

**tmmob**  
**elektrik mühendisleri odası**

# **Enerji Gündemi** **ve** **Sorunlarımız**

**Prof. Dr. İstemi ÜNSAL**  
**İTÜ İnşaat Fakültesi**

**Nisan 2004**

*Bu çalışma, "3e ELECTROTECH" dergisinde 2003 yılında 9 kısım olarak yayınlanan yazı dizisinin, küçük eklerle ve düzeltmelerle basılmış halidir.*

*Elektrik Mühendisleri Odası "3e ELECTROTECH" dergisine işbirliği için teşekkür eder.*

**EMO Yayın No : .....BT/2004/02**

**TMMOB  
ELEKTRİK MÜHENDİSLERİ ODASI**

İhlamur Sokak No : 10 / 1  
06440 Yenışehir / ANKARA  
Tel : 0312 – 425 32 72  
Faks : 0312 – 417 38 18

<http://www.emo.org.tr>

e-posta : [emo@emo.org.tr](mailto:emo@emo.org.tr)

**EMO Yayın No : BT/2004/02**

**Enerji Gündemi ve Sorunlarımız**

Prof. Dr. İstemi ÜNSAL, İTÜ İnşaat Fakültesi Hidrolik Ana Bilim Dalı  
e-posta : [unsal@itu.edu.tr](mailto:unsal@itu.edu.tr)

© Bu eserin yayın hakkı Elektrik Mühendisleri Odası'na aittir. Kitabın hiçbir bölümü değiştirilemez. Elektrik Mühendisleri Odası'nın yazılı izni olmadan kitabın hiçbir bölümü elektronik, mekanik vb. yollarla kopya edilip kullanılamaz. Kaynak gösterilerek alıntı yapılabilir.

**1. Baskı : ANKARA, Nisan 2004**

**ISBN : 975 - 395 - 761 - 0**

**Yayın No : BT/2004/02**

***Baskı***

**ŞAFAK ORGANİZASYON**

*Kazım Karabekir Cad. Başkent İş Merkezi No: 91/34*

*Tel : (0.312) 342 38 30 Faks : (0.312) 342 30 93*

***Dizgi - Grafik***

**ŞAFAK ORGANİZASYON**

*Kazım Karabekir Cad. Başkent İş Merkezi No: 91/34*

*Tel : (0.312) 342 38 30 Faks: (0.312) 342 30 93*

*e-posta: [designerslm@hotmail.com](mailto:designerslm@hotmail.com)*

## ÖNSÖZ

21.Yüzyılda uğruna dünyanın her bölgesinde çatışma ve gerilimler yaşandığı enerji alanı, bütün yönleriyle ülkemiz için de yaşamsal bir öneme sahiptir. Bugün ülkemiz enerji sektörü, uluslararası ekonomik politikalara yön veren egemen ülkelerin küresel politikaları sonucu ülke kaynaklarının gözardı edildiği bir dönemi yaşamaktadır.

Bu dönemi enerji sektörünün kamu hizmeti olması anlayışının terk edilmesine yönelik neoliberal politikalara hız verildiği bir süreç olarak da adlandırabiliriz. Uluslararası enerji politikalarını belirleyen kuruluşların yaptırımlarıyla, enerji sektöründe yapısal değişimlerin önemli adımları atıldı. Çıkarılan yasalar, Anayasa'da yapılan değişiklikler, kamu tekeli altında bulunan elektrik sektörü başta olmak üzere yeniden yapılandırmanın önemli kilometre taşlarını oluşturdu.

2001 yılı içinde yayınlanan Elektrik Piyasası Kanunu ve ardından çıkarılan Enerji Piyasası Düzenleme Kurulu ve Doğal Gaz Piyasası Kanunu ile yeni bir aşamaya gelindi. Sektörde yaşanan sorunların giderek daha da derinleştiği ve uygulanan politikalarla sektörün tam bir bilinmeze sürüklendiği bir döneme girildi. Artık doğru bir talep ve ona uygun planlama anlayışıyla ulusal bir enerji politikası oluşturulmasının çok uzağındayız. Üstüne üstlük, enerji alanına dair onca önemli değişikliğin yaşandığı gelişmeler, kamuoyu, sektörün tüm ilgili kuruluşları ve üniversiteler tarafından gereğince tartışılmadan ve neredeyse bilgisine sunulmadan gerçekleşti.

Türkiye'ye 1980 sonrasında Dünya Bankası tarafından verilen Yapısal Uyum Kredileri, enerji sektörüne yönelik sektörel uyum kredileri, doğrudan elektrik sektörünün yeniden yapılandırılmasına yönelik Dünya Bankası kredileri, Avrupa Enerji Şartı, AB'ye Katılım Ortaklığı Belgesi, AB Müktesebatının Üstlenilmesine İlişkin Türkiye Ulusal Programı ve IMF'ye verilen niyet mektuplarında enerji sektörüne ilişkin taahhütler dile getirilmiştir. Bu anlaşma ve taahhütler Elektrik Piyasası Kanunu ve Doğal Gaz Piyasası Kanunu ile gelinen aşamada sektörün ticari olarak yeniden biçimlendirilmesi sürecinin temel taşlarını oluşturmakta olup, 20 yıllık bir süreçte enerji alanında yapılanların, sektörün gereksinimlerinden ya da ulusal ihtiyaçlardan kaynaklanmadığını, kaynağını uluslararası finans kuruluşları ve gelişmiş ülkeler ittifakından alan düzenlemeler olduğunu bir kez daha kanıtlıyordu.

Bu planın bir sonucu olarak uygulanan özelleştirmeler ile, meselenin sadece kamu eliyle yürütülen bir takım mal ve hizmetlerin özel kişilere verilmesiyle sınırlı olmayan, yeni liberal politikalar doğrultusunda yaşamın her alanını etkileyen topyekun bir yapısal değişikliğin adımları atılmaktadır. Enerji alanındaki uygulamalarda herhangi bir kamusal yarar beklentisiyle hareket edilmemekte, esas itibarıyla sermayenin ihtiyaçlarına cevap verilmektedir. Özelleştirme hukuksal alanda da yaşanmakta ve kamu hukuku alanı daraltılarak içeriği boşaltılmaktadır. Bütün bunları sonucu olarak enerjide dışa bağımlılık mutlak hale gelmiştir. Enerji alanındaki düzenlemeler ve uygulama örnekleri dış anlaşmalar ve dışarıya verilen taahhütlerle şekillenmektedir. Yapılan Anayasa değişiklikleri ve getirilen düzenlemeler bu bağlayıcı metinler nedeniyle yapılmaktadır. Yine, bu politikaların sonucu olarak kamu hizmeti anlayışı yok edilmiştir. Kamu hizmetlerine ilişkin kurallar bütünü terk edilmekte, buna karşılık varolan hukuk sistemi yerine bütünlüklü ve anlamlı bir sistem ikame edilmemektedir. Sermayenin kamu hizmeti kavramını tasfiye etmesinin bir sonucu olarak "bağımsız idari otorite " gibi kavramlar yönetsel sistemimize monte edilmektedir.

Elektrik Mühendisleri Odası olarak son 20 yıldır ülkemizin enerji politikalarına ilişkin iki önemli konunun altını çizdik. Birincisi kamusal bir hizmet anlayışı içerisinde planlamanın önemi, ikincisi ise kendi kaynaklarımıza ve insan gücümüze dayalı ulusal bir enerji politikası oluşturulmasının gerekliliği.

Dünyada 1974 petrol krizi ile başlayan süreç incelendiğinde, petrolün sonsuz bir kaynak olmadığı gerçeği görülmüş, elektrik enerjisi üretiminde artan maliyetlerin sanayi üretim sektörünü zorladığı noktada gelişmiş tüm ülkeler ciddi önlemler alma yoluna gitmişlerdir.

Enerji gibi hayati bir sektörde ülkelerinin geleceğine ilişkin sorumluluk duyan ve buna uygun politikalar geliştiren tüm gelişmiş ülkelerin, elektrik enerjisi üretimlerinde güneş, rüzgar, jeotermal ve hidrolik olmak üzere yenilenebilir enerji kaynaklarına yöneldikleri ve bu konuda AR-GE faaliyetlerine hız verdikleri görülmektedir.

Yine, petrol krizinin yarattığı bilinç ile enerji kaynaklarının olabildiğince ulusal sınırlar içinden, kaynak çeşitliliği yaratılarak temini öngörülmüş, tüm ülkeler bir taraftan enerjinin çevre ile ilişkisinin önemini kavrayarak enerji üretimlerinde çevreye karşı duyarlı bir yaklaşım sergilerlerken, diğer taraftan, enerjinin verimli kullanılması ve tasarrufuna ilişkin bir program oluşturmuşlardır. Neticede tüm bu etkiler değerlendirildiğinde, enerjide planlama kavramının ne denli önemli olduğu bir kez daha açığa çıkmıştır.

Sayın İstemi Ünsal'ın, mevcut kaynaklarımızı irdeleyen ve bütünlüklü bir projeksiyon sunan " Enerji Gündemi ve Sorunlarımız " kitabı, ülkemiz enerji sektörüne ilişkin yapılacak bir çok değerlendirmede başvuru kaynağı olabilecek titiz bir çalışmanın ürünü olarak önemli bir ihtiyaca yanıt verecektir

Bu çalışmada belirtilen mevcut doğal kaynaklarımız ile sektörün enerji üretiminde kaynak çeşitliliğini ve verimlilik anlayışını gözeten ulusal bir politika ile yönetilmesinin ne ölçüde gerekli olduğu bir kez daha açığa çıkmaktadır.

Bir başka boyutuyla da, enerji kaynaklarımıza ilişkin dağınık bilgilerin güncellenerek bir araya getirilmiş olmasını, bu alanda çalışma yapan kişi ve kurumlar açısından da önemli bir hizmet olarak görüyor, Sayın Ünsal'ı bu yönüyle de önemli ihtiyacı gideren kaynak bir yayın hazırlaması nedeniyle kutluyorum.

Saygılarımla.

Nisan 2004 / Ankara

**Cengiz GÖLTAŞ**

EMO 38.Dönem Yönetim Kurulu Başkanı

## **İÇİNDEKİLER**

<b>1.Giriş.....</b>	<b>7</b>
<b>2.Ülkemizdeki Yaklaşımlar.....</b>	<b>8</b>
<b>3.Güç ve Enerji Kavramları. Gereksinimlerin Karşlanması.....</b>	<b>8</b>
*Termik Santraller.....	9
*Hidroelektrik Santraller.....	10
<b>4.Konvansiyonel ve Konvansiyonel Olmayan Enerji Kaynakları.....</b>	<b>12</b>
*Fosil Yakıtlar.....	12
*Nükleer Enerji.....	17
*Hidroelektrik.....	19
*Konvansiyonel Olmayan Enerji Kaynakları.....	26
1. Rüzgar Enerjisi.....	27
2. Jeotermal Enerjisi.....	30
3. Biyokütle.....	32
4. Güneş.....	36
5. Hidrojen Enerjisi.....	38
<b>5.Planlama İlkeleri ve Ekonomiklik.....</b>	<b>40</b>
*Yatırım Koşulları.....	44
*İşletme Koşulları.....	45
* "Ekonomiklik Kriterlerinin" İrdelenmesi.....	46
<b>6.Tasarruf Olanakları .....</b>	<b>51</b>
*Tüketici Bakımından.....	52
*Ülke Ekonomisi Bakımından.....	52
<b>KAYNAKLAR.....</b>	<b>54</b>

### **Yazar hakkında**

Prof. Dr. İstemi ÜNSAL, 1937 yılında Bursa'da doğmuş, Orta Öğrenimini Galatasaray Lisesinde tamamlamış, 1956 yılında İstanbul Teknik Üniversitesi İnşaat Fakültesine girerek, 1961 yılında Yük. Müh. Ünvanı ile mezun olmuş ve aynı Fakültenin Hidrolik ve Su Kuvvetleri Kürsüsüne Asistan olarak atanmıştır. İsviçre Hükümetinin bursunu kazanarak, araştırmalarına 1965-1967 yılları arasında ETH (Zürch) te devam etmiş, 1969 yılında doktorasını tamamlamıştır. 1974 yılında aynı Kürsüde Doçentliğe atanan ÜNSAL, 1977 yılında Fransa Hükümetinin bursunu kazanarak 3 ay süre ile Grenoble'de araştırma yapmış ve 1980 yılında Profesörlüğe yükseltilmiştir.

1983-1985 yılları arasında İTÜ İnşaat Fakültesi Çevre Mühendisliği Bölümü Başkanlığı;1984-1988 yılları arasında TÜBİTAK Deniz Bilimleri ve Çevre Araştırmaları Grubu(DEBÇAG) Yürütme Kurulu Üyeliği ve Seyir-Hidrografi ve Oşinografi İcra ve Koordinasyon Kurulu Üyeliği, Galatasaraylılar Derneği Başkanlığı, Galatasaray Spor Kulübü Yönetim Kurulu üyeliği, Türkiye Briç Federasyonu Asbaşkanlığı yapmış olan Prof. Dr. İstemi ÜNSAL, halen İTÜ İnşaat Fakültesinde Hidrolik ve Su Yapıları Anabilim dalında Öğretim üyesidir.

Prof. Dr. İstemi ÜNSAL, halen “Akışkanlar Mekaniği”, “Hidrolik”, “Hidroelektrik Tesisler”, “Değişken Akımların Hidroliği”, “Oseanografi”, “Fiziksel Oseanografi” ve “Dinamik Oseanografi” derslerini vermektedir. Evli ve iki çocuklu olan Prof. Dr. İstemi ÜNSAL Fransızca, Almanca ve İngilizce bilmektedir.

**İstanbul Teknik Üniversitesi İnşaat Mühendisliği Bölümü Emekli Öğretim Üyelerinden**

**Prof. Dr. İstemi Ünsal, 3 Ocak 2008 tarihinde yaşamını yitirdi.**

## 1. GİRİŞ

Dünyadaki gelişim ve eğilimlerin bilinmesi bütün bireylerin yakından izlemesi gereken bir konudur. Girdiğimiz yüzyılın iki temel sorununun ise **TATLI SU** ve **GENEL ENERJİ GEREKSİNİMİ** olacağı kabul edilmektedir. Bu bakımdan Türkiye'nin **JEOENERJETİK** konumunun çok önemli olduğu açıktır; zira dünyanın önemli birincil enerji kaynakları Orta-Doğu ve Hazar havzası bölgelerinde bulunduğu halde, büyük gereksinim Avrupa kıtasındadır. Bu koşullarda her bireyin bu iki konu hakkında olabildiğince güncel ve objektif bilgiye sahip olması ve ülke koşullarını da göz önünde bulundurması gerekmektedir.

Son 20-25 yıldır dünyada çok yaygın olarak

### "SÜRDÜRÜLEBİLİR KALKINMA" ve "SÜRDÜRÜLEBİLİR ENERJİ"

sloganları kullanılmaktadır<sup>(\*)</sup>. Sürdürülebilir enerji kavramı ise

- Tüm birincil enerji kaynaklarından yapılan üretimin yüksek verimle ve temiz teknolojilerle olmasını;
- Fosil yakıtların çevre dostu teknolojilerle değerlendirilmesini;
- Tükenir fosil yakıtlar yerine olabildiğince tükenmez (yenilenebilir) enerji kaynaklarının yerleştirilmesini;
- Bir çevrimde atık olarak ortaya çıkan enerjinin, bir başka çevrimde girdi olarak kullanılmasını öngören ve bunu **EKONOMİK BÜYÜME**

ile bütünleştiren veya özet olarak

- Çevre ile uyumlu bir şekilde
- Kaynakların verimli değerlendirilmesine dayanan **EKONOMİK BÜYÜME**

kavramıdır. Ekonomik büyümede ise kilit rol enerji sektörüne düşmektedir. Bu bağlamda insanoğlunun oksijen gereksinimi ile, ekonominin enerji gereksinimi arasında analogi yapılmaktadır. Bu açıklamalar, ekonominin can damarının enerji olduğunu göstermektedir. Enerji planlamasında ise şu kriterler ele alınmalıdır:

- **Teknik yapılabilirlik,**
- **İşletme özellikleri,**
- **Ekonomiklik,**
- **Dışa, başka ülkelere bağımlılık.**

(\*) Sürdürülebilir Kalkınma kavramı ilk kez 1983 te, Birleşmiş Milletlerin Evrensel Çevre ve Kalkınma Komisyonu Başkanı, Norveçli **Gro Harlem Brundtland** tarafından "*Paylaştığımız Gelecek(Our common future)*" adlı raporla ortaya çıkmıştır. Bu rapor, ekonomik ve teknolojik gelişmelerin çevreye verdiği, geriye dönüşü olmayan zararın evrensel ve köklü bir yaklaşımla önlenmesi gerektiğini vurgulamaktadır. Raporla, sınırlı kaynakları olan gezegenimizin ölümcül tehlikede olduğu açıklanmakta; güncel gereksinimler karşılanırken, gelecek nesilleri tehlikeye atmayan, yatırımları, doğal kaynak kullanımı ve teknolojiyi hep gelecek nesillerin gereksinimlerini göz önünde tutarak değerlendirmeyi amaçlayan yeni bir gelişme modeli başlatılmaktadır. Bu yepyeni gelişme modeline **Sürdürülebilir Kalkınma** adı verilmiştir. Sürdürülebilir kalkınma ilercisi, köktenci bir kavramdır. Bu kavramla, yoksulluğun azaltılması da bir öncelik olacak ve gelecek nesillere doğayı en azından bizim bulduğumuz kadar sağlıklı bir durumda emanet etme yükümlülüğümüzü öne çıkartmak amaçlanmaktadır (ÜSTÜN BİLGİN REINART, CBT, 28. 09. 2002, sayı: 810, s. 13).

Aşağıdaki paragraflarda sırasıyla (a). Ülkemizdeki yaklaşımlar; (b). Enerji-Güç kavramları ile gereksinimlerin karşılanmasında yararlanılabilecek kaynaklarla, belirgin özellikleri; (c). Birincil enerji kaynakları; Konvansiyonel ve konvansiyonel olmayan elektrik enerjisi üretim kaynakları; (d). Dışa bağımlılığın önemi ve DPT nin yaklaşım ve argümanlarının irdelenmesi; (e). Ekonomik hidroelektrik potansiyelimizin irdelenmesi, yeniden güncelleştirilmesi konuları ele alınacaktır. (f). Son olarak biz bireylere düşen bir görev (Enerji tasarrufu kavramı) vurgulanacaktır. İrdelemeler sırasında konu elektrik enerjisi üzerinde yoğunlaştırılacaktır.

## 2. ÜLKEMİZDEKİ YAKLAŞIMLAR

Maalesef şu anda ülkemizdeki yaklaşımlar **“İthalatın zorunlu olduğu”** varsayımına ve / veya yargısına dayanmakta ve geleceğe dönük senaryolar bu kabul ve varsayımdan hareket edilerek hazırlanmaktadır. Eski ETKB Sayın Zeki ÇAKANın Şubat 2002 deki **“Enerji Günleri”** panelindeki **“Doğal kaynaklarımız ihtiyacımız olan enerjiyi karşılamaktan çok uzak bir durumdadır. Ülkemiz net bir ithalatçı durumundadır”** ifadesi bunun açık kanıtıdır (Daha önceki ETKB Sayın Cumhur ERSÜMERin de benzer açıklamaları vardır). Şu andaki ETKBmız Sayın Hilmi GÜLER de 11. 12. 2002 tarihindeki **“Ulusal Enerji Forumu”** nda 2001 yılında kullandığımız enerjinin sadece % 25 inin yerli kaynaklardan üretildiğini ve durumun gittikçe kötüleştiğini ifade etmiştir.

2001 2005 dönemini kapsayan 8 nci 5 yıllık Beş Yıllık Kalkınma Planının

- 1414 ncü maddesinde **“Hidrolik santrallardan % 70 verim alınabilmesi bir sorun olarak gündemde bulunmaktadır”**;
- ve 1423 ncü maddesinde **“Sektör kaynakları arasında doğal gazın özel bir yeri bulunmaktadır. Fiat, verimlilik ve çevre açısından avantajlarıyla doğal gazın tüketim payının artırılması amaçlanmaktadır”**

denilmektedir (ERE, 2001). Bu argümanlar aşağıdaki Bölümlerde tartışılacak ve kabul edilmelerinin mümkün olmadığı gösterilecektir. Kişisel görüşüme göre hareket noktasının **“Önce mevcut doğal kaynaklarımızı değerlendirelim, ondan sonra ithalatı düşünelim”** olması gerekmektedir. Sayın Ekrem PAKDEMİRLİ ETKB olarak ilk doğal gaz anlaşmasını imzalamadan önce ABD Büyükelçisinin kendisine **“Sovyetlere bağımlı olacaksınız”** diye muhalefet ettiğini, kendisinin ise **“Siz Rusyadan alacağımız gazın %5 fazlasına dahi bize LNG satın, biz de gazı sizden alalım. Yoksa insanlarımız ölecek”** dediğini belirtmektedir (Petro-Gaz dergisi, Mart 2002, s. 43). Bu açıklama enerji sektöründe dışa bağımlılığın ne derecede önemli bir faktör olduğunu ve konu üzerinde çok titiz davranılması gerektiğini açıkça göstermektedir.

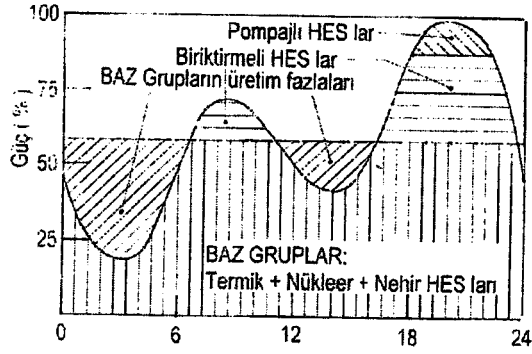
## 3. GÜÇ ve ENERJİ KAVRAMLARI. GEREKSİNİMLERİN KARŞILANMASI

Şebekelerin bir gün içindeki güç gereksinimlerinin değişiminin genel görünümü Şekil 1 de verilmiştir. Bu genel görünüm mevsimlere, ülkelerin sanayileşme düzeylerine, toplumların gereksinimlerinde zamanla ortaya çıkan değişimlere bağlı olarak önemli farklar arz edebilmekteyse de genel karakterin aynı kalması beklenir. Örneğin sanayileşmiş toplumlarda gün içindeki maksimum ve minimum güç talebi arasındaki fark azalmakta; klima



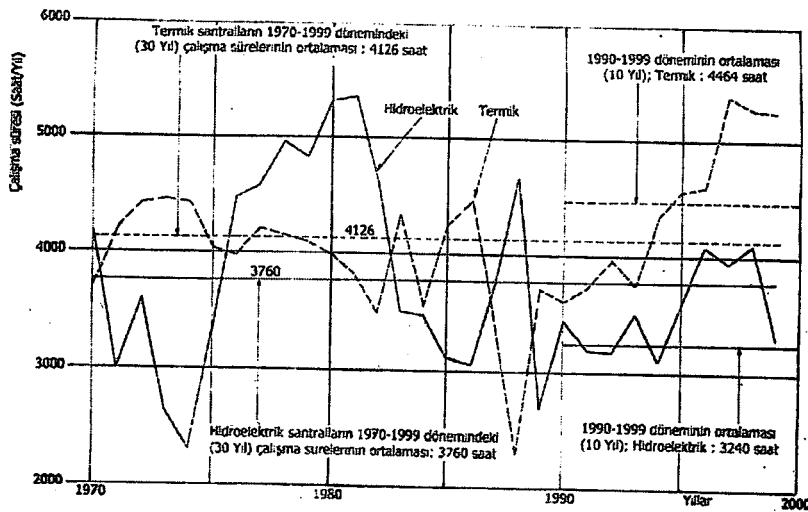
**Şekil 1. Şebekelerin güç gereksinimlerinin gün içindeki değişiminin genel görünümü.**

**BAZ enerji fiyatı:** Türkiye'de: 7,8 cent/kWh  
 OECD: 4 5 cent/kWh (COŞKUN, 2002)  
**PlK enerji fiyatı:** (2001 başı; BAKIR, 2001):  
 Amsterdam enerji borsası: 24 60 cent/kWh

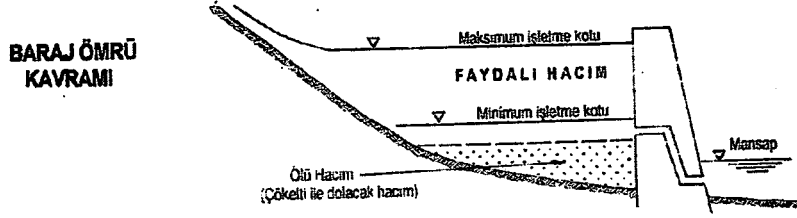


kullanımındaki artış ülkemizde Temmuz - Ağustos aylarında da bir pik güç gereksiniminin ortaya çıkmasına neden olabilmektedir. Bu açıklamalar önemli olan büyüklüğün bir gün içinde üretilen toplam enerji olmadığını, önemli faktörün güç gereksiniminin maksimum olduğu zamanlardaki talebi karşılayabilmek olduğunu göstermektedir. Zamana bağlı olarak değişen bu talebi karşılayabilmek için yararlanılan konvansiyonel enerji, güç kaynakları ise **işletme özellikleri** göz önünde tutulduğunda iki grupta ele alınabilir:

- **Termik santraller** (Kömür, Akaryakıt, Doğal gaz, Nükleer vs.): İşletme bakımından ataletleri çok yüksek olan (devreye girişleri saatler düzeyinde çok zaman gerektiren) enerji üretim kaynaklarıdır ve dolayısıyla ani şebeke gereksinimlerinin karşılanmasında yararlanılamazlar. Bu nedenle termik santraller **BAZ GRUPLAR** olarak ele alınırlar, şebekenin **beklenen** gereksiniminin karşılanmasında temel gruplar olarak planlanırlar ve senenin % 80-90 nında devrede bulunacakları kabul edilir (örneğin şu anda inşaatının son aşamasına gelmiş olan Ankaradaki doğal gazlı kombine çevrim santralının yılda 8200 saat çalışacağı (senenin % 93,6 sı kadar) öngörülmüş bulunmaktadır). Ülkemizde ise termik santraller sene içinde değişik nedenlerle çok daha kısa sürelerde çalıştırılmakta (Şekil 2), aradaki fark hidroelektrik santrallerle karşılanmakta, yani biriktirmeli hidroelektrik santrallerimiz dünya standartlarından çok daha uzun sürelerde devrede tutulmakta, bunun sonucu olarak ortaya çıkan düşü (=Kot farkı) azalmaları (Şekil 3) sonucunda verimleri düşmekte ve bu işletme tarzından hidroelektrik santraller suçlu tutulmaktadır.



