



**TÜRKİYE' NİN ENERJİ POTANSİYELİ VE BU POTANSİYELDEN
EKONOMİK OLARAK YARARLANMA OLANAKLARI**

- TERMİK KAYNAKLAR -

Ömer Ünver
Maden Yüksek Mühendisi

ÖZET

Türkiye'nin enerji durumu gözden geçirildikten sonra, yeterli ve güvenilir bir uygulama oluşturabilmek için. imkanlar tartışılmaktadır. Petrol, doğal gaz ve jsotermaf kaynakların geliştirilmesi için izlenecek yollar belirtilmektedir. Kömürün Türkiye'de en önemli ve geliştirmeye uygun bir kaynak oluşuna dikkat çekilerek kömür arama çalışmalarının önemine değinilmektedir. Kömür ile çalışan termik santrallardaki verim düşüklüğünün giderilmesi halinde yılda yaklaşık olarak 17 milyar KWh ilave elektrik üretileceği belirtilmektedir. Termik santral kurulması düşünülen kömür sahalarının elektrik üretimindeki muhtemel işletme maliyetlerine göre bir değerlendirme yapılarak, ekonomik ve ekonomik olmayan sahalar tesbit edilmektedir.

ABSTRACT

Following the review of the energy circumstances'in Turkey, possibilities for establishing a reliable end self adequate practice is discussed Directions to be followed for the development of petroleum, natural gas and geothermal sources are pointed out Giving special emphasis on the fact that coal being the most abundant energy resource in Turkey, the need for the development of coal is being stressed By overcoming the low utilization of thermopower stations fired with coal, about 17 billion KWh of additional electricity can be produced An evaluation has been made for the purpose of sorting out the economical and uneconomical coal fields that are envisaged for power station development by considering the possible operational costs for electricity generation

1. GENEL ENERJİDEKİ GELİŞMELER VE İRDELEMELER

Türkiye' de giderek enerji konusunda dışa bağımlılığın artışı, bu konuda önemli endişelerin oluşmasına neden olmaktadır. Ticari enerji tüketiminde 1974 yılında dışa bağımlılığımız %59 oranından 1984 yılında %65' e. 1994 yılında ise % 69 oranına çıkmıştır². Ticari enerji üretim-tüketim dengesinde son yirmi yılda %10 oranında dışa bağımlılık artışı çoğunlukla petrol ve doğal gaz ithalatından kaynaklanmaktadır. Konu toplam ticari enerji tazında değilde toplam enerji olarak (odun, bitki ve hayvan atıkları dahil) incelendiğinde, 1994 yılında enerji arzının %45' ini yerli üretimle karşıladığımız görülmektedir.

Türkiye' nin ticari enerji tüketiminde giderek dışa bağımlı hale gelmesinin sonuçları ne olabilir? Alışlagelmiş bir biçimde ifade ile Türkiye' nin ana enerji politikası, "ülke ihtiyacının amaçlanan ekonomik büyüme, sosyal kalkınma hamlelerini desteklemek ve yönlendirmek üzere zamanında yeterli, güvenilir şekilde, ekonomik koşullarda çevresel etki de göz önüne alınarak sağlanması" olarak ifade edilmektedir. Ticaret dengesinde giderek dış ticaret açığının büyüdüğü bir süreçte, enerji ithalatı için yeterince kaynak evrilamaması veya kıt kaynakların bu yöne kanallize edilmesindeki zorluk açıktır. Bu nedenle Türkiye' de yeterli ve güvenilir bir şekilde enerji talebinin karşılandığı bir politikanın uygulanabilirliği söylenemez. Kaldı ki, kişi başına ticari enerji ve kişi başına elektrik enerjisi tüketiminde Türkiye dünya ortalamasının yaklaşık olarak yarısına ulaşabilmektedir³). Enerji politikalarının ana prensibi sayılan yeterli ve güvenli olma özelliğinin Türkiye' de sağlanamaması en önemli problemdir.:

Petrol talebinin teknolojik ' kısıtlar nedeniyle başka alternatif yakıtlar ile karşılanmasındaki zorluklar bir yana Türkiye artan nüfusuna paralel olarak bu talebi düşürme imkanına da sahip değildir. Türkiye' nin kendi kaynaklarına dayalı bir petrol politikası geliştirmesi, rezerv kıfayetsizliği ve jeolojik şartların olumsuzluğu nedeniyle mümkün değildir. Doğal şartlardaki olumsuzluk nedeniyle petrol talebinin hemen hemen tümünün ithalat yolu ile karşılanması kaçınılmazdır. Petrol tedarikinde meydana gelebilecek global krizler dışında tedarik alternatiflerinin bol bulunduğu petrolde şimdilik önemli bir arz yetersizliği veya arz güvensizliği bulunmamaktadır. Bu konuda son yıllarda Azerbeycan ve bazı Orta-Asya ülkelerinde petrol konusunda yaşanan gelişmeler, kısa vadede petrol arzında ve fiyatlarında trend dışı olayların oluşması ihtimalini zayıflatmaktadır.

Petrol konusunda politika oluşturabilmek ancak büyük bir tüketici veya üretici olmakla mümkün olabilmektedir. Türkiye ne kayda değer bir tüketici ne de üretici konumundadır. Ancak uluslararası bazda meydana gelen gelişmelere uyum sağlayabilmek açısından yurt ıcı politikalar ile meseleler izlenebilmektedir. Yoksa Türkiye' nin petrol ve doğal gaz piyasasında gelişmeleri etkileyebilecek bir politika izleyebilmesi hem ekonomik hem de siyasi bazda mümkün görülmemektedir. Bu durumda Türkiye' nin enerji konusunda global anlamda meydana gelebilecek bir krize hazırlıklı olabilmesi imkan dahilinde olmayıp "herkesin başına gelen benim başıma da gelmiştir", deyip gelişmelere seyirci kalması ve gelişmelerin sonuçlarını da aynen kabul etmesinin dışında geliştirebileceği bir tavır bulunmamaktadır. Enerji politikasının güvenli bir temele oturtulabilmesi, giderek artan dışa bağımlılık süreci içinde ifade edilemez. Ancak enerji politikalarında yurt içi kaynakların geliştirilmesi yönünde ciddi uygulamalara geçilmesi halinde, enerji tüketimi güvence altına alınmış olacaktır. Özellikle son yıllarda doğal gaz tüketiminin tek bir tedarikçi kaynağına dayalı bir biçimde gelişmesi bu konuda büyük bir risk oluşturmaktadır. Metropol şehirler gaz ile ısınmakta elektrik üretiminin %18'i doğal gaz ile beslenmekte, çimento fabrikalarının önemli bir bölümü doğal gaz tüketmekte ve diğer sanayilerde de doğal gaz kullanımı yaygınlaşmaktadır. Doğal gaz tedarikinde tek kaynağına bağlı bir gelişmenin muhtemel bir krizde doğuracağı sonuçlar ekonomimiz ve sosyal yaşamımızda önlenmesi mümkün olmayacak hasarlar doğurabilir. Doğal gaz konusunda alternatif üreticiler ile tedarik ilişkisini kuracak politik zemin mutlaka tesis edilmelidir. Ülkemizin doğu ve güney doğu komşularının doğal gaz tedariki konusunda büyük imkanları vardır. Ancak uzun dönemde bu komşularımızla rasyonel ve istikrarlı politikaların oluşturulmasında zorluklar görülmektedir. Bu nedenle yeraltı doğal gaz depolama tesisleri ve

LNG terminalleri çok acilen kurularak riskler bir ölçüde azaltılabilir. Bir başka düşünce de doğal ga: tedarikçisi ülkelerin, yurt içinde doğal gar ile çalışan tesislere cazip koşullar ile ticari ortak olarak almak düşünülebilir.

