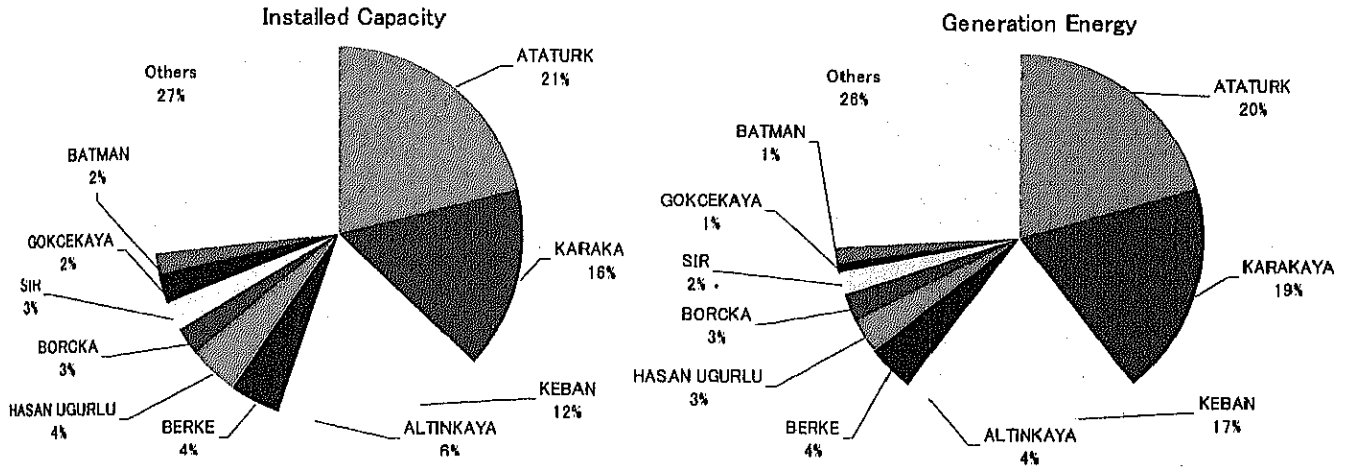


4.5.2 Doruk güç enerji kaynağı olarak birikmiş suyun enerjisini üretme imkanı değerlendirme

(1) Birikmiş suyun enerjisini işletme durumu

Türkiye’de Fırat nehrinin seri üretimi 1000MW üzerinde büyük miktarda üretim yapabilen 3 baraj santrali(yukarıdan aşağıya Keban, Karakaya, Atatürk) aktif haldedir, bu üç santralin tüm üretiminin bina miktarı 49%, enerji üretim oranı 56% olacaktır (Figür 4. 21) ayrıca Türkiye’nin hidroelektrik santrallerin de ortalama üretim oranı 40 iken Keban, Karakaya ve Atatürk barajlarının ortalama üretim oranı herbirinin sırasıyla 55.4%, 47.6%, 38.4% olmuştur. (Tablo 4. 22)



Figür 4. 21 Hidroelektrik santrallerin üretim oranları ve yıllık üretim miktarlarının dağılımı

Tablo 4. 22 KEBAN, KARAKAYA, ATATURK barajlarının özeti

	Unit	KEBAN	KARAKAYA	ATATURK
H.W.L.	m	845	693	542
L.W.L.	m	813	670	526
Genel Düşüş	m	152	151	158
Geçerli Düşüş	m	141	143	153
Maksimum kullanım miktarı	m ³ /s	1,100	1,450	1,800
Biriken Su miktarı	x10 ⁶ m ³	14,000	5,324	11,000
Ünite Çıkışı	MW	1,360	1,800	2,400
Üretilen elektrik miktarı (Normalde)	GWh/year	5,820	6,800	7,400
Üretilen elektrik miktarı (Haftaiçi)	GWh/year	6,600	7,350	8,100
Ünite Kullanım oranı	%	55.4	46.6	38.5

(*) Calculated by EIE

(**) from EUAS

(2) Mevcut suyun enerjisini artırarak doruk güç arzının geliştirilmesi

Keban barajı ve Karakaya barajının santrallerinin bina kullanım oranı 40% olup, orta seviye kullanılacak olduğundan gelecekteki doruk güç ihtiyacının çoğalması ve beraberinde bina artışı olması mümkündür.

Dahası, artırmanın mümkün olduğu incelemesine göre tüm suyun kullanılabilmesi simülasyonu yapılır. Pompajlı su barajı içinde aynı şartlar geçerli olup yerküre şekli dikkate alınarak incelemeler

yaptırın. Yeryüzü şeklinin kalitesine göre çevre açısından değerlendirme yapılır. Özellikle seçilen genişletme tarifinde ekonomiklik de kısaca ele alınır.

(a) Masabaşı inceleme

Keban barajı ve Karakaya barajı baraj tipi olarak beton yapılarıdır. Karakaya santralinde değişmek için gerekenler inceleme yapıldığında yüzey koşullarının el vermeme yüzünden genişletme zordur. Santraller ve açılıp kapanma yerleri önemle seçilmek zorundadır. Karşılaştıracak olursak yüzeyi daha rahat olacağından genişletme ile ilgili tekrar inceleme de bulunduk.



kaynak)Google earth

Figür 4. 22 Keban barajı çevresi



kaynak) Google earth

Figür 4. 23 Karakaya baraj çevresi

Görmüş olduğunuz yüzey şekilleri (1:25000) kullanılarak, Keban barajının sağ ve sol kıyılarında su kanalını yeniden inşa edip santrali genişletme planları ayarlanmıştır(bkz. ek belge 4-5-1).

Sağ kayalıklar girintili olduklarından burada suyu süzerek bir ağız oluşturulduğunda yeraltı santrali inşa etme önerisini sunabiliriz.

Sol kayalıkların sol tarafındaki beton ağır tip baraj yapısında yarı kesici baraj ile suyu süzerek bir su yolu vasıtasıyla aşağı akım verip yarı yeraltı santrali inşa etme önerisini sunabiliriz.

(b) Fizibilite çalışmaları yöntemi

Araştırma projesi hususunda C/P ile işbirliği yapıp, araştırma devamlılığını belirledik. Dahası hazırlık sorular listesi yaparak araştırma içeriğinin gözden kaçmasını önledik. Özellikle, suyolları akış oranı, mevcut santralin üretim rakamları ve biriken suyun işlem rakamlarını inceledik.

Yerinde incelemelerdeki katılımcılar ve sonuçların aşamaları aşağıda verilmiştir.

(Katılımcılar)

EIE: Maksut Sarac, Mustafa G., Huseyin K., Burhan O.

JICA Study Team: H. Shinohara, J. Tamakawa, K. Nakamata

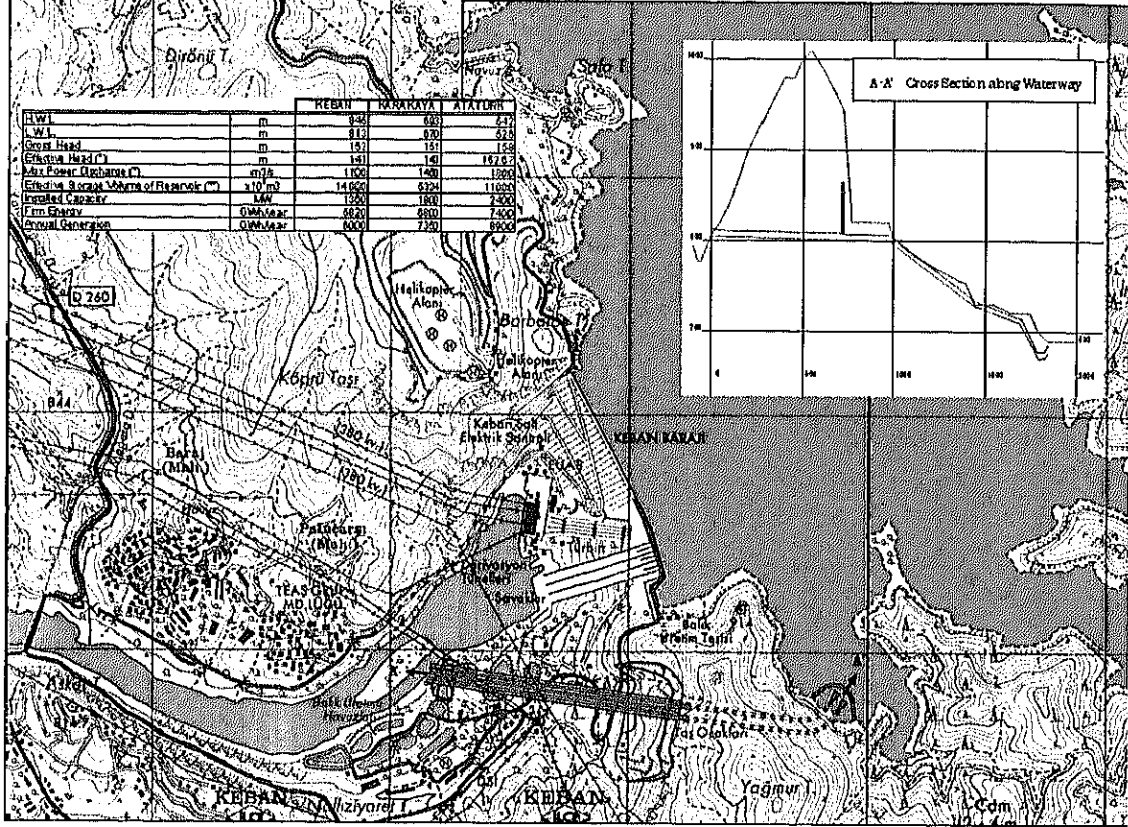
Tablo 4. 23 Yerinde incelemenin sonuçları

Ay - gün	Aşama	konaklama
August 18	Hareket (Ankara – Elazığ)	EUAS G/H
August 19	EUAS Office of Keban HES Site Survey Keban hidro santral DSI Office of Keban Dam	EUAS G/H
August 20	Site Survey Hareket(Elazığ – Ankara)	

(c) Yerinde incelemelerin sonuçları ve değerlendirme sonuçları

Herbir genişletme önerisi(sağ kıyı önerisi, sol kıyı önerisi)için fizibilite çalışması sonuçları ek belge 4-5-2'de görülebilir. Fizibilite sonuçları için, yerinde araştırma takımı genişletmeyle çevreci toplum tepkilerinin olmayacağını teyiti ile birlikte sol tarafın yüzey kalitesi olarak daha öncelikli olduğunu teyit ettik.

Fizibilite çalışması sonunda, EIE'den en yeni 1:25,000 topografik haritayı temin ederek, mevcut baraj ve üretim ünitesinin yeri ve yüzeyin şeklinin incelenmesiyle sol kıyının önerisinin Layout raporunu oluşturduk. Bu sonucu genişletme projesi önerisiFigür 4. 24'de görmek mümkündür.



Figür 4.24 Keban Hidro Elektrik Santrali Genişletme Projesi

(d) Genişletme Miktarının Araştırılması

Sol kıyı önerisine göre, genişletme planında, rezervuar işletim su seviyesi, salınan su seviyesi, geçerli düşüş, tek ünite kapasitelerini, tamamı mevcut kurulu hidro elektrik santrali ile aynı tutup, ünite sayısını değiştirilmesi (2,4,6,8 adet) durumunda yaklaşık yapım bedeli ve genel ana hidrolik (sistem için doruk devamlılık süresini 7 saat belirledik.) hesaplandı. Ayrıca, mevcut santraldeki su kaybı olmadan genişletmeyle birlikte üretilen enerji miktarının artışı olmaz.

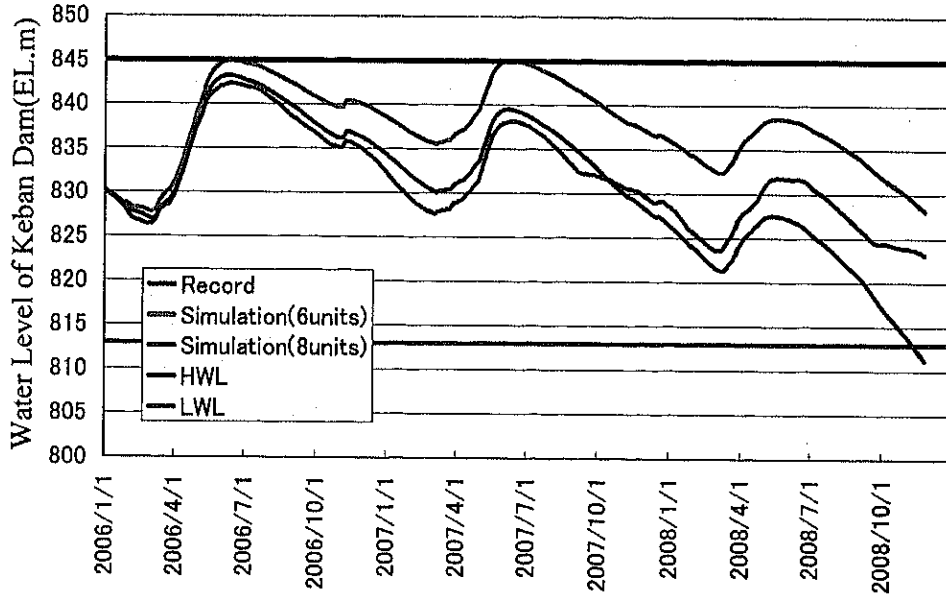
Araştırma önkoşulları şu şekilde sıralanabilir.

Tablo 4. 24 Keban Santrali Genişletme Projesi Araştırma Koşulları

Madde	Araştırma Koşulu
Ünite Maksimum Çıkışı	183MW
Ünite Maks. Su Kullanım Miktarı	135m ³ /s
Brüt düşüş	152m
Geçerli düşüş	145m
İşlem Koşulu	Mevcut, Artan ile 1 Günde 7 Saat tam kapasite çalışmayı 1 sene sürdürmek(Tüm üniteler doruk çalışırılık durumunda)
Mevcut Ünite Sayısı	8 Ünite
Artan Ünite Sayısı	2, 4, 6, 8 Ünite

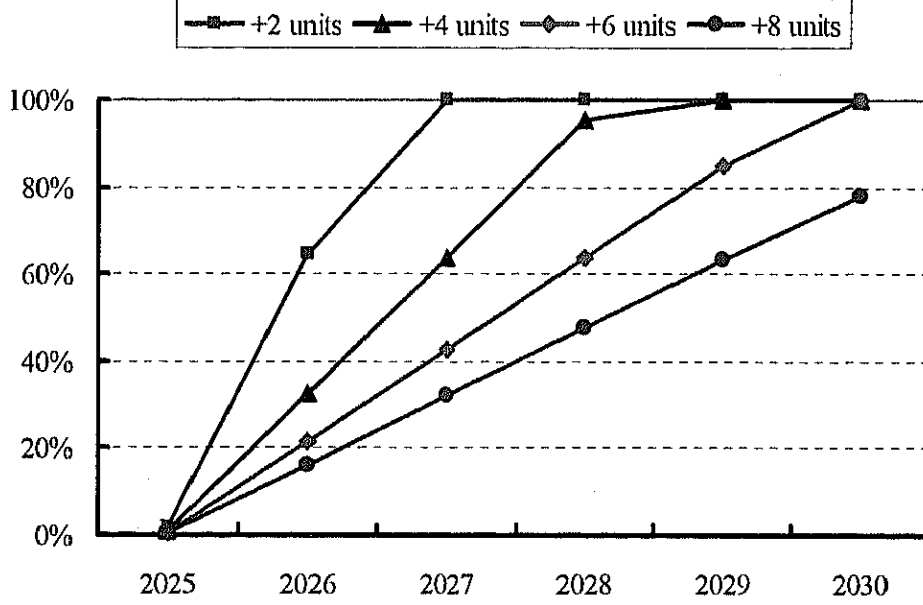
Ekonomik potansiyeli düşünmeden önce, ilave yapılması durumunda, barajın su seviyesinin LWL altına düşmesi söz konusu olur mu diye 2006 yılından bu yana geçmiş 3 yılın akış debisi performansları baz alınarak baraj su seviyesi simülasyonu yapıldı.

6 Ünite ve yine 8 ünitelik ilave sonrası, tüm ünitelerin doruk arz gücü olarak çalıştığı varsayılarak, Keban Barajı su seviye simülasyonu yapılması sonucu Figür 4. 25 de görülmektedir.6 Ünite ilave sonucu simülasyon sonucu performans değeri ile HWL nin arasında olup, 6 üniteye kadar ilave ederek tüm ünitelerin doruk çalışması yapıldığında bile, rezervuardaki suda yetersizlik meydana gelmeksizin, baraj işletiminde problem olmayacağı anlaşıldı. Diğer yandan 8 ünite ilave yapılması durumunda 2008 yılı su seviyesi LWL altına düşmesiyle sonuçlandı.



Figür 4. 25 Keban Barajı Su Seviyesi Simülasyon Sonucu

Yine, PDPAT II yi kullanarak, 2025 yılından 2030 yılı civarının maksimum talebine uyguladığımız zaman, beklenilebilecek arz gücü hesaplandı. Bu sonuç aşağıda gösterilmektedir.



Figür 4. 26 Keban Barajı İlave Arz Güç Arttırımına Bağlı Değer Değişimi

2025 Yılında, Keban Hidro Elektrifi'nde içine alan mevcut genel Hidro Elektrik santralleri ile doruk talebe yönelik arzı yeterince destekleyebilmesi mümkün olup, Keban Hidro Elektrik Santraline ilave yapılırsa bile, arz gücünde artış beklenmesi pek olası değil. 2 Ünite ilave durumunda, 2027 yılı sonrası, 4 ünite ilave durumunda 2029 yılı sonrası, 6 ünite ilave sonrası 2030 yılı sonrası ek donanım miktarıyla aynı miktarda arz gücü beklenir. 8 Ünite ilavesi durumunda, 2030 yılında ek donanım miktarının sadece %80 i düzeyinde arz gücü beklenebilir.

Su seviyesi simülasyon sonucu ile PDPAT II hesap sonuçlarına göre, 6 üniteye kadar büyük bir güçlük olmadan ilave yapılması mümkün diye saptadık. 2, 4, 6, 8 Ünite ilave durumunda tahmini yapım maliyetleri hesaplanıldığında, sonuçları Tablo 4. 25 de görüldüğü gibidir.

2 Ünite ilave durumunda, kW başına yapım fiyatı, pompalı hidro elektrik santrali ile hemen hemen aynı düzeyde 727 USD/kW olup, ilave ünite sayısının artması ile beraber yapım fiyatı düşerek, 8 ünite ilave edilmesi durumunda 543 USD/kW oldu.

Tablo 4. 25 Keban Hidro Elektrik Santralı Genişletme Planı Tahmini Yapım Maliyeti Hesap Sonuçları

Number of Extension Units	2	4	6	8
Unit Capacity (MW)	183	183	183	183
Unit Discharge (m ³ /s)	135	135	135	135
Total Extension Capacity (MW)	366	732	1,098	1,464
Total Extension Discharge (m ³ /s)	270	540	810	1,070
<i><Main Structures Features></i>				
No. of Headrace (D: 9.3m, L: 700m)	1	2	3	4
No. of Penstock (D: 4.6m, L: 1,113m)	2	4	6	8
No. of Surge Tank (D: 15.0m, L: 55.00m)	1	2	3	4
Length (m) of Power House (B: 19.0m, H: 30.0m)	38.00	76.00	114.00	152.00
Total Construction Costs (mil.USD)	266	442	618	795
Architecture Works	2	3	5	7
Civil Works	90	125	160	195
<i>Waterway/Surge Tank</i>	20	40	59	79
<i>Penstock</i>	7	15	23	31
<i>Power House/Mech. Base</i>	8	13	19	24
<i>Temporary Works (Coffer Dam, others)</i>	55	57	59	61
Electrical & Mechanical Works	93	187	280	374
Steel pipe, Gate and Others	81	127	173	219
Unit Costs (USD/kW)	727	604	563	543

(3) Mevcut Hidrolik Rezervuarın Gelişim İmkanı

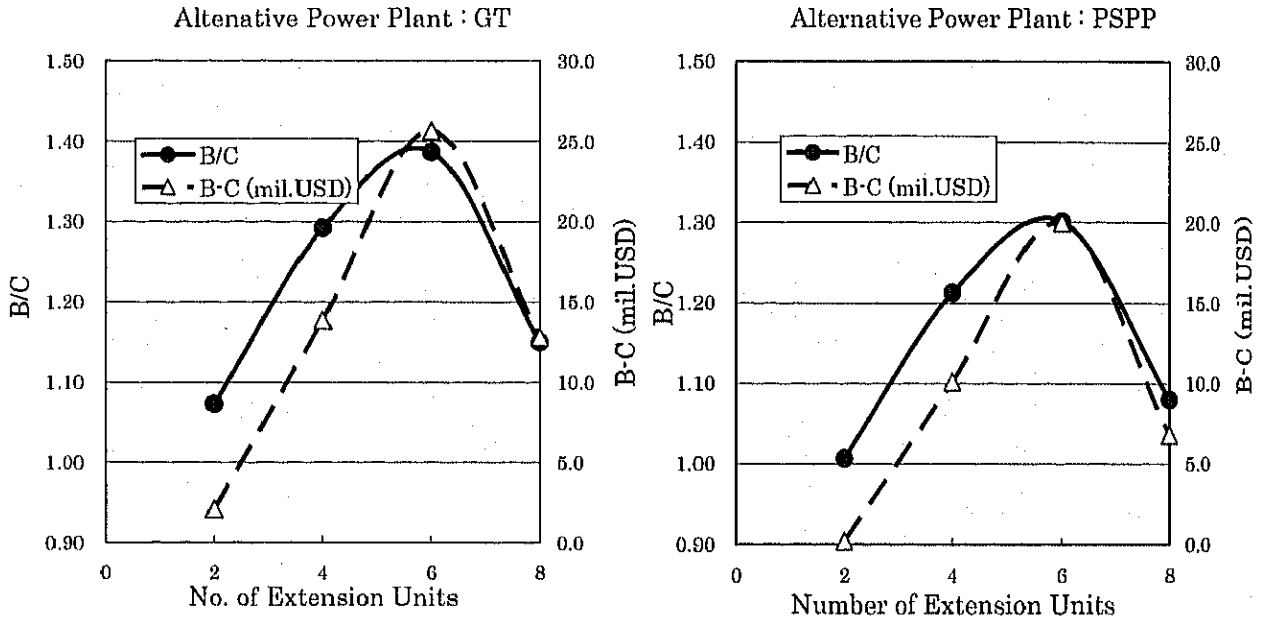
Yukarıda yazılı tüm genişletme planlarının, tahmini yapım maliyetine dayanarak, gaz türbini termal elektrik ve pompalı hidrolik elektrik santralini alternatif güç olarak B/C yöntemine dayanan ekonomik değerlendirme yapıldı. Alternatif gücün yapım maliyeti 4.2 bölümde yazılı olan değerler kullanıldı. Ekonomik hesap sonucunu (B/C, B-C) Tablo 4. 26 da görülmektedir.

Alternatif güç, gaz türbini termal elektrik, pompalı hidrolikten biri olması durumunda, ilave ünite 2 adet olursa, B/C oranı 1 'i çok az geçmekte olup, Keban'ın genişletme planını ekonomik değildir fakat, ilave ünite 4 üniteden fazla olması durumunda, B/C oranı 1.2 'yi geçerek, diğer maksimum güç kaynaklarıyla kıyaslandığında oldukça ekonomik denilebilir. Fakat, ilave ünite 8 adet olunca sistem işletiminde beklenebilecek arz gücü, ek donanım miktarının yalnızca %80'i düzeyinde kalacağından, B/Coranı 1.2 'nin altında olur.

6 Ünite genişletme planı, (Ek kapasite boyutu 1,098MW) en ekonomik olandır fakat, sistem işletiminde gerekli dönem 2030 yılı sonrasındır.

Tablo 4. 26 Ekonomik Hasap (B/C, B-C) Sonucu

Number of Extension Units			2	4	6	8
Total Extension Capacity (MW)			366	732	1,098	1,464
Supply Capacity (MW)			366	732	1,098	1,171
Unit Costs (USD/kW)			727	604	563	543
Alternative Power Source	Gas Turbine	B/C	1.07	1.29	1.39	1.15
		B-C (mil.USD)	2.1	13.9	25.6	12.8
	PSPP	B/C	1.01	1.21	1.30	1.08
		B-C (mil.USD)	0.2	10.1	20.0	6.8



Figür 4. 27 İlave Ünite Sayısı ile B/C, B-C İlişkisi

(4) Keban Genişletildiği Zaman Gerekli Elektrik Nakil Hattı

Bu raporda, Keban genişletmesi uygulanması durumunda gerekli olacak elektrik nakil hattını inceledik. 7.Konuda yazıldığı gibi Karadeniz sahil bölgesinin elektrik üretim gücünün arttığı model, beraberinde doğu dağlık kesiminde elektrik üretim gücünün arttığı modele destek olabilecek sistemi, temel sistem yaptık. Bu sistem, Keban santraline genişletme yapılmaması durumunda bile, gerekli olacak hat eklemesi modelidir.

Bu model sistemde Keban Santrali'ne yaklaşık 1,100MW (6 ünite) ilave edilerek, kriterleri yerine getirmek için gerekli olan 380kV kapasiteli nakil hattı hesaplandı.

