

**T.C.
GAZİ ÜNİVERSİTESİ
SOSYAL BİLİMLER ENSTİTÜSÜ
İŞLETME ANABİLİM DALI
FİNANSMAN BİLİM DALI**

**TÜRKİYE ENERJİ PİYASALARI, DOĞALGAZ DAĞITIM
SEKTÖRÜNDE SEKTÖR RİSKİNİN HESAPLANMASI VE
ÖZELLİKLİ BİR FİRMADA KAYNAK MALİYETİNİN
BELİRLENMESİ**

YÜKSEK LİSANS TEZİ

**Hazırlayan
Serkan ÖZBİLGİN**

**Tez Danışmanı
Yrd. Doç. Dr. Hasan BAL**

Ankara-2011

**T.C.
GAZİ ÜNİVERSİTESİ
SOSYAL BİLİMLER ENSTİTÜSÜ
İŞLETME ANABİLİM DALI
FİNANSMAN BİLİM DALI**

**TÜRKİYE ENERJİ PİYASALARI, DOĞALGAZ DAĞITIM
SEKTÖRÜNDE SEKTÖR RİSKİNİN HESAPLANMASI VE
ÖZELLİKLİ BİR FİRMADA KAYNAK MALİYETİNİN
BELİRLENMESİ**

YÜKSEK LİSANS TEZİ

**Hazırlayan
Serkan ÖZBİLGİN**

**Tez Danışmanı
Yrd. Doç. Dr. Hasan BAL**

Ankara-2011

ONAY

Serkan ÖZBİLGİN tarafından hazırlanan “*Türkiye Enerji Piyasaları, Doğalgaz Dağıtım Sektöründe Sektör Riskinin Hesaplanması ve Özellikli Bir Firmada Kaynak Maliyetinin Belirlenmesi*” başlıklı bu çalışma, 11/02/2011 tarihinde yapılan savunma sınavı sonucunda *oybirliği/oyçokluğu* ile başarılı bulunarak jürimiz tarafından *İşletme/Finansman* dalında *Yüksek Lisans Tezi* olarak kabul edilmiştir.

Prof. Dr. Ahmet AKSOY (Başkan)

Prof. Dr. Nevzat AYPEK

Yrd. Doç. Dr. Hasan BAL

ÖNSÖZ

Son yıllarda Türkiye enerji sektöründe yaşanan gelişmelerle birlikte sektöre yapılan yatırımlar gözle görülür bir şekilde artmaktadır. Bu bağlamda, Türkiye enerji piyasaları hakkında genel bir bilgi verilmesi ve enerji piyasalarından biri olan doğalgaz dağıtım sektörü hakkında günümüzde yaşanan ve gelecekte yaşanacaklara ilişkin bir görüş oluşturularak, yatırım kararlarının alınmasında ve uzun vadeli kredi finansmanında bir öngörü oluşturmak adına sektörün risk unsurlarının belirlenmesi, beta katsayısının hesaplanması ve sektörü temsil kabiliyetine sahip bir firmanın ağırlıklı ortalama sermaye maliyetinin belirlenmesi bu tezin amacını oluşturmuştur.

Bu tezin oluşturulması esnasında özellikle dağıtım sektörünün verilerinin oluşturulması ve değerlendirilmesi aşamasında bir takım sıkıntılar yaşanmıştır. Enerji sektörünün düzenlemeye tabi bir sektör ve rekabetçi bir piyasa olması sebebiyle sektörde faaliyet gösteren şirketlerin verilerine ulaşmak ve ulaşılan bu verilerin ticari sır niteliğindeki bilgilerini gizlemekte sıkıntı yaşanmıştır.

Bu tezin sonuçlandırılmasında katkıda bulunan bazı kişi ve kurumlara müteşekkirim. Bu bağlamda verilere ulaşmamada bana yardımcı olan T.C. Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu çalışanlarına teşekkür ediyorum. Ayrıca, bu tezin hazırlanması esnasındaki katkılarından, tamamlayıcı bilgilerinden ve değerli vaktinin büyük çoğunu teze ayırmış olmasından dolayı Yrd. Doç. Dr. Hasan BAL'a teşekkür ediyorum. Ayrıca, tezin yazım esnasında kendilerine yaşattığım sıkıntılara katlandıkları için öncelikle küçük kızım Ayşeğül ÖZBİLGİN'e ve değerli eşim Özge ÖZBİLGİN'e teşekkür ediyorum. Son olarak ise bu tezi, tezin tamamlanmasını çok isteyen ve beni her zaman teşvik eden ancak bunu göremeyen babam Mustafa Yücel ÖZBİLGİN'in anısına ithaf ediyorum.

İÇİNDEKİLER

ÖNSÖZ	i
İÇİNDEKİLER.....	ii
KISALTMALAR.....	vi
TABLolar LİSTESİ	viii
ŞEKİLLER LİSTESİ	viii
GRAFİKLER LİSTESİ	viii
GİRİŞ	1

BÖLÜM I

ENERJİ KAYNAKLARI VE TÜRKİYE ENERJİ PİYASALARI

1.1	ENERJİ KAYNAKLARI	4
1.2	TÜRKİYE ENERJİ PİYASALARI	7
	1.2.1 Elektrik Piyasası ve Yenilenebilir Enerji Sektörü.....	7
	1.2.1.1 Elektrik Piyasası.....	11
	1.2.1.2 Yenilenebilir Enerji Kaynakları.....	11
	1.2.1.2.1 Güneş.....	12
	1.2.1.2.2 Rüzgar.....	13
	1.2.1.2.3 Hidrolik.....	14
	1.2.2 Petrol Piyasaları	15
	1.2.3 LPG Piyasası.....	17
	1.2.4 Doğalgaz Piyasası.....	20
1.3	TÜRKİYE DOĞALGAZ DAĞITIM SEKTÖRÜ	24
	1.3.1 Doğalgaz Dağıtım Sektöründe Faaliyet Gösteren Şirketler	24
	1.3.2 Doğalgaz Dağıtım Sektöründe Faaliyet Gösteren Şirketlerin Sermaye Yapıları.....	28
	1.3.3 Doğalgaz Dağıtım Sektörü Şirketlerinin Finansal Tablolarının Karakteristik Özellikleri.....	29
	1.3.4 Doğalgaz Dağıtım Sektörü Şirketlerinin Finansal Tablolarının Diğer Şirketlerden Farkı.....	32

BÖLÜM II

RİSK VE SERMAYE MALİYETİ

2.1	RİSK.....	34
2.1.1	Risk Kavramı.....	34
2.1.1.1	Sistematik Risk.	35
2.1.1.1.1	Pazar Riski.	35
2.1.1.1.2	Enflasyon Riski.	36
2.1.1.1.3	Faiz Oranı Riski	36
2.1.1.1.4	Politik Risk.	37
2.1.1.1.5	Kur Riski.	37
2.1.1.2	Sistematik Olmayan Risk.	37
2.1.1.2.1	Faaliyet Riski	38
2.1.1.2.2	Finansal Risk	38
2.1.1.2.3	Yönetim Riski.	39
2.1.2	Risk ve Getiri.	39
2.2	SERMAYE MALİYETİ.	46
2.2.1	Sermaye Maliyeti Kavramı.....	47
2.2.2	Finansman Kaynaklarının Maliyetlerinin Hesaplanması.....	49
2.2.2.1	Borçların Maliyetinin Hesaplanması	50
2.2.2.1.1	Verginin Borçlanma Maliyetine Etkisi	50
2.2.2.1.2	Banka Kredilerinin Maliyetinin Hesaplanması	51
2.2.2.1.3	Tahvil İhracıyla Sağlanan Kaynakların Maliyetinin Hesaplanması	52
2.2.2.2	Özsermaye Maliyetinin Hesaplanması.	53
2.2.2.2.1	Hisse Senetlerinin Maliyetinin Hesaplanması	54
2.2.2.2.1.1	Adi Hisse Senedi İhracı Yoluyla Sağlanan Kaynakların Maliyetinin Hesaplanması.	54
2.2.2.2.1.2	İmtiyazlı Hisse Senedi İhracı Yoluyla Sağlanan Kaynakların Maliyetinin Hesaplanması.	55

2.2.2.2.2 Dağıtılmayan Karların Maliyetinin Hesaplanması.....	56
2.2.2.2.3 Özkaynak Maliyetinin Hesaplanmasında Kullanılan Bazı Yöntemler.....	57
2.2.3 Ağırlıklı Ortalama Sermaye Maliyetinin Hesaplanması.....	60
2.2.4 Sermaye Yapısının Ağırlıklı Ortalama Sermaye Maliyetine Etkisi .	62
2.2.4.1 Net Gelir Yaklaşımı.....	64
2.2.4.2 Net Faaliyet Geliri Yaklaşımı.....	64
2.2.4.3 Geleneksel Yaklaşım.....	65
2.2.4.4 Modigliani-Miller Yaklaşımı.....	65

BÖLÜM III

DOĞALGAZ DAĞITIM SEKTÖRÜNDE RİSKİN ÖLÇÜLMESİ VE BİR FİRMANIN KAYNAK MALİYETİNİN BELİRLENMESİ

3.1 DOĞALGAZ DAĞITIM SEKTÖRÜNDE RİSK UNSURLARI.....	71
3.1.1 Faaliyet Riski.....	72
3.1.2 Finansal Risk.....	74
3.1.3 Bileşik Kaldıraç.....	75
3.1.4 Tahsilat Riski.....	77
3.1.5 Politik Risk.....	78
3.1.6 Kur Riski.....	78
3.1.7 Sektörün Ekonomik Büyümeye Duyarlılığının Ölçülmesi.....	80
3.1.8 Sektörün Hayat Seyri.....	82
3.1.9 Doğalgaz Tüketimlerindeki Mevsimsel Dalgalanmalar.....	84
3.2 DOĞALGAZ DAĞITIM SEKTÖRÜNÜN BETASININ HESAPLANMASI.....	89
3.3 DOĞALGAZ DAĞITIM SEKTÖRÜNDE FAALİYET GÖSTEREN ÖZELLİKLİ BİR FİRMADA KAYNAK MALİYETİNİN BELİRLENMESİ.....	93

3.3.1 Vergi Oranının Hesaplanması.....	93
3.3.2 Borçlanma Maliyetinin Hesaplanması.....	94
3.3.3 Kaynaklar İçerisindeki Borç Oranının ve Özsermaye Oranının Hesaplanması.....	99
3.3.3.1 Özsermaye Maliyetinin Hesaplanması.....	100
3.3.3.2 Risksiz Getiri Oranının Hesaplanması.....	100
3.3.3.3 Betanın Hesaplanması.....	100
3.3.3.4 Piyasa Risk Priminin Hesaplanması.....	101
3.3.4 Ağırlıklı Ortalama Sermaye Maliyetinin Hesaplanması.....	102
 SONUÇ.....	 103
KAYNAKÇA.....	108
ÖZET.....	117
ABSTRACT.....	119

KISALTMALAR

ABD	:Amerika Birleşik Devletleri
AFT	: Arbitraj Fiyatlama Teorisi
AGDAŞ	: Adapazarı Gaz Dağıtım A.Ş.
BAHÇEŞEHİR	: Bahçeşehir Doğalgaz Dağıtım A.Ş.
BAŞKENTGAZ	: Başkent Doğal Gaz Anonim Şirketi
BOTAŞ	: Boru Hatları ile Petrol Taşıma Anonim Şirketi
B/M	: Defter Değeri/Piyasa Değeri Oranı
BURSAGAZ	: Bursa Şehir içi Gaz Dağıtım Anonim Şirketi
CAPM	: Finansal Varlık Fiyatlama Modeli (Capital Asset Pricing Model)
CNG	: Sıkıştırılmış Doğalgaz (Compresed Natural Gases)
DSİ	: Devlet Su İşleri
E/P	: Kazanç/Fiyat Oranı
EPDK	: Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu
EPK	: Elektrik Piyasası Kanunu
ESGAZ	: Eskişehir Gaz Dağıtım Anonim Şirketi
ETKB	: Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı
EÜAŞ	: Elektrik Üretim Anonim Şirketi
İGDAŞ	: İstanbul Gaz Dağıtım ve San. Tic. A. Ş.
İGSAŞ	: İstanbul Gübre Sanayi A.Ş.
İNA	: İndirgenmiş Nakit Akımları
İMKB	: İstanbul Menkul Kıymetler Borsası
İZGAZ	: İzmit Gaz Dağıtım San. ve Tic. A.Ş.
KHK	: Kanun Hükmünde Kararname
LNG	: Sıvılaştırılmış Doğagaz (Liquefied Natural Gases)
LPG	: Sıvılaştırılmış Petrol Gazları (Liquefied Petroleum Gases)

MRP	: Piyasa risk primi (Market Risk Premium)
MTA	: Maden Tetkik ve Arama Enstitüsü
SAO	: Sermayenin amortisman oranı
TEK	: Türkiye Elektrik Kurumu
TEDAŞ	: Türkiye Elektrik Dağıtım Anonim Şirketi
TEİAŞ	: Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketi
TÜGSAŞ	: Türkiye Gübre Sanayi A.Ş.
TPAO	: Türk Petrolleri Anonim Ortaklığı
Yİ	: Yap-İşlet
YİD	: Yap-işlet Devret
YPK	: Yüksek Planlama Kurulu

TABLolar

Tablo 1-Dünya Birincil Enerji Tüketiminde Yakıt Payları (%)	6
Tablo 2-Türkiye Elektrik Kurulu Gücü	11
Tablo 3- Türkiye'nin Aylık Ortalama Güneş Enerjisi Potansiyeli	12
Tablo 4-Türkiye'de Bölgelerin Güneş Enerjisi Potansiyeli	13
Tablo 5-Türkiye'nin Rüzgar Enerjisi Potansiyeli	14
Tablo 6-Dünya, Avrupa ve Türkiye'de Hidroelektrik Potansiyeli	15
Tablo 7-Dünya Petrol Rezervleri (yılbaşı itibarıyla - milyar varil)	15
Tablo 8-Dünya Petrol Talebi (milyon varil/gün)	17
Tablo 9-Bölgelere Göre LPG Üretimi	18
Tablo 10-LPG Üretiminde İlk On Ülke ve Türkiye	18
Tablo 11-Bölgelere Göre LPG Tüketimi	19
Tablo 12-LPG Tüketiminde İlk On Ülke ve Türkiye	19
Tablo 13-Ülkelere Göre Doğal Gaz Üretim ve Rezerv Verileri	21
Tablo 14-Bölgelere Göre Doğal Gaz Üretim ve Rezerv Verileri	22
Tablo 15-Ülkelere Göre Doğal Gaz Tüketim Verileri	23
Tablo 16-Bölgelere Göre Doğal Gaz Tüketim Verileri	24
Tablo 17-Kanun Öncesi Lisans Alan Dağıtım Şirketleri	26
Tablo 18- EPDK'nın Yaptığı İhale ile Lisans Alan Dağıtım Şirketleri	27
Tablo 19 Doğalgaz Dağıtım Sektöründeki Bazı Firmaların Kaldıraç Oranları	77
Tablo 20-Doğalgaz Tüketiminin Ekonomideki Büyümeye Duyarlılığı	80
Tablo 21-Özellikli bir firmanın 2003-2009 yılları arası ortalama aylık satış verileri (m ³)	86
Tablo 22-Firmanın Bulunduğu Şehirde Uzun Yıllar İçinde Gerçekleşen Ortalama Meteorolojik Değerler (1975 - 2008)	87
Tablo 23-Firmanın bulunduğu Şehirde 2003-2009 yılları arası aylık ortalama Satışlar ile Sıcaklık ve Güneşlenme süresi arasındaki korelasyon	88
Tablo 24 - BETA Hesaplaması	92
Tablo 25- FİRMA'nın 1 No'lu Kredisinin Maliyet Hesaplama Tablosu	96
Tablo 26-FİRMA'nın 2 No'lu Kredisinin Maliyet Hesaplama Tablosu	97
Tablo 27-FİRMA'nın 3 No'lu Kredisinin Maliyet Hesaplama Tablosu	98
Tablo 28-FİRMA'nın Ağırlıklı Ortalama Borç Maliyeti Tablosu	99
Tablo 29- Doğalgaz Dağıtım Sektörü Piyasa Risk Primi Hesaplama Tablosu	101

GRAFİKLER

Grafik 1- Yıllar İtibariyle Doğalgaz Dağıtım Şirketlerinin Satış Miktarları (Milyon m ³)	83
Grafik 2- 2003-2009 Yılları Arası Net Duran Varlıklar ile Tüketim Verileri (TL ve m ³)	84
Grafik 3- Özellikli Bir Firmanın 2003-2009 Yılları Arası Aylık Satış Verileri m ³	85

ŞEKİLLER

Şekil 1- Mevcut Elektrik Piyasasının Gösterimi	10
--	----

GİRİŞ

Serbest piyasa ekonomisinin tarihsel gelişimine bakıldığında serbest piyasa işleyişinin piyasa oyuncularına bırakıldığı ve devletin piyasaya müdahale etmediği görülmektedir. Ancak bu piyasa işleyişi bile bazı sektörlerde tekelleşmeye yol açmış ve tekel şirketlerin yüksek karlar elde etmesine sebep olmuştur. Bu süreç devletlerin serbest piyasaya kamu iktisadi teşebbüsleri ile müdahalesini getirmiştir. Süreç esnasında doğal tekel özelliği taşıyan birçok faaliyetin bu özelliğini teknolojik gelişmeler, sermaye birikiminin sağlanması ve özel sektörün güçlenmesi sonucu kaybettiği gözlenmiştir. Süreç sonunda ise bu teşebbüslerin ekonomik etkinlikten uzak, maliyetleri artırıcı ve yenilikleri engelleyici sonuçlar doğurduğu görülmüştür. Bu da tüm dünyada Dünya Bankası (WB) ve Uluslar arası Para Fonu (IMF) gibi uluslararası kuruluşların da desteklediği özelleştirmelere ve tekel sektörlerde yeniden yapılanma uygulamalarına sebep olmuştur. Bu noktada birçok sektör gibi aynı sıkıntıları yaşayan enerji sektörünün de serbest rekabete açılması benimsenmiştir.

Günümüzde birçok ülke enerji piyasalarını özelleştirmiş veya özelleştirme yolunda ilerlemektedir. Bunun başlıca sebebi enerji yatırımlarının yatırım maliyetinin yüksek olmasıdır. Türkiye’de de enerji yatırımlarının hızlanması enerji özelleştirmelerine son yıllarda önem verilmiş ve çıkarılan kanunlarla desteklenmiştir. Doğalgaz piyasası da 4646 sayılı Doğal Gaz Piyasası Kanunu ile düzenlenerek serbestleşmenin önü açılmıştır. Ancak, söz konusu yatırımların hızlanması, yeni yatırım kararlarının alınması ve günümüz koşullarında yatırımın finansmanının sağlanmasında hem yatırımcılar hem de kredi kuruluşları açısından önemli unsur sermaye maliyetinin belirlenmesidir. Bu bağlamda, yeni yapılanmaya başlayan doğalgaz dağıtım sektörünün analizinin yapılarak risk unsurlarının irdelenmesi ve sektörde faaliyet gösteren özellikli bir firmanın ağırlıklı ortalama sermaye maliyetinin belirlenmesi tüm taraflara bir gösterge olması açısından önem arz etmektedir.

Bu tezde, Türkiye enerji sektörü hakkında genel bir bilgilendirme yapılarak, doğalgaz dağıtım sektörü hakkında detaylı bilgi verilecek ve doğalgaz dağıtım sektörünün finansal değerlendirmesi piyasada faaliyet gösteren şirketlerin gerçek verileri üzerinden yapılacaktır. Çalışmada sermaye maliyeti, sermaye yapısı, risk ve getiri kavramları açıklanarak doğalgaz dağıtım sektörünün risk unsurları tanımlanarak sektörün betası hesaplanacaktır. Ayrıca sektörde faaliyet gösteren ve sektörü temsil kabiliyetine sahip bir firmanın ağırlıklı ortalama sermaye maliyeti hesaplanacaktır. Ancak tezde piyasada faaliyet gösteren şirketlerin verileri gizlilik esası çerçevesinde hesaplamalarda şirket isimleri kullanılmayacaktır.

Bu kapsamda, tezin birinci bölümünde Türkiye enerji piyasaları tanıtılmaya çalışılıp, elektrik piyasası ve yenilenebilir enerji sektörü, petrol piyasası, LPG piyasası ve doğalgaz piyasası hakkında dünya ve Türkiye uygulamalarına değinilerek, konulara ilişkin istatistiksel verilere yer verilmiştir. Ayrıca, doğalgaz dağıtım sektöründe faaliyet gösteren şirketler, şirketlerin sermaye yapıları, şirketlerin finansal tablolarının karakteristik özellikleri ve diğer sektörlerde faaliyet gösteren şirketlerin tablolarından farkı tanıtılmıştır.

İkinci bölümde; risk ve sermaye maliyeti kavramları üzerinde durulmuştur. Sistemik risk, sistemik olmayan risk ve unsurları, sermaye maliyeti kavramı anlatılarak, borçlanma maliyeti ile öz sermaye maliyeti örneklerle açıklanmıştır. Ayrıca, ağırlıklı ortalama sermaye maliyeti kavramından bahsedilerek sermaye yapısı açıklanmıştır.

Üçüncü bölümde; doğalgaz dağıtım sektörünün risk unsurlarına değinilerek sektörün betası hesaplanmıştır. Bölüm sonucunda ise özellikli bir doğalgaz dağıtım firmasının ağırlıklı ortalama sermaye maliyeti belirlenmiştir.

Tezin sonuç kısmında ise bölümlerde ulaşılan sonuçlar değerlendirilmiştir.

BÖLÜM I

ENERJİ KAYNAKLARI VE TÜRKİYE ENERJİ PİYASALARI

Bu bölümde enerji kaynakları ve Türkiye enerji piyasaları hakkında bilgi verilerek, son yıllarda bir çok ülkenin ve yatırımcının gündeminde olan Enerji konusu istatistiksel verilerle anlatılacaktır.

1.1 ENERJİ KAYNAKLARI

En basit tanımıyla enerji, iş yapabilme yeteneğidir. Burada “iş”, fiziksel bir kavram olup cisme etki eden kuvvetin hareket yönündeki bileşeni tarafından yapılmaktadır. Birim zamanda yapılan “iş”, “güç” olarak tanımlanmaktadır.

Günlük hayatta motorlu araçların hareketi, fabrikaların çalışması, şehirlerin aydınlatılması, konutların ısıtılması gibi sayısız iş için enerji kullanılmaktadır. İnsanlığın ulaştığı refah seviyesinde, enerjinin daha fazla çeşidinin çok çeşitli şekillerde kullanılmasının büyük payı olduğu gibi, bu seviyenin sürdürülebilmesi için de, çevresel kısıtlar saklı olmak üzere, enerji kullanımına bağımlılık sürecektir.

Günümüz ekonomilerinde görülen enerjiye hem arz hem de talep tarafında yüksek bağımlılık olgusu, enerji kaynaklarının yer yüzünde sınırlı miktarlarda ve heterojen bir dağılım içerisinde bulunması, enerji fiyatlarında görülen dalgalanmalar ve enerji arz güvenliğinin sağlanması için ülkelerin kendi içlerinde ve birbirleri ile olan ilişkilerinde gösterdikleri siyasi, ekonomik ve hukuki çabalar, enerjinin sürekli olarak gündemde olmasına ve araştırmalara konu edilmesine neden olmaktadır.

Türkiye, dünya petrol ve doğal gaz rezervlerinin yüksek oranda bulunduğu bölgeler ile bu kaynakları ithal eden büyük pazarlar arasında köprü durumunda bir ülkedir. Bu stratejik konumuna karşın Türkiye'nin enerji kaynaklarının temininde yüksek oranda ithalata bağımlı olması, bu kaynakların fiyatlarında görülen dalgalanmaların iç piyasadaki fiyatlara ve ödemeler dengesine önemli etkiler yapmasına neden olmaktadır. Dolayısıyla, sürdürülebilir kalkınma için enerji konusunda ülkemizde alternatif arayışlara önem verilmesi ve arz-talep dengesini sürdürecekt önlemlerin alınması son derece kritik bir konudur.

Enerjinin ekonomik hayatta vazgeçilemez bir yere sahip olduğu, tartışmasız ve izah gerektirmeyen bir gerçektir. Üretim (arz) tarafında ikame edilmesi oldukça zor hatta çoğu kere olanaksız bir girdi olan enerji, tüketim (talep) tarafında da toplumların refahını doğrudan etkileyen ve bir ülkedeki kişi başına kullanım miktarı başlı başına bir refah göstergesi sayılan son derece önemli bir nihai ürün konumundadır. Özellikle enerjinin sanayinin girdisi olarak değerlendirildiğinde, gerekli olduğu zamanda ve miktarda, kaliteli ve uygun fiyattan sağlanmasının, dünyadaki bütün ülkeler açısından çok önemli bir hedef olduğu açıktır. Bu hedef doğrultusunda, enerji arz güvenliğinin sağlanabilmesi için enerji piyasalarında kurumsal ve mevzuat düzeyinde yeniden yapılandırma çabalarının sürekli gündemde olduğu görülmektedir.

Sanayileşmiş ülkelerin hepsinin enerji kaynakları rezervi bakımından zengin ülkeler olmadıkları, bunun yanında enerji kaynaklarını dünyaya ihraç edecek kadar bol miktarda elinde bulunduran bütün ülkelerin de birer sanayileşmiş ülke olmadıkları bilinen bir gerçektir. Bu durum, enerjinin sanayileşme ve kalkınma ile olan ilişkilerinin çok boyutlu, karmaşık ve özenle incelenmesi gereken ilişkiler olduğunu ortaya koymaktadır.

Enerjinin elde edilmesinde kullanılan kaynakların çok çeşitli olması, bunların sınıflandırılmasını gerektirmiştir. Sınıflandırma yapılırken farklı yöntemler kullanılabilmektedir.

Enerji kaynaklarına ilişkin en basit sınıflandırma; kömür, doğal gaz, petrolün olduğu gibi tüketilmekte olan birincil enerji kaynakları ve birincil enerji kaynaklarından elde edilerek kullanılan elektrik ve hava gazı gibi ikincil enerji kaynakları şeklinde yapılan sınıflandırmadır. Enerji kaynaklarının bir diğer sınıflandırılma yöntemi de, yenilenebilir ve yenilenebilir olmayan enerji kaynakları şeklinde yapılmaktadır.¹

Dünya enerji tüketimi içerisinde yüksek oranda payı bulunan fosil yakıtların belli bir zaman sonunda tükenecek olması ve bu kaynakların çevresel açıdan sürdürülebilirliklerinin bulunmaması, tüm dünyada yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı tüketim yapısına geçilmesi hedefini gündemde tutmaktadır.

Tablo-1’de 1973, 2005 gerçekleşme ve 2010, 2020 tahmini olarak dünya birincil enerji kaynakları tüketiminde kaynakların oranına yer verilmektedir.

Tablo 1-Dünya Birincil Enerji Tüketiminde Yakıt Payları (%)²

	1973	2005	2010	2020
Petrol	53	36,4	39	38
Kömür	18	27,8	28	29
Doğal gaz	16	23,4	24	25
Fosil Yakıtlar Toplamı	87	87,6	91	92
Nükleer	1	5,6	6	4
Hidroenerji	2	6,3	3	3
Diğer Yenilenebilirler	10	0,2	1	1

¹ Hasan ALMA, "Türkiye Elektrik Piyasası Mevzuatının Avrupa Birliği Elektrik Piyasası Mevzuatı İle Karşılaştırması", Uzmanlık Tezi , EPDK, Ankara, 2009, s.41

Petrol, doğal gaz ve kömürün bu kaynaklar arasında toplam %87,9 paya sahip oldukları, nükleerin %5,6 ve hidrolik kaynakların %6,3 paya sahip olduğu dikkat çekmektedir.

1.2 TÜRKiYE ENERJİ PİYASALARI

Bu kısımda Türkiye enerji kaynaklarına ve piyasalarına kısaca değinilecek her bir piyasa dünya piyasaları ile karşılaştırılacak ve istatistiki bilgiler verilmeye çalışılacaktır.

1.2.1 Elektrik Piyasası ve Yenilenebilir Enerji Sektörü

Elektrik enerjisi yukarıda da bahsedildiği gibi birincil enerji kaynağı olmayıp ikincil enerji kaynağıdır. Yani elektrik enerjisi petrol, doğalgaz yada kömür gibi fosil yakıtlardan elde edilirken bir de yenilenebilir olarak ifade edilen enerji kaynaklarından yani rüzgar, güneş, hidro vb. üretilir. Bu bağlamda elektrik enerjisi iki başlık altında değerlendirilecektir.

1.2.1.1 Elektrik Piyasası

Elektrik, bir girdi ve bir nihai ürün olarak benzersiz özelliklere sahiptir. Bu nedenle, elektrik piyasası da kendine özgü dinamikleriyle dikkat çekmektedir. Elektriği benzersiz kılan başlıca özellikleri:

- Tam ikamesinin bulunmaması,
- Homojen olması,

- Ekonomik olarak depolanmasının -mevcut teknoloji düzeyinde- mümkün olmaması ve bu nedenle arz ve talebinin sürekli olarak anlık dengede tutulmasının gerekmesi,
- Talebinin fiyat ve gelir esnekliğinin düşük olması,
- Birbirinden çok farklı ve çeşitli alanlarda çok yaygın şekilde kullanılması ve vazgeçilemez olması

olarak sayılabilir.

