

TC
YILDIZ TEKNİK ÜNİVERSİTESİ
SOSYAL BİLİMLER ENSTİTÜSÜ
İŞLETME ANA BİLİM DALI
İŞLETME YÖNETİMİ YÜKSEK LİSANS PROGRAMI

YÜKSEK LİSANS TEZİ

**ELEKTRİK ÜRETİMİNDE GÜNEŞ ENERJİSİ
KULLANIMI YATIRIMLARININ FİNANSAL
MODELLEMESİ**

UFUK KESER
06713028

TEZ DANIŞMANI:
Yrd. Doç. Dr. HAYRİ BARAÇLI

İSTANBUL
2010

TC
YILDIZ TEKNİK ÜNİVERSİTESİ
SOSYAL BİLİMLER ENSTİTÜSÜ
İŞLETME ANA BİLİM DALI
İŞLETME YÖNETİMİ YÜKSEK LİSANS PROGRAMI

YÜKSEK LİSANS TEZİ

ELEKTRİK ÜRETİMİNDE GÜNEŞ ENERJİSİ
KULLANIMI YATIRIMLARININ FİNANSAL
MODELLEMESİ

UFUK KESER
06713028

Tezin Enstitüye Verildiği Tarih: 18.05.2010
Tezin Savunulduğu Tarih: 07.06.2010

Tez Oy birliği / Oy çokluğu ile başarılı bulunmuştur.

	Unvan Ad Soyad	İmza
Tez Danışmanı:	Yrd. Doç. Dr. Hayri BARAÇLI	
Jüri Üyeleri:	Prof. Dr. Güler ARAS	
	Yrd. Doç. Dr. Nihan Ç. DEMİREL	

İSTANBUL
Mayıs 2010

ÖZ

ELEKTRİK ÜRETİMİNDE GÜNEŞ ENERJİSİ KULLANIMI YATIRIMLARININ FİNANSAL MODELLEMESİ

Ufuk Keser
Mayıs, 2010

Son yıllarda yaşanan enerji darboğazı ile fosil yakıtların çevreye vermiş oldukları zararlar, insanoğlunun birincil enerji kaynaklarına alternatifler aramasına ve yenilenebilir enerji ile ilgili çok ciddi çalışmalar yapılmasına neden olmuştur. Dünya’da birçok ülke yenilenebilir enerjilerle ilgili teşvik mekanizmaları oluşturmuşlardır. Ülkeler aralarında imzaladıkları protokollerle, sera gazı emisyonunu engellemeye çalışmaktadırlar.

Dünyada bunlar olurken ülkemizde de yenilenebilir enerjilerle ilgili çalışmalar yapılmaya başlamıştır. İlk olarak 2005 yılında yenilenebilir enerjilerle ilgili bir kanun hazırlanmış ve günümüze kadar çeşitli değişikliklerle gelmiştir. Fakat şu ana kadar bu kanun güneş enerjisini destekleyici nitelikte olmamıştır.

Bu çalışmada güneş enerjisine verilmesi muhtemel teşvik mekanizması ile Türkiye’de bu tarz bir yatırımın karlı olup olmayacağı araştırılmıştır. Örnek bir güneş enerjisi santralının Hatay ilinin Karaağaç belediyesine kurulacağı öngörülmüştür.

Yapılan teknik ve finansal değerlendirmelerde Hatay ili ile birlikte özellikle Türkiye’nin güneyinin bu tarz bir yatırım için uygun bir yer olduğu sonucuna varılmıştır.

Anahtar Kelimeler: Yenilenebilir Enerji, Güneş Enerjisi, Fotovoltaik, Güneş Panelleri, Finansal Fizibilite.

ABSTRACT

FINANCIAL MODELLING OF SOLAR ENERGY APPLICATION INVESTMENTS FOR ELECTRICITY PRODUCTION

**Ufuk Keser
May, 2010**

Recently, the energy bottleneck and the damages of the fossil fuels to the environment causes people to try to find alternative energy sources instead of primary energy sources and to investigate about renewable energy. There are many renewable energy incentives all over the world. Countries try to reduce greenhouses gases via signed protocols.

While these thing happening all over the world, also Turkey have some studies about renewable energy sources. Firstly in 2005, a renewable energy law was prepared and have many changes until now. But so far, this law haven't any supporting items for one of the solar energy.

In this study, it is investigated if the potential incentives and feed in tariff will be enough for a profitable solar energy investment. It is supposed that a sample photovoltaic power plant will be established in Karaağaç Municipality in Hatay City.

After the technical and financial assessments, it is seen that Hatay and also Southern cities of Turkey is ideal for a profitable solar energy investment.

Keywords : Renewable Energy, Solar Energy, Photovoltaic, Solar Module, Financial Feasibility

ÖNSÖZ

Bu çalışmam süresince değerli katkılarıyla bana yol gösterici olan danışman hocam Yrd. Doç. Dr. Hayri Baraçlı'ya, değerli vaktini ayırıp çalışmam ile ilgili yeni fikir ve ufuklar açan ve kaynak bulmamda son derece desteği olan Ateş Uğurel'e, çalışmam süresince her türlü teknik ve zamansal imkânı sağlayan Genel Müdürüm Tunç Korun ve FORM Grup ailesine, fizibilite çalışması yapılacak olan arazi ile ilgili benimle bilgi paylaşımında bulunan sınıf arkadaşım Burak Kimyon'a teşekkürlerimi sunarım.

Her konuda olduğu gibi bu çalışmamda da desteklerini esirgemeyen aileme ve Gamze Derinöz'e ayrıca teşekkür etmeyi bir borç bilirim.

İstanbul; Mayıs,2010

Ufuk Keser

İÇİNDEKİLER

Sayfa No

ÖZ	iii
ABSTRACT	iv
ÖNSÖZ	v
İÇİNDEKİLER	vi
TABLolar LİSTESİ	xi
ŞEKİLLER LİSTESİ	xii
KISALTMALAR	xiii
1. GİRİŞ	1
2. ARAŞTIRMANIN UYGULAMASI	7
2.1. Araştırmanın Problemi	7
2.2. Araştırmanın Amacı	7
2.3. Araştırmanın Önemi	8
2.4. Araştırmanın Hipotezleri	9
2.5. Araştırmanın Varsayımları	9
2.6. Araştırmanın Kısıtları	10
2.6.1. Konu Sınırlılığı	10
2.6.2. Uygulama Alan Sınırlılığı:	10
2.6.3. Uygulama Yeri	10
2.6.4. Zaman Sınırı	10
2.6.5. Veri Analizi	11
2.6.5.1. Meteonorm	11
2.6.5.2. PVSyst	11
2.6.5.3. RETScreen	11
3. TÜRKİYE’NİN ENERJİ KAYNAKLARI	13
3.1. Petrol ve Doğalgaz	13
3.1.1. Türkiye Petrol Rezervleri	13
3.2. Kömür	15
3.2.1. Linyit Kömürü	15
3.2.2. Taşkömürü	17
3.3. Hidroelektrik	18
3.4. Rüzgar	19
3.5. Güneş	20
3.6. Jeotermal	22
3.7. Biyokütle	23
4. GÜNEŞ ENERJİSİ TEKNOLOJİLERİ	24
4.1. Güneş Enerjisi Potansiyeli	24

4.2. Fotovoltaik Paneller	24
4.2.1. Fotovoltaik Hücreler	24
4.2.2. Fotovoltaiklerin Tarihçesi	25
4.2.3. Fotovoltaik Sistemler	26
4.2.3.1. Ada Sistemleri.....	26
4.2.3.2. Şebeke Bağlantılı Sistemler	26
4.2.4. Fotovoltaik Sistemlerin Avantaj ve Dezavantajları	27
4.2.4.1. Fotovoltaik Sistemlerin Avantajları.....	27
4.2.4.2. Fotovoltaik Sistemlerin Dezavantajları	28
4.2.5. Dünya’da Fotovoltaikler	28
4.2.5.1. Dünyada Fotovoltaik Hücre ve Panel Üretimi.....	31
4.2.5.2. Dünyada Teşvik Mekanizmaları.....	33
4.2.5.2.1. Feed-In Tariff (Belirli Bir Tarifeden Şebekeyi Besleme).....	33
4.2.5.3. PV Konusunda Öncü Ülkeler İle İlgili Genel Bilgiler.....	34
4.2.5.3.1. Almanya	34
4.2.5.3.2. İspanya	36
4.2.5.3.3. Amerika Birleşik Devletleri	37
4.2.5.3.4. Japonya.....	39
4.2.5.4. Güneş Enerjisi ve Türkiye’deki Yasal Düzenlemeler.....	40
5. PROJENİN DEĞERLENDİRİLMESİ VE YATIRIM KARARININ ALINMASINDA KULLANILAN YÖNTEMLER	43
5.1. Paranın Zaman Değeri.....	43
5.1.1. Basit Faiz.....	44
5.1.1.1. Basit Faizde Gelecekteki Değer.....	44
5.1.1.2. Basit Faizde Şimdiki Değer	44
5.1.2. Bileşik Faiz.....	45
5.1.2.1. Bileşik Faizde Gelecekteki Değer.....	45
5.1.2.2. Bileşik Faizde Bugünkü Değer	46
5.1.3. İskonto (Değerleme) Oranı.....	46
5.1.4. Anüite	48
5.1.4.1. Anüitenin Gelecekteki Değeri	48
5.1.4.2. Anüitenin Bugünkü Değeri	50
5.1.5. Enflasyon Oranı ve Faiz Oranları.....	50
5.2. Finansal Analiz Modeli	51
5.2.1. Borç Ödemeleri	51
5.2.2. Nakit Akımı Tablosu.....	52
5.2.3. Gelir Vergisi ve Amortisman	54
5.2.3.1. Amortisman Yöntemleri	56
5.2.3.1.1. Sabit Yüzdeli Basit Amortisman Yöntemi.....	56
5.2.3.1.2. Azalan Bakiyeler Yöntemi.....	56
5.2.3.1.3. Üretim Hacmi Üzerinden Amortisman Ayırma Yöntemi.....	56
5.2.3.1.4. Hızlandırılmış Amortisman.....	57
5.3. Paranın Zaman Değerini Dikkate Almayan Statik Teknikler	57
5.3.1. Ortalama Karlılık Oranı Yöntemi	57

5.3.2. Geri Ödeme Süresi Yöntemi	58
5.4. Paranın Zaman Değerini Dikkate Alan Dinamik Teknikler	60
5.4.1. Net Bugünkü Değer Yöntemi.....	61
5.4.2. İç Karlılık Oranı Yöntemi	63
5.4.3. Karlılık Endeksi (Fayda/Maliyet Oranı) Yöntemi	64
6. KARAAĞAÇ ANTAKYA YÖRESİ 1 (BİR) MW_p KURULU GÜÇTE FOTOVOLTAİK GÜNEŞ ENERJİSİ SANTRALİ FİNANSAL FİZİBİLİTE ETÜDÜ	65
6.1. Projenin Tanıtılması	65
6.2. Projeyle İlgili Ayrıntılı Bilgiler.....	65
6.2.1. Projenin Konusu.....	65
6.2.2. Projenin Amacı.....	66
6.2.3. Alt Yapı	66
6.2.4. Yer Seçimi.....	66
6.2.5. Proje Kapasitesi.....	67
6.2.6. Yurtiçi Arz Talep	67
6.2.7. İthalat.....	68
6.3. Projenin Kapasitesi.....	68
6.3.1. Güneş Paneli.....	68
6.3.2. İnverter	68
6.3.3. Monitoring (Uzaktan İzleme).....	68
6.3.4. Konstrüksiyon	68
6.3.5. Trafo/Şalt Merkezi	69
6.4. Proje Yöresinin Özellikleri	69
6.4.1. Karaağaç'ın Konumu ve Özellikleri	69
6.4.1.1. Genel Özellikler	69
6.4.1.2. İklim.....	70
6.4.1.3. Tarihçe	70
6.4.2. Bölgenin Altyapısı.....	71
6.4.2.1. Arazinin Özellikleri	71
6.4.2.2. En Yakın Trafo Merkezine Uzaklık.....	72
6.4.2.3. Ulaşım	72
6.4.2.4. Maddi Girdi ve Personel Tedarik Olanakları.....	72
6.5. Yatırımın Teknolojik Yönleri	72
6.5.1. Ürün teknolojisi.....	72
6.5.1.1. Sistem Şeması ve Sistemin Çalışma Mantığı	72
6.5.1.2. Güneş Paneli Teknolojisi	73
6.5.1.3. İnverter Teknolojisi.....	74
6.5.1.4. Dataların Kaydı ve İzlenmesi	74
6.5.2. Lisans Başvuruları.....	75
6.5.3. Çevre ve Sağlık Problemleri	77
6.6. Fizibilite Çalışmasında Kullanılan Finansal Parametreler	77
6.6.1. Yakıt Maliyeti Eskalasyon Oranı	77
6.6.2. Enflasyon Oranı.....	78

6.6.3. Faiz Oranı	78
6.6.4. İskonto (Değerleme) Oranı.....	79
6.6.5. Proje Ömrü	79
6.6.6. Hurda Değeri	79
6.6.7. Gelir Vergisi Oranı.....	80
6.6.8. Yeniden Değerleme Oranı.....	80
6.6.9. Elektrik İhracatı Eskalasyon Oranı	81
6.7. Yatırım Tutarı.....	81
6.7.1. İlk Yatırım Maliyetleri	81
6.7.1.1. Danışmanlık (Fizibilite) Giderleri	81
6.7.1.2. Şirket Kurulumu	82
6.7.1.3. Lisans Başvurusu Giderleri.....	82
6.7.1.4. Mühendislik Hizmetleri	83
6.7.1.5. Makine ve Teçhizat Giderleri	83
6.7.1.5.1. Güneş Paneli Maliyetleri.....	83
6.7.1.5.2. İnverter, Data Transferi ve Yazılım Maliyetleri	84
6.7.1.5.3. Konstrüksiyon Maliyetleri	84
6.7.1.5.4. Kablo ve Elektriksel Teçhizat Maliyetleri	84
6.7.1.6. Diğer Giderler	84
6.7.1.6.1. Gümrük Maliyetleri.....	84
6.7.1.6.2. Yurtiçi Nakliye Maliyetleri.....	85
6.7.1.6.3. Sistem Montajı ve İnşaat Giderleri	85
6.7.1.6.4. Öngörülemeyen Giderler.....	85
6.7.2. Yıllık İşletme Giderleri	86
6.7.2.1. Arsa Bedeli	86
6.7.2.2. Bakım ve Onarım Giderleri	86
6.7.2.3. Personel Giderleri	87
6.7.3. Amortisman Giderleri	87
6.7.4. Gelir Vergisi	87
6.8. Yatırımın Finansmanı	88
6.9. Yatırımın Getirisi	89
6.10. Nakit Akışları Tablosu	91
6.11. Güneş Enerjisi Yatırımının Değerlendirilmesi.....	91
6.11.1. Paranın Zaman Değerini Dikkate Almayan Statik Teknikler	92
6.11.1.1. Ortalama Karlılık Oranı	92
6.11.1.2. Basit Geri Dönüş Süresi	93
6.11.1.3. Birim Enerji Üretim Maliyeti.....	94
6.11.2. Paranın Zaman Değerini Dikkate Alan Dinamik Teknikler	95
6.11.2.1. Net Bugünkü Değer	95
6.11.2.2. İç Karlılık Oran Yöntemi	95
6.11.2.3. Maliyet Fayda Oranı	96
7. SONUÇ	97
KAYNAKÇA	100

EKLER.....	104
Ek-1 5346 Sayılı Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Elektrik Enerjisi Üretimi Amaçlı Kullanımına İlişkin Kanun	104
Ek-2 YEK Teklifi ve Komisyon Raporu.....	108
Ek-3 Santral Kurulacak Sahanın Krokisi	128
Ek-4 Sharp NA-121A5 Güneş Paneli Özellikleri	129
Ek-5 Ingecon Sun 100 İnverter	131
Ek-6 Schletter Montaj Konstrüksiyonu.....	133
Ek-7 Kurulacak Güneş Enerjisi Sisteminin PVSyst Programı Vasıtasıyla Elde Edilen Enerji Üretim Simülasyonu Sonuçları	135
ÖZGEÇMİŞ.....	138

TABLolar LİSTESİ

Sayfa No

Tablo 1.1 : Türkiye Enerji Kaynakları Üretim Miktarı (Bin tep)	2
Tablo 1.2 : Türkiye Enerji Kaynakları Üretim Miktarı	2
Tablo 1.3 : Türkiye Enerji Kaynakları Tüketim Miktarı (Bin tep)	3
Tablo 1.4 : Türkiye Enerji Kaynakları Tüketim Miktarı	3
Tablo 1.5 : Türkiye Kurulu Gücü ve Senelere Göre Değişimi	5
Tablo 1.6 : Türkiye Kurulu Gücü ve Üretilen Elektrik	6
Tablo 3.1 : 2007 Yılı Sonu İtibariyle Türkiye'deki Ham Petrol Rezervleri	14
Tablo 3.2 : 2007 Yılı Sonu İtibariyle Türkiye'deki Doğalgaz Rezervleri (m ³)	14
Tablo 3.3 : Linyite Dayalı Santrallerin Kurulu Güçleri ve Maden İşletmelerinin Tüketim Kapasiteleri	16
Tablo 3.4 : Türkiye 2009 Su Kaynakları Gelişimi	18
Tablo 3.5 : 2009 Yılı İtibariyle Türkiye'de İşletmede	20
Olan Rüzgar Santralleri Kapasitesi	20
Tablo 3.6 : Türkiye'nin Aylık Ortalama Güneş Enerjisi Potansiyeli	21
Tablo 3.7 : Türkiye'nin Yıllık Toplam Güneş Enerjisi Potansiyelinin Bölgelere Göre Dağılımı	21
Tablo 3.8 : Ülkelere Göre Kurulu Jeotermal Kapasitesi	22
Tablo 4.1 : Almanya'da Yıllara Göre FIT'in Değişimi	34
Tablo 4.2 : ABD Eyaletleri PV Kurulu Güç Hedefleri	38
Tablo 4.3 : Komisyon Raporuna Göre Yenilenebilir Enerjilere Verilmesi Öngörülen Teşvik Miktarı	41
Tablo 5.1 : Bileşik Değer Faiz Faktörü Tablosu	45
Tablo 5.2 : Bugünkü Değer Faiz Faktör Tablosu	46
Tablo 5.3 : Proforma Gelir ve Nakit Akımları Tablosu	53
Tablo 5.4 : Gelir Tablosu Vergi Matrahı ile ilgili Kısım	55
Tablo 6.1 : Lisans Alma Bedelleri	75
Tablo 6.2 : 2000-2009 Yılları Arası Ekim Ayı Enflasyon Oranları	78
Tablo 6.3 : Güneş Enerjisi Santrali Hurda Değeri Hesabı	80
Tablo 6.4 : Son 10 Yıllık Yeniden Değerleme Oranları	81
Tablo 6.5 : 1MWp'lık Yenilenebilir Enerji Yatırım Lisansı Almak İçin Yapılacak Lisans Ödeme Miktarları	83
Tablo 6.6 : Toplam Yatırım Tutarı	86
Tablo 6.7 : Finansman Kaynak Tablosu	88
Tablo 6.8 : Proje Ömrü Boyunca Yıllık Nakit Çıkışları	88
Tablo 6.9 : 1MWp Güneş Enerjisi Santrali Karaağaç	89
Beldes Aylara Göre Enerji Üretim Değerleri	89
Tablo 6.10 : Proje Ömür Boyunca Yıllık Nakit Girdileri	90
Tablo 6.11 : Net Nakit Akış Tablosu	91
Tablo 6.12 : Kümülatif Net Nakit Akış Tablosu	92
Tablo 6.13 : Yıllar İtibariyle Katılan Maliyetler ve Enerji Üretim Değerleri	94

ŞEKİLLER LİSTESİ

Sayfa No

Şekil 4.1 : Global Kümülatif PV Kurulu Gücünün Yıllara Göre Değişimi.....	29
Şekil 4.2 : Yıllara Göre Kurulan PV Sistemleri	29
Şekil 4.3 : Ada Sistemleri ile Şebeke Bağlantılı Sistemlerin Toplam İçerisindeki Payları	30
Şekil 4.4 : Bölgelere Göre 2007 Yılı PV Hücre Üretimi.....	31
Şekil 4.5 : PV Hücre Üreten 10 Büyük Firma	32
Şekil 4.6 : Mainz Futbol Stadyumu	35
Şekil 4.7 : Olmedilla de Alarcon PV Santrali.....	36
Şekil 4.8 : Kuzey Amerika'daki En büyük PV Santrali, Navada Çölü	38
Şekil 4.9 : Jo-Town Rinku Hawaiian Köyü.....	40
Şekil 5.1 : Dönem Sonu Ödemeli Anüitenin Gelecekteki Değeri	49
Şekil 6.1 : Güneş Enerjisi Santralının Kurulacağı Arazinin Uydu Görüntüsü	71
Şekil 6.2 : Şebeke Bağlantılı Sistem Şeması	73

KISALTMALAR

AGD	: Anüite'nin Gelecekteki Değeri
EİE	: Elektrik İşleri Etüt İdaresi
EEG	: Renewable Energy Source Act
EPIA	: European Photovoltaic Industry Association
EPDK	: Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu
EÜAŞ	: Elektrik Üretim Anonim Şirketi
FIT	: Feed-In Tariff
GWh	: Giga Watt Saat
IEA	: Intertational Energy Agency
JPY	: Japon Yeni
kWh	: Kilo Watt Saat
MTA	: Maden Tetkik Arama Enstitüsü
MW	: Mega Watt
MWh	: Mega Watt Saat
MWt	: Mega Watt Terma
NBD	: Net Bugünkü Değer
PV	: Photovoltaic – Fotovoltaik
PVPS	: Photovoltaic Power System Programme
REPA	: Rüzgar Enerjisi Potansiyeli Atlası
TEİAŞ	: Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketi
TEP	: Ton Eşdeğer Petrol
TKİ	: Türkiye Kömür İşletmeleri Kurumu
TPAO	: Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı
TTK	: Türkiye Taşkömürü Kurumu
TÜBİTAK	: Türkiye Bilimsel ve Teknolojik Araştırma Kurumu

1. GİRİŞ

Türkiye, enerji ihtiyacı gün geçtikçe artan bir ülke konumundadır, ancak dünya ile kıyaslandığında enerji kaynakları açısından yeterince zengin değildir. Mevcut kullanılan özkaynakları enerji ihtiyacını maalesef karşılayamamaktadır. Bu nedenle enerji üretimi ile tüketimi arasındaki farkı enerji ithalatı yaparak kapatılmaya çalışılmaktadır. Türkiye'nin sahip olduğu en önemli üç enerji kaynağı olan kömür rezervi, jeotermal ve hidrolik enerji potansiyelleri toplamı; bu alandaki dünya kaynaklarının %1'ine karşılık gelmektedir. Diğer birincil enerji kaynaklarından petrol ve doğalgaz rezervleri ise son derece kısıtlı durumdadır¹.

Türkiye enerji politikasının temel hedefi, ekonomik büyüme ve sosyal gelişmeyi destekleyecek şekilde güvenilir ve yeterli miktarda enerjinin, çevreci ve ekonomik koşullarda tüketilmesini sağlamaktır. Buna göre Türkiye enerji politikası şu ana öğelerden oluşmaktadır²;

- Kaynak çeşitliliğini ve enerji güvenliğini artırmak,
- Sektörde gerekli reform çalışmalarını sürdürmek,
- Çevresel etkileri de göz önüne alarak, enerji sektörünün tüm alanlarında yatırımların artmasını sağlamak,
- “Enerji Koridoru ve Terminali” kavramı çerçevesinde hidrokarbonların taşınması ve ticaretinde aktif rol üstlenmek.

Türkiye birincil enerji üretimi ağırlıklı olarak kömür ve yenilenebilir enerji kaynaklarından (hidrolik, biokütle, rüzgâr, güneş ve jeotermal) sağlanmakla birlikte tüketim, bu kaynakların yanı sıra petrol ve son yıllarda artan oranlarda doğalgazdan karşılanmaktadır³.

Türkiye 2006 yılı itibariyle 26,76 milyon tep (ton eşdeğer petrol) enerji üretimi gerçekleştirmesine rağmen, aynı yıl tüketilen enerji miktarı yaklaşık olarak 99,82

¹ Türkiye İktisat Kongresi, **Türkiye İktisat Kongresi Enerji Çalışma Grubu Raporu-1**, (2008), 8.

² Elektrik Üretim Anonim Şirketi, **Elektrik Üretim Sektör Raporu** (2008), 5.

³ Türkiye İktisat Kongresi, **age**, 8.

milyon tep değerini almıştır. Bu tablodan da görüldüğü üzere doğal kaynaklarla üretilen enerji, tüketimin yalnızca %26'sını karşılamaktadır. Aradaki fark ise ithalat yolu ile karşılanmaktadır.

Tablo 1.1 : Türkiye Enerji Kaynakları Üretim Miktarı (Bin tep)

YILLAR	TAŞKÖMÜRÜ	LİNYİT	ASFALTİT	PETROL	DOĞAL GAZ	HİDROLİK+ JEOTERMAL	JEOTERMAL ISI	RÜZGAR	GÜNEŞ	ODUN	HAYVAN VE BİTKİ ART.	BİYOYAKIT	TOPLAM
1997	1347	11759	12	3630	230	3496	531		179	5512	1512		28209
1998	1143	12792	10	3385	514	3705	582	1	210	5512	1471		29324
1999	1030	12242	12	3087	665	3052	618	2	236	5293	1422		27659
2000	1060	11418	9	2886	581	2721	648	3	262	5081	1376		26047
2001	1145	11124	13	2679	284	2142	687	5	287	4879	1332		24576
2002	1047	10311	2	2564	344	2987	730	4	318	4684	1290		24282
2003	1132	9501	144	2494	511	3115	784	5	350	4497	1251		23783
2004	1081	9141	310	2390	644	4043	811	5	375	4318	1214		24332
2005	1184	9648	382	2395	816	3483	926	5	385	4146	1179		24549
2006	1348	11545	195	2284	839	3886	1081	11	403	4023	1146	2	26763

Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı Web Sitesi, <http://www.enerji.gov.tr>.

Tablo 1.2 : Türkiye Enerji Kaynakları Üretim Miktarı

YILLAR	TAŞKÖMÜRÜ (Bin Ton)	LİNYİT (Bin Ton)	ASFALTİT (Bin Ton)	PETROL (Bin Ton)	DOĞAL GAZ (10 ⁶ m ³)	HİDROLİK+ JEOTERMAL (GWh)	JEOTERMAL ISI (Bin Tep)	RÜZGAR (GWh)	GÜNEŞ (Bin Tep)	ODUN (Bin Ton)	HAYVAN VE BİTKİ ART. (Bin Ton)	BİYOYAKIT (Bin Ton)
1997	2513	57387	29	3457	253	39899	531		179	18374	6575	
1998	2156	65204	23	3224	565	42314	582	6	210	18374	6396	
1999	1990	65019	29	2940	731	34759	618	21	236	17642	6184	
2000	2392	60854	22	2749	639	30955	648	33	262	16938	5981	
2001	2494	59572	31	2551	312	24100	687	62	287	16263	5790	
2002	2319	51660	5	2442	378	33789	730	48	318	15614	5609	
2003	2059	46168	336	2375	561	35419	784	61	350	14991	5439	
2004	1946	43709	722	2276	708	46177	811	58	375	14393	5278	
2005	2170	57708	888	2281	897	39655	926	59	385	13819	5127	
2006	2319	61484	452	2176	907	44338	1081	127	403	13411	4984	2

Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı Web Sitesi, <http://www.enerji.gov.tr>.

Yukarıdaki tablodaki üretim değerlerine bakıldığında, 2006 yılında kömür, birincil enerji kaynakları arasında %48,92'luk bir paya sahiptir. Petrolün üretim payı %8,5 iken; doğalgaz %3,1, hidroelektrik ve jeotermal ise %14,5'lik paylara sahiptir.

Tablo 1.3 : Türkiye Enerji Kaynakları Tüketim Miktarı (Bin tep)

YILLAR	TAŞKÖMÜRÜ	LİNYİT	ASFALTİT	PETROL	DOĞAL GAZ	HİDROLİK+ JEOTERMAL	JEOTERMAL İSİ	RÜZGAR	GÜNEŞ	ODUN	HAYVAN VE BİTKİ ART.	BİYOKAYIT	NET ELEKT. İTHALATI	TOPLAM
1997	8452	12317	13	30515	9165	3496	531		179	5512	1512		191	73779
1998	8921	12631	10	30349	9690	3705	582	1	210	5512	1471		258	74709
1999	7708	12314	12	30138	11741	3052	618	2	236	5293	1422		176	74275
2000	9933	12519	9	32297	13728	2721	648	3	262	5081	1376		288	80500
2001	7011	11429	13	30936	14868	2142	687	5	287	4879	1332		357	75402
2002	8836	10435	2	30932	16102	2987	730	4	318	4684	1290		271	78331
2003	11201	9471	144	31806	19450	3115	784	5	350	4497	1251		49	83826
2004	12326	9450	310	32922	20426	4043	811	5	375	4318	1214		-58	87818
2005	12514	9326	317	32192	24726	3483	926	5	385	4146	1179		-100	91074
2006	14721	11188	259	32551	28867	3886	1081	11	403	4023	1146	2	-143	99825

Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı Web Sitesi, <http://www.enerji.gov.tr>.

Tablo 1.4 : Türkiye Enerji Kaynakları Tüketim Miktarı

YILLAR	TAŞKÖMÜRÜ (Bin Ton)	LİNYİT (Bin Ton)	ASFALTİT (Bin Ton)	PETROL (Bin Ton)	DOĞAL GAZ (10 ⁹ m ³)	HİDROLİK+ JEOTERMAL (GWh)	JEOTERMAL İSİ (Bin Tep)	RÜZGAR (GWh)	GÜNEŞ (Bin Tep)	ODUN (Bin Ton)	HAYVAN VE BİTKİ ART. (Bin Ton)	ELEKTRİK İTHALATI (GWh)	ELEKTRİK İHRACATI (GWh)	BİYOKAYIT (Bin Ton)
1997	12537	59474	29	29176	10072	39899	531		179	18374	6575	2492	-271	
1998	13146	64504	23	29022	10648	42314	582	6	210	18374	6396	3299	-298	
1999	11362	64049	29	28862	12902	34759	618	21	236	17642	6184	2330	-285	
2000	15525	64384	22	31072	15086	30955	648	33	262	16938	5981	3791	-437	
2001	11176	61010	31	29661	16339	24100	687	62	287	16263	5790	4579	-433	
2002	13830	52039	5	29776	17694	33789	730	48	318	15614	5609	3588	-435	
2003	17535	46051	336	30669	21374	35419	784	61	350	14991	5439	1158	-588	
2004	18904	44823	722	31729	22446	46177	811	58	375	14393	5278	464	-1144	
2005	19421	56571	738	31062	27171	39655	926	59	385	13819	5127	636	-1798	
2006	22798	60184	602	31395	31187	44338	1081	127	403	13411	4984	573	-2236	2

Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı Web Sitesi. <http://www.enerji.gov.tr>.

Ülkemizde enerji tüketim miktarı gün geçtikçe artış göstermesinin yanı sıra üretim miktarı bu artışa paralel bir yükseliş gösterememektedir. Örneğin 2001 yılında kendi kaynaklarımız tüketimimizin yaklaşık %35'ini karşılıyor iken 2006 yılında bu değer %26 seviyelerine gerilemiştir.

Ülkemizin sahip olduğu enerji kaynakları incelendiğinde ilk sırada kömür yer almaktadır. Kömürü sırasıyla odun, hidrolik, jeotermal ve petrol izlemektedir. Bunun yanında tüketimimizde kullandığımız kaynaklar, üretimdeki sıralama ile paralellik göstermemektedir. En fazla tüketilen enerji kaynağı petroldür. Onu sırasıyla doğalgaz ve kömür izlemektedir. Üretimi ile tüketimi arasında sadece linyit kömüründe bir denge kurulabilmiştir. Tüm bu verilerden görüldüğü üzere ülkemizde genel enerji tüketimi içerisinde fosil yakıtların 2006 yılı itibariyle %87'lik bir pay ile ciddi bir ağırlığı bulunmaktadır.

Son 10 yılın istatistikî verileri incelendiğinde ticari olmayan yakıt olarak adlandırılan odun ile hayvan ve bitki atıklarının üretimi; gelen talebin düşmesi doğrultusunda gittikçe azalmaktadır. Bu dönemler itibariyle güneş ve rüzgâr gibi yenilenebilir enerji kaynaklarının üretiminde yavaş yavaş bir kıpırdanma ve artış gözlenmektedir. Aynı şekilde jeotermal ısı tüketiminde de önemli artışlar kaydedilmiştir.

1998 yılı itibariyle 65 milyon tonu bulan linyit üretimi, 2004 yılına kadar santrallerde kullanılan linyit tüketiminin azalması sonucu bir düşüş göstermiştir. 2004 yılında linyitten enerji üretimi miktarı 43 milyon ton ile sınırlı kalmıştır. Fakat bu tarihten itibaren bir sıçrama kaydedilmiş ve 2006 yılı itibariyle üretim değeri 61 milyon tona yükselmiştir. Yerli kaynaklara dayalı enerji üretiminde kömür, oldukça önemli bir yere sahiptir. 2006 yılı birincil enerji kaynakları üretimi içerisinde kömür 13 milyon tep ile %48,9'luk bir paya sahiptir.

Türkiye’de taşkömürü üretimi Türkiye Taşkömürü Kurumu Genel Müdürlüğü (TTK) tarafından yapılmakta, linyit üretiminin bir bölümü ise Türkiye Kömür İşletmeleri Kurumu Genel Müdürlüğü’nce (TKİ) yürütülmektedir⁴.

1997 yılında 39 bin GWh olan hidrolik enerji üretimi, 2001 yılında yaşanan kuraklıklar nedeniyle 24 bin GWh değerine kadar gerilemiştir. Bu dönemden sonra ise artışa geçmiş ve üretim 2006 yılı itibariyle 44 bin GWh seviyelerini bulmuştur. Enerji açısından ülkemizde bulunan akarsular oldukça büyük önem taşımaktadır, fakat birçoğunun rejiminin düzensiz olması sebebiyle, yıllar itibariyle üretilen enerji miktarında önemli değişimler yaşanmaktadır.

Son 10 yılın petrol üretim istatistikleri incelendiğinde; üretim miktarında bir düşüş eğilimi görülmektedir. 2006 yılında petrol üretimi 2,2 milyon ton değerindedir. Bu değer toplam petrol tüketiminin yalnızca %7,2’lik kısmını karşılayabilmektedir. Ülkemizin coğrafi konumu itibariyle, petrol bakımından oldukça zengin olan Ortadoğu ülkelerine yakın olmasına rağmen, farklı bir tektonik kuşakta (Alp-Himalaya Dağ Kuşağı) yer aldığı için, önemli sayılabilecek petrol sahaları yoktur. Türkiye’de ham petrolün büyük bir bölümü Güneydoğu Anadolu Bölgesi’nde, az bir kısmı ise Trakya’da üretilmektedir. Kara alanlarına kıyasla oldukça pahalı yatırımlar gerektirmesi sebebiyle önceki yıllarda sınırlı sayıda sondaj çalışmaları yapılabilen denizlerde, özellikle Karadeniz’de önemli rezervler olabileceği düşünülmektedir.

⁴Enerji Özel İhtisas Komisyonu, **IX. Kalkınma Planı**, (İstanbul, 2003), 14.

Türkiye’de doğalgaz üretimine 1976 yılında başlanmış olup, 2006 yılında üretim 907 milyon m^3 olarak gerçekleşmiştir⁵.

2006 yılı itibariyle enerji tüketiminde petrol %32 ile en büyük paya sahip olmuştur, bunu %28 ile doğalgaz, %26 ile kömür izlemiş, geri kalan %14’lük bölüm ise hidrolik dâhil olmak üzere yenilenebilir kaynaklardan karşılanmıştır. Enerji sektörünün 2020 yılına kadar olan yatırım ihtiyacının 120 milyar ABD doları olacağı hesaplanmaktadır⁶.

Tablo 1.5 : Türkiye Kurulu Gücü ve Senelere Göre Değişimi

YILLAR	KURULU GÜÇ (MW)					ÜRETİM (GWh)				
	TERMİK	HİDROLİK	JEOTER.+RÜZ	TOPLAM	ARTIŞ	TERMİK	HİDROLİK	JEOTER.+RÜZ	TOPLAM	ARTIŞ
1970	1509,5	725,4		2234,9	-	5590,2	3032,8		8623,0	-
1980	2987,9	2130,8		5118,7	0,0	11927,2	11348,2		23275,4	3,3
1990	9535,8	6764,3	17,5	16317,6	3,2	34314,9	23148,0	80,1	57543,0	10,6
2000	16052,5	11175,2	36,4	27264,1	4,4	93934,2	30878,5	108,9	124921,6	7,3
2001	16623,1	11672,9	36,4	28332,4	3,9	98562,8	24009,9	152,0	122724,7	-1,8
2002	19568,5	12240,9	36,4	31845,8	12,4	95563,1	33683,8	152,6	129399,5	5,4
2003	22974,4	12578,7	33,9	35587,0	11,7	105101,0	35329,5	150,0	140580,5	8,6
2004	24144,7	12645,4	33,9	36824,0	3,5	104463,7	46083,7	150,9	150698,3	7,2
2005	25902,3	12906,1	35,1	38843,5	5,5	122242,3	39560,5	153,4	161956,2	7,5
2006	27420,2	13062,7	81,9	40564,8	4,4	131835,1	44244,2	220,5	176299,8	8,9
2007	27271,6	13394,9	169,2	40835,7	0,7	155196,2	35850,8	511,1	191558,1	8,7

TEİAŞ Web Sayfası, <http://www.teias.gov.tr/>.

Yukarıdaki tablo seneler bazında Türkiye kurulu gücünün nasıl değiştiğini göstermektedir. 2007 yılı itibariyle Türkiye kurulu gücü 40,8 MW seviyesine gelmiştir. Üretilen enerjinin %66,7’si fosil yakıtlardan oluşurken %32,8’i hidroelektrik santrallerinden oluşmaktadır. Geriye kalan kısım ise jeotermal ve rüzgâr enerjisi gibi yenilenebilir enerji kaynaklarının oluşturduğu paydır.

⁵ age, 15.

⁶ EÜAŞ, age, 5.

Bu kurulu gücü, enerji üreten müesseselere göre şu şekilde paylaşırabiliriz:

Tablo 1.6 : Türkiye Kurulu Gücü ve Üretilen Elektrik

	Kurulu Güç (MW)	%	Elektrik Üretimi (GWh)	%
EÜAŞ+Bağlı Ortaklıklar	24.015,20	58,81%	84.529,00	48,11%
Otoprodüktör	3.766,30	9,22%	16.485,00	0,09383
Mobil	721,80	1,77%	519,00	0,30%
Üretim Şirketleri	3.131,50	7,67%	12.750,00	7,26%
Yap-İşlet	6.101,80	14,94%	42.592,00	24,24%
Yap-İşlet-Devret	2.449,00	6,00%	14.754,00	8,40%
İşletme Hakkı Devri	650,10	1,59%	4.061,00	2,31%
Toplam	40835,70	100,00%	175.690,00	100,00%

Global Enerji Dergisi, **Türkiye'nin Enerji Kaynakları**, (İstanbul, 2007), 7.

2. ARAŞTIRMANIN UYGULAMASI

2.1. Araştırmanın Problemi

Yatırım yapacak kişi ister birey isterse bir işletme olsun, bu yatırımın olabilecek minimum sürede maksimum kazanç ile karşılığını almak isteyecektir. Bu hususta önündeki proje ile ilgili çok kapsamlı bir fizibilite çalışması yapması gereklidir. Yapılacak olan bu çalışma ne kadar çok faktörü içeriyorsa; elde edilen sonuçlar o kadar doğruya yakın olacaktır.

Fizibilite çalışmaları, bir yatırım projesini uygulamaya karar verip vermemek için yapılabileceği gibi; bir sürü alternatif içerisinden en uygununu, yani belirli bir dönem sonunda en çok kazancı getirecek olanı seçmeye yönelik de olabilir.

Tezdeki çalışmada, gerek ülkemizde gerekse dünyada gelişen en önemli sektörlerden biri olan güneş enerjisinden elektrik üretimi ile ilgili yatırım kararlarının alınması esnasında hangi değişken, kavram ve değerlendirme tekniklerinin kullanılması gerektiğini göstermektedir.

Özellikle elde edilen sonuçların doğru değerlendirilememesi sebebiyle verilen yanlış yatırım kararları, yatırımcıyı karlılıktan uzaklaştıracak hatta zarar etmesine sebep olacaktır.

2.2. Araştırmanın Amacı

Fotovoltaik güneş panellerinden elektrik enerjisi üretmeye dayalı santral kurulumu için yapılacak yatırımlarda;

- Değişken ve sabit gelir ve giderlerin belirlenmesi
- Uygun değerlendirme tekniklerinin belirlenmesi
- Yapılan değerlendirmeler ardından elde edilen sonuçlara göre yatırım yapıp yapılmamasına karar verilmesi

- Yapılacak yatırımın 20 senelik ekonomik ömrü sonunda ne kadar getirisinin olacağının hesaplanması
- Yapılacak yatırımın geri dönüş süresinin hesaplanması
- Yeni gelişmekte olan bu sektörün yatırımcılar için ne kadar cazip bir sektör olacağının belirlenmesi
- Verilen devlet teşviklerinin yeterli olup olmadığının belirlenmesi

amaçlanmaktadır.

2.3. Araştırmanın Önemi

Dünya enerji talebinin çok büyük bir kısmı birincil enerji kaynağı dediğimiz fosil yakıtlar tarafından karşılanmaktadır. Fakat bu kaynakların dünyada belli bir rezervi vardır. Mesela petrol için yaklaşık 50 senelik bir rezerv kaldığı söylenmektedir. Dünya nüfusu pozitif ivmeli olarak artmasıyla beraber dünya gün geçtikçe bir enerji darboğazına girmektedir. Bu darboğazı engellemek açısından alternatif enerji kaynakları üretilmeye başlanmıştır. Bunun yanında fosil yakıtların çevreye ve iklime verdiği zararlar aşikârdır. İşte bu sebeplerden ötürü dünya genelinde yapılan protokollerle birlikte yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanılması teşvik edilmekte; teşvikten öte mecbur kılınmaktadır. Karbon salınımı konusunda ülkelere belirli kotalar konulmuştur. Bu kotaların aşılması sonucunda ise aşan ülkelere çeşitli yaptırımlar uygulanmaktadır.

İşte yenilenebilir enerji sektörü dünya genelinde bu şekilde desteklenmekte iken ülkemizde de konu ile ilgili çalışmalar hızla artmış ve kanunla desteklenen çeşitli teşvikler verilmeye başlanmıştır. Güneş enerjisi ile ilgili teşvik çalışmaları şu an devam etmekte ve teşvik mekanizmalarının neler olacağının 2010 yılı ilk çeyreğinde netleşeceği beklenmektedir.

Bu bağlamda bu tez güneş enerjisine verilecek olan teşvik taslağını göz önüne alarak yapılacak güneş enerjisi yatırımları ile ilgili bir fizibilite çalışmasını içermekte ve yatırım yapmayı düşünen kamu, şahıs ya da özel sektöre bir yol gösterici olma özelliğindedir.

2.4. Araştırmanın Hipotezleri

H0: Hatay'ın Karaağaç beldesinde kurulumu yapılacak olan 1 Megawatt (MWp) gücünde fotovoltaik güneş enerjisi santrali yatırımı karlı bir yatırım değildir.

H1: Hatay'ın Karaağaç beldesinde kurulumu yapılacak olan 1 Megawatt (MWp) gücünde fotovoltaik güneş enerjisi santrali yatırımı karlı bir yatırımdır.

H0: Devletin güneş enerjisine vermeyi planladığı teşvik, fotovoltaik paneller ile kurulacak olan güneş enerjisi santrali için yeterli değildir.

H1: Devletin güneş enerjisine vermeyi planladığı teşvik, fotovoltaik paneller ile kurulacak olan güneş enerjisi santrali için yeterlidir.

2.5. Araştırmanın Varsayımları

- Kurulacak olan güneş enerjisi santralinde SHARP marka NA-F128G5 model ince film güneş panelleri kullanılacaktır.
- Güneş panelleri 30 derece sabit açı ile güneşe bakacak şekilde konumlandırılacaktır.
- Kurulacak olan güneş enerjisi santralinde INGETEAM marka INGECON SUN 100 model inverterler kullanılacaktır.
- Sistem montajında kullanılacak konstruksiyonun malzemesi alüminyumdur.
- Yapılacak hesaplamalarda 2009 yılı Eylül ayındaki ürün fiyatları baz alınmıştır.
- Devletin fotovoltaik güneş enerjisine vereceği teşviğin ilk on sene 25 € Cent, ikinci on sene ise 20 € Cent olacağı öngörülmektedir.
- Güneş enerjisi santrali Hatay ili sınırları içerisindeki Karaağaç Belediyesi sınırları içerisinde kurulacaktır.
- İlk yatırım yılı sıfırdır.
- İlk yatırım maliyetleri ve verilen krediler sıfırıncı dönemde verilmiş; enflasyon ve eskalasyon oranları ise birinci yıl itibarıyla geçerlilik kazanmıştır.

- Enerji üretim lisansı alınması ve senelik yenilemeleri ile ilgili toplam maliyetler sıfırdır.
- Nakit akışları her senenin sonunda olmaktadır.
- Yakıt maliyet eskalasyonu, enflasyon oranı, faiz oranları, iskonto (değerleme) oranı, hurda değeri, gelir vergisi oranı, yeniden değerlendirme oranı, elektrik ihracat eskalasyon oranı, 6. Bölüm’de belirtildiği şekilde kabul edilmiş veya hesaplanmıştır.

2.6. Araştırmanın Kısıtları

Araştırmanın sınırları aşağıdaki maddeler şeklinde belirtilmiştir;

2.6.1. Konu Sınırlılığı

Hazırlanan tez fotovoltaik güneş panelleri ile elektrik enerjisi üretmeye yönelik konu anlatımı ve bir fizibilite çalışmasını içermektedir. Güneş enerjisiyle elektrik enerjisi üretmenin birçok farklı yolu olması ile birlikte, bu tezin uygulama kısmında fotovoltaik güneş panellerinden ince film teknolojisi ile elektrik üretimi ele alınmıştır. Yukarıda yer alan varsayımlar da göz önünde alınarak ince film güneş panelleri ile elektrik enerjisi üretiminin karlı olup olmadığı tespit edilecektir.

2.6.2.Uygulama Alan Sınırlılığı:

Hazırlanan bu tez ile ilgili herhangi bir anket çalışması yapılmayacaktır. Güneş enerjisi santrali Hatay ili sınırları içerisinde 36°32’28.07” K Enlem ve 36°06’23.85” D Boylam koordinatlarına kurulacak ve bu bölgeye düşen güneş radyasyon değerlerine göre üretilen enerji ve finansal fizibilite raporu hazırlanacaktır.

2.6.3. Uygulama Yeri

Hatay ili sınırları içerisinde yukarıda coğrafi koordinatları verilen sahaya güneş enerjisi santrali kurulumu yapılacaktır. Fizibilite için gerekli veriler Meteonorm isimli güneş enerjisi veri tabanı programından elde edilecektir.

2.6.4.Zaman Sınırı

Teze Şubat 2009 tarihinde başlanmış ve Ocak 2010 tarihinde enstitüdeki ilgili bölüme teslim edilmiştir.

2.6.5. Veri Analizi

Enerji üretim simülasyonunda kullanılan veriler uluslararası geçerliliği olan Meteororm güneş enerjisi veri tabanı yazılımından elde edilmiştir. Elde edilen veriler sonucunda belirlenen bölgede üretilen yıllık elektrik enerjisi miktarı PVSyst programı ile hesaplanmıştır. Kurulan santralin ekonomik fizibilitesi ise RETScreen programı referans alınarak oluşturulan Excel doküman ile elde edilmiştir. Programlar ile ilgili bilgiler aşağıdaki gibidir.

2.6.5.1.Meteororm

Meteororm, her türlü güneş enerjisi sisteminin kurulumu için ihtiyaç duyulan meteorolojik verilerin elde edilmesini sağlayan bir kaynaktır. Veritabanında 8.000 üzerinde yere ait meteorolojik data mevcuttur. Program 23 senelik verilerin toplanması ile hazırlanmıştır. 1991-1990 ile 1996-2005 yılları arasındaki belirli bir yer için sıcaklık, nem, yağış, rüzgar hızı, güneş radyasyon değeri, vb... verilere ulaşma imkanı sağlamaktadır. İngilizce, Fransızca, Almanca, İspanyolca ve İtalyanca dillerini destekleyen program ile 25 adet solar simulasyon programının kullanabileceği şekilde veri sağlanabilmektedir⁷.

2.6.5.2.PVSyst

Fotovoltaik sistemlerin ön çalışmasını, tasarlanmasını, kurulması öngörülen sistemlerin simülasyonunu ve elde edilen dataların analizini yapmayı sağlayan bir yazılımdır. Program içerisinde seçilen şehir, panel markası ve modeli, panel açısı, güneyden sapmalar, inverter marka ve modeline göre sistem simulasyonu yapılır ve buna göre kurulan sistemin 1 yıl boyunca aylara göre ne kadar enerji üreteceği hesaplanmış olur. Bunun yanında birçok parametrenin hesaba katılması sağlanarak yüzlerce grafiksel veri elde edilebilmektedir.

2.6.5.3.RETScreen

Bu yazılım çeşitli enerji verimli ve yenilenebilir enerji teknoloji türlerinin enerji üretimi ve tasarruflarını, yaşam çevrim maliyetlerini, emisyon azaltımlarını, finansal uygulanabilirliklerini ve risklerini değerlendirmek üzere dünya çapında kullanılmaktadır. Bu yazılım, aynı zamanda, ürün, maliyet ve iklim veritabanları ile detaylı bir on-line kullanıcı rehberini de içermektedir. RETScreen International,

⁷ Meteororm, <http://www.meteororm.com> [20.12.2009].