Temel sisteme yönelik, doğu dağlık kesimdeki santrallerin gücü artırılarak, ilaveten Keban Santraline 1,100 MW genişletme uygulandığında artan akım Figür 4. 28 de gösterilmekte. Dikdörtgen içindeki sayılar, artış sonrası akımı, parantez işareti içindeki sayılar akımın artış miktarını göstermektedir.

Akım artışı çok olan kesimler aşağıdaki gibidir.

- Keban-Kangal Arası: Akım Artışı 1 Hatta 185 MW
- Keban-Karakaya Arası: Akım Artışı 2 Hatta 259MW

■ Keban-Erbistan Arası: Akım Artışı 1 Hattı 196MW

Bunun dışındaki kesimlerde, 1 hat başına yaklaşık 100MW düzeyinden düşük akım artışı oldu.

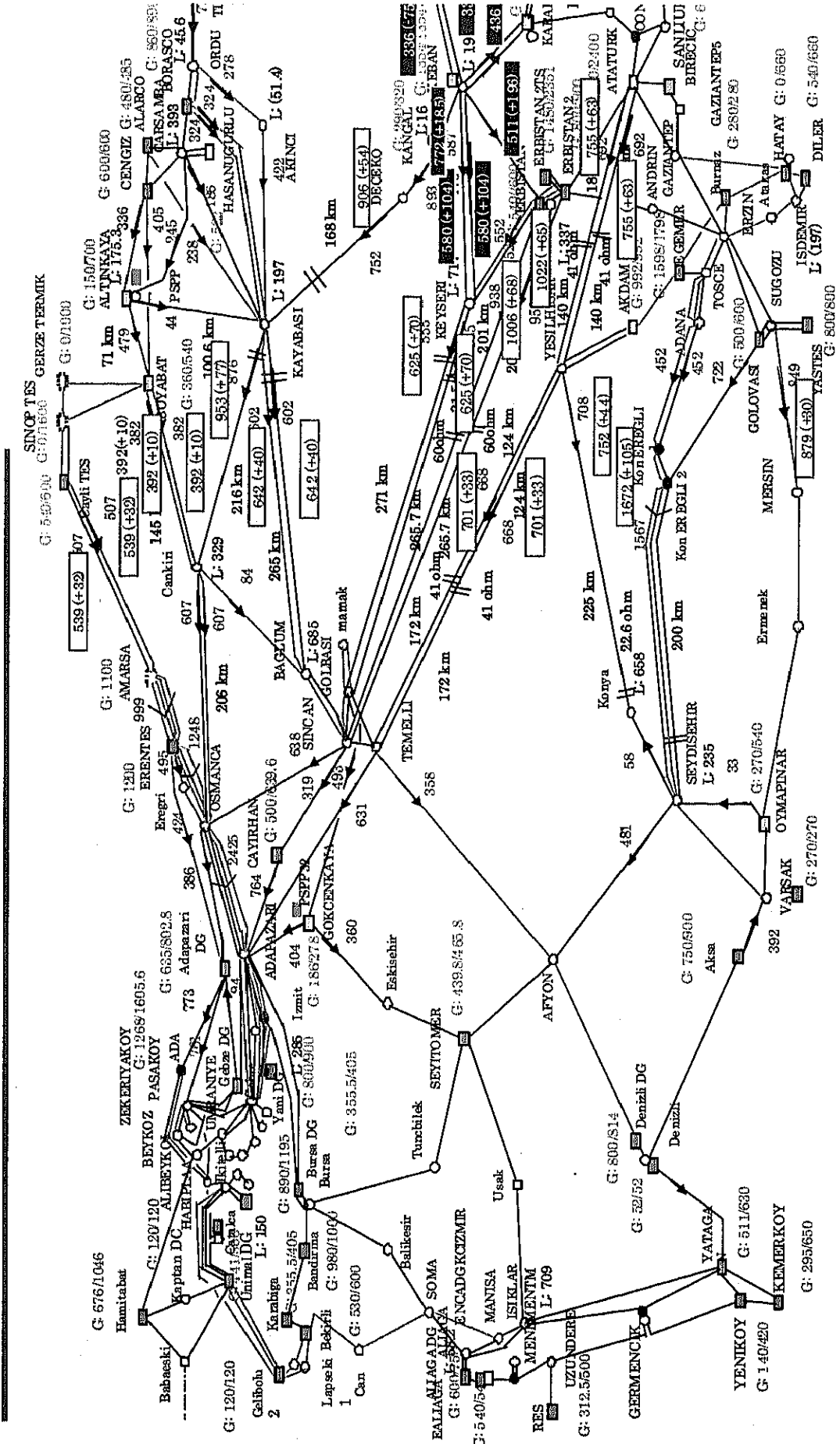
Keban çevresinden başlayan nakil hatlarının, hat sayısı çok olması nedeniyle, Keban'ın genişletilmesine bağlı akım artışını paylaştırarak, müzakere planı üzerinde, 1 hatın kaza tahmini yapılsa bile, kalan hatlarda akım gücünün, hat kapasitesini aştığı nokta olmadı.

Temel sisteme göre doğu dağlık kesiminin elektrik üretim gücü artırıldığı model ve beraberinde Keban hidrolik gücüne 1,100 MW genişletme uygulandığında, dalga form stabilitesi Figür 4. 29 ile Figür 4. 30 da görülmektedir.

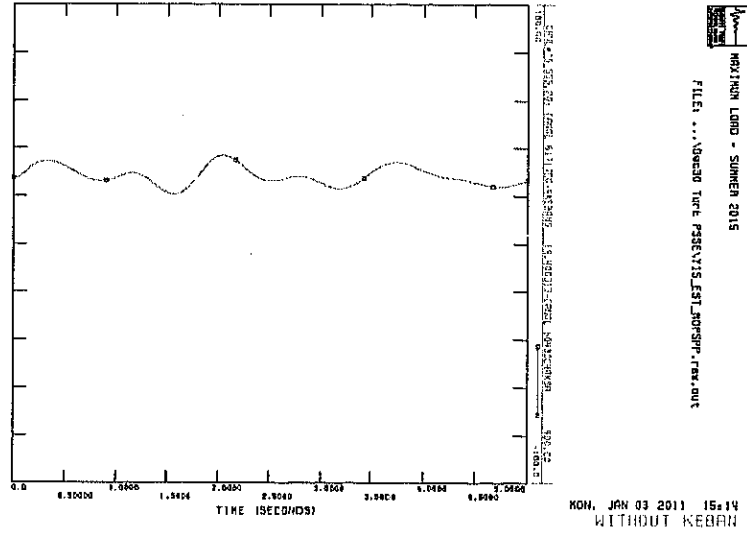
Her ikisinde de dikkate değer fark olmaksızın, temel sistemde Keban Hidrolik Elektrik Santrali'nin genişletilmesi yapılsa bile, stabilizeye büyük etkisi olmaz.

Bu nedenle, 2015 yılının elektrik santrallerinin çıkış gücü arttırımına uygun, sistem güçlendirme uygulanır ise, Keban Santrali'nin genişletilmesine takviye yeni nakil hattı gerekli değil diye düşünülebilir.

Türkiye Cumhuriyeti Doruk Güç Optimizasyon Desteği Projesi

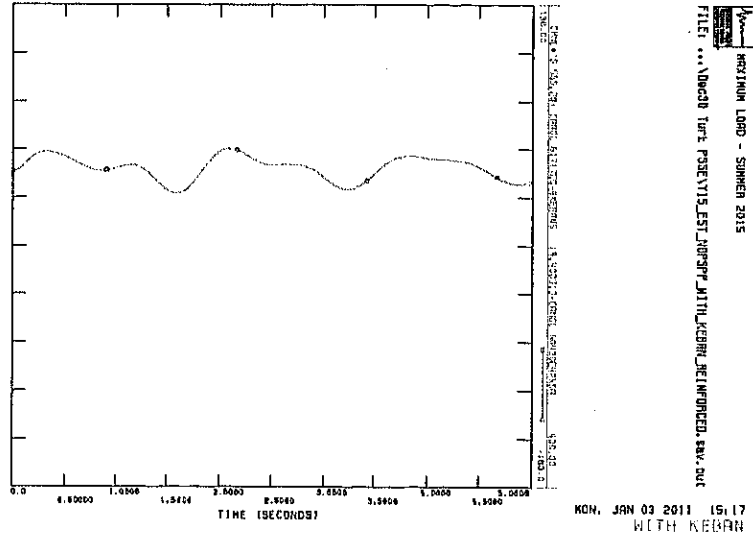


Figür 4. 28 Keban Genişletilmesi Temel Sistemin Akım Artış Hesap Sonucu



Erbistan Ana Hattı yakınında Erbistan- Sinkan nakil hattı 1 hat 3 fazlı kısa devre kaza sonrası, 120 ms de mevcut açık devrenin durumu. Dalga şekli Keban elektrik santrali ile güney batı bölgesinde bulunan Aksa elektrik santral jeneratörü, jeneratör iç faz farkı.

Figür 4. 29 Tek Hat Arıza Anı Dalga Formu Stabilitesi (B Elektrik üretim modeli)



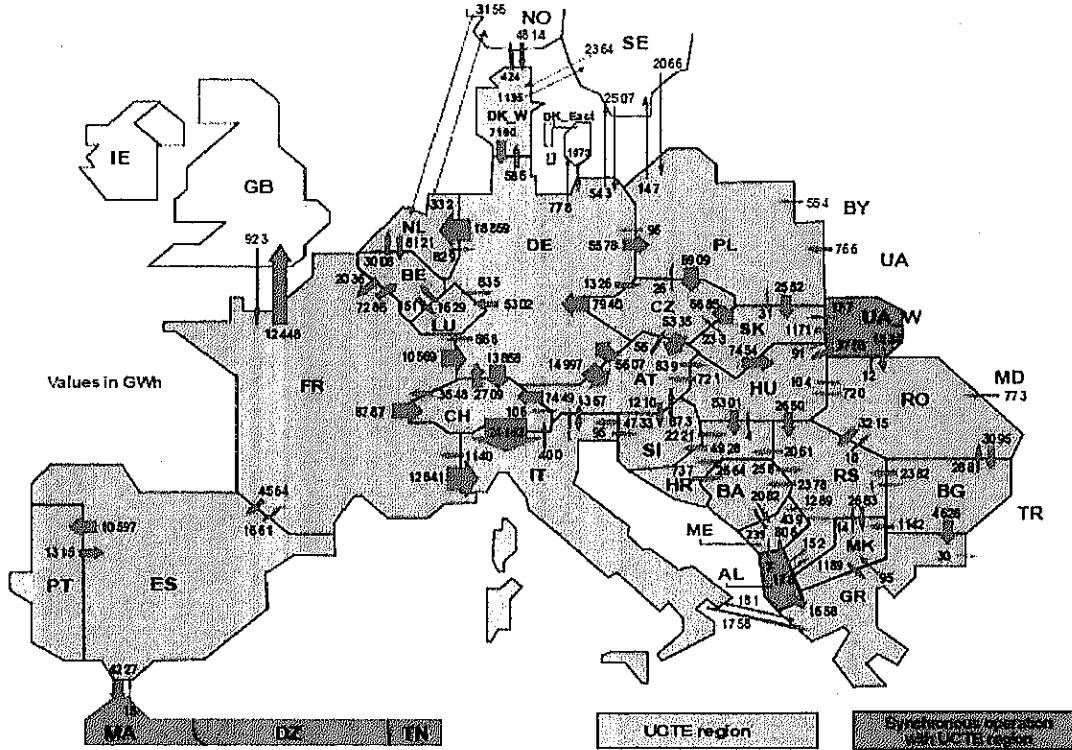
Erbistan Ana Hattı yakınında Erbistan- Sinkan nakil hattı 1 hat 3 fazlı kısa devre kaza sonrası, 120 ms de mevcut açık devrenin durumu. Dalga şekli Keban elektrik santrali ile güney batı bölgesinde bulunan Aksa elektrik santral jeneratörü, jeneratör iç faz farkı.

Figür 4. 30 Tek Hat Arıza Anı Dalga Formu Stabilitesi (B Elektrik üretim modeli+Keban genişletilmesi)

4.5.3 Diğer ülkelerden Elektrik Alımı Olasılıkları

Avrupa sistemi ile bağlantıya göre Türkiye sisteminin bağlantısıyla Türkiye sisteminde arz güvenirliliğini artırıp, yakıtın açık yanması azalacağı bir gerçektir. Diğer taraftan, bağlantı sisteminde bağlantı miktarına göre öngörüldüğü kadar sonuç alınmadığı durumlar da olabilir.

2008'deki ENTSO-E verisi ile Türkiye sistemi ilişkilendirildi, Bulgaristan, elektrik ihraç fazlası (5,324GWh) sahibidir. Ancak Yunanistan, ithalat fazlasına (5,706GWh) sahiptir.



(kaynak : Statistical Yearbook 2008, ENTSO-E)

Figür 4. 31 2008'deki Uluslararası enerji dağılımı(Physical energy flows 2008 in GWh)

Tablo 4. 27 Yunanistan ve Bulgaristan karşılaştırması

(Birim: GWh)



Yunanistan			Bulgaristan		
Karşı Ülke	Elektrik alım	Elektrik Satım	Karşı Ülke	Elektrik alım	Elektrik satım
Bulgaristan	4,628	-	Yunanistan	-	4,628
Makedonya	1,189	-	Makedonya	-	1,142
İtalya	1,758	181	Romanya	3,095	268
Türkiye	-	30	Yugoslavya	1	2,382
Ermenistan	-	1,658	-	-	-
Toplam	7,575	1,869	Toplam	3,096	8,420

Diğer taraftan, Bulgaristan ve Makedonya'dan Yunanistan'a doğru bağlantı hattının yıllık kullanımı %80'i aşan yoğun bir hatlıdır.

Bu nedenle, Türkiye sisteminde doruk güç için gerekli olan yedek enerji alınıp alınamayacağı doruk

güç ihtiyacı olduğunda bağlantı hatlarının yoğunluğuna göre belli olacaktır.

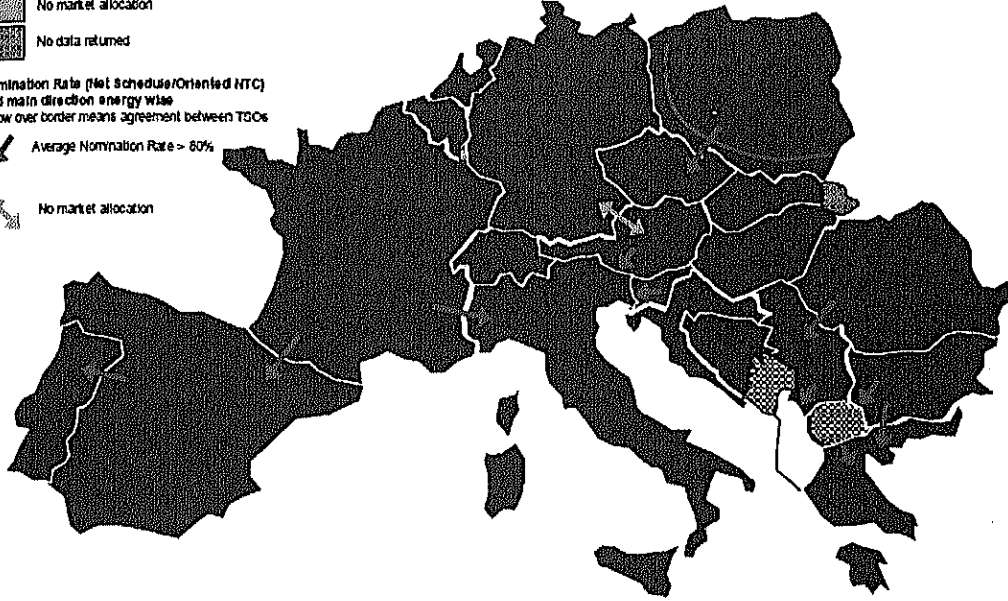
Most Wanted Interconnections

-  No market allocation
-  No data returned

Nomination Rate (Net Schedule/Oriented NTC)
and main direction energy wise
Arrow over border means agreement between TSOs

 Average Nomination Rate = 60%

 No market allocation



kaynak : ENTSO-E

Figür 4. 32 2008'deki Elektrik Alımsatım Durumu

4.6 2030 Yılındaki Güç Yapısının Öngörüsü

2030 yılına ulaşıldığında, tahmin edilen 80GW'lık talep oranını karşılamak için, önce doruk güç optimum seviyeye taşınacaktır. Ardından, gerekli olan doruk güç desteği, pompalı hidro elektrikle optimum seviyeye ulaştırılacaktır.

Talebin, beklenenden fazla olması durumunda, öngörü 2030 yılında önce bir dönemle, talebin beklentiden az olması durumunda, 2030 yılından sonraki dönemde, işleme girecektir.

4.6.1 Doruk Güç Desteği Gereklik Çalışması

(1) Gaz ribünlü Termik Santral ve Kombine Çevrim Termik Santral Karşılaştırması

Doruk güç desteği olan, ekonomik olarak pahalı gaz tribünlü termik santral ve orta güç desteği olan, ekonomik olarak pahalı kombine çevrim termik santral karşılaştırıldığında, doruk güç desteğinin gerekli olduğu görülmüştür.

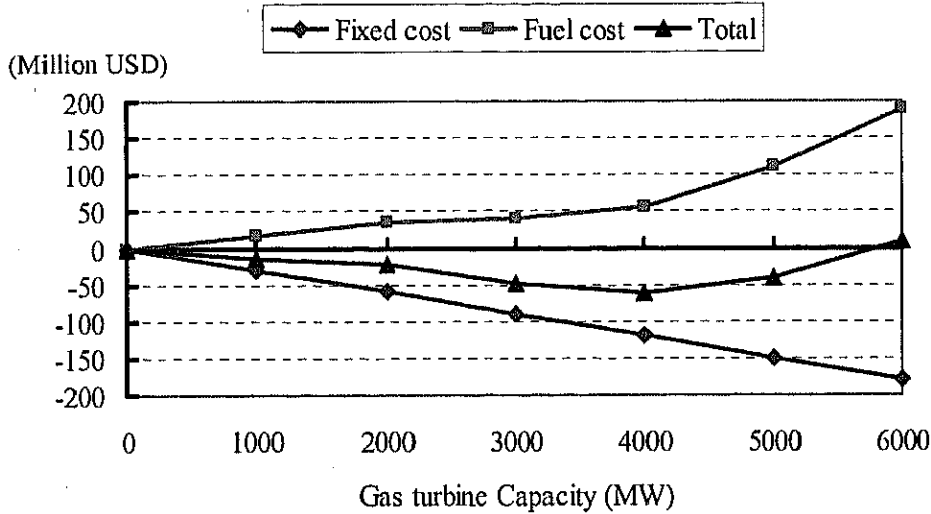
İki sisteminde ekonomik boyutları aşağıda belirtilmiştir. İki santral türünde de yakıt olarak doğal gaz kullanılmaktadır, yakıt fiyatları aynı olsa da, etkin kullanım arasında büyük farklılıklar vardır.

Tablo 4.28 Gaz Tribünlü Termik Santral ve Kombine Çevrim Termik Santralin Ekonomik Olarak Karşılaştırması

	İnşaat Masrafı	Yıllık Sabit Fiyat	Yatı Masrafı
Gaz Tribübü (GT)	500 USD/kW	83.8 USD/kW/ yıl	14.2 Sent/kWh
Kombine çevrim (CC)	700 USD/kW	113.8 USD/kW/ yıl	7.5 Sent/kWh

CC ile kıyaslandığında düşük üretim maliyetli GT'nin, yıllık sabit harcamaları da ucuzdur ancak yeterince verimli olmadığı için yakıt maliyeti yüksektir.

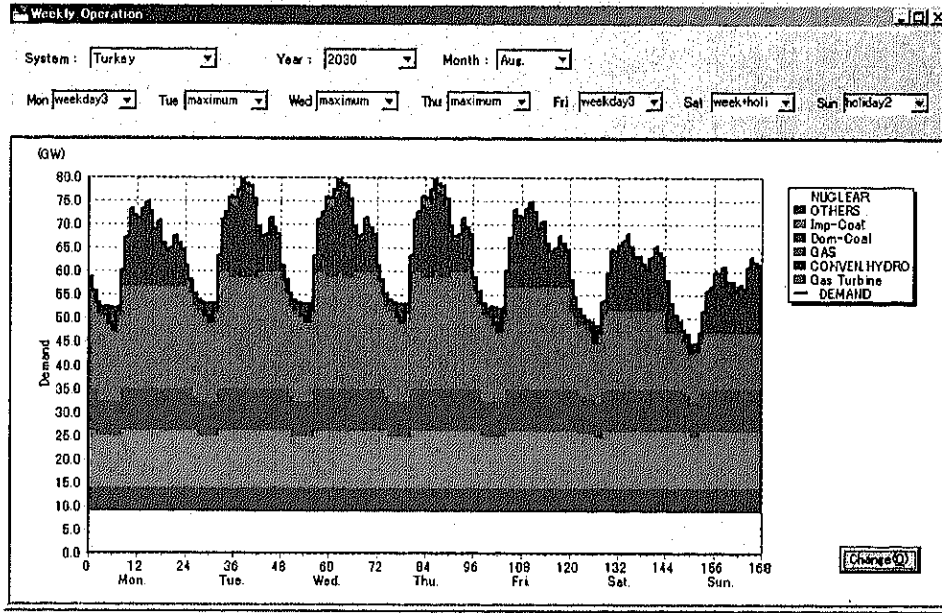
Hesaplar aşağıdaki gibidir. Destek güvenilirliği seviyesi olarak, destek rezerv aralığının maksimum talebinin %8 civarında kabul edilmesi gerekir. (LOLE değeri 5 ila 10 saat arasında)



Figür 4.33 Gaz Tribünlü Termik Santral ve Kombine Çevrim Termik Santralin Ekonomik Olarak Karşılaştırması

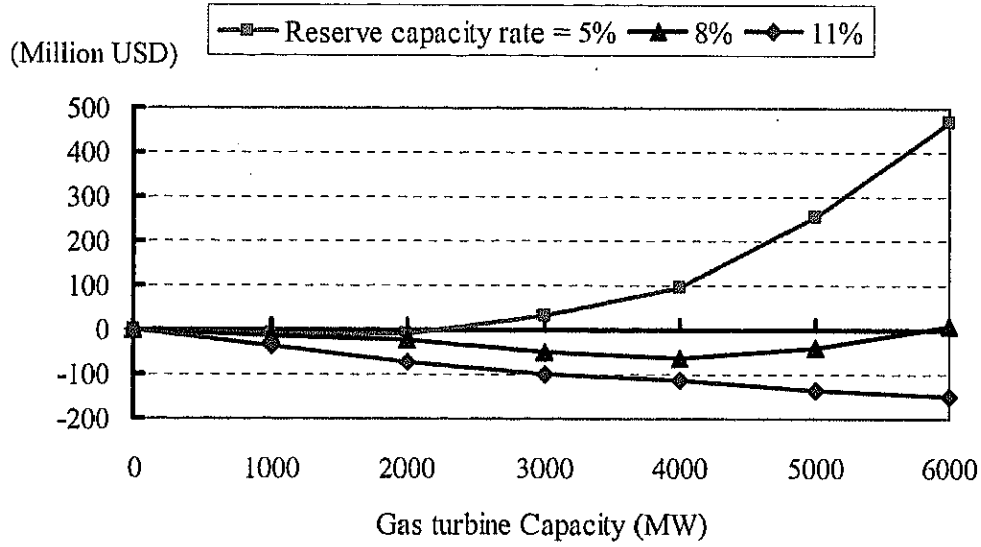
Doruk güç kaynağı olarak, GT'nin malzeme oranı fazladır, aynı miktarda CC'nin malzeme miktarı daha azdır, GT'nin yıllık masrafları CC'ye göre daha ucuzdur, 100MW için 30 milyon dolar fark vardır. Ayrıca, GT'nin, CC'ye göre yakıt masrafları daha pahalı olduğundan ve genel olarak GT'nin malzeme maliyetleri fazla olduğundan, yakıt maliyetleri de fazladır. Ancak, girişi çok da fazla olmayan bölgelerde (4000MW ve altı), yakıt masrafları o kadar yükselmez.

Aşağıda, GT'nin 4000MW olarak belirtildiği durumda, 2030 yılı Ağustos ayının bir haftalık çalışma durumu tahmini gösterilmiştir. Maksimum talep olan gündüz saatlerinde GT faaliyeti göstermektedir ama diğer zaman dilimlerinde neredeyse hiç çalışmamaktadır. Ek olarak Ağustos ayı haricindeki dönemlerde, aylık maksimum talep olan zaman dilimlerinde GT'nin hiç devreye girmediği dönemler mevcuttur.



Figür 4.34 Gaz Tribünlü Termik Santrallerin Çalışma İmajı (GT: 4000MW)

Doruk güç kapasitesinin ekonomik kullanımı, destek güvenilirliği seviyelerinin büyüklüğüne bağlıdır. Yukarıdaki incelemede, destek güvenilirliği oranının çeşitlilik gösterdiği durumlardaki sonuçlar aşağıdaki gibidir.



Figür 4.35 Destek Rezerv Oranı Değişimlerine Göre Doruk Destek Kapasitesinin Ekonomik Değişiklikleri

Destek rezerv oranı azalışı %5 (LOLE değeri yaklaşık 50 saat) olduğunda, doruk güç kapasitesinin optimal üretim oranı 2000MW'ın altına düşer. Diğer yandan, destek rezerv oranı artışı %11 (LOLE değeri 1 saatten az) olduğunda, doruk güç kapasitesinin optimal üretim oranı 6000MW'ın üzerine çıkar.

