

**YILDIZ TEKNİK ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ**

**YENİLENEBİLİR ENERJİ KAYNAKLARI VE
EKONOMİK ETÜDÜ**

Mak. Müh. İbrahim CİNGİL

**FBE Makine Mühendisliği Anabilim Dalı Enerji Programında
Hazırlanan**

YÜKSEK LİSANS TEZİ

Tez Danışmanı : Yrd. Doç. Dr. Zehra Yumurtacı

İSTANBUL, 2008

**YILDIZ TEKNİK ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ**

**YENİLENEBİLİR ENERJİ KAYNAKLARI VE
EKONOMİK ETÜDÜ**

Mak. Müh. İbrahim CİNGİL

**FBE Makine Mühendisliği Anabilim Dalı Enerji Programında
Hazırlanan**

YÜKSEK LİSANS TEZİ

Tez Danışmanı : Yrd. Doç. Dr. Zehra Yumurtacı

İSTANBUL, 2008

İÇİNDEKİLER

	Sayfa
ŞEKİL LİSTESİ.....	iv
ÇİZELGE LİSTESİ.....	v
KISALTMA LİSTESİ.....	vii
ÖNSÖZ.....	viii
ÖZET.....	ix
ABSTRACT.....	x
1. YENİLENEBİLİR ENERJİ KAYNAKLARININ POTANSİYELİ	1
1.1 Rüzgar Enerjisi.....	4
1.1.1 Dünya'da Rüzgar Enerjisi	4
1.1.2 Rüzgar Enerjisinin Ekonomik Yönü	5
1.1.3 Türkiye'de Rüzgar Enerjisi	5
1.2 Güneş Enerjisi.....	8
1.2.1 Fotovoltaik Güneş Pilleri.....	8
1.2.2 Yoğunlaştırıcı Güneş Enerjisi Sistemleri ve Maliyetleri.....	9
1.2.3 Türkiye'de Güneş Enerjisi Potansiyelleri	10
1.2.4 Dünya'da Güneş Enerjisi Potansiyelleri	12
1.3 Hidrolik (Su) Gücü, Türkiye ve Dünya'da Hidrolik Enerji Potansiyeli	13
1.4 Biyokütle Enerjisi.....	16
1.4.1 Biyogaz ve Biyodizel	17
1.4.2 Dünya'da Biyokütle Enerjisi Durumu	19
1.4.3 Türkiye'de Biyokütle Enerjisi Durumu	23
1.5 Jeotermal Enerji	24
1.6 Dalga Enerjisi.....	26
1.7 Hidrojen Enerjisi	27
1.8 Yakıt Pileri.....	28
2. BİR DEĞERE GETİRİLMİŞ MALİYETLER YÖNTEMİ	30
3. BİR DEĞERE GETİRİLMİŞ MALİYETLER YÖNTEMİ İLE ENERJİ MALİYETİNİN BELİRLENMESİ.....	31
3.1 Rüzgar Enerji Santrali Enerji Maliyetinin Belirlenmesi	31
3.1.1 Yıllık Sermaye Masrafları	33
3.1.2 Yıllık İşletme ve Bakım (O&M) Masrafları.....	36
3.1.3 Toplam Enerji Maliyeti	37
3.2 Güneş Enerji Santrali Enerji Maliyetinin Belirlenmesi.....	37
3.2.1 Yıllık Sermaye Masrafları	39
3.2.2 Yıllık İşletme ve Bakım (O&M) Masrafları.....	43
3.2.3 Toplam Enerji Maliyeti	44
3.3 Hidrolik Enerji Santrali Enerji Maliyetinin Belirlenmesi	44
3.3.1 Yıllık Sermaye Masrafları	45

3.3.2	Yıllık İşletme ve Bakım (O&M) Masrafları	48
3.3.3	Toplam Enerji Maliyeti	50
3.4	Jeotermal Enerji Santrali Enerji Maliyetinin Belirlenmesi	50
3.4.1	Yıllık Sermaye Masrafları	51
3.4.2	Yıllık İşletme ve Bakım (O&M) Masrafları	54
3.4.3	Toplam Enerji Maliyeti	56
3.5	Dalga Enerji Santrali Enerji Maliyetinin Belirlenmesi	56
3.5.1	Yıllık Sermaye Masrafları	58
3.5.2	Yıllık İşletme ve Bakım (O&M) Masrafları	61
3.5.3	Toplam Enerji Maliyeti	62
4.	SONUÇLAR	63
KAYNAKLAR		65
ÖZGEÇMİŞ		67

ŞEKİL LİSTESİ

	Sayfa
Şekil 1.1. Türkiye’de elektrik enerjisi ve biyogaz kurulu kapasite kompozisyonu	23
Şekil 1.2. Türkiye’nin akaryakıt tüketimi ve biyodizel kurulu kapasite kompozisyonu	24
Şekil 1.3. Türkiye’nin akaryakıt tüketimi ve biyoetanol kurulu kapasite kompozisyonu	24
Şekil 1.4. Jeotermal enerjinin Dünya’da ve Türkiyede değerlendirilmesi ve karşılaştırılması	25
Şekil 3.1 Rüzgar Santrallerinde Güce bağlı olarak birim tesis bedeli değerleri	32
Şekil 3.2 Güneş Santrallerinde Güce bağlı olarak birim tesis bedeli değerleri	38
Şekil 3.3 Dalga Santralinde Güce bağlı olarak birim tesis bedeli değerleri	57
Şekil 4.1 Santral Maliyetleri’nin Karşılaştırılması	63

ÇİZELGE LİSTESİ	Sayfa
Çizelge 1.1. En iyi 10 toplam kurulu güç kapasitesi (MW)	4
Çizelge 1.2. Türkiye'nin rüzgar enerjisi potansiyeli	5
Çizelge 1.3. İşletmede olan ve devreye alınacak rüzgar santralleri	6
Çizelge 1.4. Yoğunlaştırıcı güneş sistemleri üretim ve yatırım maliyetleri	10
Çizelge 1.5. Yoğunlaştırıcı güneş sistemleri (biriktirmeli) kurulum maliyetleri	10
Çizelge 1.6. Türkiye'nin aylık ortalama güneş enerjisi potansiyeli	11
Çizelge 1.7. Türkiye'nin yıllık toplam güneş enerjisi potansiyelinin bölgelere göre dağılımı	12
Çizelge 1.8. Türkiye'nin hidroelektrik potansiyelinin proje seviyelerine göre dağılımı	14
Çizelge 1.9. Proje seviyesindeki hidroelektrik santrallerin kurulu güçlerine göre dağılımı	15
Çizelge 1.10. Biyokütle dönüşüm süreçleri	17
Çizelge 1.11. Biyogazın diğer yakıtlarla karşılaştırılması biyogaz metan miktarı (%60)	18
Çizelge 1.12. Çeşitli kaynaklardan elde edilebilecek biyogaz verimleri ve biyogazdaki metan miktarları	18
Çizelge 1.13. 2004 ve 2005 yıllarına ait biyogaz üretimlerinin Avrupa ülkelerindeki dağılımları (ktoe)	20
Çizelge 1.14. AB ülkelerinin 2004 ve 2005 yıllarında biyogazdan elde ettikleri elektrik enerjisi miktarları (GWh)	21
Çizelge 1.15. Dünya ülkelerinde 2005 yılındaki biyoetanol üretim miktarları	22
Çizelge 1.16. Türkiye'nin hayvansal atık potansiyeline karşılık gelen üretilebilecek biyogaz miktarı ve taşkömürü değeri	23
Çizelge 1.17. Dalga elektrik santrali kurulu güç maliyetleri	27
Çizelge 3.1 Güçlere bağlı olarak tesis maliyetleri ve birim tesis bedeli değerleri	31
Çizelge 3.2 Rüzgar Santrali Hesaplamalarında kullanılacak veriler	32
Çizelge 3.3 Rüzgar santrallerinde inşaat süresince eskalasyon hesabı	33
Çizelge 3.4 Rüzgar santrallerinde inşaat süresince faiz hesabı	34
Çizelge 3.5 Rüzgar Santrali Sabit Yıllık Sermaye Masrafı	35

	Sayfa
Çizelge 3.6 Rüzgar Santralinde Levelised Cost Metoduyla O%M Maliyetinin Hesabı	36
Çizelge 3.7 Güçlere bağlı olarak tesis maliyetleri ve birim tesis bedeli değerleri	38
Çizelge 3.8 Güneş Santrali Hesaplamalarında kullanılacak veriler	38
Çizelge 3.9 Güneş santrallerinde inşaat süresince eskalasyon hesabı	40
Çizelge 3.10 Güneş santrallerinde inşaat süresince faiz hesabı	40
Çizelge 3.11 Günlük Ortalama Işınım Enerjisi(kWh/m ²)	41
Çizelge 3.12 Güneş Santrallerinde Sabit Yıllık Sermaye Masrafı	42
Çizelge 3.13 Güneş Santrallerinde Levelised Cost Metoduyla O%M Maliyetinin Hesabı	43
Çizelge 3.14 Hidrolik enerji hesaplamalarda kullanılacak veriler	45
Çizelge 3.15 Hidrolik Santrallerde İnşaat süresince eskalasyon hesabı	46
Çizelge 3.16 Hidrolik santrallerde inşaat süresince faiz hesabı	46
Çizelge 3.17 Hidrolik Santrallerde Sabit Yıllık Sermaye Masrafı	47
Çizelge 3.18 Hidrolik Santrallerde Levelised Cost Metoduyla O%M Maliyetinin Hesabı	49
Çizelge 3.19 Küçük Binary Jeotermal Güç Santrallerinde Sermaye ve Q&M Maliyeti	50
Çizelge 3.20 Jeotermal santral hesaplamalarda kullanılacak veriler	50
Çizelge 3.21 Jeotermal Santrallerinde İnşaat süresince eskalasyon hesabı	52
Çizelge 3.22 Jeotermal Santrallerinde İnşaat süresince faiz hesabı	52
Çizelge 3.23 Jeotermal Santrallerde Sabit Yıllık Sermaye Masrafı	53
Çizelge 3.24 Jeotermal Santrallerde Levelised Cost etoduyla O%M Maliyetinin Hesabı	56
Çizelge 3.25 Güçlere bağlı olarak tesis maliyetleri ve birim tesis bedeli değerleri	57
Çizelge 3.26 Dalga Santrali Hesaplamalarda kullanılacak veriler	58
Çizelge 3.27 Dalga Santrallerinde İnşaat süresince eskalasyon hesabı	59
Çizelge 3.28 Dalga Santrallerinde İnşaat süresince faiz hesabı	59
Çizelge 3.29 Dalga Santrallerinde Sabit Yıllık Sermaye Masrafı	60
Çizelge 3.30 Dalga Santrallerinde Levelised Cost Metoduyla O%M Maliyetinin Hesabı	61

KISALTMA LİSTESİ

AŞ	Anonim Şirketi
AB	Avrupa Birliği
ABD	Amerika Birleşik Devletleri
DSİ	Devlet Su İşleri
EİE	Elektrik İşleri Etüt İdaresi
EWEA	European Wind Energy Association (Avrupa Rüzgar Enerji Ajansı)
GW	Giga Watt
GWh	Giga Watt Saat
IEA	International Energy Association (Uluslar arası Enerji Ajansı)
kW	Kilo Watt
kWh	Kilo Watt Saat
kcal	Kilo Kalori
LTD	Limited
MW	Mega Watt
MWh	Mega Watt Saat
MTA	Maden Tetkik Arama
NASA	National Aeronautics and Space Administration
PV	Photovoltaic (Fotovoltaik)
RESSİAD	Rüzgar Enerji Santrali Sahibi İş Adamları Derneği
RES	Rüzgar Enerji Santrali

ÖNSÖZ

Fosil yakıt kaynaklarımızın gitgide tükenmekte olduğu günümüz dünyasında bu kaynakların yakın zamanda insan ihtiyaçlarını karşılayamayacak düzeye gelecek olma durumu insanları alternatif kaynaklara yönelmeye itmiştir. Her ülke kendine göre alternatif enerji politikaları belirleyerek bu politikaları uygulamaya koyulmuştur. Ayrıca ülkelerin yaşadığı enerji krizleri ve kaynakların azalması alternatif enerjiye yönelimin ivmesini arttırmıştır. Bu kapsamda günümüz zamanında bu kadar önemli olan ALTERNATİF ENERJİ KAYNAKLARI kavramı tez konumun ilgi odağı olmuştur. Genel anlamda alternatif enerji kaynakları Türkiye ve Dünya boyutuyla incelenecek ayrıca ekonomik anlamda bir fikir vermesi amacıyla maliyet hesapları yapılacaktır.

Bu çalışmamda benden yardımlarını esirgemeyen tez danışmanım Sayın Yrd. Doç. Dr. Zehra YUMURTACI' ya , bilgilerini ve fikirlerini paylaşan değerli arkadaşım Mehmet ERTEK'e, tezimin düzenlenmesinde yardımcı olan değerli arkadaşım Sunay MERAC'a ve uzakta olmalarına rağmen bana her zaman moral veren CANIM ANNEM VE BABAM' a teşekkürlerimi sunuyorum.

ÖZET

YENİLENEBİLİR ENERJİ KAYNAKLARI VE EKONOMİK ETÜDÜ

Alternatif enerji kaynaklarına yönelimin bir enerji stratejisi olarak geliştirildiği günümüz koşullarında, yüksek lisans tez konusu olarak belirlenmiş olan ve alternatif enerji kaynaklarının tanımı ile genel ekonomik etüdünün yapıldığı alan araştırma kapsamı dört bölümden oluşmaktadır. İlk olarak yenilenebilir enerji kaynakları potansiyeli dünya ve Türkiye perspektifinde incelenmiştir. Daha sonra yenilenebilir enerji kaynaklarındaki maliyet analizini yapmak için kullanılacak olan metod özet biçimde açıklanmıştır. Bu metod kullanılarak yenilenebilir enerji kaynaklarında güce bağımlı olarak bir maliyet analizi yapılmıştır.

Son olarak da elde edilen maliyetlere bağlı olarak yenilenebilir enerji kaynaklarının karşılaştırılması yapıp elde edilen sonuçlar değerlendirilmiştir.

Türkiye enerji yatırımlarının ekonomik kayıplara dönüşmesinin önüne geçilmesi çabalarına destek teşkil etmesi perspektifinde hazırlanan çalışma ekonomik etütlerin birim maliyetleri tanımlaması sonucunda tutarlı maliyet analizlerine duyulan yol haritaları anlamını taşımaktadır.

ABSTRACT

RENEWABLE ENERGY RESOURCES AND ECONOMIC ANALYSIS

Tendencies to the alternative energy resources as the energy strategy were defined as the thesis subject for the graduate school in modern day. The research capacity of the field which submit it as the alternative energy strategy by studies of economical analyses consist of four parts.

In the first part the potential of renewable energy resources were analysed in the world and Turkey perspectives. In the second part, in order to make the analyse of financial cost in renewable energy resources, used method were explained in a form of summary.

In the third part of my thesis were made cost of analyses related with the power in renewable energy resources. In the final part of the researches characterizing current results, renewable energy resources were compared related with the final costs.

As the result of prepared instruction on prespective overcomes against the destruction of investments in energy resources and the economical analyses of the financial costs, Turkey carries the degree of road maps, challenger and supporter with defined analyses of financial costs over the world.

Keywords: alternative energy, renewable, economical analysis

1. YENİLENEBİLİR ENERJİ KAYNAKLARININ POTANSİYELİ

Yenilenebilir enerji, sürekli var olan doğal süreçlerdeki mevcut enerji akışından elde edilen enerjidir. Bu kaynaklar güneş ışığı, akan su (hidro güç), biyolojik prosesler ve jeotermal olarak sınıflandırılabilir.

En genel olarak yenilenebilir enerji kaynağı; enerji kaynağından alınan enerjiye eşit oranda veya kaynağın tükenme hızından daha çabuk bir şekilde kendini yenileyebilmesi ile tanımlanır. Örneğin güneşten elde edilen ile çalışan bir teknoloji bu enerjiyi tüketir, fakat tüketilen enerji toplam güneş enerjisinin yanında çok küçük kalır. En genel yenilenebilir enerji formu, güneşten gelendir. Bazı formlar güneş enerjisini ve rüzgar gücünü depolar.

Yenilenebilir enerjinin tesisler, hayvanlar ve insanlar tarafından kalıcı olarak tüketilmesi mümkün değildir. Fosil yakıtlar, çok çok uzun bir zaman ölçeği göz önüne alındığında teorik olarak yenilenebilir iken, istismar edilerek kullanılması sonucu yakın gelecekte tamamen tükenme tehlikesi ile karşı karşıyadır.

Yenilenebilir enerji kaynakları tükenmez, temiz ve yerli kaynaklar olup ihtiyaç duyulan her yerde kullanılabilen, ilk yatırım maliyetleri fosil yakıtlara oranla yüksek ancak üretim ve işletme maliyetleri çok ucuz ve daha da önemlisi, dışa bağımlı olmayan kaynaklardır.

AB Ülkeleri kendi aralarında yaptıkları anlaşmalara göre 2010 yılında mevcut enerjilerinin %12'sini yenilenebilir enerji kaynaklarından sağlamak zorundadır. Türkiye'de şu anda yenilenebilir enerji kaynaklarının mevcut enerjide payı %0.05-0.06 arasındadır.

1 Ocak 2008 tarihi itibarıyla Türkiye'nin toplam kurulu gücü 40.800 MW'tır. Bunun 27.250 MW'ı Termik Güç, 13.400 MW'ı Hidrolik Güç ve 150 MW'ı da Rüzgar gücüdür.

Alternatif (Yenilenebilir) Enerji Kaynakları;

- Rüzgar Enerjisi
- Güneş Enerjisi
- Biokütle Enerjisi
- Hidrolik (Su) Gücü
- Jeotermal Enerji
- Dalga Enerjisi

Yenilenebilir enerji kaynakları konusunda yapılmış birçok çalışma mevcuttur.

T.Yamak (2006), yaptığı yüksek lisans çalışmasında alternatif enerji kaynakları potansiyelini ve ekonomik analizlerini incelemiştir. Çalışmasında yenilenemez ve yenilenebilir enerji kaynakları potansiyellerini incelemiş, enerji ekonomisi üzerinde durup maliyet analizleri yapmıştır.

M. Yıldız (2006), yaptığı yüksek lisans çalışmasında Dünya’da ve Türkiye’de alternatif ve fosil enerji kaynaklarının geleceğe yönelik etüdünü yapmıştır.Enerji kaynaklarının Dünyadaki ve Türkiye’deki tüketim durumunu incelemiş,1970-2003 arasındaki verileri kullanarak Dünya ve Türkiye’deki fosil ve yenilenebilir enerji kaynaklarının gelecekteki değerlerini tahminde bulunmuştur.Tahmin sonuçlarına göre gelecekteki oluşacak enerji tüketiminin Dünyadaki ve Türkiye’deki durumu değerlendirilmiştir.

B. Tokgöz (2006) yaptığı yüksek lisans çalışmasında yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanımı ve sera ısıtmasına uygulanması konusunda bir çalışma yapmıştır.Bu durumun özellikle ısı pompası uygulaması yapmayı gerektirdiğinden tezde öncelikle toprak kaynaklı ısı pompaları ve toprak ısı değiştiricilerinden bahsedilmiştir.Tezde ayrıca güneş enerjisinin sera ısıtmasında kullanım uygulamalarına da yer verilmiştir.

K.B. Varınca ve M.T. Gönüllü (2006), yaptıkları araştırmada Türkiye’de güneş enerjisi potansiyeli ve bu potansiyelin kullanım derecesi, yöntemi ve yaygınlığını incelemişlerdir.Sonuçta Türkiye için güneş enerjisinden etkin ve yaygın bir şekilde faydalanmak için önerilerde bulunulmuştur.

