebilir. Proje ile ilgili yapılan çalışmalar akademik amaçlı olduğundan dolayı büro çalışmaları şeklinde yapılmıştır. Proje yapılarının üzerinde, içerisinde yer aldığı litolojilerin mühendislik jeolojisi özelliklerine (geçirimlilik, ayrışma durumu, dayanım, yer altı su seviyesi vb.) değinilmemiştir. Bölge geneli aynı karakteristik formasyona sahiptir ve gerekli zemin etüt çalışmalarıyla tabakalar ve derinlikleri belirlenemediğinden yapıların oluşturulacağı alanlar hakkında tahmini olarak yorum yapılmıştır. Projenin uygulanması planlanırken öncelikle gerekli zemin etütleri ile sondajlar yapılarak karot numuneleri alınmalı ve tabakalar belirlenerek

hesaplamaların yapılması hem projenin uygulanabilirliği hem de mali yönden sürprizlerle karşılaşılmasını engellemiş olur.

7.7 Depremsellik

Topraklarının %93'ü deprem tehlikesi altında olan ve istatistiki verilere göre her 14 ayda büyüklüğü 6 ve üzerinde bir deprem meydana gelme tehlikesi ile karşı karşıya bulunan ülkemizde sismik risk ve depremsellik çalışmalarının önemi yadsınamaz. Genel anlamda sismisite (depremsellik), sayısal tanım olmayan bir terimdir. Sık ve şiddetli depremlerin meydana geldiği bir bölgenin sismisitesi, seyrek ve daha az şiddetli depremlerin meydana geldiği bir bölgenin sismisitesinden daha yüksektir. Bu tariftten de anlaşılacağı gibi sismisitenin önemli unsurları arasında makro şiddetle çok yakın ilgisi olan episantırın yeri, depremin magnitüdü, odak derinliği gibi deprem parametreleri ile birlikte sarsılan bölgenin alanı, depremlerin tekrarlanma sıklığı (N), şiddet-episantr mesafesi bağıntısı gibi istatistiki veriler de bulunmaktadır. Sismisitenin bir diğer önemli faktörü tektonik aktivitedir. Genel bir tanımla bir bölgenin sismisitesi o bölgenin tektonik aktivitesinin de fonksiyonudur.



Şekil 7.8: Türkiye deprem bölgelerini gösteren harita (AFAD, 2009).



Şekil 7.9: Proje sahasının deprem haritasındaki yeri (AFAD, 2009).

Kayseri ili sınırları içerisinde yer alan proje T.C Bayındırlık ve İskan Bakanlığı “Türkiye Deprem Bölgeleri Haritası”na göre 3. Dereceden deprem bölgesinde yer almaktadır. Türkiye diri fay haritasına göre inceleme alanında proje yapılarını etkileyecek olan ve deprem üretme potansiyeli taşıyan faylar bulunmaktadır.

Proje sahasının 80 km güneyinde; Kuzeyde Erciyes dağı, güneyde Mersin ili arasında uzanan doğrultulu atımlı sol yönlü bir fay olan Ecemiş fayı bulunur. Proje fizibilite aşamasında Pompajlı HES projelerinde yapılması düşünülen mühendislik yapıları için proje sahasına yönelik depremsellik çalışması yapılmalıdır.

7.8 Kurulacak Tesisler

Proje kapsamında 180 m kret kotunda 4.500.000 m³ hacimli üst rezervuar, 300 m uzunluğunda 1 adet betonarme şaft, -10 m kotunda , boyutları 40x30x20m olan yer altı santral binası, 1 adet 100 m uzunluğunda kuyruk suyu tüneli ve alt rezervuarı Bayramhacılı gölü olan 288,00 MW kurulu gücünde Pompa Depolamalı HES planlanmıştır. Yapılan çalışmalar ve projenin detayları Çizelge 7.1’de gösterilmiştir. Bu santral 5 saat çalışmak üzere planlanmıştır. Bu sayede pik saatte tüketilen enerjinin tamamı karşılanmış olacaktır.

Çizelge 7.1: Projenin genel karakteristikleri.

İli	Kayseri	
Akarsu Adı	Kızılırmak Nehri	
Alt Rezervuar	Bayramhacılı Barajı (Kesin Proje Seviyesinden)	
Koordinatlar (Coğrafi Koordinatlar)	Üst rezervuar 35° 03' 18'' D. 38° 47' 38'' K. Santral 35° 03' 21'' D. 38° 47' 10'' K.	
Santral Kurulu Gücü	288,00	MW
Enerji Üretimi	525,60	GWh/yıl
Pompa için Gerekli Enerji	730,00	GWh/yıl
Yatırım Bedeli	313.172.808,75	\$
Yıllık Gelir (B)	103.385.520,00	\$
Yıllık Gider (C)	55.180.728,09	\$
Yıllık Net Gelir (B-C)	48.204.791,91	\$
Rantabilite(B/C)	1,87	
1\$ Kuru	1,50	TL

7.8.1 Üst rezervuar

Üst Rezervuar 10 m kret genişliğinde, derinliği sabit ve 4.500.000 m³ hacimli olacaktır. Rezervuarın toplam hacmi 4.500.000 m³, aktif hacmi ise 4.140.000 m³ olacaktır. Yapılan hesaplamalar sonucu çıkan veriler aşağıdaki Çizelge 6.2'de gösterilmiştir.

Çizelge 7.2: Üst rezervuarla ilgili hesaplamalar.

Tipi	Kayadolgu + Betonarme	
Geometrisi	Üstten Dikdörtken, Kesiti Yamuk	
Ölü Hacim	360.000	m ³
Aktif Hacim	4.140.000	m ³
Toplam Hacim	4.500.000	m ³
Üst Rezervuar Kret Kotu	180	m
Üst Rezervuar Taban Kotu	132	m
Minimum su Seviyesi	132	m
Maksimum Su Seviyesi	173	m

7.8.2 Enerji Şaftı

Bir adet şaft 300 m uzunluğunda 9,00 m çapında betonarme kaplamalı olacaktır.

7.8.3 Santral binası

Santral binası, yer altı santrali olarak inşa edilecek ve tersinir pompa türbin grubu, jeneratör ve diğer elektro-mekanik teçhizat ile idari bölümlerin yer alabileceği 40m - 30m - 20 m boyutlarda olacaktır. Santral binası ile ilgili hesaplamalar ve verileri aşağıda ki Çizelge 7.3'de verilmiştir.

Çizelge 7.3: Santral Karakteristikleri

Tipi	Yeraltı santrali	
Boyutları (En, Boy, Yük.)	40,00x30,00x20,00	m
Kuyruk Suyu Kotu	- 10	m
Brüt Düşü	142	m
Net Düşü (Dört Ünite)	141,55	m
Ünite Sayısı	4	adet
Proje Debisi	230	m ³ /s
Ünite Gücü	72,00	MW
Kurulu Güç	288,00	MW
Günlük Çalışma Saati	5	saat.
Pompa Enerjisi	730,00	GW/yıl
Üretilen Enerji	525,60	GW/yıl

7.8.4 Kuyruk suyu tüneli

Kuyruk suyu tüneli 100 m uzunluğunda ve 9,00 m çapında 1 adet yapılacaktır. Kuyruk suyu ile ilgili veriler aşağıdaki Çizelge 7.4’de gösterilmiştir.

Çizelge 7.4: Kuyruk Suyu Tüneli Karakteristikleri.

Tipi	Dairesel	
Adet	1	
Çapı	9,00	m
Uzunluğu	100	m

7.8.5 Şalt sahası

380 kV’ luk harici (açık tip) salt sahası planlanmıştır.

7.8.6 İletim hattı

380 kV’luk ve 795 MCM kesitli ENH ile 40 km uzaklıktaki Kayseri Kapasitör Merkezine bağlanacaktır.

7.8.7 Yatırım bedelinin hesaplanması

Bayramhacılı Pompajlı HES projesinde enerji faydaları için EİE’nin Nisan 2012 tarihinde yayınlanan ‘‘Enerji Birim Faydaları’’ yayınından yararlanılmıştır. Enerji giderleri ve enerji faydaları hesaplarında 1\$= 1,50 TL olarak alınmıştır.

7.8.8 Enerji gideri

Pompalama için kullanılacak enerjinin gideri 7.34 cent/kWh'dir. Bu değer; EİE Genel müdürlüğü tarafında hazırlanan "Kargı Pompajlı HES İlk Etüt Raporu"ndan alınmıştır.

7.8.9 Enerji faydası

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

7.8.10 Pik güç faydası

Bayramhacılı Pompajlı HES 5 saat pike iştirak edeceğinden projenin toplam kurulu gücü pik güç olarak alınmıştır. Pompajlı HES için pik güç faydası 240 \$/kW alınmıştır.

7.8.11 Yatırım Bedeli

DSİ Birim Fiyatından yararlanılarak, üst rezervuarda biriktirilecek suyun m³ başına birim maliyeti 8\$/m³ olarak alınmıştır. Vana odası maliyeti 500.000\$ ve çelik kaplamalı şaft birim maliyeti 27.116\$/m olarak hesaplanmıştır. İki adet şaft yapılacağı için hesaplamalarda bu değer iki katı olarak alınmıştır.

Santral binası birim maliyeti bulunurken daha önce yapılmış Deriner, Artvin , Yusufeli ve Sır Barajlarına ait kesin hesap projelerindeki maliyet tahminlerinden yararlanılmıştır. Bu çalışmalar sonucunda; santral binası birim maliyeti ortalama 25.000\$/MW olarak alınmıştır.

Tersinir türbin tipi için HEM birim maliyeti 400\$/kW olarak alınmıştır.

