

5. PLANLAMA İLKELERİ ve EKONOMİKLİK.

Genel olarak planlamaların uzun vadeli olması gereklidir ve planlamalar ülke ekonomisinin geleceğini ipotek altına almamalıdır. Bu husus enerji planlamalarında çok daha fazla önem taşımaktadır; zira Tablo 1 den görüldüğü üzere inşaatına karar verildikten sonra en hızlı inşa edilebilen Doğal Gazla çalışan termik santrallarda dahi bu süre 3 senenin altına düşmemekte; Hidrolik santrallarda ise 7-9 senelere ulaşmaktadır. Ülkemizin zengin olduğu doğal kaynak ise Hidrolik enerji olduğundan uzun dönem planlaması daha fazla önem kazanmaktadır. Finansman sorunlarının ortaya çıktığı hallerde ise bu süre çok daha fazla olmakta ve maliyetin de öngörülenin çok üstüne çıkmasına sebep olmaktadır; ERE (2001, s. 22) tarafından hazırlanmış olan raporda bu nedenle ortaya çıkan toplam yatırım maliyeti artışlarının % 30-40 lara vardığı belirtilmektedir. Bürokratik formalitelerin ve incelemelerin çokluğu da süre ve maliyet artışlarına ve dolayısıyla toplam maliyetin yükselmesine sebep olduğu gibi, bazı hallerde bıkırtıcı düzeylere dahi varabilmektedir. Enerji planlamaları sırasında esas olarak şu hususlar ayrıntılı olarak iredelenmelidir:

- Ülke koşulları, ülkenin doğal kaynakları ve dışa, başka ülkelere bağımlılık;
- Ülkedeki yaklaşımlar ve uygulamalar: Örneğin DPT nin yaklaşımı, Bürokrat ve Teknokrat kadroların yaklaşımı, Bürokrasi ve çok başlılık, İstihdam ve işsizlik sorunu vs.. Gibi:
- Ekonomiklik.

Norveç, Fransa, İsveç, İsviçre, Batı Almanya daha 1983 yılında (20 sene önce) ekonomik HE potansiyellerini aşmışlardır. Buna göre Ekonomik HE potansiyel bir sınır değer, bir üst limit olarak düşünülmemelidir. Nükleer enerjiden bahis olduğunda hemen Fransa'nın elektrik enerjisinin % 77,5'ünü nükleerden sağladığı belirtilmekte, buna karşılık Fransa'nın başka alternatif kaynağı olmadığı hiç düşünülmemektedir. Diğer taraftan teknolojik bakımdan ABD ile aynı düzeyde olduğu kabul edilebilecek olan AB nin ağırlıklı ülkeleri olan Fransa ve Almanya, son Irak savaşı öncesinde ve savaş sırasında ABD ye karşı direnmişlerdir ve bunun temelinde kendilerinin gereksindiği enerjinin Orta-Doğuda oluşu ve Orta-Doğunun kontrolünün ABD nin eline geçmemesi yatmaktadır. Bu yorumun en belirgin göstergesi Bağdatın düştüğü gün Fransa'nın yaklaşımını değiştirmesidir. Bu açıklamalar AB ülkelerinin "Yeşil Enerji" taahhütleri dışında, kendi gereksinimlerini karşılama sorunu ile karşı karşıya bulunduklarını göstermektedir ve maalesef ülkemizde bu konu irdelenmemektedir. AB nin son zamanlarda ülkemize olan yaklaşım değişimlerinin kendi sıkıntılarına çözüm aramaktan kaynaklandığı ve Türkiye'nin enerji koridoru olmasının AB nin menfaati olduğu hesaba katılmamakta; buna uygun senaryolar üretilmemekte veya hazırlanan senaryolar kamu oyuna ve bilhassa AB ülkelerine yeterince açık olarak hissettirilememektedir.

Ülkemizin doğal zenginliği Hidrolik potansiyelimiz olduğuna göre ülkemizde bu kaynağa yoğun olarak ağırlık verilmesi gerekiyorsa da, uygulamadaki durum bunun tersidir. Tablo 26 da değişik ülkelerde doğal kaynakların ülke elektrik üretimine katkıları verilmiş, karşılaştırma yapılabilmesi için ülkemizde değişik kaynakların elektrik enerjisi üretimimize katkıları da belirtilmiştir:

HİDROLİK		KÖMÜR		DOĞALGAZ	
Norveç	99,5	Çin Halk C. (2)	78,3	Rusya	42,2
Brezilya	87,3	Hindistan (3)	77,5	İngiltere	39,5
Kanada	59,2	Almanya (4)	52,7	Japonya	22,1
İsveç	54,1	ABD (1)	52,7	ABD	15,7
Türkiye	27,6	Türkiye	29,3	Türkiye	34,7-60-80

Tablo 26. Değişik ülkelerde doğal, yerli kaynakların elektrik enerjisi üretimine katkısı
(% olarak; IEA, 2002; DSI, 2003)

- *Türkiye'ye ait değerler 2001 yılı verileridir ve Taş kömürü + Linyiti göstermektedir. Yüzdelere ortalama üretim kapasiteleri esas alınarak belirlenmiştir ve fiili durum değildir.*
- *Parantez içindeki sayılar, ülkelerin kömürden elektrik üretiminde dünya sıralamasındaki yerlerini göstermektedir.*
- *Değerlendirmeler sırasında Rusyanın dünyadaki 1 nci, İngilterenin 10 uncu Doğal Gaz ihracatçısı ülkeleri oldukları (Tablo 6 ile karşılaştırınız); dünyanın 4 ncü büyük Doğal Gaz ihracatçısı ülke olan Norveçin bu kaynaktan hiç elektrik üretmediğine dikkat edilmelidir.*

Tablo 26 daki yüzdelere, elektrik enerjisi üretiminde, ülkelerin doğal kaynaklarını değerlendirmede ne derecede titiz davranmakta olduklarını; buna karşılık ülkemizde başka ülkelere bağımlı olduğumuz Kömür ve Doğal Gaz ne kadar öncelik verilmiş olduğunu açıkça göstermektedir.