M. Zerta, Patrick R. Schmidt, C. Stiller, H.Landirger (2008) ,yaptıkları araştırmada ‘Alternatif Dünya Enerjisinin Görünümü ve Hidrojenin Enerji Alanındaki Değişikliklerdeki Rolü’ konusunda sonuçlara varmışlardır. Global enerji durumu çoğunlukla hazırlıksız olan sosyal ortamın değişmek içindir. Uluslar arası Enerji Ajansı ‘ Dünya Enerji Görünümü’ gibi genel enerji analizleri önceden onaylanmış enerji kaynakları için gerekli olan teminatı sağlamamaktadır. Bu yüzden şu yazının maksadı ‘Alternatif Dünya Enerji Görünümünde yenilenebilir enerji geçişine dayanarak gelişmiş bir görünüm sağlamaktır.Yenilenebilir enerjiye geçiş mevcutluğu kaçınılmaz olmasıyla birlikte bu süre geçiş süresi gibi sınırlı teminatlarla 2015 ile 2025 yılları arasında gerçekleştirilecektir. Daha sonra ikincil enerji kaynağı olarak hidrojenin potansiyel rolü bu makalede yansıtılmıştır.Ulaşım için kullanılan hidrojenin elektriğe yakıtı dönüştürebilecek bir şekilde yenilenebilir enerji kaynağı gibi artımı sunulabilir.

A.Duran Şahin (2004),yayınladığı makalede ‘ Rüzgar Enerjisindeki Gelişim ve Son Çalışmalar’ hakkında bilgiler vermiştir. 20. yüzyıl sonlarına ve 21. yüzyıl başlarına doğru yenilenebilir enerji kaynaklarına özellikle elektrik yayılımı için kullanılan rüzgar enerjisine karşı ilgi çoğalmıştır.Bilim adamları ve araştırmacılar rüzgar enerjisi yayılımındaki parametrelerin oluşturulması için çözümler sunmuşlardır. Yaşamımız enerjiyle ve onun tüketimiyle direk bağlıdır ve enerji araştırmaları problemleri çok önemsenmektedir. Kısa süre

içerisinde rüzgar enerjisi sosyal ortam.sanayi v siyasal bilimler tarafından hemen pratik,ekonomik ve çevresel olarak algılanmaya başladı.1973 petrol krizinden sonra yenilenebilir enerji kaynakları gündeme çıkmaya başladı ve rüzgar enerjisi bundan dolayı çok ilgi çekti.Gelişmiş çalışmaların sonucu olarak ta rüzgar enerjisi yeniden farklı endüstrilerde kullanılmaya ve başka enerji kaynaklarıyla kıyaslanmaya başlanmıştır. Bu çalışmada rüzgar enerjisi daha sonraki tartışmalar için açıklanmıştır.

M.Zurawski (2009), yaptığı çalışmada ‘Polonya da ki Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Şimdiki Ve Gelecekteki Durumları ‘ nı incelemiştir. Yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanımı devamlı gelişime yardım eden oransal ekonomi, ekolojik ve sosyal etkiler bırakan esas bileşendir.Gelişmiş ülkeler enerji yakıt prosesindeki artımların üretilmesi için emisyon gelişmesinin ve alternatif enerji kaynaklarının aranmasının önemini vurgulamışlardır.Yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanımının gelişmesinin sağlanması Avrupa Birliği çerçevesinde çok önemli bir maksada çevrilmiştir.

Bu makalede Polonya’nın yenilenebilir enerji kaynaklarının şimdiki ve gelecekteki kullanımı gösterildiği gibi bu kaynakların gelişmesi ve hızlandırılması için esas yollarda verilmiştir.

A.Ajanovic (2008), yayınladığı makalede ‘Avusturya’da Yenilenebilir Enerji Kaynaklarından Hidrojen Ekonomisinin Alternatif Yakıtın Ulaşım Sektöründe Kullanılması ‘ konusunu incelemiştir. Bu çalışmanın ana maksadı yenilenebilir enerji kaynaklarından hidrojenin gelecek oluşumunun Avusturya’nın özel ekonomik bakış açısından ulaşım sektöründe kullanılmasıdır.

Analizler hızlandırılmış çalışmalar şeklinde 2050 yılına kadar devam edecektir. Bu tahlillerin esas sonucu olarak hidrojenin önemli bir bölümü olan ulaşım sektörünün çok gelişmiş şartlar altında esas parametrelerle 2030 yılına kadar tahminleri yapılmaktadır.Bunun için esas neden hidrojenin ve yakıt araçlarının kullandığı yakıtın değerinin hala çok yüksek olmasıdır.Yalnız uzun teknolojik gelişmelerin ardından yenilenebilir enerji kaynaklarından hidrojen siyasal destekle ulaşım için rekabet edebilen enerji taşıyıcısına dönüşebilir.

Bende bu konuda yapılan tezler ve uluslar arası kaynaklara farklı bakış açılarından yaklaşılarak yenilenebilir enerji kaynaklarında ekonomiklik konusunu inceleyerek özgün bir yayın olmasını amaçladım.

1.1 Rüzgar Enerjisi

Rüzgarın bir enerji kaynağı olarak kullanımı kütle halindeki hareketli havanın içerisindeki gücün şaft enerjisine dönmesi ile gerçekleşir. Değişim süreci, şaft üzerinde bir kuvvet yaratmak için havanın aerodinamik direncini kullanmaktadır. Bunun sonucunda da daha sonra elektrik enerjisine çevrilen mekanik enerji oluşmaktadır.

1.1.1 Dünya’da Rüzgar Enerjisi

Dünya’daki rüzgar potansiyelleri incelendiğinde potansiyellerinin son yıllarda önemli oranda artış gösterdiği görülmektedir. Enerji talebi arttıkça ülkelerin alternatif enerjilere yönelme istemi rüzgar enerjisine eğilimi arttırmıştır.

Çizelge 1.1’de’ de dünya genelinde 2006 Aralık ayı itibariyle en iyi 10 toplam kurulu rüzgar gücü kapasitesi, bu ülkeler ve pazar payları şeklinde ayrıntılı bir şekilde gösterilmiştir. 2006 yılı Aralık ayı itibariyle dünya rüzgar kurulu gücü toplamı 74.221 MW’ tır. Avrupa’ nın rüzgar gücü toplamı 48.545 MW’ tır. Avrupa rüzgar gücünde dünyanın en büyüğüdür. Kuzey Amerika’ da 13.062 MW’ lık kurulu güçle dünyada Avrupa’ dan sonra ikinci sıradadır. Asya kıtasında ise toplam kurulu güç toplamı 10.667 MW’ tır.

Çizelge 1.1 En iyi 10 toplam kurulu rüzgar güç kapasitesi (MW)
(<http://www.ewea.org/index.php?id=180>)

Toplam Kapasite	MW	Pazar Payı
Almanya	20,622	%27,8
İspanya	11,615	%15,6
ABD	11,603	%15,6
Hindistan	6,270	%8,4
Danimarka	3,136	%4,2
Çin	2,604	%3,5
İtalya	2,123	%2,9
İngiltere	1,963	%2,6
Portekiz	1,716	%2,3
Fransa	1,567	%2,1
İlk 10 Toplamı	63,217	%85,2
Dünyanın Geri Kalanı	11,004	%14,8
Dünya Toplamı	74,221	

1.1.2 Rüzgâr Enerjisinin Ekonomik Yönü

Rüzgâr enerjisinin ekonomik yönü geçen yirmi yılda çok büyük bir maliyet azalışı yaşamıştır. Bu yirmi yıllık süreçte maliyetlerde % 90 varan azalma görülmektedir. Ayrıca rüzgâr enerjisinden elektrik enerjisi üretmenin sadece ekonomik yönü değil çevresel yönü de bulunmaktadır. Çünkü rüzgâr tribünleri fosil yakıt kullanmamaktadır ve sera gazı etkisi meydana getirmemekte CO₂ salınımı yapılmamaktadır. Rüzgâr enerjisi temiz, ucuz, sürdürülebilir ve maliyetleri giderek azalan bir enerji kaynağıdır. Rüzgâr endüstrisi büyümeye devam etmekte ve giderek daha tecrübeli bir hal almaktadır.

Maliyetleri belirleyen unsurlar;

- Yatırım Maliyetleri (Rüzgâr Santralinin Kurulumu ve Şebekeye Bağlantı Masrafları)
- İşletme Maliyetleri (Operasyon, Bakım ve Kira Giderleri)
- Finansman Maliyetleri (Borç ödemesi)
- Yatırım maliyetleri en büyük orana sahiptir ve yaklaşık % 75–90 seviyelerinde bulunmaktadır.

1.1.3 Türkiye’de Rüzgâr Enerjisi

RESSIAD ın yaptığı hesaplara göre ise Türkiye’ nin kullanılabilir rüzgâr gücü karasal alanda 20.000 MW olup üretebileceği elektrik enerji toplamı 50.000 GWh’ tır. Denizde kullanılabilir potansiyel 15.000 MW olarak belirlenmiş ve üretilebilecek yıllık enerji miktarı 45.000 GWh/yıl olarak hesaplanmıştır.

Çizelge 1.2 Türkiye’ nin rüzgâr enerjisi potansiyeli
(<http://www.ressiad.org.tr/dhie.php?t=istatistikler>)

Karasal Alanda			
Karakteristik	Brüt	Teknik	Kullanılabilir
Güç (MW)	220000	55000	20000
Enerji(GWh/yıl)	400000	110000	50000
Denizsel Alanda			
Karakteristik	Brüt	Teknik	Kullanılabilir
Güç (MW)	-	60000	15000
Enerji(GWh/yıl)	-	180000	45000

Ancak bütün bunlara rağmen Türkiye Kurulu rüzgâr gücü incelendiğinde ortaya çıkan sonuç Çizelge 1.3’ den de izlenebilmektedir. Türkiye’ nin toplam kurulu rüzgâr gücü sadece 146.25 MW’ tır.

Çizelge 1.3 İşletmede olan ve devreye alınacak rüzgar santralleri
(<http://www.ressiad.org.tr/dhie.php?t=istatistikler>)

Mevkii	Şirket	Üretime Geçiş Tarihi	Kurulu Güç(MW)	Kullanılan RT	RT Kurulu Gücü	Adedi
İzmir-Çeşme	Alize AŞ.	1998	1,5	Enercon	600 kW	3
İzmir-Çeşme	Güçbirliği AŞ.	1998	7,20	Vestas	600 kW	12
Çanakkale-Bozcaada	Bores AŞ.	2000	10,20	Enercon	600 kW	17
İstanbul-Hadımköy	Sunjut AŞ.	2003	1,20	Enercon	600 kW	2
Balıkesir-Bandırma	Bares AŞ.	I/2006	30,00	GE	1.5 Mw	20
İstanbul-Silivri	Ertürk AŞ.	II/2006	0,85	Vestas	850 kW	1
İzmir-Çeşme	Mare AŞ.	I/2007	39,20	Enercon	800 kW	49
Çanakkale-İntepe	Anemon AŞ.	I/2007	30,40	Enercon	800 kW	38
Manisa-Akhisar	Deniz AŞ.	I/2007	10,80	Vestas	1.8 MW	6
Çanakkale-Gelibolu	Doğal AŞ.	II/2007	15,20	Enercon	880 kW	18
İŞLETMEDEKİ	KURULU	GÜÇ	146,25			
Manisa-Sayalar	Doğal AŞ.	II/2007	30,40	Enercon	800 kW	38
Hatay-Sdağ	Deniz AŞ.	II/2007	30,00	Vestas		
İstanbul-G.O.Paşa	Lodos AŞ.	I/2008	24,00	Enercon E82	2 MW	12
İstanbul-Çatalca	Ertürk AŞ.	I/2008	60,00	Vestas V90	3 MW	20
İNŞAATI	DEVAM EDEN	PROJELER	144,40			

Mevkii	Şirket	Üretime Geçiş Tarihi	Kurulu Güç(MW)	Kullanılan RT	RT Kurulu Gücü	Adedi
Muğla-Datça	Dares AŞ.	I/2008	28,80	Enercon	800 kW	36
İzmir-Aliaga	İnnores AŞ.	I/2008	42,50	Nordex V90	2.5 Mw	21
Aydın-Cine	Sabaş AŞ.	I/2008	19,50	Vensys	1.5 Mw	13
Çanakale	AS Makinsan Temiz AŞ.	II/2008	30,00	Nordex V90	2.5 Mw	12
İzmir-Kemalpaşa	Ak-El AŞ.	II/2008	66,66	Enercon	2 Mw	43
Hatay-Samandağ	Ezse Ltd.Şti.	II/2008	35,10	Fuhrlander	900 kW	39
Hatay-Samandağ	Ezse Ltd.Şti.	II/2008	22,50	Fuhrlander	2.5 MW	9
Bilecik	Sagap AŞ.	II/2008	66,60	Conergy	900 kW	74
Balıkesir-Şamlı	Baki AŞ.	II/2008	90,00	Vestas	3 MW	30
Balıkesir-Bandırma	Bangüç A.Ş	II/2008	15,00	Vensys	1.5 MW	10
Osmaniye-Bahçe	Rotor A.Ş	I/2009	130,00	GE	2.5 MW	52
RT	TEDARİK	SÖZLEŞME	İMZALI			
KURULU	GÜÇ		531,66			
GENEL	TOPLAM		837,61			

Türkiye' nin bölgesel olarak rüzgâr yoğunluğu ve ortalama yıllık rüzgâr hızı değerleri incelendiğinde; Marmara bölgesinin yıllık rüzgâr yoğunluğunun 51,9 W/m² ve ortalama yıllık rüzgâr hızının ise 3,3 m/s olduğu, Güneydoğu Anadolu bölgesinin ayı değerleri için, 29,3 W/m² ve 2,7 m/s, Ege Bölgesinin 23,5 W/m² ve 2,6 m/s olduğudur. Bu bölgelerin birçok yerinde rüzgâr hızı 3 m/s' yi aştığından dolayı, bu bölgeler rüzgâr gücü üretimi açısından oldukça uygun bölgelerdir.

2007 Aralık ayı itibariyle küresel rüzgâr enerjisi kapasitesinin en büyük payını % 70' ler seviyesinde bir oranla Avrupa oluşturmaktadır. Türkiye' nin kurulu rüzgâr gücünün dünyada

ki kurulu rüzgâr gücüne oranı 0,197 seviyelerindedir. Avrupa’ da ki kurulu güce oranı ise 0,304’ ler seviyesindedir. Rakamlar da göstermektedir ki Türkiye rüzgâr enerjisi kurulu gücü bakımından dünyada ve Avrupa’ da çok düşük seviyelerdedir. Ancak bütün bu düşük kurulu güce rağmen ciddi bir rüzgâr potansiyeline sahiptir. Türkiye rüzgâr gücüne gereken önemi vermesi durumunda ciddi bir elektrik enerjisi üretim kaynağını kazanmış olacak ve enerji de dışa bağımlılığını azaltabilecektir.

1.2 Güneş Enerjisi

Güneş ve çevresinde dolanan gezegenlerden oluşan Güneş Sistemi içerisinde yer alan Dünya için güneş, temel bir enerji kaynağıdır. Özellikle, dünyada yaşayan canlılar için güneş, olmazsa olmaz bir kaynaktır. Bu gün insanoğlunun kullandığı çeşitli enerji kaynaklarına baktığımızda bunların neredeyse hepsinin güneş kökenli olduğunu görürüz. Günlük güneş enerjisi ile Dünya aydınlanabilmekte, yağışlar ile su döngüsü sağlanabilmekte, rüzgârlar esebilmekte ve en önemlisi de fotosentez ile canlı yaşam sürdürülebilmektedir.

Güneş enerjisi teknolojileri yöntem, malzeme ve teknolojik düzey açısından çok çeşitlilik göstermekle birlikte iki ana gruba ayrılabilir:

Isıl Güneş Teknolojileri : Bu sistemlerde öncelikle güneş enerjisinden ısı elde edilir. Bu ısı doğrudan kullanılabileceği gibi elektrik üretiminde de kullanılabilir.

Güneş Pilleri: Fotovoltaik piller de denen bu yarı-iletken malzemeler güneş ışığını doğrudan elektriğe çevirirler.

1.2.1 Fotovoltaik Güneş Pilleri

Güneş pilleri (fotovoltaik diyotlar) üzerine güneş ışığı düştüğünde, güneş enerjisini doğrudan elektrik enerjisine çeviren düzeneklerdir. Bu enerji çevriminde herhangi devingen (hareketli) parça bulunmaz. Güneş pillerinin çalışma ilkesi, Fotovoltaik (Photovoltaic) olayına dayanır.

Güneş ısılarının doğrudan doğruya elektrik akımına çevrildiği fotovoltaik çevrim; Bu sistemlerde biriktirme yoktur. Fotovoltaik çevirme teknolojisi izole bölgelerde küçük verimler için ilginç olmaktadır. Silisyumlu modellerde çevirme verimi % 5’ lerden % 18’ lere çıkarılabilmektedir. Mikrokristal toplayıcısından diğer bazı modeller geliştirilmiştir.(Polikristalli ve amorf silisyum).Ancak bu uygulamaların verimi düşük ve maliyeti yüksektir. PV teknolojisi hesap makineleri gibi küçük uygulamalar ve büyük güç santralleri şeklinde kullanılabilmektedir. Ortalama verimliliği değişken olup % 6 - % 15 seviyelerindedir. Güneş

panelleri çok dayanıklı ve güçlü olup yıllık bozulma ve hata oranları 1/10000' tür. Ancak inverter ve piller ise düzenli bir şekilde değişmek durumundadır. (Yamak,2006)

1.2.2 Yoğunlaştırıcı Güneş Enerjisi Sistemleri Ve Maliyetleri

Güneş enerjisi uygulamalarında düzlemsel güneş kolektör sistemlerinin yanı sıra daha yüksek sıcaklıklara ulaşmak için yoğunlaştırıcı kolektör sistemleri kullanılmaktadır. Düzlemsel güneş kolektörleri için kullanılan kavram ve tarifler, yoğunlaştırıcı kolektörler için de geçerlidir. Bununla birlikte yoğunlaştırıcı kolektör teknolojisinin daha karmaşık olması nedeniyle, yeni tariflerin yapılması gereklidir.

Kolektörler de güneş enerjisinin düştüğü net alana "açıklık alanı" ve güneş enerjisinin yutularak ısı enerjisine dönüştürüldüğü yüzeye "alıcı yüzey" denir. Düzlemsel güneş kolektörlerinde açıklık alanı ile alıcı yüzey alanı birbirine eşittir. Yoğunlaştırıcı kolektörler de ise güneş enerjisi, alıcı yüzeye gelmeden önce optik olarak yoğunlaştırıldığı için alıcı yüzey, açıklık alanından daha küçük olmaktadır.

Güneş enerjisini yoğunlaştıran kolektörler de en önemli kavramlardan biri "yoğunlaştırma oranı" dır. Yoğunlaştırma oranı; açıklık alanının alıcı yüzey alanına oranı şeklinde tarif edilir. Yoğunlaştırma oranı, iki boyutlu yoğunlaştırıcılarda (parabolik oluk) 300, üç boyutlu yoğunlaştırıcılarda (parabolik çanak) 40.000 mertebesindeir. Bu tür kolektörlerde güneş enerjisi, yansıtıcı veya ısın kırıcı yüzeyler yardımı ile doğrusal ya da noktasal olarak yoğunlaştırılabilir. Yoğunlaştırıcı sistemler direkt güneş ışınımından yararlanarak yüksek sıcaklıkta buhar üretirler ve elektrik üretiminde kullanılırlar.

