

**İSTANBUL TEKNİK ÜNİVERSİTESİ ★ FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ**

**POMPAJ DEPOLAMALI HİDROELEKTRİK SANTRALLER  
VE  
TÜRKİYE'DEKİ DURUM**

**YÜKSEK LİSANS TEZİ  
Pelin KARAÇAY**

**Anabilim Dalı : İnşaat Mühendisliği**

**Programı : Hidrolik ve Su Kaynakları Müh.**

**HAZİRAN 2010**



**İSTANBUL TEKNİK ÜNİVERSİTESİ ★ FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ**

**POMPAJ DEPOLAMALI HİDROELEKTRİK SANTRALLER  
VE  
TÜRKİYE'DEKİ DURUM**

**YÜKSEK LİSANS TEZİ  
Pelin KARAÇAY  
(501081507)**

**Tezin Enstitüye Verildiği Tarih : 05 Mayıs 2010**

**Tezin Savunulduğu Tarih : 08 Haziran 2010**

**Tez Danışmanı : Prof. Dr. İlhan AVCI (İTÜ)  
Diğer Jüri Üyeleri : Prof. Dr. Mete ŞEN (İTÜ)  
Doç. Dr. Şevket ÇOKGÖR (İTÜ)**

**HAZİRAN 2010**



*Annem ve Babama,*



## ÖNSÖZ

Bu çalışmam süresince, sadece teorik ve pratik destekle kalmayıp, ciddi anlamda manevi desteğini de benden esirgemeyen danışman hocam, Sayın Prof. Dr. İlhan AVCI'ya sonsuz teşekkürlerimi sunarım. Eğitim yaşamım boyunca bana destek olan, sevgili annem Tülay KARAÇAY'a, desteğini her zaman hissettiğim ablam Pınar KARAÇAY'a ve tüm hayatım boyunca elde ettiğim başarılarında büyük paya sahip olan, hayat boyu arkadaşım Anıl BİLGİN'e teşekkürlerimi sunarım.

Haziran 2010

Pelin Karaçay  
(İnşaat Mühendisi)



## İÇİNDEKİLER

### Sayfa

ÖNSÖZ.....	v
İÇİNDEKİLER .....	vii
KISALTMALAR .....	ix
ÇİZELGE LİSTESİ.....	xi
ŞEKİL LİSTESİ.....	xiii
ÖZET.....	xv
SUMMARY .....	xvii
<b>1. GİRİŞ .....</b>	<b>1</b>
1.1 Tezin Amacı .....	2
1.2 Literatür Özeti .....	2
<b>2. TÜRKİYE ELEKTRİK ENERJİSİ ÜRETİM KAPASİTESİ PROJEKSİYONU .....</b>	<b>3</b>
2.1 Giriş.....	3
2.2 Elektrik Enerjisi Talep Gelişimi.....	3
2.2.1 1999 – 2008 yılları Türkiye elektrik sistemi puant güç ve enerji talebi .....	4
2.2.2 2008 yılı elektrik enerjisinin günlük talep incelemeleri.....	4
2.2.3 Talep tahminleri .....	7
2.2.4 Sonuçlar .....	9
2.2.4.1 Çözüm I – A (Yüksek talep – Senaryo 1) .....	9
2.2.4.2 Çözüm I – B (Yüksek talep – Senaryo 2) .....	10
2.2.4.3 Çözüm II – A (Yüksek talep – Senaryo 1) .....	11
2.2.4.4 Çözüm II – B (Yüksek talep – Senaryo 2) .....	11
2.2.5 Çözümlerin karşılaştırılması .....	12
2.2.6 Sonuç ve öneriler .....	13
<b>3. POMPAJ DEPOLAMALI HİDROELEKTRİK SANTRALLER .....</b>	<b>15</b>
3.1 Giriş.....	15
3.2 Pompaç Depolamalı Hidroelektrik Santrallerin Planlanması .....	17
3.2.1 Günlük biriktirme.....	17
3.2.2 Haftalık biriktirme.....	18
3.2.3 Sezonluk biriktirme.....	19
3.3 Pompaç Depolamalı Hidroelektrik Santrallerin Temel Bileşenleri .....	19
3.3.1 Üst ve alt hazne .....	20
3.3.1.1 Üst hazne .....	20
3.3.1.2 Yapay hazne .....	21
3.3.1.3 Yapay hazne hacminin belirlenmesi ve bir örnek .....	22
3.3.1.4 Alt hazne .....	23
3.3.2 Sualma ağzı .....	23
3.3.3 İletim yapısı.....	23
3.3.4 Denge bacası .....	24
3.3.5 Santral odası.....	24

3.3.6 Kuyruksuyu kanalı .....	24
3.4 Pompaj Depolamalı Hidroelektrik Santrallerin Çeşitleri .....	24
3.4.1 Tek iletim yapılı pompajlı santraller .....	24
3.4.2 Farklı iletim yapılı pompajlı santraller .....	25
3.4.3 İki hidrolik makineli pompajlı santraller .....	26
3.4.4 Tek hidrolik makineli pompajlı santraller .....	26
<b>4. POMPAJ DEPOLAMALI SANTRALLERİN DÜNYADAKİ DURUMU .....</b>	<b>27</b>
4.1 Giriş .....	27
4.2 Pompajlı Santral Örnekleri .....	29
4.2.1 Japonya – Okinawa pompajlı santrali .....	29
4.2.2 Amerika – Ludington pompajlı santrali .....	29
4.2.3 Fransa – La Blanc pompajlı santrali .....	30
4.2.4 İngiltere – Dinorwig pompajlı santrali .....	31
4.2.5 Çin – Guangzhou pompajlı santrali .....	32
<b>5. POMPAJ DEPOLAMALI SANTRALLERİN TÜRKİYE’DEKİ DURUMU .....</b>	<b>33</b>
5.1 Giriş .....	33
5.2 Pompaj Depolamalı Hidroelektrik Santral Proje Çalışmaları .....	35
5.2.1 Kamu çalışmaları .....	35
5.2.2 Özel sektör çalışmaları .....	38
5.3 Potansiyel Pompaj Depolamalı Hidroelektrik Santral Proje Bölgeleri .....	38
5.4 Pompaj Depolamalı Hidroelektrik Santrallerin Diğer Santrallerle Entegre Edilmesi .....	39
5.4.1 Rüzgar santralleriyle entegre edilmesi .....	40
5.4.2 Termik santralleriyle entegre edilmesi .....	43
5.4.3 Doğal akışlı hidroelektrik santralleriyle entegre edilmesi .....	47
<b>6. DEĞERLENDİRME VE ÖNERİLER .....</b>	<b>49</b>
<b>KAYNAKLAR .....</b>	<b>51</b>

## KISALTMALAR

<b>DSİ</b>	: Devlet Su İşleri
<b>EİE</b>	: Elektrik İşleri Etüt İdaresi
<b>EPDK</b>	: Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu
<b>ETKB</b>	: Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı
<b>EÜAŞ</b>	: Elektrik Üretim Anonim Şirketi
<b>HES</b>	: Hidroelektrik Santral
<b>İHD</b>	: İşletme Hakkı Devri
<b>MAED</b>	: Model for Analysis of Energy Demand
<b>RES</b>	: Rüzgar Enerji Santrali
<b>REPA</b>	: Rüzgar Enerji Potansiyeli Atlası
<b>TETAŞ</b>	: Türkiye Elektrik Ticaret ve Taahhüt Anonim Şirketi
<b>UCTE</b>	: Union for the Coordination of Transmission of Electricity
<b>YİD</b>	: Yap İşlet Devret
<b>Yİ</b>	: Yap İşlet



## ÇİZELGE LİSTESİ

### Sayfa

<b>Çizelge 2.1</b> : 1999 – 2008 yılları arası Türkiye elektrik sistemi puant güç ve enerji talebi .....	4
<b>Çizelge 2.2</b> : Talep tahmini (Yüksek talep) .....	8
<b>Çizelge 2.3</b> : Talep tahmini (Düşük talep) .....	9
<b>Çizelge 4.1</b> : Dünyadaki pompajlı santrallerin mevcut ve planlanan güçleri. ....	28
<b>Çizelge 5.1</b> : İlk etüt seviyesinde çalışılan pompajlı santral projeleri .....	35
<b>Çizelge 5.2</b> : İşletmede ve inşa halinde lisansı alınmış rüzgar santralleri (03.2010). 41	
<b>Çizelge 5.3</b> : İşletmede ve inşa halinde lisansı alınmış termik santralleri (03.2010) 44	



## ŞEKİL LİSTESİ

### Sayfa

Şekil 2.1 : 2008 yılı elektrik enerjisi tüketiminin maksimum olduğu günde (23 Temmuz 2008) santrallerin enerji kaynağı türlerine göre çalışma durumları .....	5
Şekil 2.2 : 2008 yılı elektrik enerjisi tüketiminin minimum olduğu günde (1 Ekim 2008) santrallerin enerji kaynağı türlerine göre çalışma durumları .....	5
Şekil 2.3 : 2008 yılında her ayın üçüncü Çarşamba günlerinin saatlik yük grafiği.....	6
Şekil 2.4 : Talep tahmini (Yüksek talep).....	8
Şekil 2.5 : Talep tahmini (Düşük talep).....	9
Şekil 3.1 : Günlük yük ihtiyacı ve üretimi.....	15
Şekil 3.2 : Pompaj depolamalı hidroelektrik santralin genel şekli. ....	16
Şekil 3.3 : Pompaj depolamalı bir hidroelektrik santralde enerji kullanımı ve üretiminin çevrimi (Warnick, 1984). ....	17
Şekil 3.4 : Günlük yük değişiminin pompaj depolamalı santralle karşılanması (Masonyi, 1966). ....	18
Şekil 3.5 : Haftalık düzenlemeli pompaj depolamalı santraller (Warnick, 1984). ....	18
Şekil 3.6 : Mevsimsel yük dağılımı (Masonyi, 1966). ....	19
Şekil 3.7 : Pompaj depolamalı hidroelektrik santrallerin temel bileşenleri.....	20
Şekil 3.8 : Pompaj depolamalı hidroelektrik santrallerde üst hazneler .....	20
Şekil 3.9 : İstenen elektrik enerjisi için gerekli hazne hacmi (Warnick, 1984).....	22
Şekil 3.10 : Tek iletim yapılı pompajlı santral (Masonyi, 1966).....	25
Şekil 3.11 : Farklı iletim yapılı pompajlı santral (Masonyi, 1966) .....	25
Şekil 3.12 : Çift tip (pompa ve türbin ayrı ünite halinde) ünite.....	26
Şekil 3.13 : Tersinir ünite .....	26
Şekil 4.1 : Ülkelerin işletmedeki pompajlı santral potansiyeli.....	27
Şekil 4.2 : Okinawa pompajlı santralının görünümü .....	29
Şekil 4.3 : Ludington pompajlı santralının görünümü i.....	30
Şekil 4.4 : La Blanc pompajlı santralının görünümü .....	30
Şekil 4.5 : La Blanc pompajlı santralının uydu görünümü.....	31
Şekil 4.6 : Dinorwig pompajlı santralının kesiti.....	31
Şekil 4.7 : Dinorwig pompajlı santralının görünümü .....	32
Şekil 4.8 : Guangzhou pompajlı santralının görünümü .....	32
Şekil 5.1 : Kurulu güç dengesi ve puant talep grafiği.....	34
Şekil 5.2 : Proje üretim kapasitesi ve enerji talep grafiği .....	34
Şekil 5.3 : Güvenilir üretim kapasitesi ve enerji talep grafiği .....	35
Şekil 5.4 : İlk etüt seviyesinde çalışılan projelerin Türkiye'deki yerleri.....	36
Şekil 5.5 : İllere göre enerji tüketimleri.....	39
Şekil 5.6 : Pompajlı santrallerin diğer santrallerle entegrasyon şeması. ....	39
Şekil 5.7 : Türkiye rüzgar enerjisi potansiyeli haritası .....	40

<b>Şekil 5.8</b> : Pompajlı santrallerin rüzgar santralleriyle entegrasyon şeması .....	41
<b>Şekil 5.9</b> : EÜAŞ'a bağlı termik santraller .....	41

## **POMPAJ DEPOLAMALI HİDROELEKTRİK SANTRALLER VE TÜRKİYE'DEKİ DURUM**

### **ÖZET**

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.

Sunulan çalışmada; birinci bölümde; pompaj depolamalı hidroelektrik santraller kavramı ve diğer santrallerle entegrasyonu ile ilgili kısa bir giriş yapılarak bu konuda daha önce yapılan çalışmalar özetlenmiştir.

İkinci bölümde; Türkiye'nin 2009 – 2018 yıllarını kapsayan 10 yıllık elektrik enerjisi üretimi kapasite projeksiyonu incelenmiş olup 2018 yılından itibaren puant talebin karşılanmasında yetersiz kalınacağı sonucuna varılmıştır.

Üçüncü bölümde; pik talebi karşılamada en uygun çözüm olan pompaj depolamalı hidroelektrik santraller tanıtılmıştır.

Dördüncü bölümde; pompaj depolamalı santrallerin dünyadaki durumunu verilen örnek projelerle anlatılmıştır.

Beşinci bölümde; pompaj depolamalı santrallerin Türkiye'deki durumu, potansiyel proje bölgeleri ve diğer enerji santralleriyle entegre edilmeleri hakkında bilgi verilmiştir.

Son olarak ülkemizde mevcut ve yapılacak olan santrallerin pompajlı santrallerle entegre edilerek daha verimli hale getirilmeleri, böylelikle hem kamu hem de özel sektör yatırımcısının daha fazla fayda sağlayacakları yönünde tavsiyelerde bulunulmuştur.



## **PUMPED STORAGE POWER PLANT AND ITS' STATUS IN TURKEY**

### **SUMMARY**

Energy is one of the most significant aspects of economy and social development as a main input of production activities and necessary tool for providing social prosperity. Therefore, it is important to provide energy in a sufficient, safe and cost effective manner required by industrial developments, constantly growing population and improved life standards.

The first section of this study is a brief introduction about the concept of pumped storage hydroelectric power plants and integration with other plants. Moreover, earlier studies on the same subject have also been cited.

In the second section, electricity generation capacity of Turkey in the next decade from 2009 to 2018 has been examined. The analysis suggests that it will not be possible to meet the peak demand in 2018.

In the third section, pumped storage power plants have been presented as the best solution to meet the peak demand.

In the fourth section, current status of existing pumped storages in the world has been illustrated with global examples.

In the fifth section, current status of pumped storages in Turkey, potential project locations for future plants and their intergration with other power plants have been explained.

Finally, it is recommended to integrate the available and future projects with pumped storage power plants in order to ensure a higer efficiency, so that both public utilities and private sector investors would make more benefit.



## 1. GİRİŞ

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 (Saraç, 2009).

Elektrik enerjisinin üretildiği temel kaynaklar ve başlıca üretim tesislerinin kömür, doğalgaz ve petrole dayalı “Termik Santraller”, jeotermal kaynaklara dayalı “Jeotermal Santraller”, su kaynaklarına dayalı “Hidroelektrik Santraller”, nükleer yakıt kullanılan “Nükleer Santraller” ve rüzgar enerji santralleri ile güneş enerji santralleri olduğu bilinmektedir.

Genel olarak termik santraller talep değişimlerine kolayca uyum sağlayamamaları nedeniyle baz yükte, hidroelektrik santraller ise kolayca işletilip durdurulabilen ve aynı zamanda kısa bir sürede tam kapasite yüke çıkışa uyum sağlayabilmeleri nedeniyle pik talebin karşılanmasında kullanılmaktadır.

Pik talebin karşılanmasında rezervuarlı HES’lerin yetersiz kalması durumunda pompaj depolamalı hidroelektrik santrallere ihtiyaç duyulmaktadır. Bu santraller güç talebinin düşük olduğu zamanlarda suyu yüksekte bir haznede depolamak ve bu şekilde biriktirilen sudan puant zamanlarda hidroelektrik enerji elde etmek amacıyla planlanmaktadır.

Pompaj depolamalı santraller, yenilenebilir enerjinin yükselişe geçtiği günümüzde özellikle rüzgar santrallerinden, termik santrallerinden ve doğal akışlı hidroelektrik santrallerinden üretilen enerjiyi de güvenilir hale getirmek amacıyla kullanılabilir. Bunun için rüzgar, termik ve hidroelektrik santrallerinden elde edilen enerjinin pompaj depolamalı bir tesis ile entegre edilerek daha avantajlı hale getirilmesi mümkündür.

