



T.C.
İSTANBUL AREL ÜNİVERSİTESİ
SOSYAL BİLİMLER ENSTİTÜSÜ
İŞLETME ANA BİLİM DALI
MUHASEBE FİNANSMAN BİLİM DALI

YATIRIM PROJELERİNİN ANALİZİ VE PROJE RİSKLERİNİN
YATIRIM KARARINA ETKİSİ: ISITMA SEKTÖRÜ
UYGULAMASI

DOKTORA TEZİ
Mustafa DİLMEN
125600128

Danışman: Doç. Dr. Cem BERK

İstanbul, 2018



T.C.

İSTANBUL AREL ÜNİVERSİTESİ
SOSYAL BİLİMLER ENSTİTÜSÜ
İŞLETME ANA BİLİM DALI
MUHASEBE FİNANSMAN BİLİM DALI

**YATIRIM PROJELERİNİN ANALİZİ VE PROJE
RİSKLERİNİN YATIRIM KARARINA ETKİSİ: ISITMA
SEKTÖRÜ UYGULAMASI**

Doktora Tezi

Mustafa DİLMEN

YEMİN METNİ

Doktora tezi olarak sunduğum “*Yatırım Projelerinin Analizi ve Proje Risklerinin Yatırım Kararına Etkisi: Isıtma Sektörü Uygulaması*” başlıklı bu çalışmanın, bilimsel ahlak ve geleneklere uygun şekilde tarafımdan yazıldığını, yararlandığım eserlerin tamamının kaynaklarda gösterildiğini ve çalışmanın içinde kullandıkları her yerde bunlara atıf yapıldığını belirtir ve bunu onurumla doğrularım.

[06.07.2018]

Mustafa DİLMEN



ONAY

Tezimin/raporumun kağıt ve elektronik kopyalarının İstanbul Arel Üniversitesi Sosyal Bilimler Enstitüsü arşivlerinde aşağıda belirttiğim koşullarda saklanmasına izin verdiğimi onaylarım:

Tezimin (2) yıl süreyle erişime açılmasını istemiyorum. Bu sürenin sonunda uzatma için başvuruda bulunmadığım takdirde, tezimin tamamı her yerden erişime açılabilir.

[06.07.2018]

Mustafa DİLMEN



ÖZET

YATIRIM PROJELERİNİN ANALİZİ VE PROJE RİSKLERİNİN YATIRIM KARARINA ETKİSİ: ISITMA SEKTÖRÜ UYGULAMASI

Mustafa DİLMEN

Doktora Tezi, İşletme Anabilim Dalı

Danışman: Doç. Dr. Cem BERK

Haziran 2018 – 402 sayfa

Dünya’da enerji kaynaklarının sınırlı olması nedeniyle enerji modern yaşamla birlikte başta gelişmekte olan ülkeler açısından ülke refahı, ekonomik kalkınma, servet göstergesi, yatırım, sanayileşme, siyasi ve bölgesel güç olma gibi çok büyük bir öneme sahip olmaktadır. Türkiye’nin enerjide dışa bağımlı olması ile birlikte ülkemizde faaliyet gösteren işletmeler açısından mevcut kıt kaynakların ve kıt kaynakların en önemli unsuru olan enerjinin etkin ve verimli kullanılması ile birlikte katma değer sağlayacak doğru yatırım projelerine aktarılması oldukça büyük önem arz etmektedir.

Bu çalışmanın ilk bölümlerinde Dünya’da ve Türkiye’de bulunan ve kullanılan enerji kaynakları ve yakıtları, ısıtma elemanları hakkında genel bilgilendirmenin yanı sıra yatırım projelerinin planlanması, hazırlanması (fizibilite çalışması), finansmanı ve değerlendirilmesi konusunda temel bilgilere yer verilmiştir. Proje değerlendirme bölümünde konu kapsamında konuyu özetleyen örneklerle desteklenmiştir.

Çalışmanın son bölümünde bir alan ısıtma yatırım projesi kapsamında örnek bir işletmede farklı enerji yakıt türü ve ısıtma elemanı ile yapılan bir alan ısıtma yatırım projesi değerlemesi yapılmıştır. Yapılan çalışma sonucunda farklı yakıt ve ısıtma elemanı ile yapılan yatırım projesinin proje değerlendirme yöntemlerine göre karşılaştırılması hesapları yapılmıştır. Aynı zamanda Türkiye’nin Marmara bölgesinde faaliyette bulunan farklı sektörlerdeki işletmelerde ısıtma sistemi yatırım projelerinde proje risklerinin ve seçim kararını etkileyen faktörlerin değerlendirilmesine dair bir anket çalışması yapılmıştır. Elde edilen bulgular kapsamında farklı enerji yakıtlarının ve ısıtma elemanlarının sanayide bulunan farklı sektördeki işletmelerde kullanıldığı görülmektedir. Çalışma, yatırım projeleri ve alan ısıtma yatırım projelerinin değerlendirilmesi ile birlikte doğru ısıtma elemanı ve yakıt türü seçimi konusunda bilgi edinmek isteyenlere gerekli bilgileri sunmaktadır.

Anahtar Kelimeler: Yatırım Projesi, Yatırım Projelerinin Değerlendirilmesi, Enerji Kaynakları, Isıtma Elemanları.



ABSTRACT

ANALYSIS OF INVESTMENT PROJECTS AND THE EFFECT OF PROJECT RISKS ON INVESTMENT: EXECUTION OF THE HEATING SECTOR

Mustafa DİLMEN

Doctorate Thesis, Business Department

Supervisor: Doç. Dr. Cem BERK

June 2018 – 402 pages

Because of the limited energy sources in the world, with modern life, it has a great importance notably for developing countries such as welfare, economic development, wealth token, investment, industrialization, being political and regional power. Along with being foreign dependent on energy of Turkey, in terms of the firms operating in Turkey, it presents quite great importance that being used scarce resources in hand and energy, the most important element of scarce resources, efficiently and being transferred to the right investment projects which will provide added value with.

In the first sections of this study, it is included not only general informing about available and used energy resources and fuel in Turkey and in the world, heating elements but also basic information about planning, feasibility study, financing and evaluation of investment projects. The subject is supported by samples summarizing the topic in project evaluation part.

In the final section of the study, as part of an area heating investment project, in a pilot firm, an area heating investment project evaluation done with different kind of energy fuel and heating element has been done. As a result of the study, the comparison of the investment project done with the different fuel and heating elements according to the project valuation methods has been done. At the same time, a survey has been done on project risks of the heating system investment projects at firms operating in different sectors in Marmara region of Turkey and the elements effecting the decision of the choice. It has been observed that different energy fuels and heating elements are used in different industries in the industry within the scope of the obtained findings. The study provides basic information for those interested in learning about investment projects and area heating investment projects, as well as the right heating element and fuel type selection.

Key Words: Investment Project, Evaluation of Investment Projects, Energy Resources, Heating Elements.



ÖNSÖZ

Ulusal kalkınmanın gerçekleştirilmesi amacıyla çok iyi hazırlanmış olan stratejik yatırımlara ve projelere ihtiyaç duyulmaktadır. Özellikle gelişmekte olan ülkelerde kaynak yetersizliğinden dolayı refah düzeylerine katkıda bulunması hedeflenen yatırım projelerinin oluşturulması da büyük bir önem taşımaktadır. Yatırım projelerinin kapsamında gelecek dönemlere yönelik olarak elde edilen tahmini veriler yer almaktadır. Yatırım projelerinin birçok risk derecesine sahip olmasından dolayı, yatırım projelerinin analiz edilerek değerlendirilebilmesi için tüm proje risklerinin dikkate alınması ve alınacak yatırım kararlarının da projelerin analiz edilmesi ile ortaya çıkan sonuçlardan hareketle alınması gerekmektedir.

Bu çalışma ile; işletmelerin yatırım kararlarını alırken ortaya çıkabilecek proje risklerinin belirlenebilmesi yönünde bir araştırma yapılması amaçlanmıştır. Araştırma çerçevesinde ısı ve sıcaklıkla ilgili temel kavramlar açıklanmış, genel ısıtma sistemleri, yenilenebilir ve yenilenemeyen enerji kaynakları, yatırım projeleri üzerinde durulmuş ve ortaya çıkabilecek sonuçlar bir alan araştırması yöntemiyle ortaya konulmaya çalışılmıştır.

Bu çalışmada, yoğun bir çalışma hayatı olmasına rağmen zamanını ayırıp bana yol gösteren ve çalışmamın her anında bana yardımcı olan sayın tez danışmanım Doç. Dr. Cem BERK'e bana vermiş olduğu desteklerden dolayı teşekkürlerimi sunarım. Doktora eğitimimde ve tez çalışmam boyunca değerli görüşlerini benimle paylaşarak değerli tecrübe ve emeklerini benimle paylaşan değerli hocalarım Sayın Prof. Dr. Ayşe YİĞİT ŞAKAR, Sayın Prof. Dr. Fatma PAMUKÇU, Sayın Prof. Dr. Başak ATAMAN GÖKÇEN ve Sayın Prof. Dr. Gürbüz GÖKÇEN'e en içten teşekkürlerimi sunarım. Yine destekleriyle her zaman yanımda olan arkadaşlarıma ve meslektaşlarıma, büyük desteğini gördüğüm sevgili eşime ve aileme teşekkür eder, çalışmamın ilgilenen herkese faydalı olmasını dilerim.

İSTANBUL, 2018

Mustafa DİLMEN

İÇİNDEKİLER

	Sayfa
ÖZET.....	III
ABSTRACT.....	V
ÖNSÖZ.....	VII
KISALTMALAR LİSTESİ.....	XVI
TABLolar LİSTESİ.....	XIX
ŞEKİLLER LİSTESİ.....	XXVI
EKLER LİSTESİ.....	XXIX

1. BÖLÜM

GİRİŞ

1.1. Problemin Tespiti.....	1
1.2. Çalışmanın Amacı.....	1
1.3. Çalışmanın Önemi.....	2
1.4. Ünitelerin Planı.....	3
1.5. Araştırma Metodolojisi.....	4
1.6. Tanımlar.....	4
1.7. Sayıtlar.....	5
1.8. Sınırlılıklar.....	5

2. BÖLÜM

ENERJİ KAYNAKLARI VE ISITMA

2.1. Isı ve Sıcaklıkla İlgili Temel Kavramlar.....	6
2.1.1. Isı Kavramı.....	6
2.1.2. Enerji Kavramı.....	6
2.1.3. Isıtma Kavramı.....	7
2.1.4. Sıcaklık Kavramı.....	8
2.2. Isıtma Çeşitleri.....	8
2.2.1. Merkezi Isıtma.....	8
2.2.2. Bölgesel Isıtma.....	9

2.2.3. Kojenarasyon.....	11
2.2.3. Trijenarasyon.....	16
2.2.5. Tekil Isıtma.....	19
2.2.5.1. Elektrikli Isıtıcılar.....	19
2.2.5.2. Yağlı (Radyatör) Sobalar.....	20
2.2.5.3. LPG'li Sobalar.....	20
2.2.5.4. Doğalgazlı Radyatörler.....	21
2.2.6. Sıcak Hava ile Isıtma.....	21
2.3. Isının Açığa Çıkma Şekilleri.....	21
2.3.1. Kimyasal Reaksiyon ile Isının Açığa Çıkması.....	21
2.3.2. Nükleer Reaksiyon ile Isının Açığa Çıkması.....	22
2.3.3. Elektromanyetik Işınım ile Isının Açığa Çıkması.....	23
2.3.4. Mekanik Olarak Isının Açığa Çıkması.....	23
2.4. Isı Transfer Yöntemleri.....	24
2.4.1. Konveksiyon (Taşınım) Yolu ile Isı Transferi.....	24
2.4.2. Temas (İletim) Yolu ile Isı Transferi.....	25
2.4.3. Işıma (Işınım) Yolu ile Isı Transferi.....	26
2.5. Isıtma Elemanları.....	27
2.5.1. Boru Isıtıcılar.....	27
2.5.2. Radyatörler.....	28
2.5.2.1. Radyatörlerin Karşılaştırılması.....	29
2.5.3. Konvektörler.....	30
2.5.4. Radyant Isıtıcılar.....	31
2.5.4.1. Açık Yanma Odalı Radyant Isıtıcılar.....	32
2.5.4.2. Boru Radyant Isıtıcı.....	33
2.5.5. Elektrikli Sobalar (Quartz) ve İnfrared Sobalar.....	34
2.6. Enerji Kaynakları.....	34
2.6.1. Birincil Enerji Kaynakları.....	36
2.6.1.1. Yenilenebilir Enerji Kaynakları.....	39
2.6.1.1.1. Rüzgar Enerjisi ve Kullanımı.....	41

2.6.1.1.2. Rüzgar Enerjisinden Elektrik Üretimi.....	42
2.6.1.1.3. Güneş Enerjisi ve Kullanımı.....	43
2.6.1.1.4. Güneş Enerjisinden Elektrik Üretimi.....	46
2.6.1.1.5. Jeotermal Enerjisi ve Kullanımı.....	48
2.6.1.1.6. Jeotermal Enerjiden Elektrik Üretimi.....	49
2.6.1.1.7. Biyokütle Enerjisi ve Kullanımı.....	51
2.6.1.1.8. Biyogazın Özellikleri.....	52
2.6.1.1.9. Hidrolik Enerjisi ve Kullanımı.....	54
2.6.1.1.10. Hidrojen Enerjisi Kullanımı.....	56
2.6.1.1.11. Hidrojen Enerjisi Özellikleri.....	57
2.6.1.1.12. Metan Hidrat Enerjisi ve Kullanımı.....	58
2.6.1.1.13. Metan Hidrat Enerjisi Özellikleri.....	58
2.6.1.1.14. Dalga (Gel-git) Enerjisi.....	59
2.6.1.1.15. Kaya Gazı Enerjisi.....	59
2.6.1.2. Yenilenemez Enerji Kaynakları.....	60
2.6.1.2.1. Kömür, Tarihçesi ve Temel Nitelikleri.....	60
2.6.1.2.2. Türkiye’de Kömür Rezervleri, Üretim, Tüketim ve Isıtma Amaçlı Kullanımı.....	61
2.6.1.2.3. Doğalgaz ve Doğalgazın Tanımı, Tarihçesi ve Temel Nitelikleri.....	63
2.6.1.2.4. Doğalgaz Piyasası ve Doğalgaz Piyasasının Temel Özellikleri.....	65
2.6.1.2.5. Dünyada Doğalgaz Rezervleri, Üretim, Tüketimi ve Isıtma Amaçlı Kullanımı.....	66
2.6.1.2.6. Türkiye’de Doğalgaz Rezervleri, Üretim, Tüketimi ve Isıtma Amaçlı Kullanımı.....	68
2.6.1.2.7. Nükleer Enerji.....	69
2.6.2. İkincil Enerji Kaynakları.....	71
2.6.2.1. Elektrik, Tarihçesi ve Temel Nitelikleri.....	71
2.6.2.2. Elektrik Piyasası ve Elektrik Piyasasının Temel Özellikleri.....	71
2.6.2.3. Dünyada Elektrik Enerjisinin Üretim, Tüketimi ve Isıtma Amaçlı Kullanımı.....	71

2.6.2.4. Türkiye’de Elektrik Enerjisinin Üretim, Tüketimi ve Isıtma Amaçlı Kullanımı.....	75
2.6.2.5. Doğu’daki Elektrik Kayıpları Özelleştirme.....	79
2.6.2.6. Petrol Ürünleri, Tarihi ve Temel Nitelikleri.....	80
2.6.2.7. Petrol Yakıt Ürünleri Piyasasının Temel Özellikleri.....	81
2.6.2.8. Dünyada Petrol Yakıt Ürünlerinin Üretim, Tüketimi ve Isıtma Amaçlı Kullanımı.....	82
2.6.2.9. Türkiye’de Petrol Yakıt Ürünlerinin Üretim, Tüketimi ve Isıtma Amaçlı Kullanımı.....	84
2.6.2.10. Petrol Fiyatlarındaki Dalgalanmaların Türkiye’deki Cari Açıklara Etkisi.....	85
2.7. Kyoto Protokolü’nün Uygulanmasını Önerdiği Politikalar ve Önlemler.....	85
2.7.1. Enerji Verimliliğinin Artırılması.....	85
2.7.2. Yenilenebilir Enerjinin Geliştirilmesi.....	86
2.7.3. Sürdürülebilir Tarımın Desteklenmesi.....	88
2.7.4. Metan Emisyonlarının Geri Kazanılması.....	89
2.7.5. Sera Etkisi Yaratan Zararlı Gaz Emisyonlarının (CO ₂ , vd.) Azaltılması.....	89
2.7.6. Karbon Ayak İzi.....	91
2.7.7. Sera Gazı Yutaklarının (Orman, Bitki Örtüleri vb.) Korunması ve Yaygınlaştırılması.....	93
2.7.8. Yeşil Binaların Geliştirilmesi.....	94

3. BÖLÜM

YATIRIM VE YATIRIM PROJELERİ

3.1. Yatırım Kavramı.....	96
3.1.1. Kişiler Açısından Yatırım (Halk Dilinde Yatırım / Plasman).....	98
3.1.2. Tüm Ekonomi veya İktisadi Açından Yatırım (Makro Yatırım).....	99
3.1.3. İşletme Ekonomisi Açından Yatırım (Mikro Yatırım).....	99
3.2. Proje, Yatırım Projesi ve Planlama Kavramları.....	100
3.3. Proje Yönetimi.....	106
3.4. Proje Planlaması ve Kontrolünde Kullanılan Teknikler.....	108
3.4.1. Yatırım Projelerinin Planlanması, Kontrolü ve Gantt şeması.....	109

