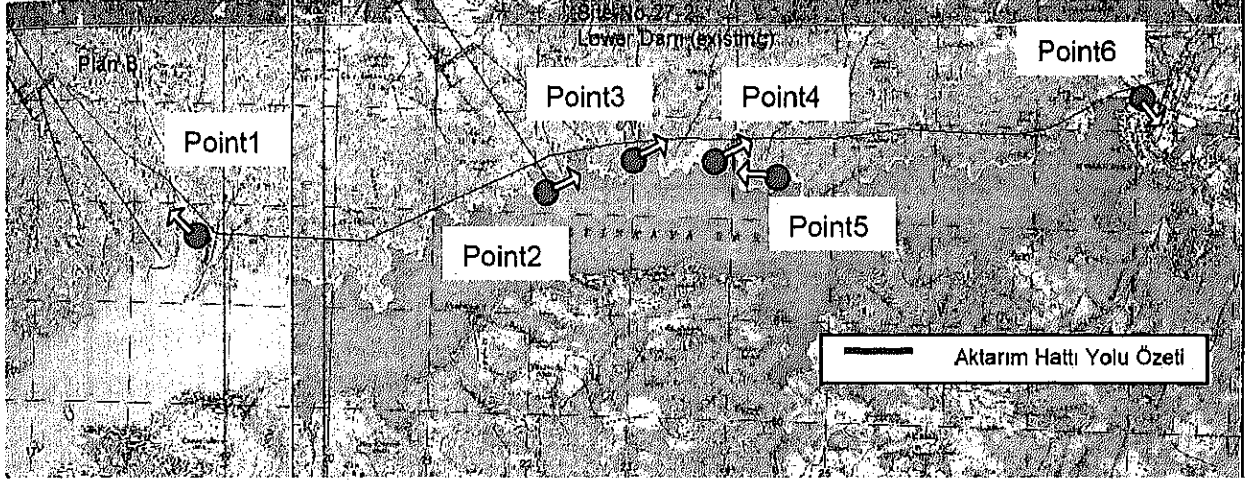


### 3) Aktarım Hattı

Altinkaya PSPP'den mevcut Altinkaya santraline giden yolda bulunan değiştirme istasyonu elektrik aktarım hattının inşaat planı yapılmıştır, inşaatın uzun sürmesi beklendiğinden, tahmini uzun kullanım noktalarında alan araştırmaları yapılmış ve önemli problemler olmadığı teyid edilmiştir. Araştırma sonuçları Foto 5.19~5.24'de gösterilmektedir.



Figür 5.15 Altinkaya PSPPTaşıma Hattı İşaat Hattı Araştırma Yolu

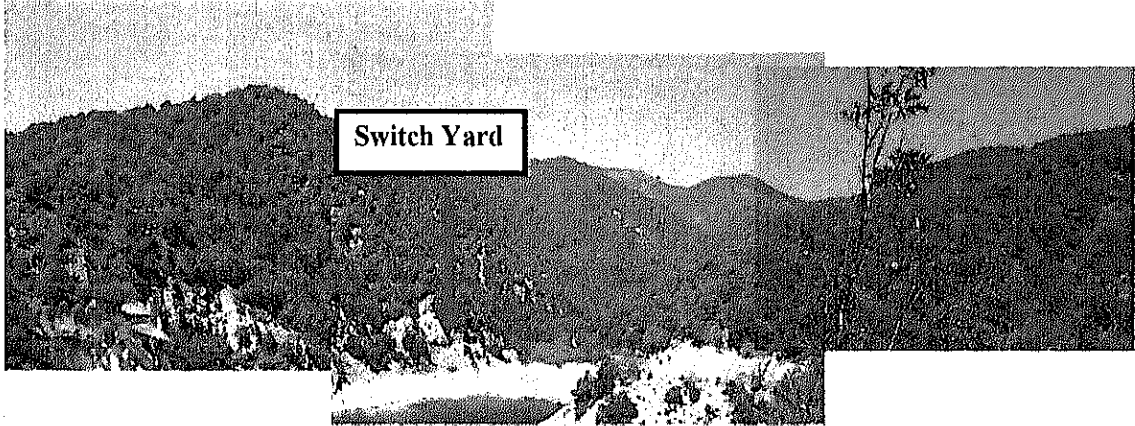


Foto 5.19 Nokta No.1

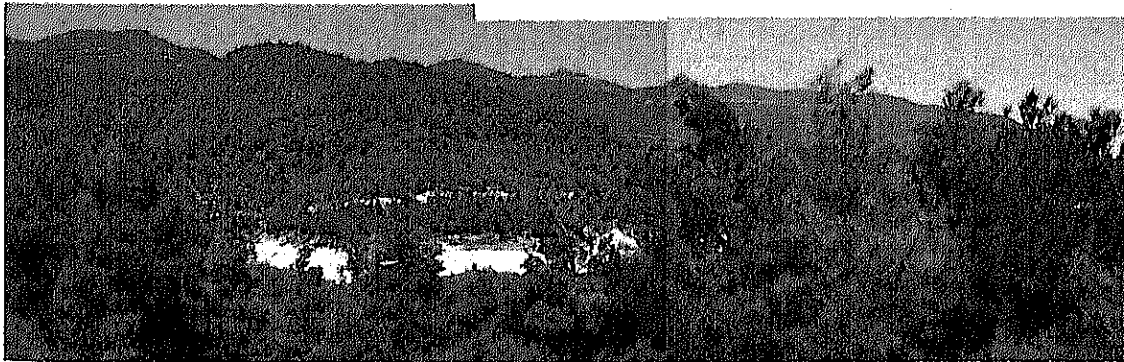


Foto 5.20 Nokta No.2

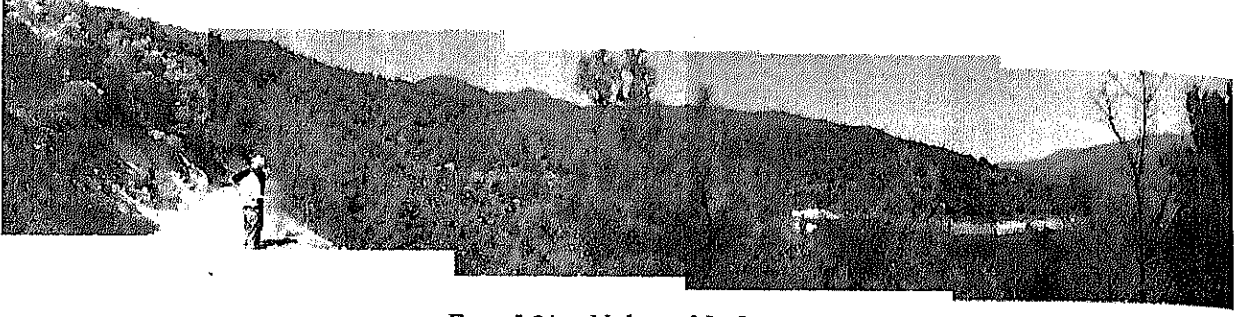


Foto 5.21 Nokta No.3

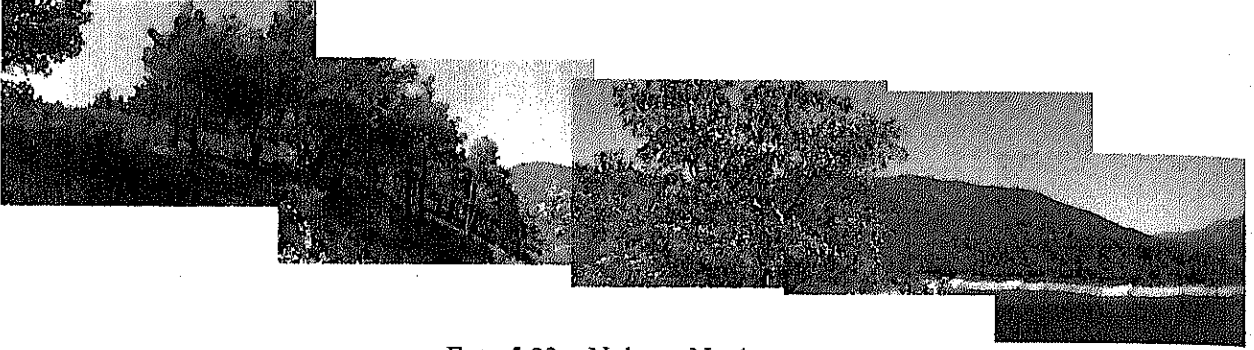


Foto 5.22 Nokta No.4



Foto 5.23 Nokta No.5

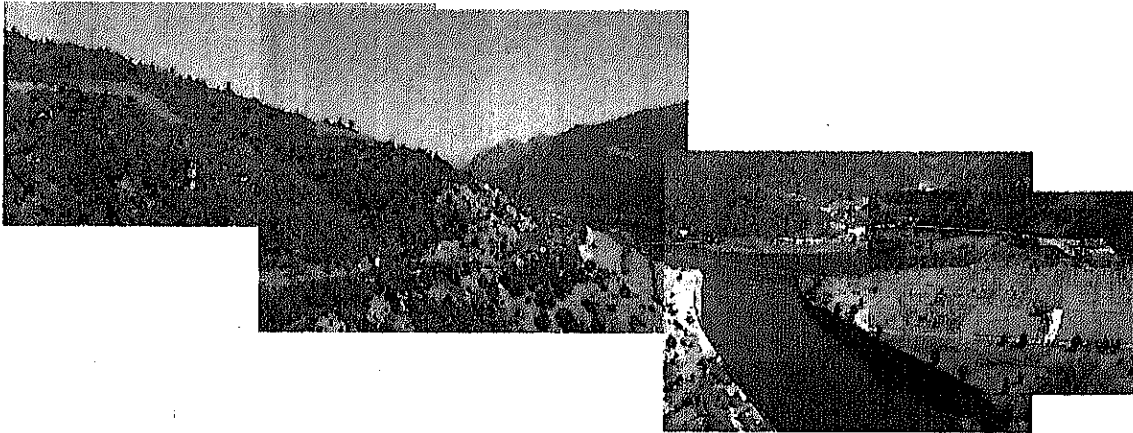


Foto 5.24 Nokta No.6

## (2) Gökçekaya PSPP (No.32-2) Noktası

## 1) Topoğrafta ve Tasarım

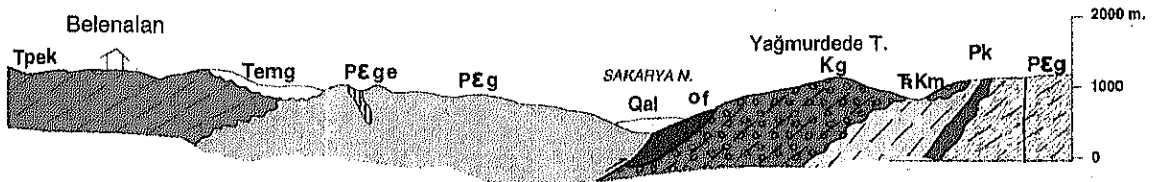
## a) Mevcut Durum

**Yer Planı ve Taşıma Şartları :**

Site planı, Ankara'nın merkezinden yaklaşık 190km Batıdadır, yol şartları elverişlidir. Ankara'dan Nallihan'a olan 150km'lik yol asfalttır, Nallihan'dan üst baraj alanı olan Osmanköy'e kadar olan 40km'lik yol asfaltlanmaktadır. Ayrıca Osmanköy'den üst baraj alana kadar olan yol, toprak yoldur. Ancak bu yolun, Gökçekaya'dan mevcut baraja kadar olan yaklaşık 2km'lik yol henüz tamamlanmamıştır, üst barajdan ana yola çıkmak için, Gökçekaya Barajından aşağıya yaklaşık 30km uzaklıktaki YeniceBarajına gidilmesi gerekmektedir. Ek 5-5-5'de bu yolun GPS noktaları gösterilmektedir.

**Bölgenin Jeolojisi :**

Adapazarı jeolojik şemasına göre, site planının, nehir yatağı, Kuzey'den Güney'e Üst Paleozoic-Triassic Mesozoic(Gökçekaya formasyonu ; PEg), Buna göre sabit katmanın üzerinde sabit olmayan katman (Kızılıçay formasyonu ; TPek) şeklinde bulunmaktadır. Dahası üst eocene ve alt miocene (Gemiciköy formasyonu ; Temg) sabit olmayan bir şekilde örtülüdür. Figür 5. 16'de, Adapazarı bölgesi araştırma alanını kuzey-güney jeolojik şeması görülmektedir.



**Figür 5.16 Adapazarı bölgesi araştırma alanını kuzey-güney jeolojik şeması**

Gökçekaya Formasyonu (Peg), klorit, sericit schist, fillit, kalkerli schist ve mafik değişimlerinden oluşmaktadır, bir parçası Eğriköy formasyonuna (PEge; yeniden kristalleşmiş kireç taşı ve mermer) dahildir. Kızılıçay formasyonu (TPek) konglomerat, kum taşı ve çamur taşından (toprağa birleşik) oluşur. Gemiciköyformasyonu (Temg) konglomeate, kumtaşı, kalkerli çamur taşı ve kireç taşından oluşur.

Alt gölet mevcut Gökçekaya barajının çıkışındaki baraj gölündedir. Göletin etrafında jeolojik olarak üst kretaceous mesozoik dönemden kalma Dağköplü formasyonu bulunmaktadır. Bu kayalar Gökçekaya formasyonunun alt kısmına dağılmıştır (Yukarıda 1/100,000 Adapazarı H-25(2002) ve H-26 (2002yıl) Jeolojisi oluşum).

**Alt Gölet :**

Baraj alanı mevcut Gökçekaya rezervuarının sap kısmında yer almaktadır.

Üst gölet yakınlarında, Peg ve PEge, bunun üst kısmına Temg dağılmıştır. Planlanan baraj alanı dik bir yapıya sahiptir, araştırma sonuçlarında bu dik yapının yeniden ristilleşmiş kireç bloklarından oluştuğu bulunmuştur(Foto 5.25'e bakınız). Üstformasyon ile olan sınır, henüz belirsizdir N40E/20NW uzantısındaki gölet uzantısı dağlara doğru uzanmaktadır.

Baraj alanı kireç taşından oluştuğu için üst kısmı düzdür, dahası sızıntıya karşı endişeler olan göletin yüzeyi değişmiştir. Kavak köy'ün eteğinde ölçümü yapılan PEg nin schist yüzeyin eğimi, N70W/45-40N dir. (Foto 5.27)



Foto 5.25 Dik Yamaçlı Eğriköy Formasyonunun (PEge) Yeniden Kristalleşmiş Kireç Taşı Yapısı



Foto 5.26 Baraj alanı sol kıyısında dağılmış Gemiciköy katmanının (Temg) tüf kayaları. (Temg(t))

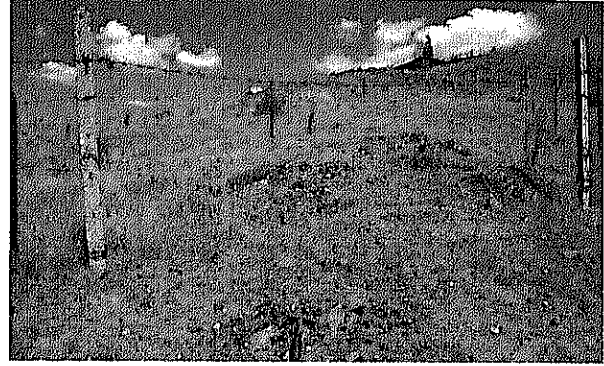


Foto 5.27 Üst tarafta kalanKavak köyün eteklerindeki PEg Klorit ve Sercite Schirinden oluşur

#### Gölet Tabanı :

Taban mevcut Gökçekaya Barajının(Kemer Barj)göletidir.