Yoğunlaştırıcı termal sistemlerin en yaygını parabolik oluk kolektörlerdir. Kesiti parabolik olan kolektörlerin iç kısmındaki yansıtıcı yüzeyler, güneş ısınlarnını, odakta yer alan siyah bir absorban boruya odaklarlar. Absorban boruda dolaştırılan sıvıda toplanan ısı ile elde edilen buhardan elektrik üretilir. Diğer bir tür yoğunlaştırıcı sistem olan parabolik çanak sistemler, iki eksende güneşi takip ederek, güneş ısınlarnını odaklama bölgesine yoğunlaştırırlar. Merkezi alıcı sistemlerde ise; tek tek odaklama yapan ve heliostat adı verilen aynalardan oluşan bir alan, güneş ısınlarnını, bir kule üzerine monte edilmiş ısı esanjörüne yansıtarak yoğunlaştırma yaparlar. (Yamak, 2006)

3 farklı tipi vardır. Bunlar;

1-Parabolik Oluk Kolektörler

2-Parabolik Çanak Sistemler

3- Merkezi Alıcı Güç Santralleri (Güç Kuleleri)

Işınlanma yoğunluğu (seviyesinin) 1700 kWh/m² olan bir yerde Yoğunlaştırıcı Güneş Sistem teknolojileri için yatırım maliyeti ve elektrik üretim maliyeti Çizelge 1.4’de verilmiştir.

Çizelge 1.4 Yoğunlaştırıcı güneş sistemleri üretim ve yatırım maliyetleri (IEA)

	Parabolik Oluk Sistem	Parabolik Çanak Sistem	Güç Kuleleri
Yatırım Maliyeti Euro/kW Elektrik	2800-3200	10000-12000	4000-4500
Elektrik Üretim Maliyeti Euro/kWh	0.12-0.15	0.20-0.25	0.15-0.20

Biriktirmeli yoğunlaştırıcı güneş sistemlerinin kurulum maliyetleri, tesis ömrü ve kapasite verimlilikleri Çizelge 1.5’ da gösterilmiştir.

Çizelge 1.5 Yoğunlaştırıcı güneş sistemleri (biriktirmeli) kurulum maliyetleri (IEA)

	Parabolik Oluk Sistem Sentetik Petrol	Güç Kuleleri-Tuzlu Su Güneş Havuzu	Parabolik Çanak-Pilli Depolama
Kurulum Maliyeti (Biriktirme Sistemli 200 MW tesis) USD/kW ısı	200	30	500-800
Tesis Ömrü (Yıl)	30	30	38995
Biriktirme Kapasitesi Verimliliği (%)	95%	99%	76%

1.2.3 Türkiye’de Güneş Enerjisi Potansiyelleri

Ülkemiz, coğrafi konumu nedeniyle sahip olduğu güneş enerjisi potansiyeli açısından birçok ülkeye göre şanslı durumdadır. EİE tarafından yapılan çalışmaya göre Türkiye'nin ortalama yıllık toplam güneşlenme süresi 2640 saat (günlük toplam 7,2 saat), ortalama toplam ışınlam şiddeti 1311 kWh/m²-yıl (günlük toplam 3,6 kWh/m²) olduğu tespit edilmiştir. Aylara göre Türkiye güneş enerji potansiyeli ve güneşlenme süresi değerleri ise Çizelge 1.6'da verilmiştir.

Türkiye'nin en fazla güneş enerjisi alan bölgesi Güney Doğu Anadolu Bölgesi olup, bunu Akdeniz Bölgesi izlemektedir. Güneş enerjisi potansiyeli ve güneşlenme süresi değerlerinin bölgelere göre dağılımı da Çizelge 1.7' de verilmiştir.

Çizelge 1.6 Türkiye'nin aylık ortalama güneş enerjisi potansiyeli
(Elektrik İşleri Etüt İdaresi www.eie.gov.tr)

AYLAR	AYLIK TOPLAM GÜNEŞ ENERJİSİ		GÜNEŞLENME SÜRESİ
	(kcal/cm ² -ay) (kWh/m ² -ay)		(Saat/ay)
OCAK	4.45	51.75	103
ŞUBAT	5.44	63.27	115
MART	8.31	96.65	165
NİSAN	10.51	122.23	197
MAYIS	13.23	153.86	273
HAZİRAN	14.51	168.75	325
TEMMUZ	15.08	175.38	365
AĞUSTOS	13.62	158.4	343
EYLÜL	10.6	123.28	280
EKİM	7.73	89.9	214
KASIM	5.23	60.82	157
ARALIK	4.03	46.87	103
TOPLAM	112.74	1311	2640
ORTALAMA	308 cal/cm ² -gün 3.6 kWh/m ² -gün		7.2 saat/gün

Çizelge 1.7 Türkiye'nin yıllık toplam güneş enerjisi potansiyelinin bölgelere göre dağılımı
(Elektrik İşleri Etüt İdaresi www.eie.gov.tr)

BÖLGE	TOPLAM GÜNEŞ ENERJİSİ	GÜNEŞLENME SÜRESİ (Saat/yıl)
	(kWh/m ² -yıl)	
G.DOĞU ANADOLU	1460	2993
AKDENİZ	1390	2956
DOĞU ANADOLU	1365	2664
İÇANADOLU	1314	2628
EGE	1304	2738
MARMARA	1168	2409
KARADENİZ	1120	1971

1.2.4 Dünya'da Güneş Enerjisi Potansiyelleri

Güneş enerjisinin yeryüzündeki dağılımı dünyanın şekli nedeniyle büyük farklılıklar göstermektedir. Güneş enerjisinin atmosfer dışındaki değeri 1375 W/m²'dir. Dünyadaki güneş pili kurulu gücü 1311737 kW olup, Japonya 636842 kW (%48.6) ile en büyük paya sahiptir. Bunu Almanya 277300 kW (%21), ABD 212200 (%16) ile takip etmektedir.

En çok güneş kolektörüne sahip olan ülke 15 milyon m² ile ABD'dir. Bunu 9–10 milyon m² ile Japonya ve Türkiye izlemektedir. Avustralya 4 milyon m², Yunanistan 2 milyon m², Almanya 1 milyon m² ile bu sıralamada yerlerini almaktadır. İsrail'in kurulu gücü 2,8 milyon m²'dir. Ancak bu kurulu alan miktarlarına, bunları nüfusla orantılandırılıp bakıldığı zaman kişi başına düşen güneş kolektörü alanı Kıbrıs'ta 0,85 m²/kişi, İsrail'de 0,55 m²/kişi, Yunanistan'da 0,2 m²/kişi, Türkiye'de 0,15 m²/kişidir. ABD, Almanya, Japonya gibi ülkeler ise Türkiye ile aynı durumdadır.(Varınca,Gönüllü,2006)

1.3 Hidrolik (Su) Gücü Türkiye ve Dünya’da Hidrolik Enerji Potansiyeli

Hidrolik enerji, kuruluş maliyetinin yüksekliği ve uzun süreli olmasına rağmen uzun dönemde ucuz ve çevre sağlığı açısından en yararlı enerji kaynağıdır. Türkiye’ de elektrik enerjisi üretiminin yaklaşık % 40’ ı hidrolik kaynaklardan gerçekleştirilmektedir.

Yalnız hidrolik enerjinin bazı koşullarda yatırımları yüksek olabilmekte ve çevre üzerinde belli bir etki yaratabilmektedir. Ormanların, ekili ya da dikili tarım alanlarının su altında kaldığı kırsal bölgeler çok defa hidrolik santrallerin meydana getirdiği çevresel sorunların bir örneğidir. Günümüzde, orta ve büyük ölçekli hidroelektrik santraller giderek daha çok yeraltı yapıları oluşturacak şekilde tasarlanmaktadır. Böylece kanallar yeryüzündekine göre oldukça kısalmaktadır. Uygun kaya kalitesi olması durumunda bu tarz yeraltı santrallerin yerüstü santrallere göre daha ekonomik olabilmektedir.

Türkiye’de hidroelektrik enerji açısından zengin bir ülke konumundadır. Özellikle Doğu Karadeniz Bölgesi hidrolik enerji açısından zengin bir yöredir. Türkiye’nin su kuvvetinin brüt potansiyeli 433 milyar kwh/yıl, teknik potansiyel 216 milyar kwh/yıl ve ekonomik potansiyel 122 milyar kwh/ yıl olarak saptanmıştır.(Yamak,2006)

Çizelge 1.8’den da izlenebileceği üzere 2007 Şubat ayı itibariyle Türkiye’ de faaliyette bulunan 142 adet hidroelektrik santral bulunmaktadır. Bunların kurulu gücü 12.788 MW büyüklüğündedir. Toplam enerji üretim miktarı 45.930 GWh olmuştur.41 adet hidroelektrik santral inşa aşamasında olup, 4.397 MW toplam kapasiteye sahip bulunmaktadırlar.

Bu santrallerin en az 8.817 GWh enerji üretecekleri hesaplanmıştır. Normal şartlar altında bu santrallerin kapasitesi yıllık 14.351 GWh enerji üretimi yapabilecektir. Ayrıca gelecekte inşa edilmesi planlanan 589 adet hidroelektrik santral bulunmaktadır ki bunların toplam kapasitesi 19.359 MW büyüklüğündedir. Üretim en az yıllık 37.335 GWh, normal şartlarda 69.173 GWh olarak hesaplanmıştır. Bütün bu santrallerin hepsinin faaliyete geçmesi durumunda Türkiye’nin toplam hidroelektrik kurulu santralinin büyüklüğü 36.544 MW büyüklüğünde olacaktır. Normal şartlar altında üretim yıllık 129.454 GWh olarak hesaplanmaktadır.

Çizelge 1.8 Türkiye hidroelektrik potansiyelinin proje seviyelerine göre dağılımı
(Şubat 2007- Elektrik İşleri Etüt İdaresi www.eie.gov.tr)

Hidroelektrik Santral Projelerinin Mevcut Durumu	Proje Sayısı	Kurulu Güç MW	Toplam Yıllık Hidroelektrik Enerji Üretimi				
			Güvenilir Enerji GWh	Toplam Enerji GWh	Oran %	Kümülatif Enerji GWh	Oran %
1-İşletmede	142	12.788	33.560	45.930	35.5	45.930	35.5
2-İnşa Halinde	41	4.397	8.817	14.351	11.1	60.281	46.6
3-Gelecekte İnşa Edilecek	589	19.359	37.335	69.173	53.4	-	-
3.1 Kesin Projesi Hazır	13	2.356	4.630	6.919	5.3	67.200	51.8
3.2 Fizibilitesi Hazır	176	7.269	13.239	26.415	20.4	93.615	72.3
3.3 Master Planı Hazır	99	5.260	10.773	18.280	14.1	111.895	86.4
3.4 İlk Etüdü Hazır	301	4.474	8.693	17.559	13.6	129.454	100
TOPLAM POTANSİYEL	772	36.544	79.712	129.454	100	129.454	100

Gelecekte inşa edilecek hidroelektrik santrallerin kurulu güçlerine göre sınıflandırmasına bakıldığında 10 MW altında 307 proje, 10-50 MW seviyelerinde 185 proje ve 50 MW üstünde ise 97 proje olduğunu görmekteyiz.

Çizelge 1.9 Proje seviyesindeki hidroelektrik santrallerin kurulu güçlerine göre dağılımı
(Şubat 2007- Elektrik İşleri Etüt İdaresi www.eie.gov.tr)

SINIFLANDIRMA	HİDROELEKTRİK SANTRAL SAYISI	TOPLAM KURULU GÜÇ (MW)	TOPLAM GÜVENİLİR ENERJİ (GWh/Yıl)	YILLIK ORTALAMA ENERJİ (GWh/Yıl)
10 MW ALTI	307	1.143	1.591	5.163
10-50 MW	185	4.558	8.787	18.301
50 MW ÜSTÜ	97	13.658	26.956	45.709
TOPLAM	589	19.359	37.335	69.173

Mühendislik hizmetleri çalışmalarında EİE'nin katkısı olan ve halen işletilmekte olan barajlı hidroelektrik santrallere örnek vermek gerekirse; 1975 yılında tamamlanmış Keban barajı 1330 MW kurulu güç ve 6000 GWh yıllık ortalama enerjiye sahiptir. 1987 yılında tamamlanan Karakaya barajı 1800 MW kurulu güçte ve 7354 GWh yıllık ortalama enerjiye sahiptir. 1993 yılında yapımı tamamlanan Atatürk barajı ise 2400 MW güç ve 8900 GWh yıllık ortalama enerjiye sahiptir. Bunların dışındaki önemli barajlarımızdan bazıları Altınkaya, Birecik, Hasan Uğurlu ve Oymapınar barajlarıdır.

Mühendislik hizmetleri çalışmalarında EİE'nin katkısı olan ve halen işletilmekte olan nehir tipi santrallere örnek vermek gerekirse; 1991 yılında tamamlanmış 26.4 MW kurulu güç ve 169 GWh ortalama enerjiye sahip Kepez, 1971 yılında biten 70 MW kurulu güç ve 345 GWh ortalama enerjiyle Kadıncık-1 ve 1971 yılında inşaatı biten 32.8 MW kurulu güç ve 124 GWh yıllık ortalama enerjiyle Doğankent-1 örnek verilebilir.

Mühendislik hizmetleri EİE idaresince yapılan ve halen inşa edilmekte olan baraj ve hidroelektrik santrallerimiz ise 140 MW kurulu güç ve 423 Gwh yıllık ortalama enerjiyle KİĞİ, 670 MW kurulu güç ve 2118 GWh yıllık ortalama enerjiyle Deriner, 300 MW kurulu güç ve 1039 GWh yıllık ortalama enerjiyle Borçka, 306 MW kurulu güç ve 1134 GWh yıllık ortalama enerjiyle Ermenek ve 1200 MW kurulu güç ve 3833 GWh yıllık ortalama enerjiyle Ilısu barajlarıdır.

Dünyanın teknik ve ekonomik yapılabilir potansiyeli sırasıyla yaklaşık 14000 TWh/yıl ve 8000 TWh/yıl olup, 2003 yılı itibarı ile bu potansiyelin 728,5 GW'ı (ya da 2743 TWh/yılı) işletmede, 100.7 GW'ı da inşa halindedir.

Dünyada yaklaşık 150 ülkede hidroelektrik potansiyel mevcut olup ekonomik yapılabilir

potansiyelin yaklaşık %70'i geliştirilmemiştir ki bu dünyada 1.2 milyar insanın içme suyundan yoksun olmasının temel nedenidir. Bu geliştirilmemiş potansiyelin büyük bir kısmı Afrika, Asya ve Latin Amerika ülkelerinde yer almaktadır. 1100000 GWh/yıl ekonomik yapılabilir hidroelektrik potansiyeline sahip Afrika'da kişi başına tüketilen yıllık enerji miktarı 100 kWh'in altındadır. DEK (Dünya Enerji Konseyi) ise asgari bir yaşam standardını sağlamak için yılda kişi başına 500 kWh elektrik tüketimini öngörmektedir.

En yüksek hidroelektrik sağlayan 10 ülke, dünya hidroelektrik üretiminde %66 paya sahiptir. Kanada, ABD, Brezilya'nın yıllık üretimleri 300 TWh civarında olup, bu ülkeleri Çin ve Rusya takip etmektedir.

Dünyada üretilen toplam elektrik enerjisinde hidroelektriğin payı %20'dir. Hidroelektrik, yaklaşık 65 ülkenin ulusal elektriğinin %50'sini, 32 ülkenin %80'ini ve 13 ülkenin de neredeyse tamamını sağlamaktadır.

Dünyanın en fazla hidroelektrik enerji üreten ülkesi olan Kanada'nın 2002 yılı üretimi 353.2 TWh olup, 27 AB ülkesinin toplamına (364.5 TWh) çok yakındır.

Dünyada halen ICOLD (International Commission on Large Dams) standartlarında çeşitli amaçlar için yapılmış değişik tipte yaklaşık 45000 büyük baraj ve 100000 dolayında küçük baraj vardır. Büyük barajların %20'si enerji amaçlıdır. Bunların %31'i gelişmiş ülkelerde, %46'sı Çin'de, %9'u Hindistan'da, %3'ü Afrika kıtasında, %1'i Türkiye'de, geri kalan %10'u ise diğer ülkelerde inşa edilmiştir.

1.4 Biyokütle Enerjisi

Biokütle enerjisi, genel anlamda değişken organik maddeler içeren bir kütledir. Genelde karbon içeren her türlü bitkisel ve hayvansal organik maddeye, atıklara BİOKÜTLE denir.

Yeni-yenilenebilir enerji kaynakları içinde en büyük teknik potansiyele biyokütle sahiptir. Biyokütle enerji teknolojisi kapsamında; odun (enerji ormanları, ağaç artıkları), yağlı tohum bitkileri (ayçiçek, kolza, soya v.b), karbo-hidrat bitkileri (patates, buğday, mısır, pancar, v.b), elyaf bitkileri (keten, kenaf, kenevir, sorgum, vb.), bitkisel artıklar (dal, sap, saman, kök, kabuk v.b), hayvansal atıklar ile şehirselle ve endüstriyel atıklar değerlendirilmektedir. Biyokütle yenilenebilir, her yerde yetiştirilebilen, sosyo-ekonomik gelişme sağlayan, çevre dostu, elektrik üretilen, taşıtlar için yakıt elde edilebilen stratejik bir enerji kaynağıdır. Biyokütle doğrudan yakılarak veya çeşitli süreçlerle yakıt kalitesi artırılıp, mevcut yakıtlara eşdeğer özelliklerde alternatif biyoyakıtlar (kolay taşınabilir, depolanabilir ve kullanılabilir yakıtlar) elde edilerek enerji teknolojisinde değerlendirilmektedir. Biyokütleden; fiziksel süreçler (boyut küçültme-kırma ve öğütme, kurutma, filtrasyon, ekstraksiyon ve biriktirme)

ve dönüşüm süreçleri (biyokimyasal ve termokimyasal süreçler) ile yakıt elde edilmektedir. Dönüşüm süreçleri ve ürünlerine örnek olarak, uygulamadaki başarısını kanıtlamış aşağıdaki biyo yakıtlar verilebilir:(Yıldız,2006)

Çizelge 1.10 Biyokütle Dönüşüm Süreçleri (Biyogaz.com)

Biyometanlaştırma Süreçleri	BİYOGAZ
Biyofotoliz Süreçleri	Hidrojen
Fermantasyon Süreçleri	Biyoetanol
Piroliz Süreçleri	Pirolitik Sıvı
Gazlaştırma Süreçleri	Gaz Yakıt
Karbonizasyon Süreçleri	Biyokömür
Esterleşme Süreçleri	Biyomotorin-Biyodizel

1.4.1 Biyogaz Ve Biyodizel

Biyogaz organik maddelerin anaerobik (oksijensiz) ortamda, farklı mikroorganizma gruplarının varlığında, biyometanlaştırma süreçleri (havasız bozunma- biyolojik bozunma - mikrobiyal bozunma - anaerobik fermentasyonun kontrollü süreci) ile elde edilen bir gaz karışımıdır.

Biyogaz doğal gaza alternatif bir gaz yakıt olarak aşağıdaki alanlarda kullanılabilir:

- Doğrudan yakma-ısınma ve ısıtma
- Motor yakıtı olarak kullanım
- Türbin yakıtı olarak kullanım-Elektrik eldesi
- Yakıt pili yakıtı olarak kullanım
- Doğalgaz içine katkı olarak kullanım
- Kimyasalların üretiminde kullanım

Biyodizel, kolza (kanola), ayçiçeği, soya, aspir gibi yağlı tohum bitkilerinden elde edilen yağların veya hayvansal yağların bir katalizatör eşliğinde kısa zincirli bir alkol ile (metanol ve ya etanol) reaksiyonu sonucunda açığa çıkan ve yakıt olarak kullanılan bir üründür. Evsel kızartma yağları ve hayvansal yağlar da biyodizel hammaddesi olarak kullanılabilir kökenli dizelle karıştırılarak yakıt olarak kullanılabilir. Saf biyodizel ve dizel-biyodizel karışımları

herhangi bir dizel motoruna, motor üzerinde herhangi bir modifikasyona gerek kalmadan veya küçük değişiklikler yapılarak kullanılabilir.

