

7.2 Altınkaya Konsept Tasarım Noktası

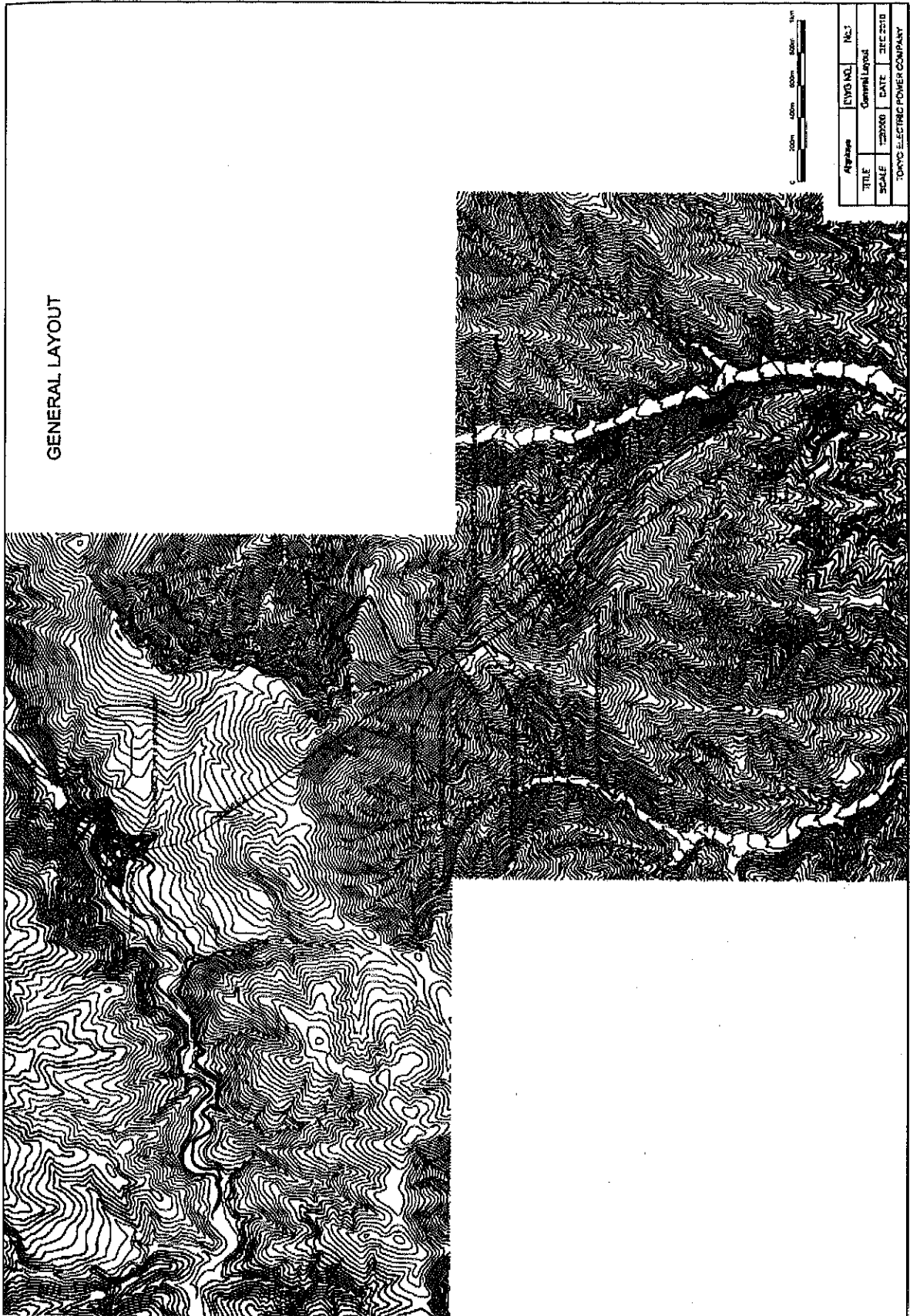
Altınkaya PSPP noktası hakkında, konsept tasarımı sonucu elde edilen bulguların planlama boyutları Tablo 7. 8'de, ayrıca plan ve profil Figür 7. 5 ve Figür 7. 6'da gösterilmiştir.(Detaylı veriler ek 7-2-1'de bulunabilir).

Konsept tasarımın detayları aşağıdaki gibidir.

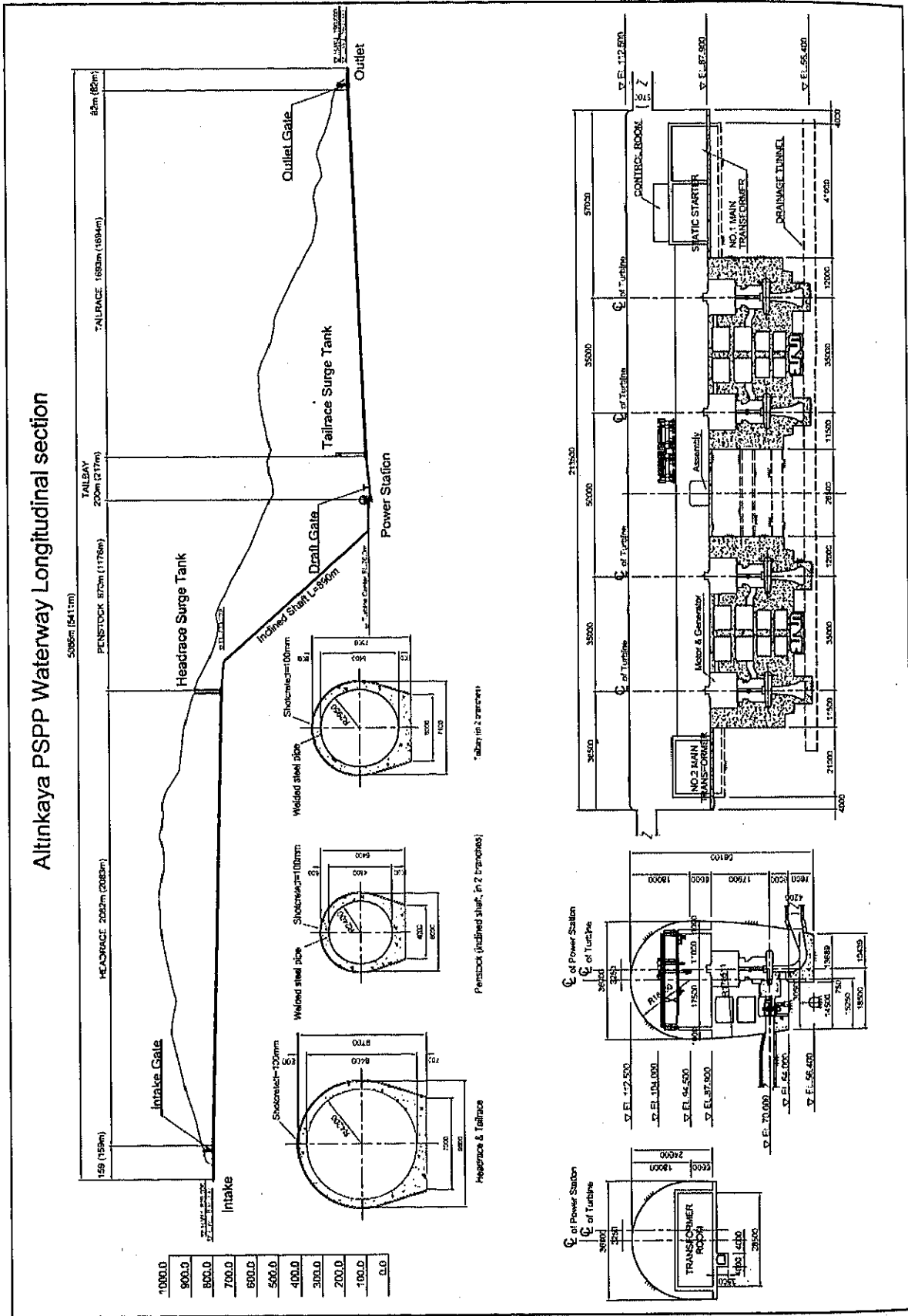
7.2.1 Güç Üretiminin Tasarımı

Güç üretimi planlaması, çeşitli pompalı hidro elektrik santralın tasarım şartlarına bağlı önemli bir konudur, yapının tasarımına göre, santralin boyutlarında değişeceğinden, optimal planlama yapılması ve uygulama esnasında planın geliştirilmesi gereklidir.

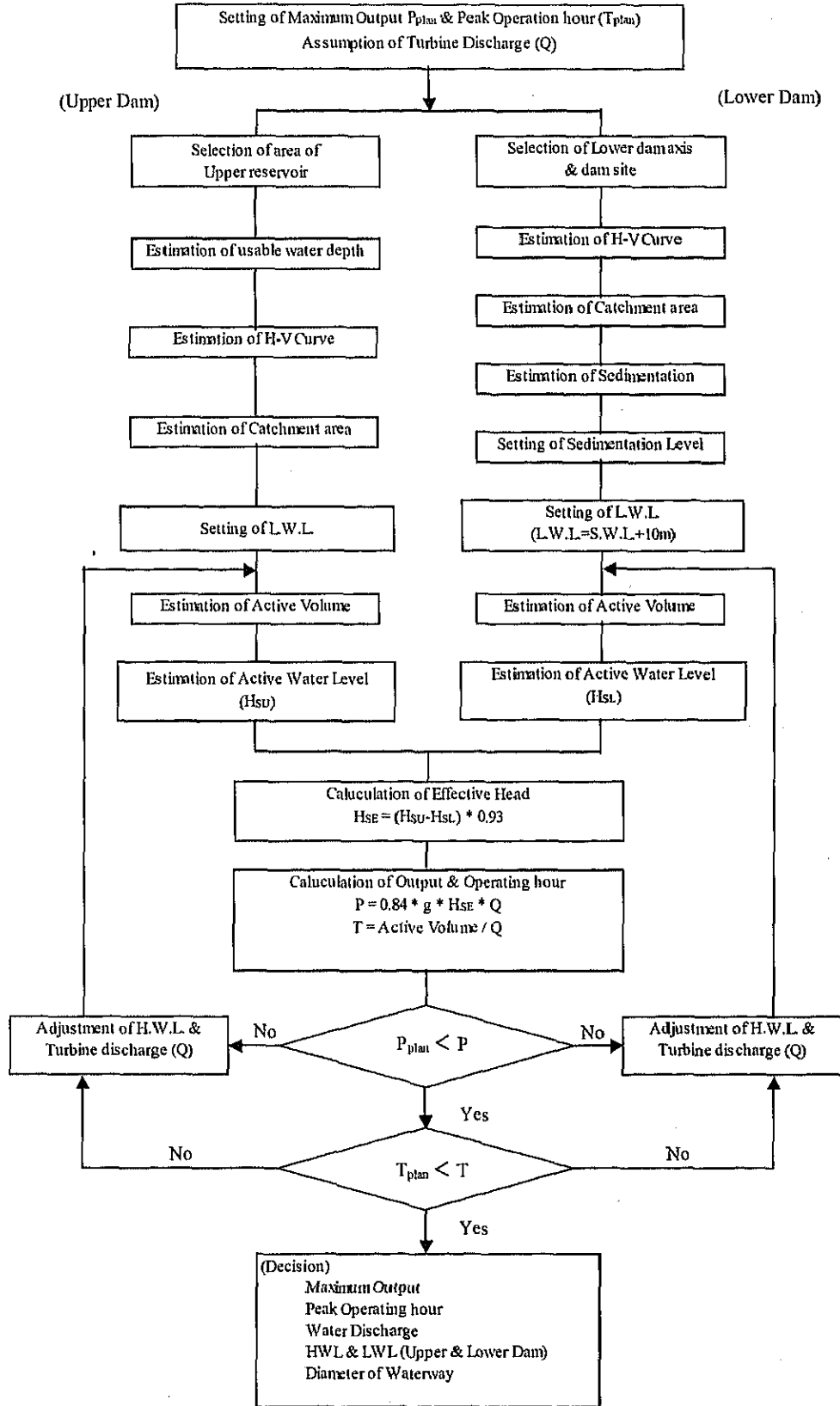
Konsept tasarım Figür 7. 7'de gösterilen akımda, 1/5,000 ölçekli topoğrafik haritada yapılmıştır, Tablo 7. 8'de planlamanın boyutlarına karar verilmiştir.



Figür 7.5 Altinkaya PSPP Genel Planı



Figür 7.6 Altinkaya PSPP Boylamsal Su Figürü



Figür 7.7 Güç Planının Akış Çalışması

Tablo 7.8 Altınkaya PSPP Noktasının Boyutları

Tanım		Birim	Altınkaya PSPP	
Genel	Yüklenen Kapasite	P	MW	1,800
	Tasarlanan Çıkış	Qd	m ³ /s	350
	Etekili Baş	Hd	m	611
	Doruk Süre Zamanı		hrs	7
Üste Baraj ve Rezervuar	Tür			Beton Yerçekmi Barajı
	Yükseklik	H	m	79
	Tepe Uzunluğu	L	m	330
	Baraj (Bank) Hacmi	V	m ³	467,000
	Kazı Hacmi	Ve	m ³	341,000
	Rexervuar Alanı	Ra	km ²	0.5
	Toplama Havzası	Ca	km ²	60.6
	H.W.L		m	829
	L.W.L		m	802
	Kullanılabilir Su Derinliği		m	27
	Etkili Rezervuar Kapasitesi		mln.m ³	8.9
Alt Baraj ve Rezervuar	H.W.L		m	190
	L.W.L		m	160
	Kullanılabilir Su Derinliği		m	30
	Etkili Rezervuar Kapasitesi		mln.m ³	2,892
Su Yolu	Giriş Kanalı	L(m)xn	m	2083x1
	Bent Kapağı	L(m)xn	m	1069x2 , 109x4
	Ön Su Yolu	L(m)xn	m	105x4 , 112x2
	Art Su Yolu	L(m)xn	m	1704x1
	Toplam Uzunluk	Lt	m	5182
Jeneratör	Tür			Egg-shape (Underground)
	Aşarı Yükleme		m	437
	Yükseklik		m	56.1
	Genişlik		m	36
	Uzunluk		m	213.5
	Mağara Hacmi		m ³	266,000
Tribün	Tür			Single-Stage Francis
	Adet		unit	4
	Birim Üretim Kapasitesi		MW	450

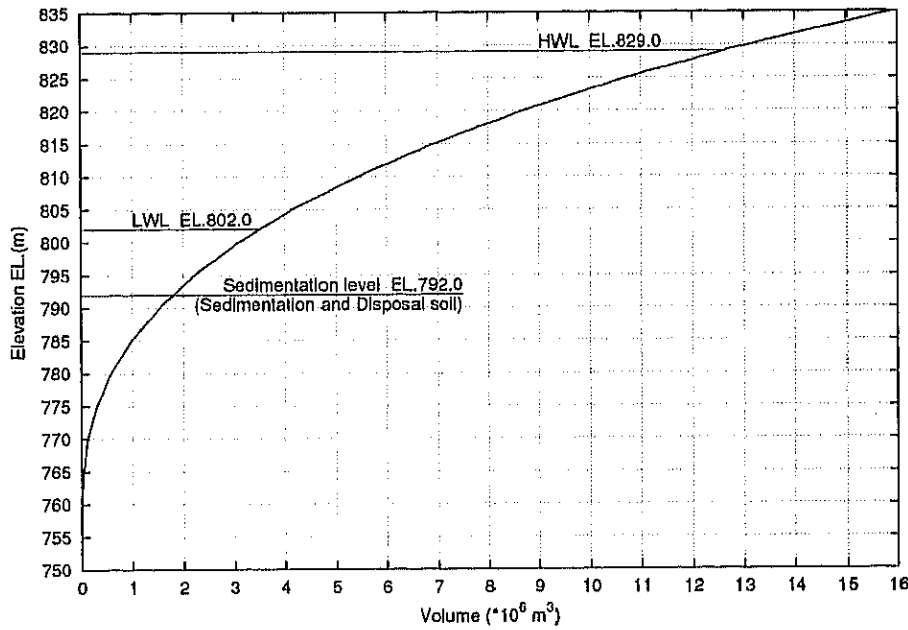
7.2.2 Büyük Santral Yapılarının Tasarımı

(1) Genel Yapıların Tasarımı

(a) Üst Baraj ve Rezervuar

Jeolojik olarak uygun olsa da, baraj için gerekli malzeme miktarının bilinmediği göz önünde bulundurulmalıdır, üst barajın yapısında kaya kullanım miktarı az beton çekim barajdır. Baraj inşaatında aktarmalı teknoloji kullanılmaktadır, son 30 yılın sel oranı ($80\text{m}^3/\text{s}$) göz önüne alındığında bu en güvenli seçimdir. Ayrıca, üretime geçtikten sonra, $500\text{m}^3/\text{s}$ 'lik çıkış yolu ve $50\text{m}^3/\text{s}$ 'lik boşaltım tesisleri yüzünden, çeşitli ebatlarda seller olacaktır.

Göletin kapasitesi, mevcut stok kapasitesi için gerekli $8.9 \times 10^6 \text{m}^3$ olduğundan, H.W.L. 829M olur, mevcut derinlik de 27m olarak tasarlanmıştır. Barajın boru inşaatıyla toprak etkili bir biçimde kullanılmaktadır, gölet yaklaşık 500.000m^3 hacime sahiptir. Bu durumda baraj tam olarak açılmasa bile belirli özellikleri kullanılabilir. Göletin su kapasitesi eğrisi aşağıdaki gibidir.



Figür 7.8 Üst Göletin Su Kapasitesi Eğrisi

(b) Giriş

Giriş, pompalı hidro elektrik santralin girişi olarak genel lateral şekilde tasarlanmıştır. Göletin kıyısına yerleştirilmiş, halde giriş debisi $<1\text{m/s}$ olacak şekilde tasarlanmıştır. Ayrıca, perdeleme yüksekliği toru seviyesi $+1\text{m}$ olacak şekilde EL.793m'dir, giriş yüksekliği kanalla aynı çapta yani 8.4m 'dir. L.W.L. Giriş yüksekliği $+0.6\text{m}$ olarak belirlenmiş ve EL.802m'dir. Ayrıca yüksekliği 1.5m olan anti-vorteks tutucuları eklenmiştir.

(c) Su ve Yeraltı Güç İstasyonu

Genel olarak, kanal topoğrafik ve coğrafi şartlara göre belirlenmiştir, giriş ve besleme noktalarına olan en kısa yol un seçilmesi ekonomiktir ancak, bu noktada aşağıdaki engeller bulunmaktadır.

- Girişin güney doğu tarafında bulunan yerleşim merkezi
- Girişin yoluna denk geldiğinden rahat bir çıkış sağlanabilir

Bu şartları sağlamak için gerekirse su yolu döner ya da ayrılabilir. Girişin akışımının dönmesini engellemek için, çıkıştan belirli noktalara 30D ya da daha fazla mesafeli güvenlik noktaları kurulmuştur. Dönüşlerin kullanılabilirliği değerlendirilerek R-300m olarak belirlenmiştir.

Ayrıca, basınç tüneli olarak, yapının basıncının azalması için dairesel kanal tercih edilmiştir.

1) Boru

Boru beton yapılarla desteklenmiştir. Maksimum akış oranı Japonya'da elde edilen sonuçlarda 6.5m/s çıkmıştır, iç çap 8.4m'dir.

- Boru tünelinin uzunluğu yaklaşık 2,100m'de matkaplama bölgesi 9.8m'de at nalı şeklindedir.
- Tünelleme işleminin ardından beton destekler eklenecektir.
- Kazı sırasında meydana gelecek göçüklerin geçirgenliği ve dejenerasyonunu engellemek için beton desteklerin etkili olması beklenmektedir.

2) Boru Su Tankı

Boru tankı, boru ve demir boru bağlantılarının birleşmesinden oluşur, yüzeyin kıyı kesiminde su havzasının tepesine yerleştirilecektir. Üst seviye üst gölette H.W.L.+40m'dir, hesaplamalara göre tankın çapı 15m, çıkış çapı 4.5m'dir. Ayrıca, su akışı, boru su tankından bölüm 2'ye gönderilir.

3) Boru Hattı

Cebri boru, boru su tankından toprak örtüsü 50m den az olmayan üst bent kısmına kadarlık eğim %10, buradan sonra güvenli kazma açısı düşünülerek 48 derece eğimle alt bent kısmına (türbinin merkez yükseltisi) kadar planlanır. Su seviyesi kısmında 2 yada 4 kola ayrılıp, bağlantı ile giriş valfına bağlanır. Bağlantı olmayan borularda, ortalama maksimum debi Japonya'da yapılan incelemelerde 10.0m/s, bağlantı olan borularda 20.0m/s olarak hesaplanmıştır. İnşaat sırasında kazıdan sonra, boru hattı ve kayalar yerleştirilip aralar beton ile doldurulacaktır.

İlgili bilgiler, aşağıdaki gibidir.

- Bölüm 2'deki tünelin uzunluğu yaklaşık 1,070m'dir , matkap bölümünün yüksekliği 6.5m'dir, at nalı şeklindedir. Borunun iç çapı 4.8m'dir.
- Bölüm 4'teki tünelin uzunluğu 85m'dir, matkap bölümünün yüksekliği 5.1m'dir, at nalı şeklindedir. İç çapı 3.4m'dir.
- Eklerin uzunluğu 25m'dir, matkap bölümünün uzunluğu 4.1m'dir, at nalı şeklindedir. İç çapı 2.4m'dir.

4) Yeraltı Güç İstasyonu

Prensipte, yeraltı güç istasyonunun mağara yeri ve yönü, tünel araştırmasının jeolojik şartlarının detaylı incelemesi sonucu belirlenir, ancak bu çalışmada uzatılan kanal kısa olduğundan ve yüzeye aşırı yük bindiğinden performansın 500m'ye kadar ulaştığı durumlarda mağara noktası seçilmiştir.

Mağara şekli olarak Japonya'daki tecrübelerle dayanılarak, dış bölgede yer alan bir dağ oyuğuna sabit mekanik olarak üstün yumurta şekli seçilmiştir. Mağara boyutu olarak, tecrübelerle ve geçmiş projelere dayanarak gerekli elektronik cihazlar kullanılarak gerekli şartlar belirlenmiştir. Boyutlar aşağıdaki gibidir.

Genişlik	:	36.0 m
Yükseklik	:	56.1 m
Uzunluk	:	213.5 m
Hacim	:	266,000 m ³

Ayrıca, yeraltı güç istasyonu için gerekli, tünel dayanıklılığı için kullanılan madencilik malzemeleri (2,560m), kablolar (1,580m) ve hat (1,350m) vs. gibi uygulamalarda 1/5,000 ölçekli topoğrafik harita kullanılmıştır.

5) Sulama Havzası

Sulama havzası boşaltma kanalından su deposu yoluna kadar olup, boşaltma geçidi üst kısım taşıyıcı ekipman odası girişi yan tarafına boşaltma geçidi taşma odası konulur. Ayrıca, boru hattı boşaltım havzası Bölüm 4'ten Bölüm 2'ye uzanır, tank ön kapağa bağlıdır.