3.4.2. Yatırım Projelerinin Planlanması, Kontrolü ve PERT Yöntemi.....	110
3.4.3. Yatırım Projelerinin Planlanması, Kontrolü ve Kritik Yol Yöntemi.....	111
3.5. Yatırımların Amacı.....	113
3.6. Yatırım Projelerinin Sınıflandırılması.....	115
3.6.1. Yürütücüsüne Göre Yatırım Projeleri.....	116
3.6.2. Karlılık Amacına Göre Yatırım Projeleri.....	116
3.6.3. Gelir ve Gider Yapılarına Göre Yatırım Projeleri.....	117
3.6.4. Niteliğine ve Yapılma Nedenine Göre Yatırım Projeleri.....	118
3.6.5. Aralarındaki İlişkiye Göre Yatırım Projeleri.....	119
3.6.6. Gayri Safi Yatırım ve Safi Yatırım.....	120
3.6.7. Reel Yatırımlar veya Mali Yatırımlar.....	120
3.6.8. Altyapı Üstyapı Yatırımları.....	120
3.7. Yatırım Projelerinin Hazırlık Aşamaları.....	120
3.7.1. Bir Projenin İnceleme Alanları.....	121
3.7.1.1. Proje Fikrinin Doğuşu ve Ön Eleme.....	123
3.7.1.2. Ön Yapılabilirlik Çalışması veya Ön Fizibilite Etüdü.....	125
3.7.1.3. Yapılabilirlik Çalışması veya Fizibilite Etüdü.....	125
3.7.1.4. Genel Değerlendirme ve Yatırım Kararının Alınması.....	127
3.7.1.5. Kesin Proje.....	127
3.7.1.6. Projenin Uygulanması veya Yatırım Aşaması.....	127
3.7.1.8. İşletme veya Üretime Geçiş Aşaması.....	128
3.8. Yatırım Kararı İçin Gerekli Veri ve Finansal Analiz.....	128
3.8.1. İlk Yatırım Maliyeti.....	131
3.8.2. Net Nakit Akışı.....	132
3.8.2.1. Nakit Akışlarının Tahmini Süresi.....	143
3.8.2.2. Paranın Zaman Değeri.....	146
3.8.3. Yatırımın Ekonomik Ömrü.....	152
3.8.4. Yatırımın Hurda Değeri.....	153
3.8.5. Yatırımdan Beklenen Getiri Oranının Hesaplanması.....	154
3.8.5.1. Sermaye Maliyeti.....	155

3.8.5.1.1. Adi Hisse Senetlerinin (Özsermaye) Maliyeti.....	158
3.8.5.1.2. Yabancı Kaynak Veya Borçlanma Maliyeti.....	174
3.8.5.1.3. İmtiyazlı Hisse Senedi Maliyeti.....	181
3.8.5.1.4. Dağıtılmayan Karların Maliyeti.....	182
3.8.5.2. Ağırlıklı Ortalama Sermaye Maliyeti.....	183
3.8.5.3. Marjinal Sermaye Maliyeti.....	184

4. BÖLÜM

YATIRIM PROJELERİNİN DEĞERLENDİRİLMESİ

4.1. Yatırım Projelerini Değerlendirme Yöntemleri.....	187
4.1.1. Belirlilik Koşulu Altında Yatırım Projelerini Değerlendirme Yöntemi..	188
4.1.1.1. Statik Yöntemler.....	189
4.1.1.1.1. Maliyet Karşılaştırma Yöntemi.....	189
4.1.1.1.2. Kar Karşılaştırma Yöntemi.....	191
4.1.1.1.3. Karlılık Oranları Yöntemi.....	193
4.1.1.1.4. Geri Ödeme Süresi Yöntemi.....	200
4.1.1.2. Dinamik Yöntemler.....	206
4.1.1.2.1. İndirgenmiş Geri Ödeme Süresi Yöntemi.....	206
4.1.1.2.3. İç Verim Oranı Yöntemi.....	217
4.1.1.2.4. Düzeltilmiş İç Verim Oranı.....	222
4.1.1.2.5. Kârlılık Endeksi Yöntemi (Fayda Maliyet Oranı).....	230
4.1.2. Belirsizlik Koşulu Altında Yatırım Projelerini Değerlendirme Yöntemi	233
4.1.2.1. Belirsizlik ve Risk Kavramları.....	233
4.1.2.2. Beklenen Getirinin ve Riskin Ölçülmesi.....	234
4.1.2.2.1. Portföyün Beklenen Getirisinin ve Riskinin Hesaplanması.....	246
4.1.2.3. Duyarlılık Analizi.....	252
4.1.2.4. Senaryo Analizi.....	270
4.1.2.5. Simulasyon Analizi.....	272
4.1.3. Yatırım Projelerinin Değerlendirilmesinde Reel Opsiyon Yaklaşımının Kullanılması.....	274

5. BÖLÜM

ISITMA SEKTÖRÜNDE ALAN ISITMA YATIRIM PROJELERİ ANALİZİ

5.1. Proje Risklerinin Değerlendirilmesine Dair Olan Anket Çalışması.....	277
5.1.1. Araştırmanın Ölçekleri ve Güvenilirlik.....	277
5.1.2. Faktör Analizi (Araştırma Boyutlarının Gruplandırılması).....	279
5.1.3. Araştırmanın Alanı ve Örneklem Büyüklüğü.....	281
5.1.4. Araştırmanın Modeli.....	282
5.1.5. Araştırmanın Hipotezleri.....	282
5.1.6. Demografik Bulgular için Frekans Analizi.....	286
5.1.6.1. Cinsiyet, Yaş, Eğitim Düzeyi, Görev/Pozisyon, Meslekteki Hizmet Yılı, Meslekteki Hizmet Yılına Tecrübeye Etkisi ve Çalışan Sayısı Değişkenlerine Ait Bulgular.....	286
5.1.6.2. Katılımcıların Yakıt Tercihlerine Yönelik Bulgular.....	288
5.1.7. Yakıt Türü, Sözleşmedeki Riskler, Çalışan Sayısının; Yatırım Kararına Etkisinin Ki-Kare Analizi.....	289
5.1.7.1. Yakıt Türüne Göre Sözleşmedeki Risklerin; Yatırım Kararına Etkisinin Ki-Kare Analizi.....	289
5.1.7.2. Enerji Yakıt Türünün, Yatırım Kararına Etkisinin Ki-Kare Analizi.....	289
5.1.7.3. Yakıt Türüne Göre Çalışan Sayısının, Yatırım Kararına Etkisinin Ki-Kare Analizi.....	290
5.1.8. ANOVA Testi.....	290
5.1.8.1. Cinsiyet ile Çalışmanın Düzeyleri Arasındaki İlişki.....	291
5.1.8.2. Yaş ile Çalışmanın Düzeyleri Arasındaki İlişki.....	291
5.1.8.3. Eğitim Durumu ile Çalışmanın Düzeyleri Arasındaki İlişki.....	292
5.1.8.4. Görev/Pozisyon ile Çalışmanın Düzeyleri Arasındaki İlişki.....	294
5.1.8.5. Meslekteki Süre ile Çalışmanın Düzeyleri Arasındaki İlişki.....	296
5.1.8.6. Çalışan Sayısı ile Çalışmanın Düzeyleri Arasındaki İlişki.....	297
5.1.8.7. Isınma Türü ile Çalışmanın Düzeyleri Arasındaki İlişki.....	298
5.1.8.8. Isı Transfer Yöntemi ile Çalışmanın Düzeyleri Arasındaki İlişki.....	300
5.1.8.9. Yakıt Türü ile Çalışmanın Düzeyleri Arasındaki İlişki.....	301

5.1.8.10. Enerji Yatırımı Karlı mı? ile Çalışmanın Düzeyleri Arasındaki İlişki.....	302
5.1.9. Manova Analizi.....	303
5.1.10. Korelasyon Analizi.....	307
5.1.11. Regresyon Analizi (Hipotezlerin testi).....	309
5.1.11.1. Regresyon Analizi Sonucunda Yapılan Hesaplamalara Göre Ekonomiklik Düzeyi Üzerinde Anlamlı Etkisi için Regresyon Analizi	311
5.1.11.2. Isıtma Verimliliğinin Üzerinde Ekonomiklik, Güvence ve Fiziki Uyum Düzeylerinin Etkisi için Regresyon Analizi.....	311
5.1.11.3. Güvence Düzeyi Üzerinde Ekonomiklik, Isıtma Verimliliği ve Fiziki Uyum Düzeylerinin Etkisi için Regresyon Analizi.....	311
5.1.11.4. Fiziki Uyum Düzeyi Üzerinde Ekonomiklik, Isıtma Verimliliği, Güvence ve Çevre Duyarlılığı Düzeylerinin Etkisi için Regresyon Analizi.....	312
5.1.11.5. Çevre Duyarlılığı Düzeyi Üzerinde Fiziki Uyum Düzeyinin Etkisi için Regresyon Analizi.....	312
5.2. Bir Alan Isıtma Yatırım Projesinin Değerlendirmesi.....	313
5.2.1. Örnek İşletme Hakkında Genel Bilgiler.....	313
5.2.2. Radyant Isıtıcı Sistem Özellikleri	313
5.2.3. Endüstriyel Doğalgazlı Borulu Tip Radyant Isıtıcıların Teknik Özellikleri	315
5.2.4. Endüstriyel Elektrikli Tip İnfrared Isıtıcıların Teknik Özellikleri.....	316
5.2.5. X İşletmesi Alan Isıtma Yatırım Projesi Değerlemesi.....	317
5.2.5.1. Endüstriyel Doğalgazlı Borulu Tip Radyant Isıtıcı Yatırım Hesaplaması.....	318
5.2.5.2. Endüstriyel Elektrikli Tip İnfrared Isıtıcı Yatırım Hesaplaması.....	326
5.2.6. Alan Isıtma Yatırım Projesinin Yatırım Değerlendirme Kararı.....	329

6. BÖLÜM

SONUÇ VE ÖNERİLER

KAYNAKÇA.....	350
EKLER.....	365
ÖZGEÇMİŞ.....	371

KISALTMALAR LİSTESİ

a.g.e.	: Adı Geçen Eser
ABD	: Amerika Birleşik Devletleri
AOSM	: Ağırlıklı Ortalama Sermaye Maliyeti
Ar-Ge	: Araştırma ve Geliştirme
AVÖK	: Amortisman ve Vergi Öncesi Karlar
BD	: Bugünkü Değer
BMİDÇS	: Birleşmiş Milletler İklim Değişikliği Çerçeve Sözleşmesi
C2H6	: Etan
C3H8	: Propan
CAPM	: Capital Asset Pricing Model (Finansal Varlıkları Fiyatlama Modeli)
CCGT	: Birleşik Çevrim Gaz Türbini
CCHP	: Kombine Soğutma Isısı ve Gücü (Trijenerasyon)
Cf6	: Kükürt heksaflorid
CH4	: Metan
CHP	: Bileşik Isı-Güç Sistemleri
CO2	: Karbondioksit
COV	: Kovaryans
CPM	: Kritik Yol Yöntemi
CPV	: Yoğunlaştırılmış Fotovoltaik
CSEM	: Kontrollü Kaynak Elektromanyetik Yöntemler
CSP	: Konsantre Güneş Enerjisi
ÇKA	: Çukurova Kalkınma Ajansı
DCR	: Doğru Akım Elektrik Özdirenç
EPDK	: Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu
FCFE	: Öz Sermaye Sahiplerine Sağlanan Serbest Nakit Akımı
FD	: Firma Değeri
FVFM	: Finansal Varlıkları Fiyatlama Modeli
GERT	: Graphical Evaluation and Review Technique

GHKZ	: Kararlılık Zonları
GÖS	: Geri Ödeme Süresi
GW	: GigaWatt
GWh	: GigaWatt saat
H2O	: Su Buharı
HFC	: Hidroflorokarbonlar
HS	: Hidrojen Sülfür
IEA	: Uluslararası Enerji Ajansı
IGCC	: Bütüncül Gazlaştırma Birleşik Çevrim
İ.İ.B.F.	: İktisadi ve İdari Bilimler Fakültesi
İDÇS	: İklim Değişikliği Çerçeve Sözleşmesi
İVO	: İç Verim Oranı
kW	: Kilowatt
LNG	: Sıvılaştırılmış Doğal Gaz
LPG	: Sıvılaştırılmış Petrol Gazı
MEGEP	: Mesleki Eğitim ve Öğretim Sisteminin Güçlendirilmesi Projesi
NASA	: Ulusal Havacılık ve Uzay Dairesi
NBD	: Net Bugünkü Değer
NNG	: Net Nakit Girişi
NOX	: Nitrojenoksitler
OECD	: Ekonomik İşbirliği ve Kalkınma Örgütü
PERT	: Proje Değerlendirme ve Gözden Geçirme Tekniği
PFCs	: Perflorakarbonlar
PMI	: Project Management Institute
PMT	: Eşit Aralıklarla Yapılan Eşit Para Tutarı
PV	: Fotovoltaik Güneş panelleri
s.	: Sayfa
SMART	: Specific, Measurable, Achievable, Realistic, Time Bound
SO2	: Kükürtdioksit
ss.	: Sayfa Sayısı
STK	: Sivil Toplum Kuruluşları

TEDAŞ	: Türkiye Elektrik Dağıtım Anonim Şirketi
TEP	: Ton Eşdeğer Petrol
TFRS	: Türkiye Finansal Raporlama Standartları
TL	: Türk Lirası
TMMOB	: Türk Mühendis ve Mimar Odaları Birliği
TYT	: Toplam Yatırım Tutarı
UEA	: Uluslararası Enerji Ajansı
UFRS	: Uluslararası Finansal Raporlama Standartları
UMDO	: Birleşmiş Milletler Sınai Kalkınma Teşkilatı
vb.	: Ve benzeri
vd.	: Ve diğerleri
VSNK	: Vergi Sonrası Net Kar
VUK	: Vergi Usul Kanunu
YNNG	: Yıllık Net Nakit Girişleri

TABLolar LİSTESİ

	Sayfa
Tablo 2.1. Dünya Birincil Enerji Tüketimi (Milyon TEP).....	39
Tablo 2.2. Yenilenebilir Enerji Çeşitleri ve Bunların Kaynakları.....	40
Tablo 2.3. 2016 Yılı Kapsamında En Çok RES Kurulumu Yapan Ülkeler.....	42
Tablo 2.4. Ülkelere Göre Dünyada Güneş Enerji Santrali Kurulu Gücü Listesi.....	45
Tablo 2.5. Dünyadaki Ülkelerde Güneş Enerjisi ile Elektrik Üretimi.....	48
Tablo 2.6. Ülkelere Göre Dünyada Jeotermal Enerji Santrali Kurulu Gücü Listesi	50
Tablo 2.7. Yenilenebilir Enerji Alanında Yıllık Yatırım, Net Kapasite Artırımı ve Biyoyakıt Üretiminde Dünyada İlk Beş Ülke.....	53
Tablo 2.8. Bazı Organik Maddelerden Oluşan Biyogaz Miktarı.....	54
Tablo 2.9. Dünyada Hidroelektrik Üretimi.....	55
Tablo 2.10. Bazı Ülkelerin Kanıtlanmış Kömür Rezervleri.....	62
Tablo 2.11. Kaynak Bazında Türkiye Elektrik Enerjisi Üretim Oranları.....	62
Tablo 2.12. Dünya Kanıtlanmış Doğalgaz Rezervleri, 2015-2016.....	65
Tablo 2.13. Bazı Ülkelerin Kanıtlanmış Doğal Gaz Rezervleri.....	67
Tablo 2.14. Dünyada İşletmedeki ve İnşaat Halindeki Nükleer Santral Sayıları ile Ülkelerin Elektrik Üretiminde Nükleer Enerjinin Payı- UAEA 2017.....	70
Tablo 2.15. Bazı Ülkelerin 2015 Yılı Elektrik Üretim Değerleri.....	74
Tablo 2.16. 2011-2015 Yılı Türkiye Elektrik Enerjisi Brüt - Net Üretimi, İthalat....	77
Tablo 2.17. Kaynak Bazında Türkiye Elektrik Enerjisi Üretimi (GWh).....	78
Tablo 2.18. Türkiye Elektrik Enerjisi Üretiminin Birincil Enerji Kaynaklarına Göre Dağılımı (GWh).....	79
Tablo 2.19. Dünya, Kanıtlanmış Petrol Rezervleri 2015- 2016.....	83
Tablo 2.20. Bazı Ülkelerin Kanıtlanmış Petrol Rezervleri.....	83
Tablo 3.1. Gant Şeması.....	110
Tablo 3.2. Kritik Yol Yöntemi Uygulaması Tablosu.....	112
Tablo 3.3. Amortisman Hesaplama Yöntemleri.....	135
Tablo 3.4. Amortisman Hesaplama Yöntemleri.....	136
Tablo 3.5. Makinenin Amortismanını Doğrusal Ve Hızlandırılmış Yöntemle Hesaplanması.....	137