Biyogazın diğer yakıt türleriyle karşılaştırılması aşığıdaki çizelgede verilmiştir.

Çizelge 1.11 Biyogazın diğer yakıtlarla karşılaştırılması biyogaz metan miktarı (%60)

(Biyogaz.com)

YAKIT CİNSİ	ISIL DEĞER kcal/kg	BİYOĞAZ MİKTARI KARSILIKLARI
1 kg No:6 Fuel- Oil	9200	0.56 kg
1 kg Karışık Dökme Gaz	11000	0.46 kg
1 kg Propan Dökme Gaz	11000	0.46 kg
Sıvılaştırılmış Petrol Gazı-45 kg	11000	0.46 kg
1 kg Motorin	10200	0.50 kg
1 m³ Dogalgaz	8250	0.62 m ³
1 kg ithal Linyit Kömürü	6500	0.79 kg

Çeşitli kaynaklardan elde edilecek biyogaz verimleri ve bu kaynaklardan elde edilen biyogazın sahip olduğunu metan oranları farklılıklar göstermektedir. Aşığıdaki tabloda bunu görebiliriz.

Çizelge 1.12 Çeşitli kaynaklardan elde edilebilecek biyogaz verimleri ve biyogazdaki metan miktarları (Biyogaz.com)

KAYNAKLAR	BİYOĞAZ VERİMİ (l/kg)	METAN ORANI (Hac.%'si)
Sığır Gübresi	90-310	65
Kanath Gübresi	310-620	60
Domuz Gübresi	340-550	65-70
Buğday Samanı	200-300	50-60

KAYNAKLAR	BİYOGAZ VERİMİ (l/kg)	METAN ORANI (Hac.%'si)
Çavdar Samanı	200–300	59
Arpa Samanı	290–310	59
Mısır Saplari ve Artıkları	380–460	59
Keten	360	59
Kenevir	360	59
Çimen	280–550	70
Sebze Atıkları	330–360	Değişken
Ziraat Atıkları	310–430	60–70
Yerfıstığı Kabuğu	365	-
Dökülmüş Yaprakları	210–290	58
Alg	420–500	63
Atık Su	310–800	65–80

1.4.2 Dünya’da Biyokütle Enerjisi Durumu

AB ülkelerinin 2004-2005 yıllarına ait biyogaz üretimleri ve biyogazdan elde ettikleri elektrik enerjisi miktarları Çizelge 1.13 ve Çizelge 1.14’de gösterilmektedir.

Çizelge 1.13 2004 ve 2005 yıllarına ait biyogaz üretimlerinin Avrupa ülkelerindeki dağılımları (ktoe) (EuroObserv ,ER 2006)

ÜLKE	2004 Landfill Gazı	Atık Çamur Gazı	Diğer Biyogaz	Toplam	2005 Landfill Gazı	Atık Çamur Gazı	Diğer Biyogaz	Top.
İngiltere	1327	177	-	1504	1421	179	-	1600
Almanya	573.2	369.8	351.7	1294.7	573.2	369.8	651.4	1594.4
İtalya	297.7	0.3	37.5	335.7	334.1	0.4	42	376.5
İspanya	219.1	52.4	23.6	295.1	236.5	56.8	23.6	316.9
Fransa	127	77	3	207	129	77	3	209
Hollanda	67.1	53.8	28.9	149.8	59.8	50.7	29.6	140.1
Danimarka	13.8	19.8	55.6	89.3	14.3	20.5	57.5	92.3
Belçika	56.3	9.7	7.8	73.8	56.3	9.7	7.8	73.8
Çek Cumhuriyeti	18.6	28.7	2.9	50.2	21.5	31.4	2.8	55.8
Polonya	21.5	23.9	-	45.4	11	25.3	0.3	50.7
Avusturya	11.8	19.1	14.5	45.4	20.5	19.1	14.5	45.4
Yunanistan	20.5	15.5	-	36	24.9	15.5	-	36
İrlanda	19.9	4.8	5.1	29.9	10.1	4.8	5.1	34.8
İsveç	12	22.1	1.2	35.3	16.6	18.7	0.9	29.8

Çizelge 1.14 AB ülkelerinin 2004 ve 2005 yıllarında biyogazdan elde ettikleri elektrik enerjisi miktarları (GWh) (EuroObserv ,ER 2006)

ÜLKE	2004 ÜRETİMİ	2005 ÜRETİMİ
Almanya	4414	5564
İngiltere	4383	4690
İtalya	1170	1313
İspanya	824.7	879.4
Fransa	444	460
Hollanda	282	286
Danimarka	265	274
Belçika	231.9	236
Yunanistan	179	274
Polonya	155	236.9
Çek Cumhuriyeti	138.8	179
İrlanda	101	175
Avusturya	57.7	160.9
Portekiz	14.6	122
Slovenya	30.3	57.7
İsveç	61.6	34.4
Lüksemburg	20.3	32.2
Macaristan	23	53.4
Finlandiya	21.7	27.1
Slovakya	2	25
TOPLAM	12819.9	14593.8

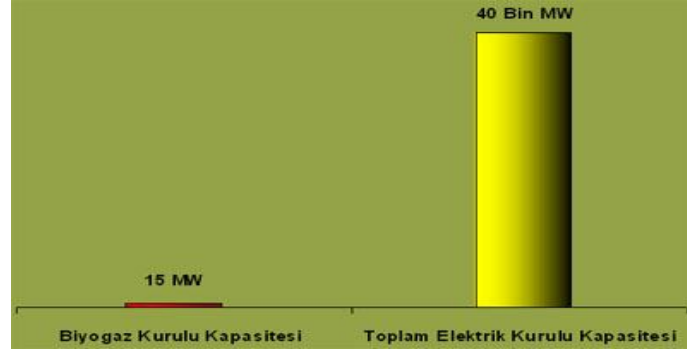
Dünya ülkelerinde 2005 yıllarında üretilen biyo etanol miktarları ise aşağıdaki çizelgeden ayrıntılı bir şekilde görülmektedir.

Çizelge 1.15 Dünya ülkelerinde 2005 yılındaki biyoetanol üretim miktarları (F.O Licht,World Ethanol and Biofuels Report, 26 Nisan 2006)

ÜLKE	ÜRETİM((milyon litre)	ÜRETİM (milyon galon)
A.B.D	16.214	4.283
Brezilya	16.067	4.244
Çin	3.800	1.004
Hindistan	1.700	449
Fransa	910	240
Rusya	750	198
Kuzey Afrika	390	103
İspanya	376	99
Almanya	350	92
Tayland	300	79
İngiltere	290	77
Ukrayna	245	65
Kanada	230	61
Polonya	220	58
Endonezya	170	45
Suudi Arabistan	170	45
Arjantin	165	44
İtalya	150	40
Avustralya	125	33
Japonya	113	30
Diğer Ülkeler	2.139	565
TOPLAM	44.875	11.855

1.4.3 Türkiye’de Biokütle Enerjisi Durumu

Eldeki verilere göre 2005 yılında Türkiye’nin Biyogaz kurulu kapasitesi 15 MW olarak belirlenmiştir. Bu değeri toplam elektrik kurulu kapasitesiyle kıyasladığımızda yok denecek kadar az düzeydedir. Bunu Şekil 1.2’de görmekteyiz.



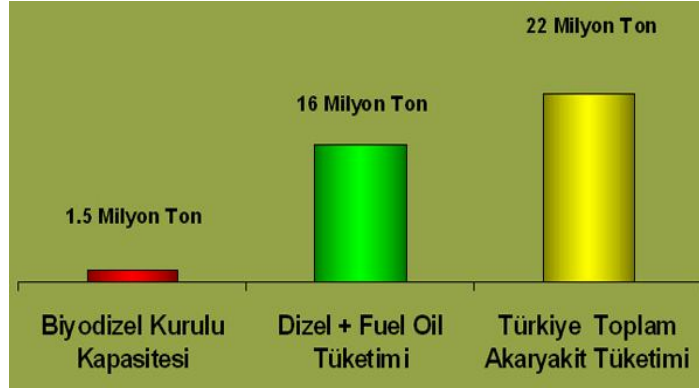
Şekil 1.1 Türkiye’de elektrik enerjisi ve biyogaz kurulu kapasite kompozisyonu

Yapılan çeşitli değerlendirmelerde Türkiye biyogaz potansiyeli 5–7 Milyar m³ olarak belirtilmektedir. Bunu Çizelge 1.16’da açıkça görmekteyiz.

Çizelge 1.16 Türkiye’nin hayvansal atık potansiyeline karşılık gelen üretilebilecek biyogaz miktarı ve taşkömürü eşdeğeri

Hayvan Cinsi	Hayvan Sayısı(Adet)	Yaş Gübre Miktarı (ton/yıl)	Biyogaz Miktarı (m3/yıl)	Taşkömürü Eşdeğeri(ton/yıl)
Sığır	11.054.000	39.794.400	1.313.215.200	1.181.894
Koyun-Keçi	38.030.000	26.621.000	1.544.018.000	1.389.616
Tavuk-Hindi	243.510.453	5.357.230	417.863.937	376.078
Toplam	292.594.453	71.772.630	3.275.097.137	2.947.587

Türkiye’nin biyodizel projeksiyonu incelendiğinde ise toplam akaryakıt tüketimi 22 milyon ton olduğunu düşünürsek yeterli seviyede değildir.



Şekil 1.2 Türkiye'nin akaryakıt tüketimi ve biyodizel kurulu kapasite kompozisyonu

Türkiye'nin biyoetanol projeksiyonu incelendiğinde ise 22 milyon tonluk akaryakıt tüketimi olan bir ülkede 160 bin tonluk bir üretimi vardır. Biyoetanol üretimi potansiyeline göre az olduğu için ileriki yıllarda biyoetanol üretimine ağırlık verilmelidir.



Şekil 1.3 Türkiye'nin akaryakıt tüketimi ve biyoetanol kurulu kapasite kompozisyonu

1.5 Jeotermal Enerji

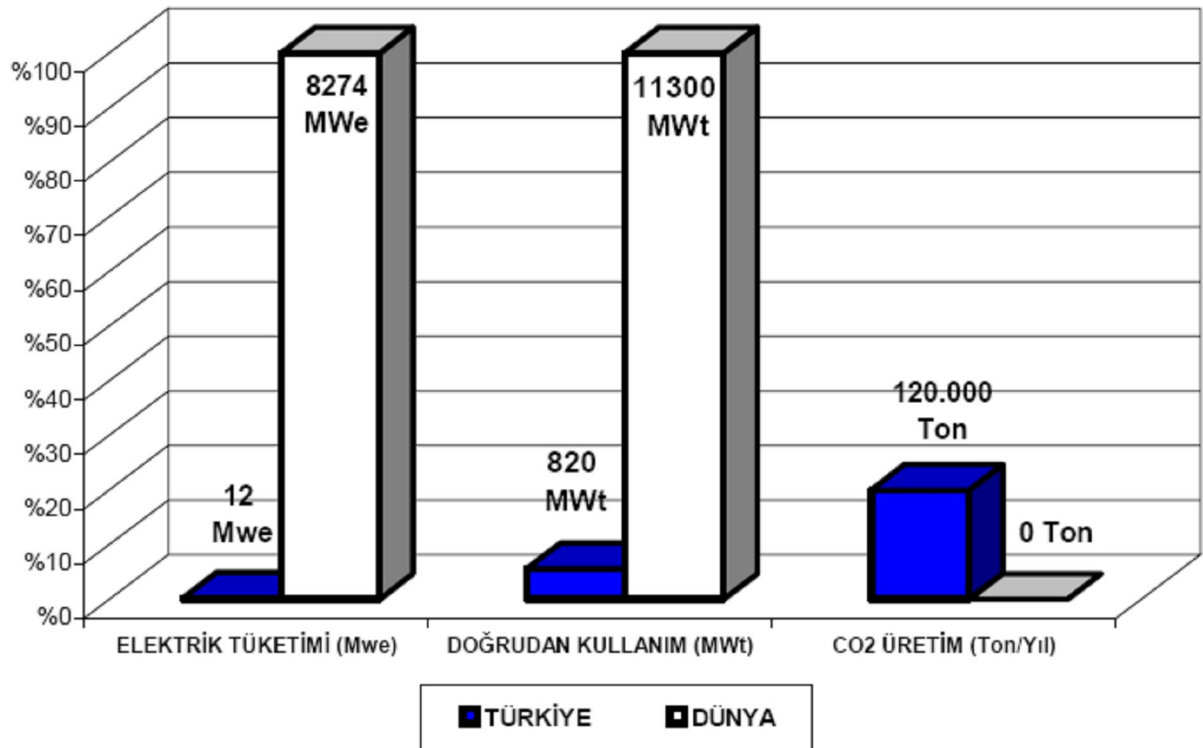
Jeotermal enerji; yerkabuğunun çeşitli derinliklerinde yoğunlaşarak birikmiş ısının oluşturduğu ve bu ısının meteorik kökenli sularla yüzeye taşınması ile oluşan, sıcaklıkları sürekli olarak bölgesel atmosferik ortalama sıcaklığın üzerinde olan ve çevresindeki normal yeraltı ve yerüstü sularına göre daha fazla erimiş mineral, çeşitli gazlar ve tuzlar içerebilen sıcak su ve buhar olarak tanımlanabilmektedir.

Jeotermal (jeo-yer, termal-ısı anlamına gelir) yerkabuğunun çeşitli derinliklerinde birikmiş ısının oluşturduğu, kimyasallar içeren sıcak su, buhar ve gazlardır. Jeotermal Enerji de bu jeotermal kaynaklardan ve bunların oluşturduğu enerjiden doğrudan veya dolaylı yollardan faydalanmayı kapsamaktadır. Jeotermal enerji yeni, yenilenebilir, sürdürülebilir, tükenmez, ucuz, güvenilir, çevre dostu, yerli bir enerji türüdür. Yerkabuğunun derinliklerinde var olan bu ısı kaynağı, henüz soğumasını tamamlamamış bir magma kütlesi veya genç bir volkanizma

ile ilgilidir. Yer kabuğunun kırık ve çatlaklarından derinlere süzülen meteorik sular bu ısı kaynağıyla ısıtıldıktan ve mineralce zenginleştikten sonra yoğunluk farkı ve basınç nedeni ile yükselirler. Bu sıcak akışkan yer kabuğunun sığ derinliklerinde (1100-4000m), üzerinde geçirimsiz örtü kayalar bulunan, gözenekli ve geçirimli hazne kayalarda toplanır.

Hepimizin bildiği gibi dünyadaki yüksek sıcaklıklı kuşaklar genellikle kıtaların oluşturduğu deprem ve volkanik hareketlerin yaygın olduğu tektonik levhaların sınırlarında yer almaktadır. Türkiye bulunduğu coğrafi ve jeolojik konumu gereği böyle bir kuşakta yer aldığından jeotermal enerji bakımından önemli potansiyele sahip bir ülke konumundadır.

Dünyada Jeotermal Enerjiden elde edilen elektrik üretimi 8000 MWe, elektrik dışı kullanım ise 17174 MW'dir. Elektrik enerjisi olarak yıllık üretim 65 milyar kWh dir 17174 MWt ise 3 milyon konutu ısıtmaya eşdeğerdir. Dünyada jeotermal elektrik üretiminde ilk 5 ülke sıralaması : ABD, Filipinler, İtalya, Meksika ve Endonezya'dır. Dünya'da jeotermal ısı ve kaplıca uygulamalarındaki ilk 5 ülke sıralaması ise Çin, Japonya, ABD, İzlanda ve TÜRKİYE'dir. ABD de 2010 yılında 7 milyon konutun jeotermal enerji ile ısıtılması hedeflenmektedir.



Şekil 1.4 Jeotermal enerjinin Dünya'da ve Türkiye'de değerlendirilmesi ve karşılaştırılması

Türkiye önemli bir jeotermal enerji potansiyeline sahiptir. MTA Genel Müdürlüğü'nün 1962 yılından bu yana yapmış olduğu prospeksiyondan başlayarak jeolojik, hidrojeolojik,

jeokimya, jeofizik etüt çalışmaları sonunda 173 adet jeotermal saha keşfedilmiş olup bu sahalarda 414 adet, toplam 171000 m derinlikte sondaj yapılmış olup, 3000 MWt potansiyel görünür hale getirilmiştir. Doğal çıkışların kullanılabilir kapasitesi 600 Mwt ile birlikte Türkiye'nin jeotermal enerji olarak toplam kullanılabilir kapasitesi 3600 Mwt, dir.

Türkiye'nin teorik jeotermal enerji potansiyeli 31500 MWt olarak kabul edilmektedir. Ülkemiz bu potansiyeli ile Dünya da 7. Avrupa da ise 1. konumdadır. Türkiye'nin bugün jeotermal enerjiyi doğrudan kullanım kapasitesi 1229 MWt dir. Doğrudan kullanım açısından ise Dünyada 5. durumdadır. Günümüzde MTA Genel Müdürlüğü'nün ortaya çıkarmış olduğu bu jeotermal potansiyelden elektrik üretimi, konut sera ısıtılması, termal turizm gibi alanlarda yararlanılmaktadır. Türkiye'nin toplam 1229 MWt'lık doğrudan kullanımının 696 MWt'lık kısmı (102.000 konut eşdeğeri) 12 değişik ilde konut ısıtmacılığında, 131 MWt'lık kısmı 635.000 m² sera ısıtmasında ve 402 MWt'lık kısmından ise 215 adet termal tesiste yararlanılmaktadır. (Yıldız, 2006)

1.6 Dalga Enerjisi

Tüm dünya bilim adamlarının üzerinde araştırma yapmakta olduğu, temiz enerji arayışı'nın bir parçası da Dalga enerjisidir. Denizlerde, Archimedes prensibi ve yer çekimi arasında oluşan ve diğer enerji kaynakları ile alışverişinde ortaya çıkan enerjinin, dalga enerjisinin, rasyonel olarak kullanılması çok önemlidir.

Amaç, üç tarafı denizlerle çevrili olan Ülkemizde, İlk yatırımından ve bakım giderlerinden başka gideri olmayan, primer enerjiye bedel ödenmeyen, doğaya her hangi bir kirlitici bırakmayan, ucuz, temiz, çevreci ve çok büyük bir enerji kaynağını değerlendirmektir.

Dalga enerjisinin faydaları;

- 100 kW ÷ 100 MW kadar ihtiyaç duyulan her güçte santral kurulabilir
- Santral üzeri Otel, Restaurant, Sosyal Tesis, Disco, olarak turizm amaçlı kullanılabilir
- Gürültü kirliliği yoktur. Tam çevrecidir
- Dalyan görevi sayesinde Tesise ek gelir sağlar
- Deniz üzerinde kurulduğu için verimli tarım alanları yok olmaz
- Tamamen yerli teknoloji ve yerli imalatır
- Dışa bağımlılığı ve Ambargoyu gerektirecek herhangi bir girdisi yoktur

Dalga enerjisinde primer enerjiye bedel ödenmez. Yapılan santralin maliyetini ilk kurulum maliyeti ve bakım giderleri oluşturmaktadır. Dalga elektrik santrallerinin ana yapısını oluşturan çelik konstrüksiyonun boyutlandırılması talep edilen enerjinin büyüklüğüyle doğru orantılıdır. Belirlenen karakteristik dalga yüksekliği ve dalga boyu ile periyodu esas alınarak santral projelendirilir. Dalgaların mevcut enerjisini alacak ama olumsuz güçlerinden

etkilenmeyecek şekilde projelendirilir. Her dalga boyutunda istenilen enerji alınabilir. Yalnız, bu durum ilk yatırım maliyetini etkileyecektir. Tesisin büyüklüğü arttıkça kurulum maliyetleri azalır.

