

**T.C.  
YILDIZ TEKNİK ÜNİVERSİTESİ  
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ**

**RÜZGAR ENERJİSİ İLE ELEKTRİK ÜRETİM PROJESİNİN REEL OPSİYONLAR  
YÖNTEMİ İLE DEĞERLEMESİ**

**CİHAD TERZİOĞLU**

**YÜKSEK LİSANS TEZİ  
MATEMATİK MÜHENDİSLİĞİ ANABİLİM DALI  
MATEMATİK MÜHENDİSLİĞİ PROGRAMI**

**DANIŞMAN  
DOÇ. DR. FATİH TAŞÇI**

**İSTANBUL, 2011**

## ÖNSÖZ

---

Finansal değ erleme metotlarından biri olan reel opsiyonlar yöntemi, rüzgar enerjisi ile elektrik üretim projesinde uygulanmıştır. Geleneksel finansal değ erleme yöntemleri ile negatif sonuç getiren bir proje, reel opsiyonlar yönteminin getirisi olan esneklik ve bekle – g r politikası sonucu pozitif değ er getirebilmektedir. Enerji arz ve talebi, yenilenebilir enerji ve rüzgar enerjisinin anlatılmasının ardından finansal değ erleme metotları anlatılmış ve proje problemi için uygulanmıştır. Reel opsiyonlar yönteminin, geleneksel finansal değ erleme yöntemlerinden farkı sonuç kısmında işlenmiştir.

Tez çalışmam boyunca gerek akademik bilgi ve tecrübelerini gerek ise gayret veren yardımlarını esirgemeyen Sn. Fatih TAŞÇI' YA, iktisat alanında ki engin tecrübeleri ile çalışmama yön veren Sn. Gökhan KARABULUT'A ve enerji ekonomisi ile ilgilenmeme teşvik eden kıymetli dostum Sn. Ercan HACİFAZLIOĞLU' NA teşekkür ederim.

Ağustos, 2011

Cihad TERZİ LU

## İÇİNDEKİLER

|                                                                         | Sayfa |
|-------------------------------------------------------------------------|-------|
| ŞEKİL LİSTESİ.....                                                      | vii   |
| ÇİZELGE LİSTESİ.....                                                    | viii  |
| KISALTMA LİSTESİ.....                                                   | ix    |
| ÖZET.....                                                               | x     |
| ABSTRACT.....                                                           | xi    |
| BÖLÜM 1                                                                 |       |
| GİRİŞ .....                                                             | 1     |
| 1.1Literatür Özeti.....                                                 | 1     |
| 1.2Tezin Amacı.....                                                     | 1     |
| 1.3Hipotez.....                                                         | 2     |
| BÖLÜM 2                                                                 |       |
| ÜRETİM ve ÇEVRE SORUNSAĞINDA ENERJİ TEDARİKİ.....                       | 3     |
| 2.1 Dünya Enerji Arz ve Talebi.....                                     | 5     |
| 2.1 .1. Türkiye Enerji Piyasasında Arz ve Talep .....                   | 14    |
| 2.1.1.1 Elektrik Enerjisi.....                                          | 23    |
| 2.1.1.2 Fosil Yakıtlar .....                                            | 26    |
| 2.1.1.3 Nükleer Enerji .....                                            | 27    |
| 2.2 Yenilenebilir Enerji .....                                          | 27    |
| 2.2.1 Hidrolik Enerji .....                                             | 29    |
| 2.2.2 Jeotermal Enerji .....                                            | 30    |
| 2.2.3 Güneş Enerjisi .....                                              | 31    |
| 2.2.4 Biyokütle.....                                                    | 31    |
| 2.2.5 Biyoyakıtlar.....                                                 | 32    |
| 2.3 Rüzgar Enerjisi.....                                                | 33    |
| 2.3.1 Rüzgar Enerjisinin Özellikleri .....                              | 34    |
| 2.3.2 Rüzgar Enerjisinin Maliyeti .....                                 | 35    |
| 2.3.3 Rüzgar Enerjisinin Dünya Enerji Piyasasındaki Mevcut Durumu ..... | 35    |
| 2.3.4 Türkiye Enerji Piyasasında Rüzgar Enerjisinin Durumu .....        | 37    |
| BÖLÜM 3                                                                 |       |
| FİNANSAL DEĞERLEME YÖNTEMLERİ.....                                      | 40    |

|                                                                                                                                 |    |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| 3.1 İndirgenmiş Nakit Akımları Yöntemi.....                                                                                     | 40 |
| 3.1.1 Nakit Akımlarının Tahmini.....                                                                                            | 44 |
| 3.1.2 İskonto Oranının Belirlenmesi.....                                                                                        | 46 |
| 3.2 Karşılaştırmalı Oranlar Yöntemi.....                                                                                        | 47 |
| 3.2.1 Fiyat / Kazanç Oranı .....                                                                                                | 48 |
| 3.2.2 Piyasa Değeri / Defter Değeri .....                                                                                       | 50 |
| 3.2.3 Fiyat / Satış Oranı .....                                                                                                 | 51 |
| 3.3 Opsiyonlar.....                                                                                                             | 51 |
| 3.3.1 Finansal Opsiyonlar .....                                                                                                 | 52 |
| 3.3.1.1 Opsiyon Değerinin Belirleyici Parametreleri .....                                                                       | 53 |
| 3.3.1.1.1 Dayanak Varlığın Cari Değeri.....                                                                                     | 53 |
| 3.3.1.1.2 Temel Varlığın Değerindeki Sapmalar.....                                                                              | 53 |
| 3.3.1.1.3 Dayanak Varlığına Ödenen Temettüleri.....                                                                             | 54 |
| 3.3.1.1.4 Opsiyonun İşlem Fiyatı.....                                                                                           | 54 |
| 3.3.1.1.5 Opsiyonun Son Bulma Süresi.....                                                                                       | 54 |
| 3.3.1.1.6 Risksiz Faiz Oranına Karşılık Gelen Opsiyon Süresi.....                                                               | 55 |
| 3.3.1.2 Avrupa Opsiyonları ve Amerikan Opsiyonları Karşılaştırılması: Opsiyon Hakkını Erken Kullanmayla İlgili Değişkenler..... | 55 |
| 3.3.1.3 Opsiyon Fiyatlandırma Modeli .....                                                                                      | 55 |
| 3.3.1.3.1 Binom Modeli.....                                                                                                     | 56 |
| 3.3.1.3.2 Black Scholes Modeli.....                                                                                             | 59 |
| 3.3.2 Reel Opsiyonlar .....                                                                                                     | 61 |
| 3.3.2.1 Reel Opsiyon Tipleri .....                                                                                              | 63 |
| 3.3.2.1.1 Erteleme Opsiyonu.....                                                                                                | 63 |
| 3.3.2.1.2. Büyüme Opsiyonu.....                                                                                                 | 63 |
| 3.3.2.1.3 Kademeli Yatırım Opsiyonu.....                                                                                        | 64 |
| 3.3.2.1.4 İşletme Ölçeğini Değiştirmek Opsiyonu.....                                                                            | 64 |
| 3.3.2.1.5 Değiştirme Opsiyonu.....                                                                                              | 64 |
| 3.3.2.1.6 Vazgeçme Opsiyonu.....                                                                                                | 65 |

## BÖLÜM 4

|                                                  |    |
|--------------------------------------------------|----|
| PROJE PROBLEMİ.....                              | 66 |
| 4.1. Finansal Modelleme.....                     | 67 |
| 4.1.1. İndirgenmiş Nakit Akımları .....          | 67 |
| 4.1.1.1. İndirgeme Oranının Hesaplanması .....   | 69 |
| 4.1.1.2. İNA Değerlemesinin Sonuçları .....      | 75 |
| 4.1.2 Reel Opsiyonlar Değerlemesi .....          | 75 |
| 4.1.2.1 Reel Opsiyon Değerlemesinin Yorumu ..... | 82 |

## BÖLÜM 5

|                |    |
|----------------|----|
| SONUÇ.....     | 84 |
| KAYNAKLAR..... | 85 |
| ÖZGEÇMİŞ.....  | 87 |

## ŞEKİL LİSTESİ

---

|                                                                                          | Sayfa |
|------------------------------------------------------------------------------------------|-------|
| Şekil 2.1 Yıllara Göre Dünya Enerji Tüketimi.....                                        | 6     |
| Şekil 2.2 1998 ile2008 yıllarında Dünya Enerji Tüketiminin Kaynaklara Göre Dağılımı..... | 9     |
| Şekil 2.3 Kaynaklar Bazında Birincil Enerji Talebi Gelişimi.....                         | 15    |
| Şekil 2.4 Nihai Enerji Tüketiminin Sektörel Dağılımı.....                                | 18    |
| Şekil 2.5 AB Ülkelerinde Enerji Yoğunluğu.....                                           | 19    |
| Şekil 2.6 AB Ülkelerinde ve Türkiye’de Enerji Yoğunluğunun Gelişimi.....                 | 20    |
| Şekil 2.7 Türkiye Elektrik Üretimi Kurulu Gücünün Kaynaklara Göre Dağılımı.....          | 23    |
| Şekil 2.8 Kaynaklarına Göre Elektrik Üretimi.....                                        | 25    |
| Şekil 2.9 Dünyanın Teknik Rüzgar Potansiyel Dağılımı.....                                | 37    |
| Şekil 2.10 Türkiye’de Rüzgar Hızı Dağılım Haritası.....                                  | 38    |
| Şekil 2.11 Rüzgar Potansiyeli Dağılım Haritası.....                                      | 38    |
| Şekil 3.1 Alım Opsiyonu Diyagramı.....                                                   | 52    |
| Şekil 3.2 Satım Opsiyonu Diyagramı.....                                                  | 53    |
| Şekil 3.3 Binom Opsiyon Fiyatlamasının Genel Formülü.....                                | 56    |
| Şekil 4.1 Türkiye Rüzgar Enerji Kapasite Haritası.....                                   | 67    |

## ÇİZELGE LİSTESİ

---

|                                                                                      | Sayfa |
|--------------------------------------------------------------------------------------|-------|
| Çizelge 2.1 Enerji Kaynaklarının Arz Ve Talebi.....                                  | 16    |
| Çizelge 2.2 2009 Yılı İtibari İle Türkiye'nin Yerli Kaynak Potansiyeli.....          | 22    |
| Çizelge 2.3 Son On Yılda Gözlenen Talep Artışı.....                                  | 25    |
| Çizelge 2.4 Kurulu YE Tesisleri ve Yıllık CO <sub>2</sub> Azalım Potansiyelleri..... | 29    |
| Çizelge 2.5 Türkiye Teknik ve Ekonomik HES Potansiyeli Durumu.....                   | 30    |
| Çizelge 2.6 Kapasiteye Göre En İyi Beş Rüzgar Piyasası.....                          | 33    |
| Çizelge 2.7 Maliyet Değerleri.....                                                   | 35    |
| Çizelge 3.1 Nakit Akımları.....                                                      | 45    |
| Çizelge 4.1 Türkiye Elektrik Satış Fiyatları.....                                    | 68    |
| Çizelge 4.2 Karşılaştırılabilir Şirket Verileri.....                                 | 71    |

## KISALTMA LİSTESİ

---

|           |                                                                         |
|-----------|-------------------------------------------------------------------------|
| B&S       | Black and Scholes Opsiyon Fiyatlama Modeli                              |
| CFA       | Chartered Financial Analyst (Lisanslı Finansal Analist)                 |
| D         | Değer                                                                   |
| DCF-İNA   | Discounted Cash Flows (İndirgenmiş Nakit Akımları)                      |
| FCFE      | Free Cash Flow to Equity (Özsermayeye Serbest Nakit Akımları)           |
| FCFF      | Free Cash Flow to Firm (Firmaya Serbest Nakit Akımı)                    |
| NBD       | Net Bugünkü Değer                                                       |
| WACC-AOSM | Weighted Average Cost of Capital (Ağırlıklı Ortalama Sermaye Maliyeti ) |
| FVAÖK     | Faiz, Vergi ve Amortisman Öncesi Kar                                    |
| FVÖK      | Faiz ve Vergi Öncesi Kar                                                |

## RÜZGAR ENERJİSİ İLE ELEKTRİK ÜRETİM PROJESİNİN REEL OPSİYONLAR YÖNTEMİ İLE DEĞERLEMESİ

Cihad TERZİOĞLU

Matematik Mühendisliği Anabilim Dalı

Yüksek Lisans Tezi

Tez Danışmanı: Doç. Dr. Fatih TAŞÇI

Eş Danışman: Doç.Dr. Gökhan KARABULUT

Bu tezin amacı, yenilenebilir enerji projelerinin reel opsiyonlar yöntemi ile değerlendirilmesi konusunun incelenmesidir. Bu proje çalışması spesifik olarak üç bölümden oluşmaktadır. İlk bölümde, dünyadaki enerji tüketimi yenilenebilir enerji kaynaklarına vurgu yapılarak ele alınmıştır. İkinci bölümde ise finansal opsiyonların temelleri anlatılarak reel opsiyonlar üzerinde durulmuştur. Bu çalışmanın son kısmında ise yukarıda bahsettiğimiz iki konudan yararlanılarak yenilenebilir enerji kaynaklarından elektrik üretimi reel opsiyonlar teorisi altında incelenmiştir.

**Anahtar Kelimeler:** Yenilenebilir Enerji, Reel Opsiyonlar Yöntemi, Opsiyonlar, Finansal Değerleme, Rüzgar Enerjisi Projesi

## **ABSTRACT**

---

# **VALUATION WITH REAL OPTIONS THEORY OF ELECTIRICITY GENERATION PROJECT WITH WIND POWER**

Cihad TERZIOGLU

Department of Mathematical Engineering  
MSc. Thesis

Advisor: Assoc. Prof. Dr. Fatih TASCI  
Co-Advisor: Assoc.Prof. Dr. Gokhan KARABULUT

In this master thesis, our main aim is to study the real options valuation of renewable energy projects. Specifically, I analyzed two separate topics; first one is energy consumption in the world by emphasizing renewable energy resources and second one is real options theory by giving fundamentals of financial options. In the last part of the thesis, I combined above two topics to analyze power generation from renewable energy resources by the method of real options theory.

**Key Words:** Renewable Energy, Reel Option Theory, Financial Valuation, Financial Options, Wind Power Project

---

**YILDIZ TECHNICAL UNIVERSITY  
GRADUATE SCHOLL OF NATURAL AND APPLIED SCIENCE**

### GİRİŞ

#### 1.1 Literatür Özeti

En karlı yatırımı seçmek için ve/veya bir yatırımda bekleme ya da durma kararında sermaye bütçeleme uygulaması bir karar verme sürecidir. Bu gerçeğin ışığında kolaylıkla söyleyebiliriz ki, sadece uzun dönemde sürdürülebilir bir büyümeyi sağlamak için değil aynı zamanda kısa dönemde etkili bir yönetimi sağlamak içinde sermaye bütçeleme bütün firmalar için en önemli konulardan birisidir.

Black ve Scholes (1973) bu çalışmalarında piyasada opsiyonlar doğru bir şekilde fiyatlanırsa, opsiyonlardaki ve söz konusu hisselerdeki uzun ve kısa pozisyonlarla portföy oluşturularak şebneden olasılığı ortadan kalkmış olacağından bu prensip kullanılarak opsiyonlar için teorik değerlendirme formülleri türetilebileceğinden, neredeyse tüm kurumsal zorunlulukların opsiyonların kombinasyonları olarak gösterilmesinden beri buna yol açacak formül ve analiz, hisseler, özel finansal bonolar ve warrantlar gibi kurumsal zorunluluklar için de uygulanabileceğinden, özelde formül, geri ödeyememe olasılığı yüzünden bir finansal bono için uygulanan indirimi türetmek için kullanılabileceğinden söz etmektedirler.

Merton (1973) başlangıçlarından sonra, 30 yıl içinde, reel opsiyonların kullanımı sermaye bütçelemeye ek olarak diğer alanlara da yayıldı. Reel opsiyon konusunda bir çok farklı disiplinde çalışmalar yapıldı.

Andrikopoulos (2005) yaptığı çalışmasında Reel Opsiyonlar Yöntemi entellektüel sermaye varlıklarının değerlemesinde yeni bir platform olarak hizmet etmekte olduğunu, Reel opsiyonlar uygulamalarının teşkil ettiği geniş bir alanın yanı sıra AR-GE nin de bir firmanın yapısal sermayesinin geniş bir bölümünü oluşturması ile entellektüel sermayedeki reel

opsiyonlar uygulamalarını gerektiren durumlar bir AR-GE yatırımı haline geldiğini, öncelikle modelleme varsayımlarına ve fiyatlama yaklaşımlarına odaklanarak reel opsiyonlar yaklaşımını AR-GE yatırımının değerlemesi olarak tanımlanabileceğini ve daha sonra entellektüel sermaye nicel yöntemleri için reel opsiyonlar analizinin getirdiği fırsatların detaylı muhasebesinin sunulabileceğinden bahsetmektedir.

## **1.2 Tezin Amacı**

Gerek finansal piyasaların gerekse de reel piyasaların giderek karmaşık bir hal alması ile yatırımcılar, yöneticiler ve denetleyici-düzenleyici kurumlar gibi finansal karar alıcılar için finansal bilginin önemi artmaktadır.

Bilişim sektöründe meydana gelen muazzam yenilikler bilgiye erişilebilirliği arttırmış ve bilgi her sektörde olduğu gibi finansal alanda da hayati bir rol üstlenmiş ve bunun sonucunda da bilgiye hakim olan tarafın avantajlı konuma yükseldiği bir döneme girilmiştir. Bu süreçte de finansal karar alıcıların bilgiye hakim olmaları elzem olmuştur.

Kolay erişilebilir finansal bilgiler ışığında yatırımcılar, proje yatırımları, şirket satın alımları ve şirket evlilikleri için finansal modellemeler ve değerlemeler kullanarak işlerini daha da kolaylaştırmış ve avantajlı konumlarını güçlendirmişlerdir.

Bilindiği üzere gerek konvensiyonel enerji kaynaklarının giderek tükenmesi gerek doğal yaşama verdiği zararın giderek artması alternatif enerji kaynaklarına olan ilgiyi arttırmış ve bu alanda yapılan çalışmalar ve projeler artmıştır. Özellikle alternatif enerji kaynakları arasında yüksek potansiyele sahip rüzgar enerjisi son dönemde bir çok projeye konu olmuştur.

Bizde bu çalışmamızda rüzgar enerjisi santrali yatırım projesinin finansal değerlemesinin gerçekleştireceğiz. Proje değerlememizi hem geleneksel proje değerlendirme yöntemi olan indirgenmiş nakit akımları yöntemi ile hem de alternatif olarak geliştirilmiş reel opsiyonlar yöntemi ile ele alacağız.

## **1.3 Hipotez**

İndirgenmiş nakit akımları yöntemi ile yatırım yapılamaz tanısı konulmuş projelerin reel opsiyonlar yöntemi ile bekle ve gör şeklinde tanımlayabileceğimiz bir politika güdülerek yatırıma elverişli proje haline gelmektedir.

### ÜRETİM ve ÇEVRE SORUNSALINDA ENERJİ TEDARİKİ

Üretim sürecinde girdi olarak kullanılan enerji faktörü, bu gün ihtiva ettiği önem itibarı ile farklı uluslara ait karar vericilerin oluşturdukları ekonomik, siyasi, askeri vb. politikaların kilit unsurudur. Özellikle 1973'te meydana gelen petrol krizi, enerjinin ülke ekonomileri için ne denli hayati bir öneme sahip olduğunu bize göstermektedir. Bu tarih enerji alanında bir milat olmuş, büyük fikirlerin ortaya çıkmasına, dev projelerin hayat bulmasına ve alternatiflerin ortaya çıkmasına olanak veren bir nevi uyarı işlevi görmüştür.

Bugünün dünyasında, enerji ile ilgili konular, özellikle de enerji arz güvenliği birçok mevcut küresel gelişmelerin ve stratejilerin merkezinde yer almaktadır. Sadece küresel değil, aynı zamanda ulusal ekonomik ve sosyal gelişmeler de kesinlikle enerji arz güvenliğine bağlıdır. Enerji arz güvenliği Krut, Vuuren, Vries ve Groenenberg tarafından kullanılabilirlik, erişilebilirlik, ekonomiklik ve kabul edilebilirlik olarak dört ana kriter altında karakterize edilmiştir. Temel sorun lokasyonların uzaklığından kaynaklanmaktadır. Enerji kaynakları zengin ülkeler ve önemli enerji tüketicileri dünya haritasının değişik bölgelerinde bulunmaktadır. Örneğin Orta Doğu petrol ve doğal gaz gibi konvansiyonel enerji kaynaklarının ana üreticisiyken ve öyle kalacak iken, Uzak Doğu özellikle de Çin enerji kaynaklarının ana tüketicisidir ve Çin'in tüketimi zamanla artacaktır [1].

Bilindiği üzere, ülkelerin enerji ihtiyacı, nüfus, sosyal ve ekonomik gelişme düzeyi sanayileşme, kentleşme, teknolojik gelişmişlik gibi birçok sosyo-ekonomik faktöre bağlı olarak şekillenmektedir.

Sosyoekonomik kalkınmanın en önemli girdilerinden biri olan enerjinin zamanında, kaliteli ve yeterli miktarda ekonomik şartlar ve çevre etkileri de dikkate alınarak temini büyük önem taşımaktadır. Bilindiği üzere enerji, hayat kalitesini iyileştiren, ekonomik ve sosyal ilerlemeyi sağlayan en önemli faktördür. Ancak, artan enerji fiyatları, küresel ısınma ve iklim değişikliği, dünya enerji talebindeki artış, hızla tükenmekte olan fosil yakıtlara bağımlılığın yakın gelecekte devam edecek olması, yeni enerji teknolojileri alanındaki gelişmelerin artan talebi karşılayabilecek ticari gelişimden henüz uzak oluşu, ülkelerin enerji arz güvenliği konusundaki kaygılarını her geçen gün daha da artırmaktadır. Bu da ülkeleri birtakım tedbirler alma yönünde arayışlara itmektedir.

Yeterli düzeyde ve çevresel değerleri tehdit etmeyen enerji sağlama ve kullanma toplumların en önemli sorunudur. Son yıllarda petrol fiyatlarının hızlı bir şekilde yükselişi hükümetleri çeşitli önlemler almaya yöneltmiştir. Gelişmiş ülkelerde daha verimli motorlu taşıtlar, elektrikli makineler, ısınma, binaların yalıtımı ve daha birçok alanda yeni teknolojilerin geliştirilmesi ve uygulanması ile enerjinin verimli bir şekilde kullanımı hızlı bir artış göstermektedir. Bu gelişmelere bağlı olarak, üretilen birim mal ve hizmetlerde kullanılan enerji miktarı 70'li yıllardan bu yana gelişmiş ülkelerde 1/3 oranında azalırken gelişmekte olan ülkelerde 1/3 oranında artmıştır. Bu artışın; plansız şehirleşme ve eski teknolojilerle veya bilinçsizce enerji kullanımından kaynaklandığı bilinmektedir.

İçinde bulunduğumuz dönemde, neredeyse her türlü sanayinin, her çeşit üretim kolunun en önemli girdisi olan enerjinin arz güvenliğinin sağlanması ve ekonomik istikrarın sürdürülebilmesi için dünyanın ekonomik bölgeleri birbirlerine bağımlıdırlar. Sektörlerin rekabet gücünü artırabilmek için, kaliteli enerjinin, uygun fiyattan temin edilebilmesi ve verimli kullanılabilmesi gerekmektedir.

Enerjinin yeterli, zamanında, kaliteli, ekonomik, güvenilir ve temiz olarak sunumu günümüzde ülkelerin gelişmişlik düzeylerini belirleyen en önemli göstergelerden biridir. Sanayinin olduğu kadar halkın günlük yaşantısının da en önemli girdilerinden olan enerjiye talep nüfus ve sanayileşmedeki hızlı artış paralelinde sürekli olarak artarken, enerji kaynakları da hızlı bir şekilde tükenmektedir. Bunun tabii sonucu olarak ta enerji üretim ve tüketimi arasındaki fark gün geçtikçe açılmaktadır.

Enerjinin yalnızca toplumların temel yaşam gereksinimlerinin karşılanmasında değil, uluslararası politikalara yön verilmesinde de etkili bir güç olduğu savı, her geçen gün

biraz daha kuvvetlenmektedir. Fosil yakıt rezervlerinin yakın gelecekte tükeneceği gerçeği ve enerji maliyeti, yaşamın olmazsa olmaz şartı konumunda olan enerji üretim ve tüketiminde çok ciddi yaptırımları ve araştırmaları zorunlu kılmaktadır.

Sanayi Devrimi'ni başlatan kömür, devamında ulaşım ve iletişim sistemlerinin gelişmesinde en büyük paya sahip petrol, son yıllarda temiz enerji olarak kabul edilen doğal gaz ve nükleer kaynaklarla birlikte yenilenebilir enerji kaynakları, küreselleşen dünyanın vazgeçilmez amacı ve aracı haline gelmiştir.

Yapılan tahminlere göre convensiyonel enerji kaynaklarının tüketimi yıldan yıla azalan bir oranla artacak. Yapılan bu tahminlerin de bize gösterdiği gibi convensiyonel enerji kaynaklarının sınırlı olduğu gerçeği er ya da geç yüzleşmemiz gereken bir olgu ve gelecekte bir gün bütün convensiyonel enerji kaynakları tükenecek. Bu bağlamda, milletler arasındaki enerji kaynakları için olan mücadeleyi ve enerji güvenliğine yapılan vurguyu anlamalıyız. Bu, insanoğlunun ve uygarlık sürecinin yenilenebilir enerji kaynaklarına insanoğlunun sonu gelmeyen gelişimin motoru olarak güvenmesinin gerekliliğini gösteriyor.

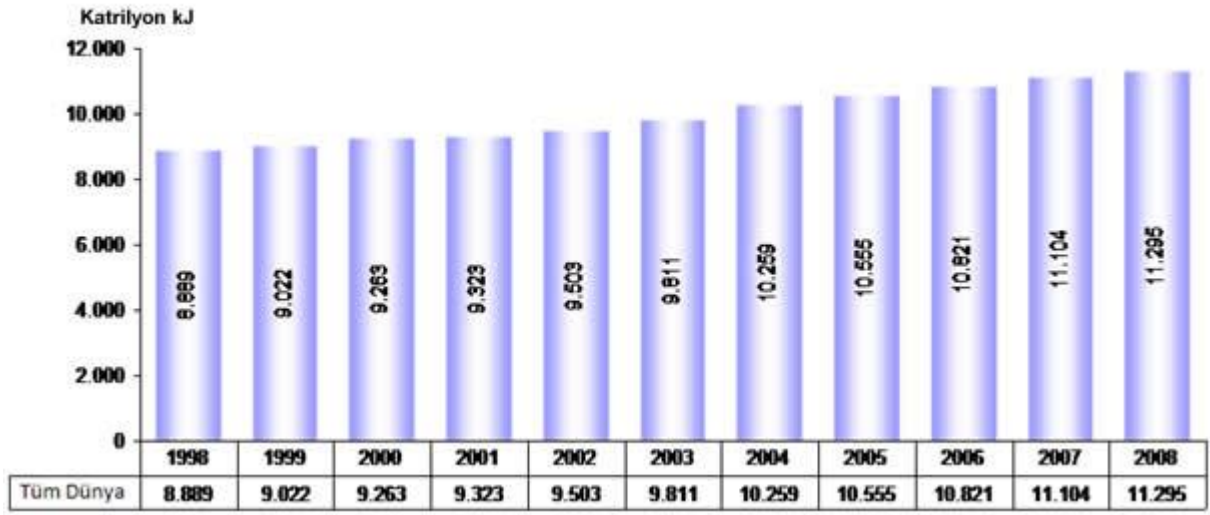
Dünya ekonomik dengesi gün geçtikçe değişmekte, üretim batıdan doğuya, gelişmiş ülkelere doğru kaymakta ve bu durum birçok farklı etkileri de beraberinde getirmektedir. Özellikle büyük bir nüfusa sahip bu ülkeler dünya ekonomik sisteminde söz sahibi olmaya başlamış, üretim güçleri artmış bunun sonucunda da enerjiye olan toplam talep artmıştır. Bir taraftan convensiyonel enerji kaynaklarının giderek azalması diğer taraftan dünya enerji talebinin yukarı doğru hızlı bir ivmeyle artması alternatif enerji kaynaklarına olan ihtiyacı gün yüzüne çıkarmıştır.

## **2.1 Dünya Enerji Arz ve Talebi**

Bir toplumun gücü üretim kapasitesi ile ölçülmektedir. Üretim kapasitesi ise kullanılan enerjinin hacmine, niteliğine ve verimliliğine bağlıdır. Bu bağlamda enerji, toplumların refah düzeylerine, yaşam kalitelerine, sosyal gelişmişliklerine ve üretim geleneğinin oluşmasına etki eden en temel unsurların başında yer almaktadır.

Dünya nüfusunun %20'sini oluşturan 1.4 milyar fert halen elektrikten ve onun sağladığı imkanlardan yoksun bir şekilde yaşamaktadır. Dünya nüfusunun %40'nı oluşturan 2.7 milyar insan ise temel yaşam faaliyetlerinden olan yemek pişirme gibi basit bir eylemi geleneksel yöntem diye adlandırdığımız biyokütle enerjisi ile gerçekleştirmektedir.