Kuyruksuyu tüneli birim maliyeti olarak; aynı koşullarda inşa edileceği göz önünde tutularak çelik kaplamalı şaft birim maliyeti alınmıştır. Şaft sahası birim maliyeti bulunurken daha önce yapılmış olan Deriner, Artvin, Yusufeli ve Sır Barajlarına ait kesin hesap projelerindeki maliyet tahminlerinden yararlanılmıştır. Bu çalışmalar sonucunda; şaft sahası birim maliyeti ortalama 10.000\$/MW olarak alınmıştır.

380 kV'luk iletim hattı birim maliyeti; TEİAŞ birim fiyatları göz önünde bulundurularak 70.000\$/km olarak alınmıştır. Kamulaştırma bedeli maktuen

100.000\$ alınmıştır. Bu birim maliyetler dikkate alınarak ‘‘ Tesis Bedeli’’ hesaplanmış; tesis bedeline %15 etüt-proje bedeli ve kamulaştırma maliyeti eklenerek ‘‘Proje Bedeli’’ bulunmuştur. Proje bedeline inşaat süresince faiz eklenerek ‘‘Yatırım Bedeli’’ hesaplanmıştır. Hesaplarda inşaat süresi 2 yıl olarak alınmıştır. Yukarıda yapılan tüm çalışmaların sonucu elde edilen proje bilgilendirme çizelgesi aşağıdaki Çizelge 7.5’de verilmiştir.

Çizelge 7.5: Bayramhacılı PDHES Barajının proje bilgilendirme çizelgesi.

Sıra No	AÇIKLAMALAR	
1	Proje Adı	Bayramhacılı Pompajlı HES
2	1/25000’lik Harita Adları	Kayseri İli K 34-a4 No’lu pafta
3	Üst Rezervuar Koordinatları	35° 03’ 18’’ D.38° 47’ 38’’ K.
4	Santral Koordinatları	35° 03’ 21’’ D.38° 47’ 10’’ K.
5	İli	Kayseri
6	İlçesi	Kocasinan
7	Alt Rezervuar	Bayramhacılı Gölü
8	Üst Rezervuar Tipi	Betonarme + Kaya Dolgu
9	Üst Rezervuar Aktif Hacmi	4.500.000 m ³
10	Üst Rezervuar Kret Kotu	180 m
11	Üst Rezervuar Max. Su Kotu	173 m
12	Üst Rezervuar Taban Kotu	132 m
13	Enerji Şaftı Adedi	1
14	Enerji Şaftı Uzunluğu	300 m
15	Enerji Şaftı Çapı	9 m
16	Kuyruk Suyu Tüneli Adedi	1
17	Kuyruk Suyu Tüneli Uzunluğu	100 m
18	Kuyruk Suyu Tüneli Çapı	9 m
19	Enerji Nakil Hattı Uzunluğu	40 km
20	Brüt Düşü	142 m
21	Net Düşü	141,55 m
22	Proje Debisi	230 m ³ /sn
23	Kurulu Gücü	288,00 MW
24	Türbin Tipi	Francis Türbin
25	Ünite Adedi	4
26	Her bir Ünite Gücü	72,00 MW
27	Üretilen Enerji	525,60 GWh/yıl
28	Tüketilecek Enerji	730,00 GWh/yıl
29	Yatırım Bedeli	313.172.808,75 \$
30	Yıllık Gelir	103.385.520,00
31	Yıllık Gider	55.180.728,09
32	Net Fayda	48.204.791,91
33	Rantabilite	1,87
34	İnşaat Süresi	2 yıl
35	Dolar Kuru	1,50 TL

8. RÜZGAR ENERJİSİ DESTEKLİ BAYRAMHACILI POMPAJ DEPOLAMALI HES ÖRNEK ÇALIŞMASI VE HESAP ESASLARI

8.1 Örnek Çalışmalar ve Alternatifleri

8.1.1 Alternatif Çalışmaların Oluşturulmasında Kullanılan Tablolar

2010 ve 2011 yıllarına ait elektrik piyasası fiyatları ve rüzgar verileri ayrıştırılarak analiz edilmiştir. Aynı dönemlerdeki veriler özellikle seçilmiştir. Çünkü çok değişken olabilen bu verilerin, yıllık, aylık ve saatlik bazda oluşturularak birbirleri ile karşılaştırılması bizlere önümüzdeki dönemler için bir fikir verecektir.

Elektrik Fiyatları daha önceki bölümlerde anlatıldığı gibi, saatlik bazda değişmektedir. Gün içerisinde elektrik ihtiyacının en fazla olduğu saatlerde elektrik fiyatındaki yükselişler hazırlanan grafiklerden rahatça görülebilmektedir. Aylık olarak hazırlanan bu grafikler incelendiğinde, bazı aralıklar benzer olsa bile, her ay kendine özgü bir karaktere sahiptir.

Rüzgar verileri, 10'ar dakikalık aralıklarla ölçülür. Bu tez çalışmasında karşılaştırmaların daha rahat yapılabilmesi için, 10'ar dakikalık hız verilerinin her biri için WASP Programı yardımı ile üretimler hesaplanmış buradan saatlik ortalamalara geçilmiştir.

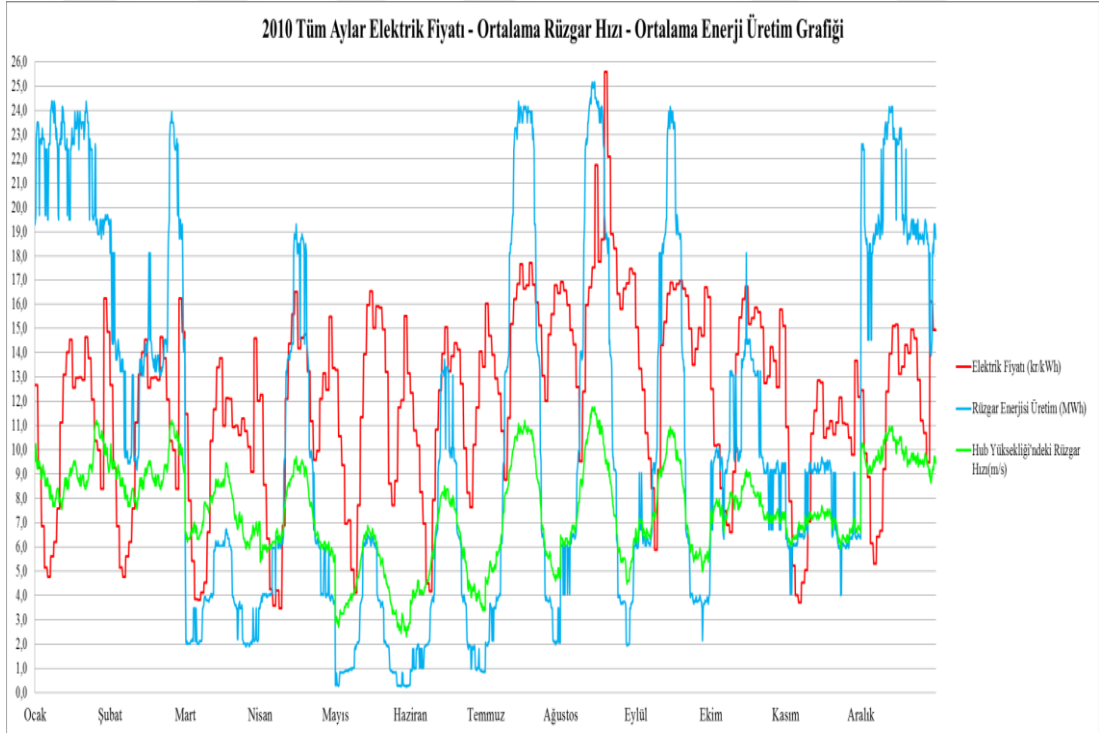
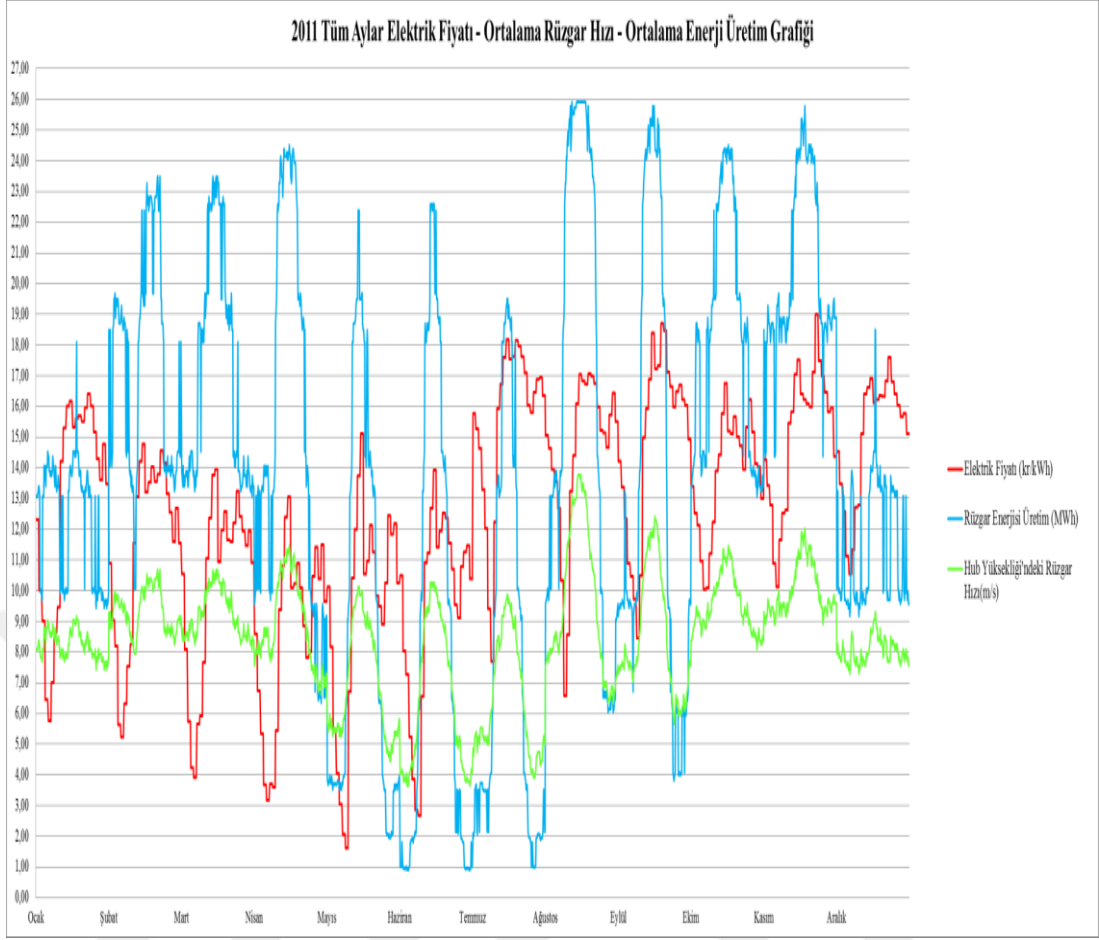
Grafiklerde;