Elektrik, şebekeden çekildiğinde kim tarafından üretildiği bilinmeyen homojen bir üründür. Tüketicilerin, belirli bir zamanda ekipmanlarının kullandığı elektriğin orijinini bilememeleri yönüyle elektrik, şebekeye verilen enerji havuzuna akıtılan su gibidir.³

Türkiye’de ilk elektrik üretimi Tarsus’ta su değirmeni ile çevrilen 2 kW’lık dinamo ile gerçekleştirilmiştir. İlk santral ise, 1913 yılında İstanbul Silahtarağa’da kurulmuştur. Elektrik sektörü yatırımları 1930’lu yıllara kadar ağırlıklı olarak yabancı yatırımcılar tarafından gerçekleştirilmiştir. 1938’den itibaren, dünya genelinde yayılan elektrik sektörünün kamu mülkiyetinde olması gerektiği görüşüyle paralel bir şekilde, elektrik sektörü millileştirilmeye başlanmıştır. Bu millileştirme süreci 1944 yılında tamamlanmış ve 1944 yılına gelindiğinde hemen hemen tüm elektrik sektörü kamu mülkiyetinde toplanmıştır.⁴

Elektrik piyasası faaliyetleri üretim, iletim, dağıtım, toptan satış, perakende satış, perakende satış hizmeti, ticaret, ithalat ve ihracat faaliyetleridir.

³ İbrahim Etem ERTEN, “Rekabetçi Elektrik Dengeleme Piyasalarının Oyun Teorisi Işığında İncelenmesi”, Yayınlanmamış Uzmanlık Tezi, Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu, 2006.

⁴ Erdoğan, Erkan; Türkiye Elektrik Enerjisi Piyasası Reformları: Ekonomik Analiz, EPDK, Yayınlanmamış Uzmanlık Tezi, Ankara, 2006, s. 39.

İletim faaliyeti TEİAŞ tarafından yürütülmektedir. TEİAŞ ayrıca, İletim, bağlantı ve sistem kullanım tarifelerini ve şebeke yönetmeliğini hazırlamakla, revize etmekle, denetlemekle de yükümlüdür. Yük dağıtımı ve frekans kontrolünün gerçekleştirilmesi, iletim sisteminde kapasite artırımı, gerçek zamanlı sistem güvenilirliğinin izlenmesi, yan hizmetlerin belirlenmesi vs. TEİAŞ'ın diğer görevleridir.

Dağıtım şirketleri, lisanslarında belirlenen bölgede elektrik enerjisi dağıtım faaliyetlerini yürütürler. Dağıtım şirketleri ayrıca, perakende satış lisansı alarak bu hizmeti de yerine getirmektedirler. Türkiye'de hâlihazırda 21 tane dağıtım bölgesi bulunmaktadır.

Bu 21 dağıtım bölgesinin 20 tanesi yakın zamana kadar TEDAŞ'a bağlı iken bunlardan bir kısmı yakın zamanda özelleştirilmiş ve özel sektör kontrolüne geçmiştir.

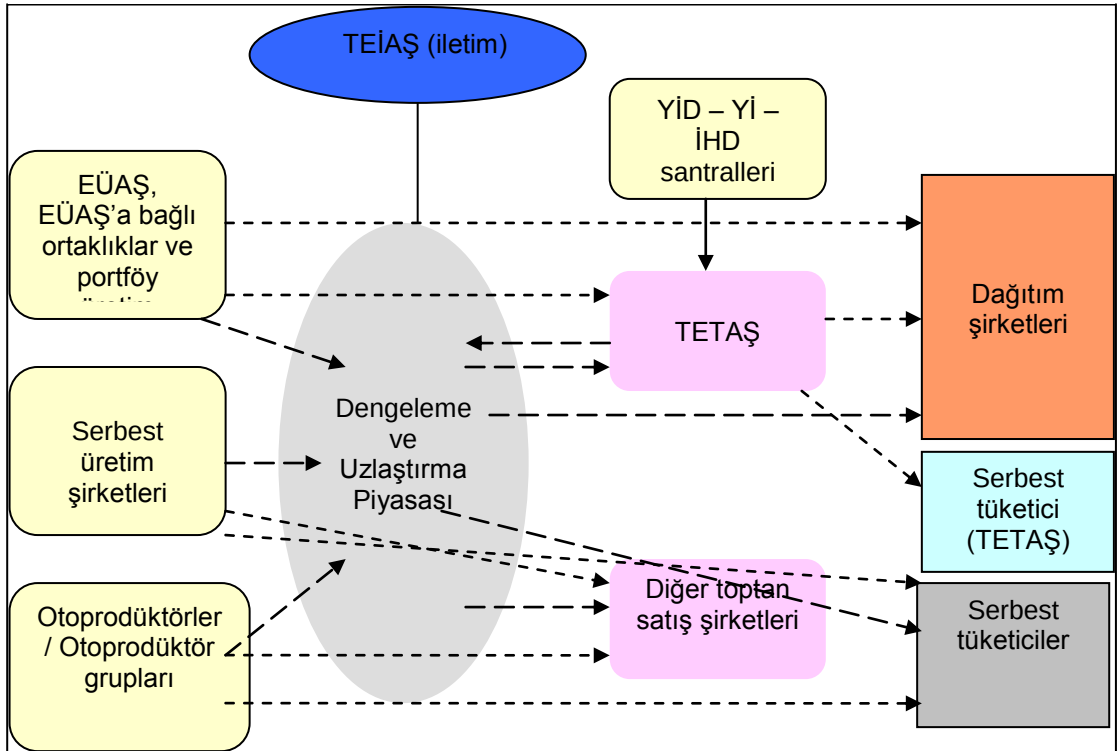
Elektrik üretimi faaliyeti EÜAŞ, EÜAŞ'a bağlı şirketler, özel sektör üretim şirketleri, otoprodüktörler, otoprodüktör grupları ve YİD, Yİ, İHD sözleşmeleri kapsamında üretim yapan şirketler tarafından gerçekleştirilmektedir.

Otoprodüktörler, esas olarak kendi elektrik enerjisi ihtiyacını karşılamak amacıyla elektrik üretimi faaliyetinde bulunan şirketler; otoprodüktör grupları ise, esas olarak ortaklarının elektrik enerjisi ihtiyacını karşılamak amacıyla elektrik enerjisi üretimi faaliyetinde bulunan şirketlerdir.

Türkiye elektrik piyasasının mevcut hali şekil 1'de gösterilmektedir. Piyasa içerisinde elektrik ticareti faaliyetleri ikili anlaşmalar kapsamında veya 1 Ağustos 2006 yılında nakdi olarak da devreye giren dengeleme ve uzlaştırma piyasasında gerçekleştirilmektedir. EÜAŞ ürettiği elektriği TETAŞ'a satmaktadır. Portföy üretim grupları ve EÜAŞ'a bağlı ortaklıklar

ürettikleri elektriği dağıtım şirketlerine satmaktadırlar. YİD, Yİ ve İHD kapsamında üretim yapan santraller tüm elektriklerini TETAŞ'a satmaktadırlar. TETAŞ bu santrallerden ve EÜAŞ'dan aldığı elektrik enerjisini dağıtım şirketlerine satmaktadır.

Şekil 2-Mevcut Elektrik Piyasasının Gösterimi



Özel üretim şirketleri ürettikleri elektrik enerjisini ikili anlaşmalar yoluyla serbest tüketicilere ya da toptan satış şirketlerine satabilmektedirler. Otoprodüktörler ve otoprodüktör grupları da ürettikleri enerjinin yarısını benzer şekilde piyasaya satabilmektedirler.

Ülkemizin toplam kurulu kapasitesi Tablo-2'de de gösterildiği gibi 2008 yılı sonu itibarıyla 41.802,6 MW'a ulaşmıştır. Toplam kurulu kapasitenin %33'ü hidrolik kaynaklara, %32'si doğalgaza ve %24'ü kömüre, %11'i ise diğer kaynaklara dayalıdır.

Tablo 2-Türkiye Elektrik Kurulu Gücü

Yakıt/Kaynak Türü	Kurulu Kapasite (MW) 2007 2008		Değişim Oranı (%)	Kaynakların Güce Katkısı (%)
Hidrolik	13.394,8	13.828,7	3	33
Doğal Gaz	12.879,9	13.239,6	3	32
Linyit	8.226,8	8.110,9	-1	19
Çok yakıtlılar	2.055,6	2.211,1	8	5
Fuel Oil	1.785,6	1.745,2	-2	4
İthal Kömür	1.651,0	1.651,0	0	4
Rüzgar	147,1	363,7	147	1
Taş kömürü	335,0	335,0	0	1
Motorin	214,4	206,5	-4	0
Yenilenebilir + Atık	42,7	59,7	40	0
Jeotermal	23,0	29,8	30	0
Nafta	21,4	21,4	0	0
Toplam	40.777,3	41.802,6	3	100

1.2.1.2 Yenilenebilir Enerji Kaynakları

Rüzgar, güneş, jeotermal, hidrolik gibi yenilenebilir enerji kaynakları; hidrolik dışında süreksiz olmaları sebebiyle ekonomik olarak işletilmelerinde sorun yaşanan, fakat çevresel açıdan hemen hemen sorunsuz enerji kaynaklarıdır.⁵ Doğal olarak tekrarlanan süreçler, yenilenebilir enerjinin kaynağını oluşturmaktadır. Yeryüzündeki hayatın en önemli kaynağı olan güneş, bu kaynakların başında gelmektedir. Rüzgar, jeotermal, dalga, biyogaz, biyokütle ve hidrolik diğer başlıca yenilenebilir enerji kaynaklarıdır. Dünyanın giderek artan enerji talebi ve fosil yakıtların yarattığı çevre sorunları sebebiyle, yenilenebilir kaynakların kullanımının artırılması dünya çapında gündemde olan bir konudur.

⁵ Ayşe Rüya Ataman, "Türkiyede Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Arz Güvenliği Açısından İncelenmesi", EPDK, Uzmanlık Tezi, Ankara 2007, s.13

1.2.1.2.1 Güneş

Ülkemizin dağlık bir yapıya sahip olması ve yerleşim merkezlerinin birbirinden uzak olması, bu yerleşim merkezlerine elektrik enerjisinin iletimini güçleştirmektedir. Üretimin ancak %3'ü böyle uzak yörelerde tüketilebilmektedir. Bu bölgelerin enterkonnekte sisteme bağlanma maliyetlerinin çok yüksek olması ve üretilen enerjinin önemli bir bölümünün iletim ve dağıtım hatlarında kaybolduğu göz önüne alınırsa, bölgesel ve bağımsız olarak çalışacak küçük güneş enerjisi elektrik santrallerinin önemi belirginleşecektir.

Tablo-3'de aylar itibariyle Türkiye'nin güneş enerjisi potansiyeli gösterilmektedir. Tablodan görüldüğü gibi, en fazla güneş alınan aylar Haziran, Temmuz ve Ağustos iken en az güneş alınan aylar Aralık ve Ocak aylarıdır. Ortalama günlük güneş alınan süre ise 7,2 saattir.

Tablo 3- Türkiye'nin Aylık Ortalama Güneş Enerjisi Potansiyeli⁶

AYLAR	AYLIK TOPLAM GÜNEŞ ENERJİSİ		GÜNEŞLENME SÜRESİ (Saat/ay)
	(Kcal/cm ² -ay)	(kWh/m ² -ay)	
OCAK	4,45	51,75	103
ŞUBAT	5,44	63,27	115
MART	8,31	96,65	165
NİSAN	10,51	122,23	197
MAYIS	13,23	153,86	273
HAZİRAN	14,51	168,75	325
TEMMUZ	15,08	175,38	365
AĞUSTOS	13,62	158,4	343
EYLÜL	10,6	123,28	280
EKİM	7,73	89,9	214
KASIM	5,23	60,82	157
ARALIK	4,03	46,87	103
TOPLAM	112,74	1311	2640
ORTALAMA	308,0 cal/cm ² -gün	3,6 kWh/m ² -gün	7,2 saat/gün

⁶ (Erişim) <http://www.eie.gov.tr/turkce/YEK/gunes/tgues.html>, 16/02/2008).

Türkiye’de bölgelere göre bakıldığında, aşağıdaki tablodan da görüldüğü gibi Güneydoğu Anadolu, Akdeniz, Ege, Doğu Anadolu ve İç Anadolu bölgeleri en yüksek güneş enerjisi potansiyeline sahip bölgeler iken, Marmara ve Karadeniz bölgeleri görece daha düşük potansiyele sahiptirler.

Tablo 4-Türkiye’de Bölgelerin Güneş Enerjisi Potansiyeli⁷

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

1.2.1.2.2 Rüzgar

En basit anlamıyla hareket eden hava olan rüzgar, yüzyıllar öncesinde yel değirmenleri, yelkenli deniz araçları gibi yollarla insanlar tarafından kullanılmıştır. Teorik olarak, dünyada esen rüzgarın sadece %1’i bile dünyanın tüm enerji ihtiyacını karşılayabilir. İşletme giderlerinin görece düşük olması, hammadde gerektirmemesi ve çevre dostu oluşu, rüzgar enerjisinin öne çıkan olumlu yönleridir.⁸

Ancak, rüzgarın istenen zamanda devreye alınıp istenen zamanda devreden çıkarılabilen bir kaynak olmaması, elektrik şebekelerinin teknik kısıtları gibi sorunlar, rüzgar enerjisinin uygulamada teorik ölçülerde olduğu kadar ekonomik bir kaynak olmasını engellemektedir.

Tablo-5’de, Türkiye’nin rüzgar potansiyeli gösterilmektedir. Bu tablodan, 20.000 Megavat (MW) karasal ve 15.000 MW denizsel rüzgar potansiyelinin kullanılabilir olduğu görülmektedir. Diğer yandan, ulusal

⁷ (Erişim) <http://www.eie.gov.tr/turkce/YEK/gunes/tgunes.html>,16/02/2008.

⁸ Ayşe Rüya Ataman,”Türkiyede Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Arz Güvenliği Açısından İncelenmesi”, EPDK, Uzmanlık Tezi,Ankara 2007,s.16

elektrik şebekesinin kısıtları ile birlikte Türkiye’de 10.000 ile 20.000 MW arasında rüzgar enerjisine dayalı kurulu güç tesis edilebileceği değerlendirilmektedir.

Tablo 5-Türkiye’nin Rüzgar Enerjisi Potansiyeli⁹

Karasal alanda			
Karakteristik	Brüt	Teknik	Kullanılabilir
Güç (MW)	220.000	55.000	20.000
Enerji(GWh/yıl)	400.000	110.000	50.000
Denizsel alanda			
Karakteristik	Brüt	Teknik	Kullanılabilir
Güç (MW)	-	60.000	15.000
Enerji(GWh/yıl)		180.000	45.000

1.2.1.2.3 Hidrolik

Su gücü olan hidrolik, elektrik üretiminde kullanılan en güvenilir yenilenebilir kaynaktır. Aynı zamanda yerli bir kaynak olarak Türkiye gibi ithalata bağımlı bir ülke için çok önemli bir alternatiftir. Bunun yanında, hidroelektrik santrallerin (HES), ani talep değişimlerinde devreye alınabilen, 200 yıl gibi uzun ömre sahip, %90 seviyesinde verimli, işletme gideri düşük, yatırım geri ödeme süresi düşük ve yakıt gideri olmayan santraller olmaları, enerji arz güvenliği açısından tercih edilir santraller olmalarını sağlamaktadır.¹⁰ HES’lerin en önemli dezavantajları ise, yağış rejimine bağımlı olmaları ve inşa edilmeleri ile ilişkili olumsuz çevresel etkilerinin bulunmasıdır.

Tablo-6’da Dünya, Avrupa ve Türkiye’deki HES potansiyeli gösterilmektedir.

⁹ (Erişim) <http://www.ressiad.org.tr/makaleler.php?ID=21>, 11/11/2008.

¹⁰ (Erişim) <http://www.dsi.gov.tr/hizmet/enerji.htm>, 05/10/2008

Tablo 6-Dünya, Avrupa ve Türkiye’de Hidroelektrik Potansiyeli

	Brüt HES Potansiyeli (GWh/yıl)	Teknik HES Potansiyeli (GWh/yıl)	Ekonomik HES Potansiyeli (GWh/yıl)
Dünya	40.150.000	14.060.000	8.905.000
Avrupa	3.150.000	1.225.000	800.000
Türkiye	433.000	216.000	130.000

1.2.2 Petrol Piyasaları

Dünya petrol rezervlerinin 2005, 2006 ile 2007 yılları başındaki miktarlarının bölgelere göre dağılımı aşağıdaki tabloda yer almaktadır.

Tablo 7-Dünya Petrol Rezervleri (yılbaşı itibarıyla - milyar varil)

	Petrol Rezervi	2005	2006	2007	Değişim (%)	
					2005 / 2006	2006 / 2007
OECD	ABD	29,3	29,9	29,9	2,0	0,0
	Diğer	52,8	52,0	49,9	-1,5	-4,0
	Toplam	82,1	81,9	79,8	-0,2	-2,6
OECD Dışı	OPEC	906,4	914,5	914,6	0,9	0,0
	Eski SSCB	123,6	127,7	128,2	3,3	0,4
	Diğer	85,2	85,4	85,6	0,9	1,0
	Toplam	1115,2	1127,6	1128,4	1,1	0,0
	<i>Dünya Toplam</i>	<i>1197,3</i>	<i>1209,5</i>	<i>1208,2</i>	<i>1,0</i>	<i>-0,1</i>

Tablo-7’deki değerlerin incelenmesinden, petrol rezervlerinin ilgili yıllarda yaklaşık 906, 914 ve 914 milyar varil ile en fazla OPEC ülkelerinde olduğu görülmektedir. OPEC’i, yaklaşık 123, 127 ve 128 milyar varil ile eski SSCB ülkeleri izlemektedir. Dünyanın en büyük petrol kullanıcısı olan ABD yaklaşık 29 milyar varillik rezerve sahip bulunmaktadır. Dünya toplam petrol

rezervlerinin 2005, 2006 ile 2007 yılları başında 1.197, 1.209 ve 1.208 milyar varil civarında olduğu görülmektedir. 2005 yılında % 1 oranında artış görülen dünya toplam rezervinin 2006 yılında % 0,1 oranında azaldığı görülmüştür. Dünya toplam petrol üretiminin günlük yaklaşık 84,60 milyon varil olduğu dikkate alındığında rezerv ömründe değişiklik olmadığı değerlendirilebilecektir. Üretimi tüketiminin çok üzerinde olan OPEC ve eski SSCB bölgelerinden tüketimin üretimin çok üzerinde olduğu OECD bölgelerine büyük miktarlarda petrol akışı olduğu anlaşılmaktadır.

Petrol İşleri Genel Müdürlüğü tarafından internet sayfasında yayımlanan verilere göre 2006 sonu itibarı ile Türkiye’de bulunan ispatlanmış, muhtemel ve mümkün ham petrol rezervleri toplamı 6,72 milyar varil olup, bunun yaklaşık 1,18 milyar varili üretilebilir petrol miktarıdır. Dolayısıyla Türkiye’de bulunan petrol rezervleri, dünya rezervlerinin yaklaşık olarak % 0,55’i kadardır.

2008 yılında dünya petrol talebi günlük 85,22 milyon varil olarak gerçekleşmiştir. OECD ülkelerinin toplam günlük talebinin 19,44 milyon tonu Amerika Birleşik Devletleri tarafından gerçekleştirilirken, 27,88 milyon tonu ise diğer OECD ülkeleri tarafından gerçekleştirilmiştir. OECD ülkeleri haricindeki ülkeler içinde en büyük pay ise günlük 7,85 milyon ton ile Çin’e aittir. Dünya petrol talebinin 2006, 2007 ve 2008 yıllarındaki dağılımı Tablo-8’de yer almaktadır.

Tablo 8-Dünya Petrol Talebi (milyon varil/gün)¹¹

	Petrol Talebi	2006	2007	2008	Değişim (%)	
					2006/2007	2007 / 2008
OECD	ABD	20,69	20,70	19,44	0,0	-6,1%
	Diğer	28,64	28,27	27,88	-1,3	-1,4%
	Toplam	49,33	48,96	47,32	-0,8	-3,3%
OECD Dışı	Çin	7,27	7,68	7,85	5,6	2,2%
	Eski SSCB	4,28	4,40	4,30	2,8	-2,3%
	Diğer	23,89	24,55	25,78	2,8	5,0%
	Toplam	35,44	36,63	37,93	3,4	3,5%
	<i>Dünya Toplamı</i>	<i>84,77</i>	<i>85,59</i>	<i>85,22</i>	<i>1,0</i>	<i>-0,4%</i>

Toplam dünya petrol talebi içinde OECD ülkelerinin payı yaklaşık olarak %55'tir. ABD'nin toplam talep içindeki payı ise yaklaşık olarak %23'tür.

1.2.3 LPG Piyasası

Sıvılaştırılmış Petrol Gazları (LPG), Petrol ve doğal gazdan elde edilerek basınç altında sıvılaştırılan propan, bütan ve izomerleri gibi hidrokarbonlar veya bunların karışımı ifade eder.¹²

Tablo-9'da görüleceği üzere dünya LPG üretiminde 1996 yılından 2006 yılına kadar yıllık ortalama %2,7 artarak 117 milyon tondan 225 milyon tona çıkmıştır. Aynı dönemde Türkiye'de LPG üretimin ciddi bir değişiklik olmamış ve 800 bin ton civarlarında seyretmiştir. Türkiye'deki LPG üretiminde ciddi bir değişiklik olmamasının en büyük sebebi rafineri kapasitesinde herhangi bir değişiklik olmayışıdır.

¹¹ "ABD Resmi Enerji İstatistikleri",

(Erişim) <http://www.eia.doe.gov/emeu/international/oilother.html>, Nisan 2009.

¹² 5307 Sayılı Sıvılaştırılmış Petrol Gazları (LPG) Piyasası Kanunu ve Elektrik Piyasası Kanununda Değişiklik Yapılmasına Dair Kanun

Tablo 9-Bölgelere Göre LPG Üretimi

	Yıllara Göre LPG Üretimi (1000 Ton)						
Bölgeler	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
K.Amerika	60220	57427	57200	55181	56831	51790	52926
G.Amerika	21354	22239	22817	23134	24021	24798	24393
Avrupa ve Eurasia (Türkiye Hariç)	32489	35045	35993	37898	38775	39072	38995
Ortadoğu	35122	35787	35993	36948	38128	39580	41528
Afrika	14396	15151	14466	14844	14801	15801	15987
Asya Pasifik	35655	38147	40408	42758	44386	46699	48285
Türkiye	670	685	732	754	756	760	804
Dünya Toplamı	201906	206482	209611	213520	219702	220505	224924

Tablo-10'da LPG üretimindeki ilk on ülke görülmektedir. Amerika Birleşik Devletleri açık ara dünya LPG üretiminde lider durumdadır. İlk on ülke toplam üretimin yaklaşık olarak % 60 ını oluşturmaktadır. Türkiye'deki üretim toplam dünya üretiminin ‰ 3.6 sı kadardır.

Tablo 10-LPG Üretiminde İlk On Ülke ve Türkiye¹³

Ülkeler	LPG Üretimi (1000 Ton)	Payı %
ABD	42346	19.0
Suudi Arabistan	18850	8.5
Çin	14153	6.3
Kanada	10580	4.7
Rusya Federasyonu	9400	4.2
Cezayir	8806	3.9
Hindistan	8404	3.8
BAE	8087	3.6
Birleşik Krallık	5872	2.6
Brezilya	5621	2.5
İlk On Ülke	132119	59.3
Türkiye	804	0.36

¹³ BP, "Statistical Review of Global LP Gas 2007" (Erişim) www.bp.com/statisticalreview, Nisan 2009.

Tablo-11’de görüleceği üzere dünya LPG tüketimi 1996 yılından 2006 yılına kadar yıllık ortalama %2,7 artarak 115 milyon tondan 220 milyon tona çıkmıştır. Aynı dönemde Türkiye’de LPG tüketiminde ciddi bir artış olmuş ve 2.4 milyon tondan 3.6 milyon tona çıkmıştır. Bu artış yıllık ortalama %5’lik bir artışa tekabül etmektedir ki, buda dünya ortalamasının iki katına yakındır.

Tablo 11-Bölgelere Göre LPG Tüketimi¹⁴

	Yıllara Göre LPG Tüketimi (1000 Ton)						
Bölgeler	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
K.Amerika	58421	54654	57310	56073	58652	56036	54715
G.Amerika	27447	26960	26732	25746	26409	26397	26732
Avrupa ve Eurasia (Türkiye Hariç)	31993	33650	34449	34855	34528	35568	36756
Ortadoğu	12166	14874	15874	14954	13897	13776	14603
Afrika	7098	7437	7926	8406	9019	9444	9681
Asya Pasifik	57018	59000	62996	65622	68749	71495	72389
Türkiye	4483	3835	3547	3503	3759	3691	3580
Dünya Toplamı	200626	202411	210836	211162	217017	218412	220462

Tablo-12’de LPG tüketiminde Türkiye ile ilk on ülke karşılaştırılmaktadır.

Tablo 12-LPG Tüketiminde İlk On Ülke ve Türkiye¹⁵

Ülkeler	LPG Tüketimi (1000 Ton)	Payı %
ABD	48540	22.2
Çin	20900	9.6
Japonya	18204	8.3
Hindistan	10532	4.8
Meksika	9805	4.5
G.Kore	8147	3.7

¹⁴ BP, “Statistical Review of Global LP Gas 2007”
(Erişim)www.bp.com/statisticalreview, Nisan 2009.

¹⁵ BP, “Statistical Review of Global LP Gas 2007”
(Erişim)www.bp.com/statisticalreview, Nisan 2009.

Rusya Federasyonu	7610	3.5
Brezilya	6440	2.9
Kanada	6175	2.8
Suudi Arabistan	6100	2.8
İlk On Ülke	142452	65.2
<i>Türkiye</i>	<i>3580</i>	<i>1.6</i>

1.2.4 Doğalgaz Piyasası

2007 yılı sonu verilerine göre; dünya doğal gaz rezerv miktarının 1/4'ü Rusya'da bulunmakta ve Rusya, İran ve Katar'ın sahip olduğu toplam rezerv miktarı dünya rezervlerinin yarısından fazlasına karşılık gelmektedir. Dünya toplam rezervinin 3/4'ünün İran ve Katar'ın da içinde bulunduğu Ortadoğu bölgesi ile Rusya'nın da içinde bulunduğu Avrupa&Avrasya bölgesi toplam rezervlerinden oluştuğu görülmektedir. Avrupa Birliği rezerv miktarının yaklaşık %60'ı İngiltere ve Hollanda'nın rezervlerinden oluşmaktadır. Avrupa Birliğine üye olmayan Norveç ise Avrupa Birliği toplam rezervlerinden daha fazla rezerve sahiptir.¹⁶

Dünya doğal gaz üretiminin %45'i Rusya, ABD ve Kanada tarafından gerçekleştirilmektedir. Rusya ve ABD'den her biri, Ortadoğu bölgesi toplam üretiminden daha fazla üretim gerçekleştirmektedir. Tablo-13'de de görüldüğü üzere 2007 yılı üretim miktarıyla devam edildiği varsayımı altında Katar, İran, Nijerya, Venezüella, Azerbaycan ve Birleşik Arap Emirlikleri ülkelerinin her birinde 100 yıldan daha fazla yetecek kadar doğal gaz rezervi bulunmakla birlikte bu ülkelerden Katar, Nijerya ve Azerbaycan'ın yıllık üretim miktarları değişiminin yüksek oranlarda olduğu görülmektedir.¹⁷

¹⁶ BP, "Statistical Review of World Energy 2008"
(Erişim) www.bp.com/statisticalreview, Nisan 2009.

¹⁷ BP, "Statistical Review of World Energy 2008"
(Erişim) www.bp.com/statisticalreview, Nisan 2009.

Tablo 13-Ülkelere Göre Doğal Gaz Üretim ve Rezerv Verileri

	REZ. MİK. 2006 YIL SONU (trilyon m3)	RE. MİK. 2007 YIL SONU (trilyon m3)	2006 YILINA GÖRE DEĞİŞİM	T.'DAKİ PAYI	ÜRETİM MİKTARI 2006 YILI (milyar m3)	ÜRETİM MİKTARI 2007 YILI (milyar m3)	2006 YILINA GÖRE DEĞİŞİM	T. DAKİ PAYI	R/Ü (*)
RUSYA	44,60	44,65	0,1%	25,2%	612,1	607,4	-0,8%	20,6%	73,5
İRAN	27,58	27,80	0,8%	15,7%	108,6	111,9	3,0%	3,8%	248,4
KATAR	25,64	25,60	-0,1%	14,4%	50,7	59,8	17,9%	2,0%	428,1
S.ARABİSTAN	7,07	7,17	1,3%	4,0%	73,5	75,9	3,3%	2,6%	94,4
B.A.E.	6,11	6,09	-0,3%	3,4%	47,4	49,2	3,8%	1,7%	123,8
ABD	5,98	5,98	0,0%	3,4%	523,2	545,9	4,3%	18,8%	10,9
NIJERYA	5,22	5,30	1,5%	3,0%	28,4	35,0	23,0%	1,2%	151,4
VENEZUELLA	5,10	5,15	1,0%	2,9%	27,9	28,5	1,9%	1,0%	181,0
CEZAYİR	4,50	4,52	0,2%	2,5%	84,5	83,0	-1,7%	2,8%	54,4
İRAK	3,17	3,17	0,0%	1,8%					
ENDONEZYA	2,63	3,00	14,0%	1,7%	69,3	66,7	-3,7%	2,3%	45,0
NORVEÇ	2,89	2,96	2,4%	1,7%	87,6	89,7	2,4%	3,0%	33,0
TÜRKMENİSTA N	2,67	2,67	0,0%	1,5%	62,2	67,4	8,4%	2,3%	39,6
AVUSTRALYA	2,49	2,51	1,0%	1,4%	38,9	40,0	2,8%	1,4%	62,8
MALEZYA	2,48	2,48	-0,2%	1,4%	60,2	60,5	0,5%	2,1%	40,9
MISIR	2,05	2,06	0,8%	1,2%	44,7	46,5	4,2%	1,6%	44,3
KAZAKİSTAN	1,90	1,90	0,0%	1,1%	24,6	27,3	10,8%	0,9%	69,8
ÇİN	1,68	1,88	11,9%	1,1%	58,6	69,3	18,4%	2,4%	27,2
KANADA	1,62	1,63	0,4%	0,9%	188,4	183,7	-2,5%	6,2%	8,9
AZERBAYCAN	1,26	1,28	1,5%	0,7%	6,3	10,3	63,2%	0,3%	124,1
HOLLANDA	1,32	1,25	-5,2%	0,7%	65,3	64,5	-1,2%	2,2%	19,4
UKRAYNA	1,03	1,03	0,0%	0,6%	19,1	19,0	-0,3%	0,6%	54,0
İNGİLTERE	0,41	0,41	0,0%	0,2%	80,0	72,4	-9,5%	2,5%	5,7
DÜNYA TOPLAMI	176,22	177,36	0,6%	100,0%	2872,2	2940,0	2,4%	100,0%	60,3

(*) O yılki üretim miktarıyla devam edildiği takdirde kaç yıllık rezerv miktarı kaldığını göstermektedir.

