



World Energy Council

CONSEIL MONDIAL DE L'ENERGIE



Turkish National Committee

COMITE NATIONAL TURC

Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi

KÖMÜR ÇALIŞMA GRUBU RAPORU

**Aralık 2007
Ankara**

KÖMÜR ÇALIŞMA GRUBU

- Başkan** : Ömer ÜNVER (DEK/TMK)
Üye : Mücella ERSOY (TKİ Genel Müdürlüğü)
Üye : İsmail ERGÜDER (TKİ Genel Müdürlüğü)
Üye : Metin GÜRKAN (EÜAŞ Genel Müdürlüğü)
Üye : Sevil GÜRKAN (EÜAŞ Genel Müdürlüğü)
Üye : Çetin KOÇAK (TKİ Genel Müdürlüğü)

İÇİNDEKİLER

Yönetici Özeti	1-1
1 Giriş	1-3
2 Dünya Enerji Talebi	1-4
3 Dünya Kömür Sektörü	1-8
4 Türkiye’de Kömür	1-12
4.1 Enerji Talebi ve Kömür	1-12
4.2 Türkiye Kömür Rezervleri	1-14
4.3 Türkiye’nin Önemli Linyit Sahaları	1-17
4.4 Kömürün Özellikleri	1-18
4.5 Türkiye’de İnşa Edilmiş ve Edilmekte Olan Önemli Linyit Projeleri.....	1-19
4.6 Türkiye’de Kömür Üretimi	1-21
4.7 Türkiye’de Kömür Tüketimi ve Sorunları	1-22
4.7.1 Elektrik Sektöründe Kömür Tüketimi Sorunları ve Öneriler	1-25
4.7.2 Isınma ve Sanayi Sektöründe Kömür Tüketimi Sorunları...	1-28
5 Kömür Teknolojileri	1-30
5.1 Kömür Yakma Teknolojileri.....	1-32
5.1.1 Pulverize Kömür Yakma Teknolojisi.....	1-33
5.1.2 Akışkan Yatak Yakma Teknolojisi	1-34
5.1.3 Super Kritik Kazanlı Termik Santraller	1-38
5.2 Kömürün Gazlaştırılması/Sıvılaştırılması	1-44
5.2.1 Entegre Kömür Gazlaştırma Kombine Çevrim Santralleri .	1-45
5.3 Karbondioksit Emisyonlarının Azaltılması.....	1-46
5.3.1 Karbonun Tutulması ve Depolanması.....	1-47
6 Geleceğe Yönelik Tahminler.....	1-48
6.1 Elektrik Üretim Amaçlı İşletmeye Alınabilecek Linyit Projeleri	1-49
6.2 Afşin Elbistan Havzasının Önemi	1-54
6.2.1 Afşin-Elbistan Bölgesel Kalkınma ve Linyit Projesi	1-54
7 Enerji Sektöründe Kamunun Karşılaştığı Sorunlar	1-61
7.1 Kamu İhale Kanunu (4734).....	1-61
7.2 Enerji Piyasası Düzenleme Kanunu (4628).....	1-65
8 Sonuç	1-67
9 Kaynakça.....	1-71

TABLULAR

Tablo (1) - Dünya Enerji Tüketimi (Milyon tpe).....	1-4
Tablo (2) - Dünya Enerji Tüketiminde Enerji Kaynaklarına Göre Artış (%)	1-5
Tablo (3) - Dünya Görünür Kömür Rezervleri	1-8
Tablo (4) - Dünya Fosil Enerji Üretimlerindeki Gelişmeler (milyon ton petrol eşdeğeri).....	1-9
Tablo (5) - Fosil Yakıtların AB Fiyatları	1-11
Tablo (6) - Sanayi Elektrik Fiyatları (US \$/kwh)	1-14
Tablo (7) - 2007 yılı Türkiye Taşkömürü Rezervleri	1-15
Tablo (8) - Türkiye Linyit Rezervleri	1-16
Tablo (9) - Türkiye'nin Önemli Linyit ve Turba Yataklarının Jeolojik Yaş, Kömür Tipi ve Ortamları	1-17
Tablo (10) - İşletmede ve İşletmeye Alınmakta Olan Projeler	1-20
Tablo (11) -Taşkömürü Üretim ve Tüketim Dengesi (Bin Ton)	1-23
Tablo (12) - Linyit Üretim ve Tüketim Dengesi (Bin ton)	1-24
Tablo (13) - Türkiye Elektrik Üretiminde Kömür ve Doğal Gazın Payı(GWh)	1-25
Tablo (14) - Çimento Sektöründeki Enerji tüketimi(Bin TEP)	1-29
Tablo (15) - Şeker sektöründeki enerji tüketimi(BinTEP)	1-29
Tablo (16) - Isınma Sektöründe Enerji Tüketimi(Bin TEP)	1-29
Tablo (17) - Diğer Sanayi de enerji tüketimi(Bin TEP)	1-30
Tablo (18) - Birincil Enerji Kaynaklarının Toplam Enerji Talebi İçindeki Payları	1-49
Tablo (19) - Elektrik Üretim Amaçlı İşletmeye Alınabilecek Projeler	1-50
Tablo (20) – EPDK dan Lisans Alan Kömür Yakıtlı Tesisler	1-51

ŞEKİLLER

Şekil (1) - Dünya enerji talebi (milyon tpe)	1-4
Şekil (2) - Enerji kaynaklarına göre tüketim artışı	1-6
Şekil (3) - Enerji kaynaklarına göre tüketim artışı	1-6
Şekil (4) - Dünyada fosil yakıtların görünür rezerv dağılımı	1-7
Şekil (5) - Fosil rezervlerin ömrü	1-7
Şekil (6) - Dünya fosil yakıt üretiminde gelişmeler (milyon ton petrol eşdeğeri)	1-10
Şekil (7) - Enerji fiyatlarındaki değişim \$/tep	1-11
Şekil (8) - Dünya kömür ticareti.....	1-12
Şekil (9) - 1970-2005 Türkiye Birincil Enerji Üretimi	1-13
Şekil (10) -1970-2005 Türkiye Genel Enerji Tüketimi	1-13
Şekil (11) - Dünya, AB (25) ve Türkiye’de 2004 yılı elektrik üretiminde kömür kullanımı.....	1-14
Şekil (12) - Linyit ruhsatlarının dağılımı	1-18
Şekil (13) - Türk linyitlerinin ısı değer dağılımı	1-19
Şekil (14) - Türkiye taşkömürü üretimi (1000 ton)	1-21
Şekil (15) - Türkiye taşkömürü üretim maliyetleri	1-21
Şekil (16) - Türkiye linyit üretimi (1000 ton).....	1-22
Şekil (17) - Türkiye taşkömürü tüketimi.....	1-23
Şekil (18) - Türkiye linyit tüketimi	1-24
Şekil (19) - Elektrik üretiminde kömür ve doğalgaz kullanımı.....	1-25
Şekil (20) - Linyite dayalı santrallerde verimlilik gelişimi	1-32
Şekil (21) - Pulvarize kömür kazanlı elektrik santrali şeması	1-33
Şekil (22) - Çan Termik Santrali kazan kesiti	1-36
Şekil (23) - Akışkan Yataklı Kazan Yanma Havası Akış Şeması	1-37
Şekil (24) - Kömür Santrallerinin Ortalama Verimlerinin Gelişimi	1-39
Şekil (25) - Kömür Santrallerinde Verimin İyileştirilmesi	1-39
Şekil (26) - Termik Santrallerin sıcaklığa bağlı verimleri ile ilgili gelişmeler	1-40
Şekil (27) - Süperkritik kazanlı santral yatırımları.....	1-40
Şekil (28) - Büyük superkritik santrallerin maksimum ana buhar sıcaklığı artışı	1-42
Şekil (29) - Ana giriş buharı ve sıcaklığındaki artışın Türbin verimine etkisi	1-43
Şekil (30) - Entegre Kömür Gazlaştırma Kombine Çevirim Santrali.....	1-46
Şekil (31) - CO ₂ depolama seçenekleri.....	1-48

YÖNETİCİ ÖZETİ

Kömür dünyada en önemli enerji kaynağı durumundadır. Günümüzde dünyada elektrik üretiminin %38'i kömür ile yapılmaktadır. Birçok ülkede elektrik enerjisinin yarısından fazlası kömürden üretilmektedir. Özellikle son yıllarda doğalgaz ve petrolün uluslararası fiyatlarındaki çok yüksek artışları nedeniyle, dünya enerji talebinin karşılanmasında kömür en önemli kaynak olarak diğer enerji kaynaklarına kıyasla daha yüksek bir gelişme göstermiştir.

Günümüzde Dünyada yılda 5 milyar ton taşkömürü ve 1 milyar ton civarında linyit üretilmektedir. Dünya kömür ticareti yılda 800 milyon seviyesindedir. Önümüzdeki 20 yıl zarfında kömür tüketiminin şimdiki payını devam ettireceği Dünya Enerji Konseyi tarafından tahmin edilmektedir.

Türkiye'de üretilen birincil enerjinin %44'ü kömürdür. Ancak Türkiye'de tüketilen enerjide aşırı dışa bağımlılık nedeniyle yerli kömürün tüketimdeki payı %11 seviyesine gerilemiştir. Bu olumsuz gelişme daha ziyade ithal edilen ve oldukça pahalı olan doğal gazın elektrik üretiminde kullanılmasından kaynaklanmaktadır. Halen Türkiye elektrik üretiminin %44'ü ithal doğalgazdan elde edilmektedir. Hatalı planlamalar sonucu yapılan doğalgaz ve doğalgazla çalışan termik santraller ve verilmiş olan satın alma ve fiyat garantileri nedeniyle, elektrik talebi, pahalı olan bu kaynaklardan karşılanmakta ve yerli kömürle çalışmak üzere inşa edilmiş, yatırımları tamamlanmış işgücü hazır termik santraller ve linyit madenleri çalıştırılmamıştır. Enerji Yönetimi bu çarpık durumu düzeltememiştir. Bu çarpıklığın bir sonucu olarak yerli kömür üretimi giderek düşmüş ve Türkiye sanayisine 10 cent/kwh'den enerji veren Dünyada sayılı pahalı ülkeler içinde yer almıştır. 1998 yılında 65.2 milyon ton linyit üreten Türkiye 2006 yılında 54.9 milyon ton linyit üretmiştir. 2006 yılı ve 2007 Mayıs ayı sonu itibariyle kömür üretim ve tüketim tahminleri şöyledir:

	<u>2006 yılı(tahmini)</u>	<u>2007(Ağustos) tahmini</u>
• Kömür Üretimi		
-Taşkömürü.....	2.2 milyon ton.....	1.45 milyon ton
-Linyit.....	54.9milyon ton.....	35.2 milyon ton
• Kömür Tüketimi		
-Isınma.....	5.8 milyon ton.....	4.5 milyon ton
-Elektrik üretiminde.....	58.3 milyon ton.....	38.5 milyon ton
-İthalat.....	18.1milyon ton.....	11.0 milyon ton

Türkiye'de 9.4 milyar ton linyit ve 1.3 milyar ton taşkömürü rezervi vardır. Linyit rezervimizin 4.3 milyar tonu Afşin-Elbistan linyit havzasındadır. Bu rezervlerden ekonomik olarak elektrik üretimi elde edilebileceği bilinmektedir. Afşin-Elbistan havzası ile birlikte diğer linyit havzaları süratle elektrik üretimi için geliştirilirse ilave 10.000MW gücünde termik santral yerli kaynaklar ile beslenebilir. Yerli kömür ile çalışan mevcut 8845 MW gücündeki termik santraller ile birlikte 18.845 MW gücündeki elektrik santrallerinden yılda minimum 116 milyar kwh elektrik üretilir. Bu değer 2006 yılında Türkiye'nin tüketmiş olduğu 173 milyar kwh'in %67 dir. Yerli hidrolik kaynakların geliştirilmesi ile Türkiye elektrik tüketiminin tümünü yerli kömür ve hidrolik kaynaklardan karşılaması mümkündür. Bu teşebbüs Türkiye'nin %75 'e varan ve çok tehlikeli boyutlarda olduğu tüm enerji topluluğunda ifade edilen enerjideki dışa bağımlılığını önemli seviyelerde azaltacaktır. Yerli kömürlerin elektrik üretimi için geliştirilmesinin ana

şartının bu yöndeki girişimleri teşvik etmek amacı ile üretilen elektriğin fiyatı da belirlenerek satın alma garantisinin verilmesidir. Mevcut mevzuat (4628) ve sorumluluklardaki belirsizlikler ile finansman teminindeki zorluklar dikkate alındığında yerli kömürlerin elektrik üretimi amaçlı geliştirilmesi için elektriğin satın alma garantisinin tesis edilmesi kaçınılmaz görülmektedir. Esasında bu garantilerin her kapasitedeki yerli kaynaklara (kömür, hidrolik, rüzgar, jeotermal) verilmesi Türkiye'nin enerjideki dışa bağımlılığı makul seviyelere çekebilecek ve arz güvenliğini artıracaktır. Enerjide dışa bağımlılığın makul seviyelere çekilmesi ekonomik ve siyasi olarak Türkiye'ye çok olumlu katkılar sağlayacaktır.

1-GİRİŞ

Kömür dünyada en önemli enerji kaynağı durumundadır. Günümüzde dünyada elektrik üretiminin %38'i kömür ile yapılmaktadır. Birçok ülkede elektrik enerjisinin yarısından fazlası kömürden üretilmektedir. Örneğin elektrik enerjisini kömürden karşılayan en belirgin ülkeler Polonya %92, Güney Afrika %92, Avustralya %79, Çin %78, Çek Cumhuriyeti %61, Yunanistan %59, ABD %50, Almanya %49'dur. Burada dikkati çeken bir husus; elektrik enerjisinin önemli bir bölümünü kömürden karşılayan ülkelerin ekonomileri gelişmiş ve gelişmekte olan ülkeler olduğudur.

Özellikle son yıllarda doğalgaz ve petrolün uluslararası fiyatlarındaki çok yüksek artışları nedeniyle, dünya enerji talebinin karşılanmasında kömür en önemli kaynak olarak diğer enerji kaynaklarına kıyasla daha yüksek bir gelişme göstermiştir.

Kömür asırlar boyu endüstriyel gelişmenin temel taşıını teşkil etmiş, yalnız elektrik üretiminde değil, demir ve çelik, çimento üretimi ve diğer endüstriyel faaliyetler için ana girdi olmuştur. Günümüzde giderek kıtlaşan uluslar arası fiyatları normal fiyat trendlerinin birkaç katı artan ve bir biçimde siyasi yaptırımlar için bir araç olarak kullanılan, başka bir ifade ile arz güvenilirliği azalmış olan doğalgaz ve petrol karşısında kömür, istikrarlı tedarik koşulları ve fiyat yapısı ile güvenli bir enerji kaynağı olarak öne çıkmaktadır.

Özellikle artan enerji talebinin karşılanmasında doğalgaz ve petrolün yeni talep artışlarına cevap veremeyeceği gerçeği karşısında, talep artışlarının daha güvenli bir kaynak olan kömür ve diğer enerji kaynaklarına yöneldiği izlenmektedir. Önümüzdeki on yıllarda gelişmekte olan ülkeler, özellikle Çin ve Hindistan'da enerji talep artışının çok yüksek olması beklenmektedir. Bu yüksek talep artışı arz güvenilirlikleri düşük olan ve uluslar arası fiyat artışları normal trendlerin dışında seyir eden doğalgaz ve petrol olamayacağına göre kömür, hidrolik enerji, nükleer ve yenilenebilir enerji kaynaklarından faydalanma daha da kuvvetlenecektir.

Günümüzdeki enerji düzeni gelecekte nasıl bir şekil alacaktır? Bu önemli suale cevap verebilmek için Çin, Hindistan ve gelişmekte olan ülkelerin enerji talebinin karşılanmasında verecekleri reaksiyonu tahmin etmek gerekmektedir. Çünkü önümüzdeki on yıllar zarfında dünya enerji talebinin karşılanışını bu ülkeler belirleyecek ve buna bağlı olarak teknolojinin gelişme istikameti de enerji pazarına göre yönlenecektir. Bu gelişmelerin en berrak görüntüsü dünya enerji hammaddeleri ticaretinde ve çeşitli ülkelerce başlanılan yeni kömür üretim projelerinde görülmektedir. Dünya kömür ticareti 2000 yılında 561 milyon ton iken 2006 yılında bu değer %38 artışla 775 milyon tona ulaşmıştır (WCI, 2006(a)).

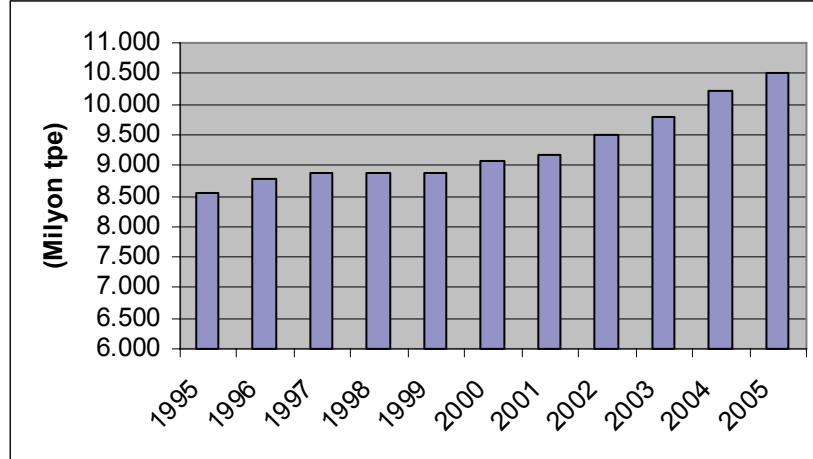
2- DÜNYA ENERJİ TALEBİ

Dünya enerji tüketimi 1995-2005 döneminde %22,9 artarak 10500,4 milyon TEP'e yükselmiştir. Dünya enerji tüketiminde 2005 yılında meydana gelen %2,7 oranındaki talep artışının yarısından fazlası Çin'e aittir. Güneydoğu Asya da enerji talebindeki artış %5,8, Kuzey Amerika da %0,3 olup ABD de enerji talebi 2004 yılına göre azalmıştır (BP, 2006).

Uluslararası Enerji Ajansının tahminlerine göre 2030 yılında Dünya enerji tüketimi bu güne göre %50 oranında artacaktır. Bu artışın yaklaşık %75'in gelişmekte olan ülkelerde olacağı tahmin edilmektedir (WCI,2006(b)).

Tablo (1) - Dünya Enerji Tüketimi (Milyon tpe)

Yıllar	Dünya Enerji Tüketimi
1995	8543.3
1996	8791.7
1997	8876.7
1998	8869.5
1999	8883.6
2000	9079.8
2001	9179.3
2002	9487.9
2003	9800.8
2004	10224.4
2005	10500.4



Şekil (1) - Dünya enerji talebi (milyon tpe)

Dünya enerji talebinin 2005 yılında bir önceki yıla kıyasla %2,7 oranında artışı, farklı enerji hammaddelerinde değişik oranda gerçekleşmiştir.

- **Kömür**

2005 yılında Dünya enerji talebinin artışı içinde en büyük talep artışı %5 ile kömürde olmuştur. Bu değer geçmiş 10 yıl ortalamasının iki katıdır. 2005 yılında en büyük artış %11 ile Çin'den gelmiştir. Bilindiği gibi Çin dünyada en büyük kömür tüketicisidir. Dünya kömür talebindeki artışın %80'i Çin'den kaynaklanmaktadır. Aynı yıl zarfında ABD de kömür tüketimi ortalamasının üzerinde gelişmiştir. Diğer ülkelerde ise kömürdeki talep artışı geçmiş 10 yıl ortalaması olan %2,3 seviyesinde kalmıştır.

- **Petrol**

Petrol tüketimi 2005 yılı içinde yalnızca %1,3 oranında artmıştır. Bu talep artışı geçmiş 10 yıl ortalamasının altındadır. 2005 yılında dünya petrol talep artışı 1 milyon varil/gün artarak 82,5 milyon varil/güne ulaşmıştır. Bu dönemde Çin'in tüketimi 200.000 varil/gün ile talep artışının önemli bir nedeni olmuş, ABD ise talep 75.000 varil/gün seviyesinde düşmüştür. Brent menşeli petrol fiyatları 2005 yılında 2004 yılı ortalama fiyatına kıyasla %40 oranında artmıştır. OPEC dışındaki üreticilerin üretimleri 2005 yılında düşmüştür. Petrol üretiminde düşme olan ülkeler ABD, İngiltere, Norveç'tir. Üretim artışı OPEC dışında az da olsa Rusya, Azerbaycan, Brezilya ve Çin de gerçekleşmiştir.

- **Doğalgaz**

Dünya doğalgaz tüketimi 2005 yılında %2,3 oranında artmıştır. Bu değer geçmiş 10 yıl ortalamasından biraz düşüktür. Dünyanın en büyük üçüncü doğalgaz tüketicisi olan İngiltere de talep azalması %2,2 olmasına karşılık Güney Avrupa, Çin ve Hindistan da tüketim %3,8 seviyesinde artmıştır. Uluslar arası doğalgaz ticaretinde artış geçmiş 10 yıl seviyesine yaklaşmıştır.

- **Hidrolik Enerji**

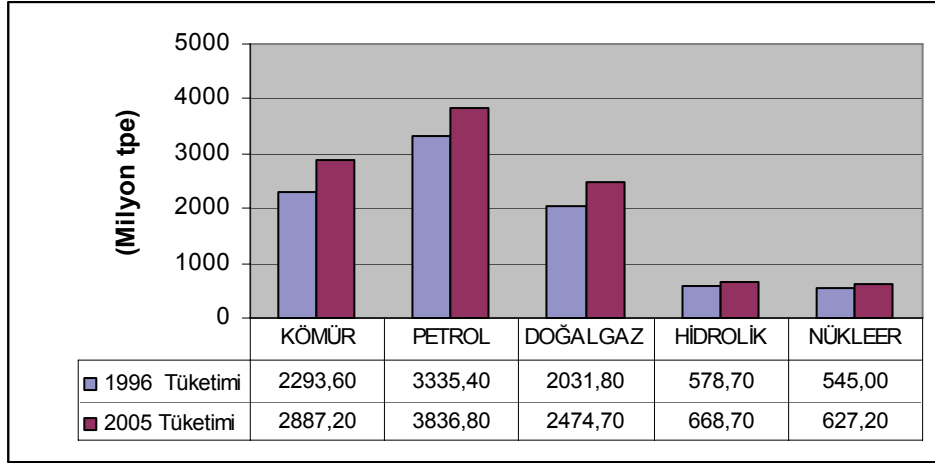
Dünya hidrolik enerji üretimi 2005 yılında %4,2 oranında artmıştır. Bu artış geçmiş on yıl ortalamasının üzerindedir. En önemli üretim artışı %13,7 ile Çin den gelmiştir.

- **Nükleer**

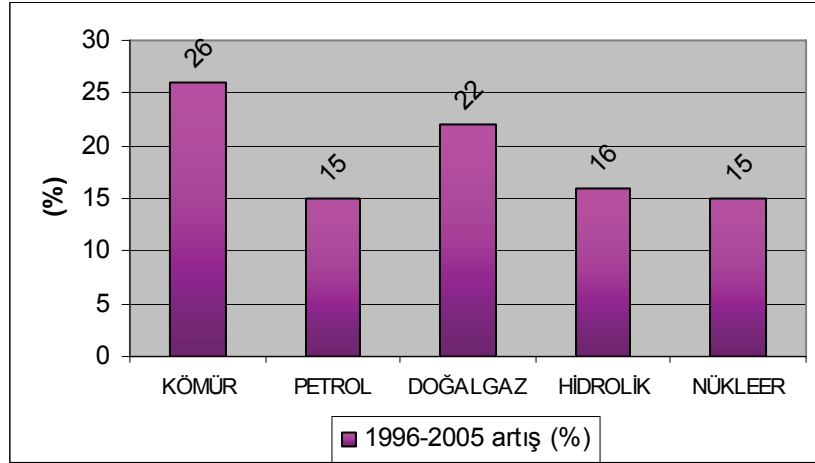
Geçtiğimiz 10 yıl zarfında nükleer enerji de üretim artışı yıllık ortalama %1,5 seviyesinde kalmıştır. 2005 yılında ise nükleer enerji üretiminde artış yalnız %0,6 olarak geçmiş on yıllık artış seviyesinin altında kalmıştır.

Tablo (2)- Dünya Enerji Tüketiminde Enerji Kaynaklarına Göre Artış (%)

Enerji kaynakları	1996 yılı tüketimi (mio tep)	2005 yılı tüketimi (mio tep)	1996-2005 (%) artış
KÖMÜR	2293.6	2887.2	26
PETROL	3335.4	3836.8	15
DOĞALGAZ	2031.8	2474.7	22
HİDROLİK	578.7	668.7	16
NÜKLEER	545.0	627.2	15
Dünya Tüketimi	8784.5	10494.6	19



Şekil (2) - Enerji kaynaklarına göre tüketim artışı



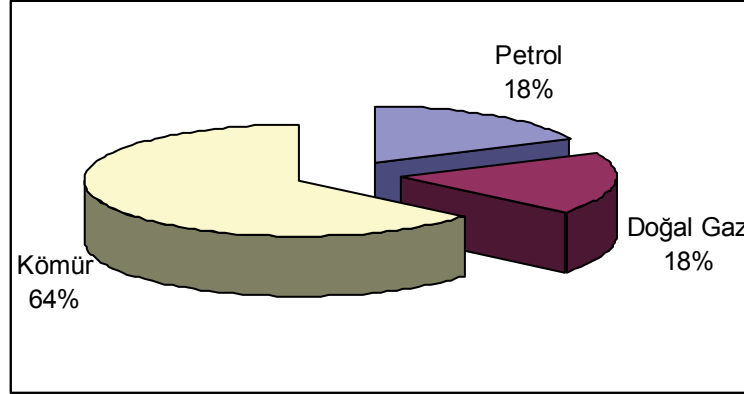
Şekil (3) - Enerji kaynaklarına göre tüketim artışı

Tablo (2) ve Şekil (2) den görüleceği gibi geçtiğimiz 10 yılda Dünya enerji tüketimi %19 oranında artmasına karşılık bu tüketimi karşılayan enerji kaynakları açısından kömürdeki tüketim artışı %26 ile diğer enerji kaynakları arasında en yüksek gelişmeyi göstermektedir. Bu artış oranı Dünya enerji tüketim artış oranından %42 daha fazladır. Bu basit ve kısa analiz geçtiğimiz on yıl zarfında dünyada enerji talebinin karşılanmasında kömürün en ön planda ve en yüksek tüketim artışı ile tüketicilerin, başka bir deyişle elektrik üretiminin ve çeşitli endüstriyel üretimin enerji ihtiyaçlarını karşılamak üzere kömüre yöneldiklerini göstermektedir. Şüphesiz bu duruma en önemli neden petrol ve doğalgazın fiyatlarının her türlü beklentinin üzerinde artması ve bu enerji hammaddelerinde mevcut arz güvenliği eksikliğidir.

Dünya enerji piyasasını etkileyen unsurlar yalnızca petrol ve doğalgaz fiyatlarındaki artış değildir. Enerji talebi 2030 yılında bu güne göre %50 artacağı tahmin edildiğine göre, bu artacak enerjiyi sağlayacak kaynak var mıdır? Enerji politikalarını etkileyen en önemli hususlardan biri de arz güvenliğidir.

Önümüzdeki 30 yıl fosil yakıtların üstünlüğünde enerji talebinin karşılanabileceği tahmin edilmektedir. Yenilenebilir kaynaklar hızlı gelişme göstermekle birlikte 2030 yılında toplam enerji talebinin yalnızca %14'nü karşılayacağı düşünülmektedir (WCI, 2006(b)).

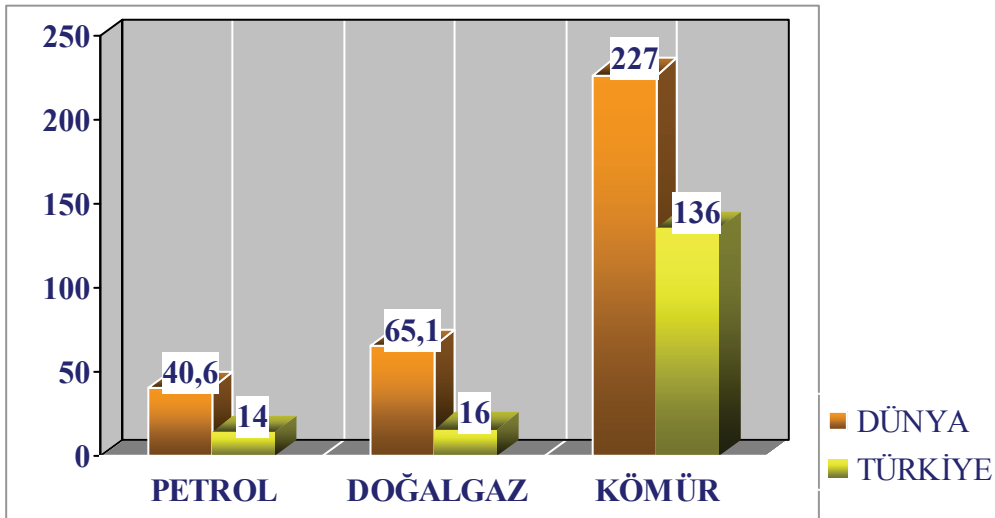
Nükleer enerji bazı ülkelerde önemli seviyelerde talebi karşılamakla birlikte, uzun yapım ve lisans verme süreleri, toplumsal kabul edilebilirliğinin çok düşük olması ve özel finansman ile yapımının zorlukları nedeniyle çok ihtiyatla yaklaşılacak bir enerji kaynağı durumundadır. Enerji talebinin karşılanmasında günümüz için fosil yakıtlar dışında ekonomik olarak diğer alternatif kaynakların yaratacağı imkânların sınırlı kalacağı görülmektedir. Bu şartlar altında fosil yakıtların üstünlüğünün önümüzdeki 30 yılda devam edeceğini tahmin etmek güç olmamakla birlikte, petrol, doğalgaz ve kömür rezervlerinin enerji talebini karşılamaya yeterli olup olmadığı da ayrı bir sualdir. Şekil (4) de Dünya fosil yakıt rezervlerinin dağılımı görülmektedir. Petrol ve doğalgaz dünya fosil yakıt rezervinin ayrı ayrı %18'ni oluşturmalarına rağmen kömür toplam rezervin %64'nü karşılamaktadır.



Şekil (4) - Dünyada fosil yakıtların görünür rezerv dağılımı

Dünyada görünür rezerv olarak tespit edilmiş olan fosil yakıtların rezervleri bu günkü tüketim değerlerine oranlandığında, mevcut kaynakların tükenme süreleri tahmin edilebilir. Buradaki kabul tüketimin aynı seviyede kalması ve görünür rezervlere yeni ilavelerin yapılmamasıdır.

Şekil (5) fosil yakıtların tükenme sürelerini göstermektedir. Petrol ve doğalgazda tükenme süreleri sırası ile 40 ve 65 yıldır. Kömürde ise aynı prensipler ile hesaplanan süre 200 yılı geçmektedir.



Şekil (5) - Fosil rezervlerin ömrü

Önümüzdeki on yıl zarfında giderek azalan petrol ve doğalgaz rezervleri karşısında ve bu enerji hammaddelerinde giderek azalması beklenen arz güvenliğinin, enerji talebinin karşılanmasında kaçınılmaz olarak kömürü ön plana çıkaracaktır.

3- DÜNYA KÖMÜR SEKTÖRÜ

Enerji pazarı her dönemde belirsizlikler içermiştir. Ancak yeni bir yüzyılın başladığı 2000 yılından itibaren petrol ve doğalgaz fiyatlarında görülen beklenen dışındaki yükselmeler kömür dahil olmak üzere diğer kaynaklarında yeni fırsatlar yaratmıştır. Özellikle Asya da gözlenen yüksek ekonomik performansla petrol arzı açısından aynı derecede ve yeterince reaksiyon gösterilememesi petrol fiyatlarının artışına ve enerji piyasasında gerilmeler yaratmıştır. Petrol üreten ülkelerin aynı zamanda çoğu kez doğalgaz üreticisi konumunda olmaları, petrol fiyatlarındaki artışın doğalgazı da peşinden sürüklemesine ve tüm enerji piyasasında daha da artan bir belirsizliğe neden olmuştur. Özellikle elektrik üretimi sektöründe petrol ile birlikte artan doğalgaz fiyatları kömür, yenilenebilir ve nükleer için yeni fırsatlar yaratmıştır. Petrol ve doğalgaz dışındaki tüm yakıtlar için açılan bu yeni fırsatlar yalnız elektrik sektörü ile sınırlı kalmamaktadır. Örneğin taşıma sektöründe bir zamanlar alternatifi olmadığına inanılan petrol ve doğalgazın yerini biyoyakıtlar ve halen Güney Afrika da olduğu gibi kömürden elde edilen sıvı yakıtların alması yönünde yoğun bir yatırım yapıldığı gözlenmektedir.

Uzun dönemde sera gazları etkileri nedeniyle fosil yakıtların enerji sistemi dışına çıkarılması gerekeceğini savunanlara karşı, konvansiyonel petrol ve gaz üretiminin azalan kaynaklar nedeniyle yeterince üretilmemesi ya da fiyatının yüksekliği nedeniyle ekonomik kullanımının sınırlı alanlarda olması sonucu kömürün sıvı ve gaz şeklinde kullanımının diğer fosil yakıtların yerini alacağını savunanlar bulunmaktadır. Bu düşünceler daha çok enerji ihtiyaçlarını ithal yolu ile karşılayan, ancak kömür rezervleri zengin olan ABD, Çin ve Hindistan tarafından dile getirilmektedir.