Elektrik Fiyatı (kr/kWh)

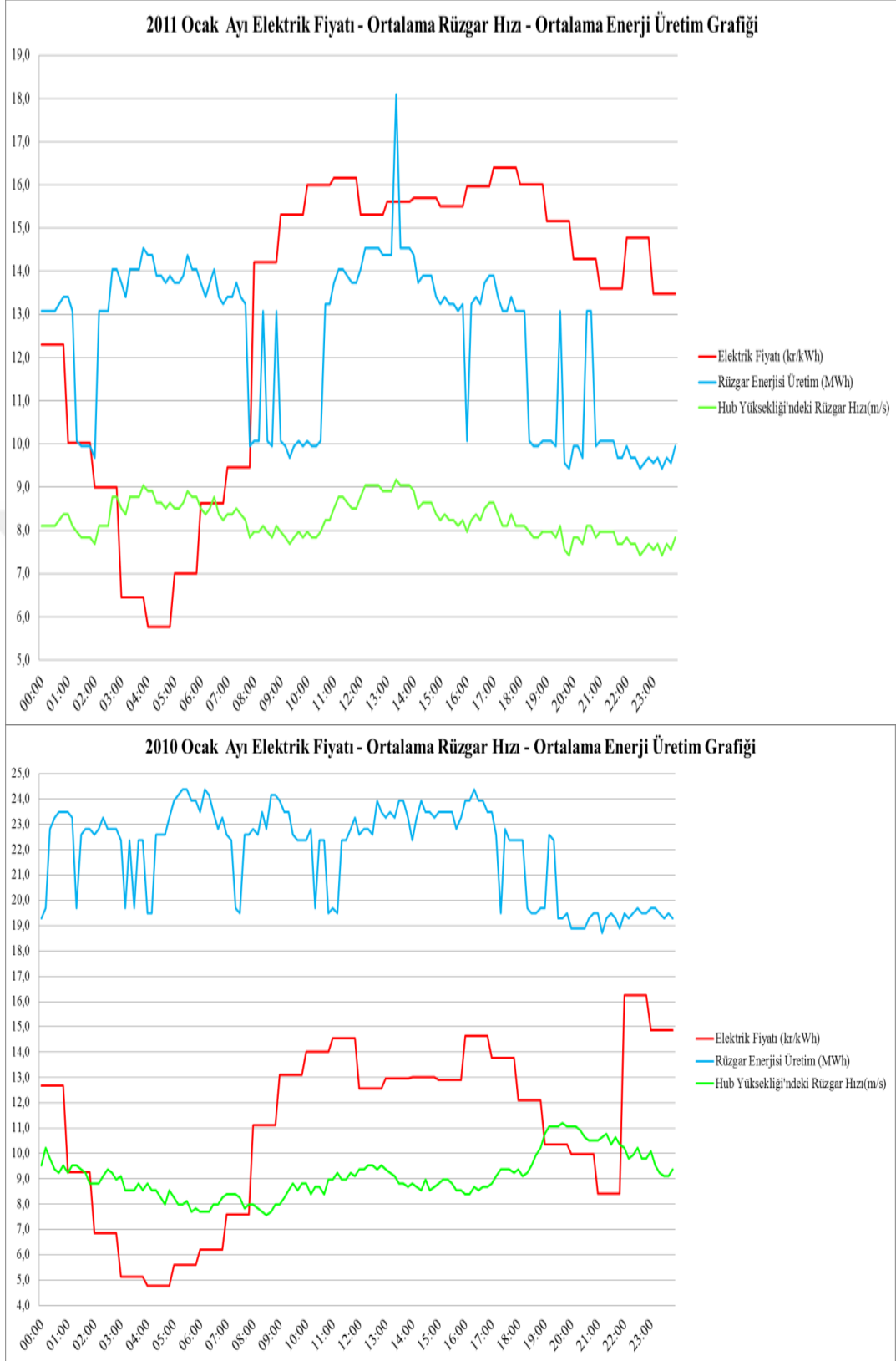
Rüzgar Enerjisi Üretim (MWh)

Hub yüksekliğindeki rüzgar hızı (m/s) verileri aylık bazda hesaplanmış ve aynı grafik üzerinde gösterilmiştir.

Grafiklere bakıldığında; hangi saat aralığında depolamanın yapılabileceği, hangi saat aralığında Pompajlı HES çalıştırılarak üretimin yapılabileceği, hangi saat aralığında rüzgarın esmeye devam edebileceği açıkça görülebilmekte ve senaryoların oluşturulmasında yardımcı olmaktadır.



Şekil 8.1: 2010-2011 Tüm Aylar Elektrik Fiyatı–Ortalama Rüzgar Enerjisi Üretimi-Ortalama Rüzgar Hızı Grafiği (MGM, 2011).



Şekil 8.2: 2010-2011 Ocak Ayı Elektrik Fiyatı – Ortalama Rüzgar Enerjisi Üretimi - Ortalama Rüzgar Hızı Grafiği (MGM, 2011).

8.2 Birinci Alternatif: Bayramhacılı PHES + 30 MW Rüzgar Tarlası

Bu tez çalışmasında, öncelikli olarak hesapları yaptığımız Bayramhacılı Pompajlı HES Santral projesine tamamen sadık kalınarak hesaplamalar yapılmıştır. Aşağıda projeye ait değerler verilmiştir.

Bu alternatifte, yukarıda tüm özellikleri verilen Bayramhacılı PHES Sistemi'nin boyutları çok büyük seçildiği için, bizim oluşturduğumuz 30 MW'lık rüzgar tarlasının üretimi pompaların ihtiyacının yanında çok küçük bir değer olarak kalmıştır. Yani; kurulması düşünülen rüzgar tarlasının yıllık net enerji 162,799 GWh olarak hesaplar yapılacaktır. Bu enerjinin, Pompa için gerekli olan yıllık 525,60 GWh'lik enerji ihtiyacının yanında çok küçük bir değer olarak kaldığı görülmüştür. Böyle bir durumda rüzgar tarlası yeterli suyu üst hazneye depolayamamakta ve ihtiyacı karşılayamamaktadır. Bu kapsamda, PHES sisteminin maliyetinin yanı sıra, rüzgar tarlasının maliyeti de işin içine girmektedir. Rüzgar enerjisinden üretilen enerji üst hazneye suyu depolamak için yeterli olmayacağı gibi, ancak enterkonnekte sistemden yardım alınarak su depolanabilecektir.

Yani sistem gideri olarak; PHES sistem maliyeti, 30 MW Rüzgar Tarlası sistem maliyeti ve rüzgar üretimi yeterli olmadığı için şebekeden pompalama için çekilen elektrik enerjisi maliyeti göz önüne alınmalıdır. Gelir kapsamında ise sadece 288 MW kurulu gücündeki PHES'in pik saatlerde en pahalı dönemde üreteceği elektrik enerjisi vardır. 288 MW ülkemizdeki santraller düşünüldüğünde gerçekten yüksek değerli bir kurulu güçtür. Fakat bizim incelemek istediğimiz rüzgar tarlası ve PHES hibrit çalıştırılması bu senaryoda mümkün olmayacaktır. Ayrıca kurulması düşünülen 30MW'lık rüzgar tarlasının üretimi, böyle bir sistemde çok küçük değerli kalacaktır, aynı şekilde sağladığı fayda, kendi maliyetini uzun yıllar karşılayamayacağı için, bu örnek projenin orijinal kapsamında çalıştırılması daha mantıklı olacaktır.

Çizelge 7.5: Bayramhacılı PDHES Barajının proje bilgilendirme çizelgesi.

