

8.3 Pompalı Hidro Elektrik Sistemin Sahiplenilmesi Hakkında Teklif

Türkiye'deki elektrik pazarının özelleşmesi aşamasında, ulusal elektrik şirketlerinin, gelecekteki zor talep dönemleri, kriz zamanları gibi acil durumlar haricinde, herhangi santral yapımı kanun hükmünce yasaklanmıştır. Bu yüzden gelecekte pompalı hidro elektrik sistemi yapılırken , “kimin pompalı hidro elektrik sistemini yapacağı, yapım sermayesinin nasıl toplanacağı” problem olmuştur.

Elektrik pazarının özelleşmesinden sonra(2001 yılı), yapım trendi, inşaat süresi kısa olan, stabil geliri gaz ateşlemeli ve küçük boyutlu hidrolik santraller olmuştur, düşük riskli küçük santrallerden pek çok üretilmiştir. Bu şekildeki büyük santrallerin yapımı zaman aldığından kısa vadede güç yetersizliği riski vardır, bu yüzden yakın gelecekte elektrik kesintileri yaşanabilir. Ayrıca bu yılın Eylül ortalarında Avrupa(UCTE)sistemine geçilmesi planlandığından, gelecekte Avrupa Birliği elektrik pazarı kurallarına geçme ihtimali yüksektir.

Bu şartlarda, gelecekte, pompalı hidro elektrik üretiminin, ne şekilde olacağına baktık.

8.3.1 Diğer Ülkelerdeki Pompalı Hidro Elektrik Sisteminin AB içindeki Kullanımı

(1) Eu Bölgesi

Türkiye'nin sistemi Eylül 2010 tarihinde, Yunanistan ve Bulgaristan sistemi aracılığı ile Avrupa sistemine senkronize oldu. Bir yıllık çeşitli senkronize çalışma testleri uygulanıp, sonrasında piyasanın bütünleşmesi planlanıyor. Piyasanın bütünleşmesi sonrasında Türkiye'nin elektrik enerjisi Avrupa sisteminde alım-satımı mümkün olabilecektir; bu durum Pompalı Elektrik Üretimi Santralleri için de istisna değil.

Yine, Avrupa Komisyonunda '20-20-20 Strategy', başka bir deyişle 2020 yılı hedeflenerek sera etkili gazların %20 azaltılması, elektrik enerjisi toplamında yenilenebilir enerji oranını %20 den fazla hale getirmek, enerji verimlilik oranını %20 arttırmak, gibi politikalar yürütülmekte olup, yenilenebilir enerjinin artışına paralel arz ve talebi dengelemek, sistem istikrarını sağlamak amaçlı enerji tesislerinin bulunması da sorun olmaktadır. Bu çerçeveden Avrupa sistemindeki pompalı elektrik üretim durumunu, Almanya RWE ile İtalya Terna'da ki işletim durumlarından ana hatlarıyla özetleyelim.

(a) Almanya RWE Sistemi

Almanya'da Pompalı Enerji Üretim Santrallerinin mülkiyeti i) Elektrik üreticisi sanayici tek başına, ii) Birden çok sanayicinin birlikteliği ile, iii) Elektrik üretim şirketi ile diğer şirketlerin beraberlikleri gibi şekillerde olup, 3 tür hak bulunmaktadır. İlk olarak, tesislerin mülkiyet hakkı, ikinci olarak tesislerin işletim hakkı, üçüncü olarak pompalanmış su kaynakları ile elektrik üretim opsiyonlarının alım satım haklarıdır.

Pompalı elektrik üretim santralinin işletimi ile ilgili, örneğin i) durumunda Elektrik üreticisi sanayicisinin öz mülkiyetindeki enerji üretim santralinin işletimini, piyasa eğilimlerinde göz önüne alarak, ekonomik verimliliği en yüksek olacak çalışma planı hazırlar. Bu yapılırken, Almanya piyasasında, elektrik üreticisi sanayici N-1 koruyabilecek şekilde yedek gücü rezerv güç olarak hazır bulundurma zorunlu tutulduğundan, sahip olduğu elektrik santralinin bir kısmını hazır konumda bekletmek, türev pazarlardan temin etmek gibi yöntemler ile rezerv güç temin eder. ii) Durumunda, birden çok elektrik üreticisi sanayicisi tesislerin işletimi haklarına sahip olması durumunda, herbiri iştirak ettiği elektrik santrali ile ilgili elektrik üreticisi sanayici konumuna uygun çalışma planı hazırlandıktan sonra, birlikte sahip oldukları enerji üretim santralini belirterek, enerji üretim santrali çift taraflı belirtilen çalışma planı düzenlenerek kararlaştırılır. Yine iii) durumunda, tesislerin işletim

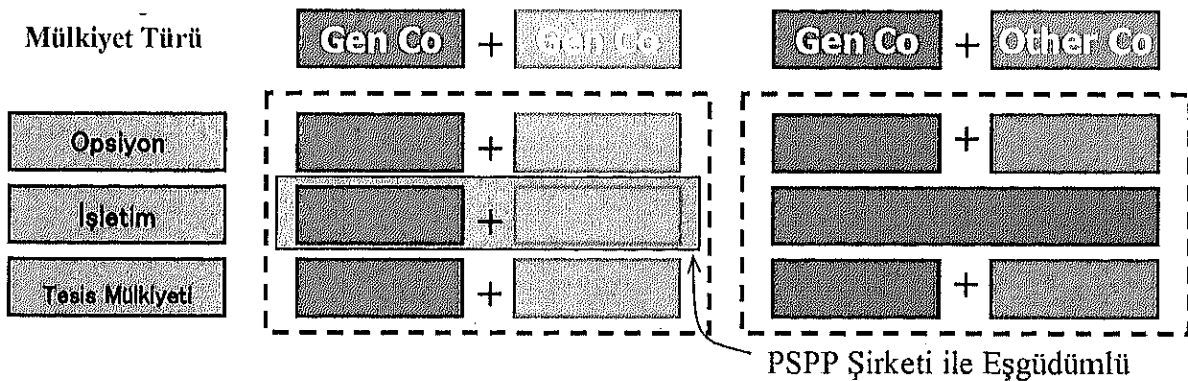
hakkına sahip olduğu halde teknik olarak tesislerin işletimini yapamadığı durumlarda, bunu satarak kar elde edilmektedir.

Pompalı elektrik üretim santrali işletim modelinde 1998 yılındaki piyasanın liberalleşmesi öncesi ile sonrasında büyük değişiklik oldu. Liberizasyon öncesinde, talebin az olduğu zamanlarda su pompalamakta, maksimum talep zamanlarında elektrik üretmekte olduğu modeldi fakat, liberal piyasalarda, maksimum talep zamanları veya talebin az olduğu zamanlara bağlı olmaksızın, denge güç olarak yedek gücü (elektrik üretimi ile pompalama her iki yönlü) piyasada satmak amacı ile, genel olarak tam kapasite çalıştırmayan çalışma planı olmaktadır. Bundan dolayı, düzenli olarak enerji üretimi ile pompalamayı tekrarlayan durumda olup, çalışıp durma sayısı liberizasyon öncesine göre %78 daha fazla oldu. Yine, yukarıda söylendiği gibi elektrik üreticisi sanayici N-1 yüklenecek şekilde yedek gücü bulundurmaya zorunluluğu olması, black start için yedek güç bulundurma gereği, bu amaçla çalışma ile kapasite denetimine uyumluluk amacıyla pompalı elektrik santralleri kullanılmasından dolayı, pompalı elektrik santrallerinden rezerv güç sağlamak için tesis kullanım oranı düşüş eğilimindedir. Diğer termal enerji tesisleri gibi yerlerde de yedek güç bulundurma amaçlı minimum kapasite ile çalıştırma zorunluluğu durumları olup, verim düşmesine sebep olmaktadır.

Ek hizmetlerin içinde, TSO ikincil yedek güç sağlamak için türev pazarlardan temin edebilmektedir. TSO 9 şirket katılmakta ikincil pazarlara 15 dakikalık aralıklarla sürülen sürülmüş yedek güçten, ileride belirli bir zaman diliminin ikincil yedek gücün teklif bedeli ile aldığı hakkı (opsiyon) Elektrik üreticisi sanayicisinden satın alması üzerine, o günün arz talep durumu ve piyasa fiyatına göre aldığı haktan faydalanıp faydalanmayacağına karar verebilir.

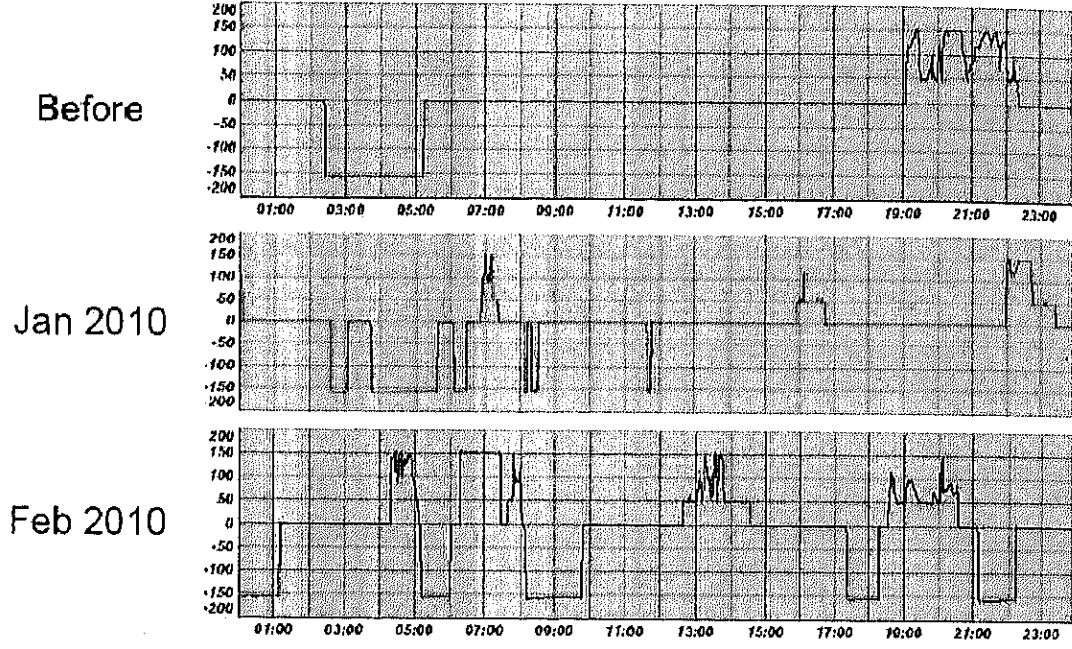
Yakın yıllarda rüzgar gücü enerji üretimi başta yenilenebilir enerjinin büyük miktarda girişine bağlı, düşük talep zamanlarının dengeleme amaçlı yedek güç yetersizliği, güç alım satım fiyatı eksi olduğu durumlar meydana gelmektedir. 2009 yılında anlık rezerv gücün yetersizliği nedeni ile rüzgar gücü enerji üretiminin kapasite kısıtlaması ilk defa uygulanarak, 26 Aralık 2009 tarihinde, tatil nedeni ile düşük talep ve rüzgar gücü enerji üretimindeki artıştan kaynaklanan, enerji piyasalarının alım satım fiyatı ▲200 Euro/MWh kaydetmiştir.

2020 yılına kadar 30GW PV kullanıma girmesi, yine nükleer elektrik santrallerin durdurma planı olup, maksimum talep anında anlık rezerv gücün düşmesi, ve beraberinde voltaj desteği amaçlı reaktif güç kapasitesinin yetersizlik tehlikesi olup, sistemi elektrik kalitesinin devamı için pompalı elektrik santrallerinin geliştirilmesi Alman Hükümeti tarafından istenmektedir.



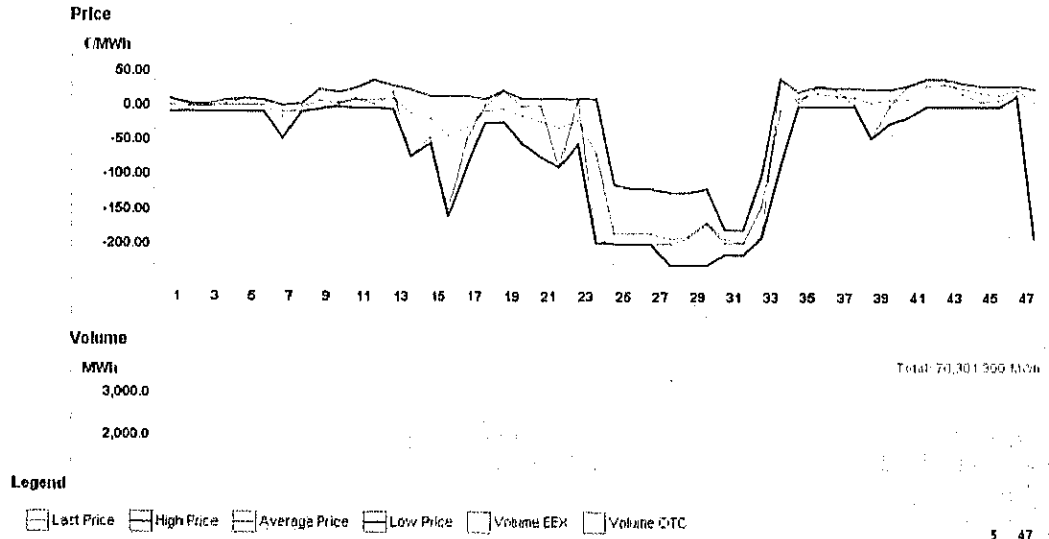
Kaynak: Araştırma Grubunca Hazırlanmıştır.

Figür 8.2 Almanya'da Elektrik Santralleri Mülkiyet ve İşletim Durumu



Kaynak: RWE

Figür 8.3 Elektrik Piyasaları Öncesi ve Sonrası Pompalı Elektrik Santralleri Çalışma Modeli



Kaynak: EEX Web sayfası

Figür 8.4 EEX Enerji Spot Pazarlarında 25 Aralık ile 26 Aralık 2009 Tarihli Alım Satım Durumu.

(b) İtalya Terna sistemi

İtalya'da bu zaman kadar Enel birleşik enerji şirketi iken, 2000 yılında üretim ve dağıtım ayrılarak, Enel enerji üretim şirketi, Terna ise TSO olmuştur, günümüzde İtalya'daki PSPP mülkiyetinin yarısından fazlası Enel'e ait olup, Edipower'in payı ile birleştirildiğinde %90 'ı bulmaktadır.

Enerji piyasası 2005 yılında açılarak, GME (Gestore dei Mercati Energetici S.p.A.) tarafından işletilmekte, elektrik enerjisinin ticaretinin yapıldığı enerji pazarı (Energy Market) ile Terna'nın işlettiği çalıştırdığı yedek güç (ikincil rezerv) ticaretinin yapıldığı dengeleme piyasasından (Ancillary Service & Balancing Market) meydana gelmektedir. Yine, anlık yedek rezerv (birincil rezerv) her elektrik üreticisi sanayiye zorunlu tutulup, elektrik üretim tesis kapasitesinin %1,5 ini sağlamak gerekmektedir.

Pompalı Elektrik Üretiminin enerji üretim miktarı, olumlu ekonomik şartların etkisi ile 1990 yılı başları 4,000GWh dan büyük miktarda artarak, 2000 li yılların başında 10,000GWh e ulaşmıştır. 2002 yılı civarında güç arz talep durumuna tehtid oluşturmuş, üstelik 2003 yılının İtalya yarım adasında elektrik kesintisi sonrası, güç yetersizliğini gidermek için bir kaç yılda, 20Gwlık CCGT yapılarak, 2005 yılında çalışmaya başlamıştır. Bu CCGT çok yüksek verimli olması nedeni ile ucuz fiyatla pazarda elektrik satışı yaparak, talebin az olduğu zamanlarda çalışır duruma gelmeye başladı. Buna bağlı olarak 2005 yılının enerji pazarı açılışı sonrası, Pompalı Elektrik Üretim Santrallerinin kapasitesinde hemen hemen değişim olmamasına rağmen, enerji üretim miktarı azalma eğiliminde olup, 2009 yılı finansal krizi etkisi ile talebin %6 azalmasıda olup, 6,000Gwhde kaldı.