Çizelge 1.17 Dalga elektrik santrali kurulu güç maliyetleri (www.dalgaenerjisi.com)

TESİSİN KURULU GÜCÜ	5 MW	10 MW	30 MW	60 MW	100 MW
İŞİN CİNSİ					
Deniz Yapısı, Ana Şase ve sensörler	4.780.000	7.950.000	19.256.000	36.000.000	59.000.000
Teknolojik Teçhizat	4.705.000	7.835.000	16.980.000	35.500.000	56.800.000
Taşıma, sigorta, gümrükleme	70.000	170.000	392.000	785.000	1.300.000
Montaj giderleri	30.000	85.000	196.000	390.000	650.000
Diğer Giderler	45.000	128.000	296.000	590.000	980.000
Toplam Yatırım Bedeli: USD	9.630.000	16.168.000	37.120.000	73.265.000	118.730.000

Dalga enerjisi kurulmasıyla beklenen sonuçlar;

- Enerji piyasasında, denge unsuru olarak en düşük fiyatı belirleyecektir. (3 – 4,5 cent/kWh)
- Uzun iletim hatları olmaması sebebi ile enerji kaybı minimum olacak
- Denizlerde ekolojik dengeye katkı sağlayacak
- Deniz üzerinde, turizme de hizmet edecek
- Ucuz olması sebebiyle ısınmada tercih edilecek,
- Dış piyasalarda rekabet şansımız artacak,
- Solunabilir hava kalitesi yükselecek,
- Ülkemizin enerji potansiyeline sınırsız katkı sağlayacaktır.

1.7 Hidrojen Enerjisi

Dünyanın giderek artan enerji gereksinimini çevreyi kirlletmeden ve sürdürülebilir olarak sağlayabilecek en ileri teknolojinin hidrojen enerji sistemi olduğu bugün bütün bilim adamlarınca kabul edilmektedir.

Hidrojen enerjisinin insan ve çevre sağlığını tehdit edecek bir etkisi yoktur.Kömür, doğalgaz gibi fosil kaynakların yanı sıra sudan ve biyokütleden de elde edilen hidrojen, enerji kaynağından çok bir enerji taşıyıcısı olarak düşünölmektedir.Elektriğe 20. yüzyılın enerji taşıyıcısı, hidrojene 21. yüzyılın enerji taşıyıcısı diyen çevreler vardır.Hidrojen yerel olarak üretimi mümkün, kolayca ve güvenli olarak her yere taşınabilen , taşınması sırasında az enerji kaybı olan , ulaşım araçlarından ısınmaya, sanayiden mutfaklarımıza kadar her alanda yararlanacağımız bir enerji sistemidir.

Hidrojen içten yanmalı motorlarda doğrudan kullanımının yanı sıra katalitik yüzeylerde alevsiz yanmaya da uygun bir yakıttır.Ancak dünyadaki gelişim hidrojenin yakıt olarak kullanıldığı yakıt pili teknolojisi doğrultusundadır.

1950'lerin sonlarında , NASA tarafından uzay çalışmalarında kullanılmaya başlayan yakıt pilleri ,son yıllarda özellikle ulaştırma sektörü başta olmak üzere sanayi ve hizmet sektörlerinde başarı ile kullanıma sunulmuştur.Yakıt pilleri, taşınabilir bilgisayarlar, cep telefonları gibi mobil uygulamalar için kullanıldığı gibi elektrik santralleri için de uygun güç sağlayıcılardır.Yüksek verimlilikleri ve düşük emisyonları nedeniyle , ulaşım sektöründe de geniş kullanım alanı bulmuştur. (www.alternaturk.org)

1.8 Yakıt Pilleri

Yakıt pilleri, temiz , çevreye zarar vermeyen ve yüksek verime sahip dönüşüm teknolojileridir.

Bir buhar kazanı veya türbin kullanılmadan , sadece kimyasal reaksiyon ile elektrik enerjisi üretilir.Hidrojen (H_2) ve oksijen (O_2) arasındaki elektrokimyasal reaksiyon ile elde edilen ve toplam verimlilikleri %80'lere kadar ulaşabilen yakıt pilleri, sürekli çalışan piller veya elektrokimyasal makineler olarak da bilinir.Yakıt pilleri, bünyesinde kullanılan elektrolitin cinsine göre çeşitli isimler alır.(Yamak,2006)

- Fosforik asit yakıt pili
- Katı oksit yakıt pili
- Erimiş karbonat yakıt pili
- Polimer elektrolit yakıt pili (PEM)
- Alkali yakıt pili

Atık olarak su ve ısı elde edilmesi ve özellikle minimum seviyedeki emisyonlar yakıt pillerini avantajlı kılar.İçten yanmalı motorlarda , toplam kontrol edilemeyen emisyonlar 2370 ppm, gaz türbinli sistemlerde 120 ppm olduğu halde, yakıt hücreli sistemlerde sadece 5 ppm'dir.

Yakıt pilleri, boyutlarının küçük olması, yüksek verimle çalışmaları ve atık ısılarının kullanılabilir olmasının yanı sıra aşağıdaki özellikleri nedeniyle de diğer güç sistemlerine göre daha üstündürler.

- Modüler olmaları
- Kullanıcıya yakın inşa edilebilmeleri
- Yakıt olarak saf hidrojenin yanı sıra doğalgaz, metanol veya kömür gazlarının kullanılabilmesi
- Sessiz çalışmaları
- Minimum seviyede azot oksit ve kükürt oksit emisyonları
- İnşa edilecek alanda çok az çevre kısıtlamaları gerektirmeleri ve kısa sürede inşa edilebilmeleri
- Katı atık problemlerinin olmaması

1839'da keşfedilmiş, 1932'de üzerinde gelişmeler sağlanmış ve 1952 yılında NASA tarafından uzay çalışmalarında enerji sağlayıcı olarak kullanılan yakıt pilleri, 1960'lı yıllarda ilk yakıt hücreli traktör yapımı ile kara ulaşımında kullanıma sunulmuş 1980'li yıllarda yakıt hücreli denizaltı ve uçak ile gelişim göstermiş son yıllarda kara araçlarında ve güç santrallerinde yaygın araştırma ve uygulama konusudur.

2.BİR DEĞERE GETİRİLMİŞ MALİYETLER YÖNTEMİ

Bir santralde üretilen enerjinin maliyeti, seçilen bir tarihte hesaplanan yıllık sermaye masrafları, işletme ve bakım masrafları ve yakıt masrafları toplamının, yıllık elektrik üretim miktarına bölünmesi ile bulunur.

$$g = \frac{C_k + C_m + C_f}{E} \quad (\$/kW) \quad (2.1)$$

Burada C_k yıllık sermaye masraflarını, C_m işletme ve bakım masraflarını, C_f yakıt masraflarını, E ise yıllık toplam elektrik üretim miktarını temsil etmektedir.

Yenilenebilir enerji santralleri için enerji maliyeti ise;

$$g = \frac{C_k + C_m}{E} \quad (\$/kW) \quad (2.2)$$

olarak ifade edilebilir.

Ekonomik yatırımlar faiz ve eskalasyon oranlarından etkilenmektedirler. Bu nedenle santralde üretilen elektrik maliyetinin daha doğru olarak hesaplanması , santralin yapımı ve çalışma ömrü boyunca yapılan tüm masrafların referans bir tarihe getirilmiş toplamalarının, o santralin ömrü boyunca üreteceği elektrik enerjisine bölünmesi ile yapılır.Bu yöntemle bir değere getirilmiş maliyetler yöntemi (levelized costs yöntemi) adı verilir.

‘Levelized costs’ metodu ile bulunan enerji maliyeti değeri, toplam enerji miktarı ile çarpıldığında bulunan meblağ, santral için yapılan tüm masrafların aynı tarihe getirilmiş değerine eşit olur.Bu metoda göre enerji üretim maliyeti aşağıdaki bağıntı ile hesaplanır.

$$g = \frac{\sum_{t=0}^n [C_k(t) + C_m(t) + C_f(t)](1+r)^{-t}}{\sum_{t=0}^n E(t)(1+r)^{-t}} \quad (\$/kW) \quad (2.3)$$

bu bağıntıda C_k sermaye masrafını, C_m işletme ve bakım masrafını, C_f yakıt masrafını , E ise yıllık üretilen enerji miktarını , r iskonto oranını, t ise yılı temsil eder.

Yenilenebilir enerji santrallerinde yakıt masrafları olmadığı için (2.3) denklemi aşağıdaki hali alır.

$$g = \frac{\sum_{t=0}^n [C_k(t) + C_m(t)](1+r)^{-t}}{\sum_{t=0}^n E(t)(1+r)^{-t}} \quad (\$/kW) \quad (2.4)$$

3. BİR DEĞERE GETİRİLMİŞ MALİYETLER YÖNTEMİ İLE ENERJİ MALİYETİNİN BELİRLENMESİ

Yenilenebilir enerji kaynaklarında maliyet analizlerimizi yaparken karşılaştırma olanağı sağlamak amacıyla her çeşit enerji santralimizde gücümüz sabit 1000 kWe alınmıştır. Bu şekilde birim elektrik maliyetlerini karşılaştırıp ekonomikliklerini karşılaştıracağız.

Bu maliyet analizini yaparken ‘Bir Değere Getirilmiş Maliyetler Yöntemi’ kullanılmıştır. Bu yöntemle referans tarihe göre maliyetler bulunmuştur.

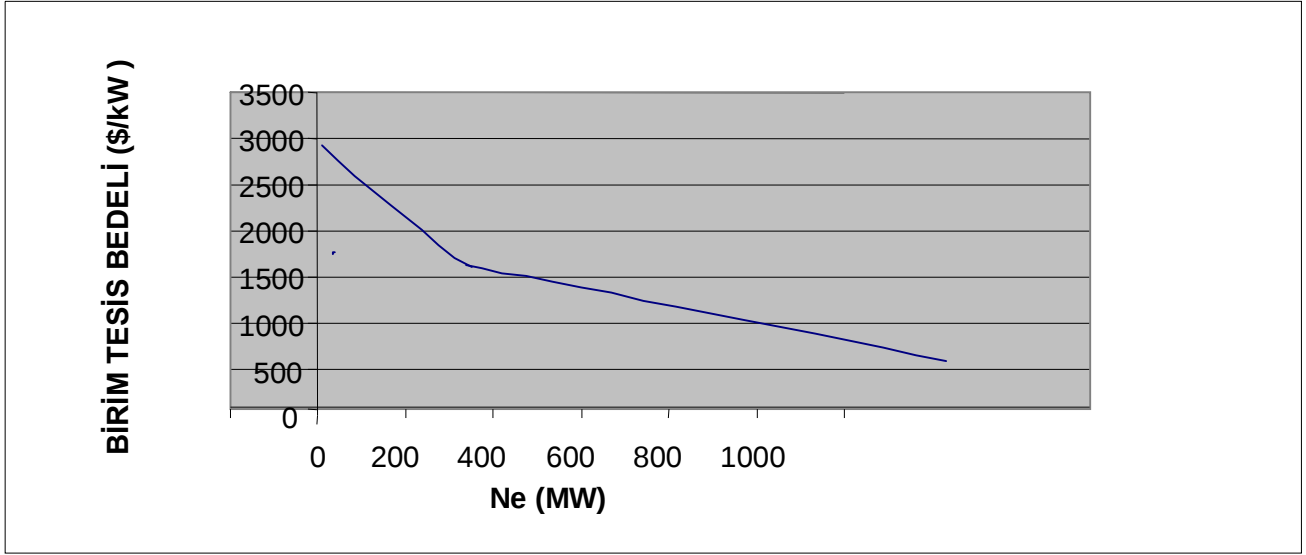
3.1 Rüzgar Enerji Santrali Enerji Maliyetinin Belirlenmesi

Öncelikle birim tesis bedelini kabul ederken önceden belirli güçlere göre yapılmış tesislerin birim maliyetlerine göre enterpolasyon yapılarak 1000 kWe gücündeki tesisin birim tesis bedeli kabul edilmiştir.

Çizelge 3.1 Güçlere bağlı olarak tesis maliyetleri ve birim tesis bedeli değerleri

TESİS GÜCÜ (kW)	BİRİM TESİS BEDELİ (\$/kW)	TESİS MALİYETİ (\$)
5	3000	15000
15	2500	37500
34200	1754,385965	60000000
39200	1760,204082	69000000
1000000	1100	1100000000

Bu değerlere göre güce bağlı olarak birim tesis bedeli grafiğimiz aşağıdaki gibidir.



Şekil 3.1 Rüzgar Santrallerinde Güce bağlı olarak birim tesis bedeli değerleri

Bu veri ve grafiklere bağlı olarak birim tesis bedelimiz 2400 \$/kWe kabul edilmiştir.

Çizelge 3.2 Rüzgar Santrali Hesaplamalarında kullanılacak veriler

SİMGE	AÇIKLAMASI	DEĞER	BİRİM
Ne	Tesis Gücü	1000	kWe
Cs	Birim Tesis Bedeli	2400	\$/kWe
T	İnşaat Süresi	36	Ay
n	Amortisman(Tesis)Ömrü	20	Yıl
e	Eskalasyon Oranı	5	%
i	Faiz	0,08	Yıl
i1	Faiz	0,0067	Ay
m	Sermaye masrafının yüzdesi olarak O&M yüzdesi	0,05	%
Lf	Şebeke yük faktörü	40	%
r	İskonto oranı	8	%

İnşaat süresince yapılacak yatırımın dağılımı aşağıdaki gibi kabul edilmiştir.

1.yıl % 30 2. yıl %40 3. yıl %30

3.1.1 Yıllık Sermaye Masrafları

Santralin fiziki inşaat tutarını (I_d) aşağıdaki denklemle belirliyoruz;

$$I_d = C_s \times N_e$$

$$I_d = 2400 \times 1000 = 2.400.000 \$$$

Santralin üretime geçeceği tarih olan 2011 yılındaki toplam yatırım bedelinin belirlenebilmesi için, inşaat süresi boyunca eskalasyon ve faiz yüklerinin doğru hesaplanması gerekir. Eskalasyon (e), inşaat periyodu süresince kullanılan malzeme, ekipman ve işçilik fiyatlarındaki artışlara denir. İnşaat süresince yapılacak yatırım harcamaları zaman içine yayılacağından (3 yıl), inşaat periyodunda yapılan gerçek toplam harcama eskalasyon etkisiyle, inşaatın başlangıç tarihi için geçerli olan direkt inşaat bedelinden daha yüksek olacaktır. Yıllık eskalasyon oranı ve harcama modeli yardımıyla inşaat süresi içinde herhangi bir yıla ait eskalasyon yükü ve eskale edilmiş yıllık gerçek harcamalar belirlenebilir. Belirtilen eskalasyon yükleri Çizelge 3.3’de görüldüğü gibi olmaktadır.

Çizelge 3.3 Rüzgar santrallerinde inşaat süresince eskalasyon hesabı

Yıl	Eskalasyon Periyodu(t)	Harcama Dağılımı %	Eskalasyonsuz Harcama Planı \$	Eskale Edilmiş Harcama Planı \$	Eskalasyon Yükü \$
2009	1	30	720.000	756.000	36000
2010	2	40	960.000	1058400	98400
2011	3	30	720.000	833490	113490
	TOPLAM	100	2400000	2647890	247890
$I_d = 2400000\$$	$e = \%5$				

İnşaat yılları boyunca yapılan yıllık harcamaların kredi olarak alındığı düşünülürse, inşaat periyodunun sonunda toplam eskale edilmiş harcama miktarına ilave olarak bir faiz yükünün de geri ödenmesi gerekmektedir. İnşaat süresi boyunca faiz yükleri ve inşaat bitimindeki toplam yatırım maliyeti Çizelge 3.4’ de görülmektedir.

Çizelge 3.4 Rüzgar santrallerinde inşaat süresince faiz hesabı

Yıl	Faiz Periyodu	Eskale Edilmiş Harcama (\$)	Eskale Edilmiş Harcama+Faiz (\$)	Faiz Yüğü (\$)
2009	2	756000	881799	125799
2010	1	1058400	1143072	84672
2011	0	833490	833490	0
	TOPLAM	2647890	2858361	210471
	i=%8			

Çizelgede görüldüğü gibi eskalasyon ve faiz yükleri etkisiyle 1.1.2012 tarihi itibariyle toplam kredi borcu 2858361 \$ olmuştur.

İşletmeye başlama tarihindeki değeri P olan yatırımın sabit yıllık sermaye maliyeti;

$$C_k = \frac{P \times i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \text{ bağıntısı ile bulunmaktadır.}$$

Buna göre kredinin geri ödenmesi santralin işletmeye başlama tarihi olan 1.1.2012 tarihinde başlanırsa , santral ömrü boyunca sabit yıllık sermaye masrafı;C_k

$$C_k = \frac{P \times i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} = \frac{2858361 \times 0.08(1+0.08)^{20}}{(1+0.08)^{20} - 1}$$

$$C_k = 291131 \$$$

Rüzgar santralinde yıllık elektrik enerjisi üretimi;

$$E = 8760 \times Ne \times Lf = 8760 \times Ne \times Lf = 8760 \times 1000 \times 0.4 = 3504000 \text{ kWh/yıl}$$

Geri ödeme periyodunda (n=20) yıl her yıl geri ödenecek sabit miktarın yıllara göre faiz ve ana para kısmı ile yıllık ödemelerin bu günkü (1.1.2012) değeri Çizelge 3.5’de görülmektedir.

Çizelge 3.5 Rüzgar Santrali Sabit Yıllık Sermaye Masrafı

Yıl	T	Borç	Yıllık Faiz Ödemesi i=%8 (\$)	Yıllık Anapara Ödemesi(\$)	Toplam Yıllık Ödeme Ck(\$)	$(1+r)^{-t}$ r= %10	Şimdiki Değer (\$) 1.1.2009
2012	1	2858361	228669	62462	291131	0.9259	269558
2013	2	2795899	223672	67459	291131	0.8573	249586
2014	3	2728440	218275	72856	291131	0.7938	231099
2015	4	2655584	212446	78685	291131	0.7350	213981
2016	5	2576899	206151	84980	291131	0.6806	198144
2017	6	2491919	199353	91778	291131	0.6302	183470
2018	7	2400141	192011	99120	291131	0.5835	169874
2019	8	2301021	184081	107050	291131	0.5403	157298
2020	9	2193971	175517	115614	291131	0.5002	145624
2021	10	2078357	166268	124683	291131	0.4632	134852
2022	11	1953494	156299	134852	291131	0.4289	124866
2023	12	1818642	145491	145640	291131	0.3971	115608
2024	13	1673000	133840	157290	291131	0.3677	107049
2025	14	1515710	121256	169875	291131	0.3405	99130
2026	15	1345835	107610	183515	291131	0.3152	91765
2027	16	1162320	92985	198146	291131	0.2919	84981
2028	17	964174	77133	213998	291131	0.2703	78693
2029	18	750176	60014	231177	291131	0.2502	72841
2030	19	519059	41525	249606	291131	0.2317	67455
2031	20	269500	21556	269500	291131	0.2145	62447
	TOPLAM	0	2964138	2858482	5822620	-	2858321

Çizelgede de görüldüğü gibi 20 yıl boyunca ödenecek sabit yıllık sermaye masrafının bu günkü değeri 2858321 \$'dır.