Kanada Doğal Kaynakları desteği ve finansmanlığı ile yürütölmektedir⁸. Excel tabanlı bir yazılım olup teknik anlamda sistem üretim değerlerini vermesi yanında finansal olarak da sistemin fizibilitesini yapmaya yardımcı olur.

⁸ Retscreen International, <http://www.etscreen.net> [20.12.2009].

3. TÜRKİYE’NİN ENERJİ KAYNAKLARI

3.1. Petrol ve Doğalgaz

Bir önceki bölümde de belirtildiği üzere Türkiye coğrafi konumu itibariyle, petrol bakımından oldukça zengin olan Ortadoğu ülkelerine yakın olmasına rağmen farklı bir tektonik kuşakta (Alp-Himalaya Dağ Kuşağı) yer almaktadır. Bu sebeple, önemli sayılabilecek petrol sahaları mevcut değildir⁹. Ülkemizin petrol üretiminin neredeyse tamamına yakını Güneydoğu Anadolu Bölgesi’nden sağlanmaktadır. Bugüne kadar yapılan faaliyetlerin büyük kısmı Güneydoğu Anadolu ve Trakya bölgelerinde yoğunlaşmış olup, Batı Karadeniz, Tuz Gölü ve Adana bölgelerinde yapılan çalışmalar ise bu bölgelerin hidrokarbon imkânları hakkında kesin sonuçlar elde etmeye yetmemiştir. Ülkemiz genelinde petrol rezerv arama çalışmaları devam etmektedir.

Ülkemizdeki petrol faaliyetleri 6326 Sayılı Petrol Kanunu ile düzenlenmiş olup, anılan kanunun 6. maddesi ile “müsaade, arama ruhsatnamesi ve işletme ruhsatnamesi alma hakkı devlet adına TPAO’ya aittir. Bu çerçevede ülkemizdeki arama ve sondaj faaliyetlerinde TPAO’nun sektördeki büyük ağırlığı açıkça görülmektedir. Örnek olarak, 2004 yılı arama saha faaliyetlerinin %95’i, yapılan sondajların tek başına % 37’si ve yabancı şirketlerle ortak olarak %14’ü ayrıca toplam ham petrol üretiminin % 68’i, doğalgaz üretiminin ise % 56’sı TPAO tarafından gerçekleştirmiştir¹⁰.

3.1.1. Türkiye Petrol Rezervleri

Ülkemizde bugüne kadar keşfedilmiş ham petrol sahalarının 2004 yılı sonu itibariyle toplam kalan üretilebilir rezervi 40.911.190 metrik tondur. Ham petrol rezervlerinin; % 99,55’i Güneydoğu Anadolu bölgesinde, % 0.30’u Marmara Bölgesinde ve % 0.15’i Akdeniz Bölgesinde bulunmaktadır. Ham petrol rezervleri; Güneydoğu Anadolu bölgemizde, Batman, Diyarbakır, Adıyaman ve Mardin illerimizde

⁹ Petrol İşleri Genel Müdürlüğü, http://www.pigm.gov.tr/petrol_potansiyelimiz.php, [13.04.2009].

¹⁰ Petrol İşleri Genel Müdürlüğü, <http://www.pigm.gov.tr/ssss.php>, [13.04.2009].

yoğunlaşmış olup, Marmara bölgesinde Kırklareli ve Akdeniz bölgesinde ise Adana illerimizde küçük rezervler bulunmaktadır¹¹.

Tablo 3.1 : 2007 Yılı Sonu İtibariyle Türkiye’deki Ham Petrol Rezervleri

	Rezervardaki petrol	Üretilebilir petrol	Kümülatif üretim	Kalan üretilebilir petrol
	M.Ton	M.Ton	M.Ton	M.Ton
T.P.A.O.	692 244 728	98 106 541	70 028 901	28 077 640
N.V.Turkse Perenco	181 744 289	48 711 216	41 660 560	7 050 656
Petroleum E.M.I. & Dorchester	73 087 198	12 746 190	11 252 789	1 493 401
Toreador & T.P.A.O.	6 442 481	2 544 780	2 406 738	138 042
N.V.Turkse Perenco & T.P.A.O.	12 913 588	2 861 510	1 722 069	1 139 441
Aladdin & GYP	8 577 159	1 349 658	1 131 993	217 665
Aladdin & Madison (Turkey) Inc.	3 601 190	900 085	278 704	621 381
Aladdin & Trans Med.	9 671	9 671	7 512	2 159
Amity Oil & T.P.A.O.	16 084	16 019	14 033	1 986
Diğer - Others	7 816	7 816	6 707	1 109
Toplam -Total	978 644 204	167 253 486	128 510 006	38 743 480

Petrol İşleri Genel Müdürlüğü Web Sitesi, <http://www.pigm.gov.tr/>.

Doğalgaz rezervlerimizin % 56’sı Güneydoğu Anadolu bölgemizdeki Diyarbakır ve Mardin illerinde, % 44’ü Marmara bölgesindeki Tekirdağ, Kırklareli ve İstanbul il sınırları içinde yer almaktadır¹².

Tablo 3.2 : 2007 Yılı Sonu İtibariyle Türkiye’deki Doğalgaz Rezervleri (m³)

Şirketler	Rezervardaki gaz	Üretilebilir gaz	Kümülatif üretim	Kalan üretilebilir gaz
T.P.A.O.	11 126 719 209	8 368 719 209	7 065 056 402	1 303 662 807
N.V.Turkse Perenco	4 654 326 807	3 258 023 101	206 005 601	3 052 017 500
Amity Oil İnt. & T.P.A.O	1 689 340 000	1 304 860 000	937 367 547	367 492 453
Thrace Basın	1 938 503 144	1 785 526 846	928 295 223	857 231 623
Thrace Basın & Pinnacle Turke	995 634 017	887 595 625	338 687 608	548 908 017
Toreador.& T.P.A.O.&Stratic	2 197 000 000	1 318 000 000	84 544 431	1 233 455 569
Amity Oil İnt.	10 500 000	10 500 000		10 500 000
Toplam -	22 612 023 177	16 933 224 781	9 559 956 812	7 373 267 969

Petrol İşleri Genel Müdürlüğü Web Sitesi, <http://www.pigm.gov.tr/>.

2004 yılı içinde 2.275.530 metrik ton ham petrol üretimi ve 707.008.763 m³ doğalgaz üretimi yapılmış olup, ham petrolün % 68’i yerli, % 32’si yabancı; doğal

¹¹ age.

¹² age.

gaz üretiminin ise % 61'i yerli, % 39'u yabancı şirketler tarafından gerçekleştirilmiştir¹³.

Ülkemizde 2004 yılında 2.275.530 ton ham petrol üretilmiştir. 2004 yılında ithal edilen ham petrol miktarı ise 23.830.052 tondur. Buna göre 2004 yılı itibariyle ülkemizde çıkarılan petrolün ülke ihtiyacını karşılama oranı % 8,7 'dir¹⁴.

Türkiye’de çıkartılan petrol, Mersin–Atas (Petrol işletme kapasitesi 4,4 milyon ton), İzmit–İpras (Petrol işletme kapasitesi 13 milyon ton), İzmir–Aliaga (Petrol işletme kapasitesi 10 milyon ton), Batman (Petrol işletme kapasitesi 1,1 milyon ton) ve Kırıkkale–Hasanlar (Petrol işletme kapasitesi 5 milyon ton) rafinerilerinde işlenmektedir¹⁵.

3.2.Kömür

Türkiye’de kömür aramalarına gereken önem Cumhuriyet sonrası Maden Tetkik Arama Enstitüsü’nün 1935 yılında kurulmasıyla birlikte verilmeye başlanmıştır. Günümüzde yapılan çalışmalar sonucunda Türkiye’nin 8,3 milyar ton linyit, 1,1 milyar ton taş kömürü, 82 milyon ton asfaltit ve 1,6 milyar ton bitümlü şist rezervi mevcut olduğu belirtilmektedir¹⁶

3.2.1. Linyit Kömürü

1950’li yıllara kadar gerekli etütler yapılmış ve 1960 yılı itibariyle de yüksek ısıl değere sahip linyit sondajına başlanmıştır. MTA 2005 yılına kadar yapmış olduğu araştırmalar süresince 105 milyon metrelik linyit sondajı yapmıştır. Bunlar sonucunda 8,3 milyar tonluk rezerve sahip 117 adet linyit sahası tespit edilmiştir. Bu tarihten sonra yapılan yeni buluşlarla linyit kapasitesi 9 milyar tonu aşmış durumdadır¹⁷.

¹³ age.

¹⁴ age.

¹⁵ Sibel Akkaya, “Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Türkiye Açısından Önemi ve Bir Rüzgar Enerjisi Uygulaması”(Yüksek Lisans Tezi, Fırat Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü,2007),17.

¹⁶İbrahim Atılgan, “Türkiye’nin Enerji Potansiyeline Bakış”, **Gazi Üniversitesi Mühendislik-Mimarlık Fakültesi Dergisi**.c.15 n.1(2000), 37.

¹⁷ Global Enerji Dergisi, **Türkiye’nin Enerji Kaynakları**, (İstanbul, 2007), 10.

Türkiye'nin, 100.000 kilometre kareyi bulan jeolojik bakımdan linyit içermesi mümkün sahalarının henüz sadece % 40'ında kömür araması yönünden etüt yapılabilmektedir¹⁸.

Türkiye'nin linyit rezervi, dünyanın yaklaşık %1,6'sını içermektedir. Yalnız sahip olduğumuz linyitin yaklaşık %80'i, 2500 kcal/kg değerinin altında bulunması sebebiyle çoğunlukla termik santrallerde kullanılmaktadır. Bugün gerçekleşen yıllık 60 milyon tonluk linyit üretiminin %85'i termik santrallerde tüketilmektedir. Türkiye'de 2006 yılında yerli linyitten yaklaşık 32 milyar kWh elektrik üretilmiştir. Oysa ülkemizin yıllık potansiyeli 118 milyar kWh olarak hesaplanmıştır¹⁹.

Türkiye'nin linyit ve taş kömüre dayalı elektrik kurulu gücü yaklaşık olarak 8.500 MW civarındadır. Bu kurulu güce 20 adet santral ile ulaşılmıştır. Buna ek olarak 5.275 MW değerine sahip 13 adet yeni santral projesinin de proje çalışmaları devam etmektedir. Türkiye'deki linyitin yaklaşık olarak 4 milyon tonluk kısmı Afşin – Elbistan havzasında yer almaktadır. Havzanın toplam üretim kapasitesi 6.300 MW olarak hesaplanmıştır²⁰. Bunun yanında TKİ'nin sahibi olduğu topraklar üzerinde de 6 adet yeni santral kurulacaktır. Bu kurulacak santrallerin toplam kurulu gücü 1.410 MW olacaktır²¹.

Tablo 3.3 : Linyite Dayalı Santrallerin Kurulu Güçleri ve Maden İşletmelerinin Tüketim Kapasiteleri

Proje Adı	Kömür Tüketim Kapasitesi (bin ton/yıl)	Kurulu Güç (MW)
Muğla-Yatağan	5.350	630
Muğla-Milas-Sekköy	3.750	420
Muğla-Hüsamlar-Kemerköy	5.000	630
Çanakkale Çan	1.800	320
Kütahya Seyitömer	7.100	600
Kütahya Tunçbilek	2.450	429
Manisa Soma	8.000	1.034
Bursa Orhaneli	1.500	210
Afşin Elbistan	18.000	1.360
Sivas Kangal	5.400	450
Ankara Çayırhan	4.300	620
Toplam	62.650	6.703

TMMOB Enerji Raporu, b.1,(2006), 25.

¹⁸ A. Necdet Pamir, **Dünya ve Türkiye'de Enerji, Türkiye'nin Enerji Kaynakları ve Enerji Politikaları**, (2003), 19.

¹⁹ Global, **age**, 10-11.

²⁰ **age**, 12.

²¹ **age**, 13.

Ülkemizdeki linyite dayalı santrallerin toplam kurulumu gücü yaklaşık olarak 6.703 MW civarındadır. Çanakkale'deki 320 MW büyüklüğündeki akışkan yataklı Çan Termik Santrali ile Kahramanmaraş Elbistan'daki 1.400 MW'lık Elbistan-B santralinin devreye alınmasıyla birlikte toplam 8.120 MW'lık kurulu güç elde edilecektir²².

Ülkemizin görünür linyit rezervi 9,5 milyar ton civarındadır. Bu değer Türkiye'yi kömür rezervlerinin büyüklüğü açısından dünyada 11. sırada yapmaktadır.

3.2.2. Taşkömürü

Ülkemizin en önemli taşkömürü rezervleri Zonguldak ve civarında yer almaktadır. Şu ana kadar bölgede yapılan çalışmalarda yaklaşık 1200m derinliğe kadar inilmiştir. Bu derinliğe kadar toplam 1,325 milyar ton jeolojik rezerv tespit edilmiştir. Bu rezervin %41'i olan 550 milyon ton'luk kısım ise görünür rezerv olarak kabul edilmektedir²³.

TTK ve özel sektör sahalarında yılda yaklaşık olarak 9,5 milyon ton üretim hedeflenmektedir. Bu miktarın 4 milyon tonu demir çelik sanayinde kullanılabilirken; geriye kalan 5,5 milyon tonluk kısım ise elektrik üretiminde kullanılmaktadır. Bu da 1000 MW'lık termik santralin yakıt ihtiyacının karşılanması anlamına gelmektedir²⁴.

MTA, kömür arama seferberliği kapsamında Türkiye genelinde 2010 yılına kadar sürecektir bir proje çalışmasıdır. Bu proje kapsamında 310.000 metrelik sondaj programlanmıştır. 160.400 metresi tamamlanmış olan bu program sonucunda Trakya'da 600 milyon ton, Elbistan'da da 732 milyon tonluk ilave rezervler bulunmuştur²⁵.

²² Türk Mühendis ve Mimar Odalar Birliği, **TMMOB Enerji Raporu 2006**, 1.bs,(Ankara: Yağmur Ofset, 2006), 25.

²³ "Türkiye Taşkömürü Kurumu Genel Müdürlüğü , **Taşkömürü Sektör Raporu**, (2009), 19.

²⁴ Global, **age**, 16.

²⁵ **age**, 17.

3.3. Hidroelektrik

Türkiye’ye yıllık yaklaşık olarak 642,6 mm yağış düşmektedir. Yıllık yağışların yaklaşık olarak %37’si yerüstü sularını beslemekte iken yıllık akış miktarı ise 186,05 km³ olarak kaydedilmiştir²⁶.

Hidroelektrik potansiyelin belirlenmesinde üç tane kavram karşımıza çıkmaktadır. Bunlar; brüt potansiyel, teknik potansiyel ve ekonomik potansiyel’dir. Brüt potansiyel, bir akarsu havzasının hidroelektrik enerji üretiminin teorik üst sınırını gösterir. Türkiye 433 Milyar kWh olan brüt potansiyel değeri ile dünya hidroelektrik enerji potansiyelinin %1’ini, ekonomik potansiyeli ise Avrupa ekonomik potansiyelinin %16’sını oluşturmaktadır²⁷. Teknik potansiyel, bölgede planlanan hidroelektrik projelerin teknik açıdan uygulanabilmesi mümkün olan tümünün gerçekleştirilmesi ile elde edilecek hidroelektrik enerji üretiminin sınırlarını temsil etmektedir. Türkiye’nin teknik yönden değerlendirilebilir hidroelektrik potansiyeli 216 milyar kWh’dir. Ekonomik potansiyel ise gerek teknik gerekse ekonomik açıdan optimizasyonu yapılarak hesaplanan potansiyeldir. Türkiye’nin ekonomik kapasitesi 129,9 milyar kWh’dir. Bu değer de yaklaşık olarak 747 adet hidroelektrik projenin toplam enerji üretim kapasitesini ifade etmektedir²⁸.

Tablo 3.4 : Türkiye 2009 Su Kaynakları Gelişimi

 2009 yılı itibarıyla	İŞLETMEDE			İNŞA HALİNDE/ PROGRAMDA		
	DSI	Diğer	Total	DSI	Diğer	Toplam
BARAJ (adet)	655	18	673	145	1	146
(Büyük Su İşleri)	242	18	260	63	-	63
(Küçük Su İşleri)	413	1	413	82	1	83
HES (adet)	57	115	172	23(♦)	235	258
(Kurulu Güç- MW)	10,784	2,916	13,700	3,576	7,270	10,846
(Yıllık Üretim- GWh)	38,410	9,461	47,871	11,555	27,849	39,404
GÖLET (adet)	40	617 (■)	657	1 (●)	43 (■)	44
SULAMA (milyon ha)	3.06	2.22	5.28	0.23	-	0.23
İÇMESUYU (milyar m³)	2.58	0.58	3.16	0.50	-	0.50
TAŞKIN KONTROL ALANI (milyon ha)	1.0	-	1.0	0.4	-	0.4

(■) Mülga Köy Hizmetleri Genel Müdürlüğü (KHGM) sulama göletleridir.

(●) Amasya Taşova Kozlucaalanı Göleti

(♦) Yalnızca inşa halindeki HES sayısı verilmiştir

Devlet Su İşleri, <http://www.dsi.gov.tr/topraksu.htm>.

²⁶ age, 21.

²⁷ age, 22-23.

²⁸ Akkaya, age, 19.

Bugün itibariyle işletimde bulunan, kurulu gücü 13.000 MW'lık 172 adet HES'in 48 milyar kWh'e yakın elektrik üretim kapasitesi mevcuttur. 2006 yılında HES'lerden üretilen elektrik ise 44 milyar kWh'i ancak aşmaktadır. İnşa halindeki 36 santral ise, 3.000 MW'lık kurulu güç ve ülke potansiyelinin yaklaşık %8'ine eşit olan 10 milyar kWh'lik üretim kapasitesini barındırmaktadır. Potansiyel olarak bekleyen 530 HES'in işletmeye alınması ile Türkiye'de 20.000 MW'ı aşkın kurulu güç ve 79 milyar kWh üretim kapasitesi artışı sağlanmış olacaktır²⁹. Böylece ülke toplam hidroelektrik kurulu gücü 35.045 MW'a ve santrallerin toplam sayısı da 716'ya ulaşacaktır³⁰.

3.4. Rüzgar

Türkiye'de rüzgâr enerjisi ile ilgili ilk çalışmalar 1970-1980 yılları arasında Devlet Meteoroloji Enstitüsü'nün tutmuş olduğu kayıtların incelenmesi ile başlamıştır. Yapılan etütler ile birlikte rüzgar potansiyelinin yüksek olduğu düşünülen yerlere Enerji İşleri Etüt İdaresi tarafından rüzgar enerjisi gözlem istasyonları kurulmuştur. Bu istasyonlardan elde edilen veriler doğrultusunda da rüzgar enerjisi santralleri kurulabilecek alanların belirtildiği Rüzgar Enerjisi Potansiyeli Atlası (REPA) hazırlanmıştır³¹.

Rüzgâr potansiyeli bakımından zengin olan bölgelerimiz Ege, Marmara ve Doğu Akdeniz kıyılarıdır. Devlet Meteoroloji İşleri Genel Müdürlüğü'nün 113 istasyonunun saatlik rüzgâr kayıtlarını temel alarak, EİE İdaresi Genel Müdürlüğü tarafından yapılan değerlendirme çalışmasına göre Türkiye'nin ortalama rüzgâr hızı 2,5 m/sn, yıllık ortalama rüzgâr gücü yoğunluğu 24 W/m^2 'dir. Yerleşim alanları dışında 10 m yükseklikteki rüzgâr hızı yıllık ortalaması Ege Bölgesi ve diğer kıyı alanlarında 4,5-5,6 m/s, iç kesimlerde ise 3,4-4,6 m/s civarındadır³².

EİE verilerine göre Türkiye 45 Bin MW'larla ifade edilen bir rüzgâr potansiyeline sahiptir. Türkiye'nin rüzgar enerjisi potansiyeli en fazla olan şehirleri 5.530 MW'lık kurulu güç potansiyeliyle Balıkesir ve 5.205 MW'lık kurulu güç potansiyeli ile

²⁹ Global, **age**, 23.

³⁰ **age**, 24.

³¹ **age**, 26.

³² Önder Güler, "Dünyada ve Türkiye'de Rüzgar Enerjisi", (İstanbul Teknik Üniversitesi Enerji Enstitüsü), 213.

Çanakkale’dir. Üçüncü sırada ise 4.742 MW’lık rüzgâr potansiyeli ile İzmir gelmektedir³³.

Tablo 3.5 : 2009 Yılı İtibariyle Türkiye’de İşletmede Olan Rüzgar Santralleri Kapasitesi

Türkiye’deki Mevcut Rüzgar Santrali Kapasiteleri	Kurulu Güç (MW)
Şu An İşletilen Santraller	433.35
İnşa Halindeki Santraller	402.40
Türbin Tedarik Sözleşmesi İmzalı Projeler	667.60
GENEL TOPLAM	1.503.35

http://www.eie.gov.tr/turkce/YEK/ruzgar/TURKiYE_RES_20090204.doc

Şu an mevcut koşullarda Türkiye’nin sahip olduğu rüzgâr santrali kurulu gücü 430MW civarında olmakla beraber 400MW’ı aşkın güçteki santralin de inşaatı devam etmektedir. Türbin alım sözleşmesi imzalanan projelerle birlikte önümüzdeki dört sene içerisinde toplam kurulu gücün yaklaşık 1.500 MW olacağı öngörülmektedir.

3.5. Güneş

Güneş enerjisinden elektrik üretiminde iki yol mevcuttur. Birincisi güneşin ısısından faydalanıp türbin yardımıyla geleneksel yöntemlerle enerji üretmektir. Diğer yöntem ise fotovoltaik paneller dediğimiz, güneş ışığını direk olarak elektrik enerjisine dönüştüren yarı-iletken teknolojilerinin kullanılmasıdır.

Güneş enerjisi ile ilgili çalışmalar 19. Yüzyılın başlarına kadar dayanmakla birlikte asıl yoğunlaşma 1974 yılındaki petrol krizi ile birlikte gerçekleşmiştir. Her ne kadar güneş enerjisi sistemleri şu an için yatırım maliyeti en yüksek enerji kaynağı olsa da gelişen teknoloji ile birlikte güneş hücrelerinin verimlerinin artırılmasına yönelik çalışmalar hız kazanmıştır. Ülkemizdeki güneş enerjisi sistemlerine yönelik çalışmalar EİE tarafından yürütülmektedir³⁴.

Türkiye bulunduğu coğrafi koordinatlar dolayısıyla güneş enerjisi potansiyeli oldukça yüksek bir ülkedir. Devlet Meteoroloji İşleri Genel Müdürlüğü’nün 1966-1982 yılları arasında mevcut bulunan güneşlenme süresi ve ışıyım şiddeti

³³ Global, age, 30.

³⁴ Pamir, age, 22.

verilerinden faydalanılarak EİE tarafından hazırlanan çalışmaya göre, Türkiye'nin ortalama yıllık toplam güneşlenme seviyesi 2460 saat (günlük 7,2 saat), ortalama toplam ışıyım şiddeti 1311kWh/m²-yıl (günlük toplam 3,6kWh/m²) olarak hesaplanmıştır³⁵.

Tablo 3.6 : Türkiye'nin Aylık Ortalama Güneş Enerjisi Potansiyeli

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	308,0 cal/cm ² -gün	3,6 kWh/m ² -gün	7,2 saat/gün

Elektrik İşleri Etüt İdaresi, www.eie.gov.tr.

Türkiye'nin en fazla güneş ışığı alan bölgesi Güneydoğu Anadolu Bölgesi olup, ardından Akdeniz Bölgesi gelmektedir. Güneş enerjisi potansiyeli ve güneşlenme süresi değerlerinin bölgelere göre dağılımı Tablo 2.7'de verilmiştir.

Tablo 3.7 : Türkiye'nin Yıllık Toplam Güneş Enerjisi Potansiyelinin Bölgelere Göre Dağılımı

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

Elektrik İşleri Etüt İdaresi, www.eie.gov.tr.

Ülkemizde, güneş enerjisini ısı enerjisine dönüştüren ve sıcak su kullanımında kullanılan güneş kolektörleri özellikle Akdeniz, Ege ve Güneydoğu Anadolu bölgelerinde çok yaygın olarak görülmektedir. Ülkemizde kurulu güneş kolektörü

³⁵ Elektrik İşleri Etüt İdaresi, <http://www.eie.gov.tr/turkce/YEK/gunes/tgunes.html> [15.08.2009].

miktarı yaklaşık 12 milyon m² olup yıllık üretim hacmi 750 bin m²'dir. Bu üretimin bir miktarı ise yurtdışına ihraç edilmektedir. Güneş enerjisinden ısı enerjisi üretimi yıllık 420 bin TEP civarındadır³⁶.

3.6. Jeotermal

Magmadan gelen ısınn kullanıldığı jeotermal enerji, Türkiye'nin önemli yenilenebilir enerji kaynaklarından bir tanesidir. Ülkemiz 31.500 MW't' lik jeotermal potansiyel ile dünyadaki ilk 10 ülke arasındadır. Ancak bu potansiyelin sadece 500 MW'lık kısmı elektrik üretimine uygundur³⁷. Türkiye jeotermal kullanımında dünya'da beşinci, Avrupa'da birinci sıradadır³⁸. MTA Genel Müdürlüğü tarafından sürdürülen çalışmalar sonucu 187 adet jeotermal sahası bulunmuş ve 4.000 MW jeotermal ısı enerjisi görünür hale getirilmiştir³⁹.

MTA verilerine göre ülkemizde elektrik üretimine uygun 15 adet jeotermal saha bulunmaktadır. Bu sahalar çoğunlukla Menderes ve Gediz Grabenleri üzerinde yer almaktadır⁴⁰.

Tablo 3.8 : Ülkelere Göre Kurulu Jeotermal Kapasitesi

Sıra	Ülke	Kurulu Güç (MWt)	Üretim (%)	Kurulu Güç (GWh)	Üretim (%)	Doğrudan Kullanım	Ülke	Elektrik Üretimi GWh	%
1	Çin	3687	13,0	1260	4,6	16,6	1.ABD	15740	31,4
2	İsveç	3840	13,6	1000	0,8	13,2	2.Filipinler	9181	18,6
3	ABD	7817	27,7	8678,2	11,4		3.İtalya	4403	8,9
4	İzlanda	1844	6,5	6806,1	9,0		4.Meksika	5681	11,5
5	Türkiye	1495	5,3	6900,5	9,1		16.Türkiye	119,7	0,2

Global Enerji Dergisi, **Türkiye'nin Enerji Kaynakları**, (İstanbul, 2007)

Ülkemizin sahip olduğu mevcut jeotermal rezervlerden elde edilecek elektrik enerjisi ile toplam enerji ihtiyacının yaklaşık olarak %5'i karşılanabilir. Jeotermalin ısıtmada kullanılmasında ise 5 milyon konuta eşdeğer olan %30 gibi bir orana

³⁶ Elektrik İşleri Etüt İdaresi, <http://www.eie.gov.tr/turkce/gunes/tgunes.html> [15.08.2009].

³⁷ Esin Eren, "Jeotermal Enerji Bugün ve Yarın" (15. Uluslararası Enerji ve Çevre Fuarı ve Konferansı Bildiriler Kitabı, ICCI, 2009), 68.

³⁸ Elektrik İşleri Etüt İdaresi,

http://www.eie.gov.tr/turkce/YEK/jeotermal/13turkiyede_jeotermal_enerji.html [15.08.2009].

³⁹ Saffet Durak, "Jeotermal Kaynağa Dayalı Elektrik Üretimine İlişkin Yasal Düzenleme ve Destekler", (15. Uluslararası Enerji ve Çevre Fuarı ve Konferansı Bildiriler Kitabı, ICCI, 2009), 210.

⁴⁰ Durak, **age**, 210.

çıkılabilmektedir. Bu sayede sahip olduğumuz jeotermal potansiyel ile toplam enerji ihtiyacının %15'ini karşılamak mümkündür.

3.7. Biyokütle

Biyogaz, bitki ve hayvan atıkları gibi organik maddelerin havasız ortamlarda fermantasyonu sonucu oluşan ve bileşiminde % 60–70 metan, % 30-40 karbondioksit, az miktarda hidrojen sülfür, hidrojen, karbonmonoksit ve azot bulunan renksiz ve yanıcı bir gaz karışımıdır. Biyogazın ısı değeri bileşimindeki metan oranına bağlı olarak değişmekle birlikte genel olarak 4.700 – 6.000 kcal/m³ kadardır. Bu nedenle ısınma, aydınlatma ve su ısıtılması gibi amaçlarla kolayca kullanılabilen temel enerji kaynaklarına alternatif olabilecek bir enerji kaynağıdır⁴¹.

Biyokütle-Biyogaz Enerjisi alanındaki çalışmalar, Türkiye’de 1970’lerden sonra başlamıştır. Önceleri Toprak Su Araştırma Enstitüsü ve TÜBİTAK, daha sonraları ise MTA ve çeşitli üniversitelerimiz konuyla ilgilenmişlerdir. Biyogaz üretim potansiyeli olan atık maddeler arasında; kırsal atıklar, yüksek kirlilik içeren endüstriyel atıklar, atık su arıtma tesislerinden biyolojik arıtma süreci sonunda elde edilen çamurlar, katı atıkların organik özellik taşıyan bileşenleri ve bu atıklara benzer özellikteki atıklar sayılmaktadır⁴².

Biyokütle enerjisi, Türkiye yerli genel enerji üretiminde 1980’de %44, 2004’de %23; tüketimde ise sırasıyla %24 ve %6 paya sahip olmuştur. Alternatif enerji kaynakları arasında büyük bir potansiyele sahip olan biyokütle enerjisi, depolanabilir özelliğe sahip olması sebebiyle rüzgâr ve güneş enerjisi gibi kesintili değil, sürekli enerji sağlamaktadır⁴³.

Dünya’da da birincil enerji tüketim kaynaklarının %15’lik oranını biyokütle oluşturmaktadır. Bu miktar gelişmekte olan ülkelerde %38 düzeyindedir. Özellikle biyoenerji gelişmekte olan ülkelerde kırsal bölgelerde enerji temin amacıyla kullanılmaktadır⁴⁴.

⁴¹ Akkaya, **age**, 31.

⁴² Pamir, **age**, 23.

⁴³ H. Mete Şen, “Türkiye’nin Genel Enerji Durumu”, (İTÜ Makina Fakültesi,), 8.

⁴⁴ Akkaya, **age**, 31.

4. GÜNEŞ ENERJİSİ TEKNOLOJİLERİ

4.1. Güneş Enerjisi Potansiyeli

Dünyaya düşen solar radyasyon miktarı, dünyanın talep ettiği enerji ihtiyacından çok daha fazladır. Dünya yüzeyine ulaşan ışınlar, toplam enerji tüketiminin 10.000 katı fazlasıdır. Dünya üzerinde 30 seneden fazla süredir radyasyon ölçümleri yapılmaktadır. Bu ölçümlerin yapıldığı nokta sayısı ABD’de 237 iken Avrupa’da 566’dır. Yıllık ortalama birim metrekaşe başına düşen güneş enerjisi miktarı Avrupa’da 1.000 kWh, Ortadoğu’da ise 1.800 kWh’dir. Yapılan çalışmalara göre Avrupa yüzeyinin yaklaşık %0,71’inin güneş panelleri ile kaplanması halinde; Avrupa’nın ihtiyaç duyduğu tüm enerji karşılanabilecektir. IEA’nın yapmış olduğu bir çalışmaya göre ise dünyadaki çöllerin %4’lük kısmının güneş panelleriyle kaplanması durumunda tüm dünya birincil enerji ihtiyacı karşılanabilecektir⁴⁵.

4.2. Fotovoltaik Paneller

Fotovoltaik paneller, fotovoltaik hücrelerin birbiri ardına seri bağlanması ve bir cam ile lamine edilmesi sonucunda oluşurlar. Kullanılan hücre teknolojisine göre farklı çeşitleri mevcuttur. Fotovoltaik paneller seri ve paralel bağlanarak istenilen güçte bir enerji sistemi kurmak mümkündür.

4.2.1. Fotovoltaik Hücreler

Fotovoltaik hücreler, güneşten gelen ışık enerjisini direk olarak elektrik enerjisine dönüştüren ve bu süreçte de silikon, galyum, arsenit, kadmiyum tellürid ya da bakır indiyum diselenid gibi yarı iletkenleri kullanan aygıtlardır⁴⁶.

Kristal silikon yapıları hücreler ele alındığında; güneş hücrelerinin çalışma prensibini şu şekilde açıklayabiliriz: Her bir silikon atomu etrafında 4 adet değerlik elektronu bulunmaktadır. Silikon atomları yanyana geldiklerinde komşu atomların değerlik atomlarıyla bağ kurup dış tabakalarında 8 elektron bulunduran soygaz düzenine

⁴⁵ Greenpeace, EPIA, **Solar Generation V**, (2008), 14.

⁴⁶ Temiz Dünya Derneği, TemizDünya Rehberi Güneş Enerjisi, (İstanbul, 2009), 34.

geçerler. Güneşten gelen ışık sayesinde bu bağdan elektron kopar ve serbest dolaşarak kristal örgüde bir boşluk yaratır. Silikona bir taraftan bor diğer taraftan ise fosfor eklenmesi halinde bir yönde elektron fazlalığı bir yönde ise elektron eksikliği meydana gelecektir. Güneş ışığı hücreye düştüğünde protonlar fazla elektronlardan kurtulmaya çalışacak ve yonga plakasının iki yanında boşlukları doldurmak isteyen elektron fazlaları bir gerilim yaratacaktır. Yonganın iki ucuna metalik bağlantı noktaları eklenmesi elektronların metal iletkenleri takip ederek akım oluşturmasını, yani elektrik oluşturmasını sağlayacaktır.

4.2.2. Fotovoltaiklerin Tarihçesi

Fotovoltaik teknolojisi ile ilgili çalışmalar yaklaşık 100 seneden fazla zamandan beri süregelmektedir. 1873 yılında İngiliz bilim adamı Willoughby Smith, selenyumun ışığa karşı duyarlı bir madde olduğunu keşfetmiştir. 1880 yılında Charles Fritts, ilk selenyum güneş hücresini üretmiştir. Albert Einstein 1905 yılında ışığın doğası ve fotoelektrik etkiyi çalıştığı mekanizma teoremleri ile Nobel ödülüne layık görülmüştür. Bilim adamlarının düşük hücrelerle ilgili çalışmaları 1950’li yıllara kadar devam etmiştir. 1950’li yılların başında Bell Laboratuvarlarında görev alan bilim adamları, dünyada oksijenden sonra en çok bulunan ikinci element olan silikonun çok fazla saflaştırılması durumunda gün ışığına karşı duyarlı olduğunu keşfetmişlerdir. 1954 yılı itibariyle %6 verimliliğe sahip silikon bazlı güneş hücreleri geliştirilmiştir⁴⁷.

Güneş hücreleri ile ilk laboratuvar dışı uygulamalar 1950’li yılların sonunda Georgia’nın kırsal kesimlerindeki telefon istasyonlarında başlamıştır. NASA ise 1960’ların başında Vanguard I isimli uydusunun enerji ihtiyacının bir kısmını 108 hücreden oluşan pv sistemi ile karşılamıştır⁴⁸.

Günümüzde ise teknolojinin ve üretim kapasitesinin gelişmesiyle birlikte fotovoltaiklerin verimlilikleri artmakta ve maliyetleri giderek azalmaktadır. 2012 yılı itibariyle güneşten üretilen enerjinin kWh başına birim maliyetinin, şebeke elektriğine denk olacağı öngörülmektedir.

⁴⁷ Solar Energy International, **Photovoltaics Design and Installation Manuel**, (Canada: New Society Publisher, 2004), 2.

⁴⁸ **age**, 2.

4.2.3. Fotovoltaik Sistemler

4.2.3.1. Ada Sistemleri

Fotovoltaik hücrelerin verimliliklerinin artmasıyla beraber 1950'li yıllarda sonra ilk olarak ada sistemleri tarz güneş enerjisi uygulamalarının yapımına başlanmıştır. İlk kullanım alanı şehirden uzak mekânlardaki telekom uygulamalarıdır. Özellikle elektrik şebekesinin ulaştırılamadığı yerlerde bu sistemleri kurmak, enerji güvenliğinin yanında maliyet açısından da büyük avantajlar getirmektedir. Bu sistemlerde temel mantık güneş panellerinden üretilen enerjinin akülerde depolanarak ihtiyaç duyulduğu zaman günün 24 saati istenildiği şekilde tüketiminin sağlanmasıdır. 2007 yılında kurulmuş olan fotovoltaik sistemlerin %8'i ada sistemleri şeklindedir. Ada sistemlerinin belli başlı uygulama alanları şu şekildedir:

- Güneş enerjili bahçe, sokak, cadde aydınlatmaları,
- Şebekeden uzak konutların enerji ihtiyaçlarının karşılanması,
- GSM baz istasyonları; televizyon radyo istasyonlarının enerji ihtiyaçlarının karşılanması,
- Trafik lamba ve işaretçilerinin enerji ihtiyaçlarının karşılanması,
- Yelkenliler ve teknelerin enerji ihtiyaçlarının karşılanması,
- Şebekenin ulaşmadığı yerlerde güneş enerjili sulama,
- Tatlı su temini, içme suyu üretimi.

4.2.3.2. Şebeke Bağlantılı Sistemler

Bu sistemlerde üretilen enerji akülerde depolanmadan anında şebekeye basılmaktadır. Özellikle 1990'lı yılların ikinci yarısı itibariyle dünya genelinde oldukça fazla uygulamaları yapılmaya başlanmıştır. Bu dönem itibariyle güneş paneli fiyatlarında meydana gelen ucuzlamalar ve devletlerin güneş enerjisi yatırımlarına vermiş oldukları teşvikler sayesinde bu sistemler dünya genelinde oldukça popüler hale gelmiştir. Bu teşvikler sayesinde sadece santral bazında uygulamalar değil, bireysel tüketicilerin, fabrika sahiplerinin ve alışveriş merkezlerinin kendi enerjilerini fotovoltaikten üretmeleri sağlanmıştır. Teşviklerin temelinde; evlerde, fabrika ya da alışveriş merkezlerinde güneşten üretilen enerjinin devlete satılması yer almaktadır. Yani devletten birim elektriği aynı fiyata alacaklar fakat çok daha pahalı bir fiyata

aynı birim elektriği devlete satacaklardır. Bu uygulama daha çok Avrupa’da geçerlidir. Amerika’da ise genelde hükümet “net metering” denen bir teşvik yöntemi uygulamaktadır. Güneş enerjisi sistemi kurulan yapılarda çift taraflı sayaçlar mevcuttur. Bu sayaçlar sayesinde üretilen ve tüketilen elektrik hesaplanabilmektedir. Üretilen elektrik tüketilenden fazla ise devlet ödeme yapacaktır. Harcanan üretilenden fazla ise aradaki fark kadar devlete ödeme yapılacaktır; yani mahsuplaşma olacaktır. Amerika’da ayrıca güneş enerjisi sistemleri kurulumu için eyaletler bazında değişmek üzere %50’ye varan hibe fonları da mevcuttur.

Dünya üzerinde şebeke bağlantılı sistemler gün geçtikçe çok daha fazla önem kazanmaktadır. 1994 yılında dünya üzerinde kurulmuş yeni pv sistemlerinin yalnızca %20’si şebeke bağlantılı iken, 2007 yılı itibarıyla bu rakam %90’dır. Dünya üzerinde bu uygulamalar öncü olan ülkeler Amerika, Almanya ve Japonya’dır⁴⁹.

4.2.4. Fotovoltaik Sistemlerin Avantaj ve Dezavantajları⁵⁰

Fotovoltaik güneş enerjisi sistemlerinin avantaj ve dezavantajları aşağıdaki şekilde sıralanmıştır:

4.2.4.1. Fotovoltaik Sistemlerin Avantajları

- Kurulan sistem hangi şartlarda olursa olsun devamlı olarak ihtiyaç olan enerji miktarını karşılayacak niteliktedir.
- Sistemler uzun ömürlüdür. Güneş paneli üreticileri ürünlerine minimum 20 sene performans garantisi vermektedirler.
- Fotovoltaik sistemlerin en önemli özelliği statik sistem olmalarıdır. Hareketli parçaları olmaması sebebiyle bakımsızdırlar.
- Hammaddeler olarak sonsuz kaynak güneşi kullanırlar. Başka bir yakıt ya da benzeri maliyeti yoktur.
- Ekstradan bir yakıt kullanmadıkları için patlamalara karşı güvenlidirler.
- Fotovoltaik sistemler hareketsiz ve sessiz çalışarak gürültü kirliliği yaratmazlar.

⁴⁹ Solar Generation, **age**, 23.

⁵⁰ Energy International **age**,3.

- Mevcut fotovoltaik sistemin ihtiyaç duyulan enerji tüketimini karşılayamaması durumunda sisteme yeni güneş paneli entegrasyonu çok kolaydır. Sistem istendiği şekilde büyütülebilir.
- Kurulacak fotovoltaik sistem elektrik kesintilerinden etkilenmeyecektir (ada sistemleri ile yedeklemeli akü sistemi bulunan şebeke bağlantılı sistemler için geçerlidir).
- Elektrik şebekesinin bulunmadığı yerlerde fotovoltaik ada sistemlerinin kurulması, o bölgeye elektrik şebekesi çekilmesinden ya da dizel jeneratör çalıştırılarak enerji ihtiyacının karşılanmasıyla çok daha az maliyetlidir.
- Enerji üretimi sırasında çevreye zararlı hiçbir atık oluşmamaktadır.

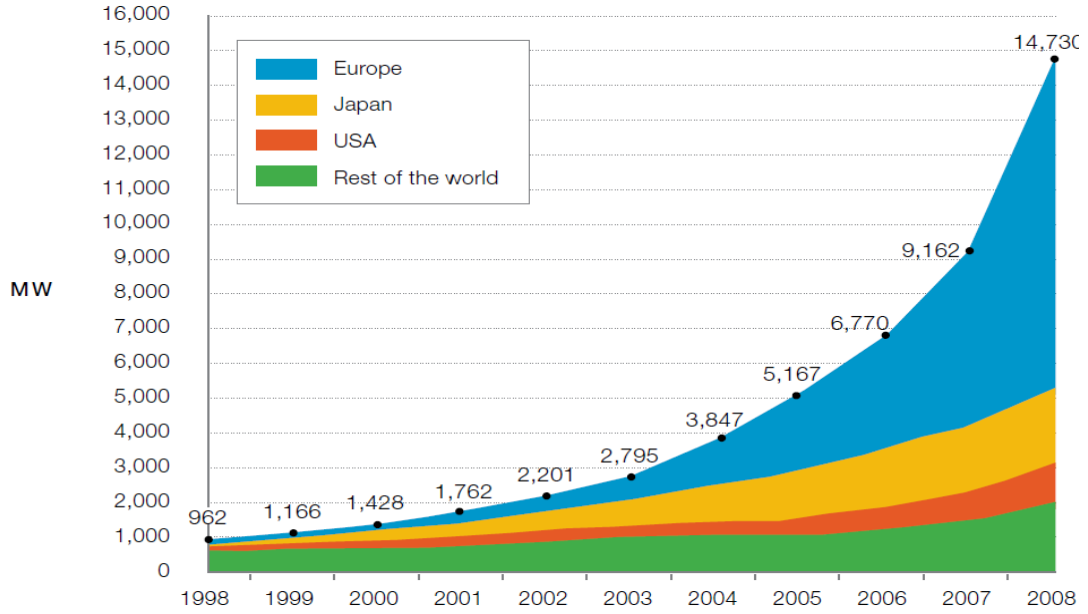
4.2.4.2. Fotovoltaik Sistemlerin Dezavantajları

- Diğer enerji kaynakları ile kıyaslandığında ilk yatırım maliyeti en yüksek enerji türüdür.
- Güneşten gelen radyasyon değeri sistemin kurulacağı enlem değerine göre değişiklik göstermektedir. Buna lokal hava şartları da eklendiğinde sistemin kurulacağı yere göre sistem tasarımına çok dikkat edilmelidir.
- Fotovoltaik sistemlerde enerji depolama için kullanılan aküler sistem maliyetini ciddi miktarda arttırmaktadır.
- Güneş panelleri verimleri ticari olarak %6 - %20 seviyesindedir. Yani güneşten gelen enerjinin en fazla %20'sini elektrik enerjisine dönüştürebilmektedir. Sistemler düşük verimli olduklarından dolayı kapladıkları alan fazladır.

4.2.5. Dünya’da Fotovoltaikler

Dünya’da fotovoltaik pazarı çok hızlı şekilde büyüyen bir pazardır. 1998 ile 2007 yılları arasında yıllık pazar büyüme hızı %35 civarındadır. 2000 yılı itibarıyla 1.200 MW olan dünya kurulu gücü, 2007 yılı sonunda 9.200 MW’ a, 2008 yılı sonunda ise 14.730 MW’a yükselmiştir. 2007 yılında PV market değeri 13 milyar EUR’ ya ulaşmıştır. Pazara giren yeni üreticilerle birlikte bu değer gün geçtikçe artmaktadır⁵¹.

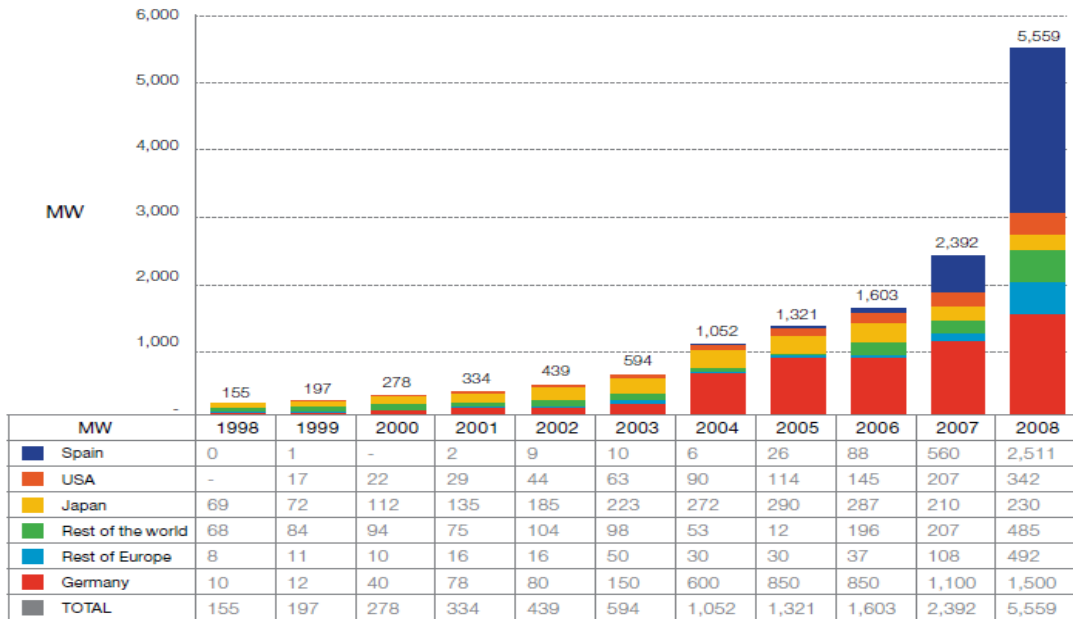
⁵¹ Solar Generation, age, 8.



Şekil 4.1 : Global Kümülatif PV Kurulu Gücünün Yıllara Göre Değişimi

Global Market Outlook Until 2013.

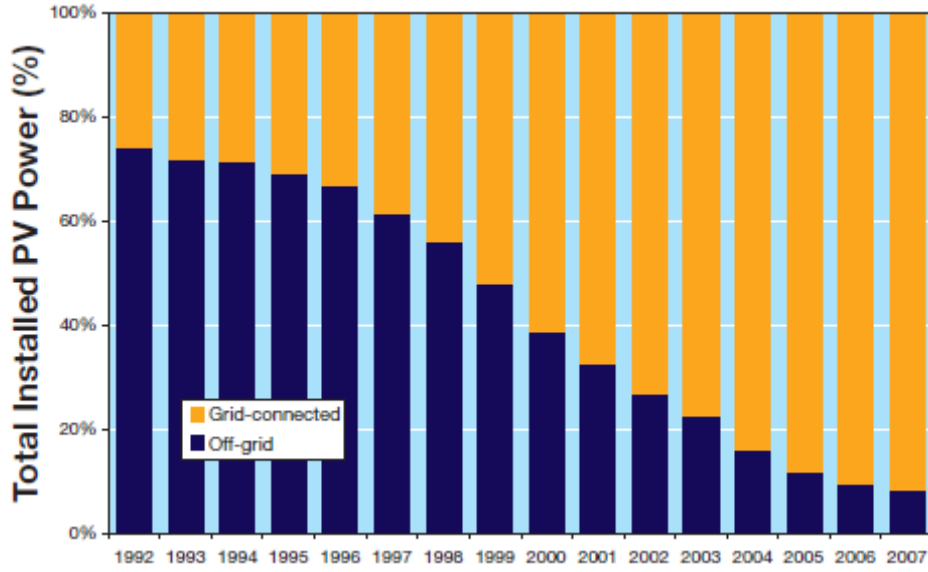
EPİA'nın yapmış olduğu çalışmaya göre 2008 yılı itibariyle global kümülatif fotovoltaik kurulu gücü 15 GW mertebesine ulaşmıştır. Avrupa ülkeleri bu anlamda 9 GW'ı aşkın kurulu gücüyle %65'in üzerinde bir paya sahiptir. Avrupa'yı sırasıyla %15 ile Japonya (2,1 GW), ve %8'lik pay ile ABD (1,2 GW) izlemektedir.



Şekil 4.2 : Yıllara Göre Kurulan PV Sistemleri

Global Market Outlook Until 2013.