Planlamadaki ikinci önemli faktörün ülkedeki yaklaşımlar olduğu yukarıda belirtilmişti. Doğal olarak bu konuda ilk irdelenmesi gereken DPT nin yaklaşımıdır ve bunun üzerinde önemle durulması gerekmektedir. 8 nci 5 yıllık Kalkınma Planının 1414 ncü maddesinde

"Hidrolik sanrallardan % 70 verim alınabilmesi bir sorun olarak gündemde durmaktadır"

ve 1423 ncü maddesinde

"Sektör kaynakları arasında doğal gazın özel bir yeri ve önemi bulunmaktadır. Fiat, Verimlilik ve Çevre açısından avantajlarıyla doğal gazın tüketim payının artırılması amaçlanmaktadır"

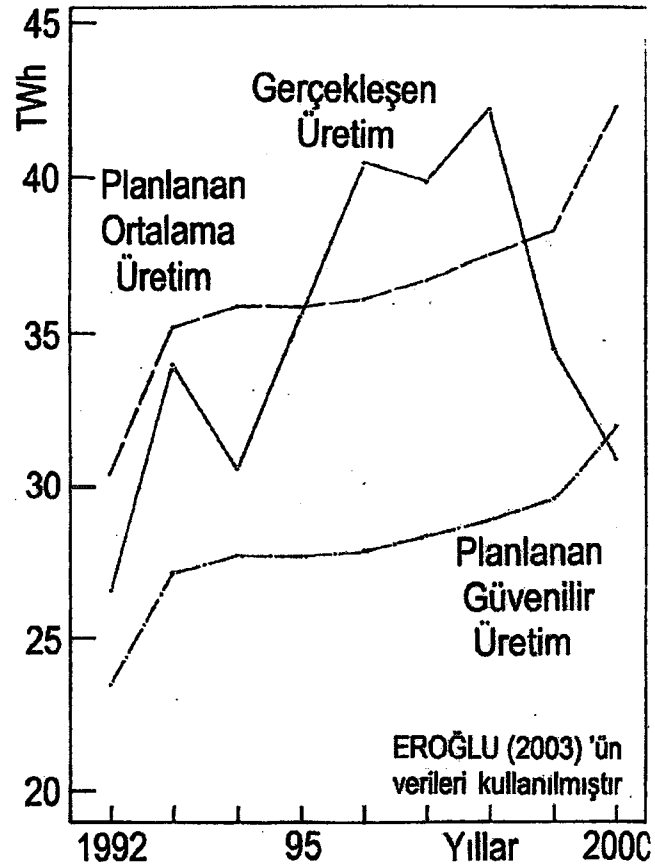
denilmektedir. "Fiat" bakımından avantajın olmadığı ve tersine dezavantajın olduğu "Ekonomiklik" tartışmalarında ele alınacağından, burada üzerinde durulmayacaktır. Günümüzde Doğal Gaz ile elektrik enerjisi üretenler ise sürekli olarak sadece "Olmayan enerji en pahalı enerjidir" şeklinde popülist (bana göre nabza göre şerbet veren) bir sloganı sürekli olarak kullanmaktadırlar.

"Verimlilik" kavramından ne anlaşıldığı belirsizdir; HES ların neden verimsiz olarak ve Doğal Gaz ile çalışan elektrik enerjisi santrallerinin verimli olarak nitelendirilmiş olduklarının anlaşılması olası değildir. Zira ikisinin işletme özelliklerinin çok farklı olduğu ve dolayısıyla şebeke gereksinimlerini farklı koşullarda karşılamaları gerektiği daha önce belirtilmişti. Bununla beraber işin içinde olanlar dışında kamu kesiminin ve medyanın fark etmediği ve hiç üzerinde durmadığı bir sorunun daha gündeme getirilmesi ve yanıtlanması gerekmektedir:

Ataletleri çok yüksek olduğu için, istenildiği anda devreye alınmaları veya devreden çıkartılmaları olası olmayan termik santrallerin, şebekenin enerji gereksiniminin düştüğü ölü saatlerde ataletlerinin yüksekliği nedeniyle zorunlu olarak üretecekleri enerji nasıl tüketilecektir ve şu anda nasıl tüketilmektedir? 2002 yılı itibarıyla bu üretim (Baz üretim)

99,6 / 130,6 = % 76,4 düzeylerindedir. Dünyada bu enerji fazlası pompajlı HES ların beslenmesinde kullanılmaktadır. Ülkemizde ise henüz pompajlı HES mevcut değildir.

**Şekil 14. 1992-2000 döneminde
HES'lerin planlanan güvenilir,
ortalama üretimleri ve gerçekleşmiş
olan üretimleri (EROĞLU, 2003)**



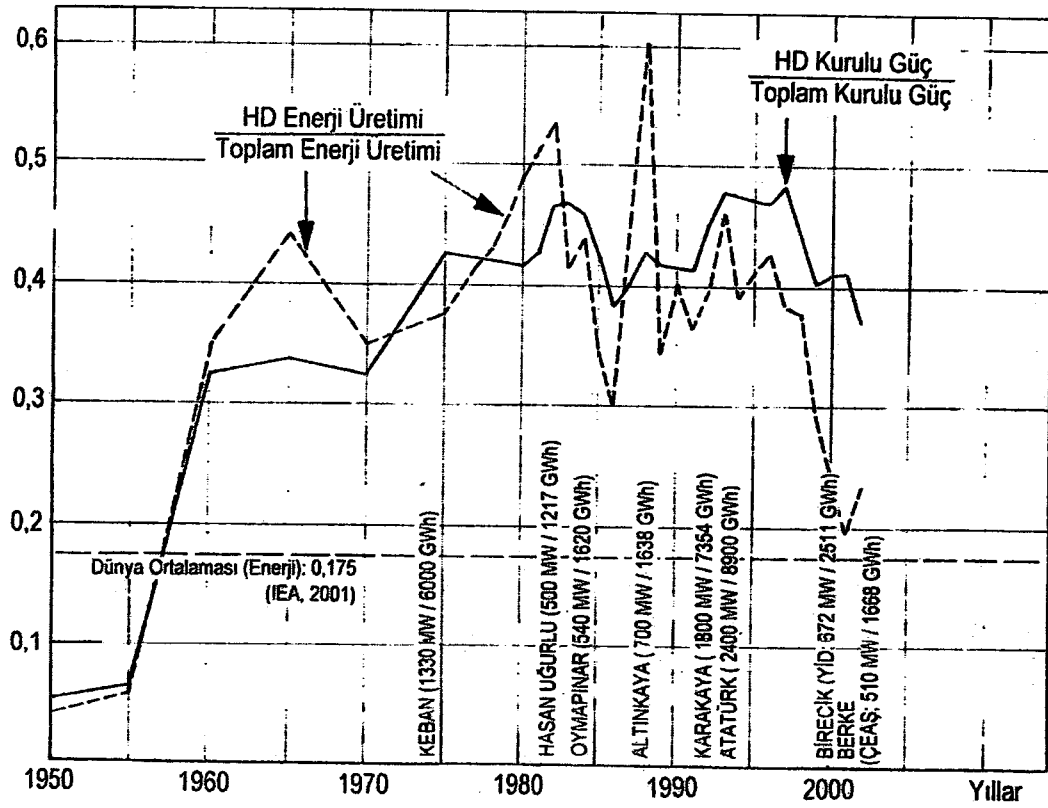
DPT nin Hidroelektrik santrallerin güvenilemez oldukları iddiasının yanıtı ise Şekil 14 te çok açık olarak görülmektedir. Şekil 14 ten şu değerlendirmeler hemen yapılabilmektedir:

- 2000 yılından önce gerçekleşen üretim hep “Planlanan güvenilir üretim” in üzerinde olmuştur, dolayısıyla DPT nin güvensizliğinin nereden kaynaklandığının açıklanması olası değildir;
- 2000 yılındaki üretimin güvenilir değerin altında kalmasının nedeni de grafikten hemen görülmektedir; gerçekten de Şekil 14 ten 1995-1998 döneminde HD santrallerin

Gerçekleşmiş üretiminin, planlanmış ortalama üretimden ortalama $(40 - 35) / 35 = \% 14$

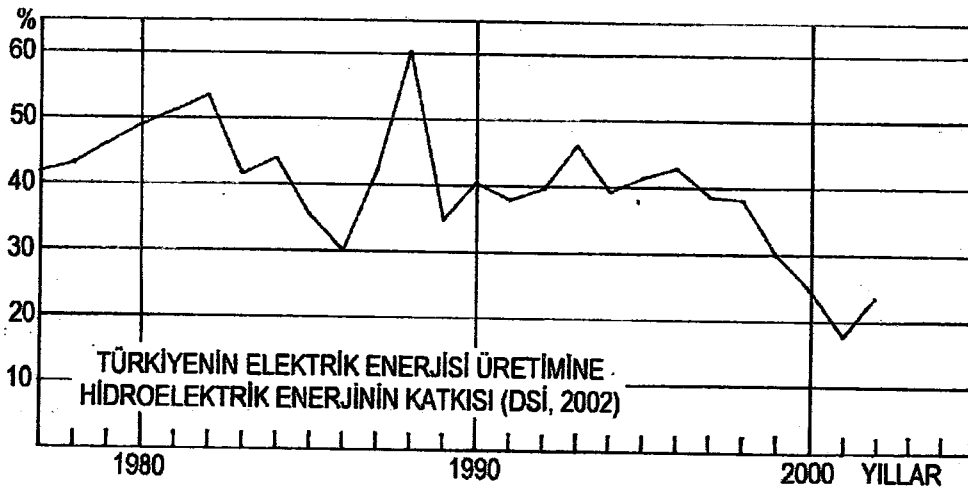
Gerçekleşmiş üretiminin, planlanmış güvenilir üretimden ortalama $(40 - 25) / 25 = \% 60$

fazla olduğu görülmektedir. Bunun sonucu olarak baraj göllerinde depolanmış olan su, planlanandan daha önce boşaltılmış ve aynı zamanda seviyenin düşmesine sebep olmuştur (Şekil 3’ü göz önünde tutunuz). 1999-2000 yılları düşük yağışlı geçtikleri için de göllerin dolması mümkün olmamış ve 2000 yılında gerçekleşen üretim, güvenilir üretimin % 3 düzeyinde altında kalmıştır. İşletme politikasından kaynaklanan bu durumun HES’lerin güvenilemez olduklarının bir göstergesi olamayacağını ve DPT nin yaklaşımının da çok yanlış olduğunu açıkça göstermektedir. Mevcut HES’larımızın elektrik enerjisi üretimimize katkısının ne kadar önemli olduğunu gösterebilmek amacıyla Şekil 15 ve 16 hazırlanmıştır.



Şekil 15. 1950-2002 döneminde elektrik enerjisi üretimi bakımından

- (a). Hidroelektrik kurulu gücümüzün, toplam kurulu gücümüze oranı;
 (b). Hidroelektrik elektrik üretimimizin, toplam elektrik enerjisi üretimimize oranları.



Şekil 16. 1977-2002 döneminde Türkiye'nin elektrik enerjisi üretimine Hidroelektrik enerjinin katkısı (DSİ, 2002).

Doğal gazın “Çevreci” olduğu savı ise psikolojik ve sezgiseldir. Gerçekte doğal gazın karbon dioksit eşdeğeri toplam sera gazı emisyonunun kömürün % 92,5 'u düzeylerinde olduğu daha önce belirtilmişti (Tablo 4).

Bürokrat ve Teknotrat kadrolar ise statükoyu korumayı, günü kurtarmayı tercih etmekte ve hatta bunu değiştirmeyi öngörenleri engellemektedirler. Yeni kadrolar ise, eski Bürokrat ve Teknotrat kadroların birikimlerine gereksinim duyduklarından göreve geldiklerinde fazla değişiklik yapamamakta ve bir müddet sonra da onlara teslim olmakta ve dolayısıyla da alışlagelmiş olan eski düzen devam etmektedir.

Bir yatırımın ekonomik olması için “yatırım + işletme” giderlerinin toplamı ekonomik olmalıdır. Bununla beraber yatırımı yapan müessese ile, işletmeyi yapan kurumun farklı olması halinde bu ilkeye uyulmaması olasılığı mevcuttur. Örneğin YİD veya Otoprodüktör modelleri ile yatırım yapıldığında, yatırımcı sonunda karlı olmayı amaçlar. Buna karşılık maalesef ülkemizde bazı konularda yatırımları yapan kuruluşlar ile işletmeyi yapan kuruluşlar farklı müesseselerdir (örneğin Yatırım İller Bankası yapmakta ve İşletme için Belediyelere devretmektedir). Elektrik enerjisi sektöründe ise durumun çok daha karmaşık olması beklenmelidir, zira inşaat-tüketim sürecinde çok daha fazla müessese işin içindedir; bunlardan ilk akla gelenler DPT (Devlet Planlama Teşkilatı Müsteşarlığı), ETKB (Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı), EPDK (Elektrik Piyasası Düzenleme Kurulu), DSİ (Devlet Su İşleri Genel Müdürlüğü), TEİAŞ (Türkiye Elektrik İletim A. Ş.), EÜAŞ (Elektrik Üretim A.Ş.), TEDAŞ (Türkiye Elektrik Dağıtım Anonim Şirketi), TETAŞ (Türkiye Elektrik Taahhüt ve Ticaret A. Ş.) vs.. Bu Kurumlar kendi bildiklerinden şaşmamakta, aralarında çözmeleri gereken sorunları bile çözmemektedirler (örneğin HES ların devir bedelleri, su kullanım anlaşmalarının nasıl ve ne zaman imzalanacağı, trafo merkezlerinin EÜAŞ' a mı, yoksa TEİAŞ'a mı ait olacağı vs..). Böyle durumlarda toplam maliyet kavramının belirli düzeyde önemini kaybetme ve en ekonomik çözümün araştırılmama riski doğmaktadır. Bu nedenle HE potansiyelimizin ekonomikliğinin irdelenmesi sırasında ilk önce yatırımdaki, daha sonra işletmedeki ekonomiklik düzeyleri irdelenmeli ve bunlara dayanılarak toplam maliyetteki ekonomikliğe karar verilmelidir. Tablo 27 de konvansiyonel elektrik enerjisi üretim kaynaklarının işletme-bakım giderleri (Behar kWh enerji üretimi için gereksindikleri işletme-bakım harcamaları) ile Kurulu Güç yatırım bedelleri (\$/kW) verilmiştir (TEAŞ, 2002; DSİ, 2002 ve daha önceki yıllar).