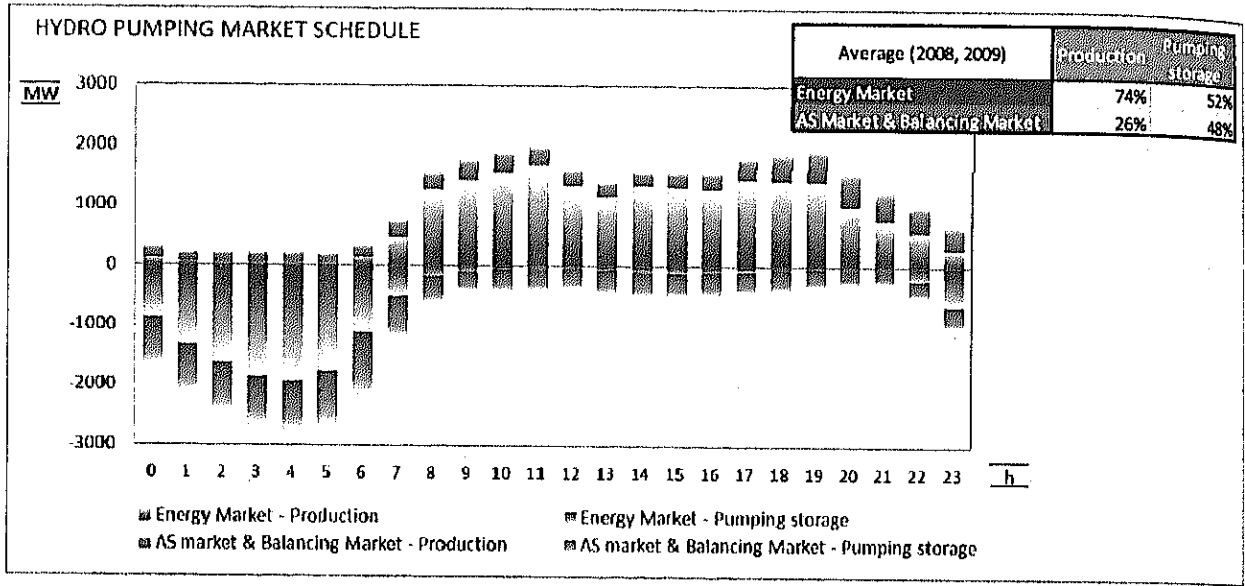
2010 Yılında enerji pazarında enerji fiyatları ortalama 70 Euro / MWh düzeyinde, maksimum talep anında fiyat 90Euro / MWh düzeyinde, talebin az olduğu zamanlar fiyat 40 Euro / MWh düzeyindedir. Denge pazarında fiyat, enerji pazarı fiyatının yaklaşık 2 katına denk 120 ila 140 Euro / MWh dir.

Pompalı Elektrik Santralinin işletimi, enerji pazarlarında pompa kapasitesinin satın alınarak, denge pazarlarında elektrik satışı ile başarıya ulaşır. 2008 yılı, 2009 yılının Pompalı Elektrik Üretimi alım satım gerçekleştirmelerine bakılırsa, enerji üretimi enerji pazarında %74, denge pazarında %26, pompa hidrolik enerji pazarında %52, denge pazarında %48 dir.

Denge pazarında, artan kapasite miktarının fiyatı ile düşüş miktarının fiyatı saatlere göre fiyatlandırılır. Terna bu teklif sonuçlarından, 1 gün öncesinde yedek gücün fiyat tablosunu hazırlayarak, bunu baz alan işletimi gerçekleştirmekte, çalışma gerçekleşen değerlerine göre ödeme yapmaktadır. Denge pazarlarında, Pompalı Elektrik Üretimi tüm saat dilimlerinde çift yönlü alım satımı yapılmakta olup, doruk arz ile aynı anda sistemin frekans dengesinede Pazar aracılığı ile katıldığı anlaşılabilir.

Avrupa komisyonu 2020 hedefini temel alarak, İtalyan hükümeti rüzgar gücünü (12GW), PV (8GW), biyokütleyi (8GW) büyük miktarda katma planı yürütmektedir. Rüzgar gücü, PV genel olarak güney bölgesi Sicilya Adası, Sardinia Adasına yapımı planlanmaktadır fakat, bu bölgenin talep boyutu düşük, gücün İtalya merkez ve kuzey bölgelerine iletimi için güney kuzey arası sistemin güçlendirilmesi gereklidir.

Yine, günümüzde rüzgar gücü enerji üretiminin katılımına paralel talebin az olduğu zamanlar anlık yedek gücünün yetersizliği gerçekleşmezsiniz, mevcut kurulu rüzgar gücü elektrik üretim tesislerinin kapasite kısıtlaması uygulanmamaktadır. Fakat, daha sonra, doğal enerji kaynaklarının artması ve uzun mesafeyle nakledilen elektrik artışına bağlı, sistem frekans rakamının korunması, voltajın korunması amaçlı tesislerin ilaveten gerekli olacağı bilinmekte olup, Terna Pompalı Elektrik Üretimi, akümülatör, SVC gibi, eykileri ve ekonomik yönünü incelemektedir. İtalyan hükümeti sistem güç istikrarı amaçlı donanım olacak, bu donanımları Terna'nın başında olduğu organizasyonun geliştirmesine ve montajına onayı vermeyi planlanmakta.



Figür 8. 5 Terna Sistemindeki Pompalı Hidro Elektrik Tablosu

(2) Filipinlerdeki Pompalı Hidro Elektrik Santrali

Filipin Elektrik Şirketinin bir adet pompalı hidro elektrik santrali vardır. Bu Kalayaan santrali (Yaklaşık 740MW) Manila'nın güney batısında 60km uzaklıkta bulunan lagun göllerindedir. Santral National Power Corporation (NPC) şirketi tarafından, Mart 1983 tarihinde Bölüm I :168 MW×2 birim olacak şekilde inşaata başlamıştır. Daha sonra , Bölüm I'in (1 · 2 Birim)rehabilitasyonu hızla gelişince elektrik talebini karşılamak için Bölüm II'ye(3 · 4 Birim)genişlemesi gerekmiştir, NPC 1998 yılında Arjanti'nin IMPSA şirketiyle İnşa et-Rehabilitate et-İşlet- Devret(BROT)anlaşmasıyla, santral rehabilitasyonu ve pompalama cihazlarının geliştirilmesi gerçekleştirilmiştir. Bu BROT anlaşmasında, Bölüm II'nin jeneratör motoru 174 MW×2 birimle yenilenmiştir, Bölüm I'in su değirmeni de genişletilerek kapasitesi artırılmıştır.

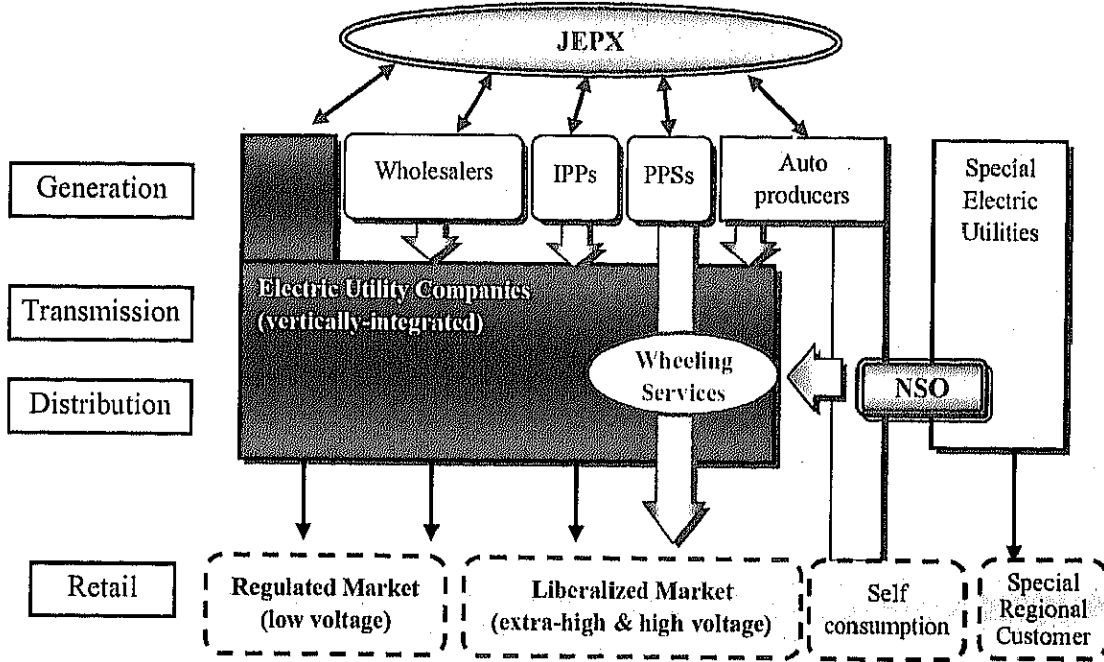
Daha sonra IMPSA şirketi ve Amerika'nın EME Şirketi Operasyon bakımından sorumlu şirket olarak CBK Power Company Ltd. (CBKPCL) belirlenmiştir, Şubat 2001'de NPC tarafından alınan santral (Sözleşme 2026 yılında bitecektir), şirketin tüm hakları Nisan 2005 tarihinde, J-POWER ve Sumitomo ortaklığına devredilmiştir. Bu şartlarda, günümüzde Kalayaan Santrali NPC'nin kontrolünde CBKPCL tarafından NPC ve O&M anlaşması sonucu ortaklaşa yönetilmektedir, genelde sabit oranlı O&M masrafları NPC tarafından ödenmektedir.

Kalayaan Santralinde üretilen güç Wholesale Electricity Spot Market(WESM)adlı pazarda satılmaktadır, pazar işlemlerinden sorumlu Power Sector Assets & Liabilities Management Corporation (PSALM) şirketi tarafından ertesi gün operasyon tablosu santralde de açıklanır, CBKPCL Operasyon Müdürü bu sonuçlara göre üretime devam eder.

Ayrıca, BROT anlaşmasına göre, her birim için yıllık Bakım Durma Saati (MOH) ve Zorunlu Durma Saati (FOH) belirlenir. MOH kullanılarak belirlenen planlı durmalar, MOH birimi olarak gerçek çalışma süresinden çıkartılır. Diğer yandan, FOH, kazalar yüzünden durur, kaza olduğunda, tamir süresi FOH'den çıkartılır. Anlaşmaya göre MOH ve FOH 0 olduğunda görevlendirme ve birim oranları 1,0 ve daha az olduğunda cezalandırma olur.

(3) Japonya

Japonyadaki elektrik akışı aşağıdaki gibidir.



Figür 8.6 Japonya'daki Elektrik Akışı

Japonyada elektrik şirketleri bölgelere ayrılmıştır, güç üretimi, aktarımı ve dağıtımında tüm alanlar kendi tesislerine sahiptir, bu tesislerden faydalanarak, bölgedeki müşterilere hizmet verilir.

Güç sektöründe önemli bir rol oynadığı için, Toptancılar, IPPler, PPSler, Araba üreticileri vs. genel müşteri profildir. Bu yüzden, gerekliliklerin karşılanmadığı zaman, Japon Güç Toptan Satış Borsası (JEPX) aracılığıyla, gereken miktarda güç sağlanır. Güç sektörünün kullanıcıları arasında PPSler kendi ürettikleri cihazları kullanır, serbest pazardaki müşteriler için, güç şirketi kendi aktarım hatlarıyla dağıtımını yaparak doğrudan güç sağlar. Diğer yandan, Toptancılar ve IPPler temel de güç şirketiyle bilateral anlaşma ile şirketin elektrik ihtiyacını karşılar.

Güç sektörünün oyuncularını arasında, pompalı hidro elektrik santrali sahipleri sadece Elektrik Şirketi ve Toptancılarıdır. Elektrik şirketlerinin kendi bünyelerinde sahip oldukları tesislerde özel anlaşmaları yoktur, merkez ofisten gelen talimatlar doğrultusunda, günlük operasyonları gerçekleştirirler.

Diğer yandan, Toptancıların sahip olduğu güç üretim tesisleri hakkında güç şirketi ve toptancılar arasında bir anlaşma yapılmıştır. Anlaşma şartları aşağıdaki gibidir.

- Santrali işletmek için gerekli masraflar tüm güç şirketleri tarafından ödenecektir.
- Toptancılar tesislerin sahibidir, operasyon ve bakım da Toptancıların personeli tarafından yapılır.
- Santrallerin operasyon otoritesinin tamamı güç şirketine aittir. (Operasyon güç şirketinin yönetici kadrosunun verdiği talimatlara göre yapılır.)
- Pompalama gücü, elektrik şirketi tarafından sağlanır.

Santral yapımına başlarken güç şirketi toptancılara istedikleri hidrolik pompalama miktarını ve ekonomik fikirlerini belirtir, uzun vadeli temel anlaşma imzalanır, yapımına başlanır. Santrali işletmek için gerekli harcamalar yıllık olarak Toptancılar tarafından karşılanır, elektrik şirketi içeriği ve miktarı belirler.

8.3.2 Hidrolik Gücün Karlılığı

Mevcut market şartlarında, özel şirketler pompalı hidro elektrik santrali kullanmaya başladığında, elde edecekleri kar hesaplanmıştır.

(1) Hesap Şartları

(a) Elektrik Üretim Maaliyeti

Maaliyetler, sabit olarak, pompalı hidro elektrik santrali inşaatı da dahil olma üzere masraflar (Faiz ve amortisman payı) ve operasyon bakım masraflarıdır, ek olarak doruk olmayan dönemlerdeki pompalama maliyetleri de dahildir.

- Birim İnşaat Maaliyeti : 700 USD/kW
- İnşaat Maaliyeti : 840 milyon USD (1,200 MW x 700 USD/kW)
- Yıllık Sabit Giderler : 78.6 USD/kW/yıl (Operasyon ve Bakım masrafları dahil)
- Pompalama Maaliyeti : 5.2 sent/kWh (Kömürlü Termik)
- Güç Maaliyeti : 14.2 sent/kWh (Capacity Factor = 10%)

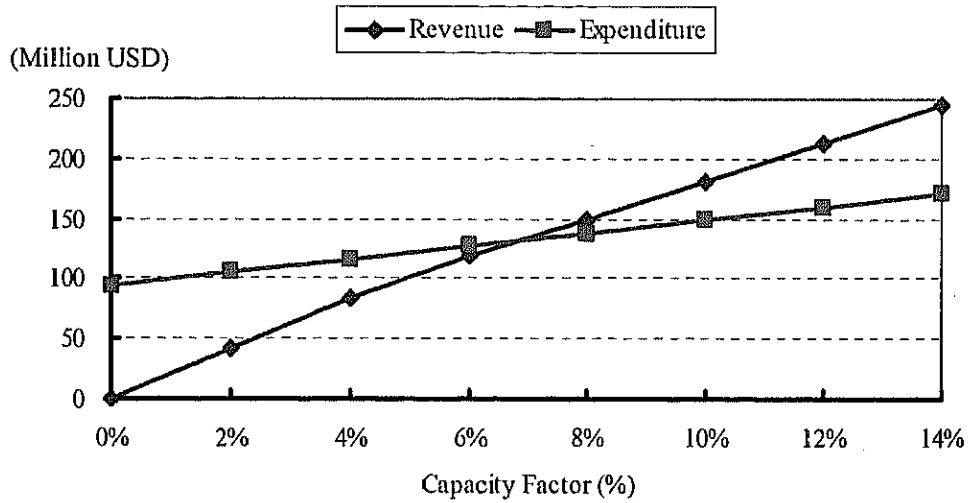
(b) Gelir Birimi (Toptan Elektrik Satış Fiyatı)

Doruk güç satış süresince, eğer satış fiyatı sabit olursa (kapasite faktörü) elektrik satış oranında artış olur.