2008 yılında kurulan PV sistemleri kurulu gücü, 2007 yılında kurulmuş olan sistem gücünün iki katından daha fazladır. Yukarıdaki grafikte de görüldüğü gibi sadece İspanya'nın 2008 yılında kurduğu PV sistemleri, 2007 yılında dünya üzerinde kurulmuş PV sistemlerinden daha fazla kurulu güce sahiptir. 2008 yılı sonu itibariyle dünyada kurulmuş olan sistemlerin %45'i İspanya'dadır (2.511 MW). İspanya'yı sırasıyla Almanya, Amerika ve Japonya takip etmektedir. PV sistemlerine yatırım yapmış diğer ülkeler ise İtalya (258 MW), Güney Kore (274 MW), Fransa (105 MW), Portekiz (50 MW) ve Belçika (48 MW)'dır⁵².



Şekil 4.3 : Ada Sistemleri ile Şebeke Bağlantılı Sistemlerin Toplam İçerisindeki Payları

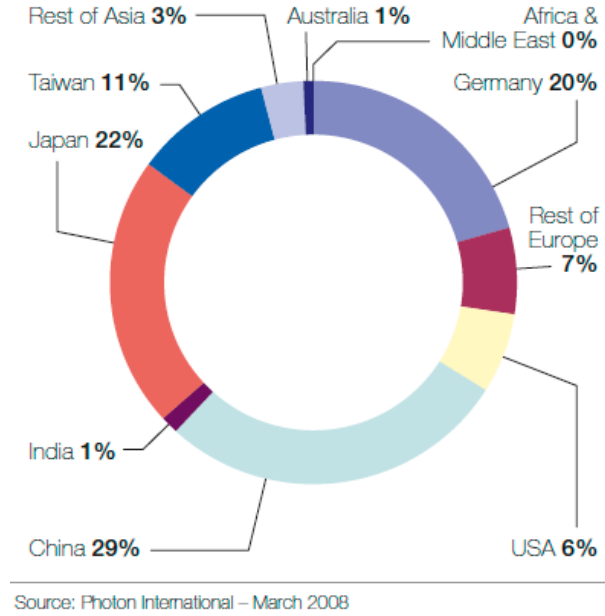
Trends in Photovoltaic Appl., 8.

IEA Fotovoltaik Güç Sistemleri Programı çerçevesinde PV sistemleri kurulu gücünün en fazla olduğu 19 ülkede yaptığı çalışmalara göre 2007 yılı boyunca kurulan ada sistemlerinin tüm fotovoltaik sistemlerin sadece %6'sını oluşturduğu sonucu ortaya çıkmıştır.

⁵² European Photovoltaic Industry Association (EPIA), **Global Market Outlook Until 2013**, (2009),4.

4.2.5.1. Dünyada Fotovoltaik Hücre ve Panel Üretimi

Dünya pazarında üretimi yapılan fotovoltaik hücrelerin %90'ının hammaddesini silikon oluşturmaktadır. Silikonun PV için eldesi, oldukça komplike ve maliyetli bir süreç gerektirmektedir. Bu nedenle PV hücreleri maliyetini etkileyen en önemli unsurların başında silikonun saflaştırılması gelmektedir. Yakın bir geçmişe kadar silikon endüstrisi, bilgisayarlar için yarı iletken silikon üretimi yapmaktaydı. PV endüstrisine ise çok cüzi bir hammadde yatırımı yapılmıştı. Fakat geçtiğimiz yıllarda PV sektöründe yaşanan olumlu gelişmeler ve yaygınlığının artmasıyla birlikte hammadde veren firmalar gözlerini bu sektöre çevirmişlerdir. 2007 yılı itibariyle silikon üretiminin yarısından fazlası güneş hücresi üretiminde kullanılmıştır⁵³.



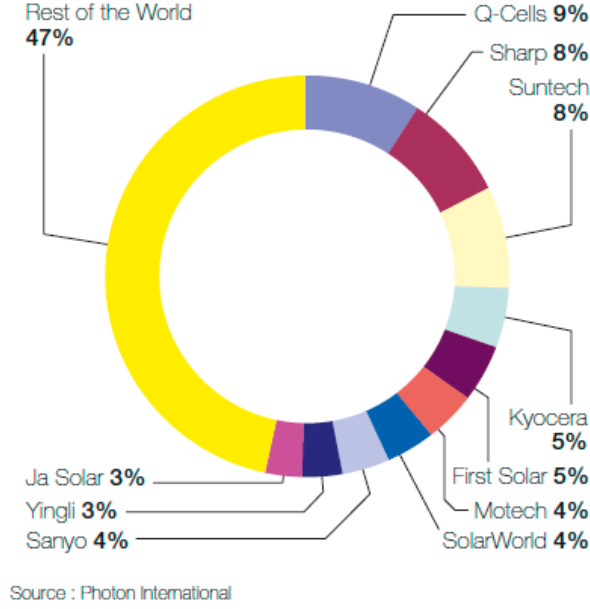
Şekil 4.4 : Bölgelere Göre 2007 Yılı PV Hücre Üretimi

Solar Generation V, 26.

Yukarıdaki grafik bölgelere göre PV hücre üretim yüzdelerini göstermektedir. Bu grafikten dünya üzerindeki en büyük marketin Çin olduğu görülmektedir. Çin marketinin en büyük özelliği büyük üretici firmalar yanında ufak kapasiteli çok sayıda küçük üretici firmanın bulunuyor olmasıdır. İkinci en büyük üretim bölgesi Avrupa'dır. Avrupa'da da en büyük üretim kapasitesi dünya üretiminin %20'sinin

⁵³ Solar Generation V, age, 26.

gerçekleştiği Almanya'dadır. Dünya PV üretiminin bir diğer merkezi ise %22'lik oran ile Japonya'dır. Japonya'da 2008 ile 2010 yılları arasında silikon üretimini arttırmaya yönelik 4,1 milyar Euro'luk yatırım yapılacağı öngörülmüştür⁵⁴.



Şekil 4.5 : PV Hücre Üreten 10 Büyük Firma

Solar Generation V,27.

Dünyada solar hücre üretimi yapan en büyük dört firmanın pazar payları Şekil 3.5'de verilmiştir. Bundan birkaç sene öncesine kadar pazarı BP Solar domine ederken bu durum pazara yeni giren Japon ve Avrupalı firmalar tarafından değiştirilmiştir. Yakın geçmişte pazar payı en yüksek üretici Japon Sharp firmasıydı. Fakat bu pazar payının önemli kısmını rakipler Alman Q-Cells ve SolarWorld ile Çin Suntech firmalarına kaptırdı. Sharp'ın 2005 yılındaki Pazar payı %23,6 iken; 2007'de bu pay %8,5'e kadar gerilemiştir. 2007 yılında Q-Cells, yeni market lideri olmuştur. 10 büyük firmanın 2006 yılındaki Pazar payı %75 iken 2007 yılında yeni firmaların pazara girmesi ile birlikte bu pay %53'e gerilemiştir⁵⁵.

Dünya PV pazarının büyümesinde, silikon maliyetlerinin azalması kadar devletlerin yenilenebilir enerjilere vermiş oldukları teşvikler de büyük pay sahibidir. Teşvikler sayesinde sistem kurulum maliyetlerinde düşüş olması yanı sıra güneşten üretilen

⁵⁴ age, 26.

⁵⁵ age,26.

enerjinin devlete yüksek fiyattan satılabilme imkanıyla sistem geri dönüş sürelerinde azalma yaşanmıştır ve sistemler yatırım açısından karlı hale dönüşmüşlerdir. Almanya’da 2004 yılında Yenilenebilir Enerji Yasası’nın çıkmasıyla beraber 2001 yılında 32 MW olan yıllık PV hücre üretim değeri, 2007 yılında 850 MW’a yükselmiştir⁵⁶.

4.2.5.2. Dünyada Teşvik Mekanizmaları

4.2.5.2.1. Feed-In Tariff (Belirli Bir Tarifeden Şebekeyi Besleme)

Her ne kadar daha önceden birçok teşvik yöntemiyle güneş enerjisi desteklenmeye çalışılmış olsa da arzu edilen başarı Feed-In Tariff ile gelmiştir. Bu teşvik sayesinde dünyanın birçok yerine göre güneşlenmesi kısır diyebileceğimiz Almanya, güneş enerjisinin en çok kullanıldığı ülke konumundadır. Feed-In Tariff’in temelini şu üç unsur oluşturmaktadır⁵⁷:

- Güneşten elektrik üretenler, ürettikleri enerjiyi genel elektrik şebekesine verme hakkına sahip olacaklardır.
- Güneşten elektrik üretenler, fosil yakıt ya da nükleerden enerji üretenlere göre çok daha cazip bir tarifeye tabi olacaklardır.
- Güneşten elektrik üretenler, belirli bir periyot boyunca bu tarifeden faydalanmaya devam edebileceklerdir.

Bu üç ana unsur her ülkenin kendi koşullarına göre şekillendirilmektedir. Bunu şekillendirmede etkili olan başlıca faktörleri arasında ülkenin güneşlenme verileri, sahip olduğu yasal düzenlemeler, birim elektrik fiyatları sayılabilir.

Almanya örneğini genel hatlarıyla belirtmek gerekirse 2008 yılı itibarıyla bir PV sistemi kuranlar, ürettikleri elektriği devlete sistemin kurulu gücünün büyüklüğüne göre €0,35/kWh ile €0,47/kWh arasında bir değerden 20 sene boyunca satma imkânına sahiptir. Bu 20 senelik süre sistemin kurulması itibarıyla başlamaktadır. Devletin vermiş olduğu bu teşvik, yenilenebilir enerji vergisi adı altında tüm elektrik kullanıcılarından finanse edilmektedir. Almanya’da her bir hanenin ödemiş olduğu bu vergi ortalama €1,25 gibi çok makul bir rakamdır.

⁵⁶ age, 27.

⁵⁷ age, 58.

Feed-In Tariff'te fotovoltaik sistem kurucuları birim sistemden ne kadar fazla enerji üretirse yatırım geri dönüş süresi o kadar kısalmaktadır. Bu sebeple sistemi kuran yatırımcılar en hızlı geri dönüşü, maksimum üretim değeri ve maksimum verimlilik ile çalışılması durumunda sağlayabilmektedir. Bu da sistem tasarımlarının mümkün olduğunca doğru ve üretim projeksiyonlarının gerçeğe en yakın olacak şekilde yapılmasını şart koşmaktadır.

Feed-In Tariff, yenilenebilir enerji yasasına dayandırılarak çıkarılmaktadır. Bu sebeple devlet tarafından güvence altına alınmıştır. Bu güvence sayesinde yatırımcıların finansal kaynak bulmaları kolaylaşmaktadır. Buna göre finansman sağlayan bankalar, yatırım geri dönüş sürelerini kolayca hesaplayıp buna uygun olarak kredilendirme imkânlarını sunabilmektedir.

Hükümetler açısından da bu tarz temiz enerji sistemlerini teşvik etmek oldukça büyük önem kazanmaktadır. Özellikle KYOTO protokolünün imzalanması ile birlikte birçok ülke hükümeti, ürettikleri sera gazı salınımını belirli sınırların altına düşürme konusunda taahhütte bulunmuşlardır. Bu taahhüdü yerine getirmek için yapılması gereken en önemli unsurlardan birisi de üretilen enerjiyi temiz ve yenilenebilir enerji kaynaklarından sağlamaktır.

4.2.5.3. PV Konusunda Öncü Ülkeler İle İlgili Genel Bilgiler

4.2.5.3.1. Almanya

Almanya, 2007 yılında 1.100MW ve 2008 yılında da 1.500MW'lık PV kurulumları ile kümülatif kurulu güç toplamını 5,1GW mertebesine çıkarmıştır. Yapılan bu uygulamalarda çatı üstü uygulamalar ve güneş enerjisi santralleri, teşviğin desteğiyle ön plana çıkmaktadır. The Renewable Energy Source Act (EEG) çok cazip teşvikler sunmaktadır. 30kWp kurulu güçten daha ufak çatı üstü uygulamalar için yıllara göre verilen teşvik şu şekildedir⁵⁸:

Tablo 4.1 : Almanya'da Yıllara Göre FIT'in Değişimi

Year	2003	2004	2005	2006	2007	2008
FIT (EUR/kWh)	0,46	0,574	0,545	0,518	0,492	0,4675

Trends in Photovoltaic Appl.

⁵⁸ International Energy Agency (IEA) **Photovoltaic Power System Programme (PVPS), Trends in Photovoltaic Applications** (Switzerland, 2008), 12.

Verilen bu oranlar 20 senelik periyotta geçerlidir. Daha büyük sistemler daha düşük teşvik almaktayken, bina cephesine entegre sistemler için kWh başına 0,05 EUR daha fazla teşvik verilmektedir. PV sistemleri fiyatlarındaki düşüş göz önüne alınarak her sene kurulacak yeni sistemler için %5'lik FIT düşüşüne gidilmektedir.



Şekil 4.6 : Mainz Futbol Stadyumu

Almanya’da 2003 yılı itibariyle 100.000 Solar Çatı programı sonlanmıştır. PV sistemlerine düşük faiz vermeyi öngören Solar Power Generation programı ise halen devam etmektedir. Bu program etrafında 2005 yılından beri 1.335 milyon EUR değerindeki 43.000 kredi ile 338,1 MW kurulu gücünde yatırım yapılmıştır. Sadece 2007 yılında 101,3 MW kurulu gücünde sistem kurulumu tamamlanmıştır.

2007 yılında yenilenebilir enerjinin elektrik sektöründeki payı, 2010 hedefi olan %15 seviyesini aşmıştır. Bunun sonucu olarak 2008 yılı ortasında toplanan Alman parlamentosu, yeni bir hedef oluşturmuştur: 2020 yılında yenilenebilir enerjinin payını %30 yapmak... Bu hedefte PV’ nin payı şu an Almanya’da üretilen enerjinin %4’ü kadardır.

4.2.5.3.2. İspanya

İspanya’da 2008 yılı içerisinde kurulan PV kapasitesi; 2008 yılında tüm dünyada kurulan PV gücünden daha fazla olmuştur. 2006 yılında FIT’in çıkmasıyla beraber hızlı bir gelişim gösteren PV’ de kurulan sistemlerin %95’i şebeke bağlantılı iken %5’i akülü sistemlerdir. İspanyol Huerta Solares yatırım şirketi 5 ile 100kWp arasındaki kurulumların önemli bir miktarına imza atmıştır. Kurulan bu sistemler İspanya PV kurulu gücünün %80’ine tekabül etmektedir. Popülaritesinin bu kadar fazla olmasının temel nedeni 100kWp altına verilen çok cazip teşviktir. Buna göre 100kWp kurulu güç altı için belirlenen FIT 0,440381 EUR/kWh; 100kWp üzeri kurulu güçteki sistemler için ise 0,229746 EUR/kWh’dir. 2007 yılı içerisinde FIT kapsamında yapılan ödemeler yaklaşık 200 Milyon EUR civarındadır (Bir önceki yılın 4 katı)⁵⁹.

İspanya pazarındaki bu hızlı büyüme, kontrolsüzlüğü de yanında getirmiştir. Daha önce PV kapsamında geliştirilen Government’s Renewable Energy Plan ve Royal Decree tarafından belirlenen amaçlar aşılmıştır. Bunun sonucunda da FIT kapsamında bir revizyona gidilmesi öngörülerek, özellikle ufak ölçekli uygulamaları ve binalara güneş enerjisinin entegrasyonunu amaçlayan yeni bir FIT belirlenmiştir. Buna göre 20kWp altı sistemler için 0,44 EUR/kWh, 21-200kWp arası sistemler için 0,39 EUR/kWh ve 200 kWp ve üstü sistemler için de 0,33 EUR/kWh FIT rakamları belirlendi. Bağımsız kurulan sistemler için verilen teşvik ise 0,31 EUR/kWh oldu⁶⁰.



Şekil 4.7 : Olmedilla de Alarcon PV Santrali

Nobesol, <http://www.nobesol.com>

⁵⁹ age, 15-16.

⁶⁰ age, 15-16.

Royal Degree, hazırlamış olduğu Technical Building Code kapsamında yapılarda güneş enerjisini kullanmayı mecburi kılmıştır. Buna göre yeni yapılan binalarda (ofis, devlete ait binalar, hastane vb.), bulunulan iklimsel bölgeye, kat alanına ve bina kullanımına göre minimum bir PV kapasitesi belirlenmiştir.

Dünyanın en büyük güneş enerjisi santrali İspanya’da bulunmaktadır. Nobesol tarafından yapılan Olmedilla de Alarcon PV Santrali 60 MWp kurulu güce sahiptir. Santralin kurulumunda 270.000 civarında güneş paneli ve 500 adet inverter (dönüştürücü) kullanılmıştır. Santral 2008 yılı Eylül ayında işletmeye alınmıştır⁶¹. Santral için yapılan yatırım tutarı 384 Milyon Euro olup; santral kurulumu 16 ay içerisinde tamamlanmıştır. Güneşten üretilen enerji miktarı yıllık 87.500 MWh’dir⁶².

4.2.5.3.3. Amerika Birleşik Devletleri

2007 senesinde yıllık PV kurulumu 207 MWp mertebesinde iken 2008 yılında bu değer %65 artarak 342 MWp’a yükselmiştir⁶³. Bu hızlı büyümenin temel nedeni Wal-Mart, Best Buy, Safeway, Home Depot ve Costco gibi büyük perakendecilerin PV santral kurulumuna girmeleridir. Şebeke bağlantılı sistemler kurulu kümülatif gücün yaklaşık %75’ini oluşturmaktadır. 2007 yılı itibariyle California, Birleşik Devletler’deki tüm PV kurulumlarının %70’ine ev sahipliği yapmaktadır. 2008 yılı itibariyle Birleşik Devletler kümülatif PV potansiyeli 1.070 MWp civarındadır.

2006 yılında devreye giren teşvik ile PV’ye yapılan yatırımın %30’u oranında bir indirim uygulanmaya başlanmıştır. Bu da senelik sistem başına maksimum 2.000 USD’lik bir hibeyi ifade etmektedir⁶⁴.

Eyalet hükümetleri ve elektrik kurumları kapsamında gelecek 15-20 sene içerisinde temiz enerji kullanımını arttırmak açısından bazı programlar oluşturulmuştur. Bu programlar kapsamında ihtiyaç duyulan elektrik enerjisinin %20 - %30’unun yenilenebilir enerjilerden karşılanacağı amaçlanmıştır. Birçok eyalet PV konusunda bu çerçevede çeşitli hedefler belirlemiştir:

⁶¹ Photovoltaic Applications and Technologies, <http://pvresources.com/en/top50pv.php> [10.10.2009].

⁶² Nobesol, <http://www.nobesol.com> [10.10.2009].

⁶³ Global Market Outlook, **age**, 4.

⁶⁴ PVPS, **age**, 18.

Tablo 4.2 : ABD Eyaletleri PV Kurulu Güç Hedefleri

Eyalet	Zaman Aralığı	Kurulu Güç
California	2018 itibariyle	3000 MW
Ney Jersey	2020 itibariyle	2300 MW
Marylad	2022 itibariyle	1500 MW
Massachusetts	2011 itibariyle	27 MW

Trends in PV Appl., 18

Bu bağlamda 2007 yılında kurulan PV kapasiteleri California’da 87,1 MWp, New Jersey’de 16,4 MWp, Nevada’da 14,6 MWp, Colorado’da 12,4 MWp ve New York’da 4,4 MWp olmuştur. Ayrıca eyaletler; yenilenebilir enerji eğitimleri, sosyal yardım, araştırma ve geliştirme gibi alanlar için de çeşitli indirimler uygulamaktadır⁶⁵.



Şekil 4.8 : Kuzey Amerika’daki En büyük PV Santrali, Nevada Çölü

Metaefficient, <http://www.metaefficient.com/news/north-americas-largest-solar-electric-plant-in-switched-on.html>

Verilen teşviklerle birlikte 2007 yılında kamu ölçekli PV sistem kurulumlarına çok büyük bir ilgi olmuştur. Birçok firma, konsorsiyumlar oluşturarak PV santral kurulumlarına başlamıştır. Bunlardan en önemlisi ve en büyük ölçeklisi Ontario Kanada’da kurulması planlanan 50 MWp gücündeki santraldir. Amerikan SunEdison firması ile Kanadalı Sky Power Corporation bu santralin kurulumu için güçlerini birleştirmişlerdir. Bunun yanında US AirForce, MMA Renewable Ventures LLC,

⁶⁵ age, 18.

SunPower ve Nevada Power Company tarafından Nellis Hava Kuvvetlerine kurulan 14 MW'lık PV santrali enerji ihtiyacının %25'ini karşılamaktadır.

4.2.5.3.4. Japonya

2006 yılında kurulan yıllık PV sistem gücü 287 MW iken 2007 yılında bu değer 210 MW'a düşmüştür. Bunun temel nedeni evsel uygulamalar verilen teşviğin sonlandırılmasıdır. 2007 yılında kurulan sistemlerin %90'ı büyük çoğunluğu teşviksiz olsa da evsel uygulamalardır. Geriye kalan 21MW'lık kısım ise endüstriyel uygulamalar ve kamu hizmetlerinden oluşmaktadır. Yeni yapılan kurulumların 2,6 MW 'lık kısmını araştırma ve demo uygulamaları oluşturmaktadır. Ada sistemlerinin kapladığı pay ise %1'den daha azdır. 2007 sonu itibariyle Japonya kümülatif PV kurulu gücü 2 GW mertebesine yaklaşmıştır⁶⁶.

Japonya Ekonomi, Ticaret ve Endüstri Bakanlığı, yeni nesil PV teknolojisi geliştirme amacıyla birçok saha testi yapımını öngören projeye destek sağlamıştır. Bu çerçevede 2007 yılı içerisinde, toplamda 21 MW kurulu güce sahip 374 PV sisteminin endüstriyel ve kamu alanlarında kurulumu tamamlanmıştır. Çevre Bakanlığı ise PV sistemlerinin tanıtımının yapıldığı birçok program düzenlemiştir. Bu programlar çerçevesinde bakanlıklar demo ve test sistemleri için 14.600 Milyon JPY; market canlandırma çalışmaları için ise 4.800 Milyon JPY'lik bir bütçe kullanmışlardır⁶⁷.

Bakanlık çapında bu tarz desteklerin olması yanında yerel yönetimler de PV teknolojisine bulundukları bölgenin şartları çerçevesinde destekte bulunmaktadır. PV'den üretilen elektriğin fazlasına teşvik verilmesi, PV kurulu evlere yeşil sertifika verilmesi, kurulu güç başına teşviklerin verilmesi gibi destekler bunlara örnek sayılabilir⁶⁸.

⁶⁶ PVPS, age, 13.

⁶⁷ age, 13.

⁶⁸ age, 13.



Şekil 4.9 : Jo-Town Rinku Hawaiian Köyü

PV Database, <http://www.pvdatabase.org>.

Güneş panellerinin Japonya’da en büyük kullanım alanının evler olması sebebiyle elektrik ekipman satıcıları, inşaat firmaları, çatıcılar, dış cephe kaplamacıları ve evler ile ilişkili benzer meslek grupları da ürün portföyleri arasına PV teknolojisini sokmaya başlamışlardır⁶⁹.

4.2.5.4. Güneş Enerjisi ve Türkiye’deki Yasal Düzenlemeler

Özellikle son yıllarda çeşitli enerji dar boğazlarının, petrol krizlerinin meydana gelmesi ile birlikte ve dünya üzerinde meydana gelen iklimsel değişiklikler sebebiyle birçok ülke enerji üretimi anlamında alternatif enerji üretim yöntemlerine yatırım yapmaya başladılar. Bu alternatif enerjilerin başını ise rüzgar ve güneş enerjisi çekmektedir. Zamanla çeşitli protokollerin (Kyoto Protokolü, vb.) imzalanması ile birlikte ülkelere ürettikleri sera gazı miktarında belirli kotalar konulmaya başlanmıştır. Bu kotaları aşan ülkeler ise cezaya çarptırılacaktır.

Dünyada bu gelişmeler olup biterken Türkiye’de yenilenebilir enerji çalışmaları, dünyayı ne yazık ki geriden takip etmektedir. Yenilenebilir ile ilgili ilk yasal düzenleme 10.5.2005 tarihinde kabul edilen ve 18.5.2005 tarihinde 25819 Sayılı Resmi Gazete’de yayımlanan 5346 sayılı “Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Elektrik Enerjisi Üretimi Amaçlı Kullanımına İlişkin Kanun” olmuştur. Ek 1’de bu kanun mevcuttur.

⁶⁹ age, 13.

5346 Sayılı Kanun’a göre yenilenebilir enerji tesisi kuran tüzel kişiler ürettikleri elektrik enerjisinin birim fiyatını her yıl için EPDK’nın belirlediği, bir önceki yıla ait Türkiye elektrik toptan satış fiyatına satacaktır. Uygulanacak bu fiyat 5 EuroCent/kWh’e tekabül eden TL karşılığından az; 5,5 EuroCent/kWh’e tekabül eden TL karşılığından fazla olamaz⁷⁰.

Şu an itibariyle devletin elektrik satış fiyatı ile yukarıda belirtilen teşvik değerleri birbirine hemen hemen eşittir. Bu sebeple aslında bakıldığında güneş enerjisi sistemleri için yeterli bir teşvik sayılmayacaktır.

2005 yılında kabul edilen bu kanun, 2007 Mayıs ve 2008 Temmuz aylarında çeşitli değişikliklere uğramıştır. 2008 yılı Kasım ayında Kütahya milletvekili Soner Aksoy, yasa ile ilgili değişiklik yapılmasına dair bir kanun teklifi hazırlamıştır. 2009 yılı Nisan ayında ise konu ile ilgili Sanayi, Ticaret, Enerji, Tabii Kaynaklar, Bilgi ve Teknoloji Komisyonu bir rapor hazırlamıştır. Ek 2’de Soner Aksoy’un hazırlamış olduğu teklif ile komisyonun hazırlamış olduğu rapor bulunmaktadır. 2005 yılında kabul edilen kanunda tüm yenilenebilir enerji kaynakları için tek bir satış fiyat değeri belirlenmişti. Ancak komisyonun hazırladığı güncel raporda ise her bir yenilenebilir enerji kaynağı için farklı rakamlarda teşvikler öngörülmektedir.

Tablo 4.3 : Komisyon Raporuna Göre Yenilenebilir Enerjilere Verilmesi Öngörülen Teşvik Miktarı

I Sayılı Cetvel		
Yenilenebilir Enerji Kaynağına Dayalı Üretim Tesis Tipi	İşletmedeki ilk 10 yıl için (Euro cent/kWh)	İşletmedeki ikinci 10 yıl için (Euro cent/kWh)
a. Hidroelektrik üretim tesisi	7	-
b. Karada rüzgar enerjisine dayalı üretim tesisi	8	-
c. Denizde rüzgar enerjisine dayalı üretim tesisi	12	-
ç. Jeotermal enerjisine dayalı üretim tesisi	9	-
d. Fotovoltaik güneş enerjisine dayalı üretim tesisi	25	20
e. Yoğunlaştırılmış güneş enerjisine dayalı üretim tesisi	20	18
f. Biyokütleyle dayalı üretim tesisi (çöp gazı dahil)	14	8
g. Dalga, akıntı, gel-git enerjisine dayalı üretim tesisi	16	

Sanayi, Ticaret, Enerji, Tabii Kaynaklar, Bilgi ve Teknoloji Komisyon Raporu.

⁷⁰ “Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Elektrik Enerjisi Üretimi Amaçlı Kullanımına İlişkin Kanun (5346 S.K.)”, Resmi Gazete, 25819 (Mayıs 2005).

Tez sonunda yapılacak olan fizibilite çalışması içerisinde fotovoltaiik güneş enerjisine dayalı üretim tesislerine verilecek olan teşviğın yukarıdaki tabloda yer alan değerler olduğu varsayılacaktır. Buna göre fotovoltaiik panellerden üretilen enerjinin kWh birim maliyeti ilk on sene 0,25 EUR; ikinci on sene ise 0,20 EUR olacağı kabul edilmiştir.

16 Temmuz 2009 tarih ve 27290 sayılı resmi gazete ile yürürlüğe giren Yeni Teşvik Uygulama Sistemi, bazı alanlara yatırım yapacak yatırımcılara çeşitli teşvik ve indirimler sağlamaktadır⁷¹. Çalışma boyunca yapılan fizibilite çalışması esnasında güneş enerjisi sistemlerinin de bu teşviklerden faydalanacağı ve ekipmanlara herhangi bir KDV ödemesi yapılmayacağı öngörülmüştür.

⁷¹ http://alomaliye.com/2009/a_utku_cakil_yeni_tesvik.htm [20.12.2009].

5.PROJENİN DEĞERLENDİRİLMESİ VE YATIRIM KARARININ ALINMASINDA KULLANILAN YÖNTEMLER

Yapılmış olan fizibilite çalışmaları neticesinde elde edilen sonuç ve değerlendirmeler sadece bir projenin kabul edilip edilmemesi ile ilgili değildir. Aynı zamanda alternatifler içerisinde hangi projenin daha karlı olduğunu ortaya çıkarıp bu proje yatırımının seçilmesine de yöneliktir. Proje fizibilitelerinde zaman kavramı yapılan çalışmanın sonucu üzerinde etkilidir. Bu sebeple öncelikle paranın zaman değerinin ne olduğunu açıklamak gerekir.

5.1. Paranın Zaman Değeri

Paranın zaman değeri, ister yatırım kararları isterse finansman kararları sırasında temel rol oynayan oldukça önemli bir kavramdır. Zaman geçtikçe nasıl her şey eskirse; para da zamanla beraber değer kaybetmektedir.

Yatırım ve finansmanla ilgili gittikçe artan seçenekler oluşmakta ve bu seçeneklerde farklı zaman noktalarında farklı miktarlarda para giriş çıkışları olmaktadır. Paranın zaman değeriyle ilgili hesaplamaları bilmeksizin ve bu giriş çıkışları sabit bir zaman noktasına indirgeyemeden bu seçeneklerin karşılaştırılıp doğru kararın verilmesi imkânsızdır⁷².

Enflasyon sıfır dahi olsa bugünkü 1 TL yarınki 1 TL'den daha değerlidir. Çünkü bir gün içerisinde bu para bankaya yatırılarak faiz elde edilebilir. Paranın değerlendirilememe durumu olsa dahi bugünkü 1 TL yarınki 1 TL'den yine daha değerlidir. Çünkü belirsizlikler ve riskler içerisinde bu paranın geri döneceği tam olarak kesin değildir.

Paranın zaman değeri ile ilgili olarak iki önemli kavram karşımıza çıkmaktadır; faiz ve iskonto (değerleme) oranı. Faiz, bir borç anlaşmasını ve paranın satışı ile ilgili

⁷² Nurban Aydın ve diğ, **Finansal Yönetim**, (Eskişehir: Anadolu Üniversitesi 2004), 23.

getiriyi tanımlamak için kullanılırken değerlendirme oranı ise, üretimde girdi olarak kullanılan sermayenin tahmini getiri oranıdır⁷³.

Paranın zaman değeri ile ilgili bu kavramları kısaca şu şekilde tanıtabiliriz

5.1.1. Basit Faiz

Faiz hesaplamalarında genellikle basit ve bileşik olmak üzere iki tip faizden bahsedilmektedir. Basit faiz, anaparaya ödenen faizin, anaparaya ilave edilmeden hesaplanan faizdir⁷⁴. Genellikle basit faiz kısa vadeli (bir yıla kadar) işlemlerde kullanılırken, bileşik faiz uzun vadeli işlemlerde kullanılır.

Basit faizde ödenecek ya da kazanılacak faiz anapara üzerinden hesap edilir. Faiz tutarı, aşağıdaki eşitlik vasıtasıyla hesaplanır⁷⁵;

$$I = P \times i \times n \quad (5.1)$$

P: Anapara, Başlangıç Sermayesi

I: Basit Faiz Miktarı

i: Devre Faiz Oranı

n: Süre

5.1.1.1. Basit Faizde Gelecekteki Değer

Anapara ile faizin toplamı anaparanın gelecekteki değerini ifade etmektedir.

$$S = P + I \quad (5.2)$$

S: Anaparanın Gelecekteki Değeri

$$S = P + (P \times i \times n) \longrightarrow S = P \times (1 + i \times n) \quad (5.3)$$

5.1.1.2. Basit Faizde Şimdiki Değer

Gelecekteki herhangi bir zamandaki bir paranın şimdiki değerini ifade etmektedir.

Bir diğer adı iskontolamadır. Gelecekte bir tarihteki paranın senetlerin vade tarihinden önce paraya dönüştürülmesinde de iskontolama işlemi yapılır⁷⁶.

⁷³ Selim Ay, **Elektrik Enerjisi Ekonomisi**, (İstanbul: Birsen,2008), 181.

⁷⁴ Öcal Usta, **İşletme Finansı ve Finansal Yönetim**, 3.bs, (Ankara: Detay Yayıncılık,2008) , 3.

⁷⁵ Aydın, **age**, 23.

⁷⁶ **age**, 25.

5.1.2. Bileşik Faiz

Bileşik faizde faiz getirisi sadece anapara üzerinden hesaplanmaz. Her devre kazanılan faiz anaparaya ilave edilerek faizin de faizi hesaplanmak suretiyle her devre değişen sermayeler üzerinden hesaplama yapılır⁷⁷. Bir diğer deyişle bileşik dönem sonunda kazanılan faizin çekilmediği sürece anaparaya ilave edilerek anapara ve faizin toplamı üzerinden hesaplanan faizdir⁷⁸.

5.1.2.1. Bileşik Faizde Gelecekteki Değer

Bir yatırımın faiz gelirini elde ettikten sonraki değeridir. Yani bugünkü paranın belirli bir faiz oranı üzerinden belirli bir süre sonra ulaşacağı değeri ifade etmektedir⁷⁹.

$$S = P \times (1 + i)^n \quad (5.4)$$

Gelecekteki değerın hesaplanmasında yukarıdaki formüle alternatif olarak pratik olması açısından Bileşik Değer Faiz Faktörü Tablosu (Gelecek Değer Tablosu) da kullanılmaktadır. Tabloda çeşitli yıllar ve faiz hadlerine göre 1 TL'nin n sene sonra kümülatif olarak kaç TL'ye tekabül edeceğini gösteren değer okunmaktadır. Bu değer yıl ve faiz haddinin kesiştiği rakamdır.

$$1 \text{ TL'nin Bileşik Değeri: CVIF} = (1+i)^n \quad (5.5)$$

Tablo 5.1 : Bileşik Değer Faiz Faktörü Tablosu

Yıllar (%)	1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	1,010	1,020	1,030	1,040	1,050	1,060	1,070	1,080	1,090
2	1,020	1,040	1,061	1,082	1,102	1,124	1,145	1,166	1,188
3	1,030	1,061	1,093	1,125	1,158	1,191	1,225	1,260	1,295
4	1,041	1,082	1,126	1,170	1,216	1,262	1,311	1,360	1,412
5	1,051	1,104	1,159	1,217	1,276	1,338	1,403	1,469	1,539

⁷⁷ age, 28.

⁷⁸ Usta, age, 4.

⁷⁹ age, 4.

5.1.2.2. Bileşik Faizde Bugünkü Değer

Bugünkü değer, gelecekte gerçekleşmesi beklenen bir nakit akımının zaman değerini ve katlanılan risk derecesini yansıtan uygun bir iskonto oran ile bugüne indirgenmiş değeridir⁸⁰. Bir başka deyişle bugünkü değer, gelecekte elde edilecek getirileri belli bir faiz ya da iskonto oranından başlangıç yılına indirgemektir.

Bugünkü değeri bulma genellikle iskonto olara olarak adlandırılır. Faiz oranına iskonto oranı adı verilir.

$$P = \frac{S}{(1+i)^n} \quad (5.6)$$

Bugünkü değerin hesaplanmasında yukarıdaki formülün yanında tablo yardımı ile hesaplama yapmak da mümkündür. Tabloda bugünkü değer faiz faktörünün çeşitli faiz hadleri ve çeşitli yıllarda aldığı değerler gösterilmektedir. Bugünkü değer tablosunu kullanarak istenilen değer çok daha pratik olarak hesaplanır.

$$1 \text{ TL'nin Bugünkü Değeri: } PVIF = 1/(1+i)^n \quad (5.7)$$

Tablo 5.2 : Bugünkü Değer Faiz Faktör Tablosu

Yıllar (%)	1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	0,990	0,980	0,971	0,962	0,952	0,943	0,935	0,926	0,870
2	0,980	0,961	0,943	0,925	0,907	0,890	0,873	0,857	0,842
3	0,971	0,942	0,915	0,889	0,864	0,840	0,816	0,794	0,772
4	0,961	0,924	0,889	0,855	0,823	0,792	0,763	0,835	0,708
5	0,951	0,906	0,863	0,822	0,784	0,747	0,713	0,681	0,650

5.1.3. İskonto (Değerleme) Oranı

Yukarıda belirtildiği gibi iskonto oranı yapılacak bir yatırımdan beklenen getiri oranını göstermektedir. Değerleme oranı geleceğe dönük projeksiyonu ifade etmektedir. Bu sebeple bu oran yatırımcı tarafından öngörülen bir değerdir. Değerleme oranı ile gelecekteki nakit akışları bugünkü değere indirgenir⁸¹.

⁸⁰ Usta, age, 4.

⁸¹ Ay, age, 34.

Kredi alınarak yapılacak olan yatırımlarda borç faizi dikkate alınarak, iskonto oranı biraz daha yüksek öngörülür. Ayrıca iskonto oranı belirlenirken bir risk puanının (kur riski, enflasyon riski, vb...) da eklenmesi gereklidir⁸².

Değerleme oranını etkileyen parametreler şunlardır⁸³;

- Sermaye maliyeti (özsermaye ve borçlanma maliyetleri yüksekse değerleme oran da yüksek seçilir).
- Yatırımcının kamu ya da özel sektör oluşu (özel sektörde birinci amaç kar iken kamu sektöründe hizmet ön plandadır. Bu nedenle kar hedefleri farklı olabilir).
- Fon (faiz) değerlerinin yüksek oluşu, yatırım için düşünülen sermayeye daha yüksek değerlemenin öngörülmesine yol açar.
- Yatırım tutarı da iskonto oranını etkiler. Büyük tutarlı yatırımların risk puanı da fırsat maliyeti de küçük ölçekli olanlara göre yüksektir. Bu da değerleme oranının yüksek seçilmesine yol açar.
- Karlılık analizleri sırasında geleceğe ilişkin olumsuz öngörüler ortaya çıkarsa, riskleri dengelemek için değerleme oranının yüksek tutulması gerekir.
- Genel vergi mevzuatı ve kur politikaları, maliyetleri ve giderleri yakından etkileyeceğinden, ekonomik senaryolarda dikkate alınan ve değerleme oranını şekillendiren parametrelerdir.
- Piyasanın genel risk bileşenleri; maliyet enflasyonu, genel enflasyon, kur, ekonomik daralma, durgunluk içinde enflasyon, yüksek kredi faizleri, ülkenin düşük ve eksi büyüme hızı ve işsizlik oranı değerleme oranının yüksek seçilmesine neden olabilir.

Pratikte iskonto oranının belirlenmesinde şu yollar izlenir⁸⁴;

- Sermaye maliyetinin üzerine bir miktar (%) pay konularak iskonto oranı tayin edilebilir.
- Son 5 yılın piyasa getiri oranlarının (hazine bonusu, mevduat faizi, devlet tahvili, vb...) ağırlıklı ortalaması alınabilir.

⁸² age, 35.

⁸³ age, 182.

⁸⁴ age, 184.

- Yatırım projesinin ömrüne bağlı olarak bir zaman diliminde ayrı, kalan zaman diliminde ayrı iskonto değeri alınabilir.
- Yatırım türüne ve başlangıç maliyetine göre farklı iskonto oranları seçilebilir.
- Maliyetlerin gelişimi (iç ve dış kökenli hammadde maliyetlerinin seyri) kestirilerek iskonto oranı seçilebilir.
- Aynı üretim sektöründeki firmaların hissedarlarının ortalama (%) gelirleri iskonto oranına referans oluşturabilir.
- Firmanın mali yapısı (borç stoğu, sermaye yapısı, vb...) iskonto oranını etkiler.
- Geleceğe dönük enflasyon öngörüsü iskonto oranını etkiler.
- Kredi kaynaklarının % payları ve faiz oranları ile özsermayenin % payı ve özsermaye maliyeti ağırlıklı ortalama alınarak iskonto oranını belirler.
- Sabit riskleri, iç ve dış piyasadaki rekabet riskleri, kur politikalarındaki riskleri vb. yansıtacak şekilde belirlenen bir risk puanı önceden hesaplanarak iskonto oranı üzerine eklenebilir.

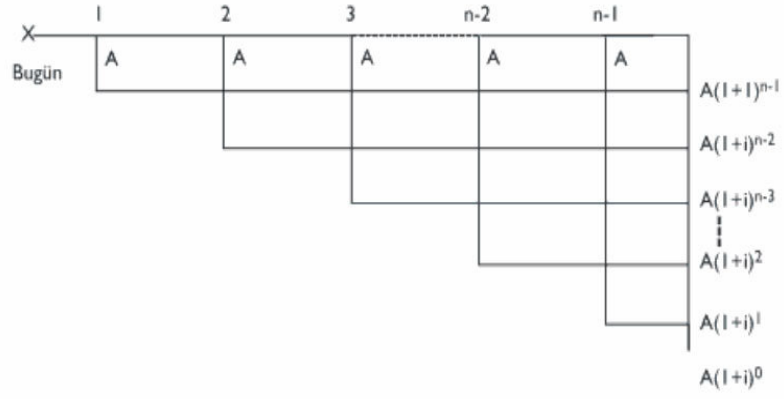
5.1.4. Anüite

Anüite, belirli bir zaman süresi içinde eşit aralıklarla verilen ya da alınan eşit ödemeler dizisidir. Ödeme aralıklarının eşit olması yanında, vade boyunca faiz de değişmemektedir. Kira ödemeleri, tahvil faizleri, eşit taksitlerle geri ödenecek kredi ödemeleri anüiteye örnek olarak verilebilir. Anüiteler ödemenin başlama noktasına göre devre başı ve devre sonu olarak gruplandırılır⁸⁵.

5.1.4.1. Anüitenin Gelecekteki Değeri

Anüitenin gelecek değerinin ne olduğunu aşağıdaki şekil üzerinden anlatalım. A her devre alınacak ya da verilecek eşit taksitleri, n devre sayısını, i ise faiz oranını ifade etmektedir. Aşağıdaki şekilde paranın **ödemesinin dönem sonunda** yapıldığı kabul edilmiştir.

⁸⁵ Aydın, age, 32.



Şekil 5.1: Dönem Sonu Ödemeli Anüitenin Gelecekteki Değeri

Finansal yönetim, yazarlar, 32.

Bu şekile göre anüitenin gelecekteki değeri (AGD) her bir ödemenin gelecekteki değerlerinin toplanmasıyla hesaplanmaktadır. Buna göre ;

$$AGD = A + A (1+i) + A (1+i)^2 + A (1+i)^3 + + A (1+i)^{n-2} + A (1+i)^{n-1} \quad (5.8)$$

hesabıyla AGD bulunur. Fakat bu hesap çoğu zaman pratik bir yöntem değildir. AGD'yi formülize etmek gerekirse;

$$AGD = A \frac{(1+i)^n - 1}{i} \quad (5.9)$$

şeklinde yazılabilir.

Paranın **dönem başında** hesaba yatırıldığını kabul edersek hesap şu şekilde değişecektir;

$$AGD = A (1+i) + A (1+i)^2 + A (1+i)^3 + + A (1+i)^{n-1} + A (1+i)^n \quad (5.10)$$

Bu hesabı formülize ettiğimizde;

$$AGD = A \frac{[(1+i)^n - 1](1+i)}{i} \quad (5.11)$$

oluşmaktadır.

5.1.4.2. Anüitenin Bugünkü Değeri

Belirli bir süre boyunca dönem sonlarında eşit tutarlarda elde edilen veya faize yatırılan bir paranın bugünkü toplam değerinin hesaplanmasıdır⁸⁶. Kiracınızın n sene boyunca yatacağı kira miktarının bugünkü eşdeğeri buna örnek verilebilir. Eğer kiracınız ödemeleri **dönem sonunda** yapıyor ise anüite;

$$ABD = A \frac{[(1+i)^n - 1]}{(1+i)^n i} \quad (5.12)$$

olarak hesaplanır.

Eğer kiracının ödemesi **dönem başında** ise anüite;

$$ABD = A \frac{[(1+i)^n - 1]}{(1+i)^{n-1} i} \quad (5.13)$$

formülü ile hesaplanır.

5.1.5. Enflasyon Oranı ve Faiz Oranları

Enflasyon, zaman içinde mal ve hizmet fiyatlarının ortalama düzeyinin yükselmesidir. Farklı zaman noktalarında mal ve hizmetlerin fiyatlarının karşılaştırılması, paranın satın alma gücündeki değişimler nedeniyle anlamlı olmayacaktır. Bu durumda mal ve hizmetlerin nominal değerleri yerine reel değerlerinin kıyaslanması gereklidir. Faizin de enflasyondan etkilenmesi kaçınılmazdır. Enflasyonun bulunduğu ortamlarda, fon arz edenlerin nominal faizden çok reel getiriyi bilmeleri gereklidir. Nominal faiz finansal varlığın üzerinde yazılı olan faiz oranıdır. Reel faiz ise enflasyondan arındırılmış faizdir ve arz edenin satın alma gücündeki artışı ifade eder⁸⁷.

Reel faiz oranı ekonomide tasarruf hacmi ve sermayenin verimliliği gibi uzun süreli faktörlere bağlıdır. Bu sebeple genellikle değişmez özelliklidir. Enflasyon ise sürekli dalgalanma gösterebilir. Enflasyon riskinin yüksek olduğu yerlerde nominal faiz oranı, enflasyondaki değişim oranına bağlı olarak belirlenir. Ekonomist Irving Fisher nominal faiz, reel faiz ve enflasyon oranı arasındaki ilişkiyi şu şekilde belirtmektedir⁸⁸;

⁸⁶ Serdar Kabukcuoğlu, “Herkes İçin Fizibilite”, (Ankara: 2005), 127.

⁸⁷ Aydın, **age**, 38.

⁸⁸ **age**, 38.

$$(1 + RealFaizOranı) = \frac{(1 + NominalFaizOranı)}{(1 + EnflasyonOranı)} \quad (5.14)$$

5.2. Finansal Analiz Modeli

Finansal analiz modelinde girilen çeşitli parametreler (enflasyon oranı, eskalasyon oranı, vb...) ile finansla fizibilite göstergelerinin (Net Bugünkü Değer, İç Verim Oranı, vb...) hesaplanması sağlanmaktadır. Bu parametrelerin ve göstergelerin tanım ve formülizasyonunu yapmadan önce, aşağıdaki halleri yatırımın varsayımları olarak belirtmek doğru olacaktır⁸⁹;

- İlk yatırım yılı sıfırdır.
- İlk yatırım maliyetleri ve verilen krediler sıfırıncı dönemde verilmiş; enflasyon ve eskalasyon oranları ise birinci yıl itibariyle geçerlilik kazanmıştır.
- Nakit akışları her senenin sonunda olmaktadır.

5.2.1. Borç Ödemeleri

İlk yatırım esnasında alınan borç veya krediler için borç vadesi süresince yapılan ödemeleri ifade etmektedir. Yıllık borç ödemesi şu formülle hesaplanır⁹⁰;

$$D = C \cdot f_d \cdot \frac{i_d}{1 - \frac{1}{(1 + i_d)^{n'}}} \quad (5.15)$$

D: Yıllık ödenecek borç miktarı

C: Projenin ilk yatırım maliyeti

f_d : Borç oranı

i_d : Efektif yıllık borç faiz oranı

n' : Borç ödeme vadesi

Yıllık borç ödeme miktarı aslında iki ana bileşenden oluşmaktadır⁹¹;

⁸⁹ RetScreen International, **Clean Energy Project Analysis**, (Canada: 2005), 62.

⁹⁰ **age**, 62.

⁹¹ **age**, 62.

$$D = D_{p,n} + D_{i,n} \quad (5.16)$$

$D_{p,n}$: Anaparanın faizi

$D_{i,n}$: Ödemelerin faizi

5.2.2. Nakit Akımı Tablosu

Nakit akımı tablosu, işletenin bir dönem içerisinde kasa hesabında meydana gelen değişmeyi ifade etmektedir. Tüm nakit girişlerinin bir gelir oluşturmaması (sermaye arttırımı gibi) ve tüm nakit çıkışlarının da bir gider olmaması (borç ödemesi gibi) sebebiyle nakit akım tablosu gelir tablosundan farklıdır. Bu tablo işletmenin nakit olarak sağladığı kaynakların ve kullanış yerlerinin dökümünü içermektedir⁹².

Projenin yaşam süresi boyunca karlılığının ve nakit durumunun değerlendirilebilmesi için projenin neden olduğu nakit giriş ve çıkışlarının bilinmesi gerekmektedir. Bu amaçla nakit akım tablosunun hazırlanması gerekmektedir. Yatırım önerisi karlılığının değerlendirilmesinde hazırlanacak olan proforma nakit akım tablosunda borçların anapara ödemeleri yer almayacaktır⁹³.

Bir işletmenin nakit kaynakları şu şekilde sıralanabilir⁹⁴;

- Satışlardan elde edilen nakit
- Diğer faaliyetlerden olağan gelir ve karlardan dolayı elde edilen nakit
- Olağandışı gelir ve karlardan sağlanan nakit
- Kısa vadeli yabancı kaynaklardaki artışlardan sağlanan nakit
- Uzun vadeli yabancı kaynaklardaki artışlardan sağlanan nakit
- Sermaye arttırımından sağlanan nakit
- Diğer nakit girişleri

Bir işletmenin dönem içi nakit çıkışları ise şu şekilde sıralanabilir⁹⁵;

- Maliyetlerden kaynaklanan nakit çıkışları
- Faaliyet giderlerine ilişkin nakit çıkışları

⁹² Mehmet Bolak, **İşletme Finansı**, (İstanbul: Birsan Yayınevi, 2005), 21.