Tablo (3) de Dünya görünür kömür rezervleri görülmektedir (U.S. Department of Energy). Yaklaşık olarak 192 yılda tüketilebilecek kömür rezervi ömrü diğer rezerv kategorilerinin ilavesi ile 227 yıla çıkmaktadır.

Tablo (3) - Dünya Görünür Kömür Rezervleri

Tablo 1. 2003 Yılı Sonu İtibariyle Dünya Görünür Kömür Rezervleri

	Antrasit ve Bitümlü Kömür	Alt-Bitümlü ve Linyit	TOPLAM	Toplam İçindeki Payı (%)	Rezerv/ Üretim Oranı
Kuzey Amerika	120222	137561	257783	26,2	247
Güney ve Merkez Amerika	7738	14014	21752	2,2	354
Avrupa	144874	210496	355370	36,1	300
Afrika ve Orta Doğu	56881	196	57077	5,8	233
Asya-Pasifik	189347	103124	292471	29,7	113
DÜNYA TOPLAMI	519062	465391	984453	100	192

Yukarıdaki tabloda diğer dikkati çekici bir husus, Kuzey Amerika, Avrupa , Asya ve Avustralya kıtalarında kömürün büyük miktarda bulunuşu ve kömür varlıklarının petrol ve doğalgaz Orta Doğu ve Rusya gibi belli coğrafik bölgelere sıkışmış olmamasıdır. Diğer fosil yakıtlara kıyasla kömürün Dünya da yaygın bir şekilde ve büyük miktarlarda bulunuşu bu enerji kaynağına önemli öncelikler kazandırmaktadır. Bu öncelikleri aşağıdaki gibi sıralayabiliriz.

- Kömür Dünyada yaygın bir şekilde bulunmaktadır. Bu nedenle geçmişte olduğu gibi gelecekte de toplumun en güvenilir enerji kaynağı olarak kalmaya devam edecektir.
- Gelişmiş ve gelişmekte olan ekonomilerin kömür rezervleri oldukça büyüktür. Gelecekte enerji talep artışı gelişmekte olan ekonomilerde beklendiğinden bu talebi karşılamakta büyük engeller olmayacaktır.
- Dünya kömür ticareti serbest ve petrol ve doğalgazda olduğu gibi herhangi bir üretim ve kota kısıtlaması ile fiyatı oluşmamaktadır. 2000-2006 yılları arasında Dünya kömür ticareti %38 oranında artarak 775 milyon tona ulaşmıştır.
- Dünya kömür fiyatları diğer fosil yakıtlar gibi istikrarsızlık göstermemektedir. Enerji içeriğine göre hesaplandığında kömür diğer fosil yakıtlara kıyasla büyük fiyat avantajlarına sahiptir.Bu nedenle özellikle gelişmekte olan ekonomiler için enerjiye “ulaşabilirliği” yüksektir.
- Kömürün nakli ve stok edilmesi güvenlidir.
- Kömüre dayalı elektrik üretimi ucuz, güvenilir ve yaygın bir şekilde yapılmaktadır.
- Gelecekte kömüre dayalı sentetik gaz ve sıvı yakıt üretiminin büyük miktarda artacağı

tahmin edilmektedir.

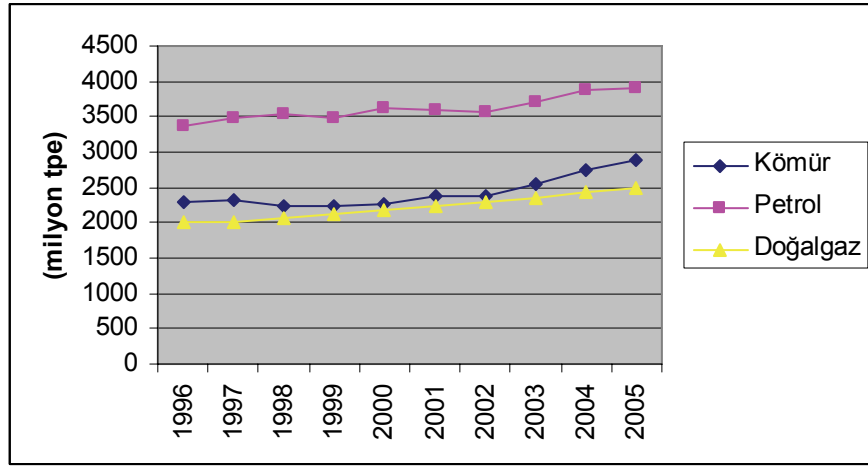
Dünya taş kömür üretimi geçtiğimiz 25 yılda %78 oranında artmıştır. 2005 yılında 4.97 milyar ton olan bu üretim değeri 2004 yılına göre %7,4 oranında bir artışa karşılık gelmektedir. Dünya taş kömür üretimi 1981 yılında 2,8 milyar ton idi.

Dünya linyit üretimi de taşkömürüne yakın bir trend ile artış göstermektedir. 2004 yılında 893 milyon ton olan dünya linyit üretimi 2005 yılında 905 milyon ton olmuştur.

Dünya taşkömürü ve linyit üretimleri petrol eşdeğerine çevrilerek enerji üretimi açısından diğer fosil enerji ham maddeleri ile kıyaslanacak bir şekilde aşağıdaki tabloda verilmektedir (BP,2006).

**Tablo (4) - Dünya Fosil Enerji Üretimlerindeki Gelişmeler
(milyon ton petrol eşdeğeri)**

Yıllar	Kömür	Petrol	Doğalgaz
1996	2293.6	3375.9	2012.1
1997	2314.5	3480.9	2015.4
1998	2245.5	3547.6	2061.1
1999	2243.1	3479.3	2116.7
2000	2267.4	3613.8	2189.0
2001	2369.8	3593.7	2242.9
2002	2380.0	3572.0	2279.3
2003	2543.6	3705.8	2361.0
2004	2751.0	3865.3	2433.4
2005	2887.2	3895.0	2486.7



**Şekil (6) - Dünya fosil yakıt üretiminde gelişmeler
(milyon ton petrol eşdeğeri)**

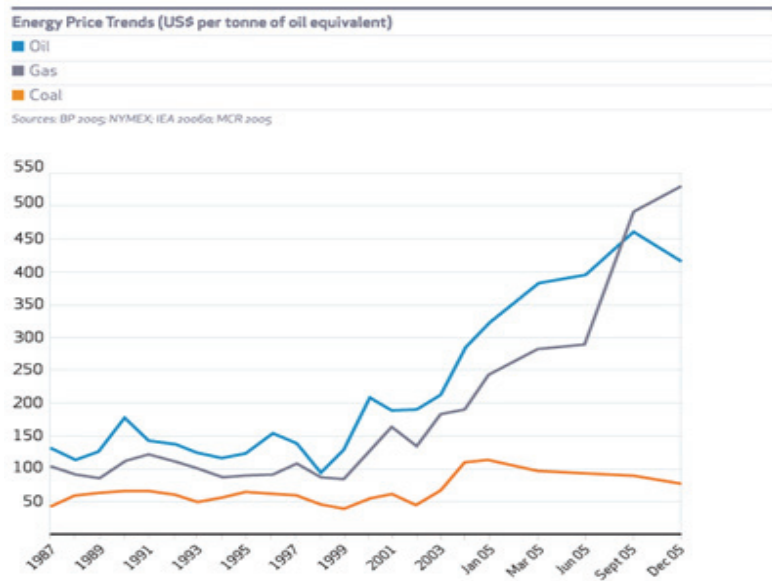
Yukarıdaki tablodan da görüleceği gibi 1996–2005 döneminde ya da 10 yıllık sürede kömür üretimindeki artış %25,8, petrolde bu artış %15,4 ve doğalgazdaki artış ise %23,6 oranında olmuştur. Fosil yakıt üretiminde kömür en yüksek artışı göstermiştir. Son beş yılda (2001-2005) yılları arasındaki kıyaslamayı yapmak trendi daha gerçekçi gösterir düşüncesi ile analiz yapıldığında; üretim artışının kömürde %21,8, petrolde %8,3, doğalgazda %10,8 olduğu görülmektedir. Özellikle 2005 yılında dünya kömür üretiminde bir yılda %5 üretim artışı izlenmesi dikkat çekicidir.

Dünyada birincil enerji üretiminde kömürün diğer fosil yakıtların üretim artış oranlarından daha yüksek seviyelerde gelişme göstermesi, dünyada kömürün giderek daha fazla önem kazanacağına bir işaretidir. Şüphesiz ki kömürdeki bu yükseliş trendinin nedenlerinin başında petrol ve doğalgaz arz güvenliğinin giderek düşmesi veya bu iki önemli fosil yakıtla ilgili tedarik ve fiyat risklerinin artmasıdır.

Fosil yakıtlardaki fiyat değişimleri kömür, petrol ve doğalgazda farklı olmuştur. Fosil yakıtların Avrupa Birliği açısından fiyatları incelendiğinde aşağıdaki tabloyu oluşturmak mümkündür (BP,2006).

Tablo (5) - Fosil Yakıtların AB Fiyatları

Yıllar	Kömür (\$/ton)	Petrol (\$/bbl)-Brent	Doğalgaz (\$/mBtu)
1996	41.25	20.67	2.43
1997	38.92	19.09	2.65
1998	32.00	12.72	2.26
1999	28.79	17.97	1.80
2000	35.99	28.50	3.25
2001	39.29	24.44	4.15
2002	31.65	25.02	3.46
2003	42.52	28.83	4.40
2004	71.90	38.27	4.56
2005	61.07	54.52	6.28

**Şekil (7) - Enerji fiyatlarındaki değişim \$/tep (WCI, 2006(b))
Kömür-Gaz-Petrol**

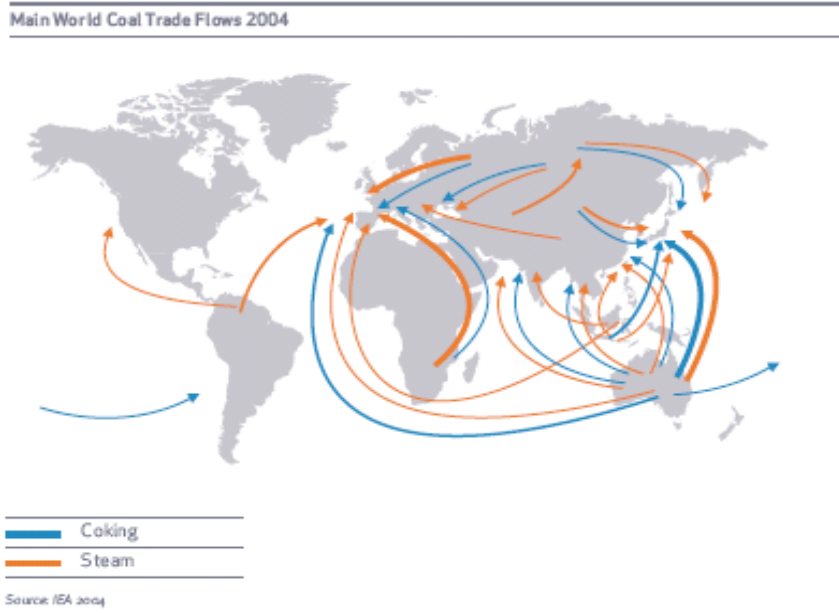
Tablo 5'de fosil yakıtların AB meşeli fiyatlarını değişik birimler ile göstermesine rağmen fiyat değişimlerinin incelenmesi açısından faydalıdır. 1996-2005 yıllarında 10 yıllık bir sürede fiyat artışı kömürde %48, petrolde %164, doğalgazda %158 olmuştur. Bu analizi son 5 yıl için yaparsak; kömürdeki fiyat artışının %55, petrolde %123, doğalgazda %51 olarak görürüz. Kömürdeki 2003–2004 yılları arasındaki önemli fiyat artışına neden olarak özellikle Çin ve Hindistan'ın kömür ithal taleplerine dünya pazarının anında cevap verememesi olduğu bilinmektedir. Ancak 2005 yılındaki üretim artışı ile artan fiyatlar bir miktar düşmüştür.

Fosil yakıtlardaki genel fiyat artışına rağmen kömüre kıyasla petrol ve doğalgazdaki fiyat artışı, enerji talebinin karşılanmasında kömürü daha avantajlı bir duruma getirdiği açıkça görülmektedir.

Önümüzdeki 10 yıl süresince petrol ve doğalgaz fiyatlarında bugüne kıyasla önemli bir avantaj doğamayacağı, daha kötüsü ham petrolde fiyatların 60 \$/varil in altına inemeyeceği yönünde yaygın spekülasyonlar yapılmaktadır. Bu durum Dünya enerji talebinin karşılanmasında kömürün vazgeçilemez konumunu daha da kuvvetlendireceği yönündeki tahminleri kuvvetlendirmektedir. Diğer bir açıdan Dünyada şu anda ele

alınmış ve inşa halindeki kömür projelerine bakıldığında kömür üretiminin ve kömüre olan talebin artacağına kesin olarak bakılmaktadır. Yeni kömür projeleri Kuzey Amerika da, Çin ve Hindistan da dikkati çekmektedir.

Dünya kömür ticareti, serbest oluşan fiyatlar, değişik ülkelerden temin edilebilmesi, tedarik güvenliğinin yüksekliği ve göreceli olarak düşük fiyatları nedeniyle diğer alternatif yakıtlara olan üstünlüğü açısından oldukça canlı bir seyir izlemektedir. Halen Dünya kömür ticareti yılda 750 milyon tonu aşmış durumdadır. Özellikle Çin ve Hindistan da ithalat açısından ihracatçı ülkelerde de ihracat yönünden daha büyük limanların inşaatı ile ticaret hacminin daha da artması beklenmektedir.



Şekil (8) - Dünya kömür ticareti

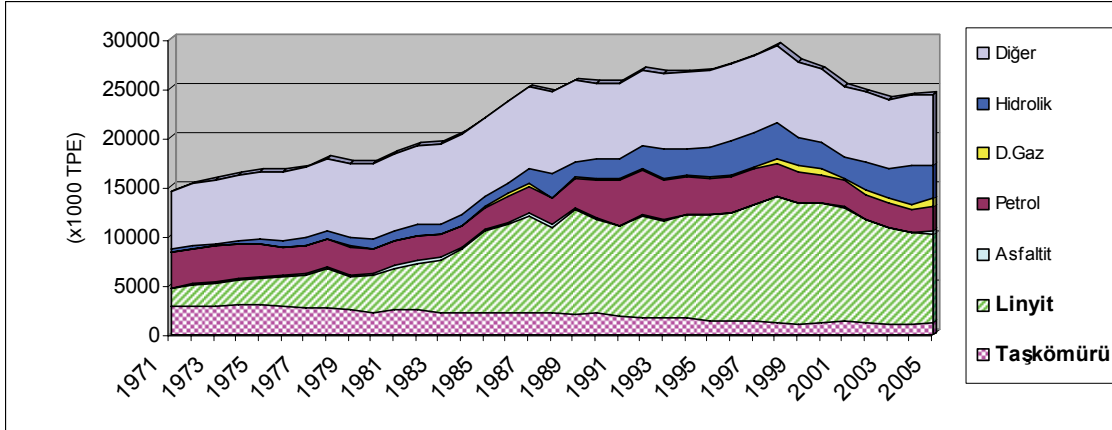
Önümüzdeki on yıl zarfında fosil yakıtların daha verimli olarak kullanımında önemli gelişmeler olacağı tahmin edilmektedir. Özellikle CO₂ emisyonlarının daha verimli yakma teknikleri geliştirilerek azaltılması ve yeni teknolojiler ile karbondioksit depolanması üzerinde yoğun araştırmalar yapılmaktadır. Kömüre dayalı elektrik üretim tesislerinde daha yüksek termik verim elde etmek ve böylelikle diğer fosil kaynaklara kıyasla daha ekonomik olan kömürün ekonomik avantajını daha da artırmak ve üretilen birim elektrik enerjisi için tüketilen kömürün miktarını ve dolayısıyla emisyonu azalmak amacı ile entegre çevirim gazlaştırma teknolojisi giderek ticari bazda uygulanabilir hale gelmektedir. Bu teknoloji ile %42-%45 termik verim elde edilebilmektedir. Kömür kullanan konvansiyonel termik santrallerde %37 olan termik verimin %5-%8 arasında artırılabilmesi ekonomi ve emisyonların azaltılması açısından önemli imkanlar doğurmaktadır.

4- TÜRKİYE' DE KÖMÜR

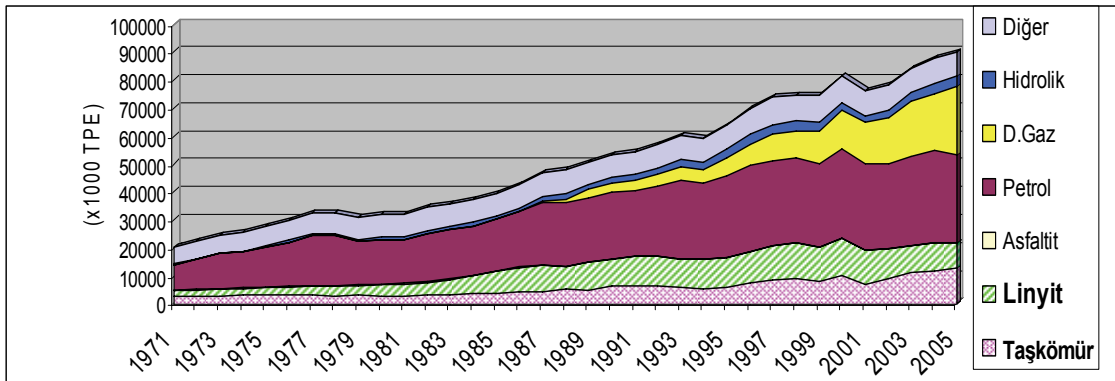
4.1- Enerji Talebi ve Kömür

Ülkemizin 1970–2005 yılları birincil enerji üretimi ve tüketimi gelişimi Şekil (9) ve (Şekil 10)'da verilmektedir. 2005 yılında, ülkemizin birincil enerji kaynakları üretimi 23,9 Milyon TPE (ton petrol eşdeğeri), genel enerji tüketimi ise 90,2 Milyon tep olarak gerçekleşmiştir. Genel enerji üretiminde kömür, %44 ile en yüksek paya sahiptir. Genel

enerji tüketiminde ise %34 ile petrol en büyük payı almış olup; bunu %28 ile doğal gaz ve %25 ile kömür, geri kalan %13'lik bölümü ise hidrolik dahil olmak üzere yenilenebilir kaynaklar izlemiştir. Genel enerji talebimizin 2010 yılında 126 milyon TPE'e, 2020 yılında ise 222 milyon TPE'e ulaşması beklenmektedir. ETKB tarafından yapılan 2006–2020 yılları üretim hedeflerine göre; taşkömürü üretimi 2008 yılından sonra 9 milyon ton olarak sabit bir üretim hedeflenirken linyit üretimi 2010 yılında 103 milyon ton, 2015 yılında 152 milyon ton, 2020 yılında 210 milyon ton seviyelerine artırılacağı öngörülmektedir(Ersoy, 2006a ve ETKB,2005).



Şekil (9) -1970-2005 Türkiye Birincil Enerji Üretimi [Ersoy,2006a ve ETKB,2005]



Şekil (10) - 1970-2005 Türkiye Genel Enerji Tüketimi [Ersoy,2006a ve ETKB,2005]

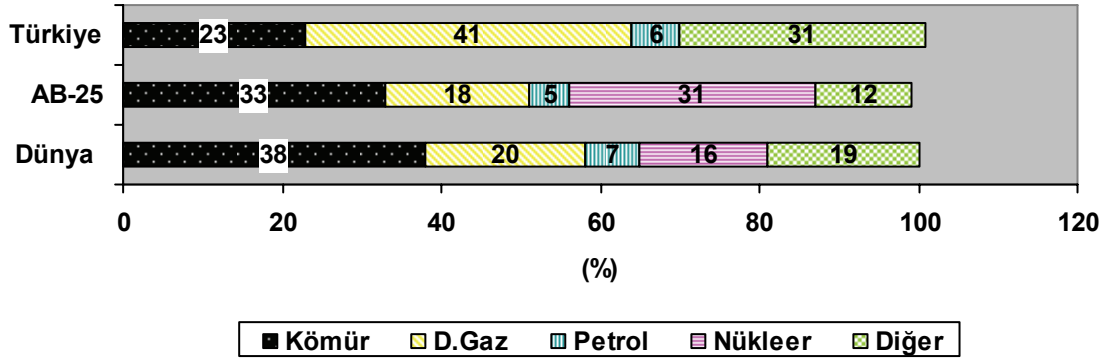
Şekil (9) ve Şekil (10)'da görüleceği gibi Türkiye'nin birincil enerji üretimi ile tüketimi arasında önemli trend farklılıkları bulunmaktadır. Özellikle 1999 yılından sonra birincil enerji kaynakları üretimindeki düşme ve artan enerji talebine rağmen 2006 yılında dahi bu değere ulaşılamaması yerli birincil enerji üretimimizde yaşanan dramatik bir çöküşe işaret etmektedir. Bu olumsuz gelişmelerin temelinde elektrik enerjisi üretiminde ithal doğalgaz kaynaklarına aşırı ve izahı mümkün olmayan bir ölçüde yönelme olmuştur. Türkiye özellikle elektrik talebinin karşılanmasında giderek artan bir şekilde ithal doğalgaz kaynaklarına dayalı ve yüksek maliyetli elektrik üretir duruma gelmiştir. Uluslararası Enerji Ajansı (IEA) tarafından yayınlanan "IEA Statistics, Electricity Information 2005" başlıklı raporda 29 OECD ülkesi arasında en pahalı elektrik Türkiye'dedir. Aşağıda tablo halinde verilen bu bilgide dikkati çeken en önemli husus, yerli kaynak kullanımını en yüksek seviyede tutan ABD, Norveç, Polonya, Yunanistan gibi ülkelerde elektrik fiyatları göreceli olarak düşük, buna karşılık elektrik üretimlerini ithal kaynaklarla yapan ve özellikle elektrik üretiminde ithal doğalgaz kullanımı yüksek olduğu bilinen Belçika, Avusturya, İtalya, Japonya gibi ülkelerde elektrik satış fiyatları yüksektir.

Tablo(6) – Sanayi Elektrik Fiyatları (US \$/kwh)

Ülke adı	Fiyat	Ülke adı	Fiyat
ABD	0.051	Kore	0.053
Avusturya	0.096	Macaristan	0.092
Çek Cumhuriyeti	0.066	Norveç	0.043
Danimarka	0.096	Polonya	0.060
Finlandiya	0.072	Portekiz	0.093
Fransa	0.050	Slovakya	0.083
İngiltere	0.067	Türkiye	0.100
İrlanda	0.096	Yeni Zellanda	0.054
İsviçre	0.085	Yunanistan	0.063

(IEA) Statistics, Electricity Information 2005

Yukarıdaki tabloda yer alan ülkelerin tümü kişi başına düşen gelir açısından Türkiye'den yüksek ülkelerdir. Bu derece yüksek elektrik fiyatları ile Türkiye'nin sanayi üretiminde rekabetçi olması mümkün değildir. Aşağıda yer alan şekil ve tablo Türkiye'nin neden en yüksek fiyatla sanayisine elektrik vermek durumunda kaldığının açıklaması görülmektedir.



Şekil (11) - Dünya, AB (25) ve Türkiye'de 2004 yılı elektrik üretiminde kömür kullanımı [Ersoy,2006a]

Şekil (11)'den de görüleceği gibi Türkiye bir doğalgaz üreticisi durumunda olmamasına rağmen (0,6 milyar m³) Dünya ve AB ortalamasının iki katından fazla bir oranda doğalgaz tüketerek elektrik enerjisini endüstrisinin rekabet edemeyeceği bir fiyatla üretmektedir.

4.2- Türkiye Kömür Rezervleri

Türkiye'de kömür olarak taşkömürü, linyit ve asfaltit üretilerek tüketilmektedir. Bu kaynaklardan taşkömürü, toplam 1,3 milyar ton rezervi ile Batı Karadeniz Bölgesinde (Zonguldak Havzası) yoğunlaşırken; toplam 9,3 milyar ton linyit rezervi ise, ülkemizin hemen hemen tüm coğrafi bölgelerine yayılmıştır. Asfaltit ise yaklaşık 80 milyon ton gibi sınırlı bir rezerv miktarı ile Güney Doğu Anadolu Bölgesinde bulunmaktadır.

Toplam taşkömürü rezervinin 525,8 milyon ton'u, linyit rezervinin ise 8,2 milyar ton'u görünür rezerv kategorisindedir. MTA'nın yapmakta olduğu inceleme ve sondajlara göre linyit rezervi daha da artabilecektir.

2007 yılı taşkömürü görünür rezervi yaklaşık 526 milyon ton olup yaklaşık 180 milyon ton olan Amasra ve Armutçuk rezervleri dışındaki kısmı koklaşabilir özelliktedir.

Tablo (7) - 2007 yılı Türkiye Taşkömürü Rezervleri

MÜESSESE	İŞLETME	KATEGORİ	SEVİYE	HAZIR	GÖRÜNÜR	MUHTEMEL	MÜMKÜN	TOPLAM	
ARMUTÇUK	Armutçuk	Hazır		1.605.000					
		Görünür	200/-650		10.204.975				
		Muhtemel	-150/-650			15.859.636			
		Mümkün	-200/-650				7.883.164		
	MÜESSESE			1.605.000	10.204.975	15.859.636	7.883.164	35.552.775	
KOZLU	Kozlu	Hazır		3.469.680					
		Görünür	Mostra/-700		69.222.934				
		Muhtemel	-700/-900			40.539.000			
		Mümkün	-900/-1200				47.975.000		
	MÜESSESE			3.469.680	69.222.934	40.539.000	47.975.000	161.206.614	
ÜZÜLMEZ	Asma-Dilaver	Hazır		2.998.519					
		Görünür	Mostra/-600		136.972.479				
		Muhtemel	-600/-800			32.060.000			
		Mümkün	-800/-1200						
		TOPLAM		2.998.519	136.972.479	32.060.000		172.030.998	
	Bağlık-İnağzı	Hazır							
		Görünür							
		Muhtemel	0/-1200			62.282.000			
		Mümkün	-800/-1200					74.020.000	
		TOPLAM				62.282.000	74.020.000		136.302.000
	MÜESSESE			2.998.519	139.972.479	94.342.000	74.020.000	308.332.998	
KARADON	Gelik	Hazır		1.618.060					
		Görünür	Mostra/-460		53.979.947				
		Muhtemel	-460/-760			65.983.000			
		Mümkün	-760/-1200				53.900.000		
		TOPLAM		1.618.060	53.979.947	65.983.000	53.900.000	175.481.007	
	Kilimli	Hazır		1.761.200					
		Görünür	Mostra/-460		83.279.894				
		Muhtemel	-460/-860			93.179.000			
		Mümkün	-860/-1200				63.134.000		
		TOPLAM		1.761.200	83.279.894	93.179.000	63.134.000	241.354.094	
	MÜESSESE		3.379.260	137.259.841	159.162.000	117.034.000	416.835.101		
AMASRA	Amasra	Hazır		187.725					
		Görünür	-30/-550		172.153.590				
		Muhtemel	-100/-550			115.052.000			
		Mümkün	-550/-1200				121.535.000		
	MÜESSESE		187.725	172.153.590	115.052.000	121.535.000	408.928.315		
TTK			11.640.184	525.813.819	424.954.636	368.447.164	1.330		

Kaynak: TTK

Tablo (8) - Türkiye Linyit Rezervleri

MÜESSESELER		REZERVLER (1000 ton)					KİMYASAL ÖZELLİKLER***					
		Mümkün	Muhtemel	nür	Hazır	Toplam	Nem (%)	Kül (%)	S (%)	U.M. (%)	AİD(Kcal/kg)	
ELİ	ÇİLELİ	Manisa-Soma-Eynez	28.800	101.000	209.663	2.877	342.340	13	33	1,3	27	3150
		Manisa-Soma-Deniş		11.000	170.094	1.482	182.576	18	40	1,2	20	2080
		Manisa-Soma		6.795	88.381	4.324	99.500	15	36	1,2	26	2940
		Toplam	28.800	118.795	468.138	8.683	624.416					
	Müessese Toplamı	28.800	118.795	553.896	8.983	710.474						
GLİ	GLİ	Kütahya-Tunçbilek			289.061	2.882	291.943	15	41	1,6	25	2560
		Konya-Ilgın		974	20.515	57	21.546	50	11	1,1	26	2180
		Konya-Beyşehir*			81.011		81.011	48	25	1,1	17	1110
	Toplam		974	101.526	57	102.557						
Müessese Toplamı		974	390.587	2.939	394.500							
GELİ	GELİ	Muğla-Yatağan-Eskihisar			87.018	100	87.118	40	20	3	27	2070
		Muğla-Yatağan-Tınaz			27.951		27.951	32	29	2,3	25	2070
		Muğla-Yatağan-Bağyaka			5.101	543	5.644	38	26	1,3	25	1790
		Muğla-Yatağan-Bayır*			23.788		23.788	26	24	2,8	31	2670
		Toplam			143.858	643	144.501					
	YLI	Muğla-Milas-Hüsamlar			70.614	1.458	72.072	30	33	3,1	28	1650
		Muğla-Milas-Belentepe			13.795		13.795	32	23			2010
		Muğla-Milas-Alatepe**			13.444		13.444	23	11-81	4,3	5	2020
		Muğla-Milas-İkizköy			87.906	300	88.206	34	26	3,2	29	2190
		Muğla-Milas-Sekköy			25.451	230	25.681					
		Muğla-Milas-Karacahisar*			85.770		85.770	28	28	4,3		2260
		Toplam			296.980	1.988	298.968					
		Müessese Toplamı			440.838	2.631	443.469					
		SLİ	BLİ	Kütahya-Seyitömer			152.409	3.365	155.774	32	43	1,2
Bursa-Orhaneli					37.000	88	37.088	24	24	2	34	2500
Bursa-Keles-Harmanalanı					27.527	2	27.529	34	26	1,5	26	1900
Bursa-Keles-Davutlar*	1.560			19.945	17.557		39.062	31	26	4,5		2340
Müessese Toplamı	1.560		19.945	234.493	3.455	259.453						
SİLOPİ KONTROL MÜD.	Şırnak-Silopi(Asfaltit)**	1.000	16.210	32.029		49.239	6	31	4	30	5310	
	Şırnak(Asfaltit)**	6.300	13.260	9.213		28.773	6	31	4,5	39	5330	
	Toplam	7.300	29.470	41.242		78.012						
DİĞER SAHALAR	Adana- Tufanbeyli*			274.398		274.398	42	28	2,2	20	1290	
	Bolu-Göynük**		1.000	37.465		38.465	27	31	1,8	25	2340	
	Bingöl-Karlıova*			88.221	441	88.662	47	24	0,6	16	1460	
	Çorum-Dodurga**		2.465	13.350		15.815	23	23	1,6	39	3150	
	Tekirdağ-Saray*		105.570	23.581		129.151	45	16	1,9	20	2080	
	Küçük Sah. Toplamı	3.058	21.991	40.875	56	65.980						
	Toplam	3.058	131.026	477.890	497	612.471						
TKİ TOPLAMI		40.718	300.210	2.138.946	18.505	2.498.379						
EÜAŞ	K.Maraş-Elb.			4.274.000		4.274.000	51	21	1,5-2	19	1130	
	Sivas-Kangal			94.410		94.410	48-52	19-21	2,76	20	1.282	
	Ankara-Ç.han			355.890		355.890	20	38	4	25	2370	
	Toplam			4.724.300		4.724.300						
TKİ + EÜAŞ TOPLAMI		40.718	300.210	6.863.246	18.505	7.222.679						
ÖZEL SEKTÖR****		371.971	332.240	1.355.648	-	2.041.361						
TÜRKİYE TOPLAMI		412.696	632.450	8.218.894	-	9.264.040						

* İşletilmeyen sektörler veya sahalar

** Rödövan ile işletilen sahalar

*** Ortalama değerlerdir

****Türkiye Linyit Rezervi toplamı farkına göre bulunmuştur.

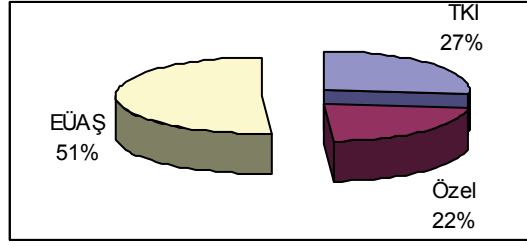
Kaynak: TKİ, EÜAŞ

Türkiye toplam linyit rezervinin 4.3 milyar tonunu Afşin–Elbistan havzası teşkil etmektedir. Türkiye'nin diğer önemli linyit oluşumları Soma, Tunçbilek, Seyitömer, Çayırhan, Kangal ve Muğla havzalarıdır.

