

**Chapter - P**

**ENERGY**

**ENERJİ**

---

## Jeotermal Enerjinin Yerel Unsurlar Tarafından Kullanılabilirliği

Tuncer TUFAN

*Maden Mühendisi, Tufan Madencilik-Mühendislik – Nazilli-Aydın*

**ÖZET** Madencilik yatırımlarının geliştirilmesi, katma değeri yüksek olan sektöre yatırımla mümkündür. Yeni yatırımların yapılabilmesi, mevcut yatırımlarda teknolojik iyileştirmelerin geliştirilmesi, üretim maliyetlerini asgariye indirecek proje iyileştirme yatırımlarının her projeye göre uygulanabilirliğinin özendirilmesi madenciliği geliştirecek konulardandır. Özelleştirme ile maden tesislerinin satılması, bu tesisleri alan firmaların çoğunlukla madencilik faaliyetleri azalmıştır. Madencilikte mevcut pazar payının artırılması amacıyla rafine ürün kapasitesinin ve ürün çeşitliliği ile ürün kalitesinin artırılmasına yönelik yatırımlar yapılmalı, pazarlama stratejileri oluşturulmalı ve etkin dağıtım ağları kurulmalıdır. Jeotermal kaynaklar nüfusu 5000 geçen yerleşim yerlerinde yapılacak yasal düzenlemeler ile evlerde ısınma amaçlı olarak, yine yapılacak yasal düzenlemeler ile İl özel idareleri ve maden mühendislerinin öncülüğünde oluşturulacak idari mekanizma ile katma değer yaratacak sera, turizm, sağlık sektörlerinde jeotermalin pay alınarak kullanılabilirliğini sağlayacak çalışmalar yapılmalıdır.

**ABSTRACT** Development of investments in mining is possible by investing in high value added sectors. New investments, progressing technological reflections in existing plants, encouragement of applicabilities of projects to reduce production costs are main incentives to encourage the development of mining. The companies which have taken over the mines by privatization have reduced the activities in mining. To increase the market share in Mining, it is necessary to make investments to increase refined products capacity, product range and quality. Also marketing strategies should be planned and effective distribution channels should be established. Studies on the use of geothermal resources in heating homes in settlements with the population over 5000, in glasshouse cultivation, tourism sector and health sector should be carried on. Legal and financial reforms and regulations should be done by the government for the use of geothermal resources in the leadership of mining engineers and the directorate of administrations. Thus, local governments will provide income, sectors will be able to use the geothermal resources with a reasonable price.

### 1 JEOTERMAL ENERJİNİN KULLANIM ŞARTLARI

Jeotermal enerjinin kullanılabilmesi bazı koşulların oluşmasına bağlıdır. Temel

gereklik enerjinin ulaşılabilir olmasıdır. Ulaşılabilirlik, gözenekli veya çatlaklı yer içi oluşumlarında ısının taşınımı yada kayacın kendi ısı iletimi gibi doğal süreçlerle sağlanmaktadır. Yer içinde depolanmış ısının miktarı ve fiziksel

büyüklüğü yeterliyse ve depo alanı yeryüzüne yakınsa, yüze bir ısı sistemi kurularak sıcak su ve buhardan enerji elde edilebilir. Dünyada mevcut jeotermal santraller 6.275 MW (2010 yılı 9700 MWe) kurulu gücünde olup, bu santrallerden elektrik elde edilmesinde yararlanılmakta, ısıtma amaçlı kullanım ise 13.044 MW olmaktadır. (2010 yılı 33.000 MWt) Jeotermal enerjiden en fazla yararlanan ülkelerin başında İtalya, İzlanda, Yeni Zelanda ve ABD. gelmektedir. İzlanda da gereksinim duyulan enerjinin yaklaşık %20'si jeotermal enerjiden karşılanmakta ve ülke nüfusunun yaklaşık yarısı jeotermal enerji ile ısıtılan konutlarda oturmaktadır.

Ülkemizde 1200 sıcak su kaynağı mevcut olup, bunlardan 40 °C'nin üstünde jeotermal akışkan içeren, 140 jeotermal alan bulunmaktadır. Türkiye, jeotermal enerji potansiyeli yüksek olan ülkeler arasında 7. sırada yer almaktadır. Henüz bu potansiyelin % 2,97'sinden yararlanılmaktadır. Özellikle Ege ve İç Anadolu bölgeleri jeotermal enerji yataklarının bulunabileceği alanların başında gelmektedir. Yapılan son araştırmalar Doğu Anadolu bölgesinin de jeotermal enerji yatakları bakımından oldukça zengin olduğunu ortaya koymuştur. Ancak bu potansiyelden henüz yeterince yararlanılamamaktadır.

Dünya standartlarına göre jeotermal kaynaklar; 150°C'nin üstünde yüksek sıcaklık, 150-170°C arasında orta sıcaklık ve 70°C'nin altında düşük sıcaklık kaynakları olarak sınıflandırılmaktadır.

Türkiye'de elektrik enerjisi elde edilebilecek yüksek entalpili jeotermal sahalar Menderes Grabeni ile Gediz Grabeni üzerinde yer almaktadır. Ayrıca Çanakkale-Tuzla jeotermal sahası da elektrik üretimi yapılabilecek sıcaklığa sahip bir jeotermal alan olarak göze çarpmaktadır. Ülkemizde jeotermal kaynaklardan elektrik üretimi 1968 yılında MTA Genel Müdürlüğü tarafından keşfedilen Kızıldere-Denizli jeotermal sahasında 1984 yılında başlamıştır. 2007 yılında ise Jeotermal Kanununun yürürlüğe girmesi ile birlikte jeotermal kaynakların kullanımı hızla

artmıştır. Bu gün için jeotermal kaynaklardan elektrik üretimi için kurulu güç 134 MW olup EPDK'dan alınan lisanslar ve yapılan başvurular 1000 MW'a ulaşmıştır. Ülkemizde jeotermal kaynakların önemli bir kısmı orta ve düşük entalpili sahalar olup, doğrudan kullanım da hızla artmaktadır. Jeotermal kaynakların doğrudan kullanımı 1400 MW olup, Türkiye Dünyada 5. sırada yer almaktadır.

Son yıllarda Simav, Kırşehir, Balçova ve Gönen gibi birçok yerleşim alanında merkezi sistemle ısıtma projelerinde jeotermal enerjiden yararlanılmaktadır.

Kullanım alanları giderek çeşitlenen jeotermal enerjinin önemi daha da artmaktadır. Nitekim günümüzde seraların, konutların, havaalanı pistlerinin, yüzme havuzlarının ve hayvan çiftliklerinin ısıtılması, balık başta olmak üzere çeşitli yiyeceklerin kurutulması, deniz suyundan tuz elde edilmesi, sıvı CO<sub>2</sub>, kuru buz, sodyum klorür, presipite kalsiyum karbonat, çinko, bor gibi kimyasal maddelerin üretilmesi ve elektrik enerjisi üretilmesi gibi çeşitli faaliyet alanlarında yararlanılmaktadır.

Türkiye'de yaklaşık 5 milyon evin jeotermal enerji ile ısıtılabilmesi ileri sürülmektedir. Bu tahmin gerçekleşirse başta İzmir, Bursa, Aydın, Erzurum, Sakarya, Denizli ve Ağrı gibi kentlerinde yer aldığı 51 kent yerleşiminin ısıtılabilmesinde jeotermal enerji kullanılabilir.

## 1.1 Jeotermal Enerjinin Kullanımını Etkileyen Faktörler

Jeotermal kullanım şeklini etkileyen faktörler aşağıdaki şekilde sıralanabilir.

### 1.1.1 Jeotermal Akışkan Sıcaklığı

Jeotermal kaynağın enerji kalite değeri akışkan sıcaklığının artışıyla yükselmektedir. 140°C üzerindeki akışkan dünyada yaygın olarak elektrik üretiminde kullanılmaktadır ve elektrik üretimi sonrasında jeotermal akışkan çoğunlukla ısıtma uygulamalarında kullanılmaktadır. 140 ile 600°C arasındaki akışkan genelde ısıtma ihtiyacı amaçlı kullanılmaktadır.

Direk jeotermal ısıtma sistemleri için en düşük akışkan sıcaklığı 600°C olarak kabul edilmektedir. Daha düşük sıcaklıklardaki akışkanların kullanımı için özel ısıtma sistemlerine (döşmeden ısıtma vb.) veya ısı pompalarına ihtiyaç duyulmaktadır.

### 1.1.2 Debi Değeri

Sıcaklığa bağlı olarak akışkan debisi, kaynağın merkezi ısıtma uygulamaları için yeterli bir potansiyele sahip olup olmadığını belirlemektedir. Jeotermal ısıtma sistemlerinde kullanıcıya ulaşan su sıcaklığı genellikle 60 ile 90°C arasında olup, dönüş su sıcaklığı ise 35 ile 50°C arasında değişmektedir. Temel olarak sistemdeki enerji verimliliği, kullanılan jeotermal akışkan sıcaklığının ne kadar düşürülebildiğine bağlıdır.

### 1.1.3 Jeotermal Akışkanın Kimyasal Özellikleri

Jeotermal sıcak su, mineral bakımından soğuk yer altı sularından daha zengindir. Jeotermal suyun kimyasal içeriğinin bilinmesi, enerji dönüşüm sistemlerinde hangi malzemelerin (plastik, titanyum, paslanmaz çelik, fiberglass) seçilmesi konusunda önem taşımaktadır. Ayrıca uygun sistem seçimi konusunda da büyük önem taşımaktadır. Bu seçime etki eden ana bileşenler şunlardır: silika, oksijen, klor, kalsiyum, magnezyum, hidrojen sülfat ve PH değeridir.

Eğer akışkanın klor oranı 50 ppm'den, silika oranı 50 ppm'den ve serbest oksijen oranı da 5 ppm'den düşükse, akışkan radyatörlerde direk olarak kullanılabilir. Eşanjör kullanımı veya direk kullanım açısından suda bulunan mineral miktarı veya sistem zararlı maddeler içerip içermediği büyük önem taşımaktadır.

### 1.1.4 Jeotermal Kaynağın Kullanım Yerine Olan Uzaklığı

Jeotermal kaynakla potansiyel kullanıcılar arasındaki mesafe teknik ve finansal kapasite açısından çok önemli bir parametredir. Kısa mesafeler daha yaygın ve arzu edilenlerdir.

Taşıma sistemin ekonomik boru çapı (kaynak) ve kaynakla kullanıcılar arasındaki maksimum ekonomik uzunluk iki grup parametreye bağlı olarak değişir. İki grup parametreler şu şekilde sayılabilir:

- Ana ishale hattının ve buna bağlı olarak kurulması gereken sistemlerin ilk yatırım maliyeti,
- İkinci grup parametreler ise, işletme maliyetleriyle alakalıdır (Boru hatlarındaki ısı kayıpları, akışkan pompalama maliyetleri, destek ısıtma sistemlerinin kurulması).

## 1.2 JEOTERMAL AKIŞKANDA KARŞILAŞILABİLECEK SORUNLAR

### 1.2.1 Kabuklaşma

Jeotermal akışkanlar bileşimlerinin ve asiditelerinin (pH) bir fonksiyonu olarak çoğu kez kalsiyum karbonat ( $\text{CaCO}_3$ ) ve bazı durumlarda ise silis ( $\text{SiO}_2$ ) kabuklaşmaları yapabilirler. Bu kabuklaşmalar sondaj boruları içerisinde olabildiği gibi seperatör içerisinde, eşanjör levhalarında, türbin kanatlarında ve iletim borularında da olabilir.

Suları 350 ppm'den daha fazla  $\text{SiO}_2$  içeren termal sahadaki sondajlarda, sıcaklığın belli bir limitin altına düşmesi halinde, borular içerisinde  $\text{SiO}_2$  kabuklaşması kendini gösterir.

Kaynak sularındaki pH'ın 6 ile 8 arasında olduğu  $\text{Ca}^{++}$  iyonu konsantrasyonunun birkaç ppm'i bulunduğu her termal ortamda ise  $\text{CaCO}_3$  kabuklaşması görülür. Bunun nedeni, kuyunun üretime geçmesiyle birlikte basıncın, dolayısıyla  $\text{CO}_2$  gazı kısmi basıncının düşmesi ve yeni basınç dengesi koşuluna uyacak şekilde, sıvı ortamdan atmosfere doğru  $\text{CO}_2$  gazı kaybı ile, pH yükselmesi ve suda erimeyen  $\text{CaCO}_3$  kimyasal tuzunun oluşarak sıvı ortamı terk etmesidir.

Bu duruma karşı bazı önlemler alınır. Tabii ki bu önlemlerin en basiti üretimi zaman zaman durdurarak mekanik yolla temizleme yapmaktır. Diğer bir önleme, kuyubaşı basıncını belli bir limitin daima üzerinde kalacak şekilde yüksek tutmaktır.

Tabii bu da üretimin kısılması ve kuyu veriminin düşmesi demektir.

Kuyu içi kabuklaşmasını önlemekte en yaygın olarak kullanılan yöntem; üretim esnasında kuyu içeriisine belli miktarlarda 'inhibitör' genel adı ile bilinen ve formülleri, üreten firmalarca gizli tutulan bazı kimyasal maddelerin enjekte edilmesidir.

Kuyu içi kabuklaşmasını engelleyecek diğer bir yöntem ise kuyu içersine belli bir basınç altında (kompresör ile),CO<sub>2</sub> gazı enjekte edilmesidir.

Kuyu dışındaki taşıma yollarında gelişebilecek kabuklaşma, korozyon vb olumsuz etkileri önlemek için ise, jeotermal akışkanın ısı enerjileri, 'eşanjör' denilen ısı değiştiricilerinde, kullanılabilir özellikteki sulara aktarılır. Ancak bu işlem tabiki bir miktar enerji kaybı ile uygulanabilir.

### 1.2.2 Korozyon

Bazı jeotermal akışkanlar ise, yukarıda bahsedilenlerin aksine olarak 'agresif'tirler, yani asit karakterli olup, betonu, metalleri, harçları vb malzemeyi kemirebilirler.Bunun önlenebilmesi için korozyona dayanıklı (genellikle plastik) malzemenin kullanılması yeğlenmeli ve toprağa gömülü metalik elemanlar, katodik koruma ile korozyonun etkisinden kurtarılmalıdır.Problemin diğer bir çözüm alternatifi de, jeotermal akışkanın direkt olarak kullanımı yerine, ısı enerjisinin, eşanjörler vasıtasıyla agresif olmayan başka bir suya aktarılarak değerlendirilmesidir.

### 1.2.3 Isı Kaybı

Jeotermal akışkanı kuyu başından türbinlere, meskendeki radyatörlere vb yerlere ileten borulardan kaybedilen ısı, iyi bir izolasyonla minimuma indirilmelidir. Jeotermal akışkanın taşınmasında sıcaklığa dayanıklı ve yalıtım özelliğine sahip poliüretan ve polietilen borular kullanılmaktadır.

## 1.3 Jeotermal Enerjinin Neden Olabileceği Çevresel Unsurlar

Jeotermal projelerin çevresel etkileri dikkatli bir şekilde izlenmelidir. Çünkü bazı tedbirler alınması gerekebilir.

## Kimyasal Kirlilik

Jeotermal enerji nispeten kirlilik problemlerinden bağımsızdır. Enerji santralleri bile yüksek sıcaklıkta buhar kullanırken fosil yakıtlı elektrik istasyonlarından atmosfere daha az CO<sub>2</sub> bırakılmaktadır ve düşük sıcaklıklı sıvılar kullanıldığında böyle emisyonlar göz ardı edilmektedir. Düşük sıcaklıklardaki uygulamalarda muhtemel problemlere yol açabilen gazlar hidrojen sülfür ve özel durumlarda amonyum ve civadır. Kimyasal bileşiklerden bor, bitkilere oldukça zararlıdır ve sulama sularına karıştırılmamalıdır. Civa gibi iz metaller organizmalara karşı zararlıdır.

## 1.4 Jeotermal Enerjinin Diğer Enerji Türlerine Göre Üstünlükleri

Jeotermal enerji, hidrolik, güneş, rüzgar vb. gibi tükenmez enerji kaynaklarındandır. Tükenirlikleri kesin olan kömür, petrol, doğalgaz, bitümlü şist, nükleer enerji kaynaklarına göre çok daha uzun ömürlüdür yani tükenmezdir.

Diğer enerji türlerine göre jeotermal enerjinin maliyeti çok daha ucuzdur.

Fosil ve nükleer kaynaklı enerji üretimlerine oranla yok denecek kadar az bir ölçüde çevre sorunlarına neden olmaktadır. (Örneğin; kömür yataklı santrallerdeki CO<sub>2</sub> atımı, eski tip jeotermal santrallerdekine oranla 1600 kat daha fazladır.)

Jeotermal akışkan, tedavi amaçlı kullanıldığında içerdiği minerallerle birçok hastalık ve organ rahatsızlıklarının giderilmesinde yararlıdır.

Elektrik üretimi dışındaki kullanım alanlarına uygun ulusal bir teknoloji geliştirilebilir. Ülkemizin yerli enerji kaynağı olan jeotermal enerji, ithal edilen petrole olan bağımlılığı azaltacaktır.

İlk saha araştırması, sondajlar, üretime geçiş ve tesislerin kurulma süresi, diğer enerji türlerine oranla daha kısadır.

Jeotermal enerjinin içerdiği kimyasal maddelerin, uygun tekniklerle akışkandan alınması ekonomiye katkı da sağlayabilmektedir. Bu şekilde borik asit, amonyum bikarbonat, ağır su (D<sub>2</sub>O), amonyum sülfat, kuru buz (CO<sub>2</sub> buzu) gibi

endüstride kullanılan maddeler elde edilmektedir.

Jeotermal enerji, diğer enerjilere kolaylıkla dönüşür. Petrolün damıtılması; nükleer santraller için büyük tesisler gerekir.

Jeotermal enerji, genellikle kısa dönemli meteorolojik olaylardan etkilenmez. Hidrolik kaynaklar ise mevsimsel yağışlara bağımlıdır.

Yenilenebilir, sürdürülebilir, tükenmeyen enerji, özvarlığımız, doğal kaynak, temiz, çevre dostu (yanma teknolojisi kullanılmadığı için ve sifıra yakın emisyon); bu enerjinin mutlaka yerel unsurlarla değerlendirilmesini mecbur kılmaktadır.

#### 1.4.a Karşılaştırmalar

- Çok amaçlı ısıtma uygulamaları için ideal (konutta, tarımda, endüstride, sera ısıtmasında v.d.)

- Meteorolojik koşullardan bağımsız (rüzgâr, yağmur, güneş v.b.'den bağımsız)

- Hazır enerji, fosil ve diğer alternatif enerji kaynaklarına göre çok daha ucuz

- Arama kuyuları üretim ve bazen reenjeksiyon kuyularına dönüştürülebilir

- Güvenilir (yangın, patlama, zehirlenme riski yok)

- verimlilik %95'in üzerinde

- Minimum alan ihtiyacı (hidro, güneş vb'nin tersine)

- Kolay ve hızlı devreye alma, işletme ve bakım (6 ay-1 yıl), uzun tesisat ömrü

- Jeotermal lokal bir enerji olduğu, ithali ve ihracı ve uluslararası bir fiyatı olmadığı için savaşlara ve uluslararası problemlere neden olmaz.

- Jeotermal ısıtma evlere fuel-oil, mazot, kömür, odun atıklarının taşınmasını ortadan kaldıracığı için şehir içerisindeki trafiğin yükünü azaltır.

-Hazır enerjinin kentlerin ısıtılmasında kullanılması insanların ek bir işlem yapmasına gerek bırakmaz

-Sosyal Belediyecilik anlayışı ile yönetilen kentlerde ısınma maliyetleri halkın alım gücünü düşürmez.

## 2 DÜNYA'DA VE TÜRKİYE'DE JEOTERMAL UYGULAMALAR

2010 yılı itibariyle, dünyadaki jeotermal elektrik üretimi 9700 MW elektrik kurulu güç olup, 87.3 Milyar kWh/yıl üretimdir.

Jeotermalin elektrik dışı kullanımı ise 33000 MW termal olup, 9 Milyon konut ısıtma eşdeğeridir.

### 2.1 Jeotermal ısıtmada Dünyada 2010-2013 yılı hedefleri;

- Türkiye'de 500 Bin konut\* (2013 Yılı hedefi)

- Avrupa'da 3 Milyon konut (2010 Yılı hedefi)

- A.B.D.'de ise 7 Milyon konutun (2010 Yılı hedefi)

jeotermal enerji ile ısıtılmasıdır.

### 2.2 Türkiye'de Jeotermal Merkezi Isıtma: (şehir, konut, termal tesis, sera v.b.)

201 bin konut eşdeğeri(1494 MWt)(Dokuz Eylül Üniversitesi

kampusü+Balçova+Narlıdere 30.000 Konut Eşdeğeri, Gönen 3400Konut, Simav 5000

Konut, Kırşehir 1900 Konut, Kızılcasamam 2500 Konut, Afyon 4500 Konut, Kozaklı

1200 Konut, Sandıklı 3600/5000 Konut, Diyardin 150 Konut, Salihli 4100/24000

konut, Sarayköy 1500 konut, Edremit 3900/7500 ve Sorgun 750 konut, jeotermal

merkezi ısıtmasistemine ilave termal tesis ve 2.300 dönüm sera ısıtması (Şanlıurfa, Dikili,

Balçova, Denizli, Manisa vb)

### 2.3 Kaplıca Kullanımı

260 KAPLICA

(552 MWt) (Yılda 12 Milyon Kişi)jeotermal ısı pompası 38 mwt toplam ısı kullanımı 2084 MWt

### 2.4 Elektrik Üretimi

2.4.1) 6,85 MWe (Denizli – Kızıldere) işletiliyor

15 MWe (Denizli-Sarayköy) İşletiliyor.

2.4.2) 47,4 MWe kapasiteli Germencik Jeotermal Elektrik Santrali devreye alınmıştır (Mart 2009).

44 MWe Maren JES işletilmektedir.

**2.4.3)** Aydın Salavatlı da 167 ° C ile yaklaşık 7,95 MWe Binary Cycle(Dora 1) santrali işletilmektedir.

İkinci ünite (Dora 2) 9,5 MWe işletilmektedir.

**2.4.4)** 7,5 MWe Çanakkale-Tuzla jeotermal santrali Ocak 2010 işletmeye alınmıştır.

**2.4.5)** 10 MWe Simav Jeotermal Jeotermal Elektrik Üretim Santrali proje aşamasındadır.

**2.4.6)** 10 MWe Seferihisar Jeotermal Elektrik Santrali, Sondaj, geliştirme ve proje aşamasındadır.

Toplam elektrik üretim: 137.35 MWe (2012)

**2.5 Karbondioksit Üretimi:** 160 Bin ton/yıl

## **2.6 Merkezi Isıtma Sistemlerinin Mevcut Durumu**

Yer Adı	Isıtılan Konut Sayısı	Su Sıcaklığı
Balçova+Narlıdere	35.000	125-140 C
Gönen	3.400	80
Simav	5.000	137
Kırşehir	1.900	57
Kızılcahamam	2.500	70
Afyon	4.500	95
Kozaklı	1.200	90
Sandıklı	3.600/5.000	75
Diyadin	150/400	70
Salihli	5000/24000	94
Sarayköy	1.500/5.000	95
Edremit	4.100/7.500	60
Bigadiç	1.500/3.000	96
Sorgun	750	80
Bursa	5000	88

Termal tesis ve 3.000 dönüm sera ısıtması (Şanlıurfa, Dikili, Balçova, Denizli, Manisa vb)

Balçova Jeotermal Merkezi Isıtma Sistemi teknik ve ekonomik açıdan dünyadaki yedi en başarılı jeotermal uygulama arasına EGECE-European Geothermal Energy Council (Belçika) tarafından Nisan 1999 tarihinde Ferrara/İtalya'da seçilmiştir.

Türkiye'de şu anda elektrik üretimi, jeotermal merkezi ısıtma, karbondioksit

üretimi, termal turizm ve diğerleri ile Türk Milli Ekonomisine jeotermalin katkısı yaklaşık 6 Milyar TL olarak hesap edilmiştir. Ayrıca sektörde yapılan toplam istihdam ise 40.000 kişidir. Ayrıca, mevcut elektrik dışı toplam jeotermal değerlendirmenin doğal gaz eşdeğeri yılda 3 Milyar TL'dir.