## 1.1 Tezin Amacı

Bu çalışmanın konusu olan pompaj depolamalı santrallerle ilgili ülkemizde bugüne kadar ciddi bir çalışma yapılmamıştır. Oysa dünya ülkelerine bakıldığında bu konuda önemli adımlar atıldığı görülmektedir. Bu çalışmanın amacı ise önümüzdeki yıllarda meydana gelecek pik güç açığının giderilmesi için yapılacak olan pompaj depolamalı hidroelektrik santrallerle ilgili araştırma ve planlama çalışmalarına kaynak teşkil etmesidir.

## 1.2 Literatür Özeti

Masonry, 1966 yılında yayınladığı “Hydroelectric Power Plants” adlı kitabında pompaj depolamalı hidroelektrik santrallere özel bir bölüm ayırarak konuyu anlatmıştır.

Öziş, 1968 yılında yaptığı çalışmasında elektrik üretimi ile ilgili araştırma ve planlama çalışmalarında, pompajlı santrallerin muhtemel rolünü araştırmıştır. Çalışmasının sonucunda ise Türkiye'nin gelecekteki elektrik enerjisi ihtiyacının büyük depolamalı hidroelektrik santrallerin yanı sıra termik ve nükleer enerji santralleri ile karşılanacağı, nehir santrallerinin de gittikçe artan katkıda bulunacağı dikkate alınır, pompajlı santrallerin birçok problemi halleden ekonomik bir çözüm teşkil edebileceğini göstermiştir.

Warnick, 1984 yılında yayınladığı kitabında pompaj depolamalı hidroelektrik santral kavramını, çeşitlerini ve planlama koşullarını örneklerle açıklamıştır.

Ülkemizde ilk kez EİE Genel Müdürlüğü tarafından pompaj depolamalı santral çalışmalarına başlanmıştır. Artan enerji ihtiyacı ve pik güç talebi göz önüne alınarak pompaj depolamalı santrallerin diğer sistemlerle de entegre edilerek çalıştırılması ve ülke çapında yaygınlaştırılması hedeflenmektedir. Yapılan çalışmada pompaj depolamalı santrallerin Türkiye'deki yeri ve gelecekteki potansiyeli üzerine araştırmada bulunularak ihtiyaç karşısında çeşitli hibrit sistemler çözüm olarak sunulmuştur (Yorgancılar ve Kökçüoğlu, 2009).

Saraç, 2009 yılında yaptığı çalışmada Türkiye'deki pompaj depolamalı hidroelektrik santral ihtiyacını ve planlanan projeleri tanıtarak pomaj depolamalı hidroelektrik santrallerin ülkemizdeki gelişimiyle ilgili genel bir bilgi vermiştir.

## **2. TÜRKİYE ELEKTRİK ENERJİSİ ÜRETİM KAPASİTESİ PROJEKSİYONU**

### **2.1 Giriş**

Bu tez çalışmasının içinde yer alan Üretim Kapasite Projeksiyonunun çalışma periyodu 10 yıllık olup 2009 – 2018 yıllarını kapsamaktadır. Mevcut, inşası devam eden ve Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu'nun (EPDK) Ocak 2009 Dönemi İlerleme Raporlarına göre iki ayrı senaryo halinde (Senaryo 1 ve Senaryo 2) hazırlanan 2009 – 2013 yılları arasında işletmeye gireceği öngörülen projelerin bu periyoddaki üretim kapasiteleri ve güçleri dikkate alınarak iki talep serisine göre Arz-Talep Dengeleri, güç ve enerji olarak hesaplanmıştır. Mevcut termik ve hidrolik santrallerin 10 yıllık proje ve güvenilir üretim değerlerine ilişkin bilgiler Elektrik Üretim Anonim Şirketi (EÜAŞ), Türkiye Elektrik Ticaret ve Taahhüt Anonim Şirketi (TETAŞ) ve Devlet Su İşleri (DSİ) Genel Müdürlüklerinden alınmıştır. Lisans almış santraller için EPDK tarafından verilen, Aralık 2008 tarihi itibarıyla lisans almış tesislerin “Ocak 2009 Dönemi İlerleme Raporları” dikkate alınarak güncelleştirilmiş bilgileri kullanılmıştır. Üretim kapasiteleri hesaplanırken hidrolik santrallerin normal hidrolojik koşullardaki üretimleri olan ortalama veya proje üretimleri ve kurak hidrolojik koşullardaki üretimleri olan güvenilir üretimleri ayrı ayrı göz önüne alınarak her iki talep serisi için ve bu dönem içinde işletmeye girmesi öngörülen projelere ait EPDK tarafından hazırlanan her iki senaryo için arz talep dengeleri ve enerji yedekleri hesaplanmış ve sonuçları Çözüm I – A, Çözüm I – B ve Çözüm II – A, Çözüm II - B olarak raporda yer almıştır.

### **2.2 Elektrik Enerjisi Talep Gelişimi**

Bu bölümde son 10 yıllık (1999-2008) elektrik enerjisi tüketiminin gelişimi, aynı dönemdeki güç talebinin gelişimi, 2008 yılındaki tipik günlere ait yük eğrileri, gerçekleşen talebin tahminler ile karşılaştırılması ve gelecek 10 yıllık (2009-2018) dönem için ETKB tarafından verilen puant güç ve elektrik enerjisi talebinin tahmin edilen gelişimi verilmektedir.

### 2.2.1 1999 – 2008 yılları Türkiye elektrik sistemi puant güç ve enerji talebi

Türkiye elektrik enerjisi brüt tüketimi (Türkiye brüt üretimi+dış alım–dış satım) 2007 yılında %8.8 artış ile 190 Milyar kWh, 2008 yılında ise %4.2 artış ile 198.1 Milyar kWh olarak gerçekleşmiştir. Türkiye net tüketimi (iç tüketim, şebeke kaybı ve kaçaklar dahil) 2007 yılında 155.1 Milyar kWh, 2008 yılında ise 161.9 Milyar kWh olmuştur.

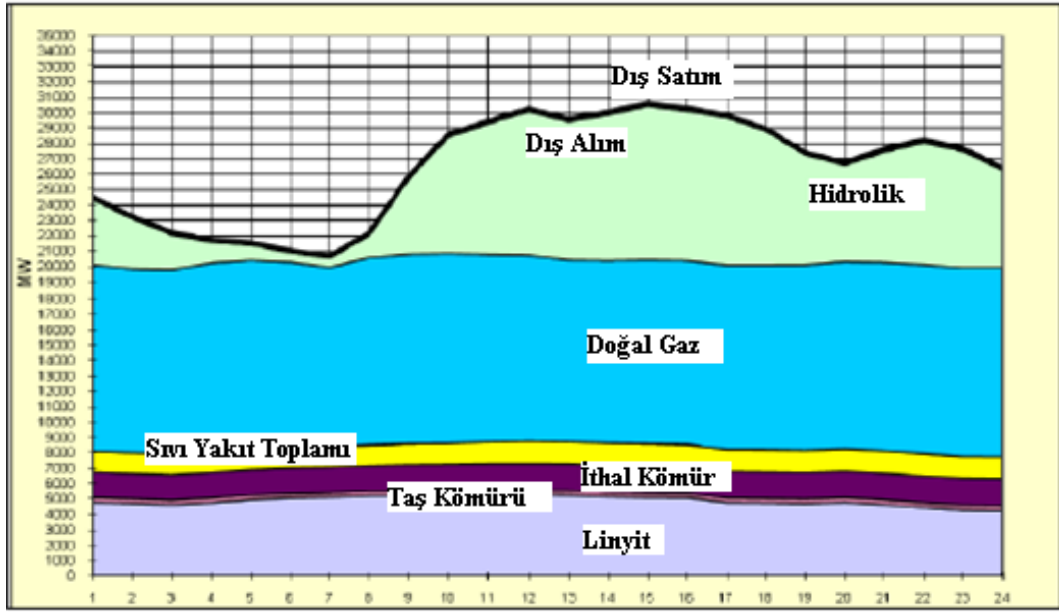
Türkiye enterkonnekte sistemi yıllar itibariyle ani puant talebi ve enerji gelişimi Çizelge 2.1’de verilmektedir. 2007 yılında puant talep 29249 MW, Minimum Yük 11100 MW olarak gerçekleşmiştir. 2008 yılında ise puant talep 30517 MW, Minimum Yük 10409 MW olarak gerçekleşmiştir.

**Çizelge 2.1 : 1999 – 2008 yılları arası Türkiye elektrik sistemi puant güç ve enerji talebi**

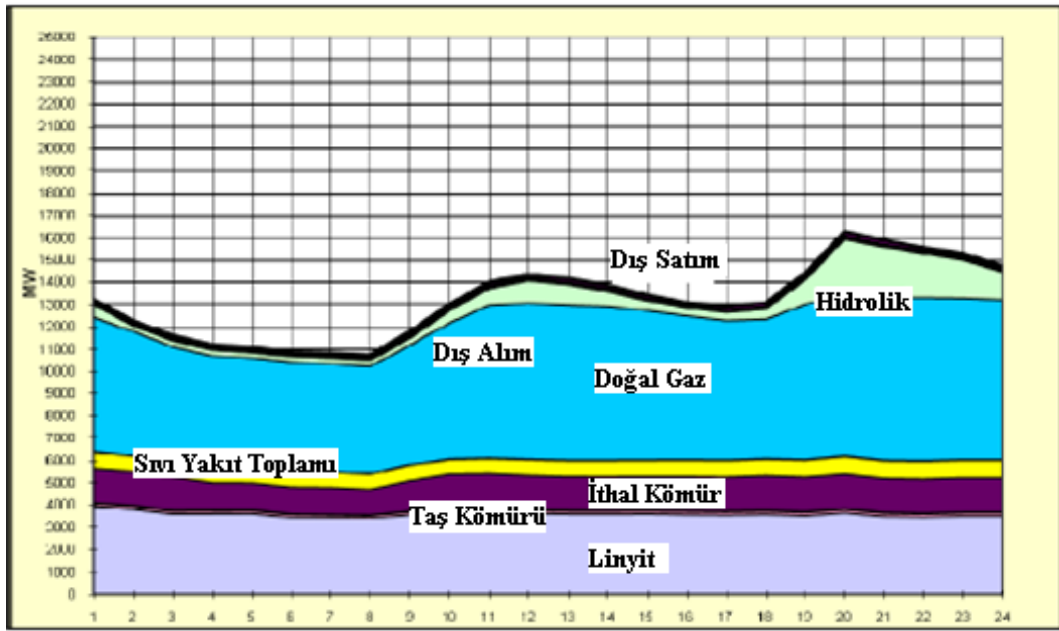
	Puant Güç Talebi (MW)	Artış %	Enerji Talebi (MW)	Artış %
1999	18938	6.4	118485	3.9
2000	19390	2.4	128276	8.3
2001	19612	1.1	126871	-1.1
2002	21006	7.1	132553	4.5
2003	21729	3.4	141151	6.5
2004	23485	8.1	150018	6.3
2005	25174	7.2	160794	7.2
2006	27594	9.6	174637	8.6
2007	29249	6.0	190000	8.8
2008	30517	4.3	198085	4.2

### 2.2.2 2008 yılı elektrik enerjisinin günlük talep incelemeleri

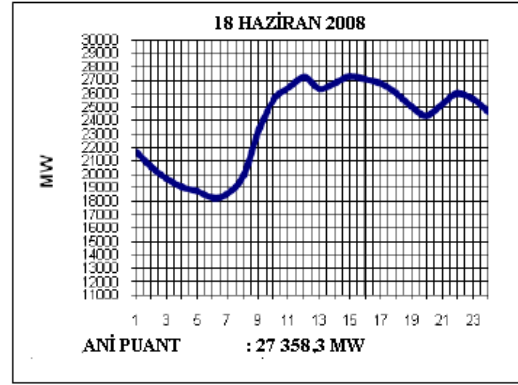
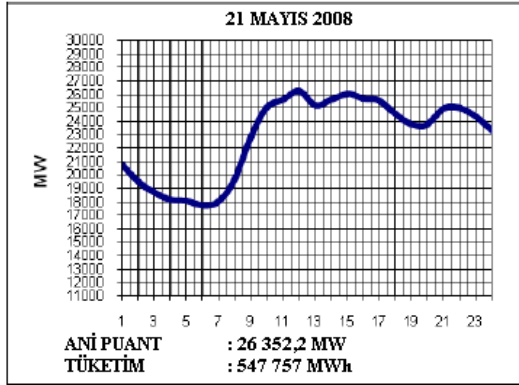
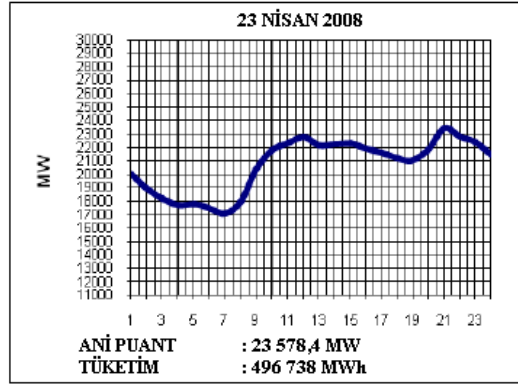
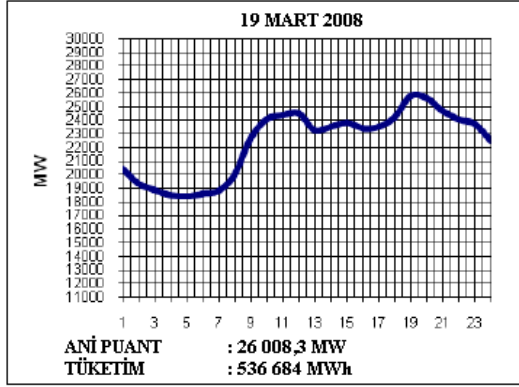
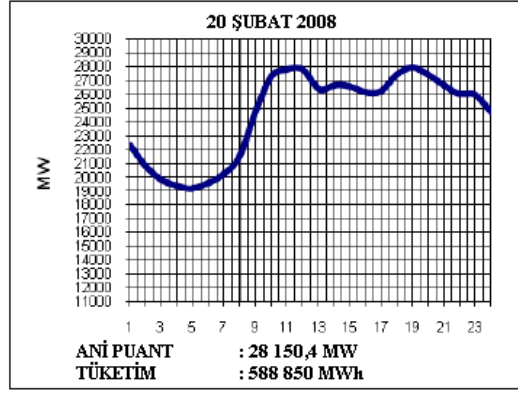
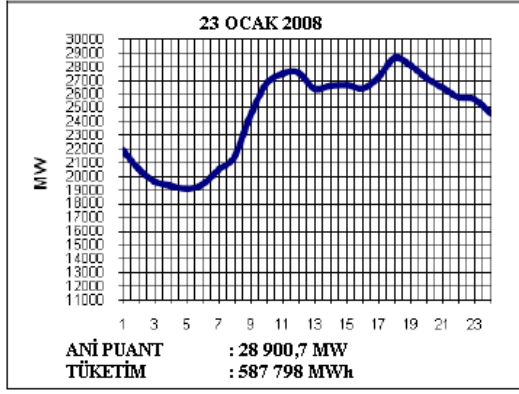
2008 yılında elektrik enerjisi talebinin maksimum ve minimum olduğu günlerin yük eğrisi Şekil 2.1 ve Şekil 2.2’de, her ayın üçüncü Çarşamba gününe ait yük eğrileri Şekil 2.3’de verilmektedir. 2008 yılında en yüksek tüketimin olduğu günde puant talep 30517 MW’ tır.