**Şekil 2. Son 30 sene zarfında ülkemizde Termik ve Hidroelektrik santrallerin devrede tutulma sürelerinin değişimleri (DSİ, 2002).**



$$\text{Üretilecek güç} = \text{Sayı} \times \text{Debi} \times \text{Kot farkı}$$

Örnekler:

	Max s.s.	Min s.s.	Fark (m)	Mansap	Kot farkı	
					Max	Min
Kemer	297	253	44	194	103	59
Albinkaya	190	160	30	60	130	100
Birecik	387	372	15	357	30	15

**Şekil 3. HES ların güç üretim prensipleri**  
( Üretilebilecek Güç = Sayı x Debi x Kot farkı )

- **Hidroelektrik santraller:** Ataletleri çok düşüktür (dakikalar düzeyinde) ve bu nedenle işletme sırasında ani, beklenmedik, öngörülmemiş veya öngörülememiş gereksinimleri karşılayabilirler ve dolayısıyla biriktirmeli HESlar **PİK** (= **PUANT**) santral olarak işletilirler ve ülkemizdeki HESların % 95.7 si biriktirmeli tiptendir. Biriktirmeli HES ların mantığında günümüzde henüz büyük miktarlarda enerjinin saklanabilmesi ve gerektiğinde kullanılması yönteminin bilinmemesi yatmaktadır. Bu tip HES larda akarsuyun mevcut enerjisi potansiyel enerji şeklinde saklanmakta ve gereksinildiğinde kullanılmaktadır. Nehir tipi HES ların depolayabilme özellikleri olmadığından bunlar pik santral olarak işletilmezler ve enerjileri **BAZ** santral olarak değerlendirilir, zira aksi takdirde akarsuyun enerjisi değerlendirilmeden akacaktır (Böyle bir durumla 2002 yılı Kasım - Aralık aylarında Suçatı HESda (7 MW) karşılaşmıştır. Aşağıdaki satırlar Dünya-Enerji dergisi, Aralık 2002 sayısından alınmıştır (s. 53): “Suçatı HESda 18.01.2002-17.01 2003 üretim yılı için tarafınızca satın alınması kabul edilen 27 milyon 700 bin kWh üretim seviyesine 4 Kasım 2002 günü ulaşılmıştır. Talimatınıza uyararak, bugünden itibaren (4 Kasım 2002) enterkonnekte şebekeye elektrik verilmemekte ve su boşa akmaktadır. .... 18 Ocak 2003 tarihine kadar ülkemiz ve firmamız için çok önemli ve telafi edilmesi mümkün olmayan zararlar doğuracak bu durum ile ilgili ....”, “Dolusavaktan su atılma işlemine 9 Kasımdan itibaren başlanılmıştır. Türbinler çalıştırılmamakta ve enerji üretimi yapılmamaktadır. Bu vahim durumun asıl sorumluluğu ise TETAŞ da değil, Enerji İşleri Genel Müdürlüğü ve EPDK dur. Şöyle ki: (1). Yıllık planlanan üretim olan 27 700 000 kWh’ı aşan enerji üretiminin alınması için TETAŞ Bakanlıktan yetki istemiş, Enerji İşleri Genel Müdürlüğü de 0,85 cent/kWh fiat ile alım yetkisi vermiştir (Yazarın notu: Sanayi Bakanı Sayın Ali COŞKUN 11.12.2002 tarihinde Türkiyede elektrik enerjisi fiyatının yüksek ve 7,8 cent/kWh olduğunu belirtmiştir). Firmamız EPDKna başvurarak, TETAŞın almak istemediği enerji üretiminin Kahramanmaraş bölgesindeki fabrikalara satılabilmesi için bir geçici satış izni talep etmiş, fakat EPDK cevabi yazısında bu talebi reddetmiş ve sadece TETAŞa satış yapılabileceğini bildirmiştir”. Bu son yaklaşım ise ETKB Sayın Hilmi GÜLERin 11.12.2002 tarihinde Enerji Forumunda belirttiği “Enerjide liberalizasyon” ilkesine ve AB ile uyum koşullarına da ters düşmektedir. Diğer taraftan yukarıdaki sayısal değerler kullanılarak 9 Kasım 18 Ocak arasındaki süre 70 gün, ve elektriğin kWh ın birim fiatı 7,8 cent/kWh kabul edilirse, enerjisi değerlendirilmeden akıtılmış olan suyun enerji değerinin 917 280 \$ olduğu ve şebekenin gereksiniminin başka kaynaklardan karşılandığı görülmektedir. Bu başka kaynaklar ise suyu, potansiyel enerji olarak saklanabilecek olan biriktirmeli HESların veya döviz ödenerek satın alınan fosil yakıtların enerjileri veya doğrudan ithal edilen elektrik enerjisidir).

- Bu açıklamalar biriktirmeli HES ların ve pompajlı HES ların (1960 lı yıllardanberi Avrupa ve ABD de yaygın olarak kullanılan bu tiplerden henüz ülkemizde mevcut değildir ve bunların enerji maliyetleri daha yüksektir) Pik santralı olarak kullanılmaları gerektiğini göstermektedir ve bunların fiyatları da baz enerji fiyatlarına göre oldukça yüksektir; BAKIR (2001) 2001 yılı başlarında Amsterdam Enerji Borsasında Pik enerji fiyatlarının 24-60 cent/kWh lara çıktığını belirtmektedir. Bu nedenlerle dünyada biriktirmeli HESlar senenin % 20 30 'u düzeylerinde (yani senede 2000 2500 saat) çalıştırılmaktadır. Halbuki Türkiyede 1980 2001 döneminde

- Termiklerin devrede buldukları süre % 49,3,

- Hidroliklerin devrede buldukları süre % 41

- düzeyindedir (Şekil 2 ile de karşılaştırınız). Ülkemizin içinde bulunduğu Ekonomik koşullar ve dışa bağımlı olan termik santralleri daha az devrede tutmak bu uygulamanın nedeni olarak düşünülebilir. Bu koşullarda HES santraller daha uzun süre devrede kalmakta, biriktirme haznesindeki seviyeler düşmekte ve üretim azalmaktadır (Bu konuda çok ayrıntılı bir hesap ERE (2001) in raporunda mevcuttur). Bununla beraber bu sonuç santralın tipinden kaynaklanmamakta, uygulanan işletme şekline kaynaklanmaktadır ve dolayısıyla Hidroelektrik santrallerin verimsiz olduklarının bir göstergesi olarak kabul edilemeyeceği gibi, ülke ekonomisine bir katkısı olarak değerlendirilmelidir.

Bu genel değerlendirme sırasında, ilerideki Bölümlerde yapılacak karşılaştırmalara ışık tutacağı için, Termik ve Hidroelektrik elektrik enerjisi üretimlerinin değişik kriterlere göre karşılaştırılmasının yapılması uygun olacaktır (Tablo 1).

Tablo 1. Termik ve HD santrallerin karşılaştırılmaları (DSİ, 2002; ERE, 2001).

Karşılaştırma kriteri		Termik	Hidroelektrik
İnşaat süresi	Doğal gaz	2 - 3 yıl	7 ~ 9 yıl
	Kömür	3 - 5 yıl	
Ekonomik ömür		30 ~ 40 yıl	- 50 yıl
İlk yatırım maliyeti	Doğal gaz	795 \$/kW	1 500 \$ / kW
	Linyit	1 500 \$/kW	
	İthal kömür	1 325 \$/kW	
İşletme gideri		Yüksek	Pratik olarak sıfır
	Toplam maliyet	Yüksek	Düşük
Artık veya atık sorunu		Yüksek	Yok
Yatırımda döviz gereksinimi (%) DG (Ref. ERE, 2001)		70 ~ 80	Nehir : 45 Biriktirmeli: 30

#### 4. KONVANSİYONEL ve KONVANSİYONEL OLMAYAN ENERJİ KAYNAKLARI

Birincil enerji kaynakları aşağıdaki şekilde gruplandırılabilirler (Tablo 2):

Tablo 2: Birincil enerji kaynaklarının gruplandırılmaları.

Konvansiyonel olanlar		Konvansiyonel olmayanlar	
Tükenebilirler	Yenilenebilirler	Tükenebilirler	Yenilenebilirler
Fosil yakıtlar Nükleer kaynaklar	Hidroelektrik Pompajlı HES'ler	Jeotermal <sup>(1)</sup> Biokütle <sup>(2)</sup>	Güneş <sup>(3)</sup> Rüzgar <sup>(3)</sup> Gel-Git(Med-Cezir) Dalga <sup>(3)</sup> Denizlerin ısı enerjisi Hidrojen

(1). Günümüzde kullanılan reenjeksiyon halinde "Yenilenebilir" grubunda ele alınmalıdır.

(2). Enerji ormancılığı halinde "Yenilenebilir" grubunda ele alınmalıdır.

(3). Handikapları senkronizasyon (zamansal uyum) sorunudur.

#### (a). Fosil yakıtlar:

- Yerküresindeki dağılımları  
Çok düzensizdir (Tablo 3):

Tablo 3.

Fosil yakıt varlığı Kanıtlanmış yöreler	Petrol rezervi (%) (141 Gigaton)	Doğal gaz rezervi (%) (145 trilyon m <sup>3</sup> )
Orta - Doğu	65	34
Orta + Güney Amerika	9	4
Kuzey Amerika	7	6
Eski SSCB	6	39
Afrika	7	7
Asya + Okyanusya	4	6
Avrupa	2	4
<b>Toplam</b>	<b>100</b>	<b>100</b>

- Kanıtlanmış ömürleri insan ömrü düzeylerindedir: Taşkömürü ve linyit için, 85 sene; Doğal gaz için, 40 50 sene; Petrol için, 30 40 sene (TÜSİAD, 1998).
- Sera etkisi sorunu yaratmaktadır (*Sera etkisi olayı fiziksel olarak 2 yasaya dayanmaktadır: (1). Stefan-Boltzman yasası: Her cisim bulunduğu mutlak sıcaklığın 4ncü üssü ile orantılı bir elektromanyetik radyasyon enerjisi yayınlar; (2). Wien yasası: Bu elektromanyetik radyasyon enerjisi bütün dalga boylarına eşit olarak dağılmamıştır ve "L.T = sabit" bağıntısındaki "L" dalga boyunda yoğunlaşmıştır. Burada "T" cismin mutlak sıcaklığını göstermektedir. Wien yasasına göre güneşin mutlak sıcaklığı 6 000°K alınır, enerji yoğun dalga boyları kısa olacaktır (kısa dalgaların elektromanyetik radyasyon enerjisi). Buna karşılık yerküresinin mutlak sıcaklığı 300°K kabul edilirse, enerji yoğun dalga boyları uzun olacaktır (uzun dalgaların elektromanyetik radyasyon enerjisi). Cam kısa dalga boylarına geçirgen, uzun dalga boylarına geçirimsizdir; bu nedenle bir seradan içeri güneş enerjisi girebilir, fakat aynı miktarda enerji dışarı çıkamaz; bu nedenle de seraların içleri dış ortama göre 4-5 derece daha sıcak olur. Benzer durum yerküresi için de geçerlidir; zira atmosferi çevreleyen CO<sub>2</sub> tabakası kısa dalga boyları için geçirgen, uzun dalga boyları için geçirimsizdir; dolayısıyla atmosferdeki CO<sub>2</sub> miktarının artışı hapsolunan enerjinin artmasına ve ısınmaya neden olacaktır.*)
- No<sub>x</sub> emisyonu nedeniyle ozon tabakasını etkilemektedir.
- Fiatlar dünyadaki ekonomik konjoktüre ve sosyal değişikliklere çok bağlı ve hassastır.
- Doğal gazın çevre dostu olduğu savı ise sadece sezgisel ve psikolojiktir; Tablo 4 ten görüldüğü üzere doğal gazın, toplam sera gazı emisyonu, kömürün emisyonunun % 92,5 'u düzeylerindedir.

**Tablo 4. Fosil yakıtların sera gazı emisyonlarının karşılaştırılması.**

Fosil yakıt türü	Kömür	Petrol	Doğal Gaz	DG / K	P / K
Ortalama Co <sub>2</sub> emisyonu (kg / GJ)	85,5	69,4	52,0	% 60,8	% 81,2
Co <sub>2</sub> eşdeğeri toplam sera gazı emisyonu (kg / kWh)	1,33	0,96	1,23	% 92,5	% 72,2

1 GJ = 278 kWh

(TÜSİAD, 1998)

- Ülkemizin linyit rezervinin 8 milyar ton; İşletilebilir rezervimizin 3,9 milyar ton; Yıllık ekonomik üretim potansiyelimizin yaklaşık olarak 10 milyon ton/yıl olduğu tahmin edilmektedir. Linyitlerimizin kalitesi düşük ve kötüdür: % 70 inin ısı değeri 2000 kcal/kg in altındadır. Isıtmada önemli olmasına rağmen, elektrik üretiminde linyitin kalitesi önemli olmadığından, bundan sonraki elektrik üretimi yatırımları doğal gaz yerine linyite yönelik olmalı ve böylece doğal gazın payı azaltılmalıdır. Türkiyedeki kömür santralleri Eski Doğu Bloğu teknolojisi ve yaklaşımları ile yapılmış olduklarından teknolojileri eskidir, desülfürizasyon tesisi içermemektedirler ve bakım, onarım, yenilemeleri yapılmamıştır. Günümüzde ise artık "Akışkan yatak teknolojisi" kullanılmakta; turba, linyit, kömür madenciliği atıkları, kent çöpleri, ağır yağlar, biokütle atıkları vs.. akışkan yatakta yüksek yanma verimi ile yakılabilmektedir (TÜSİAD, 1998).
- Enerji politikaları ve planlamaları uzun vadeli (> 8-10 yıl) olmalıdır. SHELL şirketi 2050 yılı için enerji planlaması yapmaktadır ("Exploring the future: Energy needs, Choices and Possibilities: Scenarios to 2050", 2001). Ülkemizde ise orta vade bile az düşünülmekte, kısa vadede de (3-4 yıl) ufukta kriz görününce acil çözümlere ve en kolay çözüm, fakat dışa bağımlı olan Doğal gaza yönelinmektedir (Tablo 1 ile karşılaştırınız).
- Doğal gazın ısıtmada ve sanayide kullanılması uygunsa da, elektrik enerjisi üretiminde kullanılması ekonomik değildir. Avrupada elektrik enerjisi üretimde doğal gaz kullanılması bir lüks olarak düşünülmektedir (KASAPOĞLU, D-E, Mart 2002). Dünyada 2000 yılında (IEA, 2002)
- Elektrik enerjisi üretiminde DG kullanımı: 2677 TWh = 219 Mtep (s. 25) ve,
- Birincil enerji üretiminde DG kullanımı: % 21,1  $9963 \times 0,211 = 2102$  Mtep (s. 6)  $219 / 2102 = \% 10,4$  düzeylerinde olduğu halde, ülkemizde bu oran (DSİ, 2003)
- 2000 yılında  $46,2 \text{ TWh} / 124,9 \text{ TWh} = \% 37,0$ ;
- 2001 yılında  $50,6 \text{ TWh} / 123,4 \text{ TWh} = \% 41,0$  dir ve
- 2002 yılında  $11 \text{ milyar m}^3 / 16 \text{ milyar m}^3 = \% 68,75$  olacaktır (Tablo 5); bunun elektrik enerjisi üretimine katkısının % 60 lar düzeyinde olacağı tahmin edilmektedir.

**Tablo 5. Türkiyede Doğal Gaz satışlarının sektörel dağılımı**(Milyon m<sup>3</sup>/yıl; Milliyet gazetesi, 30. 12. 2002)

Elektrik	Konut	Endüstri	Gübre	Toplam
10 994	3 341	1 571	121	16 027

- İşletme planlaması yapılırken, dünya standartları yanında ülke koşullarının da göz önünde tutulması gerektiği açıktır. Bu konuda çarpıcı bir örnek olarak NORVEÇ gösterilebilir. Norveç dünyada en çok DG ihraç eden ülkeler sıralamasında baştan 4 ncü olmasına rağmen (Tablo 6, Gm<sup>3</sup>=Milyar m<sup>3</sup> cinsinden; IEA, 2002), gereksindiği elektrik enerjisinin % 99,5 uğunu hidroelektrikten üretmektedir:

Tablo 6. Dünyada en çok DG ihrac eden ülkeler (IEA, 2002; Gm<sup>3</sup> = milyar m<sup>3</sup> cinsinden)

Rusya	Kanada	Cezayir	Norveç	Hollanda
188	108	62	51	49
Türkmenistan	Endonezya	Malezya	Katar	İngiltere
38	32	19	16	13

- Tablo 7 de ise 2000 yılında Elektrik üretimi en çok olan bazı ülkelerde Doğal gazın elektrik enerjisi üretimine katkısı verilmiştir (IEA, 2002). Tablodaki değerlerden görüldüğü üzere, ülkemizde ithal ettiğimiz doğal gazın elektrik enerjisi üretimine katkısı, ülkesinde doğal gaz bulunan ve doğal gaz ihracatçısı olan ülkelere bile fazladır.

Tablo 7. 2000 yılında elektrik üretimi en çok olan bazı ülkelerde, Doğal Gazın elektrik enerjisi üretimine katkısı (IEA, 2002).

ÜLKE	Rusya <sup>(1)</sup>	İngiltere <sup>(1)</sup>	Japonya <sup>(2)</sup>	ABD <sup>(2)</sup>	Almanya <sup>(2)</sup>	Türkiye <sup>(2)</sup>
DG dan elektrik üretimi (%)	42,2	39,5	22,1	15,7	9,3	46-60-80
Üretim (Twh)	370	147	239	630	53	36,8
Dünya: 2677 Twh	13,8	5,5	8,9	23,5	2,0	1,4

(1). Dünyanın DG ihracatçısı olan ülkeleri, (2). DG ithalatçısı olan ülkeler.

Türkiye, IEA sıralamasında yoksa da, ülkemizdeki yanlış DG kullanımının, planlama ve uygulamanın açıklık kazanabilmesi için yukarıdaki tabloya dahil edilmiştir. "46 60 80" birer sene ile katkıda beklenen gelişmeler göstermektedir.

- Tablo 8 de dünyadaki enerjisi tüketiminin 2000 yılındaki sektörler arası dağılımı (IEA, 2002, s. 35; 1 Mtep = 12,2188 TWh) ve Tablo 9 da ETKB planlamasına göre Türkiyede sektörlerin elektrik enerjisi üretimi talepleri (TWh, TÜSİAD, 1998, s. 303) verilmiştir:

Tablo 8. Dünyadaki elektrik enerjisi tüketiminin 2000 yılında, sektörler arası dağılımı.

	Toplam (Mtep)	Endüstri	Ulaştırma	Diğer sektörler
Elektrik	1089	% 42,2	% 1,8	% 56,0
Gaz	1115	% 44,0	% 4,8	% 41,0
Petrol	2950	% 20,1	% 57,7	% 22,2
Kömür	546	% 75,3	% 1,1	% 23,6

Tablo 9. ETKB planlamasına göre Türkiyede sektörlerin elektrik enerjisi talepleri (TWh); (TÜSİAD, 1998, s. 303).

Parantez içindeki değerler sektör talebinin brüt talebe oranını göstermektedir.

Yıllar	Brüt talep	Endüstri	Konut	Ulaştırma	Tarım	Diğer
1998	115,1	51,8..(45,1)	37,7..(32,8)	0,8..(0,7)	2,1..(1,8)	22,7..(19,7)
2000	134,3	66,0..(49,1)	45,6..(34,0)	1,1..(0,8)	2,4..(1,8)	19,2..(14,3)
2005	199,6	100,9..(50,6)	68,4..(34,3)	1,9..(1,0)	3,4..(1,7)	25,0..(12,5)
2010	289,8	153,9..(53,1)	96,0..(33,1)	3,0..(1,0)	4,9..(1,7)	32,0..(11,0)
2015	398,2	223,1..(56,0)	122,8..(30,8)	4,3..(1,1)	6,1..(1,5)	41,9..(10,5)
2020	547,1	321,6..(58,8)	157,1..(28,7)	6,3..(1,2)	7,6..(1,4)	54,5..(10,0)

Tablo 10. 31 ülkede Endüstri, Konut elektriği fiyatları ve bu fiyatların oranları (IEA, 2002)

Ülke	Endüstri Elektriği (cent/kWh)	Ülke	Konut Elektriği (cent/kWh)	Ülke	Konut/Endüstri
Japonya	14,26	Japonya	21,44	Danimarka	3,271
İtalya	9,30	Danimarka	19,53	İsveç	3,000
Avusturya	9,21	Almanya	16,66	Fransa	2,841
Türkiye	8,05	Hollanda	16,10	Hollanda	2,800
Hindistan	8,01	İspanya	14,33	Belçika	2,774
Almanya	7,90	İtalya	13,42	Yeni Zelanda	2,616
İsviçre	7,09	Belçika	13,23	İspanya	2,568
Portekiz	6,59	Avusturya	12,14	Güney Afrika	2,320
Danimarka	5,97	Portekiz	11,77	Norveç	2,137
Hollanda	5,75	İsviçre	11,12	Almanya	2,109
Avustralya	5,64	İsveç	10,26	İrlanda	2,071
İspanya	5,58	Fransa	10,17	İngiltere	2,036
Kore	5,51	İngiltere	10,10	Finlandiya	2,003
Macaristan	5,21	Lüksemburg	9,77	ABD	1,991
İngiltere	4,96	İrlanda	9,57	Yunanistan	1,798
Belçika	4,77	ABD	8,50	Portekiz	1,786
Polonya	4,76	Türkiye	8,49	Polonya	1,752
Meksika	4,75	Polonya	8,34	Meksika	1,638
Çek C.	4,68	Avustralya	8,01	İsviçre	1,568
İrlanda	4,62	Finlandiya	7,89	Kanada	1,557
Slovakya	4,35	Meksika	7,78	Japonya	1,504
Yunanistan	4,31	Yunanistan	7,75	Slovakya	1,444
ABD	4,27	Norveç	7,18	İtalya	1,443
Finlandiya	3,94	Macaristan	6,98	Avustralya	1,420
Kanada	3,86	Kore	6,68	Macaristan	1,340
Fransa	3,58	Slovakya	6,28	Avusturya	1,318
İsveç	3,42	Çek C.	6,11	Çek C.	1,306
Norveç	3,36	Kanada	6,01	Kore	1,212
Yeni Zelanda	2,16	Yeni Zelanda	5,65	Türkiye	1,055
Güney Afrika	1,72	Güney Afrika	3,99	Hindistan	0,422 (?)
Lüksemburg	?	Hindistan	3,38	Lüksemburg	?