Sıra No	AÇIKLAMALAR	
1	Proje Adı	Bayramhacılı Pompajlı HES
2	1/25000'lik Harita Adları	Kayseri İli K 34-a4 No'lu pafta
3	Üst Rezervuar Koordinatları	35° 03' 18'' D. 38° 47' 38'' K.
4	Santral Koordinatları	35° 03' 21'' D. 38° 47' 10'' K.
5	İli	Kayseri
6	İlçesi	Kocasinan
7	Alt Rezervuar	Bayramhacılı Gölü
8	Üst Rezervuar Tipi	Betonarme + Kaya Dolgu
9	Üst Rezervuar Aktif Hacmi	4.500.000 m ³
10	Üst Rezervuar Kret Kotu	180 m
11	Üst Rezervuar Max. Su Kotu	173 m
12	Üst Rezervuar Taban Kotu	132 m
13	Enerji Şaftı Adedi	1
14	Enerji Şaftı Uzunluğu	300 m
15	Enerji Şaftı Çapı	9 m
16	Kuyruk Suyu Tüneli Adedi	1
17	Kuyruk Suyu Tüneli Uzunluğu	100 m
18	Kuyruk Suyu Tüneli Çapı	9 m
19	Enerji Nakil Hattı Uzunluğu	40 km
20	Brüt Düşü	142 m
21	Net Düşü	141,55 m
22	Proje Debisi	230 m ³ /sn
23	Kurulu Gücü	288,00 MW
24	Türbin Tipi	Francis Türbin
25	Ünite Adedi	4
26	Her bir Ünite Gücü	72,00 MW
27	Üretilen Enerji	525,60 GWh/yıl
28	Tüketilecek Enerji	730,00 GWh/yıl
29	Yatırım Bedeli	313.172.808,75 \$
30	Yıllık Gelir	103.385.520,00
31	Yıllık Gider	55.180.728,09
32	Net Fayda	48.204.791,91
33	Rantabilite	1,87
34	İnşaat Süresi	2 yıl
35	Dolar Kuru	1,50 TL

Bu alternatifte, yukarıda tüm özellikleri verilen Bayramhacılı PHES Sistemi'nin boyutları çok büyük seçildiği için, bizim oluşturduğumuz 30 MW'lık rüzgar tarlasının üretimi pompaların ihtiyacının yanında çok küçük bir değer olarak kalmıştır. Yani; kurulması düşünülen rüzgar tarlasının yıllık net enerji 162,799 GWh olarak hesaplar yapılacaktır. Bu enerjinin, Pompa için gerekli olan yıllık 525,60 GWh'lik enerji ihtiyacının yanında çok küçük bir değer olarak kaldığı görülmüştür.

Böyle bir durumda rüzgar tarlası yeterli suyu üst hazneye depolayamamakta ve ihtiyacı karşılayamamaktadır . Bu kapsamda, PHES sisteminin maliyetinin yanı sıra, rüzgar tarlasının maliyeti de işin içine girmektedir. Rüzgar enerjisinden üretilen enerji üst hazneye suyu depolamak için yeterli olmayacağı gibi, ancak enterkonnekte sistemden yardım alınarak su depolanabilecektir.

Yani sistem gideri olarak; PHES sistem maliyeti, 30 MW Rüzgar Tarlası sistem maliyeti ve rüzgar üretimi yeterli olmadığı için şebekeden pompalama için çekilen elektrik enerjisi maliyeti göz önüne alınmalıdır. Gelir kapsamında ise sadece 288 MW kurulu gücündeki PHES'in pik saatlerde en pahalı dönemde üreteceği elektrik enerjisi vardır. 288 MW ülkemizdeki santraller düşünüldüğünde gerçekten yüksek değerli bir kurulu güçtür. Fakat bizim incelemek istediğimiz rüzgar tarlası ve PHES hibrit çalıştırılması bu sernaryoda mümkün olmayacaktır. Ayrıca kurulması düşünülen 30MW'lık rüzgar tarlasının üretimi, böyle bir sistemde çok küçük değerli kalacaktır, aynı şekilde sağladığı fayda, kendi maliyetini uzun yıllar karşılayamayacağı için, bu örnek projenin orijinal kapsamında çalıştırılması daha mantıklı olacaktır.

8.3 İkinci Alternatif PHES Boyutlandırılması

Bu ve bir sonraki durumda yapılan incelemelerde; Bayramhacılı PHES Örneği'nden tamamen bağımsız kalınmıştır. Yeniden, Örnek bir PHES Sistemi boyutlandırılmıştır. Boyutlandırma işlemi yapılırken; önceki bölümde alternatif oluşturulmasında, 30 MW kurulu gücündeki rüzgar tarlasından üretilen enerji değerleri, PHES Sistemi'nin çalışma prensibi ve elektrik fiyatları göz önünde bulundurulmuştur.

Boyutlandırmış olduğumuz aynı sistem 2 ayrı alternatif olarak değerlendirilecektir. İlk olarak; PHES Sistemi dünyada kullanıldığı orijinal kapsamında incelenecektir. İkinci olarak da PHES + Rüzgar Tarlası Hibrit olarak çalıştırılacaktır.

İkinci ve üçüncü alternatifler arasındaki tek fark orijinal kapsamdaki PHES'in üst hazneye su depolaması için gerekli enerjiyi enterkonnekte sistemden fiyatın en uygun olduğu dönemlerde alması, Hibrit sistemde ise bu enerjinin Rüzgar Enerjisi'nin en uygun olduğu saatlerde rüzgarın üretmiş olduğu enerjiden sağlamasıdır. Ayrıca, tek hatlı sistemimizde, üst hazne dolduktan sonra, rüzgar halen esmeye devam ediyorsa, bu enerjinin piyasaya satılabilmesi durumu da göz önünde

bulundurulabilecek ve bir gelir kalemi olarak maliyet analizi kısmında incelenecektir. Bu iki sistem arasındaki karşılaştırmanın daha net bir şekilde yapılabilmesi için aynı boyutlardaki sistem kullanılmıştır. Bu tez çalışması PHES Sistemlerin yapılması için örnek teşkil edeceğinden, boyutlardan çok izlenilen yol önem taşımaktadır.

Örnek PHES'in Boyutlandırılması:

İkinci ve üçüncü alternatiflerde kullanılmak üzere, pompa ve türbin kurulu gücü seçilmelidir. Sistemlerin kurulu güçlerinin boyutlandırılmasında; 2010 ve 2011 yılları arasında incelenen; elektrik fiyatı, rüzgar hızı, rüzgar enerjisinden elektrik üretimi değerleri kullanılmıştır. 2010 yılında bu üç değişkendeki davranış incelenmiş olsa da 2011 verileri en son değerleri yansıttığından hesaplamalarda 2011 verileri baz alınmıştır.

Oluşturacağımız PHES sisteminin türbin modunda 3 saat süre ile çalıştırılacağı kabul edilmiştir. Sistemlerin çalışma prensipleri göz önüne alındığında; 3 saat türbinleme yapan bir sistemin ancak 1,5 – 2 katı kadar süre pompajlama yapabileceği göz önüne alınmıştır ve bu durumda 5 saat boyunca pompajlama yapılarak su üst hazneye depolanacaktır.

Pompa kurulu gücünün seçiminde; pompajlama süresi arttırıldıkça kurulu güç daha düşük seçilebilmektedir. Fakat bunun bir sınırı olmalıdır, pompalar çalışma prensiplerine göre seçildikleri kurulu gücün en az %70'inde çalışabilmektedirler. Rüzgar enerjisi de pompajlama yapılırken kullanılacağından bu durum yapılan seçimde göz önünde bulundurulmalıdır.

Maksimum üretim değerleri alınarak da boyutlandırma işlemleri yapılabilir fakat o durumda, boyutlandırılmış olan üst hazne hiçbir zaman tam dolu olmayacak haznenin tam doldurularak enerji üretebilmesi için; rüzgardan üretilen enerji dışında şebekeden sürekli olarak elektrik enerjisi çekilmesi gerekecektir.

Bu tez çalışmasında; üst haznenin doldurulması için sadece rüzgar enerjisinin kullanılması tercih edilmiştir. Bu durumda; boyutlandırılacak üst hazne 30 MW kurulu gücündeki rüzgar tarlasından üretilecek enerjisinin; 5 saat boyunca belirli bir seviyede olduğu değer seçilerek yapılacaktır. Herhangi bir anda yüksek değerlerde olan bir üretim, stabil olmayacağından, ani düşüş ve değişimler göstermesi

durumunda pompanın çalışmasını engelleyeceğinden mantıklı bir seçim olmayacaktır.

Sistemimiz tasarlanırken; PHES'ten üreteceğimiz enerji her zaman elektrik fiyatlarının en yüksek olduğu zamanlar olarak kabul edilmiştir. Bu durumda; elektrik fiyatlarının en yüksek olduğu saatlerde sadece türbinleme yapılarak üretim yapılacağından ve sistemimiz de tek hatlı olduğundan bu saatlerde rüzgar enerjisi üretim değerleri yüksek olsa bile depolama yapılamayacaktır.