Japonya ve italya' nm enerji tüketimindeki dışa bağımlılıkları Türkiye' den farla olabilir. Ancak bu ülkeler refah seviyesi itibarıyla ve politik etkinlikleri açısından çok farklı konumda olan ülkelerdir. Bu ülkeler enerji tedarığında güvenilirlik açısından coğrafik konumlan avantajlı ve enerji üretimi konusunda deniz aşırı yatırımları olan ülkelerdir.

Güvenilirliği yüksek enerji arzı politikası geliştirmek, yurt içi enerji kaynaklarının üretimine yönelik uygulamalar ile mümkündür. Ancak yaklaşık olarak 10 yıldır uygulanan ekonomik politikalar nedeniyle herhangi bir enerji kaynağının aranması ve netice olarak üretilmesi yönünde bir gelişme olmamıştır Petrol ve doğal gaz aramalarında büyük imkanlar yaratabilecek yabancı sermaye bu sahadan çekilmiştir. Özellikle Mobil ve Shell gibi petrol devleri Türkiye' deki faaliyetlerini terk etmişlerdir. Bu ikr çokuluslu sermayenin Türkiye' deki faaliyetlerini durdurmaları daha ufak boyutlu başka yabancı sermayenin Türkiye'ye girişini ve faaliyette bulunmalarını şüpheli duruma sokmuştur. Geçmiş dönemlerde petrol ve doğal gaz aramalarından kayda değer sonuçlar elde edilememesi Türkiye' de bu enerji kaymaklarının bulunmasındaki zorlukların bir göstergesi olarak alınmaktadır Petrol ve doğal gazda durum pek ümitvar olmamakla birlikte kömürdeki gelişmeler de Türkiye'nin enerji talebini daha fazla yerli kaynaklardan sağlamaya yönelik ipuçları vermemektedir. Özellikle 3213 Sayılı Maden Kanunu' nun aramalar konusunda Maden Tetkik ve Arama Genel Müdürlüğü' ne (MTA). sınırlamalar getirmesi kömür aramalarını tamamen durdurmuştur. Enerji hammaddelerinin aranması aşmasından itibaren en önemli katkırı koyacak olan MTA. kurulup yasasında öngörülen işlevini kaybetmiştir. Ayrıca yaklaşık olarak on yıldan beri muhtelif iktidarlarca verilenen özelleştirme sloganı bir türlü uygulanamamış, kömür üretiminde büyük ağırlığı olan devlet sektöründeki işletmelerinin daha fazla verimsizliğe, yatırım yaparak teknolojisini geliştirmemeye. yeni yatırımlara girişmemeye yöneltmiştir Yurt içi ve yurt dışı sermaye açısından, enerji hammaddelerine yeni yatırımlara girmek ve risk taşıyarak projeleri geliştirmek yerine hazır çalışan tesisleri özelleştirme yolu ile elde etmek daha rasyonel bir davranış biçimidir Hele özelleştirilecek enerji tesislerinin mülkiyetinin veya işletme hakkını cari bedeller üzerinden değil de muhtelif şekilde oluşabilecek teklif fiyatları ile yapılmaya çalışılması, işin çekiciliğini daha da arttırmaktadır. Yatırıma hazır bir sermayenin yeni tesis yatırımlarından ziyade, çok uygun koşullar ve imkanlar vaadededen özelleştirme ile yatırım yapmayı beklemesi akılcı bir davranıştır. Ülkenin enerji ihtiyaçlarının güvenilir ve ekonomiye maksimum katma değer sağlayacak şekilde sağlanması için yeni yatırımların başlatılması ve hizmete alınması ile. mevcut tesislerin, işletme hakkının veya mülkiyetinin özelleştirme yolu ile el değiştirmesi meselesi, karşı karşıya gelen ve birbirleriyle çelişen iki seçenek halinde ortaya çıkmaktadır. Burada ülke ve kamu menfaatleri ile sermaye menfaatlerinin aynı paralelde gelişmemesi gibi bir paradoks yaşanmaktadır

Geçtiğimiz on yıl zarfında enerji üretimine yönelik önemli bir yatırımın ele alınmayışındaki ana nedenlerden biri özelleştirme politikaları olmuştur. Özelleştirme politikalarını uygulama çabaları; artan enerji ihtiyacının göz ardı edilmesine, yatırım yapmamaya ve yatırım için bekleyen sermayenin yeni yatırımlar yerine mevcudu devir almaya yöneltmiştir. Bütün bu çabalara rağmen, enerji sektöründeki özelleştirme uygulamaları büyük bir olumsuzlukla sonuçlanmış, kayda değer bir uygulama yapılamamıştır.

Daha birkaç yıl öncesine kadar Türkiye' de elektrik enerjisi üretiminde fazlalık bulunduğunu ifade eden. hatta ihracatından söz eden yetkililer bu sektördeki realiteleri ancak görerek bugün elektrik enerjisi talebinin karşılanmasındaki zorlukları ve imkansızlıkları kamu oyuna ifade etmektedirler. Ancak burada kamu oyuna sunulan çözüm, elektrik üretiminde ülke talebini karşılamak için özelleştirmenin tek seçenek olduğu şeklindedir. Enerji sektöründe *özel* girişimciliği teşvik, niçin yalnızca mevcut ve halen çalışan tesislerin devri ile sınırlı tutulmaya çalışılmaktadır? Acaba bu yönde oluşan politika ülke enerji ihtiyaçlarını yeterli ve en faydalı şekilde karşılamaya yönelik olması gerekirken . sermayenin talepleri doğrultusunda tekelleşmeye imkan tanıyan bir yönde mi gelişmektedir? Kanımızca uygulanmaya çalışılan

politikalar ile kamu menfaatleri ve sermaye karşı karşıya getirilmekte, enerjide özelleştirme konusunda halk oyunun desteği sağlanamadığı için politik, sosyal ve ayrıca yasal engeller ortaya çıkmakta ve iş yapılamamaktadır.

Türkiye bu olumsuz ortamdan en az hasar ile nasıl çıkabilir? Mevcut enerji kaynaklarının ve elektrik üretim imkanlarının verimlerini artırıcı acil uygulamalar ile talep bir ölçüde karşılanabilir. Yeni enerji kaynaklarının aranması ve işletilmesi yönünde süratli ve kararlı uygulamalara geçmek gerektiği konusunda fikirbirliği tesis edilmiştir/Ancak yeni üretim tesislerinin süratle hizmete alınabilmesi için hem devletin, hem de özel sermayenin büyük yatırımlara girişi kaçınılmazdır. O halde hem devletin yeni yatırımlara girişi, hem de Türkiye'ye çekilebilmelerinde önemli politik ve ekonomik zorluklar bulunan yabancı ve yerli sermayenin enerji yatırımlarına başlaması için tutarlı ve kamu menfaatlerini göz ardı etmeyen düzenlemelere geçilmesi gereklidir.