Tablo 8 ve 9 un incelenmesi, ülkemizde endüstrinin, elektrik enerjisi yoğunluklu olduğunu göstermektedir. Doğal gazın elektrik enerjisi üretimine yoğun katkısı sonucunda, elektrik fiyatları artmakta ve bilhassa yoğun olarak elektrik enerjisi kullanan endüstrilerin yurt dışında rekabet şansı da azalmaktadır. Tablo 10 da 31 ülkede endüstri ve konut elektriği fiyatları ve bu fiyatların oranları verilmiştir. Tablodaki oranların karşılaştırılmasından şu sonuçlar çıkartılabilmektedir:

- (1). Hindistana ait oranın çok garip olduğu görülmektedir. Uluslararası Enerji Ajansı İstatistiklerinde bir matbaa hatası olmadığı takdirde, bu oranın sebebinin burada açıklanması olası görünmemekte ve ancak ülkeye özgü nedenlerden kaynaklandığı düşünülebilmektedir.
- (2). Türkiyede Endüstri elektriğinin birim fiyatının çok yüksek olduğu görülmektedir. Türkiye ve Hindistan dışında kalan ülkeler için ortalama alındığı takdirde

$$\text{Konut/Endüstri} = 1,987 \text{ } 0,114 = (1,873 \text{ } 2,101) \quad 2 \quad (!)$$

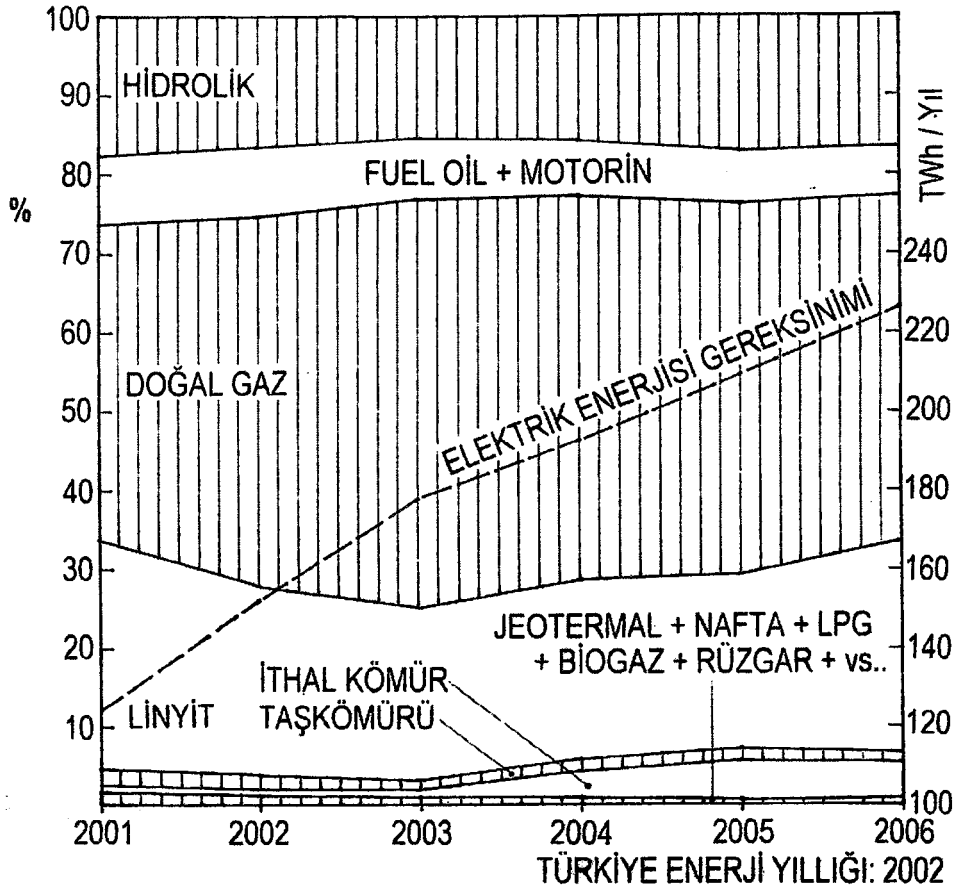
elde edilmektedir. Ülkemizdeki durum ancak Endüstriye uygulanan yüksek fiyatlara açıklanabilmektedir; zira, tablodaki değerler göz önünde tutulduğunda Türkiyede konutlara uygulanan fiyatların dünyadaki fiyatlarla oldukça iyi bir uyum içinde olduğu görülmektedir.

Diğer taraftan yukarıdaki tablolardan görüldüğü üzere ülkemiz endüstrisi dünya ülkelerine göre elektrik enerjisine nisbeten daha fazla bağımlıdır.; bu nedenle bilhassa Endüstriye verilen elektriğin birim fiyatının, üreticilerin dış piyasalarda rekabetine ortam yaratabilmek amacıyla düşürülmesi gerektiğini düşünmekteyim.

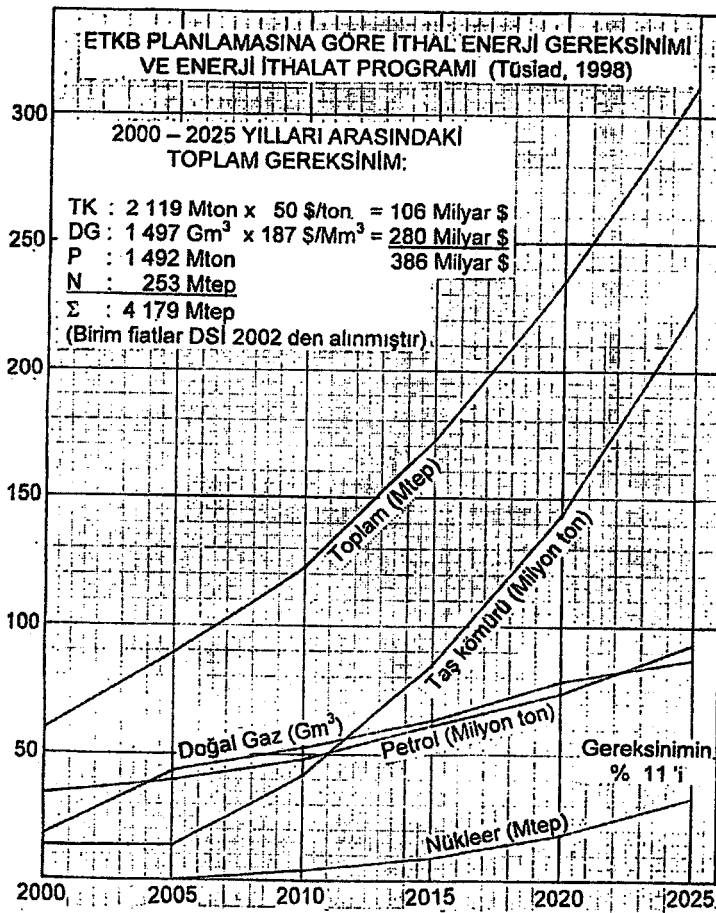
Bu açıklamalar, enerji planlamalarının birkaç yıl gibi kısa vadeli olmaması gerektiğini, hiç olmazsa 8-10 yıl gibi orta vadeli olması gerektiğini göstermektedir. Aksi takdirde kısa vadede enerji darboğazı ile karşılaşılacağı fark edildiği anda kısa vadeli çözümlere yönelmekte ve ülkemiz koşullarına uygun olmayan Doğal Gaz ile elektrik enerjisi üretimi gibi çarelere başvurulması zorunlu olmaktadır.

Bu yaklaşımlar sonucunda ETKB lığı tarafından öngörülmüş olan enerji planlaması Şekil 4 ve Şekil 5 te verilmiştir ve ETKB tarafından 2025 yılına kadar ülkemizin sadece enerji gereksinimini karşılamak için "500 milyar \$" düzeylerinde bir döviz ödemek zorunda kalacağı kabul edilmiştir (TÜSİAD, 1998). Bir karşılaştırma yapılabilmesi için DSİ Genel Müdürlüğünün Mart 2002 tarihine kadar yatırımlarının tutarının 14 milyar dolar olduğunun ve son 20 yılda bu yatırımlardan 26 milyar dolar gelir temin edilmiş olduğunun burada belirtilmesinde yarar görmekteyim (M. TURFAN, D-E, Mart 2002, s. 56).

Şekil 4. ETKB planlamalarına göre ülkemizin kısa vadeli enerji gereksiniminin karşılanmasında uygun görülen planlama (Türkiye Enerji Yıllığı 2002, Uzman Enerji dergisi, Özel sayı).





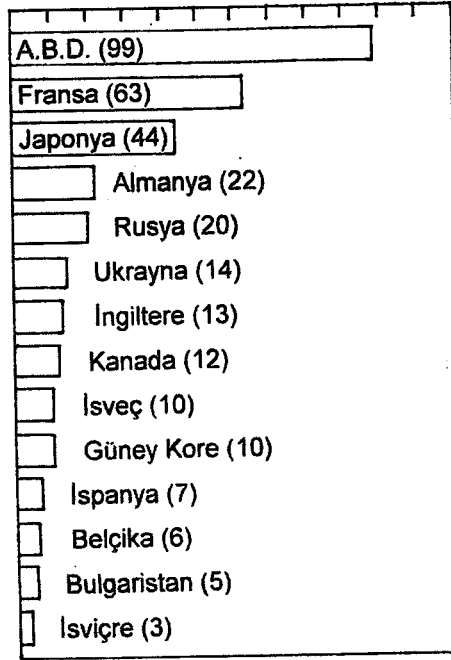


Şekil 5. ETKB planlamasına göre ithal enerji gereksinimi ve enerji ithalat programı  
(TÜSİAD, 1998.)

### (B). Nükleer enerji:

Dünyadaki kullanımı elektrik enerjisi şeklindedir. ALATLI (12.12.2002, Enerji Forumu) nükleer enerjinin elektrik enerjisi üretimine katkısının % 16 ve toplam birincil enerji üretimine katkısının % 67 düzeylerinde olduğunu; 1990 dan sonra dünyadaki nükleer enerji kullanımının % 10 düzeylerinde azaldığını ve bunun sanayileşmiş ülkelerin enerji doyumuna ulaşmış olmalarından kaynaklandığını belirtmektedir. Halbuki IEA, OECD Avrupa senaryosuna göre 2000-2010 döneminde % 14; 2010-2020 döneminde % 1,0 ve 2020-2030 döneminde yıllık % 0,8 büyüme öngörülmektedir. ABD, 1978 denberi nükleer santral inşa etmemektedir; 1 yıl öncesine göre ABD ve Kanadada % 6,7; eski SSCB de % 1,3 azalma; Orta Amerika, Güney Amerika, Avrupa, Afrika ve Okyanusyada artış gözlenmektedir (TÜSİAD, 1998). İsviçre, Mayıs 2002 de, 2020 yılında nükleer enerji kullanımından vazgeçmeye karar vermiştir. Şu anda gereksindiği elektrik enerjisinin % 53-57 sini nükleer kaynaklardan sağlayan Belçika da Aralık 2002 de nükleer enerji kullanımından vazgeçmeye karar vermiştir. Ülkemizde nükleer enerji kullanımı konusunda örnek olarak hemen Fransa gösterilmektedir; bununla beraber Fransanın başka bir elektrik enerjisi kaynağının kalmamış olduğunun da göz önünde tutulmasının gerektiğini düşünmekteyim. Şekil 6 da 1998 yılında çalışmakta olan nükleer santrallerin kurulu güçleri; Şekil 7 de 1998 yılında inşa halindeki nükleer santrallerin kurulu güçleri yorum yapılmaksızın verilmiştir (TÜSİAD, 1998). Tablo 11 de ise 2001 yılı başında dünyadaki nükleer enerji ile elektrik üretiminin durumu özetlenmiştir (IEA, 2002).

Çalışmakta olan nükleer santrallerin  
toplam Kurulu Gücü (GWe)



Şekil 6. 1998 yılında çalışmakta olan nükleer Santrallerin kurulu güçleri (TÜSIAD, 1998). Şekil 7. 1998 yılında inşa halindeki nükleer Santrallerin kurulu güçleri (TÜSIAD, 1998).

Tablo. 11. 2001 yılı başında dünyada nükleer enerji ile elektrik üretimi (IEA, 2002); Üretimin, Kurulu gücün ve ülke elektrik enerjisi üretimine katkının en çok olduğu ilk 10 ülke verilmiştir.

Ülke	Twh	%	Kurulu Güç	GW	Ülke(*)	GW
ABD	800	30,9	ABD	98	Fransa	77
Fransa	415	46,0	Fransa	63	Ukrayna	45
Japonya	322	12,4	Japonya	44	Kore	37
Almanya	170	6,6	Almanya	21	Almanya	30
Rusya	131	5,1	Rusya	20	Japonya	30
Kore	109	4,2	Kanada	15	İspanya	28
İngiltere	85	3,3	Kore	13	İngiltere	23
Ukrayna	77	3,0	İngiltere	12	ABD	20
Kanada	73	2,8	Ukrayna	11	Rusya	15
İspanya	62	2,4	İsveç	9	Kanada	12
Diğerleri	348	13,4	Diğerleri	51	Diğerleri	9
Dünya	2 592	100,0	Dünya	357	Dünya	17

### (C). Hidroelektrik:

Ülkemiz fosil yakıtlar bakımından fakirse de, hidroelektrik enerji bakımından oldukça zengin sayılabilir. Tablo 12 de Brüt hidroelektrik potansiyelin 90 TWh/yıl dan büyük olduğu Avrupa ülkelerinin değişik HE potansiyelleri ve 1983 yılındaki değerlendirilme düzeyleri verilmiştir.

*Tablo 12. Brüt HE potansiyelin 90 TWh/yıl dan büyük olduğu Avrupa ülkelerinin değişik HE potansiyelleri ve 1983 yılındaki değerlendirilme düzeyleri (ÖZİŞ, 1991; DSİ, 2003; IEA,*

Ülke	B TWh/yıl	T TWh/yıl	E TWh/yıl	T/B (%)	E/B (%)	E/T (%)	D <sub>83</sub> TWh/yıl	D <sub>83</sub> / E (%)	D <sub>00</sub> TWh/yıl	D <sub>00</sub> / E (%)
Norveç	556	152	104,5	27,3	18,8	68,75	106,0	101,4	142	135,9
Türkiye	433	215	126,1	49,7	29,1	58,65	11,3	9,0	30,9	24,5
İtalya	341	77	64,1	22,6	18,8	83,25	44,0	68,6		
Fransa	314	82	64,5	26,1	20,5	78,66	70,0	108,5	72	111,6
Yugoslavya	226	66	47,5	29,2	21,0	71,97	22,2	46,8		
İsveç	196	80	60,0	40,8	30,6	75,00	43,5	106,7	79	131,7
Avusturya	153	44	32,9	28,6	21,5	74,77	31,0	94,2		
İsviçre	144	39	32,0	27,1	22,7	82,05	36,0	112,5		
İspanya	144	63	47,1	43,8	32,7	74,76	31,0	65,8		
İzlanda	140	35	30,0	25,0	21,4	85,71	?	?		
B. Almanya	95	21	15,5	22,1	16,3	73,81	19,0	122,6		

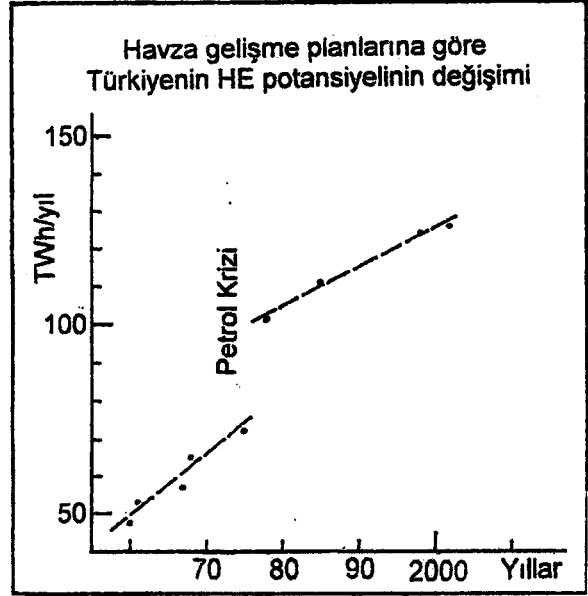
B: Brüt, T: Teknik, E: Ekonomik, D: Değerlendirilmiş; "83": 1983 yılı değeri; "00": 2000 yılı değeri

Tablo 12 den görüldüğü üzere ülkemiz brüt HE potansiyel bakımından Avrupada baştan 2nci olmasına rağmen **"Değerlendirilmiş HE potansiyel / Ekonomik HE potansiyel"** bakımından, Avrupaya ait 1983 yılı değerlendirilme düzeyleri göz önünde tutulduğunda dahi, sonuncu durumdadır. Ülkelerin HE potansiyelleri 4 farklı düzeyde ele alınmaktadır:

- **Brüt:** Ülkemizin brüt HE potansiyelinin 440 TWh/yıl düzeylerinde olduğu belirlenmiştir. Ülkelerin brüt HE potansiyellerinde zaman içinde önemli değişikliklerin olmaması beklenir. Tablo 12 den görüldüğü üzere, ülkemiz brüt HE potansiyel bakımından Avrupada baştan 2ncidir.
- **Teknik:** ÖZİŞ (1991, s 32) de teknik yönden değerlendirilebilir HE potansiyelin, brüt potansiyelin yarısı düzeylerinde olmasının bekleneceğini belirtmektedir. DSİ tarafından teknik olarak değerlendirilebilecek olan HE potansiyelimizin, brüt HE potansiyelimizin yaklaşık olarak % 48,9'u düzeylerinde ve 215 TWh/yıl olduğu kabul edilmektedir. COŞKUN (2002, D-E, Ekim 2002, s. 42)) ise Teknik potansiyelimizin "215+57=272 TWh/yıl" olarak düşünülmesi gerektiğini belirtmektedir. Ülkemizde ise nehir santrali ve çevirmeli tesis sayısı da çok az olduğundan bu oranın 0,6 lara ve bu takdirde Teknik HE potansiyelimizin 265 TWh/yıl düzeylerine çıkacağı görülmektedir ve COŞKUN (2002) nin belirttiği düzeyle uyumludur. Tablodaki diğer ülkeler için ise aynı oran ortalama olarak % 29,3 tür; bu düşük oranın Avrupada Nehir santrali sayısının çok fazla olmasından ve büyük yerleşim ve endüstri merkezlerini, geniş tarımsal alanları sular altında bırakacak tesislerin hesaba katılmamasından kaynaklandığı düşünülmelidir. Gerçekten de GINOCCHIO (1959, s. 14), Tablo 12 de 82 TWh/yıl olarak belirtilen Fransanın teknik potansiyeline karşılık, daha küçük olması gereken ekonomik potansiyelinin 170 TWh/yıl kabul edilebileceğini belirtmektedirler.
- **Ekonomik:** Teknik HE potansiyelin ekonomik olan düzeyine karşı gelmektedir ve DSİ (2003) verilerine göre 126,1 TWh/yıl kadardır (Karşılaştırma yapılabilmesi için ülkemizin

**Tablo 13. Havza gelişme planlarına göre ülkemizin ekonomik hidroelektrik potansiyelinin zamanla değişimi.**  
(ÖZİŞ, 1991, s. 36).

Araştırmacı	Yıl	TWh/yıl
Sağ	1960	47
Kirişci	1961	53
Doluca	1967	57
Noyan	1968	65
Dinçer	1975	72
Erke	1978	101
DSİ	1985	111
DSİ	2002	126,1



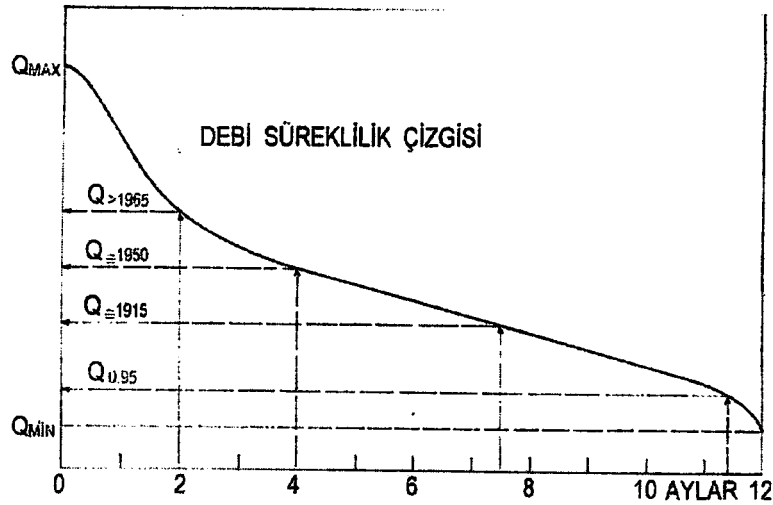
**Şekil 8. Havza gelişme planlarına göre Türkiye'nin ekonomik HE potansiyelinin gelişimi.**

brüt elektrik enerjisi üretiminin 2000 yılında 124 TWh; 2001 yılında 123 TWh olduğunun ve 2002 yılı için öngörülmüş üretimin 130 TWh olacağını tahmin edildiğinin burada belirtilmesi yararlı olacaktır (DSİ, 2003)). Bununla beraber Ekonomik HE potansiyelin dünyadaki ve ülkelerdeki ekonomik konjoktüre ve alternatif kaynakların maliyetlerine bağlı olarak zamanla değiştiği ve bir dönemde ekonomik olmayan tesislerin de zamanla ekonomik düzeylere geldiği göz ardı edilmemelidir. Tablo 13 ün verileri kullanılarak çizilmiş olan Şekil 8 den bu husus açık olarak görülmektedir.

Ekonomiklik araştırılması yapılırken şu hususlara dikkat edilmesi zorunludur:

- Herşeyden önce alternatif kaynak aynı işlevi yerine getirebilmelidir; buna göre Biriktirmeli HE santrallerin alternatifleri olarak örneğin diesel gruplar düşünülmesi; doğalgazla çalışan kombine çevrim santralleri ele alınmamalıdır (Bununla beraber ELTEKİN (D-E, Şubat 2002, s. 46) ABD de sadece pik gücü karşılayabilmek amacıyla inşa edilmiş Doğalgaz santralleri bulunduğunu; bunların yılda sadece 2000 saat çalıştıklarını, buna karşılık elektriği 35 cent/kWh gibi çok yüksek bir fiatla sattıklarını belirtmektedir).
- ABD de Bureau of Reclamation 'ın kullandığı veya 20 nci yüzyılın ilk yarısında inşa edilmiş biriktirmeli HES ların etkisiyle rejimleri düzenli olan Avrupa akarsuları için uygun olan ekonomiklik kriterleri, ülkemize özgü koşullar göz önünde tutularak güncelleştirilmeden kullanılmamalı ve kavramlar yeniden ele alınmalıdır. BAKIR (ERE, 2001, s. 10) ülkemizde "HES ların üretebileceği güvenilebilir (firm) enerjinin, zamanın % 95 inde geçen debi ile belirlendiğini, belirlenen değer firm enerji eksiklik yüzdesi olarak tanımlanan bir yüzde ( % 5) oranında azaltıldığını" belirtmektedir. Dolayısıyla senenin daha uzun bir süresinde (> (% 95) veya (> 347 gün/sene)) var olan debi ile belirlenebilecek enerjinin firm olarak kabul edildiği görülmektedir:

Bunun anlamı ise pratik olarak firm enerjisinin  $Q_{MIN}$  ile üretilebilecek enerjiye karşı geldiğidir (Şekil 9). Halbuki dünyadaki eğilim senenin sadece % 1520 sinde var olan debiye göre proje yapmak, yani yatakta su bulunduğu anda, bu debi ile üretilebilecek enerjinin değerlendirilmesi şeklindedir.



Şekil 9. 20 nci yüzyılda HES ların projelendirme debilerinin seçimindeki değişimler ve gelişmeler (1910 lu yıllarda projelendirme yatakta-yılda 7 8 ay (% 60-65) var olan debiye göre yapıldığı halde, bu değer 1950 li yıllarda senenin 3 4 (% 30) ında mevcut debiye ve 1965 lerden sonra senenin sadece 50 60 gününde var olan debiye göre yapılmaktadır). MOSONYI (1966, Cilt I, s.96) bu konuda İsviçreden REN nehri üzerindeki şu örneği vermektedir: Rheinfelden (1891; % 85: 310 gün); Laufenburg (1914; % 60: 220 gün; Reckingen(1941; % 35: 128 gün; Birsfelden ( 1941; % 34: 125 gün).