Buna, doruk destek kapasitesi olan GT'nin gerçek üretim miktarı da dahildir. Destek rezerv oranı azaldığında, GT'nin giriş miktarı az seviyede olsa bile yakıt masrafları fazla olan GT'nin operasyon ihtimalleri artacağından, yakıt masrafları artan GT'nin avantajları belirgin bir biçimde azalır. Diğer yandan, destek rezerv oranı artarsa, GT'nin giriş miktarı fazla olsa bile GT'nin operasyon fırsatı pek olmaz, yakıt masraflarını arttırmamak için sabir fiyatları düşük olan GT daha avantajlıdır.

Bunun sonucunda, doruk destek kapasitesi olan GT'nin optimal üretim miktarı destek güvenilirliğinin seviyesini artırır, ancak uygun destek güvenilirliği seviyesi (destek rezerv oranı %8) sağlandığında, doruk güç kapasitesi olan GT'nin optimal üretimi yaklaşık 4000MW olur.

(2) Pompalı Hidro Elektrik Santrali + GT ile Kombine Çevrim Termik Santralin Kıyaslaması

Aynı şekilde, doruk güç kaynağı olarak ekonomik yönden pahalı olan pompalı hidro elektrik santrali + GT ile kombine çevrim termik santralinin kıyaslaması için doruk güç gereklilikleri incelenmiştir.

Pompalı Hidro Elektrik Santrali ve Kombine Çevrim Termik Santralinin ekonomik boyutları aşağıdaki gibidir.

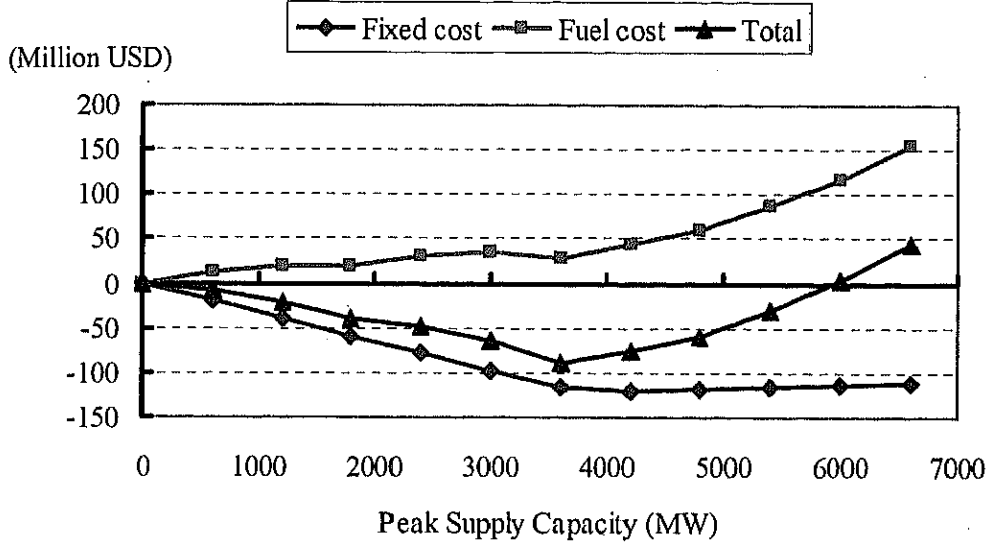
Tablo 4.29 Pompalı Hidro Elektrik Santrali + GT ile Kombine Çevrim Termik Santralin Kıyaslaması

	İnşaat Masrafı	Yıllık Sabit Masraf	Yakıt Masrafı
PSPP	700 USD/kW	78.6 USD/kW/ yıl	5.2 Cent/kWh
Kombine Çevrim (CC)	700 USD/kW	113.8 USD/kW/ yıl	7.5 Cent/kWh

PSPP'in üretim masrafları, CC ile aynıdır, şekilde 7000USD/kW'dır ama, inşaat malzemelerinin çok olduğu ve hizmet ömürlerinin uzun olduğu düşünüldüğünde, bakım masraflarını düşürmek için, tamir

masrafları azaltılır. PSPP yakıt masrafları, daha fazla yakıt gerektiren termik santrallere nazaran pompalı hidro elektrik santrallerle kıyaslandığında pompa kaynaklı %30 kayıp bile hesaba katıldığında, CC'nin yakıt masrafı daha ucuzdur.

Hesaplamaların sonuçları aşağıdaki gibidir.



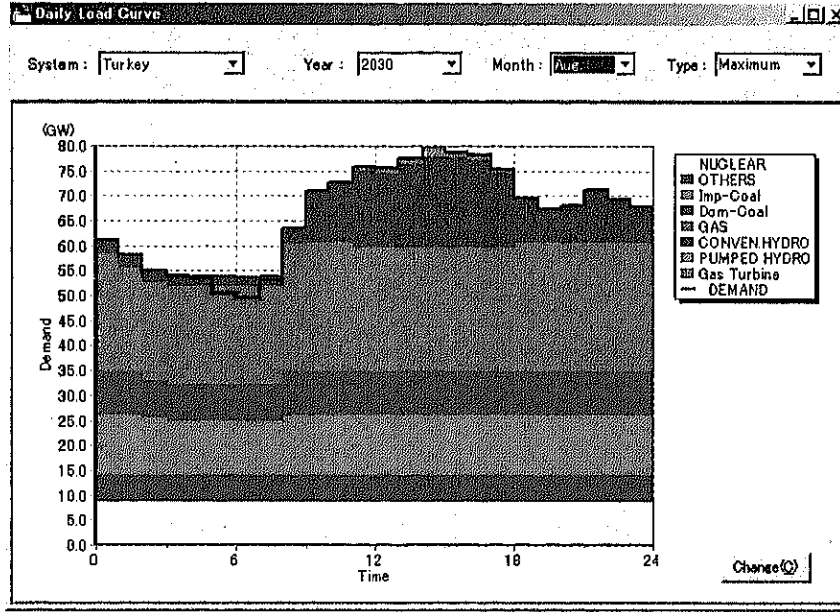
Figür 4. 36 ile Kombine Çevrim Termik Santral Fiyat Karşılaştırması

Doruk güç kaynağı olarak, PSPP ile GT'nin malzeme miktarı artışı aynıdır, bu da ikisinin de toplam artışını eşitler, CC'nin tesisleri azaltıldığında, PSPP+GT, CC'ye göre yıllık sabit masrafları azalacaktır, bu durumda her 100MW için sabit masraflarda 30ar milyon dolarlık azalma olacaktır. Doruk güç üretim oranı, 4000MW (PSPP üretim oranı 2000MW) ve üzerinde olduğunda, PSPP tesis miktarı ve aynı miktarda güç kaynağı beklentisi olmaz. Bu yüzden, sabit masrafların azalma eğilimi biraz yavaşlar. Yakıt masrafları, sadece GT'de kullanılan gaz ile benzerlik gösterir, girişin çok fazla olmadığı bölgelerde (4000MW altı) artış minimaldir.

Sonuç olarak, doruk güç kaynağı olan PSPP+GT'nin gelişim oranı en iyi noktada 4000MW civarındadır.

(3) Doruk Güç Kaynağı Gereklilikleri

PSPP + GT'nin gelişimi, 3000MW (PSPP gelişim oranı 1500MW) olduğunda, Ağustos ayı günlük maksimum talebi, çeşitli santrallerin çalışma şartları aşağıdaki gibidir.



Figür 4. 37 Santrallerin Örnekleri

Mevcut genel hidro elektrik santraller, şu an için doruk güç destek görevlerini gerçekleştirmektedir, gelecekte hidro elektrik santrallerinin çalışma şartları değişmezse, daha fazla doruk güç desteği gerekli değildir. Ancak, genel hidro elektrik santrallerin toplam ekipman oranı %3 oranında olursa, doruk güç kaynağı olarak PSPP ya da GT'de ekonomik olarak geliştirilebilir.

4.6.2 Pompalı Hidro Elektrik Santrallerin Gereklik Çalışması (Temel Durum Tabanlı)

(1) Pompalı Hidro Elektrik Santrallerin Gölet Kapasitesi Çalışması

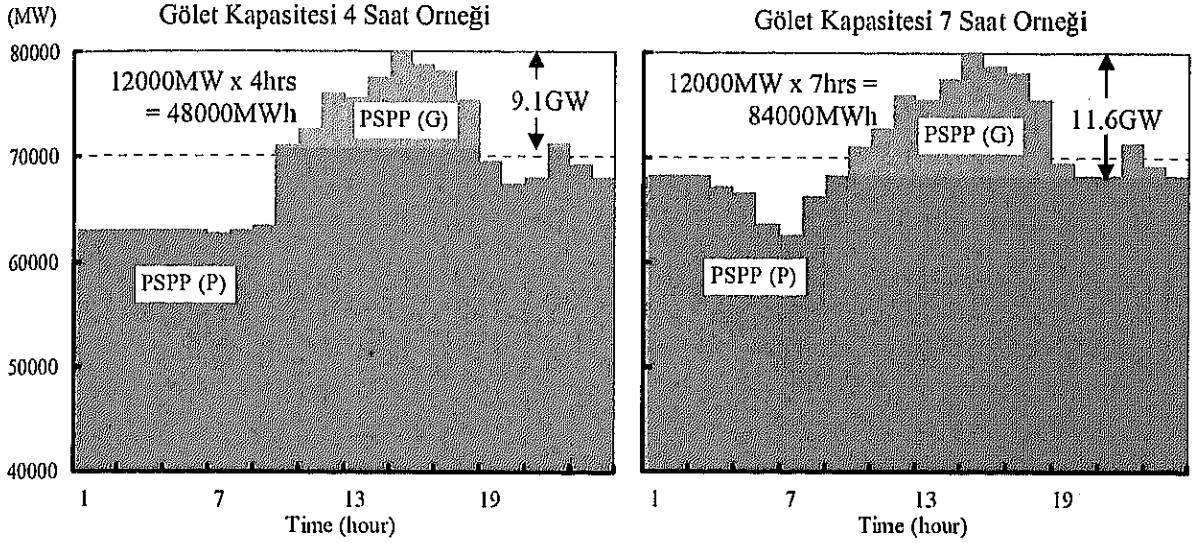
Pompalı Hidro Elektrik Santrallerinin gereklilikleri çalışması öncesi, pompalı hidro elektrik santrallerin gölet kapasitesi üzerinde çalışılmıştır. Su gücü için gerekli olan gölet kapasitesi (aktif depolama kapasitesi) birimi genelde m^3 olarak belirtilir, burada, pompalı hidro elektrik santralin maksimum seviyede sürekli olarak çalışması durumunda, çalışma sürekliliği zaman olarak belirtilmiştir.

Genel olarak gölet kapasitesi büyüdükçe, doğal olarak barajın yüksekliğinde artması gerekir. Bu yüzden, inşaat masrafları çok yüksektir, eğer çok fazla verim beklentisi yoksa, göletin kapasitesini arttırmak pek avantajlı değildir.

Termik santraller durumunda, eğer sınırsız yakıt temini mümkün olursa, güç kaynağı ve üretim oranı hidro elektrik santrallerle aynıdır ama hidro elektrik santrallerde göletin ve nehrin akış hızını ayarlayarak günlük akış oranı sınırlanabilir. (Pompalı hidro elektrik santraller için, baraj üzerinden akan nehrin iç akışı çok az olduğundan, göletin kapasitesi barajın üzerindedir.)

(a) Genel Hidro Elektrik Santrallerde Sıkça Rastlanmayan Durumlar (Gerçek Şartlarda Mümkün Olmayan Durumlar)

Pompalı Hidro Elektrik Santrallerin gölet kapasitesinin farkına ve güç kaynağına göre değişiklikler aşağıdaki gibi olur. Bu durumda, Türkiye 2030 yılında sistem (80MW) üretiminin aksine, genel hidro elektrik santrallerde, pompalı hidro elektrik santraller 12000MW (12GW) gelişimi örnek olabilir. (Anlaşılabilir olması için, gerçek şartlarda mümkün olmayan durum örnekleri verilmiştir.)



Figür 4. 38 Pompalı Hidro Elektrik Santrallerin Tahmini Çizelgeleri

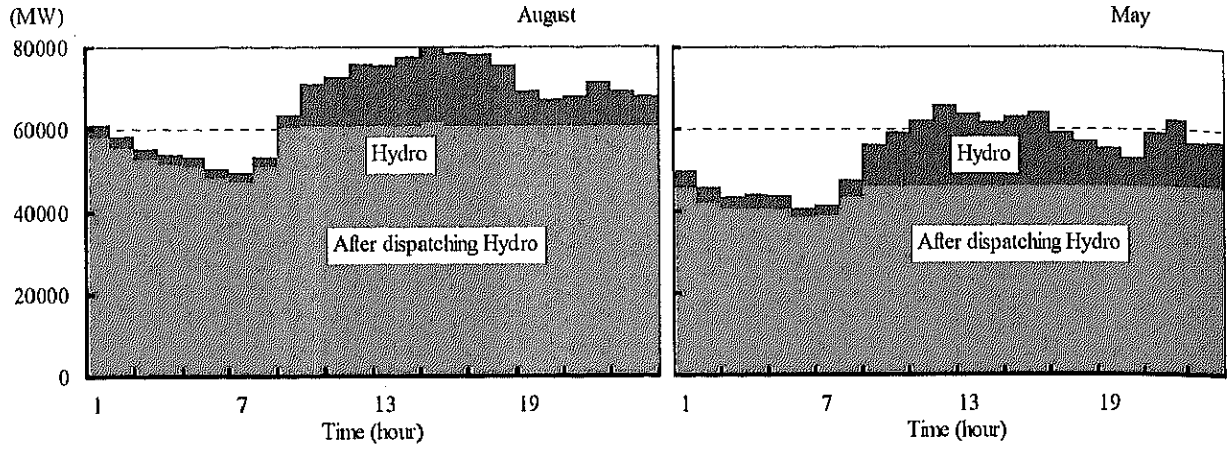
Pompalı hidro elektrik santrallerin talebe karşılık verebilmesi için üretimin talebin şekline göre tercihen düz olacak şekilde talebe uydurulmalıdır, hidro elektrik santraller, yakıt masrafları pahalı olan termik santrallerin çalışma kapasitesi üzerine çakabildiğinden ekonomik olarak en hesaplıdır. Gölet kapasitesinin 4 saat olması durumunda, pompalı hidro elektrik santrallerin mevcut kapasitesi 48000MW'dan fazla olamayacağı için, uyum sonrası gelişen talep tercihen düz olacak şekilde ayarlanırsa, 9100MW'dan (9,1GW) fazla güç kaynağı beklenemez. Ancak, gölet kapasitesi 7 saat olursa, hidro elektrik santral kapasitesi 84000MW olacağından, uyum sonrası gelen talep tercihen düz olacak şekilde ayarlanırsa, üretim miktarı 12000MW'a neredeyse eşit 11600MW (11,6GW) kapasiteye erişebilir. Bu şekilde pompalı hidro elektrik santrallerin, göletlerinin kapasitesine göre, güç çıkışı miktarı da değişir.

(b) Gerçekçi Şartlara Yönelik Tahminler

Önceki çalışmada, genel hidro elektrik santrallere uymayan şartlar incelenmişti, tahminlere göre, gerçekte Türkiye'ye hidro elektrik santraller daha uygundur. Genel hidro elektrik santrallerin yakıt masrafları olmadığından en yüksek ihtiyaç şartlarına uyan en ekonomik üretim şeklidir.

Türkiye'deki büyük çaplı (50MW ve üstü) genel hidro elektrik santrallerin çoğu, ihtiyacın büyük bölümünü sadece gündüz çalışarak karşılamaktadır, talebin az olduğu akşam saatlerinde çalışmamaktadır. (4.3.3 (1) referans) Buna göre, ihtiyacın doruk miktarını çoğunlukla genel hidro elektrik santrallerden temin etmek mümkün görünmektedir.

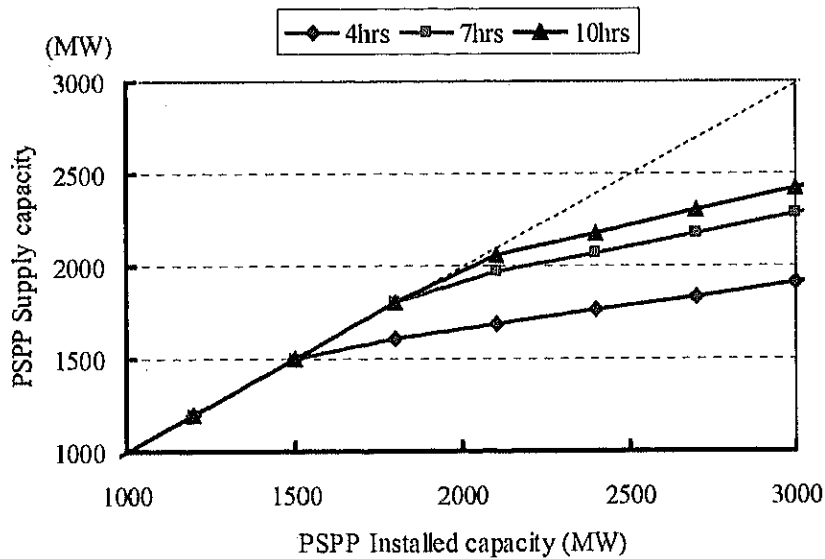
Yukarıdaki şartlar değerlendirildiğinde, aşağıdaki sonuçlar elde edilmiştir.



Figür 4. 39 Genel Hidro Elektrik Santrallerin Talep Örnekleri

Talebin doruk seviyeye ulaştığı saatlerde genel hidro elektrik santrallerin talebi karşılaması düz bir hal alır. Talebin en yüksek olduğu Ağustos ayında, saat 3:00'de 1 saatlik süre boyunca doruk talebe ulaşılır ama, maksimum talebin düşük olduğu Mayıs ayında, saat 9:00'dan saat 24:00'e kadar talep miktarı düzdür.

2030 yılı (talep oranı 80GW) sisteminde, pompalı hidro elektrik santrallerin oranıyla, Ağustos ayındaki pompalı hidro elektrik santrali güç kaynağı ilişkisi aşağıdaki gibidir.



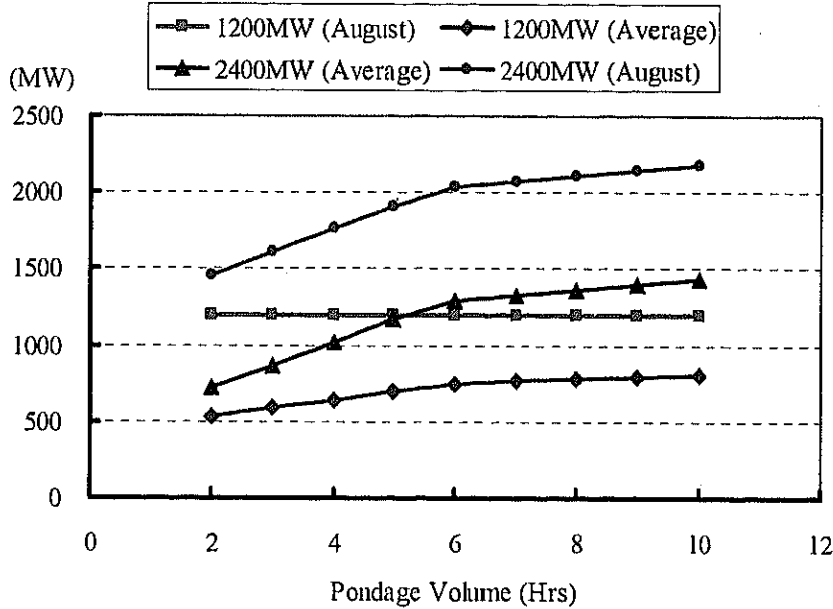
Figür 4. 40 Pompalı Hidro Elektrik Santrali Adedi ve Güç Temini İlişkisi

Gölet kapasitesi (saat), 4 saat, 7 saat, 10 saat olmak üzere 3 gruba ayrılmaktadır. Sonuç olarak, pompalı hidro elektrik santral tesislerinin oranı 1500MW'tan az olursa, hangi şartla olursa olsun tesislerin sayısının Ağustos ayı güç oranıyla aynı olması gerekir. Pompalı Hidro Elektrik Santral tesislerinin miktarının 1800MW olması durumunda, gölet kapasitesi (saat) 7 saatin üzerinde olursa, tesislerin miktarı ve güç kaynağı uyumlu olur ama, gölet kapasitesi 4 saatten fazla değilse güç kaynağının azalması beklenir. Pompalı hidro elektrik santral tesislerinin oranı 2100MW ya da daha

fazla olursa, 7 saat üzerinde gölet kapasitesi olsa bile, güç kaynağı üretime uymaz, gölet kapasitesi 7 saatle 10 saat arasındaki fark azdır.

Bunun aşağıdaki sebepler yüzünden olduğu düşünülmektedir. Pompa kapasitesini %70'de tutmak için, gölet kapasitesi 10 saat olduğunda, üst rezervuardaki suyu en alttan en üste kadar pompalama süresi 14,3 saat alır. Kısaca, tüm gölet kapasitesi kullanıldığında üretim, pompalamanın 1 çevrimi en azından 24,3 saat süreceğinden, 1 günlük üretim söz konusu değildir. Bu şekilde gölet kapasitesi 10 saat olsa bile, her gün sürekli olarak maximum çıkışı 10 saat sürdürmek mümkün değildir. 1 gün (24saat) içinde pompalama gücü, pompalama gücünün orta süresinde, güç de, pompalama kuyusunda durmadan geçen süre düşünülürse, gölet kapasitesi 7 saatten fazla olursa, bu göletin kapasitesinin günlük kullanımı zorlaşır.

Pompalı hidro elektrik santralin gelişme oranı 1200MW ile 2400MW olarak 2 gruba ayrılmaktadır, gölet kapasitesinin (saat) farklı olduğu durumlarda, pompalı hidro elektrik santralinin güç miktarı (Ağustos ayı ve yıllık ortalama) aşağıdaki şekildedir.



Figür 4. 41 Hidro Elektrik Santralin Gölet Kapasitesi ve Güç Oranı İlişkisi

Pompalı Hidro Elektrik santralin üretim miktarı 1200MW ise, gölet boyu fark etmeksizin Ağustos ayında 1200MW'lık güç üretimine ulaşabilir. Ancak, Ağustos ayı haricindeki aylar da dahil olmak üzere ortalama güç desteği, gölet boyu küçüldükçe güç desteği de azalır ve gölet kapasitesi 6 saat ve altında olursa güç üretimi belirgin bir biçimde azalır ama 7 saatin üzerinde olursa güç üretimi artışı yavaşlar. Bu durum, pompalı hidro elektrik santral üretimi 2400MW ise devam eder, Ağustos ayında da gölet boyu 7 saatten fazla olursa güç desteği büyümesi yavaşlar.

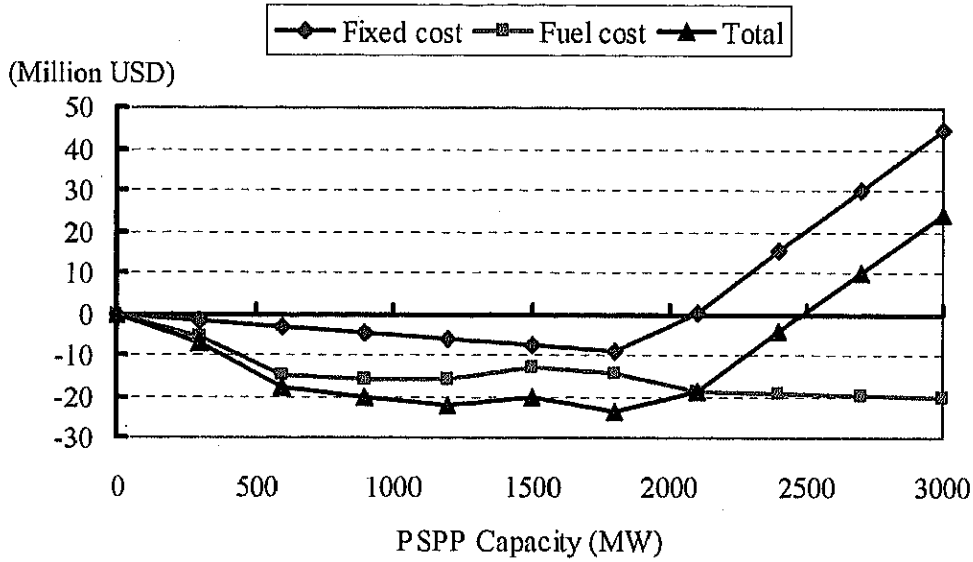
(c) Sonuç

Yukarıda belirtildiği şekilde, gölet kapasitesi 6-7 saat kadar olursa artış olur ve uygun güç desteği artışı olması sonucunda, 7 saatten fazla kapasitede etki fazla büyük olmaz. Bu yüzden, yatırım etkinliği düşünüldüğünde, gölet boyutunun 7 saat olarak kabul edilmesi düşünülmektedir.