Tablo 3.6. VUKA' a Göre, Normal Amortisman Yöntemi ve Hızlandırılmış Amortisman Yöntemi.....	137
Tablo 3.7. TFRS' ye göre, Normal Amortisman Yöntemi ve Hızlandırılmış Amortisman Yöntemi.....	138
Tablo 3.8. Eksantrik Pres Makinesinin Normal Amortisman Yöntemi ve Hızlandırılmış Amortisman Yöntemi Göre Hesaplanması.....	138
Tablo 3.9. İnfrasan İnfrared İşletmesinin 2017 Yılına İlişkin Bilgileri.....	139
Tablo 3.10. 2017 Yılına İlişkin Diğer Bilgiler Tablosu.....	140
Tablo 3.11. Alüminyum Hammaddesi Stok Durumu Tablosu.....	140
Tablo 3.12. Satışların Maliyeti Tablosu.....	141
Tablo 3.13. İlgili Dönem Gelir Tablosu.....	142
Tablo 3.14. Proforma Gelir Tablosu.....	144
Tablo 3.15. Kaynakların Sermaye Oranı ve Kaynak Maliyeti.....	157
Tablo 3.16. İnfratech Endüstriyel Isıtma Sistemleri Firmasının Ekonomik Duruma İlişkin Olasılık Dağılımlarına Göre Normal veya Yatay Seyir, Genişleme, Durgunluk Gibi Dönemlerdeki Getirileri.....	164
Tablo 3.17. İnfrasan Endüstriyel Isıtma Sistemleri Firmasının Yıllar İtibari ile Öz Sermaye Sahiplerine Sağlanan Serbest Nakit Akımları.....	172
Tablo 3.18. Cari Getiri, Kupon Faiz Oranı ve Vadeye Kadar Getiri Arasındaki İlişki	176
Tablo 3.19. İnfrasan Endüstriyel Isıtma Sistemleri Firması Tarafından 5 Yıl Vadeli Olarak İhraç Edilen Tahvilin Zaman ve Nakit Akım Değerleri.....	177
Tablo 3.20. İlgili Tahvil İhracına Ait Dönemsel Nakit Akışları.....	179
Tablo 3.21. Komisyon ve İhraç Giderleri Çıkarıldıktan Sonra Bu Tahvil İhracından İşletmenin Net Nakit Çıkışları.....	180
Tablo 3.22. İnfrasan Endüstriyel Isıtma Sistemleri Firmasının Fon Kaynağı, Borç, Hisse Senedi ve Dağıtılmayan Karları.....	184
Tablo 3.23. İnfrasan Endüstriyel Isıtma Sistemleri Firmasının Vergi Sonrası Borçlarının Maliyeti.....	185
Tablo 3.24. Projenin Finansmanında Kullanmayı Düşündüğü Fon Kaynakları ve Fon Kaynaklarının Vergi Öncesi Maliyetleri.....	185
Tablo 3.25. Daha Sonra, Fon Kaynaklarının Toplam İçindeki Oranları ile Fon Kaynaklarının Maliyetleri.....	186
Tablo 4.1. A ve B Projelerine İlişkin Veriler.....	190
Tablo 4.2. Kar Fonksiyonuna Etki Eden Faktörler	192

Tablo 4.3. X ve Y Yatırım Projelerine İlişkin Veriler.....	192
Tablo 4.4. X ve Y Projelerinin Tahmin Edilen Yıllık Net Nakit Girişleri.....	194
Tablo 4.5. Yatırım Projesinden Beklenen Yıllık Net Karlar ve Kullanılan Borca İlişkin Faiz Ödemeleri.....	196
Tablo 4.6. X ve Y Yatırım Projelerinin Ekonomik Ömürleri Boyunca Sağlaması Planlanan Yıllık Net Karlar.....	197
Tablo 4.7. X Projesinin Ekonomik Ömrü Boyunca Sağlaması Tahmin Edilen Net Karı.....	198
Tablo 4.8. Firmanın Söz Konusu Makineden 5 Yıl Boyunca Beklediği Amortisman ve Vergi Öncesi Karlar.....	199
Tablo 4.9. Makinenin Karlılık Oranı, İşletmenin Yatırımdan İsteddiği Minimum Karlılık Oranı.....	200
Tablo 4.10. X ve Y Yatırım Projelerinden Elde Edilmesi Planlanan Net Nakit Girişleri.....	202
Tablo 4.11. X Projesinin Geri Ödeme Süresi.....	202
Tablo 4.12. Y Projesinin Geri Ödeme Süresi.....	202
Tablo 4.13. Makinenin Alınması Durumunda Beklenen Net Nakit Girişleri.....	204
Tablo 4.14. Yatırımın Geri Ödeme Süresi.....	204
Tablo 4.15. N Yıl sonraki 1 TL'nin Bugünkü Değeri Tablosu.....	207
Tablo 4.16. 1 TL'nin İndirgenmiş Geri Ödeme Süresi.....	207
Tablo 4.17. İndirgenmiş Nakit Akımları ve Kümülatif Toplam.....	209
Tablo 4.18. İnfratech Endüstriyel İşletmesinin Ekonomik Ömrü 5 Yıl ve Yatırım Maliyeti 130.000 TL Olan Bir Yatırım Projesinden Beklediği Net Nakit Girişleri.....	212
Tablo 4.19. Projeden Ekonomik Ömrü Boyunca Beklenen Net Nakit Girişleri.....	213
Tablo 4.20. Yıllık Net Nakit Girişi.....	213
Tablo 4.21. Yatırım Harcamalarının Bugünkü Değeri.....	213
Tablo 4.22. Makinenin 4 Yıl Boyunca Sağlayacağı Net Nakit Akışları.....	214
Tablo 4.23. Yatırım Projesinin Net Bugünkü Değeri.....	215
Tablo 4.24. Yıllara Göre Karlılık ve Getiri Oranları.....	218
Tablo 4.25. Yatırım Projesinin İç Verim Oranı.....	219
Tablo 4.26. Yıllara Göre Yıllık Net Nakit Girişi.....	221
Tablo 4.27. Yatırım Maliyeti 180.000 TL Olan Yatırımın Nakit Girişleri.....	222
Tablo 4.28. Nakit Girişlerinin Gelecek Değerini.....	223

Tablo 4.29. Ekonomik Ömrü 4 Yıl Olan Bir Yatırım Projesinin Nakit Akışları.....	224
Tablo 4.30. İnfrasan Endüstriyel Üretim İşletmesinin Verileri.....	225
Tablo 4.31. Nakit Çıktılarının Bugünkü Değeri Tablosu.....	227
Tablo 4.32. Nakit Girişlerinin Bugünkü Değeri Tablosu.....	227
Tablo 4.33. Nakit Çıktılarının Bugünkü Değerinin Gelir Tablosu.....	228
Tablo 4.34. 5 Yıl Boyunca Aynı Nakit Akımları.....	229
Tablo 4.35. Net Bugünkü Değer, Karlılık Endeksi Ve Sermaye Maliyeti Arasındaki İlişki.....	231
Tablo 4.36. Yatırım Tutarı 100.000 TL Olan Bir Yatırım Projesinin Ekonomik Ömrü Boyunca Sağlayacağı Net Nakit Girişleri.....	239
Tablo 4.37. Z Normal Dağılım Tablosu.....	237
Tablo 4.38. İki Firmanın Genel Ekonomik Durumu, Olasılıkları ve Getiri Oranları Tablosu.....	240
Tablo 4.39. Muhtemel Getirinin Beklenen Değerini Gösteren Tablo.....	240
Tablo 4.40. İnframak A.Ş' nin Muhtemel Getirinin Beklenen Değeri.....	241
Tablo 4.42. Firmaların Risk ve Getiri Oranları Tablosu.....	241
Tablo 4.42. Z Normal Dağılım Tablosu.....	242
Tablo 4.43. Net Nakit Girişi ve Net Nakit Girişlerine İlişkin Olasılık Tahminleri.....	243
Tablo 4.44. K ve L Yatırım Projelerinden Beklenen Net Nakit Akımları ve Nakit Akımlarının Gerçekleşme Olasılıkları.....	244
Tablo 4.45. K Projesinin Beklenen Getirisi veya Net Nakit Girişi.....	245
Tablo 4.46. L Projesinin Beklenen Getirisi.....	245
Tablo 4.47. Kovaryans ve Korelasyon Tablosu.....	247
Tablo 4.48. İnfratech Endüstriyel Firması, Beklenen Getirisi ve Riski.....	249
Tablo 4.49. İnfratech Endüstriyel Firmasının Yatırım Kararı Vereceği İki Yatırım Projesinden Beklediği Getirilerin Net Bugünkü Değerleri.....	249
Tablo 4.50. K Projesinin Beklenen Getirisi, Standart Sapması ve Riski.....	250
Tablo 4.51. L Projesinin Beklenen Getirisi ve Standart Sapması.....	250
Tablo 4.52. Satış Fiyatı, Satış Miktarı, Birim Değişken Maliyet ve Sabit Maliyet.....	253
Tablo 4.53. Kar Fonksiyonu, Toplam Gelir, Başabaş Noktası ve Faaliyet Kaldırıcı.....	254

Tablo 4.54. Notasyon Tablosu.....	255
Tablo 4.55. Farklı Üretim Ve Satış Miktarında Miktarlarında İşletmenin Satışlardan Sağladığı Kar Miktarı	256
Tablo 4.56. Üretim & Satış Miktarı, Satış Geliri, Sabit Gider ve Toplam Gider Tablosu.....	256
Tablo 4.57. Dilmenler Makine İşletmesine Ait Değerler.....	258
Tablo 4.58. Kar Fonksiyonu İle Duyarlılık Analizi Tablosu.....	259
Tablo 4.59. İlk Yatırım Tutarı 300.000 TL Olan Yatırım Projesinden 5 Yıl Boyunca Sağlanacak Net Nakit Akımları.....	261
Tablo 4.60. Diğer Değişkenler Sabit İken, Yatırım Maliyetinin %20 Artırılması Durumunda, Projenin Net Bugünkü Değeri.....	261
Tablo 4.61. Diğer Değişkenler Sabit İken, Net Nakit Girişlerinin %10 Artırılması Durumunda, Projenin Net Bugünkü Değeri.....	262
Tablo 4.62. Diğer Değişkenler Sabit İken, İskonto Oranının %5 Olması Durumunda, Projenin Net Bugünkü Değeri.....	262
Tablo 4.63. Satış Projeksiyonu.....	263
Tablo 4.64. Ürünlerin Projeksiyon Boyunca Firmaya Yaratacağı Nakit Akımlar.....	264
Tablo 4.65. Karların Kümülatif Bugünkü Değer Toplamı.....	264
Tablo 4.66. Yıllık Toplam Ciro ve Net Kar Dağılım Tablosu - (\$).....	264
Tablo 4.67. Yatırım Projesi Değerlendirme Yöntemleri Tablosu.....	265
Tablo 4.68. Yatırım Projesinin Geri Ödeme Süresi.....	267
Tablo 4.69. Örnek Kar Marjı Açıklama Modeli.....	269
Tablo 4.70. Beklenen, En Kötü ve En İyi Senaryoların Gerçekleşme Olasılık Tahminleri.....	271
Tablo 4.71. Beklenen, En Kötü ve En İyi Şartlarda, Projeye İlişkin Tahmini Verileri	271
Tablo 4.72. Yatırım Projesinden Beklenen, En Kötü ve En İyi Koşullarda, Yatırım Projesinin Ekonomik Ömrü Boyunca Her Yıl Elde Edeceği Net Nakit Akımları...	271
Tablo 4.73. Yatırım Projesi İçin Tüm Senaryolar Dikkate Alındığında Projenin Beklenen Net Bugünkü Değeri.....	272
Tablo 5.1. Güvenilirlik Analizi.....	278
Tablo 5.2. Alan Isıtma Projesi Risklerinin Değerlendirilmesi İçin Faktör Analizi Tablosu	280
Tablo 5.3. Faktör Analizi Düzey ve Soru Dağılımı.....	281

Tablo 5.4. Cinsiyet, Yaş, Eğitim, Görev, Hizmet Yılı ve Çalışan Sayısı için Frekans Tablosu.....	286
Tablo 5.5. Yakıt Tercihlerine Yönelik Frekans Tablosu.....	288
Tablo 5.6. Yakıt Türüne Göre Sözleşmedeki Risklerin Yatırım Kararına Etkisi için Çapraz Tablo Analizi.....	289
Tablo 5.7. Enerji Yakıt Türünün; Yatırım Kararına Etkisi için Çapraz Tablo Analizi	289
Tablo 5.8. Yakıt Türüne Göre Çalışan Sayısının, Yatırım Kararına Etkisi için Çapraz Tablo Analizi.....	290
Tablo 5.9. Cinsiyet Değişkeni İçin Anova Tablosu.....	291
Tablo 5.10. Cinsiyet Değişkeni İçin Anova Tablosu.....	292
Tablo 5.11. Eğitim Değişkeni İçin Anova Tablosu.....	293
Tablo 5.12. Görev/Pozisyon Değişkeni İçin Anova Tablosu.....	295
Tablo 5.13. Meslekteki Süre Değişkeni İçin Anova Tablosu.....	296
Tablo 5.14. Çalışan Sayısı Değişkeni İçin Anova Tablosu.....	297
Tablo 5.15. Isınma Türü Değişkeni İçin Anova Tablosu.....	299
Tablo 5.16. Isı Transfer Yöntemi Değişkeni İçin Anova Tablosu.....	300
Tablo 5.17. Yakıt Türü Değişkeni İçin Anova Tablosu.....	301
Tablo 5.18. Enerji Yatırımı Karlı mı? değişkeni İçin Anova Tablosu.....	302
Tablo 5.19. Manova Analizi Ortalama Değer Tablosu.....	304
Tablo 5.20. Manova Analizi F Tablo Değerleri.....	307
Tablo 5.21. Korelasyon Katsayısı Değer Aralıkları Tablosu.....	308
Tablo 5.22. Korelasyon Analizi.....	308
Tablo 5.23. Regresyon Analizi.....	310
Tablo 5.24. Borulu Düz Tip Radyant Isıtıcı Teknik Özellikleri.....	316
Tablo 5.25. Endüstriyel Elektrikli Tip İnfrared Isıtıcıların Teknik Özellikleri.....	317
Tablo 5.26. Isıtma Yatırım Projesinin Uygulanacağı Alanın Özellikleri.....	318
Tablo 5.27. Doğalgazlı Isıtıcı Üniteler ve Montaj Maliyeti Kalemlerinin Hesaplaması	319
Tablo 5.28. Doğalgaz Perakende Satış Fiyatı.....	319
Tablo 5.29. Yakıtların Isıl Değerleri.....	320
Tablo 5.30. Kullanılan Isıtma Sistemindeki Doğalgazlı Radyant Isıtma Sisteminin Yıllık Doğalgaz Tüketim Maliyeti.....	321

Tablo 5.31. Isıtma Sistemindeki Doğalgazlı Radyant Isıtma Sisteminin Yıllık Elektrik Tüketim Maliyeti.....	322
Tablo 5.32. Elektrik Birim Fiyatı.....	323
Tablo 5.33. Doğalgazlı Radyant Isıtma Sisteminin Yıllık Temizlik ve Bakım Maliyeti.....	323
Tablo 5.34. Amortisman.....	324
Tablo 5.35. Doğalgazlı Isıtma Sistemi Yatırım ve İşletim Maliyeti Nakit Akım Tablosu.....	325
Tablo 5.36. Doğalgazlı Radyant Isıtma Sisteminin İşletmeye Toplam Maliyeti.....	325
Tablo 5.37. Elektrikli İnfrared Isıtıcı Ünite ve Montaj Maliyeti.....	326
Tablo 5.38. 29.04.2018 Tarihli Kur Baz Alındığında Toplam Yıllık Elektrik Tüketimi.....	327
Tablo 5.39. Bakım ve Temizlik Maliyeti.....	328
Tablo 5.40. Amortisman Hesabı.....	328
Tablo 5.41. Elektrikli Isıtma Sistemi Yatırım ve İşletim Maliyeti Nakit Akım Tablosu.....	328
Tablo 5.42. Yıllık Bazında İşletme Giderleri.....	329
Tablo 5.43. Doğalgazlı Isıtma Sistemi Yatırım ve İşletim Maliyeti Nakit Akım Tablosu.....	329
Tablo 5.44. Doğalgazlı Isıtma Sistemi Yatırım ve İşletim Maliyeti Nakit Akım Enflasyon Oranı Yıllık Ortalama Tahmini.....	330
Tablo 5.45. Elektrikli Isıtma Sistemi Yatırım ve İşletim Maliyeti Nakit Akım Tablosu.....	330
Tablo 5.46. Elektrikli Isıtma Sistemi Yatırım ve İşletim Maliyeti Nakit Akımlarına Yönelik Enflasyon Oranı Yıllık Ortalama Tahmini.....	330