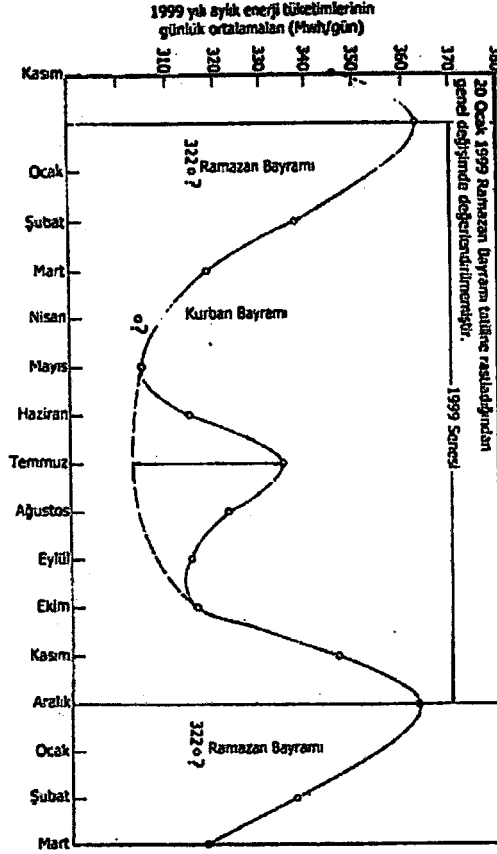
Tablo 14. 2000 yılında bazı ülkelerin T (teknik), D (değerlendirilmiş) HE potansiyelleri (ÖZİŞ, 1991; IEA, 2002; EROĞLU, 2003).

T: Teknik HE potansiyel; D:Değerlendirilmiş HE potansiyel

Ülke	Norveç	Fransa	İsveç	ABD	Japonya	Kanada	Türkiye
T (TWh/yıl)	171,4	82	80	376,0	132,4	592,9	216,0
D (TWh/yıl)	142	72	79	322,1	102,6	322,0	44,4
D / T (%)	82,8	87,8	98,8	85,7	77,5	56,0	20,4

- Tablo 12 nin son sütunu ve Tablo 14, Norveç, Fransa, İsveç ve ABD nin 2000 yılında Ekonomik HE potansiyeli fazlasıyla aştıklarını ve Teknik sınıra yaklaştıklarını göstermektedir. Ülkemizde ise D/T = % 20,4 tür ve COŞKUN (2002) nin teknik sınırı göz önünde tutulduğu takdirde ise, Teknik potansiyelimizin sadece % 16,3 ünü değerlendirmekte olduğumuz görülmektedir;
- ÜLTANIR (2001; D-E, Aralık) potansiyel hesaplamalarında DSİ nin 5 MW'ın (pratik olarak 5 m<sup>3</sup>/s lik debi ile 100 m düşü altında veya, 10 m<sup>3</sup>/s lik debi ile 50 m düşü altında üretilecek güç) altına inmediğini belirtmektedir. Halbuki günümüzde MİNİ ve MİKRO olarak adlandırılan küçük güçlü HES lar yaygın olarak kullanılmakta ve küçük derelerin potansiyellerinin sadece "kW" larla ifade edilen güçlerinin dahi değerlendirilmesi amaçlanmaktadır.
- Şekil 9 da gösterilmiş olan şebeke gereksinimi göz önünde tutulursa sadece kış aylarında üretilebilecek enerji bile ekonomiktir. BAKIR (ERE, 2001, s.14) son 30 yıldır ani ve saatlik puantların genellikle Aralık ayında gözlendiğini, birkaç defa ise Kasım ayında oluştuğunu belirtmektedir. Bu gözleme göre sadece kritik dönem olan Aralık Ocak Şubat aylarında üretim yapabilecek HES lar dahi ekonomik olabilir ve ülkemizde de yağışlı dönem Ekim sonu Nisan sonu (

> 6 ay) olduğundan üretecekleri enerji güvenilir olarak değerlendirilmelidir. Amacı para kazanmak olan Özel sektör konuya bu şekilde yaklaşmaktadır. Yıllık ortalama çalışma süreleri sadece % 18,8 olan rüzgar santrallerinin Almanyada kurulu güçleri Ocak 2003 te 10,9 GW 'a (D-E, Mart, 2002, s. 61; ülkemizin şu andaki toplam kurulu gücü olan 33,8 GW ile karşılaştırınız) ulaşmıştır ve Almanya bunlara teşvik bile uygulamaktadır.



Şekil 10. 1999 yılında günlük enerji tüketimlerinin yıl içinde değişimi (ERE, 2001 in verileri kullanılmıştır). Son senelerde yaygınlaşan klima kullanımının Temmuz sonu Ağustos başı dönemlerde de bir pik oluşmasına sebep olduğuna dikkat ediniz.

- Tablo 15 te bazı Araştırmacılarımızın ülkemizin Ekonomik HE potansiyeli ile ilgili olarak yaptıkları çalışmaların sonuçları verilmiştir.

Tablo 15. Ülkemizin Ekonomik HE potansiyeli olarak DSI tarafından kabul edilen 126 TWh/yıl değerine Ek olarak belirlenmiş ekonomik HE potansiyeller (TWh/yıl).

Referans	Kaynak	EK potansiyel	Açıklananlar
EIEI (1982)	D-E Aralık 2001	Ortalama: 33 Güvenilir: 14	A - 1 000 km <sup>2</sup> W = 0,1 - 10 MW arasında
BAKIR	ERE Mayıs 2001	66	Ekonomik kriterlerini güncelleştirerek
ÜLTANIR	D-E Aralık, 2001	= 20	Kişisel araştırmaya; Kırsal bölge ile sınırlı; W = 0,1 - 5 MW arasında
COŞKUN	D-E s. 42 Ekim, 2002	37	Panel: Siyasi partilerin enerjiye bakış açıları
BİLGİN	D-E, s. 27 Ocak, 2003	- 54 - 74	Panel: 2003 yılı enerji yatırımları için ne getiriyor?

**Hidroelektrik santrallerin handikapları olarak**

- İlk yatırım için finansman oluşturulabilmesi ve
- İnşa sürelerinin uzunluğu gösterilmektedir.

Bunlara ek olarak bazı kesimlerce HES ların verimsizliğinden de bahsedilmektedir; bu hususun kabul edilmesi olası değildir. Yukarıdaki Bölümlerde ülkemizde % 95,7 gibi çok büyük bir oranda mevcut olan Biriktirmeli HES ların PİK=PUANT santrali olarak çalıştırılmaları gerektiği belirtilmişti. Ülkelerin kendilerine özgü koşulları nedeniyle (ekonomik konjonktürdeki sıkıntılar; diğer birincil enerji kaynaklarının dışa bağımlı olması vs.. gibi) biriktirmeli HES lar BAZ grup olarak değerlendirilerek fazla çalıştırıldığı takdirde üretimin beklenen düzeyin altında kalacağı açıktır. Bunun etkisini vurgulayabilmek amacıyla Şekil 3 ile birlikte örnek olarak verilmiş tablonun irdelenmesi faydalı olacaktır. Pratikte HES ların sabit güç altında çalıştırılmaları istenir. Bu nedenle işletme planlaması nedeniyle göldeki su seviyesi fazla düştüğünde türbinlenecek debi artacağından göldeki seviye daha da hızlı düşecektir. Bu nedenle işletme ilkeleri nedeniyle biriktirmeli HES ların, baz grup olarak çalıştırılmalarından doğan olumsuzlukları, HES ların verimsizliği olarak değerlendirmemek gerekir. Bugün Avrupada önemli HES inşa edilmemesinin sebebi, bunların verimsizlikleri olmayıp, Avrupada mevcut olan ekonomik HE potansiyelin pratik olarak tamamının değerlendirilmiş olmasıdır (Değerlendirilme düzeyi % 92). Bazı ülkelerin bu potansiyellerinin henüz tükenmemiş olduğu 1954-1955 li yıllardaki HE enerji üretimleri ve bu üretimin ülkelerin toplam elektrik enerjisi üretimine katkısı Tablo 16 da verilmiştir (GINOCCHIO, 1959). Bu açıklamalar, verimliliklerine DPT tarafından şüphe ile bakılan HES ların, sanayileşmiş ülkelere neden olabildiğince kullanılmış oldukları ve neden DPT tarafından verimlilikleri şüpheli olarak düşünüldükleri sorularını getirmektedir. COTILLON (1978), Fransada ağırlığın 1937 den itibaren HD üretime verildiğini; 1951-1963 dönemini kapsayan 13 yıl boyunca HE üretimin, termik üretimin 2 misli olduğunu vurgulamakta ve bunun sebeplerini de şu şekilde sıralamaktadır:

- Birinci Dünya savaşından sonra ortaya çıkan ekonomik kriz;
- Enerji bağımlılığına düşme şüphesi;
- Yerli kaynakları değerlendirme isteği ve;
- HD in tükenmeyen, yerli bir doğal kaynak olması ve tesis kurulduktan sonra pratik olarak hiçbir harcama gerektirmemesi.

Tablo 16. 1954 1955 yıllarında bazı ülkelerdeki toplam elektrik enerjisi üretimi (W), HE üretim (W<sub>h</sub>) ve HE üretimin toplam elektrik üretimine oranı (W<sub>h</sub>/W; GINOCHHIO, 1959, s. 9).

ÜLKE	Yıl	W(Twh)	W <sub>h</sub> (Twh)	W <sub>h</sub> /W (%)
A.B.D	1955	624,9	116,0	18,6
Bati Almanya	1955	72,3	11,8	16,3
Belçika	1955	10,9	0,1	1,2
Büyük Britanya	1955	89,1	1,5	1,7
Fransa	1955	49,7	25,6	51,5
Hollanda	1955	10,5	0	0
İtalya	1955	38,1	30,8	81,0
İsveç	1955	24,7	21,6	87,5
İsviçre	1955	15,4	15,3	99,5
Kanada	1954	73,3	62,6	85,5
Lüksemburg	1955	1,1	0,03	2,7
Norveç	1955	22,7	22,4	99,0
S.S.C.B.	1954	145,0	29,0	20,0

HES ların inşa sürelerinin genel olarak Fosil yakıtlı termik santrallara göre nisbeten daha uzun olduğu Tablo 1 den görülmektedir. Bununla beraber ilk yatırım için gereken finansman kaynağı sorunu çözüldüğü takdirde bu süre kısalabilmektedir:

- **SUÇATI** (Nehir tipi; 7 MW; 28 GWh/yıl; YİD = BOT modeli): Hazırlık + Formaliteler : 4 yıl; İnşaat, Montaj ve İşletmeye geçiş: 23 ay (BAKIR (ERE, 2001, T. Rapor, Mayıs)),
- **BİRECİK** (Biriktirmeli; 672 MW; 2516 GWh/yıl; YİD = BOT modeli): 6 yıl (Proje + İnşaat süresinin tamamı: İlişkili yol, Köprü, İçmesuyu inşaatları, Kamulaştırma sorunları, Sosyal sorunlar vs.. nin tamamı (G. E. ŞENTORUN, D-E, Ocak 2002, s. 34-35)),
- **BERKE** (Biriktirmeli; 510 MW; 1668 GWh/yıl; ÇEAŞ; dünyanın 16 ncı, Türkiyenin şu anda en yüksek beton kemer barajı): 6 yıl (G. YILDIRIM, D-E, Nisan 2002, s. 18).

Bu örneklerin arttırılması mümkündür. Görüldüğü üzere formaliteler ve bürokrasi (bilhassa çok başlılık) inşaat süresi üzerinde oldukça etkilidir. Diğer taraftan inşaat süresinin uzaması maliyeti de önemli ölçüde arttırmaktadır. Tablo 17 de BAKIR (ERE, 2001, s. 18) tarafından DSİ , 2000 yılı programından derlenmiş bilgiler özetlenmiştir ve inşaat süresinin uzamasının kurulu güç maliyetini % 40 düzeylerinde arttırdığını göstermektedir. Bu açıklama finansman planlamasının, nakit akışının önemini açıkça ortaya koymaktadır.

*Tablo 17. Proje aşamalarına bağlı olarak Kurulu Güç maliyetleri BAKIR (ERE, 2001, s. 18; DSİ, 2000 yılı programından derlenmiş özet bilgileri).*

Yeni başlayacak projeler	Devam eden projeler	2000 de biten projeler
1497 \$/kW	1708 \$/kW	2091 \$/kW

Ülkemizde ise Kalkınma planları 5 er senelik dönemler için yapılmakta ve uzun vadeli bir Uusal enerji politikası oluşturulmamaktadır veya oluşturulamamaktadır. Elektrik enerjisi üretim tesislerinin Tablo 1 de belirtilmiş inşaat süreleri göz önünde tutulduğunda 5 yıllık sürenin çok kısa olduğu görülmektedir. SHELL (Energy needs, choises and possibilities; Scenarios to 2050), 2050 yılını düşünen senaryolar hazırlamaktadır. BİROL, OECD nin öngörülerini belirtirken hep 2020 yıllarını göz önüne almıştır (Mayıs, 2002, İTÜ Enerji günleri; Aralık 2002, Türkiye Enerji Forumu). Bu nedenle ETKB Sayın Dr. Hilmi GÜLER 'in “.. bizim dönemimizde suya petrol değerini vereceğiz...” ifadesini hiç olmazsa “.. bizim dönemimizde suya petrol değeri vereceğiz ve uzun vadeli bir Ulusal enerji politikası oluşturacağız..” şeklinde genişletmesini dilemekteyim.

Uzun vadeli enerji planlaması yapılmaması nedeniyle kısa vadede enerji darboğazı ortaya çıkacağı fark edildiğinde ülkemiz için hiç ekonomik olmayan ve ülkemiz koşullarına hiç uymayan sürekli ithalata dayanan acil çözümlere başvurulmaktadır. Örneğin şu anda yetkililer tarafından son 2 yıldaki ekonomik krizin de etkileri nedeniyle 2007 yılına kadar enerji darboğazının söz konusu olmayacağı belirtilmektedir. Bununla beraber şu soruların da yanıtlanması gerekmektedir:

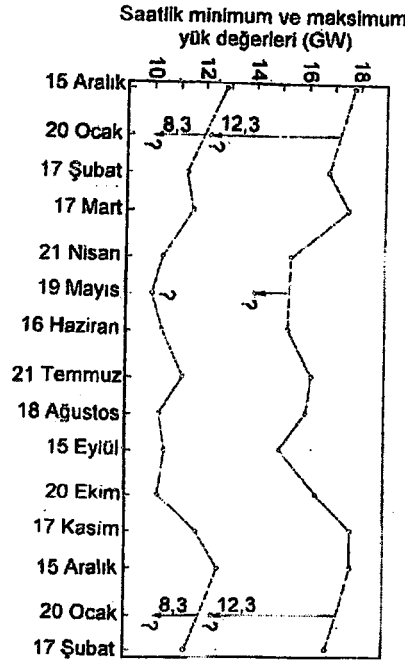
- 2008 ve sonrası için enerji planlaması yapılmış ve önlem alınmış mıdır veya ne gibi önlemler öngörülmüştür?
- Arada beklenmedik bir durumla, bir sürprizle karşılaşılması halinde ne yapılması ve sorunun nasıl çözülmesi düşünülmektedir? Örneğin 2002 yılında ekonomi beklenenden daha hızlı bir artış göstermiştir ve dolayısıyla enerji gereksinimi öngörülmüş düzeyin az da olsa üzerine çıkmıştır. Irak savaşı nedeniyle 2003 yılında benzer bir durumla karşılaşılması olasılığı az olsa da, daha sonraki yıllar için ne düşünülmektedir?

Bu tip soruların arttırılması olasıdır ve yanıtlarının Doğalgaz ile çalışan elektrik enerjisi santralleri olmaması gerekmektedir; zira

- Elektrik enerjisi kaynağı çeşitliliği bakımından ülkemiz tek yöne (Doğalgaza) doğru gitmektedir (maalesef ülkemizde kaynak çeşitliliği tanımıyla, Doğalgazın temin edildiği ülkelerin çeşitliliği



şeklinde yorumlar tercih edilmekte; gerçekte birbirlerini tamamlayan, bütünleyen değişik üretim kaynağının önemli olduğu göz ardı edilmektedir);



Şekil 11. 1999 yılı aylarının 3 ncü Çarşamba günlerinin yaklaşık saatlik maksimum ve minimum yük değerleri (ERE, 2001, s. 14 teki veriler kullanılarak çizilmiştir). Şekilden görüldüğü üzere, minimum güç gereksinimi (ölü saatlerdeki gereksinim), puant saatlerdeki gereksinimin sadece % 60-65 leri düzeylerinde olmaktadır.

- Ülkemizdeki baz üretim 2002 yılı itibariyle  $99,8/130,6 = \% 76,4$  düzeyindedir. Halbuki Şekil 1 de şematik olarak gösterilen günlük şebeke güç gereksinimleri göz önünde tutulduğunda, ölü saatlerde bu üretime gereksinme yoktur. Bununla beraber termik santrallerin ataletlerinin yükseklikleri, bunların kısa süreler için devreden çıkartılabilmelerine veya devreye sokulabilmelerine imkan vermemektedir. Dolayısıyla bu tesisler ölü saatlerde de üretimlerini sürdüreceklerdir. Üretilen ve tüketilmesi zorunlu olan bu enerji nasıl tüketilecektir ve tüketilmektedir? Gelişmiş yabancı ülkelerde, gereksinilmediği halde zorunlu olarak üretilen fazla enerji ile pompajlı hidroelektrik santraller beslenmektedir. Ülkemizde ise henüz pompajlı HES mevcut değildir (Üretilen Puant enerjinin, Baz enerjiye göre ne kadar kıymetli olduğunun en açık göstergesi pompajlı HES lardır. Başlangıçta puant=pik güç gereksinimini karşılamak amacıyla düşünülmüş ve geliştirilmiş olan pompajlı HES lar; günümüzde rüzgar, güneş, dalga enerjileri gibi konvansiyonel olmayan, yenilenebilir enerji kaynaklarının da verimli olarak değerlendirilebilmelerine ortam yaratmaktadır; zira bu kaynakların sorunlarından biri senkronizasyon, yani enerjinin var olduğu an ile, gereksinim olan an 'ın çakışmamasıdır). Pompajlı HES lar prensip olarak ölü saatlerdeki üretim fazlası olan 4 kWh enerji ile, pik saatlerde yaklaşık olarak 3 kWh elektrik enerjisi üretebilmek olarak düşünülebilir. DSİ birim fiyatları düşünülecek olursa, tüketilecek güvenilir enerjinin maliyeti "6 cent/kWh x 4 kWh = 24 cent" olduğuna göre, üretilen puant enerjisinin maliyeti "24 cent / 3 kWh = 8 cent/kWh" olacaktır; buna göre puant enerjinin satış fiyatının bu değer üzerinde olması halinde çözüm ekonomik olmaktadır. Amsterdam Borsasında 2001 yılı Aralık ayında Puant enerjinin 60 cent/kWh değerlerine kadar yükseldiği; ABD de ise sadece puant enerji üretebilmek amacıyla inşa edilmiş Doğalgaz santralleri mevcut olduğu, bunların ise enerjiyi 35 cent/kWh gibi fiyatlara sattıkları daha önce belirtilmiş idi. Bu açıklamalar DPT tarafından verimliliklerinden şüphe edilen biriktirmeli HES ların ekonomik kıymetini ve dünyada ne şekilde değerlendirildiğini açık olarak göstermektedir.

MOSONYI (1966, Cilt II, s. 949- ...) 1960 lı yıllardanberi doğal koşulların uygun ve mümkün olduğu hallerde günlük, haftalık, mevsimlik hazneler şeklinde pompajlı HES ların inşa edildiklerini belirtmektedir. Kişisel olarak böyle bir uygulamanın iletim hatlarımızın da daha verimli ve dengeli çalışmalarına ortam yaratabileceğini, zira iletim hatlarımızın ölü saatlerde düşük kapasite ile çalıştıklarını düşünmekteyim.

Tablo 18. 1997 yılı sonunda dünyadaki pompajlı HES ların durumu (TÜSİAD, 1998);

İşletmede olan: 290 HES, Kurulu güç: 82,8 GW;

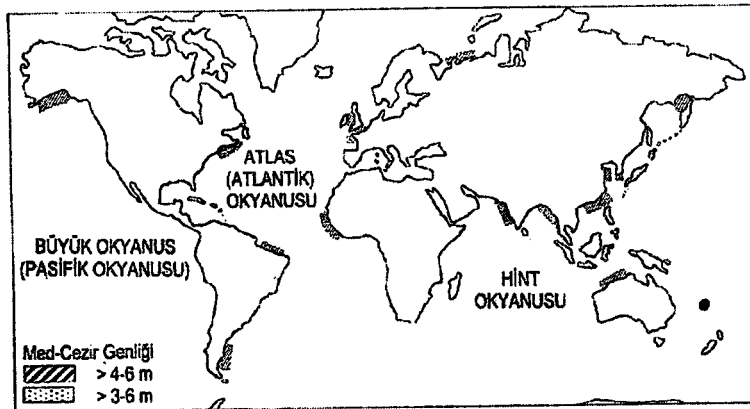
İnşa halinde olan: 42 HES, Kurulu güç: 30 GW.

ÜLKE	ABD	Japonya	İtalya	Almanya	İspanya	Fransa	Avusturya	Çin	Hindistan
Mevcut	18,8	17,0	6,5	5,7	5,0	5,0	3,0	3,4	2,6
İnşa halinde		9,9							

- Ülkemizde Özel sektör yakıt temini ve üretilen elektrik enerjisinin satın alınma garantilerini alarak yatırım yapmaktadır. Halbuki gerek Doğalgaz temini, gerekse Kömür ithali dışa bağımlılığımızı sürekli olarak arttırmaktadır. Bu konunun tartışılması ve şu soruların irdelenmesi gerekmektedir: (a). Devletimiz kendi yenilenebilir doğal kaynaklarımıza yatırım yapacak kişi veya kurumlara aynı kolaylıkları sağlamakta mıdır? (b). Devletin yenilenebilir elektrik enerjisi üretim kaynaklarımıza yatırım için kaynak yaratması mı; yoksa yatırım finansmanı ile ilgilenmeyip, ham madde temini ve enerji satın alma garantileri vererek, dışa bağımlılığı sürekli arttırdığı gibi, elektrik enerjisi üretiminde ekonomik olmayan kısa vadeli çözümlere yönelmesi mi daha uygundur?

#### (D). Konvansiyonel olmayan enerji kaynakları:

Konvansiyonel olmayan kaynaklar olarak Tablo 2 de Jeotermal, Biokütle, Güneş, Rüzgar, Gel-Git (Med-Cezir (Şekil 12)), Dalga, Denizlerin ısı enerjisi ve Hidrojen enerjisi belirtilmişti. Ülkemiz sahillerinde Med-Cezir genlikleri çok küçük değerlerde olduğu için pratik olarak hiçbir anlamı yoktur ve dolayısıyla üzerinde durulmayacaktır (Prototip olarak Fransada inşa edilmiş olan "La Rance" Med-Cezir santralında beklenen sonucun alınamamış olduğunun, bununla beraber Med-Cezir hareketlerinin önemli olduğu ülkelerde bu kaynağın da değerlendirilebilmesi için araştırma ve çalışmaların sürdürüldüğünün de burada belirtilmesi uygun olacaktır). Benzer şekilde dalga ve denizlerin ısı enerjilerinden üretim de AR-GE aşamalarında olduğundan aşağıda ele alınmayacaklardır.



Şekil 12. Dünyada med-cezirin elektrik enerjisi üretimi için uygun olduğu düşünülen yöreler (BRIN, 1979).

Tablo 2 de Jeotermal enerji ile Biyokütle enerjisi "Tükenenler" grubunda gösterilmiştir. Bununla beraber aşağıdaki paragraflarda günümüzde kullanılan reenjeksiyon (ısı enerjisi değerlendirilmiş suyun tekrar alındığı yere pompalanması) yöntemi nedeniyle jeotermal enerjinin ve enerji ormancılığı düşünülerek te Biyokütle enerjisinin de "Yeşil Yeni Yenilebilenler" grubunda ele alınmasının uygun olacağı düşünülecektir.