Bu kabuller sonucunda oluşturacağımız sistem 12-13 MW arasında seçilecek bir pompa kurulu gücü ile; öncelikli olarak 5 saat ard arda, mümkün olmadığı zamanlarda ise 3 saat + 2 saat şeklinde çalışarak hazneyi gün içinde rahatça doldurabilecektir. Bu durumda pompa kurulu gücü hem 12 MW hem de 13 MW olarak, hesaplar $H=161$ m brüt düşü üzerinden yapılarak Q_{pompa} debi aralığı belirlenmiş, bu aralıkta bir Q_{pompa} seçilerek buradan yeni kurulu güç değerine, üst hazne boyutlandırılmasına ve türbin kurulu gücü hesabına geçilmiştir.

$$\text{Sistem Kurulu Gücü} = 9,81 \cdot \eta \cdot Q \cdot H \text{ (kW)} \quad (8.1)$$

η = verim, Q = debi (m^3/s), H = yükseklik (m) (hesaplar $H=161$ m brüt düşü üzerinden yapılmıştır). Bu formülde kullanılan pompa türbin tersinir sistemlerin verimi %70; pompayı tahrik eden elektrik motorunun verimi ise %93,6 olarak düşünüldüğünde aşağıdaki şekilde düzenlenebilir;

$$\text{HES Kurulu Güç} = 9 \cdot Q_{\text{HES}} \cdot H \quad (8.2)$$

$$\text{HES'lerde türbinleme modunda üretilen enerji} = 9 \cdot Q_{\text{HES}} \cdot H \cdot t \quad (8.2a)$$

$$\text{Pompa İstasyonu Kurulu Güç} = 13 \cdot Q_{\text{pompa}} \cdot H \quad (8.3)$$

$$\text{Pompa İstasyonu Tüketilen Enerji} = 13 \cdot Q_{\text{pompa}} \cdot H \cdot t \quad (8.3a)$$

Pompa kurulu gücünün 13000 (kW) seçilmesi durumunda;

$$K.G = 13 \cdot Q_{\text{pompa}} \cdot H \quad (8.4)$$

$$13.000 = 13 \cdot Q_{\text{pompa}} \cdot 161 \quad (8.4a)$$

$$Q_{\text{pompa}} = 6,21 \text{ (m}^3/\text{s)} \text{ (üst sınır)} \quad (8.4b)$$

Pompa kurulu gücünün 12000 (kW) seçilmesi durumunda;

$$K.G = 13 \cdot Q_{\text{pompa}} \cdot H \quad (8.5)$$

$$12.000 = 13 \cdot Q_{\text{pompa}} \cdot 161 \quad (8.5a)$$

$$Q_{\text{pompa}} = 5,73 \text{ (m}^3/\text{s)} \text{ (alt sınır)} \quad (8.5b)$$

$5,73 < Q_{\text{pompa}} < 6,21 \text{ (m}^3/\text{s)}$ Bu sınır arasında $Q_{\text{pompa}}=6,2 \text{ (m}^3/\text{s)}$ olarak seçilmiştir.

Yeni pompa kurulu gücünün seçilmesi;

$$\text{Pompa İstasyonu Kurulu Güç} = 13.Q_{\text{pompa}}.H \quad (8.6)$$

$$P_{\text{pompa}} \text{ kurulu güç} = 13.(6,2).(161) \quad (8.6a)$$

$$P_{\text{pompa}} \text{ kurulu güç} = 12.976 \text{ (kW)} = 12,976 \text{ (MW)} \quad (8.6b)$$

Üst haznenin boyutlandırılması;

$$V_{\text{üst hazne}} \text{ (m}^3\text{)} = Q_{\text{pompa}} \text{ (m}^3/\text{s)} . t_{\text{pompa}} \text{ (s)} \quad (8.7)$$

$$V_{\text{üst hazne}} \text{ (m}^3\text{)} = Q_{\text{türbin}} \text{ (m}^3/\text{s)} . t_{\text{türbin}} \text{ (s)} \quad (8.7a)$$

$$V_{\text{üst hazne}} \text{ (m}^3\text{)} = 6,2 \text{ (m}^3/\text{s)} . 5 \text{ (h)} . 3600 \text{ (s/h)} \quad (8.7b)$$

$$V_{\text{üst hazne}} = 117.000 \text{ (m}^3\text{)} \quad (8.7c)$$

Türbin Debisinin Hesaplanması;

Boyutlandırılmış olan üst hazne 3 saatte boşaltılacağından, buradan türbin debisine geçilmelidir.

$$V_{\text{üst hazne}} \text{ (m}^3\text{)} = Q_{\text{türbin}} \text{ (m}^3/\text{s)} . t_{\text{türbin}} \text{ (s)} \quad (8.8)$$

$$117.000 \text{ (m}^3\text{)} = Q_{\text{türbin}} \text{ (m}^3/\text{s)} . 3 \text{ (h)} . 3600 \text{ (s/h)} \quad (8.8a)$$

$$Q_{\text{türbin}} = 10,8 \text{ (m}^3/\text{s)} \quad (8.8b)$$

Türbin Kurulu Gücünün Belirlenmesi;

$$\text{HES Kurulu Güç} = 9 . Q_{\text{HES}} . H \quad (8.9)$$

$$P_{\text{HES}} \text{ kurulu güç} = 9.(10,8).(161) \quad (8.9a)$$

$$P_{\text{HES}} \text{ kurulu güç} = 15.649 \text{ (kW)} = 15,649 \text{ (MW)} \quad (8.9b)$$

Pompa için elektrik motorunun şebekeden çektiği ya da rüzgardan karşılayacağı gücünün hesaplanması; 1 kW gücünde bir elektrik motoru 1 saatte 1 kWh elektrik enerjisi tüketir.

Öyleyse; 12,976 MW kurulu gücünde bir pompanın çalışması için saatte 12,976 MWh elektrik enerjisine ihtiyaç vardır. Bir günde 5 saat depolama yapılacağından; Pompajlama için gerekli olan;

$$\text{Günlük elektrik enerjisi: } 12,976 \text{ (MW)} . 5 \text{ (h)} = 64,880 \text{ (MWh)} \quad (8.10)$$

$$\text{Aylık elektrik enerjisi: } 64,880 \text{ (MWh)} . 30 = 1.946,4 \text{ (MWh)} \quad (8.10a)$$

$$\text{Yıllık elektrik enerjisi: } 64,880 \text{ (MWh)} . 365 = 23.681,2 \text{ (MWh)} \quad (8.10b)$$

PHES'in türbin modunda çalıştırılması sonucu üreteceği elektrik enerjisi miktarının hesaplanması; PHES'in çalışma prensibine göre; sistem elektrik talebinin en fazla olduğu dolayısı ile de elektrik fiyatlarının en yüksek olduğu dönemde çalıştırılacak ve gelir sağlanacaktır.

Günlük bazda ele aldığımızda; 3 saat çalışacağından; 15.649 MW kurulu güce sahip olan sistem 3 saat boyunca çalıştırıldığında Türbinleme için gerekli olan;

$$\text{Günlük elektrik enerjisi: } 15.649 \text{ (MW). } 3 \text{ (h)} = 46,947 \text{ (MWh)} \quad (8.11)$$

$$\text{Aylık elektrik enerjisi: } 46,947 \text{ (MWh). } 30 = 1.408,41 \text{ (MWh)} \quad (8.11a)$$

$$\text{Yıllık elektrik enerjisi: } 46,947 \text{ (MWh). } 365 = 17.135,655 \text{ (MWh)} \quad (8.11b)$$

olarak hesaplanır.

8.4 Üçüncü Alternatif, PHES ve Hibrit Sistemi

Bu alternatifin daha önce bahsedilen ikinci alternatiften farkının anlaşılabilmesi için ikinci alternatiften kısaca bahsederek; 2 ve 3. alternatiflerde hazırlamış olduğumuz Bayramhacılı PHES Sistemi'nden tamamen bağımsız kalınacaktır. Sadece proje alanı olarak yine Kayseri ili ele alınacak, kullanılan haritalar ve 30 MW rüzgar tarlası aynen ele alınacaktır. 30 MW rüzgar tarlasının, rüzgar verileri kullanılarak yıllık-aylık-saatlik enerji üretimleri göz önüne alınarak, yeni bir üst hazne, PHES türbin modu için yeni bir türbin debisi, türbin kurulu gücü, Pompa modu için yeni bir pompa debisi, pompa kurulu gücü boyutlandırılacaktır. Alt hazne olarak yine Bayramhacılı Baraj gölü kullanılacaktır. Bu alternatifte pompajlama için gerekli olan enerji şebekeden elektrik fiyatlarının en uygun olduğu saatlerde alınacak ve PHES'lerin orijinal çalışma prensibine uygun olarak, üst hazne doldurulacak ve elektrik enerjisi talebinin en çok, elektrik fiyatlarının en pahalı olduğu saatlerde türbinleme yapılarak elektrik enerjisi üretilecektir. Bu alternatifte rüzgar hiçbir şekilde kullanılmayacaktır. Rüzgar enerjisinin üretim verilerine göre boyutlandırılmasının tek nedeni bir sonraki alternatif sonucu oluşacak değerlerle orijinal kapsamın daha net bir şekilde karşılaştırılabilmesidir.

3. alternatifte yeniden boyutlandırılan PHES Santrali'nin pompajlama için gerekli olan elektrik enerjisi şebekeden çekilmek yerine rüzgar tarlasından sağlanacaktır. Rüzgarın en çok estiği, depolama yapmaya en uygun olduğu saatlerde depolama yapılacak ve yine talebin en fazla olduğu saatlerde depolanan bu su türbinlenerek

enerji üretecektir. Bu alternatifte; pompajlama işlemi tamamlanıp üst hazne doldurulduktan sonra rüzgar esmeye devam ettiği zamanlarda, 30 MW rüzgar tarlasından kalan enerji o saatin elektrik fiyatı ile piyasaya satılacak ve ek bir gelir sağlanacaktır.

Tüm senaryolarda sistem tek hat üzerinden değerlendirilmiştir. Yani, sistem ya pompa modunda çalıştırılarak suyu depolar ya da türbin modunda çalışarak suyu aşağı bırakır ve enerji üretir. Dünya üzerinde çift hatta sahip olan sistemlerde bulunmaktadır. Bu tez çalışmasında tüm hesaplar tek hat üzerinden hesaplanmıştır.

Çalışma programlarının oluşturulmasında aşağıda belirtilen kabuller yapılmıştır.

PHES Sisteminden enerji üretimi iki alternatif için de her zaman elektrik talebinin en fazla yani elektrik fiyatlarının en yüksek olduğu ard arda olan 3 saat boyunca yapılacaktır.

Suyun üst hazneye depolanmasında; 2. alternatifte şebekeden çekilen enerji, her zaman elektrik enerjisi talebinin en az yani elektrik fiyatının da en düşük olduğu saatlerde gerçekleşecektir.