ŞEKİLLER LİSTESİ

Sayfa

Şekil 2.1. Bölgesel Isıtma Sistemi Akım Şeması.....	11
Şekil 2.2. Kojenerasyon Sistemleri.....	13
Şekil 2.3. Kojenerasyon ve Konvansiyonel Sistem Enerji Üretimi.....	14
Şekil 2.4. Konvansiyonel ve Kojenerasyon Sistem Verimlilikleri.....	14
Şekil 2.5. Kojenarasyon Uygulamasında Yakıtın Verimli Kullanımı.....	15
Şekil 2.6. Trijenerasyon Sistem ile Enerji Üretimi.....	18
Şekil 2.7. Trijenerasyon Isıtma Sisteminin Çalışma Prensipleri.....	19
Şekil 2.8. Nükleer Enerji Santrali Görüntüsü.....	22
Şekil 2.9. Çıplak Boru Isıtıcıları.....	27
Şekil 2.10. Döküm Radyatörler.....	28
Şekil 2.11. Panel Isıtıcı Tipleri.....	29
Şekil 2.12. Üflemlerli Konvektörler.....	31
Şekil 2.13. U Tipi Radyant Isıtıcı.....	33
Şekil 2.14. Dünya Enerji Kaynakları.....	35
Şekil 2.15. 2015 Yılı Dünya Birincil Enerji Tüketim Oranlarının Kaynak Bazlı Dağılımı.....	37
Şekil 2.16. Dünya Birincil Enerji Talebinin Bölgelere ve Kaynaklara Göre Dağılımı.....	39
Şekil 2.17. Türlerine Göre Fosil Yakıt Rezervlerinin Kalan Ömürleri.....	38
Şekil 2.18. 2015 Yılı Türkiye Yenilenebilir Enerji Kaynakları Dağılımı (GWH, YÜZDE).....	40
Şekil 2.19. Ülkelere Göre Rüzgar Enerjisi Kurulu Gücü, 2016 GW.....	42
Şekil 2.20. Güneş Enerjisi Kurulu Gücünün Bölgelere Göre Dağılımı, 2015 GW...44	
Şekil 2.21. Güneş Enerjisinden Elektrik Üretimi.....	47
Şekil 2.22. İki Kademededen Oluşan Enerji Transfer Sistemi.....	49
Şekil 2.23. Jeotermal Enerji Ülke Kapasiteleri, 2015 MW.....	50
Şekil 2.24. Ülke Bazında Hidrolik Enerji Kapasitesi Artışı, 2015 GW.....	54
Şekil 2.25. Doğal Gaz Kaynaklarının Şematik Görünümü.....	60
Şekil 2.26. 2007-2016 Yılları Arası Doğalgaz Üretim Miktarı (Milyon sm3).....	66
Şekil 2.27. Türkiye'nin Kaynak Ülkeler Bazında 2016 Yılı Doğal Gaz İthalatı.....	67

Şekil 2.28. 2016 Yılı sonu Türkiye elektrik üretiminin kaynaklara dağılımı.....	72
Şekil 2.29. Küresel Elektrik Üretimindeki Yenilenebilir Enerji Oranı, 2015.....	73
Şekil 2.30. Yerleşkede Isı Kanalı, Buhar ve Kaynar Sulu Isıtma Sistemlerini Gösteren Şema.....	76
Şekil 2.31. Türkiye’de elektrik enerjisi üretiminin değişimi (1970 - 2016).....	77
Şekil 2.32. Fuel –Oil Brülörü ve Ana Parçaları.....	81
Şekil 2.33. 2016 Yılı Dünyada Ham Petrol ithalat Oranları.....	82
Şekil 2.34. Türkiye Petrol Talebinin Yapısı.....	84
Şekil 2.35. Ekonomik Faaliyet Alanlarına Göre Küresel Sera Gazı Emisyonları.....	86
Şekil 2.36. Fosil Yakıtlar ve Bazı Sanayi Prosesleri Kaynaklı Küresel Co2 Emisyonları (2014).....	87
Şekil 2.37. Karbondioksit Emisyonları Dağılımı.....	88
Şekil 2.38. Sera Etkisi.....	90
Şekil 3.1. Yatırım Çeşitleri.....	97
Şekil 3.2. Proje Kapsamı.....	101
Şekil 3.3. Proje Döngüsü Şeması.....	105
Şekil 3.4. Proje Planlama ve Yönetim Süreci.....	107
Şekil 3.5. Proje Yönetiminin Temel İşlevleri.....	108
Şekil 3.6. Proje Yönetiminde Amaçlar.....	109
Şekil 3.7. Kritik Yol Yönteminin Uygulanması.....	113
Şekil 3.8. Yürütücüsüne Göre Yatırım Projelerinin Sınıflandırılması.....	116
Şekil 3.9. Karlılık Amacına Göre Yatırım Projelerinin Sınıflandırılması.....	117
Şekil 3.10. Nakit Akışı Yapısına Göre Yatırım Projelerinin Sınıflandırılması.....	117
Şekil 3.11. Niteliğine ve Yapılma Nedenine Göre Yatırım Projelerinin Sınıflandırılması.....	119
Şekil 3.12. Yatırım Projelerinin Aralarındaki İlişkiye Göre Yatırım Projelerinin Sınıflandırılması.....	119
Şekil 3.13. Bir Projenin Hazırlık Safhaları.....	122
Şekil 3.14. Fizibilite Etüdü.....	126
Şekil 3.15. Finansal Analiz Çalışmaları.....	129
Şekil 3.16. Yatırım Kararı İçin Gerekli Veriler.....	130
Şekil 3.17. Nakit Akışları veya Hareketleri.....	133

Şekil 3.18. Proforma Nakit Akışı.....	145
Şekil 3.19. Finansal Varlık Piyasa Doğrusu.....	163
Şekil 3.20. Toplam Risk ve Risk Türleri Şeması.....	166
Şekil 3.21. Portföye Katılan Varlık Sayısının Portföy Riskine Etkisi.....	171
Şekil 4.1. Finansal Proje Değerlendirme Yöntemleri.....	187
Şekil 4.2. Normal Dağılım Eğrisi.....	235
Şekil 4.3. Bir Portföyde Bulunan Varlıkların Standart Sapması ve Getirilerinin Ortalaması.....	236
Şekil 4.4. Negatif Yönde Z Normal Dağılım Eğrisi.....	238
Şekil 4.5. Pozitif Yönde Z Normal Dağılım Eğrisi.....	238
Şekil 4.6. Başabaş Noktası Grafiği.....	257
Şekil 4.7. Başabaş Noktası.....	257
Şekil 4.8. Yıllar bazında Ciro ve Kar Dağılım Grafiği –USD.....	265
Şekil 4.9. Geri Ödeme Süresi.....	268
Şekil 5.1. Yatırım Projelerinin Analizi ve Proje Riskleri ile Yatırım Kararları İlişkisi	282
Şekil 5.2. Konvansiyonel Isıtıcı ile Radyant Isıtıcı Isı Dağılımı.....	314
Şekil 5.3. Sıcak Hava Üflemlerli Sistemler.....	314
Şekil 5.4. Borulu Tip Radyant Isıtıcı.....	315
Şekil 5.5. Endüstriyel Elektrikli Tip İnfrared Isıtıcı.....	317
Şekil 5.6. Lokal Isıtma Yatırımı Yapılacak Fabrika Deposu Görünümü.....	318
Şekil 5.7. Endüstriyel Doğalgazlı Borulu Tip Radyant Isıtıcı Yerleşim Planı.....	319
Şekil 5.8. Endüstriyel Elektrikli Tip İnfrared Isıtıcı Yerleşim Planı.....	326

EKLER LİSTESİ

Sayfa

EK- 1 Isıtma Sistemi Seçim Kararını Etkileyen Faktörler, Anket Soruları.....	365
EK-2 Proje Risklerinin Yatırım Kararlarına Etkisi, Anket Soruları.....	367
EK-3 Çeşitli Yakıtlar İçin Maliyet Karşılaştırma Tablosu.....	369



1. BÖLÜM

GİRİŞ

1.1. Problemin Tespiti

Çalışmanın ana problemi; yatırım projelerinin analizi ve proje risklerinin yatırım kararına etkisi maliyetler ve yatırımın karlılığı açısından önemli bir yer tutmakta mıdır? şeklinde ifade edilebilir.

Projeler için tanımlanmış olan risklerle ilgili yapılan açıklamaların yapılacağı olan işin planında yer alması gerekmektedir. Riskler, oluşturulması amaçlanan projelerin tamamlanmasında en büyük engellerden biridir. Proje riskleri çoğunlukla, projelerin sınırlanmış kaynaklarla oluşturulmak için çalışıldığı zamanlarda ortaya çıkmaktadır. Risklerin en büyük sebeplerinden biri, yatırım projelerinin büyüklüğü olmaktadır. Yatırım kararları da proje risklerinden büyük oranda etkilenmektedir. İşletmelerin elinde bulundurmada olduğu varlıklarının miktarını, varlıkların çeşitlerini ve işletmelerin risk ve iş görüşlerini de belirlemesi açısından yatırım kararları büyük bir önem taşımaktadır. İşletmelerin bundan dolayı, varlığını sürdürebilmesi ve geleceğe dair umut vaat edebilmesi açısından yatırım kararlarına bağlı bulunmaktadır. Yatırım kararlarının yanlış verilmesi veya yüksek maliyetli yatırımların planlanması; işletmelerin varlığını sürdürebilmesini ve faaliyetlerinin karlılığını olumsuz etkileyebilecektir.

1.2. Çalışmanın Amacı

Çalışmanın amacı, “Yatırım Projelerinin Analizi ve Proje Risklerinin Yatırım Kararına Etkisi” konusunun bilimsel yöntemle araştırılması ve yatırım karlılığını arttırmada katkısı olabilecek süreçlere yönelik iyileştirme ve geliştirme önerileri geliştirmektir.

Araştırma kapsamında; literatür tezin teorik bölümü için taraması yapılacak, uygulama bölümü için çalışma verileri ile ilgili istatistik analizler yapılacak ve elde edilen sonuçlar ve öneriler, araştırmacılara, işletmelere, STK'lara vb. tüm tarafların faydasına sunulacaktır. Belirlenmiş amaçlar için belirli zaman aralıkları kapsamında oluşturulmuş görevlerin, belirli kaynaklar kullanılmasıyla bir kereliğe mahsus yapıldığı iş türüne proje denilmektedir. Yatırım ise, fiziksel varlıkların birikimindeki artış şeklinde tanımlanabilmektedir. Yeni işletme kurma, var olan işletmenin sahibi

olma ya da var olan işletmeleri geliştirmek amaçlı hazırlanmış olan projeler, yatırım projeleri olmaktadır. Proje analizleri, yatırım projelerinde fizibilite çalışmalarında meydana gelen tekno-ekonomik bütün yönleri kapsayan nakit akımlarının tamamından hareketle bilinmekte olan değerlendirme tekniklerinin kullanılması sonucunda karar kriterlerini üreten bir çalışma olmaktadır.

Bu nedenle çalışmada da yatırım projelerinin analiz edilerek proje risklerinin belirlenmesi sonucunda yatırım kararlarının nasıl değişiklik göstereceğinin belirlenmesi amaçlanmaktadır.

1.3. Çalışmanın Önemi

Ulusal anlamda kalkınmanın sağlanabilmesi için iyi bir şekilde hazırlanmış projelere ve stratejik yatırımlara ihtiyaç duyulmaktadır. Özellikle henüz gelişmesini tamamlamamış ölkelerde kaynakların kıtlığından dolayı ölkelerin refah düzeyine katkıda bulunması amaçlanan projelerin tahsis edilmesi büyük bir önem arz etmektedir. Yatırım projelerinin gerçekleştirilmeden önce iyi bir şekilde analiz edilmesi, proje risklerinin belirlenerek ortaya çıkabilecek risklere karşı önlem alınması gerekmekte ve bunun sonunda yatırım kararlarının alınması gerekmektedir. Yatırım projeleri kapsamında alınacak olan pratik ve bilimsel kurallar geliştirilemediği sürece, devamlılığın ve rekabetin sürdürülemeyeceği ifade edilebilir. Yatırım projelerinin değerlendirilerek analiz edilmesi, oluşturulacak proje kapsamındaki harcamalar, değişkenlerin tahmini olarak belirlenen değerleri, sağlayabileceği nakit akımları vb. temel alınarak yapılabilir.

Yatırım projelerinin içeriğinde geleceğe dönük olarak elde edilmiş olan verilerin tahmini veriler olduğu söylenebilir. Yatırım projelerinin analiz edilerek değerlendirilmesinde bütün yatırım projelerinin farklı pek çok risk derecesine sahip olmasından hareketle, proje risklerinin dikkate alınması ve alınacak yatırım kararlarının da projelerin analiz edilmesi ile ortaya çıkan sonuçlardan hareketle alınması gerekmektedir. Bu alışma da yatırım projelerinin analiz edilmesinden sonra ortaya çıkan proje risklerinin belirlenmesi, risklerin değerlendirilmesi ve yapılan değerlendirmeler sonucunda alınacak yatırım kararlarının belirlenmesi bakımından büyük bir öneme sahiptir.

Araştırma sonucunda elde edilen bulgular yatırım projelerinin analiz edilmesinden sonra ortaya çıkan proje risklerinin belirlenmesine, söz konusu risklerin değerlendirilmesine ve alınacak yatırım kararlarının karlı bir şekilde yürümesi için eksiklerin giderilmesine ve daha sonra yapılması planlanan çalışmalara katkı sağlaması beklenmektedir.

Ayrıca, Yatırım Projelerinin Analizi ve Proje Risklerinin Yatırım Kararına Etkisi konusunda bilimsel anlamda çok fazla çalışmanın yapılmamış olması da bu çalışmanın önemini arttırmaktadır.

1.4. Ünitelerin Planı

Çalışma, “Yatırım Projelerinin Analizi ve Proje Risklerinin Yatırım Kararına Etkisi: Isıtma Sektörü Örnek Uygulaması” kapsamında sınırlı olmaktadır. Çalışma kapsamında; ısı, ısıtma ve sıcaklık kavramları ele alınmış, merkezi, bölgesel vb. ısıtma çeşitlerine değinilecektir. Çalışmada aynı zamanda ısının açığa çıkma türleri üzerinde durulduktan sonra ısıyı transfer etmede kullanılacak yöntemler ele alınacaktır. İkinci bölüm kapsamında aynı zamanda; doğalgaz, kömür, elektrik, fuel oil ve motorin gibi ısıtma sektöründe kullanılmakta olan yakıtlar incelenecektir. Rüzgar, güneş enerjisi, jeotermal, hidrolik, biyokütle enerji vb. gibi yenilenebilir enerjilerin neler olduğu ve nasıl kullanıldığı üzerinde durulduktan sonra Kyoto Protokolü uygulamasının önermiş olduğu politikalar ve önlemler irdelenecektir.

Çalışmanın üçüncü bölümünde yatırım kavramının kişiler, ekonomi ve işletmeler açısından algılanış biçimleri üzerinde durulacak, proje yönetimi, yatırımların amacı, yatırım projelerinin sınıflandırılması yapıldıktan sonra yatırım projelerinin hazırlık aşamaları ele alınacaktır. Dördüncü bölümde ise; yatırım projelerinin değerlendirilmesi başlığı altında; yatırım kararı için gerekli olan finansal ve veri analizlerine, yatırım projelerini değerlendirme yöntemlerine yer verilecektir. Çalışma kapsamında yatırım projeleri detaylı bir şekilde incelendikten sonra, beşinci bölümde “Yatırım Projelerinin Analizi ve Proje Risklerinin Yatırım Kararına Etkisi: Isıtma Sektörü Örnek Uygulaması” başlığı altında alan uygulaması gerçekleştirilerek ve sonuçları ilgili tüm tarafların yararına sunulacaktır.

1.5. Araştırma Metodolojisi

Bu çalışmada literatür taraması yapılarak örnekler üzerinden istatistiksel analizlerin yapılabilmesi yöntemlerinden yararlanılması planlanmaktadır. Yapılacak analizler neticesinde; yatırım projelerinin analizi ve proje risklerinin yatırım kararına etkisi: ısıtma sektörü örnek uygulaması kapsamında işletmelerin proje risklerinin azaltılması ve yatırım karlılıklarının artırılması için öneriler geliştirilerek sunulacaktır.

1.6. Tanımlar

Isı: Cisimlerin kütlesi içinde sahip olmuş olduğu enerjinin tamamına ısı denilir ve birimi de kaloridir.

Sıcaklık: Soğukluk ve ılıkılık ifade eden, dokunma duygusuyla algılanan taneciklerin ortalama olarak kinetik enerjilerine ait bir ölçüdür.

Kojenerasyon: Enerjinin gerek ısı gerekse elektrik şeklinde aynı sistemlerde beraber meydana getirilmesi ya da bütün ısı mekanizmalarının çevreye zorunlu bir şekilde yansıtılmış olduğu atık ısıdan yararlanmadır.

Trijenerasyon: Enerjilerin ısı, soğutma ve güç olarak üç farklı şeklinin aynı zamanda üretilmesidir.

Yatırım: Gelecekte ekonomik faydalar veya gelir ihtimali olabilecek mal ve hizmet üretimine yarayan işletmelerin tesis edilmesi için sermaye ayrılmasıdır.

Maliyet: İşletme varlıklarının edinimi için yapılan ya da yapılacak olan kaynak kullanımı

Varlık: Geçmişte olan işlemlerin sonucunda meydana gelen ve işletmenin yönetiminde olan ve gelecekte işletmeye ekonomik fayda sağlaması beklenen değerleri ifade eder.

Yararlı Ömür: Bir varlığın işletme tarafından kullanılması beklenen dönemi veya söz konusu varlıktan sağlanması beklenen üretim kapasitesini veya eş üretim birimini ifade eder.

Proje: Bir konu etrafında düşüncenin yoğunlaşması, problemin çözüme kavuşturulması amacıyla tüm ayrıntıların düşünülmesi ve uygulanacak metotların ve sürecin sistematik olarak tanımlanması ve ortaya konulması çabasıdır.

Plan: Bir karardır veya verilen kararların toplamıdır.

Planlama: Planı ortaya çıkarmak için gösterilen çabaları ve bir süreci oluşturur.

Proje Yönetimi: Bilgilerin, verilerin, becerilerin, araçların ve tekniklerin, projenin ihtiyaçlarını yerine getirmek maksadıyla proje faaliyetlerine uygulanmasıdır.

Yatırım Projesi: Belirli mal ve hizmetlerin üretimini yapılacağı tesisler kurmak maksadıyla fon ve kaynak ayrılmasını kapsayan yatırım önerisidir.