Yerli enerji hammaddeleri üretimine, yönelik uygulamaların, diğer sektörlerle nazaran genel skomide çarpan ve ivme kazandıran unsurlarının büyük olduğu unutulmamalıdır. Ayrıca yerli enerji hammaddelerinden enerji talebinin karşılanması yönünde uygulanacak politikalar enerjide yeterli ve risksiz bir arz ortamı yaratacağından öncelikle tercih edilmelidir Şüphesiz burada göz önünde bulundurulması gereken husulardan en önemlisi yerli hammadde kaynaklarının ithal edilen kaynaklar karşısında, sağlayacağı ekonomidir. Ekonomik olmayan, ancak yerli kaynaklara dayalı enerji temini düşüncesini de desteklemek mümkün değildir. Şu anda enerji politikası uygulamalarında en büyük eksikliği hissedilen husus, yeterlilik. güvenilirlik ve ekonomiklik gibi meselelerin derinliğine analizinin yapılmamasıdır.

2. FOSİL VE JEOTERMAL KAYNAKLAR

2 1. PETROL VE DOĞALGAZ

Dünyada bugün için birincil enerji tüketiminde %44 ' lük pay ile petrol birinci sırayı almakta bunu %30 ' luk pay ile doğal gaz izlemektedir(1).

Türkiye¹ de ise birincil enerji tüketiminde dünyadaki trende uygun olarak petrol %47' lük pay ile birinci sırayı almakta bunu %30' lük bir pay ile kömür (taşkömürü ve linyit) ve %8' lik bir pay ile doğal gaz izlemektedir. Kömür birincil ticari enerji (odun, hayvan ve bitki artıkları düşülerek) tüketimi bazında incelendiğinde 1994 yılında 51.5 milyon TEP seviyesindeki enerji arzının %53'ü petrol. %33'ü kömür. %10'u gazdan oluşmaktadır.

Petrol üretimiz yaklaşık 3.9 milyon ton. gaz üretimimiz ise 198 milyon m³ veya 182 bin ton eşdeğer petrol (TEP) civarındadır. Buna karşılık 1994 yılında petrol arzı 27.3 milyon ton. doğal gaz arzı ise E.1 milyar m³ veya 5.5 milyon (TEP) olmuştur. Yerli petrol ve doğal gaz üretimimizin talebi karşılama oranları sırası ile %1 A ve %3.2'dir(1).

Türkiye petrol rezervi 41,4 milyon ton civarındadır Doğal gaz rezervleri ise 11 milyar m³ dür. Rafinerilerde yaklaşık 27 milyon ton ham petrol işlenmektedir.

. . . Petrol ve doğal gaz rezervimiz mevcut .tüketimimizi ancak 2 yıl süreyle karşılayabilecek düzeydedir. Başka bir deyişle Türkiye petrol ve doğal gaz fakiri bir ülke görünümündedir. Dolayısıyla gittikçe artan petrol ve doğal gaz tüketiminin önemli bir bölümünün yurt içi kaynaklardan karşılanabilmesi mümkün görülmemektedir. Birincil enerji tüketiminde %55, birincil ticari enerji, tüketiminde %63 pay ile petrol ve doğal gaz yer aldığına göre gelecekte enerji talebinin tüm alternatif kaynaklarda aynı oranda gelişeceği varsayılrsa bile. enerji talebinin yurtiçi kaynaklardan karşılanabilme oranı uzun vadede %50 değerlerine ulaşamayacaktır.

Türkiye' nin kısa dönemli ham petrol ve gez talebinin tahminleri aşağıda verilmiştir (3).

**Tablo 1. Ham Petrol Üretim, ithalat ve Talep Tahmini
(1000 tan)**

Yıl	Üretim	ithalat	İaiaa
1996	2702	24625	2732?
1997	2331	26299	28630
1998	1974	28486	30460
1999	1706	28971	30677

**Tablo 2. Doğal Gaz Üretim. İthalat ve Talep Tahmini
(Milyon m³)**

Yıl	Üretim	İthalat	İalen
1996	195	10631	10826
1997	198	12891	13089
1998	202	15755	15957
1999	205	17165	17370

Ham petrolde talebin Tablo 1' de belirtildiği gibi mutedil artışlar ile gerçekleşmesi büyük olasılık taşımaktadır. Ancak doğal gazda 1996 yılındaki talebin 10.8 milyar m³ 'den. 1999' da 17.4 milyar m³ ' e çıkmasında altyapı kısıtı bulunmaktadır. Altyapı itibarıyla mevcut doğal gaz taşıma kapasitesine yeni ilaveler yapan bir yatırım mevcut değildir. Bazı şehirlerde doğal gaz kullanımını yaygınlaştırmak üzere yatırım yapılmaktadır. Bu nedenle doğal gaz tedarikinin 1999 yılında 17.4 milyar m³ ' e ulaşmasında altyapı yetersizliği bir engel teşkil edebilir.

Petrol ve doğal gazda talebin göreceli olarak yurtiçi kaynaklardan karşılanması için neler yapılabilir?

Önemli çokuluslu sermaye Türkiye' de petrol ve gaz aramalarını terk ettiğine göre. aramaların ve üretimin milli şirketimiz olan Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı' nca (TPAO) yapılması kaçınılmazdır. Türkiye' nin karmaşık jeolojik yapısı nedeniyle petrol ve gaz aramacılığı yönünden yüksek riskli ülkeler arasında yer aldığı bir hakikattir. Petrolde dünyadaki üretim fazlalığı ve bu nedenle fiyatların düşük seviyede seyretmesi, yabancı sermayeyi Türkiye' ye çekmeyecektir. T.P.A.O. 'nm petrol ve gaz arama ve üretiminde riskli yatırımlara girebilmesi için kaynak ihtiyacının desteklenmesi gerekmektedir. Bu desteklerden en önemlisi petrol sanayinin en karlı kısmı olan rafinaj, taşıma ve pazarlama hizmetlerinin bir bölümünün T.P.A.O.' ca yapılmasına imkan tanınmaktadır. Böylece milli petrol şirketimiz arama ve üretim faaliyetleri için daha fazla finansal desteğe kavuşmuş olacaktır.

Petrol tüketiminin en yüksek olduğu sektör ulaşım olduğuna göre. bu alanda petrolün daha verimli kullanılması için. toplu taşımacılık, ulaşım araçlarında yakıt verimliliği gibi konuların devletçe teşvik edilmesi gerekir.

•Petrol ve doğal gaz depolama tesisleri geliştirilerek ve yaygınlaştırılarak muhtemel tedarik krizleri bir ölçüde hafifletilmelidir.

Petrol ve doğal gaz arama ve üretiminde ileri teknolojinin sağlanması ve bu yönde teknik personelin bilgi ve deneyimlerinin artırılması gerekecektir.