Yapılan araştırmalara ve tahminlere göre bu durum uzunca bir süre devam edecek %87’lik kısmının kırsal kesimde yaşadığı 1.2 milyar insan elektriksiz yaşamını idame etmeye devam edecektir. Bu nüfusun büyük bir çoğunluğu yükselen ekonomiye sahip olan Çin hariç gelişmekte olan Asya lkelerinde, Güney ve Orta Afrika lkelerinde ve Hindistan’da yaşayan insanlardan müteşekkil olacaktır. Bu ülkelerdeki açlık ve yoksulluğun bertaraf edilmesi sosyal ve ekonomik refahın toplumun bütün fertlerine ulaşabilecek şekilde şekillendirildiği bir ekonomik yapının oluşturulabilmesi ciddi enerji politikalarının oluşturulmasına bağlıdır. Bu amaçlara ulaşmak için 2030 yılına kadar her sene 36 milyar dolarlık ilave bir bütçenin enerji arzı güvenliği ve enerji teminine ayrılması gerekmektedir [1,2].



şekil 2.1 Yıllara göre dünya enerji tüketimi(Kaynak: BP)

Dünya enerji talebinin büyük bir kısmını karşılayan fosil yakıtların özellikle son yıllarda çevreye olan zararlı etkilerinin artması ve bu kaynakların tkenilir olması giderek artan dünya enerji talebiyle ele alındığında enerji arz güvenliğinin ulusların refahı ve geleceği için ne kadar hayati öneme sahip olduğunu bize göstermektedir. Ayrıca fosil yakıtlara alternatif olarak gösterilen yenilenebilir enerji kaynaklarına ait pazarın yeterince gelişmiş bir yapıya ulaşmaması da başlı başına bir problem olarak gözükmektedir.

Son yıllarda dünyada sanayileşme ve kentleşme yönünde yukarı doğru bir trend vardır. Bunun doğal sonucu olarak da enerjiye ve doğal kaynaklara olan toplam talep giderek artmaktadır. Her ne kadar bu eğim 2008-2009 yılları arasında, yaşanan küresel mali krizin dünya piyasalarında oluşturduğu olumsuz etkiler nedeniyle aşağı doğru veya

yatay bir seyir izlese de bu geçici bir durumdur ve krizin yavaş yavaş etkisini kaybettiği dönemde tekrar eski hızına kavuşacaktır.

Yapılan çalışmalardan yola çıkarak yürütülen tahminlere göre toplam dünya enerji talebi 2035 yılına kadar yıllık ortalama %1.4 artış ile 2008 yılına göre %47 artmış olacaktır. 2008 ve 2035 yılları arasında gerçekleşecek olan talep artışının %89.7'si OECD dışı ülkelerde özellikle Hindistan ve Çin'de yaşanacak, tahminlere göre yıllık ortalama %2.2'lik artışlardan oluşacağı öngörülmektedir. Yıllık ortalama %4.6 oranında büyüyen bu ülkeler, sahip oldukları muazzam büyüklükteki nüfusun ihtiyaçlarını karşılamak için üretim kapasitelerini ve buna paralel olarak da enerji kullanımını artırmak istemektedirler. Milli gelirlerinde yıllık ortalama %1.8'lik büyüme gerçekleşen OECD Ülkeleri ise yıllık %0.3'lük bir oranla talep artışına etki edeceklerdir [3].

Enerji arzının sürdürülebilirliği, önümüzdeki yıllarda gerçekleşmesi beklenen talep artışı da hesaba katıldığında daha stratejik bir hal almaktadır. Bu kadar hayati öneme sahip olan enerjinin tedarikinin sağlanması amacıyla büyük bütçeli dev projeler planlanmakta ve bunların hayata geçirilebilmesi için çok uluslu şirketler ve devletler bazında uluslararası işbirliğine gidilmektedir.

2035 yılına gelindiğinde dünya enerji arzının en büyük tüketicisinin Çin Halk Cumhuriyeti'ni olması öngörülmektedir. Enerji kullanım kapasitesi bakımından Çin'in ardından ABD, AB ve Hindistan gelmekte ve saydığımız bu enerji tüketicilerinin dünya enerji arzının %55'lik bölümünü kullanmaları tahmin edilmektedir. Yaşanacak olan talep artışın ileride büyük bir krize dönüşmemesi için 33 trilyon Amerikan Doları tutarında yatırım yapılması gerekliliği hayata geçirilmesi gereken projelerin büyüklüğü hakkında bize ipuçları vermektedir [4].

Türkiye'nin, bir üyesi olmayı amaçladığı Avrupa Birliği ise 2008 yılı itibarı ile Enerji kullanımı bakımından Çin'in bir basamak altına gerilemiş böylelikle ABD ve Çin'in ardından üçüncü sırada yerini almıştır.

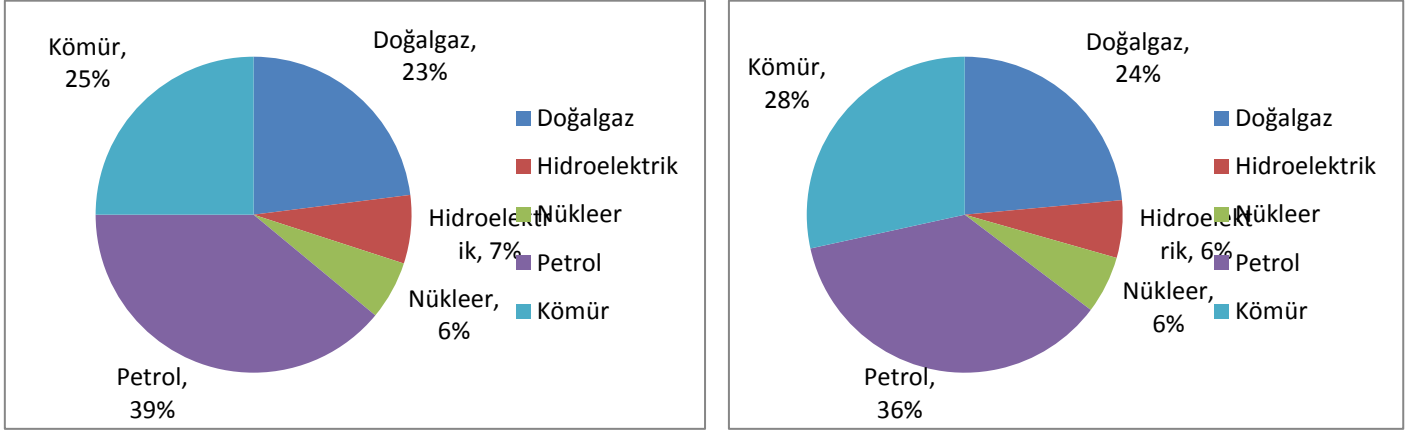
AB, 2008-2009 yılları arasındaki zaman dilimini kapsayan dönemde yıllık %0.5 gibi düşük bir oranla enerji talebini arttırmıştır. Bu eğilimin devam edeceği ve 2035 yılına kadar yıllık ortalama %0.2 oranlarında artışlar yaşanacağı beklenmektedir. AB genelinde birincil enerji arzında 2007 yılında %53 düzeyinde olan ithalat bağımlılığı oranının 2030 yılına kadar olan dönemde %59.1'e ulaşması beklenmektedir. Bu rakam 2007 yılında yapılan çalışmada %67 olarak öngörülmüştü. Bunun nedeni olarak,

Avrupa Birliği'nin 2007 yılındaki öngörülerini revize etmesi ve enerji talebinde daha düşük bir artış beklentisine girmesi söylenebilir. Doğal gaz arzında ithalat bağımlılığının 2010 yılındaki %64.1 düzeyinden %82.8'e çıkacağı öngörülmektedir [5].

Dünya büyük oranda halen birincil enerji kaynaklarına bağımlı bulunmakta ve ileride bu bağımlılığın giderek artması öngörülmektedir. Önümüzdeki dönemlerde dünya çapında üretiminin katlanarak artması ve buna paralel olarak da enerji talebinin aynı oranda hızla artması beklenmektedir. Bu durum farklı alternatiflerin ve çözüm önerilerinin geliştirilmesi gerekliliğini gün yüzüne çıkarmaktadır. Birçok resmi analiz dönemleri ve çevre sorunlarıyla yakın ilişki nedeniyle, ikincil enerji dönemlerinden ziyade birincil enerji kaynakları tüketimi ana sorundur. Toplam birincil enerji arzı küresel üretimde  $\pm$  stok değişikliğinden ibarettir. İkincil enerji ise farklı son kullanımlardan oluşan tüketimin toplamıdır. 1973 de ikincil enerjini birincil enerjiye oranı 0.76'dır, fakat 2006 (IEA,2008a) da küresel nihai enerji talebi elektrik payı artışı için bu oran 0.69'a düşmüştür [1].

Elimizdeki verilerden yola çıkarak şunu söyleyebiliriz ki; son on yıllık dönemde dünya genelinde birincil enerji tüketimi artmıştır. Küresel birincil enerji tüketimi 1998'den 2008'e kadar 8.889 mtoe'den 11.295 mtoe'ye çıkmıştır. Bu artış toplamın %27 ve yıllık %2,42 gösterir. Bu devir iki parçaya ayrıldığı zaman 1998-2003 ve 2003-2008 olarak CAGR's yıllık olarak sırasıyla %1,99 ve %2,86'ya eşit olur. Bu gerçeğin ışığında geçen dönemden birincil enerji tüketimi hızla artmıştır [3].

Bu dönemde yaşanan en dikkat çekici gelişme birincil enerji tüketimi kaynaklarından olan petrolün payının azalması ve aynı zamanda kömürün artmasıdır. Birincil enerji tüketimi kaynaklarında en büyük payı petrol almıştır ve onu kömür ve doğal gaz sırasıyla takip etmektedir. Petrolün toplamdaki payının son on yıldaki azalması deneyimlenen en ağır azalma ve kömür payındaki artış deneyimlenen en büyük artıştır.



Şekil 2.2 1998 ile 2008 yıllarında Dünya Enerji Tüketiminin Kaynaklara Göre Dağılımı(Kaynak: BP)

Önümüzdeki dönemlerde enerji talebinin büyük bir kısmı fosil kaynaklı yakıtlardan sağlanacaktır. Enerji kaynakları açısından incelendiğinde, birincil enerji arzında, petrol, doğal gaz ve kömürden oluşan fosil kaynaklı yakıtların ağırlıklı konumunun önümüzdeki yıllarda da devam etmesi beklenmekte ve enerji talebindeki artışın (2008-2035 dönemi) yüzde 75.7'lik bölümünün bu kaynaklardan karşılanması öngörülmektedir. Biyokütle ve çöp için bu oran %8.5, diğer yenilenebilirler için %6.6, nükleer için %6.4, hidrolik için ise %2.8'dir. 2020 yılında birincil enerji arzındaki en büyük paya (%29.8) sahip olacağı hesaplanan petrolün, 2030 ve 2035 yıllarında ilk sıradaki yerini kömüre (sırasıyla %29.1 ve %29.3) bırakacağı düşünülmektedir. Doğal gazın ise elektrik üretimindeki payını koruması (yaklaşık %21.4) beklenmektedir. 2008-2035 döneminde elektrik üretiminde ise kömür ve doğal gazın en önemli kaynaklar olmaya devam edeceği, kömürün payının %41'den %42.8'e, doğal gazın payının %21.3'ten %21.7'ye yükseleceği; petrolün payının ise %5.5'den %1.6'ya, hidroliğin payının %15.9'dan %13.3'e, nükleer payının da %13.5'den %10.8'e düşeceği öngörülmektedir. En büyük yüzdelik artış ise rüzgarda beklenmektedir. Aynı dönemde rüzgarın %1.1'lik payının %5'e yükseleceği öngörülmektedir.

Rüzgar enerjisinin 2035 yılına kadar elektrik üretimindeki payını %1.1'den %5'e çıkaracak olması alternatif enerji kaynaklarının piyasadaki payının giderek artacağının ve yine bu alandaki proje ve yatırımlara ağırlık verileceğinin bir göstergesidir diyebiliriz.

Dünya genelinde enerji kaynakları olarak 1 Ocak 2011 itibariyle petrol ve doğal gaz rezervlerinin dağılımına bakıldığında, kanıtlanmış petrol rezervlerinin (1,469 milyar varil) %51.2'sinin Ortadoğu'da bulunduğu görülmektedir. En büyük rezervlere sahip 8 ülkenin (sırasıyla, S.Arabistan, Kanada, İran, Irak, Kuveyt, Venezuela, Birleşik Arap Emirlikleri, Rusya) ise Kanada ve Rusya hariç 6'sı OPEC üyesidir. Bu ülkeler toplam rezervlerin yaklaşık %70.9'una sahiptirler. Doğal gaz rezervlerinin de yaklaşık %73'ü Rusya Federasyonu, Eski Sovyet Cumhuriyetleri ve Ortadoğu ülkelerinde bulunmaktadır. Sadece Rusya, İran ve Katar bu rezervlerin %54.5'ini elinde bulundurmaktadır. 2010 verilerine göre petrol rezervlerinde Venezuela ve Kolombiya'da büyük artışlar görülürken, doğal gaz rezervlerinde oransal olarak Mısır'da önemli sayılabilecek artışlar meydana gelmiştir. 2009 sonu itibariyle revize edilen rakamlara göre, dünya genelinde bir değerlendirme yapıldığında, mevcut kanıtlanmış petrol rezervlerinin 46, doğal gaz rezervlerinin 63, kömür rezervlerinin de 119 yıllık ömre sahip olduğu hesaplanmaktadır. Bu rakamlar aynı kaynakta, 2008 sonu itibariyle petrol için 42, doğal gaz için 60 ve kömür için 122 yıl olarak ilan edilmişti.

Tüketim tarafına bakıldığında ise mevcut politikaların devamı halinde, en hızlı artışın hidrolik dışı yenilenebilir enerji kaynaklarında (%3.6) olacağı hesaplanmaktadır. Doğalgaz tüketiminin ortalama yıllık %1.7'lik artışlarla 2035 yılında 2008 yılına göre %55.6, petrol tüketiminin ortalama %0.8'lik artışlarla %23.8 ve kömür tüketiminin ise %1.7'lik artışlarla %59.3 artacağı öngörülmektedir. Bu dönemde fosil yakıt fiyatlarının yüksek seyredeceği ve hükümetlerin fosil yakıtlara alternatif enerji kaynaklarına yöneliminin artacağı tahmin edilmektedir.

2008'de Çin, ABD, Avrupa Birliği, Hindistan, Rusya ve Japonya dünya kömür tüketiminin %83'ünü gerçekleştirmişlerdir. 2008 yılında dünya enerji tüketiminde kömürün payı %27 iken, bu payın 2035 yılında %29'lara ulaşması beklenmektedir. Kömür tüketimindeki bu artışın tamamının sorumlusunun OECD dışı ülkelerin (Çin, Hindistan ve Endonezya) olacağı ve kömürün elektrik üretimindeki payının ise %41'den (2008) %43'e (2035) yükseleceği beklenmektedir. Kömür tüketiminin düşmesi beklenen yerler; elektrik talep artışı düşük ve nüfus artış hızı yavaş olan Avrupa Birliği, Japonya ve OECD'deki Avrupa ülkeleridir. Dünyada her ne kadar kömür üretimi geniş alanlarda ve pek çok ülkede mümkün olsa da, 2009 sonu itibariyle, toplam kömür rezervlerinin %78'i 5 ülkede bulunmaktadır. Bunlar ABD (%29), Rusya (%19), Çin (%14), Avustralya (%9), Hindistan (%7)'dir. Bu ülkeler toplam üretimin de 2009 yılı

verilerine göre %78.4 'ünü karşılamışlardır. 2007 yılında dünyada üretilen kömürün %64'ü elektrik üretim sektörüne aktarılmakta iken geriye kalan yaklaşık üçte birlik kısmın hemen hemen tamamı sanayi sektörüne aittir [2,4].

Kömür yakıtlı elektrik üretiminin 2035 yılına kadar ortalama yılda %2.6 artması beklenmektedir. Ancak kömürden elektrik üretimi ile ilgili projeksiyonlar, sera gazı emisyonlarını azaltmaya veya sınırlamaya yönelik ulusal mevzuatların veya uluslararası anlaşmaların yürürlüğe girmesine göre önemli ölçüde değişebilir. Bu tarz kısıtlamalar olmadığı takdirde, özellikle Çin, Hindistan ve OECD-dışı diğer Asya ülkeleri gibi zengin kömür yataklarına sahip yerlerde, daha pahalı yakıtların yerine kömürün kullanılacağı düşünülmektedir.

Doğalgaz yakıtlı elektrik üretiminin ise 2030 yılına kadar yıllık %2.5'lik bir oranda artması öngörülmektedir. Doğalgazın elektrik üretimindeki önemli rolünün süreceği, ancak 2020 yılından sonra doğalgazın elde edilme maliyetlerinin artacağı dolayısıyla 2020 sonrasında doğalgaz kullanımındaki artışın önemli ölçüde yavaşlayacağı öngörülmektedir. Diğer taraftan ABD menşeli konvansiyonel olmayan gaz arzındaki gelişmeler çerçevesinde, doğalgaz arzında talebin üzerinde bir hacim ortaya çıkmış bulunmaktadır.

Yüksek petrol fiyatları, fosil yakıtların çevresel etkileri üzerine duyulan endişeler, dünyanın pek çok ülkesinde yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanımının arttırılmasına yönelik verilen teşvikler, yenilenebilir enerji kaynaklarının daha geniş oranda kullanımının yolunu açmaktadır. 2035 yılına kadar dünya genelinde hidroelektrik ve diğer yenilenebilir enerji kaynaklarının tüketiminde yıllık %3.2'lik artışlar beklenmektedir. Hidrolik dışında yenilenebilir enerji kaynaklarının kurulu güçteki oranı 2008'de %4 iken, 2030 yılında bu oranın %10'a yükseleceği, hidroelektriğin ise aynı dönemde %16'dan %13'e gerileyeceği öngörülmektedir. Yenilenebilir kaynaklardaki artışa en büyük katkı ise rüzgar enerjisinden gelecektir. Yenilenebilir enerji kaynaklarının elektrik üretiminde kullanım payının %18.7 (2008) seviyesinden 2020 yılında %21.7 ve 2035 yılında da %23.1'e ulaşacağı düşünülmektedir.

Yenilenebilir enerji tüketiminde beklenen bu artışın OECD dışındaki ülkelerde, özellikle Çin, Hindistan, Brezilya, Malezya ve Vietnam'da inşasına başlanan orta ve büyük ölçekli hidroelektrik santrallardan gelmesi beklenirken, OECD ülkelerinde ise

gelecekte, Kanada ve Türkiye haricinde, büyük ölçekli çok az hidroelektrik santral inşa projesi öngörülmektedir. OECD ülkelerindeki yenilenebilir enerji kaynaklarındaki artışın rüzgar ve biyokütle başta olmak üzere hidrolik dışındaki kaynaklardan karşılanması beklenmektedir. Rüzgar enerjisine olan yatırımlar, OECD-dışı ülkelerde özellikle Çin’de artmaya devam etmektedir. Güneş (PV ve CSP) ve dalga enerjisi uygulamaları ise henüz büyük ölçüde ticarileşme sürecinin başlangıç aşamasında olup, 2035 yılında PV için 352 TWh, CSP için 185 TWh ve dalga enerjisi için de 39 TWh’lik elektrik üretim seviyelerine ulaşılması öngörülmektedir [6].

Nükleer enerjiden elektrik üretiminin ise 2008’de gerçekleşen 2,731 TWh değerinden 2035 yılında 4,147 TWh’e yükseleceği, ancak nükleer enerjinin toplam enerji üretimindeki payının %14’ten %11’e düşeceği hesaplanmaktadır. Dünyadaki nükleer santral kurulu gücünün ise 2008 yılındaki 391 GW değerinden, 2035’de 551 GW’a çıkması beklenirken, nükleer kapasitede Avrupa Birliği’nde düşüşler öngörülmektedir. Özellikle 2020 yılından sonra ömrünü tamamlayarak devreden çıkarılacak çok sayıdaki nükleer santralin varlığının etkisiyle Avrupa Birliği’nde 2008 itibariyle 139 GW olan nükleer kurulu gücün 2035’de 106 GW’a inmesi beklenmektedir. 2035’e kadar Çin (83 GW) başta olmak üzere OECD-dışı Asya ülkelerinde 108 GW’lık artış tahmin edilmektedir. Rusya’nın ilave ünitelerle nükleer kapasitesini 2035 yılına kadar 13 GW arttıracığı düşünülmektedir. ABD’de de 14 GW’lık bir artışla 2035 yılında 120 GW’a ulaşılması beklenmektedir [7].

Bir yanda, artan fosil yakıt fiyatları, enerji arz güvenliği, sera gazı emisyonları ile ilgili endişeler, diğer yanda ise geliştirilmiş reaktör tasarımlarından dolayı dünyanın pek çok bölgesinde yeni nükleer kapasite artırımları veya yeni santrallerin inşa edilmesi beklenmektedir. Dünyada Ocak 2011 itibariyle, 31 ülkede 442 nükleer santral işletmede olup, 62.9 GW kurulu güce sahip olacak 65 adet nükleer santral da inşa halindedir. İnşa halindeki santrallara bakıldığında 27 tanesi Çin’de, 11 tanesi Rusya’da 5 tanesi de G.Kore’dedir. Çin, Kore, Finlandiya ve Fransa’da 3. nesil reaktörlerin inşasına başlanmış olması, dünyanın en büyük üç kömür tüketen ülkesinin (Çin, ABD ve Hindistan) nükleer kapasitelerini 2035 yılına kadar önemli ölçüde arttırmayı hedeflemesi, İtalya, Vietnam, İsveç, Türkiye, Mısır, Polonya, ABD ve İngiltere’nin yeni nükleer santral yapma arzusunu ifade etmesi, nükleer enerjiye yeni bir ilginin başladığına da delil sayılmaktadır. Fosil yakıt fiyatlarının 2009 yılında düşük seyretmesi ve ekonomik durgunluk, yüksek ilk yatırım maliyetine sahip olan nükleer enerjinin

rekabet edebilirliğini zayıflatmakta ve santral projelerinin geleceğine yönelik soru işaretlerinin sürmesine sebep olmaktadır. Buna ek olarak 2011 yılının Mart ayında Japonya’da meydana gelen 9.0 büyüklüğündeki deprem ve devamındaki tsunami, Fukushima Daiichi’de yer alan 4 nükleer santralin büyük hasar görmesine sebep olmuş ve bu reaktörlerden radyasyon sızıntısı meydana gelmiştir. Bu durumun etkisiyle dünyada, özellikle Avrupa Birliği’nde, nükleer santral yatırımlarının bir belirsizlik sürecine girdiği ve en azından bir duraklama yaşanacağı şimdiden söylenebilir. Lisanslama mevzuatlarının gözden geçirileceği, özellikle saha çalışmaları ve güvenlik analizlerinin sorgulanacağı, tüm bunların da maliyetleri arttırıcı etkisinin oluşacağı bir dönemin nükleer enerji sektörünü beklediği tahmin edilmektedir.

Enerji kaynaklarındaki reel bazda fiyat artışlarına bakıldığında; 2000-2009 arasında petrol fiyatlarında %76, doğal gaz fiyatlarına %114, kömür fiyatlarında ise %136’lık artışlar yaşanmıştır. 2008 yılında aşırı derecede artan fosil yakıt fiyatları 2009 yılında düşüşe geçmiş, petrol fiyatları %37.9, doğal gaz fiyatları %28.3 ve kömür fiyatları %19.3 oranında azalmıştır. Projeksiyonlara göre 2009-2035 döneminde petrol fiyatlarının %87.1, doğalgaz fiyatlarının %79.7, kömür fiyatlarının %9.5 artması beklenmektedir [6].

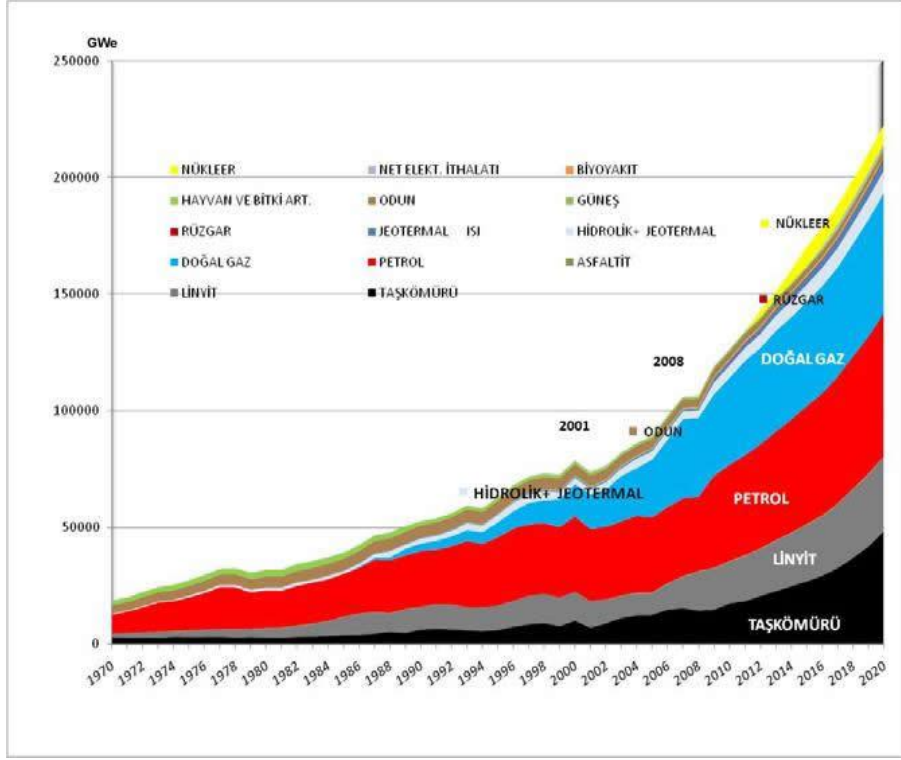
Çevre-enerji ilişkisinde önemli bir yer tutan iklim değişikliği ile mücadelede enerji sektörünün etkin rol oynaması öngörülmektedir. Enerji verimliliği başta olmak üzere teknolojik gelişmelere paralel iyileştirmeler, fosil yakıtlara alternatif olarak nükleer enerji ve yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanımında yaygınlaşma, çevresel etkileri azaltma hedefine yoğunlaşan Ar-Ge faaliyetleri (karbon tutma, depolama ve temiz kömür teknolojileri), gaz emisyonlarının azaltılmasına yönelik geliştirilen politikaların temel unsurları görünümündedir. Zira karbondioksit eşdeğeri veriler açısından bakıldığında, enerji sektöründen kaynaklı ve sera etkisi yapıcı gaz emisyonlarının, 29.3 milyar tondan (2008) ortalama yıllık %1.4’lük artışlarla 2035’de 42.6 milyar ton düzeyine ulaşacağı hesaplanmaktadır. Emisyonlardaki bu artışın tamamının, enerji tüketimlerinde beklenen artışa paralel olarak, gelişmekte olan OECD-dışı ülkelerde (başta Çin, Hindistan ve Ortadoğu ülkelerinde) görüleceği tahmin edilmektedir. Küresel finansal krizin etkisiyle 2009’da emisyonlar %1 düşmüştür. Ancak 2010’dan itibaren bu düşüşün yerini yeniden bir yükseliş almıştır. Tahminler 2035 yılında sıcaklık seviyesinin 6 dereceden fazla artacağına işaret etmektedir.

## **2.1 .1 Türkiye Enerji Piyasasında Arz ve Talep**

Türkiye birincil enerji tüketimi 1990 yılından 2008 yılına kadar olan 18 yılda % 100'den fazla artış göstermiştir. ETKB verilerine göre “1990-2008 döneminde ülkemizde birincil enerji talebi artış hızı aynı dönemde dünya ortalamasının üç katı seviyesinde (ortalama % 3,95/yıl) gerçekleşmiştir. Türkiye, OECD ülkeleri içerisinde geçtiğimiz 10 yıllık dönemde enerji talep artışının en hızlı gerçekleştiği ülke durumundadır. Aynı şekilde Türkiye, dünyada 2000 yılından bu yana elektrik ve doğal gazda Çin'den sonra en fazla talep artışına sahip ikinci büyük ekonomi konumunda olmuştur [8].

ETKB tarafından yapılan tahminler bu eğilimin orta vadede de devam edeceğini göstermektedir. 2008 yılı sonu itibariyle, 106,3 milyon tep değerine ulaşan birincil enerji tüketiminin, referans senaryo olarak adlandırabileceğimiz kabuller çerçevesinde, 2020 yılına kadar olan dönemde de dünya ortalamasının üzerinde kalarak yıllık ortalama yüzde 4 civarında artması beklenmektedir.

Ancak dünyadaki son ekonomik kriz Türkiye'yi de etkilemiştir. Buna bağlı olarak, 2008 yılının ikinci yarısında ve 2009 yılında, enerji tüketimindeki artış eğilimi tersine dönmüş, 2009 geçici rakamlarına göre enerji tüketimi 106,3 mtep'den 99,5 mtep'e düşmüştür. Talebe bağlı olarak 2008'de 29,2 mtep olan yerli enerji üretiminin 2009 yılında 28,4 mtep'e düştüğü hesaplanmaktadır. Bu düşüş eğilimi 2010'la birlikte tekrar eski haline dönmeye başlamıştır [9].