- Doruk saatler (Hafta için 4 saat x 100 gün) : 20 sent/kWs
- Gündüz vakti (Hafta için 6 saat x 150 gün) : 15 sent/kWs
- Frekans ayarı ve bekleme operasyonu vs gibi bağımlı uygulamalar gelir olarak görünmektedir.

(2) Denge

Pompalı Hidrolik elektriğin kullanımında artış olduğunda, harcama ve gelirlerde aşağıdaki ilişki mevcuttur.



Figür 8.7 Uygulama Faktörü ve Gelir Harcama İlişkisi

Figure göre malzeme utilizasyonu %7'yi aşarsa gelir giderden fazla olur, yatırımın geri dönüşü garantilenir, kar etme ihtimali belirir. Ancak kapasite faktörü %7'den az olursa, gider gelirden fazla olur, bu durumda geri dönüş beklenemez. Malzeme utilizasyonunun özellikle çok düşük olduğu durumlarda gelir de az olur ve ödemelerdeki denge bozulur.

Bir başka değişle, mevcut piyasa kurallarına göre, pompalı hidro elektrik santrali kar oranı belirgin bir biçimde utilizasyon birimleri tarafından belirlenir.

8.3.3 Ortaya Çıkabilecek Riskler

Mevcut pazar kurallarına göre, özel şirketlerin pompalı hidro elektrik güce yönelmesi durumunda yaşanacak riskler.

(1) Malzeme Utilizasyonunun Azalma Riski

Pompalı hidro elektrik üretim operasyonu, büyük ölçüde arz talep durumuna göre belirlenir. Rezerv oranının %3'e düşüttüğü durumlarda arz talep oranı kısıtlıdır, yüksek bir utilizasyon elde etmek için %10 üzeri rezerv gereklidir. Ancak, rezerv oranı %10'un üzerinde olursa, arz talep oranı rahatlıkla karşılanır, pompalama oranı azalır, santral arıza sonucu durduğunda yaşanan güç kısıtlaması ve güç talebindeki potansiyel büyüme için destek sağlanmış olur, benzer durumlarda çalışmayı durdurma ihtimali artar. Aksi takdirde benzer durumlar, zor şartlarda kalınacak şartlar karşılamayacağı için denge hemen bozulabilir.

Ek olarak, Avrupa (UCTE) sistemi ve uyum sonrası doruk güç kapasitesi rakipleri artacağından, komşu ülkelere talep olabilir, böylece PSPP'nin malzeme utilizasyonu daha da düşer.

(2) Pompalama Gücü Birim Fiyatını Arttıran Riskler

Pompalama gücü marketi arttığına, talep de artmış demektir. Bu yüzden, dağıtım kriterleri benzer birim fiyatlarını arttırmaya meyillidirler. Gece vakti gerçek aktarım fiyatları, anlaşmaya göre 5krş/kWs (3.3sent/kWs) civarındadır ve gündüz bunu yarısıdır, gerçek değerler 14krş/kWs(9.3sent/kWs) civarındadır yani , gündüz (16kr/kWh civarında) fiyatlarıyla çok fark yoktur. Bu, günümüzdeki piyasanın fiyatlandırma mekanizmasından kaynaklanmaktadır, pompalama maliyeti artar, %30 civarı performansla pompalamanın zarar kabul edildiği durumlar mevcuttur, güç alım fiyatı ve alım maliyetinin (pompalama gücü) gerilediği söylenebilir.

(3) AB Talimatlarına Girildiğindeki Riskler

Türkiye, Avrupa (UCTE) sisteminin haberleşme sistemine girecektir, yakın gelecekte UCTE ve ortaklarının, UCTE adı altında tek bir kuruluş olarak çalışma sistemi olacaktır. Bu durumda operasyon sistemi ve operasyon marketi kuralları, tüm UCTE sistemiyle aynı kurallara tabi olma ihtimali yüksektir, bu kurullarla farklı kurullarla çalışma durumunda, AB direktifleri doğrultusunda, zorla şartları değiştirme durumunda kullanılabilir. Özellikle , UCTE sisteminin operasyon kurallarının adil rekabet kurullarıyla gelen kısıtlamaları çok serttir, hidrolik pompalama terimi özel santral sayıldığı için operasyonun devamı içinde özel şartlar gerekebilir.

8.3.4 İşletme Modeli Teklifi

Bu durumda aşağıdaki fikirlerin iyice değerlendirilmesi

- Pompalı hidro elektrik santralin kullanımıyla gelecek faydaların yanı sıra, sistemin zorluklarını göze aldıktan sonra elde edilen en büyük fayda, güç kalitesindeki (bakım frekansı, sürekli voltaj, kaza durumu stabilitesi gelişmiştir) artıştır. Bu anlamda, bu faydalar genelde tüketici tarafından hissedilir, elektrik fiyatları da çok fazla değildir, bu tarz bir sistemi her elektrik şirketi kurmak ister.
- Yakında AB Üyesi olmak
Gerekli sistem gerekliliklerine bakıldığında, adil rekabet için mevcut engelleri olabildiğince kaldırmak gerekir.
- Yukarıda belirtilen riskleri olabildiğince minimuma indirmek

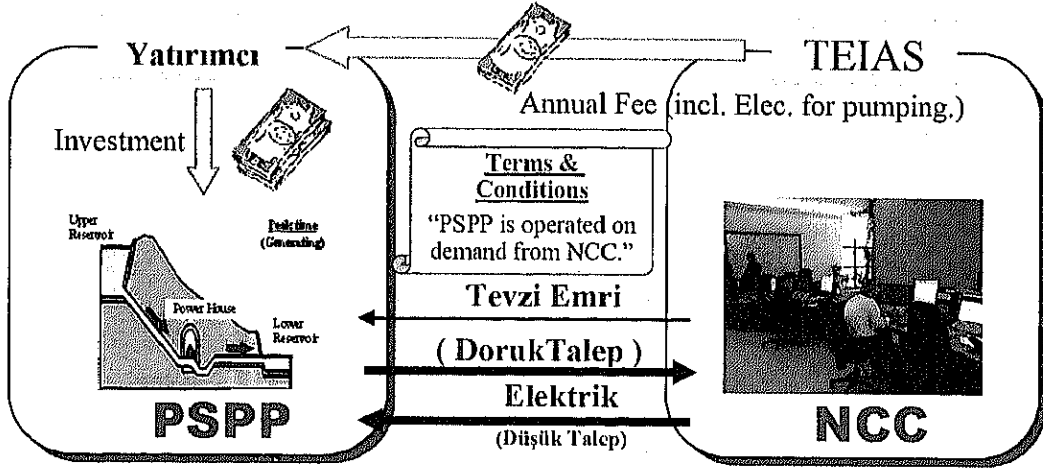
Yatırım yaparken karşılaşılan en büyük risk, yeterli kar edememektir, riskleri azaltmak için gerekli önlemlerin alınması önemlidir.

(1) TEIAS'ın Her Yıl Ödemesi Gereken Miktar

Sahip: Özel Yatırımcılar

İnşaat Sermayesi: Özel Yatırım

Gelir Kaynağı: TEIAS'dan Gelen Yıllık Miktar



Figür 8. 8 Pompalı Hidro Elektrik Santralin Alımının Örneği

TEIAS, sabit yıllık masraflı pompalı hidro elektrik santralin sahibi olarak, bu masrafları ödeyen sahip olarak daha fazla karı güvence altına alır. Sahip olarak, TEIAS'tan sabit yıllık masrafları almak yerine, sürekli TEIAS'ın NCC'nin isteklerine göre operasyon (Güç üretimi ve su pompalama) belirlemesi gerekir. Yıllık yapılması gereken bakım için gerekli süre ve bakım masrafları için TEIAS'tan izin alınması gerekir. Ayrıca pompalama gücü hakkında bilgiler de, TEIAS'ın kontrolündedir.

TEIAS, santralin günlük çalışması hakkında, bir gün önceden tahmin raporları alır, PMUM aracılığıyla üretim araçlarının durumunu öğrenir, fiyatlar çıkışın yapıldığı mazemelerin düşüklük oranına göre belirlenir. Bu durumda, pompalı hidroelektrik santral için gücü, pompalama operasyonu, çalışma süresiyle belirlenen net oran, daha sonra PMUM tarafından uygun bir fiyat olarak belirlenir.

(2) Tamamen Serbest Piyasada Güç Temini Bağımlılıkları

Sahip: Özel Yatırımcılar

İnşaat Sermayesi: Özel Yatırım

Gelir Kaynağı: Elektrik Fiyatı + Bağımlı Yoğunlaşma

Pompalı hidro elektrik santrallerin sahibi tam serbest piyasada, güç desteği ve bağımlılık sağlar, bu yaklaşımla kar elde edilir. AB sistemiyle tamamen aynı olursa, AB'nin gelişim zorunlulukları gibi çok fazla olmaz.

Bu raporda mevcut şartların geliştirilmesi, hidrolik pompa formülü içindeki özellikleri de artırır, özelliklere bağlı uygun sistemin geliştirilmesi gerekir. Bu durumdaki aşağıdaki iki teklif geçerlidir.

(a) Pompalı Hidro Elektrik santrallerinde yapılabilir çeşitli hizmetlerin uygun oranları

Aşağıdaki şekilde hizmet sağlandığında, gerekli miktar TEIAS tarafından ödenir.

- 1 saniyede frekans ayarı (Gündüz vakti, sabah saatleri talep ani bir biçimde arttığında, gece vakti)
- 1 dakikada frekans ayarı (Gündüz vakti, sabah saatleri talep ani bir biçimde arttığında, gece vakti)
- Bekleme operasyonu(Tesislerin arıza sonucu güç üretimin durdurulması veya ani talep artışı durumunda destek sağlanır, sistem her zaman hazır, acil bir durumda sistem 5 dakika içinde devreye girer.)
- Voltaj ayarı (Reaktif güç üretimi)

(b) Tüm güç üretim tesislerinin kullanımı gereklidir

Güç sistemi tüm desteklerin olduğu bir yapıdadır (yenilenebilir enerji dahil) ve elektrik üretimi hedeflenir. Bu sayede, yardımcı özellikler olmadan üretim yapılırsa, bu fonksiyonun başka güç tesislerinden temin edilemesi gerekir.

(3) TEIAS Dorğudan İnşaat Yapar ve Sahiptir.

Sahip: TEIAS

İNşaat Sermayesi: Halk katılım (veya özel finans)

Gelir Kaynağı: Wheeling Charge

Pompalı hidro elektrik santrallerde gerilim frekansı, voltajın düzenlenmesi gerekir, sistemin güç üretimi kalitesi artar, aktarım hatları ve alt istasyonlarda TEIAS'a ait olduğu için bu noktada serbest kullanım mümkündür.

(4) TEIAS Sabit Tesis Utilizasyonu Sağlar (Al ya da Öde anlaşması)

Sahip: Özel Yatırımcılar

İNşaat Sermayesi: Özel Sermaye

Gelir Kaynağı: Elektrik fiyatı + (İşlem az olduğu durumlarda TEIAS tarafında ödenen garanti ücreti)

Teklif (1) ve Teklif (2) arasında bir tekliftir. Mevcut seviyede ödemeye yapılır, sistem düzgün çalışmayıp pompalı hidro elektrik üretimi yeterli olmazsa, Teklif (2)'de olduğu gibi elektrik parası + sistem için yeterli gelir ödenir, kapasite faktörü düzeldiğinde (%5 seviyesinde) ya da daha yukarı çıktığında eski düzene dönülür. Ancak, yıları da belirtilen pompalı hidrolik kapasite faktörü, büyük ölçüde artz talep gibi dış faktörlerden etkilenir, bu faktörleri tahmin etmek çok zor olduğundan, yapıcı kararların verilmesi de zordur.

Tedbir olarak, pompalı hidro elektrik santralin sahibi ve TEIAS arasında, önceden belirlenmiş bir pompalı hidro elektrik formülü saptanır, TEIAS, elektrik üretimi oranına bakmadan, sahibin bu oranı elde etmesini sağlar.

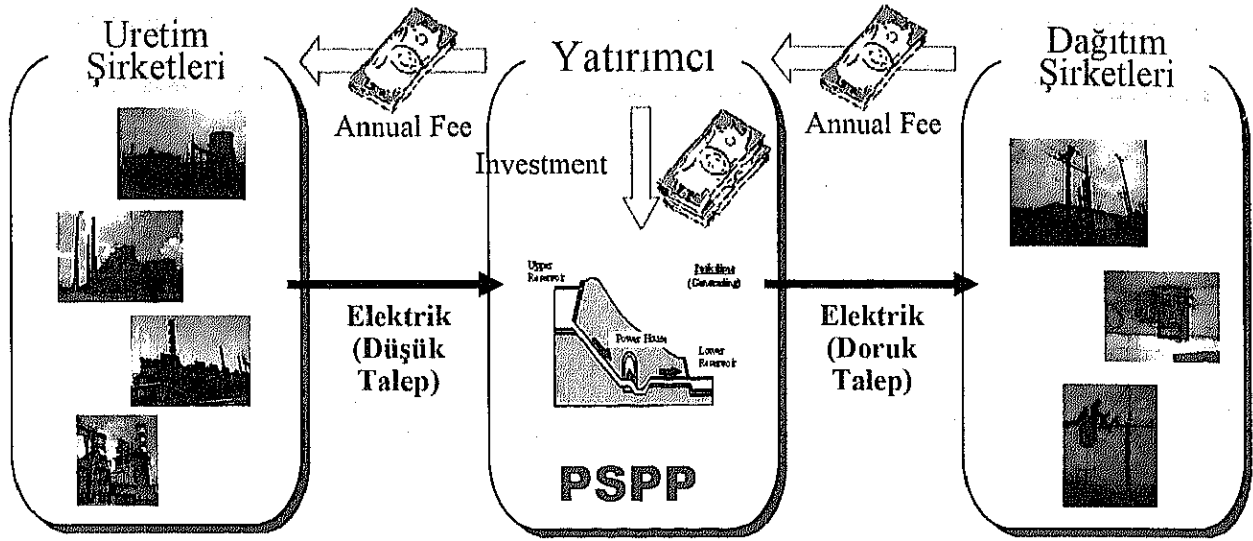
Temel olarak, pompalı hidrolik santralin sahibi tam serbest piyasadadır, gücü ve yardımcı servisleri kendi temin eder, geliri ödenmektedir ama TEIAS gerekli ihtiyaçları sahipten bekler, operasyon, bekleme ve benzeri konuları belirleme hakkına sahiptir. Sonuç olarak eğer güç minimum miktarın altında olursa sahip çekilebilir, TEIAS en düşük orandan aradaki farkı öder. Diğer yandan, sahip minimum üretim yaptığında, önceden belirlenmiş parayı kaaznmış olur, iki tarafta şartları yerine getirmiş olur.

(5) Güç Dağıtım Şirketi ve Üretim Şirketi Arasında Uzun Vadeli Anlaşma

Sahip: Özel Yatırımcılar

İnşaat Sermayesi: Özel Yatırımcı

Gelir Kaynağı: Dağıtım Şirketinden Yıllık Ödeme



Figür 8.9 Pompalı Hidro Elektrik Santraline Sahip Olma Örneği

Pompalı hidro elektrik santralının sahibi, bir kaç dağıtım şirkettir, doruk talep süreleri üzerinden uzun vadeli anlaşmalar yapılır, belirlenen utilizasyonu sabit tutarak gelir garantilenir.

Pompalı hidro elektrik santrali hakkında, bir kaç güç şirketi bağlantılı anlaşmalarla üretim yapar, böylece su pompalaması sonucu fiyat artışı olmaz.