Yurt dışında petrol ve doğal gaz arama ve üretim çalışmalarına katılmak, böylelikle tedarik risklerini azaltmak için kamu ve özel sektör kuruluşlarına teşvikler sağlanmalı ve hükümetlerce bu girişimler ayrıca dış siyaset bazında desteklenmelidir. Doğal gaz temininde mutlaka alternatif tedarik kaynakları yaratılmalıdır. 1999 yılında 17.4 milyar m³ ' e çıkması beklenen talebin 6-7.5 milyar m³ 'ü Rusya' dan. 2 milyar m³ ü de Cezayir' den veya başka bir ülkeden getirilecek LNG ile karşılanabilir. Dolayısıyla toplam olarak 8-9.5 milyar m³ gaz ithalatı mümkündür. Üç yıl sonra 1999 yılında artacak doğal gaz açığının giderilmesine yönelik yeni doğal gaz anlaşmalarının ve boru hatlarının yapımına acilen geçilmelidir.

2.2. JEOTERMAL ENERJİ

Jeotermal enerji, yerkabuğunun çeşitli derinliklerinde birikmiş ısının oluşturduğu. sıcaklığı 20° C ' den fazla olan ve çevresindeki normal yeraltı ve yerüstü sularına oranla daha fazla erimiş mineral çeşitli tuzlar ve gazlar içerebilen sıcak su ve buhar olarak tanımlanmaktadır. Düşük (20-70° C). orta (70-150 °C) ve yüksek (150 °C'den yüksek) entalpili (sıcaklıklı) olmak üzere üç gruba ayrılmaktadır. Yüksek entalpili akışkandan elektrik üretiminde, düşük ve orta entalpili akışkandan ise ısıtmacılıktayarılanılmaktadır^).

Bugün için jeotermal enerji dünya enerji sektöründe sadece %0.2 'lik bir paya sahiptir.

Jeotermal enerjinin çevresel etkilerinin fosil yakıtlara kıyasla çok daha az olduğu. özellikle kullanılmış jeotermal akışkanı geri veren reenjeksiyon sistemlerinin dışarıya bir atık bırakmadığı ifade edilmektedir. Halen jeotermal akışkanlardan üretilen elektriğin birim maliyetinin 4-6 cents/KWh arasında olduğu tahmin edilmektedir(4). Bu maliyet fosil yakıtlar ile rekabet edebilecek seviyededir. Dünyada jeotermal akışkanlar ile çalışan 6275 MWe gücünde termik santral. ısıtma amaçlı 13044 MWt gücünde tesis bulunmaktadır.

Türkiye' de Denizli- Kızıldere sahasında 20.4 MWe kapasiteli jeotermal akışkan ile çalışan bir termik santraldan yılda 80 x 10⁹ KWh elektrik üretilmektedir. Jeotermal enerji toplam elektrik enerjisi arzında %0 1 paya sahiptir.

Türkiye' de bugüne kadar yapılan çalışmalar sonucuna göre elektrik üretiminde 200 MWe. şehir ve sera ısıtmacılığında ise 1000 MWt potansiyel mevcut olduğu tespit edilmiştir (1). Elektrik üretiminde 20 4 MWe. şehir ve sera ısıtmacılığında ise 160 MWt kurulu güçle bu potansiyelin ancak küçük bir bölümünden faydalanılmaktadır.

Jeotermal enerjinin Türkiye' nin artan enerji talebine kayda değer bir katkıda bulunması sözkonusu olamaz. Ancak ucuz. yenilenebilir ve daha az çevre sorunu bulunması nedeniyle jeotermal aramaları ve geliştirmeleri teşvik edilebilir.

2.3. KÖMÜR

1994 Yılında taşkömüründe 3181 milyon ton, linyit kömüründe 1270 milyon ton olmak üzere, toplam Dünya üretimi 4451 milyon ton olduğuna göre. Dünya' nm taşkömürü ve linyit kömürü rezervleri 235 yıl yetecek seviyededir. Taşkömürü üretiminde 1994 yılında 1110 milyon ton (%34.9) ile Çin birinci sırayı alırken, bunu 593.3 milyon ton (%18 6) ile ABD. 369.2 milyon ton (%116) ile BDT ve 248 miryon ton (%7.8) ile Hindistan izlemektedir. Linyit üretiminde 1994 yılında 330 milyon ton (%25.9) ile ABD birinci durumda olup. bunu sırası ile 207.1 milyon ton(%1G.3) ile Almanya 106 5 milyon ton (%8 3) ile BDT ve 100 milyon ton (%7.8) ile Çin izlemektedir.

Dünyanın fosil yakıt rezervi Tablo 3' de gösterilmektedir(I).

Tablo 3. Dünya Fosil Yakıt Rezervleri

Eüjlae.	Petrol	Doğal Gaz	Kömür (milyon ton)	
	(milyar ton)	(milyar m ³)	Taşkömürü	Linyit
Kuzey Amerika	12.0	8800	111864	138528
Orta ve Güney Amerika	11.2	5400	5649	4548
Batı Avrupa	2.2	5400	27558	67576
Doğu Avrupa	8.1	56700	135422	179908
Orta Doğu	894	45200	193	-
Afrika	8.3	9600	60861	268
Asya ve Okyanusya	6.1	9900	178187	133303
TOPLAM DÜNYA	137.3	141000	519733	524131

Taşkömürü ve linyit olarak Dünya' da kömürün ana tüketim sahasının geçmişte de olduğu gibi elektrik üretimi olacağı tahmin edilmektedir. Avrupa' da kömür üretiminin, ithalat ile rekabet edebilme potansiyeli azaldığı için düşmesi, buna karşılık Avrupa kömür ithalatının artacağı tahmin edilmektedir. Buna karşılık Asya' da kömür tüketiminin artması ve aynı zamanda kömür ithal talebinin yine Asya kaynaklı kömürlerden karşılanması beklenmektedir. Kömürün tüketiminde temiz kömür teknolojileri giderek yaygınlaşacaktır

Devlet İstatistik Enstitüsü (DİE) değerlerine göre 1992 yılında Türkiye' de 51.4 milyon ton linyit kömür tüketildiği anlaşılmaktadır(5). Linyit üretim değerlerinde ancak TKİ tarafından yapılan üretim değerleri güvenilir durumdadır. Özel sektör linyit üretimi değerleri, beyan usulü kayda geçildiğinden ve bu konuda bir izleme mekanizmasının Enerji Bakanlığı' nca kurulamamış olması nedeniyle güvenilirliği yoktur. Ancak 1995 yılında Türkiye linyit üretiminin 55 milyon ton civarında gerçekleştiği tahmin edilmektedir. Bu durumda Türkiye linyit üretiminde Avrupa' da BOT. Almanya. Polanya ve Yunanistan' dan sonra beşinci büyük üretici konumundadır.

Türkiye' de taşkömürü Zonguldak Taşkömürü Havzasında bulunmaktadır. Linyit olarak adlandırdığımız Zonguldak Taşkömürü Havzası dışında bulunan kömürler Türkiye' nin her bölümünde bulunmaktadır. Türkiye' deki taşkömürü karbonifer (350-280 milyon yıl) yaşlı olup Westfalia ABCD katlarında rastlanmaktadır. Linyit kömürü ise Tersiyer (65-1.8 milyon yıl) yaşlı sedimentler içinde yer almaktadır.