- Bölüm 4'ün uzunluğu yaklaşık 105m'dir, yatay konum matkap noktası yüksekliği 5.9m'de at nalı şeklindedir. İç çapı 4.2m'dir.
- Bölüm 2'nin uzunluğu yaklaşık 110m'dir, matkap noktasının yüksekliği 7.6m'de at nalı şeklindedir. İç çapı 5.9m'dir.
- Su basıncına dayanacak boru yerleştirilmiştir.

6) Su Deposu Hattı

Sı Deposu Hattın, sulama havzasında su yolu ve bağlantılarından oluşturulacaktır, yeraltında kurulacağı için su çıkış sisteme su bölmesi kombinasyonu eklenecektir. Bu sayde üst kesimlerde kısıtlamalar ortadan kalacak, tasarım halinde olan alt dalgalanma alt gölet L.W.L.'de -60m olup, dalgalanma hesaplarına göre iç depo 10m, çıkış ise 4.5m'dir. Ayrıca su deposu hattı Bölüm 1 ile birleştirilecektir.

7) Sel Kanalı

Sel Kanalı beton yapılarla desteklenecektir. Maksimum debi Japonya'da yapılan deneylere göre 6.5m³/s'dir, iç çapı 8.4m'dir.

- Su hattı tünelinin uzunluğu yaklaşık 1,700m'dir, matkap noktası 9.8m'de at nalı şeklindedir.
- Tünelleme işleminin ardından yapı beton ile desteklenecektir.
- Kazı sırasında karşılaşılabilecek gevşek bölümlerin düzeltilmesi için önceden sıkıştırılmış beton kullanılması planlanmaktadır, danışman planında bu şekilde belirtilmiştir.

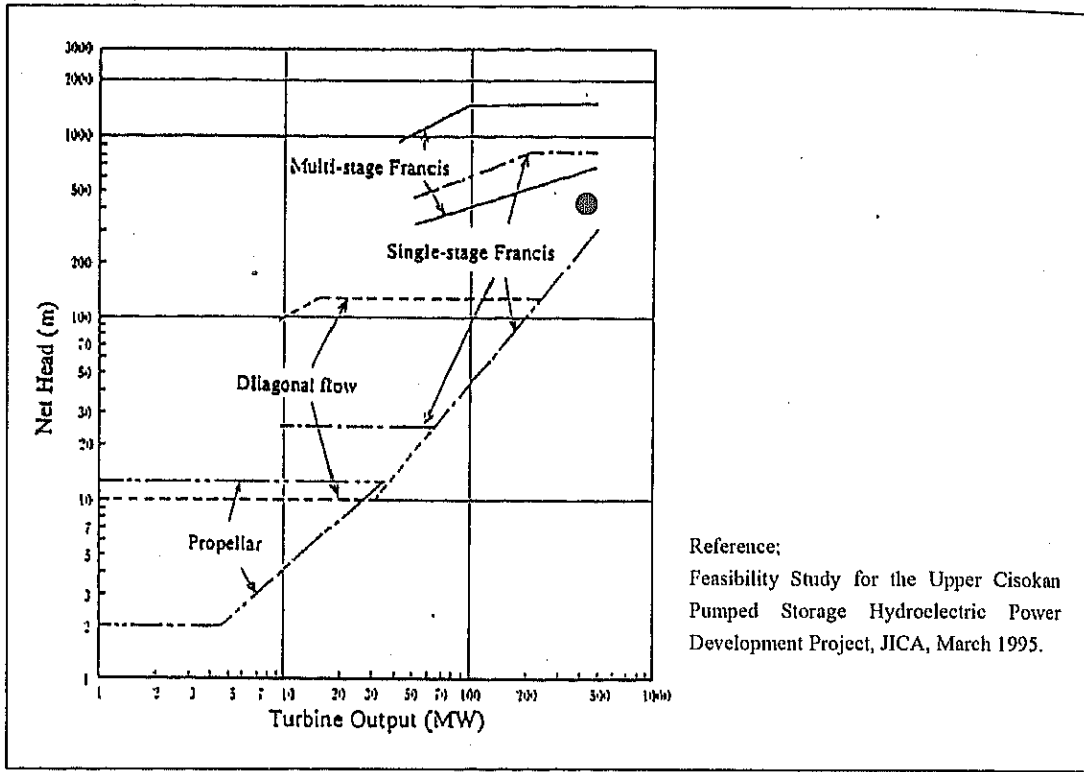
(d) Çıkış

Çıkış pompalı hidro elektrik santrallerinde kullanda standart türdür, göletin kıyısına yerleştirilmiştir. Mevcut gölet önceden hazır olduğu için, çıkışın kurulumu beklenenden daha önce tamamlanabilir. Çıkış tasarımında ters akış baskındır ancak bu projede diğer taraf destekli olduğu için, şekil itibariyle ana su akış hızı 1m/s olarak sabitlenebilir. Tepe L.W.L. -0.5m ve yükseklik 1.5m olan anti vorteks koruması vardır.

(2) Güç Üretimi Cihazlarının Tasarımı (Elektrik Bölümü)

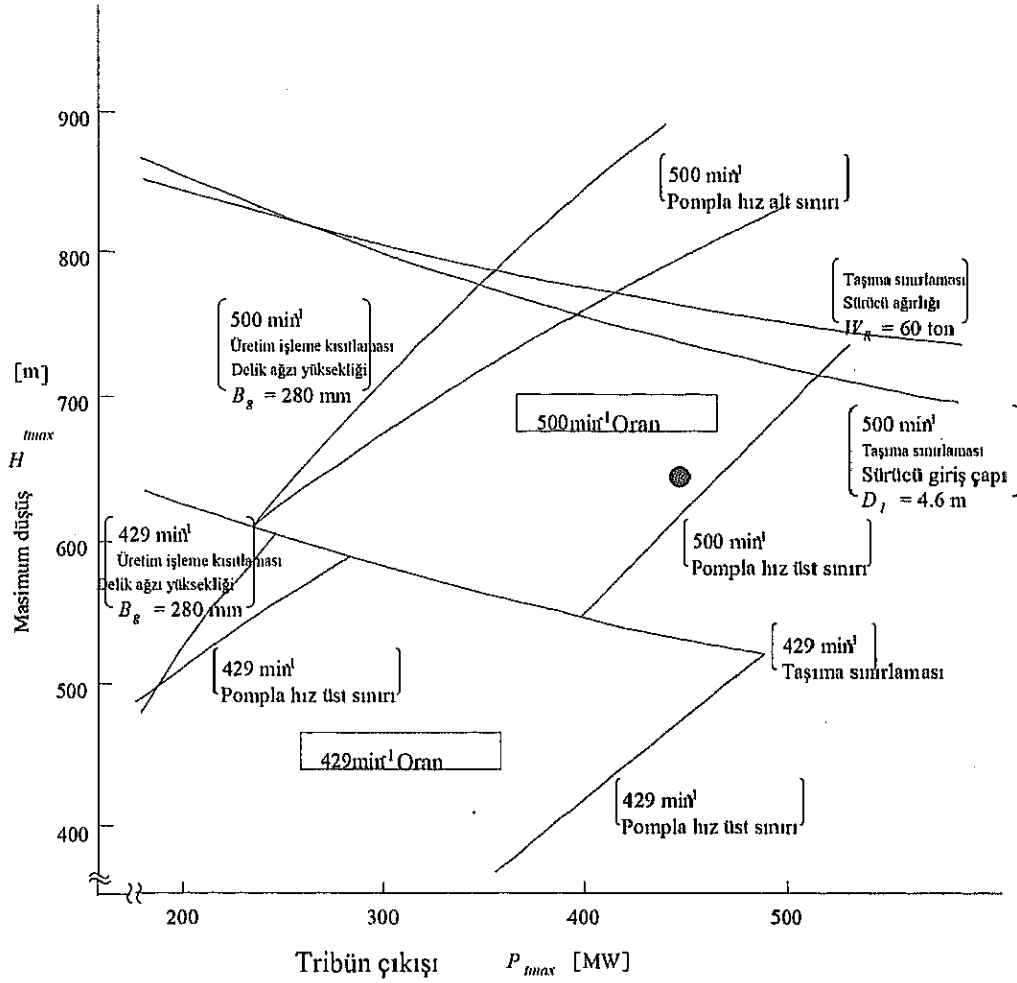
(a) Pompa Tribünü

Altınkaya noktasında optimal ölçekli üretim, efektif başlık yaklaşık 610m, tek hattan çıkış 450MW olduğunda sağlanabileceği için, tribün jeneratörün şekli Figür 7. 9'de ki gibi Francis Tipi tribün kullanılacaktır.



Figür 7.9 Pompa Tribünü Bölümleri Standart Performansı

Pompa Tribünü hızı Figür 7. 10'da gösterilmiştir, marjinal üretim buna göre belirlenecektir. Altınkaya noktasının ana motor hızı malzemenin boyutu sayesinde sağlanan ekonomik verimlilik de göz önünde bulundurulduğunda, 500min^{-1} olarak belirlenmiştir.



Figür 7.10 Pompa Tribününün Marjinal Üretim Şekli

Pompalı tribünün ana karakteristikleri hakkında, üst ve alt gölet suyu ve su başlındaki kayıp şartları, aşağıdaki hesaplamalara göre belirlenmiştir.

1) Çalışma Şartları

- i) Üst Regülasyon Göleti En Yüksek Su Seviyesi $UUWL$ [m]
- ii) Üst Regülasyon Göleti Normal Su Seviyesi $UNWL$ [m]
- iii) Üst Regülasyon Göleti En Düşük Su Seviyesi $ULWL$ [m]
- iv) Alt Regülasyon Göleti En Yüksek Su Seviyesi $LUWL$ [m]
- v) Alt Regülasyon Göleti Normal Su Seviyesi $LNWL$ [m]
- vi) Alt Regülasyon Göleti En Düşük Su Seviyesi $LLWL$ [m]
- vii)Başlık Kaybı H_L [m]

2) Statik Başlık

- i) Maksimum Statik Başlık $H_{stmax} = UUWL - LLWL$ [m]
- ii) Normal Statik Başlık $H_{stnorx} = UNWL - LNWL$ [m]
- iii) Minimum Statik Başlık $H_{stmi} = ULWL - LHWL$ [m]

3) Pompalı Tribün ve Generatör Motoru Giriş ve Çıkışı

i) Jeneratörün Oranlı Kapasitesi P_{gu}

$$P_{gu} = \frac{P_{gmax}}{P_{fg}} \cdot [\text{MVA}]$$

Burada,

 P_{gmax} : Jeneratörün Maksimum Çıkışı [MW] P_{fg} : Jeneratör Güç Faktörü 90 [%] (TEPCO örnekleri)ii) Tribün Maksimum Çıkışı P_{tmax}

$$P_{tmax} = \frac{P_{gmax}}{\eta_{gmax}} \quad [\text{MW}]$$

Burada,

 η_{gmax} : Jeneratör Etkinliği [%](500min⁻¹ Cihaz Performansına Göre Hesaplanmıştır)iii) Elektrik Motorunun Maksimum Çıkışı P_{mmax}

$$P_{mmax} = P_{gu} \times p_{fm} \times \eta_{mmax} \quad [\text{MW}]$$

Burada,

 p_{fm} : Motor Güç Faktörü 95 [%] (TEPCO örnekleri) η_{mmax} : Motor Etkinliği [%] (500min⁻¹ Cihaz Performansına Göre Hesaplanmıştır)iv) Pompanın Maksimum Şaft Girişi P_{pmax}

Pompanın maksimum şaft girişi, maksimum motor çıkışını 2,5%'dir.

$$P_{pmax} = P_{mmax} \times 0.975 \quad [\text{MW}]$$

v) Güç Kullanımının Akışı

Standart geçerli başlık H'_{mor} ve Yüksek hızlı tribün n_s değerinin beklenen değeri.

$$H'_{mor} = H_{stnor} - H_L \quad [\text{m}]$$

$$n_s = N \times \frac{P_{tmax}^{\frac{1}{2}}}{H'_{mor}^{\frac{5}{4}}}$$

Mevcut pompalı hidro elektrik santralleri $n_s - \eta_t$ karakteristiklerine bakıldığında H'_{mor} olduğunda tribün etkisi $\eta_t(H_{mor}, P_{tmax})$ kullanılır, standart başlıta ki kullanım akşının tahmini değeri Q'_{mor} olarak hesaplanmıştır.

$$Q'_{mor} = \frac{P_{tmax}}{9.8 \times H'_{mor} \times \eta_t(H_{mor}, P_{tmax})}$$

4) Pompa Tribünün Özellikleri

3) 'de hesaplanan pompalı tribün temel boyutları ve mevcut pompalı santral değerlerine göre, etkili başlık/toplam kaldırma, oran/kayıp, çıkış/giriş şaftı ve tribün etkinliği/pompla etkinliği hakkında maksimum, orta ve minimum değerler hesaplanmıştır.

5) Kireçlenme Faktörü σ , Emme Yüksekliği H_s

Boru hattında, basınç çıkış ağzının yakınlarda bir hayli azdır, bu basınç buhar basıncına yakın seviyededir ve kireçlenme meydana gelir. Kireçlenme olduğunda kural olarak, belirtilen etkili emiş gücü başlığı ($NPSH$) kullanılır.

$$NPSH = (-H_s + \frac{v_2^2}{2g} + H_a - A) - H_v$$

Burada,

H_s : Emme Yüksekliği [m]

A : Sürücü Belirli Konumu ve Su Değirmeni Belirli Konumunun dikey düşüşü [m]

v_2 : Emme Çıkış Borusu Kesit Ortalama Debisi [m/s]

H_a : Atmosfer Basıncı [m]

H_v : Kireçli Buhar Basıncı [m]

Formülün sağ tarafında () orta kısımda tribün çıkışının toplam basıncı gösterilmiştir. Bu yüzden, $NPSH$ ve tribün çıkış toplam basıncı kireçlenme basıncı H_v 'ye nasıl etki ettiği gösterilmiştir. Tanımlandığı şekilde her baş biriminin $NPSH$ 'i Thoman kireçlenme faktörü olarak adlandırılır.

$$\sigma = \frac{NPSH}{H} = \frac{(-H_s + \frac{v_2^2}{2g} + H_a - A) - H_v}{H}$$

Tribünlerin yerleştirilme konumları düşük emme yüksekliği olan H_s 'i azaltarak σ 'yu yükseltir, böylece H_v ile ilgili büyük aralık yüzünden kireçlenme oluşumu engellenebilir. Buna göre yüksekliğe karar verilirken, kireçlenmeyi engelleme ve inşaat masraflarını azaltma konularının gözönünde bulundurulması gerekir. Ayrıca pompalı tribün durumunda, üst asansördeki pompalama operasyonunda, kireçlenme oluşumu çok fazla olduğundan, emme yüksekliği çalışması pompalama operasyonu sırasında değerlendirilmelidir.

Bu çalışmada TEPCO'nun pompalı hidro elektrik santrali nspo— σ karakteristikleri sonuçlarından σ 'nu değeri 0.142 olarak belirlenmiştir, tasarımda belirlenen üst asansörün H_{pmax} 'ından emme yüksekliği -90m olarak hesaplanır.

Yukarıdaki çalışmada elde edilen pompalı tribünün önemli özellikleri ve boyutları Tablo 7. 9 ve Tablo 7. 10'da belirtilmiştir. Pompalı tribünün tasarımında son yıllarda yapılan araştırma ve geliştirmelerle etkisi artırılmıştır, Japonya'daki pompalı tribünlerin sonuçları da belirtilmiştir. Bu tribün pompaları üretimi yetmediği durumlarda genel pomplalı tribünden yüzde bir kaç puan daha fazla etkinlikle çalışacaktır. Bu pompalı tribünlerin uygulamaya girmesiyle, tüm tesisin daha kompakt daha ekonomik bir halde ilerlemesi mümkündür. Ayrıştırıcı devreye girdiğinde, sistem daha etkili olur ve operasyon mesafesi genişler (Daha fazla tavsiye için Bölüm 8.2'ye bakınız).

Tablo 7.9 Pompalı Tribün Pompa Tasarımı (Altinkaya PSPP)

Öge	Spesifikasyon - Oran	
Format	Dikey tek spiral te devre döngülü Francis Tipi Pompalı Tribün	
Maksimum Çıkış[MW]	1,800	
Adet	4	
Tek Düzey Çıkışı[MW]	450	
Rotasyon Hızı [min^{-1}]	500 \pm 20	
Pompalı tribünün karakteristikleri	Tribün Karakteristikleri	Pompa Karakteristikleri
Etkili Baş/Topl. Kaldırma [m]		
Maksimum	640.4	687.5
Normal	611.0	—
Minimum	579.4	625.5
Oran/Kayıp [m^3/s]		
Maksimum Düşüş	81.9	55.2
Normal Düşüş	87.5	—
Minimum Düşüş	82.7	67.1
Giriş/Çıkış [MW]		
Maksimum Düşüş	464.2	417.8
Normal Düşüş	464.2	—
Minimum Düşüş	415.5	450.0
Tribün Etkisi/Pompa Etkisi [%]		
Maksimum Düşüş	90.3	89.0
Normal Düşüş	88.6	—
Minimum Düşüş	88.5	89.3
Genel Motor Etkisi [%]	97.1	97.4
Genel Etki [%]	86.0	87.0
Güç Faktörü [%]	90	95
Özel Hız Pompası	32.2	
Emme Yüksekliği H_s [m]	-90	
Yüksek Başlık (H_{pmax}/H_{tmin})	1.19	
Jeneratör Moto Kapasitesi [MVA]	525.0	

Tablo 7. 10 Pompa Tribününün Boyutları (Altınkaya PSPP)

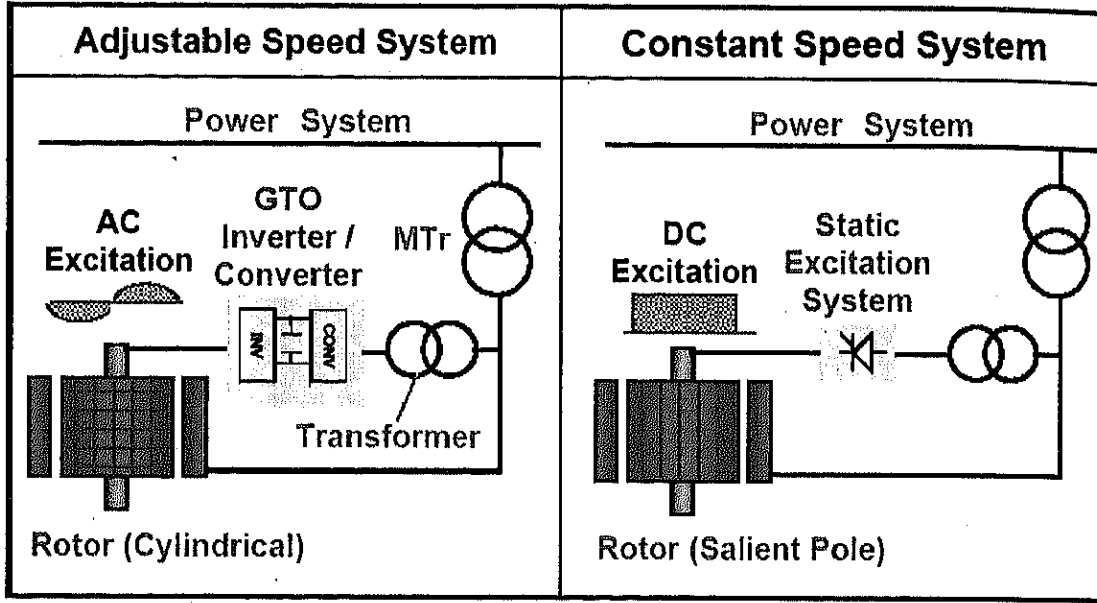
Öğeler	Boyutlar
Sürtücü Giriş Çapı D_1 [m]	4.4
Sürtücü Çıkış Çapı D_2 [m]	2.4
Sürtücü Giriş Yüksekliği B_g [m]	0.39
Kaplama Boyutları A [m]	5.8
Kaplama Boyutları B [m]	5.4
Kaplama Boyutları C [m]	5.1
Kaplama Boyutları D [m]	4.6
Göbek Boyu R [m]	4.6
Giriş Valfinin Çapı D_v [m]	2.4

(b) Jeneratör Motoru

Optimum üretim skalası değerlendirildiğinde jeneratör motorunun tasarımında çeşitli hızlarda pompalama sistemlerinden ilham alındığı görülür. Çeşitli hızlardaki pompalama sistemleri pompalama işlemi sırasında frekans ayar kapasitesine sahiptir ve işlem sırasında çıkan gücün etkisi istenildiği şekilde ayarlanabilir.

1) Çeşitli Pompalama Sistemlerinin Özellikleri

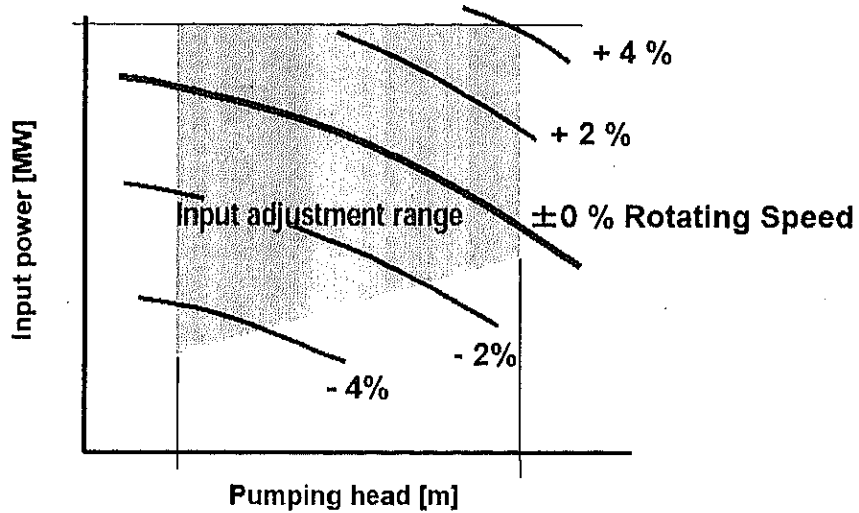
Bu sistemin özellikleri, su pompalamasında ve güç sürüşü sırasında çıkıntısız direk tipi (Silindirik) rotorun üç fazlı AC çıkış devresi frekansı ile çeşitlilik gösterir çıkıntı ve sürçme ayarlanır, rotor hızı kontrol ihtimali mevcuttur.



Figür 7.11 Çeşitli Hız sistemlerinin Diyagramı

Bu teknolojinin uygulanmasında aşağıdaki avantajlar vardır.

- ✓ Rotorun hızı ayarlanabilir (belirli aralık içinde) Rotasyon hızının 3 kademesiyle kıyaslandığında, giriş shaftı değişeceğinden, sonuç olarak motor girişi ayarlanabilir.



Figür 7.12 Pomplama İşlemi Sırasında Giriş Ayara Aralığı

- ✓ Düşüş ve akım şartlarına göre, optimum rotor dönüş hızının ayarına göre, daha etkili bir noktada güç üretimi mümkün olur. Özellikle, düşük yük ve operasyon sırasında azalan tribün vibrasyonu ve kireçlenme engellenebilir, çıkış ayar aralığı artırılabilir (minimum sürücü çıkışı azalır) bu yüzden, gündüz güç üretim operasyonu frekans ayar kapasitesi gelişir.