Şekil 2.3 Kaynaklar Bazında Birincil Enerji Talebi Gelişimi,(Kaynak: BP)

Enerji arzında dışa bağımlılık ülkenin enerji politikalarında çözülmesi gereken bir sorun olarak durmaktadır. 1990'lı yıllarda %48 olan yerli üretim payı yıllar içerisinde gittikçe azalarak 2007 yılında % 25,5'e, enerji fiyatlarının artmasını müteakip 2008 yılında %27,5 seviyesine gerilemiştir. Bu kaynaklardaki tüketim artışına bağlı olarak, 2008 yılı ithalat gideri 48,2 milyar dolar seviyesine yükselmiştir. Krizle birlikte hem tüketimin azalması, hem de uluslararası enerji fiyatlarının düşmesi nedeniyle ancak 29,8 milyar dolar seviyesine düşmüştür.

| Kaynaklar                          | Kömür  | Petrol | Doğal gaz | Odun, B-H Artıkları | Hidrolik | Jeotermal Elektrik | Rüzgar | Jeotermal | Güneş | Toplam (Bin Tep) |
|------------------------------------|--------|--------|-----------|---------------------|----------|--------------------|--------|-----------|-------|------------------|
| Birincil Enerji Talebi(bin Tep)    | 31.391 | 31.784 | 33.807    | 4.814               | 2.861    | 140                | 73     | 1.011     | 420   | 106.273          |
| Talep içindeki Payı(%)             | 29,5   | 29,9   | 31,8      | 4,5                 | 2,7      | 0,1                | 0,1    | 1,0       | 0,4   |                  |
| Birincil Enerji Üretimi(bin Tep)   | 16.674 | 2.268  | 931       | 4.814               | 2.861    | 140                | 73     | 1.011     | 420   | 29.192           |
| Üretim içindeki Payı(%)            | 57,1   | 7,8    | 3,2       | 16,5                | 9,8      | 0,5                | 0,2    | 3,5       | 1,4   |                  |
| Üretimin Talebi Karşılama oranı(%) | 53,1   | 7,1    | 2,8       | 100,0               | 100,0    | 100,0              | 100,0  | 100,0     | 100,0 | 27,5             |

Çizelge 2.1 Enerji Kaynaklarının Arz Ve Talebi,2008 (Kaynak: ETBK)

Enerji arz sisteminin gittikçe artan ithalat bağımlılığının yanı sıra tüketimin sırasıyla %30 ve 32'sini teşkil eden petrol ve doğalgazda sırasıyla %7 ve %3 oranında yerli üretim payı vardır. İthalat bağımlılığını azaltacak olan hidrolik ve diğer yenilenebilir enerji kaynaklarından

yapılan üretim, yerli üretimin %15,4'ünü oluşturmakta ve toplam enerji talebinin %4,3'ünü oluşturmaktadır [6].

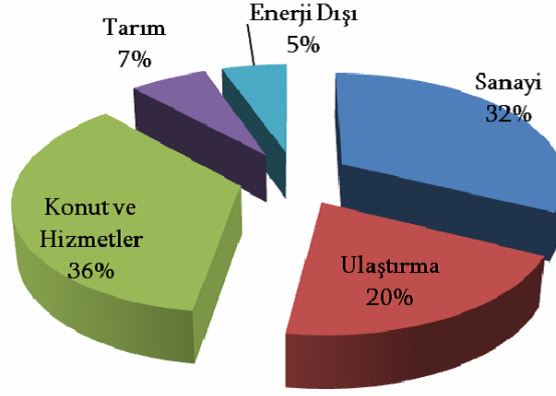
Petrol ve doğalgaz, enerji talebindeki artışın karşılanmasında ekonomik ve stratejik önemini sürdürmektedir. Nitekim petrol, ulaştırma sektöründe ana yakıt olma özelliğini korumaktadır. Doğalgaz ise elektrik üretimi ve sanayinin temel girdileri arasında payını bugün olduğu gibi muhafaza edecek ve belirli oranda artıracaktır.

Ülkemizde 2008 yılında üretilen birincil enerjinin %57'si (16.671 mtep) yerli kömürdür. Ancak kömürün birincil enerji tüketimindeki payı, doğal gaza verilen ağırlık nedeniyle, 2000 yılında % 15,5 iken 2007 yılında %13,7 seviyesine gerilemiştir, 2008'de ise %15,7 olarak gerçekleşmiştir.

1990 yılında 2,8 milyon ton olan yerli taş kömürü üretimi, yıllar içinde artış ve azalışlar göstererek 2008'de 2,6 milyon ton olarak gerçekleşmiştir. Diğer yandan taş kömür ithalatı 1990'da 5,6 milyon ton iken, 2008 yılında dört misline yakın artarak %19,5 milyon tona ulaşmıştır. EPDK'dan lisans alan yeni ithal taş kömür yakıtlı santrallerin kurulu gücünün 7.470 MW olduğu göz önüne alındığında; önümüzdeki yıllarda taşkömürü ithalatının daha fazla artacağı görülmektedir. İklim politikaları açısından bu tür bir projeksiyon bulunmamakla birlikte fiili gelişmeler bu yöndedir [8,9].

Arz tarafında, 5 milyon konutu ısıtabilecek jeotermal termal kapasitenin şu anda sadece 120 bin konutun ısıtılması için kullanılması, biyokütle yani bitki ve orman artıkları ile gübre potansiyelinin enerji üretimi için kullanılamaması, termik santrallerin bütün kirliliğini çeken civardaki halkın bu santralin ısısından yararlanarak, evini, işyerini veya serasını ısıtamaması gibi, enerji arzı alanında karbon açısından avantajlı imkânların değerlendirilemediği görülmektedir.

2008 yılında 79,5 mtep olan nihai enerji tüketimi içinde sanayi sektörü %32 ve binalar %36 pay almıştır. Türkiye'de uzun yıllardır sanayi sektörü nihai tüketimde en büyük paya sahipken sanayi sektöründe üretim düşmesi nedeniyle tüketim paylarında 2008 yılına özel bir değişim yaşanmıştır. Bina sektörü ise krize rağmen enerji tüketimindeki normal yıllık artışa devam etmiştir.



Şekil 2.4 Nihai Enerji Tüketiminin Sektörel Dağılımı

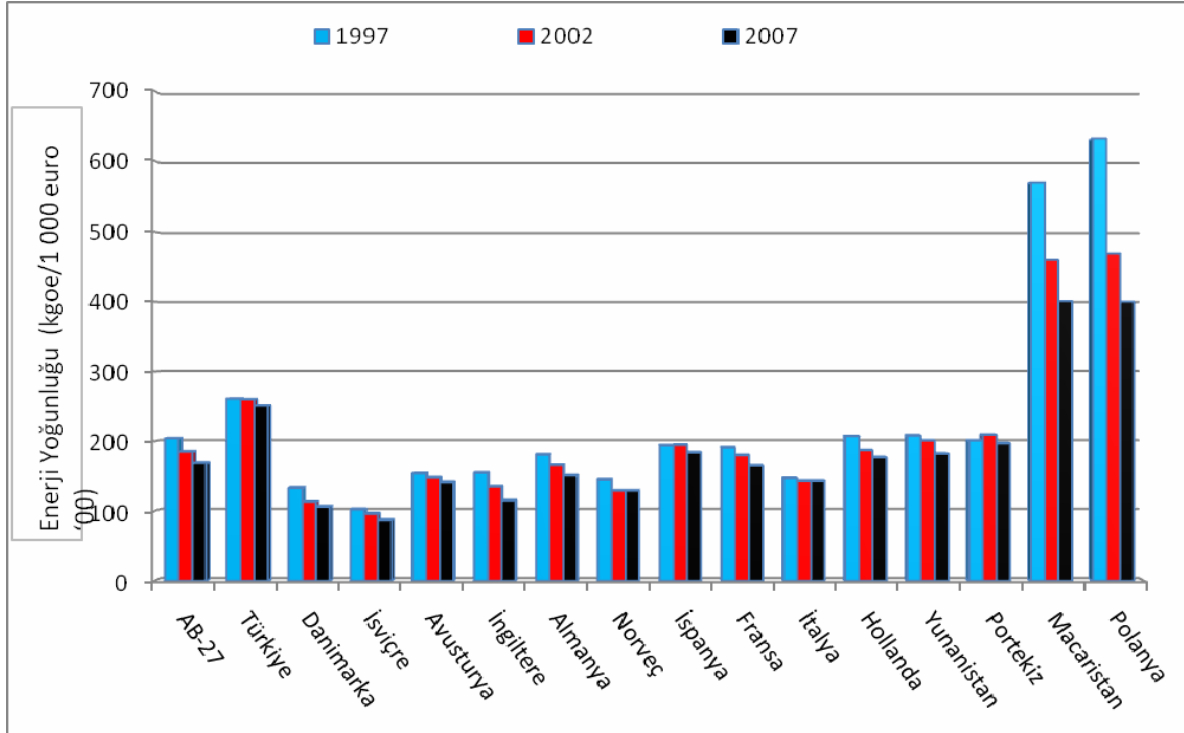
Genel bir bakışla ülkenin enerji arzı; dışa bağımlılığı yüksek, ithalat bedeli değeri dolayısı ile ekonomi üzerinde baskı yaratan ve karbon yoğun olarak değerlendirilebilir. Bu olumsuzlukların azaltılmasında ülkenin önündeki en önemli alternatifler enerji verimliliği potansiyelinin değerlendirilmesi ve yenilenebilir kaynakların azami derecede kullanılması olarak ortaya çıkmaktadır.

Türkiye’de enerji yoğunluğunun azaltılması ve arz-talep zincirinin tüm aşamalarında enerji verimliliğinin artırılmasına yönelik olarak ciddi bir potansiyel mevcuttur. Çeşitli araştırmalar, analizler ve karşılaştırma çalışmaları, ülkemizdeki üretim ve hizmet sektöründeki ekonomik faaliyetler ve yaşam standardı için harcanan enerjinin azaltılabilmesinde birçok fırsatın olduğunu göstermektedir.

Nihai tüketimdeki önemli kayıpların yanı sıra elektrik üretiminde ve dağıtımında da enerji kayıpları mevcuttur. Özellikle kayıp ve kaçakları içeren %14,4 oranındaki elektrik enerjisi dağıtım kayıpları ekonomi için oldukça olumsuz bir sektör yaratmıştır. TEDAS verilerine göre kayıplarda ilk sırada İstanbul gelmektedir. Mega kenti sırasıyla Şanlıurfa ve Diyarbakır takip etmektedir. İstanbul’da yıllık 3,1 milyar kilovat saat (kWh) elektrik, kayıp-kaçağa gitmektedir. Şanlıurfa’da ise bu rakam 3 milyar kWh’dir. Keban Barajı’nda bir yılda üretilen yaklaşık 6 milyar kWh elektrik, iki ilin kayıplarına karşılamaya yetmemektedir. Doğudaki iller yüksek kayıp-kaçak oranlarıyla öne çıkarken, batı illerinde kaçak miktarı yüksektir. 2008’de denetim ekiplerince 4,8 milyon abone kontrolden geçirilmiş, 196 bin abonenin kaçak elektrik kullandığı tespit edilmiştir. Denetimlere rağmen kaçak tüketimin azalmadığı illerin başında Mardin gelmektedir ( kayıp ve kaçak oranı%72,7). Bu ili %70,9 ile Şırnak, % 66,5 ile Batman takip etmektedir. En az kayıp-kaçağın olduğu il ise yüzde1,3 ile Denizli. Yüzde 2,1 ile

Karabük ikinci, yüzde 2,9 ile Bilecik üçüncü sıradadır. Kaçak kullanım her ne kadar sistem içinde bazı ihtiyaçları karşılıyor ve ekonomik ve sosyal katkı yapıyor ise de verimsiz kullanımın tetikleyicisi durumundadır. Bedava kullanılan enerjinin tasarruf edilmesi mümkün değildir ve bu şekilde devam ettiği takdirde tüm enerji verimliliği kampanyaları etkisiz kalacaktır. Ayrıca dağıtım özelleştirmeleri sonucunda bu kayıplar reel olarak azaltılamaz ise bu ekonomik kayıplar faturasını ödeyen tüketicilerin üzerinde ağır yük oluşturacaktır [6].

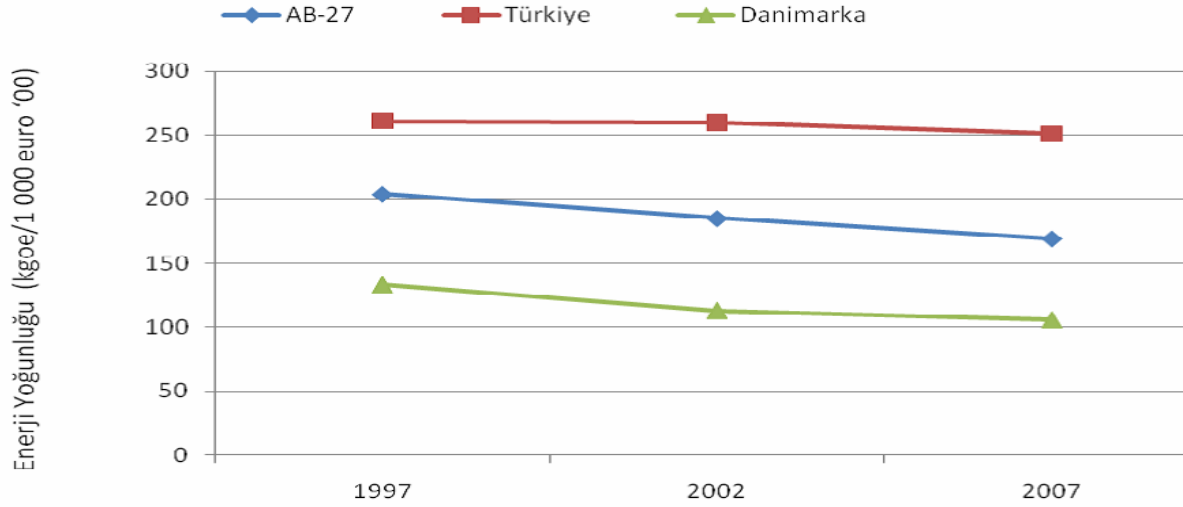
Enerji yoğunluğu değeri diğer ülkeler ile kıyaslandığında yüksektir. AB'nin Euro bazında iklim düzeltmeli enerji yoğunluğu değeri (2000 yılı sabit fiyatları ile) 169 kep/1000€ iken Türkiye'nin 250 kep/1000 €'dur. Türkiye, aşağıdaki şekilde de görüldüğü üzere, 2007 yılı itibarıyla 27 AB ülkesi ortalamasından ve AB'ye yeni üye olan ülkelerin dışındaki üyelerin hepsinden daha yüksek enerji yoğunluğu değerine sahiptir.



Şekil 2.5 AB Ülkelerinde Enerji Yoğunluğu

Enerji yoğunluğu göstergesi verimlilik dışında diğer başka parametreleri içerdiği için karşılaştırmanın satın alma gücüne göre (ppp) yapılması daha sağlıklı olacaktır. Burada önemli olan azalma trendidir. Türkiye'nin enerji yoğunluğu değeri son yıllardaki birçok

çalışmaya rağmen. AB'nin gelişmiş bazı ülkelerindeki gibi son 10 yılda fark edilebilir bir düşme trendi göstermemiştir.



Şekil 2.6 AB Ülkelerinde ve Türkiye’de Enerji Yoğunluğunun Gelişimi(Kaynak: T. Keskin, Enerdata)

Ülkemiz, kalkınma hedeflerini gerçekleştirme, toplumsal refahı artırma ve sanayi sektörünü uluslararası alanda rekabet edebilecek bir düzeye çıkarma çabası içindedir. Bu durum, enerji talebinde uzun yıllardır hızlı bir artışı beraberinde getirmektedir. Önümüzdeki yıllarda da bu eğilimin devam edeceği hesaplanmaktadır.2009 yılında 106.1 milyon ton petrol eşdeğerini (milyon tep) geçen yıllık enerji arzının, 2015 yılında 170 milyon tep, 2020 yılında ise 222 milyon tep düzeyine ulaşacağı beklenmektedir. Bu değerler enerji arzının yılda yaklaşık %6 düzeyinde artış göstereceğine işaret etmektedir. Ancak 2009 yılında yaşanan küresel ekonomik krizin etkisiyle bu değerler hâlihazırda revize edilmektedir. En son açıklanan verilere göre (2009 yılı) enerji arzında %31 ile kömür en büyük payı alırken, bunu %30.9 ile doğal gaz, %28.8 ile petrol izlemiş, geri kalan %9.3'lük bölüm ise hidrolik dâhil olmak üzere yenilenebilir ve diğer kaynaklardan karşılanmıştır.

Enerji kaynakları bakımından net ithalatçı ülke konumunda olan Türkiye’de 2009yılında enerji arzının petrolde %98, doğalgazda %91 olmak üzere toplam %72’likbölümü ithalat ile karşılanmıştır.

2009 yılında ithal edilen doğalgazın yaklaşık %51’i Rusya (2008’de %62), %16’sı İran(2008’de %12), %15’i Azerbaycan (2008’de %12), %14’ü Cezayir (2008’de %11) ve%3’ü de Nijerya’dan (2008’de %3) temin edilmektedir. İthal edilen doğalgazın

%52.9'u elektrik üretiminde (2008'de %55.7), %25.4'ü konutlarda (2008'de %22.2), %19.5'i ise sanayide (2008'de %22.0) kullanılmaktadır. Türkiye'nin doğal gaz tüketimi 2002 yılındaki 17.4 milyar m<sup>3</sup> düzeyinden, 2008 yılında 36.1 milyar m<sup>3</sup> düzeyine yükselmiştir. 2009 yılında ise 32.4 milyar m<sup>3</sup> seviyesine inmiştir. Bu değerler 2008 yılına göre %10.4 oranında bir azalmaya karşılık gelmektedir. 2009 yılında doğal gazın sanayi ve elektrik sektöründe kullanımı azalırken konutlarda kullanımı artmıştır. 2020 yılında tüketimin 61.5 milyar m<sup>3</sup> düzeyine ulaşması beklenmektedir [4].

Türkiye, özellikle yüksek talep artışının karşılanması, yeterli yatırımların yapılması ve verimliliğin artırılması için enerji sektöründe rekabete dayalı ve şeffaf bir piyasa yapısının oluşturulması yönünde adımlar atmaktadır. Bu hedef doğrultusunda yapılan yasal düzenlemelerle sektörde yer alan kamu kuruluşları yeniden yapılandırılmış, yeni üretim yatırımlarının özel sektör tarafından yapılması sağlanmıştır.

Yapılan yasal düzenlemelerden biri de Yenilenebilir Enerji ile ilgili Kanun ve “Elektrik Piyasasında Üretim Faaliyetlerinde Bulunmak Üzere Su Kullanım Hakkı Anlaşması İmzalanmasına İlişkin Usul ve Esaslar Hakkındaki Yönetmeliktir”. Bu Yönetmelik çerçevesinde hidroelektrik santral (HES) yapmak üzere EPDK'dan lisans alan 14,336MW gücündeki 515 santraldan, Ocak 2011 itibariyle 13,898.1 MW'lık 503 santralin fiilen inşaatı başlamış ve sürmektedir.

2004 yılı itibariyle 18 MW düzeyinde olan rüzgar enerjisi kurulu gücü ise 2008'de 364MW'a, 2009'da 753.7 MW'a, 2010 yılında 1265.6 MW'a ulaşmıştır. Yenilenebilir Enerji ile ilgili Kanun'un yürürlüğe girmesinden sonra 3,489 MW kurulu gücünde 92 adet yeni rüzgâr projesine lisans verilmiştir. Bu projelerden yaklaşık 2,000 MW kurulu güce ulaşılacak olan santrallerin yapımı devam etmektedir.

Hızla artan elektrik talebini karşılamak ve ithalat bağımlılığından kaynaklı riskleri azaltmak üzere 2020 yılına kadar, nükleer enerjinin de elektrik üretim kurulu gücü kompozisyonuna %5 oranında dahil edilmesi planlanmaktadır. Bu amaçla “Türkiye Cumhuriyeti ile Rusya Federasyonu Hükümeti Arasında Türkiye Cumhuriyeti'nde Akkuyu Sahasında Bir Nükleer Güç Santralının Tesisine ve İşletimine Dair İşbirliğine İlişkin Anlaşmanın Onaylanmasının Uygun Bulunduğu Hakkındaki 6007 Sayılı Kanun” 21 Temmuz 2010 tarihinde yürürlüğe girmiş, bahse konu anlaşma 29 Kasım 2010 tarihinde Rusya tarafından da onaylanmıştır. Bu anlaşma ile toplam 4,800 MW gücünde

dört ünitelik nükleer bir santralin, Türkiye’de kurulacak ve ilk başta tamamı Rusya sermayesine sahip olacak bir “Proje Şirketi” aracılığıyla yapımı öngörülmektedir. Diğer taraftan Sinop’ta da nükleer santral tesisine yönelik olarak 2010 yılı içinde Türkiye ve G.Kore arasında müzakereler yürütülmüş ancak bir anlaşma sağlanamamıştır. Devamında Japonya ile yine Sinop için başlatılan görüşmeler ise halen sürmektedir.

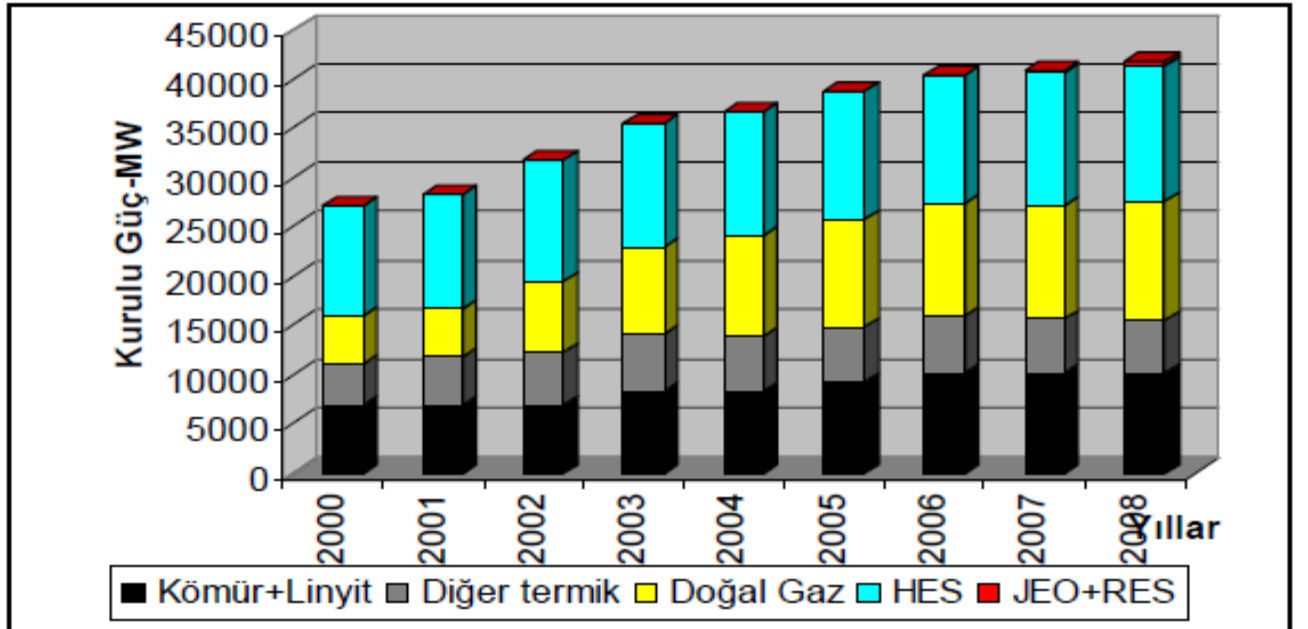
| KAYNAK         | POTANSİYEL                |
|----------------|---------------------------|
| LİNYİT         | 11.4 milyar ton           |
| TAŞKÖMÜRÜ      | 1.3 milyar ton            |
| ASFALTİT       | 77.0 milyon ton           |
| HAM PETROL     | 42.0 milyon ton           |
| BİTÜMLER       | 18.5 milyon ton           |
| HİDROLİK       | 129.4 milyar kWh/yıl      |
| DOĞALGAZ       | 7.0 milyar m <sup>3</sup> |
| RÜZGAR         | 48,000 MW                 |
| JEOTERMAL      | 32.010 MWt/yıl            |
| BİYOKÜTLE      | 8.6 Mtep                  |
| GÜNEŞ ENERJİSİ | 32.6 Mtep                 |
| DOĞAL URANYUM  | 9,129 ton                 |

Çizelge 2.2 2009 Yılı İtibari İle Türkiye’nin Yerli Kaynak Potansiyeli(Kaynak: ETBK)

Yapılan çalışmalar sonucunda 2009 yılı sonu itibariyle tespit edilmiş bulunan yerli enerji kaynakları potansiyelimiz ise aşağıdaki çizelgede verilmektedir. 2008 yılına göre değişen tek rakam linyit rezervlerindeki 8.4 milyar tondan 11.4 milyar tona (yaklaşık %36'lık bir artış) olan artış görülmektedir.

### 2.1.1.1 Elektrik Enerjisi

Türkiye’de uzun yıllardır gözlemlenen kalkınma ve nüfus artışı kaynaklı yüksek talep artışı son yıllarda da devam etmektedir. Elektrik sektörü 2008 yılında bir önceki yıla göre % 2,5 kapasite artışı ile 41,8 GW, 2009 yılında % 7,2 artış ile 44.800 MW ve 2010 Haziran ayı itibariyle 45.689 MW kurulu güce ulaşmıştır. Kurulu gücün yıllar ve yakıt türlerine göre gelişimi Şekil 9’da verilmiştir.



Şekil 2.7 Türkiye Elektrik Üretimi Kurulu Gücünün Kaynaklara Göre Dağılımı

2000 yılında toplam kurulu gücün %25,6'sı kömür, linyit ve diğer konvansiyonel yakıtlardan, %18'i doğalgaz,%41'i hidrolik kaynaklardan oluşmuş iken 2008 sonu değerlerine göre %30'u kömür, linyit ve diğer konvansiyonel yakıtlardan, % 36'sı doğalgaz, %33'ü hidrolik ve %0,07'si jeotermal ve %0,87'si rüzgâr santrallerinden oluştuğu görülmektedir. Son yıllarda doğal gazın kurulu gücün içerisindeki payı artarken, hidroliğin de içinde yer aldığı yenilenebilir enerji kaynaklarının toplam kurulu güçteki payı düşmektedir. Yeni yenilenebilirler olarak bilinen jeotermal, rüzgâr ve

biyokütle santrallerinin sayısının hızla artmasına rağmen toplam kurulu güçteki payları sınırlı kalmaktadır.

Elektrik piyasasının serbestleştirilmesi hedefi doğrultusunda, 4628 sayılı Kanunla yeni üretim yatırımlarının özel sektör tarafından yapılması öngörülmüştür. 2002-2009 döneminde elektrik üretimi kurulu güç kapasitesi 31.750 MW'den 44.800 MW düzeyine ulaşmıştır. Bu dönemde devreye giren 12.850 MW ilave kapasitenin yaklaşık 7.000 MW'lık bölümü özel sektör tarafından yapılan santrallerden oluşmaktadır. 2009 yılında sisteme toplam 3.779 MW'lık yeni santral eklenmiş olup, devreye giren ilave kapasitenin 3.557MW'lık kısmı özel sektör tarafından yapılan santrallerden oluşmaktadır. Elektrik sektöründe rekabeti esas alan şeffaf bir piyasanın oluşturulması ve bu suretle yatırım ortamının geliştirilmesi amaçlandığı görülmektedir [6].

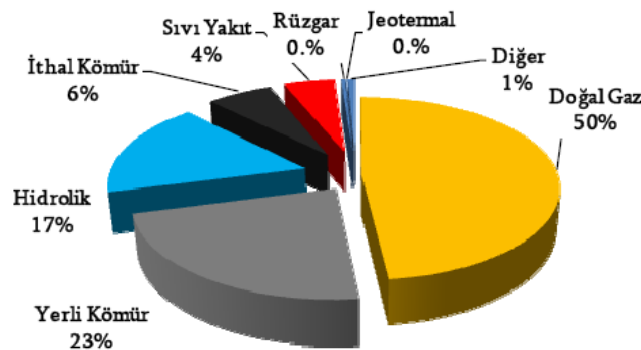
En modern ikincil enerji kaynağı ve enerji taşıyıcısı olarak elektrik enerjisi nihai enerji tüketiminde payını artırmaya devam edecek ve dünya toplam enerji tüketimindeki artışın yarısına yakın bölümü elektrik üretim sektöründe gerçekleşecektir. 14. yaşanan ekonomik krize rağmen Türkiye elektrik talebi 2008'de bir önceki yıla göre %4,4 artış göstererek 198 milyar kWh seviyesine ulaşmıştır. Türkiye'de elektrik talebi son on yılda, 2001 ve 2008-2009 ekonomik krizlerine rağmen, yıllık ortalama %6,5 civarında artış göstermişse de 2009 yılı kriz yılı olması nedeniyle talepte %-2,00'lik düşüş olmuştur.

|             | <b>Tüketim(milyon kWh)</b> | <b>Değişim(%)</b> |
|-------------|----------------------------|-------------------|
| <b>2000</b> | 98.295,70                  | 8.26              |
| <b>2001</b> | 97.070,00                  | -1.1              |
| <b>2002</b> | 102.947,90                 | 4.48              |
| <b>2003</b> | 111.766,00                 | 6.49              |
| <b>2004</b> | 121.141,90                 | 6.28              |
| <b>2005</b> | 130.263,00                 | 7.18              |

|      |            |      |
|------|------------|------|
| 2006 | 143,070,50 | 8.61 |
| 2007 | 155.135,26 | 8.8  |
| 2008 | 161,947,53 | 4.3  |
| 2009 | 194,079    | -2.0 |

Çizelge 2.3 Son On Yılda Gözlenen Talep Artışı(Kaynak: ETBK)

Üretimin kaynaklarına göre dağılımına bakıldığında doğalgazın elektrik üretiminin yarısını karşıladığı görülmektedir. Bunu ithal ve yerli kömür santralleri toplam %29 pay ile takip etmektedir. Rüzgar ve jeotermal enerji kaynaklı elektrik üretimi 2008 yılında %1'in altında pay almaktadır (Şekil 10). 2009 yılı resmi olmayan sonuçlara göre de üretim portföyünde önemli bir değişiklik gözlenmemiş, elektrik üretiminin,%49,3'ü doğal gazdan, %28,6'sı kömürden, %18,5'i hidrolikten, %2,5'u sıvı yakıtlardan ve %1,1'i yenilenebilir kaynaklardan elde edilmiştir. Elektrik üretiminde, termik üretimin toplam üretimdeki payının yüksek olması (2009 da %80'in üzerinde) fosil yakıtların kullanılmasından kaynaklanan CO<sub>2</sub> emisyonları yoğunluğunu önemli hale getirmektedir. Elektrik sektörü insan kaynaklı sera gazlarının üçte birini oluşturmaktadır.