Tablo 4. Türkiye Taşkömür Rezervleri (5).
(Milyon ton)

Görünür	Muhtemel	Mümkün	TOPLAM
427.6	315.7	383.2	1126.5

Tablo 5. Türkiye Linyit Rezervleri (5).
(Milyon ton)

Görünür	Muhtemel	Mümkün	TOPLAM	İŞLETİLEBİLİR BEZEY
7339.0	625.9	110.0	8074.9	3907.9

Yukarıdaki tablolardan da görüleceği gibi taşkömürü ve linyitin görünür rezerv kategorisinin toplam rezerve oranı sırası ile %38 ile %91 'dir. Bu değerler özellikle linyitte oldukça olumlu değerlerdir. Ancak rezervin görünür kategorisinde ifade edilebilmesi bu varlıkların ekonomik olarak işletilebilirliğini göstermemektedir. Halen Türkiye' de taşkömürü üretimi ekonomik olarak yapılamamaktadır. Buna karşılık linyit kömüründe projelendirilmiş veya bir ölçüde ekonomik olarak üretimi mümkün olduğu tahmin edilen rezerv 3.9 milyar ton' dur. Ancak bu değer 2.1 milyar tonu Elbistan Linyit Havzası' na ait olduğu düşünülürse Elbistan Havzası dışındaki linyitlerin işletilebilir rezervi 1.8 milyar ton olarak bulunur. Bu rezerv Elbistan Havzası' ndan yapılan üretim hesabına katılmadan Türkiye' nin linyit üretimine bölünürse 40 yıllık bir ömür tesbit edilir. Bu değer enerji üretimimizi güvence altına alamaz. Bu nedenle işletilebilir rezerv kategorisindeki rezervin artırılması için yeni kömür sahalarını arama ve projelendirme çalışmalarını yoğunlaştırmak gerekmektedir.

Kömür ile çalışan termik santrallerin üretimleri ve verimleri Tablo 6' da verilmektedir.

Tablo 6. Kömür ile Çalışan Termik Santrallerin Üretimleri

Termik Santral Adı	Kurulu Güç (MW)	Proje Üretim (GWh)	Termik Santralin Son Beş Yıl Üretim Ortl. (GWh)	Proje Kapasite Kullanım Oranı (%)
Çatalağızı B	2x150=300	1950	1328	68.1
Afşin-Elbistan	4x340=1360	8840	4215	47.7
Çayırhan	2x150=300	1950	1267	65.0
Kemerköy	3x210=630	4095	Denemede	?
Kangal	2x150=300	1950	1200*	61.5
Orhaneli	1x210=210	1365	Çalışmıyor	?
Seyitömer	4x150=600	3900	3517	90.2
SomaA	2x22=44	290	320	110.3
SomaB	6x165=990	6435	4605	71.6
TunçbilekA	2x32+1x65=125	840	-	-
Tunçbilek B	2x150=300	1950	1501**	77.0
Yatağan	3x210=630	4100	2650	64.6
Yeniköy	2x210=420	2730	2268	83.1
TOPLAM	6213	40395	22871	56.6

* Son dört yıl ortalaması.

** Tunçbilek A dahil.

Tablo 6' nın analizinden görüleceği gibi termik santrallerin kapasite kullanım oranı toplamda %56.6 gibi çok düşük bir seviyededir. Burada yıllık proje üretimi, termik santralin yılda 6500 saat peak kapasitede çalışacağı esasına göre hesaplanmıştır. Termik santrallerin ekonomik değerlendirilmesinde yılda peak kapasitede çalışma süresi 6500 saat olarak alınmakta ve bu değer normal olarak üreticilerin sağladıkları değerdir. Batı Avrupa' da kömür ile çalışan bazı termik santrallerde yılda peak kapasitede çalışma 7000 saati geçmektedir. Bu analizler göstermektedir ki mevcut termik santrallerde kapasite kullanım oranları kabul edilebilir seviyede değildir. Kemerköy ve Orhaneli termik santrallerinin toplam kurulu gücü 840 MW'dır. Yalnız termik santral yatırımı olarak yaklaşık 1 milyar USA doları seviyesindeki bir yatırımı atıl bırakıp yeni termik santral yatırımlarından bahsetmek ihtiyacın inandırıcılığını zayıflatmaktadır. Ayrıca bundan sonraki bölümde inceleyeceğimiz gibi termik santrallerin çalıştırılmasında teknik

yetersizlikle yönetim etkisizliği sözkonusudur. Türkiye' nin çok acilen teknik yetersizliğini ve yönetim etkisizliğini aşması gerekmektedir. Bütün bu olumsuzlukların bir anda halli için. özelleştirme reçetesi sunmanın temelinde ideolojik bir fırsatçılık yattığı rahatlıkla anlaşılabilir. Birlikte meseleyi çözücü çare olarak ele alınamaz. Çaresizlik içindeki devlet işletmelerinin kötülenmesi, özelleştirme taraftarı kitleler tarafından büyük bir hazla izlenmesine rağmen çaresizliğe ve yetersizliğe çözüm getirmemektedir. Görülmektedir ki kamu işletmeciliğinin yetersizliği ve etkisizliği konusunda tedbir almak bunları ıslah etmek ve geliştirmek açısından bir adım atılması sözkonusu değildir. Ancak bu durumda kamu oyuna yeni elektrik imkanları kurmamız gerektiği nasıl anlatılacaktır? Belki elektrikler kesildiğinde bu da bir şantaj yolu ile aşılacaktır. Ancak biz meslekten uzmanlar, idareciler bilmekteyiz ki; Türkiye' de doğması kaçınılmaz olan elektrik enerjisi sıkıntısının aşılmasında ilk ve öncelikli adım. mevcut enerji ve elektrik üretim tesislerinin verimliliklerinin en az proje değerlerine ulaştırılması için işletmeciliğimizin teknik ve yönetim açısından yeterli ve etkili biçime kavuşturulmasıdır. Bu konuda bir adım atılmadıkça enerji açığı konusunda bizlerin bile tadminkar gerekçeler üretmemiz mümkün olmayacaktır.

3. TERMİK SANTRAL KURULMASI AÇISINDAN KÖMÜR SAHALARININ DEĞERLENDİRİLMESİ

3.1. ELBİSTAN HAVZASI

Elbistan Havzasında 3.3 milyar ton rezervden söz edilmesine rağmen bu rezervin Kışlaköy Bölümünde (Elbistan A) 484 milyon ton ve Çöllöler Bölümünde (Elbistan B)919 milyon ton olmak üzere toplam 1.4 milyar ton rezerv ekonomik olarak işletilebileceği tesbit edilmiştir. Bu durumda havzanın Kışlaköy Bölümü çalıştırıldığına göre. halen işletilmeyen Çöllöler Bölümü için bir termik santral kurulması planlanabilir. Burada gözden kaçırılmaması gereken bir ayrıntı daha vardır. Halen çalıştırılan Kışlaköy Açık işletmesi tevsii edilerek ve sahanın sınırları bir miktar genişletilerek Elbistan A Termik Santralı 2x340 MW lik bir kapasite ile tevsii edilebilir. Kömür açısından mühendislik çalışmaları tamamlanmış bulunan Elbistan Tevsii Projesi, özelleştirme girişimleri nedeniyle bir türlü başlatılamamaktadır. Elbistan Termik Santralı ve kömür tesislerinin kararname ile özelleştirilmesine karar verilmiş olmasına rağmen bu işlem muhtemelen siyasi ve bürokratik endişelerden dolayı yapılamamaktadır. Ancak Türkiye' nin acilen harekete geçirilmesi gereken kaynakları atıl bir şekilde yıllarca beklemekte bundan da hiç bir yetkili sorumlu olmamaktadır

Havzanın diğer bölümlerinin arama çalışmaları yapılmadığından bu kısımlarda yeni bir termik, santral planlaması yapılamaz. Havzanın aramaları tamamlanmamış diğer bölümlerinin rezervleri ve madencilik özellikleri belirlendikten sonra Elbistan Havzası' na Elbistan B Termik Santralı' ndan başka santrallerin kurulması analiz edilebilir. Elbistan Termik Santralı' nın kapasite kullanım oranı %47.7 gibi son derece düşük bir değer olmasına rağmen 1994 yılı elektrik üretim maliyetleri açısından gaz ile çalışan termik santrallardan %29 daha ekonomiktir (G).

