T.C.

İSTANBUL ÜNİVERSİTESİ

SOSYAL BİLİMLER ENSTİTÜSÜ

İŞLETME ANABİLİM DALI

FİNANS BİLİM DALI

DOKTORA TEZİ

TÜRKİYE'DE ENERJİ SORUNU, ALTERNATİF ÇÖZÜM ÖNERİLERİ İÇİN RÜZGÂR ENERJİSİ VE YATIRIMLARI: GÜNEY MARMARA BÖLGESİNDE RÜZGÂR ENERJİSİ YATIRIMLARININ RİSK VE GETİRİ DEĞERLENDİRMESİ ÜZERİNE BİR UYGULAMA

HASAN HÜSEYİN YILDIRIM

2502120092

TEZ DANIŞMANI

PROF. DR. VEDAT SARIKOVANLIK

İSTANBUL - 2016

T.C.
İSTANBUL ÜNİVERSİTESİ
SOSYAL BİLİMLER ENSTİTÜSÜ

DOKTORA
TEZ ONAYI

ÖĞRENCİNİN;

Adı ve Soyadı	:	Hasan Hüseyin YILDIRIM	**Numarası**	:	2502120092
Anabilim Dalı / Anasanat Dalı / Programı	:	**İşletme Anabilim Dalı Finans Bilim Dalı**	**Danışmanı**	:	**PROF. DR. VEDAT SARIKOVANLIK**
Tez Savunma Tarihi	:	20.06.2016	**Saati**	:	10.00
Tez Başlığı	:	"Türkiye'de Enerji Sorunu, Alternatif Çözüm Önerileri İçin Rüzgar Enerjisi ve Yatırımlar: Güney Marmara Bölgesinde Rüzgar Enerjisi Yatırımlarının Risk ve Getiri Değerlendirmesi Üzerine Bir Uygulama "			

TEZ SAVUNMA SINAVI, İÜ Lisansüstü Eğitim-Öğretim Yönetmeliği'nin **50. Maddesi** uyarınca yapılmış, sorulan sorulara alınan cevaplar sonunda adayın tezinin **KABULÜNE** OYBİRLİĞİ / ~~OYÇOKLUĞUYLA~~ karar verilmiştir.

JÜRİ ÜYESİ	İMZA	KANAATİ (KABUL / RED / DÜZELTME)
1- PROF. DR. VEDAT SARIKOVANLIK		KABUL
2- PROF.DR. BELKIS SEVAL		KABUL
3- PROF. DR. ŞAKİR SAKARYA		KABUL
4- PROF. DR.YAKUP SELVİ		KABUL
5- DOÇ. DR. EYÜP BASTI		KABUL

YEDEK JÜRİ ÜYESİ	İMZA	KANAATİ (KABUL / RED / DÜZELTME)
1- DOÇ. DR. ALİ HEPŞEN		
2- DOÇ. DR. AHMET AKIN		

Versiyon: 1.0.0.2-61559050-302.14.06

ÖZ

TÜRKİYE'DE ENERJİ SORUNU, ALTERNATİF ÇÖZÜM ÖNERİLERİ İÇİN RÜZGÂR ENERJİSİ VE YATIRIMLARI: GÜNEY MARMARA BÖLGESİNDE RÜZGÂR ENERJİSİ YATIRIMLARININ RİSK VE GETİRİ DEĞERLENDİRMESİ ÜZERİNE BİR UYGULAMA

HASAN HÜSEYİN YILDIRIM

Geçmişten günümüze enerji ve enerji kaynakları bütün ülkeleri yakından ilgilendiren, ülkelerin ekonomik olarak gelişmişlik düzeylerini gösteren önemli bir konu olmuştur. Enerji kaynakları uluslararasında ticarette önemli bir ekonomiye sahip olup bazı ülkeler için enerji ithalat kalemi iken bazı ülkeler için ise arz fazlası olmasıyla ihracat kalemi olmaktadır. Enerji kaynakları, dış ticarette ülkeler arasındaki politikaları etkileyen bir öneme sahiptir. Bununla birlikte enerji ve enerji kaynakları ülkeler için sektör büyüklüğünün yanında ekonomiyi önemli ölçüde etkileyen girdi kalemleridir. Yeterli enerji kaynaklarına sahip olup enerji arz güvenliği yaşamayan ülkeler, ekonomik kalkınma ve büyümede uluslararası piyasalarda üstünlüğe sahiptirler. Ülkeler için enerji kaynakları yenilemeyen ve yenilebilir enerji kaynakları olarak ikiye ayrılmaktadır. Yenilenemeyen enerji kaynakları fosil kaynaklı enerjiler olan kömür, petrol ve doğal gaz ile nükleer enerji'dir. Dünyadaki sanayileşme hareketlerinin başlamasıyla özellikle fosil yakıtlara olan ilgi artmıştır. Günümüzde ülkeler enerji kaynakları içerisinde yoğunlukla fosil yakıtlar kullanmaktadır. Ancak, gelecekte fosil yakıtların rezervlerinin tükenecek olması ve çevreye bıraktıkları sera gazı salınımları ülkeler için önemli tehditler oluşturmaktadır. Bu nedenlere bağlı olarak özellikle 2000'li yıllardan sonra ülkeler enerji kaynakları içerisinde yenilenebilir enerji kaynaklarının payını arttırmaya başlamışlardır. Bu noktada büyüyen ekonomilerden biri olan Türkiye içinde artan enerji ihtiyacını karşılamak için yenilenebilir enerji kaynaklarına yönelmek bir zorunluluk haline gelmiştir.

Bu tez çalışmasında, gelişmekte olan ülkelerden biri olan Türkiye için yenilenebilir enerjiler kaynaklarından biri olan rüzgar enerjisi yatırımlarının ekonomik değerlendirmesi yapılmıştır. Türkiye'de yapılacak olan bir RES yatırımının ekonomik olarak uygun olup olmadığı belirlenmeye çalışılmıştır. Bunun için hali hazırda faaliyet gösteren bir RES yatırımından 10 adet rüzgar türbininin ekonomik verilerinden yararlanarak türbin bazında ve toplam yatırım bazında RES yatırımının ekonomik performansı değerlendirilmiştir. Çalışmaların analizi aşamasında MINITAB, ARENA, Crystall Ball ve SPSS yazılım programlarından yararlanılmıştır. Nihai sonuç olarak, Türkiye'de uygun rüzgar hızında kurulacak rüzgar türbinleri tek tek değerlendirildiğinde veya topluca bir RES yatırımı şeklinde değerlendirildiğinde ekonomik olarak yapılabilir olduğu sonucuna ulaşılmıştır. Ekonomik olarak yatırıma uygun olan RES yatırımlarının Türkiye enerji portföyü içerisindeki payının arttırılması gelecekte duyulacak enerji ihtiyacının karşılanması ve enerji politikalarında daha güvenilir bir ortamın oluşturulmasını sağlamak için önemlidir. RES'lerin yaygınlaşması ve enerji portföyü içerisindeki payının artması sayesinde gelecekte sera gazı salınımındaki artışda önlenebilecektir.

Anahtar Sözcükler: Energy Yatırımlarının Değerlendirilmesi, Rüzgar Enerjisi Yatırımları, Yatırım Projelerinde Similasyon Analizi

ABSTRACT

ENERGY PROBLEMS IN TURKEY, WIND ENERGY INVESTMENT FOR ALTERNATIVE SOLUTION: AN APPLICATION ON THE ASSESSMENT OF RISK AND RETURN FOR WIND ENERGY INVESTMENT IN SOUTH MARMARA REGION

HASAN HÜSEYİN YILDIRIM

Energy and energy resources have been an important issues for countries from past to present. Also They have been an significant topic that shows the economic development level of countries. Energy sources is an important economy in international trade. Some countries, While others are engaged in import and export. In this respect, Energy is an considerable policy tool for countries. Nevertheless, beside sector growth energy and energy resources are inputs that influence economy significantly. Energy resources have an importance that influences the policies between countries in foreign trade. The countries which have enough energy resources and experience no security of supply, have superiority in economic development and growth in the international markets. Energy sources for the countries are divided into renewable energy sources and nonrenewable energy sources. Nonrenewable energy sources includes fossil energy resources such as coal, petrol, natural gas and nucleer energy. Especially with the beginning of the industrialization movement in the world, the interest of fossil fuels increased . Today, countries generally use fossil fuel energy. However, because of the fact that fossil fuels reserves will be exhausted in the future and greenhouse gas they release to the environment, fossil fuels represent a major threat for the countries. After the 2000s depending on those reasons, countries started to increase the share of renewable energy sources in energy supply. Therefore for Turkey as one of the growing economies, turning towards to renewable energy sources has become a neccessity to meet the growing energy needs.

In this thesis, the investment wind energy which is one of the renewable energy resources is evaluated in one of the developing countries, Turkey. The eligibility of a wind energy investment which will be held in Turkey is tried to be determined. For this purpose, benefiting from economic data of 10 wind turbines which are already operating wind energy investment cost of wind energy investment performance is measured on the basis of the sample turbine and the total investment. In the analysis phase of the study it is benefited from MINITAB, ARENA, Crystal Ball and SPSS software. As a final result, it concluded that a wind energy investment is viable economically according to the evaluation the wind speed wind energy convenient in Turkey individually or collectively as a total wind energy investment increasing the share of wind energy investment which is economically suitable investment technique in the energy portfolio investment of Turkey is significant for the creation of a more secure environment in order to meet the energy needs and energy policy will be needed in the future. With the help of becoming popular of wind energy turbines and increasing the share of wind energy investment in the energy portfolio investment, the rise of greenhouse gas will be prevented. However, the level of environmental pollution in the future will contribute to the net decline.

Keywords: Evaluation of Energy Investment, Wind Energy Investment,Simulation Analysis of Investment Projects

ÖNSÖZ

Enerji, dünyadaki birçok değişimin önemli yapı taşlarından biri olmuş ve bu özelliğini devam ettirmektedir. Enerji ve enerji kaynakları üretimin ve ekonomik yaşantının olmazsa olmazlarındandır. Her geçen gün doğal kaynaklara ve enerjiye olan talep artarak devam etmektedir. Bundan dolayı temiz, güvenilir ve sürdürülebilir enerjinin tedarik edilmesi, yirmi birinci yüzyılda insanlığın ilgilendiği ve üzerinde çalıştığı önemli bir konu haline gelmiştir. Günümüz enerji kullanımda ağırlıklı olarak fosil enerji kaynakları kullanılmaktadır. Ancak fosil yakıtların sınırlı olması ve kullanımı sonucunda çevreye bıraktığı salınımlardan dolayı alternatif enerji kaynaklarına yönelim artmıştır. Alternatif enerji kaynakları içerisinde yenilenebilir enerji kaynaklarından biri olan rüzgar enerjisine olan ilgide son dönemlerde artmıştır.

Bu çalışmada yenilenebilir enerji kaynaklarından biri olan rüzgar enerjinin ekonomik durumu değerlendirilmiştir. Çalışma sonucunda erişilmek istenen nihai sonuç RES yatırımının kazançlı olup olmadığıdır. Uygun koşullarda kurulacak RES yatırımının ekonomik olarak kazançlı olduğu sonucuna ulaşılmıştır. Çalışma sonucuna bağlı olarak elde edilen çıktılar, RES'e yatırım yapmak isteyenler, politika yapıcılar, üreticiler ve tüketiciler için yararlı ve yol gösterici olacaktır.

Çalışma süreci içerisinde çokça desteğini gördüğüm başta danışman hocam Prof. Dr. Vedat SARIKOVANLIK'a, tez izleme komitesinde yer alan doktora ders ve tez döneminde görüş ve yönlendirmelerde bulunan Prof. Dr. Belkıs SEVAL hocama, tüm sürecimde her türlü yardım ve katkılarını gördüğüm kıymetli hocam Prof. Dr. Şakir SAKARYA'ya ve tezimin son döneminde tanıştığım savunma jüri üyelerinden Prof. Dr. Yakup SELVİ ve Prof. Dr. Eyup BASTI hocalarıma teşekkürlerimi sunarım.

Tez çalışmamda RES yatırımları hakkında deneyim ve tecrübesinden yararlandığım İsmail ÇAM'a ve yatırım değerlendirmesinde konusundaki katkılarından dolayı Serdar KAYA'ya teşekkür ederim.

Hayatımın her anında olduğu gibi, doktora tez döneminde de desteklerini gördüğüm sevgili anne ve babalarıma teşekkürlerimi sunarım. Son olarakda geceleri ders çalışmam gerektiğinde uykum gelmesin diye benimle birlikte uyumayan ve çalışmalarımda beni destekleyen eşim Cevriye YÜKSEL YILDIRIM'a teşekkür ederim.

İSTANBUL – 2016

HASAN HÜSEYİN YILDIRIM

İÇİNDEKİLER

ÖZ ..... **iii**

ABSTRACT ..... **v**

ÖNSÖZ ..... **vii**

TABLOLAR LİSTESİ ..... **xii**

ŞEKİLLER LİSTESİ ..... **xv**

KISALTMALAR LİSTESİ ..... **xix**

GİRİŞ **1**

BİRİNCİ BÖLÜM

GENEL ANLAMDE ENERJİ

1.1 DÜNYADAKİ ENERJİ DURUMU 4

1.2. TÜRKİYEDEKİ ENERJİ DURUMU 7

1.3 ENERJİ KAYNAKLARI 14

1.3.1 YENİLENEMEZ ENERJİ KAYNAKLARI 17

1.3.1.1 FOSİL ENERJİ KAYNAKLARI 18

1.3.1.1.1 KÖMÜR 21

1.3.1.1.2 PETROL 33

1.3.1.1.3 DOĞAL GAZ 41

1.3.1.2 NÜKLEER ENERJİ KAYNAKLARI 49

1.3.2 YENİLENEBİLİR (ALTERNATİF) ENERJİ KAYNAKLARI 58

1.3.2.1 HİDROLİK ENERJİ 65

1.3.2.2 JEOTERMAL ENERJİ 67

1.3.2.3 BİYOKÜTLE VE BİYOMAS ENERJİ 72

1.3.2.4 RÜZGAR ENERJİSİ 73

1.3.2.5 GÜNEŞ ENERJİSİ 82

1.3.2.6 DALGA (GEL-GİT) ENERJİSİ 88

İKİNCİ BÖLÜM

TÜRKİYE'DE ENERJİ ALANINDA POLİTİKALAR VE RÜZGAR ENERJİSİ YATIRIMLARI

2.1 TÜRKİYE'DE ENERJİ ALANINDA POLİTİKALAR 91

2.2 YENİLENEBİLİR ENERJİ PROJELERİNE YÖNELİK TEŞVİK MEKANİZMALARI 102

2.3 RÜZGAR ENERJİSİNE YÖNELİK POLİTİKALAR 106

2.4 RÜZGAR ENERJİSİ PROJELERİNE YÖNELİK TEŞVİK MEKANİZMALARI 110

2.5 RÜZGAR ENERJİSİNDEN ÜRETİLEN ELEKTİRİĞİN TİCARETİ 116
2.6 RÜZGAR ENERJİSİ YATIRIMLARINDA İZİN VE LİSANSLAR 118
2.7 GZFT ANALİZİ İLE ENERJİ DURUMUNUN DEĞERLENDİRMESİ 119
2.8 TÜRKİYE ENERJİ DURUMUNUN GZFT ANALİZİ İLE DEĞERLENDİRMESİ 119
2.9 TÜRKİYERÜZGAR ENERJİSİ DURUMUNUN GZFT ANALİZİ İLE DEĞERLENDİRMESİ 122
2.10 ENERJİ YATIRIMLARININ FİNANSMANI 124
2.11 YENİLENEBİLİR ENERJİ YATIRIMLARININ FİNANSMANI 124
2.12 RES YATIRIMLARININ FİNANSMANI 125
2.13 RES YATIRIMLARINDA ÖZKAYNAK FİNANSMANI 126
2.14 RES YATIRIMLARINDA BORÇ FİNANSMANI 127
2.15 RES YATIRIMLARINDA PROJE KREDİSİ VE PROJE KREDİSİ VEREN BAZI KURULUŞLAR 127
2.16 RES YATIRIMLARINDA SENDİKASYON KREDİSİ 132

ÜÇÜNCÜ BÖLÜM

RES YATIRIM PROJELERİNİN EKONOMİK ANALİZİ VE DEĞERLENDİRİLMESİ

3.1 RÜZGAR ENERJİSİ PROJELERİ 134
3.2 RES PROJE AŞAMALARI 134
3.2.1 RES PROJELERİNDE TEKNİK ANALİZ 135
3.2.2 RES PROJELERİNDE FİNANSAL ANALİZ 136
3.3 RES EKİPMANLARI 137
3.4 RES PROJELERİNİN GELİRLERİ 139
3.5 RES PROJELERİNİN HARCAMALARI 139
3.5.1 RES PROJELERİNDE MALİYET 142
3.5.2 RES PROJELERİNDE GİDERLER 145
3.6 RES PROJELERİNİN EKONOMİK ANALİZİ 146
3.6.1. Net Bugünkü Değer 147
3.6.2. İç Verim Oranı 148
3.6.3. Karlılık İndeksi 149
3.6.4 Geri Ödeme Süresi 150
3.6.5 Senaryo Analizi 150
3.6.6 Duyarlılık Analizi 151
3.6.7 Karar Ağacı Analizi 151
3.6.8 Olasılık Analizi 152

3.6.9 Simülasyon Analizi 152
3.6.9.1 Monte Carlo Simülasyonu 153

DÖRDÜNCÜ BÖLÜM

RES YATIRIM PROJESİ ÜZERİNE BİR UYGULAMA

4.1. WTG07 Rüzgar Türbininin Ekonomik Analizi 161
SONUÇ VE ÖNERİLER 238
KAYNAKÇA 240
ÖZGEÇMİŞ 255

TABLOLAR LİSTESİ

Tablo 1: Dünyada Enerji Türlerine Göre Tüketim (Mtoe) 5
Tablo 2: Dünyada Enerji Türlerine Göre Üretim (Mtoe) 6
Tablo 3: 2014 Yılı Türkiye Genel Enerji Dengesi 8
Tablo 4:Kişi Başı Enerji Tüketimi (Kgoe) 9
Tablo 5: Kişi Başına Elektrik Enerjisi Tüketimi (kWh) 10
Tablo 6: Enerji Kaynaklarına Göre Elektrik Enerjisi Üretimi ve Payları (%) 12
Tablo 7: 2016-2035 Türkiye Elektrik Enerjisi Talep Projeksiyonu 13
Tablo 8: Fosil ve Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Çevresel Etkilerinin Karşılaştırılması 16
Tablo 9: Dünya Birincil Enerji Kaynakları Üretimi (1970-2010) 17
Tablo 10: Fosil Yakıtların Toplam Enerji Tüketimindeki Payı (1960-2012) 19
Tablo 11:Üretilen Fosil Enerjinin Dağılımı (2013-2014) 21
Tablo 12: Özelliklerine Göre Kömürün Sınıflandırılması 22
Tablo 13: 2014 Sonu İtibariyle Bölgelere ve Ülkelere Göre Kesinleşmiş Kömür Rezervleri 24
Tablo 14: 1980-2014 Yılları Arası Ülkelere Göre Kömür Üretimi (ktoe) 25
Tablo 15: 2005-2014 Yılları Arası Ülkelere Göre Kömür Tüketimi (Mteo) 26
Tablo 16: Kömürün Geleceği Senaryosu 27
Tablo 17: 2010-2014 Yılları Arasında Bölgelere Göre İspatlanmış Petrol Rezervleri (Milyar Varil) .. 34
Tablo 18: 2005 ve 2010-2014 Arasında Bölgeler ve Ülkeler İçin Petrol Üretim Miktarı (Günlük Bin Varil) 36
Tablo 19: 2005 ve 2010-2014 Arasında Bölgeler ve Ülkeler İçin Petrol Tüketim Miktarı (Günlük Bin Varil) 37
Tablo 20: 2014 Yıl Sonu İtibariyle Türkiye Ham Petrol Rezervleri 40
Tablo 21: 1994, 2004 ve 2014 Yılı Sonu İtibariyle Bölgelere ve Ülkelere Göre Kesinleşmiş Doğal Gaz Rezervleri (Trilyon Metre Küp) 42
Tablo 22: 2005, 2010-2014 Yıllarında Bölgelere ve Ülkelere Göre Doğal Gaz Üretimi (Milyar Metre Küp) 43
Tablo 23: 2005, 2010-2014 Yıllarında Bölgelere ve Ülkelere Göre Doğal Gaz Tüketimi (Milyar Metre Küp) 44
Tablo 24:2014 Yılı İllere ve Aylara Göre Doğal Gaz Üretimi (Milyon Sm^3) 47
Tablo 25:2005-2014 Yılları Türkiye Doğal Gaz İthalat Miktarları (Milyon Sm^3) 48
Tablo 26: 2015 Yılı Sonu Nükleer Santral Sayıları ve Elektrik Üretimindeki Payları 51
Tablo 27: Elektrik Üretiminde Enerji Kaynaklarına Göre Maliyet Dağılımı (ABD senti/Kwh) 54
Tablo 28: 2005, 2010-2014 Yılları Arasında Bölgelere ve Ülkelere Göre Nükleer Enerji Tüketimi (Mtoe) 55
Tablo 29: Enerji Kaynaklarına Göre Sera Gazı Salınımları (Gram CO_2 Eşdeğeri/Kwh) 56
Tablo 30: Türkiyenin Nükleer Tarihi 57
Tablo 31: Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Değerlendirilmesi 60
Tablo 32: Yenilenebilir Enerji Teknolojilerinin Karşılaştırılması 60

Tablo 33: 2014 Yılı Bölgelere ve Ülkelere Göre Yenilenebilir Enerji Kapasitesi (GW) 62
Tablo 34: 2005, 2010-2014 Yıllarında Bölgelere ve Ülkelere Göre Yenilenebilir Enerji Tüketimi * (Milyon Ton Petrol Eşdeğeri) 63
Tablo 35: 2013-2014 Enerji Kaynalarına Göre Türkiye Elektrik Enerjisi Üretimi ve Tüketimi 64
Tablo 36: 2005, 2010-2014 Yıllarında Bölgelere ve Ülkelere Göre Hidroelektrik Enerji Tüketimi (Mtoe)..... 66
Tablo 37: Dünya'da Jeotermal Kaynağın Doğrudan Kaynaktan Kullanımı ve Elektrik Üretimi 69
Tablo 38: Jeotermal Hedefleri ve Yatırım İhtiyacı 71
Tablo 39:Biyokütleye Dayalı Elektrik Üretiminde Kurulu Güç Kapasiteleri (2013) 73
Tablo 40: 2014-2015 Yıllarında Bölgelere ve Ülkelere Göre Rüzgar Gücü Kapasitesi 75
Tablo 41: Avrupada Bulunan Ülkelerin Rüzgar Kapasiteleri (2013-2014) 77
Tablo 42: REPA'ya Göre Türkiye Rüzgar Potansiyeli (YEGM)..... 80
Tablo 43: Bazı Avrupa Ülkeleri ve Türkiyenin Rüzgar Enerji Potansiyellerinin Karşılaştırması 81
Tablo 44: Türkiye'de Bölgelere Göre Güneş Enerjisi Potansiyeli..... 86
Tablo 45: Türkiye'da Bölgelere Göre Güneş Enerjisi Dağılımı 87
Tablo 46: Yıllara Göre Türkiye'deki Kamu ve Özel Sektörün Elektrik Üretimi (GWh)..... 97
Tablo 47: Toplam Kamu Sabit Sermaye Yatırımlarında Gelişmeler ve Hedefler (2013 Yılı Fiyatlarıyla, Milyon TL)..... 98
Tablo 48: Plan Dönemi Yatırım Miktarı (milyar ABD Doları) 98
Tablo 49: 1996-2015 Yılları Arasında Türkiye Toplam İthalatı, Enerji İthalatı ve Enerji İthalatının Toplam İthalattaki Payı (Bin $)..... 99
Tablo 50: Yenilenebilir Enerji Destekleme ve Teşvik Mekanizmalarının Sınıflandırılması 103
Tablo 51: Türkiye'de Yenilenebilir Enerji İçin Uygulanan Sabit Fiyat Garantisi 104
Tablo 52: Türkiye'de Teknoloji Bazında Sabit Alım Fiyat Garantisi ve Yerli Katkı İlavesi..... 105
Tablo 53: Sabit Fiyat Garantisi Politikalarında Yıllara GöreUygulamalar 112
Tablo 54: Yenilenebilir Kota Politikalarında Yıllara Göre Uygulamalar 113
Tablo 55: Sabit Fiyat ve Yenilenebilir Kota Sisteminin Karşılaştırılması 114
Tablo 56: Yıllara Göre YEKDEM'e Dahil Olan Rüzgar Santralleri 118
Tablo 57: Avrupa Birliğinde 2030 Yılı Tahminine Göre Rüzgar Enerjisi Kurulu Gücü ve Toplam Yatırım 125
Tablo 58: Küresel ve Bölgesel Olarak Projelere Kredi Veren Bazı Kuruluşlar..... 129
Tablo 59: 2.0 MW'lık Bir Türbinin Kurulumu Sırasında Oluşabilecek Harcamaların Oransal Dağılımı 141
Tablo 60: Risk Yönetimi Yazılımları..... 154
Tablo 61: Monte Carlo Simülasyonun Avantajları ve Dezavantajları 157
Tablo 62: WTG07 Rüzgar Türbinine Ait ARENA Analizi Sonuçları 164
Tablo 63: Rüzgar Enerjisi Yatırımında Varsayım Olarak Tanımlanan Girdi Değişkenler 170
Tablo 64: WTG07 Rüzgar Türbinine Ait Varsayımlar 175
Tablo 65: Bağımsız Değişkenler Ve Olasılık Dağılımları 179
Tablo 66: En İyi Durum, Normal Durum Ve En Kötü Durum Senaryoları İçin Girdi Değişkenlerdeki Değerler..... 210

Tablo 67: WTG07 Kodlu Rüzgar Türbinin Tahmini Değerleri İçin Minitab Programı Sonucu Tahmini Üretim Değerlerinin Sonuçları, İyi Durum, Normal Durum Ve Kötü Duruma Ait Senaryo Sonuçlarının Değerleri..... 212
Tablo 68: Rüzgar Türbinleri için Minitab Üretim Sonuçlarına Göre Tahmini Değerlerin (Bağımlı Değişkenlerin) Sonuçları..... 216
Tablo 69: Rüzgar Türbinleri İçin İyi Durum Senaryosuna Göre Tahmini Değerlerin (Bağımsız Değişkenlerin) Sonuçları..... 216
Tablo 70: Rüzgar Türbinleri İçin Normal Durum Senaryosuna Göre Tahmini Değerlerin (Bağımsız Değişkenlerin) Sonuçları..... 217
Tablo 71: Rüzgar Türbinleri İçin Kötü Durum Senaryosuna Göre Tahmini Değerlerin (Bağımsız Değişkenlerin) Sonuçları..... 217
Tablo 72: 10 Türbinin Toplamından Oluşan RES Yatırımına Ait Tahmin Değerlerinin Tanımlayıcı Test İstatistikleri Sonuçları..... 235

ŞEKİLLER LİSTESİ

Şekil 1: Enerji Kaynaklarının Gruplandırılması 14
Şekil 2: Dünyada Fosil Yakıtların Toplam Enerji Tüketiminde Payı (1962-2014) 18
Şekil 3: Bölgelere Göre İspatlanmış Kömür Rezervleri (1994-2004-2014) 23
Şekil 4: Bölgelere Göre Gerçekleşmiş ve Tahmini Kömür Tüketimi (1965-2015-2035) 28
Şekil 5: Gerçekleşmiş ve Tahmini Kömür Kullanımının Sektörlere Göre Dağılım Oranları (1965-2015-2035) 29
Şekil 6: Avrupa ve Asya Piyasalarında Kömürün Ton Başına Dolar Fiyatı (1998-2014) 30
Şekil 7: 2014 Yılı Dünya Kömür İthalatı ve İhracatı (Milyon Ton) 31
Şekil 8: 1975-2012 Yılları Arası Fosil Yakıtlarda CO_2 Emisyonu 31
Şekil 9: 1980-2014 Yılları Arasında Türkiyenin Kömür İthalatı (Milyon ton) 32
Şekil 10: 1994, 2004 ve 2014 Yılları İçin İspatlanan Petrol Rezervlerinin Bölgelere Göre Dağılımı .. 35
Şekil 11: 1986-2015 Yılları Arasında Dünya Petrol Fiyatlarındaki Değişim 38
Şekil 12: Türkiye Ham Petrol Üretimi Trendi (1965-2014) 39
Şekil 13:Türkiyenin Petrol Tüketimi ve Yerli Üretim (2004-2014) 41
Şekil 14: Bölgelere Göre Gerçekleşmiş ve Tahmini Doğal Gaz Talebi (1965-2000-2035) 45
Şekil 15:1984-2014 Yılları Arasında Doğal Gaz Fiyatı (Dolar/Mmbtu) 46
Şekil 16:2007-2014 Yılları Türkiye Doğal Gaz Üretim Miktarları (Milyon Sm^3) 47
Şekil 17:2014 Yılı Türkiye Aylık Doğal Gaz Sektörel Tüketim (Milyon Sm^3) 49
Şekil 18: 2007-2015 Yılları Arasında Nükleer Santral Reaktörlerindeki değişiklikler 53
Şekil 19: Yenilenebilir Enerji ve Yakıtlar için Küresel Yeni Yatırımlar (2004-2014) 61
Şekil 20: Türkiye Jeotermal Kaynaklar Dağılımı ve Uygulama Haritası 70
Şekil 21: Dünya İçin Yıllık Eklenen Rüzgar Kapasitesi ve Kümülatif Rüzgar Kapasitesi (2000-2015) 76
Şekil 22: 2006-2015 Yılları için Türkiye'deki Rüzgar Enerjisi Santralleri Kümülatif Kurulumu 78
Şekil 23: Türkiye Rüzgar Atlası 79
Şekil 24: TEİAŞ Yıllara Göre RES Bağlanabilir Kapasite Projeksiyonu 82
Şekil 25: Türkiye Güneş Enerjisi Potansiyeli Atlası (GEPA) 85
Şekil 26: Aylara Göre Türkiye Güneşlenme Süreleri (Saat) 87
Şekil 27 : 3 E ilişkisi 90
Şekil 28: 2015-2019 Türkiye Enerji Stratejik Planı 93
Şekil 29: Türkiye'de Başlıca Enerji Verimliliği Düzenlemeleri 94
Şekil 30: Türkiye'de Yenilenebilir Enerji Düzenlemelerinin ve Politikalarının Gelişimi 95
Şekil 31: Kamu ve Özel Kesimin Sabit Sermaye Yatırımında Enerji Sektörünün Payı 96
Şekil 32: Türkiye Elektrik Santrallerinin Toplam Kurulu Gücü, Brüt Üretimi, Net Elektrik Tüketimi (1975-2014) 100
Şekil 33: 2009-2014 Yılları Arasında İthalatın Sektörel Dağılımında Elektrik ve Doğal (Milyon Dolar) 100
Şekil 34: Rüzgar Enerjisi Piyasa Oluşumu 107
Şekil 35: Rüzgar Enerjisine Ait Politikalar ve Politika Alt Kriterleri 108
Şekil 36: Rüzgar Enerjisine Ait Kanunlar 108

Şekil 37: Rüzgar Enerjisi Ait Yönetmelikler 109
Şekil 38: Teşvik ve Destekler 110
Şekil 39: Rüzgar –e Tarife ve Yerli Üretim Katkısı (YEKDEM) 115
Şekil 40: RES Proje Finansmanı Modeli 128
Şekil 41: RES Yatırımları İçin Sendikasyon Kredisi İşleyişi 132
Şekil 42: RES Kurulum Aşamaları 135
Şekil 43: Rüzgar Türbini Temel Elemanları 137
Şekil 44: Rüzgar Enerjisi Projeleri İçin kWh Başına Harcama Oluşumu 140
Şekil 45: Rüzgar Enerji Maliyetinin Tarihsel Seyri 142
Şekil 46: Kapasite Kullanım Oranın Maliyete Etkisi 144
Şekil 47: Rüzgar Şiddetinin Rüzgar İle Üretilen Elektrik Maliyetine Etkisi 145
Şekil 48: Rüzgar Türbinlerinde Genel Bakım 146
Şekil 49: İVO İle NBD Arasındaki İlişki 148
Şekil 50: Modelde Giriş ve Çıkış Değişkenleri 155
Şekil 51: MCS'nin Temel Prensibi "Stokastik Belirsizlik Dağılım" 155
Şekil 52: Monte Carlo Simülasyonunun Çalışma Biçimi 156
Şekil 53: 10 Adet Rüzgar Türbinine Rüzgar Hızı Ve Üretim Miktarı 159
Şekil 54: WTG07 Rüzgar Türbininin Güç Eğrisi 161
Şekil 55: WTG07 Rüzgar Türbinine Ait Ağırlıklı Frekanslara Sahip Rüzgar Yönü 162
Şekil 56: WTG07 Rüzgar Türbinine Ait Ağırlıklı Frekanslara Sahip Enerji Üretim Yönü 163
Şekil 57: WTG07 Rüzgar Türbininin Aylık Bazda Gerçekleşmiş ve Tahmini Üretim Değerleri (kWh) 165
Şekil 58: WTG07 Rüzgar Türbininin Yıllık Bazda Gerçekleşmiş ve Tahmini Üretim Değerleri (kWh) 165
Şekil 59: WTG07 Rüzgar Türbinin Yapıldığı RES Bölgesinin Yatırım Öncesi Ölçüm Direği 1'den Alınan Referans Rüzgar Hızı Ve Yönüne Ait Sonuçlar (01.01.2006- 31.12.2010) 166
Şekil 60: WTG07 Rüzgar Türbinin Yapıldığı RES Bölgesinin Yatırım Öncesi Ölçüm Direği 2'den Alınan Referans Rüzgar Hızı Ve Yönüne Ait Sonuçlar (01.01.2006- 31.12.2010) 167
Şekil 61: WTG07 Rüzgar Türbininin Gerçekleşmiş Rüzgar Hızlarına Ait Grafik 167
Şekil 62: Balıkesir İli Rüzgar Hız Dağılımı (50 metre) 168
Şekil 63: Excel'de Crystal Ball Eklentisi 169
Şekil 64: Tahmini Değişkenlerin (Bağımlı Değişkenlerin) Crystal Ball Programına Girilmesi 184
Şekil 65: WTG07 Kodlu Rüzgar Türbini için Minitab Sonuçlarına Göre Firma Sahiplerine Sağlanan Net Bugünkü Değer (FCFF_NPV) Tahmin Sonuçları 186
Şekil 66: WTG07 Kodlu Rüzgar Türbini İçin Minitab Sonuçlarına Göre Firma Sahiplerine Sağlanan Net Bugünkü Değer (FCFF_NPV) Eğilim Sonuçları 186
Şekil 67: WTG07 Kodlu Rüzgar Türbini İçin Minitab Sonuçlarına Göre Firma Sahiplerine Sağlanan Net Bugünkü Değer (FCFF_NPV) Duyarlılık Analizi Sonuçları 187
Şekil 68: WTG07 Kodlu Rüzgar Türbini İçin Minitab Sonuçlarına Göre Firma Sahiplerine Sağlanan Net Bugünkü Değer'i (FCFF_NPV) Etkileyen Değişkenlere Ait Korelasyon Matrisi 188
Şekil 69: WTG07 Kodlu Rüzgar Türbini İçin Minitab Sonuçlarına Göre Firma Sahiplerine Ait İç Verim Oranı (FCFF_IRR) Tahmin Sonuçları 189

Şekil 70: WTG07 Kodlu Rüzgar Türbini İçin Minitab Sonuçlarına Göre Firma Sahiplerine Ait İç Verim Oranı (FCFF_IRR) Eğilim Sonuçları 190
Şekil 71: WTG07 Kodlu Rüzgar Türbini İçin Minitab Sonuçlarına Göre Firma Sahiplerine Ait İç Verim Oranı (FCFF_IRR) Duyarlılık Analizi Sonuçları 191
Şekil 72: WTG07 Kodlu Rüzgar Türbini İçin Minitab Sonuçlarına Göre, Firma Sahiplerine Ait İç Verim Oranını (FCFF_IRR) Etkileyen Değişkenlere Ait Korelasyon Matrisi 192
Şekil 73: WTG07 Kodlu Rüzgar Türbininin Minitab Sonuçlarına Göre Firma Sahipleri İçin Yatırımın Geri Ödeme Süresinin (FCFF_PBP) Tahmin Sonuçları 193
Şekil 74: WTG07 Kodlu Rüzgar Türbininin Minitab Sonuçlarına Göre Firma Sahipleri İçin Yatırımın Geri Ödeme Süresinin (FCFF_PBP) Eğilim Sonuçları 193
Şekil 75: WTG07 Kodlu Rüzgar Türbinin Minitab Sonuçlarına Göre Firma Sahipleri İçin Yatırımın Geri Ödeme Süresinin (FCFF_PBP) Duyarlılık Analizi Sonuçları 194
Şekil 76: WTG07 Kodlu Rüzgar Türbininin Minitab Sonuçlarına Göre Firma Sahipleri İçin Geri Ödeme Süresini (FCFF_PBP) Etkileyen Değişkenlere Ait Korelasyon Matrisi 195
Şekil 77: WTG07 Kodlu Rüzgar Türbini için Minitab Sonuçlarına Göre Özsermaye Sahiplerine Sağlanan Net Bugünkü Değer (FCFE_NPV) Tahmin Sonuçları 196
Şekil 78: WTG07 Kodlu Rüzgar Türbini İçin Minitab Sonuçlarına Göre Özsermaye Sahiplerine Sağlanan Net Bugünkü Değer (FCFE_NPV) Eğilim Sonuçları 197
Şekil 79: WTG07 Kodlu Rüzgar Türbini İçin Minitab Sonuçlarına Göre Özsermaye Sahiplerine Sağlanan Net Bugünkü Değer (FCFE_NPV) Duyarlılık Analizi Sonuçları 198
Şekil 80: WTG07 Kodlu Rüzgar Türbininin Minitab Sonuçlarına Göre Özsermaye Sahiplerine Sağlanan Net Bugünkü Değeri (FCFE_NPV) Etkileyen Değişkenlere Ait Korelasyon Matrisi 199
Şekil 81: WTG07 Kodlu Rüzgar Türbininin Minitab Sonuçlarına Göre Özsermaye Sahiplerine Ait İç Verim Oranı (FCFE_IRR) Tahmin Sonuçları 200
Şekil 82: WTG07 Kodlu Rüzgar Türbininin Minitab Sonuçlarına Göre Özsermaye Sahiplerine Ait İç Verim Oranı (FCFE_IRR) Eğilim Sonuçları 201
Şekil 83: WTG07 Kodlu Rüzgar Türbini İçin Minitab Sonuçlarına Göre Özsermaye Sahiplerine Ait İç Verim Oranı (FCFE_IRR) Duyarlılık Analizi Sonuçları 202
Şekil 84: WTG07 Kodlu Rüzgar Türbini İçin Minitab Sonuçlarına Göre Özsermaye Sahiplerine Ait İç Verim Oranını (FCFE_IRR) Etkileyen Değişkenlere Ait Korelasyon Matrisi 203
Şekil 85: WTG07 Kodlu Rüzgar Türbininin Minitab Sonuçlarına Göre Özsermaye Sahipleri için Yatırımın Geri Ödeme Süresinin (FCFE_PBP) Tahmin Sonuçları 204
Şekil 86: WTG07 Kodlu Rüzgar Türbininin Minitab Sonuçlarına Göre Özsermaye Sahipleri İçin Yatırımın Geri Ödeme Süresinin (FCFE_PBP) Eğilim Sonuçları 205
Şekil 87: WTG07 Kodlu Rüzgar Türbininin Minitab Sonuçlarına Göre Özsermaye Sahipleri İçin Yatırımın Geri Ödeme Süresinin (FCFE_PBP) Duyarlılık Analizi Sonuçları 205
Şekil 88: WTG07 Kodlu Rüzgar Türbininin Minitab Sonuçlarına Göre Özsermaye Sahipleri İçin Yatırımın Geri Ödeme Süresini (FCFE_PBP) Etkileyen Değişkenlere Ait Korelasyon Matrisi 206
Şekil 89: WTG07 Kodlu Rüzgar Türbinin Minitab Sonuçlarına Göre Borç Servisi Karşılama Oranının (DSCR) Tahmin Sonuçları 207
Şekil 90: WTG07 Kodlu Rüzgar Türbininin Minitab Sonuçlarına Göre Borç Servisi Karşılama Oranının (DSCR) Eğilim Sonuçları 208
Şekil 91: WTG07 Kodlu Rüzgar Türbininin Minitab Sonuçlarına Göre Borç Servisi Karşılama Oranının (DSCR) Duyarlılık Analizi Sonuçları 208

Şekil 92: WTG07 Kodlu Rüzgar Türbininin Minitab Sonuçlarına Göre Borç Servisi Karşılama Oranını (DSCR) Etkileyen Değişkenlere Ait Korelasyon Matrisi 209
Şekil 93: 10 Adet Rüzgar Türbininin Toplamında Aylık Bazda Gerçekleşmiş ve Tahmini Üretim Değerleri (kWh) 214
Şekil 94: 10 Adet Rüzgar Türbininin Toplamında Yıllık Bazda Gerçekleşmiş ve Tahmini Üretim Değerleri (kWh) 214
Şekil 95: Türbinlerin Senaryo Sonuçlarına Göre Borç Servis Karşılama Oranı (DSCR) 218
Şekil 96: Türbinlerin Farklı Senaryolarda Kapasite Faktörlerine Göre Borç Servis Karşılama Oranı (DSCR)..... 219
Şekil 97: Türbinlerin Senaryo Sonuçlarına Göre Özsermaye Sahiplerine Sağlanan Net Bugünkü Değeri (FCFE_NPV)..... 220
Şekil 98: Türbinlerin Farklı Senaryolarda Kapasite Faktörlerine Göre Özsermaye Sahiplerine Sağlanan Net Bugünkü Değeri (FCFE_NPV) 221
Şekil 99: Türbinlerin Senaryo Sonuçlarına Göre Firma Sahiplerine Sağlanan Net Bugünkü Değeri (FCFF_NPV)..... 222
Şekil 100: Türbinlerin Farklı Senaryolarda Kapasite Faktörlerine Göre Firma Sahiplerine Sağlanan Net Bugünkü Değeri (FCFF_NPV)..... 223
Şekil 101: Türbinlerin Senaryo Sonuçlarına Göre Özsermaye Sahipleri İçin Projenin İç Verim Oranı (FCFE_IRR)..... 224
Şekil 102: Türbinlerin Farklı Senaryolarda Kapasite Faktörlerine Göre Özsermaye Sahipleri İçin Projenin İç Verim Oranı (FCFE_IRR) 225
Şekil 103: Türbinlerin Senaryo Sonuçlarına Göre Firma Sahipleri İçin Projenin İç Verim Oranı(FCFF_IRR) 226
Şekil 104: Türbinlerin Farklı Senaryolarda Kapasite Faktörlerine Göre Firma Sahipleri İçin Projenin İç Verim Oranı (FCFF_IRR)..... 227
Şekil 105: Türbinlerin Senaryo Sonuçlarına Göre Özsermaye Sahipleri İçin Projenin Geri Ödeme Süresi (FCFE_PBP) 228
Şekil 106: Türbinlerin Farklı Senaryolarda Kapasite Faktörlerine Göre Özsermaye Sahipleri İçin Projenin Geri Ödeme Süresi (FCFE_PBP) 229
Şekil 107: Türbinlerin Senaryo Sonuçlarına Göre Firma Sahipleri İçin Projenin Geri Ödeme Süresi (FCFF_PBP)..... 230
Şekil 108: Türbinlerin Farklı Senaryolarda Kapasite Faktörlerine Göre Firma Sahipleri İçin Projenin Geri Ödeme Süresi (FCFF_PBP) 231
Şekil 109: 01.01.2012-31.12.2015 Tarihleri Arasında 10 Adet Rüzgar Türbinine Ait Rüzgar Hızı Frekansları..... 233
Şekil 110: 10 Adet Rüzgar Türbini İçin Güç Eğrisi..... 234
Şekil 111: 10 Türbinin Toplamından Oluşan RES Yatırımının Senaryo Sonuçlarına Göre Tahmin Değerleri..... 235

KISALTMALAR LİSTESİ

AB : Avrupa Birliği

ABD : Amerika Birleşik Devletleri

AOSM : Ağırlıklı Ortalama Sermaye Maliyeti

BP : British Petrol

BRICS : Brezilya, Rusya, Hindistan, Çin ve Güney Afrika Cumhuriyeti

CO_2 : Karbondioksit Salımı

DEKTMK : Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi

DOE : ABD Enerji Bakanlığı

DPT : Devlet Planlama Teşkilatı

DSCR : Borç Servis Karşılama Oranı

EPC : Türbin Maliyeti

EPDK : Enerji Piyasası Düzenleme Kurulu

ETKB : Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı

EWEA : Avrupa Rüzgar Enerjisi Kurumu

FCFE : Özsermaye Sahiplerine Sağlanan Net Nakit Akımı

FCFF : Firma Sahiplerine Sağlanan Net Nakit Akımı

GEPA : Türkiye Güneş Enerjisi Potansiyeli Atlası

GÖS : Geri Ödeme Süresi

GWH : Gigawatt-Saat

GZFT : Güçlü, Zayıf, Fırsatlar ve Tehditler

HES : Hidro-Elektrik Santralleri

IAEA : Uluslararası Atom Enerjisi Ajansı

IEA : Uluslararası Enerji Ajansı

IRR : İç Verim Oranı

İVO : İç Verim Oranı

KDV : Katma Değer Vergisi

Kgoe : Kilogram Eşdeğer Petrol

Ktoe : Kilo Ton Petrol Eşdeğerinde

kWh : Kilowatt-Saat

LIBOR : Londra Bankalar Arası Borç Verme Oranı
LNG : Sıvı Doğal Gaz
LPG : Sıvılaştırılmış Petrol Gazı
MCS : Monte Carlo Simülasyonu
Mtoe : Milyon Ton Petrol Eşdeğerinde
MW : Mega-watt
NBD : Net Bugünkü Değer
NGS : Nükleer Güç Santrali
NPV : Net Bugünkü Değer
OECD : Gelişmiş Ülkeler Ekonomik İşbirliği
OPEC : Petrol İhraç Eden Ülkeler Örgütü
PBP : Geri Ödeme Süresi
PİGM : Petrol İşleri Genel Müdürlüğü
PUMUM : Piyasa Mali Uzlaştırma Merkezi
REPA : Türkiye Rüzgar Enerjisi Potansiyeli Atlası
RES : Rüzgar Enerji
ROI : Yatırım Karlılığı
TAEK : Türkiye Atom Enerjisi Kurumu
TEİAŞ : Türkiye Elektrik İletim A.Ş.
TEP : Ton Eşdeğer Petrol
TKİ : Türkiye Kömür İşletmeleri
TMMOB : Türk Mühendis ve Mimar Odaları Birliği
TPAO : Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı
TUREB : Türkiye Rüzgar Enerjisi Birliği
TÜİK : Türkiye İstatistik Kurumu
TWh : Terawatt-Saat
UAEA : Uluslararası Atom Enerjisi Ajansı
WACC : Ağırlıklı Ortalama Sermaye Maliyeti
YEGM : Yenilenebilir Enerji Genel Müdürülüğü
YEKDEM : Yenilenebilir Enerji Kaynaklarını Destekleme Mekanizması

GİRİŞ

Enerji, dünyadaki birçok değişimin önemli yapı taşlarından biri olmuş ve bu özelliğini devam ettirmektedir. Kainatın bir parçası olan enerji insanlığın geçmişi kadar eskidir. Ülkelerin ekonomik ve sosyo-kültürel değişimini etkileyen faktörlerin başında enerji ve enerjinin kullanımı gelmektedir. Enerji ve enerji kaynakları üretimin ve ekonomik yaşantının olmazsa olmazlarındandır.

Sanayi devrimi sonrası hızlanan sanayileşme süreci ve üretim imkanlarına bağlı olarak küreselleşme sonucu artan ticaret hacmi sonucunda her geçen gün doğal kaynaklara ve enerjiye olan talep artarak devam etmektedir. Bundan dolayı temiz, güvenilir ve sürdürülebilir enerjinin tedarik edilmesi, yirmi birinci yüzyılda insanlığın ilgilendiği ve üzerinde çalıştığı önemli bir konu haline gelmiştir.

Günümüzde enerji kullanımda ağırlıklı olarak fosil enerji kaynakları kullanılmaktadır. Fosil kaynaklı yakıtların enerji girdisinde sağladığı çeşitli üstünlükler, enerji kullanımındaki payının günümüze kadar yüksek olmasını yol açmıştır. Ancak fosil yakıtların sınırlı olması, artan enerji ihtiyaçlarını karşılamakta yetersiz olacağı kaçınılmaz bir gerçektir. Fosil yakıtlar her ne kadar enerji talebinin büyük çoğunluğu karşılasa da gün geçtikçe payı azalmaktadır. Bunun birçok sebebi vardır. Örneğin fosil yakıtlardan olan petrolün fiyat hareketliliğindeki değişim, ülke ekonomilerinin bozulmasına ve krizlere sebep olmaktadır. Fosil enerji kaynaklarının bu gibi ekonomik karışıklıklara sebep olmasının yanında sürdürülemez olması ve doğal dengeyi bozucu sebeplerden dolayı fosil kaynakların toplam enerji kaynakları içindeki payı azalmaktadır. Fosil yakıtların kullanımı karbondioksit (CO_2) miktarını arttırmaktadır. Atmosferdeki karbondioksit miktarının artması sera gazının oluşumuna sebep olmaktadır. Sera gazındaki artış ise, iklim değişikliğine yol açmaktadır (Boyle vd., 2003:3). Bu ve bunun gibi sebeplerden dolayı, son yıllarda yenilenebilir enerjiye olan ilgi artmıştır.

Türkiye; doğalgaz, kömür ve petrol rezervleri açısından kısıtlı kaynaklara sahip olmakla birlikte, su kaynakları, güneş ve rüzgar enerjisi bakımından oldukça zengin bir potansiyele sahiptir. Fosil kökenli enerji kaynaklarının sınırlı ve düşük ısıl

enerjiye sahip olması, alternatif enerji kaynaklarından enerji üretimini zorunlu kılmaktadır.

Bu bağlamda enerji sektörü için alternatif enerji yatırımlarındaki teşvik mekanizmasında yapılabilecek revizyonlar, mevzuat eksikliklerinin giderilmesi, yatırımcıların bilinçlendirilmesi, alt yapı yatırımlarının yapılması, lisans, finansman yapısı ve izin süreçlerinin uygun hale getirilmesi gibi yapılabilecek iyileştirme çalışmaları girişimcileri cesaretlendirecektir.

Bu çalışmada yenilenebilir enerji kaynaklarından biri olan rüzgar enerjinin ekonomik durumu değerlendirilmiştir. Çalışma sonucunda erişilmek istenen nihai sonuç RES yatırımının kazançlı olup olmadığını araştırmaktır. Bunun için Balıkesir bölgesinde faaliyet gösteren bir RES yatırımın 2012-2015 yılları arasındaki gerçekleşmiş verilerinden yararlanılmıştır. İlgili tarihlerdeki veriler kullanılarak bir finansal model üzerinde simülasyon gerçekleştirilmiş ve böylelikle RES yatırımının ekonomik değerlendirilmesi yapılmıştır. Çalışma sonucuna bağlı olarak elde edilen sonuçlar, RES'e yatırım yapmak isteyenler, politika yapıcılar, üreticiler ve tüketiciler için yararlı ve yol gösterici olacaktır.

Türkiye'de RES yatırımının ekonomik analizine ait literatür incelendiğinde sosyal bilimlerde konu ile ilgili çalışmalar yeni dönemde artış göstermekle beraber yetersiz seviyededir. Çalışmada kullanılan yöntem ve çalışmanın sonuçlarına ait bulgular araştırmacılara ve bundan sonraki yapılacak çalışmalar için faydalı olacaktır.

Tez çalışmasına ait uygulama bölümünde faal olan bir RES yatırımının verilerinden yararlanılması ve çalışmanın uygulama kısmında kullanılan girdi değişkenlerin büyük çoğunluğu gerçek piyasa değerine yakın değerler ile yapılması çalışmanın sonuçları açısından gerçek yatırım değerine yakın çıktılar vermesi yönünde önemlidir. Bu açıdan çalışmanın uygulama kısmında yatırımı ekonomik değerini etkileyecek olan girdi değişkenlere ait çalışmayı kısıtlayan yoktur.

Tez çalışması beş bölümden oluşmaktadır.

Çalışmanın birinci bölümünde enerji kaynakları alt başlıklar halinde açıklanmıştır. Enerji kaynaklarının türlerine göre yapılan açıklamalarda dünyadaki ve Türkiye'de ki rezervleri, üretimleri ve tüketimlerine yer verilmiştir.

Çalışmanın ikinci bölümünde enerji alanında yapılan politikalar ve rüzgar enerjisi yatırımlarına yer verilmiştir. Türkiye'nin mevcut enerji durumuna ait GZFT analizine ve Türkiye'nin RES potansiyeline ait olan GZFT analizine yer verilmiştir. Yine bu bölümde RES yatırımlarına ait finansman seçenekleri açıklanmıştır.

Çalışmanın üçüncü bölümünde yatırım projelerinin değerlendirilmesinde kullanılan analiz tekniklerinin neler olduğu açıklanmıştır. Bununla birlikte RES yatırımın proje aşamasında yapılan teknik analiz ve finansal analiz açıklanmıştır.

Çalışmanın dördüncü bölümünde Güney Marmara Bölgesinde bulunan Balıkesir ilinde faaliyet gösteren bir RES yatırımından seçilen 10 adet rüzgar türbininin her biri için ve toplamı için yatırımının ekonomik performansı test edilmiştir.

Çalışmanın beşinci ve son bölümünde RES yatırımı için yapılan ekonomik analizin sonuçlarına ve Türkiye için RES yatırımının neden önemli olduğuna dair önerilere yer verilmiştir.

BİRİNCİ BÖLÜM

GENEL ANLAMDA ENERJİ

Enerjinin tanımına genel anlamda bakıldığında, iş yapabilme yeteneği olarak ele alınmaktadır. Enerjinin ev, işyeri, ulaşım, ısıtma, aydınlatma ve sanayi gibi birçok kullanım alanı bulunmaktadır. Günümüzde birçok mal ve hizmetin üretim ve tüketim sürecinde enerjiye ihtiyaç duyan yeni teknolojilerin kullanılıyor olması, enerji tüketimini arttırmaktadır. Enerjinin kullanılmadığı bir ülke veya bir dünya düşünmek mümkün değildir.

Dünyada nüfus artışı, sanayileşme ve şehirleşme neticesinde, küreselleşme sonucu ticaret ve üretim miktarı artmıştır. Buna bağlı olarak doğal kaynaklara ve enerjiye olan talep giderek artmaktadır (Kılavuz, 2013:1). Dünyada 2030 yılına kadar nüfusun 2 milyar kişi artması beklenmektedir. Dünya nüfusu ortalama olarak her 35 yılda iki katına ulaşmaktadır. Bunun sonucu olarak tüketim için ihtiyaç duyulan enerji her on dört yılda bir iki katına çıkmaktadır (Hodgson, 2010:2). Dünyada 2030 yılına kadar enerji talebindeki artışın kaynağı gelişmekte olan ülkelerdir. Enerji tüketiminin kaynak bazındaki dağılımına bakıldığında fosil enerji kaynaklarının tüketimindeki payı yüksektir. Fosil kaynakların kullanılan enerjideki payı gelecekte de dünya enerji talebinde önemini sürdürmeye devam edecektir. 2002 yılında toplam enerji talebinde yüzde 80 olan fosil enerji kaynaklarının payı, 2030 yılında yüzde 82 olması beklenmektedir (Acaroğlu, 2013:15).

1.1 DÜNYADAKİ ENERJİ DURUMU

Dünya üzerinde ülkelerin nüfus artışı, ülkelerin ekonomik büyümelerini gerçekleştirirken bireylerin yaşam standartlarındaki yükseltmeleri, endüstrileşmenin artması, şehirleşmenin artması ve teknolojik değişimler beraberinde enerji tüketimi arttırmaktadır. Buna bağlı olarakda enerji konusunu önemli hale getirmektedir.

Dünya'daki enerji kaynaklarının türlerine göre tüketim ve üretim bilgilerine geçmeden önce, 2010-2025-2040 yıllarında dünya enerji talebinin değişimine bakıldığında, 2010-2025 dünya enerji talebinde %26, 2025-2040 dünya enerji talebinde %8'lik bir artış olacağı tahmin edilmektedir. 2010-2040 yıllarındaki toplam

değişime bakıldığında, %36 oranında dünyanın enerji talebinde artış olacağı düşünülmektedir. Enerji talebindeki artışı OECD üyesi ve OECD üyesi olmayan ülkelere ayrımı yapılarak bakıldığında; OECD üyesi ülkelerde 2010-2040 yıllara arasında %4'lük azalış olacağı tahmin edilirken OECD üyesi olmayan ülkelerde 2010-2040 yılları arasında enerji talebinde %68'lik bir artış olacağı öngörülmektedir. Toplamdaki bu artışın %46'lık kısmı 2010-2025 yılları arasında %15'lik kısmı da 2025-2040 yılları arasında olacağı tahmin edilmektedir (ExxonMobil, 2015: 67).

Tablo 1: Dünyada Enerji Türlerine Göre Tüketim (Mtoe)

Enerji Kaynakları	1990	2000	2010	2013	2015	2020	2025	2030	2035
Petrol	3.162	3.584	4.040	4.185	4.280	4.534	4.777	4.951	5.065
Doğal Gaz	1.769	2.177	2.868	3.020	3.213	3.645	3.964	4.249	4.558
Kömür	2.215	2.343	3.469	3.827	3.816	4.242	4.366	4.455	4.564
Nükleer Enerji	453	584	626	563	633	720	780	835	842
Yenilenebilir Enerji	518	654	952	1.135	1.244	1.510	1.828	2.130	2.427
Toplam	8.118	9.342	11.956	12.730	13.187	14.651	15.715	16.619	17.455

Kaynak: BP_a, 2015, Energy Outlook 2035, http://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/energy-economics/energy-outlook-2015/bp-energy-outlook-2035-booklet.pdf

Tablo 1'de enerji türlerine göre dünyada gerçekleşmiş ve gerçekleşmesi tahmin edilen enerji tüketim miktarları milyon ton petrol eşdeğerinde verilmiştir. Tabloya bakıldığında sırasıyla en fazla payın petrol, doğal gaz, kömür, yenilenebilir enerji ve nükleer enerjiden olduğu görülmektedir. Fosil yakıtlar grubunda bulunan petrol, doğal gaz ve kömürün toplam tüketimindeki payları ortalama olarak %84 civarındadır. Tablo 1'de dikkat çeken enerji türleri doğal gaz ve yenilenebilir enerjidir. Her iki enerji türünün toplam enerji tüketimdeki payı diğer enerji türlerine göre daha fazla artacağı tahmin edilmektedir. Doğal gaz 1990'larda doğal gaz enerji türü toplam enerji tüketimindeki payı %20 kadardır. 2013 yılında doğal gazın enerji tüketimindeki payı %24'tür. 2035 yılında doğal gazın toplam enerji tüketimindeki payı %26 olması tahmin edilmektedir. 1990'larda yenilenebilir enerji türünün toplam enerji tüketimindeki payı %6'dır. 2013 yılında yenilenebilir enerjinin enerji tüketimindeki payı %9'dur. 2035 yılında yenilenebilir enerjinin toplam enerji

tüketimindeki payının ortalama olarak %14 olması tahmin edilmektedir. Toplam Enerji tüketimine bakıldığında 2000 yılındaki gerçekleşen enerji tüketimi 9.342 milyon ton petrol eşdeğerindedir. 2035 yılında tahmini enerji tüketimi 2000 yılının neredeyse iki katı değerinde 17.455 milyon ton petrol eşdeğerinde olması beklenmektedir.

Tablo 2: Dünyada Enerji Türlerine Göre Üretim (Mtoe)

Enerji Kaynakları	**1990**	**2000**	**2010**	**2013**	**2015**	**2020**	**2025**	**2030**	**2035**
Petrol	3.175	3.620	3.979	4.130	4.244	4.441	4.649	4.798	4.884
Doğal Gaz	1.793	2.176	2.878	3.041	3.241	3.660	3.971	4.279	4.567
Kömür	2.250	2.287	3.548	3.881	3.867	4.265	4.394	4.492	4.586
Nükleer Enerji	453	584	626	563	633	720	780	835	842
Yenilenebilir Enerji	526	663	1.011	1.200	1.313	1.592	1.927	2.244	2.559
Toplam	8.197	9.331	12.043	12.816	13.298	14.677	15.721	16.648	17.437

Kaynak: BP_a, 2015, Energy Outlook 2035, http://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/energy-economics/energy-outlook-2015/bp-energy-outlook-2035-booklet.pdf

Tablo 2'de enerji türlerine göre dünyada gerçekleşmiş ve ve gerçekleşmesi tahmin edilen enerji üretim miktarları milyon ton petrol eşdeğeri şeklinde verilmiştir. Tablo 2 belli oranda Tablo 1'e benzerlik göstermektedir. Enerji türlerine göre üretim enerji türlerine göre tüketime büyük oranda benzerlik göstermektedir. Tablo 2'ye bakıldığında 1990-2035 yılları arasında bütün enerji türlerindeki üretim miktarı artmaktadır. Üretimdeki göze çarpan artış Doğal gaz ve yenilenebilirdeki artıştır. Petrol'e bakıldığında her ne kadar üretiminde artış olduğu görülse de diğer enerji türlerine göre en az artış olan enerji türü olmuştur. Tablo 2'ye göre enerji türlerindeki artışın en büyüğü yenilenebilir enerji olduğu ve olacağı tahmin edilmektedir. 2035 yılına gelindiğinde toplam enerji üretiminin %16'sını yenilenebilir enerji karşılayacaktır. Yine 2035 yılına gelindiğinde 1990 yılına göre yenilenebilir enerji kaynakları 526 milyon ton petrol eşdeğerinden 2.559 milyon ton petrol eşdeğerine yaklaşık 5 kat artacağı tahmin edilmektedir.

1.2. TÜRKİYEDEKİ ENERJİ DURUMU

Gelişmekte olan ülkelerden biri olan Türkiye için enerji, ekonomiyi doğrudan ve dolaylı olarak etkileyen önemli bir başlıktır. Genel olarak Türkiyenin jeopolitik konumu avantajlarıyla birlikte çeşitli dezavantajlarada sahiptir. Türkiyenin komşu ülkeleri dünya için önemli enerji sağlayan ülkelerden oluşması bir avantaj oluştururken yeterli miktarda yerli kaynaklara sahip olunamaması bir dezavantaj oluşturmaktadır. Bu yönüyle Türkiyedeki enerji durumuna bakıldığında; 2014 yılı verilerine göre enerji kaynakları açısından yerli üretim, ithalat, ihracat, birincil enerji arzı, elektrik enerjisi üretimi ve kurulu güç kapasitesi Tablo 3'te gösterilmektedir. Türkiye ekonomisi enerji anlamında taşkömürü, petrol ve doğal gazda dışa bağımlıdır. Birincil enerji arzının %82'si ithalattan karşılanmaktadır. Yerli üretimde öne çıkan enerji kaynak türleri linyit, hidrolik ve jeotermal enerjilerdir. Hidrolik ve rüzgar enerjisi nihai enerji tüketimine yansımamaktadır. Her iki enerji türünde üretilen enerji elektirik enerjisine dönüştürülmektedir. Nihai enerji tüketiminin %77'sine yakını fosil kaynaklı enerjiden oluşmaktadır. Yerli üretimin yaklaşık %27'si yenilenebilir enerji kaynaklarından oluşmaktadır. Yerli üretimde linyit 14.830 (BinTep) değeriyle önemli bir enerji türüdür. Ancak kömür kaynakları içerisinde linyit verim olarak düşük olması taşkömürü rezervlerinin Türkiye'de yetersiz olması, ithalatı zorunlu hale getirmiştir. Bununla birlikte petrol ve doğal gaz daki yerli üretimin eksikliği de enerji ihtiyacı karşılamak için dışarıya olan bağımlığı arttırmıştır. Bu noktada yerli üretimde yenilenebilir kaynak türlerinden rüzgar ve güneş enerjisi önem arz etmektedir. Yenilenebilir enerji kaynaklarının arttırılması hem enerjide dışa bağımlılığı azaltacak hem de enerji arz güvenliğine pozitif yönde katkısağlayacaktır (Albostan vd., 2009:643).

Tablo 3: 2014 Yılı Türkiye Genel Enerji Dengesi

Enerji Kaynak Türleri	Yerli Üretim (Bin Tep)	İthalat (Bin Tep)	İhracat (Bin Tep)	Birincil Enerji Arzı (Bin Tep)	Toplam Nihai Enerji Tüketimi (Bin Tep)	Elektrik Enerjisi Üretimi (GWh)	Kurulu Güç Kapasitesi (MW)
T.Köm.	1118	19202	38	20220	7046	38.693	6.398
Linyit	14830	-	-	15296	3059	36.615	8.281
Asfaltit	411	-	-	376	153	954	135
Kok	-	237	3	234	3155	-	-
P.Kok	-	3100	-	2923	2923	-	-
Odun	2162	-	-	2162	2162	-	-
Hay.Bit.Art.	1007	-	-	1007	953	1.433	299
Petrol	2471	38524	4539	32428	29404	2.145	1.058
Doğalgaz	414	40641	522	40219	18068	120.576	25.631
Hidrolik	3495	-	-	3495	-	40.645	23.643
Bioyakıt	81	-	-	77	77	-	-
Rüzgar	733	-	-	733	-	8.520	3.630
Elektrik	-	671	232	439	17837	251.963	69.520
Jeo.Isı -D.	3524	-	-	3524	1491	2.364	405
Güneş	803	-	-	803	803	17	40
Toplam	**31.049**	**102.375**	**5.334**	**123.937**	**87.131**	**503.926**	**139.040**
Nüfus 77,7 milyon		**Fert Başına Enerji Tüketimi (kep/k):1.595**					
		Fert Başına Elektrik Tüketimi (kWh/k)				**Net:2.669**	**Brüt:3.243**

Kaynak : ETKB_a, 2015, Türkiye Ulusal Yenilenebilir Enerji Eylem Planı, http://www.eie.gov.tr/duyurular_haberler/document/Turkiye_Ulusal_Yenilenebilir_Enerji_Eylem_Plani.PDF

Tablo 3'te görüldüğü gibi Türkiye enerji üretimi ve arzı açısından yeterli bir enerji ekonomisine sahip değildir. Enerji tüketiminin yerli üretimi aşan kısmı kadar enerji ithalatı yapılmaktadır. Bu durum Türkiye ekonomisi için denge bozucu olup enerji açısından dış ticaret açığı verilmesine sebep olmaktadır.

Tablo 3'deki diğer bir ölçüt 2014 yılı için Türkiye'de kişi başına enerji ve elektrik tüketimi değerleridir. Kişi başına enerji tüketimi 1.595 (kep/k), kişi başına elektrik tüketimi nette 2.669 (kWh/k) brütte 3.243 (kWh/k) dir. Her iki değer de önemlidir. Çünkü ülkelerin gelişmişlik seviyelerini belirleyen bir ölçüt de kişi başı

enerji ve elektrik tüketim değerleridir. Türkiye'nin 2006-2013 yılları arasındaki kişi başı enerji tüketimi Tablo 4'te diğer ülkeler ile karşılaştırılarak gösterilmiştir.

Tablo 4: Kişi Başı Enerji Tüketimi (Kgoe)

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Avusturya	4.092	4.030	4.041	3.811	4.080	3.951	3.928	3.928
Brezilya	1.168	1.221	1.276	1.222	1.339	1.347	1.392	-
Kanada	8.355	8.076	7.952	7.411	7.390	7.367	7.226	7.149
Çin	1.479	1.551	1.601	1.717	1.889	2.044	2.143	-
Almanya	4.203	3.984	4.035	3.789	4.004	3.801	3.886	3.874
İspanya	3.194	3.180	3.026	2.755	2.740	2.687	2.672	2.500
Avrupa Birliği	3.601	3.528	3.497	3.287	3.411	3.283	3.254	3.296
Fransa	4.193	4.117	4.113	3.917	4.016	3.850	3.844	3.827
İngiltere	3.598	3.441	3.351	3.138	3.209	2.955	3.018	2.967
Yunanistan	2.716	2.707	2.719	2.631	2.475	2.404	2.394	2.170
İtalya	3.125	3.070	2.989	2.788	2.876	2.820	2.667	2.562
OECD Üyeleri	4.573	4.558	4.465	4.231	4.350	4.243	4.182	4.174
Polonya	2.545	2.535	2.569	2.472	2.645	2.658	2.571	2.551
Rusya	4.688	4.710	4.823	4.531	4.925	5.166	5.283	-
Türkiye	1.356	1.439	1.403	1.372	1.456	1.533	1.578	1.546
ABD	7.698	7.758	7.488	7.057	7.162	7.029	6.815	6.909
Dünya	1.793	1.812	1.820	1.788	1.868	1.881	1.898	-

Kaynak: Worldbank, Climate Change-Energy use (kg of oil equivalent per capita), (Çevirimiçi) http://data.worldbank.org/indicator/EG.USE.PCAP.KG.OE, 24 Aralık 2015

Tablo 4'e bakıldığında Türkiye'nin kişi başı enerji tüketiminin oldukça düşük olup dünya ortalmasının altında olduğu görülmektedir. Kişi başı enerji tüketimi olarak en yüksek değerler; Kanada, ABD, Almanya gibi gelişmiş ülkelerdedir. Avrupa birliğinde ortalama kişi başı enerji tüketimi Türkiye'deki kişi başı enerji tüketiminin iki katından fazladır. OECD üyelerinin sahip olduğu ortalama kişi başı enerji tüketimi Türkiye'deki kişi başı enerji tüketiminin yaklaşık üç katı kadardır. Bütün bunlar göstermektedir ki Türkiye'nin kişi başı enerji tüketimi açısından diğer ülkelerin oldukça gerisindedir. Tablo 4'ten elde edilen diğer bir sonuç, 2008 ekonomik krizinin kişi başı enerji tüketimindeki etkisidir. Seçilen örneklemde Çin dışında bütün ülkelerde kişi başı enerji tüketimi 2008 sonrası düşmüştür.

Tablo 3'de kişi başı enerji kullanımı gösterilmiştir. Enerji tüketiminde olduğu gibi Türkiyenin 2006-2012 yılları arasındaki kişi başı elektrik tüketimi Tablo 5'te diğer ülkeler ile karşılaştırılarak gösterilmiştir. Tablo 5'e bakıldığında Türkiye'nin kişi başı elektrik tüketiminin düşük olduğu görülmektedir. En yüksek kişi başı elektrik tüketim değerleri sırasıyla Kanada, ABD, Avusturya ve Almanya gibi gelişmiş ülkelerdedir. OECD üyelerinin sahip olduğu ortalama elektrik tüketim değeri, Türkiye kişi başı elektrik tüketiminin neredeyse dört katı kadardır. Avrupa Birliği üyesi ülkelerin sahip olduğu ortalama kişi başı elektrik tüketimi Türkiye'nin kişi başı ortala elektrik tüketiminin 3 katı kadardır. Kişi başı elektrik tüketimindeki çıkan sonuçlar kişi başı enerji tüketiminde çıkan sonuçlarla büyük ölçüde benzerlik göstermektedir. Seçilen örneklem içindeki ülkeler de 2008 yılında yaşanan küresel ekonomik krizin kişi başı enerji elektrik tüketimini azalttığı görülmektedir.

Tablo 5: Kişi Başına Elektrik Enerjisi Tüketimi (kWh)

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Avusturya	8.224	8.186	8.207	7.977	8.347	8.390	8.507
Brezilya	2.045	2.138	2.198	2.166	2.339	2.394	2.462
Kanada	16.923	17.631	17.518	16.080	15.965	16.168	15.615
Çin	2.042	2.330	2.458	2.633	2.944	3.298	3.475
Almanya	7.212	7.229	7.188	6.817	7.264	7.146	7.270
İspanya	6.105	6.054	6.026	5.653	5.707	5.599	5.573
Avrupa Birliği	6.354	6.367	6.360	6.027	6.266	6.128	6.144
Fransa	7.536	7.519	7.650	7.336	7.736	7.216	7.344
İngiltere	6.201	6.102	6.016	5.643	5.701	5.473	5.452
Yunanistan	5.382	5.643	5.749	5.588	5.318	5.380	5.511
İtalya	5.833	5.804	5.758	5.368	5.494	5.515	5.398
OECD Üyeleri	8.284	8.387	8.350	7.952	8.269	8.164	8.082
Polonya	3.585	3.662	3.726	3.591	3.797	3.880	3.899
Rusya	6.099	6.286	6.400	6.095	6.410	6.486	6.617
Türkiye	2.181	2.350	2.425	2.317	2.492	2.704	2.790
ABD	13.583	13.657	13.663	12.914	13.394	13.240	12.954
Dünya	2.732	2.827	2.855	2.808	2.968	3.031	3.064

Kaynak: Worldbank, Climate Change-Electric power consumption (kWh per capita), (Çevirimiçi) http://data.worldbank.org/indicator/EG.USE.ELEC.KH.PC, 24 Aralık 2015

Çin'de ise, enerji tüketimindeki benzer sonuç elektrik tüketiminde de ortaya çıkmıştır. Türkiyenin gelişim sürecinde, gerek kişi başı enerji tüketimi gerekse kişi başı elektrik tükemi açısından kat etmesi gereken çok mesafesinin olduğu âşikârdır.

Bütün dünyada olduğu gibi gelişmekte olan ülkelerden biri olarak Türkiye'de enerji talebi her geçen gün artmaktadır. 2002-2013 yılları arasında kişi başı enerji tüketimi %3 artmıştır. Bu durum etkilerini Türkiye'nin elektrik enerjisi sektöründe görülmektedir. Tablo 6'da elektrik enerjisi üretiminin kaynaklara göre dağılımı gösterilmektedir. Elektrik enerjisi üretiminin kaynaklara göre dağılımı 1990-2013 yılları arasında değişiklik göstermiştir. 1990 yılından 2013 yılına kadar elektrik üretiminin toplamına bakıldığında 2001 ve 2009 yılı haricinde hep artarak devam etmiştir.

Türkiye'de elektrik üretiminin 2001 Türkiye krizinden ve 2008 küresel krizden etkilendiğini söyleyebiliriz. 1990 yılında elektrik üretiminde en büyük pay %40,2 ile hidrolik enerji enerjide daha sonra %35,1 ile kömürde, %17,7 ile doğal gaz, %6,9 ile sıvı yakıtlar ve %0,1 yenilenebilir enerji kaynaklarındadır. 2013 yılına gelindiğinde en büyük pay %43,8 ile doğal gaz daha sonra %26,6 ile kömür, %24,7 ile hidrolik, %4,2 ile yenilenebilir enerji kaynakları ve %0,7 ile de sıvı yakıtlardadır. 1990 yılından 2013'e kadar ki dönemde kömürün elektrik üretimindeki payı zaman içerisinde düşüş göstersede %20'nin altına düşmemiştir. 1990 yılından 2013 yılına kadar ki dönemde sıvı yakıtların elektrik üretimindeki payında çok düşüş olmuştur. Yine 1990 yılından 2013 e kadar ki değişeme bakıldığında doğal gazın elektrik üretimindeki payı 2 kat artarken hidrolik enerjinin payı neredeyse yarı yarıya düşmüştür. Dikkate değer bir değişimde her geçen yıl artarak devam eden yenilenebilir enerjinin elektrik enerjisi üretimindeki payının artış göstermesidir.

Tablo 6: Enerji Kaynaklarına Göre Elektrik Enerjisi Üretimi ve Payları (%)

Yıllar	Toplam	Kömür	Sıvı yakıtlar	Doğal gaz	Hidrolik	(Yenilenebilir Enerji ve Atıklar)*
	(GWh)	(%)				
1990	57 543	35,1	6,9	17,7	40,2	0,1
1991	60 246	35,8	5,5	20,9	37,7	0,2
1992	67 342	36,5	7,8	16,1	39,5	0,2
1993	73 808	32,2	7,0	14,6	46,0	0,2
1994	78 322	36,0	7,1	17,6	39,1	0,2
1995	86 247	32,5	6,7	19,2	41,2	0,4
1996	94 862	32,1	6,9	18,1	42,7	0,3
1997	103 296	32,8	6,9	21,4	38,5	0,4
1998	111 022	32,1	7,1	22,4	38,0	0,3
1999	116 440	31,8	6,9	31,2	29,8	0,3
2000	124 922	30,6	7,5	37,0	24,7	0,3
2001	122 725	31,3	8,4	40,4	19,6	0,3
2002	129 400	24,8	8,3	40,6	26,0	0,3
2003	140 581	22,9	6,5	45,2	25,1	0,2
2004	150 698	22,9	5,1	41,3	30,6	0,2
2005	161 956	26,7	3,4	45,3	24,4	0,2
2006	176 300	26,5	2,5	45,8	25,1	0,2
2007	191 558	27,9	3,4	49,6	18,7	0,4
2008	198 418	29,1	3,8	49,7	16,8	0,6
2009	194 813	28,6	2,5	49,3	18,5	1,2
2010	211 208	26,1	1,0	46,5	24,5	1,9
2011	229 395	28,9	0,4	45,4	22,8	2,6
2012	239 497	28,4	0,7	43,6	24,2	3,1
2013	240 154	26,6	0,7	43,8	24,7	4,2
2014	251.963	30.2	0.9	47.9	16.1	4.9

Kaynak: TÜİK, Enerji Kaynaklarına Göre Elektrik Enerjisi Üretim ve Payları, (Çevirimiçi) http://www.tuik.gov.tr/UstMenu.do?metod=temelist, 4 Kasım 2015.

* Jeotermal, rüzgar, katı biyokütle, biyogaz ve atık kaynaklarını içerir.

Tablo 6'da 2013 yılı elektrik üretiminde en büyük payın enerji türlerinden doğal gazdan olması düşünrücüdür. Çünkü Türkiye doğalgaz tedarik anlamında neredeyse tamamına yakınını ithal etmektedir. Bu durum elektrik enerjisi piyasasının doğal gazdan dolayı ithalata bağımlı olduğunu göstermektedir. Ülke ekonomisi açısından olumsuz olan bu durumun alternatif çözümü için yenilenebilir enerjinin, ülke içindeki gelişimini hızlandırarak elektrik üretimindeki payının arttırılması gerekmektedir.

Tablo 7: 2016-2035 Türkiye Elektrik Enerjisi Talep Projeksiyonu

Yıllar	Yüksek Talep (TWh)	Yüksek Talep Artışı %	Referans Talep (TWh)	Referans Talep Artışı %	Düşük Talep (TWh)	Düşük Talep Artışı %
2016	297,01	8,0	284,56	5,9	278,16	5,2
2017	320,47	7,9	301,16	5,8	293,15	5,4
2018	340,58	6,3	318,43	5,7	307,72	5,0
2019	361,81	6,2	336,73	5,7	322,62	4,8
2020	384,22	6,2	355,88	5,7	338,06	4,8
2021	404,92	5,4	374,57	5,3	352,95	4,4
2022	426,61	5,4	393,91	5,2	368,20	4,3
2023	449,32	5,3	413,98	5,1	383,94	4,3
2024	473,10	5,3	435,01	5,1	400,65	4,4
2025	498,01	5,3	456,88	5,0	417,96	4,3
2026	524,08	5,2	479,66	5,0	435,91	4,3
2027	551,37	5,2	503,39	4,9	454,51	4,3
2028	579,93	5,2	528,11	4,9	473,79	4,2
2029	609,81	5,2	553,85	4,9	493,78	4,2
2030	641,08	5,1	580,67	4,8	514,50	4,2
2031	669,11	4,4	606,74	4,5	534,98	4,0
2032	698,23	4,4	633,58	4,4	555,90	3,9
2033	728,48	4,3	661,28	4,4	577,45	3,9
2034	763,98	4,9	689,91	4,3	599,70	3,9
2035	802,18	5,0	719,54	4,3	622,68	3,8

Kaynak: ETKB, 2016-2035 Türkiye Elektrik Enerjisi Talep Projeksiyonu, (Çevirimiçi) www.enerji.gov.tr/File/?path=ROOT%2F1%2FDocuments%2FE%C4%B0GM+Ana+Rapor%2FSGB-T%C3%BCrkiye+Elektrik+Enerjisi+Talep+Projeksiyonu.doc

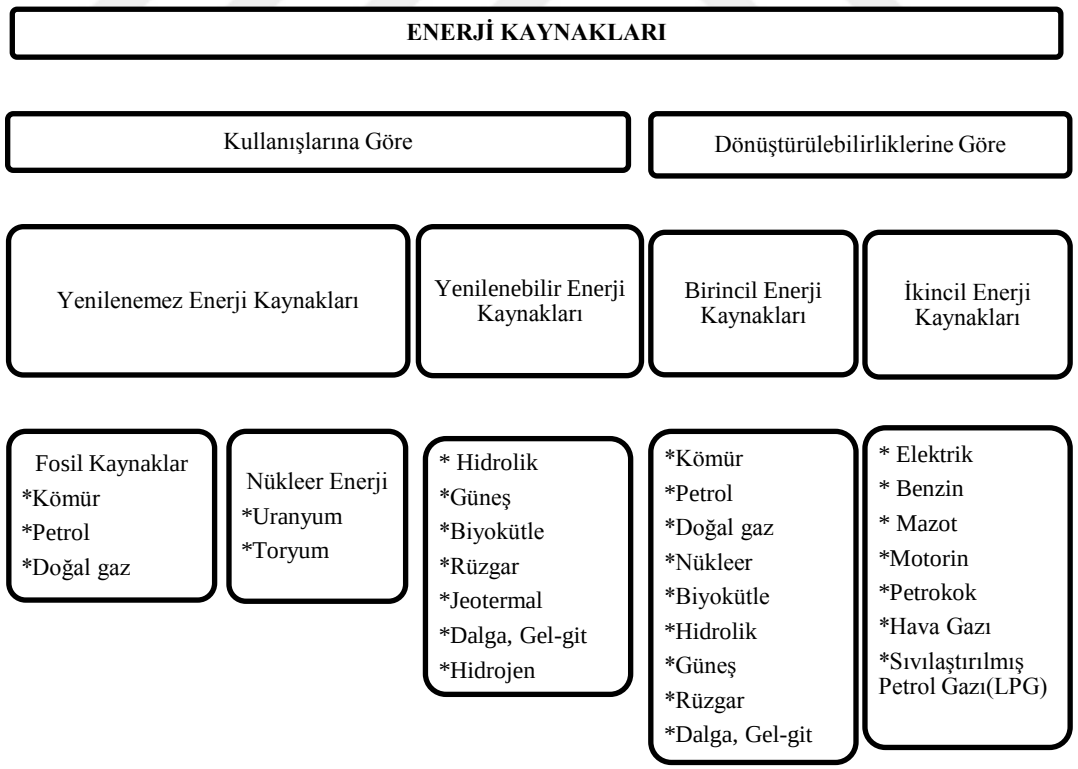
Tablo 7'de 2016-2035 Türkiye'nin elektrik enerjisi talep projeksiyonu gösterilmektedir. Referans değerler ortalama talep artışını dikkate almaktadır. 2016 yılı tahmin edilen elektrik enerjisi talebi 284.56 TWh olup bir önceki yıla göre %5.9 artması düşünülmektedir. Referans talepdeki elektrik artışı 2016 yılından 2035 yılına kadar seviyeli olarak azalmaktadır. 2035 yılındaki referans elektrik talebi 719.54 TWh olacağı tahmin edilmektedir. Yüksek talep tahimininde referans talepten daha fazla artış olacağı varsayılmaktadır. Düşük talep tahmininde ise referans talep artışının altında elektrik enerjisi talebi olacağı varsayılmaktadır. Yüksek ve düşük

talep tahmininde, 2016 yılından 2035 yılına kadar elektrik enerjisine olan talep referans talepte olduğuz gibi kademeli olarak azalacağı düşünülmektedir. 2035 yılına gelindiğinde yüksek talep tahmininde elektrik enerjisi talebi 802.18 KWh olacağı düşük talep tahmininde ise, 622.68 KWh olacağı tahmin edilmektedir.

1.3 ENERJİ KAYNAKLARI

Enerji kaynakları; birincil ve ikincil, konvansiyonel olan ve konvansiyonel olmayan ve yenilenebilir ve yenilenemeyen enerji kaynakları gibi birtakım sınıflamalara tabi tutulmaktadır (Yapraklı, 2013:27; Aydın, 2014:25-26). En yaygın kullanılan sınıflandırma enerji kaynaklarının kullanışlarına göre yenilenebilir ve yenilenemez enerji kaynakları olarak sınıflandırılmasıdır. Bunun yanında, enerji kaynakları dönüştürülebilirliklerine göre, birincil enerji ve ikincil enerji kaynakları olarak da sınıflandırılmaktadır.

Şekil 1: Enerji Kaynaklarının Gruplandırılması



Kaynak: Koç ve Şenel, 2013, Dünyada ve Türkiye'de Enerji Durumu - Genel Değerlendirme, Mühendis ve Makina. cilt 54. sayı 639. s. 33.

Yenilenemez enerji kaynakları fosil kaynaklı enerjiler ve nükleer kaynaklı enerjiler olmak üzere ikiye ayrılır. Petrol, doğal gaz ve kömür gibi birincil enerji kaynakları doğada sınırlı miktardadır. Sınırlı bir kaynağın tüketilmesi gelecekteki tüketimin azalması anlamına gelmektedir. Yenilenebilir enerji kaynakları ise kendisini yenileyebilen ve gelecekte tükenmeden kalabilen kaynakları ifade etmektedir. Örneğin rüzgar enerjisi, rüzgar estiği sürece kaynaktan yararlanılır herhangi bir stoklaması olmayan var olduğunda enerjiye dönüştürülen ve gelecekteki stoklarında azalış olmayan bir enerji türüdür (Ali, 2012:1).

Enerjinin dönüşüm ve değişime dönüşmemiş haline birincil (primer) enerji denilmektedir. Birincil enerji kaynakları; kömür, petrol, doğal gaz, nükleer, biyokütle, hidrolik, güneş, rüzgar, dalga, gel-git dir. İkincil enerji kaynakları da birincil enerji kaynaklarının dönüştürülmesi sonucu elde edilen enerji kaynaklarıdır. İkincil enerji kaynakları; sıvılaştırılmış petrol gazı (LPG), elektrik, hava gazı, ikincil kömür, petrokök, benzin, motorin ve mazot gibi enerji kaynaklarıdır (Şenel, 2012:2).

Ticari enerji kaynakları, ulusal ve uluslararası piyasada belirli bir fiyatla alım-satıma konu olan ve modern bir endüstriyel ekonominin gereksinimlerini karşılayan elektrik, kömür ve rafine petrol ürünleri gibi enerji türlerini kapsamaktadır. Ticari olmayan enerji ise, geleneksel yakıtlar olarak adlandırılan odun, hayvan ve bitki atıkları gibi enerji şekilleridir. Dünya genelinde ticari enerji kaynaklarına olan talep her geçen gün artmaktadır.

Teknolojinin sürekli değişim ve ilerleme sürecinde dinamik bir yapıda olduğunu göz önüne alındığında, enerji kaynaklarının tasnifini yapmak güç olmaktadır. Şimdiye kadar geliştirilmiş ve yaygın olarak kullanılan teknoloji ile elde edilen enerjiye konvansiyonel enerji denir. Konvansiyonel olmayan enerji yenilikçi ve yeni kullanılmaya başlayan teknolojilerin kullanımı ile elde edilen enerjidir (Aydın, 2014:26).

Enerji kaynakları ayrımında en yaygın kullanım kullanıma göre yapılan ayrımdır. Kullanmın açısından enerji kaynakları yenilenebilir ve yenilenemeyen enerji kaynakları olmak üzere ikiye ayrılır.

Enerji kaynakları insan yaşımındaönemli bir role sahiptir.Enerji kaynaklarına sahiplik ve ihtiyaçlılık durumu ülkelerin politik, ekonomik ve sosyal faaliyetlerini, özellikleülkelerin sürdürülebilir büyümelerini etkilemektedir.

Yenilenebilir enerji kaynakları, yenilenemeyen enerji kaynaklarına göre çevreye en az zarar vermesi nedeniyle daha temiz ve sürdürülebilir enerji kaynağıdır. Rezerv kaynakları belirli olan fosil enerji kaynaklarının kullanımındaki artış gerek çevreye verdiği negatif etki gerekse rezervlerin azalışından dolayı yenilenebilir enerji kaynaklarının önemini arttırmıştır (Ay, 2010:3; Boyle, 2004:2).

Tablo 8: Fosil ve Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Çevresel Etkilerinin Karşılaştırılması

Kaynak	Emisyonlar, Hava Kirliliği ve İklim Değişikliğine Katkı	Deşarjlar, Su Kirliliği ve İklim Değişikliğine Katkı	Atık Oluşumu	Görüntü Kirliliği	Gürültü Kirliliği	Habitat ve Canlı Yaşamına Etki
Fosil yakıtlar	+	+	+	-	+	+
Güneş	-	-	-	+	-	-
Rüzgar	-	-	-	+	+	+
Jeotermal	-	+	-	-	+	+
Hidrojen	-	+	-	+	-	+
Dalga	-	+	-	+	+	+
Biyokütle	+	-	+	+	-	+

Kaynak: Varınca ve Gönüllü, 2010, Yenilenebilir Enerji Kaynaklarinin Kullaniminin Çevresel Olumlu Etkileri, http://tr.static.zdn.net/files/dd4/778d23f6 b7b384e12b5baeec4666 df4d.pdf:10, s. 10.

Enerji insanoğlunun her alanda ihtiyaç duyduğu önemli bir girdidir. Enerjiye olan talepdeki en önemli konu, ihtiyaç duyulan enerjinin nereden temin edileceği veya temin edilen enerjinin dengeli olarak ne şekide tüketileceğidir. Eğer bugün enerji tüketimi hakkında bilinçli olunmuş olsa, gelecekteki enerji tüketimi bugünkü tüketimden daha az olurdu. Enerji tüketiminde bilinçsiz davranılması sonucu enerji kaynakları enerji talebini karşılamakta yetersiz olacaktır. Bu durumun sonunda enerji talebinin nasıl sağlanacağı sorusu ortaya çıkmaktadır.

Birincil enerji olarak kullanılan fosil kaynakların bugünkü kullanım miktarları dikkate alındığında rezerv/kullanım oranı olarak kömür için 200 yıl, petrol

için 40 yıl ve doğal gaz için 60 yıllık kullanım rezervlerinin olduğu tahmin edilmektedir.

Enerji tahminleri tarihi trend gösterimine bağlıdır. Tablo 9'da, 1970-2010 yılları arasında 10 yıllık veriler ile birincil enerji üretiminin toplam enerji üretimindeki payları gösterilmektedir. Fosil yakıtlar kömür, petrol ve gaz toplamını ifade etmektedir. Satırda yer alan yenilenebilir enerji hidrojen enerjisi, jeotermal enerji, rüzgâr enerjisi, güneş enerjisi ve biyoenerjinin toplamından oluşmaktadır.

Tablo 9: Dünya Birincil Enerji Kaynakları Üretimi (1970-2010)

Birincil Enerji	**Birincil Enerji Üretimi (%)**				
	1970	**1980**	**1990**	**2000**	**2010**
Toplam	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
Fosil yakıtlar	93.2	90.1	86.7	85.4	84.1
Nükleer Enerji	0.4	2.6	5.8	6.5	5.3
Yenilenebilir Enerji	6.4	7.2	7.5	8.1	10.6
Toplam üretilen enerji (Quads)	215.4	287.6	349.9	395.7	522.1

Kaynak: Fanchi, 2013, Energy In the 21st Century (3rd Edition), Singapore. SGP: World Scientific Publishing Company, S.22.

20. yüzyılın ikinci yarısından itibaren hızlı sanayileşme beraberinde çevre kirliliğini getirmiştir. Bu durum diğerlerine göre temiz yakıt olan doğal gaz talebinin hızla artmasına sebep olmuştur. Dünya enerji talebinde son 20 yılda yaşanan ortalama %2,4'lük artış 2030 yılına kadar %1,6'ya düşmesi, gaz ve fosil olmayan yakıtların enerji tüketimindeki paylarının fosil yakıtlara oranla daha fazla artması, petrolün ise yıllık %0.07 ile en düşük artış oranına sahip yakıt olması beklenmektedir (TPAO, 2011:2).

1.3.1 YENİLENEMEZ ENERJİ KAYNAKLARI

Doğada bütün enerjiler yenilenebilir. Ancak bazı enerji kaynakları meydana gelişlerinin bir sebebi olarak yenilenmeleri oldukça uzun süreleri almaktadır.Bu tür enerji kaynaklarına yenilenemez enerji kaynakları denilmektedir.Dünyada katı, sıvı ve gaz halinde bulunan fosil yakıtlarının ihtiva ettiği enerjilerin yakılmasıyla elde

edilen yenilenemeyen enerji kaynakları, kömür, petrol, doğal gaz ve nükleer enerjidir.

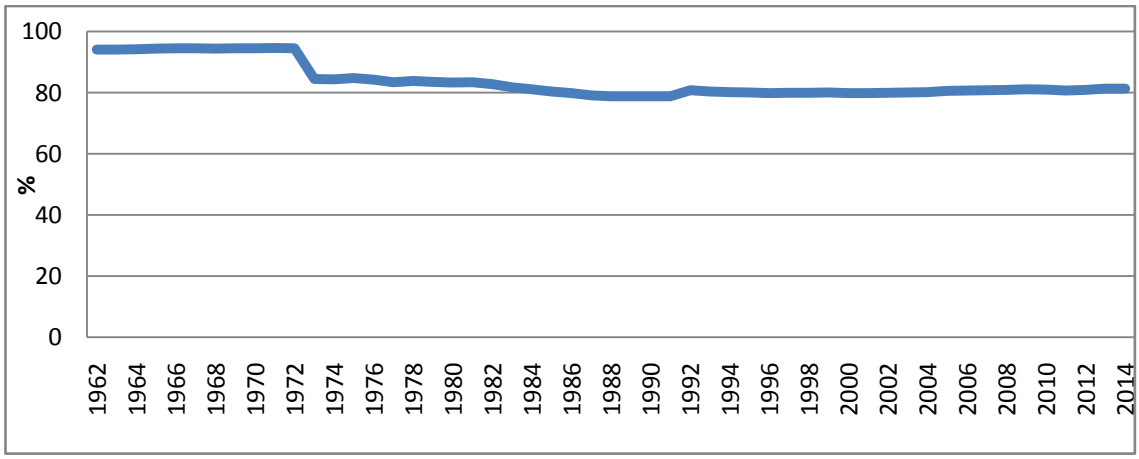
Günümüzde yenilenebilir enerjide gelişmeler her ne kadar ilerlemiş olsa da yenilenemeyen kaynaklara yönelik talep artarak devam etmektedir.

1.3.1.1 FOSİL ENERJİ KAYNAKLARI

Kimyasal ve fiziksel yapısında bir değişim olduğunda, enerji (ısı) açığa çıkaran bütün cisimler umumi olarak yakıt tanımı içindedir. Yakıtların önemli özelliklerinden biri, enerji üretebilmek amacıyla saklanabilmeleri ve gerektiğinde iş üretebilmek amacıyla gerekli olan enerjinin üretimi için kullanılabilmeleridir (Öztürk, 2013:3). Bütün fosil yakıtların enerjisi güneşten gelir.Bu bakımdan fosil yakıtların her biri esas olarak güneş enerjisi türevleridir.Yakıtlar katı yakıtlar, sıvı yakıtlar ve gaz yakıtlar olarak üç gruba ayrılırlar.

Fosil enerji kaynakları olarak öncelikle katı yakıt olan kömür daha sonra sıvı yakıt olan petrol ve doğal gaz yaygın olarak kullanılan yenilenemeyen enerji kaynaklarıdır. Petrol, doğal gaz ve kömür gibi fosil yakıtların 300-370 milyon yıl önce meydana geldiği tahmin edilmektedir (Gerçek ve Bodur, 2013:3).

Şekil 2: Dünyada Fosil Yakıtların Toplam Enerji Tüketiminde Payı (1962-2014)



Kaynak: Worldbank, (Çevirimiçi) http://data.worldbank.org/indicator, (14.06.2015)

Şekil 2'de görüldüğü gibi fosil kaynaklar 1970 öncesi enerji tüketiminin yaklaşık %90-95'ini karşılamaktayken günümüzde toplam enerji tüketiminin

yaklaşık %80'ini karşılamaktadır.Isınma, ulaşım, elektrik üretimi ve diğer kullanımlar olarak dünya enerji talebinin büyük çoğunluğunu fosil yakıtlar karşılamaktadır. Milyonlarca yıl boyunca, bitkilerin ve hayvanların çürümesi ile fosil yakıtlar oluşmuştur.Fosil yakıtlar, delerek veya kazarak yeryüzüne çıkarılabilir.

Tablo 10'da 1960 ve 2012 yılları arasında fosil yakıların toplam enerji tüketimindeki payları, seçilen bazı ülkeler ve birlikler şeklinde gösterilmiştir. Tablodan da görüldüğü gibi, toplam enerji tüketimin %80 ve üstü fosil yakıtlardan karşılanmaktadır. Seçilen ülkeler arasında en dikkat çekici olan değişim Fransa'ya aittir. 1960'lı yıllarda toplam enerji tüketiminin %95'ini fosil yakıtlardan sağlayan Fransa, kademeli olarak fosil tüketiminde azalış göstermiştir. Son olarak 2012 yılında toplam enerji tüketiminin %48,7'lik kısmını fosil yakıtlardan sağlamaktadır. Benzer sonuçlar Avrupa Birliği'nde görülmektedir. 1960 yılında Avrupa Birliğine üye ülkeler ortalamasında, enerji tüketiminin %95'i fosil yakıtlardan karşılanırken 2012 yılına gelindiğinde oranın %73,4 olduğu görülmektedir. Türkiye'deki değişime bakıldığında 1960'larda fosil yakıtların toplam enerji tüketimindeki payı %44,2 iken bu oran artarak devam etmiştir ve 2012 yılında oran %89,4 olmuştur.

Tablo 10: Fosil Yakıtların Toplam Enerji Tüketimindeki Payı (1960-2012)

Ülkeler	1960	1970	1980	1990	1995	2000	2005	2006	2010	2011	2012
Avusturya	85,4	89,0	85,9	79,1	77,9	76,5	77,0	74,7	70,1	69,0	66,7
Çin	-	-	69,1	75,7	78,4	80,3	85,6	86,5	87,8	88,4	88,2
Almanya	99,0	97,9	94,1	86,8	85,8	83,6	81,9	81,3	79,4	80,3	80,4
Avrupa Birliği	95,3	94,6	92,2	82,1	80,1	78,8	78,0	77,7	75,1	74,2	73,4
Fransa	95,5	89,7	83,9	58,2	53,6	52,8	52,3	51,8	49,8	48,4	48,7
İngiltere	99,5	96,5	95,0	90,7	87,7	88,4	88,1	88,5	88,3	85,6	85,2
İtalya	85,6	93,3	93,7	93,4	93,0	91,7	91,1	90,6	86,5	85,1	83,9
OECD-Dışı	-	-	94,9	92,7	92,2	91,8	91,7	91,7	92,3	92,6	92,3
OECD	94,4	94,7	90,8	83,6	82,4	82,3	81,9	81,6	80,2	80,5	80,6
Polonya	98,2	98,5	98,9	97,8	95,5	95,8	95,7	95,5	92,3	92,0	90,8
Rusya	-	-	-	93,4	92,3	91,1	90,7	90,6	90,7	91,1	91,1
Türkiye	44,2	65,7	71,9	81,8	82,6	86,3	88,1	89,0	89,0	89,9	89,4
ABD	95,5	95,9	91,4	86,4	85,5	85,9	86,0	85,6	84,1	83,7	83,7
Dünya	94,1	94,5	82,7	80,8	79,9	80,0	0,8	80,9	80,9	81,3	81,3

Kaynak: Worldbank, (Çevirimiçi) http://data.worldbank.org/indicator,(14.06.2015)

OECD ve OECD dışındaki ülkelerdeki değişimede bakıldığından şu sonuca erişilmektedir: Gelişmiş ekonomilerde fosil yakıt tüketimi azalmaktadır, gelişmekte olan ülkelerde ise fosil yakıtların tüketimi artmıştır.

Günlük faaliyetlerin sürdürülmesinde fosil yakıtların kullanılmasının bir takım sebeplerini şu şekilde açıklayabiliriz: Fosil yakıtların kullanıldığı güç tesislerinin tasarımı basittir. Fosil yakıtların transfer edilmesi taşınması kolaydır.Fosil yakıtların çıkarılmaları ve işlenmeleri daha kolaydır.Fosil yakıt kullanılan güç tesisleri, hemen her bölgede kolay bir şekilde tasarımlanabilir. Bu sebeple, güç istasyonlarında olabildiğince fazla miktarda yakıt stoklamak olanaklıdır. Reverzlerinin fazla ve erişilebilirliklerinin kolay olması sebebiyle, maliyetleri karşılaştırılabilir düzeyde daha düşüktür. Birim kütle veya hacim başına verdikleri enerji çok yüksektir. Özellikle petrol ve doğal gaz enerjileri çok çabuk olarak ısı enerjisine dönüşür. Yandıktan sonra kül bırakmaz. Elektrik üretiminde uygun fiyat nedeniyle kömürün kullanılmaktadır. Petrol istasyonlarının yaygın olmasından dolayı petrol ve doğalgazın kullanılması gibi sebepler fosil yakıtlara bağlılığı arttıran sebeplerdir.