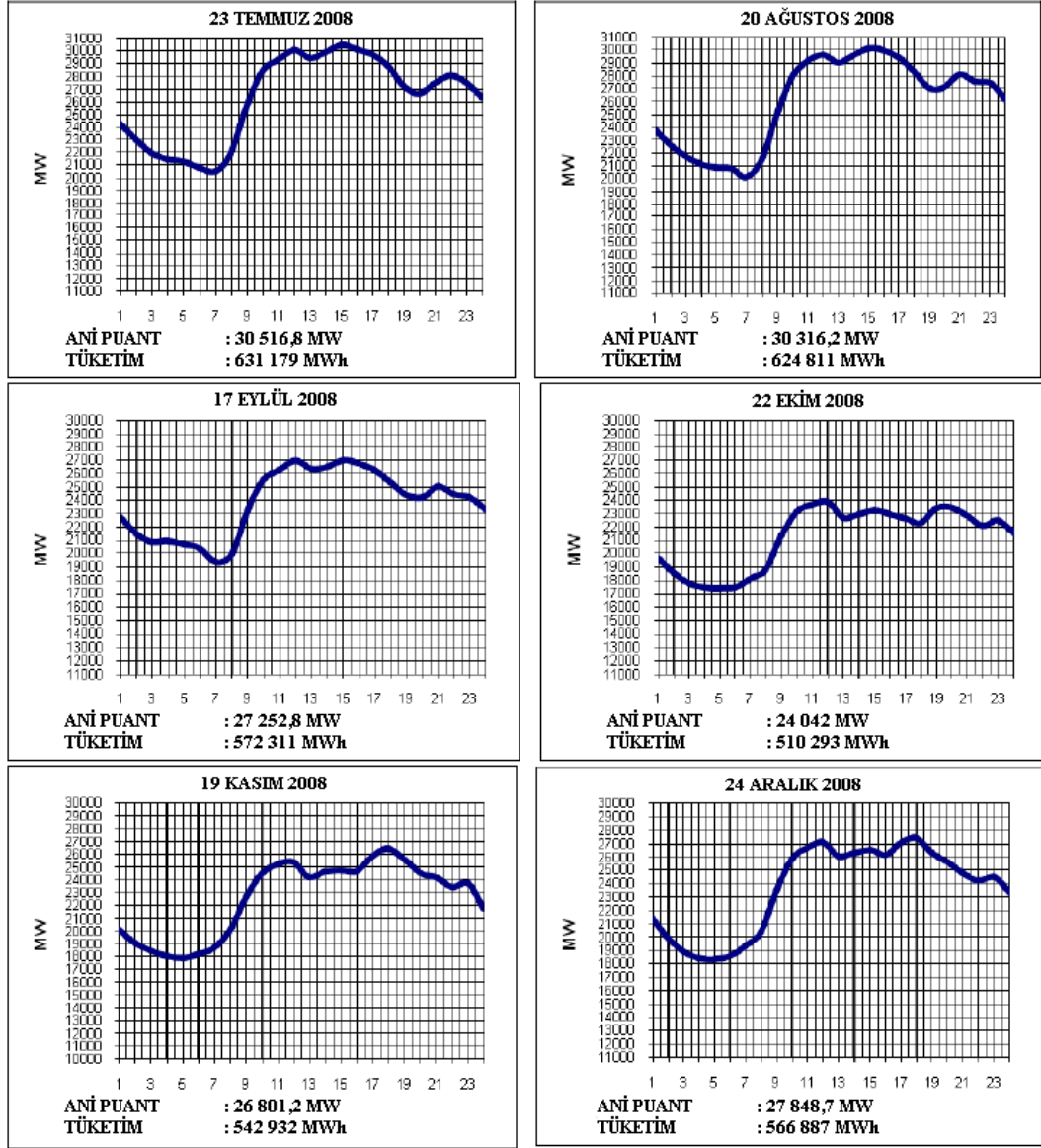
**Şekil 2.1 :** 2008 yılı elektrik enerjisi tüketiminin maksimum olduğu günde (23 Temmuz 2008) santrallerin enerji kaynağı türlerine göre çalışma durumları



**Şekil 2.2 :** 2008 yılı elektrik enerjisi tüketiminin minimum olduğu günde (1 Ekim 2008) santrallerin enerji kaynağı türlerine göre çalışma durumları



**Şekil 2.3 : 2008 yılında her ayın üçüncü Çarşamba günlerinin saatlik yük grafiği**



Şekil 2.3 : (Devam)

### 2.2.3 Talep tahminleri

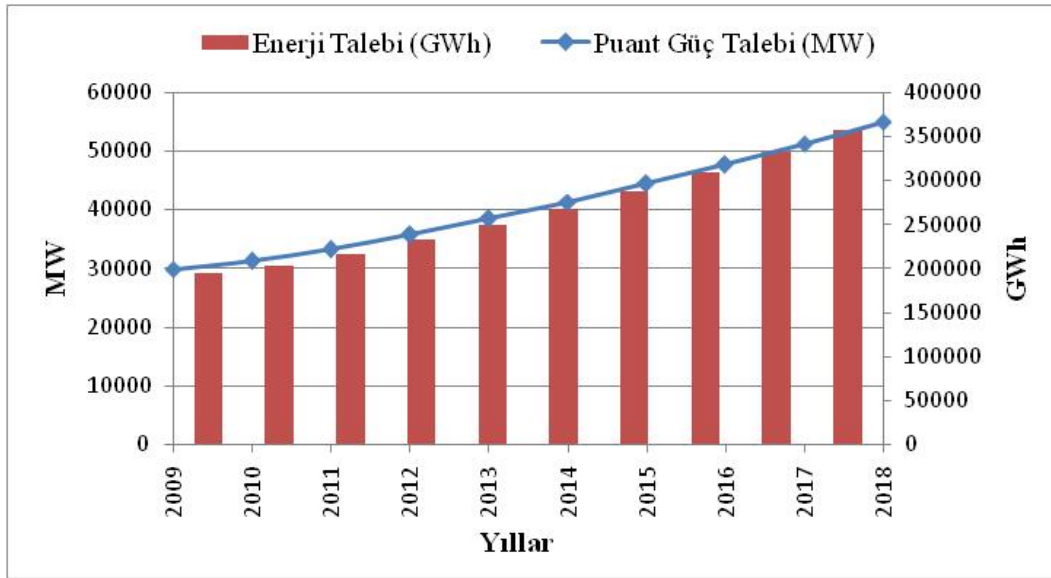
ETKB tarafından yapılan 2009 – 2018 dönemini kapsayan Üretim Kapasite Projeksiyon çalışmasında, 2008 yılı sonunda yaşanmaya başlanan ekonomik krizin elektrik enerjisi talebine etkisi dikkate alınarak revize edilen talep serileri kullanılmıştır. Talep serileri belirlenirken, 2009 yılında elektrik enerjisi talebinde %2'lik bir daralma yaşanacağı, 2010 – 2011 yıllarında ekonomik krizin etkisiyle elektrik enerjisi talebindeki artışın düşük seyredeceği kabul edilmiş, sonraki yıllarda ise her iki talep serisi için Mayıs 2008 tarihinde MAED modeli kullanılarak hesaplanmış olan yıllık talep artış yüzdeleri aynen alınmıştır. Ayrıca bu dönem için

yük eğrisi karakteristiğinin değişmeyeceği kabulü ile puant yük serileri elde edilmiştir.

Talep tahmin serileri olan Yüksek Talep ve Düşük Talep ile yıllara göre artışları sırasıyla Çizelge 2.2, Şekil 2.4 ve Çizelge 2.3, Şekil 2.5' de verilmektedir.

**Çizelge 2.2 : Talep tahmini (Yüksek talep)**

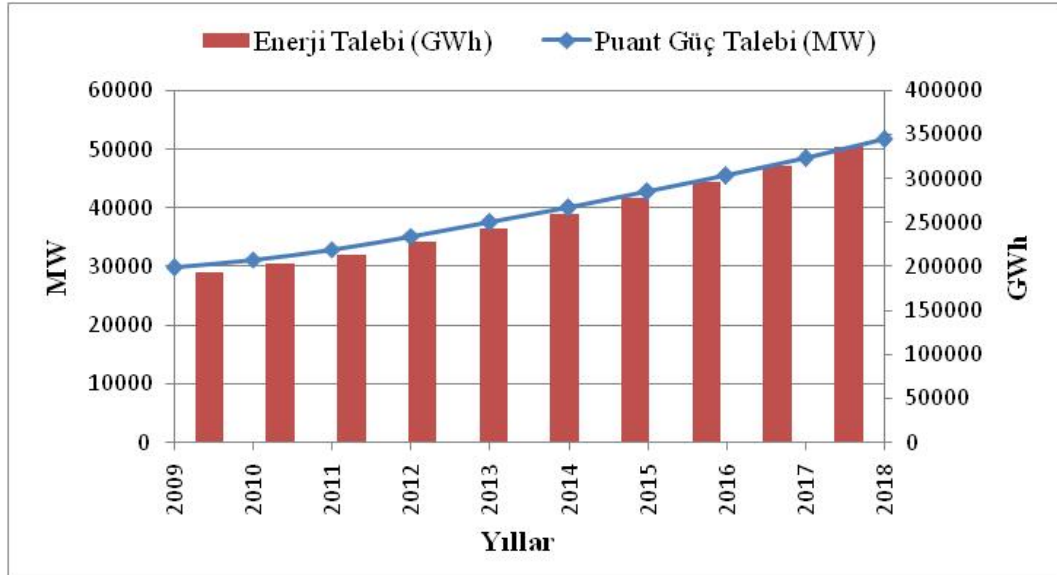
	Puant Güç Talebi (MW)	Artış %	Enerji Talebi (GWh)	Artış %
2009	29900		194000	
2010	31246	4.5	202730	4.5
2011	33276	6.5	215907	6.5
2012	35772	7.5	232101	7.5
2013	38455	7.5	249508	7.5
2014	41339	7.5	268221	7.5
2015	44440	7.5	288338	7.5
2016	47728	7.4	309675	7.4
2017	51260	7.4	332591	7.4
2018	55053	7.4	357202	7.4



**Şekil 2.4 : Talep tahmini (Yüksek talep)**

**Çizelge 2.3 : Talep tahmini (Düşük talep)**

	Puant Güç Talebi (MW)	Artış %	Enerji Talebi (GWh)	Artış %
2009	29900		194000	
2010	31246	4,5	202730	4,5
2011	32964	5,5	213880	5,5
2012	35173	6,7	228210	6,7
2013	37529	6,7	243500	6,7
2014	40044	6,7	259815	6,7
2015	42727	6,7	277222	6,7
2016	45546	6,6	295519	6,6
2017	48553	6,6	315023	6,6
2018	51757	6,6	335815	6,6



**Şekil 2.5 : Talep tahmini (Düşük talep)**

## 2.2.4 Sonuçlar

### 2.2.4.1 Çözüm I – A (Yüksek talep – Senaryo 1)

Bu bölümde;

- 2008 yılı sonu itibariyle işletmede,
- İnşa halindeki kamu,
- EPDK' dan lisans almış ve Ocak 2009 dönemi ilerleme raporlarına göre öngörülen tarihlerde devreye girmesi beklenen, EPDK tarafından hazırlanan Senaryo 1'de yer

alan inşa halindeki özel sektör üretim tesisleri ile ekonomik krizin etkileri dikkate alınarak ETKB tarafından revize edilen Yüksek Talep dikkate alındığında talebin 2010 yılında 202.7 Milyar kWh, 2018 yılında 357.2 Milyar kWh'e ulaşması halinde arz-talep durumu ve talebin ne şekilde karşılanacağı ile ilgili sonuçlar verilmektedir. Yukarıdaki şartlara göre puant güç talebi dönem boyunca karşılanmakta, enerji üretimi açısından bakıldığında ise 2015 yılında güvenilir enerji üretimine göre, 2017 yılında ise proje üretimine göre enerji talebi karşılanamamaktadır.

İşletmede, inşa halindeki kamu ve lisans almış ve öngörülen tarihlerde devreye girmesi beklenen inşa halindeki özel sektör santralleri birlikte incelendiğinde, Türkiye kurulu güç yedeği 2009 yılında %45.4'ten başlayıp 2018 yılında %2.4'e düşmektedir.

Kurulu güç yedeğinde 2018 yılına kadar açık görülmemesine rağmen sistemde enerji açığının yaşanmaması için belirli bir yedeğin olması gerekliliği dikkate alınarak 2015 yılından itibaren sisteme yeni üretim tesislerinin ilave edilmesi gerektiği görülmektedir.

#### **2.2.4.2 Çözüm I – B (Yüksek talep – Senaryo 2)**

Bu bölümde;

- 2008 yılı sonu itibariyle işletmede,
- İnşa halindeki kamu,
- EPDK'dan lisans almış ve Ocak 2009 dönemi ilerleme raporlarına göre öngörülen tarihlerde devreye girmesi beklenen EPDK tarafından hazırlanan Senaryo 2'de yer alan inşa halindeki özel sektör üretim tesisleri ile ekonomik krizin etkileri dikkate alınarak ETKB tarafından revize edilen Yüksek Talep dikkate alındığında talebin 2010 yılında 202.7 Milyar kWh, 2018 yılında 357.2 Milyar kWh'e ulaşması halinde arz-talep durumu ve talebin ne şekilde karşılanacağı ile ilgili sonuçlar verilmektedir. Yukarıdaki şartlara göre 2018 yılından başlayarak puant güç talebi karşılanamamakta, enerji üretimi açısından bakıldığında ise 2014 yılında güvenilir enerji üretimine göre, 2016 yılında ise proje üretimine göre enerji talebi karşılanamamaktadır.

İşletmede, inşa halindeki kamu ve özel sektör santralleri birlikte incelendiğinde, Türkiye kurulu güç yedeği 2009 yılında %44.8'den başlayıp, 2017 yılında %5.8'e,

2018 yılında %-1.5'e düşmektedir.

Kurulu güç yedeğinde 2017 yılına kadar açık görülmemesine rağmen sistemde enerji açığının yaşanmaması için belirli bir yedeğin olması gerekliliği dikkate alınarak 2014 yılından itibaren sisteme yeni üretim tesislerinin ilave edilmesi gerektiği görülmektedir.

#### **2.2.4.3 Çözüm II – A (Yüksek talep – Senaryo 1)**

Bu bölümde;

- 2008 yılı sonu itibariyle işletmede,
- İnşa halindeki kamu,
- EPDK'dan lisans almış ve Ocak 2009 dönemi ilerleme raporlarına göre öngörülen tarihlerde devreye girmesi beklenen EPDK tarafından hazırlanan Senaryo 1'de yer alan inşa halindeki özel sektör üretim tesisleri ile ekonomik krizin etkileri dikkate alınarak ETKB tarafından revize edilen Düşük Talep serileri dikkate alındığında 2010 yılında 202.7 Milyar kWh, 2018 yılında 335.8 Milyar kWh'e ulaşması halinde arz-talep durumu ve talebin ne şekilde karşılanacağı ile ilgili sonuçlar verilmektedir. Yukarıdaki şartlara göre puant güç talebinde açık gözlenmezken, enerji üretimi açısından bakıldığında ise 2016 yılında güvenilir enerji üretimine göre, 2018 yılında ise proje üretimine göre enerji talebi karşılanamamaktadır.

İşletmede, inşa halindeki kamu ve lisans almış ve öngörülen tarihlerde devreye girmesi beklenen inşa halindeki özel sektör santralleri birlikte incelendiğinde, Türkiye kurulu güç yedeği 2009 yılında %45.4'ten başlayıp, 2018 yılında %8.9'a inmektedir.

Kurulu güç yedeğinde 2018 yılına kadar açık görülmemesine rağmen sistemde enerji açığının yaşanmaması için belirli bir yedeğin olması gerekliliği dikkate alınarak 2015 yılından itibaren sisteme yeni üretim tesislerinin ilave edilmesi gerektiği görülmektedir.

#### **2.2.4.4 Çözüm II – B (Yüksek talep – Senaryo 2)**

Bu bölümde;

- 2008 yılı sonu itibariyle işletmede,
- İnşa halindeki kamu,

- EPDK'dan lisans almış ve Ocak 2009 dönemi ilerleme raporlarına göre öngörülen tarihlerde devreye girmesi beklenen EPDK tarafından hazırlanan Senaryo 2'de yer alan inşa halindeki özel sektör üretim tesisleri ile ekonomik krizin etkileri dikkate alınarak ETKB tarafından revize edilen Düşük Talep dikkate alındığında talebin 2010 yılında 202.7 Milyar kWh, 2018 yılında 335.8 Milyar kWh'e ulaşması halinde arz-talep durumu ve talebin ne şekilde karşılanacağı ile ilgili sonuçlar verilmektedir. Yukarıdaki şartlara göre puant güç talebinde açık gözlenmezken, enerji üretimi açısından bakıldığında ise 2015 yılında güvenilir enerji üretimine göre, 2017 yılında ise proje üretimine göre enerji talebi karşılanamamaktadır.

İşletmede, inşa halindeki kamu ve lisans almış ve öngörülen tarihlerde devreye girmesi beklenen inşa halindeki özel sektör santralleri birlikte incelendiğinde, Türkiye kurulu güç yedeği 2009 yılında %44.8'den başlayıp, 2018 yılında %4.8'e düşmektedir.

Kurulu güç yedeğinde 2018 yılına kadar açık görülmemesine rağmen sistemde enerji açığının yaşanmaması için belirli bir yedeğin olması gerekliliği dikkate alınarak 2015 yılından itibaren sisteme yeni üretim tesislerinin ilave edilmesi gerektiği görülmektedir.

### **2.2.5 Çözümlerin karşılaştırılması**

EPDK tarafından lisans verilmiş ve çalışma döneminde işletmeye girmesi beklenen kapasiteler dikkate alınarak iki farklı senaryo oluşturulmuş olup, daha önce de belirtildiği üzere çalışma dönemi içinde Senaryo 1'e göre toplam 11188.8 MW ve Senaryo 2'ye göre toplam 9047.1 MW ilave kapasitenin sisteme dahil olması beklenmektedir. ETKB tarafından belirlenen Yüksek Talep ve Düşük Talep serileri her iki senaryo için kullanılarak Proje ve Güvenilir Üretim Kapasitelerine göre Arz-Talep Dengeleri oluşturulmuştur.