⁹³ İ. Doğan Kargül, **Yatırımlarda Proje Analizi**, (İstanbul: Rem Ofset Matbaacılık, 1996), 130.

⁹⁴ Usta, **age**, 98.

⁹⁵ **age**, 98.

- Diğer faaliyetlerden olağan gider ve zararlara ilişkin nakit çıkışları
- Finansman giderlerinden dolayı nakit çıkışı
- Olağandışı gider ve zararlardan dolayı nakit çıkışı
- Duran varlık yatırımlarına ilişkin nakit çıkışları
- Kısa vadeli yabancı kaynak ödemeleri
- Uzun vadeli yabancı kaynak ödemeleri
- Ödenen vergi ve benzerleri
- Ödenen temettüleri
- Diğer nakit çıkışları.

İşletmenin dönem içi nakit girişleri ile dönem içi nakit çıkışları arasındaki fark nakit artış veya azalışını göstermektedir. Aynı şekilde dönem sonu nakit mevcudu ile dönem başı nakit mevcudu arasındaki fark nakit artış veya azalışıdır.

Proje faaliyetlerini bir bütün olarak görmek açısından proforma gelir ve proforma nakit akım tabloları birleştirilerek bütünleşik bir proforma gelir ve nakit akım tablosu oluşturulabilir. Aşağıda bu tablo gösterilmektedir.

Tablo 5.3 : Proforma Gelir ve Nakit Akımları Tablosu

	Projenin Yaşam Devri (Kuruluş + Yaşam Dönemi)					
	t ₀	t ₁	t ₂	t ₃		t _n
1. Gelirler (Hurda Değeri Dahil)						
2. İlk Yatırım Gideri						
3. İşletme Giderleri (Amortisman, faiz hariç)						
4. Faiz						
5. Amortisman (1-3-4-5)						
6. Brüt Kar (İşletme Dönemi)						
(6xVergi Oranı)						
7. Vergi (6-7)						
8. Net Kar ((8+5)-2)						
9. Net Nakit Akımı						

Doğan Kargül, 131.

5.2.3. Gelir Vergisi ve Amortisman

Gelir, bir gerçek kişinin bir takvim yılı içerisinde elde ettiği, tasarruf ya da harcamasına kaynak teşkil eden her türlü kazanç ve iratların safi tutarıdır. 193 Sayılı Gelir Vergisi Kanunu'na göre gerçek kişilerin elde ettiği gelirler gelir vergisine tabidir⁹⁶.

Yıllık faaliyet birikimleri tahmin edilirken amortisman, hesaplamaların dışında tutulmuştur. Amortisman, vergi matrahından düşülebilir bir giderdir. Satın alınan makina-donanımın amortismanı vergiden koruyucu bir rol oynamaktadır⁹⁷.

İşletmelerin almış oldukları ürünler zamanın geçmesiyle beraber eskiyecekler ve yenileriyle değiştirilme gereği duyulacaktır. Eskime iki şekilde olabilmektedir⁹⁸;

- Fiziksel Eskime: Maddi varlıklar, yıllar boyu kullanılması sebebiyle aşınma, yıpranma, kırılma, bozulma gibi fiziksel eskimeye maruz kalırlar. Yılların geçmesi ile birlikte sıklaşan arızalar üretimde de kesintilere neden olabilir.
- Fonksiyonel Eskime: Yeni üretilen ekipmanlar mevcut elimizde bulunan ekipmanlara göre daha teknolojik ve daha verimli üretim yapıyor olabilir. Mevcut ekipmanın hiçbir arızası olmamasına rağmen eski teknolojiye göre üretim yapması fonksiyonel olarak eskidiği sonucunu ortaya çıkarır.

Eskiye ekipmanların yenileriyle değiştirilmesi bir gerekliliktir. İşletmeler her yıl kullandıkları araç ve gereçler için belirli paylar ayırırlar. Bu paylar bir fonda toplanır ve zamanı geldiğinde yeni araç ve gereç alımında kullanılır⁹⁹.

Bir varlığın amortismanına tabi olmasının koşulları Vergi Usul Kanunu'nda şu şekilde belirtilmiştir¹⁰⁰;

- Envantere kayıtlı olması
- İşletmede bir yıldan daha uzun süreli kullanılması
- Kullanılma sonucu yıpranma aşınma, kıymetten düşme veya demode olması
- Tutar olarak her yıl belirlenen minimum değerin üzerinde olması.

⁹⁶ Selim Ay, **age** 98.

⁹⁷ Akif Emiroğlu, **Ticari Açıdan Yatırım Projeleri**, (İstanbul: Motif Matbaası,2002), 119.

⁹⁸ Selim Ay, **age**, 101.

⁹⁹ **age**, 102.

¹⁰⁰ **age**, 102.

Amortisman paylarının ayrılması, gelir vergisi matrahının düşmesi bakımından işletmeye bir vergi avantajı sağlamaktadır. Gelir tablosunun gelir vergisi ile ilgili satırında bu durumu görebiliriz¹⁰¹;

Tablo 5.4 : Gelir Tablosu Vergi Matrahı ile ilgili Kısım

.....

Vergi Öncesi Nakit Akışı
<u>– Amortisman Payları</u>
Vergiye Tabi Gelir (Vergi Matrahı)
Gelir Vergisi = Vergiye Tabi Gelir x Vergi Oranı
Vergi Sonrası Nakit Akışı = Vergi Öncesi Nakit Akışı – Gelir Vergisi

Gelir tablosunun yukarıda gösterilen ilgili kısmında da görüldüğü üzere amortismanın sağladığı vergi tasarrufu, amortisman payları ile vergi oranının çarpımına eşittir.

Amortisman hesabının temel parametreleri şunlardır;

- Amortisman payı ayrılacak olan varlığın satın alma fiyatı ya da varlık değeri (fatura bedeli)
- Bu varlığın ekonomik ömrü (hizmet süresi), N
- Varlığın öngörülen hurda değeri, HD
- Seçilecek amortisman hesap yöntemi
- Amortisman paylarına enflasyon etkisini yansıtmak için kullanılan düzeltme katsayısı

Ekonomik ömür olağan çalışma şartlarında bir varlık için geçmiş yılların deneyimleri sonucu elde edilen ortalama çalışma değerleridir¹⁰².

Hurda değeri ise bir varlığın veya yatırımın ekonomik ömrünü tamamladıktan sonra ya da firma tarafından elden çıkarıldığında getireceği gelir miktarını ifade etmektedir¹⁰³.

¹⁰¹ age, 102.

¹⁰² age, 104.

¹⁰³ age, 110.

5.2.3.1. Amortisman Yöntemleri

5.2.3.1.1. Sabit Yüzdeli Basit Amortisman Yöntemi

Bu yöntemde amortisman varlık maliyet bedeli ile hurda değeri farkının varlığın ömrüne bölünmesi ile belirlenen miktar, amortisman payı olarak ayrılır¹⁰⁴. Bu yöntemde her yıl ayrılan amortisman payı aynıdır. Bu amortisman yöntemini belirleyip Maliye'ye bildirmiş işletmeler, ilerleyen yıllarda diğer amortisman yöntemlerini kullanamazlar¹⁰⁵. Yıllık amortisman payı sabit yüzdeli basit amortisman yöntemine göre şöyle hesaplanır;

$$\text{Yıllık Amortisman Payı} = \frac{\text{Varlık Değeri} - \text{Hurda Değeri}}{\text{Ekonomik Ömür}} \quad (5.17)$$

5.2.3.1.2. Azalan Bakiyeler Yöntemi

Bu yöntemde amortisman oranı varlığın defter değerine uygulanmaktadır. Defter değeri, varlığın maliyet bedeli ile o ana kadar birikmiş amortismanı arasındaki farka eşittir. Amortisman oranı yıllar itibariyle aynı korunur. Uygulama oranı olarak sıklıkla sabit yüzdeli basit amortismanın bir buçuk ya da iki katı seçilir¹⁰⁶.

İşletmeler isterse diledikleri bir yılda bu yöntemden sabit yüzdeli amortisman yöntemine geçebilirler. Yıllık amortisman payı azalan bakiyeler yöntemine göre şöyle hesaplanır;

$$\text{Yıllık Amortisman Payı} = \frac{2 \times (\text{Varlık Değeri} - \text{O Tarihe Kadar Birikmiş Amortisman Payları})}{\text{Ekonomik Ömür}} \quad (5.18)$$

5.2.3.1.3. Üretim Hacmi Üzerinden Amortisman Ayırma Yöntemi

Her döneme düşen amortisman miktarı, işletmenin o dönemdeki üretim hacmi ile orantılı olarak hesaplanmasıdır. İşletme hangi yılı ele alırsa, amortisman hesabında o

¹⁰⁴ Emiroğlu, age, 121.

¹⁰⁵ Ay, age, 113.

¹⁰⁶ Emiroğlu, age, 122.

yıl içinde çalışılan saati baz alacaktır. Uygulamada çok sık karşılaşılmayan bir yöntemdir¹⁰⁷.

5.2.3.1.4. Hızlandırılmış Amortisman

Uygulamada vergi amacıyla en çok kullanılan amortisman yöntemlerindendir. Bu yöntemde varlığın ekonomik ömrünün ilk yıllarında daha yüksek oranlarda amortisman payı ayrılmaktadır. Daha sonraki yıllarda ise bu oran azalarak devam etmektedir. Yatırımda ilk yıllarda sağlanan net nakit girişinin daha yüksek olması, bu yüksek nakit girişlerinin yeniden yatırımlara ayrılarak ileriki yıllarda da toplam net nakit girişlerinin yüksek olmasını sağlanmaktadır¹⁰⁸.

5.3. Paranın Zaman Değerini Dikkate Almayan Statik Teknikler

5.3.1. Ortalama Karlılık Oranı Yöntemi

Ortalama karlılık oranı, vergiden sonraki ortalama karın yatırım tutarına oranı olarak tanımlanmaktadır¹⁰⁹. Bu oran yatırımcının toplam yatırımın (özsermaye + borçlar) karlılığını mı yoksa özsermayenin karlılığını mı istediğine bağlı olarak toplam yatırım ya da özsermaye üzerinden hesap edilir¹¹⁰.

$$\text{Yatırım Üzerinden Karlılık} = \frac{\text{Net Gelir}}{\text{Yatırım Tutarı}} \quad (5.19)$$

$$\text{Özsermaye Üzerinden Karlılık} = \frac{\text{Net Gelir}}{\text{Özsermaye}} \quad (5.20)$$

Hesaplanan karlılık oranı kullanıcı için kabul edilen asgari bir karlılık oranı ile karşılaştırılarak projenin kendi başına kabul edilip edilemeyeceği kararlaştırılır. Bunun yanında projeler arasında seçim yapılırken de karlılık oranı büyük olan projeye öncelik verilir¹¹¹. Alternatif projeler arasından seçim yaparken bir genelleme

¹⁰⁷ age, 122.

¹⁰⁸ age, 122.

¹⁰⁹ Kargül, age 134.

¹¹⁰ Usta, age, 4.

¹¹¹ Kargül, age, 135.

yapılmak isteniyorsa, yatırımın ömrü boyunca tüm yılların karlarının ortalaması alınarak ortalama karlılık hesaplanır¹¹².

Karlılık oranının doğru hesaplanabilmesi için, projenin öngörülen ekonomik ömründen en uygun normal bir yılın seçilmesi büyük önem taşır¹¹³.

Karlılık yöntemi, bir projenin yatırım karlılığının ve özellikle ömrü kısa olan projelerin karlılığının hızla hesaplanmasında yararlı bir araç olarak kullanılabilmesinin yanında bazı sınırlamaları da mevcuttur. Bu sınırlamalar şu şekildedir¹¹⁴;

- Yalnız bir yılın bilgilerine dayandığı ve proje ömrünün diğer yıllarını dikkate almadığı için, yaklaşık bir yöntem olarak kabul edilmektedir.
- Gerçek anlamda projenin hayat süresini temsil edecek yılı seçmek pek kolay olmayabilir.
- Net karların ve giderlerin bir projenin ekonomik ömrü içerisindeki zaman dağılımını göstermez.

Bu yöntemde yaşam süreleri arasındaki farklılık hesaba katılmaz. Yani ilk yatırım maliyeti aynı olan iki projeden birinin 10 yıllık ekonomik ömrü boyunca getireceği kar ile alternatifinin 5 sene ekonomik ömrü boyunca getireceği karın aynı olduğu düşünüldüğünde her ikisinin de ortalama kar oranı zaman kavramından bağımsız eşit olacaktır.

5.3.2. Geri Ödeme Süresi Yöntemi

Projenin geri ödeme süresi, başlangıçta yatırılan paranın geri alındığı süredir. Başlangıçta yatırılan paranın ileriki yıllarda elde edilecek nakit akışları ile kaç yılda geri alınacağını ölçer. Bu yöntemde geri ödeme süresi kısa olan proje seçilir. Tek bir yatırım üzerine hesaplama yapılıyor ve çıkan süre beklenen süreden kısa ise proje kabul edilir. Genelde beklenen süre yatırımın ekonomik ömrüdür¹¹⁵. Yatırım projelerinin geri ödeme süreleri kısaltıkça yatırımın daha az riskli olacağı ve likiditesinin artacağı düşünülür. Geri ödeme süresi yöntemi ile karlılık ölçülmez; sadece bir zaman kavramıdır. Geri ödeme süresi bir yatırımın kendini ne kadar hızlı

¹¹² Usta, **age** 34.

¹¹³ **age**, 33.

¹¹⁴ **age**, 33.

¹¹⁵ Kabukçuoğlu, **age** 131.

geri ödeyebileceğini gösterir¹¹⁶. Yani geri ödeme süresi yöntemi temelde projenin karlılığından çok projenin likiditesini göstermektedir¹¹⁷.

Geri ödeme süresi sonrası oluşacak nakit akışları ve hurda değeri bu yöntemde değerlendirilmemektedir. Hâlbuki bu nakit akışları yatırıma karar verilmesi sürecindeki önemli unsurlardan olabilir. Ayrıca paranın zaman değerine bu yöntemde bakılmaz. Bunlar yöntemin dezavantajları olarak görülmektedir. Bununla beraber çok fazla kullanılan bir yöntemdir. Her ne kadar tek başına kullanılmıyor olsa da diğer analiz yöntemlerinin bir parçası olarak kullanılması mümkündür. Likiditeyi önemseyen yatırımcılar veya geleceği riskli görünen sektörlerle yapılan yatırımlar için de kullanılabilir bir yöntemdir¹¹⁸.

Geri ödeme süresini formülize etmek gerekirse:

$$\text{Geri Ödeme Süresi} = \frac{\text{Yatırım Tutarı}}{\text{Yıllık Net Nakit Girişi}} \quad (5.21)$$

$$\text{Geri Ödeme Süresi} = \frac{\text{Yatırım Tutarı} - \text{Hurda Değeri}}{\text{Yıllık Net Nakit Girişi} + \text{Yıllık Amortisman Payları}} \quad (5.22)$$

Yıllık net nakit girişlerinin kümülatif toplamının yatırım tutarına eşit olduğu yıl sayısı, yatırımın geri ödeme süresini verir.

Geri ödeme süresinin üstünlükleri şunlardır¹¹⁹;

- Geri ödeme süresi, anlaşılması ve uygulaması kolay basit bir yöntemdir.
- Geri ödeme süresi hesaplanırken ayrılan amortismanlar, yıllık net nakit girişlerine ilave edildiğinden uygulanan amortisman yöntemi yatırım projelerinin öncelik sırasını etkilememektedir.

¹¹⁶ Aydın, **age**, 177.

¹¹⁷ Tarık Gedik, Kadri Cemil Akyüz, İlker Akyüz, “Yatırım Projelerinin Hazırlanması”, **Bartın Orman Fakültesi Dergisi**, c.7, s.7(2005): 55.

¹¹⁸ Kabukçuoğlu, **age**, 131.

¹¹⁹ Aydın, **age**, 178.

- Belirli koşullar altında geri ödeme süresi yatırımın iç karlılık oranının tahmininde kullanılır.
- Geri ödeme süresi yöntemine göre kendini en kısa sürede amorti eden proje seçildiğinden dolayı en az riskli bulunan yatırım projesi seçilmiş olur.
- Likidite sıkıntısının bulunduğu işletmeler geri dönüş süresi en kısa olan projeyi seçerek likidite sorununu çözebilirler.

Bu yöntemin üstünlükleri bulunması yanında bazı dezavantajları da mevcuttur¹²⁰;

- Bu yöntem paranın zaman değerini göz önüne almamaktadır.
- Geri ödeme sonrasındaki nakit akışları dikkate alınmamaktadır.
- Bu yöntem geri ödeme süresi en kısa olan yatırım projelerine öncelik vermesi sebebiyle işletme için stratejik öneme sahip yatırım projelerine öncelik vermemekte, işletme ortakları varlıklarını maksimum yapma çabasını göz ardı etmektedir.
- Yatırım karlılığını ölçmeden projenin likidite durumunu göz önünde tutar, geri ödeme süresi içindeki karların veya nakit akımlarının zaman içerisindeki dağılımlarına dikkat etmez¹²¹.

Geri ödeme süresi yöntemi, özellikle istikrarsız, geleceği belirsiz ve teknolojinin sürekli gelişme içerisinde olduğu sektörlerdeki yatırım projelerinin değerlendirilmesinde kullanılmaktadır.

5.4. Paranın Zaman Değerini Dikkate Alan Dinamik Teknikler

Dinamik yöntemler, adından da anlaşılacağı üzere yapılan değerlemelerde zaman kavramını da içerisine almaktadır. Bu sayede statik tekniklerde zaman kavramının hesaplamalara dâhil edilmemesi sebebiyle meydana gelen aksaklıklar dinamik yöntemlerle giderilmiştir. Paranın zaman değerini dikkate alan dinamik yöntemler iskonto edilmiş nakit akış yöntemleri olarak da adlandırılırlar¹²².

Yatırım projelerinde yapılan tüm harcamalar, genellikle bir yıl içerisinde gerçekleşmezler ve projenin yapımı sırasında dönem dönem ortaya çıkarlar. Projenin

¹²⁰ age, 178.

¹²¹ Usta, age, 35.

¹²² Aydın, age, 179.

getirileri ise aynı şekilde dönem dönem tahsil edilirler. Farklı dönemlerde tahsil edilen gelirler ve yapılan harcamalar aynı değerde olmazlar. Bu yüzden türdeş bir zaman dilimine indirgenmeleri gerekir¹²³. Bu yöntemde nakit akımları, akımın gerçekleştiği dönem göz önüne alınarak bugünkü değere dönüştürülür.¹²⁴ Dinamik değerlendirme yöntemlerinde projenin ekonomik ömrü ve ekonomik ömür süresince elde edilen hâsılat ve tüm maliyetlerin tahmin edilmesi gereklidir. Ayrıca yapılan bu değerlemede projenin hurda değeri de önem kazanmaktadır.

5.4.1. Net Bugünkü Değer Yöntemi

Yatırımın ekonomik ömrü boyunca sağlayacağı para girişlerinin önceden belirlenmiş bir iskonto oranı ile bugüne indirgenmiş değerleri toplamı ile yatırım için yapılan harcamaların bugünkü değerleri toplamı arasındaki farka yatırımın net bugünkü değeri denir¹²⁵. Bir başka deyişle bir yatırımın net bugünkü değeri, belli bir iskonto oranına göre indirgenmiş gelirlerin toplamı ile indirgenmiş giderlerin toplamı arasındaki farktır¹²⁶. Bu yöntemde göre net bugünkü değer pozitif ise yatırım kararı alınır. Sıfır ya da negatif olması durumunda ise bu projeye yatırım yapılmaz.

$$\text{Net Bugünkü Değer} = \frac{\text{İndirgenmiş Net Gelirler}}{1} + \frac{\text{Hurdanın Bugünkü Değeri}}{1} - \frac{\text{İndirgenmiş Giderler Toplamı}}{1}$$

$$\text{NBD} = \sum_{t=0}^n \frac{Bt}{(1+r)^t} + \sum_{t=0}^n \frac{H}{(1+r)^t} - \sum_{t=0}^n \frac{Ct}{(1+r)^t} \quad (5.23)$$

Bt : t yılındaki nakit girişi

H : t yılındaki hurda değeri

Ct : t yılındaki nakit çıkışı

r : İskonto oranı

n : Yıl

Net Bugünkü Değer Yönteminde gelecek yıllardaki para giriş ve çıkışlarının şu anki zaman dilimine indirgenmesi gerekmektedir. Bu sebeple bu yöntemde iskonto

¹²³ Gedik, **age**, 56.

¹²⁴ Kargül, **age**, 137.

¹²⁵ Kabukçuoğlu, **age**, 133.

¹²⁶ Emiroğlu, **age**, 331.

oranının belirlenmesi çok önemlidir. İskonto oranı yatırımdan beklenen verim oranını göstermektedir¹²⁷. Yüksek iskonto oranlarında ekonomik ömürlerinin ilk yıllarında daha fazla net gelir sağlayan projeler tercih edilirken, düşük iskonto oranlarında nakit girişlerinin zaman içindeki dağılımları çok önemli değildir. Genellikle iskonto oranının işletmenin sermaye maliyetinden daha düşük olmaması gereklidir.

Net bugünkü değer yönteminde iskonto oranının belirlenmesinde şu yaklaşımlar kullanılmaktadır;

1. Yatırım finansmanının tamamı özkaynaklardan karşılanacaksa, kullanılacak kaynakların iskonto oranı, bu kaynakların alternatif yatırım alanlarından vazgeçilmesinin yaratacağı fırsat maliyetidir. Fırsat maliyetinin en iyi göstergesi piyasalarda oluşan faiz oranıdır¹²⁸.
2. Yatırım finansmanı tamamen yabancı kaynaklardan karşılanacaksa iskonto oranı Merkez Bankası'nın uzun dönemli borçlar için uyguladığı faiz oranlarıdır.
3. Yatırım finansmanının özkaynak ve yabancı kaynaklardan eşit ya da farklı oranlarda sağlanması durumunda özkaynak - yabancı sermayeli kaynak maliyetinin ağırlıklı ortalamasına göre bir iskonto oranı belirlenir.

Net bugünkü değer yönteminin bazı üstünlük ve sakıncaları vardır. Bu yöntemin üstünlüklerini kısaca şu şekilde sıralayabiliriz¹²⁹;

- Yöntem, paranın zaman değerini hesaba katmaktadır.
- Projenin tüm yaşam süresi göz önünde tutulur¹³⁰.
- Yöntemin piyasa iskonto haddi ve nakit akışları doğru tahmin edildiğinde uygulaması kolaydır¹³¹.
- Nakit giriş ve çıkışları, istenen verim oranı ya da sermaye maliyetiyle indirgendiğinden, yatırımların finansmanı konusu da işleme dâhil edilmiştir.
- Bu yöntemde risk unsuru kolaylıkla işleme dâhil edilebilir.

¹²⁷ Gedik, **age** 56.

¹²⁸ **age**, 56.

¹²⁹ Aydın, **age**, 180.

¹³⁰ Usta, **age**, 38.

¹³¹ M. Zeki Uslu, Yıldırım Beyazıt Önal, **Yatırım Projeleri**, (Adana: Karahan Yayınları, 2007), 261.

Net bugünkü değer yönteminin sakıncalı yanlarını ise şöyle özetleyebiliriz¹³²;

- Kullanılan iskonto oranı önceden belirlenmekte ve yıllar itibariyle hiç değişmeyeceği kabul edilmektedir. Yöntemin bu sakıncası her sene farklı iskonto oranı kullanarak giderilebilir.
- Farklı büyüklükteki yatırım projelerinin karşılaştırılmasında bu yöntem uygun değildir.
- Yatırım projelerinin gerçek karlılığını göstermez, ancak kabul edilmiş karlılık oranının üzerinde kalan projeleri dikkate alır¹³³.

5.4.2. İç Karlılık Oranı Yöntemi

İç geri dönüş hızı ya da iç verim oranı yöntemi olarak da adlandırılan bu yöntemde amaç bir yatırım projesinin net bugünkü değerini sifıra eşitleyen iskonto oranını bulmaktır. Bu yöntemde yatırım tutarı ile projenin faydalı ömrü boyunca sağlayacağı net nakit akışını eşitleyen indirgeme oranı aranmakta ve bulunan bu oran norm kabul edilen oranla karşılaştırılarak değerlendirme yapılmaktadır¹³⁴.

$$İKO = \sum_{t=0}^n \frac{Bt}{(1+r)^t} = \sum_{t=0}^n \frac{Ct}{(1+r)^t} \quad (5.24)$$

İç karlılık oranının yani iskonto oranının hesaplanması, sına - yanıma ve enterpolasyon yolu ile yapılabilir. Bunun için önce tahmini bir iskonto oranı alınır. Formülde yerine koyarak sifıra eşitlenmeye çalışılır. Bulunan pozitif değeri veren r iskonto oranı ile pozitif değeri ve negatif değeri veren r iskonto oranı ile negatif değeri arasında enterpolasyon yapılarak r iskonto oranı bulunabilir¹³⁵.

İç karlılık oranı işletme tarafından istenen minimum getiri oranından veya işletme sermaye maliyetinden büyük ise proje kabul edilebilir. Yani sınır kabul edilen oran, en azından sermaye piyasasındaki uzun dönemli borçlara uygulanan gerçek faiz oranına eşittir¹³⁶. Yine alternatif yatırım projelerinden iç karlılık oranı en yüksek olan projeye yatırım yapılması doğrudur. Yalnız bu oranın minimum kabul edilen sınırın üzerinde bir oran olması gereklidir.

¹³² Aydın, **age**, 181.

¹³³ Usta, **age**, 39.

¹³⁴ Elçin Taş, **Ekonomik Fizibilite Çalışması**, (2009), 39.

¹³⁵ Gedik, **age**, 57.

¹³⁶ Usta, **age**, 39

Her ne kadar paranın zaman değerini göz önüne alarak değerlendirmeler yapılıyor olsa da, iç karlılık oranı yönteminin de bazı sakıncaları mevcuttur¹³⁷;

- Nakit girişlerinin pozitif ve negatif değerler alması durumunda birden fazla iç karlılık oranı söz konusu olacaktır.
- Yatırım tesis süresinin ve ekonomik ömrünün uzun olduğu ve yatırımın ekonomik ömrü boyunca nakit akışlarının dalgalanmalar gösterdiği durumlarda, iç karlılık oranının hesaplanması zorlaşmaktadır.
- Projenin ekonomik hayatı boyunca oldukça önemli olabilecek negatif net nakit akımı mevcut ise, iç karlılık oranı yöntemi güvenilir değildir¹³⁸.

5.4.3. Karlılık Endeksi (Fayda/Maliyet Oranı) Yöntemi

Fayda maliyet oranı olarak da ifade edilen karlılık endeksi yatırımın ekonomik ömrü boyunca sağlayacağı nakit girişlerinin bugünkü değerleri toplamının, yatırım harcamalarının bugünkü değerleri toplamına bölünmesiyle bulunur¹³⁹.

$$\text{Karlılık Endeksi} = \frac{\text{Gelecekteki Net Nakit Girişlerinin Bugünkü Değeri}}{\text{Nakit Çıkışlarının Bugünkü Değeri}} \quad (5.25)$$

$$\text{KE} = \frac{\sum_{t=0}^n \frac{Bt}{(1+r)^t} + \sum_{t=0}^n \frac{H}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^n \frac{Ct}{(1+r)^t}} \quad (5.26)$$

Proje net girdilerinin şimdiki değeri ile net çıkışlarının şimdiki değeri arasındaki oran olarak belirtilen karlılık endeksi yöntemine göre, projenin kabul edilebilir olması için bu oranın 1'den büyük olması gereklidir. Birden fazla yatırım projesinin olduğu durumlarda ise en büyük karlılık endeksine sahip projeye yatırım yapılmalıdır. Karlılık endeksinin net bugünkü değer yöntemine göre en büyük üstünlüğü yatırım tutarı farklı büyüklükte olan projeleri kıyaslayabiliyor olmasıdır.

¹³⁷ Aydın, **age**, 184.

¹³⁸ Usta, **age** 42.

¹³⁹ Aydın, **age**, 185.

6. KARAAĞAÇ ANTAKYA YÖRESİ 1 (BİR) MWp KURULU GÜÇTE FOTOVOLTAİK GÜNEŞ ENERJİSİ SANTRALİ FİNANSAL FİZİBİLİTE ETÜDÜ

6.1. Projenin Tanıtılması

Projenin Adı: Hatay Karaağaç Belediyesi 1 MWp Kurulu Güçte Fotovoltaik Güneş Enerjisi Santrali Kurulumu

Projenin Sınıfı: Elektrik Enerjisi Santrali.

Yatırımcı Kuruluşun Adı:

Sermaye: 2.596.566 EUR.

Genel Yatırım Tutarı: 2.596.566 EUR. Genel yatırım tutarının %75'i dış kaynaklar tarafından finanse edilecektir.

Projenin Yatırım Tutarı: 2.596.566 EUR.

Kuruluş Yeri: Karaağaç Belediyesi, Hatay Şehri.

Başlama ve Bitiş Tarihi: 10.10.2010 – 01.04.2011

Taahhüt Edilen Ekonomik Ömür: 20 yıl

6.2. Projeyle İlgili Ayrıntılı Bilgiler

6.2.1. Projenin Konusu

2005 yılında kabul edilen ve 2007 yılında üzerinde bazı değişiklikler yapılan “Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Elektrik Enerjisi Üretimi Amaçlı Kullanımına İlişkin Kanun” a göre tüzel kişiler kuracakları yenilenebilir enerji santrali ile ürettikleri elektrik enerjisini şebekeye satabilecek ve bunun karşılığında belirlenen tarife üzerinden bir gelir elde edeceklerdir. Bu projede Hatay Karaağaç'ta fotovoltaik güneş panellerine dayalı bir üretim tesisi kurulması öngörülmektedir. Yukarıda belirtilen kanunda tüm yenilenebilir enerjilere aynı değerde bir tarif belirlenmiştir.

Fakat 2009 yılı itibariyle TBMM'ye sunulan ve bu kanunda değişiklik yapılmasını öngören kanun teklifinde her bir kaynak için farklı bir tarifieden bahsedilmektedir. Yapılan bu fizibilite çalışmasında ki hesaplamalar ekte yer alan ve mevcut kanunda değişikliği öngören bu kanun teklifinde fotovoltaiik için önerilen rakamlar üzerinden yapılacaktır (Bkz. Ek 2).

6.2.2. Projenin Amacı

Hatay'ın Karaağaç belediyesinde kurulacak olan güneş enerjisi sistemi ile güneşten üretilen elektrik enerjisi direk olarak bölgedeki dağıtım A.Ş.'ye satılacaktır. Bunun karşılığında da mevcut yasa değişikliği teklifinde yer alan değerler kadar gelir elde edecektir. Yasaya göre üretilen enerjinin 20 sene boyunca ilgili dağıtım şirketi tarafından alımı garanti edilmiştir. Bu sayede yatırımcı tüzel kişi uzun vadeli ve düzenli bir gelir kaynağına sahip olacaktır. Diğer yatırım alanları ile kıyaslandığında güneş enerjisinin en büyük avantajı güneş ışığının dünya var oldukça daimi olması ve enerji üretimini sağlayan güneş panellerine 20 sene boyunca üretici firma garantisi verilmesidir. Bu sebeple bu yatırım minimum riskli olarak görünmektedir.

6.2.3. Alt Yapı

Santral bağlantılarını yapılabileceği trafo ve şalt tesisi, araziden yaklaşık 800m uzaklıkta bulunmaktadır. Santralin kurulacağı arazi düz zemindir. Herhangi bir eğim mevcut değildir. Zemin yapısı topraktır. Ekstradan bir zemin düzenleme ve düzleştirme ile ilgili bir masraf yapılmayacaktır.

6.2.4. Yer Seçimi

Kurulacak olan güneş enerjisi santrali için İskenderun'un Karaağaç Belediyesi seçilmiştir. Yerin İskenderun'da seçilmesinin en büyük nedeni daha önceden kiralanmış fakat řu an itibariyle atıl durumda bulunan bir arazinin bulunuyor olmasıdır. Bu arazi 29 sene itibariyle yatırımcı firma adına kiralanmıştır.

Bir diğer önemli sebep ise İskenderun'un güneşlenme değerlerini oldukça fazla olmasıdır. Türkiye ortalama güneş ışıınım değeri 1311 kWh/m².yıl iken İskenderun Karaağaç'ta bu değeri 1772 kWh/m².yıl'dır.

Güneş santralinin kurulacağı arazi düz bir zemine sahiptir. Bu da sistem montajını kolaylaştırması nedeniyle maliyeti azaltan unsurlar arasındadır.

Arazinin bir başka önemli özelliği ise ilçe merkezine ve trafoya yakınlığıdır. Özellikle trafoya yakın olması sebebiyle üretilen enerjinin iletim ve dağıtım kayıpları oldukça az olacaktır. Mevcut trafo kullanımı ekstra trafo yapım maliyetini ortadan kaldıracaktır.

6.2.5. Proje Kapasitesi

Kurulacak olan fotovoltaik güneş enerjisi santrali 1 MWp kurulu gücündedir. Güneş panellerinin kapladığı alan 20.150m²'dir. Toplam 8.265 adet 121Wp Sharp ince film güneş paneli ve 8 adet 100kW'lık Ingecon Sun 100 inverter kullanılmıştır. Güneş panellerinin zemine montajında alüminyum konstrüksiyon kullanılmıştır. Güneş panellerinin birbirine bağlanması ve enerjinin bağlantı noktalarından invertere taşınmasında özel DC kablolar; inverterden trafoya enerji taşınmasında ise özel enerji taşıma kabloları kullanılmıştır.

6.2.6. Yurtiçi Arz Talep

Türkiye enerji konusunda maalesef ki kendi bağımsızlığını ilan edememiştir. Tezin başında verilen bilgilerde görüldüğü gibi ihtiyaç duyduğu enerjinin çok büyük bir miktarını dış kaynaklardan karşılamaktadır. Türkiye 2006 yılı itibariyle 26,76 milyon tep (ton eşdeğer petrol) enerji üretimi gerçekleştirmesine rağmen aynı yıl tüketilen enerji miktarı yaklaşık olarak 99,82 milyon tep değerini almıştır. Kendi kaynaklarımızla üretmiş olduğumuz enerji, enerji talebinin ancak %26'sını karşılamaktadır. Yabancı kaynakların enerji tüketimimizdeki payı her geçen yıl daha da artmaktadır.

2007 yılı itibariyle Türkiye kurulu gücü 40,8 MW seviyesine gelmiştir. Üretilen enerjinin %66,7'si fosil yakıtlardan oluşurken %32,8'i hidroelektrik santrallerinden oluşmaktadır. Geriye kalan kısım ise jeotermal ve rüzgâr enerjisi gibi yenilenebilir enerji kaynaklarının oluşturduğu paylardır.

2006 yılı itibariyle enerji tüketiminde petrol %32'lik, doğalgaz ise %28'lik bir paya sahiptir. Bu kaynakların üretimdeki payları ise sırayla %8,5 ve %3,1'dir. Aradaki fark ithalat yolu ile kapanmaktadır.

Güneş enerjisinin ise şu an itibariyle toplam kurulu gücü 2 MW civarındadır. Bu değer bu kadar düşük olmasının temel nedeni güneş enerjisinin yatırım maliyetinin

tüm enerji kaynakları içerisinde en fazla olması ve güneş enerjisi yatırımları için bir teşvik mekanizmasının bulunmamasıdır.

6.2.7. İthalat

Güneş enerjisi santralinde kullanılacak olan temel ekipmanlar yurtdışından ithal edilmişlerdir. Güneş paneli olarak Sharp markası tercih edilmiştir. Ürün Japon menşelidir. İnverter ve verilerin izlenmesi ve kaydedilmesi konusunda İspanyol Ingeteam firması tercih edilmiştir. Montaj kolaylığı açısından da Alman Schletter firmasından panel konstruksiyon temini sağlanmıştır. Güneş panellerinin birbirine bağlanmasında kullanılan kablolarda, panel grup kablolarının ortak bağlantı noktalarının oluşturulmasında ve ortak bağlantı noktalarından invertere çekilen kablolarda İsviçreli Multi Contact firması ile anlaşılmıştır.

6.3. Projenin Kapasitesi

6.3.1. Güneş Paneli

Kurulacak olan güneş enerjisi santralinde Sharp marka NA-F121A5 güneş panellerinden 8.265 adet kullanılacaktır. Her bir güneş panelinin gücü 121Wp'dir.

6.3.2. İnverter

İspanyol Ingeteam firmasının Ingecon Sun 100 model inverterlerinden 8 adet kullanılacaktır. Her bir inverterin çıkış gücü 100kWp'dir. Bu inverterler transformatörlü olması sebebiyle ince film teknolojiye güneş panellerinde kullanılabilmektedir.

6.3.3. Monitoring (Uzaktan İzleme)

Her inverterde 1 adet olmak üzere toplam 8 adet monitoring (data izleme ve kaydetme) sistemi kurulacaktır. Bu sayede verilere uzaktan erişim ile verilerin kayıt altına alınması sağlanmaktadır.

6.3.4. Konstrüksiyon

Güneş panellerinin 25 sene performans garantisi olması sebebiyle kurulacak olan konstrüksiyonun bu süre zarfında hiçbir şekilde zarar görmemesi gerekmektedir. Bu sebeple dünya genelinde benzer santral projelerinde kullanılan alüminyum profil ve

konstrüksiyonlar tercih edilmiştir. Konstrüksiyonlar, Alman Schletter firmasından temin edilmektedir.

6.3.5. Trafo/Şalt Merkezi

Santral bağlantılarını yapılabileceği trafo ve şalt tesisi, araziden yaklaşık 800m uzaklıkta bulunmaktadır. Mevcut trafo 50MW gücündedir.

6.4. Proje Yöresinin Özellikleri

6.4.1. Karaağaç'ın Konumu ve Özellikleri

6.4.1.1. Genel Özellikler

İskenderun 35° 55' Kuzey paraleli ile 39° 09' Doğu meridyeni mevkiindedir. İskenderun Körfezinin doğusunda Amanos Dağları yükselmekte olup, İskenderun bu dağların eteğinde 5 km'lik yalı ovasında kurulmuştur. Kent Halep - Belen yolu bitiminde yer almaktadır. Aynı zamanda şiddetli lodos rüzgârlarından batıda meydana gelen bir burunla korunmaktadır. Körfezin güneyinde 6.840 hektar genişliğindeki Arsuz Ovası ile körfezin doğusunda 34.920 hektar yer kaplayan ve 30 km uzunluğunda olan İskenderun ovası ile noktalanmaktadır. İskenderun'da yaz ve kışın sürekli olarak akan önemli bir akarsu yoktur. Kaynaklarından Zıffin pınarı, Kutu pınarı, Ali Baba ve Taşoluk pınarları bulunur. Yeraltı suları da içme suyu olarak kullanılmaktadır¹⁴⁰.

Karaağaç, 36° 64' Kuzey paraleli ile 36° 22' Doğu meridyeninin kesişmiş olduğu noktada bulunan bir beldedir. 1987 yılında kurulmuş olup İskenderun ilçesine bağlıdır. Karaağaç sahili yaklaşık 8 km uzunluğunda olup bir tatil yeri olan Arsuz'a geçit niteliğindedir. Bünyesinde 6 adet mahalle bulunmaktadır. En son yapılan nüfus sayımı sonuçlarına göre belediyenin nüfusu yaklaşık 22.000 kişidir¹⁴¹.

Karaağaç'ın İskenderun ilçe merkezine uzaklığı 3 - 4 km; Hatay şehir merkezine uzaklığı ise 63 km'dir. Karaağaç bir tarım cenneti olarak görülür¹⁴².

¹⁴⁰ İskenderun Kaymakamlığı, <http://www.iskenderun.gov.tr/?sayfa=icerik&icerikid=20> [02.11.2009].

¹⁴¹ Vikipedi, http://tr.wikipedia.org/wiki/Karaa%C4%9Fa%C3%A7,_%C4%B0skenderun, [02.11.2009].

¹⁴² Vikipedi, http://tr.wikipedia.org/wiki/Karaa%C4%9Fa%C3%A7,_%C4%B0skenderun, [02.11.2009].

6.4.1.2. İklim

Bölgede tamamıyla Akdeniz iklimi hüküm sürmektedir. Yazın sıcaklık 40°C üzerine çıkmakta iken, kışları ise yağışlı ve ılıman bir iklime sahip durumdadır. Yazın en yüksek sıcaklık 40, en düşük sıcaklık ise 19 derece olmaktadır. Yılın 6-7 ayı yazdır. Kışlar ılık geçtiğinden sıcaklığın sıfırın altına düştüğü görülmemiştir. Yıllık yağış ortalaması 877 mm'yi bulurken, yıllık ortalama nem miktarı %70 dolayındadır. Kentte kış ve ilkbahar aylarında güney doğudan zaman zaman hızı 140 km'yi bulan ve mahallen "Yarık kaya" adı verilen kısa süreli rüzgârlar estiğinde kentte hayat kısmen durur¹⁴³.

6.4.1.3. Tarihçe

MÖ. 2000'li yıllarda burada Hititler'e bağlı Kadu Beyliği'nin kurulduğu bilinmektedir. MÖ. 1200'lü yıllardan önce Fenikeli'ler burada "Myriaydus" adıyla bir koloni kurdular. Burası M.Ö. 1200'den sonra merkezi Reyhanlı (Kuruluo) olan Hattini krallığına bağlandı. MÖ. 7. yüzyılda Türk asıllı bir millet olan Hurriler'in eline geçen İskenderun ve çevresi MÖ. 6. yüzyılda Perslerin eline geçmiştir. İskenderun gerçek anlamıyla MÖ. 333 yılında, Asya seferine çıkmış olan Büyük İskender tarafından kurulmuştur. O zamanlar asıl adı "Alexandreia"dır¹⁴⁴.

Bölge M.Ö. 27 yılında Roma İmparatorluğu egemenliğine girdi. Roma İmparatorluğu ikiye ayrıldıktan sonra yöre Bizans İmparatorluğu sınırlarında kaldı. İlk kez 638 yılında olmak üzere yöre Araplarla, Bizanslılar arasında el değiştirmiştir. 1084 yılında Anadolu Selçuklu Devleti sultanı Kutalmışoğlu 1. Süleyman Şah tarafından alınarak Türk topraklarına katılmıştır. Bundan sonra yöreye Türkler yerleşmeye başlamışlardır¹⁴⁵.

İskenderun 1. Haçlı Seferi sırasında Haçlı ordusunun eline geçmiştir. Türk Memluk Hakanı Sultan Baybars, 1268 yılında Haçlı egemenliğine son vermiştir. 1516 yılında Yavuz Sultan Selim yöreyi ele geçirerek Osmanlı imparatorluğuna katmıştır.

¹⁴³ İskenderun Kaymakamlığı, <http://www.iskenderun.gov.tr/?sayfa=icerik&icerikid=20> ,[02.11.2009].

¹⁴⁴ İskenderun Kaymakamlığı <http://www.iskenderun.gov.tr/?sayfa=icerik&icerikid=100> ,[02.11.2009].

¹⁴⁵ Vikipedi, http://tr.wikipedia.org/wiki/Karaa%C4%9Fa%C3%A7,_%C4%B0skenderun#Tarih ,[02.11.2009].

Osmanlı İmparatorluğu I. Dünya Savaşı'ndan yenik çıkınca (1918) yöre İngilizler tarafından işgal edilmiştir. İngilizlerin işgaliyle yöre halkı için karanlık günler başlamış oldu. Daha sonra yöre İngilizler'den Fransızlar'ın egemenliğine geçmiştir. 1937 yılında Fransızlar Suriye'ye bağımsızlık verirken Atatürk'ün çalışmaları doğrultusunda 1938 yılında Hatay Devleti kurulmuştur. Kurulan Cumhuriyet yönetimi ile Hatay bağımsızlığını ilan etmiş ve 23 Temmuz 1939 yılında anavatanına katılmıştır¹⁴⁶.

6.4.2. Bölgenin Altyapısı

6.4.2.1. Arazinin Özellikleri

Güneş enerjisi santralinin kurulacağı arazinin koordinatları 36°32'22.82'' Kuzey enlemi; 36°06'22.11 Doğu boylamıdır. Arazi Hatay İli İskenderun İlçesi Karaağaç Belediyesi Hatun Köyünde yer almaktadır. Sahip olunan tapulu arazinin alanı 44.954 m²'dir. Bu alanın 11.040 m²'si kamu tarafından kullanılmaktadır. Net olarak santral yapımı için kullanılabilecek arazi alanı 33.913 m²'dir. Aşağıdaki resimde santral sahasının Google Earth'ten alınmış uydu görüntüsü mevcuttur.



Şekil 6.1 : Güneş Enerjisi Santralinin Kurulacağı Arazinin Uydu Görüntüsü

¹⁴⁶ Vikipedi, http://tr.wikipedia.org/wiki/Karaa%C4%9Fa%C3%A7,_%C4%B0skenderun#Tarih.

Ek 3’de bu arazinin ölçeklendirilmiş krokileri mevcuttur.

Santralin kurulacağı arazi düz zemindir. Arazi yüzeyinde herhangi bir eğim mevcut değildir. Zemin yapısı topraktır ve güneş paneli konstrüksiyonunun yerleştirilmesine uygundur.

6.4.2.2. En Yakın Trafo Merkezine Uzaklık

Santralin kurulacağı sahanın trafo merkezine uzaklığı yaklaşık 800m’dir.

6.4.2.3. Ulaşım

Güneş enerjisi santralinin kurulacağı arazi, E-5 karayolunun hemen kenarında yer almaktadır. Arazinin yola uzaklığı yaklaşık 20m civarındadır. Malzemelerin taşınması için ekstradan bir yol yapımına ihtiyaç yoktur.

6.4.2.4. Maddi Girdi ve Personel Tedarik Olanakları

Güneş paneli, inverter, konstrüksiyon ve elektriksel ekipmanlar direk olarak tedarikçi firmalardan temin edilecektir. Sistem kurulumu ve devreye alması montör firma tarafından yapılacaktır. Gerek olması halinde bölgeden iş gücü temini imkânı vardır.

Gerek santral yapımı aşamasında gerekse santral işletmeye alındıktan bölgede istidam sağlama imkânı olacaktır.

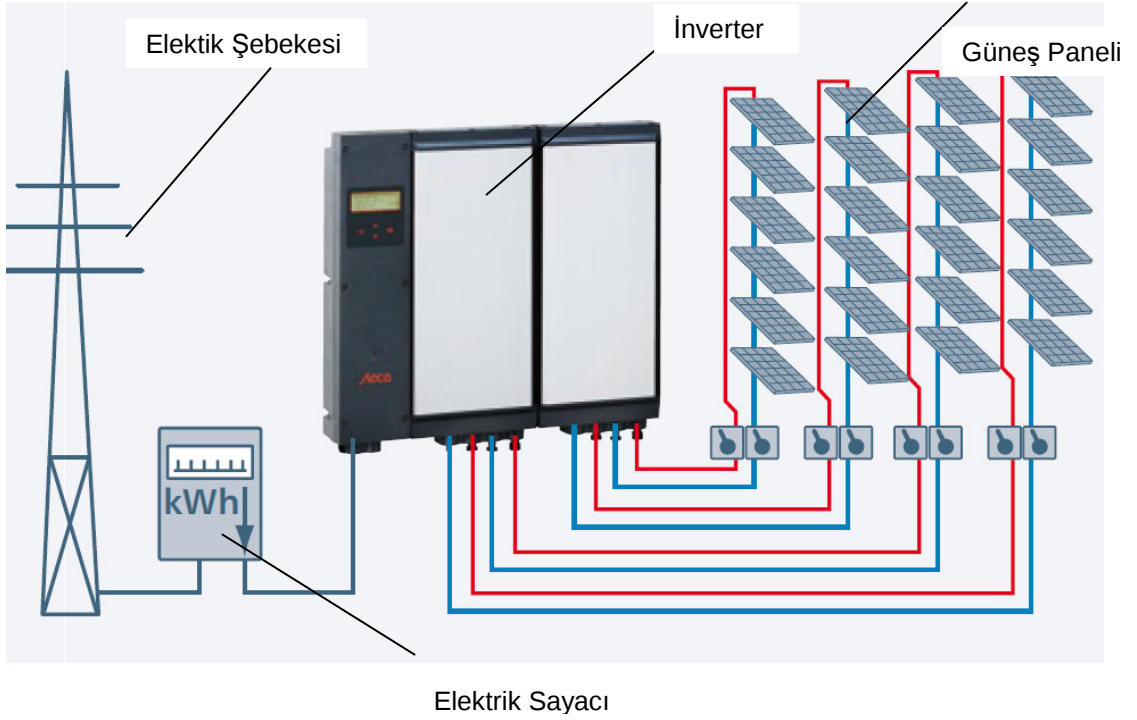
6.5. Yatırımın Teknolojik Yönleri

6.5.1. Ürün teknolojisi

Bu kısımda santral kurulumunda kullanılan güneş enerjisi ile alakalı temel malzemelerin teknolojileri hakkında bilgi verilmektedir.

6.5.1.1. Sistem Şeması ve Sistemin Çalışma Mantığı

Aşağıdaki şekilde sistemin çalışma mantığı şematize edilmiştir. Güneş panelleri ile üretilen elektrik enerjisi ilk etapta invertere gelerek burada şebekeye uygun voltaj ve frekansa dönüştürülür. Ardından bir sayaç üzerinden trafo ile bağlantısı sağlanarak dağıtımına verilir. Sayaç üzerinde okunan değer kWh başına verilen birim teşvik oranı ile çarpılması suretiyle santralin sattığı enerji miktarına karşılık elde ettiği getiri miktarı hesaplanmış olur.



Şekil 6.2 : Şebeke Bağlantılı Sistem Şeması

Steca Solar Electronics Kataloğu, www.stecasolar.com.