4.3. Türkiye'nin Önemli Linyit Sahaları

Tablo (9) - Türkiye'nin Önemli Linyit ve Turba Yataklarının Jeolojik Yaş, Kömür Tipi ve Ortamları (Ertem ve ark, 2002)

Sistem	Seri	Yıl (My)	Kömür Tipi		Ortam	Kömür Tipi	Ortam	Kömür Tipi
			Alt Bitümlü	Linyit				
KUVATERNER	HOLOSEN	Güncel				Konya-Argıthanı-Dursunluk	Turba Bataklığı	Hakkari-Yüksekova Bolu-Yeniçağa ve diğerleri
	PLEYİSTOSEN	1,7						
NEOJEN	PLİYOSEN	(3,7)	Bursa-Keles-Harmanalan, Konya-Seydişehir-Bayavşar	Limnik flüviyatil ile volkanik katkı	Adana-Tufanbeyli, Adıyaman-Gölbası, Afşin-Elbistan, Erzurum-Horasan-Aliçeyrek, Erzurum-İspir, Sivas-Kangal	Limnik flüviyatil ile volkanik katkı		
		5,4						
	MIYOSEN	(17,6)	Aydın-Şahinali, Aydın-Söke, Balıkesir-Dursunbey-Odaköy, Bolu-Göynük-Himmetoğlu, Bursa-Orhaneli-Burmu, Çanakkale-Yenice-Çirpılar, Çorum-Alpagut-Dodurga, Denizli-Kale-Kurbalık, Erzurum-Aşkale-Kükürt, Eskişehir-Mihallicik-koyunağılı, İçel-Namrun-Çamlıyayla, Karaman-Ermenek, Konya-Ilgın-Haremi, Kütahya-Seyitömer ve Tunçbilek, Manisa-Soma (Eynez, Darkale, Işıklar, Deniz I-II), Manisa-Gördes-Çıtak, Muğla-Milas-Alatepe ve Çakıralan	Limnik flüviyatil ile volkanik katkı	Balıkesir-Dursunbey-Hamzacık ve Çakırca, Muğla-Milas- (Ekizköy, Sekköy, Hüsamlar), Muğla-Yatağan- (Tınaz, Bağyaka, Eskihisar, Bayır)	Limnik flüviyatil ile volkanik katkı		
PALEOJEN	OLİGOSEN	(14)		Limnik flüviyatil ile denizsel ara katkı				
		37	Edirne-Uzunköprü-Harmanlı, Tekirdağ-Saray-Edirköy		Tekirdağ-Malkara-Ahmetpaşa, Tekirdağ-Hasköy-İbrice			
	EOSEN	(18)	Bolu-Mengen-Salıpazarı, Yozgat-Sorgun, Amasya-Çeltik	Limnik flüviyatil				
		55						



Şekil (12) - Linyit ruhsatlarının dağılımı

Türkiye'deki bilinen linyit sahalarının ruhsatlarının %51'i EÜAŞ kuruluşuna aittir. Bu oranın içinde en yüksek pay 4,3 milyar ton rezervi ile Afşin Elbistan havzasına aittir. TKİ Kurumunun elinde bulunan rezervin toplam içindeki payı %27 olup, bu rezervin önemli bir bölümü özellikle termik santralleri beslemek için projelendirilmiş ve düşük kapasitede çalıştırılmaktadır. Kömür ile çalışan termik santralleri düşük kapasitede çalıştırılmanın nedeni, doğal gaz ile çalışan ve satın alma ve fiyat garantisi verilmiş olan termik santrallerden elektrik satın alma ve yapılmış olan doğalgaz temin anlaşmalarındaki doğalgazı tüketme mecburiyetindedir.

Toplam rezervin %22 özel şirketlere ve şahıslara ait olup Türkiye toplam linyit üretimi içindeki payı düşüktür.

4.4-Kömürün Özellikleri

Türkiye'de linyitlerin ısı değerleri düşüktür. Jeolojik yaş ile ilgili olan bu hususun tüketimde doğurduğu önemli teknik sorunlar bulunmaktadır. Türkiye'de mevcut linyitlerin ısı değerinin düşüklüğünün yanında yüksek nem ve kül içermeleri de tüketimde sorunlar doğurmaktadır.

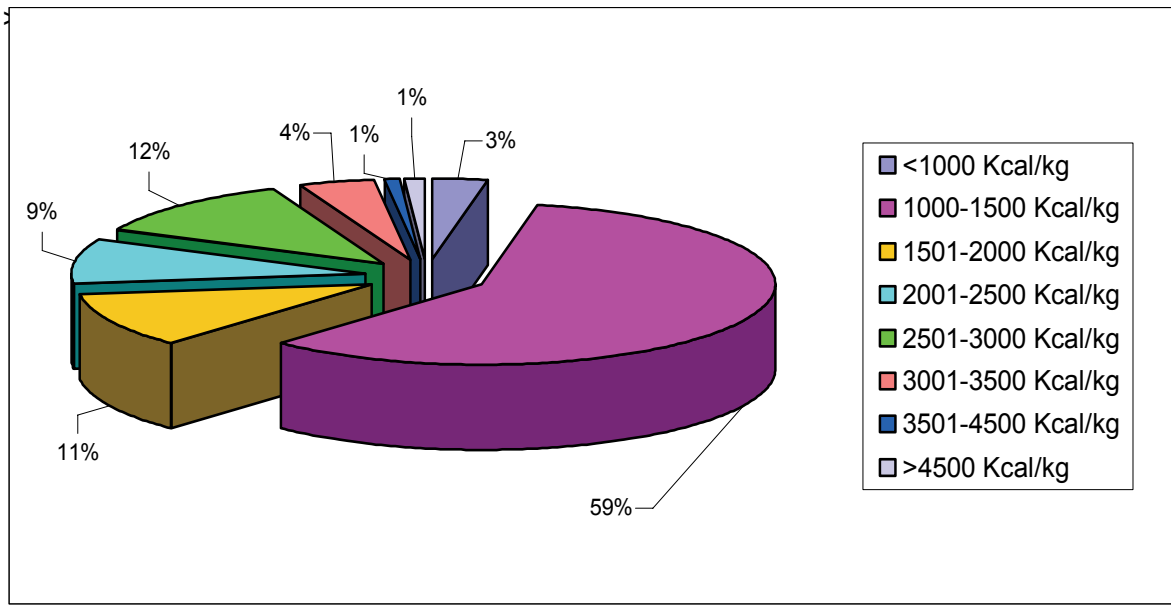
Isınma amaçlı olarak linyitlerin kullanımında yüksek partikül emisyonu ve atık kül miktarının fazlalığı problem yaratmaktadır. Ayrıca Türkiye'deki linyitlerin yüksek kükürt içeriği de ısınma amaçlı olarak linyitin kullanımını engellemektedir. Birçok linyit üreticisi çevre koşullarını sağlayamadıklarından üretimlerini ısınma sektörüne pazarlayamamaktadır. Isınma amaçlı linyitlerimizin kullanımının ancak büyük kapasiteli ısınma tesislerinde, partikül ve kükürt tutucu tesislerin kullanımı ile mümkün görülmektedir. Doğal gazın ülke genelinde yaygınlaştırılması, bu tüketimi kolay ve temiz yakıtın sağladığı kolaylıklar sonucu kısa gelecekte linyit kullanımının ısınma sektöründen büyük ölçüde daralacağını göstermektedir.

Sanayi sektöründe özellikle buhar ve ısısal işlem gerektiren teknolojilerde, Türkiye'deki linyitlerin düşük kalitesi nedeniyle kullanımının maliyet avantajları sağladığı ancak tesis maliyetleri açısından da yüksek maliyetlere neden olduğu bilinmektedir. Bu nedenle uzun vadeli yatırım stratejilerinde, linyit kullanımı avantajlar sağlamasına rağmen, güvenilir bir üretimin ancak devlet sermayesi ile işletilen sahalardan elde edilebileceği bilinmektedir. Bu nedenle kamu kuruluşları uzun süreli anlaşmalarla bu tesisleri besleme taahhüdüne girebilirlerse sanayide linyit kullanımı artabilir. Ancak kamu mevzuatı uzun süreli anlaşmalar yapma yönünde kamu kuruluşları yöneticilerini cesaretlendirmemektedir. Özellikle çimento sektörü için ısı değeri yükseltilmiş linyit kullanımının maliyetler açısından olumlu olabileceği incelenmelidir.

Türk linyitlerinin en uygun kullanım alanının elektrik üretim amaçlı termik santraller olduğu uzun zamandan beri kabul edilmiş bir olgudur. Özellikle yüksek ısı verimli

kömüre dayalı termik santrallerin yaygınlaşması ile Türk linyitlerinin en ekonomik ve çevre açısından uygun olabileceği diğer önemli stratejik avantajlarının yanında dikkate alınmalıdır.

Linyit rezervlerimiz alt ısıl değerlerine göre kategoriler altında toplandığında, 1000-1500 kcal/kg %59, 1500-2000 kcal/kg alt ısıl değere sahip linyitlerimizin %11'luk pay aldığı görülmektedir. Buna göre linyit rezervlerimizin %70'si düşük alt ısıl değere sahip olup, bunun en büyük bölümünü 4,3 milyar ton ile Elbistan Linyitleri (Ortalama alt ısıl değeri 1100 kcal/kg) teşkil etmektedir. Kalan %30; 2000-3000, %21; 3000-4500, %5; 4500 kcal/kg'in üstü %1 olarak dağılmaktadır. Bu özellikleriyle linyit rezervlerimizin %80 'lik bölümü yalnız termik santrallar için elverişlidir.



Şekil (13) - Türk linyitlerinin ısıl değer dağılımı (DEK-TMK, 2006)

4.5-Türkiye'de İnşa Edilmiş ve Edilmekte Olan Önemli Linyit Projeleri

Başlıca linyit havzalarının mevcut üretim kapasitesi 80 milyon ton, taşkömürü havzasının üretim kapasitesi ise yaklaşık 5 milyon ton dur. Bu kapasiteler yapılan ihaleler ve işletmeye alınabilecek linyit ve taşkömürü sahalarının üretim kapasiteleri dikkate alındığında toplam 200 milyon tonun üzerinde olabilecektir. Linyit rezervlerinin geliştirilmesi durumunda üretim kapasiteleri daha da artacaktır.

Tablo (10) - İşletmede ve İşletmeye Alınmakta Olan Projeler¹

Proje Adı	İşleten	Proje Yılı	Üretim Yönt.	İşl. Proje Rezervi (Bin ton)	Proje T/K ³	Üretim Kap. (bin ton/yıl)	Tüketim Alanı	Santral Adı
Afşin-Elbistan A	EÜAŞ	1973	A	578.000	2,7	18.000	TS+P ⁵	Elbistan A
Afşin-Elbistan B ²	EÜAŞ	1993	A	935.694	2,6	17.200	TS	Elbistan B
Beyazırhan-Çayırhan	Park Enerji (EÜAŞ- İHD ⁶)	1973	K	72.000	-	4.300	TS+P	Çayırhan
Sivas-Kangal	Demir Export (EÜAŞ- İHD)	1977	A	126.298	4,6	5.400	TS	Sivas-Kangal
Çanakkale-Çan	TKİ	1977,1987,1995,2002	A	69.322	12	2.300	TS+P	Çan
Muğla-Yatağan	TKİ	1976	A	84.442	4,1	3.500	TS+P	Yatağan
Muğla-Tınaz-Bağyaka	TKİ	1981	A	49.059	6,62	1.850	TS+P	Yatağan
Muğla-Milas-Sekköy	TKİ	1982	A	149.241	3,42	4.100	TS+P	Yeniköy+Kemerköy
Muğla-Hüsamlar-Çakıralan	TKİ	1987	A	92.000	2,2	3.300	TS	Kemerköy
Soma-Işıklar-Merkez	TKİ	1981,2001	A+K ⁴	48.899	8,54	4.000	TS+P	Soma B(1-4)
Soma-Darkale	TKİ	1983	K	7.318	-	525	TS+P	Soma B(1-4)
Soma-Deniş I	TKİ	1980	A	45.000	6,13	1.500	TS+P	Soma B(1-4)
Soma-Deniş II	TKİ	1987	A	92.400	3,59	3.300	TS+P	Soma B(5-6)
Soma-Eynez	TKİ	1999	A	53.170	13	2.500	TS+P	Soma B
Bursa-Orhaneli	TKİ	1980,1984,1987	A+K	38.700	13,74	1.120	TS+P	Orhaneli
Bursa-Keles	TKİ	1981, 1987	A	29.900	6,55	1.200	TS+P	Orhaneli
Kütahya-Seyitömer	TKİ	1969,1980	A	205.306	2,9	7.100	TS+P	Seyitömer
Kütahya-Tunçbilek	TKİ	1973, 2001	A	63.929	13	3.850	TS+P	Tunçbilek A+B
Kütahya-Ömerler YA	TKİ	1978,2001	K	30.611	-	1.000	TS+P	Tunçbilek A+B
Kütahya-Tunçbilek YA	TKİ	1973,2001	K	7.780	-	700	TS+P	Tunçbilek A+B
Konya-Ilgın	TKİ	2003	A	1.357	4,53	600	P	
Şırnak-Silopi	TKİ-Rodövens	1999	A	10.300	9	300	TS	
Siirt-Şırnak(asfaltit)	TKİ-Rodövens	1984	A	7.333	5,07	500	P	
Bolu-Göynük	TKİ-Rodövens	2006	A	26.840	9,6	1.200	TS	
Çankırı-Orta	Çalık (TKİ-satış)	2006	A	51.000		1.500	TS	
Tekirdağ- Saray	TKİ(ihale)	2006	A	65.588	21,5	1.500	TS	
Çorum-Dodurga	TKİ-Rodövens	1970	K	14.250	-	300	P	
Erzurum-Oltu-Aşkale	TKİ-Rodövens		K	3.500	-	70	P	
TOPLAM				2.959.237		92.715		

1:rezerv, t/k, üretim kapasitesi verileri en son proje yılına aittir.

2: Elbistan B Termik Santrali 2005 yılında devreye alınmıştır.

3: T/K: toprak kömür oranı

4: A: Açık İşletme

K: Kapalı(Yeraltı)

5: TS+P: TS:Termik Santral P: Piyasa

6: İHD: İşletme Hakkı Devri

Kaynak: [Ersoy,2004 ve TKİ]

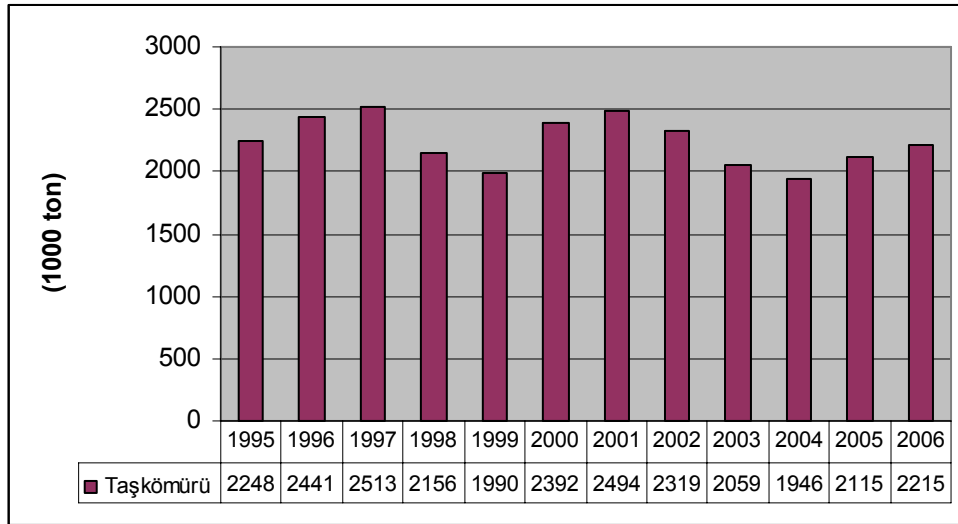
Yukarıda yer alan tablodan da görüleceği gibi tümü Kamu kuruluşları tarafından geliştirilmiş işletmede ya da işletmeye alınmakta olan projelerin yıllık linyit üretim kapasitesi yaklaşık 93 milyon ton'dur. Bu projelerden yıllık üretim kapasitesi 71 milyon ton olan kısmı işletmeye alınmış olup geri kalan 22 milyon tonluk bölümü ise işletmeye alınmaktadır. Bu değerler içinde özel madencilik kuruluşları tarafından yılda yaklaşık 5 milyon ton olan üretim kapasitesi dahil değildir. Türkiye'nin 2006 yılında yapmış olduğu 59 (27.5 milyon ton TKİ, 26.7 milyon ton EÜAŞ, tahmini 5 milyon ton özel) milyon ton linyit üretimi esas alındığında mevcut üretim kapasitesinin yalnızca %80'nin kullanıldığı

görülmektedir. Kapasitenin tamamının kullanılamaması; doğal gaz kullanımı için verilmiş olan garantiler nedeniyle, linyite dayalı termik santrallerde üretim yapmak yerine daha yüksek maliyetle elektrik üreten doğal gazla çalışan termik santrallerle talebin karşılanmasından kaynaklanmaktadır.

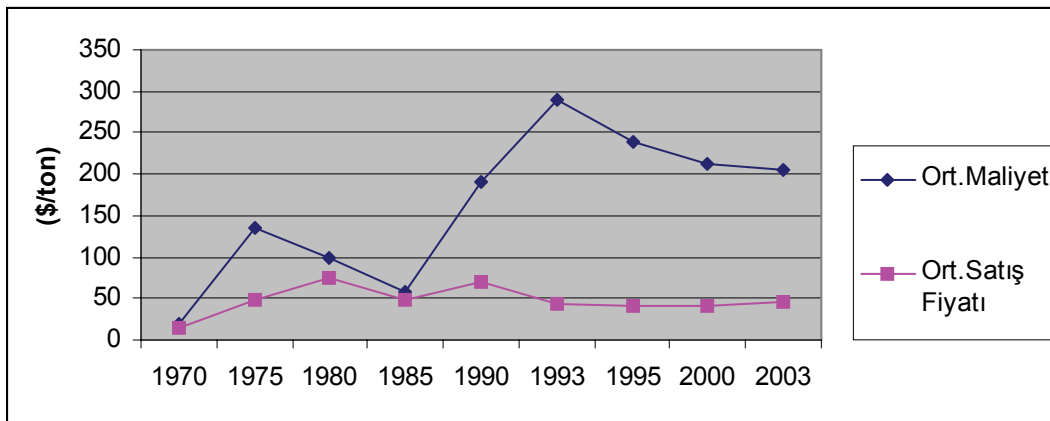
4.6-Türkiye Kömür Üretimi

Türkiye’de taşkömürü, linyit ve asfaltit üretilerek tüketilmekte olup, bu kaynaklardan taşkömürü üretimi bir Kamu İktisadi Devlet Teşekkülü (KİT) olan Türkiye Taşkömürü Kurumu Genel Müdürlüğü-TTK, linyitin büyük bir bölümü yine KİT kuruluşu olan Türkiye Kömür İşletmeler Kurumu Genel Müdürlüğü-TKİ tarafından gerçekleştirilmektedir. Asfaltit üretimi ise ruhsatları TKİ’ye ait olan sahalarda özel sektör tarafından rödovans karşılığı yapılmaktadır.

Türkiye taşkömürü ve linyit üretiminin giderek birincil enerji üretimi içindeki paylarının düştüğü görülmektedir. Bu olumsuz durumun nedeni; yerli üretim kaynaklarının üretiminin kısarak daha yüksek oranlarda ithal yakıtlara öncelik tanınması olmuştur. İstihdam, ucuz enerji ve katma değer yaratan yerli kaynakların bu şekilde üretiminin azaltılarak ülke çıkarlarına ters kullanımı, özellikle arz güvenirliliği yönünden büyük tehdit oluşturmaktadır.

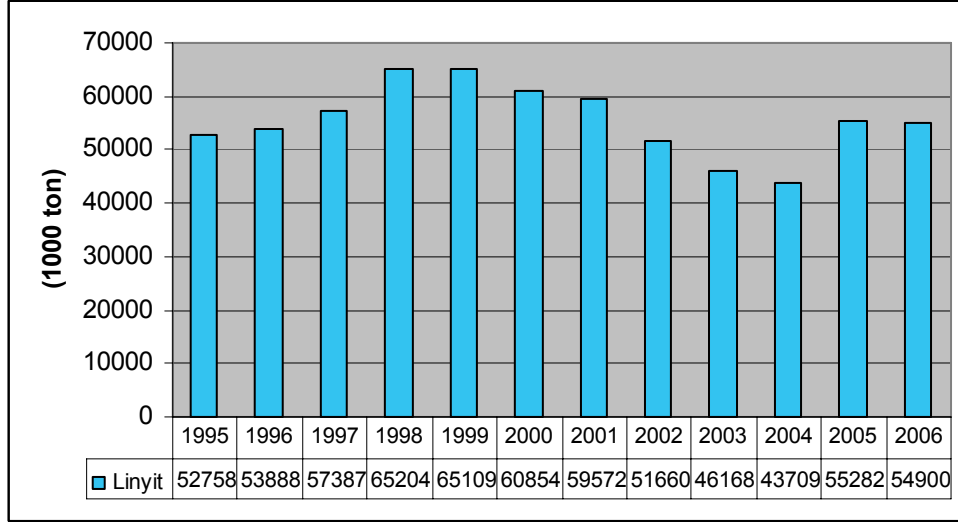


Şekil (14) - Türkiye taşkömürü üretimi (1000 ton)



Şekil (15) - Türkiye taşkömürü üretim maliyetleri

Zonguldak Taşkömürü Havzasında üretim maliyetlerinin yüksekliği nedeniyle taşkömürü üretiminin devamlılığını sağlamak ve yüksek üretim seviyelerine ulaşmak güçleşmektedir. Bu sorun, hizmet alımı ve rezervlerinin bir bölümünü rödövanza vermek suretiyle giderilmeye çalışılmaktadır.

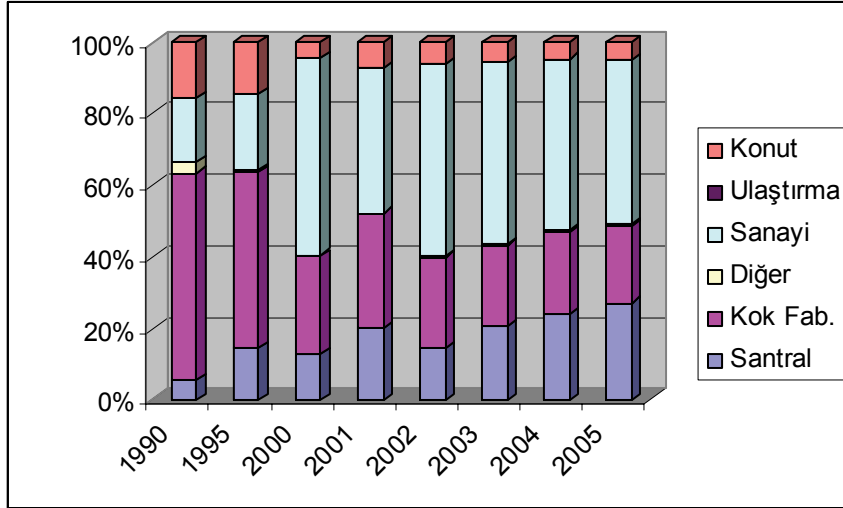


Şekil (16) - Türkiye linyit üretimi (1000 ton)

Şekil 16'dan görüleceği gibi linyit üretiminde 1998 yılında en yüksek değere ulaşılmış ve 2006 yılına kadar Türkiye'nin giderek artan birincil enerji ihtiyacına rağmen üretim sürekli olarak düşerek ilerlemiştir.

4.7-Türkiye Kömür Tüketimi ve Sorunları

Taşkömürü tüketimi giderek sanayide artmış, ısınma sektöründe ise azalmıştır. Kömür tüketimi incelendiğinde 1990 yılında 8,2 milyon ton olan taşkömürü tüketiminin yıllık ortalama %7 artışla 2004 yılında 18,9 milyon ton'a ulaştığı görülmektedir. Bu miktarın yaklaşık 13,4 milyon ton'u, demir çelik sektörü dahil olmak üzere sanayi sektöründe geriye kalan kısmı ise termik santral ve konut sektöründe tüketilmiştir. Taşkömürü üretimi ise 1990 yılında 2,7 milyon ton iken 2004 yılında 1,95 milyon ton olarak gerçekleşmiştir.



Şekil (17) - Türkiye taşkömürü tüketimi

Tablo (11) -Taşkömürü Üretim ve Tüketim Dengesi (Bin Ton)

	1990	1995	2000	2001	2002	2003	2004	2005
ÜRETİM	2745	2248	2259	2357	2245	2011	1946	2170
İTHALAT	5557	5941	10366	8028	11693	16166	16427	17360
ARZ	8191	8548	15393	11039	13756	17765	18904	19421
ÇEV.EN. SEK.	5444	5508	6228	5772	5563	7750	8939	9517
Santral	474	1246	1980	2214	1995	3668	4565	5259
Kok Fabrikaları	4723	4182	4191	3551	3506	4032	4328	4218
Diğer	247	80	57	7	62	50	46	40
SEK.NİHAİ TÜK.	2747	3040	9165	5267	8193	10015	9965	9904
Sanayi	1459	1803	8450	4471	7334	9031	9061	8970
Ulaştırma	13	4	1					0
Konut ve Hizm.	1275	1233	714	796	859	984	904	935

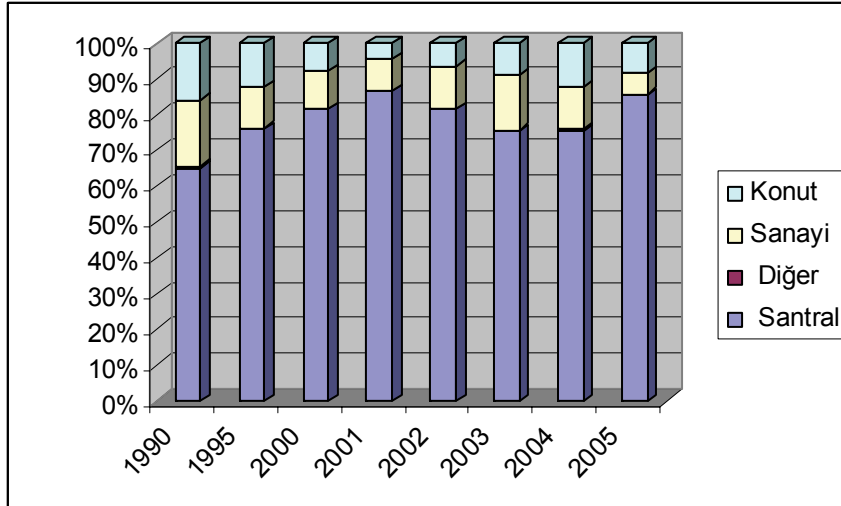
Kaynak:Dek/TMK, 2006 (ETKB/APKK/PFD,TTK)

2005 yılında ise 55,2 milyon ton linyit, 2,17 milyon ton taşkömürü üretilmiş buna karşılık 19,4 milyon ton taşkömürü, 56,5 milyon ton linyit, 738 bin ton asfaltit, 436 bin ton kok, 2,17 milyon ton petrokok olmak üzere toplam 79,4 milyon ton kömür tüketilmiştir.

Tablo (12) - Linyit Üretim ve Tüketim Dengesi (Bin ton)

	1990	1995	2000	2001	2002	2003	2004	2005
ÜRETİM	44407	52758	60854	59572	51049	46168	43709	55282
İTHALAT	15	10	11	11				
ARZ	45891	52405	64384	61010	51446	46117	44823	56577
ÇEV., EN. SEK.	30152	39985	52480	52906	42059	34945	34015	48562
Santral	29884	39815	52478	52785	41933	34788	33777	48319
Diğer	268	170	2	121	126	156	238	243
SEK.NİHAİ TÜK.	15739	12420	11904	8104	9387	11173	10808	8015
SANAYİ	8470	6013	6977	5520	6141	7010	5409	3208
ULAŞTIRMA	22							1
KONUT/ HİZ.	7247	6407	4926	2583	3246	4163	5399	4807

Kaynak: DEK-TMK, 2006(ETKB/APKK/PFD,TKİ)

**Şekil (18) - Türkiye linyit tüketimi**

Ülkemizde linyit; teshin ve sanayinin yanı sıra esas olarak termik santral talebini karşılamaktadır. Linyit kullanımı 1990(45 milyon ton) ile 2001(60 milyon ton) yılları arasında %33 artış göstermesine karşın 2002 ile 2004 yıllarında doğalgaza dayalı termik santral önceliği nedeniyle mevcut kömüre dayalı termik santraller kapasitelerinin altında çalıştırılmış ve sonuç olarak kömür talebinde ciddi düşüşler yaşanmıştır. 2005 yılında; linyit üretiminin yeniden artarak 55,2 milyon ton'a yükselmesinin nedenleri; 4x360 MW gücündeki Elbistan B Termik Santrali'nin deneme çalışmalarına başlaması, 2004 yılında deneme çalışmalarına başlayan 2x160 MW gücündeki 18 Mart Çan Termik Santrali'nin 2005 yılında 832.000 ton kömür tüketmesi, bazı doğal gaz santrallerinin bakıma alınması ve su sıkıntısı nedeniyle bazı hidrolik santrallerin kapasitelerinin düşürülmesi olarak sıralanabilir (Ersoy, 2006a). Linyitin %85'i termik santrallerde %15'i konut ve sanayi sektöründe tüketilmektedir.

Enerji arzı güvenliğinin sağlanması kapsamında, en önemli yerli kaynaklarımız olmaları nedeniyle gerek linyit, gerekse taşkömürü üretiminin artması için sektörlerdeki kömür tüketimini kısıtlayan problemlerin ve çözümlerinin bilinmesi gereklidir.

4.7.1-Elektrik Sektöründe Kömür Tüketimi Sorunları ve Öneriler

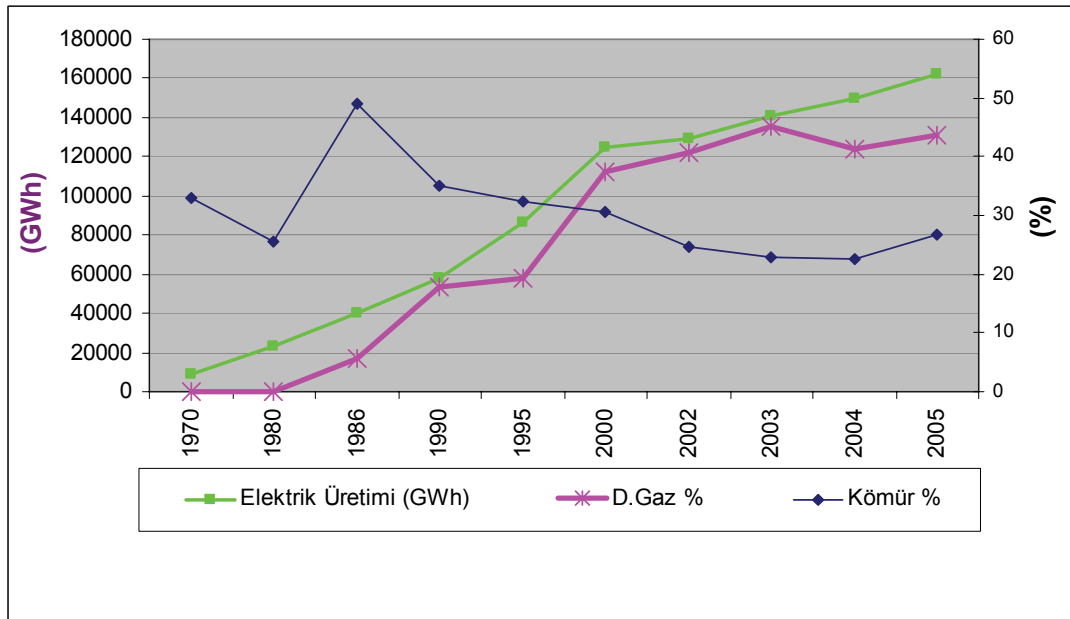
Yaklaşık 6 milyar ton olan termik santrallere yönelik üretilebilir kömür rezervlerimizin mevcut ve planlanabilir kurulu gücü yaklaşık 19500 MW olan santral potansiyeli ile yılda 125 milyar kwh elektrik üretebilecek kapasiteye ulaşılabilecektir. Bu değer, Türkiye'nin 2006 yılı elektrik üretiminin %73'ünü oluşturmaktadır. Bunun için yılda 190 milyon tonu linyit olmak üzere 195 milyon ton kömür üretilmesi gerekmektedir. Mevcut yerli kömürle çalışan termik santralleri 2006 yılı itibariyle 8145 MW ı linyit 300 MW ı taşkömürü olmak üzere toplam 8450 MW olup bu santrallerin kömür tüketim kapasitesi 83 milyon tondur. Tüketimde yaşanan olumsuzluklar nedeni ile kömür üretiminde istenilen düzeye gelinememiştir. Bu nedenlerin başında alım garantili doğal gaz ve doğal gaz santrali sözleşmeleri olmuştur.

Tablo (13) -Türkiye Elektrik Üretiminde Kömür ve Doğal Gazın Payı(GWh)

	Taşkömürü	%	Linyit	%	Toplam	%	D.Gaz	%	Toplam Elektrik
1970	1382,3	16,0	1442,2	16,7	2840,5	32,9	0	0	8623,0
1980	911,7	3,9	5048,6	21,7	5964,2	25,6	0	0	23275,4
1986	772,8	1,9	18664,5	47,0	19439,2	49,0	1340,7	5,7	39694,8
1990	620,8	1,1	19560,5	34,0	20182,4	35,1	10192,3	17,7	57543,0
1995	2232,1	2,6	25814,8	29,9	28049,5	32,5	16579,3	19,2	86247,4
2000	3819,0	3,1	34367,3	27,5	38189,4	30,6	46216,9	37,0	124921,6
2002	4093,1*	3,2	28056,2	21,7	32152,5	24,8	52496,5	40,6	129395,3
2003	8663,0*	6,2	23590,0	16,8	32259,2	22,9	63538,0	45,2	140581,0
2004	11571,8*	7,7	22470,5	15,0	34050,0	22,7	62241,8	41,3	149982,1
2005	13057,9*	8,1	30008,0	18,5	43065,9	26,6	70962,1	43,8	161983,3

*Yap İşlet modeliyle İskenderun'da kurulan ithal kömüre dayalı termik santral üretimine bağlı olarak 2002-2005 yılları elektrik üretiminde taşkömürünün payı artmıştır.

Kaynak: [Ersoy,2006a]



Şekil(19) - Elektrik üretiminde kömür ve doğalgaz kullanımı (Ersoy,2006a)

a)Elbistan ve Diğer Linyit Rezervlerinin Doğal Gazla Göre Avantajları

Linyit santralleri doğal gaz santrallerine göre ekonomiklik ve yüksek istihdam yaratması açısından çok avantajlıdır.