Sistem güvenilirliği açısından enerji yedeği oranları oldukça önemlidir. Beklenen talep artışının gerçekleşmesi durumunda mevcut, inşaatı devam eden ve lisans alıp çalışma dönemi içinde işletmeye girmesi beklenen kapasite dikkate alındığında:

- Senaryo 1 sonuçlarında proje üretim kapasitesine ve yüksek talep serisine göre 2017 yılında ve düşük talep serisine göre ise 2018 yılında,

- Senaryo 1 sonuçlarında güvenilir üretim kapasitesine ve yüksek talep serisine göre 2015 yılında ve düşük talep serisine göre ise 2016 yılında,
  - Senaryo 2 sonuçlarında proje üretim kapasitesine ve yüksek talep serisine göre 2016 yılında ve düşük talep serisine göre ise 2017 yılında,
  - Senaryo 2 sonuçlarında güvenilir üretim kapasitesine ve yüksek talep serisine göre 2014 yılında ve düşük talep serisine göre ise 2015 yılında
- enerji açığı beklenmektedir.

### **2.2.6 Sonuç ve öneriler**

ETKB tarafından hesaplanan elektrik enerjisi yüksek talebinin gerçekleşmesi halinde;

- 2008 yılı sonunda işletmede olan üretim tesislerinden oluşan mevcut elektrik enerjisi üretim sistemimize EPDK tarafından 2013 yılına kadar işletmeye gireceği öngörülen, 11189 MW Lisans almış ve inşa halindeki özel sektör projeleri, 3676 MW inşa halindeki kamu projeleri olmak üzere toplam 14865 MW'lık yeni üretim tesislerinin ilave edilmesi ile; proje üretim kapasitelerine göre 2017 yılından, güvenilir üretim kapasitelerine göre ise 2015 yılından itibaren öngörülen elektrik enerjisi talebinin karşılanamayacağı hesaplanmıştır.

- Lisans almış ve inşa halindeki özel sektör projelerinin EPDK tarafından 2013 yılına kadar işletmeye gireceği öngörülen 9047 MW'lık kısmının bu dönemde işletmeye girmesi halinde ise mevcut sisteme toplam 12723 MW'lık yeni üretim tesislerinin ilave edilmesi ile; proje üretim kapasitelerine göre 2016 yılından, güvenilir üretim kapasitelerine göre 2014 yılından itibaren öngörülen elektrik enerjisi talebinin karşılanamayacağı hesaplanmıştır.

Türkiye elektrik sisteminde satın alma garantisi verilmiş bulunan YİD, İHD ve Yİ modeli kapsamındaki kapasitelerin neredeyse tam verimli olarak kullanıldığı, ancak buna karşılık talep miktarı ve tüketim karakteristiğine göre kamu santrallerine ait kapasitenin bir kısmının kullanılmadığı gözlenmektedir.

Elektrik sistem işletmeciliğinde;

- talebin tahmin edildiği gibi gerçekleşmemesi,
- hidrolik santrallere gelen su miktarının tahmin edildiği gibi gelmemesi,

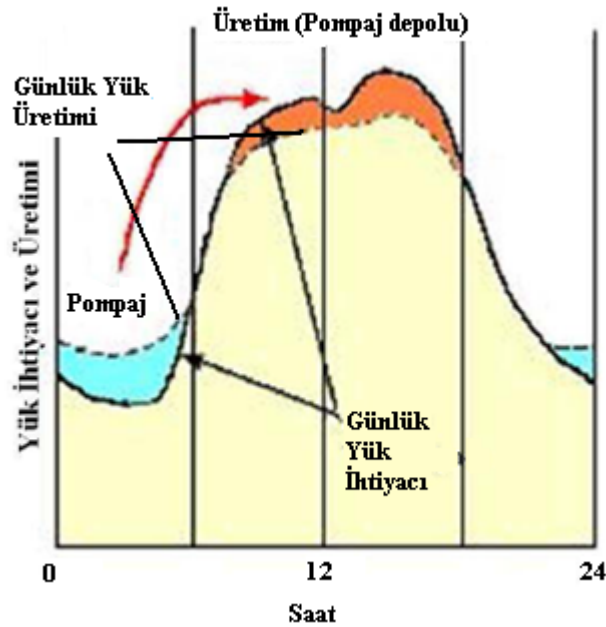
- yakıt arzında ve kalitesinde kısıtlarla karşılaşılabileceği,
- santrallerde uzun süreli arızaların olabileceği,

inşa halindeki kamu ve özel sektör santrallerinin öngörülen tarihlerde işletmeye giremeyeceği, dikkate alındığında, güvenilir elektrik enerjisi sistemlerinde birincil kaynak türlerine göre belirli oranlarda güç ve enerji yedeği bulundurulması bir zorunluluktur. Bu nedenle arz ve talep başa baş olmadan önce üretim sisteminin yedekli olarak işletilmesi için üretim tesislerinin inşaat süreleri de göz önüne alınarak 2010 yılından itibaren lisans işlemlerinin tamamlanması ve yatırımlarına başlanması için gerekli önlemlerin alınması sağlanmalıdır (TEİAŞ Türkiye Elektrik Enerjisi 10 Yıllık Üretim Kapasite Projeksiyonu (2009 – 2018))

### 3. POMPAJ DEPOLAMALI HİDROELEKTRİK SANTRALLER

#### 3.1 Giriş

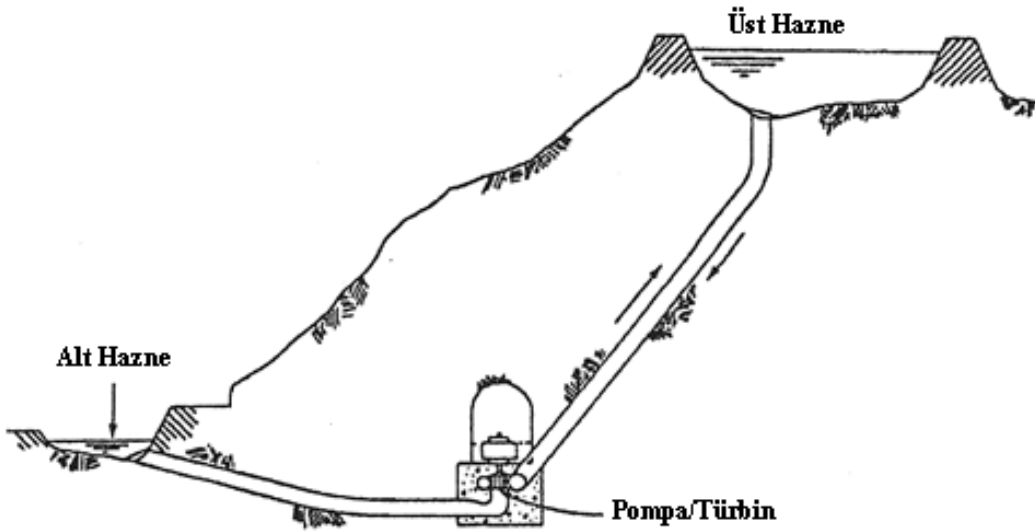
Pompajlı hidroelektrik santraller enerji biriktiren tesislerdir. Baz yük için gerekli güç yüksek kapasiteli ve sabit yükte çalışan termik ve nükleer santraller tarafından karşılanabilir. Termik ve nükleer santrallerin, tüketimin az ve elektriğin ucuz olduğu (örneğin gece 12:00 – 05:00) saatlerde ürettiği tüketim fazlası enerjiyi kullanarak, su bir alt haznedeki su, tüketimin fazla ve fiyatın tavan yaptığı pik saatlerde aşağı rezervuara türbinlenerek enerji üretilir (Şekil 3.1). Aslında pompalama için kullanılan enerji miktarı aynı hacim suyun türbinlerden geçirilmesiyle elde edilen enerjiden daha fazladır. Fakat sabit yüklü santrallerin üretim (talep/tüketim) fazlası enerjisi kullanıldığı için, pompajlı santrallerin pik saatlerde ürettiği enerjinin parasal değeri, üretim fazlası enerjinin üç kat değerinde olduğundan pompajlı santraller inşa edilir (Warnick, 1984).



Şekil 3.1 : Günlük yük ihtiyacı ve üretimi.

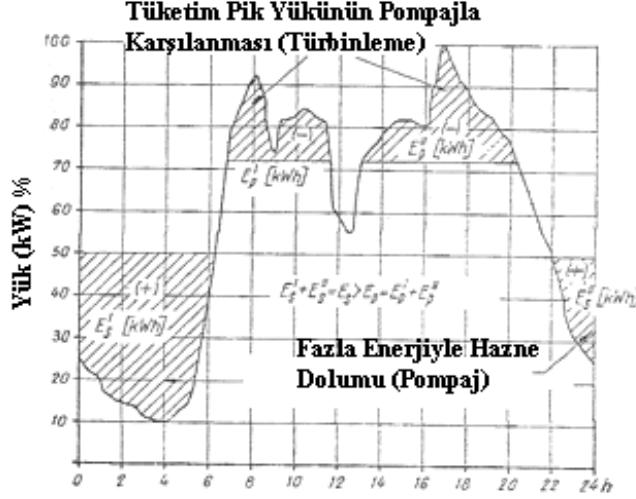
Pompaj depolamalı santraller hidrolik, termik ve rüzgar santrallerinden kurulu enterkonnekte sistemin günlük, haftalık veya sezonluk işletme şartlarını düzenlemekte olup, normal hidroelektrik santrallerde olduğu gibi nehir akımından etkilenmeyip talebin az olduğu ve enerji üretimine gerek olmadığı durumlarda durdurulabilir.

Pompajlı bir santralin genel yapısı Şekil 3.2’de verilmiştir. Şekil 3.3’de bir pompajlı santralde enerji kullanımı ve üretiminin çevrimi verilmiştir. Şekilde görüleceği gibi pompaj sırasında tüketilen enerji yüzde olarak basınçlı boruda 0.5, pompada 10, motorda 3 ve transformatörde 0.5 olmak üzere toplam %14 enerji kaybı meydana gelir. Pompalanan sudan enerji üretilmesi sırasında enerji kaybı yüzde olarak basınçlı boruda 1, türbinlerde 7.5, jeneratörde 1.8 ve transformatörde 0.5 olmak üzere toplam %10.8 dir. Görüldüğü gibi üretilen enerjiden % 3.2 daha fazla enerji pompajda tüketilmektedir. Basınçlı borudaki yük kaybının türbinleme sırasında pompajdan 2 misli fazla olmasının nedeni, basınçlı borudaki türbinleme zamanının pompajlama zamanından daha kısa olması yani boru su hızının daha fazla olmasındandır.



Şekil 3.2 : Pompaj depolamalı hidroelektrik santralin genel şekli.



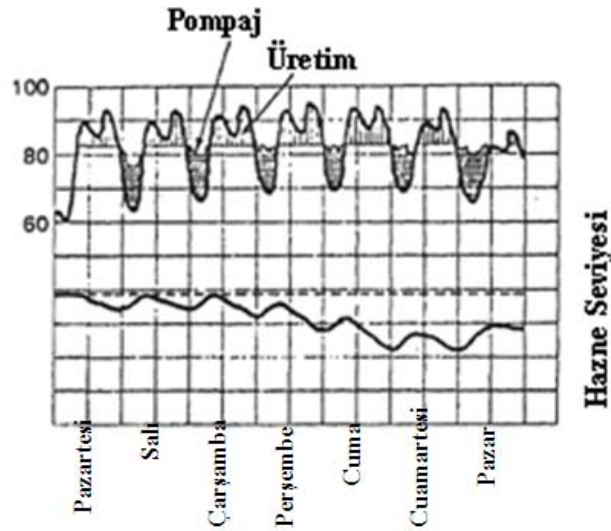


Şekil 3.4 : Günlük yük değişiminin pompaj depolamalı santralle karşılanması (Masonyi, 1966).

### 3.2.2 Haftalık biriktirme

Haftalık çevrimde ise, hafta içi günlerde pik saatlerde üretimde kullanılan suyun bir kısmı aynı gün pik dışı saatlerde üst rezervuara pompalanır, hafta içi günlerin sonunda tamamen boşalan üst rezervuar hafta sonu günlerinde (Cumartesi, Pazar) pik dışı saatlerde pompaj yapılarak tekrar doldurulur.

Bu tip santraller Şekil 3.5’de verilmiştir. Bu santralde pik yükün %82 si pompajla karşılanmaktadır. Hazne hacimleri oldukça büyüktür.

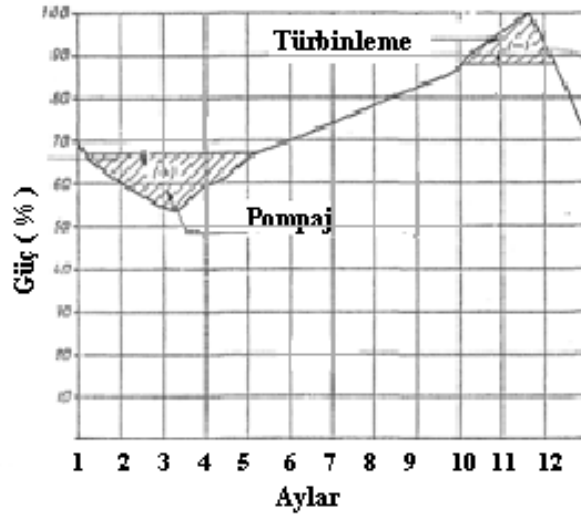


Şekil 3.5 : Haftalık düzenlemeli pompaj depolamalı santraller (Warnick, 1984).

### 3.2.3 Sezonluk biriktirme

Sezonluk biriktirmede ise nehir akımının ve enerjinin fazla olduğu dönemde su, üst rezervuara pompalanır ve akımın az olduğu dönemde üst rezervuarda depolanan sudan firm enerjisi arttırmak için enerji üretilir.

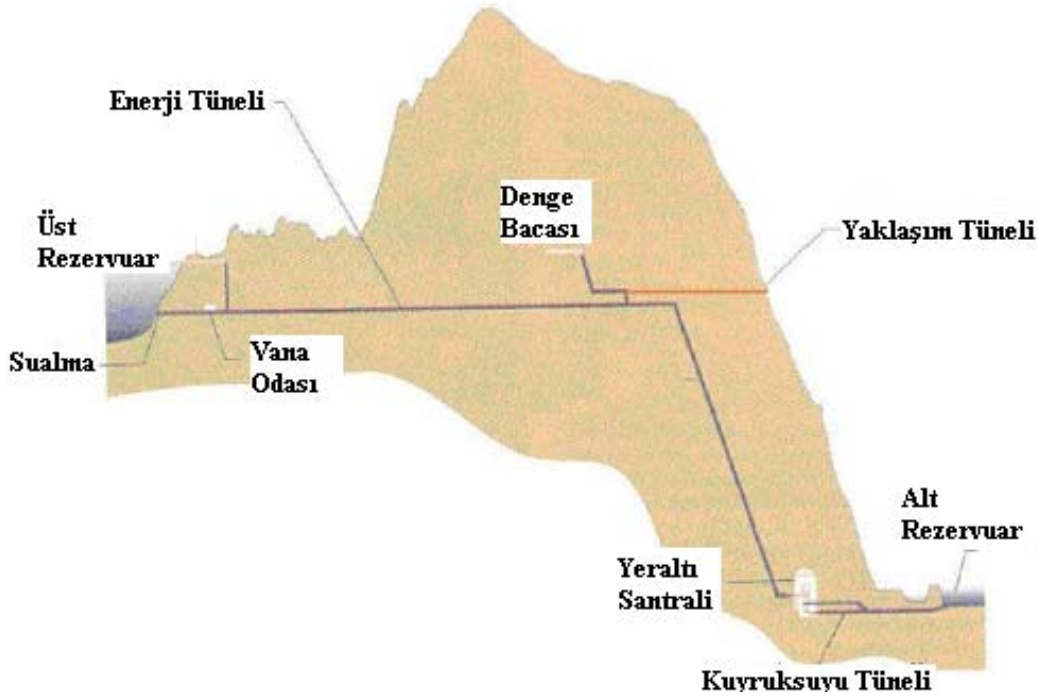
Şekil 3.6'da mevsimlik (yıllık) düzenlemeli bir pompajlı santral verilmiştir. Tüketimin minimum değeri haziran ayında ve maksimum değeri Şubat ayındadır. Sistemde Nisan ve Temmuz ayları arasındaki fazla enerji üretimi ile kış aylarındaki (Ocak ve Şubat) pik tüketim karşılanmaktadır. Şekilden görüleceği gibi pik tüketimin % 82 si pompajla karşılanmaktadır. Pompaj için kullanılan enerji her zaman üretilen enerjiden fazla olduğu unutulmamalıdır.  $E_s > E_p$ .