Fosil yakıtların enerji kaynağı olarak kullanılmasınının yukarıda sayılan üstünlüklerine karşılık enerji kaynağı olarak fosil enerji kaynaklarının kullanımının birtakım olumsuz yönleride vardır. Bu olumsuzlukları şu şekilde sıralayabiliriz: Özellikle doğal gaz ve petrol gibi yakıtların taşınmasında sızıntılar çevreye zarar vermektedir. Gelecekteki rezerv belirsizlikleri nedeniyle, fosil yakıt fiyatları giderek artmaktadır. Oluşumları uzun sürede gerçekleştiğinden yenilenemeyen özelliktedir. Fosil yakıtların çevreye verdiği olumsuz etkileri bir hayli fazladır. Örneğin, global ısınmaya yol açması ve iklim değişikliğine neden olması, asit yağmurlarına neden olması, fosil kaynaklı yakıtların kullanımı sonucu çıkan gazlar bitki örtüsüne olumsuz şekillerde etkilemektedir (Karadağ, 2009:20-23).

Tablo 11'de 2013 ve 2014 yılları için üretilen fosil eneji türlerinin miktarları bölgelere göre gösterilmiştir. Dünya toplamında petrol, doğal gaz ve kömür üretim miktarı 2014 yılında 2013 yılına göre artış göstermiştir. Orta Doğu petrol üretiminin

en fazla olduğu bölgedir. Avrupa ve Avrasya doğal gaz üretiminin en fazla olduğu bölgedir. Asya Pasifik de kömür üretiminin en fazla olduğu bölgedir.

Tablo 11: Üretilen Fosil Enerjinin Dağılımı (2013-2014)

Enerji Türleri (Yıllar) / **Bölgeler**	Petrol (Milyon Ton)		Doğal Gaz (MilyarMetre Küp)		Kömür (Milyon Ton Petrol Eşdeğerinde)	
	2013	**2014**	**2013**	**2014**	**2013**	**2014**
Kuzey Amerika	748.7	866.8	903.3	948.4	545	551.4
Güney & Ort. Amerika	376.4	391	173.3	175	62.4	65
Avrupa & Avrasya	832.6	934.3	1034.7	1002.4	461	441.6
Orta Doğu	1325.2	1339.5	580.5	601	0.7	0.7
Afrika	412.8	392.2	204.7	202.6	150.4	152.2
Asya Pasifik	394.9	396.7	512.3	531.2	2741.9	2722.5
Dünya Toplamı	**4126.6**	**4220.6**	**3408.8**	**3460.6**	**3961.4**	**3933.5**

Kaynak: BP_b, 2015, BP Statistical Review of Worl Energy June 2015, http://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/energy-economics/statistical-review-2015 /bp-statistical-review-of-world-energy-2015-full-report.pdf.

Fosil yakıtların üretim ve tüketim miktarı, sürekli artış gösteren dünya enerji talebinin bir sonucu olarak artmaktadır. Dünyadaki fosil yakıtların rezervlerinin sınırlı olması, gelecekte fosil yakıtlara olan talebi düşündürücü olan bir husustur. Bu noktada enerji portföyü içinde yenilenebilir enerji kaynaklarına entegrasyon bütün dünya için bir zorunluluk haline gelmiştir.

1.3.1.1.1 KÖMÜR

Kömür tortugillerden oluşagelmiş, katmanlı tortul çökellerin arasında bulunan katı, koyu renkli ve karbon bakımından zengin kayaçtır. Kömür çok miktarda organik kökenli maddelerin ısı ve basınç etkisi ile kısmen ayrışması ve kimyasal dönüşüme uğraması sonucu meydana gelmektedir (Boyle vd., 2003:157).

Günümüzde kömür enerji üretimi yanısıra sentetik boyaların, çözücülerin, ilaçların hazırlanmasında ara madde olarak kullanılmaktadır.Bununla birlikte

kömürden elde edilen gazlardan yakıt olarak yararlanılmaktadır. 20. yüzyılda enerji kaynaklarının önemlisini kömür oluşturmaktadır (Oluklulu, 2003:12). Çin, Hindistan ve ABD dünyada en büyük ve en eski kömür işletmelerine sahip ülkelerdir (Stracher and Taylor, 2004:13).

Günümüzde kömür madeni, temiz kömür teknolojilerinin kullanılması sayesinde ilgi görmeye başlamıştır. Uluslararası Enerji Ajansı (IEA) verilerine göre kömürün dünya elektrik üretimindeki payı 1990 yılında %37,4 olarak gerçekleşmiştir. 2012 yılında kömürün toplam elektrik üretimindeki payı %40,3 olup toplam kaynaklar içinde birinci sıradayer almaktadır. 2035 yılına gelindiğinde benzer durumun olması öngörülmektedir (DEKTMK, 2015:13).

Tablo 12: Özelliklerine Göre Kömürün Sınıflandırılması

Kömür	Kalite Derecesi	İçerdiği Karbon (%)	İçerdiği Nem (%)	Isı Derecesi
Linyit	Düşük	25-35	Yüksek	Düşük
Alt-Bitümlü		35-45		
Bitümlü		45-86		
Antrasit	Yüksek	86-97	Düşük	Yüksek

Kaynak: Fanchi, 2013, Energy In the 21st Century (3rd Edition), Singapore. SGP: World Scientific Publishing Company, S.37.

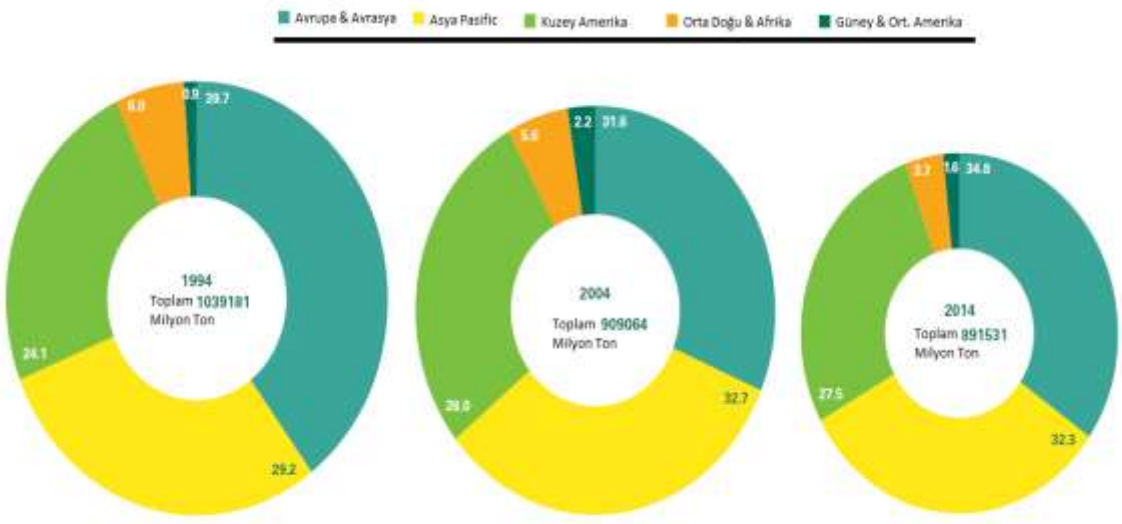
İşlemler sonucunda likör, katran ve çeşitli gazlar elde edilebilmektedir. Doğal katı yakıtlar sınıfında olan linyit, alt-bitümlü, bitümlü ve antrasit adlı yakıtlar, genel olarak fosil kömürler olarak adlandırılır. Türkiye'de taşkömürü (Bitümlü) ve linyit kömür en çok kullanılan kömürlerdir.

Dünya kömür, doğalgaz ve petrol rezervlerinin ne kadar ömrünün kaldığına ilişkin yapılan araştırmalara göre, kanıtlanmış rezervler itibari ile dünyadaki kömür rezervleri doğalgaz rezervlerinden 2 katın üzerinde petrol rezervlerinden ise 3 kata yakın daha uzun bir ömre sahiptir. Bu durum kömürü fosil yakıtlar içerisinde önemli yere taşımaktadır (DEKTMK, 2015:14).

2013 yılı verilerine göre dünya kesinleşmiş kömür rezervleri, yakıtlar arasında en yüksek rezerv üretim oranına sahip olup dünyadaki toplam üretimi 142 yıl boyunca karşılamaya yetecek miktardadır. Uluslararası Enerji Ajansı, Dünya Kömür Enstitüsü ve ABD Enerji Bakanlığı gibi uluslararası enerji ve istatistik kurumlarında yazılan senaryolara göre kömürün 2035 yılına kadar elektrik üretiminde alacağı payın var olan seviyesini koruması veya mevcut seviyesinin altına düşmesi beklenmektedir.

Şekil 3'e bakıldığında 1994 yılında dünyada kesinleşmiş kömür rezervleri 1039181 milyon ton olup kıtalara göre dağılımı incelendiğinde, %39.7 oranında Avrupa ve Avrasya, %29.2 Asya Pasifik, %24.1 Kuzey Amerika, %6 Orta Doğu ve Afrika ve yaklaşık %1 Güney ve Orta Amerikada dır. 2004 yılında dünyada kesinleşmiş kömür rezervleri 909064 milyon ton olup kıtalara göre dağılımına bakıldığında ise %31.6 oranında Avrupa ve Avrasya, %32.7 Asya Pasifik, %28 Kuzey Amerika, %5.6 Orta Doğu ve Afrika ve yaklaşık %2 Güney ve Orta Amerikada dır.

Şekil 3: Bölgelere Göre İspatlanmış Kömür Rezervleri (1994-2004-2014)



Kaynak: BP_b, 2015, BP Statistical Review of Worl Energy June 2015, http://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/energy-economics/statistical-review-2015 /bp-statistical-review-of-world-energy-2015-full-report.pdf, S. 31.

2014 yılına gelindiğinde ise ispatlanmış olan kömür rezervleri 891531 milyon ton olup kıtalara göre dağılım büyük oranda 2004 yılına benzemektedir. 2014 yılında ispatlanmış kömür rezervlerinin dağılımına bakıldığında %34.8 oranında Avrupa ve Avrasya %34.8, %32.3 Asya Pasifik, %27.5 Kuzey Amerika, %3.7 Orta Doğu ve Afrika, %1.6 Güney ve Orta Amerikada dır.

Tablo 13'te göre 2014 yılı sonu itibariyle kesinleşmiş kömür rezervlerine bakıldığında, 237.295 milyon tonla %27 oranında en büyük rezerv'e sahip olan ülke ABD'dir. Bununla birlikte, 157.010 milyon tonla %17,6 dünya toplamındaki payıyla Rusya, 114.500 milyonton rezervle %12.8 payıyla Çin, 76.400 milyonton rezervle %8.6 payıyla Avustralya, 60.600 milyon ton rezervle %6.8 payıyla Hindistan, 40.548 milyonton rezervle %4.5 dünya toplamındaki payıyla Almanya diğer önde gelen ülkelerdir.

Tablo 13: 2014 Sonu İtibariyle Bölgelere ve Ülkelere Göre Kesinleşmiş Kömür Rezervleri

	Bölgeler ve Ülkeler	Antrasit ve Bitüm (Taşkömürü) (Milyonton)	Alt bitüm ve Linyit (Milyon ton)	Toplam (Milyon ton)	Dünya Toplamındaki Payı(%)
BÖLGELER	Avrupa Avrasya	92.557	217.981	310.538	% 34,8
	Asya Pasifik	157.803	130.525	288.328	% 32,3
	Kuzey Amerika	112.835	132.253	245.086	% 27,6
	Ortadoğu ve Afrika	32.722	214	32.936	% 3,7
	Güney ve Orta Amerika	7.282	7.359	14.641	%1,6
	Dünya Toplam	403.199	488.332	891.531	% 100
ÜLKELER	Almanya	48	40.500	40.548	%4,5
	Rusya	49.088	107.922	157.010	%17.,6
	Türkiye	322	8380	8702	% 1
	ABD	108.501	128.794	237.295	%27
	Avustralya	37.100	39.300	76.400	%8.6
	Çin	62.200	52.300	114.500	%12,8
	Hindistan	56.100	4.500	60.600	%6,8

Kaynak: BP_b, 2015, BP Statistical Review of Worl Energy June 2015, http://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/energy-economics/statistical-review-2015 /bp-statistical-review-of-world-energy-2015-full-report.pdf, S. 32.

Türkiye'ye bakıldığında ise, 322 milyonton taşkömürü ve 8.702 milyon ton alt bitüm ve linyitle beraber toplamda 8.702 milyon ton kesinleşmiş kömür rezervine sahiptir. 2014 yılı sonu kesinleşmiş kömür rezervlerinin payına bakıldığında dünya toplamının %1 Türkiye'ye aittir. Bu oran ülkemiz için oldukça düşüktür.

Dünyada ülkeler ve bölgelere göre kömür rezervlerinden sonra Tablo 14'te 1980-2014 yılları arası kömür üretimi gösterilmiştir. Dünya kömür üretimi 1980'den 2014'e kadar yaklaşık iki kat artmıştır. 1980'li yıllarda kömür üretiminin çoğunluğu OECD ülkelerinde iken 1990'dan sonra üretimin çoğunluğu OECD dışındaki üyelerce yapılmaktadır. 1980'den 2014'e kadar OECD ülkelerinde kömür üretimi çok değişmezken OECD dışındaki ülkelerde yaklaşık üç kat kömür üretiminde artış olmuştur. Kömür üretiminde en büyük pay Çin'e aittir. 2014 yılı dünya toplam kömür üretiminin %47'si sadece Çin tarafından gerçekleştirilmiştir. Sırasıyla ABD, Hindistan, Polonya, Almanya, Kanada dünya kömür üretiminde önde olan ülkelerdir. Türkiye kömür üretimine bakıldığında dünya kömür üretimine göre payı oldukça azdır. 2014 yılı Türkiye kömür üretimi 16.500 (ktoe) olarak gerçekleşmiştir.

Tablo 14: 1980-2014 Yılları Arası Ülkelere Göre Kömür Üretimi (ktoe)

Ülkeler	**1980**	**1990**	**2000**	**2005**	**2010**	**2014**
Kanada	20.246,8	37.927,1	34.407,0	32.077,6	33.796,6	34.692,9
Fransa	13.375,7	8.240,1	2.482,5	383,2	162,1	186,3
Almanya	143.143,7	121.774,2	60.628,6	56.484,0	45.905,8	44.125,5
Polonya	120.345,4	98.969,2	71.298,8	68.857,0	55.381,1	54.710,0
İspanya	9.824,5	11.745,2	7.965,7	6.264,8	3.296,4	1.622,5
Türkiye	6.153,1	12.370,0	12.485,3	10.806,5	17.524,1	16.499,9
İngiltere	73.956,1	53.614,8	18.658,0	11.898,9	10.750,8	6.731,4
ABD	447.918,5	542.319,6	536.855,3	565.281,7	531.847,5	481.759,3
Çin	-	-	-	1.240.900	1.664.900	1.844.600
Hindistan	-	-	-	162.100	217.500	243.500
Toplam OECD	969.019,0	1.072.833,4	966.345,8	1.006.641,2	985.550,3	973.894,9
Toplam OECD-Dışı	831.125,6	1.152.384,8	1.312.495,7	1.982.646,4	2.560.142,0	2.960.467,2
Dünya	1.800.144,6	2.225.218,2	2.278.841,4	2.989.287,7	3.545.692,3	3.927.161,0

Kaynak: IEA©OECD/IEA2015, (Çevirimiçi) http://www.iea.org/t&c/termsandconditions/, (19.05.2015)

Tablo 15'de 2005-2014 yılları arası ülkelere göre kömür tüketimi gösterilmektedir. 2005'den 2014'e kadar dünya toplamında kömür tüketimi artmıştır. 2005'den 2014'e kadar OECD ülkelerinde kömür tüketimi azalırken OECD dışındaki ülkelerde kömür tüketimi ülkelerde her yıl artarak devam etmiştir. Dünya kömür tüketiminde sırasıyla Çin, ABD, Hindistan, Almanya gelmektedir. 2014 yılı dünya toplam kömür tüketiminin yaklaşık %50'si Çin tarafından yapılmıştır. Türkiye kömür tüketimine bakıldığında 2005 yılında 22.5 Mteo olan tüketim miktarı 2014 yılında 35.9 mteo olarak gerçekleşmiştir.

Tablo 15: 2005-2014 Yılları Arası Ülkelere Göre Kömür Tüketimi (Mteo)

Ülkeler	**2005**	**2010**	**2011**	**2012**	**2013**	**2014**
Kanada	31	25.2	22.2	21.2	20.8	21.2
Fransa	13.4	11.5	9.8	11.1	11.8	9
Almanya	81.3	77.1	78.3	80.5	81.7	77.4
Polonya	55.7	56.4	56.1	54.3	55.8	52.9
İspanya	20.5	6.9	12.8	15.5	11.4	12
Türkiye	22.5	31.4	33.9	36.5	31.6	35.9
İngiltere	37.4	30.9	31.4	38.9	37.1	29.5
ABD	565.7	525	495.4	437.9	454.6	453.4
Çin	1318	1740.8	1896	1922	1961	1962
Hindistan	184	260	270	302	324	360
Toplam OECD	1187,7	1130	1109.5	1061.5	1069	1052
Toplam OECD-Dışı	1934.7	2481	2667	2737.3	2798	2829
Dünya	3122.4	3611	3777.4	3798.8	3867	3881

Kaynak: IEA©OECD/IEA2015, (Çevirimiçi) http://www.iea.org/t&c/termsandconditions/, (19.05.2015)

Tablo16'ya göre DOE senaryosuna göre kömürün 2010 yılı itibari ile %28,1 olan birincil enerji içindeki payı 2035 yılında %27,9'a düşecektir. IEA senaryosuna göre ise kömürün 2010 yılında %28,8 olan birincil enerji içindeki payı 2035 yılında %29,9'a yükselecektir. DOE'ya göre birincil enerji kaynakları kıyaslandığında, tüketilen kömür miktarı azalacağı öngörülürken IEA'ya göre artması öngörülmektedir. DOE senaryosuna göre, kömürün 2010 yılı itibari ile %39,8 olan elektrik üretimindeki payı, 2035 yılında %36,6'ya düşecektir. IEA senaryosuna göre,

kömürün 2010 yılı itibari ile %41,3 olan elektrik üretimindeki payı %41,7'ye yükselecektir. IEA ve DOE'nin yaptıkları 2035 senaryolarında kömürün birincil enerji payı ve elektrik üretimindeki payı, 2010'daki paylarına yakın değerlerdedir. Bu da kömürün enerji portföyündeki diğer enerji kaynaklarına kıyaslandığında çok değişmeyeceğini göstermektedir.

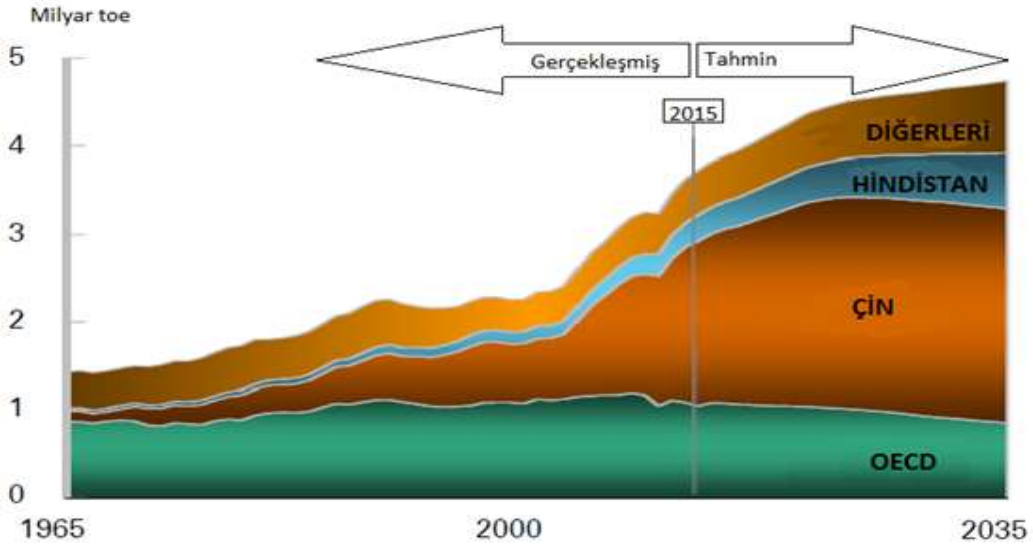
Tablo 16: Kömürün Geleceği Senaryosu

Kömür Payı	**2010**	**2035**
Birincil Enerji Payı (IEA)	28,8	29,6
Birincil Enerji Payı (DOE)	28,1	27,9
Elektrik Üretimindeki Payı (IEA)	41,3	41,7
Elektrik Üretimindeki Payı (DOE)	39,8	36,6

Kaynak: DEKTMK, 2015, Enerji Raporu 2014, Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi (World Energy Council), ISSN:1301-6318, Ankara, S.16.

Şekil 4'e bakıldığında 2035 yılı tahmini kömür tüketiminin bölgelere değişimi görülmektedir. OECD üyesi ülkelerin kömür tüketiminleri 2035'e kadar kademeli olarak azalmaktadır. Buna karşılık Çin, Hindistan ve diğer OECD dışı ülkelerin kömür tüketimleri 2035'e kadar artarak devam edeceği tahmin edilmektedir.

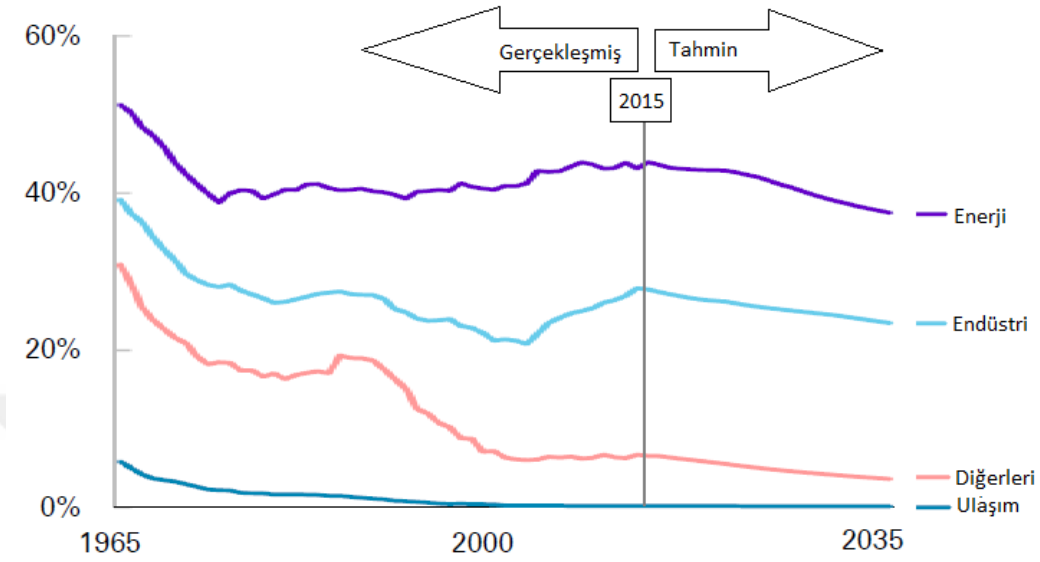
Şekil 4: Bölgelere Göre Gerçekleşmiş ve Tahmini Kömür Tüketimi (1965-2015-2035)



Kaynak: BP_a, 2015, Energy Outlook 2035, http://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/energy-economics/energy-outlook-2015/bp-energy-outlook-2035-booklet.pdf, S. 68.

Şekil 5'e bakıldığında, kömürün sektörlere göre kullanımının dağılımı gösterilmektedir. Kömürün en fazla enerji üretiminde kullanıldığı, daha sonra endüstri alanında olduğu görülmektedir. Kömürün ulaşım alanındaki kullanımı yok denecek kadar azdır. 2035 yılına gelindiğinde kömürün enerji üretimindeki payı %37 ve endüstri alanındaki payı da %23 olacağı tahmin edilmektedir.

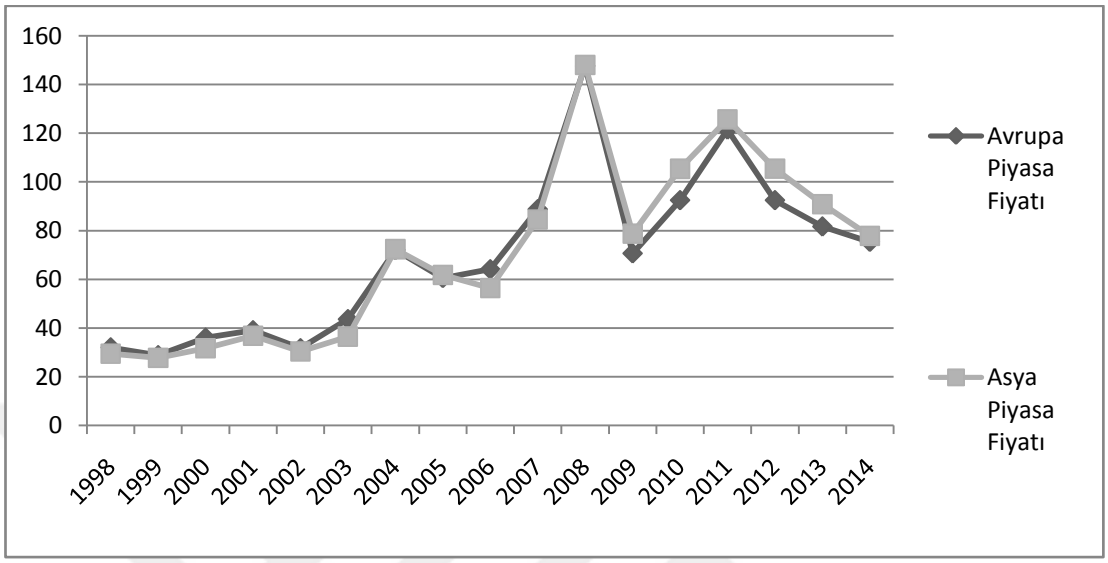
Şekil 5: Gerçekleşmiş ve Tahmini Kömür Kullanımının Sektörlere Göre Dağılım Oranları (1965-2015-2035)



Kaynak: BP_a, 2015, Energy Outlook 2035, http://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/energy-economics/energy-outlook-2015/bp-energy-outlook-2035-booklet.pdf, S. 70.

Şekil 6'da 1998-2014 yılları arasında kömürün Avrupa ve Asya piyasaları için ton başına dolar fiyatındaki değişimin grafiği gösterilmiştir. Her iki piyasada kömür fiyatı yıllar itibariyle birbirine yakındır. Ton başına kömür fiyatındaki değişim her iki piyasada aynı yöndedir. Genel olarak bakıldığında 2008 yılına kadar kömürün Avrupa piyasa fiyatı Asya piyasa fiyatından yüksektir. 2008'den sonra Asya piyasa fiyatı Avrupa piyasa fiyatından yüksektir. Ton başına kömür fiyatı 1998'den 2008 yılına kadar artarak devam etmiştir. 2009 yılında ton başına kömür fiyatı neredeyse yarı yarıya kadar düşmüştür. 2008 yılında yaşanan küresel ekonomik kriz neticesinde üretimin yavaşlaması ve buna bağlı olarak kömüre olan talebin azalması devamında kömür fiyatını azaltmıştır. 2010 yılı ve 2011 yılı kömür fiyatlarında tekrar artış olsa da 2011 yılından sonra kömür fiyatları azalmıştır.

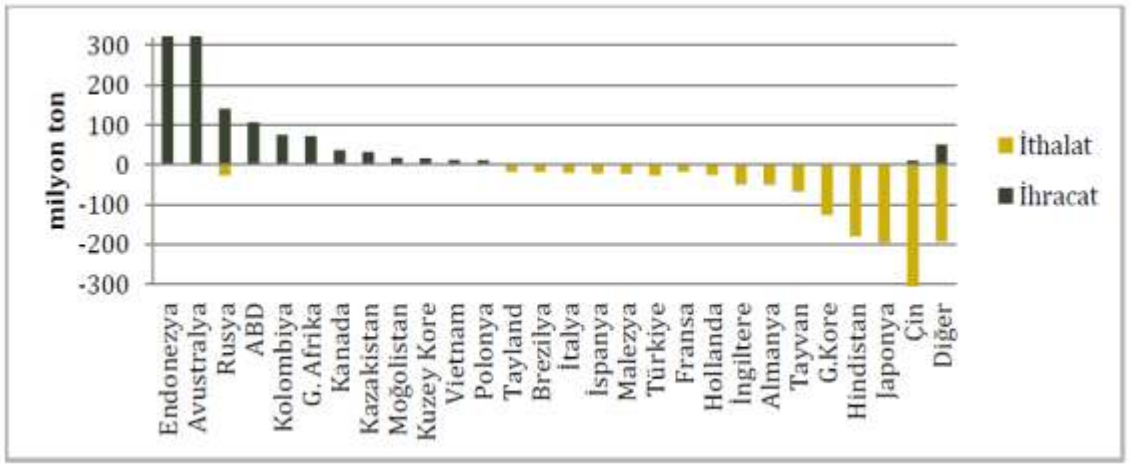
Şekil 6: Avrupa ve Asya Piyasalarında Kömürün Ton Başına Dolar Fiyatı (1998-2014)



Kaynak: BP_b, 2015, BP Statistical Review of Worl Energy June 2015, http://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/energy-economics/statistical-review-2015 /bp-statistical-review-of-world-energy-2015-full-report.pdf, S. 30.

Dünya kömür ticaretinin neredeyse tamamı taşkömürüne aittir. Linyit kömürünün ticareti ekonomik görülmemektedir. Taşkömürü elektrik üretimi ve demir çelik endüstrisinden kullanılmaktadır. Şekil 7'de ülkelere göre kömür ithalat ve ihracat değerleri gösterilmektedir. Kömür ihracatında Avustralya, Endonezya, ABD, Rusya önde gelen ülkelerdendir. Kömür ithalatında dünyanın en büyük kömür ithalatçısı olan ülke Çin dir. Yine sırasıyla Japonya, Hindistan, Güney Kore, Tayvan ve Almanya kömür ithalatında önde gelen ülkelerdendir. Türkiye'de kömür ithalatı yapan ülkelerdendir.

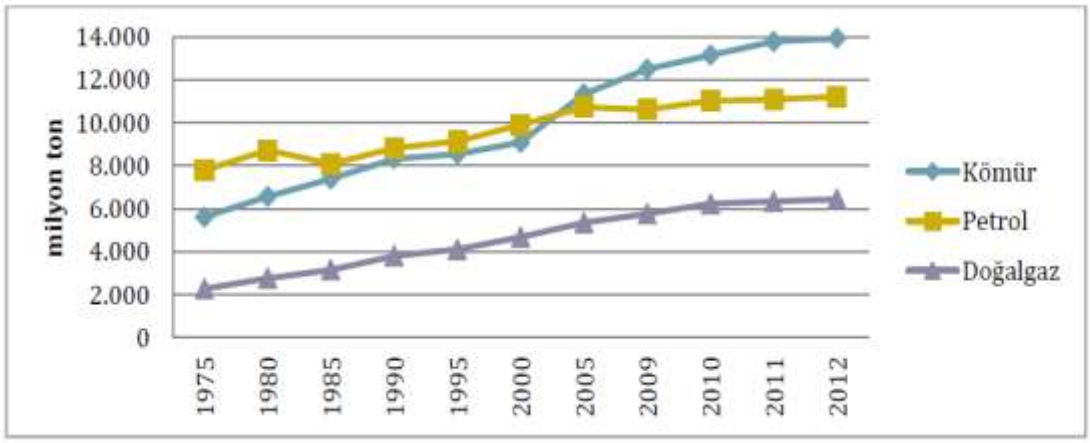
Şekil 7: 2014 Yılı Dünya Kömür İthalatı ve İhracatı (Milyon Ton)



Kaynak: TKİ, 2015, 2014 Yılı Kömür Sektör Raporu, http://www.enerji.gov.tr/File /?path=ROOT%2F1%2FDocuments%2FSekt%C3%B6r+Raporu%2FTK%C4%B0+Linyit+Sekt%C3%B6r+Raporu+2014.pdf, S.11

Kömür kullanımının çevreye verdiği kirliliğin başında CO_2 emisyonları gelmektedir. CO_2 emisyonları son 40 yılda %125 artmıştır. 2012 yılında 31.7 milyar ton düzeyine ulaşmıştır. 2012 yılında kömürden kaynaklanan CO_2 emisyonundaki artış %168'dir. 2012 yılındaki CO_2 emisyonun %44'ü kömürden kaynaklanmaktadır (IEA, 2014:4-9).

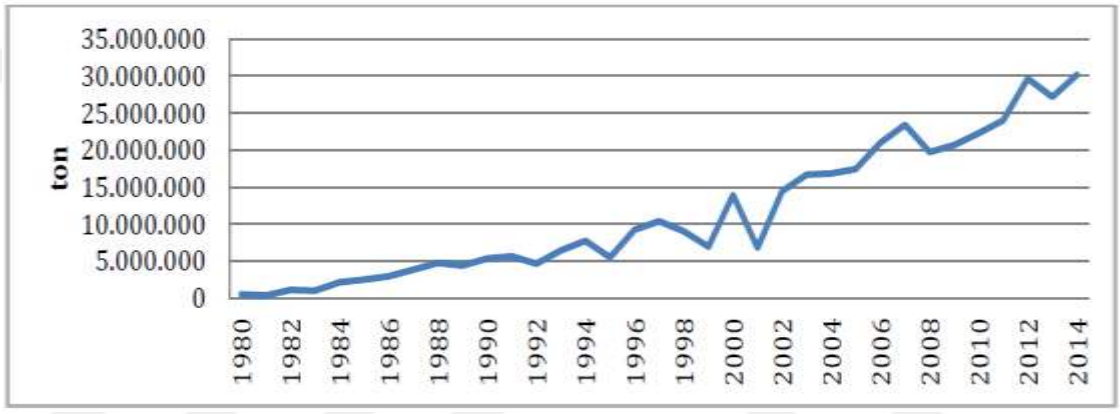
Şekil 8: 1975-2012 Yılları Arası Fosil Yakıtlarda CO_2 Emisyonu



Kaynak: TKİ, 2015, 2014 Yılı Kömür Sektör Raporu, http://www.enerji.gov.tr/File /?path=ROOT%2F1%2FDocuments%2FSekt%C3%B6r+Raporu%2FTK%C4%B0+Linyit+Sekt%C3%B6r+Raporu+2014.pdf, S.16

Şekil 9'da 1980-2014 yıllara Türkiyenin kömür ithlatındaki değişim gösterilmiştir. 2004-2014 yılları arasında ülkemizde kömür ithalatı %79 oranında artmıştır. 2014 yılı kömür ithalatımız 2013 yılına göre yaklaşık olarak %11'lik artışla 30,2 milyon ton düzeyine ulaşmıştır. Ülkemizin kömür tüketimindeki bu artışın nedeni, kömürün elektrik üretiminde kullanılmasıdır.

Şekil 9: 1980-2014 Yılları Arasında Türkiyenin Kömür İthalatı (Milyon ton)



Kaynak: TKİ, 2015, 2014 Yılı Kömür Sektör Raporu, http://www.enerji.gov.tr/File /?path=ROOT%2F1%2FDocuments%2FSekt%C3%B6r+Raporu%2FTK%C4%B0+ Linyit+Sekt%C3%B6r+Raporu+2014.pdf, S.25.

Türkiye'de kömür sektörünün güçlü ve zayıf yönlerine ile sektörde oluşabilecek fırsatlar ve tehditleri şu şekilde sıralayabiliriz. Türkiye kömür sektöründe önemli linyit kaynaklarının var olması ve arama potansiyeli ile rezervin artma potansiyeline sahip olması, kömür sektörünün yüksek istihdam yaratma potansiyelinin yüksekliği önde gelen güçlü yönlerdendir. Sektörün zayıf yönlerine bakıldığında, linyit rezervlerinin düşük kalitede olması, yeni teknoloji üretimlerine geçişte yaşanan yavaşlık, mevcut tesislerin bakımlarının zamanında yapılmaması, iş güvenliğine ilişkin mevzuattaki yetersizlikler öne çıkmaktadır. Kömür sektöründe temiz kömür teknoloji kullanımı sonucu kaliteli ve yerli üretim artması, bununda enerji arz güvenliğine sağlayabileceği avantajlar, Türkiye'de kişi başına emisyon miktarının, gelişmiş ülkelere göre çok az olması sahip olunabilecek fırsatlar olarak gösterilebilir. Sektörün sahip olduğu tehditlere bakıldığında kamu işletmelerinde

işletme verimliliğine yönelik araştırma ve geliştirme çalışmalarının son derece sınırlı kalması, ülkemizin kömür endüstrisinin uluslararası piyasalara açılma konusunda strateji geliştirememesi sektöre ait göze çarpan tehditlerdir.

1.3.1.1.2 PETROL

Petrol, Hidrokarbonlardan oluşmuş, sudan yoğun kıvamda, koyu renkli, arıtılmamış, kendisine mahsus kokusu olan, yeraltından çıkarılan tabii yanıcı bir yağdır. Sudan hafiftir ve suda erimez. Hidrokarbonların karışımından meydana gelen petrol her zaman sabit bir kimyasal bileşimine sahip değildir. Doğal akaryakıt olan ham petrol, çıkarıldığı yöreye ve kaynaklara göre değişen bileşimler göstermektedir. Petrol sözcüğü, tabii olan ve yeraltından çıkarılan işlenmemiş ham petrol demektedir (Boyle vd., 2003:228). Rafine edilen ham petrol ekonomik değeri yüksek olan ürünlere dönüştürülür. Rafineriye giren ham petrole uygulanan ilk işlem, ham petrolün destilasyon kolonundan geçirilmesiyle değişik yoğunluktaki ham petrol kısımlarına ayrılır. Ağır olan hidrokarbonlar alt kısımlarda, hafif olan hidrokarbonlar ise üst kısımlarda yer alırlar. Ham petrolün birincil olarak kullanımı; lpg, benzin, nafta, jet yakıtı, motorin, kalorifer yakıtı, fuel oil, asfalt, madeni yağlar ve diğer petrol ürünleri. Ham petrolün bu kullanım yerlerinin dışında petrokimya endüstrilerinde ve kozmetik endüstrisindede kullanımı mevcuttur. Ham petrol ticari amaçla kullanıldığı ilk dönemlerinde tahta variller içinde tutulduğundan varil ile ölçülmeye başlanmıştır. 1 varil ham petrol, 42 ABD galonuna ve 159 litreye denk gelmektedir. Varil ve ton denkliğinde ise 1 ton ham petrol 7.33 varile denk gelmektedir(Yıldırım, 2003:4-9).

Enerji politikaları ile ilgili yapılan ekonomik modellemelerde, gelişmekte olan ülkelerin petrol ihtiyaçlarının artmasından dolayı petrole olan talep her geçen gün daha da artmaktadır.Fosil yakıt olan petrol talebi, gerek çevresel sebeplerden dolayı gerekse enerji kaynak çeşitliliğinin sağlanması açısından azaltılmak istenmektedir. Ancak yeni yatırımlar ile yeni rezervlerin keşfedilmesi ve alternatif enerji kaynaklarının yeterince ekonomik hale gelmemiş olması petrolün stratejik bir ürün olarak önemini korumasını sağlamaktadır. Bununla birlikte petrol ve türevleri

hareket halinde iken kullanım kolaylığı, depolama uygunluğu, yüksek ısıl değeri nedeniyle enerji kaynakları içerisinde önemli bir yere sahiptir.

Tablo 17: 2010-2014 Yılları Arasında Bölgelere Göre İspatlanmış Petrol Rezervleri (Milyar Varil)

	2010		**2011**		**2012**		**2013**		**2014**	
Kuzey Amerika	207,93	0,15	210,82	0,14	212,93	0,14	216,77	0,13	219,79	0,13
Orta & Güney Amerika	124,64	0,09	237,11	0,16	238,82	0,16	325,93	0,20	328,26	0,20
Avrupa	13,31	0,01	12,08	0,01	11,88	0,01	12,02	0,01	12,28	0,01
Avrasya	98,89	0,07	98,89	0,07	98,89	0,06	118,89	0,07	118,89	0,07
Orta Doğu	753,36	0,56	752,92	0,51	799,61	0,52	802,16	0,49	803,60	0,49
Afrika	119,11	0,09	123,61	0,08	124,21	0,08	127,74	0,08	126,73	0,08
Asya& Okyanusya	40,14	0,03	40,25	0,03	42,03	0,03	45,36	0,03	46,01	0,03
Dünya Toplamı	1.357,38		1.475,67		1.528,36		1.648,86		1.655,56	

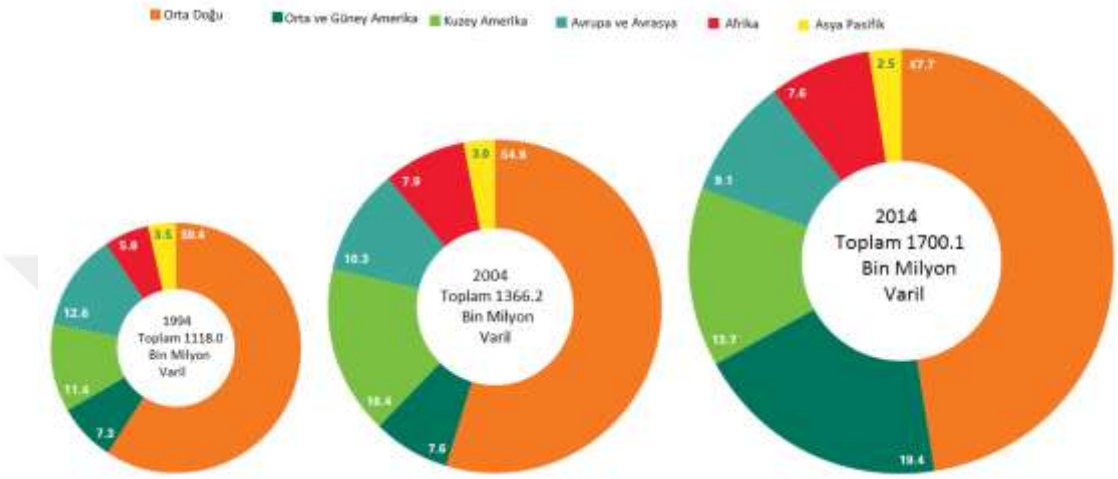
Kaynak: EIA, (Çevirimiçi) https://www.eia.gov/cfapps/IPDBProject/missing .cfm?target=/cfapps/ipdbproject/IEDIndex%203.cfm, (14,08,2015)

Tablo 17'de 2010 ile 2014 yılları arasında bölgelere göre ispatlanmış petrol rezervleri gösterilmiştir. Dünya petrol rezervlerinde yaklaşık %50 oranla en büyük paya sahip olan ülke Orta Doğu Bölgesi'dir. Diğer bölgelere bakıldığında, sırasıyla %20 ile Orta ve Güney Amerika Bölgesi, %14 ile Kuzey Amerika Bölgesi, %8 ile Afrika Bölgesi, %7 ile Avrasya Bölgesi, %3 ile Asya ve Okyanusya Bölgesi ve %1 ile de Avrupa Bölgesi'nde petrol rezervlerine sahiptir.

Şekil 10'da 1994, 2004 ve 2014 yılları için ispatlanmış petrol rezervleri gösterilmiştir. 1994 yılında toplam rezerv 1118.0 bin milyon varil olarak belirlenmiş olup bölgelere göre dağılımı şöyledir; %59.4'ü Orta Doğuda, %7.3'ü Orta ve Güney Amerikada, %11.4'ü Kuzey Amerikada, %12.6'sı Avrupa ve Avrasyada, %5.8'i Afrikada, %3.5'i de Asya Pasifik Bölgesindedir. 2004 yılında toplam rezerv 1366.2 bin milyon varil olarak belirlenmiş olup bölgelere göre dağılımı şöyledir; %54.9'u Orta Doğuda, %7.6'sı Orta ve Güney Amerikada, %16.4'ü Kuzey Amerikada, %10.3'ü Avrupa ve Avrasyada, %7.9'u Afrikada, %3'ü de Asya Pasifik bölgesindedir. 2014 yılında toplam rezerv 1700.1 bin milyon varil olarak belirlenmiş olup bölgelere göre dağılımı şöyledir: %47.7'si Orta Doğu'da, %19.4'ü Orta ve

Güney Amerika'da, %13.7'si Kuzey Amerika'da, %9.1'i Avrupa ve Avrasya'da, %7.6'sı Afrika'da ve %2.5'i de Asya Pasifik Bölgesi'ne aittir.

Şekil 10: 1994, 2004 ve 2014 Yılları İçin İspatlanan Petrol Rezervlerinin Bölgelere Göre Dağılımı



Kaynak: BP_b, 2015, BP Statistical Review of Worl Energy June 2015, http://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/energy-economics/statistical-review-2015 /bp-statistical-review-of-world-energy-2015-full-report.pdf, S. 7.

2014 yılı sonu itibariyle dünya genelinde ispatlanmış petrol rezervlerinin %85'i OECD dışındaki ülkelere aittir. %15'i de OECD ülkelerine aittir. Bir başka ayrıma göre dünya genelinde ispatlanmış petrol rezervlerinin %71 OPEC ülkelerine, %20'si OPEC dışındaki ülkelere, %9'u da Sovyet ülkelerine aittir. Dünya genelinde ispatlanmış rezerv dünya toplamının %17'si Venezuellada, %16'sı Suudi Arabistan'da, %10'u Kanadada, %9'u İran'da, %8'i Irak'ta, %6'sı Rusya'da, %6'sı Kuveyt'te, %6'sı da Birleşik Arab Emirlikleri'ndedir (BP_b, 2015:6).

Tablo 18: 2005 ve 2010-2014 Arasında Bölgeler ve Ülkeler İçin Petrol Üretim Miktarı (Günlük Bin Varil)

Bölgeler ve Ülkeler	2005	2010	2011	2012	2013	2014	
Kuzey Amerika	13704	13847	14316	15555	16921	18721	20,5%
Orta ve Güney Amerika	7339	7350	7379	7317	7335	7613	9,3%
Avrupa ve Avrasya	17524	17692	17385	17119	17155	17198	19,8%
Orta Doğu	25518	25777	28088	28502	28198	28555	31,7%
Afrika	9891	10095	8524	9275	8684	8263	9,3%
Asya Pasifik	7988	8428	8288	8382	8286	8324	9,4%
Dünya Toplamı	91963	83190	83980	86150	86579	88673	100,0%
OECD	19900	18553	18952	19505	20623	22489	24,6%
OECD Dışı	62063	64637	65388	66645	65956	66184	75,4%
OPEC	35170	35073	35939	37472	36628	36593	41,0%
OPEC Dışı	34994	34625	34501	35087	36161	38278	43,0%
Avrupa Birliği	2711	1987	1724	1528	1436	1411	1,6%
Sovyet Birliği	11799	13491	13541	13590	13791	13802	16,0%
Suudi Arabistan	10931	10075	11144	11635	11393	11505	12,9%
Rusya	9598	10366	10516	10640	10777	10838	12,7%
ABD	6897	7556	7861	8904	10069	11644	12,3%
Çin	3642	4077	4074	4155	4216	4246	5,0%
Kanada	3041	3332	3515	3740	3977	4292	5,0%

Kaynak: BP_b, 2015, BP Statistical Review of Worl Energy June 2015, http://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/energy-economics/statistical-review-2015 /bp-statistical-review-of-world-energy-2015-full-report.pdf, S. 8.

Tablo 18'de 2005 ve 2010-2014 yılları arasında, bölgeler ve seçilmiş ülkeler için petrol üretim miktarları verilmiştir. 2014 yılına bakıldığınada dünya toplam üretiminin %31.7'si Orta Doğu'da, %20.5'i Kuzey Amerika'da, %19.8'i Avrupa ve Avrasya'da, %9.4'ü Asya Pasifik'te, %9.3'ü Afrika'da ve %9.3'ü de Orta ve Güney Amerika'dadır. Bir başka ayrıma göre dünya petrol üretiminin %24.6'sı OECD ülkeleri tarafından, %75.4'ü de OECD dışındaki ülkelerdendir. Yine başka ayrıma göre dünya petrol üretiminin %41'i OPEC ülkeleri tarafından %43'ü de OPEC dışı

ülkelerden, %16'sı Sovyet birliğinden ve %1.6'sı da Avrupa birliğindedir. Dünya petrol üretiminde önde gelen ülkelere bakıldığında dünya petrol üretiminin %12.9'u Suudi Arabistan tarafından, %12.7'si Rusya tarafından, %12.3'ü ABD tarafından, %5'i Çin tarafından ve %5'i de Kanada tarafından üretilmiştir.

Tablo 19'da 2005 ve 2010-2014 yılları arasında bölgeler ve seçilmiş bazı ülkeler için petrol tüketim miktarları verilmiştir. 2005 yılından 2014 yılına kadar dünya toplamında petrol tüketiminin %10 oranında artmıştır. 2013 yılı öncesi OECD ülkelerinde petrol tüketimi daha fazla iken 2013 yılı sonrası OECD dışındaki ülkelerdeki petrol tüketimi daha fazladır. 2014 yılı sonu itibariyle petrol tüketiminde %33.9'la en büyük paya sahip olan bölge Asya Pasifik Bölgesi'dir. Daha sonra sırasıyla %24,3 ile Kuzey Amerika, %20.4 ile Avrupa ve Avrasya, %9.3 ile Orta Doğu, %7.8 ile Orta ve Güney Amerika en son olarakda %4.3 ile Afrika Bölgesi'dir.

Tablo 19: 2005 ve 2010-2014 Arasında Bölgeler ve Ülkeler İçin Petrol Tüketim Miktarı (Günlük Bin Varil)

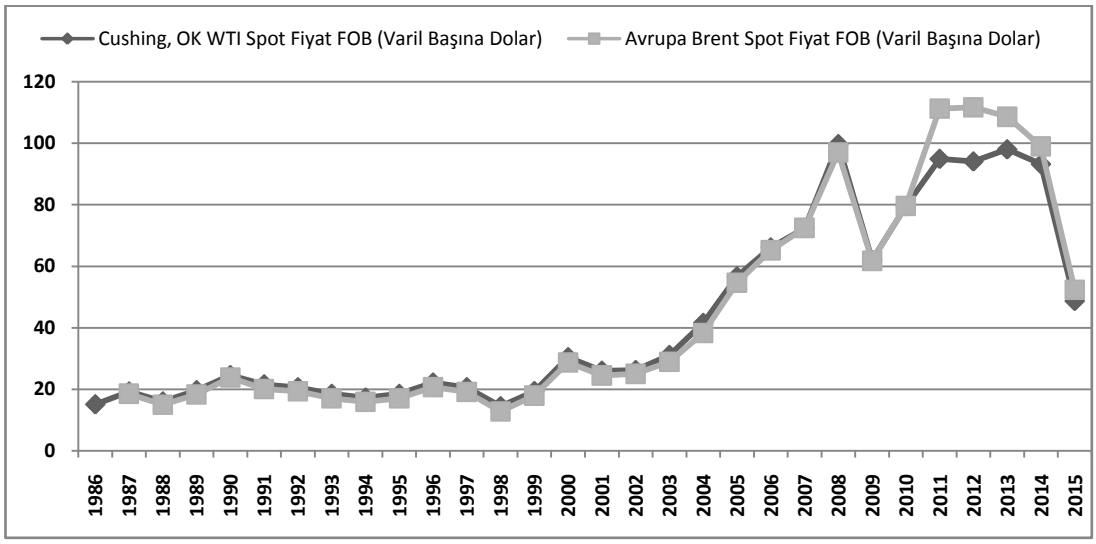
Bölgeler ve Ülkeler	**2005**	**2010**	**2011**	**2012**	**2013**	**2014**	
Kuzey Amerika	25119	23511	23330	22920	23364	23347	24.3 %
Orta ve Güney Amerika	5214	6220	6454	6599	6913	7125	7.8 %
Avrupa ve Avrasya	20199	19125	19007	18551	18450	18252	20.4%
Orta Doğu	6346	7766	7985	8296	8450	8706	9.3%
Afrika	2919	3479	3390	3561	3650	3800	4.3%
Asya Pasifik	24616	27766	28808	29914	30415	30856	33.9%
Dünya Toplamı	84441	87867	88974	89946	91243	92086	100%
OECD	50049	46518	46001	45464	45533	45057	48.3%
OECD Dışı	34362	41349	42973	44832	45710	47029	51.7%
Avrupa Birliği	15133	13868	13451	12921	12696	12527	14.1%
ABD	20802	19180	18882	18490	18961	19035	19.9%
Çin	6923	9266	9791	10231	10664	11056	12.4%
Japonya	5354	4442	4439	4688	4521	4298	4.7%
Hindistan	2606	3319	3488	3685	3727	3846	4.3%
Rusya	2679	2895	3096	3137	3179	3196	3.5%

Kaynak: BP_b, 2015, BP Statistical Review of Worl Energy June 2015, http://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/energy-economics/statistical-review-2015 /bp-statistical-review-of-world-energy-2015-full-report.pdf, S. 8.

Petrol tüketimine ülkeler bağlamında bakıldığın dünya toplam petrol tüketiminin %20'ye yakını ABD'de tarafından yapılmaktadır. Daha sonra sırasıyla %12.4'ü Çin, %4.7'si Japonya, %4.3'ü Hindistan, %3.5'i Rusya tarafından yapılmaktadır.

Şekil 11'de 1986 ve 2015 arası yıllık Avrupa ve Oklahoma için petrol varil başına FOB spot fiyatı verilmiştir. Şekildeki grafiğe göre Avrupa brent spot fiyatı Cushing (Oklahoma) spot fiyatıyla çok benzerlik göstermektedir. Varil başına petrol fiyatı 2002 yılından 2008 yılına kadar artış göstermiştir. 2008 yılında yaşanan ekonomik kriz petrol varil başına petrol fiyatında azalışa sebep olmuştur. 2009 sonrası 2010 başında varil başına petrol fiyatı tekrardan artış göstererek 2008 yılındaki eski seviyesine ulaşmış hatta 2008 yılındaki fiyat seviyesini de geçmiştir. 2011 ve 2014 yılları arasında Avrupa brent spot fiyatı Cushing (Oklahoma) spot fiyatının üstündedir. 2014 yılı sonrasında varil başına petrol fiyatında kayda değer bir düşüş yaşanmıştır. Varil başına petrol fiyatındaki bu aşağı yönlü düşüş 2016 yılında da devam etmektedir.

Şekil 11: 1986-2015 Yılları Arasında Dünya Petrol Fiyatlarındaki Değişim



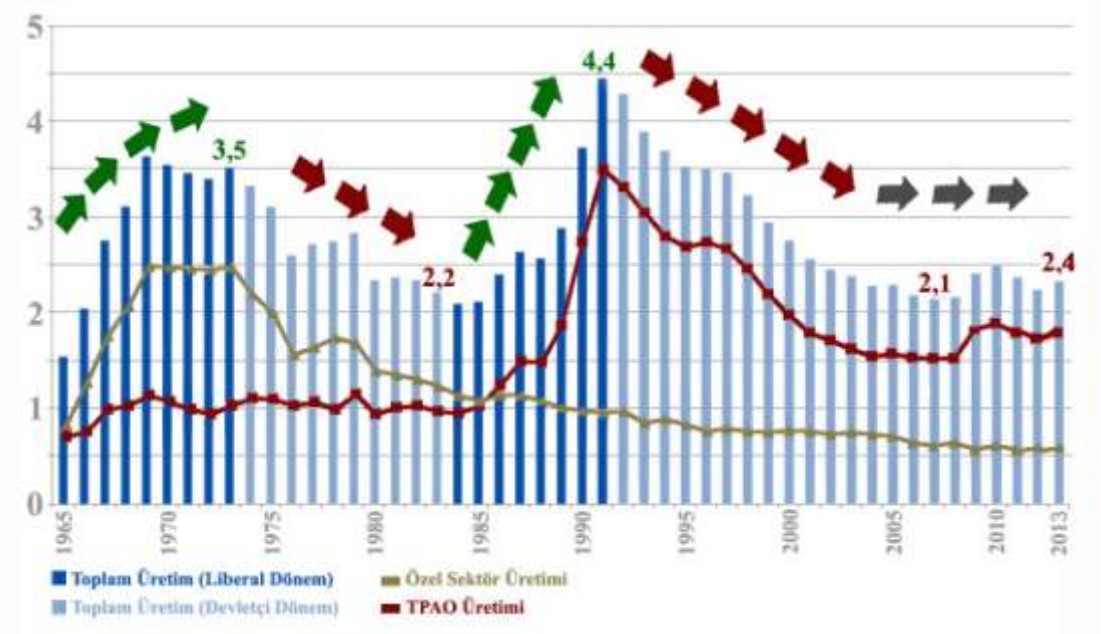
Kaynak: EIA, Petrol & Diğer Sıvı Yakıtlar, Veri, (Çevirimiçi) https://www.eia.gov/dnav/ pet/pet_pri_spt_s1_d.htm, (15.01.2016)

Petrol, birçok sektörde hammadde olarak kullanılan enerji kaynaklarından biri olmasından dolayı ülke ekonomileri için önemlidir. Petrol fiyatlarındaki değişim

ülkeler için enflasyon, döviz kuru, büyüme ve dış ticaret dengesi gibi makro büyüklükleri önemli ölçüde etkilemektedir. Türkiye petrol konusunda net ithalatçı konumunda olan bir ülke olup petrol fiyatlarının düşüşünden kısa dönemde olumlu bir etkiye sahipken orta ve uzun dönemde olumsuz bir etkiye maruz kalması ihtimal dahilindedir. Petrol ihraç eden ülkeler açısından ise fiyatlardaki gerileme istenmeyen bir durumundur (DEKTMK, 2015:44).

Türkiye'nin 2014 yılı üretilebilir petrol rezervi 312 milyon varil olarak belirlenmiştir. Türkiye'nin hali hazırdaki üretiminde ve tüketimindeki artışlar artışlar göz önüne alındığında üretilebilir ham petrol rezervlerinin 17 yıllık ömrü vardır. Türkiye petrol sahalarının %7'si orta saha, %93'ü ise küçük saha sınıfındadır. 2014 yılında yerli ham petrol tüketimin %7'sini karşılamaktadır. Türkiyede günlük yaklaşık olarak 49 bin v/g ham petrol üretimi yapılmıştır (TP, 2015: 36-38).

Şekil 12: Türkiye Ham Petrol Üretimi Trendi (1965-2014)



Kaynak: PETFORM, (Çevirimiçi) http://www.petform.org.tr/?lang=tr&a=2&s=2, (19.11.2015)

Şekil 12'de 1965 ve 2014 yılları arasında Türkiye ham petrol üretimi gösterilmektedir. 1965 ve 1973 yılları arasında ham petrol üretimi artmıştır. 1973'ten 1984 yılına kadar ham petrol üretimi azalmıştır. Liberal döneme geçişle 1984'ten

sonra 1991 yılına kadar ham petrol üretimi artarak devam etmiştir. 1991 yılına petrol üretimi 4.4 milyon ton ton olmuştur. 1991'den 2014 yılına kadar petrol üretiminde her yıl düşüş olmuştur.

2014 yılında petrol üretimi 2.4 milyon tondur. Ortalama günlük üretim 47.000 varildir. Toplam üretilebilir rezerv miktarı 188.1 milyon ton olup kalan üretilebilir rezerv 45.5 milyon tondur. 1954 yılından 2014 yılına kadar kümülatif ham petrol üretimi 142.6 milyon tondur. Tablo 20'de görüldüğü gibi kalan üretilebilir petrol 55 milyon tondur. 2014 yılında en fazla üretim yapılan kuyu Batman'da bulunan Batı Raman petrol kuyusu olup günde ortalama 7013 varil petrol üretilmiştir.

Tablo 20: 2014 Yıl Sonu İtibariyle Türkiye Ham Petrol Rezervleri

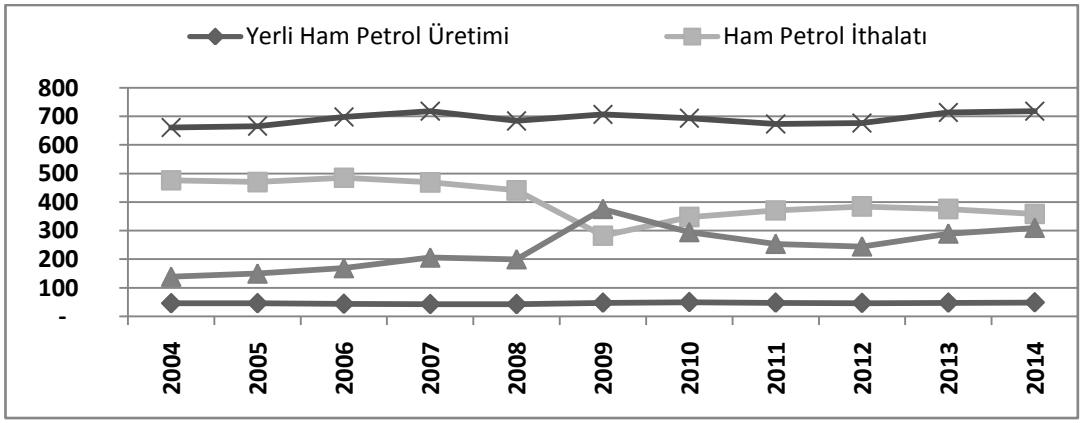
Değerler	Ölçüm Değeri	Toplam
Rezervuardaki Petrol (*)	Varil	7.160.940.557
	M.Ton	1.045.961.702
Üretilebilir Petrol	Varil	1.399.758.234
	M.Ton	200.079.971
Kümülatif Üretim	Varil	1.022.102.122
	M.Ton	145.126.970
Kalan Üretilebilir Petrol	Varil	377.656.112
	M.Ton	54.953.001

(*) İspatlanmış, muhtemel ve mümkün rezervler toplamıdır.

Kaynak: PİGM, (Çevirimiçi) http://www.pigm.gov.tr/index.php/istatistikler, (02.03.2016)

Şekil 13'de 2004 ve 2014 yılları arasında Türkiye'nin günlük petrol tüketimi verilmiştir. 2004 ve 2014 yılları arası ortalama ham petrol tüketimi günlük 690 bin varildir. 2008 yılından sonra ham petrol ithalatı azalırken işlenmiş petrol ithal miktarı artmıştır.

Şekil 13: Türkiyenin Petrol Tüketimi ve Yerli Üretim (2004-2014)



Kaynak: TP, 2015, Ham Petrol ve Doğal Gaz Sektör Raporu, Türkiye Petrolleri Genel müdürlüğü, http://www.tpao.gov.tr/tp5/docs/imaj/HP_DG_SEKTOR_RPR_040515.pdf, S. 37.

2004 ve 2014 yılları arası Türkiye petrol tüketiminin ortalama olarak %93'ü ithalatla karşılanmaktadır. Bu durum Türkiye'nin petrol anlamında dışa bağımlılığın yüksek seviyede olduğunu göstermektedir. 2014 yılı için toplamda en fazla petrol ithalatı yapıldığı ilk üç ülke sırasıyla Irak, İran, Rusya Federasyonu'dur. Bu ülkelerden yapılan petrol ithalatı toplam ithalatın %45'ini oluşturmaktadır (EPDK, 2015:4).

1.3.1.1.3 DOĞAL GAZ

Doğal gaz yer kabuğu içinde bulunan fosil kaynaklı bir çeşit yanıcı gaz karışımıdır.Çoğunlukla doğal gaz ısınmada yakıtve sanayide hammadde olarakkullanılmaktadır (Hodgson, 2010:25-26).Ayrıca konutlarda ısı enerjisi olarak da kullanılmaktadır. 20. yüzyılda sanayileşmedeki artıştan kaynaklı olarak çevre kirliliği artmıştır. Doğal gaz, diğer fosil yakıtlara göre daha temiz ve verimli bir yakıt olduğundan doğal gaza yönelik talep artmıştır (Aydın, 2014:119-121). Doğal gaza yönelik talepteki bu artış, doğal gazın enerji pazarındaki önemini her geçen gün arttırmaktadır. Büyümeye bağlı olarak enerji ihtiyacında artış olan Türkiye içinde doğal gaz enerji kaynakları içerisinde ayrı bir öneme sahiptir.

Tablo 21'de 1994,2004 ve 2014 yılları sonunda bölgelere ve ülkelere göre kesinleşmiş doğal gaz rezervleri gösterilmiştir. Dünya toplamında ispatlanmış doğal

gaz rezervleri yıllar itibariyle artmıştır. Bölge olarak en büyük rezerv %42.7 ile Orta Doğu'da daha sonra %31 ile Avrupa ve Avrasya'da bulunmaktadır. 2014 yılı sonu itibariyle ispatlanan doğal gaz rezervlerinin %90'lık kısmı OECD dışındaki ülkelere aittir. 2014 yılı sonu itibariyle dünya toplamında ispatlanan doğal gaz rezervlerinin %18.20'lik kısmı İran'da, %17.4'lük kısmı Rusya'da ve %13.1'lik kısmıda Katar'da bulunmaktadır.

Tablo 21: 1994, 2004 ve 2014 Yılı Sonu İtibariyle Bölgelere ve Ülkelere Göre Kesinleşmiş Doğal Gaz Rezervleri (Trilyon Metre Küp)

Bölge ve Ülkeler	1994	2004	2014	2014 Sonuna Göre Toplamdaki Payları
Kuzey Amerika	8.50	7.5	12.1	6.50%
Güney ve Orta Amerika	5.7	7	7.7	4.10%
Avrupa ve Avrasya	40.6	42.7	58	31%
Orta Doğu	45.5	72.2	79.8	42.70%
Afrika	9.1	14.2	14.2	7.60%
Asya Pasifik	9.7	13	15.3	8.20%
Dünya	119.1	156.5	187.1	100%
OECD	14.5	14.8	19.5	10.40%
OECD Dışı	104.6	141.7	187.1	89.60%
ABD	4.6	5.5	9.8	5.20%
Rusya	-	31.1	32.6	17.40%
Türkmenistan	-	2.3	17.5	9.30%
İran	20.8	27.5	34	18.20%
Katar	7.1	25.4	24.5	13.10%
Suudi Arabistan	5.3	6.8	8.2	4.40%
Birleşik Arap Emirliği	6.8	6.1	6.1	3.30%

Kaynak: BP_b, 2015, BP Statistical Review of Worl Energy June 2015, http://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/energy-economics/statistical-review-2015 /bp-statistical-review-of-world-energy-2015-full-report.pdf, S. 20.

Tablo 22'de 2005, 2010-2014 yıllarında bölgelere ve ülkelere göre doğal gaz üretimi gösterilmiştir. 2014 yılı sonunda dünyada doğal gazın %28.8'i Avrupa ve Avrasya'da, %27.7'si Kuzey Amerika'da, %17.3'ü Orta Doğu'da, %15.3'ü Asya Pasifik'te, %5.8'i Afrikada ve %5'i de Güney ve Orta Amerika Bölgesi tarafından üretilmektedir. 2005 yılından 2014 yılına kadar OECD ve OECD dışındanki ülkelerde doğal gaz üretimi artmıştır. 2014 yılı sonunda dünya doğal gaz üretiminin

%36'sı OECD ülkeleri tarafından %64'ü de OECD dışındaki ülkeler tarafından yapılmaktadır. Dünya doğal gaz üretiminde önde gelen ülkeler ve dünya üretimindeki payları sırasıyla %21.4'le ABD, %16.7 ile Rusya, %5.1 ile Katar, %5'le İran, %4.7 ile Kanada ve %3.9 ile Çin dir. Türkiye'nin doğal gaz üretimi dünya toplamı içinde yok denecek kadar azdır.

Tablo 22: 2005, 2010-2014 Yıllarında Bölgelere ve Ülkelere Göre Doğal Gaz Üretimi (Milyar Metre Küp)

Bölgeler ve Ülkeler	2005	2010	2011	2012	2013	2014	
Kuzey Amerika	750.5	821.1	866.5	893.8	903.3	948.4	27.7%
Güney ve Orta Amerika	140.7	163.2	167.2	173.7	173.3	175	5%
Avrupa ve Avrasya	1028.6	1021.7	1034.2	1028.2	1034.7	1002.4	28.8%
Orta Doğu	318.7	488.6	540.7	565.1	580.5	601	17.3%
Afrika	177.3	213.3	210.2	215.4	204.7	202.6	5.8%
Asya Pasifik	373.4	494.7	496.9	504	512.3	531.2	15.3%
Dünya	2789.3	3202.6	3315.7	3380.2	3408.8	3460.6	100%
OECD	1084.3	1152.6	1171.6	1207.3	1214.9	1248.2	36.3%
OECD Dışı	1705	2050	2144.1	2172.9	2194	2212.4	63.7%
ABD	511.1	603.6	648.5	680.5	689.1	728.3	21.4%
Rusya	580.1	588.9	607	592.3	604.7	578.8	16.7%
Katar	45.8	126.3	161.1	170.5	176.5	177.2	5.1%
İran	102.3	152.4	159.9	165.6	164	172.6	5%
Kanada	187.1	159.9	159.7	156	156.1	162	4.7%
Çin	51	99	108.8	114.3	124.9	134.5	3.9%

Kaynak: BP_b, 2015, BP Statistical Review of Worl Energy June 2015, http://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/energy-economics/statistical-review-2015 /bp-statistical-review-of-world-energy-2015-full-report.pdf, S. 22.

Tablo 23'de 2005, 2010-2014 yıllarında bölgelere ve ülkelere göre doğal gaz tüketimi gösterilmiştir. 2014 yılı sonunda dünyada doğal gazının %29.6'sı Avrupa ve Avrasya tarafından,%28.3'si Kuzey Amerika, %19.9'u Asya Pasifik, %13.7'si Orta Doğu, %5'i Güney ve Orta Amerika ve %3.5'i de Afrika Bölgesi tarafından tüketilmektedir. 2005 yılından 2014 yılına kadar OECD ve OECD dışındaki ülkelerde doğal gaz tüketimi artmıştır. 2014 yılı sonunda dünya doğal gaz tüketiminin %46.7'si OECD ülkeleri tarafından %53.3'ü de OECD dışı ülkeler tarafından yapılmaktadır. Dünya doğal gaz tüketiminde önde gelen ülkeler ve dünya

tüketimindeki payları sırasıyla %22.7 ile ABD, %12 ile Rusya, %5.4 ile Çin Hon Kong SAR, %5 ile İran, %3.3 ile Japonya ve %1.4 ile Türkiye'dir.

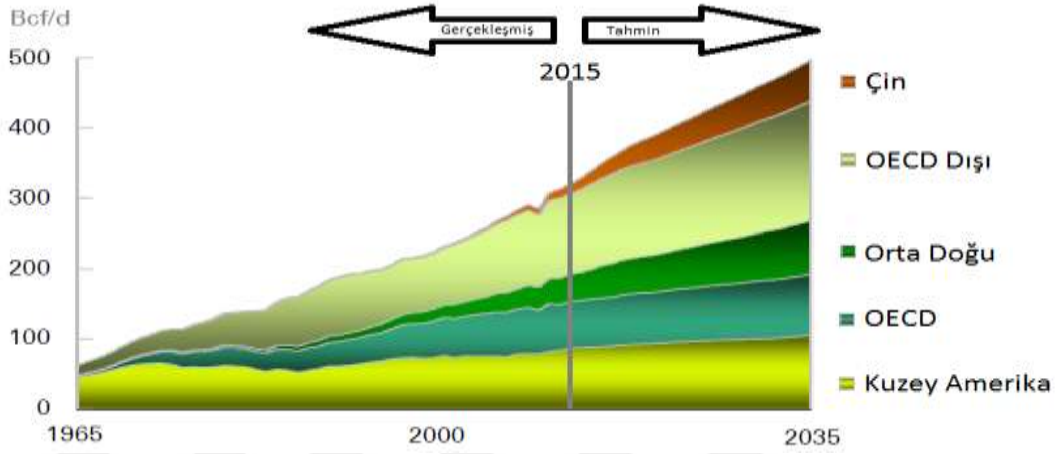
Tablo 23: 2005, 2010-2014 Yıllarında Bölgelere ve Ülkelere Göre Doğal Gaz Tüketimi (Milyar Metre Küp)

Bölgeler ve Ülkeler	2005	2010	2011	2012	2013	2014	
Kuzey Amerika	782.10	849.6	870.6	903.4	928.5	949.4	28.30%
Güney ve Orta Amerika	124	148.6	152.1	161.7	168.4	170.1	5%
Avrupa ve Avrasya	1098.4	1121.3	1097.8	1080.9	1060.8	1009.6	29.60%
Orta Doğu	277	395.4	418.7	430.5	437.7	465.2	13.70%
Afrika	85.5	107.2	113.9	121.8	120.3	120.1	3.50%
Asya Pasifik	408.2	571.6	612.2	647.6	665.3	678.6	19.90%
Dünya	2775.2	3193.7	3265.3	3345.8	3381	3393	100%
OECD	1433.2	1552.4	1542.1	1580.4	1609.7	1578.6	46.70%
OECD Dışı	1342	1641.3	1723.2	1765.4	1771.3	1814.3	53.30%
ABD	623.4	682.1	693.1	723.2	739.9	759.4	22.70%
Rusya	394	414.1	424.6	416.2	413.5	409.2	12.00%
Çin Hong Kong SAR	48.3	110.5	134.9	151.2	170.8	185.5	5.40%
İran	102.8	152.9	162.4	161.5	159.4	170.2	5%
Japonya	78.6	94.5	105.5	113.5	113.5	112.5	3.30%
Türkiye	26.9	39	44.7	45.3	45.6	48.6	1.40%

Kaynak: BP_b, 2015, BP Statistical Review of Worl Energy June 2015, http://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/energy-economics/statistical-review-2015 /bp-statistical-review-of-world-energy-2015-full-report.pdf, S. 22.

Şekil 14'te bölgelere göre 2015 yılına kadar gerçekleşmiş ve 2035 yılı için tahmini doğal gaz talebi gösterilmiştir. Gelecekte doğal gaz tüketimi talebinin artacağı tahmin edilmektedir. Doğal gaza olan talebde artışın en fazla OECD dışındaki ülkelerce olacağı tahmin edilmektedir.

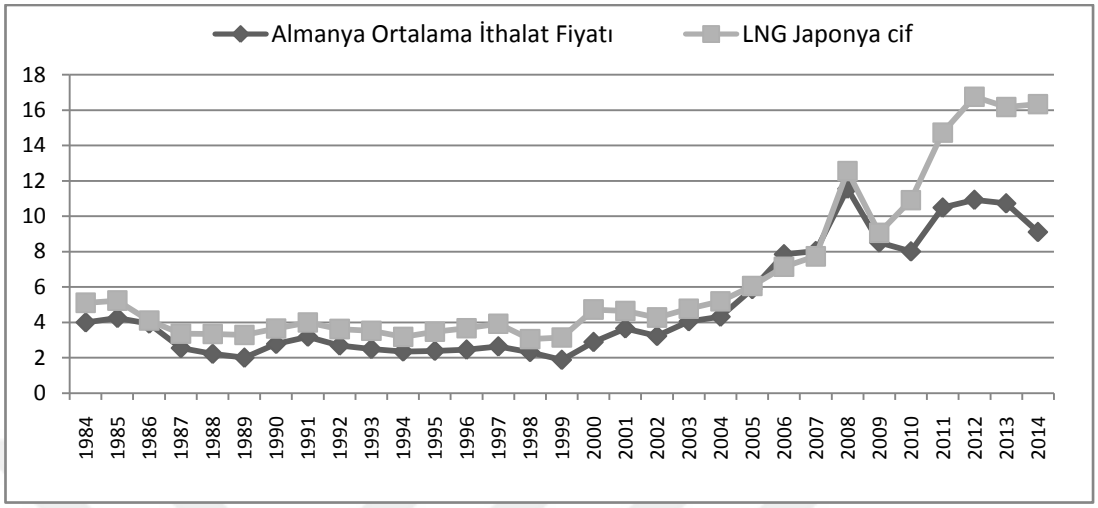
Şekil 14: Bölgelere Göre Gerçekleşmiş ve Tahmini Doğal Gaz Talebi (1965-2000-2035)



Kaynak: BP_a, 2015, Energy Outlook 2035, http://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/energy-economics/energy-outlook-2015/bp-energy-outlook-2035-booklet.pdf, S. 52.

Şekil 15'te 1984 ve 2014 yılları arasında doğal gaz fiyatları Almanya ortalama ithalat fiyatı ve LNG Japonya cif fiyatı olarak iki farklı fiyat şeklinde gösterilmiştir. 1984 ve 2002 yılları arasında fiyat değişimi çok fazla yaşanmamıştır. Özellikle 2002'den sonra doğal gaz fiyatları 2008 yılına kadar yükselerek devam etmiştir. 2008 yılında yaşanan küresel ekonomik krizden etkilenme olmuş ve doğal gaz fiyatları 2010 yılı sonuna kadar düşüş göstermiştir. 2010 yılından sonra tekrar doğal gaz fiyatları yükselmiştir.

Şekil 15: 1984-2014 Yılları Arasında Doğal Gaz Fiyatı (Dolar/Mmbtu)



Kaynak: BP_b, 2015, BP Statistical Review of Worl Energy June 2015, http://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/energy-economics/statistical-review-2015 /bp-statistical-review-of-world-energy-2015-full-report.pdf, S. 27.

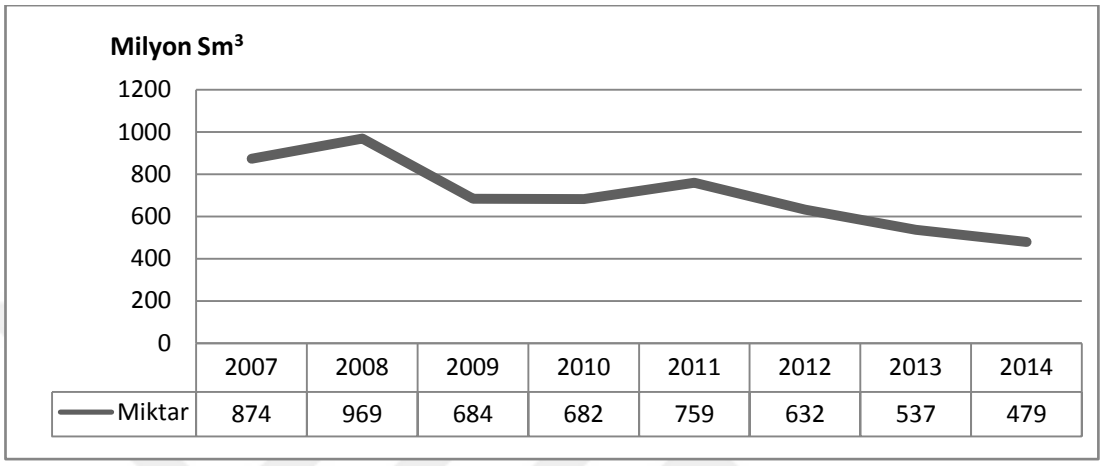
Dünyada doğal gaz ait bilgiler yukarıda gösterilmiş olup Türkiye'ye ait doğal gaz üretimi, tüketimi ve ithalatı hakkında bilgiler genel olarak şu şekildedir:

Türkiye'nin 2013 yılı birincil enerji arzının %31'i doğal gazdan sağlanmıştır. 2023 yılı için hazırlanan birincil enerji talep projeksiyonuna göre doğal gazın payının %23'e düşeceği planlanmaktadır. 2008 yılında toplam doğal gaz tüketiminin %3'e yakını yerli üretimden karşınırken bu oran 2014 yılına kadar düşüş göstermiştir. Türkiye doğal gazda ithalata %98-%99 oranında bağımlı bir ülkedir (TP, 2015:34-37).

Şekil 16'de 2007 ve 2014 yılları arasında yurt içi doğal gaz üretim miktarları gösterilmektedir. Yurt içi doğal gaz üretimi yıldan yıla azalış göstermektedir. 2008 yılında 874 milyon Sm^3 doğal gaz yurt içinde üretim yapan şirketler tarafından satışa sunulmaktayken 2014 yılında 479.39 milyon Sm^3 doğal gaz yurt içinde üretim yapan şirketler tarafından satışa sunulmuştur. Üretimi yapılıp satışa sunulan doğal gaz 2013 yılına kıyasla %10.8 oranında azalmıştır. 2014 yılı ithalatına bakıldığında 49,262.12 milyon Sm^3 doğal gaz ithal edilmiştir. İthal edilen doğal gaz 2013 yılına göre %8.82 oranında artmıştır. 2014 yılındaki toplam doğal gaz ithalatının %54.7'lik kısmı

Rusya'dan yapılmıştır. 2014 yılı içinde doğal gaz toplam tüketimi 48.717.179.257 Sm^3 tür (EPDK_b, 2015:V).

Şekil 16: 2007-2014 Yılları Türkiye Doğal Gaz Üretim Miktarları (Milyon Sm^3)



Kaynak: EPDK_b, 2015, Doğal Gaz Piyasası 2014 Yılı Sektör Raporu, T.C. Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu Strateji Geliştirme Dairesi Başkanlığı, Ankara, S.2.

Tablo 24'te 2014 yılı illere ve aylara göre doğal gaz üretimi gösterilmiştir. Türkiye'de il bazında doğal gaz üretiminin gerçekleştirildiği alanlara bakıldığında. %58.41'lik payla en fazla üretimin Tekirdağ ili içerisinde yer alan sahalarda yapıldığı görülmektedir. Ardından %14.82 ile Kırklareli ve %13.42 ile Düzce gelmektedir.

Tablo 24: 2014 Yılı İllere ve Aylara Göre Doğal Gaz Üretimi (Milyon Sm^3)

	Ocak	Şubat	Mart	Nisan	Mayıs	Haziran	Temmuz	Ağustos	Eylül	Ekim	Kasım	Aralık	Genel Toplam
ADIYAMAN	0,06	0,03	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,03	0,03	0,31
DÜZCE	7,58	6,46	6,43	6,09	5,90	4,60	5,16	4,36	4,60	4,71	4,30	4,13	64,31
EDİRNE	2,06	1,45	1,30	1,14	1,18	1,10	1,00	0,69	0,65	0,59	0,54	0,48	12,18
İSTANBUL	2,73	2,53	2,11	2,64	2,99	3,74	3,50	3,85	5,24	4,32	3,70	4,65	41,99
KIRKLARELİ	7,08	5,67	6,37	6,19	6,33	5,55	5,40	6,20	5,69	5,39	5,50	5,66	71,02
MARDİN	0,81	0,94	0,82	0,54	0,50	1,13	0,80	1,14	1,06	0,86	0,60	0,35	9,55
TEKİRDAĞ	27,78	24,02	26,75	24,84	24,13	21,68	20,46	21,10	20,27	20,51	23,92	24,57	279,96
Genel Toplam	**48,09**	**41,10**	**43,80**	**41,45**	**41,05**	**37,82**	**36,33**	**37,35**	**37,53**	**36,40**	**38,59**	**39,86**	**479,39**

Kaynak: EPDK_b, 2015, Doğal Gaz Piyasası 2014 Yılı Sektör Raporu, T.C. Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu Strateji Geliştirme Dairesi Başkanlığı, Ankara, S.3.

Tablo 25'te 2005 ve 2014 yılları arasında gerçekleşen ithalat miktarları ithal edilen ülke bazında gösterilmiştir. Sahip olduğu avantajlar nedeniyle enerji talebindeki artışa bağlı olarak doğal gaza olan talep de artmıştır. Üretiminin sınırlı olmasından dolayıda ithalatı zorunlu hale gelmiştir. 2014 yılın doğal gaz ithalatının %55'e yakını Rusya'dan, %18'i İran'dan, %12'si Azerbaycan'dan, %8'i Cezayir'den, %4'ü de diğer ülkelerden yapılmaktadır.

Tablo 25: 2005-2014 Yılları Türkiye Doğal Gaz İthalat Miktarları (Milyon Sm^3)

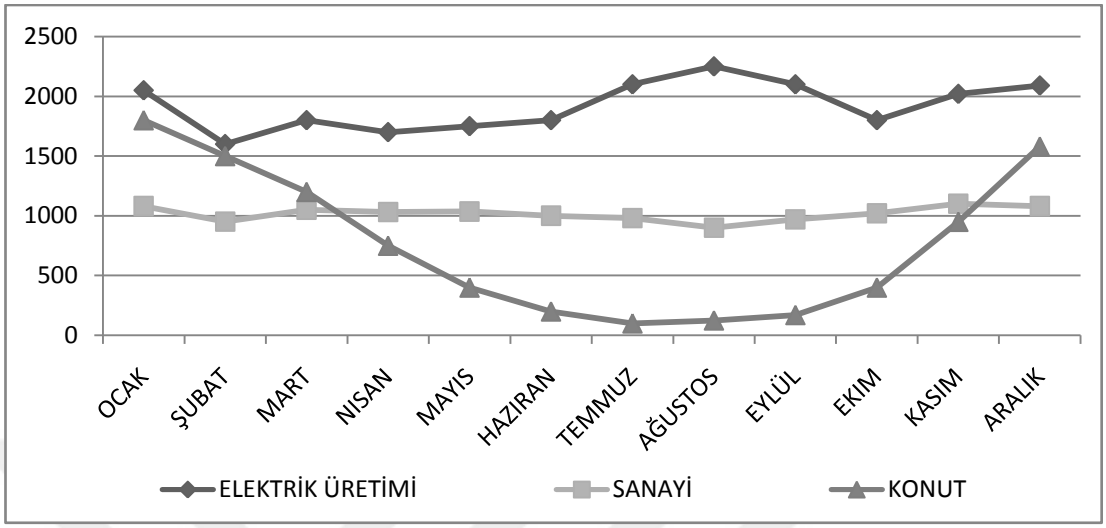
	Rusya	İran	Azerbaycan	Cezayir	Nijerya	Diğer*	Toplam
2005	17.524	4.248	0	3.786	1.013	0	**26.571**
2006	19.316	5.594	0	4.132	1.100	79	**30.221**
2007	22.762	6.054	1.258	4.205	1.396	167	**35.842**
2008	23.159	4.113	4.580	4.148	1.017	333	**37.350**
2009	19.473	5.252	4.960	4.487	903	781	**35.856**
2010	17.576	7.765	4.521	3.906	1.189	3.079	**38.036**
2011	25.406	8.190	3.806	4.156	1.248	1.069	**43.874**
2012	26.491	8.215	3.354	4.076	1.322	2.464	**45.922**
2013	26.212	8.730	4.245	3.917	1.274	892	**45.269**
2014	26.975	8.932	6.074	4.179	1.414	1.689	**49.262**

***Spot LNG ithalatının yapıldığı ülkeleri temsil etmektedir.**

Kaynak: EPDK_b, 2015, Doğal Gaz Piyasası 2014 Yılı Sektör Raporu, T.C. Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu Strateji Geliştirme Dairesi Başkanlığı, Ankara, S.7.

Şekil 17'de 2014 yılı sektörel tüketim miktarlarının aylık bazdaki değişimi gösterilmiştir. Aylık tüketim değerlerine bakıldığında Saniye sektöründe mevsimsel bir değişim görülmemektedir. Aylık tüketimde ne fazla değişkenlik konut tüketimine aittir. Kış aylarında tüketim kullanım oranı yüksek olmasına rağmen yaz aylarında düşük kullanım olduğu görülmektedir. Elektrik üretiminde kullanılan doğal gaz miktarı temmuz, ağustos ve eylül döneminde artmaktadır.

Şekil 17: 2014 Yılı Türkiye Aylık Doğal Gaz Sektörel Tüketim (Milyon Sm^3)



Kaynak: EPDK_b, 2015, Doğal Gaz Piyasası 2014 Yılı Sektör Raporu, T.C. Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu Strateji Geliştirme Dairesi Başkanlığı, Ankara, S.48.

Türkiye'de son 10 yıl içerisinde doğal gaz alanında en fazla yatırım, 2010 yılında yabancı şirketler tarafından yapılmıştır.Yatırımların %50'si özel sermayeli şirketler tarafından yapılmıştır. Son dönemlerde doğal gaz piyasasındaki önemli değişimlerden biri de kaya gazının kullanılmaya başlanılmasıdır. Türkiye'de kaya gazına yönelik yapılan çalışmalarda Güneydoğu Anadolu Bölgesinde, Trakya Havzası'nın Hamitabat ve Mezdere Bölgeleri'nde önemli ölçüde kaya gazının bulunduğu tahmin edilmektedir (DEKTMK. 2015:58).

1.3.1.2 NÜKLEER ENERJİ KAYNAKLARI

Nükleer enerji diğer yenilenemez enerji olarak fosil enerji kaynaklarına göre dikkatle üzerinde durulması gereken enerji kaynağıdır. Çünkü nükleer enerji, atomun çekirdeğinden elde edilen bir enerji türüdür. Nükleer enerjiyi ortaya çıkarmak ve diğer enerji tiplerine dönüştürmek için nükleer reaktörler kullanılmaktadır (Hore-Lacy, 2010:3839; Hodgson, 2010:51). Nükleer enerji fosil enerji kaynaklarına göre daha pahalıdır (Boyle vd. 2003:17).Nükleer enerji zorlanmış olarak ortaya çıkarmak ve diğer enerji tiplerine dönüştürmek için nükleer reaktörler kullanılmaktadır. Nükleer enerji, üç nükleer reaksiyondan biri ile oluşur. Bunlar ; "Füzyon" atomik parçacıkların birleşmesi reaksiyonu, "Fizyon" atom çekirdeğinin zorlanmış olarak

parçalanması, "Yarılanma"Çekirdeğin parçalanarak daha kararlı hale geçmesi olarak tanımlanmaktadırlar (TAEK, 2010:5-12; Develi ve Kaynak, 2012:207; Fanchi, 2013:110; Aydın, 2014:177).

Nükleer enerji yatırımları enerji arz güvenliğinin sağlanması, bilim ve teknolojiyi geliştirmek, yeni istihdam, nükleer sanayinin oluşturulması ve geliştirilmesi ve sera gazı emisyonunun azaltılması gibi sebeplerden dolayı ülkeler için önemlidir (Yapraklı, 2013:35-36).

4 Ağustos 2014 tarihinde Uluslararası Atom Enerjisi Ajansı (UAEA) tarafından hazırlanan raporda kurulu güç 373 GWe olarak belirlenmiştir. 2014 yılı itiabariyle 31 ülke elektrik üretiminde nükleer enerjiden yararlanmaktadır.2030 yılında kurulu gücün 400 GWe ile 699 GWe arasında olması düşünülmektedir. ABD. Fransa. Rusya ve Güney Kore dünyada nükleer enerjiden en fazla yararlanan ülkelerdir. Fransa toplam elektrik üretiminin %73.3'ünü nükleer enerji santralleri vasıtası ile gerçekleştirmektedir (DEKTMK, 2015:94-101). Dünyada elektrik üretiminin yaklaşık %13'ü nükleer enerjiden karşılanmaktadır. Türkiye'de elektrik üretiminde nükleer enerjiden henüz yararlanılmamaktadır (EPDK_c, 2014:3).

Tablo 26: 2015 Yılı Sonu Nükleer Santral Sayıları ve Elektrik Üretimindeki Payları

ÜLKELER	Mevcut Durum			İnşaatı Devam Eden Santraller	
	Santral Sayısı	Totlam Net Elektrik Kapasitesi (MW)	Elektrik Üretimindeki Payı	Santral Sayısı	Totlam Net Elektrik Kapasitesi (MW)
ABD	99	99185	0,195	5	5633
FRANSA	58	63130	0,769	1	1630
JAPONYA	43	40290	-	2	1325
RUSYA	35	25443	0,186	8	6582
ÇİN	31	26696	0,189	24	24128
KORE	25	23133	0,304	3	4020
HİNDİSTAN	21	5308	0,035	6	3907
KANADA	19	13500	0,168	-	-
UKRAYNA	15	13107	0,494	2	1900
İNGİLTERE	15	8883	0,172	-	-
İSVEÇ	10	9648	0,415	-	-
ALMANYA	8	10799	0,158	-	-
BELÇİKA	7	5913	0,475	-	-
İSPANYA	7	7121	0,204	-	-
ÇEK CUMHURİYETİ	6	3930	0,358	-	-
İSVİÇRE	5	3333	0,379	-	-
FİNLANDİYA	4	2752	0,346	1	1600
MACARİSTAN	4	1889	0,536	-	-
SLOVAKYA	4	1814	0,568	2	2218
ARJENTİNA	3	1632	0,04	1	25
PAKİSTAN	3	690	0,043	2	630
BREZİLYA	2	1884	0,029	1	1245
BULGARİSTAN	2	1926	0,336	-	-
MEKSİKA	2	1440	0,056	-	-
ROMANYA	2	1300	0,185	-	-
GÜNEY AFRİKA	2	1860	0,062	-	-
ERMENİSTAN	1	375	0,307	-	-
İRAN	1	915	0,015	-	-
HOLLANDA	1	482	0,04	-	-
SLOVENYA	1	688	0,372	2	880
BEYAZ RUSYA				2	2218
BİRLEŞİK ARAP EMİR.				4	5380
TOPLAM	442	384118		66	63703

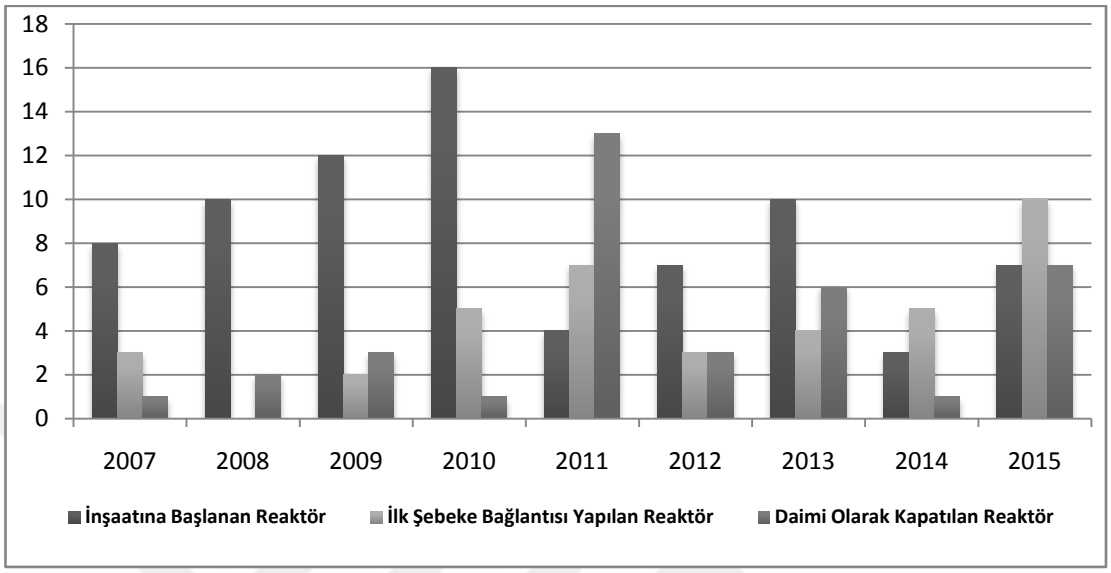
Kaynak: IAEA, (Çevirimiçi), https://www.iaea.org/PRIS/WorldStatistics /OperationalReactorsByCountry.aspx, (08.01.2016)

Tablo 26'da 2015 yılı sonu mevcut nükleer santraller ve inşaatı başlamış santrallerin sayısı ve elektrik kapasiteleri gösterilmiştir. ABD 99 santral sayısı ile dünyada en fazla santral sayısına sahip ülke olup elektrik kapasitesi 99185 MW'tır. ABD'den sonra en fazla santral sayısına sahip ülke sırasıyla Fransa 58, Japonya 43,

Rusya 35, Çin 31, Kore 25, Hindistan 21, Kanada 19, Ukrayna 15, İngiltere 15, İsveç 10 adet santral sayısına sahiptir. 2015 yılı sonu itibariyle dünyada toplam 442 adet nükleer santral üretimi devam etmekte olup 66 adet nükleer santralinde inşaatı devam etmektedir. Elektrik üretiminde nükleer enerjinin payın % 76,9 oranla en yüksek olduğu ülke Fransa'dır. Fransa'dan sonra elektrik üretiminde nükleer enerjinin payının en yüksek olduğu ülkeler sırasıyla %56,8 oranla Slovakya, % 53,6 oranla Macaristan, %49,4 oranla Ukrayna, %47,5 oranla Belçika'dır. Çin, inşaatı devam eden nükleer santral sayısı 24 olup dünyada en lider konumundadır. Çin'den sonra en fazla inşaat halinde nükleer santral sayısına sahip olan ülke Rusya'dır. Çin santral sayısı bakımından dünyada beşinci sırada olup inşaat halindeki santraller tamamlandığında dünyada en fazla nükleer santrale sahip olan üçüncü ülke olacaktır. Enerji tüketiminde dünyada en büyük artış Çinde'dir. Çin bu artışı karşılamak amacıyla mevcut nükleer santrallerini %77 oranında arttırarak 55 nükleer santrale sahip olmayı hedeflemektedir. Çinden sonra enerji tüketimi en fazla olan ikinci ülke Türkiye'dir. Türkiye'de mevcut durumda çalışan enerji santrali yoktur. İnşaatına başlama aşamasında olan 2 nükleer santral vardır. Bunlar Akkuyu ve Sinop nükleer santralleri dir. Türkiye'yi Çin veya diğer ülkelerle karşılaştırması yapıldığında nükleer enerji alannda ilerlemeye ihtiyaç duyan bir ülke olduğu görülmektedir.

Şekil 18'de 2007 ve 2015 yılları arasında inşaata başlayan, ilke şebeke bağlantısı yapılan ve daimi olarak kapatılan reaktör sayıları gösterilmiştir. 2007 yılından 2010 yılına kadar inşaatına başlanan reaktör sayısı artmıştır. 2010 yılından sonra inşaatına başlanan reaktör sayısında önemli bir düşüş olmuştur. İnşaatı tamamlanıp üretime geçen ilk şebeke bağlantısı yapılan 10 adet reaktör sayısı ile 2015 yılı olmuştur.

Şekil 18: 2007-2015 Yılları Arasında Nükleer Santral Reaktörlerindeki değişiklikler



Nükleer santral yatırımları diğer enerji yatırımlarına göre uzun inşaat süresine sahip olup yüksek ilk yatırım maliyetine sahiptir. Nükleer santral kurulumunda mali kaynak sağlayacak çok az sayıda finans kurumu bulunmaktadır.Kurulumu tamamlandıktan sonra uzun işletme ömründe sabit ve düşük maliyetle elektrik üretimi sağlar (Külebi, 2007:180). Fosil yakıtların kullanıldığı santrallerde yakıt maliyeti 2 katına çıktığında üretim maliyeti %60-%70 artmaktadır. Oysa nükleer santrallerde üretim maliyetleri %10 artmaktadır.

Tablo 27'de elektrik üretiminde enerji kaynaklarına göre maliyet dağılımı gösterilmiştir. Dünya ortalamasına bakıldığında kwh başına en az maliyetin 5.5 sent ile nükleer enerjide olduğu görülmektedir. Diğer enerji kaynaklarında dünya ortalamalarına bakıldığında kwh başına en az maliyetin sırasıyla 7.4 sent ile kömür, 8.1 sent ile doğalgaz, 8.7 sent ile biokütle, 9.5 sent ile karada kurulu olan rüzgar, 9.6 sent ile biyogaz, 9.8 sent ile hidro, 9.9 sent ile jeotermal, 14 sent ile denizde (suda) kurulu olan rüzgar, 30 sent ile güneşde olduğu görülmektedir. Enerji kaynaklarında kwh başına en az maliyetle üretim yapan ülkenin Çin olduğu görülmektedir.

Tablo 27: Elektrik Üretiminde Enerji Kaynaklarına Göre Maliyet Dağılımı (ABD senti/Kwh)

Ülkeler	Nükleer	Kömür	Doğalgaz	Onshore Rüzgar	Offshore Rüzgar	Hidro	Güneş PV	Jeotermal	Biyogaz	Biokütle
ABD	4.9	7.3	7.7	4.8	10.1	-	21.6	3.3	4.8	5.4
Fransa	5.6	-	-	9	14.4	-	28.7	-	8	-
Japonya	5	8.8	10.5	-	-	15.3	-	-	-	-
Çin	3	3	3.6	5.1	-	2.9	12.5	-	-	-
Rusya	4.3	5	5.8	6.3	-	-	-	-	-	-
G. Kore	3.3	6.8	9.1	-	-	-	-	-	-	-
Brezilya	6.5	6.4	8.4	-	-	3.9	-	-	-	7.8
Çek Cumh.	7	8.5	9.2	14.6	-	15.6	39.3	16.5	-	-
Belçika	6.1	8.2	9.2	10.4	18.8	-	-	-	-	-
Hollanda	6.3	7.3	8	8.6	12.9	-	47	-	16.1	13
Slovakya	6.3	12	-	-	-	-	-	-	-	-
Isviçre	7.8		9.4	16.3	-	11.2	-	-	-	-
Almanya	5	7.9	8.5	10.6	13.8	-	30.5	-	-	-
ORTALAMA	**5.5**	**7.4**	**8.1**	**9.5**	**14**	**9.8**	**30**	**9.9**	**9.6**	**8.7**

Kaynak: DEKTMK, 2015, Enerji Raporu 2014, Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi (World Energy Council), ISSN:1301-6318, Ankara, S.100.

Tablo 28'de 2005, 2010-2014 yılları arasında bölgelere ve ülkelere göre nükleer enerji tüketimi gösterilmiştir. 2005 yılında dünya toplamında 626.4 mtoe'luk nükleer enerji tüketimi olmuştur. Diğer fosil yakıtlara bakıldığında her yıl tüketim miktarı artmaktayken nükleer enerjide bu durum farklıdır. Nükleer enerjideki artış 2006 yılına kadar artarak devam etmiştir. 2006 yılından sonra nükleer enerji tüketimi zaman içinde azalış göstermiştir.