Bu avantajı göstermek üzere aşağıda kısa bir analiz yapılmaktadır:

Koçak (2006 ve 2007); doğal gaz santralleriyle aynı miktarda elektrik üretilmesi bakımından linyit rezervlerinin doğal gaz eşdeğeri üretim maliyetlerini termik santrallerde kullanılan yakıtların karakteristik değerlerine göre hesaplamıştır(TEAŞ(EÜAŞ),TEİAŞ 1999-2005 istatistikleri, DEKTMK,2007).

- Elbistanda santrallerin ortalama özgül ısı değeri 2500 kcal/kwh, doğal gaz santralleri için ise 1650 kcal/kwh alınmıştır. Doğal gazın santrallere maliyeti 300 \$/1000m³ alınmıştır.
- Elbistan linyit havzasında 1 ton kömürün üretim maliyeti en çok 6\$/ton dur. Elbistan linyitlerinin alt ısı değeri(AID)= 1100 kcal/kg, doğal gazın AID= 8600 kcal/m³ alınmıştır.
- Kalori bakımından doğal gaz eşdeğeri üretim maliyeti; $8600:1100 \times 6 = 47\$/1000m^3$ dür. Elbistan linyit santrallerinde doğalgaz santrallerinin ortalamasına göre 1kwh elektrik üretilmesi için yaklaşık 1,5 kat fazla kalori harcanmakta olup iç tüketim ve yardımcı yakıt gideri ise Elbistan linyit üretim maliyeti değerlerine göre hesaplanırsa yaklaşık %15 fazladır. Bundan dolayı, Doğal gaz santralleriyle aynı miktarda net elektrik üretilmesi bakımından Elbistan linyitinin doğal gaz eşdeğeri üretim maliyeti $47 \times 1,5 \times 1,15 = 81 \$/1000m^3$ olup yakıt olarak doğal gaz Elbistan linyitinden $300:81=3,7$ kat daha pahalıdır.
- 1 kwh net elektrik üretiminin maliyetinde yakıt maliyetinin oranı ise, santrallerin kapasitelerine yakın çalıştıkları zaman Elbistan linyit santralında ortalama %65 iken doğal gaz santrallerinde yaklaşık %90 dır.
- Sonuç olarak net elektrik birim üretim maliyeti bakımından doğal gaz santrallerinin üretim maliyeti; Elbistan Linyit santrallerinin en az $300:81 \times 65:90 = 2,7$ katı daha pahalıdır diyebiliriz.Bu işlem Santrallerin yatırım ve işletme maliyeti farklarını da içermektedir.
- Benzer şekilde yapılan hesaplarla linyit rezervlerimizin ortalama doğal gaz eşdeğeri üretim maliyeti yaklaşık 111 \$/1000m³ dür. Santral yakıtı olarak doğal gaz, linyitlerin en az 2,71 katı daha pahalı olduğu görülür.
- 1 kwh net elektrik üretiminin maliyetinde yakıt maliyetinin oranı ise, Santrallerin kapasitelerine yakın çalıştıkları zaman linyit santrallerinde ortalama yaklaşık %60 iken doğal gaz santrallerinde yaklaşık %90 dır. Net elektrik birim üretim maliyeti bakımından ise doğal gaz santrallerinin üretim maliyeti, linyit santrallerine göre parasal açıdan en az $300:111 \times 60:90 = 1,8$ kat daha pahalıdır diyebiliriz.
- Bunlara kazanılacak yaklaşık 15-20 kat daha fazla istihdam, katma değer ve çoğaltan etki değeri de eklendiğinde toplam ekonomik avantajlar ortaya çıkacaktır. Ayrıca dış ticaret açığının azaltılmasına olumlu katkısı olacaktır.
- Yapılan değerlendirmeler mevcut Santrallerin ortalama istatistik değerlerine göre yapılmış olup kurulacak yeni santrallerle linyit rezervinin doğal gazla göre avantajları daha da artacaktır.

1967 yılında bulunan Elbistan Linyit Havzasında üretilebilir rezerv 3,8 milyar ton olup, MTA'nın yapmakta olduğu inceleme ve sondajlara göre daha da artabilecektir. Kalori değeri bakımından bu rezerv yaklaşık 486 milyar m³ ($3.8 \times 10^{12} \times 1100 : 8600 = 486$ milyar m³), doğal gaz santralleriyle aynı miktarda elektrik üretilmesi durumundaki rezervi ise 282 milyar m³ ($486 : 1,5 = 323 : 1,15 = 282$ milyar m³) doğal gaza eşittir. Elbistan rezervinin tamamının tüketilmesi halinde bugünkü değerlerle doğal gaza göre 62 milyar\$ ($282 \times 300 - 282 \times 81 = 62$) daha karlı ve ayrıca kazanılan 15-20 kat fazla istihdamla toplam 20 bin kişi doğrudan istihdam edilmiş olacaktır.

Bu durumda ucuz elektrik üretilmesi için yeni linyit santrallerinin yapılması gerektiği halde linyit santrallerinin yapımına zamanında başlanmaması yatırım süresinin kısa ve ilk yatırımın %40'a varan oranda daha düşük olması nedenleriyle doğal gaz santralleri çözüm olarak sunulmaktadır. İzlenen enerji politikaları yüzünden bu kısır döngü 1995 yılından itibaren devam etmektedir. Alım garantili doğal gaz ve doğal gaz santrali sözleşmeleri nedeniyle mevcutların kapasiteleri düşmüştür. Yüksek fiyatlarla alım garantili doğal gaz santralleri nedeniyle linyit santrallerinde kapasitelerin düşürülme oranıyla bağlantılı olarak üretilen elektriğe büyük miktarlarda fazla ödeme yapılmaktadır.

Linyit santrallerimizin dizayna esas kapasitelerinde çalışmamasının doğal gaz santralleri dışındaki başlıca nedenleri aşağıda açıklanmıştır.

- Kömür rezervinin tespit edilmesine yönelik yapılan çalışmalar sırasında alınan numuneler ve sahaların farklılığı ve histogramlar santral dizaynına esas kömür karakteristiğini tam olarak yansıtmamaktadır. Kömür sahasında bulunan kömürün uniform bir yapıda olmaması rezerv tespit çalışmaları sırasında yapılan histogramların yetersiz olması ile farklı kalitede ve formasyonda bulunan kömürün santral dizaynına esas kömür özelliklerinde sürekli verilememesi öncelikle kazan işletmesinde sorunlara yol açmaktadır. Bugüne kadar yapılan santral sözleşmelerinde santralde yakılacak kömürün sadece Kalori değerinde (\pm %15), marjın dikkate alınmıştır. Kül ve nem değerlerinde hiçbir marjın öngörülmemiştir. Oysa, Kül ve Nem değerlerinde de örneğin (\pm %10) sapmaların olabileceği dikkate alınarak sözleşme yapılmalıdır. Bununla birlikte Kalori, Nem, Kül'ün dışında Kükürt ile Kömürdeki CaCO₃ parametreleri ve kül içinde bulunan Silis oranıda belirlenerek, santral dizaynına esas parametreler olarak dikkate alınmalıdır. Kömürün kazan dizaynına esas değerlerde kalorifik değerinin sağlanamaması durumunda, kazan içerisinde tam yanmanın sağlanması için taze hava, belirlenen orandan fazla verilmekte bu da kazan yanma optimizasyonunu bozmakta, ve dizayn limitlerinin dışına çıkılması ile dengenin bozulmasına neden olmaktadır.
- Termik santrallerin kazan karakteristiklerinin belirlenmesine yönelik kömür sahasından alınan ve analize tabi tutulan kömür numunelerinin kömür rezervini tam olarak temsil etmemesi,
- Son 20 yıldır uygulanan özelleştirme politikaları, siyasi ve politik atamalar, kamu santrallerinde çalışan personelin motivasyonunu bozması, iş gücü kayıplarına neden olması, santrallerde gerekli sayıda nitelikli personel istihdamının yapılamaması,

- Santral stok sahasında, kömürün kalori, nem, kül ve kükürt içeriği ile tane boyu dağılımındaki dalgalanmaları en aza indirebilmek için harmanlama ve stoklama faaliyetinin yeterli şekilde yapılamaması,
- Kömür üreticisi tarafından belirlenmiş kömür özelliklerine uygun kömürün teslim edilememesi,
- Yine bu süre içerisinde özelleştirilecek gerekçesi ile gerekli bakım, onarım, idame ve yenileme yatırımları tam olarak yapılamaması,
- Çevre ve hava kalitesi açısından çok önemli olan santrallerdeki baca gazı arıtma sistemlerinin istenen düzeyde çalıştırılmaması,

şeklinde sıralanabilir.

Yukarıda belirtilen hususların giderilmesi halinde, linyit santrallerimiz kapasitelerinde üretim yapabilecektir.

İzlenen enerji politikaları, doğal gaz talep tahminleri, enerji yatırımlarının zamanında gerekli miktarda yapılamaması enerjide kömürün alternatifi olarak doğal gazı gündeme getirmektedir. Türkiye’de doğal gazın elektrik üretimindeki payı 1986 yılında %3.4 iken 1998 yılında %15, 2004 %41, 2005 yılında ise %44 düzeyine yükselmiştir. Aynı dönemde ülkemizde kömürlere dayalı elektriğin payı 1986 yılında %49 iken 1998 yılında %40, 2004 yılında %22.7, 2005 yılında %20.3 düzeyine inmiştir. Tamamı yerli üretim olan linyite dayalı elektrik üretimi ise 1998 yılında %32 den 2004 yılında %15 , 2005 yılında %18.5 ‘a inmiştir. (ETKB/EİGM İstatistikleri)

Diğer taraftan elektrik üretiminde kömürün payı bakımından Dünya ortalaması ve ülkelerin değerlerine göre Türkiye’nin gerilerde olduğu görülmektedir. Elektrik üretiminde doğalgazın payı açısından ise ülkemiz Dünyada en ön sıralardadır.

Çevre açısından kömür tüketiminin gelecekte olumsuz etkilenmemesi için ülkemizdeki kömür niteliklerine uygun emisyon kontrollü yeni teknolojiler araştırılmalı ve uygulanmalıdır. Linyit santrallerinin doğal gaz santrallerine göre yatırım ve çevreye uyumlu hale getirilmesinin maliyeti, kazanılan yüksek istihdam, katma değer ve çoğaltan etki değeri ile fazlasıyla karşılanabilir.

4.7.2-Isınma ve Sanayi Sektöründe Kömür Tüketim Sorunları

Enerjide doğal gazın payının hızlı artışı sanayi ve ısınma sektöründe de yerli kömür tüketimini olumsuz etkilemiştir.

Çimento Sektörü

2006 yılı verilerine göre Ülkemizdeki çimento fabrikalarının üretim kapasitesi 70,7 milyon ton çimento, 42,6 milyon ton klinkerdir. Yıllık çimento üretimi ise 2004 yılında 38,7, 2005 yılında 42,8, 2006 yılında ise 47,4 milyon ton olmuştur. Tamamına yakını çimento sektöründe tüketilen petrokok 1999 yılında 1,4 milyon ton, 2000 yılında 1,3 milyon ton ,2004 yılında 1,75 milyon ton,2005 yılında 2,15 milyon ton tüketilmiştir.Linyit tüketimi ise 1989 yılında 2,3 milyon ton iken iki kattan fazla enerji kullanıldığı 2005 yılında 1,75 milyon ton olmuştur.(Türkiye Çimento Müstahsilleri Derneği www.tcma.org.tr)

Çimento sektöründe enerji tüketiminin enerji çeşitleri bakımından tüketim oranlarının incelenmesiyle bu sektördeki linyit tüketimi azalmasının nedenleri görülebilir.

Tablo (14) - Çimento Sektöründeki Enerji tüketimi(Bin TEP)

Yıllar	Toplam	Linyit %	Taşköm.%	Petrokok%	Petrol%	D.gaz%
1989	1876	36,4	17	—	29	—
1990	2383	24,8	28,7	10	21	—
1992	2435	13,6	33,8	19	6	7
1999	2754	8,8	40,2	39,3	2,6	1,8
2000	2613	14,7	30,4	36,8	2,5	2,3
2004	3607	15	33,8	38,7	1,4	1,9
2005	4080	12,8	31,6	39,7	3,2	1,7

Kaynak : ETKB/EİGM İstatistikleri

Çimento sektöründe petrokokun kullanılmadığı 1990 yılında sektörde tüketilen enerjide linyit payının %36 civarında iken 1999 yılında petrokokun oranının %39 a yükselmesiyle linyitin payı da %8,8 'e düşmüştür.Bu durumda kansorejen madde içeren ve gelişmiş ülkelerde yakılmasına izin verilmeyen ucuz kalsine edilmemiş petrokok ithalinin kontrol altına alınmasıyla çimentoda linyit ve yerli taşkömürü tüketim miktarı artacaktır.

Seker Sektörü

Tablo (15) - Şeker sektöründeki enerji tüketimi(BinTEP)

Yıllar	Toplam	Linyit %	Taşköm.%	Petrol%	D.gaz%
1990	693	62	9,2	19	—
1994	391	63	—	21	4
1998	613	55	9,3	26	—
2000	498	67	12	2	9
2002	1066	27	5	57	6
2004	642	35	6	35	19
2005	526	45	8,5	17	23

Kaynak : ETKB/EİGM İstatistikleri

1990 yılında1,4 milyon ton linyit tüketilirken 2004 yılında 756 bin ton ,2005 yılında 790 bin ton tüketilmiştir.Bu düşüşte de petrol ve doğal gazın payının arttığı görülmektedir.

Tablo (16) - Isınma Sektöründe Enerji Tüketimi(Bin TEP)

Yıllar	Toplam	Linyit %	Taşkömürü%	Petrol %	D. Gaz %
1987	16007	19,4	2,7	16	—
1990	15358	14	5,6	19,6	0,3
2000	20058	7,4	2,3	18,4	16
2004	20952	7,7	3	13,7	20
2005	22642	6	2,7	13	24

Kaynak : ETKB/EİGM İstatistikleri

Isınma sektöründe 1987 yılında16007 (Bin TEP) olan genel tüketim 2005 yılında %41 artışla 22642 Bin TEP olmuştur.Ancak bu sektörde, 1987 yılında 10,3 milyon ton olan

linyit tüketimi 2001 yılında 2,6 milyon ton düzeyine inmiş, 2005 yılında halka kömür yardımı çerçevesinde verilen kömürle birlikte 4,8 milyon ton linyit olmuştur. Linyit tüketimindeki bu düşüşün nedeni çevre açısından nitelikli olmamasının yanında büyük ölçüde doğal gaz olduğu görülmektedir. Bu durumda linyitlerimizin özellikleri çevre açısından uygun hale getirilmesi yanında yakma tekniklerinin geliştirilmesiyle konut sektöründeki linyit tüketimi artacaktır.

Diğer Sanayi(Tuğla kiremit fabrikaları, tarım, yağ, tekstil, tuz fab. v.b.)

Tablo (17) - Diğer Sanayi de enerji tüketimi(Bin TEP)

Yıllar	Toplam	Linyit %	Taşkömürü%	Petrol %	D. Gaz %
1990	4470	27,5	7	34	1
2000	13850	7,7	33	16	8,7
2004	15621	5,4	30	10	19
2005	15984	1	29	13	18

Kaynak : ETKB/EİGM İstatistikleri

Bu sektördeki linyit tüketimindeki düşüşün de en önemli nedeni doğal gaz olduğu görülmektedir.

5. KÖMÜR TEKNOLOJİLERİ (Ersoy, 2004)

Kömürün geleceği daha önce değinildiği gibi; çevresel kabul edilebilirlik kavramı ile doğrudan ilgilidir. Bu konuda, enerji üretimi için kömür kullanımında oluşan zararlı emisyonları azaltmak ve birim kalori başına üretilen enerji miktarını artırmak için çeşitli yöntemler geliştirilmiş ve geliştirilmeye de devam edilmektedir. Bunlardan bir kısmı endüstriyel uygulamaya girmişken bir kısmı henüz araştırma aşamasındadır. Özellikle gelişmiş ülkelerde bu alanda önemli yatırımlar gerçekleştirilmektedir.

Temiz kömür teknolojileri üç ana konuda sürdürülmektedir.

- Çevresel kontrol teknolojileri(SO₂, NO_x kontrol teknolojileri ve kombine SO₂/NO_x teknolojileri ve toz emisyonu düşürme teknolojileri),
- Temiz yakıt için kömür prosesleri (kömür hazırlama teknolojileri, gazlaştırma, indirekt sıvılaştırma),
- İleri teknoloji ile elektrik enerjisi üretimi (düşük emisyonlu buhar kazanı sistemleri, basınçlı akışkan yatakta yakma, entegre gazlaştırma kombine çevrim, indirekt ateşleme çevrimi ve gazlaştırma-yakıt pili kombinasyonu vb gelişmiş yakma sistemleri)[Arslan ve Kemal, 2003].

Ülkemizde SO₂ kontrol teknolojilerinden “baca gazı kükürt arıtma tesisleri (BGD)”, mevcut 11 adet linyit santralinden yedisinde tesis edilmiştir.

Toz emisyonunu azaltma teknolojilerinden elektro filtreler, işletmede olan tüm kömüre dayalı santrallerde tesis edilmiş olup, bir kısmında düşük verimlilikle çalışmaktadır. Elektro filtrelerde biriken uçucu külün endüstriyel hammadde olarak tarımda, kimya endüstrisinde, inşaat sektöründe (çimento, beton, briket yapımında), barajların zemin stabilizasyonunda, dolgu malzemesi vb birçok alanda kullanılması hem çevresel yönden hem de ekonomik yönden önemlidir[Ersoy, Ünal ve Çakmak, 2001].

Temiz yakıt için kömür prosesleri kapsamındaki teknolojilerden kömür hazırlama tesis kapasitesi kamu sektörü için 9,3 milyon ton/yıl'dır. 2005 yılında devreye alınan ilave tesisler ile linyit yıkama kapasitesi 21 milyon ton/yıl'a yükselmiştir.

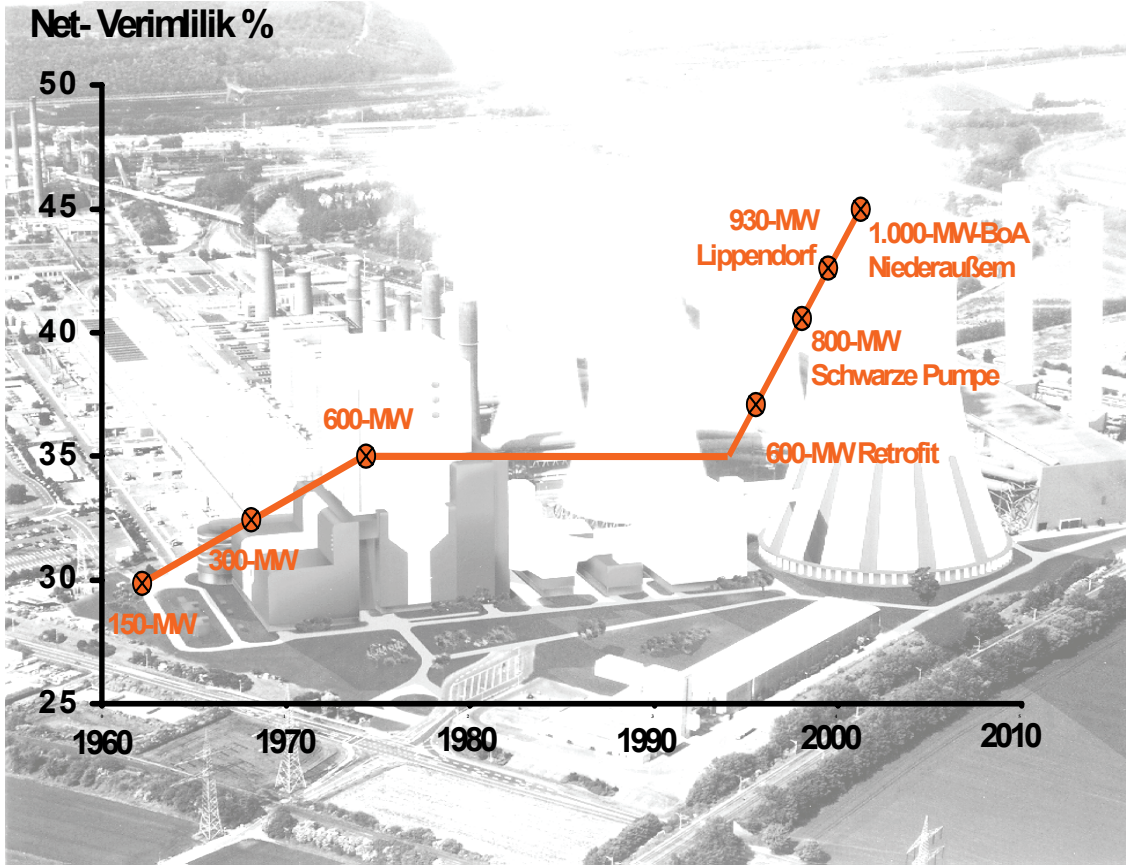
Elektrik enerjisi üretiminde kullanılan ileri temiz kömür yakma teknolojilerinden akışkan yatakta yakma teknolojisi ise, 2003 yılında devreye giren 2x160 MW gücündeki Çan Termik Santralinde uygulanmıştır.

Artan çevre bilincine paralel olarak gelecekte ısınma sektörüne daha kaliteli kömür arzına, kurulacak santrallerde BGD tesisleri ve ileri elektrik enerjisi üretimi teknolojilerin kullanımına önem verilecektir.

Mevcut ispatlanmış teknolojiler, termik verimliliğini radikal olarak artırmaya yöneliktir. Ancak bu teknolojilerin kullanımında hala ekonomik engeller söz konusudur. Günümüz teknolojileri ise karbon tutma ve depolama teknolojileri üzerinde yoğunlaşmaktadır (Cameron, 2002). Konvansiyonel teknolojilerde termik verimliliği %40, ileri yakma teknolojilerinde ise %60'lara kadar yükselebilmektedir. Sıfır emisyonlu teknolojiler ise araştırma- geliştirme aşamasındadır (Copley, 2003). Halen Dünya termik verimlilik ortalaması ise %32'dir (WEC, 2004). Şekil 20, linyite dayalı termik santrallerin kapasite ve verimlilik yönünden gelişimini göstermektedir (Meier ve Theis, 2002).

Gerek elektrik üretimindeki verimliliğin artırılması ve her türlü kaybın düşürülmesi, gerekse çevresel problemlerin azaltılması yönünden mevcut ve gelecekte tesis edilecek santrallerde; bulunan rezervi temsil edecek kömürün kimyasal analizlerinin, kömür külü içindeki bileşenlerin ve üretim sırasında kömüre karışacak olan kömür taban ve tavanındaki litolojik birimler ile kömür damarı içindeki ara kesmelerin, santral teknolojisinin, santral kömür alma sistemlerinin, stok sahasındaki kömür homojenizasyonunun, santrale verilecek kömürün üretim ve teslim aşamasındaki yöntem ve teknolojilerin büyük önemi vardır [Ünal ve Ersoy, 2000].

Geçmişte yaşanan en önemli sorunlardan biri de; arama aşamasında belirlenen rezervin karakteristikleri ile santral kazan dizaynına esas analizler arasında farklılıkların ortaya çıkması, dolayısıyla santral işletmeciliğini olumsuz yönde etkilemesidir. Bu nedenle mevcut ve kurulması planlanan termik santralleri besleyecek kömür sahalarında, arama ve işletme amaçlı yapılacak sondajların lokasyonu, karot verimi, numune alımı ve analizinde her sondaj için termik santralin çalışma rejimini etkileyebilecek tüm unsurların tespit edilmesi ve kömür sahasındaki dağılımının belirlenmesi, üretim planlamasında bu dağılımın dikkate alınması gerekmektedir. Kömür damarının tavan ve taban formasyonları ile damar içindeki ara kesmelerin üretim sırasında kömüre en düşük seviyede karışacak şekilde selektif üretim yöntemlerinin uygulanması, bu konuda simülasyon tekniği gibi tekniklerin kullanılması yararlı olacaktır [Ünal ve Ersoy, 2000]



Şekil (20) - Linyite dayalı santrallerde verimlilik gelişimi (Meier ve Theis, 2002)

5.1- Kömür Yakma Teknolojileri (Gürkan ve Ark., 2005)

Özellikle linyit kaynaklarımızın termik santrallerde değerlendirmeye elverişli olması nedeniyle bu raporda kömür yakıtlı termik santral teknolojisi ve bu teknolojilerdeki yenilikler ile verim artışlarına yer vermenin uygun olacağı düşünülmüştür.

Yakıtın kimyasal enerjisinin mekanik işe dönüştürülmesi, bunun da elektrik enerjisine dönüştürülmesi termik santrallerde gerçekleştirilir. Termik santral gibi konvansiyonel buhar santrallerinde, yakıtın kimyasal enerjisi primer enerji (birincil enerji) yakma neticesinde işlenen maddeye (suya) geçmekte ve onu buharlaştırmaktadır. Kayıpların bulunmadığı ideal çevrimde işlenen maddeye geçen ısı, yakıtın yakılması ile açığa çıkan ısının tamamına eşittir. İşlenen maddenin enerjisi daha sonra türbinde mekanik enerjiye dönüşür, sonunda bu mekanik enerji genaratörde elektrik enerjisi halini alır.

Bir elektrik santralının amacı, mevcut şartlar altında mümkün olduğu kadar ekonomik ve verimli elektrik üretmektir.

Termik santrallerde kimyasal enerjinin elektrik enerjisine dönüşümünden elde edilen yararlı enerji miktarı tekniğin gelişmesine paralel olarak gittikçe artmaktadır. Kazan-baca gazı kayıpları ve kondensasyon kayıplarında zamanla büyük bir düşüş göze çarpmaktadır.

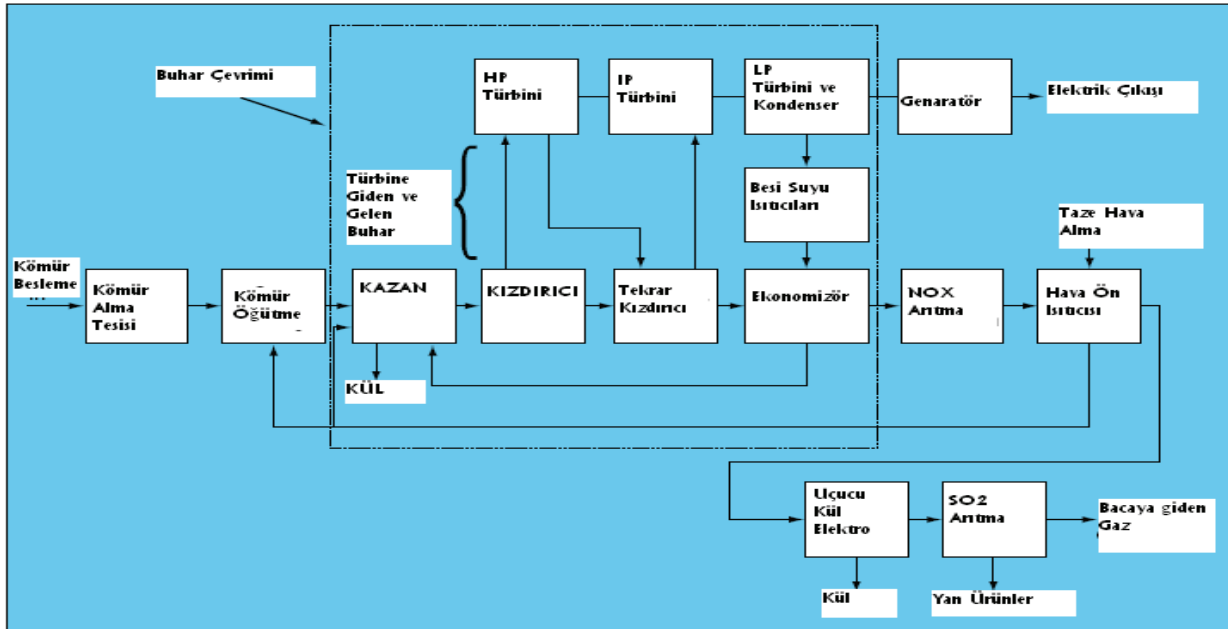
Yeni kurulacak kömür yakıtlı santrallerin teknolojileri her durumda havaya bırakılan emisyonlar bakımından çevreyle uyumlu santraller olmalıdır. Bu bölümde pulverize kömür teknolojisi ile akışkan yatak yakma teknolojileri kıyaslanmıştır.

5.1.1-Pulverize Kömür Yakma Teknolojisi

En basit şekliyle pulverize kömür kazanlı santrallerin teknolojisini aşağıdaki akış diyagramı ile açıklayabiliriz.

Kömür stok sahasından kazan kömür bunkerlerine gelen kömür, değirmenlerde öğütülerek pulverize kömür haline getirilir. Pulverize kömür, hava ön ısıtıcılarından geçirilerek belli sıcaklığa kadar ısıtılmış taze hava ile birlikte kömür yakıcılarından püskürtülerek kazanda yakılır. Kazanda yakılan kömür külü, curuf olarak kazan altından, baca gazındaki uçucu kül ise elektro filtreler tarafından tutularak atılır.

Baca gazı içinde çevre kirliliği yapan NO_x ve SO₂ gazları NO_x ve SO₂ arıtma tesislerinden geçirilerek çevreye zararsız hale getirilerek bacadan atılır.



Şekil (21) - Pulverize kömür kazanlı elektrik santrali şeması

Buhar Çevrimi: Kazan evaporatöründe elde edilen buhar kızdırıcıdan geçirilerek belli basınç ve sıcaklıkta buhar türbini HP(Yüksek Basınç) bölümüne verilir. HP türbininde belli oranda ısıyı kaybeden buhar kazanda tekrar kızdırılarak IP(Orta Basınç) türbinine verilir. Orta basınç türbininden çıkan buhar LP(Açık Basınç) türbinine verilir ve açık basınç türbininde enerjisinin büyük bölümünü kaybetmiş buhar kondenserde yoğunlaştırılarak besleme suyu pompaları ile yüksek basınçta tekrar buhar elde etmek için kazana basılır. Besleme suyu kazan evaporatörüne verilmeden besleme suyu ısıtıcıları ve ekonomizörden geçirilerek belli bir ısıya ulaştırılır.

Kömür yakıtlı termik santrallerde elektrik enerjisi üretmek için su borulu kazanlardan yararlanır. Su borulu kazanlar bugün birkaç değişik tipte dizayn edilmektedirler.

Konvansiyonel tip pulverize kömür yakıtlı kazanlar:

Doğal sirkülasyonlu kazanlar: Bu tip kazanlarda yanma odasında yanan yakıt baca gazlarını meydana getirir. Baca gazları ısılarını kazan borularındaki suya vererek kazanı baştanbaşa dolaşırlar. Besleme suyu önce ekonomizöre gelir. Burada ön ısıtmaya tabi tutulan su yoluna devam ederek doma ulaşır. Burada su-buhar ayrılarak, su iniş borularından aşağıya dökülür. Kolektörlerde toplanan su buharlaştırıcı borularda ısınarak yükselir ve tekrar doma döner. Domdan başlayıp tekrar domda son bulan bu sirkülasyon tümüyle doğal bir sirkülasyondur. İniş borularındaki suyun özgül ağırlığı ile buharlaştırıcı borulardaki su-buhar karışımının özgül ağırlıkları arasındaki fark, bu sirkülasyonu sağlayan basınç farkını meydana getirir. Doma dönen su-buhar karışımı burada doymuş buhar ve su olmak üzere ikiye ayrılır. Su iniş borularından aşağıya dökülerek yeni bir sirkülasyona başlarken, doymuş buhar kızdırıcılarda kızdırılır ve daha sonra da türbine gönderilir. Bu tip kazanlara Yatağan, Yeniköy, Kemerköy Termik Santralleri birer örnektir.

Cebri sirkülasyonlu kazanlar: Doğal sirkülasyonlu kazanlarda basınç artırıldığında iniş borularındaki suyun özgül ağırlığı ile buharlaştırıcı borulardaki su-buhar karışımının özgül ağırlığı arasındaki fark gittikçe küçülür. Bu ise sirkülasyonun sağlanabilmesine engel olur. Doğal sirkülasyonlu bir kazan için mümkün olabilen en yüksek çalışma basıncı 180 atü dolaylarındadır. Bu değer aşıldığında sirkülasyon sağlanamaz. Bu kazanların doğal sirkülasyonlu kazanlardan farkı, iniş borularından aşağıya dökülen suyun bir pompa ile buharlaştırıcı borulara basılmasıdır. Yani burada sirkülasyon, bir pompa yardımı ile sağlanmaktadır. Günümüzde 3000 t/h kapasiteye kadar cebri sirkülasyonlu buhar kazanları inşa edilebilmektedir. Bu tip kazanlara Afşin-Elbistan A ve B santralleri birer örnek olup, dom yoktur.

5.1.2-Akışkan Yataklı Yakma Teknolojisi

Akışkan yatakta yakma teknolojileri atmosfer basıncında ve basınç altında çalışan olmak üzere iki ana grupta sınıflandırılır. Bu teknolojiler akışkanlaştırma koşullarına bağlı olarak da kabarcıklı ve dolaşımli olmak üzere ikiye ayrılır.

Akışkan yatak teknolojisi 1970'li yıllardan sonra elektrik üretiminde kullanılmaya başlanmıştır. Akışkan yatak teknolojisinin en büyük özelliği yakıt esnekliği ve düşük emisyonudur. Akışkan yataklı kazanlarda yakıt bünyesindeki kükürdün çok büyük bir bölümü yatakta kireçtaşı ile reaksiyona girerek tutulmuş olduğundan baca gazlarının kükürt içeriği düşüktür. Yatakta oluşan gazların kükürttten arındırılmış olması düşük sıcaklıkta korozyon tehlikesini ortadan kaldırarak kazan çıkışında baca gazı sıcaklığının diğer tip kazanlara göre daha düşük seçilebilmesi, bu da baca gazı ısısından en yüksek oranda yararlanılabilmesini sağlar ki bu durum akışkan yataklı kazanların verimini artırır.