(6) Sonuç

Bu zamana kadar bahsettiğimiz 5 taslak ile ilgili yatırımcı açısından görünen riskten kaçınabilmek, ulusal politikalara uygunluk, EU yönetmeliklerine uygunluk, kaliteli enerjinin arzı diye ifade edilen 4 kısımda tüm tasarıları karşılaştırarak aşağıdaki çizelgede gösterdik.

Tablo 8.1 İş Model Tasarıları Karşılaştırılması

	1	2	3	4	5
	TEIAS'ın Her Yıl Sabit Miktarda Ödeme Teminatı	Elektrik Arzı + Ek Hizmetler Uygulanması	TEIAS'ın Doğrudan Yapım ve Mülkiyeti	TEIAS'ın Sabit Alım Teminatı	Uzun Vadeli Karşılıklı Alımın Uygulanması
Mülkiyet Sahibi	Özel Yatırımcılar	Özel Yatırımcılar	TEIAS	Özel Yatırımcılar	Özel Yatırımcılar
Yapım Sermayesi	Özel Sermaye	Özel Sermaye	Kamu Sermayesi	Özel Sermaye	Özel Sermaye
Gelir Kaynakları	TEIAS'dan Yıllık Kullanım Bedeli	Elektrik Arz Karşılıklı Bedeli + Servis Bedelleri	Wheeling Charge	Elektrik Arz Karşılıklı Bedeli + TEIAS'dan Destek	Dağıtım Şirketine Yıllık Kullanım Bedeli
Yatırımcı Açısından Görünen Riskten Kaçınabilme	⊙	×	—	○	△
Ulusal Politikalara Uygunluk	△	⊙	×	○	○
EU Talimatlarına Uygunluk	×	⊙	×	△	△
Yüksek Kalitede Elektrik Sağlama	⊙	○	⊙	△	△
Sıra (Şimdiki Şartlara Göre)	1	×	1	2	×
Sıra (Gelecekte)	×	1	×	3	2

Yatırımcı yönünden bakıldığında, riskten kaçınmak açısından her yıl düzenli gelirin sağlanacağı, ilk tasarı çok çekici olup, bütün geliri pazara bağımlı kılan ikinci tasarı en arkadadır. Ulusal politikalara uyumluluk yönünden bakıldığında, 4628 sayılı kanunun amaçlarına paralel ikinci tasarı çok çekici olup, kamu sektörünün gelişimi uygulayacağı üçüncü tasarı en arkadadır. EU talimatnamelerine uygunluk yönünden ikinci tasarı çok çekici olup ilk tasarı ve üçüncü tasarı en arkadadır. Yüksek kaliteli elektrik sağlanması yönünden ilk tasarı ve üçüncü tasarı çok çekicidir.

Ek hizmetlere yönelik uygun bedel ödenmediği koşullarda ikinci tasarı tercih edilse bile, yatırımcı gelir yönünden riski çok büyük olduğu için yatırım kararı veremeyeceğinden, PSPP'nin sisteme katılım olasılığı oldukça düşüktür. Elektrikte kalite sağlanması önlemlerinden biri olarak PSPP'nin katılımı düşünülmesi durumunda ise belli bir süre için ilk tasarıyı veya üçüncü tasarıyı seçerek, ek hizmetlere yönelik uygun bedel ödenecek şekilde düzenlenmelerin yapılması sonrası ikinci tasarıya geçiş yürütülür.

(7) Özel Sektörün Katılımı Durumunda Yeterlilik Koşulları

PSPP elektrik enerjisine kalitenin yükseltilmesine etkileyen tesis olup, bu fonksiyonu yerine getirebilecek yöntem az olduğundan, özel sektörün PSPP Projesine katılımı durumunda, aşağıdaki gibi yeterlilik koşulları gereklidir diye düşünülebilir.

(a) Mali Güç

Büyük problemlerin ortaya çıktığı durumlarda, onarım masraflarının fazlalığı beraberinde, gelir kaynaklarının tıkanması nedeni ile, mülk sahibi şirket için büyük sarsıntı olur. Bu tür durumlarda da, hızla onarımın yapılarak, çalışmayı devam ettirebilecek miktarda mali güce (yada kaynak temini mümkün kredibilite gücü) gereklidir.

(b) Yapım ve Çalıştırma Bilgisi

PSPP'nin yapım ve çalıştırılmasına, PSPP karakteristik özel bilgi gerekli olduğu için, bu zamana kadar yapım ve çalıştırma deneyimleri zaruridir. Özellikle çalıştırma zamanlarında, sadece emirlere uygun çalıştırma durdurma yapılması değil, büyük piyasanın içinde elektrik santralini verimli şekilde çalıştırma becerisi aranır. Bunun için, bu şekilde deneyime sahip şirket ile ortak yönetim yada zengin deneyime sahip danışman görevlendirerek, teknik destek olanaklı yürütme organizasyonunun kurulması en iyisidir.

(c) Bölge ile Dayanışma

PSPP'nin içerdiği bileşenler üst gölet, alt gölet ve su kanalları vb. olup, gelişimine eşlik eden etki ettiği alan çok büyük bölgeyi kapsar. Bu nedenle dayanışmanın gerekli olacağı bağlantılı kişi sayısı çok fazladır. Özellikle, alt gölete, DSİ'nin mülkiyetindeki mevcut kurulu göletin kullanılması durumunda, DSİ ile kullanım haklarıyla ilgili düzenlemelerin gerekliliği ortaya çıkacaktır. Bu bakımdan, Türkiye'nin yönetmeliklerine uyan, bölge toplumunca kabulü kolay Türkiye orjinli bir şirket yada Türkiye orjinli şirketle ortak yönetim en iyisidir.

8.3.5 Sermaye Temini

(1) Durum

Enerji tesisleri yatırım finansmanı temin etmek için seçimler, genel olarak Tablo 8. 2 de gösterildiği gibi çeşitli yöntemler mevcuttur fakat, iş organizasyonu yada bakış açısına göre farklılık gösterir.

Tablo 8. 2 Ağırlıklı Yatırım Finansman Temini

1) İç Finans	a. Geçmiş Yıl Karları	Özkaynak Maliyeti	
	b. Amortisman giderleri vs.	Finans Ortalama Maliyeti	
2) Dış Finans (Doğrudan veya Dolaylı Finans)	a. Hisse Basımına Dayalı Finans Temini	Özkaynak Maliyeti	Doğrudan : Sermaye Artırımı (Hisse Basımı)
	b. Borç Finansmanı	Borç Maliyeti	Doğrudan : Borçlanma Belgesi, CP
	c. Varlık Finansmanı		Dolaylı : Borç

(Kaynak: 'Enerji Sektör İşletmeciliği', Energy Forum Şirketi)

Enerji Tesislerinin yapımı genellikle büyük rakamlardaki başlangıç yatırımı gerekli olup, yinede bunun geri ödemelerine tahsis edilecek kazanç için yapımın tamamlanmasına kadar beklemek mecburiyeti olup, sadece genel şirket içi karları ile karşılanabilecek boyutta değildir. Bu noktada, dışarıdan finans temini gerekliliği çıkar. Dışarıdan finans temin yolları, uygulayıcının durumuna göre değişmektedir fakat, Türkiye'nin durumunda, anılan adı ile 4628 kanunu (Enerji Piyasaları Kanunu, the Electricity Market Law) kapsamında devlet tarafından yeni enerji üretim santralleri yapımı prensipte yasaklandığı için, ülkenin yıllık bütçesi veya dış yardım kuruluşlarından borç (ODA) yolu ile temin yolları dışarıda tutularak, IPP veya Özel enerji şirketleri gibi özel sektör tarafından enerji gelişimi hükmedilir.

BOX 8.1 Japon Hükümetince Yardım

Japon Hükümetinin Türkiye'ye 1970 yılından başlayarak 30 yılı geçkin bir zamanla, yaklaşık 420.000.000.000 JpY den fazla karşılıklı ve karşılıksız nakit yardımı oldu. Enerji sektörüne yönelik kredi yardımları, 1970 yılı dönem sonrası hidrolik enerji santrallerinden bu yana 1984 yılı Altınkaya Hidrolik Enerji Santraline yönelik kredi 15. 400.000.000 JpY son olmuştur.

Burada, 8.3.4 de teklif edilen iş modellerine özel uygun sermaye temin yöntemleri hakkında incelemeler yapıldı.

(2) Sermaye Temin Planlarının İncelenmesi

Önerilen 5 iş modeli aşağıda tekrar belirtilmektedir :

1. TEIAS'ın her yıl sabit miktarda ödeme teminatı
2. Bütünüyle serbest Pazar içinde elektrik arzı ve ek hizmetlerin uygulanması
3. TEIAS'ın Doğrudan Yapım ve Mülkiyeti
4. TEIAS'ın belirli oranda kullanım miktarını alma garantisi (Take or Pay Sözleşmesi)
5. Dağıtım şirketleri ve üretim şirketleri ile uzun dönemli karşılıklı alım uygulaması

Burada, 3. TEIAS'ın devlet şirketi olmasından, ODA dan ayrılmış ülkeler kapsamındadır fakat yardım alma hakkı dolayısı ile düşük faizli uzun dönemli borç olasılığı çıkmaktadır. Ama devlet tarafından yeni enerji üretim santrali yapımı prensipte yasaklayan yürürlükteki kanun sınırlamaları ile

gerçeklik derecesi düşüktür. Yinel. ve 4. ile ilgili de devlet tarafından satın alım garantisi rüzgar gücü enerji üretimi dışında günümüzde durdurulduğu için, aynı şekilde düşüktür. Yukardaki durum nedeni ile, aşağıda incelenen 2. ve 5. özel yatırımcı tarafından söz konusu durumları düşüneceğiz. Yararlanılması amacı ile bu araştırma ile açıklığa kavuşan en öncelikli pompalı elektrik üretimi yapım işinin ana hatlarını Tablo 8. 3 tekrar belirtiriz.

Tablo 8.3 Öncelikli Pompalama Elektrik Santral Proje Şartnamesi

Konular	Şartnameler
Proje Adı	Türkiye Devleti Pompalı Elektrik Üretimi IPP Projesi (Altunkaya Pompalı Hidro Elektrik Santrali)
Çıkış Gücü	1,800 MW (450MW x 4 ünite)
İnşaat Maliyeti	100900000000JPY (1.2 milyar USD)
Birim İnşaat Maliyeti	667 USD/ kW (Yapım aşamasında faiz yok)
İnşaat Süresi	13 yıl (İnşaat süresi 6 yıl)
Pompa Verimliliği	%70
Çalışma Dönemi	30yıl
Birincil mütahit	Yerli / Yabancı özel sektör. Veya Sektörel ortaklıklar.
Planlanan Kar	Ağırlıkla, sistem operatörleri yan hizmetlerin ücretlerinden gelir bekleniyor. 23 Şirketin olduğu yerel dağıtım şirketleri ve büyük müşteriler (Off Taker) sözleşme doğrultusunda güç satış potansiyeline göre kazanç bekleniyor.
Elektrik Alıcıları	Dağıtım Şirketleri, Büyük müşteriler veya enerji değişim piyasası

Döviz kurları:83.98 JPN/USD (17. Dec. 2010 zamanlı Kaynak: Yahoo Finance)

Sonrasında bu projenin yürütücüsü ilgili, şu an için mevcut özel elektrik şirketlerince yapılacak iş mi yoksa, yeni kurulacak bağımsız iş (Özel amaçlı şirket) olacağı kararlaştırılmış değil. Sermaye temin yöntemide ilk şirket durumunda, şirkete yönelik uygulanan kurumsal kredi ikinci durumda projeye yönelik kredi uygulaması olan proje borcu aday olarak gösterilebilir. Ayrıca, önceki şirket durumunda kurumsal kredi gibi borç yönteminden başka yöntemleri tablo 8.1de gösterdiğimiz gibi şirket tahvili yada sermaye artırımına bağlı finans elde etme olasılığıdır.

Elektrik üretim girişiminin işi, devletin alım garantisini kaldırması sonrasında yabancı sermaye kaynaklı firmalar azalarak, terli firmaların katılımı artmaktadır. Boyutları küçük olursa bankalardan borç ile bile finansman temini mümkün olabilir fakat, söz konusu işin nominal kapasitesi, 1.8 GW, ve aynı ülkede de kurulacak en büyük ölçekte elektrik üretim projesi olacağından, diğer tedarik yöntemleri de gerekli olacaktır. Proje sahibi devletin ülkesel riskinin de düşmesi önemli anahtar olacağı da düşünülünce, uluslararası borç kurumları veya ülkelerin ihracat kredi kuruluşları gibi resmi kuruluşları ile eş finansmanın tamamını finans programını içermesi, bu amacada uygun düşmektedir. Özel sektörü destekleyen uluslararası kurumlara örnek olarak Dünya Bankası Grubu, Uluslar Arası Finans Kurumu (IFC) hususunda örnek finans temin yollarının incelenmesi uygulandı.

IFC' nin destek menüsünde büyük borç ve yatırım olup, duruma karşılık ayrı ayrı kullanılmakta. borç miktarının toplamının bir kısmı IFC merkezli borç kurumlarınca hazırlanıp, kalanı iş organizasyonunun yatırımcılardan hazırlanmasıdır. Borçun durumunda, borç verilen şirkete borç edilen kurumsal finans ve borç verilen iş amacıyla kurulmuş özel amaçlı şirket (SPV: Special Purpose Vehicle) olması durumunda proje finansına ayrılır. İlk şirkette, borç alacak şirketin kredibilitesi, mali durumunu teminat olarak borç uygulanmasına karşılık, ikinci şirkette yürütücünü şirket grubunun nakit akışı (Karlılık) teminat olarak borç uygulanır. Kurumsal finansa uygun olan örnek mesela yabancı sermayeli şirket ile yerli holdinglerin ortaklaşa yönettikleri şirket kurarak, bu ortaklaşa şirket elektrik projesinin uygulamasını devam ettirdiği durumdur. Proje finansı ile büyük farkı kurumsal finans ile aksi

durumlarda ana firmaya kadar ödeme zorunluluğu ortaya çıkmasına karşın, proje finansmanında bu endişe olmadığı noktadır.

Değerlendirme için yakın dönem IFC aracılığı ile Türkiye'de elektrik projelerine borç değerleri Tablo 8. 4 de toparlanmıştır. Her birinin somut olarak faiz gibi ürün içerikleri gösterilmemektedir.