(2) Pompalı Hidrolik Santrallerin Optimum Gereklilikleri Çalışması

bölümünde gösterilen çalışmada, doruk güç desteği içerik gelişimi genel hidrolik santrallere ek olarak, pompalı hidro elektrik santraller ve gaz tribünlü termik santrallerde 4000MW güç gerekli olduğunu gösteren sonuçlar elde edilmiştir.

Burada, doruk güç kaynağı olarak gerekli olan 4000MW'ın dağılımında hidro elektrik ile doğal gazlı tribünden hangisinin daha ekonomik olacağı incelenmiştir. Pompalı hidro elektrik gücün üretim oranı arttığında, tüm sistemin nasıl değişeceği aşağıda belirtilmiştir. Masraflar, pompalı hidro elektrik gücün üretimine dahil edilmemiştir, durumlar arasındaki farklılıklar incelenmiştir. Pompalı hidrolik gücün üretiminde, temel olarak aynı kapasitedeki gaz tribünlerinin üretim oranı ele alınmış, tüm durumlar için destek rezerv oranı sabit (%8) tutulmuştur.



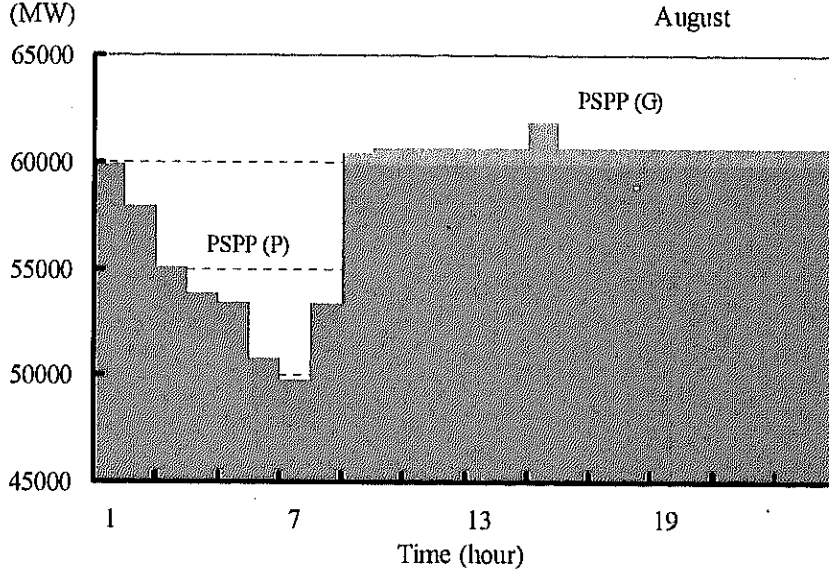
Figür 4. 42 Pompalı Hidro Elektrik Santrali Optimum Gereklilikleri

(a) Sabit Masraflar

Pompalı hidro elektrik santralin üretim miktarı arttığında, aynı miktardaki GT'nin üretim miktarı azalır. Yıllık sabit masraflar, pompalı hidro elektrik santral için 78.6 USD/kW/yıl, GT için 83.8 USD/kW/yıl olduğundan, pompalı hidro elektrik santralin üretim miktarı arttıkça, yıllık sabit fiyatlar yavaş yavaş (her 1000MW için 5.2 milyon dolar) artış gösterir. Bu durum pompalı hidro elektrik santral üretim oranı 1800MW değerine kadar devam eder. Ancak, 1800MW üzerinde üretim olduğunda, üretim oranı ve güç desteğini eş değerde tutmak için, pompalı hidro elektrik santralin üretim oranıyla aynı oranda GT üretim oranı düşürülürse, güç kaynağı yetmez, verilen destek rezerv oranı sağlanamaz. (Bu sezon için) Verilen destek rezerv oranını sağlamak ve pompalı hidro elektrik santrali üretimini mümkün kılmak için GT'nin üretim oranının azalışının, sabit fiyatların artışıyla uyumlu olması gerekir. Özellikle, pompalı hidro elektrik santrallerinin üretim oranı 1800MW ise, GT'nin üretim oranının artışı aynı miktarda yani 1800MW olsa bile, verilen destek rezerv oranı sağlanabilir ama, pompalı hidro elektrik santral üretim oranı 1200MW olduğunda, verilen destek rezerv oranının sağlanması için, GT'nin üretim oranı azalışının 1967MW'da kontrol edilmesi gerekir.

1800MW üzerindeki üretim gerçekleştiğinde üretim oranı ve güç desteğinin uymamasının sebeplerinin aşağıdaki gibi olduğu kabul edilmektedir.

Pompaı hidro elektrik santrali 2100MW üretim yaptığında, talep aşağıdaki şekilde gerçekleşir.



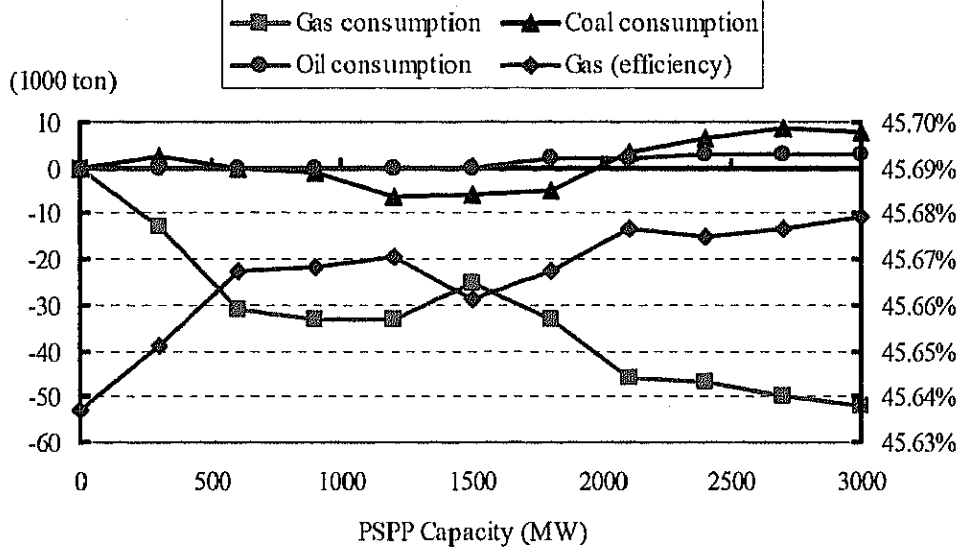
Figür 4. 43 Pompaı Hidro Elektrik Santrallerin Talep Göstergesi

Genel hidro elektrik santralin talep şekli, 15 saatlik 9:00 ile 24:00 arasındaki dilimde neredeyse düz bir şekilde seyrettiğinden, pompaı hidro elektrik santralin üretim miktarı arttığında santralin hizmet süresi 16 saate çıkar. Diğer yandan, pompaı hidro elektrik santralin gölet kapasitesinin maksimum çıkış kapasitesi sadece 7 saat olduğu için, tüm süre boyunca maksimum çıkışta tepki veremeyeceğinden, çıkışın düşürölmesi gerekmektedir.

(b) Yakıt Masrafları

Pompaı hidro elektrik santrallerde üretim oranı arttıka, yakıt masrafı azalır. Pompaı hidro elektrik santrallerin tanımında, gece ucuzlayan pompalama gücü için etkili bir biçimde kullanılabilir. Ancak bu, yaklaşım pompaı hidro elektrik santralin üretim miktarı 600MW seviyesinde olduğunda ve bunun üzerinde pompaı hidro elektrik gücü üretimi olduğunda düz kalır.

Pompalı hidro elektrik gücün üretim oranının artması durumunda, çeşitli yakıt tüketimi oranları ve doğal gazın genel etki oranı aşağıda belirtilmiştir.

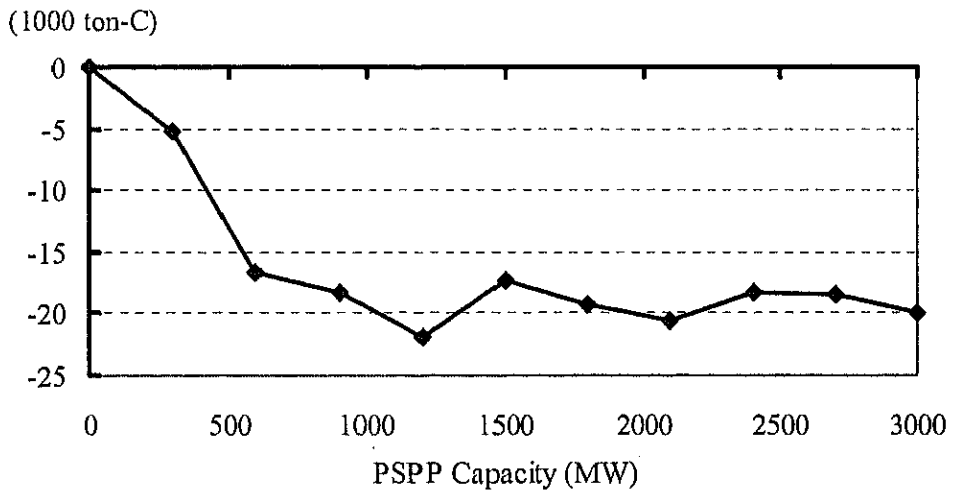


Figür 4. 44 Çeşitli Yakıt Tüketimleri ve Doğal Gaz Verimliğinin Karşılaştırılması

Kömür ve Petrol tüketiminde oran büyük ölçüde değişiklik gösterir ama gaz tüketiminde pompalı hidro elektrik gücün gelişimiyle azalma görülür. Pompalı hidro elektrik gücün üretim oranı 2100MW'a eriştiğinde, gaz tüketiminin yıllık 50000 ton olma ihtimali vardır. Doğa gazın genel yeterliliği, pompalı hidro elektrik güç devrede olmadığı zaman %45,64 oranındadır ancak 2100MW pompalı hidro elektrik güç üretimi sağlandığında oran %45,68 ile 0,04 puan artar.

(c) CO₂ Emisyonu

Pompalı hidro elektrik gücü üretim oranı artarsa, tüm sistemde CO₂ emisyonlarının ne şekilde değişeceği aşağıda belirtilmiştir.



Figür 4. 45 CO₂ Emisyonundaki Değişiklikler

Yukarıda belirtildiği gibi, pompalı hidro elektrik üretim oranı arttığında, doğal gaz tüketimi de azalacağından, tüm sistemdeki CO₂ emisyon oranı da azalır. Pompalı hidro elektrik üretim oranı 600MW'dan fazla olursa, CO₂ emisyon oranının yıllık 20000ton'un altına inme ihtimali vardır.

(d) Genel Harcamalar

Sabit masraflar ve yakıt masraflarının toplamına baktığımızda, pompalı hidro elektrik güç üretimi birimi 1800MW'a kadar düzenli olarak artar. Ancak, pompalı hidro elektrik santralin üretimi artarken, sabit fiyatlar artmaya da devam eder, bu da tüm harcamaları belirgin bir biçimde artırır. Bu harcamaları, karşılayamama durumunda, destek harcamaları devreye girer.

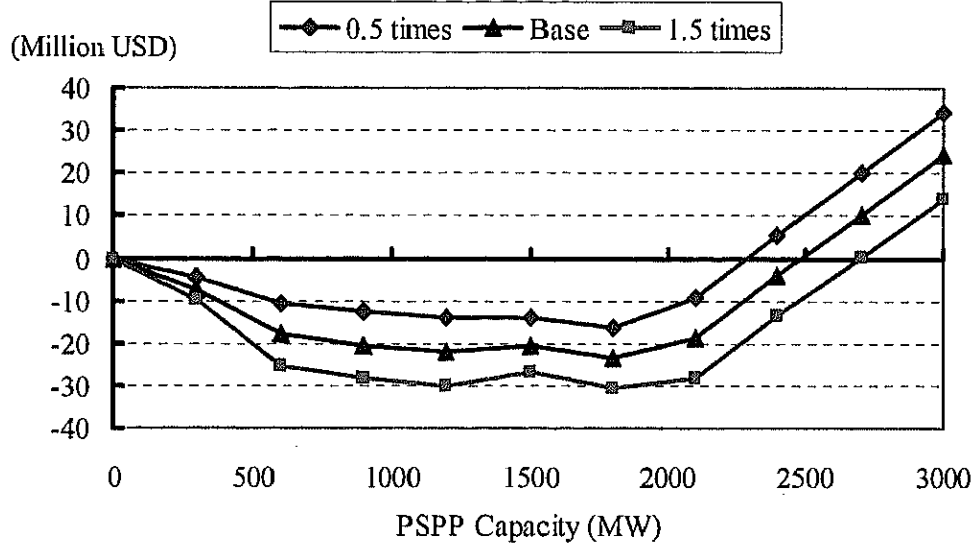
Çevresel şartlara bakıldığında, pompalı hidro elektrik üretimine geçildiğinde, termik santraller gibi etkili çalışma planı mümkün olur, bu sayede CO₂ emisyonlarında da azalma görülür.

Bu şekilde ekonomik şartlar ve çevresel ortam beraber gözönüne alındığında, doruk güç kapasitesinin optimum üretim oranı için gerekli 4000MW'ın, 1800MW'ı pompalı hidro elektrik santrallerinden sağlandığında optimal değere ulaşılır.

4.6.3 Hassasiyet Analizleri

(1) Yakıt Fiyatlarındaki Değişiklikler

Temel Çalışmada belirtilen fosil bazlı yakıtlar hakkında, 2009 yılında DPT'nin açıkladığı 2030 yılı petrol fiyatları tahmini ele alınmıştır. Fosil bazlı yakıtların genel olarak değişmesi durumunda, pompalı hidro elektirik gücün ekonomik değişiklikleri aşağıdaki gibidir.

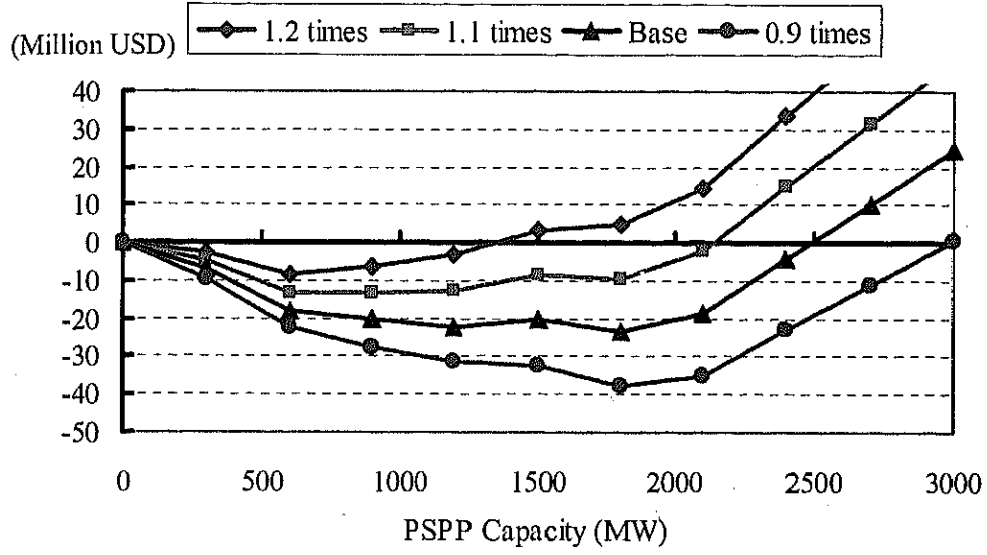


Figür 4. 46 Yakıt Fiyatları Değişiminin Pompalı Hidro Elektirik Gücün Maliyetine Yanısmasının Karşılaştırılması

Fosil bazlı yakıtların fiyatlarının geneli 1,5 değerinde olduğunda, toplam karın biraz artması beklenmektedir, pompalı hidro elektrik gücünün optimal üretim değeri pek değişmez. Benzer biçimde fosil bazlı yakıt fiyatlarının geneli 0,5 değerinde olduğunda, toplam kar biraz artar ama pompalı hidro elektrik üretim oranı pek değişmez. Buna göre yakıt fiyatları belirgin biçimde değişse bile pompalı hidro elektrik gücün optimal üretimi en etkili sonucu veriyor.

(2) Pompalı Hidro Elektrik Santrallerin İnşaat Masrafları

Temel Çalışmada görülen pompalı hidro elektrik santrallerin inşaat masrafları, şu anki hesaplarda tahmini olarak 700USD/kW olarak kabul edilmektedir. Pompalı hidro elektrik santrallerin inşaat masraflarının farklı durumlarda ne çeşit tasarruflar sağladığı aşağıda belirtilmiştir.



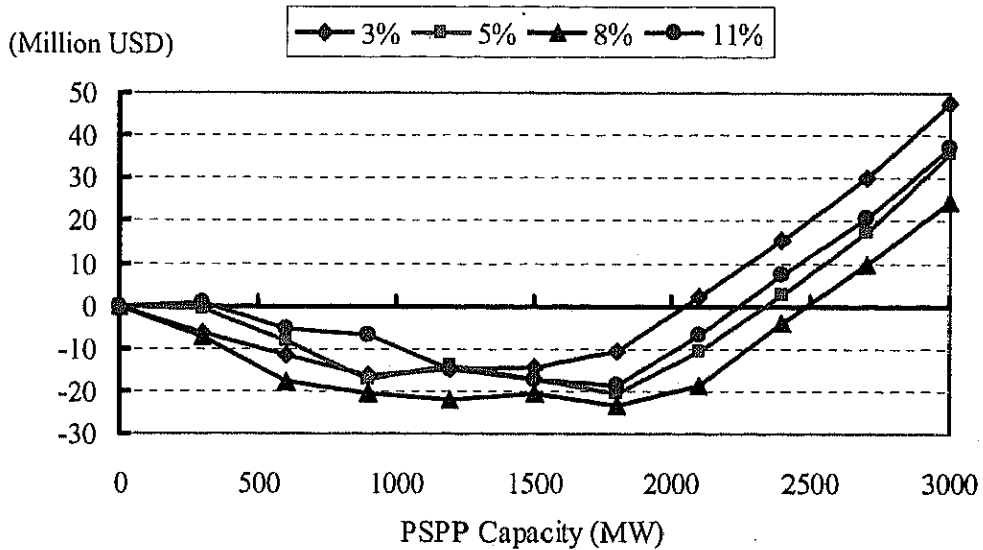
Figür 4.47 Pompalı Hidro Elektrik Santrallerin İnşaat Masraflarının Çeşitli Durumlarda Sağladığı Tasarruflar

Pompalı hidro elektrik Santrallerin İnşaat masrafları 1,2 (840USD/kW) oranında olduğunda toplam kar azalır, pompalı hidro elektrik santrallerin optimal üretim oranı yaklaşık 600MW azalır. Diğer yandan, pompalı hidro elektrik santral inşaat masrafları 0.9 olursa (630USD/kW), toplam kar artar ama pompalı hidro elektrik santrali optimal üretim oranı büyük ölçüde değişmez.

(3) Güvenilirlik Seviyesindeki Değişiklikler

Temel Çalışmada destek güvenilirlik oranı seviyesi %8 olarak belirlenmiştir. Bu 2030 yılı güç konfigürasyonu gözönünde tutulduğunda, LOLE oranının 5 ila 10 saat arasında olacağı anlamına gelir.

Doruk güç kapasitesinin optimum üretim oranı 4000MW olduğunda, destek rezerv oranının farklılık gösterdiği durumlarda, pompalı hidro elektrik santrallerin sağlayacağı tasarruf farklılıkları aşağıdaki gibidir.



Figür 4.48 Destek Rezerv Oranı Değiştiğinde Pompalı Hidro Elektrik Santrallerin Tasarruf Değişiklikleri

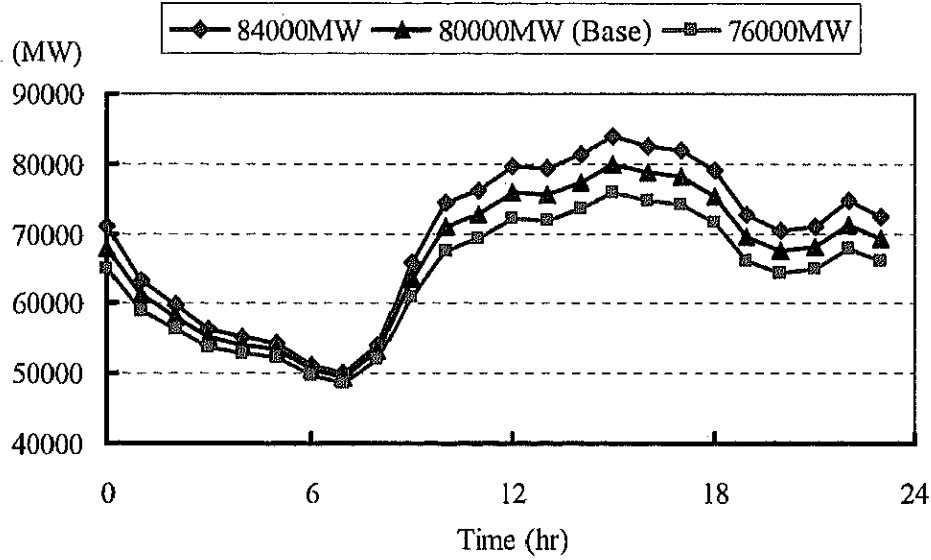
Destek rezerv oranı değişiklik gösterse bile, pompalı hidro elektrik santrallerin sağlayacağı tasarruf büyük farklılık göstermez, her ne şartla olursa olsun, doruk güç kapasitesinin optimum üretim oranı için gerekli 4000MW'n 1800MW'ı pompalı hidro elektrik santraller tarafından karşılandığında sistem optimal kabul edilir. Ancak, doruk güç kaynağı ekonomik olarak kabul edilen, pompalı hidro elektrik güç, GT vb. kaynakların ve sabit fiyatları ucuz santraller gereklidir.

(4) Talep Şeklindeki Değişiklikler

Temel Çalışmada, maksimum güç ihtiyacının, 2030 yılında 80GW'a ulaşacağı belirtilmiştir. Bu, 2010 yılından 2030 yılı arasındaki 20 sene içinde yıllık %4,8'lik artış anlamına gelir.

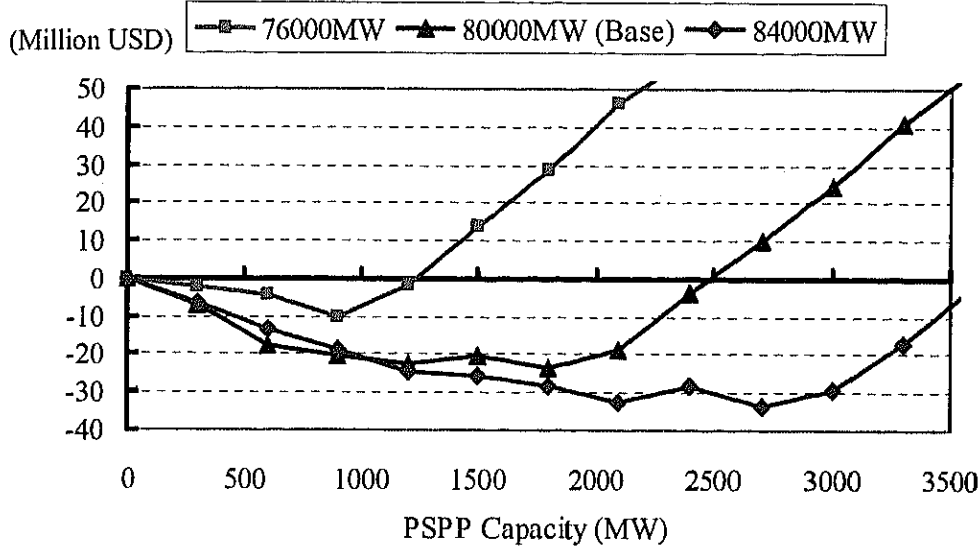
Maksimum talep ve normal talebin şeklini tam olarak tahmin etmek bir hayli zordur, ama gelecekte havalandırmaların kullanımının yaygınlaşmasıyla gündüz döneminde doruk güç ihtiyacı artacaktır, gündüz ve gece kullanımı arasındaki farkın artması beklenmektedir. Diğer yandan, hızlı ekonomik gelişim ve Talep Yan Destekleme (DSM) projesinin devreye girmesiyle, doruk büyüme yavaşlayacaktır, bu durumda gündüz ve gece arasındaki farkın azalması beklenmektedir.

Talebin şeklinin değişmesiyle, aşağıdaki tabloda gösterildiği gibi, doruk zaman dilimi merkezli maksimum gücün %5 azaldığı durumlarda, optimal pompalı hidro elektrik gücün üretim oranının etkileri tartışılmıştır.



Figür 4. 49 Talebin Şeklindeki Değişiklikler

Talebin şeklinin çeşitlilik gösterdiği durumlarda pompalı hidro elektrik gücün tasarruf değişimleri aşağıdaki gibidir.