Tablo 28: 2005, 2010-2014 Yılları Arasında Bölgelere ve Ülkelere Göre Nükleer Enerji Tüketimi (Mtoe)

Bölgeler ve Ülkeler	2005	2010	2011	2012	2013	2014	
Kuzey Amerika	209.4	213.8	211.3	206.9	213.7	216.1	% 37.6
Güney ve Orta Amerika	4.4	4.9	4.9	5	4.7	4.7	% 1
Avrupa ve Avrasya	285.4	272.9	271.5	266.7	262.9	266.1	% 46.3
Orta Doğu	-	-	-	0.3	0.9	1	% 0.2
Afrika	2.7	2.9	3.2	2.8	3.4	3.6	% 0.6
Asya Pasifik	125.2	131.7	109.1	77.8	78.1	82.5	% 14.4
Dünya	626.4	626.2	600.7	559.6	563.7	574	% 100
OECD	532.4	521.1	488.9	444.5	447.1	449.8	% 78.4
OECD Dışı	94	105	111.8	115.1	116.6	124.2	% 21.6
ABD	186.3	192.2	188.2	183.2	187.9	189.8	% 33.1
Fransa	102.4	96.9	100	96.3	95.9	98.6	% 17.2
Rusya	33.4	38.6	39.1	40.2	39	40.9	% 7.1
Güney Kore	33.2	33.6	35	34	31.4	35.4	% 6.2

Kaynak: EPDK_b, 2015, Doğal Gaz Piyasası 2014 Yılı Sektör Raporu, T.C. Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu Strateji Geliştirme Dairesi Başkanlığı, Ankara, S.35.

Nükleer enerji ve yenilenebilir enerji türlerinden, elektrik enerjisi üretimi elde edilmesinde sera gazı salınımları ortaya çıkmaz. Tablo 29'da elektrik enerjisi üretim seçeneklerinin sebep olduğu toplam sera gazı salınımları gram CO_2 eşdeğeri/kws cinsinden verilmiştir. Enerji kaynakları içerisinde elektrik enerjisi üretiminde en az sera gazı salınımı nükleer enerjidedir. Nükleer enerji bu açıdan artan dünya enerji talebini karbondioksit emisyonunu arttırmadan sağlayabilecek enerji kaynaklarından birisidir. Nükleer enerji, emisyon gazlarına yol açmaması ve çevreyi kirletmemesi, küresel ısınmaya yol açmaması vb. sebeplerle fosil yakıtlara göre daha az dışsallığı olan bir enerji kaynağıdır. Ancak nükleer enerji santrallerinden yayılabilecek bir radyasyonun insan sağlığına ve diğer canlıların yaşamına etkisi, oldukça korkutucu bir olgudur (Ünsal, 2010:12)

Tablo 29: Enerji Kaynaklarına Göre Sera Gazı Salınımları (Gram CO_2 Eşdeğeri/Kwh)

Enerji Kaynakları	En Düşük	En Yüksek
Kömür	966	1306
Doğal Gaz	439	688
Hidro	4	236
Güneş (Fotovoltaik)	100	280
Rüzgar	10	48
Nükleer	9	21

Kaynak: Şanlı ve Özekicioğlu, 2007, Küresel Isınmayı Önlemeye Yönelik Çabalar ve Türkiye, Karamanoğlu Mehmetbey Üniversitesi Sosyal Ve Ekonomik Araştırmalar Dergisi, 2007(2), 456-482, S.471.

Ülkemizin 2023 hedeflerine bakıldığında enerji açısından %72 oranında ithalat bağımlılığına sahip olacağı tahmin edilmektedir. Artan enerji talebinin karşılanmasında fosil ve yenilebilir enerji kaynakları ile beraber nükleer enerjide enerji kaynakları içerisinde büyük bir öneme sahiptir. Türkiye, elektrik talep artışında dünyada Çin'den sonra ikinci, Avrupa'da birinci sırada yer almaktadır. Gelişmekte olan ülkelerden biri olarak nükleer enerjiden yararlanılması Türkiye için önemlidir. Petrol ve doğalgaz zengini ülkelerde (ABD, Kanada, Rusya, Çin, Fransa) nükleer santraller varken petrol ve doğalgazda dışa bağımlı ülkemizde nükleer santrallerin bulunmaması önemli bir eksikliktir.2023 yılına kadar Akkuyu ve Sinop nükleer santrallerinin işletmeye alındığında kurulu gücümüzün %10'u nükleer santrallerden sağlanacaktır. Her iki nükleer santral bugün tamamlanmış olsaydı mevcut elektrik tüketimimizin %33'ü nükleer santrallerden karşılanacaktı. Diğer bir bakışla elektrik üretimi için ithal ettiğimiz 16 milyar metreküp doğalgaz ithal etmeyip 7.2 milyar dolar ödemekten kurtulunacaktır (EPDK_c, 2014:7-13).

Tablo 30: Türkiyenin Nükleer Tarihi

Tarih	Gelişme
1956	Atom Enerjisi Komisyonu Kuruldu
1972	TEK Nükleer Enerji Dairesi Kuruldu
1976	Akkuyu yer lisansı verildi
1977-1979	Açılan ihale iptal oldu
1983-1985	Açılan ihale iptal oldu
1986	TEK Nükleer Enerji Dairesi kapatıldı
1996-2000	Açılan ihale 8 defa karar ertelenerek iptal oldu
2008-2009	Açılan ihale iptal oldu
2010	Rusya Federasyonu ile Mersin-Akkuyu'da NGS kurulmasına ilişkin Hükümetler arası anlaşma imzalandı
2013	T.C. Hükümeti ile Japonya Hükümeti NGS'lerin ve Nükleer Güç Sanayisinin Geliştirilmesi Alanında İşbirliğine İlişkin Anlaşma imzalanmıştır. Anlaşma uyarınca, Sinop ili sınırları içerisinde NGS kurulacak

Kaynak : EPDK_c, 2014, Nükleer Güç Santralleri ve Türkiye, Nükleer Enerji Proje Uygulama Daire Başkanlığı, Yayın No:2, S.22.

Tablo 30'da Türkiye'nin 1956'dan bu güne kadarki nükleer santral projelerine ait gelişme gösterilmiştir. Günümüze kadar açılan dört ihalenin dördü de iptal edilmiştir. 2010 yılında Rusya Federasyonu ile Mersin Akkuyu'da NGS kurulmasına ilişkin hükümetler arası anlaşma yapılmıştır. Etüt ve fizibilite çalışmaları halen devam etmektedir. 3 Mayıs 2013 yılında "Türkiye Cumhuriyeti ile Japonya Hükümeti Arasında Türkiye Cumhuriyeti'nde Nükleer Güç Santrallerinin ve Nükleer Güç Sanayinin Geliştirilmesi Alanında İşbirliğine İlişkin Anlaşma" imzalanmıştır. Söz konusu Anlaşma uyarınca, Sinop ili sınırları içerisinde kurulacak nükleer santral, 4 ünite ATMEA-1 tipi reaktör ile toplam 4480 MW'lık kurucu güce sahip olacaktır. Santralin her bir ünitesinin toplam işletme ömrü 60 yıl olacaktır. Anlaşma uyarınca, santralin ilk iki ünitesinin 2023 ve 2024 yıllarında, diğer ünitelerinin ise 2007 ve 2028 yıllarında işletmeye alınması planlanmaktadır.

2014-2018 yıllarını kapsayan onuncu kalkınma planında nükleer enerji ile ilgili hedeflenen şöyledir. Akkuyu NGS'nin plan dönemi içerisinde ilk ünite büyük oranda tamamlanıp, Sinop'ta yapılacak olan NGS'nin ilk ünitesinin inşasına başlanacaktır. Plan döneminde kapasitesi 5.000 MW'lık üçüncü bir NGS için etütlerin tamamlanması gerekmektedir. Nükleer enerji alanındaki hukuki altyapı

güçlendirilip, nükleer enerji anlamında düzenleme ve denetleme sistemi oluşturulucak. Nükleer teknoloji alanında teknolojik birikimin sağlanması için çalışmaların başlatılması ve desteklenmesi yapılacaktır (TCKB_a, 2013:104)

1.3.2 YENİLENEBİLİR (ALTERNATİF) ENERJİ KAYNAKLARI

Yenilenebilir enerji kaynakları. dünya varoldukça tükenmeyen. kendisini sürekli yenileyen enerji kaynaklarıdır.Doğada sürekliliği olan kaynaklardan eldeedilen enerji olarak tanımlanır (Erkınay, 2012:7). Doğanın kendi çevrimi içerisinde bir sonraki gün aynen mevcut olabilen enerji kaynaklarıdır (Alexander ve Boyle,2004:11; Yapraklı, 2013:37).

Son 20 yılda yenilenebilir enerji kaynakları dünya genelinde yayılmıştır. Bunun sebebi olarak yenilenemeyen enerji kaynaklarının gelecekte tükeneceğinin bilinmesi ile birlikte ayrıca enerji kaynağında kullanılan fosil yakıtların sera gazına yol açması bununda iklim değişikliğine neden olmasıdır (Fanchi, 2013:133). Yenilenebilir enerji kaynaklarının en önde gelen özelliği, karbondioksit salınımlarını azaltmasıdır (Boyle, 2003:23).

Enerji, çevre ve sürdürülebilir kalkınma arasında yakın bir ilişki vardır. Yenilenebilir enerji kaynakları çoğunlukla sürdürülebilir enerjidir. İleri teknoloji ile elde edilen yenilenebilir enerji ve konvensiyonel enerji sürdürülebilir büyümeyi mümkün kılmaktadır (Steinhagen ve Nitsch, 2005:290). Yenilenebilir enerji kaynakları sürdürülebilir kalkınmanın yanında ekonomi politikaları içinde önemli hale gelmiştir (Ren21, 2015:17; Ay, 2010:4).

Sürdürülebilir kalkınmanın sürekliliğinin sağlamak için dikkate alınması gereken etmenleri sıraladığımızda, yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanımı özendirilmeli ve desteklenmelidir. Fosil yakıt kullanımına ilişkin karbon ve yakıt vergileri uygulanmalıdır. Sera gazı emisyonlarının azaltılması için önlem ve politikaların değerlendirilmesi ve geliştirilmesine yönelik ulusal iklim değişikliği eylem planı hazırlanmalıdır. Doğal kaynaklar sürdürülebilir kalkınma ilkeleri doğrultusunda değerlendirilmelidir. Toplumun yaşam şeklini değiştirmek ve halkı

enerji kullanımı ve çevresel etkileri konusunda bilinçlendirmek için eğitim programları düzenlenmelidir (Yaman, 2007:236-237).

IEA'nın 2010-2035 dönemini kapsayan yeni politiklar senaryosuna göre, dünyada 2010 yılından 2035 yılına kadar geçecek sürede, yenilenemeyen enerji talebinin %81'den %75'e düşeceği, yenilenebilir enerji talebinin ise %19'dan %25'e çıkacağı tahmine edilmektedir (IEA, 2011:1-11).

Toplam enerji kaynakları içinde yenilenebilir enerji kaynaklarının payı önemlidir. Çünkü, elektrik üretiminde fosil kaynakların fazla kullanılması sebebi ile çevrede, atmosferde ve dünyada sebep olduğu etkileri azaltır ve yaşam dengesini korur.Yenilenebilir enerji ile ihtiyaç duyulan büyük miktardaki enerji ihtiyacı toplanabilir.Yenilenebilir enerji kaynakları fosil ve nükleer enerji kaynaklarına göre daha az uğraşla elde edilebilir.Yerli kaynakların geliştirilmesini sağlar. Kalkınmayı destekler.Dışa bağımlılığı azaltır. Kaynak çeşitlendirmesi ile arz güvenliğini arttırır (Bahgat, 2006:962). Üretim tesislerinin kurulum ve işletilmesine bağlı olarak. doğrudan ve dolaylı olarak istihdamı arttırır. Diğer sektörlerin uygulanamadığı coğrafi bölgelerde yeni iş alanları açılmasını sağlar.Fosil yakıtların üretimden daha fazla teşvik ve desteklere sahiptir.

Bununla birlikte yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanımının yarattığı çeşitli zorluklarda vardır. Bunlar, yatırım maliyetleri yüksektir. Finansal açıdan maliyetleri konvansiyonel enerji maliyetlerine göre oldukça yüksektir. Dünya genelinde kurulum maliyetlerinin yüksek olmasından dolayı yenilenebilir enerji istenilen büyüme oranına erişememektedir. Eğerki maliyetlerinden bu dengesizlik giderilir ise yenilenebilir enerjinin toplam enerji içindeki payı yükselecektir (Boyle vd., 2003:34). Şebeke erişim güçlüğü yaşanabilmektedir.Enerji üretim grafiğinde arz dengesizliği ve performans düşüklüğü yaşamak olasıdır.

Tablo 31'de yenilenebilir enerji kaynakları 11 farklı ölçüte göre değerlendirilmiştir. Genel olarak yenilenebilir enerji kaynakları yüksek yatırım maliyetine sahiptir. Buna karşılık işletme maliyetleri düşük veya orta seviyededir. Yenilenebilir enerji kaynaklarının ortak özelliği depolanamaz olmasıdır.

Tablo 31: Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Değerlendirilmesi

Değerlendirme Ölçütü	Güneş Isı	PV	Hidrolik	Rüzgar	Dalga
Yatırım maliyeti	Fazla	Fazla	Çok fazla	Fazla	Çok fazla
İşletme maliyeti	Orta	Orta	Çok düşük	Düşük	Çok düşük
Etkinlik	%15	%5-10	%80	%42	%25
Yenilenebilme	Evet	Evet	Evet	Değişken	Evet
Depolama	Ek maliyet	Ek maliyet	-	Ek maliyet	Ek maliyet
Kirlilik	Yok	Atık ısı	Yok	Görsel	Yok
Birim maliyet	25 sent/kWh	16 sent/kWh	4 sent/kWh	4.5 sent/kWh	-
Çevresel etkiler	Orta	Fazla	Çok fazla	Az	-
Büyük ölçekli	Çok pahalı	Çok pahalı	Iyi	Çok olası	Değişken
Küçük ölçekli	-	Zor	Mümkün	Mümkün	-
Birim kapasite	1000 MW	-	>2000 MV	Değişken	250 MW

Kaynak: Öztürk, 2013, Yenilenebilir Enerji Kaynakları, Birsen Yayınevi, İstanbul, S.16.

Yenilenebilir enerji kaynaklarını birbiriyle ve geleneksel enerji kaynaklarıyla karşılaştırırken genel olarak sermaye maliyeti, işletme-bakım maliyeti ve yakıt maliyeti olarak üç temel etmen dikkate alınır. Tablo 32'de yenilenebilir enerji kaynaklarına göre maliyet ve uygulama ölçütleri karşılaştırılarak verilmiştir.

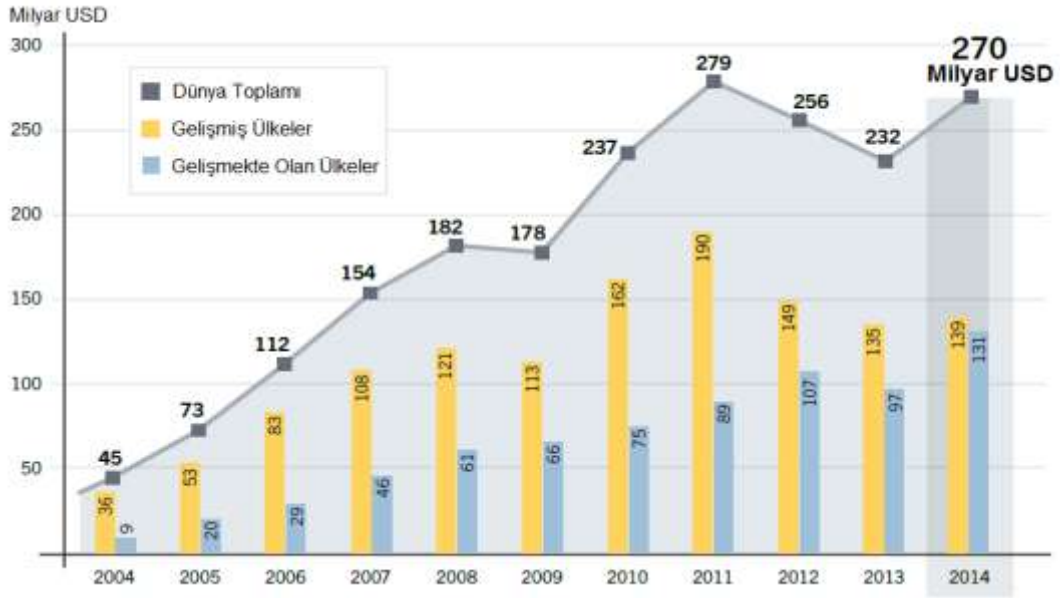
Tablo 32: Yenilenebilir Enerji Teknolojilerinin Karşılaştırılması

Maliyet ve Uygulama Ölçütü	Güneş Enerjisi		Rüzgar Enerjisi	Hidrojen Enerji	Jeotermal Enerji	Hidrolik Enerji	Biyokütle Enerjisi
	Toplaç	PV					
Ön yatırım maliyeti	Düşük	Yüksek	Yüksek	Yüksek	Yüksek	Orta	Yüksek
Kullanma maliyeti	Düşük	Düşük	Düşük	Düşük	Düşük	Düşük	Orta
Bakım maliyeti	Düşük	Orta	Orta	Yüksek	Düşük	Yüksek	Yüksek
Atık maliyeti	Orta	Yüksek	Düşük	Yüksek	Orta	Yüksek	Yüksek
Uygulama maliyeti	Orta	Orta	Düşük	Yüksek	Orta	Düşük	Yüksek
Kullanma kolaylığı	Düşük	Düşük	Düşük	Düşük	Orta	Düşük	Orta
Bakım kolaylığı	Orta	Orta	Orta	Yüksek	Yüksek	Orta	Yüksek

Kaynak: Öztürk, 2013, Yenilenebilir Enerji Kaynakları, Birsen Yayınevi, İstanbul, S.16.

Şekil 19'da gelişmiş ve gelişmekte olan ülkeler için 2004-2014 yılları arasında yenilebilier enerji için yatırımlar gösterilmiştir. Dünya toplamında yenilenebilir enerji alanında yapılan yatırımlar 2004 yılında 45 milyar dolar olup 39 milyar doları gelişmiş ülkelerde 9 milyar doları ise gelişmekte olan ülkelerdedir. 2004 yılından 2011 yılına kadar enerji yatırımları toplamda 2009 yılı hariç artarak devam etmiştir. 2007 yılında dünya toplamında yenilenebilir enerji alanında yapılan yatırımlar 279 milyar dolar olup 190 milyar doları ise gelişmiş ülkelerde ve 89 milyar doları gelişmekte olan ülkelerdedir. 2011 yılından sonra dünya toplamında yenilenebilir enerji alanında yapılan tarımlarda azalma olup 2013 yılından sonra artış olmuştur. 2014 yılında dünya toplamında yenilenebilir enerji alanında yapılan tarımlar 270 milyar dolar olup 139 milyar doları gelişmiş ülklerde ve 131 milyar doları ise gelişmekte olan ülkelerdedir. 2004 ve 2014 yılları arasında gelişmiş ülkelerdeki yenilenebilir enerji alanındaki yapılan yatırımlar gelişmekte olan ülkelerdekinden fazladır.

Şekil 19: Yenilenebilir Enerji ve Yakıtlar için Küresel Yeni Yatırımlar (2004-2014)



Kaynak: Ren21, 2015, Renewables 2015 Global Status Report, http://www.ren21 .net/wp-content/uploads/2015/07/REN12-GSR2015_ Onlinebook _low1.pdf, S.79.

Ancak özellikle son 3 yılda gelişmekte olan ülkelerdeki yenilenebilir enerji alanındaki yatırımlar gelişmekte olan ülkelerdeki yatırımlara yaklaşmaktadır.

Tablo 33'te 2014 yılı sonu itibariyle önemli bölgeler ver ülkeler için yenilenebilir eneji kapasiteleri gösterilmiştir. Toplam yenilenebilir enerji kapasitesi 1,712 GW olup 380 GW'ı Avrupa Birliğine bağlı 28 ülke ülkeleri, 668 GW'ı da BRICS ülkelerine aittir. Toplam yenilenebilir enerji kapasitesinde hidrolik enerji ve rüzgar enerjisi anlamında Çin diğer ülkelere göre önde olup ABD, Almanya, Hindistan, İtalya ve İspanya gibi ülkelerde yenilenebilir enerji kapasitesi anlamında önemli ülkelerdir.

Tablo 33: 2014 Yılı Bölgelere ve Ülkelere Göre Yenilenebilir Enerji Kapasitesi (GW)

	Dünya	AB-28	BRICS	Çin	ABD	Almanya	İtalya	İspanya	Japonya	Hindistan
TEKNOLOJİ	GW			GW						
Bio - Enerji	93	36	29	10	16.1	8.8	4	1	4.7	5
Jeotermal Enerji	12.8	1	0.1	~0	3.5	~0	0.9	0	0.5	0
Hidrolik Enerji	1,055	124	463	280	79	5.6	18	17.3	22	45
Güneş Enerjisi	177	87	32	28	18	38	18.5	5.4	23	3.2
Rüzgar Enerjisi	370	129	144	115	66	39	8.7	23	2.8	22
Toplam Yenilenebilir Enerji Kapasitesi	**1,712**	**380**	**668**	**433**	**185**	**92**	**50**	**49**	**54**	**76**

Kaynak: Ren21, 2015, Renewables 2015 Global Status Report, http://www.ren21 .net/wp-content/uploads/2015/07/REN12-GSR2015_ Onlinebook _low1.pdf, S.127.

Tablo 34'te 2005, 2010-2014 yıllarında bölgelere ve ülkelere göre yenilenebilir enerji tüketimi gösterilmiştir. 2005 yılından 2014 yılına kadar geçen süre içinde yenilenebilir enerji tüketimi artmıştır. 2014 yılı sonu itibariyle dünya toplamındaki yenilenebilir enerji tüketiminin % 39.3'ü Avrupa ve Avrasya bölgesinde, %23.2'si Kuzey Amerika, %29.7'si Asya Pasifik, %6.8'i Güney ve Orta Amerika, % 0.9'u Afrika ve % 0.1'i Orta Doğu Bölgesi tarafından yapılmaktadır. 2014 yılı sonu itibariyle dünya toplamındaki yenilenebilir enerji tüketiminin %68.1'i OECD ülkeleri tarafından %31.9'u OECD dışındaki ülkeler tarafından yapılmaktadır. 2014 yılı sonu itibariyle dünya toplamındaki yenilenebilir enerji

tüketiminin % 20.5'i ABD, % 16.7'si Çin, % 10'u Almanya, % 0.9'u Türkiye tarafından yapılmaktadır.

Tablo 34: 2005, 2010-2014 Yıllarında Bölgelere ve Ülkelere Göre Yenilenebilir Enerji Tüketimi * (Milyon Ton Petrol Eşdeğeri)

Bölgeler ve Ülkeler	2005	2010	2011	2012	2013	2014	
Kuzey Amerika	25.5	45.4	51.3	58.1	66.9	73.6	23.2 %
Güney ve Orta Amerika	6.3	10.6	12.9	14.7	16.9	21.5	6.8 %
Avrupa ve Avrasya	35.1	71.3	86.2	101.9	114.7	124.4	39.3%
Orta Doğu	-	0.1	0.1	0.2	0.2	0.3	0.1 %
Afrika	0.7	1.3	1.4	1.6	1.8	2.9	0.9%
Asya Pasifik	17.2	39.3	53.7	66.4	82.5	94.2	29.7%
Dünya	84.9	168	205.6	242.9	283	316.9	100 %
OECD	69.7	128.3	150.2	173.4	196.3	215.9	68.1 %
OECD Dışı	15.2	39.7	55.4	69.5	86.7	101.1	31.9 %
ABD	20.6	38.9	45	50.6	58.7	65	20.5 %
Çin	1.1	13.1	24.6	33.8	46.1	53.1	16.7%
Almanya	9.7	19	24	27.5	29.3	31.7	10 %
İspanya	5.6	12.5	12.6	15	16.3	16	5.1 %
Brezilya	4.2	7.3	9	10.1	11.9	15.4	4.9 %
İtalya	3.1	5.8	8.4	11.4	13.4	14.8	4.7 %
Hindistan	2.3	7.6	9.2	11	12.5	13.9	4.4 %
İngiltere	2.7	5	6.5	8.1	11.1	13.2	4.2 %
Türkiye	0.1	0.9	1.3	1.7	2.3	2.8	0.9 %

Kaynak: BP_b, 2015, BP Statistical Review of Worl Energy June 2015, http://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/energy-economics/statistical-review-2015 /bp-statistical-review-of-world-energy-2015-full-report.pdf, S. 22.

*Rüzgar, Jeotermal, Güneş, biyokütle ve Atık enerjisini içermektedir.

Türkiye'de enerji ihtiyacı, ekonomik gelişme ve artan nüfus ile birlikte her geçen gün artmaktadır. Gelecek yıllarda ülkemizin enerji arz güvenliği ile ilgili bir sıkıntı yaşamaması için yerli ve yenilenebilir enerji kaynaklarına yönelmesi gerekmektedir.

Tablo 35'te 2013 ve 2014 yılları için enerji kaynaklarına göre Türkiye elektrik enerjisi üretimi ve tüketimi gösterilmiştir. 2013 yılı birincil enerji kaynaklarında yenilenebilir enerjinin toplam brüt üretiminde 69.512,7 GWh ile % 28.9'luk paya sahip iken 2014 yılında 52.978,8 GWh ile % 21'lik bir paya sahiptir. 2014 yılında hidrolik enerji üretimindeki azalıştan dolayı 2013 yılına göre birincil enerji kaynalarında yenilenebilir enerjinin brüt toplamdaki payı düşmüştür.

Tablo 35: 2013-2014 Enerji Kaynaklarına Göre Türkiye Elektrik Enerjisi Üretimi ve Tüketimi

Birincil Enerji Kaynakları	**2013**		**2014**		**Artış**
	GWh	**%**	**GWh**	**%**	**%**
Kömür	63.786,1	26,6	76.262,7	30,3	19,6
Sıvı Yakıtlar	1.738,8	0,7	2.145,3	0,9	23,4
Doğal Gaz	105.116,3	43,8	120.576	47,9	14,7
Yenilenebilir + Atık + Atık Isı	1.171,2	0,5	1.432,6	0,6	22,3
Hidrolik	59.420,5	24,7	40.644,7	16,1	-31,6
Jeotermal	1.363,5	0,6	2.364	0,9	73,4
Rüzgar	7.557,5	3,1	8.520,1	3,4	12,7
Güneş			17,4	0,0	
Toplam Brüt Üretim	**240.154**	**100**	**251.962,8**	**100**	**4,9**
Dış Alım	7.429,4		7.953,3		
Dış Satım	1.226,7		2.696		
Toplam Brüt Tüketim	**246.356,6**		**257.220,1**		**4,4**

Kaynak: TEİAŞ, 2014, Faaliyet Raporu 2014, http://www.teias.gov.tr/Faaliyet Raporlari /faaliyetrap2014/2014.pdf, S.13.

2014 yılında T.C. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı tarafından hazırlanmış olan Türkiye Ulusal Yenilenebilir Enerji Eylem Planında yenilenebilir enerji kaynaklarına ilişkin hedeflerde (EPDK_a, 2014:22); Yenilenebilir enerji kaynaklarının, elektrik enerjisi üretimi içerisindeki payının en az %30'a çıkarılması, yenilenebilir enerji kaynaklarının genel enerji tüketimindeki payının 2023 yılında en az yüzde %20'ye yükseltilmesi hedeflenmektedir. Teknik ve ekonomik olarak değerlendirilebilecek hidroelektrik potansiyelinin tamamının elektrik enerjisi üretiminde kullanılması. Yenilenebilir enerji kaynakları kurulu gücünün 34.000 MW hidroelektrik, 20.000 MW rüzgar enerjisi, 5.000 MW güneş enerjisi, 1.000 MW jeotermal enerjisi ve 1.000 MW biyokütle çıkarılması hedeflenmektedir.

1.3.2.1 HİDROLİK ENERJİ

Yenilenebilir enerji kaynakları içinde en eski olarak kullanılan enerji kaynağıdır. Suyun kinetik enerjisinin mekanik enerjiye ardından jeneratörler ile elektirik enerjisine dönüştürülmesi ile kullanılabilir hale gelmektedir. Hidrolik enerjiden ilk yararlanma şekli akarsu değirmenleri olmuştur. Yirminci yüzyılda birincil enerji kaynakları arasında yer alan önemli bir enerji kaynağı haline gelmiştir (Öztürk, 2013:253).

Hidrolik enerji. akarsu yatakları üzerine kurulan. akarsuların önü kesilerek oluşturulan barajlarda biriken suyun potansiyel enerjisinden faydalanarak. önlerine konulan türbin ve jeneratörler ile elektrik elde edilmesidir (Boyle vd., 2003:22).

Barajlar ve hidroelektirik santralleri (HES). çevre ile uyumlu kabul edilmekte ancak bazı tartışmaları da beraberinde getirmektedirler. Bunlar; Baraj inşası. uzun süreli yağış. hidrolojik ve jeolojik çalışmaları gerektirmektedirler, yatırım maliyetleri yüksektir, yapım süresi uzundur, inşaat sırasında jeolojik yapı nedeniyle beklenmedik giderler olabilmektedir, barajlar çevresindeki bölgenin ekolojisini değiştirir, bazı yerleşim yerleri. antik bölgeler sular altınd kalmaktadır, baraj alanları için istimlak bedelleri ödenmesi gerekmektedir, akarsuyun taşıdığı toprakla dolan baraj gölü beraberinde sorunlar getirmektedir(Ramage, 2004:179).

HES'lerin avantajlarını şu şekilde sıralayabiliriz; Yapılan yatırım sadece enerji için değil barajlar ile yerleşim bölgelerinin ve tarım alanlarının su ihtiyacını karşılır, sel ve taşkınları önlemektedir, çevre iklimini yumuşatmaktadır, ucuz enerji sağlarlar,hızlı devreye girebilmektedirler,devreye girip elektrik enerjisi üretmeye başlama süresi oldukça kısadır,olası acil durumlarda hızla devreden çıkabilirler, uzun ömürlüdürler, işletme ve bakım giderleri azdır, çevre kirliliği yaratmaz ve $C0_2$emisyonu yoktur (Öztürk, 2013:257; Fanchi, 2013:192; IPCC, 2012:441).

Dünyanın ekonomik olarak elde edilebilir hidroelektrik potansiyeli yaklaşık 8.710.948 GWh/yıl'dır.Bu potansiyelin 3.551.000 GWh/yıl kurulu gücü işletilmektedir.Dünyada üretilen toplam elektrik enerjisinin yaklaşık %20'si hidroelektrik enerji ile sağlanmaktadır (Kavcıoğlu. 2015:24).

Tablo 36'da2005, 2010-2014 yılları arasında bölgelere ve ülkelere göre hidroelektrik enerjisi tüketim miktarları gösterilmektedir. Dünya toplamında 2004 yılından 2014 yılına kadar hidroelektrikten sağlanan enerji tüketimi düzenli olarak artarak devam etmiştir. 2014 yılında %38.9'luk pay ile Asya Pasifik hidroelektrikten enerji tüketiminin en fazla olduğu bölge olup %27.4 ile pay ile Çinde hidroelektrikten enerji tüketiminin en fazla sağlandığı ülkedir. 2014 yılı sonu itibari ile hidrolik kurulu güç kapasitesi ve üretimi en fazla olan ülkeler sırasıyla: Çin, Kanada, Brezilya, ABD, Rusya dır.

Tablo 36: 2005, 2010-2014 Yıllarında Bölgelere ve Ülkelere Göre Hidroelektrik Enerji Tüketimi (Mtoe)

Bölgelere ve Ülkelere	**2005**	**2010**	**2011**	**2012**	**2013**	**2014**	
Kuzey Amerika	150.1	147.2	166.3	156.2	156.1	153.5	17.5 %
Güney ve Orta Amerika	141.6	158.7	168.1	165.2	160.4	155.4	17.7 %
Avrupa ve Avrasya	179.8	197.5	178.8	191.6	201.9	195.7	22.3 %
Orta Doğu	5.1	4	4.3	5.1	5.4	5.2	0.6 %
Afrika	20.3	24.8	24	25.7	26.4	27.5	3.1 %
Asya Pasifik	164.4	251.7	254	290	311.4	341.6	38.9 %
Dünya	661.3	783.9	795.5	833.8	861.6	879.	100 %
OECD	295	309.4	314.7	316.5	320.3	315.7	35.9 %
OECD Dışı	366.4	474.5	480.8	517.3	541.3	563.3	64.1 %
Çin	80	163.4	157	197.3	208.2	240.8	27.4 %
Kanada	82.1	79.4	85.2	86	88.5	85.7	9.8 %
Brezilya	76.4	91.2	97.2	94	88.5	83.6	9.5 %
ABD	61.8	59.5	74.3	63.1	61.4	59.1	6.7 %
Rusya	39.5	38.1	37.3	37.3	41.3	39.3	4.5 %
Türkiye	10.4	11.7	11.8	13.1	13.4	9.1	1 %
Dünya Toplamı	**661.3**	**783.9**	**795.5**	**833.8**	**861.6**	**879**	**% 100**

Kaynak: BP_b, 2015, BP Statistical Review of Worl Energy June 2015, http://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/energy-economics/statistical-review-2015 /bp-statistical-review-of-world-energy-2015-full-report.pdf, S. 36.

Ülkemiz cografi özelliklerinden dolayı akarsularımızın çoğu dar ve derin vadilerden akar.Bu durum hidroelektrik santrallerinin yapımı için elverişli şartlar oluşturur.Türkiye, Rusya ve Norveç'ten sonra Avrupa'da hidroelektrik potansiyel bakımından üçüncü sıradadır.

2003 yılından sonra HES projelerinin özel sektöre açılmasıyla işletmeye alınan 352 adet HES için yapılan yatırım miktarı takriben 16 milyar $. inşaatı devam eden 140 adet HES için yapılacak yatırım miktarı takriben 12 milyar $. planlanan HES'ler için yatırım miktarı ise takriben 32 milyar $'dır. Sadece 2013 yılında HES'lerin ürettiği 60 milyar kWh enerjinin cari açığa katkısının, takriben 3 milyar $ olduğu tahmin edilmektedir (DEKTMK, 2015:71).

1.3.2.2 JEOTERMAL ENERJİ

Jeotermal enerji; yer tabakasının derinliklerindeki kayaçlar içinde birikmiş olan aşırı ısınmış akışkanların, taşınarak rezervuarlarda depolanması ile oluşmuş sıcak su, buhar ve kuru buhar ile kızgın kuru kayalardan yapay yollarla elde edilen ısı enerjisidir (Çelik ve Arıgün, 2000:1; Hodgson, 2010:39; Öztürk, 2013:311). Jeotermal enerjinin kaynağı yer kabuğunun içi olup güneşden bağımsız olduğundan diğer yenilenebilir enerji kaynaklarından farklıdır (Brown ve Garnish, 2004:342). Jeotermal enerji bu yönüyle iklim koşullarından bağımsız olarak günün her saatinde kullanılabilen yenilenebilir enerji kaynağıdır (Yılmaz, 2014:62). Jeotermal enerji temel kullanımı elektrik üretimidir. Bununla birilikte, soğutmada (deri, süt vb.), ısıtmada (konut, şehir vb.), sağlık ve endüstri sektöründe kullanım alanları bulunmaktadır. Sağlık sektöründe kullanımı kaplıca turizmi ile ilgilidir(Çelik ve Arıgün, 2000:51; Ünsal, 2010:21; Kılıç, 2013:24).

Jeotermal enerjide güneş radyasyonu yaymayan yenilenebilir bir enerjidir. Jeotermal enerji yeryüzünün alt tabakasından sağlanan sıcak su veya buhar şeklindedir. Jeotermal enerjinin toplam enerji içindeki payı düşüktür. Ancak bölgesel olarak enerji arzına katkı sağlamaktadır (Boyle vd., 2003:33). Yenilenebilir enerji kaynağı olarak jeotermal enerjinin miktarı bellidir. Yeryüzünde belli bölgelerde olan jeotermal enerji yeryüzünün derininden elde edilmektedir.

Jeotermal enerji elektrik enerjisi üretiminde karbondioksit salınımına neden olmadığından dolayı temiz enerji kaynağı olarak kullanılmaktadır. Jeotermal enerji ısı içeriğine göre üç sınıfa ayrılabilir: düşük sıcaklık (20-70 ^{0}C), orta sıcaklık(70-150 ^{0}C), yüksek sıcaklık(150 ^{0}C'den fazla). Orta sıcaklık ve yüksek sıcaklıklı jeotermal

kaynaklar elektrik üretiminde kullanılmaktadır (Çetin, 2014:5; Kılıç ve Kılıç, 2013:46)

Düşük (20-70 ^{0}C) sıcaklıklı bölgelerde jeotermal enerjiden ısıtmada, endüstride, kimyasal madde üretiminde yararlanılmaktadır. Orta sıcaklıklı (70-150 ^{0}C) ve yüksek sıcaklıklı (150 ^{0}C'den fazla) bölgeler ise jeotermal enerjiden elektrik üretiminde ve ısıtma uygulamalarında yararlanılmaktadır.

Yenilenebilir enerji kaynakları içinde jeotermal enerjinin üstünlüklerini ve olumsuz yönlerini aşağıdaki gibi sıralayabiliriz (Öztürk, 2013:15):

Jeotermal enerjinin üstünlükleri: Doğal bir kaynak olduğu için dışa bağımlı değildir, doğrudan elde edildiği için maliyeti çok düşük veverimi çok yüksektir, çevre dostu ve elektirik üretimi için suyun ısıtılması ve buharlaştırılması için fosil enerjiye gereksinim duyulmaz (Çelik ve Arıgün, 2000:8; Bockris, 2009:55-59).

Jeotermal enerjinin olumsuz yönleri: Tüketilen kısmınaynı oranda ve kısa sürede tekrar oluşamaz, jeotermal kaynaklardançıkan akışkanlar yapılarında bulunan bazı zararlı kimyasal maddeler nedeniyle aşındırıcı ve çevresel kirliliğe neden olmaktadır, arge ve fizibilite maliyetleri yüksektir, sistem yerleşim bölgelerinden uzak olduğunda iletimde enerji kayıpları yaşanmaktadır (Brown ve Garnish, 2004:373).

Tablo 37'de dünyada jeotermal kaynağın doğrudan kaynaktan kullanımı ve elektrik üretimi gösterilmiştir. ABD hem jeotermal kaynağın doğrudan kullanımı hem de jeotermal kaynaktan elektrik üretiminde ilk sırada gelmektedir. ABD'den sonra sırasıyla Çin, İsveç, Belarus, Norveç ve Almanya gelmektedir.

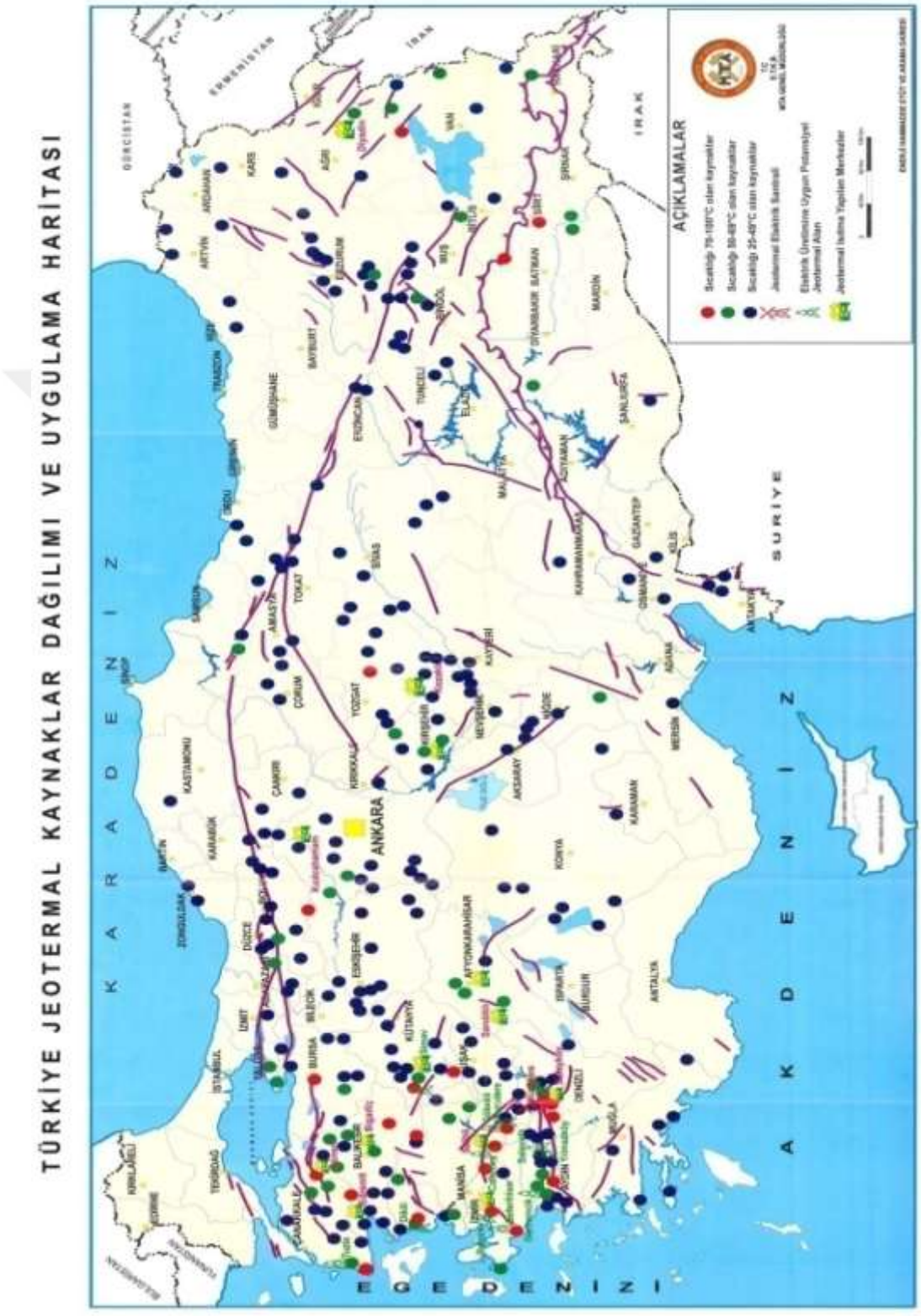
Tablo 37: Dünya'da Jeotermal Kaynağın Doğrudan Kaynaktan Kullanımı ve Elektrik Üretimi

	Doğrudan Kaynaktan Kullanımı (MW)	Kaynaktan Elektrik Üretimi (MW)
ABD	12.611	3.390
Çin	8.898	1.904
İsveç	4.460	1.333
Belarus	3.422	1.005
Norveç	3.300	901
Almanya	2.485	895
Türkiye	2.130	664
Japonya	2.099	537
İzlanda	1.826	404
Hollanda	1.410	280
Toplam	50.500	11.766

Kaynak: DEKTMK, 2015, Enerji Raporu 2014, Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi (World Energy Council), ISSN:1301-6318, Ankara, S.81.

Şekil 20'de Türkiye'nin Jeotermal kaynakları ve uygulama haritası gösterilmiştir.

Şekil 20: Türkiye Jeotermal Kaynaklar Dağılımı ve Uygulama Haritası



Kaynak: Maden Tetkik Arama Müdürlüğü, (Çevirimiçi) http://www.mta.gov.tr /v2.0/daire-baskanliklari/enerji/images/siteharitalar/1.jpg., 01.09.2015

Türkiye Alp-Himalaya kuşağı üzerinde yer aldığından oldukça yüksek jeotermal potansiyeline sahiptir. Türkiye jeotermal ısı ve kaplıca uygulamalarında dünyanın üçüncü ülkesidir . Türkiyenin jeotermal potansiyeli tahmini olarak 31.500 MW'tır. Türkiye'de 260.000 konut eşdeğeri jeotermal ısıtma potansiyeli 7.5 milyon konut olup mevcut durumda 260.000 konut eşdeğeri jeotermal ısıtması yapılmaktadır. Jeotermal potansiyelinin % 79'u Batı Anadolu'da yer almaktadır. Jeotermal kaynakların % 94'ü düşük ve orta sıcaklıklı olup genel olarak ısıtma ve termal turizm gibi alanlarda kullanılmaktadır. % 6'sı ise yüksek sıcaklıklı olup elektrik enerjisi üretimi için kullanılmaktadır. Türkiye'de jeotermal enerjiyle üretilebilecek elektrik tahmini olarak 2.000 MW'e dir. Kurulu gücümüz 405 MW'e dir. EPDK'dan alınan lisanslarla birlikte jeotermal elektrik üretim potansiyeli 706 MW'e ulaşacaktır (http://www.enerji.gov.tr/tr-TR/Sayfalar/Jeotermal,08.02.2016).

Tablo 38: Jeotermal Hedefleri ve Yatırım İhtiyacı

Jeotermal Uygulama	**2018 Yılı Hedefi**	**Yatırım Tutarı (ABD Doları)**
Elektrik santrali	750 MW_e	2 milyar
Bina ısıtma (500.000 konut eşdeğeri)	4000 MW_t	1.4 milyar
Sera ısıtma (6.000 dönüm)	2040 MW_t	300 milyon
Kurutma (500.000 ton/yıl)	500 MW_t	180 milyon
Termal (400 kaplıca eşdeğeri	1100 MW_t	1.2 milyar
Soğutma (50.000 konut eşdeğeri)	300 MW_t	300 milyon
Diğer	400 MW_t	150 milyon

Kaynak: TCKB, 2014, Onuncu Kalkınma Planı 2014-2018, T.C. Kalkınma Bakanlığı, Ankara, S.55.

Tablo 38'de Onuncu Plan Döneminde jeotermal potansiyelin değerlendirilmesi konusunda 5.5 milyar ABD doları tutarında yatırım hedefi öngörülmüştür. Konulan bu hedeflere ulaşmak için belediye özel şirket ortalığı ile jeotermal ısıtma yaygınlaştırılmalı ve uzun mesafeli jeotermal enerji taşınmasını özendirmelidir (TCKB, 2014:55).

1.3.2.3 BİYOKÜTLE VE BİYOMAS ENERJİ

Enerji kaynaklarının tamamı fosil ve nükleer enerji merkezli değildir. Tarih öncesinden günümüze kadar insanoğlu ısınma ve aydınlanmada odunu yakıt olarak kullanmıştır. Odun ve diğer biomaslar yakıt olarak kullanılmakta ve biyoyakıt olarak tanımlanmaktadır. Biyoyakıt,içerik olarak en az % 80'i son on yıl içerisinde toplanmış organizmalardanelde edilmiş yakıt türü olarak değerlendirilmektedir (Fanchi, 2013:208, Larkin vd., 2004:106, Boyle, 2003:19-21). Biyoyakıt kullanılarak elde edilen enerjiyede biyoenerji denilmektedir. Önceleri gelişmekte olan ülkelerin enerji tüketiminde önemli paya sahip olan biyoyakıt günümüzde ileri teknoloji ile gelişmiş ülkeler içinde stratejik bir enerji kaynağıdır (Hodgson, 2010:40-41). Biyokütle enerjisi; tarımsal yetiştiriciliğe dayalı olduğu için yenilenebilir, yerli ve çevre dostubir kaynaktır (IPCC, 2012:214, Acaroğlu, 2013:91).

Biyokütle enerjisi klasik biyokütle ve modern biyokütle enerjisi olarak iki şekilde incelenebilir. Klasik biyokütle enerjisi odun, bitkisel atıklar ve hayvansal atıklardır. Modern biyokütle enerjisi ise enerji ormancılığı, orman endüstrisi atıkları, ağaç endüstrisi atıkları, enerji tarımı ürünleri, tarımsal bitkisel atıklar, tarımsal hayvansal atıklar, tarımsal endüstri atıkları ve kentsel atıklardır (Öztürk, 2013:366).

Biyoyakıtların en yaygın olanları biyoetanol ve biyodizeldir. Biyoetanol, mısır, buğday, şeker pancarı, nişasta, şeker veya selüloz özlü tarımsal ürünlerin fermantasyonu ile elde edilir.Biyoetanol belirli oranlarda farklı petrol ürünleri ile karıştırılarak alternatif bir enerji kaynağı olarak kullanılmaktadır (Larkin vd., 2004:135).

Biyokütle enerjisinin üstünlükleri;çevre açısından daha az zararlı etkileri olması, sera etkisi oluşturmaması, sosyo ekonomik önemi vardır,depolanabilir olması, her ölçekte enerji verimi için uygundur, hemen heryerde elde edilebilir. Biyokütle enerjisinin olumsuz yönleri;tarım alanları için rekabet oluşturur, toprak özelliklerinin bozulmasına sebep olur, uygulanmasında teknik sorunlar nedeniyle sınırlamalara sahiptir, çevrim verimleri düşüktür (Demirtaş, 2010:67; Öztürk, 2013:15).

Tablo 39: Biyokütleye Dayalı Elektrik Üretiminde Kurulu Güç Kapasiteleri (2013)

Ülkeler	Elektrik Üretimi Kurulu Güç (GW)
ABD	15.8
Brezilya	11.4
AB	34.5
Almanya	8
Çin	6.2
Hindistan	4.4
Japonya	3.4

Kaynak: DEKTMK, 2015, Enerji Raporu 2014, Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi (World Energy Council), ISSN:1301-6318, Ankara, S.86.

Tablo 39'da biyokütleye dayalı elektrik üretiminde önde gelen ülkelerin kurulu güç kapasiteleri gösterilmiştir. Biyokütleden elektriminin en fazla yapıldığı ülke ABD'dir.Daha sonra sırasıyla Almanya, Çin, Hindistan ve Japonya biyokütleden elektrik üretiminde önde gelen ülkelerdir.

Biyodizel sektörü Türkiye'de 2000'li yılların başlarında oluşmaya başlamıştır. EPDK Aralık 2014 verilerine göre Türkiye'nin biyokütle tesislerine ait toplam kurulu güç kapasitesinin 169,6 MW'ı işletilmekte olup 100 MW'a yakında inşası devam etmektedir (DEKTMK, 2015:89). Türkiye artan enerji ihtiyacının karşılanması için biyokütle enerjisinide enerji portföyünde etkin bir şekilde kullamalıdır. Bunun için, biyokütlenin miktarlarına ve yerlerine göre küçük veya orta büyüklükte yeni santraller yapılmalı, enerji bitkilerinin yurt içinde üretimi için incelemeler başlatılmalıdır.

1.3.2.4 RÜZGAR ENERJİSİ

Rüzgar enerjisi, farklı ısılara sahip olan hava kütlelerinin yer değiştirmesiyle oluşan, hem ucuz hem de çevreyi kirletmeyen ve çok eskiden beri bilinen bir enerji kaynağıdır (Fanchi, 2013:158). Rüzgar türbinleri sayesinde yer değiştiren hava kütlelerinin yarattığı hava akımı elektrik enerjisine dönüştürülmektedir (Boyle, 2003:28; Taylor, 2004:248; Busby, 2012:1). Rüzgar enerjisi santralleri (RES), üretim döneminde dışa bağımlılığı olmayıp ham madde ihtiyacı duymayan, doğaya ve insan

sağlığına olumsuz etkisi yok denecek kadar az olan ve kurulumunda arazi bakımından az yer gerektiren enerji üretim tesisleridir (Ali, 2012:1).

Yenilenebilir enerji kaynakları içinde rüzgar enerjinin üstünlüklerini ve olumsuz yönlerini şöyle sıralayabiliriz. Rüzgar enerjisinin avantajları; güvenilir ve sürekli bir kaynaktır, dışa bağımlı değildir, kirlilik oluşturmayan çevreye çok az zarar veren enerji kaynağıdır, gelişen teknoloji ile üretilen enerjinin birim maliyeti düşürülebilir. Rüzgar enerjisinin dezavantajları; rüzgar türbinleri kurulumu için uygun alan gereklidir. Diğer enerji santralleri ile karşılaştırıldığında türbinlerin birbirinin rüzgarını kesmemesi amacıyla seyrek yerleştirildiğinden daha fazla yer kaplayabilmektedir, gürültülü çalışması yakın çevrelerinde yaşayan insanlar için rahatsız edici bir durumdur. Rüzgar Santralleri ile yerleşim birinleri arasında 400-500 m.lik bir mesafenin olması istenen bir durumdur, kuş ölümlerine neden olabilir, devrilme ve parçalanmasına ilişkin güvenlik sorunu oluşabilir (Kocaman, 2003: 170-171; Taylor, 2004: 270; Busby, 2012:7; Öztürk. 2013:203 ; Acaroğlu, 2013:238; Fanchi, 2013:180). Bu özelliklerinden dolayı rüzgar enerjisi, enerji güvenliği açısından diğer ülkere bağımlığı ortadan kaldıran ya da azaltan yerli ve her zaman kullanılabilir bir kaynaktır (DEKTMK, 2015:73). Rüzgar enerjisinin ham madde maliyeti sıfırdır. Bu nedenle dışalıma bağlı olmadığı için geleneksel enerji kaynaklarına göre daha pahalıya elde edilsede ulusal ekonomi açısından bir kazançtır (Ünsal, 2010:16-17).

Tablo 40'da 2014 ve 2015 yıllarında bölgelere ve ülkelere göre rüzgar gücü kapasiteleri gösterilmiştir. 2014 yılı sonunda dünyanın toplam rüzgar gücü kapasitesi 369.695 MW olup 2015 yılında eklenen 63.013 MW ile yıl sonu toplam kapasite 432.419 MW'tır. 2015 yılı sonunda en fazla kapasiteye sahip olan bölge 175.573 MW'lık kapasite ile Asya bölgesidir. Diğer bölgeler sırasıyla 147.771 MW ile Avrupa, 88.744 MW ile Kuzey Amerika, 12.220 MW ile Latin Amerika ve Karayipler, 4.822 MW ile Pasifik Bölgesi ve 3.289 MW ile Afrika ve Orta Doğu ülkeleri kurulu rüzgar gücü kapasitelerine sahiptir. 2015 yılında rüzgar kurulu güç kapasitesi olarak 145.104 MW ile lider konumda olan ülke Çin'dir. Diğer ülkeler sırasıyla 74.471 MW ile ABD, 44.947 MW ile Almanya, 25.088 MW ile Hindistan, 23.025 MW ile İspanya, 11.200 MW ile Kanada, 10.358 MW ile İngiltere, 10.358

MW ile Fransa, 8.958 MW ile İtalya, 8.715 MW ile Brezilya rüzgar kurulu gücüne sahip olan önde olan ülkelerdir. Rüzgar kurulu gücü anlamında en dikkat çekici olan ülke Çin'dir. 2015 yılı sonundaki Çin'in rüzgar kurulu gücü kendisinden sonra gelen ABD'nin rüzgar kurulu gücünün neredeyse iki katı kadardır. 2015 yılı sonu itibariyle dünya rüzgar kurulu gücünün % 34'e yakını Çin'e aittir. Bununla birlikte 2015 yılında dünya toplamında ek kapasite artışının yarısı 30.500 MW artış ile Çin tarafından yapılmıştır. 2015 yılı sonu itibariyle dünya rüzgar kapasite artışının % 48'i Çin'e aittir.

Tablo 40: 2014-2015 Yıllarında Bölgelere ve Ülkelere Göre Rüzgar Gücü Kapasitesi

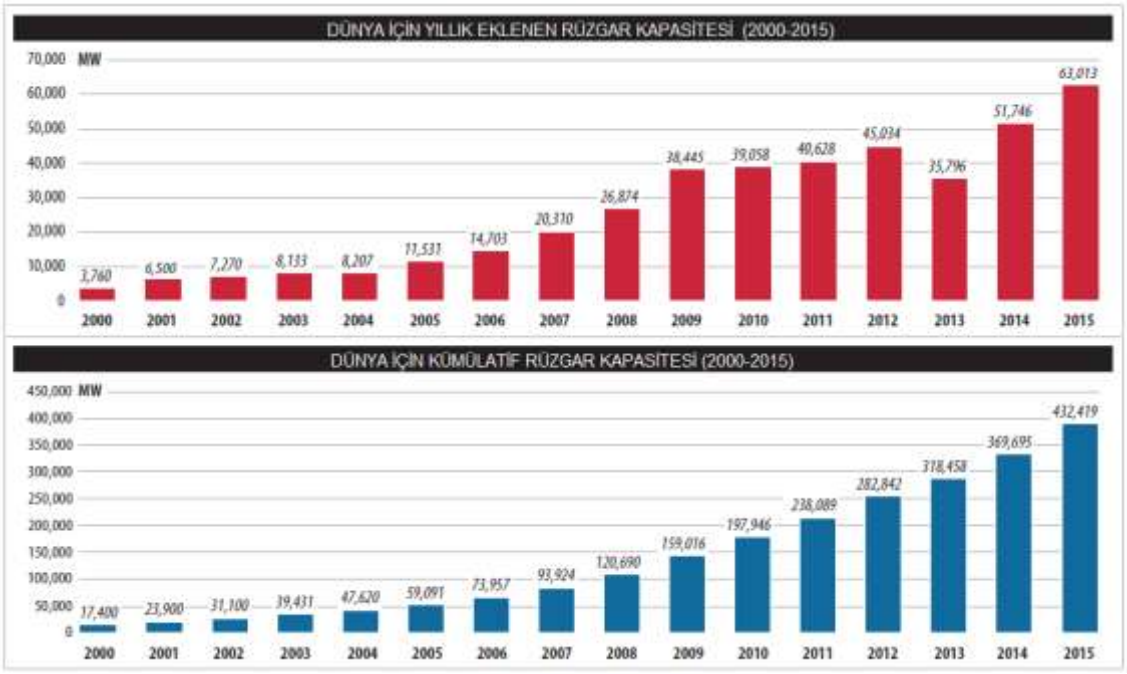
Bölgeler ve Ülkeler	Toplam Kapasite MW (2014)	Eklenen Kapasite MW (2015)	Toplam Kapasite MW (2015)
Asya	141.968	33.606	175.573
Avrupa	134.251	13.805	147.771
Kuzey Amerika	77.930	10.817	88.744
Latin Amerika ve Karayip	8.568	3.652	12.220
Pasifik Bölgesi	4.442	380	4.822
Afrika ve Orta Doğu	2.536	753	3.289
Dünya Toplamı	369.695	63.013	432.419
Çin	114.604	30.500	145.104
ABD	65.877	8.598	74.471
Almanya	39.128	6.013	44.947
Hindistan	22.465	2.623	25.088
İspanya	23.025	-	23.025
Kanada	9.694	1.506	11.200
İngiltere	9.258	1.073	10.358
Fransa	9.285	1.073	10.358
İtalya	8.663	295	8.958
Brezilya	5.962	2.754	8.715
Türkiye	3.738	956	4.694

Kaynak: GWEC, 2016, Global Wind Statistics 2015, (Çevirimiçi) http://www.tureb .com.tr /files/bilgi_bankasi/dunya_res_durumu/gwec_2015.pdf, (02.03.2016), S.2.

Şekil 21'de 2000-2015 yılları arasında eklenen rüzgar kapasitesi ve kümülatif rüzgar kapasiteleri gösterilmiştir. 2013 yılının dışında her yıl eklenen rüzgar kapasitesi artarak devam etmiştir. En fazla artış 2015 yılında olmuştur. 2000 yılında

kurulu rüzgar kapasitesi 17.400 MW iken 2015 yılında kurulu rüzgar kapasitesi 432.419 MW'tır. 16 yıllık süreç içerisinde toplam kurulu rüzgar kapasitesi 25 kat artmıştır.

Şekil 21: Dünya İçin Yıllık Eklenen Rüzgar Kapasitesi ve Kümülatif Rüzgar Kapasitesi (2000-2015)



Kaynak: GWEC, 2016, Global Wind Statistics 2015, (Çevirimiçi) http://www.tureb .com.tr /files/bilgi_bankasi/dunya_res_durumu/gwec_2015.pdf, (02.03.2016), S.3.

2015 yılında AB'de 28.9 GW'lık ek güç üretim kapasite artışı olmuştur. Bu artış 2014 yılına göre 2.4 GW daha fazladır. 2015 yılındaki ek güç üretimdeki kapasite artışının % 44.2'si rüzgar enerjisi alanında olmuştur. 2015 yılı sonu itibariyle AB'de 2014 yılına göre % 6.3'lük kapasite artışı ile 12.800 MW'lık rüzgar gücü kapasitesi eklenmiştir. Rüzgar gücü kapasite artışının 9.766 MW'lık kısmı karada kurulu 3.034 MW'lık kısmıda denizde kuruludur. AB'de toplam kurulu rüzgar gücü 142 GW olup 131 GW'ı karada 11 GW'ı da denizde kuruludur. Tablo 41'de görüldüğü gibi AB'de 45 GW'lık kurulu rüzgar gücü kapasitesi ile Almanya birinci sıradadır. Diğer ülkeler sırasıyla 23 GW ile İspanya, 13.6 GW ile İngiltere, 10 GW ile Fransa kurulu rüzgar gücüne sahip olan ülkelerdir. 2015 yılı AB için normal bir rüzgar yılı olup toplam elektrik tüketiminin %11.4'ü rüzgar enerjisinden

karşılanmıştır. 2015 yılında kurulu rüzgar gücü ile 315 TWh'lik üretim gerçekleşmiştir. 2015 yılında rüzgar enerjisini geliştirmek için yapılan yatırım 2014 yılına oranla %40 artışla 26.4 milyar dır (EWEA, 2016:3).

Tablo 41'de Avrupa bölgesinden seçilmiş ülkelerin eklenen rüzgar kapasiteleri ve toplam rüzgar kapasiteleri 2013 ve 2014 yılları için gösterilmiştir. 2015 yılı içinde 6013 MW eklenen kapasitesi ile almanya birinci sıradadır. Diğer ülkeler sırasıyla 1266 MW ile Polonya, 1073 MW ile Fransa, 975 MW ile İngiltere ve 956 MW ile Türkiye eklenen rüzgar kapasitesi anlamında önde gelen ülkelerdir. Türkiye'nin 2015 yılı sonu toplam rüzgar gücü kurulu kapasitesi 4.694 MW'a ulaşmış olup Avrupa'da 10. sırada yer almaktadır. Rüzgar alanında bu gelişmeler sektörün gelecekte daha da ilerleyeceğini göstermektedir.

Tablo 41: Avrupada Bulunan Ülkelerin Rüzgar Kapasiteleri (2013-2014)

AB Ülkeleri	Eklenen Kapasite MW (2014)	Toplam Kapasite MW (2014)	Eklenen Kapasite MW (2015)	Toplam Kapasite MW (2015)
Almanya	5242	39127	6013	44946
İspanya	27	23025	-	23025
İngiltere	1923	12633	975	13602
Fransa	1042	9285	1073	10358
İtalya	107	8662	295	8957
İsveç	1050	5424	614	6024
Polonya	444	3833	1266	5100
Portekiz	222	4947	132	5079
Danimarka	104	4881	216	5063
Türkiye	804	3738	956	4694
Hollanda	175	2865	586	3431
Romanya	354	2953	23	2975
İrlanda	213	2262	224	2486
Avusturya	405	2089	323	2411
Belçika	293	1958	274	2228
Yunanistan	114	1980	172	2151
Finlandiya	184	626	379	1000
Bulgaristan	10	691	-	691
Litvanya	1	279	144	424
Hırvatistan	85	346	76	422

Kaynak: EWEA, 2016, Wind in Power 2015 European Statistics, (Çevirimiçi) http://www.ewea.org /fileadmin/files/library/publications/statistics/EWEA-Annual-Statistics-2015.pdf, (02.03.2016) , S.4.

Şekil 22'de 2006 ve 2015 yılları arasında Türkiye'de rüzgar enerjisi santrallerinin kümülatif kurulumu gösterilmiştir. 2006 yılından 2015 yılında kadar, 2011 yılı hariç, her yıl eklenen rüzgar gücü kapasitesi artarak devam etmiştir. En fazla kurulu güce ilâve edilen kapasite artışı 956 MW ile 2015 yılı olmuştur. Türkiye'nin 2015 yılı sonu itibariyle toplam rüzgar kurulu gücü 4.718 MW'tır. Türkiye'deki RES'lerin bölgelere göre dağılımına bakıldığında, %38'i Ege Bölgesi'nde, %37'lik kısmı Marmara Bölgesi'nde, %15'lik kısmı Akdeniz Bölgesi'nde, %7'lik kısmı İç Anadolu bölgesinde, %2'lik kısmı Karadeniz Bölgesi'nde, %1'lik kısmıda Güneydoğu Anadolu Bölgesi'ndedir (TUREB, 2016:13). 2015 yılı sonu itibariyle Türkiye'de işletmedeki RES'lerin illere göre dağılımında en fazla kurulu güce sahip olan il 923 MW ile Balıkesir dir. Daha sonra sırasıyla 200 MW'ın üzerinde olan iller İzmir, Manisa ve Hatay'dır (TUREB, 2016:16).

Şekil 22: 2006-2015 Yılları için Türkiye'deki Rüzgar Enerjisi Santralleri Kümülatif Kurulumu

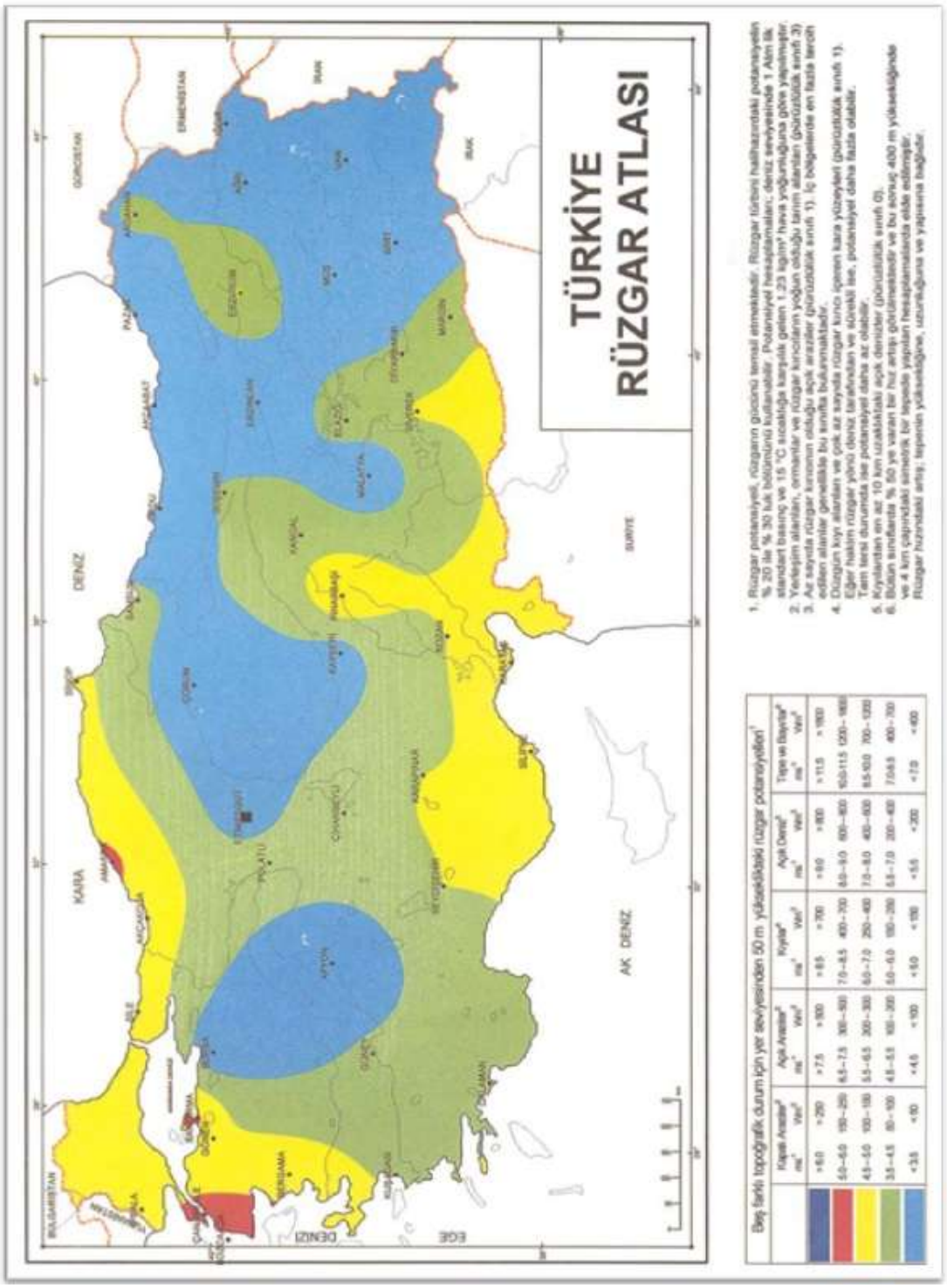


Kaynak: TUREB, 2016, Türkiye Rüzgar Enerjisi İstatistik Raporu, (Çevirimiçi) http://www.tureb.com.tr/yayinlar/turkiye-ruzgar-enerjisi-istatistik-raporu-ocak-2016, (12.02.2016), S.5.

Türkiye Rüzgar Enerjisi Potansiyel Atlası (REPA), Elektrik İşleri Etüt İdaresi tarafından 2006 yılında düzenlenmiştir. Düzenleme amacı olarak Türkiye rüzgar

kaynaklarının yapısını ve rüzgar güç dağılımlarını oluşturmaktır. Yıllık ortalama değerler dikkate alındığında Türkiye'nin en iyi rüzgar kaynak alanları kıyı şeritleri, dağların tepesi ve yüksek bayırlar olduğu görülmektedir.

Şekil 23: Türkiye Rüzgar Atlası



Tablo 42: REPA'ya Göre Türkiye Rüzgar Potansiyeli (YEGM)

Rüzgâr Kaynak Derecesi	Rüzgâr Sınıfı	50 m'de Rüzgâr Gücü Yoğ. (W/m^2)	50 m'de Rüzgâr Hızı (m/s)	Toplam Alan (km^2)	Rüzgârlı Arazi Yüzdesi	Toplam Kurulu Güç (MW)
Orta	3	300 – 400	6,5 – 7,0	16.781,39	2,27	83.906
İyi	4	400 – 500	7,0 – 7,5	5.851,87	0,79	29.259,36
Harika	5	500 – 600	7,5 – 8,0	2.598,86	0,35	12.994,32
Mükemmel	6	600 – 800	8,0 – 9,0	1.079,98	0,15	5.399,92
Sıradışı	7	> 800	> 9.0	39,17	0,01	195,84
Toplam				26.351,28	3,57	131.756,40

Kaynak: TMMOB, 2014, Türkiyenin Enerji Görünümü, Genişletilmiş Üçüncü Baskı, ISBN: 978-605-01-0626-8, YAYIN NO: MMO/616, Ankara, S.140.

Türkiyenin Rüzgar Atlası'nda 50 metre yükseklikteki rüzgar potansiyeli, belirlenen kriterlere göre iyi ile mükemmel arasında yaklaşık 48 GW'a yakındır (Develi ve Kaynak,2012:197). Bu araziler Türkiye toplamının %1,30'una denk gelmektedir.

Tablo 43'de bazı Avrupa ülkeleri ve Türkiye'nin enerji potansiyelleri karşılaştırmalı olarak gösterilmiştir. Tablodan da görüldüğü gibitoplam yüz ölçümler dikkate alındığında, Türkiye'nin rüzgar enerji potansiyeli Avrupa ülkelerine göre yüksek seviyelerdedir. Rüzgar enerjisi teknik potansiyeli çeşitli kriterlere bağlı olarak belirlenmektedir. Türkiye içinyer seviyesinden 50 metre yükseklikte ve 7.5 m/s üzeri rüzgar hızlarına sahip bölgelerde kilometre başına 5 MW gücünde rüzgar santrali kurula bileceği varsayılmıştır. Bu varsayımlar altındaTürkiye'de 83.000 MW'lık teknik potansiyelin olduğu belirlenmiştir. Bu varsayımların en iyi ihtimalle kurulu teknik potansiyel 131.756 MW'dır (TMMOB, 2014:140). Ancak Türkiye'de kurulu rüzgar gücü Avrupa ülkelerinin çok altındadır.

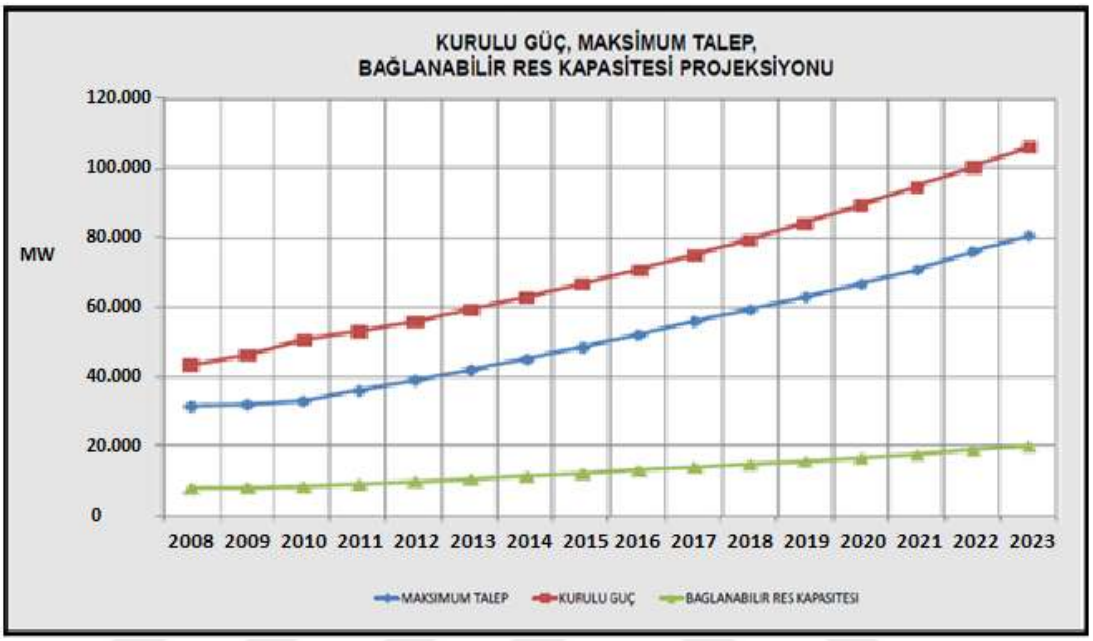
Tablo 43: Bazı Avrupa Ülkeleri ve Türkiyenin Rüzgar Enerji Potansiyellerinin Karşılaştırması

Ülke	Yüz Ölçümü (1000 km^2)	Teknik Potansiyel (MW)	2010 Yıl Sonu Rüzgar Kurulu Güç (MW)	2014 Yıl Sonu Rüzgar Kurulu Güç (MW)	Kurulu Güç Artış Oranı (2010-2014)
Almanya	357	12.000	27.214	39.165	44%
İspanya	505	43.000	20.676	22.986	11%
İtalya	301	35.000	5.797	8.662	49%
Fransa	547	42.000	5.660	9.285	64%
İngiltere	244	57.000	5.204	12.440	139%
Portekiz	92	7.000	3.898	4.914	26%
Danimarka	43	14.000	3.798	4.845	28%
Hollanda	41	3.000	2.245	2.805	25%
İsveç	450	20.000	2.163	5.424	151%
Yunanistan	132	22.000	1.208	1.979	64%
Avusturya	84	2.000	1.011	2.095	107%
Türkiye	**781**	**83.000**	**1.328**	**3.762**	**183%**

Kaynak: EWEA, 2015, Wind in Power 2014 European Statistics, The European Wind Energy Association.

Türkiye'de rüzgar kurulu gücündeki artış oranı Avrupa'daki bir çok ülkeden daha fazladır. Ancak rüzgardan elde edilen enerji istenilen seviyelerde değildir. Almanya'ya bakıldığında rüzgar kurulu gücünde 2010-2014 yılları arasında %44'lük bir artış sağlamıştır. Almanya'nın sadece 2014 yılında 5.279 MW'lık rüzgar enerjisi ek kapasite artışı. Türkiye'de kurulu rüzgar gücünün 1.4 katıdır. Bu durumda göstermektedir ki Türkiye'nin yenilenebilir enerji kaynaklarından olan rüzgar enerjisinden kat edeceği daha çok yolu vardır. Arz güvenliği strateji belgesi'nde rüzgar enerjisi kurulu gücünün 2023 yılında 20.000 MW'a ulaşması hedeflenmektedir (DPT, 2009:9).

Şekil 24: TEİAŞ Yıllara Göre RES Bağlanabilir Kapasite Projeksiyonu



Kaynak: TMMOB, 2014, Türkiyenin Enerji Görünümü, Genişletilmiş Üçüncü Baskı, ISBN: 978-605-01-0626-8, YAYIN NO: MMO/616, Ankara, S.148.

Şekil 24'de TEİAŞ'ın yıllara göre RES bağlanabilir kapasite projeksiyonu verilmiştir. 1 Kasım başvuruları sürecinde, 2013 yılı için öngörülen 48.000 MW maksimum talebin ¼'ü baz alınarak, 12.000 MW RES bağlanabilir kapasitesi belirlenmiştir (TUREB, 2013:12).

1.3.2.5 GÜNEŞ ENERJİSİ

Güneş enerjisi, güneş ışığından elde edilen enerjinin elektrik veya ısı enerjisine dönüştürülmesinde kullanılmaktadır (Boyle, 2003:23-27; Everett, 2004:18; Aydın, 2014:199). Güneş enerjisinin kendisinden direkt yararlanılarak enerji elde edilebildiği gibi endirekt şekilde de enerji elde edilebilmektedir (Acaroğlu, 2013:47). Biyoenerji, hidrojen enerjisi, rüzgar enerjisi ve dalga enerjisinin oluşmasının temel başlangıcında güneş ve güneş enerjisi vardır (Hodgson, 2010:34; Fanchi, 2013:133).

Güneş ışığından yararlanarak elektrik elde edilmesi çok önemli hale gelmektedir. Bütün çalışmalara rağmen dünya enerji tüketiminde güneş enerjisinin

payı oldukça düşüktür. Güneş enerjisinin düşük olmasının temel sebebi güneş enerjisi modüllerinin maliyetinin çok yüksek olmasıdır (Ünsal, 2010:20).

Yenilenebilir enerji kaynakları içinde güneş enerjisinin avantajlarını ve dezavantajlarını şöyle sıralayabiliriz (Öztürk. 2013:15; Mutlu, 2013:41): Güneş enerjisinin avantajları; dışa bağımlı değildir,tükenmeyen bir enerji kaynağıdır, bütün dünya ülkelerinin yararlanabileceği karmaşık bir teknoloji gerektirmeyen bir enerji kaynağıdır, doğal malzemeler kullanılır, ekonomiktir, çevre açısından temiz bir enerji kaynağıdır, güneş enerjisi, taşıma ve ulaştırma giderleri olmaksızın her yerde sağlanabilir (Fanchi, 2013:150).Güneş enerjisinin dezavantajları; mevsimsel ve günlük kesiklilik gösterir, başlangıç maliyeti yüksektir, depoloma ek maliyetler getirmektedir, güneş ışığını almakta zorlanan gölge alanlarda verim düşmektedir.

Güneşten gelen enerjinin yaklaşık olarak %30'u. yansıma ve saçılmalarla uzaya geri gider.Yaklaşık %20'si hava kürede soğurulur.Gelen enerjinin geri kalan %50'si ise yeryüzünde soğurulur.Yeryüzüne ulaşan güneş enerjisinden, doğal ve yapay dönüşümler ile yararlanılır.Güneş enerjisinin doğal dönüşümleri; toprak ve suyun ısınması, fotosentez, su döngüsü, rüzgar ve dalga oluşumu. Güneş enerjisinin yapay dönüşümleri; güneş ışınımı (Isı toplaçlar – Güneş pilleri), su gücü (Mekanik - Elektrik - Barajlar), rüzgar (Elektrik – Mekanik – Türbinler), biokütle (Isı-gaz ve sıvı yakıt), fosil yakıt (Elektrik – Isı üretim merkezleri).

Güneş enerjisinden genel olarak. ısı ve elektrik üretimi amacıyla yararlanılmaktadır. Güneş enerjisi düşük sıcaklıktaki(20-100 ^{o}C) uygulamalar, orta sıcaklıktaki (100-300 ^{o}C) uygulamalar ve yüksek sıcaklıktaki (>300 ^{o}C) uygulamalar olarak üç grupta incelenebilir:

Güneş enerjisi teknolojileri malzeme, yöntemve teknolojik düzey açısındançeşitlilik göstermektedir. Genel olarak güneş enerjisi sistemini fotovoltaik ve ısıl güneş teknolojileri olarakiki ana gruba ayırabiliriz (Bockris, 2009:27-36):

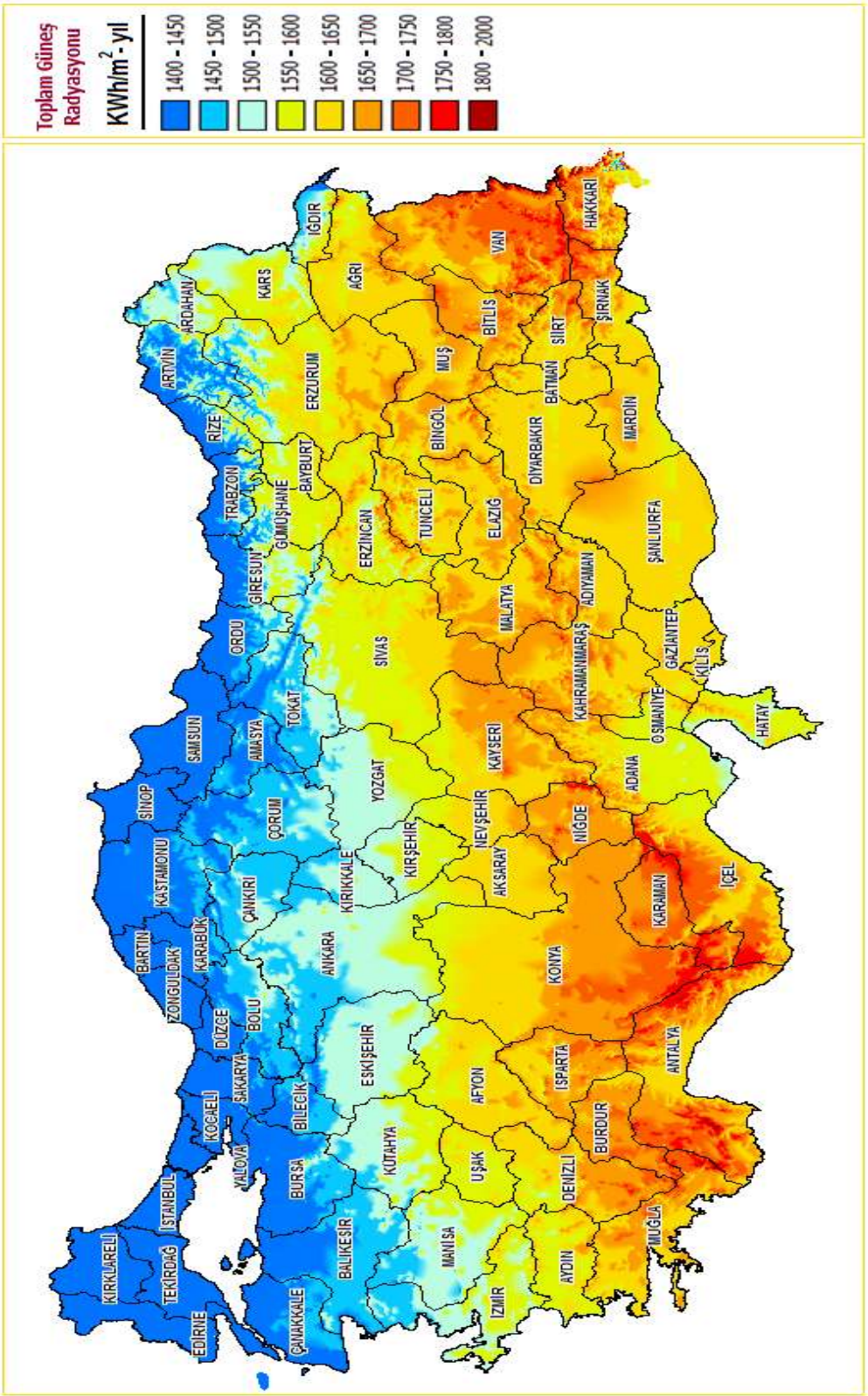
Fotovoltaik Güneş Teknolojisi: Fotovoltaik hücreler denen yarı-iletken malzemeler güneş ışığını doğrudan elektriğe çevirirler.

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

Güneş enerjisinin kullanım alanları şunlardır: Konut ve endüstriler için kullanım suyunu ısıtmada, bitkisel ürünleri kurutmada, yapılarda aktif ve pasif ısıtma ve iklimlendirme, entegre sistemlerle birlikte ısı ve elektrik üretmek, otoprodüktör veya şebeke bağlantılı elektrik üretmek, fotokimyasal ve fotosentetik çevrimler gerçekleştirmek.

Dünyada güneş enerjisi 2009 yılı sonunda toplam 23 GW olan fotovoltaik kurulu gücü, 2010 yılı sonunda 40.3 GW. 2011 yılı sonunda ise 70.4 GW ulaşarak hızlı bir trend izlemiştir. 2013 yılı sonunda fotovoltaik enerji dünyada yaklaşık 140 GW kurulu güce ulaşmış ve bu güç 160 TWh/yıllık elektrik üretimi gerçekleştirmiştir.Böylelikle 45 milyon hanenin elektrik ihtiyacını karşılaşmıştır. Dünya genelinde güneş kolektörü sektöründe Çin en büyük üretici ve kullanıcı durumundadır. ABD'den sonra üçüncü sırada Türkiye gelmektedir.Türkiye'de mevcut durumda yaklaşık 20 milyon m^2 civarında çalışır durumda düzlemsel güneş kolektörü bulunmaktadır (DEKTMK, 2015:79).

Şekil 25: Türkiye Güneş Enerjisi Potansiyeli Atlası (GEPA)



Kaynak: YGEM, Güneş Enerjisi Potansiyeli Atlası, (Çevirimiçi) http://www.eie.gov .tr/MyCalculator/Default.aspx, (15.09.2015)

Türkiye, dünya üzerinde 36^0-42^0 kuzey enlemleri 26^0-45^0 doğu boylamları arasında bulunmaktadır. Türkiye'nin yıllık ortalama coğrafi konumu nedeniyle sahip olduğu güneş enerjisi potansiyeli yüksek olan Türkiye'nin ortalama yıllık toplam güneşlenme süresi 2.640 saat olup buda günlük ortalama olarak 7.2 saate denk gelmektedir (TMMOB, 2014:166).

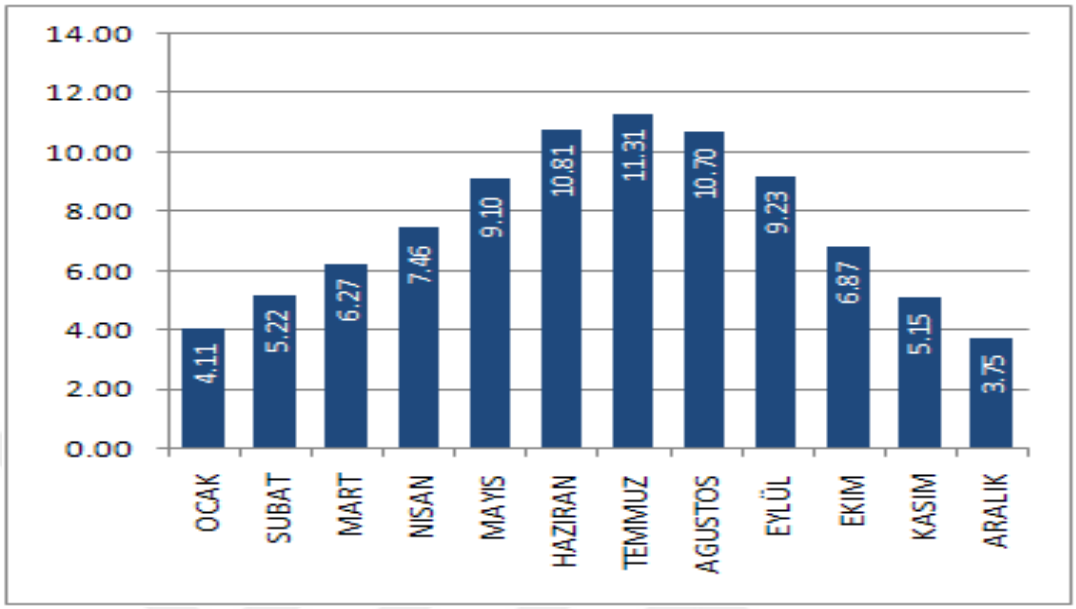
Tablo 44: Türkiye'de Bölgelere Göre Güneş Enerjisi Potansiyeli

BÖLGE	Işınım Enerjisi			Güneşlenme Süresi		
	Yıllık Ort. kWh/m^2 yıl	En yüksek kWh/m^2 ay	En düşük kWh/m^2 ay	Yıllık Ort. h/yıl	En yüksek h/yıl	En düşük h/yıl
Güney D. Anadolu	1491.2	188.1	49.6	3016	407	126
Diyarbakır	1447.6	200.8	51.1	2946	388	110
Akdeniz	1452.7	176.6	48.9	2923	360	101
Antalya	1378.2	180	44.2	3062	385	139
Iç Anadolu	1432.6	176.6	42.2	2712	381	98
Ankara	1491.8	204.2	42.6	2661	380	80
Ege	1406.6	168.7	40.9	2726	371	96
Izmir	1229.9	163.5	37.5	2770	386	108
Doğu Anadolu	1398.8	182.8	48.6	2693	373	165
Erzurum	1298.8	167.9	48.1	2617	353	100
Marmara	1144.2	166.9	33.4	2528	351	87
Istanbul	1328.3	185.5	38.7	2369	357	76
Karadeniz	1086.3	141.7	34	1966	273	82
Trabzon	1008.6	144.3	35.5	1672	201	96

Kaynak: Öztürk, 2013, Yenilenebilir Enerji Kaynakları, Birsen Yayınevi, İstanbul, S.46.

Yıllık güneş enerjisi ışınım şiddeti 1311 kWh/m^2 olarak belirlenmiştir (Öztürk, 2013:46). Tablo 44'de Türkiye'de bölgelere göre güneş enerjisi potansiyeli gösterilmiştir. Şekil 26'da aylara göre Türkiye'nin güneşlenme süreleri gösterilmiştir. Türkiye'de güneşlenme olarak en yüksek aylar haziran,temmuz ve ağustos ayları olup 11 saate yakın güneşlenme süresi vardır. Türkiyede güneşlenme olarak en düşük aylar aralık ve ocak ayları olup 4 saate yakın güneşlenme süresi vardır.

Şekil 26: Aylara Göre Türkiye Güneşlenme Süreleri (Saat)



Kaynak: YGEM, Güneş Enerjisi Potansiyeli Atlası. (Çevirimiçi) http://www .eie.gov.tr/MyCalculator/Default.aspx. 15.09.2015

Tablo 45'de Türkiye'de bölgelere göre güneş enerjisi dağılımı verilmiştir. Yıllık toplam güneş enerjisi 5256 MJ/m^2 yıl olan en yüksek bölge Güneydoğu Anadolu Bölgesi'dir. Yıllık toplam güneş enerjisi 4032 MJ/m^2 yıl olan en düşük bölge Karadeniz Bölgesi'dir. Türkiye'nin yıllık toplam güneşlenme süresi ortalama olarak 2640 (h/yıl) dır.

Tablo 45: Türkiye'da Bölgelere Göre Güneş Enerjisi Dağılımı

Bölgeler	**Yıllık Toplam Güneş Enerjisi MJ/m^2-yıl**	**Günlük Top. Güneş Enerjisi MJ/m^2- gün**	**Yıllık Top. Güneşlenme Süresi (h/yıl)**
Güneydoğu Anadolu	5256	14.3	2993
Akdeniz	5004	13.9	2956
Ege	4694	13.5	2738
İç Anadolu	4730	13.7	2628
Doğu Anadolu	4914	13.4	2664
Marmara	4204	10.9	2409
Karadeniz	4032	10.3	1971
Türkiye Ortalaması	4719	12.9	2640

Kaynak: Acaroğlu, 2013, Alternatif Enerji Kaynakları, ISBN 978-605-133-620-6, Nobel Akademik Yayıncılık Eğitim Dan. Tic. LTD. ŞTİ, Ankara, S.42.

1.3.2.6 DALGA (GEL-GİT) ENERJİSİ

Gün içerisinde belirli saatlerde denizler veya okyonuslar üzerindeki suların alçalıp yükselmesine med-cezir (gel-git) olayı denilmektedir. Gel-git enerjisinde kullanılan özel türbinler iki taraflı olarak hareket edebilirler. Gel-git olayında deniz seviye yükseldiğinde veya alçaldığında su seviyesindeki farkdan yararlanılarak türbinler çalışır ve elektrik üretimi gerçekleşir. Gel-git enerjisi için özel türbinlerin kullanılmakla beraber gel-git barajı da gereklidir. Dünyadaki en büyük gel-git barajı Fransa'da dır. Rance Nehri halicinde bulunan gelgit barajı 1966'da yapımı tamamlanmış olup 750 metre uzunluğundaki baraj 240 MW'lık güç üretmektedir.

Dalga enerjisi dalga periyodu ile ters, dalga yüksekliği ile doğru orantılıdır. Dünya yüzeyinin dörtte üçünden fazlası okyanuslardan oluşmaktadır. Dünyanın bütün sahillerinde oluşan dalga enerjisi toplandığında, 2 ile 3 milyon megavat arasında enerji açığa çıkmaktadır. Dalga enerjisi tükenmeyen ve hiçbir çevre kirliliğine yol açmayan yenilenebilir bir enerjidir. 10 kW ile 100 MW arasında ihtiyaç duyulan her güçte santral kurulabilir (Mutlu, 2013:53).

Türkiye, 8200 km'yi aşan kıyı şeridi sayesinde dalga enerjisi ve boğaz akıntılarına sahip olmakla büyük potansiyele sahiptir (Ataman, 2007:265). Dalga enerjisinde ekonomik olarak en uygun olan mevki İzmir-Antalya arasında Dalaman-Finike deniz kıyılarıdır. Karadeniz Bölgesi'nde 1.96-4.22 kWh/m güç, Marmara Denizi Bölgesi'nde 0.31-0.69 kWh/m güç, Ege Denizi Bölgesi'nde 2.86-8.75 kWh/m güç, Akdeniz Bölgesi'nde 2.59-8.26 kWh/m güç, İzmir ve Antalya arasında 3.91-12.05 kWh/m güç yoğunlukları vardır (Sağlam vd., 2005:277). Böylesi bir potansiyele sahip olunmasına rağmen ilk yatırım maliyetlerinin yüksek oluşu dalga enerjisinin ülkemizde tercih edilmemesinin sebebidir.

İKİNCİ BÖLÜM

TÜRKİYE'DE ENERJİ ALANINDA POLİTİKALAR VE RÜZGAR ENERJİSİ YATIRIMLARI

Dünya üzerindeki enerji tüketimi, sanayileşme, şehirleşme, teknolojinin yaygınlaşma ve nüfus artışı gün geçtikçe artmaktadır. Sınırlı olan enerji kaynakları ise enerji tüketimi ile ters orantılıdır. Ülkelerin nüfus artışı, yüksek hayat standardın yakalama ve iktisadi büyüme çabalarındaki farklılıklar, enerjiye olan ihtiyaç oranlarının birbirinden farklı olmasını beraberinde getirmiştir (Doğaka, 2014:42).

Enerji politikası genel ekomi politikasının alt dalıdır. Enerji politikası genel olarak ekonomi, teknoloji ve enerji ile ilgili kararların alındığı kurumsal yapıdan oluşmakta ve kısa dönemde enerji arz güvenliğini, uzun dönemde ise planlama faaliyetlerini içermektedir (Bayraç, 2009:118). Ülkeler istikrarlı bir ekonomik yapıya ulaşabilmek amacıyla enerji sektöründe enerji üretimi, tüketimi ve dağılımı için uygun stratejiler oluşturmalıdır.

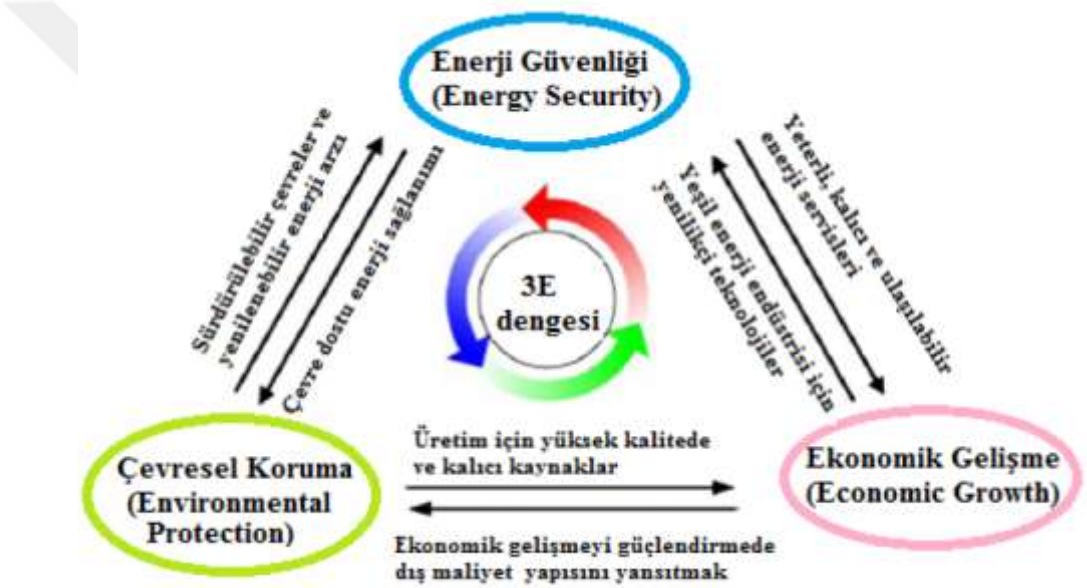
Enerji stratejileri ve politikaları mevcut enerji kaynaklarının kullanımı ve potansiyeline göre değişebilmektedir. Fosil enerji kaynaklarına uygun politikalar benimseyen bir ekonomide fosil enerji kaynaklarınının üretimi, dağıtımı ve çevreye vereceği zararı azaltıcı politikalar izlenmektedir. Yenilenebilir enerji kaynaklarına uygun politikların seçildiğinde ise yenilenebilir enerjiyi teşvik edici politikalar izlenmektedir. Yenilenebilir enerji politikası araçları lisans belgesi, vergi indirimi ve satın alma anlaşmalarıdır. Seçilen bu politikalarla özel sektör yatırımcıları teşvik edilmektedir. Ülkeler enerji politikalarında öncelikli olarak enerjinin daha verimli ve etkin kullanılmasını belirlerken yenilenebilir enerji kaynaklarınıda yoğun bir şekilde kullanılmasını amaçlarlar. Böylece enerji kaynaklarının çeşitliliği ve devamlılığı sağlanmış olur (Yapar, 2014:16).

Enerji politikaları belirlenirken talep tahminleri, kendi kendine yeterli olma ve hedefe yönelme kavramları ön plana çıkmaktadır (Kaya, 2012:270; Aydın, 2007:35). Enerji politikalarıyla alternatif enerji kaynaklarının kullanımıyla enerji

kaynaklarının çeşitlendirilmesi ve büyümenin önemli girdisi olan enerjide dışa bağımlılık azaltılabilir (Güvenek ve Alptekin, 2010:190).

Şekil 27'de literatüre 3E olarak olarak geçen enerji güvenliği, ekonomik büyüme ve çevre koruma döngüsü gösterilmiştir. Sürdürülebilir bir ekonomik büyüme için ülkelerin enerji güvenliği ön plandadır. Bununla birlikte enerji arzında çevreye zarar vermeden veya en az zarar verici enerji kaynaklarının kullanılması da diğer önemli bir noktadır.

Şekil 27 : 3 E ilişkisi



Kaynak: Kılavuz, 2013, Türkiye'de Rüzgar Enerjisi Yatırımlarındaki Devlet Teşviklerinin Gerçek Opsiyonlar İle Değerlendirilmesi, Yayımlanmış Yüksek Lisans Tezi, Fen Bilimleri Enstitüsü, İstanbul Teknik Üniversitsesi, İstanbul, S.2.

Devletler enerji sektörüne enerji politikaları geliştirerek müdahalelerde bulunurlar. Müdahalede bulunmanın gerekçesi, çıkar grupları arasında uzlaşma sağlamak, piyasayı düzenleyerek yeterli ve güvenli enerjiyi ucuza sağlamak ve enerji bağımlılığını azaltmaktır. Enerji politikalarını uygularken kullanılan enerji politika araçları; vergilendirme, özelleştirme, kamulaştırma, regülasyonlar, yasaklama, antitröst yasa çıkarma, kota uygulama, stratejik rezerv oluşturma, eğitim ve reklam gibi davranışları yönlendirici girişimlerdir. Bu araçlar içerisinde vergileme ve fiyatlandırmanın önemli bir yeri bulunmaktadır (Bilginoğlu, 2012:4).

Gelişmekte olan bir ülke olarak Türkiye, enerji anlamında dışa bağımlı bir ülkedir. Bu durum ülkenin hem sürdürülebilir bir büyüme politikası sahip olmasını riske atmakta hemde enerji arz güvenliğini etkilemektedir. 2014 yılı itibariyle birincil enerji arzının % 82'si ithalattan karşılanmaktadır. 2014 yılı elektrik üretiminin % 48'i doğal gazdan % 30'u kömürdendir (TÜİK, 2016). Her iki kaynağın ithalat paylarına bakıldığında doğal gazın % 98'i ithal, kömürün % 49'u ithalattan karşılanmaktadır (ETKB_a, 2015). Türkiye'nin orta ve uzun dönemde yenilenebilir enerji kaynaklarına yatırımlarının artması enerji açısından ithalata olan bağımlılığın azaltılması ve dış ticaret açığının azaltılmasında önem arz etmektedir.