## **2.7 Türkiye Jeotermal Potansiyeli**

### **2.7.1 Türkiye'nin Toplam Jeotermal Isı Potansiyeli**

- 31500 MWt  
= 5 Milyon Konut Isıtma Eşdeğeri veya 150 Bin dönüm sera ısıtması  
= 1 Milyonun üzerinde kaplıca yatak kapasitesi  
= 40 Milyar USD/Yıl Fuel-Oil Eşdeğeri (30 Milyon ton/yıl)  
= 30 Milyar m<sup>3</sup>/yıl doğalgaz eşdeğeri

### **2.7.2 Türkiye'nin Toplam Jeotermal Elektrik Potansiyeli**

- 2000 MWe\* (16 Milyar kWh/Yıl), destekli hal (15 cent/kWh alım haline göre)(destekleme fiyatı 10.5 USDcent)

### **2.7.3 Türkiye'nin 2023 yılı Jeotermal Elektrik Üretim Hedefi**

- Türkiye'nin 2023 yılı hedefi 600 MWe dir. Ancak bu günkü gelişmelere bakıldığında sözkonusu hedefin kolaylıkla aşılacağı ve 1000 MW 'a ulaşabileceği görülmektedir.(4 Milyar kWh/Yıl) (10,5 ABDcent/kWh alım haline göre)

Dünyada jeotermal zenginliği ile yedinci sırada yer alan Türkiye, jeotermal potansiyeli ile toplam elektrik enerjisi ihtiyacının % 5'ine kadar, ısıtmada ısı enerjisi ihtiyacının %30'una kadar karşılayabilecek potansiyele sahiptir. Ancak bunların ağırlık ortalaması alındığında Türkiye enerji (elektrik + ısı enerjisi) ihtiyacının %14'ünü karşılamaya taliptir.

Toplam jeotermal potansiyelimizin (2.000 MWe, 31.500 MWt) elektrik üretimi, şehir ısıtma, soğutma, sera ısıtma, termal tesis ısıtma, kaplıca kullanımı, kimyasal maddeler üretimi, sanayiye kullanım vb uygulamalarda tam değerlendirilmesi ile



sağlanacak hedef yıllık net yurtiçi katma değer 60 Milyar USD civarındadır. Türkiye, 1995 yılında, elektrik dışı uygulamalarda (jeotermal ısı ve kaplıca) Dünyada 11nci sırada iken, 2010 yılında 4.lüğe yükselmiştir. Haziran 2011 itibariyle, jeotermal kaynak potansiyelimizin ancak % 11'i değerlendirilmektedir.

### 3 JEOTERMAL ENERJİ İLE ISITILABİLECEK POTANSİYEL YERLEŞİM BİRİMLERİ (Planlanan ve Yerel Yönetimlerin Gerekli Yatırımları Yapması ile)

İzmir (+Soğutma)	240.000 Konut
Denizli ve Civarı (+Soğutma)	120.000 Konut
Aydın ve Civarı (+Soğutma)	120.000 Konut
Bursa ve Civarı (+Soğutma)	75.000 Konut
Balıkesir ve Civarı	25.000 Konut
Afyonkarahisar ve Civarı	50.000 Konut
Manisa + Turgutlu	40.000 Konut
Kütahya ve Civarı	25.000 Konut
Çanakale ve Civarı	15.000 Konut
Sakarya – Akyazı – Kuzuluk	30.000 Konut
Salihli (+Soğutma)	30.000 Konut
Bolu ve Civarı	10.000 Konut
Yozgat ve Civarı	25.000 Konut
Nazilli	25.000 Konut
Erzurum	10.000 Konut
Şanlıurfa	20.000 Konut
Kırşehir	20.000 Konut
Dikili – Bergama (İzmir)	25.000 Konut
Alaşehir (Manisa)	15.000 Konut
Aliğa (İzmir)	15.000 Konut
Sivas	20.000 Konut
Bingöl	20.000 Konut
Diğer yerleşim birimleri	25.000 Konut
(Konut ısıtması)	1 Milyon Konut
Termal tesis ve Sera Isıtması	250000 Konut Eşdeğeri*
GENEL TOPLAM	1.250.000 Konut**
Eşdeğeri (10000 MWt)	
FUEL-OIL (KALORİFER YAKITI)	
TASARRUFU:	2.800.000 Ton/Yıl (2.7 Milyar ABD\$/Yıl)

### 3.1 Planlama Projeksiyonu

DPT 9ncu plan döneminde (2007 – 2013) jeotermal elektrik üretimi, ısıtma (konut, termal tesis vb), sera ısıtma, kurutma, termal turizm hedeflerine ulaşılması için gerekli olan yatırım tutarları toplamı 4,77 Milyar USD olmaktadır.

Buna karşılık yaratılacak ekonomik büyüklük 32 Milyar USD/yıl'dır. Elektrik üretimi, ısıtma, soğutma, mineral eldesinde teknik ve ekonomik şartlar uygun olduğu zaman sektörün rekabet gücü vardır ve şansı çok yüksektir. Termal Turizm (Kaplıca) maksatlı kullanımda ise fonksiyon ve işlev açısından rakipsizdir. Jeotermal santraller ve merkezi ısıtma sistemlerinde kullanılacak Türkiye'de imalatı olmayan makine ve cihazların ve Türkiye'de imal edilen ekipmanların hammadde ithalatı işletme ve yatırım için 5 yılda (2007 – 2013) 1,3 Milyar USD'dir.(elektrik üretimi, konut ve sera ısıtması, termal turizm) ve bu değer 5 yıldaki petrol (fuel-oil)ikamesi 5,5 Milyar USD tutmaktadır. Mevcut uygulamalar dahil tutulmuştur. Yani 1,3 Milyar USD döviz harcamaya karşın 5,5 Milyar USD tasarruf edilmektedir.

### 3.2 Uzun Mesafeli Jeotermal Taşıma ve Sıcaklık Kaybı

Jeotermal merkezi ısıtma amaçlı jeotermal sutaşıma hattı en uzun 61 km ile İzlanda'da yer almaktadır.

Ayrıca, yine İzlanda'da 2 °C'lik sıcaklık kaybı ile 27 km'lik jeotermal ısı taşıması yapılmaktadır. Türkiye'de ise en uzun taşıma 10 - 18 km ile Afyon ve Balıkesir'dedir. Sandıklı'daki jeotermal sutaşıma hattındaki sıcaklık kaybı 2 °C'dir.

Uzun mesafeli jeotermal taşıma yatırımlarının ekonomisi çok dikkatlice incelenmelidir.

Eskiden Dünyada ve ülkemizde önemli bir sorun olan kabuklaşma (kireçlenme) ve korozyon (çürüme) gibi teknik sorunlar günümüzde artık tamamen çözülmüştür. Bazı Jeotermal kaynaklarımızın yerleşim birimlerine uzaklığı ve küçük yerleşim birimleri olmaları nedeniyle 5 Milyon konut eşdeğeri ısı potansiyelinin yaklaşık 1

Milyon konutu bugünün teknik ve ekonomik şartlarına göre ısıtma amaçlı olarak değerlendirilebilecektir.

Ancak jeotermal sahalara yakın bölgelerde sera ısıtması, endüstriyel kullanım, kaplıca amaçlı kullanım, kimyasal madde üretimi, balık çiftlikleri v.b. kullanımları uygulamak mümkündür. Jeotermal Merkezi Isıtma/soğutmadan arta kalan potansiyelimiz ile de yukarıda adı geçen değerlendirmeleri gerçekleştirerek potansiyelimiz tam olarak değerlendirilebilecektir.

### 3.3 Enerji Kıyaslamaları

Türkiye’de hedeflenen 1 Milyon konutun jeotermal ile ısıtılmasında,8000 MWt kurulu güç olarak karşılaştırıldığında, 1400 MWe’lık bir Nükleer Santralin beş (5) katı, yıllık ısı enerjisi ikamesi olarak karşılaştırıldığında üç (3) katı olmaktadır. Bir başka yaklaşımla, 2 tane Mavi Akım Projesine eşdeğer enerjidir. Mavi akımda 20 Milyar m3/yıl doğalgaz teminine karşı jeotermal ısı potansiyelimiz 30 Milyar m3/yıl doğalgaz eşdeğeridir.

Jeotermal enerji çevre dostudur Jeotermal enerji ile yapılan ısıtma, elektrik üretimi vb gibi uygulamalarda, hiçbir atık çevreye ve atmosfere atılmamaktadır. A.B.D. Enerji Bakanlığı’nın verilerine (1998,Jeotermal Enerji Stratejileri ve Hedefleri yayını) göre sera etkisi yaratan Karbondioksit emisyonu:

- Kömürde; 900 - 1300 g/kWh,
- Doğalgazda; 500 - 1250 g/kWh,
- Güneş enerjisinde; 20 - 250 g/kWh,
- Rüzgâr enerjisinde; 20 - 50 g/kWh,
- Jeotermal enerjide 20 - 35 g/kWh’ dir.

Jeotermal merkezi ısıtma sistemleri ve Jeotermal elektrik üretim santrallerinde fosil yakıt kullanılmadığından, azot emisyonu ve sülfür dioksit emisyonu sıfırdır.

### 3.4 Jeotermal Enerjinin Yerel Unsurlarca Kullanılabilirliği Gerekeç ve Örneklemeleri

#### 3.4.a Gerekeçleri:

- Jeotermal enerji ucuzdur.
- Jeotermal enerji özvarlığını sağlar.
- Dışa bağımlılığı yoktur.
- Döviz tasarrufu sağlamaktadır.
- Entegre kullanım imkânı vardır.

·Jeotermal enerjinin satış fiyatının belirlenmesinde uluslararası piyasalara bağıllığı yoktur.

-Kül ve hava kirliliği sorunu yoktur.

#### 3.4.b Türkiye’de jeotermal enerji ile ısıtılan bazı yerleşim bölgeleri ve halkın ödediği aylık jeotermal ısıtma ve sıcak su ücretleri

(jeotermal ısıtma ücretleri)

Ekim – Kasım aylarında TL olarak belirlenmekte olup, tüm yıl boyunca sabit kalmaktadır [100 m2 konut başına]:

- Gönen :90 TL (2010/11 kış sezonu)
- Simav :64 TL (2008/09 kış sezonu)
- Kırşehir :69 TL (2008/09 kış sezonu)
- K.hamam :67 TL (2008/09 kış sezonu)
- Balçova/İzmir: :77 TL (2010/11 kış sezonu)
- Sandıklı :72 TL (2008/09 kış sezonu)
- Kozaklı :63 TL (2008/09 kış sezonu)
- Afyon :90 TL (2008/09 kış sezonu)
- Narlıdere/izmir :77 TL (2010/11 kış sezonu)

Edremit :74 TL (2011/12 kış sezonu)  
Sarayköy :108 TL (2011/12 kış sezonu)  
Özellikle saklı maliyeti yüksek olan konvansiyonel enerji türleri ile karşılaştırıldığında en düşük maliyet seçeneğini sunar.

Jeotermal enerji kullanımı sayesinde yerli enerji üretimi artmakta ve enerji ihtiyacı kapatılabilmektedir.

Türkiye’de, jeotermal ısıtma sayesinde doğrudan ve dolaylı elektrik enerjisi ve ısı enerjisi tasarrufu sağlanmaktadır. Özellikle büyük enerji tüketimi ve az sayıda santral bulunan Batı Anadolu’da jeotermal ısıtma yapılarak, ısıtma için elektriğe olan talep azalacaktır. Ucuz jeotermal ısıtma ve soğutma sayesinde elektrik tasarrufu yapıp ucuza ikame sağlanacaktır.

Her sektörde olduğu gibi maalesef jeotermal merkezi ısıtma sektöründe de projesi yanlış, teknolojisi yanlış, uygulaması ve ekonomisi iyi olmayan birkaç tesis bulunmaktadır. Bu menfi tesisler sektörde örnek alınamazlar.

### **3.4.1 Jeotermal Enerjide Yerel Unsurlarca Kaynak Yaratılabilirliği**

Jeotermal merkezi ısıtma sistemleri vatandaşın soba kültüründen, kalorifer kültürüne geçmesini sağlamaktadır. Bu sayede vatandaşın yaşam standardı ekonomik bir şekilde yükselmektedir.

Jeotermal merkezi ısıtma sistemleri yatırımlarının konut başına maliyeti 1200–2000 \$'dır. Vatandaş katkısı sayesinde jeotermal merkezi ısıtma yatırım tutarının yaklaşık % 30'u finanse edilmektedir. Bu vatandaş katkısı kat kaloriferindeki kazan yatırımı kadardır. İzmir Balçova ve Narlıdere'de 100 m<sup>2</sup> konut için 2500 tl, Edremit'te ise 2500 tl yatırıma katılma payı (bina altı ekipmanları dahil) vatandaş tarafından taksitlerle ödenmektedir.

Jeotermal merkezi ısıtma sistemi yatırımları ticari yatırım olarak değerlendirildiğinde, kendilerini 5 ile 8 yıl içerisinde reel olarak geri ödemektedirler.

Asıl geri ödeme milli ekonomide petrol ikamesi döviz eşdeğeri tasarruf olarak yapılan yatırımın 3 yılda geri ödenmesidir (2000 usd yatırım, 670 usd/yıl fuel-oil (kalorifer yakıtı, doğal gaz)).

Vatandaşın, jeotermale dönüşüm için vermiş olduğu katkı payı, kendisine; diğer alternatif yakıtlarla (kömür, fuel-oil, motorin, doğal gaz) ısınmaya kıyasla 1-3 yılda geri dönmektedir.

### **3.4.2 Jeotermal Enerjinin Yerel Unsurların Kullanımına Sunulması Önerileri**

Jeotermal Enerji ilgili yasada yapılacak yasal düzenleme ile Belediyelerin bu konuda yapacakları yatırımlar için ruhsatlandırma ve bürokratik işlemler en aza indirilerek açılacak kuyuların projelendirilmesi ve işletilmesi aşamalarında kolaylık yaratılmalıdır.

Doğalgaz için yapılan alt yapı çalışmaları jeotermal ısıtma içinde yapılmalıdır.

Belediyeler başlangıçta sosyal amaçlı yapılan bu projeleri daha sonra gelir unsuru olarak görmeden işletmecilik yapmalı jeotermal ısınmada ekonomik dilimi asgari 200 m<sup>2</sup>.lik evleri esas almalıdırlar. Halen mevcut bina kullanım alanlarının ticari

gereklere küçültülmeye çalışılması belediyelerin sosyal amaçlı faaliyetleriyle gelişmektedir.

Yapılacak Termal Turizme yönelik yatırımlara Turizm Bakanlığı ve Yerel Yönetimler teşvik etmelidirler.

Jeotermal fayda bölgesinde olup, henüz bu hizmeti halkına sunamamış belediyeler, bu konuda birimler kurarak halen jeotermal enerjiyle ısınma ve şebekesini kurmuş belediyelerden bilgi ve proje yardımı almalıdırlar.

Siyasi çekişmelerle İl Özel idareleri mevcut belediyelerin yapacakları yatırımların önünü tıkamamalı, milli politika kabul edilecek Jeotermal Enerjinin kullanımı ve yaygınlaştırılması öncelikli çalışma olarak değerlendirilmelidir.

Halkımız jeotermal enerji ile ısınma konusunda bilgilendirilmeli ve bu enerjiyi kullanmaları için teşvik edilmelidir.

Halen doğalgaza yapılan ısınma yatırımları özellikle Denizli-İzmir hattında durdurulmalı kentlerin bu konuda yapacakları harcamaların ulusal ekonomiye verecekleri zararlar yerel yönetim unsurlarına anlatılmalıdır.

Jeotermal Enerjinin pratikte kullanımının hızlandırılması görevi, hantal vaziyette bulunan DSİ dinamik hale getirilerek bu kurumda oluşturulacak birimlerin köyler bazında şubeleşerek hızla seracılık, şehir ısınma - ısıtılması ve termal yatırımları yöneten bir kurum şekline dönüştürülmelidir.

Yasal mevzuatta yapılacak düzenlemeler ile halen elektrik üretim amaçlı yatırımlarını yapan şirketler için elektrik üretiminden çıkan 90-60 derece aralığındaki suyun belirli bir kısmının tekrar sisteme geri verilmeden yerel belediyelerin hizmetine verilmesi konusunda çalışmalar yapılmalıdır.

Yerel yönetimlere jeotermal yatırım ve projelendirme konularında hizmetlerini sürekli takip ve kontrol edecek Maden Mühendisleri istihdam etmeli veya sözleşmeli olarak Maden Mühendisleri ile çalışmalıdırlar.

Yerel Unsurlarda yerel yönetimler halka gerekli güvenceyi vererek jeotermal ısınma

fiyatlarıyla sabit ücret uygulamasına geçmelidirler.

### **3.4.3 Jeotermal Enerji Yatırımında Yerel Unsurların Yapması Gerekenler**

Jeotermal merkezi ısıtma sistemlerinin tasarımı konusu “İller Bankası Jeotermal Enerji Tesisi Projelerinin Hazırlanmasına Ait Yönetmelik”, “İller Bankası Jeotermal Merkezi Isıtma Sistemi Kesin Proje Özel Şartnamesi” ve “İller Bankası Jeotermal Merkezi Isıtma Sistemi Kesin Proje Teknik Şartnamesi” esasları çerçevesinde ele alınmalıdır. Yönetmeliğin Kapsam bölümünde “Bu Yönetmelik, jeotermal enerji aranmasına ve işletilmesine yönelik etüt ve sondaj çalışmalarına dair sonuç raporları düzenlenerek gerekli verilerin belirlenmesinden sonra İller Bankası Genel Müdürlüğüne yapılacak ve yaptırılacak jeotermal enerji tesislerine yönelik projelerin hazırlanması için gerekli etüt ve çalışmalarda; makine, elektrik, inşaat, çevre, kimyasal, jeolojik, hidrolik, teknik, ekonomik, harita ve planlama ile ilgili hususları ve projelerin düzenlenme biçimini kapsar.” denilmektedir. Bu ifadeden de anlaşılacağı üzere, bu Yönetmelik; bir jeotermal enerji ısıtma tesisi kurulması ile ilgili olarak jeotermal saha ve kaynağa yönelik yer bilimleri alanındaki çalışmalar tamamlandıktan sonra ilgili tesisin tasarım ve projelendirilmesi konularında uygulanmak üzere yürürlüğe konulmuştur. Ancak, kurulması düşünülen jeotermal tesisin jeotermal saha ve kaynağa yönelik etüt, sondaj, test ve değerlendirme çalışmalarının İller Bankasının bu konudaki şartnamelerine göre yapılacağı ve raporlarının hazırlanacağı yönetmelikte hükme bağlanmış bulunmaktadır. Bu durumda, jeotermal saha ve kaynağa yönelik etüt, sondaj, test ve değerlendirme çalışmalarının Bankamız dışında hazırlatılarak gönderilmesi halinde bile, bu çalışmaların adı geçen şartnamelerimizdeki asgari kıstasları taşıyor olması gerekmektedir. Jeotermal enerji aranmasına yönelik jeolojik, jeofizik, hidrojeolojik, jeokimyasal, petrografik v.b bütün araştırmaların tamamlanmasından

sonra yeterli sıcaklığı kendiliğinden çıkış halinde ise kaynak kaptajı veya drenajı ile veya yapılan etüt çalışmaları sonunda belirlenen lokasyonlarda tekniğine uygun sondajlar yapıldıktan sonra yapılan test ve ölçüm çalışmaları değerlendirilerek Rezervuar ve Reenjeksiyon Değerlendirmesi tamamlanan yerlerde, jeotermal merkezi ısıtma sistemi projelerinin geliştirilmesine yönelik teknik ve ekonomik değerlendirme çalışmaları;

1- Jeotermal Kaynağın Sıcaklığı; Jeotermal alanın içinde dağılmış çeşitli kaynak veya kuyulardan elde edilecek, diğer bir deyişle, uzun dönemde rezervuardan üretilecek ve tesiste kullanılacak ortalama akışkan sıcaklığı “İller Bankası Jeotermal Enerji Rezervuar Değerlendirmesine Ait Teknik Şartname” esaslarına göre düzenlenmiş sonuç raporundan belirlenir.

2- Jeotermal Kaynağın Akış Kapasitesi; “İller Bankası Jeotermal Enerji Rezervuar Değerlendirmesine Ait Teknik Şartname” esaslarına göre düzenlenmiş sonuç raporundan belirlenen kaynağın 30 yıllık gelişim sürecindeki üretim kapasitesine bağlı olarak tespit edilecek akış kapasitesi, kaynak sıcaklığıyla birlikte tesis için kaynak enerji potansiyelinin belirlenmesinde kullanılır.

3- Jeotermal Kaynak Suyunun Kimyası; Buldukları ortam içinde eriştikleri denge dolayısıyla çeşitli mineraller taşıyan jeotermal akışkan kimyası, enerji dönüşüm sistemi içinde kullanılacak malzeme cinsleri yanında, kaynak ve yere özgü olan dönüşüm sisteminin tipini de belirlemede kullanılır.

4- “İller Bankası Jeotermal Enerji Sahalarında Tekrar-Basma ve Basma (Re-enjeksiyon) Değerlendirilmesine Ait Teknik Şartname” esaslarına göre düzenlenmiş sonuç raporları, kullanılan ve ısıyı alan akışkanın tekrar-basma (re-enjeksiyon) kriterlerinin belirlenmesinde kullanılır. Proje tasarımına başlamadan önce ilgili etütlerin yapılarak yukarıdaki çalışmaların tamamlanması; projenin daha sağlıklı ve doğru verilere dayanılarak hazırlanmasını ortaya çıkaracak ve proje de daha sağlıklı ve doğru olacaktır. Böylelikle kaynaklar; zarar verilmeden, daha etkin ve daha verimli

kullanılmış olacaktır. Bir jeotermal merkezi ısıtma sisteminin tasarımında, kaynağın genel özelliklerinin yanında ekonomik ve uygulanabilir bir sistem tasarımı için göz önünde tutulması gereken pek çok faktör vardır. Sınırlayıcı faktörler:

Jeotermal akışkanın kompozisyonu, Kuyu başı debisi, Jeotermal kaynak sıcaklığı, Enerji kullanım yoğunluğu, Jeotermal kaynak derinliği, Jeotermal kuyularla uygulama yeri arasındaki uzaklık, Alternatif enerji maliyetleri, Tasarım Parametreleri, Kuyu başı ve kuyu içi ünitelerinin seçimi, Jeotermal dağıtım sistemi, Sıcaklık düşümü, Sistem yük faktörü ve toplam yükü, Son kullanıcı üniteleri, ısıtıcılar, Uygun malzeme seçimi yukarıdaki kıstaslar gözden geçirilerek, sistemin ekonomik ve uygulanabilir sınırlar içerisinde kalıp kalmadığı iyi tetkik edilmelidir. Jeotermal de dâhil olmak üzere bütün ısıtma sistemleri tasarımlarının başlangıç noktası binaların ısı kayıplarını hesaplamaktır. Bunun için dış ortamda en aşırı sıcaklık koşullarının olduğu durum için tepe yük hesaplanır ve gerek ısıtıcılar ve gerekse ısıtıcı akışkanı sağlayan kaynak büyüklüğü buna göre seçilir. Dış ortam sıcaklığı için alınan bu aşırı değerler ve ısı kaybıyla ilgili bu güne kadar uygulanan hesap yöntemleri güncel olmayan yaklaşık 30 yıl öncesine ait meteorolojik değerleri kapsayan ve herhangi bir risk faktörü içermeyen mutlak büyüklüklerdir. Bu şekilde aşırı değerler üzerine yapılan hesaplamalar ile tesislerin gereğinden büyük kapasitede seçilmesi ve sonuçta ilk yatırım maliyeti ile işletme maliyetlerinin de gereğinden büyük olması sonucu ortaya çıkabilir. Debisi ve sıcaklığı belli olan jeotermal enerji kaynağının, merkezi ısıtmada o bölge iklim koşullarına bağlı olarak nasıl kullanılacağı önemlidir. Başka bir deyişle mühendislere düşen görev; sistemin uygun değer tasarımının yapılarak gerçekleştirilmesidir. Aksi halde bir yandan sistemin yatırım maliyeti öte yandan da işletme maliyeti artacaktır. Bu bağlamda, jeotermal bölgesel ısıtma sistemi ile ilgili en önemli amaç; yıl içindeki enerji arz talep dengesinin kurulması ve Jeotermal bölgesel ısıtma sisteminin ekonomik fizibilitesine

etki edebilen farklı parametrelerin etkilerini analiz etmektir. Jeotermal merkezi sistem ısıtma projeleri konusunda en fazla karşılaşılan eksiklikler aşağıdaki gibi sıralanabilir:

1- Proje için gerekli jeotermal akışkanın elde edilmesinin planlandığı sahalarda yeterli jeolojik, jeofizik etüt, araştırma, kuyu test-ölçümleri, rezervuar ve re-enjeksiyon değerlendirmesi yapılmadan, ön araştırma veya ön ölçüm mahiyetinde elde edilmiş veriler esas alınarak tesisin proje ve hesaplarının yapılması.

2- Projelendirilen tesisin mekanik, elektrik-elektronik, otomatik kontrol, inşaat ve harita gibi konularda yeterli hesap, plan ve raporlarının bulunmaması, ön veya avan proje niteliğini taşımaları, iletim hatlarının geçtiği yerlerde zemin araştırmalarının yapılmaması ve projelerin Kamu İhale Kanununda belirtilen uygulama veya kesin proje özelliğinde olmaması.

3- Projeler için gerçekleştirilen ilk yatırım ve işletme giderleri açısından ekonomik değerlendirmelerin yeterli bulunmaması.