Dünya Enerji Konseyinin raporlarında 2025 yılında yenilenebilir enerjinin

- Doğrudan yakıt kullanımındaki payının % 25,
- Küresel elektrik üretimindeki payının ise % 60 lar

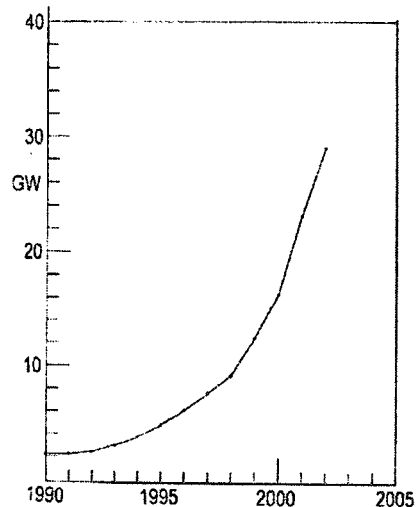
düzeylerinde olabileceği (TÜSİAD, 1998); Avrupa Birliğinin 2010 yılı hedefinin ise gereksinilecek elektrik enerjisinin % 12,5 uğunu yenilenebilir kaynaklardan temin etmek olduğu belirtilmektedir (D-E, Ocak 2002, s. 50).

Enerji gereksinimindeki artış ve sürdürülebilir ekonomik kalkınma ve ülkemizin yeni ve yenilenebilir enerji kaynaklarının oldukça fazla olduğu göz önünde tutulduğunda, ülkemizin yeni, yeşil ve yenilenebilir enerji kaynaklarına eğilmesi gerekmektedir. Türkiye'nin toplam ekonomik yenilenebilir enerji potansiyelinin 70 Mtep/yıl ( 850 TWh/yıl; karşılaştırma yapılabilmesi bakımından ülkemizin 2001 yılındaki toplam enerji tüketiminin yaklaşık olarak 80 Mtep; elektrik enerjisi tüketiminin ise 123,4 TWh ( 10,1 Mtep) düzeylerinde olduğunun belirtilmesi faydalı olacaktır) düzeylerinde olduğu tahmin edilmektedir. Bu potansiyelin kaynaklara dağılımı şu şekildedir: Modern biyokütle ( % 37); Güneş ( % 37); Hidrolik ( % 16); Rüzgar ( % 6); Jeotermal ( % 4 ), (TÜSİAD, 1998). Halen ülkemizde en çok klasik biyokütle enerjisi, hidroelektrik enerji ve bir miktar da jeotermal enerji değerlendirilmekte olup, güneş ve rüzgar enerjilerinden eser düzeylerde yararlanılmaktadır.

#### (d1). Rüzgar enerjisi:

- Günümüzde kullanımı yaygınlaşan ve teknolojisi en hızlı gelişen yenilenebilir, konvansiyonel olmayan enerji kaynağı rüzgar enerjisidir (Şekil 13). ÇAĞLAR-CANBAZ (UTES 2002, s. 347) RES (Rüzgar enerjisi santrali) larının kurulu gücünün 1990 yılında 2,16 GW iken, 2000 de 22,0 GW 'a ve; Avrupada 2000 yılında 12,8 GW'tan % 35 artışla 17,4 GW'a çıktığını ve bu kurulu güç ile yılda 40 TWh elektrik enerjisi üretilmiş olduğunu (Türkiye'nin 2002 yılı toplam elektrik enerjisi üretiminin 131 TWh olduğu hatırlatılır) ve bu üretimin yılda 16 milyon ton kömür yakılarak, 10 milyon evin elektrik gereksiniminin karşılanmasına karşı geldiğini belirtmektedirler. Ocak 2003 te dünyada rüzgar kurulu gücü 29,14 GW'a ve üretilen elektrik enerjisi 58,3 TWh'a ulaşmıştır. Tablo 19 da bu üretimin ülkelerin yıllık elektrik enerjisine üretimlerinin ne kadarına karşı geldiği ve Tablo 20 de Ocak 2003 te dünyada kurulu RES gücü 1 000 MW'ın üzerinde olduğu ülkeler verilmiştir.

Şekil 13. Dünyadaki rüzgar kurulu gücünün zamanla gelişimi  
(GW; Dünya Enerji, Mart 2003)



**Tablo 19. Ocak 2003 teki dünyadaki 58,3 TWh lık RE elektrik üretimin bazı ülkelerin toplam yıllık elektrik enerjisi tüketimleri ile karşılaştırılması (Dünya Enerji, Mart 2003, s. 61).**

Türkiye	Hindistan	Almanya	Çin	ABD	AB	OECD	Dünya
%41	% 13	% 10	% 5	% 1,6	% 2,2	% 0,6	% 0,4

**Tablo 20. Ocak 2003 te dünyada kurulu rüzgar gücü 1000 MW'ın üzerinde olduğu ülkeler (Dünya Enerji, Mart 2003, s. 61).**

Ülke	Almanya	ABD	İspanya	Danimarka	Hindistan	Diğerleri	Toplam
K Güç (MW)	10 900	4 708	2 889	2 889	1 702	4 862	29 140

- Rüzgar santrallerinin çalışma süreleri 1500-3000 saat/yıl (kapasite faktörü: % 17-34); optimum 2000-2500 saat/yıl (% 23-29) ve güvenilir olarak 1800 saat/yıldır (% 20). Tablo 21 den teknik potansiyelinin 12 000 MW olduğu görülen Almanyanın kurulu RE gücünün Ocak 2003 te 10 000 MW ı aştığının, kapasite kullanımının sadece % 18,8 düzeyinde olduğunun ve bunun yeterli görüldüğünün burada belirtilmesinde fayda vardır (BİLGİN, 2003). Çeşme - Germiyandaki RES inin kapasite kullanım faktörü ise % 32,8 ve Bozcaadadaki BORES inin kapasite kullanım faktörü % 33,6 gibi çok yüksek değerlerdedir (DEMİRER Holding, Tanıtma broşürü) ve bu karşılaştırmalar ülkemizinin rüzgar enerjisi potansiyelinin çok fazla olduğunu göstermektedir . Gerçekten de ARAS ÖZTÜRK (2002)'ün verileri kullanılarak hazırlanmış olan Tablo 21 göz önünde tutulduğunda ülkemizin OECD Avrupa ülkelerinin toplam rüzgar enerjisi teknik potansiyellerinin (850 TWh/yıl) % 19,5'una bir kısmına sahiptir : 166 TWh/yıl (2002 yılındaki elektrik enerjisi üretimimiz olan 131 TWh/yıl ile karşılaştırınız). Birim ülke alanına düşen teknik potansiyel bakından 14 ncü sırada bulunan Almanya (ülkemizin 7nci sırada olduğu Tablo 21 den görülmektedir) 2003 yılının başında 12000 MW olan bu potansiyelinin hemen hemen tamamını kullanmış durumdadır.
- Avrupa Rüzgar Enerjisi Birliği (EWEA), 2010 yılı için kurulu güc olarak 60 GW 'ı (yaklaşık olarak 155-160 TWh/yıl; kapasite faktörü 0,30 alınmıştır) ve 2020 yılı için 150 GW'ı (yaklaşık olarak 390-400 TWh/yıl) hedeflemektedir.

Tablo 21 de OECD (Ekonomik İşbirliği ve Kalkınma Teşkilatı) Avrupa ülkelerinin teknik yer rüzgarı enerjisi potansiyelleri verilmiştir (ARAS-ÖZTÜRK, UTES 2002, s. 444). Normal olarak yer rüzgarı, zeminden 10m yükseklikte ölçülmektedir. Herhangibir "h" yüksekliğindeki "V<sub>h</sub>" rüzgar hızı, pratik olarak "V<sub>h</sub>/V<sub>10</sub> = (h/10)<sup>1/7</sup>" bağıntısı ile belirlenebilir (ŞEN, 2002, s. 127).

**Tablo 21. OECD Avrupa ülkelerinin teknik yer rüzgarı potansiyelleri**

(ARAS-ÖZTÜRK, UTES 2002) ve OECD Avrupa ülkelerinin rüzgar enerjisi üretimine uygun alanlarının, toplam alanları oranları (ARAS-ÖZTÜRK, 2002 nin verileri kullanılmıştır. Deniz kıyısında olan ülkelerde bu oranın yüksek olduğuna dikkat ediniz).

OECD Avrupa ülkeleri (1)	Arazi (Bin km <sup>2</sup> ) (2)	Uygun Arazi (km <sup>2</sup> ) (3)	(3)/(2)		TEKNİK POTANSİYEL		
			(%) (4)	Sıralama (5)	(MW) (6)	(TWh/yıl) (7)	... / 850 (8)
Türkiye	781	9 960	1,28	7	83 000	166	% 19,5
İngiltere	244	9 840	4,03	1	57 000	114	% 13,4
İspanya	505	5 160	1,02	8	43 000	86	% 10,1
Fransa	547	5 080	0,93	10	42 000	85	% 10,0
Norveç	324	4 560	1,41	5	38 000	76	% 9,0
İtalya	301	4 160	1,38	6	35 000	69	% 8,1
Yunanistan	132	2 640	2,00	4	22 000	44	% 5,2
İsveç	450	2 440	0,54	13	20 000	41	% 4,8
İzlanda	103	2 080	2,08	3	17 000	34	% 4,0
Danimarka	43	1 720	4,00	2	14 000	29	% 3,4
Almanya	357	1 400	0,39	14	12 000	24	% 2,8
Portekiz	92	880	0,96	11	7 000	15	% 1,8
Finlandiya	337	440	0,13	17	4 000	7	% 0,8
Hollanda	41	400	0,98	9	3 000	7	% 0,8
Belçika	31	280	0,90	12	2 000	5	% 0,6
Avusturya	84	200	0,24	15	2 000	3	% 0,4
İsviçre	41	80	0,20	16	1 000	1	% 0,1
<b>Toplam</b>	<b>4 486</b>	<b>51 000</b>	<b>1,14</b>		<b>424 000</b>	<b>850</b>	

- Rüzgardan elde edilen enerji, rüzgar hızının kübü ile orantılıdır ve rüzgar hızı arttıkça rüzgar enerjisi maliyetleri azalmaktadır ve ülkemizde oldukça yüksek bir rüzgar enerjisi potansiyelinin var olduğu tablo 21 den görülmektedir. Buna karşılık şu anda ülkemizde kurulu rüzgar enerjisi gücü sadece 19 MW kadardır.
- Günümüzde rüzgar santrallerinde 0,6 ile 3,6 MW arasında (ve yoğun olarak 0,9-1,0 MW aralığında) rüzgar türbinleri kullanılmaktadır.
- Rüzgar türbinleri çiftçilik veya hayvancılık yapılan arazilere rahatlıkla kurulabilmektedir. Tarım alanlarında hemen altında çiftçilik yapılabilir. Kırsal bölgelerdeki enerji gereksinimlerinin, tasarımı ve bakımı oldukça kolay olan rüzgar türbinleri ile karşılanması uygundur.
- Rüzgar türbinlerinin karada veya deniz yüzeyinde inşa edilmeleri olasıdır. Pratikte rüzgar enerjisi iki farklı şekilde değerlendirilmektedir: (a). Dağıtım şebekesine bağlantısız uygulama: Genellikle küçük güçlü türbinlerin kullandığı ve akümülatör boyutunda depolamanın yeterli olduğu hallerdir. Deniz feneri gibi tek başına elektrik enerjisine gereksinme duyulan yerler için uygundur. (b). Dağıtım şebekesine bağlantılı uygulama: Büyük güçlü türbinlerin kullanıldığı ve genellikle rüzgar tarlalarının kullanıldığı hallerdir.
- Rüzgar santralleri inşaata başlandıktan sonra 2-5 ay gibi çok kısa bir sürede kurulabilmekte ve kapasite kullanım faktörüne bağlı olarak 3-6 senede kendilerini amorti edebilmektedirler.
- Topoğrafik ve Oroğrafik yapı göz önünde tutularak EİEİ ve DMİ tarafından hazırlanmış olan Türkiye Rüzgar Atlası değerlendirildiğinde mevcut potansiyelimizin 88 GW olduğu belirlenmiştir (ÇAĞLAR-CANBAZ (UTES 2002, s. 353); 2003 yılı başındaki toplam kurulu gücümüzün 33,4 GW olduğu hatırlatılır). 5 farklı topoğrafik durum için yer seviyesinden 50m yükseklikteki rüzgar potansiyelleri incelendiğinde Ege, Marmara ve Doğu Akdeniz bölgelerimizin yüksek potansiyele sahip olduğu görülmektedir. Bu bölgeler dünya üzerinde rüzgar gücü en yüksek olan ilk % 30 alana girmektedir (ÖZGENER, UTES 2002, s. 339).

- DEMİRER (Önder, 2001) ise 2000 yılı dünya ekonomik konjonktürü göz önünde tutulduğunda ülkemizde 500 TWh/yıl düzeyinde elektrik enerjisinin ekonomik olarak rüzgardan sağlanabileceğini belirtmektedir (2002 yılı elektrik enerjisi üretimimizin 131 TWh olduğu hatırlatılır).
- Rüzgar enerjisi ile üretilen elektrik enerjisinin değişik ülkelerdeki maliyetleri: ABD: 3,9 cent/kWh (1996); Almanya: 5,6 cent/kWh (1997); İngiltere: 5,7 cent/kWh. DEMİRER (Önder, 2001) rüzgar santrallerinin ilk yatırım maliyetlerinin nisbeten yüksek olduğunu; en büyük nakit çıkışının ana para ve faiz giderlerinden kaynaklandığını, üretimin Türkiyede gerçekleştirilmesi halinde, ETKB na 5,4 cent/kWh tan satılan enerjinin 4,4-4,8 cent/kWh 'a (hatta daha düşük); amortisman süresi sonunda, faiz gideri de olmadığı takdirde maliyetin 1,5-2 cent/kWh 'a düşebileceğini; ELTEKİN (2003) EÜAŞ'ın paçal yaparak dağıtıcıya elektriği 5,6 cent/kWh tan verdiğini, RES larının kendilerini 5-6 senede amorti ettiklerini ve ondan sonra 0,2 cent/kWh gibi çok küçük bir işletme masrafı ile enerji üretilebileceğini belirtmektedir. DEMİRER (Erol, 2002) BORES ten (Bozcaada rüzgar enerjisi santrali; Devreye girişi: Haziran 2002) TEDAŞ 'a enerjiyi 2,5 cent/kWh tan sattıklarını ve Çanakkalenin (ilçeleri dahil) elektrik enerjisi gereksiniminin % 4,3 ünü sağladıklarını belirtmektedir.
- Rüzgar enerjisi santralleri ham madde sıkıntısı ve dışa bağımlılığı olmayan, kısa sürede devreye alınabilen ve/veya tevsii edilebilen, doğal bitki örtüsüne ve insan sağlığına olumsuz etkileri olmayan, tesis için çok küçük arazi gerektiren tesislerdir. Diğer taraftan rüzgar ile üretilen elektrik enerjisi, yeşil enerji grubuna dahil olduğu için KYOTO protokolü uyarınca ET (emission trading), CDM (Clean development mechanism), JI (Joint implementation) süreçleri ile elektrik enerjisi ihracına ortam yaratacak ve Yabancı sermaye girişini artırıcı rol oynayabilecektir (DEMİRER Holding tarafından geçen sene ENERCON GmbH (Almanya) ile kurulan ortak girişimle İzmirde ESBAŞ ta (Ege Serbest Bölgesi) kurulmuş olan rüzgar türbini kanadı fabrikası bunun açık bir göstergesidir ve şu anda İtalya ve İspanyaya kanat ihraç edilmekte olduğu Fabrika Müdürü Sayın Ali SARIDERELİ tarafından belirtilmiştir).
- Rüzgar enerjisi santrallerinin en büyük handikaplarının senkronizasyon (zamansal uyum = enerjinin var olduğu an ile, enerjiye gereksinim duyulan anın çakışması) sorunudur. Günümüzde henüz büyük miktarlarda enerjinin depolanıp, saklanabilmesi yöntemleri bilinmemektedir. Bu soruna biriktirmeli veya pompajlı hidroelektrik santrallara su pompalanması ve depolanmış su ile puant enerji üretmek suretiyle çözüm getirilmeye çalışılmaktadır. Ülkemizdeki HES ların % 95,7 sinin biriktirmeli olduğu göz önünde tutulduğunda, bu çözümün ülkemiz koşulları bakımından çok uygun olduğu da görülmektedir.

## (d2). Jeotermal enerji.

- Dünyada 75 ülke tarafından 100 senedenberi endüstride ve ısınmada jeotermal enerjiden yararlanılmaktadır. Himalaya Alp tektonik kuşağı üzerinde bulunan ülkemiz jeotermal enerji bakımından oldukça zengin durumdadır ve ülkemizde 1000 civarında sıcak ve mineralli su kaynağı mevcuttur. Jeotermal potansiyel bakımından dünyada 7nci, Avrupada 1nci sırada bulunmamıza rağmen üretimde sonuncu durumdayız (ÜŞENMEZ, 2002, s.46).
- Jeotermal kaynaklar, sıcaklıklarına göre, düşük entalpili (<70 cal/gram; 20-70°C), orta entalpili (70-150 cal/gram; 70-150°C) ve yüksek entalpili (>150 cal/gram; >150°C) olmak üzere üç grupta ele alınmaktadırlar (KENTLİ, 2000). Düşük entalpili kaynaklar sera ısıtmacılığı gibi endüstriyel amaçlı kullanımlar için; orta entalpili kaynaklar konut ısıtmacılığında ve yüksek entalpili kaynaklar ise elektrik enerjisi üretiminde uygun olmaktadır. Ülkemizde Batı Anadoludaki sahalar yüksek sıcaklıklı; Kuzey, Orta ve Doğu Anadoluda bulunan sahalar ise orta ve düşük sıcaklıklı jeotermal akışkan içeren sahalardır.
- Ülkemizdeki jeotermal kaynakların büyük kısmı ısınma için uygun bulunmaktadır. Türkiye kaplıcalar ülkesi olup, jeotermal enerjiden esas olarak bu amaçla yararlanılmaktadır. Bununla

- beraber Bursa kaplıca kenti olduğu halde, Uludağ Üniversitesi Rektörü Prof. Dr. YURTKURAN (2002, s. 59) ısıtma amacıyla 7 milyon \$/yıl harcama yaptıklarını belirtmektedir. Buna karşılık ŞİMŞEK (2001, s. 19) yaklaşık 90000 m<sup>3</sup> hacmindeki Dokuz Eylül Üniversitesi Tıp Fakültesi, Hastane ve Fakülte binalarının 2,2 MWt kapasite ile 1993 yılından bu yana Balçova jeotermal alanından ısıtıldığını ve yatırımın kendisini fuel-oil 'e göre 6 ayda geri ödediğini belirtmektedir.
- Tablo 22 de ORME (1998) den alınmış olan Türkiye'de konut ısıtma maliyetleri verilmiştir (ŞİMŞEK, 2001).

*Tablo 22. Türkiye'de konut ısıtma maliyetleri (TL/1000kcal; ORME, 1998; ŞİMŞEK, 2001; Tablodakibirim fiyatlar merteye bakımından bir karşılaştırma yapılabilmesi için verilmiştir ve 5 sene önceki ekonomik konjonktüre göre oldukları göz önünde tutulmalıdır).*

Jeotermal	Doğalgaz (Ortalama)	Fuel-Oil (Kalorifer Yakıtı)	İthal Kömür (Ankara)	Elektrik
1 680-3 214	21 731	28 531	29 902	66 202

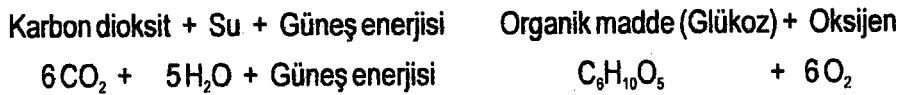
- MTA (2000) verilerine göre varlığı kesin olarak ispatlanmış jeotermal potansiyelimiz 2628 MWt ve muhtemel teorik potansiyelimiz ise 31500 MWt tir (5 milyon konut veya 30 milyar m<sup>3</sup> doğal gaz eşdeğeri; MERTOĞLU-BAKIR, 2002b, s. 811).
- MERTOĞLU (2002, Nisan, s. 19) ülkemizin ısıtmada kullanılabilir jeotermal potansiyelinin 31 500 MWth olduğunu (5,5 milyon konutu ısıtabilecek enerji; Türkiye'deki konut miktarının 1/3 ünden fazla); yerleşim konumları göz önünde tutulduğunda ise teknik ve ekonomik olarak 1 milyon konutun jeotermal enerji ile merkezi olarak ısıtılabilirliğini; bunun ise 2,5-3 milyon ton fuel-oil ile üretilebilecek 10-12 Mtep (ülkemizin 2001 yılı toplam enerji tüketiminin 70-72 Mtep düzeylerinde olduğu hatırlatılır) enerjiye eşdeğer olduğunu; Jeotermal enerji ile ısınma için yapılan ilk yatırımın, Doğal Gaz ile karşılaştırıldığında 3 yılda kendisini ödediğini; Doğal gazı göre 4-5 misli daha ucuza ısıtma yaptığını (KALPAKLI-BEKER (2002) 'e göre 4-7 misli); jeotermal enerji sistemlerindeki ısı satış bedelinin 1-1,5 cent/kWh civarında olduğunu ve Türkiye'nin her tarafında sıcak su dahil jeotermal enerji ile ısınma için gereken harcamanın 25-30 milyon TL/ay düzeylerinde olduğunu belirtmektedir.
- ÜNALDI (2002, s. 50) 2001 yılı itibarıyla jeotermal potansiyelimizin sadece % 3'ünü kullanmakta olduğumuzu; MERTOĞLU (2002, Ocak, s. 59; 2002b) Türkiye'de halen 52 bin konutun jeotermal enerji ile ısıtıldığını, 2010 yılı hedeflerinin 500 bin konutu jeotermal enerji ile ısıtmak olduğunu; 2010 yılı için Avrupanın hedefinin 3 milyon konutu ve ABD nin hedefinin ise 7 milyon konutu jeotermal enerji ile ısıtmak olduğunu; Türkiye'de 2000 yılında jeotermal enerjinin doğrudan kullanımının 820 MWt güce ulaştığını ve 1995 yılında dünya genelinde 11nci sırada iken, 2000 de 5nci sıraya yükseldiğini (Sıralama: Çin, Japonya, ABD, İzlanda, Türkiye) ve 2010 yılında doğrudan kullanımda dünyada ilk 3 'e girmenin hedeflendiğini belirtmektedir. Halbuki BOTAŞ şu anda Doğal Gazı Ege bölgemize yaymaya çalışmakta Milliyet gazetesi, 10 Kasım 2003, s.12) ve yerel yöneticiler de jeotermal enerji bakımından zengin olan bu bölgelerimizde doğal gaz ile ısınmaya çok sıcak bakmaktadırlar (PetroGaz dergisi, Ekim 2003).
- Jeotermal kaynaklarla ekonomik olarak elektrik üretimi için su sıcaklığının 150°C in üzerinde olması gerekmektedir ve ülkemizde ekonomik olarak elektrik enerjisi üretimine uygun 5 saha bulunmaktadır: Denizli-Kızıldere (242°C; 1984 tenberi çalışmaktadır); Aydın-Germencik (232°C); Aydın-Salavatlı (171°C); Çanakkale-Tuzla (175°C); Kütahya-Simav (162°C). Elektrik satış fiyatının yüksek olması halinde daha düşük sıcaklıklı jeotermal kaynaklarla da elektrik enerjisi üretmek olasıdır. MERTOĞLU (2002a, Nisan, s. 19; 2002b) Kaliforniya'nın elektrik enerjisinin % 7 'sini; Filipinler toplam elektrik enerjisi gereksiniminin %22 sini; İzlanda'nın ise toplam ısı enerjisi gereksiniminin % 86 sını jeotermal kaynaklardan sağladığını vurgulamaktadır.
- Jeotermal sular çok derinlerden geldikleri için çok değişik mineraller içerebilmektedirler ve bunlar

dış ortama kontrolsüz olarak verildikleri takdirde olumsuz etkileri gözlenmektedir. Bununla beraber günümüzde jeotermal enerjinin bilinçli olarak değerlendirilmesi sırasında reenjeksiyon yöntemi (enerjisi alınarak nisbeten soğumuş olan akışkanın tekrar alındığı tabakaya pompalanması) kullanıldığından bu sakınca ortadan kalkmakta ise de; seracılık uygulamaları sırasında aynı titizliliğin gösterilmekte olduğu şüphelidir. Atık akışkanın sulama kaynağı olarak yararlanılan nehirlerle veya yeraltı sularına karışması halinde, bitki örtüsüne ve diğer canlı hayata zararlı etkileri olmaktadır. Örneğin yaz aylarında debisi çok azalan, buna karşılık sulama suyu olarak kullanılan Büyük Menderes nehrinde bor konsantrasyonu ekolojik olarak zararlı düzeylere çıkabilmektedir.