*Tablo 27. Konvansiyonel elektrik enerjisi üretim kaynaklarının yatırım ve işletme maliyetleri
(DSİ, 2002; TEAŞ, 2002 ve daha önceki yıllar)*

Santralin Yakıt cinsi	Kurulu gücün yatırım Bedeli (\$ / kW)	Giderler (Cent / kWh)		
		İşletme bakım	Yakıt	Yakıt
Doğal Gaz	795	0,415	3,609	4,024
Linyit	1 500	1,495	1,839	3,334
İthal Kömür	1 325	1,413	1,965	3,378
Hidroelektrik	1 200 - 1 500	0,203	-	0,203

Nehir tipi HES larda ilk yatırım bedeli 700-800 \$/kW a kadar düşebilmektedir.

(A). Yatırım koşulları:

Yatırım giderleri karşılaştırıldığında HES ların yatırım maliyetlerinin, DG ile çalışan termik santrallerin yatırım maliyetlerinin 2 misline kadar çıkabildiği görülmektedir ve HES lara eğilinmeme sebebi olarak hep bu husus vurgulanmaktadır. Bununla beraber şağıdaki argümanlar bu yaklaşımın uygun olmadığını en açık, belirgin göstergeleridir:

A1. Doğal gaz ile çalışan termik santrallerin ekonomik ömürleri 25-30 yıldır, yani yatırım 25-30 yıl hizmet edecek bir tesise yapılmıştır. Buna karşılık HES ların projelendirilmeleri sırasında ekonomik ömürlerinin 70 yıl düzeylerinde olacağı düşünülür (Keban: 70 yıl). Bu ömür baraj gölünün, pratik olarak su alma kotuna kadar katı madde (rüşubat) ile dolma süresine karşı gelmektedir. Sayın Kamuran İNAN Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanı olduğu dönemde, İTÜ de verdiği bir konferansta gelen katı maddenin öngörülenden daha az olması nedeniyle Keban barajının ömrünün 115 yıla çıktığını müjdelemişti ve şu anda daha uzun sürelerden bahs olunmaktadır. Buna göre 200-500 \$/kW lık yatırımlarla elektromekanik ekipman yenilediğinde tesis yeniden inşa edilmiş gibi olmaktadır; dolayısıyla tesislerin ilk yatırım maliyetlerinin "\$/kW" yerine, "\$/kW- ..yıl" şeklinde olması , hidroelektrik tesislerin ilk yatırımlarının da diğer tesislerin ilk yatırımlarından daha fazla olmadığına anlaşılmaktadır (1500/795 = 1,89 veya 1200/795 = 1,51);

A2. HES larda birim kurulu güç başına makina ve elektrik daimi teçhizatına ait 200-700 \$/kW lik proje bedeli bu birim fiyata dahildir. Bu bedel türbin-jeneratör ünitesi tipi, düşüşü ve gücüne bağlı olarak değişmektedir.

A3. HES lar döviz gereksiminin çok az ve sürekli olmadığı tesislerdir (Tablo 28). Her ne kadar ilk maliyetleri yüksek gibi görünüyorsa da, harcanan para yurt içinde kaldığı gibi, istihdam ve iş sahası da yaratılmış olmaktadır. Ülkemizdeki HES ların % 95,7 si Biriktirmeli tipten olduğu için Tablo 28 deki değerler daha da anlamlı olmakta ve ülkemiz ekonomisi ve yurt dışı harcamaları bakımından HES ların çok daha ekonomik olduklarını göstermektedir (*Not: Küçük kapasiteli tabii debili HES larda yatırım maliyeti 800 \$/kW e kadar düşebilmekte ise de, Tablo 28 deki karşılaştırmalarda DSİ (2003) belirtilen minimum yatırım bedeli kullanılmıştır*).

Tablo 28. Doğal Gaz ile çalışan termik santrallerle, Hidroelektrik santrallerin yatırım ve işletme koşullarındaki döviz gereksinimleri (ERE, 2001)

DG Kombine çevrim	Yatırımda		İşletmede
	% 75	0,75*795 =596 \$/kW	
HD (Biriktirmeli)	% 30	0,30*1500 =450 \$/kW	* Yok * Temiz ve Yenilebilir enerji olduğundan, ihraç şansı vardır; * Biriktirmeli santrallerden üretilen kısım puant= pik enerjisi olduğundan satış fiyatı da çok yüksektir.
HD (Tabii debili)	% 45	0,45*1200 =540 \$/kW	

A4. HES ların inşa sürelerinin nisbeten uzun olması bunların bir handikapı olarak gösterilmektedir (DG ile çalışan kombine çevrim santrallerinin inşa sürelerinin 3 sene civarında olduğu kabul edilmektedir). Bunun sebeplerinin şu şekilde sıralanması olasıdır: (1). Uzun vadeli enerji planlamasının yapılmaması ve kısa vadede enerji darboğazı doğmaması için çare, çözüm araştırılması; (2). Bürokratik formaliteler; (3). Yatırım için gereksinilen finansmanın oluşturulması. Özel sektörün bu konuda çok daha başarılı olduğu görülmektedir; örneğin ERE firması **Suçatı** HES lının (7 MW, 28 GWh/yıl; YİD=BOT modeli) hazırlıklarını ve formalitelerini tamamlamak için 4 yıl harcamış; inşaat, montaj ve işletmeye geçiş için ise sadece 23 ay gerekmiştir (ERE, 2001, s.9); **Birecik** (672 MW, 2516 GWh/yıl; YİD=BOT modeli: 6yıl; proje, inşaat süresinin tamamı, ilişkili yol, köprü inşaatı, nina inşaatı, kamulaştırma sorunları, sosyal sorunlar vs.. nin tamamı (ŞENTORUN, 2002); **Berke** (510 MW, 1668 GWh/yıl; 6 yıl; dünyanın 16 ncı, Türkiyenin şu anda en yüksek beton kemer barajı (YILDIRIM, 2002)).

(B). İşletme koşulları:

Toplam işletme-bakım giderlerinin karşılaştırılması halinde HES ların işletme giderlerinin DG ile çalışan kombine çevrim santrallerinin işletme giderlerinin 1/20 si; Linyit ve İthal kömürle çalışan

termik santralların ise 1/17 si düzeylerinde olduğu Tablo 28 den görülmektedir. Buna göre HES ların işletme giderlerinin toplam maliyete katkısının yok denilebilecek kadar az olduğu açıktır.