Tablo 7. Elbistan Termik Santralının Gaz Santralları ile Net İşletme Maliyeti Mukayesesi

Santral Adi	1994 Birim İşletme Maliyeti TL /KWh	Endeks
Afşin-Elbistan	701.98	100
Hamitabat	905.73	129
Ambarlı	898.09	128

Görülmektedir ki, Elbistan Havzası şu anda Türkiye' de büyük bir hamle ile kurulmaya çalışılan doğal gaz termik Santrallerinin tümünden daha ekonomik ve bir yerli kaynak olarak atıl beklemektedir. Elbistan Termik Santrali¹ nm verimsizliği, teknik ve yönetim yönü ile aşıldığında bu santralda üretilecek elektrik ile Türkiye' de başka bir enerji kaynağının rekabet edebilmesi mümkün değildir. TEAŞ' in 1994 yılı fiili değerlerine göre Afşin - Elbistan Termik Santrali' nda 5174.9 GWh elektrik enerjisi üretilmiş buna karşılık 2105614 x 10⁶ TL yakıt gideri olmuştur. Başka bir HRS/İSİR 1 KWh irindeki yakıtın mahveti 406.89 TL' dir. 1994 yılı ortalama olarak İJSA dolarının kur değeri 31336 TL alındığında Afşin-Elbistan Termik Santrali' nda 1 KWh elektrik üretim maliyeti içindeki kömürün payı 1.3 cent bulunur. Bu Termik Santralin küi atma tesislerinin yetersizliği üretim verimini artırmak için ele alınması gereken ilk konudur. Elbistan Havzasına kurulması düşünülen Elbistan A tevsii ve Elbistan B Termik Santrallerini çok gecikmiş bir karar olarak değerlendirmekteyiz. Ayrıca Elbistan Kömür Havzası' nm diğer bölümlerinde de arama ve projelendirme çalışmaları en kısa sürede tamamlanarak bu havzada yeni santrallerin kurulmasına öncelik verilmelidir.

3.2. ÇAN HAVZASI

Çan Kömür Havzası TKİ tarafından 300 MW gücündeki bir termik santral ve diğer enerji taleplerini karşılayacak şekilde yeniden projelendirilmiştir. 300 MW gücündeki bir termik santral 33 yıl boyunca besleyebilecek ekonomik kömür mevcuttur. Bu sahadan AİD 2630 Kcal/kg kalitesindeki kömürün maliyeti 15 \$/ton seviyesindedir. Yaklaşık olarak 1 KWh elektrik üretim maliyeti içinde yakıtın payı 1.4 cent gibi çok ekonomik bir değer olmaktadır. Çan kömür sahasında halen çalışan doğal gaz termik santrallerinden daha ekonomik bir elektrik üretim imkanı bulunduğu tesbit edilmiştir. Tüm mühendislik ve ekonomik değerlendirmesi yapılmış olan bu yerli kaynak, termik santral yatırımı için beklemektedir.

3.3. SOMA HAVZASI

Elbistan' dan sonra Türkiye' nin ikinci büyük kömür havzası. 623 milyon ton toplam rezervle Soma Havzası' dır. Işıklar, Deniz ve Eynez olarak adlandırılan üç kömür sektöründen oluşan bu havzada kömür damarına ve sektörlerle göre kömür özelliklerinde büyük farklılıklar görülmektedir. Örneğin Deniz sektöründe tüvenan kömürde alt ısı değeri (AİD) 1400 Kcal/kg 'a kadar düşmesine rağmen, Eynez sektöründe tüvenan kömürde AİD 4400 Kcal/kg 'a kadar çıkmaktadır. Esasında Soma ve Eynez sektöründe bazı kömür horizonlarını linyit kömürü olarak tanımlamak hatalıdır. Amerikan A.S.T.M. standartlarına göre Soma ve Eynez sektörlerindeki kömürler alt bitümlü kömür sınıfına girmektedir(7). Bu sınıflandırmadaki kömürler kömür ticaretinde 'Buhar Kömürü' ölererek enilmektedir.

Soma Kömür Havzası' ndan yılda 10.5 milyon tüvenan kömür üretilmektedir. Tüvenan kömür, yıkama ve ayıklama işleminden geçirildiğinden yılda 9.8 milyon kömür pezarlenmakta bunun 7.3 milyon tonu Soma Termik Santrellarında tüketilmektedir. Soma Kömür Havzası' nda halen Deniz ve Soma açık işletmelerinden göreceli olarak düşük maliyetle üretilen tüvenan kömürler Soma Termik Santralında kullanılmaktadır. Soma açık işletmesinde bugünkü üretim miktarı ile açık işletme rezervi 12 yıl sonra tükenecektir. Deniz açık işletmesinin ömrü ise 28 yıldır. Eynez işletmesinin üretimi ise tümü ile yeraltı madenciliği ile yapılacaktır. Bu durumda Soma açık işletmesinin 6.4 milyon ton olan yıllık tüvenan üretiminin yeraltından karşılanma zarureti vardır. Bu konuda yapılan mühendislik ve ekonomik çalışmalar sonucu Soma ve Eynez işletmelerinden üretilen kömürün maliyetinin 55 \$/ton olacağı tesbit edilmiştir. Bu maliyetle üretilen ve santrela verilmesi gereken tüvenan kömürün AİD' si 2800 Kcal/kg ölmektedir. Yaklaşık olarak 1 KWh elektrik üretim maliyeti içinde yakıtın payı 4.7 cent gibi yüksek bir değere ulaşmaktadır. Bu durumda Soma Kömür Havzasına yeni termik santral düşünülürken, yakıtın yüksek maliyeti dikkate alınarak ekonomik analiz yapmak gerekir.

3.4. TUNÇBİLEK HAVZASI

Tunçbilek Kömür Havzası da 264 milyon ton toplam rezetvi ile Türkiye' de önemli bir havzadır. Bu rezervin %20' si olan 53.8 milyon tonu açık işletmecilik madenciliğine müsait olup, gari kalan 210.2 milyon tonu yeraltı madenciliği ile üretilebilecek rezerv olarak tesbit edilmiştir. Tunçbiiak' te yeni termik santral kurulması ile ilgili problem Soma Havzasındaki problemin aynıdır.