Suyun üst hazneye depolanmasında; 3. alternatifte gerekli olan enerji rüzgar enerjisinden sağlanacağı için; rüzgar enerjisinin en yüksek üretiminin olduğu saatler pompajlama yapılacaktır. Sistem tek hatlı olduğundan yani; aynı anda hem depolama hem de üretim yapılamayacağından, ilk önce üretim yapılan 3 saat belirlenecek ve bu 3 saatin dışındaki 19 saat içerisinde rüzgarın üretiminin pompajlama için gerekli olan seviyelere çıktığı ve en yüksek olduğu saatler depolama yapılacak ve geri kalan rüzgar enerjisi şebekeye satılacaktır.

Rüzgar enerjisi kullanılarak depolama yapılırken, 5 saat ard arda yapılamayacağı durumlarda; 2+3 ve 1+4 saat olarak parçalı bir şekilde de depolama yapılabilecektir.

9. SONUÇLAR VE ÖNERİLER

Endüstrideki gelişmelerin, yaşam standartlarındaki yükselişin ve artan nüfusun ihtiyaç duyduğu enerjinin yeterli ve güvenilir bir şekilde ve düşük maliyetle sağlanması bütün dünya ülkeleri için büyük önem arz etmektedir.

Türkiye'nin Avrupa Elektrik İletim Sistemi ile senkron bağlantı (UCTE üyeliği) çalışmaları devam etmektedir. UCTE üyeliğinin en başta gelen koşullarından biri arz açığı olmaması ve sistem frekansının sabit tutulmasıdır. Primer ve sekonder frekans kontrolüne katkı sağlayan santrallerin başında klasik depolamalı (barajlı) hidroelektrik santraller ve pompaj depolamalı santraller gelmektedir.

Türkiye’de, enerji talebindeki hızlı artış nedeniyle ve buna ilave olarak son yıllardaki kuraklığa rağmen barajlı santrallerin aşırı kullanımı sonucu puant talebin karşılanması konusunda sıkıntılar yaşanmaktadır. Türkiye’de pik güç ihtiyacının karşılanması amacıyla yeterli kapasitede ve tüketim merkezlerine yakın bölgelerde pompaj depolamalı santral inşa edilmesi, yeterli ve güvenilir elektrik enerjisi sağlanması bakımından hayati önem taşımaktadır.

Pompaj depolamalı santraller, yeni devreye girecek doğal akışlı HES, termik, ve rüzgar santralleri için de ideal bir tamamlayıcı ortaktır. Bu tür santraller, günün elektrik talebinin düştüğü saatlerde üretilen ihtiyaç fazlası elektriği depolayarak, talebin yüksek olduğu puant saatlerde elektrik üretimine katkı yapmak suretiyle toplam elektrik üretiminin en gerekli ve değerli olan saat dilimlerinde arz edilmesine imkân sağlar. Böylece doğal akışlı HES, rüzgar ve termik santrallerin daha verimli çalışmalarını sağlamış olurlar. Özellikle rüzgar santrallerinin kararsızlığından dolayı yatırım yapmaktan çekinen özel sektör yatırımcının, pompaj depolamalı santrallerle entegre edilen projelerde, rüzgar santralinden değil de, hidroelektrik santralden elde ettiği kararlı enerjiyi enterkonnekte sisteme ilemesiyle kendini garantiye almış olur.

Özellikle 2000’li yıllarda enerji yatırımları ve arz güvenliğinin sağlanmasına yönelik yeni yasal düzenlemeler sonucunda sayı ve kapasiteleri hızla artmaya başlayan termik, rüzgar ve nehir tipi santrallerinin daha verimli kılınması ve bu bağlamda

Türkiye’deki puant güç arz güvenliğinin güvenceye alınması bakımından, Türkiye’de bugüne kadar değerlendirmeye alınmamış olan pompajlı HES’lerin hayata geçirilmesi önem taşımaktadır. Sözü edilen bu yeni rüzgar ve termik santrallerin pek çoğunun da enerji talebinin yoğun olduğu yerleşim, turizm ve sanayi bölgelerine çok yakın ve yine çoğunun da kıyı alanlarında yer aldıkları dikkate alındığında, yapılan bu tür pompajlı santrallerinin önemi çok daha önemli hale gelmektedir.

Dünyada 1890’lı yıllarda başlayan ve günümüzde de yaygın kullanım alanları olan pompajlı HES uygulamalarının bugüne kadar Türkiye’de kamu nezninde gündeme bile gelmemiş olması bir eksiklik olarak görülmektedir. Yeni yap-işlet-devret ve yap işlet ve otoprodüktör gibi yeni finans ve yatırım modelleri çerçevesinde proje ve yatırımlarını sürdüren özel sektörün bu eksikliği görmesi ve bu potansiyeli hem ülke hem de kendi yararına değerlendirmesi beklenir.

Bu tez çalışması, yenilenebilir enerji sistemleri arasında yer alan uzun yıllardır dünyada pik saatlerdeki enerji ihtiyacını karşılamak için kullanılan pompaj biriktirmeli hidroelektrik santrallerin çalışma prensibini, dünyadaki örnekleriyle birlikte açıklamak, geçtiğimiz yıllar içerisinde yenilenebilir enerji sistemlerinden en hızlı gelişmeyi gösteren rüzgar santralleri ile hibrit şekilde çalıştırılması sonucu ortaya çıkacak alternatifleri incelemek, ülkemiz için rüzgar enerjisi destekli pompaj biriktirmeli hidroelektrik santraller konusunda uygulanabilir örnek bir proje oluşturabilmek amaçlanmıştır.

Yenilenebilir enerji kaynakları arasında hızla yükselişe geçen bir santral ise Rüzgar Enerjisi Santralleridir. Bu çalışmanın oluşturulmasında Bayramhacılı PHES proje örneğinden yararlanılmıştır. Bu rapor sayesinde PHES sistemlerinin dünya’da ne kadar ileri düzeyde kullanıldığı fakat ülkemizde çok daha yeni olarak planlandığı görülmüştür.

PHES’ler nükleer, termal ve yenilenebilir enerji santralleri ile aynı enterkonnekte sisteme bağlanabilmektedir. Bu tez çalışmasında, rüzgar enerjisinin olumsuzluklarının azaltılarak giderilerek daha çok kullanabilir hale gelmesi de göz önüne alınarak birbirlerine destek olacak bir proje şeklinde tasarlanmıştır.

İki sistemin de çalışma prensipleri göz önüne alınarak çeşitli alternatifler oluşturulmuş ve incelenmiştir.

1. Alternatifte: İlk alternatifte, tez çalışmasına örnek olan hazırlamış olduğumuz Bayramhacılı PHES Santrali Orijinal boyutlarıyla amaçlandığı şekilde incelenecektir. Proje alanı olarak Bayramhacılı PHES'in kurulması düşünülen Kayseri ili ele alınmıştır. Bayramhacılı PHES projesinin özelliklerine sadık kalınarak hazırlanan bu proje de alt hazne olarak Bayramhacılı Hidroelektrik Santrali'nin baraj gölü kullanılmıştır. Üst hazne yakınlarına rüzgar türbinlerinin konumlandırılabilmesi en uygun yer kriterleri göz önüne alınarak 30MW kurulu gücünde bir rüzgar tarlası kurulması planlanmıştır. Bu senaryoda, yukarıda özellikleri verilen Bayramhacılı PHES Sistemi'nin boyutları çok büyük seçildiği için, bizim oluşturduğumuz 30 MW'lık rüzgar tarlasının üretimi pompaların ihtiyacının yanında çok küçük bir değer olarak kalmıştır. Yani kurulması düşünülen rüzgar tarlasının, yıllık üretimi olan 162,799 GWh net enerjinin, Pompa için gerekli olan yıllık 730 GWh'lik enerji ihtiyacının yanında çok küçük bir değer olarak kaldığı görülmüştür. Böyle bir durumda rüzgar yeterli suyu üst hazneye depolayamamaktadır ve ihtiyacı karşılayamamaktadır.

Bu kapsamda, PHES sisteminin maliyetinin yanı sıra, rüzgar tarlasının maliyeti de işin içine girmektedir. Rüzgar enerjisinden üretilen enerji üst hazneye suyu depolamak için yeterli olmayacağı gibi, ancak enterkonnekte sistemden yardım alınarak su depolanabilecektir. Yani sistem gideri olarak; PHES sistem maliyeti, 30 MW Rüzgar Tarlası sistem maliyeti ve rüzgar üretimi yeterli olmadığı için şebekeden pompalama için çekilen elektrik enerjisi maliyeti göz önüne alınmalıdır. Gelir kapsamında ise sadece 288 MW kurulu gücündeki PHES'in pik saatlerde en pahalı dönemde üreteceği elektrik enerjisi vardır. 288 MW ülkemizdeki santraller de düşünüldüğünde gerçekten yüksek değerli bir kurulu güçtür. Fakat bizim incelemek istediğimiz rüzgar tarlası ve PHES hibrit çalıştırılması bu alternatifte mümkün olmayacaktır. Ayrıca kurulması düşünülen 30 MW'lık rüzgar tarlasının üretimi, böyle bir sistemde çok küçük değerli kalacaktır, aynı şekilde sağladığı fayda, kendi maliyetini uzun yıllar karşılayamayacağı için, bu örnek projenin orijinal kapsamında çalıştırılması daha mantıklı olacaktır.