Toplam enerji kaynakları içerisinde güneş, rüzgar ve jeotermal gibi yenilenebilir enerji kaynaklarının payının 2023 yılında yüzde 30'a çıkarılması hedeflenmektedir. Bu hedeflere erişmek için özel sektörün yenilenebilir enerji üretimine teşvik edilmesi gerekmektedir. Hedefler kapsamında hidroelektrik potansiyelinin tamamının elektrik enerjisi üretiminde kullanılması bir diğer yenilenebilir enerji olan rüzgar enerjisi kurulu gücünün 20.000 MW'a çıkarılması önerilmektedir. Yenilenebilir enerjideki bu hedeflenen seviyelere ulaşıldığında fosil yakıtlardan olan doğal gazın payının da % 30'lara düşürülmesi hedeflenmektedir. Böylece fosil yakıtların çevreyi kirletici etkileri azaltılmış olacaktır (TCKB_a, 2014: 91).

2.1 TÜRKİYE'DE ENERJİ ALANINDA POLİTİKALAR

Enerji politikaları, gerek enerjinin gelecekle ilgili kaygıları ve beklentileri gerekse de küresel etkileri nedeniyle önemlidir. Enerji alanında yapılan politikalar sayesinde küresel ölçekte rekabet gücüne sahip olunarak çevreye duyarlı ve enerji güvenliğini sağlayıcı olacak şekilde enerji kaynaklarının payının arttırılması hedeflenmektedir.

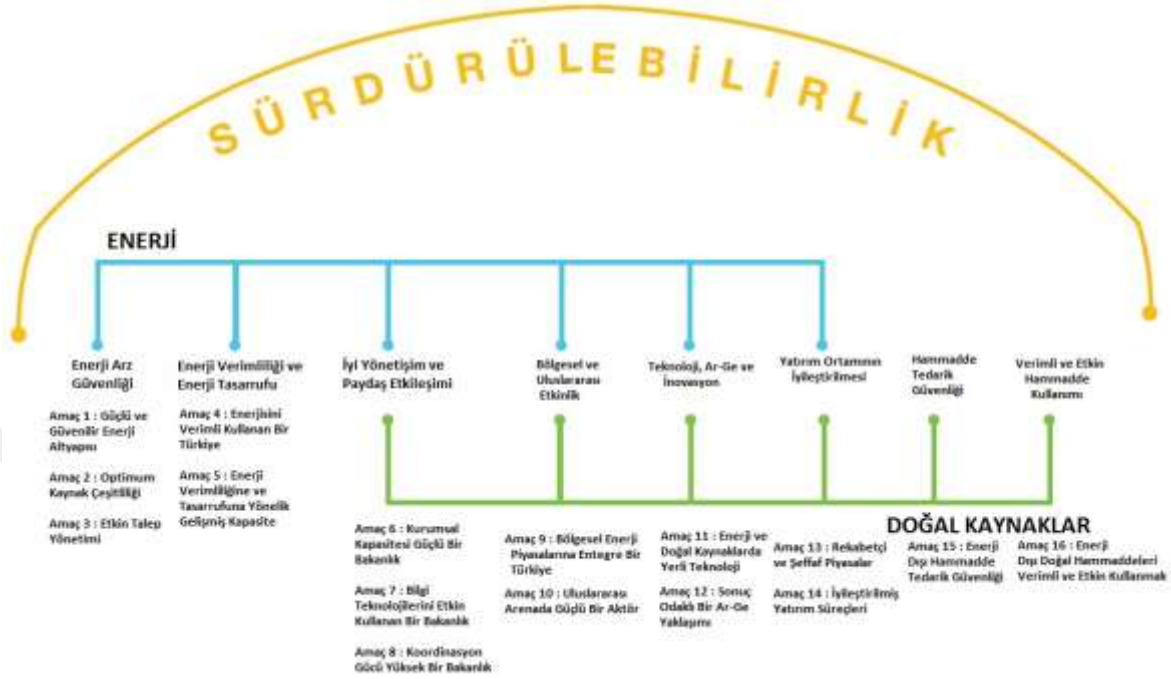
Türkiye'nin enerji politikalarını belirleyen kurumların başında Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı gelmektedir. 3154 Sayılı Kanunda Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığının Teşkilat ve Görevleri belirtilmiştir. 3154 Sayılı Kanuna göre ETKB'nın öncelikli görevi, ülkenin enerji ve tabii kaynaklara olan kısa ve uzun vadeli ihtiyacını

belirlemek, temini için gerekli politikaların tespitine yardımcı olmak ve planlama yapmaktır (TMMOB, 2012:23). DPT, MTA, TAEK, EÜAŞ, TEİAŞ, TETAŞ, BOTAŞ, TPAO, TKİ, TTK, ETİ MADEN, YEGM, EPDK ve BOREN gibi kısaltmaları verilen kurumlar enerji konusunda ETKB ile koordineli çalışan kurumlardır.

Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı tarafından Türkiye'nin enerji misyonu; enerji kaynaklarını ve doğal kaynakları verimli ve çevreye duyarlı şekilde değerlendirerek ülke refahına en yüksek katkıyı sağlamak olarak belirlenmiştir (ETKB, 2014:21). Enerji vizyonu olarakdaenerjide ve doğal kaynaklarda güvenli bir geleceğe sahip olmaolarak belirlenmiştir. Şeffaflık, güvenilirlik, çevreye duyarlılık ve yaşama saygı, katılımcılık, yenilikçilik ve öncülük, verimlilik, tutarlılık ve öngörülebilirlik enerji alanında temel değer ve ilkelerimiz olarak belirlenmiştir. Türkiye'nin enerji alanındaki belirlemiş olduğu misyon ve vizyonu doğrultusunda amaçlanan ekonomik büyümeyi gerçekleştirecek, çevrenin etkisi göz önünde bulundurularak ülkenin enerji ihtiyacını zamanında yeterli ve güvenilir sağlanması için 2015-2019 stratejik planı oluşturulmuştur.

Şekil 28'de 2015-2019 Türkiye Enerji Sektör Planı gösterilmiştir. Stratejik plan 3 ana konu, 8 adet tema, 16 adet amaç ve 62 adet hedef'den oluşmaktadır. Ana konular enerji alanında, enerji ve doğal kaynaklar alanında ve doğal kaynaklar alanındadır. Sürdürülebilirlik ayrı bir tema olarak gösterilmeyip bütün temaları içeren bir çatı olarak planlanmıştır. Stratejik planın tüm hedef, amaç ve staratejilerinin ekonomik, çevresel ve sosyal sürdürülebilirlik ilkeleri ön planda tutularak uygulanması esas alınmıştır (ETKB_b, 2015:21). Kalkınmanın önemli bir unsuru olan enerji ile ilgili sürdürülebilir enerjide, ihtiyaç duyulan enerjinin, en düşük çevresel, ekonomik ve sosyal maliyetle ve sürekli olarak sunulmasına olanak sağlayan politikalar hedeflenmektedir (Bilginoğlu, 2012:4)

Şekil 28: 2015-2019 Türkiye Enerji Stratejik Planı



Kaynak: ETKB_b, 2015, T.C. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı 2015-2019 Strateji Planı, http://sp.enerji.gov.tr/ETKB_2015_2019_Stratejik_ Plani.pdf, S.23.

Türkiye'nin mevcut ulusal enerji düzenlemeleri aşağıdaki kanunlarla ortaya konmuştur;

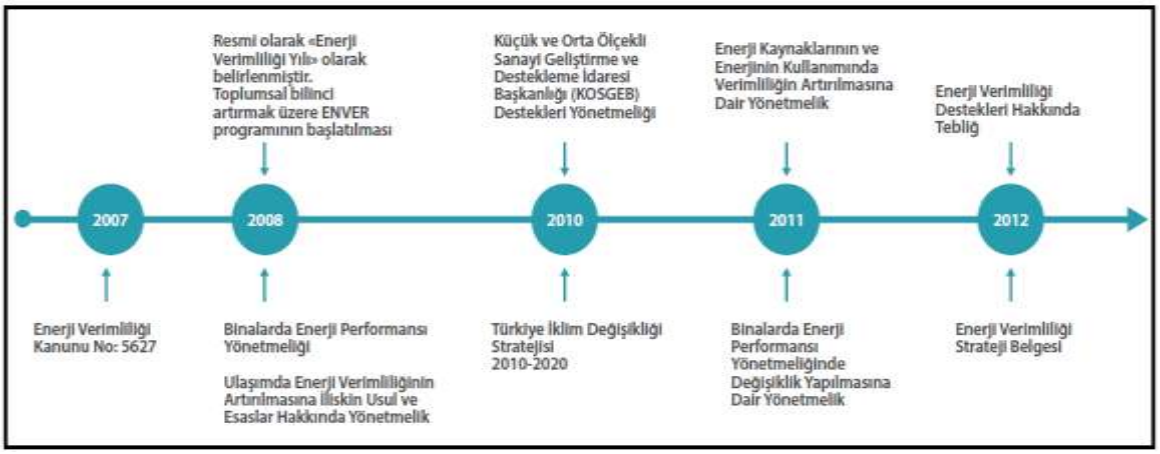
- Elektrik Piyasası Kanunu (4628 Sayılı Kanun)
- Yeni Elektrik Piyasası Kanunu (6446 Sayılı Kanun)
- Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Elektrik Enerjisi Üretimi Amaçlı Kullanımına Dair Kanun (5346 Sayılı Kanun)
- Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Elektrik Enerjisi Üretimi Amaçlı Kullanımına Dair Kanunda Değişiklik Yapılmasına Dair Kanun (6094 Sayılı Kanun)
- Enerji Verimliliği Kanunu (5627 Sayılı Kanun)
- Jeotermal Kaynaklar ve Doğal Mineralli Sular Kanunu (5686 Sayılı Kanun)

Enerji sektörünü düzenlemek amacıyla çıkarılan yasalar ek yasalarla tekrardan düzenlenmiş ve yasalar arasındaki çakışmalar ortadan kaldırılmış.

Böylelikle de yatırımcılar için belirsizlik oluşturucak konular çözüme kavuşturulmuştur.

Türkiye, sanayileşmenin beraberinde getirdiği olumsuz çevresel etkilerin en aza indirilmesi için Birleşmiş Milletler İklim Değişikliği Çerçeve Sözleşmesi'ni kabul etmiş ve 28 Mayıs 2009 tarihinde Kyoto Protokolü'nü imzalamıştır. 2010 yılından sonra sera gazı emisyonlarının azaltılması, yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanımının arttırılması, sürdürülebilir çevre ilkelerine uyum için kontrol ve denetimlerin etkinliğinin arttırılması, enerjinin verimli kullanılması için teşvik mekanizmalarının kullanılması gibi bir dizi önlem uygulanmaktadır (ETKB_a, 2014:11).

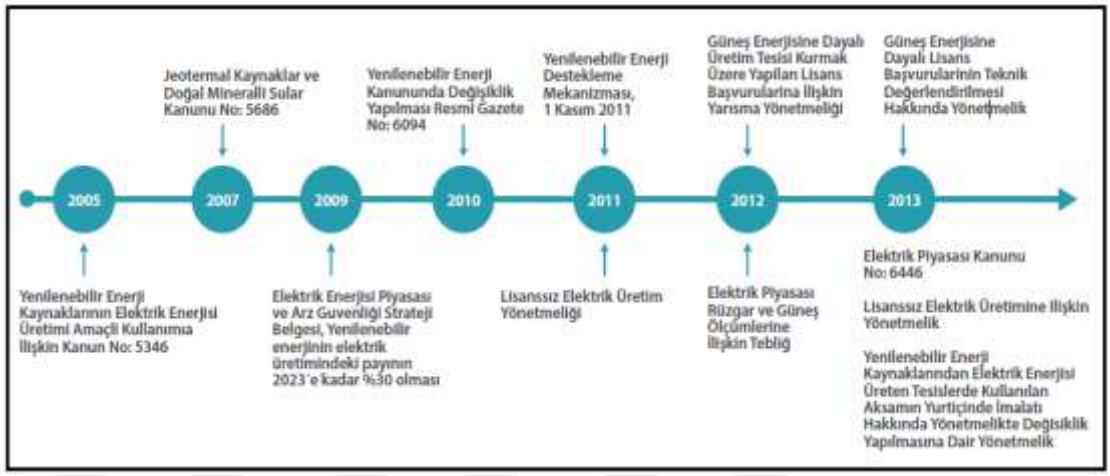
Şekil 29: Türkiye'de Başlıca Enerji Verimliliği Düzenlemeleri



Kaynak: ETKB_a, 2014, Türkiye Ulusal Yenilenebilir Enerji Eylem Planı, http://www.eie.gov.tr/duyurular_haberler/document/Turkiye_Ulusal_Yenilenebilir_Enerji_Eylem_Plani.PDF, S.11.

Şekil 29'da Türkiye'de 2007 yılından günümüze kadar enerji verimliliği anlamında başlıca düzenlemeler gösterilmiştir. Türkiye'de enerji verimliliği anlamında ilk düzenleme 2007 yılında 5627 Sayılı Kanun'la Enerji Verimliliği Kanunudur.

Şekil 30: Türkiye'de Yenilenebilir Enerji Düzenlemelerinin ve Politikalarının Gelişimi



Kaynak: ETKB_a, 2014, Türkiye Ulusal Yenilenebilir Enerji Eylem Planı, http://www.eie.gov.tr/duyurular_haberler/document/Turkiye_Ulusal_Yenilenebilir_Enerji_Eylem_Plani.PDF, S.11.

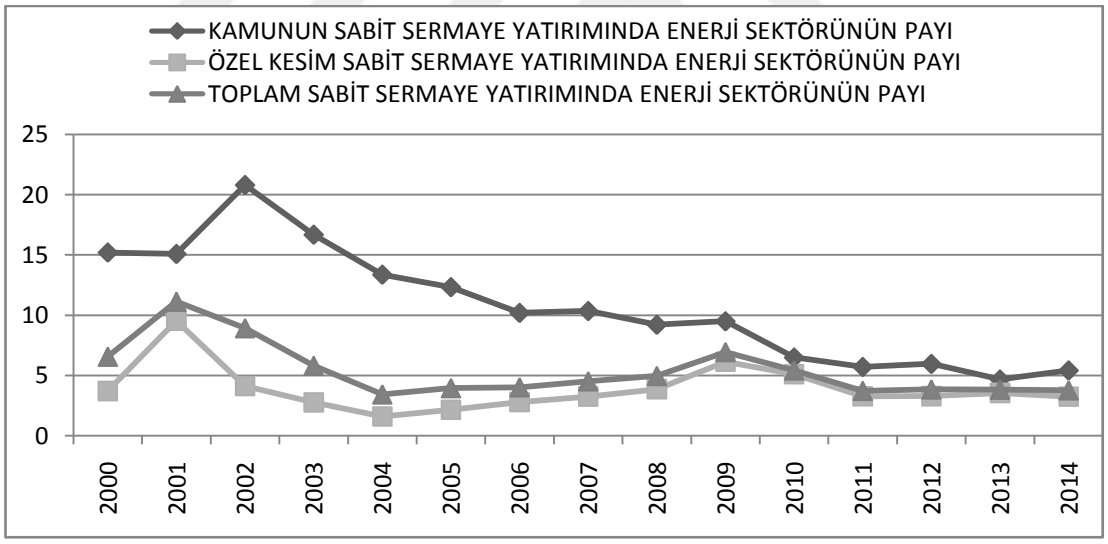
Şekil 30'da Türkiye'de yenilenebilir enerji düzenlemelerinin ve politikalarının 2005 yılından bugüne kadar ki gelişimi gösterilmiştir. 2005 yılında yürürlüğe giren 5346 sayılı Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Elektrik Enerjisi Üretimi Amaçlı Kullanımına Dair Kanun'la yenilenebilir enerji alanında ilerleme kaydedilmeye başlanmıştır. 2010 yılı öncesi düşük sabit fiyat garantisi düzeyleri sebebiyle, yenilenebilir enerji yatırımları sınırlıdır. 2010 yılından sonra yapılan yapılan değişiklikler ve sabit fiyat garantisinde artışlar yenilenebilir enerji sektöründe canlılığa yol açmıştır.

Türkiye'nin uzun dönemde enerji arz güvenliğini sağlaması önemlidir. Enerji arzının sürdürülebilirliği için alternatif enerji kaynaklarına önem vermeli, enerjide verimliliği arttırmalı, enerji üretiminde insan sağlığı ve çevresel faktörleri dikkate almalıdır (Yapar, 2014:66).

Şekil 31'de kamu kesimi, özel kesim ve toplam sabit sermaye yatırımlarında enerji sektörünün payları gösterilmiştir. 2000-2014 döneminde kamu yatırımlarında enerjiye ayrılan payın giderek düştüğü görülmektedir. Hükümetin enerji sektöründeki payını özel sektöre devrettiği görülmektedir. 2014 yılı sonu itibariyle kamunun sabit

sermaye yatırımında enerji sektörüne ayırdığı pay % 5,4 iken özel kesimin sabit sermaye yatırımında enerji sektörüne ayırdığı pay % 3.2 dir. 2014 yılı sonu itibariyle toplam sabit sermaye yatırımında enerji sektörüne ayrılan pay %3.7 dir. enerji sektörüne yapılan yatırımlar diğer sektör yatırımlarına göre az bir paya sahiptir. Her yıl artan enerji talebine karşılık enerji yatırımlarındaki payın az olması ileriki yıllarda enerji anlamında dışa bağımlılığımızı daha da arttıracak. Devlet politikaları ile enerji alanında özel kesime verilecek teşvikler enerji yatırımlarının artmasını sağlayacaktır. Bu noktada yenilenebilir enerji kaynaklarına yönelik yatırımlarda özel kesime verilecek teşviklerde önemlidir. Enerji arz güvenliği anlamında planlanan hedeflere ulaşmak sadece piyasa mekanizmalarıyla mümkün değildir. Kamu yatırımlarında da enerji sektörüne ayrılan payın arttırılması bir gerekmektedir.

Şekil 31: Kamu ve Özel Kesimin Sabit Sermaye Yatırımında Enerji Sektörünün Payı



Kaynak: T.C. Kalkınma Bakanlığı, http://www.kalkinma.gov.tr/Pages/Ekonomik SosyalGostergeler.aspx

Tablo 46'da yıllara göre Türkiye'deki kamu ve özel sektörün elektrik üretim miktarları gösterilmiştir. Tablo'da görüldüğü özel kesim elektrik üretiminde kamu kesiminden daha fazla üretim yapmaktadır. 2004 yılında kamu kaynaklı elektrik üretimi 62.638 GWh ve özel kesim kaynaklı elektrik üretimi ise 88.059 GWh dır. Kamu kaynaklı üretim 2008 yılına kadar artmış ancak 2008 yılından sonra kamu kesimi elektrik üretimi azalmıştır. Ancak özel kesimde elektrik üretimi her yıl artarak

devam etmiştir. 2014 yılı kamu kesimi elektrik üretimi 70.362 GWh, özel kesim elektrik üretimi 180.037 GWh'dır. 2014 yılında toplam elektrik üretiminin %72'si özel kesim , %28'i de kamu kesimi tarafından gerçekleştirilmiştir.

Tablo 46: Yıllara Göre Türkiye'deki Kamu ve Özel Sektörün Elektrik Üretimi (GWh)

Kaynaklar	2004	2006	2008	2010	2012	2013	2014
Kamu	62.638	84.716	97.716	95.532	90.575	79.997	70.362
Özel	88.059	91.583	100.701	115.675	148.921	159.295	180.037
Toplam	150.698	176.299	198.418	211.207	239.496	239.293	250.400

Tablo 47'de 2013 yılı fiyatlarıyla kamu sabit sermaye yatırımlarında 9. Plan Dönemi gerçekleşmeler ve 10. Plan Dönemi hedefleri gösterilmiştir. 9. Plan Dönemi'nde gerçekleşen kamu kesiminin sabit sermaye yatırım tutarı 28.655 milyon TL'dir. 10. Plan Döneminde (2014-2018) kamu kesimini tarafından yapılacak sabit sermaye yatırımın tutarının 15.026 milyon TL olacağı planlanmıştır. 9. Plan Döneminde kamu kesimi tarafından yapılan toplam yatırımın %7,3'ü enerji alanındadır. 10. Plan Döneminde kamu kesimi tarafından yapılacak toplam yatırımın %3,6'sı enerji alanında olması hedeflenmektedir. Kalkınma planı çerçevesinde hazıralnan 10. Kalkınma Planında kamunun enerji yatırımlarının toplam tutar ve toplam yatırım içerisindeki payı olarak azalacağı görülmektedir.

Tablo 47: Toplam Kamu Sabit Sermaye Yatırımlarında Gelişmeler ve Hedefler (2013 Yılı Fiyatlarıyla, Milyon TL)

SEKTÖRLER	9. Plan Dönemi (Gerçekleşme) (2007-2013)[1]		10. Plan Dönemi (2014-2018)	
Tarım	39.947	%10,2	50.087	%12,0
Madencilik	8.483	%2,2	12.522	%3,0
İmalat	3.809	%1,0	3.757	%0,9
Enerji	28.655	%7,3	15.026	%3,6
Ulaştırma	146.123	%37,4	141.914	%34,0
Turizm	2.087	%0,5	2.504	%0,6
Konut	6.409	%1,6	4.174	%1,0
Eğitim	47.886	%12,3	66.783	%16,0
Sağlık	21.887	%5,6	21.287	%5,1
Adalet	5.072	%1,3	6.261	%1,5
Güvenlik	3.894	%1,0	4.591	%1,1
İçme Suyu	25.847	%6,6	29.218	%7,0
Kanalizasyon	21.746	%5,6	24.209	%5,8
Teknolojik Araştırma	6.889	%1,8	10.435	%2,5
Diğer	21.951	%5,6	24.626	%5,9
TOPLAM	390.684	%100,0	417.393	%100,0

Kaynak: TCKB_a, 2013, Onuncu Kalkınma Planı 2014-2018, T.C. Kalkınma Bakanlığı, Ankara, S.82.

Tablo 48'de Onuncu Kalkınma Planı Dönemi içinde yapılması ön görülen yatırım miktarı milyar ABD doları gösterilmiştir. Önemli projelerin hayata geçirilebilmesi için 38.5 milyar ABD doları tutarında yatırım yapılması gerektiği hesaplanmıştır. 2014-2018 yıllarından bir diğer değerlendirmeye göre 20 GW'lık ek üretim tesisinin işletmeye girmesi için yapılması ön görülen yatırım ihtiyacı 15-16,5 milyar ABD Doları arasında olacağı hesaplanmaktadır (TCKB, 2014:63).

Tablo 48: Plan Dönemi Yatırım Miktarı (milyar ABD Doları)

	2014	2015	2016	2017	2018	Toplam
Doğalgaz	0,95	1,03	1,10	1,17	0,61	4,86
Hidrolik	2,84	2,98	3,14	3,29	3,45	15,70
Kömür	1,95	2,05	2,15	2,26	2,37	10,78
Rüzgar	1,79	1,79	1,79	1,79	1,79	8,96
Nükleer	0,70	1,40	2,80	2,80	3,50	11,20
İletim & Dağıtım	1,44	1,51	1,58	1,65	1,72	7,90
Toplam	9,67	10,76	12,56	12,97	13,44	59,40

Kaynak: TCKB, 2014, Türkiye'de Cari İşlemler Açığı Özel İhtisas Komisyon Raporu 2023, T.C. Kalkınma Bakanlığı, Ankara, S.63.

Tablo 49'da Türkiye'nin 1996 yılından 2015 yılına kadarki dönem içerisinde yıllık olarak toplam ithalatı, enerji ithalatı, enerji ithalatının toplam ithalattaki payı ve dış ticaret dengesi verilmiştir. 1996 yılından 2012 yılına kadar enerji ithalatının toplam ithalattaki payı genel olarak artmıştır. 2012 yılında enerji ithalatının toplam ithalattaki payı %25 dir. 2012 yılında 60.117.407 bin $'lık toplam enerji ithalatı olmuştur. 2012 yılındaki dış ticaret açığı 84.083.404 bin $'dır. 2012 yılından sonra enerji ithalatı toplam tutarı ve enerji ithalatının toplam ithalattaki payı azalmıştır. 2015 yılında toplam ithalat 207.199.144 bin $, toplam enerji ithalatı 37.842.990 bin $ ve dış ticaret açığı 63.316.512 bin $'dır. 2015 yılında enerji ithalatının toplam ithalattaki payı %18'dir.

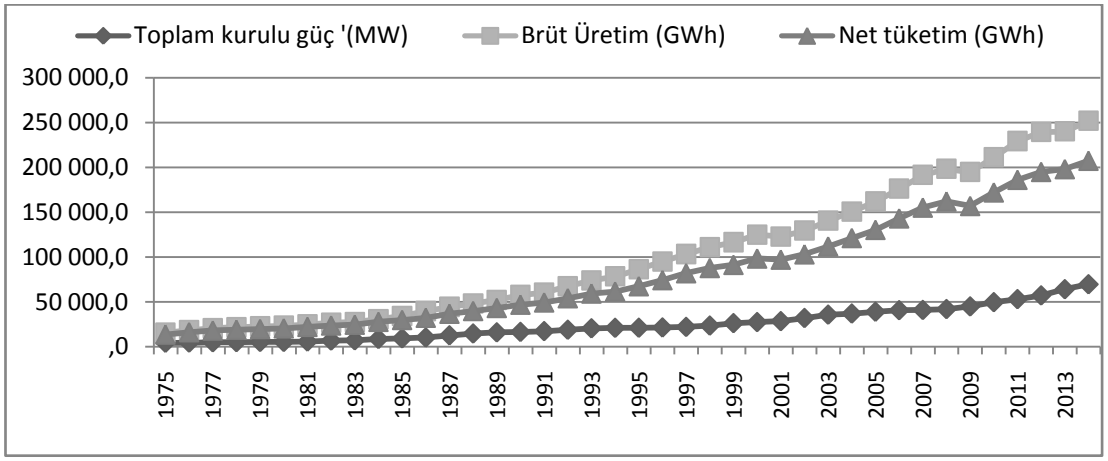
Tablo 49: 1996-2015 Yılları Arasında Türkiye Toplam İthalatı, Enerji İthalatı ve Enerji İthalatının Toplam İthalattaki Payı (Bin $)

Yıllar	Toplam İthalat	Enerji İthalatı	Enerjinin Toplam İthalattaki Payı	Dış Ticaret Dengesi
1996	43 626 642	5 916 509	0,14	-20 402 178
1997	48 558 721	6 068 315	0,12	-22 297 649
1998	45 921 392	4 509 461	0,10	-18 947 440
1999	40 671 272	5 377 189	0,13	-14 084 047
2000	54 502 821	9 540 584	0,18	-26 727 914
2001	41 399 083	8 339 366	0,20	-10 064 867
2002	51 553 797	9 203 888	0,18	-15 494 708
2003	69 339 692	11 575 069	0,17	-22 086 856
2004	97 539 766	14 407 288	0,15	-34 372 613
2005	116 774 151	21 255 586	0,18	-43 297 743
2006	139 576 174	28 859 098	0,21	-54 041 498
2007	170 062 715	33 883 135	0,20	-62 790 965
2008	201 963 574	48 281 193	0,24	-69 936 378
2009	140 928 421	29 905 305	0,21	-38 785 809
2010	185 544 332	38 497 229	0,21	- 71 661 113
2011	240 841 676	54 117 539	0,22	- 105 934 807
2012	236 545 141	60 117 407	0,25	- 84 083 404
2013	251 661 250	55 917 155	0,22	- 99 858 613
2014	242 177 117	54 889 415	0,23	- 84 566 959
2015	207 199 144	37 842 990	0,18	- 63 316 512

Kaynak: TÜİK, (http://www.tuik.gov.tr.)

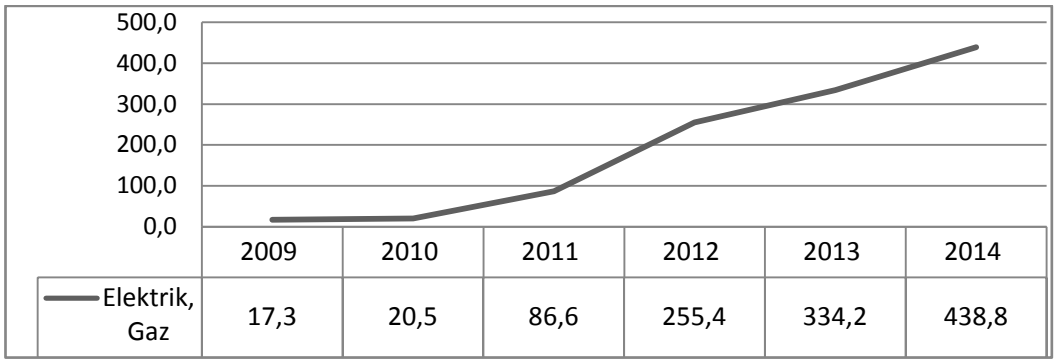
Şekil 32'de Türkiye'deki elektrik santrallerinin toplam kurulu gücü, brüt üretim ve net elektrik tüketimi gösterilmiştir. 1975 yılından 2014 yılına kadarki süreç içerisinde toplam kurulu güç, brüt üretim ve net elektrik tüketimi artmıştır. Brüt üretim ve net elektrik tüketimindeki artış kurulucu gücün çok üzerinde artmıştır. Kurulu gücün üzerindeki bu artışı kompanse eden faktör elektrik üretiminde kullanmak amacıyla ithal edilen fosil kaynak kökenli girdilerdir. Şekil 33'te 2009 ve 2014 yılları arasında ithalatın sektörel dağılımda elektrik ve gaz ithalatının değişimi gösterilmiştir. Türkiye'de elektrik üretiminde en fazla paya sahip olan fosil kaynak payı doğal gaza aittir. Türkiye'de net elektrik tüketiminin kurulu güç ile karşılanamayan kısmı ithal edilen doğal gaz ile santrallerde elektrik enerjisine dönüştürülerek temin edilmeye çalışılmaktadır. 2015 yılı için bir varsayımla Türkiye'nin enerji ithalatının sıfır olduğu düşünüldüğünde, cari açıkta %60'lık bir azalma olacaktır. Bu oran Türkiye için ödemeler dengisi anlamında iyileştirici bir unsurdur. Peki Türkiye için enerji ithalatının sıfır olması mümkündür sorusu akla gelmektedir. Her ne kadar enerji ithalatı sıfır yapılamasa da yerli kaynak anlamında fosil kaynakların ve özellikle yenilenebilir kaynakların potansiyeli düşünüldüğü zaman enerji ithlatına bağımlılık azaltılabilmektedir. Bunun yoluda enerji alanına hem kamunun hem de özel kesimin yatırım payının arttırmasıyla mümkün olacaktır.

Şekil 32: Türkiye Elektrik Santrallerinin Toplam Kurulu Gücü, Brüt Üretimi, Net Elektrik Tüketimi (1975-2014)



Kaynak: TÜİK, (http://www.tuik.gov.tr.)

Şekil 33: 2009-2014 Yılları Arasında İthalatın Sektörel Dağılımında Elektrik ve Doğal (Milyon Dolar)



	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Elektrik, Gaz	17,3	20,5	86,6	255,4	334,2	438,8

Kaynak: T.C. Kalkınma Bakanlığı, http://www.kalkinma.gov.tr

Yukarıda içerikleri kendi içerisinde yorumlanan Şekil 31, Tablo 46, Tablo 47, Tablo 48., Tablo 49, Şekil32 ve Şekil 33 için toplu bir değerlendirme yapıldığında; Türkiye enerji politikası içerisinde kamu kesimi sektörel düzenleyici ve denetleyici konumda olup yatırımlarını azaltma yönünde bir politika seçmiştir. Özel kesim tarafından enerji alanına yönelik arttırılmaktaysa da istenilen kullanılabilir atıl kapasite düşünüldüğünde yeterli değildir. Artan elektrik enerji ihtiyacının karşılanması için ithalat kanalı kullanılmaktadır. Bu durum nihayetinde dış ticaret açığı olarak Türkiye'nin sürdürülebilir büyümeyisini engelleyecektir. Bu anlamda enerji sorununa ait sürdürülebilir bir politika oluşturulmalıdır. Çözüm önerisi olarak iç ekonomide çarpanla daha fazla katma değer yaratan yenilenebilir enerji teknolojilerinin üretimi desteklenmeli ve yenilenebilir enerji kaynaklarından enerji üretimi arttırılmalıdır. Bütün bunlar için hem kamu kesimi hem de özel kesim enerji sektörüne ayrıcalıklı ilgi göstermeli toplam yatırımları içerisinde enerji sektörüne ait yatırım paylarını arttırmalıdır.

Türkiye'de enerji politikaları kalkınma planları içerisinde tanımlanmaktadır. Günümüze kadar on adet kalkınma planı hazırlanmıştır. Her bir kalkınma planında Türkiye enerji politikalarına yer verilmiştir. Sonuncusu olan Onuncu Kalkınma Planı (2014-2018)'ında da enerji poltikaları için planlara yer verilmiştir. Buna göre kamu kesimi enerji alanında piyasaları denetleyici fonksiyona sahiptir. Kamu kesimi piyasaların aksaması halinde enerji arz güvenliğini sağlamak için katkıda bulunacaktır. Kamu elektrik dağıtımının tamamını ve üretim tesislerininde bir

kısmını özelliştirecek. Yerli ve yenilenebilir enerji kaynaklarının enerji arzındaki payı arttırılacak. Yenilenebilir enerji kaynaklarından elde edilen enerjinin şebekeye aktarımı için ihtiyaç duyulan yatırımlar yapılacak. Nükleer enerji anlamında kapasite artışı sağlanarak inşaasına başlanılan Akkuyu NGS'nin ilk ünitesini tamamlanacak. Nükleer alanındaki ilerlemeleri denetleyecek ve düzenleyecek bir sistem oluşturularak bu alandaki hukuki ve kurumsal altyapı güçlendirilecek. Yerli kaynaklardan kömür özel sektör eliyle çevre dostu ve yüksek verimle elektirik enerjisine dönüştürülecek. Enerjinin tüm sektörlerde verimli kullanımı sağlanacak. Türkiye'nin jeopolitik konumundan dolayı sahip olduğu stratejik gücü etkin kullanarak enerji üreticisi ve tüketicisi ülkeler arasında transit ve terminal ülke olunması sağlanacak (TCKB_a, 2013:104-105). Bütün bu planlanan programlarla artan enerji talebini karşı karşılanarak enerjide dışa bağımlılığın azaltılması hedeflenmektedir.

Onuncu Kalkınma Planı'nda hedeflenenlere göre 2018 yılı sonunda birincil enerji kaynakları içerisinde yerli kaynaklarının payının yüzde 35'e yükseltilecek, linyit kaynaklı elektrik enerjisi üretimi 60 milyar kWh'e çıkartılacak, hidroelektrik kapasitesinde 10.000 MW'lık ilave kapasite artışı olacaktır (TCKB_a, 2013:174).

Onuncu Kalkınma Planı'nda enerji ile ilgili dikkate alınan diğer bir konu enerji verimliliğinin geliştirilmesi yönünde politika planlamalarıdır. Türkiye gelişmiş ülkere kıyasla enerji yoğunluğu yüksek olan bir ülkedir. Sürdürülebilir kalkınma için enerji yoğunluğunun düşürülmesi ve enerji verimliliğinin iyileştirilmesi gerekmektedir. 2012 yılı baz alındığında 2018 yılına kadar kamu binalarındaki enerji tüketimi verimlilik artışı ile yüzde 10 düşürülecektir. Enerji verimliliği çalışmalarının ve projelerinin finansmanı için mali teşviklerin etkinleştirilmesi ve yaygınlaştırılması program kapsamına alınmıştır (TCKB_a, 2013:176).

2.2 YENİLENEBİLİR ENERJİ PROJELERİNE YÖNELİK TEŞVİK MEKANİZMALARI

Yenilenebilir enerji kaynaklarından sağlanacak enerji dünya için her geçen gün bir zorunluluk haline gelmektedir. Bunun en önemli nedeni fosil yakıtların gelecekte tükeneceği ve fosil yakıt kullanımının çevreye verdiği negatif etkileridir.

Küresel piyasalardaki yenilikler ülkeleri yenilenebilir enerji kullanımına yönlendirici teşviklerde bulunmaktadır. Son dönemde artan neredeyse bütün ülkelerin katıldığı küresel karbon ticareti sistemi yenilenebilir enerji kullanımını desteklemektedir. Yenilenebilir enerji yatırımcıları enerji üretiminde sera gazı salınımına yol açmayıp elde ettikleri salım haklarını ihtiyaç duyanlara satarak proje finansmanına katkıda bulunabilmektedir (Uluatam, 2010:35-36).

Ülkeler, fosil yakıtların çevreye verdiği zararı azaltmak, enerji güvenliğini sağlamak ve ekonomik gelişmeleri teşvik etmek için yenilenebilir enerji alanında teşvik ve desteklemelerde bulunurlar. Teşvik mekanizmaları ülkeler için farklılıklar göstermektedir. Tablo 50'de yenilenebilir enerji destekleme ve teşvik mekanizmaları gösterilmiştir. Yaygın olarak görülen destekleme politikalarını üç ayrı kategoride on üç adet destekleme politikasıdır. Yenilenebilir enerji destekleme politikaları düzenleyici politikalar, mali teşvikler ve kamu yatırımları olarak üç ayrı kategoride toplanır (KPMG, 2013:1).

Tablo 50: Yenilenebilir Enerji Destekleme ve Teşvik Mekanizmalarının Sınıflandırılması

Düzenleyici Politikalar	**Mali Teşvikler**	**Kamu Yatırımları**
Yenilenebilir enerji hedefleri	Sermaye sübvansiyonları, hibeler, indirimler	Kamu yatırımları, krediler ve hibeler
* Sabit fiyat garantileri (FIT) *Prim ödemeleri	Yatırım ve diğer vergi kredileri	
Kota yükümlülükleri/ Yenilenebilir portfolyo standartları (RPS)	Satı, enerji, CO_2,tüketim, katma değer vergilerinde azalmalar	
İhale (Teklif) Sistemi	Enerji üretim ödemeleri veya kredileri	
Yenilenebilir enerji sertifikaları (TGC)		
Net ölçüm sistemi		
Biyoyakıt yükümlülüğü politikaları		
Isı yükümlülüğü politikaları		

Kaynak: KPMG, 2013, Taxes And İncentives For Renewable Energy, Http://Www.Kpmg.Com /Global/En/Issuesandınsights /Articlespublications/Taxes-And-İncentives ForRenewableEnergy/, (23.02.2015) , S.1.

Tablo 51'de Türkiye'de yenilenebilir enerji kaynağına dayalı üretim tesis türleri için uygulanan sabit fiyat garantileri verilmiştir. Sabit alım fiyatlarına göre rüzgar enerjisine dayalı üretim tesisinde 7.3 ABD doları cent/kWh, hidroelektrik üretim tesisinde 7.3 ABD doları cent/kWh, jeotermal enerjisine dayalı üretim tesisinde 10.5 ABD doları cent/kWh, güneş enerjisine dayalı üretim tesisinde 13.3 ABD doları cent/kWh'dir.

Tablo 51: Türkiye'de Yenilenebilir Enerji İçin Uygulanan Sabit Fiyat Garantisi

I SAYILI CETVEL	
Yenilenebilir Enerji Kaynağına Dayalı Üretim Tesis Tipi	**Uygulanacak Fiyatlar (ABD doları cent/kWh)**
a) Hidroelektrik üretim tesisi	7,3
b) Rüzgâr enerjisine dayalı üretim tesisi	7,3
c) Jeotermal enerjisine dayalı üretim tesisi	10,5
d) Biyokütleye dayalı üretim tesisi (Çöp gazı dâhil)	13,3
e) Güneş enerjisine dayalı üretim tesisi	13,3

Tablo 52, Türkiye'de teknoloji bazında sabit alım fiyat garantisine yerli katkı ilaveler gösterilmiştir. Yenilenebilir enerjinin alım fiyat garantisinin yanında tesislerde yerli üretimi teşvik edici unsurlarda vardır. "II Sayılı Cetvel"'de yenilenebilir enerji kaynaklarındaki üretim yapan tesisler için yerli katkılar alt başlıklar halinde gösterilmiştir. Yenilenebilir enerjiden hidroelektrik tesisleri, rüzgar enerjisine dayalı tesisler, güneş enerjisi fotovoltaik tesisler, yoğunlaştırılmış enerjiye dayalı tesisler, Biyokütle enerjisine dayalı tesisler ve jeotermal enerjiye dayalı tesisler olmak üzere yerli katkı ilavesi yapılmaktadır. Yenilenebilir enerji kanunu kapsamında yukarıdaki fiyatlara "Tesis Tipi Yurt İçinde Gerçekleşen İmalat Yerli Katkı İlavesi" aşağıdaki gibidir. Yapılan bu yerli katkı ilaveleri hem yerli sanayinin gelişmesi hemde sektörde daha düşüğe santral kurma açısından ülke ekonomisi için önemlidir. Yerli katkı ilaveleri santralin tamamlanan aksamı dikkate alınarak temel alış fiyatına ilave edilmek suretiyle üreticiye gelir artışı sağlamaktadır.

Tablo 52: Türkiye'de Teknoloji Bazında Sabit Alım Fiyat Garantisi ve Yerli Katkı İlavesi

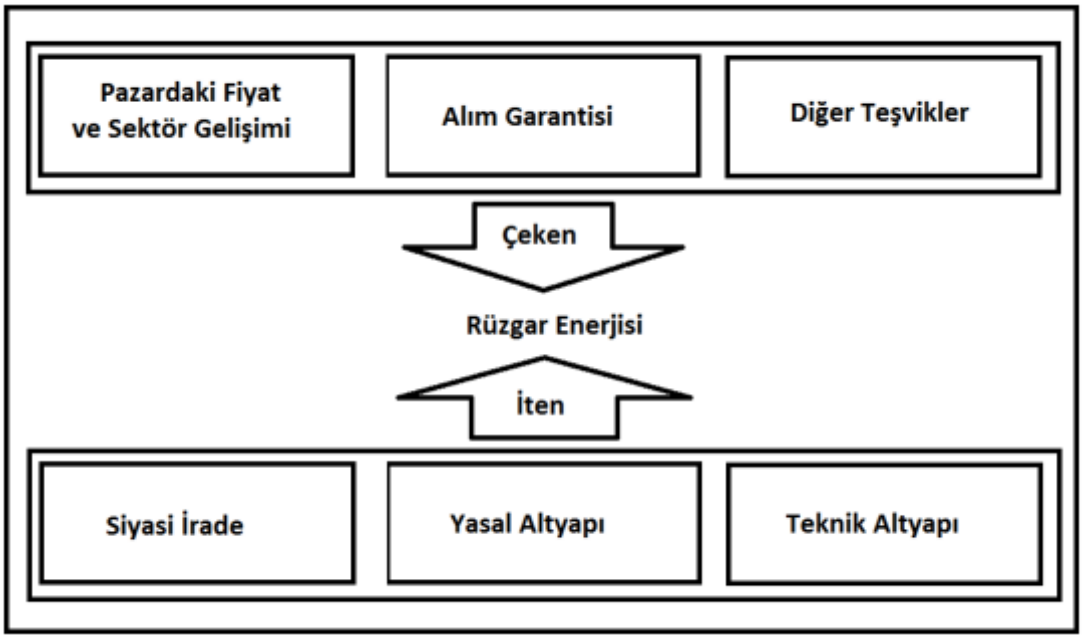
II SAYILI CETVEL		
A) Hidroeletktrik üretim tesisi	1) Türbin	1,3
	2) Jeneratör ve güç elektriği	1,0
B) Rüzgar enerjisine dayalı üretim tesisi	1) Türbin	0,8
	2) Jeneratör ve güç elektriği	1,0
	3)Türbin kulesi	0,6
	4) Rotor ve nasel mekanik gruplarındaki aksamın tamamı (kanat gurubu ile jeneratör ve güç elektroniği için yapılan ödeme hariç	1,3
C) Fotovoltaik (PV)enerjiye dayalı üretim tesisi	1) PV panel entegrasyonu ve güneş yapısal mekaniği imalatı	0,8
	2) PV modülleri	1,3
	3)PV modülünü oluşturan hücreler	3,5
	4) İnvertör	0,6
	5) PV modeli üzerine güneş ışığını odaklayan malzeme	0,5
D)Yoğunlaştırılmış enerjiye dayalı üretim tesisi	1) Radyasyon toplama tüpü	2,4
	2) Yansıtıcı yüzey levhası	0,6
	3) Güneş takip sistemi	0,6
	4) Isı enerjisi depolama sisteminin mekanik aksamı	1,3
	5) Kulede güneş ışınını toplayarak buhar üretim sisteminin mekanik aksamı	2,4
	6) Stirling motoru	1,3
	7) Panel entegrasyonu ve güneş paneli yapısal mekaniği	0,6
E) Biyokütle enerjisine dayalı üretim tesisi	1) Akışkan yataklı buhar kazanı	0,8
	2) Sıvı veya gazlı yataklı buhar kazanı	0,4
	3) Gazlaştırma ve gaz temizleme grubu	0,6
	4) Buhar veya gaz türbini	2,0
	5)İçten yanmalı motor veya stirling motoru	0,9
	6) Jeneratör ve güç elektriği	0,5
	7) Kojenerasyon sistemi	0,4
F) Jeotermal enerjisine dayalı üretim tesisi	1) Buhar ve gaz türbini	1,3
	2) Jeneratör ve güç elektriği	0,7
	3) Buhar enjektörü veya vakum kompresörü	0,7

2.3 RÜZGAR ENERJİSİNE YÖNELİK POLİTİKALAR

1973 yılları sonrasında yaşanan ekonomik kriz sonrasında yenilenebilir enerji kaynaklarına yöneliş daha da artmıştır. Dünya genelinde kademeli olarak yenilenemeyen enerji kaynaklarından yenilenebilir enerji kaynaklarına geçiş olmaktadır (Albostan, 2009:644). Rüzgar enerjisi de yenilenebilir enerji kaynaklarında önemle artış gösteren önemli bir enerji kaynağı haline gelmiştir.

Sektörlerin oluşumu için asgari şartlar gerekir. Bu durum rüzgar enerjisi sektörü içinde geçerlidir. Genel olarak bu şartlar, piyasayı çeken ve iten olarak 2 ana başlık altında incelenebilir. Piyasayı iten faktörler, siyasi destek, yasal altyapı ve teknik altyapıdır. Piyasa yapısının yerleşebilmesi için siyasi destek şarttır. Siyasi destekten sonra sektörün piyasa yapısının oluşumu ve nasıl işleyeceğini düzenleyenyasal mevzuat tamamlanmalıdır. Son olarak da rüzgar potansiyeline bağlı elektrik şebekesinin durumu ve altyapı gibi teknik konular tamamlanmalıdır. Bu üç faktör rüzgar enerjisi piyasasının oluşumu ve sektörün ilerleme kaydedebilmesi için önemlidir. Rüzgar enerjisi piyasası oluştuktan sonra piyasanın devamını ve gelişimi sağlayacak olan çeken faktörlerinde bulunması gerekmektedir. Rüzgar enerjisi sektöründe genel kabul görmüş piyasayı çeken üç faktör bulunmaktadır. Bunlar; fiyat tarifesi, alım garantisi ve diğer bazı teşviklerdir. Fiyat tarifesi, rüzgar enerjisinden üretilen elektriğin (kWh) birim fiyatıdır. Alım garantisi, bölge dağıtısıcının veya devletin üretilen elektiriği şirketten kaç yıllığına alacağına ait verilen garantidir. Diğer teşviklerde kota, vergi, üretim vb. gibi hususları içeren teşviklerdir (Durak ve Özer, 2008:497)

Şekil 34: Rüzgar Enerjisi Piyasa Oluşumu

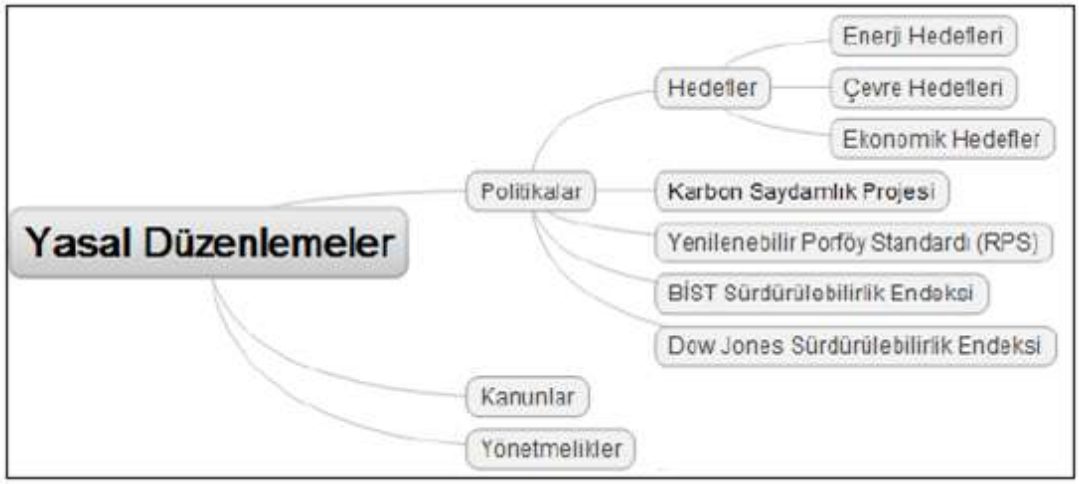


Kaynak: Durak ve Özer, 2008, Rüzgar Enerjisi Teori ve Uygulama, Ankara, S.497.

Ülkelerin ekonomik kalkınmasını hızlandırmaları için alternatif enerji kaynaklarının genişletilmesi ve bu doğrultuda yasal düzenlemelerin yapılması gerekmektedir. Rüzgar enerjisine ait yasal düzenlemeler; politikalar, kanunlar ve yönetmelikler şeklinde gruplandırılmıştır. Rüzgar enerjisine yönelik politakaları; rüzgar enerjisine yönelik hedefler, karbon azaltımı, portföy standartları ve sürdürebilirlik endeksleri olarak sıralanabilir. Türkiye'nin 2023 yılında üreteceği toplam enerjinin %30'una erişebilmesinde rüzgar enerjisi alanındaki güçlü ve planlı olan politikalar önemli ölçüde katkı sağlayacaktır.

Şekil 35'de yasal düzenlemeler içerisinde politikalar ve politika alt kriterleri gösterilmiştir. Politikalar, hedefler, karbon saydamlık projesi, yenilenebilir portföy standardı, BİST sürdürülebilirlik endeksi, Dow Jones sürdürülebilirlik endeksinden oluşmaktadır. Hedefler, enerji hedefleri, çevre hedefleri ve ekonomik hedefler olarak üç alt kriterden oluşmaktadır.

Şekil 35: Rüzgar Enerjisine Ait Politikalar ve Politika Alt Kriterleri



Kaynak: Kudak, 2015, Rüzgar Enerjisi Teknoloji Portföyü Analiz Modeli RETPAM, Yayımlanmış Doktora Tezi, Kara Harp Okulu Savunma Bilimleri Enstitüsü Teknoloji Yönetimi Ana Bilim Dalı, Ankara, S.55.

Türkiye'de rüzgar enerjisine ait ulusal düzenlemeler diğer yenilenebilir enerji kaynaklarına uygulanacak şekilde planlanmıştır.

Şekil 36'de rüzgar enerjisine ait kanunlar yer almaktadır. Rüzgar enerjisine ait düzenleyici olan kanunlar; Yenilenebilir Enerji Kanunu, Elektrik Piyasası Kanunu, Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Elektrik Enerjisi Üretimi Amaçlı Kullanımına İlişkin Kanun ve Enerji Verimliliği Kanunu'dur.

Şekil 36: Rüzgar Enerjisine Ait Kanunlar



Kaynak: Kudak, 2015, Rüzgar Enerjisi Teknoloji Portföyü Analiz Modeli RETPAM, Yayımlanmış Doktora Tezi, Kara Harp Okulu Savunma Bilimleri Enstitüsü Teknoloji Yönetimi Ana Bilim Dalı, Ankara, S.57.

Şekil 37'de rüzgar enerjisine ait düzenleyici olan yönetmelikler yer almaktadır. Rüzgar enerjisini düzenleyici yönetmelikler; AB Karbon Ticareti Sistemi, Elektrik Piyasası Lisans Yönetmeliği, TEİAŞ, EPDK, ETKB'nın Yönetmelik ve tebliğleri, Elektrik Piyasasında Lisanssız Elektrik Üretimine İlişkin Yönetmelik, Çevresel Etki Değerlendirilmesi Yönetmeliği, Hava Kalitesi Değerlendirme ve Yönetimi Yönetmeliği, Birleşmiş Milletler Değişikliği Çerçeve Sözleşmesi, Rüzgar Enerjisine Dayalı Lisans Başvurularının Teknik Değerlendirmesi Hakkında Yönetmelik ve Yenilenebilir Enerji Kaynaklarından Elektrik Enerjisi Üreten Tesislerde Kullanılan Aksamların Yurt İçinde İmalatı Hakkında Yönetmelikten oluşmaktadır.

Şekil 37: Rüzgar Enerjisi Ait Yönetmelikler



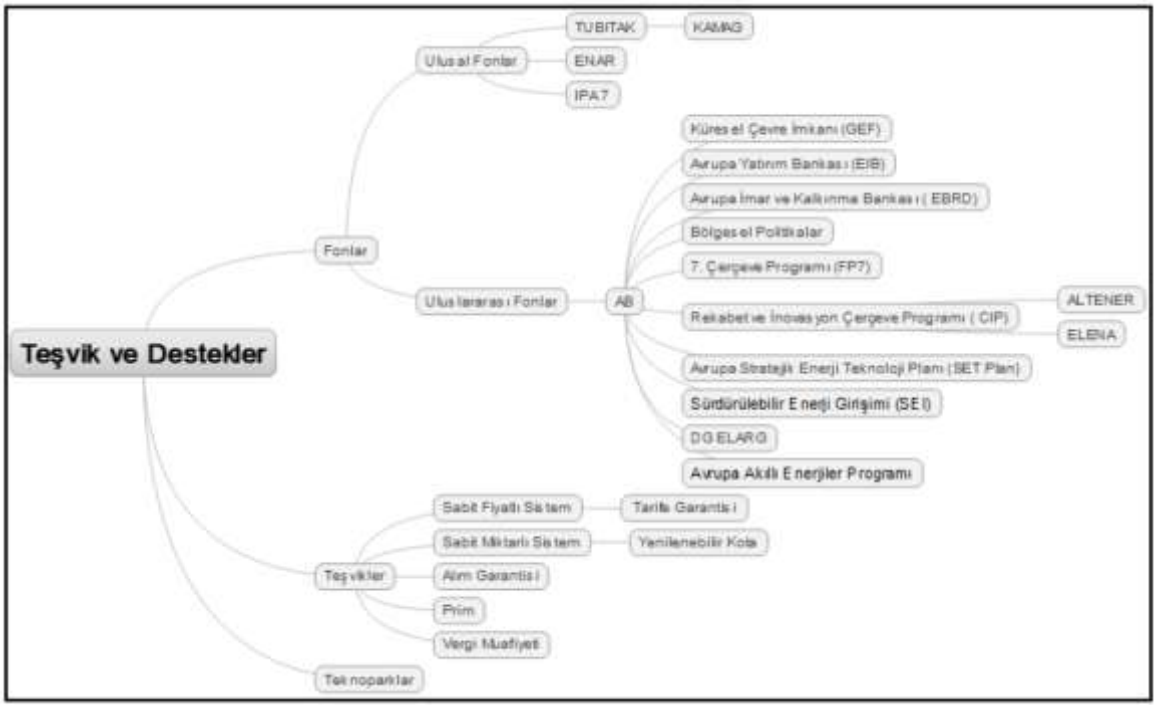
Kaynak: Kudak, 2015, Rüzgar Enerjisi Teknoloji Portföyü Analiz Modeli RETPAM, Yayımlanmış Doktora Tezi, Kara Harp Okulu Savunma Bilimleri Enstitüsü Teknoloji Yönetimi Ana Bilim Dalı, Ankara, S.57.

Rüzgar enerjisine ait yukarıdaki politikalar, kanunlar ve yönetmelikler yenilenebilir enerjilerinin büyük çoğunluğunda geçerliliği olan yasal düzenlemelerdir. Bu yasal düzenlemeler ile rüzgar enerjisinden elektrik üretiminde eksiklikler ve noksanlıklar giderilmeye çalışılarak standartların olduğu belirsizliklerin olmadığı enerji açığımıza katkı sağlayan bir sektör oluşturulmaya çalışılmaktadır.

2.4 RÜZGAR ENERJİSİ PROJELERİNE YÖNELİK TEŞVİK MEKANİZMALARI

Enerji arz güvenliğini sağlamak için üreticilere problemleri çözücü, yatırımları cazip hale getirici teşviklerde bulunulmalıdır. Ülke içerisindeki rüzgar enerjisi potansiyelinden en yüksek seviyelerde faydalanabilmek için rüzgar enerjisi yatırımcılarını teşvik edici politikalar önemlidir. Yenilenebilir enerjilerden biri olan rüzgar enerjisine ekonomik açıdan destek olunur ise, teknolojik gelişmelerin önü açılır ve zaman içinde yatırım maliyeti azalır. Böylelikle çevreye zarar vermeyen, küresel ısınmanın etkilerini azaltan, ucuz ve güvenilir enerji seçenekleri oluşturulabilir (Türkeş, 2012:145). Rüzgar enerjisine yapılacak politika teşvikleri, yenilenebilir enerjiden elektrik üretiminin artışına katkı sağlayıp enerji sanayinde de fırsatlar oluşturacaktır.

Şekil 38: Teşvik ve Destekler



Kaynak: Kudak, 2015, Rüzgar Enerjisi Teknoloji Portföyü Analiz Modeli RETPAM, Yayımlanmış Doktora Tezi, Kara Harp Okulu Savunma Bilimleri Enstitüsü Teknoloji Yönetimi Ana Bilim Dalı, Ankara, S.57.

Rüzgar enerjisi projelerinde finansal alternatifler belirlenerek ve geniş içeriğe sahip bütçeler oluşturularak ekonomik destekler ve teşvikler aşamalı olarak uygulanmalıdır. Rüzgar enerjisi yatırımlarını yaygınlaştırmak için teşvikler, mali, vergi ve üretim teşvikleri olarak üç başlık altında toplayabiliriz (Durak, 2005:1).

Mali teşvikler yatırım teşvikleri ve hükümet destekli krediler olarak iki alt başlık altında toplanabilir. Yatırım teşviklerinde yatırım tutarının bir kısmı devlet tarafından finanse edilmektedir. Bu oran toplam yatırım tutarına göre değişmekle birlikte %20-%40 arasındadır. Yatırım teşvikleri uygulamada çoğunlukla gerçek etkisinin gerisinde kalmaktadır. Ancak yatırım teşviklerini hükümet kararıyla tanıtmak oldukça kolay olduğundan, uygulamada yaygın olarak kullanılmaktadır (Liptow ve Rember, 2012:21). Hükümet destekli kredilerinde, devlet ve uluslararası kuruluşlar, yatırımların finanse edilmesi için ticari kredilerden daha uygun krediler vermektedir. Bu iki mali desteğin dışında yatırım vergi muafiyeti, üretim vergi muafiyetleride yenilenebilir enerjiye yönelik yapılan mali teşviklerdir (Yılmaz, 2015:95).

Vergi teşviklerini, vergi muafiyeti ve gümrük muafiyeti olarak iki başlık altında toplamak mümkündür. Vergi muafiyeti, üreticinin ilk 5 yılı içerisinde üretiminden elde edilen gelirden vergi alınmaması durumudur. Gümrük muafiyeti, devletler rüzgar türbini ve ekipmanlarının ithalat ve ihracatında düşük oranda vergi alarak veya verginin tamamı almayarak gümrük vergisi muafiyeti getirmektedir.

Üretim teşviklerini, yenilenebilir portföy standardı, üretilen elektiriğe teşvik ve tarife uygulaması olarak üç alt başlık altında toplamak mümkündür. Yenilenebilir portföy standardında elektrik dağıtım şirketleri, dağıtımını yaptıkları elektiriğin belli bir kısmını belirli bir süre içerisinde enerji kaynağından karşılamak zorundadır. Üretilen elektriğe teşvikte üretilen elektriğin birim fiyatına verilen teşviktir. Sabit tarife uygulamasında ise üretilen elektrik için belli bir zaman aralığında belli bir fiyat tarifesi uygulanmaktadır. Sabit fiyat sistemi ile üreticiye ödenecek tutarın devlet tarafından önceden belirlenerek yatırımcılar için gelecekle ilgili belirsizliklerin kaldırıldığıbir sistemdir. Sabit fiyat sistemi üretim temelli bir teşvik stratejisidir. Elektrik şebekesine aktarılan her birim kWh için sabit bir ücret ödenmektedir

(Güneş, 2009:69).Yenilenebilir enerji yapılan yatırımları hızlandırmak için oluşturulan en önemli politikalardan biridir (Abolhosseini ve Heshmati, 2014:3).

Tablo 53: Sabit Fiyat Garantisi Politikalarında Yıllara GöreUygulamalar

YIL	KÜMÜLÂTİF	ÜLKELER/ŞEHİRLER/DEVLETLER
1978	1	ABD
1990	2	Almanya
1991	3	İsviçre
1992	4	İtalya
1993	6	Danimarka, Hindistan
1994	9	Lüksemburg, İspanya, Yunanistan
1997	10	Sri Lanka
1998	11	İsveç
1999	14	Portekiz, Norveç, Slovenya
2000	14	-
2001	17	Ermenistan, Fransa, Letonya
2002	23	Cezayir, Avusturya, Brezilya, Endonezya, Çek Cumhuriyeti, Litvanya
2003	29	Kıbrıs, Estonya, Macaristan, Güney Kore, Slovakya, Mharashtra (Hindistan)
2004	34	İsrail, Nikaragua, Prınce Edward Island (Kanada), Andhra Pradesh, Madhya Pradesh (Hindistan)
2005	41	Karnataka, Uttaranchal, Uttar pradesh (Hindistan) Çin,Türkiye, Ekvator, İrlanda
2006	46	Ontario (Kanada),Kerela (Hindistan), Arjantin, Pakistan, Tayland
2007	56	Güney Avustralya (Avustralya), Arnavutluk, Bulgaristan, Hırvatistan, Dominik Cumhuriyeti, Finlandiya, Makedonya, Moldova, Mangoluya
2008	70	Quennsland (Avustralya), Kaliforniya (ABD), Chhattisgarh, Gujarat, Haryana, Punjab, Rajasthan, Tamil Nadu, West Bengal (Hindistan), İran, Kenya, Filipinler, Tanzanya, Ukrayna
2009	80	Avustralya Başkent Bölgesi, New South Galler, Victoria (Avustralya), Hawaii, Oregon, Vermont (ABD), Japonya, Sırbistan, Güney Afrika, Tayvan
2010	85	Bosna Hersek, Malezya, Mairitus, Malta, İngiltere
2011	92	Rhote İsland (ABD), Nova Scotia (Kanada), Gana, Montenegro, Hollanda, Suriye, Vietnam
2012	97	Ürdün, Nijerya, Filistin Bölgeleri, Ruanda, Uganda
2013	98	Kazakistan

Kaynak: Ren21, 2015, Renewables 2015 Global Status Report, http://www.ren21 .net/wp-content/uploads/2015/07/REN12-GSR2015_ Onlinebook _low1.pdf, S.129.

Uygulamada sabit fiyat sisteminin yanında yenilenebilir koto sistemi de üreticiye yönelik teşvik seçeneğidir. Yenilenebilir kota sisteminde üretim miktarı devlet tarafından belirlenirken fiyat oluşumu piyasa serbestliğine bırakılmıştır. Kota sistemi "ihale sistemi" ve "yeşil sertifika sitemi" olmak üzere iki şekilde uygulanmaktadır. İhale sisteminderüzgar enerjisi potansiyeli olan alanların belli bir

süre için ihale edilerek yatırıma açılmasını sağlayan teşvik türüdür. Yeşil sertifika sistemindefiyatın günlük olarak belirlenmesi durumudur. Devlet belli miktarda yenilenebilir enerji üretimini ve dağıtımını zorunlu kılar (Güneş, 2009:69).

Yenilenebilir kota politikalarının iyi bir şekilde işlemesi için politika uygulayıcılar, uzun vadede planlı ve şeffaf hareket edilmesi için bütün paydaşların simetrik bilgilendirilmesi sağlar. Bununla birlikte, tarafların karşılıklı anlaşmaya uymalarını ve uymayanlar için de gerekli cezaları verir.

Tablo 54: Yenilenebilir Kota Politikalarında Yıllara Göre Uygulamalar

YIL	KÜMÜLÂTİF	ÜLKELER/ŞEHİRLER/DEVLETLER
1983	1	Iowa (ABD)
1994	2	Minnesota (ABD)
1996	3	Arizona
1997	6	Maine, Massachusetts, Nevada (ABD)
1998	9	Connecticut, Pennsylvania, Wisconsin (ABD)
1999	12	New Jersey, Texas, (ABD), İtalya
2000	13	New Mexico (ABD)
2001	15	Flanders (Belçika), Avusturalya
2002	18	Kaliforniya (ABD), Wallonia (Belçika), İngiltere
2003	21	Japonya, İsveç, Maharashtra (Hindistan)
2004	34	Colorado, Hawaii, Maryland, New York, Rhode Island (ABD), Nova Scotia, Ontario, Prince Edward Island (Kanada), Andhra Pradesh, Karnataka, Madhya Pradesh, Orissa (Hindistan), Polonya
2005	38	District of Columbia, Delaware, Montana (ABD), Gujarat (Hindistan)
2006	39	Washington State (ABD)
2007	45	Çin, Illinois, New Hampshire, North Carolina, Oregon (ABD); Northern Mariana Island
2008	52	Michigan, Missouri, Ohio (ABD), Şili, Hindistan, Filipinler, Romanya
2009	53	Kansas (ABD)
2010	56	British Columbia (Kanada), Güney Kore, Porto Riko (ABD)
2011	58	Arnavutluk, İsrail
2012	59	Norveç
2013	59	-
	79	**Toplam var olan**

Kaynak: Ren21, 2015, Renewables 2015 Global Status Report, http://www.ren21 .net/wp-content/uploads/2015/07/REN12-GSR2015_ Onlinebook _low1.pdf, S.130.

Tablo 55'de sabit fiyat ve yenilenebilir kota sisteminin karşılaştırılması gösterilmiştir. Tabloya göre her iki sistemin avantajlı ve dezavantajlı yönleri vardır (EWEA_a, 2009:228).

Tablo 55: Sabit Fiyat ve Yenilenebilir Kota Sisteminin Karşılaştırılması

	Sabit Fiyat Sistemi	Yenilenebilir Kota Sistemi
Avantajlar	İstikrarlı fiyat ile yatırım güvencesi sağlar, üreticiyi teşvik eder	Fiyatları düşürür
	Türbin üreticilerini daha verimli sistemler yapmaya iter	Piyasa rekabet ortamını sağlayarak verimliliği arttırır
	Bölge rüzgar potansiyeli ile ilgili olarak ayrım yapmak mümkündür.	Kota artışları sayesinde pazarın planlı büyümesini sağlar
Dezavantajlar	Sabit fiyatın çok yüksek uygulanma riski	Dalgalanan piyasa fiyatları ve diğer pazarlanabilir sertifika fiyatları belirsizlik ve engeller ortaya çıkarır

Kaynak: (Akdağ ve Güler, 2007, Dünyada Uygulanan Destek Modellerien Bağlı Olarak Rüzgar Enerjisi İle Sektörünün Gelişimi ve Ülkemizdeki Mevcut Durumun Değerlenedirilmesi, TMMOB VI. Enerji Sempozyumu- Küresel Politikalar ve Türkiye Gerçeği, s. 216-218, S.216; Mehel, 2009, Dünya'da ve Türkiye'de Rüzgar Enerjisi: Potansiyeli, Kullanımı ve Almanya-Türkiye Karşılaştırması, Yayımlanmış Yüksek Lisans Tezi, Eskişehir Osmangazi Üniversitesi, Eskişehir, S.44

Türkiye için yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanımı, enerji arz güvenliğinin sağlanması ve enerjide dışa bağımlılığın azaltılması için önemlidir.Yenilenebilir enerjisi sektörünün gelişip rekabet edebilmesi için devletin yapacağı teşvikler ve yasal düzenlemeler önem arz etmektedir. Bunun için YEK'den birisi olan rüzgar enerjisini desteklemek için 6446 sayılı "Elektrik Piyasası Kanunu", 5346 sayılı "Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının" Elektrik Enerjisi Üretimi Amaçlı Kullanımına İlişkin Kanun"(YEK-e Kanunu) ve adı geçen kanunlarla ilgili ikincil mevzuatı kapsamında teşvik edilmektedir.

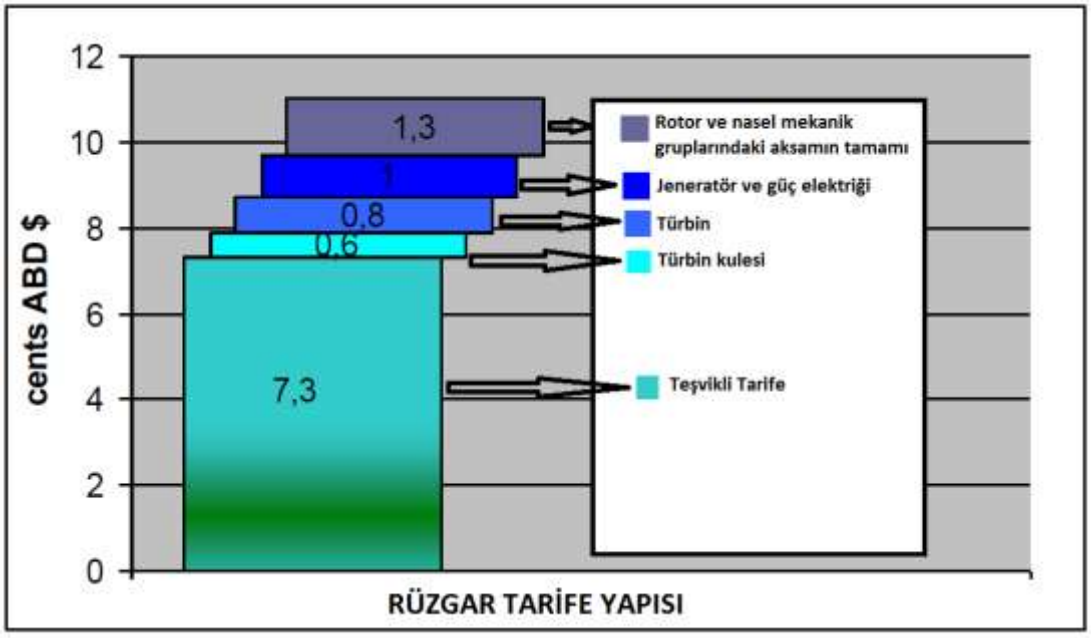
6446 Sayılı Elektrik Piyasası Kanunu ve İlgili Yönetmeliklere göre teşvikler; YEK üretim tesisleri için ilgili lisanslara derç edilen tesisi tamamlama tarihini izleyen ilk sekiz yıl süresince yıllık lisans bedeli alınmamaktadır, Ön lisans/lisans başvurusunda lisans başvuru bedelinde %90 muafiyet, 5346 Sayılı Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Elektrik Enerjisi Üretimi Amaçlı Kullanımına İlişkin Kanun kapsamında teşvikler (TMMOB, 2014:150):

Türkiye'de rüzgar enerjisinden elektrik üretimine uygulanmakta olan destek sistemi (YEKDEM) teşvikli sabit fiyat mekanizmasıdır.

Teşvik oranları kullanılacak yenilenebilir enerji kaynağına göre değişmektedir (Cetvel-1). Tarife süresi 2015 yılı sonuna kadar devreye girme koşuluyla 10 yıldır. Yerli teknoloji oluşumunu teşvik etmek amacıyla RES'lerdeki mekanik ve elektronik aksamın en az ilgili yönetmelikte tanımlı miktarı kadarının yerli üretim olması halinde üretilecek elektrik enerjisi için 5 yıl süreyle ilave fiyat uygulanır (Cetvel-2).

Yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı üretim faaliyeti gösteren tesisler için uygulanacak fiyat ve süreler ile yerli katkı ilavesi 10/05/2005 tarihli ve 5346 Sayılı Kanun'un 6'ıncı ve 6/B maddelerine göre, Bakanlar Kurulu'nca 31.12.2020 tarihine kadar uzatılmıştır.

Şekil 39: Rüzgar –e Tarife ve Yerli Üretim Katkısı (YEKDEM)



Kaynak: TMMOB, 2014, Türkiyenin Enerji Görünümü, Genişletilmiş Üçüncü Baskı, ISBN: 978-605-01-0626-8, YAYIN NO: MMO/616, Ankara, S.150.

Şekil 39'da 5346 Sayılı Kanun 1 ve 2 cetvellere göre bir rüzgar santralinden üretilen elektriğin tarifesi ve bu santralde yerli üretim ekipman kullanımı halinde (Res-e) kullanılan yerli ekipmana gore mevcut tarifeye ek olarak uygulanacak fiyatlar gösterilmektedir.

Diğer yandan rüzgar enerjisine dayalı kurulu gücü, azami 1 Megawatlık üretim tesisi kuran gerçek ve tüzel kişiler lisans alma ve şirket kurma yükümlülüğünden muaftır. Bu tesislerde lisansız üretim yapan gerçek ve tüzel kişişler dağıtım sistemine verdiği ihtiyaç fazlası elektirik enerjisi, YEKDEM kapsamında rüzgar enerjisene uygulanan tarifeden satın alınmaktadır (1 Sayılı Cetvel). Bu tesislerde, yerli ekipmanlar kullanılarak elektrik üretilmesi halinde beş yıl süreyle mevcut tarifeye ek olarak yerli aksama uygulanan fiyatlardan yararlanma olanığı da vardır (2 sayılı cetvel). Ancak bu kapsamda ilgili mevzuat kapsamında tesis edilecek elektrik üretim tesisi ve bağlantı ekipmanında malzemelerin ilgili standartlara göre imal edilmiş, garanti kapsamında ve son beş yıl içerisinde üretilmiş olması gerekmektedir.

5346 Sayılı Kanun ile söz konusu santrallerde arazi kullanımıyle ilgili destekler sağlanmaktadır:

08/01/2011 tarihi itibari ile işletmede olanlar dahil, 31/12/2015 tarihine kadar işltemeye dahil olacak kanun kapsamındaki YEK'e dayalı üretim tesislerinden, ulaşışm yollarından ve lisanslarında belirtilen sisteme bağlantı noktasına kadarki TEİAŞ ve dağıtım şirketlerine devredilecek olanlar da dahil, enerji nakil hatlarından yatırım ve işletme dönemlerinin ilk on yılında izin, kira, irtifak hakkı ve kullanma izni bedellerine %85 indirim uygulanır. Orman köylüleri kalkınma geliri, ağaçlandırma ve erozyon kontolü geliri alınmaz.

Milli Park, Tabiat Parkı, Tabiat Anıtı ile Tabiatı Koruma Alanları'nda, Muhafaza Ormanları'nda, Yaban Hayatı Geliştirme Sahaları'nda, Özel Çevre Koruma Bölgeleri'nde ilgili bakanlığın, Do-ğal Sit Alanları'nda ise ilgili koruma bölge kurulunun olumlu görüşü alınmak kaydıyla YEK'e dayalı elektrik üretim tesislerinin kurulmasına izin verilir.

2.5 RÜZGAR ENERJİSİNDEN ÜRETİLEN ELEKTİRİĞİN TİCARETİ

Bir rüzgâr enerji santralinde üretilen elektrik enerjisinin ticareti üç farklı şekilde yapılabilir: Birinci olarak YEK Destekleme Mekanizması kapsamında Piyasa Mali Uzlaştırma Merkezine (PMUM'a), ikinci olarak İkili anlaşmayla tedarik

şirketlerine (TETAŞ ya da serbest tüketicilere), üçüncü olarak da Dengeleme Güç Piyasası piyasa kapsamında PMUM'a enerji ticareti yapılabilir (TMMOB, 2012:167).

Rüzgâr enerji üreticisi ürettiği enerjiyi, Dengeleme Güç Piyasası kapsamında satmayı tercih ederse saatlik üretim tahminini gün öncesi belirlenen saate kadar PMUM'a bildirmek zorundadır. Buna bağlı olarak öngörülen minimum teminatı yerine getirme yükümlülüğü vardır. Gün sonunda üretici belirttiği miktardan az üretim yapar ise üretimin tamamlanmayan kısmı için dengeleme güç piyasasında gerçekleşen en yüksek fiyattan ödeme yapar, planlanandan fazla üretim yapılmışsa gerçekleşen fazla üretimin bedeli dengeleme güç piyasasında gerçekleşen en düşük fiyattan satın alınır. Eğer enerji üreticisi YEKDEM kapsamında satış yaparsa gün öncesinden saatlik üretim tahminini belirlenen saate kadar Milli Yük Tevzii Merkezine bildirmelidir. Ay sonunda ise YEKDEM katılımcısı, okunan sayaç değerlerini PYS (Piyasa Yönetim Sistemi) üzerinden PMUM'a bildirerek bu bedel üzerinden fatura keser ve ödemesini (kanunda belirlenen tarife (7.3 cents ABD$) üzerinden) alır. YEKDEM kapsamında eksik/fazla üretimlerle ilgili bir ceza uygulaması ile minimum teminat ödeme yükümlülüğü bulunmamaktadır.

Tablo 56'da 2011-2015 yıllara arasında YEKDEM'e dahil olan rüzgar santrallerinin bilgileri verilmiştir.2015 yılı sonu itibariyle 106 adet RES yekdem mekanizmasına dahil olmuştur. 2013 yılında düşen talep 2014 yılında artmıştır. Son dönemde YEKDEM'in yaptığı düzenlemeler ile bir çok RES'i sisteme dahil etmiştir. 2015 yılı sonut itibariyle nihai YEK listesinde 59 RES toplam 2.826 MW güç ile sisteme dahil olmuştur. 2015 yılı sonu itibariyle sisteme dahil olan RES sayısı toplam RES kurulu gücünün %54'ü olup,teşvik olarak; RES teşvikli fiyattan ve yerli katkıdan yararlanma vardır. 2014 yılından sonra RES'ler yerli katkıdan yararlanmaya başlamıştır. Buda yerli aksam ve mekanizma üreticilerinin ekonomik canlılığı anlamına gelmektedir.

Tablo 56: Yıllara Göre YEKDEM'e Dahil Olan Rüzgar Santralleri

Yıl	Rüzgar Santral Sayısı-Adet	Toplam Güç-MW	Toplam RES Kurulu Gücünün %'si	RES teşvikli fiyat + yerli katkıdan yararlanan rüzgar santral sayısı – Adet
2011	9	469.1	%35,29	Sadece RES teşvikli fiyattan yararlanma + Yerli Katkı Yok
2012	22	684,5	%39,59	Sadece RES teşvikli fiyattan yararlanma + Yerli Katkı Yok
2013	3	75,9	%3,36	Sadece RES teşvikli fiyattan yararlanma + Yerli Katkı Yok
2014	21	826,4	%29.94	RES teşvikli fiyattan + Yerli Katkıdan yararlanan var
2015	59	2.826	%54	RES teşvikli fiyattan + Yerli Katkıdan yararlanan var
2016*	106	4.330	%91	RES teşvikli fiyattan + Yerli Katkıdan yararlanan var

Kaynak: EPDK, http://www3.epdk.org.tr/index.php/elektrik-piyasasi/yekdem
*01.04.2016 tarihi itibariyle

1 Nisan 2016 tarihli nihai YEK listesinde bulunan RES'lere ait tablo EK 1'de gösterilmiştir. 1 Nisan 2016 tarihli nihai YEK listesine göre 106 adet RES YEKDEM'e dahil olup, kurulu gücü 4.430,6 MW, işletmedeki ünite sayısı 2000 adet, lisansa derç edilen yıllık üretim miktarı 17.023.162.594 kWh, RES teşvikli fiyattan yararlanmanın dışında 51 adet RES Yerli Katkı'dan yararlanmaktadır. 2014 ve 2015 yılına göre YEKDEM sistemine giren sayı artmıştır.

2.6 RÜZGAR ENERJİSİ YATIRIMLARINDA İZİN VE LİSANSLAR

RES projeleri için izin ve lisanslar yasal standartların belirlenmesi açısından önemlidir. Bu süreç içerisinde yatırımla ilgili onaylar resmi makamlarca belirlenerek yatırımın denetimli bir şekilde yapılması sağlanmaktadır. Rüzgar enerjisine ait izin ve lisanlar; katkı payları, zaman kısıtları, arazi durumları, teknik etkileşim analizleri ve çevresel etki değerlendirmesi açısından ele alınmaktadır. Rüzgar enerjisi projeleri birçok kurumun izin sürecinden geçmek zorundadır. Bunun sebebi rüzgar enerjisi yatırımlarının farklı sistemlerle olan etkileşimidir. Rüzgar enerjisi yatırımcıları izin ve lisanslama süreçleri hakkında yeterli bilgi sahibi olmalıdır. Plansız ve süreç hakkındaki yeterli bilgi sahibi olunmaması, yatırım süreçlerinin uzamasına yol açar bu da yatırımcıların fazladan maliyetlere yüklenmesi demektir (Kudak, 2015:61).

Türkiye'de rüzgar enerjisine ait lisanlar ve izinler Enerji Piyasası Düzenleme Kurulu tarafından verilmektedir. Bütün projeler için üretim lisansına ait süre 49 yıllıktır. Rüzgar enerjisi yatırımlarının işletmeye alınmadan önce TÜBİTAK tarafından Teknik Etkileşim Analizleri'nin uygunluğunun onaylanması gerekmektedir. Bunun dışında RES yatırımları İş Kaanunu, İş ve İşçi Sağlığı Kanunu, Kültür ve Tabiat Varlıklarını Koruma Kanunu ve Orman Kanunu gibi düzenlemeler etkilemektedir.

2.7 GZFT ANALİZİ İLE ENERJİ DURUMUNUN DEĞERLENDİRMESİ

GZFT analizi, bir işletme için iç ve dış faktörler hakkında bilgi toplamını içermektedir. İşletmenin sahip olduğu iç faktörler güçlü ve zayıf yönleri, dış faktörler fırsatlar ve tehditleri göstermektedir (Pickton ve Wright, 1998:2). İşletmeler swot analizi yaparak güçlü ve zayıf yönleri görürler. Bunun yanında işletmenin gelecekte karşılaşabileceği fırsatları ve tehditleri belirlemek açısındanda işletmeler swot analizinden yararlanırlar. İşletmelerin piyasa rekabetindeki gücünü arttırmak için swot analizinden yararlanırlar. GZFT analizi yaygın olarak SWOT analizi şeklinde de kullanılmaktadır. GZFT, güçlü yanlar (strength), zayıf yanlar (weakness), fırsatlar (opportunities) ve tehditler (threads) kelimelerinin baş harflerinin kısaltmasıdır. Firmalar ve endüstriler doğru GZFT analizi uygulaya bilirlerse strateji geliştirmede başarılı sonuçlara ulaşabilmektedirler (Çeliktaş ve Koçar,2009:1974).

2.8 TÜRKİYE ENERJİ DURUMUNUN GZFT ANALİZİ İLE DEĞERLENDİRMESİ

Türkiye açısından enerji kaynaklarının potansiyeli ve kullanılabilirliği ile ilgili yapılacak swot analizleri önemlidir. Türkiye'de enerji sektörüne yönelik güçlü, zayıf yönleri ve fırsat ve tehditlerinin neler olduğu aşağıda yer almaktadır (TCKB, 2014:29; ETKB, 2014):

Güçlü Yönler	**Zayıf Yönler**
*Jeopolitik konumu gereği enerji transit geçiş hattına sahip olması ve enerji ticaret hattındaki gelişme potansiyeli (Enerji geçiş merkezi, hub) *Enerji tedariki açısından doğalgaz ve petrol kaynaklarına yakın olunması *Coğrafi olarak yenilenebilir enerji kaynaklarında önemli bir potansiyele sahip olunması *Zengin uranyum ve kömür kaynaklarına sahip olunması *Türkiye'nin sahip olduğu yüksek büyüme potansiyeli *Enerji alanında EPDK gibi piyasa düzenleyici bağımsız bir kuruluşun olması ve böylelikle kamusal denetim ve kontrolün yapılabiliyor olması *Enerji alanında düzenlenmiş ve yapılandırılmış yasal mevzuatına sahip olunması *Enerji üretimine ve verimliliğine yönelik teşviklerin artması *Özelleştirmelerle birlikte serbestleşme sürecine giren enerji sektöründeki artan rekabet yapısı *Yatay ve dikey birleşmelerle ortaya çıkan sinerji etkisi ile özel sektör girişimlerinde artışların olması *Dağıtım kanallarının güçlenmesi ve bölgesel hizmet sunumunda artışların olması *Elektrik sisteminin Avrupa elektrik sistemi ile enterkonnekte olması *Nükleer enerji ile ilgili sözleşmelerin olması, yürütülmekte olan projelerin var olması *Türkiye'nin sahip olduğu linyit rezervlerinin elektrik üretimi amaçlı kullanımının uygun olması	*Enerji üretiminde kapasitenin az oluşu ve mevcut kapasiteninde veriminin düşük oluşu *Mevcut linyit rezervlerimizin büyük kısmında kalitenin düşük oluşu *Enerji talebinde artışın yüksek oluşu, yüksek enerji yoğunluğu *Yerli enerji arzının talebi karşılamakta yetersiz oluşu ve enerjide dışa bağımlılığın yüksek oluşu *Yenilenebilir enerji kaynaklarına yapılan yatırımların yetersiz oluşu, mevcut teknolojide dışa bağımlı olunması *Rüzgar enerjisi ve güneş enerji kaynaklarındaki potansiyelinin kullanılmaması *Fosil yakıtlara olan bağımlılık fazla olması *Enerji alanında düzenlenmiş yasal mevzuatın yeterince uygulanmaması *Üretim ve dağıtım sektöründeki denetim mekanizmalarının yeterli olmaması *Dağıtım kanallarının yıpranmış olması, enerjinin üretilmesinde mevcut teknolojinin eski oluşu ve enerji kayıplarının fazla oluşu *Uranyum kaynaklarını işleme kapasitesinin düşük oluşu *Enerji arz fiyatının yüksek oluşu *Kamu-Üniversite-Sanayi iş birlikleri yeterli düzeyde değildir *Ar-Ge projelerinin takibinin yapıldığı bir kontrol ve izleme biriminin eksikliği *Ruhsatların yatırımcılar elinde atıl bir şekilde uzun süre tutulması ve bu durumun planlanan üretiminin gerçekleşmemesine sebep olması

Fırsatlar	**Tehditler**
*Üretimin arttıralabilmesi durumunda yenilenebilir kaynaklarının Türkiye'nin enerji ihtiyacı karşılayacak yeterlilikte olması *Yenilenebilir enerji kaynaklarının ekonomik kalkınmayı pozitif etkileyerek, yeni istihdam alanlarının oluşmasına sağlayacağı katkı *Doğalgaz ve petrolde yeni enerji kaynaklarının bulunabilmesi *Lisans ihaleleri ve stratejik ortaklıklar Özelleştirmeyle birlikte serbest piyasanın oluşması *Sürdürülebilir kalkınma için enerji güvenliği sorununun çözülmeye çalışılması *Yabancı yatırımcıların Türkiye'de enerji alanındaki gelişmelerden etkilenerek artan ilgisi *Tedarik edilen enerji kaynaklarının daha büyük çapta depolanabilmesi *Enerji kullanımında verim artışı ve tasarrufa yönelik projelerin geliştirilmesi *Kaya gazına ilişkin gelişmeler *Enerji borsası kurulması yönelik çalışmalar, borsanın uzun vadeli fiyat tahminine imkan sağlayacak olması *Enerji projelerinin yürütülmesinde çevre ülkelerle olan ilişkilerdeki ilerlemeler *Yek Kanunu'ndaki yerli katkı mekanizması	*Mevcut enerji kaynakları gelecekteki talebi karşılamakta yetersiz *Enerji alanındaki teknolojinin yetersiz oluşu *Enerji tüketimindeki yüksek artış *Enerji kullanımında verimsizlik (Enerji israfı) *Kaçak enerji kullanımının yüksek oluşu *Enerji kullanımda yüksek paya sahip fosil yakıtların kullanımından kaynaklı çevre kirliliğindeki artış *Küresel ekonomik krizin etkilerinin süresi ve yatırımlar için finansman bulma zorluğu *Uluslararası rekabetteki artış *Enerji ağındaki bölgeler arası yetersizlik

Türkiye için GZFT analizi değerlendirildiğinde enerjideki payı itibariyle fosil yakıtların kullanımının yüksek oluşu sürdürülemeyecek çevre sorunlarını beraberinde getirmektedir. Bu noktada potansiyeli yüksek olan yerel kaynak olan yenilenebilir enerjinin kullanımını önemlidir. Doğalgaz ve petrolde dünyanın önemli bir rezerv bölümünün bulunduğu bölgelere olan yakınlığı ile Türkiye, gerek istikrarlı enerji tedarik anlamında gerekse de enerji güvenliği anlamında önemli bir avantaja sahiptir.

Türkiye gelişmekte olan bir ülke olarak büyüyen bir ekonomiye sahiptir. Büyümenin en önemli girdilerinden biride enerji tedariki ve güvenilir bir şekilde enerji talebinin karşılanmasıdır. GZFT analizine göre Türkiye'nin önümüzdeki dönemlerde yapması gerekenler, hem fosil hemde yenilenebilir anlamında kullanılmayan potansiyeli harekete geçirmelidir; bunun içinde enerji alanında yatırımlar yapılmalıdır. Yapılacak yatırımlar sadece enerjinin elde edilmesinde değil bunun yanında enerji kullanılması ve elde edilmesindeki teknolojik alana yönelikte olmalıdır.

2.9 TÜRKİYERÜZGAR ENERJİSİ DURUMUNUN GZFT ANALİZİ İLE DEĞERLENDİRMESİ

Son yıllarda enerji sektörü içerisinde rüzgar enerjisi yatırımları popüler hale gelmiştir. Rüzgar enerjisi alanındaki potansiyeline bakıldığında her geçen gün rüzgar enerji yatırımlarının Türkiye için de arttığını söyleyebiliriz. Balıkesir-Çanakkale Bölgesi, Manisa-İzmir Bölgesi ve Hatay Bölgesi rüzgar potansiyelinin olduğu yerlerdir. Türkiye'de uygulanabilir rüzgar enerjisi potansiyelinin 48 GW civarında olduğu bilinmektedir. 2015 yılı sonu itibariyle 4.7 GW'lık kurulu güç vardır. Potansiyelin %10'u kadarlık kurulu güç olup %90'lık kurulu potansiyel gücü yatırım yapılmayı beklemektedir. 2023 yılında elektrik üretim portföyünde yenilenebilir enerjinin payının %30 düzeyinde olması ve rüzgar enerjisinin de kurulu gücünün 20 GW olması hedeflenmektedir.

Her enerji kaynağında olduğu gibi yenilenebilir enerji kaynaklarından olan rüzgar enerjisininde güçlü ve zayıf yönleri vardır. Bununla birlikte dış faktörlerin rüzgar enerjisini gelecekte etkileneceği fırsatlar ve tehditlerde mevcuttur. Türkiye'de rüzgar enerjisine ait güçlü yönler, zayıf yönler, fırsatlar ve tehditler aşağıda yer almaktadır (Yapar, 2014:122):

Güçlü Yönleri ile Rüzgar Enerjisi	Zayıf Yönleri ile Rüzgar Enerjisi
*Üç tarafı denizlerle kaplı olan Türkiye'nin yüksek rüzgar potansiyeli vardır *Ekonomik ve teknik olarak yetersiz olsa da geniş proje portföyüne sahip olunması *Yerli katlı ilavesinin varlığı *Yatırımcı potansiyelinin yüksek olması *Türkiye'nin coğrafi konumu (ulaşım kolaylığı) *Lisanssız üretim imkanı	*Mevzuat altyapısında devam eden aksaklıklar *İletim sisteminde yaşanan aksaklıklar *İzin ve lisans süreçlerinde yaşanan aksamalar ve sürecin uzunluğu *Yatırımcıların yeterince bilgi sahibi olmaması *Rüzgar enerjisi ile ilgili olan kurumlar arasındaki koordinasyon eksikliği *Veri eksikliğinden kaynaklı rüzgar tahminlerindeki hatalar *Yerli üretimin özendirilmesi için istenen yerli katkı oranın %100'lük oranının tam anlamıyla yapılamaması

Fırsatları ile Rüzgar Enerjisi	Tehditler ile Rüzgar Enerjisi
*Arz güvenliğini sağlamak amacıyla yerli kaynaklara yönelim *Sanayinin büyümesi için yerli üretim gücünün yüksekliği *Yenilenebilir enerjiye olan ilgilinin gün geçtikçe artması *Lisanssız üretim kapasitesinin 1MW olması *Yeni iş sahası olarak iş gücü için istihdam sağlayıcı oluşu, bunun dışında alt yardımcı sektörleri canlandırması *Sektöre ait destekleme faaliyetlerinin genişliyor olması	*Diğer yenilebilir enerji kaynaklarına yönelme rüzgardaki potansiyeli azaltma riski (Güneş enerjisine olan yönelim) *Elektrik üretim tesislerinin doğal sit alanlarınında kurulması sonucu ülkenin doğasını tahrip etmesi (flora ve fauna kaybına yol açması). *Rüzğar santrallerinin radar sistemlerine etkileri

Türkiye her geçen gün RES yatırımlarında hızla ilerleryen bir ülkeledir. Türkiyenin 48 GW'lık rüzgar potansiyeli sahip olması ülkemiz için bir fırsattır. Ancak bazı sorunlar RES yatırımlarının önünde belirsizlik ve zorluk oluşturmaktadır. Bunlar, idari ve teknik mevzuatların sürekli değişmesi yatırımcıların uzun vadeli yapacakları planlarda risklere yol açmaktadır. RES'lerde kurulu güç üzerinden alınan sistem iletim bedeli, gerçekleşen üretim üzerinden alınmalıdır. Ülke genelinde iletim alt yapısı güçlendirmek (Kılavuz, 2013:20).

Türkiye'de rüzgar enerjisi potansiyeli kurulu güce çevrilebilmesi için; RES yatırımları, RES proje geliştirme yapılacak detaylı çalışmalar, Rürgar türbini ekipmanlarının tedariki ve sistem bağlantısının yapılması gerekmektedir. Bu amaçlara ulaşmak için ise mevzuatı eksik olduğu yerler tamamlanmalı, lisans ve izin sürelerinin kısaltılması, bir an önce altyapı yatırımlarının tamamlanması,1 rüzgar enerjisine yönelik teşvik mekanizmalarında yapılacak yenilikler, yatırımcıların bilinçlenmesi ve finansman mekanizmalarının geliştirilmelidir. Amaçlara ve hedeflere erişmek için saydıklarımız bu araçlar yapıldığında Türkiye 2023 yılında hedeflemiş olduğu 20.000 MW'lık kurulu güce ulaşabilir.

2.10 ENERJİ YATIRIMLARININ FİNANSMANI

Projelerin ekonomik analizlerinin sonucunda eğer proje karlı bulunursa, proje finanse edilerek yapılmalıdır. Yatırımın için yapılan ekonomik analiz değerlendirmede tek başına yeterli değildir. Ekonomik analiz analiz sonucu kârlı olan bir proje ilerleyen dönemlerde gerçekleşecek birtakım problemler karşılaşabilir (Sarıaslan, 2006:192). Ekonomik analiz sonucu yeterli karlılıkta olan yatırımlar için kısa ve uzun dönemde ihtiyaç duyacağı finansmanı kaynağını belirlemesi gerekmektedir. Kısa dönemlerdeki kaynak finansmanı çalışma sermayesi olarak uzun dönemlerdeki kaynak finansmanı sabit yatırım olarak tanımlanmaktadır. Proje finansmanında ihtiyaç duyulan çalışma sermayesi ve sabit yatırım sermayesini çeşitli kaynaklarla finanse edilir. Finansmanda kullanılan kaynaklar iç kaynaklar (özkaynak) ve dış kaynak (borç) olarak sağlanmaktadır (Berk, 2007:188).

2.11 YENİLENEBİLİR ENERJİ YATIRIMLARININ FİNANSMANI

Türkiye'de 2003 yılı öncesi yenilenebilir enerji politikası yoktur. 2003 yılından "Elektrik Piyasasında Ruhasat Düzenleme Değişiklikleri"nin bir hükmünde "Yenilenebilir Enerji Kaynakları" tanımına yer verilmiştir. 2003 yılı öncesinde yüksek yatırım maliyeti, risk ve güven eksikliği gibi faktörlerden dolayı Elektrik Piyasası Ruhsat Verme Yönetmeliği'nde yenilenebilir enerjinin yeterli olmadığı düşünülmektedir (Albayrak, 2011:108).

Son yıllarda Dünyada olduğu gibi Türkiye'de de yenilenebilir enerjiye olan ilgi artmıştır. Yenilenebilir enerji kaynaklarına olan yatırımların yapılabilmesinde önemli olan başlıklardan biride projelerin finansmanı konusudur. Fosil kaynaklara nazaran yatırımların maliyetinin yüksek olması finansman noktasında çeşitli zorluklar oluşturmaktadır.

2.12 RES YATIRIMLARININ FİNANSMANI

Yenilenebilir enerji kaynaklarından olan RES yatırımlarında yüksek teknolojik üretim imkanlarından yararlanıldığından dolayı başlangıç yatırım maliyeti yüksektir. RES yatırımları, ilk yatırım maliyeti ve çalışma sermayesine olan yatırım maliyeti bağlamında ikiye ayrılmaktadır. RES yatırımlarının çalışma sermayesinin düşük olmasına rağmen ilk yatırım maliyetlinin yüksek oluşu müteşebbisleri zorlamaktadır. RES yatırımcılarının hazırladıkları projeler için finansman ihtiyaçları doğmaktadır.

Tablo 57: Avrupa Birliğinde 2030 Yılı Tahminine Göre Rüzgar Enerjisi Kurulu Gücü ve Toplam Yatırım

	Kurulu Gücü (GW)			Toplam Yatırım Tutarı €bn, (2030 Yılı Tahmini)		
	2014	2020	2030	Karada	Denizde	Toplam
Düşük Senaryo	129	165	251	279	88	367
Normal Senaryo	129	192	320	343	131	474
Yüksek Senaryo	129	216	392	398	193	591

Kaynak: EWEA_a, 2015, Wind in Power 2014 European Statistics, The European Wind Energy Association, S.11.

Tablo 57'de Avrupa Birliği'nde 2030 yılı tahminine göre rüzgar enerjisi kurulu gücü ve toplam yatırım tutarları gösterilmiştir. 2020 yılında AB'de kurulu rüzgar gücü, düşük ihtimalle 165 GW, normal durumda 192 GW ve yüksek senaryoya göre 216 GW'tır. 2030 yılında AB'de kurulu rüzgar gücü, düşük ihtimalle 251 GW, normal durumda 320 GW ve yüksek senaryoya göre 392 GW'tır. 2030 yılında AB'de rüzgar gücüne yapılan yatırım tutarı, düşük senaryoya göre 279 milyar avro karada 88 milyar avro denizde olmak üzere toplamda 367 milyar avro, normal durumda 343 milyar avro karada 131 milyar avro denizde olmak üzere 474 milyar

avro ve yüksek senaryoya göre 398 milyar avro karada 193 milyar avro denizde olmak üzere toplamda 591 milyar avroluk yatırım yapılması tahmin edilmektedir.

Avrupa Birliği'ndeki tahmini kurulu güç ve yatırım miktarları verilmiştir. Türkiye'de tahmini rüzgar gücü kapasitesi ve yatırım tutarı şöyledir;

Yapılacak tüm bu yatırımlarda gerekli olan önemli girdilerden biri finansmanın uygun ve zamanında sağlanması planlanan yatırımların aksamaması için önemlidir.Genel anlamda RES yatırımlarında finansman özkaynak ve borç olmak üzere iki şekilde sağlanmaktadır.

2.13 RES YATIRIMLARINDA ÖZKAYNAK FİNANSMANI

RES yatırımında şirketin kendi kaynaklarından sağladığı fonla yatırımlarını gerçekleştirmesidir. Yatırımların daha proje aşamasındayken proje için borçlanma imkanın düşük olmasından dolayı başvurulan kaynak türüdür. Proje için gerekli fizibilite ve izinlerin alınmasından sonraki süreçte proje ilerledikçe özkaynak finansmanı projeler için yetersiz olabilmektedir. RES projelerinin finansmanında tamamen özkaynak finansmanı kullanılmasının durumu ortaklar için beklenen getiri bütün ödemeler yapıldıktan sonra kalan tutardır. Yatırımda borç kullanmaktan kaynaklanan vergi tasarrufu özkaynak finansmanı için mevcut değildir. Özkaynakla finansmanda projenin verimi ile özkaynak maliyeti karşılaştırılır. Projenin ekonomik ömrü içerisindeki verimi özkaynak maliyetinin üstünde olduğu sürece yatırımcılar kazançlıdır. Eğer projenin ekonomik ömrü içerisindeki projenin verimi özkaynak maliyetinin altında ise, özkaynak yatırımcısı kayıptadır.

Özkaynak finansmanında sermaye piyasalarında hisse senedi ihraç ederekte kaynak sağlanır. Gelişmekte olan ülkelerde sermaye piyasaları belli bir derinliğe sahip olmadığından uluslararası sermaye piyasalarından projeler için finansman sağlanabilir. Özkaynak finansmanıyla doğru projelere yatırım yapıldığında projenin başarılı sonuçları yatırımcılarına iyi getiriler sağlamaktadır (Fight, 2006:33).

Özkaynak finansmanı aşağıdaki kurum ve kişilerden sağlanabilir (Ağdere, 2012:37); RES projesi sahiplerinden, RES projesinin karlılığına inanan projede katkı sağlayanlar (ekipman satıcıları, kuruluş yeri sahipleri ve bakım-onarım işleri

yapanlar gibi), Projenin gerçekleştirileceği bölgede bulunan şirketler ve gerçek kişiler, Bazı ülkeler RES yatırımlarının gelişmesi için projeleri finanse ederek ortak olabilmektedir.