6.5.1.2. Güneş Paneli Teknolojisi

Güneş paneli olarak Sharp 121Wp ince film güneş paneli tercih edilmiştir.

Güneş panellerinde kristalin güneş panelleri ve ince film güneş panelleri olmak üzere temel 2 teknoloji bulunmaktadır. Bu yatırımda kullanılan teknoloji ince film teknolojisidir. İnce film teknolojisi de kendi içinde çeşitlere ayrılmaktadır. Yapılacak olan yatırımda ince film amorf silikon tandem teknolojisi kullanılacaktır.

İnce film güneş paneli teknolojisinde çoğunlukla cam olan bir substrat yüzeyine fotoaktif yarı iletkenler ince tabakalar halinde uygulanır. Yarı iletken malzemeler olarak amorf silikon, bakır indiyum selenid ve kadmiyum tellürid kullanılır. Bu malzemelerin en büyük özelliği yüksek soğurma yeteneğine sahip olmasıdır. Bu sebeple bu malzemelerden 1 mikron kalınlık bile yeterlidir¹⁴⁷.

İnce film güneş panellerinin yayınlık ve az ışık koşullarında ve yüksek sıcaklık şartlarında performansları diğer hücrelere göre daha iyidir. Bulutlu havalarda enerji üretmeye devam ederler. İnce uzun şeritler halindeki hücre şekilleri nedeniyle

¹⁴⁷ Temiz Dünya, **age**, 40.

gölgelenmeye karşı daha az hassasiyet gösterirler. En büyük dezavantajı ise düşük verimli olması sebebiyle daha fazla alana ihtiyaç duymasıdır¹⁴⁸.

Burada kullanılan güneş panelleri 5 sene boyunca malzeme garantisine; 25 sene boyunca da performans garantisine sahiptir. Ürün ile ilgili teknik doküman Ek 4'te mevcuttur.

6.5.1.3. İnverter Teknolojisi

Yatırımda kullanılmak üzere IngeTeam marka Ingecon Sun 100 model şebeke bağlantılı inverter seçilmiştir. Burada kullanılan inverterin amacı güneş panellerinden üretilen elektrik enerjisini, bağlı bulundukları AC şebekeye aktarmaktır. Kullanılan inverterler MPPT (En yüksek güç noktası izleme) modunda çalışmaktadır. MPPT modu mevcut sıcaklık ve güneş ışığı radyasyon değerinde en yüksek gücün elde edildiği gerilim ve akım değerlerinin saptanması ve bu akım ve gerilim değerini sabitleyip en fazla miktarda gücün üretilmesini sağlamaktadır. Şebekeye aktarılan akımın harmonik seviyesi düşüktür. Şebeke kesintisi olması durumunda inverter otomatik olarak sistemin şebekeden yalıtımını sağlamaktadır.

Güneş panelleri ince film olması sebebiyle burada seçilen inverterin transformatörlü olmasına ayrıca dikkat edilmiştir.

Kullanılan inverter kendi içerisinde üretilen enerji datalarını gösterme, kaydetme ve depolama özelliğine sahiptir.

Üretici firma ürün ömrünü 20 senenin üzerinde olarak belirtmiştir. Standart garanti süresi 5 sene iken bu süre 25 seneye kadar uzatma opsiyonuna sahiptir. Data transferi inverter içerisinde ethernet kartı üzerinden; inverter dışarısında ise modem üzerinden GSM/GPRS vasıtasıyla yapılabilmektedir.

İnverter ile ilgili teknik dokümanları Ek 5'te bulabilirsiniz.

6.5.1.4. Dataların Kaydı ve İzlenmesi

Güneş panelleri tarafından üretilen enerji dataları, inverterlere bağlı modem tarafından GPRS ya da GSM network kullanılarak bir bilgisayara aktarılır. Kullanılan Ingecon Sun Manager programı ile aktarılan datalar toplanır ve kayıt altına alınır. Bu program sayesinde anlık, günlük, aylık, yıllık ve kümülatif olarak

¹⁴⁸ age, 41.

üretileen enerji miktarı kişiye özel formatta görüntülenebilir. İstenildiği taktirde anlık/günlük/aylık/yıllık/kümülatif olarak üretileen enerji miktarı ile birlikte engellenen seragazı emisyon miktarı, bölgeye gelen radyasyon değeri, modül sıcaklığı, rüzgar hızı gibi değeri de bilgisayar/internet sitesi/LCD televizyon/pano ya aktarılaraq topluma açık hale getirilebilir.

6.5.2. Lisans Başvuruları

Elektrik piyasasındaki tüm faaliyetler EPDK tarafından verilen lisanslar kapsamında yürütölmektedir. Lisans sahipleri sahip oldukları her bir lisansa konu faaliyet için ayrı bir hesap tutmakla yükümlüdür. Verilen lisanslar hiçbir şekilde devredilemez. Lisanslar minimum süre 10 yıl olmak üzere 49 yıla kadar verilebilmektedir. Elektrik piyasasında faaliyette bulunmak üzere ilgili lisansların verilebilmesi için tüzel kişilerin kurul kararıyla belirlenen bilgi ve belgeleri eksiksiz olarak EPDK' ya sunmaları gerekmektedir¹⁴⁹.

Elektrik Piyasasında 2007 yılı itibariyle lisans alma, yıllık lisans bedeli, lisans yenileme, lisans tadili ve lisans sureti çıkartmak için çeşitli bedeller belirlenmiştir. Üretim tesisi lisansı için belirlenen rakamlar şu şekildedir¹⁵⁰;

Lisans alma bedeli: Lisans alımına ilişkin kurulu güç – ödenecek miktar tablosu aşağıdaki gibidir.

Tablo 6.1 : Lisans Alma Bedelleri

Kurulu güç değeri, “P(MW)”	
$0 < P \leq 1 \text{ MW}$	1.000 YTL
$1 < P \leq 5 \text{ MW}$	2.500 YTL
$5 < P \leq 10 \text{ MW}$	5.000 YTL
$10 < P \leq 25 \text{ MW}$	10.000 YTL
$25 < P \leq 50 \text{ MW}$	15.000 YTL
$50 < P \leq 100 \text{ MW}$	25.000 YTL
$100 < P \leq 250 \text{ MW}$	50.000YTL
$250 < P \leq 500 \text{ MW}$	75.000 YTL
$500 < P \leq 1000 \text{ MW}$	150.000 YTL
$P > 1000 \text{ MW}$	250.000 YTL

Yıllık lisans bedeli: Üretimi yapılan kWh başına 0,002 Krş.

Lisans yenileme bedeli: Lisans alma bedelinin %50’si.

¹⁴⁹ EPDK, Enerji Yatırımcısının El Kitabı, (Ankara, 2007), 6.

¹⁵⁰ ağı, 7.

Lisans Tadili: Kurulu güç artışlarında oluşan yeni kurulu güç değerinin tadil öncesi değer aralığını aşması halinde, tadil öncesi değer aralığına karşılık gelen yürürlükteki lisans alma bedeli ile yeni değer aralığına karşılık gelen lisans alma bedeli arasındaki fark kadar, değer aralığının aşılmadığı hallerde ve diğer tadillerde 1.000 TL

Lisans Sureti Çıkartma: 100 TL

Yerli doğal kaynaklar ile yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı üretim yapan tesislerde ise çeşitli destek mekanizmaları yer almaktadır. Bu destekler şu şekilde sıralanmaktadır¹⁵¹;

- Yerli doğal kaynaklar ile yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı üretim tesisi kurmak üzere, lisans almak için başvuruda bulunan tüzel kişilerden, lisans alma bedelinin yüzde biri dışında kalan tutarı tahsil edilmemektedir.
- Yerli doğal kaynaklar ile yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı üretim tesisleri için ilgili lisanslara derç edilen tesis tamamlanma tarihini izleyen ilk sekiz yıl süresince yıllık lisans bedeli alınmamaktadır.
- Yerli doğal kaynaklar ile yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı üretim tesislerine, TEİAŞ ve/veya dağıtım lisansı sahibi tüzel kişiler tarafından, sisteme bağlantı yapılmasında öncelik tanınmaktadır.
- Perakende satış lisansı sahibi tüzel kişiler, serbest olmayan tüketicilere satış amacıyla yapılan elektrik enerjisi alımlarında, yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı bir üretim tesisinde üretilen elektrik enerjisi satış fiyatı; TETAS'ın satış fiyatından düşük veya eşit olduğu ve daha ucuz başka bir tedarik kaynağı bulunmadığı takdirde, öncelikli olarak söz konusu yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı üretim tesisinde üretilen elektrik enerjisini satın almakla yükümlü kılınmıştır.
- Yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı üretim tesislerinde üretim yapan üretim lisansı sahibi tüzel kişiler, bir takvim yılında, lisanslarında yer alan, öngörülen ortalama yıllık üretim miktarını geçmemek kaydıyla, özel sektör toptan satış şirketlerinden elektrik enerjisi satın alabilirler.
- Yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı üretim tesislerinden; Dengeleme ve Uzlaştırma Yönetmeliğinin “Dengeleme Birimleri ve Kayıt Kuralları” başlıklı

¹⁵¹ age, 8.

18 inci maddesi kapsamında olanlar, dengeleme birimi olma yükümlülüğünden muaftır.

6.5.3. Çevre ve Sağlık Problemleri

Güneş enerjisi, ilk yatırım maliyeti yüksek olmasına rağmen, herhangi bir yakıt masrafı olmadığı için önemli bir avantaja sahiptir. Özellikle son yıllarda fosil kaynak rezervlerinin azalması ve yapılan projeksiyonlarda birincil enerji kaynakları fiyatlarındaki artış göz önüne alındığında, güne enerjisi oldukça avantajlı bir konuma gelmektedir.

Güneş enerjisi birincil enerji kaynakları gibi yakıt ihtiyacı olmayan bir enerji türüdür. Herhangi bir fosil kaynaklı yakıtın hammadde olarak kullanılmaması sebebiyle çevreyi kirletici gazların oluşumu da önlenmiş olur. Malum son yıllarda yaşanan küresel ısınmanın baş aktörlerinin sera gazları olduğu bilinmektedir. Güneş panelleri güneş ışığı haricinde başka bir kaynağa ihtiyaç duymaması sebebiyle herhangi bir sera gazı salınımına neden olmamaktadır. Bunun yanında güneş ışığının dünya var olduğu sürece mevcut bulunduğu da farz edilirse, güneşin sonsuz bir enerji kaynağı olduğu söylenir.

Çevre konusunda dikkat edilmesi gereken bir konu özellikle ada sistemlerinde kullanılan akülerin ömürlerini tamamlamasıdır. Bu durumda aküler, atık akü toplayan kurumlara haber verilerek toplanmalı ve geri dönüşümde kullanılmalıdır. Böyle yapılmaması, çevre açısından ciddi bir tehlike oluşturacaktır.

6.6. Fizibilite Çalışmasında Kullanılan Finansal Parametreler

Bu kısımda yatırım analizinde ve değerlendirilmesinde kullanılacak olan bazı finansal parametreler ve bunların analiz esnasındaki değerleri ile ilgili bilgiler verilecektir.

6.6.1. Yakıt Maliyeti Eskalasyon Oranı

Yüzde ile ifade edilir. Yatırım süresi boyunca enerji üretiminde kullanılan yakıtta meydana gelen fiyat artışını ifade etmektedir¹⁵². Güneş enerjisinden elektrik üretiminde; fosil yakıtlarla enerji üreten santrallerde ya da nükleer santrallerde olduğu gibi senelik bir yakıt maliyeti bulunmamaktadır. Güneş panellerinin yakıtını

¹⁵² Retscreen Programı Yardım.

güneş ışınları oluşturmaktadır. Güneş ışınları da sonsuz ve bedavadır. Bu nedenle bu oran hangi değeri alırsa alsın, yapmış olduğumuz finansal analiz sonucunu etkilemeyecektir.

6.6.2. Enflasyon Oranı

Enflasyon, bir ülkedeki ulusal para biriminin belirli zaman aralığında satın alma gücünü yitirmesi; bir başka deyişle mal ve hizmet fiyatlarının zaman içinde sürekli artmasını ifade etmektedir. Enflasyonun olduğu ekonomilerde, proje değerlendirmede indirgenmiş nakit akımları yöntemleri ile proje değerlendirme süresince enflasyonun göz ardı edilmesi ya da enflasyon projeksiyonunun hatalı yapılması yatırım kararlarının yanlış yorumlanması ve yanlış yönlendirilmesine neden olur¹⁵³. Bu sebeple enflasyon oranı fizibilite çalışmalarına olabildiğince doğru bir şekilde dahil edilmelidir.

Yapılan fizibilite çalışmasında son 10 yılın ÜFE ve TÜFE ortalamaları alınarak bir enflasyon oranı belirlenmiştir. Son 10 yılın verileri aşağıdaki tabloda mevcuttur.

Tablo 6.2 : 2000-2009 Yılları Arası Ekim Ayı Enflasyon Oranları

	YIL	TÜFE	ÜFE
BİR ÖNCEKİ YILIN EKİM AYINA GÖRE DEĞİŞİM (%)	2000	44,4	
	2001	66,5	
	2002	33,4	
	2003	20,8	
	2004	9,9	19,63
	2005	10,88	2,57
	2006	9,81	10,94
	2007	7,70	4,41
	2008	11,99	13,29
	2009	5,08	0,19
	ORTALAMA	22,05	8,51

Türkiye İstatistik Kurumu, www.tuik.gov.tr.

Yukarıdaki verilerden de görüldüğü üzere son 10 yılın ÜFE ve TÜFE ortalama değeri olan %15,3; yapılacak fizibilite çalışmasında enflasyon oranı olarak kabul edilmiştir.

6.6.3. Faiz Oranı

Finansman veren kuruluşça belirlenmiş faiz haddini ve borç vadesini içermektedir. Fizibilite çalışmasında, bu tarz yatırımlara uluslararası finans kuruluşlarınca verilen

¹⁵³ Kargül, age, 201.

%8'lik borç faiz oranını kullanılacaktır. Verilen bu borcun 10 sene itibariyle tamamen geri ödemesi yapılacaktır. Hatırlanacağı üzere yatırımın %75'i yabancı kaynaklar ile karşılanacaktır.

6.6.4. İskonto (Değerleme) Oranı

Daha önce de belirtildiği üzere iskonto oranı yapılacak olan bir yatırımdan beklenen getiri oranını göstermektedir. İskonto oranı ile gelecekteki nakit akışlarının bugünkü değere indirgenmesi sağlanır. Bu sayede fizibilite çalışmalarda geleceğe dönük bir projeksiyon oluşturulması sağlanır¹⁵⁴.

İskonto oranının belirlenmesinde aşağıdaki formül kullanılacaktır;

$$r = i + e + (i \times e) = 0,153 + 0,08 + (0,153 \times 0,08) = 0,25 \text{ 'dir.}$$

e: enflasyon oranı

i: faiz oranı

Yatırım kararının verilmesinde kullanılacak olan değerleme oranı %25'dir.

6.6.5. Proje Ömrü

Proje ömrü olarak devletin teşvik verdiği süre olan 20 sene kabul edilmiştir. Bu süre sonunda santral hurda değerine elden çıkarılacak ve yeni teknolojiye daha rekabetçi güneş panelleri ile teşviksiz bir santral yatırımı yapılacaktır. Üretilen enerji serbest piyasaya satılacaktır.

6.6.6. Hurda Değeri

Güneş panelleri oldukça uzun ömürlü olan ekipmanlardır. Üretici firmalar bu ekipmanlara artık 25 sene performans garantisi vermektedirler. Bu garantinin ardından de sistemler en az 10-15 sene daha çalışmaya devam etmektedirler. Bu sebeple proje ömrünü tamamlaması ardından yani 20 sene sonra bu sistemlerin yine bir parasal karşılığı olacaktır. Bu fizibilite çalışmasında biz bu karşılığa Hurda Değeri diyeceğiz.

Hurda değeri bir varlığın ya da yatırımın ekonomik ömrünü tamamladığında (firma tarafından elden çıkarıldığında) getireceği gelir miktarını ifade etmektedir¹⁵⁵. Bu fizibilite çalışmasında hurda değeri olan ekipmanlar güneş panelleri, inverter, data

¹⁵⁴ Ay, **age**, 34.

¹⁵⁵ Ay, 110.

kayıt sistemi ile panel konstruksiyonu ve kablajdan oluşmaktadır. Bu ekipmanların hurda değeri, daha önceden güneş enerjisi santralleri için yapılmış olan bazı hesaplamalara dayanarak ilk yatırım maliyetinin %30'u civarında olduğunu söyleyebiliriz¹⁵⁶.

Buna göre aşağıdaki Tablo 6.3'den 20 sene sonraki hurda değeri bulunur.

Tablo 6.3 : Güneş Enerjisi Santrali Hurda Değeri Hesabı

Ekipman	Yatırım Maliyeti	Hurda Değeri Oranı	Hurda Değeri
Güneş Paneli	1.400.091 EUR	30,0%	420.027 EUR
İnverter	190.800 EUR	30,0%	57.240 EUR
Data Kayıt ve Yazılım	16.800 EUR	30,0%	5.040 EUR
Panel Konstruksiyonu	475.000 EUR	30,0%	142.500 EUR
Kablaj ve Elektrik Tesisatı	50.000 EUR	30,0%	15.000 EUR
SANTRAL HURDA DEĞERİ			639.807 EUR

6.6.7. Gelir Vergisi Oranı

Gelir Vergisi Oranı olarak 2009 yılı Kurumlar Vergisi Oranı alınmıştır. 2009 yılı kurumlar vergisi oranı %20'dir¹⁵⁷.

6.6.8. Yeniden Değerleme Oranı

Amortisman tabi maddi duran varlıkların enflasyon nedeniyle elde etme maliyetleri ile piyasa değeri arasında bir fark oluşmaktadır. Bu farkın, bilançoların sağlıklı şekilde değerlendirilebilmesi için Maliye Bakanlığı tarafından her sene belirlenen oranlar dâhilinde yükseltilmesine yeniden değerlendirme denir¹⁵⁸. Aşağıda son 10 yıla ait Maliye Bakanlığı tarafından açıklanan yeniden değerlendirme oranları mevcuttur. Bu fizibilite çalışması boyunca yeniden değerlendirme oranını son on yılın ortalaması olan %24,7 alınacaktır.

¹⁵⁶ Wind Works, <http://www.wind-works.org/Solar/TorontoRenewableEnergyCooperativesSolarShareProjectAnalysis.html>

¹⁵⁷ KPMG, <http://www.kpmgvergi.com/tr-tr/PratikBilgiler/vergimevzuatibilgileri/oranlar/Pages/KurumlarVergisiOrani.aspx> [01.12.2009].

¹⁵⁸ Borsa Terimleri, http://borsa.terimleri.com/Yeniden_Degerleme.html [01.12.2009].

Tablo 6.4 : Son 10 Yıllık Yeniden Değerleme Oranları

Yıl	Değerleme Oranı
2000	56,0%
2001	53,2%
2002	59,0%
2003	28,5%
2004	11,2%
2005	9,8%
2006	7,8%
2007	7,2%
2008	12,0%
2009	2,2%
ORTALAMA	24,7%

6.6.9. Elektrik İhracatı Eskalasyon Oranı

Yapılan yatırımın ekonomik ömrü boyunca satılan elektrik enerjisinin birim fiyatına gelen artma miktarını ifade etmektedir¹⁵⁹. Bu oran yıllık enflasyon oranının yatırım projeksiyonuna aktarılmasını sağlayabileceği gibi; enflasyondan bağımsız bir değer girilebilmesini de öngörmektedir. Elektrik İhracat Eskalasyon Oranı, bu fizibilite çalışmasında yeniden değerlendirme oranı olan %24,7 seçilmiştir.

6.7. Yatırım Tutarı

6.7.1. İlk Yatırım Maliyetleri

6.7.1.1. Danışmanlık (Fizibilite) Giderleri

Yatırımcı tarafından sistem tasarımı ve tahmini üretim değerlerinin hesaplanması ile ilgili olarak danışman firmaya verilecek olan bedeli ifade etmektedir. Fizibilite çalışmaları olarak de nitelendirilebilir. Burada danışman firmanın sorumlulukları ve bedelleri şu şekildedir;

- Santralin kurulması planlanan sahanın durum kontrolü ile çevresel değerlendirmenin yapılması
- Sahanın uygun olması durumunda koordinatlara göre gerekli verilerin toplanması, bu verilerle analiz yapılması

¹⁵⁹ Retscreen Programı Yardım.

- Yapılan analizler sonucunda ön projenin hazırlanması ve ayrıntılı maliyet tahmini
- Yatırımcıyı yönlendirici raporların hazırlanması
- Proje yönetimi
- Seyahat ve konaklama masrafları

Bu hizmetin bedeli 15.000 EUR olarak belirlenmiştir. Saha keşfi ardından hazırlanacak rapor 15 gün içerisinde yatırımcı firmaya sunulacaktır.

6.7.1.2. Şirket Kurulumu

Lisans başvurularının yapılabilmesi için yatırımcının lisans başvurusu yapacak bir firma kurması gerekmektedir. Şirket kurulumu için yaklaşık öngörülen tutar 7.000 EUR civarındadır.

6.7.1.3. Lisans Başvurusu Giderleri

Lisans başvurusu giderleri içerisine hem başvuru esnasında gerekli bilgi ve belgelerin toplanması için danışman firmaya verilecek giderler hem de EPDK'nın üretim lisansı için belirlemiş olduğu lisans alma bedeli ve yıllık lisans bedelleri dâhildir.

Danışman firmaya yapacağı hizmetler karşılığında verilecek olan miktar 25.000 EUR'dir. Dosya hazırlama süresi sahanın belirlenmesine müteakip 8 hafta civarındadır.

EPDK tarafından 1 MWp'lık üretim lisans alma bedeli 1000 TL'dir. Fakat yenilenebilir enerjiler kapsamında üretim tesisi kuracak tüzel kişilerden tahsil edilecek miktar lisans alma bedelinin %1'idir.

EPDK tarafından tahsil edilecek yıllık lisans bedeli ücreti üretilen kWh enerji başına 0,002 Krş'dir. Fakat yine teşvik kapsamında yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı üretim tesislerinden ilk 8 sene boyunca yıllık lisans bedeli alınmayacaktır.

Verilen bu bilgiler doğrultusunda kurulacak olan 1MWp'lık santral için lisans işlemleri ile ilgili olarak yapılacak ödemeler aşağıdaki tabloda belirtilmiştir;

Tablo 6.5 : 1MWp’lık Yenilenebilir Enerji Yatırım Lisansı Almak İçin Yapılacak Lisans Ödeme Miktarları

	Bedel	Yıllık Üretilen Enerji	Tesvik	Net Ödeme
Lisans Alma Bedeli	1000 TL		990 TL	10 TL
Yıllık Lisans Bedeli	0,002 Krş			31 TL
Lisans Yenileme Bedel	-	1553690		
Lisans Tadili	-			
Lisans Sureti Çıkarma	100 TL			100 TL

Burada belirtilen rakamlar ilk yatırım maliyeti ve yıllık giderler içerisinde çok küçük kalmaktadır. Bu sebeple lisans alma işlemi için yapılan ödemeler fizibilite çalışması esnasında göz ardı edilecektir.

6.7.1.4. Mühendislik Hizmetleri

Mühendislik hizmetleri danışman firma tarafından ya da danışman firmanın yönlendireceği mühendislik firmaları tarafından yapılmaktadır. Bu hizmetlerin içerisine şu maddeler dâhildir;

- Saha ve bina tasarımı
- Mekanik tasarım
- Elektrik tasarımı
- İnşaat tasarımı
- İhale ve sözleşme

Yukarıda belirtilmiş tüm mühendislik hizmetleri için danışman firmanın talep etmiş olduğu meblağ 55.000 EUR’ dur.

6.7.1.5. Makine ve Teçhizat Giderleri

6.7.1.5.1. Güneş Paneli Maliyetleri

Güneş paneli üreticisi SHARP SOLAR firmasından alınan fiyat teklifine göre 1 adet 121 Wp güneş panelinin CIF İskenderun maliyeti 169,4 EUR’ dur. Ürünler gümrükte teslim edilecektir. Belirtilen fiyat içerisine ürünlerin sigorta bedelleri de eklenmiştir. Ürün temin süresi 6 ay olarak belirtilmiştir.

Kullanılan toplam güneş paneli adeti 8.265'dir. Buna göre toplam güneş paneli maliyeti 1.400.091 EUR tutarındadır.

6.7.1.5.2. İnverter, Data Transferi ve Yazılım Maliyetleri

İnverter üreticisi INGETEAM firmasından alınan fiyat teklifine göre 1 adet Ingecon Sun 100 model inverterin birim maliyeti 23.850 EUR'dir. Toplam 8 adet inverter kullanılacaktır. Toplam inverter maliyeti 190.800 EUR'dir. İnverter teslim yeri İskenderun Gümrüğü'dür. Belirtilen fiyat içerisinde ürünlerin sigorta bedelleri de eklenmiştir. Ürün temin süresi 3 ay olarak belirtilmiştir.

Data transferi ve yazılım ile ilgili olarak üretici firmanın ürün teklifi ise toplam 2.100 EUR' dir. Her inverter için 1 adet kullanılacaktır. Toplam maliyeti 16.800 EUR'dir. Belirtilen ürünler inverter ile birlikte CIF İskenderun olarak gönderilecektir.

6.7.1.5.3. Konstrüksiyon Maliyetleri

Kurulacak olan güneş panellerinin sahaya sabitlenmesi için özel alüminyum konstrüksiyon kullanılacaktır. Bunlar için Alman Schletter firmasından ürün temini sağlanmıştır. Bir sırada 58 adet panel olmak üzere bir konstrüksiyon üzerinde toplam 116 adet Sharp 121Wp güneş paneli bulunmaktadır. Bir birim konstrüksiyon fiyatı 6.597 EUR' dur. Sistem toplam maliyeti ise 475.000 EUR' dur. Ürün ile ilgili teknik detaylar Ek 6'da mevcuttur.

6.7.1.5.4. Kablo ve Elektriksel Teçhizat Maliyetleri

Genellikle santral projelerinde toplam sistem maliyetinin % 1-3 miktarı kullanılan konektör, kablo ve koruma cihazlarına gitmektedir. Bu varsayımla sistem kablo maliyeti yaklaşık olarak 50.000 EUR olarak hesap edilmiştir.

6.7.1.6. Diğer Giderler

6.7.1.6.1. Gümrük Maliyetleri

Güneş panelleri, inverterler ve konstrüksiyon malzemeleri için ödenecek olan gümrük maliyeti yaklaşık olarak 50.000 EUR' dur.

6.7.1.6.2. Yurtiçi Nakliye Maliyetleri

Yurtdışından gelen malzemeler 15 tır ile santralin kurulacağı alana taşınacaktır. Her bir tır taşıma ücreti yaklaşık olarak 125 EUR civarındadır. Toplam tutar ise 1.875 EUR' dur.

6.7.1.6.3. Sistem Montajı ve İnşaat Giderleri

Bu kalem, panel konstrüksiyonun saha üzerine yerleştirilmesi için ankrajların hazırlanması, ankrajlara beton dökümünün yapılması, konstrüksiyonun yapılan gölge simülasyonu sonuçlarına göre belirli aralıklar ile saha üzerine monte edilmesi, güneş panellerinin panel konstrüksiyonları üzerine monte edilmesi, panel kablo bağlantılarının yapılması ve bağlantıların ortak bağlantı noktalarında toplanması, ortak bağlantı noktasından enerji kablolarının inverter odasına taşınması ve inverterlere girişinin yapılması, invertelerin saklanacağı inverter odasının inşaatı, inverter çıkışlarından kabloların trafoya bağlanması, arada da elektriksel koruma cihazlarının kurulumu işlemlerini içermektedir. Eğer sistemin bağlanacağı trafo güçleri bu enerji miktarını kaldırmaya yeterli değilse ya da santral arazisine yakın trafo merkezi yoksa, yeni trafo merkezi kurulumu da bu kalem içerisine alınır.

Bu kısım santral bedelinin yaklaşık olarak %5-10'una tekabül etmektedir. Kurulumu yapacak olan firmadan alınan teklife göre bu bedel yaklaşık 300.000 EUR' dur.

6.7.1.6.4. Öngörülemeyen Giderler

Hesaplarda göz önünde tutulmamış ya da dikkat edilmemesi sonucunda ekstradan ortaya çıkabilecek giderleri ifade etmektedir. Bu giderler için öngörülen bedel 10.000 EUR' dir.

Tablo 6.6 : Toplam Yatırım Tutarı

İlk Yatırım Maliyetleri		
Danışmanlık (Fizibilite)	-15.000 EUR	
Şirket Kurulumu	-7.000 EUR	
Lisans Başvurusu	-25.000 EUR	
Mühendislik Hizmetleri	-55.000 EUR	
Makina ve Teçhizat	-2.132.691 EUR	
Güneş Paneli		-1.400.091 EUR
Inverter		-190.800 EUR
Data Transfer ve Yazılımı		-16.800 EUR
Konstrüksiyon		-475.000 EUR
Kablaj ve Elektriksel Teçhizatlar		-50.000 EUR
Diğer Maliyetler	-361.875 EUR	
Gümrük		-50.000 EUR
Yurtiçi Nakliye		-1.875 EUR
Sistem Montajı ve İnşaat		-300.000 EUR
Öngörülemeyen Maliyetler		-10.000 EUR
TOPLAM	-2.596.566 EUR	

6.7.2. Yıllık İşletme Giderleri**6.7.2.1. Arsa Bedeli**

1 MWp gücündeki güneş enerjisi santralının kurulacağı alan Hatay'ın İskenderun ilçesine bağlı Karaağaç beldesi olarak seçilmiştir. Sahanın koordinatları 36°32'22.82" Kuzey enlemi, 36°06'22.11" Doğu boylamıdır. Burada belirtilen arazi 29 sene boyunca yatırımcı firma tarafından senelik 12.000 EUR' ya kiralanmıştır. Bunun yanı sıra araziye yapılan yatırımın getirisinden kamuya senelik olarak %0,1 oranında bir pay ödenecektir. Arazi kirası ve kamuya ödenen pay her sene enflasyon oranında artmaktadır.

6.7.2.2. Bakım ve Onarım Giderleri

Esasen güneş enerjisi sistemleri hareketli parça bulundurmamaları sebebiyle herhangi bir bakım ihtiyacı olmayan sistemlerdir. Bunun yanında kimi zaman çeşitli sorunlarla karşılaşılabilir. Bu kalem içerisinde konstrüksiyonda ya da inverterde meydana gelecek aksaklıkların giderilmesi için kurulumu yapan firma tarafından verilecek hizmet bedelleri yer almaktadır. Konstrüksiyon ve uygulama için 5 sene uygulayıcı firma garantisi; inverterler için ise 5 sene üretici firma garantisi vardır. 5 sene sonunda bakım ve onarım giderinin senede 2.000 EUR olacağı öngörülmektedir. 5 sene ardından her sene enflasyon oranında bir artış olacağı kabul edilmektedir.

6.7.2.3. Personel Giderleri

Güneş panelleri yüzeyi, sistemin kurulduğu yere bağlı olarak kimi zaman ciddi miktarda toz ile kaplanmaktadır. Panel yüzeyinin toz ile kaplanması ve kuş pislikleri sebebiyle %2-3 civarında enerji üretiminde verim düşümü olmaktadır. Keza kış aylarında da panel yüzeyinin kar ile kaplanması sonucu, santral üretim değerinde çok ciddi düşüşler olmaktadır. Fakat bizim güneş enerjisi santralının kurulacağı coğrafi koordinatlar itibarıyla kar ile ilgili ciddi bir sorun görülmemektedir. Temizlik anlamındaki en ciddi sorun panel yüzeyinin toz ve kuş pislikleri ile kaplanmasıdır. Bunu engellemek için 4 adet temizlik elemanı asgari ücretten görevlendirilmiştir. Bu dört elemanın aylık gider miktarı sigortaya ödenecek giderler dâhil yaklaşık olarak 2000 EUR civarındadır.

Bir diğer personel gideri ise güvenlik personeline ödenen maaşlardır. Santralin kuzey ve güney girişlerinde yer alan bekçi kulübelerinde 2 vardiya halinde çalışacak toplam 6 adet güvenlik personelinin olacağı öngörülmektedir. Bu 6 personel için toplam gider miktarı aylık 3000 EUR civarındadır.

Çalışan personel ücretine her sene enflasyon oranında zam yapılacağı öngörülmektedir.

6.7.3. Amortisman Giderleri

Sabit yüzdeli basit amortisman yöntemi kullanılacaktır. Amortisman vergi matrahı %5'tir. Amortisman dönemi 20 yıl seçilmiştir. Amortisman değerlendirme oranı Maliye Bakanlığı'nın açıklamış olduğu son 10 yıldaki yeniden değerlendirme oranlarının ortalaması alınarak bulunmuştur. Son 10 yılın değerlendirme oranları ortalaması %24,7'dir. Amortisman değerlendirme oranı olarak bu değer oran kullanılacaktır.

6.7.4. Gelir Vergisi

Gelir vergisi olarak Maliye Bakanlığı'nın belirlemiş olduğu kurumlar vergisi oranı baz alınmıştır. Bu oran %20'dir¹⁶⁰.

¹⁶⁰ KPMG, <http://www.kpmgvergi.com/tr-tr/PratikBilgiler/vergimevzuatibilgileri/oranlar/Pages/KurumlarVergisiOrani.aspx> [01.12.2009].

6.8. Yatırımın Finansmanı

Yatırım finansmanında %25 özkaynak ve %75 yabancı kaynak kullanılacaktır. Borç faiz oranı %8'dir. Borç ödeme vadesi 10 senedir. Borç ödemeleri 1. senenin sonu itibariyle başlamaktadır. Senelik olarak ödenecek olan borç miktarı 290.224 EUR'dir. Aşağıda Finansman Kaynak Tablosu yer almaktadır.

Tablo 6.7 : Finansman Kaynak Tablosu

Yatırım Miktarı	2.596.566 EUR
Borç Oranı	75,0%
İç Kaynaklar	649.142 EUR
Yabancı Kaynaklar	1.947.425 EUR
Borç Faiz Oranı	8,0%
Borç Vadesi	10 yıl
Borç Ödemeleri	290.224 EUR/yıl

Aşağıdaki tablo, proje ömrü boyunca yıllık nakit çıkışlarını göstermektedir.

Tablo 6.8 : Proje Ömrü Boyunca Yıllık Nakit Çıkışları

Yıl	1	2	3	4
Arazi ve Kaynak Kiralama	13,836 EUR	15,953 EUR	18,394 EUR	21,208 EUR
Kamuya Ödenecek Arazi Payı	556 EUR	641 EUR	739 EUR	852 EUR
Bakım ve Onarım Giderleri	-	-	-	-
Personel Giderleri	69,180 EUR	79,765 EUR	91,969 EUR	106,040 EUR
Çalışma ve Bakım Giderleri	83,572 EUR	96,358 EUR	111,101 EUR	128,099 EUR
Senelik Ödenen Borç Tutarı	290,224 EUR	290,224 EUR	290,224 EUR	290,224 EUR
TOPLAM	373,795 EUR	386,582 EUR	401,325 EUR	418,323 EUR

Yıl	5	6	7	8
Arazi ve Kaynak Kiralama	24,453 EUR	28,194 EUR	32,508 EUR	37,481 EUR
Kamuya Ödenecek Arazi Payı	982 EUR	1,132 EUR	1,306 EUR	1,505 EUR
Bakım ve Onarım Giderleri	-	4,699 EUR	5,418 EUR	6,247 EUR
Personel Giderleri	122,264 EUR	140,970 EUR	162,539 EUR	187,407 EUR
Çalışma ve Bakım Giderleri	147,699 EUR	174,995 EUR	201,770 EUR	232,641 EUR
Senelik Ödenen Borç Tutarı	290,224 EUR	290,224 EUR	290,224 EUR	290,224 EUR
TOPLAM	437,922 EUR	465,219 EUR	491,993 EUR	522,864 EUR

Yıl	9	10	11	12
Arazi ve Kaynak Kiralama	43,216 EUR	49,828 EUR	57,452 EUR	66,242 EUR
Kamuya Ödenecek Arazi Payı	1,736 EUR	2,001 EUR	2,307 EUR	2,660 EUR
Bakım ve Onarım Giderleri	7,203 EUR	8,305 EUR	9,575 EUR	11,040 EUR
Personel Giderleri	216,080 EUR	249,140 EUR	287,259 EUR	331,210 EUR
Çalışma ve Bakım Giderleri	268,235 EUR	309,274 EUR	356,593 EUR	411,152 EUR
Senelik Ödenen Borç Tutarı	290,224 EUR	290,224 EUR	0 EUR	0 EUR
TOPLAM	558,458 EUR	599,498 EUR	356,593 EUR	411,152 EUR

Tablo 6.8 – devam

Yıl	13	14	15	16
Arazi ve Kaynak Kiralama	76,377 EUR	88,063 EUR	101,536 EUR	117,071 EUR
Kamuya Ödenecek Arazi Payı	3,067 EUR	3,537 EUR	4,078 EUR	4,702 EUR
Bakım ve Onarım Giderleri	12,729 EUR	14,677 EUR	16,923 EUR	19,512 EUR
Personel Giderleri	381,885 EUR	440,313 EUR	507,681 EUR	585,356 EUR
Çalışma ve Bakım Giderleri	474,059 EUR	546,590 EUR	630,218 EUR	726,641 EUR
Senelik Ödenen Borç Tutarı	0 EUR	0 EUR	0 EUR	0 EUR
TOPLAM	474,059 EUR	546,590 EUR	630,218 EUR	726,641 EUR

Yıl	17	18	19	20
Arazi ve Kaynak Kiralama	134,983 EUR	155,636 EUR	179,448 EUR	206,903 EUR
Kamuya Ödenecek Arazi Payı	5,421 EUR	6,251 EUR	7,207 EUR	8,310 EUR
Bakım ve Onarım Giderleri	22,497 EUR	25,939 EUR	29,908 EUR	34,484 EUR
Personel Giderleri	674,916 EUR	778,178 EUR	897,239 EUR	1,034,516 EUR
Çalışma ve Bakım Giderleri	837,817 EUR	966,003 EUR	1,113,802 EUR	1,284,213 EUR
Senelik Ödenen Borç Tutarı	0 EUR	0 EUR	0 EUR	0 EUR
TOPLAM	837,817 EUR	966,003 EUR	1,113,802 EUR	1,284,213 EUR

6.9.Yatırımın Getirisi

Yapılmış olan bu yatırımın getirisi; her sene üretilmiş olan elektrik enerjisinin satılması ile elde edilen gelirdir. Devletin vermeyi öngördüğü teşviğe göre ilk 10 sene üretilen kWh enerji başına 0,25 EUR; ikinci 10 sene ise 0,20 EUR olmak üzere toplamda 20 sene satın alma garantisi olacaktır. Kurmuş olduğumuz güneş enerjisi santralinin PVSyst programı ile yapılan simülasyonu sonucunda elde edilen 1 sene boyunca aylar itibariyle ürettiği enerji miktarı aşağıdaki tabloda gösterilmiştir.

Tablo 6.9 : 1MWp Güneş Enerjisi Santrali Karaağaç Beldesi Aylara Göre Enerji Üretim Değerleri

	GlobHor kWh/m ²	T Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	EOutInv kWh	EffArrR %	EffSysR %
January	62.8	13.31	88.3	85.8	76413	72739	7.36	7.01
February	83.1	13.32	106.3	103.3	91869	87667	7.36	7.02
March	132.1	14.98	153.8	149.5	131569	125607	7.28	6.95
April	164.4	17.52	173.5	168.6	147101	140396	7.22	6.89
May	214.8	21.83	205.9	199.4	171714	164077	7.10	6.78
June	229.3	24.87	209.9	202.8	172704	164959	7.00	6.69
July	231.3	28.24	215.8	209.1	176080	168223	6.94	6.63
August	212.3	29.00	215.0	208.6	175095	167315	6.93	6.62
September	167.2	26.98	190.7	185.8	156901	150003	7.00	6.69
October	127.2	23.86	166.2	161.9	138485	132396	7.09	6.78
November	84.9	18.52	122.2	119.1	104066	99458	7.24	6.92
December	63.2	14.74	98.3	95.5	84788	80850	7.34	7.00
Year	1772.5	20.64	1945.9	1889.3	1626785	1553690	7.11	6.80

Legends:	GlobHor	Horizontal global irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
	T Amb	Ambient Temperature	EOutInv	Available Energy at Inverter Output
	GlobInc	Global incident in coll. plane	EffArrR	Effic. Eout array / rough area
	GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings	EffSysR	Effic. Eout system / rough area

Yukarıdaki tabloda gelir hesaplamasında bizim işimize yarayacak olan kısım Eoutinv sütunudur. Bu sütun tüm kayıplarla beraber kurmuş olduğumuz sistemin aylar bazında ve en altta da yılsonunda ne kadar enerji üreteceğini göstermektedir. Bu tabloya göre yılsonunda elimize geçen net elektrik enerjisi miktarı 1.553.690 kWh'dir. Güneş panellerinden üretilen enerjinin verimliliklerinin düşmesi sebebiyle her sene %0,5 azalacağı öngörülmektedir. Üretilen bu enerji miktarının yıllara göre getirisini aşağıdaki tabloda görebilirsiniz.

Tablo 6.10 : Proje Ömür Boyunca Yıllık Nakit Girdileri

Yıl	1	2	3	4
Üretilen Enerji (kWh)	1.553.690	1.545.922	1.538.192	1.530.501
Elektrik Üretim Eskalasyon Oranı	24,7%	24,7%	24,7%	24,7%
Satılan Enerji Getirisi	481.941 EUR	600.980 EUR	745.676 EUR	925.208 EUR
Hurda Değeri	0 EUR	0 EUR	0 EUR	0 EUR
Net Nakit Akışı	481.941 EUR	600.980 EUR	745.676 EUR	925.208 EUR
Kümülatif Toplam Nakit Akışı	481.941 EUR	1.082.922 EUR	1.828.597 EUR	2.753.805 EUR

Yıl	5	6	7	8
Üretilen Enerji (kWh)	1.522.848	1.515.234	1.507.658	1.500.120
Elektrik Üretim Eskalasyon Oranı	24,7%	24,7%	24,7%	24,7%
Satılan Enerji Getirisi	1.147.966 EUR	1.424.356 EUR	1.767.291 EUR	2.192.793 EUR
Hurda Değeri	0 EUR	0 EUR	0 EUR	0 EUR
Net Nakit Akışı	1.147.966 EUR	1.424.356 EUR	1.767.291 EUR	2.192.793 EUR
Kümülatif Toplam Nakit Akışı	3.901.771 EUR	5.326.127 EUR	7.093.418 EUR	9.286.210 EUR

Yıl	9	10	11	12
Üretilen Enerji (kWh)	1.492.619	1.485.156	1.477.730	1.470.342
Elektrik Üretim Eskalasyon Oranı	24,7%	24,7%	24,7%	24,7%
Satılan Enerji Getirisi	2.720.740 EUR	3.375.799 EUR	2.687.136 EUR	3.334.105 EUR
Hurda Değeri	0 EUR	0 EUR	0 EUR	0 EUR
Net Nakit Akışı	2.720.740 EUR	3.375.799 EUR	2.687.136 EUR	3.334.105 EUR
Kümülatif Toplam Nakit Akışı	12.006.951 EUR	15.382.750 EUR	18.069.887 EUR	21.403.991 EUR

Yıl	13	14	15	16
Üretilen Enerji (kWh)	1.462.990	1.455.675	1.448.397	1.441.155
Elektrik Üretim Eskalasyon Oranı	24,7%	24,7%	24,7%	24,7%
Satılan Enerji Getirisi	4.136.841 EUR	5.132.847 EUR	6.368.657 EUR	7.902.006 EUR
Hurda Değeri	0 EUR	0 EUR	0 EUR	0 EUR
Net Nakit Akışı	4.136.841 EUR	5.132.847 EUR	6.368.657 EUR	7.902.006 EUR
Kümülatif Toplam Nakit Akışı	25.540.832 EUR	30.673.679 EUR	37.042.336 EUR	44.944.342 EUR

Yıl	17	18	19	20
Üretilen Enerji (kWh)	1.433.949	1.426.779	1.419.645	1.412.547
Elektrik Üretim Eskalasyon Oranı	24,7%	24,7%	24,7%	24,7%
Satılan Enerji Getirisi	9.804.533 EUR	12.165.121 EUR	15.094.057 EUR	18.728.177 EUR
Hurda Değeri	0 EUR	0 EUR	0 EUR	639.807 EUR
Net Nakit Akışı	9.804.533 EUR	12.165.121 EUR	15.094.057 EUR	19.367.985 EUR
Kümülatif Toplam Nakit Akışı	54.748.875 EUR	66.913.997 EUR	82.008.053 EUR	101.376.038 EUR

PVSyst programı ile mevcut proje için yapılmış simülasyon sonuçlarını Ek 7'de bulabilirsiniz. Yıllık getri miktarı, bu programla hazırlanan simülasyon sonucu elde edilen yılsonu üretilen enerji miktarı ile devletin kWh başına vermiş olduğu teşviğin

çarpımına eşittir. Bir önceki senenin teşvik rakamı her sene yeniden değerlendirme oranı ile çarpılarak o seneki net değeri bulunur.

6.10. Nakit Akışları Tablosu

Yukarıdaki tablolarda 20 sene boyunca yapılan yatırımda sene bazındaki nakit giriş ve çıkışları gösterilmiştir. Bu tabloları birleştirip vergi ve amortismanına tabi tuttuğumuz zaman net nakit akışlarını gösteren tablo ortaya çıkmaktadır. Yapılan yatırımın karlı olup olmadığına bu son oluşturulacak net nakit akışı tablosu vasıtasıyla karar verilecektir. Aşağıdaki tablo 20 senelik proje ömrü boyunca ki nakit akışlarını göstermektedir.

Tablo 6.11 : Net Nakit Akış Tablosu

Yıl	Nakit Girişleri	Nakit Çıkışları	Faiz	Vergi Öncesi Nakit Akışı	Gelir Vergisi	Vergi Sonrası Nakit Akışı	Kümülatif Nakit Akışı
0		-649.142 EUR					-649.142 EUR
1	481.941 EUR	-83.572 EUR	-290.224 EUR	108.146 EUR	3.014 EUR	105.131 EUR	-544.010 EUR
2	600.980 EUR	-96.358 EUR	-290.224 EUR	214.399 EUR	19.669 EUR	194.730 EUR	-349.281 EUR
3	745.676 EUR	-111.101 EUR	-290.224 EUR	344.351 EUR	39.929 EUR	304.422 EUR	-44.858 EUR
4	925.208 EUR	-128.099 EUR	-290.224 EUR	506.885 EUR	65.290 EUR	441.595 EUR	396.737 EUR
5	1.147.966 EUR	-147.699 EUR	-290.224 EUR	710.044 EUR	97.012 EUR	613.032 EUR	1.009.769 EUR
6	1.424.356 EUR	-174.995 EUR	-290.224 EUR	959.137 EUR	135.721 EUR	823.416 EUR	1.833.185 EUR
7	1.767.291 EUR	-201.770 EUR	-290.224 EUR	1.275.297 EUR	185.100 EUR	1.090.198 EUR	2.923.383 EUR
8	2.192.793 EUR	-232.641 EUR	-290.224 EUR	1.669.928 EUR	246.753 EUR	1.423.175 EUR	4.346.558 EUR
9	2.720.740 EUR	-268.235 EUR	-290.224 EUR	2.162.282 EUR	323.686 EUR	1.838.596 EUR	6.185.154 EUR
10	3.375.799 EUR	-309.274 EUR	-290.224 EUR	2.776.301 EUR	419.634 EUR	2.356.667 EUR	8.541.821 EUR
11	2.687.136 EUR	-356.593 EUR	0 EUR	2.330.543 EUR	296.997 EUR	2.033.546 EUR	10.575.367 EUR
12	3.334.105 EUR	-411.152 EUR	0 EUR	2.922.953 EUR	373.725 EUR	2.549.227 EUR	13.124.594 EUR
13	4.136.841 EUR	-474.059 EUR	0 EUR	3.662.782 EUR	469.628 EUR	3.193.154 EUR	16.317.748 EUR
14	5.132.847 EUR	-546.590 EUR	0 EUR	4.586.257 EUR	589.406 EUR	3.996.851 EUR	20.314.599 EUR
15	6.368.657 EUR	-630.218 EUR	0 EUR	5.738.439 EUR	738.898 EUR	4.999.541 EUR	25.314.141 EUR
16	7.902.006 EUR	-726.641 EUR	0 EUR	7.175.365 EUR	925.353 EUR	6.250.013 EUR	31.564.153 EUR
17	9.804.533 EUR	-837.817 EUR	0 EUR	8.966.716 EUR	1.157.773 EUR	7.808.943 EUR	39.373.096 EUR
18	12.165.121 EUR	-966.003 EUR	0 EUR	11.199.118 EUR	1.447.331 EUR	9.751.787 EUR	49.124.884 EUR
19	15.094.057 EUR	-1.113.802 EUR	0 EUR	13.980.255 EUR	1.807.892 EUR	12.172.363 EUR	61.297.247 EUR
20	19.367.985 EUR	-1.284.213 EUR	0 EUR	18.083.772 EUR	2.384.619 EUR	15.699.153 EUR	76.996.400 EUR

6.11. Güneş Enerjisi Yatırımının Değerlendirilmesi

Yapılacak olan yatırımın değerlendirmesi ile ilgili olarak daha önceden konu anlatımı içerisinde yer alan statik ve dinamik değerlendirme yöntemleri kullanılacaktır.

6.11.1. Paranın Zaman Değerini Dikkate Almayan Statik Teknikler

6.11.1.1. Ortalama Karlılık Oranı

Ortalama verimlilik ile ilgili hesaplamayı Formül (5.19) ve Formül (5.20)'dan görmek mümkündür. Burada hesaplamayı yapabilmemiz için öncelikle zaman faktörünü göz önüne almadan (enflasyon ve değerlemelerin olmadığını farzederek) ne kadarlık bir net nakit akışın olduğunun bulunması gerekir. Aşağıda yer alan Tablo 6.12; 20 sene boyunca kümülatif net nakit akışlarını göstermektedir.