Göletin sağ kısmı yamaçtır, kayalık arazide bitki örtüsü zayıftır. Yüzey katmanı, N70E/70~80NW'de bulunur.

Göl kıyısında özellikle sol tarafta sarp ve kayalık olduğu için heyelan çoktur, sağ tarafta kayalık olduğu için kaya düzebilir. Yer planı çıkışında heyelan blokları oluşturulmuştur.

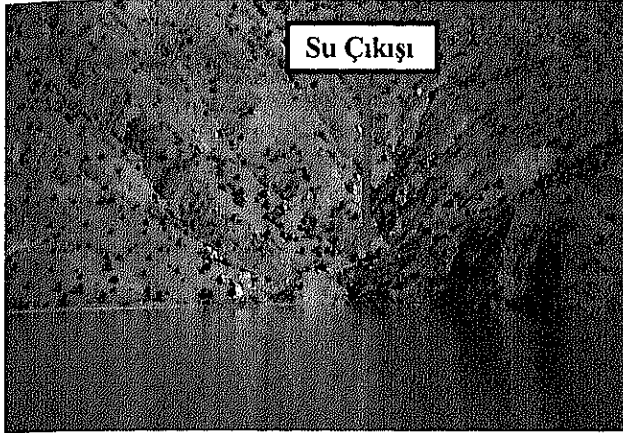


Foto 5.28 Gökçekaya Nehrinin Sağ Kısmının Çıkış Planının Olduğu Bölgedeki Heylanlar

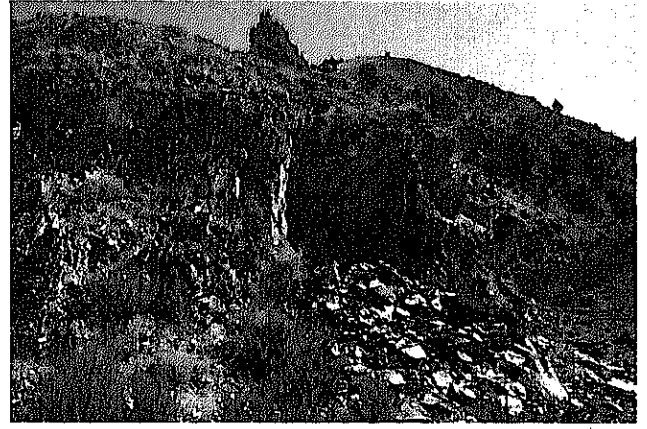


Foto 5.29 Dış Çıkış Planı Dağılımı Heyalan Alanı Gevşek Yüzey

#### **Hidro Elektrik Santrali :**

Su girişi yüzey kaplama tipli göletten dikine kazılı şaft yaparak, Temg den derinlikle birlikte TPek ve PEge sırası ile geçer, suyun geçtiği alanın büyük kısmı ve yeraltı santrali PEge nin yayıldığı alanda konumlandırılır. Toprak yüzeyi kontrol ettiğimiz kadarı ile, PEge aşınımı az kaya kütlelidir ve derin kısımlarda çok daha uygun olacağı ümit edilebilir ama, PEge kalkerin dev kayalar bulundurmasından, suyun izlediği alanda boşluklar olması ihtimali vardır.

#### **b) İnceleme ve Zorluklar**

##### **Yer Planlama ve Taşıma Şartları :**

Üst gölette yer alan yollar yeterli değildir inşaattan önce yolların düzeltilmesi gereklidir. Çıkışa geliş ve yol yönetimi hakkında üst baraja ulaşabilecek için mevcut köy yollarının düzeltilmesi gereklidir, Gökçekaya Barajının çıkışının yaklaşık 2km uzatılması gereklidir. Ayrıca mevcut çıkıştan dağılıma kadar olan yolda ani yokuşlar vardır, ayrıca yol yapımı Gökçekaya gölünü kirelettiği için tünel yapılması gereklidir.

##### **Üst Gölet :**

1/5000 ölçekli topoğrafik haritaya göre, barajın biraz yukarı taşınmasına karar verilmiştir. Yeni barajın yeri açık bir alandadır, şu an tarla olarak kullanılmaktadır. Yüzeğe yakın yerlerde aşınmış çamur taşı parçaları vardır, toprak gübreli olduğu için yeterli inceleme yapılamamıştır. Ama kıyının iki yanında inceleme yapılabilir, yoğunluğun yaklaşık 3m olduğu tahmin edilmektedir.

Baraj alanının tabanı Temg'den oluşmaktadır ama yüzey jeolojisinin mevcut tanımında kayaların olduğu yazmaktadır, alan araştırmalarında tuff kayaları ve tuff bakterilerine rastlanmıştır. Bu alan su havzasının büyük bölümüne yayılmıştır(Foto 5.30, Foto 5.31'e bakınız).





Foto 5.30 Gölet platosunun sol kısmında bulunan  
**Temg Tufu**



Foto 5.31 Göletin üst kısmında bulunan  
dağılım **Temg Tuff brecciası**

Üst denge havuzu su depolama kapasitesini sağlamak için kazı yapmak gereklidir. Denge havuzu içinde çoğunlukla yayılmış toprak karakteristiği, tüff kayaları (Temg) olduğundan, sızıntının az olması hesaplanabilir fakat, alt kısımların PEge ve yine Peg ile sınırında dalgalanma olup, sınır kısım yakınları ve buraların su geçirgenlik durumu belirsizdir. Bir sonraki kazı çalışmasında delik geçirgenliği çalışmanın yapılmasına, HWL'den fazla olan stabil yer altı suyu seviyesinin iki yanının onaylanan bölümünün, regülasyon göletinde oluşan sızıntının az olacağı düşülmürse, kaplama yapılmaya da bilir.

Figür 5. 17'da çalışma takımının araştırma sonuçlarına göre düzenlenen Gökçekaya PSPP (No.32-2) nokasının jeolojik haritası gösterilmiştir.



### **Su Çıkışı :**

Gökçekaya Gölünün sol kıyısında aşınma azdır büyük kayalar bulunmaktadır. Ama çıkışın yapılması planlanan konumda, parçalanmış kayalar vardır.

Çıkış planının inşaat sırasında parçalanmış kayalara denk gelmemesi içinsel durumundaakışı engellemesi ve güvenlik gerekçesiyle gerekli önlemlerin alınması gereklidir.

### **Hidro Elektrik Santrali :**

Giriş çevresinde aşınmaya incelemeleri gereklidir, yüzeydeki su ve yer altı santrali Peg merkezli olarak aşınmaya tabi değildir, büyük kayalar olduğu tahmin edilmektedir.

Girişten çıkışa kadar olan bölgede, TPek vePEge'in jeolojik karakteristikleri onaylanmıştır, buna göre gayet iyi zemini olan Peg'in konumunun onaylanması gereklidir(Foto 5.32, Foto 5.33'e bakınız).

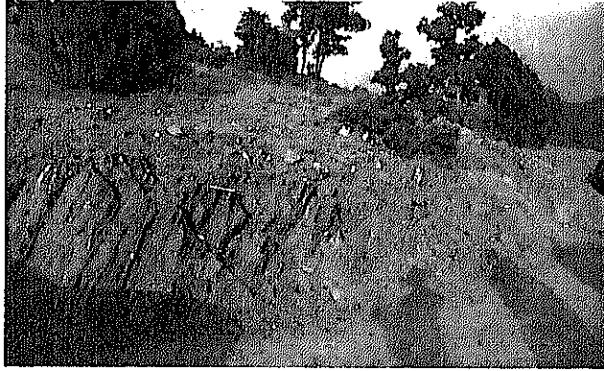


Foto 5.32 Eg'in Klorit ve Sericite schistleri

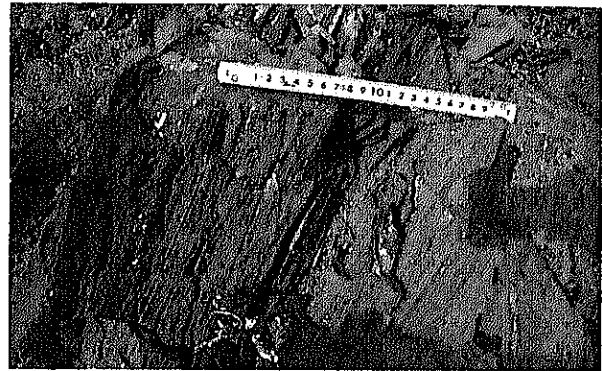


Foto 5.33 SOLDAKŞ Fotoğrafın Yakın Hali

## **2) Çevresel ve Sosyal Durum**

### **a) Mevcut Durum**

Kontrol listesi ek belgeler 5-5-5, yine alan araştırması ile ilgili resimler ek belgeler 5-5-3de gösterilmektedir.

### **(Sosyal Çevre)**

#### **Üst Gölet :**

##### **i) Alan ve Yerleşim Durumu**

Üst Gölet ve üst baraj, Ankara İli, Nallıhan İlçesi Kavak Köy ve Eğri Köyünden geçmektedir, ayrıca Sakaraya İli Kışla ilçesi de plan dahilindedir.

Foto 5.34'de gösterilen Kavak Köyünde 129 ev vardır ancak bu evlerin 80 tanesinde sürekli ikamet edilmektedir, nüfus 280 kişidir. Halkın büyük çoğunluğu devlet memurluğunda emeklidir, gençlerin çoğunluğu il bulmak için büyük şehirlere göç etmiştir. Çocuk sayısı 10 kişidir.

Diğer yandan, Eğri köyünde toplan 60 ev vardır bunlardan 30 tanesinde sürekli ikamet edilmektedir. Nüfus 120 kişidir. Halkın büyük kısmı Kavak köyündeki gibi emeklidir ve gençler göç etmiştir. Çocuk bulunmamaktadır.



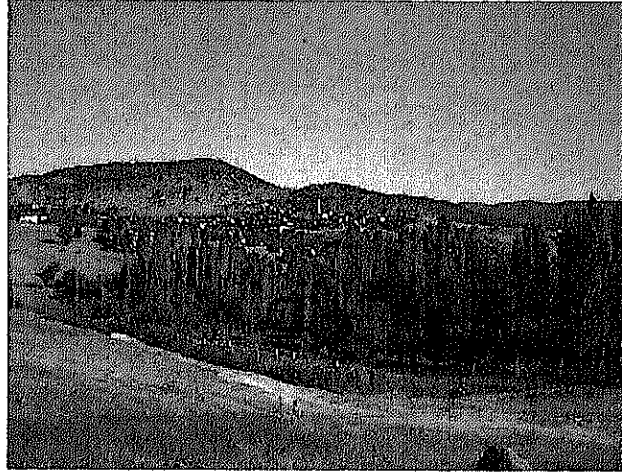


Foto 5.34 Kavak Köyü(Üstten Görünüş)

ii) Ekonomik Aktivite

Halkın büyük çoğunluğunun emekli maaşı (yıllık) vardır, ayrıca buğday ekimi yapılmaktadır, ortalama gelir ev başına 2000TL'dir. Sadece bir kişi, köyün muhtarının ineği vardır, muharın yıllık geliri 30,000-35,000TL civarındadır.

iii) Halka Açık Yerler, Kültür Mirası ve Turistlik Tesisler

Kavak Köyünde de, Egri Köyünde de okul ve klinik yoktur. Halka açık yer iki camidir. Bunun dışında baraj inşaatından etkilenecek kültür mirası ya da turistlik tesis yoktur.

iv) Su Kullanımı

Planlan üst denge havuz alanı içerisinde, Foto 5.35 de görüldüğü şekilde 1 adet kurulu pompa ekipmanları mevcut olup, Kavak köyü sakinleri, buradaki kuyudan içme suyu elde etmektedirler. Foto 5.36 ise ek yeni pompa ekipmanları olup, yakın zamanda çalıştırılması planlanmaktadır.

Göletin üst kısmında bulunan Kışla Nehrinde karların eridiği dönem hariç fazla su yoktur. Çevrece başka su kaynağı yoktur. Kışla Nehrinin suyu kullanılır.



Foto 5.35 Mevcut Pompa Ekipmanları

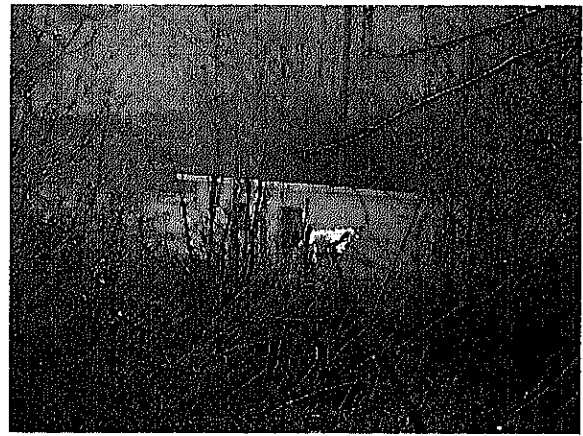


Foto 5.36 Yeni Pompa Ekipmanları

v) Geleceğe Yönelik Plan ve İhtiyaçlar

İki köy içinde yol genişletme çalışması gereklidir, köylüler bu konuda hükümete başvuru yapmışlardır ancak henüz bir cevap yoktur. Gökçekaya Halkı baraj göleti için yapılacak yolu beklemektedirler, bu sayede gölette balıkçılık yapabileceklerdir. Yol yapıldığında şu an 30km olan yol 7-8 km olacaktır.

Yine, diğer ihtiyaçlar olarak, üst denge havuzu yapımı sırasında hayvancılık için su verilecek yer sağlanması, sulama tesisleri, hastane ve bunlar dışında diğer gelir kaynakları gelişime destek olacaktır.

**Gölet Tabanı :**

Göletin kapasitesi 910 milyon m<sup>3</sup>'tür, Gökçekaya Baraj. Gölü(Foto5.37)ile beraber kullanılması planlanmaktadır. Çıkış çevresinde Foto 5.38'de görüldüğü gibi sosyal ya da ekonomik aktiviteler yoktur. Baraj çevresinde tarım yapılmaktadır ama bu inşaattan etkilenmeyeceklerdir.



Foto 5.37 Gökçekaya Barajı

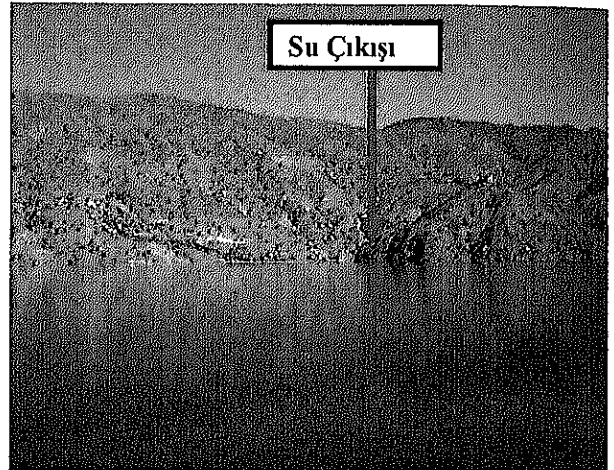


Foto 5.38 Çıkış Noktası ve Gökçekaya Göleti

**(Doğal Çevre)**

Üst ve alt göletin çevresinde ulusal park ya da benzeri şekilde koruma altında olan bir bölge yoktur. Üst baraj ve göletin çevresi, Foto 5.39'da gösterildiği gibi, buğday tarlası ya da bazı sebze ve meyve bahçelerinden oluşmaktadır. Su kanallarının çevresinde hafif romanlık alan ve çalılar bulunmaktadır.(Foto 5.40 ve Foto 5.41)

Vahşi hayat genelde tilki, yaban domuzu, kurt, geyik ve benzeri hayvanlardır. Nadir tür yoktur. Geçen yıllarda yaban domuzu sayısında artış olmuş ve türünlere zarar vermişlerdir, devlet bu konuda önemler almıştır.