2) Generatör Motor Kapasitesine Karar Verme

Çeşitli hızlarda pomplama sistemlerinde, motor çıkış gücü (aktif güç) esastır ama bu sırada rotasyon hızına (kayma) göre durum ve rotor belirlenir, hızlı pomplama sistemindeki, generatör motorunun giriş ve çıkışı'dır (Aktif güç) ama bu esnada rotasyon hızı (kayma), hakkında durumu ve

rotor değerlendirilir. Ayrıca Pompalama işlemi sırasında hız artarsa zorlama yüzünden iç akış olan aktif gücün (Motor girişi) rotasyon hızı üç kat artar.

Bu şekilde rotasyon hızı (sapma) gereken kapasite durumu değişeceğinden, farklı hızlı pompalama sisteminin, hızı gözönüne alındığında, optimum hacim durumunu belirlemek gerekir. Bu tasarımda, pompalı hidro elektrik santralin sonuçlar orijinal senkronize hıza göre ± 4 değişen hızla çalıştığında tahmin edilen sonuçlara göre 525MVA kapasite vardır.

3) Alternatif Akım Hareketlendirme Sistemi

Rotorun üç fazlı çıkışını sağlayan düşük frekanslı üç fazlı akım hareketlendirme AC üreten sistem, AC gücünden DC'ye dönüştükten sonra dönüştürücüyle AC kaynağı doğrudan düşük frekanslı dönüştürücüye geçer. Çevirici, dönüştürücü tarafından herhangi bir güç faktörüne dönüştürülebilir, reaktif güç ölçümleri gereksiz olduğundan, basit konfigürasyonlar da mümkündür. Ayrıca, güç hatlarında meydana gelecek kazalarda güç aktarımı için tolerans mükemmeldir, AC çıkış sisteminde çevirici uygulaması tavsiye edilir.

(3) Çelik Yapıların (Boru Hattı, Hidrolik Çelik Borular, Geçitler) Tasarımı

(a) Basınç Çelik Boruları ve Kanal Hattı

Çelik boru basıncı ve boru döşemesinin kalınlığı, aşağıda gösterildiği gibi su basıncı etkisi formülüyle hesaplanır.

$$t_0 = \frac{P(D_0 + \varepsilon)}{2\sigma_a \eta} (1 - \lambda) + \varepsilon$$

Burada

- t_0 : Tasarım kalınlığı
- P : Tasarım basıncı
- D_0 : Tasarım İçeriği
- σ_a : Stress toleransı
- η : Kaynak etkinliği (=0.95)
- ε : Kalınlık payı (=1.5mm)
- λ : Kaya yük oranı (=30% : Sadece şaft bölümü)

(b) Geçit

Bu noktada, üst barajdaki su gecidi, geçit boşaltım tesisleri, boşaltım geçitleri, akış durdurma haberleşmesi ve giriş çıkış geçitleri, planlandığı gibi kurulacaktır. Geçit türleri akış yolu, radyal, boşaltım tesisleri jet sel geçidi ve diğer yana açılır geçitler olarak belirlenmiştir.

(4) Yol Yapımı Tasarımları

Projenin devamında yaklaşık 30km yeni yol yapılması gereklidir. Ayrıca mevcut 30km'lik yolun yenilenmesi gereklidir. Gelecekte, projenin spesifikasyonları ve süresi gözönünde blundurularak, yol yapım planlarının yapılması gerekiyor.

7.2.3 Tahmini Proje Maaliyetlerinin Hesaplanması

1/5,000 Topografik harita ve alan araştırmalarından elde edilen bilgiler baz alınarak tasarım planının gerçekleştirilmesi ile beraber, inşaat boyutu hesaplanarak, EIE'den alınan inşaat türlerine göre maaliyet birim fiyatlar kullanılarak, yaklaşık inşaat bedeli hesaplandı.

Sonuçlar Tablo 7. 11'de verilmiştir (Detaylar için ek 7-2-1'e bakın). Ayrıca aşağıda her yapının detaylı inşaat masraflarında verilmiştir.

Tablo 7. 11 Altınkaya PSPP Noktası İnşaat Maaliyetleri

Birimler	Maliyet (10 ⁶ USD)	Notlar
A. Hazırlık Çalışmaları	90.0	
B. İnşaat Çalışmaları	398.7	
Üst baraj ve rezervuar	46.9	
Bölme	2.3	
Baraj	44.6	
Alt rezervuar	40.4	
Su yolu	154.6	
Giriş	5.2	
Başlık	34.9	
Başlık deposu	6.4	
Bent kapağı	26.8	
Geçit haznesi ve şaftı	2.9	
Havza	5.2	
Atık su akanalı deposu	6.0	
Atık su kanalı	28.6	
Çıkış	4.9	
Çalışma giderleri	33.7	
Santral ve şalt alanı	88.9	
Santral	87.0	
Şalt alanı	1.8	
Ana tünel	53.0	
Araştırma ve testler	15.0	
C. Malzeme	409.9	
Hidro mekanik işler	84.3	
Elektro mekanik işler	310.0	
Bina ilişkileri	15.5	Eletkro-mek*0.05
D. Mühendislik çalışmaları	50.0	
E. Danışmanlık harcamaları	9.0	(A-C)*0.01
F. Alan boşaltma ve yer değiştirme	9.0	A*0.1
G. Tedbirler	96.7	(A-F)*0.1
H. Fiyat tedbiri	96.7	(A-F)*0.1
I. Gümrük	41.0	C*0.1
Toplam proje maaliyeti	1201	
Birim maaliyeti(USD/kW)	667	

(1) İnşaat Masrafları

(a) Hazırlık çalışmaları

Hazırlık çalışmaları, yol yapım çalışmalarıdır. Yol yağım çalışmaları için, 1/5,000 ölçekli topoğrafik haritalar ve alan araştırmaları yapılmıştır.

(b) İnşaat Mühendisliği

Mühendislik işler ile ilgili, her iş türü için ayrı maaliyet birim fiyatları hakkında belirleyici makam olan EIE'den alınan birim fiyatlara, Japonya'nın deneyimleri baz alınarak bir kısım düzeltmeler ve eklemeler uygulanmıştır.

İnşaatın boyutu, 1/5,000 ölçekli haritalar ve alan araştırmalarından elde edilen bilgilerle hazırlanan tasarıma göre, her ana yapının kazısı (kum, kaya, tünel), beton, borular ve benzeri birimlerin maaliyetleri hesaplanmıştır. Ayrıca, diğer inşaat masraflarında gözönünde bulundurularak, hafif inşaat masrafları %10, tünel (Yeraltı) inşaatları %15 olur, tünel (Yer altı) inşaatları da dahil olmak üzere jeolojik belirsizlikler gözönüne alınırsa %30 olur.

Tasarım için gerekli araştırma ve test maaliyetleri, 15 milyon dolardır buna inşaat mühendisliği için gerekli olanlar da dahildir.

(c) Çelik Yapılar

Çelik basınç boruları ve geçitlerin maaliyetleri, diğer ülkelerdeki performanslara göre belirlenmiştir. Ayrıca, montaj maaliyetleri de gözönüne alındığında, toplam maaliyet %15 olur.

(d) Elektronik ve İnşaat Aletleri

Yukarıda da belirtildiği gibi tribün jeneratörü formatı, Japonya'daki pomplı hidro elektrik santrallerindeki tecrübelere dayanarak, Francis tipi tek kademeli olarak belirlenmiştir. Tahminler, güç üretim cihazlarının güç üretim malzemeleri, yerel taşıma maaliyetleri, lojistik masrafları, montaj maaliyetleri göz önüne alınarak yapılmıştır.

(2) Mühendislik Hizmetleri

Detaylı tasarımlar, müteahhitlik, üretim, kalite ve inşaat yönetimi için gerekli mühendislik hizmetlerinin maaliyeti yaklaşık 50 milyon dolardır.

(3) Yönetici Maaliyetleri

Projenin alıcısı tarafından belirlenen genel yönetici maaliyetleri aşağıda gösterilen inşaat maaliyetlerinin %1.0'i dir.

(4) Toprak Tazminatı

Santral inşaatında, toprak tazminatı, hazırlık inşaatların maaliyetinin %10'udur.

(5) Gümrük Vergisi

Önceden de belirtildiği gibi, elektronik malzemeler ve çelik ithal edilektedir, ithal ürünlerin gümrük maliyeti inşaat masraflarının %10'dur.

(6) Rezerv Kaynak

Rezerv kaynak (1)~(4)'ün %10'udur.

(7) Enflasyon Maaliyeti

Enflasyon maaliyeti (1)~(4)'ün %10'udur.

7.2.4 Projenin Standart Gelişim Süreci

PSPP Projesinin, standart gelişim süreci Tablo 7. 13'deki gibidir.

Buna göre FS'nin başlangıcından, santralin devreye girmesine kadar standart 13 yıl gereklidir. Her yapı için gerekli süre aşağıda belirtilmiştir.

(1) Fizibilite Çalışması (FS)

Japonya'daki tecrübelerle dayanarak, jeolojik araştırmalar, 6 ay sürer, yer ve jeolojik araştırmalar ve diğer hidro meteorolojik araştırmalar ve buna bağlı teknik çalışmalar, tasarım, ekonomik ve finansal analizler yaklaşık 1 yıl sürer, toplam da yaklaşık 1,5 yıldır.

Paralel uygulanan Çevresel Araştırmalar, Alan Araştırması ve değerlendirmeleri kapsayarak yaklaşık 1,25 yıl oldu.

(2) Çevresel Etki Değerlendirmeleri (EIA)

Türkiye'de EIA işlemleri proje sahibi tarafından uygulanması talep edilmektedir.

FS Uygulamayıcısı ve proje sahibi aynı olması durumunda FS süreci içinde paralel yürütülmesi olanaklıdır fakat, Türkiye'nin gelişim olgularını dikkate alarak, farklı EIA işlem süreci düzenledik. Genelde, alan araştırması EIA raporunun hükümet onayı ve (Kamu Onayı) Public Acceptance sürecinde dahil yaklaşık 1,5 yıl gerekir fakat, yukarıda bahsedilen FS süreci içinde çevresel etki değerlendirmelerinden yararlanılabileceği için, EIA işlem sürecini 1 yıl yaptık.

(3) Finansal Planın Hazırlanması

Gelişim kaynaklarının uluslararası yardım örgütlerinden temin edilmesi, başvurudan kredi anlaşmasının yapılmasına kadar yaklaşık 1 yıl sürer.

(4) Danışman Seçimi

Danışman arama ve seçimi süresi yaklaşık 6 aydır.

(5) Detaylı Tasarım ve Önemli İnşaat Döktümanlarının Hazırlanması

JICA Raporlarına göre, detaylı tasarımlar ve önemli inşaat döktümanlarının (mühendislik hizmetleri) hazırlanması yaklaşık 6 ay sürer.

(6) Sözleşmelilerin Seçimi

Halka ilişkiler, inşaat işleri, elektronik ve inşaat mazemelerinin kullanımı için sözleşmeli personelin aranması ve seçimi, JICA Raporuna göre yaklaşık 1 yıl sürer.

(7) İnşaat İşleri

Hazırlık çalışmaları da (1 yıl) dahil olmak üzere, tüm inşaat, Japonyada yapılan hesaplara göre, yaklaşık 7 yıl sürer.

Yukarıdaki verilere göre, bu çalışma, 2011 yılı başından FS için danıöman seçimine başlarasa ilk birim 2024 yılında tamalanır.

Tablo 7. 12 Standart Geliştirme Süreç Planı (Altınkaya PSPP)

	1st Year				2nd				3rd				4th				5th				6th				7th				8th				12th				13th							
	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4				
Feasibility Study	■				■																																							
Geological Investigation	■																																											
Geological Evaluation & Basic Design					■																																							
Environmental Investigation	■				■																																							
Environmental Impact Assessment									■																																			
Development Organization & Funding Plan									■																																			
Selection of Consultant													■																															
Detailed Design & Bidding Documents													■																															
Bid Tender for Construction Work																	■																											
Construction																					■																							
Preparatory Works																					■																							
Civil Structure																									■																			
Electro Mechanical Equipment																													■															
Transmission Line																																	■											

7.3 Gökçekaya PSPP Noktasının Kosept Tasarımı

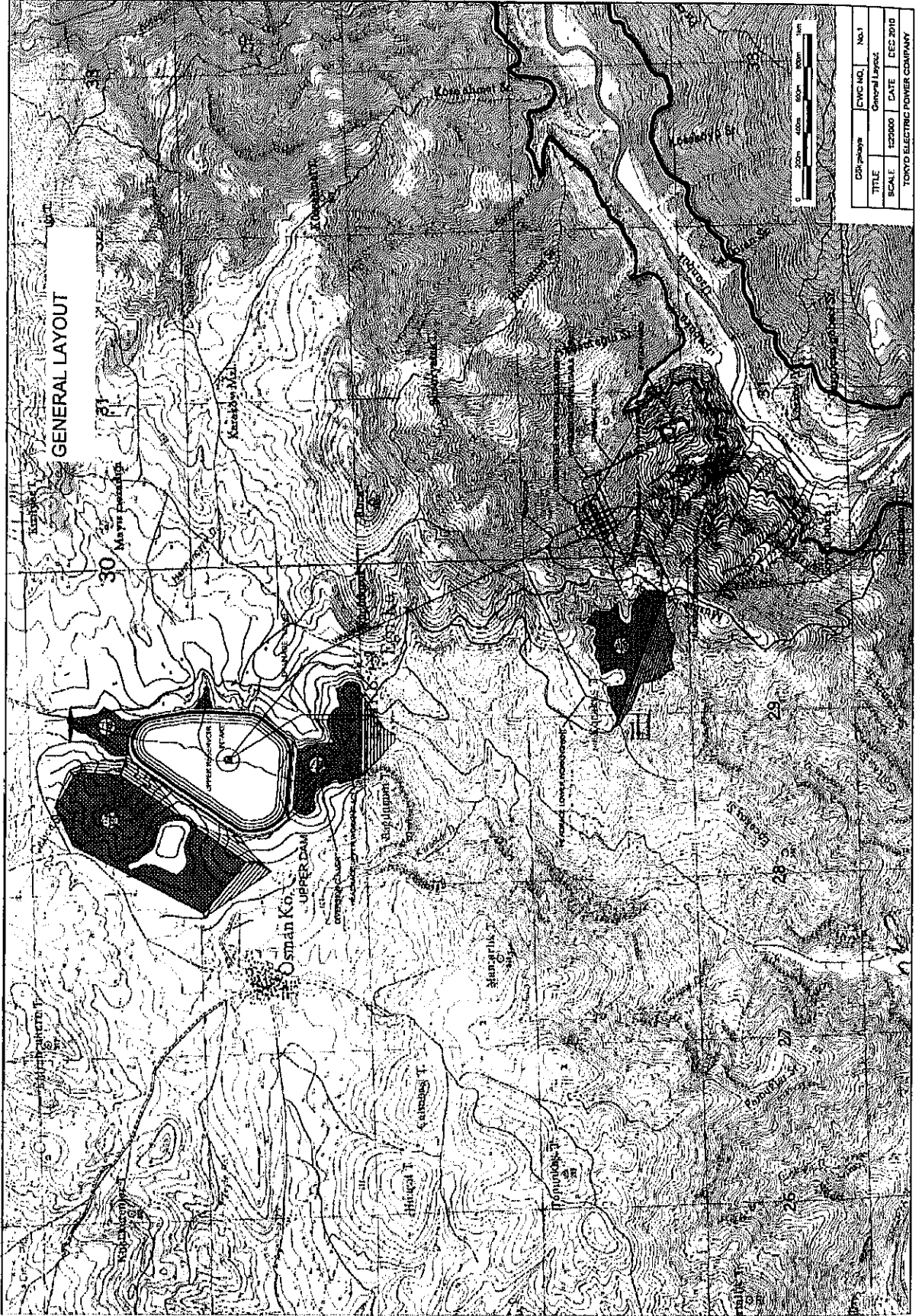
Gökçekaya PSPP noktası hakkında, konsept tasarımı sonucu elde edilen bulguların planlama boyutları Tablo 7. 13 'de, ayrıca plan ve profil Figür 7. 13 ve Figür 7. 14'da gösterilmiştir.(Detaylı veriler ek 7-3-1'de bulunabilir).

Konsept tasarımın detayları aşağıdaki gibidir.

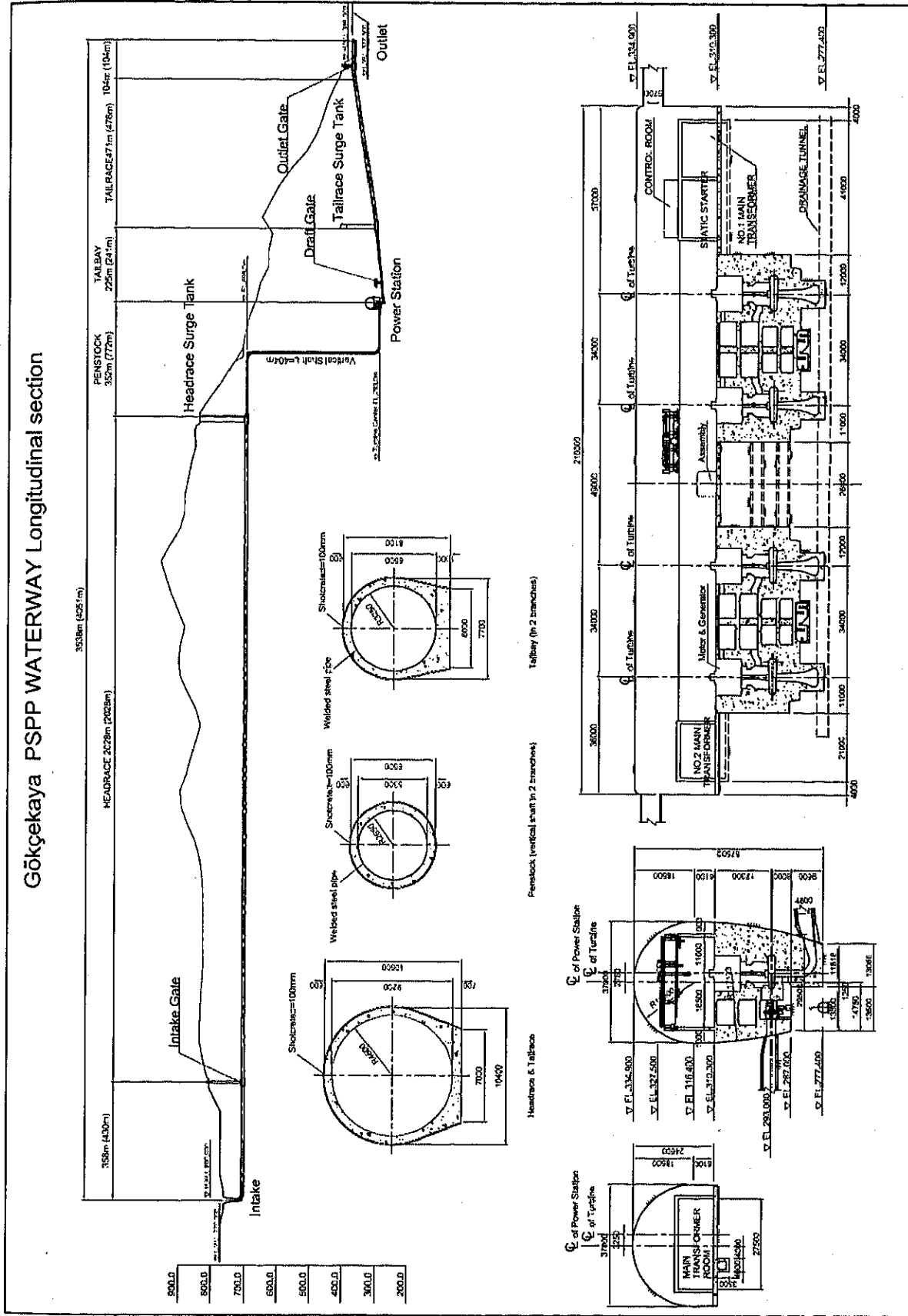
7.3.1 Güç Üretiminin Tasarımı

Güç üretimi planlaması, çeşitli pompalı hidro elektrik santrali tasarım şartlarına bağlı önemli bir konudur, yapının tasarımına göre, santralin boyutlarında değişeceğinden, optimal planlama yapılması ve uygulama esnasında planın geliştirilmesi gereklidir.

Konsept tasarım Tablo 7. 7'de gösterilen akımda, 1/5,000 ölçekli topoğrafik haritada yapılmıştır, Tablo 7. 13'de planlamanın boyutlarına karar verilmiştir.



Figür 7.13 Gökçekaya PSPP Genel Planı



Tablo 7.13 Gökçekaya PSPP Noktasının Boyutları

Description		Unit	Gökçekaya PSPP	
General	Installed Capacity	P	MW	1,400
	Designed Discharge	Qd	m ³ /s	428
	Effective Head	Hd	m	379,5
	Peak Duration Time		hrs	7
Upper Dam and Reservoir	Type			Full Face Pond (Asphalt)
	Height	H	m	35
	Crest Length	L	m	2700
	Dam (Bank) Volume	V	m ³	1,557,000
	Excavation Volume	Ve	m ³	10,310,000
	Reservoir Area	Ra	km ²	0,5
	Catchment Area	Ca	km ²	4,8
	H.W.L		m	800
	L.W.L		m	770
	Usable Water Depth		m	30
	Effective Reservoir Capacity		mil.m ³	10,8
Lower Dam and Reservoir	H.W.L		m	389
	L.W.L		m	377,5
	Usable Water Depth		m	11,5
	Effective Reservoir Capacity		mil.m ³	214
Waterway	Intake	L(m) x n	m	Bellmouth 34 x 1, Tunnel 396 x 1
	Headrace	L(m) x n	m	2,028 x 1
	Penstock	L(m) x n	m	662 x 2, 110 x 4
	Tailbay	L(m) x n	m	125 x 4, 116 x 2
	Tailrace	L(m) x n	m	476 x 1
	Tailrace	L(m) x n	m	Tunnel 53 x 1, Open 51 x 1
	Total Length	Lt	m	4,051
Powerhouse	Type			Egg-shape (Underground)
	Overburden		m	365,0
	Height		m	57,5
	Width		m	37,0
	Length		m	210,0
	Cavern Volume		m ³	266,000
Turbine	Type			Single-Stage Francis
	Number		unit	4
	Unit generating capacity		MW	350

7.3.2 Büyük Santral Yapılarının Tasarımı

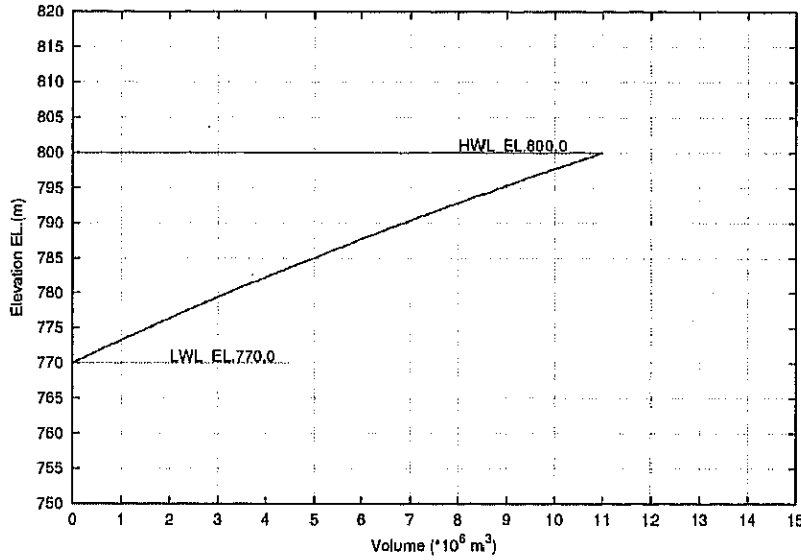
(1) Genel Yapılarının Tasarımı

(a) Üst Baraj ve Rezervuar

Üst göletin çevresi bir hayli düzdür, sert kaya zemini vardır akış yönünde genişleyen bir yapıdadır.