Tablo 8. 4 IFC Tarafından Türkiyede Elektrik Üretim Projelerine Borç Durumu

a. Enerjisa Enerji Üretim A.S. (2008 Yılı)

Borçlu:	Enerjisa Enerji Üretim A.S. (Sabancı Holding (Türkiye) ile Verbund (Avusturalya Enerji Şirketi) nin ortak şirketi)
Tasarı İçeriği:	Birden fazla santral inşaatı (Hidrolik Enerji Santrali ve Termik Gaz Santrali)
Toplam Giderler:	20 milyar Dolar. 825 milyon Dolar IFC sponsorluğu
Finansman	Türkiyede ilk <u>kurumsal borçlanma</u> (Enerjisa'ya) ile <u>Proje finansmanı</u> (yaptıkları çeşitli projeler için her projeye yönelik) kombinasyonu, ikinci şahıs oranı %80 e yakındır.
Yöntemi:	

b. Rotor Elektrik Üretim A.S (2008 Yılı)

Borçlu:	Rotor Elektrik Üretim A.S (Türkiyenin 5 Büyük Özel Enerji Firması İçindeki Zorlu Enerji Btnyesindeki Şirket)
Tasarı İçeriği:	Rüzgar Enerjisi Elektrik santrali 1 adet yeni yapım.
Toplam Giderler:	180 milyon €. 45 milyon € IFC sponsorluğu.
Finansman	<u>Proje Finansmanı</u>
Yöntemi:	

c. Ak Enerji (2010Yılı)

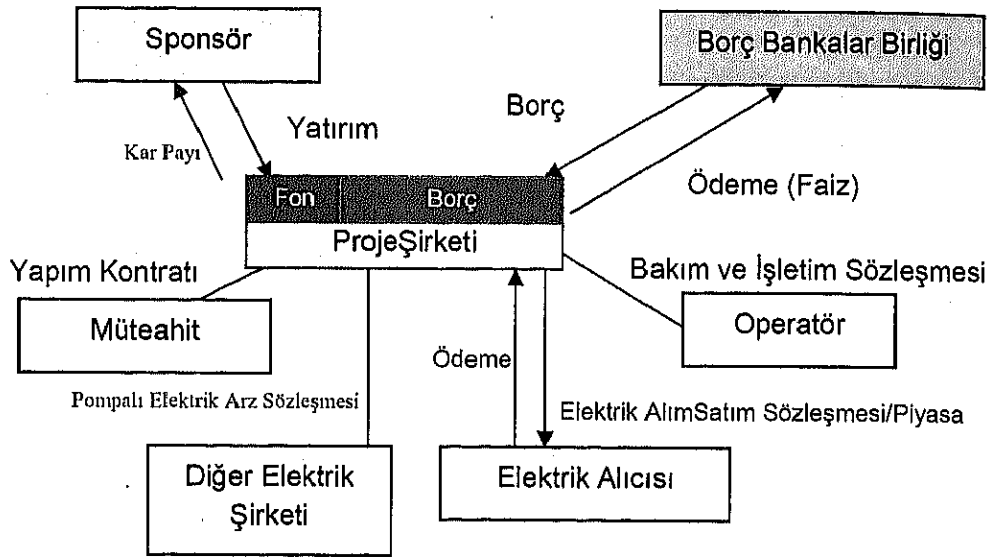
Borçlu:	Ak Enerji (CEZ (Çek Enerji Şirketi) ile Akkok Holding Sermayesi)
Tasarı İçeriği:	Birden fazla yeni hidrolik enerji santrali inşaatı
Toplam Giderler:	338 milyon Dolar içinden 75 milyon Dolar (hisse senedi dahil) IFC sponsorluğu.
Finansman	<u>Kurumsal Borç</u>
Yöntemi:	

Bunun gibi tasarıların her birine destek yöntemini esnek düşünerek seçildiği anlaşılabilir.

■ **Sonuç**

Bu iş, mevcut büyük özel enerji şirketleri tarafından olur ise kurumsal kredi ihtimali olması yanında, ülkede ilk olacak sembolik özellikli pompalı hidro elektrik santrali olmasından dolayı, tekli proje olma ihtimali yüksektir. Bu temin edilecek miktarın büyüklüğünden de, sermayenin sağlanması proje temeli olup dışarıdan sermayeyi sağlayıp gelecek proje finansmanı metodu ile (eş finansman) sermaye sağlanması uygun diye düşünülür. Yine risk azaltmak bakımından JBIC ve IFC gibi resmi kuruluşların merkezinde eş finansman şeklinin olması ümit edilir. İlaveten, iş dünya ölçeğinde bakılsa da Japonyanın teknik üstünlüğü olan, değişebilir hızda pompalama elektrik üretim teknolojilerinden faydalanılabilecek iş olup, gerçek muadili olan Türk Hükümeti (EIE) de devam eden gerçekleştirme olasılık araştırması (FS Araştırması) devamında da Japonyadan destek beklenilmekte. Bu durumda da düşününce para sağlamak için de JBIC tarafının esnek desteği çekici proje diye söylenilebilir.

Figür 8. 10 da genel proje finans yöntemlerine göre projenin uygulanma çerçevesi gösterilmektedir.



Figür 8.10 Bu Pompalı Elektrik Santralinin İş Uygulama Çerçevesi

(3) Sermaye Temininde Dikkat Edilmesi Gerekli Noktalar

Yukarıda, finansman temin yöntemleri hakkında incelemeler yapmıştık fakat, Türkiye'de devlet tarafından elektrik üretimi alım garantisi günümüzde geçersiz kılındığından dolayı, liberal piyasalarda pompalı elektrik üretim gelirlerini öngörebilmek kolayca mümkün değil. Proje finansına dayalı finansman temini, projenin iş amaçlılığı (karlılık ve geri dönüş nitelikleri) sağlanması şartı olup, eğer sağlanamazsa temin yetersizliği ile karşılaşılma endişesi vardır. Bunun için yeterli nakit akışı hesabı ile işin ticari yönünün kontrolü gerekliliği vardır. Bu nedenle, iş modelinin mümkün düzeyde kesinleştirilerek gelir öngörülebilecek şekilde yapma gereği olup, bu şekilde finans geri dönüş riskine karşı önlemler bir sonraki basamak olan gerçekleştirme olasılık incelemesi (FS) in konusudur.

Önerilen iş modelinin maddeleri ile söylenirse, '2. Tam liberal piyasa içinde enerji arzı ve ek hizmetlerin uygulanması' durumunda elektrik satımı Pazar aracılığı ile satılması ile dağıtım firması ile karşılıklı sözleşme aracılığı ile satımın oranının kararlaştırılması konusu veya, ek hizmetler aracılığı ile gelir birim fiyatının derecesinde belli düzeyde hedef koymak zaruri olur. Yine, '5. Dağıtım şirketi ve üretim şirketi ile uzun dönemli karşılıklı ticareti uygulamak' durumunda, tüm miktarın karşılıklı ticareti olacağı için alıcının mali durumu gibi ödeme vasıflarının incelenmesi esastır. Gerçekte, bölgesel dağıtım firmaları arasının nakit tahsil oranının farklılıkları düzenlemeyi halen yürütmekte olan kamu dağıtım firmasının özelleştirilmesi amaçlardan biri olarak konulmaktadır. Son olarak, daha küçük boyutlu pilot işlerin uygulanmasıyla kanuni sınırlamanın konuları gibi belirsiz riskin ortaya çıkartılması risk azaltılmasının yöntemlerinden biri olarak etkilidir.

Yukarıda bahsedildiği gibi finans geri dönüş riski dışında da, inşaat tamamlama gibi bunun dışındaki risklerin hafifletilmesi önlemlerinin açıklamasını finansörler yada sermaye sahipleri tarafından talep edilme olasılığının akılda tutulması iyi olup, devamında FS uygulamaları sırasında, bu noktaların analizi, çözüm yol önerileri konular olacaktır.

8.3.6 Başka Ülkelerdeki Alt Baraj Gözetiminin Özelleştirme Durumunda Kullanılan Yardımlaşma Yöntemleri

Burada, Japonya'daki çok amaçlı barajların maaliyet yardımlaşması incelenmiştir.

(1) Japonya'da ki Baraj Yardımlaşmasının Tarihçesi

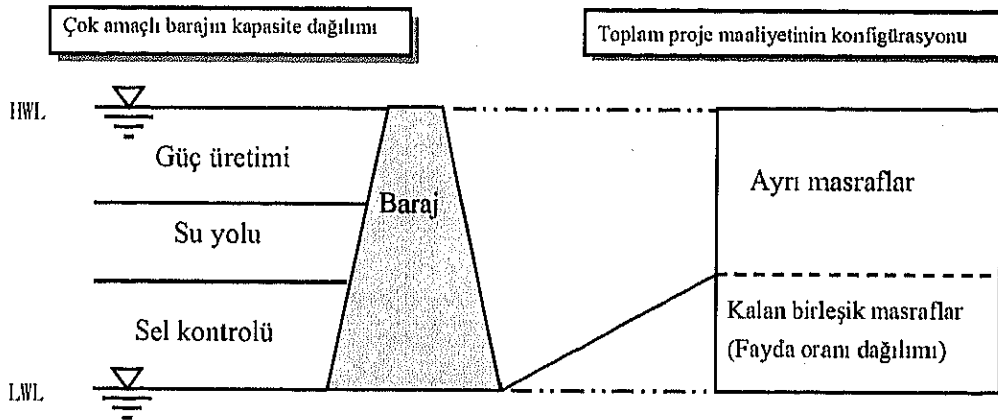
- Japonya'daki çok amaçlı barajlar maaliyet yardımlaşması sistemiyle 1952 yılında elektrik gücü üretimi destek yasası dahilinde yapılmıştır.
- Sermaye, baraj yardımlaşma yöntemi olan “Kabul edilebilir harcamalar yöntemiyle” gerçekleştirilmiştir.
- 1967 yılında “Ayrılmış maaliyetlerin yerine kabul edilebilir ödeme yöntemi ” kabul edilerek yardımlaşma sistemi geliştirilmiştir, buna göre kanun ve düzenlemeler yapılmıştır.

(2) Temel Yaklaşım

Japonya'da ayrılmış maaliyetlerin yerine kabul edilebilir ödeme yöntemi geliştirilmiştir.

Ayrılmış maaliyetlerin yerine kabul edilebilir ödeme yöntemi, çok amaçlı barajın toplam üretim maaliyetini, “Ayrı Maaliyetler” ve “Ortak Malliyetler” olarak ayırır, her işin ayrı masrafları, avantajına göre ayrılarak belirlenir, bu sonuç özetlenerek dağılım hesaplanır.

- ✓ Ayrı Masraflar : Bir işletme, çok amaçlı baraj katılımcılarını arttırarak maaliyeti belirler, bu işletme başlamadan önce ve sonra toplam proje maaliyetini bu farka bakarak belirler.
- ✓ Ortak Masraflar : Toplam proje maaliyeti – ayrı masraflar



Figür 8.11 Barajın Toplam Proje Maaliyeti

(3) Kalan Ortak Masrafların Paylaşımı

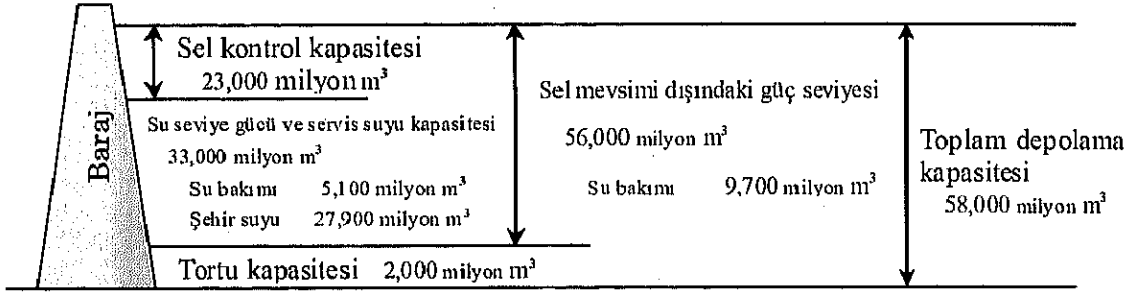
“İnşaat Masrafı” ve “Kabul Edilebilir Yatırım” arasından ucuz olanı seçilir, buradan “Saf Maaliyet” ve “Ayrı Masraf” arasından az olanı her iş için uygun biçimde seçilir (“Kalan Kar”), bu orana göre maaliyet ayrımı yapılır.

- ① Değişirne İnşaat : Ortak katılım ve aynı birimden oluşan her işletmenin kendi başına ihtiyaçları Maaliyeti belirlenir
- ② Kabul Edilebilir Yatırım : Her bir işletme için yatırım aracılığıyla kurtarılabilir ve tahmini uygun yatırım belirlenir

- ③ Özel Maaliyet : Ortak tesislerle beraber kullanılmak üzere geliştirilen çalışma alanlarında, özel rol oynayan işletmeler (kanal, güç jeneratörleri vs.) belirlenir
- ④ Ayrı Masraflar : Bir işletme çok amaçlı barajın katılımcılarını artırarak maaliyetini belirler, bu işletme başlamadan önce ve sonra toplam proje maaliyetini hesaplar
- ⑤ Kalan Kar = $\text{Min}(\text{①}, \text{②}) - \text{③} - \text{④}$

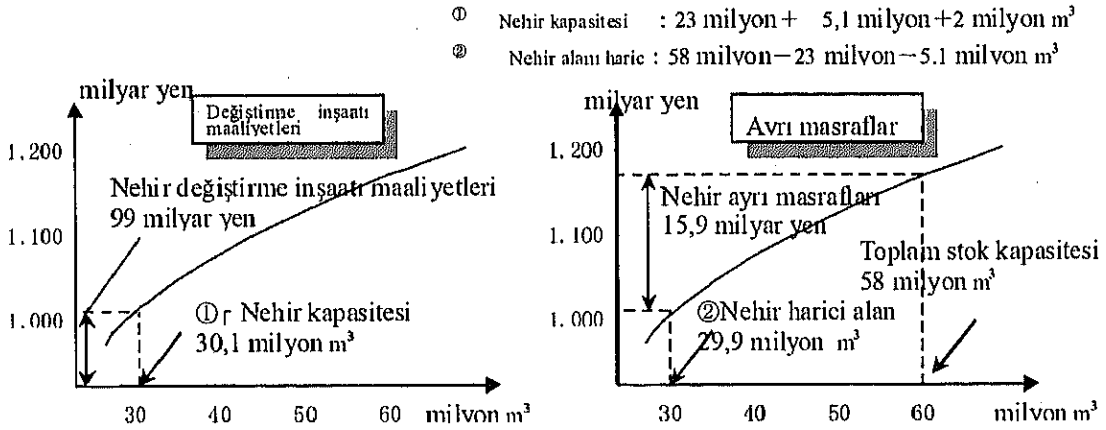
(4) Değişirme İnşaat Maaliyetleri ve Ayrı Masraflarını Hesaplanma Yöntemi

Rezervuar kapasitesi paylaşımı



Figür 8.12 Rezervuar Kapasitesi Paylaşımı

Rezervuar Kapasitesi ~ İnşaat Malliyet Eğrisinin Oluşturulması



Figür 8.13 Rezervuar Kapasitesi ~ İnşaat Malliyet Eğrisinin Oluşturulması

(5) Kabul Edilebilir Yatırımın Hesaplanma Yöntemi

- ◆ Kabul Edilebilir Yatırım Förmülü (Güç Üretimi, Sel Kontrolü, Sulama)

$$\text{Kabul Edilebilir} = \frac{\text{Yıllık Etki} - \text{Yıllık Maaliyet}}{\text{Kapitalizasyon Oranı} (1 + \text{İnşaat Sırasındaki Faiz Oranı})}$$

Tablo 8.5 Kabul Edilebilir Yatırımın Hesaplanma Yöntemi

Başlık	Hesaplama Yöntemi (Elektrik Üretimi Durumunda)
Yıllık Etki	= Efektif Çıkış×kW Birim Fiyatı + Aktif Enerji×kWh Birim Fiyatı (kW Birim Fiyatı ve kWh Birim Fiyatına 「Yamamoto güç birimi」 denir)
Yıllık Harcamalar	Çalışan Masrafları, Tamir Masrafları, Su Kullanımı, Vergi, Bakım Masrafları ve diğer masraflar
Kapitalizasyon Oranı	$= \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \left[1 - \frac{\beta}{(1+i)^n} + \gamma \frac{[(1+i)^n - 1](i - \alpha) + in\alpha}{i^2(1+i)^n} \right]$ <p>i : Faiz oranı, n : Süre α : Amortisman Oranı, β : Hayatta Kalma Oranı, γ : Sabit Giderler Oranı</p>

◆ Kapitalizasyon Oranı ve Hesaplama Şartları

Tablo 8.6 Kapitalizasyon Oranı ve Hesaplama Şartları

Başlık	Azalma Oranı	Faiz Oranı	Kullanım Süresi	Vergi Oranı
Güç Üretimi	0.0932	8.0%	45 yıl (Kullanım Oranı 10%)	1.4%
Sel Kontrolü	0.0464	4.5%	80 yıl	—
Sulama	0.0604	5.5%	45 yıl	—