2. Alternatif: Bu ve bundan sonraki Alternatifte hazırlamış olduğumuz Bayramhacılı PHES Sistemi'nden tamamen bağımsız kalınmıştır. Sadece proje alanı olarak yine Kayseri ili ele alınarak, kullanılan haritalar ve 30 MW rüzgar tarlasının tüm kurulum aşamaları aynen ele alınacaktır. 30 MW rüzgar tarlası göz önüne

alınarak, yeni bir üst hazne, PHES türbin modu için yeni bir türbin debisi, türbin kurulu gücü, Pompa modu için yeni bir pompa debisi, pompa kurulu gücü boyutlandırılmıştır. Alt hazne olarak yine Bayramhacılı Baraj gölü kullanılmıştır. Bu alternatifte pompajlama için gerekli olan enerji şebekeden elektrik fiyatlarının en uygun olduğu saatlerde alınarak ve PHES'lerin orijinal çalışma prensibine uygun olarak, üst hazne doldurularak ve elektrik enerjisi talebinin en çok, elektrik fiyatlarının en pahalı olduğu saatlerde türbinleme yapılarak elektrik enerjisi üretilmiştir. Bu alternatifte rüzgar hiçbir şekilde kullanılmamıştır. Rüzgar enerjisinin üretim verilerine göre boyutlandırılmasının tek nedeni bir sonraki senaryo sonucu oluşacak değerlerle orijinal kapsamın daha net bir şekilde karşılaştırılabilmesidir.

3. Alternatif: Bu senaryoda yeniden boyutlandırılan PHES Santrali'nin pompajlama için gerekli olan elektrik enerjisi şebekeden çekilmek yerine rüzgar tarlasından sağlanmıştır. Rüzgarın en çok estiği, depolama yapmaya en uygun olduğu saatlerde depolama yapılmış ve yine talebin en fazla olduğu saatlerde depolanan bu su türbinlenerek enerji üretilmiştir. Bu alternatifte; pompajlama işlemi tamamlanıp üst hazne doldurulduktan sonra rüzgar esmeye devam ettikçe, 30 MW rüzgar tarlasından kalan enerji o saatin elektrik fiyatı ile piyasaya satılarak ek bir gelir sağlanmıştır.

Tüm senaryolarda sistem tek hat üzerinden değerlendirilmiştir. Yani, sistem ya pompa modunda çalışarak suyu depolar ya da türbin modunda çalışarak suyu aşağı bırakır ve enerji üretir. Dünya üzerinde çift hatta sahip olan sistemlerde bulunmaktadır bu tez çalışmasında kurulum maliyetini düşürmek için tüm hesaplar tek hat üzerinden yapılmıştır.

Çalışma programlarının oluşturulmasında aşağıda belirtilen kabuller yapılmıştır.

PHES Sisteminden enerji üretimi iki alternatif için de her zaman elektrik talebinin en fazla yani elektrik fiyatlarının en yüksek olduğu ard arda olan 3 saat boyunca yapılacaktır.

Suyun üst hazneye depolanmasında; 2. alternatifte şebekeden çekilen enerji, her zaman elektrik enerjisi talebinin en az yani elektrik fiyatının da en düşük olduğu saatlerde gerçekleşecektir.

Suyun üst hazneye depolanmasında; 3. alternatifte gerekli olan enerji rüzgar enerjisinden sağlanacağı için; rüzgar enerjisinin en yüksek üretiminin olduğu saatler pompajlama yapılacaktır. Sistem tek hatlı olduğundan yani; aynı anda hem depolama

hem de üretim yapılamayacağından, ilk önce üretim yapılan 3 saat belirlenecek ve bu 3 saatin dışındaki 19 saat içerisinde rüzgarın üretiminin pompajlama için gerekli olan seviyelere çıktığı ve en yüksek olduğu saatler depolama yapılacak ve geri kalan rüzgar enerjisi şebekeye satılacaktır.

Rüzgar enerjisi kullanılarak depolama yapılırken, 5 saat ard arda yapılamayacağı durumlarda; 2+3 ve 1+4 saat olarak parçalı bir şekilde de depolama yapılabilecektir.



KAYNAKLAR

- Andrews, S., ve Olivier, D., 1989. Energy Storage Systems; Past, Present and Future Applications, Londra, UK.
- Andrews, J.A., ve Bryan, B. P., 2004. Advence in Flywell Energy Storages Systems, Fourth Edition, Butterworth-Heinemann Press, Tezas, ABD.
- Arsoy, A., Kuşdoğan, Ş., ve Kurt, G., 2002. Süperiletken Manyetik Enerji Depolama Sisteminin İncelenmesi ve Teknolojik Değerlendirilmesi. 5. Baraj Kongresi, Eskişehir, Bildiriler Kitabı, Cilt II, 466-524.
- Aytaç, İ. H., 2010. Yenilenebilir Enerji Kaynaklarını Kullanan Hibrit Santral İçin Model Oluşturma, Yüksek Lisans Tezi, ZKÜ., Fen Bilimleri Enstitüsü, Zonguldak.
- BOTAŞ, 2003. Tuz Gölü Havzasında Yeraltı Doğal Gaz Depolama Projesi Çevresel Etki Değerlendirme (ÇED) Raporu, Ankara, Bildiriler Kitabı, 25-64.
- Börçek, Ç. B., 2012. Pompaj Depolamalı Hidroelektrik Santraller: Batı Karadeniz’de Örnek Bir Çalışma, Yüksek Lisans Tezi, ZKÜ., Fen Bilimleri Enstitüsü, Zonguldak.
- Büyükyıldız, D., 2012. Rüzgar Enerjisi Destekli Aslantaş Pompaj Biriktirmeli Hidroelektrik Santrali Örnek Çalışması, Yüksek Lisans Tezi, İTÜ, Fen Bilimleri Enstitüsü, İstanbul.
- Brekke T.L. ve Ripley B.D., 1993. Design of pressure tunnels and shafts, Comprehensive Rock Engineering, Second Edition, Andrews McMeel, New York, ABD.
- Broussely, M., Pistoia, G., 2007. Industrial Applications of Batteries, Chapter 2, G. Pistoia, Elsevier, Londra, UK.
- Bundy, F.P., Golibersuch, D.C., Kosky and H.B., P.G., 1976. Vakil Thermal Energy Storage For Utility Applications, Ballantine, Tezas, ABD.
- Can, T. M., 2010. Rüzgar ve Güneş Enerjisi İle Bir Pompanın İhtiyacı Olan Elektrik Enerjisinin Sağlanması, Yüksek Lisans Tezi, MKÜ., Fen Bilimleri Enstitüsü, Hatay.
- Cheung, Y. C. K., De Silva, R. G. N., ve Woo, J. J., 2003. Large Scale Energy Storage Systems, Duke University Press, Londra, İngiltere.
- Crotogino F, Mohmeyer KU, ve Scharf R., 2001. Huntorf CAES: More than 20 Years of Successful Operation, Solution Mining Research Institute SMRI Spring 2001 Meeting, Third Edition, Everyman's Library, Florida, ABD.
- Crotogino F., 2010. Grid scale energy storage based on pumped hydo, compressed air and hydrogen, Chronicle Books, Florida, ABD.

- Crotogino F, Donadei S, Bunger U, ve Landinger H., 2010. Large-scale hydrogen underground storage for securing future energy supplies, Essen, Almanya.
- ÇED, 2011. Tarsus Yeraltı Dogal Gaz Depolama Tesisi Projesi Çevresel Etki Değerlendirmesi (ÇED) Raporu, Ankara, Bildiriler Kitabı, 13-25.
- Furlong, E. R., Piemontesi, M., Prasad, P. ve Sukumar, D., 2003. Advances in Energy Storage Techniques for Critical Power Systems, Atlanta, ABD.
- Değirmenci, İ., 2010. Su ve Toprak Kaynakları Planlanması, İstanbul, Bildiriler Kitabı, Cilt I, 2-84.
- Dell, R.M., 1981. Advanced Secondary Batteries : A Review in Energy Storage and Transportation, Gower, Londra, İngiltere,.
- Dekker, M., Kiehne, ve H. A., 2003. Battery Technology Handbook, H. Franke, Ebooks corp, New York, ABD.
- Dill, R., Holm, S., Ferreira H. ve Van Gelder, P., 2002. A Comparison of Energy Storage Technologies as Energy Buffer in Renewable Energy Sources with Respectto Power Capability, NJ, ABD.
- Efthimiou, V., Poullikkas, A. ve Hadjipaschalis, I., 2009. Overview of current and future energy storage technologies for electric power applications, Renewable and Sustainable Energy Reviews, 13, 7, 1513–1522.
- Davidson et al. B.J., 1980. Large Scale Electrical Energy Storage, NJ, ABD.
- Deane J.P., Gallachoir B.,McKeogh E. J., 2010. Techno-economic review of existing and new pumped hydro energy storage plant. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 14, 1, 1293–1302.
- Demirhan, A. Y., 2013. Türkiye Rüzgar Enerjisi Potansiyelinin Pompa Depolamalı Hidroelektrik Santraller İle Elektrik Şebekesine Entegrasyonu, Doktora Tezi, YTÜ., Fen Bilimleri Enstitüsü, İstanbul.
- Durak, M., 2000. Rüzgar Enerjisi Teknolojisi ve Türkiye Uygulaması: Akhisar Rüzgar Elektrik Santrali, İTÜ., Fen Bilimleri Enstitüsü, İstanbul.
- Fittipaldi, F., 1981. Phase Change Heat Storage, Energy Storage and Transportation, D. Reidel Publishing Co., Dordrecht, Hollanda.
- Hammerschlag, R., ve Schaber, C. P., 2007. Energy Storage Technologies, Energy Conversion, Londra, UK.
- Hammerschlag, R., Schaber, C., ve Mazza, P., 2004. Utility-Scale Storage of Renewable Energy, The Electricity Journal, 17, 2, 21-29.
- Hasen H. ve Zipparro J., 1993. Davis Handbook of Applied Hydraulic, New York. ABD.
- Hubner S, Crotogino F, ve Zander-Schiebenhofer D., 2008. Druchluftspeicher-Kraftwerke zum Ausgleich fluktuierender Windenergie, Potsdam, Almanya.
- Gardner, G. C., Hart, A. B., Motfit, R., ve VVright, J.K., 1975. Electrical Energy Storage, Gower, Cranfield, UK.
- Gemici, S. S., 2006. Elektrikli Ulaşım Sistemlerinde Enerji Depolama Yöntemlerinin İncelenmesi, Yüksek Lisans Tezi, Yıldız Teknik Üniversitesi, Fen Bilimleri Enstitüsü, İstanbul.