Finansal Analiz: Yatırım projelerinin parasal olarak değerlendirildiği analizdir.

1.7. Sayıtlar

1. Kapsam dahilinde yer alan işletmelerin bünyesinden alınan bilgilerin, doğru, yansız ve samimi olduğu varsayılacaktır.
2. Çalışma bilimsel yöntemler ve istatistiksel analizlerle yapılacağından, bulunan sonuçların geçerli ve güvenilir olacağı varsayılacaktır.

1.8. Sınırlılıklar

1. Bu araştırma, “Yatırım Projelerinin Analizi ve Proje Risklerinin Yatırım Kararına Etkisi: Isıtma Sektörü Uygulaması” konusuyula sınırlıdır.
2. Araştırma verileri, kapsam dahilindeki işletmelerden alınan bilgilerle sınırlıdır.
3. Araştırmanın teorik bölümü, bu konuda yapılacak olan literatür taraması ile sınırlıdır.

2. BÖLÜM

ENERJİ KAYNAKLARI VE ISITMA

2.1. Isı ve Sıcaklıkla İlgili Temel Kavramlar

2.1.1. Isı Kavramı

Sıcaklık ve ısı kavramı, hayatımızda çoğu kez aynı anlamlarda kullanılmaktadır. Evimizde kullandığımız pek çok cihaz, özellikle mutfak aletleri maddenin ısı özelliklerini kullanarak çalışmaktadır. Isı kavramı, yiyecekleri muhafaza için kullanılan buzdolapları, yemekleri pişirmek amaçlı kullanılan ocak ve kışın ısınma amaçlı kullanılan ısıtma sistemlerine kadar birçok yerde görülmektedir. Kışın ısınmak, yazın serinlemek ve bazı besinleri serin tutmak gerekmektedir. İnsanların soğuktan korunmasını sağlayan elbiseler gibi tüm bu verilen örnekler maddenin ısı özelliklerini esas almaktadır. Birçok cihazın dizaynında sıcaklık ve ısı farkı nedeniyle mevsim koşulları dikkate alınmaktadır. Maddenin ısı özelliklerini öğrenmek önem arz etmektedir (Ünsal ve İnceç, 2014: 2).

Isı, bir cismin kütledeki enerjinin toplam miktarına denmektedir ve birimi kaloridir. 1 Kalori, bir gram suyun sıcaklığını 1°C arttırmak için ihtiyaç duyulan ısı miktarına denilmektedir (<https://www.britannica.com/science/calorie>). Bir cisimde ısı transferi gerçekleştiğinde enerji olarak depolanmaktadır. Cisimlerde ısı transferi üç şekilde gerçekleşmektedir. Katı ve sıvılarda iletim, sıvı gazlarda taşıma, boşlukta ise veya uzay boşluğunda ışınım vasıtasıyla ısı transferi meydana gelmektedir. Örnek olarak sıvılarda oluşan ısı transferinde bir göl kenarında çay içen bir kişi düşünelim. Çayın sıcaklığı gölün sıcaklığından oldukça yüksek sıcaklığa sahip iken gölün içindeki molekül sayısı çayın içindekinden daha fazla olması nedeniyle iç enerjisi daha fazla olmaktadır. Çay bardağı göl suyunun içine biraz daldırıldığında veya bardak içindeki çay bir miktar göle dökülürse çay çok çabuk soğuyacaktır. Sıcak olan çay göl suyuna döküldüğünde çayın soğuması olayında sıcaklık farkı nedeniyle transfer edilen enerji ısı olmaktadır (Eken, 2008: 25).

2.1.2. Enerji Kavramı

Enerji basit fiziksel anlamda hareket ettirici güç demektir. Bu aynı zamanda iş yapma anlamına gelmektedir. Bu bağlamda her türlü üretim faaliyeti, belirli bir enerji tüketilmesini gerektirmektedir. Bu üretim faaliyetlerinde, araç ve gereçler sayesinde

bir üretim olmasının yanında insan emeğinin sonucu da bir üretim faaliyeti olabilir. Yüzyıllardan beri temel ve en fazla ön plana çıkan güç bizzat insan gücü olmaktadır. Günümüzde gelişen teknoloji ile üretim faaliyetine kullanılan insan gücü mal üretimi yerine, hizmet, fikir ve düşünce bağlamında ön plana çıkmaktadır. Bununla birlikte arka plana atılmaksızın halen çağdaş sanayi sektöründe iş gücü insan bazlı olarak büyük ölçüde önem taşımaktadır. Ancak, bu şekilde üretim yapmanın en ön plana çıkan durumu, yüksek miktarda enerjiye harcanmasına gerek duyulmasıdır. Üretim için tüketilecek enerji bazı doğal kaynaklardan sağlanmaktadır. Temelde her maddenin doğasında ve bileşiminde belli bir iş yapabilecek belli bir miktar enerji bulunmaktadır. Bu güç ve enerji bir iş yapmaya yönlendirilmemiş bir güç ise potansiyel (birikmiş) enerji ya da iş yapmayan (durağan) enerji olarak tanımlanmaktadır (Doğanay ve Coşkun, 2017: 1).

2.1.3. Isıtma Kavramı

Bir ya da daha fazla hacmi belirlenen bir sıcaklığa çıkartma ve bu sıcaklıkta belirlenen kriterlerde stable bir halde tutma işlemine ısıtma denilmektedir. Bu işlemlerin gerçekleştirildiği tesislere ısıtma sistemleri denilmektedir. İnsan yaşamı içinde, insan vücudu ile içinde bulunduğu ortam arasında olan ısı alışverişi, ısı değişimi dengesi kurulması ve ısı olarak insan için konforlu bir ortamın oluşturulması gereğinden Isınma ihtiyacı doğmuştur. İnsanın yaşadığı, barındığı ya da çalıştığı ortamlarda oluşturulan şartlar içinde yer alan ısıl konfor hem sağlık hem de verimlilik yönünde son derece önemli görünmektedir. Teknolojinin gelişmesi ile, yüksek teknoloji ihtiva eden hassas cihaz ve makineler içinde ısıl konfor son derece gerekli bir şart olmaktadır. İnsan yeryüzünde yaşayan canlılar içerisinde, fizyolojik bakımdan tropikal iklim şartlarına uygunluk gösterebilmektedir. İnsanın sağlıklı, rahat ve güvenli bir ortamda yaşayabilmesi için fiziksel şartların belli bir değer aralığında olması gerekmektedir. Bu değer, insanın en rahat ortamda olduğu düşünülen 15 °C ile 27 °C arasında olmaktadır. Özellikle dış ortam sıcaklığının çok düşük değerleri gördüğü kış aylarında, insanların bulunduğu ortamların ısıtılması gerekmektedir (<http://content.lms.sabis.sakarya.edu.tr/Uploads/45911/41540/%C4%B1s%C4%B1tma1-2.pdf>).

2.1.4. Sıcaklık Kavramı

Isı kavramı gibi sıcaklık kavramının tanımının yapılması da zordur. Literatürde bazen sıcaklık, ılıklik ve soğukluk olarak dokunma duyumuzla algıladığımız bir kavram olarak tanımlanmaktadır. Bilimsel anlamda soğukluk ve ılıklik sözcüklerinin bir anlamı olmasa da, sıcaklığa göreceli ve nitel bir anlam getiren bu işlemsel tanımın yanı sıra bazı kaynaklarda kavramsal tanım olarak, taneciklerin ortalama kinetik enerjilerinin bir ölçüsü biçiminde Kelvin birimi ile tanımlanmaktadır. Enerji olarak tanımlanmayan sıcaklık, cismin ısı enerjisinin bir ölçüsü olarak tanımlanmaktadır. Bir cismin sahip olduğu taneciklerin madde içinde ötelenmelerinden ileri gelen kinetik enerjilerinin ortalaması bir cismin sıcaklığını belirlemektedir. Fakat sıcaklık enerji değildir, söz konusu kinetik enerji ile orantılı olarak değişen bir büyüklüğü ifade etmektedir. Bir cismi oluşturan tanecikler, madde içinde ötelenme hareketi yaparken, diğer taneciklerle etkileşerek yön değiştirir ve hareketlerini sürdürmektedirler. Cismi oluşturan taneciklerin tümünün bu öteleme hareketinden dolayı sahip olduğu enerjinin ortalaması alındığında, bu ortalama ile sıcaklık arasında bir ilişki olduğu görülmektedir. (Ünsal ve Ingeç, 2014: 3).

2.2. Isıtma Çeşitleri

Genel olarak ısıtma sistemleri dört çeşit olarak gruplanmaktadır. Bunlar (Gümüş, <https://www.muhandisbeyinler.net/isitma-tesisat-tekniginin-temelleri/>);

1. Merkezi Isıtma Sistemi (Bina altından ısıtma),
2. Bölgesel Isıtma (Uzaktan ısıtma);
 - a. Sıcak su ile bölge ısıtması,
 - b. Kızgın su ile bölge ısıtması,
 - c. Buhar ile bölge ısıtması,
3. Kojenerasyon
4. Trijenerasyon
5. Tekil Isıtma (Kat ısıtması),
6. Sıcak Hava ile Isıtma

2.2.1. Merkezi Isıtma

Günümüzde hızlı nüfus artışının ve şehirleşmenin etkisiyle konutlarda toplu olarak yaşayan insan sayısı artmaktadır. Konutlarda yaşayan insanların hayatlarını konforlu bir şekilde sürdürebilmeleri için soğuk ve kış aylarında ısınma en önemli

ihtiyaçlarını oluşturmaktadır. İnsanların konutlardaki ısınma ihtiyaçlarını karşılama tercihleri bireysel veya merkezi ısıtma şeklinde olabilmektedir. Tek bir merkezden bir apartman veya konuttaki tüm dairelerin ısıtılmasına merkezi ısıtma denilmektedir (Yazıcı vd., 2012: 60). Merkezi ısıtma sistemi, bir ana ısı kaynağına ve eşzamanlı olarak çalışabilen bir ısı kaynağı olmaktadır (Edmod, 1980: 1).

Petrol krizlerinden sonra Avrupa'da önemi artan merkezi ısıtma sistemleri sadece konfor sağlamanın yanında hava ve çevre kirliliğini azaltmakta ve enerji tasarrufu sağlamaktadır. Elektrik santrallerinin Dünya'da hem elektrik hem de ısı kaynağı olarak kombine kullanılması sayesinde enerjinin optimum şekilde değerlendirilme fırsatı ortaya çıkmaktadır. Jeotermal sıcak su enerji kaynağı Türkiye'de şehir bazlı büyük ısıtma sistemlerinde kullanılmaktadır (Mertoğlu vd., http://www1.mmo.org.tr/resimler/dosya_ekler/18b59ce1fd616d8_ek.pdf?dergi).

İnsanların var olduğu binaların, uygun yerlerde, genellikle bodrum katlarında ayrı ayrı kazan daireleri kurulması vasıtası ile tesis edilen bu kazanlarda üretilen ısının akışkan bir sıvı aracılığı ile, ısıtılması arzu edilen ortamlara konumlandırılmış ısıtıcılara taşınması prensibine dayalı ısıtma sistemine merkezi ısıtma denilmektedir (<http://content.lms.sabis.sakarya.edu.tr/Uploads/45911/41540/%C4%B1s%C4%B1tma1-2.pdf>).

Pay ölçerler, Merkezi ısıtma sistemlerinde ısıtılan konutlarda her radyatöre monte edilerek bireysel bazda tüketim değerlerini kaydederek, bağımsız bölümlerin gerçek enerji tüketimlerine göre gider paylaşımı yapılabilmesini sağlamaktadır. Isı pay ölçerlerin ölçülen radyatörün karakteristik sıcaklığının ve radyatör ile oda sıcaklığı arasındaki farkın yaklaşık değerine ölçüm değerini vermektedir. Hesaplanan ölçüm değerinden yararlanılarak, radyatörün anma ısı güç katsayısı ve yüzey duyar elemanları arasındaki ısı temas katsayısı aracılığıyla gerçek tüketim değeri hesaplanmaktadır (Yeşilata, <http://www.bep.gov.tr/MERKEZIIISITMA/images/Kutuphane/100523.pdf>).

2.2.2. Bölgesel Isıtma

Bölgesel ısıtma sistemleri kentsel alanlarda ısı temini için etkili bir alternatif olmaktadır. Bölgesel ısıtma sistemlerinde mevcut ısı küçük bir alan yerine daha çok alanın ısıtılmasında kullanılmakta ve enerji boşa harcanmamaktadır. Böylece, kentsel

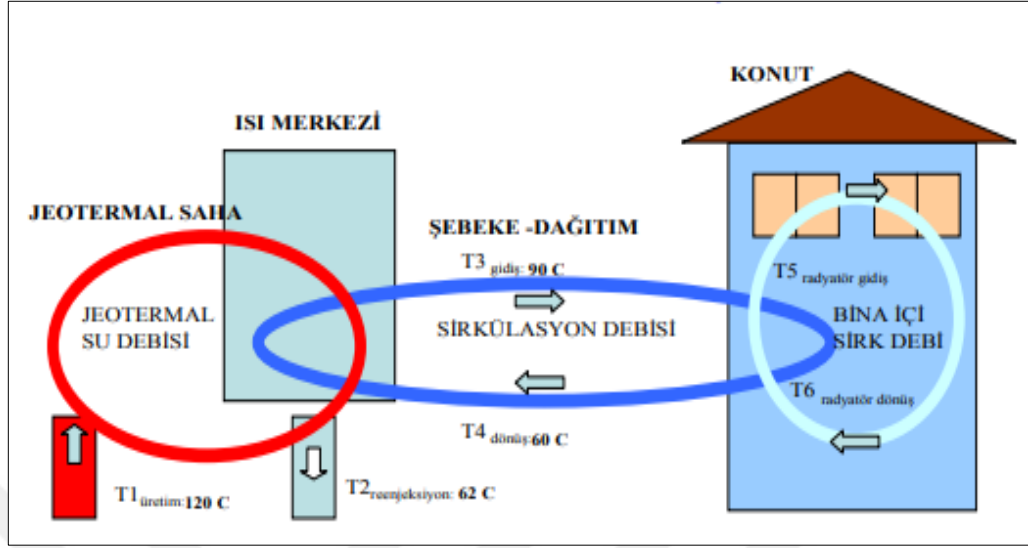
enerji sistemlerinin enerji verimliliğinin artırılmasına ve CO2 emisyonlarının azaltılmasına katkıda bulunmaktadır (Carvalho, vd. 2016: 2).

Bölgesel ısıtma sistemi projelerinde, ısıtma merkezinin yerinin belirlenmesinde; optimum şebeke maliyeti, rüzgar durumu, yakıt ikmali ve kül nakli gibi faktörler göz önünde bulundurulmaktadır. Merkezi ısıtma sistemlerine göre, Bölgesel ısıtma sistemlerinin, baca maliyetinin düşüklüğü, işletme giderlerinin az olması, daha az çevre kirliliğine neden olması, daha güvenli olması, otomatik kontrol maliyetinin düşüklüğü gibi üstünlükleri bulunmasına rağmen bölge ısıtmasında; galeri maliyetleri, galerideki ısı kayıpları, galerideki borular için bakım giderleri gibi dezavantajlar olmaktadır (Gümüş, <https://www.muhendisbeyinler.net/isitma-tesisat-tekniginin-temelleri/>).

Genel çalışma prensibinde klasik bölge ısıtmasında bir ısı merkezinde üretilen ısı, boru şebekesi ile primer devre akışkanı tarafından ısıtılacak olan konutlara taşınmaktadır. Konutların altındaki ısı değiştiricisinde sekonder devrede dolaşan ısıtıcı akışkan ısıtılmaktadır. Sekonder devrede genellikle sıcak su dolaşırken, Primer devrede sıcak su, kızgın su veya buhar dolaşmaktadır. Seçilecek sistem, bölge ısıtmasında yatırım ve işletme maliyetlerinin değerini belirleyeceği için her bölge ısıtma uygulaması için öncelikle bir fizibilite veya ekonomiklik çalışması yapılması gerekmektedir. Söz konusu fizibilite çalışmasında ana kriterler: ısı kaynağı, primer devre akışkan cinsi, akışkan sıcaklığı, ısı merkezi sayısı ve boru şebekesinin dağılımı olmaktadır. Primer devrede üretilen sıcak akışkanın doğrudan bloklara verilmesi bölgesel ısıtma sistemlerinde uygulanan diğer bir sistemi oluşturmaktadır. Çevreyi daha az kirlüten bölgesel ısıtma sistemleri işletme maliyetlerinin daha düşük, yakıt ve kül taşıma problemleri olmayan, daha tehlikesiz, daha sağlıklı ve konforlu bir ısıtma sağlayan sistemler olarak bilinmesine rağmen dağıtım hattı maliyetleri, sistem maliyetleri, otomasyon zorlukları gibi problemler bu tür sistemlerin ılıman bölgelerde tercih edilmemesine neden olmaktadır. Bu nedenle en çok kullanılan sistemler kojenerasyon ve jeotermal bölge ısıtma sistemleri olmaktadır (Elele ve Çanakçı, 2011: 131).

Jeotermal bir saha içerisinde uygun şartlarda tesis edilen bir ısı merkezinde, çıkarılan sıcak suyun, insanların yaşam sahası içinde istenilen bölgelerde ısıtma yapması için tesis edilen şebeke-dağıtım sistemi sayesinde taşınarak yapılan ısıtma

sistemine bölgesel ısıtma denilmektedir. Şekil 2.1’de bölgesel ısıtma sistemi akım şeması görülmektedir.