Tablo-14'de bölgelere göre doğal gaz üretim ve rezerv verileri yer almaktadır. Buna göre; en fazla rezerv miktarına sahip olan Ortadoğu bölgesinin gerçekleştirdiği doğal gaz üretimi dünya toplamının ancak %12'sine karşılık gelmektedir. Rusya'nın da içinde bulunduğu Avrupa&Avrasya bölgesinin, dünya toplamının %36,6'lık kısmına karşılık gelen üretim miktarıyla en fazla üretim yapılan bölge olduğu görülmektedir. Dünya doğal gaz üretiminde önemli bir paya sahip olan ABD'nin de içinde bulunduğu Kuzey Amerika bölgesinin, rezerv miktarı yönünden beşinci sırada

yer alırken, üretim miktarı sıralamasında ikinci sırada yer aldığı görülmektedir.

Tablo 14-Bölgelere Göre Doğal Gaz Üretim ve Rezerv Verileri¹⁸

BÖLGE	REZ. MİK. 2007 YIL SONU (Trilyon m ³)	2006 YILINA GÖRE DEĞİŞİ M	DÜNYA TOPLAMI İÇİNDEKİ PAYI	ÜRETİM MİKTAR I-2007 YILI (Milyar m ³)	2006 YILINA GÖRE DEĞİŞİ M	DÜNYA TOPLA MI İÇİNDE Kİ PAYI
ORTADOĞU	73,2	0,4%	41,3%	355,8	5,0%	12,1%
AVRUPA& AVRASYA	59,4	0,1%	33,5%	1075,7	-0,1%	36,6%
AFRİKA	14,6	0,8%	8,2%	190,4	4,8%	6,5%
ASYA PASİFİK	14,5	4,6%	8,2%	391,5	4,8%	13,3%
KUZEY AMERİKA	8,0	-0,1%	4,5%	775,8	2,8%	26,4%
GÜNEY& ORTA AMERİKA	7,7	1,2%	4,4%	150,8	2,4%	5,1%
DÜNYA TOPLAMI	177,4	0,7%	100,0%	2940,0	2,4%	100,0%
AVRUPA BİRLİĞİ	2,8	-3,4%	1,6%	191,9	-6,4%	6,5%

Tablo-15’de ülkelere göre doğal gaz tüketim verileri sunulmaktadır. 2007 yılı sonu verilerine göre; ABD, dünya toplam tüketiminin %22,6’sını oluşturan ve AB toplam tüketim miktarından daha fazla olan 653 milyar m³’lük tüketim miktarıyla en fazla doğal gaz tüketen ülke konumundadır. ABD ve Rusya tüketim miktarları toplamı ise dünya doğal gaz tüketiminin 1/3’ünden fazlasını oluşturmaktadır. Dünyada en fazla doğal gaz tüketen Avrupa&Avrasya bölgesinin tüketim miktarı, dünya toplamının %40’ını oluşturmaktadır. Bu bölgenin tüketim miktarının %41,7’si Avrupa Birliğinin, %38’i ise Rusya’nın tüketim miktarlarından oluşmaktadır. ¹⁹

¹⁸ BP, “Statistical Review of World Energy 2008”
(Erişim)www.bp.com/statisticalreview, Nisan 2009.

¹⁹ BP, “Statistical Review of World Energy 2008”
(Erişim)www.bp.com/statisticalreview, Nisan 2009.

2007 yılı tüketim miktarı 2006'ya göre %10'dan daha çok artan Çin, Türkiye ve Türkmenistan ülkelerinin tüketimlerindeki toplam artış miktarı 18,7 milyar m³ olmuştur. ABD tüketiminde ise bu tutarın iki katından daha fazla miktarda (yaklaşık 40 milyar m³'lük) artış gerçekleşmiştir.

Tablo 15-Ülkelere Göre Doğal Gaz Tüketim Verileri²⁰

	2004	2005	2006	2007	2006'YA GÖRE DEĞİŞİM	PAYI
ABD	634,0	623,3	613,1	652,9	6,5%	22,6%
RUSYA	401,9	405,1	432,1	438,8	1,6%	15,0%
İRAN	93,4	102,4	108,7	111,8	2,9%	3,8%
KANADA	95,1	98,1	96,9	94,0	-3,1%	3,2%
İNGİLTERE	97,4	94,9	90,0	91,4	1,5%	3,1%
JAPONYA	77,0	78,6	83,7	90,2	7,8%	3,1%
ALMANYA	85,9	86,2	87,2	82,7	-5,1%	2,8%
İTALYA	73,9	79,1	77,4	77,8	0,5%	2,7%
S.ARABİSTAN	65,7	71,2	73,5	75,9	3,3%	2,6%
ÇİN	39,7	46,8	56,1	67,3	19,9%	2,3%
UKRAYNA	73,2	73,0	67,1	64,6	-3,6%	2,2%
MEKSİKA	47,1	46,2	51,4	54,1	5,3%	1,8%
B.A.E.	40,2	41,3	41,7	43,2	3,7%	1,5%
FRANSA	44,5	45,8	44,1	41,9	-5,0%	1,4%
HİNDİSTAN	31,9	35,7	37,3	40,2	7,6%	1,4%
HOLLANDA	41,1	39,5	38,3	37,2	-2,9%	1,3%
TÜRKİYE	22,1	26,9	30,5	35,1	15,0%	1,2%
ENDONEZYA	35,7	32,7	34,9	33,8	-3,3%	1,2%
MISIR	26,2	25,8	29,2	32,0	9,9%	1,1%
MALEZYA	24,5	28,9	29,6	28,3	-4,4%	1,0%
CEZAYİR	22,0	23,2	23,7	24,4	2,7%	0,8%
TÜRKMENİSTAN	15,5	16,6	18,9	21,9	15,8%	0,7%
KATAR	15,0	18,7	19,6	20,5	4,6%	0,7%
KAZAKİSTAN	15,4	19,4	20,9	19,8	-5,4%	0,7%
AZERBAYCAN	8,6	8,9	9,4	8,3	-12,0%	0,3%
NORVEÇ	4,6	4,5	4,4	4,3	-2,9%	0,1%
DÜNYA TOPLAMI	2689,2	2765,2	2834,4	2921,9	3,1%	100,0%
AB	485,1	495,5	489,7	481,9	-1,6%	16,5%

Tablo-16'da ise bölgelere göre doğalgaz tüketim değerleri verilmiştir.

²⁰ BP, "Statistical Review of World Energy 2008"
(Erişim)www.bp.com/statisticalreview, Nisan 2009.

Tablo 16-Bölgelere Göre Doğal Gaz Tüketim Verileri²¹

	TÜKETİM MİKTARI (Milyar m3)	DÜNYA TOPLAMI İÇİNDEKİ PAYI	2006'YA GÖRE DEĞİŞİM
AVRUPA&AVRASYA	1.155,7	%39,4	%0,4
KUZEY AMERİKA	801,0	27,6%	5,2%
ASYA&PASİFİK	447,8	15,3%	6,4%
ORTADOĞU	299,4	10,2%	2,7%
GÜNEY&ORTA AMERİKA	134,5	4,6%	2,5%
AFRİKA	83,5	2,8%	7,2%
DÜNYA TOPLAMI	2.921,9	100,0%	3,1%
AVRUPA BİRLİĞİ	481,9	16,5%	-1,6%

1.3 TÜRKİYE DOĞALGAZ DAĞITIM SEKTÖRÜ

Dağıtım şirketleri, Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu tarafından yayımlanan ilgili yönetmelik ve tebliğlerdeki usul ve esaslara göre kendi sorumluluk alanlarındaki abone ve serbest tüketicilerin dağıtım şebekesine erişmesini sağlayarak doğal gazın bu tüketicilere satışı ve teslimi ile ilgili hizmetleri gerçekleştirirler. Dağıtım şirketleri serbest tüketicilere ve bu tüketicilerin seçtikleri tedarikçilere, talepleri halinde, doğal gaz taşıma hizmetini ve yan hizmetleri sağlarlar.

1.3.1 Doğalgaz Dağıtım Sektöründe Faaliyet Gösteren Şirketler

4646 sayılı Doğalgaz Piyasası Kanunu öncesi uygulamalar, özelleştirmeler ve Doğalgaz Piyasası Kanunu sonrasında yapılan ihalelerle lisans alan şehir içi doğal gaz dağıtım şirketlerini üç gruba ayırmak mümkündür.

²¹ BP, "Statistical Review of World Energy 2008"
(Erişim)www.bp.com/statisticalreview, Nisan 2009.

Birinci grupta Kanun öncesi kurulmuş ve Enerji Piyasası Düzenleme Kurumundan lisans almış ve mevcut dağıtım şirketleri olarak adlandırılan şirketler sayılabilir. Söz konusu şirketler İstanbul Gaz Dağıtım ve San. Tic. A.Ş. (İGDAŞ), Başkent Doğal Gaz Anonim Şirketi (BAŞKENTGAZ), Bahçeşehir doğalgaz dağıtım A.Ş.(BAHÇEŞEHİR) dir.

İkinci grupta yasal düzenleme çerçevesinde, Kanunun yayımlandığı dönemde mevcut olan ve özelleştirilen dağıtım şirketleri sayılabilir. BOTAŞ'ın iştiraki olan Eskişehir Gaz Dağıtım Anonim Şirketi (ESGAZ) ile Bursa Şehir içi Gaz Dağıtım Anonim Şirketi (BURSAGAZ) BOTAŞ'tan ayrılarak ayrı şirketler olarak yapılandırılmış ve EPDK tarafından belirlenen kriterlere dayanan şartnameler uyarınca Özelleştirme İdaresi Başkanlığı tarafından özelleştirme işlemleri gerçekleştirilmiştir. AGDAŞ (Adapazarı Gaz Dağıtım A.Ş.) Adapazarı Büyükşehir Belediyesince yapılan ihale sonucu özelleştirilmiştir. İzmit Gaz Dağıtım San. ve Tic. A.Ş. (İZGAZ) için ise Kocaeli Büyükşehir Belediyesi tarafından özelleştirme ihalesi yapılarak 2009 Ocak ayında devir işlemleri gerçekleştirilmiştir. Ankara Büyükşehir Belediyesi tarafından yeni kurularak EGO Genel Müdürlüğü'nün mülkiyet ve/veya işletmesindeki doğal gaz dağıtım tesis ve varlıklarını devralan Başkent Doğal Gaz Anonim Şirketi EPDK'dan 30 yıl süreli dağıtım lisansı almış ve Ankara Büyükşehir Belediyesi tarafından 14.03.2008 tarihinde şirketin satış ihalesi gerçekleştirilmiştir. Ancak, ihaleyi kazanan şirket süresi içerisinde yasal yükümlülüklerini yerine getirmediğinden özelleştirme iptal edilmiştir. Bu sebeple BAŞKENTGAZ özelleştirilen dağıtım şirketleri arasında değerlendirilmemiştir. İGDAŞ'ın ise özelleştirmesi ile ilgili olarak Kanunun ilgili hükümleri çerçevesinde çalışmalar devam etmektedir.

Üçüncü grupta ise EPDK'nın yapmış olduğu ihale sonrasında ihaleyi kazanarak lisans almış dağıtım şirketleri yer almaktadır. Bugüne kadar EPDK tarafından bu şekilde 30 yıllığına lisans verilen şirket sayısı 53'dür.

Söz konusu üç gruptaki şirketler Tablo-17 ve Tablo-18’de verilmiştir.

Tablo 17-Kanun Öncesi Lisans Alan Dağıtım Şirketleri

KANUN ÖNCESİ LİSANS ALAN DAĞITIM ŞİRKETLERİ		ÖZELLEŞTİRME SONUCU LİSANS ALAN DAĞITIM ŞİRKETLERİ	
Sıra No	İhale Bölgesi	Sıra No	İhale Bölgesi
1	ANKARA	1	ESKİŞEHİR
2	İSTANBUL	2	BURSA
3	İSTANBUL (BAHÇEŞEHİR)	3	İZMİT
		4	ADAPAZARI

Söz konusu şehir içi doğal gaz dağıtım lisansı ihalesine katılan şirketler birim hizmet ve amortisman bedeli üzerinden açık eksiltme yöntemiyle kapalı zarf usulü teklif vermektedir. En düşük üç teklifi veren şirket açık eksiltmeye katılır. En düşük teklifi veren şirket 30 yıllığına ilgili bölgede lisans alma hakkına sahip olmaktadır.²²

²² EPDK, Doğalgaz Piyasası Dağıtım ve Müşteri Hizmetleri Yönetmeliği

Tablo 18- EPDK'nın Yaptığı İhale ile Lisans Alan Dağıtım Şirketleri²³

EPDK'NIN YAPTIĞI İHALE İLE LİSANS ALAN DAĞITIM BÖLGELERİ					
Sıra No	İHALE BÖLGESİ	Sıra No	İHALE BÖLGESİ	Sıra No	İHALE BÖLGESİ
1	Kayseri	19	Çanakkale	37	Karacabey-M.K.paşa-Susurluk
2	Konya	20	Uşak	38	Kars-Ardahan
3	Erzurum	21	Yalova	39	Erzincan
4	Çorlu	22	Polatlı	40	Karaman
5	Gebze	23	İzmir	41	Amasya-Tokat
6	İnegöl	24	Manisa	42	Antalya
7	Çatalca	25	Niğde-Nevşehir	43	Trabzon - Rize
8	Bandırma	26	Bilecik-Bolu	44	Elazığ
9	Balıkesir	27	Malatya	45	Gümüşhane-Bayburt
10	Sivas	28	Kahramanmaraş	46	Diyarbakır
11	Kütahya	29	Edirne, Tekirdağ ve Kırklareli	47	Adıyaman
12	Ereğli (Konya)	30	Denizli	48	Ordu-Giresun
13	Gemlik	31	Gaziantep-Kilis	49	Van
14	Çorum	32	Karabük-Kastamonu-Çankırı	50	Seydişehir - Çumra
15	Kırıkkale-Kırşehir	33	Yozgat	51	Çukurova
16	Samsun	34	Şanlıurfa	52	Siirt-Batman
17	Aksaray	35	Isparta-Burdur	53	Aydın
18	Kdz. Ereğli-Düzce	36	Afyonkarahisar		

Söz konusu ihaleyi kazanan şehir içi doğal gaz dağıtım lisansı sahibi tüzel kişiler lisans yürürlük tarihinden itibaren; en geç altı (6) ay içinde yatırıma fiili olarak başlamak, en geç on sekiz (18) ay içinde şehrin herhangi bir bölgesindeki dağıtım şebekesini işletmeye almak suretiyle, gaz sunumuna başlamak, en geç beş (5) yıl içinde de doğal gaz kullanmak isteyen her müşteriyi tesis edeceği dağıtım şebekesine bağlamakla yükümlü kılınmışlardır. İhale ile belirlenen birim hizmet ve amortisman bedeli, şartnamede belirlenen süre boyunca uygulanır. Bu sürenin bitiminden

²³ www.epdk.gov.tr

itibaren Kurul tarafından fiyat tavanına göre belirlenen birim hizmet ve amortisman bedeli uygulanır.

1.3.2 Doğalgaz Dağıtım Sektöründe Faaliyet Gösteren Şirketlerin Sermaye Yapıları

Şehir içi doğal gaz dağıtım lisansı sahibi tüzel kişiler yani dağıtım şirketleri lisanslarıyla yetkili kılındıkları dağıtım bölgelerinde doğal gaz şebekesini kurmak, isteyen her müşteriye mevzuat hükümleri çerçevesinde doğalgaz arzını sağlayacak imkanı yaratmak, doğalgazı abonelere uygun imkanlarda ve fiyatlarda ulaştırmak ve sistem güvenliğini sağlamakla sorumludurlar.²⁴

Özetle dağıtım şirketleri dağıtım şebekesini kurmak ve işletmekle yükümlüdür. Avrupa birliği mevzuatları uyarınca, her abone serbest tüketici (tedarikçisini seçme serbestisine sahip kullanıcı) olduğunda dağıtım şirketlerinin tek görevi toptan satış ve ithalat şirketlerinin sattıkları gazı taşımak olacaktır. Zaten bu sebeple de EPDK'nın yapmış olduğu ihalelerde birim hizmet ve amortisman bedeli taşıma bedeline eşit olarak ihaleye çıkmıştır.

Bu bağlamda dağıtım şirketleri şebeke işi yapan birer inşaat şirketi olarak karşımıza çıkmaktadır. EPDK'nın yapmış olduğu ihalelere bakıldığında da ihalelere katılan bir çok şirketin inşaat şirketi olduğu, ancak şebekeler tamamlandıktan sonra dağıtım şirketinin profesyonel doğal gaz şirketlerine satıldığı görülmektedir.

Şirketlerin sermaye yapılarına bakıldığında dağıtım şirketleri iki grupta sınıflandırılabilir. Mevcut dağıtım şirketleri olarak nitelendirilen (yukarıda

²⁴ EPDK, Doğalgaz Dağıtım ve Müşteri Hizmetleri Yönetmeliği, (Erişim) <http://www.epdk.gov.tr/web/dogal-gaz-piyasasi-dairesi/15>, Nisan 2009.

kanun öncesi ve özelleştirme sonucu lisans alanlar olarak sayılan şirketler) yedi şirket başlangıçta belediye şirketi olarak kurulmuş ve sermayeleri kamu kesimi tarafından oluşturulmuştur. Ancak söz konusu şirketlerin özelleştirilmeleri sonucunda sermaye yapılarında borç oranının arttığı ve yatırımların kısa vadeli yabancı kaynaklarla ve şirket yan gelirleriyle (abone bağlantı bedeli gelirleri, güvence bedeli gelirleri vb.) finanse edildiği görülmektedir. Diğer taraftan EPDK'nın yaptığı ihale ile lisans alan dağıtım şirketleri ise sermaye yapılarını kısa ve uzun vadeli kredi kullanarak (Dünya Bankası Kredisi) oluşturmuştur. Ancak, 2007 yılı sonrasında bir çok şirket yabancı ortaklık yoluyla el değiştirmiş ve dünyanın önde gelen enerji şirketleri dağıtım şirketlerine ortak olmaya başlamışlardır. Bu ortaklıklarla beraber şirketlerin sermaye yapılarında da öz sermaye ilavesiyle birlikte değişiklikler yaşanmaktadır.

Finansal bilgilerine ulaşılabilen ve değerlendirmesi yapılan 44 şirkete bakıldığında şirketlerin bir çoğunun yasal mevzuat gereği %10'luk hisselerini ilgili şehirdeki belediyelere devrettiği ve şirketlerin 20'ye yakınının bir gruba ait olduğu görülmektedir.

1.3.3 Doğalgaz Dağıtım Sektörü Şirketlerinin Finansal Tablolarının Karakteristik Özellikleri

Dağıtım şirketleri doğalgazı serbest tüketici ve abonelere ulaştırabilmek için öncelikle kurmuş oldukları doğalgaz şebekelerini sonrasında ise dağıtım şebekesini son kullanıcılara bağlayan servis hattı ve bağlantı hatlarını kullanırlar. Dağıtım şebekesinin ve servis hatlarının yapımı ve sorumluluğu dağıtım şirketlerine aittir. Ancak, dağıtım şirketleri tarifeleri gereği dağıtım şebekesinin yapımı ve işletimi için abonelerden taşıdıkları birim gaz başına aylık olarak "Birim Hizmet ve Amortisman Bedeli" tahsil

ederken, servis hattı için ise bir defaya mahsus olmak üzere “Abone Bağlantı Bedeli” ni abonelik esnasında talep ederler.

Dağıtım şirketlerinin finansal tablolarını daha iyi anlayabilmek için öncelikle söz konusu şirketlerin gelir kalemlerini bilmek gerekir. Dağıtım şirketlerinin ana gelir kalemleri aşağıdaki gibi sınıflandırılabilir.

- *Birim Hizmet Ve Amortisman Bedeli:* Dağıtım şirketinin bir kWh doğal gazın müşteriye sunumu karşılığında amortismanlar ve getiri dahil talep ettiği toplam bedeli ifade eder²⁵. Her bir dağıtım şirketinin söz konusu bedeli farklıdır.
- *Abone Bağlantı Bedeli:* Sayaç dahil dağıtım şebekesinin abone iç tesisatına bağlantısı için gereken proje, işçilik, malzeme, kontrol ve onay harcamalarının abone başına düşen payını ifade eden sabit bedeli ifade eder²⁶. Söz konusu bedel ihale ile lisans alan yerlerde genelde 180 ABD dolarıdır. Diğer yerlerde ise 2010 yılı için 289 TL olarak belirlenmiştir.²⁷
- *Güvence bedeli:* Dağıtım şirketinin, alacaklarını garanti altına alabilmek amacıyla bir defaya mahsus olmak üzere abonelerden aldığı bir bedeldir. Dağıtım şirketinin önemli bir fon kaynağıdır.

Gelir kalemleri yukarıdaki gibi sınıflandırılan dağıtım şirketlerinin gider kalemleri ise işletme giderleri ve şebeke şirketleri olması sebebiyle şebeke tamamlanana kadar inşaat giderleridir.

²⁵ EPDK, Doğalgaz Dağıtım ve Müşteri Hizmetleri Yönetmeliği, (Erişim) <http://www.epdk.gov.tr/web/dogal-gaz-piyasasi-dairesi/15>, Nisan 2009.

²⁶ EPDK, Doğalgaz Dağıtım ve Müşteri Hizmetleri Yönetmeliği, (Erişim) <http://www.epdk.gov.tr/web/dogal-gaz-piyasasi-dairesi/15>, Nisan 2009.

²⁷ EPDK Kurul Kararları, (Erişim) <http://www.epdk.org.tr/mevzuat/kurul/dogalgaz/2357/2357.doc>, 15/01/2010

Dağıtım şirketlerinin faaliyet konusu bu şekilde özetlendiğinde finansal tablolarının karakteristik özellikleri de ortaya çıkmaktadır. Bu özellikler şu şekilde sıralanabilir;

- Dağıtım şirketinin 30 yıllık lisans süresinin ilk yıllarında şebekeyi döşeme yükümlülüğü sebebiyle duran varlıklarında ciddi bir artış yaşanır. Bu yatırım faaliyetiyle beraber müteahhitlik giderleri, ilk madde malzeme giderlerinde artış yaşanır.
- Diğer taraftan ilk yıllarda devam eden şebeke inşası ile birlikte abone alınmaya başlanır ve abone bağlantı bedeli tahsil edilerek gelir yazılır.
- Abonelik işlemleri yapıldıkça güvence bedeli tahsil edilir ve alınan depozito ve teminatlar kaleminde artış yaşanır.
- Söz konusu yatırımların yapımı için gerekli finansman kredi kuruluşlarından ve öz kaynaklardan sağlanır. Bu sebeple uzun vadeli ve kısa vadeli yabancı kaynak kalemleri pasifin önemli bir kısmını oluşturur.
- Dağıtım şirketleri gaz satışına ve taşınmasına başlamasından sonra ise ticari borçlar ve alacaklar kalemlerinde hareket başlar. Çünkü şirketler ithalatçı yada toptan satıcılardan aldıkları doğalgazı son kullanıcılara satarlar yada taşırlar. Bu noktada yüklü miktarda borç ve alacak tahsili dengesi yaşanır. Şirketlerin satıcılar ve alıcılar hesapları her ay yüklü miktarda işlem görür.
- Diğer taraftan şebeke faaliyetinin sürekli devam etmesi ve bakım onarım faaliyetleri sebebiyle stoklar ve yapılmakta olan yatırımlar kalemleri yıllar itibariyle çalışmaktadır.

1.3.4 Doğalgaz Dağıtım Sektörü Şirketlerinin Finansal Tablolarının Diğer Şirketlerden Farkı

Doğalgaz piyasasında faaliyet gösteren diğer şirketler toptan satış, ithalat ve üretim şirketleridir. Dağıtım şirketlerinin bu şirketlerden temel farkı şebeke işletiyor olması ve bu şebekeden de konut aboneleri dahil bir çok abone ve serbest tüketicinin doğal gaz kullanıyor olmasıdır. Dağıtım şirketleri ile toptan satış yada ithalat ve üretim şirketlerinin ilişkisi ise dağıtım bölgesinde müşterisi olan doğal gaz şirketlerine dağıtım şirketinin şebekesi vasıtasıyla gaz taşıyor olmasıdır.

Dağıtım şirketleri doğalgazın hem satışı hem de taşımalarını yaptıkları, aynı zamanda da yatırım yaptıkları için finansal tablolarında özellikle toptan satış ve ithalat şirketlerine kıyasla belirgin farklılıkları vardır. Bu farklılıklar aşağıda sıralanmaya çalışılmıştır.

- Toptan satış şirketleri ve ithalat şirketleri uzun vadeli yabancı kaynak kullanmazken dağıtım şirketleri uzun vadeli yabancı kaynak kullanmaktadır.
- Toptan satış şirketleri ve ithalat şirketlerinin duran varlık kalemleri çok düşükken dağıtım şirketlerinin bu kalemi aktifin büyük kısmını oluşturmaktadır.
- Toptan satış şirketleri ve ithalat şirketlerinin stok kalemleri çalışmazken şebeke faaliyeti sebebiyle dağıtım şirketlerinin ciddi düzeyde stok kalemi vardır.

- Öncelikle dağıtım şirketleri şebeke işletmeleri sebebiyle işletme giderleri diğerlerinden farklıdır. Hem satılan hizmet maliyeti hem de satılan mamul maliyeti kalemleri bulunmaktadır.
- Diğer taraftan bakım onarım giderleri, kokulandırma giderleri, işçilik giderleri, enerji giderleri gibi şebekeyi işletmek adına yapmış olduğu giderler bulunmaktadır.
- Doğalgazın taşınması faaliyeti için şebekede taşınan bir kısım gazı yakması ve bu gazın bedelini de muhasebeleştirilmesi gerekmektedir.
- Dağıtım şirketlerinin konutlara da satış yaptığı göz önünde bulundurulduğunda sayaç okuma ve faturalandırma gibi sayıca çok ve her ay tekrarlanan giderlerini de muhasebeleştirilmesi ve gider yazması gerekmektedir.

BÖLÜM II

RİSK VE SERMAYE MALİYETİ

Bu bölümde risk, riskin unsurları, riskin hesaplanması ve bununla ilişkili olarak sermaye maliyeti kavramı incelenecektir.

2.1 RİSK

Risk ile getiri arasında aynı yönde bir ilişki bulunmakadır. Yapılan yatırımın riskliliği arttıkça, yatırımdan beklenen getiri oranı da yüksek olmaktadır. Risk ile getiri arasında aynı yönde ilişki olmasından dolayı risksiz bir işten yüksek getiri beklentisi normal olmadığı gibi riskli bir yatırımdan da düşük getiri beklentisi içinde olmak normal değildir.²⁸

2.1.1 Risk Kavramı

En geniş anlamda risk, objektif olasılıkla belirlenebilen kaybetme şansı olarak ifade edilebilir. Başka bir ifadeyle belirsizliğin objektif ölçüsüdür. Portföy yönetiminde ise riski, portföyün beklenen getirisinin gerçekleşen getirisinden sapma olasılığı olarak tanımlamak mümkündür. Portföy yönetiminin kuramsal temelini oluşturan varsayımlardan bir tanesi risk ile getiri arasında doğru orantılı bir ilişki bulunduğudur. Bir başka ifade ile portföy kuramında, portföy getirisi arttıkça riskinde artacağı varsayılmaktadır. İkinci temel varsayım ise yatırım süresi arttıkça belirsizliğin, belirsizlik arttıkça riskin de artacağı varsayımdır.²⁹

²⁸ Metin KAMİL ERCAN, Ünsal BAN, “Finansal Yönetim”, Gazi Kitapevi, 5. baskı, 2009, s. 177.

²⁹ Güven SAYILGAN, “İşletme Finansmanı”, Turhankitapevi, 3. baskı, 2008, s. 448.

Risk geleceğe aittir ve gelecekteki beklentilerle ilgili hesaplamaları içerir. Gelecek söz konusu olduğunda ise zaman faktörü devreye girmektedir. İşletmelerin gelecekte etkilenebileceği birçok risk bulunmaktadır. Bu riskler çok farklı sınıflandırılmakla birlikte literatürde sistematik risk ve sistematik olmayan risk olarak ayrıma gidilmektedir.

2.1.1.1 Sistematik Risk

Sistematik risk; elimine olunamayan risktir. Yani firma dışındaki piyasa, enflasyon, faiz oranları gibi faktörlerden kaynaklanan ve firma tarafından kontrol edilemeyen risk türüdür. Sistematik risk Pazar riski, enflasyon riski, faiz oranı riski, politik risk ve kur riski başlıkları altında incelenebilir.

2.1.1.1.1 Pazar Riski

Pazar riski; pazardaki fiyat hareketlerinin neden olduğu risktir. Pazardaki fiyat hareketleri çoğu zaman açıklanabilir nedenle olmasına rağmen bazen de hiçbir geçerli neden olmasızın dalgalanmalar gösterebilmektedir. Risk açısından bu dalgalanmaların negatif yöndeki boyutu daha önemlidir. Sermaye piyasasında bulunan değişik menkul kıymetlerin Pazar riskinden etkilenme dereceleri de farklı olabilmektedir.