Ayrıca elektrik üretimi 20 yıl boyunca ;

$$\sum_{t=1}^{20} E(t) \times (1+r)^{-t} = \sum_{t=1}^{20} 3504000(1+0.08)^{-20} = 34402972 \text{ kWh/yıl}$$

Bu duruma 'levelized costs' metoduna göre birim enerji başına sermaye maliyeti (C_k);

$$gk = 2858321/34402972 = 0.083 \text{ \$ / kWh olarak bulunur.}$$

3.1.2 Yıllık İşletme Ve Bakım (O&M) Masrafları

Rüzgar santrallerindeki işletme ve bakım maliyetleri yıllık sabit sermaye masrafının %5'i olarak kabul edilmiştir.

$$C_m = m \times C_k = 0.05 \times 291131 = 14556 \$$$

Reel eskalasyon olmadığı kabul edilerek işletme ve bakım masraflarının bugünkü değeri aşağıdaki çizelgede gösterilmiştir.

Çizelge 3.6 Rüzgar Santralinde Levelised Cost Metoduyla O&M Maliyetinin Hesabı

Yıl	t	Yıllık O&M Masrafı C_m (\$)	Bugünkü Değeri 1.1.2012 (\$)	$(1+r)^{-t}$ r=%8
2012	1	14556	13477	0.9259
2013	2	14556	12479	0.8573
2014	3	14556	11554	0.7938
2015	4	14556	10698	0.7350
2016	5	14556	9906	0.6806
2017	6	14556	9173	0.6302
2018	7	14556	8493	0.5835
2019	8	14556	7864	0.5403
2020	9	14556	7281	0.5002
2021	10	14556	6742	0.4632

Yıl	t	Yıllık O&M Masrafı Cm (\$)	Bugünkü Değeri 1.1.2012 (\$)	$(1+r)^{-t}$ r=%8
2022	11	14556	6243	0.4289
2023	12	14556	5780	0.3971
2024	13	14556	5352	0.3677
2025	14	14556	4956	0.3405
2026	15	14556	4588	0.3152
2027	16	14556	4249	0.2919
2028	17	14556	3934	0.2703
2029	18	14556	3641	0.2502
2030	19	14556	3372	0.2317
2031	20	14556	3122	0.2145
	TOPLAM	291120	142904	-

Çizelgeden de görüldüğü gibi 1.1.2012 tarihi itibarıyla İşletme ve Bakım masraflarının bugünkü değeri 142904 \$ bulunmuştur.

Buna göre Bir Değere Getirilmiş Maliyetler yöntemine göre birim elektrik enerjisi başına İşletme ve Bakım maliyeti (g_m) ;

$$g_m = 142904 / 34402972 = 0.004 \text{ $ / kWh bulunur.}$$

3.1.3 Toplam Enerji Maliyeti

Yapılan bu tüm hesaplamaların sonucunda ‘Bir Değere Getirilmiş Maliyetler’ yöntemine göre enerjinin birim maliyeti (g) ;

$$g = g_k + g_m = 0.083 + 0.004 = 0.0870 \text{ $ / kWh bulunur.}$$

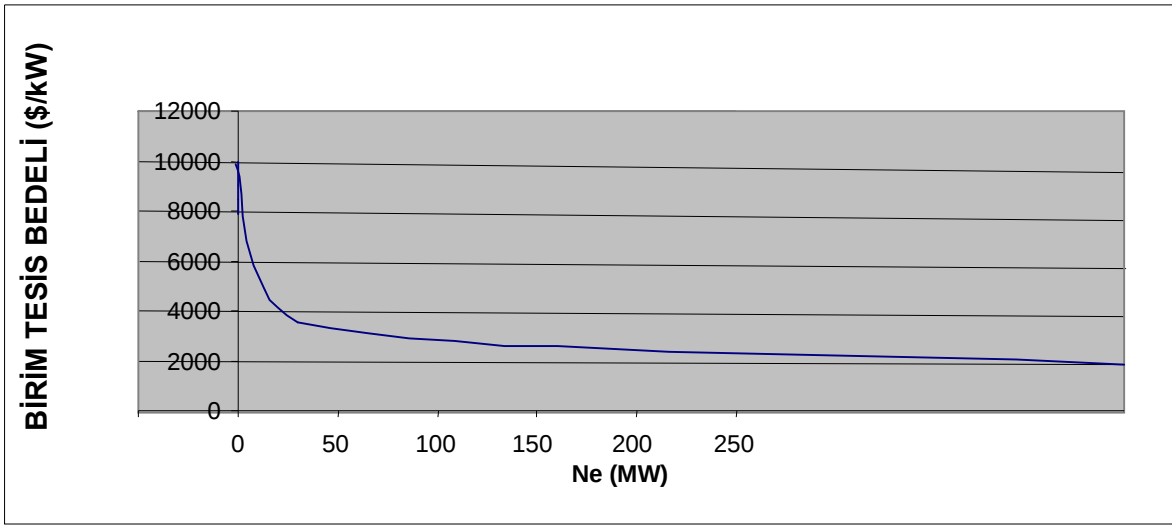
3.2 Güneş Enerji Santrali Enerji Maliyetinin Belirlenmesi

İlk olarak belirli güçlerdeki tesis bedelleri baz alınarak 1000 kWe gücündeki tesisimizin birim tesis bedelini (C_s) bulmamız gerekmektedir.

Çizelge 3.7 Güçlere bağlı olarak tesis maliyetleri ve birim tesis bedeli değerleri

TESİS GÜCÜ(kw)	BİRİM TESİS BEDELİ (\$/kW)	TESİS MALİYETİ (\$)
1	10000	10000
2	9000	18000
4	8500	34000
10	8000	80000
20	7950	159000
50	7850	392500
30000	3500	105000000
200000	2450	490000000

Bu değerlerin grafikte gösterimi aşağıdaki gibidir.



“

Şekil 3.2 Güneş Santrallerinde Güce bağlı olarak birim tesis bedeli değerleri

Bu verilerden yola çıkarak 1000 kWe gücündeki santralimizin birim tesis bedelini yaklaşık olarak 7200 \$/kWe kabul ettik.

Çizelge 3.8 Güneş Santrali Hesaplamalarında kullanılacak veriler

SİMGE	AÇIKLAMASI	DEĞER	BİRİM
Ne	Tesis Gücü	1000	kWe
Cs	Birim Tesis Bedeli	7200	\$/kWe
T	İnşaat Süresi	36	Ay
N	Amortisman(Tesis)Ömrü	20	Yıl
E	Eskalasyon Oranı	5	%

SİMGE	AÇIKLAMASI	DEĞER	BİRİM
İ	Faiz	0,08	Yıl
i1	Faiz	0,0067	Ay
M	Sermaye masrafının yüzdesi olarak O&M yüzdesi	0,05	%
Lf	Şebeke yük faktörü	25	%
R	İskonto oranı	8	%

İnşaat süresince yapılacak yatırımın dağılımı aşağıdaki gibi kabul edilmiştir.

1.yıl % 30 2. yıl %40 3. yıl %30

3.2.1 Yıllık Sermaye Masrafları

Santralin fiziki inşaat tutarını (I_d) aşağıdaki denklemle belirliyoruz;

$$I_d = C_s \times N_e$$

$$I_d = 7200 \times 1000 = 7200000 \text{ \$}$$

Santralin üretime geçeceği tarih olan 2011 yılındaki toplam yatırım bedelinin belirlenebilmesi için, inşaat süresi boyunca eskalasyon ve faiz yüklerinin doğru hesaplanması gerekir. Eskalasyon (e), inşaat periyodu süresince kullanılan malzeme, ekipman ve işçilik fiyatlarındaki artışlara denir. İnşaat süresince yapılacak yatırım harcamaları zaman içine yayılacağından (3 yıl), inşaat periyodunda yapılan gerçek toplam harcama eskalasyon etkisiyle, inşaatın başlangıç tarihi için geçerli olan direkt inşaat bedelinden daha yüksek olacaktır. Yıllık eskalasyon oranı ve harcama modeli yardımıyla inşaat süresi içinde herhangi bir yıla ait eskalasyon yükü ve eskale edilmiş yıllık gerçek harcamalar belirlenebilir. Belirtilen eskalasyon yükleri Çizelge 3.9’da görüldüğü gibi olmaktadır.

Çizelge 3.9 Güneş santrallerinde inşaat süresince eskalasyon hesabı

Yıl	Eskalasyon Periyodu(t)	Harcama Dağılımı %	Eskalasyonsuz Harcama Planı (\$)	Eskale Edilmiş Harcama Planı (\$)	Eskalasyon Yüğü (\$)
2009	1	30	2.160.000	2.268.000	108.000
2010	2	40	2.880.000	3.175.200	295.200
2011	3	30	2.160.000	2.500.470	340.470
	TOPLAM	100	7.200.000	7.943.670	743.670
$I_d = 72000000\$$	$e = \%5$				

İnşaat yılları boyunca yapılan yıllık harcamaların kredi olarak alındığı düşünülürse, inşaat periyodunun sonunda toplam eskale edilmiş harcama miktarına ilave olarak bir faiz yükünün de geri ödenmesi gerekmektedir. İnşaat süresi boyunca faiz yükleri ve inşaat bitimindeki toplam yatırım maliyeti Çizelge 3.10’ da görülmektedir.

Çizelge 3.10 Güneş santrallerinde inşaat süresince faiz hesabı

Yıl	Faiz Periyodu	Eskale Edilmiş Harcama (\$)	Eskale Edilmiş Harcama+Faiz (\$)	Faiz Yüğü (\$)
2009	2	2.268.000	2.645.395	377.395
2010	1	3.175.200	3.429.216	254.016
2011	0	2.500.470	2.500.470	0
	TOPLAM	7.943.670	8.575.081	631.411
	$i = \%8$			

Çizelgede görüldüğü gibi eskalasyon ve faiz yükleri etkisiyle 1.1.2012 tarihi itibariyle toplam kredi borcu 8.575.081 \$ olmuştur.

İşletmeye başlama tarihindeki değeri P olan yatırımın sabit yıllık sermaye maliyeti;

$$C_k = \frac{P \times i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \text{ bağıntısı ile bulunmaktadır.}$$

Buna göre kredinin geri ödenmesi santralin işletmeye başlama tarihi olan 1.1.2012 tarihinde başlanırsa , santral ömrü boyunca sabit yıllık sermaye masrafı;

$$C_k = \frac{P \times i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} = 8575081 \times 0.08(1+0.08)^{20} / (1+0.08)^{20} - 1$$

$$C_k = 873391 \$$$

Güneş santralinde yıllık elektrik enerjisi üretimi;

Elektrik enerjisini hesaplayabilmek için Marmara bölgesi için günlük ortalama ışıınım enerjisi bilinmelidir. Bu enerji değerlerini aşağıdaki tablodan görebiliyoruz.

Çizelge 3.11 Günlük Ortalama Işıınım Enerjisi(kWh/m²)

Mıntıka	Işıınım Şiddeti Kw/ m ²	İlkbahar	Yaz	Sonbahar	Kıı
Marmara	0.92	5.4	6.5	4.3	3

Heliostat alanı ile toplanabilecek maksimum enerji;

$$(5.4 \times 92) + (6.5 \times 92) + (4.3 \times 91) + (3 \times 90) = 1756 \text{ kWh / m}^2 \text{ yıl}$$

Santral Verimi %25 kabul edildi

$$N_t = Ne / \eta_t = 1000 / 0.25 = 4000 \text{ kW}_t$$

Ve ışıınım şiddeti 0.92 Kw/ m² olduğuna göre %20 ilave ile gerekli heliostat alanı

$$A = 4000 \times 1.2 \div 0.90 = 5217 \text{ m}^2$$

$$Ee = 1756 \times 5217 \times 0.25$$

$$Ee = 2290263 \text{ kWh/yıl}$$

Geri ödeme periyodunda (n=20) yıl her yıl geri ödenecek sabit miktarın yıllara göre faiz ve ana para kısmı ile yıllık ödemelerin bu günkü (1.1.2012) değeri Çizelge 3.12’de görülmektedir.

Çizelge 3.12 Güneş Santrallerinde Sabit Yıllık Sermaye Masrafı

Yıl	T	Borç	Yıllık Faiz Ödemesi i=%8 (\$)	Yıllık Anapara Ödemesi (\$)	Toplam Yıllık Ödeme Ck(\$)	$(1+r)^{-t}$ r=%10	Şimdiki Değer (\$) 1.1.2009
2012	1	8575081	686006	187385	873391	0.9259	808673
2013	2	8387696	671016	202375	873391	0.8573	748758
2014	3	8185321	654826	218565	873391	0.7938	693298
2015	4	7966756	637340	236051	873391	0.7350	641943
2016	5	7730705	618456	254935	873391	0.6806	594430
2017	6	7475770	598062	275329	873391	0.6302	550411
2018	7	7200441	576035	297356	873391	0.5835	509624
2019	8	6903085	552246	321145	873391	0.5403	471893
2020	9	6581940	526555	346836	873391	0.5002	436870
2021	10	6235104	498808	374583	873391	0.4632	404555
2022	11	5860521	468842	404549	873391	0.4289	374597
2023	12	5455972	436478	436913	873391	0.3971	346824
2024	13	5019059	401525	471866	873391	0.3677	321146
2025	14	4547193	363775	509616	873391	0.3405	297390
2026	15	4037577	323006	550385	873391	0.3152	275293
2027	16	3487192	278975	594416	873391	0.2919	254943
2028	17	2892776	231422	641969	873391	0.2703	236078
2029	18	2250807	180065	693326	873391	0.2502	218522
2030	19	1557481	124598	748793	873391	0.2317	202365
2031	20	808688	64695	808688	873391	0.2145	187342
	TOPLAM	0	8892731	8575081	17467820	-	8574955

Çizelgede de görüldüğü gibi 20 yıl boyunca ödenecek sabit yıllık sermaye masrafının bu günkü değeri 8574955 \$'dır.

Ayrıca elektrik üretimi 20 yıl boyunca ;

$$\sum_{t=1}^{20} E(t)(1+r)^{-t} = \sum_{t=1}^{20} 2290263 \times (1+0.08)^{-20} = 22485802 \text{ kWh/yıl}$$

Bu duruma 'levelized costs' metoduna göre birim enerji başına sermaye maliyeti (C_k);

$$gk = 8574955 / 22485802 = 0.38 \text{ \$ / kWh olarak bulunur.}$$

3.2.2 Yıllık İşletme Ve Bakım (O&M) Masrafları

Güneş santrallerindeki işletme ve bakım maliyetleri yıllık sabit sermaye masrafının %5'i olarak kabul edilmiştir.

$$C_m = m \times C_k = 0.05 \times 873391 = 43670 \text{ \$ /yıl}$$

Reel eskalasyon olmadığı kabul edilerek işletme ve bakım masraflarının bugünkü değeri aşağıdaki çizelgede gösterilmiştir.

Çizelge 3.13 Güneş Santrallerinde Levelised Cost Metoduyla O&M Maliyetinin Hesabı

Yıl	t	Yıllık O&M Masrafı C_m (\$)	Bugünkü Değeri 1.1.2012 (\$)	$(1+r)^{-t}$ r=%8
2012	1	43670	40434	0.9259
2013	2	43670	37438	0.8573
2014	3	43670	34665	0.7938
2015	4	43670	32097	0.7350
2016	5	43670	29722	0.6806
2017	6	43670	27521	0.6302
2018	7	43670	25481	0.5835
2019	8	43670	23595	0.5403
2020	9	43670	21844	0.5002
2021	10	43670	20228	0.4632

Yıl	t	Yıllık O&M Masrafı Cm (\$)	Bugünkü Değeri 1.1.2012 (\$)	$(1+r)^{-t}$ r=%8
2022	11	43670	18730	0.4289
2023	12	43670	17341	0.3971
2024	13	43670	16057	0.3677
2025	14	43670	14869	0.3405
2026	15	43670	13765	0.3152
2027	16	43670	12747	0.2919
2028	17	43670	11804	0.2703
2029	18	43670	10926	0.2502
2030	19	43670	10118	0.2317
2031	20	43670	9367	0.2145
	TOPLAM	873400	428749	-

Çizelgeden de görüldüğü gibi 1.1.2012 tarihi itibarıyla İşletme ve Bakım masraflarının bugünkü değeri 428749 \$ bulunmuştur.

Buna göre Bir Değere Getirilmiş Maliyetler yöntemine göre birim elektrik enerjisi başına İşletme ve Bakım maliyeti (g_m) ;

$$g_m = 428749 / 22485802 = 0.019 \text{ $ /kWh bulunur.}$$

3.2.3 Toplam Enerji Maliyeti

Yapılan bu tüm hesaplamaların sonucunda ‘Bir Değere Getirilmiş Maliyetler’ yöntemine göre enerjinin birim maliyeti (g) ;

$$g = g_k + g_m = 0.38 + 0.019 = 0.399 \text{ $ / kWh bulunur.}$$

3.3 Hidrolik Enerji Santrali Enerji Maliyetinin Belirlenmesi

İlk olarak 1000 kWe gücündeki tesisimizin birim tesis bedelini kabul etmemiz gerekmektedir. Son verilerine göre hidrolik santral birim tesis bedelini 1200 \$ /kWe kabul edilmiştir.

Çizelge 3.14 Hidrolik enerji hesaplamalarda kullanılacak veriler

SİMGE	AÇIKLAMASI	DEĞER	BİRİM
Ne	Tesis Gücü	1000	kWe
Cs	Birim Tesis Bedeli	1200	\$/kWe
T	İnşaat Süresi	36	Ay
N	Amortisman(Tesis)Ömrü	20	Yıl
E	Eskalasyon Oranı	5	%
İ	Faiz	0,08	Yıl
i1	Faiz	0,0067	Ay
M	Sermaye masrafının yüzdesi olarak O&M yüzdesi	0,05	%
Lf	Şebeke yük faktörü	30	%
R	İskonto oranı	8	%

İnşaat süresince yapılacak yatırımın dağılımı aşağıdaki gibi kabul edilmiştir.

1.yıl % 30 2. yıl %40 3. yıl %30

3.3.1 Yıllık Sermaye Masrafları

Santralin fiziki inşaat tutarını (I_d) aşağıdaki denklemle belirliyoruz;

$$I_d = Cs \times Ne$$

$$I_d = 1200 \times 1000 = 1200000 \$$$

Santralin üretime geçeceği tarih olan 2011 yılındaki toplam yatırım bedelinin belirlenebilmesi için, inşaat süresi boyunca eskalasyon ve faiz yüklerinin doğru hesaplanması gerekir. Eskalasyon (e), inşaat periyodu süresince kullanılan malzeme, ekipman ve işçilik fiyatlarındaki artışlara denir. İnşaat süresince yapılacak yatırım harcamaları zaman içine

yayılacağından (3 yıl), inşaat periyodunda yapılan gerçek toplam harcama eskalasyon etkisiyle, inşaatın başlangıç tarihi için geçerli olan direkt inşaat bedelinden daha yüksek olacaktır. Yıllık eskalasyon oranı ve harcama modeli yardımıyla inşaat süresi içinde herhangi bir yıla ait eskalasyon yükü ve eskale edilmiş yıllık gerçek harcamalar belirlenebilir. Belirtilen eskalasyon yükleri Çizelge 3.15’de görüldüğü gibi olmaktadır.