4- Proje ve raporlarda, ilgili tesisin hayata geçirildiğinde, rezervuar ve tesis açısından nasıl bir işletme modelinin öngörüldüğünün açıklanmamasıdır. Jeotermal enerji tesisi yatırımları oldukça büyük projeler olup, bilindiği üzere büyük meblağlara mal olmaktadır.

Jeotermal enerji tesisi yatırımları için, çevre açısından temiz olması ve fosil yakıt kullanımını azaltarak atmosferdeki CO<sub>2</sub> emisyonunu düşürmesi nedeni ile uzun vadeli ve düşük faizli, yani uygun şartlarla dış kredi sağlanma şansı daha yüksek olmaktadır. Jeotermal merkezi ısıtma sistemi projelerinin İller Bankası Yönetmelik ve Şartnamelerine, teknik ve ekonomik kıstaslara ve Kamu İhale Kanunu hükümlerine uygun hazırlanması, sonuçta yatırımın inşasının finansmanı açısından yatırımcı belediye ve özel idarelere kolaylık sağlayacaktır. Zira başta İller Bankası olmak üzere iç ve dış kredi kuruluşları sağlıklı ve iyi projenin yanında, Kamu İhale Kanununda tanımlanan “Uygulama” veya “Kesin” projeye dayanan fizibilite raporu aramaktadır. Projelerin sağlıklı bir şekilde

tamamlanmasından sonra merkezi sistemin inşaa edilmesi için Jeotermal Merkezi Isıtma Sistemi yapımı ile ilgili ihale yapılarak konunun uzmanı firmalarca yapım işleri tamamlanmaktadır. Yapım işlerinin kontrolü ve denetimide çok sağlıklı bir şekilde olmalıdır.

Jeotermal Merkezi Isıtma Sistemi yatırımları;

Jeotermal Merkezi Isıtma Sistemi yatırımları 2 alternatifte gerçekleştirilebilir;

1.Alternatif:

%50 Özel İdare, %50 Belediye ve yatırım gerçekleştikten sonra Özel İdare ve Belediye hisselerinin en az %20'lerinin (Toplam en az %40) halka açılması şeklinde olabilecektir.

\*Örnek: İzmir Valiliği İl Özel İdare Müdürlüğü ve İzmir Büyükşehir Belediyesi %50-%50 ortak olarak İzmir Jeotermal A.Ş.'yi kurmuşlardır.

2.Alternatif:%25 Özel İdare ve Belediye, %75 Özel Sektör ve halk hisseleri toplamı olan A.Ş.'ler tarafından yapılmalıdır.

3.Alternatif: Belediyeler bu yatırımları tek başlarına gerçekleştirmektedirler.

Bu günün hukuki, idari, teknik ve ekonomik şartlarına göre jeotermal değerlendirme yatırımlarından olan;

- a) Elektrik üretimi; Özel sektör tarafından,
- b)Termal turizm: Jeotermal su altyapısı, Valilik, Belediye veya şirketleri tarafından, Termal otel, kür merkezi, kür parkı özel sektör tarafında,
- c)Merkezi ısıtma, soğutma yatırımı; Valilik, Belediye, halk, özel sektör ortaklığındaki A.Ş.'ler tarafından,
- d)Sera jeotermal ısı alt yapısı yatırımı; Valilik ve/veya Belediye, sera yatırımı ve işletmesi özel sektör tarafından,
- e)Balık üretimi yatırımı; Özel sektör tarafından yapılabilecektir.

## KAYNAKLAR

Maden ve Tetkik Arama Genel Müdürlüğü (MTA)

<http://mta.gov.tr/> MTA Jeotermal Enerji Raporları.

TMMOB Maden Mühendisleri Odası

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

TMMOB Jeoloji Mühendisleri Odası

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

Türkiye Jeotermal Derneği

<http://www.jeotermalderneği.org.tr/>

Jeotermal Portalı

<http://www.jeotermal.web.tr/>

GEO-HEAT CENTER

<http://geoheat.oit.edu/>

The International Geothermal Association (IGA)

<http://iga.igg.cnr.it/index.php>

European Geothermal Energy Council

<http://www.egec.net/>

TEAS, Sarayköy Jeotermal Santrali Yıllık Faaliyet Raporu, 2004.

Tunçer TUFAN Derleme Çalışmaları-2012

## Modeling of Various Degasification Techniques: A Case Study from the Amasra Coal Field, Turkey

C. Keles, N. Ripepi, K. Luxbacher, M. Karmis,  
*Virginia Center for Coal and Energy Research, Virginia Polytechnic Institute and State University, VA, USA*

K. Baris  
*Virginia Center for Coal and Energy Research, Virginia Polytechnic Institute and State University, VA, USA*  
*Zonguldak Vocational School, Bulent Ecevit University, Kilimli, Turkey*

S. Gurpinar  
*Hema Enerji A.S, Amasra, Turkey*

**ABSTRACT** The Zonguldak hardcoal basin, located on the Western Black Sea coast of Turkey, is the only hard coal basin in the country. The seams in the area are extremely gassy and coal mines have experienced a number of methane outbursts and explosions that have caused loss of life and property. In addition to the safety risk, methane emissions from the existing mines in the basin are a significant source of greenhouse gases (GHG) and their reduction and control is a major environmental concern. Therefore, extraction of methane from the coal seams in the basin can be a solution to both carbon management and safety performance, providing at the same time a clean energy source for the country. Developing methane recovery technologies, before and/or during the mining cycle, requires sound engineering practices to realize the environmental and safety benefits.

The aim of this study, sponsored by the United States Environmental Protection Agency (USEPA), is to investigate various options for the capture of coal mine methane in Zonguldak basin. The Amasra coal field, which is located in the eastern part of the basin, was chosen as the study area since there are mining activities in the region both by public and private sector companies. Hema Enerji A.S, a private company, has been developing a new underground coal mine in the region and the modeled coal seam in this study pertains to one of the panels under development by the company. The coal seam is at -420 m level and its thickness is around 4 m. An advanced general equation-of-state compositional simulator, Computer Modeling Group's GEM, was used to model methane capturing options, including pre-mining and mine level degasification techniques for methane recovery. The results will help to determine the most effective degasification techniques for this particular area.

### 1 INTRODUCTION

Methane (CH<sub>4</sub>) present in coal seams, which is generally known as Coal Bed Methane (CBM) is a powerful greenhouse gas in addition to a safety hazard for underground coal mining. The Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) reported that it is 25 times more potent than carbon dioxide (CO<sub>2</sub>) over a 100- year period (IPCC, 2007).

In addition, methane from coal seams has been considered as an energy source as it is the primary constituent of natural gas. In this respect, methane drainage from coal seams (i.e. coal degasification) and utilization of methane have gained importance in the last decades. When burned, methane is converted into water and CO<sub>2</sub>, and thus its greenhouse gas (GHG) effect is significantly reduced.

Currently, there are many countries in the world employing coal degasification techniques in underground coal mines to enhance mine safety and utilize the extracted methane as an energy source, thus reducing its impact as a GHG. Among them, the USA, Australia, Canada, China and India are leaders in terms of methane extraction and use as they have significant coal production.

Methane drainage is an effective way of removing the gas contained in a coal seam. The operations may be conducted from either surface or underground. It is stated that the mines employing methane drainage reported the capture of 50-60% of the face emissions. Moreover, methane emissions from underground coal mines could be reduced by approximately 60% by methane drainage (Tien, 2000).

According to Biothermica (2010) Ventilation Air Methane (VAM) emissions of the countries having significant coal production has reached 283 million tons of CO<sub>2</sub>e. Therefore, countries have been expending significant efforts to reduce methane emissions from underground coal mines via methane drainage techniques and other alternatives such as VAM utilization.

Turkey is an important coal producer within the region where it is located with a total of 72.6 million tons of coal production in 2011. The vast majority of lignite reserves in Turkey (70 million tons) are mined by surface mining. Hard coal reserves, proven 1.31 billion tons, are only available in the Zonguldak basin where underground mining has been employed to mine gassy coal seams. The many explosions that have occurred throughout the basin's history attest to the fact that the coal seams in the region are very gassy.

Methane drainage is mandatory by law in Turkey for underground coal mines for safety reasons. However, the methane drained is diluted by mine air and discharged through mine ventilation shafts. Therefore, even though the coal seams are degasified no GHG reduction is achieved. As of today, there is no known underground coal mine in

Turkey which utilizes methane capture via drainage for further use.

This study aims at modeling the degasification alternatives for an underground coal mine under development in the Zonguldak basin and to determine the most effective degasification technique. The Amasra coal field was chosen as the study area since Hema Enerji A.S. signed a contract with Turkish Hardcoal Enterprise (TTK) in 2005 to produce coal and associated coalbed methane in the Amasra region. The company has been developing a new underground coal mine in the Amasra region. The modeled panel is at -420 level and the thickness of the coal seam is around 4m. An advanced general equation-of-state compositional simulator, GEM, was used to model methane capturing options, including pre-mining and mine level degasification techniques for methane recovery. It is believed that the results of this study will help to determine the most effective degasification techniques for this particular area and give insights to future work.

## 2. METHANE DRAINAGE

Methane drainage is method of removing the gas contained in the coal seam and surrounding strata by the application of suction through wellbores, drillholes and pipelines to prevent gas entering the ventilation system (Mutmansky, 1997). Prior to the introduction of degasification technology, controlling methane in underground coal mines was traditionally performed using well-designed ventilation systems with dilution as the primary engineering control. However, this task is difficult to achieve economically in modern coal mines. In addition, methane is a major greenhouse gas, thus releasing methane into the atmosphere can contribute to global warming. Therefore, many mines are now utilizing methane drainage systems to extract much of the coalbed methane from coal seams before or during mining, hence reducing the ventilation cost, reducing the development costs of the mine as well as reducing greenhouse gas emissions. Even



though there are various applications methane drainage techniques can be broadly classified into five categories:

- Vertical wells
- Horizontal in-seam boreholes
- Cross-measure boreholes
- Gob wells
- Surface to ins-seam wells

### 2.1 Vertical Wells

These are the vertical holes drilled from the surface to the virgin areas of the coal seam(s). Hydraulic fracturing is usually employed to increase the permeability of the seam and thus to increase the production. Such wells can recover high-quality gas from the coal seam and the surrounding strata, usually 50% to 90% of the gas content of the coal (USEPA, 1999). Vertical wells can be applied to multiple coal seams simultaneously and provide the most consistent supply of high-quality gas and thus are superior to other common drainage methods.

### 2.2 Horizontal In-seam Boreholes

In this technique, long horizontal holes are drilled into the coal seam from the mine workings (Figure 1). Horizontal in-seam boreholes drain the methane from the unmined areas of the coal seam shortly before mining. Short drainage periods reduce the efficiency of the technique. Methane recovery is usually 10% to 20% but the gas

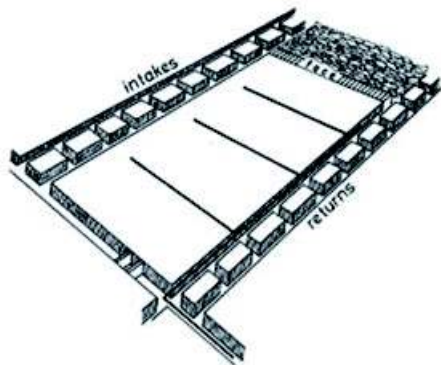


Figure 1. Horizontal boreholes in a two-entry retreating longwall (McPherson, 1993).

quality is high. Therefore, the technique is usually preferred in coal seams having high gas contents but low permeabilities. A gas transmission line and a vertical borehole are utilized to transport the methane to the surface.

### 2.3 Cross-measure Boreholes

These boreholes are usually used where the depth of the coal seam precludes the drilling of drainage holes from surface (Figure 2). They are drilled at an angle to the strata, normally from existing mine entries. The capture efficiencies of such boreholes range from 20% to 70% (Mutmansky, 1997). Cross-measure boreholes can be drilled into the roof and, if necessary, also the floor strata. It is a preferred and successfully employed degasification method in Eastern Europe.

### 2.4 Gob Wells

If vertical wells are drilled into the gob then they are called gob wells. Such wells are used to remove the gas accumulated within the gob area after the mining has caved the overlying strata. Gob wells can recover 30% to 70 % of methane emissions depending on the geologic conditions. However, this degasification technique lacks consistently high gas content and it has a relatively short production life. Hence, gob wells can contribute to mine safety and productivity but not to as significantly to greenhouse gas emissions reduction.

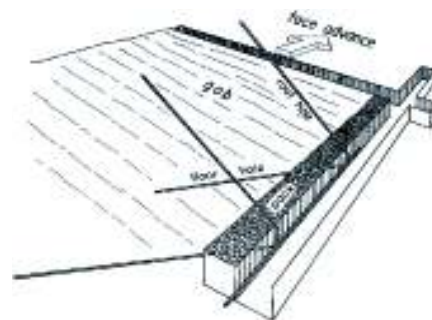


Figure 2. Cross-measure boreholes in an advanced longwall panel (McPherson, 1993).

## 2.5 Surface to In-Seam Wells

Surface to in-seam (SIS) wells are drilled from the surface vertically until the seam is intersected, at which point the hole is turned into the seam for horizontal drilling. Depending upon well spacing and patterns they have high gas recoveries. However, larger drilling rigs and highly skilled operators are generally required. Often more than one hole is drilled. For instance a larger hole with a sump is often drilled to intersect the surface to in-seam well, and this hole is used to produce gas.

## 3. FIELD DESCRIPTION

The Amasra coalfield is one of the three main districts of Zonguldak Hardcoal basin. It is located on the north eastern part of the basin (Figure 3.)



Figure 3. Location map of Zonguldak Hardcoal Basin including the major districts (modified after Gurdal and Yalcin, 2001).

### 3.1 Geology and the Coal Seams

Hema Enerji A.S., after signing a contract with TTK in 2005, drilled 50 boreholes (46000 m in total) between 2006 and 2011 in the region for geologic characterization and seam correlation. Another 134 boreholes had already been drilled by Mineral Research and Exploration of Turkey between 1956 and 2000. These data were used to characterize the area.

In the Amasra coal field, the most ancient Paleozoic aged rocks are present in Yilanli formation on which the coal-containing formations - Alacaagzi, Kozlu and Karadon - lie. The Namurian aged Alacaagzi formation contains thin coal seams. The Westphalian A deltaic unit, Kozlu formation, is mainly composed of sandy lithology and bears most of the coal seams as in the other parts of the basin. As a result of seam correlation studies performed by Hema A.S., it was determined that the Kozlu Formation contains seven coal seams whereas six coal seams are available in the Westphalian B-D unit, Karadon formation. The thicknesses of the individual coal seams in Kozlu and Karadon Formations range between 0.78 to 2.10 m and 1.10 and 2.90 m, respectively. However, some of the coal seams combine together and reveal larger thicknesses throughout the field. The coal seams in both of the units are suitable for coal mining. Indeed, the coal production in the region has been conducted only on coal seams in the Kozlu and Karadon formation. There are many geologic anomalies in the region, such as faults which make mining difficult. As a result of geologic characterization studies it was determined that the study field is divided into two by a central fault as East (including the Southeast Field) and West Fields. Figure 4 presents the major faults in the region as well as driven shafts and panels designed for coal production by the longwall mining method.

The panel (D122) to be modeled in this study lies within the West field and contains a coal seam belonging to the Karadon formation (the shaded one shown in Figure 4). The panel is designed to be formed between the levels of -403 and -439m. The length of the panel is 1384 m and the average thickness of the coal seam is 3.96 m. The total coal reserves in the panel are 1081258 t. The ranges of coal properties within the panel determined from the boreholes are presented in Table 1.

Table 1. Ranges of coal properties.

Moisture (%)	0.9-6.0
Ash (%)	6.5-30.0
Volatile Matter (%)	29.0-34.0
Fixed Carbon (%)	51.0-60.0
Net Calorific Value (kcal/kg)	6180-7330

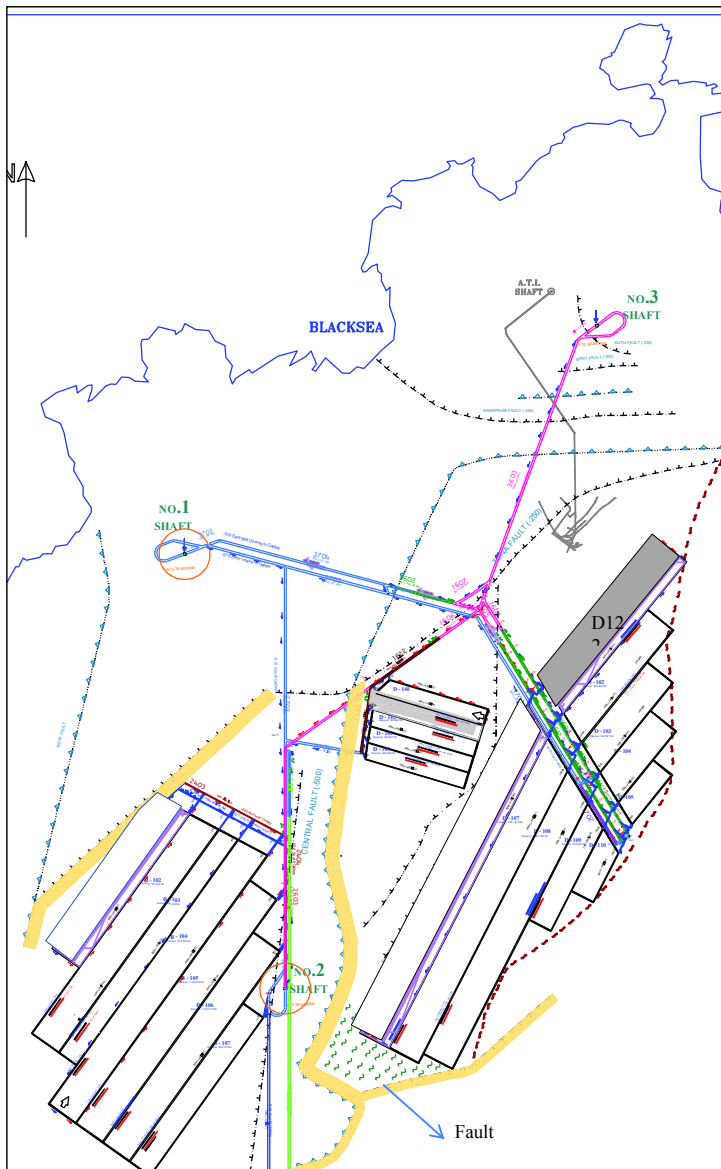


Figure 4. Map showing the locations of shafts, designed panels and fault zones within the study field (no scale)

### 3.2 Mine Planning and Development

Hema Enerji A.S has been developing a new, fully mechanized underground coal mine in Amasra. For this purpose, the company has sunk three shafts in the region (Figure 4) and then started to develop the main roadways with net cross-sections between 24 to 30 m<sup>2</sup>.

Based on the obtained seam contour and thickness data, the development plans have been prepared for four seams in the West Field, four seams in the East Field, and two seams in the South East Field (Figure 4). The company is planning to apply fully mechanized retreat longwall mining and to produce 5 million tons of coal annually. The total reserves in the coalfield was determined as 265.01 Mt (164.23Mt probable and 100.78 Mt proved) with a marketable reserve of 80.5 Mt.

## 4. MODELLING OF DEGASIFICATION OPTIONS

### 4.1 Modeling Parameters

An advanced general equation-of-state compositional simulator, Computer Modeling Group's GEM, was used to model methane capturing options for the mine.

Modeling inputs consists of measured values, where available, and/or calculated values (Table 2). As evident in Table 2, most of the obtained inputs are measured values which would make modeling work more accurate.

The adsorption isotherm constructed for the coal sample and the calculated reservoir pressure for the coal reservoir (panel) are shown in Figure 5. This data implies that the panel to be modeled is undersaturated, where actual gas contents are less than expected from reservoir pressure. Accordingly, the critical desorption pressure was found as 2850 kPa. Hence, the reservoir pressure should be dropped from 3631 to 2850 kPa for gas to be desorbed from the coal matrix.

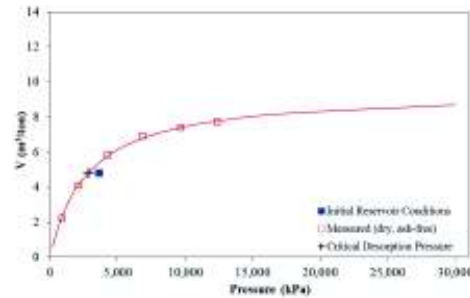


Figure 5. Constructed Langmuir isotherm and initial reservoir conditions.

Table 2. Values of parameters used in modeling.

Parameter	Value	Source
Depth (m)	818	Measured
Coal thickness (m)	3.96	Measured
Coal density (g/cc)	1.43	Measured
Porosity (%)	8.76	Measured
Gas content (m <sup>3</sup> /t) (as received)	4.79	Measured
Pressure gradient (kPa/m)	2.24	Calculated
Matrix permeability (mD)	0.00012	Wight, 2010
Cleat permeability (mD)	7.70	Measured
Water saturation (%)	40	Calculated
Reservoir pressure (kPa)	3631	Calculated
Temperature (°C)	31.3	Calculated
Langmuir pressure (kPa)	2770	Measured
Langmuir volume (m <sup>3</sup> /t) (as received)	9.47	Measured
Sorption time (day)	10.5	Measured

#### 4.1 Modeled Well Geometry

The common Surface to In-Seam (SIS) well geometry used in CBM operations includes the single-lateral, dual-lateral, trilateral, quadlateral and pinnate (fishbone) patterns. This study mainly aimed at placing a vertical well from the surface towards the coal panel with horizontal branches spreading out along the reservoir. Furthermore, the modeling of in-seam horizontal drilling was also investigated separately as an alternative.

Figure 6 presents the considered models for SIS wells for the study field containing single lateral, dual lateral, trilateral and pinnate well patterns. A quadrilateral pattern is not considered in modeling work as it was considered that there is not enough space in the panel.

The total in-seam lengths of SIS well patterns are 1100m, 2300m, 3400m and 1950m for single lateral, dual-lateral, tri-lateral and pinnate patterns, respectively.

The well geometry that can be utilized in a panel is indeed endless. However, individual panels might need specific design considerations depending on the physical properties of the panel and the coal seam along with degasification time. In this regard, the considered horizontal in-seam well geometries for this study include wells parallel to the longwall face, in the North-South direction, perpendicular to the longwall face in the East-West direction, in a V-pattern and in a Turkey foot pattern. The modeled patterns are presented in Figure 7. The total lengths of horizontal in-seam well patterns are 930m, 860m, 890m, 1621m and 2413m for wells parallel to the longwall face, in N-S direction, in E-W direction, V-pattern and turkey foot pattern, respectively. The distance between the individual drill holes is 300m.

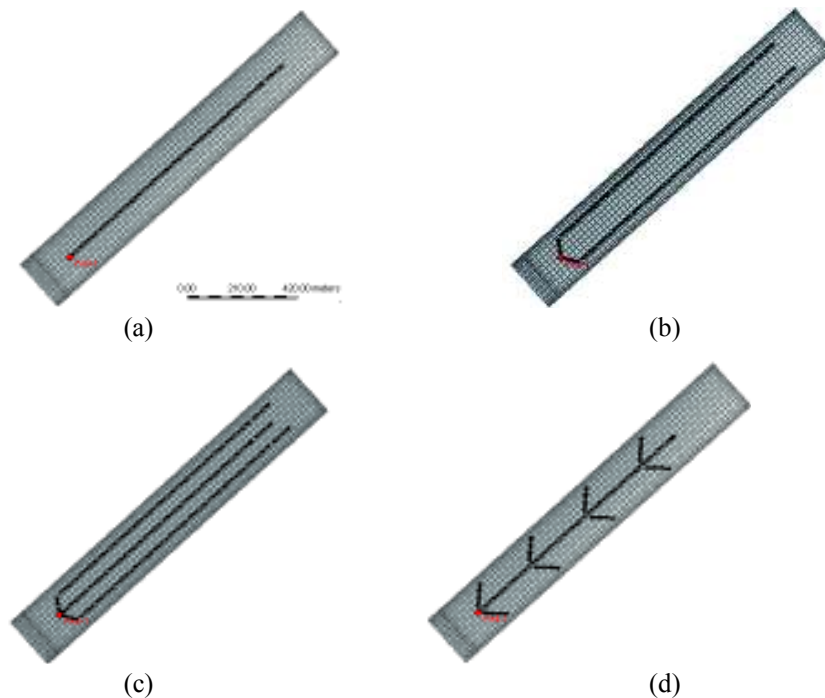


Figure 6. Modeled well geometries: (a) Single lateral, (b) Dual-lateral, (c) Tri-lateral, (d) Pinnate and (The scale shown in (a) is same for the other patterns).