Şekil 2.8 Kaynaklarına Göre Elektrik Üretimi,2008(Kaynak: ETBK)

Nihai tüketimdeki önemli kayıpların yanı sıra, elektrik üretiminde ve dağıtımında da enerji kayıpları mevcuttur. Özellikle kamuya ait ve EÜAŞ tarafından işletmesi yapılan termik santrallerde rehabilitasyon projeleri yapılarak çoğu yaşlanmış ve teknolojisi eski olan termik santrallerin kapasite, emre amadelik ve güvenilirliklerinin artırılması maksadıyla, 2005 yılında başlatılan büyük bakım-onarım, revizyon ve rehabilitasyon çalışmalarının 2013 yılına kadar tamamlanması için çalışmalar sürdürülmektedir. Rehabilitasyon projeleri çerçevesinde hidrolik santral verimlerinin artırılması, havza yönetimi ve scada altyapısının güçlendirilmesi projeleri de yer almaktadır. Ayrıca, termik santrallerde yardımcı yakıt olarak en düşük karbon oranına sahip yakıt olan doğal gaz kullanılmasına yönelik çalışmalar yapılmakta ve fuel-oil yakıtlı santrallerin doğal gaza çevrilme çalışmaları devam etmektedir. Bu kapsamda Aliağa Santrali'nin yakıt sistemi fuel-oilden doğal gaz yakıtıya çevrilmiş, Ambarlı Santrali'nde ise iyileştirme çalışmaları devam etmektedir. Elektrik üretim tesislerinin emre amadeliğini arttırmak, tesis performansını ve verimliliğini yükseltmek, insan kaynaklarının gelişimine katkı sağlamak amacıyla Bakım Yönetim Sistemi kurma ön çalışmaları %70 oranında tamamlanmıştır. Enerji verimliliğini artırmak üzere termik santral atık ısılarının faydaya dönüştürülmesi amacıyla Yatağan Termik Santrali'nde pilot proje başlatılmıştır. 10-15 MW gücünde bir güneş enerjisi santralinin kurulması ve işletmesinin de EÜAŞ'ın ortak olacağı kurulacak bir şirket tarafından yapılması planlanmaktadır. Gerçekleştirilecek olan bakım, onarım ve rehabilitasyonlar ile mevcut üretim kapasitesinin 13,9 milyar kW-saat civarında artırılması hedeflenmektedir. Son 3 yılda EÜAŞ'a ait termik santrallerde toplam 700.000 metre boru değiştirilmiş ve 2,4 milyar kWh üretim artışı sağlanmıştır [8].

#### **2.1.1.2 Fosil Yakıtlar**

Türkiye, rezerv ve üretim miktarları açısından linyitte dünya ölçeğinde orta düzeyde, taşkömüründe ise alt düzeyde değerlendirilebilir. Toplam dünya linyit rezervinin yaklaşık %1,6'sına sahip olan Türkiye'nin toplam linyit rezervi 12,4 milyar ton seviyesindedir. Bugün için işletilebilir rezerv miktarı ise 3,9 milyar ton düzeyinde bulunmaktadır. Bununla birlikte linyitlerin büyük kısmının ısı değeri düşük olduğundan sadece termik santrallerde kullanımı ön plana çıkmıştır. Ülkemiz linyit rezervinin yaklaşık %46'sı Afşin-Elbistan havzasında bulunmaktadır. Ülkemizin en önemli taşkömürü rezervleri ise Zonguldak ve civarındadır. Zonguldak Havzası'ndaki toplam

taşkömürü rezervi 1.322 milyar ton, buna kar  şılık görünür rezerv ise 519 milyon ton düzeyinde bulunmaktadır 15. 2008 yılında 106 milyon tep olan ülkemizin toplam birincil enerji tüketiminde kömürün payı %28'dir [3,8].

Ülkemizde 2008 yılı sonu itibariyle linyite dayalı termik santrallerin kurulu gücü 8.205 MW olup bu değer toplam kurulu gücün %19,6'sını kar  şulamaktadır. Kömürün toplamda kurulu güce katkısı 10.191 MW olup bu değer toplam kurulu gücün %24'  n   olu  şturmaktadır. Ta  şk  m  r  ne dayalı termik santrallerinin kurulu gücü 335 MW olup, toplam kurulu gücün %0,8'ine kar  şılık gelmektedir.

Yerli kömür kaynaklarının ekonomiye kazandırılması amacıyla Türkiye Kömür    letmeleri Kurumu Genel Müdürlüğü (TK  ) uhdesinde bulunan kömür sahalarının santral yapma ko  şuluyla özel sektöre devredilmesine yönelik çalışmalar kapsamında toplam 1.800 MW kurulu güçte termik santral kurmak üzere 8 adet saha r  d  vans modeli ile TK   tarafından özel sektörün kullanımına a  ılmı  tır.

### **2.1.1.3 Nükleer Enerji**

21 Kasım 2007 tarihinde yürürlüğü giren 5710 sayılı “ Nükleer Güç Santrallerinin Kurulması ve    letilmesi ile Enerji Satışına   li  kin Kanun” ve “Nükleer Güç Santrallerinin Kurulması ve    letilmesi ile Enerji Satışına   li  kin Kanun Kapsamında Yapılacak Yarışma ve Sözleşmeye   li  kin Usul ve Esaslar ile Teşvikler Hakkında Yönetmelik” uyarınca Türkiye Elektrik Ticaret ve Taahhüt A.   (TETAŞ) Mersin-Akkuyu'da kurulması planlanan 4.800 nükleer santralin in  saatı ve   letimi için ihale sürecini yürütmektedir. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı Stratejik Planı'na (2010-2014) göre, 2014 yılına kadar nükleer santral in  sasına ba  lanılması öngörülmektedir. Bu durumda nükleer enerjinin elektrik sistemimize dâhil olması in  saat süresi g   z önüne alındığında 2020'den sonraki bir tarihte olabilecektir.

### **2.2 Yenilenebilir Enerji**

Yenilenebilir enerjilerin kullanılması insanlık tarihi ile ortaya   ıktı. Esas olarak insan enerjisiyle çalışan eski teknolojiler basit mekanik uygulamalardı ve yeterli enerji   retmiyorlardı. Ancak, bugünkü modern dünyada, yenilenebilir enerji üretimi teknolojisi ve ilgili Ar-Ge   alı  maları önemli ölçüde geliştirilmiştir.

Yenilenebilir kaynakların birincil enerji kaynağı olarak kullanılmasının temiz ve tükenmez enerji sağlamak gibi kayda değer avantajları vardır. Yenilenebilir enerji kendini sonsuz tekrar edebilen doğal, mekanik, termal ve büyüyen süreçlerden elde ediliyor. Yenilenebilir enerji etrafında artan ilginin başlıca nedeni, yenilenebilir enerji kaynakları fosil yakıtların aksine sera etkisine neden olmamaktadır. Ayrıca, sürdürülebilirliğin bir sonucu olarak yenilenebilir enerji kaynakları bütün dünyanın enerji ihtiyacını karşılamak için uygundur. Edinger ve Kaul(2000), su ve rüzgâr enerjisi gibi yenilenebilir kaynakların muhtemelen fosil yakıtlar gibi endüstriyel verimlilikte hızlı artış sağlayamayacağını düşünmelerine rağmen, yenilenebilir enerjideki hızlı gelişmeler bu algıyı önemli ölçüde değiştirmiş görünüyor.

Geleneksel yenilenebilir enerji kaynakları biyokütle ve büyük hidroelektrikten oluşur. Ayrıca son yıllardaki teknolojik gelişmeler ve yenilenebilir enerji ihtiyacının büyümesi sayesinde, "yeni" yenilenebilir enerji kavramı gündeme getirmiştir. Bu kategori küçük hidro, modern biyokütle, rüzgâr, güneş, jeotermal ve biyo yakıt içerir. 2009 yılında bu alandaki ilk altı ülke Çin (76 GW), Amerika Birleşik Devletleri (40 GW), Almanya (34 GW), İspanya (22 GW), Hindistan (13 GW) ve Japonya'ı (8 GW) [10].

2008 yılı Türkiye toplam birincil enerji arzının 9,3 mtep'i (%9) yenilenebilir enerji kaynaklarından karşılanmıştır. Türkiye yenilenebilir enerji arzının %51,64'ünü biyokütle kaynakları, %32,2'sini hidrolik ve jeotermalden elektrik üretimi, %0,72'sini rüzgârdan elektrik üretimi, %10,8'ini jeotermal ısı ve diğer ısı,%4,5'ini güneş-ısı ve %0,01'ini biyoyakıtlar oluşturmaktadır.

Yenilenebilir enerji kaynaklarından elde edilen elektrik kurulu gücü ise Haziran 2010 itibarı ile 45.689 MW'a ulaşmış olan kurulu gücün %35'ini oluşturmaktadır. Ancak yenilenebilir enerjinin üretimdeki payı, bu kaynaklardan üretimin hava ve doğa şartlarına bağımlılığı nedeniyle 2008 yılında %18'dir.

Aşağıdaki Çizelgede, Türkiye'de gönüllü emisyon ticareti piyasasında işlemleri yürüten bazı yenilenebilir enerji projelerinin kaynaklara göre dağılımı, kurulu gücü ve CO2 azaltım potansiyeli verilmektedir. Bu Çizelgede yer alan yenilenebilir enerji tesislerinin son durumu olmamakla birlikte bu tesislerin bile yıllık 3 milyon ton gibi ciddi bir emisyon azaltım potansiyelinin olduğu görülmektedir.

| Santral Türü  | Proje Sayısı | Kurulu Güç (MW) | Emisyon Azaltımı (ton CO <sub>2</sub> eşd. /yıl) |
|---------------|--------------|-----------------|--------------------------------------------------|
| Rüzgar        | 16           | 647             | 1.451.362                                        |
| Jeotermal     | 2            | 17              | 75.750                                           |
| HES           | 3            | 31              | 62.100                                           |
| Biyogaz       | 2            | 25              | 1.625.059                                        |
| <b>TOPLAM</b> | <b>23</b>    | <b>720</b>      | <b>3.214.271</b>                                 |

Çizelge 2.4 Kurulu YE Tesisleri ve Yıllık CO<sub>2</sub> Azaltım Potansiyelleri(Kaynak: DPT)

### 2.2.1 Hidrolik Enerji

Ülke nüfusunun hızla artması, sanayileşme, şehirleşme ve küresel iklim değişikliğinin neden olduğu kuraklık sonucunda su kaynaklarına olan talep giderek artmaktadır. Bunun yanı sıra son dönemlerde hidroelektrik enerji üretiminde özel sektörün de devreye girmesi ve sulamaların birliklere devredilmesi ile kamunun dengeleyici yönetimi bir ölçüde ortadan kalkmaktadır. Bu nedenle bu yeni durumda su kaynaklarının sürdürülebilir yönetimi, adil paylaşımı ve suyun etkin kullanımı öne çıkan bir sorun olacaktır.

Türkiye’de son yıllarda artış eğilimine girmiş olan yenilenebilir kaynaklar kendisini en çok hidroelektrik yatırımlarında göstermektedir. 2003-2009 yılları arasında yaklaşık olarak 2.335 MW’lık hidroelektrik kurulu gücü eklenmiştir (ETKB, 2009). İnşaatı devam eden yaklaşık 9.000 MW’lık kapasitenin ise önümüzdeki birkaç yıl içerisinde devreye girmesi beklenmektedir.

DSİ verilerine göre Türkiye hidroelektrik potansiyelin 140 GWh’lık (diğer bazı kaynaklara göre 170 GWh)bölümünün ekonomik olarak değerlendirilebilir durumda olduğu belirtilmektedir. Çizelge 5’ten de görüleceği üzere Türkiye teknik ve ekonomik HES potansiyelinin ancak % 35,5’ini geliştirmiş bulunmaktadır. Elektrik Strateji Belgesi’ne göre 2023 yılında tüm kapasitenin değerlendirileceği öngörülmektedir [9,10].

| HES Dağılım        | Kurulu Güç-MW | Üretim Kapasitesi-GWh |
|--------------------|---------------|-----------------------|
| İşletmede          | 14.533        | 52.400                |
| İnşaatı devam eden | 8.046         | 18.300                |
| Programda          | 22.700        | 72.000                |
| Toplam             | 45.000        | 140.000               |

Çizelge 2.5 Türkiye Teknik ve Ekonomik HES Potansiyeli Durumu(2009)

### 2.2.2 Jeotermal Enerji

MTA tarafından elektrik üretimine uygun birçok saha keşfedilmesine rağmen, yasal ve idari sorunlar nedeniyle 1984 yılında işletmeye alınan Sarayköy Jeotermal Santrali'nden başka jeotermal santrali 2008 yılına kadar kurulamamıştır. 2005 yılında 5346 sayılı Yenilenebilir Elektrik Kanunu ve 13.6.2007 tarihinde yürürlüğe giren 5686 sayılı Jeotermal Kaynaklar ve Doğal Mineralli Sular Kanunu ile jeotermal kaynakların aranması, işletilmesi ve elektrik enerjisinin üretimi yasal bir düzenlemeye kavuşmuştur. Bunun sonucunda santrallerin kurulu gücü kısa sürede artış göstererek 2008 yılı sonunda 29,8 MW, 2009 yılı sonu itibariyle ise yüzde yüzün üzerinde artarak 77,2 MW'a ulaşmıştır. Jeotermal santrallerden üretilen elektrik enerjisi de artmaktadır. Halen toplam kurulu gücü 89,5 MW olan üç santralin inşası sürmektedir.

Türkiye'nin doğrudan ısı olarak yararlanılabilecek, ispatlanmış jeotermal kapasitesi (eksoz sıcaklığı 35 C derece alınarak) 3.293 MWt olarak hesaplanmıştır. Jeotermal potansiyel 31.500 MWt (sera ve termal tesis ısıtmasına uygun jeotermal ısı potansiyeli esas alınmıştır) olarak tahmin edilmektedir.

Türkiye'de 1987 yılından beri uygulanan jeotermal merkezi şehir ısıtma, kaplıca kullanımı her geçen yıl yaygınlaşmaktadır. 2007 yılında 111.700 konut eşdeğeri (983 MWt) şehir, konut, termal tesis, sera vb. ısıtma kullanımı, 215 kaplıca kullanımı (402 MWt; yaklaşık yılda 10 milyon kişi) olmak üzere toplam 1.385MWt jeotermal ısı kullanımı gerçekleşmiş olup 2007 rakamları ile 1 Milyon ton/yıl petrol (kalorifer yakıtı) karşılığı 1,4 Milyar YTL/Yıl kazanç sağlanmıştır.

### 2.2.3 Güneş Enerjisi

Türkiye, dünya üzerinde bulunduğu yer itibariyle “güneş kuşağı” olarak adlandırılan ve güneş enerjisinden en iyi faydalanabilen bir bölgede bulunmaktadır. Türkiye’de güneşli bir günde ortalama olarak bir metrekareye gelen güneş ışıınımi miktarı, bir litre petrole eşdeğer enerji sağlamaktadır.

Türkiye’de güneş enerjisi kullanılarak su ısıtılması, sera ısıtılması ve tarımsal ürünlerin kurutulması yaygın olarak kullanılmaktadır. Türkiye’de, büyük çoğunluğu Akdeniz, Ege ve Güneydoğu Anadolu bölgelerinde olmak üzere, 3–3,5 milyon konutta güneş enerjisi bulunmaktadır. 2009 yılı sonu itibariyle ülkemizde kurulu olan güneş kolektörü miktarı toplam olarak 12 milyon m<sup>2</sup> dir 17 ve yıllık ürettiği enerji miktarı 1 mtep’in üstündedir.

Güneş enerjisinden elektrik üretimi konusuna gelince; EİE tarafından geliştirilen Güneş Enerjisi Potansiyel Atlası (GEPA)’ya göre yoğunlaştırıcı termik (CSP) teknolojileri kullanılması durumunda yıllık güneş enerjisi elektrik üretimi teknik potansiyeli 380 milyar kWh olarak belirtilmiştir. Bu potansiyel yıllık toplam güneş radyasyonu 1.650 kWh’den fazla olan 4.600 km<sup>2</sup> büyüklüğünde kullanılabilir alanlar dikkate alınarak hesaplanmıştır. Türkiye'nin en fazla güneş enerjisi alan yerleri güney kısmı olup, başta Güneydoğu Anadolu Bölgesi, Akdeniz Bölgesi ve Güney Ege Bölgesi olarak sıralanabilir. Güney ve batı kısımları en yüksek potansiyele sahiptir. Bu potansiyele rağmen halen şebekeye bağlı büyük ölçekli güneş pilleri(güneş-pv) santrali bulunmamaktadır.

Güneş-PV, ülkemizde çoğunluğu Orman Gözetleme Kuleleri, Türk Telekom, deniz fenerleri, üniversite ve kurumlar olmak üzere başta olmak üzere bazı yerlerde küçük güçlerin karşılanmasında ve araştırma amaçlı, otoyol ve park aydınlatmasında, su pompalama ve su arıtma sistemlerinde küçük güçlerde çatılarda veya binaya entegre olarak kullanılmaktadır. Halen kullanılmakta olan güneş pili sistemlerin toplam kapasitesinin 3.000 kW olduğu tahmin edilmektedir.

### 2.2.4 Biyokütle

Ülkemizin orman, bitki ve hayvan atıklarından oluşan biyokütle kaynakları çoğunlukla geleneksel yöntemler kullanılarak enerjiye dönüştürülmektedir. Bu miktar yıllık birincil enerji arzının %4,5’ini oluşturmakta ve dünyadaki trendin aksine giderek azalmaktadır.

Dünyada ve özellikle AB de biyo kütle; gazlaştırılarak, sıvılaştırılarak, pelet yapılarak ısı ve elektrik üretimi için kullanılmaktadır. Türkiye’de biomasın ileri teknoloji ile kullanılması konusunda bir uygulama henüz yoktur [7].

Emisyonlar açısından son derece önemli olan ticari olmayan odun, hayvan ve bitki artıklarının yerli üretimdeki payı her yıl gittikçe azalmakla birlikte, %16,5 pay ile petrol ve doğalgaz toplamını geçmektedir.

Tarım Bakanlığı 2005 yılı verilerine göre buğday, mısır, arpa, çavdar, yulaf, darı, pirinç, tütün, pamuk, ayçiçeği, yer fıstığı ve soya gibi tarla ürünlerinin kullanılabilir artıklarından oluşan biyo kütle potansiyeli 12.963.319 ton’dur.

Türkiye’de son zamanlarda organik atık, biyokütle ve biyogazdan enerji üretimine yönelik kamu ve özel sektör yatırımları artmaya başlamış, yenilenebilir ve atık santrallerinin 2009 yılı sonu itibarı ile kurulu gücü 86,6 MW olup, bu santrallerden üretilen elektrik enerjisi ise 340 GWh olarak gerçekleşmiştir.

### **2.2.5 Biyoyakıtlar**

Biyodizel dünyanın yeni ve yenilenebilir enerji kaynakları arasında yer alan bir dizel motor yakıtıdır. Biyodizelin hammaddesini kanola, ayçiçeği, soya, aspir gibi yağlı tohumlu bitkilerden elde edilen yağlar, hayvansal yağlar ve evsel kızartma yağları oluşturmaktadır. Türkiye’de biyodizel üretim miktarı resmi rakamlara göre 2007 yılında 180.000 ton olarak gerçekleşmiştir. ETKB tarafından verilen bilgilere göre, 3 milyon tonu benzin tüketimi olmak üzere toplam 22 milyon ton akaryakıt tüketimi olan ülkemizde, 160 bin ton biyoetanol kurulu kapasitesi bulunmaktadır. Türkiye’nin hayvansal atık potansiyeline karşılık gelen üretilebilecek biyogaz miktarının 1,5-2 MTEP olduğu tahmin edilmektedir. Biyokütle kaynaklarımız; tarım, orman, hayvan, organik şehir atıkları vb.’den oluşmaktadır. Türkiye atık potansiyeli yaklaşık 8,6 Milyon Ton Eşdeğer Petrol (TEP) olup bunun 6 milyon TEP’i ısınma amaçlı kullanılmaktadır. 2008 yılında biyokütle kaynaklarından elde edilen toplam enerji miktarı 66 bin TEP’tir. Biyoyakıt sektörü AB enerji hedeflerine ulaşmak için anahtar role sahip görülmektedir, ülkemizin bu kapsamdaki yüksek potansiyelinin programlı bir şekilde değerlendirilmesi, dışa bağımlılığın azaltılması yanında, emisyonların sınırlandırılmasında da önemli rol oynayacaktır [1,5].

## 2.3 Rüzgar Enerjisi

Rüzgâr enerjisi hidro-mekanik olarak çalışan değirmen ve basit makinelere gibi yenilenebilir enerji teknolojilerinin en önemlilerinden biridir. Mekanik sürtünme etkisi ve aerodinamik akış tarafından üretilen asansör, yüzyıllardan beri enerji üretmek için kullanılmaktadır.

Birçok yerde, özellikle de Avrupa etrafında türemiş görünen kuvvetli elektrik rüzgâr türbünlerinde iskân eden yüksek rüzgâr kuleleri 13. ve 14. yüzyıl Avrupa dönen kule, yatay eksenli yel değirmenlerinin modern gerçekleştirmeleridir.

Rüzgâr türbünlerinin diğer yenilenebilir enerji formlarına karşın, bir avantajı da gündüz olmasına rağmen her ne zaman rüzgâr eserse enerji üretebilirler. Teorik olarak rüzgâr sistemleri, geceleri enerji üretemeyen fotovoltaik sistemlerin aksine her gün 24 saat boyunca enerji üretebilirler. Bu durum önemli bir belirsizlik yaratır ve iyi organize edilmiş bir güç yönetimi gerektirir. Ancak, bu risk dikkatlice bölgesel rüzgâr kapasitesinin değerlendirilmesi ve birkaç yılı kapsayan ilgili rüzgâr akış verileri kullanılarak kısmen ortadan kaldırılabilir, çünkü rüzgâr akımı gibi çevresel dinamiklerde uzun dönemde önemli bir değişiklik olmayacaktır.

Rüzgâr enerjisi yenilenebilir enerji kapasitesine yapılan en büyük katkıdır. Mevcut rüzgâr enerjisi kapasitesi, 2004 yılında var olan 48 GW'ın (REN21, 2009) iki katından daha fazla bir şekilde, 2008 yılında 121 gigawatts (GW) ulaşmak için %29 büyüdü.

| PAZAR     | KAPASİTE(GW) |
|-----------|--------------|
| ABD       | 25.2         |
| ALMANYA   | 23.9         |
| İSPANYA   | 16.8         |
| ÇİN       | 12.2         |
| HİNDİSTAN | 9.6          |

Çizelge 2.6 Kapasiteye Göre En İyi Beş Rüzgar Piyasası,2008(Kaynak: GWEC)

2008 yılında, kapasiteye göre en büyük beş piyasa sırasıyla Amerika Birleşik Devletleri, Almanya, İspanya, Çin ve Hindistan'dı. Ayrıca Danimarka, Almanya ve İspanya'da kapasite ile ilgili büyüme rakamları oldukça umut vaat etmektedir.

Birçok dönüm noktasına 2008'de ulaşılmıştır. Amerika Birleşik Devletleri 25 GW'lık yılsonu rakamı ile Almanya'nın 24 GW'lık rüzgâr enerjisi liderliğini ele geçirdi. Çin'in toplam rüzgâr enerjisi 12 GW'lık yılsonu rakamıyla üst üste beşinci yılında ikiye katlandı ve Çin 2010 kalkınma hedefi olan 10 GW'lık rakama iki yıl erken ulaşmış oldu [2,10].

### 2.3.1 Rüzgâr Enerjisinin Özellikleri

Temiz ve ucuz yenilenebilir enerji kaynakları arasında önemli bir yer tutan rüzgâr enerjisi genel olarak aşağıdaki amaçlarla kullanılabilir:

- Düşük güç gerektiren yerlerde yani aydınlatmalarda,
- Yüksek kurulu güçlü santraller ile yüksek güç gerektiren yerlerde,
- Küçük işyerleri ve küçük işletmelerde, çiftlikler, evler ve büyük ölçekli sulamalarda,
- Rüzgâr enerjisi kullanımının avantajları şunlardır:
- Sera gazı etkisi yaratmaz,
- Temiz bir enerji kaynağıdır,
- Güvenirliği ve ucuzluğu gittikçe artmaktadır,
- Rüzgâr türbünü kurulan bir arazi ikili kullanım imkânına sahiptir,
- Dışa bağımlı değildir,

Rüzgâr enerjisi enerjisinin bazı dezavantajları da bulunmaktadır, bunlar ise,

- Gürültü kirliliği,
- Kuşların yaralanma ve ölümlerine sebep olması,
- TV görüntüleri ve iletişim sistemlerine etkisi.

### 2.3.2 Rüzgâr Enerjisinin Maliyeti

Türbinlerin ortalama ömürleri 20 yıldır. Bu değer, atmosferik nem, kararlı rüzgâr yapısı vb. gibi faktörlere bağlı olarak değişebilmektedir. Ayrıca diğer önemli bir nokta da, rüzgâr santrali kurulduktan sonra yapılan harcamalar sadece işletme ve bakım masraflarından ibarettir. Bu miktar da son derece düşüktür. Enerji üretiminde kullanılan farklı yöntemlerden elde edilen elektriğin maliyet karşılaştırılması aşağıdaki çizelgede verilmiştir. Çizelgeden de görüldüğü gibi diğer yaygın enerji kaynakları kadar ekonomiktir.

| YAKIT   | MALİYET(Sent/kWh) |
|---------|-------------------|
| KÖMÜR   | 4.8-5.5           |
| GAZ     | 3.9-4.4           |
| HİDRO   | 5.1-11.3          |
| BİOMASS | 5.8-11.6          |
| NÜKLEER | 11.1-14.5         |
| RÜZGÂR  | 4.0-6.0           |

Çizelge 2.7 Maliyet Değerleri

### 2.3.3 Rüzgâr Enerjisinin Dünya Enerji Piyasasındaki Mevcut Durumu

Rüzgâr enerjisi, temiz enerji kaynaklarından ve yaşadığımız çevre üzerinde olumlu etkileri gözlemlenmektedir. Şöyle ki; 500 kW'lık bir rüzgar türbini, 57.000 ağacın yapacağı CO2 temizleme işine eş değer iş yapar.

BTM consult tarafından geliştirilen senaryolara göre de, şayet dünya genelinin elektrik ihtiyacının %10'u 2025 yılına kadar rüzgâr enerjisinden sağlanabilirse, yılda 1,41 Gton CO2 emisyonu azaltılabilecektir. Bu değere ulaşılabilmesi için bazı kabuller yapılmış olup, bunlar 2002 yılı sonuna kadar 20.000 MW kümülatif tesis, 2012 yılına kadar büyüme ilk on yılda her yıl %25 ve sonrasında büyüme %20 ve %15 olduğu takdirde, kümülatif kapasite 2028 yılında 1,07 milyon MW'a ulaşabilecektir. Avrupa Birliği çalışmalarına göre ise, elektrik

enerjisinin %10'luk kısmı rüzgâr enerjisinden sağlanabildiği takdirde, Avrupakıtası170 milyon ton CO<sub>2</sub> ve ayrıca 2 milyon ton da kükürt ve azot oksitlerinin ( SO<sub>2</sub> ve NO<sub>2</sub> )atmosfere atılmasından kurtulabilecektir. Bunun hırslı, ama fakat gerçekleşebilecek bir hedef olduğu ilgililerce belirtilmektedir.

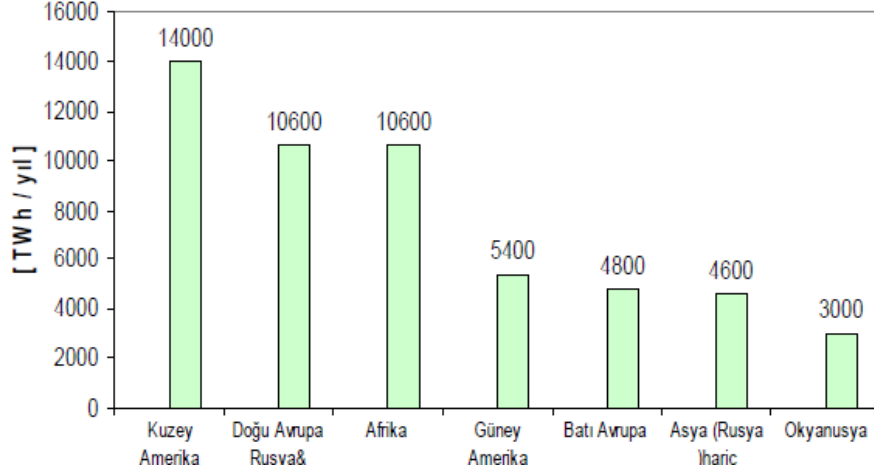
Dünyanın elektriğinin % 10'unun rüzgâr enerjisinden elde edilmesinin yıllık yatırım gereksinimleri 1999 da 3 milyar dolar olmuş ve 2020 yılında 78 milyar dolara ulaşacaktır. Bu değerler 1990'lı yıllarda ortalama yıl başına 170-200 milyar dolar olan toplam küresel enerji yatırımlarının bir dilimidir. Tabii ki bu dilim rüzgâr gücü elektrik sektörünün önemli bir kısmını oluşturduğunda göreceli olarak artacaktır [1,6].