- Goldstein, W., 1978. Thermal Energy Storage in Industry and Power Stations, BHRA Fluid Engineering, Images Publishing Group, Cranfield, UK.
- Graser, J.E., ve Henry, P., 1985. Energy Storage : Developments in Pumped Storage, Water Power and Dam Construction, New York, ABD.
- İlinca, A. ve Perron, J., 2008. Energy Storage Systems Characteristics and Comparisons, Renewable Sustainable Energy Reviews, 12, 5, 1221–1250.
- Jensen, J., ve Sorensen, B., 1984. Fundamentals of Energy Storage, Newnes, New York, ABD.
- Jensen, J., ve Tofield, B.C., 1981. Advanced Batteries for Energy Storage, Butterworth Press, Cranfield, UK.
- Kalhammer, F.R., 1976. Energy Storage: Applications, Benefits and Candidate Technologies, NJ, ABD.
- Kaltschmitt, M., Streicher, W., ve Wiese, A., 2007. Renewable Energy: Technology, Economics and Environment, Springer, Londra, İngiltere.
- Kammen, D. M., 2006. The rise of renewable energy, 3, 1, 84-93.
- Karaçay, P., 2010. Pompaj Depolamalı Hidroelektrik Santraller ve Türkiye’deki Durumu Yüksek Lisans Tezi, İTÜ., Fen Bilimleri Enstitüsü, İstanbul.
- Karayılanoğlu, Z., 2013. Türkiye’de Pompaj Depolamalı hidroelektrik Santral Çalışmaları Raporu, Ankara, Bildiriler Kitabı, 30-65.
- Kepplinger J, Crotogino F, Donadei, S, ve Wohlers M., 2011. Present trends in compressed air energy and hydrogen storage in Germany, New York, ABD.
- Kutlu, C., 2012. Nehir Tipi Hidroelektrik Santrallerde Bulanık Mantık Yöntemiyle Risk Değerlendirilmesi, Yüksek Lisans Tezi, Karaelmas Üniversitesi, Fen Bilimleri Enstitüsü, Zonguldak.
- Lawson, L.J., 1981. Design and ıesting of Hight Energy Density Flyvvhheels for Application to Flywheel/Heat Engine Hybrid Vehicle Drives, Wiley, Londra, İngiltere.
- Leighty WC., 2007. Running the world on renewables: hydrogen transmission pipelines with firming geologic storage, Basel, Hollanda.
- Lehmann, J., 1981. Air Storage Gas Türbine Power Plants: A Majör Distribution for Energy Storage, Cranfield, UK.
- Linden, D., ve Reddy, T. B., 2002. Handbook of Batteries, Chapter 30, M. Fetcenko, McGraw-Hill, New York, USA.
- Japan International Cooperation Agency (JICA), 2010. Türkiye’nin pik enerji talebinin optimum karşılanması raporu, Ankara, Bildiriler Kitabı, 1-25.
- J.G.Levine, 2003. Pumped Hydroelectric Energy Storage and Spatial Diversity of Wind Resources as Methods of Improving Utilization of Renewable Energy Sources, Michigan, ABD.
- Logtenburg, A.R., 1987. The Optimal Geometry of a Seasonal Ground Storage, Hamburg, Almanya.
- Matos, M. A., 2010. Energy Storage: Opportunities for Pumped Storage: Supporting Renewable Energy Goals, New York, ABD.

- Mazman M., Biçer E., Kaypmaz C., Yıldız A., Uzun D., ve Tırıs M., 2010. Yenilenebilir enerji için elektrik enerjisi depolama teknolojileri, İstanbul, Bildiriler Kitabı, 113-118.
- McKeogh, E., 2007. Wind Energy and Pumped Storage, in Sustainable Energy Research Group, Welly, Londra, İngiltere.
- Meiwes H., 2009. Technical and economic assessment of storage Technologies for powersupply grids, 49, 2, 34-9.
- Güç Kalitesi Milli Projesi, 2010. Rüzgâr enerjisi santrallerinin Türkiye elektrik sistemine entegrasyonu raporu, Ankara, Bildiriler Kitabı, 31-58.
- Olivier, D., 1986..Energy Efficiency and Renesvables: Recent North American Experience, Energy Advisory Associates, Cranfield, UK.
- OTA., 1978. Thermal Storage; Application of Solar Technology to Today's Energy Needs, Washington, ABD.
- Öziş, Ü., 1968. Pompajlı Hidroelektrik Depolamalı Santalleri Raporu, Ankara, Bildiriler Kitabı, 5-58.
- Özarslan A. ve Gerçek H., 2002. Doğal Gaz Depolama Amaçlı Tuz Çözelti Açıklıklarının Tasarımında Bazı Önemli Hususlar, VI. Bölgesel Kaya Mekanığı Sempozyumu, Konya, Bildiriler Kitabı, 267-274.
- Özarslan A, Genis M, ve Bilir ME., 2007. Doğal gaz depolama amaçlı yer altı tuz çözelti açıklıklarının farklı işletme koşulları altında duraylılığının incelenmesi. TÜBİTAK Araştırma Projesi Raporu, Ankara, Bildiriler Kitabı, 123-224.
- Özarslan A.,2012. Large-scale hydrogen energy storage in salt caverns. Int. Journal of Hydrogen Energy, İstanbul, Bildiriler Kitabı, 75-86.
- Protopapas, K., ve Papathanassiou, S., 2009. Operation of Hybrid Wind – Pumped Storage Systems in Isolated Island, Grids, Atina, Yunanistan.
- Sarı, A., 2011. Faz Değişimi Yoluyla Isıl Enerjinin Depolanması ve Bu Alanda Yapılan Çalışmalar Raporu, Çanakkale, Bildiriler Kitabı, 20-28.
- Saraç, M., 2009. Pompaj Depolamalı Hidroelektrik Santraller, Doğu Karadeniz Bölgesi Hidroelektrik Enerji Potansiyeli ve Bunun Ülke Enerji Politikalarındaki Yeri Raporu, Ankara, Bildiriler Kitabı, 54-125.
- Schoppe, C., 2010. Wind and Pumped-Hydro Power Storage: Determining Optimal Commitment Policies with Knowledge Gradient Non-Parametric Estimation, NJ, ABD.
- Sizmann, R., 1987. Thermal Storage Systems : Status and Trends, in Proc. Conf. Intl. Solar Energy Society, Hamburg, Almanya.
- Steffen B., 2012. Prospects for pumped-hydro storage in Germany, Energy Policy, 45, 3, 420–429.
- Toland, R., 1975. in Proc. 1975. Fiywhell Technology Symp., Berkeley, ABD.
- Tozlu, E., 2005. Doğal gaz yeraltı depolama ve BOTAŞ'ın yeraltı depolama projeleri raporu, Konya, Bildiriler Kitabı, 77-87.

- Tuna, M. C., 2012. Supporting Hazar Lake For Life Water With Pumped Storage Hepp, DEÜ. Mühendislik Fakültesi Mühendislik Bilimleri Dergisi, 14, 41, 29-42.
- Tutuş, A., 2008. Hidroelektrik Santraller ve Barajlar. Türkiye’de ve Dünya’da Enerji Sektörü’nün Bugünü ve Yarını Raporu, Ankara, Bildiriler Kitabı, 25-85.
- TWEA, 2012. Wind Business in Turkey: An outlook for investors, Turkish Wind Energy Association, NJ, ABD.
- Willet, D.C., Underground Pumped Hydro and Compressed Air Energy Storage Concepts P. A., Cranfield, UK.
- Yağcıtekin, B., 2008. Rüzgar Enerjisi Üretiminde Depolama Tekniği ve Tahmin Sistemleri Kullanılarak Enerji Yönetim Sisteminin Geliştirilmesi, Yüksek Lisans Tezi, İTÜ., Enerji Enstitüsü, İstanbul.
- Yang J. ve Jackson B., 2011. Opportunities and barriers to pumped-hydro energy storage in the United States, Renewable and Sustainable Energy Reviews, 15,5, 839–844.
- Yıldız, K., 1992. Hidroelektrik Santraller Hesap Esasları ve Projelendirilmesi Raporu, Ankara, Bildiriler Kitabı, 15-144.
- Yılmazoğlu, M. Z., 2010. Isı Enerjisi Depolama Yöntemleri ve Binalarda Uygulanması, Politeknik Dergisi, 13, 1, 33-42.
- Yorgancılar N.S. ve Kökçuoğlu H., 2008. Pompaj depolamalı santrallerin Türkiye’de geliştirilmesi raporu, Ankara, Bildiriler Kitabı, 34-99.

ÖZGEÇMİŞ

Adı ve Soyadı : Ergün YILDIRIM

Doğum Tarihi ve Yeri : 01.02.1985 - Muş

E-posta adresi : ergun_y@hotmail.com

EĞİTİM BİLGİLERİ (Kurum ve Yıl)

Lisans : Selçuk Üniversitesi, İnşaat Mühendisliği - 2010