Alt gölet ve Gökçekaya Barajının su kalitesi Foto 5.42'de görülebilir, gölde yetişen yosunun türü ve yapısı veriler bölümünde görülebilir (nitrat, fosfat tuzlu) çok yoğun değildir, göletin genelini etkilemez.



Foto 5.39 Üst Gölet Alanı (Sol Taraftan görünüş)

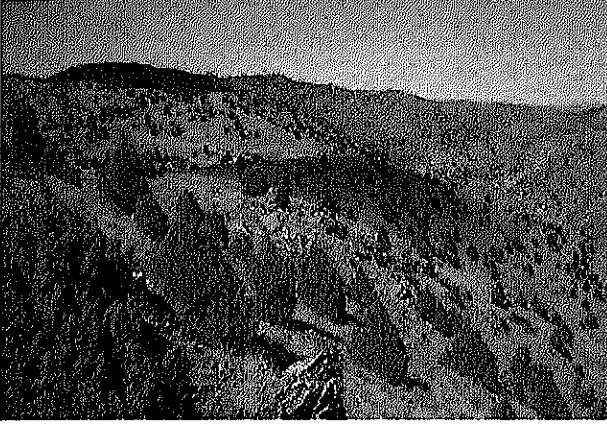


Foto 5.40 Kanal Noktaları (Depolama Tankı)

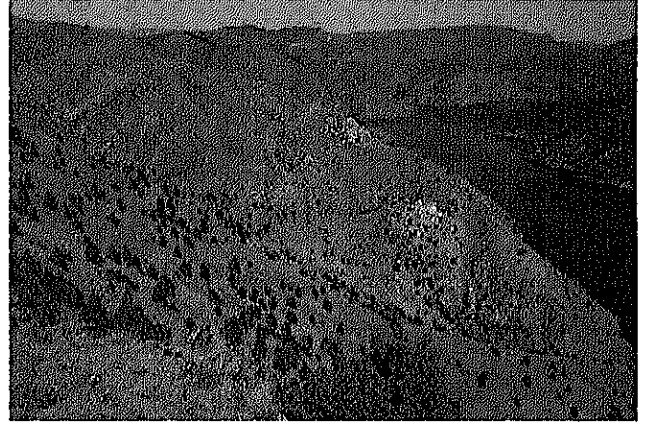


Foto 5.41 Dönüşüm İstasyonu Noktası

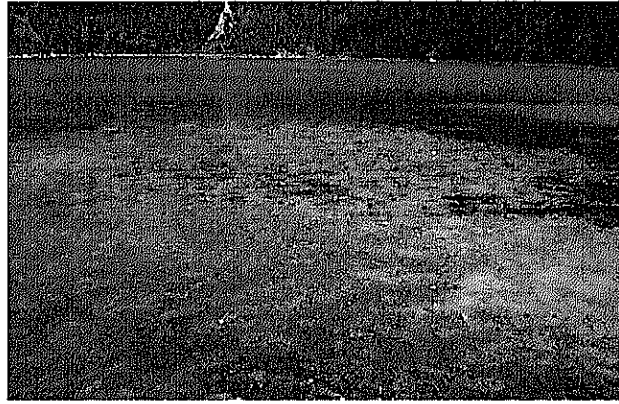


Foto 5.42 Gökçekaya Baraj Gölünde Bulunan Yosun Türü .

a) Doğrudan Etkiler

Proje inşaatının çevreye doğrudan etkileri aşağıdaki gibidir.

i) Yer Değiştirme (2 Köy)

Üst gölete yakın olan Kavak Köyü, üst gölet in yüksekliği 800m olursa, doğrudan etkilenen köy sayısı 2 olur.

- 1 Ev, ikinci konut olarak kullanılıp, sahibi köy dışında yaşamakta, sadece sınırlı zamanlarda evi kullanmaktadır. (Foto 5.43)
- 1 Köy, yazlık olarak kullanılıyor (ev sahipleri Kavak Köyünde yaşıyorlar) (Foto 5.44)
- 2 Tane ağıl var. (Foto 5.45)

ii) Mezarlık Taşınması

Foto 5.46'de gösterilen Kavak Köyü mezarlığı göletin altında kalmaktadır, 10 mezarlık doprudan su altında kalacaktır.

Muthara göre mezar taşıma masraflarını birileri üstlenebilir, yerel halk için mezarların taşınması büyük bir külfet değil.



Foto 5.43 Taşınması gereken ev (sürekli yaşayanlar var)



Foto 5.44 Taşınması gereken ev (Yazlık)

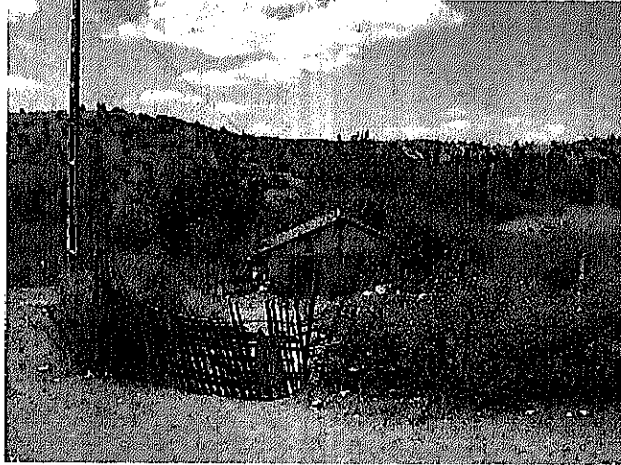


Foto 5.45 Hayvan Barınağı

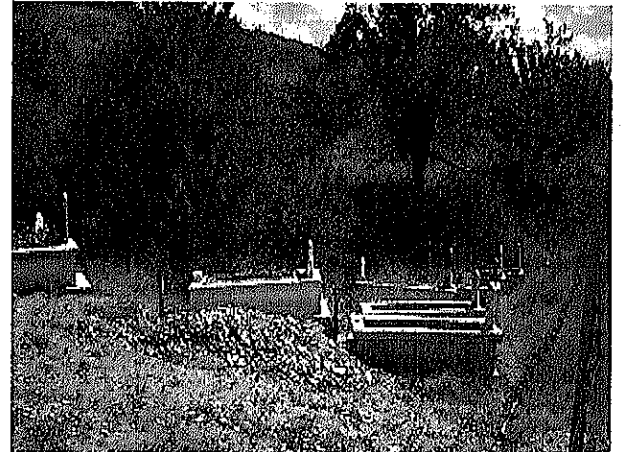


Foto 5.46 Etkilenen Mezarlık

iii) İçme Suyu İçin Kullanılan Derin Kuyuların Transferi

Kavak Köyünde bulunun iki kuyu çok derinde ve köylüler için büyük önem taşıyor, yeni kuyuların açılması gerekiyor.

iv) Tarım Alanı Kaybı

Üst göletin altında kalacak buğday tarlaları, Kawak ve Eğri Köyü sakinlerine ait, buğday ve meyva kaybının karşılaması gerek. Diğer yandan kanalın geçeceği alan milli ormandır.

b) Özet ve Karşılaşılabacak Zorluklar

Üst gilet için, yukarıda da belirtildiği gibi üç köy ve bir mezarlığın taşınması gerekmektedir. Ayrıca, Kavak Köyü üst gölete çok yakın olduğu için inşaat sırasında sarsıntı ve gürültüye maruz kalacaktır. Taşınma planı için yerel halka danışılmalıdır, yerel halkın fikirlerini de almak gereklidir.

Üst göletin inşasında kazı işlemleri gereklidir, teknik açıdan bakıldığında, Kısıla köyüne kullanma suyu ve ürün sağlayacaktır, sulama için de gerekli işlemlerin yapılması gereklidir.

Santral inşaatı sırasında doğal çevreye büyük zarar gelmeyeceği öngörülmektedir.

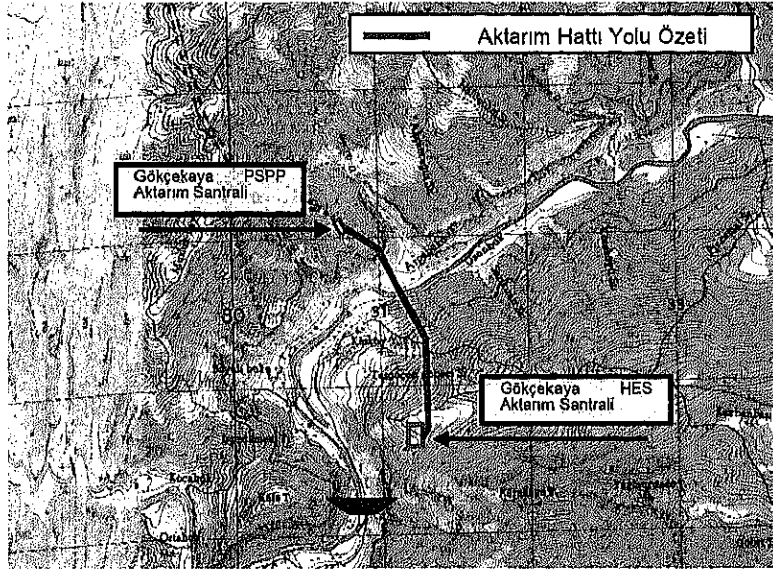
Alt göletin yakınında Gökçekaya Baraj Gölü de bulunduğunda çevreye büyük zarar gelmeyecektir.

Yerli halk bu inşaatı iş imkanı olarak gördükleri için, PSPP'yi umutla bekliyorlar.

Ancak çevresel zararın tam olarak hesaplanabilemesi için daha detaylı ve dikkatli incelemeler yapılması gerekiyor, diğer yetkililer ve çevre sakimleri yeterli araştırma yapılmadığını söylemektedirler.

### 3) Taşıma Hattı

Gökçekaya PSPP Santraliyle, mevcut Gökçekaya Santrali arasındaki ara istasyonu birleştiren taşıma hattı (2km), Gökçekaya nehrinden geçip yuları devam eder ve mevcut santralleri birleştirir. (Figür 5. 18 bakınız) Alan araştırması bu alanda büyük problemler olmadığını göstermiştir. Araştırma sonuçları için Foto 5.47~5.50'e bakınız.



Figür 5. 18 Gökçekaya PSPP Taşıma Hattı Yolu

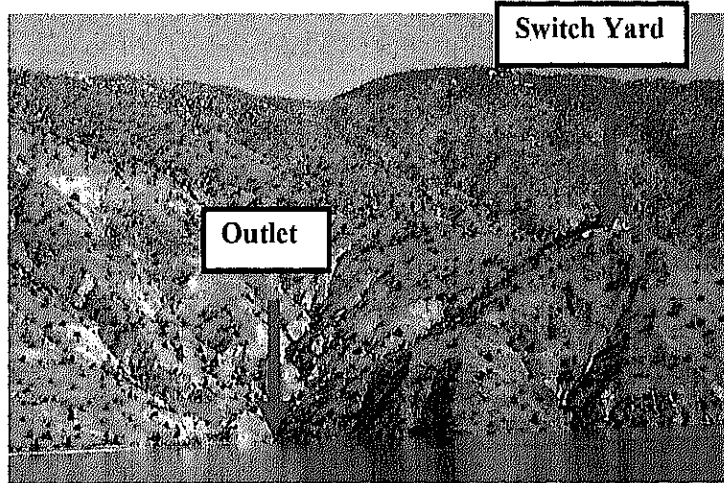


Foto 5.47 Ara İstasyon Noktası



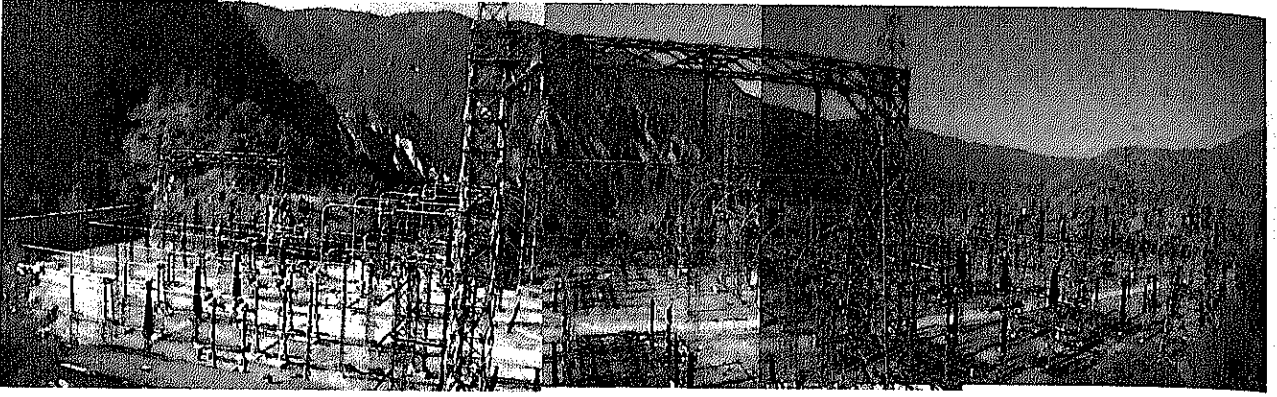


Foto 5.48 Mevcut Ara İstasyon (Barajın Sol Tarafından)

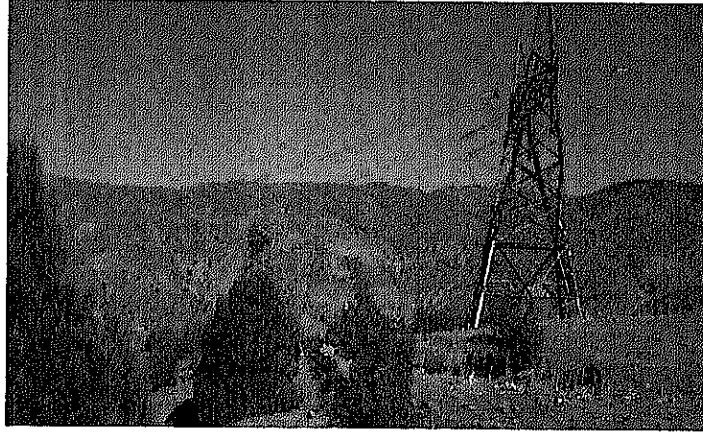


Foto 5.49 Mevcut aktarım istasyonunun nehrin yukarısına uzanan aktarım hattı (2 Sistem)

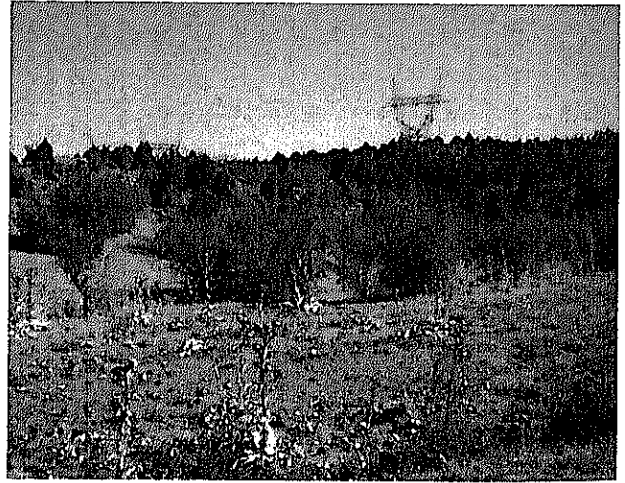
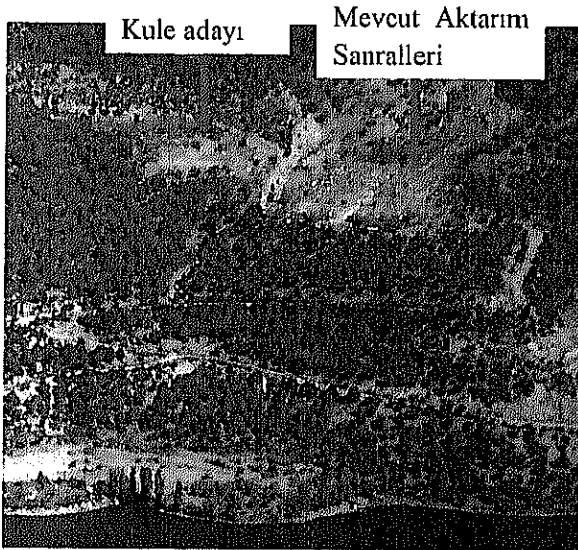


Foto 5.50 Mevcut ara istasyon için adan aktarım kulesi yerleri







## Bölüm 6 Uzun Vadeli Güç Üretimi Planı (2011~2030) Teklifi

Önceki çalışmaların neticelerine dayanarak , 2011~2030 yıllarını kapsayan 20 yıllık güç üretim planı (2010 yılı en küçük değer)hazırlandı.