Tablo 6.12 : Kümülatif Net Nakit Akış Tablosu

YIL	1	2	3	4	5
GELİR	386.480 EUR	384.548 EUR	382.625 EUR	380.712 EUR	378.809 EUR
GİDER	362.706 EUR	362.706 EUR	362.706 EUR	362.706 EUR	362.706 EUR
NET NAKİT AKIŞI	23.775 EUR	21.842 EUR	19.920 EUR	18.007 EUR	16.103 EUR
KÜMÜLATİF NET NAKİT AKIŞI	23.775 EUR	45.617 EUR	65.537 EUR	83.543 EUR	99.646 EUR

YIL	6	7	8	9	10
GELİR	376.915 EUR	375.030 EUR	373.155 EUR	371.289 EUR	369.433 EUR
GİDER	364.706 EUR	364.706 EUR	364.706 EUR	364.706 EUR	364.706 EUR
NET NAKİT AKIŞI	12.209 EUR	10.324 EUR	8.449 EUR	6.583 EUR	4.727 EUR
KÜMÜLATİF NET NAKİT AKIŞI	111.855 EUR	122.179 EUR	130.629 EUR	137.212 EUR	141.939 EUR

YIL	11	12	13	14	15
GELİR	294.068 EUR	292.598 EUR	291.135 EUR	289.679 EUR	288.231 EUR
GİDER	74.482 EUR	74.482 EUR	74.482 EUR	74.482 EUR	74.482 EUR
NET NAKİT AKIŞI	219.586 EUR	218.116 EUR	216.653 EUR	215.197 EUR	213.749 EUR
KÜMÜLATİF NET NAKİT AKIŞI	361.525 EUR	579.641 EUR	796.294 EUR	1.011.492 EUR	1.225.241 EUR

YIL	16	17	18	19	20
GELİR	286.790 EUR	285.356 EUR	283.929 EUR	282.509 EUR	281.097 EUR
GİDER	74.482 EUR	74.482 EUR	74.482 EUR	74.482 EUR	74.482 EUR
NET NAKİT AKIŞI	212.308 EUR	210.874 EUR	209.447 EUR	208.027 EUR	206.615 EUR
KÜMÜLATİF NET NAKİT AKIŞI	1.437.549 EUR	1.648.423 EUR	1.857.870 EUR	2.065.897 EUR	2.272.512 EUR

Yukarıdaki tablodan 20 sene sonundaki kümülatif net nakit akışının 2.272.512 EUR olduğu görülmektedir. Bu değeri baz alarak hesaplayacağımız ortalama karlılık oranlarını özsermaye karlılık oranı ve yatırım karlılık oranı olarak ikiye ayırmak gerekir. Özsermaye karlılık oranı, yatırım için öz kaynaklarca karşılanan paranın ekonomik ömür sonunda ne kadarlık bir getirisi olduğunu göstermektedir. Yatırım karlılık oranı ise ekonomik ömür boyunca tüm yatırımın getiri oranını ifade etmektedir. Tablo 6.12'deki nakit akışları baz alındığında ortalama karlılık oranları şu şekilde bulunur;

Özsermaye Üzerinden Karlılık Oranı: 3,5

Yatırım Üzerinden Karlılık Oranı: 0,87

Yukarıdaki sonuçları yorumlamak gerekirse yapılmış olan yatırımın getirisi özsermaye miktarının 3,5 katına denk gelmektedir. Yani bu proje yatırımının yatırılan özsermaye baz alındığında getirisi %250'dir. Yatırımın tüm bedeli üzerinden karlılığa bakacak olursak oran %87'dir. Yani yapılan yatırım bize kar değil zarar getirmiştir diyebiliriz.

Ortalama karlılık hesabı yapılırken esas bakmamız gereken kısım bizim cebimizden çıkan miktara karşılık ne kadar net gelirimizin olacağı şeklindedir. Bu sebeple özsermaye karlılık oranı bu değerlendirmede baz alınmalıdır. Buna göre yapılacak yatırım karlı görünmektedir. Fakat tek başına bu yöntem bir karar verme kriteri değildir.

Ortalama karlılık oranı hesaplanırken hem özsermaye bedeline hem de toplam yatırım bedeline göre ne kadar bir karlılığın olduğu bulunabilmektedir. Formül (5.19) ile Formül (5.20) 'a göre ve Tablo 6.12'deki nakit akım değerleri göz önüne alınarak ortalama karlılık oran değerleri hesaplanmıştır.

6.11.1.2. Basit Geri Dönüş Süresi

Basit geri ödeme süresi yapılan yatırımın karlılık seviyesinden çok kendisini ne kadar çabuk amorti edeceği ile alakalıdır. Yatırım kendisini ne kadar çabuk amorti ederse o kadar çabuk likidite sağlanmış olur. Formül (5.21) ya da Formül (5.22)'de yer alan değerleri yerine koyarak geri dönüş süresini hesap edebiliriz. Bizim uygulamamız için geri dönüş süresi santralin 20 sene sonraki hurda değeri hesaba katıldığında 6,2 sene; katılmadığında ise 8,2 sene çıkmaktadır. Genellikle bu tarz yatırımlarda sistemin kendisini ilk 10 sene içerisinde muhakkak amorti etmesi beklenir. Buradaki elde edilen sonuç ise 10 senenin altında bir rakam olduğu şeklindedir. Yani sistem kendisini 6,2 sene amorti ediyor; bundan sonraki senelerde ise kara geçmeye başlıyor şeklinde yorumlayabiliriz. Karlılık oranları ve geri dönüş süresine bakarak bu yatırımın kesin olarak yapılabilceği kararı verilemez. Ancak dinamik yöntemlerle yapılan hesapların ardından bir karar verme imkânı oluşur.

6.11.1.3. Birim Enerji Üretim Maliyeti

Bu kısımda hesaplanacak olan üretilen enerjinin 20 sene itibariyle birim üretim maliyetidir. Bunun için ihtiyaç duyulan veriler sistemin 20 sene boyunca yatırım maliyeti ile 20 sene sonunda üretilen enerji miktarıdır. Bu yatırım maliyeti içerisinde sistem ilk yatırım maliyeti ile yıl içerisinde santral bakımı ve işletmesi için harcanan miktarlar ve finansman borç ödemelerinin faiz ödemeleri kısmı geçerlidir. Buna göre aşağıdaki tablolarda 20 sene boyunca ne kadarlık bir maliyete katlanıldığı ve 20 sene sonunda ne kadar enerji üretildiği görülmektedir.

Tablo 6.13 : Yıllar İtibariyle Katlanılan Maliyetler ve Enerji Üretim Değerleri

Yıl	0	1	2	3	4
İlk Yatırım Maliyeti (EUR)	2,596,566				
Yıllık İşletme Giderleri (EUR)		72,482	72,482	72,482	72,482
Faiz Ödemeleri (EUR)		95,481	95,481	95,481	95,481
Üretilen Enerji Miktarı (kWh)		1,553,690	1,545,922	1,538,192	1,530,501

Yıl	5	6	7	8	9
İlk Yatırım Maliyeti					
Yıllık İşletme Giderleri	72,482	72,482	72,482	72,482	72,482
Faiz Ödemeleri	95,481	95,481	95,481	95,481	95,481
Üretilen Enerji Miktarı (kWh)	1,522,848	1,515,234	1,507,658	1,500,120	1,492,619

Yıl	10	11	12	13	14
İlk Yatırım Maliyeti					
Yıllık İşletme Giderleri	72,482	72,482	72,482	72,482	72,482
Faiz Ödemeleri	95,481				
Üretilen Enerji Miktarı (kWh)	1,485,156	1,477,730	1,470,342	1,462,990	1,455,675

Yıl	15	16	17	18	19	20
İlk Yatırım Maliyeti						
Yıllık İşletme Giderleri	72,482	72,482	72,482	72,482	72,482	72,482
Faiz Ödemeleri						
Üretilen Enerji Miktarı (kWh)	1,448,397	1,441,155	1,433,949	1,426,779	1,419,645	1,412,547

TOPLAM MALİYET	5,001,017 EUR
ÜRETİLEN ENERJİ	29,641,149 kWh
BİRİM ENERJİ MALİYETİ	0.17 EUR/kWh

Yukarıdaki tabloya göre elektrik enerjisi üretimi için katlanılan maliyetler ilk yatırım maliyetleri, yıllık işletme giderleri ve faiz ödemelerinden oluşmaktadır. Buna göre 20 sene boyunca santralin maliyetleri toplamı 5.001.017 EUR'dur. Buna karşılık üretilen enerji miktarı ise 26.641.149 kWh'dir. Bu iki değeri oranladığımızda üretilen enerjinin birim maliyetine ulaşılmaktadır. Bu değer de 0,17 EUR/kWh'dir. Solarbuzz.com websitesinde üretilen enerjinin birim maliyeti 0,1959 EUR olarak

gösterilmiştir¹⁶¹. Bu iki değer kıyaslandığında Hatay ili sınırları içerisinde kurulan güneş enerjisi santralının birim üretim maliyeti, dünya ortalama değerinin altında kalmıştır. Bu da yapılan yatırımın karlı olabileceğine dair göstergelerden bir tanesidir.

6.11.2. Paranın Zaman Değerini Dikkate Alan Dinamik Teknikler

6.11.2.1. Net Bugünkü Değer

Belirlemiş olduğumuz iskonto oranını (%25) baz alarak gelecekte elde edilen tüm gelir ve giderlerin bugüne indirgenmesi sağlanır. Keza hurda değerinin de 20 sene sonra bir getirisi olduğunu düşünürsek, o değer de bugüne indirgenmesi gerekmektedir.

Tablo 6.11 Net Nakit Akış Tablosu'ndaki yıllık nakit akışlarını baz aldığımızda yatırımın Net Şimdiki Değeri 3.041.236 EUR çıkmaktadır. Bu meblağ, yatırımdan 20 sene boyunca elde edeceğimiz net gelirin bugünkü değerini ifade etmektedir. Bir yatırımın karlı olabilmesi için Net Şimdiki Değerinin pozitif çıkması gerekir. Yapmış olduğumuz fizibilite çalışmasında bu değer pozitif çıkmıştır. Bu sebeple bu projeye yatırım yapılabilceğini söyleyebiliriz.

6.11.2.2. İç Karlılık Oran Yöntemi

İç karlılık oranı, yatırım projesinin Net Bugünkü Değerini sıfıra eşitleye iskonto oranını ifade etmektedir. Hesap sonucu bulunan iskonto oranı bizim tahmini karlılık düzeyimizi belirtmektedir. Eğer bu oran daha önceden baz alınan iskonto oranından büyükse proje yatırımına karar verilecektir. Bu oran ne kadar büyük ise yatırım o kadar karlıdır.

Güneş enerjisinden elektrik üretimi fizibilitesi için belirlemiş olduğumuz iskonto oranı %25 idi. Tablo 6.11: Net Nakit Akış Tablosu baz alınarak elde edilen verilerin Formül (5.24)'de yerine konması ile iç karlılık oranı bulunacaktır.

Aslında fizibilite çalışmalarında iç karlılık oranını belirlerken ilk yatırım maliyeti olarak tüm yatırım bedelini ya da özsermaye bedelini baz alabilir ve hesabı bu değere göre yapabiliriz. Yine iç karlılık oranını vergi öncesi ve vergi sonrası olarak iki

¹⁶¹ Solarbuzz, <http://www.solarbuzz.com/>. [20.12.2009].

şekilde hesaplamak mümkündür. Buna göre yukarıdaki verilen bilgiler ışığında elde edilen iç karlılık oranları şu şekildedir;

- Vergi Öncesi İç Karlılık Oranı – Özsermaye: %59,4
- Vergi Öncesi İç Karlılık Oranı – Varlıklar: %31,3
- Vergi Sonrası İç Karlılık Oranı – Özsermaye: %55,8
- Vergi Sonrası İç Karlılık Oranı – Varlıklar: %29,4

İç karlılık oranı hesaplarında bizim için önemli olan aslında bizim cebimizden çıkan fona karşılık ne kadar net kar elde edeceğimizdir; yani Vergi Sonrası Karlılık Oranıdır. Fakat burada elde edilen 4 veriyi de yorumlayacağız. Buna göre ilk etapta vergi öncesi değerlere bakalım.

Yatırım fizibilitesi başında bizim öngörmüş olduğumuz iskonto oranı %25 idi. Yapmış olduğumuz iç karlılık oranı hesabına göre vergi öncesi iç karlılık oranları belirlenen bu iskonto oranından yüksektir. Hele ki özsermaye iç karlılık oranı %60'a yakın bir seviyeye gelmiştir. Fakat esas yatırım kararı alınmasında önemli olan oran vergi sonrası elde edilen iç karlılık oranıdır. Bu oranlara da baktığımız zaman daha önceden öngördüğümüz %25'lik iskonto oranından fazla olduğu görülmektedir.

Sonuç olarak iç karlılık oranı değerlerine göre yatırım kararı alınacağını söyleyebiliriz.

6.11.2.3. Maliyet Fayda Oranı

Bu oran yatırımın ekonomik ömrünce elde edeceği nakit girişlerinin bugünkü değerleri toplamının, yatırım harcamalarının bugünkü değerleri toplamına oranı ile elde edilir. Maliyet Fayda oranının 1'den büyük bir değer alması halinde projeye yatırım kararı verilir. . Tablo 6.11'de yer alan Net Nakit Akış Tablosu baz alınarak nakit girişlerinin ve yatırım harcamalarının bugünkü değerleri elde edilip oranlandığı zaman Maliyet Fayda Oranı 5,69 çıkmaktadır. 1'den büyük olması bu projeye yatırım yapılabilceğini göstermektedir.

7. SONUÇ

Tüm dünyada olduğu gibi artık ülkemizde de yenilenebilir enerji yatırımları gün geçtikçe artmaktadır. Özellikle 2005 yılında çıkan Yenilenebilir Enerji Kanunu ile birlikte rüzgar enerjisinde ne boyutta bir gelişme gösterildiği aşıkardır. Fakat ilk yatırım maliyeti en yüksek enerji kaynağı olan güneş enerjisi için bu kanunda belirtilen teşvikler yetersiz kalmıştır. Üretilen kWh birim enerji başına verilen 5,5 EUR Cent'lik rakam güneş enerjisine yatırım yapmayı bekleyen yatırımcıları mutlu etmemiştir. İhtiyaç duyulan teşvik rakamları bu değerin çok daha üzerindedir.

En son Yenilenebilir Enerjiler Kanunu'nda yapılması öngörülen değişiklikle her yenilenebilir enerji kaynağına farklı bir miktarda teşvik verilecektir. En fazla teşvik rakamını da güneş enerjisi alacaktır. Fotovoltaik panellerle kurulacak olan güneş enerjisi santrallerine verilecek teşviğin kapsamında yatırımcılar ilk 10 sene ürettikleri enerjiyi 0,25 EUR' dan; ikinci 10 sene ise 0,2 EUR' dan her kWh başına devlete satabileceklerdir.

Yapmış olduğumuz fizibilite çalışması komisyonun öngördüğü bu teşvik değerleriyle Hatay ilinde bir yatırım yapmaya kalksak bizim için karlı bir yatırım olup olmayacağının sonuçlarını göstermektedir. Hatay, bulunduğu konum itibarıyla Türkiye'nin güneyinde; yani en çok güneş alan bölgesindedir. Bu ilde yapmış olduğumuz fizibilite çalışmasında gelecekteki nakit akışlarının bugüne indirgendığı hali hep pozitif çıkmıştır. Gerek zamanı dikkate almayan statik yöntemlerle gerekse zaman kavramını öngören dinamik yöntemlerle yapılan tüm hesaplarda istenen oranın üzerinde değerler yakalanmıştır. Kurulacak olan sistemin Hatay koşullarında karlı bir yatırım olduğunu göstermektedir.

Bunun yanında sistem geri dönüş süresi ile ilgili yapılan hesapta, bu sürenin 6,2 sene civarında olması sistemin kendini çabuk amorti ettiğini ve likidite konusunda bir rahatlık yaşanacağını göstermektedir. Bu tarz yatırımlarda genellikle Almanya gibi bu konuda öncü ülkelerde yatırımcılar geri dönüş süreleri 10 sene civarıdır. 10 sene bir sınır kabul edilebilir. Çünkü bu tarz yatırımların geri dönüş sürelerinin gerek

yatırımcı gerekse finansman kuruluşlar tarafından 10 senenin altında olması istenir. Yatırım, kendini amorti etmesi açısından istenilen sürelerdedir diyebiliriz. Uygun faiz oranları ve uygun geri ödeme süreleri seçilmesi durumunda bu yatırımın kendini çok daha kısa sürede amorti edebileceği öngörülebilir.

Yapılan yatırım sonucuna bir de diğer iller açısından bakalım. Kuzey'e doğru gidildikçe güneş radyasyon değeri ile orantılı bir şekilde üretilen elektrik miktarı düşecek; yeni net gelirler azalacaktır. Bu da şunu gösteriyor ki Hatay yerine daha kuzeyde bu yatırımı yapmış olsaydık geri dönüş süremiz daha uzun ve net nakit akışımız daha düşük olacaktı. Böyle bir durumda verilecek olan teşvik miktarı çok iyi analiz edilmeli ve sistem geri dönüş süresini 10 senelerin altına düşürmelidir. Bir diğer önemli husus da uygun finansman şekillerinin doğru olarak belirlenmesidir.

Yapılan yatırımlarda kullanılan ürünler tek başına sistemin karlılığını etkileyen unsurlar değildir. Finansman şekilleri de bu yatırımların ne derece karlı olduğunu belirleyecek değişkenlerdir. Buna göre uygun vadede uygun geri ödeme şekilleriyle belirlenmiş bir finansman modeli ile sistem geri dönüş süresi ve karlılığı maksimize edilebilir. Avrupa, Japonya ve ABD'de finansman kuruluşlarının yenilenebilir enerjilere özel kredi departmanları bulunmaktadır.

Bu yatırımlardaki amaçların en başında minimum özsermaye kullanarak maksimum enerji üretmek ve yıllık kazancı maksimize etmek; bunu da karlılığı en fazla yapacak finansman modeli ile gerçekleştirmek olmalıdır.

Sonuç olarak yapmış olduğumuz fizibilite çalışmasında kullanmış olduğumuz statik ve dinamik yöntemler vasıtasıyla elde ettiğimiz sonuçlara göre Hatay Karaağaç Beldesi'nde yapılacak olan güneş enerjisi santrali yatırımı, karlı bir yatırım olarak görünmektedir. Şu an taslak halinde olmasına rağmen 2010 yılı ilk yarısında çıkması öngörülen yasalaşması öngörülen Yenilenebilir Enerji Kanunu'nda fotovoltaik güneş enerjisi yatırımları için geçerli olacak ilk 10 sene 0,25 EUR/kWh; ikinci 10 sene ise 0,2 EUR/kWh'lik teşviğin güneş enerjisine yatırım yapmak için yeterli olduğunu söyleyebiliriz.

Ülkemizde fotovoltaik güneş enerjisi teknolojisi gün geçtikçe çok daha fazla bilinmeye başlamıştır. Birkaç firma fotovoltaik hücre laminasyonuna başlamıştır. Birçok firma ise direk olarak güneş paneli üretimine girmek için hazırlıklarını

yapmaktadırlar. Böyle bir teknolojinin özellikle çok adetli olarak belirli standartlar içerisinde üretilmesi, sistem maliyetlerini düşürücü bir etken olacaktır. Fakat bu henüz gerçekleşecek bir durum değil; hemen hemen 2020 yılı öngörüleridir diyebiliriz. Sadece panelde değil inverterde de yerli üretim ile sistem maliyetleri düşmekle birlikte servis hizmetleri konusunda ciddi bir avantaj da sağlanmış olur. Bu bahsedilen unsurlar; sistem geri dönüş süresini kısaltıp karlılığını arttırıcı unsurlar olarak sıralanabilir.

KAYNAKÇA

Akkaya, Sibel. “Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Türkiye Açısından Önemi ve Bir Rüzgar Enerjisi Uygulaması”. Yüksek Lisans Tezi, Fırat Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü, 2007.

Atılğan, İbrahim. “Türkiye’nin Enerji Potansiyeline Bakış”, **Gazi Üniversitesi Mühendislik-Mimarlık Fakültesi Dergisi**. c.15 n.1(2000): 31-47.

Ay, Selim. **Elektrik Enerjisi Ekonomisi**, İstanbul: Birsen, 2008.

Aydın, Nurban, Metin Çoşkun, Hasan Bakır, Ali Ceylan, Mehmet Başar. **Finansal Yönetim**. Eskişehir: Anadolu Üniversitesi, 2004.

Bolak, Mehmet. **İşletme Finansı**, İstanbul: Birsen Yayınevi, 2005.

Borsa Terimleri Sözlüğü.

http://borsa.terimleri.com/Yeniden_Degerleme.html [01.12.2009].

Devlet Su İşleri. **Toprak ve Su Kaynakları**.

<http://www.dsi.gov.tr/topraksu.htm> [14.04.2009].

Durak, Saffet. “Jeotermal Kaynağa Dayalı Elektrik Üretimine İlişkin Yasal Düzenleme ve Destekler”, **15. Uluslar arası Enerji ve Çevre Fuarı ve Konferansı Bildiriler Kitabı**, ICCI, 2009.

Elektrik İşleri Etüt İdaresi Web Sitesi. Türkiye’de Güneş Enerjisi.

<http://www.eie.gov.tr/turkce/YEK/gunes/tgunes.html> [15.08.2009].

_____. Türkiye’de Jeotermal Enerji.

http://www.eie.gov.tr/turkce/YEK/jeotermal/13turkiyede_jeotermal_enerji.html [15.08.2009]

_____. Türkiye’de İşletmede Olan Rüzgar Enerji Santralleri. 04.02.2009.

http://www.eie.gov.tr/turkce/YEK/ruzgar/TURKIYE_RES_20090204.doc [15.05.2009]

Elektrik Üretim Anonim Şirketi. **Elektrik Üretim Sektör Raporu**. 2008.

Enerji Özel İhtisas Komisyonu. **IX. Kalkınma Planı**. İstanbul, 2003.

Emiroğlu, Akif. **Ticari Açıdan Yatırım Projeleri**, İstanbul: Motif Matbaası, 2002.

Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı Web Sitesi.

<http://www.enerji.gov.tr> [10.04.2009].

EPDK. **Enerji Yatırımcısının El Kitabı**. Ankara, 2007.

Eren, Esin. “Jeotermal Enerji Bugün ve Yarın”. 15. Uluslararası Enerji ve Çevre Fuarı ve Konferansı Bildiriler Kitabı, ICCI, 2009: 68-71.

European Photovoltaic Industry Association (EPIA). **Global Market Outlook Until 2013**. 2009.

Gedik, Tark, Kadri Cemil Akyüz, İlker Akyüz, “Yatırım Projelerinin Hazırlanması”. **Bartın Orman Fakültesi Dergisi**. c.7, s.7(2005): 51-61.

Gipe, Paul. “A Community Power Photovoltaic Project Financial Model”.

<http://www.wind-works.org/Solar/TorontoRenewableEnergyCooperativesSolarShareProjectAnalysis.html>, [02.11.2009].

Global Enerji Dergisi, **Türkiye’nin Enerji Kaynakları**. İstanbul, 2007.

Greenpeace, EPIA. **Solar Generation V**. 2008.

Güler, Önder. “Dünya’da ve Türkiye’de Rüzgar Enerjisi”, İstanbul Teknik Üniversitesi Enerji Enstitüsü.

International Energy Agency (IEA). **Photovoltaic Power System Programme (PVPS), Trends in Photovoltaic Applications**. Switzerland, 2008.

Justin, “North America’s Largest Solar-Electric Plant Switched On”. 28 Aralık 2009. <http://www.metaefficient.com/news/north-americas-largest-solar-electric-plant-in-switched-on.html> [10.10.2009].

Kabukçuoğlu, Serdar. **Herkes İçin Fizibilite**, Ankara: 2005.

Karaağaç, İskenderun

http://tr.wikipedia.org/wiki/Karaa%C4%9Fa%C3%A7,_%C4%B0skenderun, [02.11.2009]

_____. http://tr.wikipedia.org/wiki/Karaa%C4%9Fa%C3%A7,_%C4%B0skenderun, [02.11.2009]

Kargül, İ. Doğan. **Yatırımlarda Proje Analizi**. İstanbul: Rem Ofset Matbaacılık, 1996.

Kurumlar Vergi Kanunu

<http://www.kpmgvergi.com/tr-tr/PratikBilgiler/vergimevzuatibilgileri/oranlar/Pages/KurumlarVergisiOrani.aspx> [01.12.2009].

Large Scale Photovoltaic Power Plant Ranking

<http://pvresources.com/en/top50pv.php> [10.10.2009].

Nobesol Company Web Site

<http://www.nobesol.com> [10.10.2009].

Pamir, A. Necdet. **Dünya ve Türkiye’de Enerji, Türkiye’nin Enerji Kaynakları ve Enerji Politikaları**. 2003.

Petrol İşleri Genel Müdürlüğü Web Sitesi

http://www.pigm.gov.tr/petrol_potansiyelimiz.php [13.04.2009].

_____.

<http://www.pigm.gov.tr/ssss.php> [13.04.2009].

PV Database, Urban Scale Photovoltaic System.

<http://www.pvdatabase.org> [10.10.2009].

PV Resources Web Sitesi

<http://pvresources.com/en/top50pv.php> [10.10.2009].

RETScreen help dosyası.

RETScreen International. **Clean Energy Project Analysis**. Canada, 2005.

RETScreen International Web sayfası

<http://www.retscreen.net> [20.12.2009]

Sanayi, Ticaret, Enerji, Tabii Kaynaklar, Bilgi ve Teknoloji Komisyonu. “Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Elektrik Enerjisi Üretimi Amaçlı Kullanımına İlişkin Kanunda Değişiklik Yapılmasına Dair Kanun Teklifi”. 2/340, D: 23, Sayı: 395, 21 Aralık 2009.

Solar Energy International. **Photovoltaics Design and Installation Manuel**. Canada: New Society Publisher, 2004

Steca Solar Electronics Kataloğu

<http://www.stecasolar.de>

Solarbuzz: Solar Energy Research and Consultancy

<http://www.solarbuzz.com>

Şen H. Mete. **Türkiye’nin Genel Enerji Durumu**, İTÜ Makina Fakültesi.

T.C. İskenderun Kaymakamlığı

<http://www.iskenderun.gov.tr/?sayfa=icerik&icerikid=20> [02.11.2009].

_____.

<http://www.iskenderun.gov.tr/?sayfa=icerik&icerikid=100> ,[02.11.2009].

Taş, Elçin. **Ekonomik Fizibilite Çalışması**. 2009.

TEİAŞ Web Sitesi

<http://www.teias.gov.tr> [10.04.2009]

Temiz Dünya Derneği. **Temiz Dünya Rehberi Güneş Enerjisi**. İstanbul, 2009.

Türk Mühendis ve Mimar Odalar Birliği. **TMMOB Enerji Raporu 2006**. 1.bs, Ankara: Yağmur Ofset, 2006.

Türkiye İktisat Kongresi. **Türkiye İktisat Kongresi Enerji Çalışma Grubu Raporu-1**. 2008.

Türkiye Taşkömürü Kurumu Genel Müdürlüğü. **Taşkömürü Sektör Raporu**. 2009.

Uslu, M. Zeki, Yıldırım Beyazıt Önal, **Yatırım Projeleri**, Adana: Karahan Yayınları, 2007.

Usta, Öcal. **İşletme Finansı ve Finansal Yönetim**. 3.bs. Ankara: Detay Yayıncılık, 2008.

“Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Elektrik Enerjisi Üretimi Amaçlı Kullanımına İlişkin Kanun (5346 S.K.)”, **Resmi Gazete**, 25819, Mayıs 2005.

Yeni Teşvik Uygulama Sistemi (Yatırımlarda Devlet Yardımları Hakkında Karar Ve Uygulamasına İlişkin Tebliğ Çerçevesinde)

http://alomaliye.com/2009/a_utku_cakil_yeni_tesvik.htm [20.12.2009].

EKLER

Ek-1 5346 Sayılı Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Elektrik Enerjisi Üretimi Amaçlı Kullanımına İlişkin Kanun

YENİLENEBİLİR ENERJİ KAYNAKLARININ ELEKTRİK ENERJİSİ ÜRETİMİ AMAÇLI KULLANIMINA İLİŞKİN KANUN

Kanun Numarası : 5346
Kabul Tarihi : 10/5/2005
Yayımlandığı R.Gazete : Tarih: 18/5/2005 Sayı : 25819
Yayımlandığı Düstur : Tertip : 5 Cilt : 44 Sayfa:

BİRİNCİ BÖLÜM

Amaç, Kapsam, Tanımlar ve Kısaltmalar

Amaç

Madde 1- Bu Kanunun amacı; yenilenebilir enerji kaynaklarının elektrik enerjisi üretimi amaçlı kullanımının yaygınlaştırılması, bu kaynakların güvenilir, ekonomik ve kaliteli biçimde ekonomiye kazandırılması, kaynak çeşitliliğinin artırılması, sera gazı emisyonlarının azaltılması, atıkların değerlendirilmesi, çevrenin korunması ve bu amaçların gerçekleştirilmesinde ihtiyaç duyulan imalat sektörünün geliştirilmesidir.

Kapsam

Madde 2- Bu Kanun; yenilenebilir enerji kaynak alanlarının korunması, bu kaynaklardan elde edilen elektrik enerjisinin belgelendirilmesi ve bu kaynakların kullanımına ilişkin usul ve esasları kapsar.

Tanımlar ve kısaltmalar

Madde 3- Bu Kanunda geçen;

1. Bakanlık : Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı,
2. EPDK : Enerji Piyasası Düzenleme Kurumunu,
3. DSİ : Devlet Su İşleri Genel Müdürlüğünü,
4. EFE : Elektrik İşleri Etüt İdaresi Genel Müdürlüğünü,
5. TEİAŞ : Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketini,
6. MTA : Maden Tetkik ve Arama Genel Müdürlüğünü,
7. TETAŞ : Türkiye Elektrik Ticaret ve Taahhüt Anonim Şirketini,
8. Yenilenebilir enerji kaynakları (YEK) : Hidrolik, rüzgâr, güneş, jeotermal, biyokütle, biyogaz, dalga, akıntı enerjisi ve gel-git gibi fosil olmayan enerji kaynaklarını,
9. Biyokütle : Organik atıkların yanı sıra bitkisel yağ atıkları, tarımsal hasat artıkları dahil olmak üzere, tarım ve orman ürünlerinden ve bu ürünlerin işlenmesi sonucu ortaya çıkan yan ürünlerden elde edilen katı, sıvı ve gaz halindeki yakıtları,
10. Jeotermal kaynak : Yerkabuğundaki doğal ısı nedeniyle sıcaklığı sürekli olarak bölgesel atmosferik ortalama sıcaklığın üzerinde olan, erimiş madde ve gaz içerebilen doğal su, buhar ve gazlar ile kızgın kuru kayalardan elde edilen su, buhar ve gazları,
11. Bu Kanun kapsamındaki yenilenebilir enerji kaynakları: Rüzgâr, güneş, jeotermal, biyokütle, biyogaz, dalga, akıntı enerjisi ve gel-git ile kanal veya nehir tipi veya rezervuar alanı onbeş kilometrekarenin altında olan hidroelektrik üretim tesisi kurulmasına uygun elektrik enerjisi üretim kaynaklarını,
12. Türkiye ortalama elektrik toptan satış fiyatı: Yılı içerisinde ülkede uygulanan ve EPDK tarafından hesap edilen elektrik toptan satış fiyatlarının ortalamasını,

İfade eder.

İKİNCİ BÖLÜM

Yenilenebilir Enerji Kaynak Alanlarının Belirlenmesi, Korunması, Kullanılması ile Yenilenebilir Kaynaklardan Elde Edilen Elektrik Enerjisinin Belgelendirilmesi

Kaynak alanlarının belirlenmesi, korunması ve kullanılması

Madde 4- Bu Kanunun yürürlük tarihinden sonra kamu veya Hazine arazilerinde yenilenebilir enerji kaynak alanlarının kullanımını ve verimliliğini etkileyici imar planları düzenlenemez. Elektrik enerjisi üretimine yönelik jeotermal kaynak alanlarının belirlenmesi, korunması ve kullanılmasına ilişkin usul ve esaslar yönetmelikle düzenlenir.

YEK belgesi

Madde 5- Yenilenebilir enerji kaynaklarından üretilen elektrik enerjisinin iç piyasada ve uluslararası piyasalarda alım satımında kaynak türünün belirlenmesi ve takibi için üretim lisansı sahibi tüzel kişiye EPDK tarafından "Yenilenebilir Enerji Kaynak Belgesi" (YEK Belgesi) verilir.

YEK Belgesi ile ilgili usul ve esaslar yönetmelikle düzenlenir.

ÜÇÜNCÜ BÖLÜM

Yenilenebilir Enerji Kaynaklarından Elektrik Enerjisi Üretiminde Uygulanacak Usul ve Esaslar

Uygulama esasları

Madde 6- (Değişik: 18/4/2007-5627/17 md.)

Bu Kanun kapsamındaki yenilenebilir enerji kaynaklarından elektrik enerjisi üretim ve ticaretinde, lisans sahibi tüzel kişiler aşağıdaki uygulama esaslarına tâbidirler:

a) Perakende satış lisansı sahibi tüzel kişiler, bu Kanun kapsamındaki yenilenebilir enerji kaynaklarından elektrik enerjisi üreten YEK Belgeli tesislerin işletmede on yılını tamamlamamış olanlarından, bu maddede belirlenen esaslara göre elektrik enerjisi satın alırlar.

b) Bu Kanun kapsamındaki uygulamalardan yararlanabilecek YEK Belgeli elektrik enerjisi miktarına ilişkin bilgiler her yıl EPDK tarafından yayınlanır. Perakende satış lisansı sahibi tüzel kişilerin her biri, bir önceki takvim yılında sattıkları elektrik enerjisi miktarının ülkede sattıkları toplam elektrik enerjisi miktarına oranı kadar, YEK Belgeli elektrik enerjisinden satın alırlar.

c) Bu Kanun kapsamında satın alınacak elektrik enerjisi için uygulanacak fiyat; her yıl için, EPDK'nın belirlediği bir önceki yıla ait Türkiye ortalama elektrik toptan satış fiyatıdır. Ancak uygulanacak bu fiyat 5 Euro Cent/kWh karşılığı Türk Lirasından az, 5,5 Euro Cent/kWh karşılığı Türk Lirasından fazla olamaz. Ancak 5,5 Euro Cent/kWh sınırının üzerinde serbest piyasada satış imkânı bulan yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı lisans sahibi tüzel kişiler bu imkândan yararlanırlar.

Bu madde kapsamındaki uygulamalar 31/12/2011 tarihinden önce işletmeye giren tesisleri kapsar. Ancak Bakanlar Kurulu uygulamanın sona ereceği tarihi, 31/12/2009 tarihine kadar Resmî Gazetede yayımlanmak şartıyla en fazla 2 yıl süreyle uzatabilir.

DÖRDÜNCÜ BÖLÜM

Yatırım Dönemine İlişkin Uygulama Esasları

Yatırım dönemi uygulamaları

Madde 7- Yenilenebilir enerji kaynaklarını kullanarak sadece kendi ihtiyaçlarını karşılamak amacıyla azami bin kilovatlık kurulu güce sahip izole elektrik üretim tesisi ve şebeke destekli elektrik üretim tesisi kuran gerçek ve tüzel kişilerden kesin projesi, planlaması, master planı, ön incelemesi veya ilk etüdü DSİ veya EİE tarafından hazırlanan projeler için hizmet bedelleri alınmaz.

Bu Kanun kapsamında;
a) Enerji üretim tesis yatırımları,
b) Kullanılacak elektro-mekanik sistemlerin yurt içinde imalat olarak temini,
c) Güneş pilleri ve odaklayıcı üniteler kullanan elektrik üretim sistemleri kapsamındaki yapılacak AR-GE ve imalat yatırımları,
d) Biyokütle kaynaklarını kullanarak elektrik enerjisi veya yakıt üretimine yönelik AR-GE tesis yatırımları,

Bakanlar Kurulu kararı ile teşviklerden yararlandırılabilir.

Yeterli jeotermal kaynakların bulunduğu bölgelerdeki valilik ve belediyelerin sınırları içinde kalan yerleşim birimlerinin ısı enerjisi ihtiyaçlarını öncelikle jeotermal ve güneş termal kaynaklarından karşılamaları esastır.

Arazi ihtiyacına ilişkin uygulamalar

Madde 8- (Değişik: 9/7/2008-5784/23 md.)

Orman vasıflı olan veya Hazinesinin özel mülkiyetinde ya da Devletin hüküm ve tasarrufu altında bulunan taşınmazlardan bu Kanun kapsamındaki yenilenebilir enerji kaynaklarından elektrik enerjisi üretimi yapılmak amacıyla tesis, ulaşım yolları ve şebekeye bağlantı noktasına kadarki enerji nakil hattı için kullanılacak olanlar hakkında Çevre ve Orman Bakanlığı veya Maliye Bakanlığı tarafından bedeli karşılığında izin verilir, kiralama yapılır, irtifak hakkı tesis edilir veya kullanma izni verilir.

Bu maddenin birinci fıkrasında belirtilen amaçlarda kullanılacak olan taşınmazların 25/2/1998 tarihli ve 4342 sayılı Mera Kanunu kapsamında bulunan mera, yaylak, kışlak ile kamuya ait otlak ve çayır olması halinde, 4342 sayılı Mera Kanunu hükümleri uyarınca bu taşınmazlar, tahsis amacı değiştirilerek Hazine adına tescil edilir. Bu taşınmazlara ilişkin olarak, Maliye Bakanlığı tarafından bedeli karşılığında kiralama yapılır veya irtifak hakkı tesis edilir.

31/12/2012 tarihine kadar devreye alınacak bu tesislerden, ulaşım yollarından ve şebekeye bağlantı noktasına kadarki enerji nakil hatlarından yatırım ve işletme dönemlerinin ilk on yılında izin, kira, irtifak hakkı ve kullanma izni bedellerine yüzde seksenbeş indirim uygulanır. Orman Köylüleri Kalkındırma Geliri, Ağaçlandırma ve Erozyon Kontrolü Geliri alınmaz.

Bu Kanun kapsamındaki hidroelektrik üretim tesislerinin rezervuar alanında bulunan Hazinesinin özel mülkiyetindeki ve Devletin hüküm ve tasarrufu altındaki taşınmaz mallar için Maliye Bakanlığı tarafından bedelsiz olarak kullanma izni verilir.

BEŞİNCİ BÖLÜM

Çeşitli Hükümler

Uygulamaların koordinasyonu

Madde 9- Bakanlık, bu Kanunda belirtilen temel ilkelerin ve yükümlülüklerin uygulanması, yönlendirilmesi, izlenmesi, değerlendirilmesi ve alınacak tedbirlerin planlanmasında koordinasyonu sağlar.

Yaptırımlar

Madde 10- Bu Kanunun 6 ncı maddesi hükümlerine aykırı faaliyet gösteren perakende satış lisans sahibi tüzel kişilere EPDK tarafından ikiyüzelli milyar TL idari para cezası verilir ve aykırılığın altmış gün içinde giderilmesi ihtar edilir.

Yukarıdaki para cezasını gerektiren fiillerin ihtarla rağmen düzeltilmemesi veya tekrarlanması halinde para cezaları her defasında bir önceki cezanın iki katı oranında artırılarak uygulanır. Bu cezaların verildiği tarihten itibaren iki yıl içinde idarî para cezası verilmesini gerektiren aynı fiil işlenmediği takdirde önceki cezalar tekrarda esas alınmaz. Ancak aynı fiil iki yıl içinde işlendiği takdirde artırılarak uygulanacak para cezasının tutarı cezaya muhatap tüzel kişinin

bir önceki mali yılına ilişkin bilançosundaki gayrisafi gelirin yüzde onunu aşamaz. Cezaların bu düzeye ulaşması halinde EPDK, lisansı iptal edebilir.

Yönetmelikler

Madde 11- Bu Kanunun yürürlük tarihinden itibaren dört ay içerisinde, bu Kanunun 5 inci maddesine ilişkin yönetmelik EPDK tarafından, diğer yönetmelikler Bakanlık tarafından hazırlanarak yürürlüğe konulur.

Madde 12- (18.12.1953 tarihli ve 6200 sayılı Devlet Su İşleri Umum Müdürlüğü Teşkilat ve Vazifeleri Hakkında Kanun ile ilgili olup yerine işlenmiştir.)

Madde 13- (4.12.1984 tarihli ve 3096 sayılı Kanun ile ilgili olup yerine işlenmiştir.)

Geçici Madde Madde 1- 4628 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu kapsamında tanımlanan mevcut sözleşmeler arasında yer alan ve bu Kanun kapsamındaki yenilenebilir enerji kaynaklarından üretim yapacak olan işletmeye girmemiş yap-işlet-devret modeli kapsamındaki tüzel kişiler, mevcut sözleşmelerinden doğan haklarından feragat etmek şartıyla, bu Kanun kapsamındaki uygulamalardan yararlanırlar. EPDK tarafından bu projelere üretim lisansı verilir.

Geçici Madde 2- Perakende satış lisansı sahibi kamu dağıtım şirketleri Bakanlık ve EPDK'nın mevcut mevzuatı ve uygulamaları dışında, bu Kanunun 6 ncı maddesi kapsamındaki alım yükümlülüklerinden 1.1.2007 tarihine kadar muaftır. Ancak bu Kanunun yürürlük tarihinden sonra kendilerine müracaat eden YEK belgeli üretim lisansı sahibi tüzel kişilerle alım yükümlülüğü 1.1.2007 tarihinden geçerli olacak elektrik satış anlaşmalarını yaparlar.

Geçici Madde 3- Bu Kanunun 6 ncı maddesinde belirtilen projeksiyon, bu Kanunun yürürlüğe girdiği tarihten itibaren üç ay içerisinde Bakanlık tarafından yayımlanır. Ancak bu projeksiyon, Kanunun yürürlük tarihinden önce EPDK tarafından üretim lisansları verilmiş projeleri ve geçici 1 inci maddede tanımlanan mevcut sözleşmeli projelerden bu Kanun kapsamında üretim lisansı alacak olan projeleri de kapsar.

Geçici Madde 4- Mevcut sözleşmeleri çerçevesinde faaliyet gösteren ve DSİ katılım payları tarife yoluyla TETAŞ tarafından ödenen işletmedeki Yap-İşlet-Devret modeli hidroelektrik santrallerin sözleşmelerinde ABD Doları cinsinden yer alan DSİ enerji katılım payları, sözleşmede yer aldığı miktarda ödeme tarihindeki Merkez Bankası döviz kuru üzerinden her işletme yılının sonunda DSİ'ye ödenir.

4628 sayılı Kanun kapsamında kurulmuş veya kurulacak olan hidroelektrik santraller için belirlenecek ve Devlet Su İşleri Genel Müdürlüğüne ödenecek olan enerji hissesi katılım payının hesabında esas alınacak ortak tesis bedeli, TEFE ile su kullanım anlaşmasının yapıldığı tarihe getirilmiş olan ihaleye esas ilk keşif bedelinin % 30'undan fazlasını geçemez. Proje ile ilgili kamulaştırmalar için yapılmış ve yapılacak olan ödemelerin TEFE ile su kullanım anlaşması tarihine getirilmiş bedelinin enerji hissesine düşen miktarının tamamı şirket tarafından ödenir.

Yürürlük

Madde 14- Bu Kanun yayımı tarihinde yürürlüğe girer.

Yürütme

Madde 15- Bu Kanun hükümlerini Bakanlar Kurulu yürütür.

**5346 SAYILI KANUNA EK VE DEĞİŞİKLİK GETİREN MEVZUATIN
YÜRÜRLÜĞE GİRİŞ TARİHİNİ GÖSTERİR LİSTE**

**Değiştiren
Kanun**

No.	5346 sayılı Kanunun değiştirilen maddeleri	Yürürlüğe giriş tarihi
5627	6,8	2/5/2007
5784	8	26/7/2008

Ek-2 YEK Teklifi ve Komisyon Raporu

Dönem: 23

Yasama Yılı: 3

TBMM

(S. Sayısı: 395)

Kütahya Milletvekili Soner Aksoy'un; Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Elektrik Enerjisi Üretimi Amaçlı Kullanımına İlişkin Kanunda Değişiklik Yapılmasına Dair Kanun Teklifi ile Sanayi, Ticaret, Enerji, Tabii Kaynaklar, Bilgi ve Teknoloji Komisyonu Raporu (2/340)

Not: Teklif Başkanlıkça; tali olarak Plan ve Bütçe Komisyonuna, esas olarak da Sanayi, Ticaret, Enerji, Tabii Kaynaklar, Bilgi ve Teknoloji Komisyonuna havale edilmiştir.

TÜRKİYE BÜYÜK MİLLET MECLİSİ BAŞKANLIĞINA

Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Elektrik Enerjisi Üretimi Amaçlı Kullanımına İlişkin Kanunda Değişiklik Yapılmasına Dair Kanun Teklifim ilişikte sunulmuştur.

Gereğini saygılarımla arz ederim.

14/11/2008

Soner Aksoy

Kütahya

TÜRKİYE BÜYÜK MİLLET MECLİSİ BAŞKANLIĞINA

2/340 Esas numaralı, Kütahya Milletvekili Sayın Soner Aksoy'un Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Elektrik Üretimi Amaçlı Kullanımına İlişkin Kanunda Değişiklik Yapılmasına Dair Kanun Teklifine katılıyoruz.

Gereğinin yapılmasını arz ederiz.

21/4/2009

Halil Mazıcıoğlu

Fatoş Gürkan

Mehmet Erdoğan

Gaziantep

Adana

Gaziantep

Fatma Şahin

Mehmet Sarı

Gaziantep

Gaziantep

GENEL GEREKÇE

Ülkemizde her geçen gün enerji ihtiyacı artan bir seyir göstermektedir. Bunun yanında gün geçtikçe fosil kaynaklı yakıtlar hem tükenmekte, hem de fiyatları sürekli artan bir eğilim sergilemektedir. “Asıl enerji fosil yakıttır” anlayışı artık bitmiştir. Ülkemiz gerçekliği paralelinde, elektrik üretiminde doğalgaza bağımlılığımız düşünüldüğünde, elektrik enerjisi üretimimizin dışa bağımlılıktan kurtarılacak talebin kesintisiz, güvenilir ve düşük maliyetlerle karşılanması, kaynak çeşitlendirmesine giderek arz güvenliğinin sağlanmasıyla mümkün olabilecektir.

Devletler sürdürülebilir bir çevre yönetimi ile enerji kaynaklarında dışa bağımlılığı önlemek ve kaynak çeşitliliği oluşturmak için yenilenebilir enerji kaynaklarına haklı bir yöneliş göstermişlerdir. Örneğin bugün dünyada rüzgârda kurulu gücün 100 bin MW ‘a yükseldiği bir dönemde ülkemizin de enerji politikamızın ana hedefi olan yerli kaynaklarımızın ön plana çıkarılması noktasında benzer atılım hamlelerini gecikmeksizin gerçekleştirmesi büyük önem taşımaktadır.

Türkiye’nin üyesi olmayı amaçladığı AB, 2020 yılında yenilenebilir enerjilerin toplam enerji içindeki payını %20 ye, ulaşmada tüketilen enerji içindeki payını ise %10 ‘a çıkarmayı hedeflemektedir.

Aynı şekilde yine AB 2020 yılında toplam elektrik tüketiminin yaklaşık %35'ini ısı ihtiyacının yaklaşık % 25'ini ve ulaşımdaki yakıt ihtiyacının yaklaşık %10'unu , toplam enerjilerinin ise yaklaşık %20'den fazlasını yenilenebilir enerji kaynaklarından sağlamayı ve bu doğrultuda 2020 yılında rüzgâr için 180.000 MW, Hidrolik için 120.000 MW, fotovoltaik (PV) için 52.000 MW, Biyokütle için 50.000 MW ve jeotermal için 2.000 MW Kurulu güçlere ulaşmayı hedeflemektedir.

Ülkemizin yenilenebilir enerji kaynaklarındaki potansiyeli bilinmesine rağmen bugüne kadar yeterince yatırıma dönüştürüldüğü ise söylenemez . 2006 yılında yenilenebilir enerji kaynaklarından üretilen elektrik enerjisi üretilen toplam elektriğin %26'sına karşılık gelmektedir. Toplam hidrolik kaynaklar dahildir.

Dolayısıyla yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanımının düşük olması bu kaynakların teşvik edilmesini zorunlu kılmaktadır. Bu kaynakların kullanıma sokulması enerji üretiminin yanında , yeni teknolojiler ve yeni istihdam alanları da oluşturacaktır.

