

İSTANBUL TEKNİK ÜNİVERSİTESİ ★ FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

**RÜZGAR ENERJİSİ YATIRIM PROJELERİNDE FİNANSMAN
SEÇENEKLERİNİN KARŞILAŞTIRILMASI**

YÜKSEK LİSANS TEZİ

Güngör BAŞAR

Elektrik Mühendisliği Anabilim Dalı

Elektrik Mühendisliği Programı

OCAK 2015

İSTANBUL TEKNİK ÜNİVERSİTESİ ★ FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

**RÜZGAR ENERJİSİ YATIRIM PROJELERİNDE FİNANSMAN
SEÇENEKLERİNİN KARŞILAŞTIRILMASI**

YÜKSEK LİSANS TEZİ

**Güngör BAŞAR
(504111017)**

Elektrik Mühendisliği Anabilim Dalı

Elektrik Mühendisliği Programı

Tez Danışmanı: Doç. Dr. Nazif Hülagü SOHTAOĞLU

OCAK 2015

Nilsu'ya,

ÖNSÖZ

Enerji tüketimi her geçen gün artarken, gerek dünya gerekse de ülkemiz açısından alternatif ve temiz enerji kaynaklarına sahip olmak gittikçe önem kazanmaktadır. Bu anlamda, rüzgar enerjisi projelerinin ve finans modellerinin kapsamlı incelendiği bu bu tez çalışmanın, ileride yapılacak çalışmalara ışık tutmasını temenni ederim.

Bu tezin hazırlanması sürecinde, bilgi ve deneyimlerini benimle paylaşan, zaman ayıran, değerli danışman hocam Doç. Dr. Nazif Hülâgü Sohtaoğlu'na sonsuz teşekkürlerimi sunarım.

Hayatım boyunca maddi ve manevi desteklerini benden esirgemeyen, bilginin ve öğrenmenin önemini vurgulayan aileme, benden hiçbir konuda yardımını ve sabrını esirgemeyen değerli çalışma arkadaşım Habib Babacan'a ve verdikleri motivasyon için arkadaşlarıma çok teşekkür ederim.

Her zaman yanımda olup, beni yüreklendiren, bu tezin hazırlanması sürecinde her aşamada yardımcı olan hayat arkadaşım Nilsu Kıvırcık'a sonsuz teşekkürlerimi iletmeyi bir borç bilirim.

Aralık 2014

Güngör BAŞAR
Elektrik Mühendisi

İÇİNDEKİLER

Sayfa

ÖNSÖZ.....	vii
İÇİNDEKİLER.....	ix
KISALTMALAR.....	xi
ÇİZELGE LİSTESİ.....	xii
ŞEKİL LİSTESİ.....	xv
ÖZET.....	xvii
SUMMARY.....	xix
1. GİRİŞ	1
1.1 Tezin Amacı.....	2
1.2 Literatür Taraması.....	3
2. DÜNYADA VE TÜRKİYE'DE RÜZGAR ENERJİSİ SEKTÖRÜNÜN GÖRÜNÜMÜ	7
2.1 Yenilenebilir Enerjiye Yönelik Politikalar	9
2.2 Dünyada Rüzgar Enerjisi Sektöründeki Gelişmeler	11
2.3 Türkiye'de Rüzgar Enerjisi Sektöründeki Gelişmeler	18
2.4 Yenilenebilir Enerji Projelerinde Proje Finansmanının Önemi	21
3. YATIRIM PROJELERİNİN FİNANSMANI	27
3.1 Proje Finansmanının Tarihsel Gelişimi ve Sektörel Kullanımı	28
3.2 Özellikleri ve Tarafları.....	30
3.3 Avantajları ve Dezavantajları	32
3.4 Proje Finansmanının Geleneksel Finansmandan Farkı.....	34
3.5 Proje Finansmanı ile İlgili Karşılaşılan Sorunlar	36
4. YATIRIM KARARLARININ DEĞERLENDİRİLMESİNE İLİŞKİN YÖNTEMLER	39
4.1 Proje Finansal Analizinde Yatırım Karar Ölçütleri	40
4.2 Yatırım Kararı Modelinin Unsurları	43
4.3 Yatırım Kararı Değerlendirme Yaklaşımları	46
4.3.1 Ağırlıklı ortalama sermaye maliyeti (AOSM)	47
4.3.2 Net bugünkü değer yöntemi.....	48
4.3.3 İç karlılık oranı (İKO).....	51
4.3.4 Karlılık endeksi	53
4.3.5 Geri ödeme süresi	54
5. MODELE İLİŞKİN AYRINTILAR VE UYGULAMALAR	55
5.1 Veriler ve Varsayımlar	55
5.2 Öngörülen Proje Giderleri.....	56
5.2.1 İşletme öncesi giderler	56
5.2.2 İşletme sonrası giderler	57
5.3 Öngörülen Proje Gelirleri	61
5.4 Senaryolar	65
5.4.1 Özkaynak kullanım oranına ilişkin senaryolar	65
5.4.2 Kredi ödeme şekline ilişkin senaryolar	75

5.4.3	Proje sahasının kapasite faktörü değişimine ilişkin senaryolar.....	78
6.	SONUÇ VE ÖNERİLER.....	85
	KAYNAKLAR.....	89
	EKLER.....	93
	ÖZGEÇMİŞ.....	103

KISALTMALAR

AB	: Avrupa Birliği
ABD	: Amerika Birleşik Devletleri
AOSM	: Ağırlıklı Ortalama Sermaye Maliyeti
EPDK	: Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu
GW	: Gigawatt
İKO	: İç Karlılık Oranı
HES	: Hidroelektrik Santral
Kr.	: Kuruş
kW	: Kilowatt
MW	: Megawatt
NBD	: Net Bugünkü Değer
T.C.	: Türkiye Cumhuriyeti
TCMB	: Türkiye Cumhuriyeti Merkez Bankası
TWh	: Terawatt Saat
YEK	: Yenilenebilir Enerji Kaynakları

ÇİZELGE LİSTESİ

Sayfa

Çizelge 2.1 : Ülkelere göre toplam kurulu rüzgar gücü sıralaması.	13
Çizelge 2.2 : Rüzgar enerjisinin AB elektrik tüketimini karşılamadaki payı.	17
Çizelge 2.3 : Proje finansmanının kullanıldığı sektörler.	24
Çizelge 2.4 : 2014 yılı ilk çeyreğinde gerçekleştirilen en büyük proje finansmanı anlaşmaları.	25
Çizelge 3.1 : 1996-2001 yılları arasındaki özel sektör proje finansmanı kredi taahhütleri.	29
Çizelge 4.1 : Basitleştirilmiş proje nakit akışı.	45
Çizelge 5.1 : Finans modelindeki varsayımlar.	55
Çizelge 5.2 : Avrupa’da 2 MW gücündeki bir rüzgar türbinin kurulumu sürecinde oluşabilecek harcamaların oransal dağılımı.	56
Çizelge 5.3 : Örnek projenin yatırım maliyetinin detayları.	57
Çizelge 5.4 : Bir rüzgar türbinin işletme sürecinde oluşabilecek harcamaların dağılımı.	58
Çizelge 5.5 : Örnek projenin işletme sürecinde oluşabilecek harcamaların dağılımı.	60
Çizelge 5.6 : Türkiye ortalama elektrik toptan satış fiyatları, 2007-2014.	62
Çizelge 5.7 : 5346 sayılı kanun yerli üretim kullanımı yerli katkı ilavesi.	64
Çizelge 5.8 : Özkaynak oranı değişiminin yatırım değerlendirme kriterlerine etkisi	66
Çizelge 5.9 : Özkaynak kullanım oranı %0’dan %100’e artarken, projenin net bugünkü değerini etkileyen değişkenler ve NBD üzerine etkileri.	69
Çizelge 5.10 : Farklı ödeme senaryolarına göre hesaplanan projenin net bugünkü değerleri.	75
Çizelge 5.11 : Farklı ödeme senaryolarına göre hesaplanan projenin iç karlılık oranı değerleri.	77
Çizelge 5.12 : Kapasite faktörü değişiminin yatırım değerlendirme kriterlerine etkisi	80

ŞEKİL LİSTESİ

Sayfa

Şekil 2.1 : 3E ilişkisi.....	8
Şekil 2.2 : Dünya rüzgar enerjisi kurulu gücünün yıllara göre değişimi	12
Şekil 2.3 : Dünya rüzgar enerjisi kurulu gücünün 2011-2014 yılları arasındaki değişimi	12
Şekil 2.4 : AB 2000-2013 yılları toplam kurulu gücünün kaynaklara göre dağılımı	16
Şekil 2.5 : AB 2013 yılı toplam yenilenebilir enerji kurulu gücünün kaynaklara göre dağılımı.....	17
Şekil 2.6 : 2013 Yılı sonu Türkiye elektrik üretiminin kaynaklara göre dağılımı.....	20
Şekil 2.7 : Türkiye rüzgar enerji santrallerinin kurulu güç bakımından yıllara göre kümülatif dağılımı	21
Şekil 2.8 : Proje finansmanı bölgesel dağılımı	22
Şekil 2.9 : 2013 yılında yenilenebilir enerji alanında gelişmiş ve gelişmekte olan ülkelerde gerçekleşen yatırımların kaynaklara göre dağılımı	23
Şekil 3.1 : Global proje finansmanı sektörel dağılımı.	29
Şekil 3.2 : Sadeleştirilmiş proje finansmanı yapısı.....	31
Şekil 3.3 : Proje finansmanı ve geleneksel finansman yapıları.	36
Şekil 4.1 : Proje analizine giden süreç.....	40
Şekil 4.2 : Yatırım karar modeli unsurları.	44
Şekil 4.3 : Yatırım değerlendirme kriterlerinin kullanım oranı.	49
Şekil 4.4 : NBD ile alınacak kararların özeti.....	50
Şekil 4.5 : İKO ve NBD arasındaki ilişki.	51
Şekil 5.1 : 2007-2014 yılları arasındaki ortalama toptan elektrik satışı fiyatları.....	63
Şekil 5.2 : 2025-2034 yılları arasında öngörülen ortalama toptan elektrik satış fiyatları.	65
Şekil 5.3 : Özkaynak oranı ve projenin net bugünkü değeri arasındaki ilişki.	69
Şekil 5.4 : Özkaynak oranı ve projenin karlılık endeksi arasındaki ilişki.	71
Şekil 5.5 : Özkaynak oranı ve indirgeme oranı arasındaki ilişki.	71
Şekil 5.6 : Özkaynak oranı ve projenin geri ödeme süresi arasındaki ilişki.....	72
Şekil 5.7 : Özkaynak oranı ve projenin iç karlılık oranı arasındaki ilişki.	73
Şekil 5.8 : Özkaynak oranı ve projenin kümülatif nakit akışı arasındaki ilişki.	74
Şekil 5.9 : Net bugünkü değer (NBD) ve kredinin geri ödeme şekli arasındaki ilişki.	76
Şekil 5.10 : İç karlılık oranı (İKO) ve kredinin geri ödeme şekli arasındaki ilişki. ..	77
Şekil 5.11 : Kapasite faktörü ve dengelenmiş birim enerji maliyetinin yıllara göre değişimi	78
Şekil 5.12 : Kapasite faktörü ve santralin elektrik üretimi arasındaki ilişki.....	81
Şekil 5.13 : Kapasite faktörü ve projenin net bugünkü değeri arasındaki ilişki.	82
Şekil 5.14 : Kapasite faktörü ve projenin geri ödeme süresi arasındaki ilişki.....	82

RÜZGAR ENERJİSİ YATIRIM PROJELERİNDE FİNANSMAN SEÇENEKLERİNİN KARŞILAŞTIRILMASI

ÖZET

Günümüzde enerji üretiminde yoğun olarak kullanılan fosil enerji kaynaklarının, öngörülere göre yakın gelecekte tükenecek olması, bu yakıtların kullanımının sera gazı salınımlarını artırarak küresel ısınma başta olmak üzere, hava ve su kaynaklarının kirlenmesi gibi çevresel etkilerinin olması, ülkeleri yenilenebilir enerji kaynaklarına yönelmiş ve geçtiğimiz yıllarda özellikle rüzgar enerjisi sektöründe önemli gelişmeler yaşanmıştır. Büyük ve küçük ölçekli rüzgar türbinleriyle uzaktaki yerleşim yerlerine, konutlara ve şebekeye elektrik sağlayan, temiz ve yenilenebilir enerji kaynağı olan rüzgar enerjisi, dünyanın en hızlı büyüyen enerji kaynağı durumuna gelmiştir.

Rüzgar enerjisi sektöründeki bu hızlı gelişim ise, devletlerin izlemiş oldukları yenilenebilir enerji sektörünü canlandırmaya yönelik; vergi indirimi, arazi kiralama ve yatırımın ilk yıllarındaki yükümlülükleri hafifletme, yenilenebilir enerji kaynaklarından üretilen elektriğe sabit fiyatla alım garantisi uygulama gibi teşvik senaryolarına ve finans kuruluşlarının farklı finansman modelleri uygulayarak yatırımlara olanak sağlamasından kaynaklanmaktadır. Özellikle proje finansmanı ile, uzun vadeli ve büyük hacimli yatırımların finansman ihtiyacının karşılanmakta, yeterli sermaye birikimine sahip olmayan yatırımcıların projelerini hayata geçirmeleri sağlanmaktadır.

Bu tez kapsamında, bir rüzgar enerjisi projesinin; yenilenebilir enerji yatırımcılarına sağlanan lisans bedeli, arazi kira bedeli indirimi, üretilen elektriğin devlet tarafından sabit fiyatla alımı ve yerli üretim desteği gibi teşvikleri kapsayacak şekilde bir finans modeli oluşturulmuştur. Kredi ve özkaynak kullanımı oranlarının değişimine bağlı olarak, yatırımcının projeye yatırım kararı almadan önce değerlendirdiği karar yöntemlerinden; net bugünkü değer, iç karlılık oranı, geri ödeme süresi ve karlılık endeksinin değişimi araştırılmıştır. Net bugünkü değer yöntemine göre karar alan yatırımcılar için en karlı finans modelinin, projenin tamamıyla özsermaye ile gerçekleştirilmesi olduğu ortaya konurken; kredi kullanmayı düşünen yatırımcılar için, proje maliyetinin yüzde otuza kadarlık kısmının kredi ile karşılanmasının projenin ekonomik olmasını sağlayacağı gösterilmiştir.

Bunun yanında proje gerçekleştirme sürecinde kredi kullanıldığı takdirde, kredi borcunun ödemesinin, yıllar geçtikçe azalan miktarda anapara ödemesi ve değişken kredi taksidiyle gerçekleştirilmesinin, projenin kredi yükünü azaltarak, projeden daha ekonomik sonuçlar alınmasını sağlayacağı gösterilmiştir.

Ayrıca projenin karlılığını doğrudan etkileyen faktörlerden santral kapasite faktöründeki artışın, projenin net bugünkü değeri ve iç karlılık oranını pozitif olarak etkilediği ispatlanmıştır.

COMPARISON OF FINANCING OPTIONS IN WIND ENERGY INVESTMENT PROJECTS

SUMMARY

Depending on the development of modern requirements and technology field, electricity consumption is increasing day by day. In addition, the rapid increase in world population brings up the issue of energy need. According to the projections, fossil energy sources, which are heavily used in power generation at the present time, will be depleted in near future and this is one of the most important factors threatening the security of energy supply.

Moreover, as the use of fossil fuels increases the greenhouse gas emissions and causes particularly global warming, environmental impacts such as pollution in air and water resources; while countries do their energy planning for next years focus on clean and sustainable alternative energy sources which are called also renewable energy sources instead in order to reduce the energy production from fuel based energy sources.

Significant developments have been carried out in renewable energy sector especially in wind energy industry in the past few years and so many wind energy power plants were established in many countries. Wind energy as a renewable energy source, provides electricity to grid, remote settlements and dwellings with large and small-scale wind turbines, has become clean and the world's fastest growing energy source.

This study presents the current status and future aspects of wind energy at global and local level, considering various aspects such as resource potential, installed capacity, economics and policies related to primarily to climate change.

Rapid growth in wind energy industry is due to incentive policies; tax breaks, discount in land leasing fee and mitigation of some obligations in first years of the project and fixed price to purchase electricity generated from renewable energy sources, has been followed by states and is due to applied different financing models to enable investments by financial institutions. Especially with the project financing, financing need of large volume and long term investments and investors who do not have enough capital to implement the project are met.

At that point, investors face with questions such as how the project will be funded, in what proportion the loan should be used and in which way, that makes project worth to invest, this loan should be paid. Project evaluation methods such as net present value, internal rate of return, payback period method are performed during investment decision are made to analyze profitability of the project.

Electricity selling prices, the average wind speed of region where the wind park is installed, ground conditions and the proximity to the transmission network and turbine prices need to be taken into account by investor during project analysis

process since all those factors affect the result of the analysis and also investment decision of investors.

In this thesis, a finance model of the wind project which covers some incentive policies such as reduction of licence fee and land rent, purchasing of the electricity generated from renewable energy sources with fixed price and local manufacturing was set.

Decision criterias used in investment projects depending on financial structure of the project has been investigated. Variables which may appear in financial structure have been mobilized and the variations in the profitability of the equity capital have been analyzed.

A dynamic finance model which was prepared for example wind project has been assessed accordingly. The change in net present value, internal rate of return, change of payback period and profitability index, which are evaluated by investor during the project analysis, depending on the change of use of loan and equity ratios.

Proved that the most profitable way of realization of the project for investors who make decision according to net present value method is fully financed of the project from investors' equity.

As there is no credit cost occurs in case the project is financed by investors' capital completely, this will prevent reduction in project profit and investors will make more profit from the project.

Investors who have an intention to use loan because of financial structure, investment strategy, lack of capital etc., it is shown in this study that the project which is carried out with the loan as much as thirty percent of project cost makes the project more economical in comparison to higher credit usage ratios.

Profitability index which is another economic decision making criteria also have been evaluated and the profitability index of the sample wind energy project has been calculated. According to the financial model, the profitability index of the project is bigger than 1 which means the sample project worths to be invested in.

One of the factors which affects the profitability of an investment project is how the used credit should be paid back. In the model formed in this thesis, four different loan repayment methods have been formed and net present value and internal rate of return of the project have been calculated again according to those loan repayment methods.

According to the finance model which was formed in this thesis, if repayments of loan debt is carried out by decreasing the amount of capital payments and variable loan installments in the following years of payment period whether loan is used in the process of project realization, it allow the project be more feasible as the total interest amount paid will be less than other repayment methods.

Importance of the capacity factor for profitability of wind energy project is also one of the topics which had been evaluated in this thesis. For that reason, a capacity factor range (%25 - %47) defined and then net present value, internal rate of return and payback period of the sample wind project has been calculated according to capacity factor values in this range.

It was demonstrated that the increase in the capacity factor of the wind park, which influences profitability of the project, affects the net present value and internal rate of

return of the project positively. These results prove the importance of accurate project development in terms of selection of wind project location and wind turbine.

The financial model which was created in this study basis on benefitting from renewable energy incentives of Turkey by means of selling electricity with fixed price and local manufacturing.

Investors who carry out the wind project with wind turbines whose entire or some components are manufactured locally will benefit from local manufacturing incentive and sell the electricity with higher prices at first five years of the project. This affects the project profitability positively as the income will be higher under those circumstances.

In future, analysis of the effectiveness of renewable energy incentive policy of Turkey can be investigated and detailed studies can be brought in literature. Investors who have not make decision on choosing local or imported wind turbine can benefit from those studies and incorporate those results to their financial models and see the positive or negative affect of renewable energy incentive.

In addition to this, in order to analyze the affects of credit usage on invesment decision criterias, comparing different interest rates with different credit repayment methods will make important contribution to the literature.

Evaluation of the variation of net present value, internal rate of return, profitability index of the investment project according to the different project finance models such as ECA credits or local credit usage can help investors to form their own project fnance model and overcome financing problems.

1. GİRİŞ

Güvenilir, temiz ve düşük maliyetle enerji üretiminin ülkelerin gelişmesindeki rolü oldukça büyüktür. Diğer yandan, nüfus artışı, hayat standartlarının yükselmesi ve endüstrinin gelişmesiyle birlikte enerji ihtiyacının artması, ülkeleri, enerji üretim kaynaklarını çeşitlendirmeye, mevcut enerji kaynaklarını verimli kullanmaya mecbur kılmıştır.

Bunun yanında, enerji üretiminde kullanılan kaynakların tedarikinde dış ülkelere bağımlı olunması, fosil kaynaklı yakıtlarla enerji üretiminin gerçekleştirilmesi ve bu kaynakların yakın gelecekte tükenerek olması sebebiyle sürdürülebilir ve kalıcı bir çözüm oluşturamaması, fosil yakıtların kullanımı sonucu oluşan sera etkisinin, çevreye zarar vermesi gibi birçok nedenden dolayı, devletler, enerji politikalarında yenilenebilir enerji kaynaklarına önem vermişlerdir. Uzun ve kısa vadedeki hedeflerine, yenilenebilir enerjinin elektrik üretimindeki payının artırılmasını eklemişlerdir.

Yenilenebilir enerjisi sektörüne yapılan yatırımlar sektördeki teknolojik gelişmelerin önünü açmıştır. Bu gelişmeler sonucunda, yenilenebilir enerji kaynaklardan elde edilen enerjinin maliyeti zaman içerisinde düşüş göstermiştir. Buna ek olarak, devletlerin izlemiş oldukları yenilenebilir enerji sektörünü canlandırmaya yönelik; vergi indirimi, arazi kiralama ve yatırımın ilk yıllarındaki yükümlülükleri hafifletme, yenilenebilir enerji kaynaklarından üretilen elektriğe sabit fiyatla alım garantisi uygulama gibi teşvik senaryoları, yenilenebilir enerjisi sektöründe önemli yatırımların gerçekleşmesini sağlamıştır.

Özellikle geçtiğimiz yıllarda rüzgar enerjisi sektöründe önemli gelişmeler yaşanmış, birçok ülkede rüzgar enerjisi santralleri kurulmuştur. Büyük ve küçük ölçekli rüzgar türbinleriyle uzaktaki yerleşim yerlerine, konutlara ve şebekeye elektrik sağlayan, temiz ve yenilenebilir enerji kaynağı olan rüzgar enerjisi, dünyanın en hızlı büyüyen enerji kaynağı durumuna gelmiştir (Saidur ve diğ., 2010).

Rüzgar enerjisi sektöründe gerçekleşen bu önemli yatırımlar, tamamen yatırımcının özkaynağıyla karşılanmayıp, yatırım yapılması planlanan projenin, kredi kuruluşu tarafından değerlendirilmesi ve akabinde uzun vadeli proje finansmanı yoluyla hayata geçirilmiştir.

Bu tezin uygulama kısmında, özkaynak kullanım oranının değişmesine bağlı olarak net bugünkü değer, iç karlılık oranı, karlılık endeksi, geri ödeme süresi gibi yatırım kararı değerlendirme ölçütlerinin değişimleri değerlendirilmiştir.

Proje gerçekleştirme amacıyla kullanılan kredinin geri ödeme şekli, dört farklı senaryo altında değerlendirilmiş ve mevcut model için en iyi iç karlılık oranı ve net şimdiki değeri veren ödeme yöntemi belirlenmiştir.

Bunun yanında, santralin enerji üretimiyle doğrudan ilgili olan kapasite faktöründeki değişimin, projenin gelirini ne şekilde etkilediği ve ayrıca yukarıda bahsi geçen yatırım kararı değerlendirme ölçütleri üzerindeki etkisi incelenmiştir.

1.1 Tezin Amacı

Rüzgar enerjisi sektörüne ilişkin gerçekleştirilen çalışmalar incelendiğinde, yenilenebilir enerji sektörünün bu ayağının, neden bu kadar kabul gördüğü ve hızla büyüdüğü, dünya üzerinde kara ve deniz üstünde gerçekleştirilen rüzgar enerjisi projelerinin nasıl finanse edildiği ve yatırımcının projelerin finansmanında ne ölçüde özkaynak kullandığına ilişkin detaylı bir çalışma bulunmamaktadır.

Proje finansmanı sürecinde kullanılan kredi ve özkaynak oranlarının, yatırım değerlendirme kriterlerinden iç karlılık oranına, net bugünkü değere, karlılık endeksine etkilerinin incelendiği çalışmalarda, devlet teşviklerinin, santral kapasite faktörünün, lisans ve arazi bedeli giderlerinin yatırım değerlendirme kriterleri üzerine etkilerinin yüzeysel anlatıldığı ya da varsayımlarla değerlendirildiği görülmektedir.

Ülkemizde yenilenebilir enerji alanında, özellikle de rüzgar enerjisi sektöründe uygulanan devlet teşviklerinin yeterliliğinin ve nasıl geliştirilmesi gerektiğinin incelendiği çalışmalar bulunmaktadır. Ancak, yatırımcının bu teşviklerden faydalananarak, değişik oranlarda özsermaye ve kredi kullanarak proje gerçekleştirdiği durumda, projenin karlılığının nasıl etkileneceğine ilişkin çalışmalar bulunmamaktadır.

Bu çalışmanın amacı, ülkemizde uygulanan rüzgar enerji sektörüne ilişkin devlet teşviklerini dikkate alarak, rüzgar santrali kurulması ve işletilmesine yönelik güncel maliyetleri kullanıp, bir rüzgar enerjisi projesinde yatırımcının kullanmayı planladığı zkaynak miktarını değiştirerek, bu değişimin yatırım değerlendirme ölçütlerinden iç karlılık oranına, net bugünkü değere, karlılık endeksine, geri ödeme süresine etkisini incelemektir. Değişik zkaynak ve kredi kullanımı senaryoları vasıtasıyla, yatırım değerlendirme kriterleriyle en karlı sonucu veren zkaynak kullanım oranı dağılımının bulunması hedeflenmiştir. Proje gelirini etkileyen önemli etkenlerden olan kapasite faktörünün, belirlenen en düşük ve en yüksek değerleri kullanılarak, projenin iyi ve kötü senaryolardaki karlılık oranlarını görmek amaçlanmıştır. Bunun yanında, proje gerçekleştirme amacıyla kullanılan kredinin geri ödeme şekli dört farklı senaryo altında değerlendirilmiş ve mevcut model için en iyi i karlılık oranı ve net bugünkü değeri veren ödeme şekli belirlenmiştir.

1.2 Literatür Taraması

1930'lu yıllarda Amerika'daki petrol işletmelerinde günümüzdekine benzer tekniklerle uygulanmaya başlayan proje finansmanı, 1970'lere gelindiğinde enerji ve petrol sektörünün hızla geliştiği Avrupa'da daha yaygın hale gelmiştir. Aynı dönemde, Amerika'da enerji üretim kanunlarının kabul edilmesiyle de kullanım alanı genişlemiş ve yenilenebilir enerji yatırımlarında da uygulama alanı bulmuştur.

Bu dönem sonrasında proje finansmanı, yenilenebilir enerji sektöründe birçok projenin hayata geçirilmesini sağlamış, proje finansmanı, finansman modellerindeki zkaynak ve kredi kullanım oranlarının dağılımı, yenilenebilir enerjisi sektörünü canlı tutacak finansman modelleri ve enerji politikaları konuları birçok akademik çalışmada incelenmiştir.

1997 yılında yayınladığı makalesinde Wiser, geleneksel nakit akışı tekniklerini kullanarak, farklı mülkiyet ve finans yapılarının, yenilenebilir enerji sektörü üzerindeki, özellikle de rüzgar enerjisi projelerinin maliyeti üzerine etkilerini incelemiştir.

Rüzgar enerjisi maliyetinin yüksek oranda finansal değişkenlere bağlı olduğunu belirttiği bu çalışmasında Wiser, mülkiyet ve finans yapılarındaki basit

değişikliklerin, seviyelendirilmiş rüzgar enerjisi maliyetlerini yüzde kırka kadar varan oranlarda değiştirebileceğini belirtmiştir.

Wiser, örnek proje uygulamasında farklı özkaynak kullanımı ve borçlanma yapıları arasındaki finansman ve maliyet farklılıklarını incelemiş ve kredi kullanımının, özkaynak kullanımından daha az maliyetli olduğunu ortaya koymuştur. Ayrıca projenin tamamıyla kredi kullanılarak gerçekleştirildiğinde daha ekonomik sonuçlar doğuracağını belirtmiştir. Özellikle son yıllarda büyük elektrik kuruluşlarının, yenilenebilir enerji projeleri geliştiren firmalardan, enerji satın alma anlaşmaları yoluyla enerji tedarik etmek yerine, kendi mülkiyetlerinde proje geliştirme ve bu alanlara yatırım yapma eğiliminde olduklarını belirtmiştir. Bunun sebebi olarak, ilgili kuruluşların kendi geliştirdikleri projelerde, birim enerji maliyetlerinin daha düşük olduğunu ifade etmiştir.

Ryan H. Wiser ve Steven J. Pickle (1998) yenilenebilir enerji santrallerinin proje finansmanı ve süreci, özkaynak yapısı, özkaynak getiri oranı, borç faiz oranı gibi finansal değişkenlerin, birim enerji maliyetine etkilerini inceledikleri makalelerinde, enerji politikası üreticilerine; finansmanın politika geliştirirken dikkat alınması gereken önemli bir kriter olduğu vurgusunu yapmışlardır. Yenilenebilir enerji proje finansmanlarında uzun vadeli olan ve belirsizlikleri ortadan kaldıran politikaların eksikliğinin, finansman maliyetlerini arttıracak ve politikaların etkinliğini azaltacağını belirtmişlerdir.

Proje finansmanının uygulanmasına ilişkin çalışmasında Başar (2000), su temini projesinde proje finansmanı ve yap-işlet-devret modelini incelemiştir. Proje finansmanının son yıllarda daha çok tercih edilmesinin sebebi olarak, alt yapı çalışmalarına harcanan tutarların, ülkelerin dış borçlarını arttırması ve bütçe açığı sorununu ortaya çıkarmasını göstermiştir. Bu sorunların ortadan kalkması için, özel sektörünün yatırımlara dahil edilmesi, bunda proje finansmanı ile sağlanabileceği vurgusunu yapmıştır.

Bolinger ve Wiser (2005) çiftçilerin sahipliğinde gerçekleştirilen rüzgar enerjisi projelerinde uygun iş modellerinin karşılaştırmalı analizini gerçekleştirdikleri makalelerinde, belirlemiş oldukları dört iş yapısı; çok ortaklı sahiplik, Minnesota Modeli (bir çiftçi ya da arazi sahibinin kendi arazisinde şebeke ölçeğinde rüzgar enerjisi projesi gerçekleştirmesi modeli), Wisconsin yapısı (birden fazla çiftçi ya da

arazi sahibinin biraraya gelerek rüzgar projesine borç sağladığı yapı) ve tesis içi modeli (üretilen elektriği satmak yerine, çiftlik içerisinde kullanma modeli) için finansal analiz yapmış ve bir çiftçi sahipliğinde gerçekleştirilen 1.5 MW'lık proje için en uygun yapının çok ortaklı şirket yapısı olduğu sonucuna varmışlardır.

Yapmış oldukları finansal analizde, kurmuş oldukları dört farklı iş modeline, on yıllık enerji kredisi, on yıllık çiftçi kredisi, şirket ve çiftçi özkaynak kullanımı değerlerini kullanarak kıyaslama yapmışlar ve bu şekilde şirket ve yerel iş modeli için iç karlılık oranlarını hesaplamışlardır. Yüksek iç karlılık oranı değerini veren çok ortaklı iş modelinin kullanılması gerektiğini tavsiye etmişlerdir.

Yıldırım (2006) bir hidroelektrik santrali uygulamasında proje finansmanını değerlendirdiği çalışmada, proje finansmanını genel hatlarıyla incelemiş, inşa edilmemiş HES'lerin proje finansmanı yoluyla hayata geçirilebileceğini dile getirmiştir. Bunun yanında, yerli ve yenilenebilir enerji kaynaklarımızdan faydalanmıyor oluşumuzun, ülkemize yıllık toplam 5,1 milyar US\$ kayba sebep olduğunu belirtmiştir.

Ertürk 2012 yılında yayınladığı makalede, statik ve belirsizlik analizi üzerine bir model oluşturmuş, bu analizleri beş farklı rüzgar sınıfına uygulamış ve her bir rüzgar sınıfı için nakit akışlarını hesaplamıştır. Elde ettiği nakit akışlarından net bugünkü değer hesabını gerçekleştiren Ertürk, 7.5 m/s ve üzerindeki rüzgar sınıflarından pozitif net bugünkü değer hesap etmiş ve rüzgar hızı arttıkça, net bugünkü değerinde arttığını ortaya koymuştur.

Bunun yanında, rüzgar hızının 7.5 m/s ve üzeri olduğu projelerin yatırıma elverişli olduğunu ve mevcut tarife garantisinin rüzgar enerjisinin kurulu gücünü arttırabileceğini belirtmiştir.

Bu çalışmada incelenen konulardan bir diğeri de, ülkelerin uygulamakta oldukları ya da uygulamayı planladıkları enerji politikalarıdır.

Enerji politikalarına ilişkin bir diğer makale, Tükenmez ve Demireli tarafından 2011 yılında yayınlanmış ve yenilenebilir enerji politikaları ile rüzgar enerjisi sektöründen bahsettikleri makalelerinde, Türkiye'nin enerji politikasının hukuki boyutlarını değerlendirmiş ve ülkemizin 2023 yılı yenilenebilir enerji hedeflerini gerçekleştirebilmesi için, teşvik politikalarının kararlı bir şekilde uygulanması gerektiğini ifade etmişlerdir.

Sirin ve Ege (2012) makalelerinde başarılı bir enerji politikasının ne şekilde üretilbileceğini değerlendirmişler, bunun yanında Türkiye'nin yenilenebilir enerji politikasındaki eksikliklere vurgu yapmışlardır. Yenilenebilir enerjiye ilişkin olarak özellikle politik istekliliğin şart olduğu belirtilmiş, yerel halkın rüzgar enerjisi santrallerine göstermiş olduğu tepkinin birçok projeyi yavaşlattığına dikkat çekilmiştir.

Kılavuz (2013) ülkemizdeki yenilenebilir enerji kanunlarını, yasal mevzuatları incelediği çalışmasında, bir rüzgar enerjisi yatırımını; riskli ve risksiz farklı faiz oranlarının kullanılması ile yenilenebilir enerji teşviklerinden faydalanıp faydalanılmaması durumlarında, tüm nakit akışlarının, projenin net bugünkü değeri üzerine etkilerini değerlendirmiştir.

Bu çalışma sonucunda, geleneksel yöntemlerle hayata geçirilecek olan projenin net bugünkü değeri negatif sonuçlar ile yatırımcıyı yatırım kararından vazgeçirmeye yönlendirirken, teşviklerden yararlanıldığı taktirde nakit akışlarının pozitif değerlere ulaştığı ve projenin gerçekleştirilebilir olduğu ortaya konmuştur.

Tez çalışmasında finans modeli oluşturma sürecinde, güncel proje maliyetlerini elde etmek amacıyla, dünya genelinde yayınlanmış olan, rüzgar türbinlerinin ve rüzgar enerjisinden enerji üretiminin maliyetlerine ilişkin birçok çalışma incelenmiştir. Bu çalışmalardan bir tanesi de Bolinger ve Wiser'in 2012 yılında yayınladıkları makaleleridir. Bolinger ve Wiser rüzgar türbinlerinin maliyetlerinin son on yıldaki değişimini incelemiş ve bu maliyetlerde son yıllarda görülen düşüşe vurgu yapmışlardır.