### (D3). Biyokütle.

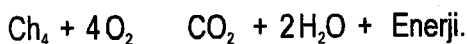
Güneş ışınımı enerjisinin doğada ortaya çıkan, depolanmasına olanak sağlayan ve bitki kökenli olan şeklidir. Biyokütle organik karbon olarak ta tanımlanabilir. Biyokütle enerjisinin mantığında güneş enerjisinin bitkilerin bünyesinde depolanması ve gereksinildiğinde bu enerjinin değerlendirilmesi yatmaktadır. Biyokütle enerjisinden gelişmemiş ülkelerde olduğu gibi, gelişmiş ülkelerde de yararlanılmakta; bu amaçla hızlı büyüyen özel bitkilerin yetiştirilmesine ve geliştirilmesine çalışılmakta ve biyokütle geleceğin yenilenebilir enerji türlerinden biri olarak görülmektedir. IEA (Uluslararası Enerji Ajansı) gelecek yüzyılda dünyanın toplam enerji gereksiniminin % 50 den fazlasını sağlayabilecek düzeyde yüksek bir biyokütle potansiyelinin var olduğunu belirtmektedir (KARAOSMANOĞLU, 2003, s. 31).

Dünya nüfusunun % 80'i 35°N ve 35°S enlemleri arasında yaşamaktadır. Bu bölgede güneşlenme süresi 3000 4000 saat/yıl ve aktarılan ışınım enerjisi 2000 kWh/m<sup>2</sup> düzeylerindedir. Bu değerler güneş enerjisinden fotobiyolojik çevrim sonucu elde edilebilecek biyokütle enerjisinin büyüklüğünü göstermektedir (TÜRE, 2001). Güneşten yeryüzüne ulaşan ışınım enerjisinin yaklaşık binde biri kadarlık bir kısmı (bu miktar bugünkü toplam dünya enerji tüketiminin 10 misli veya Atatürk barajının kurulu gücünün 37 500 misli kadardır: 9x10<sup>7</sup> MW) fotosentez sürecinde ve biyokütle üretiminde kullanılmaktadır. Fotosentez sırasında 380 nm (Mavi) 750 nm (Kırmızı) aralığında bulunan toplam ışınım enerjisinin sadece % 43 lük kısmı kullanılabilir. Fotosentez süreci ile güneş ışınım alan yeşil bitkiler karbon dioksit ve su kullanarak organik madde (şeker) üretirler, kendi molekülleri oluşur ve tüm canlıların solunumları için gerekli olan oksijen de atmosfere verilir:



Glükozun fermantasyonu (mayalanması) ile etanol, aseton, bütanol ve ham petrolden elde edilen ürünlere eşdeğer birçok kimyasal ürün elde edilebilmekte ve bunlar petrolden çıkarılan kimyasal ürünler yerine kullanılabilir. Selülozdan yakıt ve kimyasal madde üretimi teknolojileri günümüzde çok iyi bilinmekte ve ekonomik olarak kabul edilmektedir; dolayısıyla bir biyokütle olan selüloz ve glükoz birçok ürün için ucuz bir kaynaktır.

Biyokütle enerjisini uygulamada klasik (odun, tezeğin basit bir şekilde yakılması gibi) ve modern (enerji bitkileri ve ormanları, biyoyakıt vs. gibi) olarak iki grupta ele almak uygun olmaktadır. Yanma, biyokütle içindeki yanabilir maddelerin (Karbon ve Hidrojen) oksijenle hızla tepkimesi (reaksiyonu) olarak tanımlanır ve ekzotermik (ısıveren) bir süreçtir. Yanma sırasında karbondan 7 800 kcal/kg, hidrojen 3 500 kcal/kg ısı enerjisi açığa çıkar (TÜRE, 2001). Konunun açıklık kazanabilmesi bakımından çöplüklerden çıkan ve bir biyoyakıt olan metan (CH<sub>4</sub>) gazının reaksiyonunun ele alınması uygun olacaktır:





Metan gazının yanması sırasındaki tepkimeyi (reaksiyonu) yansıtan bu denklem, gerçekte, karbon ve hidrojen içeren bir birleşimin, oksijenle tepkimeye girmesi halinde, karbon dioksit ve su meydana geleceğini ve açığa enerji çıkacağını göstermektedir. Diğer taraftan bu denklem biyokütle kullanımının atmosfere en önemli sera gazı olan karbon dioksitin salınmasına da sebep olacağını göstermektedir. Bununla beraber salınan bu karbon dioksitin atmosferin karbon dioksit dengesini değiştirmedığı, zira atmosfere salınan karbon dioksitin bitkinin büyümesi sürecinde atmosferden aldığı karbon dioksit olduğu düşünülmektedir.

Biyokütle kaynakları arasında odun en çok bilinen, en kolay temin edilebilen ve en çok kullanılanıdır. Bununla beraber uygulamadaki belirsizlikler nedeniyle dünyadaki tüketim miktarı tam olarak belirlenememektedir. Dünya nüfusunun yaklaşık olarak  $\frac{3}{4}$  ü klasik biyokütle enerjisi kullanmaktadır. Özellikle 3ncü dünya ülkelerinde çok kullanılan klasik biyokütle enerjisi, bu ülkelerin tüketimlerinin hemen hemen % 40 ını oluşturmaktadır. ŞEN (2002, 150-154), Hall ve diğ. atfen Kenya, Hindistan ve Brezilyada toplam enerji tüketimi içinde biyokütlenin payının çok yüksek ve sırasıyla % 75, % 50 ve % 25 düzeylerinde; dünyanın yıllık biyokütle tüketiminin 45-50 EJ/yıl (1Eksajul= $10^{18}$  jul) düzeylerinde olduğunu (dünya enerji tüketiminin yaklaşık  $\frac{1}{3}$  ü); gelişmiş ülkelerde ise yaklaşık olarak toplam birincil (fossil, yenilenemeyen) enerji kullanımında % 3 lük bir payı bulunduğunu; ormanları çok olan Kanadada % 14'lere çıktığını belirtmektedir. Gelişmiş ülkeler 2020 yılında toplam enerji gereksinimlerinin % 15-20'sini biyokütleden sağlamayı öngörmektedirler. 2050 yılı için öngörülen dünya biyokütle kaynakları ve bu kaynaklardan beklenen potansiyeller Tablo 23 te verilmiştir.

Tablo 23. 2050 yılı için öngörülen

dünya biyokütle potansiyeli

(EJ cinsinden; TÜRE, 2001)

Biyokütle kaynakları	Potansiyel
Enerji bitkileri	128
Tezek	25
Orman artıkları	14
Hububat atıkları	13
Şeker karışımı atıkları	12
Var olan ormanlar	10
Meskun bölge atıkları	3
Toplam	206

Ülkemizde özellikle Doğu ve Güneydoğu Anadolu bölgelerimizde yaygın olarak kullanılan ve tezek olarak adlandırılan hayvan dışkısı ve saman karışımı da bu gruba girer. ÜŞENMEZ (2002, s. 42) tükettiğimiz enerjinin % 27 sinin biyokütleden kaynaklandığını; verimsiz kullanım nedeniyle yararlanılabilen düzeyin sadece % 11 olduğunu; her yıl 20 milyon ton civarında odun harcandığını; gübre olarak kullanılabilecek olan tabii gübrenin de 10 milyon tonunun tezek olarak yakıldığını belirtmektedir.

Biyokütleden katı, sıvı ve gaz biyoyakıt elde edilebilmektedir. Katı yakıtlar olarak odun, orman ve tarla atıkları ile kurutulmuş tezeği saymak olanaklıdır. Son yıllarda dünyada biyokütle ile çalışan termik santraller giderek yaygınlaşmaktadır. ABD de bu santrallerin sayıları 500 den fazladır ve kurulu güçleri 9 000 MW ın üzerinde olup, toplam enerji tüketiminin % 4 ünü karşılamaktadırlar (ABD nin kullandığı nükleer enerjiye yakın). Avrupa topluluğu içinde İngiltere, Almanya, Finlandiya, Avusturya (kurulu güç 1200 MW'ın üzerinde; 11 000 den fazla sayıda olan ve biyokütle ile enerji üreten tesisten toplam enerji gereksiniminin % 13'ü sağlanmaktadır), İsveç (gereksinilen toplam enerjinin % 16'sı biyokütleden sağlanmaktadır) biyokütle santralı kullanan ülkelerin başında gelmektedir (TÜRE, 2001). 2020 yılı hedefi olarak ABD (235-410 Mtep/yıl), Almanya (11-12 Mtep/yıl), Japonya (9-12 Mtep/yıl) enerjisi biyokütleden sağlamayı öngörmektedir (TÜSİAD, 1998).

Atmosferik karbonun fotosentez sırasında bitkiler tarafından alınabilme özelliklerine bağlı olarak bitkiler C<sub>3</sub> sınıfı ve C<sub>4</sub> grubu olarak ele alınmaktadır; biyokütle enerjisi üretimi bakımından C<sub>4</sub>

grubunun gelecek vaad ettiği düşünülmekte ve çok sayıda enerji ürünü için ham madde oluşturmaktadır. Bu bitkilerin genel özellikleri Tablo 24 te verilmiştir (TÜRE, 2001, s. 8-9):

*Tablo 24. C<sub>3</sub> ve C<sub>4</sub> tipi bitkilerin belirgin özellikleri ( TÜRE, 2001, s. 8-9).*

C <sub>3</sub> tipi bitkilerin genel özellikleri	C <sub>4</sub> tipi bitkilerin genel özellikleri
<ul style="list-style-type: none"> <li>* Düşük karbonhidrat konsantrasyonuna (derişimine) gereksinim duyarlar</li> <li>* 20-25°C düzeylerinde olan nisbeten yüksek sıcaklığa gereksinim duyarlar</li> <li>* Düşük oranda suya gereksinim duyarlar</li> <li>* Işık şiddetini kullanma yetenekleri yüksektir</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>* Yüksek karbonhidrat konsantrasyonuna gereksinim duyarlar</li> <li>* 10-15°C düzeylerinde olan nisbeten düşük sıcaklığa gereksinim duyarlar</li> <li>* Yüksek oranda suya gereksinim duyarlar</li> <li>* Işık şiddetini kullanma yetenekleri düşüktür</li> <li>* Ilıman bölge bitkileridir</li> </ul>

Son yıllarda, yüksek büyüme hızlarına sahip ve oldukça verimsiz topraklarda bile yetişebilen enerji bitkileri üzerinde çalışmalar yoğunlaşmıştır. Biyokütle tarımında kullanılan bitkilerin bazılarının tohumları genetik mühendisliği yardımıyla geliştirilmektedir. Türkiyenin iklim koşullarına da uygun olan tatlı sorgumun geniş çapta yetiştirilmesi ile benzine alternatif olarak düşünülen ve özellikle Brezilyada çok kullanılan etil alkol ve/veya türevleri üretiminin yanı sıra, bitkinin doğrudan yakılması ile enerji elde etmek olanaklıdır. Brezilyada 1970 lerdenberi şeker kamışından veya benzeri bitkilerden etil alkol (biyoetanol) üretilmekte ve günümüzde 12 milyonun üzerinde taşıtta kullanılmaktadır. Taşıtlarda biyoetanol ya doğrudan kullanılmakta veya petrol ile karıştırılmaktadır. Üretim için 7 milyar \$ yatırılmışsa da, sadece 1976-1987 döneminde petrol ithalatı yerine biyoetanol kullanılarak 12,5 milyar \$ tasarruf sağlanmıştır. TÜRE (2001) ABD de taşıtların performanslarını arttırmak ve hava kirliliğinin azaltmak amacıyla benzine her yıl 4,5 milyon litre etanol katıldığını belirtmektedir.

Benzer şekilde dizel yakıtların yerine de bazı sebzelerden (soya bitkisi, ayçiçeği, kolza tohumu gibi) üretilen bitkisel ve hatta hayvansal yağlar kullanılabilir. TÜRE (2001) Avrupa Birliğinde pilot olarak İtalya, Fransa ve Almanyada biyodizelin taşıtlarda kullanıldığını; çevre yönünden gelecekte petrol ürünlerinden elde edilen motorinin yerini alacağını kesin olarak düşünüldüğünü; KARAOSMANOĞLU (2003), bitkisel yağlardan elde edilen biyomotorinin günümüzde Avrupa Birliğinin en çok desteklediği yakıtların başında geldiğini ve doğrudan veya motorin-biyomotorin karışımları olarak kullanılmakta olduğunu belirtmektedir.

Ekonomik analizler biyokütleden elde edilen yakıtların fosil yakıtlardan daha ucuz olduğunu; ve fosil yakıtların çevre etkileri de göz önünde tutulduğunda daha da ekonomikleştiğini göstermektedir (TÜRE, 2001).

Gübre, evsel atık, bitki ve benzeri organik atıkların oksijensiz ortamlarda zamanla çürüyerek fermantasyonu (mayalanması) ile oluşan gaz karışımlarına biyogaz adı verilmektedir. Şehir atıklarının depolanma alanlarında, bataklıklarda ortaya çıkan bu gazlar havaya % 6-12 oranında karışıklarında patlayıcı olmaktadır. Oluşum koşullarına bağlı olarak hacim olarak birleşimlerinde % 40-70 metan (CH<sub>4</sub>), % 30-55 karbon dioksit (CO<sub>2</sub>), % 3 kadar azot, % 1'e varabilen düzeyde hidrojen içerirler (ŞEN, 2002). Bileşenlerine bağlı olarak 1 m<sup>3</sup> biyogaz 4000-6000 kcal enerji içerebilmektedir ve bu enerji yaklaşık olarak

$$0,60 \text{ m}^3 \text{ doğal gaz} = 0,70 \text{ litre benzin} = 0,65 \text{ litre motorin} = 0,60 \text{ litre fuel oil} = 0,80 \text{ kg kok kömürü}$$

Nün ürettiği enerjiye eşdeğerdir ve 1 m<sup>3</sup> biyogaz ile en az 1,25 kWh elektrik enerjisi üretilebilmektedir. Elektrik çevriminin, açığa çıkan ısıyı da kullanılabilecek halde veren eşretim (kojenerasyon) ünitelerinde yapılması durumunda, üretilen elektriğin yanısıra ısının da kullanılması olasıdır (DEMİRCİ-TÜRKAVCI, 2001). Dünyanın birçok ülkesinde hayvan gübresi ile çalışan biyogaz tesisi mevcuttur ((ERGÜZ (2002), Yaşar Holding'in İzmirdeki organik gübre üretim fabrikasında kompost'un

*açık havada yapıldığını ve enerjiye çevrilebilecek metan gazının havaya gittiğini (17 820 m<sup>3</sup>/gün biyogaz veya eşdeğeri olarak 37,8 MWh/gün enerji; parasal karşılığı: 4,5 milyar TL/gün = 1,6 trilyon TL/yıl olmaktadır) ve bunu değerlendirerek enerji tasarruf edebilmek amacıyla bir proje hazırladıklarını belirtmektedir); günümüzde çöplerin, endüstriyel ve evsel atıkların işlendiği biyogaz ve kompost gübre üretim tesisi sayısı gün geçtikçe artmaktadır (İstanbul-Kemberburgazda 2002 yılında İstanbul Büyükşehir Belediyesince yaptırılan çok büyük bir tesis devreye girmiştir).*

Mikroorganizmaların metabolik aktivitesi ve buna bağlı olarak gaz verimi, normal koşullarda artan sıcaklıkla arttığı için, iklim olarak çok daha elverişsiz koşullarda bulunan birçok Avrupa ülkesinde çalışan büyük-küçük binlerce biyogaz tesisi bulunduğuna göre, bu tip tesislerin ülkemizde de verimli olarak çalışmaları beklenmelidir (bununla beraber artan sıcaklığa rağmen, artan sıcaklık ile amonyak miktarındaki artış gibi nedenlerle, gaz veriminde azalmanın da gözlenebileceği literatürde belirtilmektedir).

Her yeni biyogaz tesisi bir gübre ve açık organik atık yığını ortadan kaldırdığından, salgın hastalıkların da azalmasına sebep olmaktadır. DEMİRCİ-TÜRKAVCI (2001), Çinde yaygın olan Schistosomiasis hastalığının biyogaz kullanımıyla % 99 oranında; şerit, tenya gibi asalak olaylarının ise 1/6-1/8 oranında azaldığını belirtmektedirler. Genel olarak biyogaz uygulaması tezek kullanımına bağlı olan göz rahatsızlıkları ile solunum yolu hastalıklarını da azalttığı gibi, iyi sindirilmiş gübrelerin kokusu sinekleri uzaklaştırdığı ve biyogaz sistemleri sinek ve diğer haşereleri çekmediği için karasinek ve sivrisinek üremesini de önlemektedir.

Biyokütlenin bölgesel ve modern işletilmesi ile, özellikle enerji hatlarından uzak bölgelerde, kendi kendine yeterli enerji sağlayan topluluklar yaratmak olanaklıdır. Biyokütleden enerji elde edilebilmesi için, daha çok tarım işçiliğine gerek duyulduğundan, biyoenerji konusu, özellikle kırsal kesimde iş alanları yaratma açısından uygun bir seçenektir. TÜRE (2001) Çinde 1 milyarın üzerindeki nüfusun büyük çoğunluğunun yakıt olarak biyokütle kullandığını; daha çok yemek pişirmek ve aydınlatmak için kullanılan biyogaz üretimi için 5 milyondan fazla küçük kapasiteli tesisin bulunduğunu ve bunların işletilmesinde 25 milyon kişinin çalıştığını belirtmektedir.

Kırsal kesimlerin artan enerji, beslenme ve gübre gereksinimlerinin karşılanmasında biyokütle ve biyogaz uygun bir çözüm olmaktadır; zira enerji kaynakları ile tüketim merkezleri arasındaki uzaklıklar arttıkça, iletim hatları kurmak ve bakımlarını yapmak zorlaşmakta, hat kayıpları da artmaktadır. COŞKUN (2002), ülkemizde hat kayıplarının, hizmet ettikleri yerleşim biriminin tüketiminden fazla olduğu kesimler bile olduğunu belirtmektedir. Bu nedenle yerel üretimi ve tüketimi de çözüm olarak öngören bir enerji politikasında biyokütle ve bilhassa biyogazın büyük bir rolü olabilecektir.

Kırsal kesimlerde biyogazdan yararlanmanın desteklenmesi, yakacak olarak odun kesilmesinin ve ormanların tahribinin de azalmasına sebep olacaktır. Diğer taraftan kırsal kesimde odun, çalı çırpı toplama işi genellikle kadınlarla çocuklar tarafından yapılmaktadır. Gereksinilen enerji kolay ve ucuz olarak biyogazdan sağlanabildiğinde artan zamanın daha verimli kullanılmasına ortam yaratılmış olacak ve hatta çocukların okula gönderilmeme nedenleri dahi ortadan kaldırılabilir. Diğer taraftan yakacak gereksinimi karşılanmış olduğundan tezek yakılmasına ihtiyaç kalmayacak; hayvan dışkıları ve biyogaz üretim sisteminden çıkan atıklar gübre olarak kullanılarak toprağın verimliliği artırılabilir, zira

- organik atıkların biyogaz teknolojisiyle gübre haline getirilmesi halinde, günümüzde yaygın olarak kullanılan kimyasal gübrelerden ve uygun olmayan koşullarda bekletilmiş organik atıklardan çok daha değerli ve ekonomik değeri yüksek olan bir ürün elde edilmektedir;
- toprakta yapılan tarım nedeniyle azalan azot, potasyum ve fosfor gibi elementler kimyasal gübreler kullanılarak tamamlansa bile protein, selüloz, linyin gibi organik maddelerin bu şekilde toprağa verilmesi mümkün değildir. Fermante olmuş gübre içindeki besin maddeleri ve hümkik asit topraktaki humus oluşma hızını arttırmaktadır. Linyin ve selüloz gibi bazı bozulmaya dirençli organik yapı elemanları, yüksek dayanıklı ve kalıcı humus tabakası oluşma hızını sağlarlar. Sindirilmiş çamurdan elde edilen kalıcı humus, işlenmemiş gübreden elde edilenin iki misli olmakta ve erozyon hızı

azalmaktadır;

- bu maddelerin toprağın gözeneklilik, gözeneklilik dağılımı, toprak bileşenlerinin kararlılığı, su tutma kapasitesi üzerinde olumlu etkileri olmakta; varlıkları erozyonu azaltarak toprağın tarım değerini arttırmakta; sıcaklık farklarının zararlı etkilerini azaltarak, toprağın tamponluk kapasitesini yükseltmektedir;
- sindirilmiş çamur toprak kurtlarının çalışma hızlarını arttırmakta; topraktaki organik maddeleri parçalayan mikroorganizmalar ile fermantasyon sisteminden gelen sindirici mikroorganizmaların üremesi için bol besin maddesi içermektedir;
- Yabancı ot tohumlarının çimlenme yeteneklerini yok etmekte ve yabancı otlarla mücadeleye gerek kalmamaktadır (DEMİRCİ-TÜRKAVCI, 2001).

Özet olarak biyokütlenin oldukça çorak alanlarda yetişebilmesi daha önce yararlanılamayan

Toprakların kullanılması; nisbeten çorak arazilerde toprağın işlenme sonucu daha hızlı oluşumu, belirli düzeyde erozyonun önlenmesi ve kırsal alanlarda iş alanları yaratılması, toplam enerji üretimine katkı yanında bölgesel kalkınma ve büyük kentlere göçün önlenmesi açısından da büyük önem taşımaktadır.

Ülkemizde biyokütle enerjisi henüz planlama ve projeksiyonlarda görülmemektedir. TÜSİAD (1998, s. 82) de ise aşağıdaki belirlemeler vurgulanmaktadır:

- Türkiyenin prodüktif orman alanının, toplam orman alanına oranı (8,9 milyon ha/20,2 milyon ha = %44) tür. Aynı oran Avrupa için 0,81; Asya için 0,72; Kuzey Amerika için 0,61; Orta-Doğu için 0,56 ve dünya için 0,66 dır. Buna göre prodüktif orman alanlarımız artırılmalıdır;
- Prodüktif orman alanlarından C<sub>4</sub> tipi bitkilerle (4,20-8,12) tep/ha-yıl biyokütle enerjisi elde edilebilmektedir. Prodüktif olmayan orman alanlarımızın sadece % 60'ı prodüktif hale getirilse 28,5-55,1 Mtep/yıl biyokütle enerjisi sağlanabilir (Ortalama olarak 41,8 Mtep/yıl; şu andaki yıllık tüketimimizin 79-80 Mtep/yıl düzeylerinde olduğu hatırlatılır);
- Ayrıca sebze bahçesi, bağ, meyvelik, zeytinlik vs.. alanlar dışında ekilip, nadasa bırakılan 24 milyon ha lık bir saha mevcuttur; bunun sadece % 10'u enerji ormanına dönüştürülse 10,1-19,5 ve ortalama olarak 14,8 Mtep/yıl biyokütle enerjisi sağlanması olasıdır.

Bu açıklamalar şu anda ülkemizde üzerinde hiç durulmayan, fakat halihazırda kullanmakta olduğumuz toplam enerjimizin % 70'i kadar ( (41,8+14,8) / 80 = 0,70 ) bir biyokütle potansiyelimizin varlığını; enerji ormancılığı ve enerji bitkileriyle 5-6 sene gibi oldukça kısa sürede bunun değerlendirilmesinin mümkün olduğunu ve acilen konunun gündeme getirilmesinin gerekliliğini göstermektedir.

#### (d5). Güneş.

Güneş dünyadaki tüm enerji kaynaklarına dolaylı veya dolaysız olarak temel oluşturmaktadır. Güneş ışınları ile dünyaya 170 milyar MW güçte enerji gelmektedir ve bu değer, dünyada insanoğlunun bugün için kullandığı toplam enerjinin 15-16 bin mislidir. Gelen enerji çeşitli dalga boylarından oluşmaktadır ve bunların % 9'u morüstü (ultraviyole) bölgede, % 45'i görünür ışık bölgesinde ve geri kalan % 46'sı kırmızıaltı (enfraruj) bölgede bulunmaktadır.