B1. Nemlilik oranı % 8 olan ithal kömürün ısı değeri 6000 kcal/kg ve maliyeti 50 \$/tondur. 1 kWh enerji üretimi için 0,393 kg kömür gerekmektedir (Birim fiat: 1,965 cent/kWh).

B2. Linyit kömürünün ısı değeri 1000 kcal/kg ve maliyeti 9 \$/tondur. 1 kWh enerji üretimi için 2,043 kg kömür tüketilmektedir (Birim fiat: 1,839 cent/kWh).

B3. Doğal Gaz kombine çevrim santrallarında 1 kWh enerji üretimi için 0,193 m³ doğal gaz tüketilmekte olup, 1000 m³ doğal gazın santrala maliyeti 187 \$ dır (Birim fiat: 3,609 cent/kWh).

Tablo 29. 2001 yılı üretimine göre Türkiyede yoğun olarak kullanılmış olan elektrik enerjisi üretim kaynaklarına ödenmiş olan bedeller (DSİ, 2002).

Santral tipi	2001 yılı üretimi (Twh)	Yakıt bedeli (cent/kWh)	Yakıt tutarı (milyon \$)	Üretim bedeli (cent/kWh)	Üretim tutarı (milyon \$)
1	2	3	4	5	6
Linyit	35,6	1,839	654,684	3,334	1186,904
İthal kömür	4,1	1,965	80,565	3,378	138,498
Doğal Gaz	50,6	3,609	1824,963	4,024	2034,816
Hidroelektrik	21,6	-	-	0,203	43,848

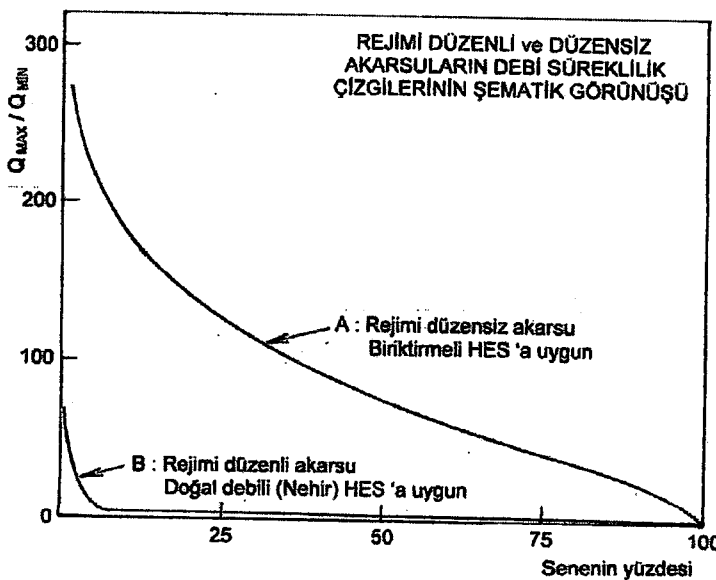
B4. 2001 yılında sadece İthal kömür ve Doğal Gaz üretimi için yapılan yakıt harcamalarının toplamı ise 2,173 milyar dolar olmaktadır. Biriktirmeli HES santralların kurulu güç maliyetleri 1500 \$/kW kabul edilse (Tablo 27), sadece 2001 yılındaki İthal kömür ve Doğal gaz ithali için olan yakıt harcamaları ile $2,173 / 1,5 = 1449$ MW kurulu gücünde bir hidroelektrik santralin inşaatının olası olduğu görülmektedir (Atatürk barajının kurulu gücü olan 2400 MW; Karakaya HES inin kurulu gücü olan 1800 MW ve Keban kurulu gücü olan 1330 MW ile karşılaştırınız). Ayrıca bu harcamanın çok büyük bir kısmı yurt içinde kalacaktır ve dolayısıyla da hem istihdam, hem de katma değer oluşturacaktır. *(Gerçekte durum çok daha kötüdür; zira yukarıdaki hesaplamalarda 2001 yılı verileri kullanılmıştır; halbuki 2002 yılında çok büyük kurulu güçlü Doğal Gaz ile çalışan termik santrallar devreye girmiştir; Ankarada bu sene Kasım ayında 770 MW kurulu gücünde bir DG çevrim santralının devreye girmesi beklenmektedir ve ithal kömür ile elektrik enerjisi üretecek olan İSKEN (İskenderun termik santrali) termik santralında Temmuz ayının ilk günlerinde deneme üretimlerine başlanmış bulunmaktadır).*

Yukarıdaki paragraflarda ithal ham madde ile çalışan termik santralların ülkemiz koşullarına uygun olmayan çözümler oldukları gösterilmişti. Bununla beraber elektrik enerjisi üretim kaynağının çeşitlendirilmesi, yapılmış olan anlaşmalar (Devletler arası alış-veriş anlaşmaları, termik santrallara yakıt sağlanacağını ve üretilen enerjinin satın alınacağını garantileyen anlaşmalar) nedeniyle bunlardan geri dönüş olamayacağına göre, hiç olmazsa bundan sonra bu tip anlaşmalar yapılmamalı, garantiler verilmemeli, doğal ve bedava kaynağımız olan HE potansiyelimizin acilen ve mümkün olduğunca yükese düzeyde, her türlü olanak değerlendirilerek devreye sokulması amaç edinilmeli ve önündeki engellerin ortadan kaldırılmasına gayret edilerek, dolaylı olarak ta olsa ithal kaynaklara dayalı elektrik enerjisi üretiminin payı azaltılmalıdır.

(C). “Ekonomiklik kriterlerinin” irdelenmesi:

Son olarak uygulanmakta olan “ekonomiklik kriterleri” üzerinde durmak istemekteyim. Avrupa ülkelerinin daha 1980 li yıllarda Ekonomik HE potansiyellerinin tamamını değerlendirmiş oldukları, teknik sınıra yaklaştıkları, hatta bazılarının 2000 yılında teknik sınırı da aşmış olduğu; ülkemizde ise Ekonomik HE potansiyelimizin en az % 70 inin; teknik potansiyelimizin % 80 inin milyarlarca dolar olarak deniz aktığı belirtilmişti. Avrupa ve ABD ndeki 1980 li yıllardan çok önceki uygulamalar

akarsuların rejimlerinin de daha düzenli hale gelmesine sebep olmuş ve HE santrallerin ekonomikliği için içinde bulundukları koşullara uygun kriterler oluşturulmuştur (Ülkemizde Fırat üzerinde Kebanın mansabında kalan kesimler için benzer düşünceler geçerlidir, zira Keban barajı akım rejimini düzenleyici bir rol oynamaktadır). 2000 yılında Almanyada çıkartılan “Yenilenebilir enerji kaynaklarına öncelik verilmesine dair kanun” un gerekçesi olarak “Almanyadaki tüm hidroelektrik potansiyelin halihazırda kullanılmış olduğu ve geriye teşvik edilerek geliştirilebilecek yalnızca küçük hidroelektrik santraller ile rüzgar, güneş gibi yenilenebilir enerji kaynakları kaldığı” açıkça belirtilmektedir. Bu koşullarda üretilmiş olan kriterler, maalesef irdelenmeden ve ülkemiz koşullarına uygun hale getirilmeden olduğu gibi ülkemizde de kullanılmaktadır. Örneğin rejimi düzenli bir akarsuda bir sene zarfında yataktaki debi çok az değişir ve akarsu nakliyatının çok önemli olduğu Avrupa akarsuları için bu debinin nisbeten sabit tutulabilmesi çok önemlidir. Bu durumda “Güvenilir = Firm” enerji olabilme kriteri olarak senenin % 95 inde yataktaki var olan debinin düşünülmesi çok doğaldır ve oldukça büyük bir debiye karşı gelir (Şekil 9 ve Şekil 17). Buna karşılık akarsuyun rejiminin düzensiz olması halinde senenin % 95 inde var olan debi çok küçük bir değer olacaktır ve dolayısıyla akarsuyun “Güvenilir” enerjisi de düşük olacaktır. Halbuki ekonomiklik irdellemeleri sırasında Güvenilir enerjinin birim fiyatı 6,0 cent/kWh ve Söğönder (İkincil) enerjinin birim fiyatı 3,3 cent/kWh (Güvenilir enerji birim fiyatının hemen hemen yarısı) olarak hesaplanmaktadır. Bu uygulama gerçekte ekonomik olan bir tesisin, hatalı kriterler nedeniyle ekonomik çıkmamasına neden olmakta ve neticede HES ların ekonomik olmayan, güvenilemeyen tesisler olduğu sonucuna varılmaktadır. Halbuki sadece taşkınların önlenmesindeki rolleri dahi Biriktirmeli HES ların ne derecede ekonomik değer taşıdıklarının açık bir göstergesidir, zira her sene taşkınlar sonucunda çok geniş araziler sular altında kalmakta, en basit ve saf yorumla verim düşmektedir (Böyle bir durumda son senelerde Seyhan barajında karşılaşılmıştır. Baraj gölünün dolu olduğu sırada, taşkın geleceğini gören DSİ Bölge Müdürü (kendisini tanınamaktayım, fakat Adanayı kurtardığı için kendisine teşekkür etmeyi burada bir borç olarak düşünmekteyim ve sorumluluk anlayışı nedeniyle bu olayı öğrencilere de anlatmaktayım), kapakları açarak gölü kısmen boşaltmış ve gelen taşkın dalgasını da bu boşaltılmış hacimde tutmuştur. Maalesef medya olaya tersinden yaklaşmış, boşaltma işlemleri sırasında bir miktar arazinin su altında kalmasından yakınmıştır. Halbuki bu uygulamanın yapılmaması halinde Seyhan barajının yıkılması ve Adananın bu yıkılma dalgalarının etkisi altında kalması beklenebilirdi. O sıradaki Bölge Müdürüne tekrar teşekkür ediyor ve üzülen toplumun yönlendiren Medyamızı da kınıyorum).



Şekil 17. (A). Akım rejimi düzensiz olan akarsularda debi süreklilik eğrisinin şematik değişimi (ülkemiz akarsularındaki durum); (B). Akım rejimi düzenli olan akarsularda debi süreklilik eğrisinin şematik değişimi (Avrupa akarsularındaki durum).

AB ne girmek üzere ülkemizde yoğun çalışmalar sürdürülmektedir. AB ülkelerinin tamamı ise KYOTO protokolunu imzalamıştır ve protkol bu sene ülkemizi< tarafından da imzalanmıştır. Daha önce Ülkemiz “Gelişmiş Ülkeler” statüsünde yer aldığı için protokol tarafımızdan imzalanmıyordu. 28. 12. 2001 tarihinde BM Genel Sekreterinin yazısı ile ülkemizin talebi olan “Ekonomisi geçiş sürecinde olan Ülkeler” statüsünde olduğumuz kabul ve teyid edilmiştir ve Türkiye de protokolu imzalamıştır. Bu durum ülkemize ET, CDM, JI mekanizmalarından yararlanma yolunu açmakta ve bu süreçlerle yeşil enerji yatırımlarının dış kaynak ve finansman temini daha kolaylaşmaktadır. .

Tablo 30. Yenilenebilir enerji kaynaklarından üretilecek elektrik enerjisinin, brüt tüketim içindeki payına ilişkin Üye ülkelerin 2010 yılı Milli hedefleri (BAKIR, 2003)

Üye Ülke	1997		2010
	Yenilenebilir Üretim (Twh)	Yenilenebilir Üretim (%)	Yenilenebilir Üretim (%)
Avusturya	30,05	70,0	78,1
İsveç	72,03	49,1	60,0
Portekiz	14,30	38,5	39,0
Finlandiya	19,03	24,7	31,5
İspanya	37,15	19,9	29,4
Danimarka	3,21	8,7	29,0
İtalya	46,46	16,0	25,0
Fransa	66,00	15,0	21,0
Yunanistan	3,94	8,6	20,1
İrlanda	0,84	3,6	13,2
Almanya	24,91	4,5	12,5
İngiltere	7,04	1,7	10,0
Hollanda	3,45	3,5	9,0
Belçika	0,86	1,1	6,0
Lüksemburg	0,14	2,1	5,7
Avrupa Birliği	338,41	13,9	22,0
Türkiye	39,82	38,5	24,6

27. 10. 2001 tarihinde yayınlanan AB nin 27. 09. 2001 tarih ve 2001/77/EC sayılı “Dahili elektrik pazarındaki yenilenebilir enerji kaynaklarından üretilen elektriğin teşvik edilmesi” başlıklı Yönetmelikte, AB ülkelerinde 2010 yılında tüketilecek tüm elektriğin % 22,0 sinin yenilenebilir (yeşil) kaynaklı olması öngörülmekte, bu amaçla ülkeler kendi yapılarına uygun teşvikler vermektedir (DURAK (2003) te Almanya, Avusturya, Belçika, Danimarka, Finlandiya, Fransa, Hollanda, İngiltere, İrlanda, İspanya, İsveç, İtalya, Lüksemburg gibi Avrupa ülkeleri ile Çin, Hindistan, Filipinler ve Kanadada elektriğin yenilenebilir (yeşil) kaynaklardan üretilmesi için devletlerin uyguladıkları teşvikler özetlenmiştir). Tablo 30 da bu amaca yönelik AB ülkeleri hedefleri ile ülkemizde öngörülen planlama verilmiştir ve ülkemizdeki yaklaşımın nasıl bir tezat oluşturduğu açıkça görülmektedir.