Bunun yanında, son yıllarda türbin kanat uzunlukları ve kule yüksekliklerinde görülen artışın ve türbin teknolojisinde görülen gelişmelerin kapasite faktörünün artmasını sağladığını ortaya koymuşlardır. Kapasite faktörü artış gösterirken, seviyelendirilmiş enerji üretim maliyetinin de son yıllarda giderek düştüğünü vurgulamışlardır. Bu bilgi ise, bu tez çalışmasının amaçlarından olan ve kapasite faktörünün yatırım değerlendirme kriterlerine etkisinin incelendiği bölümde elde edilen sonuçların doğruluğunun değerlendirilmesinde kullanılmıştır.

2. DÜNYADA VE TÜRKİYE’DE RÜZGAR ENERJİSİ SEKTÖRÜNÜN GÖRÜNÜMÜ

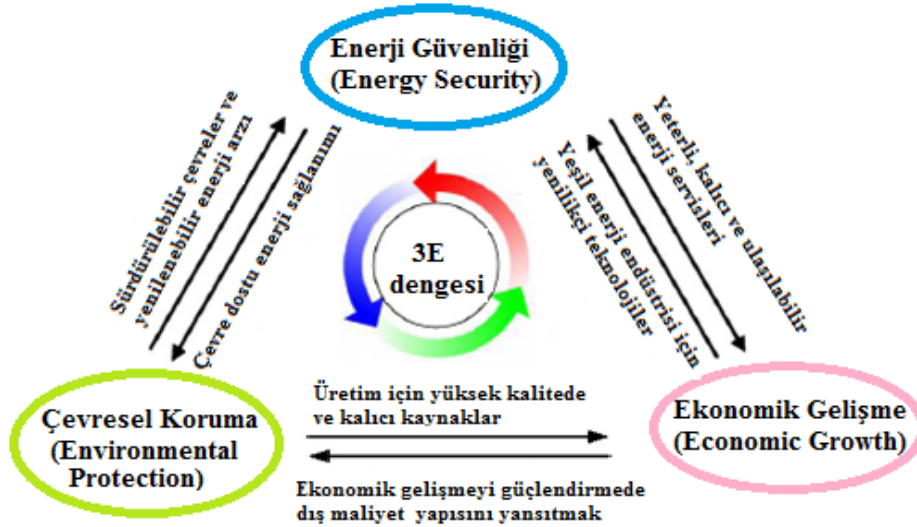
Ülkelerin kalkınma seviyelerini belirleyen en önemli faktörlerden biri olan enerjiye olan ihtiyaç, özellikle dünya genelinde gerçekleşen hızlı nüfus artışı ve küreselleşmeye bağlı olarak artan ticaret olanaklarından dolayı her geçen gün artmaktadır. Bugün yedi milyar civarında olan dünya nüfusunun, özellikle Afrika ve Hindistan nüfusundaki artıştan dolayı 2040 yılında dokuz milyar seviyesine çıkması beklenmektedir. Bu ise dünya nüfusunun 2010–2040 yılları arasındaki otuz yıllık süreçte yüzde yirmi beş oranında artması demektir. Toplam hane halkı sayısında yüzde elli oranında artış beklentisi, konut enerji ihtiyacında da artışı beraberinde getirmektedir. Nüfustaki bu artışla birlikte, ekonomik büyümenin gerçekleşmesi dolayısıyla hayat standartlarının yükselmesi, bunun ise daha güvenilir elektrik tedarikine ve sosyal gelişime fırsat yaratacağı beklenmektedir. Ekonomik büyüme ve yükselen hayat standardı daha fazla enerji ihtiyacı doğuracaktır (EXXONMOBİL, 2013).

Teknolojinin gelişmesine paralel olarak ortaya çıkan çağdaş gereksinimlerin artışı ve iki milyar daha fazla insan için bu gereksinimin karşılanacak olması, elektrik sarfiyatının gittikçe artacağı anlamına gelmektedir. Enerji talebinin 2040 yılında, 2010 yılına kıyasla gelişmekte olan ülkelerde yüzde altmış beş, dünya genelinde ise yüzde otuz beş oranında artması beklenmektedir (EXXONMOBİL, 2014).

Diğer yandan fosil kaynakların tükenmesine yönelik bilimsel tahminler, bu kaynakların dünya üzerinde oluşturduğu sera etkisiyle, küresel ısınmaya ve akabinde iklimsel değişikliklere sebep olması, fosil yakıt kullanan enerji santrallerinin meydana getirdiği çevresel kirliliğin insana ve doğaya zarar vermesi, çevre bilincinin artması gibi birçok neden, artan dünya enerji gereksiniminin sağlanması noktasında ülkeleri, yeni kaynak arayışına itmekte, gelecek yıllara ilişkin enerji planlamalarını yaparken, fosil kaynaklara dayalı enerji üretimi payının azaltılmasına yönelik önlemler almaya yöneltmektedir.

Enerjiyi güvenilir kaynaklardan en ucuz, kaliteli ve çevreye verilen zararı en aza indirecek şekilde üretebilmek her geçen gün daha çok önem kazanmaktadır. Şekil 2.1’de, Enerji Güvenliği, Ekonomik Gelişme, Çevre Koruması döngüsü şematize edilmiştir. Döngüden görüldüğü üzere, çevre dostu, yenilenebilir enerjiyi baz alan bir çözümle enerji güvenliğini sağlamak ve bunu kalıcı bir çözüm kılarak ekonomik gelişimi sağlamak hedefi enerji güvenliği, çevresel koruma ve ekonomik gelişme kriterlerinin birlikte değerlendirilmesiyle sağlanabilir (Kılavuz, 2013).

Fosil yakıtlara bağımlılığın yakın gelecekte de devam edecek olması, ancak bu yakıtların uzun vadeli bir çözüm oluşturma noktasında soru işaretleri içermesi, nükleer enerjinin çevresel riskler taşıması, bunun yanında devletlerin yenilenebilir enerji alanında teşvikler sağlamaları, alternatif enerji kaynaklarının her geçen gün öneminin ve değerinin artmasını sağlamaktır. Günümüzde yeşil enerji konusu toplumun birçok kesiminde, bilim insanları ve özellikle devlet teşviklerinin etkisiyle yatırımcılar arasında da tartışılmaya devam etmektedir.



Şekil 2.1 : 3E ilişkisi

Tüm bu nedenler ve gelişmeler doğrultusunda yenilenebilir enerji kaynakları, sürdürülebilir, kalıcı ve temiz enerji olması yönüyle önemli fırsatlar sunmaktadır. Birçok ülkede farklı şekilde uygulanan yatırım teşvikleri, büyük bir potansiyele sahip olan yenilenebilir enerji kaynaklarının hızla yaygınlaşmasını sağlamakta dolayısıyla yenilenebilir enerji kaynakları devletlerin enerji planlamalarının önemli bir unsuru haline gelmektedir.

Devletler yenilenebilir enerji yatırımlarını yatırımcıya daha cazip hale getirmek amacıyla, arazi kiralama, ilk yıllardaki yükümlülükleri hafifletme ve üretilen elektriğe alım garantisi vermek gibi teşvik senaryolarıyla yenilenebilir enerji sektörünü ivmelendirmeyi hedeflemektedirler. Özellikle üretilen elektriğe yatırımın ilk yıllarında alım garantisi uygulanması, yatırımcının projeyi işletme sürecinde karşılaşılabileceği olası riskleri ve belirsizlikleri önemli oranda ortadan kaldırmaktadır.

2.1 Yenilenebilir Enerjiye Yönelik Politikalar

Enerji sosyo-ekonomik gelişim ve ekonomik büyümenin önemli bir unsurudur (Dincer, 2011). Nüfus artışının hızla gerçekleştiği günümüz dünyasında, teknolojinin gelişmesine bağlı ortaya çıkan çağdaş gereksinimlerin elektrik tüketimini arttırması sonucu, enerji ihtiyacı her geçen gün artış göstermektedir. Ülkeler artan bu enerji ihtiyacını karşılamak amacıyla, çevreye olan olumsuz etkileri en aza indirebilecek ve artan talebi sürdürülebilir bir şekilde karşılayabilecek enerji kaynaklarına önem vermektedirler. Bu anlamda, enerji kaynaklarını çeşitlendirmeye yönelik enerji politikaları gerçekleştirmekte, bu politikaları uzun ve kısa vadede kalkınma politikalarına eklemektedirler.

Dünya Enerji Forumu tahminlerine göre, fosil tabanlı petrol, kömür ve gaz rezervleri yüzyıldan daha kısa bir süre içerisinde tükenmiş olacaktır (Dincer, 2011). Bu kaynakların rezervlerinin azalmasına ek olarak, çevreye olumsuz etkilerinin de artıyor olması, birçok ülkeyi artan enerji talebini karşılama noktasında, yenilenebilir enerji gibi çevre dostu alternatif arayışlarına yönlendirmektedir. Tam da bu noktada, enerji politikaları, küresel ısınma ve olası enerji krizinin etkilerini en aza indirme sürecinde hayati bir rol oynamaktadır (Saidur ve diğ., 2010).

Enerji politikası, genelde devletlerin enerji endüstrisinin gelişmesi ve istikrarlı bir yapıya sahip olması için, enerji üretimi, dağıtımı ve tüketimi alanlarında stratejiler belirlemesi anlamına gelmektedir. Enerji politikası nitelik olarak, mevzuatlar, uluslararası antlaşmalar, yatırım teşvikleri, ülkenin enerji üretim hedeflerini belirleme, enerji tasarrufu için rehberler oluşturma, enerji sektörünü canlandırma, vergi sistemi ve diğer kamu politikası tekniklerinin yanı sıra, çoğunlukla yenilenebilir enerji kaynaklarına olmak üzere yeni enerji kaynaklarına odaklanma gibi kavramları içermektedir (Saidur ve diğ., 2010).

Devletler enerji politikalarını belirlerken, mevcut enerji kaynaklarının rezerv durumları, çevreye etkileri, enerji talebini karşılama noktasında ne derece sürdürülebilir çözümler oluşturabileceği gibi birçok kriteri göz önüne almaktadırlar.

Gelişmiş ve gelişmekte olan ülkelere bakıldığında, bu ülkelerin gerek enerji üretiminden kaynaklı olarak çevrenin olumsuz etkilenmesini önlemek, gerekse de enerji üretim kaynaklarını çeşitlendirmek adına yenilenebilir enerji kaynaklarına yöneldiklerini ve bu sektörleri geliştirme planlarını, enerji politikalarının öncelikli konusu haline getirdikleri görülmektedir. Örneğin, Danimarka 2020 itibariyle, elektrik tüketiminin yüzde ellisini rüzgar enerjisinden karşılama hedefine ulaşmak amacıyla ciddi yatırımlar yapmaktadır. Hollanda, yenilenebilir enerjiyi destekleme programında, sübvansiyon seviyesini, enerji piyasa fiyatına çekerken, elektrik üretiminin büyük bir kısmını yenilenebilir enerji kaynaklarından gerçekleştiren İspanya, elektrik şebekesini, bu santrallerden kaynaklanan değişken üretim seviyelerini başarıyla yönetebilecek şekilde güçlendirmeyi hedeflemektedir. Norveç ve İsveç, elektrik sertifikası ticaretine daha geniş bir pazar oluşturacak ve yenilenebilir enerji kaynaklarından elektrik üretimini arttıracak ortak bir program yürütmektedirler.

Avusturya, Almanya ve İsviçre yaptıkları ortak açıklamayla, Mayıs 2012 itibariyle pompalanabilir-hidro elektrik santrallerinin arttırılması yönünde işbirliği yapacaklarını açıklamışlardır.

Birleşik Krallık, Elektrik Piyasası Reformu (EMR) ile, düşük karbon salınımını bir yatırım fırsatı haline getirerek ve bölgenin makul fiyatla güvenli bir şekilde enerji tedarikini gerçekleştirerek, elektrik piyasasında önemli derece de radikal bir değişikliğe gitmeyi planlamaktadır. Uzun vadede devletin elektrik piyasasındaki rolünü azaltmaya ilişkin düzenlemeler içeren reform, düşük karbon salınımı sağlayan teknolojilerin adil bir piyasada rekabet etmesini hedeflemektedir. Bu rekabet sayesinde, üretim maliyetlerinin düşürülmesi ve Birleşik Krallık'ın enerji ve iklim hedeflerini en düşük maliyetli şekilde hayata geçirmesi planlanmaktadır (IEA, 2013).

Görüldüğü üzere, devletler enerji politikalarını, enerji kaynaklarının devamlılığının ve çeşitliliğinin planlamasını yapmak, mevcut kaynakların daha etkin ve verimli kullanılmasını sağlamak, düşük karbon salınımı sağlayan teknolojileri teşvik etmek, enerjiyi daha düşük maliyetle üretmek ve artan enerji talebini karşılama noktasında,

sürdürülebilir çözümler üretmek üzerine gerçekleştirilecek düzenlemelere dayandırmaktadırlar. Bunu yaparken ise, yenilenebilir enerji kaynaklarından elektrik üretimini yatırımcıya cazip hale getirmek için, lisanslandırma ve vergi sürecinde indirimler yapmak, üretilen enerjiyi sabit fiyat üzerinden alım garantisi sağlamak, santralin kurulacağı yerle ilgili olarak, arazi kiralarında indirim gitmek gibi birçok teşvik senaryolarını uygulamaktadırlar.

Artan elektrik ihtiyacını, yenilenebilir enerji kaynaklarından karşılayarak, kaynak çeşitliliğini sağlamak sıklıkla takip edilen bir enerji politikasıdır. Bugün Avrupa, Amerika ve dünyanın diğer bölgelerinde büyük ve küçük ölçekli rüzgar türbinleriyle uzaktaki yerleşim yerlerine, konutlara ve şebekeye elektrik sağlayan, temiz ve yenilenebilir enerji kaynağı olan rüzgar enerjisi, dünyanın en hızlı gelişen enerji kaynağı durumundadır (Saidur ve diğ., 2010).

Yenilenebilir enerji kaynakları çatısı altında, rüzgar enerjisiyle birlikte güneş, jeotermal, hidroelektrik ve biyoenerji kaynakları da vardır. Son yıllarda rüzgar enerji sektöründeki kayda değer gelişim, bu sektörün konvansiyonel enerji sistemlerinin bir alternatifi olarak görülmesini sağlamıştır. Yirmi birinci yüzyılın ilk on yılında rüzgar enerjisi, gelecek için en umut verici alternatif enerji kaynağı olmuş ve beklenmeyen bir şekilde dünyanın en hızlı büyüyen alternatif enerji kaynağı olurken, bugün birçok ülkede önemli miktarda enerji üretimi sağlamaya devam etmektedir (Erdogdu, 2008).

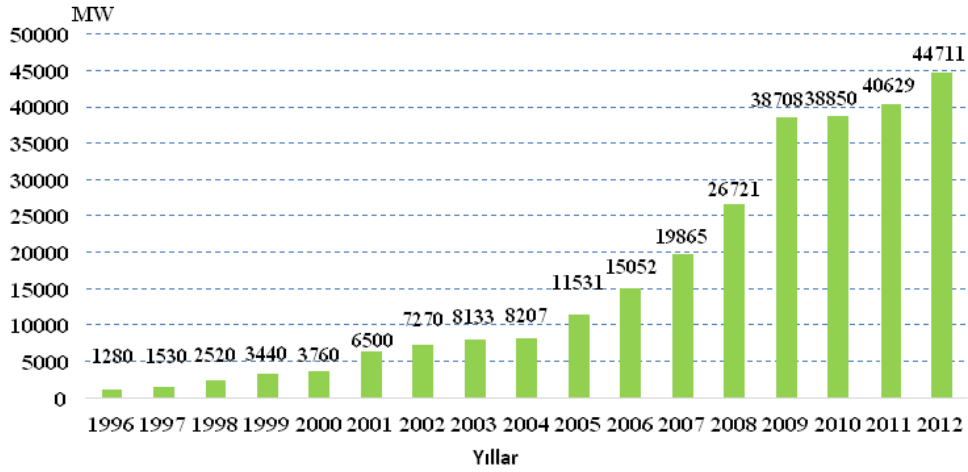
Yenilenebilir enerji kaynaklarından elektrik üretimi her yıl %2.8 oranında artmaktadır. 2010 yılında dünya elektrik üretiminin yüzde yirmi birlik kısmı yenilenebilir enerji kaynaklarından sağlanmıştır. Bu oranın 2040 yılında, yüzde yirmi beşe artması beklenmektedir. Bu artışın yaklaşık yüzde seksenlik kısmı, hidroelektrik ve rüzgar enerjisi sektörlerinden sağlanacaktır (U.S., 2013).

2.2 Dünyada Rüzgar Enerjisi Sektöründeki Gelişmeler

Yenilenebilir, temiz bir enerji kaynağı olması yönüyle fosil yakıtlara bağımlılığı azaltma noktasında alternatif oluşturması, bunun yanında yerli bir kaynak olması nedeniyle de ülkelerin dışa bağımlılığını belli oranda azaltması, rüzgar enerjisinin dünya genelinde hızla yayılmasını sağlamıştır. Dolayısıyla rüzgar kurulu gücü geçtiğimiz yıllarda sürekli artış göstermiş ve rüzgar enerjisinden elektrik üretimi artmıştır. 2000 yılında dünyada rüzgar enerjisinden net elektrik üretimi 31.4 milyar

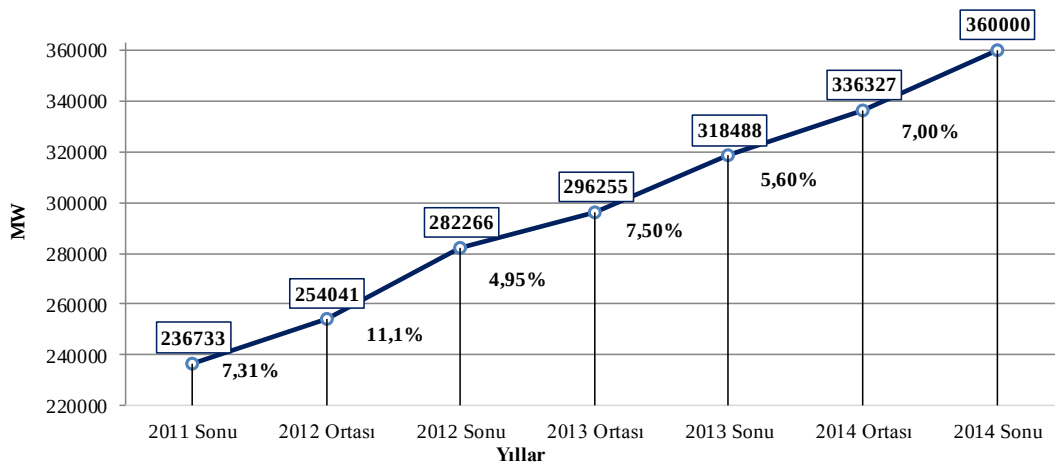
kilovatsaat iken, bu değ r 2010 yılında 341.5 milyar kilovatsaate yükselmiştir (U.S., 2013).

1996 ve 2012 yılları arasındaki dünya rüzgar enerjisi kurulu güç artışıının MW cinsinden yıllık bazda gösterimi Şekil 2.2’de verilmiştir (GWEC, 2012). Özellikle 2009 yılı ve sonrasında yıllık bazda eklenen yeni rüzgar kapasitesinin değeri giderek artmaktadır.



Şekil 2.2 : Dünya rüzgar enerjisi kurulu gücünün yıllara göre değişimi.

2011 sonunda dünya genelinde rüzgar enerjisi kurulu gücü 236,733 MW iken, bu rakam 2014 yılı Haziran ayı sonu itibariyle şekil 2.3’de görüldüğü üzere, 336,327 MW seviyesine yükselmiştir.



Şekil 2.3 : Dünya rüzgar enerjisi kurulu gücünün 2011-2014 yılları arasındaki değişimi.

2014 yılı sonu itibariyle, dünya genelinde toplam rüzgar enerjisi kurulu gücünün 360GW seviyesine yükselmesi beklenmektedir. Yukarıdaki şekillerde de görüldüğü üzere, rüzgar enerjisi sektörü tüm dünya genelinde gelişmekte, santral kurulumları her geçen yıl artmakta ve rüzgar enerjisinden elektrik talebini karşılama yaygın hale gelmektedir.

Dünya genelinde rüzgar enerjisinin kurulu güç bakımından en fazla olduğu olduğu ülkeler Çizelge 2.1’den görüldüğü üzere Çin ve Amerika Birleşik Devletleri olup, bu ikiliyi Almanya, İspanya ve Hindistan izlemektedir.

Çizelge 2.1 : Ülkelere göre toplam kurulu rüzgar gücü sıralaması.

Sıralama	Ülkeler	Haziran 2014 itibariyle toplam kapasite [MW]	2014 ilk yarısında eklenen kapasite [MW]	2013 sonu itibariyle toplam kapasite [MW]	2013 ilk yarısında eklenen kapasite [MW]	2012 sonu itibariyle toplam kapasite [MW]
1	Çin	98.588	7.175	91.413	5.503	75.324
2	ABD	61.946	835	61.108	1.6	59.882
3	Almanya	36.488	1830	34.658	1.143	31.315
4	İspanya	22.970	0.1	22.959	122	22.796
5	Hindistan	21.262	1.112	20.150	1.243	18.321
6	Birleşik Krallık	11.180	649	10.531	1.331	8.445
7	Fransa	8.592	338	8.254	198	7.499
8	İtalya	8.586	30	8.551	273	8.144
9	Kanada	8.526	723	7.697	377	6.201
10	Danimarka	4.855	83	4.772	416	4.162
11	Portekiz	4.829	105	4.724	22	4.525
12	İsveç	4.824	354	4.470	526	3.745
13	Brezilya	4.700	1301	3.399	281	2.507
14	Avustralya	3.748	699	3.049	475	2.584
15	Polonya	3.727	337	3.390	310	2.497
	Diğer Ülkeler	31.506	2.042	29.451	1.761	24.660
	Toplam	336.327	17.613	318.488	13.978	282.607

Polonya, Japonya’yı geçerek kurulu rüzgar gücü dünya sıralamasında ilk 15’e girmiştir.

Bu ülkelerin dışında, Güney Afrika ve diğer Afrika ülkelerinde de rüzgar türbinleri kurulmaya başlanmıştır. Dünya Rüzgar Enerjisi Birliği’ne göre (WWEA, 2014), Afrika kıtası da dünyanın diğer bölgelerini yakalamak için rüzgar sektöründeki bu yarışa dahil olmuştur.

Asya kıtası, dünya toplam kurulu rüzgar gücünün %36.9'una sahip olarak, toplam kurulu gücün %36.7'ni elinde bulunduran Avrupa'nın önünde yer alarak, dünyanın en fazla kurulu rüzgar gücüne sahip kıtası durumundadır.

Çin en büyük rüzgar piyasası olma ünvanını taşımaya açık ara sürdürmektedir. Ülke kurulu rüzgar gücü bakımından 100 GW seviyesine çok yaklaşmıştır.

Asya kıtasındaki bir diğer önemli rüzgar pazarı olan Hindistan, kurulu gücünü 2014 yılının ilk yarısında 1.1 GW arttırarak, kıta sıralamasındaki ikincilik, Dünya sıralamasındaki beşincilikteki yerini korumaktadır.

Hindistan hükümetinin rüzgar sektörüne sıcak bakıyor oluşu ve sektörü geliştiremeye yönelik politikalar planlaması, Hindistan pazarının geleceğe ilişkin olarak, olumlu beklentiye sahip olmasını sağlamaktadır.

Asya kıtasının diğer iki önemli rüzgar piyasaları ise, makul seviyede büyümeye devam eden Japonya ve Kore piyasalarıdır. Ancak her iki ülkedeki nükleer enerji lobisi, net ekonomik ve endüstriyel avantajlarına rağmen rüzgar sektörünün gelişmesini engel teşkil etmektedir (WWEA, 2014).

Amerika Birleşik Devletleri 2013 yılının ilk yarısında yaşanan ciddi düşüşün ardından, 2014 yılının ilk yarısında 835 MW yeni rüzgar enerjisi kurulumu yaparak bir nebze olsun düzelme gerçekleştirmiştir.

Dünya Rüzgar Enerjisi Birliği'ne göre bu düzelme, 2014 yılının ikinci yarısı ve 2015 yılında da devam edecektir. 2013 yılının ilk yarısına göre yüzde doksan ikilik bir artışla, 2014 yılının aynı döneminde 723 MW rüzgar enerjisi kurulumu yapan Kanada, dünya sıralamasında dokuzuncu sırada yer almaktadır (WWEA, 2014).

Avustralya ise, 2013 yıl sonuna oranla, 2014 yılının ilk yarısında yüzde yirmi üçlük bir artışla, 699 MW rüzgar türbini kurulumu gerçekleştirmiştir. Ancak Avustralya'daki bazı politik gelişmelerden dolayı bu artışın aynı şekilde devam etmeyeceği beklenmektedir.

Kıtanın bir diğer ülkesi Yeni Zelanda'da ise, 2014 yılının ilk yarısında herhangi bir rüzgar türbini kurulumu gerçekleşmemiştir (WWEA, 2014).

Latin Amerika kıtasının en büyük rüzgar enerjisi piyasasına sahip ülkesi Brezilya'da, 2014 yılının ilk yarısında 1.3 GW'lık rüzgar türbini kurulumu yapılarak, toplam

rüzgar enerjisi kurulu gücü 4.7 GW'a çıkarılmıştır. Bu ülkeyi, Şili ve Arjantin ülkeleri takip etmektedir.

Avrupa'da rüzgar enerjisi sektörünün lider ülkeleri olan Danimarka, Almanya ve İspanya'nın 2000 yılındaki rüzgar türbini kurulumları, aynı yıl içerisinde bütün Avrupa Birliği'nde gerçekleşen toplam rüzgar türbini kurulumunun yüzde seksen beşini oluştururken, bu oran 2012 yılına gelindiğinde ise yüzde yirmi dokuz düşmüştür.

2013 yılında İspanya'da rüzgar enerjisi kurulumlarında ciddi düşüş yaşanmasına rağmen, Almanya'da yüzde otuz altılık bir artış görülmüştür.

Danimarka, Almanya ve İspanya ülkelerinin yıllık toplam rüzgar türbini kurulu gücü, Avrupa Birliği ülkelerinin yıllık toplam türbin kurulu gücünün yüzde otuz altısını oluşturmuştur (EWEA, 2013).

2000 yılında bugün Avrupa Birliği'ni oluşturan 13 yeni üye devlette kurulu rüzgar türbini yoktu.

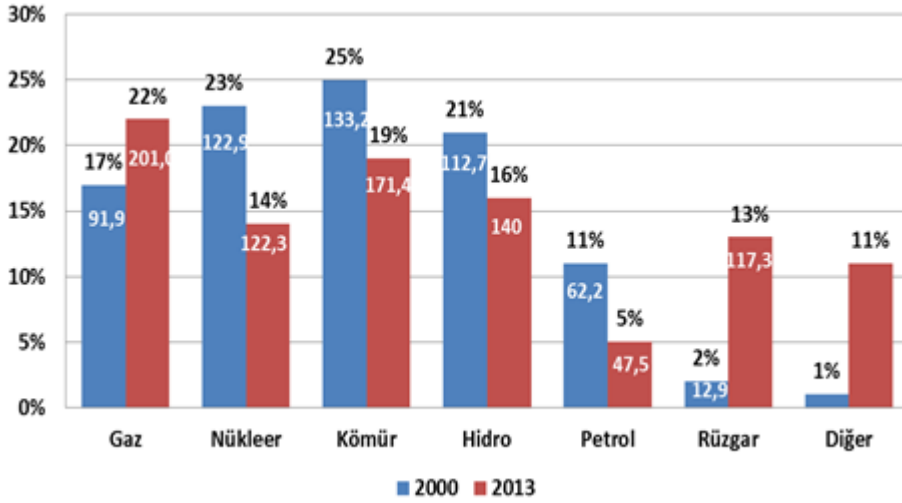
Ancak 2013 yılına gelindiğinde bu ülkeler, Avrupa Birliği toplam rüzgar piyasasının yüzde on altısını oluşturmuştur. Rüzgar yatırımlarının yüzde doksanı Polonya ve Romanya'da gerçekleşmiştir.

Avrupa Rüzgar Enerjisi Birliği'ne göre, yenilenebilir enerji politikalarındaki bu istikrarsızlık, birçok AB ülkesini etkilemiş ve rüzgar enerjisi yatırımlarının bazı üye ülkelere yönelmesine sebep olmuştur.

Avrupa Birliği ülkelerindeki yıllık rüzgar enerji kurulu gücü 2000-2013 yılları arasındaki 13 yıllık dönemde ciddi bir artış göstermiştir.

Daha önce istikrarlı rüzgar piyasaları olarak bilinen İspanya, İtalya ve Fransa'da, 2013 yılında rüzgar enerjisi yeni kapasite kurulumlarında ciddi düşüşler yaşanmıştır.

Şekil 2.4'de Avrupa Birliği'nin 2000 ve 2013 yıllarındaki toplam kurulu gücünün kaynaklara göre dağılımı gösterilmektedir.



Şekil 2.4 : AB 2000-2013 yılları toplam kurulu gücünün kaynaklara göre dağılımı.

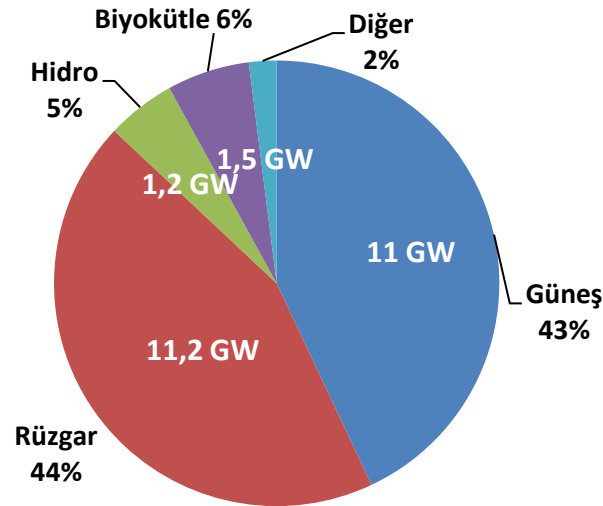
Görüldüğü üzere, 2000 yılında Avrupa’da toplam rüzgar kurulu gücü, AB’nin toplam kurulu gücünün sadece %2.4’ünü oluştururken 2013 yılına geldiğimizde, rüzgar enerjisinin Avrupa Birliği toplam kurulu gücündeki payı yükselmiş ve Avrupa Birliği toplam kurulu gücünün yüzde on üçünü oluşturmuştur. 2013 yılı sonu itibariyle toplam rüzgar enerjisi kurulu kapasitesi, 121,474 MW’a ulaşmıştır.

Fosil kaynaklı yakıtların toplam kurulu güçteki payı ise, 2000 yılına kıyasla düşmüştür. Bu durum, AB ülkelerinin gerçekleştirdiği enerji politikalarında yenilenebilir enerjiye verdikleri önemle doğrudan ilgilidir (EWEA, 2013).

Avrupa Birliği ülkelerinin enerji sektörleri, fuel oil, kömür ve nükleer enerji kaynaklarından enerji üretiminden uzaklaşmakta, bu kaynakların yerine, rüzgar, doğalgaz, güneş ve diğer yenilenebilir enerji kaynaklarına yönelmektedirler (EWEA, 2013).

2013 yılına gelindiğinde Avrupa Birliği ülkelerinde 25.4 GW yenilenebilir enerji kaynaklarına dayanan santral kurulumunun gerçekleştiği görülmektedir.

Şekil 2.5’de, 2013 yılında kurulumu gerçekleşen yenilenebilir enerji kurulu gücünün, kaynaklara göre dağılımı gösterilmektedir (EWEA, 2013).



Şekil 2.5 : AB 2013 yılı toplam yenilenebilir enerji kurulu gücünün kaynaklara göre dağılımı.

Avrupa Birliği ülkelerinde 2013 yılındaki yenilenebilir enerji kurulumları, aynı yıl içerisindeki toplam yeni kurulumların, yüzde yetmiş ikisini oluşturmaktadır. Bu sonuçlar, AB ülkelerinin son dönemde yenilenebilir enerji kaynaklarından enerji üretimine ne denli önem verdiğini, yenilenebilir enerji öncelikli enerji politikalarının nasıl sonuçlar ortaya koyabileceğini gösteren önemli bir göstergedir.

Çizelge 2.2’den görüldüğü üzere, 2013 yılı sonu itibariyle rüzgar enerjisinden elde edilen enerji üretimiyle, Avrupa Birliği ülkelerinin toplam elektrik ihtiyacının %7.8’i karşılanmaktadır (EWEA, 2013).

Çizelge 2.2 : Rüzgar enerjisinin AB elektrik tüketimini karşılamadaki payı.

AB Toplam Elektrik Tüketimi	Kara Üstü Enerji Üretimi	Deniz Üstü Enerji Üretimi	Kara Üstü Santrallerin AB Elektrik Tüketimini Karşılamadaki Payı	Deniz Üstü Santrallerin AB Elektrik Tüketimini Karşılamadaki Payı	Rüzgar Enerjisi’nin AB Elektrik Tüketimini Karşılamadaki Payı
3.280 TWh	233 TWh	24 TWh	%7.1	%0.7	%7.8

AB 2020 yılına gelindiğinde enerji ihtiyacının yüzde yirmisini rüzgar, güneş, hidrolik, gel-git, jeotermal ve biyokütle kaynaklarından sağlamayı hedeflemektedir. Aratan yenilenebilir enerji kaynak kullanımı ile AB, sera gazı emisyonlarını

düşürecek, bunun yanında enerji ithalatında dışa bağımlılığını azaltacaktır (EC, 2014).

Dünya Rüzgar Enerjisi Birliği'ne göre, Avrupa'da rüzgar enerjisinin geleceğini, Avrupa Birliği'nin 2030 yılına ilişkin yenilenebilir enerji hedefleri belirleyecek. Günümüzde Ukrayna'da yaşanan mevcut krizin, Avrupa Birliği ülkelerinin diğer ülkelerden temin ettiği fosil yakıtların miktarının azalmasına ve bu ülkelerin, dışa bağımlılığı azaltma amacıyla yenilenebilir enerji kaynaklarına yönelebileceği öngörülmektedir.

Geçtiğimiz bölümlerde belirtildiği üzere, dünya genelinde yenilenebilir enerji kaynaklarından, özellikle rüzgar enerjisinden enerji üretimi her geçen gün artmaktadır. Dünya Rüzgar Enerjisi Birliği, 2014 yılının ikinci yarısında dünya genelinde 24 GW'lık yeni rüzgar santrali kurulumunun gerçekleştirileceğini ve aynı yılın sonunda dünya rüzgar enerjisi kurulu gücünün, 360 GW'a yükseleceğini öngörmektedir. Bu kurulu rüzgar gücünün de, dünya enerji ihtiyacının yüzde dördünü karşılayacağı tahmin edilmektedir (WWEA, 2014).