Akışkan yatakta yakma teknolojisinde kükürt dioksit ve azot oksit emisyonlarının düşürülmesi, yatak içine kireçtaşı ilavesiyle SO₂ nin tutulması ve düşük yanma sıcaklığında NO_x oluşumunun düşük olması sebebiyle ilave gaz arıtma tesisi gerektirmeden sağlanabilmiştir. Bu teknolojiye düşük kaliteli yakıtlar yakılabilmüş olup, büyük farklılık gösteren kömür bileşimindeki değişikliklere karşı da bu teknoloji daha esneklikte.

Düşük kaliteli linyit yakıtların çevreyi etkilememesi için bir yandan baca gazı arıtma tesisi gibi oldukça pahalı ilave yatırımlar yapılırken bir yandan da söz konusu düşük kaliteli yakıtların çevreye zarar vermeden yakılabilme teknikleri geliştirilmiş, bu yöndeki gayretlerin sonucu olarak Akışkan yataklı kazan teknolojileri, termik santrallerde uygulanmaya başlanmıştır.

Bu çerçevede elektrik üretimi alanında akışkan yataklı kazan teknolojisi Türkiye'de EÜAŞ tarafından ilk olarak 2X160 MW Çan Termik Santralında uygulanmış olup, bu santralde deneme üretimi ile birlikte elektrik üretimine başlanmıştır. Çan Termik Santrali hariç bugüne kadar EÜAŞ tarafından gerçekleştirilen kömür yakıtlı termik santrallerde pulverize yakma teknolojisi uygulanmıştır.

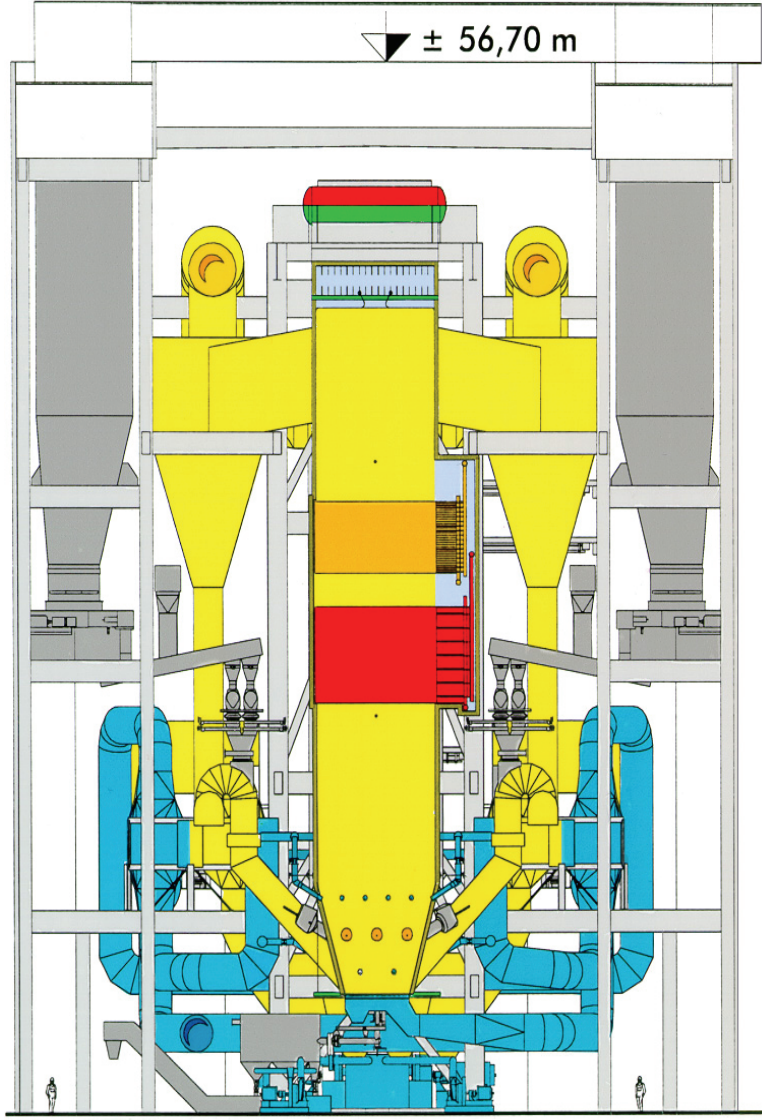
Şekil 22'de Çan Termik Santralının basit Kazan kesit resmi ve teknolojisi hakkında kısaca bilgi verilmektedir.

Akışkan yataklı kazanlar da ocak iç yüzeyleri tabandan başlamak üzere tüm kazanın büyük bir kısmı refraktör malzeme ile kaplı, termik olarak izole edilmiş, aşınmaya karşı korunmuş bir siklon ayırıcı, ocak alt bölümündeki yatak malzemesinin geri dönüşünü sağlamak için bir resirkülasyon sistemi, akışkan yataklı kül soğutucuları, yatak altından ve yan yüzeylerden primer hava sağlama sisteminden oluşmuştur.

Yanma havası genel olarak;

Primer ve Sekonder hava sisteminden oluşmuştur, primer hava nozul tabanından, Sekonder hava ise nozul tabanının üst tarafındaki hava kanalından geçen havadır.

Yatak malzemesi yaklaşık %98 kül veya kumdan oluşur. Nozul tabanı yatak malzemesinin homojen olarak akışkanlaşmasını sağlar. Primer hava, yatak malzemesini yanma odasından yukarı doğru akışını sağlar. Kaba kül yan duvarlar boyunca aşağıya düşer. Diğer maddeler siklonlar içinde birbirinden ayrıştırılır. Ayrıştırılan madde, kül geri sevk hattından akışkanlaşma havası vasıtasıyla yanma odasına geri döner



Çan Termik Santrali

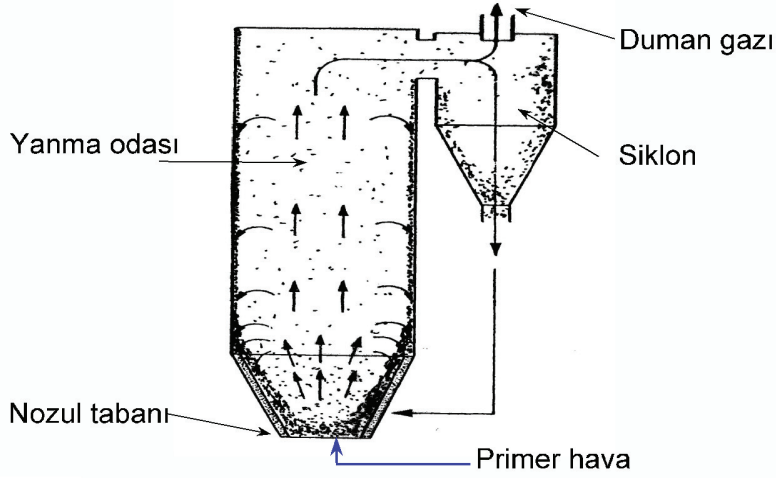
Termal Güç	358,6 MW
Buhar verileri	SH * RH*
	485 t/h 437 t/h
	175 bar 38 bar
	543 °C 542 °C

Yakıt Linyit

Şekil (22) - Çan Termik Santrali kazan kesiti

* SH: Süper heater

* RH: Re heater



Şekil (23) - Akışkan Yataklı Kazan Yanma Havası Akış Şeması

Baca gazı, siklonları ikinci çekiş yönünden terk eder, uçucu küller elektro filtrede ayrıştırılır. Kazanın ilk çalıştırılmasında veya bir revizyondan sonra yanma odası önce kum veya mevcut yatak malzemesi ile doldurulur. Yatak malzemesi, döner besleyici ve zincirli konveyör vasıtasıyla yanma odasına sevk edilir. Yatak malzemesinin uniform dağılımını sağlamak için, besleme esnasında primer hava minimum seviyede tutulur.

Yatak külü, yanma odasının tabanındaki dört oyuktan deşarj edilir, yanma odası kül miktarının kül soğutucularına gidişi L-valflerle ayarlanır. Yatak külü, kül soğutucusuna aktarılır ve besleme suyu ve kondensat ile soğutulur. Soğutulmuş yatak külü yatak malzemesi silosuna nakledilebilir. Partikül boyutunun dağılımı aşağıdakilere bağlıdır :

- Sevk edilen kömürün tane büyüklüğü
- Kireç taşının tane büyüklüğü
- Haricen taşınan yatak malzemesinin tane büyüklüğü
- Siklonların partikül tutma özelliği
- Külün aşınma özelliği

Beklenen tane ebadı dağılımı

Malzeme	Maks. Tane boyutu (mm)	Ortalama tane boyutu (mm)
Kömür	< 20	4-5
Kireç taşı	<1	0,1-0,15
Yatak külü	<1	0,2-0,5

Akışkan Yataklı Yakma Teknolojisinin Avantajları:

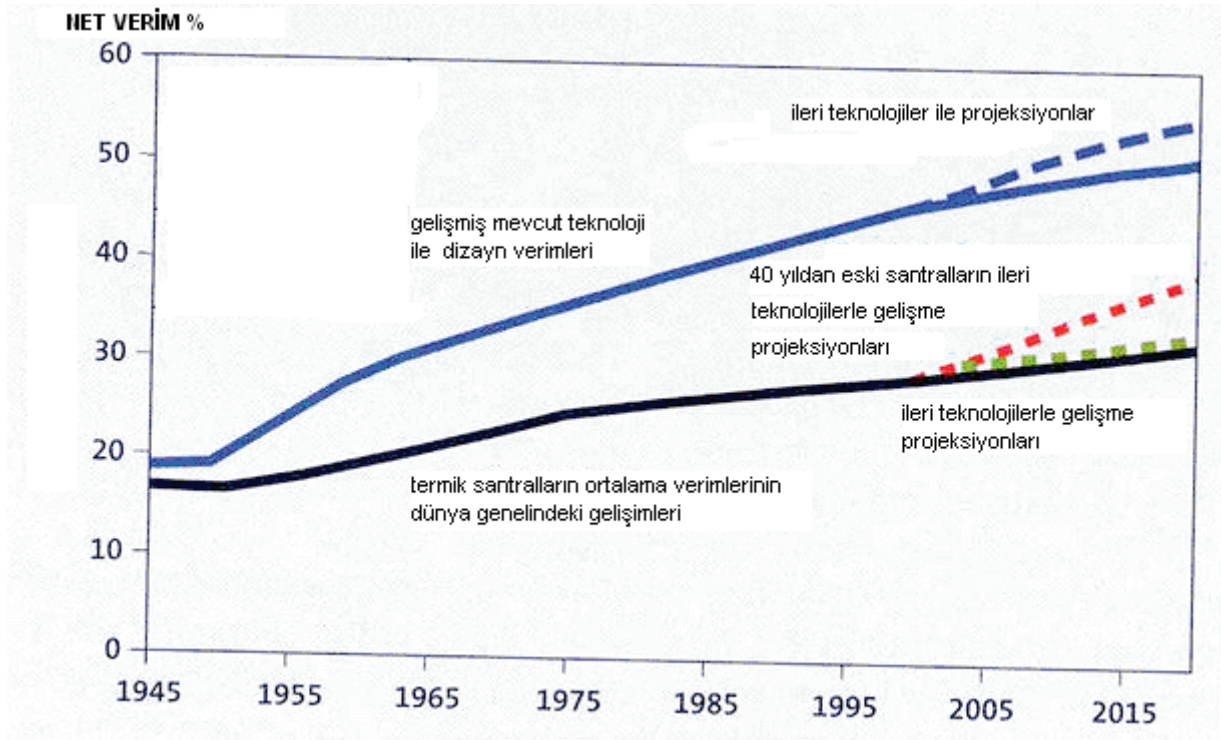
- Ülkemizdeki linyitler için çok uygun bir teknolojidir. Yüksek küllü, yüksek kükürtlü ve düşük kaliteli kömürler, kömür artıkları, evsel ve endüstriyel çöpler rahatlıkla yakılabilmektedir.
- Nem oranı çok yüksek olan ve hatta çamurlu yakıtlar da değerlendirilebilir.
- Yanma odası sıcaklığı 800–850 °C gibi düşük değerlerde seyrettiğinden NOx oluşumuna sebep olmaz ve cürüflaşma daha az olmakta ve kül erimesi meydana gelmemektedir.
- Yüksek yanma verimi ve yüksek ısı transfer katsayısı nedeni ile kazan verimleri yüksektir (\geq %92)
- Kömürün içindeki kükürt doğrudan kazanın içinde tutulduğundan ilave baca gazı arıtma tesisleri gibi pahalı yatırımlara gerek kalmaz.
- Baca Gazı Arıtma tesisine ihtiyaç duyulmadığından ünite iç ihtiyaç güç talebi düşüktür. (Kurulu gücün yaklaşık %8 'i bu oran pulvarize kömür santrallerinde Baca Gazı Arıtma Tesisleri ile birlikte yaklaşık %8 + %3 = %11'dir.)
- İşletme ve bakım masrafları düşüktür. (Baca Gazı Arıtma tesisi ve değirmenlere ihtiyaç duyulmadığından)

Akışkan Yataklı Yakma Teknolojisinin Dezavantajları:

- Yeni bir teknoloji olması nedeni ile gelişme sürecindedir
- Ticari işletmede olan bilinen en büyük santral gücü 250 MW tır. Polonya da 400 MW Kurulu gücündeki santralin yapımı sürmektedir. Tek ünite olarak kurulu güçleri büyük olmadığından yatırım ve işletme maliyetleri artmaktadır. Ayrıca düşük ünite güçlerin sınırlı olmasından dolayı frekans kontrolüne katılımda katkı büyük ünite güçlerine göre daha azdır.
- İşlenmiş kireç taşı kullanıldığından kireç taşı maliyetleri yüksektir.
- Yakıt kullanımında esneklik olmakla birlikte, yakıt olarak kömür kullanılması durumunda kömürün içerisindeki taş çok iyi ayrıştırılmalıdır. Aksi takdirde yatakta biriken taş işletmede büyük sorun yaratmaktadır.
- Yatak kütlelerinin akışkanlaşmasının kesildiği durumlarda (fan arızası vb.) topaklaşarak sistemin sürekliliğini bozması denetim ve donatımda karşılaşılan başlıca güçlüktür.
- Kazan içinde kömür ve kireç birlikte yandığından kalsiyum oksit uçucu kül partiküllerinin iletkenliği ve iyonize ortamda yüklenebilirliği düşük olduğundan çok büyük elektro filtrelere ihtiyaç duyulmaktadır.
- Yüksek verimli siklonlara ihtiyaç duyulmaktadır.

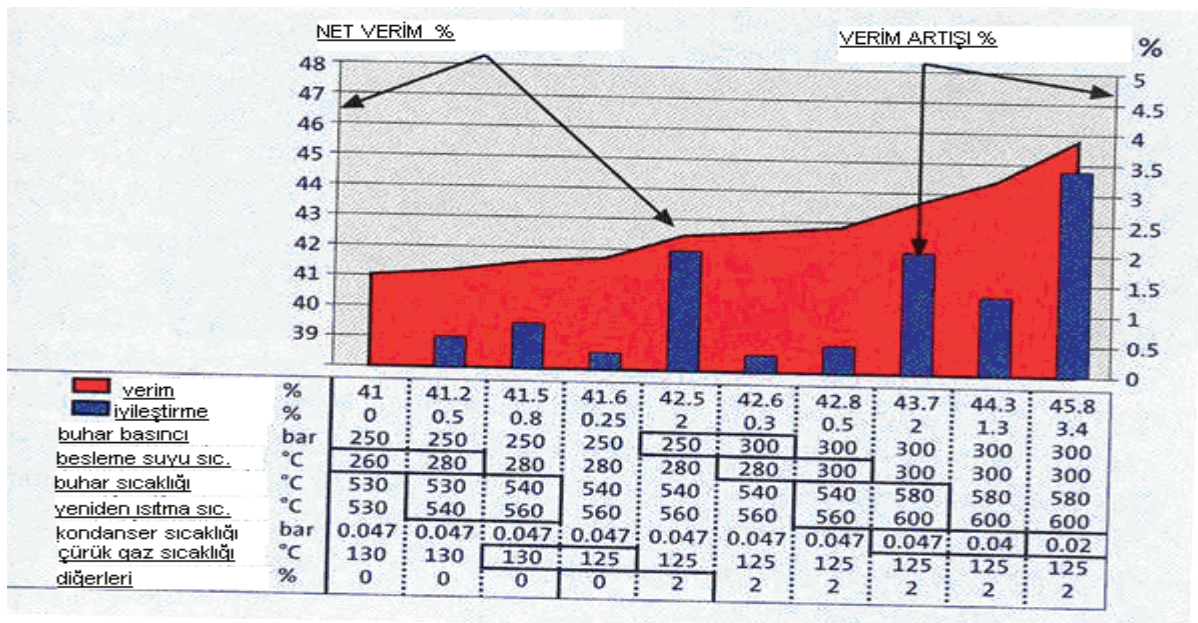
5.1.3-Süper Kritik Kazan Teknolojisi

Son yirmi yıldır süre gelen teknolojik gelişmeler sonucu artık bugün süper kritik kazanlı santrallerde 300 bar basınç ve 600 °C sıcaklık aşılarak %45 verime ulaşılmıştır. Bu teknolojik gelişme sonucu 171 bar/540 °C subkritik kazanlardan 300 bar/600 °C süperkritik kazanlara ulaşılması sonucu %7 gibi önemli bir santral verim artışı kazancı olmuştur.

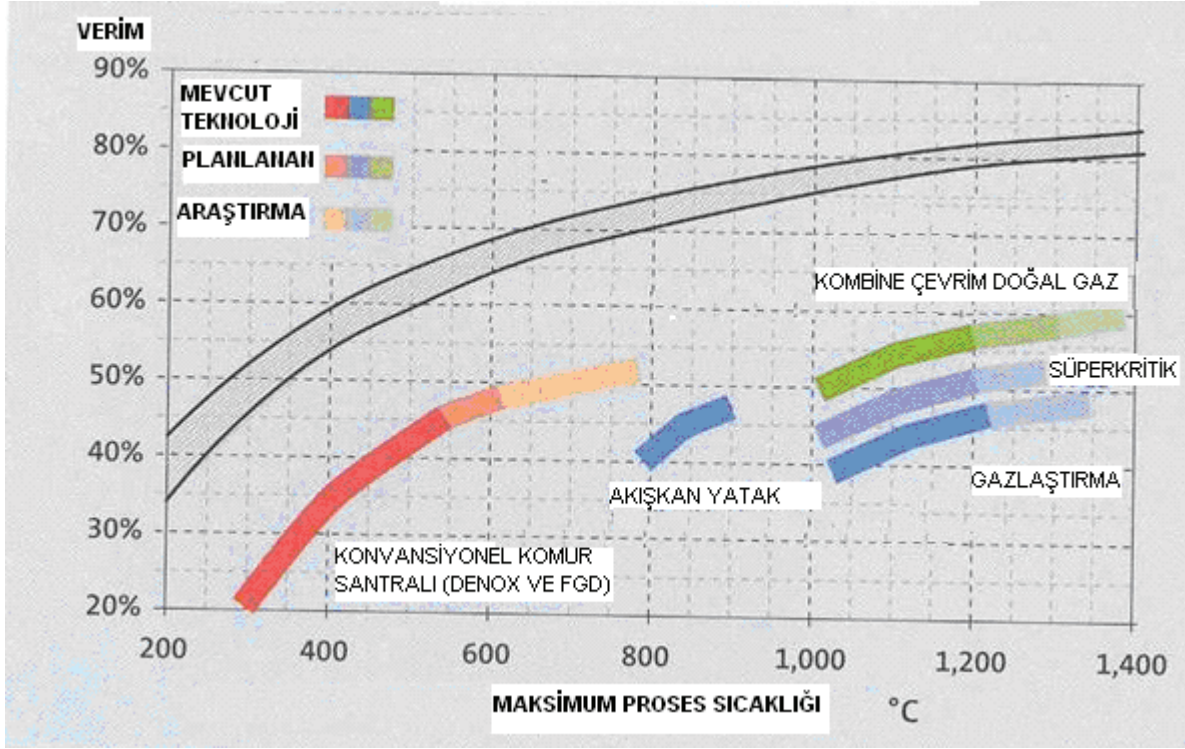


Şekil (24) - Kömür Santrallerinin Ortalama Verimlerinin Gelişimi (Rag&Steag)

Modern süperkritik kazan teknolojili santral yatırımları Japonya ve Batı Avrupa'da başlamakla birlikte Güney Kore ve Çin başta olmak üzere bütün ülkelere yayılmıştır. Superkritik kazanlı santral yatırımlarının mevcut 5.000 MW/yıldan önümüzdeki 20 yıl içinde 25.000 - 40.000 MW/yıl seviyesine çıkması beklenmektedir.

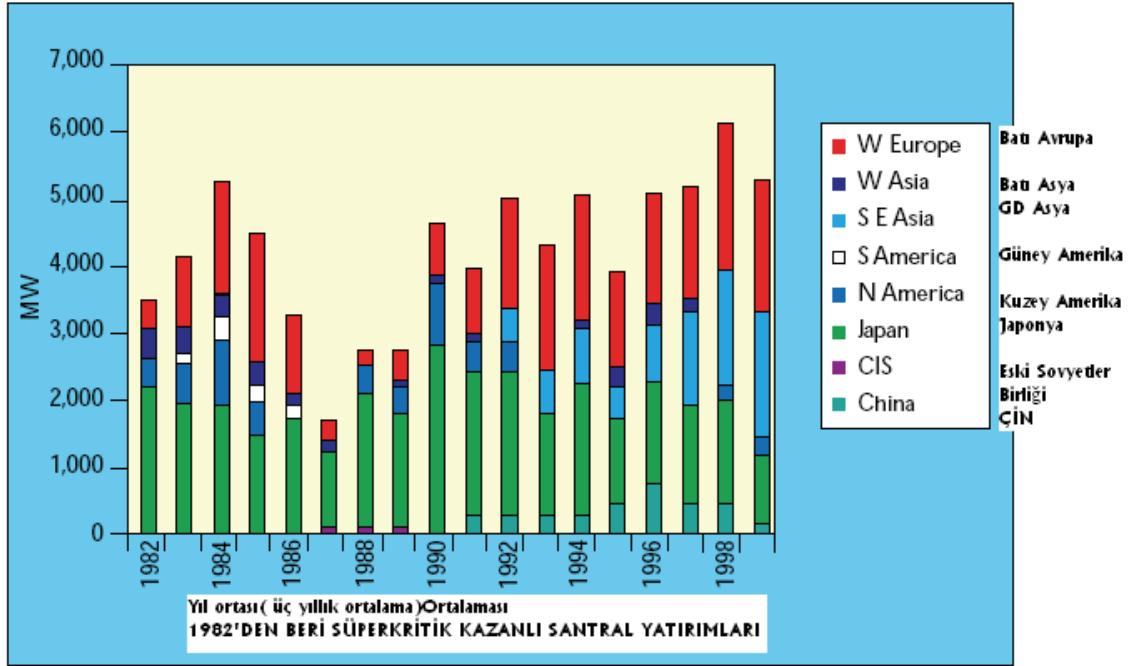


Şekil (25) - Kömür Santrallerinde Verimin İyileştirilmesi (Rag&Steag)



Şekil (26) - Termik Santrallerin sıcaklığa bağlı verimleri ile ilgili gelişmeler (Rag&Steag)

Aşağıdaki Şekilde 1982'den beri yapılan süperkritik kazanlı santral yatırımlarının yıllık ortalaması ile bölge ve ülkelere dağılımı verilmiştir.



Şekil (27) - Süperkritik kazanlı santral yatırımları

Superkritik Kazan Özellikleri:

Bu kazanlarda superkritik basınçlar için basınçlı bölümlerin et kalınlığı ve kullanılan malzemenin kalitesinin artırılması yanında subkritik kazanlardan farklı once-through (tek geçişli) kazanlar kullanılır.

Subkritik kazanlarda evaporatörden (kazan duvar buharlaştırma boruları) gelen buhar/su karışımından buhar ayrımı kazan domunda yapılır. Buharlaşma nedeni ile evaporatörde eksilen su domdan karşılanır ve dom su seviyesi de besi suyu pompaları vasıtası ile pompalanan su ile tutulur.

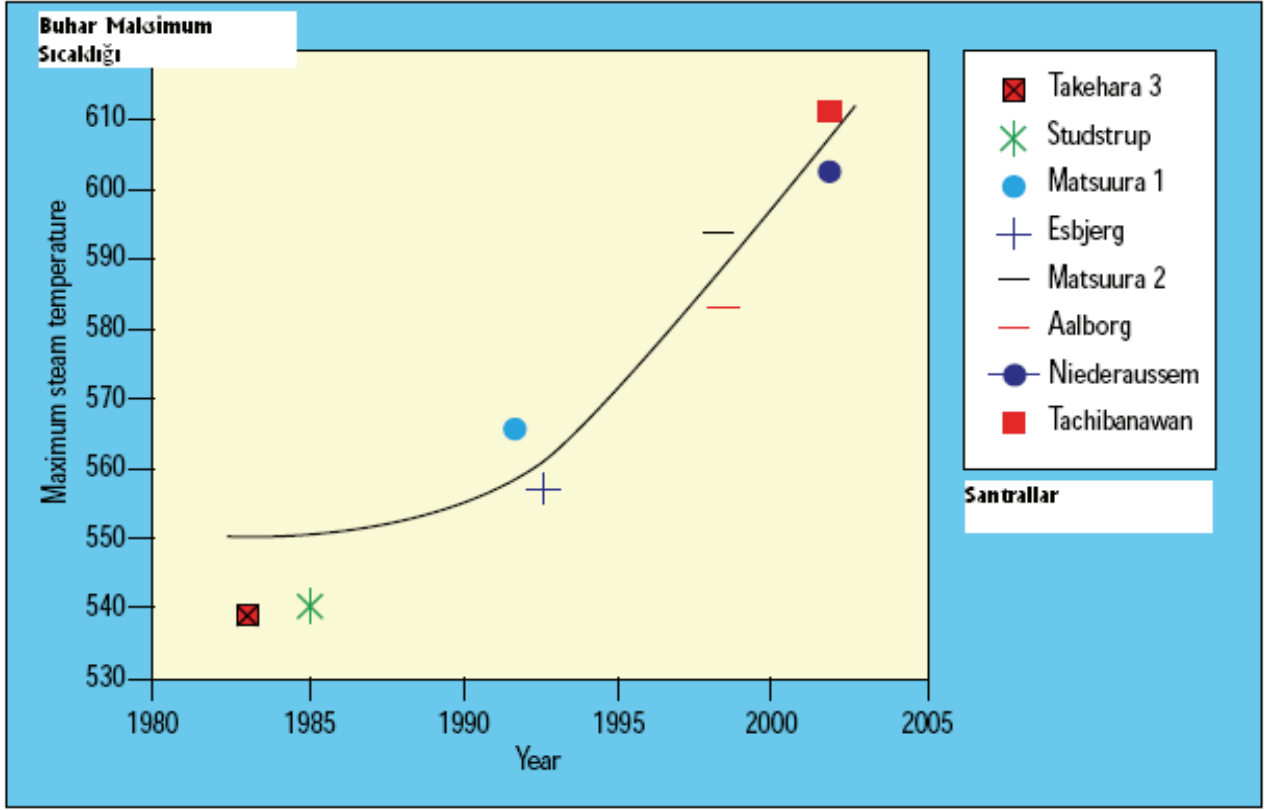
Superkritik kazanlarda evaporatör ve kızdırıcı birbirinin devamı buhar çevrim boruları olarak telakki edilebilir ve bu kazanlarda dom yoktur. Evaporatör ve kızdırıcıda (birbirine ekli iki boru gibi basite indirgenerek düşünülebilir) peş peşe ısıtma ile su buhar haline getirilir. Normal işletmede buhar kritik basıncının üstünde belirgin bir su buhar geçiş fazı olmaz.

Superkritik Kazanlarda Gelişmeler:

Superkritik kazanlarda ana buhar sıcaklığının 550⁰C'den 610⁰C artışı aşağıdaki grafikte santraller refere edilerek gösterilmektedir.

Superkritik santrallerin buhar çevriminde aşağıdaki teknolojik iyileştirmeler yapılmıştır:

- Ana ve tekrar kızdırıcı buhar sıcaklıkları, ana buhar basıncı superkritik şartlara geçiş dahil yükseltilmiştir.
- Çevrim konfigürasyonunda tekrar kızdırıcı kademeleri, besi suyu ısıtıcıları sayısı artırılmıştır. Besi suyu ısıtıcısı sayısının artırılması sonucu kazana beslenen besi suyu sıklığı artırılarak kazan verimi artırılmıştır.
- Santralin her bölümünün performansı iyileştirilmiştir. (Kömür yakma, buhar türbini verimliliği, pompaların verimliliği, kondenser performansı ve bu gibi.)
- Santral iç ihtiyacı düşürülmüştür.



BÜYÜK SUPERKRİTİK SANTRALLARIN MAKSİMUM ANA BUHAR SICAKLIĞI ARTIŞI

Şekil (28) - Büyük superkritik santrallerin maksimum ana buhar sıcaklığı artışı

Son yıllardaki superkritik kazanlarla ilgili belli başlı yatırım ve araştırmalar;

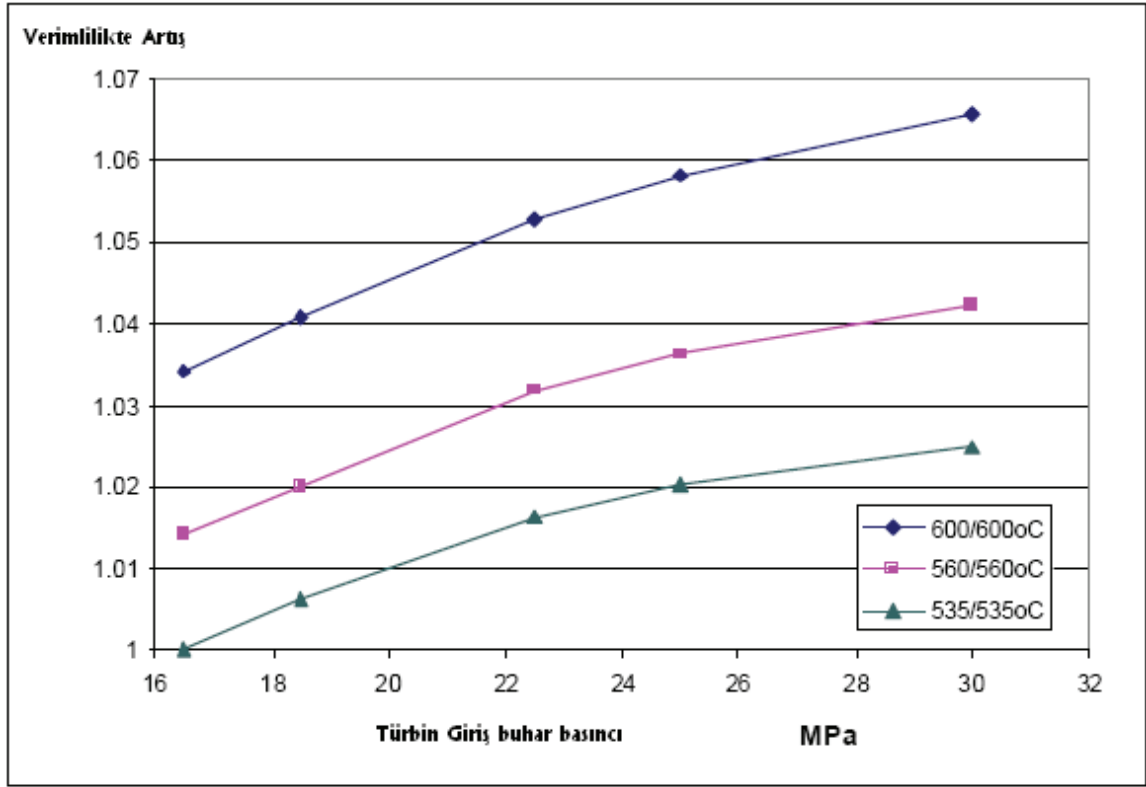
- Japonya 600⁰C/600⁰C Buhar sıcaklığı olan MISUMI-1 santralini tamamlayarak servise almıştır. 600⁰C/610⁰C buhar sıcaklığındaki TACHIBANAWAN santralini inşa etmektedir.
- Danimarka elektrik şirketi ELSAM %50 verimlilikle çalışacak 325 bar/610⁰C/630⁰C/630⁰C çift tekrar kızdırıcılı santralin yapımını planlamaktadır.
- Avrupa'da en son yapılmış linyitle çalışan superkritik kazanlı santral verimi %43 olup linyit kurutma tesisi kurulduktan sonra verim %44-46'ya çıkabilecektir.
- Avrupa Birliğinin bütün büyük elektrik şirketleri bir araya gelerek EC-THERMIE "700" superkritik kazan geliştirme projesini başlatmış olup hedef; 2010 yılına kadar 700⁰C((700/720⁰C, 375 bar) buhar sıcaklığında %52-55 veriminde ve CO2 emisyonunu %15 azaltan modern bir santral gerçekleştirmektir.

Buhar Türbinindeki Gelişmeler:

Superkritik kazanlarda ana buhar basınç ve sıcaklığında ulaşılan artış beraberinde bu parametrelerle türbin veriminde de artış sağlamıştır.

Aşağıdaki grafikte daha yüksek basınç ve sıcaklığın türbin verimi üzerindeki etkisi görülmektedir.

Grafikten de görüleceği üzere mevcut klasik subkritik 535/535⁰ C / 170 bar buhar değerinden superkritik kazan değeri olan 600/600⁰ C / 300bara çıkılması halinde türbindeki verim artışı %6'yı geçmektedir.