Tablo 31. Türkiyede ve AB ülkelerinde 1997-2020 dönemi için öngörülmüş olan yenilenebilir enerji kaynaklarından elektrik enerjisi üretimi planlamaları (BAKIR, 2003).

		1997	2010	2020
Türkiye	Hidroelektrikten Üretim	% 38,5	% 24,6	% 16,6
	İthal yakıtta Üretim	% 28,3	% 51,0	% 65,0
Avrupa Birliği	Yenilenebilir kaynaklardan Üretim	% 13,9	% 22,1	% 22,0

2001/77/EC sayılı AB yönetmeliği 2010 yılına kadar Üye ülkelerin 200 TWh/yıl ilave yeşil enerji kaynağı yaratmaları gerektiğini ve bunun tahminen 165 milyar Euro olacağını tahmin etmektedir. Bunun anlamı ülkemizin henüz değerlendirmemiş olduğu 140-150 TWh/yıl hidroelektrik enerjisinin

müşterisi dahi hazırır ve üstelik yeşil enerji sınıfına girdiğinden birim fiyatı da yüksektir. Ayrıca biriktirmeli HES larımızın ürettikleri enerji "Pik=Puan" enerjisi olduğundan (maalesef ülkemizde belirli düzeyde baz olarak ta çalıştırıldıkları daha önce vurgulanmıştı) birim fiyatı çok yüksektir. BAKIR (2003), Amsterdam enerji borsasında pik enerji fiyatının sık sık 45-60 Euro cent/kWh (1 Euro cent 1,15 cent U.S. \$) değerine çıktığını; 17. 12. 2001 günü saat 18 de 100 Euro cent/kWh tan satıldığını ve birkaç gün aynı saatlerde bu değer civarında kaldığını belirtmektedir.

Avrupaya yeşil enerji ve özellikle de elektrik enerjisi ihraç edebilmek için ise

- Türkiye kendi şebekesinin standartlarını AB nin düzeyine yükseltmelidir;
- UCTE ye (Union for the Coordination of Transmission of Energy) üye olunmalıdır. Türkiye UCTE üyesi olduğunda herhangi bir enerji yatırımcısı üreteceği elektriği AB ülkelerindeki istediği müşterisine serbestçe satabilecektir. BAKIR (2003), TEAŞ zamanında üyelik müracaatının yapılmış olduğunu; bununla beraber şebekelerimizin henüz üyeliğin gerektirdiği düzeyde olmadığını belirtmektedir; dolayısıyla elektrik ihraç edebilmemiz için TEAŞ a çok büyük görev düşmektedir.
- Avrupa ile bağlantının kapasite ve kalitesi hızla artırılmalıdır. Şu anda Bulgaristandan elektrik ithalinde yararlanılan 1250 MW kapasiteli ve 400 kV gerilimli 2 hat mevcuttur. Bu hattın Avrupaya devam ettirilmesi halinde Yugoslavyadan geçiş sırasında bazı problemler olduğu, geçiş ülkelerinin uygulayacakları fiyatlar üzerinde anlaşılması gerektiği göz ardı edilmemelidir. Ayrıca Mart 2002 de "BabaeskiFilibe" arasında 450 kV gerilimli ve 750 MW kapasiteli ikinci bir hattın mutabakat zaptı imzalanmıştır ve planlamaların devam ettiği ifade edilmektedir. Şebekemizin Avrupaya bağlanması, ülkemizde enerji yatırımı yapacak kuruluşlar için bir teşvik olacaktır.

Diğer taraftan 3 ncü Bölümde ülkemizin HE potansiyel bakımından Avrupada 2 nci sırada; buna karşılık "Değerlendirilmiş HE potansiyel / Ekonomik HE potansiyel" bakımından ise sonuncu sırada olduğu belirtilmişti. Bu gözlem şu soruyu akla getirmektedir: **"Teknolojisi üst düzeyde, ekonomik sorunları çözülmüş olan Avrupa ülkeleri mi hata yaptı, yoksa gelişmekte olan ve enerji sorununa çözüm arayan biz mi hata üstüne hata yapmaktayız?"**

Başka ülkelerin kendilerine özgü koşulları için geliştirmiş oldukları ve ülkemizde de kullanılan ekonomiklik değerlendirme kriterlerinden birisi de birim fiyatı yüksek olan (85 \$/kW) "Pik Güce katkı" kavramıdır. İlk sorun Pik gücün nasıl belirlendiğidir; zira Baz güç kapasitesi arttıkça Pik güç gereksinimi azalacaktır (İşletme özellikleri nedeniyle termik baz gruplar istenildiğinde devreden çıkartılamayacağına göre, Doğal Gaz veya İthal Kömür ile üretim yapan (ve dolayısıyla da başka ülkelere bağımlı olan) baz Grupların üretim kapasitelerinin artırılması Pik Güç gereksinimini azaltacaktır (Şekil 1 ile karşılaştırınız)): Ülkemizde ise son yıllarda sürekli olarak başka ülkelere bağımlı olan (birkaç yıl önce Ankara kış aylarında dış ülkelere bağımlılığın sıkıntılarını yaşamıştır; benzer sıkıntı 1974 Kıbrıs harekati sırasında ve sonrasında da yaşanmıştır (stratejik önem)) ve de ekonomik olmayan Baz Grup kapasitesi artırılmaktadır. Bu şekilde Pik enerji üreten ve dünyada ürettiği enerjinin piyasa değeri çok yüksek olan ve hatta EM (Emission trading = Atık alış-veriş); CDM (Clean development mechanism = Temiz enerji geliştirme mekanizması) ve JI (Joint implementation = Ortak yatırım) süreçleri ile ülkemize döviz kazandırması olası olan biriktirmeli HES ların ekonomik değerleri küçümsenmektedir.

Ayrıca yukarıda belirtmiş olduğum devşirilmiş kriterler sadece "İçsel maliyet = Internal cost" ilkelerine dayanmaktadır ve günümüzde önem kazanmış olan "Dışsal maliyet = External cost" kavramını göz önünde tutmamaktadır. Dışsal maliyetler bu santrallerin sebep oldukları çevre sorunlarının (sera gazı emisyonları, asit yağmurları, atık maddelerin muhafazası, çevre kirliliği vs..) giderilmesi için gereken harcamalar olarak tanımlanmakta ve mertebesinin içsel maliyetin en az % 30'ları düzeyinde olduğu kabul edilmektedir (BAKIR, 2003; <http://www.ere.com.tr>).