2.14 RES YATIRIMLARINDA BORÇ FİNANSMANI

RES yatırımları yüksek ilk kurulum maliyetine sahiptir. Çoğu zaman özkaynak finansmanı yatırımcıları zorlamaktadır. Bundan dolayı projelerin finansmanında özkaynakla finanse edilemeyen kaynak ihtiyacı borç finansmanıyla sağlanmaktadır. Borç finansmanında RES yatırımcıları kredi kullanmaktadır. Krediler proje kredileri veya sendikasyon kredileri olarak ikiye ayrılabilir.

2.15 RES YATIRIMLARINDA PROJE KREDİSİ VE PROJE KREDİSİ VEREN BAZI KURULUŞLAR

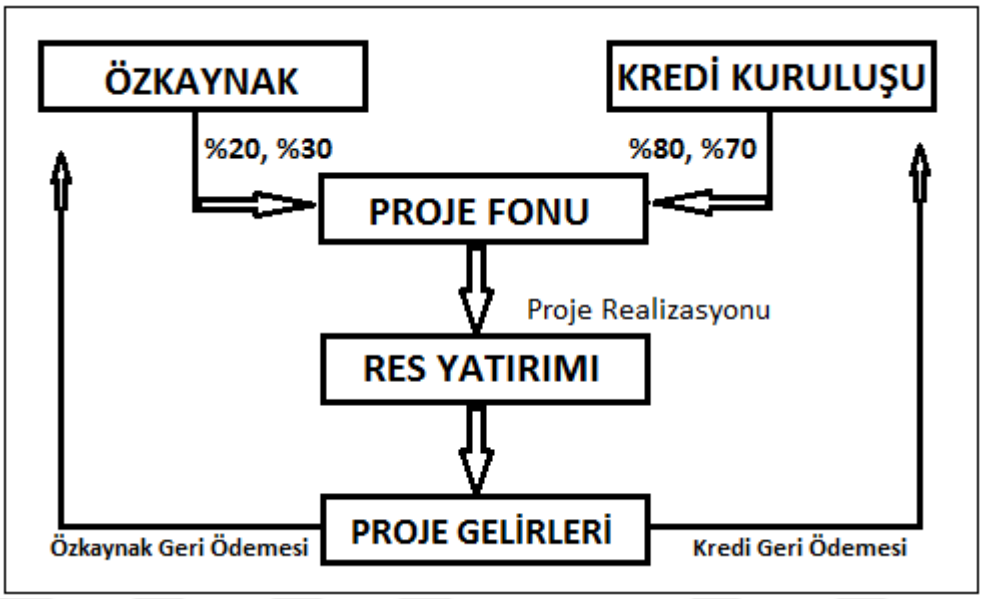
Proje kredisinde finansmanı sağlayan kuruluş, kredi geri ödemelerini proje gelirlerinden elde edilen nakit akışıyla sağlar. Proje kredisinde verilen teminat projenin kendisidir. Yatırımcınınkendine ait varlığını ipotek veya garanti olarak vermez.

Projenin kredisinde finansman için iki önemli kural bulunmaktadır: proje borcunu ödeyip yatırımcısına belli bir düzeyde temettü sağlamalı ve proje teknik olarak uygulanabilir olmalıdır. Proje kredisinin sahip olduğu avantajlar sebebiyle enerji projelerinde sıkça kullanılan bir finansman yöntemidir.Yatırımcının kendi adına kredi bulamadığı bir ortamda proje için kredi finansman kaynağı bulabilmektedir.Proje finansmanında toplam finansmanın %20-%30'luk kısmı özkaynaktan, %80-%70'lik kısmı ise finansör kuruluştan sağlanmaktadır. Öncelikli olarak fon kurularak, projede ihtiyaç duyulacak para fonda toplanıp proje finanse edilir. Proje gerçekleşmelerinden sonra projeden elde edilen gelirler özkaynak ve kredi geri ödemeleri yapılmaktadır.

Proje finansmanındaki kredi miktarı, piyasa şartlarına, finanse edilen proje çeşidine ve geliştirici tarafından projede tutulan riske bağlıdır. Yenilenebilir enerji projeleri orta riskli projelerdir (%60-%80 kredi kullanılan).

Proje finansmanı geleneksel doğrudan finansmana bir alternatiftir. Proje finansmanı varlığın hayatıyla sınırlıdır. Projeden gelen nakit akışları tekrar yatırıma yönlendirilmek yerine doğrudan proje yatırımcılarına ödenir (Finnerty, 2007:30).

Şekil 40: RES Proje Finansmanı Modeli



Proje finansmanında dört ana risk bulunmaktadır (Durak, 2005:1):

Proje Realizasyon Öncesi Risk: Projeyi finanse eden kuruluş, projenin uygulanabilir olup olmadığına bakmaktadır. Projenin teknik olarak belirlenen amaçlara ulaşıp ulaşmayacağının kontrol edilmesi amacı ile genel bir değerlendirmeyapılır.

Proje Realizasyon Sonrası Risk: finansman kuruluşu proje ait işlerin yolunda gidip gitmediği görmek için kontroller yapmaktadır. RES yatırımında hammadde gereksiniminde bir sorunun olup olmadığı ve ekipmanların bakım-onarımının zamanında yapılıp yapılmadığıkontrol edilmektedir.

Finansal Risk: Proje dönemi içerisinde öngörülemeyen maliyetler, faiz oranındaki değişimler, döviz kurundaki değişimler ve enflasyon oranındaki değişimler yatırımın nakit akışlarını etkilemektedir.

Politik Risk: Ülkenin politik anlamda istikrarlı olması istenmektedir.

Tablo 58: Küresel ve Bölgesel Olarak Projelere Kredi Veren Bazı Kuruluşlar

Küresel	Bölgesel
International Bank for Reconstruction and Development (IBRD)	European Development Fund (EDF)
World Bank	European Investment Bank (EIB)
International Finance Corporation (IFC)	Inter American Development Bank (IADB)
Multilateral Investment Guarantee Agency	Asian Development Bank (ADB)

Tablo 58'de küresel ve bölgesel olarak projelere kredi veren bazı kuruluşlar gösterilmiştir. Türkiye'de proje finansmanında kaynak sağlamada önde gelen kuruluş TSKB dir. TSKB dışarıdan fon ve kaynaklar ile ülke içerisindeki projelerin finansmanını sağlamaktadır. TSKB'nin fon sağladığı kaynak ve kuruluşlar; Dünya Bankası (IBRD) Yenilenebilir Enerji Kredisi, Fransız Kalkınma Bankası (AFD) Kredisi, Uluslararası Finans Kurumu (IFC), Avrupa Yatırım Bankası (EIB) Çevre ve Enerji Kredisi, Avrupa Konseyi Kalkınma Bankası (CEB) Kobi Kredisi, Japon Uluslar arası İşbirliği Bankası (JBIC), Alman Sanayileşme Fonu (KFW), TSKB'nin enerji projelerinin finansmanı noktasında uluslararası finansal kurumlardan sağladığı "Kaynak Verimliliği" temalı fonları aşağıdaki şekilde gösterebiliriz (http://www.tskb.com.tr); IFC - Çevre kirliliğini önleme, iklim değişikliğini azaltma ve kaynak verimliliğini iyileştirme (03/06/2013), KfW - Sanayide Kaynak Verimliliği (20/11/2013), KfW - Kaynak Verimliliği ve Çevre (31/10/2014), EBRD - Kaynak Verimliliği (21/11/2014), EIB - Enerji ve Çevre (24/11/2014), IFC - Yenilenebilir enerji, Kaynak ve Enerji verimliliği (21/09/2015), AFD Sürdürülebilir Turizm ve İnovatif Yenilenebilir Enerji (13/03/2015)

Yenilenebilir enerji projeleri dahil proje finansmanın öncelikli doğal borç sağlayıcıları büyük uluslararası ticari bankalardır. Uluslararası ticari bankalar, proje finansmanının riskini değerlendirerek kredi verecek fona ve yeterliliğe sahiptirler (Finnerty, 2007:221).Proje kredisi veren kuruluşlar çok taraflı kurumlar ve bölgesel kalkınma bankaları olarak ikiye ayrılarak gruplandırılabilir. Çok taraflı kurumlar, Dünya Bankası, Uluslararası Finans Kurumu ve Çok Taraflı Yatırım Garanti Ajansıları'ndan oluşmaktadır. Bölgesel kalkınma bankaları olarak da Asya Kalkınma Bankası(ADB), Avrupa İmar ve Kalkınma Bankası (EBRD), Avrupa Yatırım Bankası (EIB), Amerika Ülkeleri Kalkınma Bankası (IDB) ve İslam Kalkınma

Bankası (ISDB) gösterilebilir. Proje kredisi veren bütün kuruluşlar ve sağladıkları krediler hakkında bilgiler sunulmuştur.

Dünya Bankası;Dünya Bankası'na üye ülkelerin yabancı sermayeye ihtiyaç duyan diğer üye ülkelere borç vermesini sağlayan bir sistemdir. Dünya Bankası, gelişmekte olan ülkeler için finansal ve teknik anlamda destek sağlayan önemli bir kaynaktır. Dünya Bankası sıradan bir bankacılık faaliyeti yerine getirmemektedir. Dünya Bankasının amaçları arasında dünya üzerindeki yoksulluğu azaltmak ve ülkelerin gelişmelerinde destek sağlamakta vardır. Esasında Dünya Bankası beş organizasyonun birleşimidir. Bu beş oranizasyon, Uluslararası İmar ve Kalkınma Bankası (IBRD), Uluslararası Kalkınma Birliği (IDA), Uluslararası Finans Kurumu (IFC), Çok Taraflı Yatırım Garanti Ajansı (MIGA) ve Yatırım Anlaşmazlıkları Çözüm Merkezi (ICSID)'dir. Dünya Bankasının sunduğu finansal ürün ve hizmetler eğitim, sağlık, kamu idaresi, altyapı idaresi, doğal kaynak finansmanı ve özel sektöre sunulan finansman olanakları olarak geniş bir yelpazeye sahiptir. Gelişmekte olan ülkelere veya çok taraflı kurumlara projeleri desteklemek adına düşük faiz veya sıfır faizle kredi verilmektedir. Bazende yatırımların bir kısmında karşılıksız hibe olarak finanse edilmektedir (www.worldbank.org).

Uluslararası Finans Kurumu (IFC); Dünya Bankası'na üye olan gelişmekte olan ülkelerde hükümet garantisi aramaksızın özel sektörün ihtiyaç duyduğu fonları sağlamaktadır. Amaçları arasında gelişmekte olan ülkelere ve serbest piyasa ekonomisine geçmeye çalışan ülkelere çekirdek finanmanı sağlamak vardır. Yeni finansal araçlara öncülük ederek daha fazla sermayeyi kullandırmaya çalışmaktadır. Genel olarak çalışmalarının hedef kitlesi gelişmekte olan ülkelerdeki özel sektör yatırımlarını teşvik etmektedir (www.ifc.org).

Çok Taraflı Yatırım Garanti Ajansı (MIGA); Dünya Bankası'nın bir üyesi olan MIGA, gelişmekte olan ülkelere doğrudan yabancı yatırımı yönlendirerek yoksulluğu ortadan kaldırmak ve ekonomik büyümeyi sağlamak için kurulmuştur (www.miga.org).IBRD, IFC ve MIGA, projelerde işbirliği yaparak bir fon paketi oluşturmaktadırlar (Albayrak, 2011:122).

Asya Kalkınma Bankası (ADB); Asya ve Pasifik'te gelişmekte olan üye ülkelere sosyal ve ekonomik kalkınmayı teşvik etmek için kredi, teknik yardım, hibe ve hisse yatırımları sağlayarak destek olmaktadır. 48 tanesi Asya Pasifik bölgesinden olan taoplamda 67 üyeden oluşan bir kuruluştur (http://www.adb.org)

Avrupa İmar ve Kalkınma Bankası (EBRD); Orta ve Doğu Avrupa'da bulunan ülkelerin piyasa ekonomisine geçişlerinde destek sağlamak için kurulmuştur (www.ebrd.com).

Avrupa Yatırım Bankası (EIB);Avrupa Yatırım Bankası, Avrupa Birliği'nin finansman kuruluşu olup, kamu ve özel sektör kuruluşlarına uzun vadeli finansman sağlamak suretiyle Birliğin politik hedeflerinin hayata geçirilmesine yardımcı olmaktadır. Avrupa Yatırım Bankası, kâr amacı gütmeyen bir kurum olup, özellikle kalıcı projelerin finansmanını sağlamaktadır (www.eib.org).

Avrupa Yatırım Bankası 1960 yılından itibaren Türkiye'de faaliyetlerini sürdürmektedir. Avrupa Yatırım Bankası, proje maliyetlerini %50 seviyesine kadar finanse etmektedir. Avrupa Yatırım Bankası, kredileri yatırımcının kendi fonlarına ve başka kaynaklardan elde edeceği finansmana ilaveten destek sağlamayı amaçlamaktadır.

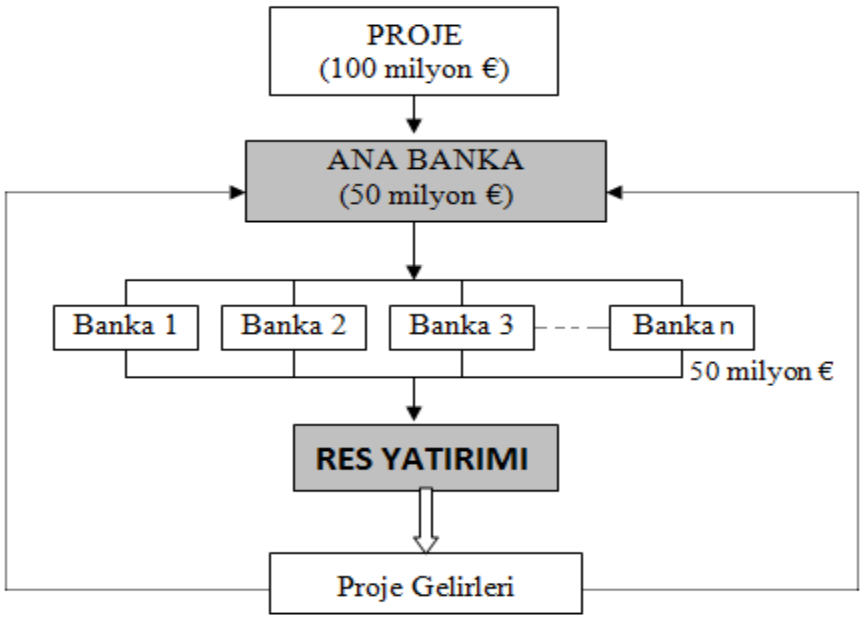
Amerika Ülkeleri Kalkınma Bankası (IDB); Latin Amerika ülkeleri için en önemli dış para kaynaklarından biridir. Krediler genellikle üye ülkelerin halk acentelerine özel projeleri finanse etmek için verilmektedir. Kredi verilmesinde hükümet garantisi aranmaktadır (www.iadb.org) .

İslam Kalkınma Bankası (ISDB); Üye ülkelerdeki ve üye olmayan ülkelerdeki müslüman cemiyetlerdeki ekonomik kalkınmayı desteklemektedir. Banka Kur'an-ı Kerim ilkelerine doğrultusunda hareket etmekte ve geliştirme projeleri için faizsiz kredi kullandırmaktadır. Taksitli ödemeler, kira işlemleri ve özsermaye yatırımlarını da finanse etmek diğer faaliyet görevleri arasında yer almaktadır (www.isdb.org).

2.16 RES YATIRIMLARINDA SENDİKASYON KREDİSİ

Riskin bölüşülebilmesi için yüksek yatırım tutarı gerektiren altyapı projelerinin finansmanında geliştirilmiş bir modeldir. Sendikasyon kredisinde kredi sağlayan / sağlayanlar ve kredi talep eden olmak üzere 2 taraf vardır. Kredi bir düzenleyici finansal kuruluş (Genelde bir bankadır) tarafından ayarlanır ve yapılandırılır ve bir temsilci tarafından yönetilir. Her katılımcı kredinin belirlenmiş bir yüzdesini sağlamakla yükümlüdür (Fight, 2006:33). Sendikasyon kredileri içerik olarak büyük krediler olup genellikle LIBOR değişken faizi uygulanmaktadır.

Şekil 41: RES Yatırımları İçin Sendikasyon Kredisi İşleyişi



Genellikle beşfarklı sendikasyon kredisi kullandırılmaktadır: Bunlar; geleneksel sendikasyon kredisi, sendikasyon bankakredisi, dönen krediler, standby kredisi ve çok seçenekli kredidir.

a) Geleneksel Sendikasyon Kredisi (Değişken Faizli); Kredi bir defada çekilir ve belirlenen sürede geri ödemesi yapılır. Uygulanan faiz değişkendir.Tek bir banka tarafındanmüzakereleri yapılarak sonuçlandırılır ve diğer bankalarla sendikasyona gidilir.

b) Sendikasyon Banka Kredisi(Sabit Faizli); Geleneksel sendikasyonun çok benzer olup sadece faiz sabittir.

c) Dönen Krediler; Bu türde para belirlenen program dahilinde belli aralıklarla çekilir.

d) Standby Kredisi; Geleneksel sendikasyon kredileri genellikle belirlenen programa göre verilmekteiken stanby kredilerinde alıcı istediği zaman krediyi belli miktarlardaçekebilmektedir.

e) Çok Seçenekli Kredi; Orta vadeli bir kredi türü olup esnek yapıdadır ve kredi maliyeti ucuzdur. Sendikasyon kredilerinin prosedüründe belli adımlar vardır ve onlar takipedilmelidir.

ÜÇÜNCÜ BÖLÜM

RES YATIRIM PROJELERİNİN EKONOMİK ANALİZİ VE DEĞERLENDİRİLMESİ

3.1 RÜZGAR ENERJİSİ PROJELERİ

Rüzgar enerjisi yatırımlarında enerji üretimi için sistemin optimum düzeyde teknik açıdan belirlenmesinin yanında, yatırımın ekonomik yönden analiz edilmesi yatırım kararlarında önemli rol oynamaktadır. " Sistemin ilk yatırım maliyeti ne olacak?", "Yatırımında yıllık maliyet ne olacak?", "Yatırım ne kadar sürede tamamlanıp üretime geçecek?", "Yatırımdan sağlanan getiri ne olacak?", " Ne kadar enerji üretilecek?" gibi soruların yanıtları yatırımcı için önemlidir.

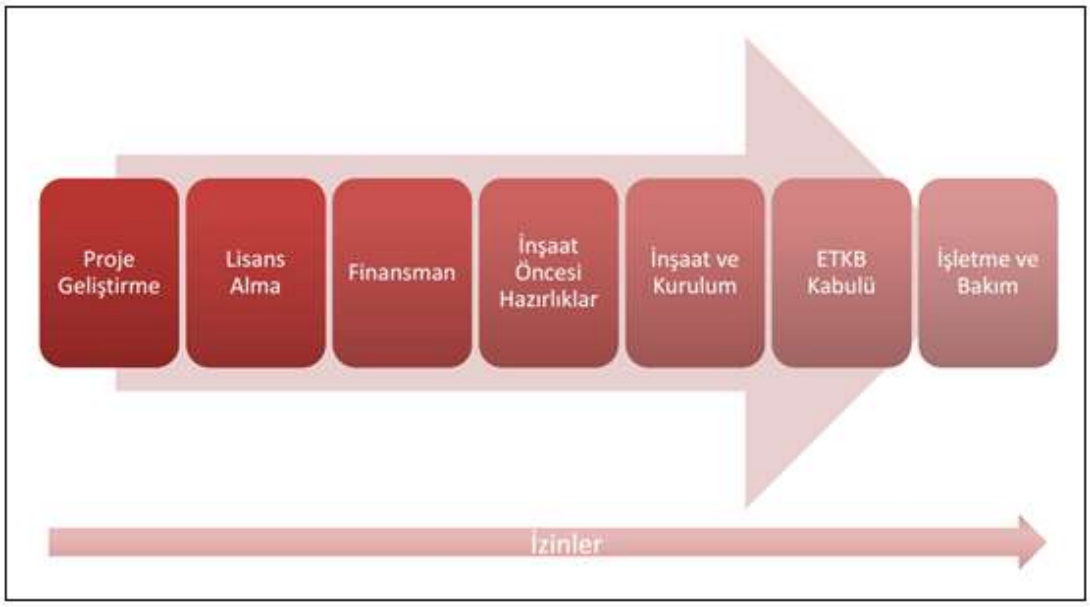
Rüzgâr enerjisi sisteminde ekonomi konusu çok yönlüdür. Bir rüzgar türbininden üretilen birim elektrik maliyeti bir çok unsurdan etkilenmektedir. Rüzgar türbininden elde edilen elektriğin birim maliyeti ülkeden ülkeye, bölgeden bölgeye değişiklik göstermektedir. Yerel şartlar rüzgar enerji yatırımında önemli bir faktördür. Akıllı bir yatırım kararı verebilmek için, planlanan enerji profiline göre yatırımın net finansal dönüşü hesaplanmalıdır. Bunun için projeden beklenen faydalar ve projenin üretimine dair maliyetler tahmin edilmelidir. Projede katlanılacak olan maliyetleri sabit ve değişken maliyet olarak hesaplamak kolay ve mümkün dür. Ancak projeden elde edilecek faydaları belirlemek biraz daha kopleks bir süreç olup, elektrik üretimini etkileyen yerel endüstriye bağlı olan birkaç faktör vardır (Mathew, 2006:209).

3.2 RES PROJE AŞAMALARI

Enerji yatırımlarının ekonomik olup olmaması yatırım için yapılan finansmanın geri dönüşü için önemlidir. Ekonomik ve verimli bir RES yatırımı için rüzgâr enerjisi potansiyeli olan alanların dikkatli bir şekilde belirlenmesi ve türbinin konuşlandırılacağı yerin doğru bir şekilde seçilmesi gerekmektedir. RES yatırımlarının yer içimiyle ilgili ülkemizde REPA verilerinden yararlanılmaktadır.İdeal RES kurulum alanı için rüzgâr verileri öncesinde en az bir yıl izlenmelidir.Projenin yapılabilirliği için fizibilite etütleri dikkatli bir şekilde

tamamlanmalıdır. Rüzgar enerjisi yatırım fizibilitesi teknik analiz ve finansal analiz olmak üzere iki aşamadan oluşur (MDN, 2011:1): Birinci aşama tekniz analiz olup RES yatırımının teknik anlamda yapılabilirliği tesbit edilmektedir. Ikinci aşama finansal analiz olup RES yatırımının ekonomik olarak uygulanma kararının verilmesidir. RES yatırımları için her iki fizibilite çalışması tek başlarına bir anlam ifade etmez. Verimli ve karlı bir RES yatırımı için iki farklı fizibilite çalışmasının birlikte doğru bir şekilde yapılması gerekmektedir. Şekil 42'de RES kurulum aşamaları gösterilmiştir. Şekildeki finansman aşaması finansal analiz aşamasıdır. Diğer aşamalar teknik analiz altında açıklanmaktadır.

Şekil 42: RES Kurulum Aşamaları



Kaynak: Fina Enerji, RES Süreci ve Yatırımda Yaşanan Güçlükler

3.2.1 RES PROJELERİNDE TEKNİK ANALİZ

EPDK tarafından santral kurma başvurularının olumlu sonuçlanmasıyla yatırımcı, kurulması planlanan RES sahasında en az bir yıllık rüzgar ölçümü yapmalıdır. Rüzgar ölçümlerinin doğru tespit edilmesi planlanan yatırımın projeksiyonu için önemlidir. Rüzgar ölçümlerinden sağlanan verilerden yararlanarak optimum yerleşmeyi sağlamak amacıyla "micrositing" raporları hazırlanır. Bunun için WASP, WindScreen, Windpro, Windfarmer gibi yazılım programları

kullanılarak rüzgar kapasitesi ve muhtemel enerji üretim miktarı hesaplanır. Bu sayede yapılması planlanan RES yatırımında ne tür bir türbinin kurulacağını ve türbin özelliklerinin nasıl olması gerektiği konusunda planlama yapılır. Türbinlerin RES sahasında konuşlandırılmasından sonra tesis maliyetleri hazırlanır. Tesis maliyetleri, inşaat işleri (yol maliyeti, saha hazırlama, RT temelleri, RT kablo kabloları,…), elektromekanik ekipman (rüzgar türbini, RT kulesi+kanat, elektrik tesisat, ünite trafosu, …), nakil hattı ve şebeke bağlantısı (şebeke bağlantısı, ENH bedeli,…), proje geliştirme masrafları (dizayn masrafları, mühendislik masrafları, proje ve rapor bedelleri), işletme giderleri (bakım giderleri, arazi kira giderleri, sigorta giderleri,…)'nden oluşmaktadır.

3.2.2 RES PROJELERİNDE FİNANSAL ANALİZ

RES yatırımlarında teknik analiz tamamlandıktan sonra elde edilen sonuçlara bağlı olarak (net enerji üretimi, inşaat maliyeti, türbin maliyet vb.) yatırımın ekonomik fizibilite süreci başlar. RES yatırımları için finansal analiz yapılırken, makroekonomik riskler, gelecekte yapılması muhtemel değişiklikler, nakit girişleri ve nakit çıkışlarının yatırım üzerindeki etkileri belirlenmeye çalışılır. Diğer projelerde olduğu gibi RES yatırımcısı piyasa getirisinin altında olan bir yatırım yapmak istemez. Bunun için yatırımdan sağlanan ekonomik faydanın iyi analiz edilmesi gerekmektedir. Teknik analizde olumlu olan proje, finansal analizde olumlu çıkabilmektedir. Yeterli ekonomik fayda sağlamayan projelere yapılacak yatırımlar uzun vadede önceden verilen taahhütlerin yerine getirilmesini zorlaştıracaktır (MDN, 2011:8).

RES yatırımlarında finansal analiz 3 başlık altında toplanabilir:

Rüzgar enerjisi üretimi finansal fizibilitenin hazırlanması: RES yatırımının nakit akışlarının belirlenmesi, finansal projeksiyonların hesaplanması (gelirler, maliyetler, giderler, amortisman ve vergi gibi kalemler), yatırımın karlılığının belirlenmesi (net bugünkü değer, geri dönüş süresi, iç verim oranı, karlılık endeksi), projenin risk ve duyarlılık analizinin yapılmasıdır.

Devlet kurumlarından alınan üretimle ilgili izinler, lisanslar ve raporlar doğrultusunda yatırımı uygulama kararının alınması, dış finansmandan yararlanma kararının alınmasıyla finansman çalışmalarının başlaması

3.3 RES EKİPMANLARI

Bir rüzgar türbini temel olarak kule, nasel, pervane (kanat), ünite trafosu (step-up) ve kule temelinden oluşmaktadır (Gerçek ve Bodur, 2013:323). Rüzgar Türbinine ait temel elemanlar, RES yatırımına ait yapılan çalışmalarda önemle üzerinde durulan teknik konular arasında yer almaktadır. Çalışmanın bu bölümünde, temel ekipmanların teknik konularına çok girilmeden özet olarak yer verilmiştir.

Şekil 43: Rüzgar Türbini Temel Elemanları



Kaynak: Durak ve Özer, 2008, Rüzgar Enerjisi Teori ve Uygulama, Ankara, S. 206.

Kule, Rüzgar Türbinin nasel ve kanatlarının taşındığı kısımdır. Rüzgar türbinin kurulu gücüne göre, yüksekliğine göre bazı değişimler göstermektedir. Kule yüksekliği, saha koşulları, nakliye ve izin gibi hususlardan etkilenmektedir. Kule boyu ne kadar yüksek olursa enerji üretimi de o oranda artmaktadır. Çünkü, rüzgar hızı yükseklikle doğru orantılıdır. RES yatırımcısı kule yüksekliğinin artmasını arttırmak istemektedir. Ancak yükseklik arttıkça maliyetlerde beraberinde

artmaktadır. Kule yüksekliğinde göbek yüksekliği dikkate alındığında genel olarak pervane çapının 1 veya 1.2 katı arasında değişmektedir (Durak ve Özer, 2008:206).

Kanat, rüzgar türbininin en önemli parçalarından birisidir. Kanat tasarı yapması oldukça zor ve komplekstir. Kanat tasarımı önemli know-how birikimi gerektirmektedir. Rüzgar türbinine ait kanat tasarımında performansın optimizasyonu ve maliyet birlikte göz önünde bulundurulmaktadır. Kanat tasarımında aerodinamik yapının en verimli şekilde kullanılması önemlidir. Rüzgardan elde edilecek enerjinin en önemli belirleyicilerinden biri kanat aerodinamiği'dir (Durak ve Özer, 2008:213).

Nasel, kanatlardan gelen rüzgar enerjisinin mekanik aksam yardımıyla elektrik enerjisine çevrildiği yerdir. Her ne kadar kapasite değişsede nasel içerisinde kullanılan ekipmanlar temel olarak aynıdır. Ancak kurulu gücün kapasitesine göre nasel içerisinde bulunan ekipmanlarında özellikleri kapasiteye bağlı olarak artmak (büyümekte) veya azalmakta (küçülmekte) dir. Nasel içerisindeki temel ekipmanlar, ana yatak (main bearing), jeneratör, dişli kutusu, hidrolik sistemi, eşanjör (heat exchanger), şaft, soğutma sistemi, rüzgar sensörleri, uyarı ışığı, iletim sistemi, slewing rings gibi ekipmanlardan oluşmaktadır (Durak ve Özer, 2008:217).

Ünite trafosu (step-up), rüzgar türbininden çıkan alçak gerilimi, orta gerilime çevirmek için kullanılan trafo'dur. Ünite trafosunun kurulum yeri rüzgar türbininden 7 metre ile 10 metre mesafe aralığında dır. Ünite trafosunun güç düzeyi rüzgar türbinin kurulu gücüne göre değişim göstermektedir (Durak ve Özer, 2008:351).

Kule temeli, rüzgar üreticisi ile saha toprak yapısı, zemin etüdü ve temel projeleri hazırlayan mühendislik şirketi tarafından yapılmaktadır. Rüzgar türbini temeli için yapılan teknik zemin çalışmalarından sonra türbinin kurulu gücüde dikkate alınarak inşaat işlerine başlanır. Aynı bölge bulunan RES yatırımındaki türbinlerin temeli için yapılan çalışmalar birbirinden farklı olabilir. Bunun temel nedenleri sahanın toprak yapısı ve bölgenin deprem durumu gibi parametreleri birbirinden farklı olabilmektedir (Durak ve Özer, 2008:350).

3.4 RES PROJELERİNİN GELİRLERİ

Rüzgar enerjisi projelerinin en temel getirisi üretilen elektriğin satışından sağlanan getiridir. Rüzgar türbininden elde edilen elektriğin değerinin belirlenmesi kolay değildir. Elde edilen elektriğin değeri farklı açılardan bakılarak belirlenebilir.

Rüzgar enerjisinden elde edilecek fayda şirket açısından bakıldığında, üretilen elektrik enerjisinin şebekeye satış fiyatı kazancı belirler. Rüzgardan enerji üreten şirket üretiminin tamamını veya bir kısmını kendisi kullanabilir. Eğer kendi kullanımı üretimini aşar ise perakende fiyattan elektrik satın almak durumunda kalacaktır. Her bölgede perakende elektrik fiyatı farklı olduğundan dolayı, rüzgar enerjisinden elde edilecek fayda farklılık gösterecektir.

Devlet bakış açısına göre rüzgar enerjisinden elde edilecek faydaya bakıldığında, üretilen enerjisinin alım fiyatı ile temiz ve çevre dostu olan teknolojinin kullanılmasından dolayı ek yapılan ödemedir.

3.5 RES PROJELERİNİN HARCAMALARI

Enerji kaynakları, cinsine, sağladıkları güce, sahip oldukları rezervlere vb. faktörler dikkate alınarak karşılaştırılırlar. Enerji kaynaklarının karşılaştırılmasında önemli olan bir faktörde kaynak türlerinden elde edilecek elektrik için "kw" başına yapılan harcama miktarıdır (Gökçınar ve Uyumaz, 2008:699-706).

RES yatırımında yapılan harcamaları yatırım için yapılan maliyet harcamaları ve yatırım sürdürülmesi için yapılan giderler olarak ayırabiliriz (Shepherd ve Zhang, 2011:223). RES yatırımlarında maliyetler, tesis alanı maliyeti, türbin maliyeti ve iletim maliyetleri olarak sıralanabilir.

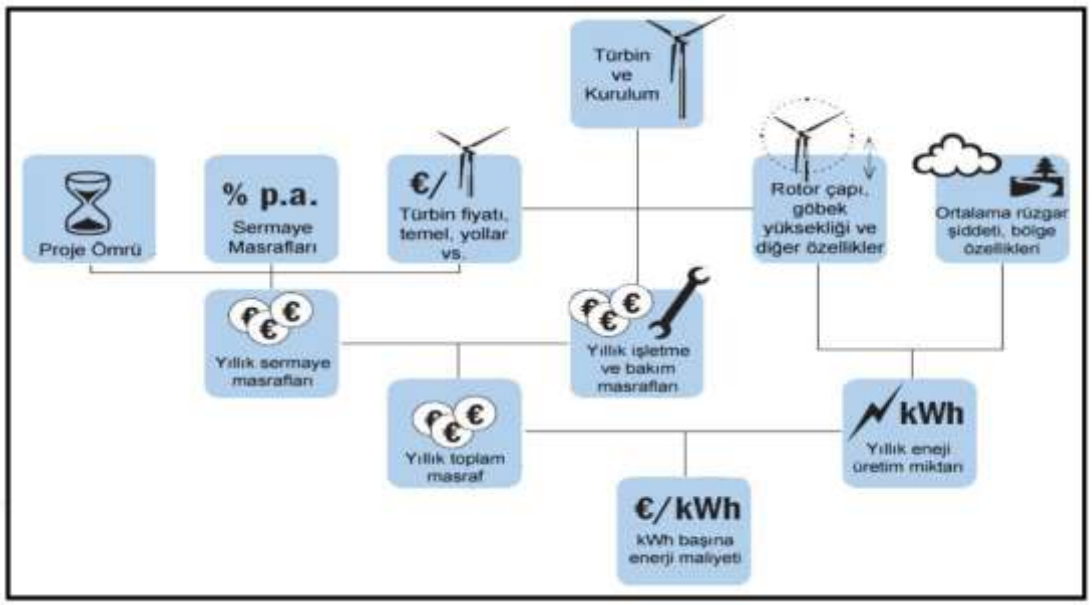
Tesis Alanı Maliyeti, türbinin kurulacağı alan kamuya ait ise 5346 sayılı "Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Elektrik Enerjisi Üretimi Amaçlı Kullanımına İlişkin Kanun" gereği izin irtifa kira hakkı ve kullanma izni bedellerinde %50 indirim yapılmaktadır. Özel kişi veya tüzel kişilerin mülkiyet sahibi olma durumlarında bu alan satın alınabilir veya kiralanabilir.

Türbin Maliyeti, kule, pervane, dişli kutusu, kontrol sistemi ve alternatör gibi etmenlerden oluşmaktadır. Rüzgar ölçüm verilerine göre saha için uygun türbinlerin seçiminin yapılması maliyet optimizasyonu için önemlidir.

İletim Maliyeti, RES sahasında üretilen elektriğin bir arada toplanması ve topluca elektriğin ana iletim hatlarına bağlanması için katlanılan maliyetlerin toplamıdır.

RES kurulumu sonrasında yapılan giderler bakım harcamaları olarak ifade edilebilir. RES işletmeye alındıktan sonra ekonomik ömrü boyunca yapılan bakım RES'lerin kesintisiz üretimi için önemlidir. Bakım maliyetleri rüzgar türbin bileşenleri ve enerjinin iletimi sırasında kullanılan trafolar, elektrik direkleri ve iletim hatlarını da içermektedir.

Şekil 44: Rüzgar Enerjisi Projeleri İçin kWh Başına Harcama Oluşumu



Kaynak: EWEA, 2009, The Economics of Wind Energy A Report By The European Wind Energy Association, The European Wind Energy Association, S.30.

Şekil 44'te rüzgar enerjisi projeleri için kWh başına maliyet oluşumu gösterilmiştir (EWEA, 2009:30). Bir rüzgar enerjisi projesinin kWh başına maliyeti, yıllık toplam masrafın yıllık enerji üretim miktarına bölünmesiyle bulunur. Yıllık enerim miktarı kullanılan türbinin fiyatına, türbinin yıllık işletme ve bakım maliyetlerine, türbin için yapılan harcamalar toplamına bağlıdır.

Tablo 59'de 2.0 MW'lık bir türbinin kurulumu sırasında oluşabilecek harcamaların oransal dağılımı gösterilmiştir. Bir türbin için kurulum maliyet yapısı incelendiğinde, harcamaların %75.6'sının türbinin kendisi, %8.9'unun şebeke bağlantısı masrafları, %6.5'inin temel ve kurulum masrafları, %3.9'unun arazi kiraları, %1.5'inin elektrik tesisatı, %1.2'sinin müşavirlik hizmetleri, %1.2'sinin finansman masrafları, %0.9'unun şantiye içi yol yapım masrafları ve %0.3'ünün kontrol sistemleri tarafından oluşmaktadır (EWEA, 2009:30; Shepherd ve Zhang, 2011:225)

Tablo 59: 2.0 MW'lık Bir Türbinin Kurulumu Sırasında Oluşabilecek Harcamaların Oransal Dağılımı

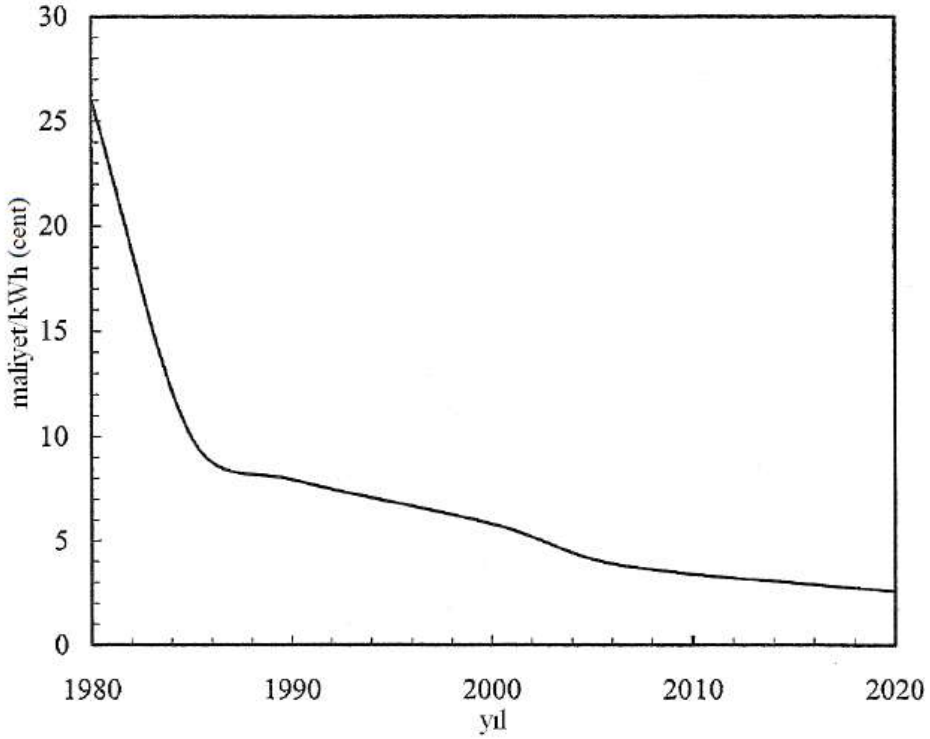
Türbin Kurulumuna Ait Parametreler	**Yatırım Tutarı (1.000€/MW)**	**Toplam Maliyetteki Oranı (%)**
Türbin	928	75.6
Şebeke Bağlantısı	109	8.9
Temel ve Kurulum	80	6.5
Arazi Kiraları	48	3.9
Elektrik Tesisatı	18	1.5
Müşavirlik	15	1.2
Finansman	15	1.2
Yol Yapımı	11	0.9
Kontrol Sistemleri	4	0.3
Toplam	1.228	100

Kaynak: EWEA, 2009, The Economics of Wind Energy A Report By The European Wind Energy Association, The European Wind Energy Association, S.30.

Rüzgar enerjisi endüstrisindeki gelişmeler türbinlerin maliyetlerini her geçen gün daha da azaltmaktadır. Rüzgar enerjisi kurulum maliyetinin yüksek oluşu yatırımları sınırlandıran önemli bir unsurdur. Teknolojik gelişmelerle rüzgar enerjisi yatırım maliyetleri her yıl azalmaktadır. Kurulum maliyetlerindeki bu düşüş rüzgar enerjisi yatırımlarını diğer enerji yatırımlarıyla rekabet edebilir hale getirmiştir. Geçen yirmi yıla bakıldığında rüzgar enerjisinin maliyeti %80 oranında azalmıştır. Bu azalış eğilimi gelecekte de devam edecektir. Şekil 45'de 1980-2020 yılları arasında, rüzgar santrali ile üretilen elektriğin birim maliyeti gösterilmektedir. Azalış 1980-1985 yılları arasında daha fazla olmuştur. 1980 yılında kWh maliyeti 26 cent olup, 2005 yılına gelindiğinde maliyetin 5 cent'e düştüğü görülmektedir. 2020 yılına

gelindiğinde maliyetin 2.6 cent/kWh'ye kadar düşeceği tahmin edilmektedir (Mathew, 2006:209).

Şekil 45: Rüzgar Enerji Maliyetinin Tarihsel Seyri



Kaynak: Mathew, 2006, Wind Energy- Fundamentals, Resource Analysis and Economics, ISBN: 3-540-30905-5 Springer Berlin Heidelberg New York, S. 210

Bir rüzgar enerjisi projesinde, ekonomik uygulanabilirliği etkileyen birçok faktör bulunmaktadır. Bu faktörler, sahaya özgü faktörler, türbine ait faktörler, enerji pazarına ait faktörler ve politik faktörler olarak açıklanabilmektedir. Avrupa komisyonu beyaz kitapta bulunduğu tahminde 1998'den 2010'a kadar aralıkta rüzgar enerjisi maliyeti %30 azılmıştır (Ackermann, 2005:18)

3.5.1 RES PROJELERİNDE MALİYET

Bir rüzgar enerjisi yatırımında türbinin maliyeti, türbinin kurulum yerinin maliyeti (arazi), lisans maliyeti, proje geliştirme maliyeti, inşaat işlerinin maliyeti, şebeke entegrasyonu için elektriksel altyapı tesislerinin ve güç ünitesinin kurulumu için yapılan harcamalar yatırım maliyetini oluşturmaktadır.

Türbin, elektriksel altyapı, kurulum, inşaat, şebeke bağlantısı masraf kalemlerini içeren ilk yatırım maliyetinin birim fiyatı 900 €/kW ve 1150 €/kW arasında değişmektedir (Hamamcıoğlu, 2010:77).

Rüzgar enerjisi maliyetini belirlemenin üç yolu vardır: Bunlar; birim rotor boyutuna göre birim maliyet, rüzgar türbinin gücüne göre maliyet ve rüzgar türbinin üretimi sonucunda oluşan kWh başına maliyettir.

Maliyeti açıklamada rotor boyutunun dikkate alınması, birim alan başına düşen maliyet hesaplanmaktadır.

$$C_a = \frac{C_T}{A}$$

Burada "C_a" birim başına düşen maliyeti, "C_T" türbin maliyetini ve "A" rotor alanını ifade etmektedir. Rotor alanları aynı olan iki türbininin farklı rüzgar hızlarına sahip olduklarında kuvvetli rüzgar alanına sahip sistemin, diğerine göre ekonomik avantajı olacaktır.

Türbinin maliyetini açıklamanın bir diğer yolu türbinin kapasite göredir. Türbin maliyetinin türbin gücüne bölünmesiyle kW başına düşen maliyetin hesaplanmasıdır. "C_{PR}" kW başına düşen maliyeti, "P_R" rüzgar türbinin tasarım gücünü ifade etmektedir. Maliyeti bu şekilde hesaplamak kullanışlı bir yöntem olmasının yanında bazı yanlış sonuçları da taşımaktadır. Bunun sebebi maliyeti belirleyen unsurların tam olarak açıklanmamasıdır. Bazen toplam maliyete eklenmesi gereken çeşitli girdiler eklenmemektedir. Bu durumda karşılaştırmaların sağlıklı olmasını engellemektedir.

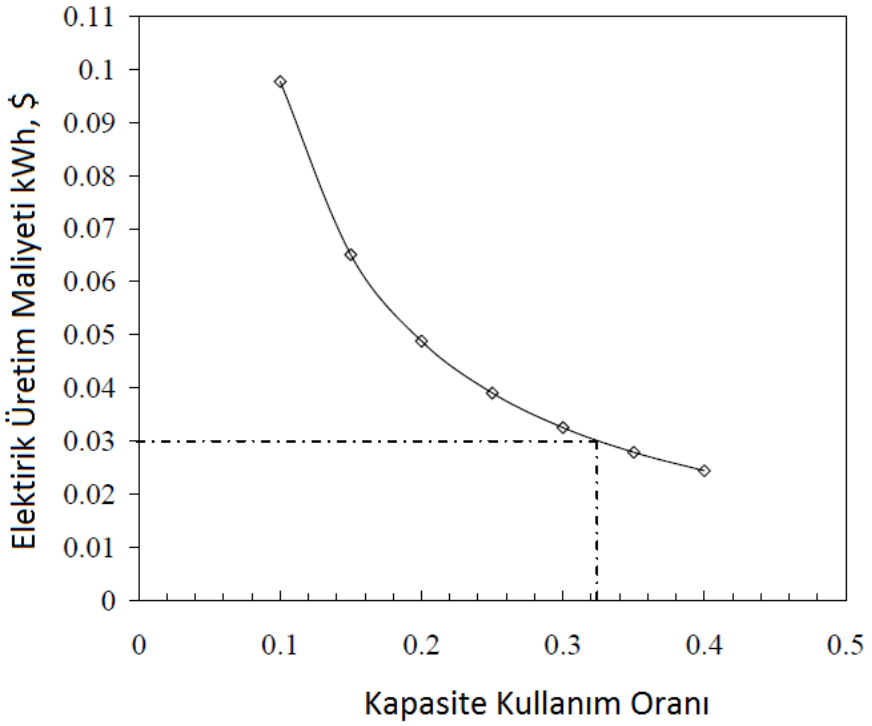
$$C_{PR} = \frac{C_T}{P_R}$$

Maliyeti belirlemede son olarak üretilen elektriğin kWh maliyetinin hesaplanmasıdır. Bu hesaplamada birim kWh başına maliyet, iyi bir ekonomik göstergedir.

$$C_E = \frac{C_A}{8760\ C_F P_R}$$

Rüzgara bağlı elektrik üretiminin maliyet belirlemede kullanılmasında rüzgar rejiminin özelliği önemli bir faktördür. "C_F" kapasite faktörü, "C_A" yıllık işletme maliyeti, "P_R" türbinin tasarım gücünü ifade etmektedir. Şekil 46'da örnek olması açısından 600 kW'lık bir türbinin kapasite kullanımının elektrik maliyetini etkisi gösterilmiştir. Kapasite kullanım oranı arttıkça kWh başına elektrik üretim maliyeti azalmaktadır (Simoes ve Farret, 2008:364).

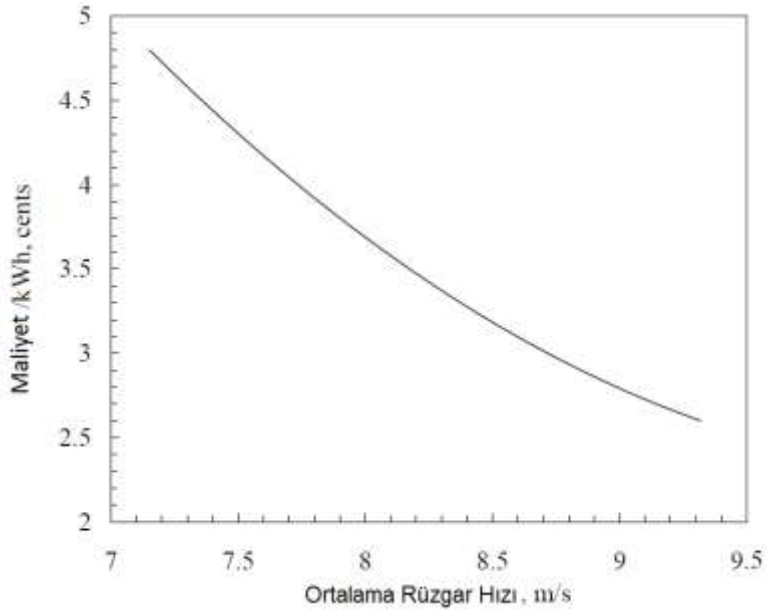
Şekil 46: Kapasite Kullanım Oranın Maliyete Etkisi



Kaynak: Mathew, 2006, Wind Energy- Fundamentals, Resource Analysis and Economics, ISBN: 3-540-30905-5 Springer Berlin Heidelberg New York, S. 225

Rüzgar enerjisi, rüzgar hızının küpü ile orantılıdır. Bu bir örnekle açıkladığımızda, bir yerdeki rüzgar hızı iki katına çıktığında, enerji üretimi 8 kat artmaktadır. Bundan dolayı, türbinin kurulu olduğu yerdeki rüzgar hızı elektrik üretimini etkileyen en önemli faktör olup, bu durum elektrik üretimine bağlı maliyeti de azaltmaktadır.

Şekil 47: Rüzgar Şiddetinin Rüzgar İle Üretilen Elektrik Maliyetine Etkisi



Kaynak: Mathew, 2006, Wind Energy- Fundamentals, Resource Analysis and Economics, ISBN: 3-540-30905-5 Springer Berlin Heidelberg New York, S. 211

Şekil 47'de ortalama rüzgar şiddetinin, üretilen birim enerji maliyetine etkisi gösterilmiştir. Ortalama rüzgar şiddeti 7 m/s'den 9.5 m/s'ye yükseldiğinde, maliyet %50 oranında düşmektedir.

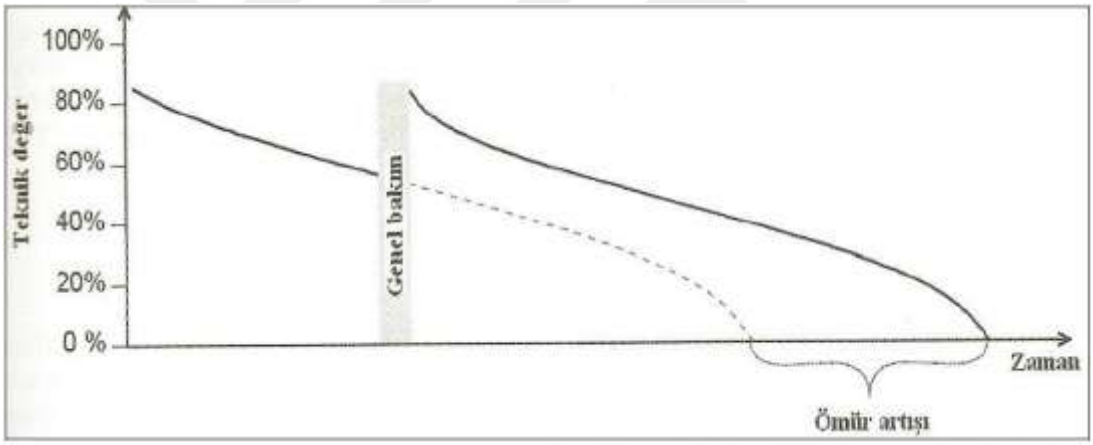
3.5.2 RES PROJELERİNDE GİDERLER

Rüzgar enerjisi yatırımlarında ekonomik analiz gerçekleştirilirken yatırımın ekonomik ömrü önemlidir. Bu açıdan bir rüzgar türbinin ekonomik ömrü yatırım kararları için nakit akışlarının süresini belirlemek için önemlidir. Genellikle rüzgar türbinin ekonomik ömrü 20 ile 30 yıl arasında değişmektedir. Yatırım projelerinde ekonomik ömür olarak 25 yıl alınmaktadır (Mathew, 2006:213). RES yatırımları geri ödemesi uzun yılları alan bir yatırım türüdür. Ortalama 25 yıllık bir ekonomik süreye sahip olduğu düşünülürse ilk 8-10 yıl herhangi bir kar getirmemektedir. Bundan dolayı rüzgar türbinlerinin kesintisiz olarak verimli bir şekilde çalıştırılması gerekmektedir.

Rüzgar enerjisi yatırımlarının kurulum maliyetinden sonra ekonomik ömrü içerisinde verimli bir şekilde çalıştırılması için çeşitli işletme ve bakım giderlerinin yapılması gerekmektedir. Bu tür maliyetlere faaliyet ve sürdürme maliyeti denir (Carson, 2013:135).

Bir rüzgar türbini 8 ila 10 yaşını doldurduğunda genel bakıma ihtiyaç duymaktadır. Aşırı rüzgar yükleri, rotor kanatlarında yıpranmalara sebep olabilir, aktarma mekanizmalarında devamlı çalışmadan dolayı aşınmalar olabilir, rüzgar türbülansları türbine zarar verebilir; bu ve bunun gibi bir çok faktör rüzgar türbinlerinin belli yaştan sonra genel bir bakımının yapılması gerekli kılmaktadır. Genel bakım yapılan bir türbinin ekonomik ömrü uzatmaktadır.

Şekil 48: Rüzgar Türbinlerinde Genel Bakım



Kaynak: Durak ve Özer, 2008, Rüzgar Enerjisi Teori ve Uygulama, Ankara, S. 206.

3.6 RES PROJELERİNİN EKONOMİK ANALİZİ

Bir yatırım projesinin uygunluğunu değerlendirmek için, projenin bütün harcamalarının ve gelirlerinin hesaba katılması gerekir. Rüzgar enerjisi yatırımlarının ekonomik olarak uygunluğunu tespit etmek için ekonomik faktörlerin daha önceden fizibilite etütlerinin finansal analiz aşamasında yapılmış olması gerekmektedir. RES yatırımının yapılabilmesi için bir anlamda diğer alternatif projelerle yarışabilir bir konumda olması gerekir. Uygulanabilir bir RES yatırımı üreticisi için karlı tüketicisi için diğer enerji kaynaklarına göre enerjiyi daha ucuza sağlaması gerekmektedir.

RES projeleri için yapılan ekonomik analizlerde geri ödeme süresi, projenin karlılığı, verimi ve ekonomik ömrü boyunca sağlayacağı net bugünkü değeri hesaplanmaktadır (Simoes ve Farret, 2008:361).

3.6.1. Net Bugünkü Değer

Bir yatırımın net bugünkü değeri, yatırımın ekonomik ömrü boyunca sağlayacağı nakit girişlerinin önceden saptanmış belirli bir iskonto oranı (yatırımdan beklenen asgari kazanç oranı) üzerinden bugüne indirgenmiş değerleri toplamı ile, yatırımın gerektirdiği nakit çıkışlarının yine aynı iskonto oranı üzerinden hesaplanmış bugünkü değerleri toplamı arasındaki farktır (Göker, 1996:77, Bolak, 2000:142; Simoes ve Farret, 2008:362).

Net bugünkü değer kriterine göre bir projenin kabul koşulu, net bugünkü değerinin pozitif veya "0" a eşit (NBD≥0) olmasıdır. NBD'nin "0" a eşit olması, yatırımdan beklenen asgari kazancın elde edilebildiğini gösterir. Pozitif NBD'e sahip iki projeden NBD'si yüksek olan tercih edilir (Ross vd., 2010:136).

NBD yöntemi, kârlılık oranı veya geri ödeme süresi yöntemlerinin aksine, paranın zaman değerini ve projenin tüm ömrü boyunca sağlayacağı nakit girişlerini dikkate alır. Bu nedenlerle teorik açıdan oldukça tutarlı, kullanılacak iskonto oranı saptandıktan sonra uygulaması da kolay bir yöntemdir (Yılmaz, 2000:122).

Proje analizlerinde en çok kullanılan yöntemlerden birisi olan Net Bugünkü Değer (NBD) yöntemi, dinamik bir değerlendirme yöntemidir. NBD aşağıdaki şekilde formülle açıklayabiliriz.

$$A = \sum_{i=1}^{n} \left(\frac{\mathrm{A_i}}{(1+\mathrm{r})^{\mathrm{i}}} \right) - \mathrm{C}$$

A: Nakit girişlerinin şimdiki değeri toplamı
$\mathrm{A_i}$: Yatırımdan sağlanacak net nakit akımları
C : Başlangıçtaki yatırım
r : İskonto oranı
i : Yıl

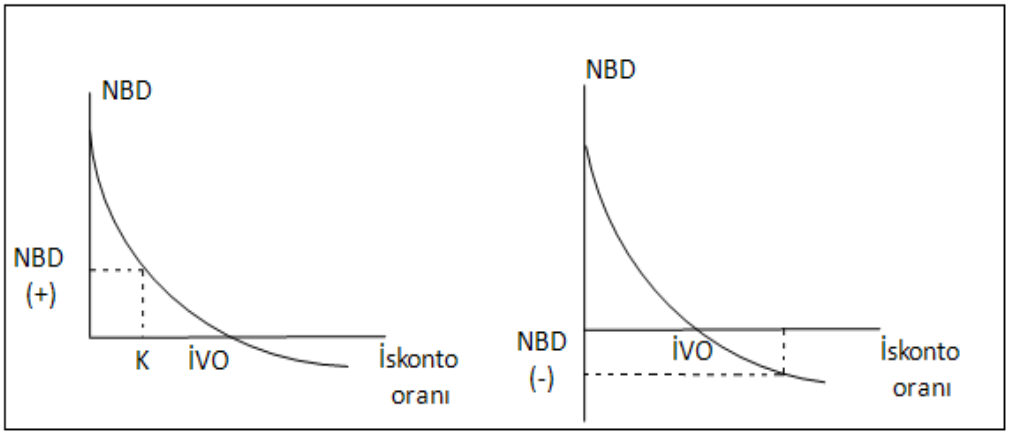
3.6.2. İç Verim Oranı

Yatırımın bütün ömrü boyunca sağlayacağı nakit girişlerini paranın zaman değeri ile dikkate alan bir yöntemdir (Sarıaslan, 2006:140). İç verim oranı, bir projenin net bugünkü değerin "0" yapacak iskonto oranı olarak tarif edilebilir (Akgüç, 1985:359; Finnerty, 1996:127; Göker, 1996:73).Bu oranı belirlerken deneme-yanılma ve enterpolasyon yöntemi kullanılmaktadır. Bu Almaşık yatırım projeleri arasında, iç verim oranı en yüksek olanı tercih edilir (Bolak, 2000:145).

İç verim oranı (İnternal Rate of Return – IIR), projenin vergi sonrası nakit çıkışlarının bugünkü değerini projenin beklenen vergi sonrası nakit girişlerinin bugünkü değerine tam olarak eşitleyen iskonto oranıdır (Finnerty, 1996:127). İç verim oranında NPV sıfırdır. Keynes'in ifadesiyle bu iskonto oranına sermayenin marjinal verimliliği de denilmektedir.

Bir projenin iç verim oranının sermaye maliyetinin üzerinde olması halinde, söz konusu projenin NBD'i de pozitif demektir (Yılmaz, 2000:129). Aksi durumda ise proje negatif bir NBD'e sahiptir. Bu durumu grafik üzerinde gösterebiliriz.

Şekil 49: İVO İle NBD Arasındaki İlişki



Kaynak: Bolak, M., 2000, İşletme Finansı , İstanbul ,S.146

Dolayısıyla, tek bir projenin kabulü veya reddi söz konusu olduğunda her iki değerlendirme kriteri aynı sonuca ulaştıracaktır. Ancak birden fazla alternatifin sıralanması ya da almaşık projeler arasında seçim yapmak gerektiğinde iki yöntemin farklı sonuçlar verebilmesi mümkün olmaktadır.

Yatırımın iç verim oranının hesaplanmasında aşağıda belirtilen temel formül kullanılır.

Yatırımın harcamalarının şimdiki değeri = Nakit girişlerinin şimdiki değeri

$$\sum_{\text{İ}=1}^{\text{n}} \frac{NNA_i}{(1+\text{İ})^{\text{İ}}} - \text{I}_0 = 0$$

NNA_i: Net nakit akışları

I_0 : Başlangıçtaki yatırım tutarı

İç verim oranı yöntemine göre projenin yapılabilir olması için projeye ait İVO'nun yatırımcının kabul ettiği iskonto oranından büyük olması gerekmektedir. Birden fazla proje seçiminde ise iç verim oranı en büyük olan projeye öncelikli olarak seçilir.

3.6.3. Karlılık İndeksi

İşletmenin istediği minimum getiri oranına göre, projenin nakit girişlerinin şimdiki değer toplamının, projenin nakit çıkışlarının şimdiki değer toplamına bölümüdür (Göker, 1996:78).

$$\text{KI} = \frac{\sum_{\text{t}=0}^{\text{n}} \frac{R_i}{(1+k)^t}}{\sum_{\text{t}=0}^{\text{n}} \frac{C_i}{(1+k)^t}}$$

Karlılık indeksi yönteminde projenin uygulanabilir olması için oranın 1'den büyük olması gerekmektedir. Birden fazla proje olması durumunda en büyük karlılık endeksine sahip olan projelere öncelikli verilir. Karlılık indeksinin en basit hali yatırım karlılığı olarak da ifade edebiliriz. Notasyonla ifade etmek gerekirse;

$$\text{Yatırım Karlılığı (ROI)} = \frac{\text{Net Kar}}{\text{Toplam Yatırım}}$$

Yatırımın yapılabilmesi için ROI'ın yatırım maliyet oranından büyük olması gerekmektedir (ROI >= i).

3.6.4 Geri Ödeme Süresi

Geri ödeme süresi yöntemi, bir proje için yatırılan paranın ortalama olarak kaç yıl içinde geri alınabileceğini hesaplamaya dayanır (Göker, 1996:65, Bolak, 2000:140). Bir yatırım projesinin geri ödeme süresi ne kadar kısaysa o kadar olumlu kabul edilir. Almaşık projeler arasında geri ödeme süresi en düşük olan tercih edilir.

Geri ödeme süresi yöntemi oldukça yaygın kullanılan bir yöntem olmakla birlikte iki önemli eksiği vardır:

Yöntem, paranın zaman değerini dikkate almaz ve farklı yıllara ait nakit girişlerini aynı değerde kabul eder (Sarıaslan, 2006:134).

Geri ödeme süresi yöntemi, projenin kendini ödemesinden sonraki yıllarda sağlayacağı nakit girişlerini dikkate almaz. Dolayısıyla ileriki yıllarda ne kadar cazip olursa olsun, ilk yıllarda yeterince nakit girişi sağlamayan projelere seçilme şansı tanımaz.

3.6.5 Senaryo Analizi

Senaryo analizinde, geçmiş veriler kullanılarak tahminler üretilmektedir.Bir yatırım projesinde senaryo analizini uygulayabilmek için öncelikle, yapılan yatırımın maliyetlerinin ve gelecekte elde edilecek olası gelirlerin bir model üzerinde gösterilmesi ve daha önceki deneyimlere göre sonucu etkileyebilecek değişkenler belirlenmesi gerekmektedir. İlk olarak mevcut ekonomik duruma göre temel durum senaryo analizi uygulanır. Daha sonra da geçmişte yaşanan ekonomik kriz veya olumlu gelişmeler dikkate alınarak değişkenlerin nasıl etkilenebileceği konusunda senaryolar geliştirilir. Oluşturulan senaryolar doğrultusunda değişkenler için beklenen değişmelerden yola çıkarak yatırımdan beklenen verim hesaplanır.

Senaryo analizinde, temel durum, en iyi durum ve en kötü durum olmak üzere üç duruma göre senaryo oluşturulmaktadır.

Senaryo analizininilk aşamasında, o günkü mevcut ekonomik koşullara göre temel durum senaryo analizi gerçekleştirilir. Uzmanlar tarafından daha önceki yıllarda yaşanmış ekonomik kriz durumlarına ya da ekonomide yaşanabilecek olumlu

koşullara göre anahtar faktörlerin nasıl etkilenebileceği hakkında senaryolar geliştirilir. Anahtar faktörlere bilgi ve deneyimlerden yola çıkılarak çeşitli değerler verilir. Geliştirilen senaryolar doğrultusunda, anahtar faktörler için beklenen en kötü ve en iyi değerlerden yola çıkılarak yatırımlardan beklenen verim hesaplanır. Klasik bir senaryo analizi, modelimizin üreteceği en iyi, olası ve en kötü sonuç değerlerin sınırlarını anlamada bize yardımcı olacaktır. Senaryo analizi ile kesin bir sonuca ulaşmak mümkün değildir. Ancak bu analiz yatırımın kazanç ve kayıp aralığının belirlenmesini sağlamaktadır (Bostancı ve Demir, 2008:99).

3.6.6 Duyarlılık Analizi

Duyarlılık analizinde, bir değişkendeki değişmelerin projenin karlılığı üzerindeki etkisi incelenirken diğer değişkenlerin değerleri sabittir. Başka bir deyiş ile duyarlılık analizi, "diğerleri sabit kalma" koşulu altında bir değişkendeki belli bir değişmenin projenin karlılığı üzerinde tam olarak nasıl bir değişme meydana getireceğini bulmayı amaçlar (Sarıaslan, 2006:162). Yatırım projelerinde duyarlılık analizleri projelerin nakit akımlarını etkileyen değişkenleri tespit etmek ve projelerin bu değişkenlere ne derece bağlı olduğunu ölçmek amacıyla yapılır (Attila, 2010:393). Projenin duyarlı olduğu bu değişkenler projenin kârlılığını önemli ölçüde etkilemektedir. Bu kritik değişkenlere ilişkin daha doğru öngörüde bulunabilmek için daha fazla bilgi toplamak ve analiz etmek gerekir. Böylece olası değişkenlere karşılık gerekli önlemlerin önceden alınması olanaklı olabilecektir. Duyarlılık analizi, proforma nakit akımlarını etkileyecek olan değişkenlerin risk ve fırsatları belirlemek için önemlidir (Simoes ve Farret, 2008:363).

3.6.7 Karar Ağacı Analizi

Bir olayın gerçekleşmesi halinde, bir diğer olayın gerçekleşme olasılığını ifade eden koşullu olasılık durumlarında yatırım kararı aşamalı bir biçim alır. Her aşamayı izleyen kararlar bir önceki aşamada gerçekleşen duruma bağlı olarak farklılık gösterecektir. Her aşamada çeşitli seçeneklerin bulunması, aşamalar bakımından dallanmalar görülecektir. Sonuçta karar süreci bir bütün olarak dallanmış bir ağaç biçimi göstereceği için, bu yöntem karar ağacı(decision tree) olarak adlandırılır (Sarıaslan, 2006:182; Simkins ve Kemper, 2013:263).

3.6.8 Olasılık Analizi

Olasılık, bir şeyin olması veya olmamasının matematiksel değeri veya olabilirlik yüzdesi değeridir. Bir olayın olasılığı, bir veya birden çok gözlem ve deneylerden elde edilen sonuçlardan belirlenebilir. Bir yatırım projesinin riski, projenin değişkenlere olan duyarlılığına ve bu değişkenlerin olasılık dağılımına bağlıdır. Bir yatırım projenin riski, projeyi önemli ölçüde etkileyen değişkenler olası değişme aralığı ile olasılık dağılımına bağlıdır. Olasılık analizinin temel amacı, projeyi etkileyen her değişkenin olası değişme aralığını ve bu aralık içindeki her değerin ortaya çıkma olasılığını belirlemektedir. Değişim aralığındaki tüm değişmelerin olasılık toplamı 1'e eşittir (Bostancı ve Demir, 2008:79).

3.6.9 Simülasyon Analizi

Çok geniş bir uygulama alanı olan simülasyon (benzetim), bilgisayar kullanımını gerekli kılan matematiksel bir model aracılığı ile bir sistemin temsil edilmesini sağlayan kantitatif bir tekniktir. Sistemi temsil eden model üzerinde daha sonra deneyler yapılarak belli gerçekler ve varsayımlara göre sistemin davranışı incelenmeye çalışılır (Sarıaslan, 2006:186).

Bilgisayar kullanımının yaygınlaşması ile pek çok alanda büyük bir yararlanma alanı oluşan simülasyon tekniği "yöneylem oyunları", "sistem simülasyonu" ve "monte carlo simülasyonu" olarak üç farklı şekilde uygulanmaktadır. Proje değerlendirmede kullanımı Hert'in (1964) uygulaması ile hız kazanan simülasyon tekniği, riskli yatırım projelerinde duyarlılık ve olasılık analizlerini de birleştirerek en gözde teknik olmuştur.

Simülasyon, her bir girdi değişken için rastgele seçilmiş değerler kümesi kullanarak bilgisayar yardımı ile modeldeki denklemeleri tekrar tekrar çözerek olası sonuçların dağılımının elde edildiği bir yöntem olarak tanımlanmaktadır. Değişken değerlerin seçimi örnekleme, modelin her bir ayrı çözümü ise deneme olarak adlandırılır.

Sonuçlara ait olasılık dağılımları görülmek istendiğinde simülasyon yöntemi kullanılır. Somut olarak belirtilmek istenirse, simülasyon örnekleme, deneme

sonuçlarının alınması,Sonuçların olasılık dağılımlarının yorumlanmasıaşamalarından oluşur (Arman, 1997:42).

Örnekleme: Monte Carlo yöntemi ile modelde önemli olan değişkenlerin olasılık dağılımları belirlenir. Daha sonra bu dağılımdan rastlantısal sayılar aracılığı ile örnekler alınarak istenilen veriler üretilir. Bu nedenle araştırmacılar kendilerine yapay veri üretme olanağı sağlayan Monte Carlo simülasyonunu tercih etmektedir.

Deneme sonuçlarının alınması: Bu aşamada girdi değişkenlerini bütün geçerli bileşenleri denenmektedir. Çıktı dağılımları, bütün denemelerden elde edilen tek değerli sonuçlar birleştirilerek oluşturulmaktadır.

Sonuçların Olasılık Dağılımlarının Yorumlanması: Elde edilen sonuçların olasılık dağılımları, olası sonuçların aralığını ve onların gerçekleşme olasılıklarını gösterir. Aralık ve gerçekleşme olasılıklarına bakılarak yatırım için alınan riske göre kararlar alınabilir. Riskten kaçınan karar vericiler, olası sonuçları küçük bir aralığa sahip olan olasılık dağılımını tercih ederler. Risk almayı seven kişiler, daha geniş bir aralığı tercih edebilirler.

3.6.9.1 Monte Carlo Simülasyonu

Monte carlo metodu istatistiksel ve deneysel problemlerin çözümünde girdi değişkendeki rassal sayılar yaklaşım ile çıktı değişkeni belirleme yaklaşımıdır (Simkins ve Kemper, 2013:263). Metodun bir probleme uygulanması, problemin tesadüfi sayıları kullanarak simule edilip hesap edilmek istenen parametrenin bu simülasyon sonuçlarına bakılarak yaklaşık hesaplanması fikrine dayanır (Hançerlioğulları, 2006:545- 556).Monte carlo karmaşıklık derecesi ne olursa olsun stokastik süreçlerin incelenmesi yöntemidir.

Değişkenlerin olasılık dağılımlarıyla modellenebileceği varsayımına dayalı bir tekniktir. Tek değerli tekniklerin aksine bir olasılık analizi tekniği olan Monte Carlo Benzetiminde, risklerin etkileri göz önünde bulundurularak, parametrelerin alabileceği bütün değerler hesaplamalara dahil edilmektedir. Tablo 60'da risk yönetiminde kullanılan bazı yazılımların isimleri, özellikleri ve risk yönetimi uygulamalarının hangi aşamalarında kullanıldığı gösterilmiştir.

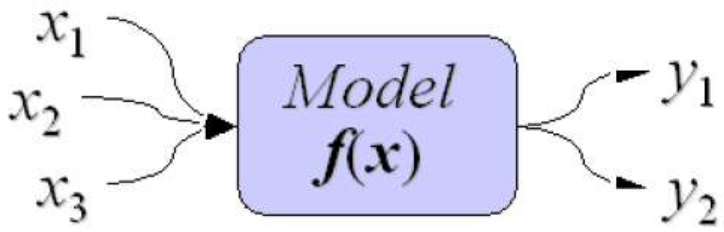
Tablo 60: Risk Yönetimi Yazılımları

Araç	Üretici	Kullanım Alanaları	Kullanılan Yöntem	Desteklenen Risk Yönetim Aşamaları
@ Risk	Palisade Europe	Proje maliyet-süre tahmini, risk hesaplaması	Monte Carlo Benzetimi	Risk Analizi
CRIMS	Expert Choice	Tespit edilmiş kriterlere göre alternatif	AHP	Risk Analizi
Decision Pro	Vanguard Software	Senaryo kurgulaması	Monte Carlo Benzetimi, Karar Ağacı Yöntemi	Risk Analizi
Crystal Ball	Decisioneering	Proje değişikliklerine göre olasılık tabanlı modellerde , proje maliyet ve süre tahmini hesaplaması	Monte Carlo Benzetimi, Duyarlılık Testi	Risk Analizi
iDecide	Decisive tools	Risk değerlendirme	Monte Carlo Benzetimi, Etkileşim Diyagramı yöntemi	Risk Analizi
Monte Carlo	Primavera	Proje değişkenlerine göre olasılık tabanlı modelleme , değişik planlama yazılımları ile entegrasyon	Monte Carlo Benzetimi	Risk Analizi
Precision Tree	Palisade Europe	Karar Destek İşlemi	Karar Ağacı Yöntemi, Etkileşim Diyagramı örneği	Risk Analizi
Predict ! Risk Analyser	Risk Decisions	Olasılık dağılımları ile proje değişkenlerinin modellenmesi, değişik planlama yazılımları ile entegrasyon	Monte Carlo Benzetimi	Risk Analizi
Risk +	Project Gear	MS Project programı ile bütünleşik uygulama, olasılık dağılımları ile proje değişkenlerinin modellenmesi, risk haritası geliştirilmesi	Monte Carlo Benzetimi	Risk Analizi
Open Plan Professional	Welcom Software	Proje bilgi yönetim sistemi ile entegre kullanım	Monte Carlo Benzetimi	Risk Analizi ve Görüntüleme
REMIS	HVR Consulting Service	Her aşamada risk yönetimi karar destek sistemi uygulaması, risk kontrolü ve iş ayrım yapısı entegrasyonu	Monte Carlo Benzetimi	Risk teşhisi analizi, kontrolü ve planlaması
Ris3 Risgen	Line İnternational	Risk Teşhisi, Risk Kayıtlarının oluşturulması	Monte Carlo Benzetimi	Risk teşhisi analizi, kontrolü ve planlaması

Bir olasılık analizi tekniği olan monte carlo simülasyonunda, risklerin etkileri göz önünde bulundurularak, parametrelerin alabileceği bütün değerler hesaplamalara dahil edilmektedir.

Deterministik bir model, girdi değişkenler ile çıktı değişkenler arasında olan planı verir. MCS, girdi değişkenlerdeki sayılarırastgele farklı kombinasyonlarda kullanarak deterministik olan modeli defalarca değerlendirme yöntemidir. Bu tür modeller, genellikle karmaşık ve doğrusal olmayandurumlar da veya birkaç belirsiz parametrenin olduğu durumlarda kullanılır.

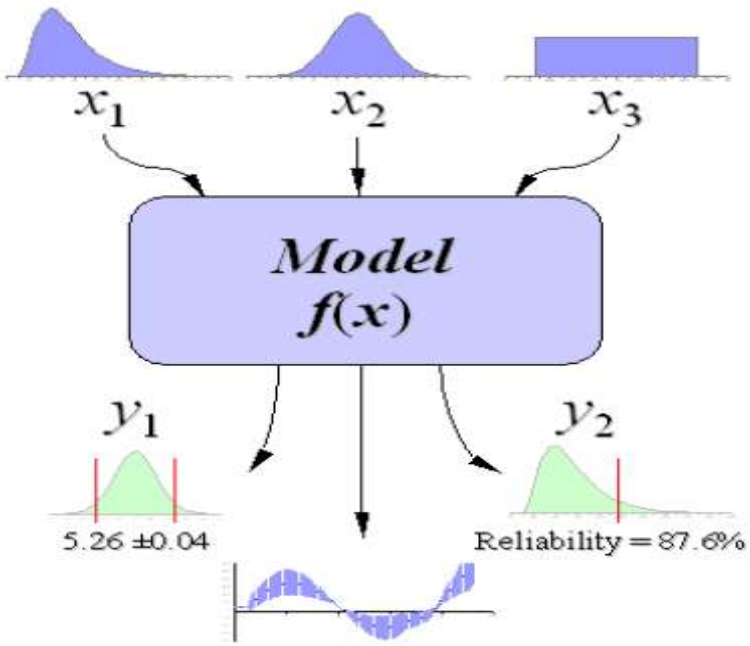
Şekil 50: Modelde Giriş ve Çıkış Değişkenleri



Bir simülasyon genel anlamda bir modelin binlerce kez değerlendirmesini içerir. Girdi değişkenleri rastgele kullanarak deterministik olan modeli stokastik modele çevirir. MCS, model alınan sistemin hassasiyetini, performansını veya güvenilirliğini değişkenin ne kadar etkilediğini belirlemekte kullanılan pek çok yöntemden birisidir.

Simülasyon sonucunda elde edilen tahmini değerler (çıktı değişkenler) olasılık (veya histogram) dağılımı olarak temsil edilebilir veya güvenlilrlik tahminleri, hata çizgileri, tolerans değerleri ve güven aralıklarına dönüştürülebilir.

Şekil 51: MCS'nin Temel Prensibi "Stokastik Belirsizlik Dağılım"



MCS'de izlenecek adımlar aşağıdaki biçimdedir.

Bir deterministik model oluşturulur: $y = f(x_1, x_2, \dots, x_q)$

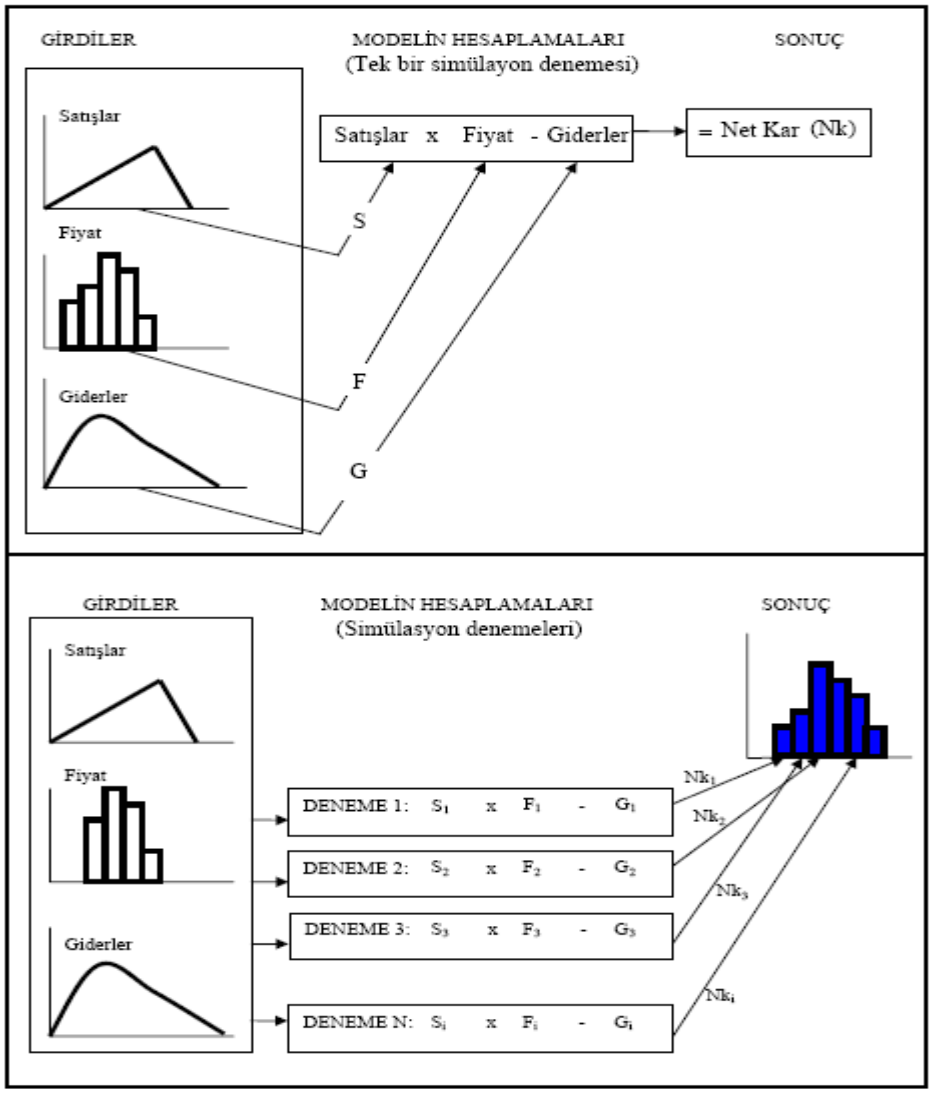
Bir dizi gelişigüzel girdi oluşturulur: $x_{i1}, x_{i2}, \dots, x_{iq}$

Model değerlendirilir ve sonuçları y_i olarak saklanır

$i = 1$ den n'ye kadar 2. ve 3. adım tekrarlanır

İstatistik özetleri, güven aralığı, vd. kullanılarak sonuçlar analiz edilir.

Şekil 52: Monte Carlo Simülasyonunun Çalışma Biçimi



Simülasyon modelleri problemlerin analitik modellerle çözülemeyecek derecede karmaşık olduğu durumlarda veya analitik modellerin kurulup, kullanılamadığı durumlarda tercih edilir. Dolayısıyla simülasyon modellerinin diğer çözüm yollarına göre üstün tarafları ve eksik tarafları mevcuttur. Tablo 61'de

MCS'nin avantajları ve dezavantajları gösterilmiştir (Hançerlioğulları, 2006:545-556).

Tablo 61: Monte Carlo Simülasyonun Avantajları ve Dezavantajları

Avantajları	**Dezavantajları**
*Simülasyon esnek bir çözüm yöntemidir ve diğer modellere göre anlaşılması daha kolaydır. *Değişken sayısının ve belirsizliklerin fazla olduğu durumlarda sonuca ulaşabilmesi *Diğer yollara kıyasla daha kolay anlaşılması *Uygulayıcıya koşullar üzerinde tam olarak kontrol sağlaması *Sonuca daha kolay ve kısa sürede ulaşılması *Aşamalı olarak uygulayabilme olanağı vardır *Uygulama alanının geniş olması *Klasik çözüm yöntemlerinin kullanılamadığı büyük karmaşık problemlerin çözümünde oldukça etkilidir *Bir başka yöntemde incelenmesi olanaksız olan koşullar ve kısıtlar simülasyon ile rahatça modellenebilir. *Sonuçları ancak aylar, yıllar sonra alınabilecek durumlar simülasyon ile çok kısa sürede analiz edilebilir. *Simülasyon, modellenen sistemi değiştirmeden yeni fikir ve politikaların model üzerinde rahatça uygulamasına olanak verir. *Kullanıcı simülasyonu istenen zamanda durdurup yeniden başlatabildiğinden deney koşullar üzerinde tam bir kontrole sahiptir.	*Her simülasyon modeli kendine özgüdür. *Bilgisayarın olmadığı durumlarda simülasyon yapmak zordur ve zaman alır. *Optimum sonuç üretme garantisi yoktur. *Uygulamasındaki kolaylıklar dolayısıyla analitik çözümlerin göz ardı edilmesine sebep olabilir. *Modellemede ve bulguların analizinde yapılacak hatalar yanlış sonuçlara yol açabilir. *Manipüle etmek kolaydır

DÖRDÜNCÜ BÖLÜM

RES YATIRIM PROJESİ ÜZERİNE BİR UYGULAMA

Tez çalışmasının uygulama kısmında bir RES yatırımının ekonomik karlılığı test edilecektir. Bunun için Güney Marmara Bölgesi'nde bulunan Balıkesir ilinde faaliyetlerini sürdüren bir RES ile ortak çalışma yapılmıştır. RES yatırımcısı firma ismi ve yatırım projesi ile ilgili ayrıntılı bilgilerin verilmesini istemediğinden proje ismi BAURES olarak tanımlanmıştır.

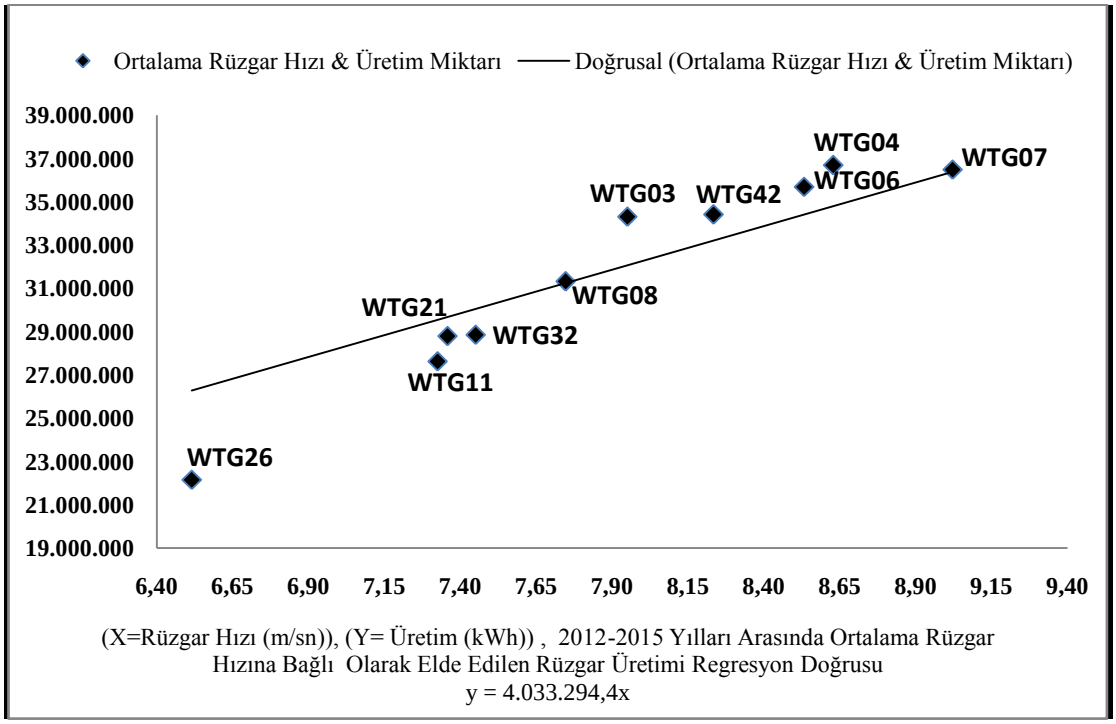
BAURES firmasının kurulu santrallerinden 10 adet rüzgar türbinin verileri çalışmanın analiz kısmı için kullanalıcaktır. Bu 10 adet türbin seçimi aynı RES sahasında faaliyet gösteren türbinlerin içerisinden en iyi performans gösteren türbinden en kötü performans gösteren türbine doğru seçilmiştir. Bu seçimde üretim çıktısı temel değerlendirme kriteri olarak seçilmiştir. RES alanındaki kurulu türbinlerin toplamı ana kütle olarak tanımlandığında, seçilen 10 adet türbin ana kütleyi en iyi temsil eden örneklemdir. Çalışmanın uygulama kısmında örneklem olarak seçilen türbinlerin en iyi performans gösterenden en kötü performans gösterene doğru türbin kodu WTG07, WTG04, WTG06, WTG03, WTG42, WTG08, WTG32, WTG21, WTG11 ve WTG26 şeklinde verilmiştir.

Seçilen 10 adet türbinin üretim verileri, rüzgar hızları, hangi yönden rüzgar aldıkları ve sıcaklık verileri 01.01.2012 yılından 31.12.2015 yılına kadar 10'ar dakikalık frekanslar halinde alınmıştır. Dört temel veriden en önemlisi türbinlerin aldıkları rüzgar hızı ve türbinlerin üretimleridir. Bir rüzgar türbinin getirisi en temelde ürettiği elektrik enerjisine bağlıdır. Elektrik üretimininde en temel ve en önemli etkileyicisi rüzgar hızıdır. Aşağıdaki şekil 53'te seçilen 10 türbinin çalışma dönemi içerisinde ortalama rüzgar hızına bağlı olarak toplamdaki üretimlerine ait oluşturulmuştur dağılımı regresyon doğrusu ile birlikte gösterilmiştir.

Şekil 53'te BAURES yatırımında örneklem olarak seçilen 10 türbininin her birine ait 2012-2015 yılları arasındaki rüzgar hızlarının ortalaması alınmış ve 2012-2015 yılları arasında her bir türbinin üretim miktarı toplam olarak hesaplanmıştır. Ortlama rüzgar hızına bağlı olarak her bir türbinin toplam üretimi ordinat düzleminde

bir araya getirilmiştir. Daha sonra eğilim çizgisi eklenerek regres doğrusu oluşturulmuştur. 4 yıllık toplam üretimi bir çıktı olarak aldığımızda rüzgar hızındaki bir birimlik artış veya azalış üretim miktarını 4.033.294,4 arttırmakta veya azaltmaktadır. Aynı RES sahasında farklı ortalamalarda rüzgar hızlarına sahip olan rüzgar türbinlerinin elektrik üretim miktarlarıda farklı olmaktadır. Bu farklılık çok önemli bir sonuçtur. Yatırım maliyeti ve türbin için katlanılan operasyonel harcamlar aynı iken türbinler farklı getiri sağlaması türbin başına karlılığı ve toplam yatırım karlılığı önemli ölçüde etkilemektedir. Genel olarak bir RES yatırımı yapılırken öncesinde ortalama 1 yıllık rüzgar ölçümü yapılmaktadır. RES yatırımı yapılacak yerin cografi konumu dikkate alınarak RES yatırımı yapılacak yerin rüzgar durumu önceden belirlemek için ölçüm direkleriyle bölgenin rüzgar ölçümü yapılmaktadır. Rüzgar ölçüm sonuçlarına bağlı olarak bölgeye yapılacak türbin kapasitesi ve türbinlerin konumu belirlenmektedir. Aynı bölgede herbir türbinin aynı üretimi sağlamasını beklemek yanlıştır. Şekil 53'te görüldüğü gibi aynı bölgede benzer üretim kapasitesine sahip rüzgar türbinlerinin farklı rüzgar hızına sahip olmalarından kaynaklı olarak farklı düzeyde üretim miktarlarına sahip olduğu görülmektedir.

Şekil 53: 10 Adet Rüzgar Türbinine Rüzgar Hızı Ve Üretim Miktarı



(X=Rüzgar Hızı (m/sn)), (Y= Üretim (kWh)) , 2012-2015 Yılları Arasında Ortalama Rüzgar Hızına Bağlı Olarak Elde Edilen Rüzgar Üretimi Regresyon Doğrusu
y = 4.033.294,4x

Tez çalışmasının uygulama kısmı 3 aşamadan oluşmaktadır. Bu aşamalar sırasıyla;

Birinci aşamada, örneklem olarak seçilen herbir rüzgar türbinin 01.01.2012-31.12.2015 yılları arasındaki gerçekleşen 10'ar dakikalık üretim verileri aylık üretim verisine dönüştürülmüştür. Böylece her bir rüzgar türbini için aylık üretim verisi oluşturulmuştur. 10 rüzgar türbinin 48 aylık gerçekleşmiş aylık üretim verisi toplanarak 10 adet türbinden oluşan bir RES üretim sonucu hesaplanmıştır. Veride bu dönüşümden sonra her bir türbinin 48 gözlemden oluşan aylık üretim sonuçların nasıl bir dağılım gösterdiği ve karakteristik özelliklerini belirlemek amacıyla Rockwell Software tarafından geliştirilen ARENA programında veriler analiz edilmiştir. ARENA program sonuçlarında her bir türbinin karakteristik durumu belirlenmiş ve türbinlere üretimin nasıl bir dağılım gösterdiği belirlenmiştir.

İkinci aşamada, örneklem olarak seçilen her bir rüzgar türbinin ARENA sonuçlarına bağlı kalınarak rüzgar türbininin gelecekteki üretimi MİNİTAB programı ile tahmin edilmiştir. MİNİTAB programında her bir rüzgar türbininin gerçekleşmiş 48 aylık üretim değerinden yararlanılarak türbinin gelecek aylardaki üretim değeri aylık olarak tahmin edilmiştir. Literatürdeki çalışmalarda rüzgar türbininin ekonomik ömrünün 20 ila 30 arasında olduğu görülmektedir. Çalışmaların çoğunluğunda ise bir rüzgar türbininin ekonomik ömrü 25 yıl olarak alınmaktadır. Bu durumda ikinci bölümde MİNİTAB programı ile geçmiş 4 yılın aylık üretim verileri ile gelecek 21 yılın aylık üretim verileri tahmin edilmiştir.

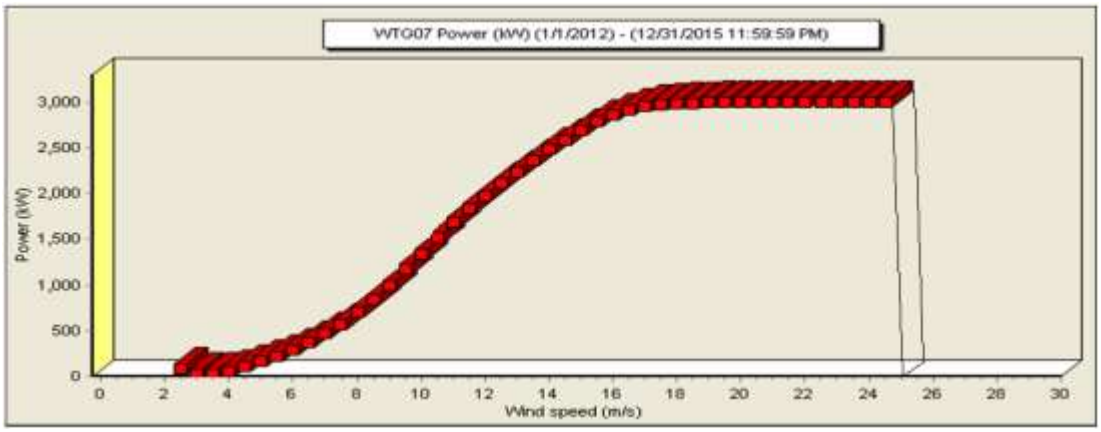
Çalışmanın üçüncü aşamasında, rüzgar türbininin 25 yıllık ekonomik ömrü içerisinde 4 yılın gerçekleşmiş aylık verileri ile 21 yılın tahmin edilen aylık verileri yıllık veriye dönüştürülmüştür. 10 rüzgar türbininin yıllık üretim verileri ile 10 türbinin toplamından elde edilen yıllık üretim verilerinden yola çıkarak BAURES yatırımının ekonomik performansı simülasyon analizi ile test edilmiştir. Çalışmanın uygulama aşamasının bu kısmında simülasyon işlemleri için, Oracle şirketi tarafından geliştilmiş yatırım projeleri değerleme programı olan Crystal Ball adlı yazılım kullanılmıştır.

Yukarıdaki üç aşama seçilen 10 türbinin herbirisi için ve 10 türbinin toplamı için uygulanmıştır. Uygulamanın aşamaları seçilen 10 türbinden biri olan WTG07 türbininde ve 10 türbinin toplamında gösterilecektir.

4.1. WTG07 Rüzgar Türbininin Ekonomik Analizi

WTG07 kodlu rüzgar türbini BAURES yatırımı içerisinde seçilen 10 adet rüzgar türbinlerinden birisidir. WTG07 kodlu rüzgar türbini seçilmiş olan türbinler içerisinde elektrik üretimi dikkate alındığında geçmiş 4 yıl içerisinde en iyi performansı gösteren türbindir. WTG07 kodlu türbinin 01.01.2012-31.12.2015 yılları arasında frekans olarak 10'ar dakikalar gerçekleşmiş dört adet veri analiz için elde edilmiştir. Bu veriler; WTG07 türbinine ait olan rüzgar hızı, rüzgar yönü, enerji üretim değeri ve sıcaklık değerleridir. Bu veriler içerisinde türbine ait olan en önemli veri rüzgar hızı ve enerji üretim değeridir. Bu iki önemli veri kullanılarak ilgili periyot aralığında WTG07 türbinine ait güç eğrisi elde edilmektedir. Şekil 54'te WTG07 türbine ait olan güç eğrisi (Power Curve) gösterilmiştir.

Şekil 54: WTG07 Rüzgar Türbininin Güç Eğrisi

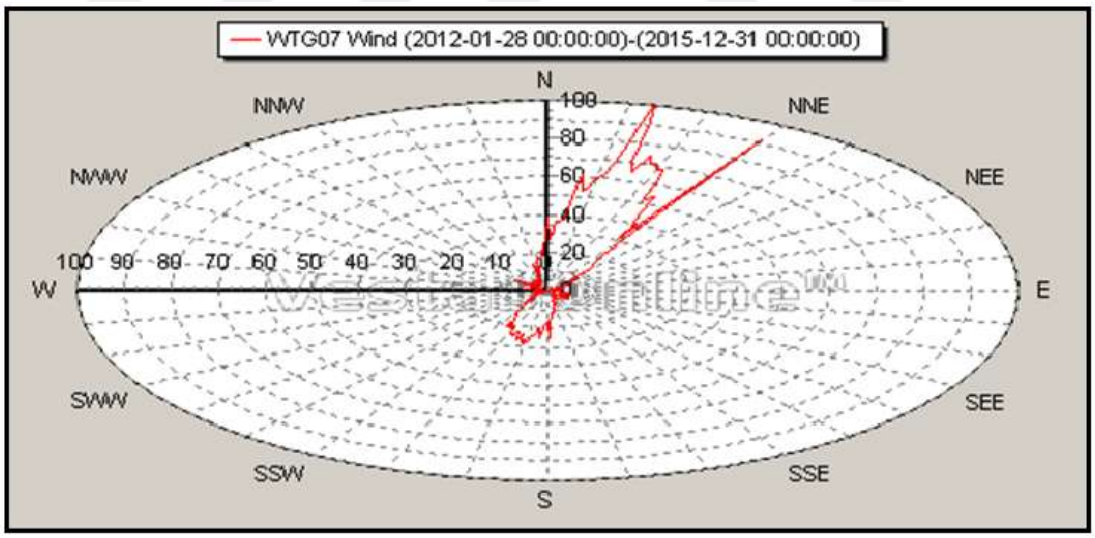


Şekil 54'te WTG07 kodlu türbine ait güç eğrisi gösterilmektedir. Ordinat düzleminin yatay ekseninde rüzgar hızı (m/sn) olarak yer alırken dikey eksende rüzgar üretimi (kW) olarak gösterilmektedir. WTG07 kodlu türbin rüzgar hızı yaklaşık olarak 2.5 m/sn olduğunda üretime başlamakta rüzgar hızı yaklaşık olarak 17,5 m/sn olduğunda tam kapasiteye erişmekte ve rüzgar hızı 25 m/sn olduğunda türbin üretimi durdurmaktadır. Şekil 54, WTG07 kodlu türbinin 01.01.2012-

31.12.2015 tarihleri arasındaki 10'ar dakikalık gerçekleşmiş olan rüzgar hızı verisi ile üretim verisinden elde edilmiştir.

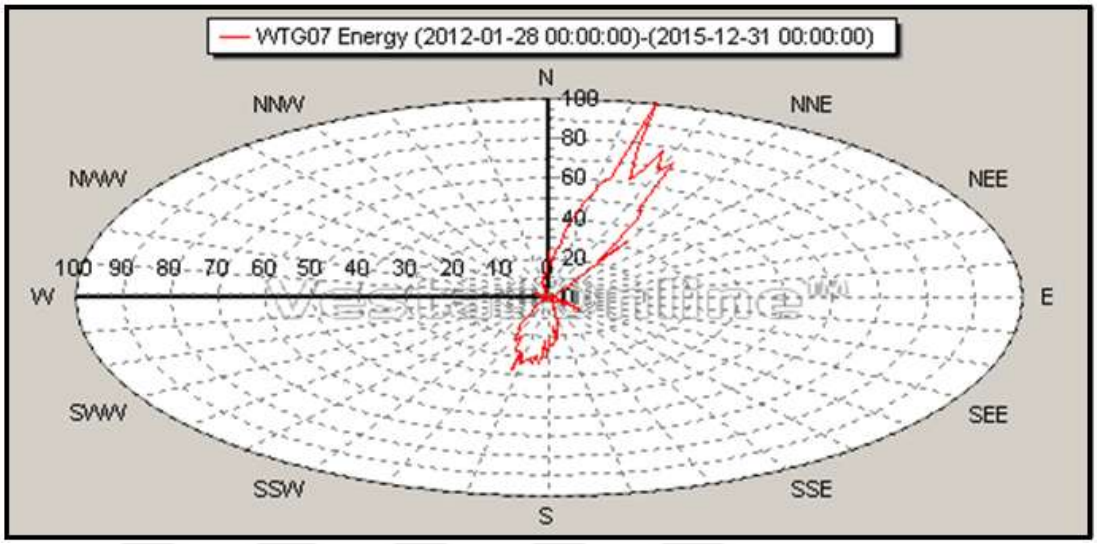
WTG07 türbine ait bir diğer karakteristik özellik türbinin bulunduğu yerde hangi yönden rüzgar aldığıdır. Rüzgar yönü türbinin kurulu yerin cografi konumundan faydalanmak amacıyla önemlidir. BAURES yatırımı için yapılan analiz sonucunda elde edilen sonuçlar türbinler bazında karşılaştırıldığında aynı bölgede kurulmasına rağmen sahip rüzgar türbinleri farklı yönden rüzgar alarak üretim gerçekleştirmektedir. Bu durum RES yatırımının yapıldığı yerde hakim rüzgar yönünden yararlanmak için türbinlerin konumlandırılmasında oldukça önemli olan bir hususdur. Şekil 55'de WTG07 türbinine ait 01.01.2012-31.12.2015 tarihleri arasında 10'ar dakikalık veriler ile türbinin ağırlıklı frekanslara sahip olan rüzgar yönü (Wind Direction) gösterilmiştir.