Kaynak: Özdiler ve Sayık, 2011: 225.

Şekil 2.1. Bölgesel Isıtma Sistemi Akım Şeması.

Burada, çıkarılan sıcak suyun taşınabilmesi ve ihtiyacı karşılayabilmesi için gerekli bir debide olması gerekmektedir. Bu debiye jeotermal su debisi denilmektedir. Sıcak suyun şebek-dağıtım sisteminde geçerken oluşturulan debiye sirkülasyon debisi denilmektedir. Sıcak suyun ısıtıcı sisteme (radyatör) gelen ve burada belli bir oranda soğuyan suyun tekrar reenjeksiyon için geri döndürülmesi sırasında bina içerisinde var olan debiye bina içi sirkülasyon debisi denilmektedir. Sıcak su kaynağından elde edilen belirli bir sıcaklıkta ki su, ısı merkezinden şebeke dağıtım ile bina içine sevk edilmektedir. Bina içinde, ısınma ihtiyacı doğrultusunda ısı kaynağı olarak kullanılan su, bir miktar soğuyarak tekrar şebeke üzerinden geri döndürülerek ısınma sağlanmaktadır (Özdiler ve Sayık, 2011: 225).

2.2.3. Kojenarasyon

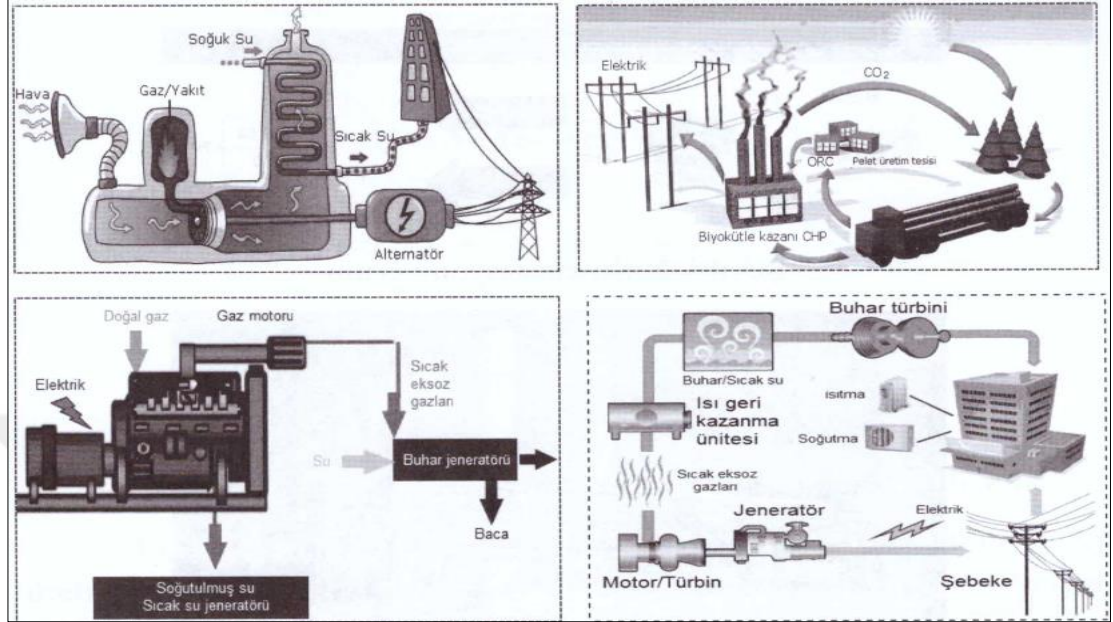
Enerjinin hem elektrik hem de ısı şeklinde aynı sistemden aynı anda üretilmesi veya bütün ısı makinelerinden ortaya çıkan atıl ısıdan yararlanılmasına kojenarasyon olarak ifade edilmektedir. Bu nedenle hem elektrik hem ısı tek kaynaktan elde edilmesiyle ekonomik olmaktadır. Yalnız elektrik üretimi için kullanılan ve basit çevrimde termik santrallerde çalışan bir gaz türbini veya motoru kullandığı enerjinin yaklaşık %30 ila %40'ı kadarını elektrik enerjisine dönüştürebilmektedir. Söz konusu gaz türbini veya motorundan elde edilen elektrik enerjisi sırasında sistemden dışarıya

atılacak ısı enerjisinin çoğu kullanılabilir enerjiye dönüştürülmesiyle toplam enerji kullanımının %70-%90 arasında verim elde edilmektedir. Bu nedenle, kojenerasyon tekniğine 'bileşik ısı-güç sistemleri' (CHP, Combined Heat and Power) denilmektedir (İnalı vd., 2002: 39).

Kojenerasyon, kelime anlamı birlikte üretim olup elektrik, ısı enerjisi veya mekanik enerjinin aynı sistemde kullanılan yakıttan eşzamanlı olarak üretilmesine denilmekte ve İngilizce; Cogeneration veya Combined Heat and Power, CHP olarak adlandırılmaktadır. Dolayısıyla kojenerasyon sistemlerde kullanılan yakıttan elektrik ve ısı enerjisinin yanı sıra sistemden aynı anda üretilmesi olarak tarif edilebilir. Doğalgaz, Biyogaz gibi bir yakıt kaynağından, yüksek verimli olarak elektrik ve ısı enerjisinin birlikte üretilmesiyle, elektrik, sıcak su ve buhar, eş zamanlı olarak birliğe kullanıcıya sağlanmaktadır. Mevcut sistemlerde elektrik ve ısı enerjisi üretilmesi için ayrı ayrı yakıt ve sistemler kullanılmakta ve sadece elektrik üretimi yapan termik santrallerde verim %30-%40'ı geçmez ve kullanılan enerjisinin %30-40 kadarını elektriğe dönüştürebilmektedir. Kojenerasyon sistemde ise tek yakıt kullanılarak elektrik ve ısı enerjisi üretilmekte yani ikili üretim yapılarak kullanılan sistemde dışarıya atılacak olan ısı enerjisinin çoğu kullanılabilir enerjiye dönüştürülerek toplam enerjisinin %70-90 arasında değişen verim sağlanmaktadır. Dolayısıyla sadece elektrik üreten sistemlerde, harcadığı enerjinin yalnızca %30-40 kadarı elektriğe çevrilebilir. Geriye kalan %60-70 dolaylarında enerji genellikle ısı olarak atmosfere atılmaktadır. Kojenerasyon sistemlerinde ise, ortaya çıkan bu ısı enerjisi, ısıtma amacıyla kullanılmak üzere geri kazanımı sağlanmaktadır. Böylece tek sistem ile hem elektrik, hem ısı enerjisi elde edilmiş olmakta ve sisteme verilen enerjinin %70-90 kadarı faydalı enerjiye çevrilerek yüksek verim ile kullanılabilir. Bu sistemlere aynı zamanda "birleşik ısı-güç sistemleri" ya da kısaca "**Kojenerasyon Sistemleri**" denilmektedir.

Şekil 2.2'de kojenerasyon sistemlerde enerji verimliliği artmakla birlikte, çevreye atılan karbon dioksit CO₂ (sera gazı) ve diğer zararlı gazlar azalma göstermesi veya düşük emisyon değerleri sağlanması nedeniyle küresel ısınmaya neden olan sera gazı etkisinin azalmasına katkıda bulunmaktadır (Öztürk ve Kaya, 2014: 1).

Kojenerasyon, yakıt enerjisini optimum verimlilikle, uygun maliyetli ve çevreye duyarlı bir şekilde kullanarak, aynı anda farklı biçimlerde enerjinin yerinde üretilmesi ve kullanılması olarak ifade edilmektedir.



Kaynak: Öztürk ve Kaya, 2014: 1.

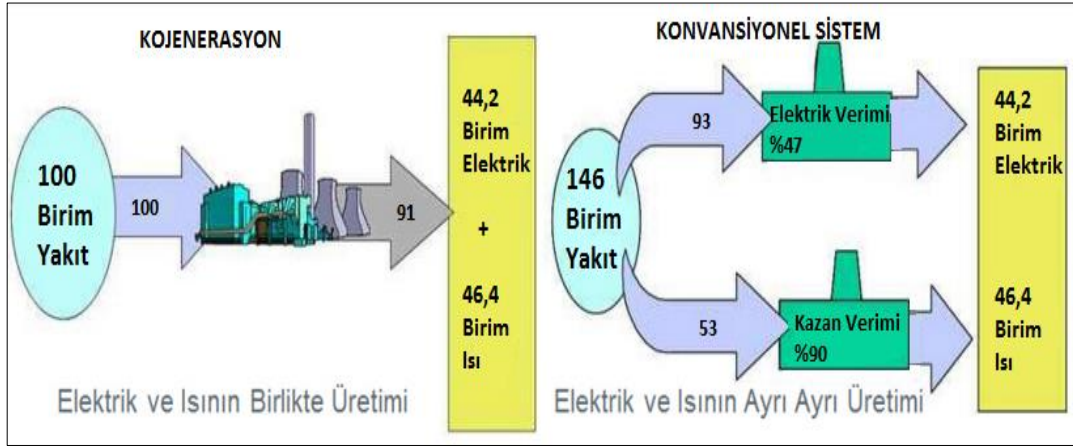
Şekil 2.2. Kojenerasyon Sistemleri.

Kojenerasyon sistemleri birkaç tiptedir ve hemen hemen tüm tipler, kaçınılmaz bir yan ürün olan ısıyı en iyi şekilde kullanmanın yanı sıra öncelikle elektrik üretirler. En yaygın kojenerasyon örneği elektrik gücü ve ısıdır. Isı, buhar, sıcak su üretmek veya absorpsiyon soğutucuları ile soğutmak için kullanılabilir. Geniş anlamda, sistemin enerji verimliliğini çok yüksek olacak şekilde yakıttaki enerjiyi kullanarak çeşitli biçimlerde faydalı enerji üreten sistem, Kojenerasyon Sistemi veya Toplam Enerji Sistemi olarak sınıflandırılabilir (Bureau of Energy Efficiency, 2006: 4).

Şekil 2.3'te elektrik ve ısının ayrı ayrı üretilmesi halinde toplamda 90 birimlik enerji üretimi için 146 veya 148 birim yakıt harcanırken, birlikte üretilmesi halinde 100birim yakıt harcandığı gösterilmektedir. Bu durumda aynı enerjinin üretimi için; $100/146 = \%68,5$ oranında daha az yakıt harcanmakta ve dolayısıyla $\%31,5$ oranında yakıttan tasarruf sağlanmaktadır.

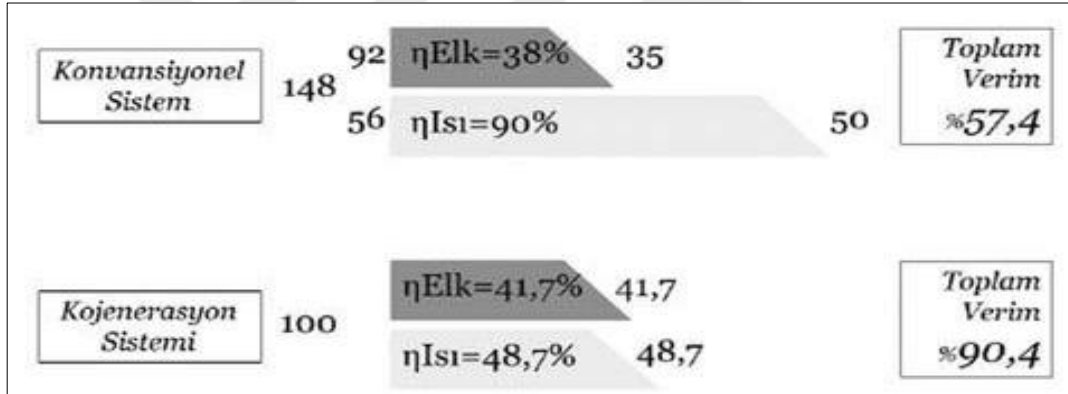
Şekil 2.4'te elektriğin ve ısının ayrı ayrı üretildiği konvansiyonel sistemler düşünüldüğünde toplam verimlilik $\%57,4$ seviyelerindeyken, saatte 2,145 MWh'lık

elektrik enerjisi üretebilen gaz motorlu kojenerasyon sisteminin verimliliğinin %90,4 mertebesinde olduğu görülmektedir.



Kaynak: <http://kontrolmedya.com/turkiye-kojenerasyon-ve-temiz-enerji-teknolojileri-derneği> (3 Mayıs 2018).

Şekil 2.3. Kojenerasyon ve Konvansiyonel Sistem Enerji Üretimi



Kaynak: Onovwiona and Ugursal, 2006: 389-431.

Şekil 2.4. Konvansiyonel ve Kojenerasyon Sistem Verimlilikleri.

Şekil 2.5'te görüldüğü üzere Bileşik ısı-güç (CHP, Combined Heat and Power) sistemlerinde, Biomass, Doğalgaz, Biyogaz gibi bir yakıt kaynağından, yüksek verimli olarak aynı anda elektrik ve ısı enerjisi yani buhar birlikte üretilmesiyle elektrik, sıcak su ve buhar, eş zamanlı olarak birlikte tüketicinin hizmetine sunulmaktadır. Bir yakıt kaynağından aynı anda elektrik ve ısı üretilmesinin en verimli yolu olan kojenerasyon sistemleri sayesinde enerji üretim maliyetleri %40 oranında düşürülerek maksimum verim sağlanmaktadır (Prayadalıoğlu, http://www.emo.org.tr/ekler/04aa4e179069a80_ek.pdf: 1).

20. yüzyılın başlarında, insanların yerleşim birimlerinde kurulan güç santralleri vasıtası ile bölgesel ısıtma gerçekleştirilmesi ile başlayan süreç, kojenerasyon sistemlerinin ilk basit uygulamaları olarak görülmektedir.



Kaynak: Öztürk ve Kaya, 2014: 3.

Şekil 2.5. Kojenarasyon Uygulamasında Yakıtın Verimli Kullanımı

Bölge ısıtması işyerlerinin, konutların ısıtma, sıcak su ya da proses ısı ihtiyaçlarının bir ya da farklı birkaç merkezden sağlanmasıdır. Başlarda ekonomik uygulama olarak görülen bu sistem, 1940'lı yıllarda yakıt fiyatlarının düşmeye başlaması ile cazibesini yitirmeye başlamıştır. Ancak çok hızlı artan enerji ihtiyacı sebebiyle 1970'li yıllardan itibaren yakıtta yaşanmaya başlayan sürekli artış sebebi ile bu sistem tekrar ilgi odağı olmaya başlamaktadır. Artan yakıt fiyatları sonucu ekonomik olarak kazançlı olmaya başlayan kojenerasyon tesislerine yatırımlar artmaya başlamıştır. Yüksek ve yoğun yerleşim sebebiyle, sıcak su aracılığı ile ısıtılma yapılamayan yerlerde, ihtiyaç duyulan düşük basınçlı buhar üretimi için üretilen yüksek basınçlı buhar büyük klima tesisleri için de ihtiyaçtır. Bu durumda, birleşik ısı-güç üreten merkezlerin verimleri de yıllık olarak yüksek olmaktadır. 25 yılı aşkın bir süredir tüm dünyada başarı ile uygulaması yapılan ve teknolojik olarak sürekli gelişen şartlarla desteklenen ve özellikle son 15 yılda geniş bir uygulama sahası bulan verimli enerji üretim sistemi olmaktadır. Enerji kullanımında, atmosfere salınan emisyonların üretilen birim enerji başına ciddi oranda azaltılması amacı ile çevre açısından giderek duyarlı hale gelen günümüz dünyasında kullanılan enerji üretim sistemleri içinde en çevreci enerji üretim sistemleri arasında bulunmaktadır (Değirmencioğlu, 2009: 80).

Günümüz teknolojisinin gelişmesinin bir sonucu olarak enerji gereksinimi de büyümektedir. Buna karşılık dünya üzerinde bulunan farklı enerji rezervlerinin gün geçtikçe tükendiği bilinmekte ve insanları büyük bir enerji sorunu beklemektedir. Kojenerasyon sistemleri bu problem için çok önemli bir çözümdür. Basit bir tanımla kojenerasyon, Elektrik ve ısı enerjisinin birlikte üretildiği kojenerasyon sistemleri gaz türbinli ve gaz motoru kojenerasyon sistemi olmak üzere iki farklı uygulaması bulunmaktadır. Gaz türbinli sistem ısı enerjisine elektrik enerjisinden daha fazla ihtiyaç olduğu yerde kullanılırken, gaz motorlu sistem ise elektrik enerjisine ısı enerjisinden daha fazla ihtiyaç duyulan yerde kullanılmaktadır (Kılıç vd., 2011: 743).

2.2.4. Trijenerasyon

Dünya’da enerji üretiminde doğal gaz, petrol, kömür gibi birincil enerji kaynakları olan yakıtlar, güneş, rüzgar gibi yenilenebilir enerji kaynakları ve nükleer enerji kaynakları kullanılmaktadır. İklim ve çevre şartlarına bağlı olan yenilenebilir enerji kaynakları her yerde enerji üretimi için kullanılamamaktadır. Yüksek sermaye veya yatırım maliyeti yanında taşıdığı riskler ve olası bir kaza durumunda doğada uzun yıllar kalacak radyoaktif etkileri nedeniyle nükleer enerji kullanımını sınırlamaktadır. İklim şartları, maliyet ve çevre etkileri gibi nedenlerden dolayı enerji üretiminde en çok fosil enerji kaynakları kullanılmaktadır (İmal vd., 2016: 105).