Bu açıklamalar

EKONOMİKLİK KRİTERLERİNİN YENİDEN İRDELENMESİNİN ve ÜLKEMİZİN GÜNCEL KOŞULLARINA UYGUN HALE GETİRİLMESİNİN

zorunlu olduğunu göstermektedir. Ekonomik karşılaştırmalar sırasında Firm enerji (Güvenilir; birim fiyatı: 6,0 cent/kWh), İkincil enerji (Söğönder; birim fiyatı: 3,3 cent/kWh) ve Pik güç katkısı (Birim fiyatı: 85 \$/kW) kavramlarından yararlanılmaktadır. 1960 lı yıllarda biriktirmeli tesislerini büyük ölçüde inşa etmiş olan ABD den alınmış olan bu kavram ve tanımlar, günümüzde bile ekonomik potansiyelinin ancak % 30-35 lerini kullanmış olan ülkemize aktarılırken, kendimize özgü koşullar göz önünde tutularak irdelenmeli ve ülke koşullarına uygun kriterler oluşturulmalıdır. ÜLTANIR (2001), tabii debili bir nehir santralında senenin % 95 inde (347 gün/sene) üretilebilecek enerjinin DSİ tarafından Firm (Güvenilir) olarak değerlendirildiğini belirtmektedir. Mevcut biriktirmeli tesisleri nedeniyle rejimleri düzenli hale gelmiş olan Tuna, Ren vs.. nehirleri üzerindeki biriktirmesiz HE santraller için uygun olabilen bu tanımın, rejimleri düzensiz olan ülkemiz akarsuları için aynen kullanılması uygun olmamakta ve hatta biriktirmeli santraller için anlamsız olmaktadır; zira anormal yağışlı dönemler dışında tesis, işletme planına veya gereksinimlere göre devreye sokulmaktadır. Bu konuya Fransada daha farklı yaklaşılmakta, senenin güç gereksiniminin en çok olduğu 3 ayı (Aralık, Ocak, Şubat) sırasında tabii debili bir santralin üretebileceği güç ve enerji garanti edilmiş değerler olarak tanımlanmaktadır (GINOCCHIO, 1959) ve bu yaklaşım ülkemiz koşullarına daha uygun görünmektedir; gerçekten de ülkemizde yağışlı dönem Ekim Nisan sonu arasındadır ve son 30 yılda puant güç gereksimi 1 kere Kasım ayında, diğer 29 yılda Aralık ayında gözlenmiştir ve görüldüğü üzere yoğun enerji gereksinimi olduğu dönemlerde debi, dolayısıyla da enerji bol olmaktadır (ERE, 2001). Bu konuda özel sektörün çok daha gerçekçi davrandığı görülmektedir ve özel sektör senenin sadece yarısında üretim yapabilecek HE tesislerin bile ekonomik olacağı görüşündedir. Tablo 32 de ülkemizdeki 17 YİD ve 6 Otoproduktör santralın Kullanım kapasiteleri (= Ortalama yıllık üretim / ((8760 x Kurulu güç)) nin ortalamaları ve ortalama kullanım kapasitesi en çok ve en az olan tesisler verilmiştir (BİRECİK dışında kalan tesisler biriktirmesizdir):

Tablo 32. Ülkemizdeki 17 YİD (Yap-İşlet-Devret) ve 6 Otoproduktör HE santralın kullanım kapasitelerinin ortalamaları ve ortalama kullanım kapasitesi en çok ve en az olan HES lar.

	Adet	Saat/Yıl	%	T _{MAX} (saat)		T _{MIN} (saat)	
YİD	17	1459	50,9	Sütçüler	6000 (% 68,5)	Çayköy	2400 (% 27,4)
Otop.	6	4346	49,6	A. Dalaman	6513 (% 74,5)	Murgul	1915 (% 21,9)

Günümüzdeki eğilim ekonomik değerlendirme yerine yatakta su varsa enerjisinin değerlendirilmesine dönüşmüş durumdadır (Şekil 9). MOSONYI (1966, Wasserkraftwerke, Cilt 1, s. 96), tabii debili santrallerin projelendirilme debileri için şu örnekleri vermektedir: 19ncü yüzyıl sonları : Q_{MIN} veya biraz üstü; Rheinfelden (1891, İsviçre): Q_{0,85} (310 gün/sene); Laufenburg (1914, Almanya): Q_{0,60} (220 gün/sene); Reckingen (1941, İsviçre): Q_{0,35} (128 gün/sene); Birsfelden (İsviçre): Q_{0,34} (125 gün/sene) vs.. Bu örnekler de dünyadaki ilkenin ve gelişmelefin var olan enerjiyi gerekli yatırıma bakmaksızın mümkün olduğunca değerlendirmek şeklinde olduğunu açıkça göstermektedir. Bu nedenle başka ülkelerin kendilerine özgü koşulları göz önünde tutularak oluşturulmuş kriterleri, ülkemize aktarılırken irdelenmeli; ülkemizin hem akarsu rejimlerini, hem ekonomik konjonktürünü ve hem de her yıl ülkemize milyarlarca dolar döviz getirecek elektrik enerjisi ihracatı konusunu göz önünde tutan kendimize özgü yeni kriterler oluşturulmalıdır. **Statükoyu kim değiştirebilecek, İthalata alışmış bürokratik kadrolar kendilerini nasıl ihracata yönelik planlamaya geçirebilecekler ve Ülkemiz koşullarına özgü yeni kriterleri kim oluşturacaktır?** EPDK (özerk bir kuruluş) ve ETKB (siyasi bir kurum) nın görev sınırlarını, sorumluluk alanlarını ve yetkilerini bilemediğim için bu konuda görüş

oluşturamıyorum, fakat sorunların başında kriterlerin ülkemiz koşullarına dönüştürülmesinin ve Bürokratik kadroların sorumluluk almaktan çekinmeksizin kendilerini güncellemelerinin ve yenilemelerinin öncelikli koşullar olduğunu düşünüyorum. **Bununla beraber bu kuruluşun hiç olmazsa, kendisini 5 senelik kısa vadeli planlarla sınırlayan ve uzun vadeli ve alternatifli bir “MASTER” plan oluşturamamış olan DPT (Devlet Planlama Teşkilatı) olmaması gerektiğini;** günümüzdeki enerji kaosunun ve sorunlarının oluşmasındaki en önemli nedenin DPT nin yanlış ve ülkemiz koşulları ile hiç bağdaşmayan önyargı ve yaklaşımları olduğunu (bu konuda çarpıcı bir örnek olarak Fransa'nın 1937 deki planlamsı yukarıdaki paragraflarda belirtilmişti); bu konuda EPDK ve ETKB na görev düştüğünü düşünmekteyim.