15.09.2008 Tarihi itibari ile Yenilenebilir Enerji Kaynaklarından Elektrik Enerjisi Üretmek için Özel Sektör Tarafından Yapılmış Lisans Başvurularının İşlem Durumları ve Aynı Kapsamdaki İşletmedeki Kapasite										
	Başvuru Aşaması		İnceleme değerlendirme		Uygun Bulma		Lisans Verildi		İşletmedeki Kapasite	
Tesis Türü	Adet	Kurulu güç (MW)	Adet	Kurulu güç (MW)	Adet	Kurulu güç (MW)	Adet	Kurulu güç (MW)	Adet	Kurulu güç (MW)
Hidrolik	74	3.368,6	138	3.057,2	184	3.292,3	379	11.522,5	50	1.253,0
Rüzgâr	6	75,2	754	77.062,6	17	1.153,4	91	3.331,0	16	334,0
Jeotermal	1	5,0					6	92,0	4	24,5
Çöp Gazı (LFG)	1	4,0					6	40,1	4	12,1
Biyogaz	1	0,7	2	9,7			7	13,7	2	4,1
Biyokütle	2	2,8			1	4,0				
Genel Toplam	85	3.456,3	894	80.129,4	202	4.449,7	489	14.999,3	76	1.627,7

AB ülkeleri uygulamalarına baktığımızda yenilenebilir enerji kaynakları için mali , vergi ve üretim teşvikleri adı altında çeşitli piyasa destek yöntemlerinin benimsendiği görülmektedir. Getirilen düzenlemeyle, 01.01.2016 tarihine kadar işletmeye girecek tesisler için geçerli olmak üzere , her kaynağa farklı tarife esası üzerine bina edilen on yıl süreli alım garantileriyle sağlanan teşvikler paralelinde rüzgâr, biyokütle , jeotermal, güneş ve hidrolik gibi yerli ve yenilenebilir enerji kaynaklarının elektrik enerjisi üretiminde kullanımının desteklenmesi amaçlanmaktadır. 01.01.2016 tarihinden itibaren işletmeye girecek tesisler için uygulanacak fiyat ise, EPDK'nın belirlediği bir önceki yıla ait Türkiye ortalama elektrik toptan satış fiyatıdır. Ancak Bakanlar Kurulu EPDK'nın belirlediği bir önceki yıla ait Türkiye ortalama elektrik toptan satış fiyatının altında olmamak kaydıyla fiyatları belirleyebilecektir.

Düzenlemeyle getirilen bir diğer değişiklikle de elektrik enerjisi üretimine yönelik yenilenebilir kaynak alanlarının belirlenmesi , korunması ve kullanılmasına ilişkin usul ve esasların yönetmelikle düzenleneceği belirtilmiş belirlenen yenilenebilir kaynak alanları re'sen imar palanlarına işlenmek üzere EİE tarafından ilgili mercilere bildirileceği hüküm altına alınmıştır.

MADDE GEREKÇELERİ

Madde 1- Kanunda yer alan biyokütle tanımı biyogazı da içerdüğinden biyogaz ibareleri metinden çıkarılmıştır.

Madde 2- Yenilenebilir kaynak alanlarının belirlenmesi , korunması ve kullanılmasına ilişkin usul ve esaslar yönetmelikle düzenleneceği belirtilmiş, ayrıca belirlenen yenilenebilir kaynak alanlarının re'sen imar planlarına işlenmek üzere EİE tarafından ilgili mercilere bildirilmesi hükme bağlanmıştır.

Madde 3- Yenilenebilir enerji kaynaklarından üretilen elektrik için alım garantileri düzenlenmiştir.

Madde 4- 3 üncü maddede yapılan değişikliğe paralel olarak ibare değişikliği yapılmıştır.

Madde 5- Yürürlük maddesidir.

Madde 6 - Yürütme maddesidir.

Sanayi, Ticaret, Enerji, Tabii Kaynaklar, Bilgi ve Teknoloji Komisyonu Raporu

*Türkiye Büyük Millet Meclisi
Sanayi, Ticaret, Enerji, Tabii Kaynaklar,
Bilgi ve Teknoloji Komisyonu*

Esas No.: 2/340

Karar No.: 11

5 Haziran 2009

TÜRKİYE BÜYÜK MİLLET MECLİSİ BAŞKANLIĞINA

Kütahya Milletvekili Soner AKSOY ve 5 Milletvekili tarafından hazırlanarak 14/11/2008 tarihinde Türkiye Büyük Millet Meclisi Başkanlığına sunulan ve Başkanlıkça 20/11/2008 tarihinde tali komisyon olarak Plan ve Bütçe Komisyonuna, esas komisyon olarak da Komisyonunuza havale edilen (2/340) esas numaralı “Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Elektrik Enerjisi Üretimi Amaçlı Kullanımına İlişkin Kanunda Değişiklik Yapılmasına Dair Kanun Teklifi”; Komisyonunuzun 22/04/2009 tarihinde yaptığı 3 üncü Birleşimde, Hükümeti temsilen Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanı M. Hilmi GÜLER ile Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı, Adalet Bakanlığı, Maliye Bakanlığı, Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu, Elektrik İşleri Etüt İdaresi Genel Müdürlüğü, Devlet Su İşleri Genel Müdürlüğü, Elektrik Üretim Anonim Şirketi Genel Müdürlüğü, Türkiye Elektrik Ticaret ve Taahhüt Anonim Şirketi Genel Müdürlüğü, T.C. Merkez Bankası, Türkiye Kalkınma Bankası ile ilgili sivil toplum kuruluşları temsilcilerinin katılımlarıyla görüşülmüştür.

Enerji politikalarında sürdürülebilirliğin sağlanması yani gelecek kuşakların enerji ihtiyacını dikkate alarak günümüz enerji ihtiyacının karşılanması, son yıllarda daha da fazla önem kazanmış bulunmaktadır. Sürdürülebilir enerji kavramı genellikle üç unsur üzerine inşa edilmektedir. Bunlar enerji üretiminde yenilenebilir enerji kaynaklarının payının artırılması, enerji verimliliğinin sağlanması ve karbondioksit salınımlarının azaltılmasıdır. Ancak özellikle 1979 petrol krizinden günümüze önemini koruyan enerji arz güvenliği konusunun ön plana çıkarıldığı başka bir yapı da değerlendirmelerde göze çarpmaktadır. Bu yapıda enerji kaynaklarının güvenliği, enerji piyasasında rekabetin sağlanması ve çevrenin korunması başlıklarına yer verilmektedir.

Sürdürülebilir enerji politikalarının oluşturulması sırasında, enerji kaynaklarının güvenliğinin sağlanması ve karbondioksit salınımlarının azaltılması çerçevesinde yenilenebilir enerji kaynakları ön plana çıkmaktadır. Bunun en önemli nedeni fosil bazlı yakıt kaynaklarının sonlu olmasıdır ve bu kaynaklar tükenmeden önce küresel ısınmayı ve çevre sorunlarının oluşmasını engelleyebilecek alternatif kaynakların geliştirilmesi zorunluluğudur. Ancak mevcut ve gelecekteki sorunların çözümünün odağında yer alan yenilenebilir enerji kaynakları, destek ve teşvik mekanizmaları olmaksızın mevcut piyasa koşulları altında geleneksel enerji kaynakları ile rekabet edebilme imkânından yoksundur. Bununla birlikte yenilenebilir enerji kaynaklarına son yıllardaki yönelim de dikkatleri çekmektedir.

Türkiye Büyük Millet Meclisi

(S. Sayısı: 395)

YENİLENEBİLİR ENERJİ KAYNAKLARINDA KÜRESEL DURUM 2005 - 2008						
		2005	2006	2007	2008	2005-2008 Artış (%)
Yenilenebilirde Yeni Kapasite Yatırımı (Yıllık)	Milyar \$	40	63	104	120	200
Yenilenebilir Güç Kapasitesi (Büyük Hidrolar Hariç)	GW	182	207	240	280	54
Yenilenebilir Güç Kapasitesi (Büyük Hidrolar Dahil)	GW	930	1020	1070	1140	23
Rüzgar Güç Kapasitesi	GW	59	74	94	121	105
Şebeke Bağlantılı Güneş PV Kapasitesi	GW	3,5	5,1	7,5	13	271
Güneş PV Üretimi (Yıllık)	GW	1,8	2,5	3,7	6,9	283
Sıcak Sulu Güneş Kapasitesi	GW	88	105	126	145	65
Biyokütle Güç Kapasitesi	GW	-	45	50	52	16
Politik Hedefte Sahip Ülke Sayısı		52		66	73	40
Türkiye Kurulu Güç	GW	38,8	39,5	40,1	41,9	8
Türkiye Elektrik Enerjisi Üretimi	GWh	161.983	176.012	191.600	198.222	22
Dünya Kurulu Güç Kapasitesi	GW	4.012	4.300		4.700	17
Dünya Elektrik Enerjisi Üretimi	GWh	18.262.090	18.988.150	19.894.780		9

Yenilenebilir enerji kaynaklarının geleneksel enerji kaynakları ile rekabetini engelleyen teknolojik, mali ve siyasi engeller bulunmaktadır. Özellikle bazı yenilenebilir enerji kaynaklarının enerji üretiminde çok yakın zamanda kullanıma girmiş olması, teknolojileri itibariyle ticari uygulamalara yeterince elverişli değildir. Çünkü halen geliştirmeye yönelik çalışmalar yoğun bir şekilde devam etmekte ve bu durum da yatırım maliyetlerinin yüksek olmasına neden olmaktadır. Maliyetleri yüksek olmasına rağmen yatırımların biran evvel yapılması da önemini korumaktadır. Zira fosil bazlı yakıt kaynakları (özellikle petrol) orta ve uzun vadede tükenme tehlikesi ile karşı karşıya bulunmakta ve bu durum fiyatların sürekli yükselmesi sonucunu beraberinde getirmektedir. Dolayısıyla uzun vadede fosil yakıtların fiyatları sürekli yükselecektir. Bunun aksine temelinde güneş bulunan yenilenebilir enerji kaynakları güneşin varlığına bağlı olarak tükenmez bir nitelik taşımaktadır. Bu durum ise ilerleyen zamanda yaşanabilecek teknolojik gelişmelerle maliyetlerin düşmesinin yolunu açmaktadır. Şu halde uzun vadede, fosil yakıtların arzın azalması nedeniyle fiyatları düşerken yenilenebilir enerji kaynaklarının fiyatları düşecektir.

Görüldüğü üzere; yenilenebilir enerji kaynaklarına bu günden yatırım yapmak uzun vadede büyük yararlılıklar sağlayacaktır. Bunun için de, Dünyada birçok ülkede yapıldığı gibi yenilenebilir enerji kaynaklarının çeşitli mekanizmalarla desteklenmesi gerekmektedir. Yenilenebilir enerji kaynaklarını teşvik mekanizmaları son yıllarda yaygınlaşmış ve gelişmiş ülkelerden 37 ve gelişmekte olan ülkelerden 23 olmak üzere en az 60 ülkede çeşitli şekillerde desteklemelere yer verilmeye başlanmıştır. Bunların arasında besleme tarifeleri, yatırım hibeleri, yatırım ve diğer vergisel krediler, mali teşvikler, yenilenebilirlerle ilişkin yükümlülükler, kaynakta elektrik üretimine garantiler, yeşil sertifikalar, ihaleler, yeşil fiyatlandırma ve şebeke ölçümleri bulunmaktadır.

Ülkemizin yenilenebilir enerji potansiyeline bakıldığında;

1. Hidrolik: Yaklaşık 40.000 MW'lık kapasite kurulmasına elverişli hidrolik potansiyelimizin 13.850 MW'ı işletmede ve 9.400 MW'ı inşa halindedir.
2. Rüzgâr: Rüzgâr enerjisi potansiyelimiz 48.000 MW'lık üretim tesisi kurulmasına yeterlidir. 425 MW rüzgâr santralı işletmede olup, 488 MW'ı inşa halindedir.
3. Jeotermal: Elektrik enerjisi üretiminde kullanılabilecek toplam 600 MW'lık jeotermal enerji potansiyelimizin henüz 30 MW'lık kısmı değerlendirilmiştir. 65 MW'lık üretim tesisi inşası devam etmektedir.

4. Biyokütle: Atık potansiyelimiz yaklaşık 8,6 Milyon TEP olup bunun 6 milyon TEP'i ısınma amaçlı kullanılmaktadır. Tarıma elverişli olup da kullanılmayan alanların değerlendirilmesi ile 1,7 milyon ton biyodizel, pancar alanlarının kullanımı ile 3,5 milyon ton biyoetanol üretilebilecektir. Biyokütlerde 6 MW, biyogazda 13 MW'lık üretim tesisi inşa halindedir.

Anlaşılabacağı üzere; ülkemizin ciddi boyutlara varan yenilenebilir enerji kaynak potansiyeli bulunmakla birlikte bu potansiyelin elektrik üretimindeki payının artırılması gerekmektedir. Böylelikle bir taraftan dışa bağımlılığımız azaltılırken diğer taraftan istihdama katkı sağlanabilecektir.

Teklifin geneli üzerindeki görüşmeler sırasında;

- Yenilenebilir enerji kaynaklarının öneminin her geçen gün daha da arttığı, yerli ve tükenmeyen bu kaynakların kullanımını en üst seviyeye taşımak için kaynaklar itibariyle teşvik edilmeleri gerektiği,
- Teklifin kanunlaşmasının büyük önem taşıdığı, ancak Hükümetin de vereceği destekle Teklifin daha iyi bir seviyeye taşınabileceği,
- Enerji konusunda yaşanan sorunlara bütüncül bir yaklaşımla çözümlerin türetilmesi gerektiği, sadece yenilenebilir enerji kaynaklarının teşvik sisteminin iyileştirilmesinin yeterli olamayacağı,
- Petrol fiyatlarındaki dalgalanmalara bağlı olmaksızın, yenilenebilir enerji kaynaklarının yaygınlaştırılmasına yönelik ısrarlı politikaların uygulanması gerektiği,
- Yenilenebilir enerji kaynakları teşvik edilirken ülkemize bu alandaki teknoloji transferinin gerçekleştirilmesini sağlamak için de çalışmaların yapılması gerektiği,
- Yenilenebilir enerji kaynakları üretim tesislerinde kullanılan parçalardan ülkemizde üretilenleri için ayrıca teşvik verilebileceği,

ifade edilmiştir.

Teklifin geneli üzerindeki görüşmeleri müteakiben verilen önerge doğrultusunda, Teklifin daha ayrıntılı bir şekilde incelenebilmesini ve Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı ile diğer kurum ve kuruluşların çalışmalarından da yararlanılabilesini teminen, bir Alt Komisyon kurulmasına karar verilmiştir.

Kütahya Milletvekili Soner AKSOY başkanlığında Adana Milletvekili Tacidar SEYHAN, Gaziantep Milletvekili İbrahim Halil MAZICIOĞLU, Kütahya Milletvekili Alim IŞIK ile Rize Milletvekili Bayram Ali BAYRAMOĞLU'ndan oluşan Alt Komisyon; 28 ve 30 Nisan 2009 ile 5, 6, 20 ve 21 Mayıs 2009 tarihlerinde Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı, Maliye Bakanlığı, Çevre ve Orman Bakanlığı, Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu, Elektrik İşleri Etüt İdaresi Genel Müdürlüğü, Devlet Su İşleri Genel Müdürlüğü, Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketi Genel Müdürlüğü, Özelleştirme İdaresi Başkanlığı ile ilgili sivil toplum kuruluşları temsilcilerinin katılımlarıyla yapmış olduğu toplantılar sonucunda çalışmalarını tamamlamış ve aşağıda belirtilen değişiklikleri yapmıştır.

Teklifin Çerçeve 1 inci maddesi; son yıllarda yatırımlarında ciddi artışların yaşandığı “çöp gazı” kavramı ile birlikte yenilenebilir enerji kaynaklarının teşvik edilmesi amacıyla oluşturulan “YEK destekleme mekanizması”nın ve bu mekanizmanın işlerliğini sağlayacak “PMUM”, “YEK toplam bedeli” ve “ödeme yükümlülüğü oranı” kavramlarının birinci fıkraya bent olarak; 5346 sayılı Kanunda geçmekle birlikte tanımlanmamış kavramlar için genel kanun niteliğindeki 4628 sayılı Elektrik Piyasası Kanunundaki anlamların geçerli olacağına ilişkin fıkranın 5346 sayılı Kanunun 3 üncü maddesine eklenmesi amacıyla ilaveler yapılmak suretiyle kabul edilmiştir.

Teklifin Çerçeve 2 nci maddesi; 5346 sayılı Kanunun 4 üncü maddesinde değişiklik öngörmekle birlikte maddenin birinci fıkrasının ilk cümlesinde herhangi bir değişiklik yapılmaması dikkate alınarak, sadece ikinci cümlesinin değiştirilmesi ve fıkraya yeni cümle eklenmesi yönünde madde çerçevesi değiştirilmiştir. Ayrıca birinci fıkranın ikinci cümlesi, yenilenebilir enerji kaynak alanlarının belirlenmesi sırasında ilgili kurum ve kuruluşların görüşünün alınması ile söz konusu alanların de-

recelendirilmesi imkanının eklenmesi amacıyla değiştirilmiş, eklenen son cümlede ise belirlenen alanların imar planlarına işlenmek üzere ilgili mercilere bildirilmesi konusunda EİE yerine Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığının görevlendirilmesi amacıyla değiştirilmesi suretiyle kabul edilmiştir.

Teklifin Çerçeve 3 üncü maddesinin görüşmeleri sırasında; yenilenebilir enerji kaynaklarının desteklenmesi amacıyla kaynak türleri itibarıyla sağlanacak tarife desteğinde, fiyat ve süreler ile ödemeye ilişkin usul ve esasları içeren YEK destekleme mekanizmasına tabi olmaya ilişkin şartların 5346 sayılı Kanunun 6 ncı maddesinin başlığı ile birlikte yeniden düzenlenmesi ve bu kapsamda Kanuna bir cetvelin eklenmesi gerektiği ifade edilmiştir. Bunun üzerine aşağıdaki hususlar çerçevesinde düzenlemeler yapılmıştır:

- Öncelikle söz konusu mekanizmaya tabi olmak isteyenlerin; YEK Belgesi ve lisans alması, 31/12/2015 tarihinden önce üretim tesislerinin işletmeye girmesi ve her yıl 31 Ekim tarihinden önce EPDK'ya başvuruda bulunması gerekmektedir. Yeni tesislerin yapımını özendirmek amacıyla mekanizmada öngörülen süreler tesislerin işletmeye girdiği tarihten itibaren başlayacaktır. Ancak mekanizmaya tabi olanlar yılı içerisinde mekanizma dışına çıkamayacaklardır.

- Yenilenebilir enerji kaynaklarından elektrik enerjisi üretimi sırasında kesintisiz üretimin sağlanması için kurulan, fosil yakıtlarla desteklenen üretim yapıları hibrit üretim tesisi olarak adlandırılmaktadır. Bunlardan yoğunlaştırılmış güneş enerjisi ile birlikte fosil yakıtları kullanan hibrit üretim tesislerinde, sadece yoğunlaştırılmış güneş enerjisinden üretilen elektrik enerjisi mekanizma kapsamında değerlendirilecektir.

- Mekanizmaya tabi olanlar tarafından üretilen elektrik enerjisinin tamamı, iletim veya dağıtım sistemine verilmeleri suretiyle mekanizma kapsamında belirlenmiş tarifeler üzerinden satın alınır. PMUM; mekanizmaya tabi olanların her biri tarafından iletim veya dağıtım sistemine verilen elektrik enerjisi miktarı ile tarifeleri çarparak, üreticilerin her birine ödenecek YEK bedelini ve bunların toplamı olan YEK toplam bedelini fatura tarihindeki TCMB döviz alış kuru üzerinden Türk Lirası cinsinden belirler. Ayrıca yine PMUM, aynı fatura dönemi için nihai tüketiciye elektrik enerjisi satışı yapan tedarikçilerin elektrik satış piyasasındaki paylarını (tedarikçinin tüketicilerine sattığı elektrik enerjisi miktarı/tedarikçilerin tamamının tüketicilere sattığı toplam elektrik enerjisi miktarı) yani ödeme yükümlülüğü oranını belirler. Ancak bu oranın hesaplanması sırasında ikili anlaşmalarla veya başka yollarla mekanizmaya tabi olmaksızın satılan elektrik enerjisi miktarı hesaplamalara dahil edilmez. Çünkü aksi halde YEK toplam bedeli ile ödeme yükümlülüğü oranının çarpılması sonucunda her bir tedarikçinin ödeme yükümlülüğü tutarı belirlenmesi sırasında adaletsiz bir dağılım ortaya çıkabilecektir. Tedarikçilerden toplanan tutar ise daha önceden belirlenmiş olan YEK bedeli dikkate alınarak üreticilere dağıtılır.

- 31/12/2015 tarihinden sonra işletmeye girecek üretim tesislerinin mekanizmaya tabi olamayacakları dikkate alınarak, yatırımcının önünü görebilmesini teminen 31/12/2011 tarihinden itibaren yenilenebilir enerji kaynaklarının tümüne dayalı üretim tesisleri için uygulanacak tarife ve süreleri Bakanlar Kurulu tarafından belirlenecektir. Ayrıca mekanizma kapsamında yer almayan yenilenebilir enerji kaynakları için de tarife ve süreleri belirlemeye Bakanlar Kurulu yetkili kılınmıştır.

- Son olarak mekanizmaya tabi olmak istemeyenlerin serbest piyasada elektrik enerjisi satış hakları önceden de olduğu gibi saklı tutulmuştur.

Yukarıda anlatılan hususlar çerçevesinde kamuoyunun bilgilendirilmesi ve ikincil mevzuatın hazırlanması konusunda sorumlu kurum ve kuruluşlar da belirlenerek Çerçeve 3 üncü madde yeniden düzenlenmiştir.

4628 sayılı Kanunun 3 üncü maddesinin üçüncü fıkrası kapsamında lisans alma ve şirket kurma yükümlülüğünden muaf olarak kurulacak yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı üretim tesislerine ilişkin başvuru, izin, denetime ilişkin teknik ve mali usul ve esasların düzenlenmemiş olması ne-

deniyle yatırımların gerçekleşemediği ifade edilmiştir. Bunun üzerine öncelikle bu alandaki ikincil mevzuat eksikliğinin giderilmesi konusunda sorumlu kamu kurum ve kuruluşlarının belirlenmesi, ikinci olarak da özellikle hidroelektrik üretim tesisleri için gerekli olan su kullanım hakkının verilmesinde bürokrasinin azaltılması amacıyla DSİ'nin ilgili taşra teşkilatı ve ilgili dağıtım şirketinin uygun görüşü alınmak kaydıyla il özel idarelerinin yetkilendirilmesi kararlaştırılmıştır. İkinci olarak 4628 sayılı Kanunun ilgili hükmü gereğince kendi ihtiyaçları için elektrik enerjisi üretenlerin ihtiyaç fazlasını dağıtım sistemine vermelerine ilişkin hususların düzenlenmesi gerekmektedir. Bu kapsamda fotovoltaik güneş enerjisine dayalı elektrik üretim tesisleri hariç diğer tesis tiplerinin YEK destekleme mekanizmasındaki fiyat ve sürelerden faydalanabilmelerine olanak tanınması kabul görmüştür. Diğer taraftan fotovoltaik güneş enerjisine dayalı elektrik üretim tesislerine belli şartlar dahilinde daha yüksek tarifenin uygulanmasının, ülkemizin güneş enerjisi potansiyelinin kullanılmasını kolaylaştıracağı ve konutlarda güneş enerjisinden elektrik üretiminin maliyetlerin yüksek olmasından kaynaklanan engellerinin ortadan kaldırılmasına imkan sağlayacağı vurgulanmıştır. Bunun üzerine fotovoltaik güneş enerjisine dayalı elektrik üretenlerden aylık üretimi 3000 kWh'den az olanlar için 35 Euro cent/kWh, 3000 kWh ile 6000 kWh arasında olanlar için 30 Euro cent/kWh alım fiyatının uygulanması ve PMUM tarafından ödenecek YEK bedelinin hesaplanması sırasında da bu tarife fiyatlarının esas alınması kabul edilmiştir. Ayrıca kendi ihtiyaçları için yenilenebilir enerji kaynaklarından elektrik enerjisi üretenlerin dağıtım sistemine verdikleri ihtiyaç fazlasının ilgili dağıtım şirketince alınması zorunlu tutulmuş ve bu kapsamda sisteme verilen elektrik enerjisi YEK destekleme mekanizması kapsamında ilgili dağıtım şirketince sisteme verilmiş olarak kabul edilmiştir. Böylelikle kendi ihtiyacı için üretim tesisi kurma hem tarife desteği ile hem de ihtiyaç fazlası için sağlanan alım garantisi ile desteklenmiş olmaktadır. Üçüncü olarak ülkemizdeki bitkisel veya hayvansal atık yağların elektrik enerjisi üretimi suretiyle değerlendirilmesi sırasında, kurulu gücü 500 kilovattın altındaki biyokütle enerjisine dayalı elektrik üretim tesislerinin çok düşük verimli çalışmalarına rağmen YEK destekleme mekanizmasındaki tarife desteği nedeniyle başlangıçta cazip bir yatırım yolu olabileceği, ancak ilerleyen zamanda hem yatırımcı hem de tüketiciler açısından birçok olumsuz sonucun ortaya çıkabileceği belirtilmiştir. Bunun üzerine atık yağların kullanıldığı biyokütle enerjisine dayalı elektrik üretim tesislerinin muafiyetli üretim yapabilmeleri ve YEK destekleme mekanizmasına tabi olabilmeleri için asgari kurulu güç kapasitesinin 1000 kilovatt olması kararlaştırılmıştır. Yukarıda anlatılan 4628 sayılı Kanun kapsamında lisans alma ve şirket kurma yükümlülüğünden muaf olarak elektrik üretimine ilişkin hususların tamamının 5346 sayılı Kanuna "Muafiyetli üretim" başlıklı 6/A maddesi olarak eklenmesi kabul edilmiştir.

Yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı üretim tesislerinde kullanılan mekanik veya elektromekanik teçhizat büyük ölçüde ithal edilmektedir. Tarife desteği ile ülkemizin yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı elektrik üretim potansiyelinin hayata geçirilmesi sırasında, ihtiyaç duyulacak türbin, jeneratör ve benzeri diğer teçhizatın ülkemizde üretilmesi sanayimiz açısından hem teknoloji transferine hem de istihdam artışına imkan verecektir. Belirtilen nedenlerle 31/12/2015 tarihinden önce işletmeye giren yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı elektrik üretim tesislerinde kullanılan teçhizatın yurt içinde üretilmesi halinde, rakamları ve parçaları gösterir II sayılı cetvel gereğince ilave bir ödemenin de yapılması kararlaştırılmıştır. Söz konusu ödemeye ilişkin usul ve esasların Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı tarafından yönetmelikle düzenlenmesi, 31/12/2015 tarihinden sonra bu konuya ilişkin hususların ise Bakanlar Kurulunca belirlenmesi ile birlikte yerli katkı ilavesine ilişkin düzenlemelerin 5346 sayılı Kanuna "Yerli ürün kullanımı" başlıklı 6/B maddesi olarak eklenmesi kabul edilmiştir.

Yenilenebilir enerji kaynaklarından elektrik enerjisi üretimi sırasında kesintisiz üretimin sağlanmasını ve üretim tesislerinin kurulu güç kapasitelerinin tamamını dolduracak şekilde iletim veya dağıtım sistemine elektrik enerjisi verebilmesini teminen, söz konusu tesislere ek kapasite kurabil-

me imkanının tanınması kabul edilmiştir. Ek kapasite kurulurken; sahanın etkin bir şekilde kullanımı ve diğer yatırımcıların engellenmemesini sağlamak için bu tesisler için lisanslarında belirlenen sahanın dışına çıkılmamasının, iletim sisteminde sorunların ortaya çıkmaması için de işletme anında sisteme verilen gücün lisanslarında belirtilen kurulu gücü aşmamasının gerektiği ifade edilmiştir. İkinci olarak yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı üretim tesislerinin, kesintisiz üretim gerçekleştirememelerine rağmen kurulu güçleri esas alınarak sistem kullanım tarifi ödedikleri ve sistem kullanım tarifelerinin yüksek olduğu ülkemizin batısında ve güneyinde yer almaları nedeniyle iletim veya dağıtım sistemi kullanım tarifesini indirimli olarak ödemelerinin gerektiği ifade edilmiş ve bunun üzerine sistem kullanım tarifelerini işletmeye girdikleri tarihten itibaren on yıl süreyle yüzde doksan indirimli olarak ödemeleri kararlaştırılmıştır. Son olarak lisans başvurularının değerlendirilmesi sırasında bağlantı görüşü oluşturulurken; yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı üretim tesislerine öncelik tanınması ve bunlardan otoprodüktör lisansı için başvuranların kendi mülkiyetindeki trafo merkezinin de dikkate alınması gerektiği belirtilmiştir. Ek kapasite, sistem kullanım tarifelerinde indirim ve lisans başvurularının değerlendirilmesine ilişkin hususların 5346 sayılı Kanuna “Diğer uygulamalar” başlıklı 6/C maddesi olarak eklenmesi kabul edilmiştir.

5346 sayılı Kanuna eklenmesi kabul edilen 6/A, 6/B ve 6/C maddeleri ile 6/B maddeyle ilişkili ekli II sayılı cetvelin tek bir çerçeve madde içerisinde düzenlenmesi kararlaştırılmış ve bunun üzerine yukarıda sözü geçen düzenlemeleri içeren Çerçeve 4 üncü maddenin Teklife eklenmesi kabul edilmiştir.

Teklifin Çerçeve 4 üncü maddesi ile, 5346 sayılı Kanunun 8 inci maddesinde geçen “2011” ibaresinin “2015” olarak değiştirilmesi suretiyle ödenecek bedellere ilişkin yüzde seksenbeş oranındaki indirimin süresinin 5346 sayılı Kanunun 6 ncı maddesinde öngörülen değişikliğe paralel olarak uzatılması öngörülmektedir. Ancak 5346 sayılı Kanunun 8 inci maddesinde “2011” ibaresi yer almamakla birlikte üçüncü fıkrasında “31/12/2012” ibaresi bulunmaktadır. Ayrıca, sözkonusu maddenin üçüncü fıkrasının uygulanması sırasında enerji nakil hatlarına ilişkin belirsizliklerin giderilmesi amacıyla “enerji nakil hatlarından” ibaresinden önce gelmek üzere “TEİAŞ ve dağıtım şirketlerine devredilecek olan da dahil” ibaresinin eklenmesinin ve işletme döneminin ilk on yılı için uygulanan teşviğin ilk onbeş yıl için uygulanmasının gerektiğinin ifade edilmesi üzerine üçüncü fıkranın ilk cümlesinin tamamen değiştirilmesi benimsenmiştir. İkinci olarak; çevrenin korunması anlayışı çerçevesinde doğal sit alanlarının 21/7/1983 tarihli ve 2863 sayılı Kültür ve Tabiat Varlıklarını Koruma Kanunu, millî park, tabiat parkı, tabiat anıtı ile tabiatı koruma alanlarının 9/8/1983 tarihli ve 2873 sayılı Millî Parklar Kanunu, muhafaza ormanlarının 31/8/1956 tarihli ve 6831 sayılı Orman Kanunu, yaban hayatı geliştirme sahalarının 1/7/2003 tarihli ve 4915 sayılı Kara Avcılığı Kanunu, özel çevre koruma bölgeleri ile içme ve kullanma suyu koruma alanlarının 9/8/1983 tarihli ve 2872 sayılı Çevre Kanunu gereğince belirlendiği ve korunduğu belirtilerek söz konusu alanlarda yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı elektrik enerjisi üretim tesislerinin kurulmasında çeşitli hukuki engellerle karşılaşıldığı ifade edilmiştir. Söz konusu alanlara zarar vermeksizin bu alanlarda çevreyle uyumlu teknolojilere sahip elektrik üretim tesislerinin kurulmasının, ülkemiz enerji kaynaklarının etkin bir şekilde kullanımı açısından önem taşıdığı da vurgulanmıştır. Kurulacak tesisler için 2872 sayılı Kanun gereğince alınması gereken ÇED raporlarının olumlu bir şekilde sonuçlandırılabilmesi için, yukarıda belirtilen alanların korunmasından sorumlu ilgili birimlerin olumlu görüş vermesinin ön koşul olarak konulması gerektiği ifade edilmiştir. Bunun üzerine doğal sit alanlarında ilgili koruma bölge kurulunun, yukarıda sayılan diğer alanlarda ise ilgili Bakanlığın olumlu görüşü alınmak kaydıyla yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı elektrik üretim tesislerinin kurulmasına izin verilmesine ilişkin fıkranın 5346 sayılı Kanunun 8 inci maddesine eklenmesi kabul edilmiştir. Son olarak 4706 sayılı Kanunun ek 2 nci maddesi gereğince Hazinesin özel mülkiyetinde bulunan taşınmazlar ile Devletin hüküm ve tasarrufu altında bulunan yerler için alınan irtifak hakkı veya kullanma izni be-

dellerine ilave olarak, bu alanlarda yürütülen faaliyetlerden elde edilecek tüm hâsılâtın yüzde biri oranında Hazine payı alınmaktadır. Söz konusu alanlara ilişkin kullanma izni ve irtifak hakkı bedellerinin yüzde seksenbeş indirimli uygulanması da dikkate alınarak, bu alanlardaki tesislerin hasılat üzerinden ödedikleri Hazine payının da kaldırılması gerektiği belirtilmiştir. Bunun üzerine 4706 sayılı Kanunun ek 2 nci maddesi hükümlerinin 5346 sayılı Kanun kapsamındaki yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı üretim tesisleri için uygulanmayacağına ilişkin fıkranın 5346 sayılı Kanunun 8 inci maddesine eklenmesi kararlaştırılmıştır. Yukarıda belirtilen hususların Teklifin Çerçeve 4 üncü maddesine eklenmesi suretiyle Çerçeve 5 inci madde olarak kabul edilmiştir.

Elektrik enerjisi üretimi faaliyetinde bulunanların kanunlarda öngörülen yükümlülüklerini ihlal etmeleri halinde aynı nitelikteki yaptırımlara tabi tutulması gereği ifade edilmiştir. Bunun üzerine; 4628 sayılı Kanunun yaptırımlara ve usulüne ilişkin 11 inci maddesi ile 5346 sayılı Kanunun 6 ncı ve yeni eklenen 6/A maddesi arasında atfı yoluyla bağlantının kurulmasını sağlayacak şekilde, 5346 sayılı Kanunun 10 uncu maddesinin yeniden düzenlenmesine ilişkin düzenlemenin Teklife Çerçeve 6 ncı madde olarak eklenmesi kabul edilmiştir.

Teklif ile 5346 sayılı Kanunda çok kapsamlı değişikliklerin yapılmış olmasının, Teklifin kanunlaşması ile yaşanabilecek karışıklıkların önlenmesini sağlayacak geçiş dönemini düzenleyen geçici bir maddenin 5346 sayılı Kanuna eklenmesi zorunluluğu vurgulanmıştır. Bu kapsamda; 2009 yılı sonuna kadar 5346 sayılı Kanun kapsamındaki yenilenebilir enerji kaynaklarından üretilen elektrik enerjisinin alımı sırasında halen yürürlükte olan düzenlemenin korunmasının, yani Türkiye Ortalama Elektrik Toptan Satış Fiyatının geçerli olması kararlaştırılmıştır. Ayrıca yeni gelen düzenlemelerle ilgili olarak birçok yönetmeliğin çıkarılması gerektiği, ancak söz konusu yönetmeliklerin çıkarılmasındaki gecikmelerin yapılan kanun değişikliklerinin uygulamaya aktarılmasındaki süreci uzatabileceği belirtilmiştir. Bunun üzerine 5346 sayılı Kanunun 6, 6/A ve 6/B maddelerinde çıkarılması öngörülen yönetmeliklerin Teklifin kanunlaşarak yürürlüğe girmesinden itibaren 3 ay içerisinde yayımlanması gereği benimsenmiştir. Belirtilen hususların 5346 sayılı Kanuna geçici 5 inci madde olarak eklenmesini öngören maddenin Çerçeve 7 nci madde olarak Teklife eklenmesi kabul edilmiştir.

Teklifin; yürürlüğe ilişkin 5 inci maddesi 8 inci madde, yürütmeye ilişkin 6 ncı maddesi 9 uncu madde olarak kabul edilmiştir.

Alt komisyonca yukarıda belirtildiği üzere hazırlan metin ve rapor, Komisyonumuza 1/6/2009 tarihinde sunulmuştur. Komisyonumuz; 4/6/2009 tarihinde yaptığı 5 inci Birleşiminde 2/340 esas numaralı Kanun Teklifi ile Alt Komisyon Rapor ve Metnini görüşmek üzere, Hükümeti temsilen Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanı Taner YILDIZ ile Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı, Adalet Bakanlığı, Maliye Bakanlığı, Kültür ve Turizm Bakanlığı, Çevre ve Orman Bakanlığı, Hazine Müsteşarlığı, Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu, Özel Çevre Koruma Kurumu Başkanlığı, Elektrik İşleri Etüt İdaresi Genel Müdürlüğü, Devlet Su İşleri Genel Müdürlüğü, Elektrik Üretim Anonim Şirketi Genel Müdürlüğü, Türkiye Elektrik Ticaret ve Taahhüt Anonim Şirketi Genel Müdürlüğü, T.C. Merkez Bankası, Türkiye Kalkınma Bankası ile ilgili sivil toplum kuruluşları temsilcilerinin katılımlarıyla toplanmıştır. Komisyonumuz, öncelikle görüşmeler sırasında alt komisyonca hazırlanan metnin esas alınmasına karar vermiş ve geneli üzerinde görüşmelere yer vermeksizin maddeleri üzerinde görüşmelere geçmiştir.

Teklif Alt Komisyon Metninin;

– Çerçeve 1 ve 2 nci maddeleri aynen kabul edilmiştir.

– Çerçeve 3 üncü maddesinin görüşmeleri tamamlanmasına rağmen; Çerçeve 4 üncü maddesi ile 5346 sayılı Kanuna eklenmesi öngörülen 6/A maddesinin son fıkrasındaki, atık yağların kullanıldığı biyokütle enerjisine dayalı elektrik üretim tesisleri için getirilen 1000 kilovatlık kurulu güç

kapasitesi sınırlamasının, piyasada eşitliğin sağlanması açısından muafiyetli üretim yapabilmelerini kapsamaması gerektiği belirtilmiştir. Bunun üzerine söz konusu fıkradan “, 4628 sayılı Kanunun 3 üncü maddesinin üçüncü fıkrası kapsamında sağlanan muafiyetlerden faydalanamaz ve” ifadesinin çıkarılması kabul edilmiş ve yeni şekliyle fıkranın Çerçeve 3 üncü madde içerisinde yeniden düzenlenmesi öngörülen 5346 sayılı Kanunun 6 ncı maddesinin birinci fıkrasının sonuna “Ancak” ile başlayan cümle olarak taşınması kararlaştırılmıştır. Bu nedenle Çerçeve 3 üncü madde ve ekli I sayılı Cetvel; yeniden düzenlenen 5346 sayılı Kanunun 6 ncı maddesinin birinci fıkrasının sonuna Çerçeve 4 üncü madde ile eklenmesi öngörülen 6/A maddesinin son fıkrasının belirtilen ifade çıkarma ve eklemelerinin yapılarak eklenmesi suretiyle ayrı ayrı oylanarak kabul edilmiştir.

– Çerçeve 4 üncü maddesi görüşülürken 5346 sayılı Kanuna eklenmesi öngörülen 6/A, B ve C maddeleri ile II sayılı Cetvel üzerinde ayrı ayrı görüşme açılmıştır. Muafiyetli üretime ilişkin 6/A maddesinin son fıkrası, kurulu gücü 500 kilovattın altındaki tesisler için varolan muafiyete istisnalar getirmenin uygulamada sıkıntılara ve adaletsizliğe yol açabileceği gerekçesiyle “, 4628 sayılı Kanunun 3 üncü maddesinin üçüncü fıkrası kapsamında sağlanan muafiyetlerden faydalanamaz ve” ifadesi çıkarılarak Çerçeve 3 üncü madde içeriğine taşınmıştır. Yerli ürün kullanımına ilişkin 6/B maddesinin ikinci fıkrasında yer alan “kontrolü” ibaresinin daha kapsamlı bir ibare olan “denetimi” olarak değiştirilmesi kabul edilmiştir. Bu sırada yerli ürün kullanımı halinde alım tarifelerine yapılacak eklemeleri tesis ve parçaları itibarıyla gösteren II sayılı cetvelin değiştirilmesine ilişkin bir önerge verilmiştir. Öncelikle Dünyada benzeri olmayan bu düzenlemenin; dışa bağımlılığımızı azaltmaya katkı sağlaması, teknoloji transferinin yolunun açması ve dolaylı olarak istihdama katkı sağlaması gibi birçok olumlu niteliği taşıdığı vurgulanmıştır. Ardından yerli ürün kullanımı halinde yapılacak ödemelerin tespiti sırasında; parçanın halihazırda ülkemizde üretilip üretilmediği, parçanın teknoloji yoğun bir parça olup olmadığı ve söz konusu parçanın tesisin kurulma maliyetindeki payının dikkate alınması gerektiği belirtilmiştir. Bunun üzerine II sayılı listede; fotovoltaik güneş enerjisine dayalı üretim tesislerinde kullanılan invertör için öngörülen ilavenin 1.0 Euro centten 0.5 Euro cente indirilmesi; yoğunlaştırılmış güneş enerjisine dayalı üretim tesisinde radyasyon tüpü için öngörülen ilavenin 3.0 Euro centten 2.0 Euro cente indirilmesi, striling motor için öngörülen ilavenin 0.5 Euro centten 1.0 Euro cente çıkarılması ve yansıtı yüzey levhası için 0.5 Euro cent ilavenin eklenmesi; biyokütle enerjisine dayalı üretim tesisinde gazlaştırma ve gaz temizleme gurubu için öngörülen ilavenin 0,8 Euro centten 0,5 Euro cente indirilmesi suretiyle değişiklik yapılması kararlaştırılmıştır. Diğer destekleme uygulamalarına ilişkin 6/C maddesinin ikinci fıkrasının ikinci cümlesindeki sistem kullanım tarifelerinde uygulanacak indirimin hesaplanmasına ilişkin düzenlemenin tüzel kişilere geriye dönük talepte bulunabilme imkanı tanıyabileceği konusunda endişelerin bulunduğu belirtilmiştir. Bunun üzerine; sistem kullanım tarifelerine ilişkin indirim uygulamasının 1/1/2010 tarihinden başlaması ve 10 yıllık sürenin hesaplanması sırasında YEK destekleme mekanizmasında olduğu gibi tesislerin işletmeye girdiği tarihin esas alınması kararlaştırılmıştır. Ayrıca 1/1/2010 tarihinden önce işletmeye giren tesislerin ancak 1/1/2010 tarihinden sonra indirim uygulamasından faydalanabileceği ve bu tarih ile işletmeye girdikleri tarih arasındaki sürenin 10 yıllık süreden düşüleceği vurgulanmıştır. 6/C maddesinin üçüncü fıkrasının ikinci cümlesi ile otoprodüktörlerin kendi mülkiyetindeki trafo merkezlerinin lisans başvuruları değerlendirilirken bağlantı görüşünün oluşturulması sırasında dikkate alınmasına ilişkin düzenlemenin ciddi endişeleri de beraberinde getirdiği belirtilmiştir. 78.000 megavatlık rüzgar enerjisine dayalı üretim tesisi kurulmasına yönelik lisans başvurularından sadece 200 megavatının otoprodüktör lisansına ilişkin olduğu, otoprodüktörler için getiri-

lecek böyle bir düzenlemenin otoprodüktör uygulamasının amacı dışında kullanımına neden olabileceği, TEİAŞ tarafından bağlantı görüşünün oluşturulmasına yönelik yaklaşık 2 yıldır süren çalışmalar sırasında sadece TEİAŞ'ın kendi mülkiyetindeki trafo merkezlerinin dikkate alındığı, özel mülkiyetteki trafo merkezlerinin bağlantı görüşünün oluşturulması sırasında dikkate alınmasına ilişkin bir düzenlemenin her yatırımcının kendi trafo merkezini kurarak sisteme bağlanması gibi bir yönetime geçmesine yol açabileceği ve bu durumun iletim veya dağıtım sistemi için büyük bir karmaşanın ortaya çıkmasına neden olabileceği belirtilmiştir. Bunun üzerine 6/C maddesinin üçüncü fıkrasının ikinci cümlesinin çıkartılması kabul edilmiştir. Çerçeve 4 üncü maddeye ilişkin 6/A, 6/B ve 6/C maddeleri ile ekli II sayılı Cetvel yukarıda kararlaştırılan değişiklikler çerçevesinde ayrı ayrı oylanarak kabul edilmiştir.

- Çerçeve 5, 6 ve 7 nci maddeleri aynen kabul edilmiştir.
- Yürürlüğe ilişkin 8 inci maddesi ile yürütmeye ilişkin 9 uncu maddesi aynen kabul edilmiştir.

Raporumuz, Genel Kurulun onayına sunulmak üzere Yüksek Başkanlığa saygı ile arz olunur.

Başkan	Başkanvekili	Sözcü
<i>Soner Aksoy</i>	<i>Hasan Anı</i>	<i>Mahmut Mücahit Fındıklı</i>
Kütahya	Konya	Malatya
Kâtip	Üye	Üye
<i>Osman Coşkun</i>	<i>Tacidar Seyhan</i>	<i>Yılmaz Tankut</i>
Yozgat	Adana	Adana
Üye	Üye	Üye
<i>Hüsnü Çöllü</i>	<i>Ergün Aydoğan</i>	<i>Kutbettin Arzu</i>
Antalya	Balıkesir	Diyarbakır
Üye	Üye	Üye
<i>Metin Kaşkoğlu</i>	<i>Cemaleddin Uslu</i>	<i>Halil Mazıcıoğlu</i>
Düzce	Edirne	Gaziantep
Üye	Üye	Üye
<i>İsmail Katmerci</i>	<i>Mehmet Şevki Kulkuloğlu</i>	<i>Eyüp Ayar</i>
İzmir	Kayseri	Kocaeli
Üye	Üye	Üye
<i>Alim Işık</i>	<i>Bayram Ali Bayramoğlu</i>	<i>Hasan Ali Çelik</i>
Kütahya	Rize	Sakarya
Üye	Üye	Üye
<i>Afif Demirkıran</i>	<i>Mustafa Cumur</i>	<i>Kayhan Türkmenoğlu</i>
Siirt	Trabzon	Van
	Üye	
	<i>Fazlı Erdoğan</i>	
	Zonguldak	

KÜTAHYA MİLLETVEKİLİ
SONER AKSOY'UN TEKLİFİ

YENİLENEBİLİR ENERJİ KAYNAKLARININ ELEKTRİK ENERJİSİ ÜRETİMİ AMAÇLI KULLANIMINA İLİŞKİN KANUNDA DEĞİŞİKLİK YAPILMASINA DAİR KANUN TEKLİFİ

MADDE 1- 10.05.2005 tarihli ve 5346 sayılı Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Elektrik Enerjisi Üretimi Amaçlı Kullanımına İlişkin Kanunun 3 üncü maddesinin birinci fıkrasının (8) ve (11) numaralı bentlerinde geçen “biyogaz” ibaresi metinden çıkarılmıştır.

SANAYİ, TİCARET, ENERJİ, TABİİ KAYNAKLAR, BİLGİ VE TEKNOLOJİ KOMİSYONUNUN KABUL ETTİĞİ METİN

YENİLENEBİLİR ENERJİ KAYNAKLARININ ELEKTRİK ENERJİSİ ÜRETİMİ AMAÇLI KULLANIMINA İLİŞKİN KANUNDA DEĞİŞİKLİK YAPILMASINA DAİR KANUN TEKLİFİ

MADDE 1 - (1) 10/5/2005 tarihli ve 5346 sayılı Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Elektrik Enerjisi Üretimi Amaçlı Kullanımına İlişkin Kanunun 3 üncü maddesinin; birinci fıkrasının (8) ve (11) numaralı bentlerinde geçen “biyogaz” ibaresi metinden çıkarılmış, birinci fıkrasına aşağıdaki bentler ve maddeye aşağıdaki fıkra eklenmiştir.

“13. Çöp gazı: Çöp toplama alanlarında biriktirilen atıklardan oluşan gazı,

14. YEK destekleme mekanizması: Bu Kanun kapsamındaki yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı üretim faaliyeti gösterenlerin faydalanabileceği fiyat, süreler ve bunlara yapılacak ödemelere ilişkin usul ve esasları içeren destekleme mekanizmasını,

15. PMUM: Piyasa Mali Uzlaştırma Merkezini,

16. YEK toplam bedeli: YEK destekleme mekanizmasına tabi olanların her biri tarafından iletim veya dağıtım sistemine verilen elektrik enerjisi miktarı ile YEK listesindeki fiyatların çarpılması suretiyle, fatura tarihindeki Türkiye Cumhuriyet Merkez Bankası döviz alış kuru üzerinden Türk Lirası olarak hesaplanan bedellerin toplamını,

17. Ödeme yükümlülüğü oranı: Tüketicilere elektrik enerjisi satışı yapan tedarikçilerin ödemekle yükümlü olacağı tutarın hesaplanmasında kullanılacak olan, her bir tedarikçinin tüketicilerine sattığı elektrik enerjisi miktarının, bu tedarikçilerin tamamının tüketicilere sattığı toplam elektrik enerjisi miktarına bölünmesi suretiyle hesaplanan oranı,”

“Bu Kanunda geçmekle birlikte tanımlanmamış diğer terim ve kavramlar, 20/2/2001 tarihli ve 4628 sayılı Elektrik Piyasası Kanunundaki anlama sahiptir.”

Türkiye Büyük Millet Meclisi

(S. Sayısı: 395)

(Kütahya Milletvekili Soner Aksoy'un Teklifi)

MADDE 2 - 5346 sayılı Kanunun 4. üncü maddesi aşağıdaki şekilde değiştirilmiştir.

“MADDE 4- Bu Kanunun yürürlük tarihinden sonra kamu veya Hazine arazilerinde yenilenebilir enerji kaynak alanlarının kullanımını ve verimliliğini etkileyici imar planları düzenlenemez. Elektrik enerjisi üretimine yönelik yenilenebilir kaynak alanlarının belirlenmesi, korunması ve kullanılmasına ilişkin usul ve esaslar yönetmelikle düzenlenir. Belirlenen yenilenebilir kaynak alanları re'sen imar planlarına işlenmek üzere EİE tarafından ilgili mercilere bildirilir”

MADDE 3 - 5346 sayılı Kanunun 6 ncı maddesinin birinci fıkrasının (c) bendi ve ikinci fıkrası aşağıdaki şekilde değiştirilmiştir.