Üst barajın şekli yukarıda belirtilen toprak şeklinden dolayı kazıya uygundur. Ayrıca göletin etrafındaki kireç oluşumları yüzünden su yalıtımının tam olarak yapılabilmesi için, tüm yüzeyin asfaltlanması gerekir. Bölge nehirden uzak olduğu için yerleşim olmayan sağ kısımdaki göletin su döngüsü ve so yolları belirlenmiştir, yapı tamamlandıca su miktarı 76m³/s'ye kadar güvenli bir biçimde taşınması planlanmaktadır.

Gölet kapasitesi 10.8×10⁶m³'tür, H.W.L. 800M, derinliği 30m olarak tasarlanmıştır. Baraj ve benk kapağı yapımında büyük miktarda toprak kazılacak, göletin sağ kıyısı ve nehrin aşağı kısmı bu toprakla desteklenebilir. Üst göletin kapasite eğrisi aşağıdaki gibidir.



Figür 7.15 Üst Gölet Su Kapasitesi Kapasite Eğrisi

(b) Giriş

Giriş göletinde kazı yapılacağı için buradaki su etkinliği artacaktır, göletin tabanı oluşturulmuştur. Bu yüzden girişi formatı beton yapıda çan şeklinde oluşturulmuştur. Tünelin yapısı sızıntıyı engellemek için giriş geçidine kadar 400m'lik çelik burlarla ve bent kapağıyla bağlıdır.

Tasarım Japonya'daki geçmiş tecürebeler gözönünde bulubdurularak, perdeleme toplam akış oranı 0.5m/s'den daha az, çan ağzından çıkış oranı 0.7m/s'den az olacak şekilde tasarlanmıştır. Girişte yükseliş L.W.L-0.5m olarak belirlenmiş, yükseklik 8.5m olduğundan girişin çevresindeki gölet tabanındaki eğim kurunmuştur.

(c) Su ve Yeraltı Güç İstasyonu

Genel olarak, ana kanal yapısı ve jeolojik şartlara göre, giriş ve çıkışa en yakın yolu bağlamak en ekonomiktir ancak, üst göletin güney doğusunda yerleşim birimleri olduğundan burası kullanılmayacağından su yolunun değiştirilmesi gerekmiştir. Buradan, girişten 30D'den fazla mesafede yerleştirilen R-300mdönüşleri vardır. Ayrıca basınç tünelinin dairesel yapısı da su basıncını azaltır.

1) Boru

Boru beton yapılarla desteklenmiştir. Maksimum akış oranı Japonya'da elde edilen sonuçlarda 6.5m/s'çıkmiştir, iç çap 9.2m'dir.

- Boru tünelinin uzunluğu yaklaşık 2,000m'de matkaplama bölgesi 10.6m'de at nalı şeklindedir.
- Tünelleme işleminin ardından beton destekler eklenecektir.
- Kazı sırasında meydana gelecek göçüklerin geçirgenliği ve dejenerasyonunu engellemek için beton desteklerin etkili olması beklenmektedir.

2) Boru Su Tankı

Boru tankı, boru ve demir boru başlantılarının birleşmesinden oluşur, yüzeyin kıyı kesiminde su hazasının tepesine yerleştirilecektir. Üst seviye üst gölette H.W.L. +40m'dir, hesaplamalara göre tankın çapı 17m, çıkış çapı 5.0m'dir. Ayrıca, su akışı, boru su tankından bölüm2'ye gönderilir.

3) Boru Hattı

Cebri boru boru su tankından toprak örtüsü 50m den daha az olmayan üst bent kısmına kadar su seviyesi, buradan itibaren şaft olup, alt bent kısmına (türbin merkez yükseltisi) kadar planlanır. Alt basamak su seviyesi kısmında 2 ile 4 kola ayrılıp, bağlantı kısmı konularak, giriş valfına bağlanır. Ayrıca, şaft altına enerji üretim santrali ve alt rezervuar ile arasını geniş tutmak amacıyla.

10.0m/s, bağlantı olan borularda 20.0m/s olarak hesaplanmıştır. İnşaat sırasında kazıdan sonra, boru hattı ve kayalar yerleştirilip aralar beton ile doldurulacaktır.

İlgili bilgiler, aşağıdaki gibidir.

- Bölüm 2'deki tünelin uzunluğu yaklaşık 660m'dir , yatay kısmın matkap bölümünün yüksekliği 6.7m'dir, at nalı şeklindedir. Borunun iç çapı 5.3m'dir.
- Bölüm 4'teki tünelin uzunluğu 85m'dir, matkap bölümünün yüksekliği 5.4m'dir, at nalı şeklindedir. İç çapı 3.7m'dir.
- Eklerin uzunluğu 25m'dir, matkap bölümünün uzunluğu 4.4m'dir, at nalı şeklindedir. İç çapı 2.7m'dir.

4) Yeraltı Güç İstasyonu

Prensip, yeraltı güç istasyonunun mağara yeri ve yönü, tünel araştırmasının jeolojik şartlarının detaylı incelemesi sonucu belirlenir, ancak bu çalışmada uzatılan kanal kısa olduğundan ve yüzeye aşırı yük bindiğinden performansın 500m'ye kadar ulaştığı durumlarda mağara noktası seçilmiştir.

Mağara şekli olarak Japonya'daki tecrübelerle dayanakra, dış bölgede yer alan bir dağ oyuğunda sabit mekanik olarak üstün yumurta şekli seçilmiştir. Mağara boyutu olarak, tecrübelerle ve geçmiş projelere dayanarak gerekli elektronik cihazlar mullanılarak gerekli şartlar belirlenmiştir. Boyutlar aşağıdaki gibidir.

Genişlik	:	37.0 m
Yükseklik	:	57.5 m
Uzunluk	:	210.0 m
Hacim	:	266,000 m ³

Ayrıca, yeraltı güç istasyonu için gerekli, tünel dayanıklılığı için kullanılan madencilik malzemeleri (2,560m), kablolar(960m'de, şaft 30°'dir) ve hat (970m) vs. gibi uygulamalarda 1/5,000 ölçekli topoğrafik harita kullanılmıştır.

5) Sulama Havzası

Sulama havzası boşaltma kanalından su deposu yoluna kadar olup, boşaltma geçidi üst kısım taşıyıcı ekipman odası girişi yan tarafına boşaltma geçidi taşma odası konulur. Ayrıca, boru hattı boşaltım havzası Bölüm 4'ten Bölüm 2'ye uzanır, tank ön kapağa bağlıdır.

- Bölüm 4'ün uzunluğu yaklaşık 130m'dir, yatay konum matkap noktası yüksekliği 6.3m'de at nalı şeklindedir. İç çapı 4.6m'dir.
- Bölüm 2'nin uzunluğu yaklaşık 120m'dir, matkap noktasının yüksekliği 8.2m'de atnalı

şeklindedir. İç çapı 6.5m'dir.

- Su basıncına dayanacak boru yerleştirilmiştir.

6) Su Deposu Hattı

Sı Deposu Hattının, sulama havzasında su yolu ve bağlantılarından oluşturulacaktır, yeraltında kurulacağı için su çıkış sistemi su bölmesi kombinasyonu eklenecektir Alt gölet dalgalanması L.W.L -40m'de, dalgalanma hesaplarına göre iç depo 10m, çıkış ise 5.5m'dir. Ayrıca su deposu hattı Bölüm 1 ile birleştirilecektir.

7) Sel Kanalı

Sel Kanalı beton yapılarla desteklenecektir. Maksimum debi Japonya'da yapılan deneylere göre 6.5m/s'dir, iç çapı 9.2m'dir.

- Su hattı tünelinin uzunluğu yaklaşık 480 m'dir, matkap noktası 10.6m'de atnalı şeklindedir.
- Tünelleme işleminin ardından yapı beton ile desteklenecektir.
- Kazı sırasında karşılaşılabilecek gevşek bölümlerin düzeltilmesi için önceden sıkıştırılmış beton kullanılması planlanmaktadır, danışman planında bu şekilde belirtilmiştir.

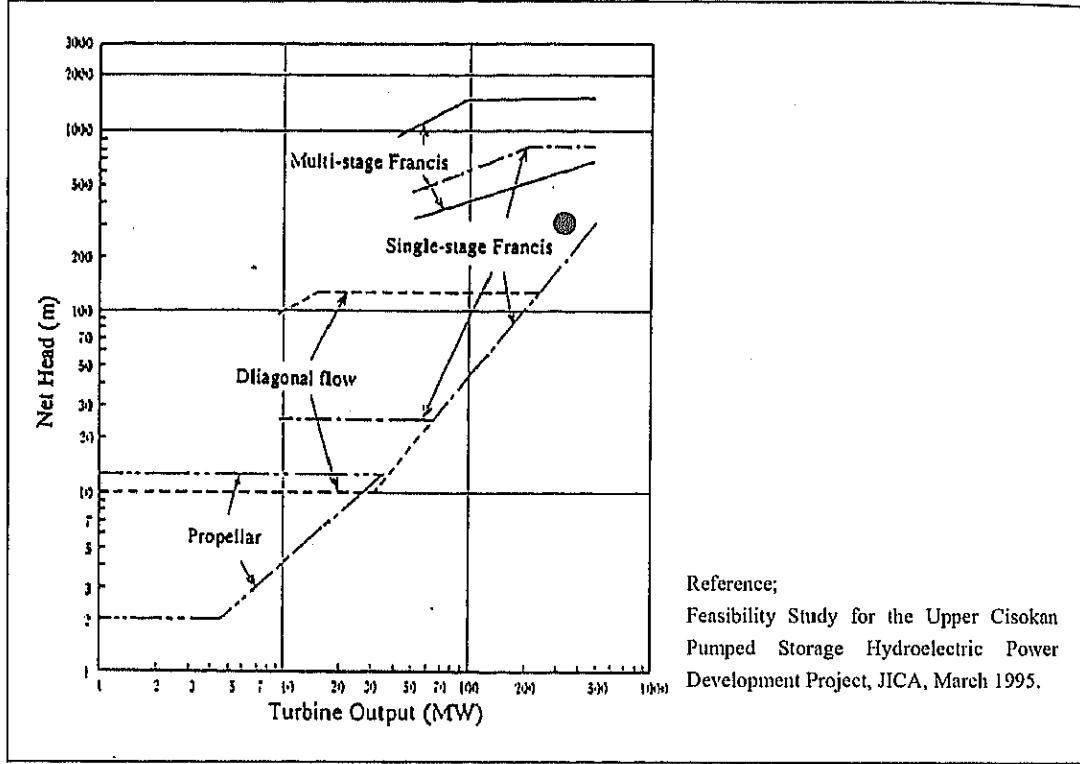
(d) Çıkış

Çıkış pompalı hidro elektrik santrallerinde kullanılan standart türdür, göletin kıyısına yerleştirilmiştir. Mevcut gölet önceden hazır olduğu için, çıkışın kurulumu beklenenden daha önce tamamlanabilir. Tepe L.W.L. -0.5m ve yükseklik 1.5m olan anti vorteks koruması vardır.

(2) Güç Üretimi Cihazlarının Tasarımı (Elektrik Bölümü)

(a) Pompa Tribünü

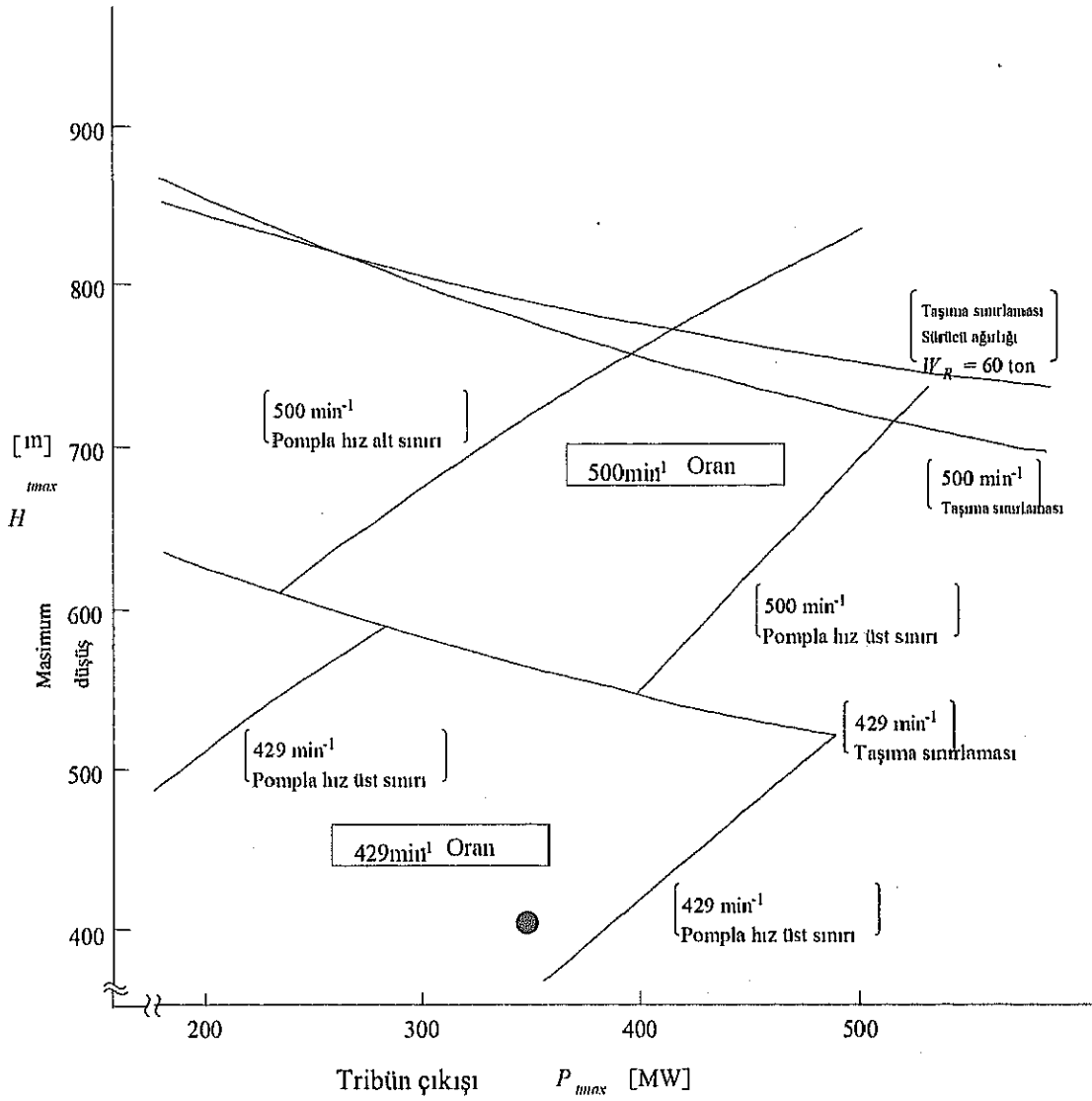
Gökçekaya PSPP noktasında optimal ölçekli üretim, efektif başlık yaklaşık 350m, tek hattan çıkış 350MW olduğunda sağlanabileceği için, tribün jeneratörün şekli Figür 7. 16'de ki gibi Francis Tipi tribün kullanılacaktır.



Figür 7. 16 Pompa Tribünü Bölümleri Standart Performansı

Pompa Tribünün hızı Figür 7. 17'de gösterilmiştir, marjinal üretim buna göre belirlenecektir. Altınkaya noktasının ana motor hızı malzemenin boyutu sayesinde sağlanan ekonomik verimlik de gözönünde bulundurulduğunda, 429min^{-1} olarak belirlenmiştir.

Pompalı tribünün tasarımında son yıllarda yapılan araştırma ve geliştirmelerle etkisi artırılmıştır, Japonya'daki pompalı tribünlerin sonuçları da belirtilmiştir. Bu tribün pompaları üretim yetmediği durumlarda genel pomplalı tribüden yüzde bir kaç puan daha fazla etkinlikle çalışacaktır. Bu pompalı tribünlerin uygulamaya girmesiyle, tüm tesisin daha kompakt daha ekonomik bir halde işlemesi mümkündür. Ayrıştırıcı devreye girdiğinde, sistem daha etkili olur ve operasyon mesafesi genişler (Daha fazla tavsiye için Bölüm 8.2'ye bakınız).



Figür 7.17 Pompa Tribününün Marjinal Üretim Şekli

Pompa tribününün ana karakteristikleri hakkında, üst ve alt gölet suyu ve su başlığındaki kayıp şartları Altinkaya noktasında olduğu gibi 7.2.2'de belirtilmiştir.

Altinkaya noktasında olduğu gibi elde edilen verilerle hesaplar yapılmıştır Gökçekaya Pompa tribününün ana spesifikasyonları ve boyutlar aşağıdaki gibidir.

Tablo 7.14 Pompalı Tribün Pompa Tasarımı(Gökçekaya Noktası)

Öge	Spesifikasyon - Oranı	
Format	Dikey tek spiral te devre döngülü Francis Tipi Pompalı Tribün	
Maksimum Çıkış[MW]	1,400	
Adet	4	
Tek Düzey Çıkışı[MW]	350	
Rotasyon Hızı [min^{-1}]	429 \pm 17	
Pompalı tribünün karakteristikleri	Tribün Karakteristikleri	Pompa Karakteristikleri
Etkili Baş/Topl. Kaldırma [m]		
Maksimum	396.6	439.7
Normal	379.5	—
Minimum	353.2	398.5
Oran/Kayıp [m^3/s]		
Maksimum Düşüş	100.3	71.2
Normal Düşüş	107.0	—
Minimum Düşüş	103.8	82.0
Giriş/Çıkış [MW]		
Maksimum Düşüş	357.5	336.7
Normal Düşüş	357.5	—
Minimum Düşüş	320.4	353.9
Tribün Etkisi/Pompa Etkisi [%]		
Maksimum Düşüş	91.7	91.1
Normal Düşüş	89.9	—
Minimum Düşüş	89.2	90.5
Genel Motor Etkisi [%]	97.9	98.3
Genel Etki [%]	88.0	89.0
Güç Faktörü [%]	90	95
Özel Hız Pomplası	43.5	
Emme Yüksekliği H_s [m]	-84.5	
Yüksek Başlık (H_{pmax}/H_{tmin})	1.24	
Jeneratör Motor Kapasitesi [MVA]	410.0	

Tablo 7.15 Pompa Tribününün Boyutları(Gökçekaya Noktası)

Öğeler	Boyutlar
Sürücü Giriş Çapı D_1 [m]	4.4
Sürücü Çıkış Çapı D_2 [m]	2.7
Sürücü Giriş Yüksekliği B_g [m]	0.50
Kaplama Boyutları A [m]	5.9
Kaplama Boyutları B [m]	5.4
Kaplama Boyutları C [m]	5.0
Kaplama Boyutları D [m]	4.5
Göbek Boyu R [m]	4.6
Giriş Valfinin Çapı D_v [m]	2.6

(b) Jeneratör Motoru

Altınkaya PSPP noktasıyla aynı şekilde, Gökçekaya PSPP noktası jeneratör motoru içinde, çeşitli hızlarda pompalama sistemi uygulanabilir. Bu sistemin iyi ve kötü yönlerini Altınkaya PSPP noktası başlığı altındaki jeneratör motoru detaylarında bulabilirsiniz.

(3) Çelik Yapıların (Boru Hattı, Hidrolik Çelik Borular, Geçitler) Tasarımı

(a) Basınç Çelik Boruları ve Kanal Hattı

Çelik boru basıncı ve boru döşemesinin kalınlığı, aşağıda gösterildiği gibi su basıncı etkisi formülüyle hesaplanır.

$$t_0 = \frac{P(D_0 + \varepsilon)}{2\sigma_a \eta} (1 - \lambda) + \varepsilon$$

Burada,

t_0 : Tasarım kalınlığı

P : Tasarım basıncı

D_0 : Tasarım İçeriği

σ_a : Stress toleransı

η : Kaynak etkinliği (=0.95)

ε : Kalınlık payı (=1.5mm)

λ : Kaya yük oranı (=30% : Sadece şaft bölümü)

(b) Geçit

Geçit olarak, giriş çıkış geçidi, deneme geçidi kurulmuştur. Geçit türü yana açılır geçit olarak belirlenmişti.

(4) Yol Yapımı Tasarımları

Projenin devamında yaklaşık 30km yeni yol yapılması gereklidir. Ayrıca mevcut 10km'lık yolun yenilenmesi gereklidir. Gelecekte, projenin spesifikasyonları ve süresi göz önünde bulundurularak, yol yapım planlarının yapılması gerekiyor.

7.3.3 Tahmini Proje Maaliyetlerinin Hesaplanması

1/5,000 ölçekli haritalar ve alan rezonansından elde edilen bilgilerle hazırlanan konsept tasarına göre, inşaat gereksinimleri hesaplanmıştır, bu sayede inşaat maaliyetlerine de ulaşılmıştır.

Sonuçlar Tablo 7. 16'de verilmiştir (Detaylar için ek 7-3-1'e bakın). Ayrıca aşağıda her yapının detaylı inşaat masraflarında verilmiştir.

Tablo 7. 16 Gökçekaya PSPP Noktası İnşaat Maaliyetleri

Birimler	Cost (10 ⁶ USD)	Remarks
A. Hazırlık Çalışmaları	25.0	
B. İnşaat Çalışmaları	418.0	
Üst baraj ve rezervuar	136.4	
Bölme	1.3	
Baraj	135.1	
Alt rezervuar	26.2	
Su yolu	125.3	
Giriş	11.1	
Başlık	32.9	
Başlık deposu	7.8	
Bent kapağı	15.4	
Geçit haznesi ve şaftı	2.8	
Havza	5.7	
Atık su akanalı deposu	3.8	
Atık su kanalı	7.9	
Çıkış	4.1	
Çalışma giderleri	33.7	
Santral ve şalt alanı	76.2	
Santral	74.2	
Şalt alanı	2.0	
Ana tünel	39.0	
Araltırma ve testler	15.0	
C. Malzeme	377.7	
Hidro mekanik işler	64.4	
Elektro mekanik işler	298.4	
Bina ilişkileri	14.9	Elektro-mek*0.05
D. Mühendislik çalışmaları	50.0	
E. Danışmanlık harcamaları	8.2	(A-C)*0.01
F. Alan boşaltma ve yer değiştirme	5.0	A*0.2
G. Tedbirler	88.4	(A-F)*0.1
H. Fiyat tedbiri	88.4	(A-F)*0.1
I. Gümrük	37.8	C*0.1
Toplam proje maaliyeti	1098	
Birim maaliyeti(USD/kW)	785	

(1) İnşaat Masrafları

(a) Hazırlık çalışmaları

Hazırlık çalışmaları, yol yapım çalışmalarıdır. Yol yağım çalışmaları için, 1/5,000 ölçekli topoğrafik haritalar ve alan araştırmaları yapılmıştır.