Şekil 3.6 : Mevsimsel yük dağılımı (Masonry, 1966).

### 3.3 Pompaj Depolamalı Hidroelektrik Santrallerin Temel Bileşenleri

Pompajlı santraller orta ve yükseklikteki düşü santrallerdeki aynı kısımlardan oluşur (Şekil 3.7). Bu tip santrallerde unutulmaması gereken boru aksamındaki akımın çift yönlü olmasıdır. Membadan başlayarak bir pompajlı santralde yer alan kısımları ve bunların temel özellikleri aşağıda verilmiştir.



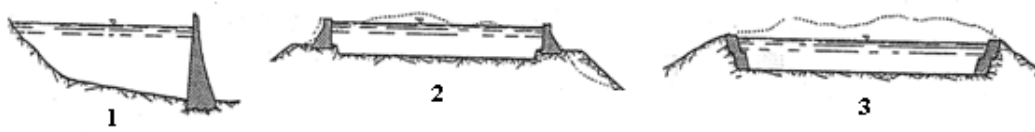
Şekil 3.7 : Pompaj depolamalı hidroelektrik santrallerin temel bileşenleri

### 3.3.1 Üst ve alt hazne

Pompaj depolamalı santralin alt ve üst olmak üzere iki rezervuarı olup, rezervuarlar inşa edilecek havuzlar dışında nehir, doğal göl, mevcut baraj rezervuarı veya deniz olabilir.

#### 3.3.1.1 Üst hazne

Pompajlı santrallerde üst hazneler genellikle Şekil 3.8’de görülen üç tipte inşa edilir (Mosonyi, 1963).



Şekil 3.8 : Pompaj depolamalı hidroelektrik santrallerde üst hazneler

1. Bir akarsu yatağına baraj yapılarak su haznesi oluşturulur. Baraj yapılacak arazinin jeolojik, topografik ve bölgede bulunan malzemeye bağlı olarak betonarme, toprak veya kaya dolgu tipinde olur.

2. Bir dağ veya tepe üzerinde bulunan nispeten çukur bir alanın etrafına seddeler yapılarak hazne oluşturulur. Gerekli hazne hacmine bağlı olarak sedde yükseklikleri tespit edilir. Seddeler toprak veya betonarme inşa edilir.

3. Bir dağ veya tepe üzerinde gerekli hazne hacmini sağlayacak şekilde hafriyat yapılarak hazne oluşturulur. Hazne yan duvarlarının şev eğimi zeminin özelliğine bağlıdır. Yan duvarların ve tabanın geçirimsizliği sağlanmalıdır.

Topoğrafyanın elverişli olduğu durumlarda ise üst hazneyi bir barajla meydana getirmek mümkündür. Bu durumda akarsuyun doğal debisi sayesinde buharlaşma kayıplarını karşılamak, hatta bu debi büyükse ilave enerji üretmek olanağı bulunmaktadır. Buna karşılık buharlaşma ve sızma kayıpları yapay havuzlara kıyasla fazla olduğundan, küçük debilerde sakıncalı olmaktadır. Bu tür santraller, akarsu üzerinde kademe oluşturan iki baraj arasında veya doğal bir göl ile bir baraj arasında uygulama alanı bulmaktadır.

### **3.3.1.2 Yapay hazne**

Üst hazneler ya yapay olarak inşa edilir ya da doğal bir gölün önü kapatılarak oluşturulur. Bir tepe üzerinde oluşturulan yapay hazneler genelde daire planlıdır.

Yapay haznelerin üstünlükleri;

1. Alt hazneye planda en yakın alanı seçmek olanağı vardır. Bunda amaç aynı bir H düşü yüksekliği için basınçlı boru boyunu (L) kısaltmaktır (daha küçük L/H oranı),
2. Tepe üstünde inşa edildikleri için arazi değeri oldukça düşük olup, genelde yerleşme bölgeleri ve kara yollarına uzak olup kamulaştırma bedeli de oldukça düşük olur,
3. Bir barajla oluşturulan hazneye göre hazne içindeki su seviye salınımları belli sınırlar içinde tutulabilir.

Yapay hazneler doğal haznelere göre su sızdırma sorunları ortaya çıkarır. Bunun nedeni ise yapay hazne taban kazıları sırasında geçirimsizliği çok zemin ortaya çıkacaktır. Bu gibi durumlarda hazne şevleri ile tabanının da asfalt, beton veya geomembran gibi değişik malzemelerle kaplanmalıdır. Yüksekliği az seddeler genelde toprak veya kayalarla yapılır. Bu seddelerin iç yüzleri sızmaya karşı kaplanır. Buharlaşma kayıplarının ise alt haznedeki ilaveten karşılanması gereklidir.

Çok soğuk bölgelerde buzlanma olayını dikkate almak gerekir. Eğer sedde yan yüzleri eğimi oldukça az ise suyun havayla temas eden yüzey alanı artar ve buralarda buzlanmalar görülür, burada biriken buz kalınlığı bölgeye göre 10 – 50 cm arasındadır. Havanın ısınması ve su seviyesinin düşmesiyle bu buz tabakaları

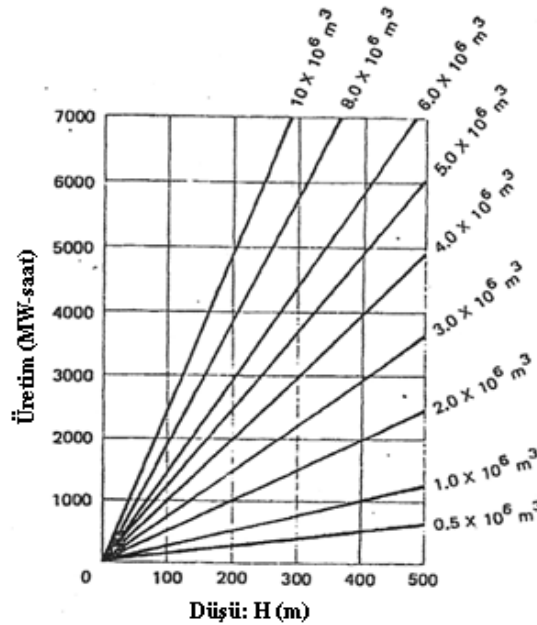
kayarak seddenin kaplamasının yırtılmasına neden olur. Aynı zamanda su alma ağzına da zarar verir. Çok soğuk bölgelerde seddeleri düşey yapmak buna bir çözümdür.

Büyük haznelerde az eğimli seddelerde rüzgârdan oluşan dalga tırmanma yükseklikleri dikkate alınmalıdır. Günlük haznelerde su dolumu ve boşalımı hızlı ve tekrarlanan bir olay olduğundan, eğer seddelerin kaplaması arkasında zemin içinde su varsa, kaplamanın patlamasına neden olabilir. Günlük pompajlı santrallerin seddeleri bu olay göz önünde tutularak inşa edilmelidir.

### 3.3.1.3 Yapay hazne hacminin belirlenmesi ve bir örnek

Pompajlı santralde düşü yüksekliği ve debi santralin boyutlandırılmasında 2 önemli parametredir. Düşü yüksekliği 300 m' den daha az alanlarda pompajlı santralin yapımı ekonomik değildir. Santralin çalışma zamanı ve düşü yüksekliğine bağlı olarak gerekli faydalı üst hazne hacmi hesabı Şekil (3.14) de verilmiştir. Bu şekil hazırlanırken genel düşü denklemi kullanılmış (2.1) ve verimlilik katsayısı  $\eta = 0.91$  seçilmiştir.

$$P = 9.81QH\eta \quad (\text{kw}) \quad (2.1)$$



Şekil 3.9 : İstenen elektrik enerjisi için gerekli hazne hacmi (Warnick, 1984)

### Örnek 3.1:

Bir pompajlı santralin gücü 500 MW ve ortalama düşü yüksekliği  $H = 300$  metredir. 6 saat enerji üretimi için gerekli faydalı hazne hacmi ne kadardır?

### Çözüm :

Üretilecek elektrik enerjisi,

$$E = 500 \times 6 = 3000 \text{ MW saat}$$

Şekil (2.14) kullanılarak, düşey ekseninde 3000 MW-saat ve  $H = 300$  m düşü yüksekliğine karşı gelen gerekli faydalı hazne hacmi  $V = 4 \times 10^6 \text{ m}^3$  bulunur.

#### 3.3.1.4 Alt hazne

Alt haznelerin yapılması daha kolaydır. Bölgede doğal bir göl veya deniz varsa bu amaçla kullanılabilir. Genellikle akarsu üzerinde bir baraj veya bağlama yapılarak hazne oluşturulur. Debisi yüksek ve akımı düzenli akarsulardan hiçbir biriktirme yapısı yapmadan da su alınarak üst hazneye basılabilir. Bu durumda şu koşullara dikkat edilmelidir.

1. Akarsu su seviye değişimleri ve derinliği pompanın emme yüksekliğini sağlayacak şekilde olmalıdır.
2. Akarsuyun askı maddesi konsantrasyonu ( $\text{gr/m}^3$ ) belirlenmelidir. Düşü yüksekliği 200 – 300 m'yi aşan tesislerde basınçlı boru ve vanaların aşınmasına neden olur. Bu aşınmalara karşı gerekli olduğu zaman çökeltim havuzu yapılır. Su çökeltim havuzundan geçirilerek üst hazneye basılır.

#### 3.3.2 Sualma ağızı

Pompaj biriktirmeli santrallerde, üst hazneden su alma yapısı genellikle bir su alma kulesi, bazen yamaçtan tünel girişi şeklinde tertiplenerek, üst rezervuarın yanında veya altında olacak şekilde yapılabilmektedir.

#### 3.3.3 İletim yapısı

İletim yapısı ise cebri boru veya özellikle yeraltı santralli pompaj depolamalı HES'lerde iletim yapısı olarak shaft ve enerji tüneli kullanılır, santralle alt rezervuar arasındaki bağlantı da kuyruksuyu tüneli ile sağlanmaktadır.

Tek cebri boru daha ucuz bir çözümdür, ama sonradan türbin ya da pompa önceliği belirlenmelidir. Çift cebri boru ise işletmede esneklik ve türbine ihtiyaç duyulduğunda hızlı yanıt sağlar.

### **3.3.4 Denge bacası**

Galeriler basınçlara karşı hassastırlar, bu nedenle türbin vanalarının kapatılması sonucunda doğan aşırı basınçların galeriye intikalini önlemek veya çok küçük düzeyde intikalini sağlamak için denge bacası inşa edilir.

### **3.3.5 Santral odası**

Mansap su seviyesi fazla oynamıyorsa kuvvet santralinde makineler yatay eksenli olarak tertiplenmektedir. 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.

Mansap su seviyesi büyük oynamalar gösteriyorsa makineler düşey eksenli tertiplenmektedir. Böylece santral boyu kısalmakta, elektrik makineleri yukarıda olduğundan sızan sulara karşı korunmaları kolaylaşmakta; buna karşılık derin kazılara ve yüksek yapılara gidilmesi gerekmektedir.

### **3.3.6 Kuyruksuyu kanalı**

Türbinlenen suyun alt rezervuara iletilmesini ve pompajlanacak olan suyun alt rezervuardan alınmasını sağlar.

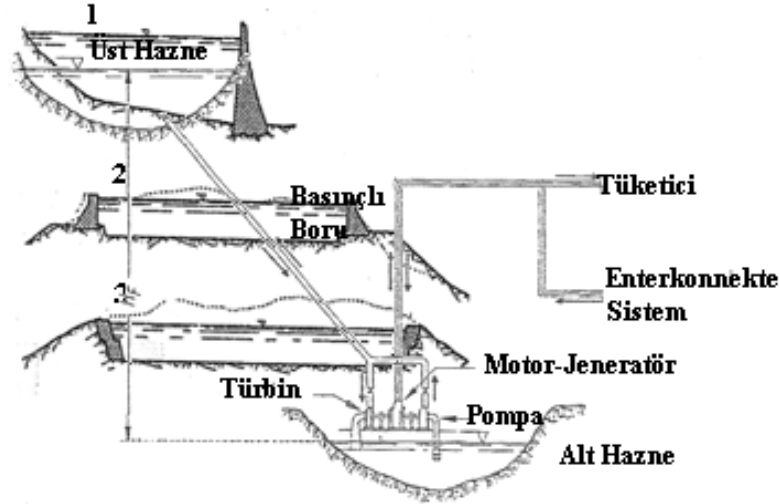
Bu kısımların hepsi bütün santrallerde olması gereken kısımlardır. Pompajlı santrallerde genelde basınçlı boru doğrudan üst hazneye bağlandığından basınçlı galeri, denge bacası ve ayrı bir vana odası gerekmez.

## **3.4 Pompaj Depolamalı Hidroelektrik Santrallerin Çeşitleri**

### **3.4.1 Tek iletim yapılı pompajlı santraller**

Pompaj biriktirmeli santrallerin uygulamada en çok rastlanılan tertibi, gerek enerji üretiminde, gerekse suyun yükseltilmesinde aynı iletim hattının kullanıldığı tesislerdir (Şekil 3.10). Bu tür santrallerde, üretilen enerjinin tüketilen enerjiye oranı

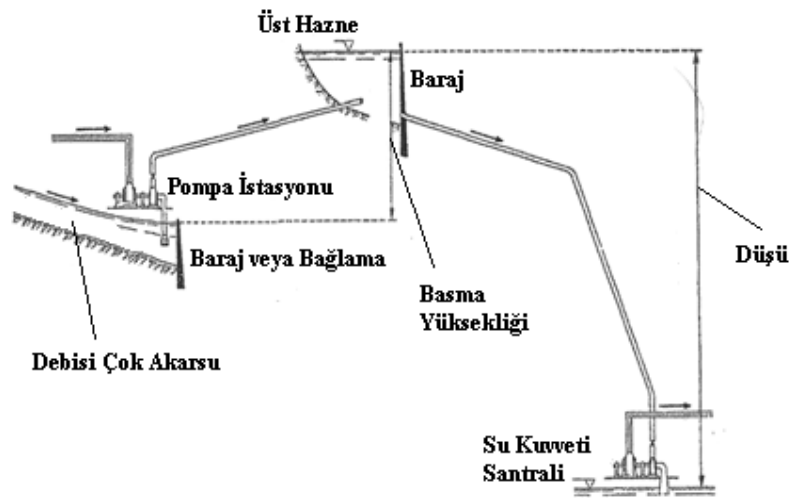
olarak tanımlanan genel verim 0,7 mertebesinde bulunmakta; ancak, daha önce de belirtildiği gibi zirve güç talebinin karşılanmasında sistemin gücüne önemli katkı sağlamaktadır.



Şekil 3.10 : Tek iletim yapıları pompajlı santral (Masonry, 1966)

### 3.4.2 Farklı iletim yapıları pompajlı santraller

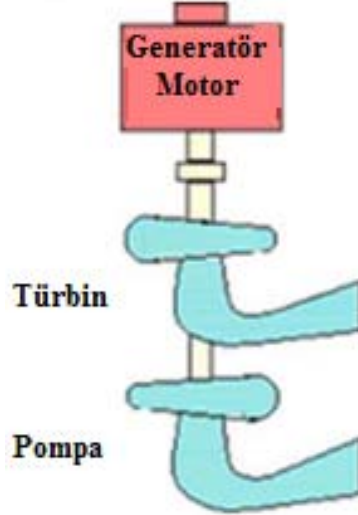
Suyu, enerji üretiminde değerlendirilen daha küçük bir düşü ile başka bir kesiminden yükseltme olanağının bulunması halinde, farklı iletim hatlarına sahip pompaj biriktirmeli tesisler kurulmaktadır (Şekil 3.11). Bu tür tesislerde iki düşünün farkı çok büyükse, sürekli pompaj yapılmak suretiyle, zirve güç talebinin karşılanmasında başka ek enerji üretimi de sağlanabilmekte; genel verim 1,0' in üzerine de çıkabilmektedir.



Şekil 3.11 : Farklı iletim yapıları pompajlı santral (Masonry, 1966)

### 3.4.3 İki hidrolik makineli pompajlı santraller

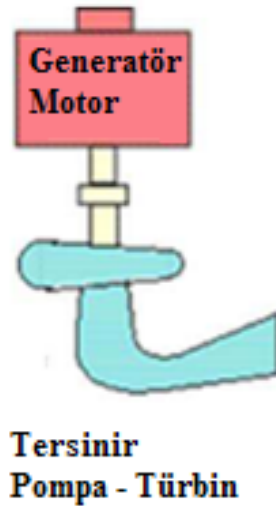
Pompaj biriktirmeli santrallerde türbin ayrı, pompa ayrı makineler olarak tertiplenirler (Şekil 3.12).