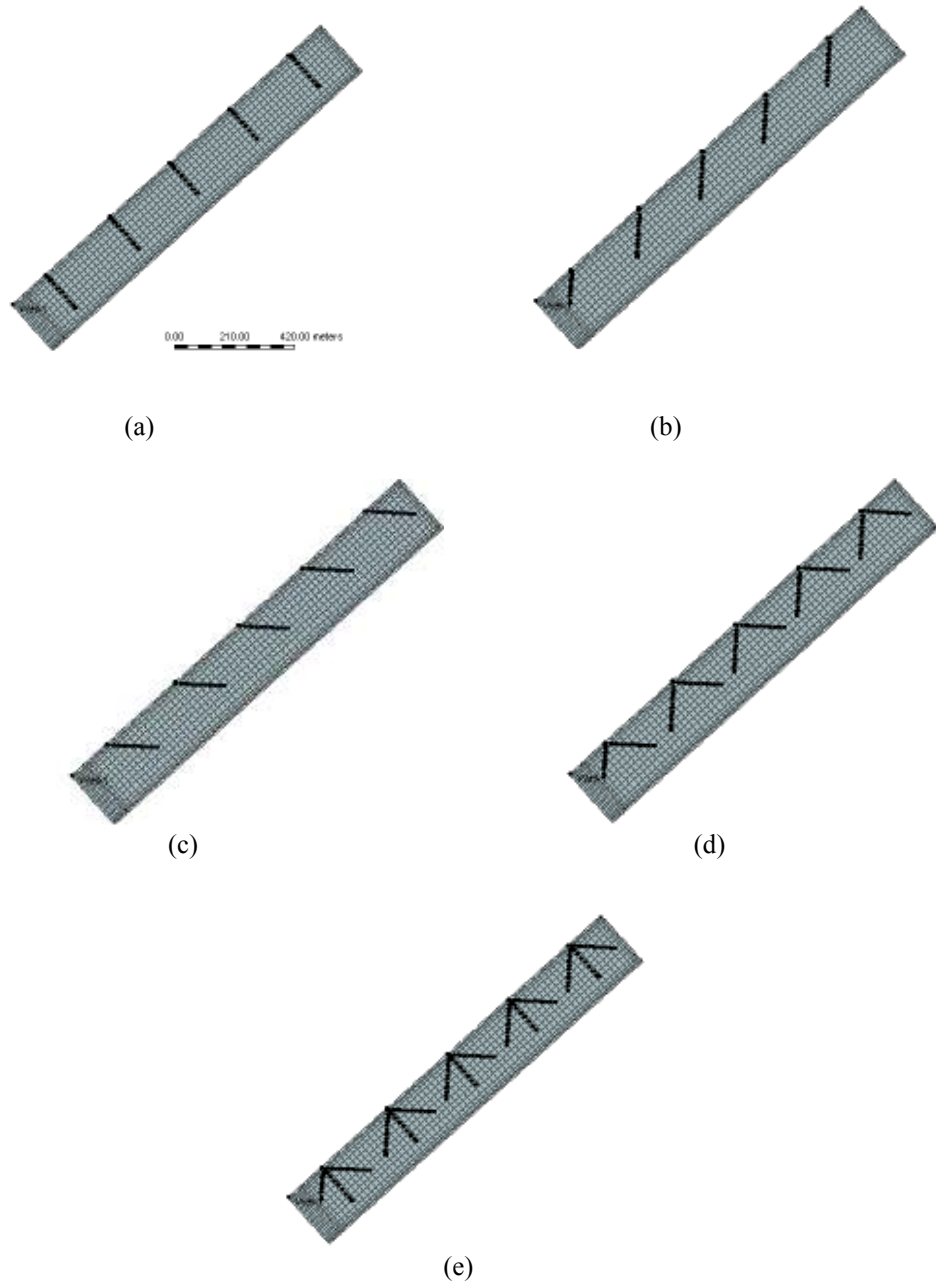


Figure 7. Modeled geometries for horizontal in-seam wells (a) Parallel to longwall face, (b) in N-S direction, (c) in E-W direction, (d) V-pattern and (e) Turkey foot pattern (The scale shown in (a) is same for the other patterns).



**5. RESULTS AND DISCUSSION**

Modeling runs were performed for each surface to in-seam well pattern using the parameters given in Table 2 and comparisons were made among patterns considering the cumulative methane production. The modeling period for each alternative is one year. Furthermore, the results of modeling for horizontal in-seam patterns were evaluated separately.

Gas-in-place calculations were made volumetrically by using Equation 1 to estimate the amount of gas readily available in the coal panel before the gas production. This equation takes both the gas readily available in fractures and in pores of the internal coal structure into account.

$$G_i = A \times h \left[ \frac{43560 \phi_f (1 - S_{wi})}{B_{gi}} + 1359 C_{gi} \rho_c (1 - f_a - f_m) \right] \quad (1)$$

where  $G_i$  stands for gas-in-place (scf),  $A$  for area (acre),  $\Phi_f$  for effective cleat porosity (fraction),  $S_{wi}$  for water saturation (fraction),  $B_{gi}$  for gas formation factor (scf/rcf),  $C_{gi}$  for

initial sorbed gas concentration (scf/ton),  $\rho_c$  for coal density (g/cc),  $f_a$  for average weight fraction of ash and  $f_m$  for average weight fraction for moisture. The gas-in-place calculation performed for the D122 panel revealed that the amount of gas available in the panel is 11,999,447 m<sup>3</sup>.

Figure 8 presents the modeling results for surface to in-seam wells considered in this study. As seen in the figure the highest cumulative production is achieved via a trilateral well pattern. The total production with this pattern is estimated as 7.48 million m<sup>3</sup>. However, the difference between the cumulative production that would be achieved by a dual-lateral and a trilateral pattern is minimal. The modeling work yielded a cumulative production of 7.30 million m<sup>3</sup> for a dual-lateral well pattern. The results indicate that if such patterns are used for the panel the gas recoveries at the end of one year would be 62% and 61% for trilateral and dual-lateral well patterns, respectively.

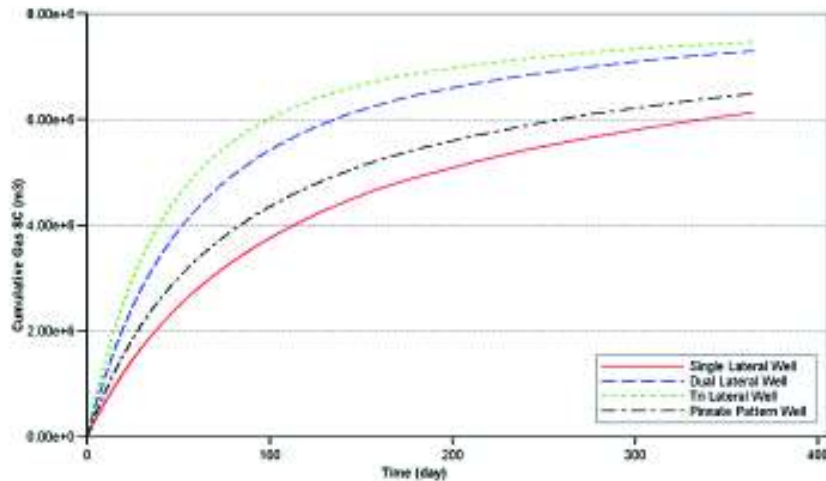


Figure 8. Cumulative production curves for surface to in-seam well patterns.

The single-lateral and pinnate well patterns yielded lower production. This is indeed expected for single-lateral well pattern as does not access as much of the panel. It is considered that the pinnate pattern did not yield a good result since the pattern does not

extend beyond the effective area of the well along the panel and reach to the areas where there is still gas to be drained. Although the cumulative productions for single-lateral (6.14 million m<sup>3</sup>) and pinnate pattern (6.50 million m<sup>3</sup>) are not as high as the other two

scenarios they are still in acceptable levels. The yielded gas recoveries of these patterns are 51% for the single-lateral and 54% for the pinnate well pattern.

Figure 9 shows the cumulative production curves of different horizontal in-seam well patterns modeled for the panel concerned. As shown in the figure, all the well patterns yielded cumulative productions close to each other. It seems that the highest recovery would be achieved with the turkey foot pattern, 73%, which would produce 8.81 million m<sup>3</sup> of gas. It is considered that the turkey foot pattern yielded the highest cumulative production as it extends through the panel, providing the most thorough coverage.

The modeling results revealed that the cumulative productions prior to mining that would be achieved by the V-pattern, the wells in N-S, E-W direction and the wells parallel to the longwall face are 8.58, 8.31, 8.34 and 8.23 million m<sup>3</sup>, respectively. These productions correspond to gas recoveries of 71%, 69%, 70% and 69% at the end of one year, respectively. It might not be possible to reach these results due to commencing mining operations. Assuming a daily advance of 8-10m/day and that the headgate and the tailgate are driven simultaneously due to spontaneous combustion risk the panel would be mined out in about 140 to 170 days. Thus, the gas

production via horizontal in-seam wells is limited with this period. Then, the cumulative productions with the horizontal in-seam well patterns would be 6.01, 6.19, 6.23, 6.67 and 6.96 million m<sup>3</sup> for the wells parallel to the longwall face, the wells in N-S direction, the wells in E-W direction, the wells in V-pattern and turkey foot pattern, respectively. Moreover, the associated recoveries would be 50%, 52%, 52%, 56% and 58%, respectively.

The modeling results showed that the horizontal in-seam wells would be more effective than surface to horizontal in-seam wells for the panel considered in this study in terms of cumulative production. Moreover, in-seam lengths of these wells are shorter than those of the surface to in-seam well patterns which is also beneficial in terms of drilling cost. The modeled patterns for in-seam horizontal wells yielded very close results in terms of cumulative production and recovery. Therefore, it would be optimal to choose the pattern with the shortest in-seam length. Therefore, either wells parallel to longwall face, wells in N-S or E-W direction could be chosen as the in-seam lengths of these patterns are almost half, even one third of those of V and turkey foot patterns.

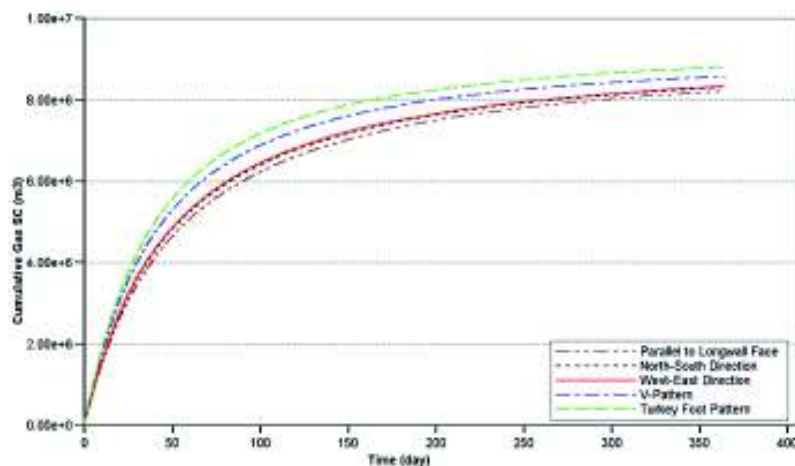


Figure 9. Cumulative production curves for horizontal in-seam well patterns.



## 6. CONCLUSIONS

This study mainly aims at the modeling of degasification options for one of the panels of a newly developed underground coal mine in the Amasra region in Zonguldak, Turkey. For this purpose, several well patterns including surface to in-seam (SIS) wells as well as horizontal in-seam patterns were modeled in GEM for a period of one year to determine which well geometry is useful for the mine. The modeled well geometries were; single lateral, dual lateral, trilateral and pinnate patterns for SIS and wells parallel to longwall face, in North-South direction, in East-West direction, in V-pattern and in Turkey foot pattern for horizontal in-seam wells.

The trilateral well pattern yielded the best results among the modeled SIS well patterns with a cumulative production of 7.48 million m<sup>3</sup> of methane and a recovery of 62%. However, the in-seam length of this pattern is almost 50% higher than that of the dual lateral pattern even though the gas recoveries are comparable for each option. Accordingly, it is concluded that the dual-lateral well pattern would be more suitable among the other SIS well alternatives.

Among the modeled horizontal in-seam well patterns, the turkey foot pattern yielded the best result with a cumulative production of 6.98 million m<sup>3</sup> and a recovery of 58% in a three-month period. However, the other well patterns are also favorable in terms of in-seam drilling length (almost one third of turkey foot pattern) with almost the same recoveries (between 50% and 56%). Therefore, it is concluded that any of these three patterns could be used in the panel for degasification purposes.

The modeling results showed that the horizontal in-seam wells would yield better results than the SIS well patterns for the panel both in terms of cumulative gas production and recoveries. Moreover, they are also favorable in terms of in-seam drilling lengths. However, the pattern to be used in a specific mine environment for degasification purposes ultimately depends on technical, economic and safety requirements. For the specific mine

environment studied in this study, we concluded that there is no immediate need for using the SIS wells prior to mining considering that the gas content of the coal within the panel is relatively low. Thus, utilizing horizontal in-seam wells would be more beneficial for the panel both technically and economically.

Unlike other studies, most of the data used in this study to model the various degasification options for one of the panels of Amasra mine is measured. Therefore, it is believed that the study might be a reference study for further studies concerning the Amasra coal field.

## ACKNOWLEDGEMENT

This research was supported under Agreement No. XA-83500801-0 by the U.S. Environmental Protection Agency. This paper has not been reviewed by EPA. The views expressed in this document are solely those of the authors and EPA does not endorse any products or commercial services mentioned in this publication. The authors also wish to sincerely thank Hema Enerji A.S. for providing the data for this study.

## REFERENCES

- Biothermica. Biothermica Vamox technology an innovative way to monetize carbon credits from ventilation air methane. [www.globalmethane.org/2010](http://www.globalmethane.org/2010) (accessed September 2012).
- Gurdal, G, Yalcin, MN, 2001. Pore volume and surface area of the Carboniferous coals from the Zonguldak basin (NW Turkey) and their variations with rank and maceral composition, *International Journal of Coal Geology*, 48, pp. 133-144.
- HEMA, 2011. *Amasra hardcoal project*, Company Presentation.
- IPCC, 2007. *Climate Change 2007: Synthesis Report*. Intergovernmental Panel on Climate Change. [www.ipcc.ch](http://www.ipcc.ch) (accessed in November 2012)
- McPherson, MJ, *Subsurface ventilation and environmental engineering*, Chapman & Hall, London, 905 p.
- Mutmansky, J, 1997. *Optimization of mine ventilation and methane recovery*, European Commission Technical Coal Research Report, EUR 17392, 209 p.
- Tien, J, 2000. *Short Course Notes*, University of Missouri-Rolla. [www.web.mst.edu/~tien/218/CH4 .pdf](http://www.web.mst.edu/~tien/218/CH4.pdf) (Accessed December 2013).

- USEPA, 1999. *White Paper: Guidebook on Coalbed Methane Drainage for Underground Coal Mines*, US Environmental Protection Agency, 46 p.
- Wight, D., Spafford, S., Yilmaz, M., Asik, R., 2010. The CBM potential of Northern Turkey, 2010 International Coalbed and Shale Gas Symposium, Tuscaloosa, Alabama, the USA.

## Modern Termik Santrallerde Teknolojik ve Ekolojik Gelişmeler *Technological and Ecological Developments in the Modern Thermal Power Plants*

M. S. Delibalta

*Niğde Üniversitesi Mühendislik Fakültesi Maden Müh. Bölümü, Niğde/Türkiye*

Ö. Y. Toraman

*Niğde Üniversitesi Mühendislik Fakültesi Maden Müh. Bölümü, Niğde/Türkiye*

**ÖZET:** Dünya genelinde yaşanan enerji taleplerindeki hızlı artış ve bunun yol açtığı çevresel etkiler, ülkeleri daha stratejik enerji politikalarına yönlendirmektedir. Enerji kaynakları arasında arz güvenliği ya da çevresel etki bakımından sıfır riskli kaynak bulunmamaktadır. Kömür, 21. yüzyılda dünyanın en önemli ve güvenilir enerji kaynağı olarak görülmektedir. Ülkemiz ciddi bir enerji arz güvenliği ile karşı karşıyadır. Bu süreçte yapılabilecek en akılcı plan, sınırlı kaynakların verimli, ekonomik ve ekolojik kullanılmasıdır.

Bugün teknolojik olarak gelinen seviye, klasik termik santrallerin mutlaka iyileştirilmesi ve kapasitelerinin artırılmasını gerektirmektedir. Karbon tutma ve depolama (Carbon Capture and Storage-CCS) tekniği, fosil kaynakların geleneksel kullanılabilirlik konseptini yükseltmiştir. Ayrıca; karbondioksit (CO<sub>2</sub>) azaltım koşullarını genişletmek için, CO<sub>2</sub>'in kimyasal, biyolojik ve biyoteknolojik ürünlerde farklı kullanım alanları araştırılmaktadır. Bunun en iyi uygulama örneklerini batı Avrupa ülkelerinde görmekteyiz. Bu çalışmada; ülkemizin enerji politika ve stratejilerine katkıda bulunmak, yeni teknolojilerin sektörümüze kazandırılması amacıyla, modern termik santrallerde teknolojik ve ekolojik gelişmeler ele alınarak incelenmiştir.

**Anahtar Kelimeler:** Enerji, kömür, termik santraller, teknoloji, verimlilik ve çevre

**ABSTRACT:** The rapid increase in worldwide energy demands and its environmental impacts directs countries for more strategic energy policies. In terms of environmental impact of energy and security of supply, there is no source which has zero risk. In 21 century, coal is regarded as the world's most important and reliable source of energy. Our country is facing a serious energy supply security. In this process, the most rational thing can be done is to use the limited resources efficiently, economic and ecologically.

Today, in the level achieved technologically, the capacity of conventional thermal power plants must be definitely improved and required rehabilitation. Carbon capture and storage (CCS) techniques have been developed the concept of traditional availability of fossil resources. Furthermore, to adopt the terms of mitigation of carbon dioxide (CO<sub>2</sub>), the use of different areas of CO<sub>2</sub> such as chemical, biological and biotechnological products, has been investigated. It can be seen in western European countries the best practice examples of this. In this study, in order to contribute our country's energy policies and strategies and acquire new technologies to the sector, technological and ecological developments in modern thermal power plants were examined.

**Keywords:** Energy, coal, thermal power plants, technology, productivity and environment

## 1 GİRİŞ

Enerji sektörü başta sosyo-ekonomik gelişim ve insanların yaşam standartlarının yükseltilmesi bağlamında, ulusal ve uluslararası ekonomiler için büyük bir öneme sahiptir. Ancak; dünya enerji talebindeki sürekli artış, yükselen enerji fiyatları, küresel ısınma ve iklim değişikliği gibi nedenler, ülkelerin enerji arz güvenliği konusundaki kaygılarını her geçen gün daha da artırmaktadır.

Enerji sadece ülke gelişimini etkileyen bir unsur olmanın ötesinde, dünya barışı için de çok önemli rol oynamaktadır. Bu nedenle Dünya Enerji Konseyi (World Energy Council-WEC) “insanlar için enerji, barış için enerji (energy for people, energy for peace)” anlayışı ile hareket edilmesi kararı almıştır. Bu sebeple enerji, stratejik özelliği olan bir sektördür (Delibalta, 2011).

Küresel iklim değişikliğinin önlenmesi sürecinde petrol, doğalgaz ve kömür gibi fosil yakıtların giderek daha tehditkâr bir durum arz etmesi ve tükenbilir nitelikte olması nedeniyle, tüm ülkeler enerji üretim ve tüketim politikalarında yeni arayışlara yönelmektedir. Bu arayışların iki ana ekseninde yürütüldüğü söylenebilir. Bunlar; kaynak çeşitliliğinin artırılması ve enerji verimliliğidir. Kaynak çeşitliliğinin artırılması, ülkelerin hem stratejik hem de sürdürülebilirlik yönünden yenilenebilir enerji kaynaklarına yönelmelerini sağlamaktadır. Enerji verimliliğinde ise, gelişmekte olan ülkeler için büyük bir tasarruf potansiyeli söz konusudur (Ergün ve Özkara, 2012).

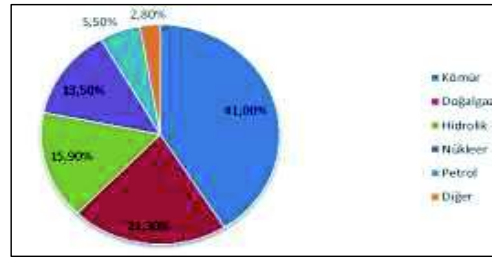
## 2 AMAÇ VE KAPSAM

Ülkemiz enerji sektöründe dışa bağımlılığın azaltılması, enerji arz güvenliğinin sağlanmasıyla birlikte enerji verimliliğinin artırılması, yenilenebilir enerji kaynakları kullanımının yaygınlaştırılması ve çevrenin korunması temellerine dayalı rekabetçi bir serbest piyasa ekonomisi oluşturulması hedeflenmektedir. Ülkemizin bu enerji politika ve stratejilerine katkıda bulunmak

maksadıyla, modern termik santrallerde yaşanan teknolojik ve ekolojik gelişmeler hakkında bilgi sunulacaktır.

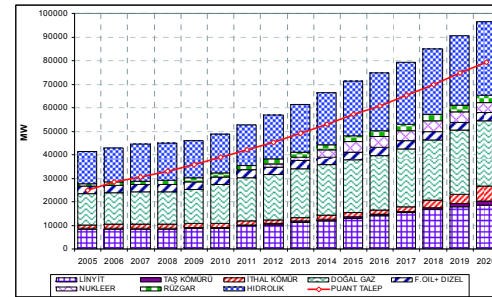
## 3 TERMİK SANTRALLER VE ENERJİ VERİMLİLİĞİ

Kömür 21. yüzyılda dünyanın en önemli ve güvenilir enerji kaynağı olarak görülmektedir. Dünyada üretilen elektriğin; %41'i kömürden, %21,30'u doğalgazdan, %15,90'ı hidroelektrik, %13,50'si nükleer santrallerden, %5,50'si petrol ve %2,80'i diğer kaynaklardan sağlanmaktadır (Şek. 1). Küresel ısınma tehdidine karşın, elektrik üretimindeki en büyük payı kömürde oluşu dikkat çekicidir (MadenMO, 2010).

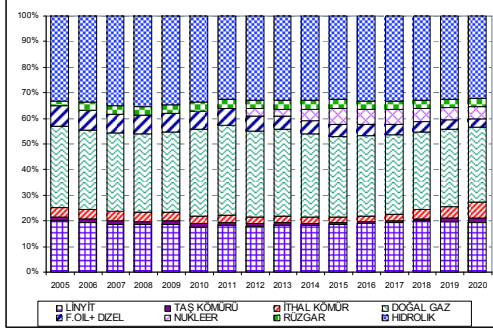


Şekil 1. Dünya elektrik üretiminin kaynaklara göre % dağılımı (EPDK, 2010)

Ülkemiz 2011 yılı elektrik üretimi kurulu gücü, çeşitli enerji kaynaklarına dayalı olarak toplam 52.000 MegaWatt (MW) mertebesindedir. Bu değer 8.500 MW'lık kısmı linyite dayalı termik santrallerden karşılanmış olup, toplam gücün yaklaşık %20'sine tekabül etmektedir (Şek. 2, 3).



Şekil 2. Türkiye'deki kurulu gücün yakıt türlerine göre gelişimi (TEİAŞ, 2010)



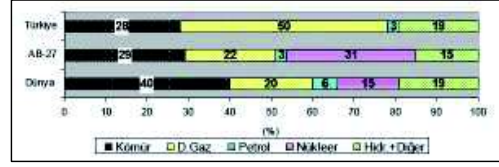
Şekil 3. Türkiye'deki kurulu gücün yakıt türlerine göre % dağılımı (TEİAŞ, 2010)

Ülkemizin fosil yakıtları arasında yegâne güvenilir enerji kaynağı kömürdür. Sürdürülebilirlik ve enerji arz güvenliği açısından değerlendirildiğinde, ülkemiz elektrik enerjisi üretiminde linyit kömürüne dayalı termik santraller özel bir öneme sahiptir. Fakat; elektrik enerjisi üretimindeki verimlilikte gözlenen ciddi kayıplar, bir yandan kömür kaynaklarından yeterince faydalanılmamasına, diğer yandan enerji başına daha fazla parasal kaynağın sarf edilmesine yol açmaktadır (Elevli ve Demirci 2004, Tamzok 2005, Güyağüler ve Güler 2011).

### 3.1 Elektrik Üretiminde Kömürün Rolü

Genel olarak bakıldığında, enerji kaynakları arasında arz güvenliği ya da çevresel etki bakımından sıfır riskli olan yakıt türü bulunmamaktadır. Her enerji kaynağı belirli ölçülerde risk taşımaktadır. Ancak; enerji planlamasında kaynakların çeşitlendirilmesi suretiyle, bir kaynağın olumsuz özelliği diğerinin olumlu yönü ile karşılanarak, toplam risk en aza indirgenebilir.