(b) İnşaat Mühendisliği

İnşaat mühendisliği de dahil olma üzere her türlü mühendislik gerektiren birim maliyetleri, ortak organizasyonlardan olan EİE'den elde edilen bilgilerle düzeltilmiştir.

İnşaatın boyutu, 1/5,000 ölçekli haritalar ve alan araştırmalarından elde edilen bilgilerle hazırlanan tasarıma göre, her ana yapının kazısı (kum, kaya, tünel), beton, borular ve benzeri birimlerin maliyetleri hesaplanmıştır. Ayrıca, diğer inşaat masraflarında gözönünde bulundurularak, hafif inşaat masrafları %10, tünel (Yeraltı) inşaatları %15 olur, tünel (Yer altı) inşaatları da dahil olmak üzere jeolojik belirsizlikler gözönüne alınırsa %15 olur.

Tasarım için gerekli araştırma ve test maliyetleri, 15 milyon dolardır buna inşaat mühendisliği için gerekli olanlar da dahildir.

(c) Çelik Yapılar

Çelik basınç boruları ve geçitlerin maliyetleri, diğer ülkelerdeki performanslara göre belirlenmiştir. Ayrıca, montaj maliyetleri de gözönüne alındığında, toplam maliyet %15 olur.

(d) Elektronik ve İnşaat Aletleri

Yukarıda da belirtildiği gibi tribün jeneratörü formatı, Japonya'daki pompalı hidro elektrik santrallerindeki tecrübelere dayanarak, Francis tipi tek kademeli olarak belirlenmiştir. Tahminler, güç üretim cihazlarının güç üretim malzemeleri, yerel taşıma maliyetleri, lojistik masrafları, montaj maliyetleri göz önüne alınarak yapılmıştır.

(2) Mühendislik Hizmetleri

Fizibilite çalışması, ayrıntılı planlar, yükleniciler ile kredi ve ekipmanların temini ile beraber inşaat yönetimi için mühendislik hizmet giderleri toplamı olarak, 50 milyon dolar hesaplanmıştır.

(3) Yönetici Maliyetleri

Projenin alıcısı tarafından belirlenen genel yönetici maliyetleri aşağıda gösterilen inşaat maliyetlerinin %1.0'i dir.

(4) Toprak Tazminatı

Santral inşaatında, toprak tazminatı, hazırlık inşaatların maliyetinin %20'sidir.

(5) Gümrük Vergisi

Önceden söylendiği gibi, elektronik ekipmanlar ve çelik yapılar ile ilgili, diğer ülkelerden ithal edileceği tahmin edildiğinden, ithal malzemelerin gümrük vergisi olarak, elektrik ile makina yapım masraflarının %10 hesaplanmıştır.

(6) Rezerv Kaynak

Rezerv kaynak (1)~(4)'ün %10'udur.

(7) Enflasyon Maliyeti

Enflasyon maliyeti (1)~(4)'ün %10'udur.

7.3.4 Projenin Standart Gelişim Süreci

PSPP Projesinin, standart gelişim süreci, Tablo 7. 17'deki gibidir.

Buna göre FS'in başlangıcından, santralin devreye girmesine kadar standart 12 yıl gereklidir. Her yapı için gerekli süre aşağıda belirtilmiştir.

(1) Fizibilite Çalışması (FS)

Japonya'daki tecrübelerle dayanarak, jeolojik araştırmalar, 6 ay sürer, yer ve jeolojik araştırmalar ve diğer hidro meteorolojik araştırmalar ve buna bağlı teknik çalışmalar, tasarım, ekonomik ve finansal analizler yaklaşık 1 yıl sürer, toplam da yaklaşık 1,5 yıldır.

Paralel uygulanan Çevresel Araştırmalar, Alan Araştırması ve değerlendirmeleri kapsayarak yaklaşık 1,25 yıl oldu.

(2) Çevresel Etki Değerlendirmeleri (EIA)

Türkiye'de EIA işlemleri proje sahibi tarafından uygulanması talep edilmektedir.

FS Uygulamayıcısı ve proje sahibi aynı olması durumunda FS süreci içinde paralel yürütülmesi olanaklıdır fakat, Türkiye'nin gelişim olgularını dikkate alarak, farklı EIA işlem süreci düzenledik. Genelde, alan araştırması EIA raporunun hükümet onayı ve (Kamu Onayı) Public Acceptance sürecinde dahil yaklaşık 1,5 yıl gerekir fakat, yukarıda bahsedilen FS süreci içinde çevresel etki değerlendirmelerinden yararlanılabileceği için, EIA işlem sürecini 1 yıl yaptık.

(3) Finansal Planın Hazırlanması

Gelişim kaynaklarının uluslararası yardım örgütlerinden temin edilmesi, başvurudan kredi anlaşmasının yapılmasına kadar yaklaşık 1 yıl sürer.

(4) Danışman Seçimi

Danışman arama ve seçimi süresi yaklaşık 6 aydır.

(5) Detaylı Tasarım ve Önemli İnşaat Dökümanlarının Hazırlanması

JICA Raporlarına göre, detaylı tasarımlar ve önemli inşaat dökümanlarının (mühendislik hizmetleri) hazırlanması yaklaşık 6 ay sürer.

(6) Sözleşmelilerin Seçimi

Halka ilişkiler, inşaat işleri, elektronik ve inşaat mazemelerinin kullanımı için sözleşmeli personelin aranması seçimi, JICA Raporuna göre yaklaşık 1 yıl sürer.

(7) İnşaat İşleri

Hazırlık çalışmalarında (1 yıl) dahil olmak üzere, tüm inşaat, Japonyada yapılan hesaplara göre, yaklaşık 6 yıl sürer.(Altınkaya PSPP ile kıyaslandığında, başlık daha küçük, boru hattı da çukur tipli olduğundan inşaat süresi 1 yıl kısaldı)

Yukarıdaki verilere göre, bu çalışma, 2011 yılı başından FS için danışman seçimine başlarasa ilk birim 2023 yılında tamamlanır.

Tablo 7. 17 Standart Gelişim Süreci (Gökçekaya PSPP)

	1st Year			2nd			3rd			4th			5th			6th			7th			8th			11th		12th						
	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3
Feasibility Study	[Bar chart showing activity from Q1 1st Year to Q4 8th Year]																																
Geological Investigation	[Bar chart showing activity from Q1 1st Year to Q4 2nd Year]																																
Geological Evaluation & Basic Design	[Bar chart showing activity from Q1 2nd Year to Q4 3rd Year]																																
Environmental Investigation	[Bar chart showing activity from Q1 2nd Year to Q4 3rd Year]																																
Environmental Impact Assessment	[Bar chart showing activity from Q1 3rd Year to Q4 4th Year]																																
Development Organization & Funding Plan	[Bar chart showing activity from Q1 3rd Year to Q4 4th Year]																																
Selection of Consultant	[Bar chart showing activity from Q1 4th Year to Q4 4th Year]																																
Detailed Design & Bidding Documents	[Bar chart showing activity from Q1 4th Year to Q4 5th Year]																																
Bld Tender for Construction Work	[Bar chart showing activity from Q1 6th Year to Q4 7th Year]																																
Construction	[Bar chart showing activity from Q1 7th Year to Q4 12th Year]																																
Preparatory Works	[Bar chart showing activity from Q1 7th Year to Q4 8th Year]																																
Civil Structure	[Bar chart showing activity from Q1 8th Year to Q4 12th Year]																																
Electro Mechanical Equipment	[Bar chart showing activity from Q1 8th Year to Q4 12th Year]																																
Transmission Line	[Bar chart showing activity from Q1 8th Year to Q4 12th Year]																																

7.4 Aktarım Tesislerinin Tahmini İnşaat Maaliyetlerinin Hesaplanması

Seçilen 2 nokta için, EIE'den alınan topoğrafik haritalar kullanılarak masa üstünde hat belirlenmiştir. Altunkaya noktası için topoğrafik haritalardan, uzun mezilli kule kurulum noktaları belirlendiğinden, ana araştırmaları yapılarak fizibilite hesapları yapılmıştır. Ayrıca masa üstü yol seçiminin zor olduğu hatlar için TEIAS tasarım kriterline göre ve TEPCO'nun tecrübelerine dayanarak tahmini inşaat maaliyetleri hesaplanmıştır.

7.4.1 TEIAS'ın Standart Aktarım Hattı Tasarımı

Seçilen pompalı hidro elektrik santrali inşaat alanları ve akım hatları için, TEIAS'ın (Türk Elektrik İşleri Anonim Şirketi) belirlediği kriterler uygulanmaktadır. TEIAS kriterleri aşağıdaki gibidir.

(1) Temel Tasarım Kriterleri

Temel tasarım kriterleri aşağıdaki gibidir.

(a) Dış Alan Isısı

- Maksimum Isı 45°C
- Minimum Isı -5°C

(b) Rüzgar Gücü

- Elektrik Hattı 68 kg/m²
- İzolasyon sekansı buzlanma olmadığında 90 kg/m², buzlanma olduğunda 30 kg/m²
- Direk 90 kg/m²

(c) Buzlanma

- Buzlanma Faktörü 0.2(Alan II)
- Buz Kütlesi 0.6g/cc

(2) Elektrik Hattı ve Aktarım Kablolarının Tasarımı

(a) Elektrik Kabloları ve Toprak Kabloları

Elektrik kablosu, 『Pheasant < ASTM Standart Uyumlu』 tipinin 3 fazlı çeşididir, havada bulunan toprak kabloları, EHSS galvanize çelik (Türkiye'de temin edilebilir) 96 mm² olarak belirlenmiştir.

Elektrik ve toprak kablolarının spesifikasyonları aşağıdaki gibidir.

Tablo 7. 18 Elektrik ve Toprak Kabloları Hakkında

Tablonun Hat Tipi(Tip)	Pheasant
Kablo konfigürasyonu	Al:54/3.899 mm St:19/2.339 mm
Standartları	ASTM B232
Alüminyumun kesit alanı	644.5 mm ²
Dış çap	35.1 mm
Ağırlık	2.433 kg/m
Minimum Gerginlik	19,800 kgf
Esneme Faktörü	7,952 kgf/mm ²
Lineer Esneme Değeri	19.59×10 ⁻⁶

Tablo 7. 19 Toprak Kablosu Karakteristikleri

Tablonun Hat Tipi(Tip)	EHSS galvanized steel
Alan	96 mm ²
Dış çap	—
Ağırlık	0.6 kg/m
Minimum Gerginlik	—
Esneme	—
Lineer Esneme Değeri	—

(b) Topraklama Kablosu Esnemesi ve Gerginliği

Sürekli gergin olan toprak kablosunun esneme değeri, üst toprak kablosundan elektrik kablosuna ters akım ve elektrik kablosuna düşen yıldırımları ölemek içinelektrik kablosunun esnekliği %80'dir.

(c) Standart Mesafe

Kuleler arasındaki standart mesafe 450m'dir.

(d) Yükseklik (Zemin Güvenliği) Hakkında

- a) Su üstünde : 8.5m
- b) Yol üstünde : 12m
- c) Orman üstünde : 8.0m
- d) Bina üstünde : 8.7m
- e) Tren yolu üstünde : 10.5m

(3) İzolatör Tasarımı**(a) Farklı Direklerin İzolasyon Stresi**

380kV'lık güç hattına uygulanan izolatörlerin gücü aşağıdaki gibidir.

- Destek Türü : 160 kN
- Direnç Türü : 210 kN

(b) Her Serideki İzolatör Sayısı

380kV'lık güç hattında, bulunan izolatör sayısı 20'dir.

7.4.2 Aktarım Hatlarının Tahmini Maaliyetlerinin Hesaplanması

TEIAS incelemelerinin sonuçlarına göre, 380kV'lık tek hattın her birim uzunluğu düz olarak 160,000 USD/km'dir. Ayrıca geçmişte, TEPCO'nun 2 hat maaliyeti 1 hattın iki katı olduğundan, buradan 160,000 USD/km'nin iki katı olan 320,000 USD/km elde edilmiştir. Bu düz inşaat maaliyetidir. Yapılacak hattın dağlardan geçeceği düşünülürse, TEPCO'nun dağlarda kurduğu hatların maaliyeti ve düz hatlar kıyaslandığında, 320,000 USD/km'nin 1.25 katı olan, 400,000 USD/km elde edilir, tahmini değer budur.

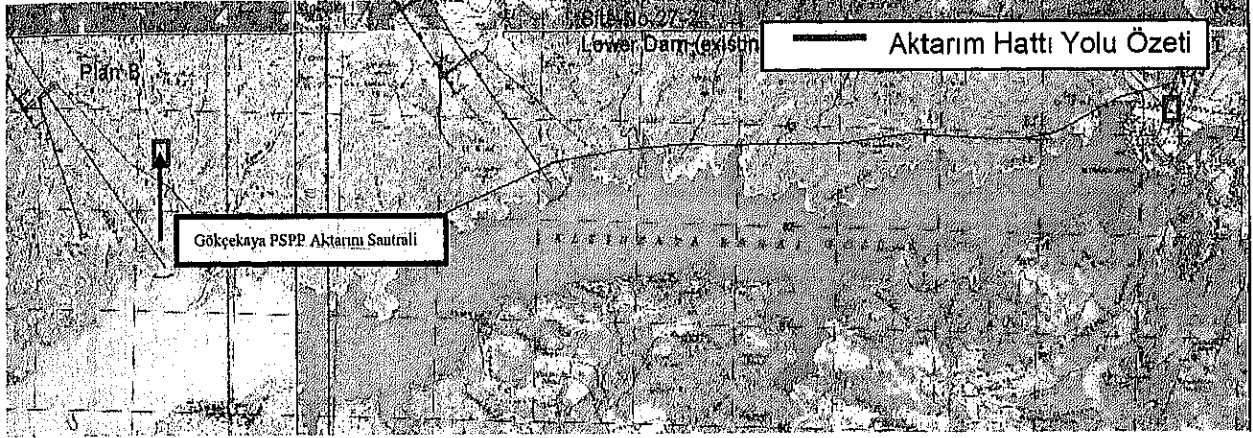
Pompalı hidro elektrik santralin, taşıma hattı inşaatı tahmini fiyatları aşağıdaki gibidir.

Tablo 7. 20 380kV 2 Hatlı Kablolu Aktarım Hattının İnşaat Malliyeti Tahmini

380kV 2Hatlı Aktarım Hattı	400,000 USD/km
----------------------------	----------------

7.4.3 Altinkaya PSPP Aktarım Hattı İnşaatı Tahmini Masrafları

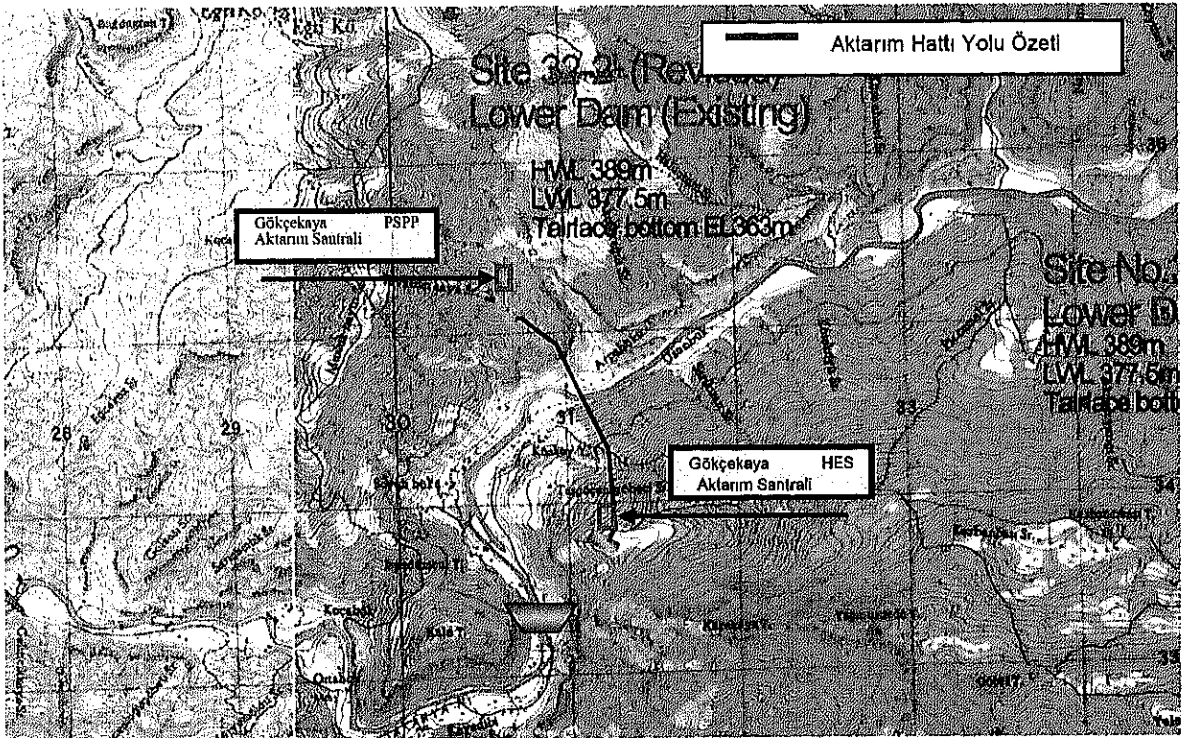
Altinkaya PSPP aktarım istasyonundan TEIAS aktarım hattına olan mesafede, Altinkaya HES'in akatarım hattına kadar olan yol aşağıdaki gibidir. Altinkaya PSPP için planlanan aktarım hattı inşaatının yaklaşık uzunluğu 11.1km olduğundan, tahmini maliyet $11.1\text{km} \times 0.4 \text{ milyon USD//km} = \underline{\underline{4.44 \text{ milyon USD}}}$ olur.



Figür 7.18 Altinkaya PSPP Aktarım Hattı Yolu

7.4.4 Gökçekaya PSPP Aktarım Hatları İnşaatı Tahmini Maaliyetleri

Gökçekaya PSPP için planlanan aktarım hattının uzunluğu 1,8km'dir ve tahmini inşaat maliyeti $1.8\text{km} \times 0.4 \text{ milyon USD/km} = \underline{\underline{0.72 \text{ milyon USD}}}$ olur



Figür 7.19 Gökçekaya PSPP Aktarım Hattı Yoluna Bakış

7.4.5 Pompalı Hidro Elektrik Santrali Kurulurken 380kV'lık Hatların Durumu

(1) Çalışma Methodları

Bu bölümde, önceki bölümlerde gösterilen TEIAS tarafında hazırlanmış 2015 yılı doruk güç ihtiyacı sistem analizi modeli baz alınarak, pompalı hidro elektrik santrallerin çalışma esnasında 380kV'lık hatlarda durumu kontrol edilip, pompalı hidro elektrik santrallerin çalışması esnasında gerekli 380 kV'lık hatların oranı öncelenecektir.

Yukarıda da belirtildiği gibi, TEIAS'dan elde edilen 2015 yılı doruk güç ihtiyacı analiz modelinde bulunan hidro elektrik santrallerin çıkışı en yüksek elektrik üretim kapasitesi %20~30 daha fazladır. Ayrıca yeni termik santrallerden olan IPP'lerin bir kısmı durdurulmuştur.

Bu sefer, TEIAS'dan elde edilen, hidro elektrik santrali ve yeni termik santral IPP'nin çıkışlarının maksimum değerleri karşılaştırılmıştır. Özellikle, yukarıda bulunan verilerin çıkışı kısıtlı olan Türkiye'nin Kuzey Doğu bölgelerinde, Doğuda bulunan dağlarda hidro elektrik santraller ve Karadeniz kıyılarında yeni IPP santralleriyle maksimum çıkış sağlanabilirse aktarım hatları da kurulabilir, sistem bunun üzerine kuruludur. Gerginliğin 15%'i çıkış sırasında tüketilir.

Ek olarak, seçilen iki pompalı hidro elektrik santrali noktasında(Altınkaya pompalı hidro elektrik santrali ve Gökçekaya pompalı hidro elektrik santrali)yeni aktarım hatlarının kullanılması göz önünde bulunudurulmaktadır, aktarım k yipları kıyaslanmıştır.

(2) 2015 Yılı Santral Güç Çıkışı Aktarım Sistemleri

TEIAS'tan elde edilen 2015 yılı doruk güç ihtiyacı sistem analizi modeline göre, tüm jeneratörler aynı anda maksimum güçte çalışırsa, ihtiyaçtan %30 daha fazla yük artışı olacağı için bu araştırmanın yapılması zordur. Bu yüzden çıkışı arttıracak jeneratörler Karadeniz kıyısı ve doğudaki dağlar olmak üzere 2 noktaya bölünmüştür, her bölgede güç üretimi artışı incelenmiştir.

Aşağıdaki 2 üretim şekli belirlenmiştir.

Model A: Karadeniz kıyısı güç üretimi artışı

Model B: Doğu dağları güç üretim artışı

Model A'da yeni maksimum çıkışlı santraller

- Altınkaya, Boyabat, Hasan uğurlu, Borcke, Deriner, Artvin hidro elektrik santralleri
- Amarsa, Çaylı TES, Sinop TES, Gerze Termik, yeni tür termik IPP santrali
- Yusuf eri, Gökçekaya hidro elektrik santralleri (Model A ve B'de ortakdır)
- Ere ntes, Çayrıhan termik IPP (Model A ve B'de ortakdır)

Model B'da yeni maksimum çıkışlı santraller

- Beyhanu, Pervari, Çetin, Keban, Bilecik, Karakaya, Atatürk ve Akdam hidro elektrik santralleri
- Yusuf eri, Gökçekaya hidro elektrik santralleri (Model A ve B'de ortakdır)
- Ere ntes, Çayrıhan termik IPP (Model A ve B'de ortakdır)

Ardından TEIAS'ın plan kriterlerine göre aşağıdaki şekilde belirlenen, TEIAS'tan temin edilen 2015 yılı doruk güç ihtiyacı analiz modeline göre, A ve B için üretimi beraberce destekleyecek aktarım hattı gelişimi incelenmiştir.

Belirlenen kriterler

- 380/154kV'lık dönüştürücü ve 154kV'lık sistem için sürekli aşırı yüklenmeyi önlemek için ek dönüştürücüler eklenmeli ya da hat erişimi arttırılmalıdır.

- 380kV'lık aktarım hatlarında, tek hat arızlandığında kalan tesislerin kapasitesini aşmaması için, sistematik gelişim gereklidir. Bir hat arızlandığında izin verilen 380 kV'lık aktarım hattı kapasitesi, TEIAS'dan elde edilen PSS/E verilerinde açıklanan aşağıdaki değerlerdir. Bu çalışmada yaz kapasitesine eş değerdeki Oran B kullanılmıştır.