Şekil 3.12 : Çift tip (pompa ve türbin ayrı ünite halinde) ünite

### 3.4.4 Tek hidrolik makineli pompajlı santraller

Pompaj biriktirmeli santrallerde türbin ayrı, pompa ayrı makineler olarak tertiplenebileceği gibi, her iki yönde çalışan tek makine kullanılması da mümkün olmaktadır (Şekil 3.13).

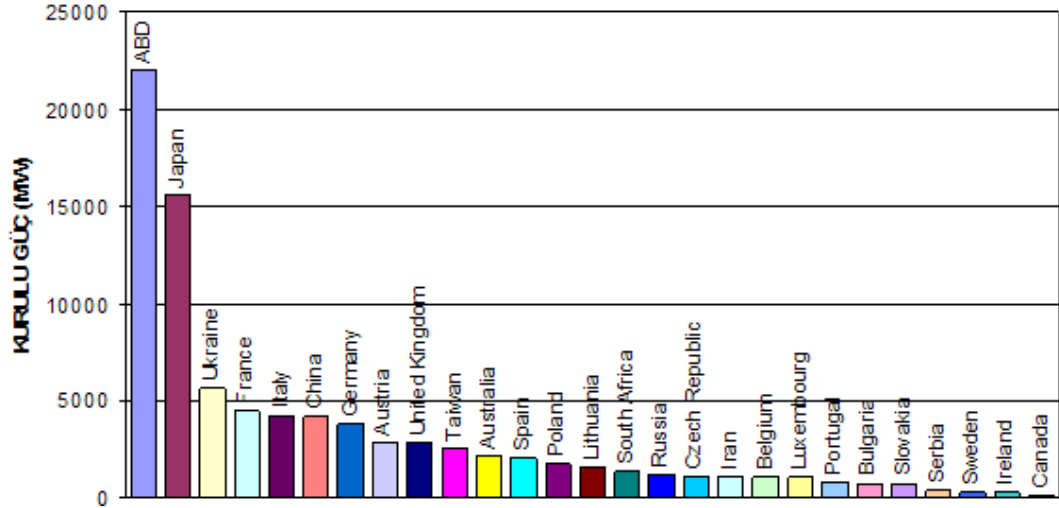


Şekil 3.13 : Tersinir ünite

## 4. POMPAJ DEPOLAMALI SANTRALLERİN DÜNYADAKİ DURUMU

### 4.1 Giriş

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.



Şekil 4.1 : Ülkelerin işletmedeki pompajlı santral potansiyeli (Saraç, 2009).

**Çizelge 4.1 : Dünyadaki pompajlı santrallerin mevcut ve planlanan güçleri.**

	Ülkeler	Mevcut Maksimum Toplam Güç MW	Planlanan Maksimum Toplam Güç MW
1	Arjantin	987	0
2	Avustralya	2.754	0
3	Avusturya	2.837	1.700
4	Belçika	1.161	0
5	Brezilya	191	0
6	Bulgaristan	535	864
7	Kanada	122	0
8	Şili	29	0
9	Çin	855	4.445
10	Rusya	835	12.048
11	Kolombiya	31	0
12	Hırvatistan	280	0
13	Finlandiya	0	525
14	Çek Cumhuriyeti	1.153	0
15	Fransa	5.846	0
16	Almanya	6.621	0
17	Macaristan	0	1.280
18	Hindistan	2.427	1.886
19	İran	0	1.140
20	İrlanda	292	0
21	İsrail	800	800
22	İtalya	7.421	1.611
23	Japonya	24.733	2.987
24	Kore	1.152	670
25	Meksika	0	2.600
26	Fas	0	780
27	Norveç	1.014	0
28	Filipinler	300	1.800
29	Polonya	1.550	92
30	Portekiz	558	149
31	Romanya	237	293
32	Slovakya	0	969
33	Güney Afrika	1.787	0
34	İspanya	5.208	3.218
35	İsveç	426	0
36	İsviçre	2.678	0
37	Tayvan	1.008	1.620
38	Tayland	410	743
39	İngiltere	3.242	0
40	ABD	20.184	1.576

## 4.2 Pompajlı Santral Örnekleri

### 4.2.1 Japonya – Okinawa pompajlı santrali

Japonya'nın etrafı denizlerle çevrilidir ve topografyası deniz suyu pompaj depolamalı santrallerin inşası için oldukça elverişlidir. Okinawa santrali dünyanın ilk deniz suyu pompaj depolamalı santralidir (Şekil 4.2).

Proje debisi  $26 \text{ m}^3/\text{sn}$ , yüksekliği 136 m olup kurulu gücü 30 MW dır.



Şekil 4.2 : Okinawa pompajlı santralinin görünümü

### 4.2.2 Amerika – Ludington pompajlı santrali

1969 ve 1973 yılları arasında inşa edildiğinde dünyadaki en büyük pompajlı santraldir. Michigan gölü kenarında 34 m derinliğinde, 4 km uzunluğunda ve 6 km genişliğinde hacmi 100 milyon  $\text{m}^3$  olan bir haznedan 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 maximum debi  $125 \text{ m}^3/\text{sn}$  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.



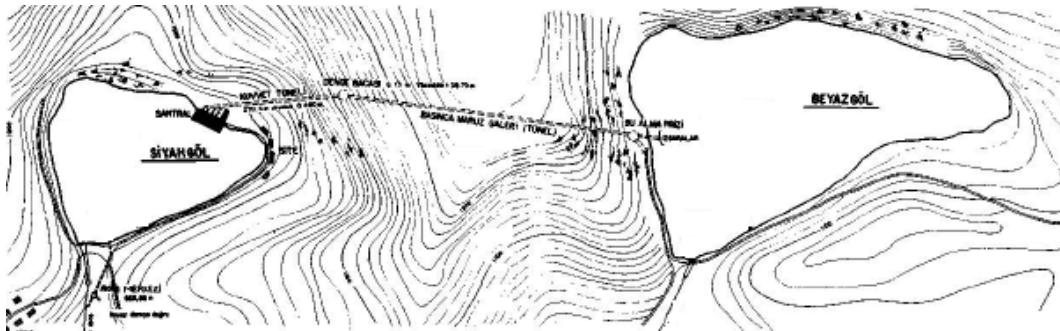
Şekil 4.3 : Ludington pompajlı santralinin görünümü

#### 4.2.3 Fransa – La Blanc pompajlı santrali

Fransa'nın "Ren" bölgesinde aralarında 100 m yükseklik farkı bulunan iki gölden yararlanılarak bir pompa/türbin merkezi kurulmuştur (Şekil 4.4 ve Şekil 4.5). 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 santralının 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 4.4 : La Blanc pompajlı santralinin görünümü



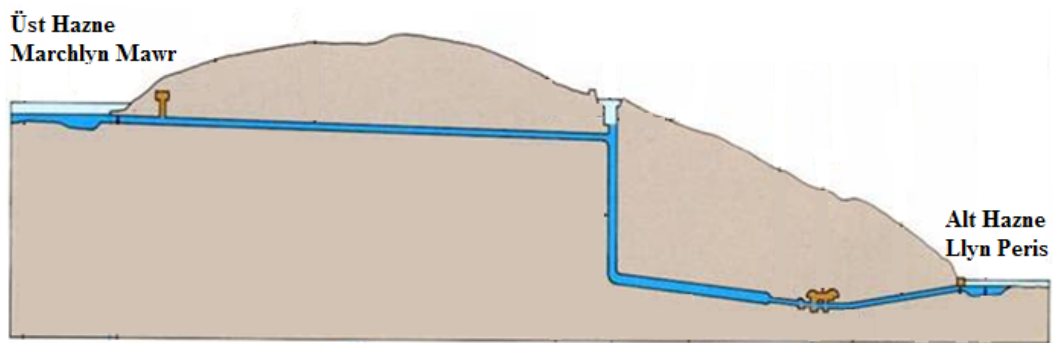
Şekil 4.5 : La Blanc pompajlı santralinin uydu görünümü

#### 4.2.4 İngiltere – Dinorwig pompajlı santrali

1890 MW kurulu gücü ile İngiltere'nin en büyük pompajlı sistemi olan Dinorwig santrali (Şekil 4.6 ve 4.7) 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.



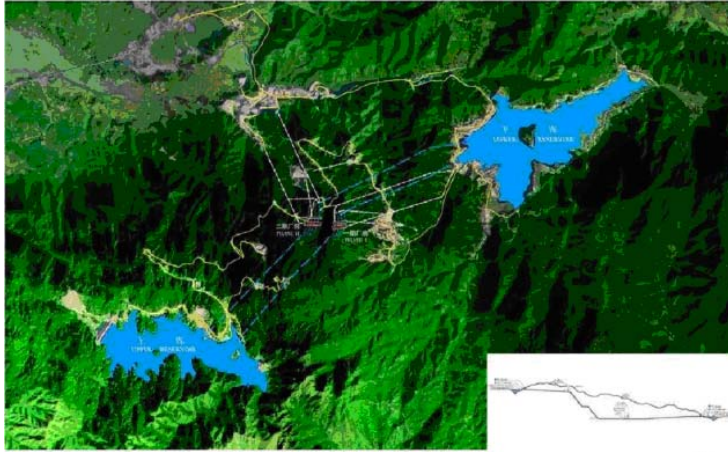
Şekil 4.6 : Dinorwig pompajlı santralinin kesiti



Şekil 4.7 : Dinorwig pompajlı santralinin görünümü

#### 4.2.5 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 4.8).



Şekil 4.8 : Guangzhou pompajlı santralinin görünümü

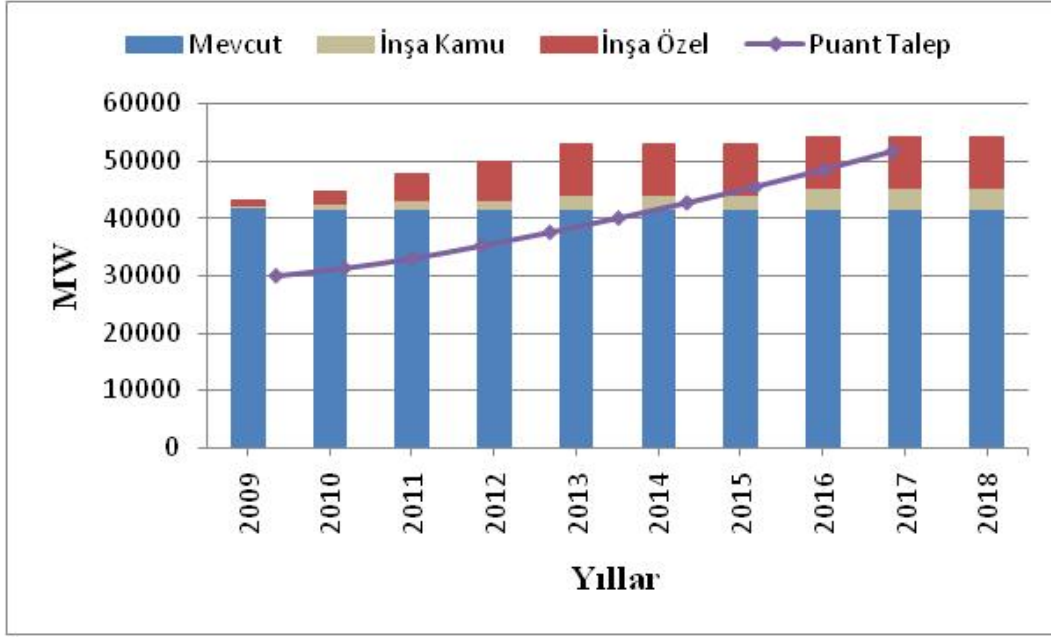
## **5. POMPAJ DEPOLAMALI SANTRALLERİN TÜRKİYE’DEKİ DURUMU**

### **5.1 Giriş**

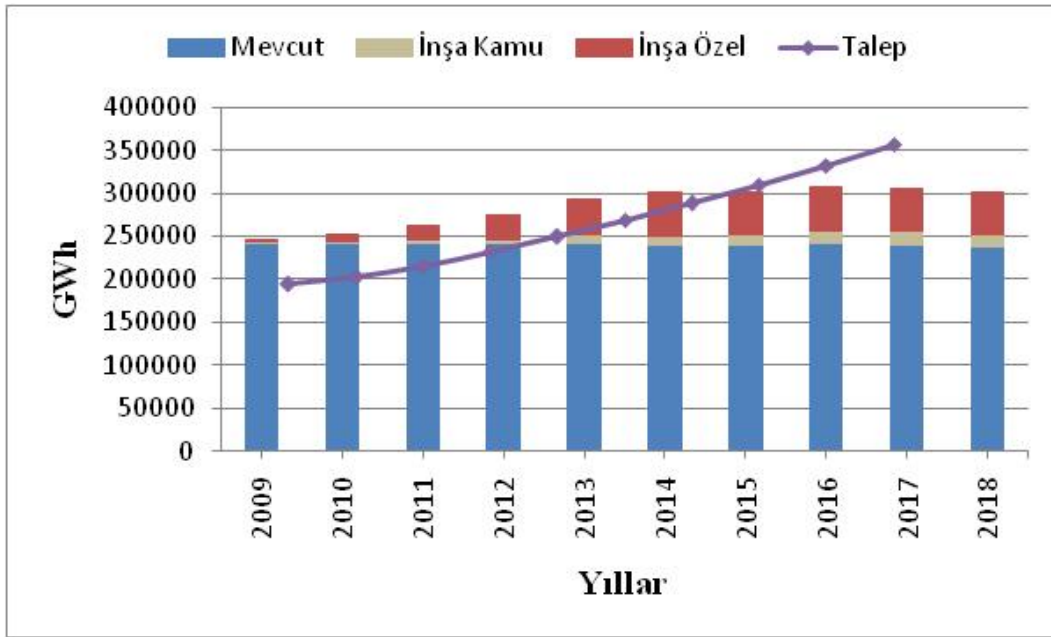
Ülkemizde elektrik enerjisi talebi günlük olarak dalgalanma göstermektedir. Şekil 2.1’ de 2008 yılı için enerji tüketiminin maksimum olduğu gündeki (23 Temmuz 2008) santrallerin enerji kaynaklarına göre puant yüke iştirak durumları gösterilmiştir. Şekilden de anlaşılacağı üzere puant güç talebi gün içerisinde belirli saatlerde artış göstermektedir. Bu talep artışı ise, puant talebin düşük olduğu gün veya sezonlarda depolama yapıp, talebin en fazla olduğu dönemlerde de üretim yapabilen pompaj depolamalı HES’ ler ile karşılanabilir.

Şekil 2.1’de maksimum puant ihtiyacının 09:00-13:00 ve 13:00-21:00 saatleri arasında, minimum puant ihtiyacının ise 01:00-08:00 saatleri arasında gerçekleştiği görülmektedir.

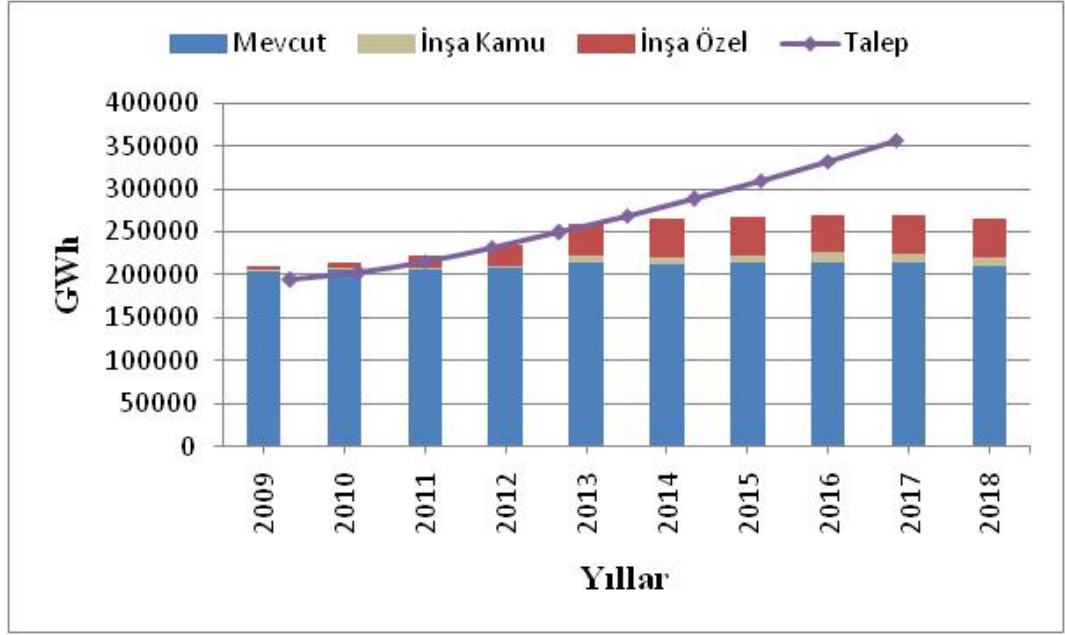
TEİAŞ’ ın 2009-2018 yılları kapasite üretim projeksiyonu çalışmasından alınan Şekil 5.1’de kurulu güç dengesine göre puant talebin 2018 yılından itibaren, Şekil 5.2’de proje üretim kapasitesine göre enerji talebinin 2016 yılından itibaren, Şekil 5.3’de de güvenilir üretim kapasitesine göre enerji talebinin 2014 yılından itibaren işletmede, inşa halinde ve lisans almış santrallerin tümüyle karşılanamayacağı görülmektedir. Bu şekillerden de anlaşılacağı üzere artan talebin karşılanması için yeni ilave kaynaklara gerek duyulmaktadır.