Bugünkü eğilim, ısıtma ve soğutma için çok daha küçük elektrikle çalışan ünitelere sahip olmak yerine, bina kompleksleri için daha verimli iklim kontrol sistemleri inşa etmektir. Kombine bir ısı ve güç (CHP) tesisi, bu binalar için tek bir güç ve enerji kaynağında ısıtma ve soğutma gibi elektriksiz güçler sağlayabilir ve ayrı sistemler gerekli olmadığından, önemli işletim ve verimlilik avantajları sağlar. Bu kombine güç ve çoklu enerji üretimi yöntemi, “trijenerasyon” olarak bilinir (Wärtsilä, <https://cdn.wartsila.com/.../trigeneration-solutions.pdf?>).

Kojenerasyon sisteminin genişletilmiş biçimi olan trijenerasyon, İngilizce combined cooling heat and power CCHP anlamına gelmekte ve var olan sisteme eklenen soğutma sistemleriyle elektrik, ısıtma ve soğutma aynı anda tek merkezden üretilmektedir. Dolayısıyla trijenerasyon sisteminde kullanılan tek bir enerji kaynağı ile elektrik, ısı ve soğuk üretimi aynı anda eş zamanlı olarak yapılmaktadır. Özetle; şekil 2.6’da görüldüğü gibi sadece elektrik+sıcak su+buhar üreten kojenerasyon cihazına ilave olarak ısıdan soğutma elde edilen sistem ekipmanlarının (absorbsiyon

çiller ünitesi) akuple edilmesiyle oluşan cihaza da “Trijenerasyon Sistemi” denilmektedir (Öztürk ve Kaya, 2014: 129-131).

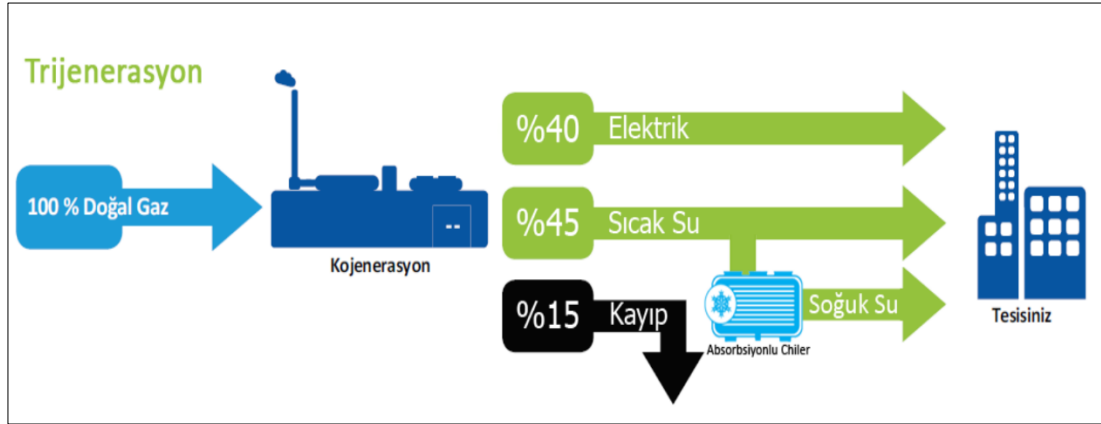
Trijenerasyon sistemlerinde ise kojenerasyona ek olarak elektrik ve ısının yanında sisteme absorpsiyonlu soğutucu ve soğutma kulesi eklenerek, üretilen ısının bir bölümünden ya da hepsinden soğutma da elde edilmesi olmaktadır. Kullanılan yakıtlar konusunda eğilim doğalgaz, sıvılaştırılmış doğalgaz (LNG) ve biyogaz olmaktadır. Egzozdan atılan gazın sıcaklığı 500 °C'nin üzerinde ve egzoz gazı, kojenerasyon tesislerinde sisteme entegre buhar kazanı, kızgın yağ kazanı veya sıcak su kazanı içerisinde değerlendirilerek atık ısı geri kazanımı sağlanmaktadır. Trijenerasyon sistemlerinde ise sıcak su kazanının çıkışı absorpsiyonlu soğutucular ve soğutma kulesi ile irtibatlandırılarak soğutma elde edilmektedir (Wu ve Wang, 2006: 459-495).

Kojenerasyon sistemlerinde, elde edilen ısı enerjisi ihtiyaç halinde soğutma enerjisine çevrilebilir ve bunu yapabilmek için sisteme "Absorpsiyonlu Chiller" adı verilen soğutma üniteleri eklenmektedir. Absorpsiyonlu Chiller'ler, kendilerine verilen ısı enerjisini (sıcak su ya da buhar), kimyasal yollarla soğutma enerjisine çeviren üniteler olarak bilinmektedir. Kojenerasyon sistemine ilave edilen chiller sayesinde tek bir yakıt kaynağı ile tek bir sistemde hem elektrik, hem ısıtma, hem de soğutma enerjisi elde edilmiş olmaktadır. Bu birleşik ısı-güç sistemlerine ise "**Trijenerasyon Sistemleri**" denilmektedir. Sistem, "Kojenerasyon + Absorpsiyonlu Chiller = Trijenerasyon" olarak adlandırılmaktadır (<http://www.bestenerji.net/hizmetlerimiz/kojenerasyon-trijenerasyon-danismanligi.html>).

Şekil 2.6'da görüldüğü üzere trijenerasyon sistemlerinde enerjinin aynı anda ve eş zamanlı elektrik, ısıtma ve soğutma olarak üç farklı türde dönüştürülerek birlikte işletmelerin veya kullanıcıların kullanıma sunulmaktadır. Kojenerasyon sisteminden farkı olarak trijenerasyon sisteminde elektrik ve ısı üretimine ek olarak ilave edilen soğutma sistemi sayesinde, üretilen ısının dönüştürülerek soğutma ihtiyaçları için işletme kullanımına sunulmaktadır (Üçgül ve Elibüyük, 2015: 105).

Basit çevrimdeki sistemlerden daha yüksek verimle çalışabilen trijenerasyon sistemlerinde egzoz gazlarından faydalanarak ikinci ve üçüncü bir enerji üretilebilmektedir. Yalnızca elektrik üreten gaz türbini ya da motor, basit bir çevrimde

enerjinin % 30-40'ını elektriğe dönüştürürken; trijenerasyon sisteminde dışarıya atılacak ısının büyük kısmı kullanılabilir enerjiye dönüşmektedir.



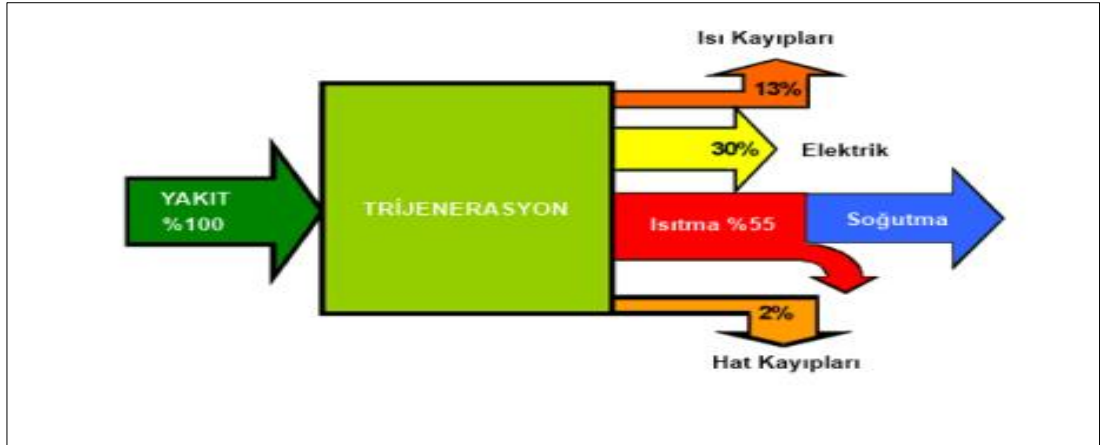
Kaynak: <http://www.bestenerji.net/hizmetlerimiz/kojenerasyon-trijenerasyon-danismanligi.html> (3 Mayıs 2018).

Şekil 2.6. Trijenerasyon Sistem ile Enerji Üretimi

Havayı sıkıştırıp, gaz veya sıvı yakıtı yakarak elektrik jeneratörünü döndüren sisteme gaz türbini denilmektedir. Atık olarak gaz türbininden çıkan egzoz gazlarının sıcaklığı çok fazla olması nedeniyle atık ısı kazanında değerlendirilip yüksek verimde ısı enerjisi elde etmede kullanılmaktadır (Şentürk vd., 2014: 2).

Kojenerasyon sistemine benzer şekilde bir çalışma prensibi olan trijenerasyon sistemi, yaşanan teknolojik gelişmelere bağlı olarak kojenerasyon sistemine soğutmanın eklenmesi olarak özetlenmektedir. İşletmeler, trijenerasyon sistemlerde elektrik, ısıtma ve soğutma eşzamanlı üretildiği için elektrik enerjisi ihtiyacını karşılayabildiği gibi, sıcak su, su buharı ve soğutma işlemlerini de çok daha ucuza elde edebilmektedir (Pravadalıoğlu, http://www.emo.org.tr/ekler/04aa4e179069a80_ek.pdf: 4).

Şekil 2.7'de görüldüğü üzere enerji bakımından %100 olarak trijenerasyon sistemine giren yakıt, hat kayıplarında %2, egzoz, yalıtım ya da havalandırma kaynaklı ısı kayıplarında %13 düşüş yaşamaktadır. Bu sistemde %30 oranında elektrik üretilmektedir. Isıtmaya ayrılan %55 pay bulunmaktadır. Yapılan ısıtma sistemi sonrasında soğutma sistemi tesis edilmektedir (Pravadalıoğlu, http://www.emo.org.tr/ekler/04aa4e179069a80_ek.pdf: 4).



Kaynak: S. Pravadalıoğlu, Yerinde Enerji Üretimi-Kojenerasyon Sistemleri. EMO İzmir Şubesi Enerji Verimliliği Komisyonu. 1-6. http://www.emo.org.tr/ekler/04aa4e179069a80_ek.pdf (23 Şubat 2018).

Şekil 2.7. Trijenerasyon Isıtma Sisteminin Çalışma Prensipleri

2.2.5. Tekil Isıtma

Genel olarak kat kaloriferi veya kat ısıtması olarak adlandırılmakta ve birkaç dairesel konutlarda uygulanan küçük bir merkezi ısıtma sistemi olarak ifade edilmektedir. Hem ısıtma hem de sıcak kullanma suyu aynı zamanda sağlanması, az yer kaplaması, uygulama maliyetinin düşük olması gibi avantajlarına rağmen işletme giderlerinin fazla olması, kullanım ömürlerinin kısa olması, verimlerinin ve kapasitelerinin düşük olması gibi dezavantajları bulunmaktadır (Gümüş, 2015: <https://www.muhandisbeyinler.net/isitma-tesisat-tekniginin-temelleri/>).

Doğal gazlı tekil ısıtma sistemi kullanılan bir hanede, ısıtma için doğal gaz yakıldığında en önde gelen husus olarak elektrik elde etmek için kullanılan teknolojinin son derece güvenli olması gerekmektedir. Ayrıca tüm sistemin alan açısından sıkıntı yaratmaması alan konforunun korunması bakımından son derece önemli, fazla yer kaplamayan sistemin, olabilecek en sessiz şekilde çalışması arzu edilmektedir (Evren, 2015: 1304).

2.2.5.1. Elektrikli Isıtıcılar

Genel olarak elektrikli ısıtıcılarda rezistanslar, klemensler, anahtarlama elemanları, sinyal lambaları, termostatlar, zaman saatleri ve ısıdan etkilenmeyen kablolar gibi malzemeler kullanılmaktadır. Tasarımda ürün üzerinde anahtarlar, sinyal lambaları ve klemensler ısıdan etkilenmeyecek bir yere monte edilir ve ısıtıcı cihazlarda elektriksel bağlantılar porselen klemensler üzerinden yapılmaktadır.

Termostatlar sıcaklığı bu değerde tutmak için ısı, termostatın ayarına göre belirli bir değere düştüğünde tekrar devreye girmektedir. Termostatlar güvenlik için önemli olmakla birlikte, termostat kullanılmazsa ısıtıcı, sürekli çalışıp yangın veya diğer pek çok tehlikeli sonuçlar oluşturabilmektedir (MEGEP, www.megep.meb.gov.tr/mte_program_modul/...pdf/Elektrikli%20Sobalar.pdf).

2.2.5.2. Yağlı (Radyatör) Sobalar

şekli kalorifer peteklerine benzeyen taşınabilir yağlı radyatör, elektrik ile çalışan tüp veya borulu tip rezistanslar ile içinde bulunan yağı ısıtarak ısıtma sağlayan radyatör olarak bilinmektedir. Yağlı radyatörler konveksiyon yolu ile ısıtma sağlayarak havayı kurutmadığı ve ısıyı direkt olarak vermediğı için elektrikli ısıtıcılar arasında en sağlıklı olarak görölmektedir. Petek içerisinde bulunan kalın yağ, elektrik ile ısınır ve yağ radyatör içerisinde dolaşarak ısıyı bulunduğu alana yayarak ısıtma sağlamaktadır (Ekin, <https://www.isgturkiye.com/konu/yagli-radyator-hakkinda-hersey.3032/>).

2.2.5.3. LPG'li Sobalar

Endüstrisi gelişmiş ölkelerde bulunan tüketiciler LPG, doğal gaz ve elektrik ile çalışan çeşitli ocak ve fırınlar kullanmaktadırlar. Gelişmekte olan ölkelerde insanlar LPG, doğal gaz veya gaz yağı ile çalışan daha basit ocakları kullanırken, birçok kişi genellikle insan sağlığını ve çevreyi olumsuz şekilde etkileyen iptidai biokötle olarak biline odun, ürün artıkları ve tezek gibi yakıtları, yerel olarak üretilmiş sobalarda kullanmaktadırlar. Birçok yerde LPG yemek pişirmek için en verimli yakıt olarak kullanılmakta ve aynı zamanda LPG çok amaçlı ve güvenilir bir enerji kaynağı olması sayesinde otel ve restoranlarda yaygın şekilde kullanılmaktadır. Kullanıcılar yakılır yakılmaz anında ısı vermesi nedeniyle ısıtma süresi gereksinimini ortadan kaldırdığı için LPG'yi tercih etmektedir. LPG ayrıca sıcaklık ayarlamasındaki değişikliklere anında yanıt veren ısı üretir ve pişirme araçlarının tabanında ısıyı daha geniş bir alana yayar. Ayrıca LPG siyah duman çıkarmadan ve pişirme aletlerinde is lekesi bırakmadan verimli bir şekilde yanar ve aletlerin daha kolay yıkanmasını ve temizlenmesini sağlamaktadır (<https://www.wlpga.org/wp-content/uploads/2015/10/WLPGA-EE-PDF-TR.V1.pdf>).

2.2.5.4. Doğalgazlı Radyatörler

Günümüzde en çok kullanılan ısıtma elemanları arasında gelen radyatörler, özellikle konut içinde ayrılmış olan ısıtılacak herhangi bir mekânın ısı ihtiyacına göre belirli sayılarda kullanılmaktadırlar. Radyatör seçimi ve sayısı ısıtılacak alanın fiziki yapısına göre belirlenmektedir. Genelde radyatörler ısıtma yapılacak alanın en soğuk bölgesi olan pencere önleri ve dış duvarlara yakın yerlere yerleştirilmektedir. Çünkü ısıtılacak alanda bulunan bu yerlerden gelen soğuk havayı ortama nüfuz etmeden ısıtma amaçlanmaktadır (Çomaklı vd., 2011: 1948).

2.2.6. Sıcak Hava ile Isıtma

İhtiyaç duyulan yerlerde ki ısınmanın sıcak hava ile ısıtılması durumlarında, ısıtmada kullanılan sıcak havanın ısıtılma işlemi katı, sıvı ya da gaz yakıtlarla yapılmaktadır. Sıcak hava ile ısıtmanın temel prensibi, ince polietilenden üretilmiş bir boru üzerine, ölçülendirilmiş aralıklar ile açılmış deliklerden sıcak havanın bir belirlenmiş bir basınç ile aralıksız olarak gönderilmesi olarak sistematize edilmiştir. Bu sistemde hava doğrudan ya da dolaylı yollardan ısıtılabilir. Doğrudan ısıtma sisteminde ısıtılan hava yani ısıtma hacmi iletken bir perde ile yanma hacminden ayrılmaktadır. Bunun ayrıştırma işleminin temel nedeni, yanma işlemi sırasında oluşan ısı, duman ve zararlı gazların, ısıtılan hava ile karışmamasını sağlamaktır. Dolaylı ısıtma işleminde ise, önceden ısıtılan su ya da buharla havanın ısıtılması demektir. Isıtılmış hava, ana kanala bir havalandırıcı aracılığı ile gönderilmektedir. Ana kanal yapı malzemesi genellikle beton ve galvanize edilmiş sac olmaktadır (Yüksel, 2000: 78).