Sermaye piyasalarında menkul kıymetlerin ya da benzeri yatırım araçlarının fiyatlarındaki değişimlerin oluşturduğu risklerdir. Yatırımcının elindeki yatırım aracının fiyatının artışı, bir risk taşımayıp üstelik değer artışı ile verimlilik sağladığını gösterir. Ancak belli bir fiyattan yatırım araçları arasına alınan menkul kıymetlerin fiyatlarının düşmesi halinde yatırımcının

verimliliği olumsuz yönde etkilenir; yani verimliliğin azalmasına neden olur. İşte fiyat düşmelerinin yaratacağı bu tür riskler Pazar riski olarak belirtilir.³⁰

2.1.1.1.2 Enflasyon Riski

Enflasyon riski; satın alma gücü riski olarak da ifade edilen bu risk fiyat değişmelerinden kaynaklanan satın alma gücündeki potansiyel kayıplar olarak tanımlanabilir. Yatırımcılar yaptıkları yatırımların reel olarak değer kaybetmesini istemezler bu sebeple yatırım için koydukları sermayenin (paranın) satın alma gücünün azalmaması için yatırım kararlarına enflasyon riskini de yansıtır. Tahvil gibi sabit getirili ve uzun vadeli menkul kıymetler ile hisse senedi gibi değişken getirili menkul kıymetlerin enflasyondan etkilenmeleri zaman zaman farklılık gösterebilmektedir. Faiz oranları sabit kalmak kaydıyla enflasyon oranlarındaki artış reel getiriye azaltacaktır.

2.1.1.1.3 Faiz Oranı Riski

Faiz oranı riski; bir yatırımın değerinin piyasadaki faiz oranlarının değişmesi sonucu meydana gelebilecek değişme olasılığı olarak ifade edilir. Piyasadaki faiz oranının değişmesi beklenen getiri oranının gerçekleşme olasılıklarını etkilemektedir. Piyasa faiz oranlarının düşmesi genel olarak tüm menkul kıymetlerin fiyatlarının yükselmesine neden olmakta tersi durumda ise diğer yönde bir etki söz konusu olmaktadır.

³⁰ Ahmet AKSOY, Cihan TANRIÖVEN, “Sermaye Piyasası Yatırım Araçları ve Analizi”, Gazi Kitabevi, 2007, s.40.

2.1.1.1.4 Politik Risk

Dünyada meydana gelen siyasi ve ekonomik krizler, savaşlar, yatırımcıların davranışları üzerinde oldukça etkilidir. Politik riskin bir başka boyutu da uluslar arası ticaretin hacmi ile ilgilidir. Koruma girişimleri, kotalar, yabancı sermaye yatırımları bu riskin unsurlarını oluşturmaktadır.³¹

2.1.1.1.5 Kur Riski

Kur riski; döviz kurlarında meydana gelebilecek değişmelerin yaratacağı belirsizlik nedeniyle ortaya çıkan ve daha çok uluslar arası yatırımları ve döviz cinsinden yapılan yatırımları etkileyen risktir. Yatırımlardaki uluslararasılaşma, bu riskin daha da artmasına etki etmektedir. Kur riskinden korunmak için uluslar arası çeşitlendirme ve türev piyasalardan yararlanmak mümkündür; ancak tamamen yok edilmesi mümkün değildir.³²

2.1.1.2 Sistemik Olmayan Risk

Sistemik olmayan risk; firmanın kendisinden kaynaklanan ve yine firma tarafından kontrol edilebilirliği bulunan ve portföydeki varlık sayısının artmasıyla azaltılabilen risktir. Başlıca sistemik olmayan riskler faaliyet riski, finansal risk ve yönetim riskidir.

³¹ Ali CEYLAN,Turhan KORKMAZ, “İşletmelerde Finansal Yönetim”, Ekin, 2008, s.670.

³² Ahmet AKSOY, Cihan TANRIÖVEN, “Sermaye Piyasası Yatırım Araçları ve Analizi”, Gazi Kitabevi, 2007, s.41.

2.1.1.2.1 Faaliyet Riski

Faaliyet riski; firmanın faaliyet gösterdiği sektörde meydana gelebilecek değişimlerin olasılığıdır. Firma faaliyet alanını belirlerken bu riski de sektörden beklentisi oranında almaktadır. Portföy yatırımcıları açısından faaliyet riski ise portföyde sektör çeşitliliği yapılarak azaltılabilir.

Talep elastikiyeti yüksek olmayan endüstrilerdeki kuruluşların sektör riski, esneklikleri fazla mamulleri üreten firmaların riskinden daha fazladır. Gıda sanayinde ve zaruri tüketim maddeleri üretimi ile uğraşan sektörlerdeki risk, talep esnekliğinin düşüklüğü nedeniyle daha azdır. Diğer taraftan lüks tüketim malları sektörünün riski daha yüksektir.

Ayrıca, endüstrinin ve firmaların faaliyetlerinin ne ölçüde sabit maliyetlere dayalı olduğu, yani sabit maliyetlerin yüksek veya düşük olması (faaliyet kaldıraç derecesinin düşüklüğü veya yüksekliği) bu riski doğrudan etkileyen unsurlardandır. Sabit maliyetlerin yüksek olduğu sermaye yoğun endüstrilerde risk daha fazla olmaktadır.³³

2.1.1.2.2 Finansal Risk

Finansal risk; sabit ve zorunlu nitelikteki faiz ödemelerini gerektiren borçların adi ortaklara düşen gelirden meydana getireceği dalgalanmayı ve işletmenin borçlarına ilişkin yükümlülüklerini karşılayamaması halinde ortakların yatırımlarının bir kısmını yada tümünü kaybetmeleri olasılığını ifade eder³⁴. Finansal risk, yatırılan fonlar ile arzu edilen getirilerin sağlanabilmesi ile ilgilidir. Firmaların finansal yükümlülüklerini yerine getirmemesi veya iflas

³³ Ahmet AKSOY, Cihan TANRIÖVEN, “Sermaye Piyasası Yatırım Araçları ve Analizi”, Gazi Kitabevi, 2007, s.45.

³⁴ Meral TECER, “İşletmelerde Sermaye Maliyeti”, Türkiye ve Orta Doğu Amme İdaresi Enstitüsü Yayınları, No:188, Sevinç Matbaası, Ankara, 1980, s. 106

etme durumunda yatırımcıların yatırdığı parayı kaybetme ihtimalidir³⁵. Firmanın sermaye yapısından kaynaklanan, firma tarafından yönetilebilen ve portföy çeşitlendirmesiyle yok edilebilen bir risktir. Firmalar borcun kaldıraç etkisinden yararlanmak için yüksek finansal risklere katlanabilirler. Firmalar hiç borç kullanmadan risklerini sıfıra indirebilirler ancak optimum bir yatırım için amaç en uygun sermaye bileşeninin bulmak ve kaldıraç etkisinden yararlanmaktır. Portföy yatırımcısı ise finansal riskini yine çeşitlendirme ile ortadan kaldırabilir.

2.1.1.2.3 Yönetim Riski

Yönetim riski; firmanın yönetim kadrosunun hatalarından kaynaklanabilecek ve firma değerini etkileyecek risklerdir. Portföy yatırımcısı açısından yönetim riski çeşitlendirme ile yok edilebilen bir risktir.

2.1.2 Risk ve Getiri

Bu noktada firmalar açısından ve dolayısıyla finansman yönetimi açısından en büyük sorun risk ve getirinin hesaplanmasıdır. Risk ileriye yönelik bir ölçü olup gelecekte beklenen getirilerdeki sapmaları göstermektedir. Risk genelde standart sapma ile ifade edilen belirsizliğin objektif bir ölçüsüdür.

Getiri, yatırımın ödülü olarak ifade edilebilir. Yatırım tercihlerinin saptanmasında getiri oranının bilinmesi veya hesaplanması temel konulardan biridir³⁶. Örneğin bugünkü değeri 100 TL olan bir hisse senedinin 1 yıl sonra 140 TL'ye satılmak ve 10 TL'de temettü geliri elde etmek üzere alınması

³⁵ Ahmet AKSOY, Cihan TANRIÖVEN, "Sermaye Piyasası Yatırım Araçları ve Analizi", Gazi Kitabevi, 2007, s.42.

³⁶ Güven SAYILGAN, "İşletme Finansmanı", Turhankitapevi, 3.baskı, 2008, s. 448

durumunda 1 yıl sonraki toplam getiri 50 TL olacaktır. Çünkü hisse senetlerinde toplam getiri;

Toplam getiri = sermaye kazancı + temettü

şeklinde hesaplanır. Diğer taraftan beklenen getiri oranı ise genel olarak toplam getirinin başlangıç sermayesine bölünmesiyle bulunur. Örneğimizde ise Beklenen Getiri Oranı = (10 TL + 40 TL) / 100 TL = 0,50 = %50 'dir.

Genel olarak yatırım araçları hisse senetleri, özel sektör tahvilleri, devlet tahvilleri ve hazine bonoları sayılabilir. Söz konusu yatırım araçlarının her birinin riski farklıdır ve risklerine göre getirileri de farklılaşmaktadır. Riski düşük olanın getirisi düşükken, yüksek olanın getirisi de yüksek olmaktadır. Farklı yatırım araçlarını tercih eden yani farklı risk seviyelerine katlanan yatırımcıların getirileri de farklı olur. Riske katlanmanın karşılığı olarak elde edilen fazladan getiriye **Risk Primi** denir. Başka bir ifadeyle risk primi, ilgili varlıktan elde edilen getirinin, risksiz varlıktan elde edilecek getiriye aşan kısmı olarak tanımlanabilir. Risksiz varlık kısa vadede hazine bonosu uzun vadede devlet tahvili faiz oranıdır.³⁷

Aşağıdaki tabloda örnek olarak yatırım araçlarının risk primleri gösterilmiştir.

Yatırım Türü	Ortalama Yıllık Getiri	Risk Primi
Hisse Senetleri	%13,2	%9,4
Özel Sektör Tahvilleri	%6,1	%2,3
Devlet Tahvilleri	%5,7	%1,9
Hazine Bonoları	%3,8	%0

³⁷ Metin KAMİL ERCAN, Ünsal BAN, “Finansal Yönetim”, Gazi Kitapevi, 5. baskı, 2009, s. 182.

Burada getirisi en risksiz olan hazine bonosunun getirisi risksiz getiri oranıdır ve diğer getiri oranlarının risksiz getiri oranından farkı ise her yatırım aracının risk primini vermektedir. Herhangi bir varlığın risk primi aşağıdaki formülle hesaplanabilir.

$$\theta = r_a - r_f \quad \text{Eşitlik-1}$$

θ : A varlığının risk primini,

r_a : A varlığının getiri oranını r_a ,

r_f : Risksiz getiri oranını ifade eder.

Bir olayın olasılığı o olayın meydana gelme şansı olarak tanımlanır. Bütün olayların meydana gelme durumları ve olasılıklarının birlikte gösterilmesine olasılık dağılımı denir. Bir yatırımın **beklenen getiri oranı**, olası sonuçlarının olasılık dağılımının orta değeri olarak tanımlanabilir. Eğer bütün olası sonuçlar, meydana gelme olasılıkları ile çarpılıp bu çarpımlardan çıkan değerler toplanırsa ağırlıklı ortalama elde edilir.³⁸

Beklenen getiri aşağıdaki formül ile hesaplanır.

$$\bar{r} = \sum_{t=1}^n r_t \cdot P_t \quad \text{Eşitlik-2}$$

$\bar{r}$: hisse senedinin beklenen getirisi

r_t : t durumunda hisse senedinin getirisi

P_t : t durumunun gerçekleşme olasılığı

Bir yatırımdan beklenen gelecekteki getirilerin olasılık dağılımı daraldıkça o yatırımın riski azalır. Olasılık dağılımının darlığını ölçmemize

³⁸ Güven SAYILGAN, "İşletme Finansmanı", Turhan Kitapevi, 3. baskı, 2008, s. 457

yarayan araç standart sapmadır. Standart sapma küçüldükçe olasılık dağılımının eğrisi daralır ve buna uygun bir şekilde hisse senedinin riski azalır.³⁹

Bir portföyün veya hisse senedinin riski standart sapma vasıtasıyla ölçülür. Standart sapma hesaplanırken, öncelikle beklenen getiri oranı hesaplanır. Risk, standart sapma kullanılarak hesaplanır, bir yatırımın standart sapması hesaplanırken beklenen getirilerin ortalama getiriden farkı alınır, bulunanın karesi alınır ve gerçekleşme olasılığı ile çarpılır. Bu varlığın getirilerinin varyansını verir. Varyansın kare kökü ise standart sapmayı verir. Standart sapmanın formülü aşağıda verilmiştir.

$$\sigma = \sqrt{\sum_{i=1}^n (P_i - \bar{r})^2} \quad \text{Eşitlik-3}$$

Beklenen getirileri eşit olmayan iki seçeneğin karşılaştırılması için beklenen getiri başına düşen riski gösteren değişim katsayısı kullanılmalıdır. **Değişim katsayısı** standart sapmanın beklenen getiriye bölünmesiyle bulunur.

$$DK = \frac{\sigma}{\bar{r}} \quad \text{Eşitlik-4}$$

Örneğin A hisse senedinin beklenen getirisi %6, standart sapması %56 ve B hisse senedinin getirisi %3, standart sapması %12 ise A hisse senedinin değişim katsayısı 9,33, B hisse senedinin değişim katsayısı ise 4 olarak bulunur. Bu durumda A hisse senedinin B hisse senedine göre yaklaşık 2,3 kat daha riskli olduğu söylenebilir.

³⁹ Güven SAYILGAN, "İşletme Finansmanı", Turhan Kitapevi, 3. baskı, 2008, s. 457

Bir portföyde bulunan menkul kıymetlerin getirilerinin birlikte riskini hesaplamak için **kovaryans** kullanılır. Portföydeki hisse senedi getirilerindeki sapmaların çarpımlarının olasılıkla çarpımlarının toplamı şeklinde elde edilir.

$$kovaryans_{ab} = Cov_{a,b} = \beta_{a,b} \cdot \sigma_a \cdot \sigma_b \quad \text{Eşitlik-5}$$

Burada $\beta_{a,b}$ a ve b hisse senetleri arasındaki **korelasyon katsayısını** ifade etmektedir. Bu katsayı hisse senetleri arasındaki ilişkiyi açıklamaktadır. Bir hisse senedinin getirisi artarken diğer hisse senedinin getirisi azalıyorsa bu hisse senetlerinin getirileri arasında negatif bir korelasyon vardır. Ters durumda ise korelasyon pozitif olur. Korelasyon katsayısı aşağıdaki gibi hesaplanır.

$$\beta_{a,b} = \frac{Cov_{a,b}}{\sigma_a \cdot \sigma_b} \quad \text{Eşitlik-6}$$

Korelasyon katsayısının karesine **determinasyon katsayısı** denir. Bu katsayı bir hisse senedinin getirisinin diğer hisse senedinin getirisine bağlı olarak ne oranda değiştiğini gösterir.

Portföy, risk azaltmak ve üstlenilen riske göre en yüksek getiriyi sağlamak amacıyla en az iki menkul kıymetten oluşan bir havuzdur. Finans literatüründe portföy teorisi iki yaklaşımdan bahseder. Bunlar geleneksel portföy yaklaşımı ve modern portföy yaklaşımıdır.

Geleneksel portföy yaklaşımında; portföy getirisi portföyü oluşturan menkul kıymetlerin temettü ve belirli bir dönemdeki değer artışıdır. Bu nedenle, yatırımcıların gelecekteki menkul kıymet getirilerini tahmin etmeleri gerekmektedir. Portföyü oluşturan menkul kıymetlerin getirileri aynı yönde hareket etmeyeceğinden portföyün riski tek bir menkul kıymetin riskinden daha küçük olacaktır. İşte geleneksel portföy teorisi, bu prensipten hareketle

portföy içindeki menkul kıymet sayısının artırılması ilkesine dayanmaktadır.⁴⁰

Modern portföy teorisi portföydeki menkul kıymetlerin belirli bir risk seviyesinde maksimum getiriye nasıl elde edeceğini araştırmaktadır. Henry Markowitz bu yaklaşımın babası sayılmaktadır. Bu teori üç temel yaklaşım taşımaktadır. Birincisi, portföyün riskinin portföyü oluşturan varlıkların riskinden daha az olabileceği, ikincisi, yatırımcıların aynı getiriye sağlayan bazı portföyleri daha riskli oldukları için, aynı riske sahip olan bazı portföyleri de daha az getiriye sahip oldukları için tercih etmeyecekleri (üstünlük ilkesi), üçüncüsü ise portföylerin seçilmesinde etkin sınır olmasıdır.

Portföyün beklenen getirisi, portföyde bulunan hisse senetlerinin getirilerinin ağırlıklı ortalamasıdır.

$$r_p = W_A \overline{r_A} + W_B \overline{r_B} \quad \text{Eşitlik-7}$$

Portföyün riski ise portföyü oluşturan varlıkların risklerinin ağırlıklı ortalaması değildir. Portföy riski bu değerden daha küçüktür. portföydeki hisse senetlerinin artması portföy riskini azaltmaktadır. Ancak, riskin ne ölçüde azalacağı portföydeki senetlerin korelasyon derecesine bağlıdır. Korelasyon katsayısı küçüldükçe portföy riski azalır.

Portföyün riskinin hesaplanabilmesi için portföyü oluşturan menkul kıymetlerin portföydeki ağırlığının, standart sapmalarının ve korelasyon katsayısının bilinmesi gerekir. Portföyün standart sapması riski aşağıdaki formül ile hesaplanır.

⁴⁰ Metin KAMİL ERCAN, Ünsal BAN, “Finansal Yönetim”, Gazi Kitapevi, 5. baskı, 2009, s. 182.

$$\sigma_p = \sqrt{\sum_{i=1}^n W_i^2 \sigma_i^2 + \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n W_i W_j Cov_{ij}}$$

Eşitlik-8

Bir portföyün standart sapması yada varyansı arttıkça riski de artar. Portföyün riski portföyü oluşturan menkul kıymetlerin birlikte hareket etme yönüne ve derecesine bağlı olarak değişir. **Beta katsayısı** bir hisse senedinin getirisinin piyasa getirisi ile birlikte hareket etme derecesini gösteren katsayıdır. Hisse senedi getirisinin Pazar getirisiyle ne yönde ve ne ölçüde dalgalandığı beta katsayısıyla belirlenir. Hisse senedinin betasının 1 olması hisse senedinin Pazar ile aynı oranda dalgalandığını gösterir. Yani pazardaki bir birimlik değişim hisse senedinin getirisinde de aynı birimde değişikliğe sebep olacaktır. Beta katsayısı β (beta) simgesiyle gösterilir. Beta çeşitlendirme yoluyla yok edilemeyen sistematik riski ölçmek için kullanılır. Hisse senedinin Beta katsayısı aşağıdaki formülle hesaplanır.

$$\beta_i = \frac{Cov_{i,m}}{Varyans_m}$$

Eşitlik-9

Portföyün betası, portföyü oluşturan her bir yatırımın betasının, ilgili yatırımların portföy içindeki ağırlıklarına göre ağırlıklı ortalamaları toplamından oluşur.

$$\beta_p = W_1\beta_1 + W_2\beta_2 + \dots + W_n\beta_n$$

Eşitlik-10

2.2 SERMAYE MALİYETİ

Sermaye sözcüğü ilk kez orta çağ Latin dünyasında, parasal bir ödöncün sahibine faiz şeklinde gelir sağlayan ana parası anlamında kullanılmıştır⁴¹.

Irwing Fisher'a göre, sermaye stok, gelir ise akım türünden kavramlardır. Sermaye belli bir andaki mevcut servet stokunu, gelir ise belli bir dönem içinde bu servet stokunun kullanımı ile elde edilen mal ve hizmet akımını ifade eder⁴².

Böhm-bawerk ise sermayeyi toplumda ekonomik malların elde edilmesi için kullanılan ara mallarının toplamı olarak tanımlar.

Günümüzde de aynı anlayışın yaygın olduğu görölmektedir. Özellikle ulusal ekonomi açısından yapılan ve oldukça geniş kabul gören bir tanımlamaya göre sermaye, mal ve hizmet yaratma gücüne sahip fiziksel üretim kaynaklarıdır.

Konuya mikro ekonomik açıdan bakıldığında, sermaye sözcüğü bir işletmenin hem verimlilik ve karlılığını arttırmak amacıyla sahip bulunduğu varlıklarını, hem de sabit nitelikteki varlıklarının elde edilmesinde kullandığı fon kaynaklarını açıklamaktadır⁴³.

Bir işletmede finansman yöneticilerinin temel amacı, işletmenin değerini arttırarak ortakların refahını maksimize etmektir. Bu amaca ulaşmanın en önemli araçlarından birisi de işletmenin kullandığı kaynak maliyetini olabildiğince düşürmektir. İşletmenin değerini arttırmak için

⁴¹ Meral TECER, "İşletmelerde Sermaye Maliyeti", Türkiye ve Orto Doğu Amme idaresi Enstitüsü Yayınları, No:188, sevinç Matbaası, Ankara, 1980, s.3

⁴² İbid, s.4

⁴³ İbid, s.4

yalnızca maliyeti düşürmek yeterli olmaz, aynı zamanda yapılacak yatırımlarında ağırlıklı ortalama sermaye maliyetinden daha yüksek bir getiri elde etmesi gereklidir. Bu noktada sermaye maliyeti, sermaye yapısı ve ağırlıklı ortalama sermaye maliyetinin işletme açısından önemi ortaya çıkmaktadır.

2.2.1 Sermaye Maliyeti Kavramı

Sermaye maliyeti bilançonun pasif tarafıyla ilişkilidir. Bilançonun pasif tarafı işletmenin aktiflerinin yani varlıklarının finansmanında kullanılan kaynakların dağılımını gösterir. Bir başka ifadeyle bilançonun pasif tarafı işletmenin aktiflerinin nasıl finanse edildiğini gösterir. Pasif tarafta işletmenin kullandığı kısa vadeli borçlar, uzun vadeli borçlar ve özkaynaklardan oluşur. Bu kaynak sınıflandırmasının içinde yer alan çok sayıda kaynak bulunur. Bu kaynakların her birinin farklı maliyeti bulunmaktadır. Bankalardan sağlanan kredilerinde, satıcılara olan borçlarında, ihraç edilen tahvillerin de şirkete yüklediği bir maliyet vardır. Bununla beraber tüm bu kaynak maliyetlerinin ortalama sermaye maliyetini veren tek bir sermaye maliyetinin hesaplanması da mümkündür. Optimal sermaye bileşimi oluşturulurken ortalama sermaye maliyeti ve kaynaklar ile varlıklar arasındaki vadelerinde uyumlu olması hedeflenir.⁴⁴

Sermaye maliyetinin hesaplanması şirketler için 4 ana sebeple önemlidir.

Sermaye üretim sürecinde kullanılan ana girdilerden biridir. Maksimum karı elde edebilmek için tüm maliyetlerin bilinmesi gerektiği gibi sermayenin maliyetinin de hesaplanması ve düşürülmeye çalışılması gerekir. Sermaye maliyetinin düşürülmesi rekabet gücünü artırır.

⁴⁴ Güven SAYILGAN, "İşletme Finansmanı", Turhankitapevi, 3. baskı, 2008, s. 256

Sermaye maliyeti yeni yapılacak projelerin değerlendirilmesinde önemlidir. Yatırım projelerinin değerlendirilmesinde kullanılan iskonto oranı bu yatırımın finansmanında kullanılan kaynakların maliyetidir. Yatırım fizibilitelerinde, yapılacak yatırımın sonucunda nakit girişleri ve nakit çıkışlarının bugünkü değerini birbirine eşitleyen iskonto oranı hesaplanmakta ve bu iskonto oranının da şirketin sermaye maliyetinden daha büyük olması istenmektedir.

Sermaye maliyeti işletme değerinin belirlenmesinde önemlidir. Bir şirketin değeri o şirketin gelecekte sağlayacağı nakit girişlerinin belli bir iskonto oranı üzerinden iskonto edilmiş değerine eşittir. Bu açıdan şirketin değerinin belirlenmesinde kullanılacak sermaye maliyetinin doğru hesaplanması gerekmektedir.

Sermaye maliyeti optimal sermaye maliyetinin belirlenmesinde önemlidir. Optimal sermaye yapısı ağırlıklı ortalama sermaye maliyetinin en düşük düzeyde gerçekleşmesini sağlayacak işletme finansmanının sağlanmasıdır.⁴⁵

Sermaye maliyeti ile ilgili olarak finans literatüründe kullanılan diğer bir kavram ise marjinal sermaye maliyetidir. **Marjinal sermaye maliyeti** işletmenin sağladığı son kaynak tutarı için söz konusu olan maliyettir. İşletmeler sermaye maliyetinin düşürebilmek veya yeni yapılacak bir yatırım kararını değerlendirebilmek için son kullanılan kaynağın maliyetini bilmelidirler.

⁴⁵ Güven SAYILGAN, "İşletme Finansmanı", Turhankitapevi, 3. baskı, 2008, s. 257

2.2.2 Finansman Kaynaklarının Maliyetlerinin Hesaplanması

Finansman kaynaklarının maliyeti genel olarak; o kaynağın işlemeye sağladığı nakit girişlerinin bugünkü değeri ile o kaynağın kullanılmasından dolayı ortaya çıkan nakit çıkışlarının bugünkü değerini birbirine eşitleyen iskonto oranıdır. Bu ifade aşağıdaki şekilde formüle edilebilir.

$$0 = \sum_{t=0}^n \frac{+NA_t}{(1+k)^t} - \sum_{t=0}^n \frac{-NA_t}{(1+k)^t} \quad \text{Eşitlik-11}$$

Burada;

k : sermaye maliyetini

+NA : Nakit Girişlerini

-NA : Nakit Çıkışlarını

ifade etmektedir. Örneğin 3322 TL'lik bir kaynağın 5 yıl vadeli olarak sağlandığı ve bu 5 yıl boyunca sırasıyla 1777 TL, 1397 TL, 997 TL, 554 TL, 145 TL, 43 TL nakit çıkışlarının olduğu varsayımıyla sermaye maliyeti (bu kredinin maliyeti) aşağıdaki gibi hesaplanır.

$$0 = \frac{+3322}{(1+k)^0} + \frac{-1777}{(1+k)^1} + \frac{-1397}{(1+k)^2} + \frac{-997}{(1+k)^3} + \frac{-554}{(1+k)^4} + \frac{-145}{(1+k)^5} + \frac{-43}{(1+k)^6}$$

Eşitliğin çözümü iki farklı yolla yapılabilir. Birincisi, doğrusal enterpolasyon yöntemi, ikincisi ise finansal hesap makineleri ya da bilgisayar yardımıyla yapılmasıdır. Eşitliğin çözümünden k değeri yani sermayenin maliyeti %21 olarak bulunur.

2.2.2.1 Borçların Maliyetinin Hesaplanması

İşletmelerin elde ettiklerin borç miktarı ile faiz ve anapara ödemelerinin bugünkü değerini eşitleyen iskonto oranı borcun sermaye maliyetini vermektedir. Ancak yabancı kaynakların maliyeti hesaplanırken vergi etkisi de dikkate alınmalıdır.

2.2.2.1.1 Verginin Borçlanma Maliyetine Etkisi

Borçlanmadan kaynaklanan faiz ödemeleri vergi matrahının hesaplanmasında bir indirim kalemi olarak kullanılmaktadır. Gelir tablosunda vergi öncesi kar tutarı faiz giderleri kadar azaldığından vergi matrahı da faiz giderleri kadar azalmaktadır. Bu durum vergi öncesi kaynak maliyetinin vergi sonrası kaynak maliyetinden daha yüksek olması sonucunu doğurmaktadır.

Borçlanmanın vergi sonrası maliyeti aşağıdaki gibi hesaplanır.

Borçlanmanın Vergi Sonrası $M. = \text{Vergi Öncesi } M. \times (1 - \text{Vergi Oranı})$ Eşitlik-12

Örneğin nominal olarak %12 ile borçlanan bir işletmenin vergi oranı %20 kabul edildiğinde borçlanmanın gerçek maliyeti %9,6'dır ($\%12 \times (1 - \%20)$). Burada borcun vergi tasarrufu $\%12 - \%9,6 = \%2,4$ 'dür.

Borcun vergi tasarrufu faiz giderlerinin vergi matrahından indirilmesi yani vergi matrahının küçülmesi sebebiyle oluşur. Ancak her kaynağın vergi tasarrufu olmamaktadır. Örneğin işletmeye koydukları sermaye karşılığında hissedarlar dağıtılan temettülerin vergi matrahından indirilmesi mümkün değildir.

Ayrıca, borçlanmanın vergi tasarrufundan faiz ve vergi öncesi karın pozitif olması durumunda söz edilebilir. Faiz ve vergi öncesi kar oluşmayan bir firma vergide ödememektedir. Bu noktada vergi tasarrufundan söz edilemez. Diğer taraftan faiz ve vergi öncesi kar oluşmasına rağmen, faiz giderlerinin tamamını da karşılayamıyor olabilir. Bu durumda verginin tasarruf etkisi faiz ve vergi öncesi karın faiz giderlerini karşılama oranı kadar olacaktır. Bunu bir örnekle açıklayabiliriz.

Örneğin bir firmanın faiz ve vergi öncesi karı 10.000 TL, faiz giderleri ise 40.000 TL, vergi oranı ise %20 olsun. Bu durumda firmanın faiz ve vergi öncesi karın faiz giderlerini karşılama oranı %25 ($10.000/40.000=\%25$), verginin tasarruf etkisi ise %5 ($\%20*\%25=\%5$) olacaktır. Bu durumda borçlanmanın vergi tasarrufu etkisi bulunurken vergi oranı yerine %20 değil %5 kullanılmalıdır.

2.2.2.1.2 Banka Kredilerinin Maliyetinin Hesaplanması

Banka kredileri de yabancı kaynak olduğundan genel hesaplama yöntemi burada da kullanılmaktadır.