Güneş ışınlarının taşıdıkları enerjiden insanoğlu çok eskilerdenberi yararlanmışsa da, teknolojiye yoğun kullanım dönemi 19 ncu yüzyılda görülmektedir (İNAN, 2001a, s.14). 20nci yüzyılda insanoğlunun yaşamına giren petrol, güneş enerjisi ile ilgili gelişmeleri bir miktar yavaşlatmışsa da, 1973-1973 petrol krizi diğer enerji kaynaklarında olduğu gibi, güneş enerjisi çalışmalarının tekrar hızlanmasına neden olmuştur. Özellikle evlerde sıcak su temininde güneş enerjisinin değerlendirilmesi bu dönemde yaygınlaşmıştır. Günümüzde dünyaya ulaşan güneş enerjisinin değerlendirilmesinde iki yol izlenmektedir: (a). Isıya dönüştürme; (b). Elektrik enerjisine çevirme.

Ülkemiz Güneş kuşağı olarak adlandırılan "40°N - 40°S" bandında bulunduğundan (ülkemiz 36°N - 42°N enlemleri arasında bulunmaktadır), güneş enerjisini değerlendirebilmek bakımından çok avantajlı bir bölgede bulunmaktadır. Türkiye üzerine bir yılda düşen güneş enerjisi 80 000 Mtep düzeyindedir. Hedeflenebilecek üretimin kısa vadede 25 Mtep/yıl, uzun vadede 500 Mtep/yıl olabileceği belirtilmektedir (TÜSİAD, 1998; 2002 yılında Türkiye'de kullanılan toplam enerjinin 79-80 Mtep düzeylerinde olduğunu hatırlatılır). Bu değerler ülkemizin güneş enerjisi bakımından ne kadar avantajlı olduğunu göstermektedir. Türkiye'de ortalama yıllık güneşlenme süresi 2609 saat/yıl'dır ve değişik bölgelerimizdeki ortalama güneşlenme süreleri Tablo 25 te verilmiştir (İNAN, 2001b).

Tablo 25. Türkiye'nin değişik bölgelerinin güneşlenme süreleri (Saat/yıl; İNAN, 2001b, s.1)

GD Anadolu	GD Anadolu	Akdeniz	Ege	İç Anadolu	D Anadolu	Marmara	Karadeniz
3016	3016	2923	2726	2712	2693	2582	2693

Ülkemizde ısıya dönüştürme ve sıcak su temin etme yaygın durumdadır ve 500 MW ısı kurulu güç ile (TÜSİAD, 1998) ile 120 000 tep/yıl güneş enerjisi, güneş-ısı dönüşümü olarak kullanılmaktadır (dünyadaki kullanımın % 1'i düzeylerinde). Bu konuda 100 civarında kuruluş çalışmaktadır ve üretimlerinin % 20-30' unu ihraç etmektedirler (İNAN, 2001b, s. 24). Diğer taraftan sıcak yörelerimizde güneş enerjisi ile soğutma yapmak ta olasıdır, fakat bu konu üzerine henüz gidilmemektedir. Bu hususun ne kadar önemli olduğu Türkiye genelinde yıl içindeki ortalama aylık enerji tüketimlerinin verildiği Şekil 8 den hemen görülmektedir. Şekil 8 den klima kullanımının ve iklimlendirmenin yaygınlaşması nedeniyle Temmuz-Ağustos aylarında yıl içinde ikinci bir puant güç ve enerji gereksiniminin ortaya çıktığı anlaşılmaktadır. ESBAŞ (Ege Serbest Bölgesi Anonim Şirketi, Gaziemir-İzmir) yöneticileri de 2002 ve 2003 yıllarındaki puant, pik güç ve enerji gereksinimlerinin yaz aylarında gerçekleştiğini ve kış puantını geçtiğini belirtmişlerdir. Sıcak iklim bölgelerinde elektrik enerjisi tüketimi içerisinde soğutma uygulamalarının payı % 40'lara ulaşabilmektedir (TÜSİAD, 1998). Bu saptama, ülkemiz için soğutmanın da çok önemli ve güneşin bol olduğu yörelerimizde uygulanması gereken bir teknoloji olduğunu göstermektedir.

Fotovoltaik güç sistemleri diğer elektrik enerjisi üretim sistemleri ile karşılaştırıldıklarında günümüzde çok pahalı olarak görünmekte iseler de, yakın gelecekte güç üretimine önemli katkısı olabilecek sistemler olarak değerlendirilmekte ve konu üzerinde tüm dünyada yoğun araştırma ve çalışmalar sürdürülmektedir. Güneş pilleri, küçük güçte ve enterkonnekte şebekeden bağımsız enerji gereksinimlerinin karşılanmasında en uygun teknolojilerden biri olarak kendini kanıtlamış durumdadır. ABD de olduğu gibi fotovoltaik panellerle yerinde üretim ve tüketim teşvik edilmelidir.

Yoğunlaştırılmış güneş enerjisinin kullanıldığı güneş santralleri (çoğunlukla elektrik enerjisi elde etmek için); güneş enerjisini doğrudan elektrik enerjisine dönüştüren güneş gözeleri (solar cells) giderek yaygın kullanım alanları bulmaktadırlar. Başlangıçta kol saatleri, hesap makineleri gibi küçük ölçeklerde kullanılan güneş gözeleri giderek daha geniş kullanım alanlarına yayılmışlardır. İlk büyük ölçekli kullanım alanı olan uzay çalışmalarında, uzay araçlarına enerji sağlamada güneş gözeleri en önemli gereç olmuştur. Kullanımın yaygınlaşması ile fiyatları da düşmüştür. Günümüzde bu gözelerle çalışan otomobiller, güneş uçağı, elektrik santralleri vs.. mevcuttur. Güneş enerjisinin bu kullanım şekli enterkonnekte şebekeye bağlantıları sorunlu veya pahalı olan gereksinimler için de çok uygun olmaktadır (ormanlarda yangın gözetleme kuleleri, deniz fenerleri, otoyol aydınlatmaları ve otoyol telefonları, askeri iletişim aygıtları, sokak aydınlatması vs., İNAN, 2001a, s.14). ÇITIROĞLU - SAYAR (2000), Zeytin adası (Akdeniz) GSM baz istasyonunda diesel jeneratörlerin devre dışı bırakıldığını, onların yerine 42 kWh/gün enerji üreten güneş pillerinin kullanıldığını ve maliyet hesaplarının diesel gruplarla karşılaştırıldığında sistemin kendisini 3 yılda amorti edeceğini belirtmektedirler.

Dünyadaki çalışma ve araştırmalar Güneş-Hidrojen hibrid (ikili) sistemlerinin geliştirilmesi yönünde yoğunlaşmıştır. Ülkemizde güncel ekonomiklik sınırındaki teknolojik uygulamalarla güneş

enerjisinden yapılabilecek üretimin 2010 yılında 1,5 Mtep/yıl, 2020 yılında 3,9 Mtep/yıl, 2023 yılında 4,9 Mtep/yıl düzeylerine çıkabileceği; şu anda Güneş-Doğalgaz hibrid termik santral teknolojisinden yararlanmanın uygun olacağı düşünülmekte ve bu santrallarda Doğalgazın payının sadece % 25-30 düzeylerinde olduğu belirtilmektedir (TÜSİAD, 1998).

#### **(D6). Hidrojen enerjisi.**

Enerji tüketicisiye **Yakıt** ve/veya **Elektrik** (İkincil enerji) biçiminde sunulmaktadır. Elektriğin pratik avantajlarına rağmen endüstri ve teknoloji yakıtı da gereksinime duymaktadır ve genel enerji tüketiminin %60 ısı enerjisi şeklindedir. Birincil enerji kaynaklarının, fiziksel durum değişimi içeren biçimde dönüştürülmesi ile elde olunan enerjilere **Enerji Taşıyıcısı** adı verilmektedir. Elektrik 20nci yüzyıla damgasını vuran bir enerji taşıyıcısıdır. Hidrojenin ise 21nci yüzyıla damgasını vuracak olan bir diğer enerji taşıyıcısı olacağı tahmin edilmektedir (TÜSİAD, 1998).

Hidrojen evrende en çok ve serbest olarak bulunan yanıcı bir gazdır. Bilinen bu en hafif element dünyada da çok fazladır. Bununla beraber bu defa serbest olarak değil, su molekülü içerisinde. Bu nedenle hidrojen doğal bir yakıt olmayıp, birincil enerji kaynaklarından yararlanılarak değişik hammaddelerden üretilen sentetik bir yakıttır. Hidrojen üretiminde tüm diğer enerji kaynakları kullanılabilir. Günümüzde yaygın olarak kullanılan hammaddeler su, fosil yakıtlar ve biyokütledir. 1990 lı yılların sonunda teknolojik gereksinimleri karşılamak amacıyla (500-600) milyar m<sup>3</sup>/yıl hidrojen fosil yakıtlardan üretilerek kullanılmakta idi.

Hidrojenin yakıt olarak kullanılması fikri 1800'lü yıllarda düşünülmüşse de, serbest halde bulunmayışı, aynı yıllarda kolayca ulaşılabilen ve kullanıma arz edilebilen fosil yakıtlar nedeniyle konunun üzerinde fazla durulmamıştır. 1960'lı yıllarda başlayan yoğun uzay araştırmaları sırasında kütleli enerji yoğunluğunun büyüklüğü nedeniyle (142 kJ/g; sıvı hidrokarbonların enerji yoğunlukları ise 47 kJ/g düzeyindedir) hidrojen, yakıt olarak tekrar gündeme gelmiştir ve günümüzde uzay mekiklerinde ve uzay araştırma programlarında roket yakıtı olarak sıvılaştırılmış hidrojen kullanılmaktadır.

Hidrojenin depolanabilir ve taşınabilir olması kullanım alanının çok geniş olmasına sebep olmaktadır. Bu enerji taşıyıcısının geniş çapta uygulama alanı olduğu ve değişik alanlarda kullanılması 1970 li yıllarda Prof. Dr. Nejat Veziroğlu tarafından önerilmiş ve kabul görmüştür. Halen Miami Üniversitesi (ABD), Temiz Enerji Enstitüsü Müdürlüğü görevinde bulunan Prof. Dr. Veziroğlu'nun İstanbulda bir Uluslararası Hidrojen Araştırmaları Merkezi (ICHET = International Center of Hydrogen Energy Technologies) kurulması için yaptığı girişim, Birleşmiş Milletler UNIDO Endüstriyel Kalkınma Kurulunun 20-22 Kasım 1996 Viyanada yapılan toplantısında kabul edilmiştir. UNIDO gözetiminde özerk bir kurum olarak çalışacak olan ICHET, geleceğin enerjisi olarak kabul edilen hidrojen enerjisi konusunda Türkiye'nin önde olmasını ve zaten var olan güneş enerjisi potansiyelini en iyi şekilde kullanmasını sağlayacak önemli bir girişimdir. Ancak bu projenin gerçekleşmesi için Türkiye tarafından yapılması gereken parasal destek henüz sağlanmış değildir. Hidrojen Enerjisi konusunda, ülkemiz çapında bireysel çalışmalarını organize etmek ve ulusal bir hidrojen enerjisi programını oluşturmak çok yararlı olacaktır. 7 nci Beş Yıllık Kalkınma Planı Genel Enerji Özel İhtisas Komisyonunun Yeni ve Yenilenebilir Enerji Kaynakları raporunda hidrojen enerjisi geleceğin enerjisi olarak tanımlanmakta ise de, Bilim ve Teknoloji Yüksek Kurulu tarafından saptanan 1993-2003 dönemi ulusal bilim ve teknoloji politikasında, hidrojen enerjisi öncelikli alanlar arasına girememiştir (TÜRE E., 2000).

Hidrojen üretim yöntemlerinin başında suyun elektrolizi gelmektedir. Gereksinilen enerji fosil yakıtlardan, hidroelektrikten, nükleer güçten, güneşten, rüzgardan, deniz dalgalarından veya jeotermal enerjiden sağlanabilir ve dolayısıyla hidrojen, elektrik gibi ikincil bir enerji kaynağıdır. Biyokütle enerjisinde olduğu gibi Güneş-Hidrojen sistemi güneş enerjisinin bir depolanma yöntemi olarak düşünülebilir.

Günümüzde yakıt hidrojenin yeşil ve yenilenebilir enerjilerle ekonomik olarak elde edilebilmesi amaçlanmaktadır. Gelecek için üzerinde en çok durulan fotovoltaik güneş panelleri, üreticileridir ve günümüzde güneş fotovoltaik-hidrojen enerji sistemleri üzerinde önemle durulmaktadır.

Normal sıcaklık ve basınç altında kokusuz ve renksiz olan hidrojenin havadaki oksijen ile birleşmesi sırasında su veya su buharı oluşmakta ve reaksiyon ekzotermik (ısıveren) bir reaksiyon olduğundan açığa ısı enerjisi çıkmaktadır. Bu açıklama hidrojenin ekonomik düzeylerde serbest hale getirilebilmesi ve taşınabilmesi halinde, havayla teması sonucunda kolaylıkla enerji sağlanabileceğini göstermektedir. Enerji içeriğinin yüksekliği göz önünde tutularak gaz yerine sıvı hidrojen depolama teknikleri üzerinde daha çok durulmaktadır.

Hidrojen yüksek verimle kullanılabilen bir yakıttır; örneğin 1 ton kömür benzine dönüştürülerek otobüs çalıştırılırsa 708 km; elektriğe dönüştürülse 772 km; hidrojene dönüştürülse 1030 km yol yapabilmektedir (TÜSİAD, 1998).

Bu enerji kaynağının diğer bir önemli özelliği taşıdığı enerjinin kolaylıkla elektrik enerjisine dönüştürülebilmesidir. Hidrojen CARNOT çevriminin etkisinde kalmadan, yakıt pillerinde elektrokimyasal çevrimle direkt elektrik üretiminde kullanılabilir. Yakıt pilli elektrik santralleri, yüksek enerji verimlerinin yanı sıra, çok az yer kaplamaktadırlar. 2 MW lık yakıt pilli bir santral 20 m<sup>2</sup> den daha az yere gereksinme duymaktadır. Gelecekte tüketicilerin buldukları yerin yakınına kurulacak yakıt pilli santrallerle iletim ve dağıtım kayıplarının çok azaltılabileceği düşünülmektedir (TÜSİAD, 1998) ve bu husus ülkemiz gibi yerel üretim kaynaklarının bulunduğu bölgelerle, tüketim merkezlerinin çakışmadığı nisbeten büyük ülkeler için çok büyük bir önem taşımaktadır.

Değişik senaryolara göre 2025 yılında dünyanın genel enerji tüketiminin 12 000-16 000 Mtep düzeylerinde olacağı ve bunun 1 500 - 2 000 Mtep'inin hidrojen enerjisinden karşılanması öngörülmektedir (Pratik olarak % 10 - 20 düzeylerinde; % 10 değeri daha muhtemel görünmektedir). ABD 2025 yılında toplam enerji tüketiminin % 10'unu hidrojenle karşılamayı ve petrol dışalımını yarı yarıya azaltmayı planlamaktadır (TÜSİAD, 1998). Şu anda dünyanın belirli ülkelerinde hidrojen enerjisinin konutlara uygulandığı; pilot çalışmaların son derecede ümit verici olduğu; 1984 yılındanberi Tokyo'nun belirli bir bölgesinin 45 MW lık güç gereksiniminin hidrojen enerji sistemleri ile karşılandığı; günümüzde konutlar için 1 kW, 2 kW, 5 kW ve 10 kW lık paket sistemlerin üretilip, satılmakta olduğu ve bu pazarın hızla gelişeceğinin tahmin edildiği belirtilmektedir (AVCI, 2003). Her konuta bağımsız olarak monte edilen hidrojen enerji sistemleri elektrik ve ısınma ihtiyacının tümünü karşılayabilmektedir.

Fotovoltaik panellerden elde olunacak elektrik enerjisi ile suyun elektrolizinden hidrojen üretildiğinde, 1 m<sup>3</sup> sudan 108,7 kgf hidrojen elde edilmektedir ve bunun enerjisi 422 litre benzinin enerjisine eşdeğer olmaktadır (TÜSİAD, 1998).

Hidrojen çok yönlü kullanıma uygun, dönüşebilirliği ve kullanım verimi yüksek, emniyetli, olumlu çevre etkisi ile efektif maliyeti diğer yakıtlarla rekabet edebilecek bir yakıttır. Dünya hidrojene geçiş aşamasında olup, bu geçişin 10-15 yıl içinde tamamlanması beklenmektedir. Karadenizin tabanında doğal hidrojen deposu bulunması Türkiye'nin geleceği açısından bir fırsat olabilir; gerçekten de doğal yapısı ve hidrolojik koşulları nedeniyle, mevsimlere bağlı olarak Karadenizin, sahil kesimlerinde 125-150 m den; açık denizde 100-125 den daha derin kesimlerinde çözünmüş oksijen tükenmekte ve yerini hidrojen sülfür (H<sub>2</sub>S) almaktadır (Çok eski, tarihi Fransız haritalarında Karadenizin, "Mer euxinique" (=Oksijensiz deniz) olarak adlandırıldığı görülmektedir). Gazların sulardaki çözünürlüğü basınç ile arttığı için de derinlik arttıkça ortamın hidrojen sülfür konsantrasyonu da artmaktadır. Bu konuda Bulgaristanın proje geliştirmeye çalıştığı belirtilmektedir (TÜSİAD, 1998). Buna karşılık Sayın Prof. Dr. Nejat Veziroğlu gibi bir avantajımız olmasına rağmen ülkemizde hidrojen enerjisi çalışmalarının ve araştırmalarının tutarlı ve ciddi biçimde ele alınmadığı görülmektedir.

## 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 irdelenmelidir:

- 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 Fransanın elektrik enerjisinin % 77,5 ğunu nükleerden sağladığı belirtilmekte, buna karşılık Fransanın 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 Fransanın yaklaşımını değiştirmesidir. Bu açıklamalar AB ülkelerinin “Yeşil Enerji” taahhütleri dışında, kendi gereksinimlerini karşılama sorunu ile karşı karşıya bulduklarını göstermektedir ve maalesef ülkemizde bu konu irdelenmemektedir. AB nin son zamanlarda ülkemize olan yaklaşım değişimlerinin kendi sıkıntılarına çözüm aramaktan kaynaklandığı ve Türkiyenin 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; DSİ, 2003)



- *Türkiye'ye ait değerler 2001 yılı verileridir ve Taş kömürü + Linyiti göstermektedir. Yüzdeler 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 yüzdeler, elektrik enerjisi üretiminde, ülkelerin doğal kaynaklarını değerlendirmede ne derecede titiz davranmakta olduklarını; buna karşılık ülkemizde başka ülkelere bağımlı olduğumuz Kömür ve Doğal Gaza 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 Planınının 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"*

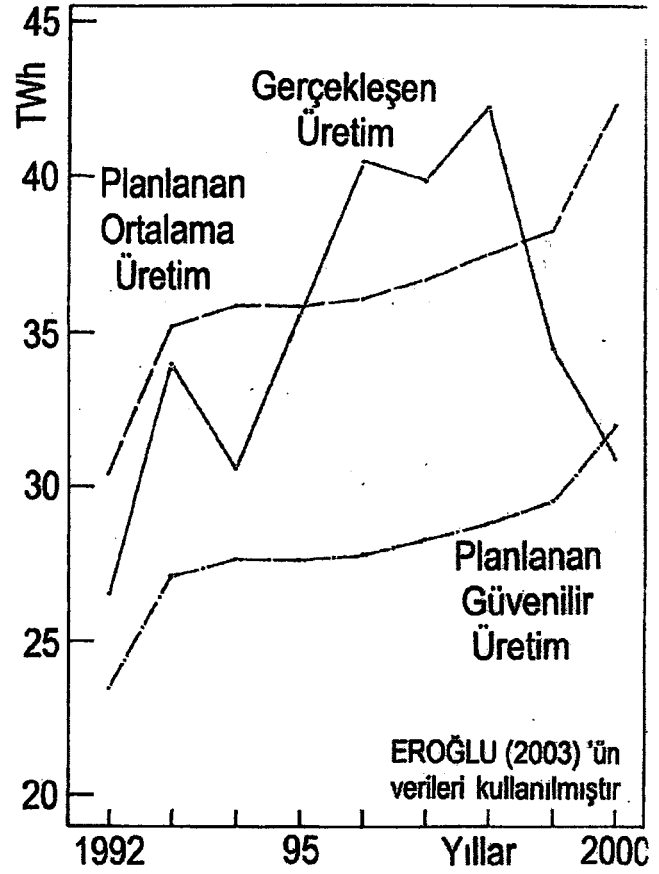
denilmektedir. "Fiat" bakımından avantajın olmadığı ve tersine dezavantajın olduğu "Ekonomiklik" tartışmalarında ele alınacağından, burada üzerinde durulmayacaktır Günümüzde Doğal Gaz ile elektrik enerjisi üretenler ise sürekli olarak sadece "Olmayan enerji en pahalı enerjidir" şeklinde popülist (bana 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 santrallarının 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 santralların, şebekenin enerji gereksiniminin düştüğü ölü saatlerde ataletlerininin yüksekliği nedeniyle zorunlu olarak üretecekleri enerji nasıl tüketilecektir ve şu anda nasıl tüketilmektedir? 2002 yılı itibariyle bu üretim (Baz üretim)*

*99,6 / 130,6 = % 76,4 düzeyindedir. 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)



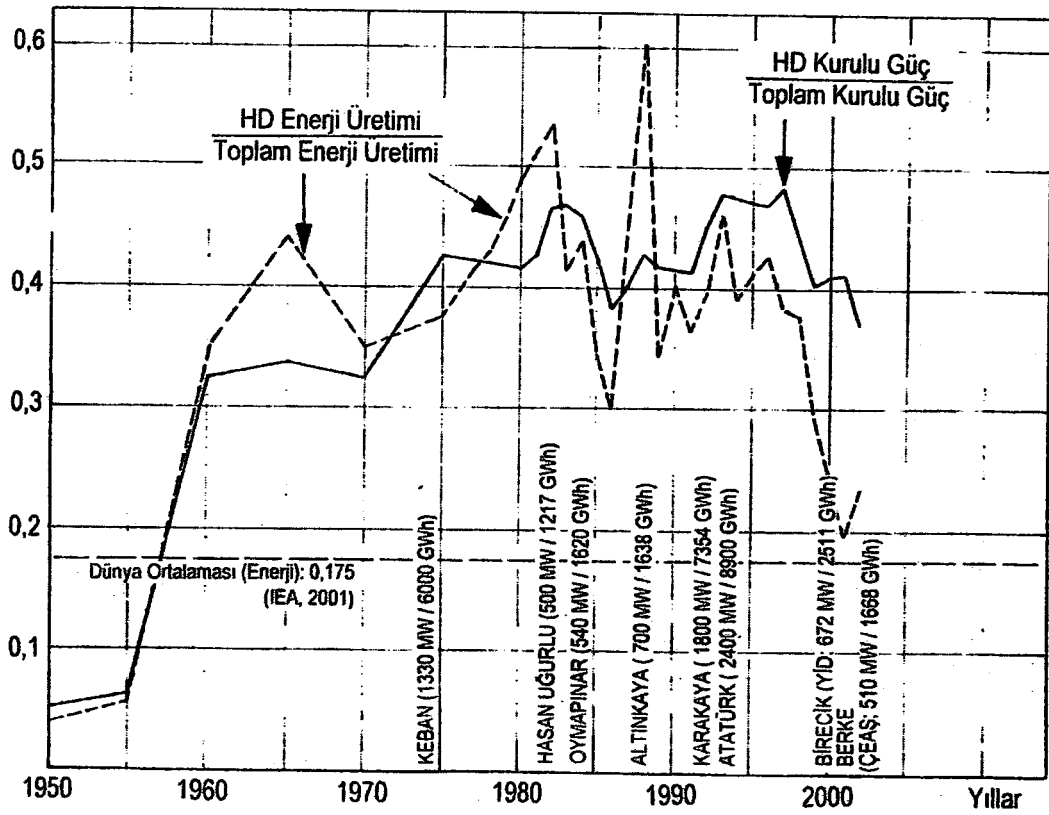
DPT nin Hidroelektrik santrallerin güvenilemez oldukları iddiasının yanıtı ise Şekil 14 te çok açık olarak görülmektedir. Şekil 14 ten şu değerlendirmeler hemen yapılabilmektedir:

- 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 değerinin altında kalmasının nedeni de grafikten hemen görülmektedir; gerçekten de Şekil 14 ten 1995-1998 döneminde HD santrallerin

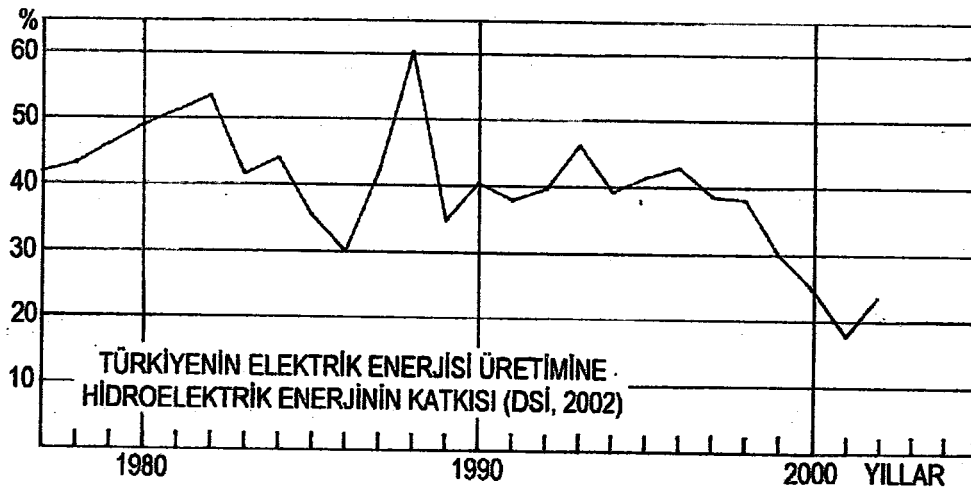
Gerçekleşmiş üretiminin, planlanmış ortalama üretimden ortalama  $(40 - 35) / 35 = \% 14$

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 Teknokrat kadrolar ise statükoyu korumayı, günü kurtarmayı tercih etmekte ve hatta bunu değiştirmeyi öngörenleri engellemektedirler. Yeni kadrolar ise, eski Bürokrat ve Teknokrat kadroların birikimlerine gereksinim duyduklarından göreve geldiklerinde fazla değişiklik yapamamakta ve bir müddet sonra da onlara teslim olmakta ve dolayısıyla da alışılmış 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 çözememektedirler (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 (Beher 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 eğilmeme sebebi olarak hep bu husus vurgulanmaktadır. Bununla beraber şağıdaki argümanlar bu yaklaşımın uygun olmadığının 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 (rüsubat) 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 bahsolunmaktadır. 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 anlaşılmasında faydalı olacaktır ( $1500/795 = 1,89$  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 fiata dahildir. Bu bedel türbin-jeneratör ünitesi tipi, düşüsü 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 bakımlarından 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	Sürekli * Yok * Temiz ve Yenilebilir enerji olduğundan, ihraç şansı vardır; * Biriktirmeli santrallerden üretilen kısım puant= pik enerjisi olduğundan satış fiatı 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; YID=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; YID=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 santrallerin 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 fiyat: 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 fiyat: 1,839 cent/kWh).