Amerika Birleşik Devletleri'nde rüzgâr çiftliklerinin toplam kurulu gücü 1700MW dolaylarındadır. Yıllık üretim miktarı ise 3 milyar kW saat kadardır.

Rüzgâr gücü ekonomisi ağırlığını koymaktadır. Rüzgâr türbinlerinin inşaat ve işletme maliyetleri daha şimdiden önemli ölçüde azalmıştır. Danimarka'da rüzgâr enerjisi maliyetleri 1981 ile 1995 yılları arasında 2/3 oranında düşmüştür. Rüzgar güçlü elektrik maliyetleri bugünkü 4.7 sent / kWh değerinden daha da azalacak ve 2013 yılına kadar 3sent / kWh seviyesinin altına düşecektir. 2020 yılında üretilen birim elektrik başına maliyetler 2.5 sente kadar gerileyecektir. Bu durum rüzgar enerjisini, büyük ölçekli hidrolik dâhil olmak üzere, günümüzün tüm yeni üretim teknolojileri ile rekabet edebilir hale getirecektir.

Son yıllarda rüzgâr enerjisinin en başarılı pazarları, özellikle Danimarka, Almanya ve İspanya olmak üzere Avrupa ülkeleridir. Arasında Hindistan, Çin ve Güney Amerika'nın da bulunduğu bazı gelişmekte ülkelerin yanı sıra Amerika Birleşik Devletlerinde de bu teknolojinin kullanımında bir sıçrama görülmektedir. Rüzgâr enerjisi bir dizi farklı ekonomi ve coğrafi yapıda başarılı olmaktadır.

Grubb ve Meyer tarafından yapılan ve “ IEA – Word Energy “ tarafından yayınlanmış çalışmada, 5.1 mt/sn. üzerinde Rüzgar kapasitesine sahip bölgelerin, uygulamaya dönük ve toplumsal kısıtlar nedeni ile % 4 'ün kullanılacağı esasına dayalı çalışmada, Dünya Potansiyeli 53.000 TWh / yıl olarak hesaplanmıştır. Bu değerın Dünyadaki dağılımı, aşağıdaki çizelgede verilmektedir [1].



Şekil 2.9 Dünyanın Teknik Rüzgar Potansiyel Dağılımı(Kaynak: IEA)

2001 yılında 24.700 MW olan rüzgâr kurulu gücünün 2007 yılında 120.600 MW ‘ye yıllık %25 ‘lik bir artışla yükseleceği, daha sonra bu artış oranının düşerek, kurulu gücün 2020 yılında 1.261.158 MW’ye çıkacağı, bu tarihten sonra sıfır artış hızı ile (yılda sabit 150.000 MW kurulu güç ilavesi ile) 2030 yılında 2.551 GW, 2040 yılında 3.044GW kurulu güce ulaşılacağı hedeflenmiştir. Bu tarihte, rüzgâr enerjisi kullanımında doyum noktasına gelineceği varsayılmaktadır. Ayrıca, 20 yıl olarak tahmin edilen türbin ömürlerinin sonunda % 5’inin yeni teknolojiye dayalı Türbinler ile değiştirileceği düşünülmektedir.

Dünyada rüzgâr enerjisi konusunda asıl büyüme oranın, Kuzey Avrupa, ABD ve Japonya’da denizsel kapasitelerde olacağı tahmin edilmektedir. Bu potansiyelin, özellikle ABD ve Japonya’da oluşmakta olan elektrik enerjisi talebinin, iki katına yakın (% 180) potansiyel içerdiği hesap edilmektedir.

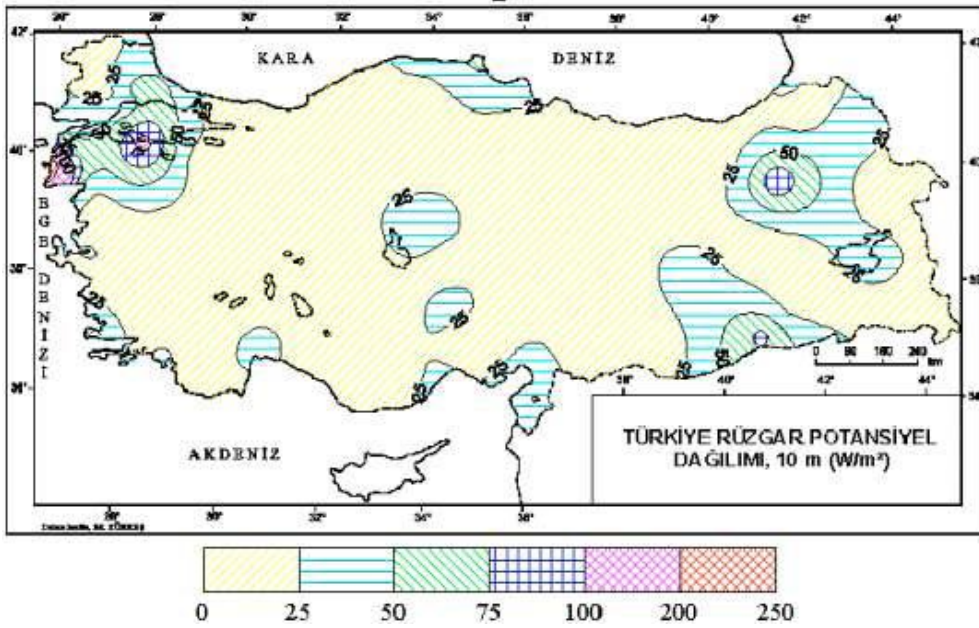
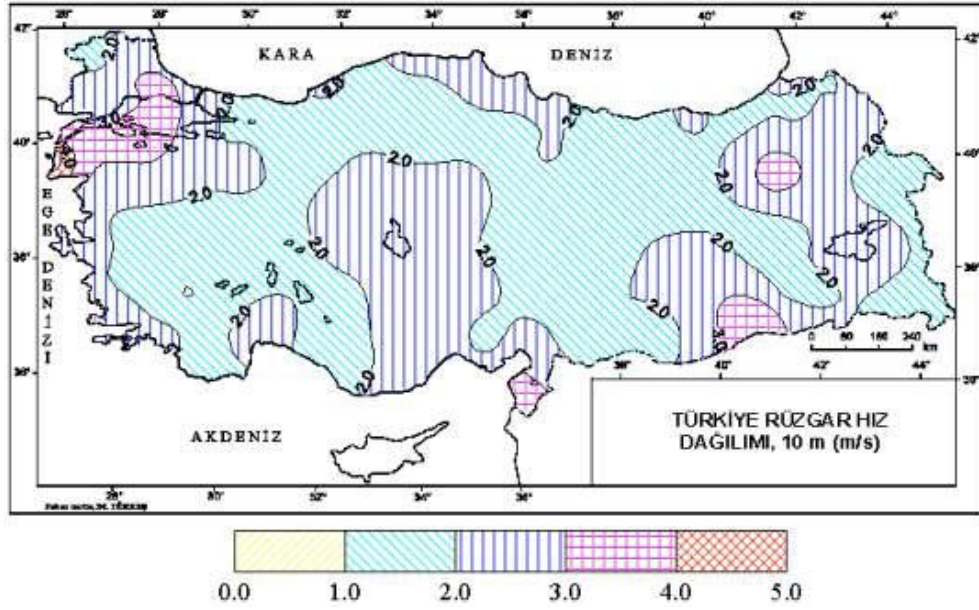
#### 2.3.4 Türkiye Enerji Piyasasında Rüzgâr Enerjisinin Durumu

Bütün dünyada olduğu gibi Türkiye’de de rüzgâr enerjisi ülkemizin bu potansiyele sahip bölgeleri olması nedeniyle son 5-6 yılda en popüler yenilenebilir enerji kaynağı olmuştur. EİE tarafından 2006 yılında yayınlanan Türkiye Rüzgâr Atlası verilerine göre yer seviyesinden 50 m yükseklikteki ortalama 7 m/s’ den büyük rüzgâr hızları ve rüzgâr santrali kurulması amacıyla kullanılabilir araziler göz önüne alındığında Türkiye rüzgâr enerjisi potansiyeli 48.000 MW olarak belirlenmiştir.

Türkiye’de şebekeye bağlı rüzgâr enerjisi ile elektrik üretimi 1998 yılında başlamış ve özellikle 2005 yılından itibaren özellikle 5346 sayılı Yenilenebilir Elektrik Kanunu’nun

çıkmasından sonra kurulu güç ve enerji üretiminde her yıl yüzde yüzün üzerinde artış göstererek 2010 Haziran itibarıyla 1.106 MW değerine ulaşmıştır [6,8].

Bununla birlikte 2009 itibarı ile EPDK tarafından lisans verilmiş projelerin ancak %19'u işletmededir. Bu durum da yatırımların gerçekleşme oranının oldukça düşük olduğunu ve projelerin gerçekleşmesi için yatırım ortamının hazırlanmasına ihtiyaç bulunduğunu göstermektedir.



Türkiye'deki rüzgâr enerjisi kaynakları teorik olarak Türkiye'nin elektriğinin tamamını karşılayabilecek yeterliliktedir. Fakat rüzgâr enerjisinin sisteme girişinin tutarlı bir biçimde gerçekleşmesini kolaylaştırmak üzere gerekli altyapı tasarımlanmalıdır.

### FİNANSAL DEĞERLEME YÖNTEMLERİ

#### 3.1 İndirgenmiş Nakit Akımları Yöntemi

İndirgenmiş nakit akımları (Discounted Cash Flows) yöntemi, şirket yatırımlarında, şirket satım alımlarında ve şirket birleşmelerinde şirketin değerinin biçilmesi adına kullanılan en yaygın değerlendirme yöntemidir. 1930 yılında Irving Fisher tarafından bir değerlendirme metodu olarak ortaya konmuştur. DCF analizine göre, eğer yatırımın getirisi, eşit düzeyde riske sahip alternatif yatırım getirilerinin üstünde ise, bu yatırım firmaya değer katar. Başka bir ifadeyle, sermaye kârlılığı daha yüksek olan bir firma daha düşük bir yatırım harcaması ile diğer bir firmayla aynı düzeyde net kâr elde edebilir. Bu da gelecek dönemlerde daha yüksek nakit akımı elde ederken daha değerli bir firma olacağı anlamını taşır. Şirket varlıkları nakit yaratabildikleri sürece bir değer ifade etmektedir. Bu nedenle de şirket değeri nakit akımlarının tahmini yapılarak tespit edilmeye çalışılır [11].

Bu yöntem, firmanın gelecekte faaliyetleri sonucu oluşturacağı nakit akımlarının, değerlemek istenen zaman itibarıyla belirli bir iskonto (indirgeme / fırsat maliyeti ) oranı kullanılarak bugünkü değere indirgeyen yöntemdir. İndirgeme sonucu oluşan değer ise bize firmanın hedef değerini verecektir. Bu yöntemle göre firma değeri; firmanın sermaye yapısı, yaratıcılık gücü, kurumsal yönetime bakış açısı, geleceğe yönelik planları, marka değeri ve entellektüel sermayesi gibi çok sayıda değer yaratan unsurun dolaylı olarak dikkate alınıp, gelecekte firmanın yaratması beklenen nakit akımlarının tahmin edilerek bugünkü değerinin hesaplanmasıyla bulunmaktadır.

İndirgenmiş nakit akımları (DCF) nın gelecekte oluşan nakit akımlarının bu güne indirgenmesi için kullanılan formül aşağıdaki gibidir [12,13].

$$\dot{INA} = \frac{A_1}{(1+i)^1} + \frac{A_2}{(1+i)^2} + \frac{A_3}{(1+i)^3} + \dots + \frac{A_n}{(1+i)^n} = \sum_{r=1}^n \frac{A_r}{(1+i)^r} \quad (3.1)$$

Formülde kullandığımız;

At: t 'inci yıldaki net nakit akımı

n: Nakit akımları tahmininde kullanılan süre (yıl)

i: İskonto oranını

Çesitli varsayımlara göre İNA'nın hesaplanma şekilleri şöyledir:

1. Net nakit akımlarının sabit bir oranda büyümesi halinde,

$$\dot{INA} = \frac{A_1(1+g)^1}{(1+i)^1} + \frac{A_2(1+g)^2}{(1+i)^2} + \frac{A_3(1+g)^3}{(1+i)^3} + \dots + \frac{A_0(1+g)^\infty}{(1+i)^\infty} = \frac{A_0}{(1-g)} \quad (3.2)$$

A0: Başlangıç nakit akımı

g: Nakit akımları sabit büyüme oranı

2. Oluşan nakit akımlarının belli bir oranı

$$\dot{INA} = \sum_{t=1}^n \frac{A_t(1-g/r)}{i-g} \quad (3.3)$$

r: Yeni yatırımların getiri oranı

3. Enflasyonist bir ortamda oluşan nakit akımlarının indirgenmesinde iskonto oranına enflasyon faktörünün de dahil olması halinde;

$$\dot{INA} = \sum_{t=1}^n \frac{((G_t(1+ad)^t - I_t(1+bd)^t - \dot{C}(1+cd)^t - D_{et}(1+ed)^t - F_t))(1-v) + D_{et}(1+ed)^t}{(1+i)^t + (1+d)^t} \quad (3.4)$$

G: Fiyat değişikliği olmaması halinde beklenen yıllık gelir

Ç: Fiyat değişikliği olmaması halinde beklenen yıllık giderler

I: Yatırım tutarı

De: Yıllık amortisman tutarı

F: Yıllık faiz tutarı

v: Vergi oranı

n: Nakit akımları için kullanılan tahmin süresi

i: Reel iskonto oranı

d: Tahmin edilen enflasyon oranı

a: Enflasyonun para girişlerine yansıma oranı

b: Enflasyonun yatırımlara yansıma oranı

c: Enflasyonun para çıkışlarına yansıma oranı

e: Enflasyonun amortismanlara yansıma oranı

İndirgenmiş nakit akımları yönteminde firmanın geçmiş yıllardaki finansal çizelgelerini ve bu finansal çizelgelerden çıkardığımız finansal rasyoları analiz ederek gelecekte nakit akımlarımıza doğrudan veya dolaylı etkide bulunacak tüm faktörler üzerine varsayımlar oluşturup geleceğe yönelik nakit akımlarının tahmini yapılır. Nakit akımlarının indirgenmesinde kullanılacak iskonto veya indirgenme oranı, firmanın nakit akımlarının riskliliğini yansıtacak şekilde belirlenir. Nakit akımlarının tahmin süreci sonunda firmanın sonsuza kadar alacağı değer *Devam Eden Değer* olarak belirlenir. Değerlemenin finalinde ise gerekli indirgenme hesaplamaları yapılarak firmanın hedef değerine ulaşılır. İndirgenmiş nakit akımları yönteminin uygulanma aşamaları aşağıdaki çizelgede gösterilmiştir [14].

Geçmiş Finansal Tabloların  
ve Finansal Rasyoların  
Analizi

Nakit Akımlara Etki Edecek  
Varsayımlarda ve Nakit Akım  
Tahminlerinde Bulunmak

Nakit Akımları  
İndirgeyeceğimiz İskonto  
Oranının Tespit Edilmesi

Devam Eden Değer'in Tespit  
Edilmesi

İndirgenme İşleminin  
Gerçekleştirilip, Hedef  
Değerin Belirlenmesi

İndirgenmiş nakit akımları yönteminde dikkat gösterilmesi gereken iki ana mesele şunlardır:

1. Nakit akımlarının tahmini
2. İskonto oranının (Fırsat Maliyeti) belirlenmesi

### 3.1.1 Nakit Akımlarının Tahmini

Nakit akımlarının tahmin edilmesi bu değerlendirme yönteminin en fazla önem gösterilmesi ve üzerinde titizlikle durulması gereken hususudur. Geçmiş veriler üzerinden elde ettiğimiz finansal rasyoları da göz önünde bulundurup gelecekte oluşacak muhtemel nakit akımlarını etkileyecek optimum varsayımlarda bulunup net nakit akım tahminlerinde bulunmak indirgenmiş nakit akımları yönteminin en soyut ayağıdır. Bu soyut ayağı olabildiğince somutlaştırmak, realize etmek yöntemimizin geçerliğini daha da arttıracaktır. Bunun içindir ki indirgenmiş nakit akımları yönteminde ilk ara hedef net nakit akımlarının tahmini olmuştur [15].

Bir firmanın gelecekte sağlayacağı nakit akımlarının tahmini çok zor olup tam olarak bir tahmin yapılamamaktadır. Firmanın gelecekteki nakit akımları tahmin edilirken, cari yıl nakit akışı ile birlikte geçmişteki nakit akışları da incelenmektedir. Önceki yıllardaki ve cari yıldaki firmanın durumu geleceğe projekte edilirken gösterge olarak kullanılmaktadır. Nakit akımları tahmin edilirken ilgili kalemlerin gerekli düzeltmelerden sonra geleceğe projekte edilmesi gerekmektedir. Geçmiş finansal veriler üzerine nakit akımları hesaplanırken firmanın bilanço ve gelir çizelgesi gibi finansal çizelgeler yeterli gelmektedir [16].

Bu öngörülen finansal çizelgeler üzerinden nakit akımlar kabaca aşağıdaki formatta bulunmaktadır.

|                              |
|------------------------------|
| Vergi ve Faiz Öncesi Kar (+) |
| Amortismanlar (+)            |
| Vergi Ödemesi (-)            |

|                                          |
|------------------------------------------|
| Temettü Ödemesi (-)                      |
| Orta / Uzun Vadeli Kredi İtfası (-)      |
| İşletme Sermayesi İhtiyacı (-)           |
| Yatırımlar (-)                           |
| <i>Kapasite Arttırıcı Yatırımlar (-)</i> |
| <i>İdame / Yenileme Yatırımları (-)</i>  |
| Orta / Uzun Vadeli Kredi (+)             |
| Kıdem Tazminatı Karşılığı (+)            |
| Nakit Sermaye Arttırımı (+)              |
| <b>= NET NAKİT AKIMLARI</b>              |

Çizelge 3.1 Nakit Akımları

Firmanın geçmiş yıllardaki nakit akımlarının tahmininden sonra gelecekteki nakit akımlarının tahmin edilmesi gerekmektedir. Geçmiş finansal veriler üzerine ortalama finansal rasyolarımızı, varsayımlarımız ve büyüme potansiyelini veya hedeflerini göz önünde bulundurup, gelecek seneler için öngörülen finansal tablolar (Bilanço, Gelir Tablosu ) belirlenir. Uzun dönemli planlama yapılırken analiz edilmesi gereken bazı faktörler bulunmaktadır. Bu faktörlerin başlıcaları; pazar, rekabet, ürün maliyetlerinin eğilimi, firmanın ihtiyaçları ve faaliyet sonuçlarıdır. Bu faktörlerden de yararlanarak firmanın gelecekteki nakit akımları tahmin edilmelidir. İndirgenmiş nakit akımı yönteminde, gelecekteki nakit akımlarının belirlenmesi için birtakım varsayımların yapılması gerekmektedir. Öncelikle firmanın gelecekteki nakit akımlarının büyüme oranının tahmin edilmesi gerekmektedir. Nakit akımları tahmininde ilk olarak gelecek kaç yılın nakit akımlarının tahmin edileceğine karar verilmelidir. Sektörde devresel dönemler varsa, tahmin dönemi bütün devresel dönemleri kapsamalıdır [15,17].

Gelecek nakit akımlarını tahmin ederken, varsayımlar başlıca 7 faktör üzerine inşa edilmektedir.

Aşağıda belirtilen faktörler genellikle tarihsel verilerden yararlanılarak tahmin edilmektedir. Bu varsayımlar proforma bilanço ve gelir tablolarına aksettirilerek, bu finansal tablolar yardımıyla net nakit akımlar bulunabilmektedir. Faktörler şu şekildedir;

1. Hâsılatla büyüme oranı,
2. Amortisman öncesi esas faaliyet kâr payı,
3. Vergi oranı,
4. Duran varlık yatırım oranı,
5. Amortisman oranı,
6. Ek net çalışma sermayesi yatırım oranı,
7. Artık getiri dönemi ( firmanın yeni yatırımlarından, sermaye maliyetinden daha yüksek bir getiri elde ettiği dönem sayısıdır).

### **3.1.2 İskonto Oranının Belirlenmesi**

İndirgenmiş nakit akımları yöntemi ile geleceğe yönelik net nakit akımları tahmin edildikten sonra bu net nakit akımları indirgeyerek bugünkü hedef değeri bulma adına ikinci zorlu ayağımız net akımları bu güne indirgeyecek iskonto oranını veya fırsat maliyetini en makul şekilde tespit etmektir.

Proje finansmanında kullanılan kaynakların sermaye maliyeti veya yatırımcıların projeden beklediği minimum kârlılık oranına iskonto oranı denilmektedir. İndirgenmiş nakit akımı yönteminde kullanılan iskonto oranı, gelecek nakit akımlarını bugünkü değerine indirgemedede kullanılır. İskonto oranı; nakit akımlarının riskliliği, getiri oranının cari seviyesi ve nakit akımlarının zaman dilimi olmak üzere üç faktörü yansıtmayı gerekmektedir. Bu yöntemde, firma değerini belirlemede uygun iskonto oranının seçimi oldukça önemli bir husustur [18,19].

İskonto oranı, Finansal Varlık Fiyatlama Modeli veya Arbitraj Fiyatlama Modeli kullanılarak tespit edilmesi gerekirken Türkiye’de bu yöntemlerin kullanılması çok da sağlıklı olmamaktadır. Türkiye’de İndirgenmiş nakit akımları yöntemiyle yapılan değerlemelerde iskonto oranı tespitinde genellikle ağırlıklı ortalama sermaye maliyeti

modeli (Weighted Average Cost of Capital ) kullanılmaktadır. İskonto oranının belirlenmesi, Türkiye'deki genel faiz oranı, devlet tahvilleri faiz oranı, yatırımın taşıdığı piyasa riski, yatırımcıların firmadan bekledikleri getiri oranı, firmanın ağırlıklı sermaye maliyeti oranı, benzer sektördeki yatırım oranları ve sermayenin fırsat maliyeti göz önüne alınarak yapılmaktadır [18,20].

Net nakit akımlarının bugüne indirgenmesi hususunda, iskonto oranını tespit etmek adına şu üç model kullanılmaktadır:

- Ağırlıklı Ortalama Sermaye Maliyeti (Weighted Average Cost of Capital)
- Finansal Varlık Fiyatlama Modeli (Capital Asset Pricing Model-CAPM)
- Arbitraj Fiyatlama Modeli ( Arbitrage Pricing Model-APM)

$$R(i) = R_f + ( R(f_1) - R_f ). \beta_{i1} + ..... + ( R(f_N) - R_f ). \beta_{iN} \quad (3.5)$$

Formüldeki;

$R(i)$  : Menkul kıymetin getirisi

$R_f$ : Risksiz iskonto oranı

$R(f_1)$  : 1. Değişkenin beklenen getirisi

$R(f_N)$  : N. Değişkenin beklenen getirisi

$\beta_{i1}$ : 1. Değişkenin sistematik riski

### 3.2 Karşılaştırmalı Oranlar Yöntemi

Karşılaştırmalı oranlar yöntemi diğer adıyla katsayılar yöntemi (Multiply Analysis ) ile indirgenmiş nakit akımları yönteminin ortak noktası, firma değerinin tahmini nakit akımlarının artan fonksiyonu, risk düzeyinin ise azalan bir fonksiyonu olmasıdır. Fiyat / Kazanç Oranı, Piyasa Değeri / Defter Değeri ve Fiyat / Satış oranı gibi oranlarla piyasada aynı sektörde çalışan paralel firmalarla karşılaştırma imkânı elde edilmiştir. Bu oranlar göz önüne alınarak firmalar arası kıyas yapılır ve diğer firma değerleri üzerinden bahis konusu olan firmanın değerlemesi yapılabilir. Değerlemede kullanılan katsayı, gelecekteki kârlılığı yansıtır ve kıyaslanan firmalar, satışlardaki büyüme oranı ve risk düzeyi gibi temel değerlendirme ölçütleriyle benzerlik gösteriyorsa karşılaştırmalı oranlar yöntemi daha sağlıklı sonuçlar verir. Bu yöntemin indirgenmiş nakit akımları

yönteminden farkı ise; net kârın elde edilmesi için gerekli olan yatırım harcamalarını hesaba katmaması ve net bugünkü değer kavramını dikkate almıyor olmasıdır. İndirgenmiş nakit akımları yönteminde bu iki faktör değerlendirme hesabına doğrudan katılır ve böylece finansal tablolar ve veriler üzerinden daha sağlıklı ve daha somut bir değerlendirme ortaya çıkar. Karşılaştırmalı oranlar yöntemi ile değerlendirme, uygulaması en kolay değerlendirme yöntemlerinden birisidir. İndirgenmiş nakit akımlar yöntemine göre daha afakî ve daha soyuttur. Aynı zamanda piyasa verilerini baz olarak aldığı için objektif bir yöntemdir. Bu yöntem ile firmanın gerçek değerinden çok kıyaslamalı değeri elde edilir [21].

### 3.2.1 Fiyat / Kazanç Oranı

Değerlemesi yapılacak bir şirket hissesinin piyasada oluşan fiyatının, hisse başına elde edilen net kar miktarına oranına Fiyat/Kazanç oranı denir. Değerleme yapılacak şirket için, şirketin kendi oranı veya benzer şirketlerin oranlarının ortalaması (sektör ortalaması) ile şirket hisselerinin nominal değeri çarpılarak şirket değerine ulaşılır. Fiyat / Kazanç yönteminde, firma değeri aşağıdaki formülle hesaplanmaktadır:

$$Fiyat/Kazanç Oranı = \frac{Hisse Senedi Piyasa Fiyatı}{Hisse Başına Net Kâr} \quad (3.6)$$

Hisse senetlerini değerlemede kullanılabilecek uygun fiyat kazanç oranı saptandıktan sonra, yatırımcı, bulunan dönem sonu hedef fiyat ile mevcut piyasa fiyatını karşılaştırarak, hisse senedinin gerçek değerinin üstünde veya altında bir fiyattan satıldığını görecektir, böylelikle satma, alma veya elde tutma kararı verecektir. Yani bu yöntemde oranın ne çıktığı değil, sektörün ortalamasına göre pozisyonu önemlidir. Pozisyon dikkate alınarak beklenti de satın alınarak alım veya satın alım işlemi gerçekleştirilebilir [22].

Fiyat / Kazanç oranını doğrudan veya dolaylı şekilde etkileyen parametreler şu şekildedir:

- a) Finansal kaldıraç,
- b) Tahmini kârlar,
- c) Kârlardaki tarihsel büyüme oranı,
- d) Firmanın sistematik riskini ölçen beta katsayısı,

- e) Firmanın rekabet gücü, yöneticilerin yetenekleri, ekonomik koşullar,
- f) Ortalama kâr payı ödeme oranı,
- g) Kârların istikrarsızlığı.

Fiyat / Kazanç oranının tercih edilmesinde pek çok parametre vardır. Genellikle tercihi için şu iki etken ağır basmaktadır:

- Sermayenin etkin sermaye olduğu varsayımı altında mevcut piyasa değerinin ilgili firmanın olması gereken reel değerini yansıttığı ve cari piyasadaki değer finansal analistlere göre daha net bir şekilde tespit edildiği tezi kabul edilmektedir.
- Bu oran mevcut durum itibari ile halka daha açılmamış şirketlere de uygulanabilmektedir. Bu varsayımı göz önünde bulundurduğumuzda, ilgili firmanın halka açık olmaması hasebiyle hisse senetlerinin fiyatlarının belli değilse, firmanın faaliyette bulunduğu sektördeki Fiyat/Kazanç oranı değerlendirme yönteminden yararlanarak firmanın hisse senetlerinin olması gereken fiyatları tespit edilebilmektedir.

#### **Örnek: Fiyat/Kazanç Oranı İle Firma Değerinin Tespiti:**

Sermayesi 500.000 TL ve nominal değeri 1 TL olan bir firmanın faaliyette bulunduğu sektörün fiyat kazanç oranı ortalaması 2,5 ve hisse senedi başına beklenen kazancı ise 4 TL'dir. Bu durumda hisse senedi piyasa fiyatı ve firma değeri aşağıdaki gibi hesaplanabilir:

Hisse Senedi Piyasa Fiyatı = Hisse Basına Net Kâr x Fiyat / Kazanç Oranı

Hisse Senedi Piyasa Fiyatı = 4 TL x 2,5 = 10 TL

Firma Değeri = Hisse Senedi Sayısı x Hisse Senedi Piyasa Fiyatı

Firma Değeri = (250.000 / 1 ) x 10 = 2.500.000 TL

Fiyat / Kazanç oranı yöntemine göre firmanın hedef değeri 2. 500. 000 TL'dir. Satın alma, yatırım yapma veya şirket evliliklerinde işleme tabi tutulacak veya alıma tabi olacak fiyat, tarafımızca belirlenen hedef değer altında ise kararımız olumlu yönde, aksine belirtilen değer tarafımızca bulunan hedef değer üzerinde ise belirlenen değer çok yüksek fiyattan işlem gördüğünü düşünüp olumsuz yönde bir sonuca varmalıyız.