Ana Giriş Buharı Basıncı ve Sıcaklığındaki Artışın Türbin Verimine Etkisi

Şekil(29) - Ana giriş buharı ve sıcaklığındaki artışın Türbin verimine etkisi

Superkritik kazan buhar parametreleri olan 240bar/565⁰ C/565⁰ C ve 300bar/600/600⁰ C sıcaklık ve basınçlara uygun 1100MW'a kadar ticari türbinler imal edilmektedir.

Firmalar bir taraftan daha yüksek basınç ve sıcaklıkta çalışacak türbin imalatında yoğunlaşırken diğer taraftan türbin buhar yolunda aşağıdaki yenilik ve geliştirmeleri yapmaktadır:

- Modern CFD tekniği kullanılarak geliştirilmiş türbin kanat profilini kullanılabilir hale getirmek.
- IP ve HP türbin kademelerinden ara buhar alarak ilave besleme suyu ön ısıtıcıları ile daha yüksek sıcaklıklarda besleme suyunu kazana beslemek.
- Türbin yardımcı teçhizatının verimini artırmak,
- Daha büyük kondenser ve daha geniş LP türbinini egzost kesiti kullanarak türbin verimini artırmak,
- Kontrol ve otomasyonu en yüksek seviyeye çıkarmak,
- Tesisin yerleşimini optimize ederek boru boyları ve kanal boylarını kısaltmak

İşletmede olan superkritik kazanlarda %45 verim aşılmıştır. İşletme tecrübeleri bu kazanların emre amadeliliğinin subkritik kazanlara eşit olduğunu göstermiştir.

Subkritik kazanlardaki gelişmeler konusunda temkinli olan imalatçılar bile beklenen geliştirmeler sonucu yakın bir tarihte bu kazanları kullanan ünitelerde verimin %50'yi aşacağını bildirmektedirler.

Belli başlı linyit kazanı imalatçıları ülkemizdeki linyitlerin bu kazanlarda yakılmasının bir sorun teşkil etmediğini ifade etmişlerdir.

Ülkemiz linyitlerinin emsallerine göre kalorifik değerinin düşük olması kazan boyutlarını çok artıracığından ünite büyüklüklerini 500MW civarında sınırlı tutmak gerekebilecektir. Dünyadaki superkritik kazanlı santrallerin fiyatı; ünite gücü, soğutma suyu, yer, iklim, yerleşim, proses detayına bağlı olarak 1500 US\$ civarındadır.

Superkritik kazanlı elektrik santrallerinin normal konvansiyonel santrallere göre bir miktar pahalı olduğu genel kabul görmüş bir husus olmakla beraber bu fiyat farkının verimdeki %6-7 artış ile çok kısa bir sürede amorti edeceği açıktır.

5.2. Kömürün Gazlaştırılması/ Sıvılaştırılması (Ersoy,2006b)

Kömürden sıvı yakıt üretimi (Coal-to-Liquid- CTL), Fischer Tropsch (F-T) yöntemi kullanılarak kömürün gazlaştırılması yoluyla sıvı yakıt ve kimyasal ürünler üretmek ile daha az gelişmiş bir teknoloji olan doğrudan sıvılaştırma teknolojisini kapsamaktadır. Fischer Tropsch (F-T) yöntemi ilk kez 20. yüzyılın başlarında Almanya tarafından geliştirilmiştir. 1930 ve 1940'lı yıllarda II.Dünya Savaşı döneminde, kömür kaynakları yönünden zengin olması nedeniyle Almanya'da güvenilir bir kaynak olarak CTL, ithal petrolün yerini almış ve ulaşım sektöründe kullanılmıştır. 1950'li yıllardan bu yana da Güney Afrika'da aynı yöntemle yılda 40 milyon ton kömür, 160.000 varil/gün ham petrol eşdeğerine dönüştürülmektedir. 1970'li yıllarda yaşanan petrol krizi sonucunda; ABD, Avrupa, Japonya ve Avustralya'da kömürün sıvılaştırılması konusunda yoğun Ar-Ge faaliyetleri gerçekleştirilmiştir. Günümüzde petrol fiyatlarının yeniden yükselmesi sonucunda; enerji güvenliği ülkelerin en önemli gündem maddelerinden biri haline gelmiş ve başta CTL olmak üzere, biokütleden sıvı yakıt üretimi (Biomass-to-Liquid-BTL), doğalgazdan sıvı yakıt üretimi (Gas-to-Liquid- GTL), bitümlü kumlardan sıvı yakıt üretimi gibi alternatif proseslere yeniden yönelinmiştir.

Düşük kaliteli linyit ile atık ile kömür karışımı, aşağıda sıralanan birçok sayıda avantaj ile sıvı yakıt ile kimyasal ürünlere dönüştürülebilmektedir.

- kömür türevi ürünler; kükürttten arındırılmış, düşük seviyeli partikül madde ve NOx ile son derece temiz yakıtlardır. Ulaşımında kullanılan araç emisyonlarında, konvansiyonel dizelere göre sıvı yakıt partikül madde emisyonu %75 daha azdır.
- Sıvılaştırma prosesi sonucunda konvansiyonel petrole göre daha yoğun CO₂ oluşmaktadır. Fakat, CO₂ tutma ve depolama teknolojileri kullanımı yoluyla CO₂ emisyonlarını %20 azaltmak mümkündür.
- Kömür rezervinin 70'den fazla ülkede bulunması ve 50 kadar ülkede üretiminin yapılıyor olması nedeniyle sıvı yakıt üretimine yönelik altyapı sistemleri hazır durumdadır.

CTL gelişiminin önündeki başlıca engeller aşağıda verilmektedir.

- Dünya petrol fiyatlarında yaşanan dalgalanmalar, CTL pazarını doğrudan etkilemektedir. Petrol fiyatları 55-60 ABD \$/varil olduğu durumda CTL'in ancak karlı olabileceği yapılan çalışmalarla ortaya konmuştur.
- Karbon yoğun bir yakıt olan kömürün daha fazla üretilmesi sonucu CO₂ tutma ve depolama teknolojisi kullanılmazsa artan CO₂ emisyonları ile çevresel sorunlar da artacaktır.

CTL teknolojileri; "Doğrudan Sıvılaştırma" ve "Dolaylı Sıvılaştırma" olmak üzere iki kategoride ele alınmaktadır [(WCI,2006c)].

a) Dolaylı Sıvılaştırma

Kömür önce buhar ile birlikte buharlaştırılarak sentez gazı (H₂ ve CO) elde edilmektedir. Bu karışım gazı kükürttten arındırılarak Fischer Tropsch prosesinden geçirilerek temiz, yüksek kaliteli ürünler (metanol, etanol, dizel, hidrokarbon sıvı yakıtlar vb.) üretilmektedir. Sentez gazından elektrik ile hidrojen üretilebilmekte ve proses sonucu ortaya çıkan CO₂ emisyonları, CO₂ tutma ve depolama teknolojileri kullanımı yoluyla azaltılabilmektedir.

Dolaylı sıvılaştırma teknolojisi; Almanya'da II.Dünya Savaşı zamanında kullanılmış, savaş sonrası 1955 yılından bu yana Güney Afrika'da 160.000 varil/gün üretim kapasitesi ile SASOL firması tarafından ticari olarak uygulamada olup Çin Halk Cumhuriyeti ve ABD'de ise uygulamaya sokulma aşamasındadır. Modern tesislerde enerji verimliliği %40'ın üzerindedir (bir ton kömürden 2-2,5 varil/gün petrol eşdeğeri ürün).

ABD'de halihazırda; Wyoming'de "*Medicine Bow Projesi*", Pensilvanya'da "*Waste Management and Processor Inc Projesi*", Illinois'de "*Rentech Projesi*" gibi birçok CTL projesinin fizibilite çalışmaları devam etmektedir. Ayrıca, Arizona, Montana ve Kuzey Dakota'da da projeler mevcuttur.

Çin Halk Cumhuriyetinde Ningxia Hui Bölgesinde; Sasol ve Shell firmaları tarafından dolaylı sıvılaştırma teknolojisi ile 60.000-80.000 varil /gün kapasiteli iki tesis ve Shaanxi Eyaletinde 80.000 varil/gün kapasiteli bir tesis kurma çalışmaları sürdürülmektedir.

b) Doğrudan Sıvılaştırma

Doğrudan sıvılaştırma prosesi ile kömür, doğrudan bir çözelti içinde yüksek sıcaklık ve basınçta sıvı yakıtı dönüştürülerek yüksek enerji yoğunluklu ürünler elde edilmektedir. Dolaylı sıvılaştırma prosesine kıyasla, doğrudan sıvılaştırmada işletme maliyetleri yüksek olmasına karşın verimlilik modern proseslerle %60-70 seviyelerine kadar yükselmektedir(bir ton kömürden >3 varil/gün petrol eşdeğeri ürün).

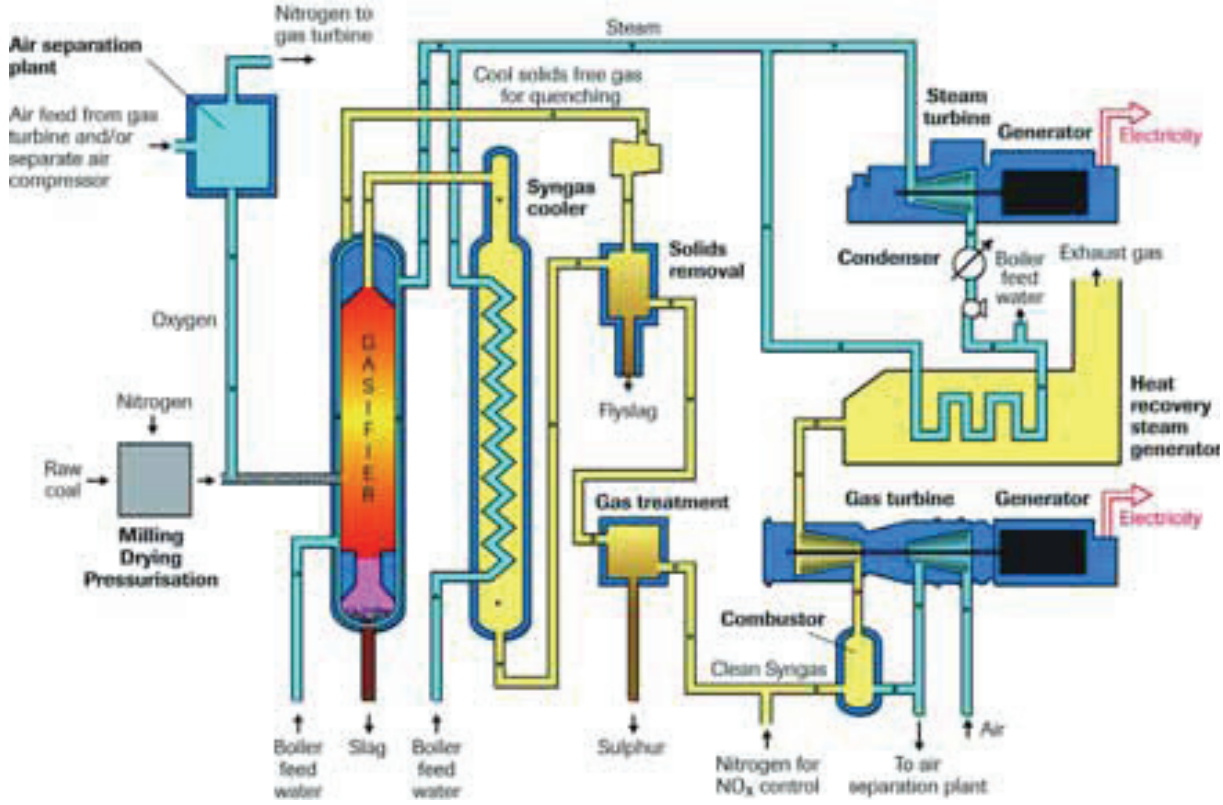
Adı geçen teknoloji, özellikle ABD ve Japonya tarafından yapılan yoğun Ar-Ge çalışmaları ile geliştirilmiştir. Bu alanda ABD, 1975-2000 yılları arasında 3,6 milyar ABD \$ yatırım yapılmış, büyük ölçekli pilot tesislerde denenmiş ve ilk ticari proje ise 60.000 varil/gün kapasite ile Shenhua Grubu tarafından Çin Halk Cumhuriyetinde uygulamaya sokulma aşamasındadır.

Türkiye'de de çeşitli araştırma enstitüleri ile üniversiteler tarafından kömürün gazlaştırılması/sıvılaştırılması konusunda çalışmaların yapıldığı bilinmektedir. Dünyadaki bu gelişmeler son yıllarda yakından takip edilerek uygulamaya geçme aşamasındadır.

5.2.1-Entegre Kömür Gazlaştırma Kombine Çevirim Santralleri

Kömür yakma teknolojilerinde en önemli gelişmelerden biri kömürü gazlaştırarak kombine çevirimli bir termik santral da elektrik üretim amaçlı kullanmaktır. Halen 2700 MW gücünde Entegre Kömür Gazlaştırma Kombine Çevirim Santrali çalışmakta 1700 MW yeni santral kurulmak üzere çalışmalar yürütülmektedir. Entegre Kömür Gazlaştırma Kombine Çevirim Santralleri %42-%45 arasında termik verim sağlayarak ticari yönden cazip hale gelmektedirler. Entegre Kömür Gazlaştırma Kombine Çevirim Santralleri'nin net %56 oranında termik verime ulaşma imkânı olduğu ifade

edilmektedir. Kömürün çevresel etkilerini azaltan ve yüksek termik verim sağlayarak kömürün ekonomik değerini daha da yükselten ve diğer fosil yakıtlara karşı var olan avantajı daha da artıran bu yeni teknoloji sıfır CO₂ emisyonlu sistemlere geçiş için bir basamak oluşturmaktadır. Şekil (30) da Entegre Kömür Gazlaştırma Kombine Çevirim Termik Santralının prensip şeması görülmektedir.



Şekil (30)- Entegre Kömür Gazlaştırma Kombine Çevirim Santral (WCI, 2006)

5.3-Karbon Dioksit Emisyonlarının Azaltılması

Bu gün için Dünyayı tehdit eden en önemli çevresel sorunun “İklim Değişikliği” veya “Global Isınma” olduğu bilim dünyasında ısrarlı bir şekilde ifade edilmektedir.

Atmosferde doğal olarak oluşan gazlar ve özellikle su buharı sera etkisi yaratarak Dünyanın ısınıpı düzenlemektedirler. Güneşin ısıttığı Dünya üzerinde radyasyon’un bir bölümü tutulur diğer bir bölümü de yansıyarak tekrar atmosfere döner. Ancak bu yansıma yolu üzerinde atmosferin alt tabakalarında “Sera Gazları” olarak tanımlanan su buharı ve CO₂ konsantrasyonu doğal sınırların üzerine çıkarsa, yansıyan kızılötesi ışınlar bu tabakada tekrar yansıyarak Dünyayı daha fazla ısıtmaya başlarlar. Bu olayın Dünyanın ikliminin değişimine neden olması ve Dünyanın giderek ısınması tehlikesi mevcuttur.

Sera gazları su buharı, CO₂, metan, azot oksitler, hidroflorürkarbon ve kükürtheksaflorit gazlarından oluşmaktadır. Bu gazlar doğal olarak oluştuğu gibi insan faaliyetleri nedeniyle de oluşmaktadır. İnsan faaliyetlerinin neden olduğu sera gazı emisyonu tarım ve endüstriyel kaynaklıdır. Endüstriyel faaliyetlerden oluşan sera gazı emisyonu büyük

ölçüde petrol, doğalgaz ve kömür kullanımındandır. Fosil yakıtların yakılması sonucu CO₂ açığa çıkmakta bu da atmosferin üst tabakalarında yoğunlaşarak sera gazı artışına neden olmaktadır.

İhtiyacımız olan enerjiyi daha verimli yakma teknikleri kullanarak elde edersek CO₂ emisyonunu azaltmış olacağımız için özellikle kömür ile çalışan termik santrallerde termik verimin artırılması bu amaca ulaşmada önemli bir adım teşkil edecektir.

Özellikle ülkemizde kömür ile çalışan termik santrallerde termik verim ortalama olarak %30-%37 civarındadır. Bu düşük termik verimin nedeni tesislerin ileri teknoloji ile kurulmamış olmasıdır. 2006 yılında toplam 173 milyar kwh elektrik enerjisi üretiminin yaklaşık 43 milyar kwh kömür bazlı termik santrallerden elde edildiği dikkate alındığında; bu santrallerde %5 termik verim artırılması halinde aynı miktardaki kömür ile yaklaşık 2.2 milyar kwh daha fazla elektrik üretmek mümkün olacaktır. Bu değer mevcut elektrik satışlarına göre yılda 220 milyon US\$ bir artı değeri ifade etmektedir. Buradan da görülmektedir ki mevcut termik santrallerimizin termik verimlerini yükseltecek yatırımların yapılması ve yeni kurulacak termik santrallerde yüksek teknoloji yakma teknikleri, buhar kazanları ve türbinlerin uygulanması kaçınılmazdır. Bu uygulamalar kömür kullanımında mevcut olan ekonomik avantajları daha da geliştirmesinin ötesinde CO₂ emisyonlarını azaltacaktır.

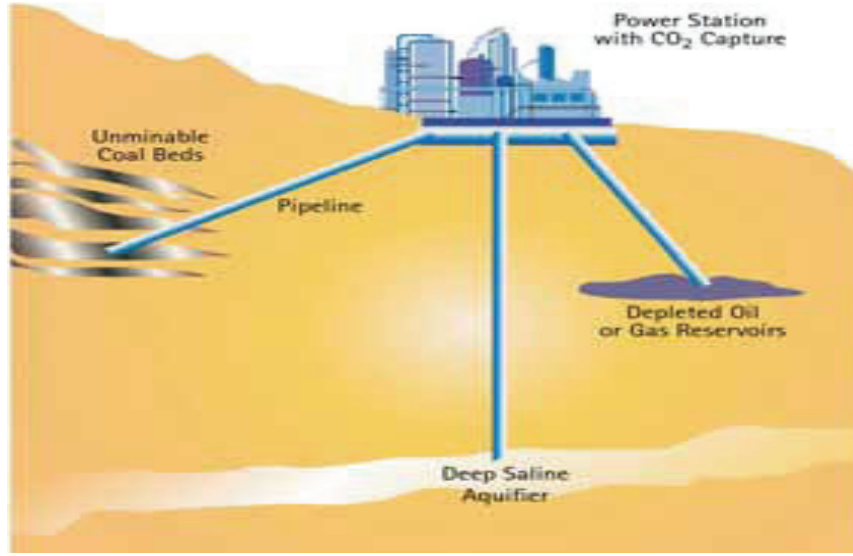
5.3.1-Karbonun Tutulması ve Depolanması

Fosil yakıtların yakılması sonucu oluşan CO₂ 'in tamamen ortadan kaldırılması ya da sıfır emisyonlu kömür yakma teknolojileri üzerinde yapılan araştırmalara ilaveten CO₂'nin depolanması yönünde de araştırmalar ileri safhaya gelmiş bulunmaktadır.

Yanma sonucu oluşan CO₂'nin çeşitli kayalar ile kimyasal reaksiyona girerek karbonatlı kaya şekline dönüştürülmesi yönünde ABD de yapılan araştırmalar dikkat çekicidir.

Jeolojik depolama olarak bilinen bir yöntemle CO₂ uygun formasyonlara enjekte edilerek depolama yapılabilmektedir. Tükenmiş petrol ve gaz rezervuarları ile işletilmeyecek kömür damarları bu tür depolama için uygun ortamlar oluşturmaktadır. Derinde yer alan ve tuzlu su ile doymuş kayaların da CO₂ depolama kapasitesinin büyük olduğu bilinmektedir. Norveç Statoil şirketi böyle bir projeyi geliştirme yönünde planlar yapmaktadır.

Aşağıda yer alan şekilde CO₂'nin depolanması imkânları gösterilmektedir.



Şekil (31) - CO₂ depolama seçenekleri (WCI, 2006)

6-GELECEĞE YÖNELİK TAHMİNLER

Aşağıdaki tabloda Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı tarafından yapılan ve birincil enerji kaynaklarının toplam enerji içindeki muhtemel payları yer almaktadır. Bu tablonun analizinden gelecekte de Türkiye'nin ithal enerji kaynaklarına bağımlılığının azalmayacağı görülmektedir.

Taşkömürü, doğal gaz ve petrol üretiminde yerli kaynaklardan 2005 yılına kıyasla önemli bir üretim artışı beklemek, bu kaynakların rezervlerinin geliştirilememesi ve taşkömürü havzasındaki üretim şartları dikkate alındığında, aşırı bir iyimserlik olacaktır. Bu nedenle 2005 yılında yerli birincil kaynaklardan taşkömürü, petrol ve doğalgazın tep olarak üretim miktarlarını 2020 yılına kadar sabit kabul etmek gerekmektedir. Buna göre 2005 yılında taşkömüründe 1,324 bin, doğalgazda 892 bin ve petrolde 2,395 bin, toplam 4611 bin tep (2020 yılında toplam talep içindeki payları toplamı %2,1) olan üretimlere, linyit, asfaltit, hidrolik, yenilenebilir ve diğer (ticari olmayan) birincil kaynakların oranları eklendiğinde toplam enerji talebi içindeki yerli birincil enerji üretiminin oranı hesaplanabilir. Bu oran 2020 yılı için %26 bulunur. Başka bir deyişle linyit, hidrolik, ve yenilenebilir birincil enerji kaynaklarımızı tümünü 2020 yılında hizmete alsak dahi enerji üretiminde dışa bağımlılığımız %74 seviyelerinde olacaktır.

Yukarıda yer alan analizden de görüleceği gibi yerli kaynaklara dayalı bir enerji politikası uygulayabilmek için özellikle petrol, doğalgaz ve linyit rezervlerimizi yoğun aramalar ile artırmak ve bunlar için ekonomik projeler geliştirmek durumundayız. Burada 2020 yılına kadar tüm hidrolik kaynaklarımızın geliştirildiği ve mevcut linyit rezervimizin ekonomik olanlarının hizmete alındığı esas alınmıştır.

Diğer irdelenmesi gereken bir konu da 2020 yılına kadar tüm hidrolik ve ekonomik olan linyit kaynaklarımızın geliştirilebilmesi için gerekli yatırım kaynaklarının yaratılmasıdır.

Bu yatırım kaynaklarının temini ciddi bir irade ve kararlılık gerektirmektedir. Bu irade ve kararlılık Devlet tarafından gösterilmeli, tüm kamu ve özel sermaye teşvik edici tedbirlerle birincil enerji kaynaklarının geliştirilmesine yönlendirilmelidir.

Tablo 18. Birincil Enerji Kaynaklarının Toplam Enerji Talebi İçindeki Payları

Yıllar	Taşkömürü (%)	Linyit (%)	Asfaltit (%)	Petrol (%)	Doğal gaz+ LNG (%)	Hidrolik (%)	Jeotermal +Güneş +Rüzgar (%)	Nükleer (%)	Diğer (%)	TOPLAM (TEP)
2003	15,28	11,57	0,00	37,95	23,20	3,60	1,45		6,92	83804
2005	17,00	8,33	0,09	37,88	24,53	4,47	1,85		5,85	91048
2010	13,87	13,76	0,24	32,79	29,62	3,90	2,31		3,52	125585
2015	15,93	13,86	0,18	29,75	26,40	4,17	2,50	4,86	2,36	169486
2020	21,88	14,10	0,13	27,40	23,19	4,24	2,88	3,70	2,47	222273

*Diğer: Net Elektrik İthalatı+ Odun+ Hayvansal ve Bitkisel Artıklar

6.1-Elektrik Üretim Amaçlı İşletmeye Alınabilecek Linyit Projeleri

Rezerv geliştirmeleri 1980'li yıllarda yapılmış olan ve tümüne yakın bir bölümü TKİ Kurumu tarafından elektrik üretimine yönelik olarak projelendirilmiş bulunan yaklaşık 10.000 MW gücünde termik santrali besleyecek proje mevcuttur. Bu projelerin tümüne yakın bir bölümü halen doğalgaz ile çalışan termik santrallerden çok daha ucuz maliyetle elektrik üretecek özelliktedir. Tabloda yer alan linyit sahalarına belirtilen güçte termik santral kurulması halinde yılda ortalama 67 milyar kwh elektrik enerjisi ilave olarak yerli kaynaklardan üretilebilecektir. Yerli kömür ile çalışan termik santral kapasitesinin 8445 MW olduğu dikkate alındığında ve bu termik santrallerden yapılacak iyileştirmeler ve reorganizasyonlar sonucu 55 milyar kwh (6500 saat peak yükte çalışma esas alınarak) üretilebileceği hesaplanır. Netice olarak halen çalışan ve rezervi bilinen ve projelendirilmiş olan linyit sahalarımıza dayalı termik santrallerin üretebileceği elektrik toplam 122 milyar kwh/yıl olmaktadır. Türkiye 2006 yılında 173 milyar kwh elektrik tüketmiştir. Bu durumda mevcut ve projelendirilmiş olan linyite dayalı termik santraller 2006 yılının elektrik tüketimini %71 oranında yerli kaynaklar ile karşılama imkânına sahiptir. Diğer yönden önemli bir yerli kaynağımız olan hidrolik enerji santralimizin mevcut kurulu gücü 40,000 MW dır. Bu kurulu hidrolik güçten yılda 40 milyar kwh elektrik üretilebilmektedir. Halen geliştirilmemiş olan 22,000 MW gücünde hidrolik potansiyelimiz olduğu ve bu ilave kaynak ile yılda 130 milyar kwh elektrik üretilebileceği hesaplanmaktadır.

Netice olarak ekonomik olarak projelendirilmiş ve bilinen linyit sahalarımızdan aşağıdaki tabloda yer alan üretimlerin elektrik üretimine yönelik olarak hizmete alınması ve tüm hidrolik potansiyelimizden faydalanılması halinde 252 milyar kwh/yıl elektrik üretimi yerli kaynaklardan yapılabilmektedir. Bu yerli kaynaklara dayalı elektrik üretim imkânı Türkiye'nin 2010 yılı elektrik talebinden fazladır. Halen elektrik üretimimizin %45 den fazlası ithal doğal gaz ve ithal taş kömüründen karşılandığı dikkate alındığında yerli kaynaklara dayalı elektrik üretim potansiyelimizin ne derece önemli olduğu görülmektedir.

Tablo 19.Elektrik Üretim Amaçlı İşletmeye Alınabilecek Projeler

Proje Adı		Rezerv (1000 ton)	Kömür Tüketim Kapasitesi (1000 ton/yıl)	Kurulu Gücü (MW)
TKİ	Bingöl-Karlıova	26.000	1.115	100
	Tekirdağ-Saray	129.000	2.500	300
	Adana-Tufanbeyli	214.000	7.200	600
	Bursa-Keles-Davutlar	67.000	1.200	160
	Bolu-Göynük	39.000	1.200	150
	Şırnak-Silopi	50.000	300	135
	Manisa-Eynez	100.000	3.350	600
	Kütahya-Derin Sahalar	100.000	2.500	300
EÜAŞ	Çayırhan 5-6	75.000	2.500	320
	Elbistan *	2.818.000	86.400	6610
Özel	Çankırı-Orta	51.000	1.500	100
	Adana-Tufanbeyli	n.a.	n.a.	450
	Konya-İlgın	152.000	3.100	500
	Adıyaman-Gölbaşı	49.000	1.400	125
TOPLAM		3.870.000	114.265	10.450

*: Afşin-Elbistan Havzasında yapılan yeni aramalar ile rezerv yaklaşık olarak 1 milyon ton artmış olup bu tabloda gösterilemediğinden ilave kurulu güç ve kömür üretim kapasiteleri de yer almamaktadır. Bu havzada yapılacak yeni planlamalar ile kurulu güç ve kömür üretim kapasitesinde artışlar beklenmektedir.

Tablo 20. EPDK'dan Lisans Alan Kömür Yakıtlı Tesisler

Şirket Adı	Tesisin Yeri	Tesisin Yakıt Türü	Lisansın Türü	Lisansın İşlem Seviyesi	Lisansın Verilme Yürürlük Tarihi	Lisansın Süresi (Yıl)	Lisansa derç edilmiş ortalama Üretim (GWh)	Başvurulan / Lisansa Derç Edilen Kurulu Güç (MWm)	Başvurulan / Lisansa Derç Edilen Kurulu Güç (MWe)	Muhtemel İşletmeye Giriş Yılı
1	İçdaş Çelik Enerji Tersane ve Ulaşım San. A.Ş.	Kömür/DG	Otoprodüktör Lisansı	Lisans Verildi	15.05.2003	15	948	136,78	135	İşletmede
2	Kahramanmaraş Kağıt San. ve Tic. A.Ş.	İthal Kömür	Otoprodüktör Lisansı	Lisans Verildi	31.07.2003	15	45	6	6	İşletmede
3	İSKO Dokuma İşletmeleri San. ve Tic. A.Ş.	Linyit	Otoprodüktör Lisansı	Lisans Verildi	02.10.2003	15	27,5	4	4	İşletmede
4	Çolakoğlu Metalurji A.Ş.	Kömür(FO, Petrokok)	Otoprodüktör Lisansı	Lisans Verildi	16.10.2003	15	1520	190	190	İşletmede
5	Eti Maden İşletmeleri Genel Müdürlüğü	Linyit	Otoprodüktör Lisansı	Lisans Verildi	24.04.2003	15	40	10,66	10,66	İşletmede
6	Türk Henkel Kimya San. ve Tic. A.Ş.	Kömür (Motorin)	Otoprodüktör Lisansı	Lisans Verildi	19.06.2003	15	2,6	1,591	1,591	İşletmede
7	Alkim Kimya A.Ş.	Kömür (F.O.6, LPG + Mazot)	Otoprodüktör Lisansı	Lisans Verildi	19.06.2003	15	20,736	3,385	3,385	İşletmede
8	Adapazarı Şeker Fabrikası A.Ş.	Linyit (F.O.)	Otoprodüktör Lisansı	Lisans Verildi	24.07.2003	15	25,456024	10,4	10,4	İşletmede
9	Tufanbeyli Elektrik Üretim San. ve Tic. A.Ş.	Linyit	Üretim Lisansı	Lisans Verildi	10.02.2004	30	1764,72	302	300	2010
10	Baha Esat Tekand Kütahya Şeker Fabrikası A.Ş.	Linyit	Otoprodüktör Lisansı	Lisans Verildi	24.07.2003	15	6,3	2,56	2,56	İşletmede
11	Türkiye Şeker Fabrikaları A.Ş.	Linyit (F.O.)	Otoprodüktör Lisansı	Lisans Verildi	10.07.2003	15	10,262	5,4	5,4	İşletmede
12	Türkiye Şeker Fabrikaları A.Ş.	Linyit (F.O.)	Otoprodüktör Lisansı	Lisans Verildi	10.07.2003	15	10,619	7,32	7,32	İşletmede
13	Türkiye Şeker Fabrikaları A.Ş.	Linyit (F.O.)	Otoprodüktör Lisansı	Lisans Verildi	10.07.2003	15	10,282	6	6	İşletmede

Tablo 20. EPDK'dan Lisans Alan Kömür Yakıtlı Tesisler (devam)

Şirket Adı	Tesisin Yeri	Tesisin Yakıt Türü	Lisansın Türü	Lisansın İşlem Seviyesi	Lisansın Verilme / Yürürlük Tarihi	Lisansın Süresi (Yıl)	Lisansın edilmiş ortalama Üretim (GWh)	Başvurulan /Lisansa Derç Edilen Kurulu Güç (MWm)	Başvurulan / Lisansa Derç Edilen Kurulu Güç (MWe)	Muhtemel İşletmeye Giriş Yılı
14	Türkiye Şeker Fabrikaları A.Ş.	Linyit (F.O.)	Otoproduktör Lisansı	Lisans Verildi	10.07.2003	15	16,43	9,6	9,6	İşletmede
15	Türkiye Şeker Fabrikaları A.Ş.	Linyit (F.O.)	Otoproduktör Lisansı	Lisans Verildi	10.07.2003	15	21,685	14,24	14,24	İşletmede
16	Türkiye Şeker Fabrikaları A.Ş.	Linyit (F.O.)	Otoproduktör Lisansı	Lisans Verildi	10.07.2003	15	5,157	3,72	3,72	İşletmede
17	Türkiye Şeker Fabrikaları A.Ş.	Linyit (F.O.)	Otoproduktör Lisansı	Lisans Verildi	10.07.2003	15	13,381	6	6	İşletmede
18	Türkiye Şeker Fabrikaları A.Ş.	Linyit (F.O.)	Otoproduktör Lisansı	Lisans Verildi	10.07.2003	15	23,695	12,8	12,8	İşletmede
19	Türkiye Şeker Fabrikaları A.Ş.	Linyit (F.O.)	Otoproduktör Lisansı	Lisans Verildi	10.07.2003	15	8,28	5,4	5,4	İşletmede
20	Türkiye Şeker Fabrikaları A.Ş.	Linyit (F.O.)	Otoproduktör Lisansı	Lisans Verildi	10.07.2003	15	18,66	10,96	10,96	İşletmede
21	Türkiye Şeker Fabrikaları A.Ş.	Linyit (F.O.)	Otoproduktör Lisansı	Lisans Verildi	10.07.2003	15	8,95	9,6	9,6	İşletmede
22	Türkiye Şeker Fabrikaları A.Ş.	Linyit (F.O.)	Otoproduktör Lisansı	Lisans Verildi	10.07.2003	15	18,363	9,6	9,6	İşletmede
23	Türkiye Şeker Fabrikaları A.Ş.	Linyit (F.O.)	Otoproduktör Lisansı	Lisans Verildi	10.07.2003	15	12,02	9,6	9,6	İşletmede
24	Türkiye Şeker Fabrikaları A.Ş.	Linyit (F.O.)	Otoproduktör Lisansı	Lisans Verildi	10.07.2003	15	6,027	4	4	İşletmede
25	Kardemir Karabük Demir Çelik San. ve Tic. A.Ş.	Kömür	Otoproduktör Lisansı	Lisans Verildi	02.10.2003	15	230	35	35	İşletmede
26	Konya Şeker Sanayi ve Ticaret A.Ş.	Linyit (FO)	Otoproduktör Lisansı	Lisans Verildi	28.08.2003	15	43,2	17,36	17,36	İşletmede
27	Amasya Şeker Fabrikası A.Ş.	Linyit	Otoproduktör Lisansı	Lisans Verildi	23.10.2003	15	17,4473	7,76	7,76	İşletmede

Tablo 20. EPDK'dan Lisans Alan Kömür Yakıtlı Tesisler (devam)

Şirket Adı	Tesisin Yeri	Tesisin Türü	Yakıt Türü	Lisansın Türü	Lisansın İşlem Seviyesi	Lisansın Verilme / Yürürlük Tarihi	Lisansın Süresi (Yıl)	Lisansın Verilmiş Ortalama Üretim (GWh)	Başvurulan / Lisansa Derç Edilen Kurulu Güç (MWm)	Başvurulan / Lisansa Derç Edilen Kurulu Güç (MWe)	Muhtemel İşletmeye Giriş Yılı
28 Silopi Elektrik Üretim A.Ş.	Silopi-Şırnak	Asfaltit	Üretim Lisansı	Lisans Verildi	23.03.2004	20	972	137,75	135	2009	
29 Eren Enerji Elektrik Üretim A.Ş.	Zonguldak	Yerli Kömür (İthal Kömür)	Üretim Lisansı	Lisans Verildi	28.09.2004	20	1280	165	160	2009	
30 Konya Şeker Sanayi ve Ticaret A.Ş.	Konya	Linyit/DG/F.O.	Otoprodüktör Lisansı	Lisans Verildi	12.10.2004	20	45	16	16	İşletmede	
31 Hema Elektrik Üretim A.Ş.	Eregli-Zonguldak	Taşkömürü /Metan Gazı	Üretim Lisansı	Lisans Verildi	12.10.2006	49	350	51,3	50	2010	
32 Hema Elektrik Üretim A.Ş.	Amasra-Bartın	Taşkömürü /Metan Gazı	Üretim Lisansı	Lisans Verildi	12.10.2006	49	4480	654,5	640	2012	
33 3 S Enerji ve Maden Üretim A.Ş.	Çankırı	Linyit	Üretim Lisansı	Lisans Verildi	31.05.2006	49	2600	380	372	2010	
34 Diler Elektrik Üretim A.Ş.	Hatay-İskenderun	İthal Kömür	Üretim Lisansı	Lisans Verildi	14.12.2006	49	2560	325	318,6	1010	
35 Milten Mühendislik Harfiyat ve Tic. Ltd. Şti.	İstanbul-Gaziosmanpaşa-Yeniköy	Linyit	Otoprodüktör Lisansı	Lisans Verildi	14.12.2006	10	17.739	2,7	2,5	2009	
36 Alkim Alkali Kimya A.Ş.	Konya-Çinabeyli	Linyit	Otoprodüktör Lisansı	Lisans Verildi	12.10.2006	30	8.411	1.732	1.448	2007	
37 Sümer Holding A.Ş.	Konya - Ilgın	Linyit (Fuel Oil)	Otoprodüktör Lisansı	Lisans Verildi	30.11.2006	15	24.795	14,4	14,4	İşletmede	
38 Sümer Holding A.Ş.	Konya - Ereğli	Linyit (Fuel Oil)	Otoprodüktör Lisansı	Lisans Verildi	30.11.2006	15	28.633	9,6	9,6	İşletmede	
39 Sümer Holding A.Ş.	Niğde - Bor	Linyit (Fuel Oil)	Otoprodüktör Lisansı	Lisans Verildi	30.11.2006	15	16.796	9,6	9,6	İşletmede	
							17258,1443	2609,318	2567,104		

6.2-Afşin-Elbistan Havzasının Önemi

Elektrik üretimi bakımından Doğal gaz Elbistan Linyit Rezervine göre yakıt maliyeti olarak 3,7 kat daha pahalıdır. Net elektrik birim üretim maliyeti bakımından ise doğal gaz santrallerinin üretim maliyeti; Elbistan Linyit santrallerinin en az 2.7 katı daha pahalı olacağını söyleyebiliriz. (Bkz. Bölüm 4.7.1.a).