2.3 Türkiye'de Rüzgar Enerjisi Sektöründeki Gelişmeler

Teknolojinin sürekli gelişmesi, buna bağlı olarak yaşam standartlarının artması, ve nüfusun yıllar geçtikçe artış göstermesi gibi birçok nedenden dolayı, Türkiye'nin elektrik tüketimi artmıştır.

Önceki bölümde bahsedildiği üzere, nüfusun sürekli artış gösterecek olması yönündeki tahminler göz önüne alındığında, konutlar ve sanayi de ihtiyaç duyulan ve gelecekte de daha fazla ihtiyaç duyulacak enerjinin üretimine ilişkin politikaların geliştirilmesi bir zorunluluk haline gelmiştir.

Enerji üretiminin büyük kısmının petrol, kömür, doğalgaz gibi fosil yakıtlar kullanan santrallerden sağlandığı ülkemizde, fosil kaynakların yakın gelecekte tükenecek olması enerjinin güvenli ve kalıcı tedariği alanında sorunlar yaşanmasına sebep olabilir. Bunun yanında, fosil yakıtların büyük kısmını ithal ediyor olmamız ülkemizin enerji alanında dışa bağımlı olmasına sebep olmaktadır.

Tüm bu etmenler göz önüne alındığında, enerji kaynaklarının sürdürülebilirliğinin ve çeşitliliğinin planlamasını yapmak, mevcut kaynakların daha etkin ve verimli

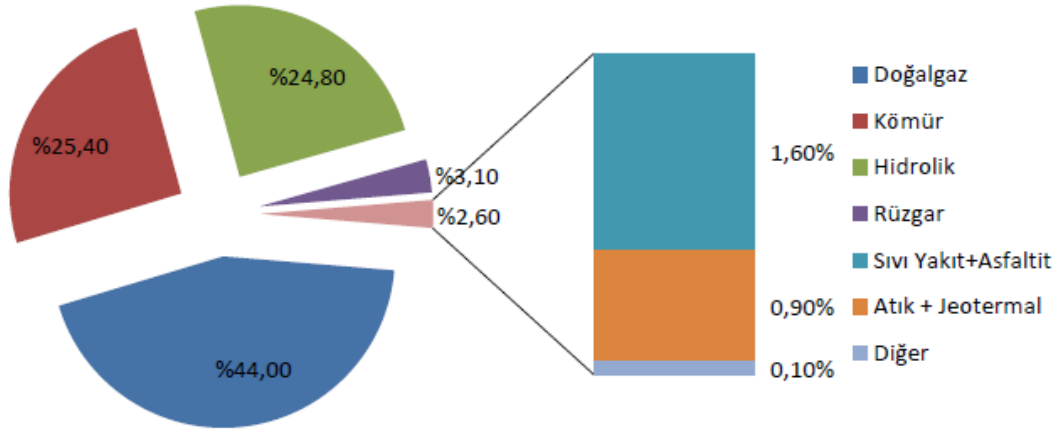
kullanılmasını sağlamak, düşük karbon salınımı sağlayan teknolojileri teşvik etmek, enerjiyi daha düşük maliyetle üretmek ve artan enerji talebini karşılama noktasında, sürdürülebilir çözümler üretmek üzerine gerçekleştirilecek düzenlemelerin hayata geçirilmesi ihtiyacı ortaya çıkmaktadır.

Bu anlamda, Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı 2010-2014 Stratejik Planı'nda enerji arz güvenliğinin sağlanması noktasında Türkiye'nin amaçlarını belirlemiştir. Bu hedeflerden bazıları; yerli kaynaklara öncelik verilmek suretiyle kaynak çeşitlendirmesini sağlamak, yenilenebilir enerji kaynaklarının enerji üretimindeki payını arttırmak, enerji verimliliğini sağlamak, serbest piyasa koşullarına tam işlerlik kazandırmak, yatırım ortamının iyileşmesini sağlamak, petrol ve doğalgaz alanlarında kaynak çeşitliliğini sağlamak ve ithalattan kaynaklanan riskleri azaltacak tedbirleri almak, jeostratejik konumumuzu etkin kullanarak, enerji alanında bölgesel işbirliği süreçleri çerçevesinde ülkemizi enerji koridoru ve terminali haline getirmek, enerji ve tabii kaynaklar alanlarındaki faaliyetlerin, çevreye olumsuz etkilerini en aza indirmek ve tabii kaynaklarımızın ülke ekonomisine katkısını arttırmaktır (ETKB, 2014).

Enerji talebinin karşılanmasına ilişkin uzun vadeli planlara bakıldığında ise, 2023 yılında yerli kaynaklarımızın tamamının, yenilenebilir enerji kaynaklarının ise olabildiğince fazla ölçüde kullanılması, enerji kaynaklarının çeşitliliğinin artırılması ve nükleer enerjinin 2020 yılına kadar olan dönemde elektrik enerjisi üretim kompozisyonuna dahil edilmesi, bu vesileyle, günümüze kadar kömür, doğalgaz ve hidrolik üzerine oturtulmuş olan enerji sektörünün yeniden inşa edilmesi ve böylelikle dışa bağımlılığın ve ithalat faturasının azaltılması hedeflenmektedir (ETKB, 2014).

2012 yılı itibariyle yaklaşık 75.6 milyon nüfusa sahip olan Türkiye'de, kişi başına enerji tüketiminin %2.58 artışla 1588 kep, elektrik tüketiminin ise %3.49 artışla 2577 kW saat olduğu hesaplanmıştır.

2013 yılı sonu itibariyle, Türkiye'nin enerji üretim kaynaklarının dağılımı Şekil 2.6'da gösterilmektedir (EÜAŞ, 2013).



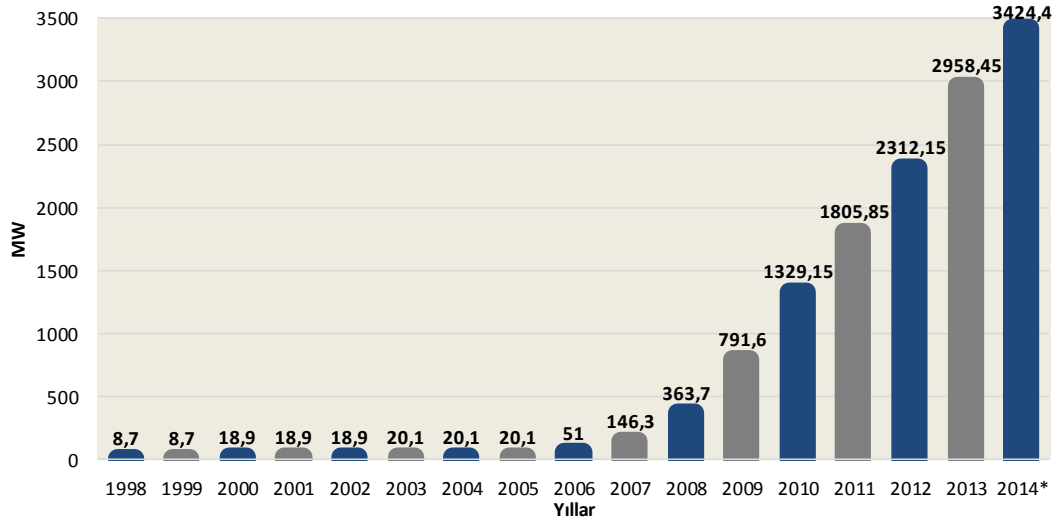
Şekil 2.6 : 2013 Yılı sonu Türkiye elektrik üretiminin kaynaklara göre dağılımı.

Görüldüğü üzere, ülkemizin enerji talebinin büyük kısmı, ithal edilen yakıtlar ile fosil kaynaklardan enerji üretiminden sağlamaktadır.

Kaynak çeşitliliğini sağlamak ve yenilenebilir enerji kaynaklarının enerji azı içindeki payını arttırmak amacıyla, 2005 yılında ‘Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Elektrik Enerjisi Üretim Amaçlı Kullanılmasına İlişkin Kanun’ yürürlüğe girmiş ve özel sektör yoluyla yenilenebilir enerji kaynaklarından enerji üretilmesi hedeflenmiştir.

Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı’nın yenilenebilir enerji kaynaklarına ilişkin öncelikli hedefi, bu kaynakların elektrik enerjisi üretim payının 2023 yılında en az yüzde otuz düzeyinde olmasının sağlanması gelmektedir (ETKB, 2014). 2000’li yılların başında neredeyse yok sayılacak düzeyde olan rüzgar enerjisi kurulu gücü, 2014 Temmuz ayı itibariyle, 3424 MW seviyesine yükselmiştir (TÜREB, 2014). Ülkemizin 2023 yılı için rüzgar enerjisi kurulu gücü hedefi ise 20.000 MW’a ulaşmaktır.

Türkiye rüzgar enerji santrallerinin kurulu güç bakımından yıllara göre kümülatif dağılımı Şekil 2.7’de gösterilmektedir. 1998-2014 yılları arasında rüzgar enerjisi kurulu gücümüz her yıl artmış ve Temmuz 2014 itibariyle 3424 MW’a ulaşmıştır (TÜREB, 2014).



Şekil 2.7 : Türkiye rüzgar enerji santrallerinin kurulu güç bakımından yıllara göre kümülatif dağılımı.

2.4 Yenilenebilir Enerji Projelerinde Proje Finansmanının Önemi

Gelişmekte olan ülkelerde, önemli alt yapı projelerinin finansmanının, öncelikle kamu kaynaklarının kullanılmasıyla sağlandığı görülmektedir. Ekonomik büyümeyi hızlı bir biçimde sağlamayı amaçlayan ülkeler, bu büyük alt yapı projelerinin finansmanında aktif rol oynamış ve bu yatırımları kamu kaynaklarını kullanarak gerçekleştirmişlerdir (Başar, 2000).

Büyük ölçekli yatırımlarda kamu kaynaklarının kullanılması yaklaşımı, bazı faydalar sağlamışsa da, bu yatırımların bütçe kaynaklarıyla gerçekleştiriliyor olması, ülkelerin önemli finansal açıklar vermesine sebep olmuştur. Bununla birlikte, projelerin mevcut kaynaklarla ve sürekli artan finansal açıklara rağmen gerçekleştiriliyor olması, projelerin gerçekleştirildiği ülkelerde kamu finansmanına ağır yükler binmesine sebep olmuştur (Başar, 2000).

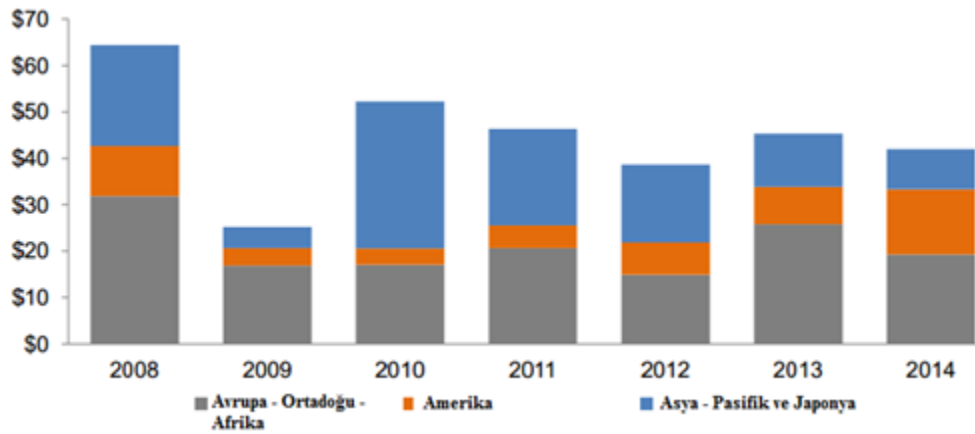
Bu noktada proje finansmanı, büyük projelerin gerçekleştirilmesinde, kamu kaynaklarının kullanılması yerine, özel sektöre ait kaynak kullanımını baz alarak önemli bir alternatif olarak ortaya çıkmıştır. Ayrıca, büyük ölçekli projelerin finansmanının, şirketlerin öz kaynaklarından karşılanmasında yaşanan zorluklar ve yatırımın konusu projelerin fizibilite, karlılık ve projenin olası olumsuz koşullara karşı göstereceği duyarlılık, uzun vadeli finansman yöntemlerinin öne çıkmasına neden olmuştur (Yalçın, 2013).

Proje finansmanı, uzun vadeli alt yapı, endüstriyel veya büyük çaptaki kamu projelerinin yapımı için sağlanan kredi olarak tanımlanmaktadır. Diğer finansman modellerinden farklı olarak, kredi geri ödemesi için ipotek edilen kaynaklar, krediyi kullanan tarafın varlıkları değil, projeden elde edilecek olan nakit akışıdır (Mandı, 2005).

Proje finansmanı, uzun vadeli ve büyük hacimli yatırımların finansman ihtiyacını karşılamak üzerine oluşturulmuş bir finansman yöntemi olup, yeterli sermaye birikimine sahip olmayan, tasarruf açığı bulunan ve gelişmekte olan birçok ülke için, çözüm niteliğinde bir finansman yöntemidir. Bu tarz bir finansman metodu, ülkelerin ekonomik büyümelerine katkıda bulunulması, böylece istihdamın genişletilmesi ve ülke ekonomisine katma değer yaratılması açısından önemlidir (TASAM, 2013).

Dünya genelinde 2014 yılının ilk üç ayında, 41.9 milyar dolar değerinde proje finansmanı gerçekleştirilmiştir. Bu değer, 2013 yılının aynı periyodundaki değer %7.5 altında bulunmaktadır. Enerji projelerinde, 2013 yılına göre %32.4 artış sağlanarak 15.6 milyar dolar değerinde proje finansmanı gerçekleştirilmiştir (Reuters, 2014).

2008–2014 yılları arasında gerçekleşen proje finansmanı toplam değerinin bölgelere göre dağılımı Şekil 2.8’de gösterilmektedir (Reuters, 2014).



Şekil 2.8 : Proje finansmanı bölgesel dağılımı.

2014 yılının ilk çeyreğinde Amerika kıtası, 2013 yılının aynı periyoduna göre %75.2 artış göstererek, bölgeler içerisinde en yüksek büyümeyi gerçekleştirmiştir. 2014 yılının ilk çeyreğinde, bu bölgede gerçekleştirilen 14.1 milyar dolar değerindeki

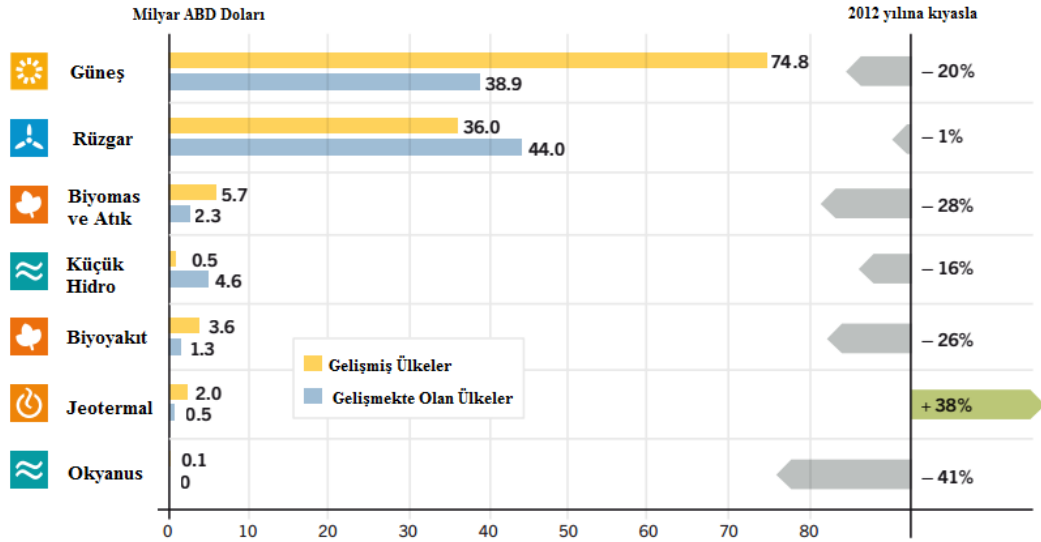
işlem, Amerika bölgesinde en çok faaliyetin gerçekleştiği çeyrek olarak kayıtlara geçmiştir.

Avrupa – Ortadoğu – Afrika bölgesi yapılan ve toplam değeri 19.3 milyar dolar olan kırk iki anlaşmayla, proje finansmanı alanında 2014 yılının en aktif bölgesi olmuştur (Reuters, 2014).

2013 yılında yenilenebilir enerji alanında gelişmiş ve gelişmekte olan ülkelerde gerçekleşen yatırımların kaynaklara göre dağılımı Şekil 2.9’da gösterilmektedir (REN21, 2014).

Güneş enerjisi sektörüne, 2013 yılında 113.7 milyar dolarlık yatırım yapılmıştır. Bu miktar 2013 yılında yenilenebilir enerji kaynaklarına yapılan toplam yatırımın yüzde elli üçünü oluştururken, güneş enerjisi sektörü en fazla yatırım yapılan sektör olarak öne çıkmıştır.

Güneş yatırımlarını, 80.1 milyar dolarlık yatırımla rüzgar enerjisi sektörü takip etmiş, rüzgar enerjisine yapılan yatırım, aynı yıl içerisinde yenilenebilir enerji sektörüne yapılan toplam yatırımların yüzde otuz yedisini oluşturmuştur (REN21, 2014).



Şekil 2.9 : 2013 yılında yenilenebilir enerji alanında gelişmiş ve gelişmekte olan ülkelerde gerçekleşen yatırımların kaynaklara göre dağılımı.

Jeotermal kaynaklara yapılan yatırımlarda görülen yüzde otuz sekizlik artış dışında, 2013 yılında, 2012 yılına kıyasla, bütün yenilenebilir enerji teknolojilerine yapılan yatırımların miktarı azalmıştır.

Gelişmekte olan ülkelerde yatırımların büyük kısmı rüzgar ve küçük hidroelektrik santrallere yapılırken, gelişmiş ülkelerde yatırımların büyük çoğunluğu diğer yenilenebilir enerji kaynaklarına yapılmıştır.

2013 ve 2014 yıllarının ilk çeyreklerinde gerçekleştirilen, proje finansmanlarının sektör bazındaki miktarları Çizelge 2.3’de gösterilmektedir (Reuters, 2014).

Çizelge 2.3 : Proje finansmanının kullanıldığı sektörler.

Sektör	2014 / İlk Çeyrek	2013 / İlk Çeyrek
	Miktar (\$m)	Miktar (\$m)
Enerji	15,644.9	11,820.7
Ulaşım	11,059.8	10,956.8
Petrol – Gaz	8,073.9	11,080.2
Maden	5,102.4	447.0
Otel ve Konut	876.2	3,107.9
Petrokimya	502.5	4,350.2
Su ve Kanalizasyon	413.9	57.1
Endüstri	192.8	1,736.0
Telekomünikasyon	70.0	1,294.1

Görüldüğü üzere, 2014 yılının ilk çeyreğinde, proje finansmanlarının büyük çoğunluğu petrol ve gaz sektöründe gerçekleşmiştir.

Petrol ve gaz sektöründe gerçekleştirilen proje finansmanı, bu çeyrekteki toplam proje finansmanı miktarının %37.3’ünü oluşturmaktadır.

Enerji sektöründe gerçekleştirilen proje finansmanlarının miktarı, ulaşım, petrol ve gaz sektörlerinin ardından üçüncü sırayı almış, 2014 yılının ilk çeyreğindeki toplam proje finansmanının %22.4’ünü oluşturmuştur (Reuters, 2014).

2013 yılının ilk çeyreğine kıyasla, 2014 yılında enerji sektöründe gerçekleştirilen proje finansmanının miktarı ciddi oranda artmıştır.

2014 yılının ilk çeyreğinde sağlanan en büyük proje finansmanı anlaşmalarının gerçekleştirildiği sektörler, finansman miktarı, krediyi alan firmalar, finanse edilen projenin gerçekleştiği ülke bilgileri ve kapanış tarihine ilişkin bilgiler Çizelge 2.4’de paylaşılmaktadır.

Çizelge 2.4 : 2014 yılı ilk çeyreğinde gerçekleştirilen en büyük proje finansmanı anlaşmaları.

Kapanış Tarihi	Krediyi Alan	Miktar (\$m)	Ülke	Sektör
6/2/2014	Lundin P.R.	4,000.0	Norveç	Petrol ve Gaz
19/2/2014	Fortum S.	2,540.9	İsveç	Enerji
26/3/2014	Elga Coal	2,503.7	Rusya	Maden
12/3/2014	Porterbrook Acquisition	2,077.5	Birleşik Krallık	Ulaşım
10/3/2014	Sociedad M.C.V.SA	1,800.0	Peru	Maden
8/1/2014	Carrix Inc	1,545.0	ABD	Ulaşım
11/3/2014	Sudeste Port	1,506.1	Brezilya	Ulaşım
14/3/2014	Jubilee Oil Field O.	1,500.0	Gana	Petrol ve Gaz
21/3/2014	Covanta E. Waste to Energy	1,295.0	ABD	Enerji
28/3/2014	Sarulla G.	1,170.0	Endonezya	Enerji

Yukarıda sıralanan bu on büyük anlaşmanın üç tanesi, enerji sektöründe gerçekleşmiştir (Reuters, 2014). Görüldüğü üzere, dünyada daha çok petrol, doğalgaz, ulaşım, enerji, madencilik, telekomünikasyon ve altyapı sektörlerinde uygulanan proje finansmanı, yatırım ihtiyacının artması, özelleştirmeler ve ekonomik serbestleşmenin gelişmesi, özel sektörünün daha fazla yatırım yapmasını sağlama, yabancı sermayenin Türkiye'ye ve şirketlerine ilgisinin artmasını sağlama, bankacılık anlayışının değişmesi gibi etkenlerle ülkemizde özellikle son yıllarda hızlı bir gelişme göstermiştir (Yalçın, 2013).

Ülkemizde özellikle alt yapı yatırımları, rüzgar ve güneş enerji santralleri, sondaj çalışmaları, savunma sanayileri makinaları, demiryolları, havalimanları, baraj ve uçak sanayi gibi özel projelerin yüksek finansman ihtiyacını karşılayacak yapının henüz yeterince gelişmediği bilinmektedir.

Jeopolitik ve stratejik konumu, farklı iklim yapısı, uluslararası deniz ve pazarlara açılma imkanı, tarımsal ürünlerin çeşitliliği, verimli topraklara sahip olma gibi avantajların varlığının yanı sıra son yıllarda özelleştirmede görülen artış, özel sektörün daha fazla sanayi yatırımına dahil olması ve bankacılık anlayışındaki gelişmeler nedeniyle ülkemiz, yabancı sermayenin ilgi odağı haline gelmiştir (TASAM, 2013).

Yatırımlarda özel sektörün daha etkin olması, sermaye birikimi sınırlı olan özel sektörün, finansman sorununu gündeme getirmektedir. Bu noktada proje finansmanı, yatırımcıların kendi borçlanma kapasitelerinin üzerinde, projenin kendisi dışında ilave teminata ihtiyaç duymadan, uzun vadeli (8-12 yıl) ve proje dönemi boyunca (1-3 yıl) geri ödemesiz, birçok kredi kuruluşunun bir sendikasyon halinde katılımıyla yüksek tutarlarda kredi kullanabilme olanağı sağlamaktadır. Krediyi sağlayan kuruluşlar için ana teminat, proje firmasının sahip olduğu imtiyaz sözleşmeleri, lisanslar, doğal kaynaklar üzerindeki haklar gibi değerler ve bunlarla üretilecek nakit akışıdır (Yalçın, 2013).

3. YATIRIM PROJELERİNİN FİNANSMANI

Proje finansmanı, çoğunlukla gelişim sürecindeki yatırım projelerinin; yatırım, işletim ve diğer maliyetlerini, projenin nakit akışına dayalı olarak ödemesi esasına dayalı olan ve projenin olası tüm risklerini detaylı bir şekilde değerlendirip, katılımcı taraflar arasında belirli anlaşma ve düzenlemelerle dağıtan, uzun vadeli bir yatırım finansman tekniğidir (Yescombe, 2013).

Diğer bir ifadeyle; proje finansmanı, projeye kaynak sağlayanların kredi geri ödemesi ve sermaye karlılığı hesaplamalarında, projenin yarattığı nakit akışını referans aldıkları, geri dönüşsüz veya kısmi geri dönüşlü finansman kaynağı yaratılması olarak da tanımlanabilir (Fight, 2005).

Özellikle son yirmi yıl içinde hızlı bir gelişim gösteren bu yatırım tekniği, finansal mühendislik metotlarıyla birlikte kullanılarak yeni bir finansal disiplin haline gelmiştir (Yescombe, 2013).

“Proje finansmanı” ile “projenin finansmanı” farklı anlamlar içermektedirler. Bir projenin birden çok finansman seçeneği bulunabilir. Örneğin, genellikle gelişmiş ülkelerdeki kamu projelerinin finansmanı kamu sermayesi ile karşılanırken, büyük şirketler tarafından sahiplenilen özel sektör projeleri, kurumsal krediler ile finanse edilmektedir. Gelişmekte olan ülkelerin ise, büyük ölçekli projelerin finansmanında, devletlerin uluslararası finansal pazardan ithalat kredileri aracılığı ile borçlandığı ya da uluslararası finans kuruluşlarından sağlanan krediler ile ilerledikleri görülmektedir.

Proje finansmanı ifadesini kullanabilmek için proje özelinde bir nakit akışının bulunması ve proje ile ilgili varlıkların ayrıştırılması gerekmektedir. Proje finansmanının kullanıldığı durumlarda, sadece yatırımcı ya da borç verenler değil, projeye dâhil olan tüm tarafların, proje finansmanının nasıl işlediğini, tarafların finansman sürecindeki rolünü ve finansal yapıdan nasıl etkilendiklerini bilmeleri gerekmektedir (Yescombe, 2013).

3.1 Proje Finansmanının Tarihsel Gelişimi ve Sektörel Kullanımı

Modern proje finansmanının tarihi, 1840-1870 yılları arasında gelişim gösteren Amerika demiryolları projelerine dayanmaktadır. 1930'lara gelindiğinde ise, Texas ve Oklahoma'daki petrol işletmelerinde günümüzdekine benzer proje finansman teknikleri kullanılmıştır.

Enerji ve petrol sektörünün 1970'lerdeki gelişmesiyle birlikte proje finansmanı tekniği Avrupa'ya yayılmıştır. Aynı dönemde, Amerika'da enerji üretim kanunları kabul edilmiş ve alternatif kaynaklardan enerji üretimi desteklenmiştir.

Bu tarihten itibaren, proje finansmanının kullanım alanı genişlemiş, geleneksel enerji üretimi alanlarının yanında, yenilenebilir enerji yatırımlarında da uygulama alanı bulmuştur (Gatti, 2012).

1980 ve 1990'lere gelindiğinde ise, projelerin finansmanına ilişkin iki farklı gelişim gözlenmiştir. Bunlardan ilki, finansal tekniklerin, gelişmekte olan ülkelerde yaygınlaşmasıdır. Bunun nedeni olarak, gelişmiş ülkelerdeki pazarın küçüldüğünü gören yatırımcıların, gelişmekte olan ülkelere proje finansmanını önermeleri ve bu tekniğin, özel sermaye desteğiyle birlikte, gerekli altyapıların kurulmasında en verimli yol olacağını belirtmeleri gösterilmektedir. Uluslararası kredi kuruluşlarının desteğiyle bu süreç hızla gelişmiştir (Fight, 2005).

İkinci eğilim olarak ise; proje finansmanının, sanayileşmiş ülkelerde enerji sektörü dışındaki geleneksel sektörlerde de kullanılmaya başlanması gösterilmektedir.

Fight (2005)'e göre ilk olarak bilanço tablolarını kullanmaya başlayan yatırımcılar, zaman içerisinde aşağıdaki çıkarımlarda bulunmuşlardır:

- Otoyol projeleri, şehir imarları gibi pazar riskinin az olduğu projeler, genellikle tek büyük alıcının olmadığı sektörlerde yer almaktadır.
- Kamu projelerinde kamu idaresinin desteği ile hareket edilerek, yatırım maliyetleri ve işletme giderleri kamusal ödeneklerle kompanze edilmektedir.

1996 ve 2001 yılları arasındaki süreçte özel sektörde kullanılan proje finansmanının sektörler arasındaki dağılımı, Çizelge 3.1'de gösterilmektedir (Yescombe, 2013).

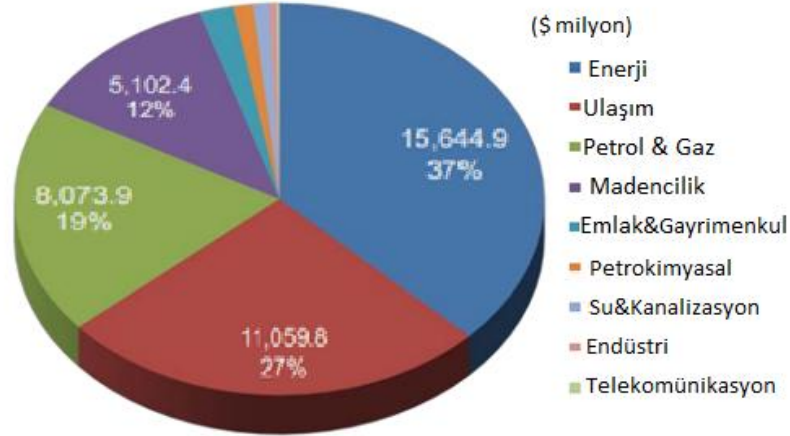
Çizelge 3.1 : 1996-2001 yılları arasındaki özel sektör proje finansmanı kredi taahhütleri.

(\$ milyon)	1996	1997	1998	1999	2000	2001
Enerji	18,283	18,717	21,663	37,262	56,512	64,528
Telekomünikasyon	13,296	19,864	16,275	24,929	36,735	25,445
Altyapı	5,037	7,436	9,006	12,673	16,755	14,473
Petrol ve Gaz	3,417	15,386	10,666	7,792	12,552	12,638
Emlak	290	465	369	1,573	1,638	6,53
Petrokimyasallar	4,1	4,603	3,129	5,356	3,337	3,898
Endüstri	1,964	2,144	2,641	1,396	3,538	3,646
Madencilik	1,234	6,307	2,694	1,377	629	2,323
Toplam	47,621	74,922	66,443	92,36	131,696	133,48

2000’li yıllarda proje finansmanı, enerjinin yanısıra özellikle ulaşım ve benzer altyapı geliştirme yatırımlarında, özel sermaye kullanımına olanak sağlamasından dolayı önemli oranda kullanılmıştır.

Proje finansmanının çoğunlukla enerji, petrol sanayii, madencilik, karayolları, telekomünikasyon, ulaşım ve sağlık sektörlerinde kullanılmaktadır (Fight, 2005).

Reuters tarafından 2014 yılında yayınlanan “Global Proje Finansmanı Değerlendirmesi” raporuna göre, global proje finansmanının sektörel dağılımındaki güncel durum Şekil 3.1’deki gibidir.



Şekil 3.1 : Global proje finansmanı sektörel dağılımı.

Şekil 3.1’de görüldüğü gibi, günümüzde enerji sektörü, proje finansmanının yoğunlukla kullanıldığı bir alandır ve 2014 yılının birinci çeyreğinde finansman hacminin yüzde otuz yedisi sadece enerji sektöründe gerçekleşmiştir.

Türkiye özelinde bakıldığında ise, son yıllarda enerji sektörü ve özellikle yenilenebilir enerji alanında rüzgar enerjisi projeleri, finansman şirketleri için hedef alan olarak görülmeye başlamıştır.

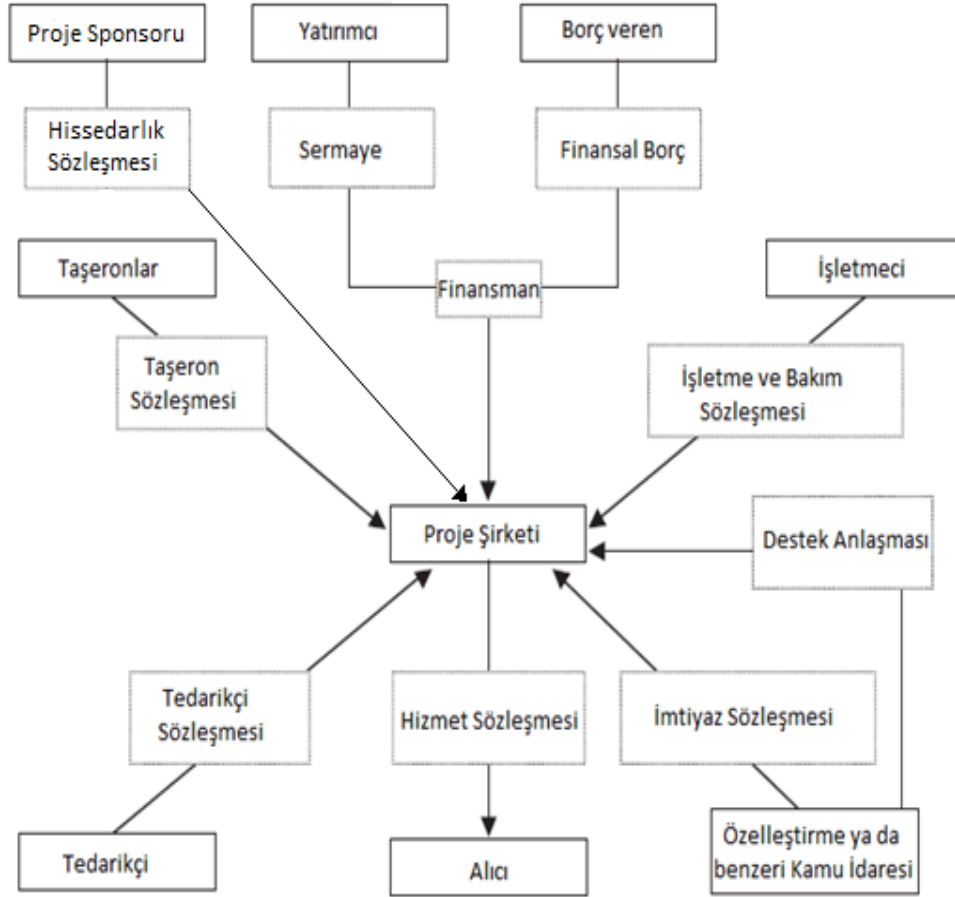
Ülkemizin 2023 yılında rüzgar enerjisine dayalı en az 20.000 MW kurulu güce sahip olma hedefine ulaşabilmesi noktasında, proje finansmanının oldukça önemli bir etken olduğu belirtilmektedir (TÜREB, 2012).