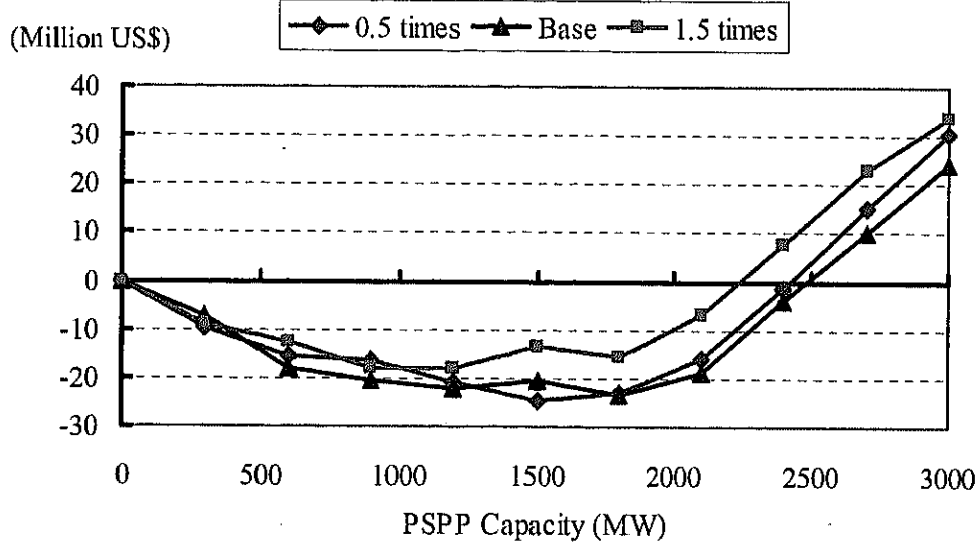
Figür 4. 50 Talebin Şeklinin Değiştiği Durumlarda Pompalı Hidro Elektrik Gücün Tasarruf Farklılıkları

Doruk sürenin maksimum talebinde %5'lik azalma olduğunda miktar 76000MW olur, bu durumda pompalı hidro elektrik gücün üretim oranı düşük seviyede (1200MW ve daha fazlası) olduğunda üretim miktarı ve güç kaynağı farklılık gösterebilir. Bunun için pompalı hidroelektrik güç üretim miktarı ve GT oranı farklılık gösterebilir, bu durumda o oranda sabit fiyat artışı olur, pompalı hidro elektrik gücün optimal üretim oranı yaklaşık 900MW artar. Diğer yandan, doruk saatlerin maksimumu talebi %5 artarak 84000MW olursa, pompalı hidro elektrik güçten 2700MW üretim sağlasa bile üretim oranı ve güç desteği yeterli olmaz, pompalı hidro elektrik gücün üretim oranı ve GT oranı farklılık gösterebilir, genel sabit harcamaları azaltmak için, pompalı hidro elektrik gücünün optimal üretim miktarının yaklaşık 2700MW'a yükselmesi gerekir. Bu sayede, talep şeklinin değişimi pompalı hidro elektrik gücün optimum üretimini büyük ölçüde etkiler.

(5) Yenilenebilir Enerji (Özellikle Rüzgar Gücü) Oranı Karşılaştırmaları

Temel Çalışmada, 2030 yılında, rüzgar gücüyle üretim yapan tesislerin kapasitesinin 15600MW olacağı öngörülmektedir. Bu değeri mevcut tesislerle kıyaslarsak, yaklaşık 10 katlık büyük bir artış gözlemlenir ancak Strateji Raporundaki hedef miktarla (2023 yılında 20000MW) kıyaslandığında hala yeterli değildir.

Rüzgar gücü santrallerinin çeşitli durumlarda pompalı hidro elektrik santrallerine sağladığı ekonomik katkılar aşağıdaki gibidir.



Figür 4. 51 Rüzgar Gücü Santrallerinin Farklılıkları Sonucu Pompalı Hidro Elektrik Santrallerin Ekonomik Farklılıkları

Rüzgar gücü santrallerinin Temel Çalışmanın 1,5 oranında (23400MW) ve 0,5 oranında (7800MW) hesaplamalarında belirgin bir farklılık gözlemlenmemiştir.

Farklı bölgelerdeki rüzgar gücü santrallerinin güç kapasitesinin, kısa sürede büyük miktarlarda artma ihtimali vardır. Ancak, bu çalışmada öngörülen, yerler yeterli miktarda olmazsa, kısa süreli güç kesintileri ve başka sıkıntılar yaşanabilir, bu yüzden sürekli ortalama çıkışın sağlanması gereklidir. Bu düşüncenin temel alındığı santral operasyonlarının gerçekleşmesi için, rüzgar gücü santrallerinin değişiminin büyük rol oynamayacağı tahmin edilmektedir. Ancak rüzgar gücünün kullanımı yaygınlaştığında, doruk gücün gerekmediği zaman dilimlerinde rüzgardan elde edilen elektrik gücü kullanılabilir ve artan güç deoplanabilir, çok ucuz olan pompalı hidrolik güç garantiye alınacağından, pompalı hidrolik santrallerin avantajları artar.

4.6.4 Risk Değerlendirmesi

Pompajlı su enerjisinin avantajı, yedekleme yapabilme, günlük talep durumu, ünite yapısı ile yakıt fiyatları gibi dış faktörlerden oldukça etkilenir. Öte yandan, inşaat süresi uzun olup, geliştirme kararı verildikten sonra faaliyete geçmesi için 10 yıldan fazla gerekmektedir. Bu nedenle inşaat sırasında şartların değişmesi yüzünden en başta hesaplanan avantajların azalması gibi riskler vardır.

Bu şekildeki dış etmenlerden kaynaklanan riskler aşağıda sıralanmıştır.

- İhtiyaç artışında ünitelerin tamamının çalışması ile doruk güç gerekliliği karşılanabilir.
- DSM gibi olumlu gelişmelerde, ihtiyaç durumuna bakılmaksızın ünite miktarı ile aynı oranda arz gücü beklenemez.
- Pompajlı su kullanma gücü olarak beklenen enerji kaynağı geliştirilemeyebilir.
- Doruk güç için birikmiş su gücünden geliştirme olumlu olarak ilerleyebilirken, pompajlı su enerjisinin karşılaştırmalı fiyatı daha düşüktür.

Pompajlı su enerjisinin geliştiricileri, geliştirme niyetinde olup, bu risklere karşılık aşmaları gereken engelleri bilmeliler. Ancak, geliştiricilerin işbirliğiyle bu sorunları ortadan kaldırebilmeleri değil sorunlar ortaya çıktıkça minimum zararlarla çözümlenmek yönünde hazırlıklarını yapmaları şarttır.

Bir aşama olarak, şartların değişimine göre çalıma başlama zamanını ertelemek düşünülebilir. Tam anlamıyla inşaat yapımının başlama öncesi aşamada olduğu takdirde henüz fazla bir masraf yapılmamışken zararın az olduğu bir aşamadan dönemk mümkün olabilir. Fakat, pompajlı su enerjisi için ünitelerin yapımı pahallı olduğundan inşaat yapımına başladıktan sonra faaliyete geçene kadarki süreyi geciktirmek büyük zarara neden olacaktır. Bu risklerin tamamını geliştiriciler ele aldığında ise geliştirme işine girmekten vazgeçme ihtimalleri yüksektir. Bu nedenle, pompajlı su enerjisinin geliştirilmesi aşamasına giderken riskler iyice ele alınmalı, masraflar, avantajlar hepsi tam olarak düşünölmelidir. (8.3.4 bakınız)

Termik enerji için de başlangıçta bakıldığında avantajların azalması riski vardır. Ancak aşağıdaki nedenlerden ötürü geliştiriciler pompajlı su enerjisine oranla buna daha fazla rağbet edeceklerdir.

- Geliştirme isteğinde karar alındıktan sonra faaliyete geçene kadarki süre kısadır.
- Avantajların kaybolması pompajlı su enerjisine oranla düşüktür.
- Faaliyete başlama süresi geçiktiği takdirde diğer yerlere aktarma yapma ihtimali yüksektir.

4.7 Doruk Güç Üretiminin Optimizasyon Planı

(1) Doruk Güç Üretiminde Tasarruf

Doruk güç üretiminde aşağıdaki özelliklerin kullanımının avantajlı olacağı düşünülmektedir.

- Talebin yüksek olduğu doruk güç zaman dilimlerinde güç üretimi
Doruk güç zaman dilimlerinde, marjinal harcamalar fazla olduğundan, farklı harcamalar (yakıt masrafları) normalden fazla olsa bile büyük problemler yaratmaz.
- Santrallerde kaza sonucu güç kaynağı kesintisi ya da ani talep artışlarında meydana gelecek gerekliliklere sürekli hazır bir sistem oluşturulması
Bu tarz kesintilerin olma ihtimali yüksek olduğundan, tamir masraflarının (inşaat masrafları da dahil olmak üzere O&M masraflarının tümü) ucuz tutulması önemlidir.

Doruk güç desteğinin kaynağının uzun süre devrede kalması gerekmediğinden, her zaman hazır bir sistemin kurulması gereklidir. Bu yüzden masraflar göreceli olarak fazla olsa bile, sabit fiyatlar düşüktür. Bu açıdan bakıldığında doruk güç destekli sistemlerin sağlayacağı tasarruf sabit fiyatları büyük ölçüde etkiler. Eğer orta ölçekli doruk güç desteği sağlanırsa birleşik yakıt gücü sabit fiyatları diğer tepkisel doruk güç desteklerine nazaran ucuzdur, doruk güç desteği kullanılsa bile kombine ateşleme gücü seçimi daha ekonomiktir. Bir başka deyişle doruk güç kontrolünün sabit masrafları, en azından, kombine ateşleme gücünün sabit masraflarının altındadır.

Doruk güç desteğinin optimum gereksinimleri, destek güvenilirliğindeki değişiklikleri büyük ölçüde etkiler. Destek güvenilirliği düşük, rezerv kapasitesinin az olduğu durumlarda, tesislerde kaza sonucu meydana gelen güç kesintileri ve ani talep artışları ve benzeri durumlarda, desteğin yeterli olmama ihtimali yükselir, doruk güç desteği için gereken süre artar. Ancak, doruk güç desteğinin (özellikle GT) değişken harcamaları diğer güç kaynaklarıyla kıyaslandığında pahalı olduğundan, kullanım süresi pek uzun tutulmaz, orta ölçekli güç desteği olarak hazırlanan kombine ateşleme gücüyle beraber kullanımı daha ekonomiktir. Diğer yandan, destek güvenilirliğinin seviyesi yüksek, rezerv kapasitesinin fazla olduğu durumlarda, tesislerin kaza sonucu kesintiye uğraması ve ani talep artışı ve benzeri durumlarda, destek gücün yetersiz olma ihtimali azalır, doruk gücün çalışma süresi azalır. Bu yüzden, güç destek güvenilirliği yüksek olursa, değişken masraflar fazla olsa bile sabit fiyatlar düşüktür, doruk güç desteği olarak ekonomik avantajları vardır.

(2) Doruk Güç Desteği Türlerinin Kıyaslanması

(a) Ekonomik Yönden Kıyaslama

Doruk güç desteği kaynağı olarak aşağıdaki üç seçenek mevcuttur.

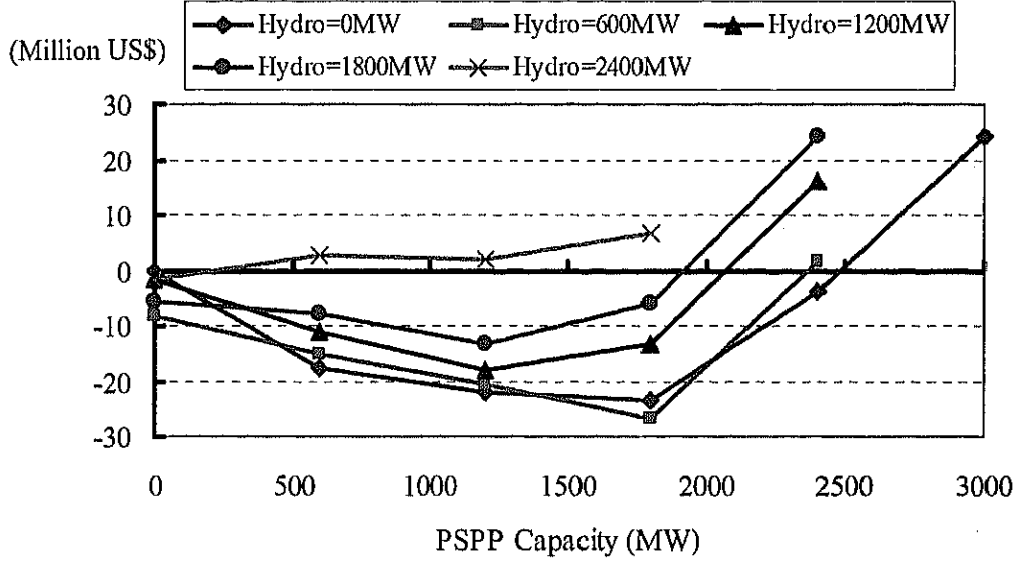
Tablo 4. 30 Doruk Gücün Çeşitleri

	İnşaat masrafı	Yıllık sabit fiyat	Yakıt masrafı	Notlar
PSPP	700 USD/kW	78.6 USD/kW/ yıl	5.2 Sent/kWh	
Rezervuar Tipi Hidro	1800 USD/kW	193.1 USD/kW/ yıl	0 Sent/kWh	Kapasite faktörü: 10%
Gaz tribünü (GT)	500 USD/kW	83.8 USD/kW/ yıl	14.2 Sent/kWh	

Başka bir ülkeden elektrik alma da doruk güç desteği kaynağı olarak değerlendirilebilir. Ancak doruk durumunda, diğer ülkenin de güç kaynağı sıkıntısı yaşama ihtimali yüksek olduğundan, diğer ülkenin desteğe ve talep durumuna göre şartları değişiklik gösterebilir, bu durumda güç transferi yapamama ihtimali doğabilir. Bu yüzden ülke olarak ulusal güvenlik sistemlerinin kurulması

önemlidir, ülkeyi olabildiğince kendine yeterli halde tutmak önceliklidir, başka bir ülkeden elektrik alma geçici bir tedbir olarak düşünülebilir.

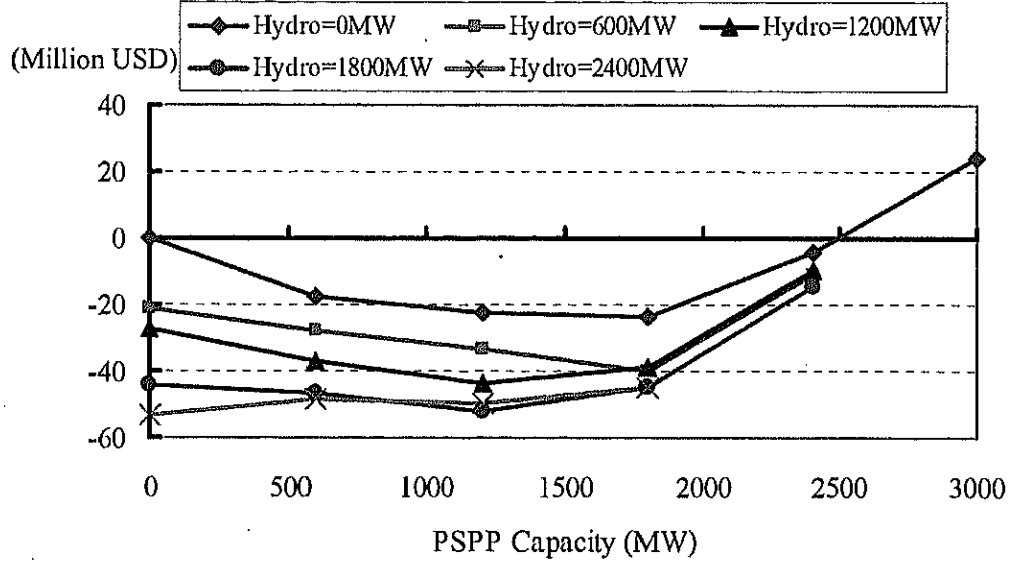
Doruk güç ihtiyacının 4000MW olduğu düşünülmektedir, pompalı hidro elektrik gücü (PSPP), rezervuar tipi hidro elektrik gücü (RH) ve gaz tribünü (GT) olarak üç çeşit doruk güç desteği mevcuttur, bu sistemlerin ekonomik dağılımları aşağıdaki gibidir. Aşağıdaki tabloda (PSPP: 0MW, RH: 0MW, GT4000MW) kombine fiyatlar baz alınarak, temel değerlerin kıyaslaması yapılmıştır.



Figür 4. 52 Doruk Güç İhtiyacının Üretim Farklılıklarının Ekonomik Dağılımı

Olabilecek en ekonomik kombinasyon, (PSPP: 1800MW, RH: 600MW, GT: 1600MW) bir diğeri (PSPP: 1800MW, RH: 0MW, GT: 2200MW) idir.

Ancak doruk güç desteklerini karşılaştırırken, sabit fiyatlar en belirleyici etken olur. Yukarıdaki çalışmada, %10'luk ütilizasyonlu rezervuar tipli hidro elektrik güc 1800USD/kW (yıllık sabit masraf 193.1 USD/kW) olarak belirlenmiştir, bu değer 1600USD/kW'lık (Yıllık sabit masraf 171.7 USD/kW) bölümünde azalma gözlenmiştir.



Figür 4. 53 Doruk Güç Gerekliliği Miktarının Üretimdeki Değişiklikleri - 2

Rezervuar tipli hidrolik gücün inşaat maliyetinin 1600USD/kW'ın altında olması durumunda, en ekonomik olacak kombinasyon, (PSPP: 0MW, RH: 2400MW, GT: 1600MW) veya (PSPP: 1200MW, RH: 1800MW, GT: 1000MW) idir. Başka bir deyişle 1600USD/kW'ın altında maliyet olursa, rezervuar tipli hidrolik güç (%10 ütilizasyon) mevcutsa, diğer özellikler inşa edilebilir, pompalı hidro elektrik santral bölümlerinin de geliştirilmesi bu noktada ekonomiktir.

(b) Dikkate Değer Kıyaslamalar

Önceki bölümdeki çalışmada, ekonomik özelliklere değinilmişti, sadece sabit fiyatlar ve çeşitli harcamaların (yakıt masrafları) toplamı karşılaştırılmıştı. Başka bir deyişle, çeşitli doruk güç kaynaklarının özelliklerinin avantajları sıralanmıştı. Ek sistemlerin özellikleri gücün kalitesini önemli derecede etkiler. Gelecekte, Türkiye güç üretiminin kalitesini arttırmak istediği için ek sistemlerin özelliklerinin artması gereklidir.

Aşağıda, doruk güç talep gereksinimleri hakkında çeşitli ek sistemlerin özellikleri belirtilmiştir.

Tablo 4. 31 Çeşitli Doruk Güç Gereksinimlerinin Ek Sistemleri

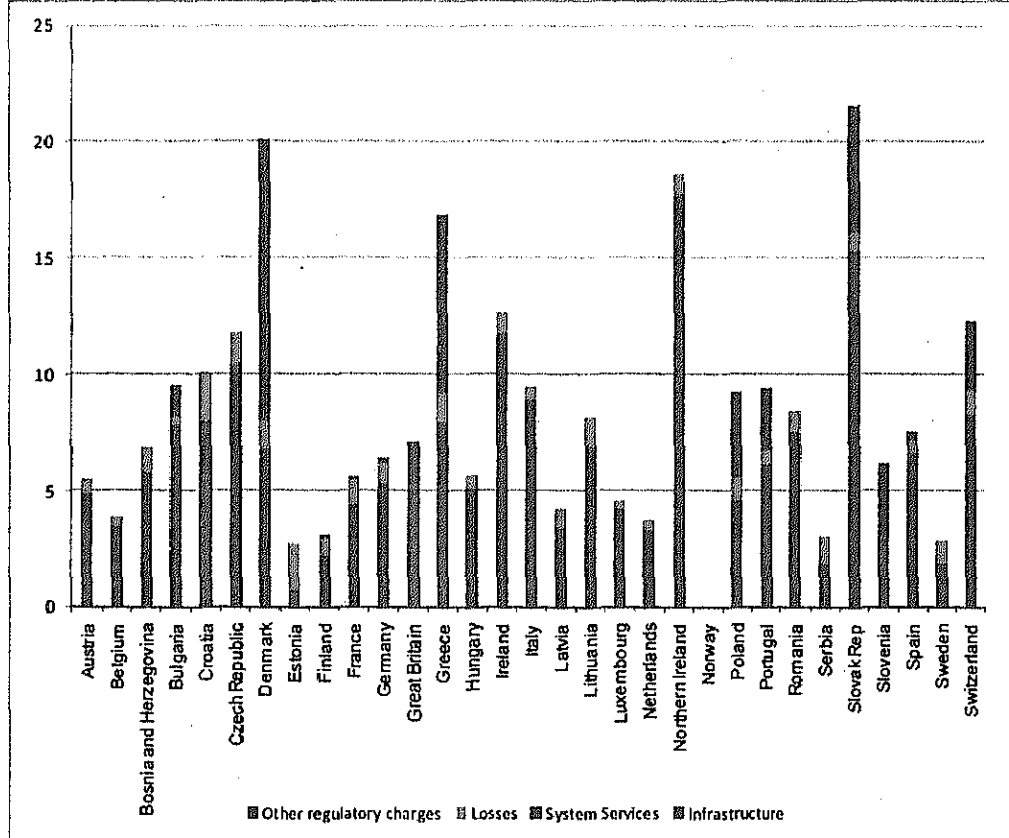
		Frekans Kontrolü (Ana & Yedek Rezerv)		Bekleme Operasyonu (Üçüncü Yedek)
		Doruk Zaman	Doruk Zaman	
Pompa Hidro Elektrik		◆ Mümkün	◆ Pompa Hidro Operasyonuna Göre Mümkün (Uygun Pompa Hidro Gücüne Sahip Cihazlar Kullanıldığında)	◆ Mümkün
Rezervuarlı Hidro Elektrik		◆ Mümkün	◆ Mümkün, ancak marjinal harcamaların düşük olduğu zaman diliminde kullanımı ekonomik olarak avantajlı değil	◆ Mümkün
Gaz Türbini (GT)		◆ Mümkün	◆ Mümkün, ancak marjinal harcamaların düşük olduğu zaman diliminde kullanımı ekonomik olarak avantajlı değil	◆ Mümkün (Su gücünden yavaş)
Başka Ülkeden Elektrik Temini		◆ Mümkün	◆ Mümkün	◆ Mümkün (Başka Ülkeye Bağımlılık İhtimali Var)
Refer	Kombine(C/C) Ateşleme Gücü	◆ Gerekli tesisler eklenirse mümkündür ancak çıkış gücü düşük olduğundan ekonomik olarak avantajlı değildir		◆ Mümkün (GT'den yavaş)
	Kömür Termik	◆ Gerekli tesisler eklenirse mümkündür ancak çıkış gücü düşük olduğundan hiç ekonomik değildir.		◆ Mümkün Değil

Doruk güç gereksinimleri neredeyse aynı ek sistem özelliklerine sahiptir ancak, pompa hidro elektrik santraller ve başka ülkeden elektrik temini doruk gereksinim olmayan zaman dilimlerinde aynı fonksiyonlara sahiptir. Doruk güç gerekmeyen zamanlarda genel hidro elektrik ve kombine termal güç vb kaynakların ayarları eğer şartlar uygun olursa, pompa hidro elektrik santrallerin sahip olduğu doruk güç gerekmeyen zamanlardaki ayarlarla kıyaslandığında çok verimli değildir. Ancak, Türkiye'nin mevcut ve geleceğe yönelik tahminleriyle aşağıdaki değişikliklere göre, gelecekte, sistem operatörü doruk güç gereksinimi olmayan durumlarda büyük ölçüde sıkıntı yaşayabilir, doruk güç gerekmeyen zamanlarda ayarların çok masraflı olacağı tahmin edilmektedir.

- Frekans ayarının desteklenmesinde doğabilecek destek sıkıntıları
 - ◆ Büyük çoğunluğu 50MW'tan fazla olan, büyük ve orta ölçekli santrallerin doruk dışı talep süreleri durur.
 - ◆ Genel işverenlerin yönettiği kombine ateşleme sistemli santraller, çıkış gücü olarak da, muhtemel maksimum çıkış gücü kullanıma meyillidir.
- Frekans Ayarlarının Gereksinimleri Artar
 - ◆ Kısa süreli durumlarda, elektrik enerjisinin büyük ölçüde rüzgar gücü terminallerinden gelmesi planlanmıştır.
 - ◆ Sürekli maksimum güçte çalışacak nükleer santrallerin üretimi planlanmıştır.

“ENTSO-E Avrupa Transfer Tarifesi Sentezi 2010” (Eylül 2010) raporunda belirtilen Avrupa Ülkelerinin transfer tarifesi aşağıdaki gibidir.

Euro per MWh



Figür 4. 54 Avrupa Ülkeleri Transfer Tarifesi

Ana rezerv, yedek rezerv, üçüncü rezerv, voltaj kontrolü vs.'nin sistem hizmetlerinin sürdürülebilmesi için gerekli masraflar ülkeye göre değişmektedir ama ortalama olarak 6 Avro/MWh (4 USD/kWh) civarındadır. Bu rakamlar gözününde bulundurulduğunda, doruk güç gerektirmeyen zamanlarda gerekli frekans ayar değeri sonuçları aşağıdaki gibidir.

- Doruk güç gerekmeyen durumdaki güç çıkışı : 50000MW
- Operasyon için gerekli, sistem servis miktarı : 50000MW x 4/MWh = 200000 USD/saat
- Sistemin oprasyonu için gerekli frekans ayar kapasitesi (Talebin %1'i): 50000MW x 0.01 = 500MW
- 300MW'lık tek bir pompalama biriminin frekans kontrol kapasitesi: 500MW (Gerekli miktarın %10'una eş değerde)
- Burada, 300MW'lık bir pompalama biriminin frekans ayarı 20000 USD/saattir. Doruk güç gerekmeyen zamanlarda yıllık 500 saatlik çalışma süresinin gerekli olduğu düşünülmektedir, bu durumda maliyet yıllık 10 milyon USD'a denk gelir.