### 6.1 Mevcut Güç Üretimi ve Planlarının Yönü

2018 yılına kadar olan güç üretim planını, TEIAS Haziran 2009'da "Turkish Electrical Energy 10-Year Generation Capacity Projection (2009 – 2018)" adı altında sunmuştur. Ancak geleveğe yönelik güç üretim planının, özel şirketlere bırakıldığı düşünülürse, bu plan sadece yakın zamanda hizmete girecek operasyonları için geçerlidir. Bu şekilde devam ederse 2014 yılına kadar, çeşitli güç kesintileri olacağı mevcut gücün üretimi seviyesinin yeterli olmayacağı belirtilmiştir. Bu yüzden, 2018 yılına kadar olan süre içinde bile, güç stabilitesini sürdüröe mümkün değildir, hükümet politikası olara güç ve enerji sektöründe harcamaların azaltılması, elektrik üretiminde süreklilik ve güç üretiminde artış hedeflenmektedir.

#### 6.1.1 Turkish Electrical Energy 10-Year Generation Capacity Projection (2009 – 2018)

##### (1) Talep Öngörüsü

Tahmin, Yüksek Durum ve Alçak Durum olarak iki başlık altında sunulmuştur. Tahminler aşağıdaki gibidir.

**Tablo 6.1 Maksimum Güç Talebi Tahmini(TEIAS Projection)**

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Yüksek durum	31246	33276	35772	38455	41339	44440	47728	51260	55053
Alçak durum	31246	32964	35173	37529	40044	42727	45546	48553	51757

(MW)

##### (2) Güç Üretim Planı

Güç üretim planı, Senaryo 1 ve Senaryo 2 olarak iki senaryoda sunulmuştur.

**Tablo 6.2 Güç Üretim Olanı(TEIAS Projection)**

		2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Senaryo 1	Kömür	187		410	1216	1213			
	Doğal Gaz	92	146	806	1912	840			
	Rüzgar	206	173	269					
	Hidro	1057	1495	1678	1818				1200
	Diğer	126	11	8					
	Topam	1668	1825	3171	4946	2053	0	0	1200
Senaryo 2	Kömür	187		410	608	1213			
	Doğal Gaz	92	78	873		1865			
	Rüzgar	173	184	202					
	Hidro	908	1364	1626	1594				1200
	Diğer	118	19	8					
	Topam	1478	1645	3119	2202	3078	0	0	1200

(MW)

##### (3) Elektrik Desteği Güvenilirliği

Durum2'nin talep tahminiyle iki güç üretim planı senaryosuna bakılarak, her durum için destek güvenilirliği (yedek kapasitenin maksimum oranı) sunulmuştur.

Tablo 6.3 Elektrik Destek Güvenilirliği Seviyesi (TEIAS Tahmini)

		(MW)							
		2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Yüksek Talep Durum		33276	35772	38455	41339	44440	47728	51260	55053
Senaryo 1	Kapasite	48182	53128	55182	55182	55182	56382	56382	56382
	Rezerve	44.8%	48.5%	43.5%	33.5%	24.2%	18.1%	10.0%	2.4%
Senaryo 2	Kapasite	47760	49962	53040	53040	53040	54240	54240	54240
	Rezerve	43.5%	39.7%	37.9%	28.3%	19.4%	13.6%	5.8%	- 1.5%
Az Talep Durum			35173	37529	40044	42727	45546	48553	51757
Senaryo 1	Kapasite	48182	53128	55182	55182	55182	56382	56382	56382
	Rezerve	46.2%	51.0%	47.0%	37.8%	29.1%	23.8%	16.1%	8.9%
Senaryo 2	Kapasite	47760	49962	53040	53040	53040	54240	54240	54240
	Rezerve	44.9%	42.0%	41.3%	32.5%	24.1%	19.1%	11.7%	4.8%

$$\text{Rezerve (\%)} = ((\text{Kapasite}) - (\text{Maksimum Talep})) \times 100 / (\text{Maksimum Talep})$$

### 6.1.2 Güç Üretiminin Yönü

Güç üretiminin gelecekteki yönü, Devlet Planlama Teşkilatı (SPO) merkezli, "Elektrik Enerjisi Pazarı ve Destek Güvenlik Stratejisi Raporu" ("Electricity Energy Market and Supply Security Strategy Paper." Mayıs 2009)"nda incelenmiştir.

İçeriği Aşağıdaki Gibidir

- Nükleer: 2020 yılına kadar toplam kapasitenin en az %5'i hedeflenmektedir  
2010 yılından 2020 yılına kadar 5000MW'lık üretim
- Yenilenebilir Enerji: 2023 yılına kadar toplam enerji üretiminin %30'u hedeflenmektedir
- Rüzgar Gücü: 2023 yılına kadar 20000 MW üretim
- Doğal Gaz: Mevcut %50'lık pazar payının %30'a indirilmesi
- Yerel Linyit Kömürü ve Taş Kömürü:  
2023 yılına kadar su an çıkartılan kömür tükenecektir  
Bundan sonra yapılacak adıma karar verilmesi gerekmektedir
- İthal Kömür: Etkili güç üretimi için yüksek kaliteli kömür tercih edilmelidir

## 6.2 Uzun Vadeli Güç Üretim (2011~2030) Planı

### 6.2.1 Durum Hesapları

Santral şartlarını temel hesapları, bölüm 4'te benzer bir çalışmayla 2030 yılı için gösterilmiştir.

#### (1) Talep Tahmini

2018 yılına kadar, Türkiye Elektrik Enerjisi 10 Yıllık Üretim Planının Az talep şekli kullanımdadır. 2019 yılından itibaren talep neredeyse düz bir çizgidir. Tahminler aşağıdaki gibidir.

**Tablo 6.4 Talep Tahmini**

	2010	2015	2020	2025	2030	(MW, GWh, %)		
						Yıllık Büyüme Oranı (%)		
						'20/'10	'30/'20	'30/'10
Aksimum Talep (MW)	31246	42727	56000	68000	80000	6.0%	3.6%	4.8%
Yıllık Enerji(GWh)	202730	277222	352915	420775	488634	5.7%	3.3%	4.5%
Yükleme Faktörü (%)	74.1%	74.1%	71.9%	70.6%	69.7%			

#### (2) Destek Güvenilirliği Standartları

Destek güvenilirliği temel olarak, destek rezervinin %8'i ya da daha fazla olmalıdır.

#### (3) Santraller için Temel Üretim Stratejisi

##### (a) Nükleer: Operasyona başlama zamanı belirlenmiştir

2020 yılına kadar, Güney Akdeniz sitesinde(1200MW×4grup,toplam 4800MW)üretim. 2021 – 2030 arasında, Kuzey Karadeniz Kıyı sitesinde(4800MW)üretim.

##### (b) Rüzgar Gücü: Operasyona başlama zamanı belirlenmiştir

2013 yılına kadar, her yıl 800MW'lık üretim. Bundan sonra 2023 yılında üretim kapasitesi 10000MW olacaktır. Şu an güç kaynağı olarak sadece %30 kapasite vardır yıllık üretim 240MW'tır.

##### (c) Küçük Santraller: Operasyona başlama zamanı belirlenmiştir

- Genel Hidro Elektrik: 2013 yılından itibaren yıllık üretim 200MW olarak tahmin edilmektedir
- Küçük Doğal Gazlı Termik: 2013 yılından itibaren yıllık üretim 100MW olarak tahmin edilmektedir
- Jeotermal: 2013 yılından itibaren 5 yıl içinde yıllık üretim 100MW olarak tahmin edilmektedir

##### (d) Mevcut Santrallerin Terk Edilme Planı

Santrallerin üretime başladıktan 40 yıl sonra terk edilmesi gerekmektedir. Pek çok yerel kömür kullanılan termik santral 2030 yılına kadar 40 yılını dolduracaktır, tarihleri bellidir. Bu durumda, yerel kömürle çalışacak yeni santrallerin inşaa edilmesi ve eskilerin terk edilmesi gereklidir. (Yeni Kömür Yatakları Bulunamazsa Üretime Devam Edilemez.)

##### (e) Üretime Başlama Tarihi Değişen Santraller

Üretime başlama tarihi değişen santraller aşağıdaki 4 türdür.

- Pompalı Hidro Elektrik: 300MW'lık makine 1 birim
- Gaz Ateşlemeli Termik: 300MW'lık makine 1 birim

- Gaz Kombine Termik : 700MW'lık makine 1 birim
- İthal Kömür Termik : 600MW'lık makine 1 birim

TEIAs'ın öngörüsü ve Senaryo 1'e göre, yukarıdaki stratejiler göz önünde bulundurulduğunda, çalışmaya başlayacak santrallerin yıllık üretim kapasitesi Tablo 6. 6'da gösterilmiştir. U santrallerden bazılarının, üretime balama tarihler henüz belirlenmemiştir. Aşağıda 2018 yılına kadar olan hesaplara yer verilmiştir.

**Tablo 6. 5 Yıllık Destek Rezerv Oranı**

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Destek Kapasite Oranı	17.1%	21.1%	20.8%	14.9%	9.5%	5.6%	2.6%	-0.1%

2015 yılına kadar, yeni santraller devreye girmese bile, destek rezerv oranı %8 üretimde olursa yeterli olur. Bir başka deyişle, çalışmaların en geç 2016 başlaması gerekmektedir.(2015 yılına kadar senaryo bu şekilde devam edebilir.)



Tablo 6.6 2030 Yılına Kadar Üretim Planı (Üretim Başlayıncaya Kadar ki Sabit Güç)

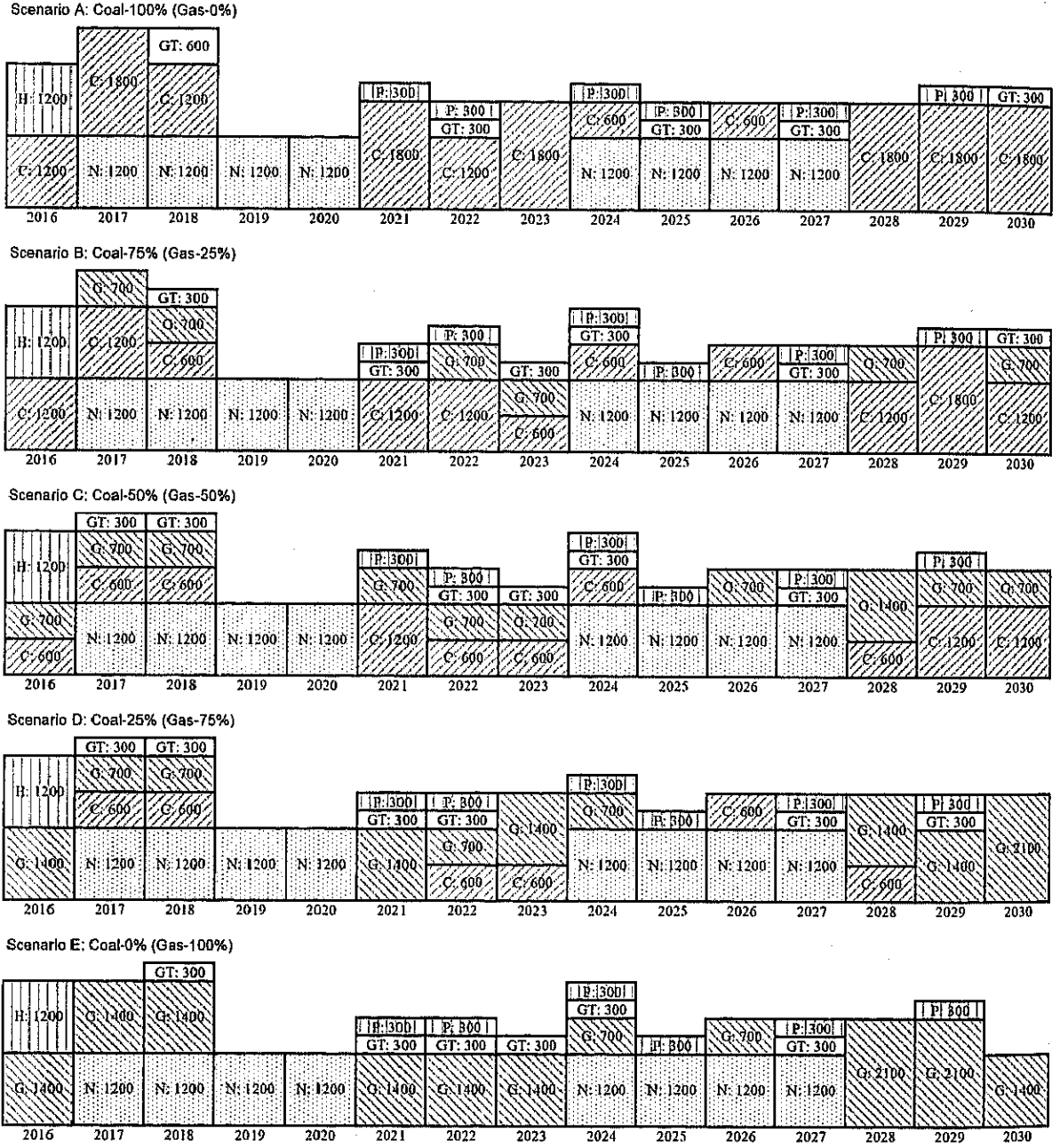
		2010 (Existing)				2011-2015		2016-2020		2021-2025		2026-2030		
Hydro	Ataturk	2400	Menzelet	124	Darica I	16396	DERINER	4139	ILSU	2200		1000	1000	
	Karakaya	1800	Muratli	115	Uzuncayir	99		670	small hydro	1200	small hydro	1000	small hydro	1000
	Keban	1330	Dicel	110	Akocak	94	Yedigöze	317						
	Ahinkaya	703	Torul	103	Cirakdami	90	Sarıgözel	105						
	Biurecik	672	Yamula	100	ERMENEK	309	Kandı Enerji Pro	218						
	Berke	510	Kraliçi	94	TOPCAM	60								
	H. Ugurlu	500	Kokluce	90	small hydro	100	Tatar	116						
	Borcka	300	Kurlun	85	small hydro	200	Fekte II	71						
	Sir	284	Kesikköprü	76	small hydro	200	small hydro	200						
	Gökçekaya	278	Doğankent	75	small hydro	200	Akkoy 2	234						
	Batman	188	Kadinak	70	small hydro	300	Göktaş	293						
	Kağırnı	189	Demirköprü	69			Güllübağ	99						
	Ozluce	170	S. Ugurlu	69	Kığı	140	Menge Barajı ve	87						
	Catalan	169	Adigözet	62	Cevizlik	102	Akinci	102						
	Sanyar	160	Seyhan I	60	Dereli	59	Pembelik	122						
	Gazende	159	Örben	56	Ceyhan	64	Daran	55						
	Aslantas	138	Kadınak2	56	Erenler	51	Toros	51						
	Hifanlı	129	Kapulukaya	54	Alkurnu Barajı ve	247	small hydro	800						
	Kilickaya	120	Camlica	84	Haciminoğlu	144	small hydro	600						
Oymapınar	540	AKKÖPRÜ	115	small hydro	200									
Akkoy I	102	OBRUK	200	small hydro	200									
ALPASLAN-I	160	Uluabat Kurval T	110	small hydro	200									
				small hydro	100									
Oil	Aliaga+ Cevim	180	Samsun 2	131			0			Aliaga+ Cevim	(660)		0	
	Ambarlı Fuel-Oil	360	Samsun 1	131						Ambarlı Fuel-Oil	(180)			
	Erdemir (Eregli)	75	Petkim Aliaga	170	Ken Köpür Elektr	43					(360)			
Tupras Rafinerisi (Alaer Enerji)	84	Karkey (Silopi)	172	small (Autoproduct)	600									
	70			small (Private)	200									
Lignite, Hard coal	Afsin Elbistan B	1440	Tuncbilek B	365	Yatagan	630		0	195	Soma A-B	322	Afsin Elbistan A	365	
	Afsin Elbistan A	1355	1B Mart Can	320	Kemerköy TS	630			(600)	New Söylömer	(1038)	New Afsin Elbistan	(1355)	
	Söylömer	800	Oihaneli	210	Yeniöky	420			720	New Soma	1250	New Afsin Elbistan	1670	
	Kangal TS	457	Soma A-B	1038	Catalagzi TS	300			(365)	Yatagan	(630)	Catalagzi TS	(300)	
Iskenderun (Iskenderun)	220	small (Autoproduct)	210	Park Termik	620			440	New Yatagan	740	New Catalagzi	350		
											New Yeniöky	(420)	420	
Import coal	Iskenderun Sugo	1320				1805		2840					0	
	Colakoglu	190	Eren Enerji Elektr	165				410						
	130							608						
								608						
								1213						
Gas	Bursa Dogalgaz	1432	Adapazari-1	1695	Unimar	14832		3862	500		500	small (Private)	500	
	Ambarlı Dogalgaz	1350	Adapazari-2	798	Emon	604	Ambarlı B DGKC	840	small (Private)	500	small (Private)	500	small (Private)	500
	Hamitabat	1120	Ankara Baymina	1590	İzmir	499								
	Bis Enerji Sanay	410	Entek (Demirtas)	146	Manisa Organize	258	Aliaga Cakmakta	218						
	Zolu Enerji	189	Eneji-Sa (Zeytin)	130	Erdemir (Eregli)	189	Aksa Enerji Üret	257						
	Entek Köseköy	145	Ak Enerji (K.Pas)	127	Nuh Enerji-2	60	AS Enerji Elektrik	67						
	Bosen Enerji Ele	143	Ak Enerji (Bozuy)	127	Modern Enerji (E)	73	Camis Elektrik U	130						
	Cam Is Enerji (M)	126	Eneji-Sa (Kents)	120	Eskişehir End. E	97	small (Private)	140						
	Zolu Enerji	90	Ak Enerji (Cerk)	98	Aksa Enerji (Anti)	59	Borasco Elektrik	887						
	Atarko Allek	83	Eneji-Sa	65	small (Autoproduct)	650	Enarjisa Enerji U	1025						
	Zolu Enerji (B.K)	66	Eneji-Sa (CANA)	64	small (Private)	740								
	Cabi Enerji	64	Habas (Aliaga)	225			small (Private)	300						
	Zolu Enerji (Sinc)	50	Colakoglu	123	Delta Enerji Üret	64								
					Nuh Cimento Sa	48								
				small (Private)	30									
Nuclear						0		0	Nuclear	4800	Nuclear	2400	Nuclear	2400
										4800		2400		2400
Wind, Geothermal, Others	Wind	100	Wind	100	Geothermal	900	Wind	3000	4100	Wind	4100	Wind	4100	
	Wind	100	Wind	100	Wind	100	Wind	400	4000	Geothermal	4000	Geothermal	4000	
	Wind	100	Wind	100	Wind	100	Geothermal	200	100	100	100	Geothermal	100	
						2010	2015	2020	2025	2030			2030	
						Hydro	16396	20535	22735	23735			24735	
						Oil	2237	2237	2237	1677			1677	
						Lignite, Hard coal	8815	8815	9010	9332			9697	
						Import coal	1805	4645	4645	4645			4645	
						Gas	14832	18694	19194	19694			20194	
						Nuclear	0	0	4800	7200			9600	
						Wind, Geothermal, others	900	3900	8000	12100			16200	
						Total	46265	69726	70621	76363			85748	