3.2 Özellikleri ve Tarafları

Proje finansmanının yapısı, sektörlerle ve projelere göre farklılık göstermektedir ancak bu finansman türünün genel özellikleri aşağıdaki gibi sıralanabilir (Yescombe, 2013):

- Proje finansmanı, genelde sadece bu amaca yönelik olarak kurulmuş “Özel proje şirketi” olarak adlandırılan kurumlar üzerinden gerçekleştirilmektedir.
- Kurulu ve işleyen bir iş yerine, daha çok yeni geliştirilen yatırımlarda kullanılmaktadır.
- Proje sahiplerinin, proje borçlarını geri ödemesi ile ilgili sorumluluk ortadan kaldırılmakta ya da sınırlandırılmaktadır.
- Proje ile ilgili olarak sınırsız sorumluluk özel proje şirketinde toplanmaktadır. Lisans, izin ve imtiyaz sözleşmeleri ile proje ile ilgili tüm varlıklar özel proje şirketinin sorumluluğuna bırakılmaktadır.
- Proje ile ilgili tüm nakit akışı, özel proje şirketi üzerinden geçecek şekilde bir yapı oluşturulmaktadır.
- %80 borç - %20 özsermaye oransal dağılımı yaygın olarak kullanılmaktadır.

Proje finansmanının genel yapısında yer alan ana taraflar ve aralarındaki akışların özeti, Şekil 3.2’de gösterilmektedir (Yescombe, 2013).



Şekil 3.2 : Sadeleştirilmiş proje finansmanı yapısı.

Proje finansmanı sürecinde yer alan taraflar ve üstlendikleri roller aşağıdaki gibidir (Fight, 2005) :

Proje şirketi: Projenin sahibi olan ve yapım, geliştirme, işletme gibi tüm faaliyetleri de sorumluluğunda bulunduran özel bir şirket olarak, genellikle projenin yürütüleceği ülkede kurulur ve o ülkenin yasal yükümlülüklerini taşır. Kendi sermaye sahipleri tarafından kontrol edilmektedir. Taraflara karşı borçlanan ve borcu ödemekle yükümlü olan, proje şirkettir. Taraflar arasındaki anlaşmalar proje şirketi üzerinden yapılmaktadır. Borç verenden sağlanan borcun geri ödemesinde, proje şirketinin sağladığı net nakit akışı kullanılmaktadır.

Proje sponsoru: Projenin yönetiminden sorumlu olup diğer tarafları organize ve kontrol eden, genellikle proje şirketinin en büyük hissesine sahip ve en fazla yarar sağlayacak taraftır. Sponsor şirketin varlıkları yerine, proje şirketinin varlıkları alınan borçlar için teminat olarak gösterilmektedir. Proje sponsorları, projeyi finanse eden taraflara sınırlı ödeme garantisi verebilir ya da hiçbir garanti sunmayabilir. Proje

finansmanında birden fazla şirket aynı projenin sponsoru olabilir ancak herbirinin proje sürecinde üstlendiği roller farklılık gösterebilir (mühendislik ve altyapı sağlayıcısı, danışmanlık sağlayıcısı, işletme operatörü vb.).

Yatırımcı (Sermayedar): Genellikle projede aktif bir yönetim rolü almadan, proje şirketine sermaye koyma yoluyla, projeye özkaynak aktaran yatırımcı kişi ya da kuruluşlardır. Tedarikçiler, danışmanlar ya da benzeri kurumlar, proje şirketine tedarik sağlayarak yatırımcı ortağı olabilmektedirler.

Borç veren (Kreditör): Proje şirketine borç veren finansal kuruluşlardır. Risklerini en aza indirmek için proje şirketinin tüm varlıklarını, verdikleri borca karşılık teminat olarak alırlar. Proje şirketine ait kontratlar, lisanslar, anlaşmalar, imtiyazlar ve doğal kaynaklar bu teminatın içeriğini oluşturur. Fakat borç verenleri asıl ilgilendiren nokta, projeye ait varlıkların değerinden, yani aldıkları teminattan daha çok, proje tarafından oluşturulacak nakit akışıdır. Proje finansmanının genel yapısı içinde proje riskinin önemli bir kısmını borç verenler üstlenir.

Alıcı (Müşteri): Proje finansmanının kullanıldığı büyük ölçekli projelerde, çıktıların doğrudan açık pazarda satıldığı senaryolarla pek karşılaşılmaz. Bunun yerine, proje tarafından üretilen ürün ya da hizmetin satışında, proje şirketinin belirli bir alıcı ile uzun vadede yaptığı satış anlaşmalarıyla hareket edilir. Büyük ölçekli müşterilerle yapılan bu satış anlaşmaları, projenin gelir kaynağıdır.

Tedarikçi: Proje için gerekli olan hammadde, malzeme ve diğer kaynakları proje şirketine temin eden taraftır. Kaynakların kalitesi, miktarı ve fiyatı uzun dönemli yapılan tedarikçi sözleşmelerine dayandırılır. Uzun dönemli sözleşmeler, proje şirketinin operasyonel maliyetlerini azaltmasına yardımcı olur. Süreç içinde karşılaşılabilecek olası riskler, taraflar arasında anlaşmalarla belirlenir. Örneğin; zamanında sağlanamayan kaynakların başka bir tedarikçiden sağlanması durumunda ortaya çıkacak zararın, mevcut tedarikçi tarafından karşılanması istenebilir.

3.3 Avantajları ve Dezavantajları

Yatırımcıların projelerine kaynak sağlarken proje finansmanını tercih etmeleri önemli bir karar ve detaylı değerlendirilmesi gereken bir konudur. Bu tercihin nedeni, proje finansmanının özellikle borçlanma ve risk yönetiminde sağladığı

avantajlardır. Yalçın (2013)'e göre, proje finansmanının avantajları ve tercih edilme nedenlerinden bazıları aşağıdaki gibi belirtebilir;

- Yatırımcılar, proje borçlarına ve projenin başarısız olma riskine karşı kendilerini koruma altına almaktadırlar.
- Yatırımcıların bir bölümü, proje borçlarını, kendi bilançoları ile birleştirmekten kaçınmaktadır. Bu durum, her bir yatırımcı için uygulanan belirli muhasebeleştirme standartlarına ve yasal gereksinimlere bağlı olarak gerçekleşmektedir. Proje finansmanı ile yatırımcılar, borçlarının bilançoda yer almasını engelleyebilirler.
- Yatırımcılar, büyük projelerde oluşan riski, projenin diğer taraflarıyla paylaşma ve dengeleme şansı bulmaktadırlar. Projelere tek başına yatırım yapacak ve yeterli finansmanı sağlayabilecek kadar güçlü bilançoları olmayan küçük şirketler için de aynı durum geçerlidir. Küçük şirketlerin ihtiyaç duyacakları finansmana erişebilmelerinin tek yolu, proje finansmanı yönteminin seçilmesidir.
- Yatırımcılar, şirketin kredi belgelerindeki finansal taahhütleri veya mevzuattan kaynaklanan kısıtlamalar nedeniyle, proje için gerekli fonları temin etmeye yönelik borçlanma olanağına sahip olmayabilir. Proje finansmanı sayesinde fon sıkıntısı giderilmektedir.
- Ortak teşebbüs ile oluşturulan bir projeye yatırım yapıldığında, projedeki risk paylaşımının tüm yatırımcıları tatmin edecek şekilde dağıtılması zor olabilir. Bu durumda “sınırlı rücu” imkanı sağlayan özel amaçlı bir finansal tüzel kişilik ile yatırım yapmak daha cazip hale gelmektedir.
- Bazı hukuk sistemlerinde, projenin proje finansmanı yoluyla finanse edilmesini, yatırımcılar açısından cazip hale getiren vergi muafiyeti veya diğer vergi indirimlerinin bulunması gibi vergi avantajları vardır.
- Projenin varlıklarına sahip olabilmek için, yerel olarak tüzel kişilik kazanmış bir yapının oluşturulmasının mevzuat gereği zorunlu tutulduğu hallerde olduğu gibi, yürürlükteki mevzuat, yatırımcıları dolaylı olarak proje finansmanını seçmeye yönlerebilir.

Proje finansmanının, proje ev sahibi devletlere de sunduğu avantajlar vardır. Devletler bu sayede yabancı kaynaklı yatırımı özendirebilir ve uluslararası beceri ve uygulama bilgisinin kazanılmasını sağlarlar. Projelerin yabancı veya özel sermayeyle finanse edilmesiyle hem kamu kesimi borçlanma ihtiyacı azaltılmakta hem de yerel işgücünün eğitilmesi gerçekleşmektedir (Yalçın, 2013).

Proje finansmanının, özellikle uygulama sürecinde yaşanan bazı sıkıntılar da söz konusudur. Bu sıkıntılar ve oluşan dezavantajlar Fight (2005) tarafından şu şekilde özetlenmiştir;

- Karışık yapı: Taraflar arasında karmaşık bir sözleşme yapısı vardır. Bu sözleşmelerle riskin dağıtılması amaçlanmaktadır, ama bu ilişkilerin daha karışık bir hal almasına sebep olmaktadır.
- Yüksek maliyet: İşlem maliyetleri, faiz oranları yüksektir ve finansman uzun süre gerektirmektedir.
- Esneklik: Yapı gereği, değişikliklere kolay uyum sağlayan esnek bir yapı yoktur.
- Raporlama: Her proje özelinde, borç verenlerin istekleri doğrultusunda şekillenen; detaylı ve sürekli raporlama takibi gerektirmektedir.

3.4 Proje Finansmanının Geleneksel Finansmandan Farkı

Standart bir kredilendirme yaklaşımı olan geleneksel finansmanda, şirket kredibilitesi esas alınmakta ve teminat olarak, proje sahibi şirketin varlıkları hesaba katılmaktadır. Proje finansmanında ise, projenin gelir yaratma gücüne önem verilirken ve teminat olarak proje şirketinin varlıkları esas alınmaktadır (Yescombe, 2013).

Diğer bir ifadeyle, geleneksel finansmanda kredi alan ana şirketin kendisi veya iştirakidir. İştirakinin kredi kullandığı durumlarda, ana şirket garantör olmaktadır. Proje finansmanı kredisinde ise proje, yatırımcıların özel olarak sadece bu amaçla kurduğu bir proje firmasınca gerçekleştirildiğinden dolayı, kredinin borçlusu sadece bu şirket olmaktadır (Yalçın, 2013).

Geri ödeme yapısında ise, geleneksel borçlanmada, kredinin geri ödemeleri için, şirketin tüm faaliyetleri sonucu oluşan nakit akışı esas alınmaktadır. Proje finansmanı kredisinde ise, kredinin geri ödemeleri için, sadece projenin nakit akışları ve

yaratacağı gelirler esas alınmaktadır. Geleneksel finansmanda projenin nakit akışı, kredi alanın diğer iş ve işlemlerinden ayrılmaz ve bunlarla birlikte değerlendirilirken; proje finansmanı kredisinde, projenin nakit akışları ve projenin mal varlığı, yatırımcıların diğer iş ve işlemlerinden ayrı tutulmaktadır (Yalçın, 2013).

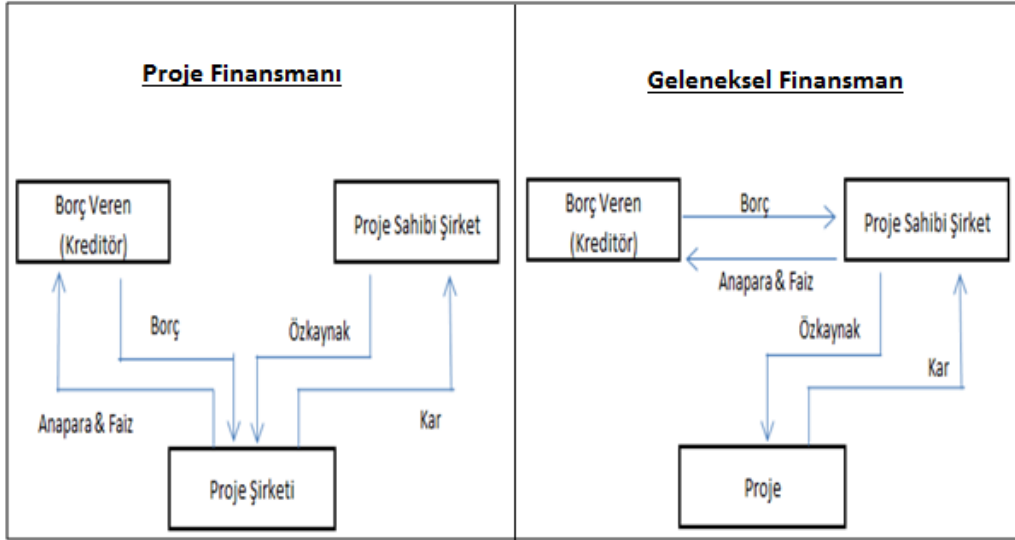
TASAM (2013)'e göre, yukarıda anlatılan iki ana fark dışındaki süreç ve detay farklılıkları aşağıdaki gibi özetlenebilmektedir;

- Geleneksel finansmanda vadeler kısa ve orta vadeli (nadiren uzun vadeli) olurken, proje finansmanında uzun vadeli ve ilgili projenin yaşam süresi boyunca söz konusu olmaktadır.
- Geleneksel finansmanda kredi sağlayanlarla, kredi tedarik edenler arasında, gerçekleştirilen proje ile ilgili finansal bir bağ yokken, proje finansmanında taraflar çeşitli sözleşmelerle birbirlerine bağlıdır.
- Geleneksel finansmanda kredi sağlayanlar risk altında değil iken, proje finansmanında kreditorler risk altındadır.
- Geleneksel finansmanda krediye bağlı teminat altına alınan varlıklar genellikle sermaye piyasası araçları olduğundan bu araçların likiditeleri yüksektir. Proje finansmanında ise, sadece proje varlıkları teminat altında olduğundan ve bu varlıkların likiditeleri düşük olduğundan, yüksek işlem ve borç edinme maliyeti söz konusu olmaktadır.
- Yönetim esnekliği açısından geleneksel finansmanda şirket yöneticileri daha özgürken, proje finansmanında imzalanmış sözleşmeler doğrultusunda esneklik sınırlı olmaktadır.
- Geleneksel finansmanda süreç basit iken, proje finansmanında taraflar ve aralarındaki anlaşmalardan ötürü süreç karmaşılaşmaktadır.

Proje finansmanı ve geleneksel finansman modellerinde işleyen süreçler birbirine çok benzemekte olup, proje finansmanın da özel olarak kurulan proje şirketi ve bu şirketin sorumlulukları ve ilgili süreçleri en kritik farkı oluşturmaktadır.

Proje finansmanında, borç ve özkaynak akışının sonlandığı nokta olan proje şirketi, projeye dair sorumlulukları taşıırken; geleneksel finansmanda, proje sahibi şirket, akışların ve sorumlulukların tamamını tek başına yerine getirmektedir.

Şekil 3.3 'te proje finansmanı süreci ve geleneksel finansmandan farkı açık bir şekilde gösterilmiştir.



Şekil 3.3 : Proje finansmanı ve geleneksel finansman yapıları.

3.5 Proje Finansmanı ile İlgili Karşılaşılan Sorunlar

Proje finansmanın yapısı ve işleyişi, ilgili mevzuatlarla belirlenmekte ve ülkeden ülkeye göre farklılık göstermektedir. Buna bağlı olarak, uygulamada karşılaşılan zorluklarda, aynı şekilde bölgeden bölgeye göre değişiklik göstermektedir. Örneğin, ABD Mortgage ve AB borç krizi sonrasındaki süreçte halen kaynak ihtiyacı ve tasarruf açığı sürmektedir.

Bu süreç doğrultusunda, yaratıcı finansman modellerinin önemi artmış, bu ise yeni kuralları ve mevzuatları ortaya çıkarmıştır. Kurallar ve mevzuatlarla birlikte artan fon maliyeti, finansman modellerinin uygulanmasını zorlaştırmaktadır (TASAM, 2013).

T.C. Cumhurbaşkanlığı tarafından belirlenen ve Türkiye'nin 2023 stratejik vizyonu çalışmaları kapsamında hazırlanan Proje Finansmanı Araştırma Raporu'nda, proje finansmanı sürecinde yaşanan aşağıdaki zorluklar sebebiyle, büyük çapta ve çeşitlilikteki faaliyetlerin gerçekleştirilemediği belirtilmektedir (TASAM, 2013):

- Yetersiz özkaynak,
- Proje değerlendirme çalışmalarının yeterince detaylı yapılmaması,

- Proje riskinin projenin geç bir aşamasında fark edilmesi,
- Proje yönetiminde tecrübe eksikliği,
- İşletme sermayesi ihtiyaının göz ardı edilmesi ve yatırım maliyeti içinde değerlendirilmemesi,
- Finansal fizibilite çalışmalarına gereken önemin verilmemesi,
- Bankaların sektörel bazda uzmanlık geliştirmekte zorlanmaları,
- Bürokratik engeller,
- Bankacılık sektöründeki proje finansmanına ilişkin eksik rekabet,
- Özellikle evresel riskler, yasal nedenler ve kamuoyu muhalefeti dolayısı ile yaşanan belirsizlik ortamının, yatırımcı ve finansman kuruluşlarını olumsuz etkiliyor olması,
- Projelerde nakit akış yönetimine yeterince önem verilmemesi.

Türkiye'nin 2023 vizyonu çerçevesinde, özellikle altyapı yatırımları, enerji santralleri, barajlar, kömür madenleri gibi uzun vadeli, büyük tutarlı, yüksek riskli ve sermaye yoğun projelerin hayata geçirildiği gözlenmektedir. Dolayısıyla proje finansmanının ilerleyen süreçte daha çok kullanılması beklenmektedir (TASAM, 2013).

4. YATIRIM KARARLARININ DEĞERLENDİRİLMESİNE İLİŞKİN YÖNTEMLER

Proje analiziyle, bir yatırımın maliyetleri ile sonunda yatırımcıya sağlayacağı fayda karşılaştırılarak, bu yatırımın yapılıp yapılmayacağı ya da mevcut birkaç yatırım seçeneğinden hangisi ile devam edileceği belirlenmektedir.

Yatırım kararı vermeden önce gerçekleştirilen proje analizinde; zaman, kaynak, performans gibi çevresel, içsel ve dışsal birçok etken göz önünde bulundurulmaktadır.

Bunun yanında, yatırımcı firmanın misyon, vizyon, hedef ve stratejisi de projenin önceliklerini belirlemede önemli rol oynamaktadır (Gray ve Larson, 2008).

Firmanın projeye olan ihtiyacı, iç ya da dış müşteri isteğine göre belirlenmekte ve yatırım isteği proje analizine giden yolun başlangıcını oluşturmaktadır.

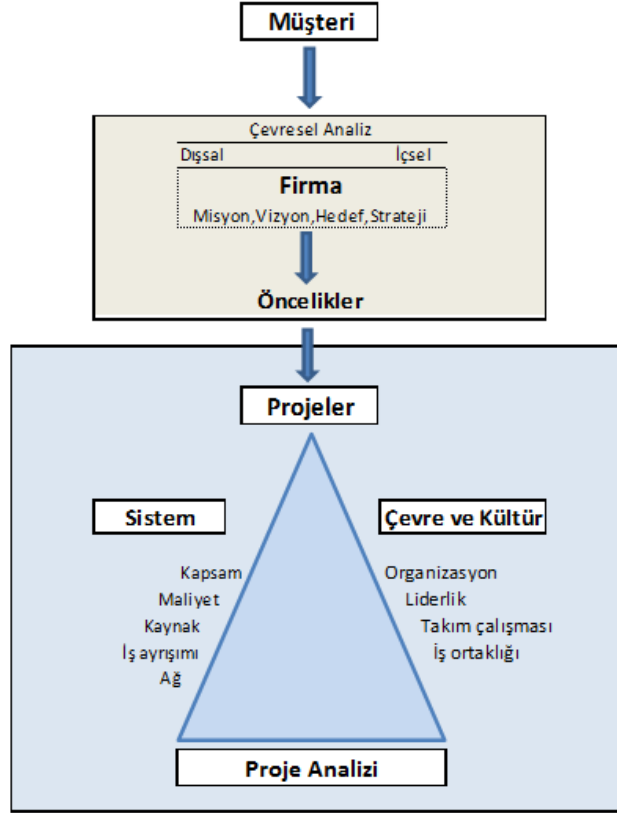
Analiz sürecinde, mali ve ekonomik uygunluk, çevresel uygunluk, sosyal uygunluk, kurumsal uygulanabilirlik gibi konular, uzman ekipler tarafından değerlendirilmektedir.

Esas olarak projenin hazırlanma döneminde yapılması hedeflenen analizler, belirlenen yetersizliklerin giderilmesi için proje taslağını geliştirmeye şansı vermekte ve proje dökümanı sonunda bir bölüm olarak yer almaktadır.

Proje tamamlandıktan sonra ya da daha da ileriki bir tarihte, eldeki gerçek verilere dayalı analizlerin yapılması da mümkün olmaktadır (Doğru, 2011).

Proje değerlendirmesinde firmalar ve yöneticiler tarafından çoğunlukla finansal kriterler tercih edilmektedir. Oluşturulan finans modelleri, gelir getirmesi beklenen projelere uygulanmakta ve proje işletme sürecinde gerçekleşecek nakit akışının seviyesine göre çıkarımlar yapılmaktadır.

Genel hatlarıyla proje analizi süreci, Şekil 4.1’de olduğu gibi özetlenmektedir (Gray ve Larson, 2008).



Şekil 4.1 : Proje analizine giden süreç.

Gelir, karlılık, net bugünkü değer ve geri ödeme süresi gibi finansal kriterler sayesinde, projeye yatırım kararı ya da birçok proje arasından seçim kararı, sayısal verilerle desteklenmekte ve ardından yatırıma ilişkin karar verilmektedir (Brealey ve diğ., 2007).

4.1 Proje Finansal Analizinde Yatırım Karar Ölçütleri

Finansal ve ekonomik analizler; parasal değerleri hesaplanabilir olan projelerin, maliyet ve getirdiği fayda gibi, finansal ve ekonomik etkilerini uygun yöntemlerle karşılaştırmak ve değerlendirmek için gerçekleştirilmektedirler.

Projelerin; yatırımcı açısından bakılarak ve pazar fiyatlarını kullanarak yapılan analizine “Finansal Analiz” denilirken, maliyet ve faydaların toplum açısından değerlerinin hesaplandığı analiz “Ekonomik Analiz” adlandırılmaktadır (Doğru, 2011).

Finansal analiz; finansal tablolarda yer alan hesaplar arasındaki bağlantının kurulması, incelenmesi, gerekli hesapların yapılması ve elde edilen sonuçların

yorumlanmasını kapsamaktadır. Firmaların geçmiş ve güncel performanslarının incelenmesi ile geleceğe dönük tahminlerin yapılması finansal analiz ile sağlanmaktadır (TSPAKB, 2009).

Başarılı bir finansal analiz yapılırken, şirketin ve ait olduğu iş kolunun özellikleri göz önünde bulundurulmalı, değerlendirmelerde analizin yapıldığı dönem ve o dönemdeki ekonomik koşullar göz önünde tutulmalıdır (TSPAKB, 2012).

Finansal analiz için ihtiyaç duyulan finansal tablolarda, şirketin finansal durumu, finansal durumundaki değişiklikler ve nakit akışı bilgileri kaydedilmekte ve sınıflandırılmaktadır. Oluşturulan bu tablolardan ekonomik kararlar verilirken faydalanılmaktadır. Analizlerden doğru sonuçların elde edilmesi, finansal tabloların doğruluğuna ve gerçekçiliğine bağlıdır.

Finansal tablolar kullanılarak bir şirket hakkında aşağıdaki bilgiler edinilebilmektedir (TSPAKB, 2012):

- Ekonomik kararların alınmasında yardımcı olacak bilgiler,
- Şirketin hedeflerine ulaşmada ve kaynaklarının etkin kullanılmasında yöneticilerin başarısını ölçmek için gerekli bilgiler,
- Vergi tutarının belirlenmesini sağlayan bilgiler,
- İstatistiksel bilgiler,
- Şirketin denetlenmesine olanak sağlayacak bilgiler,
- Halka açılımlarda potansiyel yatırımcılara sunulacak bilgiler,
- Şirket yöneticilerinin ileriye dönük kararlar almasına olanak sağlayacak bilgiler.

Günümüzde sıklıkla kullanılan finansal tablolar;

- Dönem sonu finansal durum tablosu olan bilanço,
- Döneme ait kar ve zararı gösteren kapsamlı gelir tablosu,
- Döneme ait nakit akış tablosudur.

Bu tez çalışmasında finansal tablolardan gelir tablosu ve nakit akışı değerlendirilmiş, oluşturulan finans modelinde bu iki tablodan faydalanılmıştır.

Şirketlerin faaliyetlerini sürdürebilmeleri, ödemelerini gerçekleştirebilmeleri ve karlı olmaları kadar, ihtiyaç duydukları nakdi sağlayabilmeleri gerekmektedir.

Karğın ve Aktaş (2011)'e göre, oldukça karlı ancak yeterince nakit elde edemeyen işletmelerin, faaliyetlerini sürdürmede ve borçlarını ödemede sorunlarla karşılaşmaları normaldir. Bu nedenle, işletmelerin nakit akışı yaratması ve bu nakit akışlarını da özellikle işletme faaliyetlerinden sağlaması gerekmektedir.

7 Nolu Türkiye Muhasebe Standardı'na göre (2005) nakit akış tablosunun temel yararı; diğer finansal tablolarla kullanıldığı zaman, okuyucuların şirketin finansal yapısını ve nakit akışlarının tutar ve zamanlamasını, değişen koşullara ve fırsatlara uyum sağlamak amacıyla etkilene yeteneğini değerlendirebilmesi için gerekli bilgiyi sağlamasıdır.

Normal şartlarda işletme faaliyetlerinden sağlanan nakit akışının pozitif, yatırımlar ve finansman faaliyetleri ile ilgili nakit akışının negatif olması gerekmektedir. Keza bu tez çalışmasında da ilgili faaliyetler bu şekilde değerlendirilmiştir. Çünkü bu durumdaki şirketlerin gelir getirici faaliyetleri ile yatırımları ve finansman faaliyetlerini destekleyebildiği kabul edilmektedir (Bruwer ve Hamman, 2005).

Tez çalışmasında oluşturulan modelde de kullanılan bu nakit akışlarını, aşağıdaki şekilde özetleyebiliriz:

İşletme faaliyetlerinden doğan nakit akışları: Bir şirketin dış finansman kaynaklarına ihtiyaç duyulmadan borçlarını ödeyebilmesi, faaliyetlerini sürdürebilmesi, kar payı ödemelerini yapabilmesi ve yeni yatırımlara başlayabilmesinin mümkün olup olmadığı konularında temel bir gösterge olarak sunulmaktadır.

Bu nakit akışı tipine, satılan mallardan ve verilen hizmetlerden elde edilen nakit girişleri ve çalışanlara ve çalışanlar adına yapılan ödemelerden kaynaklanan nakit çıkışları örnek gösterilebilir.

Yatırım faaliyetlerinden doğan nakit akışları: Yatırım faaliyetlerinden kaynaklanan nakit akışları, işletmeye gelir ve nakit akışı sağlaması öngörülen kaynaklara yapılan harcamaların düzeyini göstermiş olduğu için ayrı olarak gösterilmesi gerekmektedir. Yatırım faaliyetlerinden kaynaklanan nakit akışlarına maddi ve maddi olmayan duran varlıklar ve diğer uzun vadeli varlıkların satışı ile ilgili nakit girişleri ve şirketlerin üçüncü kişilere verdikleri avans örnek gösterilebilir.

Finansman faaliyetlerinden doğan nakit akışları: Genel olarak şirkete sermaye sağlayanların şirketin gelecekteki nakit akışlarından talep edecekleri kısmın ifadesinde kullanılmaktadır.

Finansman faaliyetlerine ilişkin nakit akışları örnek olarak; hisse senedi ve diğer öz sermaye araçlarının ihracından sağlanan nakit girişleri ve borç ödemelerine ilişkin nakit çıkışları verilebilir.

Bir şirketin dönem içi nakit girişlerinin, dönem içi nakit çıkışlarından fazla olması durumunda, aradaki fark, nakit artışı; az olması durumunda ise nakit azalışı anlamına gelmektedir. Dönem sonu mevcut nakit ile dönem başı mevcut nakit arasındaki fark, nakit artış veya azalışını göstermektedir.

4.2 Yatırım Kararı Modelinin Unsurları

Bir işletmenin amacı ortakları açısından değerini en yükseğe çıkarmaktır (Ercan ve Ban, 2009). Bu amacın gerçekleştirilmesinde finans yönetiminin uyguladığı politikalardan biri “yatırım politikası”dır ve bu politika doğrultusunda alınan yatırım kararları kritik öneme sahiptir (Bal, 2010).

Bir projenin başarısı, projeyi gerçekleştirecek firmanın kapasitesi ve benzer işlerdeki deneyimine bağlı olduğu kadar, projenin finansal yapısının sağlamlığına ve karlılığına da dayanmaktadır.

Bu nedenle, bir projeye yatırım yapma veya yapmama kararı ile ihaleye girip girmeme kararı, proje sahibinin seçim aşaması öncesi yapacağı finansal değerlendirmesine bağlıdır (Kartepe ve Yıldırım, 2010).

Aktaş (2013)’e göre genel anlamda yatırım projesi; belirli bir zaman aralığında, mal veya hizmetlerin üretimini arttırmak için bazı olanaklar yaratma ya da genişletmeye yönelik plandır. Dolayısıyla ekonomik amaçlı her türlü faaliyeti proje tanımı içine almak mümkündür.

Genel olarak bir yatırım projesi aşağıdaki hedefleri içermelidir (Aktaş, 2013):

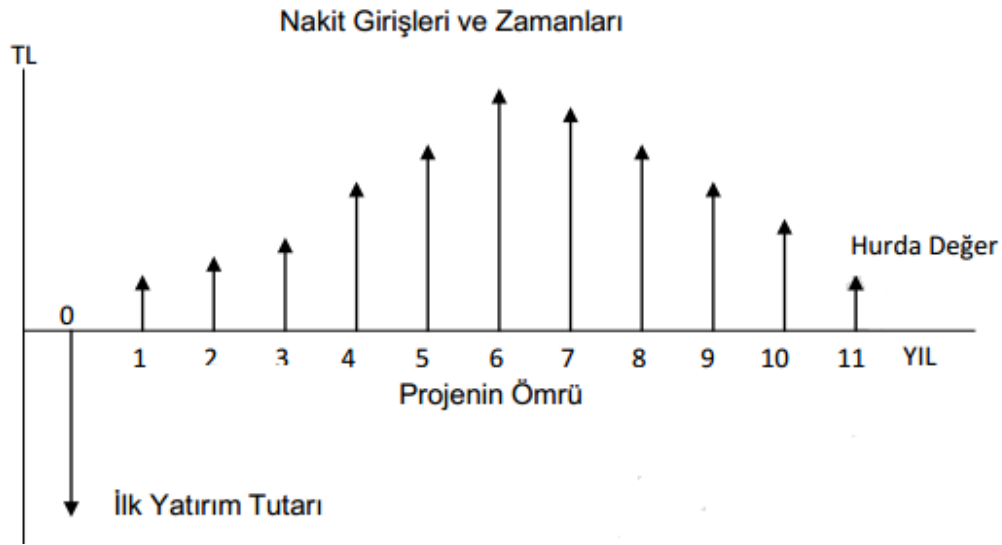
- Yatırım projesi belirli ve uzun ömürlü bir kapasite yaratmalıdır.
- Ekonomiden hammadde, iş gücü gibi fiziki girdiler alınmalıdır.
- İç ve dış ekonomilere mal ve hizmet arz etmelidir.

Bu sınırlayıcı koşulları içeren yeni bir tesisin veya işletmenin kurulması ya da mevcut bir işletmenin kapasitesinin artırılması ile ilgili bütün çalışmalar yatırım projesi olarak değerlendirilmektedir.

Bir yatırım kararı modelinde genel olarak yer alması gereken temel unsurlar şunlardır (Aktaş, 2013):

- İlk yatırım tutarı
- Projenin hurda değeri
- Net nakit akışı
 - Nakit çıkışları
 - Nakit girişleri
- Para akışlarının zamanlaması
- Projenin ömrü
- Projeden beklenen verim oranı

Bu unsurlardan bazıları, Şekil 4.2 üzerinde gösterilmektedir:



Şekil 4.2 : Yatırım karar modeli unsurları.

Yatırım karar modelini oluşturan unsurlar şu şekilde açıklamak mümkündür:

İlk Yatırım: Bir işletmenin, projeye ayırdığı sermaye olup, projeden para girişi elde edilmeye başlanıncaya kadar geçen sürede meydana gelecek bütün para çıkışlarını içermektedir.

Hurda Değeri: Bir yatırımın ekonomik ömrü sonundaki kalıntı değeridir.

Net Nakit Akışı: İşletmeden elde edilen gelirden; vergi, faiz ve anapara ödemeleri, sigorta giderleri gibi tüm harcamalar çıkarılması durumunda geriye kalan gelirdir.

Nakit Çıkışları: Nakit çıkışları, proje kuruluş dönemi ve işletme dönemi nakit çıkışları olarak gruplandırılabilir.

Kuruluş dönemi nakit çıkışları; ilk yatırım tutarı ile duran varlıklara yatırım sonucu işletme sermayesi ihtiyacından oluşmaktadır.

İşletme dönemi nakit çıkışları ise; yatırımın tamamlanmasından sonra, işletme döneminde gerçekleşecek giderleri kapsamaktadır.

İşletme dönemi giderlerini aşağıdaki gibi gruplamak mümkündür (Sarıaslan ve Erol, 2008).

- İşletme giderleri: Yatırımın tamamlanmasının ardından üretimi gerçekleştirebilmek için gerekli olan hammadde, işçilik vb. harcamaları kapsamaktadır.
- Faiz giderleri: Yatırım dış finansman ile sağlandığında, işletme döneminde ödenecek faiz giderlerinden oluşmaktadır.
- Amortisman gideri: Sabit varlıkların üretimde kullanılması sonucu aşınma ve yıpranma payını ifade etmektedir.

Nakit Girişleri: Hurda değeri hariç, projenin faaliyete geçtikten sonra işletme ömrü boyunca getireceği para girişlerini ifade etmektedir.

Basitleştirilmiş bir proje net nakit akış tablosu Çizelge 4.1’de verilmiştir (Brealey ve diğ., 2007).

Çizelge 4.1 : Basitleştirilmiş proje nakit akışı.

NAKİT GİRİŞLERİ
Gelirler (1)
NAKİT ÇIKIŞLARI
İlk Yatırım Gideri (2)
İşletme Giderleri (3)
Faiz Giderleri (4)
Amortisman Giderleri (5)
BRÜT KAR (6) = (1-2-3-4-5)
Vergi (7) = (6*Vergi Oranı)
NET KAR (8) = (6-7)
NET NAKİT AKIŞI (9) = (8+5)

Para Akışlarının Zamanlaması: Bir yatırım projesinde para çıkışının projenin başında, hurda değerinin ise projenin ömrü sonunda işletmeye geri döneceği kabul edilmektedir.

Projenin Ömrü: Projeler için kabul edilen ömür en az bir yıldır.

Projeden Beklenen Verim Oranı: Bir projenin kârlı olabilmesi projeden beklenen verim oranının, işletmenin ortalama sermaye maliyetinden yüksek olması gerekmektedir.

4.3 Yatırım Kararı Değerlendirme Yaklaşımları

Bir yatırım projesinin değerlendirilmesi; bu projeden elde edilecek nakit akışlarının sağladığı faydanın belirlenerek, alternatif yatırım projeleriyle karşılaştırılması ve firma için ilgili yatırımın cazip olup olmadığının tespit edilmesidir (Sarpe, 1999).