### 3.2.2 Piyasa Değeri / Defter Değeri

Piyasa değeri/Defter değeri oranı, formülden de anlayacağınız şekilde değerlemesi yapılan bir şirketin hisselerinin piyasa değerinin, şirketin hisse başına düşen defter değerine oranıdır. Değerleme yapılacak şirket için, şirketin kendi oranı ve/veya benzer şirketlerin oranlarının ortalaması ile şirket hisselerinin nominal değeri çarpılarak şirket değerine ulaşılır şeklinde tanımlanmıştır [22].

Piyasa Değeri / Defter Değeri Yöntemi ile bir firmanın hedef değeri şu şekilde hesaplanabilmektedir:

$$\text{Piyasa Değeri/Defter Değeri Oranı} = \frac{\text{Hisse Senedinin Piyasa Fiyatı}}{\text{Hisse Senedinin Defter Değeri}} \quad (3.7)$$

Piyasa değeri / Defter değeri oranının karşılaştırılabilir firmalara oranla veya sektör ortalamasına oranla yüksek çıkması halinde fiyatın aşırı ısınıp yüksek fiyattan işlem gördüğünü düşünüp elden çıkarmaya çalışılmalı, aksine düşük çıkması halinde ise cari fiyatın hedef değerin altında işlem gördüğünü düşünüp hisseye yatırım yapılmalıdır.

Piyasa değeri / Defter değeri oranı, gelişmiş bir sermaye piyasasına sahip olan ülkelerde hali hazırda bir piyasada işlem görmemiş veya mevcut durumu itibari ile işlem görmeyen bir hisse senedinin mevcut fiyatının tespit etmek amacıyla kullanılmaktadır [22].

#### Örnek: Piyasa Değeri / Defter Değeri İle Firma Değerinin Tespiti:

Bir firmanın varlık değeri 500.000 TL, borçlarının değeri ise 400.000 TL'dir. Firmanın sermayesi 1.000 TL'ye bölündüğüne ve bir hisse senedinin son işlem fiyatı 50 TL olduğuna göre Piyasa Değeri / Defter Değeri (PD/DD) aşağıdaki gibi hesaplanabilir:

Öncelikle firmanın defter değeri bulunur.

$$\text{Defter Değeri} = \frac{\text{Net Değer}}{\text{Hisse Sayısı}} = \frac{\text{Varlıklar} - \text{Borçlar}}{\text{Hisse Sayısı}}$$

$$\text{Defter Değeri} = \frac{500.000 - 400.000}{1000} = 100 \text{ TL}$$

$$\text{PD/DD} = \frac{50}{100} = 0.5$$

Piyasa Değeri / Defter Değeri'nin 1'den küçük çıkması hasebiyle üzerinde çalıştığımız firmanın hissesine yatırım yapmamız lehimize olacaktır.

### 3.2.3 Fiyat / Satış Oranı

İlgili sektörlere gerçekleşen faaliyet sonuçları ve satışlar ilişkisinin sabit olduğu varsayımı altında finansal modelleme ve değerlemesi gerçekleştirilen firmanın faaliyet harcamalarının (OPEX) sektörün ortalaması veya aynı paraleldeki firmalarla kıyaslanabilmesine dayanan bir yöntemdir. Fiyat/satış oranı aşağıdaki formülle hesaplanabilir:

$$\text{Fiyat/Satış Oranı} = \frac{\text{Hisse Senedinin Cari Piyasa Değeri}}{\text{Hisse Başına Satış Geliri}} \quad (3.8)$$

Bu yöntemin avantajları olduğu kadar dezavantajları da vardır. Bu yöntemin dezavantajlarından biriside formül sonucu elde edilen oranın satış gelirleri dışındaki firmanın gelir tablosu bilgilerini yansıtması ve karşılaştırılacak firmalar arasındaki verimlilik farklılıklarını yansıtmasındaki yetersizliği bulunmaktadır. Bu yöntemin fiyat /kazanç oranının ve piyasa değeri/ defter değeri oranının negatif çıkması durumlarında yani bu yöntemlerin anlamsız olduğu durumlarda fiyat/satış oranının kullanılması firma değerlemesi açısından daha etkin olacaktır. Firmanın sahip olduğu gelirlerinin ve mevcut defter değerlerinin amortismanlar, stoklar ve olağanüstü giderlerle ilgili olarak uygulanan muhasebe politikalarında önemli ölçüde etkilenmelerinden dolayı formülde sadece direkt satışların kullanılmaması daha anlamlıdır. Fiyat/satış oranının fiyat kazanç oranından diğer üstünlüğü ise periyotlar bazında istikrarsız ve dengesiz oranların çıkmamasıdır. Bunu içindir ki bu nedenlerle değerlendirme işlemlerinde kullanılması daha uygundur [15,21].

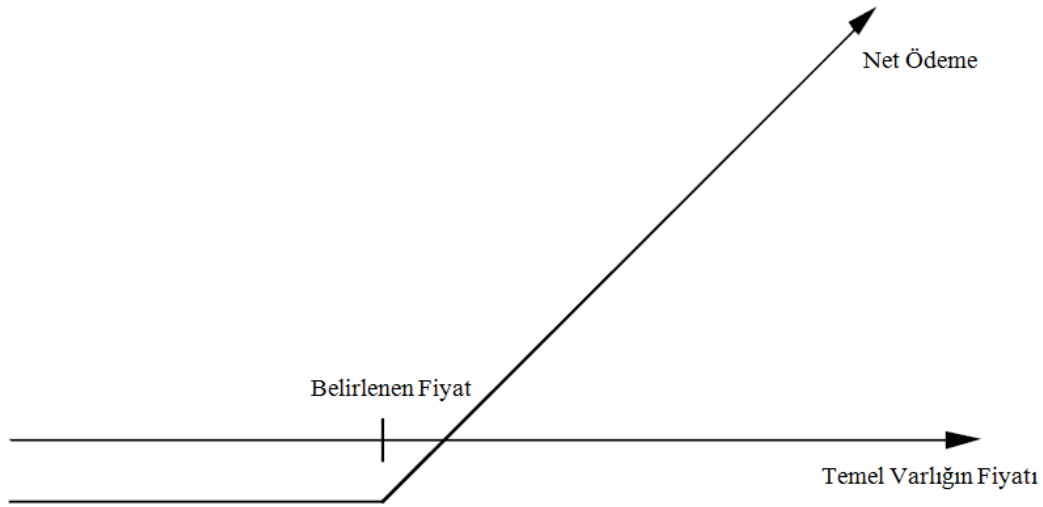
### 3.3 Opsiyonlar

Opsiyon hakkını elinde bulunduran kişi opsiyon tarihi bitene kadar belirli bir miktarda temel varlığı belirli bir fiyata alma ya da satma hakkını elinde bulundurur. Bu bir hak olduğundan ötürü zorunluluk değildir, opsiyon sahibi isterse opsiyon hakkını kullanmayıp opsiyon süresinin dolmasına izin verebilir.

### 3.3.1 Finansal Opsiyonlar

İki adet opsiyon çeşidi vardır, bunlardan bir tanesi alım opsiyonu diğeri satış opsiyonudur [23].

Alım opsiyonu, opsiyon sahibine opsiyon bitiş tarihinden önce her hangi bir tarihte belirli bir fiyata temel varlığı satın alma hakkı kazandırır. Opsiyon sahibi bu hakkı elde edebilmek için bir bedel öder. Eğer opsiyon bitiş tarihinde varlığın değeri belirlenen fiyatından az olursa bu opsiyon değersiz olacağından opsiyon hakkı kullanılmaz. Diğer bir yandan eğer varlığın değeri strike fiyatından daha büyük olursa opsiyon hakkı uygulanır, opsiyon sahibi varlığı uygulama fiyatı üzerinden satın alır, varlık değeriyle exercise fiyat arasındaki fark yatırımdaki brüt karı oluşturur. Alım opsiyonu için ödenen ilk bedelle brüt kar arasındaki fark net karı oluşturur. Bir ödeme diyagramı bitiş tarihi gelen bir opsiyondaki nakit ödemesini göstermektedir. Bir alım opsiyonunda, eğer temel varlığın değeri belirlenen fiyattan daha azsa net ödeme negatiftir ve alım için ödenen bedele eşittir. Eğer temel varlığın değeri belirlenen fiyatını aşarsa, brüt kar temel varlıkla belirlenen fiyat arasındaki değer kadar olur ve net ödeme alım için ödenen fiyatla brüt kar arasındaki kadar olur. Bu durum alttaki şekilde gösterilmiştir.

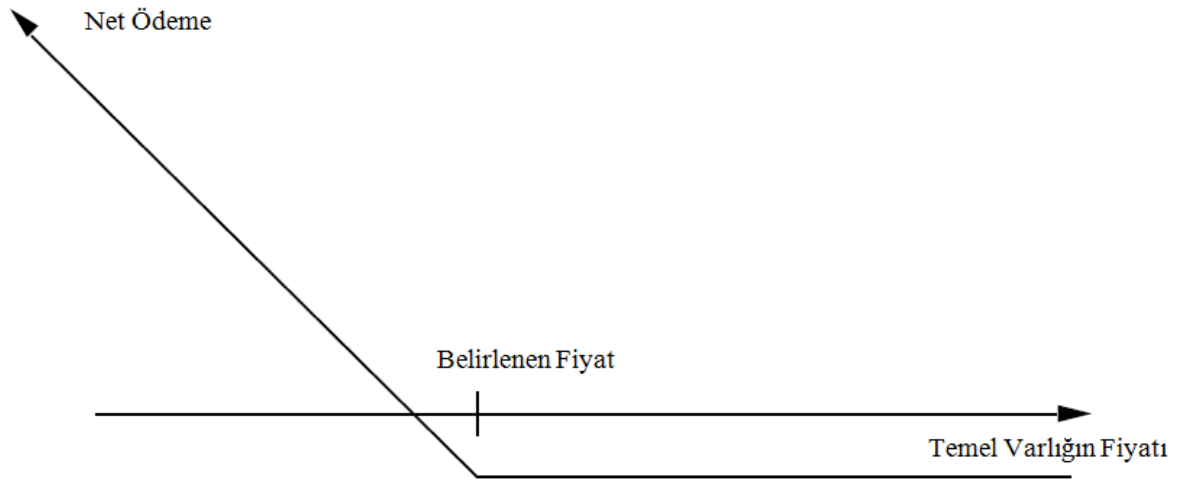


Şekil 3.1 Alım Opsiyonu Diyagramı

Bir satım opsiyonu, opsiyon sahibine temel varlığı sabit bir fiyata opsiyon bitiş tarihinden önce herhangi bir tarihte satma hakkı kazandırır. Opsiyon sahibi bunun için bir bedel öder. Eğer temel varlığın değeri belirlenen fiyatından daha büyük olursa, opsiyon değerini kaybedeceğinden uygulanmayacaktır. Diğer yandan eğer temel varlığın değeri belirlenen fiyatından az olursa satış opsiyonunun sahibi opsiyon hakkını

uygulayacaktır ve belirlenen fiyat üzerinden ürünü satın alacaktır. Belirlenen fiyatıyla varlığın piyasa değeri arasındaki fark brüt karı oluşturur. Satım opsiyonu için ödenen bedeli hesaba katmazsak iktisadi faaliyetten net karı elde ederiz [24].

Eğer temel varlığın değeri belirlenen fiyatı aşarsa satım opsiyonu negatif net kara maruz kalmış oluruz ve eğer varlığın değeri belirlenen fiyatından daha az olursa satım opsiyonu temel varlığın değeriyle belirlenen fiyat arasındaki fark kadar bir brüt ödemeye gerektirir. Bu durum aşağıdaki grafikte özetlenmiştir.



Şekil 3.2 Satım Opsiyonu Diyagramı

### 3.3.1.1 Opsiyon Değerinin Belirleyici Parametreleri

Opsiyon değeri, finansal piyasa ve temel varlıkla ilgili birçok değişken tarafından belirlenir.

#### 3.3.1.1.1 Dayanak Varlığın Cari Değeri

Opsiyonlar temel varlığın değerlerinden elde edilen varlıklardır. Sonuç olarak, temel varlığın değerindeki değişiklikler bu varlık üzerine yapılan opsiyonların değerini etkiler. Alım opsiyonları temel varlığı sabit bir fiyata satın alma hakkı sağladığı için, varlığın değerindeki bir artış alım opsiyonlarının değerini arttıracaktır. Bir diğer yandan satım opsiyonlarında varlığın değerindeki artış opsiyonu değerini düşürecektir [25,26].

#### 3.3.1.1.2 Temel Varlığın Değerindeki Sapmalar

Temel varlığın değerindeki sapmalar ne kadar yüksekse, opsiyonun değeri de o kadar

büyük olur. Bu çift ikramiyeli işlemler için de geçerlidir. Risk hesaplamasındaki (sapmalardaki) yükselmenin değeri artırması her ne kadar mantığa aykırı gibi görünse de, opsiyonlar diğer sözleşmelerden farklıdır; çünkü opsiyon alıcılar hiç bir zaman opsiyon için ödediklerinden daha fazla bir bedel kaybetmezler; hatta büyük fiyat hareketleri sayesinde büyük getiri potansiyeline sahiptirler [27].

#### **3.3.1.1.3 Dayanak Varlığına Ödenen Temettüler**

Eğer opsiyon süresi içerisinde varlık üzerine temettü ödemesi yapılırsa, temel varlığının değerinde bir azalma beklenebilir. Bundan dolayı, varlığı satın alma hakkının değeri beklenen temettü ödemelerinin hacmini azaltan bir fonksiyondur ve varlığı satma opsiyonu beklenen temettü ödemelerinin hacmini yükselten bir fonksiyondur. Temettü ödemeleri hakkında daha mantıklı bir düşünme yolu, satın alma opsiyonları için, opsiyonun kullanılmasının iptal edilmesinin bedeli olarak opsiyonun kazançta olmasının kullanılmasıdır. Bunun niçin böyle olduğunu anlamak için, işlem gerçekleştirilmiş hisse opsiyonunu inceleyebiliriz. Opsiyonu yazan kişi opsiyonu kullanarak brüt bir ödeme yapacak, alım opsiyonunu kullanmak hamile menkul değer sağlayacak ve sonraki süreçte menkul değer temettü hakkını verecek. Opsiyon uygulamasında başarısız olunması bu temettülerin geçmiş olduğu manasına gelir.

#### **3.3.1.1.4 Opsiyonun İşlem Fiyatı**

Bir opsiyonun tanımlamasında kullanılan temel niteliklerinden biri işlem fiyatıdır. Satın alma opsiyonu halinde, hamil sabit bir fiyatta satın alma hakkına sahip olduğunda, satın alma değeri işlem fiyatı çoğaldığı kadar azalacaktır. Satma opsiyonu halinde, hamil sabit bir fiyata satma hakkına sahip olduğunda, değer işlem fiyatının arttığı kadar artacaktır. [26].

#### **3.3.1.1.5 Opsiyonun Son Bulma Süresi**

Opsiyonun son bulma süresi arttıkça, satın alma ve satma hakkı daha çok değerlendirilir. Bunun sebebi, daha uzun son bulma sürecinin iki tür opsiyonunda değerini yükselterek temel varlığının değerinin nakletmek için daha fazla zaman sağlamasıdır. Ayrıca, satın alanın son bulma süresinde sabit fiyat ödeme zorunluluğu olduğu satın alma durumlarında, opsiyonun süresi artarken bu sabit değer mevcut değeri de, satın alma hakkının değerini yükselterek, azalır.

### **3.3.1.1.6 Risksiz Faiz Oranına Karşılık Gelen Opsiyon Süresi**

Opsiyon alıcısı opsiyon fiyatını önceden ödediği için, fırsat maliyeti dahil edilmiştir. Bu bedel faiz oranının düzeyine ve opsiyonun son bulma süresine bağlıdır. Kullanım fiyatının mevcut değeri hesaplandığında, risksiz faiz oranı da opsiyon değerlendirmesine katılır, çünkü kullanım fiyatı satın alma hakkının (satma hakkının) son bulma süresine kadar ödenmek zorunda değildir. Faiz oranlarındaki yükselme ayrıca satın alma değerini yükseltecek ve satma değerlerini düşürecektir [18].

### **3.3.1.2 Avrupa Opsiyonları ve Amerikan Opsiyonları Karşılaştırılması: Opsiyon Hakkını Erken Kullanmayla İlgili Değişkenler**

Amerikan ve Avrupa opsiyonları arasındaki birincil ayrım Avrupa opsiyonlarında yalnızca opsiyon bitiş tarihinde opsiyon hakkı kullanılabilirken Amerikan opsiyonlarında opsiyonun bitiş tarihinden önce herhangi bir zamanda opsiyon hakkı kullanılabilir. Opsiyon hakkını erken kullanabilme ihtimali Amerikan opsiyonlarını benzer Avrupa opsiyonlarına oranla daha değerli yapar; aynı zamanda onların değerlendirilmesini daha zor yapar. Daha sonraları için tasarlanmış modelleri kullanılarak öncekinin değerlendirilmesini sağlayan bir denk faktörü bulunmaktadır. Opsiyonu yazan kişiler, opsiyonu satarak opsiyonu uygulamasından daha fazla kazanç elde etmektedirler.

Erken opsiyon kullanılması genelde tavsiye edilmediği halde, bu kuralın en azından iki tane istisnası vardır. Birincisi temel varlığının, değerini ve bu varlıktaki herhangi alım opsiyonlarını azaltarak, büyük temettüler ödediği durumlardır. Bu durumda, eğer opsiyonun zaman primi temettü ödemesinin sonucu olarak varlık değerindeki beklenen azalmadan daha azsa, alım opsiyonları bir önceki temettü tarihinden önce kullanılmış olabilir. Diğer istisna eğer satıcı bu mülkün hem temel varlığını hem de satım opsiyonunu, faizlerin yüksek olduğu bir vakitte elinde tuttuğunda ortaya çıkar. Bu durumda, satma opsiyonunun zaman primi erken satın alma hakkının kullanılmasından ve uygulanacak fiyattan kazanılan faizlerden doğan potansiyel kazançtan daha az olabilir [28].

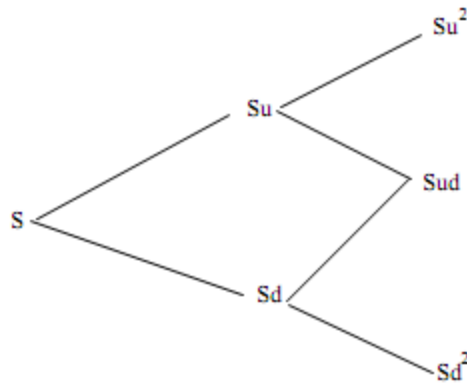
### **3.3.1.3 Opsiyon Fiyatlandırma Modeli**

Opsiyon fiyatlandırma teorisi, Black ve Scholes'un temettü korumalı Avrupa opsiyonlarının değerlemesi için yayınladıkları rapor ile 1972 yılından bu yana büyük

gelişimler göstermiştir. Black ve Scholes sonuç formülüne ulaşabilmek için değerlendirilmiş opsiyonlarda olduğu gibi aynı nakit akımlara sahip temel varlık ve risksiz varlıklardan oluşan “yinelenen portföy” kullanmışlardır. Onların türevi matematiksel olarak karmaşık olsa da, aynı mantık üzerinden opsiyonların değerlendirilmesi için basit bir binom modeli vermiştir [25].

#### 3.3.1.3.1 Binom Modeli

Binom opsiyon fiyatlandırma modeli, varlık fiyat süreci için basit bir formüle dayanmaktadır. Bu varlık, herhangi bir zaman dilimi içinde iki olası fiyat birimine taşınabilir. Binom modelini izleyen hisse senedi fiyatı sürecinin genel formülasyonu aşağıda gösterilmiştir [29].



Şekil 3.3 Binom Opsiyon Fiyatlamasının Genel Formülü

Yukarıdaki şekilde, herhangi bir zaman diliminde;  $S$  şimdiki hisse değeri;  $p$  olasılıkla  $S_u$  değerine yükseliyor veya  $1-p$  olasılıkla  $S_d$  değerine iniyor.

#### Yinelenen Portföy Oluşturmak

Yinelenen portföy oluşturmanın amacı değerlendirilmiş opsiyonlarda olduğu gibi aynı nakit akımları yaratmak için risksiz borçlanma/borç verme ve temel varlık kombinasyonunu kullanmaktır. Arbitraj ilkeleri burada da geçerlidir ve opsiyon değerinin yinelenen portföy değerine eşit olmalıdır. Yukarıdaki genel formülasyon durumunda, hisse senedi fiyatlarını aşağı  $S_d$  ve yukarı  $S_u$  yönünde taşıyabiliriz. Kullanım fiyatı olarak adlandırılan yinelenen portföyde,  $K$ , B\$ borçlanmasını ve elde edilen temel varlığın

$\Delta$  'sını içerir. Burada;

$$\Delta = \text{Temel varlıktan alınan birim sayısı} = (C_u - C_d) / (S_u - S_d)$$

$C_u$ = Hisse değeri  $S_u$  ise işlem değeri

$C_d$ = Hisse değeri  $S_d$  ise işlem

Değeridir [30].

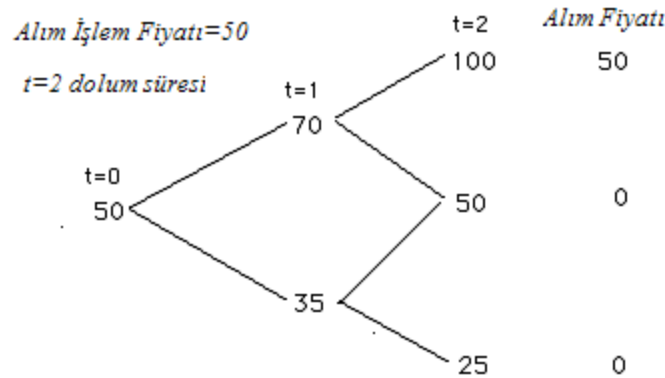
Çok-dönemli binom sürecinde, değerlendirme iteratif olarak devam etmelidir. Son dönemde başlayan ve zaman içinde şimdiki noktaya kadar olan sürede geriye doğru hareket buna örnek olabilir. Yenilenen opsiyonlu portföyler her adımda oluşturulur ve değerlendirilir, bu zaman zarfında opsiyon için değerler oluşur. Binom opsiyon fiyatlandırma modelinin son çıktısı olarak, yenilenen portföy açısından opsiyon değerinin bir ifadesi; temel varlığın oluşan  $\Delta$  hisseleri (opsiyon deltası) ve risksiz borçlanma/borç vermedir [22].

$$\text{İşlem Bedeli} = \text{Temel varlığın şimdiki değeri} * \text{Opsiyon deltası} - \text{Yenilenen opsiyon içi gerekli borçlanma} \quad (3.9)$$

Binom değerlendirme için bir örnek;

Vadenin iki dönem içinde sona erdiği ve binom süresini takip ettiği varsayımı altında temel varlığın mevcut değeri ve işlem fiyatı 50 olarak alınmıştır. 50 olarak alınan işlem fiyatının nesnel bir değer olduğu farz edilmektedir.

Kullanım fiyatı olan 50' nin nesnel bir değer olduğu farz edelim ki burada temel varlık değeri şimdilik 50 iken vadenin iki dönem içinde sona erdiği ve binom süresini izlediği varsayılmaktadır [24].



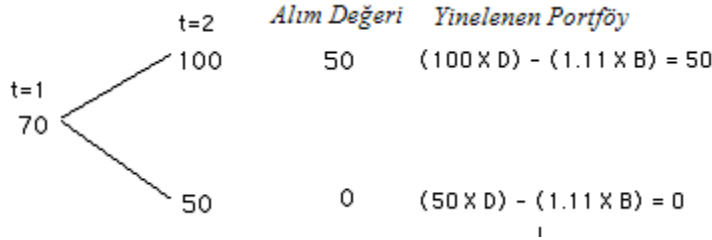
Şu anda faiz oranı %11 varsayılmaktadır. Buna ek olarak;

$\Delta$ = tekrarlayan portföydeki hisse sayısı

$B$ =tekrarlayan portföydeki borçlanmanın değeri (dolar) tanımlayabiliriz.

Burade hedef, 50 \$ lık alım opsiyonlarından nakit akımları tekrarlamak için  $\Delta$  hisselerini ve borçlanma B dolarlarını birleştirmektir. Bu, son periyottan başlayarak ve geriye binom ağacına doğru gidilerek iteratif olarak gerçekleştirilebilir [32].

**1. Adım:** Son basamaktan başlayarak geriye doğru gidelim;



D ve B nin çözümü için

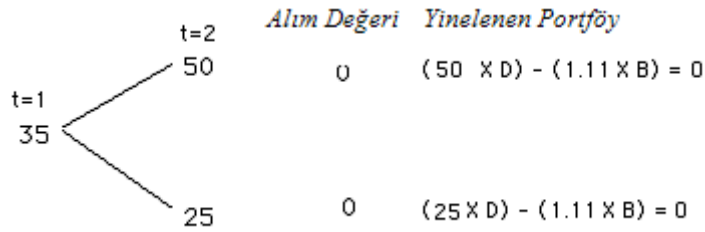
$$D=1, B=45$$

1 Hisse alımı, Borçlanma 45\$'dır.

Böylece, eğer Hisse fiyatı t=1 de 70\$ ise, 45\$ borçlanma ve 1 pay hisse alımı, alım işlemi gibi aynı nakit akışını verecektir. İşlem değeri t=1 de, eğer hisse değeri 70\$ ise;

$$\text{İşlem değeri} = \text{tekrarlama pozisyon değeri} = 70 \Delta - B = 70 - 45 = 25$$

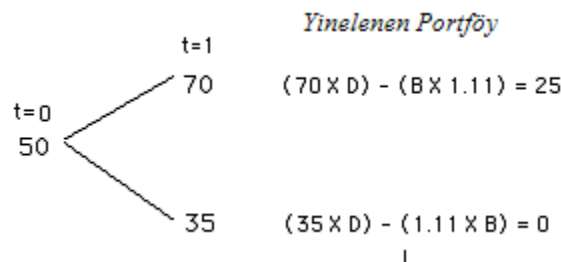
Binom ağacının t=1 deki diğer bacağı göz önüne alındığında;



$$D=0 \quad B=0$$

Eğer hisse değeri 35 ise t=1 de ise işlem hiçbir değer elde etmez.

**2. Adım:** Geriye doğru önceki periyotlara yönelme ve yinelenen portföy oluşturma. Nakit akışı oluşturacak opsiyon sunacaktır.



D ve B çözümünü için

$$D = 5/7 ; \quad B = 22.5;$$

A lı 5/7 hisse, borçlanma(satış) 22.5;

Diğer bir deyişle, işlem kullanım miktarı 50\$ iken, 22.5\$ borçlanma ve 5/7 den hisse alımı aynı nakit akışını oluşturur. İşlem değeri bu nedenle pozisyon değeriyle aynı olmalıdır [14].

$$\text{İşlem değeri} = \text{tekrarlama pozisyon değeri} = 5/7 \times \text{hisse değeri} - 22.5\$ = 13.20\$$$

### **Değerin Belirleyici etkenleri**

Binom modeli, opsiyon değerini belirleyici etkenlerinin anlaşılmasını sağlar. Bir opsiyonun değeri, bir varlığın beklenen fiyatı ile değil geleceğe dönük beklentileri yansıtan mevcut fiyatına göre belirlenir. Bu durum arbitrajın (döviz kur farklarından işlem yaparak kar sağlama) direkt bir sonucudur. Eğer opsiyon değeri, yinelenen portföy değerinden saparsa, yatırımcı bir arbitraj pozisyonu oluşturabilir, mesela yatırıma ihtiyaç duymama, risk içermeyen yatırım ya da iyi kar sağlayan yatırımlar gibi. Örneklerle açıklamak gerekirse alım yineleyen portföy, piyasadaki alımlardan daha fazla masrafa yol açarsa, yatırımcı alımı gerçekleştirebilir, yinelenen portföyü satabilir ve aradaki farkı kar olarak elde edebilir. İki durumdaki nakit akışı birbirini dengeler ve daha sonraki dönemlerde nakit akışının durmasına yol açar. Opsiyon değeri ayrıca sona erme tarihi uzadıkça, fiyat hareketleri arttıkça ve faiz oranlarının artmasıyla da artar [30].

#### **3.3.1.3.2 Black Scholes Modeli**

Binom modeli, opsiyon değerini belirleyici etkenleri için sezgisel bir yol sunarken her bir düğümdeki beklenen fiyatlara göre çok sayıda girdiye ihtiyaç duyar. Black Scholes Modeli, binom modeline bir alternatif değil binom modelin bir limit durumudur.

Binom modeli, varlık fiyat hareketleri için fiyat hareketleri arasındaki zaman aralığını içeren bir ayrık zaman modelidir. Zaman aralığı kısaldıkça, limit ayrımı, t sıfıra yaklaşıırken, iki formdan birini alır, t sıfıra yaklaşırsa fiyat değişimi daha az olur, limit ayrımı normal ayrım olur ve fiyat süreci devamlı olur. Eğer t sıfıra yaklaşıırken fiyat değişimleri artıyorsa, limit dağılımı, poisson dağılımıdır. Yani fiyat sıçramalarına olanak veren dağılımdır. Black Scholes Modeli limit dağılımının normal dağılım olduğu

durumda uygulanır. Fiyat sürecinin devamlı olduğu ve aynı zamanda varlık fiyatların sıçramaların olmadığı varsayılır [26,27].