## 6.2.2 Taban Güç Temininin Karşılaştırılması

Üretime başlama tarihi değişen santraller durumunda, taban gücü destekleyecek santraller Gaz Ateşlemeli Termik ve İthal Kömürlü Termik Santrallerdir. Bu iki santral türü için daha iyi üretim oranı sağlanmalıdır.

## (1) Üretim Planı Senaryosu

Gaz ateşlemeli termik ve ithal kömürlü termik santrallerle ilgili aşağıdaki 5 senaryo, ekonomi, doğal gaz dağılımı, CO<sub>2</sub> emisyonu gibi şartları kıyaslamaktadır.



Figür 6.1 Senaryo Kıyaslama Çalışması (Temel Güç Üretimi)

## (2) Ekonomi

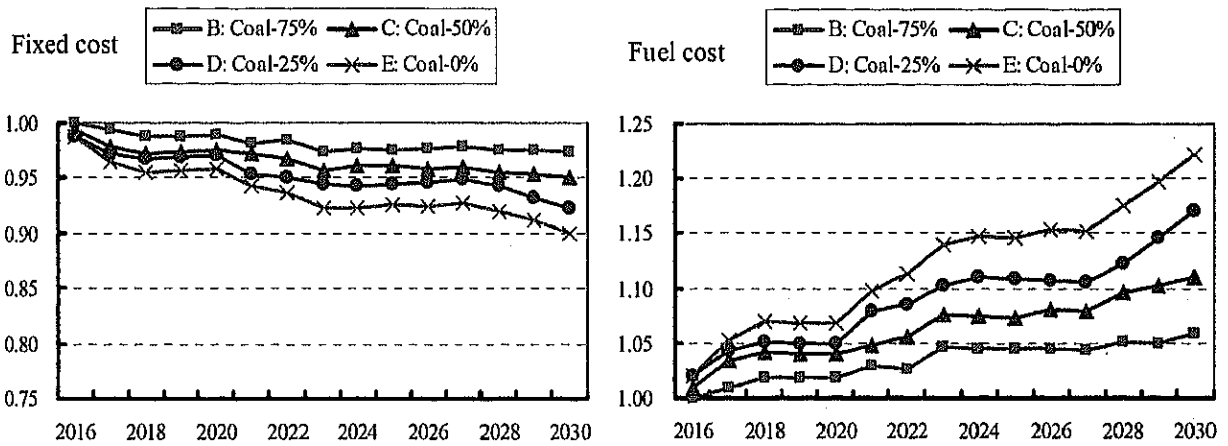
5 senaryo hakkında, 2016 yılından 2030 yılına kadar olan 15 yıllık aralıkta mevcut farklılıklar aşağıdaki gibidir.

Tablo 6.7 2015 Yılı Değerlerinin Kıyaslanması

	(Milyar USD)		
	Sabit Masraf	Yakıt Masrafı	Toplam
Senaryo A: Kömür-100%	111.3	134.6	245.9
Senaryo B: Kömür-75%	109.5	138.6	248.1
Senaryo C: Kömür-50%	107.8	142.3	250.1
Senaryo D: Kömür-25%	106.5	145.4	251.9
Senaryo E: Kömür-0%	104.8	149.1	253.9

Tüm üretimin ithal kömür termik santrallerinden karşılandığı Senaryo A: Kömür-100%'de sabit fiyatlar biraz fazldır ama yakıt ucuzdur, bu senaryo genelde ucuzdur.

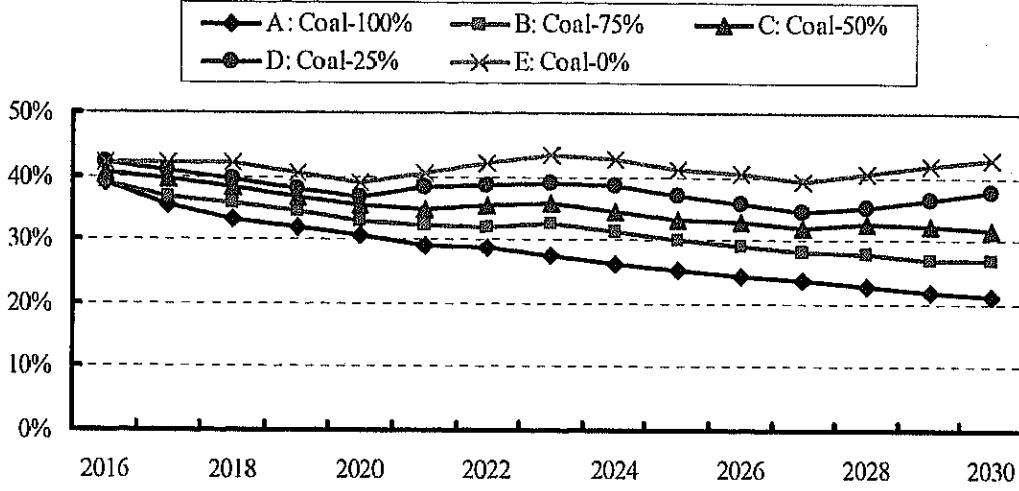
Yıllık üretime bakıldığında, Senaryo A: Kömür-100% en ucuz seçenektir.



Figür 6.2 Yıllık Masrafların Kıyaslaması

## (3) Doğal Gaz Paylaşımı

5 plan hakkında, 2016 yılından 2030 yılına kadar olan 15 yıllık sürede, doğal gaz paylaşım oranı aşağıdaki gibidir.

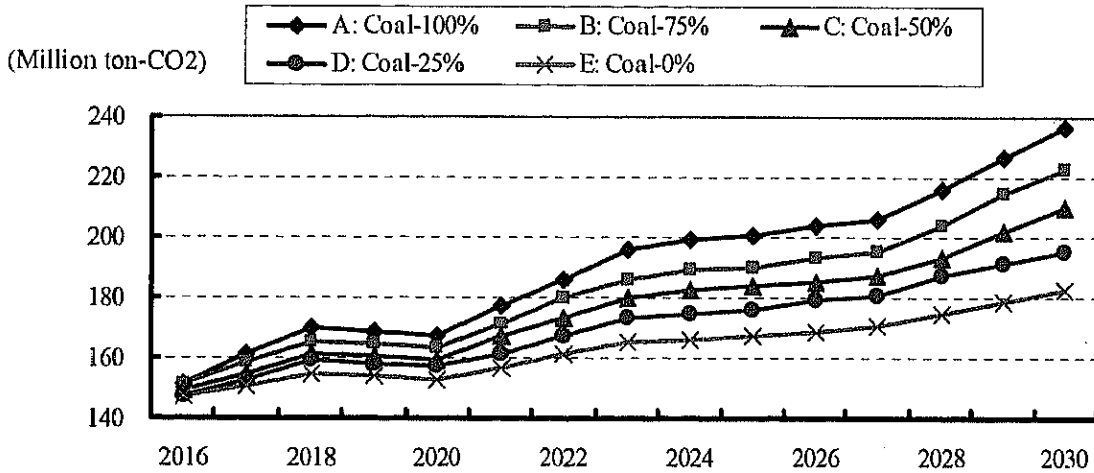


Figür 6.3 Yıllık Doğal Gaz Paylaşımı

Tümü doğal gaz üzerine kurulu Senaryo E: Kömür-0%'de doğal gaz paylaşımı %40'tır. Diğer yandan, tümü kömürle işleyen Senaryo A: Kömür-100%'de, 2030 yılında doğal gaz paylaşımı %30'a kadar düşer. Devletin hedeflediği %30'un altı doğal gaz tüketimine oranına ulaşmak için, ithal kömürlü termik santrallerin oranının %60'dan fazla olması gerekir.

## (4) CO2 Emisyonu

5 plan hakkında, 2016 yılından 2030 yılına kadar olan 15 yıllık sürede, CO2 emisyonu aşağıdaki gibidir.

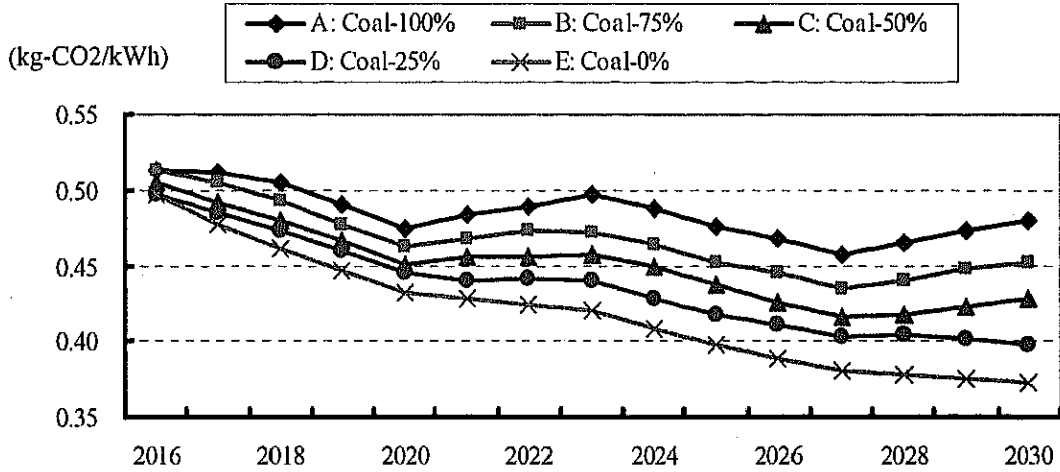


Figür 6.4 Yıllı CO2 Emisyonu

Talep yüksek olduğu için tüm senaryolarda CO2 emisyonu artar. (2010 yılındaki CO2 emisyonu 10 milyon tondur) Özellikle, ithal kömürlü termik santrallerin fazla olduğu senaryolarda, gözle görülür artış vardır, ithar kömürlü termik santrallerin %75'ten fazla olduğu senaryolarda, 2030 yılındaki CO2 emisyonun bugünkünün iki olacaktır.

Günümüzde CO2 emisyonu fazla olduğundan, maliyetler fazla değildir, ancak gelecekte CO2 emisyonuyla oratılı olarak maliyetler de artacaktır. Meslea, CO2 emisyonu olduğunda masraf 1 USD/ton olursa, tümü ithal kömürlü termik santral olan Senaryo A: Kömür-100% ile tümü doğal gaz ateşlemeli termik olan Senaryo E: Kömür-0% karşılaştırıldığında, 2016 yılından 2030 yılına kadar olan 15 yıllık sürede 2015 yılına baktığımızda, 169 million dolarlık fark olduğunu görüyoruz. Bu durum, (2)'de belirtildiği gibi, ekonomik olarak ters etki gösterebilir, CO2 emisyonu artışı ve kömür ithal etmenin masrafları maliyetleri arttıracaktır.

2016 yılından 2030 yılına kadar olan 15 yıllık sürede CO2 emisyonu karşılaştırması aşağıdaki gibidir.



Figür 6.5 Yıllık CO2 Emisyonu Kıyaslaması

Nükleer güç ve rüzgar gücü gibi yenilenebilir güç kaynaklarının kullanıldığı senaryolarda CO2 emisyonu göreceli olarak azalmaktadır. (2010 yılındaki emisyon hacmi yaklaşık 0.55 kg-CO2/kWh'dır) Özellikle tüm üretimin doğal gaz ateşlemeli termik santral olduğu Senaryo E: Kömür-0%'de, CO2 emisyonu belirgin bir biçimde azalır.