Şekil 55: WTG07 Rüzgar Türbinine Ait Ağırlıklı Frekanslara Sahip Rüzgar Yönü



WTG07 kodlu rüzgar türbininin bulunduğu lokasyonda ağırlıklı frekansla sahip olduğu rüzgar yönü çoğunlukla kuzey ve kuzeydoğu yönünden olup, kısmende güney ve güneybatı yönündendir. Bir türbine ait rüzgar yönü (wind direction) büyük oranda o türbinin üretimi gerçekleştireceği yönünde belirleyicisidir. Şekil 56'da WTG07 türbinine ait 01.01.2012-31.12.2015 tarihleri arasında 10'ar dakikalık veriler ile türbinin ağırlıklı frekanslara sahip enerji üretiminin gerçekleştiği yönü (Energy Direction) gösterilmiştir.

Şekil 56: WTG07 Rüzgar Türbinine Ait Ağırlıklı Frekanslara Sahip Enerji Üretim Yönü

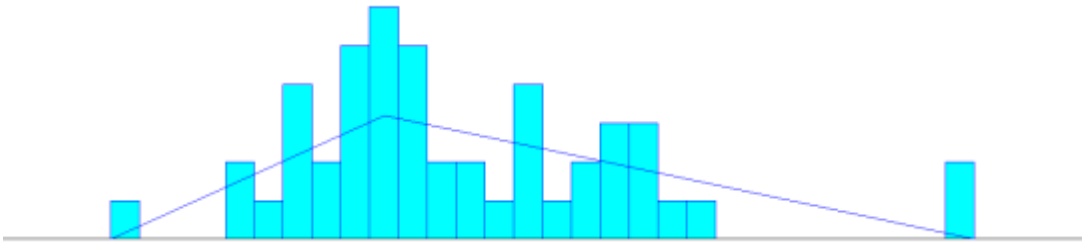


WTG07 kodlu rüzgar türbininin bulunduğu lokasyonda ağırlıklı frekanslara sahip olduğu enerji üretim yönü çoğunlukla kuzey ve kuzeydoğu yönünden olup, kısmende güney ve güneybatı yönündedir.

WTG07 kodlu rüzgar türbinin ait uygulanan analizin birinci aşamasında rüzgar türbinin 01.01.2012-31.12.2015 yılları arasındaki gerçekleşen 10'ar dakikalık üretim verileri aylık üretim verisine dönüştürülmüştür. Böylece WTG07 rüzgar türbini için aylık üretim verisi oluşturulmuştur. Verideki bu dönüşümden sonra, türbinin 48 gözlemden oluşan aylık gerçekleşmiş üretim sonuçlarının nasıl bir dağılım gösterdiği ve karakteristik özelliklerini belirlemek amacıyla Rockwell Software tarafından geliştirilen ARENA programında veriler analiz edilmiştir. ARENA program sonuçlarında herbir türbinin karakteristik durumu belirlenmiş ve türbinlere üretimin nasıl bir dağılım gösterdiği belirlenmiştir. Tablo 62'de WTG07 türbinine ait ARENA program sonuçları yer almaktadır.

Tablo 62: WTG07 Rüzgar Türbinine Ait ARENA Analizi Sonuçları

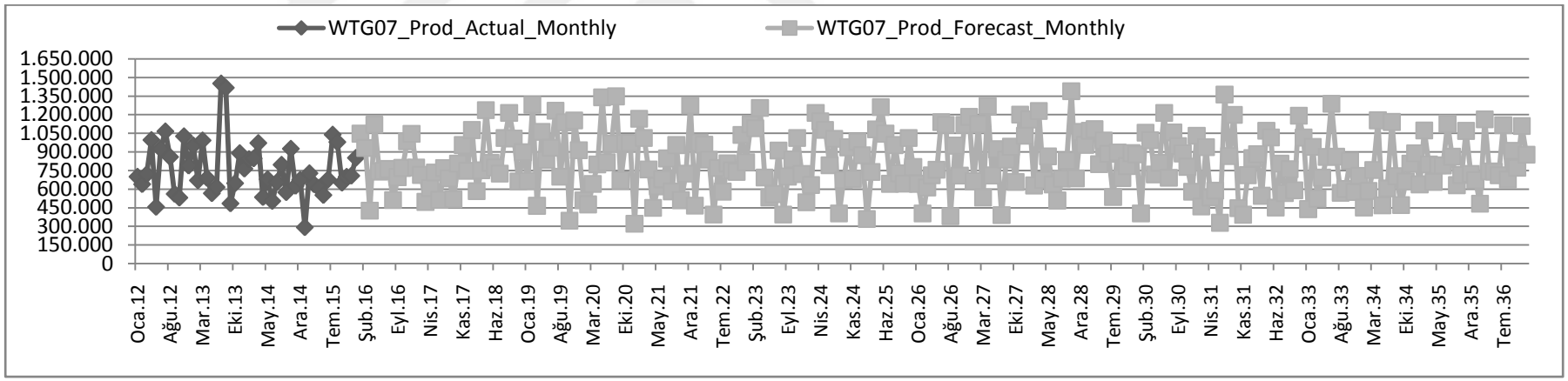
Dağılımın Grafiği



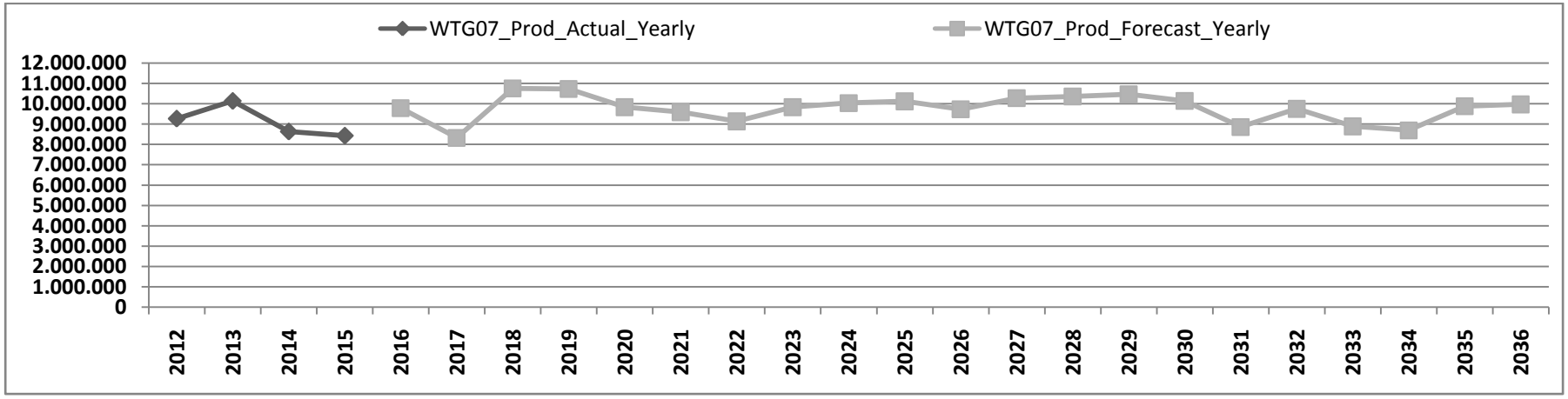
Dağılım Özeti:			
Dağılım: Üçgen Dağılım			Karakök Hatası : 0.019461
Gözlem Sayısı: 48			Dağılım Test İstatistiği =12.9
Gözlem Maksimum Değer:		1.451.590.870	Corresponding p-value =0.0243
Gözlem Minimum Değer	:	292.730.745	
Gözlem Ortalama Değer	:	760.094.074	Kolmogorov-Smirnov Test
Standart Sapma	:	224.955.096	Test İstatistiği = 0.153
Değişim Aralığı	:	1.158.860.125	Corresponding p-value > 0.15

Tablo 62'de WTG07 türbinine ait ARENA programının sonuçları yer almaktadır. Sonuçlara göre WTG07 türbinin gerçekleşmiş 48 aylık gözlemlerinin tanımlayıcı istatistiki değerleri yer almaktadır. Sonuçlara göre WTG07 türbinin maksimum aylık gerçekleşen maksimum gerçekleşene üretim değeri 1.451.590.870 watt, minimum gerçekleşen üretim değeri 292.730.745 watt, ortalama gerçekleşen üretim değeri 760.094.074 watt, standart sapması 224.955.096 watt ve gerçekleşen aylardaki değişim aralığı 1.158.860.125 watt tır. WTG07 türbinin dağılımının üçgen dağılımına uygunluğunu test istatistiğinde görülmektedir. Test istatistiğindeki değer (corresponding p- value) "0.0243" olup "0.05"'den küçük olduğundan dolayı test istatistiğinin üçgen dağılıma uygun olduğu kabul edilmektedir. Analiz kısmının bundan sonraki kısmı ARENA sonuçlarına bağlı kalınarak MİNİTAB programı ile üretimin geleceğini türbinin geçmiş 48 gözleminin karakteristik yapısına ve istatistiki değerleri dikkate alınarak gelecek 252 aylık üretim (türbinin geriye kalan 21 yıllık üretiminin tahmini) yapılmıştır. Analizin bu aşaması çalışmanın ikinci aşamasını oluşturmaktadır. Şekil 57'de MİNİTAB sonucunda tahmini aylık üretim değerleri ile gerçekleşmiş üretim değerlerinin aylık cinsden değerleri gösterilmiştir. Daha sonra aylık veriler yıllık veriye dönüştürülerek yıllık bazda üretim değerleri elde edilmiştir. Yıllık üretim değerleri Şekil 58'de gösterilmiştir.

Şekil 57: WTG07 Rüzgar Türbininin Aylık Bazda Gerçekleşmiş ve Tahmini Üretim Değerleri (kWh)

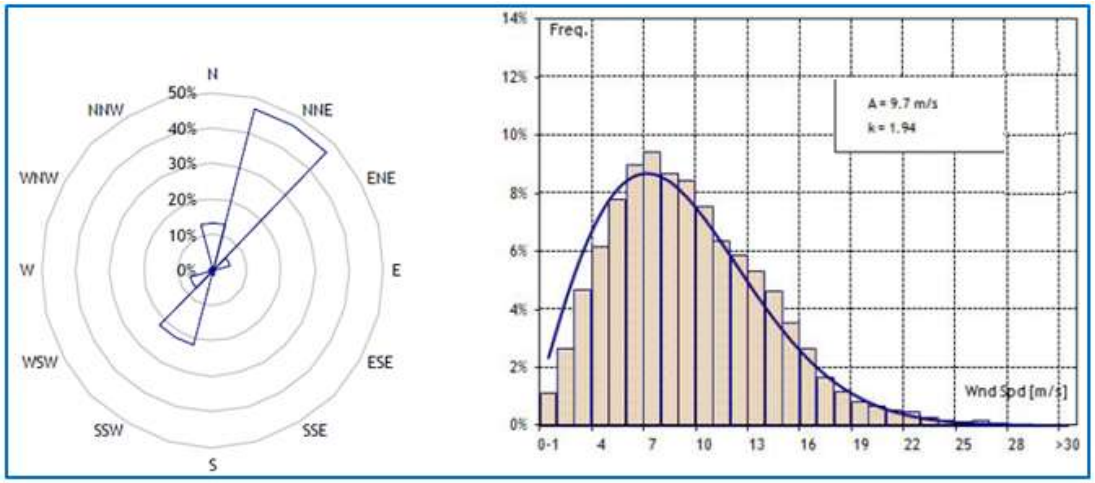


Şekil 58: WTG07 Rüzgar Türbininin Yıllık Bazda Gerçekleşmiş ve Tahmini Üretim Değerleri (kWh)



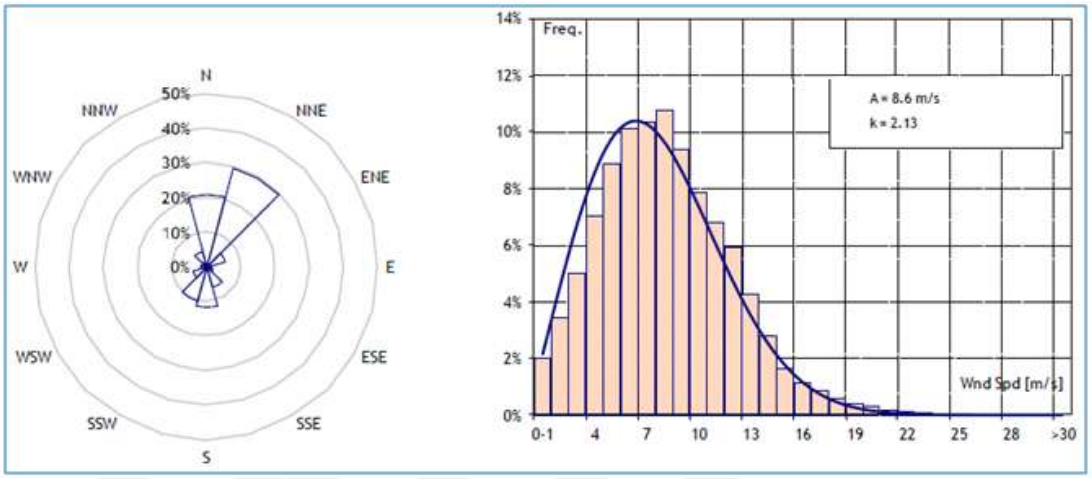
Şekil 57'de WTG07 rüzgar türbinine ait 4 yıllık gerçekleşmiş aylık veriler baz alınarak rüzgar türbininin ekonomik ömrünün geri kalan 21 yılında benzer üretim tahminleri aylık olarak gösterilmiştir. Daha sonra aylık gerçekleşmiş ve aylık tahmin değerler yıllık olarak Şekil 58'de gösterilmiştir. Şekil 57'de ve Şekil 58'de rüzgar türbininin üretim tahminleri geçmiş verilerden yararlanılarak MINITAB programı ile üretilmiştir. MİNİTAB programı ile gelecekteki üretimin tahmin edilmesindeki en önemli varsayım. Geçmiş dört yılın benzeri üretimin olacağı varsayılmaktadır. Bu varsayımın en büyük açıklayıcısı, bölgenin rüzgar durumu ile ilgili gelecekteki rüzgar hızının, geçmiş rüzgar hızına benzer olacağının varsayılmasıdır. Bu varsayımın en temel dayanağı, RES yatırımı öncesinde ölçüm direklerinden alınan rüzgar verilerinin istatistiklerine dayanmaktadır. Şekil 59'da ve Şekil 60'ta WTG07 türbinin yatırımının yapıldığı yerin 01.01.2006 – 31.12.2010 tarihleri arasında iki farklı ölçüm direklerine ait referans rüzgar hızı dataları yer almaktadır.

Şekil 59: WTG07 Rüzgar Türbinin Yapıldığı RES Bölgesinin Yatırım Öncesi Ölçüm Direği 1'den Alınan Referans Rüzgar Hızı Ve Yönüne Ait Sonuçlar (01.01.2006- 31.12.2010)



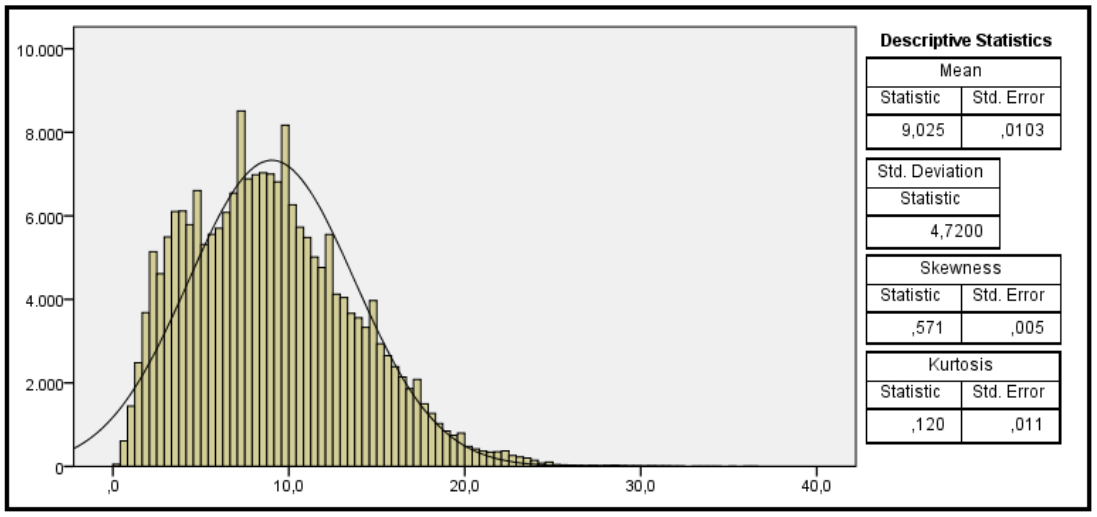
Şekil 59'da WTG07 rüzgar türbininin yapıldığı RES bölgesinin yatırım öncesi rüzgar ölçüm direği 1'den alınan referans rüzgar hızı ve rüzgar yönüne ait sonuçlar gösterilmiştir. Rüzgar yönü genel olarak kuzey ve kuzeydoğu ile güney ve güneybatı arasındadır. 1 nolu ölçüm direğinden alınan ortalama rüzgar hızı 9.7 (m/sn)dir.

Şekil 60: WTG07 Rüzgar Türbinin Yapıldığı RES Bölgesinin Yatırım Öncesi Ölçüm Direği 2'den Alınan Referans Rüzgar Hızı Ve Yönüne Ait Sonuçlar (01.01.2006- 31.12.2010)



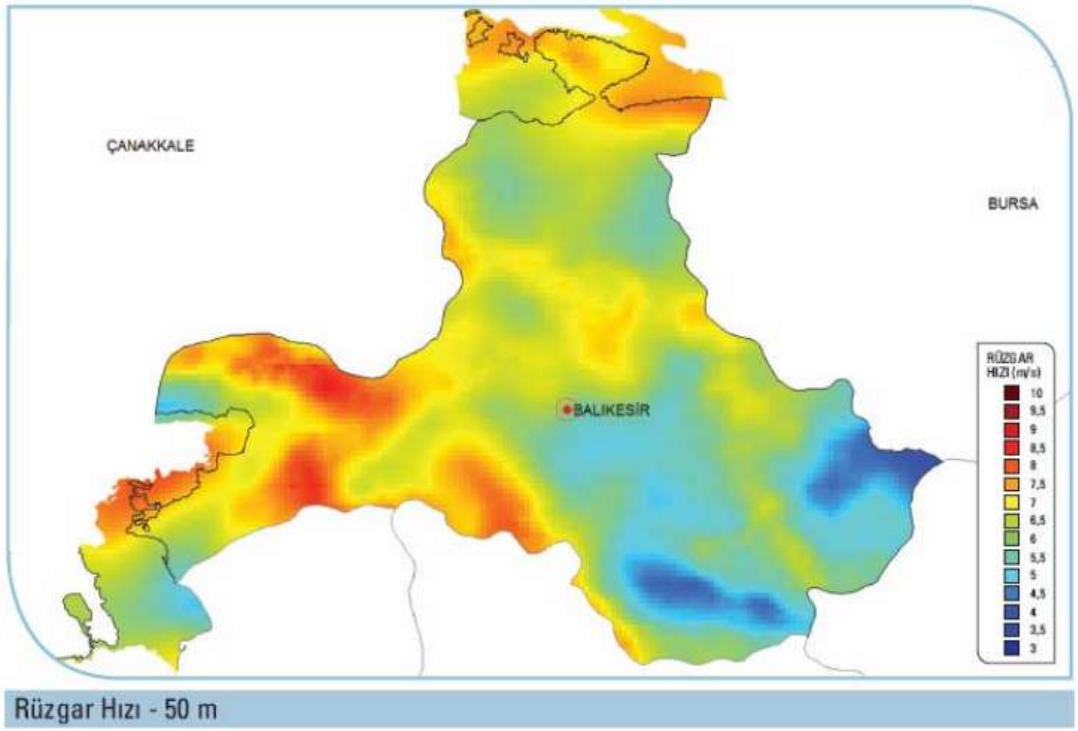
Şekil 60'ta WTG07 rüzgar türbininin yapıldığı RES bölgesinin yatırım öncesi rüzgar ölçüm direği 2'den alınan referans rüzgar hızı ve rüzgar yönüne ait sonuçlar gösterilmiştir. Rüzgar yönü genel olarak Kuzey ve Kuzey-Doğu ile Güney ve Güney-Batı arasındadır. 1 nolu ölçüm direğinden alınan ortalama rüzgar hızı 8.6 (m/sn)dir. Her iki ölçüm direğine bakıldığındında bölgenin aldığı ortalama rüzgar hızının 8.6 (m/sn) ile 9.7 (m/sn) arasındadır.

Şekil 61: WTG07 Rüzgar Türbininin Gerçekleşmiş Rüzgar Hızlarına Ait Grafik



Şekil 61'de WTG07 rüzgar türbininin 01.01.2012-31.12.2015 tarihleri arasındaki 10'ar dakikalık frekanslarla gerçekleşmiş dataya ait dağılım ve tanımlayıcı istatistiki değerler yer almaktadır. 4 yılın ortalama rüzgar hızı 9.025 (m/sn) ve standart sapması 4.72 (m/sn) dir. Ölçüm direklerinin sonuçları ve yatırımın gerçekleştirilmiş halindeki elde edilen rüzgar hızları karşılaştırıldığında birbirine yakın sonuçlar olduğu görülmektedir. Gelecekte de bölgede ortalama rüzgar hızının bugüne kadarki sonuçlara benzer olacağı düşünülmektedir. Bu karşılaştırma için T.C. Orman ve Su İşleri Bakanlığı'na bağlı Meteoroloji Genel Müdürlüğü'nün geçmiş yıllarda RES yatırımının yapıldığı yerdeki rüzgar hız verilerinden de yararlanılmak istenmiştir. Meteoroloji Genel Müdürlüğü'nün BALIKESİR ili içerisinde bulunan RES yatırım bölgesine en yakın ölçüm saha RES yatırımı sahasından yaklaşık 30 km uzakta yer almaktadır. Bu sebeple sonuçların karşılaştırılması tam anlamlı sonuçlar vermemektedir. Bu noktada bir diğer husus Meteoroloji Genel Müdürlüğü tarafından yapılan ölçümlerin 10 metre yükseklikteki rüzgar hızına ait olan ölçüm değerleri olması yatırım için karşılaştırmada yeterli ölçüt olmasını engellemektedir.

Şekil 62: Balıkesir İli Rüzgar Hız Dağılımı (50 metre)



Kaynak: YEGM, http://www.eie.gov.tr/YEKrepa/BALIKESIR-REPA.pdf

Şekil 62'de Balıkesir iline ait rüzgar hızı bilgilerinin işlendiği harita gösterilmiştir. Haritaya göre RES yatırım bölgesi (lokasyonu) yatırımcı firma tarafından paylaşılması istenmediğin ifade edilememektedir. RES yatırımının ortalama rüzgar hızının 8 ila 9 (m/sn) aralığında olduğu haritadan görülmektedir.

Ölçüm direklerinden alınan ortalama rüzgar hızı verileri, gerçekleşmiş yatırımdan alınan rüzgar hızı verileri ve Yenilenebilir Enerji Genel Müdürlüğü'nün Balıkesir ili için hazırladığı rüzgar enerjisi potansiyeli atlasında verilerde dikkate alındığında RES yatırımının bulunduğu bölgedeki rüzgar hızı ortalama olarak yaklaşık 9 (m/sn) dir. Rüzgar üretiminde en önemli girdi olan rüzgar hızının gelecekte de değişmeyeceği varsayılarak üretimin bu rüzgar hızından sağlanacağını düşünülmüştür.

Analizin üçüncü aşamasında, rüzgar türbinlerinin gelecekteki üretim değerleri sonuçlarından yola çıkarak yatırım ekonomik analizi yapılacaktır. Bunun için üçüncü aşamada ekonomik analizi gerçekleştirmede Crystall Ball programından yararlanılmıştır. Crystal Ball programı, Microsoft Excel programı üzerinde bir eklenti olarak çalışmaktadır. Programın çalıştırılabilmesi için, rüzgar enerjisi yatırımına ait girdilerin Excel üzerinde oluşturulmuş olması gerekmektedir.

Şekil 63: Excel'de Crystal Ball Eklentisi



BAURES projesine ait projede kullanılacak varsayımlar olarak tanımlanan girdi değişkenler tablo 63'de gösterilmiştir. Rüzgar enerjisi yatırımında kullanılan parametreler literatürdeki kaynaklardan yararlanılarak oluşturulmuştur (Tansi, 2012:62).

Tablo 63: Rüzgar Enerjisi Yatırımında Varsayım Olarak Tanımlanan Girdi Değişkenler

Üretim Parametreleri
Ünite Sayısı
Birim Ünite Gücü (MW)
Elektrik Satış Fiyatı (USD/kWh)
Yerel Teşvikler (Rotor ve Nasel) (USD/kWh)
Yerel Teşvikler (Jeneratör) (USD/kWh)
Yerel Teşvikler (Türbin İçin) (USD/kWh)
Yerel Teşvikler (Türbin Kulesi İçin) (USD/kWh)
Euro/Dolar Kuru
Kapasite Kullanım Oranı
İlk Yıl Elektrik Üretimi (kWh/KWp)/Ünite
İşletme Giderleri
Bakım Onarım Giderleri (Euro/Ünite)
Güvenlik Giderleri (USD/Kişi Başı Aylık)
Güvenlik Çalışan Sayısı
Sistem Kullanım Giderleri (USD/Ünite Başına Yıllık)
Elektrik Kalite Gideri (USD/Ünite Başına Yıllık)
Sistem İşletim Gideri (USD/Ünite Başına Yıllık)
Diğer İşletim Giderleri (USD/Ünite Başına Yıllık)
Faaliyet Giderleri Artış Oranı
Yatırım Harcamaları
Türbinin Maliyeti (Euro/MW)
Türbin İçin KDV'ye Ödenen Oran
Türbin Şalt Saha Maliyeti (USD/Ünite Başına)
Arazi İhtiyacı(Kamulaştırma) (m^2 /Ünite Başına)
Arazi Maliyeti (USD/m^2)
Türbine Erişim Yollarının Maliyeti (USD/Ünite Başına)
Proje Geliştirme Maliyeti (USD/MW)
Lisans Ücretleri (USD/MW)
Bakım Onarım Ekipmanları (USD/Ünite Başına
Diğer Maliyetler (USD/Ünite Başına)
Finansal Değişkenler
Yıpranma-aşınma oranı
Faiz Oranı
Sermaye Rasyo (Ser./ Top. Kay.)
İşletme Sermayesi İhtiyacı (USD/ Ünite Başına)
Amortisman Süresi (Yıl)
Enflasyon Oranı
KDV Oranı
Kurumlar Vergisi
Özsermaye Beklenti Oranı

Tablo 63'de rüzgar enerjisi yatırımında varsayım olarak tanımlanan girdi değişkenler üretime ait parametreler, işletme giderleri, yatırım harcamaları ve finansal değişkenler olmak üzere dört grup altında toplanmıştır.

Üretime ait parametreler, yatırımdaki ünite sayısı ve ünitenin kapasite gücüne ait verilerdir. Elektrik satış fiyatı sabit alım fiyatı ve birim elektrik başına yerli türbin aksamının kullanılmasından dolayı ödenecek olan teşvikler yer almaktadır. Bununla birlikte Euro/Dolar döviz kuruna da yer verilmiştir. Döviz kuru ileride de görüleceği üzere yatırım üzerinde önemli etkisi olan bir girdi değişkendir. Yatırım maliyeti genellikle Euro üzerinden olmaktayken, gelir genel olarak dolar üzerinden sağlanmaktadır. Bu durumdan kaynaklı olarak Euro/Dolar kurunda yaşanacak değişim kârı önemli ölçüde etkilemektedir.

Rüzgar enerjisi yatırımında varsayım olarak tanımlanan girdi değişkenler grubundan ikincisi işletme giderleridir. Yatırımın ekonomik ömrü içerisinde her yıla düşen faaliyetin sürdürülmesi için yapılan giderlerdir. Türbinlerin kontrolü, yönetimi ve aksaklıkların giderilmesi için ihtiyaç duyulan personel giderleride bir faaliyet gideridir. Türbin başına yıllık rutin bakım maliyetlerinin yer aldığı ve ünite başına yıllık olarak ödenen sistem kullanım gideri, elektrik kalite gideri, sistem işletim gideri ve diğer işletim giderleri yer almaktadır.

Rüzgar enerjisi yatırımında varsayım olarak tanımlanan girdi değişkenlerden üçüncüsü yatırım harcamalarıdır. Yatırım ilk üretime geçinceye kadar türbinin kurulması ve elektrik iletiminin tamamlanması için yapılan harcamalarıntamamıdır. Yatırım harcamaları içerisinde türbin maliyeti, türbinin kurulucağı yer için şalt sahası ve kamulaştırma harcamaları yer almaktadır. Türbine erişim için yapılacak yol ve altyapı maliyetleri de ünite başına kurulum maliyetleri içerisinde yer verilmiştir. Üretimin birim gücüne göre fizibilite, proje geliştirme maliyeti ve lisans ücretleride projenin yapım maliyetleri içerisinde yer almaktadır. Son olarak Türbin başına bakım onarım ekipmanları ve diğer maliyet kurulum maliyetleri içerisinde yer almaktadır.

Rüzgar enerjisi yatırımında varsayım olarak tanımlanan girdi değişkenlerden dördüncüsü ve soncusu yatırımın finansmanıyla ilgili olan parametrelerdir. Rüzgar enerjisi yatırımlarında her yıl bir önceki yıla göre kapasite kaybı olduğu

varsayılmaktadır. Bu durum rüzgar enerjisi yatırımlarında yıpranma ve aşınma olarak tanımlanmaktadır. Yatırım finansmanı iki şekilde sağlanmaktadır. Bunlar; özsermaye ve borçla finansman seçenekleridir. Finansal değişkenlerin yer aldığı bu kısımda her iki finansman seçeneğinin toplam finansmandaki payı ve maliyet değerlerine yer verilmiştir. Bununla birlikte yatırımın ekonomik ömrü içerisinde amortisman payına ve enflasyon oranına da yer verilmiştir.

Bundan sonraki kısımda varsayımlardan yararlanılarak finansal modellemeyi yapabilmek amacıyla finansal projeksiyon için on adet tablo oluşturulmuştur. Bunlar; Satış projeksiyonu, işletme giderleri projeksiyonu, yatırım harcamaları projeksiyonu, yatırım finansmanı projeksiyonu, gelir tablosu, KDV mahsuplaştırma tablosu, nakit akım bütçesi, firma sahiplerine sağlanan nakit akımı tablosu, özsermaye sahiplerine sağlanan nakit akımı tablosu ve borç çevirme kapasite oranı tablosudur.

Satış projeksiyonu tablosu, elektrik üretiminin satışından sağlanan gelirlerin yıllar olarak düzenlendiği tablodur. Satış projeksiyonunda birim elektrik satışında yerel teşviklerden elde edilen gelirde yer almaktadır.

İşletme giderleri projeksiyonunda, ünite başına bakım onarım giderleri, çalışan personele ödenen giderler,ünite başına ödenen sistem kullanım ve işletim maliyeti giderleri, üretim başına ödenen lisans giderleri, ünite başına elektrik kalite gideri ve diğer beklenmeyen giderler yer almaktadır.

Yatırım harcamaları projeksiyonunda, türbin maliyeti, türbin şalt saha maliyeti, türbin kurulum yeri arazisi için yapılan ödeme, türbin başına proje geliştirme maliyeti, proje kurulu için ödenen lisans ücreti, türbin başına bakım onarım ekipmanları ve projenin yapımı esnasında haricen yapılacak diğer harcamlara yer verilmiştir.

Yatırım finansman projeksiyonunda, yatırım için ihtiyaç duyulacak finansman tutarının borç ve özsermayeden nasıl sağlanacağının yer aldığı tablodur. Borç ödeme planın anapara ve faiz olarak hesaplandığı tablodur. Bununla birlikte, ağırlıklı ortalama sermaye maliyeti de yatırım finansmanı projeksiyonunda hesaplanmıştır.

Gelir tablosunda, satış projeksiyonundan elde edilen gelirden işletme giderleri projeksiyonunda hesaplanan giderlerin toplamı düşülmüş ve brüt kâr hesaplanmıştır. Brüt kârdan da amortisman düşülerek faiz öncesi kâr hesaplanmıştır. Yatırım finansman projeksiyonunda hesaplanan faiz giderleri düşülerek vergi öncesi kâr hesaplanmıştır. Daha sonra vergi hesaplanarak vergi öncesi kârdan düşülerekde vergi sonrası net kâr hesaplanmıştır.

KDV mahsuplaştırma tablosunda, yatırımın ilk döneminde yapılan harcamalardan dolayı ödenen KDV tutarının yatırımın ilk faaliyete geçtiği dönemlerde ödemesi gereken vergiden düşürülmesi hesaplanmıştır.

Nakit akımı bütçesine ait tabloda, nakit kaynakları ve nakit kullanım tutarları birlikte hesaplanmıştır. Her döneme ait dönem başı nakit ve dönem sonu nakit durumu hesaplanmıştır.

Firma sahiplerine sağlanan nakit akımı tablosunda, gelir tablosundan elde edilen yatırımın faiz ve amortisman öncesi gelire KDV mahsubundan geri alınan vergi geri ödemesinin kurumlar vergisinden düşülmesi ile toplam proje nakit akışı elde edilmiştir. Nakit akışına bağlı olarak firma sahipleri için projenin geri ödeme süresi, projenin net bugünkü değeri ve projenin iç verim oranı elde edilmiştir.

Özsermaye sahiplerine sağlanan nakit akımı tablosunda, gelir tablosundan elde edilen yatırımın faiz ve amortisman öncesi gelire KDV mahsubundan geri alınan vergi geri ödemesinin kurumlar vergisi ve yabancı kaynak kullanımından kaynaklı anapara ve faiz ödemesinin düşülmesi ile özsermaye sahiplerine sağlanan nakit akımı elde edilmiştir. Nakit akışına bağlı olarak özsermaye sahipleri için projenin geri ödeme süresi, projenin net bugünkü değeri ve projenin iç verim oranı elde edilmiştir.

Borç çevirme kapasitesine ait tabloda, firma sahiplerine sağlanan proje nakit akışınının projenin finansmanı için ihtiyaç duyulan yabancı kaynağın anapara ve borç ödemesinin kaç kere karşılandığının hesaplanmıştır.

Simülasyonu gerçekleştirmek amacıyla yukarıdaki tanımlanan finansal modelleme ile ilgili aşamalar seçilen 10 rüzgar türbinin biri olan WTG07 kodlu türbinde uygulanmıştır. Simülasyon 4 farklı senaryo seçilmiştir. Birinci senaryoda

minitab sonuçlarına göre geleceği tahmin edilmiş üretim değerlerine bağlı gerçekleşecek sonuçlar değerlendirilmiştir. İkinci senaryoda en iyi durum senaryosu oluşturulmuş ve sonuçlar en iyi duruma göre simüle edilmiştir. En iyi durumu dikkate alan gelecek üretimi için yine minitab programında gelecekteki üretimin maksimum durumu kapasite kullanımı olarak seçilmiştir. Üçüncü senaryoda normal durum senaryosu oluşturulmuş ve sonuçlar normal duruma göre simüle edilmiştir. Normal durumu dikkate alan gelecek üretimi için minitab programında gelecekteki üretimin ortalama durumu kapasite kullanımı olarak seçilmiştir. Dördüncü senaryoda ise kötü durum senaryosu oluşturulmuş ve sonuçlar kötü duruma göre simüle edilmiştir. Kötü durumu dikkate alan gelecek üretimi için minitab programında gelecekteki üretimin minimum durumu kapasite kullanımı olarak seçilmiştir.

Tablo 64'de WTG07 kodlu rüzgar türbinine ait girdi değişkenler gösterilmiştir. WTG07 kodlu rüzgar türbinine uygulanan ilk senaryo minitab sonucu çıkan yıllık bazdaki tahmini üretim miktarını dikkate almaktadır.

Tablo 64: WTG07 Rüzgar Türbinine Ait Varsayımlar

VARSAYIMLAR		
Üretim Parametreleri	**Değer**	**Ünite**
Ünite Sayısı	1	
Birim Ünite Gücü	3	MW
Elektrik Satış Fiyatı	0,073	USD/kWh
Yerel Teşvikler (Rotor ve Nasel)	0,013	USD/kWh
Yerel Teşvikler (Jeneratör)	0,01	USD/kWh
Yerel Teşvikler (Türbin)	0,008	USD/kWh
Yerel Teşvikler (Türbin Kulesi)	0,006	USD/kWh
Euro/Dolar Kuru	1,26	(Euro/Dolar)
Kapasite Kullanım Oranı	40,95%	
İlk Yıl Elektrik Üretimi	8.748.612	(kWh/KWp)/Ünite
İşletme Giderleri		
Bakım Onarım Giderleri	30.000	Euro / Ünite
Güvenlik Giderleri	1.200	USD/Çalışan Per./Aylık
Güvenlik Çalışan Sayısı	0,25	Çalışan Personel
Sistem Kullanım Giderleri	35.000	USD/Ünite-Yıl
Elektrik Kalite Gideri	2.900	USD/Ünite-Yıl
Sistem İşletim Gideri	225	USD/ Ünite-Yıl
Diğer İşletim Giderleri	820	USD/ Ünite-Yıl
Faaliyet Giderleri Artış Oranı	1%	%
Yatırım Harcamaları		
EPC Maliyeti	900.000	Euro/ MW
EPC KDV'ye Ödenen Oran	20,00%	
Türbin Şalt Saha Maliyeti	50.000	USD/Ünite
Arazi İhtiyacı(Kamulaştırma)	10.000	m^2/Ünite
Arazi Maliyeti	3,00	USD /m^2
Türbine Erişim Yollarının Maliyeti	100.000	USD/Ünite
Proje Geliştirme Maliyeti	25.000	USD/ MW
Lisans Ücretleri	10.000	USD/ MW
Bakım Onarım Ekipmanları	25.000	USD/Ünite
Diğer Maliyetler	10.000	USD/Ünite
Finansal Değişkenler		
Yıpranma-aşınma oranı	0,50%	%
Faiz Oranı	7,50%	%
Sermaye Rasyosu (Ser./ Top. Kay.)	50,00%	%
İşletme Sermayesi İhtiyacı	100.000	USD/Ünite
Amortisman Süresi	25	Yıl
Enflasyon Oranı - US Dollar	2,00%	
KDV Oranı	18%	
Kurum Vergisi	20,00%	
Özsermaye Beklenti Oranı	12,00%	

Tablo 64'te WTG07 kodlu rüzgar türbinine ait varsayım olarak tanımlanan girdi değişkeneler üretime ait parametreler, işletme giderleri, yatırım harcamaları ve finansal değişkenler olmak üzere dört grup altında toplanmıştır:

WTG07 kodlu rüzgar türbinine ait üretime ait parametreler, birim ünite gücüne olarak türbinin birim ünite gücü 3 MW'dır. Elektrik satış fiyatı olarak birim kW için YEKDEM tarafından RES'ler için alım garantisi olarak 7,3 cent($) alınmıştır. Elektrik alım fiyatının yanında RES yatırımlarında yerli aksam kullanmaktan birim elektrik satışı için teşviklerede yer verilmiştir. RES yatırımında yerli rotor ve nasel kullanılması halinde birim kW için 1,3 cent($), yerli jeneratör kullanılması halinde birim kW için 1 cent($), yerli türbin kullanılması halinde birim kW için 0.8 cent($), yerli türbin kulesi kullanılması halinde birim kW için 0.6 cent($) teşvik sağlanmaktadır. Üretime ait diğer bir parametrede Euro/Dolar kurudur. 01.01.2012-31.12.2015 tarihleri arasında günlük Euro/Dolar kuru verisi dikkate alınmış olup ilgili tarihlerde ortalama kurun ortalama değeri "1.26" dır. Üretim parametlerinden biri kapasite kullanım oranıdır. Ancak kapasite kullanımı en iyi durum, normal durum ve kötü durum senaryoları için dikkate alınan bir değişkendir. Minitab tahmini gelecek yılların üretim değerleri direkt olarak üretim değeri olarak belirlenmiştir. Yine aynı şekilde ilk yıl elektrik üretimi de kapasite kullanım oranına bağlı olan bir sonuçtur. Minitab tahmininin değerlendirildiği yöntemde ilk yıl elektrik üretimi değeri gerçekleşmiş ilk yıl üretimi olacaktır.

WTG07 kodlu rüzgar türbinine ait ikinci girdi değişkenler grubunda işletme giderleri yer almaktadır. İşletme giderlerinde ünite başına yıllık bakım onarım gideri 30.000 Euro olarak belirlenmiştir. RES yatırımında çalışan personel sayısı ortalama olarak 4 türbin için bir kişi olduğu varsayılmaktadır. Çalışan kişinin aylık masrafı ortalama olarak 1.200 dolar olarak belirlenmiştir. İşletmenin faaliyet masrafları olarak RES yatırımlarında kamuya yıllık olarak ödenen ünite başına, 35.000 dolar sistem kullanım gideri, 2.900 dolar elektrik kalite gideri, 225 dolar sistem işletim gideri yapılmaktadır. Faaliyet giderlerine ilaveten harici olarak ünite başına 820 dolar diğer olağan dışı türbinin çalışmasına ait işletim giderleri olduğu varsayılmıştır. Faaliyet giderlerindeki her yıl %1 oranında artış olacağı varsayılmıştır.

WTG07 kodlu rüzgar türbinine ait üçüncü girdi değişken grubu yatırım harcamalarıdır. RES projeleri için yatırım ilk ürtime geçinceye kadar türbinin kurulması ve elektrik iletiminin tamamlanması için yapılan harcamaların tamamıdır. Yatırım harcamaları içerisinde türbin maliyeti MW başına 900.000 euro olarak belirlenmiştir. Türbinin kurulacağı yerle ilgili zemin çalışmasında şalt saha maliyeti için birim türbin başına 50.000 dolarlık maliyetin olduğu varsayılmıştır. Türbin başına 10.000 m^2 arazi kullanımı yapılmakta olup birim m^2 için 3 dolar ödenmiştir. Türbine erişim yolunun açılması için türbin başına 100.000 dolar masraf yapılmaktadır. RES yatırımının yapımı öncesinde ön fizibilite ve proje geliştirme sürecinde üretim hacmi MW başına 25.000 dolar harcama yapılmaktadır. Projeye başlanırken 10.000 dolar MW başına lisans ücreti ödenmektedir. Bunlara ilaveten yatırım harcamaları içerisinde ünite başına bakım onarım ekipman alımı ile ilgili olarak 25.000 dolarlık harcama yapılacağı varsayılmıştır. Son olarak ünite başına diğer maliyetler 10.000 dolar olarak varsayılmıştır.

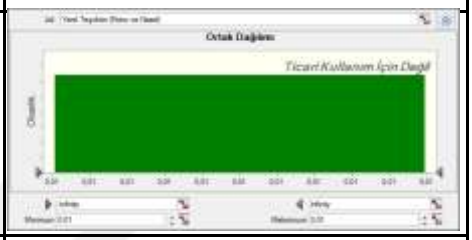
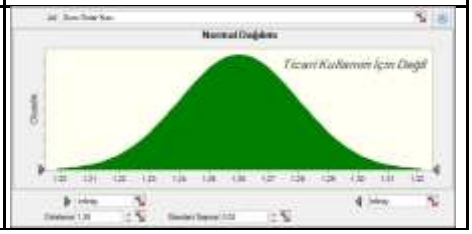
WTG07 kodlu rüzgar türbinine ait dördüncü girdi değişken grubu yatırımın finansmanıyla ilgili dir. RES yatırımında her yıl bir önceki yıla göre kapasite kabyı olduğu varsayılmıştır. Kapasite kaybı olarak yıpranma ve aşınma oranı % 0,5 olarak seçilmiştir. Yatırım finansmanı için iki kaynak grubu vardır: Bunlar; borçla finansman veya özsermaye ile finansman seçenekleridir. Borçla finansman olarak merkez bankasının gecelik borç alma faizi dikkate alınmıştır. Borçla finansman oranı olarak yıllık % 7,5 oranı girdi değişken olarak kullanılmıştır. Bir diğer kaynak maliyeti de özsermaye maliyetidir. Özsermaye maliyeti yıllık %12 olarak alınmıştır. İşletmenin çalışma sermayesinin ünite başına 100.000 Dolar olduğu varsayılmıştır. Yatırımın amortisman süresi 25 yıl olup yatırım ekonomik ömrü boyunca amortismanın eşit olarak ayrıldığı düşünülmüştür. Yıllık enflasyon oranı %2 olarak alınmıştır. Yatırımda vergi oranı olarak KDV oranı %18, kurumlar vergiside %20 olarak alınmıştır.

Yukarıda girdi değişken olarak tanımlanan varsayımlar değerleri ile birlikte açıklanmıştır. Finansal modellemede başıdan sonuna kadar bu varsayımlar girdi değişken olarak kullanılmaktadır. Finansal modellemede yapılacak simülasyon analizi için bu varsayımların olasılık dağılımları tek tek tanımlanması gerekmektedir.

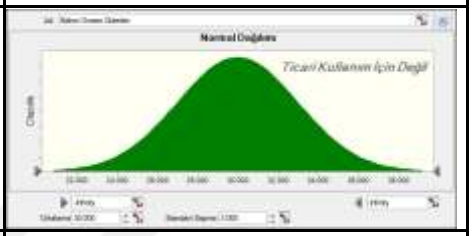
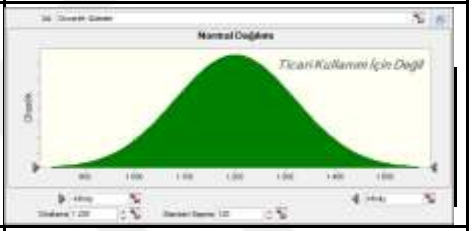
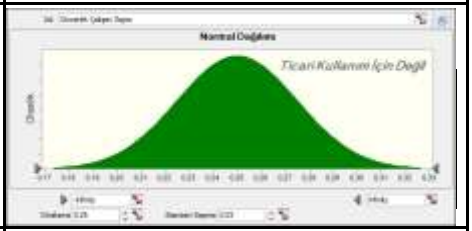
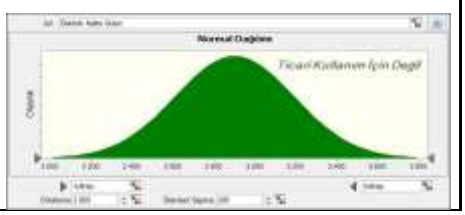
Yatırımı etkileyen bu girdi değişkenlerden 27 adedi için olasılık dağılımları belirlenmiş ve Crystal Ball programıprogramında tahmini değişken olarak tanımlanmıştır. Tahmini değişken bir noktada yatırımı etkileyen bağımlı değişken olarak tanımlanmaktadır. Tablo 65'de tahmini değişkenlere ait olasılık dağılımları gösterilmiştir.

Tablo 65'de bağımsız değişkenlerden birincisi elektrik satış fiyatı olup birim elektrik satışın 7.3 cent dolardan yekdem'e satış fiyatını ifade etmektedir. Elektrik satış fiyatı sabit bir fiyat olduğundan dolayı olasılık dağılımıda sabit seçilmiştir. Teşviklerde elektrik satış fiyatında olduğu gibi olasılık dağılımı sabit seçilmiştir. Bağımsız değişkenlerden altıncısı Euro/Dolar kurudur. Ortalama kur 1.26 olup dağılım normal dağılım sergilediği varsayımında standart sapması 0.02 olarak belirlenmiştir. Bağımsız değişkenlerden yedincisi kapasite kullanımıdır. Kapasite kullanımın dağılımının normal dağılım sergilediği varsayılmıştır. Kapasite kullanımı daha çok simülasyonu farklı senaryolara göre yaparken önemli bir girdi değişkendir. WTG07 kodlu rüzgar türbini için örnek olması amacıyla şimdi yapılan yıllık üretim kapasite kullanımına bağlı olmayıp Minitab programı sonucu gelecek üretim tahmininin yıllık olarak yapılmasına bağlıdır. Faaliyet giderlerinden bakım onarım giderleri, güvenlik giderleri, güvenlik çalışan sayısı, sistem kullanım giderleri, elektrik kalite gideri, sistem işletim gideri ve diğer işletim giderlerinin tamamının normal dağılım sergilediği varsayılmıştır. Girdi değişkenlerden biride türbin maliyetidir. Türbin maliyet değerinin dağılımının üçgen dağılıma sahip olduğu tahmin edilmektedir. Türbin maliyetinin minimum değeri 850.000 Euro, en uygun değerinin 900.000 Euro, maksimum değerinin 950.000 Euro olduğu varsayılmıştır. Diğer yatırım harcamlarındaki girdi değişkenler ve finansal değişkenler için normal dağılıma sahip bir olasılık dağılımının olduğu varsayılmıştır. Bütün girdi değişkenlere ait dağılım parametreleri bilgileri ve dağılım grafiği tek tek Tablo 65'te gösterilmiştir.

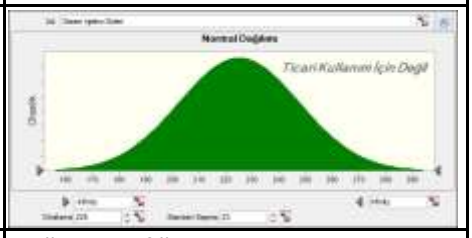
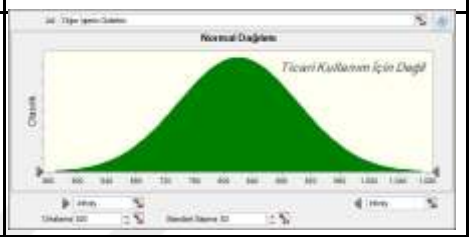
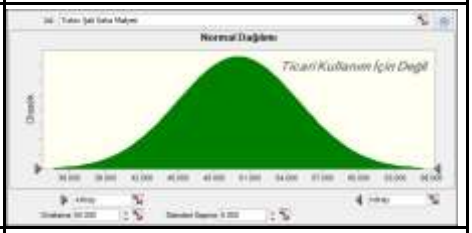
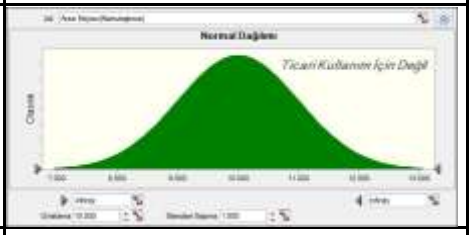
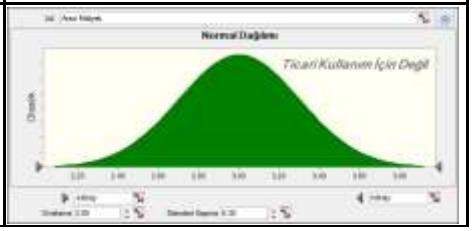
Tablo 65: Bağımsız Değişkenler Ve Olasılık Dağılımları

1	**Bağımsız Değişken: Elektrik Satış Fiyatı**	**Dağılım Grafiği**
	Dağılım Parametreleri Minimum Değer: 0,073 En Uygun Değer: 0,073 Maksimum Değer: 0,073	
2	**Bağımsız Değişken: Yerel Teşvikler (Rotor ve Nasel)**	**Dağılım Grafiği**
	Dağılım Parametreleri Minimum Değer: 0,013 En Uygun Değer: 0,013 Maksimum Değer: 0,013	
3	**Bağımsız Değişken: Yerel Teşvikler (Jeneratör)**	**Dağılım Grafiği**
	Dağılım Parametreleri Minimum Değer: 0,01 En Uygun Değer: 0,01 Maksimum Değer: 0,01	
4	**Bağımsız Değişken: Yerel Teşvikler (Türbin)**	**Dağılım Grafiği**
	Dağılım Parametreleri Minimum Değer: 0,008 En Uygun Değer: 0,008 Maksimum Değer: 0,008	
5	**Bağımsız Değişken: Yerel Teşvikler (Türbin Kulesi)**	**Dağılım Grafiği**
	Dağılım Parametreleri Minimum Değer: 0,006 En Uygun Değer: 0,006 Maksimum Değer: 0,006	
6	**Bağımsız Değişken: Euro/Dolar Kuru**	**Dağılım Grafiği**
	Dağılım Parametreleri Ortalama: 1,26 Standart Sapma: 0,02	

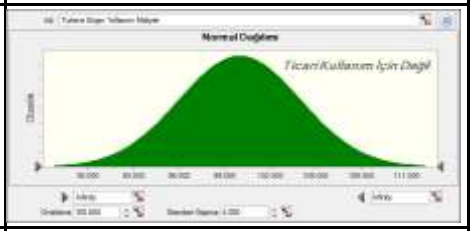
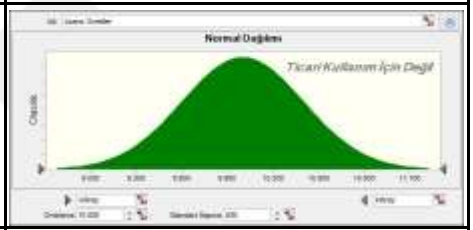
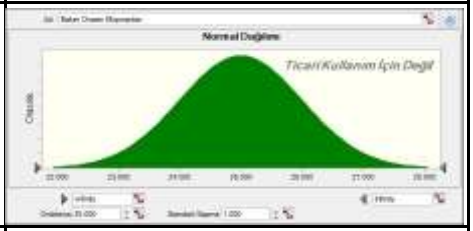
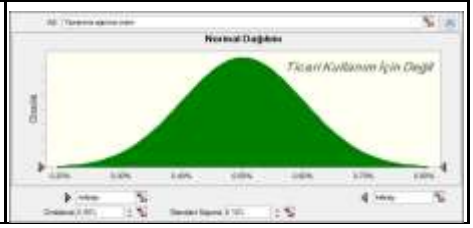
EK TABLO 65: Bağımsız Değişkenler Ve Olasılık Dağılımları

7	**Bağımsız Değişken: Kapasite Kullanım Oranı**	**Dağılım Grafiği**
	Dağılım Parametreleri Ortalama: 36,7 Standart Sapma: 3,67	
8	**Bağımsız Değişken: Bakım Onarım Giderleri**	**Dağılım Grafiği**
	Dağılım Parametreleri Ortalama: 30.000 Standart Sapma: 3.000	
9	**Bağımsız Değişken: Güvenlik Giderleri**	**Dağılım Grafiği**
	Dağılım Parametreleri Ortalama: 1.200 Standart Sapma: 120	
10	**Bağımsız Değişken: Güvenlik Çalışan Sayısı**	**Dağılım Grafiği**
	Dağılım Parametreleri Ortalama: 0.25 Standart Sapma: 0.03	
11	**Bağımsız Değişken: Sistem Kullanım Giderleri**	**Dağılım Grafiği**
	Dağılım Parametreleri Ortalama: 35.000 Standart Sapma: 3.000	
12	**Bağımsız Değişken: Elektirik Kalite Gideri**	**Dağılım Grafiği**
	Dağılım Parametreleri Ortalama: 2.900 Standart Sapma: 290	

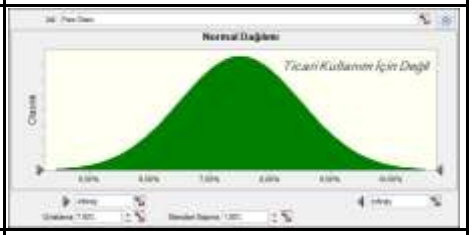
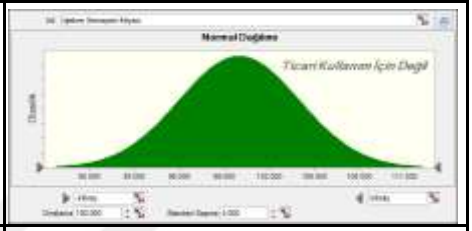
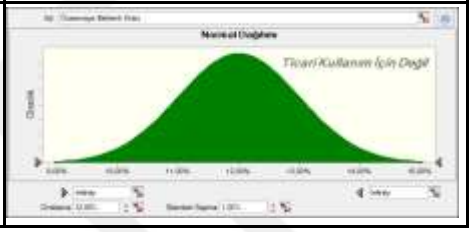
EK TABLO 65: Bağımsız Değişkenler Ve Olasılık Dağılımları

13	**Bağımsız Değişken: Sistem İşletim Gideri** Dağılım Parametreleri Ortalama: 225 Standart Sapma: 25	**Dağılım Grafiği** 
14	**Bağımsız Değişken: Diğer İşletim Giderleri** Dağılım Parametreleri Ortalama: 820 Standart Sapma: 82	**Dağılım Grafiği** 
15	**Bağımsız Değişken: Türbin Maliyeti** Dağılım Parametreleri Minimum Değer: 850.000 En Uygun Değer: 900.000 Maksimum Değer: 950.000	**Dağılım Grafiği** 
16	**Bağımsız Değişken: Türbin Şalt Saha Maliyeti** Dağılım Parametreleri Ortalama: 50.000 Standart Sapma: 5.000	**Dağılım Grafiği** 
17	**Bağımsız Değişken: Arazi İhtiyacı(Kamulaştırma)** Dağılım Parametreleri Ortalama: 10.000 Standart Sapma: 1.000	**Dağılım Grafiği** 
18	**Bağımsız Değişken: Arazi Maliyeti m2 Başına** Dağılım Parametreleri Ortalama: 3 Standart Sapma: 0.3	**Dağılım Grafiği** 

EK TABLO 65: Bağımsız Değişkenler Ve Olasılık Dağılımları

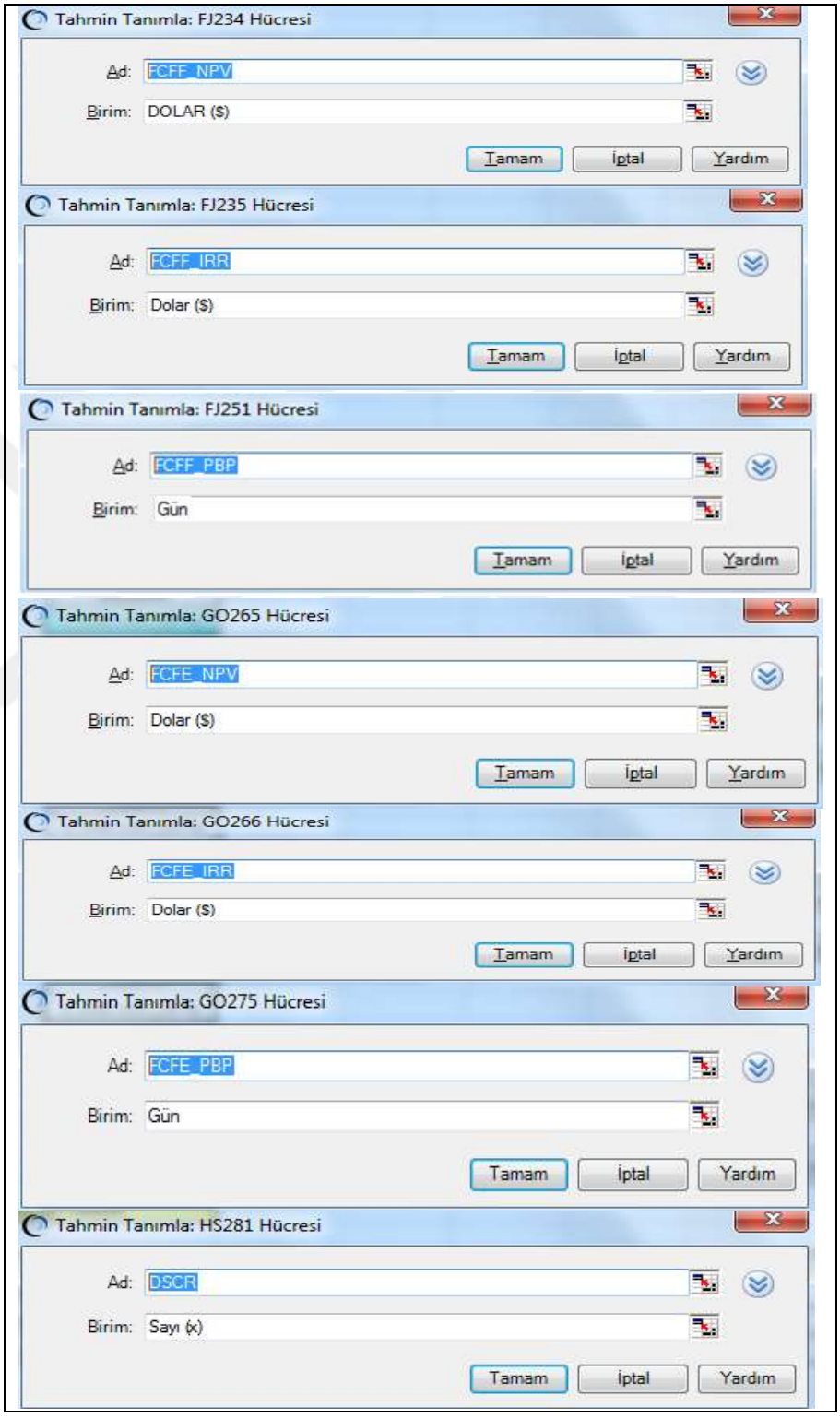
19	**Bağımsız Değişken: Türbine Erişim Yollarının Maliyeti** Dağılım Parametreleri Ortalama: 100.000 Standart Sapma: 4.000	**Dağılım Grafiği** 
20	**Bağımsız Değişken: Proje Geliştirme Maliyeti** Dağılım Parametreleri Ortalama: 25.000 Standart Sapma: 1.000	**Dağılım Grafiği** 
21	**Bağımsız Değişken: Lisans Ücretleri** Dağılım Parametreleri Ortalama: 10.000 Standart Sapma: 400	**Dağılım Grafiği** 
22	**Bağımsız Değişken: Bakım Onarım Ekipmanları** Dağılım Parametreleri Ortalama: 25.000 Standart Sapma: 1.000	**Dağılım Grafiği** 
23	**Bağımsız Değişken: Diğer Maliyetler** Dağılım Parametreleri Ortalama: 10.000 Standart Sapma: 400	**Dağılım Grafiği** 
24	**Bağımsız Değişken: Yıpranma-aşınma oranı** Dağılım Parametreleri Ortalama: 0,50% Standart Sapma: 0,10%	**Dağılım Grafiği** 

EK TABLO 65: Bağımsız Değişkenler Ve Olasılık Dağılımları

25	**Bağımsız Değişken: Faiz Oranı**	**Dağılım Grafiği**
	Dağılım Parametreleri Ortalama: 7,50% Standart Sapma: 1%	
26	**Bağımsız Değişken: İşletme Sermayesi İhtiyacı**	**Dağılım Grafiği**
	Dağılım Parametreleri Ortalama: 100.000 Standart Sapma: 4.000	
27	**Bağımsız Değişken: Özsermaye Beklenti Oranı**	**Dağılım Grafiği**
	Dağılım Parametreleri Ortalama: 12% Standart Sapma: 1%	

Tahmini değişkenlerin tamamı yukarıda gösterilmiştir. Daha öncede ifade edildiği üzere tahmini değişkenler bir noktada finansal modelleme girdi değişken olup bağımsız değişken olarakda tanımlanmaktadır. Belirlenen bağımsız değişkenlerden sonra Crystal Ball programı ile finansal modellemede bağımsız değişken olarak 7 değişken tanımlanmıştır. Bunlar; firma sahiplerine sağlanan net bugünkü değer (FCFF_NPV), firma sahiplerine sağlanan iç verim oranı (FCFF_IRR), firma sahiplerine için projenin geri ödeme süresi (FCFF_PBP), özsermaye sahiplerine sağlanan net bugünkü değer (FCFE_NPV), özsermaye sahiplerine sağlanan iç verim oranı (FCFE_IRR), özsermaye sahipleri için projenin geri ödeme süresi (FCFE_PBP) ve son olarak projeye ait borç servis karşılama oranı (DSCR) dır. Crystal Ball programında bu yedi bağımlı değişken tahmini değer olarak tanımlanmaktadır. Şekil 64'te tahmini değişkenlerin Crystal Ball programına girilmesi gösterilmiştir.

Şekil 64: Tahmin Değerlerinin (Bağımlı Değişkenlerin) Crystal Ball Programına Girilmesi

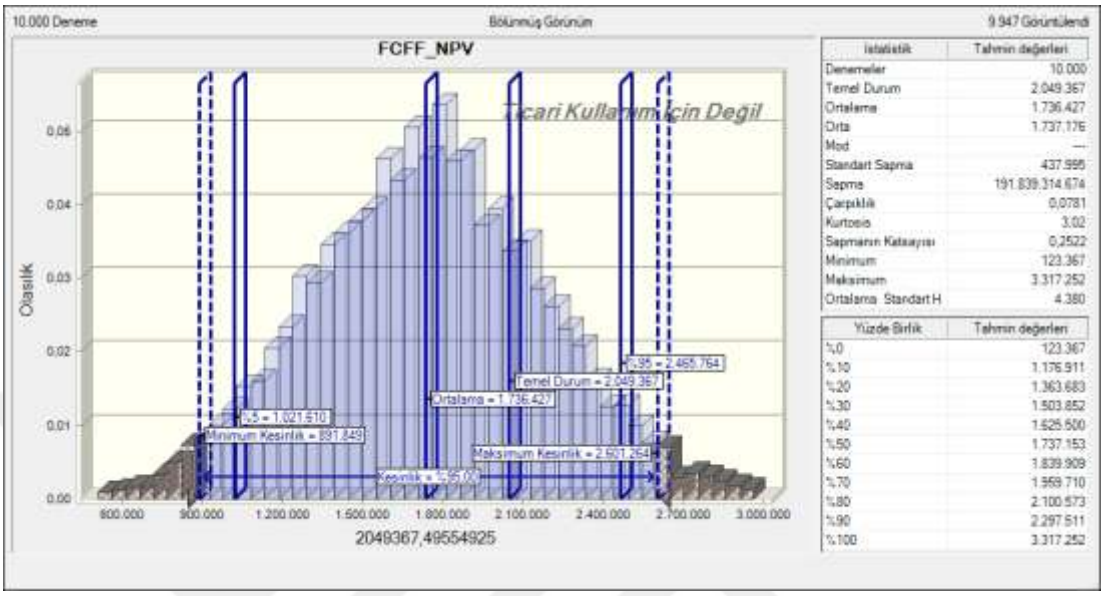


WTG07 kodlu rüzgar türbini için tahmini değişkenler bir diğer adıyla girdi bağımsız değişkenler ve tahmini değerler bir diğer adıyla çıktı bağımlı değişkenler belirlenmiştir. Uygulamanın bundan sonraki aşamasında değişkenlere bağlı olarak öncedende açıklandığı üzere on adet finansal tablo modelleme için oluşturulmuştur. Oluşturulan finansal modellemeden yararlanarak simülasyon analizi Crystal Ball programı ile çalıştırılmıştır. Simülasyon çalıştırıldığı andan başlayıp, kullanıcı tarafından belirlenen en yüksek deneme sayısına ulaşıncaya kadar, her değişken için olasık dağılımları kapsamında farklı değerler atanarak sonuç değerler grubu oluşturulmaktadır. Deneme sayısı kapsamında farklı kombinasyonlarda program tarafından belirlenen en olası değerler ve denemelere ilişkin dağılım oluşturulmaktadır.

Aşağıda sırasıyla yedi bağımlı değişkene bağlı Crystal Ball programı sonuçları gösterilmiştir. Her bir bağımlı değişken için dört farklı sonuç şekiller ve açıklamaları ile gösterilmiştir.

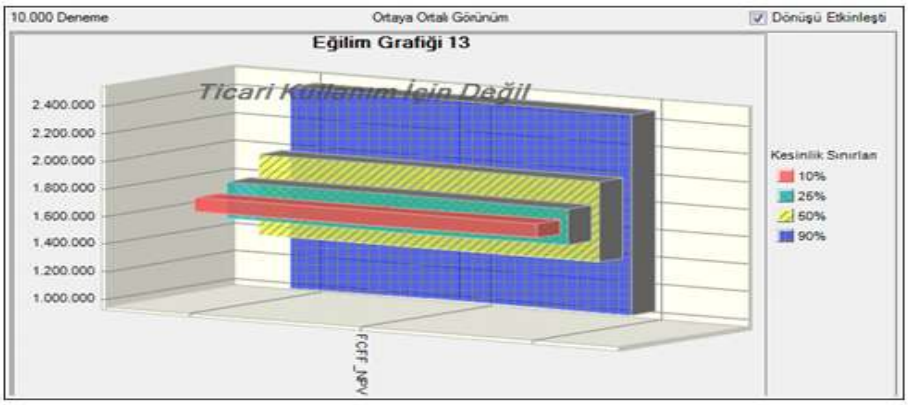
Şekil 65'te Minitab programı sonucunda gelecek üretim tahminlerini dikkate alan üretim sonuçlarına göre firma sahipleri için net bugünkü değer tahmin sonuçları gösterilmiştir. 10.000 adet simülasyon sonucunda ortalama net bugünkü değer 1.736.427 $ dır. %95 kesinlikle yatırımın net bugünkü değeri minimum olarak 891.849 $ ve maksimum olarakda 2.465.764 $ dır. WTG07 kodlu rüzgar türbini için Minitab sonuçlarına göre firma sahiplerine sağlanan net bugünkü değeri pozitif olduğundan dolayı yatırımın yapılması doğru ve kazançlıdır. Yatırım en düşük olasılıkta dahi pozitif bir getiri sağlamıştır. Eğer yatırımın net bugünkü değeri negatif çıkmış olsaydı yatırımın yapılmaması kararı verilirdi. Oysa yatırım simülasyonun nihai sonucu pozitif bir değere sahip olduğundan yatırımın yapılması kabul edilmelidir. Tahmin değerlerinin dağılım istatistiklerine bakıldığında, dağılımın normal dağılıma sahip olduğu görülmektedir. Normal dağılım ölçütü olarak çarpıklık katsayısı "0.0781", basıklık katsayısı (Kurtosis) "3.02" dir. Tahmin değerlerine ait istatistiki diğer sonuçlar Şekil 65'in yanında verilmiştir.

Şekil 65: WTG07 Kodlu Rüzgar Türbini için Minitab Sonuçlarına Göre Firma Sahiplerine Sağlanan Net Bugünkü Değer (FCFF_NPV) Tahmin Sonuçları



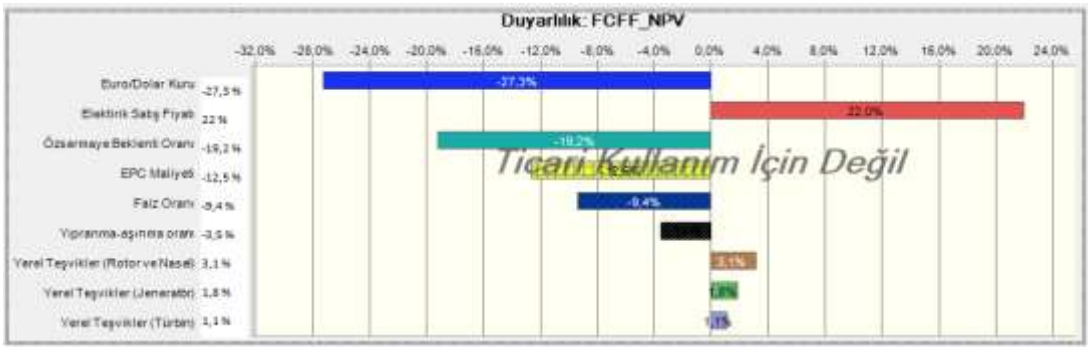
Şekil 66'da Minitab programı sonucunda gelecek üretim tahminlerini dikkate alan üretim sonuçlarına göre firma sahipleri için net bugünkü değere ait eğilim sonuçları gösterilmiştir. Eğilim sonuçlarına göre %10 kesinlik sınırları içerisinde yatırımın firma sahiplerine sağlanan net bugünkü değeri (FCFF_NPV) yaklaşık olarak 1.650.000 $ ile 1.700.000 $ aralığında, %25 kesinlik sınırları içerisinde yaklaşık olarak 1.500.000 $ ile 1.750.000 $ aralığında, %60 kesinlik sınırları içerisinde yaklaşık olarak 1.350.000 $ ile 1.900.000 $ aralığında, %90 kesinlik sınırları içerisinde yaklaşık olarak 1.000.000 $ ile 2.400.000 $ aralığındadır.

Şekil 66: WTG07 Kodlu Rüzgar Türbini İçin Minitab Sonuçlarına Göre Firma Sahiplerine Sağlanan Net Bugünkü Değer (FCFF_NPV) Eğilim Sonuçları



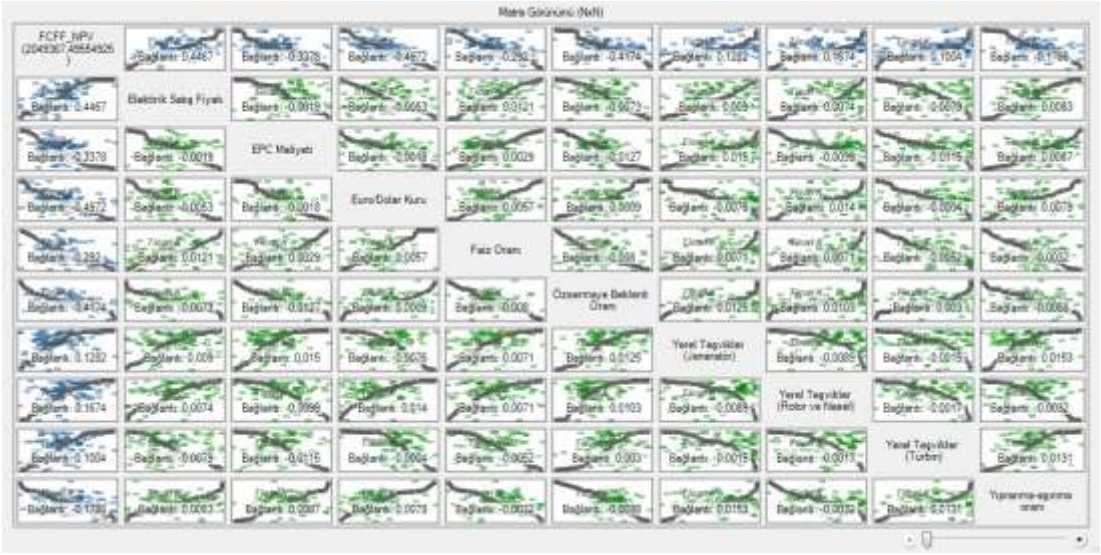
Şekil 67'de Minitab programı sonucunda gelecek üretim tahminlerini dikkate alan üretim sonuçlarına göre firma sahipleri için net bugünkü değere ait duyarlılık analizi sonuçları gösterilmiştir. Duyarlılık analizi sonuçlarına bakıldığında Euro/Dolar kuru "-27,3 %" olarak firma sahiplerine sağlanan net bugünkü değeri en çok etkileyen girdi değişkendir. Bir diğer ifade ile Euro/Dolar kurundaki bir birimlik artış firma sahiplerine sağlanan net bugünkü değeri "-27,3 %" duyarlılıkla etkilemektedir. Euro'nun dolar karşısında değer artışı, yatırımın firma sahiplerine sağlanan net bugünkü değerini negatif yönde etkilemektedir. Girdi değişkenlerdeki türbin maliyetinin değeri euro'ya bağlıdır. Dolayısıyla euro'daki değişim bir diğer ifade ile euro'nun dolar karşısında değer kazanması yatırımın net bugünkü değerini negatif olarak etkilemektedir. Duyarlılık analizinde diğer sonuçlara bakıldığında, Elektirik satış fiyatı "22 %" olarak firma sahiplerine sağlanan net bugünkü değeri pozitif yönde etkilemektedir. Firma sahiplerine sağlanan net bugünkü değeri özsermaye beklenti oranı "-19,2 %", EPC(Engineering Procurement Construction) maliyeti bir diğer ifade ile türbin maliyeti"-12,5 %", yabancı kaynağın finansmanı olarak faiz oranı "-9,4 %", yıpranma ve aşınam oranı "-3,5 %", birim üretim başına alınan yerel teşviklerden rotor ve nasel için "3,1 %", jeneratör için "1,8 %" ve türbin için "1,1 %" pozitif duyarlılık değerleri vardır. Duyarlılıkta getiri sağlayan değişkenler pozitif değerle net bugünkü değer sonucunu etkilemekteyken, nakit çıkışına yönelik değişkenler negatif değerle net bugünkü değer sonucunu etkilemektedir.

Şekil 67: WTG07 Kodlu Rüzgar Türbini İçin Minitab Sonuçlarına Göre Firma Sahiplerine Sağlanan Net Bugünkü Değer (FCFF_NPV) Duyarlılık Analizi Sonuçları



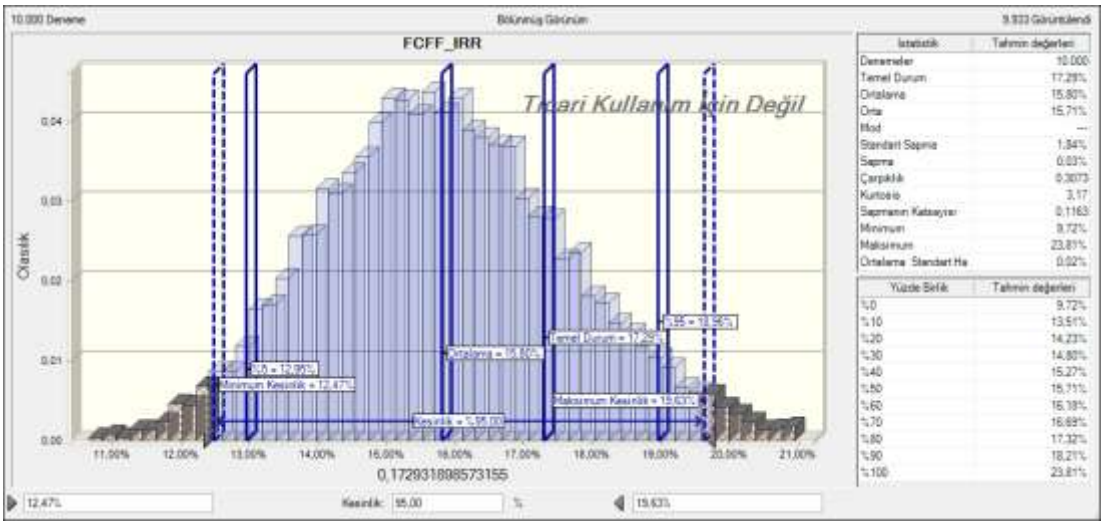
Şekil 68'de WTG07 kodlu rüzgar türbini ait korelasyon matrisi gösterilmiştir. WTG07 kodlu rüzgar türbini için yapılan duyarlılık analizi sonucunda firma sahiplerine sağlanan net bugünkü değerde önemli etkisi olduğu görülen değişkenler ile korelasyonun yönü ve değeri gösterilmiştir. Korelasyon analizi sonuçlarında firma sahiplerine sağlanan net bugünkü değer ile değişkenlerin ve değişkenlerin birbiri arasındaki sonuçları verilmiştir. Bağımlı değişken olarak alınan firma sahiplerine sağlanan net bugünkü değer, elektrik satış fiyatı ile "0,4467", Türbin (EPC) maliyeti ile "-0,3378", Euro/Dolar kuru ile "-0,4972", faiz oranı ile "-0,292", özsermaye beklenti oranı ile "-0,4174", yerel teşviklerden(jeneratör) ile "0,1282", yerel teşviklerden (rotor ve nasel) ile "0,1674", yerel teşviklerden(türbin) ile "0,1004", yıpranma-aşınma oranı ile "-0,1786" korelasyonlara sahiptir. Firma sahiplerine sağlanan net bugünkü değeri etkileyen girdi değişkenlerden nakit girişine neden olan elektrik satış fiyatı, teşviklerden sağalan getiriler pozitif korelasyon değerine sahipken, artması halinde nakit çıkışına neden olacak olan girdi değişkenlerden türbin maliyeti, Euro/Dolar kuru, faiz oranı, özsermaye beklenti oranı ve yıpranma-aşınma oranı ile negatif korelasyon değerine sahip olduğu görülmektedir.

Şekil 68: WTG07 Kodlu Rüzgar Türbini İçin Minitab Sonuçlarına Göre Firma Sahiplerine Sağlanan Net Bugünkü Değer'i (FCFF_NPV) Etkileyen Değişkenlere Ait Korelasyon Matrisi



Şekil 69'da Minitab programı sonucunda gelecek üretim tahminlerini dikkate alan üretim sonuçlarına göre firma sahipleri için iç verim oranına (FCFF_IRR) ait değer tahmin sonuçları gösterilmiştir. 10.000 adet simülasyon sonucunda ortalama iç verim oranı "15,80 %" dir. Proje değerlendirilmesinde iç verim oranı proje finansman kaynağının maliyet oranından yüksek olması istenmektedir. Firma sahiplerine sağlanan iç verim oranı, finansmanda hesaplanan ağırlıklı ortalama sermaye maliyeti (AOSM) ile karşılaştırılması gerekmektedir. Projenin finansal modelleme kısmında finansal değişken varsayımlarından yararlanarak WTG07 kodlu rüzgar türbini için minitab sonuçlarına göre AOSM "9 %" olarak hesaplanmıştır. Bu durumda simülasyon sonucunda firma sahipleri için projenin ortalamaiç verim oranı (FCFF_IRR) "15,8 %" projenin finansman maliyeti olan AOSM'den "9 %" büyüktür. Bu sonuca bağlı olarak WTG07 kodlu rüzgar türbini yatırım olarak pozitif ve yapılabilir olarak kabul edilmelidir. Bu sonuçların yanında Şekil 69'da diğer sonuçlara bakıldığında %95 kesinlikle yatırımın iç verim değeri minimum olarak "9,72 %" ve maksimum olarak "23,81 %" dir. İç verim oranın minimum durumunda dahi yatırımın yapılması doğru ve kazançlıdır. Tahmin değerlerinin istatistiki sonuçları yan tarafta verilmiştir. İstatistiki sonuçlara bakıldığında kurtosis değeri "3,17" ve çarpıklık değeri "0,3073" olup, firma sahiplerine ait iç verim oranı (FCFF_IRR) tahmin sonuçlarının normal dağılıma sahip olduğu görülmektedir.

Şekil 69: WTG07 Kodlu Rüzgar Türbini İçin Minitab Sonuçlarına Göre Firma Sahiplerine Ait İç Verim Oranı (FCFF_IRR) Tahmin Sonuçları



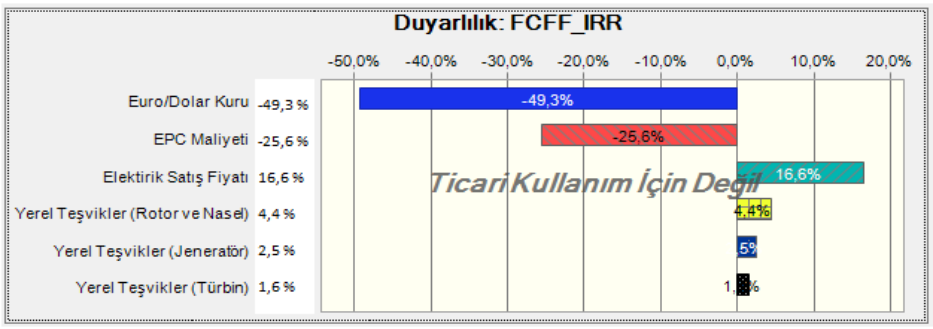
Şekil 70'de WTG07 kodlu rüzgar türbini için Minitab programı sonucunda gelecek üretim tahminlerini dikkate alan üretim sonuçlarına göre firma sahipleri için iç verim oranına (FCFF_IRR) ait eğilim sonuçları gösterilmiştir. Eğilim sonuçlarına göre %10 kesinlik sınırları içerisinde yatırımın firma sahipleri için iç verim oranı (FCFF_IRR) yaklaşık olarak "15,4 %" ile "15,8 %" aralığında, %25 kesinlik sınırları içerisinde yaklaşık olarak "15 %" ile "16 %" aralığında, %60 kesinlik sınırları içerisinde yaklaşık olarak "14 %" ile "17 %" aralığında ve %90 kesinlik sınırları içerisinde yaklaşık olarak "13 %" ile "19 %" aralığındadır.

Şekil 70: WTG07 Kodlu Rüzgar Türbini İçin Minitab Sonuçlarına Göre Firma Sahiplerine Ait İç Verim Oranı (FCFF_IRR) Eğilim Sonuçları



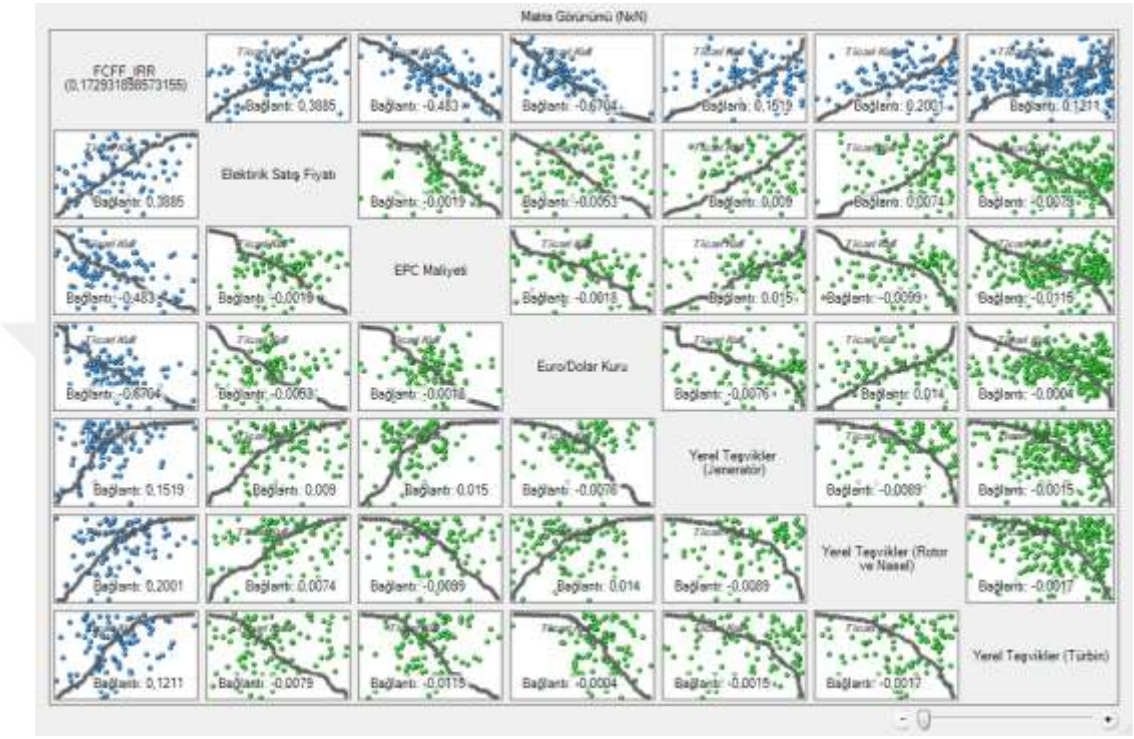
Şekil 71'de WTG07 kodlu rüzgar türbini için Minitab programı sonucunda gelecek üretim tahminlerini dikkate alan üretim sonuçlarına göre firma sahipleri için iç verim oranına (FCFF_IRR) ait duyarlılık analizi sonuçları gösterilmiştir. Duyarlılık analizi sonuçlarına bakıldığında iç verim oranını en çok etkileyen "-49,3 %" ile Euro/Dolar kurudur. Daha sonra sırayısıyla "-25,6 %" ile türbin maliyeti, "16,6 %" ile elektrik satış fiyatı, "4,4 %" ile rotor ve nasel için birim üretim başına sağlanan teşvik, "2,5 %" ile jeneratör için birim üretim başına sağlanan teşvik, "1,6 %" ile türbin için birim üretim başına sağlanan teşvikler iç verim oranını etkilemektedir. Nakit çıkışı etki eden girdi değişkenlerden Euro/Dolar kuru ve türbin maliyeti iç verim oranını negatif duyarlılıkla etkilemekteyken, nakit girişine etki eden girdi değişkenlerden elektrik satış fiyatı ve teşvik getirileri iç verim oranını pozitif duyarlılıkla etkilmektedir.

Şekil 71: WTG07 Kodlu Rüzgar Türbini İçin Minitab Sonuçlarına Göre Firma Sahiplerine Ait İç Verim Oranı (FCFF_IRR) Duyarlılık Analizi Sonuçları



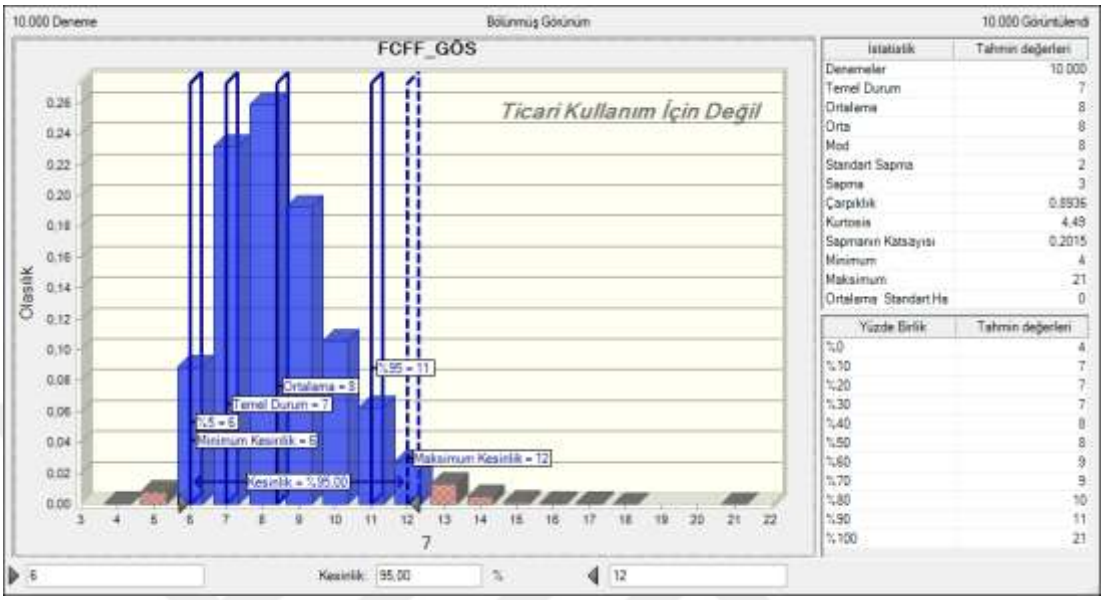
Şekil 72'de WTG07 kodlu rüzgar türbininde minitab sonuçlarına göre firma sahiplerine ait iç verim oranını (FCFF_IRR) için yapılan duyarlılık analizi sonucunda önemli etkisi olduğu görülen değişkenler ile korelasyonun yönü ve değeri gösterilmiştir. Korelasyon analizi sonuçlarında firma sahiplerine ait iç verim oranı ile önemli etkisi olduğu görülen değişkenlerin arasındaki korelasyon sonuçları verilmiştir. Bağımlı değişken olarak alınan firma sahiplerine ait iç verim oranı, elektrik satış fiyatı ile "0,3885", türbin maliyeti ile "-0,483", Euro/Dolar kuru ile "-0,6704", yerel teşviklerden jenaratör ile "0,1519", yerel teşviklerden rotor ve nasel ile "0,2001", yerel teşviklerden türbin ile "0,1211" korelasyona sahiptir. Korelasyon değerlerinden gelir getirici veya gelir arttırıcı girdi değişkenlerle pozitif bir korelasyon ilişki yönü görülürken, nakit çıkışına sebep olan veya nakit çıkışını arttırıcı girdi değişkenler ile iç verim oranı arasında negatif yönlü bir korelasyon ilişkisinin olduğu görülmektedir.

Şekil 72: WTG07 Kodlu Rüzgar Türbini İçin Minitab Sonuçlarına Göre, Firma Sahiplerine Ait İç Verim Oranını (FCFF_IRR) Etkileyen Değişkenlere Ait Korelasyon Matrisi



Şekil 73'te Minitab programı sonucunda gelecek üretim tahminlerini dikkate alan üretim sonuçlarına göre firma sahipleri için yatırımın geri ödeme süresinin (FCFF_PBP) tahmin sonuçları gösterilmiştir. Simülasyon sonucunda ortalama geri ödeme süresi 8 yıl olarak bulunmuştur. %95 kesinlikle geri ödeme süresi minimum 6 yıl ve maksimum 12 yıldır. Türbin için ekonomik ömür 25 yıl olarak belirlenmiştir. Yatırım projelerinde geri ödeme süresinin en kötü haliyle yatırımın ekonomik içinde sağlanması beklenmektedir. Yatırım ekonomik ömrü içerisinde karşılanması yatırım kabul edilmesini pozitif yönde etkilemektedir. Geri ödeme süresine ait tahmin değerlerinde dağılımın sağa çarpık ve dik olduğu görülmektedir. Dağılım ölçütleri olarak çarpıklık değeri "0.8936" ve basıklık değeri (kurtosis) "4.49" dir. Tahmin değerlerine ait diğer istatistiki değer sonuçları şekil 73'ün yanında verilmiştir.

Şekil 73: WTG07 Kodlu Rüzgar Türbininin Minitab Sonuçlarına Göre Firma Sahipleri İçin Yatırımın Geri Ödeme Süresinin (FCFF_PBP) Tahmin Sonuçları



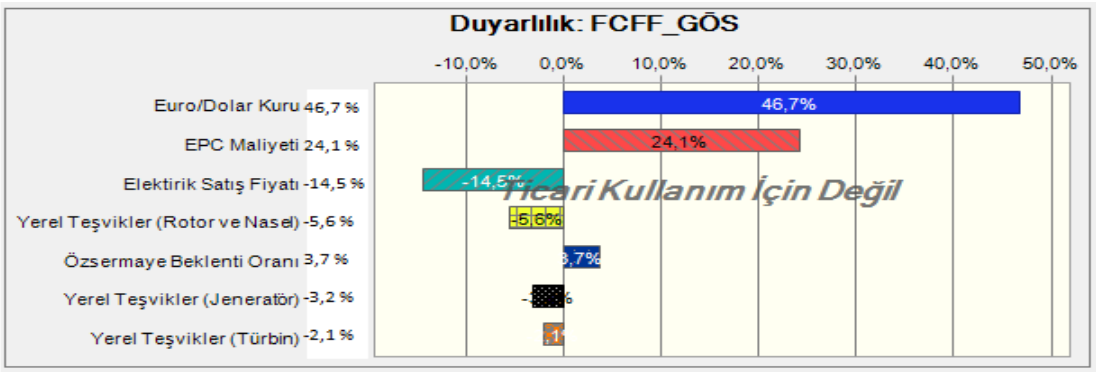
Şekil 74'te Minitab programı sonucunda gelecek üretim tahminlerini dikkate alan üretim sonuçlarına göre firma sahipleri için yatırımın geri ödeme süresinin (FCFF_PBP) eğilim sonuçları gösterilmiştir. Eğilim sonuçlarına bakıldığında firma sahipleri için yatırımın geri ödeme süresi, %10 kesinlik sınırları içerisinde yaklaşık olarak 7½ yıl, %25 kesinlik sınırları içerisinde yaklaşık 7½ ile 8½ yıl aralığında, %60 kesinlik sınırları içerisinde 6½ ile 8½ yıl aralığında, %90 kesinlik sınırları içerisinde yaklaşık olarak 6 ile 11 yıl aralığındadır.

Şekil 74: WTG07 Kodlu Rüzgar Türbininin Minitab Sonuçlarına Göre Firma Sahipleri İçin Yatırımın Geri Ödeme Süresinin (FCFF_PBP) Eğilim Sonuçları



Şekil 75'te Minitab programı sonucunda gelecek üretim tahminlerini dikkate alan üretim sonuçlarına göre firma sahipleri için yatırımın geri ödeme süresine ait (FCFF_PBP) duyarlılık analizi sonuçları gösterilmiştir. Yatırımın geri ödeme süresini en çok etkileyen değişkenler duyarlılık analizi yardımıyla belirlenmektedir. Duyarlılık analizi sonuçlarına göre yatırımın geri ödeme süresini, "46,7 %" oranında Euro/Dolar kuruna, "24,1 %" oranında türbin maliyetine, "-14,5 %" oranında elektrik satış fiyatına, "-5,6 %" oranında rotor ve nasel teşviklerine, "3,7 %" oranında özsermaye maliyetine, "-3,2 %" oranında jeneratör teşvikine, "-2,1 %" oranında türbinden sağlanan teşvikine duyarlıdır. Yatırımın geri ödeme süresi için bu girdi değişkenler önemlidir. Yatırım değerlemesinde kriter olarak geri ödeme süresinin mümkün olduğunca kısa olması istenmektedir. Girdi değişkenlerden gelir sağlayıcı veya arttırıcı olanlar geri ödeme süresini kısaltan bir diğer ifade ile, negatif etkilemekteyken nakit çıkışına neden olan veya nakit çıkışını arttırıcı değişkenler geri ödeme süresini uzaltan bir diğer ifade ile pozitif, yani arttırıcı şekilde etkilemektedir.

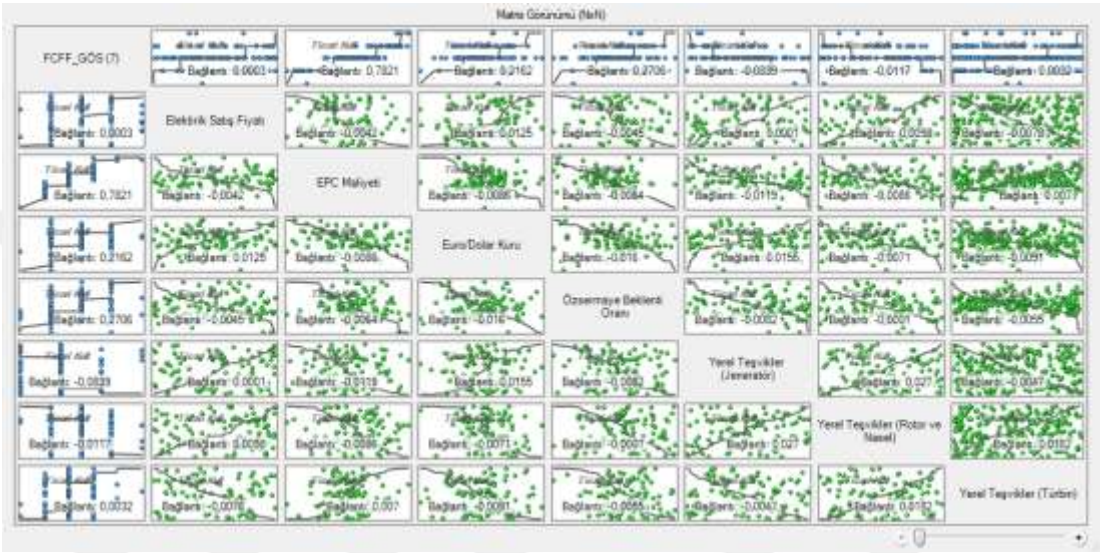
Şekil 75: WTG07 Kodlu Rüzgar Türbinin Minitab Sonuçlarına Göre Firma Sahipleri İçin Yatırımın Geri Ödeme Süresinin (FCFF_PBP) Duyarlılık Analizi Sonuçları



Şekil 76'da Minitab programı sonucunda gelecek üretim tahminlerini dikkate alan üretim sonuçlarına göre firma sahipleri için yatırımın geri ödeme süresini (FCFF_PBP) duyarlılık analizi sonuçları göre etkileyen değişkenlere ait korelasyon matrisi gösterilmiştir. Korelasyon matrisi sonuçlarında firma sahipleri için geri ödeme süresi, türbin maliyeti ile "0,7821", Euro/Dolar kuru ile "0,2162"oranında korelasyona sahiptir. Firma sahipleri için geri ödeme süresini etkileyen girdi

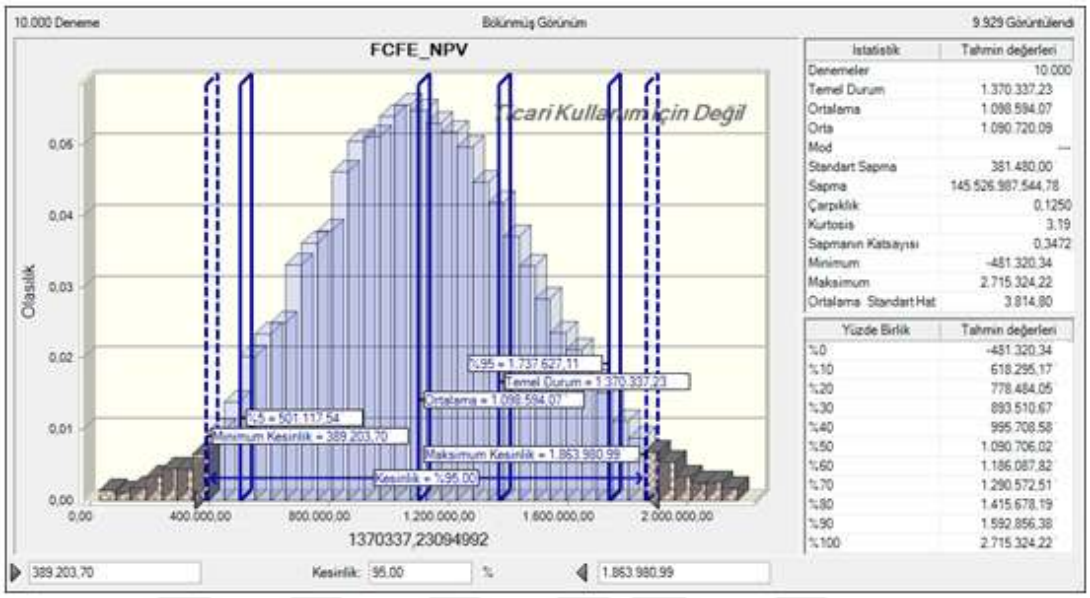
değişkenlerden nakit girişine neden olan değişkenlerle negatif korelasyon ilişkisi varken, nakit çıkışına neden olan değişkenlerle pozitif korelasyon ilişkisi vardır.