Çizelge 3.15 Hidrolik Santrallerde İnşaat süresince eskalasyon hesabı

Yıl	Eskalasyon Periyodu(t)	Harcama Dağılımı %	Eskalasyonsuz Harcama Planı (\$)	Eskale Edilmiş Harcama Planı (\$)	Eskalasyon Yüğü (\$)
2009	1	30	360.000	378.000	18.000
2010	2	40	480.000	529.200	49.200
2011	3	30	360.000	416.745	56.745
	TOPLAM	100	1.200.000	1.323.945	123.945
$I_d = 12000000\$$	$e = \%5$				

İnşaat yılları boyunca yapılan yıllık harcamaların kredi olarak alındığı düşünülürse, inşaat periyodunun sonunda toplam eskale edilmiş harcama miktarına ilave olarak bir faiz yükünün de geri ödenmesi gerekmektedir. İnşaat süresi boyunca faiz yükleri ve inşaat bitimindeki toplam yatırım maliyeti Çizelge 3.16’ da görülmektedir.

Çizelge 3.16 Hidrolik santrallerde inşaat süresince faiz hesabı

Yıl	Faiz Periyodu	Eskale Edilmiş Harcama \$	Eskale Edilmiş Harcama+Faiz \$	Faiz Yüğü \$
2009	2	378.000	440.899	62.899
2010	1	529.200	571.536	42.336
2011	0	416.745	416.745	0
	TOPLAM	1.323.945	1.429.180	105.235
	$i = \%8$			

Çizelgede görüldüğü gibi eskalasyon ve faiz yükleri etkisiyle 1.1.2012 tarihi itibariyle toplam kredi borcu 1.429.180 \$ olmuştur.

İşletmeye başlama tarihindeki değeri P olan yatırımın sabit yıllık sermaye maliyeti;

$$C_k = \frac{P \times i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \text{ bağıntısı ile bulunmaktadır.}$$

Buna göre kredinin geri ödenmesi santralin işletmeye başlama tarihi olan 1.1.2012 tarihinde başlanırsa , santral ömrü boyunca sabit yıllık sermaye masrafı;

$$C_k = \frac{P \times i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} = 1429180 \times 0.08(1+0.08)^{20} / (1+0.08)^{20} - 1$$

$$C_k = 145.565 \$$$

Hidrolik santralinde yıllık elektrik enerjisi üretimi;

$$E = 8760 \times Ne \times Lf = 8760 \times 1000 \times 0.3 = 2.628.000 \text{ kWh/yıl}$$

Geri ödeme periyodunda (n=20) yıl her yıl geri ödenecek sabit miktarın yıllara göre faiz ve ana para kısmı ile yıllık ödemelerin bu günkü (1.1.2012) değeri Çizelge 3.17’de görülmektedir.

Çizelge 3.17 Hidrolik Santrallerde Sabit Yıllık Sermaye Masrafı

Yıl	T	Borç	Yıllık Faiz Ödemesi i=%8 (\$)	Yıllık Anapara Ödemesi(\$)	Toplam Yıllık Ödeme Ck(\$)	(1+r) ^{-t} r=%10	Şimdiki Değer(\$) 1.1.2009
2012	1	1429180	114334	31231	145565	0.9259	134779
2013	2	1397949	111836	33729	145565	0.8573	124793
2014	3	1364220	109138	36427	145565	0.7938	115549
2015	4	1327793	106223	39342	145565	0.7350	106990
2016	5	1288451	103076	42489	145565	0.6806	99071
2017	6	1245962	99677	45888	145565	0.6302	91735
2018	7	1200074	96006	49559	145565	0.5835	84937
2019	8	1150515	92041	53524	145565	0.5403	78648
2020	9	1096991	87759	57806	145565	0.5002	72812
2021	10	1039185	83135	62430	145565	0.4632	67426
2022	11	976755	78140	67425	145565	0.4289	62433
2023	12	909330	72746	72819	145565	0.3971	57804

Yıl	T	Borç	Yıllık Faiz Ödemesi i=%8(\$)	Yıllık Anapara Ödemesi(\$)	Toplam Yıllık Ödeme Ck(\$)	$(1+r)^{-t}$ r=%10	Şimdiki Değer(\$) 1.1.2009
2024	13	836511	66921	78644	145565	0.3677	53524
2025	14	757867	60629	84936	145565	0.3405	49565
2026	15	672931	53834	91731	145565	0.3152	45882
2027	16	581200	46496	99069	145565	0.2919	42490
2028	17	482131	38570	106995	145565	0.2703	39346
2029	18	375136	30011	115554	145565	0.2502	36420
2030	19	259582	20766	124799	145565	0.2317	33727
2031	20	134783	10782	134783	145565	0.2145	31224
	TOPLAM	0	1482120	1429180	2911300	-	1429153

Çizelgede de görüldüğü gibi 20 yıl boyunca ödenecek sabit yıllık sermaye masrafının bu günkü değeri 1429153 \$'dır.

Ayrıca elektrik üretimi 20 yıl boyunca ;

$$\sum_{t=1}^{20} E(t)(1+r)^{-t} = \sum_{t=1}^{20} 2628000 \times (1+0.08)^{-20} = 25801967 \text{ kWh/yıl}$$

Bu duruma 'levelized costs' metoduna göre birim enerji başına sermaye maliyeti (C_k);

$$gk = 1429153/25801967 = 0.055 \text{ $/ kWh olarak bulunur.}$$

3.3.2 Yıllık İşletme Ve Bakım (O&M) Masrafları

Hidrolik santrallerindeki işletme ve bakım maliyetleri yıllık sabit sermaye masrafının %5'i olarak kabul edilmiştir.

$$Cm = m \times Ck = 0.05 \times 145565 = 7278 \text{ $ /yıl}$$

Reel eskalasyon olmadığı kabul edilerek işletme ve bakım masraflarının bugünkü değeri aşağıdaki çizelgede gösterilmiştir.

Çizelge 3.18 Hidrolik Santrallerde Levelised Cost Metoduyla O&M Maliyetinin Hesabı

Yıl	t	Yıllık O&M Masrafı Cm (\$)	Bugünkü Değeri 1.1.2012 (\$)	$(1+r)^{-t}$ r=%8
2012	1	7278	6739	0.9259
2013	2	7278	6239	0.8573
2014	3	7278	5777	0.7938
2015	4	7278	5349	0.7350
2016	5	7278	4953	0.6806
2017	6	7278	4586	0.6302
2018	7	7278	4247	0.5835
2019	8	7278	3932	0.5403
2020	9	7278	3640	0.5002
2021	10	7278	3371	0.4632
2022	11	7278	3123	0.4289
2023	12	7278	2890	0.3971
2024	13	7278	2676	0.3677
2025	14	7278	2478	0.3405
2026	15	7278	2294	0.3152
2027	16	7278	2124	0.2919
2028	17	7278	1967	0.2703
2029	18	7278	1821	0.2502
2030	19	7278	1686	0.2317
2031	20	7278	1561	0.2145
	TOPLAM	145560	71453	-

Çizelgeden de görüldüğü gibi 1.1.2012 tarihi itibarıyla İşletme ve Bakım masraflarının bugünkü değeri 71453 \$ bulunmuştur.

Buna göre Bir Değere Getirilmiş Maliyetler yöntemine göre birim elektrik enerjisi başına İşletme ve Bakım maliyeti (g_m) ;

$$g_m = 71453/2580196 = 0,0027 \text{ \$ /kWh bulunur.}$$

3.3.3 Toplam Enerji Maliyeti

Yapılan bu tüm hesaplamaların sonucunda ‘Bir Değere Getirilmiş Maliyetler’ yöntemine göre enerjinin birim maliyeti (g) ;

$$g = g_k + g_m = 0.055 + 0.0027 = 0.0577 \text{ \$ / kWh bulunur.}$$

3.4 Jeotermal Enerji Santrali Enerji Maliyetinin Belirlenmesi

İlk olarak 1000 kWe gücündeki tesisimizin birim tesis bedelini kabul etmemiz gerekmektedir. Bunun için Ahmet DAĞDAŞ’ın Sigma ($\square$) yayınlarındaki ‘Jeotermal Enerji Santrallerinde Güç Maliyeti’ isimli makalesindeki tablodan yararlanılmıştır. Bu tabloyu aşağıda görmekteyiz.

Çizelge 3.19 Küçük Binary Jeotermal Güç Santrallerinde Sermaye ve Q&M Maliyeti

Net Power (kW _e)	Kaynak Sıcaklığı (°C)			Toplam O&M Maliyeti (\$/yıl)
	100	120	140	
	Sermaye Maliyeti (\$/kW _e)			
100	2786	2429	2215	21010
200	2572	2242	2044	27115
500	2357	2055	1874	33446
1000	2143	1868	1704	48400

Bizde bu tablodaki 1000 kWe gücünde ve 100 °C kaynak sıcaklığındaki santral için birim tesis bedelimizi $C_s = 2143 \text{ \$ /kWe}$ ve toplam Q&M maliyetini $C_m = 48400 \text{ \$ /yıl}$ kabul ettik. Bunların dışında kabul edilen diğer değerlerimiz aşağıdaki tabloda görülmektedir. Şebeke yük faktörümüzde aynı makaledeki değer olan %90 alınmıştır.

Çizelge 3.20 Jeotermal santral hesaplamalarda kullanılacak veriler

SİMGE	AÇIKLAMASI	DEĞER	BİRİM
Ne	Tesis Gücü	1000	kWe
Cs	Birim Tesis Bedeli	2143	\$/kWe
T	İnşaat Süresi	36	Ay

SİMGE	AÇIKLAMASI	DEĞER	BİRİM
n	Amortisman(Tesis)Ömrü	20	Yıl
e	Eskalasyon Oranı	5	%
i	Faiz	0,08	Yıl
i1	Faiz	0,0067	Ay
Cm	Toplam O&M maliyeti	48400	\$ /yıl
Lf	Şebeke yük faktörü	90	%
r	İskonto oranı	8	%

İnşaat süresince yapılacak yatırımın dağılımı aşağıdaki gibi kabul edilmiştir.

1.yıl % 30 2. yıl %40 3. yıl %30

3.4.1 Yıllık Sermaye Masrafları

Santralin fiziki inşaat tutarını (I_d) aşağıdaki denklemle belirliyoruz;

$$I_d = C_s \times N_e$$

$$I_d = 2143 \times 1000 = 2143000 \$$$

Santralin üretime geçeceği tarih olan 2011 yılındaki toplam yatırım bedelinin belirlenebilmesi için, inşaat süresi boyunca eskalasyon ve faiz yüklerinin doğru hesaplanması gerekir. Eskalasyon (e), inşaat periyodu süresince kullanılan malzeme, ekipman ve işçilik fiyatlarındaki artışlara denir. İnşaat süresince yapılacak yatırım harcamaları zaman içine yayılacağından (3 yıl), inşaat periyodunda yapılan gerçek toplam harcama eskalasyon etkisiyle, inşaatın başlangıç tarihi için geçerli olan direkt inşaat bedelinden daha yüksek olacaktır. Yıllık eskalasyon oranı ve harcama modeli yardımıyla inşaat süresi içinde herhangi bir yıla ait eskalasyon yükü ve eskale edilmiş yıllık gerçek harcamalar belirlenebilir. Belirtilen eskalasyon yükleri Çizelge 3.21’de görüldüğü gibi olmaktadır.

Çizelge 3.21 Jeotermal Santrallerinde İnşaat süresince eskalasyon hesabı

Yıl	Eskalasyon Periyodu(t)	Harcama Dağılımı %	Eskalasyonsuz Harcama Planı (\$)	Eskale Edilmiş Harcama Planı (\$)	Eskalasyon Yüğü (\$)
2009	1	30	642.900	675.045	32.145
2010	2	40	857.200	945.063	87.863
2011	3	30	642.900	744.237	101.337
	TOPLAM	100	2.143.000	2.364.345	221.345
$I_d = 2143000\$$	$e = \%5$				

İnşaat yılları boyunca yapılan yıllık harcamaların kredi olarak alındığı düşünülürse, inşaat periyodunun sonunda toplam eskale edilmiş harcama miktarına ilave olarak bir faiz yükünün de geri ödenmesi gerekmektedir. İnşaat süresi boyunca faiz yükleri ve inşaat bitimindeki toplam yatırım maliyeti Çizelge 3.22’ de görülmektedir.

Çizelge 3.22 Jeotermal Santrallerinde İnşaat süresince faiz hesabı

Yıl	Faiz Periyodu	Eskale Edilmiş Harcama \$	Eskale Edilmiş Harcama+Faiz \$	Faiz Yüğü \$
2009	2	675.045	787.373	112.328
2010	1	945.063	1.020.668	75.605
2011	0	744.237	744.237	0
	TOPLAM	2.364.345	2.552.278	187.933
	$i = \%8$			

Çizelgede görüldüğü gibi eskalasyon ve faiz yükleri etkisiyle 1.1.2012 tarihi itibariyle toplam kredi borcu 2.552.278 \$ olmuştur.

İşletmeye başlama tarihindeki değeri P olan yatırımın sabit yıllık sermaye maliyeti;

$$Ck = \frac{P \times i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \text{ bağıntısı ile bulunmaktadır.}$$

Buna göre kredinin geri ödenmesi santralin işletmeye başlama tarihi olan 1.1.2012 tarihinde başlanırsa , santral ömrü boyunca sabit yıllık sermaye masrafı;

$$Ck = \frac{P \times i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} = 2552278 \times 0.08(1+0.08)^{20} / (1+0.08)^{20} - 1)$$

$$C_k = 259.955 \$$$

Jeotermal santralinde yıllık elektrik enerjisi üretimi;

$$E = 8760 \times Ne \times Lf = 8760 \times 1000 \times 0.9 = 7884000.9 \text{ kWh/yıl}$$

Geri ödeme periyodunda (n=20) yıl her yıl geri ödenecek sabit miktarın yıllara göre faiz ve ana para kısmı ile yıllık ödemelerin bu günkü (1.1.2012) değeri Çizelge 3.23’de görülmektedir.

Çizelge 3.23 Jeotermal Santrallerde Sabit Yıllık Sermaye Masrafı

Yıl	T	Borç	Yıllık Faiz Ödemesi i=%8(\$)	Yıllık Anapara Ödemesi(\$)	Toplam Yıllık Ödeme Ck(\$)	$(1+r)^{-t}$ r=%10	Şimdiki Değer(\$) 1.1.2009
2012	1	2552278	204182	55773	259955	0.9259	240692
2013	2	2496505	199720	60235	259955	0.8573	222860
2014	3	2436270	194902	65053	259955	0.7938	206352
2015	4	2371217	189697	70258	259955	0.7350	191067
2016	5	2300959	184077	75878	259955	0.6806	176925
2017	6	2225081	178006	81949	259955	0.6302	163824
2018	7	2143132	171451	88504	259955	0.5835	151684
2019	8	2054628	164370	95585	259955	0.5403	140454
2020	9	1959043	156723	103232	259955	0.5002	130029
2021	10	1855811	148465	111490	259955	0.4632	120411

Yıl	T	Borç	Yıllık Faiz Ödemesi i=%8(\$)	Yıllık Anapara Ödemesi(\$)	Toplam Yıllık Ödeme Ck(\$)	$(1+r)^{-t}$ r=%10	Şimdiki Değer(\$) 1.1.2009
2022	11	1744321	139546	120409	259955	0.4289	111495
2023	12	1623912	129913	130042	259955	0.3971	103228
2024	13	1493870	119510	140445	259955	0.3677	95585
2025	14	1353425	108274	151681	259955	0.3405	88515
2026	15	1201744	96139	163816	259955	0.3152	81938
2027	16	1037928	83034	176921	259955	0.2919	75881
2028	17	861007	68881	191074	259955	0.2703	70266
2029	18	669933	53595	206360	259955	0.2502	65041
2030	19	463573	37086	222869	259955	0.2317	60232
2031	20	240704	19256	240704	259955	0.2145	55760
	TOPLAM	0	2646827	1429180	5199100	-	2552239

Çizelgede de görüldüğü gibi 20 yıl boyunca ödenecek sabit yıllık sermaye masrafının bu günkü değeri 2.552.239 \$'dır.

Ayrıca elektrik üretimi 20 yıl boyunca ;

$$\sum_{t=1}^{20} E(t)(1+r)^{-t} = \sum_{t=1}^{20} 7884000 \times (1+0.08)^{-20} = 77405112 \text{ kWh/yıl}$$

Bu duruma 'levelized costs' metoduna göre birim enerji başına sermaye maliyeti (C_k);

$g_k = 2552239 / 77405112 = 0.032 \text{ $/ kWh}$ olarak bulunur.

3.4.2 Yıllık İşletme Ve Bakım (O&M) Masrafları

Jeotermal santrallerindeki işletme ve bakım maliyetleri için kabul ettiğimiz değer olan $C_m = 48400 \text{ $/yıl}$ değeri kullanılacaktır.

Reel eskalasyon olmadığı kabul edilerek işletme ve bakım masraflarının bugünkü değeri aşağıdaki çizelgede gösterilmiştir.

Çizelge 3.24 Jeotermal Santrallerde Levelised Cost Metoduyla O&M Maliyetinin Hesabı

Yıl	t	Yıllık O&M Masrafı Cm(\$)	Bugünkü Değeri(\$) 1.1.2012	$(1+r)^{-t}$ r=%8
2012	1	48400	44814	0.9259
2013	2	48400	41493	0.8573
2014	3	48400	38420	0.7938
2015	4	48400	35574	0.7350
2016	5	48400	32941	0.6806
2017	6	48400	30502	0.6302
2018	7	48400	28241	0.5835
2019	8	48400	26151	0.5403
2020	9	48400	24210	0.5002
2021	10	48400	22419	0.4632
2022	11	48400	20759	0.4289
2023	12	48400	19220	0.3971
2024	13	48400	17797	0.3677
2025	14	48400	16480	0.3405
2026	15	48400	15256	0.3152
2027	16	48400	14128	0.2919
2028	17	48400	13082	0.2703
2029	18	48400	12110	0.2502
2030	19	48400	11214	0.2317
2031	20	48400	10382	0.2145
	TOPLAM	968000	475193	-

Çizelgeden de görüldüğü gibi 1.1.2012 tarihi itibarıyla İşletme ve Bakım masraflarının bugünkü değeri 475.193 \$ bulunmuştur.

Buna göre Bir Değere Getirilmiş Maliyetler yöntemine göre birim elektrik enerjisi başına İşletme ve Bakım maliyeti (g_m) ;

$$g_m = 475193/77405112 = 0,0061 \text{ \$ /kWh bulunur. (1 \$=1000 mills)}$$

3.4.3 Toplam Enerji Maliyeti

Yapılan bu tüm hesaplamaların sonucunda ‘Bir Değere Getirilmiş Maliyetler’ yöntemine göre enerjinin birim maliyeti (g) ;

$$g = g_k + g_m = 0.032 + 0.0061 = 0.0381 \text{ \$ / kWh bulunur.}$$

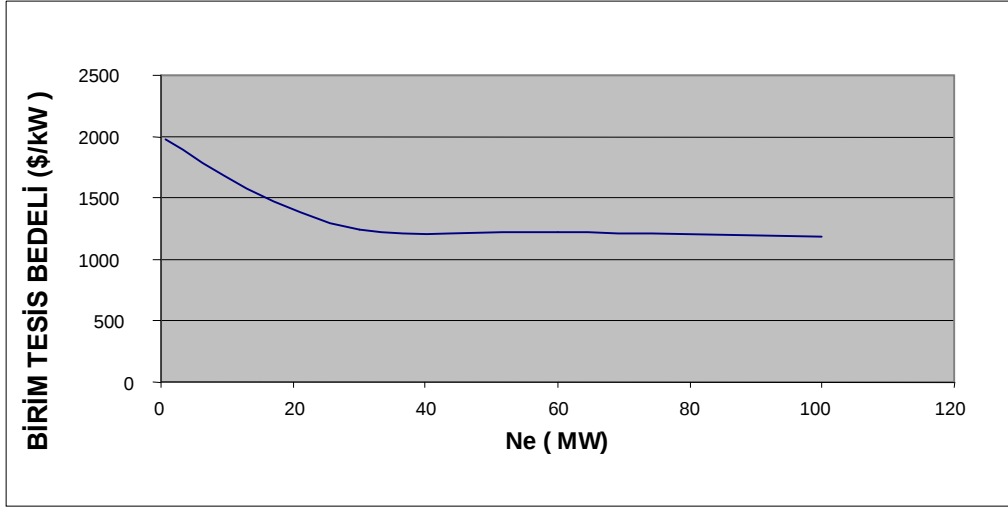
3.5 Dalga Enerji Santrali Enerji Maliyetinin Belirlenmesi

Öncelikle birim tesis bedelini kabul ederken önceden belirli güçlere göre yapılmış tesislerin birim maliyetlerine göre enterpolasyon yapılarak 1000 kWe gücündeki tesisin birim tesis bedeli kabul edilmiştir.