“c) Bu Kanun kapsamında satın alınacak elektrik enerjisi için uygulanacak fiyat; 01.01.2016 tarihine kadar işletmeye girecek tesisler için EPDK'nın belirlediği bir önceki ait Türkiye ortalama elektrik toptan satış fiyatının altında olmamak kaydıyla, üretim tesislerinin devreye girdiği tarihten itibaren, rüzgar enerjisine dayalı üretim tesislerinden elde edilen elektrik için ilk beş yıl 6 Euro Cent/kWh , ikinci beş yıl 5 Euro Cent/kWh , biyokütle enerjisine dayalı üretim tesislerinden elde edilen elektrik için ilk beş yıl 14 Euro Cent/kWh , ikinci beş yıl 10 Euro Cent/kWh, jeotermal kaynaklara dayalı sistem ve santrallerden elde edilen elektrik için ilk beş yıl 7 Euro Cent/kWh , ikinci beş yıl 6 Euro Cent/kWh, güneş enerjisine dayalı sistem ve santrallerden elde edilen elektrik için on yıl süresince 18 Euro Cent/kWh ve hidrolik kaynaklara dayalı üretim tesislerinden elde edilen elektrik için on yıl süresince 5 Euro Cent kWh karşılığı Türk lirası olarak uygulanır. Ancak bu fiyatın üzerinde serbest piyasada satış imkanı bulan yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı lisans sahibi tüzel kişiler bu imkandan yararlanırlar.”

“ 01.01.2016 tarihine kadar işletmeye girecek tesisler için on yıllık sürelerden sonra ve

(Sanayi, Ticaret, Enerji, Tabii Kaynaklar, Bilgi ve Teknoloji Komisyonunun Kabul Ettiği Metin)

MADDE 2 - (1) 5346 sayılı Kanunun 4 üncü maddesinin birinci fıkrasının ikinci cümlesi yürürlükten kaldırılmış ve fıkranın sonuna aşağıdaki cümleler eklenmiştir.

“Elektrik enerjisi üretimine yönelik yenilenebilir kaynak alanlarının ilgili kurum ve kuruluşların görüşü alınarak belirlenmesi, derecelendirilmesi, korunması ve kullanılmasına ilişkin usul ve esaslar yönetmelikle düzenlenir. Belirlenen yenilenebilir kaynak alanları imar planlarına re'sen işlenmek üzere Bakanlık tarafından ilgili mercilere bildirilir.”

MADDE 3 - (1) Bu Kanuna ekli “I sayılı Cetvel” 5346 sayılı Kanuna eklenmiş ve 5346 sayılı Kanunun 6 ncı maddesi başlığı ile birlikte aşağıdaki şekilde değiştirilmiştir.

“YEK Destekleme Mekanizması

MADDE 6– Üretim tesisleri 31/12/2015 tarihinden önce işletmeye giren ve YEK destekleme mekanizmasına tabi olan lisans sahibi tüzel kişiler için, bu Kanuna ekli I sayılı cetvelde yer alan fiyatlar ve belirlenen süreler uygulanır. YEK destekleme mekanizmasına bir sonraki takvim yılında tabi olmak isteyenler, YEK Belgesi almak ve 31 Ekim tarihine kadar EPDK'ya başvurmak zorundadır. Ancak bitkisel veya hayvansal atık yağlardan veya bunların işlenmesi sonucu ortaya çıkan yan ürünlerden elde edilen katı ve sıvı haldeki yakıtları kullanmak suretiyle elektrik enerjisi üreten biyokütleyle dayalı üretim tesislerinden kurulu gücü 1000 kilovattan az olanlar YEK destekleme mekanizmasına tabi olamaz.

YEK destekleme mekanizmasında öngörülen süreler; tesislerden işletmedekiler için işletmeye girdiği tarihten, henüz işletmeye girmemiş olanlar için işletmeye girecekleri tarihten itibaren başlar. YEK destekleme mekanizmasına tabi olanlar, uygulamaya dahil oldukları yıl içerisinde uygulamanın dışına çıkamaz.

YEK destekleme mekanizmasına tabi olanların listesi ile bunlara ait tesislerin işletmeye giriş tarihlerine, yıllık elektrik enerjisi üretim kapasite

(Kütahya Milletvekili Soner Aksoy'un Teklifi)

01.01.2016 tarihinden itibaren işletmeye girecek tesisler için uygulanacak fiyat EPDK'nın belirlediği bir önceki yıla ait Türkiye ortalama elektrik toptan satış fiyatıdır. Ancak Bakanlar Kurulu EPDK'nın belirlediği bir önceki yıla ait Türkiye ortalama elektrik toptan satış fiyatının altında olmamak kaydıyla fiyatları belirleyebilir”

(Sanayi, Ticaret, Enerji, Tabii Kaynaklar, Bilgi ve Teknoloji Komisyonunun Kabul Ettiği Metin)

telerine ve yıllık üretim programına ilişkin bilgiler, kaynak türlerine göre her yıl 30 Kasım tarihine kadar EPDK tarafından yayımlanır.

Yoğunlaştırılmış güneş enerjisi ile birlikte yenilenebilir olmayan diğer enerji kaynaklarını kullanarak elektrik enerjisi üreten hibrit üretim tesislerinde, sadece yoğunlaştırılmış güneş enerjisinden üretilen elektrik enerjisi miktarı için I sayılı cetveldeki fiyat ve süreler geçerlidir. Bu fıkra ile ilişkin usul ve esaslar, EİE tarafından çıkarılacak yönetmelikte belirlenir.

31/12/2015 tarihinden sonra işletmeye girecek olan YEK Belgeli üretim tesisleri için uygulanacak fiyat ve süreler, ilki 31/12/2011 tarihinden önce yayımlanmak kaydıyla Bakanlar Kurulu tarafından belirlenir. Ayrıca Bakanlar Kurulu, I sayılı cetvelde yer almayan yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı üretim tesis tipleri için uygulanacak fiyat ve süreyi belirlemeye yetkilidir.

PMUM, her fatura dönemi için YEK toplam bedelini ilan eder ve her bir tedarikçinin ödeme yükümlülüğü oranını belirler. Ödeme yükümlülüğü oranının belirlenmesi sırasında, bu Kanun kapsamındaki yenilenebilir enerji kaynaklarından üretilerek YEK destekleme mekanizmasına tabi olmaksızın serbest piyasada satışı yapılan elektrik enerjisi miktarı hesaplamalara dahil edilmez. Tüketicilere elektrik enerjisi sağlayan her bir tedarikçinin ödemekle yükümlü olduğu tutar belirlenerek ilgili tedarikçiye fatura edilir ve yapılan tahsilat YEK destekleme mekanizmasına tabi tüzel kişilere payları oranında ödenir. Bu fıkra kapsamındaki uygulamalara ilişkin usul ve esaslar, EPDK tarafından çıkarılacak yönetmelikte düzenlenir.

Bu Kanun kapsamındaki yenilenebilir enerji kaynaklarından elektrik enerjisi üreten ve bu madde hükmüne tabi olmak istemeyen tüzel kişiler, lisansları kapsamında serbest piyasada satış yapabilirler.”

Türkiye Büyük Millet Meclisi

(S. Sayısı: 395)

(Kütahya Milletvekili Soner Aksoy'un Teklifi)

(Sanayi, Ticaret, Enerji, Tabii Kaynaklar,
Bilgi ve Teknoloji Komisyonunun
Kabul Ettiği Metin)

MADDE 4 - (1) 5346 sayılı Kanuna bu Kanuna ekli II sayılı cetvel ile birlikte, 6 ncı maddesinden sonra gelmek üzere aşağıdaki maddeler eklenmiştir.

“Muafiyetli üretim

MADDE 6/A- 4628 sayılı Kanunun 3 üncü maddesinin üçüncü fıkrası kapsamında kurulacak yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı üretim tesisleri için başvuru yapılması, izin verilmesi, denetim yapılması ile teknik ve mali usul ve esaslar, Bakanlık, İçişleri Bakanlığı ve DSİ'nin görüşleri alınarak EPDK tarafından çıkartılacak bir yönetmelikle düzenlenir. Hidroelektrik üretim tesisleri için su kullanım hakkının verilmesine, DSİ'nin ilgili taşra teşkilatının su rejimi açısından üretim tesisinin yapımında sakınca bulunmadığına ve bağlantının yapılacağı dağıtım şirketinden dağıtım sistemine bağlantı yapılabileceğine dair görüş alınmak kaydıyla, tesisin kurulacağı yerdeki İl Özel İdareleri yetkilidir.

Bu madde kapsamında yenilenebilir enerji kaynaklarından elektrik enerjisi üreten gerçek ve tüzel kişiler; ihtiyaçlarının üzerinde ürettikleri elektrik enerjisini dağıtım sistemine vermeleri halinde, fotovoltaik güneş enerjisine dayalı üretim tesisleri hariç, I sayılı cetveldeki fiyatlardan belirtilen süreler içerisinde faydalanabilir. Fotovoltaik güneş enerjisine dayalı tesisler için; tesislerin kurulmasından itibaren onbeş yıl süreyle dağıtım sistemine verilen aylık elektrik enerjisi miktarının 3000 kWh'den az olması halinde 35 Euro cent/kWh, 3000 kWh ile 6000 kWh arasında olması halinde ise 30 Euro cent/kWh alım fiyatı uygulanır ve PMUM tarafından yapılan hesaplamalar sırasında bu fiyatlar esas alınır. Bu kapsamda dağıtım sistemine verilen elektrik enerjisinin ilgili dağıtım şirketi tarafından satın alınması zorunludur. Dağıtım şirketlerinin bu madde gereğince satın aldıkları elektrik enerjisi, dağıtım şirketlerince YEK destekleme mekanizması kapsamında üretilmiş ve sisteme verilmiş kabul edilir.”

Türkiye Büyük Millet Meclisi

(S. Sayısı: 395)

(Kütahya Milletvekili Soner Aksoy'un Teklifi)

(Sanayi, Ticaret, Enerji, Tabii Kaynaklar,
Bilgi ve Teknoloji Komisyonunun
Kabul Ettiği Metin)

“Yerli ürün kullanımı

MADDE 6/B- Lisans sahibi tüzel kişilerin bu Kanun kapsamındaki yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı ve 31/12/2015 tarihinden önce işletmeye giren üretim tesislerinde kullanılan mekanik ve/veya elektro-mekanik aksamın yurt içinde imal edilmiş olması halinde; bu tesislerde üretilerek iletim veya dağıtım sistemine verilen elektrik enerjisi için, I sayılı cetvelde belirtilen fiyatlara, üretim tesisinin işletmeye giriş tarihinden itibaren beş yıl süreyle bu Kanuna ekli II sayılı cetvelde belirtilen fiyatlar ilave edilir.

II sayılı cetvelde yer alan yurt içinde imalatın kapsamının tanımı, standartları, sertifikasyonu ve denetimi ile ilgili usul ve esaslar, Bakanlık tarafından çıkarılacak yönetmelikle düzenlenir.

31/12/2015 tarihinden sonra işletmeye girecek olan YEK Belgeli üretim tesisleri için yerli katkı ilavesine ilişkin usul ve esaslar, Bakanlığın teklifi üzerine Bakanlar Kurulu tarafından belirlenerek ilan edilir.”

“Diğer uygulamalar

MADDE 6/C- Bu Kanun kapsamındaki yenilenebilir enerji kaynaklarından elektrik enerjisi üreten lisans sahibi tüzel kişiler, lisanslarında belirlenen sahaların dışına çıkılmaması ve işletme anında sisteme verilen gücün lisanslarında belirtilen kurulu gücü aşmaması kaydıyla ek kapasite kurabilir.

Bu Kanun kapsamındaki yenilenebilir enerji kaynaklarından elektrik enerjisi üreten lisans sahibi tüzel kişiler, on yıl süreyle sistem kullanım tarifelerini yüzde doksan indirimli olarak öder. 1/1/2010 tarihinden itibaren geçerli olacak bu uygulama, üretim tesislerinin işletmeye giriş tarihleri esas alınarak yapılır.

EPDK tarafından lisans başvuruları değerlendirilirken bağlantı görüşünün oluşturulması aşamasında, bu Kanun kapsamındaki yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı üretim tesislerine öncelik tanınır.”

MADDE 5 - (1) 5346 sayılı Kanunun 8 inci maddesinin üçüncü fıkrasının ilk cümlesi aşağıdaki şekilde değiştirilmiş, maddenin sonuna aşağıdaki fıkralar eklenmiştir.

MADDE 4- 5346 Sayılı Kanunun 8 inci maddesinde geçen “2011” ibaresi “2015” olarak değiştirilmiştir.

Türkiye Büyük Millet Meclisi

(S. Sayısı: 395)

(Kütahya Milletvekili Soner Aksoy'un Teklifi)

(Sanayi, Ticaret, Enerji, Tabii Kaynaklar,
Bilgi ve Teknoloji Komisyonunun
Kabul Ettiği Metin)

“31/12/2015 tarihine kadar devreye alınacak bu tesislerden, ulaşım yollarından ve şebekeye bağlantı noktasına kadarki TEİAŞ ve dağıtım şirketlerine devredilecek olan da dahil enerji nakil hatlarından yatırım ve işletme dönemlerinin ilk onbeş yılında izin, kira, irtifak hakkı ve kullanma izni bedellerine yüzde seksenbeş indirim uygulanır.”

“Milli park, tabiat parkı, tabiat anıtı ile tabiatı koruma alanlarında, muhafaza ormanlarında, yaban hayatı geliştirme sahalarında, özel çevre koruma bölgelerinde, içme ve kullanma suyu koruma alanlarında ilgili Bakanlığın, doğal sit alanlarında ise ilgili koruma bölge kurulunun olumlu görüşü alınmak kaydıyla yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı elektrik üretim tesislerinin kurulmasına izin verilir.”

“Bu Kanun kapsamındaki yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı elektrik enerjisi üretim tesisleri için 29/6/2001 tarihli ve 4706 sayılı Hazineye Ait Taşınmaz Malların Değerlendirilmesi ve Katma Değer Vergisi Kanununda Değişiklik Yapılması Hakkındaki Kanunun Ek 2 nci maddesi hükümleri uygulanmaz.”

MADDE 6 - (1) 5346 sayılı Kanunun 10 uncu maddesi, aşağıdaki şekilde değiştirilmiştir.

“MADDE 10- Bu Kanunun 6 ve 6/A maddelerine aykırı faaliyet gösterdiği tespit edilen tedarikçiler hakkında, 4628 sayılı Kanunun 11 inci maddesi hükümleri uygulanır.”

MADDE 7 - (1) 5346 sayılı Kanuna aşağıdaki geçici madde eklenmiştir.

“GEÇİCİ MADDE 5- Bu maddenin yürürlüğe girdiği tarihten itibaren 31/12/2009 tarihine kadar, bu Kanunun 6 ncı maddesi kapsamındaki uygulamalar için 2008 yılına ait Türkiye Ortalama Elektrik Toptan Satış Fiyatı geçerlidir.

Bu Kanunun 6, 6/A ve 6/B maddelerinde çıkarılması öngörülen yönetmelikler, bu maddenin yürürlüğe girdiği tarihten itibaren 3 ay içerisinde yayımlanır.”

MADDE 8- Bu Kanun yayımı tarihinde yürürlüğe girer.

MADDE 9- Bu Kanun hükümlerini Bakanlar Kurulu yürütür.

MADDE 5 - Bu Kanun yayımı tarihinde yürürlüğe girer.

MADDE 6- Bu Kanun hükümlerini Bakanlar Kurulu yürütür.

Türkiye Büyük Millet Meclisi

(S. Sayısı: 395)

SANAYİ, TİCARET, ENERJİ, TABİİ KAYNAKLAR, BİLGİ VE TEKNOLOJİ
KOMİSYONUNUN KABUL ETTİĞİ METNE EKLİ CETVELLER

I Sayılı Cetvel		
Yenilenebilir Enerji Kaynağına Dayalı Üretim Tesis Tipi	İşletmedeki ilk 10 yıl için (Euro cent/kWh)	İşletmedeki ikinci 10 yıl için (Euro cent/kWh)
a. Hidroelektrik üretim tesisi	7	-
b. Karada rüzgar enerjisine dayalı üretim tesisi	8	-
c. Denizde rüzgar enerjisine dayalı üretim tesisi	12	-
ç. Jeotermal enerjisine dayalı üretim tesisi	9	-
d. Fotovoltaik güneş enerjisine dayalı üretim tesisi	25	20
e. Yoğunlaştırılmış güneş enerjisine dayalı üretim tesisi	20	18
f. Biyokütleyle dayalı üretim tesisi (çöp gazı dahil)	14	8
g. Dalga, akıntı, gel-git enerjisine dayalı üretim tesisi	16	

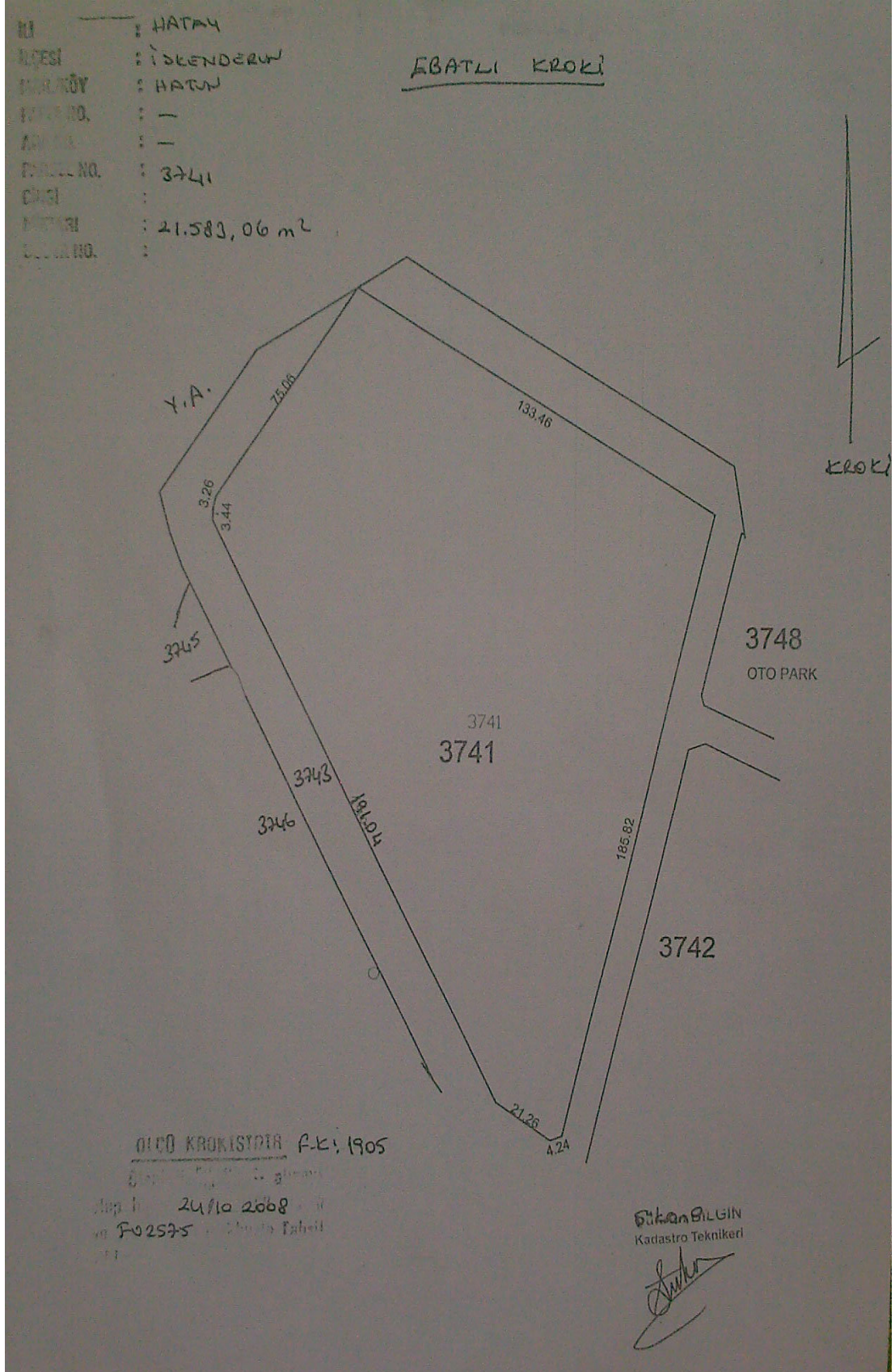
Türkiye Büyük Millet Meclisi

(S. Sayısı: 395)

II Sayılı Cetvel		
Tesis Tipi	Yurt içinde gerçekleşen imalat	Yerli Katkı İlavesi (Euro cent/kWh)
A- Hidroelektrik üretim tesisi	1- Türbin	1,0
	2- Jeneratör ve güç elektroniği	0,8
B- Rüzgar enerjisine dayalı üretim tesisi	1- Kanat	0,6
	2- Jeneratör ve güç elektroniği	0,8
	3- Türbin kulesi	0,5
	4- Rotor ve nasel guruplarındaki mekanik aksamın tamamı (Kanat grubu ile jeneratör ve güç elektroniği için yapılan ödemeler hariç.)	1,0
C- Fotovoltaik güneş enerjisine dayalı üretim tesisi	1- PV panel entegrasyonu ve güneş yapısal mekaniği imalatı	0,6
	2- PV modülleri	1,0
	3- PV modülünü oluşturan hücreler	3,0
	4- İnvertör	0,5
	5- PV modülü üzerine güneş ışınını odaklayan malzeme	0,4
D- Yoğunlaştırılmış güneş enerjisine dayalı üretim tesisi	1- Radyasyon toplama tüpü	2,0
	2- Yansıtıcı yüzey levhası	0,5
	3- Güneş takip sistemi	0,5
	4- Isı enerjisi depolama sisteminin mekanik aksamı	1,0
	5- Kulede güneş ışınını toplayarak buhar üretim sisteminin mekanik aksamı	2,0
	6- Stirling motoru	1,0
	7- Panel entegrasyonu ve güneş paneli yapısal mekaniği	0,5
E- Biyokütle enerjisine dayalı üretim tesisi	1- Akışkan yataklı buhar kazanı	0,6
	2- Sıvı veya gaz yakıtlı buhar kazanı	0,3
	3- Gazlaştırma ve gaz temizleme gurubu	0,5
	4- Buhar veya gaz türbini	1,5
	5- İçten yanmalı motor veya stirling motoru	0,7
	6- Jeneratör ve güç elektroniği	0,4
	7- Kojenerasyon sistemi	0,3
F- Jeotermal enerjisine dayalı üretim tesisi	1- Buhar veya gaz türbini	1,0
	2- Jeneratör ve güç elektroniği	0,5
	3- Buhar enjektörü veya vakum kompresörü	0,5



Ek-3 Santral Kurulacak Sahanın Krokisi



Ek-4 Sharp NA-121A5 Güneş Paneli Özellikleri

SHARP

NA Series (1.42 m², 240 V)
128 W | 121 W | 115 W

Microamorphous silicon thin-film photovoltaic mod



Say yes to solar power!
Because it protects the climate.

Innovations from a photovoltaic pioneer

As a solar specialist with 50 years' experience in photovoltaics (PV), Sharp makes significant contributions to groundbreaking progress in solar technology.

The NA series of thin-film photovoltaic modules consists of an amorphous and a microcrystalline silicon layer. This microamorphous tandem structure not only absorbs visible light but also the invisible portion of the solar spectrum. This makes especially efficient use of solar energy.

All module types of the Sharp NA Series offer optimum system integration, in terms of both technology and economy, and are suitable for installations in grid-connected PV systems.



Brief details for the installer

- Tandem structure comprising of an amorphous and a microcrystalline silicon layer
- 4 bypass diodes
- 180 cells in series
- 2,400 N/m² mechanical load-bearing capacity (245 kg/m²)
- 1,000 V DC maximum system voltage
- IEC/EN 61646, IEC/EN 61730, Class II (VDE: 40023069)

Product features

- Tandem structure with an amorphous and a microcrystalline silicon layer offering a stabilised module efficiency of up to 9.0 %.
- Optimised for large, grid-connected ground-mounted PV systems.
- Use of white glass, EVA plastic and weather protection film as well as a silver anodised aluminium frame for long-term use. This guarantees simple and safe installation.
- Module can be operated and installed by one person (1.42 m², frame width 1 m, weight 19 kg).
- Higher energy yields per watt, at both high temperatures and with diffuse light.
- Output: connection cable with waterproof plug connector.

Quality from Sharp

Benchmarks are set by the quality standards of Sharp Solar. Continual checks guarantee a consistently high level of quality. Every module undergoes visual, mechanical, and electrical inspection. This is recognisable by means of the original Sharp label, the serial number, and the Sharp guarantee:

- 5 year product guarantee
- 10 year performance guarantee for a power output of 90 %
- 25 year performance guarantee for a power output of 80 %

The detailed guarantee conditions and additional information can be found at www.sharp.eu.

- End users are required to register the modules with Sharp in order for the product and service warranty to be effective. The registration documents will be handed out by the installation staff or supplied directly by Sharp.

Mechanical data

Cell	Tandem cell of amorphous (α -Si) and microcrystalline (μ c-Si) silicon
Connection	180 in series
Dimensions	1,409 x 1,009 x 46 mm (1.42 m ²)
Weight	19 kg
Connection type	Cable with plug connector (MC-3)
Bypass diodes	4

Limit values

Storage air humidity (relative)	up to 90	%
Operating temperature (cell)	- 40 to + 90	°C
Storage temperature	- 40 to + 90	°C
Maximum system voltage	1,000	V DC
Maximum mechanical load	2,400	N/m ²
Over-current Protection	2	A

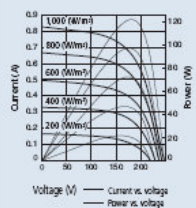
Electrical data

Made in Japan		Initial values			Nominal values		
		NA-F128 (H5)	NA-F121 (H5)	NA-F115 (H5)	NA-F128 (H5)	NA-F121 (H5)	NA-F115 (H5)
Maximum power		150.6 W _p	142.4 W _p	135.4 W _p	128 W _p	121 W _p	115 W _p
Open-circuit voltage	V _{OC}	243	243	243	238	238	238
Short-circuit current	I _{SC}	0.875	0.860	0.840	0.846	0.830	0.810
Voltage at point of maximum power	V _{PM}	202	196	190	186	180	174
Current at point of maximum power	I _{PM}	0.746	0.727	0.713	0.688	0.673	0.661
Module efficiency	η_{lm}				9.0	8.5	8.1
NOCT					44	44	44
Temperature coefficient – open-circuit voltage	αV_{OC}	- 0.30	- 0.30	- 0.30	- 0.30	- 0.30	- 0.30
Temperature coefficient – short-circuit current	αI_{SC}	+ 0.07	+ 0.07	+ 0.07	+ 0.07	+ 0.07	+ 0.07
Temperature coefficient – power	αP_m	- 0.24	- 0.24	- 0.24	- 0.24	- 0.24	- 0.24

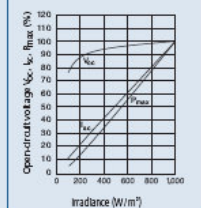
The electrical data applies under standard test conditions (STC): irradiation 1,000 W/m² with light spectrum AM 1.5 and a cell temperature of 25 °C. The rated electrical characteristics are subject to a manufacturing tolerance of - 5 % / + 10 %. NOCT conditions: irradiation of 900 W/m², ambient temperature of 20 °C and wind speed of 1 m/sec.

Characteristic curves NA-F121 (H5)

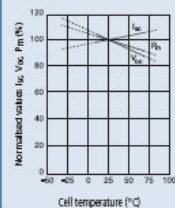
Characteristic curves: current / power vs. voltage (cell temperature: 25 °C)



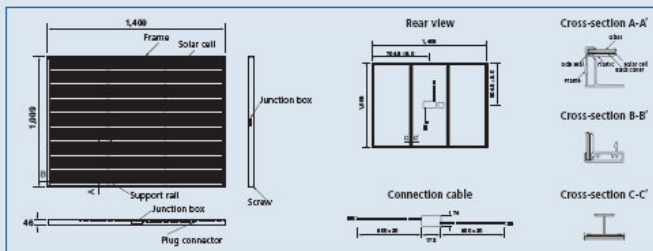
Characteristic curves: open-circuit voltage / short-circuit current and maximum power vs. irradiation (cell temperature: 25 °C)



Characteristic curves: normalized values I_{SC} / V_{OC} / P_m vs. cell temperature



Exterior dimensions



Applications

- On-grid PV systems
- Ground-mounted PV systems

Please read our detailed installation manual carefully before installing the photovoltaic modules. The instructions in the installation manual must always be observed (e.g. max. of 3 modules in series, minus pole must be grounded, protection with blocking diodes/fuses).

Multi-branch cables with approved blocking diodes are available from your Sharp dealer.

Note

Technical data is subject to change without prior notice. Before using Sharp products, please request the latest data sheets from Sharp. Sharp accepts no responsibility for damage to devices which have been equipped with Sharp products on the basis of unverified information.

The specifications may deviate slightly and are not guaranteed. Installation and operating instructions are to be found in the corresponding handbooks, or can be downloaded from www.sharp.eu.

This module should not be directly connected to a load.

Sharp Energy Solution Europe
a division of Sharp Electronics (Europe) GmbH
Sonninstrasse 3, 20097 Hamburg, Germany
Tel: + 49 (0) 40 / 23 76 - 0 · Fax: + 49 (0) 40 / 23 76 - 21 93
www.sharp.eu

Local responsibility:

Austria
SolarInfo.at@sharp.eu
Benelux
SolarInfo.seb@sharp.eu
Central & Eastern Europe
SolarInfo.scee@sharp.eu

Denmark
SolarInfo.dk@sharp.eu
France
SolarInfo.fr@sharp.eu
Germany
SolarInfo.de@sharp.eu

Scandinavia
SolarInfo.sen@sharp.eu
Spain & Portugal
SolarInfo.es@sharp.eu
Switzerland
SolarInfo.ch@sharp.eu
United Kingdom
SolarInfo.uk@sharp.eu

SHARP

Ek-5 Ingecon Sun 100 Inverter

Ingecon® Sun Power 50 / 60 / 70 / 80 / 90 / 100

Designed for ease of maintenance, offering high efficiency at high temperatures, and featuring full electric protections as a standard supply this inverter family is one of the most popular in the Ingecon® Sun inverter range. These Ingecon® Sun Power inverters are designed for medium and large power roof installations and also for ground-based multi-megawatt installations.

This inverter family is equipped with an advanced maximum power point tracking system (MPPT) to extract the maximum power from the PV array. No additional items are required and they can be manually disconnected from the grid. Each inverter incorporates an internal data logger for up to 3 months' data storage, which can be accessed from either a remote PC or in-situ from the inverter front panel, through a keypad. This front panel also features LED status and alarm indicators and an LCD screen.

The Ingecon® Sun Power inverters have been designed with components which offer a useful life of more than 20 years. They come with a standard guarantee of 5 years, which can be extended for periods of up to 25 years.



Protections

The Ingecon® Sun Power inverters are equipped with the following electrical protections against:

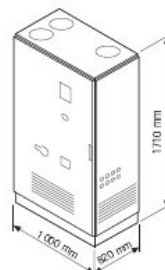
- Galvanic isolation between the DC and AC side.
- Reverse polarity.
- Output short-circuits and overloads.
- Insulation failures.
- Anti-islanding with automatic disconnection.
- DC breaker.
- DC fuses.
- AC MT breaker.
- DC surge arresters.
- AC surge arresters.

Optional Accessories

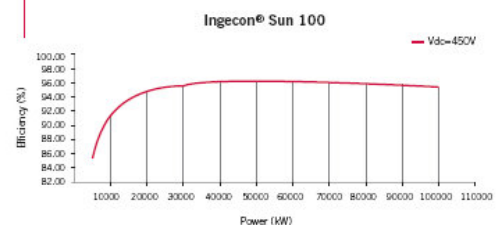
- Inter-inverter communication via RS-485, fibre optics, wireless or Ethernet.
- Modem for GSM/GPRS remote communication.
- Ingecon® Sun Manager Software for parameter display and data recording.
- IngeRAS™ PV for Internet data display.
- Analogue input card for the measurement of meteorological variables.
- PV array string current monitoring.
- Ingecon® Sun String Control.
- Grounding kit for those PV modules requiring this.

Size and weight

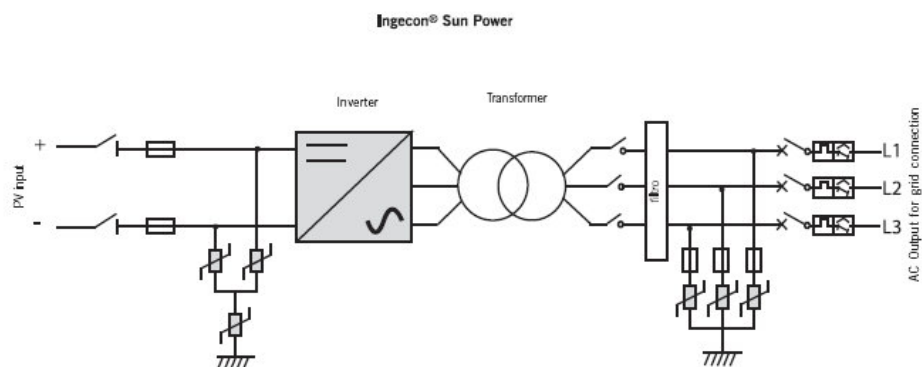
- Ingecon® Sun 50: 900 kg.
- Ingecon® Sun 60: 900 kg.
- Ingecon® Sun 70: 1,026 kg.
- Ingecon® Sun 80: 1,026 kg.
- Ingecon® Sun 90: 1,162 kg.
- Ingecon® Sun 100: 1,162 kg.



Efficiency



Model	Ingecon® Sun 50	Ingecon® Sun 60	Ingecon® Sun 70	Ingecon® Sun 80	Ingecon® Sun 90	Ingecon® Sun 100
Input (DC)						
Recommended PV array power range ⁽¹⁾	57 - 65 kWp	69 - 78 kWp	80 - 91 kWp	92 - 104 kWp	103 - 117 kWp	115 - 130 kWp
Voltage range MPP	405 - 750 V	405 - 750 V	405 - 750 V	405 - 750 V	405 - 750 V	405 - 750 V
Maximum voltage DC ⁽²⁾	900 V	900 V	900 V	900 V	900 V	900 V
Maximum current DC	143 A	172 A	200 A	229 A	257 A	286 A
DC inputs	4	4	4	4	4	4
MPPT	1	1	1	1	1	1
Output (DC)						
Rated power AC HT ⁽³⁾	50 kW	60 kW	70 kW	80 kW	90 kW	100 kW
Rated power AC HP ⁽⁴⁾	55 kW	66 kW	77 kW	88 kW	99 kW	110 kW
Maximum current AC	93 A	118 A	131 A	156 A	161 A	161 A
Rated voltage AC	400 V	400 V	400 V	400 V	400 V	400 V
Frequency AC	50 / 60 Hz	50 / 60 Hz	50 / 60 Hz	50 / 60 Hz	50 / 60 Hz	50 / 60 Hz
Phi Cosine ⁽⁵⁾	1	1	1	1	1	1
THD ⁽⁵⁾	< 3%	< 3%	< 3%	< 3%	< 3%	< 3%
Efficiency						
Maximum efficiency	96.3 %	96.40%	97.20%	97.50%	96.90%	96.80%
Euroefficiency	94.30%	94.70%	96.10%	96.20%	95.80%	95.70%
General Information						
Stand-by consumption	30 W	30 W	30 W	30 W	30 W	30 W
Consumption at night	1 W	1 W	1 W	1 W	1 W	1 W
Ambient temperature	-10°C to +65°C	-10°C to +65°C	-10°C to +65°C	-10°C to +65°C	-10°C to +65°C	-10°C to +65°C
Relative humidity	0 - 95%	0 - 95%	0 - 95%	0 - 95%	0 - 95%	0 - 95%
Protection class	IP 20	IP 20	IP 20	IP 20	IP 20	IP 20
Compliance with standards	RD 661/2007					
	RTC alle rete BT di Enel Distribuzione					
	CEI 11-20					
	CEI 11-20 V1					
	CEI 0-16					
	Reglamento VDEW BT					
HT Mode (high temperature) - Rated outputs at 45°C						
HP mode (high power) - Rated outputs at 40°C						
Notes: ⁽¹⁾ Depending on the type of installation and geographical location. ⁽²⁾ Must not be exceeded under any circumstances. Consider the voltage increase of the 'Voc' at low temperatures. ⁽³⁾ Up to 45°C ambient temperature, P _{max} = 110% P _{nom} for non permanent transients ⁽⁴⁾ Up to 40°C ambient temperature, P _{max} = P _{nom} ⁽⁵⁾ For P _{out} > 25% of the rated power						



Ek-6 Schletter Montaj Konstrüksiyonu



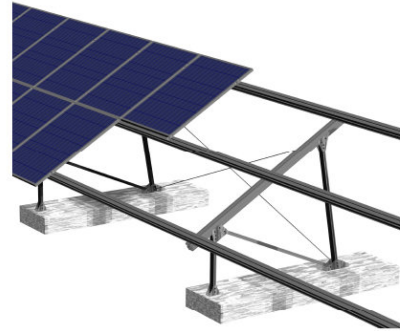
Schletter Solar Mounting Systems ©
Product sheet PvMax2



PvMax2

The economically priced unit assembly system for open areas!

- **Stable and durable**
- **Perfectly coordinated components**
- **Optimum accessibility of the soil**
- **Long durability (all parts made of aluminium or stainless steel)**
- **10-year warranty – just as for all Schletter systems**



The open area system Schletter PvMax2 has been designed in order to provide the installer of photovoltaic plants with a unit assembly system of high quality components for the mounting of price-worthy systems with high durability, also for elevations in the open area. When it comes to modules you pay regard to warranties respectively durabilities of 25 to 30 years – don't you think your elevation system should have at least the same durability?

As a foundation normally a concrete strip foundation is used, which either consists of pre-fabricated concrete components or is cast on location. Please find detailed information about the dimensioning in the system statics manual. **Any other foundation assembly is possible!** The supply on location makes expensive transports redundant, local value creation is maintained.

The supports are made of special aluminium system profiles and as lattice girders screwed with stainless steel gusset plates. They carry the aluminium cross beams for the fastening of the modules. Every support is height adjustable so little ground unevenness can be evened out without additional effort.

The cross beams are built according to the principle of the module cross beams of the Schletter system as aluminium hollow girders with convenient bolt and nut channels. The dimensioning was especially optimized for the complete PvMax2 system.

The 18 m base unit has been statically and economically optimized and therefore offers an optimum cost by reducing foundations, supporting stands and time of assembly. It is 18 m long and usually carries two arrays of modules on top of each other. Partial units to adapt to present premises are possible at any time (usually with a system length of 6 or respectively 12m). Each base unit is stabilized by a set of diagonal struts.

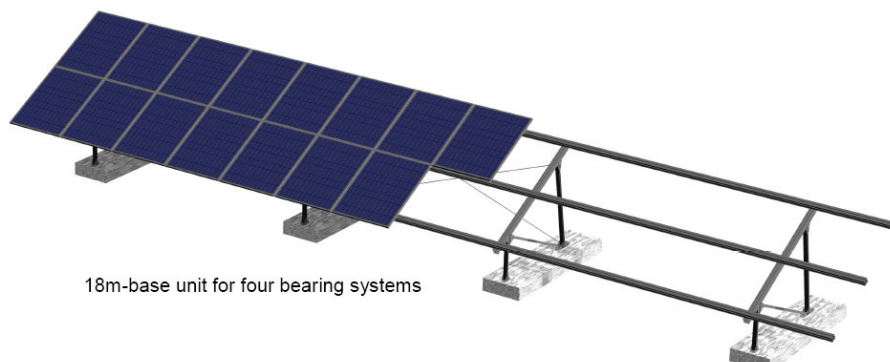
The module clamps have been selected from the proven Schletter standard range. You will receive suitable clamps for any module height, as well as our well tried clamps for laminate modules.

The complete system achieves a maximum durability by using high quality components. All components have been statically pre-calculated, the according verifications are available.

Dimensioning

In contrast to the partly used open are systems with a calculatedly restricted durability the **PvMax2 system is orientated towards the life expectancy of modules**, which is usually at least 25 to 30 years.

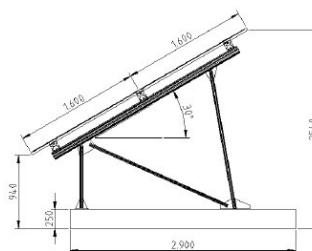
The size of the supporting stands as well as the whole system have been dimensioned in such a manner that the soil is accessible in any case. The generously dimensioned cross beams allow maximum distances between the supporting stands (usually 4 supporting stands per 18m base unit). At the railing edge upright standing is possible, so, for example, the whole acreage can be mowed from behind. Even the leading edge is still so high that the area can be used for sheep pasturing, for example.



18m-base unit for four bearing systems

Technical data

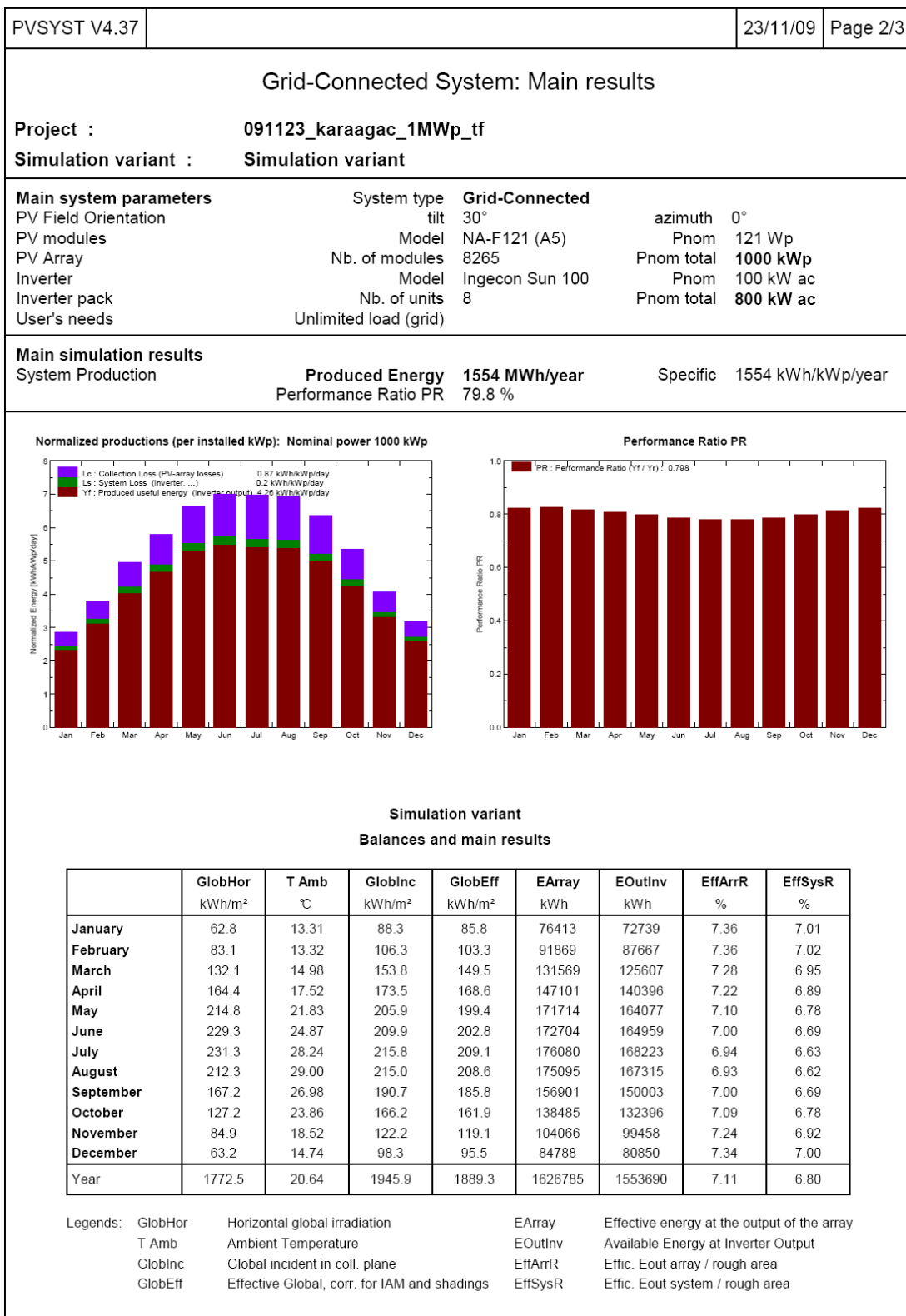
Material	Cross beams: special aluminium profiles XX1, XX2 and XX3 Fastening elements: stainless steel 1.4301 Supports: aluminium system profiles with stainless steel gusset plates
Foundation	Concrete (details about reinforcement and dimensioning in the system statics)
Static	DIN 1055 new and Eurocode 1 System statics with specifications about foundation dimensioning depending on the wind and snow load forces
Calculation and ordering	For example with our auto calculator software
Measures (Example for module height 1600)	



Get all system prices fast and easily with our auto calculator!

Ek-7 Kurulacak Güneş Enerjisi Sisteminin PVsyst Programı Vasıtasıyla Elde Edilen Enerji Üretim Simülasyonu Sonuçları

PVSYST V4.37				23/11/09	Page 1/3
Grid-Connected System: Simulation parameters					
Project :		091123_karaagac_1MWp_tf			
Geographical Site		Karaagac,Iskenderun TU		Country	Turkey
Situation		Latitude	36.5°N	Longitude	36.1°E
Time defined as		Legal Time	Time zone UT+2	Altitude	1 m
		Albedo	0.20		
Meteo data :		Karaagac,Iskenderun TU,Iskenderun TU, Meteonorm SYN File			
Simulation variant :		Simulation variant			
		Simulation date	23/11/09 11h14		
Simulation parameters					
Collector Plane Orientation		Tilt	30°	Azimuth	0°
Horizon		Free Horizon			
Near Shadings		No Shadings			
PV Array Characteristics					
PV module	uCSi-aSi:H	Model	NA-F121 (A5)		
		Manufacturer	Sharp		
Number of PV modules		In series	3 modules	In parallel	2755 strings
Total number of PV modules		Nb. modules	8265	Unit Nom. Power	121 Wp
Array global power		Nominal (STC)	1000 kWp	At operating cond.	936 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)		U mpp	508 V	I m pp	1841 A
Total area		Module area	11750 m²		
PV Array loss factors					
Heat Loss Factor		ko (const)	29.0 W/m²K	kv (wind)	0.0 W/m²K / m/s
=> Nominal Oper. Coll. Temp. (800 W/m², Tamb=20°C,		wind 1 m/s)		NOCT	45 °C
Wiring Ohmic Loss		Global array res.	9.3 mOhm	Loss Fraction	3.0 % at STC
Serie Diode Loss		Voltage Drop	0.7 V	Loss Fraction	0.1 % at STC
Module Quality Loss				Loss Fraction	3.0 %
Module Mismatch Losses				Loss Fraction	2.0 % at MPP
Incidence effect, ASHRAE parametrization		IAM =	1-bo (1/cos i - 1)	bo Parameter	0.05
System Parameter		System type	Grid-Connected System		
Inverter		Model	Ingecon Sun 100		
		Manufacturer	Ingeteam		
Inverter Characteristics		Operating Voltage	405-750 V	Unit Nom. Power	100 kW AC
Inverter pack		Number of Inverter	8 units	Total Power	800 kW AC
User's needs :		Unlimited load (grid)			



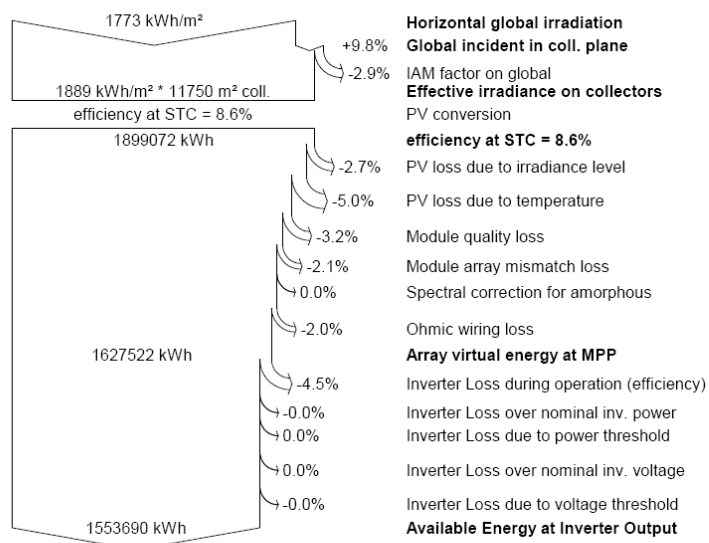
Grid-Connected System: Loss diagram

Project : 091123_karaagac_1MWp_tf

Simulation variant : Simulation variant

Main system parameters	System type	Grid-Connected		
PV Field Orientation	tilt	30°	azimuth	0°
PV modules	Model	NA-F121 (A5)	Pnom	121 Wp
PV Array	Nb. of modules	8265	Pnom total	1000 kWp
Inverter	Model	Ingecon Sun 100	Pnom	100 kW ac
Inverter pack	Nb. of units	8	Pnom total	800 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)			

Loss diagram over the whole year



ÖZGEÇMİŞ

Adı Soyadı	:Ufuk Keser
Doğum Tarihi	:20 Eylül 1984
Doğum Yeri	:Kadıköy / İstanbul
Lise	:Haydarpaşa Anadolu Lisesi
Lisans	:Yıldız Teknik Üniversitesi Elektrik Mühendisliği Bölümü
Yüksek Lisans	:Yıldız Teknik Üniversitesi İşletme Ana Bilim Dalı İşletme Yönetimi Programı
Çalıştığı Kurumlar	
Temmuz 2007 – Ocak 2008	:NORM Enerji Sistemleri Ltd. Şti.
Şubat 2008 -	:FORM (FORE) Temiz Enerji Sistemler A.Ş.
Yabancı Dil	:İngilizce