Yukarıdaki bilgiler çerçevesinde Elbistan Havzasının planlamasının yeniden ele alınması Elektrik üretimi açısından önemli kazanımlar sağlayacaktır. Bunun için havzanın en önemli iki projesi elektrik üretimi ve onu sınırlayacak çevre olmalıdır.

Afşin –Elbistan Linyit Havzasındaki C ve D Sahalarının Termik Santral Kurmak Üzere Özel Sermayeye Açılması

Türkiye Linyit rezervlerinin yaklaşık %46'sını oluşturan Elbistan Linyit Havzası'nın, elektrik enerjisi üretimimizdeki yeri oldukça önemlidir. Elbistan Linyit Havzasında sektör bazında yapılmış olan rezerv ve madencilik planlaması A sektörü dışında havza bazında yeniden değerlendirilmiştir. 1999 yılında TKİ tarafından yapılan bu çalışmayla sondaj stamplarının bilgisayar ortamında Surpac madencilik programı ile değerlendirilmesi sonucunda Elbistan Havzasının görünür rezervi 4.307 milyar ton, ekonomik işletilebilir linyit rezervi ise 3,8 milyar ton olarak bulunmuştur (TKİ, 1999). MTA tarafından 2004 yılında başlatılan etüt ve sondajlı aramalarla bu rezerv miktarı daha da artabilecektir.

Mevcut rezerv bilgilerine göre Elbistan Havzasında, mevcut 1360 MW dışında, 2004 yılında devreye girecek 1400 MW dışında yapılacak 6650 MW gücündeki santralleri en az 33 yıl boyunca besleyebilecek kadar üretilebilir linyit rezervi bulunmaktadır (Koçak,2004).

Uygun madencilik planlaması yapılması halinde Elbistan havzasındaki mevcut ve planlanabilir kurulu gücü 9450 MW olan santral potansiyeli ile yılda 55-60 milyar kwh elektrik üretilebilecektir. Bu değer, Türkiye'nin 2006 yılı elektrik üretiminin %32-35' i kadardır. MTA 'nın inceleme ve değerlendirmeleri sonucunda sahanın santral potansiyelinin de artacağı anlaşılmaktadır.

Afşin-Elbistan Havzası'nda yeni termik santraller kurulması için özel sektörün finansman gücünün de kullanılması havzadaki projelerin gerçekleştirilmesini kolaylaştıracaktır. 4628 nolu yasa ve kamunun yatırım gücünün sınırlandırılmış olması bu konuda özel sektörden beklentileri artırmaktadır.

6.2.1-Afşin-Elbistan Bölgesel Kalkınma ve Linyit Projesi (DEKTMK,2007)

Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi tarafından Afşin-Elbistan Linyit projesinin ülkemiz açısından taşıdığı önem ve bölgeye sağlayacağı direkt faydalar göz önüne alınarak bu önemli enerji projesi için özel bir yaklaşımla konuyu ele almak ihtiyacının gerek olduğu düşünülmüş ve bu yönde bir çalışma yapılmıştır. Bu projenin konusu ve içeriği kısaca aşağıda özetlenmiştir.

Türkiye linyit rezervinin yaklaşık %47'ünü oluşturan Afşin-Elbistan linyit havzasının elektrik üretimindeki yeri çok önemlidir. Buna bağlı olarak halen işletilmekte olan 4x340 MW gücündeki Afşin-Elbistan A Santralına ek olarak 4x350 MW gücündeki Afşin-Elbistan B Termik Santralını tamamlanmış olup, işletmeye açılmıştır. Bölgede ayrıca elektrik enerjisi üretmek üzere C, D, E ve F olarak adlandırılacak bir seri termik santral inşası planlanmaktadır.

Bu termik santraller için gerekli kömürün ekonomik olarak üretilebilmesi için Elbistan havzasının sektör bazında değerlendirilmesi yanında linyit havzasının genel olarak değerlendirmesi ve amenajman projesinin yapımı uygun olacaktır. Ayrıca linyit madenciliği ve elektrik üretim amenajman çalışmasını genişleterek yörenin bir **"Bölgesel Kalkınma Projesinin"** tasarlanarak, bu büyük projenin sosyal, kültürel ve ekonomik ihtiyaçlarının belirlenmesi faydalı olacaktır.

EÜAŞ ve MTA kuruluşları arasında yapılan anlaşmaya göre Elbistan Linyit Havzasının işletmeciliğine yönelik rezerv geliştirme ve teknolojik parametrelerin belirleneceği çalışma ile Elbistan Havzasının **"Bölgesel Kalkınma Projesinin"** gerçekleştirilmesi için iyi bir fırsat yakalanmış bulunmaktadır.

Ülkemizde kömür sektöründe de yeniden yapılanma ile kömür endüstrisini rekabetçi kılmak, verimliliğini artırmak, çevresel sorunları en aza indiren iyi bir işletmecilikle kömür sektörümüzü uluslararası düzeyde başarılı bir konuma getirmek mümkündür.

Bu amaçla, GAP Bölgesel kalkınma projesinde olduğu gibi bölgenin zengin linyit potansiyelinin elektrik enerjisi üretiminde kullanılması yanında diğer alt sanayilerin kurulması, çevre kirliliğinin önlenmesi ve istihdam konularını da içeren arama, etüd, planlama konusunda çalışma yapmak üzere **"Bölgesel Kalkınma Projesi"** idaresi adında bir idare kurulmasını önermek için DEK-TMK bünyesinde bir çalışma grubu oluşturulmuştur.

"Bölgesel Kalkınma" Projesi kapsamında ele alınacak Linyit ve Elektrik Üretimi Ana Projesinin aşağıda belirtilen ana çalışmaları içermesi düşünülebilir.

a) Elbistan Linyit Havzasından Elektrik Üretimi Amenajman Projesi

- Elbistan Havzasının elektrik üretim potansiyelinin tespiti
- Tespit edilen elektrik potansiyelinin devreye alınması için termin planı.

Bu plan elektrik üretiminde dış yakıt kaynaklarına bağımlılığı azaltmak için ele alınacak olan acil hareket planını içerecektir.

- Elbistan Linyitlerinden elde edilecek elektrik enerjisinin maliyeti ve mevcut durumda diğer elektrik üretimleri ile karşılaştırılması
- Elbistan Havzasında kurulması planlanacak termik santrallerin teknolojisi ve yatırım maliyetlerinin tespiti
- Elbistan Havzasından yapılacak elektrik üretiminin yaratacağı katma değerlerin hesaplanması

Afşin-Elbistan A Termik Santrali'nin ısı sarfiyatı 3104 kcal/kwh'dir. Bu değer termik santralin işletimi, bakım ve tamiri gibi hususların verimli bir şekilde yapılamadığını göstermektedir.

Isı sarfiyatının %20 oranında düşürülmesi ile termik santralin kabul edilebilir bir çalıştırılma rejimine girmesi söz konusu olabilir.

Bu verimliliğin çeşitli nedenlerinin teknik olarak araştırılması ve işletme rejimiyle bu tip santrallerin baz yükte çalıştırılması, devreye giriş ve çıkışlarının sık sık yapılması önemlidir. İşletmeci ile yük tevzi otoritesinin yakın koordinasyonu kaçınılmazdır

b- Elbistan Linyit Havzasından Elektrik Enerjisinin Nakli ile İlgili Ana Proje

Elbistan da planlanan termik santrallerin üreteceği elektrik enerjisinin tüketim alanlarına nakli için inşa edilecek tesislerin belirlenmesi ve yatırım maliyetlerinin tespiti. Bu tesislerin planlaması geliştirilecek termik santraller ve diğer imkânlar ve ihtiyaçlar göz önüne alınarak yapılmalıdır.

c- Elbistan Linyit Havzası Linyit Madenciliği Ana Projesi

- Kurulması ekonomik açıdan uygun bulunan termik santrallerin kapasiteleri ve terminlerine göre açılması gereken madenlerin planlaması
- Linyit Madeni planlaması yapılırken rezerv kaybına neden olacak düzenlemelerden kaçınılmalı ve toprak dökümünün mükerrer olarak yapılmasını önleyici tasarımlar planlanmalıdır
- Planlanan termik santraller ile birlikte devreye alınacak linyit madenlerinin teknolojisi ve yatırım maliyetlerinin tespiti.
- Linyit üretim maliyetlerinin tespiti.
- Linyit Madenciliğinin yaratacağı katma değer hesaplanması.

Afşin-Elbistan A Termik Santrali'ne kömür temin eden linyit madeninin yıllık üretim kapasitesi 18 milyon ton olmasına karşın bu maden geçen 22 yıl zarfında ortalama %56 kapasite ile çalışmıştır. Bu değer de termik santral gibi %80'nin üzerine çıkarılması önemli maliyet düşüşleri ve elektrik üretiminde de büyük ekonomi sağlayacaktır. Maden yatırımlarının ve modernizasyonun acilen ele alınması gerekli gibi görülmektedir.

d- Arazi Kullanım ve Islah Projesi

Açılacak olan linyit madenlerinin kapsadığı alanların kullanım planlarının çıkarılması ve bu plana göre ıslahı projenin esasını teşkil etmektedir. Bu çalışmalarda arazinin kullanım planına (iskan, ormanlaştırma, tarıma elverişli hale getirme, rekriasyon alanları yaratma, sınai tesisler kurma vb.) göre arazinin ıslahı belirlenecektir.

Elbistan İlçesi'nin nüfus ve yerleşimi aşağıdaki gibidir:

		Yerleşim Sayısı	Belediye Sayısı
Merkez Toplam Nüfusu	71500	1	1
Belde	21815	9	9
Köy	34952	68	-
Toplam	128267	78	10

Elbistan İlçesi'nin tarımsal durumu ise aşağıda verilmiştir;

Arazi varlığı : 254653 hektar
Ekilen alanı : 137086 hektar
Ekilmeyen alanı : 117567 hektar
Mesken alanı : 4705 hektar

Burada ekilmeyen arazinin büyük bir alan teşkil etmesi, sulama projelerinin yetersizliğini göstermektedir. Ekilmeyen alanların bir bölümünün sulaması ile arazi kullanımı en verimli şekilde dönüştürülebilir.

e- Su Kaynakları Kullanım Projesi

- Elbistan Havzasından drene edilmesi gereken yeraltı ve yerüstü sularının (nehirlerin) sosyal ve endüstriyel amaçlı kullanım planının çıkartılması.
- Endüstriyel faaliyetler sonucu yeraltı ve yerüstü sularının kirliliğinin önlenmesi için alınacak tedbirlerin belirlenmesi.
- Endüstriyel ve sosyal tesislerde yapılması gereken atık su projelerinin tasarımı ve planlanması.

Türkiye'nin 4. büyük ovası olan Elbistan ovası verimli topraklarına sahip olmasına rağmen halen çok büyük bir kısmı sulanamamaktadır. 254653 hektar arazisi ile çok büyük bir tarım potansiyeline sahiptir. Ancak bunun 137086 hektarı tarım arazisi miktarıdır. Sulanan arazi 39600 hektar olmasına rağmen 97486 hektar arazide halen susuzdur.

Şehrin en büyük su kaynağı olan Ceyhan Nehri şehrin merkezinden doğup büyük bir kısmı şehrin içinden geçmekte ve sadece etrafındaki tarlaların sulanması sağlanmakta ve çok büyük bir su kaynağı olarak yeterince faydalanılmadan boşa akıp gitmektedir. Ayrıca çiftçinin kullanabileceği birçok dere, çay yeterince kullanılmamaktadır. Böylesi, ne büyük bir tarım potansiyelinin ve kullanılması imkân dâhilinde olan su kaynaklarının kullanılmaması milli servetin boşa gitmesi ve halkın yaşam seviyesinin de buna bağlı olarak düşmesine neden olmaktadır.

İlçenin sınırları içerisinde susuz olan arazilerin sulanabilmesi için birçok çalışmalar yapılmış çeşitli kuruluşların girişimleri sonuçsuz kalmış, bazı projeler maddi desteğin yetersizliği sonucu yarım kalırken bir kısım projeler ise sadece etüt aşamasında kalmıştır.

Birim alanda en yüksek verimi hedefleyen 21. yüzyıl tarımında birim alandan alınacak olan ürün miktarını etkileyen en önemli faktör olan suyun böylesine imkanlar varken kullanılmaması servetin boşa harcanması ve halkın yaşam standartlarının gereksiz yere düşmesine neden olmaktadır.

Elbistan ovasında halen 97486 hektar arazide susuz tarım yapılmaktadır. Ancak, tarımın en önemli unsurlarından birisi olan suyun yokluğu çok büyük dezavantajlar yaratmaktadır. Sulu bir arazide dekara 700 kg. buğday alınırken, kıraç arazide bu rakam 100-200 kg'a düşmektedir.

Gübre fiyatlarının ve diğer tarımsal girdilerin oldukça pahalı olduğu günümüzde elde edilen mahsul girdileri karşılamamakta ve çiftçileri çok zor durumlara düşürmektedir. 2004 yılında 63850 hektar arazide buğday ekimi yapılmış, 140470 ton buğday üretilmiştir. Yine 10000 hektar arazide arpa üretimi yapılmış 32000 ton arpa üretilmiştir. Hububat üretilen arazilerin büyük kısmının kıraç olması toplam üretimi düşürmektedir. Kıraç arazide ise çiftçi genellikle hububat üretimi yapmakta su olmadığı için birim alandan alınan ürün miktarı düşük olmaktadır.

Elde bulunan imkanların kullanılmaması sonucu halkın gelir seviyesinin düşmesi, buna bağlı olarak eğitim seviyesinin düşmesine neden olmakta ve uzun vadede hem ilçe hemde ülke açısından zararı büyük olmaktadır.

İlçe sınırları içerisinde tarla bitkilerine yönelik ziraatın yanında bahçe ziraatıyla da uğraşmaktadır. Elbistan ovasında halen 400 hektar bağ, 6.600 hektar bahçe bulunmaktadır. Bu alanlar içerisinde 300 hektar elma, 5.740 hektar kayısı ağacı, 30 hektar armut ağacı bulunmaktadır. Toplam sulanabilir arazi miktarın artması ile hem bahçecilik gelişerek alan artacak, hem de ürün miktarında artış meydana gelecektir.

İlçe sınırları içerisinde yetişen diğer en önemli kültür bitkilerinden olan Şeker Pancarı Elbistan ovasında yetiştirilmektedir. Ancak sulanabilir arazinin az olması şeker pancarı yetiştiriciliğinin yapıldığı alanı da kısıtlamaktadır. Elbistan'da bir şeker fabrikası mevcuttur. Elbistan bölgesinde 24.700 dekar arazide şeker pancarı ekimi yapılmaktadır. Elbistan şeker fabrikası 2004–2005 kampanya dönemi içinde yaklaşık olarak 420 bin ton şeker pancarı alımı yapmış, 380 bin ton şeker pancarı işlenmiş, işlenmiş olan 380 bin ton şeker pancarınının 48 bin tonu Malatya şeker fabrikasına gönderilmiştir. Elbistan'da üretilen şeker pancarı, 2 fabrikayı çalıştıracak kadardır. Bu da Elbistan Ovası'nın büyüklüğünü ortaya koymaktadır.

Şeker pancarınının Elbistan ovasındaki yetiştirme sahası susuz olan yerlere su götürülmesi ile çok daha büyük miktarlara ulaşacak, hem üretim yapan çiftçi sayısı artacak, hem de buna bağlı olarak şekerpancarı üretiminde artış meydana gelecektir. Böylece hem ülke ekonomisine önemli ölçüde katkıda bulunacak hem de bölgede çiftçilik yapan halkın gelir seviyesi yükselecektir. Elbistan'da bulunan şeker fabrikası ise pancar yetiştiriciliği için çok büyük bir avantajdır. Bölge için önemli bir iş kaynağı olan fabrikada pancar üretimi artınca çalıştırılacak işçi sayısında artış olacak, ayrıca fabrikada kampanya işçisi olarak çalışan işçilerin çalışma süreci artacaktır. Kısaca su, pancar üretimine canlılık getirecek ve ilçenin ekonomik durumu daha da iyiye gidecektir.

Netice itibariyle çevre ilçeler ve Türkiye'nin tarım yapılan ovaları ile karşılaştırıldığından çok büyük bir potansiyele sahip olan Elbistan ovasına gereken

ilginin gösterilmesi hem memleketimiz hem de bölge açısından çok faydalı olacaktır. Adatepe, Karakuz, Kavaktepe Barajları ile Büyük Yapalak Göleti, Sarsap Göleti, Tapkiran 1 ve Tapkiran 2 Göletlerinin tamamlanmasıyla sulanabilir arazi miktarında çok büyük bir artış olacak, bu ise tarımsal istihsalin artmasını sağlayacaktır.

Tarımın gelişmesi ile diğer tarıma bağlı sanayi kollarında gelişmeler olacak ve yeni iş sahaları açılacaktır. Bütün bunların olabilmesi için kalkınmaya çok elverişli Elbistan Ovası'na gereken ilginin gösterilmesi ve tarıma dayalı olan ekonominin en önemli unsuru olan sulama projelerine gereken ilginin verilmesi gereklidir.

f- Hava Kirliliği ve Kalitesini Kontrol Projesi

Havzada yapılacak termik santral ve endüstriyel tesislerin yaratacağı hava kirliliğini çevre standartlarında tutabilmek için yapılması gereken tesis ve endüstriyel önlemler bu projenin bir alt faaliyeti olarak ele alınacak ve buna göre planlamalar yapılacaktır.

Linyitlerin kükürt oranlarının yüksek olması baca gazı emisyonlarındaki SO₂ konsantrasyonlarının Endüstriyel Kaynaklı Hava Kirliliğinin Kontrolü Yönetmeliğinde verilen limit değerlerin aşılmasına neden olmaktadır.

Linyitlerin kül içeriklerinin de yüksek olması baca gazı toz emisyonlarının da yüksek olmasına neden olmakta ve Endüstriyel Kaynaklı Hava Kirliliğinin Kontrolü Yönetmeliğinde verilen sınır değerlere uyulması için yüksek verimli elektro filtrelerin kullanılması gerekmektedir.

Afşin-Elbistan Linyit havzasında mevcut olan A ve yeni kurulan B Santralına ilaveten C ve D santrallerinin planlanmasının gündemde olması, dolayısıyla büyük çapta bir enerji üretiminin yapılması bu bölgede sosyal, ekonomik ve çevresel açıdan önemli etkiler yaratacaktır. Burada yapılacak olan ilave enerji yatırımları istihdamın artmasına ve ekonomik, sosyal ve kültürel kalkınmaya olumlu katkılar sağlayacaktır. Ancak, diğer taraftan olumsuz çevresel etkiler yaratabilecektir. Özellikle, linyit kalitesinin düşük olması, kükürt ve toz içeriğinin yüksek, ısı değeri düşük olması bu bölgede çevresel kirlilik yükünü artıracak olup, önemli ölçüde çevresel önlemlerin alınmasını ve çevre yatırımlarının yapılmasını gerekli hale getirecektir.

Bu nedenle, bu yörede enerji yatırımlarının bir plan ve program dahilinde, çevresel değerlere ve insan sağlığına önem vererek, linyit kaynaklarını verimli bir şekilde değerlendirerek ve gelişmiş teknolojiler kullanılarak yapılması zorunlu hale gelmektedir.

Bu kapsamda, çevresel etkileri en aza indirmek üzere,

- Linyit kalitesine en uygun, maliyet-etkin, verimli ve çevre uyumlu teknolojilerin belirlenmesi,
- Çeşitli alternatifler için çevresel faktörlerin daha üst düzeyde, kapsamlı bir şekilde değerlendirilmesi,
- En uygun yer seçimi alternatiflerinin değerlendirilmesi,
- Havza için özellikle hava kalitesi modellemesi olmak üzere, gerekli çalışmaların yapılması,

- Hava, toprak, su vb. alıcı ortamların çevresel açıdan bütünsel bir şekilde değerlendirilmesi,
- İlave santrallerin planlanması aşamasında bu hususların dikkate alınması, uygun olacaktır.

g- İskan Projesi

- Elbistan Linyit Havzasında geniş alan kullanımı gerektirecek Linyit Madenleri ve Endüstriyel Tesisler dikkate alınarak yerleşim alanlarının planlanması ve iskana kapalı tutulacak alanların belirlenmesi
- Elbistan ve Afşin İlçelerinin imar planına esas olacak kriterlerin belirlenmesi.

h- Sağlık ve Eğitim Koşullarının Geliştirilmesi

Elbistan Havzasının mevcut durumda sağlık ve eğitim koşullarının “**Bölgesel Kalkınma**” Planı kapsamında ele alınarak geliştirilmesine yönelik planların yapılması gerekmektedir. Projenin yaratmış olduğu ve gelecekte yaratacağı istihdam ve ekonomik kalkınma sağlık ve eğitim özellikle teknik eğitim yönünden yeni imkanlar yaratılmasını zaruri kılmaktadır. Bu amaçla nüfus, eğitim durumu, mevcut sağlık ve eğitim tesisleri dikkate alınarak rasyonel planlamalar yapmak mümkün görülmektedir. Özellikle mevcut ve gelecekte tesisi planlanan endüstriyel tesisler bu havzada bir veya birkaç yüksek okul açılmasını gerekli kılmaktadır.

i- İstihdamı Arttırmak İçin Yapılacak Çalışmalar

Mevcut ve planlanan endüstriyel tesislerde yaratılacak doğrudan ve dolaylı istihdam için insan gücü planlaması yapılmalıdır. Böylelikle bölgenin en önemli sosyal problemine çözüm aranmalıdır. Endüstriyel tesislerin ihtiyacı olan kalifiye iş gücünün geliştirilmesi için yapılacak planlar “Sağlık ve Eğitimin Geliştirilmesi” Projesine önemli girdiler sağlayacaktır.

j- Ulaşım Konularının Geliştirilmesi

Mevcut ve planlanan linyit madenleri ve termik santrallerin yaratacağı nüfus yoğunluğunun ulaşımının Elbistan Ovasının topografyasının sağladığı avantajlar dikkate alınarak planlanması faydalı olacaktır. Özellikle Elbistan ve Afşin İlçelerinin raylı sistemle birbirlerine bağlanarak endüstriyel tesislere ulaşımın etkili ve verimli bir şekilde düzenlenmesi mümkündür. Nüfus yoğunluğu, arazi yapısı ve mücavir şehirler dikkate alınarak Elbistan Havzasına hava alanı inşası kaba olarak fizibil görülmektedir. Bu konunun da incelenmesi faydalı olacaktır.

k- Elektrik Üretimi ve Linyit Madenciliği İçin Destek Endüstrilerin Kurulması

Elbistan Havzasında mevcut ve planlanan elektrik üretim ve madencilik tesislerinin endüstriyel olarak yerel tesisler ile desteklenmesi “**Bölgesel Kalkınma**” Planının bir parçası olmalıdır. Bu amaçla;

- Ağır ve hafif makine aksamı imali ve tamir bakım tesisleri,
- Elektrik ve elektronik tamir bakım tesisleri,

- Bant konveyör imali ve tamir bakım tesisleri,
- Termik santraller ve linyit maden işletmeciliğinin ihtiyaç duyacağı imalat ve hizmet sektörlerinin belirlenmesi yapılmalıdır.

7- ENERJİ SEKTÖRÜNDE KAMU YATIRIMLARININ KARŞILAŞTIĞI SORUNLAR

Enerji sektöründe kömür ve kömüre dayalı termik santral kurmak için yürürlüğe sokulmuş olan mevzuat Kamu kuruluşlarına yatırım yapma açısından çeşitli zorluklar ve engeller oluşturmaktadır.

Kamunun yatırım yapması için 4734 sayılı Kamu İhale Kanunu ve elektrik konusunda yapılacak yatırımlar için 4628 sayılı Enerji Piyasası Kanununun dikkate alınması gerekmektedir.

Bu kanunların uygulanmasında karşılaşılan güçlükler ve dikkat edilmesi gereken hususlar aşağıda özetlenmiştir.

7.1-Kamu İhale Kanunu (4734)

Kanun içerik olarak Bayındırlık Bakanlığının teknolojik tesis içermeyen Bina, Yol, Köprü vs. gibi önceden uygulama projelerinin hazırlanabileceği veya tip projelerle uygulama yapılabilecek, buna göre de birim fiyat cetvellerinin kolayca hazırlanabileceği İnşaat içerikli işler için düzenlenmiştir. Avrupa Birliği Direktiflerinde de bu hususlar dikkate alınarak Mal, Hizmet, İnşaat, ve Sanayi Tesisleri için Yapım işleri 4 ayrı kategoride toplanmıştır. 4734 sayılı Kamu İhale Kanununda ise Mal, Hizmet ve Yapım işleri olarak 3 kategori mevcuttur. Yapım işleri için düzenlenen Kanun ve ilgili yönetmelikler sadece İnşaat işleri dikkate alınarak düzenlenmiştir. Kanun yürürlüğe girdikten sonra Kamuda yeni Enerji Üretim Tesisleri yatırımı yapılmamıştır. Kaldı ki bu kanun ile Know-How gerektiren uluslararası Enerji yatırımı yapma imkanı söz konusu değildir.

4734 sayılı bu kanunun ile Kamu Kuruluşlarının enerji yatırımı yapamayışının önündeki en büyük engelleri şöyle sıralayabiliriz;

Uygulama Projesi Zorunluluğu;

Kamu İhale Kanunu zorunlu haller dışında (doğal afet projeleri veya işin belli aşamalarında arazi ve zemin etütleri gerektiren işler) "Uygulama Projesi" yapımını şart koşmuştur. Kamu ihale kanunu yapım işlerinde (Elektrik santrali gibi tesis mahiyetindeki işlerde) uygulama projeleri yapılmadan ihaleye çıkılamaz şartı getirmektedir.

Elektrik santrali, baca gazı arıtma tesisi gibi projeler çok karmaşık endüstriyel tesisler olup, bu tesislerin uygulama projelerini hazırlamak tesis bedelinin %10 u gibi bir harcama gerektirir. Örnek vermek gerekirse; Afşin-Elbistan B Termik Santralının uygulama projeleri 100-150 Milyon dolar tutmakta ve hazırlanma sürecinde teslimatçı-imalatçı alt yükleniciler ve teçhizat belli olduktan sonra 2 yılda yapılabilmektedir.

Örneğin, türbin imalatçısı belirlendikten sonra türbin temel resimleri, boru ve elektrik reglaj resimleri (PID) hazırlanabilmekte ve makine dairesi boyutlandırılabilenkte ve mimari inşaat resimleri hazırlanabilmektedir.

Türbin; beton, demir, cıvata gibi standart bir teçhizat olmayıp imalatçıdan imalatçıya farklılık arz eder. Bu durum bütün diğer teçhizatlar için de geçerlidir. Şayet seçtiğiniz türbin imalatçısını sonradan değiştirirseniz bu hazırlanan uygulama projelerinin uygulanması mümkün değildir.

Yeniden bu yeni türbine göre uygulama projesi hazırlanması gerekir. Dolayısıyla bir elektrik santralının tüm teçhizat ve parçalarının imalatçıları belli olmadan “uygulama projelerinin” hazırlanması mümkün değildir. Santralin tüm teçhizat imalatçıları uygulama projesi hazırlanması için ihale öncesi seçmek zorunda kalırsanız ihaleye çıkmamanın da bir mantığı olamaz. Zaten uygulama projelerine esas aldığınız imalatçıların rakip firmaları o ihale dokümanlarına itiraz edecektir.

Bu sebepten ihaleye giren her müteahhidin farklı uygulama projeleri ve belli ölçekte farklı prosesleri olan elektrik santrali gibi tesis (yapım) işlerinde uygulama projesi hazırlanması yukarıda açıkladığımız nedenlerle mümkün değildir.

Kanunun getirdiği “Uygulama Projesi” zorunluluğu “İnşaat işi” düşüncesi kalıpları içerisinde öngörülmüş bir husus olup, tesis işinde EÜAŞ’ı ihale yapamaz hale getirmiştir. Kanuna, daha önce uygulanan ihale yöntemine uygun bir esneklik getirilerek “yapım” (Tesis) işlerinde uygulama projesi şartı kaldırılmalıdır.

Uygulama Projesinin Dikkate Alınmaması Durumunda Seçilecek Sözleşme Türü;

Uygulama projesi olmayan yapım işleri 4735 sayılı Kanunun 6. maddesi c) bendi uyarınca Yapım İşleri İhale Uygulama Yönetmeliği Ek-7’de öngörülen Yapım İşlerine ait (Teklif Birim Fiyatlı İşler için) Tip Sözleşme yapmaları gerekmektedir.

Söz konusu yapım işinin özelliğinden dolayı yapılacak işlerin m, m2, m3, kg, ton, gibi birimlerle yani işin belirli bir imalatın tekrarlanmasıyla veya tanımlanabilir ve ölçülebilir parçalardan oluşan türden olmamasından dolayı birim fiyat tarifleri yapılamamaktadır. Başka bir deyişle belli bir iş gurubu veya imalat gurubu için yapılabilecek tarifler; her yüklenici için aynı malzemeleri aynı girdileri kullanarak yapabilecekleri bir imalat olmayacağı gibi aynı zamanda sonuçları itibarıyla ortaya çıkacak imalatlar ihtiyaca cevap vermesi bakımından teknik şartnamenin tarif ettiği ölçüde yeterli ancak yapıları bakımından birbirlerinden farklı olacaktır. Bu durum birim fiyat usulü ile iş yaptırılırken elde edilmek istenilen sonuca oldukça uzaktır. İşin birim fiyat uygulamasına müsait olmaması, hususu ortaya çıkmaktadır.

Sadece ana tesis kalemleri ve montaj, taşıma, sigorta gibi kalemleri içeren bir fiyat listesi yapılabilir.