(6) Bölüştürme Hasapları Sonucu Örneği

Tablo 8. 7 Bölüştürme Hasapları Sontcu Örneği

Sınıflandırma	Nehir	Su Yolu	Güç Üretimi	Toplam	Notlar	
a	Değiştirme İnşaatı Maaliyetleri	99,200	110,200	—	209,400	Güç Üretimi Belli Değildir *1
b	Kabul Edilebilir Yatırım	183,213	—	2,341	185,554	Su Yolu Hesaplanmamıştır *2
c	a, b ya da az	99,200	110,200	2,341	211,741	
d	Özel Tesis Maaliyetleri	—	—	1,588	1,588	Su Kanalı, Jeneratör vs.
e	c-d	99,200	110,200	753	210,153	Yatırım Oranı Mevcuttu
f	Ayrı Masraflar	15,900	15,800	20	31,720	Kalan Birleşik Masraflar : 83,280 *3
g	Kalan Kar (e-f)	83,300	94,400	733	178,433	Tüm İşletmelerin Karı
h	Oran (%)	46.7	52.9	0.4	100.0	
i	Kalan Birleşik Maaliyetler	38,892	44,055	333	83,280	Kalan birleşik masraflar×h(%)
j	Cep Masrafları (f +i)	54,792	59,855	353	115,000	

*1 Genel olarak, güç üretimi [Değişme İnşaatı Maaliyeti > Kabul Edilebilir Yatırım] olur

*2 Su yolu [Kabul Edilebilir Yatırım = Değişme İnşaatı Maaliyeti] olarak kabul edilmektedir

*3 Kalan Birleşik Masraf = Toplam Proje Maaliyeti – Toplam Ayrı Masraf

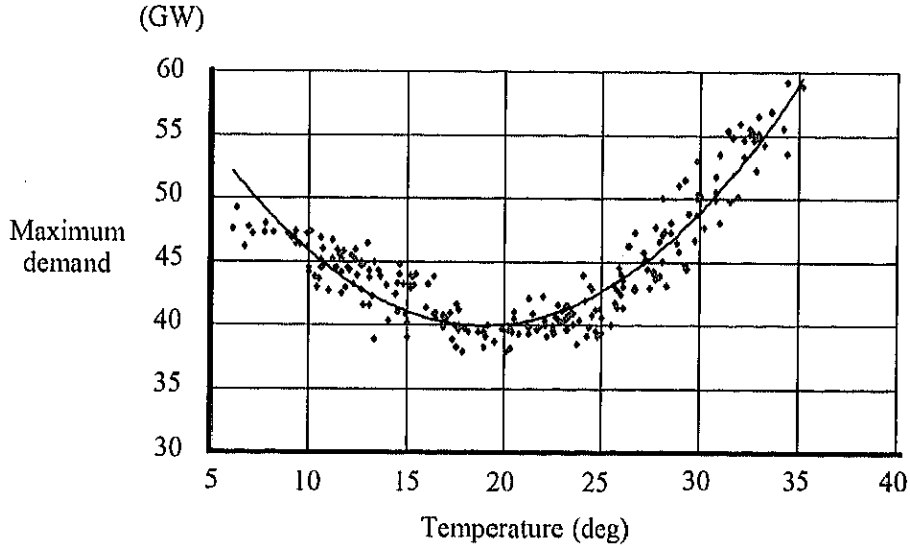
8.4 Talebin Şeklinin Değişmesine Yönelik Tavsiyeler

(1) Talebin Radikaleştirilmesi

Bölümünde de belirtildiği gibi, Türkiye'nin şehir ve kırsal kesimlerindeki talep şeklinde büyük fark vardır. Özellikle, doruk zamanında büyük farklılıklar vardır, şehirlerde, doruk güç talebi yaz aylarında gündüz saat 3 civarındadır, kırsal kesimde kışın gece saat 8 civarındadır. Bir başka deyişle şehir ihtiyacı, temel olarak gündüz saatlerinde aktif iş yapıldığı zamanlarda yüksek seviyelerdedir, kırsal kesimde, oranın büyük bölümü evlerden gelir. Bunun için de bile, sadece ticari talebin, doruk zamanına bakılıp düşünülürse, havalandırma kullanımına talep olduğu görülür.

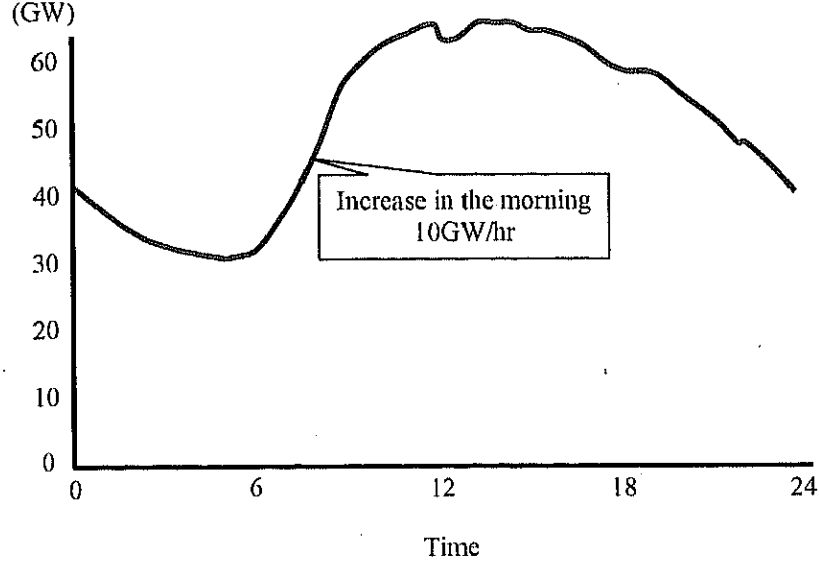
Gelecekte, kırsal kesimlerde de şehirleşme eğilimi olacağı düşünülürse, çalışma yerlerinde ve evlerde havalandırma kullanımı artacaktır, dolayısıyla gece gündüz arasındaki fark da artacaktır, buna göre güç talebinin artması da doğaldır. Talep doruk olduğunda 1 günlük yüksek çıkışta kullanılan termik güç, talebin sadece doruk olduğunda teknik olarak doruk güç desteği kullanılması ekonomiktir. Bir başka deyişle, gelecekte, doruk güç kapasitesi ihtiyacının giderek artması beklenmektedir, doruk güç kapasitesinin üretiminde, doruk talebin özellikle havalandırma kullanımı yayıldığında artacaktır.

Havalandırmaların yaygınlaşmasıyla beraber güç talebiyle hava sıcaklığındaki artış ilişkisi giderek artar. Örnek olarak, TEPCO'nun dış sıcaklık ve maksimum güç talebi ilişkisi raporu aşağıdaki gibidir. Dış sıcaklık 30 derece olduğunda, talep 50GW civarında olur, dış sıcaklık 35 dereceye çıktığında güç talebi yaklaşık 60GW olur.



Figür 8. 14 Çevre Sıcaklığı ve Maksimum Güç Talebi Arasındaki İlişki (TEPCO Örneği: 1998 Yılı)

1 günlük kullanıma bakıldığında, yazın sabahtan öğlene kadar elektrik talebi hızla artar. Örnek olarak TEPCO'nun maksimum güç kullanılan 1 günün güç talebi değişiklikleri aşağıdaki gibidir.



Figür 8.15 Talepteki Günlük Değişimler (TEPCO Örneği : 24 Temmuz 2001)

Sabahtan öğlene kadar, dış sıcaklık arttıkça güç talebi de hızla artar, oran değişimi saat başına 10GW'a kadar artar. Buna benzer hızlı değişimlerde, stabil güç kalitesini sağlamak için, elektrik talebindeki değişikliklere karşı, elektrik enerjisini hızla değiştirebilecek genel hidro elektrik veya pompalı hidro elektrik veya benzeri bir operasyon gereklidir.

(2) Talep Yönü Yönetimi (DSM) Tavsiyeleri

Yukarıda da belirtildiği gibi, ticari talep arttıkça, talebin daralma eğilimi gösterme ihtimali de vardır. Talep daraldıkça, kombine üretim cihazlarının üretimi ihtiyacı doğar, tüm santralin utilizasyonu zor olduğundan, tüm su destek sisteminin maaliyetini arttırır. Talep şeklinin daralması durumunda tedbir olarak, DSM'in aktif olarak uygulaması gereken yöntemler aşağıdaki 4 başlıkta sıralanır.

- Doruk Değişim : Doruk talep olmayan saatlerde değişim
- Doruk Kesimi : Doruk Talep Kısıtlaması
- Alt : Doruk olmayan talep oluşturulması
- Enerji Yönetimi : Tüm enerji kullanımının kısıtlanması

Etkili önlemler, büyük iki başlık altına toplanabilir, bunlar aşağıda verilmiştir.

(a) Elektrik Fiyatlandırma Sisteminde Değişiklik

Doruk ve doruk olmayan zamanlarda birim fiyatında belirgin farklılıklar olursa, doruk zamanlardaki talep kontrol altına alanabilir, doruk talep doruk olmayan zamanlarda da yaşanabilir.

(b) Enerji depolamayı sağlayan cihazların geliştirilmesi

- Genel enerji depolama cihazları
 - ◆ Kurşun Asitli Batarya : Kurşun elektrodlu, sülfirik asit elektrolitli. Uzun zamandır kullanılmaktadır.
 - ◆ NAS Bataryası : Negatif Sodyum(Na), Pozitif Sülfür(S) ve bölmeli eletrolit katmanında Beta aliminyum seramik kullanılmıştır. MW sınıfı güç depolanabilir.

- ◆ Redlox Flow Bataryası : Kutupların elektrolit solüsyonu olarak vanadium solüsyonu kullanılan bataryadır. Arttırılmış kapasiteli versiyonları da mevcuttu ama düşük enerji depolama hacmine sahip olduğu için geniş alan gerekmektedir.
- ◆ Lityum ikinci bataryası, Ni-MH bataryası : 1 birimi küçüktür ama elektrikli araçlarda kullanıldığı için toplam kapasitesinin bir hayli artma ihtimali vardır.
- Enerji şeklini değiştiren saklama cihazları
 - ◆ Pompalı Hidrolik Sistem : Geniş saklama kapasitesi(1000MW'ttan fazla)mümkündür, saklama verimliliği %70'dir
 - ◆ Sıkıştırılmış Hava Enerji Depolama Sistemi (CAES) : Nispeten geniş kapasiteye (300MW) sahiptir, saklama verimliliği %50'dir
 - ◆ Isı Depolamalı Havalandırma Sistemi : Doruk olmayan güçle buz oluşturulur, gündüzleri buzla havalandırma sağlanır (yaz aylarında)

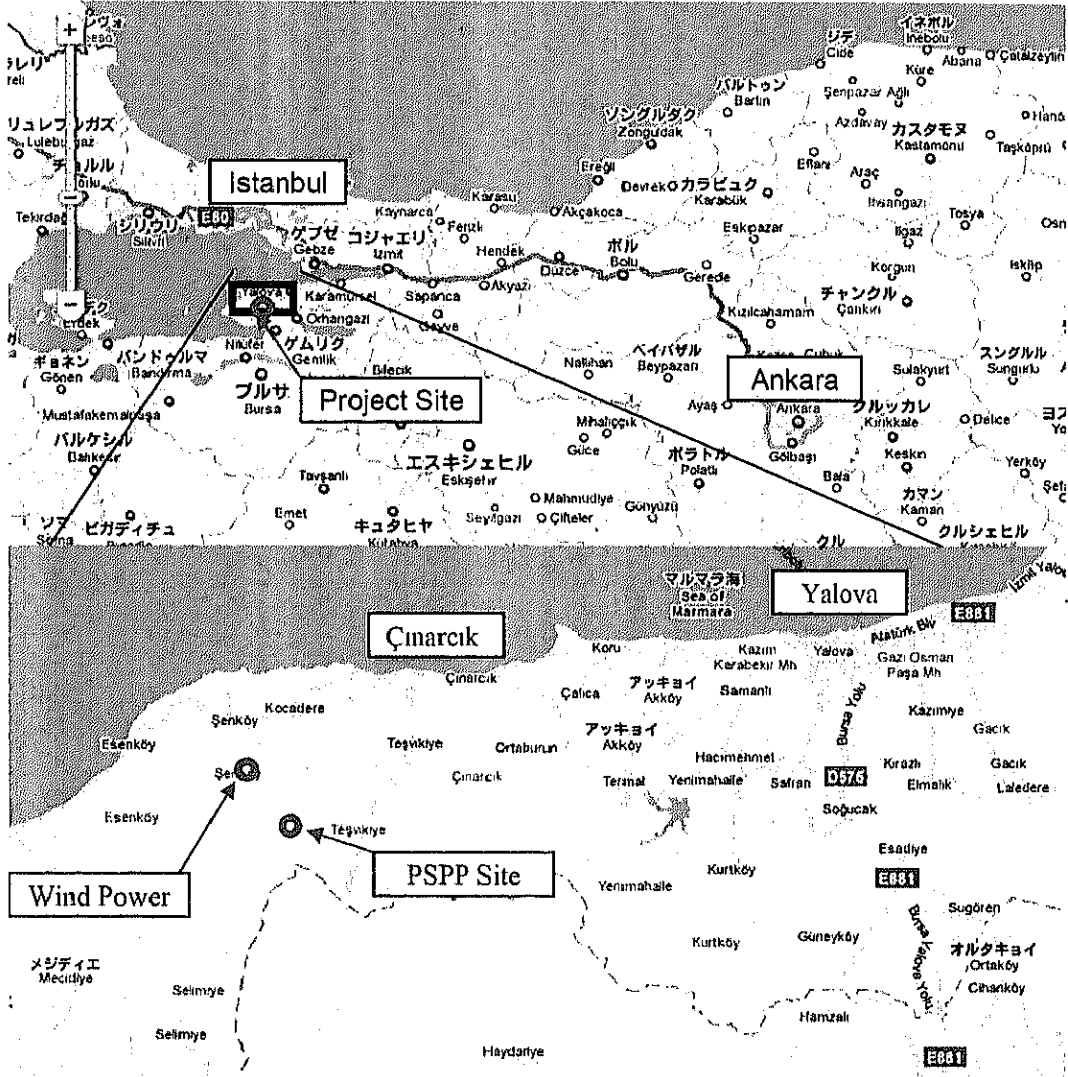
Bunlar arasından talep durumuna uygun olanı, elektrik fiyatlandırma sistemindeki değişikliklerdir, fiyat farkıyla ayarlanan enerji depolama cihazlarının (özellikle elektrikli arabalar ve termal depolu havalandırmalar) gayet etkili çözümler olacaktır. Diğer yandan, üretici açısından çözüm mevcut teknik seviyede en iyi şartla pompalı hidro elektrik sistemidir.

8.5 Rüzgar Enerjisi ve Pompalama Tipte Hidrolik Hibrit Planı Hakkında Öneri

(1) Yalova Hibrit Projesinin Ana Hatları

(a) Proje Mevkii

Proje yeri, Figür 8. 16 da gösterildiği gibi olup Yalova ili, Çınarcık kazası mevkiindedir. Pompalama noktası, Yalova ilinin güney batısı 25km de olup, Yalova ilinden araba ile 1 saat tutmaktadır. Pompalama noktasına en yakın kasaba Marmara denizine bakan Çınarcıktır. Rüzgar Güç bölgesi ise, Pompalama noktasından kuzey batı yönüne 4 ile 5km mesafede konumlandır.