(c) Sonuç

Ekonomik yönden bakıldığında, mümkün olan en ekonomik kombinasyon, (PSPP: 1800MW, RH: 600MW, GT: 1600MW) ayrıca (PSPP: 1800MW, RH: 0MW, GT: 2200MW) olur ancak, çeşitli sabit masraflar büyük ölçüde etkilidir, sabit fiyatların az olduğu doruk güç çıkışı sağlanabilirse, en ekonomik güç temin edilmiş olur.

Diğer yandan, doruk güç gereksiniminin özelliklerine bakarsak, doruk süresince özellikler pek değişiklik göstermez ama doruk güç gerekmeyen zamanlarda gerekli frekans ayarlarında, pompalı hidrolik santraller diğer kaynaklarla kıyaslandığında en avantajlıdır. Bu avantajlar açısından bakıldığında, ekonomik etkilerin verilen seviyede tutulabilmesi için, pompalı hidro elektrik santraller ekonomik yeterlili açısından biraz yetersiz olsa da, genel olarak bakıldığında pompalı hidro elektrik santrallerin değeri daha yüksektir.

Yukarıdaki noktalar gözönüne alınarak, pompalı hidro elektrik santrallerin tesislerinin miktarı ve aynı şekilde güç destek verimliliği gözönüne alındığında, pompalı hidro elektrik santrallerin üretiminin olabilecek en avantajlı seçenek olduğu görülmüştür.

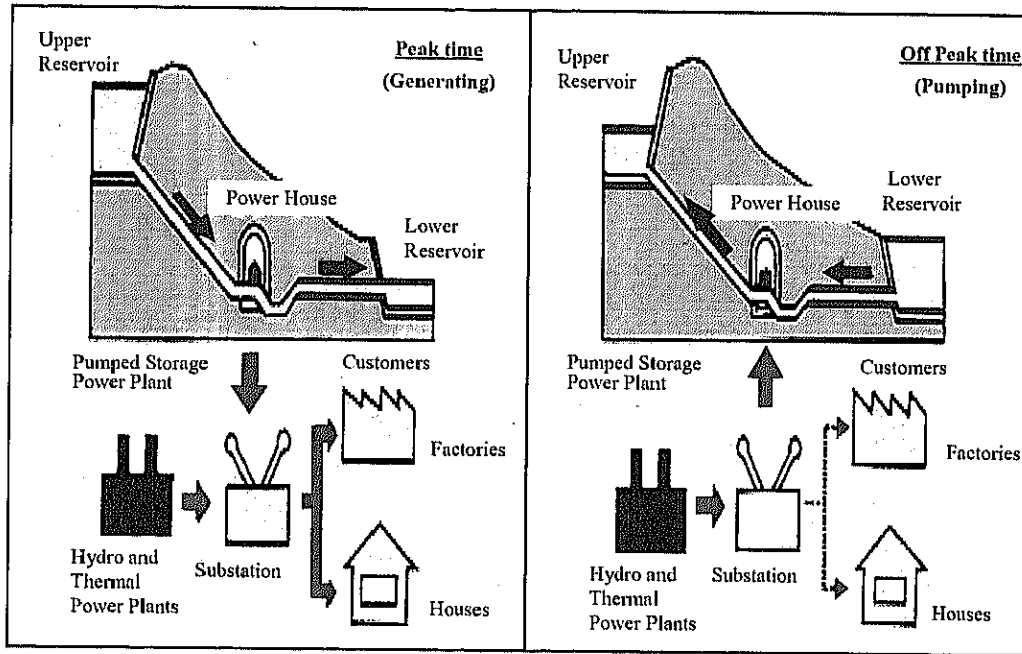
4.8 Pompalı Hidro Elektrik Santrallerin Fonksiyonu ve Rolü

(1) Pompalı Hidro Elektrik Santrallerin Mekanizması

Pompalı Hidro Elektrik Santrallerin Genel Görünümü Tablo Figür 4. 55'deki gibidir.

Pompalı Hidro Elektrik Santrallerde, suyun gücü kullanılarak elektrik üretilmektedir. Pompalı santrallerde, üst ve alt baraj olarak iki ayrı baraj inşa edilir ve rezervuar dengelenir, bu iki barajı birşetiren su yolu tüneli arasında güç istasyonu kurulur.

Pompalı santral, geceleri güç talebinin az olduğu saatlerde (doruk dışı saatler), aşağıdaki göletten, üstteki denge göletine su pompalamaya devam eder, akşam üstü güç ihtiyacının arttığı saatlerde (doruk saatler) bu suyla elektrik üretilir.



Kaynak : Tokyo Elektrik AŞ Broşürü

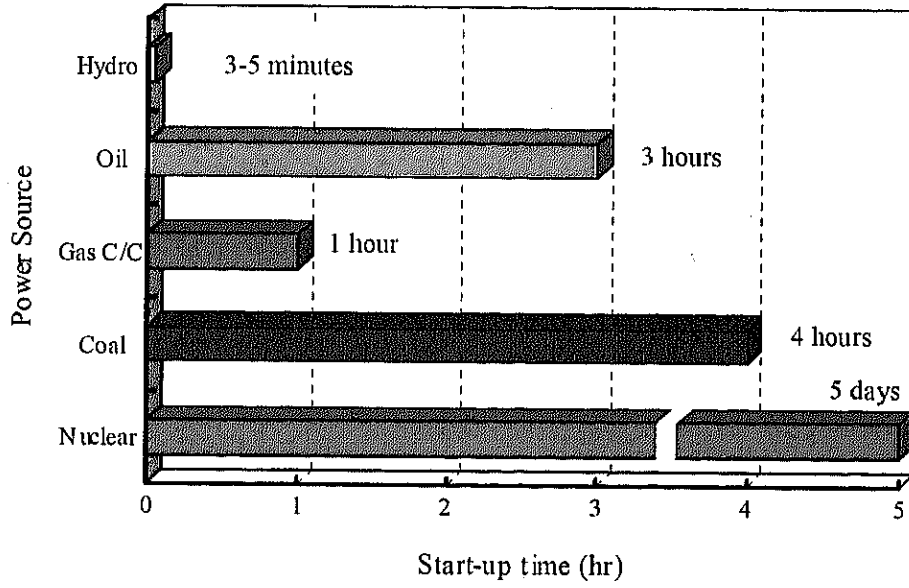
Figür 4. 55 Pompalı Hidro Elektrik Santrallerin Kesit Görüntüsü

(2) Pompalı Hidro Elektrik Santrallerin Çalışma Özellikleri

Pompalı hidro elektrik santraller diğer santrallerle kıyaslandığında üretime daha hızlı başlar, çıkış değişimi de hızlı gerçekleştirebilecek özelliklere sahiptir. (Figür 4. 56, Tablo 4. 32)

Ayrıca inşaat sırasında gölete bir kere su verildiğinde, aynı su tekrar tekrar kullanılabilir, kurak ya da yağışlı mevsim fark etmeksizin, cihazlar yıl boyunca güç üretebilir.

Bu özellikleri sayesinde, pompalı hidro elektrik santraller, doruk talep ihtiyacı boyunca talebi karşılayacak güce sahip olmasa bile, talepteki değişikliklere hemen uyum sağlayıp, sistemin çalışmasına büyük fayda sağlar.



Kaynak : Tokyo Elektrik AŞ Broşürü

Figür 4. 56 Sistem Durduktan 8 saat sonraki yeniden başlama süreleri

Tablo 4. 32 Çeşitli Güç Kaynaklarının Çıkış Gücü Oranları

Güç Kaynağı	Çıkış Gücü
Hidro Elektrik	%50~60/dk
Petrol Termik	%1~3/dk
Doğal Gaz Kombine Çevrim	%5/dk
Kömür Termik	%1~3/dk
Nükleer	—

(3) Pompalı Hidro Elektrik Santrallerin Çalışma Sisteminin Rolü

Güç kaynağının güvenli bir biçimde çalışması için, güç sisteminin dengeli olması, etkili bir biçimde çalışabilmesi için, (a) Üretim ve talep kontrolü, (b) Ekonomik yönetim, (c) Ek hizmetlerin verimli bir şekilde çalışması gereklidir. Pompalı hidro elektrik santrallerin dengeli çalışmasına göre bu etkenler verimliliği belirler.

(a) Üretim ve Talep Kontrolü

Talep kontrolünün amacı, yük çeşitliliğine uygun olarak güç çıkışını ayarlamak ve talebe uygun üretimi sürekli olarak sağlamaktır, pompalı hidro elektrik santraller aşağıdaki şekilde çalışır.

- Doruk Talebi Karşılacak Güç Kaynağı

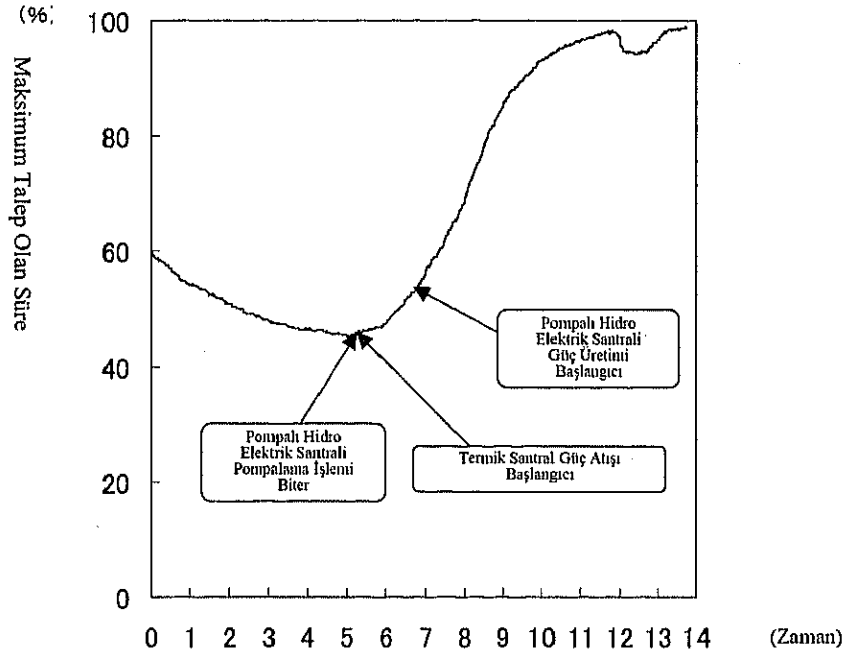
Bir günlük doruk güç talebine göre güç üretim hedefi belirlenir, ertesi gün ya da devamında 2~3 gün boyunca yüksek talebi karşılayacak şekilde hazırlık yapılır, doruk talep olmayan dönemlerde pompalama işlemi gerçekleştirilir, doruk zaman diliminde güç üretimine geçilir.

- Güç Kaybı vs. Gibi Planlanmamış Kesintilerin Güç Desteği

Gündüz saatlerinde bekleme konumunda olan ve hemen dereye girecek güç kaynakları sayesinde, ayrıca pompalama süresince pompalama işleminin durdurulmasıyla, diğer güç kaynaklarının kesilme durumu ya da benzeri şartları örtecek güç kaynağı kısa bir süre için olsa bile sağlanır.

Bu şekilde frekans saptanırsa, genel olarak yük kaybı engellenebilir.

- Talep Çeşitliliğinin Fazla Olduğu Zaman Dilimlerindeki Güç Dağılımı
Önceki tablolarda belirtilen güç çıkış ayar kapasitesini daha iyi hale getirecek karakteristiklerden, sabah talebin arttığı zaman dilimlerinin talep dağılımlarının fazla olduğu zaman dilimlerinde işlem gerçekleştirilir, çıkış ve talep etkili bir biçime dengelenerek ütilizasyon sağlanır. (Figür 4. 57)



Kaynak : Tokyo Elektrik AŞ Broşürü

Figür 4. 57 Talebin Arttığı Zaman Dilimlerinde Meydana Gelen Üretim Şartları

(b) Ekonomik Yönetim

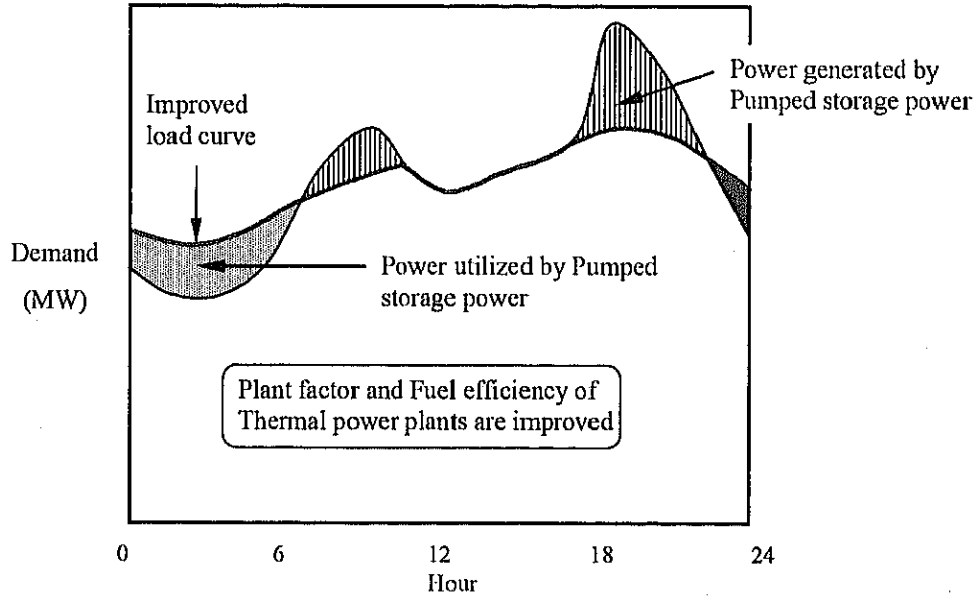
Pompalı hidro elektrik santrallerde, gece gec saatlerde, elektrik kullanımı çok fazla olmadığından üretilen elektrik depolanır, doruk ihtiyaç olan dönemlerinde, gerekli güç bu depolanan elektrikten sağlanır, arz talep dengesini sağlamak için doruk ihtiyaç dönemlerinde ve doruk ihtiyaç olmayan dönemlerdeki güç talebi arasındaki farkı kapatır (Figür 4. 58). Başka bir deyişle, pompalı hidro elektrik santrallerin güç tüketimi sürekli olarak değişerek o an ki seviyeye ayarlanır, DMS'in bir parçası olarak kabul edilir.

Yükleme seviyesinin sık sık çalışıp durması ve çıkış gücünün ayarlanması gereken diğer güç kaynaklarında, uzun süreli kullanımların mümkün olması için yakıt tasarrufu gereklidir. Ek olarak burada güç üretim ünitesinin ucuz güç tabanının güç oranı artar, böylece tüm sistemin genel harcamaları düşer.

- Sistemde Güç Fazlalığı Olduğu Durumlar

Nükleer, hidro elektrik, jeotermal vs. gibi sabit çıkışla çalışan sistemler etkili ve ekonomik santrallerdir, bu santrallerin sabit çıkışı çalışma halindeyken güç üretiminde fazlalık olacağından, bu fazlalığın sabit operasyonlara yönlendirilebilmesi pompalı hidro elektrik santrallerin pompalama operasyonu ile sağlanabilir. Bu güç oranı arttığında hafif yük olan zamanlarda arz talebin dengelenmesi de önem kazanır.

- Yüksek Verimliliğin Doruk Gücü Desteklemesi için Gereken Genel Yakıt Masrafları
Gece saatlerde ve düşük yük saat dilimlerinde yüksek etkili termik güç ve benzeri ucuz güç kaynaklarının pompalama işlemleri gerçekleştirilir, gündüz saatlerinde yüksek talep olan saat diliminde termal etkisi düşük termik santrallerin çıkışı devreye girer, bu sayede tüm santrallerin verimliliği artar ve yakıt masrafı sağlanmış olur.
- Alt Gölet Su Seviyesinin Yukarı Taşınması
Alt gölete normal nehirler tarafından akış sağlanır, alt göletin alt akıntısında santralde bulunan geçici güç rezervi kullanılmadığı zamanlarda, suyun verimli kullanılabilemesi için pompala operasyonunu devreye girdiği durumlar olabilir.



Kaynak : Çalışma Grubu

Figür 4. 58 Pompalı Hidro Elektrik Santrallerin Günlük Yükeleme Eğrisinin Derecelendirilmesi

(c) Ek Hizmetler

Ayrıca, pompalı hidro elektrik santraller standart hidro elektrik santraller ve benzer çıkış kapasitesine sahip diğer santrallerin tüm avantajlarına sahip olduğundan, destek güvenilirliğini sürekli kılmak için aşağıdaki ek hizmetler gereklidir.

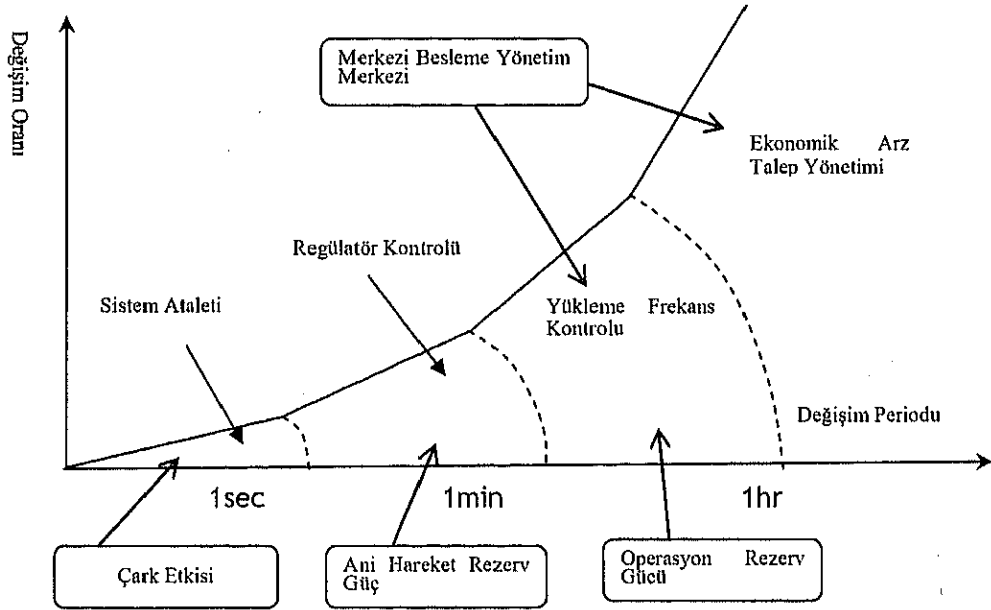
- Frekans Kontrolü

Gerçek zamanlı üretimin arz talep dengesizliği yüzünden, frekans uyumu aralığını yönetimi yapılması gerekir, tüm sistemin yük periodunun gereksinimleri ve ani rezerv güç sistemi (bir kaç saniyeden bir dakikaya kadar), operasyon rezervi (bir dakikadan birkaç dakikaya kadar) vs. olarak kurulması gereklidir. Pompalı hidro elektrik santrallerin birkaç saniyeden daha az çalışma süresinin etkilerine göre, birkaç saniye ile bir dakikalık çalışma süresinin etkilerine göre, bir dakika ile birkaç saniye arası süre için gerekli yük frekansı kontrolüne göre çeşitli ayarlar yapılabilir (Figür 4. 59)

- Aktarım Sisteminin Trend Ayarı

Aktarım sistemi veya santralde kaza olduğunda, ilgili sistem tesislerinde aşırı yüklenme olabilir, ya da tüm sistemin dengesine zarar verecek bir aksaklık meydana geldiğinde, duruma göre pompalama operasyonu veya güç üretimi durdurulur, ayrıca çıkış hızı kontrol altına alınır, böylece aşırı yüklenme problemi çözülür ve ayrıca düzen sağlanır.

- Aktarım Geriliminin Voltaj Kontrolü
Aktarım sisteminin voltajının uygun seviyede tutulabilmesi için, stabil ve etkili güç aktarımı gereklidir aktarım voltajını uygun seviyede tutmak için
- Karanlık Başlama Gücü
Genel aralık güç çıkışı olduğunda, pompalı hidro elektrik santral çalışma noktasına getirilir ve gücü yeniden sağlama için yeniden çalıştırılır.
- Deneme Yüğü Olarak Pompalı Hidro Elektrik
Gerçek aktarım hatlarının kullanımı büyük santrallerin kesinti testlerinde ortaya çıkar, test yüğü olarak pompalı hidro elektrik santralının gücü kullanılabilir
- Çevresel Düzenlemelerin Termik Kaynağı Olarak Alternatif İhtimaller
[Hava Kirliliği Alarmı] raporunda belirtilen, bazı çevresel düzenlemelere göre termik santral çıkışını arttıramadığı durumlarda, alternatif olarak talep farklılıklarına uygun üretim yapılır (Japonya Örneği)



Kaynak : Tokyo Elektrik AŞ Broşürü

Figür 4. 59 Talep Kontrolüne Genel Bakış

Bölüm 5 Pompalı Hidro Elektrik Santrallerinin Yerinin Bulunması ve Değerlendirilmesi

5.1 Ön Çalışma Kaynakları

Pompalı Hidro Elektrik Santrallerin aday bölgelerinin bulunmasında öncelikle, araştırmalarda gerekli bilgilerin toplanması ve mevcut verilerin kontrol edilmesi gereklidir.

Topoğrafik haritalar hakkında, EIE'nin Harita Departmanı Türkiye'nin tüm haritalarına sahiptir, bu haritalarla 1/25.000 ölçekli çalışmalar yapılabileceğinden, Google Earth üzerinden potansiyel bölgeler seçildikten sonra, gerekli topoğrafik haritalar elde edilebilir.

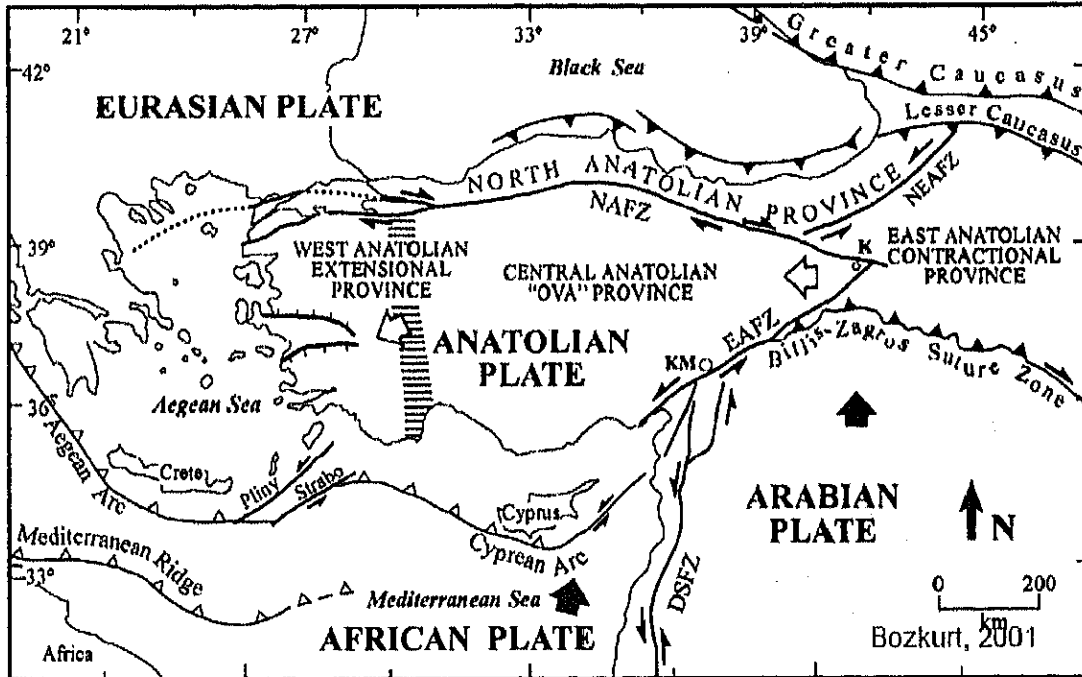
Jeolojik olarak, bölgesel jeolojik haritalar, aktif fayların dağılımı, deprem merkez üslerin dağılım haritası, kalkerlerin dağılımı EIE'den temin edilmiştir.

Doğal ve sosyal çevre hakkında, Türkiye'nin çevresel durumu gözden geçirilmiş, Tarım Hayvan ve Köy İşleri Bakanlığının internet sitesinden alınan bilgilerle, Doğal Parklar, Ulusal Parklar ve çevresel olarak hassas bölgeler dikkate alınmıştır.

5.1.1 Jeolojiye Genel Bakış

Türkiye'nin büyük bölümü Anadolu (Mikro) Platosu üzerinde bulunmaktadır.

Anadolu Platosu, Afrika ve Avroasya Büyük Platosu arasında sıkışmıştır, doğuda Arabistan Platosu bulunmaktadır (aşağıda).