Yapılması istenilen tesisin teknik özellikleri uyulması gereken standart ve normlar hazırlanan detaylı Teknik Şartname ile ortaya konulabilmektedir. Bu teknik şartnameye uyarak hazırlanacak uygulama projesi; Teknoloji sahibi olmayan herhangi bir firmanın, dizaynında gerekli teknolojileri kullanması mümkün olmadığından, zaten sadece teknoloji sahibi (lisans ve patent haklarını elinde tutan) firma veya onların dahil olduğu ortak girişimler tarafından hazırlanabilmektedir. Anlaşılacağı gibi uygulama projesi hazırlanması ve yapım işi birbirlerinden ayıramamaktadır.

Uygulama projesinin, yapım işi yüklenicisine yaptırılması en uygun durum ve zorunluluktur. Bununla birlikte yüklenicinin uygulama projesi yaparken ortaya çıkabilecek durumları veya iş miktarının arttığını öne sürerek fiyat artışı isteyemeyeceği, şartname ve sözleşmelerde açıkça belirtilerek gerek uygulama projesi yapımı esnasında ortaya çıkabilecek, gerekse uygulama projesine dayalı imalat ve montaj işlerinde fiyat artışına sebep olabilecek her türlü husus yüklenicinin kendi sorumluluğunda olmak üzere anahtar teslim götürü bedel esasları ile teklif edeceği bedelle yaptırılması gerekmektedir.

Yüklenici Tarafından Sağlanacak Kredi:

Enerji ihaleleri kapsamındaki işlerin yapımında bütçe imkânlarını zorlamamak ve ödenek yokluğu, yıl içinde eksik kalması veya gereken süre içinde sağlanamaması gibi sebeplerle işin zamanında yaptırılmaması ve bundan doğacak zararlardan kaçınmak için EÜAŞ tarafından yürütülen yüksek maliyetli bu yatırımların tamamının kredilerle yapılması ve %100 finansmanın yüklenicisi tarafından temin edilmesi öngörülmektedir. Bu hususun, Tip Sözleşme ve İdari Şartnamelerde yer alması gerekmektedir. İsteklilerin fiyat teklifleriyle birlikte bu işin tamamının yerli ve yabancı para kısmı ile yerli para kısmının eskalasyonu dahil %100'üne yetecek miktarda kredi teklifini sunmaları gerekmektedir. Bu proje için %100 komple kredi teminindeki bir eksiklik, teklifin reddine neden olacaktır.

Bu durumda finansmanın yüklenici tarafından %100 sağlanıyor olması yapım işinin ödenekleri ile ilgili kanunun 62. Maddesinin a) ve b) bendi veya Yönetmeliğin 5. maddesinin a) ve b) bentlerinin getirdiği idarelerin uyması zorunlu hususları ne şekilde etkilediği, bu şekilde yaptırılacak işlere uygulanıp uygulanmayacağına açıklığa kavuşturulması gerekmektedir.

Proje Ödeneği:

Kamu ihale kanununa göre (KİK 4734 Madde 62) yatırım projeleri, ihale öncesi yıllara göre ödeneğin programlanması, ilk yılın ödeneğinin yatırım tutarının %10'undan az olmaması, başlangıçtan sonraki yıllar için programlanmış ödenek dilimlerinin azaltılmaması şartlarını getirmektedir.

İhale öncesi yapılacak ödenek planlaması ancak "yaklaşık maliyet hesabına" dayalı olarak yapılabileceğinden sözleşme, imzalanmasından sonra;

- Gerçek sözleşme miktarı
- Müteahhit iş programı ve öncelikleri
- Müteahhidin iş gerçekleştirme durumuna göre

Revize edilebilmelidir.

Ayrıca EÜAŞ tarafından gerçekleştirilen anahtar teslimi işler %100 dış kredili olup, borçlanma yolu ile projeler gerçekleştirilmekte ve ödemeler kredi geri ödemeleri sırasında yapılmaktadır. Kanun birçok kamu kurumlarında uygulaması olan "%100 kredili anahtar teslimi" işleri dikkate almamıştır.

Yukarıdaki hususlara ilave olarak, ilk yıl ödeneğinin proje bedelinin %10'undan az olmaması şartı, projenin ihale edilip hayata geçirilmesinin uzun bir süreç alacağı (9 aydan fazla, tekliflerin hazırlanması, değerlendirme ve kredi görüşmeleri) düşüncesi ile uygulanması mümkün değildir. Muhtemelen ilk yıl hiçbir harcama yapılamayacaktır.

Yaklaşık Proje Maliyeti:

Kamu ihale kanunu 9. maddesi yapım işleri ihalesinin yapılmadan önce ihale konusu işin yaklaşık maliyetinin hesaplanması şartını getirmiştir. Her türlü yapım işinin yürütülmesinde uygulanacak esas ve usulleri tespit eden kamu ihale kanununa istinaden çıkarılan “yapım işleri ihaleleri uygulama yönetmeliği” ikinci bölüm madde 7, 8, 9, 10, 11, 12 ve madde 13’de yaklaşık maliyetle ilgilidir. Bu yönetmeliğin 8. maddesi yaklaşık maliyet hesabına ait esas miktarın tespitinde;

- Arazi ve zemin etütlerinin yapılması,
- Uygulama projesinin yapılması
- Mahal listelerinin hazırlanması
- Metraj listelerinin hazırlanması
- Çalışmalarına dayalı yaklaşık maliyet hesabının yapılmasını öngörmektedir.

Yukarıda da açıklandığı üzere elektrik santrali gibi tesis mahiyetindeki işlerde uygulama projesinin önceden yapılması mümkün olmadığı için “inşaat işleri” düşüncesi ile düzenlenmiş bu yönetmeliğe göre, yaklaşık maliyet hesabı yapmak da mümkün değildir. EÜAŞ tarafından yapılan yaklaşık maliyet hesabı, benzeri tesislerin veya tesis bölümlerinin anahtar teslimi fiyatları müteahhitten istenen %100 kredi getirme maliyetleri de dikkate alınarak yapılmaktadır. Bulunan bu fiyatlar kaba tahminler olup, kredi koşulları, ekonomik durum, seçilen prosesteki değişiklikler nedeni ile bazen alınan tekliflerden daha düşük veya daha yüksek olabilmektedir.

Yukarıda verilen örnekler Kanunda görülen en çarpıcı engellerdir. Bu örneklerin sayısı artırılabilir.

Enerji sektöründe ve özellikle üretim yapan tesislerde bu Kanun ile söz konusu yatırımların yapılmasında karşılaşılan güçlükler nedeniyle 30.07.2003 tarih ve 4964 sayılı Kanun ile Enerji, Su, Telekomünikasyon ve Ulaştırma sektörlerinde faaliyet gösteren Kuruluşların sadece Mal ve Hizmet alımları için belirli limitler dahilinde yapacakları ihaleler için 4734 sayılı Kamu İhale Kanunu kapsamında çıkartılarak kendi Satın Alma ve İhale Yönetmeliklerine göre yapabilme imkanı getirilmiştir.

Bu hususta Kamu İhale Kanununun 3 nolu maddesinin g fıkrası aşağıda verildiği şekilde yeniden düzenlenmek zorunda kalmıştır.

“2 nci maddenin birinci fıkrasının (b) ve (d) bentlerinde sayılan kuruluşların, ticari ve sınai faaliyetleri çerçevesinde; doğrudan mal ve hizmet üretimine veya ana faaliyetlerine yönelik ihtiyaçlarının temini için yapacakları, Hazine garantisi veya doğrudan bütçenin transfer tertibinden aktarma yapmak suretiyle finanse edilenler dışındaki yaklaşık maliyeti ve sözleşme bedeli dörtmilyon dörtüzyirmisekizbin beşyüzotuzedyeni Yeni Türk Lirasını aşmayan mal veya hizmet alımları”

Bununla birlikte Enerji, su, ulaştırma ve telekomünikasyon sektörlerinde faaliyet gösteren kamu iktisadi teşebbüslerinin yatırımlarının yapabilmeleri için ayrı bir Kamu İhale Kanunu taslağı hazırlanmış ancak bugüne kadar halen yasalaşamamıştır. Hazırlanan taslak kanunda çelişkilerle dolu bu hususta yaşanan sorunlara çözüm getirmeyen bir metindi. Dolayısı ile bu kanunda bile istisna maddesinin değiştirilerek EÜAŞ’ın yapacağı enerji yatırımları istisna kapsamına alarak eskiden olduğu gibi kendi ihale ve satın alma yönetmeliklerine göre yapabilmesini sağlamak için öneriler

sunulmuştur. Taslak kanunun Avrupa Birliği Direktiflerinde yer alan ihale kanunları ile uyumlu olması gerektiği ifade edilmiş bu husus dikkate alınarak Avrupa Birliği Direktiflerinde yer alan ihale metni tercüme edilmiş kendi şartlarımıza da uyumlu hale getirilerek taslak olarak tekrar sunulmuş ancak kabul görmemiştir.

7.2- Enerji Piyasası Düzenleme Kanunu (4628)

Kanunda öngörülen geçiş sürecinin sona ermesiyle yeni elektrik piyasası 3 Eylül 2002 tarihinde açılmıştır. Aynı kanunun Geçici 6.maddesi ise Elektrik Üretim A.Ş.'nin, süresi Enerji Piyasası Kurulunca belirlenen bir dönem boyunca, ürettiği elektrik enerjisini, Türkiye Elektrik Ticaret ve Taahhüt A.Ş.'ne satmasını, ancak, söz konusu dönemin, hazırlık döneminin sona ermesinden itibaren 5 yıldan fazla olamayacağını öngörmektedir. Bu durumda 3 Eylül 2007 tarihinden itibaren Elektrik Üretim A.Ş.'nin ürettiği elektrik enerjisini tamamen kanun hükümlerine uygun olarak serbest piyasa koşullarında satmasını gerektirmekteydi. Ancak daha sonra bu süreler revize edilmiştir. Bu hususta kanunda yer alan metinler aşağıdaki gibidir;

“Geçici Madde 10 – (Ek: 10/5/2006-5496/6 md.) Türkiye Elektrik Ticaret ve Taahhüt Anonim Şirketi, Elektrik Üretim Anonim Şirketi, perakende satış lisansı sahibi dağıtım şirketleri, Elektrik Üretim Anonim Şirketinin yeniden yapılandırılmasıyla oluşan gruplar veya kamu üretim şirketleri arasında, süresi beş yılı aşmamak kaydıyla enerji alım-satımına ilişkin geçiş dönemi anlaşmaları imzalanır. Söz konusu anlaşmalara ilişkin hak ve yükümlülükler, üretim ve dağıtım varlıklarının özelleştirilmesine paralel olarak lisans sahiplerine ait olur. Bu anlaşmalar damga vergisinden müstesnadır”

“a) (Değişik: 10/5/2006-5496/2 md.) Üretim faaliyeti gösterebilecek tüzel kişiler: Özel sektör üretim şirketleri, Elektrik Üretim Anonim Şirketi, Elektrik Üretim Anonim Şirketinin yeniden yapılandırılmasıyla oluşan diğer kamu üretim şirketleri ile otoprodüktör ve otoprodüktör gruplarıdır. Özel sektör ve kamu üretim şirketleri, lisansları uyarınca gerçek ve tüzel kişilere elektrik enerjisi ve/veya kapasite satışı yapar.”

- Elektrik Üretim Anonim Şirketi; özel sektör üretim yatırımlarını dikkate almak suretiyle Kurul onaylı üretim kapasite projeksiyonu uyarınca, gerektiğinde yeni üretim tesisleri kurabilir, kiralayabilir ve işletebilir.
- Elektrik Üretim Anonim Şirketi, DSİ bünyesindeki üretim tesislerini bu Kanun hükümlerine göre devralır, TEAŞ'dan devralınan ve özel hukuk hükümlerine tabi tüzel kişilere devri yapılmamış üretim tesislerini kendisi ve/veya bağlı ortaklıkları vasıtasıyla işletir ya da gerektiğinde sistemden çıkarır.
- Elektrik Üretim Anonim Şirketi, işletme hakkı devri yoluyla özel hukuk hükümlerine tabi tüzel kişilere devri yapılmış veya yapılacak tesis ve işletmelerin ve bunlara yapılacak ilave ve idame yatırımlarının mülkiyetini muhafaza eder.
- 4628 sayılı Elektrik Piyasası Kanununun 2. maddesi içeriğinde Elektrik Üretim A.Ş.'i “Özel sektör üretim yatırımlarını dikkate almak suretiyle Enerji Piyasası Düzenleme Kurulu Onaylı üretim kapasite projeksiyonu uyarınca, gerektiğinde yeni üretim tesisleri kurabilir, kiralayabilir ve işletebilir.” denilmektedir.

Kanundan anlaşıldığı kadarı ile yürürlük tarihinin (Ek: 10/5/2006-5496/6 md.) 2006 yılı olduğu kabul edilirse EÜAŞ TETAŞ veya TEDAŞ'a 5 yıl boyunca 2011 yılına kadar elektrik satabilecektir. Daha önce 2007 yılı olan sürenin uzatıldığı görülmektedir.

Sonuç olarak Kamu İhale Kanunu ve Enerji Piyasası Kanunu özellikle Kamunun termik santral ihalesi yapması yönünde zorluklar doğurduğu görülmektedir. Esas olan enerji yatırımlarını artırıcı ve teşvik edici bir düzenlemeler ile Türkiye'nin enerji kullanımına kolaylıklar getirilmesi iken, özellikle Enerji Piyasasını Düzenleyen 4628 sayılı kanun ve buna bağlı yönetmelikler Kamu Kuruluşlarının yatırım yapmasını zorlaştırmaktadır. Yeterince kamu yararı gözetilmeden, enerji sektöründe özel sermayeyi ağırlıklı yer verme istikametinde hazırlanmış ve ona göre örgütlenmeyi öngörmüş olan bu kanunun pratikte ülke ihtiyacına cevap vermede yetersiz kaldığı geçen 7 yıl zarfında görülmüştür. Özel sermaye yeterince yatırım yapamamakta, buna karşılık Kamu Sektörü de yatırım yapmak için inisiyatif kullanamamaktadır. Bu durum önümüzdeki yıllardan itibaren daha fazla ithal kaynaklara bağımlı, güvenilir ve yeterli olmayan enerji üretimi ile karşılaşacağımızı ve ülkenin içine düştüğü bu durumun sorumlusu olmayacağını şimdiden göstermektedir. 4628 sayılı kanun EPDK'ya büyük yetkiler vermesine rağmen sorumluluk yüklememektedir. Kamu İhale Kanunu ve Enerji Piyasası Kanununun ve bunlara bağlı diğer yasal düzenlemelerin Türkiye'nin enerji sektörünü geliştirmek açısından büyük engel teşkil ettiği ve bu nedenlerle acil bir şekilde yeniden ele alınarak aksak görülen hususların düzeltilmesi gerekmektedir.

- 4734 sayılı kanun değiştirilerek uluslar arası standartlarda yeniden düzenlenmelidir. Avrupa Birliği Direktiflerinde yer aldığı şekilde yeniden düzenlenebilir. Bazı otoriteler tarafından mevcut 4734 sayılı kanun düzenlenirken bu direktiflerde yer alan hususların zaten yer aldığı ifade edilmektedir. Ancak bu doğru değildir. (Bkz. EU; DIRECTIVE 92/50/EEC, DIRECTIVE 93/36/EEC, DIRECTIVE 93/37/EEC, DIRECTIVE 93/38/EEC, DIRECTIVE 98/4/EC)
- EÜAŞ'ın enerji yatırımı yapabilmesi için 4628 sayılı yasaya gereğince EPDK'ya başvurarak izin alması gerekmektedir. Bu husus sadece EÜAŞ için geçerli olmayıp Özel sektör içinde geçerlidir. EPDK ise ETKB'liğine bağlı TEİAŞ Genel Müdürlüğü A.P.K. Dairesi Başkanlığınca hazırlanan arz talep projeksiyonlarını dikkate alarak gerekli üretim lisans başvurularını değerlendirmektedir. Bu değerlendirmeleri yaparken yasanın serbest piyasa yapısının gereklerini yerine getirmek adına kamunun enerji yatırımı yapması hususunu son çare olarak düşünmekte ve özel sektör yatırımlarına öncelik vermektedir. Ülkemizin arz ve talep projeksiyonlarını hazırlayan kuruluş ve Bakanlıklarının yatırım yapma konusunda EPDK'nın onayını alma hususu sorumluluk ve hiyerarşi adına tartışılması gereken bir husustur. Görüleceği üzere mevcut durum mevzuatlara gömülmüştür. Sonuç olarak; gerekli izin verilmediği takdirde kamunun yatırım yapabilmesi için ilgili kanunda değişiklik yapılması gereği ve yeni enerji stratejilerinin hazırlanması gereği ortaya çıkıyor. Ayrıca EÜAŞ'ın yapacağı yatırımlarda, uluslar arası kredi kullanılması durumunda Hazinesinin garantör olması hususu yeniden sağlanmalıdır.

8- SONUÇ

Dünyada ve Türkiye’de enerji talebi artmaktadır. Artan enerji talebinin karşılanmasında arz güvenliği ya da enerji güvenliği Dünyanın olduğu kadar Türkiye’nin de ana sorunudur. Ancak Türkiye’nin diğer önemli bir sorunu da giderek artan dış enerji kaynaklarını bağımlılığıdır. Ülkenin ekonomik ve siyasal bağımsızlığını ciddi ölçüde tehdit eden bu olgunun ortadan kaldırılabilmesi ya da hafifletilebilmesi için çok ciddi ve kararlı politikalar izlenmelidir. Bu politikaların başında yerli birincil enerji kaynaklarının üretimine öncelik verilmesidir. Türkiye’de ekonomik olarak geliştirilebilecek linyit varlığı ve hidrolik kaynakları mevcuttur. Bu iki enerji kaynağı dışında Türkiye’nin petrol ve doğalgaz kaynakları kayda değer değildir. Yerli birincil enerji kaynaklarımız linyit ve hidrolik potansiyel birlikte ele alındığında 252 milyar kwh elektrik üretim imkânı bulunmaktadır. Bu değer Türkiye’nin 2010 yılındaki elektrik enerjisi talebinden fazladır. Türkiye’de kömüre dayalı elektrik üretim tesisleri ve bunları besleyen ham madde kaynakları verimli olarak çalışmamaktadır. 2020 yılına kadar tüm hidrolik ve ekonomik olan linyit kaynaklarımızın geliştirilebilmesi için gerekli yatırım kaynaklarının yaratılması gerekmektedir. Bu yatırım kaynaklarının temini ciddi bir irade ve kararlılık gerektirmektedir. Bu irade ve kararlılık Devlet tarafından gösterilmeli, tüm kamu ve özel sermaye teşvik edici tedbirlerle birincil enerji kaynaklarının geliştirilmesine yönlendirilmelidir.

Bir taraftan çok kritik boyutlarda enerjide dışa bağımlılığı %75 seviyelerinde olan bir ülkede öz enerji kaynakları ile çalışan tesislerin düşük verimle çalıştırılmasının anlaşılacak bir durum olmaması, diğer yünden de bu heba edilen öz varlıklarını daha verimli kullanım yönünde bir irade oluşmaması enerji sektörümüzde bir politika değil en azından bir rasyonelin dahi bulunmadığını göstermektedir. Bu nedenle rapor içinde yer alan linyit ve diğer yerli kaynaklarımızın geliştirilmesi yönünde de bir gelişmenin beklenmesi bu günkü anlayış çerçevesinde iyimserlik olacaktır.

Raporda yer alan hususlar analiz edildiğinde kısaca aşağıdaki somut sonuçlara ulaşılabilmektedir:

- Dünya artan enerji talebinin karşılanmasında önümüzdeki 20 yıl zarfında artan bir şekilde kömür tüketilecektir.
- Dünyada 2030 yılındaki enerji tüketiminde fosil yakıtların paylarında bir değişiklik olmayacağı tahmin edilmektedir.
- Dünyada kömür kaynakları diğer fosil yakıtlara kıyasla coğrafik açıdan daha yaygın ve bol miktarda bulunmaktadır. Bu nedenle tedarik ve fiyat istikrarı nedeniyle kömür daha fazla tercih edilen bir fosil yakıt olacaktır.
- Dünya kömür fiyatları tarihsel olarak istikrarlı ve diğer yakıt alternatiflerine kıyasla daha düşük fiyat artışları ile gelişmektedir. Bu açıdan kömür enerjiye erişebilirlik ve emre amadeli kavramlarını tam olarak sağlayan bir enerji kaynağıdır.
- Kömür kullanımında özellikle elektrik üretim amaçlı olarak tüketiminde yeni gelişen teknolojiler ile termik verimlilik önemli ölçülerde artırılmış ve bu

durum rekabetçi olan kömür kullanımını diğer alternatiflere göre daha da cazip hale getirmiştir.

- Tüm fosil yakıtlarda elektrik üretimi sonucu oluşan CO₂ depolanması ve yanma sonucu oluşan gazların telafisi imkânları “Sera Gazı” muhtemel etkisine çözümler yaratmıştır.
- Yaklaşık 6 milyar ton olan santrale yönelik üretilebilir linyit rezervlerimizin mevcut ve planlanabilir kurulu gücü yaklaşık 19500MW olan santral potansiyeli ile yılda 125 milyar kwh elektrik üretilebilecektir. Bu değer, Türkiye'nin 2006 yılı elektrik üretiminin %70'i kadarıdır. Bu potansiyelin %44 'ünü oluşturan mevcut 8145 MW kurulu gücündeki linyit santrallerinin 50 milyar kwh civarında olan üretim kapasitesinin önemli bölümü Y.İ ve Y.İ.D. kapsamında yapılan doğal gaz santralleri nedeniyle kullanılmamıştır. 2005 yılı Elektrik üretiminde doğalgazın %45 lik payı ile ülkemiz Dünyada ön sıralardadır. Enerji maliyetinin düşürülmesi yanında arz güvenliği açısından bu oranın %30'a indirilmesi hedeflenmelidir. Bunun için doğal gaza göre çok daha avantajlı olan yerli kaynaklarımıza dayalı santrallere zamanında yeterli yatırım yapılması sağlanmalıdır.
- Çevre açısından kömür tüketiminin gelecekte olumsuz etkilenmemesi için ülkemizdeki kömür niteliklerine uygun emisyon kontrollü yeni gelişmiş teknolojiler araştırılmalı ve uygulanmalıdır. Bundan dolayı doğacak yatırım maliyet artışına rağmen linyitlerimiz oldukça ekonomik olacaktır.
- İzlenen enerji politikaları, doğal gaz talep tahminleri ve enerji yatırımlarının zamanında gerekli miktarda yapılamaması enerjide kömürün alternatifi olarak doğal gazı gündeme getirmektedir. Linyit ve Hidrolik Santrallerinin yapımına zamanında başlanmadığından yatırım süresinin kısa ve ilk yatırımın %40'a varan oranda düşük olması nedenleriyle doğal gaz santralleri çözüm olarak sunulmaktadır. Bu kısır döngü 1995 yılından bu güne kadar devam etmiştir. Türkiye'nin enerji üretiminde dışa bağımlılığı, ekonomik ve siyasi bağımsızlığımızı tehlikeye düşürmektedir. Bu olumsuz durumdan kurtulmak pek de kolay görülmemekle birlikte, ülkenin enerji kaynaklarına öncelik veren ve hem Kamu hem de özel sermayenin girişeceği enerji yatırımları ile durum normal seviyelere yaklaştırılabilir.
- Elektrik enerjisi üretimini ve diğer enerji faaliyetlerini düzenleyen 4628 sayılı “Enerji Piyasası” kanunu Türkiye'nin elektrik enerjisi üretimi açısından ihtiyaçlarına cevap vermediği 2001 yılından bu yana görülmektedir. Bu nedenle bu kanun Türk üreticileri ve tüketicilerinin hazırlayacağı ve Kamu yararını öncelikle dikkate alan yeni bir kanunla değiştirilmeli ve hem Kamu hem de özel sermayenin önündeki engeller kaldırılmalıdır.
- Kamu İhale Kanunu, Kamunun yapacağı yatırım faaliyetlerinde şeffaflığı, rekabeti, ve denetimi daha kolay sağlamak amacıyla düşünülmüş olmakla birlikte, ortaya konan şartlar bir yatırım projesini sağlıklı bir şekilde ve süratle tamamlanmasını önleyici niteliktedir. Kaldı ki EU direktiflerinde bile Mal Alımı, Hizmet Alımı, İnşaat ve Sanayi Tesislerinin Yapım işi olmak

üzere kategorize edilmiştir. Oysa mevcut Yasada Yapım İşi sadece İnşaat işleri düşünülerek dikkate alınmıştır. Yukarıda bahsedilen hususlar dikkate alınarak; Kamu İhale Kanununun rekabeti sağlayıcı özelliği zedelenmeden ve kural dışı davranışları önleyici düzenlemelerle, ancak işlerin süresi içinde tamamlanmasına imkân sağlayacak şekilde yeniden düzenlenmesi zarureti bulunmaktadır.

- Yerli enerji üretimi yapan tesislerimiz halen atıl ve işlevsiz bırakılmaya yönelik uygulamalara tabi olmaktadır. Yapılmış olan uzun vadeli bağlayıcı anlaşmalar yeniden gözden geçirilerek Kamu ve Ülke menfaatlerini ön plana çıkarıcı düzenlemelere geçilmelidir. Bu konuda 4628 sayılı Enerji Piyasası Kanununun bir engel teşkil ettiği bilinmektedir. Anılan Kanun, Türk tüketicileri ve üreticilerinin bir araya gelerek mutabakat sağlayacakları yeni bir düzenlemeye kavuşturulmalıdır.
- Yerli kömür kaynaklarının hizmete alınması özellikle 4628 sayılı Enerji Piyasası Kanununun işleyişi ile ilgilidir. Bu kanun öncelikle Enerjide serbest bir piyasanın oluşmasını hedeflemektedir. Serbest piyasa yapısını oluşturma ve koruma pahasına enerjide arz güvenliğini tehlikeye sokmak doğru bir yaklaşım değildir. Ülkemizin model olarak benimsediği İngiltere'deki özelleştirme modeli çökmek üzeredir. Bu ülkede Enerji tekelleri oluşmuş ve sektörde rol alan yerli firma oranı ¼'e düşmüştür. Özelleştirme politikalarında hedef rekabetçi bir piyasa yapısı ile kaliteli ve ucuz enerji arzını sağlayarak tekeli bir piyasa yapısını önlemek olmalıdır. Mevcut kanun tüm bu hususlar dikkate alınarak revize edilmeli ve gerektiğinde yerli ve yabancı sermayenin elektrik üretim sektörüne girişi ile ilgili yeterli teşvik edici tedbirleri içermelidir.
- Elektrik sektöründeki mevcut yapılanma yukarıda belirtilen zorlukları doğurur niteliktedir. Örneğin Afşin-Elbistan da EÜAŞ tarafından ihale edilen C ve D sektörlerinden üretilecek elektrik enerjisi yılda toplam 20 milyar kwh yakındır. Bu enerjinin bu günkü elektrik satış fiyatları ile bedeli yılda 2 milyar US\$ dır. Bu derece yüksek bir bedeldeki üretimi pazarlayabilmek için enerji nakil hatlarının kimin tarafından yapılacağı ve idame edileceği belirsiz olmakla birlikte, bu teşkilat TEİAŞ adı altında EÜAŞ dan ayrı bir tüzel kişiliğe sahip ayrı bir anonim şirkettir. Ancak ayrı bir tüzel kişilik ve ayrı bir yönetim iradesi olan bir anonim şirketi bağlayıcı bu yönde yatırım yapacak olanın risklerinin ortadan kaldırılması ancak Devlet tarafından verilecek garantiler ile mümkün olabilir. Belki ortada taahhüdün başından sonuna kadar tek bir sorumlusu olsa, durum biraz daha kolaylaşacak gibi görünmektedir. Bu nedenle Kamuda elektrik üretimi ile ilgili oluşturulmuş olan yatay yapılanma derhal dikey entegrasyon şeklinde düzenlenmeli ve yerli kaynaklardan yapılacak elektrik üretimine gerçekçi fiyat limitleri konarak satın alma garantisi verilmelidir.
- Petrol, doğalgaz aramalarına yatırım yapılarak mutlaka yeni ve verimli kaynaklar bulunmalı ve süratle hizmete alınmalıdır.

- Türkiye genelinde kömür arama programlarına ağırlık verilmeli, ancak bunlardan önce atıl ve kapasitesinde çalıştırılmayan linyit kaynakları tam kapasite çalıştırılmalıdır.
- Kömür arama programlarında çok derinlerde oluşan (700-1000m gibi) linyit sahalarının günümüz pazar koşullarında mevcut teknoloji ile ekonomik bir değer taşıyamayacağı dikkate alınmalıdır.
- Halen ortalama %55 emre amadelikte çalıştırılan linyit ve taşkömürüne dayalı ve özelleştirme çabası ile yıllardır yenilenmeyen termik santraller, vakit kaybetmeden hemen yenilenmeli, termik verimleri yükseltilerek emre amadelik oranları arttırılmalıdır.
- Çalışma ömürleri 15 ve daha fazla olan mevcut termik santrallerde yeni kömür yakma teknolojilerinin uygulanışı ile ilgili, termik verim, emre amadelik, emisyon miktarı gibi parametrelerde iyileştirilmeye yönelik fizibilite çalışmaları başlatılmalıdır.
- Yeni kömür teknolojilerinin gelişimi yakından takip edilmelidir.
- Yerli birincil enerji kaynaklarımıza yatırım yapılması yönünde cazip teşvikler getirilmelidir.

KAYNAKÇA

ARSLAN,V., ve KEMAL, M., 2003, "Geleceğin Enerji Senaryolarında Kömürün Yeri Ne Olmalıdır?", Türkiye 9.Enerji Kongresi, Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi, s.67-78.

BP Statistical Review of World Energy, June-2006

CAMERON, J., 2002, "IEA Activities", The fifth session of UNECE Ad Hoc Group of Experts on Coal & Thermal Power, Cenevre

COPLEY,C., 2003, "WCI- Public Image of Coal", The sixth session of UNECE Ad Hoc Group of Experts on Coal in Sustainable Development, Cenevre.

DEK/TMK, 2006, Enerji Raporu

DEK/TMK, 2007, Afşin Elbistan Linyit Havzası Bölgesel Kalkınma Projesi, Ocak

ERSOY,M., ÜNAL,V. ve ÇAKMAK, İ.T., 2001; "Utilisation of Turkish Lignite Resources at Thermal Power Stations and Waste Management", Proceedings of United Nations International Clean Coal Use Workshop, Katowice, Polonya,s.173-178.

ERSOY,M, 2004, "Genel Enerji Kaynakları-Katı Fosil Yakıtlar", Genel Enerji Kaynakları- Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi Yayını, s.1-44.

ERSOY,M. ,2006a, "Türkiye Kömür Sektörü: Süreç, Sorunlar ve Öneriler", Türkiye 10. Enerji Kongresi Bildiriler Kitabı", 27-30 Kasım, İstanbul.

ERSOY, M, 2006b, "TKİ Kömürlerinin Kimyasal Üretim Yönünden Değerlendirilmesi" Kömür ve Enerji Semineri Bildiriler Kitabı (basımda) , 15-16 Aralık, Ankara.

EPDK, www.epdk.gov.tr

ERTEM,T., ÇİFTÇİ,B.,YAVUZ,N., TOPRAK, S.,KÖKER,A., GENCER,Z., AYÇIK,F., ŞAHİN,N., 2002, Türkiye Tersiyer Kömürlerinin Kimyasal ve Teknolojik Özellikleri, MTA yayını.

ETKB/EİGM, 2005 "Üretim Hedefleri"

ETKB/EİGM İstatistikleri

ETKB/EİGM, 2003-2005 yılları Genel Enerji Dengeleri

EÜAŞ, www.euas.gov.tr

GÜRKAN, M., YILMAZ, A., ÖZKAN, S., KARAKAYA, C. Ve EKİNCİ,, M.K., 2005, "Proje Geliştirme ve Dizayn Komisyonu Raporu, EÜAŞ, Mart.

IEA Statistics, Electricity Information 2005

KOÇAK Ç. *Elektrik Üretiminde Linyit Rezervlerimiz Yerine Doğal Gaz Kullanılmasının Ekonomik Sonuçları Uluslararası Doğal Gaz Kongresi MMO,Bildiriler Kitabı S.443-454 Ankara 2007*),

KOÇAK Ç. *Linyit Rezervlerimiz ve Doğal Gaz Santralleri Nedeniyle Linyit Santrallerinde Kapasitelerin Düşürülmesinin Ekonomik Sonuçları CİLT I S.111-124 Türkiye 10. Enerji Kongresi - İstanbul -2006*)

MEIER, H.J. ve THEIS,K., 2002, "Cleaner Coal Technologies- a new initiative for Europe", The fifth session of UNECE Ad Hoc Group of Experts on Coal & Thermal Power, Cenevre.

RAG & STEAG, "Energies for the New Millennium", Realised by CP/COMPARTNER, Agentur für Kommunikation, Essen

TEİAŞ, www.teias.gov.tr

TKİ Genel Müdürlüğü –Linyit Projeleri, Faaliyet Raporları

TKİ, 1999, "Afşin Elbistan Havzası Amenajman Projesi".

TTK, www.taskomuru.gov.tr

U.S Department of Energy

ÜNAL,V. ve ERSOY,M., 2000; "Termik Santrallara Verilen Kömürlerin Üretim ve Hazırlanmasında Karşılaşılan Sorunlar ve Çözüm Önerileri", Kömür Teknolojisi ve Kullanımı Semineri V, Ankara, Türkiye, s.164-184.

World Energy Council, 2004, "Global &Regional Coal Demand Perspectives to 2030 & Beyond", 19th WEC Energy Congress, Sept., Australia.

World Coal Institute 2006a

World Coal Institute, 2006b, Coal; Meeting Global Challenges,

World Coal Institute, 2006c, Coal-to -Liquids