Örnek: X firması, A bankasından 5 yıl vadeli %14 faiz oranlı ana parası iki yılda eşit taksitlerle ödenecek, 1.000.000 TL kredi almıştır. İşletmenin vergi oranı %20 olup, kredinin işletmeye maliyeti aşağıdaki gibi hesaplanır.

	1.yıl	2.yıl	3.yıl	4.yıl	5.yıl
Faiz Gideri	140.000	140.000	140.000	140.000	70.000
Anapara Geri Ödemesi				500.000	500.000
Vergi Öncesi Nakit Çıkışı	140.000	140.000	140.000	640.000	570.000

$$10000000 = \frac{140000}{(1+k_d)^1} + \frac{140000}{(1+k_d)^2} + \frac{140000}{(1+k_d)^3} + \frac{640000}{(1+k_d)^4} + \frac{570000}{(1+k_d)^5}$$

Buradan borcun maliyeti %14 olarak bulunur. Burada vergi sonrası maliyet ise $k_i = k_d(1-T)$ formülasyonu ile bulunur. Bu eşitlikte veriler yerine konulduğunda kredinin X firmasına maliyeti %11 ($\%14(1-\%20)$) olarak bulunur.

2.2.2.1.3 Tahvil İhracıyla Sağlanan Kaynakların Sermaye Maliyetinin Hesaplanması

Tahvillerin maliyeti, tahvil ihracı ile sağlanan kaynağın tutarını kupon faizleri ve anapara ödemelerinin bugünkü değerine eşitleyen iskonto oranına eşittir. Tahvilleri maliyeti hesaplanırken vergi tasarrufu etkisi de göz önünde bulundurulmalıdır.

Firmaların ihraç etmiş oldukları ve piyasada işlem gören tahvillerin yatırımcıları tarafından piyasada oluşturulan getiri oranı firma içinde getiri oranıdır. Burada önemli olan tahvilin kupon faizi değil piyasada oluşan getiri oranıdır. Örneğin 1.000 TL nominal değerli ve 10 yıl vadeli %11 kupon faizli ve vadesinde 9 yıl kalan bir tahvilin piyasa değeri 915 TL ise firma için borcun maliyeti aşağıdaki gibi hesaplanır.

$$915 = \sum_{t=1}^8 \frac{110}{(1+k_d)^t} + \frac{1110}{(1+k_d)^9}$$

$k_d = \%13$ olarak hesaplanır. Diğer bir örnek ise;

Örnek: X firması, 4 yıl vadeli %20 faiz oranlı, anapara ödemesi son iki yıl eşit taksitlerle yapılacak 1.000 TL nominal bedelli 1.000 adet tahvili %5 iskontolu

olarak satmıştır. Tahvil satışı sonrasında aracı kuruma nominal bedel üzerinden %1 komisyon ödenmiş ayrıca, 40.000 TL ihraç gideri yapılmıştır. İşletmenin vergi oranı %20 olduğuna göre tahvilin işletmeye maliyeti aşağıdaki gibi bulunur.

Nakit Girişi	=	(1000x%95)1000 =	950.000
Komisyon Giderleri	=	(1000x1000x%1) =	(10.000)
Diğer Giderler	=		(40.000)
Net Nakit Girişi	=		900.000

	1.yıl	2.yıl	3.yıl	4.yıl
Faiz Gideri	200.000	200.000	200.000	100.000
Anapara Geri Ödemesi			500.000	500.000
Vergi Öncesi Nakit Çıkışı	200.000	200.000	700.000	600.000

$$900000 = \frac{200000}{(1+k_d)^1} + \frac{200000}{(1+k_d)^2} + \frac{700000}{(1+k_d)^3} + \frac{600000}{(1+k_d)^4}$$

Buradan vergi öncesi $K_d = \%24,61$ olarak hesaplanır. Vergi sonrası ise $k_i = k_d(1-T)$ formülüyle $\%19,68$ olarak bulunur.

2.2.2.2 Özsermaye Maliyetinin Hesaplanması

Özsermaye maliyeti firma için özellikle sermaye bütçelemesi yöntemlerinde büyük önem arz etmektedir. Genellikle firma kayıtlarında özsermaye maliyeti olarak karpayı ödemelerine rastlanmaktadır⁴⁶. Finansal yönetimde hissedarların elde ettiği getiri firma için özsermaye maliyeti olarak

⁴⁶ Metin KAMİL ERCAN, Ünsal BAN, “Finansal Yönetim”, Gazi Kitapevi, 5. baskı, 2009, s. 211.

dikkate alınır. Hissedarların getirisi sermaye kazancı ve temettü ödemelerinden oluşur.

Özsermaye maliyeti hisse senedi maliyetleri ve dağıtılmayan karların maliyeti olarak iki kısımda değerlendirilebilir.

2.2.2.2.1 Hisse Senetlerinin Maliyetinin Hesaplanması

Hisse senedi ihracı yoluyla sağlanan kaynakların maliyeti hisse senedinin çeşidine göre değişmektedir. Hisse senetlerini, adi hisse senedi ya da imtiyazlı hisse senedi başlıkları altında incelemek daha doğru olacaktır.

2.2.2.2.1.1 Adi Hisse Senedi İhracı Yoluyla Sağlanan Kaynakların Maliyetinin Hesaplanması

Adi hisse senedi ihracı yoluyla sağlanan kaynakların maliyeti, yatırımcının hisse senedini satın almak için ödediği fiyat ile bu hisse senedinin gelecekte sağlayacağı tahmin edilen temettü gelirin bugünkü değerini birbirine eşitleyen iskonto oranıdır. Diğer taraftan hisse senedi ihraç eden şirketin özkaynak maliyeti açısından bakarak adi hisse senedi ihracı yoluyla sağlanan kaynakların maliyeti, hisse senedi ihracından sağlanan kaynakların tutarı ile hisse senedini satın alanlara gelecekte ödeyeceği tahmin edilen temettülerin bugünkü değerini birbirine eşitleyen iskonto oranıdır⁴⁷. Adi hisse senetlerinin maliyetinin hesaplanmasına ilişkin bir örnek aşağıda verilmektedir.

Örnek: X firmasının hisse senetlerinin cari değeri 22,75 TL olup bu yıl ödenen temettü 2 TL dir. Temettü ödemelerinin her yıl %10 oranında

⁴⁷ Güven SAYILGAN, "İşletme Finansmanı", Turhankitapevi, 3. baskı, 2008, s. 264

büyüyeceği tahmin edilmektedir. Hisse senetlerinin firmaya maliyetinin hesaplanması aşağıda verilmektedir.

Adi hisse senetlerinin maliyeti

$$k_e = \frac{D}{P_0} \quad \text{Eşitlik-13}$$

formülüyle hesaplanırken eğer kar paylarında sürekli sabit büyüme söz konusu olacaksa özsermaye maliyeti

$$k_e = \frac{D_0(1+g)}{P_0} + g \quad \text{Eşitlik-14}$$

formülüyle hesaplanır. Buna göre X firmasının özsermaye maliyeti;

$$k_e = \frac{2(1+0,10)}{22,75} + 0,10 = \%19,67 \quad \text{olarak bulunur. \%19,67 hisse senedi}$$

yatırımcıları için getiri oranı olurken X firması için hisse senedi ihracı yoluyla sağladığı özsermayenin maliyetidir.

2.2.2.2.1.2 İmtiyazlı Hisse Senedi İhracı Yoluyla Sağlanan Kaynakların Maliyetinin Hesaplanması

İmtiyazlı hisse senetleri bir açıdan hem tahvil hem de adi hisse senedi özelliği taşımaktadır. Çünkü imtiyazlı hisse senetlerinde sabit temettü ödemeleri söz konusudur. Ancak, imtiyazlı hisse senetlerinin tahvildeki sabit faiz ödemelerine benzeyen temettü ödemeleri dönem net karı üzerinden yapıldığından vergi avantajı ve vade yoktur. Bu açıdan imtiyazlı hisse senetleri özkaynak sayılmaktadır. İmtiyazlı hisse senetlerinin maliyeti senet üzerinde yazılı olan temettü veya temettü oranının doğuracağı beklenen nakit çıkışlarının bugünkü değerini, senet ihracı ile sağlanan kaynak tutarına eşitleyen iskonto oranıdır.

Örnek: X firmasının hisse senetlerinin cari değeri 22,75 TL olup sürekli olarak her yıl hisse başına 2 TL temettü ödeyeceği tahmin edilmektedir. Buna göre hisse senetlerinin firmaya maliyeti %8,7 olarak aşağıdaki gibi bulunur.

$$k_e = \frac{D}{P_0} = \frac{2}{22,75} = \%8,7$$

2.2.2.2.2 Dağıtılmayan Karların Maliyetinin Hesaplanması

Firmalarda kar dağıtım kararları yönetim kurulunun önerisiyle genel kurul tarafından verilir. Genel kurul kar dağıtımına karar verebileceği gibi karların dağıtılmayarak firmanın oto finansmanında kullanılmasını da sağlayabilir. Ortakların dağıtılmayan karlar sebebiyle yararlanamadıkları karların maliyeti fırsat maliyetine göre değişir. Ortakların işletmede bıraktıkları karların maliyeti dağıtılmayan karların maliyetini oluşturur. Bir yaklaşıma göre dağıtılmayan karların maliyeti en yüksek getiriye sağlayan alternatif yatırımdan elde edilebilecek getiri oranıdır. Dağıtılmayan karların maliyeti aşağıdaki formül yardımı ile bulunabilir.

$$k_s = Y(1-t_g)(1-g)$$

Eşitlik-15

k_s : Dağıtılmayan karların maliyetini,

Y : Fırsat maliyetini,

t_g : Ortağın dağıtılan kar üzerinden ödeyeceği gelir vergisini ,

g : Yeni yatırım için katlanılacak gider oranını ifade eder.

Örnek: X firmasının yeni yatırımı için katlanılacak gider oranı %12 ve işletmenin vergi oranı %20'dir. Karın dağıtılması durumunda ortakların elde

edeceği getiri %14'tür. Ortakların gelir vergisi oranı ise %25'dir. Bu durumda dağıtılmayan karların firmaya maliyeti aşağıdaki gibidir.

$$k_s = Y(1-t_g)(1-g) = \%14(1-\%25)(1-\%12) = \%9,24 \text{ 'dür.}$$

2.2.2.2.3 Özkaynak Maliyetinin Hesaplanmasında Kullanılan Bazı Yöntemler

Sermaye varlıkları fiyatlandırma modeli (CAPM): CAPM, özkaynak maliyetini temelde aşağıdaki şekilde tanımlamaktadır:

$$\text{Özkaynak Maliyeti} = r_f + \beta(r_m - r_f) \quad \text{Eşitlik-16}$$

Formüldeki “ r_f ” risksiz getiri oranını temsil ederken, “ $r_m - r_f$ ” ise risksiz getiri oranının üzerinde getiri sağlayan çeşitlendirilmiş bir portföyün beklenen risk primini temsil etmektedir. Bir hisse senedinin riski; getirisinin, makroekonomik olaylardan ne ölçüde etkilendiğine bağlı olup, bu getirinin pazar portföyü getirisindeki dalgalanmalara duyarlılığı ile ölçülebilir. Bu duyarlılık hisse senedinin betası olarak ifade edilmektedir.

Bir finansal varlığın betası sıfır ise beklenen getirisi de risksiz faiz oranına eşit olacaktır. Bu finansal varlığa ait hiçbir risk olmayacaktır. Böylece getirisi pazar portföyü getirisinden etkilenmeyecektir. Beta bire eşit ise bu finansal varlık, pazar ile arasındaki tam korelasyon ile orantılı olarak; pazarın beklenen getirisine eşit bir beklenen getiri elde edecektir. Bir finansal varlığın Betası birden büyük ise bu finansal varlığın beklenen getirisinin pazarın beklenen getirisinden daha yüksek olacaktır.⁴⁸

Modelin varsayımlarından birisi olarak çeşitlendirilmiş bir portföyün betası bir oransal olarak daha riskli varlıkların betası birden büyük ve oransal

⁴⁸ Ahmet Erişmiş; İmkb Şirketleri İçin Hisse Senedi Getirilerinde Firmalara Özgü Faktörlerin Etkisinin 1992 – 2005 Döneminde İncelenmesi, Çukurova Üniversitesi Sosyal Bilimler Enstitüsü İşletme Anabilim Dalı Yüksek Lisans Tezi; 2007, s. 11.

olarak daha az riskli varlıkların betası ise birden küçüktür. CAPM, yatırım kararı alınan menkul kıymetin, sahip olduğu riske uygun bir getiri sağlayıp sağlamadığını araştırmakta, hatta henüz piyasada işlem görmeye başlamamış bir varlığın sağlaması gereken getiri oranını açıklamaktadır.⁴⁹

CAPM'e göre bir menkul kıymetin getirisi, çeşitlendirilemeyen riskin (sistemik riskin) ve çeşitlendirilebilen riskin (sistemik olmayan riskin) toplamına bağlıdır. Bununla birlikte, etkin çeşitlendirilmiş bir portföyde sistemik olmayan risk tamamen elimine edilmekte ve yalnız sistemik risk kalmaktadır.⁵⁰

Bir menkul kıymetin beklenen getirisinin o menkul kıymetin sistemik riski arasında pozitif ilişki ve herhangi bir menkul kıymetten beklenen risk priminin de bütün piyasada beklenen risk primine oransal olması gerekir.⁵¹

Bir başka ifadeyle; CAPM, herhangi bir hisse senedinden yatırımcıların beklediği getiri oranının risksiz faiz oranı ile riskin çeşitlendirmeyi yansıttığı durumundaki risk primi toplamına eşit olacağını savunan bir önermeye dayanılarak geliştirilmiş bir modeldir.⁵²

Temettü Verimi Modeli: Myron Gordon ve John Lintner'in savunduğu görüşe göre; kar dağıtımının hisse senetleri değeri üzerinde etkili olduğu ve hisse senedinin bugünkü değerinin, beklenen temettülerin bugünkü değerine eşit olacağı ifade edilmektedir.

Hisse senetlerine; temettü elde etme, sermaye kazancı elde etme ve bedelsiz sermaye artırımlarından faydalanma amacıyla yatırım yapılır.

⁴⁹ Mehmet Baha Karan; Yatırım Analizi ve Portföy Yönetimi, Ankara, Gazi Kitabevi, 2001, s. 215.

⁵⁰ Sharpe, Alexander ve Bailey, 1999, 227-250

⁵¹ Hayal Unvan; Finansal Varlıkları Fiyatlandırma Modeli ve Türkiye Üzerine Bir Deneme. (1978-1986), Sermaye Piyasası Kurulu Yayınları, Yayın No:11, Ankara, 1989, s. 4.

⁵² Eugene F. Brigham; *Finansal Yönetimin Temelleri* Özdemir, A. Ve Sarıaslan H. (çev.), Ankara Üniversitesi Yayınları, No:212, 1999, s. 116.

Yatırımcıların ellerinde tuttıkları hisse senetlerini sonsuza kadar ellerinde tutmak gibi niyetleri yoksa, muhtemelen bu hisse senetlerini elde etme fiyatından daha yüksek bir fiyata satmayı planlamaktadırlar. Ancak, genelde yatırımcıların düşüncesi, şirketin ileride temettü ödeyeceği ve yatırımcılarına nakit girdisi sağlayacağı yönündedir. Şirket temettü ödemese bile, temettü dağıtmayarak kârın şirket bünyesinde kalmasına neden olacaktır.

Bu da, gelecekteki temettü gelirlerine ve şirketin para kazanma gücüne olumlu yönde etki yapacaktır. Piyasada hisse senetleri için talebin olması, hisse senetlerinin temettü ve satış gelirlerine bağlıdır. Hisse senedi elde tutulduğu sürece, yatırımcının toplam nakit girdisini, elde edilen temettü gelirleri teşkil etmektedir. Bu durumda, hisse senedi değerlemesinde temettü gelirlerinin baz alınması doğru bir yaklaşım olarak kabul edilmektedir.

Hissedarlar şirketin kazançlarını harcamayacaklarından sadece kendilerine dağıtılan kar paylarını harcamabileceklerdir. Şirket sahipleri “eldeki bir kuş daldaki iki kuştan yeğdir” mantığı doğrultusunda kâr paylarının kısa sürede ellerine geçmesini isteyebilirler. Dağıtılmayan kâr payları, gelecek yıllara ertelendiğinden ortaklar daha yüksek bir iskonto oranı (i) talep edeceklerdir. Bu nedenle ortakların yatırımdan bekledikleri kârlılık oranı (i) sabit kalmayacaktır. Yatırımcılar, yüksek kâr ödeme oranı olan şirketlerin hisse senedi fiyatını, düşük iskonto oranı ile (hisse senedi değeri yüksek çıkacak), düşük kâr ödeme oranı olan şirketlerin hisse senedi fiyatını ise yüksek iskonto oranıyla (hisse senedi değeri düşük çıkacaktır) indirgeyeceklerdir. Dağıtılmayan kârlar şirketin hisse senetlerinin fiyatını bire bir yükseltmiyorsa, yani dağıtılmayan her 1 TL.’ye karşılık hisse senetleri değeri 1 TL.’den az artıyorsa, şirketin bu kaynakları etkin kullanmadığı söylenebilir. Bu nedenle şirketin değerini kâr tutarının değil, dağıtılan kâr paylarının etkilediği ileri sürülmektedir.⁵³

⁵³ Öztin Akgüç; Finansal Yönetim, 6.Baskı, Avcıol Basım-Yayın, İstanbul, 1994, s. 833.

Temettü verimini şu şekilde formüle edebilir:⁵⁴

$$T_v = D_t / P_0 = \text{Hisse Başına Sabit Temettü} / \text{Hisse Senedi Piyasa Değeri}$$

P_0 : Hisse senedi değeri,

D_t : Elde edilmesi beklenen yıllık sabit temettü geliri,

T_v : Temettü verimi.

2.2.3 Ağırlıklı Ortalama Sermaye Maliyetinin Hesaplanması

Ağırlıklı ortalama sermaye maliyeti yukarı kısımlarda bahsedilen kaynak maliyetlerinin ağırlıklandırılması sonucu bulunur. Kaynakların ortalama maliyetidir. Ağırlıklı ortalama sermaye maliyeti aşağıdaki gibi formüle edilir.

$$k_a = k_e W_e + k_d (1-T) W_d \quad \text{Eşitlik-17}$$

Burada;

k_a : Ağırlıklı ortalama sermaye maliyetini

k_e : Özsermaye maliyetini,

k_d : Borcun vergi öncesi maliyetini,

W_e : Özsermayenin toplam içerisindeki oranını,

W_d : Borcun toplam içerisindeki oranını,

T : Vergi oranını

İfade eder.

Örnek: X firmasının kaynak yapısı ve vergi sonrası maliyetleri aşağıda verilmektedir.

⁵⁴ Ahmet Mithat Cesur; Özelleştirme ve Firma Değerlemesi, Özelleştirme İdaresi Proje Değ.Gen.Müd.,1992, s. 102.

<u>Kaynak Türü</u>	<u>Tutar</u>	<u>Vergi Sonrası Maliyet</u>
Banka Kredisi	1.000.000	%11
Tahvil	2.500.000	%13
Hisse Senetleri	10.000.000	%19
Dağıtılmayan Kar	200.000	%9,5

Buna göre firmanın ağırlıklı ortalama sermaye maliyeti;

$$k_a = k_{\text{banka}} W_{\text{banka}} + k_{\text{tahvil}} W_{\text{tahvil}} + k_{\text{hisse}} W_{\text{hisse}} + k_{\text{d.kar}} W_{\text{d.kar}}$$

$$k_a = \%11 \times \%7,30 + \%13 \times \%18,25 + \%19 \times \%72,99 + \%9,5 \times \%1,46$$

$k_a = \%17,18$ olarak bulunur.

Ağırlıklı ortalama sermaye maliyetinin hesaplanmasında önemli konulardan biri de hesaplanan maliyette kullanılan ağırlıkların **muhasabe (defter) değeri** ağırlıkları mı yoksa **piyasa değeri** ağırlıkları mı olacağıdır. Bir hisse senedinin piyasa değeri, onun muhasabe değerinden fazla olursa, piyasa değerinin ağırlıklarının kullanılması yoluyla bulunacak ağırlıklı ortalama sermaye maliyeti, muhasabe değerlerinin kullanılmasıyla bulunandan daha fazla olacaktır. Firmalar piyasa değerinin ağırlıklarını kullanarak finanslamaya giderse ve bu değer de muhasabe ağırlıklarından farklı ise muhasabe değeri oranları değişecektir. Örneğin; bir firmanın muhasabe ve piyasa değerleri aşağıdaki gibi olsun

	<u>Muhasebe Değeri</u>		<u>Piyasa Değeri</u>	
	<u>Miktar</u>	<u>Oran</u>	<u>Miktar</u>	<u>Oran</u>
Borç	40 TL	%40	40 TL	%25
Özkaynak	60 TL	%60	120 TL	%75

Eğer firma kendi piyasa değeri ağırlıkları aynı kalmak şartıyla finanslamaya gidip ek 20 TL borç ve 60 TL öz sermaye fonu sağlarsa bu finanslama programı tamamlandıktan sonra firmanın muhasabe değerlerinin oranları aşağıdaki gibi olacaktır.

	<u>Muhasebe Değeri</u>	
	<u>Miktar</u>	<u>Oran</u>
Borç	60 TL	%33,33
Özkaynak	120 TL	%66,66

Böylece firmanın yapısı daha yüksek bir özsermaye oranına doğru yükselecektir. Eğer muhasebe değeri ağırlıkları kullanırsa söz konusu örnek terse dönecektir.

Buradaki problem hangi ağırlıkların kullanılacak olmasıdır. Önemli olan gerçek maliyetleri yansıtacak ağırlığın kullanılmasıdır. Firmaların kullandığı oranlar marjinal ağırlıklara yakınsa herhangi bir problemle karşılaşılmaz. Firmalar basit olarak zamanla kullanmayı düşündüğü finanslama karışımını belirler ve bu oranlar sermayenin ağırlıklı ortalama maliyetinin bulunmasındaki çeşitli marjinal maliyetlerle çarpılır⁵⁵.

Diğer taraftan AOSM hesaplanırken, Bölüm 2.2.2.1.1’de anlatılan verginin tasarruf etkisinin faiz ve vergi öncesi karın faiz giderlerini karşılama oranı kadar olacağı da unutulmamalıdır.

2.2.4 Sermaye Yapısının Ağırlıklı Ortalama Sermaye Maliyetine Etkisi

Sermaye yapısı konusu gerçekte işletmenin borç ve öz sermaye fonları arasında bir denge kurulması konusudur. İşletmeler daima belli oranda borçlanmaya gitmiştir. Ancak borç fon hacmi bir işletmeden diğerine veya bir sektörden diğerine değişmektedir. Bir işletmenin optimum borçlanma kapasitesini belirleyebilmek için bu farklılıkların nedeni üzerine eğilmek gerekir. Bir işletmenin borç ve öz sermaye fonları şeklinde iki farklı fon

⁵⁵ J. C. Van HORNE, “Finansal Yönetim ve Politikaları”, Akçay Kitapevi, Çeviri; Osman Tekok. 116

kaynağı kullanmasının nedeni işlemenin karşı karşıya bulunduğu risktendir. Risk taşımak istemeyen kreditorler daha az, daha risksiz bir getiri elde etmek amacıyla işletmeye borç verirken, öz sermaye fonlarını sağlayanlar, yani sermayedarlar ise daha yüksek getiri elde etmek amacıyla işletmenin riskini taşırlar. İşletme riski kısaca İşletmenin faaliyet alanında başarılı olup olmasının taşıdığı belirsizlik olarak tanımlanabilir. Bu risk olmasaydı borç ve öz sermaye gibi bir ayrımında anlamı olmazdı. Bununla birlikte işletmenin finansal yapısında borçlanmaya yer vermesi nedeniyle hisse senedi sahiplerinin yüklendiği ek risk ise finansal risk olarak tanımlanabilir. Dolayısıyla işletme riski ile finansal risk ayrı ayrı ele alınması gereken konulardır. Ancak her ikisinin temelinde de risk ve getiri arasındaki ilişki yatmaktadır.

Sermaye yapısı işletme finansmanında kullanılan kaynakların bileşimini ifade eder. Firmalar varlık finansmanında kullanacakları kaynakların nerelerden ve hangi tutarlarda elde edeceklerine dair politikalar geliştirirler. Bu politikalar sonucunda firmanın sermaye yapısı oluşturulur. Ancak bu yapı koşullara göre her zaman yeniden ayarlanabilir.

Kaynak yapısı, yatırım yapısı ve piyasa koşulları arasındaki etkileşimle sermaye maliyeti belirginlik kazanır. İşletmenin ne kadar veya ne oranda borçlu olduğu, borçların vadesi, faiz oranları gibi faktörler yanında mevcut yatırımları, yatırım projelerinin niteliği, vadesi, beklenen getirisini değerlendiren yatırımcılar piyasa koşullarını da göz önünde bulundurarak işletmeye verecekleri kaynak için faiz veya getiri beklentilerini oluştururlar. Bu beklentilere bağlı olarak işletmenin kaynak maliyeti belirginleşir.

Sermaye maliyeti, sermaye yapısı ve işletme değeri arasındaki ilişkileri inceleyen başlıca dört yaklaşım vardır. Bunlar;

- Net Gelir Yaklaşımı
- Net Faaliyet Geliri Yaklaşımı

- Geleneksel Yaklaşım
- Modigliani-Miller Yaklaşımı

2.2.4.1 Net Gelir Yaklaşımı

Bu yaklaşımda firma değerinin sermaye yapısı içerisindeki borcun payının artmasına bağlı olarak artacağı söylenmektedir. Borcun ve özsermayenin maliyetlerinin sermaye yapısından etkilenmediği sürekli sabit kaldığı kabul edilmektedir. Ağırlıklı ortalama sermaye maliyeti ise borç düzeyinin artmasına bağlı olarak azalmaktadır⁵⁶.

Net gelir yaklaşımına göre yabancı kaynaklardan sağlanan sermaye maliyeti, özkaynaklardan sağlanan sermayenin maliyetinden daha küçüktür. Çünkü işletme sahiplerinin üstlendiği risk borç verenlerin üstlendiği riskten daha fazladır. Bu yaklaşıma göre ortakların ve işletmeye borç verenlerin beklentileri hiç değişmemektedir. Dolayısıyla işletme daha çok borçlandıkça ağırlıklı ortalama sermaye maliyeti düşmekte buna karşılık işletme değeri yükselmektedir⁵⁷.

2.2.4.2 Net Faaliyet Geliri Yaklaşımı

Bu yaklaşımda firmaların ağırlıklı ortalama sermaye maliyetlerinin sabit olduğu, borç ve özkaynak yapısı ne olursa olsun ağırlıklı ortalama sermaye maliyetinin değişmeyeceği varsayılmaktadır. Matematiksel olarak sermaye yapısında borç oranı arttıkça özkaynak sahiplerinin beklentileri değişmezse ağırlıklı ortalama sermaye maliyeti düşer. Ancak bu varsayıma göre firmanın borç oranı arttıkça sermaye sahiplerinin de beklenen getiri oranı artar, bu oranda borç oranındaki artışa eşittir. Sonuç olarak ağırlıklı ortalama sermaye

⁵⁶Metin KAMİL ERCAN, Ünsal BAN, “Finansal Yönetim”,Gazi Kitapevi,5.baskı,2009,s. 228.

⁵⁷ Güven SAYILGAN,”İşletme Finansmanı”,Turhankitapevi,3.baskı,2008,s. 268

maliyeti değişmez. Aslında bu yaklaşımda ortaya konulan, borçlanmanın gizli maliyetlerinin borçlanma arttıkça arttığıdır.

2.2.4.3 Geleneksel Yaklaşım

Geleneksel yaklaşıma göre firmaların ortalama sermaye maliyeti ile sermaye yapısı arasında bir ilişki vardır. Başka bir deyişle, firma sermaye yapısını değiştirerek ortalama sermaye maliyetini düşürebilir ve işletmenin piyasa değeri arttırılabilir. İlk iki görüşün aksine bu görüşe göre işletmeler için tek bir optimal sermaye yapısı vardır⁵⁸.

Bu yaklaşıma göre işletmeler finansal kaldıraç faktöründen yararlanarak sermaye maliyetini düşürebilir ve işletme değerini yükseltebilir. Ancak, borçlanma yoluyla ağırlıklı ortalama sermaye maliyetinin düşürülebilmesi olanağı bir noktada son bulmaktadır. Bu nokta aşıldıktan sonra ise ağırlıklı ortalama sermaye maliyeti artmaktadır. Bu artışın nedeni yabancı kaynak sahiplerinin borç vermekten kaçınmaları veya daha yüksek getiri istemelerinin yanında özkaynak sahiplerinin de getiri beklentilerini arttırmalarıdır⁵⁹.

2.2.4.4 Modigliani-Miller Yaklaşımı

Modigliani-Miller sermaye yapısına ilişkin olarak net faaliyet gelirin benzeyen ama daha sistematik bir açıklama getirmiştir. Bu yaklaşıma göre her işletme içinde bulunduğu risk grubuna göre sınıflandırılır, aynı risk grubunda olanlardan aynı net faaliyet gelirin sahip olanlar aynı sermaye maliyetine ve işletme değerine sahip olurlar. Aynı risk grubunda olan firmalar

⁵⁸ Ali Ceylan, Turhan Korkmaz; Sermaye Piyasası ve Menkul Değer Analizi, Ekin Yayınevi, Bursa, 2004, s. 253.

⁵⁹ Güven SAYILGAN, "İşletme Finansmanı", Turhan Kitapevi, 3. baskı, 2008, s. 273

sermaye yapısını değiştirerek aynı net faaliyet gelirine sahip bir firmaya göre işletme değerini arttıramazlar. Bu yaklaşım geleneksel yaklaşımdan farklı olarak işletmenin piyasa değeri ve sermaye maliyetinin, sermaye yapısından bağımsız olduğu temeline dayanmaktadır⁶⁰.

Tüm bu yaklaşımların birbirinden farkını bir örnekle açıklamak daha kolay olacaktır.