Şirketler mevcut kaynaklarını etkin kullanmak amacıyla, birçok yatırım projeleri arasından bir seçim yapmakta, kimi zaman bunları önem derecelerine göre sıralamakta ya da bazı yatırımlardan vazgeçmektedirler. Bu nedenle şirketler, yatırım projeleri arasında bir seçim yapabilmek için, doğru bir yöntem benimsemek veya her bir yönetime göre sonuçları görüp karar vermek durumundadırlar (Aktaş, 2013).

Yatırım kararında kullanılan değerlendirme yöntemleri, paranın zaman değerini dikkate alıp almamalarına göre iki ana grupta toplanmaktadır (Çonkar ve Özdemir, 2009).

Statik yani paranın zaman değerini dikkate almayan yöntemler, indirgeme tekniğine dayanmayan basit analiz yöntemleridir. Projenin ömrü boyunca oluşturacağı nakit akışlarının tamamı dikkate alınmamakta ve bu akışlara herhangi bir indirgeme oranı uygulanmamaktadır. Bu iki nedenden ötürü, proje hakkında kesin karar vermekten ziyade, çok sayıda proje arasında ön eleme yapmak için kullanılmaktadır.

Dinamik yani paranın zaman değerini dikkate alan yöntemler; nakit akışlarının bugünkü değeri bulunarak, indirgenmiş nakit akışının elde edilmesi hesabına dayanmaktadır (Bal, 2010). Net nakit akışının kaynak oluşturduğu bu yöntemler, özellikle faiz ve enflasyon etkisinin hissedildiği proje değerlendirmelerinde kullanılmakta ve yatırım kararı alınmasında daha gerçekçi sonuçlar vermektedir. İndirgeme oranı kullanılarak, projeye bağlanan kaynakların zaman içindeki reel

değeri hesaplanmaktadır (Brealey ve diğ., 2007). Tez çalışmasında da kullanılan dinamik yöntemler şunlardır:

- Net Bugünkü Değer (NBD)
- İç Karlılık Oranı (İKO)
- Karlılık Endeksi
- Geri Ödeme Süresi

Dinamik yöntemler, hem paranın zaman değerini, hem de yatırım sonucunda gerçekleşecek projenin, ömrü boyunca sağlayacağı nakit akışlarını dikkate aldıkları için daha sağlıklı karar verme imkanı sağlamaktadır.

Dinamik yöntemler için zaman değerinin hesaplanmasında faiz oranı, enflasyon oranı, tüketici fiyat endeksi gibi farklı indirgeme oranları kullanılabilmektedir. En sağlıklı seçenek ise tez çalışmasında da kullanıldığı üzere hesaplamanın Ağırlıklı Ortalama Sermaye Maliyeti (AOSM) ile yapılmasıdır (Brealey ve diğ., 2007).

4.3.1 Ağırlıklı ortalama sermaye maliyeti (AOSM)

Ağırlıklı ortalama sermaye maliyeti, bir şirketin, tüm yatırımlarını gerçekleştirmek için kullandığı toplam sermaye kaynağının maliyet oranını ifade etmektedir.

Ağırlıklı ortalama sermaye maliyeti hesaplanırken, öncelikle hem borcun hem de özsermayenin toplam kaynaklar içindeki yüzdesi hesaplanır. Ardından her kaynağın beklenen getiri oranı saptanır ve son olarak istenen bu getirilerin ağırlıklı ortalaması hesaplanır (TSPAKB, 2009).

Yatırım projelerinde vergilerin hesaba katılması oldukça önemlidir. Faiz ödemeleri, kurumların gelir vergisi ödemesi öncesi, elde edilen gelirden çıkarıldığı için, herhangi bir borcun maliyeti de, ödenecek vergi oranında azaltılmaktadır.

Ağırlıklı Ortalama Sermaye Maliyeti aşağıdaki formül ile hesaplanmaktadır (Brealey ve diğ., 2007).

$$AOSM = \frac{E}{E + D} r_e + \frac{D}{E + D} r_d (1 - T_m) \quad (4.1)$$

Hesaplama da kullanılan parametreler şunlardır:

E: Özsermaye değeri,

D: Borç değeri,

re: Özkaynak maliyeti oranı,

rd: Borç maliyeti oranı,

T_m: Kurumlar vergisi oranı.

Özkaynak maliyeti oranı (re), yani kullanılacak kaynakların sermaye maliyeti, bu kaynakların alternatif yatırım alanlarına yatırımdan vazgeçilmesinin yaratacağı fırsat maliyetidir. Fırsat maliyetinin en iyi göstergesi, finansal piyasalarda oluşan faiz oranıdır (Sarıaslan, 1994).

Finansal piyasalarda faiz oranları; vade yapısı, yatırımların geri ödeme riski ve uygulanan vergi oranı gibi piyasa koşullarına bağlıdır (Kidwell, ve Peterson, 1981).

Borç maliyeti oranı (rd) ise finansmanın yabancı kaynaklardan sağlanması durumunda katlanılan maliyettir. Bunun için genellikle merkez bankalarının uzun dönemli borçlar için uyguladığı faiz oranları kullanılmaktadır (Gedik ve Akyüz, 2005).

Öz kaynaklardan ve yabancı kaynaklardan eşit veya farklı oranlarda sağlanması durumunda, öz kaynak ve yabancı kaynak sermaye maliyetinin ağırlıklı ortalamasına göre belirlenecek olan Ağırlıklı Ortalama Sermaye Maliyeti, dinamik yöntemlerin hesaplanmasında yer alan indirgeme oranı için en doğru alternatifi oluşturmaktadır (Brealey ve diğ., 2007).

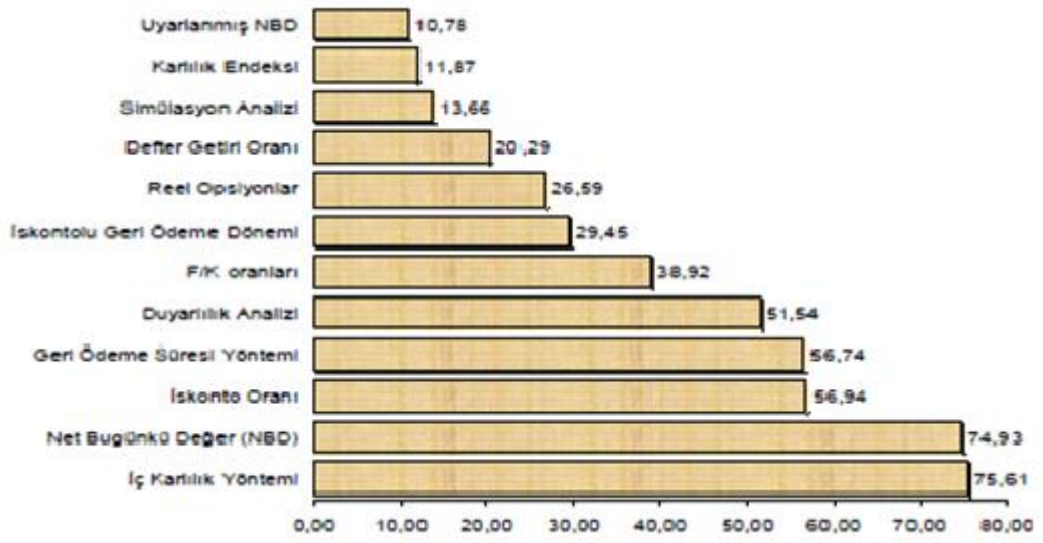
4.3.2 Net bugünkü değer yöntemi

Net bugünkü değer (NBD) yöntemi; paranın zaman değerini, yani bugünkü ve gelecekteki tüketime ilişkin tercihleri göz önünde bulunduran, dinamik bir yatırım değerlendirme yöntemidir.

Bir projenin net bugünkü değeri, projenin ekonomik ömrü boyunca oluşan net nakit akışlarının, önceden belirlenen bir indirgeme oranına göre bugünkü değere indirgenmiş değerleri toplamıdır (Demirbugan, 2008).

Projelerin karlılığını değerlendirirken kullanılan en yaygın araç, net bugünkü değer yöntemidir.

Graham ve Harley (2009) araştırmasına göre, Şekil 4.3'te gösterildiği üzere, finans yöneticilerinin %75'i net bugünkü değeri her zaman ya da sıklıkla kullandığını göstermektedir. Bunun sebebi olarak; net bugünkü değer yönteminin projenin genel karlılığını göstermesi, projenin kabulü ya da reddi noktasında çok net bir kriter olması ve eğer projenin indirgenmiş geri ödeme süresi, projenin ömründen daha kısa ise, net bugünkü değer yönteminin yatırımın geri ödeme süresinden sonraki nakit akışlarının, projenin karlılığına etkisini değerlendirmeye olanak vermesi gösterilmektedir (Ertürk, 2012).



Şekil 4.3 : Yatırım değerlendirme kriterlerinin kullanım oranı.

Net bugünkü değer hesaplanırken, nakit girişlerinden nakit çıkışları çıkartılmakta ve paranın zaman değeri hesaba katılmaktadır. Ancak net bugünkü değeri pozitif olan projelerin yatırımına karar verilerek, firmanın değeri yükseltilmektedir.

Net bugünkü değer pozitif olması, projenin karlı olduğu ve maliyetinden çok gelir getireceği anlamına gelmektedir. Yani ancak $NBD > 0$ olduğu durumda yatırım kararı alınmalıdır.

Birden fazla proje olması durumunda ise, net bugünkü değeri yüksek olan projenin tercih edilmesi gerekmektedir.

Eğer net bugünkü değer sıfıra eşit olursa, proje gelirlerinin işletme ve yatırım maliyetlerini ancak karşıladığı anlaşılmaktadır (Brealey ve diğ., 2007).

Net bugünkü değer ile alınacak kararların özeti, Şekil 4.4'te gösterildiği gibidir (Guin, 2005).

NBD	Faydalar - Maliyetler	En az indirgeme oranı kadar kazanç beklenmeli mi?	Yatırım kabul edilmeli mi?
Pozitif	Faydalar > Maliyetler	Evet, daha fazla	Kabul
Sıfır	Faydalar = Maliyetler	Eşit	Farksızlık
Negatif	Faydalar < Maliyetler	Hayır, daha az	Red

Şekil 4.4 : NBD ile alınacak kararların özeti.

NBD aşağıdaki formül ile hesaplanmaktadır.

$$NBD = -C_0 + \frac{C_1}{(1+r)} + \frac{C_2}{(1+r)^2} + \dots + \frac{C_T}{(1+r)^T} \quad (4.2)$$

Kullanılan parametreler ise şu şekildedir:

Co: İlk yatırım tutarı

Cn: Net nakit akışı

r: İndirgeme oranı

t: zaman (yıl sayısı)

Aktaş (2013)'e göre NBD yönteminin üstünlükleri şöyle özetlenebilir:

- Diğer dinamik yöntemlere göre daha basit ve kolaydır.
- Proje karlılığının, sermaye maliyeti veya şirket karlılık kriterleri ile karşılaştırılmasını sağlamaktadır.
- Faiz oranında yıldan yıla olan değişiklikler dikkate alınabilmektedir.
- Projenin büyüklüğünü dikkate alınmaktadır.

NBD yönteminin bazı eksik yönleri bulunmaktadır. Bunlar;

- Hesaplanan değer alınan indirgeme oranına (sermaye maliyetine) doğrudan bağlı olduğundan, sermaye maliyetinin doğru olarak alınması hayati önem taşımaktadır.
- Yatırımın kar oranını göstermeyip sadece karlılığı belirli bir kıstasla karşılaştırmaktadır. Bu yüzden, değişik büyüklükteki yatırımların karlılık oranlarının kıyaslanmasını göstermemektedir.

Birden çok proje arasından seçim yapılırken, eğer sermaye yatırımı belirli ise her zaman en yüksek NBD'ye sahip proje kabul edilmektedir (Brealey ve diğ., 2007).

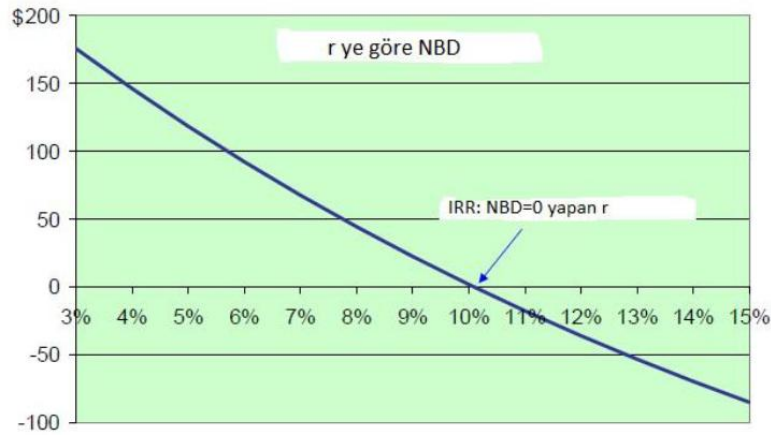
4.3.3 İç karlılık oranı (İKO)

İç karlılık oranı (İKO), projenin gelecekte sağlayacağı dönemsel net nakit akımlarının bugünkü değerleri toplamını, projenin yatırım tutarının bugünkü değerine eşitleyen indirim oranıdır.

Bir projenin iç verimlilik oranının yüksek olması, o projenin sağladığı nakit akımlarının bugünkü değerini sıfıra eşitlemek için daha yüksek bir indirim oranı kullanılması gerektiğini göstermektedir (Sayılğan, 2006).

Diğer bir deyişle iç karlılık oranı, net bugünkü değerın sıfır olmasını sağlayan indirim oranıdır. Yatırım değerlendirmesi yapılırken, projenin iç karlılık oranı, aynı projenin indirim oranından yüksekse proje kabul edilmektedir.

İç karlılık oranı ve net bugünkü değer arasındaki ilişki Şekil 4.5'te gösterilmektedir (Brealey ve diğ., 2007).



Şekil 4.5 : İKO ve NBD arasındaki ilişki.

Görüldüğü üzere, iç karlılık oranı yükseldikçe, projenin net bugünkü değeri azalmaktadır.

Bir projenin iç karlılık oranı aşağıdaki formülle hesaplanmaktadır:

$$C = \frac{R_1}{(1+i)} + \frac{R_1}{(1+i)^2} + \dots + \frac{R_n}{(1+i)^n} \Rightarrow C = \sum_{t=1}^n \frac{R_t}{(1+i)^t} \quad (4.3)$$

Formülde kullanılan parametreler şu şekildedir:

C: Yatırım tutarı,

n: Projenin ömrü,

R: Projenin elde edilecek yıllık net nakit akışı,

i: İç karlılık oranı,

t: Zaman (yıl sayısı).

İç karlılık oranı deneme yanılma yolu (iterasyon) ile belirlenmektedir. Bu hesaplama için önce herhangi bir indirgeme oranı seçilmekte ve nakit giriş ile çıkışlarının eşit olup olmadığı tespit edilmektedir. Birbirine yakın değerler verilerek negatif (-) ve potitif (+) NBD veren indirgeme oranları (i_- ve i_+) bulunmaktadır. Şayet bulunan sonuç negatif ise bu sefer küçük bir değer verilerek bir negatif ve bir pozitif değer bulunması sağlanmaktadır.

(-) ve (+) NBD veren indirgeme oranları bulunduktan sonra, bu iki değer arasında enterpolasyon yapılarak İKO bulunur (Cesur, 2006).

$$i = i_+ + [NBD_+ / (NBD_+ - NBD_-)] * (i_- - i_+) \quad (4.4)$$

İç karlılık oranı, projenin sermaye maliyetinden, yani indirgeme oranından, yüksek olduğunda proje için kabul kararı alınmaktadır ancak birçok proje içinde eleme yapılırken kullanılması uygun değildir. Çünkü İKO'su yüksek bir proje, diğer projelere göre daha düşük bir NBD'ye sahip olabilir ve bu yanılgıya yol açabilir (Brealey ve diğ., 2007).

Bir yatırım projesi için hesaplanan iç karlılık oranı, projenin işletme aralığına (0.....N.yıl) ilişkindir ve bu aralıktaki indirgeme oranı ile karşılaştırılmak durumundadır. (0.....N.yıl) aralığında birden fazla indirgeme oranları öngörülürse, İKO'nun bu değerlerden hangisi ile karşılaştırılacağı gibi bir sorun ortaya çıkmaktadır. Bu durumda da projenin net şimdiki değerine bakılması gerekmektedir.

Keza bu tez çalışmasında da özkaynak kullanımı oranına bağlı olarak değişen indirgeme değerleri olduğundan dolayı, öncelikli karar verme yöntemi olarak net bugünkü değer dikkate alınmıştır.

Aktaş (2013)'e göre, iç karlılık oranı yönteminin üstünlükleri aşağıdaki gibi sıralanabilmektedir:

- Projenin ömrünü, ömür sonundaki hurda değerini, paranın zaman değerini dikkate alan bir yöntemdir.
- Bir yatırım projesinin gerçek karlılığını göstermektedir.

İç karlılık oranı yönteminin dezavantajları ise;

- Bilgisayar yokluğunda hesaplanması zaman almaktadır.
- İşletmenin sermaye maliyetini bilmeden sadece İKO'ya göre tercih yapmak yukarıda da belirtildiği gibi yanıltıcı olabilmektedir.
- Yöntemin projenin büyüklüğünü dikkate almayışı, bir diğer eksiklik olarak karşımıza çıkmaktadır.

4.3.4 Karlılık endeksi

Fayda/maliyet oranı olarak da isimlendirilen karlılık endeksi (KE) hesaplamasında, projenin sağlayacağı nakit girişlerinin bugünkü değeri, nakit çıkışlarının bugünkü değerine bölünmektedir. Diğer bir deyişle karlılık endeksi, bir projenin ekonomik ömrü boyunca sağlayacağı nakit girişlerinin, projenin doğurduğu nakit çıkışlarının bugünkü değerinin yüzde kaçı kadar olduğunu ifade etmektedir (Sayılğan, 2006).

Yatırım kararının alınması için karlılık endeksinin bire eşit veya birden daha büyük olması gerekmektedir. Eğer karlılık endeksi birden büyük ise, projenin net bugünkü değeri de sıfırdan büyüktür; eğer bire eşit ise, net bugünkü değer sıfırdır; eğer birden küçük ise net bugünkü değer negatiftir (Sayılğan, 2006).

Karlılık Endeksi aşağıdaki formül ile hesaplanmaktadır (Aktaş, 2012).

$$KE = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{R_t}{(1+i)^t}}{C} \quad (4.5)$$

Kullanılan parametreler:

C: Yatırım tutarı,

n: Projenin ömrü,

R: Projenin sağlayacağı yıllık net akışı,

i: İndirgeme oranı,

t: Zaman (yıl sayısı).

Yukarıda ifade edildiği gibi, bir projenin karlılık endeksinin birden büyük olması, bu projenin yapılabilir olduğunu göstermektedir. Birçok proje arasında bu yöntemle seçim yapılması gerektiğinde ise, karlılık endeksi görece büyük olan seçilmektedir (Brealey ve diğ., 2007).

4.3.5 Geri ödeme süresi

Geri ödeme süresi ile projenin başlangıcında yatırılan paranın, ileriki yıllarda elde edilecek nakit akışları ile kaç yılda geri alınacağı ölçülmektedir. Bu yöntem ile birden çok proje arasında eleme yapılması gerektiğinde, geri ödeme süresi en kısa olan proje tercih edilmektedir.

Tek proje ile ilgili yatırım kararı alınmasında ise, eğer bir zaman kısıtı varsa, karar ona göre belirlenmektedir. Geri ödeme süresi, zaman kısıtının altında ise, bu proje kabul edilmektedir (Cesur, 2006).

Geri ödeme süresi yöntemine göre, kendisini en kısa zamanda ödeyecek yatırım, riski en az olan yatırımdır. Bu yöntem, yatırımın kendisini finanse edebilmesi için gerekli olan zamanın hesaplanmasında kullanılmaktadır (Brealey ve diğ., 2007).

Bu yöntemin olumlu yanları, aşağıdaki gibi sıralanabilmektedir (Aktaş, 2012).

- Anlaşılması kolay ve uygulanması basit bir yöntemdir.
- Riski az projelere öncelik vererek proje riskini azaltıcı bir etki doğurmaktadır.
- Nakit sıkıntısı olan işletmelerin, bu sorunlarını çözme yönünden de önem taşımaktadır. İşletmeler kendilerine süratle nakit girişi sağlayan yatırımlara öncelik vermekle, faaliyetlerinin devamı için gerekli olan nakit fonları da yaratmış olurlar.

Yöntemin en büyük dezavantajı, geri ödeme döneminden sonraki yıllarda oluşabilecek muhtemel net nakit akışlarını dikkate almamasıdır. Oysa bu tarihten sonraki net nakit akışları, karar sürecini etkileyebilmektedir.

5. MODELE İLİŞKİN AYRINTILAR VE UYGULAMALAR

Bir rüzgar enerjisi projesine yatırım yapmadan önce detaylı bir ekonomik analiz yapmak oldukça önemlidir. Çünkü yatırım planlanan projenin, yatırımcıya ya da krediyi veren bankaya, projeye yatırmış oldukları parayı geri getirme garantisi vermesi, buna ek olarak makul miktarda da bir geri dönüş sağlaması gerekmektedir.

Tez çalışmasının bu bölümünde, bir rüzgar enerjisi projesinin yatırım değerlendirmesi sürecinde; net bugünkü değer, iç karlılık oranı, karlılık endeksi ve geri ödeme süresi karar ölçütlerinin, özkaynak kullanım oranına bağlı değişimi incelenmiştir.

Özkaynak kullanım oranı, kredi ödeme şekli ve santralin kapasite faktöründeki değişimin yatırım değerlendirme kriterlerine etkisi, oluşturan bir proje ve finans modeli vasıtasıyla ortaya konmuştur. Tezin bu başlığı altında, model oluşturma noktasında ihtiyaç duyulan veriler, finansman senaryoları, gerekli kabuller tanımlanmış ve daha sonra modelin tamamlanması ile finansman oranı ve kapasite faktörü değişkenlerinin yatırım değerlendirme kriterlerine etkileri anlatılmıştır.

5.1 Veriler ve Varsayımlar

Finansman modeli oluşturulan rüzgar enerjisi santrali projesine ilişkin varsayımlar, Çizelge 5.1 'de verilmiştir.

Çizelge 5.1 : Finans modelindeki varsayımlar.

Proje Detayları	Değer
Proje Kurulu Gücü	40 MW
Türbin Nominal Gücü	2 MW
Türbin Sayısı	20
Proje Ömrü	20 yıl
Kapasite Faktörü	%30
Hurda Maliyeti	%10
Yatırım Başlangıç Yılı	2014
Santralin Devreye Alınma Yılı	2015

Projenin işletme maliyetlerine uygulanan enflasyon değeri %2.3 olarak Ek A'da gösterildiği üzere, ABD'nin son on yıllık enflasyon değerlerinin ortalaması alınarak hesaplanmıştır. Tezin Ek B bölümünde, yüzde yirmi özkaynak oranı ile gerçekleştirilen ve borç ödemesi eşit anapara ile yapılan projenin gelir–gider ve nakit akış tablosu verilmiştir.

5.2 Öngörülen Proje Giderleri

Bir rüzgar enerjisi projesinin giderleri, proje işletme öncesi giderler ve işletme sürecinde ortaya çıkan giderlerden oluşmaktadır. Bu iki gider kalemini incelediğimizde, sermaye maliyetinin toplam proje maliyetinin yaklaşık yüzde seksenini, proje işletme maliyeti ise geri kalan yaklaşık yüzde yirmilik kısmı oluşturmaktadır (Ertürk, 2012).

5.2.1 İşletme öncesi giderler

Rüzgar enerjisi projelerinde, yatırım maliyetinin büyük kısmı rüzgar türbini maliyetinden kaynaklanmaktadır. Avrupa Rüzgar Enerjisi Birliği'nin 2009 yılında yayınladığı Rüzgar Enerjisi Ekonomisi adlı raporda (EWEA, 2009), Avrupa'da 2 MW gücündeki bir rüzgar türbinin kurulumu ve devreye alınması sürecinde ortaya çıkacak maliyetlerin dağılımı, Çizelge 5.2'de gösterildiği gibi verilmiştir.

Çizelge 5.2 : Avrupa'da 2 MW gücündeki bir rüzgar türbinin kurulumu sürecinde oluşabilecek harcamaların oransal dağılımı.

Rüzgar Santrali Maliyet Unsurları	Toplam Yatırım Maliyetindeki Oranı (%)
Rüzgar Türbini	75.6
Temel ve Yol Yapımı	7.4
Elektrik İşleri ve Kontrol Sistemleri	1.8
Şebeke Bağlantısı	8.9
Müşavirlik	1.2
Arazi Kirası	3.9
Etüd Proje Giderleri ve Danışmanlık	1.2

Ertürk (2012) yılında yayınladığı makalede, bir rüzgar türbinin maliyetinin ortalama 974 ABD Doları/kW olduğunu belirtmiştir. Finans modelinde, türbin maliyeti olarak bu değer dikkate alınmıştır.

Oluşturulan finans modelinde, net bugünkü değer ve iç karlılık oranı hesaplarında kullanılan, ağırlıklı ortalama sermaye maliyeti hesaplanırken, ihtiyaç duyulan

özkaynak maliyeti faiz oranı; TCMB 19.10.2014 tarihli borç alma oranından faydalanılarak %7.5, borç sermayesi maliyeti faiz oranı ise, yine aynı tarihli TCMB borç verme faiz oranı olan %11.25 olarak hesaplamalara katılmıştır (<http://www.tcmb.gov.tr>). TCMB borç verme faiz oranına, %1 risk primi eklenmiştir.

Rüzgar enerji santrallerinin sermaye maliyetinin oluşturan diğer kalemleri ise; proje etüd giderleri, danışmanlık giderleri, lisans alma ve lisans sureti çıkarma gideri, müşavirlik, rüzgar türbini temel inşa giderleri, santral yol yapımı giderleri, elektrik işleri (kablolama, enerji iletim hatları, şalt binası vs.) giderleridir.

Rüzgar hızının yüksek olduğu sahalara, genelde yüksek dağların ve tepelerin zirve ve yamaçlarında ve yerleşim yerlerinden uzakta bulunurlar. Dolayısıyla bu sahalara ulaşım için yol açılması ve santralin enerji iletim sistemine bağlanması sürecinde yapılan harcamalar diğer proje sahalara göre daha yüksektir. İnşaat giderlerini arttıran bir diğer olumsuz durum ise, santralin inşa edileceği bölgedeki zeminin yeterli sertliğe sahip olmaması ya da santralin bataklık bölgesinde kurulacak olmasıdır. Bu tarz olumsuz durumlar farklı temel tasarımları gerektirmekte, kullanılan beton ve demirin miktarı genelde artmaktadır. Dolayısıyla projenin inşaat giderlerinde artış yaşanmaktadır.

Tez çalışmasında oluşturan modelde, inşaat, elektrik, danışmanlık, proje geliştirme, lisans ve müşavirlik giderleri Çizelge 5.2'den faydalanılarak belirlenmiş ve elde edilen değerler Çizelge 5.3'te gösterilmiştir.

Çizelge 5.3 : Örnek projenin yatırım maliyetinin detayları.

Proje Maliyeti Unsurları	ABD Doları/MW
Rüzgar Türbini	974.000
Elektrik İşleri	
İnşaat İşleri (Temel, Yol Yapımı vs.)	
Etüd Proje Giderleri ve Danışmanlık	314.360
Müşavirlik	
Şebeke Bağlantısı	
Lisans Alma ve Lisans Sureti Çıkarma	
Toplam	1,288.360
Proje Toplam Yatırım Maliyeti	51,534.392

5.2.2 İşletme sonrası giderler

Bir rüzgar enerjisi santralının işletme giderleri; değişken maliyetli yedek parça ve tamir maliyetleriyle birlikte, sabit giderli sigorta, düzenli bakım ve arazi kirası

giderlerinden oluşmaktadır (Ertürk, 2012). Avrupa Rüzgar Enerjisi Birliği'nin 2009 yılında yayınladığı Rüzgar Enerjisi Ekonomisi adlı raporda, Avrupa'da 2 MW gücündeki bir rüzgar türbinin işletme sürecinde ortaya çıkacak giderlerin dağılımı, Çizelge 5.4'de gösterildiği gibi verilmiştir (EWEA, 2009).

Çizelge 5.4 : Bir rüzgar türbinin işletme sürecinde oluşabilecek harcamaların dağılımı.

İşletme Giderleri	Toplam İşletme Maliyetindeki Oranı (%)
Servis ve Yedek Parça	26
Genel Yönetim	21
Sigorta	13
Arazi Kirası	18
Şebekeden Tüketilen Enerji	5
Diğer	17

5.2.2.1 Servis - bakım, yönetim, sigorta ve amortisman giderleri

Rüzgar türbinleri diğer endüstriyel ekipmanları gibi servis ve bakıma ihtiyaç duymaktadırlar ve bu servis ve bakım işlerinden doğan maliyet, bir türbinin, yıllık toplam giderlerini oluşturmaktadır. Rüzgar enerji santrallerinin işletme ve bakım giderleri; türbin servis, düzenli bakım ve yedek parçalar, sigorta, yönetim giderlerinden oluşmaktadır. Santralin işletme ömrü boyunca hesaba katılması gereken diğer giderleri ise sonraki bölümde anlatıldığı üzere, arazi kirası ve yıllık lisans bedeli giderleridir.

Rüzgar enerji santralleri 20-25 yıllık bir teknik ömre göre dizayn edilmişlerdir. Rüzgar türbinlerinin gerçek ömürleri henüz tam olarak bilinmemektedir çünkü ömrünü tamamlamış rüzgar santralinin sayısı oldukça azdır. Bunun yanında bir rüzgar türbini yaşlandıkça üzerine ne kadar iyileştirme ve güçlendirmenin yapılacağı da bir belirsizlik faktörüdür. Ancak günümüzde, rüzgar santrallerinde yapılan iyileştirmelerin maliyetleri sıklıkla proje bütçesine eklenmektedir. Türbinlerin servis ve bakım maliyetleri türbinler yaşlandıkça artmaktadır, dolayısıyla türbinlerin ekonomik ömürleri, teknik ömürlerinden daha kısa olabilir. Şöyle ki, 15-20 işletme süresinden sonra, bakım maliyetleri yüksek olacağından dolayı, türbini yeni ve daha verimli bir rüzgar türbini ile değiştirmek daha karlı ve mantıklı olabilmektedir.

Ertürk (2012) yılında yayınladığı çalışmasında, bir rüzgar türbinin ortalama işletme gideri 16,24 ABD Doları/MWsaat olduğunu belirtmiştir. Bu bilgiden yola çıkarak,

oluşturulan finans modelinde türbin servis ve bakım maliyeti, Çizelge 5.4’de belirtildiği üzere, toplam işletme giderlerinin yüzde yirmi altısı olarak dikkate alınmıştır. Türbin servis ve bakım maliyeti Ek A’da hesaplanmış yüzde 2.3 enflasyon oranında projenin işletme süresi boyunca arttırılmış ve hesaplamalar bu doğrultuda gerçekleştirilmiştir.

Avrupa Rüzgar Enerjisi Birliği’nin 2009 yılında yayınladığı Rüzgar Enerjisi Ekonomisi adlı raporda (EWEA, 2009), bir rüzgar enerjisi santralının yönetim giderlerinin, toplam işletme giderlerinin yüzde yirmi birini, sigorta maliyetinin ise, santralin toplam işletme giderlerinin yüzde on üçünü oluşturduğu ifade edilmiştir. Tez çalışmasının servis ve yönetim giderleri kısmında bu bilgidan faydalanılmış olup, öncelikli olarak ğretimi yapılan MW-saat enerji başına işletme giderleri hesap edilmiş ardından bu değer, Çizelge 5.4’te belirtilen yüzdelerde; yönetim giderleri, sigorta giderlerine paylaştırılmış ve santralin işletme ömrü boyunca gider olarak yazılmıştır.

Vergi Usul Kanunu Amortisman Tabi İktisadi Kıymetler madde 45.17’de belirtildiği üzere, rüzgar enerji santralleri, türbin, kule, jeneratör ve kanatlar gibi iktisadi kıymetlerin faydalı ömrü on yıl olarak belirlenmiş, bunun yanında amortisman oranı ise yüzde on olarak verilmiştir (<http://www.gib.gov.tr>). Dolayısıyla finans modelinde, amortisman periyodu ve amortisman oranı, ilgili kanunda belirtildiği üzere hesaplamalara dahil edilmiştir. Hurda maliyeti ise yüzde on olarak varsayılmış ve hesaplanan değer projenin yirminci işletme yılında gelir olarak nakit akışına işlenmiştir.

5.2.2.2 Arazi kirası ve lisans bedeli giderleri

Bir rüzgar enerji santralının arazi kira bedeli, Çizelge 5.4’de belirtildiği üzere, toplam işletme maliyetinin yaklaşık yüzde on sekizini oluşturmaktadır. Ertürk (2012) çalışmasında belirtilen, 16,24 ABD Doları/MW-saat yıllık ortalama santral işletme giderinin, yüzde on sekizi, tez çalışmasında oluşturulan modelin işletme giderlerine yazılmıştır. Hesap edilen bu gider miktarına, Ek A’da hesaplanan enflasyon oranı da projenin işletme süresi boyunca eklenmiştir.

5346 sayılı Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Elektrik Enerjisi Üretimi Amaçlı Kullanımına İlişkin Kanunun arazi ihtiyacına ilişkin uygulamalar bölümünde belirtildiği üzere, 31/12/2015 tarihine kadar işletmeye girecek olan YEK Kanunu

kapsamındaki yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı üretim tesislerinden, işletme dönemlerinin ilk on yılında izin, kira, irtifak hakkı ve kullanma izni bedellerine yüzde seksen beş indirim uygulanmaktadır (<http://www.epdk.org.tr>). Bu bilgilerden faydalanılarak modelde, arazi bedeli toplam işletme maliyetinin yüzde on sekizi olarak hesap edilmiş, bu değerin yüzde onbeşi yatırım ilk on yılında, tamamı ise yatırım ikinci on yılında işletme giderlerine eklenmiştir.

İşletme giderlerinin bir diğer kalemi ise, yıllık lisans bedelidir. Enerji Piyasası Denetleme Kurumu'nun, 02.11.2013 tarihli ve 28809 sayılı Resmi Gazete'de yayımlanarak yürürlüğe giren Elektrik Piyasası Lisans Yönetmeliği'nin 43 üncü maddesi uyarınca (<http://www.epdk.org.tr>), 2014 yılında uygulanacak olan yıllık lisans bedeline ilişkin alınan 4470 numaralı karar gereğince, finans modelinde öngörülen rüzgar enerjisi projesinin yıllık lisans bedeli, üretilen kW-saat başına 0.003 Kr. olarak hesaplanmıştır. Elde edilen değer, 19.10. 2014 tarihli ABD Doları kuru 2,25 Türk Lirasına bölünmüş ve lisans bedeli de diğer giderler gibi dolar kuruna çevrilmiştir. Buna ek olarak, enflasyon oranı işletme süresi boyunca lisans bedeli giderine uygulanmıştır.