Tablo 7. 21 TEIAS'dan Elde Edilen PSS/E Verilerinde Tarif Edilen Aktarım Hattı Kapasitesi

	3B, Pheasant	3B, Kardinal	2B, Kardinal
Oran A (MVA)	1921	1589	1057
Oran B (MVA)	1604	1334	889

* Oran A ve Oran B'nin her biri sıcaklık kapasitesi ve yaz kapasitesi %5 artış gösterir.

Analiz sonucuna göre, TEIAS'dan elde edilen Türkiye analiz verilerine göre, Model A ve B'nin güç üretimi ve 380/154kV'lık dönüştürücünün ve 154kV'lık sistemin bazen aşırı yükleniği durumlar olur, ayrıca bazı 380kV'lık aktarım hatlarında bir hat arızalandığında aşırı yüklenme olabilir. Bu yüzden, ara hatlar eklenerek aşırı yüklenme engellenir.

Bu yüzden kurulan hatlar "Temel Sistem" olur. Temel sistem bu kullanım şekliyle, pompalı hidro elektrik santrali çalışmadığında, A ve B üretim şeklinde, normal işlem sırasında ve 380kV'lık aktarım hattında, tek hat arızalandığında, aşırı yüklenme olmadan, A ve B jeneratörleri kullanılır.

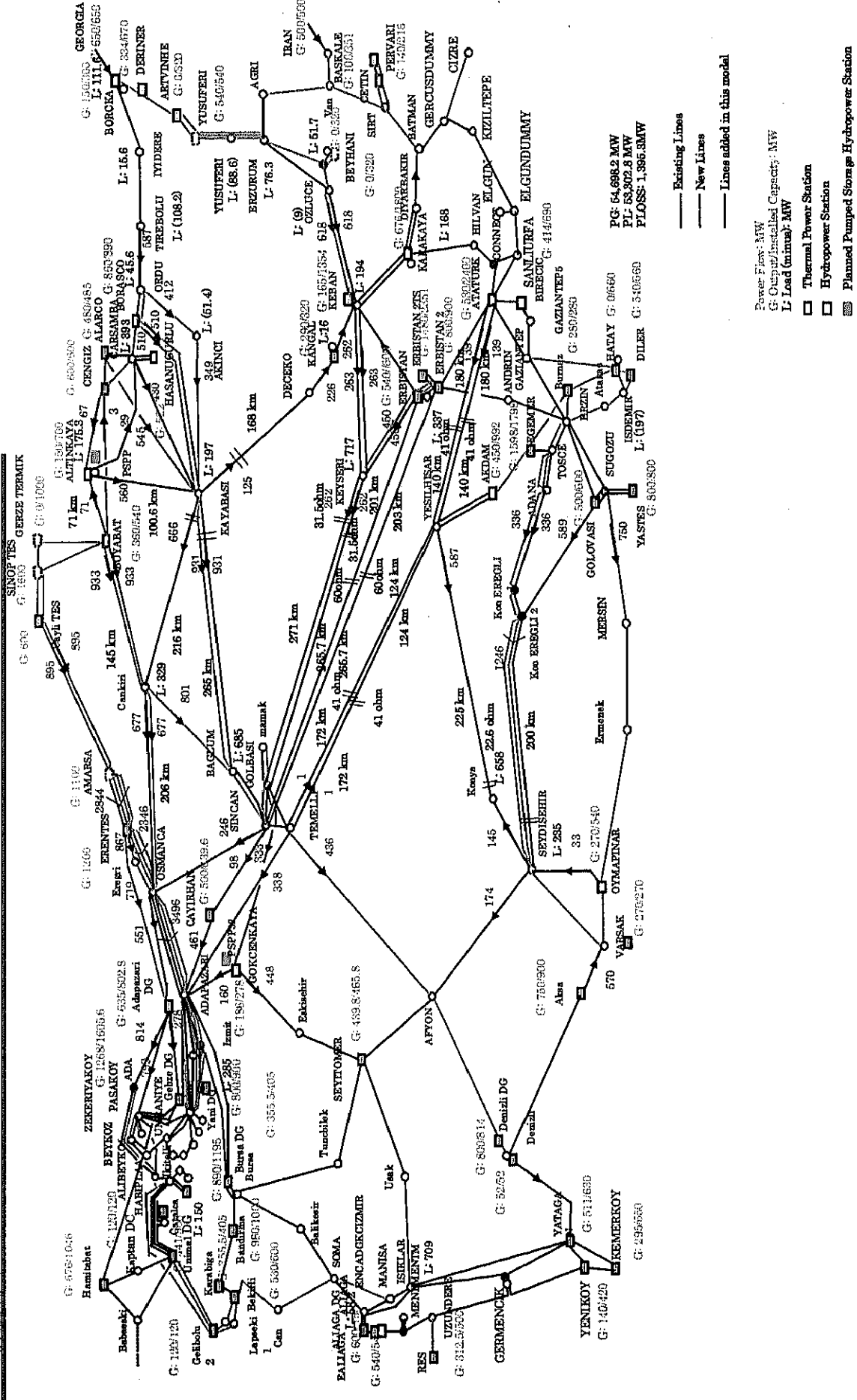
Temel sistem kaybı Tablo 7. 22'de gösterilmiştir. A ve B üretimlerinde aktarım kaybı çok farklı değildir.

Tablo 7. 22 Temel Sistemin Kayıp Oranı

	A: Karadeniz Bölgesindeki Güç Üretimi Arttığında	B: Doğu Dağlarında Güç Üretimi Arttığında
Üretim Kapasitesi	54,698.2 MW	54,697.2 MW
Yük	53,302.8 MW	53,302.8 MW
Aktarım Kaybı	1,395.3 MW	1,394.4 MW
Aktarım Kaybı Oranı	2.55%	2.55%

Ayrıca temel sistem mevcut tabloda her jeneratör için tek tek aşağıda gösterilmiştir. Figürde bu incelemenin hedef aldığı pompalı hidro elektrik santrallerinin konumu gösterilmiştir ama işlemleri yoktur.

Türkiye Cumhuriyeti Doruk Güç Optimizasyon Desteği Projesi



Figür 7.20 Temel Sistemdeki Güç Akımı Sonuçları (Jeneratör Model A)

(3) Pompalı Hidro Elektrik Santralin Çalışma Esnasında Gerekli Hatlar

Temel sistem bu amaçla pompalı hidro elektrik santrallere bağlanmıştır, önceki ayarlarda kriterlere uymak için gerekli 380kV'lık aktarım hatları kullanılmıştır.

(a) Altinkaya Noktası Pompalı Hidro Elektrik Santralinin Güç Üretimi İçin Gerekli Hatlar

Temel sistemde, Altinkaya pompalı hidro elektrik santralının çalışması için gerekli 380kV'lık aktarım hatları kullanılmıştır. Altinkaya noktası pompalı hidro elektrik santralinin 380kV'lık 2 hatlı aktarım hattıyla Altinkaya hidro elektrik santraline bağlanmasına karar verilmiştir.

Model A'da jeneratör olarak Altinkaya noktası pompalı hidro elektrik santraline güç verildiğinde, normal kullanımda 380kV'lık aktarım hatlarında aşırı yüklenme olmaz. Ancak, Altinkaya-Kayabaşı-Bağlum-Sincan ve Boyabat- Çankırı arasında 380kV'lık aktarım hatları kullanıldığında, hatlardan biri arızalanırsa aşırı yüklenme olur.

Model B'nin güç üretiminde, Altinkaya noktası pompalı hidro elektrik santrali çalıştığında, normal çalışmada ve 380kV'lık aktarım hattı kullanıldığında, tek hat arızalandığında aşırı yüklenme olmaz.

Bu yüzden, Altinkaya noktası pompalı hidro elektrik santrali çalıştığında, Model A üretimi için aşağıdaki hatlar kullanılır.

- Altinkaya noktası pompalı hidro elektrik santrali - Altinkaya 380kV 11.1 km 2 hatlı
- Altinkaya-Kayabaşı-Bağlum-Sincan 380kV 394 km 1 hatlı
- Çayırhan-Adapazarı 380 kV 136 km 1 tek hatlı

Yukarıdaki sistem artışı sonrasında, hafif yük olduğu zamanlarda, Altinkaya noktası pompalı hidro elektrik santrali pompa sürücüsü olduğunda, normal hizmet olduğunda ve hatlardan birinde arıza olduğunda aşırı yüklenme olur. Ayrıca uzun mesafelerde, mevcut akım arasında kaza olduğunda analiz sonuçlarında, yüzey stabilitesinde de problem olmayacağı düşünülmektedir.

(b) Gökçekaya Noktası Pompalı Hidro Elektrik Santralinin Güç Üretimi İçin Gerekli Hatlar

Önceki Temel sistemde, Gökçekaya pompalı hidro elektrik santralinin çalışması için gerekli 380kV'lık aktarım hatları kullanılmıştır. Gökçekaya noktası pompalı hidro elektrik santralinin 380kV'lık 2 hatlı aktarım hattıyla Gökçekaya hidro elektrik santraline bağlanmasına karar verilmiştir.

Model A'da jeneratör olarak Gökçekaya noktası pompalı hidro elektrik santraline güç verildiğinde, normal kullanımda 380kV'lık aktarım hatlarında aşırı yüklenme olmaz. Ancak, Gökçekaya- Eskişehir ve Gökçekaya- Adapazarı arasında 380kV'lık aktarım hatları kullanıldığında, hatlardan biri arızalanırsa aşırı yüklenme olur.

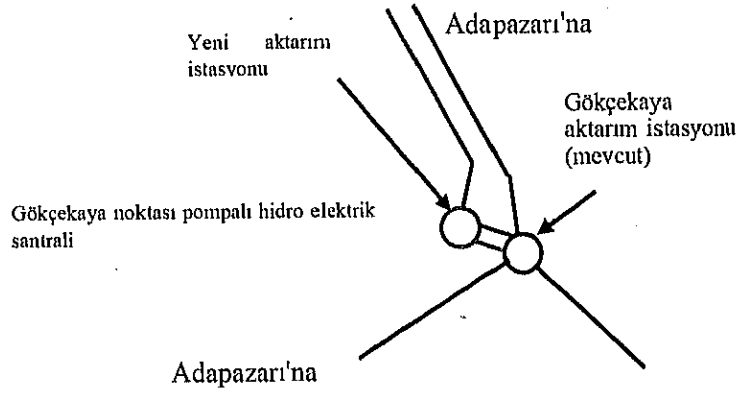
Model B'nin güç üretiminde, Gökçekaya noktası pompalı hidro elektrik santrali çalıştığında, normal çalışmada ve 380kV'lık aktarım hattı kullanıldığında, tek hat arızalandığında aşırı yüklenme olmaz. Ancak, Gökçekaya- Eskişehir ve Gökçekaya- Adapazarı arasında 380kV'lık aktarım hatlarında birinde arıza olursa, aşırı yüklenme olur.

Bu yüzden A ve B methodlarının üretiminde Gökçekaya noktası pompalı hidro elektrik santralinin çalışması için aşağıdaki aktarım hatları gereklidir.

- Gökçekaya noktası pompalı hidro elektrik santrali – Gökçekaya 380kV 1.8 km 2 hatlı
- Gökçekaya noktası pompalı hidro elektrik santrali (veya Gökçekaya hidro elektrik santrali)- Adapazarı 380 kV 100 km 1 hatlı

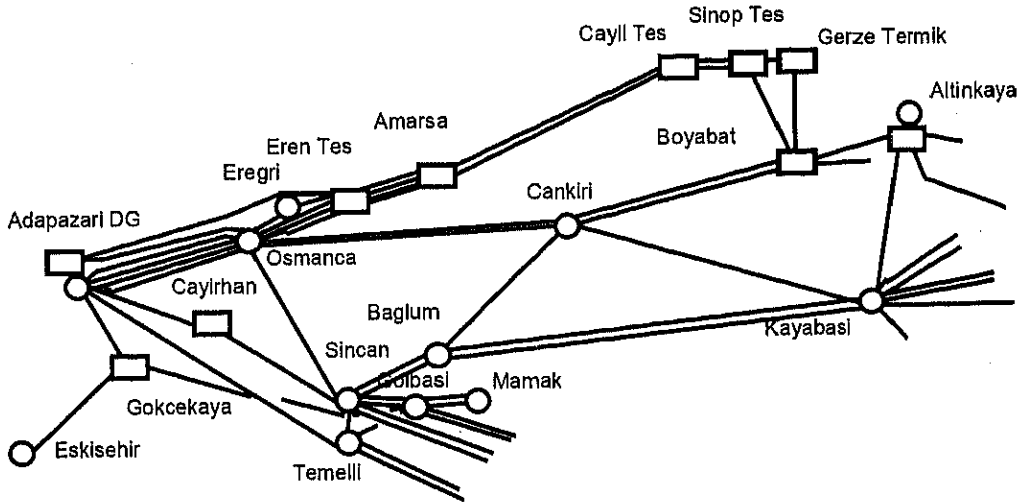
Yukarıdaki sistem artışı sonrasında, hafif yük olduğu zamanlarda, Gökçekaya noktası pompalı hidro elektrik santrali pompa sürücüsü olduğunda, normal hizmet olduğunda ve hatlardan birinde arıza olduğunda aşırı yüklenme olur. Ayrıca aşağıda belirtildiği gibi uzun mesafeli aralık arıza olduğunda analiz sonuçlarına göre, yüzey stabilitesinde problem olmayacağı düşünülmektedir.

Gökçekaya noktası pompalı hidro elektrik santrali aktarım hattının gerginliği aşağıdaki gibidir.

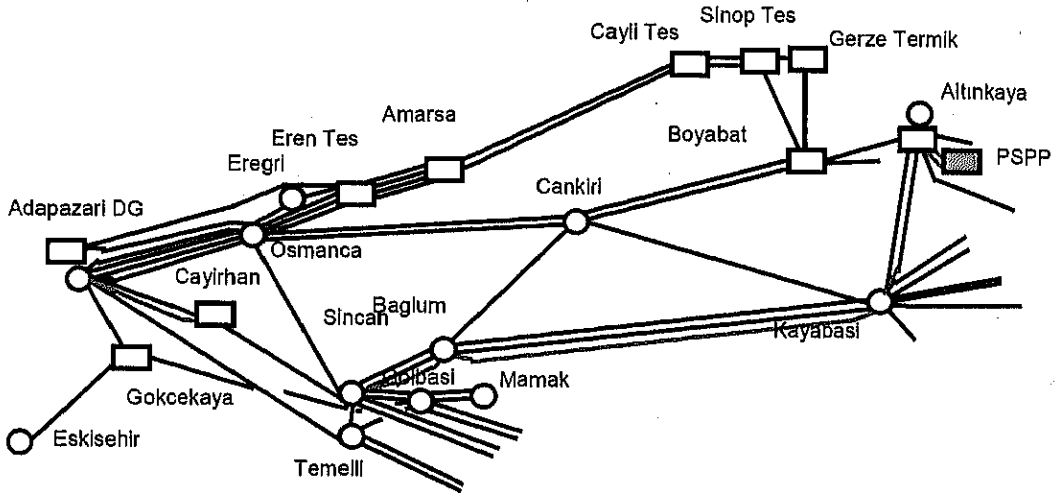


Figür 7. 22 Gökçekaya Noktası Pompalı Hidro Elektrik Santralinen Güç Çekişi

Figür 7. 23'de Altinkaya ve Gökçekaya çevresinin temel hatlarını göstermektedir. Figür 7. 24'de Altinkaya noktası pompalı hidro elektrik santralinin güç ürettiği durumlarda gerekli olan 380kV'lık aktarım hatları gösterilmiştir. Figür 7. 25'de Gökçekaya noktası pompalı hidro elektrik santralinin güç ürettiği durumlarda gerekli olan 380kV'lık aktarım hatları gösterilmiştir.

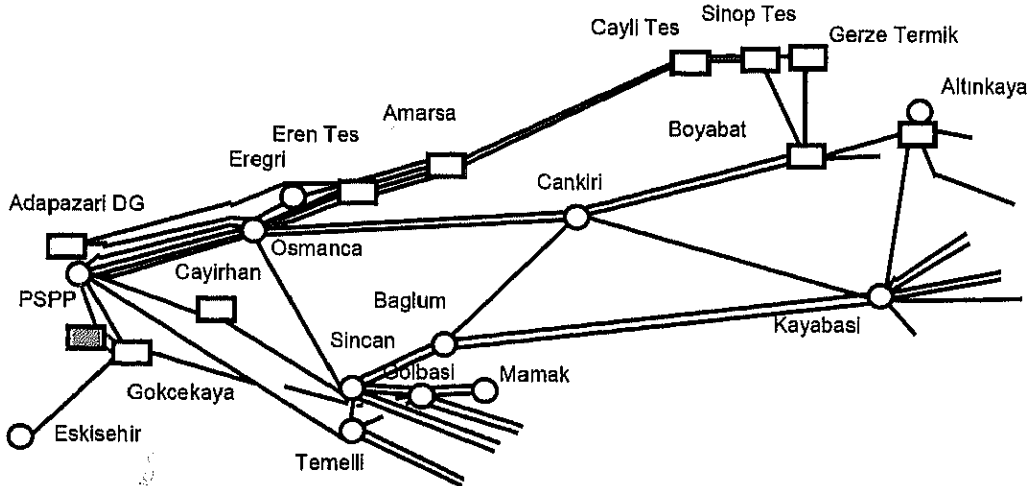


Figür 7. 23 Karadeniz Kıyısı ve Doğudaki Dağlarda Bulunan Jeneratörlerin 380kV'lık Aktarım Hatları (Temel Sistem)



Kırmızı Hat Sonradan Eklenen 380kV'lık Aktarım Hattını Göstermektedir.

Figür 7.24 Altinkaya Noktası Pompalı Hidro Elektrik Santralinin Güç Aktarımı İçin Gerekli 380kV'lık Hatlar

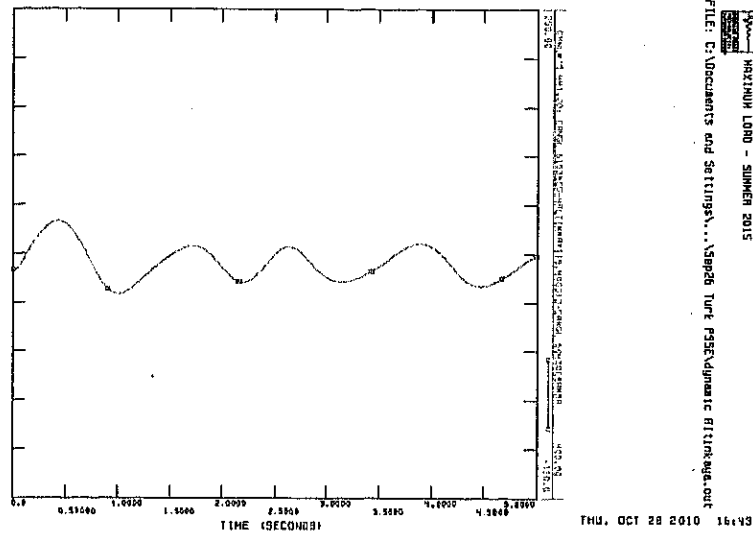


Kırmızı Hat Temel Sisteme Eklenen 380kV'lık Hattı Göstermektedir.

Figür 7.25 Gökçekaya Noktası Pompalı Hidro Elektrik Santralinin Güç Aktarımı İçin Gerekli 380kV'lık Hatlar

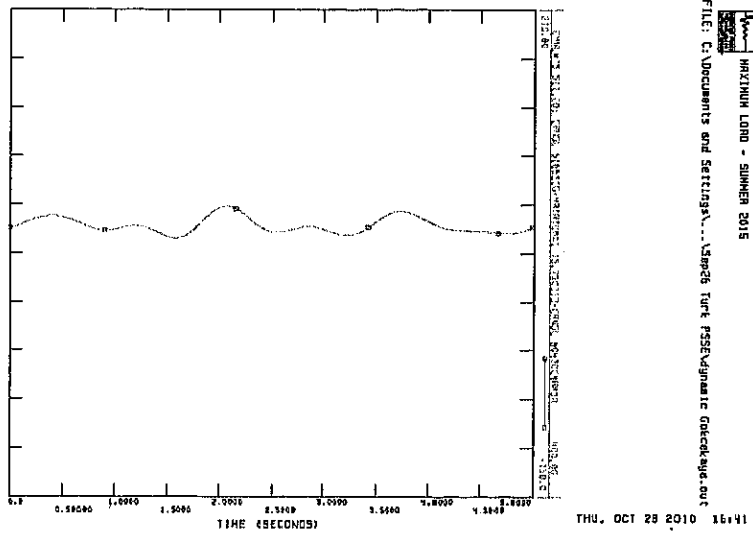
Ayrıca, aşağıda doruk ihtiyaç durumunda pompalı hidro elektrik santralin yük akışı nispeten uzun mesafede olursa 380kV'lık aktarım hattının tek hattı arızlandığında dalga formu stabilitesi görünür.

Aşağıda A jeneratör modelinde Altinkaya noktası pompalı hidro elektrik santralinde güç üretildiğinde Kayabaşı- Bağlum arasındaki bir noktada tek hatta arıza olursa, dalga formu stabilitesi aşağıdaki B jeneratörü modelinde Gökçekaya noktası pompalı hidro elektrik santrali güç üretmeye başladığında Erbistan-Sincan arasındaki bir hat arızalanırsa dalga formu stabilitesi gösterilmiştir. Dalga formu kazasının yakınındaki bölgelerde jeneratör iç faz açısı değişiklikleri gösterilir, zaman geçse bile yayılan stabilite gösterildiği şekildedir.



Kayabaşı ana hattı yakınındaki Kayabaşı- Bağlımaktarım hattının tek üç fazlı hattı arızalanırsa, 120 ms'de devre açılır. Dalga formu Altınkaya hidro elektrik santrali ve süney batıdaki Aksa santralindeki jeneratör fazıdır.

Figür 7.26 Bir Hat Arızlandığında Dalga Formu Stabilitesi (A Methodu Jeneratörü)



Erbistan ana hattı yakınında Erbistan- Sincan aktarım hatnını üç fazlı tek hattı arızlandığında, 120 ms'de açık devre durmu. Dalga formu Atatürk Santrali ile güney doğuda bulunan Aksa santralinin jeneratör fazı.

Figür 7.27 Tek Hat Arızlandığında Salfa Gormu Stabilitesi (B Metodu Jeneratörü)

(4) Pompalı Hidro Elektrik Santrallerin Çalışma Sırasında Gereki Hat Oranı ve Aktarım Kaybı

Yukarıda da belirtildiği gibi araştırma sonuçlarına göre Altınkaya noktası pompalı hidro elektrik santrali ve Gökçekaya noktası pompalı hidro elektrik santralinin çalışma sırasında gerekli hat oranı aşağıdaki gibidir.

Tablo 7. 23 Pompalı Hidro Elektrik Santrallerin Çalışma Esnasında Gerekli 380 kV'lık Hat Özellikleri

Altınkaya Noktası Pompalı Hidro Elektrik Santrali Durumu	Gökçekaya Noktası Pompalı Hidro Elektrik Santrali Durumu
Altınkaya-Kayabaşı-Bağlım-Sincan 380kV 394 km Tek hat artış	GökçekayaPompalı Hidro Elektrik SANtrali- Adapazari 380 kV 100 km Tek hat artış
Cayirihan-Adapazari 380 kV 136 km Tek hat artış	
Toplam 530 km	Toplam 100 km

Altınkaya noktasından talep bölgesine olan hat mesafesi uzun olduğundan, gerekli hat artışı mesafesi Gökçekaya noktası pompalı hidro elektrik santralinden da uzundur.