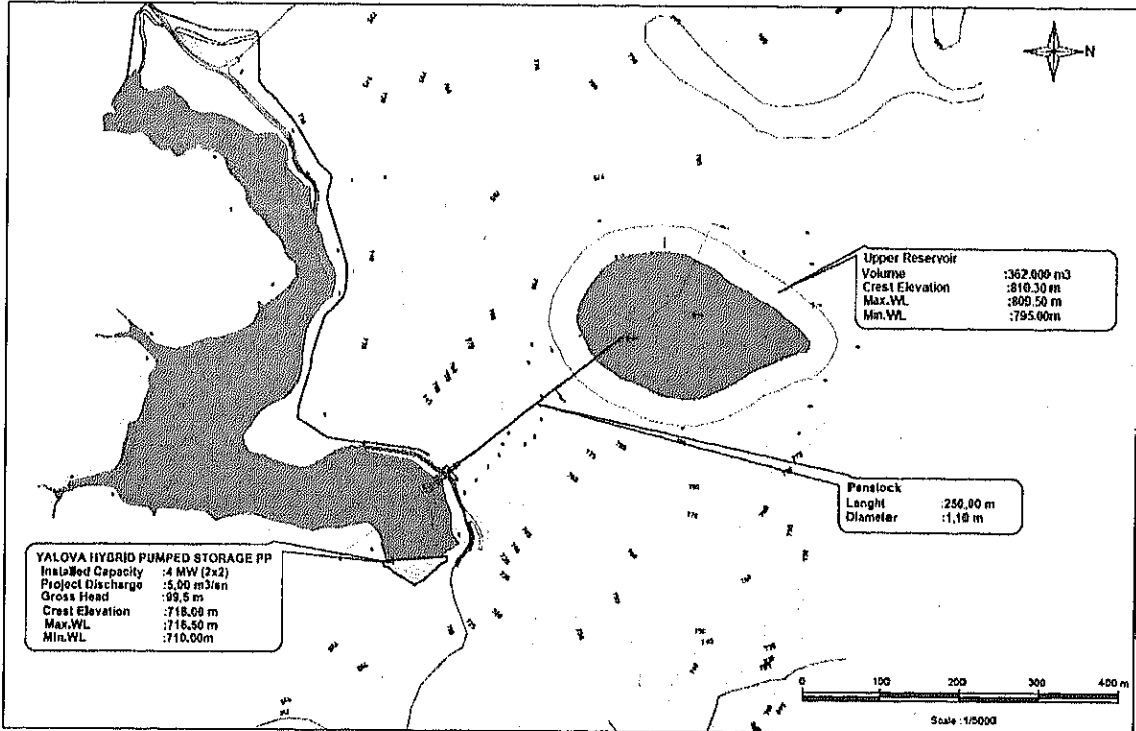
Figür 8. 16 Yalova Hibrit Proje Mevkii Haritası

(b) Planın Ana Hatları

Projenin Plan ayrıntılarını ve Pompalı Elektrik Santrali Ana Hatlarının her birini ayrı ayrı Tablo 8. 8, Figür 8. 17 de görüldüğü şekildedir.

Tablo 8. 8 YALOVA Hibrit Proje Plan Ayrıntıları

Rüzgar Çiftliği		
1	Rüzgar Santrali Kurulu Güç (MW)	: 10
Pompa Depolamalı Enerji Santral		
2	Üretim, Pompa Kapasitesi (MW)	4 (2x2), 4 (2x2)
3	Üretim, Pompa Boşaltma (m ³ /s)	5, 3.5
4	Üretim, Pompa Net Düşü (m)	92.15, 106.85
5	Üretim, Pompa Doruk Süresi (Saat)	20, 30
6	Üst Rezervuar Tipi	: Kazı ve Toprak Dolgu Baraj
7	Üst Rezervuar Kullanılabilir Hacim (m ³)	: 362,000
8	Üst Rezervuar Max.WL (m)	: 809.5
9	Üst Rezervuar Min.WL (m)	: 795.0
10	Alt Rezervuar Tipi	: Beton Ağırlıklı Baraj
11	Alt Rezervuar Kullanılabilir Hacim (m ³)	: 375,000
12	Alt Rezervuar Max.WL (m)	: 716.5
13	Alt Rezervuar Min.WL (m):	: 710.0
14	Savak Number x Uzunluk (m) x Çap (m)	: 1 x 250 x 1.10
15	Güç Santral Türü	: Semi-underground



Figür 8. 17 Yalova Pompalı Elektrik Santrali Düzen Haritası

(2) Pompa Mevkii Araştırma Sonucu

Yalova pompa mevkiinde alan incelemesi yapılarak, gözleme dayalı, üst kısım rezervuar, alt baraj / denge havuzunun topografik , çevresel durumu kontrol edildi. Alan araştırmasının ana hatları (Hibrit Proje Konum Planı), Saha araştırma güzelgahı ve mevki fotoğrafları her biri ayrı ayrı ek evraklar 8-5-1, 8-5-2, 8-5-3de gösterilmektedir.

Yine, Rüzkar gücü mevkiinde, bağlantı yollarının kötü olması, 4X4 araçlar dışında bölgeye kadar ulaşmak mümkün olmadığından bu sefer araştırma yapılamadı.

(a) Bağlantı Yollarının Durumu

Bağlantı yolları, asfal döşeli il yolu, yol durumu iyi durumda olup, alt baraj sahasına kadar, araçla ulaşım mümkündür. Bağlantı yolundan üst rezervuar kısmına kadar yol mevcut değil.

(b) Arazi ve Jeoloji

Yalova pompa mevki, İstanbul'dan Marmara denizini araya koyarak güneye yaklaşık 30 km konumda, doğudan batıya uzanan yarım ada uç kısmı yakınlarındadır.

Bu yarım ada, ülkenin en aktif Kuzey Anadolu Fayınca şekillendirilmiş, fay bu bölgede ikiye ayrılarak Marmara denizine gömülmektedir. Bu iki fayın etkisi ile yarım adanın kuzey kısmında İzmit Körfezi, güney kısmında ise Gemlik körfezi ve İznik gölü oluşmuştur.

Yarım ada güney kuzey istikametinde 20 km genişlikte olup, mevki hemen hemen ortası omurga kısmındadır. Üst rezervuar ve alt rezervuarın planlandığı mevki sol sahil platosu üzerinde konumdadır.

Platonun üstü düz, rezervuarın yapımı mümkün diye düşünülmektedir. Fakat kapasite sağlamak amacıyla kazma gerekliliği olduğundan kazılacak miktar artacaktır.

Yarım adanın temelini oluşturan kara bloğu, caledonian ile hersiniyen orojenik kuşağına ait olup, kayalar Prekanburia döneminin bilinmeyen gnays, şist, granit, migmatit ve amfibolit gibi oluşumlardır.

Planlanan mevkinin jeolojik yapısı deforme gnays olup üst ve alt rezervuarın tabanı düşük su geçirgenliği beklenir.

Üst kısım rezervuarda deforme kayalar 2 ile 3 metre derinliğe kadar yüzeyi kaplamıştır. Bu malzemenin kazılarak yığılma amacı ile kullanıma uygun olmaması nedeni ile rezervuar dışında atılması gereklidir. Alt rezervuar alan çevresinde nehir dibinde yeni kaya kütlesi tespit edilerek nehrin sol ve sağ kenarları aşınma derecesi kıyasla düşük diye tahmin edilmekte.

(c) Doğal Çevre, Sosyal Çevre

➤ Doğal Çevre

Milli park tahsisi yok. Fakat proje mevki çevresi bölge 2010-2011 yılı av yasağı bölgesi ve önemli biyo çeşitlilik bölgesi (KBA) olarak gösteriliyor. Çevre koruma ile ilgili kurumlar, yabancı kuşa önemli bölgesi olarak dikkatle izlemektedir.

Proje mevkiinde bitkileri kayın türüdür. Kıyasla sıklığı yüksek koruluk olup yetiştirilmed ve ağaç gövdeleri 10 ile 20 cm çapındadır.

➤ Sosyal Çevre

Proje mevkiinde sosyal faaliyet mevcut değil.

Alt rezervuar su alanı bitimine yakın 1 ev var. Fakat yaşayan olmayıp, kullanılmamakta.

Mevcut yol ile elektrik iletim hattının bir kısmı alt rezervuar su seviyesi altı konumda olduğundan, taşınması yada yeniden ayarlanması gereklidir.

Proje mevki yakınlarındaki yol 'Yeşil Mavi Yol' (Yeşil yol) olarak adlandırılıyor.

(3) Değerlendirme ve Öneriler

(a) Değerlendirme Sonucu

Saha araştırmaları sonucundan, jeolojik durum, çevresel duruma özel bir problem olmaksızın projenin uygulanmasının mümkün olduğu düşünülmüştür. Fakat, aşağıdaki teknik sorunlar düşünülmüştür.

Enerji Üretim Planı

- Elektrik üretimi ve pompalama saatleri doruk süreklilik zamanları 20 saat ve 30 saat olup, oldukça uzundur. Pompalı elektrik santralının işletimi ve beraberinde ekonomikliği düşünülüp, uygun alt üst rezervuar su miktarlarının düşünülmesi gereklidir.
- Elektrik çıkışı ile pompa girişi aynı 4MW olmakta fakat, türbin ile pompa ayrı monte edileceği planlandığından, Pompa Elektrik üretiminin işletimi ile pompalama verimi (%70) olarak düşünülmüş, en uygun pompa girişi düşünülmesi gereklidir.

Üst Rezervuar

- Platonun omurga kısmı üzerine kurulumu planlandığından dolayı, üst rezervuar çevresine Penetrasyon yol mesafesi kısa olduğu için, su sızdırma tehlikesi vardır. Bundan dolayı çevre vadi şekillerinden yararlanılmasında dahil yapım mevkiinin düşünülmesi gereklidir.
- Fay 2 ila 3 m yüzeye zarar vermiş olup, moloz atım sahasının temini gereklidir.

Alt Rezervuar

- Alt baraj yüksekliğini düşürmek için, rezervuara akan toprağın nehir akıntısına yıkılarak akıtmak gerekli olup, toprak drenaj tesisatıda düşünülmalıdır.
- Gerekli depolanacak su miktarını verimli temini mümkün kılan, aynı zamanda mevcut yol ve elektrik nakil hatlarının taşınma mesafesinin en az olacağı şekilde baraj alanının seçilmesi gereklidir.

Su kanalları ile Elektrik Santrali

- Su kanalları çelikten boruların kullanılacağı tahmin edilmekte. Boru çapı ile su kanalı kayıpları ve ağırlık (maliyet) ilişkisinden en uygun boru çapı (tasarı sayısı) düşünülmesi gereklidir. Yine ekonomiklik bakımından sifon tipi tercihi düşünülmesi gereklidir.
- Su pompalamak için itme suyu gerekli olduğundan pompa merkezi yükseklikten nehir seviyesinden düşük olma ihtimali yüksek. Bu nedenle, elektrik santralının planında batma önlemleri, su sızıntısı önlemleri ve drenaj tesisatı düşünülmesi gerekli olur.

Çevresel sosyal etkileri ile ilgili, projeden kaynaklanan etkilerin sınırlı olacağı düşünülmektedir. Fakat çevre kurumları ile yeterli düzenlemelerin yapılması gereklidir.

(b) Öneri

Yukarıda yazılı teknik problemin düşünülmesi dahil, kısa sürede fizibilite yapılması gereklidir.

Bölüm 9 Teknoloji Transferi

9.1 Su Pompalama Noktası Bulunmasının İncelenmesi

9.1.1 Araştırma Tasarımı

Birinci WS'de pomplama noktasının seçimi, pompalı hidro elektrik santralin (mühendislik, elektrik) tasarım yöntemleri, çevre şartları hakkında Japonya'daki örnekler üzerinde durularak çalışılmıştır.

Pomplama noktasının belirlenmesi, seçilmesi, mükemmel bir yerde karar kınması ve alan araştırmasıyla, iş ortaklarıyla birlikte ortaklaşa yapılan, işlemin nasıl devam edeceği ya da araştırma yöntemleri OJT aracılığıyla teknoloji transferinde hedeflenen konulardır.

- Materyal noktasının çıkarma standardı ayarlarında, çalışma ekibinin oluşturduğu standartlar ve temel esaslar açıklanarak anlayış derinleştirilmiştir.
- Materyal noktasının ilk tahmin sonuçları tanımlarla birlikte, özellikle pomplamama potansiyel gelişim noktaları inceleme notlarında açıklanmıştır, burada fikir alışverişi yapılarak teknoloji araştırma programının geliştirilmesi hedeflenmiştir.
- EIE tarafında mühendislik, jeoloji, çevre uzmanları katılarak yerinde inceleme yöntemlerinin hepsi yerinde OJT olarak gerçekleştirilmiştir.
- Alan araştırması sonuçlarında ve araştırma alanı yapım öncelikleri tahmini tanımı yapılmış, tahmin hakkında bilgiler derinleşmiştir. Gelecekte teknik araştırmanın da tanımı yapılarak, planlama teknolojileri de geliştirilecektir.

İkinci WS'de, aday pomplama noktalarının tasarımının nasıl olacağı, yapımı masraflarının nasıl belirleneceği, topoğrafik ve jeolojik araştırma metodolojisi, alan araştırma sonuçları ve üretim öncelikleri hakkında, açıklamalar yapılmıştır. Alan araştırması hakkında daha fazla bilgi için EIE, mühendisler ve jeolojik uzmanlar için OJT'ye devam etmiştir.

Ek olarak, üçüncü WS'de, umut vaad eden iki noktanın detaylı alan araştırması sonuçları, konsept tasarımın nasıl yapılacağı (elektrik ve mühendislik yapıları) ayrıca inşaat masraflarının nasıl yapılacağı ve pompalı hidro elektrik santralinin en yeni teknolojileri sunulmuştur.

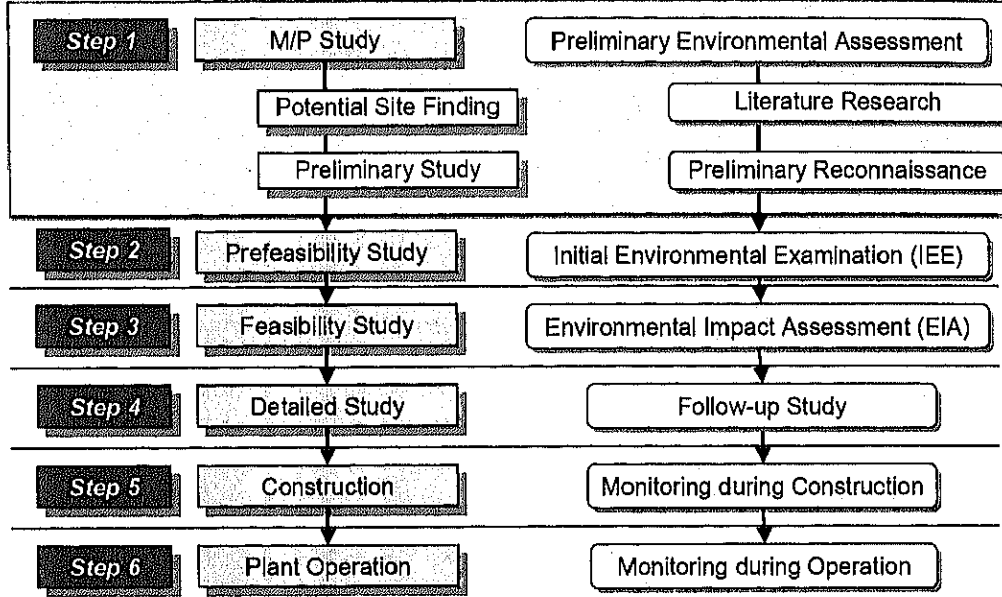
9.1.2 Sosyal ve Çevresel Değerlendirmeler

Hidro elektrik projeler çevresel ve sosyal değerlendirmeler açısından, EIE elemanları tarafından yapılan alan araştırmalarına tabi tutulmuştur, EIA seviyesi çalışmaları yapılmıştır, EIA prosedürleri, kuralları çeşitli kanunlar tam olarak anlaşılmıştır.

Hidro Elektrik projelerinin planlama aşamasında çevresel ve sosyal değerlendirmeler özel sektör tarafından yapılmaz. Ayrıca, EIE, bir devlet kuruluşu olarak planlama aşamasından diğer tüm kademelere kadar aktiftir, alan seçimi esnasında çevresel ve sosyal değerlendirmeler neredeyse hiç bulunamamıştır.

Bu verilere göre, ilk WS'de, pompalı hidro elektrik projesi gelişimi Figür 9. 1'da gösterilmiş çevresel ve sosyal değerlendirmeler toplam akışta açıklanmıştır.