Şekil 76: WTG07 Kodlu Rüzgar Türbininin Minitab Sonuçlarına Göre Firma Sahipleri İçin Geri Ödeme Süresini (FCFF_PBP) Etkileyen Değişkenlere Ait Korelasyon Matrisi



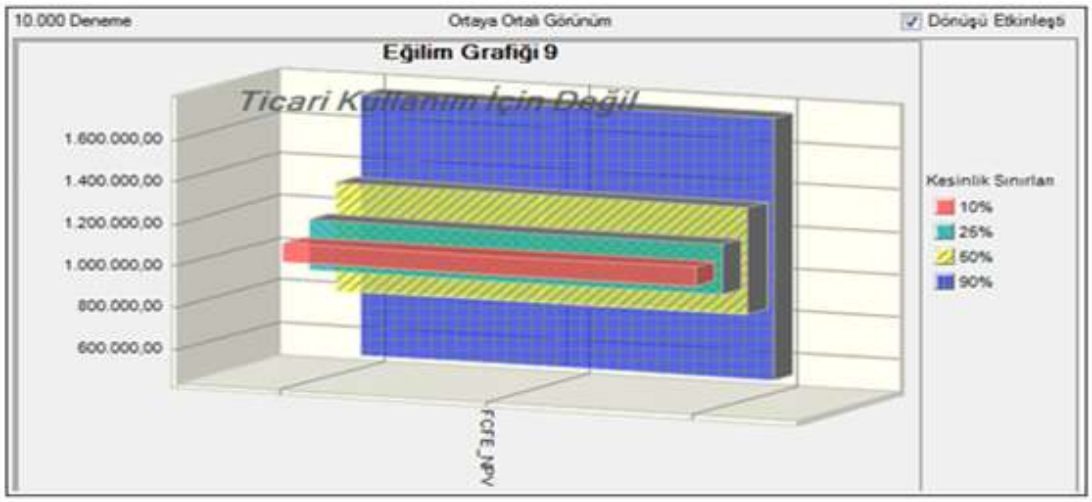
Şekil 77'de WTG07 kodlu rüzgar türbininin Minitab programı sonucunda gelecek üretim tahminlerini dikkate alan üretim sonuçlarına göre özsermaye sahipleri için net bugünkü değer tahmin sonuçları gösterilmiştir. 10.000 adet simülasyon sonucunda ortalama net bugünkü değer, 1.098.594 $ dır. %95 kesinlikle yatırımın net bugünkü değeri minimum olarak 389.203,7 $ ve maksimum olarakda 1.863.980,9 $ dır. WTG07 kodlu rüzgar türbini için Minitab sonuçlarına göre özsermaye sahiplerine sağlanan net bugünkü değeri pozitif olduğundan dolayı yatırımın yapılması doğru ve kazançlıdır. Çünkü yatırım en düşük olasıkta dahi pozitif getiri sağlamıştır. Tahmin değerleri için dağılım istatistiklerine bakıldığında, çarpıklık değerinin "0.1250", basıklık (kurtosis) değerinin "3.39" olup normal dağılımın olduğu görülmektedir. Tahmin değerlerine ait diğer istatistiki sonuçlar Şekil 77'nin yanında verilmiştir.

Şekil 77: WTG07 Kodlu Rüzgar Türbini için Minitab Sonuçlarına Göre Özsermaye Sahiplerine Sağlanan Net Bugünkü Değer (FCFE_NPV) Tahmin Sonuçları



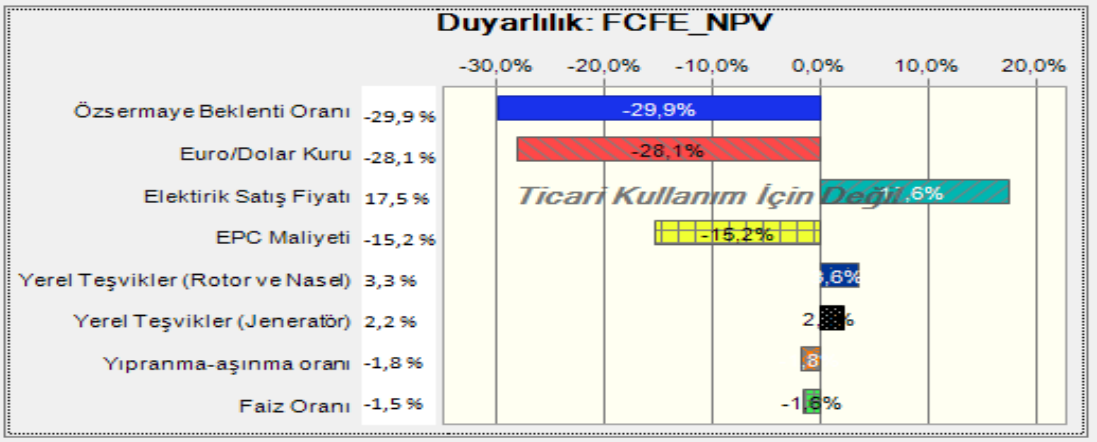
Şekil 78'de WTG07 kodlu rüzgar türbininin Minitab programı sonucunda gelecek üretim tahminlerini dikkate alan üretim sonuçlarına göre özsermaye sahipleri için net bugünkü değere ait (FCFE_NPV) eğilim sonuçları gösterilmiştir. Eğilim sonuçlarına göre özsermaye sahiplerine sağlanan net bugünkü değer, %10 kesinlik sınırları içerisinde 1.000.000 $ ile 1.050.000 $ aralığında, %25 kesinlik sınırları içerisinde yaklaşık olarak 900.000 $ ile 1.100.000 $ aralığında, %60 kesinlik sınırları içerisinde yaklaşık olarak 800.000 $ ile 1.300.000 $ aralığında, %90 kesinlik sınırları içerisinde yaklaşık olarak 400.000 $ ile 1.700.000 $ aralığındadır.

Şekil 78: WTG07 Kodlu Rüzgar Türbini İçin Minitab Sonuçlarına Göre Özsermaye Sahiplerine Sağlanan Net Bugünkü Değer (FCFE_NPV) Eğilim Sonuçları



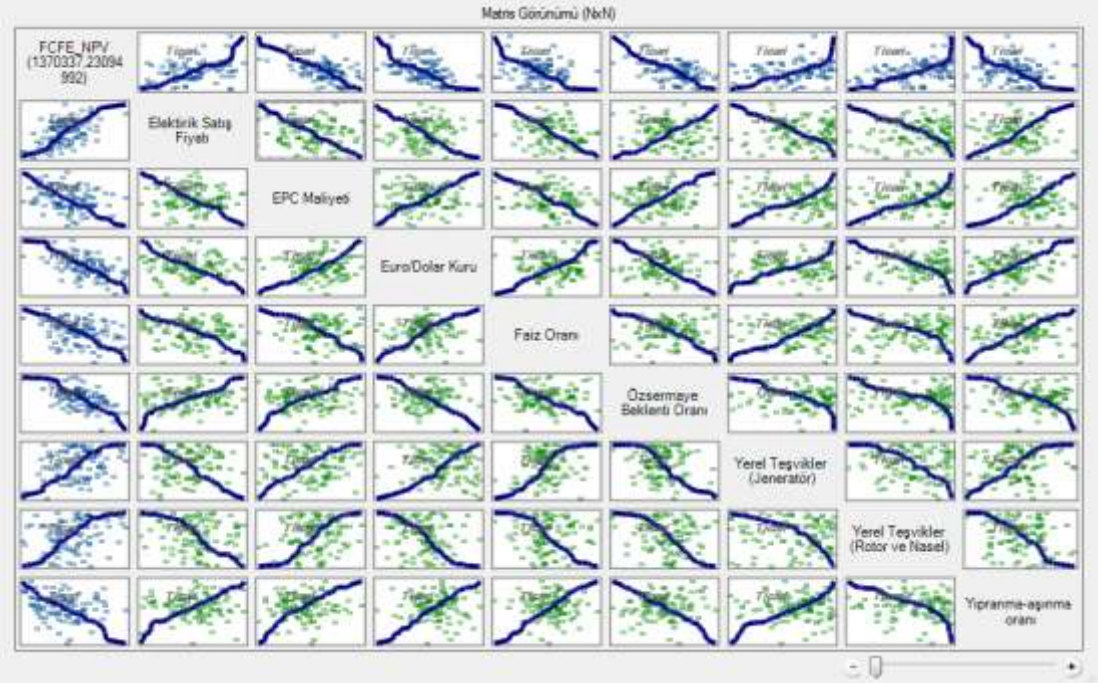
Şekil 79'da WTG07 kodlu rüzgar türbininin Minitab programı sonucunda gelecek üretim tahminlerini dikkate alan üretim sonuçlarına göre özsermaye sahipleri için net bugünkü değere ait (FCFE_NPV) duyarlılık analizi sonuçları gösterilmiştir. Duyarlılık analizi sonuçlarına bakıldığında özsermaye sahiplerine sağlanan net bugünkü değeri, özsermaye maliyeti "-29,9 %" oranı ile, Euro/Dolar kuru "-28,1 %" oranı ile, elektrik satış fiyatı "17,5 %" oranı ile, türbin maliyeti "-15,2 %" oranı ile, rotor ve nasele sağlanan teşvik "3,3 %" oranı ile, jeneratör için ödenen teşvik "2,2 %" oranı ile, yıpranma-aşınma "-1,8 %" oranı ile, faiz oranı "-1,5 %" oranı ile duyarlıdır. Bu girdi değişkenler yatırımın net bugünkü değerini için önemli girdi değişkenlerdir. Girdi değişkenlerden gelir sağlayıcı veya arttırıcı olanlar net bugünkü değer sonucunu pozitif yönde duyarlıdır; nakit çıkışına sebep olan veya nakit çıkışını arttırıcı değişkenler, net bugünkü değer sonucuna negatif yönde duyarlıdır.

Şekil 79: WTG07 Kodlu Rüzgar Türbini İçin Minitab Sonuçlarına Göre Özsermaye Sahiplerine Sağlanan Net Bugünkü Değer (FCFE_NPV) Duyarlılık Analizi Sonuçları



Şekil 80'de WTG07 kodlu rüzgar türbininin Minitab programı sonucunda gelecek üretim tahminlerini dikkate alan üretim sonuçlarına göre özsermaye sahipleri için net bugünkü değerin (FCFE_NPV) duyarlılık analizi sonuçlarına göre oluşturulmuş korelasyon matrisi gösterilmiştir. Korelasyon matrisi sonuçlarına göre, özsermaye sahiplerine sağlanan net bugünkü değer ile nakit girişini olumlu yönde etkileyen elektrik satış fiyatı, teşviklerden jeneratör, rotor ve nasel için sağlanan getiriler arasında doğrusal pozitif bir korelasyon görülmekte ve nakit çıkışını etkileyen türbin maliyeti, Euro/Dolar kuru, faiz oranı, özsermaye beklenti oranı ve yıpranma-aşınma oranı arasında negatif bir korelasyon görülmektedir.

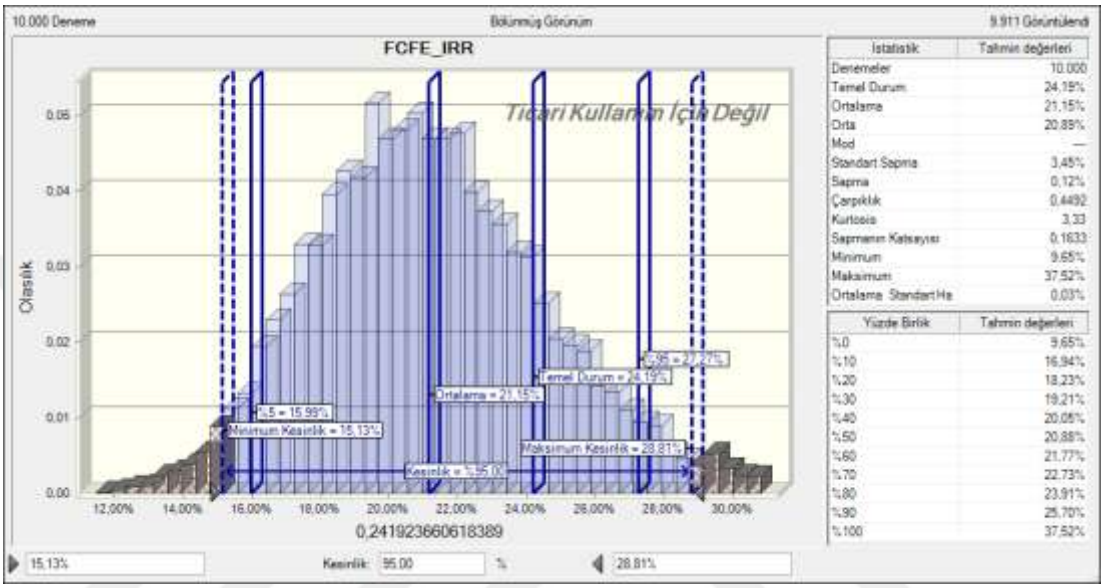
Şekil 80: WTG07 Kodlu Rüzgar Türbininin Minitab Sonuçlarına Göre Özsermaye Sahiplerine Sağlanan Net Bugünkü Değeri (FCFE_NPV) Etkileyen Değişkenlere Ait Korelasyon Matrisi



Şekil 81'de Minitab programı sonucunda gelecek üretim tahminlerini dikkate alan üretim sonuçlarına göre özsermaye sahipleri için iç verim oranına (FCFE_IRR) ait değer tahmin sonuçları gösterilmiştir. 10.000 adet simülasyon sonucunda ortalama iç verim oranı "21,15 %" dir. Proje değerlendirilmesinde iç verim oranı proje finansman kaynağının maliyet oranından yüksek olması istenmektedir. Özsermaye sahiplerine sağlanan iç verim oranı, finansal modellemenin içerisinde yer alan finansman bölümünde "12 %" olan özsermaye maliyeti ile karşılaştırılması gerekmektedir. Bu durumda simülasyon sonucunda özsermaye sahipleri için projenin ortalama iç verim oranı (FCFE_IRR) "21,15 %" özsermaye maliyeti olan "12 %" büyüktür. Bu sonuca bağlı olarak WTG07 kodlu rüzgar türbini yatırım olarak pozitif ve yapılabilir olarak kabul edilmelidir. Bu sonuçların yanında şekil 81'de diğer sonuçlara bakıldığında %95 kesinlikle yatırımın iç verim değeri minimum olarak "15,13 %" ve maksimum olarak "28,81 %" dir. İç verim oranının minimum durumunda dahi yatırımın yapılması doğru ve kazançlıdır. Tahmin değerlerine ait istatistiki sonuçlar yan tarafta gösterilmiştir. İstatistiki değerler bakıldığında basıklık (kurtosis) değerinin "3,33" ve çarpıklık değeri "0,4492" olup, özsermaye sahiplerine

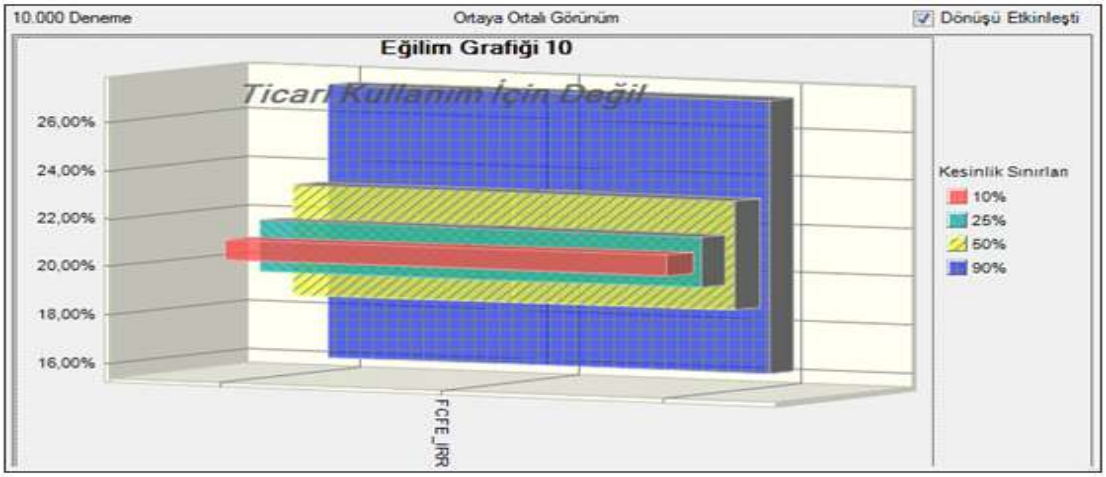
ait iç verim oranı (FCFE_IRR) tahmin sonuçlarının normal dağılıma sahip olduğu görülmektedir.

Şekil 81: WTG07 Kodlu Rüzgar Türbininin Minitab Sonuçlarına Göre Özsermaye Sahiplerine Ait İç Verim Oranı (FCFE_IRR) Tahmin Sonuçları



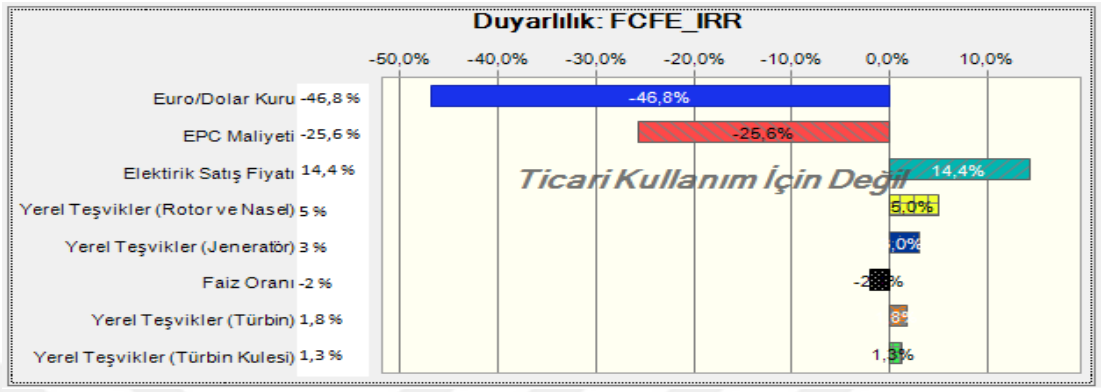
Şekil 82'de Minitab programı sonucunda gelecek üretim tahminlerini dikkate alan üretim sonuçlarına göre özsermaye sahipleri için iç verim oranına (FCFE_IRR) ait eğilim sonuçları gösterilmiştir. Eğilim sonuçlarına göre yatırımın özsermaye sahipleri için iç verim oranı (FCFE_IRR), %10 kesinlik sınırları içerisinde yaklaşık olarak "20 %" ile "20,5 %" aralığında, %25 kesinlik sınırları içerisinde yaklaşık olarak "19,5 %" ile "21,5 %" aralığında, %60 kesinlik sınırları içerisinde yaklaşık olarak "18,5 %" ile "23 %" aralığında, %90 kesinlik sınırları içerisinde yaklaşık olarak "16 %" ile "27 %" aralığındadır.

Şekil 82: WTG07 Kodlu Rüzgar Türbininin Minitab Sonuçlarına Göre Özsermaye Sahiplerine Ait İç Verim Oranı (FCFE_IRR) Eğilim Sonuçları



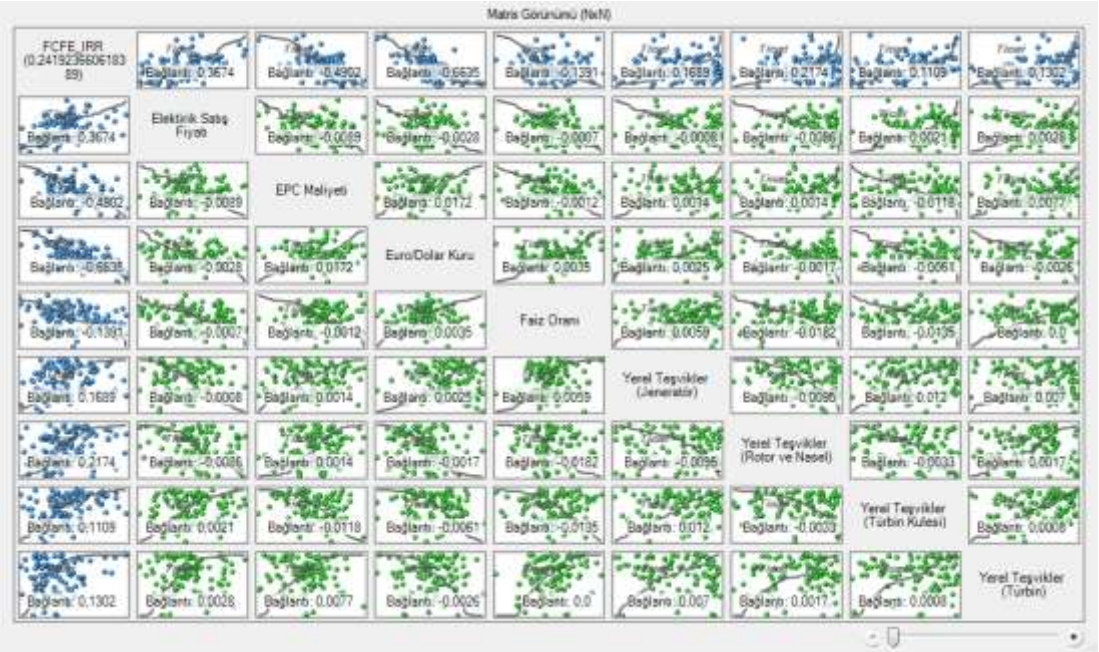
Şekil 83'te WTG07 kodlu rüzgar türbini için Minitab programı sonucunda gelecek üretim tahminlerini dikkate alan üretim sonuçlarına göre özsermaye sahipleri için iç verim oranına (FCFF_IRR) ait duyarlılık analizi sonuçları gösterilmiştir. Duyarlılık analizi sonuçlarına bakıldığında iç verim oranını en çok etkileyen "-46,8 %" ile Euro/Dolar kurudur. Daha sonra sırayısıyla "-25,6 %" ile türbin maliyeti, "14,4 %" ile elektrik satış fiyatı, "5 %" ile rotor ve nasel için birim üretim başına sağlanan teşvik, "3 %" ile jeneratör için birim üretim başına sağlanan teşvik, "-2 %" ile faiz oranı, "1,8 %" ile türbin için birim üretim başına sağlanan teşvik, "1,3 %" ile türbin kulesi için birim üretim başına sağlanan teşvik iç verim oranını etkileyen önemli girdi değişkenlerdir. Nakit girişini etkileyen girdi değişkenler özsermaye sahiplerine ait iç verim oranına pozitif duyarlılığa sahipken, nakit çıkışını etkileyen girdi değişkenler özsermaye sahiplerine ait iç verim oranını negatif duyarlılıkla etkilemektedir.

Şekil 83: WTG07 Kodlu Rüzgar Türbini İçin Minitab Sonuçlarına Göre Özsermaye Sahiplerine Ait İç Verim Oranı (FCFE_IRR) Duyarlılık Analizi Sonuçları



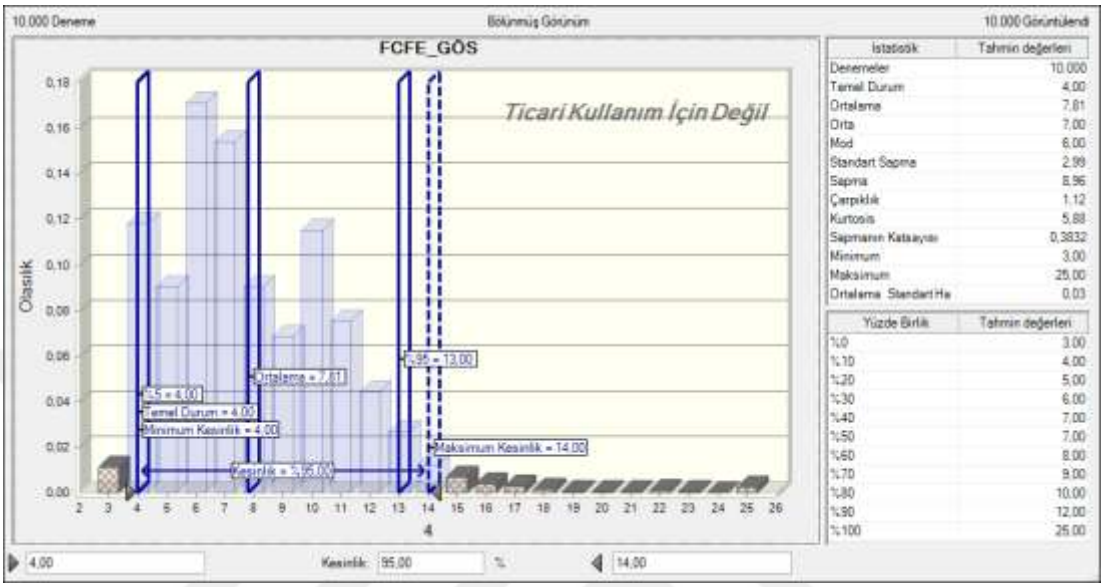
Şekil 84'te WTG07 kodlu rüzgar türbininin Minitab programı sonucunda gelecek üretim tahminlerini dikkate alan üretim sonuçlarına göre özsermaye sahipleri için iç verim oranını (FCFE_IRR) duyarlılık analizi sonuçlarına göre oluşturulmuş korelasyon matrisi gösterilmiştir. Özsermaye sahiplerine ait iç verim oranı ile duyarlılık analizi sonucu önemli görülen girdi değişkenler ile arasındaki korelasyon yönü ve korelasyon sonuçları gösterilmiştir. Bağımlı değişken olarak alınan özsermaye sahiplerine ait iç verim oranı,elektrik satış fiyatı ile "0,3674", türbin maliyeti ile "-0,4902", Euro/Dolar kuru ile "-0,6635", faiz oranı ile "-0,1391", yerel teşviklerden jenaratör ile "0,1689", yerel teşviklerden rotor ve nasel ile "0,2174", yerel teşviklerden türbin kulesi ile "0,1109", yerel teşviklerden türbin ile "0,1302"'lik korelasyona sahiptir. Özsermaye sahiplerine ait iç verim oranı ile gelir getirici veya gelir arttırıcı değişkenlerle pozitif bir korelasyon ilişkisi varken nakit çıkışına sebep olan veya nakit çıkışını arttırıcı girdi değişkenler ile negatif yönlü bir korelasyon ilişkisinin olduğu görülmektedir.

Şekil 84: WTG07 Kodlu Rüzgar Türbini İçin Minitab Sonuçlarına Göre Özsermaye Sahiplerine Ait İç Verim Oranını (FCFE_IRR) Etkileyen Değişkenlere Ait Korelasyon Matrisi



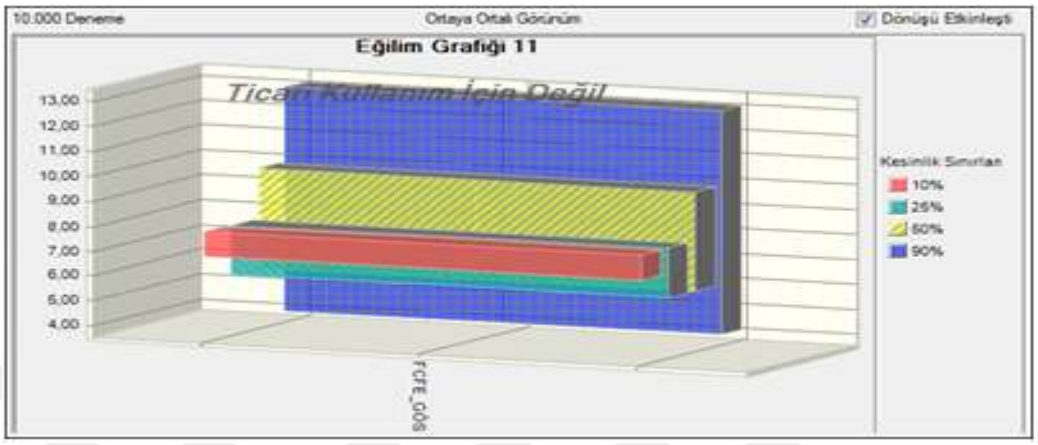
Şekil 85'te Minitab programı sonucunda gelecek üretim tahminlerini dikkate alan üretim sonuçlarına göre özsermaye sahipleri için yatırımın geri ödeme süresinin (FCFE_PBP) tahmin sonuçları gösterilmiştir. Simülasyon sonucunda ortalama geri ödeme süresi 7,81 yıl olarak bulunmuştur. %95 kesinlik sınırları içerisinde geri ödeme süresinin minimum süre 4 yıl ve maksimum 14 yıldır. Türbin için ekonomik ömür 25 yıl olarak belirlenmiştir. Yatırım projelerinde geri ödeme süresinin en kötü haliyle yatırımın ekonomik içinde sağlanması beklenmektedir. Yatırımın ekonomik ömrü içerisinde karşılanması yatırımın kabul edilmesini pozitif yönde etkilemektedir. Geri ödeme süresine ait tahmin değerlerinde dağılım sağa çarpık ve dik bir dağılım içerisinde olduğu görülmektedir. Dağılım ölçütleri olarak çarpıklık değeri "1,12" ve basıklık değeri (kurtosis) "5,88"dir. Tahmin değerlerine ait diğer istatistiki değer sonuçları şekil 85'in yanında verilmiştir.

Şekil 85: WTG07 Kodlu Rüzgar Türbininin Minitab Sonuçlarına Göre Özsermaye Sahipleri için Yatırımın Geri Ödeme Süresinin (FCFE_PBP) Tahmin Sonuçları



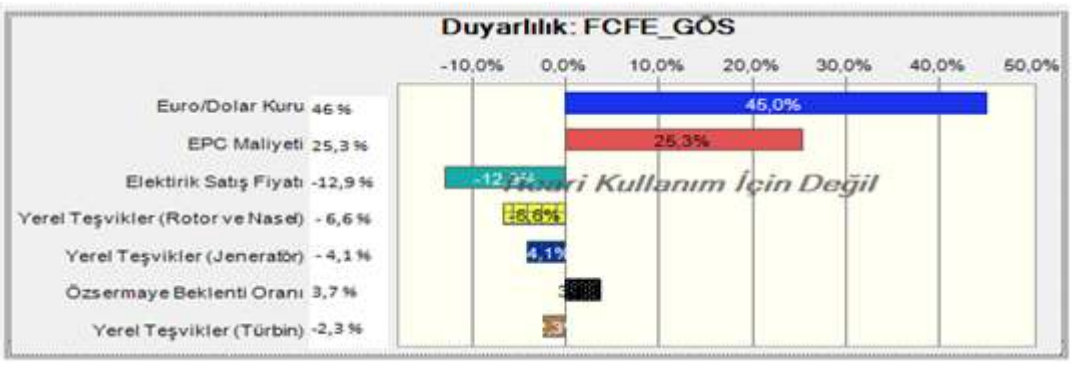
Şekil 86'da Minitab programı sonucunda gelecek üretim tahminlerini dikkate alan üretim sonuçlarına göre özsermaye sahipleri için yatırımın geri ödeme süresinin (FCFE_PBP) eğilim sonuçları gösterilmiştir. Eğilim sonuçlarına bakıldığında, özsermaye sahipleri için yatırımın geri ödeme süresi, %10 kesinlik sınırı içerisinde yaklaşık olarak 6 yıl ile 7 yıl aralığında, %25 kesinlik sınırları içerisinde yaklaşık olarak 5 yıl ile 7 yıl aralığında, %60 kesinlik sınırı içerisinde 5 yıl ile 9½ yıl aralığında, %90 kesinlik sınırı içerisinde 4 yıl ile 13 yıl aralığındadır.

Şekil 86: WTG07 Kodlu Rüzgar Türbininin Minitab Sonuçlarına Göre Özsermaye Sahipleri İçin Yatırımın Geri Ödeme Süresinin (FCFE_PBP) Eğilim Sonuçları



Şekil 87'de Minitab programı sonucunda gelecek üretim tahminlerini dikkate alan üretim sonuçlarına göre özsermaye sahipleri için yatırımın geri ödeme süresine ait (FCFE_PBP) duyarlılık analizi sonuçları gösterilmiştir. Yatırımın geri ödeme süresini en çok etkileyen değişkenler duyarlılık analizi yardımıyla belirlenmektedir. Duyarlılık analizi sonuçlarına göre yatırımın geri ödeme süresi, "46 %" oranında Euro/Dolar kuruna, "25,3 %" oranında türbin maliyetine, "-12,9 %" oranında elektrik satış fiyatına, "-6,6 %" oranında yerel teşviklerden rotor ve nasel getirisine, "-4,1 %" oranında yerel teşviklerden jeneratör getirisine, "3,7 %" oranında özsermaye maliyetine, "-2,3 %" oranında yerel teşviklerden türbin getirisine duyarlıdır.

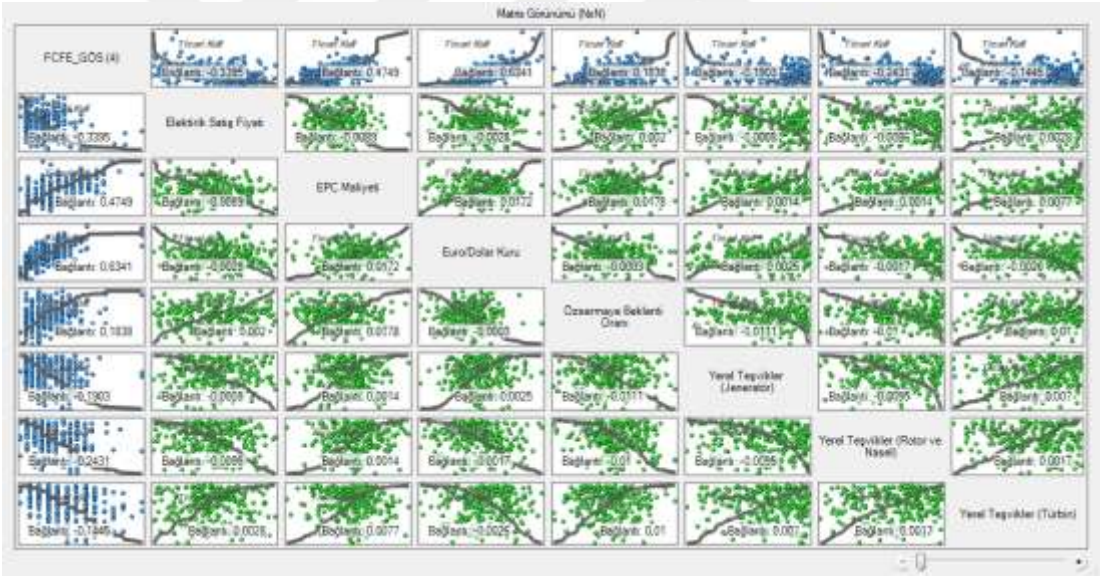
Şekil 87: WTG07 Kodlu Rüzgar Türbininin Minitab Sonuçlarına Göre Özsermaye Sahipleri İçin Yatırımın Geri Ödeme Süresinin (FCFE_PBP) Duyarlılık Analizi Sonuçları



Şekil 88'de Minitab programı sonucunda gelecek üretim tahminlerini dikkate alan üretim sonuçlarına göre özsermaye sahipleri için yatırımın geri ödeme süresini

(FCFE_PBP) duyarlılık analizi sonuçlarına göre oluşturulmuş korelasyon matrisi gösterilmiştir. Korelasyon matrisi sonuçlarında özsermaye sahipleri için geri ödeme süresi, elektrik satış fiyatı ile "-0,3395", türbin maliyeti ile "0,4749", Euro/Dolar kuru ile "0,6341", özsermaye maliyeti ile "0,1838", yerel teşviklerden jeneratör getirisi ile "-0,1903", yerel teşviklerden rotor ve nasel getirisi ile "-0,2431", yerel teşviklerden türbin getirisi ile "-0,1445" oranında korelasyona sahiptir. Özsermaye sahipleri için geri ödeme süresini etkileyen girdi değişkenlerden nakit girişine sebep olan değişkenlerle negatif korelasyon ilişkisi varken nakit çıkışına sebep olan değişkenlerle pozitif korelasyon ilişkisi vardır.

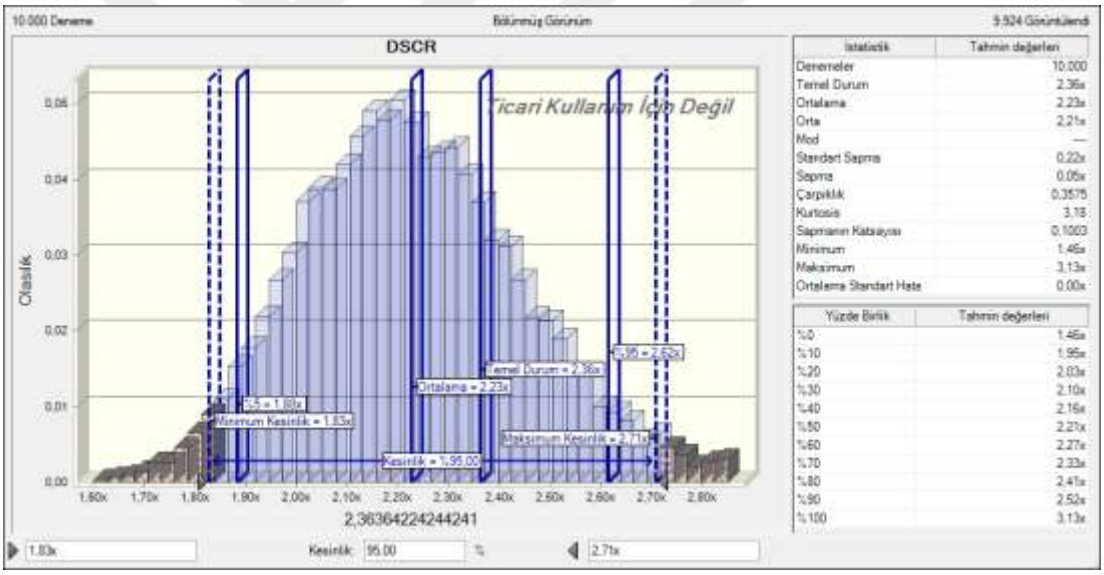
Şekil 88: WTG07 Kodlu Rüzgar Türbininin Minitab Sonuçlarına Göre Özsermaye Sahipleri İçin Yatırımın Geri Ödeme Süresini (FCFE_PBP) Etkileyen Değişkenlere Ait Korelasyon Matrisi



Şekil 89'da Minitab programı sonucunda gelecek üretim tahminlerini dikkate alan üretim sonuçlarına göre borç servisi karşılama oranının (DSCR) tahmin sonuçları gösterilmiştir. Simülasyon sonucunda ortalama borç servisi karşılama oranı "2,23" olarak bulunmuştur. %95 kesinlik sınırları içerisinde minimum "1,83" ve maksimum "2,71" dir. Borç servisi karşılama oranı borcun itfası döneminde ödenen anapara ve faiz toplamının kaç katı firma sahiplerine sağlanan nakit akımının (FCFF) olduğunu gösteren önemli bir göstergedir. Özellikle yatırıma yabancı kaynakla finansman sağlayacaklar için önemli bir göstergedir (EWEA_a,2009:222). Yatırımın yabancı kaynak finansmanı süresi içerisinde (Türbin finansmanının yarısının yabancı

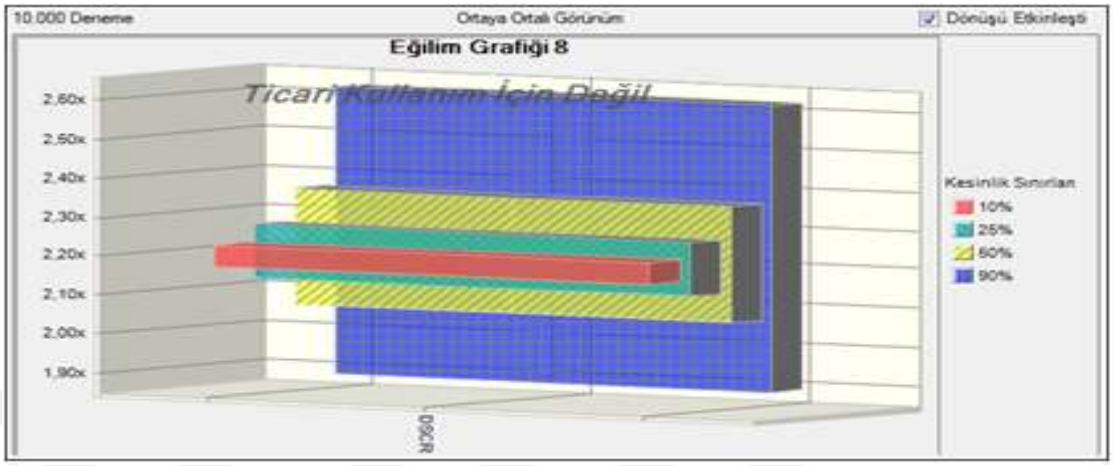
kaynaktan sağlanmış olup, sağlanan kaynağın anaparası ve faiz ödemesi ilk 10 yıl içinde geri ödenmiştir) en düşük olasıkla dahi "1,83" kere karşılandığı görülmektedir. Borç servisi karşılama oranının "1"'in altına düşmesi finansman için borç veren kuruluş için bir risktir. Borçla finansman sağlayan kuruluş için borç servisi karşılama oranının mümkün olduğunda yüksek olması istenmektedir. Borç servisi karşılama oranına ait tahmin değerlerinde dağılım normal dağılım ölçütlerine sahiptir. Normal dağılımın ölçütü olarak çarpıklık değeri "0,3575" ve basıklık (kurtosis) değeri "3,18" dir. Tahmin değerlerine ait diğer istatistiki değer sonuçları şekil 89'un yanında verilmiştir.

Şekil 89: WTG07 Kodlu Rüzgar Türbinin Minitab Sonuçlarına Göre Borç Servisi Karşılama Oranının (DSCR) Tahmin Sonuçları



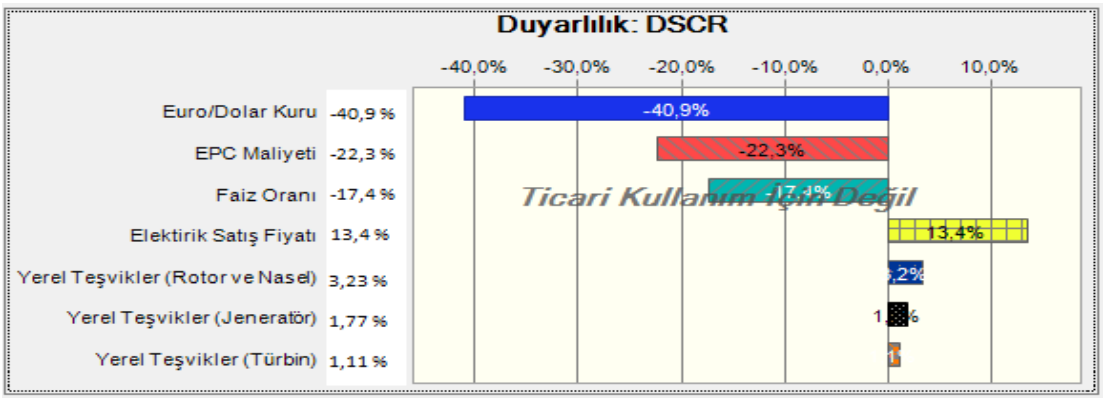
Şekil 90'da Minitab programı sonucunda gelecek üretim tahminlerini dikkate alan üretim sonuçlarına göre borç servisi karşılama oranına ait (DSCR) eğilim sonuçları gösterilmiştir. Eğilim sonuçlarına göre borç servisi karşılama oranı, %10 kesinlik sınırı içerisinde "2,18" ile "2,2" aralığında, %25 kesinlik sınırı içerisinde "2,15" ile "2,25" aralığında, %60 kesinlik sınırı içerisinde "2,05" ile "2,35" aralığında, %90 kesinlik sınırı içerisinde "1,90" ile "2,60" aralığındadır.

Şekil 90: WTG07 Kodlu Rüzgar Türbininin Minitab Sonuçlarına Göre Borç Servisi Karşılama Oranının (DSCR) Eğilim Sonuçları



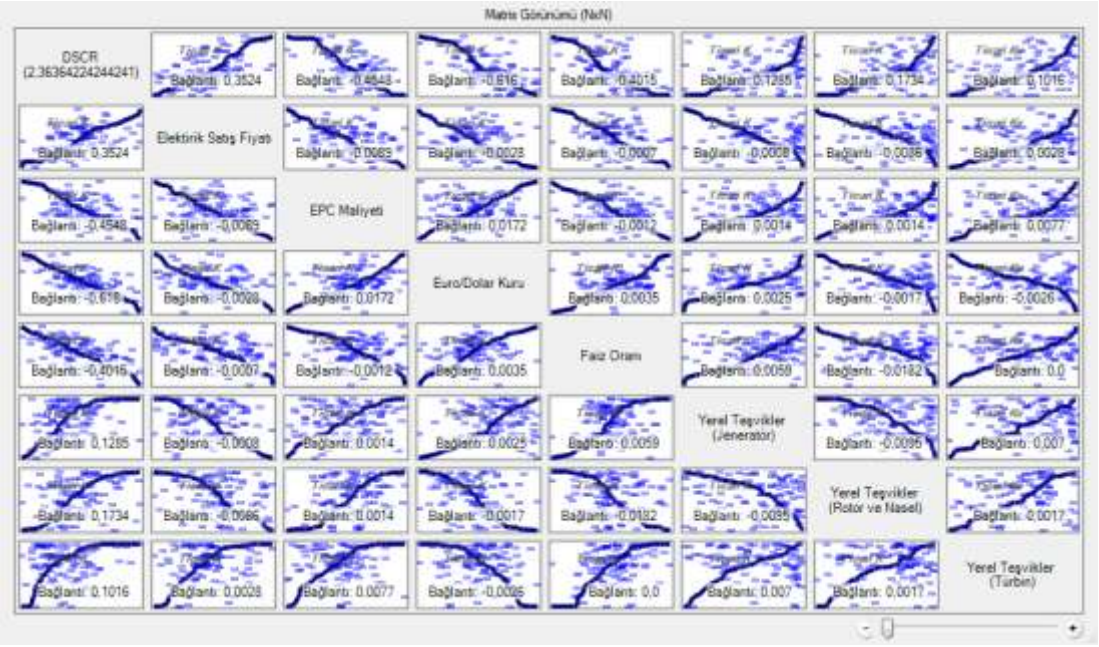
Şekil 91'de Minitab programı sonucunda gelecek üretim tahminlerini dikkate alan üretim sonuçlarına göre borç servisi karşılama oranına ait (DSCR) duyarlılık analizi sonuçları gösterilmiştir. Duyarlılık analizi sonuçlarında borç servisi karşılama oranı, "-40,9 %" oranında Euro/Dolar kuruna, "-22,3 %" oranında türbin maliyetine, "-17,4 %" oranında faiz oranına, "13,4 %" oranında elektrik satış fiyatına, "3,23 %" oranında yerel teşviklerden rotor ve nasel getirisine, "1,77 %" oranında yerel teşviklerden jeneratör getirisine ve "1,11 %" oranında yerel teşviklerden türbin getirisine duyarlıdır. Nakit çıkışına sebep olan veya arttırıcı girdi değişkenler borç servisi karşılama oranına negatif yönde duyarlı iken, nakit girişine sebep olan veya nakit girişini arttırıcı girdi değişkenler borç servisi karşılama oranına pozitif yönde duyarlı olduğu görülmektedir.

Şekil 91: WTG07 Kodlu Rüzgar Türbininin Minitab Sonuçlarına Göre Borç Servisi Karşılama Oranının (DSCR) Duyarlılık Analizi Sonuçları



Şekil 92'de Minitab programı sonucunda gelecek üretim tahminlerini dikkate alan üretim sonuçlarına göre borç servisi karşılama oranının (DSCR) duyarlılık analizi sonuçlarına oluşturulmuş korelasyon matrisi gösterilmiştir. Korelasyon matrisi sonuçlarında borç servisi karşılama oranı ile duyarlılık analizi sonucu önemli görülen girdi değişkeneler arasındaki korelasyon yönü ve korelasyon sonuçları gösterilmiştir. Bağımlı değişken olarak alınan borç servisi karşılama oranı, elektrik satış fiyatı ile "0,3524", türbin maliyeti ile "-0,4548", Euro/Dolar kuru ile "0,616", faiz oranı ile "-0,4015", yerel teşviklerden jeneratör getirisi ile "0,1285", yerel teşviklerden rotor ve nasel getirisi ile "0,1734" ve yerel teşviklerden türbin getirisi ile "0,1016"'lık korelasyona sahiptir. Borç servisi karşılama oranı, gelir getirici veya arttırıcı girdi değişkenler ile pozitif bir korelasyona sahipken nakit çıkışına sebep olan veya nakit çıkışını arttırıcı girdi değişkenler ile negatif bir korelasyona sahip olduğu görülmektedir.

Şekil 92: WTG07 Kodlu Rüzgar Türbininin Minitab Sonuçlarına Göre Borç Servisi Karşılama Oranını (DSCR) Etkileyen Değişkenlere Ait Korelasyon Matrisi



WTG07 kodlu rüzgar türbini için Minitab programı sonucunda gelecek üretim tahminlerini dikkate alan üretim sonuçlarına göre simülasyon analizi yapılmıştır. Simülasyon analizinde firma sahiplerine sağlanan net bugünkü değer, iç verim oranı

ve geri ödeme süresi hesaplanmıştır. Bununla birlikte özsermaye sahiplerine ait RES projesinden sağlanacak net bugünkü değer, iç verim oranı ve geri ödeme süresi hesaplanmıştır. Son olarakda projenin yabancı kaynak finansmanında projeye ait bir gösterge olan borç servis karşılama oranı hesaplanmıştır. Minitab programı sonucunda yukarıda saydığımız yedi tahmini değerde (bağımlı değişkende) yapılan duyarlılık analizlerinde, projeye en fazla duyarlılığa sahip olan değişkenlere genel olarak bakıldığında Euro/Dolar kuru, özsermaye maliyeti ve türbin maliyeti öne çıkmaktadır. Simülasyon sonucunda üretim değeri bir diğer ifadeyle kapasite kullanımı Minitab programı sonucunda çıkan yıllık değerler kullanıldığından dolayı sabit tutulmuştur. Aslında en önemli girdi değişkenlerden biri de yatırımın nakit akışlarını belirleyen kapasite faktörüdür. Bütün bunlar dikkate alınarak WTG07 kodlu rüzgar türbini için Minitab programı sonucunda yapılan simülasyondan başka üç farklı senaryo için simülasyonlar tekrar yapılmıştır. Üç farklı senaryoda, yatırımın iyi durumu, normal durumu ve kötü olduğu durumular dikkate alınmıştır. Bu üç senaryo için yatırımını birbirinden farklı kılan girdi değişkenlerden (bağımsız değişkenlerden), kapasite kullanım oranı, türbin maliyeti, Euro/Dolar kuru, özsermaye maliyetine birbirinden farklı değerler verilerek simülasyonlar tekrardan yapılmıştır.

Tablo 66: En İyi Durum, Normal Durum Ve En Kötü Durum Senaryoları İçin Girdi Değişkenlerdeki Değerler

Girdi Değişkenler	**Senaryolar**		
	İyi Durum	**Normal Durum**	**Kötü Durum**
Kapasite Kullanım Oranı	Maksimum Kapasite	Ortalama Kapasite	Minimum Kapasite
Türbin Maliyeti	800.000 Euro/MW	900.000 Euro/MW	1.000.000 Euro/MW
Euro/Dolar Kuru	1,15	1,26	1,35
Özsermaye Maliyeti	10 %	12 %	15 %

Tablo 66'da üç farklı senaryo için girdi değişkenlerdeki değerlerin alternatif değerleri gösterilmiştir. Girdi değişkenlerden kapasite kullanım oranında yatırım için oluşturulan üç senaryo için kapasite kullanım değerleri belirlenmiştir. İyi durum senaryosu için kapasite kullanım oranı maksimum kapasite, normal durum senaryosu için ortalama kapasite, kötü durum senaryosu için kapasite kullanım oranı minimum kapasite olarak belirlenmiştir. Maksimum değer, ortalama değer ve minimum değer

Minitab programı sonucunda yatırımın ekonomik ömrü içerisindeki üretim tahminlerinden oluşturulan kapasite kullanım değerlerinden elde edilmiştir. Yatırımın duyarlı olduğu diğer girdi değişken türbin maliyetidir. Türbin maliyeti, normal durum senaryosu için MW başına 900.000 Euro, kötü durum senaryosu için MW başına 800.000 Euro ve iyi durum senaryosu için MW başına 1.000.000 Euro olarak belirlenmiştir. Yatırım duyarlı olduğu bir diğer önemli girdi değişken Euro/Dolar kurudur. Euro/Dolar kuru değeri belirlenirken 01.01.2012-31.12.2015 tarihleri arasındaki Euro/Dolar kuruna ait verilerden yararlanılmıştır. İlgili tarihlerdeki Euro/Dolar kurunun ortalama değeri "1,26" ve standart sapmasıda "0,0973" dür. Bu istatistiki değerler dikkate alınarak normal durum senaryosu için Euro/Dolar kuru"1,26", kötü durum senaryosu için "1,35" ve iyi durum senaryosu için "1,15" olarak belirlenmiştir. RES yatırımın duyarlı olduğu önemli girdi değişkenlerden bir diğeri özsermaye maliyetidir. Özsermaye maliyeti, normal durum senaryosu için "12 %", kötü durum senaryosu için "15 %" ve iyi durum senaryosu için "10 %" olarak belirlenmiştir. Girdi değişkenlerden kapasite kullanım oranı, Euro/Dolar kuru, türbin maliyeti ve özsermaye maliyetindeki alternatif değerler senaryolara göre oluşturulmuştur. Bu dört girdi değişkenin dışında kalan 23 adet girdi değişken üç farklı senaryo için aynı olup değerleri daha önceden belirtildiği gibidir.

WTG07 kodlu rüzgar türbini için Minitab programı sonucunda gelecek üretim tahminlerini dikkate alan üretim sonuçlarına uygulanan Crystal Ball programı aşamaları üç farklı senaryoya uygulanarak simülasyon analizi gerçekleştirilmiştir. Tablo 67'de tahmini değerlere ait farklı durum senaryolarındaki sonuçlar gösterilmiştir.

Tablo 67: WTG07 Kodlu Rüzgar Türbinin Tahmini Değerleri İçin Minitab Programı Sonucu Tahmini Üretim Değerlerinin Sonuçları, İyi Durum, Normal Durum Ve Kötü Duruma Ait Senaryo Sonuçlarının Değerleri

Tahmini Değerler	Minitab Programı Tahmini Değerleri	Senaryolar		
		İyi Durum	Normal Durum	Kötü Durum
DSCR (x)	2,23	2,79	2,05	1,78
FCFE_NPV ($)	1.098.594,07	2.486.617,97	764.581,64	2.112,79
FCFF_NPV ($)	1.736.427,00	3.249.029,00	1.308.287,00	428.449,00
FCFE_IRR (%)	21,15	28,37	18,39	14,06
FCFF_IRR (%)	15,80	20,28	14,24	11,70
FCFE_PBP (Yıl)	7,81	4,24	10,09	21
FCFF_PBP (Yıl)	8	6	10	17

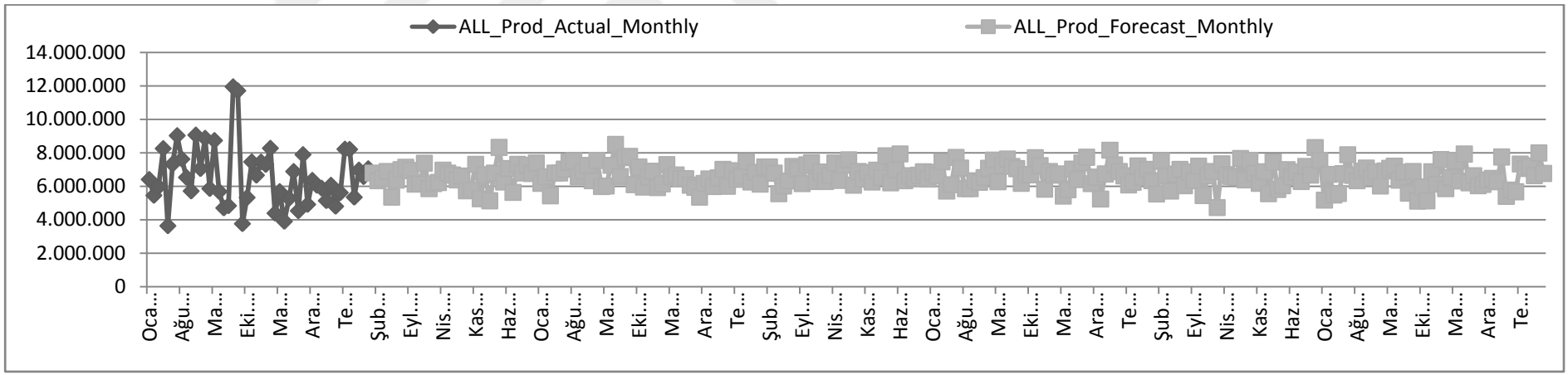
Tablo 67'ye bakıldığında 7 adet tahmini değer için 4 farklı durumdaki değerleri gösterilmiştir. Borç servisi karşılama oranına (DSCR) bakıldığında üretim değerlerinde Minitab programı sonuçlarının dikkate alındığında "2,23", iyi durum senaryosunda "2,79", normal durum senaryosunda "2,05" ve kötü durum senaryosunda "1,78" olduğu görülmektedir. Borç servisi karşılama oranın en kötü ihtimalle "1" olması istenir, "1"'in altındaki değerlerde yabancı kaynak verenler için riskli olup verdikleri borcun anapara ve faizini tahsil edemediklerini gösterir. Borç servisi karşılama oranı 4 farklı durum içinde "1"'den büyük olup yatırıma kaynak sağlayan borç verenler için yatırımı finanse etmekte bir risk olmadığı söylenebilir. Net bugünkü değer yatırım projelerinin değerlendirilmesinde önemli bir çıktı olup değer olarak "0"'dan büyük veya en kötü ihtimalle "0"'a eşit olması beklenir. Tablo …'ya bakıldığında firma sahipleri ve özsermaye sahipleri için projenin net bugünkü değeri 4 farklı durum için "0"'dan büyüktür. Bu durum yatırımın kabul edilip yapılması için önemli bir pozitif çıktıdır. Yatırım projelerinin değerlendirilmesinde önemli bir diğer değişkende iç verim oranıdır. İç verim oranının proje maliyetinden büyük olması istenir. Firma sahipleri için projenin iç verim oranı ağırlıklı ortalama sermaye maliyeti (AOSM) ile karşılaştırılır. Özsermaye sahipleri için projenin iç verim oranı özsermaye maliyeti ile karşılaştırılır. Minitab programı sonucu tahmin edilen yıllık üretim sonuçlarına göre ağırlıklı ortalama sermaye maliyeti "9 %" ve özsermaye maliyeti "12 %" dir. Tablo 67'ye bakıldığında firma sahipleri ve özsermaye sahipleri için projenin iç verim oranı değeri 4 farklı durum için sermaye maliyetlerinden büyüktür. Yatırım projelerinin değerlendirilmesinde kullanılan

önemli bir diğer değişkende geri ödeme süresidir. Yatırım projelerinde projenin geri ödeme süresi projenin ekonomik ömründen küçük olması istenir. RES projelerinin ekonomik ömrü varsayımlar kısmında 25 yıl olarak belirlenmiştir. Tablo 67'ye bakıldığında, firma sahipleri ve özsermaye sahipleri için projenin geri ödeme süresi 4 farklı durum için yatırımın ekonomik ömrü olarak belirlen 25 yıldan daha azdır. Bu durumda, yatırımın 4 farklı durumdaki senaryosunda yatırımın amorti edildiğini göstermektedir. Tablo 67'de WTG07 kodlu rüzgar türbininin bağımlı değişken olarak nitelendirilen tahmini değerlerine ait sonuçlar 4 farklı durum için değerlendirilmiştir. Tahmini değerlere ait sonuçlar 4 farklı sonuçların herbiri için değerlendirildiğinde sonuçların olumlu olduğu görülmektedir. Nihai olarak WTG07 kodlu rüzgar türbini yatırımın yapılabilirliği açısından değerlendirildiğinde, uygun bir yatırım durumuna sahip olduğu görülmektedir.

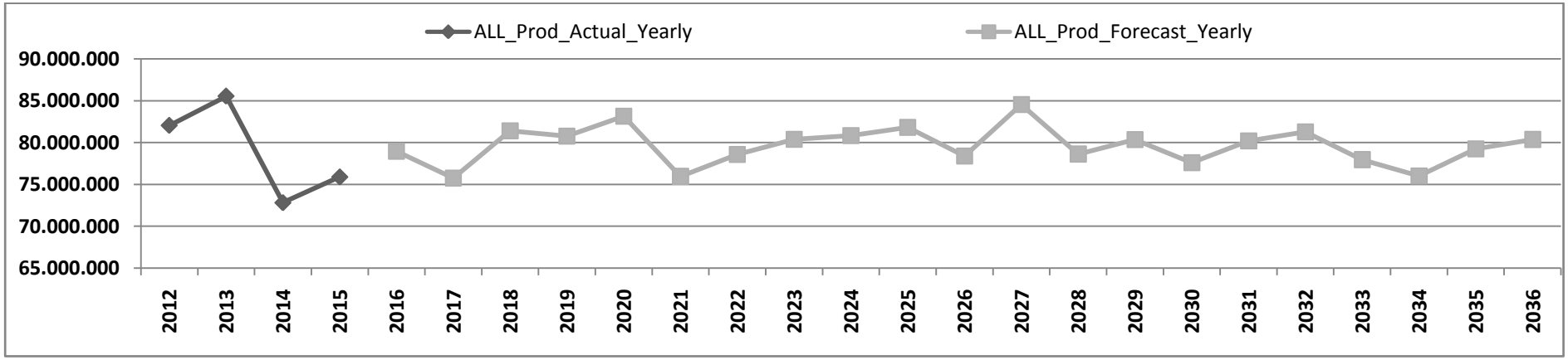
WTG07 kodlu rüzgar türbini BAURES yatırımı olarak tanımlanan RES yatırımındaki seçilmiş 10 adet rüzgar türbininden biridir. WTG07 kodlu rüzgar türbini, yatırımın ekonomik değerlendirilmesinde analiz aşamalarının tamamına ait çıktıların adım adım gösterildiği 10 adet rüzgar türbininden biridir. Analizin bundan sonraki aşamalarında WTG07 kodlu rüzgar türbini için yapılan çalışmaların tamamı seçilen diğer 9 rüzgar türbinine ayrı ayrı uygulanmıştır. Bununla birlikte analizin bütün aşamaları seçilmiş olan 10 rüzgar türbinin toplamı için ayrıca uygulanmıştır.

Şekil 93'te Minitab sonucunda tahmini aylık üretim değerleri ile gerçekleşmiş üretim değerlerinin aylık cinsden değerleri 10 adet rüzgar türbinin toplamı için gösterilmiştir. Daha sonra aylık veriler yıllık veriye dönüştürülerek yıllık bazda üretim değerleri elde edilmiştir. Yıllık üretim değerleri Şekil 94'te gösterilmiştir.

Şekil 93: 10 Adet Rüzgar Türbininin Toplamında Aylık Bazda Gerçekleşmiş ve Tahmini Üretim Değerleri (kWh)



Şekil 94: 10 Adet Rüzgar Türbininin Toplamında Yıllık Bazda Gerçekleşmiş ve Tahmini Üretim Değerleri (kWh)



Şekil 93'te BAURES yatırımından seçilen 10 adet rüzgar türbinine ait 4 yıllık gerçekleşmiş aylık veriler baz alınarak rüzgar türbininin ekonomik ömrünün geri kalan 21 yılında benzer üretim tahminleri aylık olarak gösterilmiştir. Daha sonra aylık gerçekleşmiş ve aylık tahmin değerler yıllık olarak Şekil 94'te gösterilmiştir. Şekil 93'te ve Şekil 94'te rüzgar türbininin üretim tahminleri geçmiş verilerden yararlanılarak Minitab programı ile üretilmiştir. WTG07 kodlu rüzgar türbininin bütün aşamaları diğer 9 adet rüzgar türbinine ve 10 adet rüzgar türbininin toplam değerine uygulanmış olup bunlara ait şekil ve açıklamalara tek tek yer verilmeyip farklı durumlarda türbinlere ait çıktılar sonuçları Tablo 68, Tablo 69, Tablo 70 ve Tablo 71'de gösterilmiştir.

Tablo 68: Rüzgar Türbinleri için Minitab Üretim Sonuçlarına Göre Tahmini Değerlerin (Bağımlı Değişkenlerin) Sonuçları

	10 Türbinlik RES İçin	WTG03	WTG04	WTG06	WTG07	WTG08	WTG11	WTG21	WTG26	WTG32	WTG42
DSCR (x)	1,8	2	2,15	2,03	2,23	1,8	1,61	1,68	1,25	1,68	1,97
FCFE_NPV ($)	2.734.434,90	695.334,19	918.997,65	798.243,90	1.098.594,07	302.310,03	-83.849,02	47.266,20	-736.777,68	59.688,09	665.265,43
FCFF_NPV ($)	7.114.936,00	1.224.985,00	1.489.823,00	1.347.544,00	1.736.427,00	729.315,00	244.711,00	397.197,00	-580.194,00	425.762,00	1.182.415,00
FCFE_IRR (%)	14,25	17,79	19,92	18,77	21,15	14,51	11,32	12,43	6,04	12,50	17,55
FCFF_IRR (%)	11,87	13,89	15,03	14,41	15,80	11,97	10,00	10,68	6,48	10,75	13,74
FCFE_PBP (Yıl)	16,86	10,97	8,37	9,9	7,81	16,31	>25	20,59	>25	20,52	11,24
FCFF_PBP (Yıl)	14	10	9	10	8	14	19	17	>25	17	10

Tablo 69: Rüzgar Türbinleri İçin İyi Durum Senaryosuna Göre Tahmini Değerlerin (Bağımsız Değişkenlerin) Sonuçları

	10 Türbinlik RES İçin	WTG03	WTG04	WTG06	WTG07	WTG08	WTG11	WTG21	WTG26	WTG32	WTG42
DSCR (x)	2,43	2,42	2,8	2,43	2,79	2,8	2,42	2,44	2,43	2,43	2,43
FCFE_NPV ($)	16.937.359,38	1.693.727,37	2.504.141,15	1.696.095,17	2.486.617,97	2.499.535,85	1.694.647,24	1.700.769,78	1.693.228,40	1.697.848,86	1.698.502,27
FCFF_NPV ($)	22.341.456,00	2.234.126,00	3.265.736,00	2.234.890,00	3.249.029,00	3.261.781,00	2.234.421,00	2.240.259,00	2.233.138,00	2.236.768,00	2.238.060,00
FCFE_IRR (%)	25	25	28	25,09	28,37	28,46	25,08	25,11	25,08	25,12	25,11
FCFF_IRR (%)	18	18	20	18	20,28	20,34	17,86	17,87	17,86	17,88	17,87
FCFE_PBP (Yıl)	4,3	4,4	4,22	4,4	4,24	4,22	4,4	4,38	4,39	4,38	4,39
FCFF_PBP (Yıl)	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6

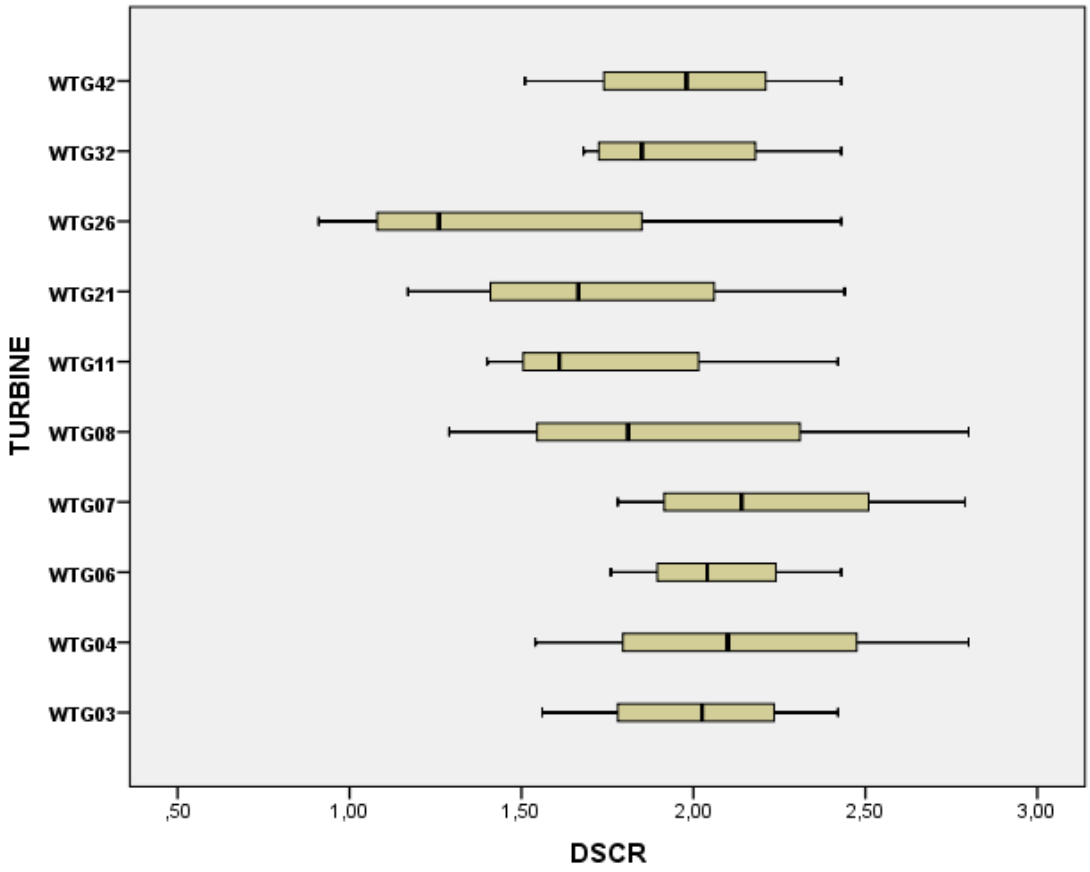
Tablo 70: Rüzgar Türbinleri İçin Normal Durum Senaryosuna Göre Tahmini Değerlerin (Bağımsız Değişkenlerin) Sonuçları

	10 Türbinlik RES İçin	WTG03	WTG04	WTG06	WTG07	WTG08	WTG11	WTG21	WTG26	WTG32	WTG42
DSCR (x)	2,05	2,05	2,05	2,05	2,05	1,82	1,61	1,65	1,27	1,93	1,99
FCFE_NPV ($)	7.546.272,84	763.386,77	763.509,29	769.655,04	764.581,64	318.614,63	-89.477,45	-8.307,55	-745.505,51	576.326,48	667.026,68
FCFF_NPV ($)	12.983.725,00	1.308.995,00	1.309.068,00	1.314.916,00	1.308.287,00	750.800,00	238.899,00	341.375,00	-582.734,00	1.165.804,00	1.186.894,00
FCFE_IRR (%)	18,46	18,53	18,40	18,40	18,39	14,67	11,28	11,95	6,06	16,04	17,54
FCFF_IRR (%)	14,26	14,30	14,24	14,24	14,24	12,03	9,97	10,40	6,48	13,17	13,75
FCFE_PBP (Yıl)	10,3	10,24	10,08	10,06	10,09	16,26	22,51	21,43	>25	13,67	11,2
FCFF_PBP (Yıl)	10	10	10	10	10	14	19	18	>25	12	10

Tablo 71: Rüzgar Türbinleri İçin Kötü Durum Senaryosuna Göre Tahmini Değerlerin (Bağımsız Değişkenlerin) Sonuçları

	10 Türbinlik RES İçin	WTG03	WTG04	WTG06	WTG07	WTG08	WTG11	WTG21	WTG26	WTG32	WTG42
DSCR (x)	1,77	1,56	1,54	1,76	1,78	1,29	1,4	1,17	0,91	1,77	1,51
FCFE_NPV ($)	-134.605,68	-529.704,09	-564.732,40	-34.171,77	2.112,79	-1.024.002,00	-844.550,11	-1.249.308,80	-1.739.958,83	-131.044,50	-508.076,40
FCFF_NPV ($)	288.151,00	-248.444,00	-291.827,00	485.230,00	428.449,00	-919.071,00	-582.958,00	-1.225.205,00	-1.891.679,00	293.197,00	-247.467,00
FCFE_IRR (%)	13,87	10,56	10,33	13,74	14,06	6,51	8,38	4,66	0,48	13,89	9,76
FCFF_IRR (%)	11,60	9,52	9,38	11,72	11,70	6,81	8,77	5,48	2,36	11,61	9,00
FCFE_PBP (Yıl)	>25	>25	>25	>25	21	>25	>25	>25	>25	>25	>25
FCFF_PBP (Yıl)	18	>25	>25	17	17	>25	>25	>25	>25	18	>25

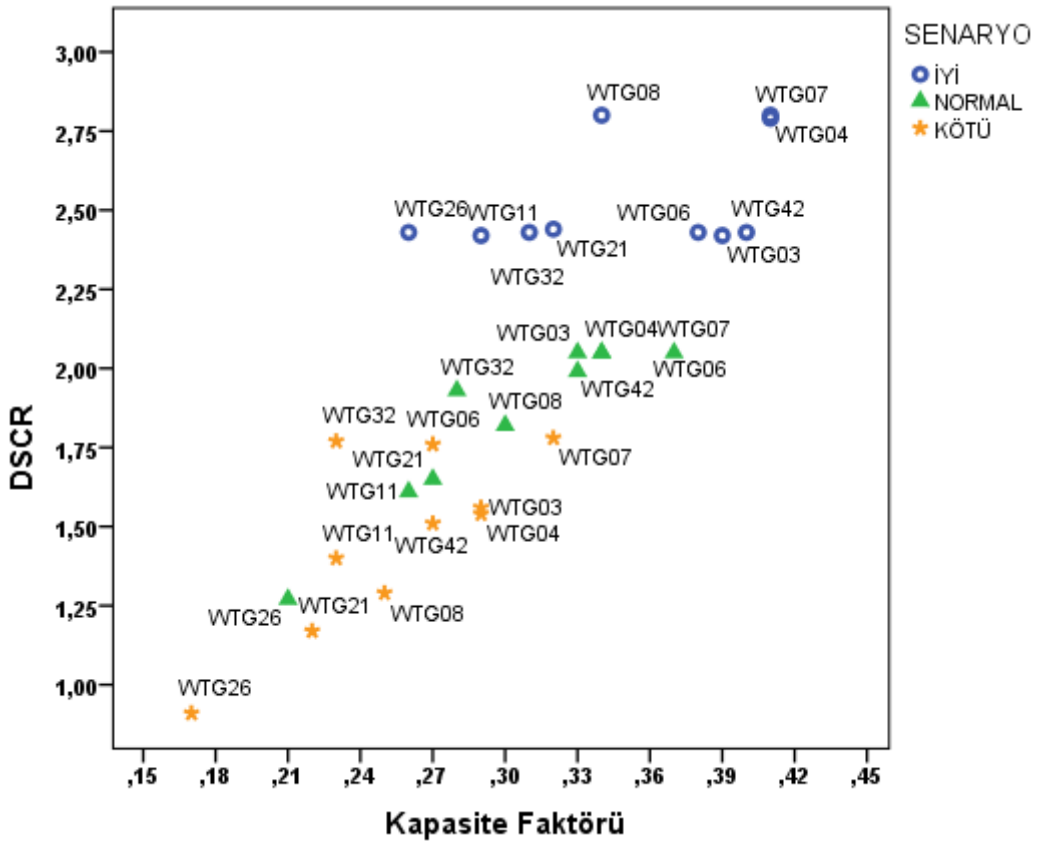
Şekil 95: Türbinlerin Senaryo Sonuçlarına Göre Borç Servis Karşılama Oranı (DSCR)



Şekil 95'de 10 adet rüzgar türbininin her birine ait dört farklı senaryoya (minitab üretim sonucu, iyi durum, normal durum ve kötü durum) göre oluşan borç servisi karşılama oranları gösterilmiştir. Şekil 95'in oluşturulmasında SPSS21 programının Boxplot grafik uygulamasından yararlanılmıştır. Borç servisi karşılama oranı, firma sahiplerine sağlanan serbest nakit akımının proje finansmanında kullanılan yabancı kaynak anapara ve faiz toplam ödemesinin kaç katı olduğunu gösteren bir orandır. Borç servis oranın en az "1" olması istenir. Eğer borç servis oranı "1"'den büyük olması projeyi finanse eden yabancı kaynak sahipleri verdikleri borcun anapara ve faizini tahsil ettiklerini gösterir. Eğer borç servis oranı "1"'den küçük ise projeyi finanse eden yabancı kaynak sahipleri verdikleri borcun anapara ve faizini tahsil edemedikleri anlaşılır. Şekil 95'te dört farklı senaryoya göre borç servis oranı türbin bazında Boxplot ile gösterilmiştir. Boxplot grafiği verilerin dağılımını göstermekte yararlanılan basit bir gösterimdir. Boxplot grafiğinin iki uç noktasındaki

çizgi minimum, maksimum değeri kutu içerisindeki çizgi ise medyandır. Şekil 95'te türbinlerin her birine ait kutu içerisindeki medyan değeri borç servis oranının ortanca değerini göstermektedir. WTG26 kodlu rüzgar türbinin minimum değerdeki borç servis oranı "1"'den küçüktür. WTG26 kodlu rüzgar türbininin minimum değeri "0,91" olup borç servis oranın kötü durum senaryosundaki değeridir. WTG26 kodlu rüzgar türbinin dışında diğer türbinlerin minimum borç servis oranları "1"'den büyüktür. Her bir rüzgar türbinini bireysel yatırım olarak düşündüğümüzde, her birine verilecek yabancı finansman kaynağı en kötü ihtimalde borcun anapara ve faizini tahsil edebildikleri görülmektedir. Borç servis oranı özellikle RES yatırımına finansman sağlayacak borç verecekler için önemli bir göstergedir.

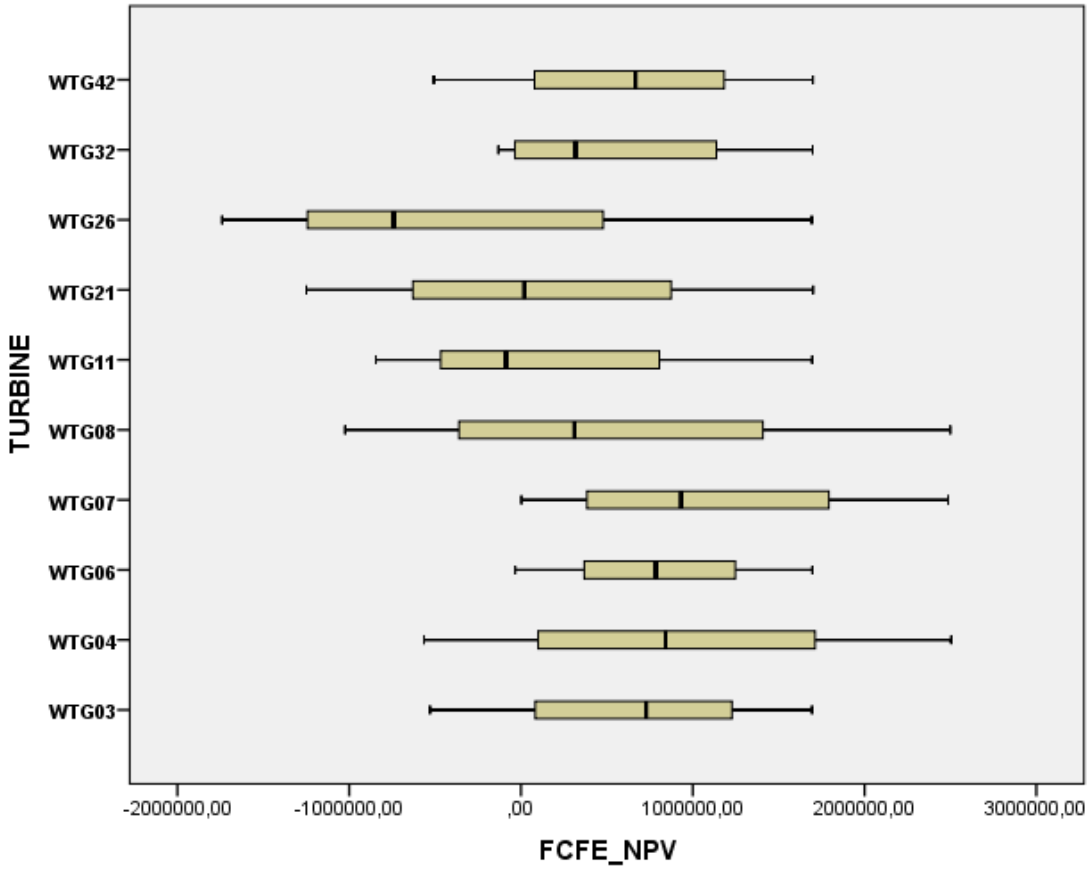
Şekil 96: Türbinlerin Farklı Senaryolarda Kapasite Faktörlerine Göre Borç Servis Karşılama Oranı (DSCR)



Şekil 96'da rüzgar türbinlerinin 3 farklı senaryoda kapasite faktörüne göre borç servis karşılama oranı (DSCR) gösterilmiştir. Aynı bölgede kurulu olan her bir rüzgar türbini farklı rüzgar hızlarına sahiptir. Rüzgar hızı, türbininin üretimini

belirleyen en önemli girdi olup türbinin ekonomik performansının da belirleyicisidir. Rüzgar türbininin bulunduğu yerdeki aldığı ortalama rüzgar hızı türbinin kapasite kullanımını da belirlemektedir. Kapasite kullanım oranı ile türbinin ekonomik performansı arasında pozitif yönlü bir ilişki vardır. Kapasite kullanım oranı arttıkça (azaldıkça) türbinin ekonomik performansı artmaktadır (düşmektedir). Şekil 96, Şekil 95'in dağılım şeklindeki gösterimidir. Şekil 96'da üç farklı senaryoda kapasite faktörüne göre borç servisi karşılama oranının dağılımı gösterilmiştir. Buna göre kapasite faktörü arttıkça (azaldıkça) borç servisi karşılama oranı artmakta (azalmakta) dır.

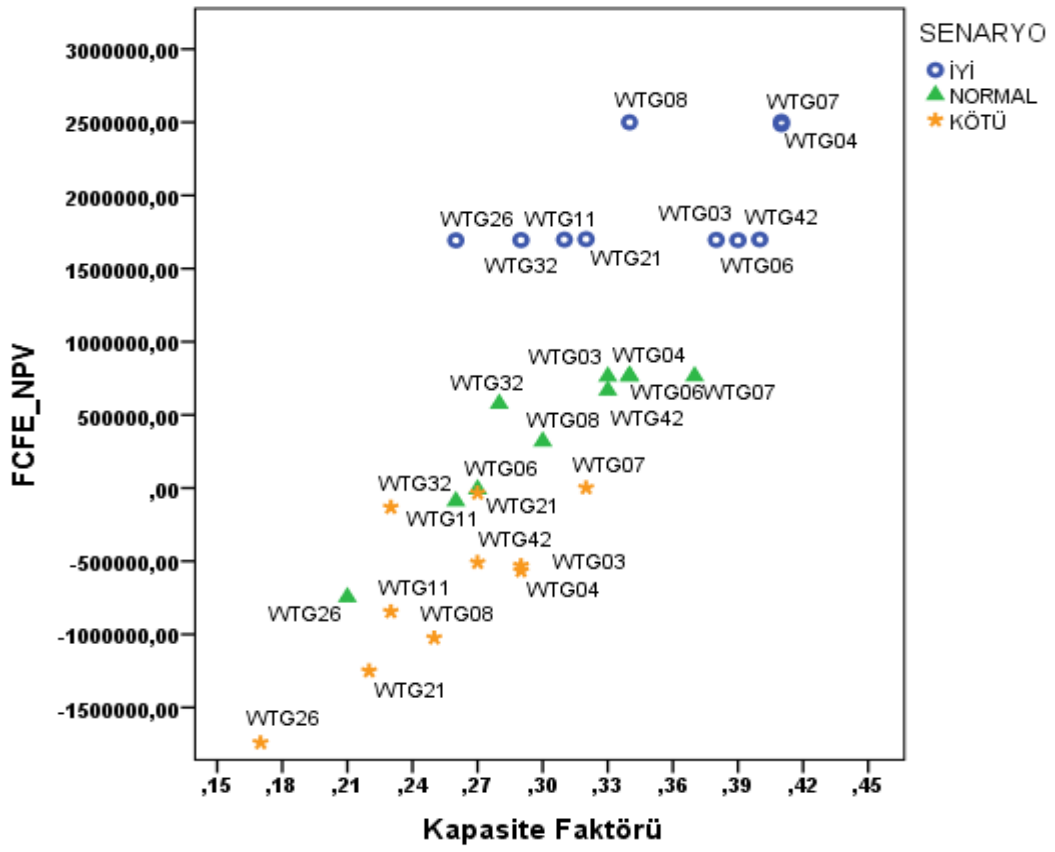
Şekil 97: Türbinlerin Senaryo Sonuçlarına Göre Özsermaye Sahiplerine Sağlanan Net Bugünkü Değeri (FCFE_NPV)



Şekil 97'de 10 adet rüzgar türbininin her birine ait dört farklı senaryoya (minitab üretim sonucu, iyi durum, normal durum ve kötü durum) göre oluşan değerlerle projenin özsermaye sahipleri için net bugünkü değeri gösterilmiştir. Proje değerlendirmesinde net bugünkü değerin "0"'dan büyük veya en düşük değer olarak

"0" olması istenir. WTG07kodlu rüzgar türbini hariç, diğer türbinlerin özsermaye sahiplerine sağlanan net bugünkü değerleri en kötü durumda (minimum değerde) "0"'dan küçük negatif değere sahiptir. Türbinlere ait Boxplot gösterimindeki kutu içerisindeki değerlerde bulunan medyan ortanca değere bakıldığında, WTG11, WTG21 ve WTG26 kodlu rüzgar türbinlerinin negatif değere sahip olduğu görülmektedir. Bu sonuca göre bu üç türbinin dışındaki diğer türbinlerin özsermaye sahipleri için net bugünkü değerlerinin "0"'dan büyük olduğu ve yatırımın pozitif olarak değerlendirilebileceğini görülmektedir. Türbinlere ait Boxplot gösterimindeki maksimum değerlere bakıldığında, WTG04, WTG07 ve WTG08 kodlu rüzgar türbinleri projeleri özsermaye sahipleri için net bugünkü değerleri diğer rüzgar türbini projelerine göre daha fazla değere sahiptir.

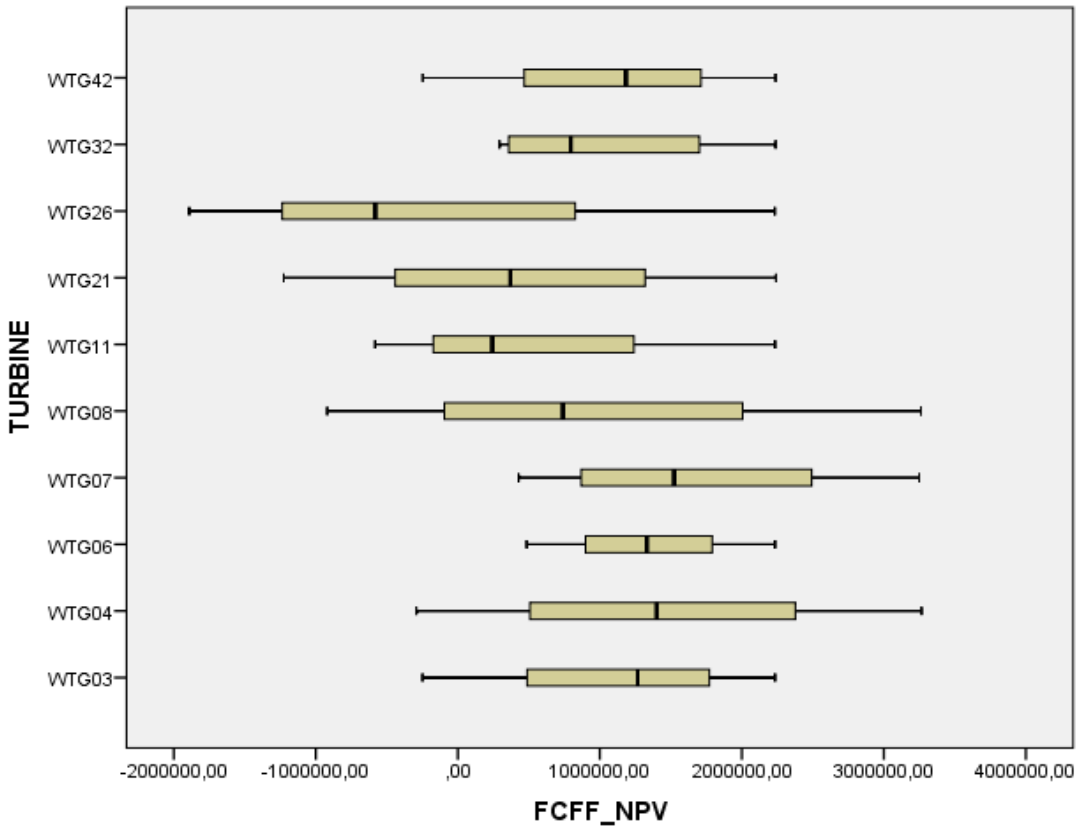
Şekil 98: Türbinlerin Farklı Senaryolarda Kapasite Faktörlerine Göre Özsermaye Sahiplerine Sağlanan Net Bugünkü Değeri (FCFE_NPV)



Şekil 98'de 10 adet rüzgar türbinin üç farklı senaryoda türbinlerin sahip oldukları kapasite faktörlerine göre özsermaye sahiplerine sağlanan net bugünkü

değeri (FCFE_NPV) gösterilmiştir. Kapasite faktörü arttıkça (azaldıkça) türbinin ekonomik performansı artmaktadır (düşmektedir). Şekil 98, Şekil 97'nin dağılım şeklindeki gösterimidir. Şekil 98'de üç farklı senaryoda kapasite faktörüne göre özsermaye sahiplerine sağlanan net bugünkü değer (FCFE_NPV) dağılımı gösterilmiştir. Buna göre kapasite faktörü arttıkça (azaldıkça) özsermaye sahiplerine sağlanan net bugünkü değer artmakta (azalmakta) dır. Ekonomik durum değerlendirmesinde iyi senaryoda WTG04, WTG07 ve WTG08 kodlu rüzgar türbinleri birbirine yakın olup her bir türbin yatırımı yaklaşık 2500000 $'lık özsermaye sahiplerine net bugünkü değer sağlamaktadır. Diğer türbin yatırımlarının her biride yaklaşık olarak 1700000 $'lık özsermaye sahiplerine net bugünkü değer sağlamaktadır. Normal durum ve kötü durum senaryosunda rüzgar türbinlerinin her birinin özsermaye sahiplerine sağladığı net bugünkü değer tutarı farklılaşmaktadır.

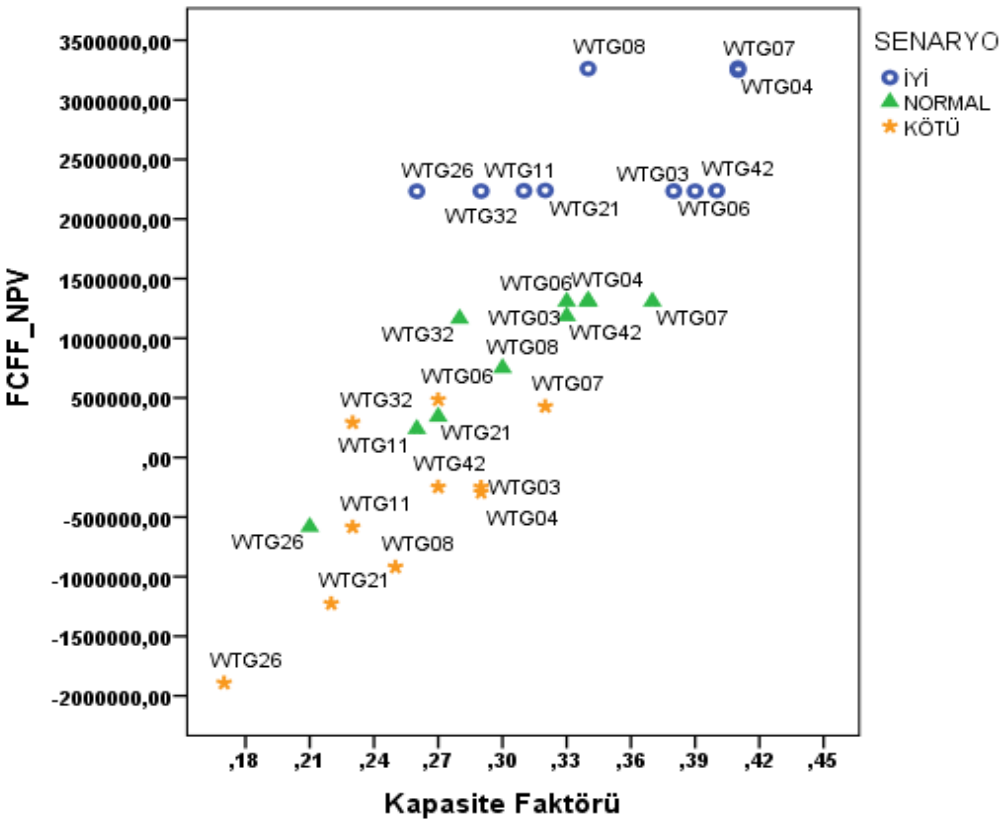
Şekil 99: Türbinlerin Senaryo Sonuçlarına Göre Firma Sahiplerine Sağlanan Net Bugünkü Değeri (FCFF_NPV)



Şekil 99'da 10 adet rüzgar türbininin her birine ait dört farklı senaryoya (minitab üretim sonucu, iyi durum, normal durum ve kötü durum) göre oluşan

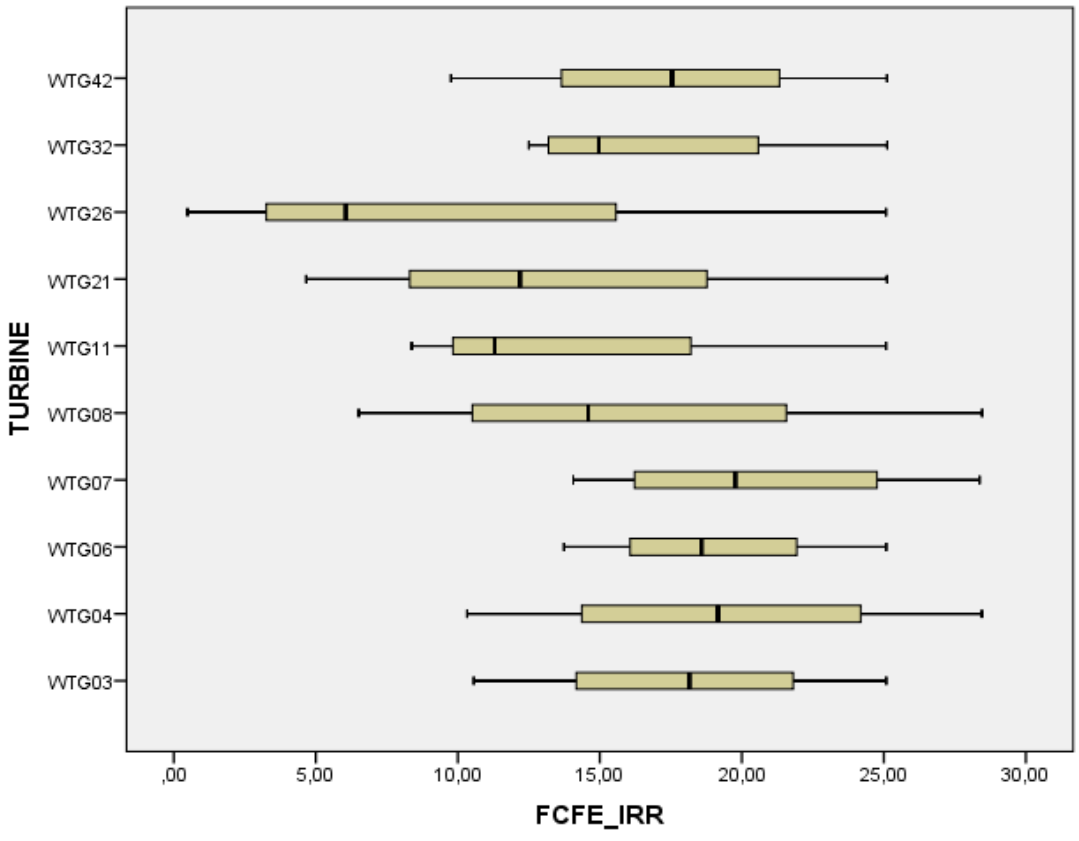
değerlerle projenin firma sahipleri için net bugünkü değeri gösterilmiştir. Proje değerlendirmesinde net bugünkü değerin "0"'dan büyük veya en düşük değer olarak "0" olması istenir. WTG06, WTG07 ve WTG32 kodlu rüzgar türbinleri hariç diğer türbinlerin firma sahiplerine sağlanan net bugünkü değerleri en kötü durumda (minimum değerde) "0"'dan küçük negatif değere sahiptir. Türbinlere ait Boxplot gösterimindeki kutu içerisindeki değerlerde bulunan medyan ortanca değere bakıldığında, WTG26 kodlu rüzgar türbininin negatif değere sahip olduğu görülmektedir. Türbinlere ait Boxplot sonuçlarına göre minimum değerde dahi WTG06, WTG07 ve WTG32 kodlu rüzgar türbinlerinin firma sahipleri için net bugünkü değerleri "0"'dan büyük olduğu ve yatırımın pozitif olarak değerlendirilebileceğini görülmektedir. Türbinlere ait Boxplot gösterimindeki maksimum değerlere bakıldığında, WTG04, WTG07 ve WTG08 kodlu rüzgar türbinleri projeleri firma sahipleri için net bugünkü değerleri diğer rüzgar türbini projelerine göre daha fazla değere sahiptir.

Şekil 100: Türbinlerin Farklı Senaryolarda Kapasite Faktörlerine Göre Firma Sahiplerine Sağlanan Net Bugünkü Değeri (FCFF_NPV)



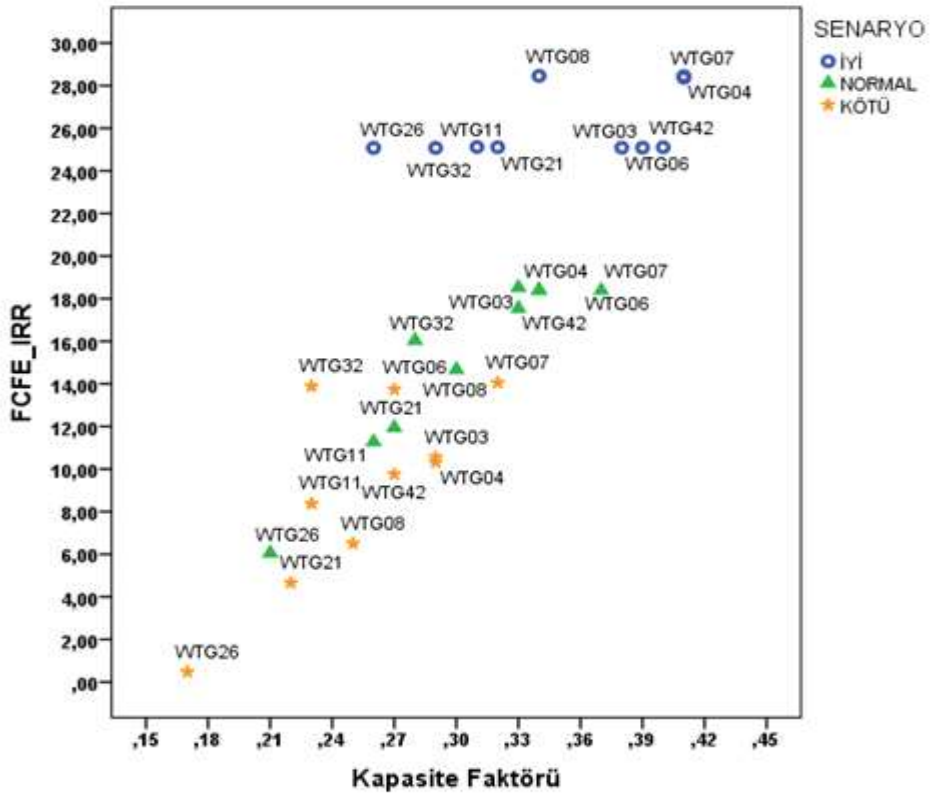
Şekil 100'de 10 adet rüzgar türbinin üç farklı senaryoda türbinlerin sahip oldukları kapasite faktörlerine göre firma sahiplerine sağlanan net bugünkü değeri (FCFF_NPV) gösterilmiştir. Kapasite faktörü arttıkça (azaldıkça) türbinin ekonomik performansı artmaktadır (düşmektedir). Şekil 100, Şekil 99'un dağılım şeklindeki gösterimidir. Şekil 100'de üç farklı senaryoda kapasite faktörüne göre firma sahiplerine sağlanan net bugünkü değer (FCFF_NPV) dağılımı gösterilmiştir. Buna göre kapasite faktörü arttıkça (azaldıkça) firma sahiplerine sağlanan net bugünkü değer artmakta (azalmakta) dır. Ekonomik durum değerlendirmesinde iyi senaryoda WTG04, WTG07 ve WTG08 kodlu rüzgar türbinleri birbirine yakın olup her bir türbin yatırımı firma sahiplerine yaklaşık 3250000 $'lık net bugünkü değer sağlamaktadır. Diğer türbin yatırımlarının her biride firma sahiplerine yaklaşık olarak 2250000 $'lık net bugünkü değer sağlamaktadır. Normal durum ve kötü durum senaryosunda rüzgar türbinlerinin her birinin firma sahiplerine sağladığı net bugünkü değer tutarı farklılaşmaktadır.