Altınkaya noktası pompalı hidro elektrik santrali ve Gökçekaya noktası pompalı hidro elektrik santrali çalışma esnasında meydana gelen aktarım kaybı, her jeneratör için aşağıdaki gibidir. Tabloda aktarım kaybı kullanılarak bir sistem modeli oluşturulmuştur.

Tablo 7. 24 Pompalı Hidro Elektrik Santrallerinin Çalışma Esnasındaki Aktarım Kaybı

Durum		Altınkaya Noktası Pompalı Hidro Elektrik Santrali		Gökçekaya Noktası Pompalı Hidro Elektrik Santrali	
Pompalı Hidro Elektrik Santrallerin Çalışma Düzeni	Düzen Jeneratörü	Aktarım kaybı	Kayıp Oranı	Aktarım Kaybı (): AltınkayaPompalı Hidro Elektrik Santralinin Durum Farkı	Kayıp Oranı
Doruk Güç Talebi Çalışma Yüklü 54,144.1 MW	A Method	1482.6 MW	2.67%	1378.5MW (▲ 104.1 MW)	2.48%
	B Method	1465.3 MW	2.63%	1381.9MW (▲ 83.4 MW)	2.49%
Doruk Olmayan Güç Talebi Çalışma Yüklü 32,486.5 MW	A Method	471.8 MW	1.43%	528.5MW (+ 56.7 MW)	1.60%
	B Method	514.8 MW	1.56%	556.8 MW (+ 42.0 MW)	1.69%

Gökçekaya noktası pompalı hidro elektrik santralinden durum Altınkaya noktası pompalı hidro elektrik santralinden durumuna göre doruk talep zamanlarında güç üretiminde aktarım kaybı yaklaşık 80~100 MW daha azdır ancak, doruk olmayan talep zamanlarında pompalama işlemi sırasında Gökçekaya noktası pompalı hidro elektrik santralinden durumu, Altınkaya noktası pompalı hidro elektrik santralinden durumuna göre aktarım kaybı 40~60 MW daha fazladır.

Bunun sebebi, Altınkaya noktası pompalı hidro elektrik santralinden Ankara İstanbul gibi talep bölgelerinden uzak olması, elektrik üretiminde kaybı artırır ancak Altınkaya noktasında saf su pompalama ve jeneratör yakın olduğunda, pompalama işlemi sırasında aktarım kaybı Gökçekaya noktası pompalı hidro elektrik santralinden daha az olma ihtimali vardır.

Yıllık Kayıplar, pompalı hidro elektrik santrallerin çalışma düzeni, çalışma sırasındaki saf ve jeneratör çalışma düzenine bağlıdır, daha fazla değer bulunması zordur, her iki yıllık aktarım kaybı oranı tam olarak belirlenemez ama pompalama operasyonu süresi, doruk zamanlarda güç üretimi zamanlarından da daha uzun süreli, doruk zaman aktarım kaybı Altınkaya noktası durumunda daha fazladır, doruk olmayan zamanlarda pompalama operasyonu aktarım kaybı Gökçekaya noktasında daha fazla olduğundan, Altınkaya noktası ve Gökçekaya noktasının yıllık aktarım kaybı çok farklı değildir.

(5) İletim Tesisleri Tahmini Yapım Maaliyeti

7. Konuda bahsedildiği gibi, Altınkaya PSPP yapımı ile Gökçekaya PSPP yapımına gerekli olan iletim tesisleri tahmini yapım maaliyeti Tablo 7. 25 ile

Tablo 7. 26 de özetlenmiştir.

Altınkaya PSPP yapımına gerekli nakil hattının tahmini yapım maaliyeti 100 milyon USD, Gökçekaya PSPP yapımına gerekli nakil hattının tahmini yapım maaliyeti 19 milyon USD olarak hesaplanabilir.

Tablo 7. 25 Altınkaya PSPP Yapımı Durumunda

Altınkaya PSPP-Altınkaya Hidro Elektrik Santrali	11.1km	2 Hat	4.4 milyon USD
Altınkaya-Kayabasi-Bağlum-Sincan 380kV	394 km	1 Hat	70.9 milyon USD
Cayirihan-Adapazari	136 km	1 Hat	24.5 milyon USD
Hat Toplam	552 km		99.8 milyon USD

Tablo 7. 26 Gökçekaya PSPP Yapımı Durumunda

Gökçekaya PSPP- Gökçekaya Hidro Elektrik Santrali	1.8 km	2 Hat	0.7 milyon USD
Gökçekaya Mevkii Pompalı Elektrik Santrali - Adapazari	100 km	1 Hat	18.0 milyon USD
Hat Toplam	104 km		18.7 milyon USD

(6) Seri Kapasitörlerin Kurulumunun Değerlendirilmesi

Yukarıda da belirtildiği gibi, TEIAS'ın sisteminde doğuda pompalı hidro elektrik santralleri alanlarından merkezde olanlar uzun mesafelerde 380 kV'lık aktarım hatlarında stabiliteyi sağlamak için seri kapasitörler kullanılmaktadır. Seri kapasitörün gücü standart frekans (50 Hz) olan aktarım hatlarında tepkiyi telafi eder, stabilite sağlar ve geliştirir. Ancak frekansın düşük olduğu bölgelerde seri kapasitörlerin kapladığı alan artar, aktarım hatlarının tepkisi azalacağından, standart frekanstan (50Hz) daha düşük frekans aralığı rezonansı meydana gelir. Standart frekans oranı jeneratör üretimi bu frekansa göre tork katılımı, termik santraller ve nükleer santraller gibi uzun tribünlü burgulu jeneratörlerde rezonans olabilir.

Termik santraller veya nükleer santrallerin bağlı olduğu sistemin seri kapasitörünün kurulumu gereklidir.

Hidrolik Santrallerin generatör çapı kısaysa shaft trok rezonans problemi meydana gelir.

7.5 İlk Çevre Etkisi Değerlendirmesi(IEE)

Ön alan incelemeleri ve detaylı alan incelemeleri olarak iki aşamalı uzun alan araştırmalarına ek olarak, daha sonra EIE tarafından elde edilen bilgilerde, Altınkaya (No.27-1) noktası ve Gökçekaya (No.32-2) noktası hakkında ilk çevre etkisi değerlendirmesi (IEE) hazırlanmıştır, ek 7-5-1 ve 7-5-2 'de detaylı olarak incelenmiştir.

Bölüm 5'de belirtildiği gibi Gökçekaya HSPP noktasında yerleşim alanları azdır. Ancak,

- 1) Ulusal parklar ve korumalanları tam olarak araştırılmamıştır nadir bulunan hayvanlar ve bitkilere de yoktur
- 2) Alt gölette mevcut gölet kullanılacağı için yeni alt baraj yapımına gerek yoktur.
- 3) Üst gölet boyut olarak kıyaslandığında küçüktür.
- 4) Su akışı genelde yer altındadır.
- 5) Aktarım yolları genelde mevcut yolların genişletilmesiyle sağlanır.
- 6) Ayrıca gölete su verildiğinde normal şartlarda daha fazla su aktarımına gerek yoktur.

Bu sebeplerden genel olarak iki alanında çevresel ve sosyal şartlardan projenin başlamasına büyük engeller yoktur.

7.6 Üretim Öncelikleri İncelemeleri

Altınkaya PSPP ve Gökçekaya PSPP noktalarında yapılan incelemelerde üretim öncelikleri sıralaması yapılmıştır, sonuçlar aşağıdaki gibidir.

Tahminler,

- ✓ Çevresel Etki İncelemeleri(Sosyal/Çevresel)
- ✓ İnşaat Maaliyetleri(Santral İnşaatı Masrafları/Aktarım Hattı İnşaat Masrafları)
- ✓ Talep alanına olan mesafe

olarak üç başlıkta toplanmış, her bir konum belirlendikten sonra genel konumlara karar verilmiştir.

Ayrıca sistemi dengelemeye katkı derecesi değerlendirme madelerinden biri olarak düşünülebilir fakat, bunun hakkında başka bir bölümde bahsedilecektir. Her planda da 380kV yeni kurulacak elektrik nakil hattı ile mevcut aktarım istasyonuna doğrudan bağlantı yapılması planı olup, yeni kurulacak hat ile mevcut aktarım istasyonuna kadar, elektrik nakil hattı kurulum maaliyeti, hali hazırda 7.4.5 de belirttiğimiz elektrik nakil hattının yapım maaliyetlerini yapım maaliyetleri değerine eklenmiştir.

Genel sonuçlar aşağıdaki tabloda verilmiştir.

Tablo 7. 27 Öncelikli Üretim Alanlarının Potansiyel Bölgelerinin Genel Oranları

Tahmin Birimi		Altınkaya PSPP	Gökçekaya PSPP
Çıkış Gücü		1,800MW	1,400MW
Standart İnşaat Süresi		13 yıl	12 yıl
Çevre	Sosyal Çevre	Doğrudan etkilenecek ev sayısı : 0 hane Etkilenecek değirmen: 2 adet Tarım alanı kaybı : 16 ha	Doğrudan etkilenecek ev sayısı : 2 hane (Fakat, 2 Yapı da ikinci konut) Etkilenecek hayvan barınağı : 2 adet Tarım alanı kaybı : 110 ha Pek çok mezarın yerde değiştirilmesi gerekiyor İçme suyu için kullanılan derin kuyuların yeniden kazılması gerekiyor
	Doğal Çevre	Doğa çevrenin doğrudan etkilendiği alanlar çok azdır	Doğa çevrenin doğrudan etkilendiği alanlar çok azdır
İnşaat Masrafları	Jeneratör İnşaat Masrafları	1,201mil. USD, 667 USD/ kW	1,098 mil. USD, 785 USD/ kW
	Aktarım Hattı İnşaat Masrafları	100 mil. USD (530km+11km)	19 mil. USD (100km+2 km)
	Toplam	1,301mil. USD, 723 USD/ kW	1,117 mil. USD, 798 USD/ kW
Ankara'ya olan mesafe		Yaklaşık 300 km	Yaklaşık 170 km
Doğal Öncelikler		①	②
Ekonomik Öncelikler		①	②
Genel Oran		①	②

7.7 Bir Sonraki Adım İçin Araştırma Tavsiyeleri

7.7.1 Hidro Meteorolojik

Her iki konsept tasarımında da alt gölet olarak mevcut gölet kullanılacaktır, Altınkaya PSPP hakkında üst baraj tasarımı (Gölet kapasitesi, sel oranı, üst bara) ve inşaat planı formülü ayrıca, Gökçekaya PSPP hakkında üst baraj tasarım (Su hatları, turtullaşma mühendislik çalışmaları) ve inşaat planlaması hakkında, her baraj noktası yakınına yeni bir ölçüm istasyonu kurulması, hidrolojik ve meteorolojik verilerin ölçülmesi gerekiyor.

7.7.2 Jeoloji

(1) Altınkaya PSPP Noktası

Bir sonraki araştırmada çözülecek problemler hakkında jeolojik araştırmalar ve laboratuvar testlerinin listesi Tablo 7. 28'de belirtilmiştir.

Üst baraj hakkında, mevcut en güçlü beton yapıda (veya CFRD), Baraj yüksekliği ; 79m, tepe yüksekliği ; 330m olarak planlanmıştır. Planlanan mevki çevresinin jeolojik yapısının iyi anlaşılabilmesi için yüzey jeolojik saha incelemeleri yapılması dışında, baraj inşaat alanı 100m lik ızgaralara ayrılarak P dalga araştırmaları uygulanır. Sondajlar, ızgaraların kesişme noktalarında uygulanarak, gölet çevresinin yeraltı su seviyesi uzun dönemli incelenir. Sondaj delik uzunluğu, baraj ekseninde bent yüksekliğine denk 80m düzeyinde, nehir akıntı yönünde 60m düzeyinde belirlenerek, tüm deliklerde Lugeon testleri uygulanır.

Bunun dışında, dolgu taş temin alanı, su girişi, su çıkışında da P dalga araştırmaları ile sondaj araştırmalarının kombinasyonu esas alınır.

Su kanalı, normalde P dalga araştırmasıyla incelenilir. Boru su tankı geçidinde, jeolojik yüzeyde sondaj ve delik içi dalga hızı incelenerek, yeraltı su seviyesi altında Lugeon testleri uygulanır.

Yeraltı jeneratöründe, planlanan alan yakınında, jeolojik alanı tespit etmek için 3km×3km'lik araştırma alanı belirlenip, mağara yakınındaki kaya durumu belirlendiği yüzeye kara olan 500m'lik mesafede incelemeler gerçekleştirilmiştir, mağara yüzeyinden 100m mesafede hız incelemeleri ve alan araştırmaları yapılmıştır.

Koferdam mevkiinde sağ sol kesim traşlama kısmında baraj yüksekliği ile denk derinlikte sondaj uygulanıldı, yine göl içerisinde akustik incelemeler (200m×200m ölçeğinde) uygulanılarak, baraj temel kısmı jeolojik durumu araştırıldı.

Tablo 7. 30 da gösterilen iç kaya testi tüm hedef yapılara yönelik uygulanıldı. Fakat, X Işımları incelemesi sadece genleşen mineralleri bulundurma ihtimali olan deforme kısımların sondaj kesitlerine uygulandı.

Baraj alanın kaya yapısı ve yeraltı istasyonunun incelemesi kazının (Kesit testi ya da parça yükleme testi) alan testleri, yer alıntıda bulunan tortunun stress ölçümleri ve benzeri detaylı araştırmalar yapılacaktır.

Tablo 7.28 Altinkaya PSPP Noktasının Sonraki Adında Araştırılması Gereken Konuların Listesi

Hedef Yapı	Engel	Gerekli Araştırma	Notlar
Üstü Baraj/ Düzenleme Göleti	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Jeolojik Yapının Anlaşılması ➤ Baraj temelinin özelliklerinin anlaşılması ➤ Baraj tabanı ve gölet tabanının özellikleri su seviyesinin özelliklerinin anlaşılması ➤ Çamurlu taşının sulanma oranının anlaşılması 	Jeolojik Araştırma Elastik Dalga Araştırması Sondaj İncelemesi Su geçirgenliği (Lu) testi Uzun vadeli Su İncelemesi İç kaya Testi	<ul style="list-style-type: none"> • Yüzeysel araştırması üst barajın göletle birlikte tamamını kapsar
Üst Barajın Kaya Yapısı	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Ağır beton destekli barajın karışım betonu olan CFRD'nin kalite araştırması 	Elastik Dalga Sondaj Araştırması İç Kaya Testi	
Giriş	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Kuyubaşı yakının jeolojik karakteristiklerinin kontrolü 	P Dalga Araştırması Sondaj Araştırması İç Kaya Testi	
Su Yolu/ Su Tankı	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Su altında kalacak alanın jeolojik karakteristiklerinin kontrolü (çatlaklar ve zayıf alanlar gözden kaçmış olabilir) 	Jeolojik Araştırma Elastik Dalga Araştırması Sondaj İncelemesi (Delik İçi Dalga Hızı dahil) Su geçirgenliği (Lu) testi Uzun vadeli Su İncelemesi İç kaya Testi	<ul style="list-style-type: none"> • Yüzeysel araştırmasında su tankı ve Yeraltı jeneratörü ana hedeflerdir • Sismik araştırma sadece ana kanal için
Yeraltı Santrali	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Jeolojik yapının anlaşılması ➤ Çevredeki kaya mağaranın kesinleştirilmesi 	Jeolojinin Araştırılması Sondaj İncelemesi Su geçirgenliği (Lu) testi Uzun vadeli Su İncelemesi İç kaya Testi	
Su çıkışı / Geçici baraj	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Jeolojik Yapının Anlaşılması ➤ Kaygan alan ve heyelan araştırması ➤ Yapım alanı yakınındaki yıpranma, yıpranma derinliği ve kaya durumunun kontrolü ➤ Baraj yapısının jeolojik olarak anlaşılması 	Jeolojik araştırma Elastik dalga araştırması Sondaj Araştırması İç kaya testi Sondaj Araştırması İç Kaya Testi Akustik İncelemeler	<ul style="list-style-type: none"> • Jeolojik saha incelemesi, su çıkışı çevresi ile Altinkaya göl solsahil yol kenarında uygulanır.

(2) Gökçekaya PSPP Noktası

Bir sonraki araştırmada çözülecek problemler hakkında jeolojik araştırmalar ve laboratuvar testlerinin listesi Tablo 7. 29'de belirtilmiştir.

Şu anda üst baraj göletinde genişletme çalışmaları devam etmektedir, barajın kazı işlemlerinde toprak barajın yüksekliği 35m'dir.

Üst baraj bölgesi su göletinde açıklığa kavuşturulması gereken sorun noktası, hidrojeolojik yapıdır. Derine gidildikçe Temg, PEG ve PEGe sırasıyla geçilir, su geçit bölgesinin büyük kısmı PEG yayılnlı bölgede bulunmaktadır. PEG nin iç kısımlarında bulunan PEGe içinde boşluklar meydana gelmiş olması ihtimali vardır. Bununla beraber, planlanan mevkii çevresinin jeolojik yapısının anlaşılması için jeolojik yüzey saha incelemesi uygulanması dışında, baraj eksenini ile nehir yatağını kesen yönde ve su alım girişi uzatım yönünde iki boyutlu direnç araştırması ile P dalgası araştırması planlanır. Sondaj bent yapı içi baraj eksenini üzerinde ve denge havuzu denge havuzu içinde uygulanır. Tüm deliklerde delik içi su geçirgenliği testi uygulanır. Bunun dışında, denge havuzu çevresinin yeraltı su seviyesini anlaşılması beraberinde uzun dönem su seviyesi ölçümleri uygulanır. Yine genişleyen kil minerallerinin bulunma ihtimali olan tüff kayaları (Temg) ile ilgili, sondaj örnekleri kullanılarak XRD (X Işınları İncelemesi) uygulanır.

Su alım girişi, su çıkışında P dalgası araştırması ile sondaj araştırmasının kombinasyonu esas alınır.

Su kanalı, normalde P dalga araştırmasıyla incelenir. Boru su tankı geçidinde, yüzeyden sondaj ile delik içi dalga hızı incelemesi, yeraltı su seviyesi altında Lugeon testleri uygulanır.

Yeraltı enerji üretim santrali planlanan mevkii çevresinin jeolojik yapısının anlaşılması için jeolojik yüzey saha incelemesi uygulanarak, yeraltı boşluğu çevresinin kaya yapısını kontrol etmek için sondajı yüzeyden enerji üretim santrali boşluğu yüksekliğine kadar sondaj uygulanarak, yeraltı boşluğundan yukarıya 100m lik kesimde, delik içi dalga hızı incelemesi ile Lugeon testleri uygulanır.

Koferdam mevkiinde sağ sol traşlama kısmında baraj yüksekliği ile denk derinlikte sondaj uygulanır. Yine göl içerisinde akustik incelemeler uygulanarak, baraj temel kısmı jeolojik durumu araştırılır.

Tablo 7.28 de gösterilen iç kaya testi tüm hedef yapılara yönelik uygulanır.

Ayrıca, baraj tabanı, dolgu taş temin alanı ve yeraltı enerji üretim santralinde araştırma galerileri, galeri içi kısmının (kesit testi, yada plaka yükleme testleri gibi) mekanda test, yeraltı boşluk planlanan konumu için ilk gerginlik testleri gibi ayrıntılı planlama dereceleri uygulanır.

Tablo 7.29 Gökçekaya PSPP Noktasının Sonraki Adımda Araştırılması Gereken Konuların Listesi

Hedef Yapı	Engel	Gerekli Araştırma	Notlar
Üstü Baraj/ Düzenleme Göleti	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Jeolojik Yapının Anlaşılması ➤ Baraj temelinin özelliklerinin anlaşılması ➤ Baraj akarı ve gölet tabanının özellikleri su seviyesinin özelliklerinin anlaşılması ➤ Temg ve altta bulunan Tpek'nin sınırı ve Tpek'nin su geçirgenliği kontrolü ➤ Genişleyen kireç minerallerinin varlığı 	<p>Jeolojik inceleme Elastik Dalga incelemsi 2 boyutlu direnç araştırması Sondaj araştırması Standart penetrasyon testi Lugeon Testi Uzun Dönemli Su Seviye Ölçümleri İç Kaya Testi (X Işınları İncelemesi dahil)</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Yüzey araştırması üst barajın göletle birlikte tamamını kapsar • İki Boyutlu Direnç Araştırması ile P Dalga Araştırması aynı kurallar dahilinde uygulanır • Çalışmada baraj boyunca yıpranma SPT'si incelenir
Giriş	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Kuyubaşı yakının jeolojik karakteristiklerinin kontrolü ➤ Temg ve altta bulunan Tpek'nin sınırı ve Tpek'nin su geçirgenliği kontrolü 	<p>Sondaj Araştırması Hız ölçümü (Delik İçi Dalga Hızı dahil) İç kaya testi</p>	
Su Yolu/ Su Tankı	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Su altında kalacak alanın jeolojik karakteristiklerinin kontrolü (çatlaklar ve zayıf alanlar gözden kaçmış olabilir) 	<p>Jeolojik Araştırma Elastik Dalga Araştırması Sondaj İncelemesi (Delik İçi Dalga Hızı dahil) Su geçirgenliği (Lu) testi Uzun vadeli Su İncelemesi</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Yüzey araştırmasında su tankı ve Yeraltı jeneratörü ana hedeflerdir • Sismik araştırma sadece ana kanal için
Yeraltı Santrali	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Jeolojik yapının anlaşılması ➤ Çevredeki kaya mağaranın kesinleştirilmesi 	<p>Jeolojinin Araştırılması Sondaj İncelemesi Su geçirgenliği (Lu) testi Uzun vadeli Su İncelemesi İç kaya Testi</p>	
Su çıkışı / Geçici baraj	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Jeolojik Yapının Anlaşılması ➤ Kaygan alan ve heyelan araştırması ➤ Yapım alanı yakınındaki yıpranma/yıpranma derinliği ve kaya durumunun kontrolü ➤ Baraj yapısının jeolojik olarak anlaşılması 	<p>Jeolojik araştırma Elastik dalga araştırması</p> <p>Sondaj Araştırması İç kaya testi</p> <p>Sondaj araştırması İç Kaya Testi Akustik İncelemeler</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Yüzey araştırması çıkış yakınında e Gökçekaya gölet yolunun sol tarafında gerçekleştirilmiştir,

Tablo 7.30 Sondaj Merkezler için Laboratuvar Kaya Testlerinin İçeriği

Test Konuları (1Yöntem)	Elde Edilecek Sonuç
a. Hacim özgül ağırlık ile su emme testleri (Aşırı nemli ve kuru ortam) (e.g. ASTM C 127)	Özgül ağırlık ve su emme
b. Örneğin tek eksenli basınç dayanım testi (Elastikiyet ve Poison Oran Testleri dahil) (e.g. ISRM 1978 (a))	Kaya Basınç Dayanımı
c. 3 eksenli basınç dayanım testi (Yeraltı Santral örneğine)	Gerilme-şekil değiştirme eğrileri, Mohr-Coulomb Verim durumu
d. UPV testleri	Vp, Vs
e. Slaking Testi (ISRM suggested method)	Dağılıma Sayısı
f. X Işınları İncelemesi	Genleşen Kil Minerallerinin

*Test örnek çapı 50mm den fazla.