Flowchart of Environmental Study



Figür 9.1 Pompalı Hidro Elektrik Projesinin Çevresel ve Sosyal Akışı

Pompalı hidro elektrik projesinin çevresel ve sosyal değerlendirmeleri, temelde genel olarak hidro elektrik santrali projelerinde biraz geniştir ancak, baraj ve gölet noktaları değerlendirildiğinde, santral operasyonu ile ilgili, yapım boyutları ve benzeri konularda, özel pompalama planının çevre dostu olması için gerekenler açıklanmıştır.

İkinci WS'de, aday pompalama noktalarının alan araştırması yöntemleri açıklanmıştır.

Ek olarak, üçüncü WS'de umut vaat eden iki noktanın IEE sonuçları ve tanımı yapılarak Japonya'daki pompalı hidro elektrik santrallerinde uygulanan çevre etkisi incelemesi yöntemleri, etkileri azaltma yöntemleri açıklanmıştır.

Ek olarak, hidro elektrik santrallerin nehir akışını sürdürmek için yol üzerinde Türkiye'de tutulması haricinde bir şey düşünülmemeyeceği için, EIE'nin tekliflere olan cevapları, Japonya'daki nehir akışları hakkında açıklamalar yapılmıştır.

Materyal noktası seçimi kriterleri, alan incelemesi, çalışma notları, alan araştırması, araştırma sonuçlarının değerlendirilmesi, IEE raporunun oluşması, ek olarak pompalı hidro elektrik santralin inşaatında çevresel ve sosyal yöntemler (taslak) ile EIE'nin ortakları tarafından hazırlanmış, pompalama noktasının ilk incelemesinin OJT'si yapılmıştır.

9.2 Güç Teknolojisi Gelişim Planı

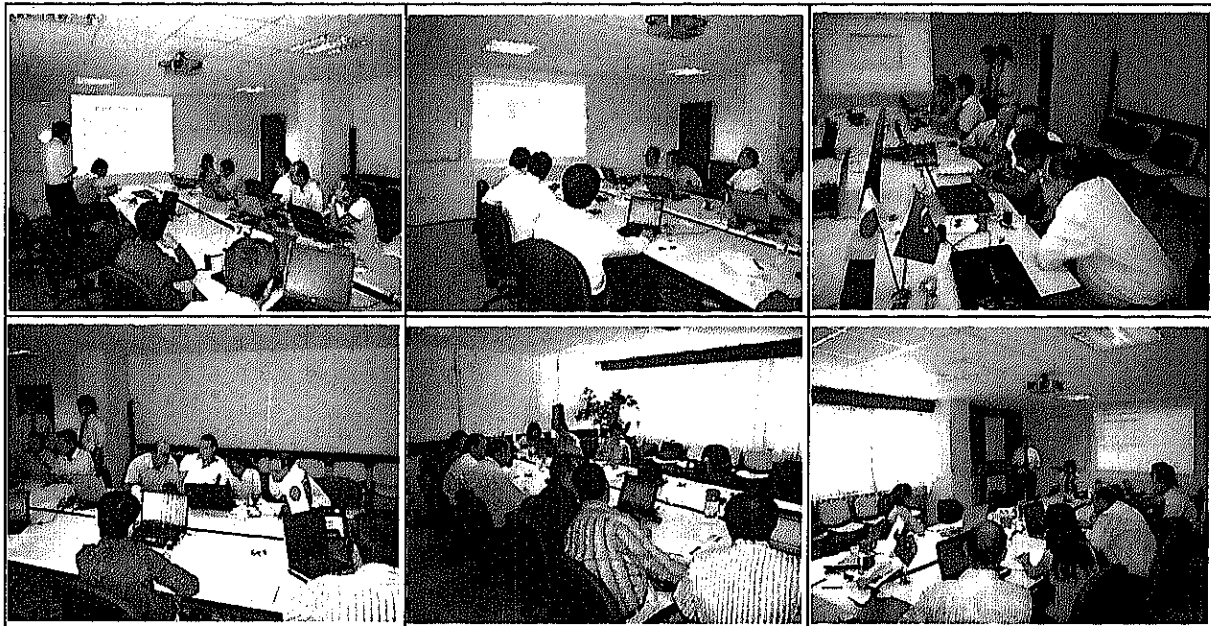
9.2.1 Birinci Eğitim

PDPAT eğitimi 28 – 29 Haziran 2010 tarihinde gerçekleşmiştir, EIE ve TEIAS genç mühendislere eğitim sunmuştur. Çalışma atölyesi öncesinde, talep yönetimi simulasyon programı olan PDPAT II ve bağlı sistemlerin tahminin güvenilir bir biçimde sunan program olan RETICS EIE ve TEIAS tarafından sunulmuştur.

Birinci eğitimin içeriği aşağıdaki gibidir.

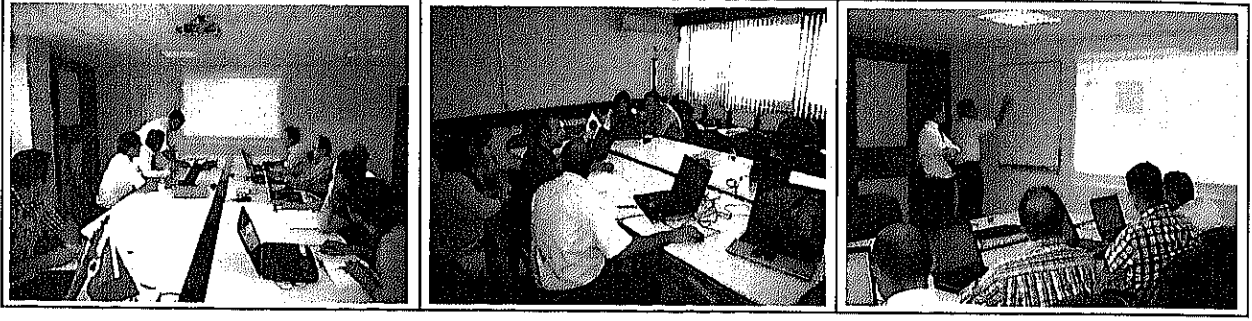
Tablo 9.1 Birinci eğitimin

	Bilgisayar Eğitimi	Sunum
28 Haziran Sabah	PDPAT'ın kullanımı, verilerin tanımı, maksimum doruk kapasitesi çalışması	Güç üretiminin hesaplama yöntemleri
28 Haziran Sabah	RETICS'in kullanımı, verilerin tanımı, LOLE ve destek rezerv oranı arasındaki ilişki	Destek güvenilirliği üzerine düşünceler
29 Haziran Sabah	Pompa Hidro Elektrik Sisteminin Optimal Oranının İncelenmesi	Pompa Hidro elektrik güç desteğinin hesaplama yöntemi, optimal batarya kapasitesinin belirlenmesi
29 Haziran Sabah	Diğer sistemlerle bağlantı çalışması	Diğer sistemlerle bağlantının avantajları



9.2.2 İkinci Eğitim

İlk eğitimde, kaşılıklardan PDPAT II verilerinin hazırlanış yöntemleri ile ilgili eğitim uygulamaları talebi olduğundan, buna dayanarak ikinci eğitim gerçekleştirildi. Önceki eğitimin devamı, katılımcı kuruluş olan EİE (Güç Araştırma Bürosu) ve TEIAS (Aktarım Şirketi) tarafında geç mühendislere, PDPAT II verilerinin nasıl oluşturulacağı ve nasıl değerlendirileceği üzerine çalışma. (9 Şubat tarihinde)



9.3 Atölye Konferansı

9.3.1 Birinci Atölye

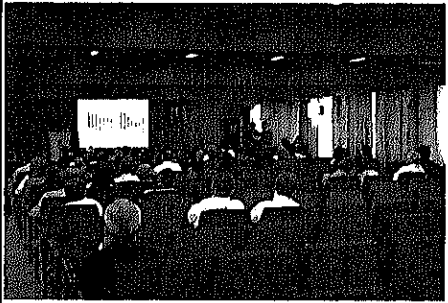




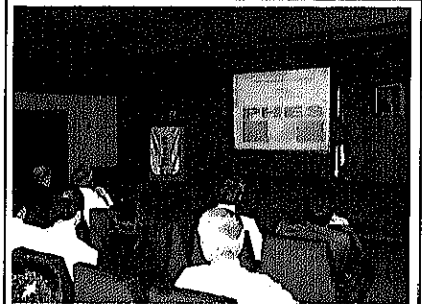
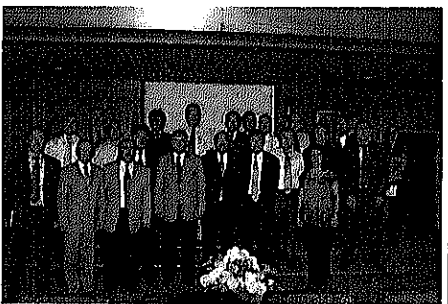

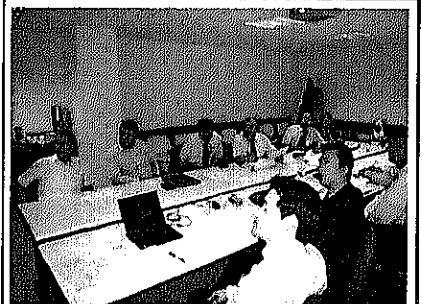
Birinci Atölye 13, 14, 17 Mayıs 2010 tarihlerinde 3 gün sürmüştür.

Bu projeye davet edilen kurumlar, Japonya'da TEPCO'nun durum değerlendirip aşağıdaki konuları yanıtlamıştır.

- ◆ 1. Gün (13 Mayıs) : Güç sektörü, güç takası gerçeği, güç üretim planı oluşturma yöntemleri
- ◆ 2. Gün (14 Mayıs) : Pompalama alanı seçimi, pompalı hidro elektrik santrali (mühendislik, elektrik), çevre
- ◆ 3. Gün (17 Mayıs) : Sistem yönetim yöntemleri, DMS sisteminin oranları

200 Kişilik toplantı salonunda gerçekleştirilmiştir. 70 katılımcı bu 3 gün boyunca büyük başarı göstermiştir.

Türkiye, üretim, aktarım ve dağıtım konularında Japonya'dan tamamen farklıdır. Bu durumda, Japonyadaki PPS sisteminin girişinde, fiyatlandırmada, frekans ayar yöntemlerinde güç üretimi ve su pompalamada ideal yakıtın kullanımı konularında pek çok soru sorulmuştur. Sistem operasyonu konusunda çok fazla soru geldiğinden, 18 Mayıs'ta ayrı bir soru cevap toplantısı yapılmıştır.

		
PDP Takımının Açıklaması	Soru Cevap Toplantısı	PSPP Takımının Açıklaması
		
Çay Molasında Sohpet	Soru Cevap Toplantısı	Kapanış Konuşması
		
Organizatörlerin Toplu Fotoğrafi	Sistem Operasyonu Hakkında Soru Cevap Toplantısı	Sistem Operasyonu Hakkında Soru Cevap Toplantısı

9.3.2 İkinci Atölye

İkinci atölye 26 Ağustos 2010 Tarihinde yapılmıştır.

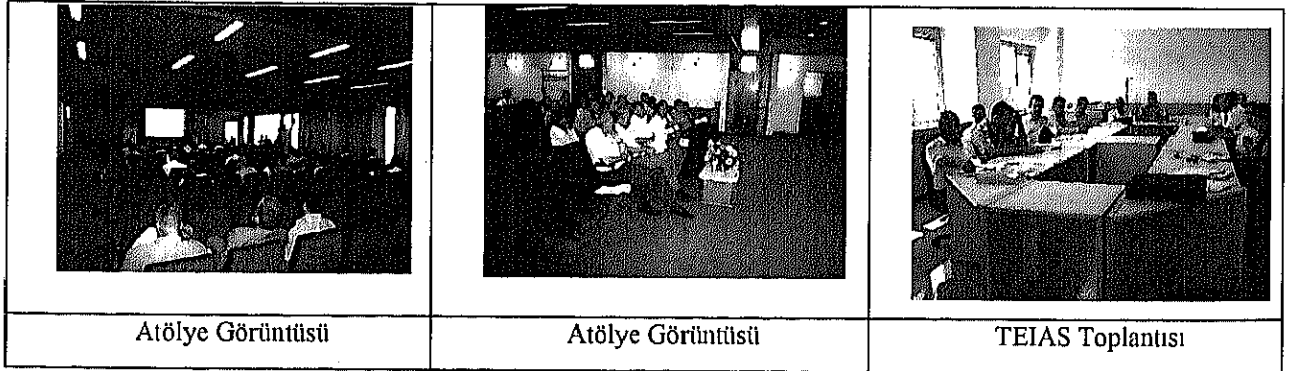
Projeye davet edilen kurumlar, projeye ilgili sunulan dönem içi raporun içeriğini açıklamış, sorulara cevaplar verilmiştir, 51 katılımcıyla aktif sunumlar yapılmıştır.

- ◆ Uzun vadeli güç üretimi planlama yöntemleri ve pompalı hidro elektrik sisteminin optimum gereksinimleri
- ◆ Operasyon sistemi olarak Pompalı Hidro Elektrik Sisteminin üstünlüğü
- ◆ Pompalama notasının tespiti ve karar verilmesinin özeti
- ◆ Pomplama noktasının jeolojik araştırma yöntemleri
- ◆ Pompalama noktasının planlama spesifikasyonları ve tahmini maliyetin hesaplanma yöntemleri
- ◆ Pomplama noktasının çevresel araştırmasının yapılma yöntemleri

Ana konular aşağıdaki üç başlıkta toplanmıştır.

- ◆ Türkiye özelleşme sürecinde olduğundan, yeni santraller devlet tarafından işletilmeyeceğine göre, pompalı hidrolik santrali kim yapacaktır, sermaye ne şekilde toplanacaktır?
- ◆ Gelecekte, Avrupa sisteme uyum planı yapıldığından, bu sistemle bağlantı sağlandığında, santrallerin çalışma sistemi ne şekilde olacaktır?
- ◆ Zaten yeterince standart hidro elektrik güç potansiyeli varken, pompalı hidro elektrik sistemi gerekli midir?

Ayrıca, Japonya'dan eğitim teklif formu sunularak, 23 Ağustosta TEIAS'ın Japon elektrik şirketiyle destek ve talep kontrolü, frekans ve voltaj ayarı konularında kuralların sunumu ve soru cevap toplantısı yapılmıştır.



9.3.3 Üçüncü Atölye

Üçüncü atölye enerji kaynaklarının geliştirilme planı, pompalama tekniklerinin konularına göre 26 Kasım ve 1 Aralık tarihlerinde ayrı ayrı gerçekleştirildi. Proje ile ilgili kurumlar davet edilerek, araştırma grubunun teslim ettiği nihai rapor taslağı içeriği tanıtıldı.

<Enerji Kaynakları Geliştirme Planı>

- ◆ Uzun Dönemli Enerji Kaynaklarının Geliştirilmesi Planlama Yöntemleri
- ◆ Mevcut Elektrik Santrallerinin Genişletilme Olasılığı
- ◆ Avrupa'da Pompalı Elektrik Santrallerinin İşletim Durumu
- ◆ Pompalı Elektrik Santrallerin Mülkiyeti Hakkında Öneriler

<Pompalama Teknikleri>

- ◆ Öncelikli Pompalama Adaylarının Konum Ana Hatları (Altınkaya, Gökçekaya)
- ◆ Öncelikli Pompalama Adaylarının Konum Jeolojisi, Jeolojik Karakteri
- ◆ Çevresel Etki Değerlendirme Sonuçları
- ◆ Pompalı Elektrik Üretiminin Genel Planı (İnşaat Yapısı)
- ◆ Pompalı Elektrik Üretiminin Genel Planı (Elektrik, Mekanik)
- ◆ Diğer basamakla ilgili öneriler.

Özellikle Avrupada'ki pompalı elektrik üretimi fonksiyonları hakkında katılımcıların ilgisi yüksek, hareketli tartışmalar yapıldı.

		
Atölye Görüntüsü	Atölye Görüntüsü	Hatıra Eşyaların Sunumu