Örnek:

Tamamen özkaynakla çalışan X firmasının varlıklar üzerinden beklenen vergi sonrası geliri 200.000 TL , ortakların yatırımlardan bekledikleri verim %25 ve işletmenin vergi oranı %20'dir. Firma sermaye yapısını değiştirmek amacıyla 300.000TL borç kullanılmasını düşünmektedir. %14 maliyetle borçlanma kapasitesine sahip olan firmanın dolaşımda 100.000 adet hisse senedi bulunmaktadır.

Net gelir yaklaşımına göre: bu yaklaşımda borç arttıkça özkaynakların maliyetinin değişmediği ağırlıklı ortalama sermaye maliyetinin düştüğü varsayımı unutulmamalıdır.

Sermaye yapısı değişmeden önceki durum;

Özkaynakların Cari Değeri = $200.000 / 0,25 = 800.000$ TL

İşletmenin Toplam Değeri = 800.000TL,

Hisse Senedinin Cari Değeri = $800.000 / 100.000 = 8$ TL

Sermaye yapısının 300.000 TL ve %14 maliyetle borçlanarak değiştirilmesi durumu.

⁶⁰ Ali Ceylan, Turhan Korkmaz; Sermaye Piyasası ve Menkul Değer Analizi, Ekin Yayınevi, Bursa, 2004,s. 254

Net faaliyet geliri = 200.000 TL
 Faiz (300.000 x 0,14) = 42.000 TL
 Net gelir = 158.000 TL

Özkaynakların Cari Değeri = 158.000/0,25 = 632.000 TL
 İşletmenin Toplam Değeri = 632.000 + 300.000 = 932.000 TL,

Firma ilave borçlanarak 300.000 TL / 8 TL = 37.500 adet hisse senedini iptal edecek ve piyasada dolaşan 62.500 adet hisse senedi kalacak.

Hisse Senedinin Cari Değeri = 932.000 / 62.500 = 14,91 TL
 Ağırlıklı ortalama sermaye maliyeti = 200.000 / 932.000 = %21,45

Bu yaklaşıma göre firma sermaye yapısını değiştirerek %14 borçlanma maliyetiyle özkaynak maliyetinden daha düşük maliyetle borçlanmış ve ağırlıklı ortalama sermaye maliyetini %25'den %21,45'e düşürmüştür.

Net faaliyet geliri yaklaşımına göre: Bu yaklaşıma göre borç ve özkaynak yapısı ne olursa olsun ağırlıklı ortalama sermaye maliyetinin değişmeyeceği varsayılmaktadır.

Sermaye yapısı değişmeden önceki durum;

Özkaynakların Cari Değeri = 200.000/0,25 = 800.000 TL
 İşletmenin Toplam Değeri = 800.000TL,

Sermaye yapısının 300.000 TL ve %14 maliyetle borçlanarak değiştirilmesi durumu;

Net faaliyet geliri = 200.000 TL

Faiz (300.000 x 0,14) = 42.000 TL

Net gelir = 158.000 TL

İşletmenin Toplam Cari Değeri = 200.000 / 0,25 = 800.000 TL

Özkaynakların Cari Değeri = 800.000 – 300.000 = 500.000 TL

Özkaynak Maliyeti = 158.000 / 500.000 = %31,6

Bu yaklaşıma göre firmanın borç kullanması durumunda ortaklar açısından risk yükselmekte ve özkaynak maliyeti %31,6 ya çıkmaktadır. Ağırlıklı ortalama sermaye maliyeti ise değişmemektedir.

Geleneksel yaklaşıma göre: firma değerindeki değişim işleminin ortaklarının firma borç kullanmaya başladıktan sonra vereceği tepkiye bağlıdır. Özkaynak maliyetindeki artış borcun kaldıraç etkisinden daha düşük olması durumunda firma değeri 800.000 TL'nin üzerine çıkacak, tersi durumda ise altına düşecektir.

Modigliani-Miller yaklaşıma göre:

Kaldıraç etkisiz firma değeri = 200.000/0,25 = 800.000 TL

Kaldıraç etkili firma değeri = 800.000 + (300.000 x 0,20) = 860.000 TL

Bu yaklaşıma göre borcun vergi etkisi sayesinde firma değeri 60.000 TL artmıştır. Diğer bir hesaplama yöntemiyle;

Borç faizi = 300.000 x 0,14 = 42.000 TL

Vergi tasarrufu = 42.000 * 0,20 = 8.400 TL

Bugünkü değer = 8.400 / 0,14 = 60.000 TL'dir. Faizin farklılaşması bu etkiyi değiştirmeyecektir.

Kaldıraç etkisiz özkaynak maliyeti	= %25
Kaldıraç etkili özkaynak maliyeti	$= 0,25 + [(0,25 - 0,14)(1 - 0,20)(300.000/620.000)]$ = %29,25
Kaldıraç etkisiz ağırlıklı ortalama sermaye maliyeti	= %25
Kaldıraç etkili ağırlıklı ortalama sermaye maliyeti	$= 0,25 \times [1 - (0,20 \times 300.000/920.000)]$ = % 23,37

Buna göre yeni borç yapılanması özkaynak maliyetini arttırırken, ağırlıklı ortalama sermaye maliyetini verginin tasarruf etkisi sebebiyle düşürmektedir.

BÖLÜM III

DOĞALGAZ DAĞITIM SEKTÖRÜNDE RİSKİN ÖLÇÜLMESİ VE BİR FİRMANIN KAYNAK MALİYETİNİN BELİRLENMESİ

Finansman yöneticilerinin temel amacının optimum sermaye yapısını düzenleyerek firma değerini maksimum kılmak olduğu daha önce ifade edilmişti. Yatırımcıların üzerinde durduğu konulardan biri, firmanın piyasadaki menkul kıymet fiyatının olması gereken gerçek fiyata ne kadar uyduğunu tespit etmektir. Gerçek değer, finansal varlıktan beklenen dönemsel net nakit girişlerinin pazar riskleri ve firmaya özgü risklere göre beklenen iskonto oranı ile bugüne indirgenmiş değerleri toplamına eşit olacaktır⁶¹.

Temel analiz, firmanın halka açıklanan finansal tablolarından ve finansal yansıması olabilecek bilgilerinden yararlanılarak bir firmanın değerinin araştırılmasıdır. Ancak, bir firma için temel analiz yapılmadan önce global şartlar değerlendirilmeli ve ülke analizi yapılmalıdır. Daha sonrasında ise endüstri analizi ve son olarak da firma analizi yapılmalıdır.

Genel ekonomik analizlerin ardından yatırım yapılması düşünülen sektörlerle ilişkin analizler yapılır. Bu analizlerin yapılmasından maksat, hangi sektörün veya sektörlerin karlı olduğunun belirlenmesidir. Sektör seçiminde dikkate alınması gereken temel konular, özelleştirme, savaş tehdidi, konjonktürel dalgalanmalar yeniden yapılanma süreci, dış ticaret uygulamalarında beklenen değişimler gibi konulardır. Sektörlerin gelişme trendleri ile ekonominin gelişme trendi arasında önemli bir ilişki varolmasına rağmen bazı durumlarda farklı sonuçlar da ortaya çıkabilmektedir. Ekonominin gelişme dönemlerinde bazı sektörlerde gerileme ortaya çıkabilmektedir. Bunun sebepleri; teknolojik eskime, moda ve talepte

⁶¹ Ali Ceylan, Turhan Korkmaz; Sermaye Piyasası ve Menkul Değer Analizi, Ekin Yayınevi, 4. Baskı, 2007,s. 290.

yaşanan daralma gibi sıralanabilir. Bunun tersi bir durum da söz konusu olabilir. Ekonominin daralmakta olduğu bir dönemde bazı sektörler önemli ilerlemeler kaydedebilir. Bu durumda yatırımcıların ekonomik gelişmeye paralel olarak endüstride meydana gelebilecek değişimleri de dikkate almaları önem arz etmektedir. Sektöre ilişkin olarak aşağıdaki bilgilerin elde edilmesi gereklidir⁶².

- Ekonomideki değişimlerin sektör üzerindeki etkisi,
- Devletin ulusal ve uluslararası ekonomik kuruluşların sektör üzerindeki etkileri,
- Sektörün üretim ve hizmet kapasitesi,
- Sektörün arz ve talebinin gelişme eğilimi
- Teknolojik gelişmelerin sektöre etkileri,
- Sektörün emek yoğun yada teknoloji yoğun bir sektör olma özelliği,
- Emek yoğun sektörlerde işçi ve işveren ilişkileri ve sosyal örgütlenmelerin gücü,
- Hammadde kaynaklarının elde ediliş yerleri,
- Sektörün üretmekte olduğu mal ve hizmetlerin talep esnekliği

3.1 DOĞALGAZ DAĞITIM SEKTÖRÜNDE RİSK UNSURLARI

Herhangi bir sektörün, sektör riski araştırılırken genel olarak faaliyet riski, finansal risk, ekonomik duyarlılık ve sektöre özel risk unsurları değerlendirilmelidir.

⁶² Ali Ceylan, Turhan Korkmaz; Sermaye Piyasası ve Menkul Değer Analizi, Ekin Yayınevi, 4. Baskı, 2007,s. 291-297.

3.1.1 Faaliyet Riski

İşletmenin sabit giderleri, üretim hacminden bağımsız olarak yapılan harcamalardır. Değişken giderleri ise üretim hacmine bağlı olarak değişen, üretim hacmi azaldıkça azalan arttıkça artan üretim giderleridir. Değişken giderleri sabit giderlerine oranla daha fazla olan işletmeler, satış zorluğu içine girdikleri dönemlerde maliyetlerini tersi bir durumdaki firmaya nazaran daha kolay kontrol edebilmektedirler. Sabit giderleri yüksek olan firmaların, satış zorlukları halinde önemli zararları ortaya çıkabilmektedir. Sonuç olarak sabit giderlerin değişken giderlere olan payı yüksek bulunan sektörlerde, satışlarda meydana gelen bir artış karlılıkta daha yüksek oranda bir artış sağlayacaktır. Buna faaliyet kaldırıcı denilmektedir. Faaliyet kaldırıcı satışlardaki değişmeye bağlı olarak Faiz Vergi Öncesi Karlar'daki artış ve azalışları göstermektedir⁶³. Faaliyet kaldırıcı derecesi aşağıdaki şekilde formüle edilebilir;

$$\text{Faaliyet kaldırıcı} = (\text{FVÖK \% değişme}) / (\text{satışlardaki \% Değişme}) \quad \text{Eşitlik-18}$$

Bunun anlamı satışlardaki %1'lik bir değişimin faaliyet karında (FVÖK) yüzde kaçlık bir değişim yaratacağını göstermektir. Faaliyet kaldırıcı derecesi eğer dört ise satışlardaki %1'lik bir artışın faaliyet karında %4'lük bir artış yaratacağını göstermektedir.

Yukarıda yer alan Eşitlik-18'deki gösterim bir başka ifade ile aşağıdaki gibi gösterilebilir.

$$\text{Faaliyet kaldırıcı} = 1 + (\text{Sabit Giderler/ FVÖK}) \quad \text{Eşitlik-19}$$

Bu eşitlikte görüldüğü gibi faiz ve vergi öncesi kar aynı kalmak kaydıyla sabit giderlerin artması faaliyet kaldırıcını arttıracaktır. Eğer

⁶³ Metin KAMİL ERCAN, Ünsal BAN, "Finansal Yönetim", Gazi Kitabevi, 5.baskı, 2009, s. 246.

firmanın sabit giderleri sıfır ya da sıfıra çok yakın ise faaliyet kaldırıcı bir ya da bire çok yakın bir değer olacaktır. Başka bir ifade ile faaliyet riski çok düşük olacaktır.

Bu konuda bir örnek vermek gerekirse, karlılık düzeyi aynı olan iki firmadan, A firmasının sabit giderlerinin yüksek olduğunu, B firmasının ise değişken giderlerinin yüksek olduğunu varsayalım. Faiz ve vergi öncesi karları 300 TL ise, A firmasının sabit giderleri 1.500 TL B firmasının Sabit giderleri 750 TL olsun. Bu durumda her iki firmanın da faaliyet kaldırıcı derecesi aşağıdaki gibi hesaplanır.

$$\text{Faaliyet kaldırıcı derecesi A} = 1 + (1500/300) = 6$$

$$\text{Faaliyet kaldırıcı derecesi B} = 1 + (750/300) = 3,5$$

Bu oranların anlamı dikkate alınacak olursa, A firması için satışlarda meydana gelecek 1 birimlik artış karlarda 6 birimlik bir artışa neden olurken, B firması için 3.5 birimlik artışa neden olacaktır. A firması B firmasına göre piyasada meydana gelebilecek bir daralmaya ya da sektörel krizlere karşı daha fazla duyarlıdır.

Söz konusu analiz doğalgaz dağıtım sektöründe sektörü temsil kabiliyetine sahip bazı firmalara uygulandığında aşağıdaki sonuçlara ulaşılmıştır.

Hesaplama esnasında doğalgaz dağıtım sektörünün değişken gideri olarak Satılan Ticari Mallar Maliyeti kalemi alınmıştır. Satılan hizmet maliyeti, araştırma ve geliştirme giderleri, pazarlama, satış ve dağıtım giderleri, genel yönetim giderleri sektörün faaliyet konusu ve karakteristiği sebebiyle sabit gider olarak değerlendirilmiştir.

Sektörde faaliyet gösteren 4 firma için Eşitlik-19 kullanılarak yapılan hesaplama sonucu ve her biri için hesaplanan kapasite kullanım oranları Tablo- 19'da verilmektedir.

Hesaplama sonucunda 4 firmaya ilişkin faaliyet kaldırıcı verilerinin 2,23 ile 11,93 arasında değiştiği görülmektedir. Bu da sektörün, kapasite kullanım oranlarının ne kadar düşük olduğu göz önünde bulundurulursa, gelecek yıllarda satışlarının artmasıyla karlılığın çok daha hızlı artacağını göstermektedir.

3.1.2 Finansal Risk

İşletmelerin faaliyet döngüsüne karşı duyarlılığını ölçmede kullanılan üçüncü faktör, finansal kaldıraç derecesidir. Finansal kaldıraç, işletmelerin, kaynaklarının bir kısmını dış kaynaklardan karşılamaları sonucunda ortaya çıkan kaldıraç etkisidir. İşletmeler, kaynaklarını öz kaynaklardan ve dış kaynaklardan sağlamaktadır. Yalnız dış kaynakları kullanmanın bir faiz maliyeti söz konusudur ve bu maliyete piyasa koşulları ne olursa olsun katlanmak zorundadır. Faaliyet kaldırıcında sabit maliyetlerin oynadığı rolü, bu durumda faiz giderleri oynamaktadır. Finansal kaldıraç, firmanın faaliyet karı ile net karı, dolayısıyla hisse başına karı arasındaki ilişkiyi ortaya koymaktadır.

Finansal Kaldıraç Derecesi =(Net Kârdaki % Değişme) / (FVÖK % Değişme)

veya

Finansal Kaldıraç D. = FVÖK / (FVÖK – Yıllık Faiz Giderleri)

Eşitlik-20

Borç düzeyi yüksek olan bir başka ifade ile faiz giderleri yüksek olan firmalarda, faiz ve vergi öncesi karlarda meydana gelebilecek bir artış hisse başına karlarda daha yüksek oranda artışa neden olur. Yani firmanın borç kullanması halinde ortaklar daha fazla kazanç sağlayabilirler. Bu duruma borcun kaldıraç etkisi adı verilir. Ancak bu durum tersi yönde de gerçekleşebilir. Yani faiz ve vergi öncesi karlarda azalış meydana gelmesi halinde yüksek düzeyde borç kullanan firmaların hisse başına karları yüksek oranda azalış gösterecektir. Kısaca FVÖK'ların artması hisse başına karları yüksek oranda artırırken, FVÖK'ların azalması hisse başına karları yüksek oranda düşürmektedir. Duruma göre borcun hisse başına karlarda meydana getirdiği bu değişkenliğe (oynaklık) finansal risk adı verilmektedir. Firmanın belirli bir faiz ve vergi öncesi kar düzeyine göre borçlarının oluşturmuş olduğu finansal riskin ölçüsü olarak finansal kaldıraç derecesi hesaplanmaktadır.

Sektörde faaliyet gösteren 4 firma için Eşitlik-20 kullanılarak yapılan hesaplama sonucu ele alınan firmaların finansal kaldıraç dereceleri Tablo-19'da verilmektedir.

Hesaplama sonucunda 4 firmaya ilişkin finansal kaldıraç derecelerinin 1 ile 2,22 arasında değiştiği görülmektedir. Bu da söz konusu firmaların faiz ve vergi öncesi karlarındaki bir birimlik artışın hisse başı karlarında 1 birim ile 2,22 birim arasında artışa yol açacağını göstermektedir.

3.1.3 Bileşik Kaldıraç

Bileşik kaldıraç, faaliyet kaldırıcı ve finansal kaldırıcının birlikte ifadesi olup firmanın satışlarındaki değişme ile net karın başka bir ifade ile hisse başına kar arasındaki ilişkiyi göstermektedir. Bileşik kaldıraç derecesi, faaliyet kaldıraç derecesi ile finansal kaldıraç derecesi çarpımı sonucu bulunmaktadır.

Bileşik Kaldıraç Derecesi = Faaliyet Kaldıraç Derecesi x Finansal Kaldıraç Derecesi

Bu ifade firmanın satışlarındaki %1’lik bir değişimin firmanın hisse başına karlarında % kaçlık bir değişme meydana getireceğini göstermektedir⁶⁴.

Faaliyet kaldıraç derecesi, finansal kaldıraç derecesi ve bileşik kaldıraç derecesi ilişkisi için aşağıdaki örnek verilebilir.

Örnek: X firmasının gelir tablosu aşağıdaki gibidir. Firmanın satışlarını %100 arttırması durumunda faiz ve vergi öncesi karı %250, net karı ise %333 oranında artmaktadır. Satışlar ile faiz vergi öncesi karı arasındaki kısım faaliyet kaldırıcıyla ilgiliyken faiz vergi öncesi kar ile net kar arasındaki kısım ise finansal kaldıraçla ilgilidir. Satışlar ile net kar arasındaki kısım ise bileşik kaldırıcı göstermektedir.

	X FİRMASI	Artış Oranı %	X FİRMASI
NET SATIŞLAR	1.000.000	100	2.000.000
Değişken Giderler	500.000		1.000.000
BRÜT SATIŞ KARI VEYA ZARARI	500.000		1.000.000
Faiz Hariç Sabit Maliyetler	300.000		300.000
FVÖK	200.000	250	700.000
Finansman Giderleri	50.000		50.000
Vergi Öncesi Kar	150.000		650.000
Vergi (%20)	30.000		130.000
Net Kar	120.000	333	520.000
Faaliyet Kaldıraç Derecesi	2,50		
Finansal Kaldıraç Derecesi	1,33		
Birleşik Kaldıraç Derecesi	3,33		

⁶⁴ Metin KAMİL ERCAN, Ünsal BAN, “Finansal Yönetim”, Gazi Kitapevi, 5. baskı, 2009, s. 249.

Doğalgaz dağıtım sektöründe faaliyet gösteren 4 firmanın 2009 yılı verileri ile hesaplanmış kapasite kullanım oranları ve kaldıraç oranları Tablo 19'da özetlendiği gibidir.

Tablo 19 Doğalgaz Dağıtım Sektöründeki Bazı Firmaların Kaldıraç Dereceleri

FİRMA	1	2	3	4
Kapasite Kullanım Oranı	0,169	0,017	0,010	0,014
Faaliyet Kaldıraç Derecesi	2,23	11,93	6,73	3,39
Finansal Kaldıraç Derecesi	2,22	1,00	1,00	1,62
Birleşik Kaldıraç Derecesi	4,96	11,93	6,73	5,49

Tablo 19'daki verilere göre, sektörde yer alan firmaların kapasite kullanım oranları düşük düzeydedir. Faaliyet kaldıraç dereceleri mevcut kapasite kullanım oranlarında yüksek düzeyde olup, satışlarda meydana gelebilecek artışlar, faiz ve vergi öncesi karlarda yüksek oranda artışa neden olacaktır. Firmaların finansal kaldıraç dereceleri incelendiğinde iki firmanın borç kullanmaması nedeniyle finansal kaldıraç derecesi 1 olarak hesaplanmış diğer iki firmanın ise 2,22 ile 1,62 olarak hesaplanmıştır. Yani borç kullanan firmalarda mevcut faiz ve vergi öncesi karlarının artması hisse başına karları yüksek oranda artıracaktır. İncelenen dört firmanın birleşik kaldıraç dereceleri 4,96 ile 11,93 arasında olup, satışlarda meydana gelebilecek %10'luk artış birleşik kaldıraç derecesi 4,96 olan firmada hisse başına karları %49,6 artırırken, birleşik kaldıraç derecesi 11,93 olan firmada ise hisse başına karları %119,3 oranında artıracaktır. Bu durum sektörün henüz yeni geliştiği dikkate alındığında orta ve uzun vadede karlarını artıracığına işaret etmektedir.

3.1.4 Tahsilat Riski

Tahsilat riski işletmelerin yapmış oldukları satışların maddi olarak karşılığını alamaması riskidir. Ancak, doğalgaz dağıtım sektöründe ilgili mevzuatlar gereği tüm doğal gaz abonelerinden abonelik esnasında güvence bedeli tahsil edilmektedir. Alacakların güvence altına alınabilmesi için alınan bu bedel 2 aylık doğalgaz tüketim miktarı karşılığı fiyata eş değerdir. Yine mevzuatlar gereği doğalgaz dağıtım şirketlerinin 2 aylık süre içerisinde gazı kesme hakkı bulunduğundan doğalgaz dağıtım sektöründe tahsilat riski yok denecek kadar azdır. Söz konusu risk oranını görebilmek için 44 firmanın 2009 yılı bilançolarında yer alan Alınan Depozito ve Teminatlar kalemi, Şüpheli Ticari Alacaklar kalemi ve Ticari Alacaklar kalemleri incelenmiş ve güvence bedelleri ve tahsilatlara konu şüpheli ticari alacakların, alınan depozito ve teminatlar kalemine oranı aşağıdaki gibi %2,06 olarak hesaplanmıştır. Ayrıca, şüpheli ticari alacakların ticari alacaklara oranı ise %2,61 olarak hesaplanmıştır.

	TL
Alınan Depozito ve Teminatlar	841.691.781
Şüpheli Ticari Alacaklar	17.351.003
	% 2,06
Ticari Alacaklar	664.782.891
	% 2,61

3.1.5 Politik Risk

Doğalgaz dağıtım şirketleri için en önemli politik risk tarife riskidir. Doğalgaz dağıtım sektörünün tarifeleri Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu tarafından belirlenmektedir. Söz konusu tarifeler, birim hizmet amortisman bedeli, taşıma bedeli, abone bağlantı bedeli, güvence bedeli gibi dağıtım şirketlerinin yapacağı her faaliyet için belirlenmektedir. Bu tarifelerden en önemlisi ise birim hizmet ve amortisman bedeli ile taşıma bedelidir. Çünkü

bu tarifeler dağıtım şirketlerinin satacakları m³ doğalgaz başına alacakları kar dahil üst sınır bedelini düzenlemektedir. Düzenleyici kuruluşun bu tarifeleri hesaplarken yapacağı hatalar politik riski oluşturmaktadır.

3.1.6 Kur Riski

Kur riski döviz kurlarında meydana gelebilecek değişmelerin yaratacağı belirsizlik nedeniyle ortaya çıkan ve daha çok uluslar arası yatırımları ve döviz cinsinden yapılan yatırımları etkileyen risktir. Doğalgaz dağıtım sektöründe bazı şirketlerin birim hizmet ve amortisman bedelleri, taşıma bedelleri ve abone bağlantı bedelleri döviz cinsinden düzenlenmiştir. Bazı doğalgaz dağıtım şirketleri lisanslarını Enerji Piyasası Düzenleme Kurumunun yaptığı ihale sonucu birim hizmet ve amortisman bedelini cent/Kwh cinsinden teklif ederek almışlardır. Döviz cinsinden belirlenen birim hizmet ve amortisman bedelleri ve taşıma bedellerinin TL'ye çevrilmesinde, bir önceki ayın 20'si (dahil) ile içinde bulunulan ayın 19'u (dahil) arasındaki sürede uygulanan Türkiye Cumhuriyet Merkez Bankası ABD Doları döviz alış kurlarının aritmetik ortalaması esas alınır⁶⁵. Bu noktada sektör için döviz kuru riski ortaya çıkmaktadır.

Ayrıca, doğalgaz dağıtım sektöründe faaliyet gösteren bazı firmalar yatırımlarını döviz cinsi borçlarla finanse etmektedir. Söz konusu firmaların borçları döviz kuru artması durumunda TL bazında artmakta, azalması durumunda ise TL bazında azalmaktadır. Bu noktada da sektördeki bazı firmalar için kur riski söz konusu olmaktadır.

⁶⁵ Enerji piyasası düzenleme kurumu perakende satış tarifeleri.

3.1.7 Sektörün Ekonomik Büyümeye Duyarlılığının Ölçülmesi

Bazı sektörler ekonomide meydana gelen değişimlere karşı diğer sektörlerle göre daha az duyarlıdır. Bunun sebebi bu sektörlerde üretilen mal ve hizmetlere karşı var olan talep esnekliğinin düşük olmasından kaynaklanmaktadır. Bu sektörlerle örnek olarak, gıda, ilaç, tıbbi hizmet ve malzeme, gibi dallarda hizmet veren kuruluşlar gösterilebilir.

Doğalgaz dağıtım sektörü için ise gayri safi yurt içi hasıla ile sektörün doğalgaz satış miktarları kıyaslanarak satışların ekonomik duyarlılığı ölçülmeye çalışılmıştır.

Yapılan hesaplamada 2003-2009 yılları arası doğalgaz dağıtım şirketlerinin yıllık doğalgaz tüketim verileri (m³) ve 2003-2009 yılları arası Sabit fiyatlarla gayri safi yurtiçi hasıla gelişme hızları (İktisadi faaliyet kollarına ve 1998 temel fiyatlarına göre) verileri kullanılarak, 2004-2009 yılları arası yıllık yüzde değişimler hesaplanmış ve bu yüzde değişimlerle iki veri arasındaki korelasyon 0,52 olarak hesaplanmıştır. Söz konusu hesaplama Tablo-20'de gösterilmektedir.

Tablo 20-Doğalgaz Tüketiminin Ekonomideki Büyümeye Duyarlılığı

DOĞALGAZ DAĞITIM ŞİRKETLERİNİN TÜKETİM MİKTARLARI (Milyon m³)							
	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
TOPLAM	4.709	5.302	7.064	12.454	15.954	21.078	19.030
DO*		12,60	33,22	76,31	28,10	32,12	-9,72
SABİT FİYATLARLA GAYRİ SAFİ YURTIÇİ HASILA GELİŞME HIZLARI-İKTİSADİ FAALİYET KOLLARINA VE 1998 TEMEL FİYATLARINA GÖRE							
	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
DO*	5,3	9,4	8,4	6,9	4,7	0,7	-4,7
KORELASYON							
2004-2009 arası 0,52							
2006-2009 arası 0,90							

* % Değişim Oranı

Bilindiği gibi söz konusu analiz sonucunda korelasyon katsayısı değerleri -1 ile +1 arasında değişmektedir. Korelasyon katsayısı +1' e yaklaştıkça bu iki değişken arasında ilişki aynı yönde ve kuvvetlidir. Korelasyon katsayısı sıfıra yaklaştıkça ilişki zayıflamaktadır. Eğer korelasyon katsayısı negatif ise, iki değişken arasındaki ilişki ters yönlüdür. Yapılan hesaplama sonrasında bulunan +0,52'lik korelasyon katsayısı, sektörün ekonomik büyümeyle pozitif yönde ve orta düzeyde bir ilişkisi olduğunu ifade etmektedir.

Doğalgaz dağıtım sektörü son 10 yıllık süreçte gelişmekte olan bir sektör olması nedeni ile 2006 yılında ekonomide önceki yıla göre daralma olmasına rağmen sektörde aşırı büyüme görülmektedir. Eğer 2006 ile 2009 verileri karşılaştırılarak korelasyon katsayısı hesaplanırsa, doğalgaz tüketimi ile ekonomik büyüme arasında +0,90 korelasyon tespit edilmektedir.

Diğer taraftan söz konusu hesaplamalar, sektörde diğerlerinden çok daha uzun süredir faaliyet gösteren ve şebekelerinin büyük kısımlarının tamamlamış olan 3 ayrı firma için tekrarlanmıştır. Bu hesaplamalar sonucunda 1. şirketin 2004-2009 yılları arası korelasyon katsayısı 0,82, 2006-2009 yılları arası korelasyon katsayısı 0,89, 2. şirketin 2004-2009 yılları arası korelasyon katsayısı 0,77, 2006-2009 yılları arası korelasyon katsayısı 0,71, 3. şirketin 2004-2009 yılları arası korelasyon katsayısı 0,45, 2006-2009 yılları arası korelasyon katsayısı 0,98 olarak hesaplanmıştır.

Sonuç olarak, doğalgaz tüketimlerinin ekonomik gelişmelere duyarlı olduğu ifade edilebilir.