Özellikle petrol ve doğalgaz rezervlerinin belirli bölgelerde toplanmış olması ve fiyatlarındaki yüksek değişkenlik derecesi, nükleer kaynakların atık sorunu ve kamuoyu tepkisi, yeni - yenilenebilir kaynakların yüksek maliyetleri, günümüz dünyasında kömürü; elektrik üretiminde en yaygın kullanılan yakıt konumuna getirmektedir (Şek. 4).



Şekil 4. Ülkelerin elektrik üretiminde kaynak kullanım % payları (Ersoy, 2009)

Ancak; yukarıdaki veriler ışığında değerlendirildiğinde, Türkiye kömür rezervi bakımından zengin ülkeler arasında bulunmasına rağmen, elektrik üretiminde kömür kullanım oranı dünya ortalamasının çok gerisinde olduğu görülmektedir. Ülkemiz, doğalgazı satın aldığı Rusya'dan daha yüksek oranda elektrik üretiminde doğalgaz kullanmaktadır (Karadeniz 2008, Şensöğüt vd. 2009).

### 3.2 Termik Santrallerde Kurulu Güç ve Kapasite Kullanımı

Termik santraller; katı, sıvı ya da gaz halinde bulunan fosil yakıtların kimyasal enerjisinin elektrik enerjisine dönüştürüldüğü elektrik santralleridir. 2010 yılı sonu itibariyle Türkiye'nin kurulu gücü içerisinde yer alan üretici işletmelerin payları Çizelge 1'de verilmiştir.

Çizelge 1. Türkiye kurulu güç ve elektrik üretim miktarlarının gruplara göre dağılımı (EÜAŞ, 2010)

		Kurulu Güç (MW)		Elektrik Üretimi (GWh)	
		2009	2008	2009	2008
EÜAŞ	Termik	8.690,9	8.690,9	42.446,5	37.901,5
	Hidrolik	11.674,7	11.674,7	28.338,3	41.210,4
	Toplam	20.365,6	20.365,6	70.784,8	79.111,9
EÜAŞ'ın Bağlı Ortaklıkları	Termik	3.834,0	3.834,0	18.888,9	16.254,7
Mobil Santraller	Termik	262,7	262,7	0,0	0,0
İşletme Hakkı Devredilen Santraller	Termik	620,0	620,0	4.373,1	4.323,5
	Hidrolik	32,1	32,1	-	-
	Toplam	652,1	652,1	4.373,1	4.323,5
Yap-İşlet Santralleri	Termik	6.101,8	6.101,8	43.787,7	45.219,8
Yap-İşlet-Devret Santralleri	Termik	1.448,8	1.448,8	11.070,9	10.036,9
	Hidrolik+Rüzgar	989,8	989,8	2.788,1	3.920,9
Toplam	2.438,6	2.438,6	13.859,0	13.957,8	
Serbest Üretim Şirketleri	Termik	6.948,8	6.215,8	25.129,2	31.826,1
	Hidrolik+Rüzgar	2.151,7	3.947,7	4.730,8	8.392,9
Toplam	9.100,5	10.163,5	29.860,0	40.219,0	
Ortoproduktör Santralleri	Termik	2.510,5	2.625,4	11.902,8	10.582,7
	Hidrolik+Rüzgar	545,4	545,4	1.505,8	1.226,1
Toplam	3.055,9	3.170,8	13.408,6	11.808,8	
Türkiye Toplamı	Termik	29.418,3	31.800,2	157.359,2	155.844,2
	Hidrolik+Rüzgar	19.341,7	18.787,6	37.483,7	54.337,4
	Toplam	48.760,0	50.587,8	194.842,9	210.181,6

Termik santrallerde genel olarak verim ( $\eta$ ), belirli bir zaman dilimi içerisinde santralde

net olarak üretilen enerjinin, yine bu zaman dilimi içerisinde santrale verilen enerjiye oranı olarak tanımlanmaktadır. Bir termik santralde verim düşüklüğüne yol açan yaklaşık %61'le en büyük kayıp, elektrik üretim teknolojilerinden kaynaklanmaktadır. Başka bir deyişle, üretilen her 1 kWh net elektrik enerjisi karşılığında yaklaşık 1,6 kWh elektrik ısı olarak (Kojenerasyon enerjisi) çeşitli yollarla çevrimde harcanarak boşa gitmektedir. Nispeten kontrol edilebilir bir parametre olan işletmecilik kökenli kayıplar ise; yönetim, eğitim, kontrol, malzeme, bakım ve revizyonlar ile birlikte kullanılan yakıt özelliklerini saymak mümkündür. Bu kapsamdaki kayıpların modern termik santrallerde %2'yi geçmemesi hedeflenmektedir.

Kömür ile çalışan termik santrallerde ana girdi kömür olduğundan, kazanda yakılacak kömürün fiziksel ve kimyasal özelliklerinin (ısı değeri, kül, nem ve kükürt içeriği) kazanın tasarım parametrelerine uygun olması gerekmektedir. Ancak bu durumda, santralden daha yüksek verim elde edilebilmektedir. Elektrik üretiminde kullanılan kömürlerin kalitesini belirleyen yukarıda sıralanan özellikler, kömür üreticileri ile termik santraller arasında yapılan protokollere göre belirlenmektedir. Protokollerde belirtilen kömür özelliklerinin eksik veya santral tasarım parametreleri ile uyumsuz oluşu, santral verimliliğinde ve çevresel koşullarda pek çok olumsuzluklara neden olmaktadır.

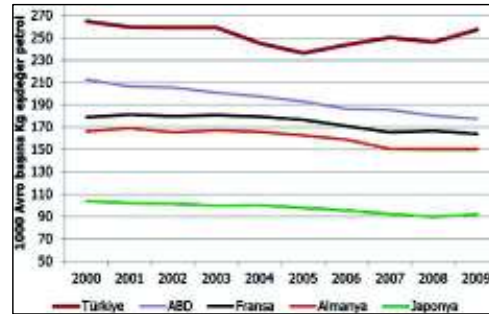
### 3.3 Enerji Verimliliği

Enerjinin verimli kullanıp kullanılmadığını gösteren en önemli parametre enerji yoğunluğu yani gayri safi milli hâsıla başına tüketilen enerji miktarıdır. Ekonomik Kalkınma ve İşbirliği Teşkilatı (OECD) ülkeleri ortalaması 0,19 iken, ülkemizde bu oran 0,38'dir. Bunun anlamı, ülkemizde enerji OECD ülkelerine göre iki kat daha verimsiz kullanılmaktadır.

Türkiye, OECD ülkeleri içerisinde geçtiğimiz 10 yıllık dönemde enerji talep artışının en hızlı gerçekleştiği ülke konumundadır. Aynı şekilde ülkemiz,

dünyada 2000 yılından bu yana elektrik ve doğalgazda Çin'den sonra en fazla talep artışına sahip ikinci büyük ekonomi konumundadır.

Enerji yoğunluğu incelendiğinde, ülkelerarası ciddi farklılıklar olduğu gözlenmektedir. Bu durum gerek teknolojik farklılıklardan, gerekse ülke sanayilerinin yapısal farklılıklarından kaynaklanmaktadır. Aşağıda bazı seçilmiş ülkeler ile Türkiye'nin enerji yoğunlukları verilmiştir (Şek. 5).



Şekil 5. Türkiye ve bazı seçilmiş ülkelere yıllara göre enerji yoğunlukları (Ergün ve Özkara, 2012)

Şekil 5'de verilen değerlere bakıldığında Türkiye'nin dünyanın enerji yoğunluğu en düşük ülkesi olan Japonya'ya kıyasla yaklaşık üç kat daha enerji yoğun bir konuma sahip olduğu görülmektedir. Oysa Japonya, enerjide dışa bağımlılığı oldukça yüksek bir ülke olmasına rağmen, enerji yoğunluğunda dünyadaki en başarılı ülke konumundadır. Gelişmiş ülkeler olan ABD, Japonya, Almanya ve Fransa'da 2000 yılından bu yana bir düşüş eğilimi göze çarpmaktadır. Bu durum, ülke olarak enerji verimliliği konusunda kat edeceğimiz uzun bir yol olduğunu göstermektedir.

Enerji yoğunluğunda kısa ve orta vadede bir azalma, ancak yüksek enerji verimliliği ile mümkündür. Enerji verimliliği için nereden başlanmalı sorusuna, enerjinin en çok nerelerde kullanıldığına bakarak yanıt aranmalıdır. Türkiye'de sanayi sektörü birincil enerjinin %24'ünü, elektriğin ise %47'sini kullanmaktadır. Elektriğin yaklaşık dörtte biri de meskenlerde tüketilmektedir.

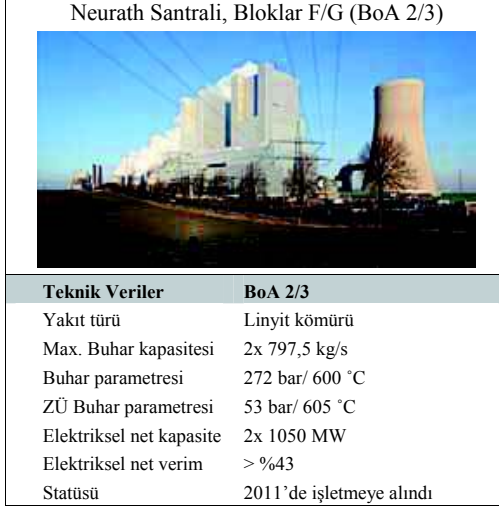
Bu veriler de bize, enerji verimliliğinde hangi alanlara odaklanılması gerektiğini göstermektedir.

Ayrıca, enerji üretim verimliliği düşük 150~300 MW'lık klasik termik santrallerin kapatılarak, yerine modern optimum teknikli termik santrallerin (BoA) veya Gaz ve Buhar türbinli (GuD) tesislerin hizmete alınması gerekmektedir.

#### 4 MODERN TERMİK SANTRALLER VE ÇEVRE

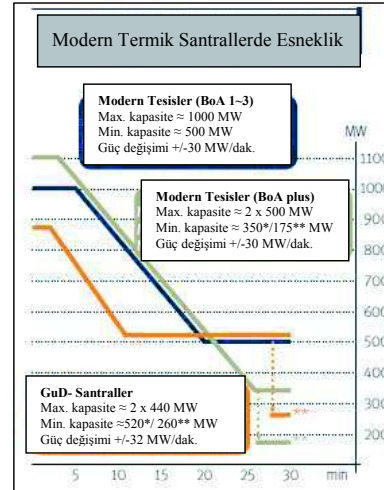
Dünya genelinde enerji taleplerindeki hızlı artış ve bunun yol açtığı çevresel etkiler, ülkeleri daha çevreci enerji politikalarına yönlendirmektedir. Eko-verimlilik (temiz üretim) ve enerji verimliliği gibi yaklaşımlarla; bir yandan aşırı enerji kullanımı ve atık oluşumu kaynağında önenebilecek, diğer yandan zarar gören çevrenin kendini yenileyebilmesine, küresel ısınmanın hızının azaltılmasına ve doğal çevreden gelecek nesillerin de faydalanmasına olanak sağlanacaktır (Hekimci, 2012). Bu süreçte yapılabilecek en akılcı plan ise, sınırlı kaynakların verimli, ekonomik ve ekolojik kullanılmasıdır. Bu da ancak, "sürdürülebilir üretim ve tüketim" ile sağlanabilir.

Fosil kaynakların gelecekte daha ekonomik ve ekolojik kullanımı için, temiz kömür teknolojisiyle karşılaşmaktayız. Bu süreçte, üç önemli görüş hakimdir. Görüş 1'de bugün teknolojik olarak gelinen seviye ve klasik santrallerin iyileştirilmesi veya kapasite artırılması söz konusudur. Görüş 2'de halen devam eden verimlilik artışlarının endüstriyel doygunluk seviyesine kadar geliştirilmesi hedeflenmektedir. Görüş 3'te karbon tutma ve depolama (Carbon Capture and Storage-CCS) teknolojisini yaygın olarak kullanılabilir yapmak için konseptini geliştirmektedir. Ayrıca, karbondioksit (CO<sub>2</sub>) azaltım koşullarını genişletmek için CO<sub>2</sub>'in farklı kullanım alanları araştırılmaktadır. Almanya'da gerçekleştirilen aşağıdaki örnekler, linyit'in üç görüşe uygun olarak temiz kömür teknolojisindeki aktif kullanımını göstermektedir (Şek. 6).



Şekil 6. Yeni nesil termik santrallerin bazı teknik özellikleri (DEBRIV, 2011)

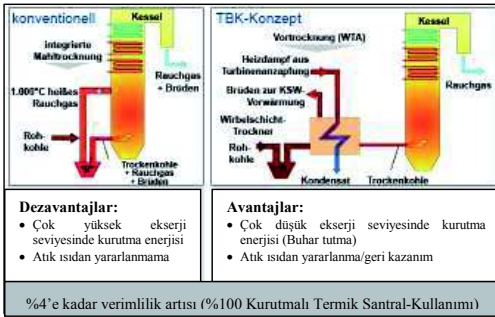
**Yeni kullanıma sunmak (kapasite artışı):** RWE Power firması 2005 yılı başlarında net verimi > %43 ve kapasitesi 1050 MW olan iki bloklu modern termik santral kurmuştur. 2011 yılında hizmete alınan bu tesis için yatırım tutarı yaklaşık 2,2 Milyar Avro'dur. Ayrıca, Wattenfall Europe firması da Boxberg'de 660 MW kapasiteli termik santrali aynı dönemde hizmete sunmuştur (Şek. 7).



Şekil 7. Modern termik santrallerde esneklik ve kapasite gelişimi (DEBRIV, 2012)



**Santral teknolojinin geliştirilmesi:** RWE Power firması tarafından; linyit'in ön kurutmalı kullanımı ve termik santrale entegrasyonu ile %4 verim artışı (Şek. 8), yakma parametrelerindeki buhar sıcaklığının 700°C ve buhar basıncının 350 bar'a yükseltilmesiyle de %4 verim artışı sağlanmıştır. 15 Milyon Avro bütçeli COMTES projesi kapsamında 2005-2009 yılı pilot tesislerde testler yapılmıştır. Her iki yenilikle toplam %8 verim artışı sağlanarak, etkinlik düzeyi %50'nin üzerine çıkmıştır.



Şekil 8. Yeni nesil termik santrallerde yakma teknolojisi (DEBRIV, 2011)

**CO<sub>2</sub> tutma ve depolama (CCS) ile santral teknolojinin geliştirilmesi:** Bu ikincil tasarım, atmosfere salınan CO<sub>2</sub>'i azaltılma potansiyeli sunmaktadır. Bugün ki teknik ve ekonomik imkânlar vasıtasıyla üç önemli yöntem izlenmektedir.

- **Yakma sonrası depolama (Post Combustion Capture):** Yakıt geleneksel santral prosesinde yakılır. Yanma sonrası CO<sub>2</sub> bir yıkama işleminde baca gazından ayrılır ve sıvı hale getirilir.
- **Yakma öncesi depolama (Pre-Combustion Capture):** Yakıt yanma öncesi CO ve Hidrojen olarak bir sentez gaza dönüştürülür. Sonraki adımda CO su buharı ile CO<sub>2</sub>'e ve Hidrojene dönüştürülür. CO<sub>2</sub> sıvı halde ayrıştırılır, Hidrojen enerji üretimi için kullanılır.
- **Oksijen / yakıt yöntemi (Oxyfuel Verfahren):** Kömür atmosferdeki hava yerine saf oksijen ve çevrimsel baca gazı ile yakılır. Baca gazının temizlenmesi ve yoğunlaştırılmasıyla CO<sub>2</sub> ayrıştırılır ve yüksek basınç'ta sıvılaştırılır.

Bu pozitif gelişmeler ileride daha da cesaret kazanacaktır. Bugünkü bilgi ve teknoloji düzeyine göre verimlilik artışı %10'dur. Yakıt teknolojisindeki gelişmelere göre söz konusu verimin %20'e kadar çıkması beklenmektedir. Tabii ki güvenilir ve kabul edilebilir koşul, emisyonuz (sıfır emisyon) santrallerin gerçekleştirilmesidir. Ayrıca, CO<sub>2</sub> depolama sorununun aşılmasıdır. Üretilmiş doğalgaz alanları ve derin tuz akiferleri potansiyel depolama sahalarıdır. Depolamaya ek olarak CO<sub>2</sub>'in kimyasal, biyolojik ve biyoteknolojik ürünlerde (yapay madde, mikroorganizmalar ve fotosentez gibi) kullanılabilirliği araştırılmaktadır.

**Enerji verimliliğinin bir başka boyutu da çevresel etkileridir.** Genel olarak, enerji verimli yöntemler daha çevreci sistemlerdir. Daha az enerji ile daha çok üretim yapan sistemler, başta CO<sub>2</sub> olmak üzere daha az sera gazı salımına sebep olmaktadır. Dünyanın önemli gündem başlıklarından biri olan küresel iklim değişikliği ve sera gazlarının azaltılması konuları, enerji verimliliği ile birlikte düşünülmektedir. Özellikle enerji üretiminin artık sadece ekonomik maliyetleri olmadığı, bunun yanında çevresel etkilerinin, hatta bazı durumlarda sosyal etkilerinin de olduğu koşullar ortaya çıkmaktadır. Bu ve benzeri tartışmalar, fosil yakıtların giderek azalması ve çevresel etkilerinden dolayı ülkemizde de yenilenebilir enerji kaynaklarını gündemde ön plana çıkarmaktadır. Ülkemiz 2009 yılında yayımlanan Elektrik Enerjisi Piyasası ve Arz Güvenliği Strateji Belgesi'nde 2023'e kadar elektrik enerjisi üretiminde yenilenebilir kaynakların payını %30'a çıkarmayı hedeflemektedir (Ergün ve Özkara, 2012). Böylece; yerli, yenilenebilir ve temiz enerji kaynakları hem ekonomik hem de çevresel bakımdan ulusal kalkınmamıza olumlu etkiler yapacaktır.

## 5 SONUÇ VE ÖNERİLER

Ülkelerin kalkınmasında enerji sektörünün rolü her zaman önemli olmuş, ancak içinde bulunduğumuz sosyal ve siyasal dönüşümler paralelinde, gelişen teknolojik ve ekonomik süreçte daha da artmıştır. Özellikle, dünya



genelinde enerji taleplerindeki hızlı artış ve bunun yol açtığı küresel, çevresel etkiler, ülkeleri daha stratejik enerji politikalarına yönlendirmektedir.

Elektrik enerjisi; başta kömür, petrol ve doğalgaz olmak üzere fosil yakıtlardan, uranyumdan, su, güneş, rüzgâr ve jeotermal gibi yenilenebilir kaynaklardan elde edilmektedir. Söz konusu doğal kaynakları sınırlı olan ülkeler için bu durum, yüksek enerji maliyetleri anlamına gelmekte, artan maliyetler doğrudan sanayi sektörlerini etkilemektedir. Bu nedenle; dünyadaki tüm ülkeler enerji maliyetlerini düşürmek amacıyla, elektrik üretiminde sınırlı da olsa önceliği kendi doğal kaynaklarına vermektedirler. 2011 yılı değerlerine göre ülkemizde üretilen toplam 228,4 milyar kWh elektrik enerjisinin, % 44,7'si doğal gaz, % 28,1'i kömür (% 17'si linyit ve % 11,1'ide taşkömürü (ithal kömür dahil)), % 23,2'si hidrolik, % 2,3'ü jeotermal ve rüzgar, %1,5'i fuel oil ve % 0,2'si de biyogaz-atık ve diğer yakıtlardan elde edilmiştir (Aktaş, 2012).

Türkiye zengin enerji kaynakları potansiyeline sahip olmasına rağmen, arz bakımından net ithalatçı bir ülke konumundadır. Zira yerli kaynakların talebi karşılama yetersiz kullanımı nedeniyle, 2011 yılında enerji arzının yaklaşık petrol'de %93, doğalgaz'da %98, kömür'de %20 olmak üzere toplam %74'lük bölümü ithalat ile karşılanmıştır. Ülkemiz ciddi bir enerji arz güvenliği ile karşı karşıyadır. Enerjide dışa bağımlılığın azaltılması amacıyla; yerli kömürle çalışan modern termik santral ve hidroelektrik santrallere öncelik verilmesi, kaynak çeşitliliği ve enerji verimliliğinin artırılması gerekmektedir.

Enerji verimliliğinde esas olan toplumsal bir bilinç ve farkındalık yaratmaktır. Gerçek başarı ise, toplumun tüm kesimlerinin ortak akıl ve kararlılıkla enerji verimlilik kavramına sahip çıkmasından geçmektedir. Çünkü enerji verimliliği, enerjide dışa bağımlı olan ülkemiz için ekonomik bir zorunluluktur. Aynı zamanda, doğal kaynaklarımızı verimli kullanmak bir yandan sosyal sorumluluk, diğer yandan gelecekte bizleri bekleyen küresel ısınma gibi

tehlikelerden uzaklaşmak için çevresel bir sorumluluktur.

Modern termik santrallerin en iyi uygulama örnekleri, Almanya'da gerçekleştirilen linyit'in üç görüşe uygun (kapasite, verimlilik ve CCS konsepti) temiz kömür teknolojisindeki aktif kullanımında görülmektedir. Türkiye'deki ortalama %35~36 olan klasik termik santral verimliliğinin <%43 çıkarılması ve çağdaş modern tesislere geçilmesi gerekmektedir. Sonuç olarak; sürdürülebilir yarınlara ancak, yaşamını bilinçle sürdüren, gelişmelere duyarlı insanlara bağlı olarak şekillenebilecektir.

#### KAYNAKLAR

- Aktaş, M., 2012. Türkiye'de Kömür Madenciliği ve Enerjideki Rolü, TKİ Genel Müdürlüğü, Ankara, 16s.
- DEBRIV, 2011. *Braunkohle in Deutschland 2011 Profil eines Industriezweiges*, Bundesverband Braunkohle (DEBRIV), Köln, 84s.
- DEBRIV, 2012. *Informationen und Meinungen*, Bundesverband Braunkohle (DEBRIV), Köln, 8s.
- Delibalta, M.S., 2011. Sürdürülebilir Kalkınmada AB-Türkiye Enerji ve Çevre Politikalarının Rolü, *22.Uluslararası Madencilik Kongresi ve Sergisi*, TMMOB Maden Mühendisleri Odası Yayını, s.3-10, Ankara (Türkiye)
- Elevli, S. ve Demirci, A., 2004. Bazı Kömür Özelliklerinin Termik Santral Verimliliği ve Kömür Fiyatları Üzerine Etkilerinin Araştırılması, *Türkiye 14. Kömür Kongresi*, TMMOB Maden Mühendisleri Odası Yayını, s. 285-291, Zonguldak (Türkiye)
- Ergün, S. ve Özkara, Y., 2012. Enerji ve Verimlilik", *Anahtar*, Sayı: 277, s.16-19, Ankara
- Ersoy, M., 2009. Sürdürülebilir Kalkınmada Avrupa Birliği ve Türkiye Kömür Madenciliği, *3.Madencilik ve Çevre Sempozyumu*, TMMOB Maden Mühendisleri Odası Yayın No:157, s.27-35, Ankara
- EÜAŞ, 2010. Elektrik Üretim Sektör Raporu, Elektrik Üretim Anonim Şirketi (EÜAŞ), Ankara, 16s.
- EPDK, 2010. *Enerji Piyasası Raporu 2010*, Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu (EPDK), Ankara,124s.

- Güyağüler, T. ve Güler M., 2011. Yerli Kömür ile Çalışan Kömür Santrallerinin Kömür Rezervleri ile Birlikte Değerlendirilmesi, *22.Uluslararası Madencilik Kongresi ve Sergisi*, TMMOB Maden Mühendisleri Odası Yayını, s.41-50, Ankara (Türkiye)
- Hekimci, F., 2012. Sürdürülebilir Yarınlar İçin “Sürdürülebilir Tüketim ve Enerji Verimliliği”, *Anahtar*, Sayı:277, s.10-15, Ankara
- Karadeniz, M., 2008. Kyoto Protokolü Üzerine, *Madencilik Bülteni*, TMMOB Maden Mühendisleri Odası, Sayı: 86, s.52-58, Ankara
- MadenMO, 2010. Taşkömürü Raporu, TMMOB Maden Mühendisleri Odası (MadenMO), Yayın No: 168, Ankara, 56s.
- Şensöğüt, C., Akçakoca, H. ve Aydın, M., 2009. Türkiye’de Kömürün Enerji Üretimindeki Rolü, *21.Uluslararası Madencilik Kongresi ve Sergisi*, TMMOB Maden Mühendisleri Odası Yayın No:155, s.57-70, Antalya
- Tamzok, N., 2005. Kömür Rezervlerine Sahip Ülkelerde Elektrik Üretiminde Kullanılan Kaynakların Seçimi ve Türkiye’nin Konumu, *TMMOB V.Enerji Sempozyumu*, s.1-11, Ankara
- TEİAŞ, 2010. Türkiye Elektrik Üretim-İletim İstatistikleri 2010, Türkiye Elektrik İletim A.Ş. Genel Müdürlüğü, (<http://www.teias.gov.tr/>), Şubat 2012.