##### (5) Risk Analizi

Türkiye, yerel kömür dışında enerji kaynakları konusunda diğer ülkelere bağımlıdır, güç üretim planında, en öne çıkan risk enerji ithali sırasında meydana gelecek kısıtlamalar ve fiyat artışlarıdır, ülke olarak enerji üretiminin güvenliğini sağlamak büyük önem taşımaktadır.

Bu yüzden, ülke politikası olarak, yerel olarak üretilebilecek enerji kaynakları olan yenilenebilir güç kaynakları ya da nükleer enerji gibi kaynaklara yönelmek gerekir, şu anda en fazla ithalatı yapılan Rusya'dan doğal gaz alımının kademeli olarak azaltılması gereklidir.

Gaz ateşlemeli termik santralle ithal kömürlü termik santral tercihinde iki kaynak kıyaslandığında, iki enerji kaynağının da ithal edildiği düşünülürse, güvenlik riski hemen hemen aynıdır. Konuya enerji güvenliği riski açısından bakalım, en güvenli tercih kaynakları bölmek olacaktır.

##### (6) Sonuç

Ekonomik olarak baktığımızda, en iyi yaklaşım ithal kömüre ağırlık vermek olacaktır. Ancak kömür kullanımı CO2 emisyonların arttıraktadır. Ekonomik çalışmalarda, CO2 emisyonu masrafları eklenmemiştir, ancak gelecekte CO2 emisyonu oranına göre harcamalar yapılması gerekebilir, bu

durumda kömür ithalinin azıtılması gerekebilir. Ek olarak kömür kullanımında atmosfere SO<sub>x</sub>, NO<sub>x</sub>, gibi tozlarda karışmaktadır, gelecekte bu tarz emisyonlara sıkı önlemlerin gelme ihtimali vardır.

Risk açısından bakıldığında, ülke politikası olarak doğal gaz bağımlılığının azıtılması gerekir, %30'un altına indirmek hedeflenmektedir, riski azaltmak için bu konuya yoğunlaşmak gerekir.

Bu noktalar gözönünde bulundurulduğunda, optimal üretim senaryoları, gaz ateşlemeli termik santrallerin %5 oranında olduğu Senaryo C ya da ithal kömür kullanımının %75 olduğu Senaryo B'dir.

#### (7) Diğer Değerlendirmeler

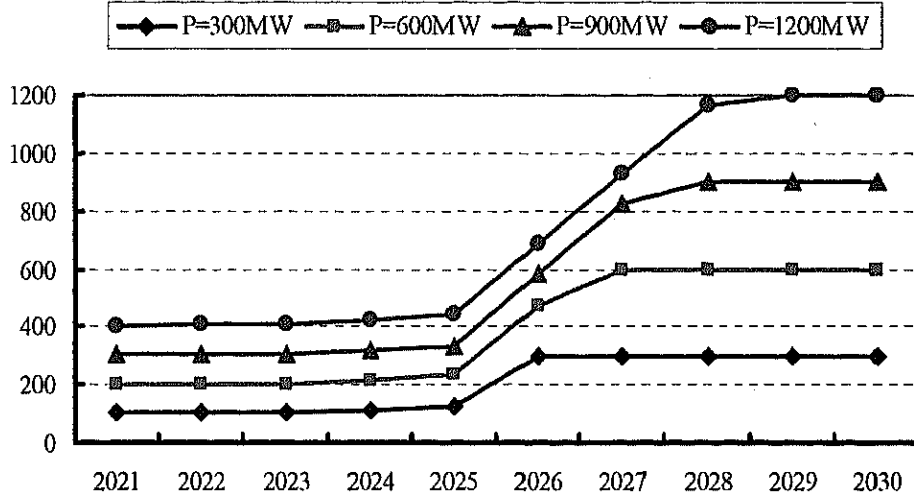
Bu çalışmada, temel güç üretiminin ekonomik ve enerji güvenliği konuları üzerinde durulmuş, kömürlü termik santrallerle, doğal gaz ateşlemeli termik santraller karşılaştırılmıştır. Temel güç kaynağı olarak yerel kömür rezervleri de bulunmaktadır. Yerel kömür rezervleri kısıtlı olduğundan, enerji güvenliğini riske atmamak için, ithal kömür ile diğer güç kaynakları kıyaslandığında, ithal kömür kullanımına devam etmek avantajlıdır.



## 6.2.3 Doruk Güç Kıyaslaması

## (1) Pompalı Hidro Elektrik Santrallerin Tesis Sayısı ve Güç Üretimi İlişkisi

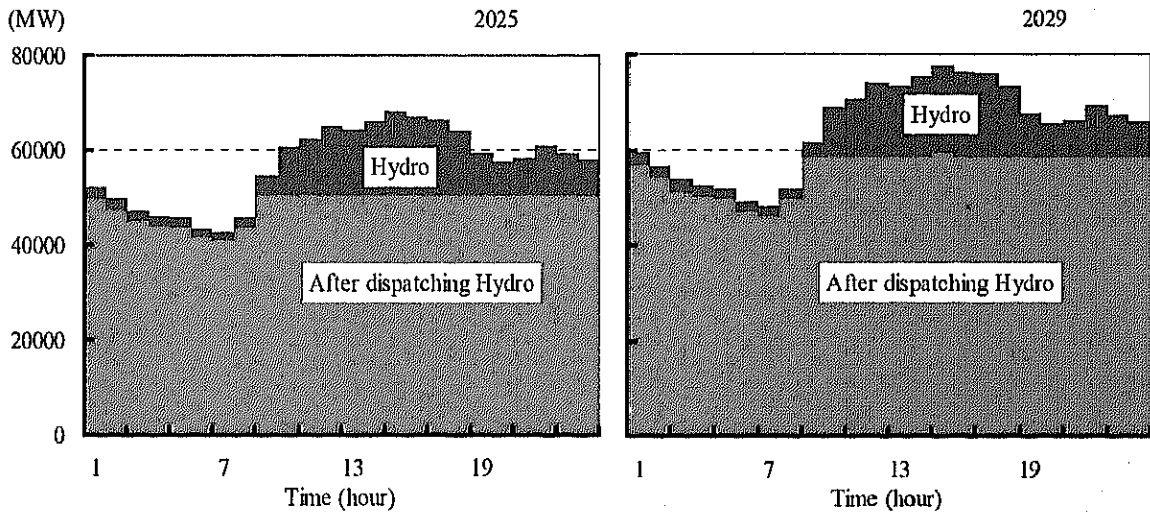
2021 yılından sonra yıllık pompalı hidro elektrik santrallerin tesis sayısı ve güç üretimi ilişkisi aşağıdaki gibidir.



Figür 6.6 Pompalı Hidro Elektrik Santrali Tesisleri ve Güç Üretimi İlişkisi

2025 yılından önce, pompalı hidro elektrik santrallerinin güç üretiminin 1/3 kapasiden fazlası üretilemez. Bu genel olarak hidrolik pompalamanın uygulamaya geçmesinin sonrasındaki talep ile bağlantılıdır.

2025 – 2029 yılları arasındaki hidrolik pompa devreye girdikten sonraki talep aşağıdaki gibidir.

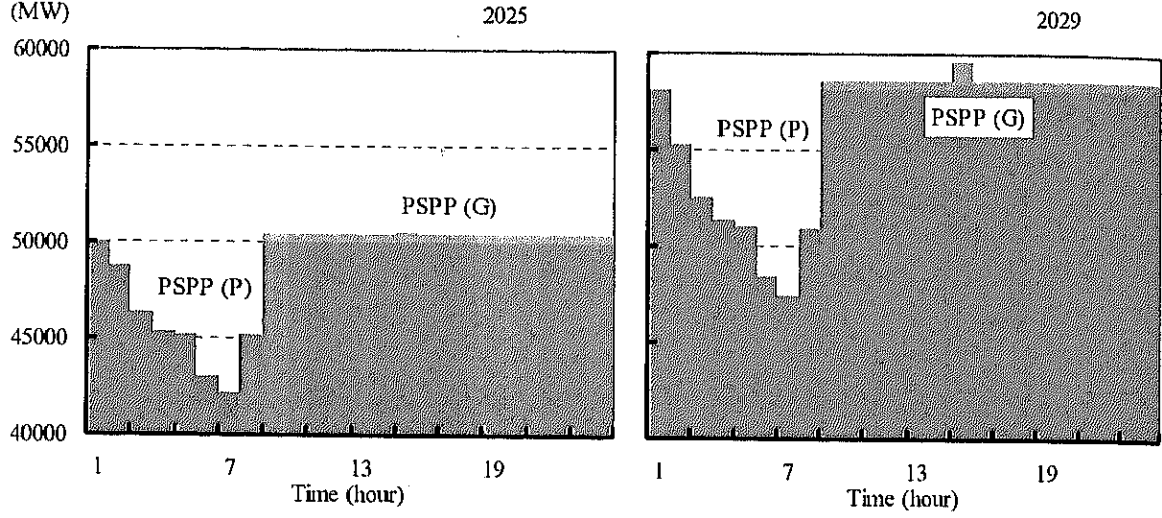


Figür 6.7 Genel Hidrolik Pompalama(2025 - 2029)

2025 yılında, talep oranıyla kıyasığında genel hidro elektrik santralleri arttırmak için talebin doruk oranının tümü hidro elektrikten sağlanmalı, genel hidro elektrik uyumundan sonra talebin şekli saat 9'dan 24'e kadar düz olur. Ek olarak genel hidro elektrik santral uyumundan sonra talebin şeklinde gündüz ve gece farkı ortadan kalkar, kısa süreli pompalama yeterli olur. Diğer yandan 2029 yılında

genel hidro elektrik uyumu sonrasında, talebin şekli düz olmayacağından, pompalı hidro elektrk santrallerin güç kaynağı olarak aynı miktarda süre gereklidir.

2025 – 2029 yılları arasında, genel hidro elektrik uygulaması sonrasında talep miktarının 1200MW'nı pompalı hidro elektrik santralleri karşıladığında sonuçlar aşağıdaki gibidir.



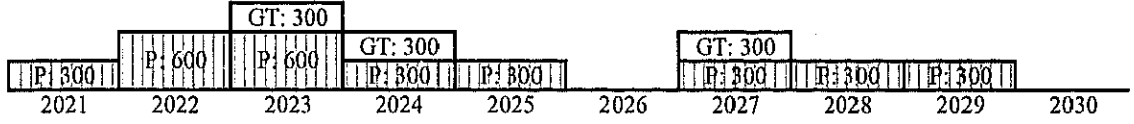
**Figür 6.8 Pompalı Hidro Elektrik Santral Kurumu(2025 - 2029)**

2025 yılında, pompalı hidro elektrik güç üretimi yaklaşık 1/3 yani sadece 443MW seviyesinde olması beklenmektedir, ancak 2029 yılında aynı oranda pompalamayla üretimin 1200MW'a çıkması beklenmektedir.

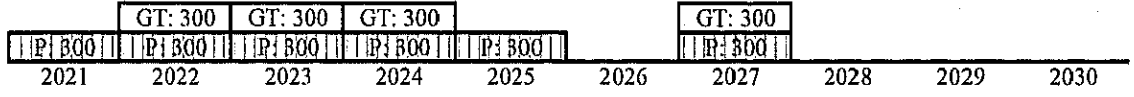
## (2) Gelişim Planı Senaryosu

Pompa Hidro Elektrik Santrallerin inşaatında, standart işlem yaklaşık 10 yıl sürmektedir. (7.2.4 Referans) Bu inşaat süresince, ilgili yerler, anlaşmalar ve benzeri işlemler de bazı belirsiz noktalar vardır. Bu açıdan bakıldığında, pompa hidro elektrik santraller en iyi şartlarda 2021 yılında hizmete gireceğinden, pompa hidro elektrik ve gaz ateşlemeli termik santrallerin beraber kullanıldığı 5 senaryo en ekonomik seçimlerdir.

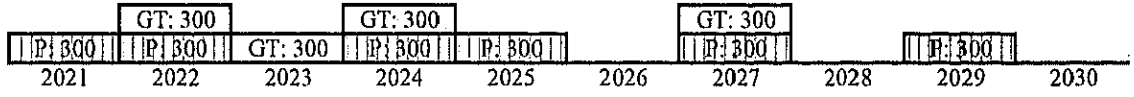
Scenario P1: PSPP Priority



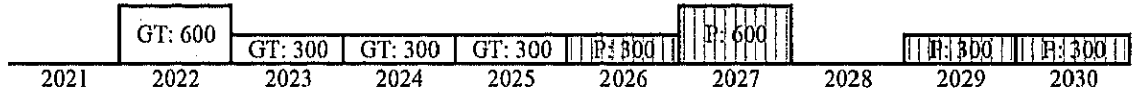
Scenario P2: PSPP Promotion



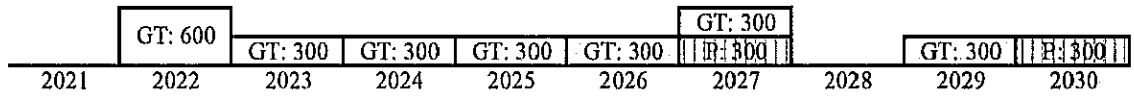
Scenario P3: Base



Scenario P4: PSPP Delayed



Scenario P5: GT Priority



Figür 6.9 Senaryo Karşılaştırma Çalışması(Doruk Güç Desteği)

## (3) Ekonomi

5 senaryo arasında, 2021'den 2030'a kadar olan 10 yıllık sürede masraflar mevcut değerlerde 2021 yılı temel alınarak yapılmıştır.

**Tablo 6.8 2021 Yılı Mevcut Değerleri Kıyaslaması**

	Sabit Fiyat	Yakıt Masrafı	Toplam
Senaryo P1: PSPP Öncelikli	230.0	- 4.7	225.2
Senaryo P2: PSPP Promosyon	84.9	1.3	86.2
Senaryo P3: Temel	Base	Base	Base
Senaryo P4: PSPP Gecikmeli	- 156.7	6.4	- 150.3
Senaryo P5: GT Öncelikli	- 149.0	10.3	- 138.7

(Milyon USD)

Doruk destek kapasitesi olarak, 2025 yılına kadar GT tercih edilerek üretim yapılır, 2026 yılından sonra pompalı hidro elektrik santrallerin devreye girdiği Senaryo P4 en ekonomiktir. İki senaryoda da, yakıt masrafları çok farklı değildir ancak sabit masraflar farklıdır. Burada, pompalama işlemine erken başlanan senaryoda, aynı miktarda santralde bile aynı miktarda güç üretimi beklenemez, bu yüzden rezerv kapasitesinin yüksek tutulması gerekir. Bir başka deyişle, pompalı hidro elektrik santrallerinin güç üretimi beklentileri GT'den de daha ekonomiktir, bu yüzden santrallerin güç üretiminin yeterli olacağı 2026 yılın beklemek en karlı yaklaşımdır.