Ayrıca Elektrik Piyasası Lisans Yönetmeliği Mali Hükümler Madde 43' de belirtildiği üzere, yerli doğal kaynaklar ile yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı üretim tesisleri için, ilgili lisanslara derç edilen tesis tamamlanma tarihini izleyen ilk sekiz yıl süresince yıllık lisans bedeli alınmamaktadır. Dolayısıyla, oluşturulan finans modelinin ilk 8 yılında yıllık lisans bedeli gideri yazılmamış olup, yatırımın son on iki yıllık periyodunda yıllık lisans bedeli dikkate alınmıştır. Örnek projenin işletme giderleri Çizelge 5.5'de gösterilmektedir.

Çizelge 5.5 : Örnek projenin işletme sürecinde oluşabilecek harcamaların dağılımı.

İşletme Giderleri	ABD Doları/MW
Servis ve Yedek Parça	278.579
Genel Yönetim	225.006
Sigorta	139.289
Arazi Kirası Bedeli	180.054
Yıllık Lisans Bedeli	47.870
Diğer	187.505
Toplam	1,058.303
Projenin Toplam İşletme Gideri	42,332.117

5.2.2.3 Finansman Giderleri

Projenin bir diğer gider kalemi ise finansman giderleridir. Projeyi gerçekleştirmek için gerekli miktarın bir kısmı ya da tamamı özkaynak tarafından karşılanabileceği gibi, bir kısmı ya da tamamı dış kaynak tarafından da karşılanabilmektedir. Dış kaynak kullanımı, borç sermayesi olarak tanımlanmaktadır.

Borçlanılan tutarın, faiziyle birlikte geri ödenmesi, finansman giderlerinin içeriğini oluşturmaktadır. Kullanılan kredinin taksidi, anapara ve faiz ödemeleri toplanarak hesap edilmektedir. Eşit taksitli kredi geri ödemelerinde, ödeme tutarı içindeki ana paranın oranı her taksit döneminde artarken, aynı tutar içindeki faiz ödemesinin oranı azalır ve böylelikle dönem taksitleri arasındaki eşitlik bozulmaz. İlerleyen bölümlerde, kredi ödeme türlerine ilişkin senaryolar finans modeline uygulanmış ve elde edilen sonuçlar değerlendirilmiştir.

Bu tez çalışmasında kredi ödeme yapısı oluşturulurken, projenin ilk üç yılı ödemesiz dönem olarak değerlendirilmiş ve işletmenin üçüncü yılından itibaren eşit taksitler halinde on yıl içerisinde geri ödemenin tamamlanacağı kabulü yapılmıştır.

Borç sermayesi maliyeti olarak, finansal kuruluşların sunduğu kredi faiz oranları birbirinden farklılık gösterdiği için, TCMB referansı ile ilerlenmiş ve TCMB'nin güncel borç verme oranı hesaplamalarda kullanılmıştır.

Tez çalışmasında, 19.10.2014 tarihli TCMB Borç Verme Faiz oranı olan %11,25 kredi faizi olarak finans modeline %1 risk primi eklenmiş ve hesaplamalar bu şekilde gerçekleştirilmiştir (<http://www.tcmb.gov.tr>).

5.3 Öngörülen Proje Gelirleri

Bir rüzgar enerjisi projesinin detaylı ekonomik analizini gerçekleştirme sürecindeki en önemli adımlardan biri, santralin kurulacağı bölgede ne kadar elektrik üretimi sağlayacağını hesaplanması ve akabinde elektrik satışından elde edilecek olan gelirin bulunmasıdır.

Rüzgar enerjisi santrali devreye alınıp enerji üretmeye başladıktan sonra, bu enerji üretiminden elde edilecek gelirin, santralin finansal ve işletme giderlerini karşılaması gerekmektedir. Bununla kalmayıp, santralin ayrıca yatırımcı için kar üretmesi gerekmektedir.

Tez çalışmasında oluşturan modelde, rüzgar enerji santralinin gelir kaleminin, elektrik satışından gelen gelirle oluşturulacağı kabulü yapılmış ve elektrik enerjisinden elde edilen gelir, o yılda yapılan enerji üretiminin, aynı yıldaki elektrik satış fiyatıyla çarpımından elde edilmiştir.

Finans modelinde, elektrik satış fiyatları üç farklı senaryo ile değerlendirilmiş olup, projenin 0-5, 6-10 ve 10-20 yılları arasındaki periyotlarda farklı elektrik satış fiyatları uygulanmıştır. Bu kapsamda, projenin ilk beş yılında yerli üretim teşviğinden yararlanmak, altıncı ve onuncu yılları arasında ise sabit fiyatla elektrik satışından faydalanmak planlanmıştır. Projenin son on yılında elektrik satışından elde edilecek olan gelir ise, 2014 yılındaki ortalama toptan elektrik satış fiyatının üzerine, 2007–2014 yılları arasında görülen yıllık %0.87’lik artış ortalaması eklenmiş ve projenin son on yılındaki elektrik satış fiyatı belirlenmiştir.

Çizelge 5.6’da, 2007- 2014 yılları arasındaki Türkiye Ortalama Elektrik Toptan Satış Fiyatları verilmiştir (<http://www.epdk.org.tr>). Finans modeli Amerikan Doları üzerine oluşturulduğundan dolayı, yıllara ait ortalama elektrik toptan satış fiyatları, o yıla ait T.C. Merkez Bankası ABD Doları alış kuru ortalaması kullanılarak dolara çevirilmiştir.

Çizelge 5.6 : Türkiye ortalama elektrik toptan satış fiyatları, 2007-2014.

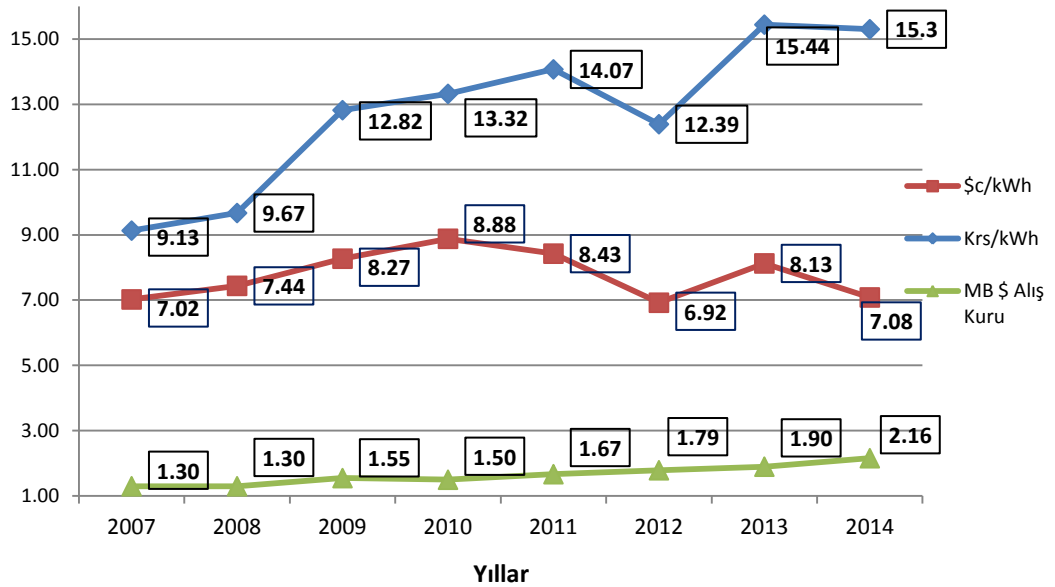
Yıllar	Krş/kW-saat Değeri	Merkez Bankası ABD Doları Alış Kuru	ABD Dolar cent/kW-saat Değeri
2007	9.13	1.30	7.02
2008	9.67	1.30	7.44
2009	12.82	1.55	8.27
2010	13.32	1.50	8.88
2011	14.07	1.67	8.43
2012	12.39	1.79	6.92
2013	15.44	1.90	8.13
2014	15.3	2.16	7.08
Ortalama	12.77	1.65	7.77

Merkez Bankası’nın 2007-2014 yılları arasında uygulamış olduğu ABD Doları alış kurunun aylara göre dağılımı Ek D Çizelge D.1’de verilmiştir (<http://www.isyatirim.com.tr/>). Oluşturulan model de, Çizelge 5.6’da görüldüğü üzere, EPDK’nın 2007 – 2014 yılları arasında kuruş/kWsaat cinsinden açıklamış olduğu ortalama elektrik toptan satış fiyatları, TCMB’nin o yıldaki dolar alış kuru

ortalamasına bölünerek ve tüm ortalama elektrik toptan satış fiyatları ABD Doları Cent/kWsaat cinsine çevrilmiştir.

Buradan hareketle, 2007-2014 yılları arasındaki ortalama toptan elektrik satış fiyatı 7.77 (ABD Doları Cent/kWsaat) olarak bulunmuş, ardından bu yedi yıllık periyot içerisinde fiyatlardaki ortalama artış değeri olan % 0.87 elde edilmiştir.

Şekil 5.1’de 2007-2014 yılları arasındaki EPDK’nın açıklamış olduğu ortalama toptan elektrik satış fiyatlarının TL ve ABD Doları cinsinden değerleri, bu süreç içerisindeki değişimleri ve Merkez Bankası’nın yine aynı süreç içerisindeki, dolar alış kuru değerleri gösterilmektedir.



Şekil 5.1 : 2007-2014 yılları arasındaki ortalama toptan elektrik satış fiyatları.

Oluşturulan finans modeli, projenin ilk beş yılında yerli üretim teşviğinden, altıncı ve onuncu yılları arasındaki periyotta ise sabit fiyatla alım garantisinden yararlanmak üzerine kurulmuştur.

Bu kapsamda, 5346 sayılı Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Elektrik Enerjisi Üretimi Amaçlı Kullanımına İlişkin Kanunun, Yenilenebilir Enerji Kaynaklarını Destekleme Mekanizması maddesinde belirtildiği üzere, 31/12/2015 tarihine kadar işletmeye girmiş ya da girecek YEK Destekleme Mekanizmasına tabi rüzgar enerjisine dayalı üretim lisansı sahipleri için, 7.3 (ABD Doları Cent/kWsaat) elektrik fiyatı on yıl süreyle uygulanacaktır (<http://www.epdk.org.tr>).

Yine 5346 sayılı kanunun yerli ürün kullanımına ilişkin maddesinde belirtildiği üzere, yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı ve 31/12/2015 tarihinden önce devreye giren üretim tesislerinde kullanılan, mekanik ve/veya elektro-mekanik aksamın yurt içinde imal edilmiş olması durumunda, bu rüzgar enerjisine dayalı üretim tesislerinde üretilerek, iletim veya dağıtım sistemine verilen elektrik enerjisi için, 7.3 (ABD Doları Cent/kWsaat) elektrik fiyatına, üretim tesisinin işletmeye giriş tarihinden itibaren beş yıl süreyle Çizelge 5.7'deki fiyatlar ilave edilir (<http://www.epdk.org.tr>)

Çizelge 5.7 : 5346 sayılı kanun yerli üretim kullanımı yerli katkı ilavesi.

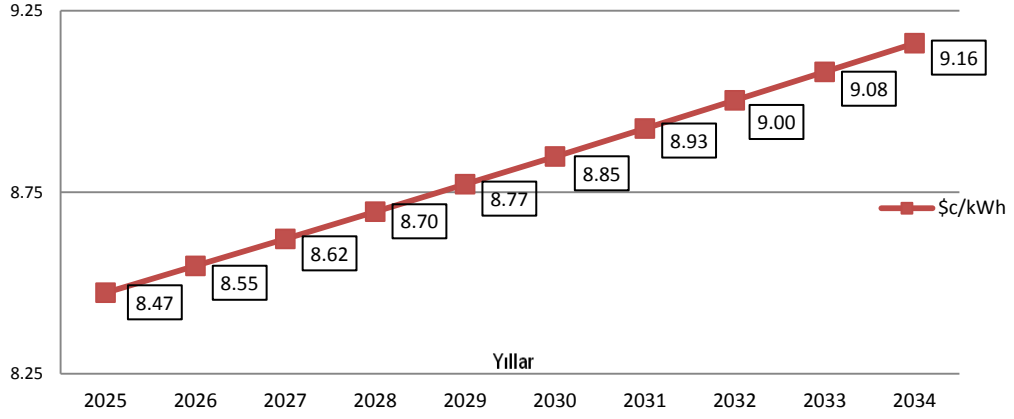
Tesis Tipi	Yurt İçinde Gerçekleşen İmalat	Yerli Katkı İlavesi (ABD Doları cent/kWh)
Rüzgar enerjisine dayalı üretim tesisi	1- Kanat	0,8
	2- Jeneratör ve güç elektroniği	1,0
	3- Türbin kulesi	0,6
	4- Rotor ve nasel gruplarındaki mekanik aksamın tamamı (Kanat grubu ile jeneratör ve güç elektroniği için yapılan ödemeler hariç.)	1,3

Oluşturulan finans modelinde, kurulacak olan rüzgar türbinlerinin kanat ve kule aksamalarının imalatlarının yurt içinde gerçekleştirildiği varsayılmıştır. Bu durumda, projenin ilk beş yılında, sabit 7.3 (ABD Doları Cent/kWsaat) 'lık elektrik fiyatına, yerli kanat kullanımından 0.8 (ABD Doları Cent/kWsaat) , yerli kule kullanımından 0.6 (ABD Doları Cent/kWsaat) yerli katkı ilavesi eklenmiş ve projenin ilk beş yıllık sürecinde üretilen elektrik enerjisi, 8.7 (ABD Doları Cent/kWsaat) fiyatından satılmıştır.

Projenin altı ve onuncu yılları arasındaki süreçte ise, yerli üretim teşviği ortadan kalktığı için, sabit elektrik alım fiyatı olan 7.3 (ABD Doları Cent/kWsaat) üzerinden elektrik satışı gerçekleşmiştir.

Örnek projenin son yılında elektrik satışından elde edilecek olan gelir ise, EPDK'nın 2007-2014 yılları arasında açıklamış olduğu toptan elektrik satış fiyatlarının ortalaması olan 7.77 (ABD Doları Cent/kWsaat) değeri üzerine, 2007–2014 yılları arasında görülen %0.87'lik artış ortalaması eklenmiş ve projenin son on yılındaki elektrik satış fiyatları belirlenmiştir.

Oluşturulan finans modelinde öngörülen 2025-2034 yılları arasındaki ortalama toptan elektrik satış fiyatları Şekil 5.2'de gösterilmektedir.



Şekil 5.2 : 2025-2034 yılları arasında öngörülen ortalama toptan elektrik satış fiyatları.

Elde edilen bu değerler finans modeline uygulanmış ve projenin 2025-2034 yılları arasındaki elektrik satışından elde ettiği gelir hesaplanmıştır.

Tezin Ek B bölümünde, yüzde yirmi özkaynak oranı ile gerçekleştirilen ve borç ödemesi eşit anapara ile yapılan projenin gelir–gider ve nakit akış tablosu verilmiştir.

5.4 Senaryolar

Tez çalışmasının bundan sonraki bölümlerinde, özkaynak kullanım oranı değişiminin; yatırım değerlendirme kriterlerine etkisini görmek, kurulması planlanan projenin kapasite faktöründeki değişimin, projenin karlılığın nasıl etkilendiğini ortaya koymak ve proje gerçekleştirme sürecinde kredi kullanılması durumunda, kredi ödemesinin hangi şekilde ödendiği taktirde, projenin daha ekonomik olacağını ortaya koymak amacıyla farklı senaryolar oluşturulmuştur.

5.4.1 Özkaynak kullanım oranına ilişkin senaryolar

Bu çalışmada, önceki bölümlerde de belirtildiği üzere, özkaynak kullanım oranının, yatırım değerlendirme ölçütlerine etkisi incelenmektedir. Bu kapsamda, yatırımcının proje için kullandığı özkaynak ya da kullanmış olduğu kredi miktarının değişimine ilişkin senaryolar oluşturulmuştur. Daha sonra her bir özkaynak-kredi kullanımı senaryosu için; net bugünkü değer (NBD), iç karlılık oranı (İKO), karlılık endeksi, nominal değer (ND), reel değer (RD) ve geri ödeme süresi hesaplanmıştır. Elde edilen sonuçlar Çizelge 5.8’de, örnek projede oluşturulan finans modelinin gelir-gider ve nakit akışı tablosu detayları ise tezin Ek B bölümünde gösterilmektedir.

Çizelge 5.8 : Özkaynak oranı değişiminin yatırım değerlendirme kriterlerine etkisi.

Özkaynak Oranı	Özkaynak Miktarı (\$)	Kredi Miktarı (\$)	Kredi Maliyeti (\$)	İndirgeme Oranı	NBD (m\$)	İKO	Karlılık Endeksi	Geri Ödeme Süresi (Yıl)	Nominal Değer (m\$)	Reel Değer (m\$)
100%	51.534.392	0	0	7,50%	11,3613	8,65%	1,24	14	71,68	11,36
95%	48.957.672	2.576.720	1.736.065	7,62%	10,9925	8,79%	1,24	14	70,29	10,99
90%	46.380.952	5.153.439	3.472.130	7,73%	10,6620	8,93%	1,25	14	68,91	10,66
85%	43.804.233	7.730.159	5.208.194	7,85%	10,3691	9,08%	1,26	14	67,52	10,37
80%	41.227.513	10.306.878	6.944.259	7,96%	10,1068	9,23%	1,26	14	66,13	10,11
75%	38.650.794	12.883.598	8.680.324	8,08%	9,8680	9,40%	1,28	14	64,74	9,87
70%	36.074.074	15.460.317	10.416.389	8,19%	9,6648	9,58%	1,29	14	63,35	9,66
65%	33.497.354	18.037.037	12.152.454	8,31%	9,4966	9,76%	1,31	14	61,96	9,50
60%	30.920.635	20.613.757	13.888.519	8,42%	9,3588	9,97%	1,33	14	60,57	9,36
55%	28.343.915	23.190.476	15.624.583	8,54%	9,2115	10,19%	1,35	14	59,18	9,21
50%	25.767.196	25.767.196	17.360.648	8,65%	9,0916	10,43%	1,38	14	57,79	9,09
45%	23.190.476	28.343.915	19.096.713	8,77%	8,9963	10,70%	1,42	14	56,41	9,00
40%	20.613.757	30.920.635	20.832.778	8,88%	8,9327	11,00%	1,47	14	55,02	8,93
39%	20.098.413	31.435.979	21.179.991	8,90%	8,9238	11,07%	1,48	14	54,74	8,92
38%	19.583.069	31.951.323	21.527.204	8,93%	8,9161	11,14%	1,50	14	54,46	8,92
37%	19.067.725	32.466.667	21.874.417	8,95%	8,9096	11,21%	1,51	14	54,18	8,91
36%	18.552.381	32.982.011	22.221.630	8,97%	8,9044	11,27%	1,52	14	53,91	8,90
35%	18.037.037	33.497.354	22.568.843	9,00%	8,9004	11,35%	1,54	14	53,63	8,90

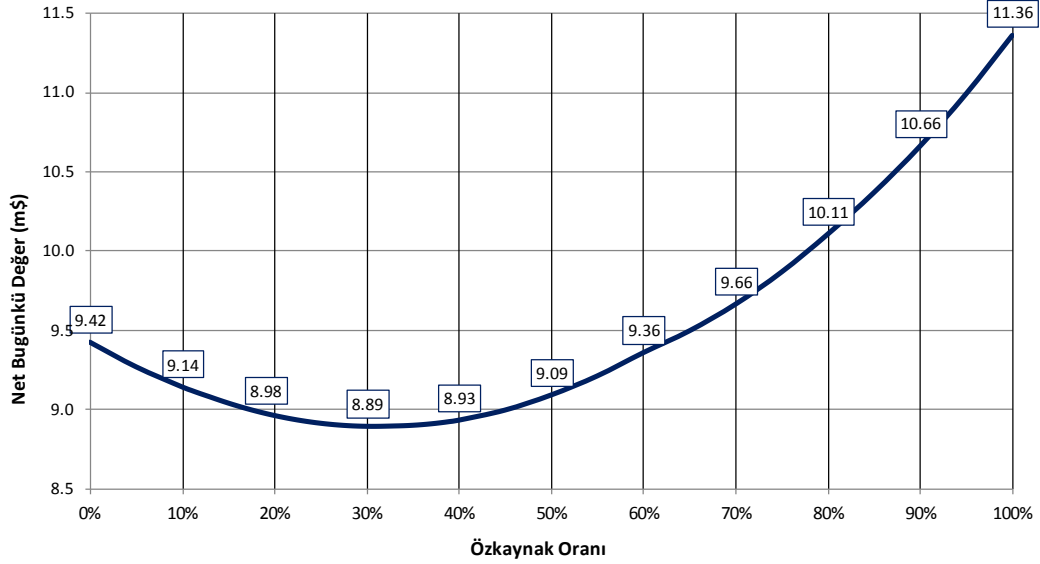
Çizelge 5.8 (devam) : Özkaynak oranı değişiminin yatırım değerlendirme kriterlerine etkisi.

Özkaynak Oranı	Özkaynak Miktarı (\$)	Kredi Miktarı (\$)	Kredi Maliyeti (\$)	İndirgeme Oranı	NBD (m\$)	İKO	Karlılık Endeksi	Geri Ödeme Süresi (Yıl)	Nominal Değer (m\$)	Reel Değer (m\$)
34%	17.521.693	34.012.698	22.916.056	9,02%	8,8976	11,41%	1,55	14	53,35	8,90
33%	17.006.349	34.528.042	23.263.269	9,04%	8,8961	11,47%	1,57	14	53,07	8,90
32%	16.491.005	35.043.386	23.610.481	9,06%	8,8946	11,53%	1,59	14	52,79	8,89
31%	15.975.661	35.558.730	23.957.694	9,09%	8,8936	11,59%	1,61	14	52,52	8,89
30%	15.460.317	36.074.074	24.304.907	9,11%	8,8939	11,64%	1,63	14	52,24	8,89
29%	14.944.974	36.589.418	24.652.120	9,13%	8,8953	11,69%	1,65	14	51,96	8,90
28%	14.429.630	37.104.762	24.999.333	9,16%	8,8980	11,74%	1,67	14	51,68	8,90
27%	13.914.286	37.620.106	25.346.546	9,18%	8,9019	11,79%	1,70	13	51,41	8,90
26%	13.398.942	38.135.450	25.693.759	9,20%	8,9069	11,83%	1,73	13	51,13	8,91
25%	12.883.598	38.650.794	26.040.972	9,23%	8,9132	11,87%	1,76	13	50,85	8,91
24%	12.368.254	39.166.138	26.388.185	9,25%	8,9207	11,91%	1,79	12	50,57	8,92
23%	11.852.910	39.681.481	26.735.398	9,27%	8,9293	11,95%	1,82	12	50,29	8,93
22%	11.337.566	40.196.825	27.082.611	9,29%	8,9391	11,99%	1,86	12	50,02	8,94
21%	10.822.222	40.712.169	27.429.824	9,32%	8,9501	12,04%	1,90	11	49,74	8,95
20%	10.306.878	41.227.513	27.777.037	9,34%	8,9623	12,08%	1,95	11	49,46	8,96
19%	9.791.534	41.742.857	28.124.250	9,36%	8,9756	12,12%	2,00	10	49,18	8,98
18%	9.276.190	42.258.201	28.471.463	9,39%	8,9901	12,16%	2,06	9	48,91	8,99
17%	8.760.847	42.773.545	28.818.676	9,41%	9,0058	12,20%	2,12	9	48,63	9,01
16%	8.245.503	43.288.889	29.165.889	9,43%	9,0227	12,24%	2,20	9	48,35	9,02

Çizelge 5.8 (devam) : Özkaynak oranı değişiminin yatırım değerlendirme kriterlerine etkisi.

Özkaynak Oranı	Özkaynak Miktarı (\$)	Kredi Miktarı (\$)	Kredi Maliyeti (\$)	İndirgeme Oranı	NBD (m\$)	İKO	Karlılık Endeksi	Geri Ödeme Süresi (Yıl)	Nominal Değer (m\$)	Reel Değer (m\$)
15%	7.730.159	43.804.233	29.513.102	9,46%	9,0406	12,28%	2,28	9	48,07	9,04
14%	7.214.815	44.319.577	29.860.315	9,48%	9,0598	12,32%	2,37	9	47,79	9,06
13%	6.699.471	44.834.921	30.207.528	9,50%	9,0799	12,37%	2,48	8	47,52	9,08
12%	6.184.127	45.350.265	30.554.741	9,52%	9,0997	12,41%	2,61	7	47,24	9,10
11%	5.668.783	45.865.608	30.901.954	9,55%	9,1206	12,45%	2,76	7	46,96	9,12
10%	5.153.439	46.380.952	31.249.167	9,57%	9,1426	12,50%	2,94	7	46,68	9,14
5%	2.576.720	48.957.672	32.985.231	9,69%	9,2697	12,73%	4,95	6	45,29	9,27
0%	0	51.534.392	34.721.296	9,80%	9,4248	12,98%	-	5	43,91	9,42

Oluşturulan finans modeline göre, örnek rüzgar enerjisi projesine yatırım yapmak isteyen yatırımcının, projeyi hayata geçirirken kendi sermayesinden kullandığı miktarın artması özellikle özsermaye oranının yüzde yetmişin üzerinde olduğu durumlarda Şekil 5.3'te görüldüğü üzere projeden daha yüksek net bugünkü elde edilmesini sağlamaktadır.



Şekil 5.3 : Öz kaynak oranı ve projenin net bugünkü değeri arasındaki ilişki.

Kullanılan öz kaynak oranının değişimi; projenin nakit akışı, indirgeme oranı ve sermaye miktarını etkilemektedir. Bu üç değişken ise, projenin net bugünkü değerini farklı pozitif veya negatif olarak etkilemektedirler. Çizelge 5.9'da öz kaynak kullanım oranı yüzde sıfırdan yüzde yüze artarken, projenin net bugünkü değerini etkileyen etmenlerin değişimi ve net bugünkü değeri ne şekilde etkiledikleri gösterilmektedir.

Çizelge 5.9 : Öz kaynak kullanım oranı %0'dan %100'e artarken, projenin net bugünkü değerini etkileyen değişkenler ve NBD üzerine etkileri.

Net Bugünkü Değeri Etkileyen Değişkenler	Öz kaynak Kullanım Oranı Artarken Değişimi	Net Bugünkü Değere Etkisi
Nakit Akışı	Artmakta	Pozitif
İndirgeme Oranı	Azalmakta	Pozitif
Kullanılan Sermaye Miktarı	Artmakta	Negatif

Öz kaynak kullanım oranının değişiminin, projenin net bugünkü değerine etkisinin gösterildiği Şekil 5.3'e bakıldığında, projenin %0-%31 öz kaynak kullanımı aralığında projenin net bugünkü değeri azalmaktadır.

Bunun sebebi, kullanılan özsermaye miktarının değerinin artmasından kaynaklı olarak net bugünkü değerin negatif olarak etkilenmesidir. Bu aralıkta nakit akışı ve indirgeme oranındaki değişimin pozitif etkisi, sermaye kullanım miktarının negatif etkisine baskın olamamakta ve net bugünkü değer düşmektedir.

Yüzde otuz birdeki bu kırılımdan sonra, özkaynak kullanım oranı arttıkça, projenin net bugünkü değeri de artış göstermektedir çünkü bu aralıkta nakit akışı ve indirgeme oranının net bugünkü değere pozitif etkisi, sermaye kullanım miktarının negatif etkisinden daha fazladır, dolayısıyla %31-%100 aralığında net bugünkü değer artış göstermektedir.

Bu şartlar altında, yatırımcının projeyi tamamıyla kendi özsermayesiyle gerçekleştirmesi, projeden en yüksek NBD ve dolayısıyla en karlı sonucu elde etmesini sağlayacaktır.

Yatırımcının kredi kullanması gerektiği durumda, kullandığı kullanım miktarının proje maliyetinin %1-%30 aralığında tutması, yatırımcının projeden daha ekonomik bir sonuç elde etmesini sağlayacaktır.

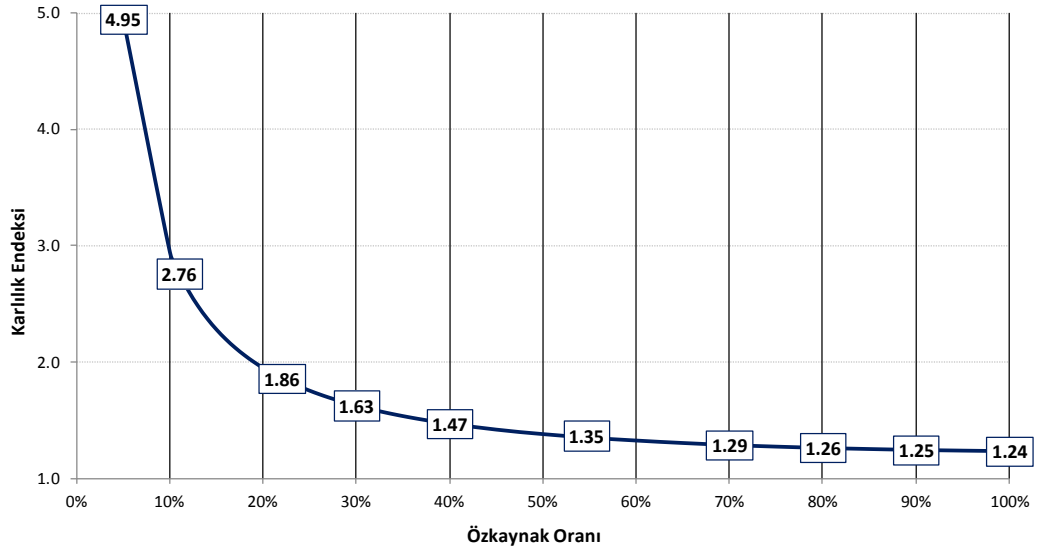
Şekil 5.3’de görüldüğü üzere, yatırımcının tamamıyla kredi ile proje gerçekleştirdiği senaryonun net bugünkü değeri, %31 özkaynak kullandığı senaryodan daha yüksektir dolayısıyla eğer yatırımcının projeyi gerçekleştirecek özkaynağı yoksa %100 kredi kullanımına gitmesi de karlı sonuçlar doğuracaktır.

Özkaynak oranı değişimi ve projenin karlılık endeksi arasındaki ilişki ise Şekil 5.4’te gösterilmiştir. Görüldüğü üzere, yatırımcının kullandığı kredi miktarı azaldıkça, projenin karlılık endeksi azalmaktadır.

Bir diğer ifadeyle, yatırımcı projeyi gerçekleştirirken kendi sermayesinden ne kadar az kullanır ve projeyi kullanmış olduğu kredi ile hayata geçirirse, projenin karlılığı o oranda yüksek olacaktır.

Karlılık endeksi yöntemine göre, bir yatırım projesinin kabul edilebilirliği için, karlılık endeksi değerinin 1’den büyük olması gerekmektedir.

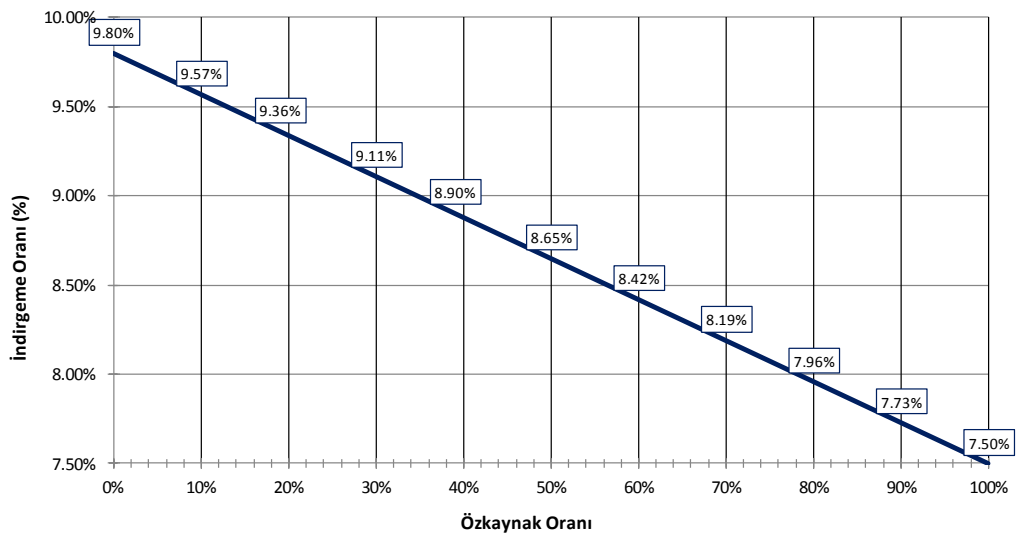
Şekil 5.4’te görüldüğü üzere tez çalışmasında değerlendiren rüzgar enerjisi projesinin karlılık oranı 1’in üzerindedir, bu ise yatırımcı için projenin yatırım yapmaya değer olduğu anlamına gelmektedir.



Şekil 5.4 : Özkaynak oranı ve projenin karlılık endeksi arasındaki ilişki.

Özkaynak kullanım oranı ve net bugünkü değer hesabında kullanılan, indirgeme oranı arasındaki ilişki Şekil 5.5'te gösterilmiştir.

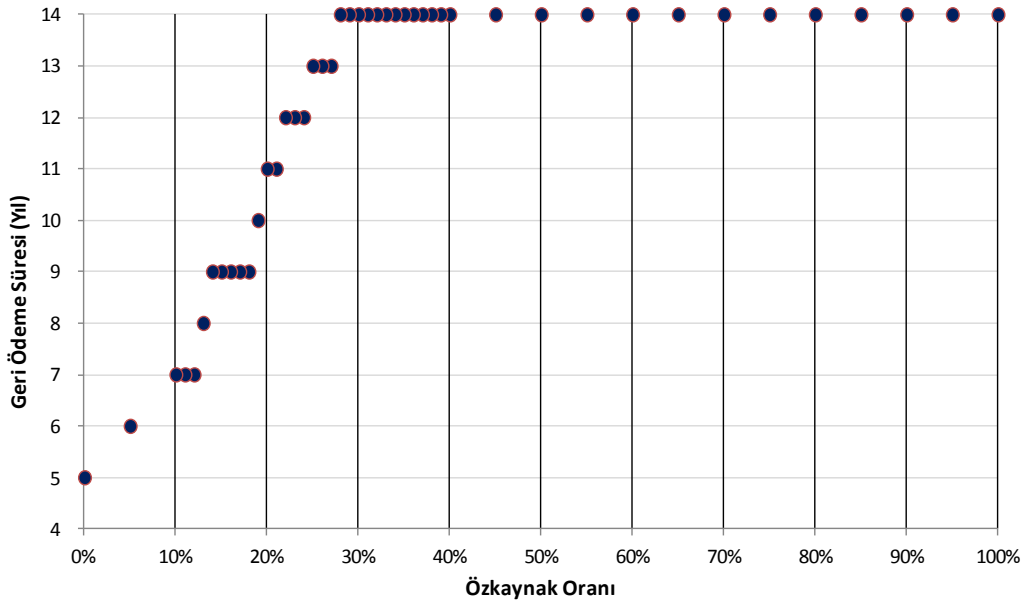
Örnek finans modelinde indirgeme oranı projenin ağırlıklı ortalama sermaye maliyetine eşit olarak dikkate alındığından dolayı, kullanılan özkaynak miktarı arttıkça, ağırlıklı ortalama sermaye maliyetindeki borç sermaye maliyeti katkısı azalmaktadır. Dolayısıyla özkaynak oranının %100 olduğu durumda borç sermaye maliyeti sıfır olmakta ve AOSM dolayısıyla indirgeme oranı sermaye maliyeti oranı olan %7.5'e eşit olmaktadır.