(Kaynak; Bozkurt 2001)

Figür 5.1 Anadolu ve Çevresinin Plato Dağılım Haritası

Jeolojik yapı olarak, Türkiye Alp sıra dağlarının uzantısı sonucu oluşan büyük kara parçalarının birleşmesiyle oluşmuştur. Coğrafi olarak da bu jeolojik yapı oluşumu, doğu batı sistemi olarak dört

kategoriye ayrılmıştır. Bu kategoriler, kuzeyden güneye, 1)Pontid kuşağı, 2)Anatoid kuşağı, 3)Taurid kuşağı, 4)Sınır büküm kuşağıdır.

1) Pontid Kuşağı

Karadeniz kıyı şeridi bölgesinde, kaya yapısı devonian forumundan karbonferusa kadar çeşitlilik göstermektedir ve granit kaya yapısına sahiptir, alan değişimi şeridin arka kısmına denk gelir. Kireçli taşlar Karadenize doğru genişler, bu havzaya tortulu kayalar yayılmıştır, deniz volkanları sonucunda, üçüncü dönemde volkanik aktiviteler meydana gelmiştir.

2) Anatoid Kuşağı

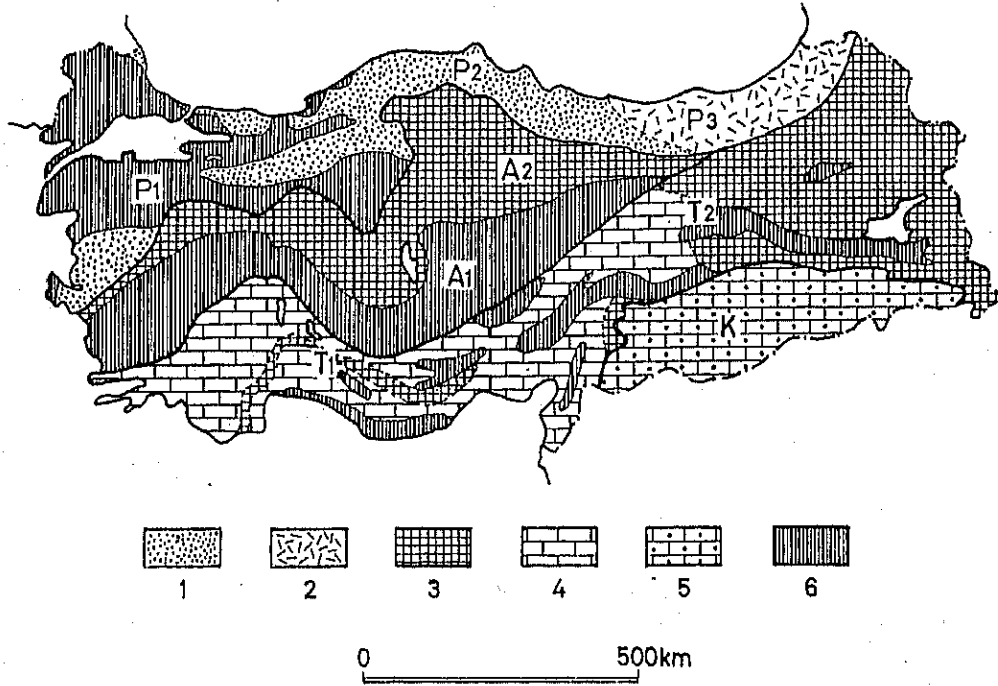
Alan değişiminin ortasına denk gelir, palezoik dönemden beri kireçli metafirik kayalar ve üçüncü döneme ait oluşumlara dağılır, dahası üçüncü dönemde genel olarak volkanik aktiviteler meydana gelmiştir.

3) Taurid Kuşağı

Alan değişiminin ön kenar kısmına denk gelir, Marmara deniziyle bağlantılı kalkerlerinstratumundan oluşur, üçüncü çağda karada oluşan volkanik aktivitelerle oluşmuştur.

4) Sınır Büküm Kuşağı

Suriye ve Irak sınırları boyunca uzanır, kambriandan üçüncü çağa kadar uzanan dönemde oluşmuştur.



P; Pontid Kuşağı, A; Anatoid Kuşağı, T; Taurid Kuşağı, K; Sınır Büküm Kuşağı
 1; Temel olarak frisch katmanından oluşan mesozoik, 2; Temel olarak asit baz dan oluşan deniz tabanındaki volkanik kayalardan ve homojen volkan kalastikkayaları meosoik, 3; Temel olarak ofiolit katmandan oluşan mesozoik, 4; Temel olarak kalkerden oluşan mesozoik, 5; Temel olarak sığ deniz kalkerlerinden oluşan mesozoik, 6; Palezoik ve bölgesel metaforik kayalar (Tertiari de kuaternari bulunmamaktadır).

(Kaynak; Japon Metal Madenciliği Acentası 1981)

Figür 5.2 Türkiyenin Jeolojik Yapısı

5.1.2 Çevresel ve Sosyal Şartlar

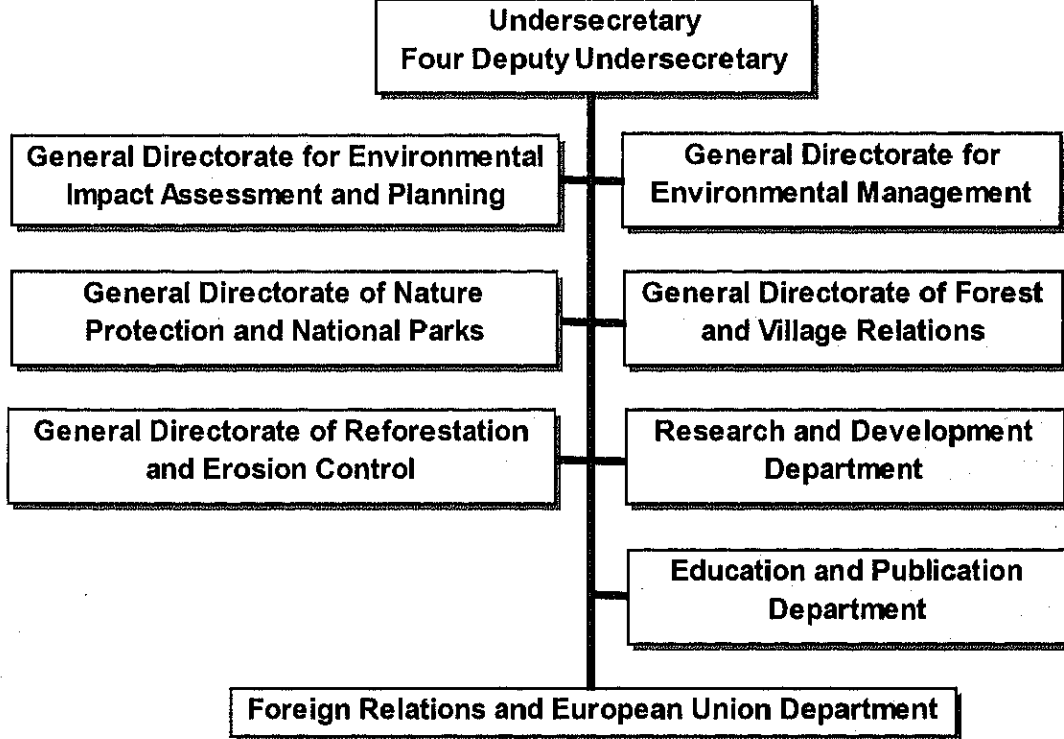
(1) Çevre ile İlgili Organizasyonlar

Türkiye'de faaliyet gösteren çevre ile ilgili yönetici organizasyonlar arasında en önemli rolü Tarım ve Orman Bakanlığı (MEF) üstlenmektedir. 1991 yılında, 443 numaralı kanuna göre, Çevre Sekreterliği ve Özel Çevre Aratırma Enstitüsü ile birlikte Çevre Bakanlığı kurulmuştur, ardından, 2003 yılında, 4856 numaralı kanuna göre Çevre Bakanlığı ile Orman Bakanlığı birleşerek bugünkü Tarım ve Orman Bakanlığı kurulmuştur. Bu kurumlar kanun hükmünde, bakanlık kapsamında, organizasyon yapısı ve sorumluluklara sahiptir, kurumların amacı ve beklenen sonuçlar aşağıdaki gibidir.

- Çevreyi Koruma ve Geliştirme
- Yerel Etkinlik ve Etkili Gelişim Sağlanması ve Korunması
- Bitki ve Hayvanların Korunması, Doğal Kaynakların Gelişimi
- Çevre Kirliliğinin Önlenmesi
- Ormanların Korunması ve Düzenli Bir Şekilde Geliştirilmesi, Orman Alanlarının Genişletilmesi
- Ormanlık Alanlarda Yaşayan Vatandaşların Durumunun Geliştirilmesi ve Gerekli Önlemlerin Alınması

Çevre ve Orman Bakanlığı Ramsar Fuarında ve benzeri etkinliklerde Uluslararası ortamlarda ülkeyi temsil eder, doğal çevrenin korunması konusunda yönetim ve gerekli önlemlerin alınmasında doğrudan sorumludur. Ayrıca, çeşitli çevresel koruma alanlarının yönetimi ve korunmasının sorumluluğunu da üstlenmiştir.

Çevre ve Orman Bakanlığının organizasyonel yapısı aşağıdaki tabloda gösterilmiştir.



Figür 5.3 Çevre ve Orman Bakanlığının Yapısı

Diğer çevre ile ilgili bakanlıklar aşağıdaki gibidir, toprak kullanım tarihi kültürel miras ve turistik kaynaklar, yeraltı kaynaklarının değerlendirilmesi ve benzeri konularda, araştırma gerektiğinde bu kurumlara başvurmak gereklidir.

Tarım ve Köy İşleri Bakanlığı (Ministry of Agriculture and Rural Affairs)

Kültür ve Turizm Bakanlığı (Ministry of Culture and Tourism)

Enerji ve Doğal Kaynaklar Bakanlığı (Ministry of Energy and Natural Resources)

(2) Çevresel Yasalar

(a) Yerel Yasalar

Türkiyenin, doğal çevrenin korunması hakkındaki temel yasaları, 1983 yılında yürürlüğe giren yasalardır (Çevre Kanunu No. 2872). Çevre kanununda, doğal çevrenin korunması hakkında temel kurallar belirlenmiştir, çevre kanununun eklerle birlikte, doğal çevrenin korunması konusunda önemli gelişimler kaydetmiştir.

Pompalı Hidro Elektrik Santrallerin inşaatıyla ilgili şu an yürürlükte olan belli başlı yasalar aşağıdaki gibidir.

Tablo 5.1 Pompalı Hidro Elektrik Santrallerin İnşaatıyla İlgili Yasalar

Yasal İsim	Madde	Tarih
[Kanun]		
Çevre Kanunu	2872	Ekim 1983
Balıkçılık Kanunu	1380	Mart 1971
Balıkçılık Kanunu Değişiklikleri	3288	Mayıs 1986
[Bakanlık Emirleri]		
Nesli Tükenmekte Olan Bitki ve Hayvanların Korunması İçin Gerekli Önlemler ve Kurullarla İlgili Değişiklikler	24623	Aralık 2001
Genişletilmiş Uluslararası Nesli Tükenmekte Olan Bitki ve Hayvanların Korunma Yasaları (CITES)	25545	Haziran 2004
Ormancılık Düzenlemeleri	25515	Temmuz 2004
Çevre ve Ormancılık Bakanlığının Düzenlemeleri	25622	Ekim 2004
Vahşi Hayatın Konumması ve Geliştirilmesiyle İlgili Düzenlemeler	25637	Kasım 2004
Su Kirliliğinin Kontrolüyle İlgili Düzenlemeler	25687	Aralık 2004
Av Hayvanlarının Yaşam Ortamı ve Korunması, Temel Kurullar ve Verilen Zarar Üzerine Düzenlemeler	25976	Ekim 2005
Doğal Çevreye Yapılan Etkinin Saptanmasıyla İlgili Kanun	26939	Temmuz 2008

(b) Uluslararası Düzenlemeler

Türkiye pek çok Uluslararası anlaşmaya imza atmıştır, bu anlaşmalar arasında pompalı hidro elektrik santralleri inşaatını ilgilendiren ana başlıklar aşağıdaki gibidir.

Tablo 5.2 Pompalı Hidro Elektrik Santrallerin İnşaatını İlgilendiren Düzenlemeler

Düzenleme Adı	Tarih
Biyolojik Çeşitlilik Konvansiyonu (UN Convention on Biodiversity (CBD))	1997
Washington Konvansiyonu (Convention on International Trade in Endangered Species of Wild Flora and Fauna)	1996
Paris Konvansiyonu (International Convention for the Protection of Birds, Paris 1959)	1966
Ramsar Konvansiyonu (Convention on Wetlands of International Importance)	1994
Dünya Tarihi Miraslarını ve Doğal Miraslarını Koruma Konvansiyonu (Convention for the Protection of the World Cultural and Natural Heritage)	1983

(c) Diğer

Günümüzde, hükümet tarafından belirlenen çevresel koruma alanları genişlemektedir, İngiliz Kraliyet Kuşları Koruma Derneğinin desteğiyle kurulan aşağıdaki, Doğa Derneği (DD) bölgesel canlı çeşitliğinin korumasını amaçlamaktadır, önemli biyoçeşitlilik alanları (KBA) belirlenip, koruma altına alınmaktadır. Ayrıca, IUCN (International Union for Conservation of Nature) ve AZE (Alliance of Zero Extinction) üyelikleri de alınmıştır.

KBA, Çevre ve Orman Bakanlığının tümüyle değerlendirmeye alması gereken alanlardır, ancak şu an için bu bölgeler için düzenlemeler yapılmamıştır. Ancak biyolojik çeşitliliğin sürdürülmesinin önemli olduğu alanlar belirlenmiştir, gelecekte bu bölgelerin düzenleme kapsamına alınacağı unutulmamalıdır.

(3) Çevresel Etkilerin Saptanma (EIA) Planı

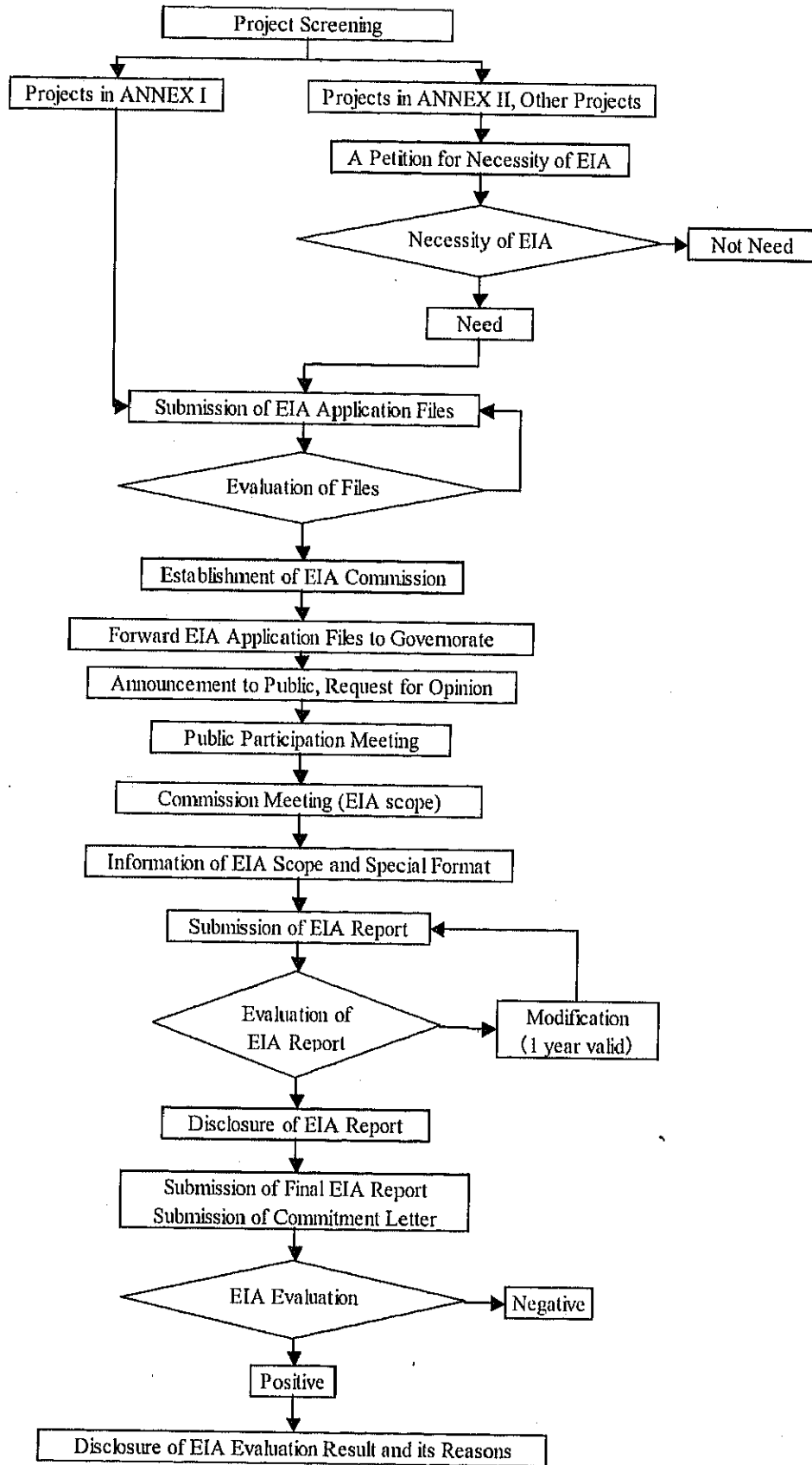
(a) Yasal Temeller

1983 yılında yürürlüğe giren çevre kanunu baz alınarak, Şubat 1993'de Çevresel Etkileri Saptanma Düzenlemeleri(No.21489)yürürlüğe girmiştir. Bunun ardından 3 aşamada düzenlemeler gerçekleştirilmiş, şu anda yürürlükte olan, Çevresel Etki Tespit Düzenlemeleri (Çevresel Etkileri Saptama Kanunu (No. 26939)) Temmuz 2008'de yürürlüğe girmiştir.

EIA tarafından gelen sorumluluklar, Çevre ve Orman Bakanlığının yetkisi altındadır.

(b) Çevresel Etkilerin Saptanma Yöntemleri

Çevresel Etkilerin Saptanma Yöntemleri akışı aşağıdaki gibidir.



Figür 5.4 Çevresel Etkilerin Sapantama Akışı

(c) Görüntüleme Kriterleri

Projeler gelişme aşamasındayken yapılacaklar, “Geniş Kapsamlı EIA” ya da “Başlangıç EIA” seçeneklerinden biri olarak belirlenir, projeyi geliştirenler, EIA raporu yazmakla hükümlüdür. Yürütülecek EIA grupları, projenin türü, boyutu ve yerine göre belirlenir.

a) Geniş Kapsamlı EIA

Geniş kapsamlı EIA gerken projelerin türü ve boyutu, Çevresel Etkilerin Saptanma Düzenlemeleri ANNEX I'de belirtilmiştir, hidro elektrik üretimiyle ilgili bölümler aşağıdaki gibidir.

- No. 15: Depolama tesisi (Göleti 10 milyon m³'den fazla su tutan baraj ya da göller)
- No. 16: Kapasitesinde 25MW'ın üzerinde akışı olan hidro elektrik santralleri
- No. 32: Kapasitesi 154kV'den fazla ya da uzunluğu 15km'den fazla olan taşıma birimleri (Taşıma hatları, alt istasyonlar, değişim istasyonları)

Bunlara ek olarak, Annex V'de listelenen çevresel olarak hassas alan projede belirtilen yerlerde de geniş kapsamlı EIA gereklidir.

b) Başlangıç EIA

Başlangıç EIA için gereken projelerin türü ve boyutu, Çevresel Etkilerin Saptanma Düzenlemeleri ANNEX II'de belirtilmiştir, hidro elektrik üretimiyle ilgili bölümler aşağıdaki gibidir.

- No. 27 m): Depolama tesisi (Göleti 5 milyon m³'den fazla su tutan baraj ya da göller)
- No. 28: Kapasitesinde 0,5MW'ın üzerinde akışı olan hidro elektrik santralleri
- No. 32: Kapasitesi 154kV'den fazla ya da uzunluğu 5km'den fazla olan taşıma birimleri

(d) Halka Açık Bilgiler

Türkiye'de, EIA'yla ilgili halka açık bilgiler, figürFigür 5. 4'de belirtilmiştir, EIA uygulamasında halka açıklamada yapılır, EIA'nın kapsamı dahilindeki önceki kararlar genel duyuruların konferansları, EIA raporlarının sunumu, EIA'nın tahmini sonuçları hakkında açıklamalar yapılır, resmi olarak yapılan duyuru adedi sadece bir keredir ama, gerçek uygulama şartlarında 3 kereye kadar yapıldığı durumlar vardır, EIA prosedürleri hakkında duyuru yapılması gereklidir.

Önceki EIA listeleri, yakın dönemde yapılan EIA raporları aşağıdaki URL'lerde bulunmaktadır.

<http://www2.cedgm.gov.tr/dosya/cedsonuckarar/cedsonuc.htm>

<http://www2.cedgm.gov.tr/dosya/cedilkbasvuru/cedbasvurudosyalari.htm>

(4) Türkiye'nin Çevresel ve Sosyal Şartlarının Mevcut Durumu

Son yıllarda, Türkiye'nin çevresel konulara olan ilgisi artmaktadır. Genel olarak üst toprağın ince olduğu yağış oranı az şartlarda çorak topraklar fazla olduğundan, son yıllardaki yeşilendirme çalışmaları sonuç vermeye başlamıştır. Özellikle, erozyon engelleme konusunda yeşilendirme çalışmalarını büyük rol oynamaktadır.

Proje gelişimi sırasında, Ulusal Parklar ve Doğal Parkların gelişimi konusundaki uygulamalar çok katı bir biçimde uygulanmaya başlamıştır ve bu yüzden bu bölgelerde proje gelişimi zorlaşmıştır. Diğer bölgelerde de vahşi hayatın korunması ve benzeri konularda korunan alanlarda projeler başlayabilmesi bile EIA raporları çok ciddi bir biçimde incelenmektedir.

Hidro elektrik santrallerle ilgili olarak, Çevre ve Orman Bakanlığı, gelişimciler için su çekilme oranının nehir bakımı ve akışı konularında, nehri engelleyecek yapıda (baraj) balık geçişi (gerekirse balık asansörü) yapımını zorunlu kılan çevsel önemler almaya başlamıştır. Ancak, mevcut uygulamalara bakıldığında, su kaynakları gelişimi, sulama gelişimiyle baş sorumlu konumda olan DSI projeleri bile bu şartlara uymadığından, özel projelerde de, Çevre ve Orman Bakanlığının bu tarz taleplerde bulunarak çevresel konulara eğilmeyeceği ihtimali de bir gerçektir. Bu durum, çevresel standartların uygulamasının henüz kesinleşmediğini göstermektedir.

Diğer yandan, EIA raporlarına göre, JICA ve diğer uluslararası yardım kuruluşları tarafından talep edilen, yıllık, mevsimsel çevre şartları raporu hazırlanma durumu da nadirdir, hidro elektrik güç üretimiyle ilgili EIA raporunda, genel olarak, basit alan araştırmaları ve literatür araştırması sonucu elde edilen verilerle rapor hazırlanmaktadır.

Yukarıda belirtildiği gibi, Türkiye'de projelere başlama aşamasında, doğal çevreyi koruma konusunda sistem ve prosedürler gelişmekte ancak uygulamalar hala yetersizdir.

5.2 Pompalı Santralin Yerinin Seçiminde İklim ve Zemin Özelliklerinin Dikkate Alınması

Pompalı Santralin yerinin seçiminde iklim ve zemin özellikleri belirleneceği zaman, ülkenin özel şartlarının gözönünde bulundurulmasının yanısıra, aşağıdaki konular hakkında danışmanlık yapılarak bilgi toplanmalı ve pompalı hidro elektrik santralının inşaat alanının seçilme kriterleri belirlenmelidir.

- Teknik ve ekonomik şartlar
- Jeolojik şartlar (fay hatlarında oluşan yarıklar dahil)
- Coğrafi Şartlar
- Doğal ve sosyal çevrenin durumu (Üste ve alt koordinasyon göletlerinin konumu merkezli)

Bunun sonucunda, toplanan pompalama noktası bilgileri kriterli, Tablo 5. 3'de gösterilmiştir.