## (4) Diğer Değerlendirmeler

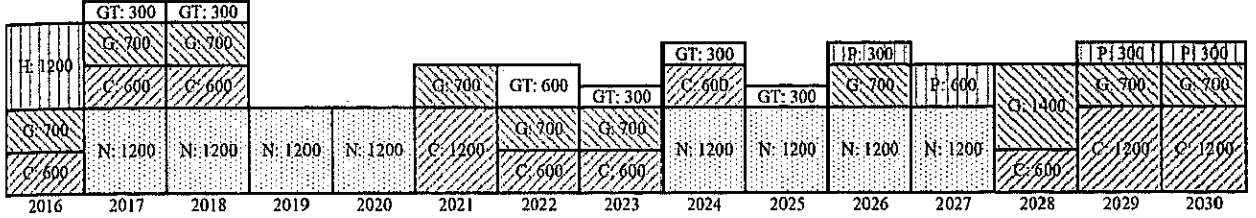
Bu çalışma, doruk güç üretiminin ekonomik şartları üzerinedir, gaz ateşlemeli termik santrallerle, pompalı hidro elektrik santraller kıyaslanmıştır. Doruk güç destek kapasitesi olarak, rezervuar tipli hidrolik santraller de buna dahildir. Doruk güç desteği ekonomik olarak, sabit masraflarda pahalı olduğundan, rezervuar tipli hidro elektrik santralleri pompalı hidro elektrik santrallerine bile nazaran düşük masraflı (kW birimi) üretimi mümkün olursa, rezervuar tipli hidro elektrik santrallerin seçimi iyi bir fikir olabilir. Ancak rezervuar tipli, hidro elektrik santralin gölet buyutu yeterli olmazsa, talebin şekline göre, diğer sistemlerle aynı miktarda güç temin etmesi beklenemez.

Pompalı hidro elektrik santralin üretim avantajları, doruk güç kapasitesi dışında değerlendirildiğinde, pompalı hidro elektrik santrallerin 2025'te önce inşaat edilmesi tavsiye edilir.

### 6.3 Optimum Güç Üretim Planı Sunumu

#### (1) Optimum Güç Üretim Planı

Önceki bölümdeki sonuçlara göre, 2016 – 2030 yılları ara için optimum güç üretim planını sunuyoruz. (2011 – 2015 yılları arası TEIAS Sunumu senaryo 1 ile aynıdır)



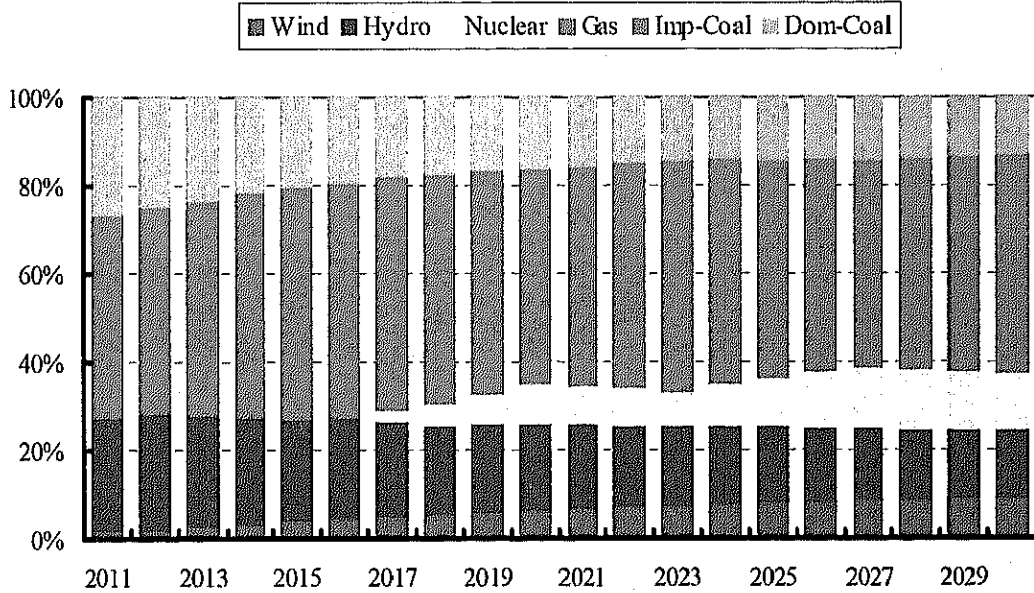
Figür 6.10 Optimum Üretim Planı

Bu durumda üretim şekli aşağıdaki gibidir

- Rüzgar gücü: Yıllık 800MW üretim
- Genel Hidro Elektrik: Yıllık 200MW üretim
- Küçük Gaz Ateşlemeli Termik: Yıllık 100MW üretim
- Jeotermal: 5 yılda 100MW üretim

#### (2) Destek Oranı (Elektrik Enerjisi)

Optimum güç üretim planında, güç oranı (elektrik enerjisi) aşağıdaki gibidir.

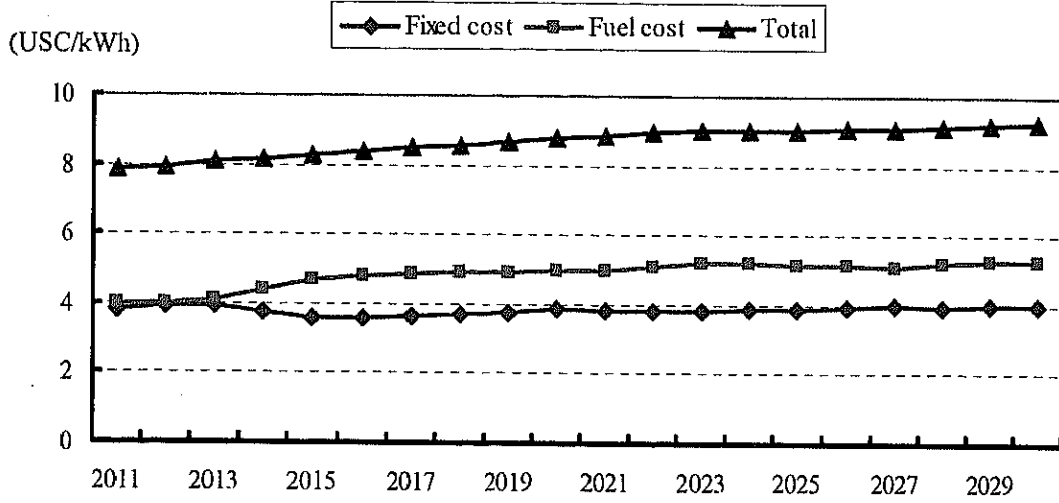


Figür 6.11 Güç Oranı Aktarımı

2030 yılındaki güç yapısına baktığımızda, yarı yerli güç üretimi CO2 yaymaz (nükleer + hidro + rüzgar), gaz, kömür (yerel + ithal) sırasıyla 1/3 oranında alternatif yakıt kaynaklarıdır.

## (3) Güç Üretiminin maliyeti

Güç üretimi maliyeti aşağıdaki gibidir.

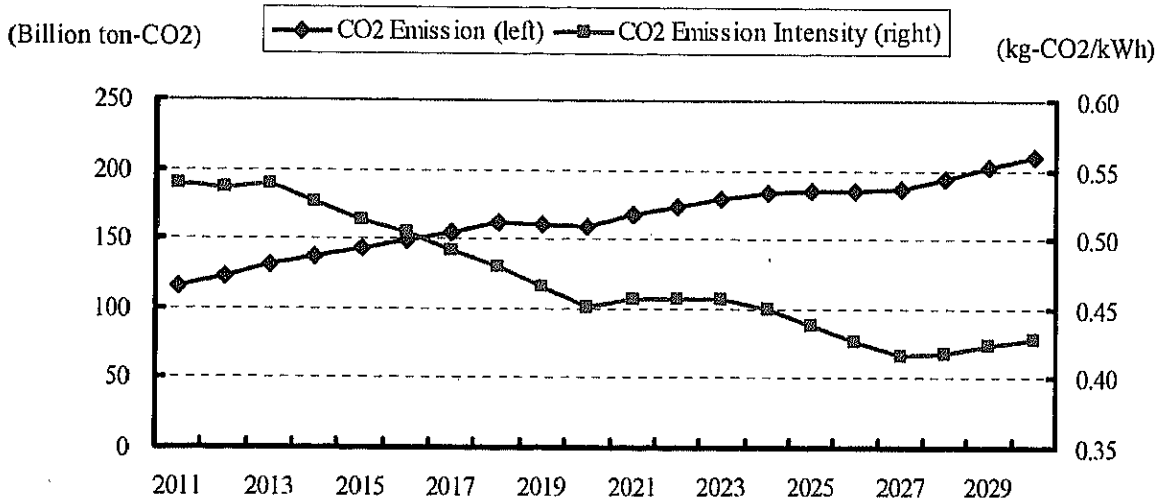


Figür 6.12 Güç Üretimi Maliyeti

Sabit masraflar, 4 sent/kWh değeriyle değişmemiştir. Diğer yandan yakıt masrafları, fosil bazlı yakıtların kullanımda bir hayli artmaktadır. Buna göre güç üretimi masrafı artacaktır, 2030 yılı fiyatları 2010 yılı fiyatlarına nazaran 1 sent/kWh daha fazla olacaktır.

## (4) CO2 Emisyonu

CO2 Emisyonu aşağıdaki gibidir.



Figür 6.13 CO2 Emisyonu

Nükleer ve rüzgar enerjisi gibi alternatif güç kaynakları CO2 yaymаса bile, telteki artışla birlikte CO2 emisyonu da artacaktır, 2030 yılına ulaşıldığında emisyon miktarı 2011 yılını iki katı olacaktır. Diğer yandan, emisyon birimlerine bakıldığında, telteki artış gözönüne alınırса, 2030 yılında dolaylı bir azalma vardır.







## Bölüm 7 Pompalı Hidro Elektrik Santralin Konsept Tasarımları

### 7.1 Öncelikli İnşaat Alanı Aday Noktalarının Optimal Oranı (En İyi Gölet Yeri) Çalışması

Pompalama aday noktası olarak seçilen Altınkaya PSPP noktası ve Gökçekaya PSPP noktası hakkında, 1/5,000 ölçekli haritada en iyi üretim noktaları belirlenmiş, bu sonuca göre optimal sonuçları verecek konsept tasarım yapılmıştır.

#### (1) Optimum Üretim Oranının Tahmin Yöntemi

Optimal üretim oranının ekonomik tahmini, gaz ateşlemeli (GT) termik güç alternatif güç kaynağı olarak ekonomik tahmin hesabına (B/C yaklaşımı) eklenerek yapılmıştır.

B/C yaklaşımında, pompalı hidro elektrik santrali üretiminde gerekli toplam maliyet Cost (C) olarak, alternatif güç olarak gaz ateşlemeli termik santral masrafları Benefit (B) olarak, derlendirilmiştir, bu ikisinin oranı (B/C) ekonomik açıdan hesaplanmıştır.

$$C = C1 + C2$$

$$= P_p \times I_p \times a_p + P_p \times H \times F_p / \eta_p$$

Burada, C1 ; Pompalı Hidro Elektrik Santral güç üretim masrafları

C2 ; Pompalama gücü masrafları

$I_p$  ; Pompalı hidro elektrik santralin her kW başına birim masrafı

$a_p$  ; Yıllık masraf oranının kapital düzeltme oranı (Düzeltilme Oranı + O&M yıllık masraf oranı)

$P_p$  ; Maksimumu çıkış

H ; Yıllık doruk öğeryon süreklilik miktarı (800saat)

$F_p$  ; Pompalama gücü için gerekli yakıt fiyatı (Kömür)

$\eta_p$  ; Pompalama gücünün genel etkinliği(70%)

$$B = B1 + B2$$

$$= Y_A \times I_A \times a_A \times \alpha_1 + P_p \times H \times F_A \times \alpha_2$$

Burada, B1 ; Alternatif gücün kW değeri

B2 ; Alternatif gücün kWh miktarı

$Y_A$  ; Çıkış (Çıkış tesisler – Potansiyel çıkış)

$I_A$  ; Alternatif gücün her kW için inşaat masrafı

$a_A$  ; Alternatif gücün yıllık masraf oranı (Kapital + O&M yıllık masraf oranı)

$\alpha_1$  ; kW doğrulama faktörü (Alternatif güç ile Pompalı elektrik üretimi arasındaki rezerv güvenilirliği farkı (koruma bakım süresi, kaza oranı, santral iç gücü, iletim kayıpları) düzeltmesi), 1.21 kullanıldı.

H ; Doruk çalışma süresi(800 saat)

$F_A$  ; Alternatif gücün her kWh başına yakıt fiyatı(Gaz Ateşlemeli)

$\alpha_2$  ; kWh doğrulama faktörü(Alternatif güç ile Pompalı elektrik üretimi arasındaki rezerv güvenilirliği farkı santral iç güç miktarı, iletim kayıpları) düzeltmesi), 1.03 kullanıldı.

#### (2) Potansiyel Çıkış

Pompalı hidro elektrik santralin günlük operasyonları, doruk güç saatlerinde ve pompalama yapılan doruk güç gerketirmeyen saatlerde üretim kapasitesini etkiler, sürekli maksimum kapasitede çalıştığı

söylenemez. Bu yüzden güç çıkışı aralığı günlük çıkışa göre değişir, maksimumu çıkışın talebi karşılamayamadığı grumlarda yarı yükleme operasyonu yapılır. Genelde bu durumda, çıkış azaltılıp potansiyel çıkışa güç verilir, bu potansiyle güç çıkışı değerlendirilip ekonomik karşılaştırmalar yapılması gereklidir.

Potansiyel çıkış, sistem operasyonu için gerekli doruk güç çıkışı süresin ve batarya süresinine (maksimum çıkışın sürekliliğinin sağlandığı süre) büyük ölçüde bağlıdır. Bu yüzden, '4.6.2 de detaylı olarak operasyon simülasyonunda açıklandığı gibi belirlenen, gerekli sistem operasyonu doruk sürelerde 7 saat kullanılır, aşağıdaki formülden efektif çıkış hesaplanır.

$$Y_A = P_p \times h / (\text{Doruk güç süresi} = 7 \text{ hr}) \quad (h < 7 \text{ hr})$$

$$= P_p \quad (h \geq 7 \text{ hr})$$

Burada,  $Y_A$  ; Efektif çıkış (Çıkış mazemeleri – Potansiyel Çıkış)

$P_p$  ; Maksimum güç

$h$  ; Gözet süresi (6, 7, 8 saat)

### (3) Giriş Şartları

Optimum güç üretimi oranunun ekonomik karşılaştırmasında, sabit fiyatlar, masraflar ve O&M harcamaları, ayrıca yakıt masrafları (2020 fiyatları) kullanılmıştır. Değerler kullanılarak belirlenen kriterler Tablo 7. 1'de gösterilmiştir.

Tablo 7. 1 Şartlar

Güç	Birim İnşaat Masrafı	Kullanım Süresi	O&M Yıllık Masrafları	Yakıt Masrafları
Su Pompalı		40	1.0%	Kömür
Gaz Ateşlemeli	500USD/kW	20	5.0%	14.1USC/kWh
Kömür	1,600USD/kW	20	3.5%	3.6USC/kWh

### (4) Alan Araştırması Analizleri

#### (a) Altınkaya PSPP Noktası

Pompalı hidro elektrik santralin boyutuna karar verirken özellikle, çıkış malzemeleri, gözet süresi önemli bir faktör olduğundan, çıkış malzemeleri ve gözet süresi Tablo 7. 2'de belirtmiş ve 9 durumda da bunlara yer verilmiştir.