Şekil 101: Türbinlerin Senaryo Sonuçlarına Göre Özsermaye Sahipleri İçin Projenin İç Verim Oranı (FCFE_IRR)



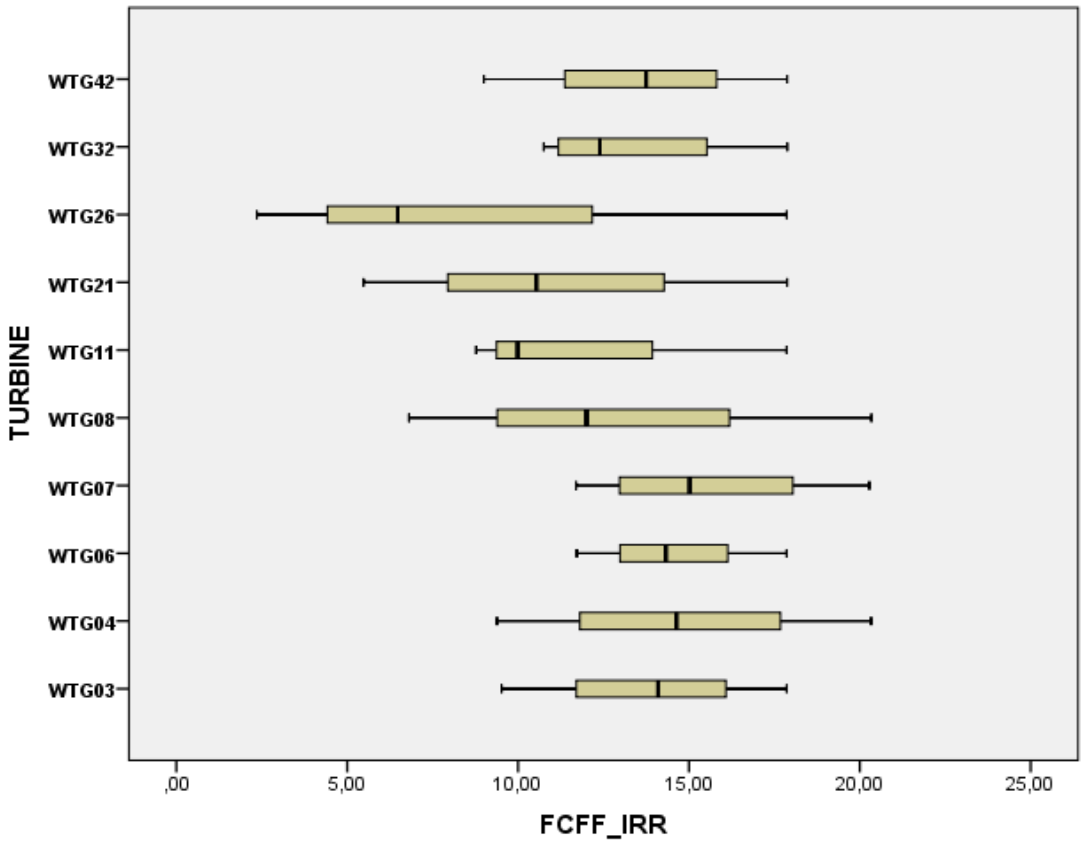
Şekil 101'de 10 adet rüzgar türbininin her birine ait dört farklı senaryoya (minitab üretim sonucu, iyi durum, normal durum ve kötü durum) göre oluşan değerlerle projenin özsermaye sahipleri için iç verim oranı gösterilmiştir. Özsermaye sahipleri için projenin iç verim oranı özsermaye maliyeti ile karşılaştırılmaktadır. Rüzgar türbini projelerinin, minitab üretim sonuçlarına ve normal durum senaryosuna göre özsermaye maliyet oranı "12 %", iyi durum senaryosuna göre özsermaye maliyet oranı "10 %" ve kötü durum senaryosuna göre özsermaye maliyet oranı "15 %" dir. Bu durumdarüzgar türbini projelerinin özsermaye sahipleri adına verimli olup kabul edilebilmesi için projenin iç verim oranı en kötü durumda "10 %"olması istenir. WTG03, WTG04, WTG06, WTG07 ve WTG32 kodlu rüzgar türbinin Boxplot değerlerinde minimum değerleri "10 %"'dan büyük olup diğer türbinlerin minimum değerleri "10 %"'dan küçüktür. WTG04, WTG07 ve WTG08 kodlu rüzgar türbinlerinin özsermaye sahipleri için iç verim oranına ait Boxplot sonuçlarında maksimum uç noktaları diğer türbinlere göre daha fazladır. WTG26 kodlu rüzgar türbini en fazla aralığa sahip olan türbini dir.

Şekil 102: Türbinlerin Farklı Senaryolarda Kapasite Faktörlerine Göre Özsermaye Sahipleri İçin Projenin İç Verim Oranı (FCFE_IRR)



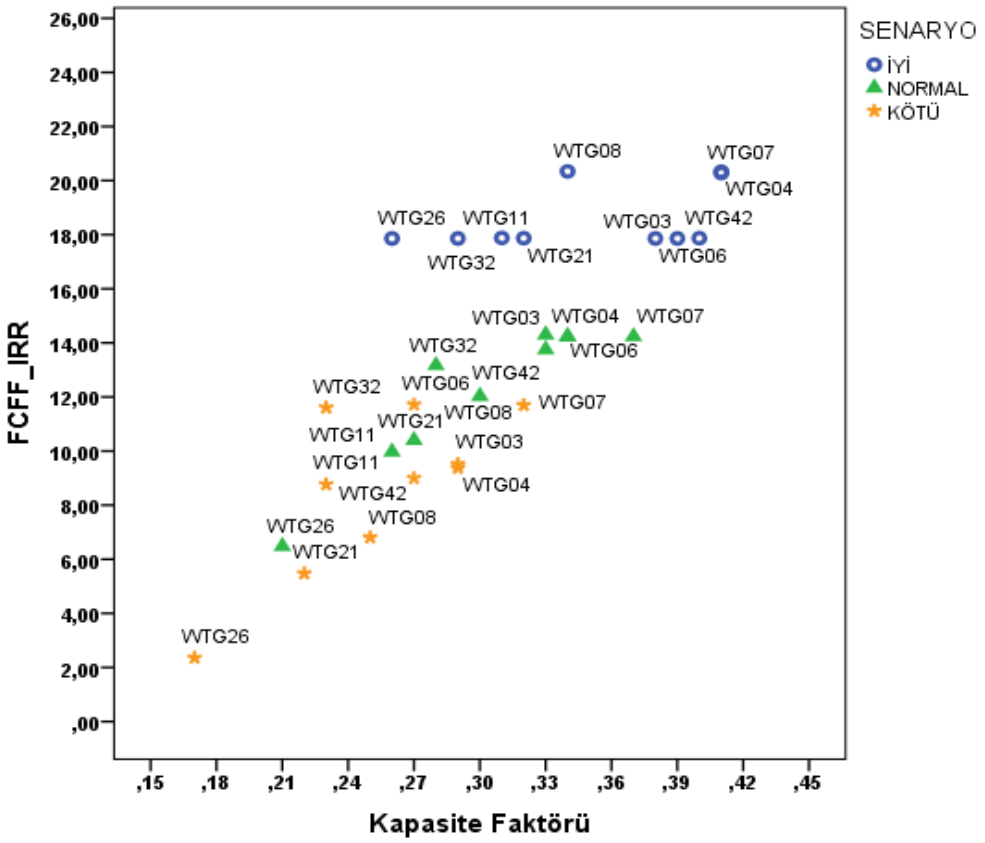
Şekil 102'de 10 adet rüzgar türbinin üç farklı senaryoda türbinlerin sahip oldukları kapasite faktörlerine göre özsermaye sahipleri için projenin iç verim oranı (FCFE_IRR) gösterilmiştir. Kapasite faktörü arttıkça (azaldıkça) türbinin ekonomik performansı artmaktadır (düşmektedir). Şekil 102, Şekil 101'in dağılım şeklindeki gösterimidir. Şekil 102'de üç farklı senaryoda kapasite faktörüne göre özsermaye sahipleri için projenin iç verim oranı (FCFE_IRR) dağılımı gösterilmiştir. Buna göre kapasite faktörü arttıkça (azaldıkça) özsermaye sahipleri için projenin iç verim oranı artmakta (azalmakta) dır. Ekonomik durum değerlendirmesinde iyi senaryoda WTG04, WTG07 ve WTG08 kodlu rüzgar türbinleri birbirine yakın olup her bir türbin yatırımının iç verim oranı yaklaşık olarak "28 %"'dir. Diğer türbin yatırımlarının her biri için iç verim oranı yaklaşık olarak "25 %"'dir. Normal durum ve kötü durum senaryosunda rüzgar türbinlerinin her birinin iç verim oranı farklılaşmaktadır. Genel olarak kapasite faktörü arttıkça özsermaye sahiplerine sağlanan iç verim oranının arttığı görülmektedir.

Şekil 103: Türbinlerin Senaryo Sonuçlarına Göre Firma Sahipleri İçin Projenin İç Verim Oranı(FCFF_IRR)



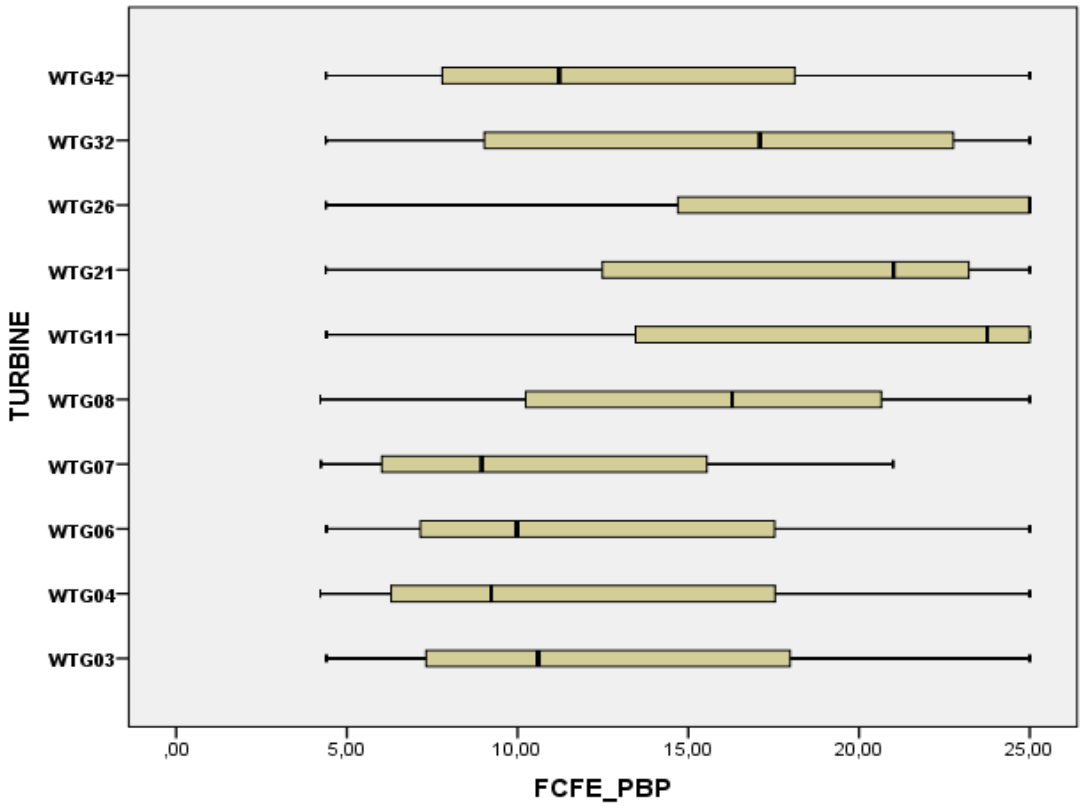
Şekil 103'te 10 adet rüzgar türbininin her birine ait dört farklı senaryoya (minitab üretim sonucu, iyi durum, normal durum ve kötü durum) göre oluşan değerlerle projenin firma sahipleri için iç verim oranı gösterilmiştir. Firma sahipleri için projenin iç verim oranı Ağılıklı Ortalama Sermaye Maliyeti (AOSM) ile karşılaştırılmaktadır.Rüzgar türbini projelerinin, minitab üretim sonuçlarına ve normal durum senaryosuna göre AOSM oranı "9 %", iyi durum senaryosuna göre AOSM oranı "8 %" ve kötü durum senaryosuna göre AOSM oranı "10.5 %" dir. Bu durumda rüzgar türbini projelerinin firma sahipleri adına verimli olup kabul edilebilmesi için projenin iç verim oranı en kötü durumda "8 %" olması istenir. WTG08, WTG21 ve WTG26 kodlu rüzgar türbini yatırımlarının firma sahipleri için iç verim oranına ait Boxplot sonuçlarında minimum değerler "8 %"'den küçüktür. WTG04, WTG07 ve WTG08 kodlu rüzgar türbinlerinin firma sahipleri için iç verim oranına ait Boxplot sonuçlarında maksimum uç noktaları, diğer türbinlere göre daha fazladır.

Şekil 104: Türbinlerin Farklı Senaryolarda Kapasite Faktörlerine Göre Firma Sahipleri İçin Projenin İç Verim Oranı (FCFF_IRR)



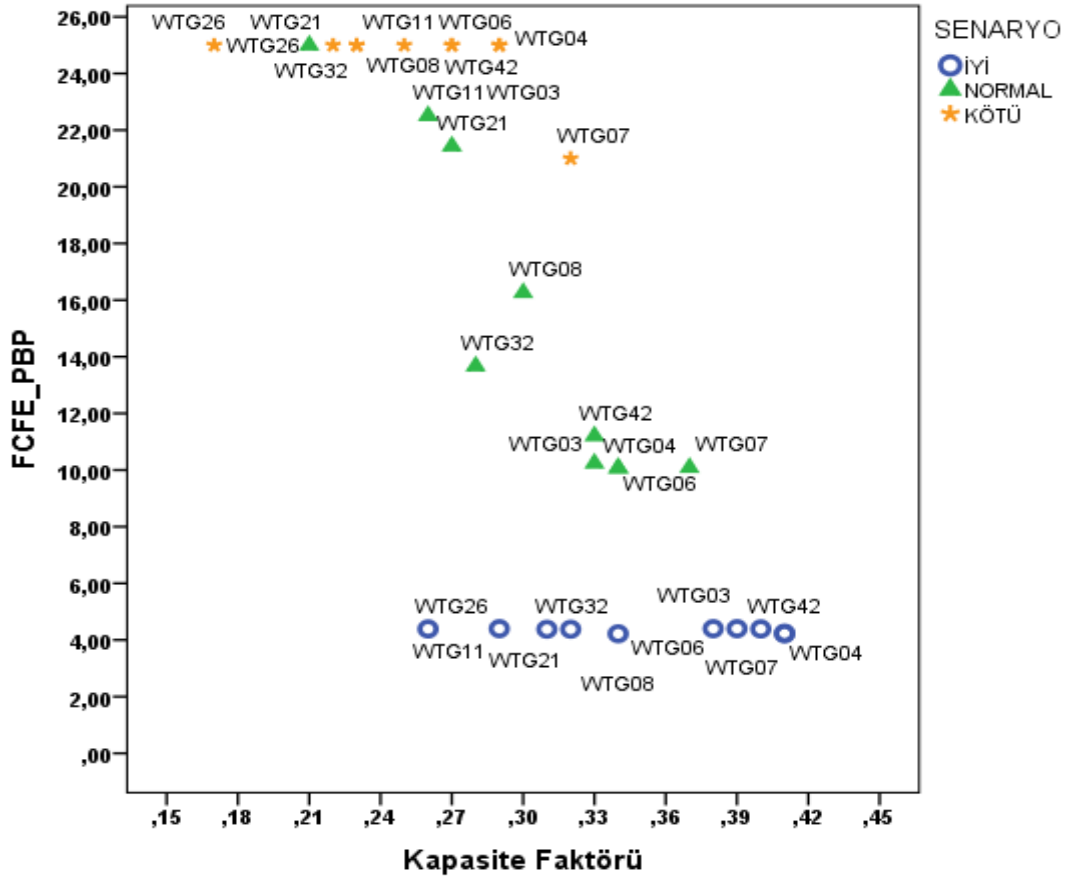
Şekil 104'te 10 adet rüzgar türbinin üç farklı senaryoda türbinlerin sahip oldukları kapasite faktörlerine göre firma sahipleri için projenin iç verim oranı (FCFF_IRR) gösterilmiştir. Kapasite faktörü arttıkça (azaldıkça) türbinin ekonomik performansı artmaktadır (düşmektedir). Şekil 104, Şekil 103'ün dağılım şeklindeki gösterimidir. Şekil 104'te üç farklı senaryoda kapasite faktörüne göre firma sahipleri için projenin iç verim oranı (FCFF_IRR) dağılımı gösterilmiştir. Buna göre kapasite faktörü arttıkça (azaldıkça) firma sahipleri için projenin iç verim oranı artmakta (azalmakta) dır. Ekonomik durum değerlendirmesinde iyi senaryoda WTG04, WTG07 ve WTG08 kodlu rüzgar türbinleri birbirine yakın olup her bir türbin yatırımının iç verim oranı yaklaşık olarak "20 %"'dir. Diğer türbin yatırımlarının her biri için iç verim oranı yaklaşık olarak "17.5 %"'dir. Normal durum ve kötü durum senaryosunda rüzgar türbinlerinin her birinin iç verim oranı farklılaşmaktadır. Genel olarak normal durum ve kötü durum senaryolarında kapasite faktörü arttıkça firma sahiplerine sağlanan iç verim oranının arttığı görülmektedir.

Şekil 105: Türbinlerin Senaryo Sonuçlarına Göre Özsermaye Sahipleri İçin Projenin Geri Ödeme Süresi (FCFE_PBP)



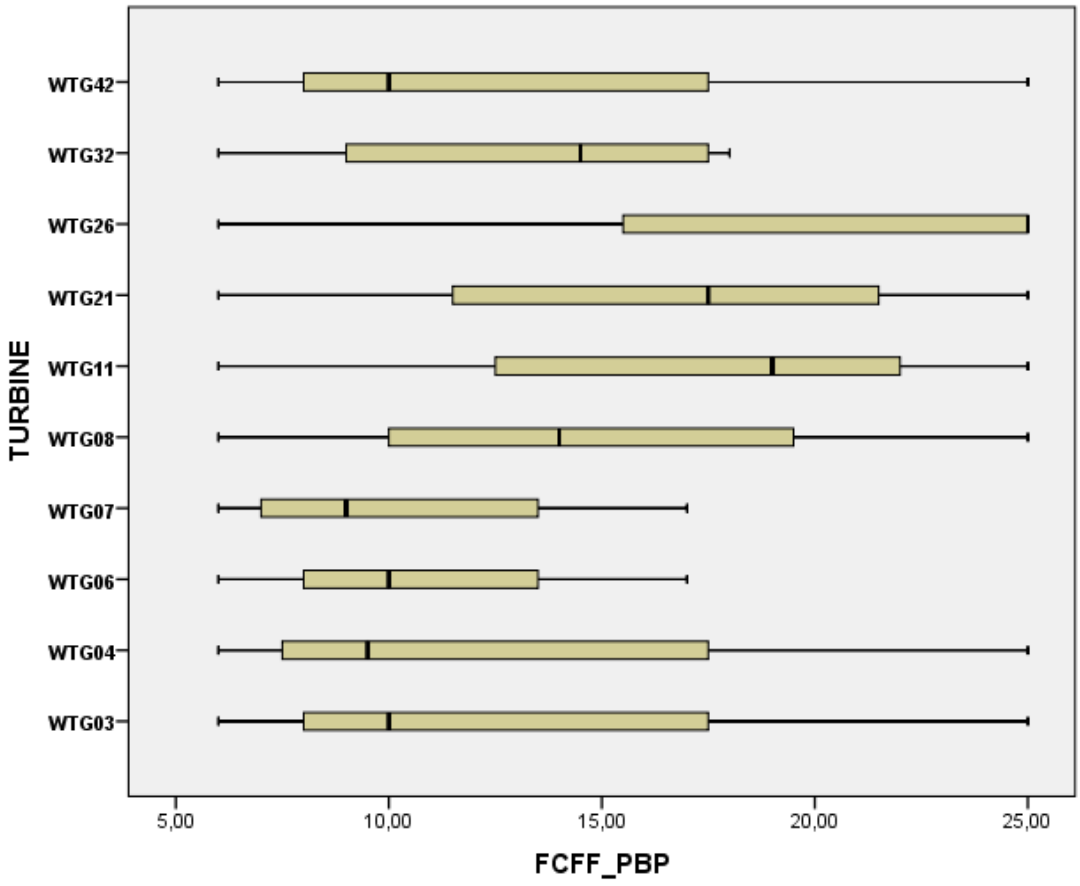
Şekil 105'te 10 adet rüzgar türbininin her birine ait dört farklı senaryoya (minitab üretim sonucu, iyi durum, normal durum ve kötü durum) göre oluşan değerlerle projenin özsermaye sahipleri için geri ödeme süresi gösterilmiştir. Yatırım projelerinin en kötü ihtimalle ekonomik ömrü içerisinde geri ödenmesi istenir. Rüzgar enerjisi yatırımında türbinin ekonomik ömrün 25 yıl olarak belirlenmiştir. Bu durumda yatırımın 25 yıldan daha kısa bir sürede geri ödenmesi istenmektedir. Yatırımdan beklenen kendini en kısa sürede geri ödemesidir. 10 türbinin tamamı bakıldığında yatırımın kendini en erken 4 ile 5 yıl aralığında geri ödediği görülmektedir. Boxplot sonuçlarına göre kötü durumda yatırım en geç geri ödeme süresinde WTG07 kodlu rüzgar türbinin dışındaki yatırımlar kendini 25 yıldan daha fazla sürede geri ödemektedir. Boxplot sonuçlarına göre WTG03, WTG04, WTG06 ve WTG07 kodlu rüzgar türbinlerinin kutu içerisindeki ortanca (medyan) değeri 10 yıl aralığındadır.

Şekil 106: Türbinlerin Farklı Senaryolarda Kapasite Faktörlerine Göre Özsermaye Sahipleri İçin Projenin Geri Ödeme Süresi (FCFE_PBP)



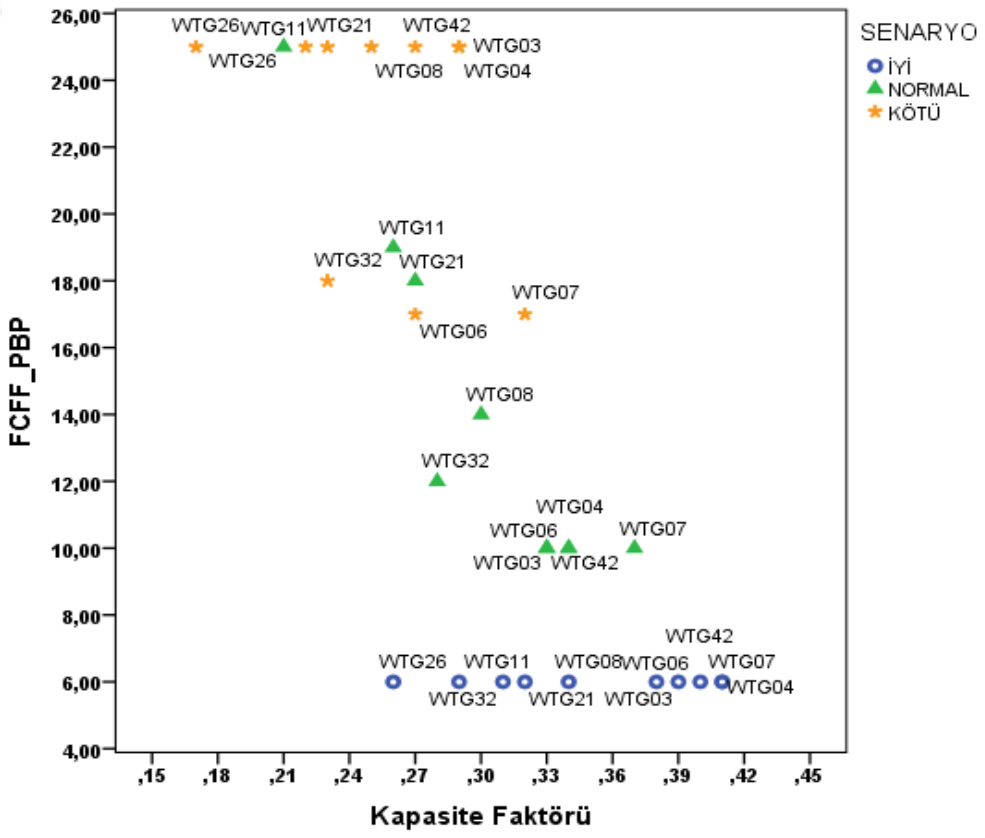
Şekil 106'da 10 adet rüzgar türbinin üç farklı senaryoda türbinlerin sahip oldukları kapasite faktörlerine göre özsermaye sahipleri için projenin geri ödeme süresi (FCFE_PBP) gösterilmiştir. Kapasite faktörü arttıkça (azaldıkça) türbinin ekonomik performansı artmaktadır (düşmektedir). Şekil 106, Şekil 105'in dağılım şeklindeki gösterimidir. Şekil 106'da üç farklı senaryoda kapasite faktörüne göre özsermaye sahipleri için projenin geri ödeme süresi (FCFE_PBP) dağılımı gösterilmiştir. Buna göre kapasite faktörü arttıkça (azaldıkça) özsermaye sahipleri için projenin geri ödeme süresi azalmakta (artmakta) dır. Ekonomik durum değerlendirmesinde iyi senaryoda türbinlerin tamamı yaklaşık olarak 4 yıl içerisinde geri ödendiği görülmektedir. Ekonominin normal durum senaryosunda projenin geri ödeme süresinin 10 yıldan başlayarak arttığı görülmektedir. Ekonominin kötü durum senaryosunda WTG07 kodlu rüzgar türbini hariç diğer türbinlerin geri ödeme süresinin 25 yıl veya 25 yıldan fazla olduğu görülmektedir.

Şekil 107: Türbinlerin Senaryo Sonuçlarına Göre Firma Sahipleri İçin Projenin Geri Ödeme Süresi (FCFF_PBP)



Şekil 107'de 10 adet rüzgar türbininin her birine ait dört farklı senaryoya (minitab üretim sonucu, iyi durum, normal durum ve kötü durum) göre oluşan değerlerle projenin firma sahipleri için geri ödeme süresi gösterilmiştir. Boxplot sonuçlarına göre WTG06, WTG07 ve WTG32 kodlu rüzgar türbinlerinin en kötü durumdaki geri ödeme süresi 17 ile 18 yıl aralığında olup diğer türbinler geri ödeme süresi 25 yıl veya 25 yıldanda fazladır. Boxplot sonuçlarına göre WTG03, WTG04, WTG42, WTG06 ve WTG07 kodlu rüzgar türbinlerinin kutu içerisindeki ortanca (medyan) değeri 10 yıl aralığındadır. WTG26 kodlu rüzgar türbinin Boxplot sonucundaki kutu içerisinde ortanca (medyan) değeri 25 yıldır. Medyan değeri normal durum senaryosu sonucuna yakın bir değer olarak alındığında, yatırımın ekonomik süre içerisinde kendini geri amorti edemediğini görülmektedir. WTG08, WTG11 ve WTG21 kodlu rüzgar türbinin Boxplot sonucundaki kutu içerisinde ortanca (medyan) değeri 15 yıldan fazladır.

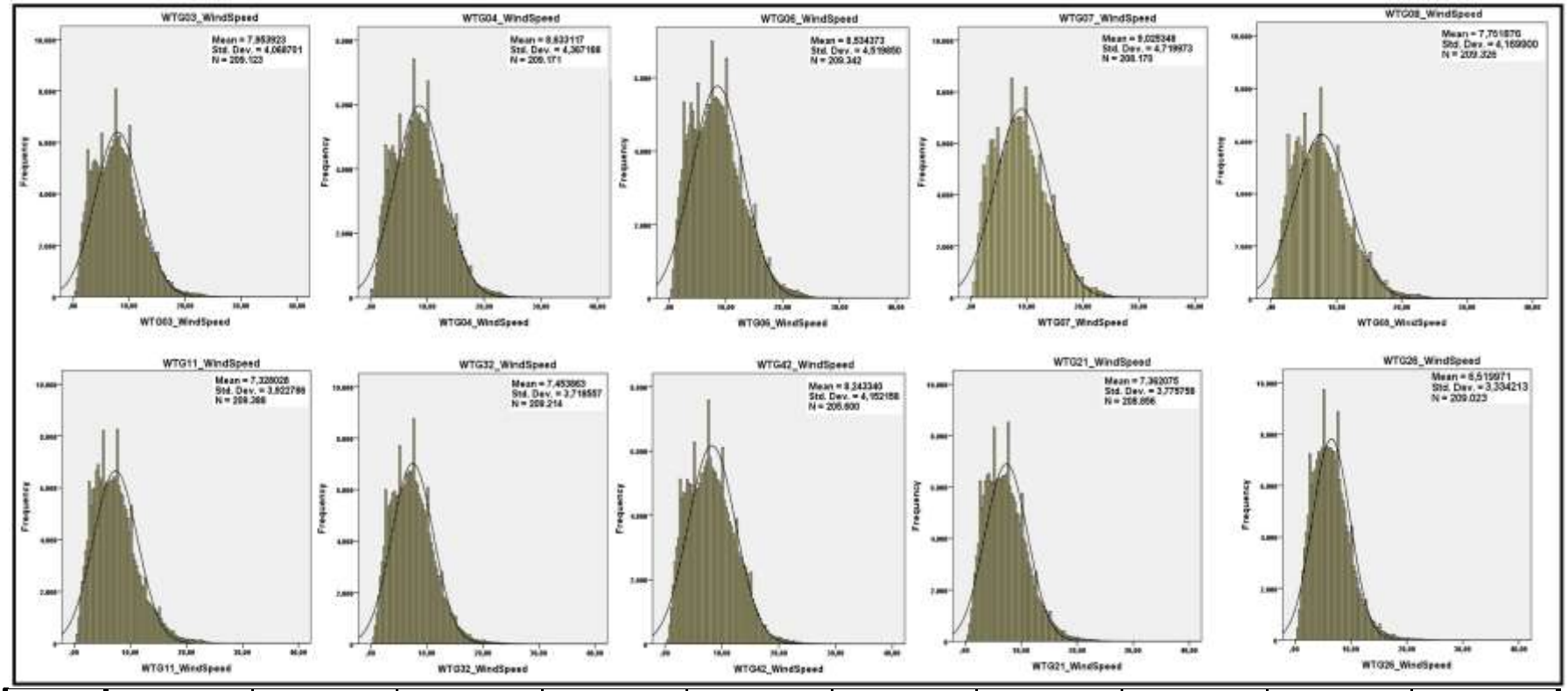
Şekil 108: Türbinlerin Farklı Senaryolarda Kapasite Faktörlerine Göre Firma Sahipleri İçin Projenin Geri Ödeme Süresi (FCFF_PBP)



Şekil 108'de 10 adet rüzgar türbinin üç farklı senaryoda türbinlerin sahip oldukları kapasite faktörlerine göre firma sahipleri için projenin geri ödeme süresi (FCFF_PBP) gösterilmiştir. Kapasite faktörü arttıkça (azaldıkça) türbinin ekonomik performansı artmaktadır (düşmektedir). Şekil 108, Şekil 107'nin dağılım şeklindeki gösterimidir. Şekil 108'de üç farklı senaryoda kapasite faktörüne göre firma sahipleri için projenin geri ödeme süresi (FCFF_PBP) dağılımı gösterilmiştir. Buna göre kapasite faktörü arttıkça (azaldıkça) firma sahipleri için projenin geri ödeme süresi azalmakta (artmakta) dır. Ekonomik durum değerlendirmesinde iyi senaryoda türbinlerin tamamı yaklaşık olarak 6 yıl içerisinde geri ödendiği görülmektedir. Ekonominin normal durum senaryosunda projenin geri ödeme süresinin 10 yıldan başlayarak arttığı görülmektedir. Ekonominin kötü durum senaryosunda WTG06, WTG07 ve WTG32 kodlu rüzgar türbinleri hariç diğer türbinlerin geri ödeme süresinin 25 yıl veya 25 yıldan fazla olduğu görülmektedir.

Yukarıda 7 adet tahmini değişkene ait sonuçlar, türbinlerin farklı senaryodaki durumlarını dikkate alarak Boxplot ve dağılım şeklinde gösterilmiştir. Aynı bölgedeki aynı maliyetlere ve giderlere katlanılarak kurulan rüzgar türbin yatırımlarının ekonomik durumları birbirinden farklı sonuçlar göstermektedir. Bu durum RES yatırımcısı için önemlidir. Çalışmanın önemli sonuçlarından biri RES yatırımı için aynı bölgedeki rüzgar türbinlerineait standart bir ekonomik çıktı elde etmek çoğunlukla zordur. Her ne kadar türbinlerin bulunduğu lokasyon aynı olsa da türbinlerin aldığı rüzgar hızı birbirinden farklı olmaktadır. Şekil 101'de 10 adet rüzgar türbine ait 01.01.2012-31.12.2015 tarihleri arasında türbinlerin frekans aralığı 10'ar dakikalık rüzgar hızlarına bağlı histogram şekli ve ortalama rüzgar alım hızları, standart sapmaları gösterilmiştir. Ortalama rüzgar hızlarına bakıldığında en büyük ortalama rüzgar hızı WTG07 kodlu rüzgar türbinine aittir. En düşük rüzgar hızı, WTG26 kodlu rüzgar türbinine aittir. Buraya kadar yapılan analizler sonucunda da en iyi ekonomik performansa sahip olan WTG07 türbininin olduğu ve en kötü ekonomik performansa sahip olan türbinin WTG26 kodlu rüzgar türbini olduğu görülmektedir. Bu durumda göstermektedir ki ortalama rüzgar hızı yatırımı ekonomik durumunu etkileyen önemli bir göstergedir.

Şekil 109: 01.01.2012-31.12.2015 Tarihleri Arasında 10 Adet Rüzgar Türbinine Ait Rüzgar Hızı Frekansları

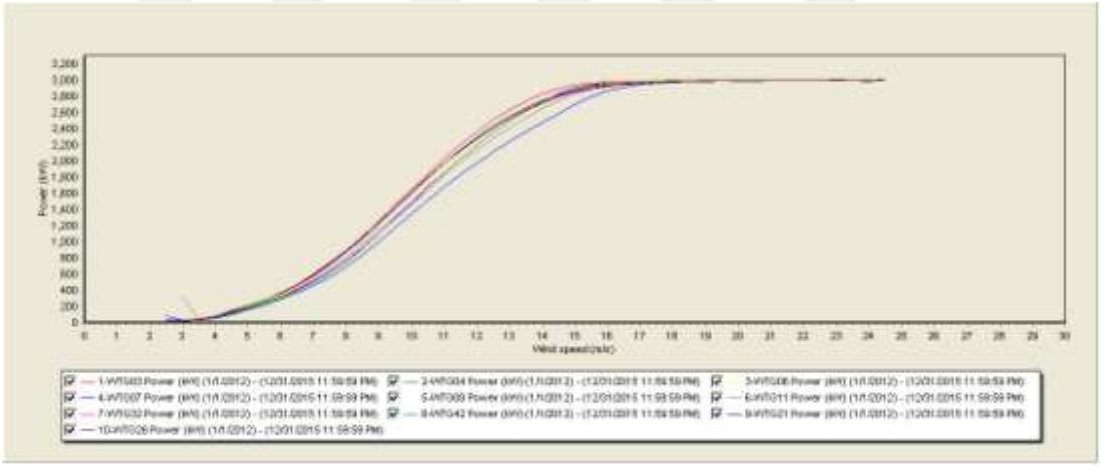


		WTG03_WindSpeed	WTG04_WindSpeed	WTG06_WindSpeed	WTG07_WindSpeed	WTG08_WindSpeed	WTG11_WindSpeed	WTG32_WindSpeed	WTG42_WindSpeed	WTG21_WindSpeed	WTG26_WindSpeed
N	Valid	209123	209171	209342	208170	209326	209388	209214	205600	208856	209023
	Missing	1262	1214	1043	2215	1059	997	1171	4785	1529	1362
	Tota	210385	210385	210385	210385	210385	210385	210385	210385	210385	210385
Mean		7,95	8,63	8,53	9,02	7,75	7,32	7,45	8,24	7,36	6,51
Median		7,70	8,30	8,20	8,60	7,30	6,80	7,10	7,90	6,90	6,20

Türbinlerin farklı senaryolarda kapasite faktörüne göre tahmini değişkenler sonuçlarına bakıldığın, iyi durum senaryosunda türbinlerin bir birine yakın özellikte değerlere sahip olduğu görülmekteyken, ekonomik durumun normal ve kötü senaryosunda ise türbinlerinin tahmini değerlerinde sonuçlar birbirinden farklı çıkmaktadır.

Ortalama rüzgar hızının dışında, yıl içerisinde türbinlerin aynı rüzgar hızında enerji üretimleri farklı olabilmektedir. Bu durumda türbinlerin ekonomik sonuçlarını etkilemektedir. Şekil 110'da 10 adet rüzgar türbinine ait 01.01.2012-31.12.2015 tarihleri arasındaki güç eğrisi gösterilmiştir. Şekil 110'a göre türbinlerin gücü sabit tuttuğumuzda aynı gücü her bir türbin farklı rüzgar hızlarında yakaladığı görülmektedir. Bir diğer şekilde ifade ile rüzgar hızını sabit tuttuğumuzda aynı rüzgar hızında her bir türbin farklı güçte üretim yapabilmektedir.

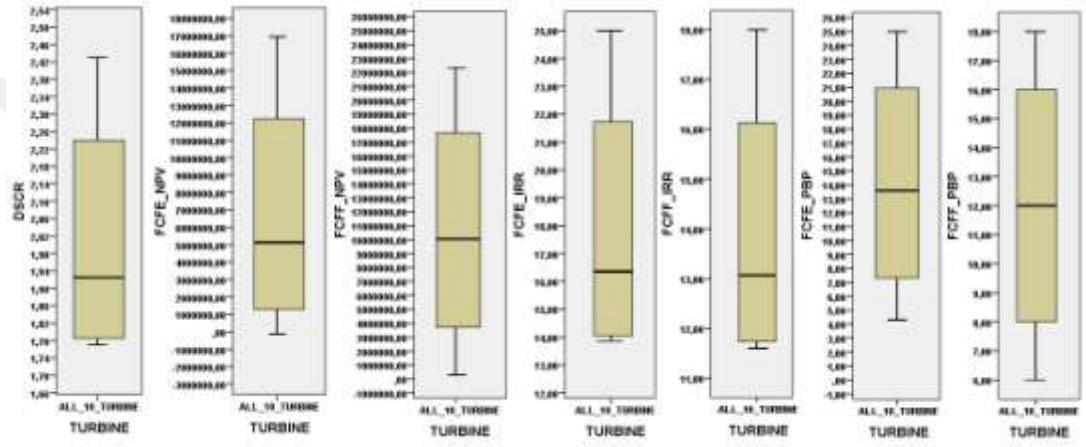
Şekil 110: 10 Adet Rüzgar Türbini İçin Güç Eğrisi



Yatırımları birim ünite başına değerlendirmek çoğu zaman daha fazla detaylı çalıştırma gerektirdiği gibi yatırım kararının verilmesini de zorlaştırmaktadır. Oysaki yatırımcı her bir türbin ekonomik performansının baktığı gibi yatırımın toplamında ekonomik performansı değerlendirecektir. RES yatırımında muhakkak her türbin aynı performansı sergileyemeyecektir. Bu durumda daha iyi ekonomik performansa sahip olan rüzgar türbinleri yatırımın toplamındaki ekonomik performansı olumlu yönde etkileyerek kötü ekonomik performansa sahip olan türbinlerin kayıplarını (zararlarını) izole edecektir. Bir noktada yatırım için farklı performansa türbinlerden oluşan bir rüzgar türbini yatırımı portföyü oluşturulmaktadır. Böylelikle bireysel

türbinlerin ekonomik performansından ziyade yatırımın toplamındaki ekonomik durum RES yatırımcısını ilgilendirmektedir. RES yatırımın toplamında yatırım yapılabilir veya yatırım için olumlu bir izlenim var ise yatırım içerisinde zayıf performansa sahip olabilecek türbinler yatırım toplamı düşünüldüğünde göz ardı edilebilir.

Şekil 111: 10 Türbinin Toplamından Oluşan RES Yatırımının Senaryo Sonuçlarına Göre Tahmin Değerleri



Şekil 111'ee 10 adet rüzgar türbininin toplamında oluşan RES yatırımının senaryo sonuçlarına göre tahmin değerleri (bağımlı değişkenlerin değerleri) Boxplot olarak gösterilmiştir. Çıktı değişken olarak belirlenen tahmin değerleri yatırımın toplamında yatırımın ekonomik değerlemesinde önemli sayılan göstergelerdir. Tablo 72'de, Şekil 111'de Boxplot gösterimi yapılan 10 adet türbinin toplamından oluşan RES yatırımına ait tahmin değerlerinin tanımlayıcı test istatistikleri ait sonuçlar gösterilmiştir.

Tablo 72: 10 Türbinin Toplamından Oluşan RES Yatırımına Ait Tahmin Değerlerinin Tanımlayıcı Test İstatistikleri Sonuçları

	Değişim Aralığı	Minimum Değer	Maksimum Değer	Ortalama	Standart Sapma
DSCR	0.66	1.77	2.43	2.01	0.30
FCFE_NPV	17.071.965	-134.605,6	16.937.359	6.770.865	7.481.915
FCFF_NPV	22.053.305	288.151	22.341.456	10.682.067	9.345.175
FCFE_IRR	11.13	13.87	25	17.89	5.17
FCFF_IRR	6.4	11.6	18	13.93	2.96
FCFE_PBP	20.70	4.3	25	14	8.86
FCFF_PBP	12	6	18	12	5.16

Şekil 111'de gösterilen tahmin değişkenlerden birincisi borç servis oranı (DSCR) dır. Borç servis oranının 1'den büyük olması istenmektedir. Boxplot sonuçlarına göre borç servis oranının minimum değeri "1.77", maksimum değeri "2.43" dür. En iyi ihtimalle borç servis oranı "1.80" ile "2.22" aralığında dır. Türbin bazında değil de 10 türbinli bir RES yatırımını finanse eden bir yabancı kaynak sahibi, bu borç servis oranında yatırıma borç verebilecektir. Çünkü RES yatırımına borç veren kimse borç anaparasını ve borca ait faizi tahsil edebilmektedir.

Şekil 111'deki tahmin değişkenlerden ikincisi RES yatırımının özsermaye sahiplerine sağladığı net bugünkü değeridir (FCFE_NPV). Yatırım projelerinde net bugünkü değerin en kötü ihtimalle "0" olması istenmektedir. Yatırımın yapılabilmesi için, net bugünkü değerin "0"'dan büyük olması gerekir. 10 adet rüzgar türbininden oluşan RES yatırımının özsermaye sahiplerine sağladığı net bugünkü değer, en düşük değerinde -134.605 $ olup, en yüksek değer 16.937.359 $ dır. En iyi ihtimalle özsermaye sahiplerine sağlanan net bugünkü değer yaklaşık olarak 1.000.000 $ ile 12.000.000 $ aralığında dır. Bu duruma bağlı olarak özsermaye sahipleri kendilerine sağlanacak olan pozitif net bugünkü değere bakarak RES yatırımına olumlu bakacaktır.

Şekil 111'deki tahmin değişkenlerden üçüncüsü RES yatırımının firma sahiplerine sağladığı net bugünkü değeridir (FCFF_NPV). RES yatırımının firma sahiplerine sağladığı net bugünkü değer en düşük değerinde 288.151 $ olup, en yüksek değer 22.341.456 $ dır. En iyi ihtimalle firma sahiplerine sağlanan net bugünkü değer yaklaşık olarak 4.000.000 $ ile 17.000.000 $ aralığında dır. Bu duruma bakarak firma sahipleri (özsermaye + borç verenler) kendilerine sağlanacak olan pozitif net bugünkü değere bakarak RES yatırımını yapmak isteyeceklerdir.

Şekil 111'de tahmin değişkenlerden dördüncüsü RES yatırımının özsermaye sahipleri için iç verim oranıdır (FCFE_IRR). RES yatırımının yapılabilmesi için RES projesinin iç verim oranı özsermaye maliyetinden büyük olması gerekmektedir. RES projesinin özsermaye sahipleri için sağladığı minimum iç verim oranı "13.87 %" ve maksimum iç verim oranı "25 %" dir. Özsermaye sahiplerinin maliyetleri sırasıyla, "10 %", "12 %" ve "15 %" dir. Bu durumda RES yatırımlarının ekonomik

değerlendirmesinde özsermaye sahipleri için projenin iç verim oranına bakıldığında, çoğunluğunda özsermaye maliyetinden büyük olduğundan dolayı, RES yatırımının yapılması kabul edilmelidir.

Şekil 111'de tahmin değişkenlerden beşincisi RES yatırımının firma sahipleri için iç verim oranıdır (FCFF_IRR). RES yatırımının yapılabilmesi için RES projesinin iç verim oranı AOSM'den büyük olması gerekmektedir. RES projesinin firma sahipleri için sağladığı minimum iç verim oranı "11.6 %" ve maksimum iç verim oranı "18 %"dir. AOSM ise sırasıyla, "8 %", "9 %" ve "10,5 %" dir. Bu durumda RES yatırımlarının ekonomik değerlemesinde firma sahipleri için projenin iç verim oranına bakıldığında, AOSM'den büyük olduğundan dolayı RES yatırımının yapılması kabul edilmelidir.

Şekil 111'de tahmin değişkenlerden altıncısı RES yatırımının özsermaye sahipleri için geri ödeme süresidir (FCFE_PBP). RES yatırımının yapılabilmesi için projenin kendi en kötü durumda dahi ekonomik ömrü içerisinde geri ödemesi (amorti etmesi) gerekmektedir. RES yatırımının en kötü durumunda kendini 25. yıl içerisinde geri ödediğini en iyi durumda ise 4. yılda geri ödediği görülmektedir. RES yatırımının özsermaye sahipleri için geri ödeme süresi, Boxplot sonuçlarına göre en iyi ihtimalle yaklaşık olarak 7 yıl ile 21 yıl aralığındadır.

Şekil 111'de tahmin değişkenlerden yedincisi ve sonuncusu RES yatırımının firma sahipleri için geri ödeme süresidir (FCFF_PBP). RES yatırımının en kötü durumunda kendini 18 yılda geri ödediği en iyi durumda ise 6. yılda geri ödediği görülmektedir. RES yatırımının firma sahipleri için geri ödeme süresi, Boxplot sonuçlarına göre en iyi ihtimalle yaklaşık olarak 8 yıl ile 16 yıl aralığında firma sahiplerinin yatırımını geri ödediği görülmektedir.

Şekil 111'de RES yatırımına ait 7 adet tahmini değer sonuçları gösterilmiştir. Tahmini değerlerin farklı senaryolardaki sonuçlarına bakıldığında RES yatırımının ekonomik performans uygun ve yatırımın yapılabilir olduğu sonucuna ulaşılmıştır.

SONUÇ VE ÖNERİLER

Son yıllarda ülkeler enerji kaynaklarında dışa bağımlılığı azaltmak ve enerji arz güvenliğini sağlamak amacıyla enerji kaynaklarında çeşitliliği arttırmaktadırlar. Ülkelerin sera gazı salınımlarının çoğalmasından dolayı çevreye verilen önemin artmış ve enerji çeşitliliği içerisinde yenilenebilir enerji kaynaklarına olan ilgi ve yönelim artmıştır. Yenilenebilir enerji kaynalarına yönelmenin bir diğer sebebi ülkelerin artan ve artacak olan enerji ihtiyaçlarını karşılayacak enerjinin sağlanmasıdır. Günümüzde enerji kaynaklarının önemli bir kısmı fosil yakıtlardan sağlanmaktadır. Ancak fosil yakıtlar belli bir ömre sahiptirler. Fosil yakıtların gelecekte yetersiz olması ve ülkelerin enerji sağlama noktasında sürdürülebilir bir çözüm oluşturması açısından yenilenebilir enerji önem arz etmektedir. Bununla birlikte yenilenebilir enerji kaynaklarından rüzgar enerjisine olan ilgi son yıllarda artmıştır.

Yenilenebilir enerji sektörünün ve yatırımlarının gelişmesinde teşvikler ve politikalar önemlidir. Devletlerin yenilenebilir enerji yatırımlarına özendirmesi, yatırımlarda istenen izin ve ruhsat sürelerinin hızlandırması, mümkün ise yatırımlara direkt veya dolaylı finansman kaynağı sağlaması ve üretilecek elektiriğe yönelik alım garantisi sağlanması yenilenebilir enerji endüstrisini geliştircektir.

Yatırım projelerinin tamamında olduğu gibi yenilenebilir enerji projelerinde özellikle RES yatırımlarında proje geliştirme süreci önemlidir. İyi bir finansal modellemede yatırımın sonuçlarını etkileyecek olan girdi parametrelerinin, güncel ve mümkün olduğunca gerçeğe yakın olması gerekmektedir. Finansal modellemeden elde edilen sonuçlardan yararlanarak yatırımın geleceği doğru tahmin edilebilir. Bu da projelerin yatırıma değer olup olmadıkları, projelerin ne oranda verim sağladığı, projenin kendini ne kadar sürede geri ödediği ve projeden ne kadarlık bir net kar elde edilebileceği bilgisine ulaşmakta yardımcı olur.

Bu çalışmada, Güney Marmara Bölgesinde bulunan ve Balıkesir ilinde faaliyet gösteren bir RES yatırımının 2012-2015 yılları arasında 10 adet rüzgar türbini verilerinden yararlanarak, yatırımların türbin bazında ve 10 adet türbinden oluşan bir RES yatırımının ekonomik değerlendirmesi yapılmıştır. Gelişmekte olan

ülkelerde ekonomik göstergeler kırılgan ve daha dinamiktir. Bu durum yatırımları ve yatırımcıları etkilemektedir. Bundan dolayı yatırımları tek bir değerlendirme sonucu ile değil olası bütün durumları dikkate alınarak değerlendirmek daha doğru bir yaklaşımdır. Türkiye'de gelişmekte olan bir ülke olduğundan dolayı RES yatırımına ait ekonomik değerlendirme farklı senaryolar ile yapılmıştır. RES yatırımına ait oluşturulmuş olan finansal model simülasyon analizi ile test edilmiştir. Analize ait ekonomik değerlendirmede 27 adet girdi değişken ile 7 adet çıktı değişken belirlenmiştir. Çıktı değişkenler yatırım projesinin ekonomik değerlendirmesinde önemli olan borç karşılama oranı, özsermaye ve firma sahipleri için projeye ait net bugünkü değer, geri ödeme süresi ve iç verim oranıdır. Aynı bölgede kurulu olan 10 adet rüzgar türbini için türbin bazında yapılan ekonomik değerlendirmelerde türbinlere ait performanslar aynı değildir. Birbirine konum olarak çok yakın olan türbinler ekonomik performans olarak farklılar göstermektedir. Bu da türbin yapılacak yerde türbinlerin konumlandırmasının çok önemli olduğunu göstermektedir. Bu noktada proje geliştirme sürecinde teknik analiz aşamasında RES yatırım öncesinde alınan rüzgar ölçüm direkleri sonuçları önemle analiz edilmeli ve türbinlerin konumlardırması bu verilerden elde edilen sonuçlara göre doğru bir şekilde yapılmalıdır.

10 adet rüzgar türbinine ait yapılan ekonomik değerlendirmede normal durum dikkate alındığında türbinlerin bireysel olarak sonuçlarında 1 türbinin dışında diğer 9 türbinin yatırıma değer olduğu sonucuna ulaşılmıştır. 10 adet türbinin değerlerinin topluca değerlendirildiği bir RES yatırımının ekonomik değerlendirmesinde normal durumda yatırımın kazançlı olduğu sonucuna ulaşılmıştır.

Yapılan analizler sonucunda RES yatırımlarının kazançlı olduğu belirlenmiştir. Büyümekte olan ülkelerden biri olan Türkiye'nin gelecekteki enerji ihtiyacının karşılanmasında, yenilenebilir enerji kaynaklarından olan rüzgar enerjisinden yararlanmalıdır.

KAYNAKÇA

Abolhosseini, S. ve Heshmati, A., 2014 — **The Main Support Mechanisms To Finance Renewable Energy Development**. (Çevirimiçi) http://Ftp.İza.Org/Dp8182.Pdf., (24.02.2015)

Acaroğlu, M.,2013 — **Alternatif Enerji Kaynakları**, ISBN 978-605-133-620-6, Nobel Akademik Yayıncılık Eğitim Dan. Tic. LTD. ŞTİ, Ankara.

Ackermann, T., 2005 — **Wind Power in Power Systems**, ISBN: 978-0-470-85508-9, John Wiley & Sons, Ltd, The Atrium, Southern Gate, Chichester, West Sussex PO19 8SQ, UK

Ağdere, E., 2012 — **Rüzgar Enerji Sistemlerinde Maliyet Analizi**,Yayımlanmış Yüksek Lisans Tezi, Bahçeşehir Üniversitesi, İstanbul

Akdağ, S.ve Güler, Ö., 2007 — **Dünyada Uygulanan Destek Modellerien Bağlı Olarak Rüzgar Enerjisi İle Sektörünün Gelişimi ve Ülkemizdeki Mevcut Durumun Değerlenedirilmesi**, TMMOB VI. Enerji Sempozyumu- Küresel Politikalar ve Türkiye Gerçeği, s. 216-218

Akgüç, Ö., 1985 — **Finansal Yönetim**, 4. Baskı, İstanbul

Albayrak, B., 2011 — **Elektrik Enerjisi Üretiminde Yenilenebilir Enerji Kaynakları ve Finansmanı: Bir Uygulama**, Yayımlanmış Doktora Tezi, Kadir Has Üniversitesi Sosyal Bilimler Enstitüsü, İstanbul.

Albostan vd., 2009 — **Rüzgar Enerjisinin Türkiye'nin Enerji Arz Güvenliğine Etkisi**, Gazi Üniversitesi Mühendislik Mimarlık Fakültesi Dergisi, C.24, S.4

Alexandar,G. ve Boyle, G., 2004 — **"Introducing Renewable Energy"**, Renewable Energy Power For A Sustainable Future Edited by Goldfrey Boyle, ISBN 0-19-926-178-4, Oxford University Press, United Kingdom.

Ali, H. M., 2012 — **Wind Energy Systems Solutions for Power Quality and Stabilization**, ISBN: 978-1-4398-5614-7. Crcpress Taylor& Francis Group.

Arman, T, 1997 — **Risk Analizine Giriş**, İstanbul.

Ataman, A. R., 2007 **Türkiye'de Yenilenebilir Enerji Kaynakları**, Yayımlanmış Yüksek Lisans Tezi, Ankara Üniversitesi Sosyal Bilimler Enstitüsü Kamu Yönetimi ve Siyaset Bilimi Yönetim Bilimleri Ana Bilim Dalı, Ankara.

Attila, İ., 2010 **Gayrimenkul Geliştirme Projelerinde Risk Yönetimi**, Marmara Üniversitesi İ.İ.B.F. Dergisi, Cilt XXIX, Sayı II.

Ay, A., 2010 **Energy Sources and Investment Project Assessment: A Case Study About Wind Energy in Turkey**, Yayımlanmış Yüksek Lisans Tezi, Bahçeşehir Üniversitesi, İstanbul.

Aydın, L., 2007 **Enerji Politikalarının Türkiye Ekonomisi Üzerine Etkileri: Türkiye çin Genel Denge Analizi**, Yayımlanmamış Doktora Tezi, Ankara Üniversitesi Sosyal Bil. Ens., Ankara, 8-13.

Aydın, L., 2014 **Enerji Ekonomisi ve Politikaları**, ISBN:978-975-02-2823-0. Seçkin Yayıncılık. Ankara.

Bahgat, G., 2006 **Europe's Energy Security: Challanges and Opportunities**, International Affairs, 82(5): 961-975

Bayraç, H. N.,2009 **Küresel Enerji Politikaları ve Türkiye: Petrol ve Doğal Gaz Kaynakları Açısından Bir Karşılaştırma**, Eskişehir Osmangazi Üniversitesi Sosyal Bilimler Dergisi, 10(1).

Berk, 2007 **Finansal Yönetim**, ISBN: 975 - 7337 - 34, Türkmen Kitabevi, İstanbul.

Bilginoğlu, 2012 **Türkiye'nin Enerji Sorunları ve Çözüm Arayışları**, ERUSAM 2012, (Çevrimiçi) http://www.erusam.com/images/dosya/Turkiyenin _Enerji _Sorunlari_ve_Cozum_Arayislari.pdf, (08.09.2015)

Bockris, J., 2009 **Renewable Energy Feasibility, Time and Cost Options**, Renewable Energy: Research, Development and Policies Series, New York, USA

Bolak, M., 2000 **İşletme Finansı** , İstanbul

Bostancı B.ve Demir, H., 2008 **Taşınmaz Geliştirmede Risk Analizi**, Jeodezi, Jeoinformasyon ve Arazi Yönetimi Dergisi, http://www.hkmo.org.tr/resimler/ekler/14f94b7b871de0e_ek.pdf

Boyle vd., 2003 **Energy Systems and Sustainability Power For Sustainable Future**, ISBN-0199261792, Oxford University Press.

Boyle, G., 2004 **Renewable Energy Power For A Sustainable Future**, İkinci Baskı, ISBN:0-19-926178-4.Oxford University Press.

BP_a, 2015 **Energy Outlook 2035**, http://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/energy-economics/energy-outlook-2015/bp-energy-outlook-2035-booklet.pdf

BP_b, 2015 **BP Statistical Review of Worl Energy June 2015**, http://www.bp.com/con tent/dam/bp/pdf/energy-economics/statistical-review-2015/bp-statistical-review-of-world-energy-2015-full-report.pdf

Brown, G. ve Garnish, J., 2004 **Geothermal Energy**, Edited by Godfrey Boyle, İkinci Baskı: ISBN:0-19-926178-4.Oxford University Press.

Busby, R., 2012 **Wind Power The Industry Grows Up**, ISBN: 978-1593702441, PennWell, USA.

Carson, B., 2013 **The Economics of Renewable Energy**, Chapter 6, Simkins B., ve Simkins R., "Energy Finance and Economics Analysis and Valuation , Risk Management, and the Future of Energy", NJ, USA: John Wiley&Sons.

Çelik, M. ve Arıgün, Z., 2000 **Jeotermal Enerji**, Ankara Üniversitesi Fen Fakültesi Jeoloji Mühendisliği Bölümü, Döner Sermaye İşletmesi Yayınları No:59

Çeliktaş, M.ve Koçar, G., 2009 **A Quadratic Helix Approach to Evaluate The Turkish Renewable Energies**, Energy Policy, 37(11):4959-4965

Çetin, A., 2014 **Ülkemizin Jeotermal Enerji Kapasitesi ve Yapılabilecekler**, Geleceği Önemseyenler Derneği, http://www.gonder.org.tr/wp-content/uploads

/2014/06/JEOTERMAL-ENERJ%C4%B0-Ay%C5%9Feg%C3%BCl-%C3%87etin.pdf

DEKTMK, 2015 **Enerji Raporu 2014**, Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi (World Energy Council), ISSN:1301-6318, Ankara.

Demirtaş, S., 2010 **Avrupa Birliği ve Türkiye'de Yenilenebilir Enerji Kaynakları ve Bunlardan Biyokütlenin Önemi**, Orman Genel Müdürlüğü, http://www.solar-academy.com/menuis/Yenilenebilir-Enerji-Kaynaklari-2010.005408.pdf

Develi, A.ve Kaynak, S., 2012 **Energy Economics**, Frankfurt am Main, DEU:Peter Lang AG.

Doğaka, 2014 **Enerji Sektör Raporu**, T.C. Doğu Karadeniz Kalkınma Ajansı, www. dogaka.gov.tr

DPT, 2009 **Elektrik Enerjisi Piyasası ve Arz Güvenliği Strateji Belgesi**, (Çevirimiçi) http://www.enerji.gov.tr/File/?path=ROOT%2F1%2FDocuments%2FSayfalar%2FArz+G%C3%BCvenli%C4%9Fi+Strateji+Belgesi.pdf, (09.11.2015)

Durak, M. ve Özer, S., 2008 **Rüzgar Enerjisi Teori ve Uygulama**, Ankara

Durak, M., 2005 **Avrupa Ülkelerinde Rüzgar Enerjisi Yatırımlarına Verilen Teşvikler ve Türkiye İçin Öneriler**, III. Yenilenebilir Enerji Kaynakları Sempozyumu, Ekim.

EPDK_a, 2015 **Petrol Piyasası 2014 Yılı Sektör Raporu**, (Çevirimiçi) http://www3.epdk.org.tr//documents/petrol/rapor_yayin/PPD_RaporYayin20141.pdf. (12.08.2015)

EPDK_b, 2014, **Türkiye Ulusal Yenilenebilir Enerji Eylem Planı**, http://www.eie.gov.tr/duyurular_haberler/document/Turkiye_Ulusal_Yenilenebilir_Enerji_Eylem_Plani.PDF

EPDK_b, 2015 **Doğal Gaz Piyasası 2014 Yılı Sektör Raporu**, T.C. Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu Strateji Geliştirme

Dairesi Başkanlığı, Ankara.

EPDK_c, 2014 **Nükleer Güç Santralleri ve Türkiye**, Nükleer Enerji Proje Uygulama Daire Başkanlığı, Yayın No:2

Erkınay, P.U., 2012 **Yenilenebilir Enerji Kaynaklarından Rüzgar Enerjisinin Türkiye'de Binalarda Kullanımı Üzerine Bir İnceleme**, Yayımlanmış Yüksek Lisans Tezi, Çukurova Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü, Adana.

ETKB, 2014 **ETKB 2015-2019 Stratejik Planı Taslağı**, http://sp.enerji.gov.tr/ETKB _2015_2019_Stratejik_Plani.pdf

ETKB_a, 2014 **Türkiye Ulusal Yenilenebilir Enerji Eylem Planı**, http://www.eie.gov.tr/ duyurular_haberler/document/Turkiye_Ulusal_Yenilenebilir_Enerji_Eylem_Plani.PDF

ETKB_a, 2015 **2014 Yılı Genel Enerji Denge Tablosu**, 13.11.2015 Tarihli Raporu, (Çevirimiçi) http://www.eigm.gov.tr/tr-TR/Denge-Tablolari/Denge-Tablolari, 3 Ocak 2016

ETKB_b, 2015 **T.C. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı 2015-2019 Strateji Planı**, http://sp.enerji.gov.tr/ETKB_2015_2019_Stratejik_ Plani.pdf

Everett, B., 2004 **Solar Thermal Energy**, Edited by Godfrey Boyle, İkinci Baskı: ISBN:0-19-926178-4.Oxford University Press.

EWEA, 2009 **The Economics of Wind Energy A Report By The European Wind Energy Association**, The European Wind Energy Association.

EWEA, 2015 **Wind in Power 2014 European Statistics**, The European Wind Energy Association.

EWEA, 2016 **Wind in Power 2015 European Statistics**, (Çevirimiçi) http://www.ewea.org /fileadmin/files/library/publications/statistics/EWEA-

Annual-Statistics-2015.pdf, (02.03.2016)

EWEA_a, 2009 **Wind Energy - The Facts A guide to the echnology, economics and future of wind power**, The European Wind Energy Association.

EWEA_a, 2015 **Wind energy scenarios for 2030**, ewea@ewea.org

ExxonMobil, 2015 **The Outlook for Energy A View to 2040: Highlights**, Exxon Mobil Corporation, Corporate Headquarters 5959 Las Colinas Blvd.Invingi Texas, USA.

Fanchi, J. R., 2013 **Energy In the 21st Century (3rd Edition)**, Singapore. SGP: World Scientific Publishing Company.

Fight, A., 2006 **Introduction to Project Finance**, Butterworth-Heinemann, Burlington, MA.

Finnerty, J. D., 2007 **Project Financing - Asset Based Financial Engineering**, John Wiley & Sons Inc., New Jersey.

Finnerty, John D., 1996 **Project Financing- Asset-Based Financial Engineering**, Canada / USA

Gerçek. C. ve Bodur. A., 2013 **Yenilenebilir Enerji Sistemlerinde Akıllı Şebeke Tasarımı**, ISBN- 978-605-01-0475-2, TMMOB Yayınları, Ankara.

Gökçınar, R. E. ve Uyumaz A., 2008 **Rüzgar Enerjisi Maliyetleri ve Teşvikleri**, VII. Ulusal Enerji Sempozyumu, UTES'2008 Bildiri Kitabı, 17-19 Aralık 2008, İstanbul., s. 699-706.

Göker, O., 1996 **Yatırım Projelerinin Değerlendirilmesi Teori ve Uygulama**

Güneş, M.A., 2009 **Türkiyenin Enerji Sorunu İçin Alternatif Çözüm Önerileri Ve Rüzgar Enerjisinin Önemi**, Yayımlanmış Yüksek Lisans Tezi, Adnan Menderes Üniversitesi, Sosyal Bilimler Enstitüsü, Aydın.

Güvenek, B., ve Alptekin, V., 2010 **Enerji tüketimi ve büyüme ilişkisi: OECD Ülkelerine İlişkin bir panel veri analizi**, Enerji, Piyasa ve

Düzenleme, 1(2), 172-193.

GWEC, 2016 **Global Wind Statistics 2015**, (Çevirimiçi) http://www.tureb.com.tr /files/bilgi_bankasi/dunya_res_durumu/gwec_2015.pdf, (02.03.2016)

Hamamcıoğlu, V., 2010 **Rüzgar Enerjisi Kaynaklı Elektrik Üretiminin Teknik/Ekonomik Analizi ve Yöresel Uygulaması**, Yayımlanmış Yüksek Lisans Tezi, Yıldız Teknik Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü, İstanbul.

Hançerlioğulları, 2006 **Monte Carlo Simülasyon Metodu ve MCNP Kod Sistemi**, Cilt:14 No:2, Kastamonu Eğitim Dergisi, 545-556

Hodgson, P. E., 2010 **Energy, the Environment and Climate Change**, Imperial College Press, London, GBR.

Hore-Lacy, 2010 **Nuclear Energy in the 21st Century**, Worl Nuclear University Press, ISBN: 0-12-373622-6, United Kingdom

IEA, 2011 **World Energy Outlook 2011**, (Çev. Birol,F.), TÜSİAD Yayınları , No: T/2011/12/521, Ankara.

IEA, 2014 **CO2 Emissions from Fuel Combustion 2014**, http://www.connaissancede senergies.org/sites/default/files/pdf-actualites/co2_emissions_from_fuel _combustion_2014.pdf

IPCC, 2012 **Renewable Energy Sources and Climate Mitigation, Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation**, Cambridge Universtiy

Karadağ, H. İ., 2009 **Yenilenebilir Enerji Kaynakları Arasında Rüzgar Enerjisinin Önemi ve Rüzgar Türbini Tasarımı**, Yayımlanmış Yüksek Lisans Tezi, Fen Bilimleri

Enstitüsü, Yıldız Teknik Üniversitesi, İstanbul.

Kavcıoğlu, Ş., 2015 **Enerji Sektöründe Yatırım Projelerinin Değerlendirilmesi (Promethee Yöntemi İle)**. ISBN 978-605-4749-44-7, 2. Baskı, İstanbul.

Kaya, İ. S., 2012 **Uluslararası Enerji Politikalarına Bir Bakış: Türkiye Örneği,**TBB Dergisi, S, 102, 269-288.

Kılavuz, T., 2013 **Türkiye'de Rüzgar Enerjisi Yatırımlarındaki Devlet Teşviklerinin Gerçek Opsiyonlar İle Değerlendirilmesi**, Yayımlanmış Yüksek Lisans Tezi, Fen Bilimleri Enstitüsü, İstanbul Teknik Üniversitsesi, İstanbul.

Kılıç, F. Ç., Kılıç, M. K., 2013 **Jeotermal Enerji ve Türkiye**, Mühendis ve Makina, cilt 54, sayı 639, s. 45-56.

Kocaman, B., 2003 **Elektrik Enerjisi Üretim Santralleri**, ISBN: 975-511-341, Birsen Yayınevi Ltd. Şti, İstanbul.

Koç. E., Şenel. M. C., 2013 **Dünyada ve Türkiye'de Enerji Durumu - Genel Değerlendirme**, Mühendis ve Makina. cilt 54. sayı 639. s. 32-44.

KPMG, 2013 **Taxes And İncentives For Renewable Energy**, Http://Www.Kpmg.Com /Global/En/Issuesandınsights /Articlespublications/Taxes-And-İncentives ForRenewableEnergy/, (23.02.2015)

Kudak, H., 2015 **Rüzgar Enerjisi Teknoloji Portföyü Analiz Modeli RETPAM**, Yayımlanmış Doktora Tezi, Kara Harp Okulu Savunma Bilimleri Enstitüsü Teknoloji Yönetimi Ana Bilim Dalı, Ankara.

Külebi, A., 2007 **Türkiye'nin Enerji Sorunları ve Nükleer Gereklilik**, Bilgi Yayınevi, Ankara.

Larkin vd., 2004 **Bioenergy**, Edited by Godfrey Boyle, İkinci Baskı: ISBN:0-19-926178-4, Oxford University Press.

Liptow, H., ve Remler, S., 2012 **Legal Frameworks For Renewable Energy** - Policy Analysis For 15 Developing And Emerging Countries.

Mathew, S., 2006 **Wind Energy- Fundamentals, Resource Analysis and Economics**, ISBN: 3-540-30905-5 Springer Berlin Heidelberg New York.

MDN, 2011 **Rüzgar Enerjisi Yatırımı Proje Fizibilitesi**, MDN Finansal Danışmanlık

Mehel, N., 2009 **Dünya'da ve Türkiye'de Rüzgar Enerjisi: Potansiyeli, Kullanımı ve Almanya-Türkiye Karşılaştırması**, Yayımlanmış Yüksek Lisans Tezi, Eskişehir Osmangazi Üniversitesi, Eskişehir.

Mutlu, E., 2013 **Türkiye'de Yenileneblilir Enerji Ekonomisi ve Ankara İline Ait Swot Analizi**,Yayımlanmış Yüksek Lisans Tezi, İstanbul Kültür Üniversitesi, Sosyal Bilimler Enstitüsü, İstanbul.

Oluklulu, E., 2003 **Enerji sektörü yatırımlarının finansmanı. Türkiye uygulaması. sorunlar ve çözüm önerileri**, Yayımlanmış Yüksek Lisans Tezi, Gazi Universitesi Sosyal Bilimler Enstitüsü, Ankara.

Öztürk, H. H., 2013 **Yenilenebilir Enerji Kaynakları**, Birsen Yayınevi, İstanbul.

Pickton, D. W., Wright, S., 1998 **What's Swot in Strategic Analysis?**, Strategic Change, Cilt: 7, Sayı: 2, 101-109.

Ramage, J., 2004 **"Hidroelectricity"**, Renewable Energy Power For A Sustainable Future, Edited by Godfrey Boyle, İkinci Baskı: ISBN:0-19-926178-4.Oxford University Press.

Ren21, 2015 **Renewables 2015 Global Status Report**, http://www.ren21.net/wp-content/uploads/2015/07/REN12-GSR2015_ Onlinebook_low1.pdf

Ross vd., 2010 **Corporate Finance**, Dokuzuncu Baskı, ISBN: 978-007-131308-7,

Sağlam vd., 2005 **Dalga Enerjisi ve Türkiye'nin Dalga Enerjisi Teknik**

Potansiyeli, Elektrik Mühendisleri Odası.

Sarıaslan, H., 2006 **Yatırım Projelerinin Hazırlanması ve Değerlendirilmesi Planlama-Analiz-Fizibilite**, Ankara

Shepherd, W. ve Zhang, L., 2011 **Electricity Generation Using Wind Power**, Singapore, SGP: World Scientific Publishing Co.

Simkins, B., ve Kemper, K., 2013 **Real Options and Applicaitons in the Energy Industry**, Chapter 11, Simkins B., ve Simkins R., "Energy Finance and Economics Analysis and Valuation , Risk Management, and the Future of Energy", NJ, USA: John Wiley&Sons.

Simoes, M. G., Farret, F. A., 2008 **Alternative Energy Systems Design and Analysis With Induction Generators**, CRC Press, İkinci Baskı, ISBN. 978-1-4200-5532-0, USA.

Steinhagen, H. M. ve Nitsch, J., 2005 **The contribution of renewable energies to a sustainable energy economy**, Process Safety and Environmental Protection.

Stracher, G. B. ve Taylor, T. P., 2004 **Coal Fires Burning around the World: a Global Catastrophe**, International Journal of Coal Geology.

Şanlı, B., ve Özekicioğlu, H., 2007 **Küresel Isınmayı Önlemeye Yönelik Çabalar ve Türkiye**, Karamanoğlu Mehmetbey Üniversitesi Sosyal Ve Ekonomik Araştırmalar Dergisi, 2007(2), 456-482.

Şenel, M. C., 2012 **Rüzgar Türbinlerinde Güç İletim Mekanizmalarının Tasarım Esasları-Dinamik Davranış**, Yayımlanmış Yüksek Lisans Tezi, Ondokuz Mayıs Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü, Samsun.

TAEK, 2010 **Günümüzde Nükleer Enerji**, http://www.taek.gov.tr/belgelerformlar/yayinlar /bilgi-dokumanlari/G%C3%BCn%C3%BCm%C3%BCzde-N%C3%BCkleer-Enerji/

Tansi, B.N., 2012 **An Assessment of Cameroons Wind and Solar Energy Potential - A Guide for a Sustainable Economic Development**, Hamburg, DEU: Diplomica Verlag,

Taylor, D., 2004 **Wind Energy**, Edited by Godfrey Boyle, İkinci Baskı:

ISBN:0-19-926178-4,Oxford University Press.

TCKB, 2014 **Onuncu Kalkınma Planı 2014-2018 Enerji Güvenliği ve Verimliliği Özel İhtisas Komisyonu Raporu 2023**, T.C. Kalkınma Bakanlığı, ISBN 978-605-4667-89-5, YAYIN NO: KB: 2889 - ÖİK: 732, Ankara

TCKB_a, 2013 **Onuncu Kalkınma Planı 2014-2018**, T.C. Kalkınma Bakanlığı, Ankara.

TCKB_a, 2014 **Türkiye'de Cari İşlemler Açığı Özel İhtisas Komisyon Raporu 2023**, T.C. Kalkınma Bakanlığı, Ankara

TEİAŞ, 2014 **Faaliyet Raporu 2014**, http://www.teias.gov.tr/FaaliyetRaporlari /faaliyetrap2014/2014.pdf

TKİ, 2015 **2014 Yılı Kömür Sektör Raporu**, http://www.enerji.gov.tr/File/?path=ROOT %2F1%2FDocuments%2FSekt%C3%B6r+Raporu%2F TK%C4%B0+Linyit+Sekt%C3%B6r+Raporu+2014.pd f

TMMOB, 2012 **Türkiye'nin Enerji Görünümü**, Genişletilmiş İkinci Baskı, ISBN: 978-605-01-0358-8, YAYIN NO: MMO/588, Ankara

TMMOB, 2014 **Türkiyenin Enerji Görünümü**, Genişletilmiş Üçüncü Baskı, ISBN: 978-605-01-0626-8, YAYIN NO: MMO/616, Ankara.

TP, 2015 **Ham Petrol ve Doğal Gaz Sektör Raporu**, Türkiye Petrolleri Genel müdürlüğü, http://www.tpao.gov.tr/tp5/docs/imaj/HP_DG_SEKTO R_ RPR_040515.pdf

TPAO, 2011 **2011 Yılı Ham Petrol ve Doğal Gaz Sektör Raporu**, (Çevrimiçi) www.tpao.gov.tr/tpfiles/userfiles/files/2011_Yili_Ham petrol_ve_Dogal_Gaz_Sektor_Raporu.pdf. 5 Ocak 2016.

TUREB, 2013 **Türkiye'de Rüzgar Santrallerinin İletim Sistemi Bağlantıları**, file:///C:/Users/hasan/Desktop/EWEA-TUREB-Workshop-27-3-2013-Kemal-Yildir-TEIAS.pdf

TUREB, 2016 Türkiye Rüzgar Enerjisi İstatistik Raporu, (Çevirimiçi) http://www.tureb.com.tr/yayinlar/turkiye-ruzgar-enerjisi-istatistik-raporu-ocak-2016, (12.02.2016)

TÜİK, 2016 **Enerji Kaynaklarına göre Elektrik Enerjisi Üretim ve Payları**, (Çevirimiçi) http://www.tuik.gov.tr/UstMenu.do?metod=temelist, 4 Kasım 2015.

Türkeş, E.Ö., 2012 **Avrupa Birliği'nde Rüzgar Enerjisi: İspanya ve Türkiye Örneği**, Doktora Tezi, İstanbul Üniversitesi, Sosyal Bilimler Enstitüsü, İstanbul.

Uluatam, E., 2010 **Yenilenebilir Enerji Teşvikleri**, Ekonomik Forum Dergisi, 35-36.

Ünsal, H., 2010 **Türkiye'de Enerji Sektörüne Kamusal Müdahaleler**, ISBN: 978-605-5681-54-8, Detay Yayıncılık, Ankara

Varınca, K. ve Gönüllü, M.T. **Yenilenebilir Enerji Kaynaklarinin Kullaniminin Çevresel Olumlu Etkileri**, http://tr.static.z-dn.net/files/dd4/778d23f6b7b384e12b5baeec4666df4d.pdf

Yaman, Y., 2007 **Enerji Tasarrufu ve Yenilenebilir Enerji Kaynakları**, ISBN: 978-075-511-461-0, Birsen Yayınevi, İstanbul.

Yapar, M., 2014 **Türkiye'de İktisat Politikaları Çerçevesinde Rüzgar Enerjisi Politikalarının Etkinliğinin Analizi: Bir Uygulama**, Yayımlanmış Yüksek Lisans Tezi, İstanbul Üniversitesi Sosyal Bilimler Enstitüsü, İstanbul.

Yapraklı, S., 2013 **Enerjiye Dayalı Büyüme Türk Sanayi Sektörü Üzerine Uygulamalar**, ISBN 978-605-333-026-4, Beta Basım Yayım Dağıtım A.Ş., İstanbul.

Yıldırım, S., 2003 **Dünya'da ve Türkiye'de Petrol**, T.C. Basbakanlık Dıs Ticaret Müstesarlığı Ekonomik Arastırmalar Ve

Değerlendirme Genel Müdürlüğü, Ankara.

Yılmaz, O., 2015 **Yenilenebilir Enerjiye Yönelik Teşvikler ve Türkiye**, Yayımlanmış Yüksek Lisans Tezi, Sosyal Bilimler Enstitüsü, Adnan Menderes Üniversitesi, Aydın.

Yılmaz, S. A., 2014 **Yeşil İşler ve Türkiyed'de Yenilenebilir Enerji Alanındaki Potansiyeli**, T.C. Kalkınma Bakanlığı Sosyal Sektörler ve Koordinasyon Genel Müdürlüğü Uzmanlık Tezi, ISBN 978-6054667-83-3

Yılmaz, Z., 2000 **Yatırım Projeleri Analizi ve Yönetimi**, Bursa.

EK 1

Sıra No	Lisans Sahibi Tüzel Kişi	Tesis Adı	Kurulu Gücü (MWm)	Kurulu Gücü (MWe)	İşletmedeki ünite sayısı (Adet)	Lisansa derç edilen yıllık üretim miktarı (kWh)	Önceki yıl gerçekleşen üretim (kWh)	İşletmeye giriş tarihi (yıl)	Son yararlanma dönemi, takvim yılı	Yararlanma dönemi	YEKF1	YEKF2	YEKF
1	Abk Çeşme RES Enerji Elektrik Üretim A.Ş.	Çeşme RES	18,000	16,000	6	58.561.200	0	20.06.2015	2025	1	7,3	1,280	8,580
2	Abk Enerji Elektrik Üretim A.Ş.	Söke-Çatalbük RES	30,000	30,000	15	102.590.000	63.180.102	27.01.2012	2022	4	7,3		7,300
3	Akenerji Elektrik Üretim A.Ş.	Ayyıldız RES	15,000	15,000	5	51.322.000	38.746.750	05.09.2009	2019	7	7,3		7,300
4	Akhisar Enerji A.Ş.	Akhisar RES	45,000	43,750	18	192.500.000	79.187.577	23.09.2011	2021	5	7,3		7,300
5	Aksa Enerji ÜRETİM A.Ş.	Atik RES	30,000	30,000	15	98.128.500	52.150.523	13.09.2013	2023	3	7,3		7,300
6	Aksu Temiz Enerji Elektrik Üretim San. ve Tic. A.Ş.	Aksu RES	72,000	72,000	36	263.500.800	161.880.052	09.06.2012	2022	4	7,3		7,300
7	Alenka Enerji Üretim ve Yatırım Ltd. Şti.	Kıyıköy Res	28,000	27,000	14	100.066.000	0	13.03.2015	2025	1	7,3		7,300
8	Alize Enerji Elektrik Üretim A.Ş.	Kuyucak RES	40,700	40,700	19	171.162.000	58.502.488	09.12.2010	2021	6	7,3		7,300
9	Alize Enerji Elektrik Üretim A.Ş.	Sarıkaya RES	28,800	28,800	15	127.239.000	72.035.740	19.10.2009	2019	7	7,3		7,300
10	Alize Enerji Elektrik Üretim A.Ş.	Çamseki RES	20,800	20,800	11	233.800.000	53.745.041	24.06.2009	2019	7	7,3		7,300
11	Alize Enerji Elektrik Üretim A.Ş.	Çataltepe RES	16,000	16,000	8	62.580.000	31.277.872	19.04.2011	2021	5	7,3		7,300
12	Alize Enerji Elektrik Üretim A.Ş.	Keltepe RES	23,000	23,000	24	96.911.800	66.645.418	28.04.2010	2020	6	7,3		7,300
13	Al-Yel Elektrik Üretim A.Ş.	Geycek RES	150,000	150,000	70	487.500.000	299.389.631	11.10.2013	2023	3	7,3	1,280	8,580
14	Anemon Enerji Elektrik Üretim A.Ş.	İntepe RES	35,000	30,400	40	154.100.000	79.348.628	22.11.2007	2018	9	7,3		7,300
15	Arnaz Res Elektrik Üretim A.Ş.	Uşak RES Santrali	61,500	54,000	36	210.000.000	90.435.970	04.07.2014	2024	2	7,3		7,300
16	Ayen Enerji A.Ş.	Korkmaz RES	25,200	24,000	12	83.005.300	0	04.09.2014	2024	2	7,3		7,300
17	Ayen Enerji A.Ş.	Akbük RES	31,500	30,000	15	122.461.800	81.528.286	03.04.2009	2019	7	7,3		7,300
18	Ayen Enerji A.Ş.	Mordoğan RES	31,500	30,750	15	99.409.200	64.507.679	27.09.2013	2023	3	7,3		7,300
19	Ayres Ayvacık Rüzgar Enerjisinden Elektrik Üretim Santrali Ltd. Şti.	Ayvacık RES	5,400	5,000	3	17.000.000	15.622.644	23.10.2011	2021	5	7,3		7,300
20	Aysu Enerji San. ve Tic. A.Ş.	Karadere RES	16,000	15,000	10	67.000.000	25.782.399	04.07.2014	2024	2	7,3	0,800	8,100
21	Baki Elektrik Üretim Ltd. Şti.	Şamlı RES	114,000	114,000	38	332.000.000	269.132.340	11.09.2009	2019	7	7,3		7,300
22	Bakras Enerji Elektrik Üretim ve Ticaret A.Ş.	Şenbük Res	38,100	28,940	12	101.290.000	80.838.159	25.05.2014	2024	2	7,3		7,300
23	Balabanlı Rüzgar Enerjisinden Elektrik Üretim A.Ş.	Balabanlı RES	50,600	50,000	22	152.800.000	89.014.517	11.07.2014	2024	2	7,3	0,480	7,780
24	Bandırma Enerji ve Elektrik Üretim Ticaret A.Ş.	Bandırma RES	89,700	87,000	29	304.500.000	180.329.307	16.10.2009	2019	7	7,3		7,300
25	Belen Elektrik Üretim A.Ş.	Belen RES	48,000	48,000	16	135.000.000	136.761.561	23.10.2009	2023	3	7,3		7,300
26	Bergama Res Enerji Üretim A.Ş.	Aliağa RES	90,000	90,000	36	420.000.000	225.715.840	16.06.2010	2020	6	7,3		7,300
27	Beşiktepe Enerji Üretim ve Ticaret A.Ş.	Kıyıköy RES	33,000	33,000	11	154.000.000	0	23.10.2015	2025	1	7,3	1,400	8,700
28	Bıçakcılar Çandarlı Elektrik Üretim A.Ş.	Pitane RES	4,800	4,800	2	16.644.000	0	09.02.2015	2025	1	7,3	1,400	8,700
29	Bilgin Rüzgar Santrali Enerji Üretimi A.Ş.	Soma RES	90,000	90,000	36	420.000.000	270.033.260	11.11.2010	2021	5	7,3		7,300
30	Boreas Enerji Üretim Sistemleri San. ve Tic. A.Ş.	Boreas 1 Enez RES	18,300	18,300	7	83.200.000	51.365.850	09.04.2010	2020	6	7,3		7,300
31	Boydak Enerji Üretim ve Ticaret A.Ş.	Çanta RES	47,500	45,000	19	159.750.000	72.862.607	24.07.2014	2024	2	7,3	0,480	7,780
32	Briza Rüzgar Elektrik Üretim San. ve Tic. A.Ş.	Kavaklı RES	52,800	50,000	16	175.000.000	166.006.423	25.09.2014	2024	2	7,3	0,480	7,780
33	Bursa Temiz Enerji Elektrik Üretim Sanayi ve Ticaret A.Ş.	Bandırma 3 RES	25,000	25,000	10	140.000.000	54.642.321	26.03.2010	2020	6	7,3		7,300
34	Can Enerji Entegre Elektrik Üretim A.Ş.	Metristepe RES	40,000	39,000	16	150.000.000	93.656.409	21.06.2012	2022	4	7,3	0,480	7,780
35	Çanres Elektrik Üretim A.Ş.	Şadıllı RES	38,500	33,000	14	115.500.000	13.759.918	26.10.2014	2024	2	7,3	1,280	8,580
36	Dares Datça Rüzgar Enerji Santrali San. ve Tic. A.Ş.	Datça RES	29,600	29,600	36	116.613.120	65.530.994	24.12.2009	2020	7	7,3		7,300
37	Deniz Elektrik Üretim Ltd. Şti.	Kakakurt RES	10,800	10,800	6	40.000.000	24.248.758	28.05.2007	2017	9	7,3		7,300
38	Deniz Elektrik Üretim Ltd. Şti.	Sebenoba RES	60,000	60,000	26	156.500.000	93.850.980	12.03.2010	2020	6	7,3		7,300
39	Derne Temiz Enerji Üretim A.Ş.	Kanije RES	3,200	3,200	1	168.000.000	0	28.10.2015	2025	1	7,3	0,600	7,900
40	Doğal Enerji Elektrik Üretim A.Ş.	Burgaz RES	14,900	14,900	18	47.660.000	34.666.240	08.05.2008	2018	8	7,3		7,300
41	Doğal Enerji Elektrik Üretim A.Ş.	Samurlu RES	30,000	30,000	15	120.750.000	85.812.084	31.05.2013	2023	3	7,3	1,400	8,700
42	Doğal Enerji Elektrik Üretim A.Ş.	Kozbeyli RES	32,200	32,200	14	133.700.000	84.645.180	22.02.2013	2023	3	7,3	1,400	8,700
43	Doğal Enerji Elektrik Üretim A.Ş.	Sayalar RES	54,200	54,200	48	166.177.200	125.807.920	25.06.2008	2018	8	7,3		7,300
44	Doruk Enerji Elektrik Üretim A.Ş.	Seyitali RES	32,000	32,000	16	126.144.000	64.687.260	22.07.2011	2020	6	7,3		7,300
45	Edincik Enerji Üretim Anonim Şirketi	Edincik RES	56,400	56,400	23	197.400.000	118.112.820	19.07.2013	2023	3	7,3	0,480	7,780
46	Elfa Elektrik Üretim A.Ş.	Umurlar RES	10,000	10,000	5	100.660.000	6.272.900	30.09.2014	2024	2	7,3	0,480	7,780
47	Enerjisa Enerji Üretim A.Ş.	Çanakkale RES	29,900	29,900	13	91.600.000	70.650.930	06.05.2011	2020	6	7,3		7,300
48	Enerjisa Enerji Üretim A.Ş.	Balıkesir RES	143,000	142,500	52	549.200.000	367.432.384	27.02.2013	2023	3	7,3	0,480	7,780
49	Enerjisa Enerji Üretim A.Ş.	Dağpazarı RES	39,000	39,000	13	120.000.000	86.453.250	01.06.2012	2022	4	7,3		7,300
50	Eolos Rüzgar Enerjisi Üretim A.Ş.	Şenköy RES	36,000	29,794	12	104.279.000	93.828.993	04.05.2012	2022	4	7,3		7,300
51	Esit Enerji A.Ş.	Ada-2 RES	4,600	3,200	2	11.360.000	0	21.10.2015	2025	1	7,3	1,400	8,700
52	Fuatres Elektrik Üretim A.Ş.	Koru RES	52,800	50,000	16	182.632.300	0	22.05.2015	2025	1	7,3	0,480	7,780

53	Fuatres Elektrik Üretim A.Ş.	Mut RES	52,800	50,000	16	175.000.000	0	31.07.2015	2025	1	7,3	0,480	7,780
54	Fuatres Elektrik Üretim A.Ş.	Harmanlık RES	52,800	50,000	16	152.587.300	0	06.05.2015	2025	1	7,3	0,480	7,780
55	Fuatres Elektrik Üretim A.Ş.	Fuatres RES	3,300	3,300	1	105.000.000	0	28.10.2015	2025	1	7,3	0,480	7,780
56	Galata Wind Enerji A.Ş.	Şah RES	105,000	105,000	35	325.500.000	272.538.084	29.07.2011	2020	6	7,3		7,300
57	Galata Wind Enerji A.Ş.	Mersin Res	42,000	42,000	14	147.000.000	111.555.925	14.02.2013	2023	3	7,3		7,300
58	Garet Enerji Üretim ve Ticaret A.Ş.	Gökres-2 RES	35,750	35,750	13	144.375.000	38.720.866	15.08.2014	2024	2	7,3	0,480	7,780
59	Garet Enerji Üretim ve Ticaret A.Ş.	Sares RES	24,750	24,750	9	96.250.000	72.275.434	10.03.2011	2020	6	7,3		7,300
60	Garet Enerji Üretim ve Ticaret A.Ş.	Karadağ RES	10,000	10,000	4	34.272.500	22.334.459	04.07.2012	2022	4	7,3		7,300
61	Geres Elektrik Üretim A.Ş.	Geres RES	30,000	27,500	12	94.500.000	61.086.731	08.05.2014	2024	2	7,3	0,600	7,900
62	Hasanbeyli Enerji A.Ş.	Hasanbeyli RES	50,000	50,000	20	216.813.700	113.488.534	11.07.2014	2024	2	7,3	0,480	7,780
63	İçdaş Çelik Enerji Tersane ve Ulaşım San. A.Ş.	İçdaş Biga RES	16,000	15,750	5	192.895.200	0	16.10.2015	2025	1	7,3	1,400	8,700
64	İnnores Elektrik Üretim A.Ş.	Yuntdağ RES	60,000	60,000	24	213.696.500	165.805.078	04.06.2008	2018	8	7,3		7,300
65	Kale Enerji Üretim Tic. ve San. A.Ş.	Dilek RES	24,000	24,000	10	70.000.000	0	15.09.2015	2025	1	7,3	1,400	8,700
66	Kangal Elektrik Enerji Üretim ve Tic. A.Ş.	Kangal RES	44,000	44,000	22	414.873.600	35.556.526	19.09.2014	2024	2	7,3	0,480	7,780
67	Kapıdağ Rüzgar Enerjisi Elektrik Üretim San. ve Tic. A.Ş.	Kapıdağ RES	24,000	24,000	12	124.904.000	54.263.800	01.06.2013	2023	3	7,3		7,300
68	Kardemir Haddecilik Sanayi ve Ticaret Ltd. Şti.	Bozkaya RES	17,500	12,000	5	69.000.000	28.765.298	10.03.2012	2022	4	7,3	0,480	7,780
69	Kıroba Elektrik Üretim A.Ş.	Madranbaba RES	20,000	19,500	10	62.000.000	36.688.139	30.07.2013	2023	3	7,3		7,300
70	Kores Kocadağ Rüzgar Enerji Santrali Üretim A.Ş.	Kores Kocadağ RES	25,000	25,000	10	87.500.000	46.357.531	23.12.2009	2020	7	7,3		7,300
71	Kütle Enerji Yatırım Üretim Tic. A.Ş.	Bağarası RES	48,000	46,000	20	161.000.000	0	29.10.2015	2025	1	7,3	1,400	8,700
72	Lodos Elektrik Üretim A.Ş.	Lodos Kemerburgaz RES	24,000	24,000	12	85.000.000	42.294.896	20.08.2008	2018	8	7,3		7,300
73	Lodos Karaburun Elektrik Üretim A.Ş.	Karaburun RES	120,000	120,000	50	400.000.000	306.793.540	06.09.2013	2023	3	7,3		7,300
74	Manres Elektrik Üretim A.Ş.	Günaydın RES	20,750	20,000	8	65.700.000	34.451.590	20.11.2012	2023	3	7,3		7,300
75	Mare Manastır Rüzgar Enerji Santrali San. ve Tic. A.Ş.	Mazı-1 RES	39,200	39,200	49	184.513.775	95.160.818	13.04.2007	2017	9	7,3		7,300
76	Meltem Enerji Elektrik Üretim A.Ş.	Ege RES	8,000	7,000	4	24.528.000	0	16.10.2015	2025	1	7,3	1,400	8,700
77	Merzifon Enerji A.Ş.	Kayadüzü RES	40,000	39,000	16	199.275.000	113.165.178	13.07.2012	2022	4	7,3	0,480	7,780
78	Olgu Enerji Yatırım Üretim ve Tic. A.Ş.	Dinar RES	115,000	115,000	50	402.500.000	213.047.693	19.07.2013	2023	3	7,3	0,480	7,780
79	Öres Elektrik Üretim A.Ş.	Salman RES	27,500	20,000	10	70.080.000	40.050.118	30.05.2014	2024	2	7,3	0,800	8,100
80	Poyraz Enerji Elektrik Üretim A.Ş.	Poyraz RES	54,900	54,900	28	234.417.600	138.272.620	03.05.2013	2023	3	7,3	1,280	8,580
81	Rotor Elektrik Üretim A.Ş.	Gökçedağ RES	135,000	135,000	54	510.000.000	334.389.203	15.10.2010	2020	6	7,3		7,300
82	Sabaş Elektrik Üretim A.Ş.	Turguttepe RES	24,000	24,000	12	74.200.000	57.734.851	04.03.2011	2020	6	7,3		7,300
83	Sanko Rüzgar Enerjisi San. ve Tic. A.Ş.	Hilal-2 RES	9,900	7,000	3	24.500.000	0	23.10.2015	2025	1	7,3	0,600	7,900
84	Sanko Rüzgar Enerjisi San. ve Tic. A.Ş.	Çatalca RES	60,000	60,000	20	349.999.999	153.819.786	27.12.2008	2019	8	7,3		7,300
85	Se Santral Elektrik Üretim San. ve Tic. A.Ş.	Yahyalı RES	9,600	9,600	4	183.720.000	0	23.10.2015	2025	1	7,3	1,400	8,700
86	Serin Enerji Elektrik Dağıtım Pazarlama San. ve Tic. A.Ş.	Ortamandıra RES	11,200	10,000	7	35.000.000	0	08.05.2015	2025	1	7,3	0,800	8,100
87	Silivri Enerji A.Ş.	Silivri RES	45,000	45,000	18	151.609.500	54.434.886	19.09.2014	2024	2	7,3	0,480	7,780
88	Soma Enerji Elektrik Üretim A.Ş.	Soma RES	241,100	240,100	169	820.277.640	338.862.910	30.01.2012	2022	4	7,3	1,280	8,580
89	Steag Rüzgar Süloğlu Enerji Üretim ve Ticaret A.Ş.	Süloğlu RES	66,000	60,000	20	163.650.000	0	11.10.2015	2025	1	7,3	0,600	7,900
90	Suay Enerji San. ve Tic. A.Ş.	Akbük RES	9,600	9,600	2	33.600.000	0	27.10.2015	2025	1	7,3	1,400	8,700
91	Susurluk Enerji A.Ş.	Susurluk RES	60,000	60,000	24	184.179.000	153.687.416	20.05.2011	2020	6	7,3		7,300
92	Tamyeli Enerji Yatırım Üretim ve Tic. A.Ş.	İncesu RES	13,200	10,000	4	95.200.000	27.455.000	22.10.2014	2024	2	7,3	0,480	7,780
93	Tan Elektrik Üretim A.Ş.	Aliağa RES	9,600	9,600	4	29.433.600	6.966.504	10.10.2014	2024	2	7,3	0,480	7,780
94	Tayf Enerji Yatırım Üretim ve Ticaret A.Ş.	Ödemiş RES	21,000	20,000	7	66.576.000	0	25.06.2015	2025	1	7,3	1,400	8,700
95	Tektuğ Elektrik Üretim A.Ş.	Sincik RES	27,500	25,000	11	82.287.460	44.147.777	24.01.2014	2024	2	7,3	0,480	7,780
96	Teperes Elektrik Üretim A.Ş.	Tepe RES	0,850	0,850	1	21.000.000	2.779.843	22.12.2006	2017	10	7,3		7,300
97	Tokat Enerji Anonim Şirketi	Killik RES	40,000	40,000	16	198.050.000	101.808.861	17.12.2011	2022	5	7,3	0,480	7,780
98	Ufuk Enerji Elektrik Üretim A.Ş.	Poyrazgölü RES	34,500	30,000	15	105.000.000	0	24.10.2015	2025	1	7,3	1,400	8,700
99	Ütopya Elektrik Üretim Sanayi ve Tic. A.Ş.	Düzova RES	51,500	50,000	20	162.000.000	107.504.034	11.08.2009	2019	7	7,3		7,300
100	Yapısan Elektrik Üretim A.Ş.	Bandırma RES	35,000	35,000	22	152.000.000	122.765.089	26.05.2006	2016	10	7,3		7,300
101	Yapısan Elektrik Üretim A.Ş.	Mazı-3 RES	30,000	30,000	12	175.000.000	82.806.096	16.09.2009	2019	7	7,3		7,300
102	Yeni Belen Enerji Elektrik Üretim Sanayi ve Ticaret A.Ş.	Şenbük RES	27,000	27,000	9	94.500.000	107.258.396	30.06.2013	2023	3	7,3	0,480	7,780
103	Ygt Elektrik Üretim A.Ş.	Adares RES	10,000	10,000	5	40.000.000	0	10.10.2015	2025	1	7,3	0,480	7,780
104	Zeytineli Res Elektrik Üretim A.Ş.	Zeytineli RES	49,500	49,500	20	165.000.000	150.235.318	21.06.2013	2023	3	7,3	0,480	7,780
105	Ziyaret Res Elektrik Üretim San.ve Tic. A.Ş.	Ziyaret RES	76,000	76,000	30	262.500.000	254.619.176	13.10.2010	2020	6	7,3		7,300
106	Zt Enerji Elektrik Üretim San. ve Tic. A.Ş.	Çerçikaya RES	57,000	53,000	19	199.500.000	0	20.03.2015	2025	1	7,3	0,480	7,780
		Toplam	4.430,600	4.319,834	2.000	17.023.162.594,000	8.504.034.008,900			**Ortalama**	7,3	0,395	7,695

ÖZGEÇMİŞ

1987 yılında Konya'nın Beyşehir ilçesinde doğan Hasan Hüseyin YILDIRIM, ilk, orta ve lise eğitimini Hüyük ilçesine bağlı Kıreli Kasabası'nda tamamlamıştır. 2005 yılında İstanbul Üniversitesi İşletme Fakültesi bağlı işletme bölümünü kazanmış ve lisans eğitimini 2009 yılında başarıyla tamamlamıştır. 2010 yılında Marmara Üniversitesi'nde Gayrimenkul Değerlemesi ve Finansmanı yüksek lisans programını kazanmış ve 2012 yılında mezun olmuştur. Daha sonra 2012 yılında İstanbul Üniversitesi Finans doktora programına başlamış ve 2016 yılında mezun olmuştur.

İyi derecede İngilizce bilen Hasan Hüseyin YILDIRIM, 2012 yılında Balıkesir Üniversitesi'ne bağlı Burhaniye Uygulamalı Bilimler Yüksekokulunda Bankacılık ve Finans bölümünde öğretim görevlisi olarak çalışmaya başlamış ve halen devam etmektedir.