Çizelge 3.25 Güçlere bağlı olarak tesis maliyetleri ve birim tesis bedeli değerleri

TESİS GÜCÜ (kW)	BİRİM TESİS BEDELİ (\$ / kW)	TESİS BEDELİ (\$)
1	2000	2000
5000	1926	9630000
10000	1616,8	16168000
30000	1237,3	37119000
60000	1221,08	73264800
100000	1187,3	118730000

Bu değerlere göre güce bağlı olarak birim tesis bedeli grafiğimiz aşağıdaki gibidir.



Şekil 3.3 Dalga Santralinde Güce bağlı olarak birim tesis bedeli değerleri

Bu veri ve grafiklere bağlı olarak birim tesis bedelimiz 1950 \$/kWe kabul edilmiştir.

Hesaplamalarımızda kullanacağımız değerler aşağıdaki tabloda belirtilmiştir.

Çizelge 3.26 Dalga Santrali Hesaplamalarda kullanılacak veriler

SİMGE	AÇIKLAMASI	DEĞER	BİRİM
Ne	Tesis Gücü	1000	kWe
Cs	Birim Tesis Bedeli	1950	\$/kWe
T	İnşaat Süresi	36	Ay
N	Amortisman(Tesis)Ömrü	20	Yıl
E	Eskalasyon Oranı	5	%
İ	Faiz	0,08	Yıl
i1	Faiz	0,0067	Ay
M	Sermaye masrafının yüzdesi olarak O&M yüzdesi	0,05	%
Lf	Şebeke yük faktörü	50	%
R	İskonto oranı	8	%

İnşaat süresince yapılacak yatırımın dağılımı aşağıdaki gibi kabul edilmiştir.

1.yıl % 30 2. yıl %40 3. yıl %30

3.5.1 Yıllık Sermaye Masrafları

Santralin fiziki inşaat tutarını (I_d) aşağıdaki denklemle belirliyoruz;

$$I_d = C_s \times N_e$$

$$I_d = 1950 \times 1000 = 1950000 \$$$

Santralin üretime geçeceği tarih olan 2011 yılındaki toplam yatırım bedelinin belirlenebilmesi için, inşaat süresi boyunca eskalasyon ve faiz yüklerinin doğru hesaplanması gerekir. Eskalasyon (e), inşaat periyodu süresince kullanılan malzeme, ekipman ve işçilik fiyatlarındaki artışlara denir. İnşaat süresince yapılacak yatırım harcamaları zaman içine yayılacağından (3 yıl), inşaat periyodunda yapılan gerçek toplam harcama eskalasyon etkisiyle, inşaatın başlangıç tarihi için geçerli olan direkt inşaat bedelinden daha yüksek olacaktır. Yıllık eskalasyon oranı ve harcama modeli yardımıyla inşaat süresi içinde herhangi bir yıla ait eskalasyon yükü ve eskale edilmiş yıllık gerçek harcamalar belirlenebilir. Belirtilen eskalasyon yükleri Çizelge 3.27’de görüldüğü gibi olmaktadır.

Çizelge 3.27 Dalga Santrallerinde İnşaat süresince eskalasyon hesabı

Yıl	Eskalasyon Periyodu(t)	Harcama Dağılımı %	Eskalasyonsuz Harcama Planı (\$)	Eskale Edilmiş Harcama Planı (\$)	Eskalasyon Yükü (\$)
2009	1	30	585.000	614.250	29.250
2010	2	40	780.000	859.950	79.950
2011	3	30	585.000	677.211	92.210
	TOPLAM	100	1.950.000	2.151.410	201.410
$I_d = 1.950.000 \$$	$e = \%5$				

İnşaat yılları boyunca yapılan yıllık harcamaların kredi olarak alındığı düşünülürse, inşaat periyodunun sonunda toplam eskale edilmiş harcama miktarına ilave olarak bir faiz yükünün de geri ödenmesi gerekmektedir. İnşaat süresi boyunca faiz yükleri ve inşaat bitimindeki toplam yatırım maliyeti Çizelge 3.28’ de görülmektedir.

Çizelge 3.28 Dalga Santrallerinde İnşaat süresince faiz hesabı

Yıl	Faiz Periyodu	Eskale Edilmiş Harcama \$	Eskale Edilmiş Harcama+Faiz \$	Faiz Yüğü \$
2009	2	614.250	716.461	102.211
2010	1	859.950	928.746	68.796
2011	0	677.210	677.210	0
	TOPLAM	2.151.410	2.322.417	171.007
	i=%8			

Çizelgede görüldüğü gibi eskalasyon ve faiz yükleri etkisiyle 1.1.2012 tarihi itibarıyla toplam kredi borcu 2.322.417 \$ olmuştur.

İşletmeye başlama tarihindeki değeri P olan yatırımın sabit yıllık sermaye maliyeti;

$$C_k = \frac{P \times i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \text{ bağıntısı ile bulunmaktadır.}$$

Buna göre kredinin geri ödenmesi santralin işletmeye başlama tarihi olan 1.1.2012 tarihinde başlanırsa , santral ömrü boyunca sabit yıllık sermaye masrafı;

$$C_k = \frac{P \times i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} = \frac{2322417 \times 0.08(1+0.08)^{20}}{(1+0.08)^{20} - 1}$$

$$C_k = 236.543 \$$$

Dalga santralinde yıllık elektrik enerjisi üretimi;

$$E = 8760 \times N_e \times L_f = 8760 \times 1000 \times 0.5 = 4380000 \text{ kWh/yıl}$$

Geri ödeme periyodunda (n=20) yıl her yıl geri ödenecek sabit miktarın yıllara göre faiz ve ana para kısmı ile yıllık ödemelerin bu günkü (1.1.2012) değeri Çizelge 3.29'da görülmektedir.

Çizelge 3.29 Dalga Santrallerinde Sabit Yıllık Sermaye Masrafı

Yıl	T	Borç	Yıllık Faiz Ödemesi $i=8\%$	Yıllık Anapara Ödemesi(\$)	Toplam Yıllık Ödeme Ck(\$)	$(1+r)^{-t}$ $r=10\%$	Şimdiki Değer(\$) 1.1.2009
2012	1	2322417	185793	50750	236543	0.9259	219015
2013	2	2271667	181733	54810	236543	0.8573	202788
2014	3	2216857	177349	59194	236543	0.7938	187768
2015	4	2157663	172613	63930	236543	0.7350	173859
2016	5	2093733	167499	69044	236543	0.6806	160991
2017	6	2024689	161975	74568	236543	0.6302	149069
2018	7	1950121	156010	80533	236543	0.5835	138023
2019	8	1869588	149567	86976	236543	0.5403	127804
2020	9	1782612	142609	93934	236543	0.5002	118319
2021	10	1688678	135094	101449	236543	0.4632	109567
2022	11	1587229	126978	109565	236543	0.4289	101453
2023	12	1477664	118213	118330	236543	0.3971	93931
2024	13	1359334	108747	127796	236543	0.3677	86977
2025	14	1231538	98523	138020	236543	0.3405	80543
2026	15	1093518	87481	149062	236543	0.3152	74558
2027	16	944456	75556	160987	236543	0.2919	69047
2028	17	783469	62678	173865	236543	0.2703	63938
2029	18	609604	48768	187775	236543	0.2502	59183
2030	19	421829	33746	202797	236543	0.2317	54807
2031	20	219032	17523	219032	236543	0.2145	50738
	TOPLAM	0	2408455	2322417	5199100	-	2322378

Çizelgede de görüldüğü gibi 20 yıl boyunca ödenecek sabit yıllık sermaye masrafının bu günkü değeri 2.322.378 \$'dır.

Ayrıca elektrik üretimi 20 yıl boyunca ;

$$\sum_{t=1}^{20} E(t)(1+r)^{-t} = \sum_{t=1}^{20} 4380000 \times (1+0.08)^{-20} = 43002840 \text{ kWh/yıl}$$

Bu duruma 'levelized costs' metoduna göre birim enerji başına sermaye maliyeti (C_k);

$g_k = 2322378 / 43002840 = 0.054 \text{ \$ / kWh}$ olarak bulunur.

3.5.2 Yıllık İşletme Ve Bakım (O&M) Masrafları

Dalga santrallerindeki işletme ve bakım maliyetleri yıllık sabit sermaye masrafının %5'i olarak kabul edilmiştir.

$$C_m = m \times C_k = 0.05 \times 236543 = 11827 \text{ \$ /yıl}$$

Reel eskalasyon olmadığı kabul edilerek işletme ve bakım masraflarının bugünkü değeri aşağıdaki çizelgede gösterilmiştir.

Çizelge 3.30 Dalga Santrallerinde Levelised Cost Metoduyla O&M Maliyetinin Hesabı

Yıl	t	Yıllık O&M Masrafı C_m (\$)	Bugünkü Değeri 1.1.2012 (\$)	$(1+r)^{-t}$ $r=\%8$
2012	1	11827	10951	0.9259
2013	2	11827	10139	0.8573
2014	3	11827	9388	0.7938
2015	4	11827	8693	0.7350
2016	5	11827	8049	0.6806
2017	6	11827	7453	0.6302
2018	7	11827	6901	0.5835
2019	8	11827	6390	0.5403
2020	9	11827	5918	0.5002
2021	10	11827	5478	0.4632
2022	11	11827	5072	0.4289

Yıl	t	Yıllık O&M Masrafı Cm (\$)	Bugünkü Değeri 1.1.2012 (\$)	$(1+r)^{-t}$ r=%8
2023	12	11827	4697	0.3971
2024	13	11827	4349	0.3677
2025	14	11827	4027	0.3405
2026	15	11827	3728	0.3152
2027	16	11827	3452	0.2919
2028	17	11827	3197	0.2703
2029	18	11827	2959	0.2502
2030	19	11827	2740	0.2317
2031	20	11827	2536	0.2145
	TOPLAM	873400	116117	-

Çizelgeden de görüldüğü gibi 1.1.2012 tarihi itibarıyla İşletme ve Bakım masraflarının bugünkü değeri 116.117 \$ bulunmuştur.

Buna göre Bir Değere Getirilmiş Maliyetler yöntemine göre birim elektrik enerjisi başına İşletme ve Bakım maliyeti (g_m) ;

$$g_m = 116117 / 43002840 = 0,0027 \text{ $ / kWh bulunur.}$$

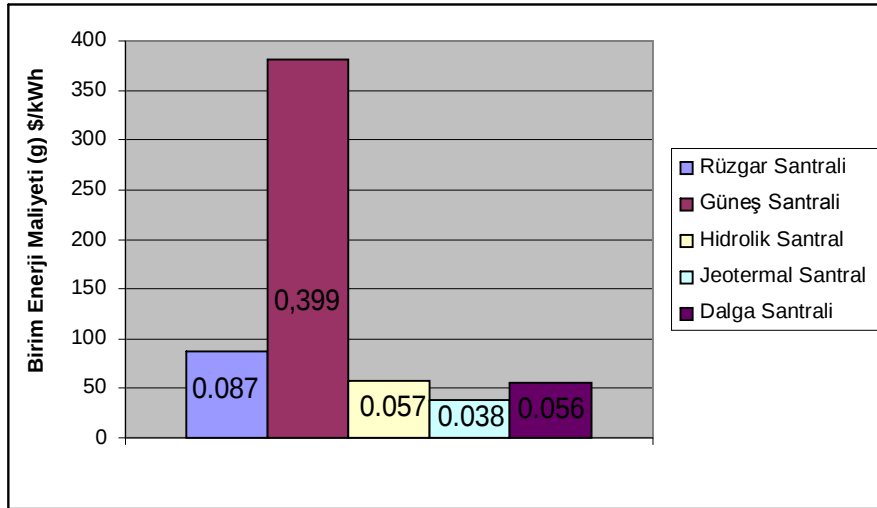
3.5.3 Toplam Enerji Maliyeti

Yapılan bu tüm hesaplamaların sonucunda ‘Bir Değere Getirilmiş Maliyetler’ yöntemine göre enerjinin birim maliyeti (g) ;

$$g = g_k + g_m = 0.054 + 0.0027 = 0.0567 \text{ $ / kWh bulunur.}$$

4.SONUÇLAR

Bu çalışmamızda yenilenebilir enerji santrallerinin birim enerji maliyetlerinin bulunmasına çalışılmıştır. Burada en önemli olan şeylerden birisi birim tesis maliyetlerinin belirlenmesi olmuştur. Bundan önce yapılmış santral maliyetleri baz alınarak birim tesis maliyetleri belirlenmeye çalışılmıştır. Tesis maliyetinin oluşumunda birçok faktör devreye girdiği için yapılan projeler baz alınarak ortalama bir değer elde edilmeye çalışılmıştır. Ayrıca hesaplamalarımızda toplam kredi borcu 20 yıl içinde geri ödenmiştir. Kullandığımız levelized cost metoduyla da 20 yıl içindeki toplam kredi borcunun inşaat bitim tarihindeki değeri belirlenmiştir. Bu aşamada hesaplamalarımızı yapmak için Türkiye de geçerli olan yaklaşık faiz, eskalasyon ve iskonto oranı değerleri kabul edilmiştir. Eskalasyonla işçilik, ekipman ve malzeme fiyatlarındaki artış göz ardı edilmemiş olmaktadır. Faiz oranları her yıl borcumuza getirdiği yükü belirlemede yardımcı olmuştur. Bu bağlamda 20 yıl sonraki tahmini artışlar göz ardı edilmemiş olup hesaplamalardaki hassaslığı arttırmış olduk. Ayrıca her santralde kullandığımız şebeke yük faktörleri de yıllık enerji üretimimizi belirlemede rol oynamış ve birim enerji maliyetlerine dolaylı yoldan etki etmiş bulunmaktadır. Birim enerji maliyetlerimiz ise 20 yıllık toplam borcumuzun, 20 yıllık toplam elektrik enerjisine oranlayarak elde etmiş olduk. Tabi ki 20 yıllık borcumuzu inşaat bitimindeki referans kabul ettiğimiz tarihteki değeriyle bulduk. Böylelikle her yılki değer artış farklarını 1 yıla indirgemiş bulunduk.



Şekil 4.1 Santral Maliyetleri'nin Karşılaştırılması

Hesaplamalarımızı yaptığımız santrallerin birim enerji maliyetlerine göz attığımızda 0.399 \$/kWh ile güneş santralleri ilk sırada yer almaktadır. Güneş santrallerini 0.087 \$/kWh ile rüzgar santralleri izlemektedir. Hidrolik ve dalga santralleri ise birim enerji maliyeti olarak

yakın değerlerde olmaktadır.Yapılan maliyet araştırmamızda 0.038 \$/kWh ile jeotermal santral maliyetinin diğer santrallere oranla dūřuk maliyette olduğu görülmektedir.

Enerji kaynaklarının her geçen gün azaldığı dünyamızda bir çok ülke alternatif enerji kaynaklarına yönelmiştir. Ülkemizde de alternatif enerjiye bir yönelim vardır.Ancak bu tabi ki yeterli değildir.Ayrıca  lkemizde tercih edilen petrol,doğalgaz ve ithal kömür gibi bize yüksek maliyetler getiren enerji kaynakları yerine yenilenebilir enerjiye yönelimin arttırılması sağlanmalıdır. Dışa bağımlı olan kısa vadeli     mler hem  evre kirliliğine sebep olmakta hem de ekonomik kaynaklarımızın azalmasına sebep olmaktadır.

KAYNAKLAR

Atılğan, İ., Türkiye'nin Enerji Potansiyeline Bakış, Gazi Üniversitesi, Cilt 15, No 1, 2000

A.Ajanovic., Current status and perspectives of renewable energy sources in Poland, Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume 13, Issue 1, January 2009, Pages 142-154

A.Duran Şahin., Progress and recent trends in wind energy, Progress in Energy and Combustion Science, Volume 30, Issue 5, 2004, Pages 501-543

Baran, A., Alternatif Enerji Kaynakları Güneş Enerjisi (Sunum), Erzincan Üniversitesi

Çağlar, Ü., Cengiz, C., Çakan, E., Onan, M.T., Kocaoğlu, Ş., 'Türkiye'nin Atıl Enerji Kaynağı: Rüzgar Enerjisi', 2. Ulusal İktisat Kongresi İzmir, 20-22 Şubat 2008

Gençoğlu, M.T., Cebeci, M., 'Büyük Hidroelektrik Santraller ile Küçük Hidroelektrik Santrallerin Karşılaştırılması', Yenilenebilir Enerji Kaynakları Sempozyumu İzmir, 18-20 Ocak 2001

Gençoğlu, M.T., (2000). Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Türkiye Açısından Önemi, Elazığ

M.Zurawski., Current status and perspectives of renewable energy sources in Poland, Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume 13, Issue 1, January 2009, Pages 142-154

M.Zerta, P.R.Schmidt, C.Stiller, H.Landinger., Alternative World Energy Outlook (AWEO) and the role of hydrogen in a changing energy landscape, International Journal of Hydrogen Energy, Volume 33, Issue 12, June 2008, Pages 3021-3025

Yamak, T., (2006). Türkiye'nin Alternatif Enerji Kaynakları Potansiyeli ve Ekonomik Analizleri, Yüksek Lisans Tezi, Marmara Üniversitesi, İstanbul

Yıldız, M., (2006). Dünya'da ve Türkiye'de Alternatif ve Fosil Enerji Kaynaklarının Geleceğe Yönelik Etüdü, Yüksek Lisans Tezi, Karadeniz Teknik Üniversitesi, Trabzon

Varınca, K.B., Gönüllü, M.T., 'Türkiye'de Güneş Enerji Potansiyeli ve Bu Potansiyelin Kullanım Derecesi, Yöntemi ve Yaygınlığı Üzerine Bir Araştırma', I. Ulusal Güneş ve Hidrojen Enerjisi Kongresi Eskişehir, 21-23 Haziran 2006

Soysal, Ö.A., 'Alternatif Enerji Kaynakları', İçer Kayseri İli Enerji Forumu, 5 Mayıs 2007

www.alternaturk.org

www.awea.org

www.biyogaz.com

www.bwea.com

www.dalgaenerjisi.com

www.docrenewableenergy.info

www.dsi.gov.tr

www.eie.gov.tr

www.emo.org.tr

www.enerji.gov.tr

www.enerjiplatformu.org

www.epdk.gov.tr

www.ewea.org

www.jeotermaldernegi.org.tr

www.mmo.org.tr

www.scribd.com

www.tedas.gov.tr

www.windpower.org

ÖZGEÇMİŞ

Doğum tarihi 21.04.1983

Doğum yeri Bursa

Lise 1998-2001 Yenişehir Osmangazi Lisesi/BURSA

Lisans 2001-2006 Yıldız Üniversitesi Mühendislik Fak.
Makine Mühendisliği Bölümü

Çalıştığı kurum(lar)

2006-2007 İstem Tesisat
2007-2008 Tesisat Ticaret
2008- Epo Yapı Kimya