Şekil 5.5 : Özkaynak oranı ve indirgeme oranı arasındaki ilişki.

Grafikte de görüldüğü üzere, özkaynak kullanım oranı arttıkça, net bugünkü değer hesabında kullanılan indirgeme oranı azalmaktadır.

Bir projeye yatırım yapılıp yapılmaması noktasında, yatırımcıya fikir veren önemli parametrelerden biri olan geri ödeme süresi ise, Şekil 5.6'da görüldüğü üzere, yatırımcının kullandığı kredi miktarı azaldıkça artış göstermiştir. Bu ise oluşturulan finans modeline göre, projeyi gerçekleştirirken yatırımcının kendi özsermayesinden yüksek miktarda kullanmasının, projenin geri ödeme süresini arttırdığı anlamına gelmektedir. Özellikle özkaynak oranının yüzde otuz ve üzerinde olduğu durumlarda, projenin geri ödeme süresi 14 yıla çıkmaktadır. Bu sonuca göre yatırımcı, bir yatırım projesi için yatırdığı parayı 14 yılda geri alabilecektir. Yatırımcı aynı miktarda getiri sağlayan diğer projeleri de değerlendirecek ve geri ödeme süresi daha kısa olan projeyi yatırım açısından daha mantıklı, daha tercih edilebilir bulacaktır.



Şekil 5.6 : Özkaynak oranı ve projenin geri ödeme süresi arasındaki ilişki.

Belirtildiği üzere, geri ödeme süresi yönteminde paranın zaman değeri nakit akışlarına yansıtılmadığı için, geri ödeme süresi yöntemi tek başına bir karar verme yöntemi olarak değerlendirilmemelidir (Ay, 2008).

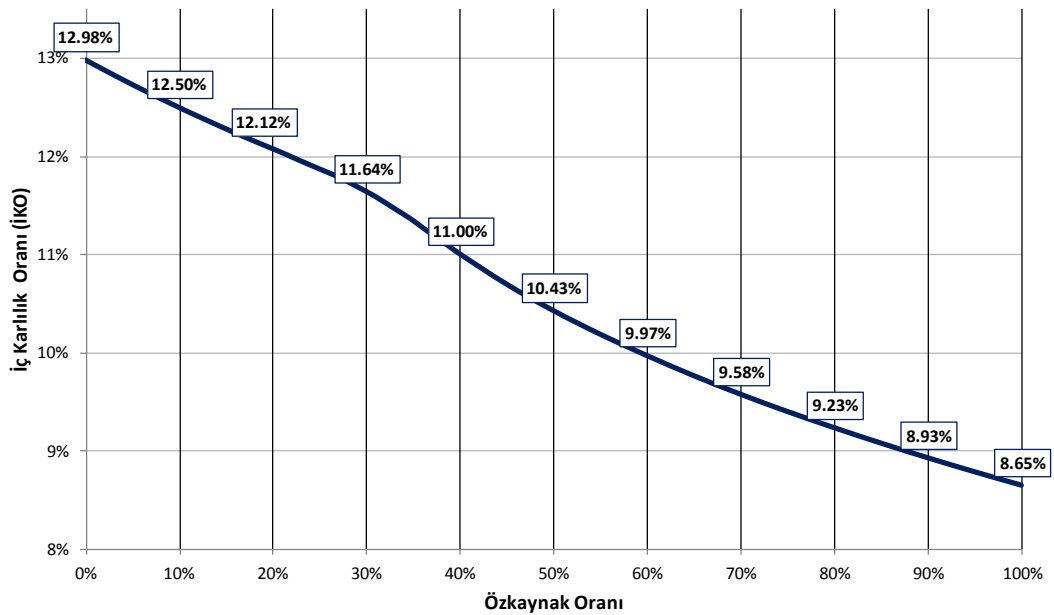
Tamamıyla özkaynak ile gerçekleştirildiği takdirde projenin geri ödeme süresi uzun olmaktadır. Ancak günümüzde, özellikle uluslararası elektrik kuruluşlarının, projenin geri ödeme süresinden ziyade, projeden ne orada kar elde edeceklerini dikkate

aldıklarını ve analizlerinde, bu tez çalışmasında da olduğu üzere, en yüksek net bugünkü değeri veren finans modelini tercih ettiklerini görmekteyiz.

Tez çalışmasında da yatırım kararını değerlendirme sürecinde geri ödeme süresine ek olarak, net bugünkü değer ve iç karlılık oranları da dikkate alınmıştır.

Yatırım değerlendirme yöntemlerinden bir diğeri olan iç karlılık oranı yönteminde ise, önceki bölümde belirtildiği üzere, finansal analiz sonucunda elde edilen iç karlılık oranı, yatırımcının yatırımdan beklediği karlılık oranı ile karşılaştırılmakta ve İKO değeri yatırımdan beklenen karlılık oranından yüksek ise proje kabul edilmektedir.

Özkaynak oranındaki değişimin, projenin iç karlılık oranına etkisi Şekil 5.7’de ortaya konmuştur. Görüldüğü üzere, iç karlılık oranı ve kullanılan özsermaye miktarı arasında ters orantı bulunmakta, şöyle ki; kullanılan özsermaye miktarı arttıkça projenin iç karlılık oranı düşmektedir. Dolayısıyla yatırımcının projeyi tamamen kendisinin finanse etmesi, projeden daha düşük bir iç karlılık oranı elde etmesine sebep olacaktır.



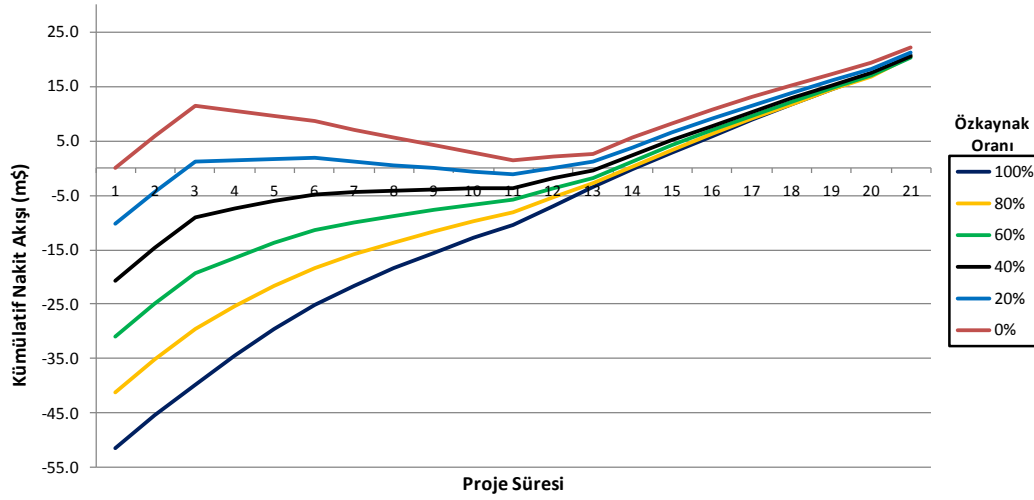
Şekil 5.7 : Özkaynak oranı ve projenin iç karlılık oranı arasındaki ilişki.

Bir yatırımın ekonomik anlamda kabul edilebilir olması, İKO değerinin öngörülen sermaye maliyetinden büyük olmasına bağlıdır. Şekilde görüldüğü üzere, projenin İKO değeri, tüm özkaynak oranları için örnek proje modelinde yatırımcının projeden

beklediği karlılık oranı olan (sermaye maliyeti) %7.5'den daha yüksektir. Bu ise, projeye yatırım kararı alınabileceği anlamına gelmektedir.

Örnek projenin özkaynak oranı ve kümülatif nakit akışı arasındaki ilişki ise, Şekil 5.8'de verilmiştir.

Büyük oranda özsermaye kullanıldığı durumlarda nakit akışları, şekilde görüldüğü üzere, projenin ilk yıllarında negatif değerlerde kalmakta, projenin son yıllarına doğru pozitif değerlere çıkmaktadır.



Şekil 5.8 : Özkaynak oranı ve projenin kümülatif nakit akışı arasındaki ilişki.

Tamamıyla proje finansmanı ile gerçekleştirilen senaryoda ise projenin nakit akışı sürekli pozitif değerlerde kalmaktadır. Projenin işletme süresinin üçüncü ve on birinci yılları arasında nakit akışında görülen düşüş ise, kredi borcunun bu süreç içerisinde geri ödenmesinden kaynaklanmaktadır.

Bunun yanında, tüm özkaynak oranı dağılımlarında projenin ilk iki işletme, kredi kullanımının ise ilk üç yılında nakit akışlarında artış görülmektedir. Bunun sebebi ise, finans modelinde öngörüldüğü üzere, kredi alındıktan sonraki üç yılın kredi borcu için geri ödemesiz süre olarak öngörülmesidir.

Herhangi bir yatırım projesini tümüyle ya da büyük oranda özsermaye kullanarak hayata geçirmek isteyen yatırımcıların, projenin özellikle ilk yıllarındaki negatif nakit akışından olumsuz etkilenmeyecek ya da bu durumu dengeleyebilecek bir finans gücüne sahip olmaları projenin sağlıklı bir şekilde devreye alınması ve işletilmesi için oldukça önemlidir.

5.4.2 Kredi ödeme şekline ilişkin senaryolar

Tez çalışmasının bu bölümünde, kullanılan kredinin geri ödemesine ilişkin farklı ödeme senaryoları, oluşturulan finans modeline uygulanmış ve her bir senaryo için projenin iç karlılık oranı hesaplanmıştır. Elde edilen bu iç karlılık oranları karşılaştırılmış ve en iyi sonucu veren kredi ödeme şekli belirtilmiştir.

Bu çalışmadaki finans modelinde, kullanılan kredinin ödemesi, projenin işletme süresinin ilk on yılında, eşit anapara ve giderek azalan faiz ödemeleri senaryosuna dayandırılmıştır. Ancak kullanılan bu kredinin ödemesini farklı şekillerde de gerçekleştirmek mümkündür.

Kredi ödeme şeklinin projenin net bugünkü değeri ve iç karlılık oranına etkisini değerlendirmek amacıyla aşağıdaki kredi ödeme senaryoları oluşturulmuştur:

- Senaryo 1: Eşit Anapara Geri Ödemeli
- Senaryo 2: Eşit Kredi Taksitli Geri Ödeme
- Senaryo 3: Artan Anapara Geri Ödemeli
- Senaryo 4: Azalan Anapara Geri Ödemeli

Ardından oluşturulan her ödeme senaryosu için özkaynak oranı değişimine bağlı olarak sırasıyla projenin net bugünkü değeri ve iç karlılık oranları hesaplanmıştır. Elde edilen net bugünkü değerler Çizelge 5.10'da gösterilmektedir.

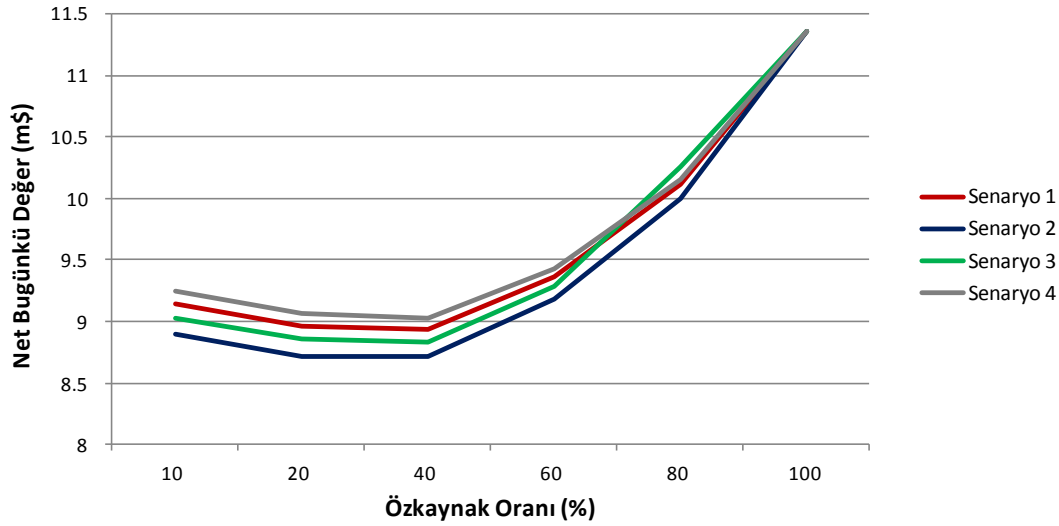
Çizelge 5.10 : Farklı ödeme senaryolarına göre hesaplanan projenin net bugünkü değerleri.

Özkaynak Oranı (%)	Senaryo 1 (m\$)	Senaryo 2 (m\$)	Senaryo 3 (m\$)	Senaryo 4 (m\$)
10	9.14	8.9	9.03	9.25
20	8.96	8.72	8.86	9.07
40	8.93	8.71	8.83	9.03
60	9.36	9.18	9.28	9.43
80	10.11	10	10.06	10.15
100	11.36	11.36	11.36	11.36

Yatırımcının kredi kullanarak projeyi gerçekleştirmeyi hedeflediği durumlarda, kullanmış olduğu krediyi Senaryo 4'de belirtildiği üzere, ödeme süresinin ilk yıllarında daha yüksek anapara ödemesi ve kredi taksidinin yıllar içerisinde giderek

azaldığı yöntemle ödemesi, yatırımcının daha yüksek net bugünkü değer elde etmesini sağlamaktadır.

Kredi ödeme türlerinin, projenin net bugünkü değerine etkisi Şekil 5.9'da gösterilmektedir.



Şekil 5.9 : Net bugünkü değer (NBD) ve kredinin geri ödeme şekli arasındaki ilişki.

Senaryo 4'ün daha avantajlı olmasının sebebi, erken dönemde daha fazla anapara ödemesi yapılması dolayısıyla projenin üzerindeki toplam kredi yükünün, diğer senaryolara göre daha az olmasıdır.

Ek C'de gösterildiği üzere, dört senaryo içerisinde en az kredi faiz yükü, Senaryo 4 ile ödeme yapıldığında gerçekleşmekte dolayısıyla, projenin net bugünkü değeri bu senaryo da diğerlerine göre daha yüksek çıkmaktadır.

Özkaynak kullanım oranının artması, kredi maliyetinin düşmesini sağlayacağı için yatırımcının borçlanma yükü azaltmakta, bu durum ise yatırımcının finansal hesaplamalarında daha yüksek bir net bugünkü değer elde etmesini sağlamaktadır.

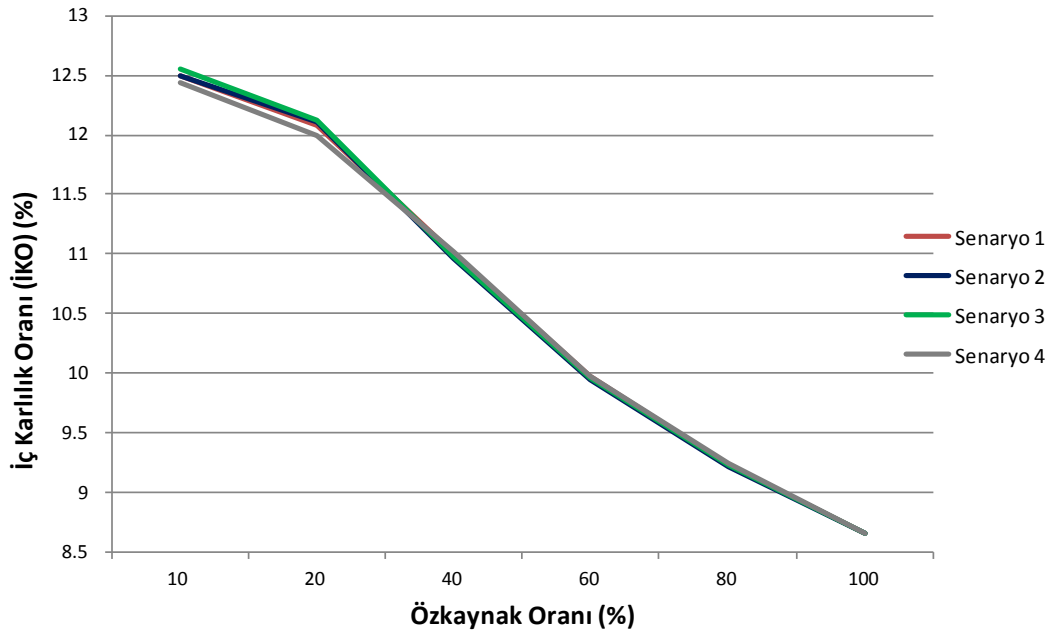
Kullanılan kredinin ödeme şeklinin, projenin iç karlılık oranına etkisini değerlendirmek amacıyla, yukarıda da belirtildiği üzere, özkaynak oranı değişimine göre projenin iç karlılık oranları hesaplanmıştır.

Elde edilen değerler Çizelge 5.11'de gösterilmektedir.

Çizelge 5.11 : Farklı ödeme senaryolarına göre hesaplanan projenin iç karlılık oranı değerleri.

Özkaynak Oranı (%)	Senaryo 1 (m\$)	Senaryo 2 (m\$)	Senaryo 3 (m\$)	Senaryo 4 (m\$)
10	12.5	12.49	12.55	12.44
20	12.08	12.11	12.12	11.99
40	11	10.96	10.98	11.02
60	9.97	9.94	9.96	9.98
80	9.23	9.22	9.23	9.24
100	8.65	8.65	8.65	8.65

Özkaynak kullanım oranı değişiminin ve kredi ödeme şeklinin, projenin iç karlılık oranına etkisi Şekil 5.10'da gösterilmektedir.



Şekil 5.10 : İç karlılık oranı (İKO) ve kredinin geri ödeme şekli arasındaki ilişki.

Görüldüğü üzere kredi ödemesinin farklı şekillerde yapılması, projenin iç karlılık oranına etkilemekte ancak bu farklılık çok fazla olmamaktadır.

Özkaynak kullanım oranı arttıkça kredi maliyetinin gider olarak gösterilme ihtimali azaldığından dolayı, yatırımcılar oluşabilecek vergi avantajlarından faydalanamamakta, bu ise projeden daha düşük iç verimlilik oranı elde edilmesine sebep olmaktadır.

Farklı ödeme şekillerinden elde edilen İKO değerleri çok yakın olduğu için, İKO değerine göre yatırım kararı alan yatırımcıların farklı ödeme tiplerinden ziyade, özkaynak kullanım oranını göz önünde bulundurması daha uygun olacaktır.

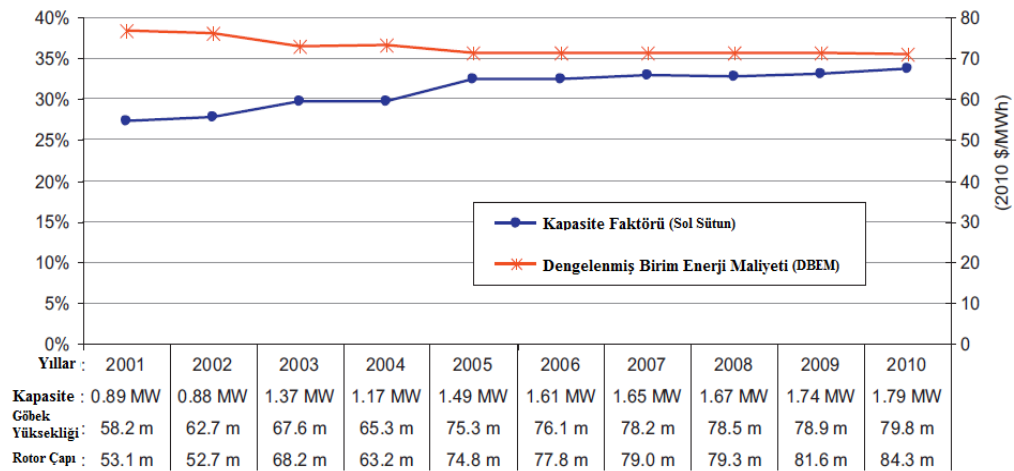
Tezin Ek C kısmında, proje maliyetinin yüzde yirmilik kısmının yatırımcının özkaynağından karşılandığı durumda, farklı kredi ödeme türlerine göre yıllık bazda kredi taksitlerinin detayları verilmiştir.

5.4.3 Proje sahasının kapasite faktörü değişimine ilişkin senaryolar

Bir rüzgar santralının kapasite faktörü, temel olarak santralin kurulacağı yerdeki rüzgar hızına ve kurulacak türbinin rüzgar enerjisinden faydalanma teknolojisine bağlıdır (Ertürk, 2012).

Kapasite faktörü, bir rüzgar enerji santralının üretmiş olduğu enerjinin, santralin nominal gücünde üretmesi gereken enerjiye oranlanması, bir diğer tabirle, bölünmesiyle elde edilir.

Kapasite faktörü ve dengelenmiş birim enerji maliyetinin yıllara göre değişimi Şekil 5.11’de gösterilmektedir (Bolinger M. ve Wiser R., 2012).



Şekil 5.11 : Kapasite faktörü ve dengelenmiş birim enerji maliyetinin yıllara göre değişimi.

Görüldüğü üzere, rotor çapı ve göbek yüksekliği her geçen yıl artış göstermiş, bunu türbinin nominal gücündeki artış takip etmiş ve sonuç olarak 2001–2010 yılları arasındaki kapasite faktörü değerleri her geçen yıl artmıştır.

Kapasite faktörü, daha yüksek kulelerin kullanılması, ve bunun sonucu olarak genelde türbülansın uzak daha iyi rüzgar şartlarının elde edilmesiyle birlikte artış göstermektedir.

Günümüzde teknolojinin gelişmesiyle birlikte, daha yüksek kulelerin dizayn edilmesinin yanında, daha geniş kanatların üretilmesi ve düşük rüzgarlı sahalarda daha düşük kapasiteli generatörlerin kullanılmasıyla birlikte kapasite faktörü, geçmişe kıyasla artmıştır.

Rüzgar türbinleri, rüzgar hızının sabit olmamasından kaynaklı olarak, sürekli nominal güçlerini üretmezler. Bu yüzden, karada kurulan santrallerde kapasite faktörü %21 - %41, deniz üstü rüzgar santrallerinde ise %34 - %43 aralığındadır (Ertürk, 2012).

Belirtildiği üzere deniz üstü rüzgar santrallerinde kapasite faktörü, kara üstündeki rüzgar santrallerine göre daha yüksek olma eğilimindedir. Bunun sebebi, deniz üstünde türbülansın ve rüzgar değişiminin karaya göre daha az olmasıdır.

Oluşturulan finans modelinde projenin net kapasite faktörü %30 olarak varsayılmıştır.

Tez çalışmasının bu bölümünde, bir rüzgar enerjisi projesinden elde edilecek geliri doğrudan etkileyen ve projenin karlılığı açısından oldukça önemli etkenlerden biri olan kapasite faktörüne ilişkin senaryolar oluşturulmuş ve kapasite faktöründeki artış ya da azalışların, projenin net bugünkü değer ve geri ödeme süresi üzerine etkisi incelenmiştir.

Örnek proje modelinde, kapasite miktarındaki değişimin, tez çalışmasında incelenen yatırım kararı değerlendirme ölçütleri net bugünkü değer, iç karlılık oranı, nominal değer, karlılık endeksi, geri ödeme süresi ve reel değere etkisi Çizelge 5.12’de gösterilmektedir.

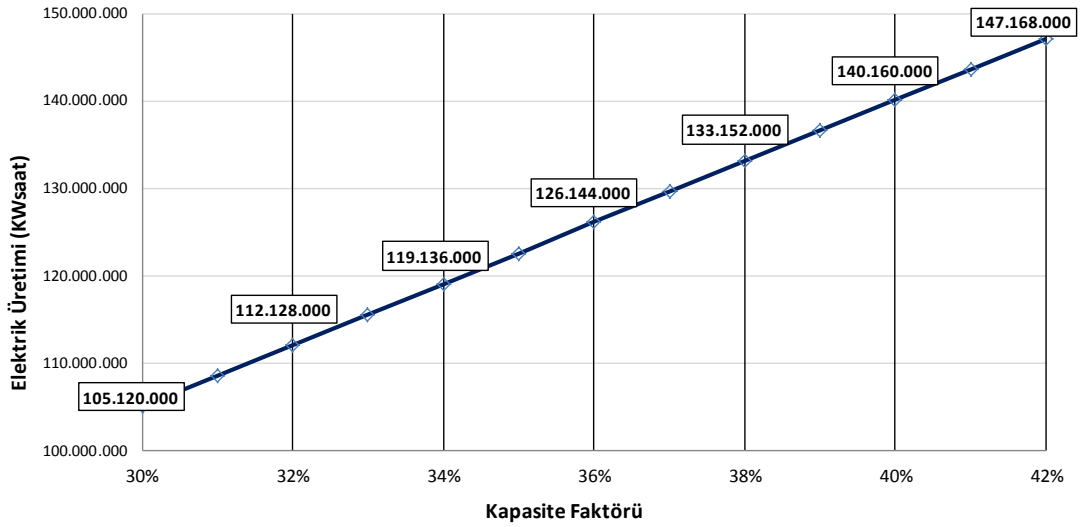
Çizelge 5.12 : Kapasite faktörü değişiminin yatırım değerlendirme kriterlerine etkisi.

Kapasite Faktörü	Elektrik Üretimi (Kwh)	NBD (m\$)	İKO	Karlılık Endeksi	Geri Ödeme Süresi (Yıl)	Nominal Değer (m\$)	Reel Değer (m\$)
25%	87.600.000	1,041	9,6%	1,11	19	31,502	1,041
26%	91.104.000	2,636	10,1%	1,28	17	35,094	2,636
27%	94.608.000	4,224	10,6%	1,45	16	38,686	4,224
28%	98.112.000	5,808	11,1%	1,62	14	42,278	5,808
29%	101.616.000	7,391	11,6%	1,78	12	45,870	7,391
30%	105.120.000	8,962	12,1%	1,95	11	49,461	8,962
31%	108.624.000	10,534	12,6%	2,12	9	53,053	10,534
32%	112.128.000	12,105	13,1%	2,28	6	56,645	12,105
33%	115.632.000	13,666	13,7%	2,45	2	60,237	13,666
34%	119.136.000	15,226	14,2%	2,62	2	63,829	15,226
35%	122.640.000	16,786	14,8%	2,78	2	67,421	16,786
36%	126.144.000	18,341	15,2%	2,95	2	71,013	18,341
37%	129.648.000	19,889	15,6%	3,11	2	74,605	19,889
38%	133.152.000	21,438	16,0%	3,27	2	78,197	21,438
39%	136.656.000	22,987	16,3%	3,44	2	81,789	22,987
40%	140.160.000	24,502	16,6%	3,60	2	85,380	24,502
41%	143.664.000	26,003	16,8%	3,76	2	88,972	26,003
42%	147.168.000	27,495	17,1%	3,92	2	92,564	27,495
43%	150.672.000	28,983	17,3%	4,07	2	96,156	28,983
44%	154.176.000	30,468	17,5%	4,23	2	99,748	30,468
45%	157.680.000	31,952	17,7%	4,39	2	103,340	31,952
46%	161.184.000	33,435	17,9%	4,55	2	106,932	33,435
47%	164.688.000	34,918	18,1%	4,70	2	110,524	34,918

Rüzgar santralinin kapasite faktöründeki artışın, santralden elde edilen elektrik miktarına etkisi Şekil 5.12’de gösterilmektedir.

Kapasite faktöründeki yüzde on ikilik değişim, santralden elde edilecek elektriğin yaklaşık yüzde kırk oranında artması anlamına gelmektedir.

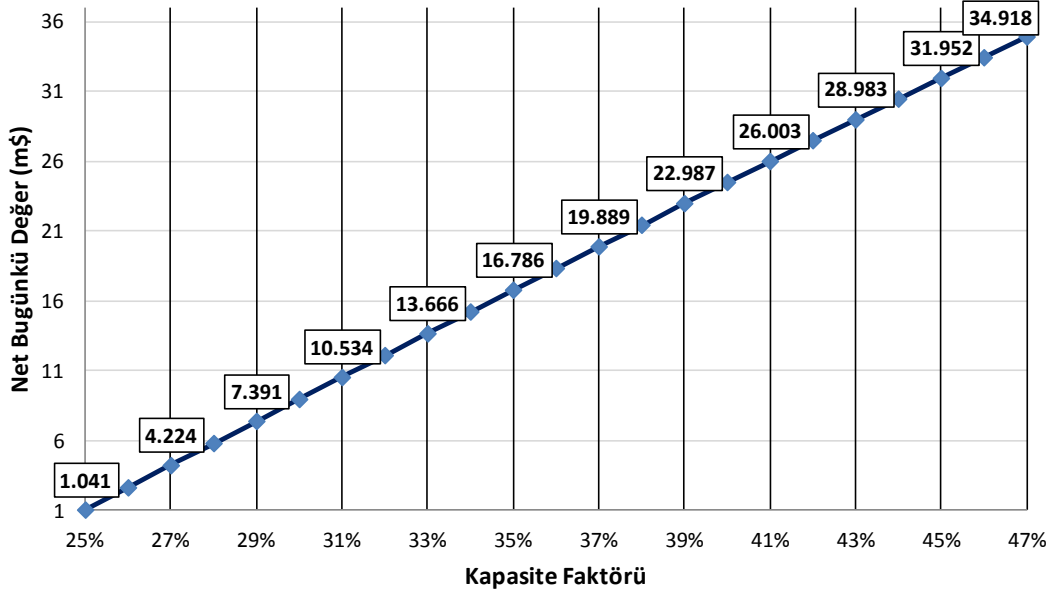
Bu değişim ise, projeden elde edilecek gelirle doğrudan ilgili ve projeye yapılan yatırımın kısa sürede dönüşünün sağlanması noktasında oldukça önemlidir.



Şekil 5.12 : Kapasite faktörü ve santralin elektrik üretimi arasındaki ilişki.

Kapasite faktörü ve santralin elektrik üretimi arasındaki bu ilişki, yatırımcılara proje geliştirme sürecinde özellikle rüzgar santralini kuracakları bölgenin ve kullanılacak rüzgar türbinin seçiminin projeden elde edilecek karı ne denli etkileyeceğini göstermek açısından oldukça önemli bir göstergedir.

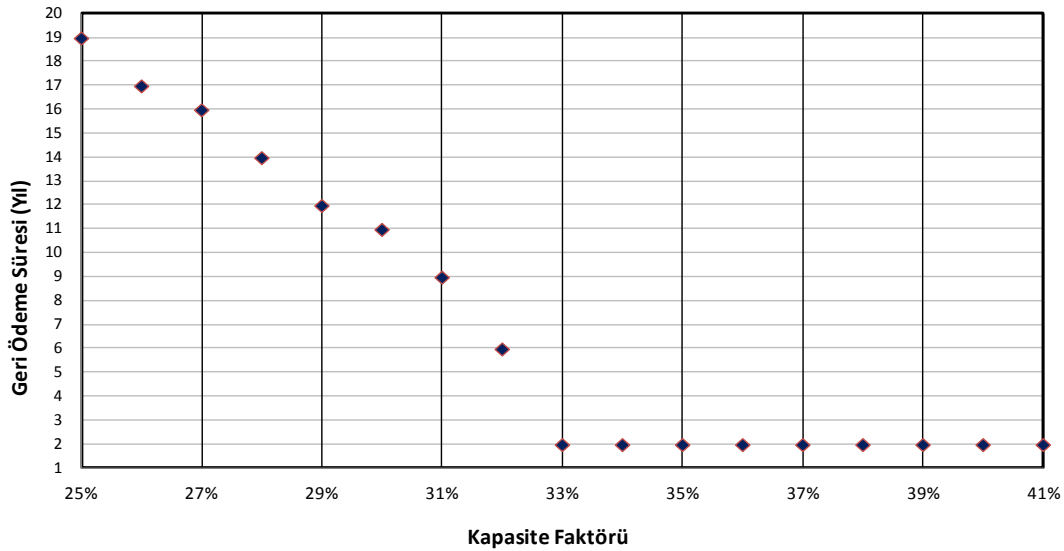
Örnek rüzgar enerji santrali projesinin kapasite faktöründeki değişimin, projenin net bugünkü değeri üzerine etkisi ise Şekil 5.13’de gösterilmektedir.



Şekil 5.13 Kapasite faktörü ve projenin net bugünkü değeri arasındaki ilişki.

Kapasite faktöründeki artış, bir diğer ifadeyle, santralde üretilecek elektrik miktarındaki artış, yatırımcının elektrik satışından elde edeceği geliri arttıracığından dolayı, projenin net bugünkü değeri kapasite faktörü yükseldikçe bu değişime bağlı olarak artış göstermektedir.

Santralin kapasite faktörü değişiminin, projenin geri ödeme süresi üzerine etkisi ise Şekil 5.14’de gösterilmektedir.



Şekil 5.14 : Kapasite faktörü ve projenin geri ödeme süresi arasındaki ilişki.

Kapasite faktörünün yüksek olması, bir diğer tabirle, santralden üretilecek olan elektrik miktarının artması, elektrik satışından elde edilecek olan gelirin atmasını sağlamaktadır. Bu durumda yatırımcı daha çabuk kara geçebilecek, kredi borcunu daha çabuk ödeyebilecek dolayısıyla projenin geri ödeme süresi daha kısa olacaktır. Özetlemek gerekirse, bir projenin kapasite faktörü ne kadar yüksek olursa, projenin geri ödeme süresi de o kadar kısa olmaktadır.

6. SONUÇ VE ÖNERİLER

Yenilenebilir enerji özellikle son yıllarda çevreye verilen önemin artması ve fosil yakıtların fiyatlarının yükselmesinden dolayı oldukça ön plana çıkmıştır. Bunun yanında, artan dünya nüfusunun getirdiği enerji açığı riski, fosil yakıt kaynaklarının yakın gelecekte tükenerek olması ve geleceğe yönelik sürdürülebilir bir çözüm oluşturmaması yenilenebilir enerji sektörünün, özellikle de rüzgar endüstrisinin hızla gelişmesini sağlamıştır.

Enerji kaynaklarının çeşitliliğini arttırmak, dışa bağımlılığı ve sera gazı salınımlarını azaltmak gibi birçok ekonomik, siyasi ve çevresel etmenden dolayı ülkeler, yenilenebilir enerji sektörünü geliştirecek teşvik politikaları geliştirmekte ve yenilenebilir enerji sektöründen üretilen elektriğe ilişkin ileriye dönük hedefler koymaktadırlar. Devletlerin bu yaklaşımı, finans kuruluşlarının yenilenebilir enerji sektörüne ilişkin geliştirmiş ve geliştirmekte oldukları finans modelleriyle biraraya gelerek, yenilenebilir enerji sektöründe büyük çaplı projelerin gerçekleştirilmesini sağlamaktadır. Özellikle proje finansmanı yöntemiyle, yatırımcılara borçlanma ve risk yönetiminde avantajlar sağlanarak yenilenebilir enerji yatırımları hızlandırılmıştır.