Şekil 5.1 : Kurulu güç dengesi ve puant talep grafiği



Şekil 5.2 : Proje üretim kapasitesi ve enerji talebi grafiği



Şekil 5.3 : Güvenilir üretim kapasitesi ve enerji talebi grafiği

## 5.2 Pompaj Depolamalı Hidroelektrik Santral Proje Çalışmaları

### 5.2.1 Kamu çalışmaları

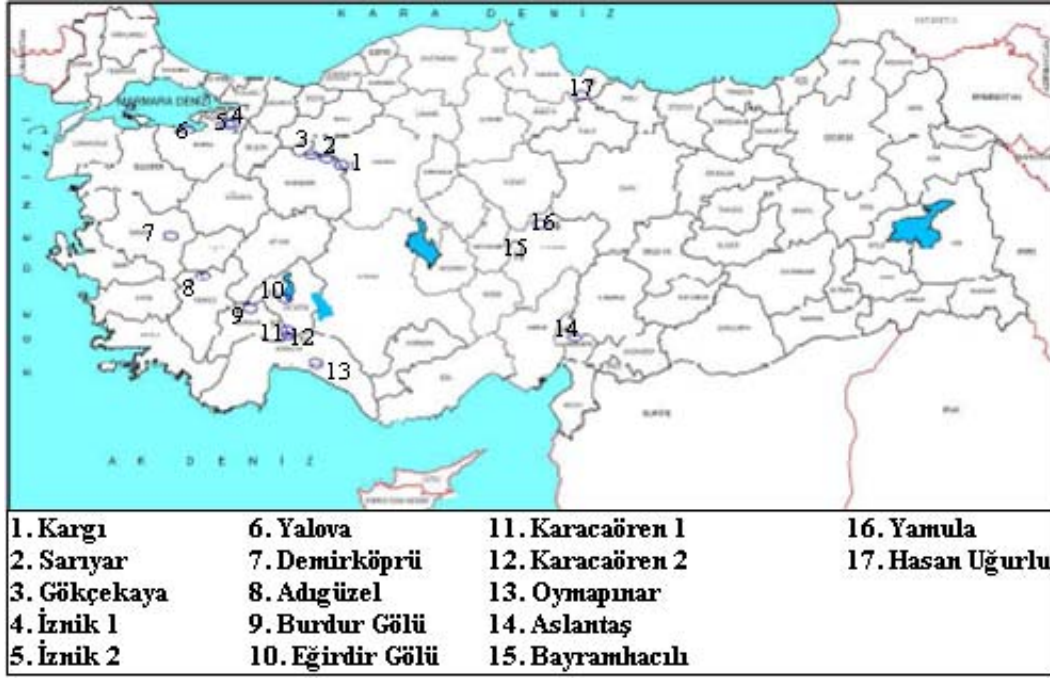
Ülkemizde ilk kez EİE Genel Müdürlüğü tarafından pompaj depolamalı santral çalışmalarına 2005 yılında başlanmıştır. Bu maksatla çeşitli seviyelerde proje çalışmaları yapılmakta olup, 17 adet ilk etüt seviyesinde pompajlı depolamalı HES raporu hazırlanmıştır (Çizelge 5.1 ve Şekil 5.4). İlk etüt seviyesinde çalışılan Sarıyar, Yalova ve İznik 1 projeleri ilerletilerek fizibilite seviyesinde çalışılmaya başlanmıştır.

Çizelge 5.1 : İlk etüt seviyesinde çalışılan pompajlı santral projeleri

Proje Adı	Yeri	Kurulu Güç (MW)	Proje Debisi (m <sup>3</sup> /sn)	Düşü (m)
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
Burdur Gölü PHEs	Burdur	1000	316	370
Eğridir Gölü PHEs	Isparta	1000	175	672
Karacaören II PHEs	Burdur	1000	190	615
Oymapınar PHEs	Antalya	500	156	372

Çizelge 5.1 : (Devam)

Proje Adı	Yeri	Kurulu Güç (MW)	Proje Debisi (m <sup>3</sup> /sn)	Düşü (m)
Aslantaş PHEs	Osmaniye	500	379	154
Bayramhacılı PHEs	Kayseri	1000	720	161
Yamula PHEs	Kayseri	500	228	260
Hasan Uğurlu	Samsun	1000	204	570



Şekil 5.4 : İlk etüt seviyesinde çalışılan projelerin Türkiye'deki yerleri

**Kargı Pompaj Depolamalı HES:** İlk Etüt seviyesinde 1000 MW kurulu gücündeki Kargı PHES Ankara il sınırları içerisinde yer almaktadır. 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. Projenin yatırım bedeli 670.000.000 \$'dir.

**Sarıyar Pompaj Depolamalı HES:** 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. Projenin yatırım bedeli 650.000.000 \$'dir.

**Yalova Pompaj Depolamalı HES:** İlk Etüt seviyesinde 500 MW kurulu gücündeki Yalova PHES Yalova il sınırları içerisinde yer almaktadır. 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. Projenin yatırım bedeli 320.000.000 \$'dir.

**Demirköprü Pompaj Depolamalı HES:** İlk Etüt seviyesinde 300 MW kurulu gücündeki Demirköprü PHES Manisa il sınırları içerisinde yer almaktadır. 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. Projenin yatırım bedeli 220.000.000 \$'dir.

**Adıgüzel Pompaj Depolamalı HES:** İlk Etüt seviyesinde 1000 MW kurulu gücündeki Adıgüzel PHES Denizli il sınırları içerisinde yer almaktadır. 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. Projenin yatırım bedeli 635.000.000 \$'dir.

**Oymapınar Pompaj Depolamalı HES:** İlk Etüt seviyesinde 500 MW kurulu gücündeki Oymapınar PHES Antalya il sınırları içerisinde yer almaktadır. 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. Projenin yatırım bedeli 320.000.000 \$'dir.

**Aslantaş Pompaj Depolamalı HES:** İlk Etüt seviyesinde 500 MW kurulu gücündeki Aslantaş PHES Osmaniye il sınırları içerisinde yer almaktadır. 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. Projenin yatırım bedeli 410.000.000 \$'dir.

**Bayramhacılı Pompaj Depolamalı HES:** İlk Etüt seviyesinde 1000 MW kurulu gücündeki Bayramhacılı PHES Kayseri il sınırları içerisinde yer almaktadır. 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. Projenin yatırım bedeli 650.000.000 \$'dir.

**Yamula Pompaj Depolamalı HES:** İlk Etüt seviyesinde 500 MW kurulu gücündeki Yamula PHES Kayseri il sınırları içerisinde yer almaktadır. PHES'in alt rezervuarı Yamula Barajı, üst rezervuarı ise 260 m yükseklikte beton kaplamalı havuzdur. Projede 1540 m cebri boru, 80 m shaft ve 300 m kuyruk suyu tüneli bulunmaktadır. Projenin yatırım bedeli 430.000.000 \$'dir.

**Hasan Uğurlu Pompaj Depolamalı HES:** İlk Etüt seviyesinde 1000 MW kurulu gücündeki Hasan Uğurlu PHES Samsun il sınırları içerisinde yer almaktadır. PHES'in alt rezervuarı Hasan Uğurlu Barajı, üst rezervuarı ise 570 m yükseklikte beton kaplamalı havuzdur. Projede 635 m shaft ve 965 m kuyruk suyu tüneli bulunmaktadır. Projenin yatırım bedeli 660.000.000 \$'dir.

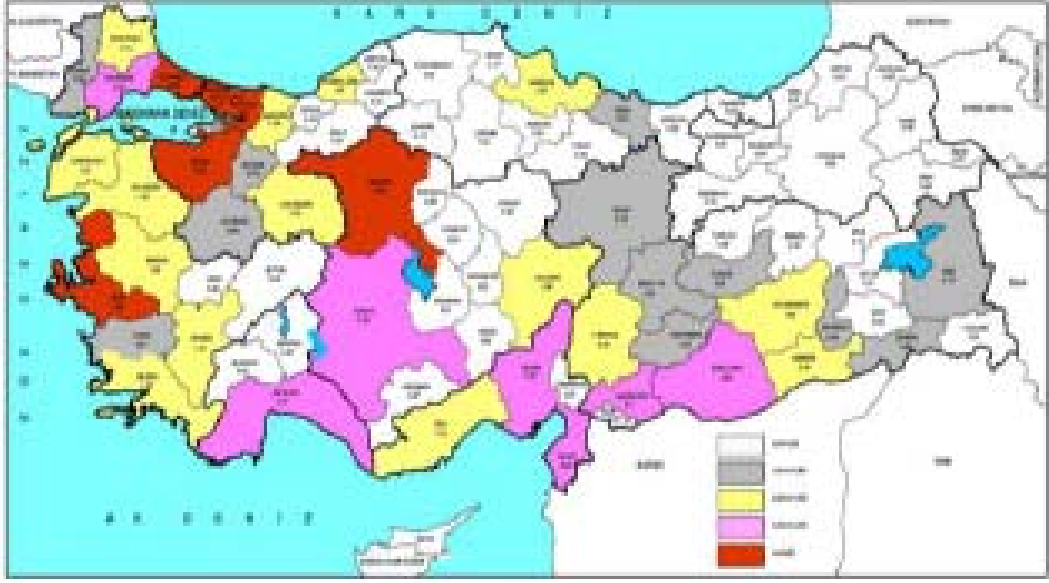
### **5.2.2 Özel sektör çalışmaları**

Ere Gurubu şirketleri, Türkiye'nin tüketim merkezlerine yakın 7 adet pompaj depolamalı santral projesi geliştirerek lisans almak ve uygulamaya geçmek üzere DSİ Genel Müdürlüğü'ne Su Kullanım Hakkı Anlaşması yapmak üzere müracaatta bulunduğu bildirilmektedir. Toplam kurulu gücü 2.300 MW'tır.

### **5.3 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.

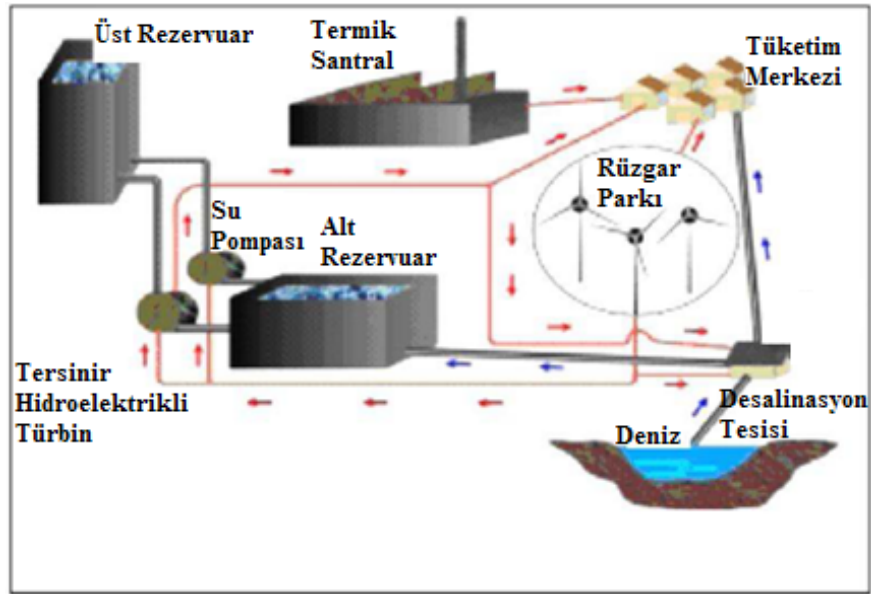
Şekil 5.5'te görülen 2006 yılı için il bazındaki enerji tüketimleri değerlendirildiğinde ülkemiz genelinde muhtemel pompaj depolamalı santrallerin nerelerde yapılacağı konusu önemli ölçüde açıklığa kavuşmuş olacaktır. Şekil 5.4'teki renk skalasında gösterilen kırmızı renkli iller pompaj depolamalı santraller 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 Ş.Urfa olmalıdır (Saraç, 2009).



Şekil 5.5 : İllere göre enerji tüketimleri

#### 5.4 Pompaj Depolamalı Hidroelektrik Santrallerin Diğer Santrallerle Entegre Edilmesi

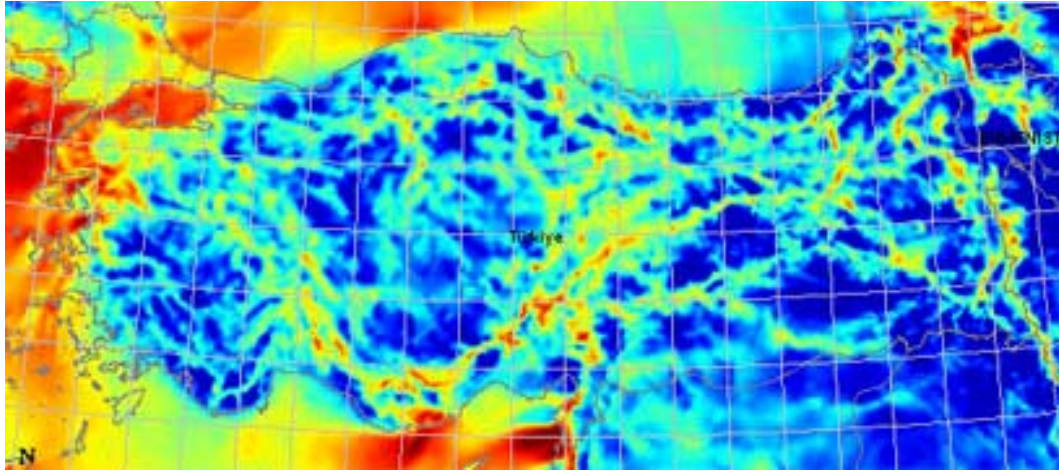
Pompaj depolamalı santraller, yenilenebilir enerjinin yükselişe geçtiği günümüzde özellikle rüzgar santrallerine ve termik santrallerine entegre edilerek üretilen enerjiyi daha güvenilir hale getirmek amacıyla kullanılabilmektedir. Böyle bir entegrasyon şeması Şekil 5.6'da verilmiştir.