## Türkiye Kömür Rezervlerine Dayalı Elektrik Üretimi Ve Elektrik Talep Tahminleri

### *Electricity Production Depending On Turkey Coal Reserves and Electricity Demand Projections*

Ç. Koçak

*TKİ Müşavir, JFMO Enerji Çalışma Grubu Başkanı, TMMOB Enerji Çalışma Grubu ve DEK-TMK Denetleme Kurulu Üyesi*

**ÖZET** Türkiye'nin enerjideki giderek artan dışa bağımlılığı yanında, son beş yıl da elektrik fiyatları, enflasyonun üç katından fazla artmıştır. Ayrıca enerji ithalatı, cari açığın artmasında en önemli neden olmaktadır. Ancak ulusal kömür rezervlerine dayalı elektrik üretiminin artırılması durumunda, bu olumsuzlukların büyük oranda azalacağı görülmektedir. Dünyada, kömür ve diğer madenlerin rezerv değerleri dendiği zaman, ekonomik üretilen bilirligi kanıtlanmış değerler anlaşılmaktadır. Türkiye'de ise, kömür rezervleri, görünür, muhtemel ve mümkün kategorisinde hesaplanmakta olup, bu tür hesaplanma şekli ülkelerin büyük bölümünde, kömür kaynakları değeri olarak verilmektedir. Bu çalışmada, kömür sahalarının üretilebilir kömür rezervleri ve bu rezervlere dayalı santrallerin avantajları hesaplanmıştır. Bu santrallara yatırım yaparak, daha fazla istihdam yaratılacak ve elektrik fiyatlarının ucuzlaması sağlanabilecektir. Bu arada enerjide özelleştirme, elektrik fiyatları ilişkisi irdelenmiştir. Önemi ve ilgisi bakımından, elektrik talep tahminlerindeki büyük sapmaların olumsuz etkileri ile talepler içindeki kömür rezervlerine dayalı elektrik üretiminin oranı da incelenmiştir.

**ABSTRACT** The energy dependency of Turkey has been increasing every year. Additionally, the electric prices increased three times more than inflation in last five years. On the other hand, importation of energy is the main important factor of the current account deficit. These drawbacks can be diminishes if only national coal reserves are used for production of electricity. In the world, coal and other mines reserve prices means that their proved economical production prices. However, in Turkey, coal reserves are calculated according to three categories; apparent, probable and possible. This kind of reserve calculation is given as coal resources prices in most of the country. In this study, coal production reserves of coal mining areas and the advantage of the power plants grounded on these coal mining areas are calculated. If we make more investments to these power plants, we can boost employments and electric prices can be diminishes. It is also discussed that relationship between privatization of energy and electric prices. In addition to those, negative influence of misreckoning of prediction of electricity demand and the ratio of the electric production grounded on coal mining according to all demands are also investigated.

## 1 GİRİŞ

Enerji, insan hayatında giderek önemi artan vazgeçilmez bir olgudur. Dünyada yaşanan ekonomik ve finansal krizlere, Japonya'daki nükleer santral kazasının yarattığı olumsuzluklara rağmen enerjiye talep artmaya devam etmiştir. 1990-2010 yılları arasındaki yirmi yılda, Türkiye toplam birincil enerji tüketim miktarı, Dünya toplam birincil enerji tüketiminin binde altısından, binde dokuzuna yükselmiştir. Türkiye toplam elektrik tüketimi ise 1990 yılında Dünya elektrik tüketiminin %0,5 ini oluştururken geçen yirmi yılda bu oran iki kat artarak 2010 yılında %1 düzeyine çıkmıştır. Bu değerler Türkiye'nin son yirmi yılda dünya ülkelerinin ortalamasına kıyasla daha fazla büyüdüğü bir başka göstergesidir.

Türkiye'nin enerjide dışa bağımlılığı, son yirmi yılda %20 daha artmıştır. Dışa bağımlılık 1990 da %52 düzeyinde iken, 2000 yılında % 67, 2007 yılında %74,5, 2011 yılında ise %72,4 olmuştur.

Bu güne kadar yerli kaynaklara öncelik verilmesi konusunda planlar yapılmışsa da, en iddialı hedef 2009 yılında ortaya konulmuştur. Yüksek Planlama Kurulu'nun 18.05.2009 tarih ve 2009/11 sayılı kararı ile **“Elektrik Enerjisi Piyasası ve Arz Güvenliği Strateji Belgesi”** kabul edilmiştir. Bu kararla; bilinen linyit ve taşkömürü kaynaklarının 2023'e kadar tamamının elektrik üretimi amacıyla değerlendirilmesi ve elektrik enerjisi üretiminde ithal doğal gaz tüketiminin %30'un altına indirilmesi öngörülmektedir.

Ancak geçen üç yıldaki yapılanlar değerlendirildiğinde, Bolu- Göynük'te 135 MW, Eskişehir – Mihaliççık'ta 290 MW santralleri yapım aşamasında, Adana Tufanbeyli'de 600 MW, Manisa-Soma'da 450MW, Bursa-Keles-Davutlarda 270MW k. gücünde santral yapımı ise ihale edilmiş olsa da, bu büyüklüklerle belirlenen hedeflere ulaşılması mümkün görülmemektedir. 2006 yılından itibaren geçen beş yılda linyit ve asfaltit rezervlerine dayalı olarak devreye giren santral kapasitesi 200 MW'ı

geçmemiştir. 2011 yılı sonu itibarıyla ulusal kömürlerimize dayalı mevcut termik santrallerin toplam kurulu gücü 8.609 MW'tır. Oysa yeni linyit rezervleriyle birlikte mevcut kurulu gücün iki katından fazla santral kapasitesi bulunmaktadır.

2011 yılı sonunda, Türkiye doğal gaz yakıtlı elektrik santralleri toplamı 16.303 MW Kurulu güce, ithal kömüre dayalı santrallerin toplamı ise 4035 MW'a ulaşmıştır. Bu santrallerle yaratılan katma değer, kömür rezervlerine dayalı santrallara göre çok sınırlı kalmaktadır.

Kömür kaynaklarımıza dayalı termik santrallara yatırım yapmakla, doğal gaz santrallerine göre en az on kat, ithal kömür santrallerine göre en az dört kat daha fazla istihdam yaratılacaktır. Ayrıca doğalgaz santrallerine oranla santral yatırımının yüksek olmasına karşın, yakıt maliyetinin düşük olması nedeniyle de elektrik fiyatlarının ucuzlamasına önemli katkısı olacaktır. Kömür rezervlerine dayalı elektrik üretimi arttıkça, Türkiye'nin ithalat-ihracat farkı ve dışa bağımlılığı azalacak, yerli sanayi gelişecektir.

## 2 ÜRETİLEBİLİR KÖMÜR REZERVLERİ VE SANTRAL POTANSİYELİ

Dünyada genellikle kömür ve diğer madenlerde, ekonomik üretilebilir kategorisinde kanıtlanmış değerler, rezerv değerleri olarak belirtilmektedir. Türkiye'de ise, linyit ve taşkömürü rezervleri görünür, muhtemel ve mümkün kategorilerinde hesaplanmakta olup, bu tür hesaplanma şekli ülkelerin önemli bir bölümünde kaynak niteliğinde görülmektedir. Dünya Enerji Konseyi'nin raporunda 2009 yılı Türkiye'nin Linyit değerleri 9,8 milyar tonu görünür olmak üzere toplam 11,4 milyar ton kaynak kategorisinde görüldüğü halde rezerv kategorisinde yalnız 1,8 milyar ton olarak belirtilmektedir. Oysa 2012 yılı itibarıyla Türkiye'nin 13,5 milyar tonu bulan toplam linyit rezervinin önemli bir bölümü, kanıtlanmış ekonomik üretilebilir rezerv niteliğindedir.

Ancak aynı raporda, taşkömürlerinin is● görünür rezerv olarak belirlenen 515 milyon tondan daha fazlası, 529 milyon tonu ekonomik üretilebilir rezerv kategorisinde görülmektedir(WEC 2010).

Aşlında bir sahanın santral potansiyelinin bulunabilmesi, öncelikle o sahadaki üretilebilir kömür rezervinin bilinmesine bağlıdır. Bu nedenle her sahanın özelliğine uygun kıstaslara göre üretilebilir kömür rezervleri ve bu rezervlerin santral potansiyeli ile avantajları hesaplanmıştır.

Aşağıda özetlenen, üretilebilir rezervler hesaplanırken dikkate alınan kıstaslar, mevcut uygulamaların yanı sıra, saha veya işletmede uzun süre deneyimi olan sorumlular tarafından yapılan değerlendirmelerden de yararlanılmıştır.

- Genellikle üretilebilir rezerv miktarı hesaplanırken, görünür rezerv değerinden, açık işletme yöntemiyle üretim yapılacak yerlerde %10, yeraltı işletme yöntemleriyle üretim yapılacak yerlerde %25 rezerv kaybı öngörülmektedir. Ancak aşağıda belirlediğimiz sahalara ait özel koşullar da dikkate alınmıştır.
- Sahadaki bir çok sondaj incelendiğinde, kömür damar sayıları ve kalınlıkları farklı olduğundan sağlıklı korelasyon için ilave sondajların yapılması gerekmektedir. Konya –Karapınar havzası buna örnek olup havzada gerekli sayıda sondaj ve şev duraylılığı çalışması olmaması dikkate alınmıştır. Kömür damarı özellikleri bakımından; sayısı az, kalın, yataya yakın damar yapısı olan, kalınlıkları ani değişmeyen sürekli bir damar yapılanması olan Elbistan ve Seyitömer gibi kömür havzalarında, açık işletmelerde öngörülen %10 işletme kaybindan çok daha az kayıpların olduğu hatta görünür rezervden fazla üretim olduğu görülmektedir.
- Yeraltı işletmeleri olan rezervlerin ekonomik üretilebilir değeri hesaplanırken, damar yapısının, mekanize ayak sistemiyle üretime uygun olmayan, kömür damarlarının sürekliliğini oldukça azaltan atımlı sık kırıklar ve eğimli damar yapısı bulunuyorsa görünür rezerv değerine göre %40 'ı aşan rezerv kaybının olacağı görülebilmektedir(Zonguldak havzasının büyük bölümü).

Yeraltı işletmelerinde damar yapısı sürekli düzgün ve mekanize ayak sistemine uygun yapıda ise, üretilebilir rezerv kaybının görünür rezervin % 25'inin çok daha altında olacağı, hatta üretim miktarı bakımından hiç kaybin olmadığı Ankara-Çayırhan gibi işletmeler bulunmaktadır.

Sonuç olarak, üretim yapılmış sahayı temsil eden bir birim alan, ya da alanlarda üretilen kömür miktarı ile bu alanlarda üretime başlanmadan önce hesaplanan görünür rezerv değerinin karşılaştırılmasının, üretilebilir rezervlerin hesaplanmasında en uygun yaklaşım olacağı anlaşılmaktadır. Kuşkusuz, bir sahada üretime başlandıktan sonra her yıl yapılan değerlendirmelerle üretilebilir rezerv değeri de revize edilmelidir.

Üretilebilir rezervle ilgili olarak kömür havzalarının önemli bir bölümünde, saha veya işletme sorumluları tarafından yapılan değerlendirmeler ve hesaplanan değerler Tablo 1. de verilmiştir.

Üretilebilir rezervlerin, termik santral potansiyelleri hesaplanırken genellikle, santralların özgül ısı değerleri 2200 kcal/kg, kullanım süresi 6500 saat/yıl ve santralların ekonomik ömrü veya çalışma süresi 30 yıl alınmıştır.

### 2.1 Linyit ve Asfaltit Rezervlerinin Santral Potansiyeli

2011 yılı sonu itibariyle, geçen beş yılda olduğu gibi, Türkiye linyit, asfaltit ve taşkömürü rezervlerine dayalı mevcut santrallar 8609 MW olup, 53235MW olan toplamın %16'sını elektrik üretimi bakımından da %18,2'sini oluşturmaktadır. 2006 yılından itibaren Silopi'de kurulan 135 MW Kurulu gücündeki asfaltit termik santrali dışında, linyit ve asfaltit rezervlerine dayalı santral devreye girmemiştir. Linyit rezervlerimizin santral potansiyeli aşağıda değerlendirilmiştir (Tablo 1).

Tablo1. 2012 Yılı Türkiye Üretilabilir Kömür Rezervleri ve Santral Potansiyeli(Ç.K.)

Saha Adı	Toplam Rezerv (milyon ton)	Üretilabilir Rezerv*** (milyon ton)	Mevcut K.Güç (MW)	İnşaatı Başlayan K.Güç (MW)	Yapılabilir K.Güç (MW)	Toplam K.Güç (MW)
Afşin-Elbistan	4.360	4350	2795	-	7205	10000
Afşin-Elbistan	515	490	-	-	1250	1250
Adana-Tufanbeyli	423	350	-	450	600	1050
Adıyaman-Gölbası	51	46	-	-	150	150
Ankara-Çayırhan	308	190	620	-	500	1120
Bingöl- Karlıova	89	28	-	-	100	100
Bolu-Göynük	38	36	-	135	65	200
Bursa-Orh.,Keles,Dav	116	70	210	-	270	480
Çanakkale-Çan	77	69	320	-	-	320
Çankırı-Orta	70	65	-	-	135	135
Eskişehir-Mihalıççık	55	48	-	290	-	290
Konya-İlgın	143	125	-	-	500	500
Konya-Karapınar*	1.833	1275	-	-	3900	3900
Kütahya-Tunçbilek**	269	170	365	-	300	665
Kütahya-Seyitömer	176	172	600	-	150	750
Manisa-Soma**	752	575	1034	-	1050	2084
Muğla-Milas	259	206	1050	-	-	1050
Muğla-Yatağan	153	43	630	-	-	630
Tekirdağ-Saray	129	40	-	-	175	175
Sivas-Kangal	94	85	457	-	-	457
Şırnak-Asfaltit	72	65	135	-	540	675
LİNYİT, AS. TOPLAMI	9.982	8498	8216	875	16890	25981
Bartın-Amasra**	407	125	-	-	1100	1100
Zonguldak**	909	197	300	-	-	300
TAŞKÖMÜR TOPLAMI	1.316	322	300	-	1100	1400
GENEL TOPLAM	11.298	8820	8516	875	17990	27381

Yararlanılan Kaynaklar(ETKB-MİGEM2011),(EÜAŞ,MTA,TKİ,TTK 2012), (Taka vd.,2010,20011)

\*Üretilabilir rezerv miktarı ve santral potansiyeli yapılacak etüt ve sondajlarla değişebilir.

\*\*Santral dışında diğer sektörler içinde kömür üretim planlaması bulunmaktadır.

\*\*\* Kömür havzalarının önemli bir bölümünde, saha veya işletme sorumluları tarafından yapılan değerlendirmelerden yararlanılmıştır.

1. Kahraman Maraş-Elbistan; Ruhsatı EÜAŞ'a ait ve 43 yıl önce bulunan Afşin-Elbistan Havzasında, TKİ'nin yaptığı çalışmalar ve MTA'nın son yıllarda yaptığı ayrıntılı inceleme ve sondajlar sonunda havzanın toplam üretilabilir rezervinin en az 4.35 milyar ton olacağı anlaşılmıştır. Afşin-Elbistan havzasının mevcut iki santrale ait rezervler dışında, yaklaşık 3,3 milyar ton üretilabilir kömür rezervi bulunmaktadır. Bu rezerv ile en az 7200 MW Kurulu gücünde santral kurulabilecektir. Ancak havzada bu büyüklükte santrallerin kurulabilmesi için havzanın bir bütün olarak görülüp, en az kömür kaybı olacak şekilde üretim planlamasının yapılması gerekmektedir(Koçak vd.,2003),(Koçak vd.,2009). Gerek havzanın yeniden planlanmaması gerekse 2011 yılında

- meydana gelen şev kayması sonucunda üretimin durması sonucunda, önemli büyüklükte kömür rezervi üretilemeyecektir.
2. Elbistan havzasının güney doğusunda üretilebilir rezervi 490 milyon ton olan sahada 1250 MW Kurulu gücünde santral yapılabilecektir.
  3. Adana-Tufanbeyli sahası, TKİ ve özel sektöre ait bitişik iki sahada yaklaşık 1050 MW Kurulu gücünde santral için iki sahada toplam en az 375 milyon ton rezerv bulunmaktadır. Özel sektör 450 MW'lık santral için ruhsat almış olup, kuruluşla ilgili çalışmalar devam etmektedir. TKİ sahasındaki 200 milyon ton üretilebilir rezerve karşılık kurulacak 600MW kurulu gücündeki santral ihale ile başka bir özel kuruluşla kWh başına rödovans karşılığı verilmiştir.
  4. Adıyaman – Gölbaşı'nda özel sektöre ait sahanın üretilebilir rezervi 46 milyon ton santral kapasitesi 150 MW olarak hesaplanmıştır.
  5. Bingöl- Karlıova, ruhsatı TKİ'ye ait olan sahada, 28 milyon ton üretilebilir kömür rezervine karşılık 100 MW kurulu gücünde santral kurulabilir.
  6. Bolu–Göynük ruhsatı TKİ'ye ait olup, işletmesi özel sektöre verilen sahanın üretilebilir rezervi 36 milyon ton olarak hesaplanmıştır. Sahanın toplam santral potansiyeli 200MW olup, 1x135 MW Kurulu gücündeki santralin kuruluş çalışmaları devam etmektedir.
  7. Çankırı-Orta, ruhsatların tamamı özel sektörde ve sahada toplam üretilebilir rezerv 65 milyon ton hesaplanmış olup, 135 MW kurulu gücündeki santral kurulabilir.
  8. Eskişehir-Mihalıççık 'da özel sektör tarafından bir bölümü EÜAŞ' a ait olan yaklaşık 48 milyon ton üretilebilir linyit rezervine karşılık kurulacak olan 2x145 MW gücündeki santralin kuruluş çalışmaları devam etmektedir. Konya-Karapınar: Elbistan'dan sonra en büyük kömür rezervi olan bu sahada, toplam 1,58 milyar ton açık işletmeye uygun görünür rezerv belirlenmiştir (*Taka vd.,2010,20011*)
  9. Ancak, 500-600m aralıklarla yapılmış olan bir çok sondajdaki, kömür damar sayıları, damar seviyeleri ve kalınlıkları farklı olduğundan korelasyon için ilave sondajların yapılması gerekmektedir. Bu nedenlerle, yaptığımız incelemede sahanın ilk aşamada 1.58 milyar ton olan açık işletme rezervinde, %10 rezerv azalması yanında %10 işletme kaybı öngörülerek sahanın üretilebilir rezervi 1.275 milyon ton olarak hesaplanmıştır. Ayrıca 6,5 olarak hesaplanan Havzanın toprak/kömür oranı, toplam dekapaja eklenecek şev dekapajı ile 8 düzeyine çıkabilecektir. Bu rezerve karşılık en çok toplam 3900 MW Kurulu gücünde santrallar yapılabilecektir. Diğer taraftan hesaplanan santral potansiyelinin gerçekleştirilmesi için saha, havza bazında değerlendirilerek, üretilebilir rezerv kaybına yol açmayacak şekilde üretim planlaması yapılması gerekmektedir.
  10. Özel sektöre ait Konya-İlgın-Kurugöl sahasının üretilebilir rezervi 125 milyon ton olup, kurulabilecek santralin kapasitesi en çok 500 MW'dır. Sahadaki jeolojik birimlerin yapısı ve yeraltı suyu koşulları işletme sırasında sorun yaratabilir.
  11. Tekirdağ-Saray'da ruhsatı TKİ'ye ait olan sahanın üretilebilir rezervi, sonradan yapılan sondaj bilgileri doğrultusunda üretilebilir rezervi 40 milyon ton olarak hesaplanmıştır. Sahanın santral kapasitesi 175 MW olup, işletmesi özel sektöre verilen bu saha, uygun ÇED raporu alınmadığı için TKİ'ye iade edilmiştir.
  12. Şırnak- Asfaltit sahasında, özel sektör tarafından, yaklaşık 30 milyon ton üretilebilir asfaltit rezervi karşılığı 2x135 MW lisans alınmış olup, hazırlık çalışmaları devam etmektedir. Ayrıca Silopi'de mevcut santrali işleten şirketin 2x135MW kurulu gücünde ilave santral kurması söz konusu olup, bu santrallar için yeterli miktarda asfaltit rezervi bulunmaktadır. Böylece toplam en az 65 milyon ton üretilebilir asfaltit rezervlerine karşılık mevcut santrala ilave olarak toplam kurulu gücü 540 MW olan

santraller kurulabilir. Bunların dışında sahadaki mevcut rezervlerle ilave santral kurulabilecek olan havzalar aşağıda belirtilmiştir:

13. Manisa-Soma 1050 MW,
14. Kütahya-Tunçbilek 450 MW,
15. Kütahya- Seyitömer 150 MW,
16. Ankara- Çayırhan 500 MW,
17. Bursa-Keles-Davutlar 270 MW

Böylelikle 2012 yılı itibariyle toplam 8.498 milyon ton üretilebilir linyit ve asfaltit rezervlerine karşılık 17.490 MW Kurulu gücünde ilave santraller yapılabilecektir. Son yıllarda inceleme ve çalışmaları devam eden, bulunan ve bulunacak ilave linyit rezervleriyle ilgili çalışmalar tamamlandığında santral potansiyeli artabilecektir. Ayrıca 2012 yılı itibariyle diğer sahalarda yapılan etüt ve incelemelerde ekonomik üretilebilir linyit rezervinin iki milyar ton daha artabileceği anlaşılmaktadır.

## 2.2 Taş Kömürü Rezervlerinin Santral Potansiyeli

1. Toplam üretilebilir rezervi 197 milyon ton olan Zonguldak havzasında, 300 MW gücündeki mevcut santral dışında, özel sektör tarafından 1360 MW kurulu gücünde ithal kömüre dayalı santral yapılmıştır. Santralin lisans sözleşmesinde, yerli üretimle ithal kömürün paçal olarak da yakılabileceği belirtilmektedir. Ancak havzadaki kömür üretim miktarı ve maliyeti göz önüne alındığında bu günkü koşullarda, santralin havzada üretilen kömürlerden beslenmesi çok mümkün görülmemektedir.
2. 125 milyon ton üretilebilir rezervi olan Bartın-Amasra taş kömürü sahasında ise, lisansı alınan 1.100 MW üzerinde santralin yapımı için çalışmalar devam etmektedir. Ancak santralin kuruluşu ve üretilecek kömür miktarı konularında sorunlar bulunmaktadır (Tablo 1). Diğer taraftan, üretilebilir taşkömürü rezervlerinin sınırlı oluşu ve üretim güçlükleri dikkate alınırca, üretimin, öncelikle demir - çelik sektörüne yönelik

planlanmasının gerekliliği ortaya çıkmaktadır.

## 3 ULUSAL KÖMÜRLERİN KISA SÜREDE DEĞERLENDİRİLMESİ

Enerji tüketimimizde yerli kaynak payının artırılmasına yönelik kararların uygulanmasını sağlayacak düzenlemeler süratle yapılmalıdır. Aksi takdirde, Elektrik Enerjisi Piyasası ve Arz Güvenliği Strateji Belgesindeki hedefler süresinde gerçekleşemeyecektir.

“Linyit kömürlerine dayalı elektrik üretim santrallerinin çoğunluğu, Kıbrıs çıkarmasının getirdiği ambargo nedeniyle, demir perde gerisi ülke teknolojileri ile gerçekleştirilmiştir. Bu santrallerin sahip olduğu düşük verimli yakma teknolojilerine, santral ve kömür sahaları işletmelerinden kaynaklanan sorunlar eklenince, ortaya düşük kapasite kullanımı, çevresel olumsuzluklar, yüksek işletme maliyetleri gibi istenmeyen sonuçlar çıkmıştır” (DEKTMK, 2010). Özel sektör tarafından ithal kömüre dayalı 1.320 MW gücündeki Yap-İşlet santrali dışında, 2365 MW’ı serbest üretim şirketlerine ait 196 MW’ı da otoprodüktör santrali olmak üzere 2011 yılı sonu itibariyle ithal kömüre dayalı santrallerin toplam kurulu gücü 4035 MW’tır. İthal kömüre dayalı santralle, enerji arz güvenirliliği açısından, doğalgaz santrallerine göre daha avantajlı olabilir. Ancak son yıllarda artan kömür fiyatları dikkate alındığında, avantajları giderek azalmıştır. Eğer yerli enerji kaynaklarının 2023 yılına kadar değerlendirilmesi hedefleniyorsa, yukarıda değinilen nedenlerle, yapılacak teşviklerle birlikte, özellikle Elbistan ve Karaman gibi büyük rezervli sahalar başta olmak üzere, ulusal kömürlere ve diğer kaynaklarımıza yönelik enerji yatırımlarının kamu tarafından yapılmasına ya da organize edilmesine daha fazla gecikilmeden başlanmalıdır. Bunun için ulusal kaynaklara dayalı elektrik üretiminde kamu yatırımlarının önünün açılması için gerekli yasal düzenlemeler yapılmalıdır. Ayrıca, birçok gelişmiş, büyük ülkede, enerjide önemli kamu payı ve uluslararası ihalelere giren kamuya ait büyük enerji şirketleri



bulunmaktadır. Bu ülkelerdekine benzer enerji politikaları benimsenirse, %88'i kamu kurumlarının uhdesinde olan linyit rezervlerinin kurumlara dağılım oranları incelendiğinde, kömür havzalarının üretim planlaması ve kömür işletmeciliğinde 55 yılı aşan tecrübesiyle TKİ kurumunun sorumluluğundaki rezerv payı gözden geçirilmelidir.