Burada da mevcut üretim miktarı ile açık işletmecilik faaliyetleri 12 yıl sonra (2009) sona erecektir. 2009 yılından sonra mevcut Tunçbilek Termik Santralleri ve bu havzaya yeni kurulması düşünülen termik santraller, maliyeti çok yüksek olan yeraltı madenciliği ile sağlanacaktır. Tunçbilek Havzasındaki yeraltı kömür madenciliğine elverişli tüm sahalara projelendirilmiş durumdadır. Bu projelerdeki değerlere göre yeraltından istihsal edilecek tüvenan kömürün maliyet' 50 \$/ton' dur. Termik santrale verilecek 2200 Kcal/kg AID' li tüvenan kömürün, 1 KWh elektrik üretim maliyeti içindeki payı 5.45 cent gibi yüksek bir değere ulaşmaktadır.

3.5. BEYPAZARI HAVZ.-,."31

Beypazarı Kömür Havzası, yeraltı madencilik yöntemi ile işletilebilecek özellikte bir havzadır. Jeolojik olarak fazla tektonizmaya maruz kalmış bir saha değildir. Bu nedenle madencilik şartları elverişlidir ve kömür havzasından büyük ölçekli üretimler yapılabilir Kömürlü sahada 390 milyon ton rezerv bulunmaktadır. Bu rezervin 60,75'i görünür sınıftadır. Bu havzada halen 2x150 MW bir santral 1986 yılından bu yana çalışmaktadır ve bu santral yılda 1.8 milyon ton kömür tüketmektedir. 1996 yılı başında mevcut santrale 2x160 gücünde yeni santraller ilavesi için proje başlatılmıştır. 1999 yılında bu havzada kurulu güç 620 MW a ulaşacak ve termik santral blokları yılda 4.3 milyon ton kömür tüketecektir.

Kömür oluşumunun özellikleri yeraltı madenciliğine elverişli olması nedeniyle, bu havzadan yapılan üretim maliyeti göreceli olarak yüksektir. Halen üretim maliyeti 50 \$/ton seviyesindedir. Yeni yapılan yeraltı projelerinde kömür maliyetini bu seviyenin altına düşürmek henüz mümkün olamamıştır. Kömür AID' i 2400 Kcal/kg seviyesindedir. Termik santrale verilecek 2400 Kcal/kg AID' li tüvenan kömürün 1 KWh elektrik üretim maliyeti içindeki payı 4.8 cent olarak hesaplanmaktadır. Beypazarı Havzası kömürleri ile beslenecek yeni termik santral planlamalarında yakıt maliyetinin yüksekliği, elektrik üretiminin ekonomisini olumsuz yönde etkileyeceği açıktır.

3.6. MUĞLA HAVZASI

Bu havzadaki kömürler üç sektörde yer almaktadır. Bu sektörleri Yatağan. Milas ve Hüsamlar olarak adlandırmaktayız.

Tablo 7. Muğla Havzası Rezervleri, Termik Santral Tüketimleri ve Yakıt Bedeli

Sektör	Görünür Rezerv .. (ton)	Termik Santral Gücü ve Kömür Tüketimi	Termik Santral ömrü (yıl)	Termik Santral Yakıt Bedeli c/KWh
Yatağan ve Tınaz	133.250.000	3x210 MW 5.025.000 ton/yıl	27	1.77
Milas-Sekköy (Yeniköy)	139.546.000	2x210MW 3.860.000 ton/yıl	36	1.64
Hüsamlar (Kemerköy)	102.641.000	3x210MW 5.400.000 ton/yıl	19	

santrale verilen tüvenan kömürün.1 KWh elektrik üretim maliyeti içindeki payı 1.65 cent' tir Bu değer elektrik üretimi için oldukça ekonomik bir fiyattır.

3.10. TEKİRDAĞ HAVZASI

Tekirdağ - Saray Kömür Havzası'nda 23.7 milyon ton' u görünür, 105.6 milyon ton' u muhtemel olmak üzere toplam 129.3 mi yon ton kömür rezervi hesaplanmaktadır. Kömürün AID' si 2000 Kcal/kg civarındadır. Bu havzada yapılan değerlendirme çalışmalarında açık işletme madenciliği ile üretim yapılabilmesi tesbit edilmiştir. Ancak kömürün derinde bulunması nedeniyle örtü kömür oranı 21.5 m³/ton olarak tesbit edilmiştir. Örtü kömür oranının bu derece yüksek olması kömür üretim maliyetlerini çok yükseltmektedir. Yapılan çalışmalar sonucu bu havzadan 2000 Kcal/kg evsafındaki termik santrallarda kullanılmaya elverişli kömürün maliyeti 25 \$/ton civarında hesaplanmıştır. Bu durumda termik santralda tüketilmesi gereken 2000 Kcal/kg AID' li tüvenan kömürün 1 KWh elektrik üretim maliyeti içindeki payı minimum 3 cent' tir. Bu ekonomik bir değer değildir

3.11. ADANA – TUFANBEYLİ HAVZASI

Elbistan kömürleri ile aynı yaşta ve jeolojik şartlarda oluşmuş olan bu kömür havzası. Elbistan Havzası' na da çok yakındır. Ancak Tufan bey l i sahasının madencilik şartları Elbistan' a kıyasla oldukça farklıdır.

Sahada 177 milyon ton işletilebilir rezerv hesaplanmıştır. Ancak kömürlü sahanın örtü kömür oranı 7.43 m³/ton' dur. Elbistan kömür sahasının örtü kömür oranı 2.3 m³/ton olduğuna göre. Tufanbeyli sahasından termik santral amaçlı üretilen kömürün maliyeti Elbistan kömürüne göre minimum 3 kat daha fazla olacaktır. Tufanbeyli kömürlerin AID' si 1300 Kcal/kg olup. Elbistan kömürlerine eşdeğerdir. Ayrıca kömürlü sahanın ortasından Sarız Irmağı geçmekte olduğundan bu yüksek debili ırmağın derivasyonu gerekmektedir. Kömürlü sahadan ırmağın derivasyonu ve sahada muhtemel olumsuz hidrojeolojik şartların getireceği masraflar kömürün maliyetini daha da artıracaktır. Tufanbeyli de Beyşehir kömür sahası gibi ekonomik açıdan önceliği olmayan bir kömür sahasıdır. Bu sahada da 1 KWh elektrik üretimi için yakıt girdisi maliyeti 4.80 cent olarak hesaplanmaktadır.

3.12. BİNGÖL- KARLIOVA SAHASI

Bu kömür sahasının açık işletmecilik tekniği ile işletilebilir rezervi 26 milyon ton' dur. Rezervin 62 milyon tonluk geri kalan bölümü yeraltı madenciliği ile işletilebilir. Karlıova kömürlerin AID' si 1260 Kcal/kg 'dir. Açık işletme yapılabilen 26 milyon ton'luk bölümünün örtü kömür oranı 10.6 m³ Aon *dur*. Yeraltı işletmeciliğine müsait bölümünün ekonomik olarak işletilmesi söz konusu değildir. Projelendirilen açık işletme sahasındaki kömür kalitesi, örtü kömür oranı ve iklim şartları dikkate alındığında kömür üretim maliyeti yaklaşık olarak 35 \$Aon seviyesinde hesaplanmaktadır. Bu durumda termik santralda 1 KWh elektrik üretim maliyeti içindeki yakıtın payı 6.7 cent olmaktadır. Bu değer ekonomik bir elektrik üretimine imkan tanımaz.