Şekil 5.6 : Pompajlı santrallerin diğer santrallerle entegrasyon şeması

### 5.4.1 Rüzgar santralleriyle entegre edilmesi

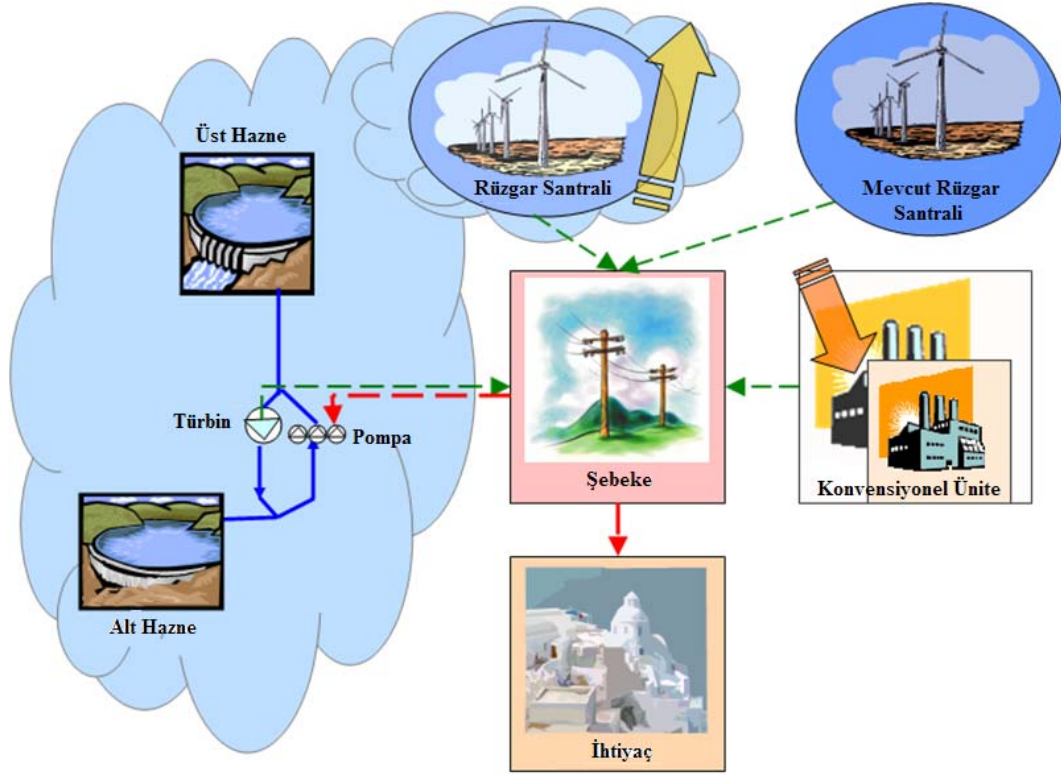
Türkiye Rüzgâr Enerjisi Potansiyel Atlası (REPA) (Şekil 5.7), Türkiye rüzgâr kaynaklarının karakteristiklerini ve dağılımını belirlemek amacıyla EİE tarafından 2006 yılında üretilmiştir. Bu atlasta verilen detaylı rüzgâr kaynağı haritaları ve diğer bilgiler rüzgâr enerjisinden elektrik üretimine aday bölgelerin belirlenmesinde kullanılabilir 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 5.7 : Türkiye rüzgar enerji potansiyeli haritası

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 kullanılabilir hale getirilmektedir. Bunun için rüzgar santrallerinden elde edilen enerjiyle su üst hazneye pompalanarak, depolanan suyun türbinlenmesiyle elde edilen hidroelektrik enerji, enterkonnekte sisteme verilir (Şekil 5.8).



**Şekil 5.8 :** Pompajlı santrallerin rüzgar santralleriyle entegrasyon şeması

Rüzgar santrallerinin pompajlı santrallerle entegre edilmesiyle rüzgar santrallerinin verimliliği artırılıyor, konvansiyonel santrallerin işletilmesine ve kurulu güçlerine duyulan ihtiyaç azalıyor.

Türkiye’de işletmede ve inşa halinde olan mevcut rüzgar santrallerinin listesi, Çizelge 5.2’de verilmiştir.

**Çizelge 5.2 :** İşletmede ve inşa halinde lisansı alınmış rüzgar santralleri (03.2010)

Tesis Yeri	Kurulu Güç (MW)
İzmir ili, Çeşme ilçesi	16
Hatay ili, Samandağ ilçesi	35
Hatay ili, Samandağ ilçesi	22,5
İzmir İli, Seferihisar İlçesi	14
Amasya İli, Merzifon İlçesi	39
Adıyaman	42,75
İzmir ili, Çeşme ilçesi	18
İzmir ili, Seferihisar ilçesi	16
İstanbul-Silivri	0,85
İskenderun-Hatay	15
Mersin ili, Mut ilçesi,	39
Selçuklu İlçesi, Konya İli	50
Tokat	40,5
Çorum	45

**Çizelge 5.2 : (Devam)**

Tesis Yeri	Kurulu Güç (MW)
Balıkesir İli, Susurluk	45
Kırkağaç-Manisa	90
Aliağa- ve Bergama-İzmir	90
Yalova	54
Uşak	54
Çanakkale	22,5
İzmir	10
Çeşme-İzmir	16
Karaburun-İzmir	32
Çeşme-İzmir	10,8
Urla-İzmir	13
Karaburun-İzmir	30,75
Seferihisar-İzmir	24
Karaburun-İzmir	13,8
Karaburun-İzmir	120
Urla-İzmir	40
Çeşme-İzmir	16,25
Şenköy-Hatay	26
Çeşme-İzmir	49,5
Karaburun-İzmir	15
Araplaradağı-Ovacık-Urla-İzmir	15
Kırşehir	150
Osmaniye	50
Osmaniye	60
Bandırma-Balıkesir	24
İskenderun-Hatay	30
Çanakkale	30
Bozüyük Bilecik	39
Balıkesir	45
Foça-İzmir	30
Aydın	30
Aliağa-İzmir	30
Dikme-Kayseri	72
Erikli/Balıkesir	30
Kuyucak-Gelenbe-Manisa	25,6
Mersin	34
Çine-Aydın	24
Muğla İli, Datça İlçesi	29,6
Hisartepe-Enez-Edirne	15
Bergama-İzmir	15
Keltepe-Susurluk-Balıkesir	20,7
Çataltepe-Havran-Balıkesir	16
Sarıkaya-Şarköy-Tekirdağ	28,8

**Çizelge 5.2 : (Devam)**

Tesis Yeri	Kurulu Güç (MW)
Kepsut-Balıkesir	142,5
Çamseki-Üvecik-Çanakkale	20,8
Yeniçiftlik-Tekirdağ	4,5
Yurttepe-Hatay	13,5
Aliğa-İzmir	30
Soma-Manisa	140,4
Meydan Kiblekayası-Hatay	15
Sırakayalar-Tekirdağ	12
Yamaltepe-Bandırma	6
Kıyıköy-Kırklareli	27
Kepsut-Balıkesir	54,9
Didim-Aydın	31,5
Danakırı-Çınarpınar-Ayvacık-Çanakkale	5
Balıkesir	34,85
Belen Hatay	30
Balıkesir-Bandırma	15
İzmir	22,5
İzmir	15
İzmir	1,5
İzmir	39,2
Manisa İli, Akhisar İlçesi	43,75
Samandağ-Hatay	60
Yuntdağı-Balaban-Koyuneli-Korutepe-Aliğa-İzmir	42,5
Rahmanlar-Akkocalı-Gökçealan-Sayalar-Manisa	34,2
Merkez-Şamlı-Balıkesir	90
Çatalca-Çakıl-Elbasan-İnceğiz-İstanbul	60
Bahçe-Osmaniye	135
Çakaltepe-Manisa	10,8
İntepe-Çanakkale	30,4
Gaziosmanpaşa İlçesi-İstanbul	24
Gelibolu-Çanakkale	14,9
Ayvalık-Balıkesir	30
Toplam	3246,6

#### 5.4.2 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 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 kote enerji fazlası zamanlarda pompalanıp biriktirilerek, talebin fazla olduğu dönemlerde türbinlenir ve hidroelektrik enerji elde edilir.

EÜAŞ'a bağlı termik santrallerin haritası Şekil 5.9'da ve Türkiye'de işletmede ve inşa halinde olan mevcut termik santrallerinin listesi Çizelge 5.3de verilmiştir.



Şekil 5.9 : EÜAŞ'a bağlı termik santraller (EÜAŞ, 2008)

Çizelge 5.3 : İşletmede ve inşa halinde lisansı alınmış termik santralleri (03.2010)

Tesis Yeri	Tesis Türü	Kurulu Güç (MW)
İzmir – Torbalı	Termik-Doğal Gaz	36
Çorum	Termik-Doğal Gaz	7,561
Tekirdağ – Çorlu	Termik-Doğal Gaz	100,82
İzmir – Kemalpaşa	Termik-Doğal Gaz	13,49
Tekirdağ – Çorlu	Termik-Doğal Gaz	26,529
Ankara	Termik	36,5
Eskişehir	Termik-Doğal Gaz	57,855
MOSB Enerji Kojenerasyon Santrali	Termik-Doğal Gaz	87,3
Eskişehir-İnönü Kojenerasyon Tesisi	Termik-Doğal Gaz	7,78
Pınarbaşı Kojenerasyon Tesisi	Termik-Diğer	10,203
Gaziantep	Termik-Diğer	25,02
Tekirdağ – Çerkezköy	Termik-Doğal Gaz	61,5

**Çizelge 5.3 : (Devam)**

Tesis Yeri	Tesis Türü	Kurulu Güç (MW)
Balıkesir ili, Bandırma ilçesi	Termik-Kömür	137
İzmir ili, Aliğa ilçesi	Termik-Kömür	350
Hatay ili, Erzin ilçesi	Termik-Doğal Gaz	900
Adana İli, Yumurtalık İlçesi	Termik	800
Antalya	Termik-Doğal Gaz	12
Yalova ili, Çiftlikköy ilçesi	Termik-Doğal Gaz	174,133
Denizli ili, Honaz ilçesi	Termik	824
Antalya	Termik-Doğal Gaz	12
Yalova ili, Çiftlikköy ilçesi	Termik-Doğal Gaz	174,133
Denizli ili, Honaz ilçesi	Termik	824
İzmir ili, Aliğa ilçesi	Termik-Diğer	37,8
Bilecik ili, Osmaneli ilçesi	Termik-Diğer	18,9
Kütahya ili, Gediz ilçesi,	Termik-Doğal Gaz	2,07
Şırnak ili, Toptepe köyü, Avgamasya mevkii	Termik-Kömür	275,5
Saray Termik Santrali	Termik	306
Van Enerji Santrali	Termik-Doğal Gaz	118,278
Kütahya ili, Seyitömer Beldesi	Termik-Kömür	52,02
Sinop ili, Gerze ilçesi	Termik-Kömür	1020
Kocaeli ili, Gebze ilçesi	Termik-Doğal Gaz	918,36
Sinop ili, Ayancık ilçesi	Termik-Kömür	606
Hatay ili, İskenderun ilçesi	Termik-Kömür	606,8
Ankara ili, Altındağ ilçesi	Termik-Diğer	46,08
Denizli İli, Sarayköy İlçesi	Termik-Doğal Gaz	209
Van İli, Edremit İlçesi	Termik	15
Koyunağılı Milhalıççık Eskişehir	Termik-Kömür	275,5
Merkez ilçesi, Kahramanmaraş	Termik-Doğal Gaz	43,02
Samsun ili, Terme ilçesi	Termik-Doğal Gaz	886,92
Burdur İli, Bucak İlçesi	Termik	67
Bolu	Termik-Kömür	275
İzmir ili, Bornova ilçesi	Termik-Diğer	46,5
Lüleburgaz/Kırklareli	Termik	64,2
İzmir İli, Aliğa İlçesi	Termik-Kömür	800
Manisa	Termik-Doğal Gaz	118,77
Balıkesir İli, Bandırma İlçesi	Termik-Doğal Gaz	1025
Çanakkale İli, Biga İlçesi, Bekirli Köyü	Termik-Kömür	607,91
Çanakkale İli, Biga İlçesi	Termik-Kömür	410,34
Samsun	Termik-Kömür	612,25
Antalya	Termik-Doğal Gaz	1173
Hakkari	Termik-Diğer	26
Çankırı	Termik-Kömür	170
Çanakkale	Termik-Kömür	607,91

**Çizelge 5.3 : (Devam)**

Tesis Yeri	Tesis Türü	Kurulu Güç (MW)
Siirt	Termik-Diğer	26,36
Şırnak	Termik-Diğer	26,08
Mardin	Termik-Diğer	35,28
Zonguldak	Termik-Kömür	51,3
Amasra-Bartın	Termik-Kömür	1116,74
İzmit	Termik-Diğer	5,8
Çankırı	Termik-Kömür	380
Bursa	Termik-Doğal Gaz	150
İstanbul	Termik	1,66
Aliğa-İzmir	Termik	108
Lüleburgaz-Tekirdağ	Termik-Doğal Gaz	7,13
Çanakkale	Termik-Doğal Gaz	65
Köseköy-İzmit	Termik-Doğal Gaz	120
Mersin	Termik-Doğal Gaz	66
Adana	Termik-Doğal Gaz	131
Altınova-Yalova	Termik	16,52
Kırklareli	Termik	169,3
Antalya OSB	Termik-Doğal Gaz	97,2
Uşak	Termik	72,86
Silopi-Şırnak	Termik-Diğer	30,5
Kayseri	Termik	7,8
Çerkezköy-Tekirdağ	Termik-Doğal Gaz	96
Bozüyük-Bilecik	Termik-Doğal Gaz	132
Kemalpaşa-İzmir	Termik-Doğal Gaz	127,2
Bursa	Termik-Doğal Gaz	500,54
Çerkezköy-Tekirdağ	Termik-Doğal Gaz	52
Mersin	Termik	260
Büyükkarıştıran-Lüleburgaz-Kırklareli	Termik	32,88
Pendik-İstanbul	Termik-Doğal Gaz	23,1
Kocaeli	Termik-Doğal Gaz	162,134
Çorlu-Tekirdağ	Termik-Doğal Gaz	58
Zonguldak	Termik-Kömür	1378,37
İstanbul	Termik-Doğal Gaz	2,6
Lüleburgaz-Kırklareli	Termik	117,621
Bursa	Termik	90
Sincan 1. Sanayi Bölgesi	Termik	50,3
Kayseri OSB	Termik	188,5
Hereke-Kocaeli	Doğal Gaz - Termik	38
Silopi-Şırnak	Termik-Kömür	413,25
Ostim OSB	Termik-Doğal Gaz	40,97
Tufanbeyli-Adana	Termik-Kömür	453
Bodrum-Muğla	Termik-Kömür	630

**Çizelge 5.3 : (Devam)**

Tesis Yeri	Tesis Türü	Kurulu Güç (MW)
Niğde	Termik-Doğal Gaz	9
Çorlu-Tekirdağ	Termik-Doğal Gaz	13,19
Çorlu-Tekirdağ	Termik-Doğal Gaz	7,83
Bursa	Termik-Doğal Gaz	146,33
Kemalpaşa-İzmir	Termik-Doğal Gaz	44,34
Tekirdağ	Termik	66,35
Silopi-Şırnak	Termik-Diğer	150,771
İdil-Şırnak	Termik	11
Afşin - Elbistan B	Termik-Kömür	1440
Orhaneli	Termik-Kömür	210
Kangal	Termik-Kömür	457
Afşin-Elbistan-A	Termik-Kömür	1355
Çatalağzı	Termik-Kömür	300
Tunçbilek	Termik-Kömür	365
Seyitömer	Termik-Kömür	600
Ambarlı Fuel Oil	Termik- doğalgaz-motorin-fueloil6	1205,1
Milas-Muğla	Termik-Kömür	420
Çan	Termik-Kömür	320
Kırklareli-Lüleburgaz	Termik-Doğal Gaz	1120
Milas-Muğla	Termik-Kömür	630
Aliağa, İzmir	Termik- doğalgaz-motorin-fueloil6	180
Soma-Manisa	Termik-Kömür	1034
Hopa	Termik-Diğer	50
Toplam		32774,725

#### 5.4.3 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. Buldukları 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.

## 6. DEĞERLENDİRME VE ÖNERİLER

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 dağal 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 popajlı HES'lerin hayat geçirilmesi önem taşımaktadır. Sözü edilen bu yeni rüzgar ve termik santrallerin pek çoğunun da

enerji talebinin yoğun olduğu yerşelim, turizm ve sanayi bölgelerine çok yakın ve yine çoğunun da kıyı alanlarında yereldikleri 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.

## **KAYNAKLAR**

**Masonry, E.**, 1966. Hydroelectric Power Plants, Düsseldorf

**zi, .**, 1968. Pompajlı Hidroelektrik Santaller, Türkiye İaat Mühendisliği İaat Mühendisleri Odası IV. Teknik Kongresi, Konu No:1, Rap. No:6, Ankara

**Warnick, C.C.**, 1984. Hydropower Engineering, Englewood Cliffs, NJ

**zi, .**, 2006. Su Yapıları, İzmir

**Saraç, M.**, 2009. Pompaj Depolamalı Hidroelektrik Santraller, EİE Genel Müdürlüğü, Ankara

**Yorgancılar, S. N. ve Kkçoęlu, H.**, 2009. Pompaj Depolamalı Santrallerin Türkiye’de Geliştirilmesi, EİE Genel Müdürlüğü, Ankara

**TEİAŞ.**, 2010. Türkiye Elektrik Enerjisi 10 Yıllık retim Kapasitesi Projeksiyonu, Ankara

**EPDK.**, 2010. Elektrik enerjisi üretim lisansı listesi, Ankara



## **ÖZGEÇMİŞ**

**Ad Soyad** : Pelin KARAÇAY  
**Doğum Yeri ve Tarihi** : Bilecik – 20.10.1986  
**Lisans Üniversitesi** : Pamukkale Üniversitesi, Mühendislik Fakültesi,  
İnşaat Mühendisliği