Tablo 5. 3 Pompalı Santral Alanı Seçim Kriterleri

Sınıflandırma	Standart Öğeler	Referans değeri	Sonuç	
Teknik	Güç Planı	- Doruk Çalışma Saatleri (Gölet zamanı)	- 7hrs	○
		- Güç Çıkışı	- 1,000 MW	○
	Fabrikasyon Sınırı	- Tasarım Aralığı	- En fazla 800m	○
		- Dalgalanma Farkı Oranı	- En fazla 1.25-1.4	○
		- Maksimum Derinlik	- En fazla 30m (Eğer öne bakıyorsa 40m)	○
	Yer Planı/ Dağılım	- Alt kısımdaki Göletin Ayarlanması	- 50km ² ve üstü	○
		- Alt kısımdaki barajın uzunluğu	- 500m ve altı	○
		- Barajın Yüksekliği	- 200m ve altı	○
		- Suyun Derinliği	- 10km ve altı	○
		- Kanal Derinliği/Farkı (L/H)	- 10 ve altı	○
- Yeraltı santralının koruma kalınlığı		- 500m ve altı	○	
Jeolojik Şartlar	- Aktif Faylar (Dördüncül Fay)	- Göletle fay arasındaki mesafe 10km'den az	●	
	- Fay ve Çatlak Bölgeleri	- Büyük Faylar ve Çatlak Alanlarında Uzakta durma	●	
	- Heyelan Bölgeleri	- Büyük Heyalan alanlarından uzak durma	●	
	- Üst Rezervuara yakın geçirgenlik	- Kelki/Dördüncül Kayalardan Uzakta durma	●	
Coğrafi Şartlar	- Yer İhtiyacı/Su pompalamak için zemin	- Yer ihtiyacının/Su pompalamak için zeminin yakın olması	○	
	- Mevcut/Planlanan Güç Hatları	- Ana iletim hattının (alt istasyon) yakın olması	○	
	- Ulaşım	- Başka bölgelere ulaşımın kolay olması	●	
Çevre	Doğal Çevre	- Koruma Altındaki alanlar (örn. Doğal Parklar)	- Koruma Altındaki Alanlardan uzak durma (Doğal Parklar, Ulusal Parklar, Ramsar Koruma Programı alanları)	○
		- Tehlike Altındaki Türler	- Önemli Hayvan ve Bitkilerin Olduğu Bölgelerden Uzak durma	●
	Sosyal Çevre	- Madencilik Bölgeleri	- Madencilik Alanlarından uzak durma	●
		- Tarihi Kültürel alanlar	- Kalıntıların Su altında kalmasını engelleme	●
	- Yerleşim Alanları	- 50 hane altı	●	

○ : Birinci Derecede Öncelikli

● : Araştırma Esnasında Onaylanması Gerek

5.3 Çalışma Diyagramı

(1) Diyagram Çalışmasının Prosedürü

Öncelikle, EIE'nin çıkarttığı pompalı santral alanlarından 18 tanesi hakkında, yukarıdaki kriterler baz alınarak, 1/25,000 ölçekli topoğrafik haritalarla, aktif fayların dağılımı, doğal parklara, ulusal parklara, Ramsar koruma alanlarına bakılır. Aynı zamanda, diyagram çalışması yapılarak yeni potansiyel alanlar bulunur.

Ek olarak, EIE tarafından bulunan 18 nokta ve araştırma ekibinin bulacağı yeni alanlar içinden seçim kriterleri aracılığıyla perdeme yöntemiyle eleme yapılarak, aday bölgelerde santral kurulması için gerekli maaliyetler, ölçekler ve planlar hazırlanır.

Son olarak, ekonomik şartlar (inşaat masrafları) Jeolojik şartlar, Coğrafi şartlar değerlendirilerek, öncelikli yerleri belirlemek için EIE danışmanlığında, alanlar daraltılır.

(2) Pompalama Alanı Notasının Tespiti ve İncelenmesi

(a) EIE Tarafından Tespit Edilen Pompalama Alanı Noktalarının Özeti

EIE tarafından bulunan, pompalı santral kurulmasına uygun 18 bölgenin fizibilitesi hakkında, Jeolojik şartlar altında aktif faylar araştırılmıştır, sosyal ve doğal çevre için ulusal parklar, doğal parklar, Ramsar koruma bölgelerinin konumları incelenmiş ve diyagrama eklenmiştir, genişletilmiş seçim kriterlerine uygun yerler plana eklenmiştir.

Sonuç olarak, EIE tarafından seçilen pompalama alanlarından 18 tanesinden 14'ü, topoğrafik, jeolojik, doğal, sosyal çevre şartları doğrultusunda elenmiştir, 4 noktanın üst denge rezervuarının konumunun değişmesi dışında aday bölge olarak seçilmişlerdir. (Ek 5-3-1)

(b) Yeni Tespit Edilen Pompalama Alanı Noktalarının Özeti

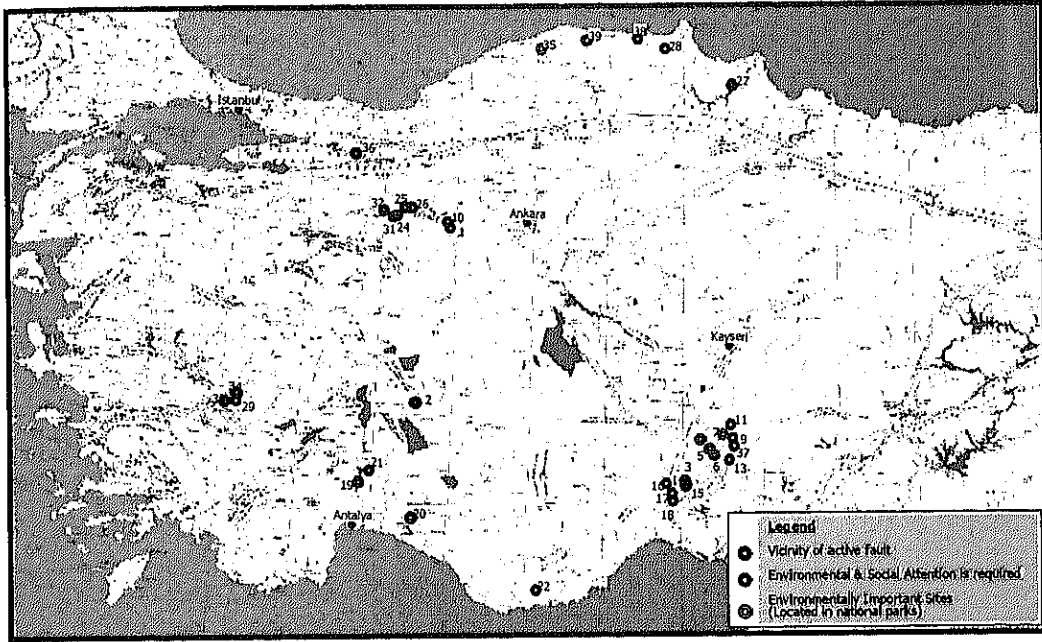
Araştırma ekibi olarak 1/25,000 ölçekli topoğrafik haritada yeni 38 pompalama alanı bulunmuştur.

1) Jeolojik Şartların Görüntülenmesi

Türkiye'de pek çok çeşitte ve boyutta aktif fay bulunmaktadır. Kuzey Anadolu fay hattı aralarında en büyük olanıdır, ardından Doğu Anadolu fay hattı gelir.

Aktif fayların dağılım tablusunu pompalama alanı noktaları plot bölgelerini Figür Figür 5. 5'de (Ek 5-3-2-1) bulabilirsiniz. Siyah halka ile gösterilen 11 noktanın aktif faylardan uzaklığı 10 km'den az olduğu için aday bölgelerden çıkartılmıştır. Figür 5. 6 (Ek 5-3-2-2), deprem merkez üssü dağılım tablosudur, bu bölgelerde de pompalama alanı bulunmamaktadır.

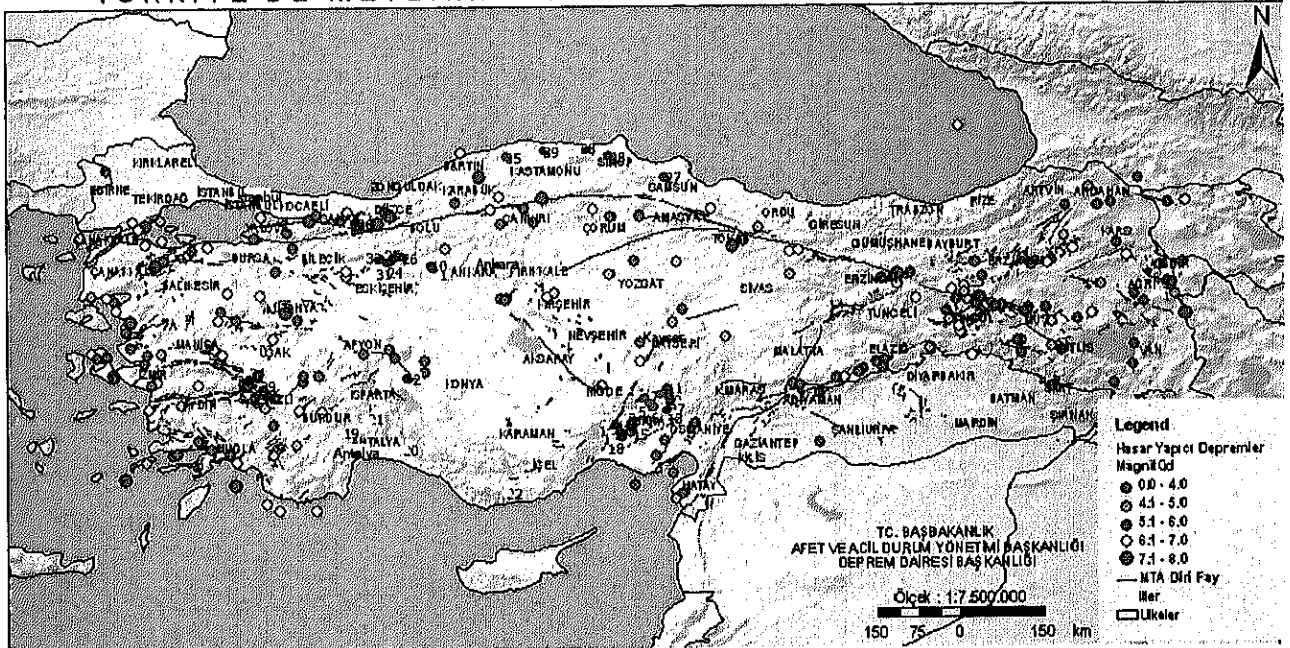
Alçı, tuz, kireç ve benzerituz kayaçları Türkiye geneline yayılmıştır. Dolayısıyla bu kayalar genellikle karst arazi şekilleri oluşturur, toprağın altı oyuktur. Ek 5-3-2-3 ve ek 5-3-2-4'de gösterilen potansiyel noktalarve karst alanları, mağara dağılım haritasında gösterilmiştir.



(Kaynak; Türkiye Geoloji Araştırması)

Figür 5. 5 Aktif Fayların Dağılımı ve Pompalama Alanlarının İlişkisi

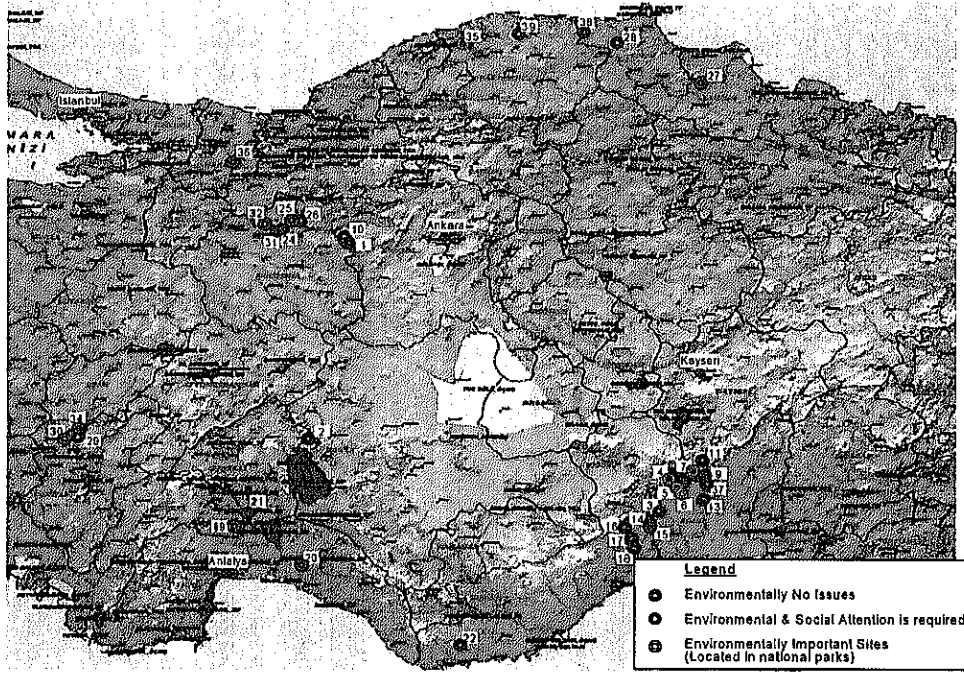
1900 - 2009 YILLARI ARASINDA
TÜRKİYE'DE MEYDANA GELEN HASAR YAPICI DEPREMLER



Figür 5. 6 Aktif Fayların Dağılımı ve Pompalama Alanları İlişkisi

2) Çevresel Şartlara Göre Görüntüleme

Ulusal parkların gösterildiği tabloda pompalamaya uygun 38 alanda belirtilmiştir, Figür 5. 7 (Ek 5-3-3-1). 38 noktadan, 4'ü(© işaretli)ulusal park alanı içinde kaldığından listeden çıkartılmıştır.



Kaynak : http://gis.cevreorman.gov.tr/sayfalar/ana_sayfa.html

Figür 5. 7 Ulusal Parklar ve Pompalama Alanlarının İlişki Tablosu

Ayrıca, Ulusal Parkları, Doğal Hayat Alanları ve Vahşi Hayat Bölgelerinin yerleri ek 5-3-3-2'de, önemli biyolojik çeşitlilik bölgeleri(Key Biodiversity Area (KBA))ek 5-3-3-3'de gösterilmiştir.

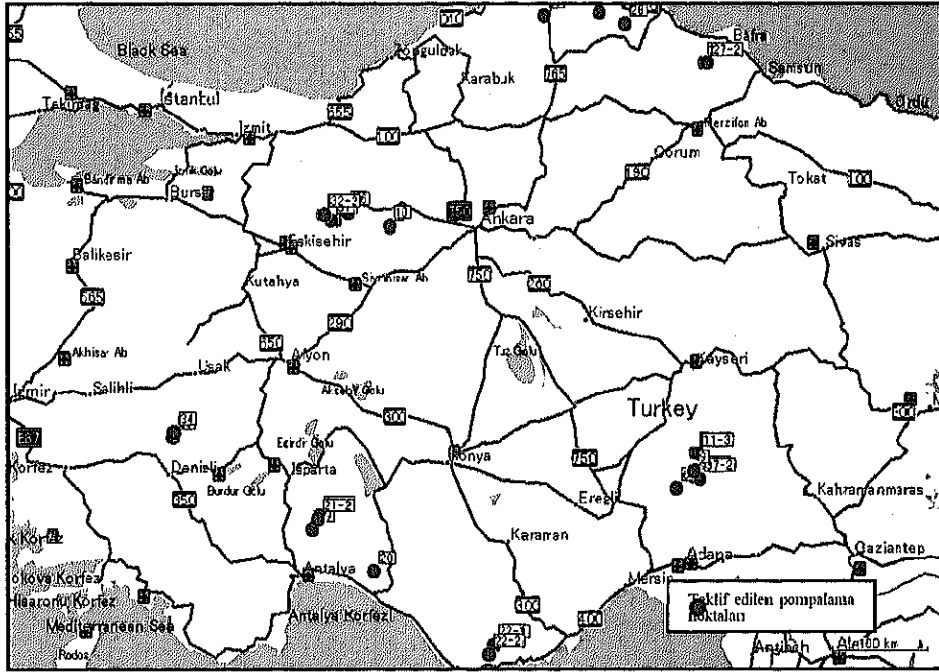
Ek olarak, resmi durumu, yerleşim dağılım haritası ve pompalama alanları noktaları ek 5-3-4'de gösterilmiştir.

3) Aday Pompalama Alanlarının Seçimi

Jeolojik şartlar ve çevresel şartlarını görüntülenmesi sonucu, araştırma ekibitarafından tespit edilen yeni 38 pompalama noktasından 14'ü (Jeolojik şartlardan 10, çevresel şartlardan 3, here iki şarttan 1) listeden çıkartılmış, kalan 24 nokta, aday pompalama alanı olarak seçilmiştir. Ek olarak, EIE'de elde edilen pompalama alanları arasından 4 bölge daha eklenmiştir, Figür 5. 8'de gösterilen toplam 28 nokta aday pompalama alanı olarak seçilmiştir. Teklif edilen pompalama alanları Figür 5. 9'de gösterilmiştir.



Figür 5.8 Aday Pompalama Alanlarının Seçim Prosedürü



Figür 5.9 Teklif Edilen Pompalama Alanları

(3) Alan Araştırması Noktalarının Seçimi

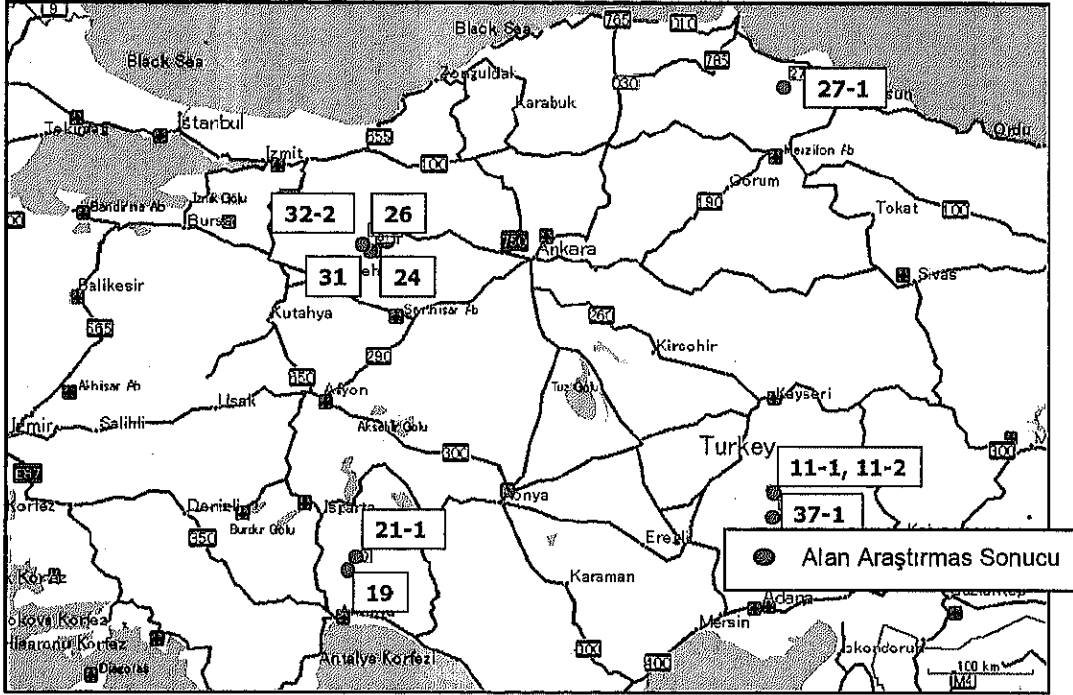
28 teklif edilen pompalama alanı hakkında boyut planlaması ve tahmini inşaat masrafları hesaplanmıştır, aşağıdaki noktalar gözönüne alınarak, öncelikli bölgeler belirlenmiştir.

- 1) Her bölgenin Ekonomisi (İnşaat Maaliyeti)
- 2) Kireç taşı ve karkel mağaralarının yerleri
- 3) 400kV'lık ara istasyona olan mesafe

Teklif edilen pompalama alanları olan 28 alanın planlama boyutları ve öncelikli sonuçları Tablo 5.4'da belirtilmiştir (Detaylar için ek 5-3-5'e bakınız).

İlk değerlendirmenin sıralaması, ⊙ : Mükemmel, ○ : Gayet iyi, □İyi, × : Kötü olarak 4 kademe değerlendirilmiştir.

İlk değerlendirme sonuçlarında ⊙ ve ○ seviyesinde olan 13 nokta için, EİE danışmanlığı yapılmış, 3 haftalık alan araştırması sunucunda 10 alan hedef bölge olarak saptanmıştır. Seçilen alanın yerleri Figür 5. 10'de gösterilmiştir.



Figür 5. 10 Alan Araştırması Hedef Noktaları

Tablo 5.4 Pompalama Noktası Aday Listesi

No.	Province	Upper Reservoir				Lower Reservoir			Max. Head (10 ⁶ m ²)	Hpmax /Hgmin	Waterway length(L)	L/H	Cost (mUS\$)	New power line (km)	Rank	Survey Site	Notes
		Latitude North	Longitude East	HWL (m)	Dam Vol (10 ⁶ m ³)	Active Cap. (10 ⁶ m ³)	HWL (m)	Dam Vol (10 ⁶ m ³)									
1	Ankara	39°56' 51"	31°46' 29"	1065	1045	6.8	557.5	552.6	512	1.11	3,246	6.3	696	▲		No storage capacity for PSFP in the low reservoir-which is developed by Private Co.	
6	Adana	37°39' 31"	35°15' 43"	1580	1550	7.5	1125	1110	470	1.17	3,674	7.8	887	×		Large upper dam and low economic efficiency	
9	Kayseri	37°48' 30"	35°28' 08"	1380	1350	5.1	700	690	690	1.13	2,148	3.1	704	○		Construction of alternative public road around Lower reservoir would be hard.	
10	Ankara	39°57' 47"	31°46' 35"	1000	980	7.0	510	500	500	1.13	3,846	7.7	727	○		A community exists on the surface of UGPH	
11-1	Kayseri	37°58' 08"	35°28' 23"	1650	1630	5.8	1060	1040	610	1.13	1,613	2.6	709	○		Upper reservoir : Artificial pond and full facing might be needed	
11-2	Kayseri	37°57' 36"	35°28' 56"	1590	1560	6.3	1050	1030	511	1.16	2,150	3.8	706	○		Upper reservoir : Artificial pond and full facing might be needed	
11-3	Kayseri	37°58' 05"	35°30' 54"	1540	1520	7.1	1060	1040	500	1.15	1,842	3.7	758	△		Upper reservoir : Artificial pond and full facing might be needed	
19	Burdur	37°17' 42"	30°50' 15"	740	710	6.3	188	185	555	1.13	2,349	4.2	695	○		In the Limestone zone	
20	Antalya	36°55' 43"	31°34' 46"	910	890	4.7	184	166	744	1.12	2,456	3.3	646	△		Underflows from limestone caves exist (EIE)	
21-1	Isparta	37°24' 49"	30°55' 34"	860	840	1.2	270	242	618	1.15	4,524	7.8	706	○		In the Limestone zone -Outlet : Morning glory type due to shallow dead space of Lower reservoir	
21-2	Isparta	39°56' 61"	31°46' 39"	730	700	5.4	270	242	488	1.20	3,764	7.7	754	△		In the Limestone zone -Outlet : Morning glory type due to shallow dead space of Lower reservoir	
22-1	Mersin	36°17' 01"	33°01' 49"	1180	1160	2.4	460	450	730	1.12	2,754	3.8	770	△		In the Limestone zone	
22-2	Mersin	36°12' 03"	32°58' 30"	860	840	3.6	140	130	730	1.11	2,693	3.7	780	△		Limestone caves exist (EIE) -Limestone caves exist (EIE)	
24	Ekişehir	40°01' 08"	31°06' 40"	1100	1070	4.3	389	377.5	723	1.12	3,815	5.3	707	○		Narrow col exists on the left bank of Reservoir	
25	Ankara	40°05' 28"	31°13' 41"	970	940	8.8	389	377.5	593	1.14	4,039	6.8	756	△			
26	Ankara	40°05' 05"	31°15' 50"	980	960	2.3	389	377.5	603	1.12	2,977	4.9	694	○			
27-1	Samsun	41°23' 48"	35°35' 30"	810	790	1.8	189	160	650	1.15	5,302	8.2	706	○			
27-2	Samsun	41°23' 57"	35°37' 47"	820	790	5.7	106	100	660	1.16	4,222	6.4	716	○		Several Communes exist around Upper reservoir	
28	Sinop	41°44' 16"	34°37' 58"	1190	1160	10.6	700	680	510	1.18	3,281	6.4	823	×		Large upper and lower dam, and low economic efficiency	
29	Denizli	39°56' 70"	31°46' 48"	910	890	3.9	300	290	620	1.11	1,811	2.9	712	△		Carbonate rock zone -A commune exists closed to Upper reservoir	
31	Ekişehir	40°00' 48"	31°04' 00"	1010	980	4.8	389	377.5	633	1.13	3,220	5.1	711	○		Lower dam profile is not clear	
32-1	Ankara	40°04' 04"	30°57' 50"	805	780	1.1	273.1	272	533	1.11	3,784	7.1	732	△			
32-2	Ankara	40°03' 51"	30°59' 31"	800	770	1.6	389	377.5	422.5	1.18	3,649	8.6	689	○		Big commune exists on the left bank of Upper reservoir	
34	Denizli	38°09' 19"	29°09' 08"	770	740	5.7	300	290	480	1.16	2,263	4.7	727	△		Carbonate rock zone -Lower dam profile is not clear	
37-1	Adana	37°45' 16"	35°28' 30"	1250	1220	2.8	550	540	710	1.12	3,768	5.3	709	○			
37-2	Adana	37°44' 37"	35°31' 47"	1260	1230	1.6	550	540	720	1.12	4,740	6.6	713	○		In the Limestone zone	
38	Sinop	41°50' 23"	34°18' 52"	930	900	5.6	340	330	600	1.14	2,731	4.6	730	○		Transmission Lines are submerged in Lower Reservoir	
39	Kastamonu	41°48' 33"	33°38' 40"	1140	1110	5.6	580	570	570	1.14	3,341	5.9	749	△		Long new power line	