**Tablo 7.2 Optimal Boyut Durum Karşılaştırması(Altınkaya PSPP)**

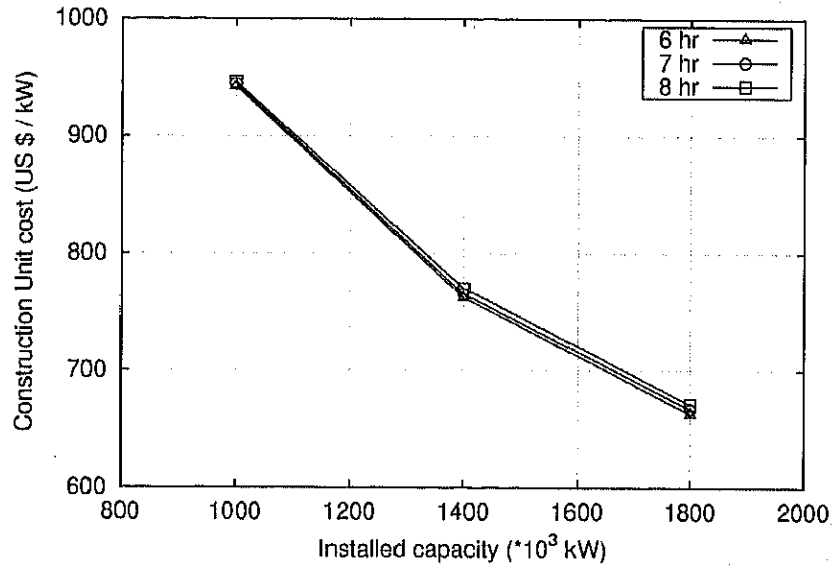
Maks Kapasite (MW)	Operasyon Saati (saat)	Aktif Kapasite ( $10^6 m^3$ )	Efektif Başlık (m)	Tübin Çıkışı ( $m^3/s$ )	Üst Baraj		Alt Baraj	Yer altı Yapısı		
					HWL LWL (EL.m)	Yükseklik (m)	HWL LWL (EL.m)	Tünel Çapı (m)	Boru Çapı (m)	P.S Hacmi ( $10^3 m^3$ )
1,000	6	4.5	592	206	817 800	67	190 160	6.5	3.7	162
	7	5.2	592	206	819 800	69				
	8	6.0	592	206	821 800	71				
1,400	6	6.1	604	280	822 801	72		7.5	4.3	215
	7	7.1	604	280	825 801	75				
	8	8.1	604	280	827 801	77				
1,800	6	7.6	611	350	827 802	77		8.4	4.8	266
	7	8.9	611	350	829 802	79				
	8	10.1	611	350	831 802	81				

Her durum çalışmasının kW başına inşaat masrafları Tablo 7.3 ve Figür 7.1'de gösterilmiştir.

Kw başına inşaat masrafları, 663USD'dan 946USD'a kadar değişir, çalışma faydalarına göre proje boyunu büyüdükçe masraflar azalır. Ayrıca, gölet süresi farkına göre, porje boyunu fark etmeksizin 2 ~5USD'lık azalma görülür.

**Tablo 7.3 kW başına İnşaat Masrafları Çalışmasının Sonuçları**

Çalışma süresi	6 saat			7 saat			8 saat		
	Çıkış (MW)	1,000	1,400	1,800	1,000	1,400	1,800	1,000	1,400
Toplam proje maaliyeti ( $\times 10^6$ USD)	941.6	1067.4	1193.4	943.6	1070.4	1200.9	945.5	1078.1	1208.5
İnşaat birim masrafı (USD/kW)	942	762	663	944	765	667	946	770	671



Figür 7.1 Çıkış Birimleri ve kW Birimi Arasındaki İlişkinin İnşaat Masraflarına Yansması

(b) Gökçekaya PSPP Noktası

Pompalı hidro elektrik santralin boyutuna karar verirken özellikle, çıkış malzemeleri, gölet süresi önemli bir faktör olduğundan, çıkış malzemeleri ve gölet süresi ne aşağıdaki 8 durumda bunlara yer verilmiştir.

Tablo 7.4 Optimal Boyuz Durum Kıyaslaması(Gökçekaya PSPP)

Maks Kapasite (MW)	Operasyon Saati (saat)	Aktif Kapasite (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	Efektif Başlık (m)	Tübin Çıkışı (m <sup>3</sup> /s)	Üst Baraj		Alt Baraj	Yer altı Yapısı			
					HWL (EL.m)	LWL (EL.m)		Yükseklik (m)	HWL (EL.m)	LWL (EL.m)	Tünel Çapı (m)
1,000	6	6.9	376.5	316	800	780	389 377.5	7.9	4.5	195	
	7	8.0	376.5	316	800	778					27
	8	9.2	376.5	316	800	775					30
1,200	6	8.1	378.5	372	800	777	389 377.5	8.6	4.9	226	
	7	9.4	378.5	372	800	774					31
	8	10.8	378.5	372	800	770					35
1,400	6	9.3	379.5	428	800	774	389 377.5	9.2	5.3	266	
	7	10.8	379.5	428	800	770					34
	8	12.4	379.5	428	-	-					-

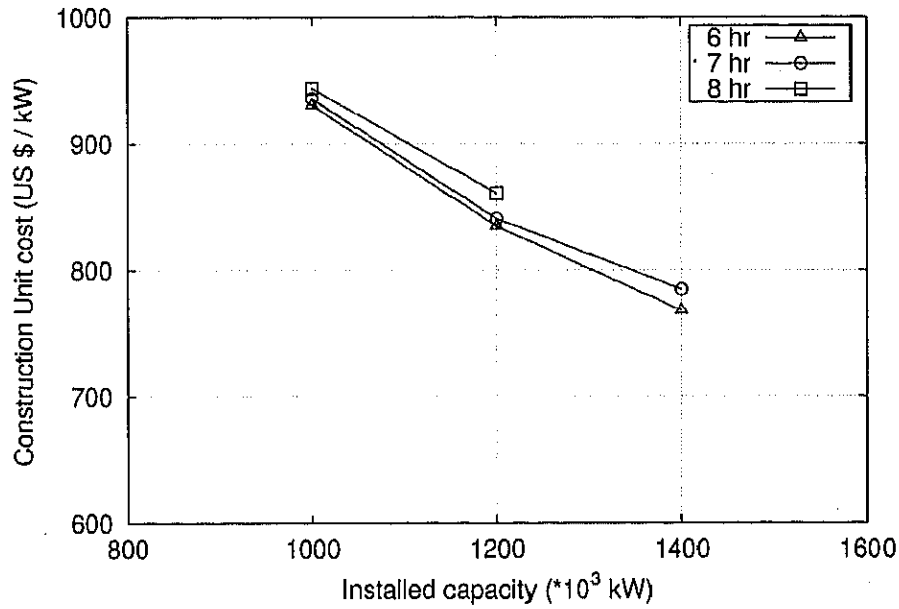
\*) 1,400MW, 8hr'lik durumda, üst barajın kapasitesi garanti edilemez.

Her durum çalışmasının kW başına masrafları Tablo 7. 5 ve Figür 7. 2'de gösterilmiştir.

Kw başına inşaat masrafları, 6768USD'dan 944USD'a kadar değişir, çalışma faydalarına göre proje boyutu büyüdükçe masraflar azalır. Ayrıca, gölet süresi farkına göre, proje boyutu fark etmeksizin 5 ~20USD'lık azalma görülür.

**Tablo 7. 5 kW başına İnşaat Masrafları Çalışmasının Sonuçları**

Çalışma süresi	6 saat			7 saat			8 saat		
	Çıkış (MW)	1,000	1,200	1,400	1,000	1,200	1,400	1,000	1,200
Toplam proje maaliyeti ( $\times 10^6$ USD)	931	1002	1075	936	1009	1099	944	1033	-
İnşaat birim masrafı (USD/kW)	931	835	768	936	841	785	944	861	-



**Figür 7. 2 Çıkış Birimleri ve kW Birimi Arasındaki İlişkinin İnşaat Masraflarına Yansıması**

## (5) Optimum Güç Üretim Oranı Çalışma Sonuçları

## (a) Altınkaya PSPP Noktası

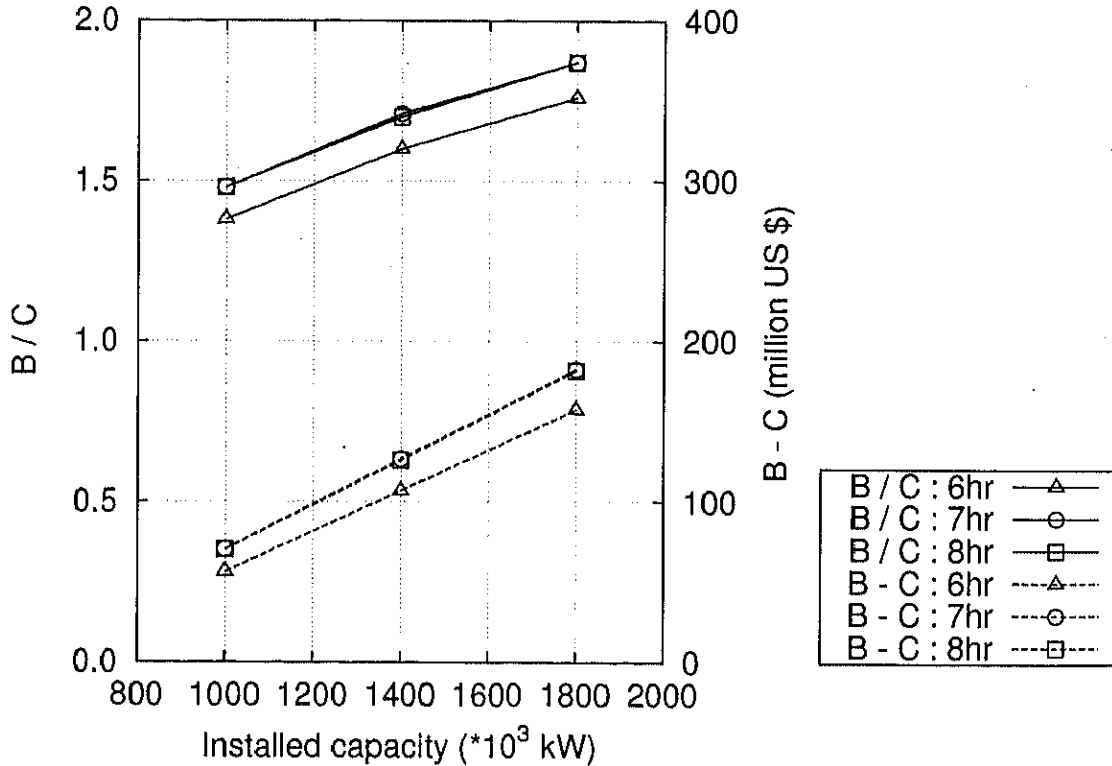
Her durum çalışması hakkındaki B/C ve B-C Tablo 7. 6 ve Figür 7. 3'de gösterilmiştir.

Ayrıca ekonomik kıyaslama pompalı hidro elektrik santralin kömürle çalıştığı kabul edilerek yapılmıştır.

Tablo 7. 6 Optimum Üretim Oranı Çalışma Sonuçları

Birim: MUSD

Doruk Devamlılık Stresi		6 saat			7 saat			8 saat		
Çıkış (MW)		1,000	1,400	1,800	1,000	1,400	1,800	1,000	1,400	1,800
Etkili Çıkış (MW)		857	1,200	1,543	1,000	1,400	1,800	1,000	1,400	1,800
Kömür	Kar (B)	203.1	284.3	365.5	217.5	304.5	391.5	217.5	304.5	391.5
	Maaliyet (C)	146.9	177.4	208.0	147.1	177.8	208.8	147.3	178.6	209.6
	B/C	1.38	1.60	1.76	1.48	1.71	1.87	1.48	1.70	1.87
	B-C	56.2	106.9	157.5	70.4	126.7	182.7	70.2	125.9	181.9



Figür 7.3 Çıkış Gücü ile B/C ve B-C İlişkisi

Yukarıdaki sonuçlara göre, Altınkaya Pompa Depolamalı Elektrik Santrali noktasında, çıkış gücü 1,800MW(450MW×4 birim), göletin kapasitesi 7 saat olan durumda, B/C 1.87 ile bir hayli ekonomik olduğundan, üretim optimaldir.

## (b) Gökçekaya PSPP Noktası

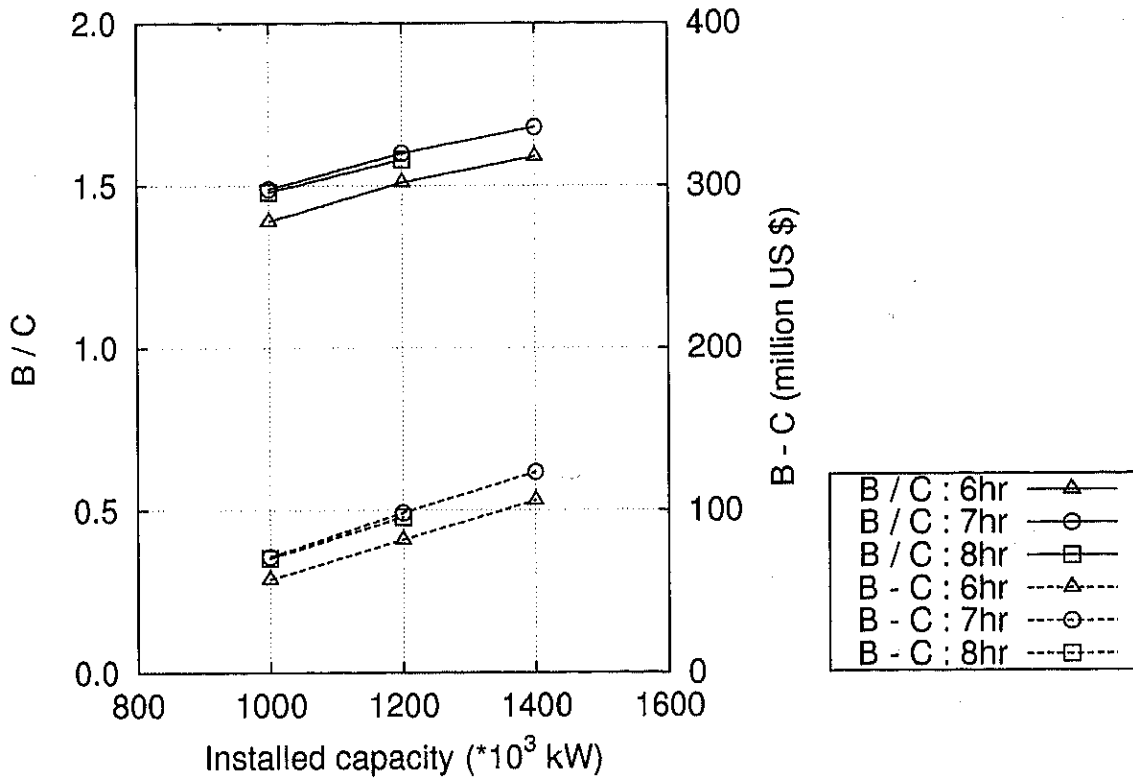
Her durum çalışması hakkındaki B/C ve B-C Tablo 7. 7 ve Figür 7. 4'de gösterilmiştir.

Ayrıca ekonomik kıyaslama pompalı hidro elektrik santralin kömürle çalıştığı kabul edilerek yapılmıştır.

**Tablo 7.7 Optimum Üretim Oran Çalışma Sonuçları**

Birim: MUSD

Doruk Devamlılık Süresi		6 saat			7 saat			8 saat		
Çıkış (MW)		1,000	1,200	1,400	1,000	1,200	1,400	1,000	1,200	1,400
Etkili Çıkış (MW)		857	1,029	1,200	1,000	1,200	1,400	1,000	1,200	1,400
Kömür	Kar (B)	203.1	243.7	284.3	217.5	261.0	304.5	217.5	261.0	
	Maaliyet (C)	145.7	161.9	178.3	146.2	162.7	181.0	147.1	165.4	
	B/C	1.39	1.51	1.59	1.49	1.60	1.68	1.48	1.58	
	B-C	57.4	81.8	106.0	71.3	98.4	123.5	70.4	95.7	



**Figür 7.4 Çıkış Gücü ile B/C ve B-C İlişkisi**

Yukarıdaki sonuçlara göre, Altınkaya noktasında, çıkış gücü 1,400MW(350MW×4 birim), göletin kapasitesi 7 saat olan durumda, B/C 1.87 ile bir hayli ekonomik olduğundan, üretim optimaldir.