#### 4 KÖMÜR REZERVLERİNE DAYALI SANTRALLARIN AVANTAJLARI VE ANALİTİK ANALİZ SONUÇLARI

Kömür rezervlerine dayalı yapılacak ilave santralların yaratacağı avantajları anlatabilmek için avantaj oluşturan konuların analitik boyutları hesaplanmıştır (Tablo 2).

Tablo 2. 2011 Yılı Türkiye Kömür Rezervleriyle Yapılabilecek ilave Santrallar, Yaratılacak İstihdam, Net Yakıt Maliyeti, Üretilen Elektrik ve D.Gaz Eşdeğeri (Ç.K.)

Saha Adı	Yapılabilir Kurulu Güç (MW)	Yaratılacak İstihdam Kişi	Net yakıt Maliyeti TL/kWh	Üretilen Elektrik GWh/yıl	Doğal Gaz Eşdeğeri Milyon m <sup>3</sup> /yıl
Afşin-Elbistan	7.205	16.000	0,03	46.832	9.367
Afşin-Elbistan	1.250	2.750	0,035	8.125	1.625
Adana-Tufanbeyli	600	1.300	0,06	3.900	780
Adıyaman-Gölbasi	150	350	0,035	975	195
Ankara-Çayırhan	500	1.250	0,06	3.250	650
Bingöl- Karlıova	100	490	0,07	650	130
Bursa-Keles, Davutlar	270	790	0,05	1.755	351
Bolu-Göynük	65	240	0,06	422	85
Çankırı-Orta	135	350	0,055	878	176
Konya-Ilgın	500	2.000	0,065	3.250	650
Konya-Karapınar	3.900	17.651	0,07	25.350	5.070
Kütahya-Tunçbilek	300	800	0,08	1.950	390
Kütahya-Seyitömer	150	330	0,03	975	195
Manisa-Soma	1.050	6.600	0,07	6.825	1.365
Tekirdağ-Saray	175	750	0,065	1.138	228
Şirnak-Asfaltit	540	1.600	0,05	3.510	702
LİNYİT,ASF.TOPL.OR	16.890	53.251	0,048	109.785	21.959
Bartın-Amasra	1.100	5300	0,09	7.150	1.430
Zonguldak	-	-	-	-	-
TAŞKÖMÜR TOPL.	1.100	5.300	0,09	7.150	1.430
GENEL TOPL. ORT.	17.990	58.551	0,051	116.935	23.389

Yararlanılan Kaynaklar: (ETKB-MİGEM2011), (EÜAŞ,MTA,TKİ,TTK 2012), (Taka vd.,2010,20011)

Kömür rezervlerine dayalı santralların 4-Yerli Sanayiinin Gelişmesi, avantajları aşağıda belirtilen başlıklarda 5-Enerji Güvenilirliğinin Sağlanması incelenmiştir.

- 1-Cari Açığın Azaltılması,
- 2-İstihdam Yaratma ve Katma Değer Kazandırması,
- 3- Elektrik Fiyatlarının Ucuzlatılmasına Olacak Katkısı,

#### 4.1 Cari Açığın Azaltılması

Toplam üretilen kömür rezervlerine dayalı kurulabilecek **17.990MW** kurulu gücündeki santralların 6500 saat/yıl çalışma sürelerine göre yıllık üretimi **117 milyar kWh** olacaktır (Tablo 2). Ancak, her yıl değişen yağış rejimi

nedeniyle barajlardaki doluluk oranlarında önemli farklılıkların olması barajların dolu olduğu zamanlarda önceliğin hidrolik santrallara verilmesi yanında yeterli doğalgaz deposunun olmayışı nedenleriyle kömür santrallerinde yaratacağı kapasite düşüklüğü ya da tam kapasiteyle çalışması kısıtlanabilir. Bu nedenlerle, toplam üretilebilir kömür rezervlerine dayalı kurulabilecek santrallerin %85'ile yılda en az **100 milyar kWh** üretim yapabilecekleri söylenebilir. Ayrıca diğer sahalarda devam eden ve yapılacak etütler sonucunda, yapılabilecek ilave santrallerle yıllık elektrik üretim miktarı daha da artabilecektir.

Aşağıda, 100 milyar kWh elektriğin ithal kaynaklarla üretilmesinin hazineye getireceği yük, analiz edilerek hesaplanmıştır.

#### **100 milyar kWh Elektriğin Doğal Gaz Santralleriyle Üretilmesi Durumunda;**

- ÖTV, KDV'siz doğalgaz ithal fiyatı 400\$/1000 m<sup>3</sup>
- 1 kWh elektrik için 0,2 m<sup>3</sup> doğal gaz tüketileceği, kabul edilirse;  
*Yıllık yaklaşık 20 milyar m<sup>3</sup>/yıl doğal gaz ithal edilerek,*  
 $400 \times 20.000.000 = 8$  *milyar\$/yıl gibi bir miktarın ödenmesi söz konusudur.*

#### **100 milyar kWh Elektriğin İthal Kömür Santralleriyle Üretilmesi Halinde;**

- Santrallerin özgül ısısının 2300 kcal/kWh,
- İthal kömürün Alt ısı Değeri 6150 kcal/kg,
- 2012 yılı ithal fiyatının 130\$/ton olduğu kabul edilirse;  
100 milyar kWh elektrik üretimi için 6150 kcal/kg ısı değerli kömürden yılda 37,4 milyon ton kömür ithal edilmesi gerekmektedir ( $100 \text{ milyar kWh} \times 2300 / 6150 = 37,4$  milyar ton). *Her yıl,  $130 \times 37.400000 = 4,86$  milyar dolar/yıl daha fazla kömür ithal edileceği anlamına gelmektedir.* Görüldüğü gibi kömür rezervlerine dayalı santrallerin yapılması, doğal gaz santralleri ve ithal kömür santrallerine göre ciddi boyutta döviz kazandırıcı, cari açığı azaltıcı bir yatırım olacaktır.

#### **4.2 İstihdam Yaratma ve Katma Değer Kazandırma Potansiyeli**

1355 MW gücündeki Elbistan A santrali ve madenin de yapılan norm kadroda, santralda 800 kişi istihdam etmesi, maden işletmesinde de 2000 kişi olmak üzere toplam 2800 kişi doğrudan istihdam etmesi gerekmektedir. Şu andaki fiili durum bu rakamlardan biraz fazladır. Bu durumda oransal olarak Elbistan havzasında kurulu gücü 1000MW olan santralda, 590 kişi, madende 1476 olmak üzere toplam yaklaşık 2066 kişi istihdam edilmesi gerektiği söylenebilir. Ayrıca şu anki bager- bant konveyör işletme sisteminin kamyon- ekskavator sistemi içinde kullanılan kamyon ve iş makinalarının kapasitesi istihdam sayısını belirlemektedir.

Ancak Elbistan linyit işletmesindeki istihdam sayısı, toprak/kömür oranının 3 civarında olduğu duruma göre belirlenmiştir. Toprak/kömür oranının 6 olduğu kömür madeni işletmelerinde, 1000MW santralin olduğu durumda oransal olarak hesaplanırsa, maden de iki kat artışla 2952 ve santralda 590 kişi olmak üzere, çalışacakların sayısı yaklaşık 3542 kişi olur.

Yeraltı 1000MW kurulu gücündeki santrallerin, yeraltı klasik yöntemle çalışan ve 2200kcal/kg ısı değerinde 6.500.000 ton/yıl kömür üretiminin gerektirdiği yıllık istihdam santralla birlikte 7000 kişi olmaktadır.

Yeraltı mekanize ayak sistemiyle çalışılması durumundaki kömür üretiminde istihdam edilecek işçi sayısı ise klasik yöntemle göre 1/3 - 1/4 oranında azalmaktadır. Bu şartlarda yine 1000 MW'lık santralin tüketeceği aynı ısı değerindeki kömürden, 6.500.000 ton üretilmesi için en az 2500 kişi istihdam edilecektir.

Yukardaki değerlendirmeler çerçevesinde tüm saha ve santrallerde çalıştırılacak istihdam sayısı bulunmuştur. Tüm potansiyelin devreye girmesi durumunda santrallerin işletme döneminde, 58.551 kişi doğrudan istihdam edilmiş olacaktır (Tablo2). Ayrıca bu sayının %80'ini oluşturan kömür madenciliği iş kolundaki doğrudan istihdamla, 12 katı kadar da dolaylı istihdam yaratılabilecektir (TBMM,2010).

**17.990 MW'lık kurulu gücün doğal gaz dayalı santrallerin istihdam sayılarıyla karşılaştırılması;**

1000 MW'lık doğalgaz santralında ise, toplam 200-250 kişi çalıştırılmaktadır.

**17.990 MW** santraller için ise sadece 3598-4498 kişi doğrudan istihdam edilecektir.

Kömür rezervlerine dayalı kurulacak santrallerin yaratacağı **58.551** kişilik istihdamın, sadece 1/16-1/13'ü kadar istihdam sağlayacaktır.

**17.990 MW'lık Kurulu gücün nükleer santrallerin istihdam sayılarıyla karşılaştırılması;**

1000 MW'lık bir nükleer santralında çalışanların sayısı 300-400 kişi arasında olmaktadır(*TMMOB FMO,2006*). **17.990 MW'lık** nükleer santrallerde toplam 5397 ile 7196 arasında kişi çalışabilecektir. Aynı büyüklükte nükleer santraller yapılmaması durumunda, kömür rezervlerine dayalı kurulacak santrallerin yaratacağı istihdamın 1/11 ile 1/8'i kadar istihdam sağlayacaktır.

**17.990MW'lık kurulu gücün ithal kömüre dayalı santrallerin istihdam sayılarıyla karşılaştırılması;**

1000 MW kurulu gücündeki ithal kömür santrallerindeki istihdam sayısını hesaplarken İskenderun'daki santral örnek alınmıştır. 1320 MW kurulu gücündeki İskenderun ithal kömür santralında yaklaşık 1000 kişi çalışmaktadır. Buna göre 1000MW Kurulu gücündeki ithal kömür santralında çalışacak kişi sayısı oransal olarak 757 kişi çalışacağı söylenebilir.

**17.990 MW Kurulu gücündeki ithal kömür santrallerinin yaratacağı istihdam yaklaşık 13618 kişi olacaktır.** Kömür rezervlerine dayalı kurulacak santrallerin yaratacağı en çok 1/4'ü kadar istihdam kazandırabilecektir.

**4.3 Elektrik Fiyatlarının Ucuzlamasına Olacak Katkısı**

Yaptığım incelemelere göre, linyit ve asfaltit rezervlerimize dayalı inşa edilebilecek **16.890MW'lık** santrallerin, 1 kWh'nin ortalama net yakıt maliyeti 0,048 TL/kWh olduğu hesaplanmıştır (Tablo 2). Bir kWh maliyetinin %60'ı net yakıt maliyeti olduğu kabul edilirse, bu santrallerin üreteceği

elektriğin 1kWh'ın ortalama maliyetinin en çok 0,08 TL/kWh olur. Taşkömürü rezervlerimize dayalı santrallerin 1kWh ortalama net yakıt maliyeti 0,09TL/kWh, üreteceği elektriğin maliyet ortalamasının ise 0,15TL/kWh olacağı görülmektedir. 2011 yılı sonu itibariyle termik santrallerin Piyasada oluşan havuza elektrik satış fiyatları; 0,15 - 0,16TL/kWh arasındadır. 2023 yılında, Kömür rezervlerine dayalı santrallerin %85'i bile devreye girdiği takdirde, yılda üretilen 100 milyar kWh elektrikle, talep senaryolarına göre toplam talebin yaklaşık %25'i karşılanabilecektir. %25 oranında, mevcut fiyatın yarısı kadar daha düşük fiyatlı elektrikle, önemli oranda ucuzluk sağlanabilecektir.

**4.3.1 Özelleştirmenin Elektrik Fiyatlarına Etkileri**

Yapılan özelleştirmelerde, kamuya ait kömür rezervlerine dayalı santrallerin elektrik fiyatlarını ucuzlatma potansiyelinin, devlet tarafından yüksek bedellerle özel sektöre devredilerek finansman yaratılmaktadır. Son dönemde üç şekilde özelleştirilme yapılmaktadır.

- 1) Kömür sahasının kWh karşılığı rüdvansa verilmesi,
- 2) Santral ve kömür rezervinin özel sektöre devredilmesi,
- 3) Kömür sahasının özel sektöre satılması, ya da özel sektörle sermayesi karşılığı kurulacak ortak şirketle yatırım yapılması anlaşması,

Her ne şekilde olursa olsun, özel sektör, yapısı itibariyle, verdiği bedeli en kısa sürede geri almak veya verdiği bedelin birkaç mislini kazanmak üzere yatırımını yapacaktır. Bugünkü konjonktür ve sistem buna izin vermektedir. Özel sektör tarafından üretilen elektrik, oluşan toptan fiyatlara göre maliyetinin oldukça üzerindeki fiyatlarla piyasada oluşan havuza satılmaktadır. Bu fiyatlara ilave edilen çeşitli başlıklar altında alınan bedeller ve vergiler ilavesiyle, halktan, sanayiciden tahsil edilmektedir. Başka bir deyişle enerjide özelleştirme bedellerinin birkaç katını halk ve sanayici ödeyecektir. Eğer bu şirket yabancı ise ciddi boyutta

kaynak yurt dışına transfer edilebilecektir. Sonuç olarak, yapılan özelleştirmelerle, mevcut elektrik fiyatlarının ucuzlatılması mümkün olmayacağı görülmektedir. Nitekim son beş yılda konutta elektrik fiyatları %125 artmıştır. Elektrik fiyatlarının ucuzlaması için ya ilk özelleştirmelerde olduğu gibi kWh başına en düşük üretim yapmayı taahhüt edecek olan özel şirkete verilmeli ya da ulusal kaynaklar ve santraller kamuda kalmalıdır. İdeali olmasa da kamu kuruluşlarının mevcut durumunda, üretimin büyük bölümü özel sektör tarafından yapılmakta olup giderek özel sektörün yaptığı işlerin oranı artmaktadır. Örneğin bu oran TKİ'de 2002 yılında %45 iken geçen on yılda 2011 yılı sonu itibariyle %67'yi aşmıştır. Kamuda hizmet veren özel sektör şirketlerinde çalışanların şartları tartışılabilir, ancak bu şirketlerin üretim maliyeti, TKİ'de kamunun üretim maliyetinin yarısından daha azdır.

Ancak, Dünyada, son yıllarda gündemde olan kaya gazı üretimleriyle ilgili gerçekleştirmelere göre, enerjide ve birçok konuda değerlendirmenin yeniden yapılması gerekebilir.

#### **4.4 Yerli Sanayinin Gelişmesine Olacak Katkısı**

Kömür rezervlerine dayalı santrallerin gerçekleştirilmesi kararı, en küçük malzemedan santral inşasına kadar sanayinin gelişmesini sağlayacaktır. Ayrıca bu gelişmeye devletin ciddi teşvikleri de sağlarsa, gelişmenin boyutu ve niteliği gelişmiş ülkeler seviyesine ulaşabilir. Ülkemizdeki kömürlerin özelliklerine uygun termik verimi yüksek santrallerin yapılabilmesi için pilot seviyede yerli teknolojilerin geliştirilmesi için devlet ve özel sektör tarafından kurulacak AR-GE bölümlerinde başarılı mühendislerin çalışmasını özendirerek ücret ve çalışma koşulları sağlanmalıdır. Ülke sanayisinin gelişmesini ve katma değer artırılması amacıyla santral ve kömür madenciliğinde kullanılan iş makinelerinde yerli üretimi özendirici teşvikler verilmelidir. Ayrıca bu tür iş makinelerine ülkedeki diğer sektörlerin de her zaman gereksinimi olacaktır.

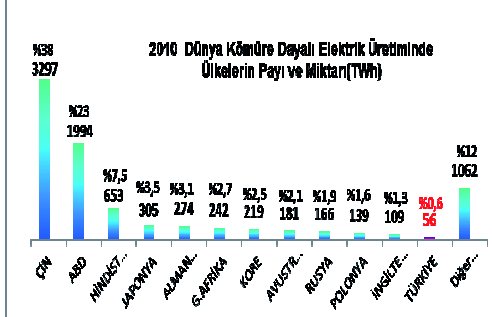
#### **4.5 Enerji Güvenliği ve Doğal Gaz Santrallerinin Payının %30 Düzeyine İndirilmesi Hedefinin Sağlanması**

2011 yılı sonu itibariyle birincil enerjide %72,4, elektrikte %56,4 dışa bağımlı olunması ve özellikle elektriğin %45 oranında doğal gaz santralleriyle karşılandığı durumda ciddi boyutta enerji güvenliğinin risk altında olabileceği söylenebilir. Özellikle gelecekte Dünyadaki gelişmeler ve yakın coğrafyamızla ilgili senaryoların son derece olumsuzluklara gebe olması, enerjide dışa bağımlılığımızın mümkün olduğu kadar çabuk azaltılmasını gerektirmektedir.

Bu anlamda ulusal kömürlerimize dayalı üretilen en az 100 milyar kWh elektriğin, 2023 de devreye girmesi halinde, toplam talebin 400 milyar kWh civarında olacağı öngörüsüne göre %25' oranında bağımlılığımızı azaltacak etkisi olacağı görülür. Böylelikle strateji belgesinde belirtilen elektrik üretiminde doğal gaz santralleri payının %30 düzeyine indirilmesi hedefinin gerçekleşmesi de mümkün olabilir.

#### **5 DÜNYADA KÖMÜRE DAYALI ELEKTRİK ÜRETİMİ**

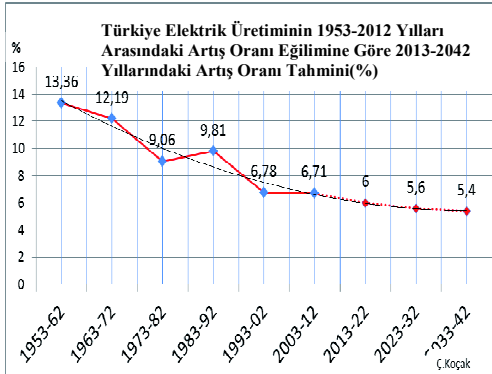
2010 yılında Dünya kömüre dayalı elektrik üretimi 8.697 TWh olmuş olup üretimin %80'i yedi ülkede gerçekleşmiştir. Bu ülkelerin başında Çin ve ABD gelmektedir. İki ülke dünya kömüre dayalı elektrik üretiminin %61'ini üretmiştir. Çin 3297 TWh/yıl ile 2010 yılı Dünya kömüre dayalı elektrik üretiminin %38'ini gerçekleştirirken, ABD 1994TWh/yıl ile %23'ünü gerçekleştirmiştir. Diğer beş ülkenin, 2010 yılı dünya kömüre dayalı elektrik üretim miktarı ve payları; Hindistan 653TWh/yıl ile %7,5, Japonya 305 TWh/yıl ile %3,5, Almanya 274TWh/yıl ile %3,1 G.Afrika 242 TWh/yıl ile %2,7 ve Kore 219 TWh/yıl ile %2,5'olmuştur. Türkiye ise Dünya kömüre dayalı elektrik üretiminin, 56TWh/yıl ile binde altısını üretmiştir(IEA,2012). Ülkelerin nüfusları dikkate alındığında, 2010 yılında kişi başına kömürle elektrik üretiminde, Çin, Türkiye'den 3,5 kat; ABD ise 9,5 kat; daha fazla elektrik üretmiştir(Şekil 1).



Şekil 1. 2010 Yılı Dünya Kömüre Dayalı Elektrik Üretiminde Ülkelerin Payı

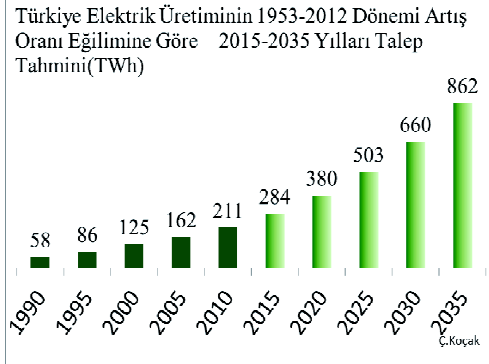
## 6 ELEKTRİK TALEP TAHMİNLERİ

Yaptığım çalışmada, öncelikle Türkiye'nin toplam elektrik üretiminin 1953-2012 dönemindeki yıllık artış oranlarına göre, her on yılın ve her beş yılın ortalama artış oranları belirlenmiştir (ETBK Genel Enerji Denge Tabloları). Bu oranların eğilimine göre gelecek on yılların ortalama artış oranları belirlenmiştir (Şekil 2). Bu değerlendirmede, senaryolar yerine, yaklaşık 60 yıllık gerçekleştirmelerin eğilimi dikkate alınmıştır.



Şekil 2. Türkiye Elektrik Üretiminde 1953-2042 Yılları Arasındaki Artış Eğilimi

Türkiye'nin toplam elektrik üretiminin, gelecek yıllarda da belirlenen bu oranda artacağı kabul edilerek, 2011 yılında 229 TWh olan elektrik üretiminin, 2015 yılında 284, 2020 yılında 380, 2025 yılında 503, 2030 yılında 660, 2035 yılında ise 862 TWh olacağı hesaplanmıştır (Şekil 3).



Şekil 3. Türkiye Elektrik Üretiminde 2020-2040 Yılları Arasındaki Talep Tahmini

2015-2035 yılları arasındaki talep tahminlerine göre, mevcut kömür rezervlerine dayalı santrallerin üreteceği elektriğin toplam içindeki oranı ve ülke kalkınmasına kazandıracığı ivme giderek azalacaktır. Bu talep tahminine göre kömür rezervlerine dayalı yapılacak santrallerin üreteceği elektrik miktarı 2025 yılında Türkiye toplam elektrik talebinin dörtte biri iken, 2030 yılında altıda biri, 2035 da ise sekizde biri olacaktır. Diğer taraftan çeşitli senaryoların yer aldığı programlara göre yapılan talep tahminlerindeki büyük sapmalar nedeniyle gereğinden fazla enerji ithalatı anlaşmaları yapılması, enerjide dışa bağımlılığı artırdığı gibi kömür rezervlerine dayalı santrallerde, kapasite kısıtlamalarının nedenlerinden birini oluşturmuştur (Tablo 3, Tablo 4). Bu sapmalar ortalama artış oranı bazında %30'un üzerine kadar çıkmıştır.

Tablo 3. 1989 Yılı Elektrik Talep Tahmini

1989 Yılında Yapılan Elektrik Talep Tahmini			
	Tahmin	Gerçekleşme	Sapma Oranı
Yıllar	TWh	TWh	%
1995	101	86	15
2000	157	125	20
2005	223	162	27
2010	323	211	35

Kaynak: (DEKTMK, 1990)

Tablo 4. 1998 Yılı Elektrik Talep Tahmini

1998 Yılında Yapılan Elektrik Talep Tahmini			
Yıllar	Tahmin TWh	Gerçekleşme TWh	Sapma Oranı %
2005	197	162	18
2010	295	211	29
2011	314	229	27
2012	334	239	28

Kaynak:(DEKTMK,2000)

## 7 SONUÇ VE ÇÖZÜM ÖNERİLERİ

1) Türkiye'nin enerji de dışa bağımlılığı giderek artarken, enerji ithalatı 20011 yılı sonu itibariyle 54 milyar dolara ulaşarak, ithalat - ihracat farkının artmasına neden olmaktadır. Enerji arz güvenilirliğinin sağlanması için en önemli seçenek olarak, ulusal kömürlerimizin bir an önce değerlendirilmesi görülmektedir. Santrallerin işletme döneminde, santral ve kömür işletmelerinde toplam 58,551 kişi doğrudan istihdam edilmiş olacaktır.

Özellikle kömür madeni işletmelerindeki doğrudan istihdamın çeşitli işkollarında yaratacağı dolaylı istihdamla, toplam 550.000 kişinin istihdamı sağlanabilecektir.

Toplam üretilebilir kömür rezervlerine dayalı kurulabilecek **17.990 MW** kurulu gücündeki santrallerin 6500 saat/yıl çalışma sürelerine göre yıllık üretimi **117 milyar kwh** olacaktır. Ancak, her yıl değişen yağış rejimi nedeniyle barajlardaki doluluk oranlarında önemli farklılıkların olması barajların dolu olduğu zamanlarda önceliğin hidrolik santrallara verilmesiyle kömür santrallerinde yaratacağı kapasite düşüklüğü yanında Elbistan gibi büyük bir havzada tüm kurulu gücün aynı zamanda devreye girmesi, ya da tam kapasiteyle çalışması hava kalite değerleri açısından kısıtlanabilir. Bu nedenle, toplam üretilebilir kömür rezervlerine dayalı kurulabilecek santrallerin %83'ile yılda en az **100 milyar kWh** üretim yapabilecekleri söylenebilir.