Proje geliştirme sürecinde, yatırımcıların oluşturdukları finans modellerinde kullandıkları verilerin doğruluğu ve güncelliği oldukça önemlidir. İyi bir finans modeline dayandırılmış ekonomik karar verme yöntemlerinin kullanılması, projelerin yatırıma değer olup olmadıklarının analizinin gerçekleştirilmesi sürecinde, yatırımcının projeye ilişkin riskleri, projenin karlılığını ve projeyi ne oranda özkaynak ya da kredi kullanarak gerçekleştirebileceğini görmesini ve yatırım kararını ona göre vermesini sağlamaktadır.

Bu çalışmada da, bir rüzgar enerjisi projesinin, ülkemizde rüzgar enerjisi sektöründe uygulanan, sabit fiyatla alım garantisi, yerli üretim teşviği, arazi kira ve lisans bedeli indirimi gibi devlet desteklerini de dikkate alan finans modeli oluşturulmuştur. Özellikle yerli türbin ekipmanı kullanıldığı takdirde uygulanan ek desteğin, elektrik satış fiyatını dolayısıyla projeden elde edilecek geliri arttırması ve arazi kirası ile

lisans bedellerinde uygulanan indirimlerin, projenin işletme giderlerini azaltmasının, projenin daha ekonomik olmasını sağladığı projenin nakit akış tablosunda gösterilmiştir. Projeyi hayata geçirmek isteyen yatırımcının ne oradan özsermaye ya da kredi kullanması gerektiği irdelenmiş ve proje maliyetini karşılayabilecek mali güce sahip yatırımcıların, örnek projeyi %100 kendi özkaynaklarıyla gerçekleştirdiklerinde en yüksek net bugünkü değeri elde edecekleri ortaya konmuştur. Dolayısıyla yatırımcının kullandığı kredi miktarı arttıkça, bir diğer deyişle, kullanılan özsermaye miktarı azaldıkça, projeye ek bir kredi maliyetinin doğacağı, bunun ise, projeden elde edilecek karı azaltacağı ve analiz sonucunda %100 özkaynak oranı kullanımına göre, daha düşük oranlarda net bugünkü değer elde edileceği açıkça ortaya konmuştur.

Kredi kullanarak projeyi gerçekleştirmek isteyen yatırımcıların ise, proje maliyetinin %1 ile %30 aralığındaki kısmını, kredi olarak temin etmeleri, yatırımdan daha karlı sonuç elde etmelerini sağlayacaktır. Özellikle kullanılan kredi oranının proje maliyetinin %40'dan %100'e doğru arttığı aralıkta, nakit akışının azalması ve indirgeme oranının artması ile birlikte, projenin net bugünkü değeri negatif olarak etkilenmekte ve bu aralıktaki kredi kullanım oranlarıyla projeden elde edilecek olan net bugünkü değer düşmektedir.

Projenin geri ödeme süresinin, farklı özkaynak kullanımına göre değişimi incelenmiş ve projenin %100 özkaynak ile gerçekleştirildiği durumda geri ödeme süresinin 14 yıl olacağı ortaya konmuştur. Bunun sebebi ise, ilk yatırım yılında yüksek miktarda sermaye kullanımından kaynaklı olarak finansal anlamda negatife düşmek ve işletme sürecinde elektrik satışından gelen gelirle zaman içerisinde yavaş yavaş sıfıra yaklaşmak olduğu belirtilmiştir. Ayrıca kredi kullanımının projenin geri ödeme süresinin kısaltacağı ancak bu durumda projenin karlılığının azalacağı gösterilmiştir.

Bir diğer ekonomik karar verme yöntemi olan karlılık endeksi de, analiz sürecinde değerlendirilmiş ve örnek projenin karlılık endeksi hesaplanmıştır. Finans modeline göre projenin karlılık endeksinin, tüm özkaynak kullanımı oranlarında 1'in üzerinde çıktığı dolayısıyla örnek rüzgar enerjisi projesinin yatırıma değer bir proje olduğu ortaya konmuştur.

Bir yatırımın projesinin karlılığını etkileyen faktörlerden biri de, kullanılan kredinin ne şekilde ödenmesi gerektiğidir. Bu tez kapsamında oluşturulan finans modelinde,

dört farklı kredi ödeme senaryosu değerlendirilmiş ve her bir method için projenin net bugünkü değeri ve iç karlılık oranları hesaplanmıştır. Elde edilen sonuçlara göre, kullanılan kredinin, geri ödeme süresi içerisinde, giderek azalan anapara ödemesi ve kredi taksitleriyle yapılmasının proje için daha ekonomik sonuçlar ortaya koyacağı hesaplanmıştır. Erken dönemde daha fazla anapara ödemesi yapılması, kredi faizi tutarını azaltarak, proje üzerindeki toplam kredi yükünün azalmasını sağlamakta ve bu sebeple projenin net bugünkü değeri daha yüksek çıkmaktadır.

Bu çalışmada ayrıca, rüzgar enerjisi projesinden elde edilecek geliri doğrudan etkileyen faktörlerden biri olan, santral kapasite faktöründeki artışın, projenin karlılığını ne denli etkileyebileceği incelenmiş ve yüksek kapasite faktörüne sahip olan projelerin, daha iyi net bugünkü değer ve iç karlılık oranlarına sahip olacağı belirtilmiştir. Elde edilen bu sonuçtan hareketle, yatırımcıların rüzgar sahasının ve rüzgar türbininin seçimi sürecinde detaylı ve doğru analiz yapmalarının, projenin karlılığını büyük oranda etkileyebileceği gösterilmiştir.

Tez çalışmasında oluşturulan finans modeli, yenilenebilir enerji teşviklerinden faydalanılması öngörüsüyle oluşturulmuş ve projeden elde edilecek gelir, sabit fiyatla elektrik satışı ve yerli üretim teşviğinden faydalanma senaryosuna dayandırılmıştır. Nakit akışlarından da görüldüğü üzere, yatırımcıların yerli üretim aksamalar içeren rüzgar türbinlerini tercih etmeleri, projeden elde edilecek geliri arttırmaları noktasında avantaj sağlayacaktır. Gelecek çalışmalarda ülkemizde uygulanan yenilenebilir enerji sektörüne ilişkin teşviklerin ne kadar yeterli olup olmadığının analizinin yapılması, yatırımcılara türbin seçimi aşamasında kolaylık sağlayabilir.

Bununla birlikte, kredi kullanımının, yatırım kararı değerlendirme kriterlerine etkisini irdelemek amacıyla, farklı kredi faizleri ile kredi kullanımının projenin karlılığına etkisinin araştırılması, literatüre önemli katkılar sağlayacaktır. Proje finansmanının, yerli ya da yabancı kredi kullanılarak gerçekleştirilmesi durumunda elde edilecek olan; iç verim oranı, net bugünkü değer ve karlılık endekslerinin değerlendirilmesi de, rüzgar enerjisi sektöründeki finansman sorunun giderilmesi noktasında önemli sonuçlar elde edilmesini sağlayacaktır.

KAYNAKLAR

- Ay, S.** (2008). *Elektrik Enerjisi Ekonomisi*. Yıldız Teknik Üniversitesi Elektrik-Elektronik Fakültesi Elektrik Mühendisliği, İstanbul, Türkiye.
- Aktaş R.** (2013). *Yatırım Kriterleri ve Sermaye Bütçeleme*, Sakarya Üniversitesi Sürekli Eğitim Uygulama ve Araştırma Merkezi, Sakarya, Türkiye.
- Başar, M.** (2000). *Proje finansmanında bir araç olarak yap işlet devret modeli ve İzmit Büyükşehir Belediyesi su temin projesinde modelin uygulanışı*, Doktora Tezi, Eskişehir, Türkiye.
- Bal H.** (2010). *Özkaynağa Nakit Akımı ve Firmaya Nakit Akımı Yöntemlerinin Bir Projeye Yatırım Kararında Kabul ve Red Açısından Farklı Sonuç Vermelerini Etkileyen Faktörler*, İşletme Araştırmaları Dergisi 2/1 p.21-42.
- Bolinger M. ve Wiser R.** (2005). *A comparative analysis of business structures suitable for farmer-owned wind power projects in the United States*, Lawrence Berkeley National Laboratory, Berkeley, USA.
- Bolinger M. ve Wiser R.** (2012). *Understanding wind turbine prices trends in the U.S. over the past decade*, Lawrence Berkeley National Laboratory, Berkeley, USA.
- Brealey A.R., Myers C.S., Marcus J.A.** (2007). *Fundamentals of Corporate Finance*.
- Bruwer, B.W.S. ve Hamman, W.D.** (2005). *Cash Flow Patterns in Listed South African Industrial Companies*, Meditari Accountancy Research, Vol. 13, No. 1, p.1-17.
- Cesur A.M.** (2006). *Proje Değerlendirme Yöntemleri Ve Kullanılan Enstrümanlar*, Ankara, Türkiye.
- Çonkar K.M. ve Özdemir Ş.** (2009). *Kobi Girişimcileri İçin Yatırım Projelerinin Hazırlanması Ve Değerlendirilmesi*, İstanbul Ticaret Odası.
- Demirbugan M.A.** (2008). *Yatırım Projelerinin Değerlendirilmesinde Net Bugünkü Değer (NBD) ve İç Karlılık Oranı (İKO) Yöntemlerinin Karşılaştırılması*, Afyon Kocatepe Üniversitesi İ.İ.B.F. Dergisi (C.X., S II. 2008).
- Doğru, M.** (2011). *Projelerin Ekonomik Analizleri*, Orman ve Su İşleri Bakanlığı, Ankara, Türkiye.
- Dincer, F.** (2011). *The analysis on wind electricity generation status, potential and policies in the world*, Department of Electrical and Electronics Engineering, Konya University, Konya, Turkey.
- Elektrik Üretim Anonim Şirketi (EÜAŞ)** (2013). *Elektrik Üretim Sektör Raporu 2013*, Ankara, Türkiye.

- Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı (ETKB)** (2014). *2010 – 2014 Stratejik Planı*, Ankara, Türkiye.
- Ercan M.K. ve Ban Ü.** (2009). *Değere Dayalı İşletme Finansı Finansal Yönetim*.
- Erdogdu, E.** (2008). *On the wind energy in Turkey*, Energy Market Regulatory Authority, Ankara, Turkey.
- Ertürk, M.** (2012). *The evaluation of feed-in tariff regulation of Turkey for onshore wind energy based on the economic analysis*, Energy Market Regulatory Authority of Turkey, Ankara, Turkey.
- EXXONMOBIL** (2013). *The Outlook for Energy: A view to 2040*, Exxon Mobil, Texas, United States of America.
- EXXONMOBIL** (2014). *The Outlook for Energy: A view to 2040*, Exxon Mobil, Texas, United States of America.
- EWEA** (2013). *Wind in Power 2013 European Statistics*, Brussels, Belgium.
- Fight A.** (2005). *Introduction to project finance, Chapter 1-2-3-4-5*.
- Gatti S.** (2012). *Project Finance in Theory and Practice, Chapter 1-2-3-5*.
- Gedik T., Akyüz K.C., Akyüz İ.** (2005). *Yatırım Projelerinin Hazırlanması ve Değerlendirilmesi (İç Karlılık Oranı ve Net Bugünkü Değer Yöntemlerinin İncelenmesi)*, ZKÜ Bartın Orman Fakültesi Dergisi, KTÜ Orman Fakültesi, Trabzon, Türkiye.
- Global Wind Energy Council (GWEC)** (2012). *Global Wind Statistics 2012*, Brussels, Belgium.
- Graham J.R. ve Harvey C.R.** (1999). *The theory and practice of corporate finance: evidence from the field*, United States.
- Gray F.C. ve Larson E.W.** (2008). *Project Management: The Managerial Process*. Oregon States University, United States.
- International Energy Agency (IEA)** (2013). *Energy Policy Highlights*, IEA, Paris, France.
- Karğın M. ve Aktaş R.** (2011). *Türkiye Muhasebe Standartlarına Göre Raporlanmış Nakit Akış Tablosu ve Analizi*.
- Kartepe D. ve Yıldırım F.** (2010). *Yatırım Projelerinin Net Bugünkü Riske Maruz Değer Göstergesi Kullanılarak Karşılaştırılması*, Çankaya University Journal of Science and Engineering, Vol.7 (2010), No:2, 155-167.
- Kılavuz, T.** (2013). *Türkiye’de Rüzgar Enerjisi Yatırımlarındaki Devlet Teşviklerinin Gerçek Opsiyonlar ile Değerlendirilmesi*, Yüksek Lisans Tezi., İTÜ, İstanbul, Türkiye.
- Kidwell D.S. ve Peterson R.L.** (1981). *Financial Institutions, Markets and Money*, University of Virginia.
- Mandı, A.** (2005). *Project Financing in Construction Projects*, Yüksek Lisans Tezi, Mimar Sinan Üniversitesi, İstanbul, Türkiye.
- MEB** (2008). *Muhasebe ve Finansman; Finansal Tablo ve Raporlar*, Ankara, Türkiye.
- REN21** (2014). *Renewables 2014 Global Status Report*.

- Reuters, T.** (2014). *Global Project Finance First Quarter 2014*.
- Saidur, R., Islam M.R., Rahim N.A., Solangi K.H.** (2010). *A review on global wind energy policy*, Faculty of Engineering, University of Malaya, Kuala Lumpur, Malaysia.
- Sarıaslan H.** (1994). *Orta ve Küçük Ölçekli İşletmelerin Finansal Sorunları*, TOBB Yayınları No:281, Atak Ofset.
- Sarıaslan H. ve Erol C.** (2008). *Finansal Yönetim Kavramlar, Kurumlar, İlkeler*, Ankara, Siyasal Kitapevi, 2008.
- Sarpe W.F., Gordon J.A., Jeffery V.B.** (1999). *Investment*, New-Jersey, Prentice-Hall Inc, sf. 673.
- Sayılğan, G.** (2006). *Soru ve Yanıtlarla İşletme Finansmanı*, 2. Baskı, Ankara, Turhan, sf. 293- 333.
- Sirin M. S. ve Ege A.** (2012). *Overcoming problems in Turkey's renewable energy policy: How can EU contribute?*, Energy Market Regulatory Authority of Turkey, Ankara, Turkey.
- TASAM** (2013). *Proje Finansmanı Kapsamında Proje Bankacılığı ve Türkiye Üzerine Öneriler Araştırma Raporu Ocak 2013*.
- TMS** (2005). *Nakit Akış Tabloları*, Türkiye Muhasebe Standardı.
- TSPAKB** (2009). *Finansal Yönetim*, Ekim 2009.
- TSPAKB** (2012). *Temel Finans Matematiği, Değerleme Yöntemleri, Muhasebe ve Mali Analiz*, Ekim 2012.
- Tükenmez M. ve Demireli E.** (2011). *Renewable energy policy in Turkey with the new legal regulations*, Dokuz Eylül University, Faculty of Economics and Administrative Sciences, Department of Business.
- Türkiye Rüzgar Enerjisi Birliği** (2012). *2023 yılında hedef 20 GW, Türkiye Rüzgar Enerjisi Yol Haritası*, Ankara, Türkiye.
- Türkiye Rüzgar Enerjisi Birliği** (2014). *Türkiye Rüzgar Enerjisi İstatistik Raporu Temmuz 2014*, Ankara, Türkiye.
- Yalçın, F. C.** (2013). *Proje Finansmanı İhracat Kredi Kurumlarının Proje Finansmanındaki Rolü*, İstanbul Ticaret Üniversitesi Sosyal Bilimler Dergisi, İstanbul, Türkiye.
- Yescombe E. R.** (2013). *Principles of Project Finance, Chapter 1-2-3-4-12*.
- Yıldırım A. M.** (2006). *Proje Finansmanı Uygulamaları ile Bir Sektörün Geliştirilmesi (Hidro Elektrik Santral Uygulaması)*, Yüksek Lisans Tezi, İstanbul Üniversitesi, İstanbul, Türkiye.
- Wiser, H. R.** (1997). *Renewable Energy Finance and Project Ownership*, Ernest Orlando Lawrence National Laboratory, Berkeley, USA.
- Wiser, H. R. ve Pickle J. S.** (1998). *Financing investments in renewable energy: the impacts of policy design*, Lawrence National Laboratory, Berkeley, USA.
- World Wind Energy Association (WWEA)**, (2014). *2014 Half-year Report*, Bonn, Germany.

U.S. Energy Information Administration (2013). *International Energy Outlook 2013*, U.S. Energy Information Administration, Washington, United States of America.

Url-1 <<http://www.usinflationcalculator.com/inflation/current-inflation-rates/>>, alındığı tarih: 19.10.2014.

Url-2 <http://www.gib.gov.tr/fileadmin/user_upload/Tebliğler/VergiUsulKanunu/verusulTEB365EK.htm> alındığı tarih: 19.10.2014.

Url-3 <<http://www.epdk.org.tr/index.php/elektrik-piyasasi/tarifeler?id=95>>, alındığı tarih: 14.10.2014.

Url-4 <<http://www.epdk.org.tr/index.php/elektrik-piyasasi/yekdem>>, alındığı tarih: 14.10.2014.

Url-5 <<http://www.tcmb.gov.tr/>>, alındığı tarih: 19.10.2014.

Url-6 <http://www.isyatirim.com.tr/p_exchange_avarege.aspx>, alındığı tarih: 01.10.2014.

European Commission (EC). *What do we want to achieve?*, alındığı tarih: 01.11.2014, adres:

<http://ec.europa.eu/energy/renewables/index_en.htm>

Guin, L. (2005). alındığı tarih: 01.11.2014, adres:

<<http://campus.murraystate.edu/academic/faculty/larry.guin/FIN330/CapBudTechniques.htm>>

EKLER

EK A : 2004 – 2014 yılları arasındaki ABD Enflasyon oranları.

EK B : Yüzde yirmi özkaynak oranı kullanımı ve eşit anapara geri ödemeli senaryoda oluşan gelir-gider ve nakit akışları.

EK C : Proje maliyetinin %80'lik kısmının kredi ile karşılandığı durumda, farklı kredi ödeme şekillerinin yıllık kredi taksitlerinin detayları.

EK D : Merkez Bankası ABD Doları alış kurunun 2007 – 2014 yılları arasında aylık bazda gösterimi

EK A : 2004 – 2014 yılları arasındaki ABD Enflasyon oranları.

Yıllar	Ortalama (%)
2014	1.7
2013	1.5
2012	2.1
2011	3.2
2010	1.6
2009	-0.4
2008	3.8
2007	2.8
2006	3.2
2005	3.4
2004	2.7
Ortalama	2.3

EK B : Yüzde yirmi özkaynak oranı kullanımı ve eşit anapara geri ödemeli senaryoda oluşan gelir-gider ve nakit akışları.

ÜRETİM	Birim	2014	2015	2016	2017	2018	2019
İşletme Dönemi	yıl	0	1	2	3	4	5
Net Enerji Üretimi	kWsaat	-	105.120.000	105.120.000	105.120.000	105.120.000	105.120.000
Elektrik Satış Geliri	\$	-	9.145.440	9.145.440	9.145.440	9.145.440	9.145.440
İşletme Giderleri	\$	-	(1.584.234)	(1.621.104)	(1.658.831)	(1.697.437)	(1.736.941)
Kredi Maliyeti	\$	-	-	-	(5.050.370)	(4.545.333)	(4.040.296)
Amortisman	\$	-	(5.153.439)	(5.153.439)	(5.153.439)	(5.153.439)	(5.153.439)
Brüt Kar (Vergi Öncesi Kar)	\$	-	2.407.767	2.370.897	(2.717.201)	(2.250.769)	(1.785.236)
Geleceğe Taşınabilen Vergi Kaybı	\$	-	-	-	(2.717.201)	(4.967.970)	(6.753.206)
Vergilenebilir Kazanç	\$	-	2.407.767	2.370.897	(2.717.201)	(4.967.970)	(6.753.206)
Kurumsal Vergi	\$	-	(481.553)	(474.179)	-	-	-
Net Kar (Vergi Sonrası Kar)	\$	-	1.926.213	1.896.718	(2.717.201)	(2.250.769)	(1.785.236)
Sermaye Giderleri	\$	(10.306.878)	-	-	-	-	-
Anapara Ödemesi	\$	-	-	-	(4.122.751)	(4.122.751)	(4.122.751)
Hurda Değeri	\$	-	-	-	-	-	-
Nakit Akışı	\$	(10.306.878)	7.079.653	7.050.157	(1.686.513)	(1.220.081)	(754.548)
Nakit Akışı (indirgenmiş)	\$	(9.426.448)	5.921.801	5.393.387	(1.179.976)	(780.717)	(441.583)
Kümülatif Nakit Akışı (indirgenmiş)	\$	(9.426.448)	(3.504.647)	1.888.740	708.763	(71.953)	(513.536)
Kümülatif Nakit Akışı (indirgenmiş)	m\$	(9,4)	(3,5)	1,9	0,7	(0,1)	(0,5)

EK B (devam): Yüzde yirmi özkaynak oranı kullanımı ve eşit anapara geri ödemeli senaryoda oluşan gelir-gider ve nakit akışları.

ÜRETİM	Birim	2020	2021	2022	2023	2024	2025
İşletme Dönemi	yıl	6	7	8	9	10	11
Net Enerji Üretimi	kW saat	105.120.000	105.120.000	105.120.000	105.120.000	105.120.000	105.120.000
Elektrik Satış Geliri	\$	7.673.760	7.673.760	7.673.760	7.673.760	7.673.760	8.935.200
İşletme Giderleri	\$	(1.777.364)	(1.818.728)	(1.861.055)	(2.044.527)	(2.092.108)	(2.198.814)
Kredi Maliyeti	\$	(3.535.259)	(3.030.222)	(2.525.185)	(2.020.148)	(1.515.111)	(1.010.074)
Amortisman	\$	2.361.137	2.824.810	3.287.520	3.609.085	4.066.541	5.726.312
Brüt Kar (Vergi Öncesi Kar)	\$	(2.792.302)	(2.328.629)	(1.865.919)	(1.544.354)	(1.086.899)	5.726.312
Geleceğe Taşınabilen Vergi Kaybı	\$	(9.545.508)	(11.874.137)	(13.740.056)	(15.284.410)	(16.371.309)	(10.644.996)
Vergilenebilir Kazanç	\$	(9.545.508)	(11.874.137)	(13.740.056)	(15.284.410)	(16.371.309)	(10.644.996)
Kurumsal Vergi	\$	-	-	-	-	-	-
Net Kar (Vergi Sonrası Kar)	\$	(2.792.302)	(2.328.629)	(1.865.919)	(1.544.354)	(1.086.899)	5.726.312
Sermaye Giderleri	\$	-	-	-	-	-	-
Anapara Ödemesi	\$	(4.122.751)	(4.122.751)	(4.122.751)	(4.122.751)	(4.122.751)	(4.122.751)
Hurda Değeri	\$	-	-	-	-	-	-
Nakit Akışı	\$	(1.761.614)	(1.297.942)	(835.231)	(513.666)	(56.211)	1.603.561
Nakit Akışı (indirgenmiş)	\$	(942.882)	(635.364)	(373.934)	(210.325)	(21.050)	549.208
Kümülatif Nakit Akışı (indirgenmiş)	\$	(1.456.418)	(2.091.782)	(2.465.717)	(2.676.041)	(2.697.091)	(2.147.883)
Kümülatif Nakit Akışı (indirgenmiş)	m\$	(1,5)	(2,1)	(2,5)	(2,7)	(2,7)	(2,1)

EK B (devam) : Yüzde yirmi özkaynak oranı kullanımı ve eşit anapara geri ödemeli senaryoda oluşan gelir-gider ve nakit akışları.

ÜRETİM	Birim	2026	2027	2028	2029	2030	2031
İşletme Dönemi	yıl	12	13	14	15	16	17
Net Enerji Üretimi	kWsaat	105.120.000	105.120.000	105.120.000	105.120.000	105.120.000	105.120.000
Elektrik Satış Geliri	\$	9.012.936	9.091.349	9.170.444	9.250.226	9.330.703	9.411.880
İşletme Giderleri	\$	(2.249.986)	(2.302.349)	(2.355.931)	(2.410.760)	(2.466.865)	(2.524.276)
Kredi Maliyeti	\$	(505.037)					
Amortisman	\$	-	-	-	-	-	-
Brüt Kar (Vergi Öncesi Kar)	\$	6.257.913	6.789.000	6.814.512	6.839.466	6.863.838	6.887.605
Geleceğe Taşınabilen Vergi Kaybı	\$	(4.387.083)	-	-	-	-	-
Vergilenebilir Kazanç	\$	(4.387.083)	2.401.917	6.814.512	6.839.466	6.863.838	6.887.605
Kurumsal Vergi	\$	-	(480.383)	(1.362.902)	(1.367.893)	(1.372.768)	(1.377.521)
Net Kar (Vergi Sonrası Kar)	\$	6.257.913	6.308.616	5.451.610	5.471.573	5.491.071	5.510.084
Sermaye Giderleri	\$	-	-	-	-	-	-
Anapara Ödemesi	\$	(4.122.751)	-	-	-	-	-
Hurda Değeri	\$	-	-	-	-	-	-
Nakit Akışı	\$	2.135.162	6.308.616	5.451.610	5.471.573	5.491.071	5.510.084
Nakit Akışı (indirgenmiş)	\$	668.810	1.807.287	1.428.363	1.311.134	1.203.408	1.104.422
Kümülatif Nakit Akışı (indirgenmiş)	\$	(1.479.073)	328.214	1.756.577	3.067.712	4.271.119	5.375.541
Kümülatif Nakit Akışı (indirgenmiş)	m\$	(1,5)	0,3	1,8	3,1	4,3	5,4

EK B (devam) : Yüzde yirmi özkaynak oranı kullanımı ve eşit anapara geri ödemeli senaryoda oluşan gelir-gider ve nakit akışları.

ÜRETİM	Birim	2032	2033	2034	TOPLAM
İşletme Dönemi	yıl	18	19	20	
Net Enerji Üretimi	kWsaat	105.120.000	105.120.000	105.120.000	2.102.400.000
Elektrik Satış Geliri	\$	9.493.764	9.576.360	9.659.674	177.028.536
İşletme Giderleri	\$	(2.583.023)	(2.643.137)	(2.704.649)	(42.332.116)
Kredi Maliyeti	\$	-	-	-	(27.777.037)
Amortisman	\$	-	-	-	(51.534.392)
Brüt Kar (Vergi Öncesi Kar)	\$	6.910.741	6.933.223	6.955.024	55.384.991
Geleceğe Taşınabilen Vergi Kaybı	\$	-	-	-	
Vergilenebilir Kazanç	\$	6.910.741	6.933.223	6.955.024	
Kurumsal Vergi	\$	(1.382.148)	(1.386.645)	(1.391.005)	(11.076.998)
Net Kar (Vergi Sonrası Kar)	\$	5.528.593	5.546.578	5.564.020	44.307.993
Sermaye Giderleri	\$	-	-	-	(10.306.878)
Anapara Ödemesi	\$	-	-	-	(41.227.513)
Hurda Değeri	\$	-	-	5.153.439	5.153.439
Nakit Akışı	\$	5.528.593	5.546.578	10.717.459	49.461.432
Nakit Akışı (indirgenmiş)	\$	1.013.473	929.916	1.643.355	8.962.285
Kümülatif Nakit Akışı (indirgenmiş)	\$	6.389.014	7.318.931	8.962.285	8.962.285
Kümülatif Nakit Akışı (indirgenmiş)	m\$	6,4	7,3	9,0	

EK C: Proje maliyetinin %80'lik kısmının kredi ile karşılandığı durumda, farklı kredi ödeme şekillerinin yıllık kredi taksitlerinin detayları.

Kredi Miktarı (ABD Doları)	41,227,513
Kredi Faizi	12.25 %
Kredi Taksidi Geri Ödeme Süresi	10

Senaryo 1: Eşit Anapara Geri Ödemeli				
Yıllar	Toplam Kredi Borcu (ABD Doları)	Anapara Ödemesi (ABD Doları)	Faiz (ABD Doları)	Toplam Kredi Taksidi (ABD Doları)
0	41,227,513			
1	37,104,762	4,122,751	5,050,370	9,173,122
2	32,982,011	4,122,751	4,545,333	8,668,085
3	28,859,259	4,122,751	4,040,296	8,163,048
4	24,736,508	4,122,751	3,535,259	7,658,011
5	20,613,757	4,122,751	3,030,222	7,152,974
6	16,491,005	4,122,751	2,525,185	6,647,937
7	12,368,254	4,122,751	2,020,148	6,142,899
8	8,245,503	4,122,751	1,515,111	5,637,862
9	4,122,751	4,122,751	1,010,074	5,132,825
10	-	4,122,751	505,037	4,627,788
Toplam (\$)		41,227,513	27,777,037	69,004,550

Senaryo 2: Eşit Kredi Taksitli Geri Ödeme				
Yıllar	Toplam Kredi Borcu (ABD Doları)	Anapara Ödemesi (ABD Doları)	Faiz (ABD Doları)	Toplam Kredi Taksidi (ABD Doları)
0	41,227,513			
1	38,906,438	2,321,075	5,050,370	7,371,445
2	36,301,032	2,605,407	4,766,039	7,371,445
3	33,376,463	2,924,569	4,446,876	7,371,445
4	30,093,635	3,282,828	4,088,617	7,371,445
5	26,408,660	3,684,975	3,686,470	7,371,445
6	22,272,275	4,136,384	3,235,061	7,371,445
7	17,629,184	4,643,092	2,728,354	7,371,445
8	12,417,313	5,211,870	2,159,575	7,371,445
9	6,566,989	5,850,324	1,521,121	7,371,445
10	0	6,566,989	804,456	7,371,445
Toplam (\$)		41,227,513	32,486,939	73,714,452

EK C (devam): Proje maliyetinin %80’lik kısmının kredi ile karşılandığı durumda, farklı kredi ödeme şekillerinin yıllık kredi taksitlerinin detayları.

Senaryo 3: Artan Anapara Geri Ödemeli				
Yıllar	Toplam Kredi Borcu (ABD Doları)	Anapara Ödemesi (ABD Doları)	Faiz (ABD Doları)	Toplam Kredi Taksidi (ABD Doları)
0	41,227,513			
1	38,032,381	3,195,132	5,050,370	8,245,503
2	34,631,111	3,401,270	4,658,967	8,060,237
3	31,023,704	3,607,407	4,242,311	7,849,719
4	27,210,159	3,813,545	3,800,404	7,613,949
5	23,190,476	4,019,683	3,333,244	7,352,927
6	18,964,656	4,225,820	2,840,833	7,066,653
7	14,532,698	4,431,958	2,323,170	6,755,128
8	9,894,603	4,638,095	1,780,256	6,418,351
9	5,050,370	4,844,233	1,212,089	6,056,322
10	-	5,050,370	618,670	5,669,041
Toplam (\$)		41,227,513	29,860,315	71,087,828

Senaryo 4: Azalan Anapara Geri Ödemeli				
Yıllar	Toplam Kredi Borcu (ABD Doları)	Anapara Ödemesi (ABD Doları)	Faiz (ABD Doları)	Toplam Kredi Taksidi (ABD Doları)
0	41,227,513			
1	36,177,143	5,050,370	5,050,370	10,100,741
2	31,332,910	4,844,233	4,431,700	9,275,933
3	26,694,815	4,638,095	3,838,281	8,476,377
4	22,262,857	4,431,958	3,270,115	7,702,072
5	18,037,037	4,225,820	2,727,200	6,953,020
6	14,017,354	4,019,683	2,209,537	6,229,220
7	10,203,810	3,813,545	1,717,126	5,530,671
8	6,596,402	3,607,407	1,249,967	4,857,374
9	3,195,132	3,401,270	808,059	4,209,329
10	0	3,195,132	391,404	3,586,536
Toplam (\$)		41,227,513	25,693,759	66,921,272

EK D: Merkez Bankası ABD Doları alış kurunun 2007 – 2014 yılları arasında aylık bazda gösterimi

Çizelge D.1: MB ABD Doları alış kuru aylık değerleri.

Yıl/Ay	MB ABD Dolar Alış Kuru (TL)	Yıl/Ay	MB ABD Dolar Alış Kuru (TL)
2007/01	1,42	2008/01	1,17
2007/02	1,39	2008/02	1,19
2007/03	1,40	2008/03	1,24
2007/04	1,35	2008/04	1,29
2007/05	1,33	2008/05	1,24
2007/06	1,31	2008/06	1,23
2007/07	1,27	2008/07	1,20
2007/08	1,31	2008/08	1,17
2007/09	1,26	2008/09	1,23
2007/10	1,19	2008/10	1,49
2007/11	1,18	2008/11	1,59
2007/12	1,17	2008/12	1,54
Ortalama	1,30	Ortalama	1,30
2009/01	1,59	2010/01	1,46
2009/02	1,65	2010/02	1,50
2009/03	1,70	2010/03	1,53
2009/04	1,59	2010/04	1,49
2009/05	1,55	2010/05	1,54
2009/06	1,54	2010/06	1,57
2009/07	1,51	2010/07	1,53
2009/08	1,48	2010/08	1,50
2009/09	1,48	2010/09	1,48
2009/10	1,46	2010/10	1,41
2009/11	1,48	2010/11	1,43
2009/12	1,49	2010/12	1,51
Ortalama	1,55	Ortalama	1,50

Çizelge D.1 (devam) : MB ABD Doları alış kuru aylık değerleri.

2011/01	1,56	2012/01	1,83
2011/02	1,58	2012/02	1,75
2011/03	1,57	2012/03	1,78
2011/04	1,51	2012/04	1,78
2011/05	1,57	2012/05	1,80
2011/06	1,59	2012/06	1,81
2011/07	1,65	2012/07	1,80
2011/08	1,75	2012/08	1,78
2011/09	1,79	2012/09	1,79
2011/10	1,82	2012/10	1,79
2011/11	1,81	2012/11	1,78
2011/12	1,86	2012/12	1,78
Ortalama	1,67	Ortalama	1,79
2013/01	1,76	2014/01	2,22
2013/02	1,77	2014/02	2,21
2013/03	1,81	2014/03	2,21
2013/04	1,79	2014/04	2,12
2013/05	1,83	2014/05	2,09
2013/06	1,89	2014/06	2,11
2013/07	1,93	2014/07	2,12
2013/08	1,96	2014/08	2,16
2013/09	2,01	2013/09	2,21
2013/10	1,99	Ortalama	2,16
2013/11	2,02		
2013/12	2,06		
Ortalama	1,90		

ÖZGEÇMİŞ



Ad Soyad : Gungör BAŞAR

Doğum Yeri ve Tarihi : Sivas / 01.01.1987

E-Posta : gungorbasar@gmail.com

ÖĞRENİM DURUMU:

Lisans : 2011, Yıldız Teknik Üniversitesi, Elektrik-Elektronik
Fakültesi, Elektrik Mühendisliği Bölümü

MESLEKİ DENEYİM:

Satış Mühendisi: Ağustos 2011 - Mart 2014 / Nordex Enerji A.Ş. (İstanbul)

Satış Mühendisi: Mart 2014 - ... / Nordex UK Ltd. (Manchester, İngiltere)