4. KÖMÜR SAHALARININ GENEL DEĞERLENDİRMESİ

Elektrik üretiminde kömür girdisi, işletme maliyetinin %58.3 'nü oluşturmakta olduğu TEAŞ istatistiklerinden anlaşılmaktadır(6). Esasında eski termik santralda işletme maliyeti içinde amortismanların payı düşük olacağından kömür girdisinin işletme maliyeti içindeki payı %70' lere kadar çıkabilir.Bu nedenle hangi kömür sahasında termik santral kurulmalıdır sualine cevap bulmak bir ölçüde kolaylaşmaktadır. Şüphesiz işletme maliyeti termik santralin

kapasitesine, kömürün ısı değeri, termik santralin ısı verimine, kül atma tesislerinin özelliklerine, desülfürizasyon tesislerinin kapasitesine ve verimine vb. parametrelere bağlıdır. Ancak bir termik santralda kömürün maliyeti, üretilen elektrik enerjisi maliyeti içinde çok önemli bir paya sahiptir. Kömürün üretim maliyeti ve ısı değeri bilindiğinde 1 KWh elektrik enerjisi üretmek için işletme maliyeti içindeki yakıt girdisi hesaplanarak, kömürlü sahadan ekonomik olarak elektrik üretiminin mümkün olup olmayacağı konusunda taydai bir kriter oluşturulmuş olur. Bu hesaplama daha da ileri götürülerek elektrik üretimi işletme maliyeti ve ticari maliyet dahi tahmin edilebilir.

Bir önceki bölümde yer elen kömür senalarını incelediğimizde termik santral kurulması düşüncesi olan kömürlü sahalar arasında öncelikleri olanlar ve ekonomik olmayanlar kolaylıkla tesbit edilecektir. Aşağıda Tablo 6' de yer alan değerlerin dikkatlice incelenmesi tavsiye edilir

Tablo 8. Termik Santral Kurulması Düşünülen Kömür Sahalarının Değerlendirilmesi

Sıra No	Kömür Sahasının Adı	Elektrik İşlet. Maliyeti İçinde Yakıt Maliyeti cent/KWh	Elektrik Nihai İşletme Maliyeti cent/KWfr	Endeks.	
E K O N O M İ K	Afşin-Elbistan A-(V-VI) Tevsii	130	:24	100	
	Afşin-Ebistan B	1.30	2.24	100	
	Çan	1 40	2.41	108	
	Seyitömer	1.65	2.85	127	
5	E K O N O M İ K	Tekirdağ-Saray	3.00	5.17	231
6	fi	Soma	4.70	8.10	362
7	0	Beypazarı	4.80	8.28	369
8	1	Beyşehir	4.80	8.28	369
9	K	Tufanbeyli	4 80	8 28	369
10	D E Ğ	Tunçbilek	5.45	9.40	419
11	1	Karlıova	6.70	11.55	516

Yukarıdaki tabloda yer alan Seyitömer V. blok termik santralinin devreye girmesi ile mevcut termik santrallerden biri. daha sonra ikincisi durdurulduğunda yeterli kömür rezervi olduğu hatırdan çıkarılmamalıdır. Mevcut bloklar 30 yıldan fazla çalıştırılacaksa, V.blok termik santrali ekonomik ömrü boyunca besleyecek rezerv yoktur.

Elektrik nihai işletme maliyeti hesaplanırken TEAŞ' in istatistik değerleri kullanılarak bir yaklaşım sağlanmıştır. Burada yakıt maliyetinin, işletme maliyeti içindeki payının %58 olarak tüm termik santraller için aynı olacağı varsayılmıştır. Şüphesiz nihai işletme maliyetinden ticari maliyeti de tahmin etmek mümkün olabilir.

5. SONUÇ

Türkiye' de enerjide dışa bağımlılık giderek artmaktadır. Yerli enerji kaynaklarının aranmasında özellikle son on yıldır kayda değer bir gelişme olmamıştır 3213 Sayılı Maden Kanunu yerli enerji kaynaklarının aranmasında MTA Kuruluşu' na kısıtlamalar getirmiştir. Kanunun MTA' ya aramalarında esneklikler sağlaması açısından değiştirilmesi gerekmektedir.

Petrol ve doğal gaz aramalarından uluslararası şirketlerin çekilmesi, yerli kaynakların geliştirilmesi yönünden büyük bir engeldir. Yerli kuruluşumuz TPAO' nun arama ve üretim faaliyetlerinde daha fazla kaynak yaratabilmesi için petrol ve doğalgaz pazarlama ve rafinaj işlerine direkt olarak girmesi düşünülmelidir.

Jeotermal enerji aramaları ve geliştirme çalışmaları desteklenmelidir. Ancak jeotermal enerjinin Türkiye' nin artan enerji talebinin karşılanmasında kayda değer bir katkıda bulunamayacağı unutulmamalıdır.

Yerli enerji kaynaklarımız içinde, artan enerji talebinin bir bölümünün karşılanması açısından kömürden başka bir kaynağımız bulunmamaktadır. Taşkömürü Havzasının yüksek maliyetli üretimi, enerji talebinin karşılanmasında umut verici değildir Diğer kömürlerimizden geliştirmeye teknik ve ekonomik olarak en uygun kömür havzaları Elbistan ve Çan Havzalarıdır. Bu havzalar elektrik üretimi amaçlı olarak acilen geliştirilmelidir. Elbistan A Tevsi, Elbistan B ve Çan Termik Santralleri yatırımları gecikmiş yatırımlardır Diğer kömür havzalarında termik santral amaçlı yatırımlar günümüz ekonomik şartlarında uygun görülmemektedir. Seyitömer Havzasına V inci bir santral kurulması ancak mevcut termik santral bloklarının devre dışı bırakılması ile mümkün olabilir Bu konuda karara varılmadan önce konunun derinlemesine ekonomik analizini yapmak gerekmektedir.

Elektrik üretiminde kurulu kapasiteden çok düşük verimle faydalanıldığı görülmektedir Yeni termik santral kurma çabalarından önce ve öncelikle mevcut kapasitenin kullanılabilirliğini artırmak gerekmektedir. Bu konuda teknik ve yönetim yetersizliğinin ana sebepleri enerji sektöründeki özelleştirme uğraşlarındaki sonuçsuzluktur. Özelleştirme çalışmaları nedeniyle termik santrallara ve kömür madenlerine yenileme ve iyileştirme yatırımları yapılmadığı gibi yönetim açısından bu işletmeler elden çıkarılmıştır. Bu olumsuzluğun acilen giderilmesi halinde mevcut tesislerden yaklaşık olarak 17 milyar KWh daha fazla elektrik üretmek mümkün olacaktır. Tablo 8' de belirtildiği gibi toplam gücü 2500 MW ve yıllık üretim kapasitesi 16.3 milyar KWh olan termik santrallerin acilen inşası, ayrıca kömür ile çalışan mevcut santrallerden sağlanacak verim artışı ile yılda 33 milyar KWh ilave üretim yapılabilir. Bu değer Türkiye' deki elektrik üretiminin üçte biridir.