2) Kömür rezervlerine dayalı yapılabilecek santral potansiyelinin 2023 yılında devreye girmesi durumunda;

a) Kömür rezervlerine dayalı elektrik üretimlerinde, ithal kaynaklara dayalı santrallerle karşılaştırıldığında, 4 ile 16 kat kadar daha fazla doğrudan istihdam sağlandığı görülür.

b) Bugünkü değerlerle, doğal gaz santrallerine göre yılda 8 milyar dolar, ithal kömür santrallerine göre ise yılda 5 milyar dolar döviz tasarrufu sağlanacaktır.

c) Türkiye, son beş yılda elektrik fiyatları, meskende %125 artarak, en pahalı elektrik kullanan ülkeler listesine girmiştir. Kömür rezervlerine dayalı santraller, devreye girdiği takdirde, yılda üretilecek 100 milyar kWh elektrikle, 2023 yılı talep senaryolarına göre toplam talebin yaklaşık %25'i karşılanabilecektir. %25 oranında, mevcut fiyatın yarısı kadar daha düşük fiyatlı elektrikle, önemli oranda ucuzluk sağlanabilecektir.

Enerjide özelleştirmeden vazgeçilerek, kömür rezervleri ve diğer ulusal kaynaklara dayalı enerji yatırımlarının, idare tarzı, özerk nitelikteki kamu kuruluşu tarafından yapılması durumunda, devlet yatırım tutarlarını fiyatlara ilave etse dahi elektriğin ucuzlaması sağlanacaktır. Ulusal kaynaklar ve santraller kamu kontrolünde kalması durumunda, yapılan yatırım tutarları daha uzun dönemde maliyetlere yansıtılacağı için ayrıca devlet desteği olmadan da elektrik fiyatları ucuzlayabilecektir. Elektrikte dışa bağımlılık, %25 oranında azalacak olup, strateji belgesinde belirtilen elektrikte doğal gaz santralleri payının %30 düzeyine indirilmesi hedefi de büyük ölçüde gerçekleştirilecektir. Talep tahminlerindeki artış dikkate alınır, kömür rezervlerine dayalı santrallerin yukarıda belirtilen faydaları için bir an önce yapılması gerekmektedir. Ayrıca talep tahminlerindeki sapma değerleri son derece önem arz etmektedir. Yapılacak santraller, kömür rezervlerinden daha fazla elektrik üretecek yüksek verimlilikte ve yüksek çevre duyarlı olmalıdır. Yatırım tutarı daha fazla olsa da, mümkün olduğu kadar yüksek teknoloji içeren nitelikli santrallerin yapılması sağlanmalıdır.

Yüksek çevre duyarlı santrallerin yapılmasını sağlamakla birlikte dünya iklim değişikliği ile ilgili kararlarda; Öncelikle Dünya CO<sub>2</sub> salınım değerleri bakımından, çok büyük etki yaratan ABD, Çin, Hindistan, Rusya, Almanya, İngiltere, gibi büyük ülkeler gerekli önlemleri almalıdır. Bu ülkeler gerekli önlemleri almadan Türkiye, bu ülkelere göre çok sınırlı boyuttaki olumsuz etkisi nedeniyle, kömür rezervlerinin devreye alınamamasını sınırlayabilecek uluslararası kararlara imza atmamalıdır. Üstelik bilim adamları arasında Dünya'nın giderek ısınmasıyla ilgili değişik görüşler de bulunmaktadır. Sonuç olarak, Dünya elektrik üretiminin mevcut politikalara göre 2035 yılında 2010 yılına göre; %89 oranında artacağı, buna karşılık Türkiye'deki toplam elektrik üretiminin ise % 409 oranında artacağı hesaplanmıştır. Bütün bu değerleri Dünyanın ilk onunda olmayı hedefleyen bir ülke için son derece olumlu değerler olarak görmek gerekir. Ancak 1990-2011 yılları arasındaki 21 yıl incelendiğinde enerjide dışa bağımlılığının; birincil enerji arzında, %52'den %72'ye, elektrik üretiminde ise %25'den %56'ya yükselmiş olması önemli bir risk oluşturmaktadır. Türkiye'nin son derece hassas bir coğrafyada bulunması enerjide dışa bağımlılığının, en kısa sürede mümkün olduğu kadar azaltılmasını gerektirmektedir. Dışa bağımlılığı ve cari açığı azaltmak, yüksek elektrik fiyatlarının ucuzlatılması, istihdamın, katma değer ve çoğaltan etki değerinin artırılması için kömür rezervlerinin mümkün olan en kısa sürede devreye girmesi gerekmektedir.

## KAYNAKLAR

- 1) DEK-TMK 2010 Enerji Raporu
- 2) DEK-TMK Türkiye 5. Enerji Kongresi Enerji İstatistikleri, 1990 s.275
- 3) DEK-TMK 1998 Enerji İstatistikleri, 2000 s.272
- 4) ETKB-MİGEM 2011, EÜAŞ Kömür Rezervleri 2012, MTA Kömür Sahası Raporları, Kömür Rezervleri 2012, TKİ Saha Raporları, Kömür ve Asfaltit Rezervleri 2012, www.taskomuru.gov.tr, TTK, Faaliyet ve Sektör Raporları 2012
- 5) ETKB Genel Enerji Denge Tabloları
- 6) IEA, Electricity Information 2012

- 7) Koçak Ç., Kürçü S., Yılmaz S. Elbistan Kömür Havz. Değer ve Diğer Linyit Kaynakları Arasındaki Yeri). Türkiye 10. Enerji Kongresi DEKTMK-2003
- 8) Koçak Ç., Tamzok N., Yılmaz S. Afşin –Elbistan Kömür Havzasının Elektrik Potansiyeli TMMOB VII. Enerji Sempozyumu 2009(S.273)
- 9) Survey of Energy Resources WEC 2010(S.11-15)
- 10) Taka M., Gülhan M., Salman M., Çolakoğlu S. Konya- Karapınar Linyit Sahasının Buluculuk Talebine Esas Jeoloji ve Rezerv Raporları MTA-2010,2011
- 11) TBMM Meclis Madencilik Araştırma Komisyonu Raporu Mayıs 2010
- 12) TMMOB FMO Nükleer Enerji Raporu-2006s.169

---



## Geothermal Energy in Western Apuseni Mountains (Romania) for Economic and Sustainable Purposes

V. Codrea

*Faculty of Biology and Geology, Babeş-Bolyai University, 1, Kogălniceanu Str., RO-400074, Cluj-Napoca, Romania; codrea\_vlad@yahoo.fr*

R. Călburean

*Faculty of Economics and Business Administration, Babeş-Bolyai University, 58-60 Teodor Mihali Str., RO-400591, Cluj-Napoca, Romania; raluca.calburean@yahoo.com*

**ABSTRACT** The development of Renewable Energy Sources (RES) has an active role on a local dimension in the achievement of sustainability objectives and targets. A RES-based energy model implies decentralization of energy production and consumption and the use of widely-diffused energy resources. This paper argues that the nature and direction of linkages between geology, environment and economy regard the effects of environmental management in the energy sector and their activities in sectors highly dependent on environmental quality. RES, such as geothermal energy (GE), offer an affordable solution for medium and long term consumer safety and environmental protection in Romania. GE, its importance regarding not only geological and economical aspects, but also the political, legal, environmental, social and cultural issues are to be taken into consideration while speaking of the environmental and economic benefits it carries.

Our case study concerns a sector of the western margin of the Apuseni Mountains, at their contact with the Pannonian Basin. These main Romanian geothermal resources are located in fissured collectors (Triassic limestone and dolomite) belonging to the Carpathian Inner Dacides, more precisely to the Codru Nappes System. Such rocks now form the basement of the Neogene Beiuş Basin. The geothermal features are related to the peculiar nature of Earth crust. For the last couple of decades, the geothermal water is used for heating the settlements from the neighboring area. The thermal used water will soon be re-injected underground, in rocks of similar age. This paper will also discuss several economic data related to the net benefits issued.

### 1 INTRODUCTION

The worldwide energy consumption nowadays is becoming very demanding. Today more than 90 % of energy consumption is derived from nuclear and fossil fuels. Fossil fuels are known to be both contributors to the greenhouse effect as polluting technologies, becoming therefore energy sources which are neither sustainable nor renewable and will eventually be depleted.

A Renewable Energy Sources (RES)-based energy model implies decentralization

of energy production and consumption and the use of widely-diffused energy resources. RES contribute to the energy markets, but these are usually dependent on weather conditions, have low installed capacity per unit and high costs. Yet, there is a renewable energy source that does not share these features and has more potential than nuclear energy and all the fossil fuels together (oil, coal and gas): geothermal energy (GE), heat from the earth. GE can be found all over the world, however, many requirements to

harness this energy cost-effectively makes it feasible only in a few places in the world.

The thermal energy can be used directly or converted into power by means of many different processes depending on the temperature of the source. We shall refer in this paper to the direct use of GE.

The geothermal resources can give an answer for the increasing demand of energy in southwestern Europe. Romania bears several areas with high potential for low enthalpy geothermal waters, the most outstanding being the northwestern region of the country.

This work also investigates whether geothermal energy is a mature, reliable and profitable technology by discussing several economic data related to the net benefits issued.

## **2 FRAMEWORK OF GEOTHERMAL ENERGY**

The nature and direction of linkages between geology, environment and economy regard the effects of environmental management in the energy sector and their activities in sectors highly dependent on environmental quality. RES, such as geothermal energy (GE), offer an affordable solution for medium and long term consumer safety and environmental protection in Romania.

Thus, GE, its importance regarding not only geological and economical aspects, but also political, legal, environmental, social and cultural issues are to be taken into consideration while speaking of the environmental and economic benefits it carries. In the world scenario, energy consumption is projected to increase about 57 % by 2025. Despite the large potential of GE, it only supplies 0.4 % of the world's energy demands (Verdejo, 2010). The dependence on fossil fuels of our society, the consideration that they are not the proper solution for actual and future energy

demands and the fact that these will be depleted is obvious. The demand and supply situation nowadays is such that very soon all the energy that can be obtained from all available sources (including renewable) will need to be harnessed. RES are receiving increasing attention with the shift in attitude towards the world's natural resources, while proving to be a sustainable, a reliable and an economical way of delivering the electrical, thermal and/or chemical energy that economies and individuals require for maintenance.

The use of renewable energy in geology, economy and ecology has shown a remarkable resilience to changes in the environment, being one of the major targets, worldwide. However, all the natural changes in our environment occurred over extended periods of time and affected the human population while affording them a large natural buffer to adapt to, in close relation to available natural resources. The adoption of renewable energy resources implies the need for careful consideration of their relationship with the territory and the local scale (Bagliani et al., 2010).

The nature and direction of linkages between the geology, the economy and the environment regard the effects of environmental management and their activities in sectors highly dependent on environmental quality. An integrated environmental policymaking and management framework concerning the tasks of a shared global ecosystem is necessary to fully acknowledge and highlight the inborn trade-off between geology, economy and environment. Within globalization, environmental quality can be achieved through the strengthening of environmental management by improving capacities in government to manage economic affairs (Baumgärtner et al., 2008; Berger, 2008). It can lead to increased incomes, which in turn can lead to

governmental revenues for social and environmental programs, and to an increasing international trade in resources (Negucioiu & Petrescu, 2006).

While there has been wide acceptance of the global agreements and strong compliance with them, a global cooperation mechanism for solving environmental problems through demonstrating the ability of markets to respond to global environmental problems has been defined (Speth, 2006). Many environmental problems now extend well beyond the local level, sometimes even threatening our planet's life-support systems. An integrated environmental policymaking and management framework concerning the tasks of a shared global ecosystem consists of the exploration for geothermal resources (Clapp & Dauvergne, 2005). Within this broad framework, the practical application of thermal water resources is being pointed out in boreholes drilled over the territory of Romania.

### **3 NORTHWESTERN ROMANIA: BEIUȘ CITY AREA**

#### **3.1 Geological setting**

The whole northwestern region of Romania concerns geological structures related to Alpine history, *i.e.* the Carpathian Inner Dacides split by post-tectonic Cenozoic sedimentary basins (Săndulescu, 1984). The Inner Dacides (ID; also known as Apusenides, *sensu* Balintoni, 1997) comprise a succession of several nappes named from base to top: Bihor Unit (BU), Codru (CNS) and Biharia (BNS) Nappes Systems (Balintoni, 1997; Blintoni & Puște, 2002; Balintoni et al., 2002).

BU, the basal term of the ID has an old metamorphic and magmatic basement overlain by Upper Paleozoic (Permian) and Mesozoic sedimentary rocks.

CNS is involving mainly Permian-Mesozoic sedimentary covers, but there is

however, a single exception that concerns the Finiș-Ferice Nappe, which has also metamorphic basement.

BNS, which in the uppermost level, comprises metamorphic deposits in large dominance.

The nappes overthrust occurred in late Cretaceous, more precisely in Turonian (Săndulescu, 1984). As a consequence of overthrusts, major part of the carbonate Mesozoic rocks of the CNS were faulted and fissured.

During Cenozoic, more exactly starting with Middle Miocene (Badenian), the ID were fragmented by several sedimentary basins, the largest one being the great Pannonian Basin. In Romania, it only occurs in the easternmost margin, but it extends towards Apuseni Mountains by several smaller Neogene sedimentary basins, as Șimleu, Vad-Borod or Beiuș ones, forming a succession of depressions that split the Apuseni Mountains.

Since long time ago the unusual high heat flow in this region was reported, with an average value of 96mW/m<sup>2</sup> (Paraschiv & Cristian, 1973), the gradients ranging from 25 to 70 °C by far exceeding the ones of other sedimentary basins (Allen & Allen, 1990; Knut, 2010). The thermal features of this region are nothing else but the heritage of the Badenian extension episode from the Pannonian Basin that produced the rise of the molten mantle below the thinned continental-type crust (Huisman et al., 2002). In fact, recent views are proposing a more gradate structural pattern, referring to molten asthenosphere sandwiched between the crust and deep (over 400 km in depth) former sunken cold materials/slabs (Ren et al., 2012). This peculiar geological context is responsible not only for heating the Pannonian Basin, but also the western margin of the Apuseni Mountains and the adjacent Neogene sedimentary basins.

The basement of the Beiuș sedimentary basin consists of deposits belonging to CNS, more exactly to the Feniș-Ferice Nappe. Inside this nappe, the majority of sedimentary rocks are Triassic (Bleahu et al., 1981), a large part of them being limestone and dolomite (Bleahu et al., 1994). These fissured carbonate rocks are forming excellent reservoirs for geothermal waters.

Therefore, in the last decades four boreholes were drilled in this area, in order to investigate the geothermal potential of the Triassic reservoirs. Three of them are located in Beiuș city, while one (3002H) is in Ștei city, in southeastern direction, but for instance it is not used for geothermal water extraction. In Beiuș, as targeted, two wells serve for the exploitation of geothermal waters (3001H, 3003H) while the other one (3004H) will soon serve to the re-injection of the used thermal water. The water extraction is done with submersible pumps. Until now, the outputs are around 40 l/s. The temperatures recorded at the well heads are 70 °C at well 3003H and 84 °C at 3001H. This difference occurs as a consequence of the deeper position of the Triassic reservoir in 3003H than in 3001H.

The geothermal water from Beiuș city has no tendencies in forming carbonate scale. Therefore, there are not recorded scale obturations of the outdoor equipment and the geothermal water does not need any chemical treatment before the heat extraction, as it happens in other geothermal fields from western Romania, as the ones from Oradea or Săcuieni. This peculiar feature allows decreasing the costs for extraction and use.

### **3.1.1 Economic assumptions**

The call for a sustainable development of economic growth in the parameters of a protected environment was born out of conflicting realities. While, on one hand, economic expansion is crucial to attack the problem of widespread poverty, on the other

hand, environmental quality has been deteriorating as economic activity expanded (Iancu, 1979).

While analysing market-based instruments (MBIs), several economic data related to the net benefits issued were obtained. MBIs are often defined, such as in the *Oxford Reference Dictionary*, as “instruments or regulations that encourage behavior through market signals rather than through explicit directives”. These policy instruments, MBIs, such as environmental taxes, tradable permit systems or targeted subsidies, are a cost-effective way to protect and improve the environment and are often described as “harnessing market forces” because they encourage firms (and/or individuals) to undertake control efforts that are gaining acceptance as important policy mechanisms for achieving environmental protection goals (Weale et al., 2003).

As already mentioned GE can be used directly or converted into power by means of many different processes depending on the temperature of the source. We shall refer in this paper to the direct use of GE.

All market players, like the municipalities, citizens and enterprises, will have a relevant net benefit, out of the net present value of the projects implemented for district heating (Călburean & Roba, 2011). The pillar in our area of concern, the northwestern part of Romania, is Beiuș. In regard to the analyzed period 2008-2011, Beiuș supplies a revenue of 7163025.06 RON (2126599.49 \$ respectively 1622319.00 €, calculated at the parity on the 3<sup>th</sup> January 2013), from a production of 56,536.835 Gcal respectively 1181352.66 m<sup>3</sup> (Table 1.).

Table 1. Quantity and value summary, Beiuş 2008-2011

No.	Year	Gcal	m <sup>3</sup>	Total revenues (US\$)
1	2008	12,592.045	250,532.300	455899.1
2	2009	13836.31	296848.36	523346.9
3	2010	14,641.53	301,921.00	551971.6
4	2011	15,466.95	332,051.00	595381.9
<b>Total</b>		56,536.835	1181352.66	2126599.49

#### 4 CONCLUSIONS

Renewable Energy Sources, such as geothermal energy, offer an affordable solution for medium and long term consumer safety and environmental protection in Romania. The development of Renewable Energy Sources has an active role on a local dimension in the achievement of sustainability objectives and targets. The feasibility of supplying energy by means of geothermal energy in an ecological, sustainable, reliable, renewable and even profitable way is the topic of this work. Despite the large potential of geothermal energy it only supplies 0.4 % of the world's energy demands. It is an important task for us to promote geothermal energy, its various applications, and several geological, environmental and economic benefits it carries.

Understanding sustainability as a multidimensional concept (geologic, economic, ecological/environmental and social) based on maintaining development potential for future generations (Bălteanu & Şerban, 2005; Corpade et al., 2006), economic growth will not be seen anymore as the ultimate answer to distributional conflicts within and between

generations. Within this broad framework, the practical application of thermal water resources analysed over the territory of Romania is Beiuş city, situated in the northwestern part of the country.

The geological potential of the Triassic reservoirs is promising, especially if the re-injection of the thermal used water will succeed in the next future. However, a lot of details as the clear origin of waters and their balance of heat, as well as their movement inside the fissured reservoirs, remain to be established by future studies. The actual data concerning these aspects are rather speculative (Ţenu, 1981) and need much more evidence.

The environmental sustainability in terms of economic benefits is considered to be high when the local geothermal energy resources in the operating district heating systems in Beiuş city has been exploited in at small scale and their feasibility has been analysed for years, and is well known. While the average capacity installed is up to 20.33 MWth, the average annual energy used is 108.22 TJ/y.

We find ourselves often faced with the question of how geology, ecology and economics interrelate. The way to be walked is the one worth walking on: it is full of challenges; it supports the conviction of economic growth taking into consideration environmental protection and scientists are contributing for the whole and welfare of humankind through power of judgment.

#### REFERENCES

- Allen, P.A., Allen, J.R., (Blackwell Scientific Publications), 1990. *Basin Analysis: Principles and Applications*, Cambridge, UK, 451 pp.
- Bagliani M., Dansero E., Puttilli M., 2010. Territory and energy sustainability: the challenge of renewable energy sources, *Journal of Environmental Planning and Management*, vol. 53 : 4, pp. 457 – 472
- Balintoni I., (Carpatica Press), 1997. *Geotectonica terenurilor metamorfe din România*, 176 pp.

- Balintoni I., Puște A., 2002. New lithostratigraphic and structural aspects in the southern part of the Bihor Massif (Apuseni Mountains), *Studia Universitatis Babeş-Bolyai, Geologia*, vol. XLVII : 2, pp. 13-18
- Balintoni I., Ghergari L., Băbuț T., 2002. The Arieșeni Nappe, or the Moma and Poiana nappes? *Studia Universitatis Babeş-Bolyai, Geologia*, vol. XLVII : 2, pp. 19-26
- Bălțeanu, D., Șerban, M., (C.N.I. Coresi Press), 2005. *Modificările globale ale mediului. O evaluare interdisciplinară a incertitudinilor*, Bucharest, Romania
- Baumgärtner St., Becker Ch., Frank K., Müller B., Quaa M., 2008. Relating the philosophy and practice of ecological economics: The role of concepts, models, and case studies in inter- and transdisciplinary sustainability research, *Ecological Economics*, vol. 67, pp. 384 – 393
- Berger S., 2008. K. William Kapp's theory of social costs and environmental policy: Towards political ecological economics, *Ecological Economics*, vol. 67, pp. 244 – 252
- Bleahu, M., Lupu, M., Patrușiu, D., Bordea, S., Ștefan, A., Panin, S., 1981. The Structure of the Apuseni Mountains. *Guide to Excursion B3. Institute of Geology and Geophysics*, Bucharest, Romania, 103 pp.
- Bleahu M., Haas J., Kovács S., Péro Cs., Mantea Gh., Bordea S., Panin Ș., Bérczi-Makk A., Ștefănescu M., Konrád G., Nagy E., Rálišch-Felgenhauer R., Sikić K., Török A., 1994. Triassic facies types, evolution and paleogeographic relations of the Tisza Megaunit. *Acta Geologica Hungarica*, 37/3 : 4, pp. 187-234
- Călburean R., Roba C., 2011. Economic implications of pollution prevention of geothermal wastewater discharges in the perimeter of Oradea (northwestern Romania), vol. 2 : 4, available at [http://www.energy-cie.ro/archives/2011/nr\\_4/v2-n4-8.pdf](http://www.energy-cie.ro/archives/2011/nr_4/v2-n4-8.pdf) and last accessed on 29 December 2012
- Clapp, J., Dauvergne, P., (MIT Press), 2005. *Paths to a Green World. The Political Economy of the Global Environment*, Cambridge, London, UK
- Corpade, C., Muntean, O.-L., Deac, C.-D., Biriș, I., (U.T.Pres Press), 2006. *Abordări tematice în știința mediului*, Cluj-Napoca, Romania
- Huisman, R.S., Podladchikov, Y.Y., Cloetingh, S.A.P.L., 2002. The Pannonian Basin: dynamic modelling of the transition from passive to active rifting. *Stephan Mueller Special Publication Series 3*, pp. 41–63
- Iancu A., (Editura Politică Press), 1979. *Creșterea economică și mediul înconjurător*, Bucharest, Romania
- Knut, B., (Springer-Verlag Press Berlin Heidelberg), 2010. Heat transport in sedimentary basins. In: Knut, B., *Petroleum Geoscience: From Sedimentary Environments to Rock Physics*, Heidelberg, Germany, pp. 253-257
- Negucioiu, A., Petrescu, D. C., (Editura Fundației pentru Studii Europene Press), 2006. *Introducere în Eco-Economie*, Cluj-Napoca, Romania
- Paraschiv, D., Cristian, M., 1973. The geothermal features of northeastern Pannonian Depression. *Oils and Gases* 24 (11), pp. 655–660.
- Ren, Y., Stuart, G.W., Houseman G.A., Dando, B., Ionescu, C., Hegedus, E., Radovanovic, S., Shen, Y., South Carpathian Project Working Group, 2012. Upper mantle structures beneath the Carpathian–Pannonian region: Implications for the geodynamics of continental collision. *Earth and Planetary Science Letters*, 349-350, pp. 139-152
- Săndulescu, M., (Technical Publishers Press), 1984. *Geotectonics of Romania*, Bucharest, Romania, 336 pp.
- Speth, J. G., (Island Press), 2006. Two Perspectives on Globalization and the Environment, *Worlds Apart. Globalization and the Environment*, Washington, Covelo, London, pp. 1-18
- Stavins, R. N., (Palgrave Macmillan Press), 2008. „environmental economics”, *The New Palgrave Dictionary of Economics*, vol. 2 : 2, Hampshire, New York
- Țenu, A., (Academy Publisher House Bucharest), 1981. *The Hyperthermal Water Reservoirs from NW Romania*, 206 pp.
- Verdejo, Cl., 2010. *Energy and water supply systems based on geothermal energy*, Ph.D. thesis, 67 pp.
- Weale, Albert, Pridham, Geoffrey, Cini, Michelle, Konstadakopulos, Dimitrios, Porter, Martin, Flynn, Brendan, (Oxford University Press), 2003. *Environmental Governance in Europe. An Ever Closer Ecological Union?*, Oxford