## Model

Black ve Scholes tarafından geliştirilen modelin versiyonu temettü korumalı Avrupa opsiyonlarını değerlemek için tasarlandı. Bu yüzden bu modelde ne opsiyonun erken kullanılma olasılığı ne de temettü ödemeleri opsiyonun değerini etkiler.

Black Scholes Modelindeki alım opsiyonunun değeri aşağıdaki değişkenler kullanılarak şu şekilde formüle edilebilir.

S: Esas varlığın şu anki değeri

K: opsiyonun işlem fiyatı

t: opsiyonun sona erme süresi

r: opsiyonun süresine karşılık gelen risksiz faiz oranı

$\sigma^2$ : esas varlığın doğal logaritmasının varyansı olmak üzere model şu şekilde yazılabilir.

$$\text{Alım değeri} = S N(d_1) - K e^{-rt} N(d_2)$$

Burada  $d_1$  ve  $d_2$  aşağıdaki değerlere karşılık gelir.

$$d_1 = \frac{\ln\left(\frac{S}{K}\right) + \left(r + \frac{\sigma^2}{2}\right)t}{\sigma\sqrt{t}} \quad (3.10)$$

$$d_2 = d_1 - \sigma\sqrt{t} \quad (3.11)$$

Black Scholes Modeli kullanılarak opsiyon değerlendirme işlemi aşağıdaki adımlar takip edilerek oluşturulur [21];

**Adım 1:** Black Scholes'un girdileri olan  $d_1$  ve  $d_2$  tahmin edilir.

**Adım 2:** Standardize edilmiş normal değişkenlere karşılık gelen kümülatif normal dağılım fonksiyonları  $N(d_1)$  ve  $N(d_2)$  tahmin edilir.

**Adım 3:** Cari değer formülasyonunun kesintisiz zaman sürümü kullanılarak opsiyon kullanım fiyatının cari değeri tahmin edilir.

Opsiyon kullanım fiyatının cari değeri  $K e^{-rt}$  'dir.

**Adım 4:** Alım değeri Black Scholes modeline göre tahmin edilir.

### Black Scholes Modelinde Yinelenen Portföy

Black Scholes modelindeki değerin belirleyici etkenleri ile binom modelindeki stok fiyatın cari değeri, stok fiyatın değişkenliği, opsiyonun sona erme süresi, işlem fiyatı, risksiz faiz oranı aynıdır. Yinelenen portföy prensibi, binom değerlemede kullanılırken aynı zamanda Black Scholes modelin temelini de oluşturur. Hatta Black Scholes modelinde gömülü olan şey, yinelenen portföydür [31].

$$\text{Alım değeri} = \frac{S N(d_1)}{N(d_1) \text{ hisselerini satın al}} - \frac{K e^{-rt} N(d_2)}{\text{Bu fiyata ödünç al}} \quad (3.12)$$

Yinelenen portföy oluşturmak için gerekli olan hisse senetleri sayısı  $N(d_1)$  *delta opsiyonu* olarak adlandırılır. Bu yinelenen portföy kendi kendini finanse eder ve opsiyon ömrünün her aşamasında alım değeri ile aynı değerdedir.

Opsiyon fiyatlandırma modelinde gömülü olan olasılıklar,  $N(d_1)$  ve  $N(d_2)$ , ayrıca bazı analizlerde de kullanılır. Yaklaşık olarak opsiyonun süre sonunda çok miktarda para kazandırma olasılığını gösterir. Örnek olarak esas varlığın şu anki değerinin opsiyonun işlem fiyatından büyük olma olasılığı verilebilir.  $N(d_1)$  daima  $N(d_2)$ 'den büyük olacağından, olasılığın üst sınırını gösterir [25].

### 3.3.2 Reel Opsiyonlar

Reel opsiyonlar, finans piyasalarında ve reel piyasalarda şirket yatırımlarının, şirket satın alımlarının veya şirket birleşmelerinin diğer adıyla şirket evliliklerinin karar alma süreçlerinde alternatif değerlendirme modeli olarak farklı bir perspektif geliştirmiştir. Değerleme ve yatırım sürecini statiklikten çıkarıp koşullu bir dinamiklik getirmiştir. Bu değerlendirme modeli, yüksek getirinin yüksek riske maruz kaldığı günümüz piyasalarında belirsizlikleri ve riskleri asgariye indirerek belirli bir zaman aralığı için esneklik sağlayarak yatırım gibi stratejik kararlarda yatırımcının elini daha da güçlendirmektedir. Geleneksel değerlemelerin, finans yönetimlerin, finansal analizlerin, ekonometrik modellemelerin ve finans teorisinin aksine reel varlıkların ve projelerin değerlemelerinin teorik platformdan çıkartıp daha reel bir hale getirmiştir. Bunu da değerlendirme ve yatırım için anlık karar alma değilde karar alma sürecini zamana yayarak gerçekleştirmiştir. Diğer bir ifade ile projeye ve yatırıma dair asli parametrelerin potansiyel hareketleri tespit edilip bu parametrelerin hareketlerin neticesinde nihai yatırıma devam edilip edilmeme kararı verilir. Politik bir ifade ile bekle gör politikası

uygulanarak bize uygun senaryonun gerçekleşmesi ile faaliyete geçilir. Böyle bir yönelim ile hem kötü senaryonun gerçekleşmesi halinde yatırım yapmayarak belirsizlikleri asgariye indirmiş hem de iyi senaryonun gerçekleşmesi halinde ise nakit akımları ve karlılık arttırılmış olur [33].

Reel opsiyon modellemesi için piyasa koşullarında mevcut durumun üzerine yukarı ve aşağı yönlü senaryolar oluşturulur ve daha sonrası için opsiyon süresince beklenir. Bu süreç içinde olası kararlardan bazılarını bizim için daha iyi hale getirecektir, böylelikle gelecekte bizim için en iyi olacak kararları alma hakkına sahip olacağız.

Günümüz yönetim anlayışı, yatırım sürecinde ortaya çıkması muhtemel fırsatları değerlendirilmesine fırsat verecek aynı zamanda da elde olmayan sebeplerden dolayı ortaya çıkacak riskleri asgari düzeye indirecek kadar çok yönlü ve derin bir bakış açısına sahip olmalıdır. Potansiyel kâr ve zararları hesaba katarak geliştirilmiş bir stratejik analiz, yönetimin gelecek piyasa koşullarına adapte olma kapasitesini arttıracaktır. Bundan daha iyi bir stratejik yapı ise opsiyon olarak tanımlanmış gelecekte bazı özel hareket haklarına sahip fırsatlar dizisini göz önüne alacaktır. Bu yüzden strateji, bütün analizlerde sadece önceden nakit akımları belirlenmiş bir portföyden ziyade bir opsiyon portföyünü hesaba katmalıdır [11].

Reel opsiyonlar aşağıda belirttiğimiz durumlarda kullanır ve bunlar üzerine değer kazanmışlardır:

- Karar alma süreci öncesi yatırıma konu olan projenin finansal açıdan fizibilitesini ve uygulanabilirliğini değerlendirmesinde kullanılır.
- Projeyi doğrudan veya dolaylı olarak etkileyecek parametrelerin oynaklığının risk unsuru taşıyacağı ve lehimize yöneleceği durumlarda kullanılır.
- Proje ait girdi kalemlerinin tam saptanamaması üzerine girdi kalemlerinin hareketlerini tespit etmede kullanılır.
- Optimal stratejiye sebep olabilecek farklı karar yolu dizisini kullanarak stratejik yatırım kararlarının değerinin optimize edilmesinde kullanılır.
- Yatırımın ilk yıllarındaki seyrini saptayamadığımız belirsizlik koşullarında seyrin ne yönde olacağı tespitinde kullanılır.
- Mevcut olarak bulunan ve ortaya çıkmasını beklediğimiz durumların bize yeni fırsatlar oluşturacağını düşündüğümüz süreçlerde kullanılır.

Reel opsiyon değerleme yöntemi bir öğrenme modelini içinde bulundurur, böylece yönetim daha iyi ve daha açık fikirli stratejik kararlar alır, fırsatlar üzerindeki belirsizlik zamanla kalkmaya başlar [15].

### **3.3.2.1 Reel Opsiyon Tipleri**

Reel opsiyonlar sahip oldukarı esneklik yapıları bakımından göre 6 ana başlık altında ele alınabilir. Bunlar kademeli yatırım opsiyonu, işletme ölçeğini değiştirme opsiyonu, değiştirme opsiyonu, vazgeçme opsiyonu, erteleme opsiyonu, büyüme opsiyonu şeklinde kategorize edilebilir. Reel hayatta yatırım amaçlı ele alınan projeler opsiyonlar ile değerlendirilebilir. Reel opsiyonlar da finansal opsiyonlar olan alım ve satım opsiyonları gibi işlerler. Hatta genişleme ve erteleme opsiyonlarını alım opsiyonları gibi vazgeçme ve daraltma opsiyonlarını ise satım opsiyonları gibi işlerler. Değiştirme opsiyonlarında ise durum alım ve satım opsiyonlarının bir birleşimi gibi işler [11,34].

#### **3.3.2.1.1 Erteleme Opsiyonu**

Erteleme opsiyonu direkt yatırımın zamanına odaklanmıştır. Geleneksek finansal değerleme yöntemleri özellikle indirgenmiş nakit akımlar yöntemi hemen karar alması gerektiği varsayımına dayanmakta ve bekle ve gör politikasının getireceği avantajları göz ardı etmektedir. Projelendirme aşamasında sürecin karar alıcının lehine gelişeceği beklenmektedir. Erteleme opsiyonun değerini ise projeyi doğrudan ve dolaylı olarak etkileyen parametrelerin belirsizlikleri belirlemektedir. Yeni piyasaya girmiş bir ürünün talebi hususunda oluşan belirsizlikler bekleme opsiyonu ile asgariye indirgenir ve eğer beklenen talep gerçekleşirse opsiyon uygulamaya konulup kapasite artırımına gidilir [34].

#### **3.3.2.1.2. Büyüme Opsiyonu**

Bu opsiyon türü, daha önceden yaptığı yatırımlardan elde ettiği karın etkisi ile beklentisi yükselen ve daha fazla kar elde etmek isteyen yatırımcıya bu anlamda fırsat verecek olan yeni yatırımlar yapmasına olanak sağlar. Yani önceki yatırımların karar alıcı tarafından olumlu olarak değerlendirilmesi yeni yatırımların hayata geçmesine imkân vermektedir. Bu erken yatırımlar ileriki büyümeler için bir platform sağladıkları için platform yatırımları olarak da adlandırılmaktadır.

### 3.3.2.1.3 Kademeli Yatırım Opsiyonu

Proje maliyet girdileri kademeli olarak kategorize edilir ve bu her maliyet girdisi için aşağı ve yukarı yönlü senaryolar oluşturulur. Her girdi için aşağı yönlü senaryo gerçekleşirse opsiyon uygulamaya konulmaz ve yatırımdan vazgeçilir. Her girdi kademesi bir önceki girdinin üzerinden opsiyonlanır ve bileşik opsiyon olarak değerlendirilir [34].

### 3.3.2.1.4 İşletme Ölçeğini Değiştirmek Opsiyonu

Bu opsiyon üç alt başlık altında incelenebilir.

✓ **Genişleme Opsiyonu:** Pazar ve sektör koşullarının ileride olumlu yönde gelişeceği beklentisi karar alıcıyı işletme ölçeğini, üretim kapasitesini ve faaliyet gösterdiği mevcut pazarda payını arttırmaya yöneltir. Bunun içindir ki bu beklentiyi satın almak adına mevcut kaynak kullanımını hızlandırmalıdır. Örnek olarak kamuya açıklanan sanayi kapasite kullanım oranının yüksek çıkması sanayiciyi yatırım yapmaya teşvik edecektir.

✓ **Daraltma Opsiyonu:** Pazar ve sektör koşullarının ileride olumsuz yönde gelişeceği beklentisi karar alıcıyı üretim kapasitesini azaltmaya yöneltir. Burada genişleme opsiyonunda gelişen sürecin tam tersi bir durum söz konusudur. Örnek olarak kamuya açıklanan sanayi kapasite kullanım oranının düşük çıkması sanayiciyi yatırım yapmaktan alıkoyacaktır.

✓ **Geçici Olarak Kapatma ve Yeniden Başlatma Opsiyonu:** Krizin ve belirsizliklerin olduğu ortamda işletme sahibi daha sonra bu koşulların iyileşmesi sonucunda tekrar açmak üzere işletmesini geçici olarak kapatabilir.

### 3.3.2.1.5 Değiştirme Opsiyonu

Bu opsiyon türü, üretim esasında kullanılan girdilerin ve üretim sonrası elde edilen çıktılarının fiyatlarında meydana gelebilecek değişimlere karşı kullanılır. Bu gibi durumlarda karar alıcıya alternatif çözümler sunar. Karar alıcılar piyasada belirlenen ürünün fiyatına ve ürüne olan talebe göre ürün çeşitliliğini artırır ve azaltabilir [28].

#### **3.3.2.1.6 Vazgeçme Opsiyonu**

İşletmenin faaliyette bulunduğu pazar koşullarının dramatik ve önü alınmaz bir şekilde kötüye gittiği dönemlerde proje yürütülemez bir hale gelebilir ve bunun sonucunda da proje tamamen terk edilebilir. Bir projeden vazgeçme kararı beraberinde büyük maliyetleri getirdiği için bu projenin kesinlikle sürdürülemez kanısı yatırımcıda hâkim olmadıkça bu karar alınmamalıdır [14].

## BÖLÜM 4

---

### PROJE PROBLEMİ

Rüzgâr Enerjisi ile elektrik üretim projeleri üretim ve kapasite kullanım ile alakalı dinamikleri barındırırlar. Üretim hususunda rüzgârın hızı dakika dakika hatta saniye saniye değiştiğinden ötürü, rüzgârdan üretilen elektriğin miktarı da sürekli değişmektedir. Bundan ötürü yatırımların, Türkiye'nin rüzgâr haritası göz önünde bulundurulduğunda, lokasyonu üretimi birebir etkilemektedir. Esen rüzgârın hızına göre bazen elektrik üretimi duracağı göz önünde bulundurularak, rüzgâr türbinlerinin şehir şebekesine yakın inşa edilmesi maliyetlerin düşürülmesi açısından son derece önem arz etmektedir. Yenilenebilir enerjiye talebin artmasının yanı sıra özellikle rüzgâr enerjisi ile elektrik üretimi büyük popülerlik kazanmıştır. Rüzgâr türbinlerinin üretiminin az sayıda firma tarafından devam ettirilmesi ve ileri teknoloji gerektirmesi nedeniyle bu yatırımlar büyük rakamlara mal olmaktadır. Ülkemizde türbinlerin sadece kule kısımlarının üretimi mümkünken projelerinin neredeyse tamamında türbin temini yurtdışından sağlanmaktadır. Özellikle son 10 yılda talep çok hızlı bir şekilde artış göstermiştir. Planlama firmalarının son zamanlarda ki araştırmaları da rüzgâr enerjisi ile elektrik üretim çalışmalarının piyasasının giderek büyüyeceğine işaret etmektedir. Sonuç olarak; kapasite faktörü, şehir şebekesine yakınlık, sermaye gideri ( CAPEX ) ve faaliyet gideri (OPEX) gibi parametreler yatırım maliyetini başlıca etkileyen faktörlerdir.

Ele alacağımız projede finansmanın tamamen özsermaye tarafından karşılanacağı öngörülmüştür. Bunun yanı sıra proje finansmanında dış kaynak kullanımı olmayacağından geri ödeme planı proje değerlemesinde göz önünde bulundurulmayacaktır.

## 4.1. Finansal Modelleme

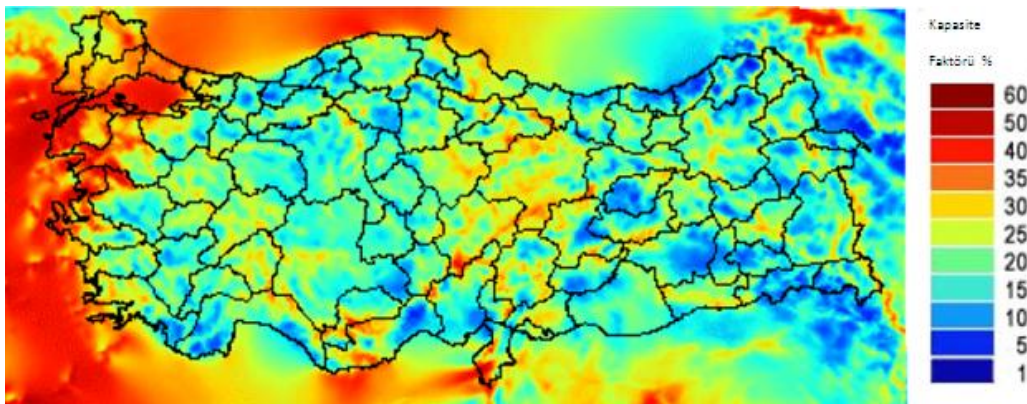
### 4.1.1 İndirgenmiş Nakit Akımları

Oluşturduğumuz modelde geleceğe yönelik varsayımlar göz önünde bulundurularak elde edeceğimiz çizelgeler aşağıdaki kriterler doğrultusunda meydana gelir. Ele alacağımız projede gerekli olan parametreler ve girdiler şöyle sınıflandırılabilir;

1. Kapasite & Üretim parametreleri
2. Satış Fiyatı
3. Ana harcamalar
4. Operasyonel harcamalar
5. Amortisman & Vergi oranları

İzmir ilinin Karaburun ilçesinde gerçekleşecek olan Rüzgâr Enerjisi ile Elektrik Üretim Projesi'nin Kurulu gücü 32 MW olacaktır. Aşağıdaki kapasite faktörü haritasında da görüldüğü üzere, İzmir'de yapılacak olan projenin değerlendirilmesi boyunca kapasite kullanım oranı %40 olarak alınmıştır.

Yıllık üretilen toplam elektrik enerjisine ulaşabilmek için, kapasite faktörü ile yıllık toplam çalışma saati çarpılması ile elde edilen kapasite faktörü kWh olarak hesaplanmıştır. Ele alınan projede bu değer 3,312 ( %40 \* 8.280 saat ) saat olarak hesaplanmıştır. Bir sonra ki aşamada ise yıllık ortalama üretim hesaplanmıştır. Yıllık ortalama üretim kapasitesi 105.984.000 kWh ( 32.000 kWh\*%40\*8280 saat ) olarak elde edilmiştir. Bu hesaplamalar için tüm tesisin yılda 20 gün bakım için kapalı olacağı öngörülmüştür.



Şekil 4.1 Türkiye Rüzgar Enerji Kapasite Haritası

Aşağıda ki çizelgede görülen elektrik satış fiyatlarının basit ortalaması alındığında ve ülke ekonomisinin kriz öncesi seviyeye geri döndüğü göz önünde bulundurulduğunda kilowatt-saat başına elektrik satış fiyatı 0,11 U.S. doları olarak ele alınmıştır. Yıl boyunca TCMB tarafından açıklanan USD/TRY kurları incelendiğinde ele alınan fiyatın yanlışlık göstermediği tespit edilmiştir.

|                | Elektrik Satış Fiyatı<br>(Krs/kwh) |      |      |      | USD/TRY Döviz Kuru |      |      |      | Elektrik Satış Fiyatı<br>(\$/kwh) |      |      |      |
|----------------|------------------------------------|------|------|------|--------------------|------|------|------|-----------------------------------|------|------|------|
|                | 2007                               | 2008 | 2009 | 2010 | 2007               | 2008 | 2009 | 2010 | 2007                              | 2008 | 2009 | 2010 |
| <b>Ocak</b>    | 13                                 | 16   | 14   | 12   | 1,42               | 1,17 | 1,59 | 1,47 | 0,09                              | 0,14 | 0,09 | 0,08 |
| <b>Şubat</b>   | 12                                 | 17   | 13   | 11   | 1,39               | 1,19 | 1,65 | 1,51 | 0,09                              | 0,14 | 0,08 | 0,07 |
| <b>Mart</b>    | 12                                 | 16   | 17   | 10   | 1,40               | 1,23 | 1,70 | 1,53 | 0,08                              | 0,13 | 0,10 | 0,06 |
| <b>Nisan</b>   | 13                                 | 16   | 15   | 11   | 1,36               | 1,30 | 1,60 | 1,49 | 0,10                              | 0,12 | 0,10 | 0,07 |
| <b>Mayıs</b>   | 12                                 | 16   | 14   | 11   | 1,33               | 1,25 | 1,55 | 1,53 | 0,09                              | 0,13 | 0,09 | 0,07 |
| <b>Haziran</b> | 14                                 | 16   | 17   | 11   | 1,32               | 1,23 | 1,54 | 1,57 | 0,11                              | 0,13 | 0,11 | 0,07 |
| <b>Temmuz</b>  | 15                                 | 18   | 15   | 15   | 1,28               | 1,21 | 1,51 | 1,54 | 0,12                              | 0,15 | 0,10 | 0,10 |
| <b>Ağustos</b> | 14                                 | 17   | 15   | 17   | 1,31               | 1,17 | 1,48 | 1,50 | 0,11                              | 0,15 | 0,10 | 0,11 |
| <b>Eylül</b>   | 12                                 | 15   | 13   | 14   | 1,26               | 1,23 | 1,49 | 1,49 | 0,09                              | 0,12 | 0,09 | 0,09 |
| <b>Ekim</b>    | 9                                  | 13   | 14   |      | 1,20               | 1,47 | 1,46 |      | 0,08                              | 0,09 | 0,09 |      |
| <b>Kasım</b>   | 13                                 | 16   | 13   |      | 1,18               | 1,59 | 1,48 |      | 0,11                              | 0,10 | 0,09 |      |
| <b>Aralık</b>  | 14                                 | 13   | 12   |      | 1,17               | 1,54 | 1,50 |      | 0,12                              | 0,09 | 0,08 |      |

Çizelge 4.1 Türkiye Elektrik Satış Fiyatları ( Kaynak: TCMB)

Sermaye giderleri için üç adet harcama kalemi öngörülmüştür;

1. Türbin maliyetleri
2. İnşaat maliyetleri
3. İletim hattının maliyeti

Rüzgar Enerjisi ile elektrik üretim projelerinde türbin inşası maliyetleri MW başına hesaplanır ve günümüzde pazar maliyeti MW başına 3 milyon US doları civarındadır. Ele aldığımız proje için malzeme maliyeti MW başına 3 milyon US doları olarak ele alınmıştır. Bizim projemizde, birinci madde için yapılan toplam harcama 96 milyon USD (3 milyon USD \* 32 MW). Modelleme için türbin maliyetlerinin toplam maliyet içerisinde %90'na tekabül ettiği öngörülmüştür. Böylece toplam inşa maliyeti 96.000.000 USD \* 1.1 sonucu 106.666.667 USD olarak elde edilmiştir.

Kurulu gücü 32 MW olan bir rüzgâr enerjisi ile elektrik üretim projesinin operasyonel harcamaları genellikle 3,75 \$/mwh – 4,25 \$/mwh civarındadır. Projemizde bu değer ortalama göz önünde bulundurularak 4 \$/mwh olarak hesaplanmıştır.

Bu veriler hesaba katıldığında projemizin yıllık operasyonel harcamaları değeri yaklaşık olarak \$K 424'dır.

Türkiye' de uygulanan vergi oranı % 20 dir. Bu vergi oranı ile 5 yıl içerisinde meydana gelecek birikmiş kayıp miktarı vergi ödemeleri ile dengelenecektir. Buna rağmen, kayıpları taşıma karşılığı, hesaplamayı kolaylaştırmak içi bizim projemizde hesaplanmayacaktır. Türkiye vergi yönetmeliği dikkate alınarak rüzgâr enerji santralinde kullanılan türbinlerin ortalama kullanım sürelerinin 10 yıl olduğu belirlenmiştir. Bu çıkarım sonucu olarak basit amortisman yöntemine göre yıllık %10 eskime(depretiation) oranı modelimizde uygulanacaktır. Bu on yıllık süre sonunda oluşan hurda değeri sıfır olarak alınacaktır.

#### **4.1.1.1 İndirgeme Oranının Hesaplanması**

Ele aldığımız rüzgâr enerjisi santrali modellemesinde sermaye giderleri ve net nakit akımlar için indirgeme oranı ya da diğer adıyla fırsat maliyeti şu şekilde hesaplanır;

$$WACC = C_E * W_E + C_D * W_D (1 - t) \quad (4.1)$$

Burada;

$C_E$  = Özkaynak Maliyeti

$W_E = E/(D+E)$  = Toplam Sermaye Yapısındaki Özkaynağın Ağırlığı

$C_D$  = Borç Maliyeti

$W_D = D/(D+E)$  = Toplam Sermaye Yapısındaki Borcun Ağırlığı

$t$  = Kurumlar Vergisi Oranı

İndirgenmiş nakit akımları değerlememizi basitleştirmek adına proje finansmanında dışarıya karşı yükümlülüklerimizi yani borç yükümlülüklerimizi 0 kabul edip, tüm finansmanı kendi özkaynaklarımız tarafından sağlanacaktır. Bu varsayımlar ışığında, yukarıdaki hesaplamadaki “ $W_D$ ” sıfır kabul edilmiştir. Böylelikle (4.1) formülünde denklemin sağ tarafındaki ikinci terim sıfır olmuş olur. Hiçbir borç almayacağımızın kabulünden dolayı  $W_E$ ’nin de bir olması ile projemiz için indirgeme oranı “ $C_E$ ” özkaynak maliyetine eşit olmuş oluyor [20].

Özkaynak maliyeti ise şu şekilde formüle edilir;

$$\text{Özkaynak Maliyeti} = \text{Risksiz oran} + \text{Sistematik Risk} * \text{Beklenen Getiri} \quad (4.2)$$

Yukarıdaki formülden anlaşılacağı gibi özkaynak maliyeti hesabı yapabilmek için üç parametreye ihtiyacımız var;

- Risksiz Oran
- Sistematik Risk Oranı
- Beklenen Risk Primi

Risksiz oranın tesbiti için, Türkiye’de son on yılda çıkarılan hazine tahvillerin faiz oranları dikkate alınmıştır. Bu 10 yılın vade tarihi projenin değerlendirme periyoduna denk bir şekilde alınmıştır. Bu değerlendirmeler sonucu özkaynak maliyeti hesaplamasında kullanılan risksiz oran 2,67% olarak bulunmuştur. (<http://www.treas.gov/offices/domestic-finance/debt-management/interest-rate/yield.shtml>, 03.11.2010 )

Ele aldığımız proje, bahse konu olan firmamızın borç almayacağı varsayımı altında incelendiğinden özkaynak maliyetini hesaplama için sistematik risk (Beta) oranına ihtiyaç duyulmaktadır.

Proje süresince hiç borç almayacakları varsayılan bu iki şirketin sistematik risk oranının hesaplanmasında “Bottom – up ” esastan başlayarak sonuca gidilen test yöntemi kullanılmıştır [18].

$$\text{Beta} = \text{Beta}_{\text{geçmiş}} / (1 + (1-t) * (D/E)) \quad (4.3)$$

Betanın tespitinde kullandığımız Bottom – up yöntemi için yukarıda da gördüğümüz gibi şu parametrelere ihtiyacımız vardır;

- Borç / Özkaynak Oranı
- Geçmiş Beta Oranı
- Marjinal Vergi Oranı

Gerekli bilgiler “ <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar>” sitesiden tedarik edilmiştir.

| Şirket    | Şirket Adı                        | Ülke    | Beta | D/E    | Marjinal Vergi Oranı |
|-----------|-----------------------------------|---------|------|--------|----------------------|
| A Şirketi | Finavera Yenilenebilir Enerji .   | Kanada  | 1,98 | 6,54%  | 36%                  |
| B Şirketi | Green Plains Yenilenebilir Enerji | Amerika | 2,61 | 79,37% | 40%                  |

Çizelge 4.2 Karşılaştırılabilir Şirket Verileri

A Şirketi için Beta:

$$\text{Beta}_{\text{A şirketi}} = 1,98 / (1 + (1 - 0,36) * 0,0654)$$

$$= 1,90$$

B Şirketi için Beta:

$$\text{Beta}_{\text{B şirketi}} = 2,61 / (1 + (1 - 0,40) * 0,7937)$$

$$= 1,77$$

Bu iki firma için basit ortalama usulü ile Beta:

$$(1,90 + 1,77) / 2 = 1,84$$

Ağırlıklı Ortalama Sermaye Maliyeti için son olarak beklenen risk priminin de tespit edilmesi gerekmektedir.

$$\text{Beklenen Risk Primi} = \text{Gelişmiş Sermaye Piyasası Taban Primi} + \text{Ülke Primi} \quad (4.4)$$

Taban priminin şu anki oluşan özsermaye pazarındaki değeri: 2,60% 'dır, ülke priminin değeri ise 5,25%'dir. (<http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>, updated data).