* Altınkaya PSPP konumunun dağılıma sayısı diğer test konularının 1/3.

* Gökçekaya PSPPkonumunda dağılıma testi uygulanmaksızın, üst denge havuz çevresinin Temg katmanına X ışınları incelemesi uygulandı.

7.7.3 Çevresel Etki Değerlendirmesi

ek 7-7-1'de belirtildiği gibi, Türkiye'de çevresel etki değerlendirmelerine göre aşağıdaki şartlara uyulduğunda güç üretimi projeleri için tam çevresel etki değerlendirmesi yapılmalıdır.

- Baraj ve göletlerin rezervuar kapasitesi 10 milyon m³'ün üzerindeyse
- Elektrik üretimi 25MW'ın üzerinde hidro elektrik santral ise
- Voltajı 154kV üretinde uzunluğu 15km'nin üzerinde aktarım hatları varsa, alt istasyonlar ve aktarım istasyonları bulunuyorsa

Ayrıca, JICA ve Dünya Bankası inceleme standartlarından kategori A'ya göre, önemler alınarak EIA prosedürleri gerçekleştirilmelidir.

Geniş kapsamlı, çevresel etki değerlendirilmesi yapılırken, yeterli alan araştırması yapılarak çevresel düzen ve akış belirlenerek, etkilenen insanlar ve yetkililerle görüşüldükten sonra, yerleştirme planı ve çevresel yönetim planı çevre sakinlerinin fikride alınarak gerçekleştirilmelidir.

Ayrıca, çevresel etki değerlendimesi dahilinde, pompalı hidro elektrik santrali kurulumunda uzman personelin oluşturulması da gereklidir. Danışman personel tarafından hazırlanan TOR(Taslak), ek 7-7-4'de gösterilmiştir.

7.7.4 Gelişim Uygunluk İncelemeleri (Fizibilite)

(1) İnceleme İçeriği

Türkiye’de ilk Pompalı Elektrik Santralının geliştirilme olasılığının incelenmesi olduğu gibi, basitçe jeolojik yüzey incelemeleri, plan gibi teknik inceleme ile yetinmeksizin, pompalama hidrolüğün gerekliliği, (zaman, geliştirilecek miktar) ile beraber, işletim yöntemleri, geliştirme konusu ve sözleşme şartları incelenmesi gereklidir.

Aşağıda araştırma ve inceleme konuları gösterilmektedir.

1. Pompalı Enerji Gelişimi Üzerine Koşullar ve Gerekliliğinin Kontrolü

- 1-1 Enerji Sektöründe Enerji Geliştirme Politikaları ve Hedefin İncelenmesi
- 1-2 Enerji Arz Talep Durumu ve Öngörüler, Enerji Tesis Planlarının İncelenmesi
- 1-3 Enerji Sektöründe Reformların İlerleme Durumu ve Kontrolü
- 1-4 Sıralanan Konuların Dikkate Alınarak Pompalı Elektrik Santral Projesinin Destek İhtiyacı ve Uygunluğunun İncelenmesi
- 1-5 Sistemin Toplam Masraflarının Minimum Düzeyde Olacağı En Uygun Geliştirme Dönemlerinin İncelenmesi İle Elektrik Nakil Planının Tasarlanması

2. Hidrolojik, Jeolojik İncelemeler ile Karşıt Planların İncelenmesi

- 2-1 Mevcut araştırma sonuçlarının dikkate alındığı Hidrolojik, Jeolojik araştırmaları dikkate alan öneri ve uygulanması
- 2-2 Yukarıda yazılı araştırma sonuçlarının dikkate alınarak plan ölçülerinin gözden geçirilmesi
 - Jeolojik Değerlendirme
 - Planlanan su akış miktarının gözden geçirilmesi, akış kanal tasarımının gözden geçirilmesi
 - Planlanan posa miktarının gözden geçirilmesi, posa simülasyonunun uygulanması
- 2-3 Karşıt planın karşılaştırılıp incelenmesi (TOR1-5, 4-2 dikkate alınır)
 - Geliştirme boyutlarının incelenmesi hakkında düşünülmesi
 - Üst barajın CGD ile CFRD karşılaştırmalarının incelenmesi
 - Yeraltı santralının konumu, yol güzergahlarının karşılaştırılarak incelenmesi
 - Taşma borusu çıkış yapım metodları kıyaslan karşılaştırılarak incelenmesi

3. Temel Planlar ile İnşaat Planları

- 3-1 İnşaat malzemeleri ve yapıların temel planları
- 3-2 Elektrik makina aksamın planlarının incelenmesi
- 3-3 Yeni teknolojilerin uyum olasılıklarını değerlendirilmesi
- 3-4 İnşaat planlarının tasarlanması

4. Toplumsal ve Çevresel Etkilerin Değerlendirilmesi

- 4-1 Çevresel etki değerlendirme raporunun incelenmesi
- 4-2 Arazi sağlanması / nüfusun nakli temel planının incelenmesi

5. Sistemin Bütününde Pompalı Elektrik Santrallerinin İşletim Metodları Hakkında İncelemeler

- 5-1 Asıl işletmede Pompalı Elektrik Santrallerinin Enerji Üretim ve Pompalama Plan Önerisi
- 5-2 Enerji sisteminin istikrar ve kalite gelişimine yönelik Pompalı Elektrik Santrallerinin Ekipman Önlem Önerileri
- 5-3 Uygulama kurumlarının ekipman, teknik ve personel açısından enerji sistemi işletim

Bölüm 8 Çalışma Hakkında Tavsiyeler

8.1 Uzun Süreli Güç Üretim Planı Hakkında Tavsiyeler

(1) Tüketici Perspektifinden Bakıldığında Risk Azaltımı

Türkiye'de elektrik sektörünün özelleşme süreci devam etmektedir, güç sektöründe su anda çeşitli firmalar bulunmaktadır. Her firma karşılıklı olarak birbirinin ihtiyaçlarını karşılayarak iş yapmamaktadır. Bu yüzden, muhtemel riskler her firma için farklıdır, bir firma için riski aşma yolu diğer firmalar için risk oranını arttırabilir.

Bu bölümde, tüketicilerin bakış açısından güç üretiminde meydana gelen riskleri inceleyeceğiz.

Tüketiciler açısından büyük riskler aşağıdaki iki ana grupta toplanabilir.

- Güç kalitesindeki azalma
- Güç fiyatları

Yukarıdaki riskler göz önüne alındığında, genel olarak küçük boyuttaki genel tüketiciler, risk engelleme yöntemi olarak, güç alımında tek kaynak seçmek zorunda kalmak istemiyorlar. Bu yüzden, güç temini dışında alternatif olmadığı için güç alımında istenen genel tüketiciler, dağıtıcı şirketlerin hizmetleri konusunda, kalite ve fiyat oranı ne olursa olsun zorla almak zorunda kalıyor.

Elektrik Piyasasının özelleşmesiyle, özel santral çalışmaları tamamiyle harcama bazlı kararlara göre yapılacaktır. Bir başka deyişle, diğer santrallerle kıyasla, ucuz fiyata güç temini sağlandığında o santral tercih edilecektir. Bu yüzden fiyatların düşeceği öngörülmektedir. Ancak, özel elektrik şirketleri, toplu üretimde oranları arttırdıkça mevcut sistemde daha fazla kar elde edebilmek için sürekli %100 çıkışı hedeflemektedirler.

Diğer yandan güç sistemi sabit olduğunda, müşteriler için her zaman iyi güç kaynağı sunulabilmesi için aşağıdaki iki nokta gereklidir.

(a) Rezerv Kapasitesinin Güvenliği

Santralin aniden arızalanması durumunda ya da telebin hızlı arttığı durumlarda destekplanı olması gerekir, her zaman çalışan üretim malzemelerinin üretim rezerv aralığı güvence altına alınması, operasyonun güvenliği için gereklidir. Diğer ülkelerden destek alınması beklenebilir ama bu diğer ülkelerin arz talep durumuna göre değişebilir. Bu yüzden, en büyük parça olarak, düşük güç talebi %3'tün üzerinde olan evleri garantilemek gerekmektedir.

Üretim rezerv aralığını garantilemek için tesislerin, sürekli bekleme operasyonlarını güçlendirmelidir, yıllık kullanım %10'un altında olursa sistem çok düşük seviyede kalır. Bu yüzden mevcut sistemde, özel elektrik şirketleri gibi oluşumların gelişme ihtimali azdır, yakın gelecekte rezerv kapasitesi yetersiz santrallerde meydana gelecek kazalar ve benzeri sebepler yüzünden ani durmalar olma ihtimali de vardır.

(b) Frekans Ayar Kapasitesini Garantilemesi

Akım frekansını sabit tutmak için, zamana göre değişen talep oranına göre, santral çıkışının bazı durumlarda sürekli değişmesi gerekir. Santral çıkış ayarları direktiflerinde, temel olarak Sistem Operatörü kullanılır ama Sistem Operatörü ne kadar iyi olursa olsun Sistem Operatörünün kararları yanı sıra ani çıkış değişiklikleri yapabilen bir santral olmadan, ihtiyacın sağlıklı bir şekilde karşılanması mümkün değildir. Başka bir deyişle, ev ihtiyacı için iyi güç temini açısından bakıldığında, çıkış

oranının değişimindeki hız ve Sistem Operatörünün verdiği direktifler santrali için kesinlikle gereklidir.

Şu anda, EUAS'ın sahip olduğu santral oranı yarıdan fazladır, buna göre frekans ayar operasyonu mümkün olan santrallerde Sistem Operatörü'nün talimatlarına göre frekans ayar operasyonu gerçekleşir. Ancak, yakın gelecekte buna benzer santraller de özel şirketlere satılabileceğinden, frekans ayarında kayıpların artması endişesi bulunmaktadır.

Yukarıda da belirtildiği gibi, güç kalitesini garantileme açısından, tüm özel üretim şirketlerin gönüllü olarak bu işi bırakmalı mümkün değildir, özel sektörün tüketicilerin görünüşlerini dikkate almaya devam etmesi önemlidir. Özellikler aşağıdaki konular önemlidir.

- Özel şirketlerin çalışma frekansı ayarı ve bekleme operasyonunu yapabilecek olması, ilgi çekici tüm hizmetler için uygun seviyede ödeme sisteminin oluşturulması
- Güç kalitesinin geliştirilmesi için üretim cihazlarının özel sektör tarafından alınması (ayrıca, serbest kullanım hakları)
- Tüm özel elektrik şirketlerinin elektrik üretiminde uygun özellikleri kullanması
Hizmetin mümkün olmadığı jeneratör kullanımı haricinde özel şirketlerden hizmetin alınması sonucu ortak hizmet pazarının oluşturulması.

(2) Frekans Ayarı Açısından Temel Ulusal Plan ve Uygulaması

“Elektrik Enerji Pazarı ve Üretimi Güvenlik Stratejisi Raporu”nda, güç ve enerji politikasının hedefleri gösterilmiştir. Hedef değerlerin gerçekleşmesi için gerekli frekans ayarlaması, yüzeylemlerinin araştırılması gereklidir.

(a) Nükleer

Strateji raporuna göre, Nükleer güç, 2020 yılında, toplam enerji üretiminin %5'ini oluşturacaktır. Bundan sonraki plan henüz belirlenmemiştir ama üretimin artması beklenmektedir.

Nükleer gücün temel kullanım durumuna bakıldığında, güç ayarı düşünülemez, doruk talep olmayan durumlarda bile üretim %100'dür. Bu yüzden nükleer gücün oranını arttırmak için, özellikle doruk talep olmayan zamanlarda frekans ayar cihazları gerekliliği artar.

(b) Rüzgar Gücü

Strateji raporuna göre, güvenli enerji konusunda bakıldığında, yenilenebilir yerel enerji kaynaklarına yönelmek avantajlı bir stratejidir, 2023 yılında toplan enerji üretiminin %30'unun bu şekilde sağlanması planlanmaktadır. Bu plana göre, gelecekte, rüzgar gücü santrallerinin 2030 yılına kadar yıllık 20000MW üretim yapması gerekir, rüzgarla enerji üretiminin ani bir artış gösterme ihtimali yüksektir.

Rüzgar gücü santrallerinin, yıllık 20%~30% üretim yapması durumunda, fosil bazlı yakıtların kullanımı düşer ve CO2 kullanımı azalır. Ancak, her birimin çıkış süresi çok düzensiz olduğundan, çıkış farklılıkları ve oran değişimi büyük olur. Birim sayısı arttıkça tek bürüm değişiklik otalaması değişir ama çıkış çeşitliliği ve oran değişimi de artar, farklılıkları ayarlamak için frekans ayar cihazlarına ihtiyaç artar.

(c) Doğal Gaz

Strateji doyasında, enerji güvenliğinin sağlanması için şu an %50 oranında olan doğal gaz kullanımının %30'un altına düşürülmesi hedeflenmiştir.

Doğal gaz yakıtlı kombine termik santrallerin termal etkinliği çok fazladır(yaklaşık %55), çıkış ayarı da nispeten kolay olduğundan, talebin azaldığı dönemlerde frekans ayarında kullanılması

mümkündür. Ancak hükümet politikası olarak doğal gaz oranı düşürüleceği için, doğal gaz termik santralleri sayesinde sağlanan frekans ayarı da düşecektir.

(3) Aktarım Ağının Planlanması

Aktarım ağının gelişim planlarına göre, doğal olarak üretimini TEIAS yapacaktır. Şimdiye kadar, EUAS'dan geleceğe yönelik santral yapım planı bilgileri temin edilmiştir, buna göre etkili aktarım hattı yapım planı yapılmaktadır. Ancak elektrik pazarının özelleşmesi sürecinde, santral yapım planları hakkında bilgi toplama zorlaşmaktadır, gelecekte beklenen etkili aktarım ağı kurulum planını gerçekleşmesi de aynı durumdadır.

Türkiye'de gelecekte yıllık %6~%7 oranında yüksek güç talebi artışı beklenmektedir. Bu öngörüye bakıldığında 2020 yılında mevcut oranın iki katı, 2030 yılınca mevcut oranın üç katı olacak şekilde talep artışı beklenmektedir, büyümeye paralel biçimde santral yapımı ve aktarım ağının gelişiminin de hızlandırılmış bir biçimde devam etmelidir. Nispeten yakın bir gelecekte (5 yılı içinde) santral projesi bilgilerine göre, santralin güç transferi tek yol olarak değerlendirildiğinde dar görüşlü bir aktarım planlaması oluşur, aktarım ağı zayıfladığında fiyat artışları gözlenebilir.

2030 yılında, şu ankinden 3 kat daha fazla talep olacağı tahmin edildiğinden, mevcut maksimum voltaj 380kV'ta aktarım kısıtlanır, ancak daha yüksek voltajla geçme ihtimali de vardır. Gelecekte stabilite ve etkinlik dengesi saplanmış bir güç ağı oluşturmak için, yüksek voltaj kullanıma geçilmesi planlanmaktadır, bu bağlamda bu raporda bulunan güç hatlarının tasarımı ve bakımı önem kazanmaktadır.

Ek olarak aktarım hatları bakımının zorluklarını azaltmak için talep alanı yakınları ve arz talep dengesinin düşük güçte olduğu noktalardaki tesisler için, bölgedeki santral yerleşimi tercihleri verilmiştir, aktarım şirketlerinin, istenen alana santral kurulumu konusunda sistem geliştirilmesini istenmektedir.

8.2 Pompalı Hidrolik Santrali Hakkında Tavsiyeler

8.2.1 Pomplama Teknolojisinin Güncellenme Çalışması

Aşağıdaki iki mühendislik çalışmasında en yüksek teknoloji kullanılarak yüksek performans yüksek kapasiteli Altinkaya PSPP geliştirilmiştir, inşaat masraflarını azaltma ihtimali vardır ama bu işlemler de pahalı olduğundan gelecekte kullanılmaları tavsiye edilir. Ayrıca, elektrikle ilgili yeni yeni teknolojiler geliştikçe, belirgin değişiklikler olacağından, bu tavsiyelerin de zaman içinde yeniden gözden geçirilmesi gerekir.

- ◆ Mühendislik Bağlantıları
 - Tam kesit şaft TBM Sondası
 - Güçlü Çelik HT100
- ◆ Elektrik Mekanik Bağlantıları
 - Splitter Runner

(1) Tam Kesit Şaft TBM Sondası

Altinkaya PSPP noktasının, konsept tasarımında geleneksel Alimak Climber ile şaft deliği sondajı tavsiye edilmiştir, 900m'ye kadar uzanan boru hattının eğimli şaft sondajı için, orta ve alt olmak üzere iki kazı operasyonunun düzenlenmesi gerekir. Diğer yandan, tam kesit şaft TBM kullanıldığında alttan yukarıya sondaj yapılabileceği için kazı işlemine gerek yoktur. Ayrıca, geleneksel yöntemde meydana gelebilecek genişletme inşaatı sırasındaki çökme ve kayma riskleri ortadan kalkar. Ek olarak inşaat güvenliği de daha fazladır.

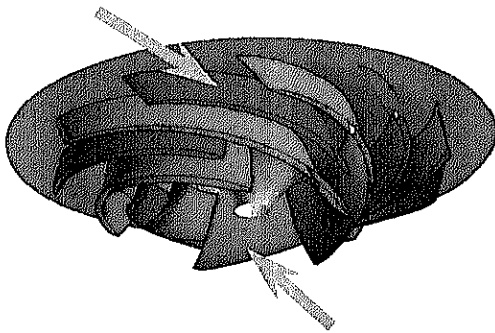
(2) Güçlü Çelik HT100

Altinkaya PSPP noktasının konsept tasarımında kullanılan en güçlü çelik HT80'dir. Ancak çelik borunun maksimum kalınlığı 80mm'dir . HT100 kullanıldığında, HT80'den daha az kaya aşınma oranı beklenir, aşırılığı HT80'e oranla %20 daha azdır. Ayrıca, bu aşırılık farkı yüzünden kurulum işlemleri sırasında da %20 zaman tasarrufu sağlanır.

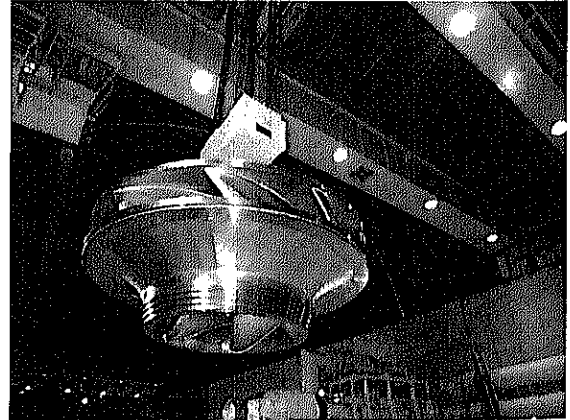
(3) Splitter Runner

Splitter Runner, pompalı tribünün etkinliğini artırır, çıkış ayar aralığını genişletir ve yüksek noktalı çok çeşitli düşüş sağlar, son zamanlarda Francis tipi pompalı tribünler de kullanılır.

Kısa Pervane (Splitter Blade)



Ana Pervane (Main Blade)



Figür 8.1 Splitter Blade

Uzun pervane ve kısa pervane sırayla dönecek şekilde tasarlanmış çok pervaneli sistemdir, ilk splitter bladein kullanılığı Kamagawa Santralinde (2005 yılı) geleneksel sondaj cihazına kıyasla, pompalı tribün etkinliği %1,5 artış göstermiş, çalışma alanı 1,2 kat genişlemiştir.

- ✓ Pervanelerin sayısı arttığından düzenleme etklisi ve sonja çapı küçüldüğü için disk kaybı oranı azalmış, verimlilik artmıştır. Verimliliğin artmasıyla, ekonomik avantajlar olarak, operasyon zamanı su pompalama – gücün devir kaybı azalmış, pompalama maaliyeti de azalmıştır.
- ✓ Pervane sayısının artışıyla basınç dalgalanmaları ve kazı performansı gelişmiş, çıkış ayar aralığı genişlemiştir. Çıkış ayar aralığının genişlemesiyle ekonomik avantajlar olarak, güç üretimi sırasındaki minimum çıkış süresi azalır, AFC miktarı azalır, termik birimlerim AFC oranı da azalır (Termik cihazın çıkış artışı: yüksek etkili operasyon) ve böylece, minimum çıkış düşer su kullanımı da azalır, o miktarda saf su pomplama işlemi de azalmış olur. Dahası, basınç etkileri ve titreşim cihazlarının azalmasıyla, bakım masrafları da (malzeme ömrü uzar) azalmış olur.
- ✓ Pervane sayısının artışıyla, düzen artar ve güvenilirlik gelişir.

8.2.2 Çevresel ve Sosyal Deđerlendirmeler

Pompalı Hidro Elektrik Projesindeki çevresel ve sosyal değerlendirmeler, temelde genel büyük boyutlu hidro elektrik projeleriyle aynıdır ancak, özel değerlendirmeler aşağıdaki notalarda belirtilmiştir.

- 1) Baraj ve göletin yerinin özellikleri:
 - Üst baraj ve alt baraj için iki göletin yüksekliğinin farklı olması yüzünden su kalitesi ve su ısısı bir hayli farklıdır.
 - ✧ Bu yüzden su kalitesinin değerlendirilmesi gerekir.
 - İki çok farklı eko sistem olabilir.
 - ✧ Bu yüzden su canlılarına gelebilecek etkilere dikkat etmek gerekir.
- 2) Santralin Çalışmasıyla İlgili:
 - Santralin çalışmasıyla iki göletin suyu karışır.
 - ✧ Özellikle su ısısı, debirsinin değerlendirilmesi gerekir.
 - Göletin günlük su seviyesi değişimi çok yüksektir.
 - ✧ Nehir kullanıcılarının akitivteleri ve güvenliği gözönünde bulundurulmalıdır.
- 3) Üretim Oranıyla İlgili:
 - PSPP'de, iki baraj, pek çok tünel, yeraltı yapısı ve ulaşım yolları olduğundan geniş bir alanın modifiye edilmesi gerekir.
 - ✧ Yerel halka olan etki, özellikle yer değiştirme ve yaşama alanı etkileri değerlendirilmelidir.
 - ✧ Önemli hayvan ve bitki değerlendirilmesi gereklidir.

Projenin negatif etkilerini olabildiğince azaltmak önemlidir.

- 1) Aday alan seçimi sürecinde çevreye büyük zarar verilmemesine özen gösterilmelidir.
- 2) Alan araştırması yapılırken şartlar tam olarak anlaşılmalıdır.
- 3) Pompalı hidro elektrik santralin karakteristiklerinin anlaşılması, önceden tahmin edilen etkilerin etkin önlemlerle uygun şekilde giderilmesi.
- 4) Yeterli incelemenin yapılması.

Olarak belirtilmiştir.

Pompalı hidro elektrik santralin yapımında çevre ve sosyal değerlendirmeler rehberi olarak, "Pompalı Hidro Elektrik Santrali Çevre ve Sosyal Ortam Rehberi (Taslak)" EIE ile ortaklaşa hazırlanmıştır. Gelecekte de pompalı hidro elektrik santrallerin bu rehbere göre hazırlanması beklenmektedir.