3.1.8 Sektörün Hayat Seyri

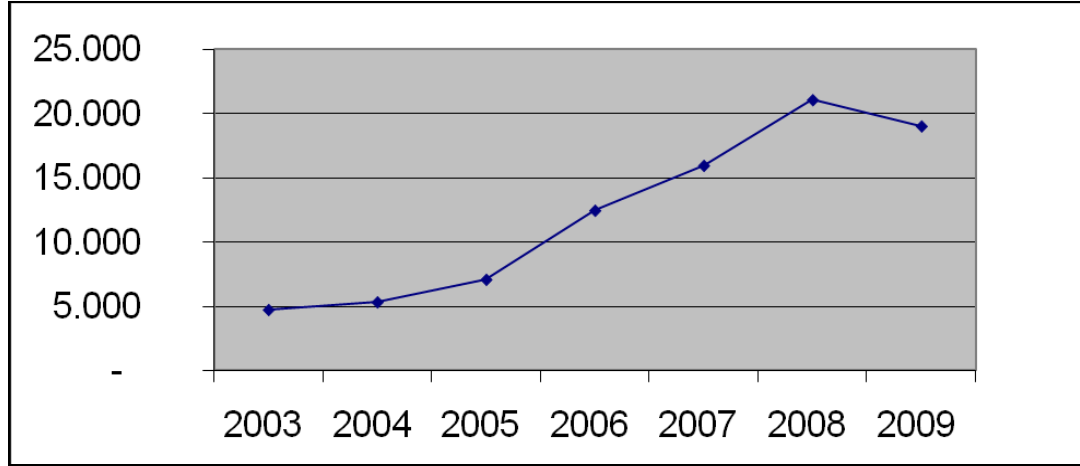
Yatırımcıların karar aşamasında dikkate almaları gereken önemli bir diğer konu da yatırım yapacakları sektörün hayat eğrisidir. Her sektör ortaya çıkışı ile birlikte belirli aşamalardan geçer. Bu dönemler dört aşama ile ifade edilebilir. Bunlardan ilki başlangıç dönemidir. Bu dönem, sektörün ortaya çıktığı ve yapılandığı bir dönemdir. Bu dönemde, büyüme ve gelişme hızı ekonominin ve diğer sektörlerin oldukça üzerinde seyreder. Hayat eğrisinde ikinci dönem büyüme dönemidir. İstikrarlı olarak büyümenin devam ettiği, yatırımların tamamlandığı bir dönemdir. Üçüncü dönem olan olgunluk döneminde ise büyüme oranı ekonominin ve diğer sektörlerin ortalamalarına yaklaşıldığı bir dönemi ifade etmektedir. Bu aşamadan itibaren söz konusu endüstri kolunda büyüme hızları ve dolayısı ile karlılıkta eski artış hızları gözlenmeyecek, hatta yavaş yavaş azalmalar da başlayacaktır. Son dönemde ise düşüş yaşanmaktadır. Sektörün satışlarında azalmalar olmaktadır. Bu sebeple, yatırımlar, karlılık ve iş hacminde daralmalar yaşanmakta, bu aşamada bulunan kuruluşlar ya kapanmaya ya da sektör değiştirerek farklı iş kollarında faaliyet göstermeye başlamaktadırlar.

Sektör analizi yapıldığında endüstrinin hayat eğrisi üzerinde hangi dönemi yaşamakta olduğu büyük önem taşımaktadır. Olgunluk ve düşüş dönemlerinde bulunan bir sektöre yatırım yapılması satışların azalmaya başladığı bir döneme rastlayacağı için kârlarda ve dolayısıyla hisse senetleri fiyatlarında düşüşe neden olabilecektir. Başlangıç dönemindeki sektörlerde yapılan yatırımlarda ise, sektörde satışlar artmasına rağmen işletmelerde yatırımların da sürmesi nedeniyle karlılık beklenen düzeye henüz ulaşmamıştır. Ayrıca sektörün geleceği açısından da bir belirsizlik ve riskler söz konusu olabilecektir.

Türkiye’de doğalgaz dağıtım sektörünün hayat eğrisinin neresinde olduğunu anlamak için sektörün tarihsel gelişimine bakmak gereklidir. Sektör

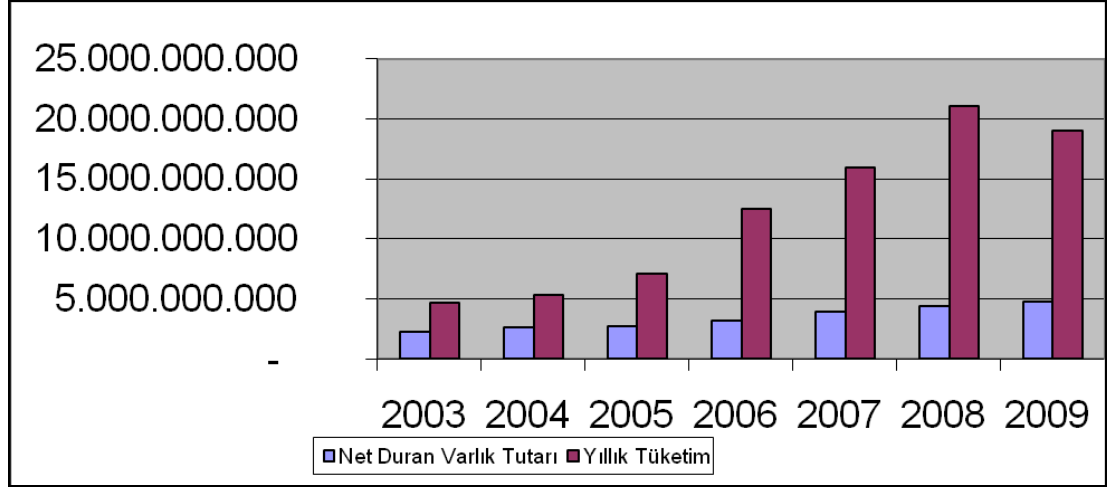
2003 yılında 7 şirket ile temsil edilmekteyken 2010 yılında 60 şirketle temsil edilmektedir. Yapılan ihaleler sonrasında firmalar Enerji Piyasası Düzenleme Kurumundan lisans almış ve şebekelerini yapmaya başlamışlardır. Ancak söz konusu şebekelerin tamamlanması ve yeni potansiyel abonelere ulaşılabilmesi için 5 yıllık süre geçmesi gerekmektedir. Bu sürenin şirket bazında yeni yeni dolduğu ve abone alımlarının da devam ettiği düşünülürse sektörün büyüme döneminde olduğu söylenebilir. Sektörün yıllar itibariyle m³ bazında satışlarını gösteren Grafik-1 aşağıda verilmektedir.

Grafik 1- Yıllar İtibariyle Doğalgaz Dağıtım Şirketlerinin Satış Miktarları (Milyon m³)



Diğer taraftan yıllar itibariyle yapılan yatırım miktarı ile satış miktarları arasındaki ilişkiyi gösteren grafik ise Grafik- 2 de verilmektedir.

Grafik 2- 2003-2009 Yılları Arası Net Duran Varlıklar ile Satış Verileri (TL ve m³)



Grafik 2’de görüldüğü gibi sektörde yer alan firmaların net duran varlıkları yıllar itibari ile artış göstermektedir. Duran varlıklardaki artış sektörde yatırımların devam ettiğini göstermektedir. Sektörde satışlar yıllar itibari ile hızla artmaktadır. Sonuç olarak sektörün henüz büyüme aşamasında olduğu söylenebilir.

3.1.9 Doğalgaz Tüketimlerindeki Mevsimsel Dalgalanmalar

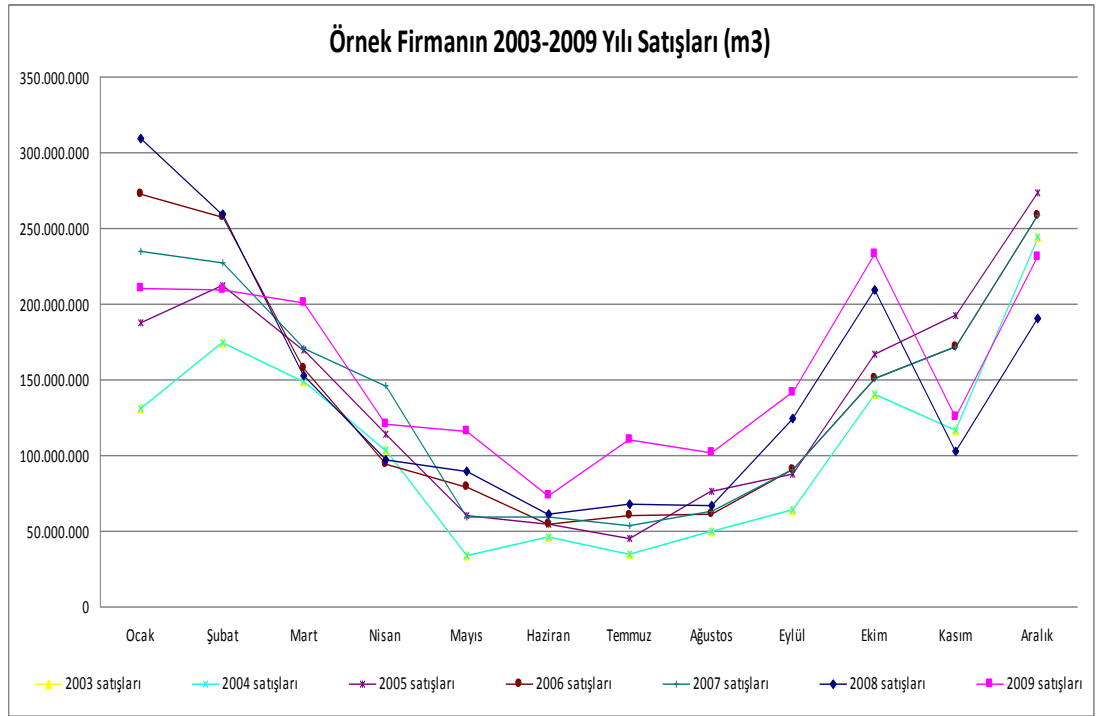
Yatırımcıların birçok sektöre yatırım yapması mümkündür. Bu sektörlerin konjonktürel ve mevsimsel dalgalanmalara karşı verdikleri tepkiler ve hayat eğrileri farklılıklar göstermektedir. Bazı sektörlerin makro ekonomik dalgalanmalardan oldukça kolay bir şekilde etkilendikleri göze çarpmaktadır. Buna karşılık gıda, ilaç gibi sektörlerde dalgalanmalara karşı duyarlılık daha az gerçekleşmektedir.

Doğalgaz mal ve hizmet üretiminde kullanılmanın yanı sıra ısınmak amacıyla da kullanılan bir enerji kaynağıdır. Ülkemizde her sene yaklaşık 15 milyar m³ doğalgaz ısınma amacıyla tüketilmektedir. Bununla birlikte hava durumundaki mevsimsel değişiklikler doğalgaz tüketimlerini de etkilemektedir. Doğalgaz, tahmin edilebileceği gibi kış aylarında konut

tüketimlerinin de artmasıyla daha çok tüketilirken diğer mevsimlerde sanayi üretiminin ihtiyacı kadar kullanılmaktadır.

Sektörün aylık talep değişiklikleri karşısında yıllar itibariyle gösterdiği tüketim değişikliklerini incelemek amacıyla sektörü temsil kabiliyetine sahip bir firmanın 2003-2009 yılları arası satışları incelenmiştir. Yıllar itibariyle ulaşılan sonuçlar Grafik-3'de verilmiştir. Bu veriler kullanılarak hesaplanan ortalama aylık satışlar, standart sapmalar ve değişim katsayıları Tablo-21'de verilmektedir.

Grafik 3- Özellikli Bir Firmanın 2003-2009 Yılları Arası Aylık Satış Verileri m³



Grafik-3'e bakıldığında kış aylarındaki tüketimin diğer aylara göre daha fazla olduğu görülmektedir.

Tablo 21-Özellikli bir firmanın 2003-2009 yılları arası ortalama aylık satış verileri (m³)

	Ortalama (m ³)	Standart Sapma	Değişim Katsayısı
2003	107.346.463	64.830.769	0,60394
2004	127.823.990	76.146.522	0,59571
2005	136.828.043	73.664.242	0,53837
2006	142.413.356	82.402.594	0,57862
2007	140.470.120	74.867.665	0,53298
2008	144.438.388	81.459.649	0,56398
2009	156.148.665	56.502.433	0,36185

Diğer taraftan Tablo-21'e bakıldığında yıllar itibariyle aylık ortalama satışlar, aylık satışların ortalamadan sapmasını gösteren standart sapma verileri ve değişim katsayısı görülmektedir. Yıllar itibariyle ortalama aylık satış düzeylerinde artış göze çarpmaktadır. Aylık ortalama satışa göre sapmalar yıllar itibariyle hava durumuna bağlı olarak farklılık göstermektedir. Düzensiz olan bu rakam tüketim miktarlarındaki riski de ifade etmektedir. Sonuç itibariyle sanayinin düzenli doğalgaz tüketimleri ile konutların düzensiz doğalgaz tüketimleri birleştğinde ve doğalgaz dağıtım şebekelerinin de yıl içerisindeki maksimum günlük çekiş üzerine tasarlandığı göz önüne alındığında sektörün tüketim açısından hava durumuna bağlı bir riskle karşı karşıya olduğu söylenebilir. Ancak, sektördeki kapasite kullanım oranının çok düşük olması ve birleşik kaldıraç oranının da yüksek olması sektör için tüketim miktarının önemini göstermektedir.

Konutlardaki tüketim hava sıcaklıklarına bağlı olarak değişiklik göstermektedir. Tablo 22'de incelenen dağıtım firmasının bulunduğu şehrin ilgili aylardaki ortalama meteorolojik verileri yer almaktadır.

Firmanın 2003-2009 yıllarında aylar itibariyle yaptığı satışların ortalama verileri, ilgili şehrin aylar itibariyle ortalama sıcaklık ve ortalama güneşlenme süreleri Tablo 23'te gösterilmiştir.

Tablo 22-Firmanın Bulunduğu Şehirde Uzun Yıllar İçinde Gerçekleşen Ortalama Meteorolojik Değerler (1975 - 2008)

	Ocak	Şubat	Mart	Nisan	Mayıs	Haziran	Temmuz	Ağustos	Eylül	Ekim	Kasım	Aralık
Ortalama Sıcaklık (°C)	0,30	1,90	6,10	11,30	16,10	20,20	23,50	23,30	18,60	13,10	6,70	2,40
Ortalama En Yüksek Sıcaklık (°C)	4,20	6,40	11,70	17,10	22,10	26,60	30,10	30,10	25,90	19,80	12,20	6,20
Ortalama En Düşük Sıcaklık (°C)	-3,00	-2,10	1,00	5,70	9,70	13,10	16,10	16,10	11,90	7,50	2,30	-0,80
Ortalama Güneşlenme Süresi (saat/gün)	2,60	4,00	5,60	6,50	8,60	10,50	11,40	10,90	9,40	6,60	4,40	2,40
Ortalama Yağışlı Gün Sayısı	11,40	10,20	10,30	12,20	12,30	8,60	3,70	2,90	3,70	7,30	9,20	11,10
Ortalama Yağış Miktarı (kg/m2)	40,50	33,20	36,60	52,20	48,70	32,70	14,40	11,90	17,50	29,50	37,70	41,80
Kaynak: Devlet Meteoroloji İşleri Genel Müdürlüğü												

Tablo 23-Firmanın Bulunduğu Şehirde 2003-2009 Yılları Arası Aylık Ortalama Satışlar İle Sıcaklık Ve Güneşlenme Süresi Arasındaki Korelasyon

	Oc.	Şub.	Mart	Nis.	May.	Haz.	Tem.	Ağ.	Ey.	Ek.	Kas.	Ar.
2003-2009 Aylık Ortalama Satış (1.000.000 m3)	225	220	162	111	70	57	58	68	97	169	147	246
Ortalama Sıcaklık (°C)	0,30	1,90	6,10	11,30	16,10	20,20	23,50	23,30	18,60	13,10	6,70	2,40
Ortalama Güneşlenme Süresi (saat)	2,60	4,00	5,60	6,50	8,60	10,50	11,40	10,90	9,40	6,60	4,40	2,40
Korelasyon												
Satış ile Sıcaklık Arasındaki	-0,928											
Satış ile Güneşlenme Arasındaki	-0,942											

Ortalama sıcaklık düzeyi düştükçe yapılan doğalgaz satışları artış göstermektedir. Ortalama sıcaklık ile satış arasındaki korelasyon katsayısı -0,93 çıkmaktadır. Diğer yandan ortalama güneşlenme süresi ile satış miktarı arasındaki korelasyon katsayısı -0,94 çıkmıştır.

3.2 DOĞALGAZ DAĞITIM SEKTÖRÜNÜN BETASININ HESAPLANMASI

Bilindiği gibi beta katsayısı (β), Pazar portföyünün getiri oranında meydana gelen değişimlere bağlı olarak, hisse senedi getirilerinde meydana gelen değişiklikler arasındaki ilişkiyi göstermektedir.

Sermaye varlıkları fiyatlandırma modeline (CAPM) göre bir hisse senedinin riskini sistemik ve sistematik olaylar riski olarak ifade etmek mümkündür. Sistemik risk, hisse senedinin fiyatı ile piyasa fiyatı arasındaki korelasyon büyüklüğü olarak tanımlanır. İşte söz konusu riskin ölçüsü β 'dir⁶⁶.

CAPM modelinde şirkete özgü olan tek veri beta katsayısıdır.⁶⁷ Şirketin hisse senetlerinin getirisinin sermaye piyasasındaki ortalama getiriye göre dalgalanma durumunu hesaplamaya yarayan beta katsayısı, şirketin riskini ölçmeye yarar. Hisse senetleri sermaye piyasasında işlem gören şirketler için Beta değeri şirketin hisse senedinin getirisi ile piyasanın getirisi arasındaki ilişkiyi yansıtır.⁶⁸

⁶⁶ Ali Ceylan, Turhan Korkmaz; Sermaye Piyasası ve Menkul Değer Analizi, Ekin Yayınevi, 4. Baskı, 2007, s. 537

⁶⁷ Stephen Wright & Robin Mason & David Miles, "A Study into Certain Aspects of the Cost of Capital for Regulated Utilities in the U.K.", Report for UK Economic Regulators and OFT, London, Smithers & Co Ltd, Şubat 2003, s. 3.

⁶⁸ Richard Gren & Martin Rodriguez Pardina, "Resetting Price Controls for Privatized Utilities: A Manual for Regulators", 1. baskı, Washington, Economic Development Institute of the World Bank, World Bank Publications, 1999, s. 90

Beta katsayısı aşağıdaki formülasyonla hesap edilebilir.

$$\beta = \frac{\sum_{t=1}^T (r_{it} - \bar{r}_i)(r_{mt} - \bar{r}_m)}{\sum_{t=1}^T (r_{mt} - \bar{r}_m)^2} \quad \text{Eşitlik-21}$$

β : Beta değerini,

T : Dönem sayısını,

t : Dönemleri, t=1,2,...n

i : Şirketin sermaye piyasasında işlem gören hisse senedi türlerini,

r_{it} : t. yılda i. hisse senedi türünün getirisini,

$\bar{r}_i$:Hisse senetlerinin dönem boyunca ortalama getiri oranını,

r_{mt} :t. yılda piyasanın getirisini,

$\bar{r}_m$: Piyasanın dönem boyunca ortalama getirisini gösterir.

Ancak, doğalgaz dağıtım sektöründe faaliyet gösteren şirketlerin hisse senetlerinin İstanbul Menkul Kıymetler Borsası'nda işlem görmemesi sebebiyle hisse bazında getiri bulunmamaktadır. Bu sebeple formülde;

Piyasa getirisi olarak (r_m), İstanbul Menkul Kıymetler Borsası İMKB-100 endeksinin yıllar itibariyle getiri oranı,

Hisse senedi getirisi olarak (r_i), sektörde diğerlerinden daha uzun süredir faaliyet gösteren ve şebekelerinin çoğu tamamlanmış dağıtım şirketlerinden on iki tanesinin kendi verileri kullanılarak oluşturulan ve yıllar itibariyle elde edilen Vergi Öncesi Kar / Özsermaye oranı kullanılmıştır.

CAPM modeline göre bir tek menkul kıymet yerine portföy değerlendirme istendiğinde portföyün betasının hesaplanması gerekmekte ve

portföye alınan menkul kıymetlerin betalarının ağırlıklı ortalaması alınarak bulunmaktadır⁶⁹. Bu kapsamda çalışmamızda sektör betası için yapılan hesaplamada; İMKB 100 endeksi getirileri piyasa getirisi olarak kabul edilmiş ve 12 adet sektörü temsil edebilecek şirket için ayrı ayrı beta değeri hesaplanmış ve bu beta değerleri her bir şirketin kendi özkaynağının sektör özkaynağı ile ağırlıklandırılması yoluyla sektör betası hesaplanmıştır. (Hesaplamada kullanılan oniki şirketin özkaynaklarının sektör özkaynağına oranı %86,92)

Söz konusu hesaplama, Tablo-24'de verilmiştir. Buna göre sektörün beta katsayısı 0,418 olarak hesaplanmıştır.

⁶⁹ Ahmet AKSOY, Cihan TANRIÖVEN, “Sermaye Piyasası Yatırım Araçları ve Analizi”, Gazi Kitabevi, 2007, s.656.

3.3 DOĞALGAZ DAĞITIM SEKTÖRÜNDE FAALİYET GÖSTEREN ÖZELLİKLİ BİR FİRMADA KAYNAK MALİYETİNİN BELİRLENMESİ

Çalışmanın yukarıdaki bölümlerinde ve kısımlarında doğalgaz dağıtım sektörü, sektörde faaliyet gösteren şirketler ve özellikleri, risk ve getiri kavramı, sermaye maliyeti, sermaye yapısı anlatılmış ve sektörün betası hesaplanmıştı. Çalışmanın bundan sonraki kısmında ise doğalgaz dağıtım sektöründe faaliyet gösteren ve sektörü temsil kabiliyetine sahip bir firmanın (FİRMA) kaynak maliyeti hesaplanmıştır. Sermaye maliyeti hesaplanacak şirketin finansal verilerinin ticari sır sayılması sebebiyle çalışma içerisinde mümkün olduğunca oranlar üzerinden açıklamalar yapılacaktır.

$$AOSM = (1 - T) k_d W_d + k_e W_e$$

Burada;

AOSM : Ağırlıklı ortalama sermaye maliyetini,

k_d : Borçlanmanın vergi öncesi maliyeti oranını,

k_e : Özsermaye maliyeti oranını,

W_d : Toplam pasifler içerisinde borçların oranını,

W_e : Toplam pasifler içerisinde özsermayenin oranını,

T : Vergi Oranını,

gösterir.

3.3.1 Vergi Oranının Hesaplanması

Formülasyonda “ T = vergi oranı” olarak Türkiye’deki kurumlar vergisi oranı kullanılacaktır. Söz konusu oran %20 olup hesaplamada bu oran dikkate alınacaktır.

3.3.2 Borçlanma Maliyeti Oranının Hesaplanması

Borçlanma maliyeti oranı sektör için iki farklı şekilde hesaplanabilir; bunlardan birincisi " $K_d = r_{fo} + FRP$ " oranı kullanılarak bulunabilir, ikincisi ise şirketlerin kendi borçlanma maliyetlerinin ortalamasının alınmasıdır. Çalışmada K_d hesaplaması yapılırken ikinci yöntem kullanılacaktır.

FİRMA'nın verilerinin incelenmesi sonrasında 3 farklı kredi kullanıldığı belirlenmiş ve bu 3 farklı kredi için ayrı ayrı maliyet hesaplaması yapılmıştır. FİRMA'nın AOSM'nin hesaplanmasında kullanılan borç maliyeti ise 3 farklı kredi maliyetinin ağırlıklandırılması sonucu bulunmuştur. Borç maliyeti oranının belirlenmesine yönelik yapılan hesaplamalar aşağıda anlatılmaktadır.

Kredi-1:

FİRMA, 10 yıl vadeli ilk beş yıl ödemesiz son beş yıl eşit taksitlerle ödemeli %11,19 faiz oranlı 25.000.000 TL yatırım kredisi kullanmıştır. FİRMA, mukavele ücreti, operasyon masrafı, proje değerlendirme ücreti, mali analiz ücreti, kredi taahhüt komisyon gideri olarak toplam 648.383 TL gider ödemiştir. Banka % 20 bsmv uygulamaktadır.

Kredinin FİRMA'ya maliyeti Tablo-25'de %13,8134 olarak hesaplanmıştır.

Firmanın ilk beş yıl sonunda oluşan borç bakiyesi $FV = PV(1+i)^n$ formülüyle 46.939.816 TL $(25.000.000(1+\%13,42)^5)$ olarak hesaplanmıştır.

Hesaplama %11,19 olan kredi faiz oranı bsmv ile düzeltilmiş ve %13,42 $(\%11,19 \cdot (1+\%20))$ kullanılmıştır.

Beş yıl sonraki taksitlerin hesaplanmasında ise Eşitlik- 22' de verilen bugünkü değer annüite faktörü formülü kullanılmıştır.

$$BDFA = \frac{(1+i)^n - 1}{i(1+i)^n} \quad \text{Eşitlik-22}$$

$$BDFA = \frac{(1 + 0,1342)^5 - 1}{0,1342 (1 + 0,1342)^5} = 3,48$$

Bugünkü değeri 46.939.816 TL olan 5 yıllık gelecekteki nakit akımlarının yıllık değeri ise aşağıdaki gibi hesaplanır.

$$TaksitÖdemeleri = \frac{46.939.816}{3,48} = 13.485.316$$

Sonuç itibariyle yıllık nakit akışları belirlenen kredinin FİRMA'ya maliyeti ise Eşitlik-11 kullanılarak %13,8134 olarak hesaplanmıştır.

Tablo 25- FİRMA'nın 1 No'lu Kredisinin Maliyet Hesaplama Tablosu

Dönem	Alınan kredi	Yapılan gider	Taksit Ödemesi	Faiz Ödemesi	Stopaj	Anapara Ödemesi	Kalan Borç Bakiyesi	Borç Net Nakit Akışı
0	25.000.000	648.383	0	0	0	0	25.000.000	24.351.617
1	0	0	0	0	0	0	28.357.000	0
2	0	0	0	0	0	0	32.164.778	0
3	0	0	0	0	0	0	36.483.864	0
4	0	0	0	0	0	0	41.382.918	0
5	0	0	0	0	0	0	46.939.816	0
6	0	0	13.485.316	5.252.565	1.050.513	7.182.237	39.757.579	-13.485.316
7	0	0	13.485.316	4.448.873	889.775	8.146.668	31.610.911	-13.485.316
8	0	0	13.485.316	3.537.261	707.452	9.240.603	22.370.308	-13.485.316
9	0	0	13.485.316	2.503.237	500.647	10.481.431	11.888.877	-13.485.316
10	0	0	13.485.316	1.330.365	266.073	11.888.877	0	-13.485.316
Kredi vergi öncesi maliyeti 13,8134%								

Kredi-3:

FİRMA, 5 yıl vadeli, son iki yılda eşit taksitlerle anapara ödemeli %9,5 faiz oranlı 10.000.000 TL İşletme kredisi kullanmıştır. FİRMA, mukavele ücreti, operasyon masrafı, proje değerlendirme ücreti, mali analiz ücreti, kredi taahhüt komisyon gideri olarak toplam 218.475 TL gider ödemiştir. Banka % 20 bsmv uygulamaktadır.

Kredinin FİRMA'ya vergi öncesi maliyeti Tablo-27'de gösterildiği gibi %12,06 olarak hesaplanmıştır.

Firmanın faiz ödemeleri $FÖ=10.000.000 \times \%9,5=950.000$ TL olarak bulunmuştur. Stopaj giderleri ve son iki yılda yapılan anapara geri ödemeleri ile nakit akışları belirlenmiştir.

Sonuç itibariyle yıllık nakit akışları belirlenen kredinin FİRMA'ya maliyeti ise Eşitlik-11 kullanılarak %12,06 olarak hesaplanmıştır.

Tablo 27-FİRMA'nın 3 No'lu Kredisinin Maliyet Hesaplama Tablosu

Dönem	Alınan Kredi	Gider	Faiz Ödemesi	Stopaj	Anapara Ödemesi	Kalan Borç Bakiyesi	NNA
0	10.000.000	218.475	0	0	0	10.000.000	9.781.525
1	0	0	950.000	190.000	0	10.000.000	- 1.140.000
2	0	0	950.000	190.000	0	10.000.000	- 1.140.000
3	0	0	950.000	190.000	0	10.000.000	- 1.140.000
4	0	0	950.000	190.000	5.000.000	5.000.000	- 6.140.000
5	0	0	475.000	95.000	5.000.000	-	- 5.570.000
Vergi öncesi Kredi yıllık maliyeti							12,06%

Söz konusu banka kredilerin kredi tutarı ve faiz oranıyla ağırlıklandırılarak Tablo-28'de gösterildiği gibi borçların ortalama vergi öncesi maliyeti %13,50 olarak tespit edilmiştir.

Tablo 28-FİRMA'nın Ağırlıklı Ortalama Borç Maliyeti Tablosu

Kredi	Kredi Tutarı	Toplam kredi içindeki ağırlığı	Kredi Vergi Öncesi maliyeti	Ağırlıklı Maliyet
1	25.000.000	68,31%	13,81%	9,44%
2	1.600.000	4,37%	17,53%	0,77%
3	10.000.000	27,32%	12,06%	3,29%
Toplam	36.600.000	100,00%	K_d	13,50%

FİRMA'nın başka bir borç kaynağı bulunmaması sebebiyle banka kredileri için hesaplanan ağırlıklı ortalama kredi maliyeti FİRMA'nın borç maliyeti olarak AOSM'nin hesaplanmasında kullanılmıştır.

3.3.3 Kaynaklar İçerisindeki Borç Oranının ve Özsermaye Oranının Hesaplanması

Formülasyonda, “ W_d = Toplam pasifler içerisinde borçların oranı” FİRMA'nın bilançosundan,

$$W_d = D / (D + E)$$

$$W_d = \text{Borç Oranı}$$

D : Toplam borçları,

E : Toplam özsermaye

Formülüyle W_d %54,74 olarak hesaplanmıştır. Diğer taraftan özsermaye oranı olan W_e ise; $W_e = 1 - W_d$ formülü ile %45,26 olarak hesaplanmıştır.