B3. Doğal Gaz kombine çevrim santrallerinde 1 kWh enerji üretimi için 0,193 m<sup>3</sup> doğal gaz tüketilmekte olup, 1000 m<sup>3</sup> doğal gazın santrale maliyeti 187 \$ dır (Birim fiyat: 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

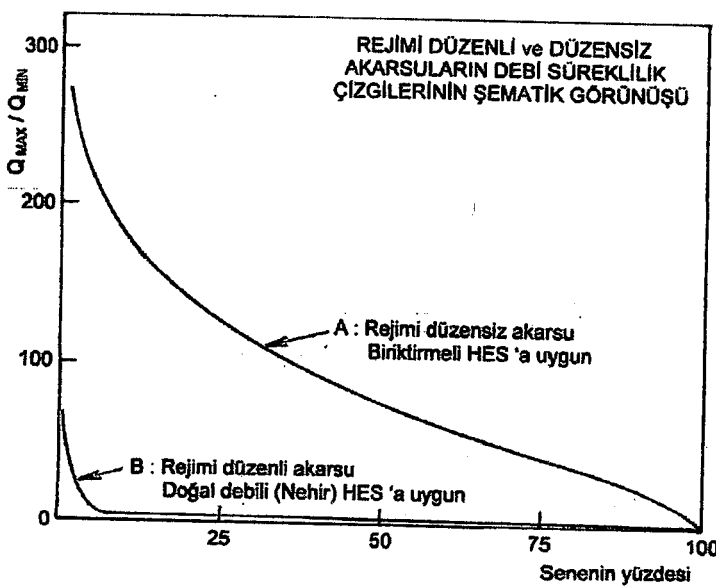
B4. 2001 yılında sadece İthal kömür ve Doğal Gaz üretimi için yapılan yakıt harcamalarının toplamı ise 2,173 milyar dolar olmaktadır. Biriktirmeli HES santrallerin kurulu güç maliyetleri 1500 \$/kW kabul edilse (Tablo 27), sadece 2001 yılındaki İthal kömür ve Doğal gaz ithali için olan yakıt harcamaları 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 santraller 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 santrallerin 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 yükesek 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 buldukları 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 yataкта 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 ekonomikklik irdemeleri sırasında Güvenilir enerjinin birim fiatı 6,0 cent/kWh ve Sögönder (İkincil) enerjinin birim fiatı 3,3 cent/kWh (Güvenilir enerji birim fiatının 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 durumla son senelerde Seyhan barajında karşılaşmıştır. Baraj gölünün dolu olduğu sırada, taşkın geleceğini gören DSİ Bölge Müdürü (kendisini tanımamaktayım, 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 üzümlere toplumu 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 protkolu 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 üretilen 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
<b>Avrupa Birliği</b>	<b>336,41</b>	<b>13,9</b>	<b>22,0</b>
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	Hidroelektrik 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 hazır ve üstelik yeşil enerji sınıfına girdiğinden birim fiatı da yüksektir. Ayrıca biriktirmeli HES larımızın ürettikleri enerji "Pik=Puant" enerjisi olduğundan (maalesef ülkemizde belirli düzeyde baz olarak ta çalıştırıldıkları daha önce vurgulanmıştı) birim fiatı çok yüksektir. BAKIR (2003), Amsterdam enerji borsasında pik enerji fiatının 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 fiatlar 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 fiatı 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 arttırılmaktadır. Bu şekilde Pik enerji üreten ve dünyada ürettiği enerjinin piyasa değeri çok yüksek olan ve hatta EM (Emission trading = Atık alış-verişi); CDM (Clean development mechanism = Temiz enerji geliştirme mekanizması) ve JI (Joint implemantation = 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 santralların 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 (Söğonder; 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 yaklaşmakta, 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 Otoprodüktör 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 Otoprodüktör HE santralın kullanım kapasitelerinin ortalamaları ve ortalama kullanım kapasitesi en çok ve en az olan HES lar.*

	Adet	Saat/Yıl	%	T <sub>max</sub> (saat)		T <sub>min</sub> (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<sub>MIN</sub> veya biraz üstü; Rheinfeld (1891, İsviçre): Q<sub>0,85</sub> (310 gün/sene); Laufenburg (1914, Almanya): Q<sub>0,60</sub> (220 gün/sene); Reckingen (1941, İsviçre): Q<sub>0,35</sub> (128 gün/sene); Birsfelden (İsviçre): Q<sub>0,34</sub> (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 Fransanın 1937 deki planlamsı yukarıdaki paragraflarda belirtilmişti); bu konuda EPDK ve ETKB na görev düşüğünü düşünmekteyim.

## 6. TASARRUF OLANAKLARI (Topluma düşen görev).

1973 1974 petrol krizinden sonra Avrupa toplumu bilinçlendirerek ve gerekli önlemleri alarak toplum enerji tüketimini % 10 15 düzeylerinde azaltabilmiştir. TÜSİAD (1998)'e göre ülkemizde de % 18 dolaylarında bir enerji tasarrufunun yapılması olası görünmektedir. Bu tasarrufun ne kadar önemli olduğunu vurgulayabilmek amacıyla, çarpıcı olması bakımından, aşağıda toplumun her bireyinin üzerinde düşünmesi gereken, somut bir örnek ele alınacak ve değişik karşılaştırmalar yapılacaktır. Bu örnekte her evde 75 vatlık bir tek klasik akkor ampulün, aynı ışık şiddetini veren 15 vatlık modern bir ekonomik ampul ile değiştirildiği varsayılacaktır.

İrdelemeler sırasında şu kabuller yapılacaktır:

- 1 \$ = 1 400 000 TL;
- Aktif enerjinin tüketiciye satış fiyatı: 127 800 TL/kWh = 9,13 cent/kWh (şahsıma gelmiş olan Ağustos 2003 ayına ait elektrik faturasından alınmıştır);
- Vergi vs.. nedenlerle aktif enerjiye tüketicinin gerçekte ödemiş olduğu bedel: 158 311 TL/kWh = 11,31 cent/kWh (şahsıma gelmiş olan Ağustos 2003 ayına ait elektrik faturasından alınmıştır);
- 75 vatlık bir akkor ampul yerine (takriben 500 000 TL), aynı lümeni veren 15 vatlık bir ekonomik ampul (ekonomik ampul fiyatları marka ve kaynağına göre 4 8 milyon TL arasında değişmektedir; ortalama olarak 6 milyon TL kabul edilecektir); buna göre beher ampul değiştirme sonunda 60 vat güç tasarruf edilecektir;
- Ampullerin günde 5 saat ve yılda 330 gün yakıldıkları varsayılacaktır;
- Türkiyenin nüfusunun 70 milyon kişi olduğu; her evde 5 kişi bulunduğu varsayılacaktır. Buna göre "70 milyon / 5 = 14 milyon" ampulün değiştirildiği düşünülecektir (Örnekler: Malatya 4,15 kişi/ev (ÇERÇİ, 2002); Gaziantep: < 3,45 kişi/ev (SOFUOĞLU, 2002); Kahramanmaraş 4,15 kişi/ev; Konya 3,57 (KAYHAN, 2003); Erzurum 5,15 kişi/ev (UYKUSUZ, 2002; bu şehrimizde büyük bir Üniversite olduğu göz önünde tutulmalıdır).

Bu verilere göre

- Her evde bir senede yapılacak tüketim tasarrufu  
60 vat x 5 saat/gün x 330 gün/yıl = 99 000 vat-saat/yıl = 99 kWh/yıl
- ve Türkiye çapında yapılacak tasarruf  
99 kWh/yıl-ev x 15 milyon ev = 1 485 000 000 kWh/yıl = 1,485 TWh/yıl

Olacaktır. Aşağıdaki paragraflarda bu değerlerin (a). Tüketici bakımından; (b). Ülke ekonomisi bakımından önemleri irdelenecektir:

**(A). Tüketici bakımından.**

Tüketici ekonomik ampul kullanarak 5,5 milyon TL lık fazla bir ödeme, yatırım yapmış ve bunun sonucunda elektriğe bir yılda

$$99 \text{ kWh} \times 158 \text{ 311} = 15 \text{ 673 789 TL } 15,7 \text{ milyon TL}$$

Daha az para ödemiştir ve dolayısıyla pratik olarak 10 milyon TL karlıdır. Diğer taraftan yukarıdaki hesap ekonomik ampulün kendisini 4-5 ay gibi çok kısa bir sürede amorti ettiğini göstermektedir. Burada bireyin diğer bir avantajının da belirtilmesi gerekmektedir: Kaliteli ekonomik ampul üreticileri, ampullerinin ömürlerinin akkor ampullerden 10 misli daha uzun olduğunu iddia etmektedirler; bu süre çok uzun olarak değerlendirilerek yarıya düşürülse dahi, başlangıçta fazladan yapılmış olan fazla yatırım 5,5 milyon TL den, 3,5 milyon TL ye düşmektedir ve ekonomik ampulün kendisini 3 ayda amorti edeceğini göstermektedir. Maalesef toplumumuzun satın alma gücü nisbeten düşük olduğu için bu hususun üzerinde fazla durulmamakta, fiati düşük olan mal tercih edilmektedir (Burada bir atasözünü hatırlatmakta yarar görmekteyim: “*Ucuz mal alacak kadar zengin değilim*”). Toplumların bilinçlendirilebilmesi bakımından bireylere avantajlarının açık olarak gösterilmesinin çok önemli olduğunu düşündüğüm için, bazı kişilerce hiç önemsenmeyecek olan yukarıdaki basit hesabı yapmakta yarar gördüm. Bununla beraber bu basit hesabın ülkemiz ekonomisi bakımından ne kadar büyük önem taşıdığı bir sonraki paragrafta gösterilecektir.

*Tablo 33. Bir klasik akkor ampul yerine ülkemiz çapında her evde bir ekonomik ampul kullanılması halinde sağlanacak tasarrufun, ülkemizin en büyük kapasiteli 6 HES lının yıllık ortalama üretimleri ile karşılaştırılması (Not: Atatürk barajının elektrik enerjisi üretiminin, sulama projeleri geliştikçe düşeceğinin de düşünülmesinde yarar vardır).*

HES	Üretim(TWh/yıl)	Oran
Atatürk	8,900	5,99
Karakaya	7,354	4,95
Keban	6,000	4,04
Altinkaya	1,632	1,10
Oymapınar	1,620	1,09
Hasan Uğurlu	1,217	0,82
Ankara Doğal Gaz	2,019	3,32

**(B). Ülke ekonomisi bakımından.**

Tablo 33 te bir tek akkor ampulün, ekonomik ampul ile değiştirilmesi sonucunda sağlanacak olan 1,485 TWh/yıl elektrik enerjisinin, ülkemizin en büyük kapasiteli HES larının yıllık üretimlerine oranları verilmiştir. Tablo 33 ün son satırına bu yıl sonunda devreye girmesi beklenen Ankara doğal gaz kombine çevrim santralının yıllık üretimi de dahil edilmiştir. Tablo 33 ten görüldüğü üzere bu tasarruf hemen hemen Altinkaya ve Oymapınar HES larının yıllık üretimleri kadardır.

*Tablo 34. Bir klasik akkor ampul yerine, ülkemiz çapında her evde bir tek ekonomik ampul kullanılması halinde sağlanacak tasarrufun değişik üretim ve tüketimlere oranı.*

Yıllar	Üretim		Tüketim		İthalat	
	TWh	%	Twh	%	Twh	%
2000	124,9	1,19	98,7	1,50	3,791	39,2
2001	122,7	1,21	97,1	1,53	4,579	32,4
2002	130,6	1,14	-	-	3,149	47,2

Tablo 34 te ise bir tek akkor ampulün, ekonomik ampul ile değiştirilmesi sonucunda sağlanacak olan 1,485 TWh/yıl enerjinin, ülkemizin yıllık elektrik enerjisi kullanımının ne kadarına karşı geldiği görülmektedir. Tablo 34 bu tasarrufun değişik yıllardaki elektrik enerjisi ithalatımızın üçte biri ile yarısı arasında olduğunu göstermektedir.

Son olarak bu tasarrufun ekonomik değeri üzerinde durmakta yarar görmekteyim. Birim fiatın 9,13 cent/kWh kabul edilmesi halinde bir akkor ampul yerine, bir ekonomik ampul kullanılması halinde tasarruf edilecek 1,485 TWh/yıl elektrik enerjisinin bedeli

$$0,0913 \times 1\,485\,000\,000 = 135\,580\,000 \$ (!)$$

Olmaktadır ve ne kadar büyük bir yekun oluşturduğu tartışılmazdır. Basite indirgenmiş bu örnek enerji tasarrufu kavramının toplumumuz tarafından benimsenmesinin ülkemize ne kadar fayda sağlayabileceğini göstermektedir. Gerçekte tasarruf edilen enerjinin pik veya yeni-yeşil (yenilenebilir) olup olmadığı da çok önemlidir, zira birim fiatlar yukarıda kullanılanlardan çok daha farklı ve yüksek olacaktır.

## KAYNAKLAR.

- AVCI Muzaffer (2003), “Niçin hidrojen enerjisi”, Petrol & Gaz, sayı 241, s. 15.
- BAKIR Nuh Nadi (2003), “Hidroelektrik perspektifinden Türkiye ve AB enerji politikalarına bakış”, <http://www.ere.com.tr>, Temmuz.
- BİLGİN Vehbi (2003), Panel: “2003 yılı enerji yatırımları için ne getiriyor?” Dünya Enerji, Ocak, s. 28.
- BİLİR Ali (2002), “Kentler ve Doğal Gaz: Doğalgaz ilimizde bir ihtiyaç ve potansiyel”, PetroGaz, sayı 32, s. 30.
- BRIN André (1979), “Océan et énergie”, Editions Technip.
- COTILLON J. (1978), “L'hydroélectricité dans le monde”, La Houille Blanche 1-2, Özel Sayı.
- ÇERÇİ M. Yaşar (2002), “Kentler ve Doğal Gaz: Doğalgaz Malatya için vazgeçilmez enerji kaynağıdır”, PetroGaz, sayı 35, s. 16.
- ÇİTİROĞLU Ahmet ve SAYAR Haluk (2000), “Zeytin Adası baz istasyonunun enerji gereksiniminin güneş pilleri ile karşılanması”, 3ncü Temiz Enerji Sempozyumu, s. 9.
- DEMİRCİ Gökhan TÜRKAVCI Levent (2001), “Biyogaz: Atıklardan enerji”, Temiz Enerji Vakfı, Yayın no: 8, Kasım, Ankara.
- DEMİRER Erol (2002), “Bozcaadada rüzgar boşa esmiyor”, Dünya Enerji, Temmuz, 58.
- DEMİRER Önder (2001), “Rüzgara yön verenler”, Uzman Enerji, Aralık, s. 42.
- DURAK Murat (2003), “Dışa bağımlılığı azaltmak için kaynak çeşitliliği”, Petrol & Gaz, sayı 238, s. 22
- ELTEKİN Ahmet (2003), Panel: “2003 yılı enerji yatırımları için ne getiriyor?” , Dünya Enerji, Ocak, s. 34.
- ERE (2001), “Türkiyenin hidroelektrik potansiyelinin yeniden değerlendirilmesi”, Teknik Rapor, Hazırlayan: N. Nadi BAKIR, Mayıs 2001.
- EROĞLU Veysel (2003), “Türkiyenin Su ve Toprak kaynakları potansiyeli ve gelişimi”, 22 Mart dünya su günü, “Suyumuzun geleceği ve Türkiye su politikaları” paneli, Su Vakfı yayını.
- İNAN Demir (2001a), “Güneşimizi tanıyalım”, Temiz Enerji Vakfı, Yayın no: 2, Kasım.
- KALPAKLI Yasemen BEKER Ülker (2002), “Türkiyede jeotermal enerji ve kullanılabilirliği”, 4ncü Ulusal Temiz Enerji Sempozyumu, UTES 2002, İstanbul, s. 611.
- KARAOSMANOĞLU Filiz (2003), “AB'nin temiz enerji ve biyomotorine yaklaşımı”, Petrol & Gaz, sayı 241, s. 31.
- KAYHAN Ahmet (2003), “Kentler ve Doğalgaz: Konya sanayisi de potansiyel müşteri”, PetroGaz, sayı, 38, s.51.
- KENTLİ Fevzi (2000), “Jeotermal enerjinin ülkemiz açısından değerlendirilmesi”, 3ncü Temiz Enerji Sempozyumu, 15-17 Kasım 2000, İstanbul, s. 491.
- MERTOĞLU Orhan (2002), “Jeotermalden yeteri kadar faydalanamıyoruz”, Uluslararası Bursa jeotermal günleri sempozyumu, Dünya Enerji, Ocak, s. 59.
- MERTOĞLU Orhan (2002a), Panel: “Türkiyede yeni ve yenilenebilir enerji santralleri”, Dünya Enerji, Nisan s. 19.

- MERTOĞLU Orhan - BAKIR Nilgün (2002b), "Türkiyede ve dünyada jeotermal uygulamalar: Sosyal, Ekonomik ve Çevresel etkileri", 3ncü Ulusal Temiz Enerji Sempozyumu, 15-17 Kasım, İstanbul, s. 807.
- ORME (1998, 2000), "Jeotermal Yeşil Enerji Bültenleri".
- SERPEN Ümran (1997), "Türkiyede jeotermal enerjinin çevreyle uyumlu kullanımı", 2nci Ulusal Temiz Enerji Sempozyumu, 6-7 Ocak 1997, İTÜ, s. 99.
- SOFUOĞLU Ali İhsan (2002), "Kentler ve Doğalgaz: Güneydeki enerji hatlarının kesiştiği nokta", PetroGaz, sayı 35, s. 17.
- ŞEN Zekai (2002), "Temiz enerji ve kaynakları", Su Vakfı yayınları.
- ŞENTORUN Gül Eşiyok (2002), Söyleşi: "İş kadınlarımız enerji yatırım ortamına ve enerji açısından AB entegrasyonuna nasıl bakıyor?", Dünya-Enerji, Ocak, s. 34-35.
- ŞİMŞEK Şakir (2001), "Yeriçi ısısından yararlanma: Jeotermal enerji", Temiz Enerji Vakfı, Yayın no: 6, Kasım, Ankara.
- TÜRE Semra (2001), "Biyokütle enerjisi". Temiz Enerji Vakfı, Yayın no: 7, Kasım, Ankara.
- TÜSİAD (1998), Hazırlayan: Mustafa Özcan ÜLTANIR, "21nci yüzyıla girerken Türkiye'nin enerji stratejisinin değerlendirilmesi", Aralık, no: TÜSİAD-T/98-12/239.
- UYKUSUZ Mahmut (2002), "Kentler ve Doğalgaz: Enerji İpek Yolu'nda büyük bir istasyon: Ezurum", PetroGaz, sayı 35, s. 22.
- ÜNALDI İzzet (2002), "Jeotermal enerji doğal gaza rakip", Dünya Enerji, Mart, s. 50.
- ÜŞENMEZ Şuayip (2002), Panel: "Siyasi partilerin enerjiye bakış açıları", Dünya Enerji, Ekim, s. 46.
- YILDIRIM Gönül (2002), "Berke barajı açıldı", Dünya-Enerji, Nisan 2002, s. 49.
- YURTKURAN Mustafa (2002) , "Jeotermalden yeteri kadar faydalanamıyoruz" Uluslararası Bursa Jeotermal günleri sempozyumu, Dünya-Enerji, Ocak, s. 59.

## **YAYINLARIMIZ**

**Bilgisayar Ağlarının Temelleri;**  
Doç.Dr. Nazife BAYKAL; Ankara, Aralık 2003

**Yöneticiler İçin Bilişim Sistemleri;**  
Prof. Dr. Semih BİLGİN; Ankara, Aralık 2003

**Asansörlerde Pratik Bilgiler;**  
Elk. Müh. Serdar TAVASLIOĞLU; İzmir, Nisan 2003

**Elektrik Tesislerinde Güvenlik ve Topraklamalar;**  
Prof.Dr. Mustafa BAYRAM, Elk.Yük.Müh. İsa İLİSU; İstanbul, Şubat 2004

**Enerji Gündemi ve Sorunlarımız;**  
Prof. Dr. İstemi ÜNSAL; Ankara, Nisan 2004

**Mühendislik Fakültelerinin Alt Yapı ve Diğer Sorunları;**  
Mühendislik Dekanları Konseyi Çalışma Grubu; Ankara, Nisan 2004

**Elektrik Tesislerinde Dolaylı Dokunmaya Karşı Koruma ve Topraklama;**  
Elk.Yük.Müh. İsa İLİSU; Ankara, Nisan 2004

**Etik, Ahlak ve Mesleki Davranış İlkeleri;**  
TMMOB Elektrik Mühendisleri Odası Etik Komisyonu, Ankara, Nisan 2004

**Elektrik, Elektronik, Bilgisayar Mühendislikleri İş Alanları ve İş Tanımları Tartışma  
Metni. 2 cilt;**  
TMMOB Elektrik Mühendisleri Odası İş Alanları Komisyonu, Ankara, Nisan 2004

**Elektrik İç Tesisleri Poje Hazırlama Yönetmeliği;**  
03.12.2003 tarih ve 25305 sayılı Resmi Gazete; Ankara Mart 2004

**Elektrik İç Tesisleri Yönetmeliği;**  
04.11.1984 tarih ve 18565 sayılı Resmi Gazete ile sonraki değişiklikler dahil  
Ankara, Mart 2001

**Elektrik Tesislerinde Topraklamalar Yönetmeliği;**  
21.08.2001 tarih ve 24500 sayılı Resmi Gazete;  
Ankara, Ağustos 2002

**Kuvvetli Akım Tesisleri Yönetmeliği;**  
30.10.2000 tarih ve 24246 sayılı Resmi Gazete;  
Ankara, 2001