Artık özsermaye değerini hesaplamak için gerekli tüm parametrelere sahibiz;

$$\begin{aligned} \text{Özkaynak Maliyeti} &= \text{Risksiz Oran} + \text{Beta} * \text{Beklenen Risk Primi} \quad (4.5) \\ &= 4,91 \% + 1,84 * (2,60 \% + 5,25 \%) \\ &= 19,35 \% \end{aligned}$$

Proje kapsamında ele alınan parasal değerlerin nominal değil reel değerleri alınmalıdır. Bunun içindir ki projemizde indirgeme oranı olarak kullanacağımız oranın enflasyondan arındırılması gerekmektedir. Bu reel indirgeme oranını şöyle hesaplayabiliriz;

$$\text{Reel İndirgeme Oranı} = [ (1 + \text{Nominal İndirgeme Oranı}) / (1 + \text{Enflasyon Oranı}) ] - 1 \quad (4.6)$$

Eğer yıllık enflasyon değerini 3,8 % olarak alacağız. Bu oran 2009 yılı Amerikan piyasalarında ortalama tüketici fiyat endeksidir. Enflasyon arındırılması sonrası reel indirgeme oranına ulaşmış olacağız.

$$\text{Reel İndirgeme Oranı} = [ (1 + 19,35 \%) / (1 + 3,8 \%) ] - 1 = 15,0 \%$$

| <b>İN-<br/>ANALİZİ</b>   | 2011       | 2012       | 2013       | 2014       | 2015       | 2016       | 2017       | 2018       | 2019       | 2020       |
|--------------------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|
| GELİR(+)                 | 11.658.240 | 11.658.240 | 11.658.240 | 11.658.240 | 11.658.240 | 11.658.240 | 11.658.240 | 11.658.240 | 11.658.240 | 11.658.240 |
| FAALİYET<br>GİDERLERİ(-) | 423.936    | 423.936    | 423.936    | 423.936    | 423.936    | 423.936    | 423.936    | 423.936    | 423.936    | 423.936    |
| FVAÖK                    | 11.234.304 | 11.234.304 | 11.234.304 | 11.234.304 | 11.234.304 | 11.234.304 | 11.234.304 | 11.234.304 | 11.234.304 | 11.234.304 |
| AMORTİSMAN<br>(-)        | 9.600.000  | 9.600.000  | 9.600.000  | 9.600.000  | 9.600.000  | 9.600.000  | 9.600.000  | 9.600.000  | 9.600.000  | 9.600.000  |
| FVÖK                     | 1.634.304  | 1.634.304  | 1.634.304  | 1.634.304  | 1.634.304  | 1.634.304  | 1.634.304  | 1.634.304  | 1.634.304  | 1.634.304  |
| VERGİLER (-)             | 326.861    | 326.861    | 326.861    | 326.861    | 326.861    | 326.861    | 326.861    | 326.861    | 326.861    | 326.861    |
| NET<br>FAALİYET<br>KARI  | 1.307.443  | 1.307.443  | 1.307.443  | 1.307.443  | 1.307.443  | 1.307.443  | 1.307.443  | 1.307.443  | 1.307.443  | 1.307.443  |

| NAKİT AKIMLARI          |            |            |            |            |            |            |            |            |            |            |            |
|-------------------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|
| + AMORTİSMAN (+)        | 10.907.443 | 10.907.443 | 10.907.443 | 10.907.443 | 10.907.443 | 10.907.443 | 10.907.443 | 10.907.443 | 10.907.443 | 10.907.443 | 10.907.443 |
| SERMAYE GİDERİ (-)      | 96.000.000 |            |            |            |            |            |            |            |            |            |            |
| NET NAKİT AKIM          | 85.092.557 | 10.907.443 | 10.907.443 | 10.907.443 | 10.907.443 | 10.907.443 | 10.907.443 | 10.907.443 | 10.907.443 | 10.907.443 | 10.907.443 |
| NET BUGÜNKİ DEĞER (%15) | 28.736.327 |            |            |            |            |            |            |            |            |            |            |
|                         |            |            |            |            |            |            |            |            |            |            |            |

#### 4.1.1.2 İNA Değerlemesinin Sonuçları

Rüzgâr Enerjisi ile Elektrik Üretim projemizin ciro hesaplamalarını yaparken elektrik satış fiyatı, yıllık ortalama elektrik üretimi çarpılarak elde ediyoruz. Önümüzdeki 10 yıl boyunca elektrik satış fiyatının devlet alım garantisi kapsamında olduğu göz önünde bulundurulduğunda yıllık yaklaşık 11,7 milyon \$ ciro hesaplanmaktadır. OPEX (faaliyet gideri) daha önce bahsettiğimiz üzere 423.936 \$ olarak kullanılmıştır. Faiz, vergi ve amortisman öncesi karımız (EBITDA) 11.234.304 \$ olarak hesaplanmıştır. Amortisman giderimiz, toplam türbin inşa maliyetimizin basit amortisman yöntemi uygulaması ile 10 yıla bölündüğünde 9.600.000 \$ olarak gerçekleşeceği hesaplanmıştır. EBITDA değerinden amortisman gideri çıkarıldığında ise EBIT( Faiz ve vergi öncesi kar) değeri 1.634.304 \$ olarak karşımıza çıkmaktadır. Vergi giderleri ise EBIT değerinin %20'si alınarak elde edilmektedir. EBIT değerinden vergi gideri de düşüldüğünde projenin net yıllık faaliyet karı elde edilmektedir.

Net nakit akımı hesabını yapmak istediğimizde amortisman giderlerinin yıllık olarak CAPEX (sermaye giderleri) çıkarılmaktadır. Proje finansmanı tamamen öz kaynak ile karşılandığından 96.000.000 USD tutarında ki türbin maliyeti ilk sene gider olarak karşımıza çıkacaktır. Net nakit akımları tablosunda da görüleceği üzere hesaplandıktan sonra net bugünkü değer (NPV) hesaplamasına geçmekteyiz. Daha öncede hesaplandığı üzere indirgeme oranı bir diğer deyişle fırsat maliyeti %15 olarak ele alınmıştır. Görüldüğü üzere NPV değeri negatif olarak karşımıza çıkmaktadır (-28.736.327 \$ ).

Brealey, Myers ve Allen (2006) net bugünkü değer (NPV) kuralının yatırım hakkında karar vermek ile alakalı olduğunu ve eğer yatırımın NPV değeri pozitif çıkarsa onun kabul edilebileceğini tanımlamıştır. Yukarıdaki İNA modellememizde de görüldüğü gibi, projenin NPV değeri -\$28,7 dir. Bu değer negatif olduğu açıkça görülmektedir. Buda yönetimin bu koşullar altında bu projeyi üstlenmeyeceğini gösterir.

#### 4.1.2 Reel opsiyonlar Değerlemesi

Daha önceki reel opsiyon kısmında da belirttiğimiz üzere, reel opsiyonlarla değerlendirme yöntemi bizzat yönetimsel esnekliği göz önüne almaktadır. Diğer bir ifade ile indirgenmiş nakit akımları modeli ile bulduğumuz net bugünkü değerler pozitif veya negatif çıksa da en azından bir süre beklemek gerekmektedir. Yönetim devam ettirilmelidir. Yatırım açısından önümüzü göremediğimiz piyasaya, projeye ve sürece ait gelişmelerde, önümüzü görmek

amacıyla bekleme stratejisi bu gelişmeleri önümüze sererek proje yatırım algısını olumlu kılabilmektedir.

Rüzgâr enerjisi santrali değerlemek için biz esas olarak binom ağacı modelini kullanacağız. Ayrıca, proje yatırım yapmama hakkı bizde saklı olduğu göz önünde bulundurularak projemiz değerlemesinde projemiz alım opsiyonu olarak değerlendirilecektir. Varsayımlarda bulunacağımız parametreler altında yeni oluşturacağımız indirgenmiş nakit akımları modelindeki net bu günkü değerimiz negatif çıkması halinde de alım opsiyonumuz sıfır olarak kabul edicektir. Sıfır kabul etmememizin nedeni ise alım opsiyonumuzu negatif sonuç vermesi hasebiyle uygulamaya koymayacak olmamızdır.

Değerlemenin ilk aşaması olarak binom ağacımızın yukarılarını (u) ve aşağılarını (d) tespit etmemiz gerekmektedir. Yukarı ve aşağılarımızın tespiti içinde kWh başına elektrik fiyatlarının volatilitesine sahip olmamız gerekmektedir [32].

$$u = e^{\sqrt{\sigma}\Delta t} = e^{\sqrt{0,51*1}} = 2,05 \quad (4.7)$$

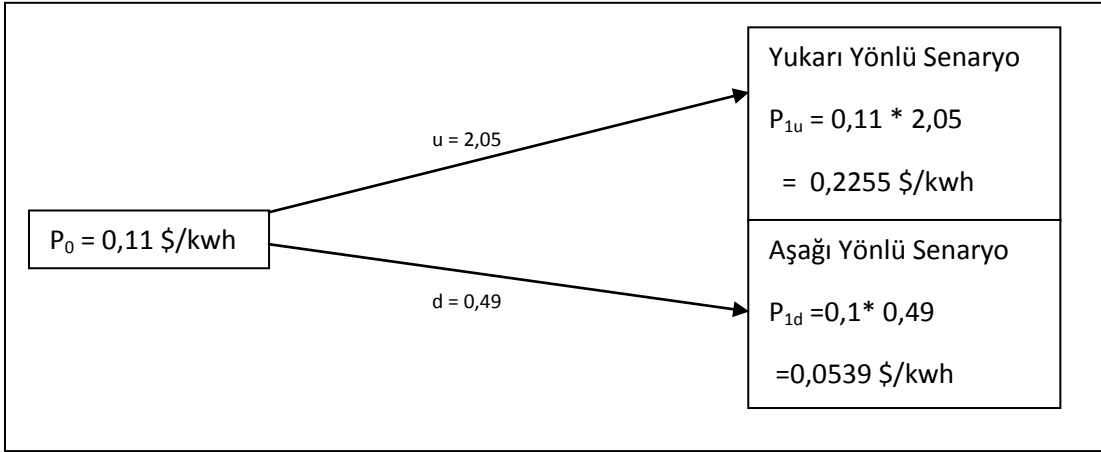
$$d = e^{-\sqrt{\sigma}\Delta t} = e^{-\sqrt{0,51*1}} = 0,49$$

İkinci aşama olarak belirlediğimiz yukarı ve aşağıların diğer bir ifade ile yukarı yönlü senaryomuzun ve aşağı yönlü senaryomuzun, opsiyon değeri formülünde kullanmak amacıyla gerçekleşme olasılıklarını tespit edeceğiz.

$$p_u = (e^{\mu\Delta t} - d) / (u - d) = (e^{0,0006*1} - 0,49) / (2,05 - 0,49) = 32,9 \% \quad (4.8)$$

$$p_d = 1 - p_u = 1 - 0,329 = 67,1 \%$$

Birinci binom ağacı, yönetimin projeyi bir yıl ertelediği farz edilerek bir yıl sonraki elektrik fiyatları üzerine beklenen senaryoları gösterir. Bir yol sonrasında ise oluşan elektrik fiyatı üzerine projenin yatırımı ve inşası bakımından yönetim nihai kararı verecektir. Yukarıda hesapladığımız yukarı ve aşağı değerlerini senaryo oluşturma aşamasında şu şekilde kullanacağız;



Bir yıl beklememiz karşılığında elektrik satış fiyatlarında oluşan aşağı ve yukarı yönlü senaryolarımızı göz önünde bulundurarak her iki senaryomuz içinde bugünkü değerleri tespit edeceğiz. Bunun içinde binom ağacı modelinde bulduğumuz elektrik satış rakamlarını indirgenmiş nakit akışları modeline gömeceğiz. Yukarı yönlü senaryomuzda elektrik fiyatı 0,2255 \$/kwh için indirgenmiş nakit akışları tablosu şu şekildedir;

| <b>İNA ANALİZİ</b>    | 2011       | 2012       | 2013       | 2014       | 2015       | 2016       | 2017       | 2018       | 2019       | 2020       |
|-----------------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|
| GELİR(+)              | 23.899.392 | 23.899.392 | 23.899.392 | 23.899.392 | 23.899.392 | 23.899.392 | 23.899.392 | 23.899.392 | 23.899.392 | 23.899.392 |
| FAALİYET GİDERLERİ(-) | 423.936    | 423.936    | 423.936    | 423.936    | 423.936    | 423.936    | 423.936    | 423.936    | 423.936    | 423.936    |
| FVAÖK                 | 23.475.456 | 23.475.456 | 23.475.456 | 23.475.456 | 23.475.456 | 23.475.456 | 23.475.456 | 23.475.456 | 23.475.456 | 23.475.456 |
| AMORTİSMAN (-)        | 9.600.000  | 9.600.000  | 9.600.000  | 9.600.000  | 9.600.000  | 9.600.000  | 9.600.000  | 9.600.000  | 9.600.000  | 9.600.000  |
| FVÖK                  | 13.875.456 | 13.875.456 | 13.875.456 | 13.875.456 | 13.875.456 | 13.875.456 | 13.875.456 | 13.875.456 | 13.875.456 | 13.875.456 |
| VERGİLER (-)          | 2.775.091  | 2.775.091  | 2.775.091  | 2.775.091  | 2.775.091  | 2.775.091  | 2.775.091  | 2.775.091  | 2.775.091  | 2.775.091  |
| NET FAALİYET KARI     | 11.100.365 | 11.100.365 | 11.100.365 | 11.100.365 | 11.100.365 | 11.100.365 | 11.100.365 | 11.100.365 | 11.100.365 | 11.100.365 |

| NAKİT AKIMLARI          |            |            |            |            |            |            |            |            |            |            |            |            |
|-------------------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|
| + AMORTİSMAN (+)        | 20.700.365 | 20.700.365 | 20.700.365 | 20.700.365 | 20.700.365 | 20.700.365 | 20.700.365 | 20.700.365 | 20.700.365 | 20.700.365 | 20.700.365 | 20.700.365 |
| SERMAYE GİDERİ (-)      | 96.000.000 |            |            |            |            |            |            |            |            |            |            |            |
| NET NAKİT AKIM          | 75.299.635 | 20.700.365 | 20.700.365 | 20.700.365 | 20.700.365 | 20.700.365 | 20.700.365 | 20.700.365 | 20.700.365 | 20.700.365 | 20.700.365 | 20.700.365 |
| NET BUGÜNKİ DEĞER (%15) | 20.412.081 |            |            |            |            |            |            |            |            |            |            |            |

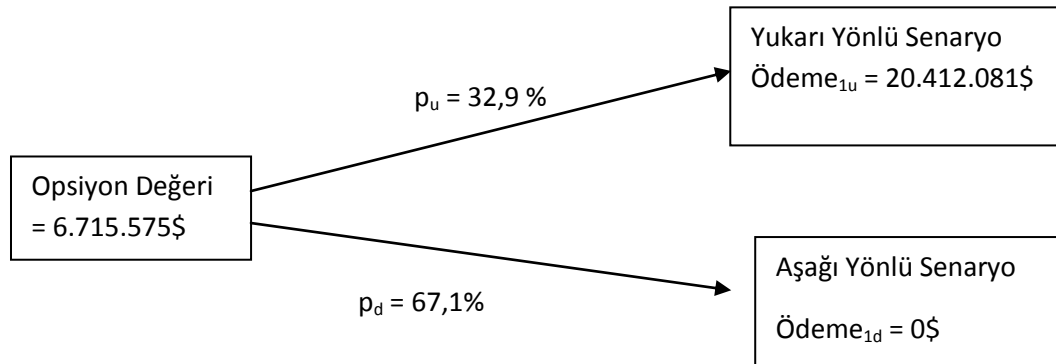
Aşağı yönlü senaryomuzda elektrik fiyatı 0,0539 \$/kwh için indirgenmiş nakit akışları tablosu şu şekildedir ;

| <b>İNA ANALİZİ</b>           | 2011              | 2012              | 2013              | 2014              | 2015              | 2016              | 2017              | 2018              | 2019              | 2020              |
|------------------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|
| <b>GELİR(+)</b>              | 5.712.538         | 5.712.538         | 5.712.538         | 5.712.538         | 5.712.538         | 5.712.538         | 5.712.538         | 5.712.538         | 5.712.538         | 5.712.538         |
| <b>FAALİYET GİDERLERİ(-)</b> | 423.936           | 423.936           | 423.936           | 423.936           | 423.936           | 423.936           | 423.936           | 423.936           | 423.936           | 423.936           |
| <b>FVAÖK</b>                 | <b>5.288.602</b>  | <b>5.288.602</b>  | <b>5.288.602</b>  | <b>5.288.602</b>  | <b>5.288.602</b>  | <b>5.288.602</b>  | <b>5.288.602</b>  | <b>5.288.602</b>  | <b>5.288.602</b>  | <b>5.288.602</b>  |
| <b>AMORTİSMAN (-)</b>        | 9.600.000         | 9.600.000         | 9.600.000         | 9.600.000         | 9.600.000         | 9.600.000         | 9.600.000         | 9.600.000         | 9.600.000         | 9.600.000         |
| <b>FVÖK</b>                  | <b>-4.311.398</b> | <b>-4.311.398</b> | <b>-4.311.398</b> | <b>-4.311.398</b> | <b>-4.311.398</b> | <b>-4.311.398</b> | <b>-4.311.398</b> | <b>-4.311.398</b> | <b>-4.311.398</b> | <b>-4.311.398</b> |
| <b>VERGİLER (-)</b>          | -862.280          | -862.280          | -862.280          | -862.280          | -862.280          | -862.280          | -862.280          | -862.280          | -862.280          | -862.280          |
| <b>NET FAALİYET KARI</b>     | <b>-3.449.119</b> | <b>-3.449.119</b> | <b>-3.449.119</b> | <b>-3.449.119</b> | <b>-3.449.119</b> | <b>-3.449.119</b> | <b>-3.449.119</b> | <b>-3.449.119</b> | <b>-3.449.119</b> | <b>-3.449.119</b> |

| NAKİT AKIMLARI          |            |           |           |           |           |           |           |           |           |           |           |
|-------------------------|------------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| + AMORTİSMAN (+)        | 6.150.881  | 6.150.881 | 6.150.881 | 6.150.881 | 6.150.881 | 6.150.881 | 6.150.881 | 6.150.881 | 6.150.881 | 6.150.881 | 6.150.881 |
| SERMAYE GİDERİ (-)      | 96.000.000 |           |           |           |           |           |           |           |           |           |           |
| NET NAKİT AKIM          | 89.849.119 | 6.150.881 | 6.150.881 | 6.150.881 | 6.150.881 | 6.150.881 | 6.150.881 | 6.150.881 | 6.150.881 | 6.150.881 | 6.150.881 |
| NET BUGÜNKİ DEĞER (%15) | 52.608.411 |           |           |           |           |           |           |           |           |           |           |

Her iki elektrik satış fiyatı senaryomuzu indirgenmiş nakit akışları modeline gömdüğümüzde yukarı yönlü senaryomuzda net bugünkü değerimiz 20.412.081 \$ çıkarken aşağı yönlü senaryomuzda ise net bugünkü değerimiz –52.608.411 \$ çıkmaktadır.

Net bugünkü değerimiz sıfır çıktığı halde opsiyonumuz uygulamaya konulmayacak ve opsiyon değerimiz sıfır olacaktır. Net bugünkü değerın sıfır çıkması halinde ise opsiyon değeri olarak net bugünkü değeri alınacaktır. Projenin beklenen opsiyon değeri için hem yukarı ve aşağı yönlü senaryomuzdan çıkan opsiyon değerlerinden hem de yukarı ve aşağı yönlü olasılıklarımızdan faydalanacağız. Projenin beklenen opsiyon değerine dair binom ağacı modelimiz aşağıdaki gibidir.



$$\begin{aligned}
 \text{Opsiyonun Değeri} &= [ (\text{Ödeme}_{1u} \times p_u) \times (\text{Ödeme}_{1d} \times p_d) ] \quad (4.9) \\
 &= (\$20.412.081 \times 0,329) \times (\$0 \times 0,671) \\
 &= \$ 6.715.575
 \end{aligned}$$

#### 4.1.2.1 Reel Opsiyon Değerlemesinin Yorumu

Rüzgâr enerji santrali yatırım projesini bilinen en geleneksel değerlendirme yöntemi olan indirgenmiş nakit akımları yöntemi ile değerlediğimiz takdirde projenin gelecek yıllık periyotlarda oluşturduğu nakit akımlarını belirlediğimiz %15 lik bir fırsat maliyet ile bugünkü değeri indirgelediğimizde -28.736.327 \$ lik negatif net nakit akım elde ediyoruz. Bu negatif net nakit akım değerini indirgenmiş nakit akımları değerlemesine tabi tuttuğumuzda projenin yatırımcının aleyhinde işleyeceğini düşünerek yatırımdan vazgeçme kararı verilir. Yalnız indirgenmiş nakit akımları değerlendirme yönteminde gelecek nakit akımlarını tespit ederken varsayımlarımızı statik veriler ve açıklamalardan yola çıkarak belirliyoruz. Bu da reel

piyasalarda ağırlığını giderek arttıran ve işleyişini tamamen beklenti üzerine kuran vadeli işlemleri göz ardı ettiğimizi gösteriyor.

İndirgenmiş nakit akımları değerlendirme yönteminde, yatırım projemizin gelirini tespitinde en güçlü parametre olan kilowatt-saat başına elektrik satış fiyatı 0,11 U.S. doları olarak kabul edilmiştir. Biz bu rakamı reel opsiyonlar değerlendirme yönteminde yukarı ve aşağı yönlü senaryolarımızda 0,2255 \$ ve 0,0539 \$ olarak belirledik. Bu iki senaryomuzdaki her iki kilowatt-saat başına elektrik satış fiyatını indirgenmiş nakit akımları finansal modelimize yerleştirdiğimizde sırasıyla %32,9 olasılıkla 20.412.081 \$ lık bir net nakit akımla gerçekleşeceğini veya %67,1 olasılıkla ise -52.608.411 \$ lik bir net nakit akım gerçekleşeceğini elde ettik. Ağırlıklı hareketli ortalamaya tabi tutarsak 1 yıl bekleme ile sonrasında yatırım kararını verdiğimiz takdirde 6.715.575 \$'lık bir net nakit akım elde edeceğiz.

Negatif bir net nakit akım ile yatırımdan vazgeçtiğimiz indirgenmiş nakit akımları değerlendirme yönteminin aksine reel opsiyonlar değerlendirme yöntemi ile alım opsiyonlar mantığının üzerinden bir yıllık bekleme kararı verdik. Beklenen süreç sonunda elektrik satış fiyatı beklediğimiz yönde gelişirse derhal yatırım kararı verilir.

## BÖLÜM 5

---

### SONUÇ ve ÖNERİLER

Yenilenebilir enerji yatırımlarının dikkate değer bir şekilde arttığı Türkiye coğrafyasında, rüzgâr enerji santralleri yüksek türbin maliyeti ile proje yapılabilir algısını yavaş yavaş kaybetmektedir. Fazlaca belirsizliklerin olması yatırım karar aşamasında finansal model ve değerlemelerini elzem hale getirmektedir.

32 MW’lık rüzgâr enerji santrali projesini hem indirgenmiş nakit akımları yöntemi hem de alternatif değerlendirme yöntemi olan reel opsiyonlar yöntemi ile değerledik. Geleneksel değerlendirme yöntemleri ile projemiz negatif nakit akışı sağlarken yani zarar ederken reel opsiyonlar yönteminde indirgenmiş nakit akımları yönteminin aksine pozitif nakit akışı sağlanmış yani kar elde edilmiştir. Bunun nedeni projenin getirileri açısından pozitif yönlü bir gelişme beklentisi ile bir zaman aralığı için beklenti satın alınmasıdır. Diğer bir deyişle bekle gör politikası uygulanıp, beklentinin gerçekleşmesi halinde projeye girilmiştir.

Böylece rüzgâr enerjisi projesi belli bir müddet yukarı yönlü senaryomuzun gerçekleşmesi ile tıpkı bir alım opsiyonu gibi uygulamaya konulacaktır. Bunun içindir ki projemiz mevcut durum ve beklentiler itibarı ile yatırım yapılabilir bir pozisyonudadır.

## KAYNAKLAR

---

- [1] ABD Enerji Bilgi İdaresi (EIA), (2010), “International Energy Outlook 2010”.
- [2] BP, (2010), “Statistical Review of World Energy”.
- [3] “Worldwide Look at Reserves and Production”, Oil & Gas Journal, 2001.
- [4] Uluslararası Enerji Ajansı (IEA), (2010), “World Energy Outlook 2010”.
- [5] Avrupa Birliği, (2010), “EU Energy and Transport Figures, Statistical Pocket Book 2010”.
- [6] Elektrik Üretim A. Ş., (2010), “Elektrik Üretim Sektör Raporu”.
- [7] Avrupa Komisyonu, (2010), “European Energy and Transport, Trends to 2030, 2009 Update”.
- [8] BOTAŞ, (2011), “2010 Yılı Faaliyet Raporu”
- [9] TEİAŞ, (2010), “Türkiye Elektrik Enerjisi 10 Yıllık Üretim Kapasite Projeksiyonu (2010-2019)”.
- [10] Keskin, T., (2010), “Enerji Sektörü Mevcut Durum Değerlendirmesi Raporu(2. Taslak)”.
- [11] Borison, A., (2003), Real Options Analysis: Where are the Emperor’s Clothes?, Stanford University.
- [12] Bernstein, P., “Capital Ideas: The Improbable Origins of Modern Wall Street”. New York: The Free Press, 1992, 17.
- [13] Copeland, T. ve Vladimir , A., (2001), Real Options: A Practitioner’s Guide, 1st Edition, Aachen: Texere.
- [14] Özoğul, S. A., (2006), Yatırım Kararlarının Değerlendirilmesinde Reel Opsiyonlar: Bilişim Teknolojileri Yatırım Uygulaması, Doktora Tezi, İTÜ Sosyal Bilimler Enstitüsü, İstanbul.
- [15] Bostan, İ., (2007), Yatırım Projelerinin Analizinde Reel Opsiyonların Kullanılması ve Bir Uygulama, Yüksek Lisans Tezi, Marmara Üniversitesi Sosyal Bilimler Enstitüsü, İstanbul.
- [16] American Society of Appraisers, (2005), “Business Valuation Standards: Glossary”.
- [17] Fitch Ratings, (2002), “Ölçüt Raporu: Şirket Derecelendirme Metodolojisi” Corporate Finance, USA.
- [18] American Institute of Chartered Public Accountants Consulting Services Executive Committee, (2005), “Proposed Statement on Standards for Valuation

Services: Valuation of a Business, Business Ownership Interest, Security, or Intangible Asset”, Exposure Draft for Comments , USA.

- [19] Bernstein, P., Capital Ideas: The Improbable Origins of Modern Wall Street”.New York: The Free Pres, 1992, s.17.
- [20] Arnold, T. ve Crack, T. F., (2004) “Using the WACC to Value Real Options”, Financial Analysts Journal, 60:6, CFA Institute, USA.
- [21] Harwey, C., Brav, A. ve Gray, S., “Global Financial Management: Valuation of Stocks”, Lecture Notes, USA.
- [22] Damodaran, A., (1999), "The Promise And The Peril Of Real Options", Stern School of Business Working Papers.
- [23] Baz, J. ve George, C., (2004), “Financial Derivatives; Pricing, Applications, and Mathematics”. Cambridge: Cambridge University Press, UK.
- [24] Harward Management Update, “How Real Options Theory Can Improve Your Decision Making?”, Sayı.6.
- [25] Akkum, T., (2000),“Döviz Opsiyonları ve Opsiyon Fiyatlama Modelleri”, İ.Ü. İşletme Fakültesi Dergisi , Cilt 29, 11.
- [26] Bittman, J. B., (1998), Trading Index Options , New York: McGraw-Hill Professional.
- [27] Erdiñç, Y., (2006), "Manipölasyona Alet Olmamak İçin”, Para Haftalık Dergi, Sayı 16.
- [28] Güney, E., (2008), Radyo Frekanslı Tanımlama Yatırımının Reel Opsiyonlar Yöntemi İle Değerlendirilmesi,Yüksek Lisans Tezi , İTÜ Fen Bilimler Enstitüsü, İstanbul.
- [29] Chambers, N., (2005) “Gerçek Opsiyonların Fiyatlandırılması”, Muhasebe ve Finansman Dergisi, Sayı.26.
- [30] Black, F. ve Scholes, M., (1993), “The Pricing of Opions and Corporate Liabilities”, Journal of Political Economy, Sayı 81 .
- [31] Cox J., Ross S., Rubinstein M., (1979), "Option Pricing : A Simplified Approach", Journal of Financial Economics, Sayı.7.
- [32] Arnold, T. ve Crack, T. F, (2003), “Option Pricing in the Real World: A Generalized Binomial Model with Applications to Real Options”, Barclays Global Investors& University of Richmond, USA.
- [33] Akkaya, C., (2005), “Yatırım Projelerinin Değerlendirilmesinde Alternatif Bir Yöntem: Reel Opsiyonlar”, Muhasebe ve Finansman Dergisi, Sayı.26.
- [34] Bason, P. C. ve Peterson, S. B., (2000), Real Options Approaches in Venture Capital Finance, Masters Thesis, The Aarhus School of Business, Denmark.

## ÖZGEÇMİŞ

---

### KİŞİSEL BİLGİLER

**Adı Soyadı** : Cihad TERZİOĞLU  
**Doğum Tarihi ve Yeri** : 17.02.1987 /Fatih  
**Yabancı Dili** : İngilizce  
**E-posta** : [cihad.terzioglu@gmail.com](mailto:cihad.terzioglu@gmail.com)

### ÖĞRENİM DURUMU

| Derece    | Alan           | Okul/Üniversite            | Mezuniyet Yılı |
|-----------|----------------|----------------------------|----------------|
| Y. Lisans | Matematik Müh. | Y.T.Ü.                     | 2011           |
| Lisans    | Matematik Müh. | Y.T.Ü.                     | 2009           |
| Lise      | Fen Bilimleri  | Özel Ümraniye İrfan Lisesi | 2004           |

### İŞ TECRÜBESİ

| Yıl  | Firma/Kurum              | Görevi         |
|------|--------------------------|----------------|
| 2009 | Çalık Holding A.Ş.       | Finans Uzmanı  |
| 2008 | Fleksoft – Nebim Yazılım | Yazılım Uzmanı |