3.3.4 Özsermaye Maliyetinin Hesaplanması

Çalışmada özsermaye maliyeti oranı uygulamada en çok kullanılan model olan CAPM formülü kullanılarak hesaplanacaktır.

$$\text{Özkaynak Maliyeti} = k_e = r_f + \beta(r_m - r_f)$$

k_e : Özkaynak Maliyeti

r_f : Risksiz Getiri Oranı

β : Beta Katsayısı

r_m : Piyasa Getirisi

3.3.4.1 Risksiz Getiri Oranının Hesaplanması

r_f (risksiz getiri oranı) olarak değerlendirilen bonoların öncelikle genel olarak temerrüt riski en düşük kabul edilen devletlerin bonolarından seçilmeleri gerekir. Diğer taraftan yatırımların Türkiye’de yapılıyor olması sebebiyle söz konusu rakam için Türkiye Cumhuriyeti Başbakanlık Hazine Müsteşarlığının yapmış olduğu devlet tahvili ihalelerinin en uzun vadeli olanının (15/01/2020 vadeli) %8,47 piyasa faiz oranı kullanılmıştır.

3.3.4.2 Betanın Hesaplanması

Beta katsayısı olarak Bölüm 3.2’de anlatılan yöntem kullanılarak FİRMA için hesaplama yapılmış ve $\beta = 0,4373$ olarak bulunmuştur. AOSM hesaplamasında bu değer kullanılmıştır.

3.3.4.3 Piyasa Risk Priminin Hesaplanması

Piyasa risk primi (MRP) literatürde ($r_m - r_f$) olarak tanımlanır ve bu oran, yatırımcıların risksiz getiri sunan bono ve tahviller yerine riskli olan sermaye piyasasına yatırım yapmasını sağlayan orandır. Genellikle hisse senedi piyasasının yıllar itibarıyla getiri oranı ile risksiz getiri oranı olan hazine bonolarının yıllar itibarıyla arasındaki fark alınarak uzun dönemli bir oran aralığı belirlenerek kullanılır.

Bu kapsamda, doğalgaz dağıtım sektörünün ağırlıklı ortalama sermaye maliyetinin belirlenmesinde kullanılacak piyasa risk primi Türkiye’de İMKB getirisi ile hazine bonoları getirisi arasındaki farkların ortalaması alınarak hesaplanmıştır. Buna göre Tablo-29’da gösterildiği üzere piyasa risk primi %14,48 olarak hesaplanmıştır.

Tablo 29- Doğalgaz Dağıtım Sektörü Piyasa Risk Primi Hesaplama Tablosu

YILLAR	HAZİNE BONUSU GETİRİSİ	İMKB GETİRİSİ	PİYASA RİSK PRİMİ
2003	46,00%	79,62%	33,62%
2004	24,70%	33,15%	8,45%
2005	16,30%	59,29%	42,99%
2006	18,10%	-1,66%	-19,76%
2007	18,40%	41,99%	23,59%
2008	11,60%	-51,30%	-62,90%
2009	19,20%	94,59%	75,39%
		ORTALAMA	14,48%

Özsermaye maliyeti $k_e = r_f + \beta(r_m - r_f)$ formülünde veriler yerine konulduğunda %14,80 olarak hesaplanmıştır.

3.3.5 Ağırlıklı Ortalama Sermaye Maliyetinin Hesaplanması

Yukarıda hesaplanan verilerin CAPM kullanılarak düzenlenen ağırlıklı ortalama sermaye maliyeti formülüne koyulması sonrasında FİRMA'nın ağırlıklı ortalama sermaye maliyeti vergi öncesi %14,09, vergi sonrası %12,61 olarak hesaplanmıştır.

$$WACC = (1 - t) k_{d1} W_{d1} + (1 - t) k_{d2} W_{d2} + (1 - t) k_{d3} W_{d3} + k_e W_e$$

$$t = 20\%$$

$$1-t = 80\%$$

$$W_{d1} = 37,39\%$$

$$K_{d1} = 13,81\%$$

$$W_{d2} = 2,39\%$$

$$K_{d2} = 17,53\%$$

$$W_{d3} = 14,96\%$$

$$K_{d3} = 12,06\%$$

$$W_e = 45,26\%$$

$$K_e = R_{fo} + B \text{ MRP} = 14,80\%$$

$$= r_{fo} = 8,47\%$$

$$= B = 43,73\%$$

$$= \text{MRP} = 14,48\%$$

$$WACC = 12,61\% \text{ vergi sonrası}$$

$$14,09\% \text{ vergi öncesi}$$

SONUÇ

Günümüzde birçok ülke enerji piyasalarını özelleştirmiş veya özelleştirme yolunda ilerlemektedir. Bunun başlıca sebebi enerji yatırımlarının yatırım maliyetinin yüksek olmasıdır. Türkiye’de de enerji yatırımlarının hızlanması ve devletin hantal yapısından kurtulması adına enerji özelleştirmelerine son yıllarda önem verilmiş ve çıkarılan kanunlarla desteklenmiştir.

Doğalgaz piyasası da 4646 sayılı Doğal Gaz Piyasası Kanunu ile düzenlenerek serbestleşmenin önü açılmıştır. Bu düzenlemeler enerjinin tüm piyasalarında olduğu gibi doğalgaz piyasasında da yeni yatırım kararlarının alınmasını ve yatırımların hızlanmasını sağlamıştır. Diğer taraftan ülkemizin jeopolitik konumu sayesinde doğalgaz sektöründe bir çok yabancı şirket satın alma veya ortak olma yoluyla faaliyet göstermek istemektedir. Bununla birlikte ülkemizin gündeminde olan doğalgaz dağıtım özelleştirmeleri şirketlerin ilgisini çekmekte ve ihale süreci için çalışmalar yapmaktadırlar. Bu noktada yatırımların finansmanının sağlanması ve sermaye maliyetinin belirlenmesi hem yatırımcılar hem de kredi kuruluşları açısından en önemli unsur haline gelmiştir. Bu bağlamda, yeni yapılanmaya başlayan doğalgaz dağıtım sektörünün risk analizinin yapılması ve sektörü temsil kabiliyetine sahip bir firmada ağırlıklı ortalama sermaye maliyetinin belirlenmesi tüm taraflara bir gösterge olması açısından önem arz etmektedir. Bu sebeple yapılan çalışmanın sonuçları hem sektör hem şirketler hem de düzenleyici kuruluş açısından önemlidir.

Çalışma kapsamında doğal gaz dağıtım sektörü için 44 şirket incelenmiştir. Sektör riski için yapılan beta hesaplamasında anlamlı sonuç veren 12 firmanın verileri ve İMKB getirileri dikkate alınarak sektörün betası hesaplanmıştır. Ağırlıklı ortalama sermaye maliyeti için ise sadece bir

firmanın verileri değerlendirmeye alınmış ve bir gösterge olması amaçlanmıştır. Fakat şirketlere özel tablolar şirketlerin rekabetçi bir sektörde olması ve verilerinin ticari sır içeren veriler olması sebebiyle çalışma içerisinde paylaşılmamıştır.

Çalışma doğalgaz dağıtım sektörünün riskine ilişkin ulaşılan sonuçlar ve özellikle firmanın ağırlıklı ortalama sermaye maliyetinin belirlenmesi sonrasında ulaşılan sonuçlar olarak iki başlık altında değerlendirilebilir.

Doğalgaz dağıtım sektörünün sektör riskine ilişkin yapılan çalışmada aşağıdaki sonuçlara ulaşılmıştır.

- Sektörün sistematik riskini ifade eden Beta katsayısının hesaplanmasında 2003-2009 yılları arası İMKB getirileri ile şirketin muhasebe getirileri kullanılmıştır. Bunun sebebi doğalgaz dağıtım sektöründe faaliyet gösteren herhangi bir şirketin borsaya kote olmamasıdır.
- Yapılan hesaplama sonucunda beta katsayısı sektör için 0,418 olarak hesaplanmıştır. Bu da sektörün sistematik riskinin orta seviyede olduğunu göstermektedir. Şirketlerin getirilerinin piyasa getirisiyle ilişkisi aynı yönde ve orta seviyededir.
- Sektörde değerlendirmeye alınan firmalar içerisinde yalnızca 4 firmanın kaldıraç dereceleri anlam taşımaktadır. Diğer firmaların kaldıraç dereceleri negatif olduğundan herhangi bir yorum yapmak mümkün değildir. Ancak dört firmanın birleşik kaldıraç dereceleri 4,96 ile 11,93 arasında değişmektedir. Kapasite kullanım oranları da çok düşük olan firmaların yıllar geçtikçe satışlarını arttırmalarıyla hisse başına karlılıkları giderek artacaktır.

- Sektörde abonelik esnasında 2 aylık tüketim miktarı karşılığı güvence bedeli alınması ve 2 aylık süre içerisinde mevzuat gereği gaz kesme hakkının bulunması, ayrıca riskli kuruluşlarda ön ödemeli sayaç kullanılması sektörün tahsilat riskinin az olmasını sağlamaktadır.
- Sektörün tarifelerinin düzenleyici kuruluş olan EPDK tarafından belirlenmesi ve düzenleme esnasında yapılabilecek hatalar sektörün politik riskini oluşturmaktadır.
- Sektörde bazı şirketlerin birim hizmet ve amortisman bedelleri, taşıma bedelleri ve abone bağlantı bedelleri döviz cinsinden düzenlenmiştir. Ayrıca bazı şirketler döviz cinsinden borçlanarak yatırımlarını finanse etmektedirler. Bu iki noktada sektörün kur riski oluşmaktadır.
- Sektörün 2003-2009 yılları arası tüketimlerindeki artış oranı ile sabit fiyatlarla gayri safi yurt içi hasıla artış oranları karşılaştırılarak ekonomik duyarlılık analizi yapılmış ve +0,52 korelasyon katsayısı bulunmuştur. Ancak, sektörün gelişmekte olduğu ve son yıllarda sektöre yeni katılan firmaların olduğu değerlendirilerek aynı analiz 2006-2009 yılları arasında tekrarlandığında korelasyon katsayısının +0,90 olduğu görülmüştür. Bu da sektörün ekonomik dalgalanmalara duyarlı olduğunu göstermektedir.
- Sektörün 2003-2009 yılları arasındaki yatırım tutarları ile tüketim verileri karşılaştırılarak sektörün hayat seyri analiz edilmiş, yapılan değerlendirmede sektörün büyüme döneminde olduğu sonucuna varılmıştır.
- Sektörde özellikli bir firmanın 2003-2009 yılları arasında aylık satış miktarları karşılaştırılmış ve yıllar itibarıyla m³ bazında ortalama aylık satışları, standart sapmaları ve değişim katsayıları hesaplanmıştır.

Dağıtım bölgelerinde sanayi aboneleriyle beraber konut abonelerinin de bulunması kış aylarında konut tüketimlerinin artması sonucunda bu aylarda tüketimin ortalamaların üzerine çıkmasına sebep olmaktadır. Yıllar itibariyle meteorolojik koşulların değişmesi konut tüketimlerini de etkilemektedir. Bu da pik tüketime göre tasarlanan şebekenin atıl kapasitede kalmasına ve verimlilik kaybına yol açmaktadır. Tüketici davranışları bu açıdan sektör için ayrı bir risk oluşturmaktadır.

Sektörü temsil kabiliyetine sahip özellikli bir firma için yapılan ağırlıklı ortalama sermaye maliyetinin hesaplanmasına yönelik çalışmada ise aşağıdaki sonuçlara ulaşılmıştır.

- Şirketin borçlanma maliyeti, şirketin kullandığı 3 farklı kredinin şirkete maliyetinin tutarlar ile ağırlıklandırılması ile %13,50 olduğu hesaplanmıştır.
- Risksiz getiri oranı olarak Türkiye Cumhuriyeti Başbakanlık Hazine Müsteşarlığının yapmış olduğu devlet tahvili ihalelerinin en uzun vadeli olanının (15/01/2020 vadeli) %8,47 piyasa faiz oranı kullanılmıştır.
- Beta katsayısının hesaplanmasında 2003-2009 yılları arası İMKB getirileri ile şirketin muhasebe getirileri kullanılmıştır. $\beta=0,4373$ olarak hesaplanmıştır.
- Piyasa risk primi olarak ise Türkiye'deki hazine bonosu getirileri ile, İMKB getirileri kullanılmış ve piyasa risk primi ortalama %14,48 olarak hesaplanmıştır.
- Bu varsayımlarla şirketin ağırlıklı ortalama sermaye maliyeti; vergi öncesi %14,09, vergi sonrası da %12,61 olarak hesaplanmıştır.

Sonuç itibariyle yukarıda elde ettiğimiz veriler sektörün geneli için bir anlam ifade etmektedir. Diğer taraftan beta hesabının daha sağlıklı yapılabilmesi için bu çalışmanın en azından sektörün ortalama tecrübesinin artmasından sonra yeniden yapılması ve bu sefer sektördeki belirli firmaların değil tüm firmaların verilerinin kullanılarak yeniden hesap yapılması gerekmektedir.

KAYNAKÇA

AKGÜÇ Öztin; **“Finansal Yönetim”**, 6.Baskı, Avcıol Basım-Yayın, İstanbul, 1994.

”ABD Resmi Enerji İstatistikleri” Nisan, 2009.

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

AKSOY Ahmet, YALÇINER Kürşat, **”İşletme Sermayesi Yönetimi”**, Gazi kitapevi, 4. baskı, Ankara, 2008.

AKSOY Ahmet, TANRIÖVEN Cihan, **“Sermaye Piyasası Yatırım Araçları ve Analizi”**, Gazi Kitapevi, Ankara, 2007.

AKSÖYEK İsmet, YALÇINER Kürşat, **“Finansman Problemleri ve Açıklamalı Çözümleri”**, Gazi Kitapevi, Ankara, 2000.

ALEXANDER Carol; **”Market Models: A Guide To Financial Data Analysis”**, JohnWiley and Sons Ltd.: Chicester/UK., 2001.

Alexander Ian, Estache Antonio, Oliveri Adele, **“A Few Things Transport Regulators Should Know About Risk and the Cost of Capital”**, Report for World Bank, Temmuz 1999.

ALEXANDER J. Gordon, FRANCİS J. Clark; **“Portfolio Analysis”**, Englewood Cliff. N.J Prentice Hall: New York/USA, 1986.

AMLİNG Frederick; **“Investments”**, Prentice – Hall Inc., New Jersey, 1989.

ATAMAN Ayşe Rüya, "**Türkiyede Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Arz Güvenliği Açısından İncelenmesi**", EPDK, Uzmanlık Tezi, Ankara 2007.

BERG Sanford V., "**Regulation and Risk: An Overview of Financial Issues**", 16th International Training Program on Utility Regulation and Strategy Training Program Set, Binder I, Session 13, Florida, 2004.

BERK Niyazi; "**Finansal Yönetim**", Türkmen Kitabevi, İstanbul, 2003.

BP; **Statistical Review Of World Energy Report 2008**, (Erişim) <http://www.bp.com/productlanding.do?categoryId=6929&contentId=70446> ,

BP; "**Dünya Enerji İstatistikleri 2007**", 2007, (Erişim) ([http://www.bp.com/liveassets/bp_internet/globalbp/globalbp_uk_english/reports_and_publications/statistical_energy_review_2007/STAGING/local_assets/downloads/spreadsheets/statistical_review_full_report_workbook_2007.xls#Oil – Proved reserves!A1](http://www.bp.com/liveassets/bp_internet/globalbp/globalbp_uk_english/reports_and_publications/statistical_energy_review_2007/STAGING/local_assets/downloads/spreadsheets/statistical_review_full_report_workbook_2007.xls#Oil%20-%20Proved%20reserves!A1))

BP; "**Statistical Review of World Energy**", 2008.

CANBAŞ Serpil, DOĞUKANLI Hatice; "**Finansal Pazarlar, Beta**", 2001.

CESUR Ahmet Mithat; "**Özelleştirme ve Firma Değerlemesi**", Özelleştirme İdaresi Proje Değ.Gen.Müd.,1992.

CEYLAN Ali, KORKMAZ Turhan; "**Sermaye Piyasası ve Menkul Değer Analizi**", Ekin Yayınevi, Bursa, 2004.

CHEN Nai-fu, INGERSOLL James; "**Exact Pricing in Linear Factor Models With Infinitely Many Assets**"; A Note, Journal of Finance, 1983.

Commission for Energy Regulation (CER), **“Commission’s Decision on Transmission Use of System Revenue Requirement and Tariff Structure”**, CER Report No: CER/03/172, 2003.

CONNOR Gregory; **“A Unified Beta Pricing Theory, Journal of Economic Theory”**, 1984.

Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi; **“Türkiye Enerji Raporu, 2007-2008”**, 2008.

Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu; **2008 Yılı Faaliyet Raporu**, Ankara, EPDK, 2008.

ERCAN Metin Kamil, BAN Ünsal, **“Finansal Yönetim”**, Gazi Kitapevi, 5.baskı, 2009.

ERCAN Metin Kamil, ÖZTÜRK M. Başaran, KÜÇÜKKAPLAN İlhan, BAŞÇI E. Savaş, DEMİRGÜNEŞ Kartal, **“Halka Açık Firmaların Beta Katsayılarının Regresyon Modeli İle Tespiti ve Halka Açık Olmayan Firmalara Yönelik Uygulanabilirliği”**, Dokuz Eylül Üniversitesi İktisadi İdari Bilimler Fakültesi Dergisi, cilt:22 sayı:2 yıl:2007

ERDOĞDU, Erkan; **Türkiye Elektrik Enerjisi Piyasası Reformları: Ekonomik Analiz**, EPDK, Yayınlanmamış Uzmanlık Tezi, Ankara, 2006.

ERHARDT C.Michael , **“The Search For Value: Measuring The Company’s Cost Of Capital”**, Harvard Business School Press, Boston. Massachusetts.

ERİŞMİŞ Ahmet; **“İMKB Şirketleri İçin Hisse Senedi Getirilerinde Firmalara Özgü Faktörlerin Etkisinin 1992 – 2005 Döneminde İncelenmesi”**, Çukurova Üniversitesi Sosyal Bilimler Enstitüsü İşletme Anabilim Dalı Yüksek Lisans Tezi, 2007.

ERTEN, İbrahim Etem, **“Rekabetçi Elektrik Dengeleme Piyasalarının Oyun Teorisi Işığında İncelenmesi”**, Yayımlanmamış Uzmanlık Tezi, EPDK, 2006.

ERTÜRK Mehmet; **“Doğal Gaz İletiminde Uygulanan Tarife Yöntemlerinin İncelenmesi, Karşılaştırılması ve Türkiye Örnek Uygulaması”**, Uzmanlık Tezi, EPDK, ANKARA, 2006.

ESTACHE Antonio, PARDİNA Martín Rodríguez, RODRÍGUEZ José María, SEMBER Germán; **“An Introduction to Financial and Economic Modeling for Utility Regulators”**, World Bank Policy Research Working Paper Mart 2003.

EUGENE F. Brigham; **“Finansal Yönetimin Temelleri”**, Özdemir, A. ve Sariaslan H. (çev.), Ankara Üniversitesi Yayınları, ANKARA, 1999.

EUGENE F. Fama, KENNETH R. French; **“The Cross-Section Of Expected Returns”**, The Journal of Finance, 1992.

FRANCİS J. Clark; **“Management of Investment Analysis”**, McGraw Hill International Ed.: New York/USA., 1993.

GALLİNGER George, B. POE Jerry; **“Essentials of Finance: An Integrated Approach”**, Prentice Hall, New Jersey/USA, 1995.

GÖNANLI Atilla; **“İşletmelerde Finansal Yönetim”**, İstanbul matbaası, 1978.

HAUGEN A. Robert; **“Modern Investment Theory”**. 3. Ed., Prentice-Hall International: New York/USA, 1993.

Bülent Hayaloğlu,"**Arz Güvenliği ve Serbest Piyasa Çerçevesinde Nükleer Enerji ve Türkiye Uygulaması**",EPDK, Uzmanlık Tezi, Ankara, 2007

HUBERMAN Gur; "**A Simple Approach to Arbitrage Pricing Theory, Journal of Economic Theory**", 1982.

ICCI, "**2009 Bildiriler Kitabı**" ,2009.

İ. YILMAZ Aslan vd., "**Enerji Hukuku**", Ekin Basın Yayın Dağıtım, Bursa, 2007.

J. ELTON Edwin, J. GRUBER Martin; "**Modern Portfolio Theory and Investment Analysis**", ABD John Wiley and Sons, INC., 1995.

KARAN Mehmet Baha; "**Yatırım Analizi ve Portföy Yönetimi**", Gazi Kitabevi, Ankara, 2001.

KELEŞ Süleyman; "**Elektrik Piyasasında Tarifeler Açısından Öz Sermaye Maliyetinin Önemi ve Hesaplanması**" Uzmanlık Tezi, EPDK, ANKARA, 2008.

KORKMAZ Turhan, CEYLAN Ali; "**Sermaye Piyasası ve Menkul Değer Analizi**" Ekin, 2007.

LİNTNER John, "**The Valuation of Risk Assets and the Selection of Risky Investments in Stock Portfolios and Capital Budgets**", Review of Economics and Statistics, cilt 47, 1965.

MERZİFONLUOĞLU, Ümit, "**Elektrik Sektöründen Kaynaklanan Sera Gazları Salımının Kontrolü ve Düzenleme Kurumları Açısından İncelenmesi**", Yayımlanmamış Uzmanlık Tezi, EPDK, Ankara, 2007.

MUSTAFA, Güneş; **“Fotovoltaik Sistemin Sağladığı Elektrik Enerjisi İle Çalışan Bir Uygulama Sisteminin Tasarımı”**, Yüksek Lisans Tezi, Elazığ, 1999.

ÖZÇAM Mustafa; **“Varlık Fiyatlama Modelleri Aracılığıyla Dinamik Portföy Yönetimi”**, SPK Yayınları, 1997.

ÖZÇAM Mustafa; **“An Analysis of The Macroeconomic Factors That Determine Stock Returns In Turkey”**, SPK Yayınları Sayı:75, 1997.

ÖZER Ali; **“Betanın ve Temel Değişkenlerin Hisse Senedi Fiyatlarına Etkisi”**, Yüksek Lisans Tezi, İstanbul Üniversitesi Yayını, 1996.

PALA, Cenk, **“AB’nin Arz Güvenliğinde Türkiye’nin Önemi”**, Makine Mühendisleri Odası Uluslararası Doğal Gaz Kongresi ve Sergisi, Ankara, 2007.

PRATT Shannon P., **“Cost Of Capital: estimation and applications”**, John Wiley & Sons, 1998

REİLLY K. Frank, BROWN C. Keith; **“Investment Analysis and Portfolio Management”**. 5. Ed., The Dryden Pres: New York/USA, 1997.

ROSS A. Stephan; **“Arbitrage Theory of Capital Asset Pricing, Journal of Economic Theory”**, 1976.

SAYILGAN Güven; **“İşletme Finansmanı”**, Turhan Kitapevi, Ankara, 2008.

SEYİDOĞLU Halil; **“Uluslararası Finans”**, Geliştirilmiş 3. Baskı, Güzem Yayınları, İstanbul, 2001.

SHARPE William F., **“Capital Asset Prices: A Theory of Market Equilibrium Under Conditions of Risk”**, Journal of Finance, cilt 19 (3), Eylül 1964.

SÜRMELİ Arda; **“Arbitraj Fiyatlama Teorisi ve İMKB’de Uygulanabilirliğinin Test Edilmesi”**, Anadolu Üniversitesi Sosyal Bilimler Enstitüsü Yüksek Lisans Tezi, Eskişehir, 2004.

TECER Meral; **“İşletmelerde Sermaye Maliyeti”**, Türkiye ve Orta Doğu Amme idaresi Enstitüsü Yayınları, Sevinç Matbaası, Ankara, 1980.

Türkiye Sermaye Piyasası Aracı Kuruluşları Birliği; **“Finansal Yönetim”**, 2002.

UNVAN Hayal; **“Finansal Varlıkları Fiyatlandırma Modeli ve Türkiye Üzerine Bir Deneme (1978-1986)”**, Sermaye Piyasası Kurulu Yayınları, Yayın No:11, Ankara, 1989.

VAN HORNE James, **“Finansal Yönetim ve Politikaları”**, Çeviri, Osman Tekok, Demir Yener, selim Bekçioğlu, Güngör Keşci, Akçay Matbaası, Ankara 1978.

WRIGHT Stephen, MASON Robin and MİLES David, **“A Study into Certain Aspects of the Cost of Capital for Regulated Utilities in the U.K.”**, Report for UK Economic Regulators and OFT, London, Smithers & Co Ltd, Şubat 2003.

YAMAN, Yücel; **“Türkiye ile Texas Eyaleti (ERCOT Bölgesi) Dengeleme ve Uzlaştırma Sistemlerinin Hukuksal Açından Karşılaştırılması”**, EPDK, Yayınlanmamış, Uzmanlık Tezi, Ankara, 2006.

YALÇINER Kürşat, **“Uluslararası Finansman”**, Gazi Kitabevi, Ankara, 2008,

www.teias.gov.tr

www.enerji.gov.tr

www.eie.gov.tr

www.ressiad.org.tr

www.dsi.gov.tr

www.khgm.gov.tr

www.epdk.org.tr

www.botas.gov.tr

ÖZET

ÖZBİLGİN, Serkan. Türkiye Enerji Piyasaları, Doğalgaz Dağıtım Sektöründe Sektör Riskinin Hesaplanması ve Özellikli Bir Firmada Kaynak Maliyetinin Belirlenmesi, Yüksek Lisans Tezi, Ankara, 2010.

Son yıllarda Türkiye enerji sektöründe yaşanan gelişmelerle birlikte sektöre yapılan yatırımlar gözle görülür bir şekilde artmaktadır. Bu bağlamda, enerji piyasalarından biri olan doğalgaz dağıtım sektörüne yapılacak yatırım kararlarının değerlendirilmesinde ve uzun vadeli kredi finansmanında bir öngörü oluşturularak sektörün riskinin ve özellikli bir firmada ağırlıklı ortalama sermaye maliyetinin belirlenmesi ve söz konusu sektörde yaşanan ve gelecekte yaşanacaklara ilişkin bir görüş oluşturmak bu çalışmanın amacını oluşturmaktadır. Bu amaç doğrultusunda Türkiye enerji piyasaları hakkında genel bir bilgi verilmiş, doğalgaz sektörü detaylı olarak anlatılmış, ancak hesaplamalarda doğalgaz dağıtım sektörü ile sınırlı kalınmıştır. Diğer taraftan piyasada faaliyet gösteren şirketlerin verileri gizlilik esası çerçevesinde değerlendirilmiş ve hesaplamalarda şirket isimleri kullanılmamıştır. Bu kapsamda doğal gaz dağıtım sektöründe faaliyet gösteren 44 şirketin verileri üzerinden sektör riski analizi yapılmış ve tek bir firma için ağırlıklı ortalama sermaye maliyeti analizi yapılmıştır. Yapılan değerlendirmeler sonrasında;

- Sektör için beta katsayısı 0,418 olarak hesaplanmıştır.
- Sektörü temsil kabiliyetine sahip dört firmanın birleşik kaldıraç dereceleri 4,96 ile 11,93 arasında değişmektedir. Bu sebeple satışların artması durumunda hisse başına karlılıklar da hızla artacaktır.
- Sektörün tahsilat riskinin yok denecek kadar az olduğu,
- Sektörün tarifelerinin düzenleyici kuruluş tarafından belirlenmesinin sektörün politik riskini oluşturduğu,
- Sektörün ekonomik dalgalanmalara duyarlı olduğu,
- Sektörün büyüme döneminde olduğu,

- Konut tüketimlerindeki düzensizliğin sektör için risk oluşturduğu,

Sonuçlarına ulaşılmış ve sektörü temsil kabiliyetine sahip özellikli bir firma için borçlanma maliyeti %13,50, risksiz getiri oranı %8,47, Betası 0,4373, piyasa risk primi %14,48 hesaplanarak sektör ağırlıklı ortalama sermaye maliyeti CAPM modeli kullanılarak vergi öncesi %14,09 vergi sonrası da %12,61 olarak hesaplanmıştır.

Anahtar Sözcükler

1. Ağırlıklı Ortalama Sermaye Maliyeti
2. Sermaye Varlıklarını Fiyatlandırma Modeli
3. Beta
4. Enerji Sektörü
5. Finansal Analiz

ABSTRACT

ÖZBİLGİN, Serkan. Turkish Energy Market, Sector Risk Analysis of Turkish Natural Gas Distribution Market and Calculating The Cost of Capital of A Special Natural Gas Distribution Firm.

In recent years, together with the developments in Turkish Energy Market, the investments in the sector have increased visibly.

In this context The purpose of this thesis is to form an opinion about evaluation of the investment decisions in natural gas distribution market and long-term credit financing of the market by means of to scope out the systematic risk and calculating the Weighted Average Cost of Capital of a special companies in the Market, and also to form an opinion about the market future.

For this purpose, while the general information about the Turkish energy market is given, the natural gas distribution market is explained in detail. However, the natural gas distribution market financial data is used solely while making the calculations.

On the other hand, company names are not used in the calculation because of the business discretion.

In this context, with the data taken from the 44 sector companies balance sheets, income sheets and other financial statements were analysed. After that by using these sheets systematic risk analysis and analysis of The Weighted Average Cost of Capital of the market were made.

As a result;

- Beta coefficient of the Sector was calculated as 0.418.

- The four companies which have the ability to represents Sector the combined leverage ratings vary from 11.93 to 4.96. For this reason, the increase of sales will increase profit per share
- the sector's collection risk is almost negligible,
- The political risk of the Sector is tariffs. Because tariffs are determined by the regulatory body
- the sector is sensitive to economic fluctuations
- The sector is in the growth period.
- Irregular consumptions of the residential costumers is an other risk for the sector.

The company's WACC which have the ability to represents Sector is calculated as 14,09% pre-tax, 12,61% after-tax, by using the CAMP Model and using sector dept cost 13,50%, risk premium 8,47%, Beta 0,4373, market risk premium 14,48%.

Key Words

1. Weighted Average Cost Of Capital
2. Capital Asset Pricing Model
3. Beta
4. Energy Market
5. Financial Analysis