2.3. Isının Açığa Çıkma Şekilleri

2.3.1. Kimyasal Reaksiyon ile Isının Açığa Çıkması

Kimyasal reaksiyon, bir veya daha fazla maddenin, reaksiyona giren maddelerin bir veya daha fazla farklı maddeye dönüştürüldüğü bir süreci ifade etmektedir. Maddeler ya kimyasal elementler ya da bileşiklerden oluşmaktadır. Kimyasal reaksiyon, reaktif maddelerin bileşen atomlarını, ürünler olarak farklı maddeler yaratmak için yeniden düzenlemektedir. Yanan yakıtlar, eritme demirleri, cam ve çömlek yapımı, bira yapımı, şarap ve peynir yapımı binlerce yıldır bilinen ve kullanılan kimyasal reaksiyonları içeren faaliyetlerin pek çok örneği arasında bulunmaktadır. Dünya'nın jeolojisinde, atmosferde ve okyanuslarda ve tüm yaşam

sistemlerinde meydana gelen çok çeşitli karmaşık süreçlerde kimyasal tepkimeler bolca bulunmaktadır (Kotz, Chemical Reaction, <https://www.britannica.com/science/chemical-reaction>).

Yanıcı maddeler katı, sıvı ya da gaz olabilmektedir. Yanma işlemi, oksijen atomu ile kimyasal bir bileşiğin reaksiyonu ile oluşmakta ve ortaya atıklar ve ısı açığa çıkmaktadır. Yanma sonucu atık olarak genellikle duman oluşmaktadır. Herhangi bir sebeple yangın oluşması durumunda, bu yangının sönmesi için yanan madde (yanıcı madde), oksijen ve ısı parametrelerinden birinin yanma olayının olduğu ortamdan çıkarılması ile mümkün olmaktadır (Özçelik, www.sauport.sakarya.edu.tr/FileUploads/Modules/.../1/.../ISG211_H02.pdf).

2.3.2. Nükleer Reaksiyon ile Isının Açığa Çıkması



Kaynak: Türkiye Atom Enerjisi Kurumu, kurumsalarsiv.taek.gov.tr/bitstream/1/201/1/9550.pdf (2 Mayıs 2018).

Şekil 2.8. Nükleer Enerji Santrali Görüntüsü

Şekil 2.8.'de görüldüğü üzere temel olarak bir nükleer reaktör, elektriğin elde edildiği jeneratör türbinlerine gönderilecek buharı ve bu buharın oluşumu için suyu kaynatacak ısıyı üretmektedir. Bu bölüm, temel teknolojileri ve enerjinin üretimi için uygulanan prosesleri anlatmaktadır. Herhangi bir Atom çekirdeğinin, alfa parçacıkları, gamma ışınları, nötronlar, protonlar ya da herhangi bir atom gibi fiziksel bir varlıkla çarpışmasıyla değişime uğramasına nükleer reaksiyon denilmektedir. Günümüzde elektrik üretimi için bu ikisinden sadece fisyon reaksiyonundan faydalanılmaktadır (Türkiye Atom Enerjisi Kurumu, 2011: kurumsalarsiv.taek.gov.tr/bitstream/1/201/1/9550.pdf).

Nükleer reaksiyonlar, nükleer reaktörlerde, yıldızlarda enerji üretir ve evrendeki hidrojenin daha ağır olan tüm elementlerin varlığında bulunmaktadır. Nükleer reaksiyonlar, çekirdekler ve çekirdekler ile elektronlar ve fotonlar gibi diğer temel

parçacıklar arasındaki reaksiyonları göstermektedirler (Bertulani, 2010: <https://arxiv.org/pdf/0908.3275.pdf>).

2.3.3. Elektromanyetik Işınım (Radyasyon) ile Isının Açığa Çıkması

Elektromanyetik ve Partiküller radyasyonlar olmak üzere radyasyonlar ikiye ayrılmaktadır. Dalga özellikli radyasyonlar elektromanyetik, partiküler yapıya sahip radyasyonlar partiküller olarak adlandırılmaktadır. Elektromanyetik dalgalar dalga boylarına göre Mikro dalgalar, Radyo dalgaları, infrared ışınlar, Görünür ışınlar, Ultraviyole ışınlar, X ışınları (Röntgen Işınları), Gamma ışınları olarak farklı adlandırılmaktadır. Partiküler yapıya sahip ışınlar ise Nötron ışınları, Alfa ışınları ve Beta ışınlarından oluşmaktadır (Sabuncu: <http://arsiv.mmo.org.tr/pdf/11247.pdf>).

İnsana ve maddeye nüfuz veya etki edebilen dalgalar veya parçacıklar şeklindeki enerji yayımı veya aktarımına ışınım veya radyasyon denilmektedir Maddedeki etkisine göre iyonlaştıran (Ionizing Radiation) ve iyonlaştırmayan (Non-Ionizing Radiation) olmak üzere radyasyon ikiye ayrılmaktadır. İyonlaştırmayan radyasyon atomik bağları kıracak yeterli enerjiye sahip değilken, iyonlaştıran radyasyon atom ve moleküllerden elektron koparabilecek enerjiye sahip olmaktadır. Isınma, kimyasal reaksiyon değişimleri, hücreler ve dokularda elektrik akımının indüklenmesi yoluyla iyonlaştırmayan radyasyonların biyolojik etkilere yol açtığı bilinmektedir (Alpaslan vd., 2009: 12).

2.3.4. Mekanik Olarak Isının Açığa Çıkması

Mekanik bir sistemde bulunan potansiyel ve kinetik enerjinin toplamı fizikte mekanik enerji olarak adlandırılmaktadır. Bu toplam enerji, cismin konumu ve yaptığı hareket ile alakalı olmaktadır. Enerjinin korunumu yasası, ideal bir ortamda bir cisim sadece yer çekimi benzeri konservatif bir kuvvete maruz durumda ise mekanik enerjinin sabit olduğunu söylemektedir. Eğer bir cisim konservatif net kuvvetin aksi yönünde hareket ediyorsa potansiyel enerjisi artmaktadır, bununla beraber sürati (hızı değil) değişim gösterirse kinetik enerjisi de değişim göstermektedir. Sürtünme kuvveti gibi konservatif olmayan kuvvetler tüm reel sistemlerde bulunmaktadır, ancak bu kuvvetler çoğu zaman ihmal edilebilir olmakta ve sonuçta enerjinin sabit olduğu söylenebilmektedir. Enerji esnek çarpışmalarda korunurken, esnek olmayan çarpışmalarda enerjinin bir kısmı ısıya dönüşmektedir. James Prescott Joule, sıcaklıkta ki artış ile mekanik enerji arasında ki ilişkiyi keşfetmiştir. Elektriksel potansiyel enerji,

ısı gibi enerji türleri elektrik motoru, buhar makinesi vb. araçlar ile mekanik enerjiye dönüştürülmektedir(MekanikEnerji,https://ipfs.io/ipfs/QmT5NvUtoM5nWFfrQdVrFtvGfKFmG7AHE8P34isapyhCxX/wiki/Mekanik_enerji.html).

2.4. Isı Transfer Yöntemleri

Termodinamik ile bir sistemin çevreyle etkileşimi sonucu bir halden diğer bir hale dönüşümü esnasında transfer edilen ısı miktarı ve hızıyla ilgilenmektedir. Bu durumda birkaç soru ortaya çıkmaktadır. Bir ortam veya ortamlar arasında oluşan sıcaklık farklılığı nedeniyle geçiş halindeki termal enerjiye ısı transferi denilmektedir. Isı transferi, konveksiyon, kondüksiyon ve radyasyon olarak temelde üç çeşit olmaktadır (Yıldız, 2016: 4).

2.4.1. Konveksiyon (Taşınım) Yolu ile Isı Transferi

Termodinamik alanında konveksiyon ısı akışı olarak değil entalpi akışı veya akımı olarak tanımlanmakta ve özel bir yüzeyden bir akışkan geçtiği zaman taşınan entalpi akımına ısının konveksiyonla akışı denilmektedir. Bu akışta, akışkana bazı kuvvetler etki etmektedir ve akışkan bu oluşan sürtünme kuvvetine karşı hareketini devam ettirmekte buna bağlı olarak makroskopik bir olay olarak konveksiyon oluşmaktadır. Konveksiyon, akışkan mekanikleri ile doğrudan alakalı olaylar zinciri olarak görünmektedir. Akışkan mekanikleri termodinamiği anlamında konveksiyon entalpi akışı olarak değerlendirilmektedir. Aslında teknik anlamda konveksiyonun ısı akışı terimiyle tanımlanması daha doğru görünmektedir, çünkü oluşan olaylarda konveksiyon ve kondüksiyon yoluyla ısı transferini ayırt etmek oldukça zor olmaktadır. Türbülent akışta görülen karışma olayı ile entalpi transferi ve sıcak havanın bir radyatörün kaynak olarak kullanılması Konveksiyon ısı transferine örnek olarak gösterilmektedir. Akışkanlarda konveksiyon oluşturan kuvvetler iki tip olarak değerlendirilmektedir. “Doğal Konveksiyon” olarak nitelendirilen akma olayında yoğunluk farkından oluşan yüzdürme kuvvetlerinin sebep olduğu yoğunluğun farklılaşması akışkan içerisinde sıcaklık dalgalanmalarına yol açmaktadır ve sonuç olarak bu etki meydana gelmektedir. Isıtılan bir radyatör önünde oluşan sıcak hava akışı doğal konveksiyona örnek olarak gösterilmektedir (Beşergil: 1, http://www.bayar.edu.tr/besergil/1_konduksiyonla_isi_transferi.pdf).

Konveksiyon sistemde ısıyı aktarmak için akışkanların hareketini kullanılmaktadır. Tipik bir konvektif ısı transferinde, sıcak bir yüzey kendisini

çevreleyen sıvıyı ısıtır, bu da daha sonra rüzgar gibi sıvı hareketi ile taşınmaktadır. Sıcak sıvı, yüzeyden daha fazla ısı çekebilen soğutucu akışkan ile değiştirilmektedir. Isıtılmış akışkan sürekli olarak soğutucu akışkan ile değiştirildiği için, ısı aktarım oranı artırılmış olmaktadır. Doğal konveksiyon (veya serbest konveksiyon), sıvı hareketinin sıcak sıvı tarafından yaratıldığı bir durumu ifade etmektedir. Sıvı yoğunluğu ısıtıldığında azalır; Böylece, sıcak akışkanlar soğuk akışkanlardan daha hafiftir. Sıcak bir nesneyi saran sıcak sıvı yükselir ve daha soğuk sıvı ile değiştirilir. Zorlanmış konveksiyon, sıvı hareketi üreten harici araçlar kullanır. Zorlu konveksiyon rüzgarlı bir şey yapan kış mevsimi, aynı sıcaklıktaki sakin bir günden daha soğuk hissediyor. Vücudunuzdaki ısı kaybı, rüzgârın soğuk havanın sürekli olarak yenilenmesi nedeniyle artmaktadır. Doğal rüzgar ve fanlar, en yaygın iki zorlamalı konveksiyon kaynağıdır (Gourmet Engineering: http://emerald.tufts.edu/as/tampl/en43/lecture_notes/en43-all.pdf).

2.4.2. Temas (İletim) Yolu ile Isı Transferi

Sürekli bir madde de sıcaklık farklılıkları görülüyorsa, herhangi bir hareket olmadan ısı akışı meydana gelmektedir. Bu tip ısı akışına moleküler iletim ya da sadece iletim denilmektedir. İletim moleküler boyutta olmaktadır, mekanizması ise her bir molekülün momentumunun sıcaklık farklılığı boyunca transferine dayanmaktadır. Örnek olarak, bir tüpün metal duvarının ya da bir fırının tuğla duvarının ısınması bu tip mekanizma ile oluşmaktadır (Beşergil: http://www.bayar.edu.tr/besergil/1_konduksiyonla_isi_transferi.pdf).

Yalıtılmış bir katı maddenin farklı bölümleri farklı sıcaklıklarda ise, sıcak yerler sıcaktan soğuk olanlara doğru, hepsi aynı sıcaklıkta olana kadar akmaktadır. “İzole” ile burada, katının dış dünya ile ısı alışverişinde bulunamayacağı kastedilmektedir. Çoğu madde için, herhangi bir noktada ısı akış hızı, sıcaklık gradyanı ile orantılıdır, sıcaklığın pozisyonla ne kadar hızlı değiştiği bir örnek vermek gerekirse, bir ucunda ısıtılmış ince bir çubuktan aşağı akan ısıyı düşünün ve çubuğun yalıtımın içine sarılı olduğunu varsayın, böylece tüm ısı çubuktan aşağı akar, hiçbiri yüzeyden kaçamamaktadır. Çubuğun aşağı doğru aktığı doğal birim, saniyede kaç tane milin çubukta sabit bir noktaya geçtiği olmaktadır

(Fowler:<http://galileo.phys.virginia.edu/clas/152.mf1i.spring02/HeatTransport.pdf>).

2.4.3. Işıma (Işınım) Yolu ile Isı Transferi

Elektromagnetik dalgalar vasıtası ile uzaydan transfer edilen enerji cinsine Radyasyon denilmektedir. Radyasyon olayında, enerji uzaydan geçerken yolunu değiştirmemekte ve başka bir cins enerjiye dönüşmemektedir. Transfer sırasında istikametinde bulunan maddelerle karşılaştığında bir kısmı bu maddelerce emilmekte ve bir kısmı da yansımaktadır. Isıya dönüşen enerji bu emilim olayından kaynaklanmaktadır. Bu olay sırasında enerji kantitatif olarak ısıya çevrilmektedir. Ergimiş kuvartza çarpan radyasyonun tamamının bu maddeden geçtiği görülmektedir. Diğer taraftan bir aynaya ya da opak bir yüzeye gelen radyasyonun hepsi yansıtılmaktadır. Siyah yada mat bir yüzeyde ise gelen radyasyonun çoğu absorblanarak kantitatif olarak ısıya çevrilmektedir. Fırınlarda ve gaz ile ısıtılan diğer cihazlarda oluşan ısı transferinde olduğu gibi monoatomik ve diatomik gazlarda ısı akışı hem radyasyonla hem de kondüksiyon-konveksiyonla oluşmaktadır. Radyasyon akışkanın akışından etkilenmemekte ve yüksek sıcaklıklarda önemli olduğu belirtilmektedir. Tam tersi olarak kondüksiyon-konveksiyon sıcaklık seviyesine bağlı olmamakta ancak akış koşullarından etkilenmektedir. Kondüksiyonla transfer, homojen katılardaki ısı akışı ile incelenmektedir, bu modellerde radyasyon ve kondüksiyon vasıtası ile ısı iletimi ihmal edilecek kadar az oluşmaktadır (Beşergil: http://www.bayar.edu.tr/besergil/1_konduksiyonla_isi_transferi.pdf).

Güneşten gelen ısı bize radyasyon olarak ulaşır, görünür ışığın çoğu, benzer elektromanyetik dalgalar ancak dalga boyunda gözlerimizin duyarlı değildir. Mutlak sıfır sıcaklıkta olmayan tüm vücutlar oda sıcaklığında yayılır, radyasyon kızılötesi dalga boyunda görünür spektrumun dalga boyundan daha uzundur. Mikroskobik olarak, radyasyon ortaya çıkar, çünkü sıcak bir katıdaki salınan iyonlar ve elektronlar elektrik yüklerini hızlandırır ve bir sonraki sömestrde bulacağımız gibi, bu tür yükler yayılır. Farklı maddeler farklı verimliliklerle yayılır, daha iyi yayılanlar da gelen radyasyonu daha iyi absorbe eder. Mükemmel bir soğurucuya abblack vücut denir (doğada bu tür bir mükemmellik yoktur, fakat bazı şeyler yakındır). Bu da, aynı zamanda mükemmel bir radyatör özelliği göstermektedir (Fowler: <http://galileo.phys.virginia.edu/classes/152.mf1i.spring02/HeatTransport.pdf>).

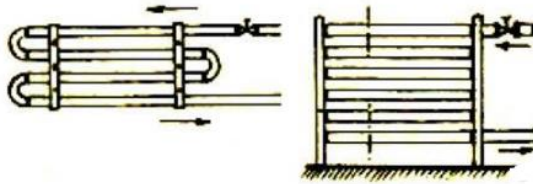
2.5. Isıtma Elemanları

Hacmin yapı bileşenlerinden dışarıya ısı kaybı, iç ortam sıcaklığı ile dış ortam sıcaklığının farklı olmasından kaynaklanmaktadır. İhtiyaç duyulan ya da konfor sıcaklığının sağlanabilmesi ya da korunabilmesi için, kayıp yaşanan ısının hesaplanması ve tekrar ihtiyaç duyulan hacme tekrar kazandırılması gerekmektedir. Çeşitli ısıtıcılar bu amaçla kullanılmaktadır. Hacmin ısınmasını, ısıtıcıların kendilerine su, kızgın su ya da buhar ile gelen ısıyı kondüksiyon, konveksiyon ya da radyasyon vasıtası ile hacme iletmesi yolu ile sağlamaktadır. Isıtıcı olarak radyatör konutlar, okullar ve hastanelerde; salon tipi sıcak hava cihazları ya da konvektörler bürolar ve otellerde; duvar tipi sıcak hava cihazları ise fabrika, atölye gibi kat yüksekliği fazla olan yerlerde önerilmektedir. Bu ısıtıcıları aşağıdaki gibi sınıflandırmak mümkündür (<http://content.lms.sabis.sakarya.edu.tr/Uploads/45911/47047/%C4%B1s%C4%B1tma6.pdf>);

1. Boru Isıtıcılar
2. Radyatörler
3. Konvektörler
4. Işımalı (Radyant ya da radyasyonlu) ısıtıcılar

2.5.1. Boru Isıtıcılar

Şekil 2.9’da görüldüğü gibi düz bandın soğuk şekil verme ile kıvrılarak boru haline getirilmesi ve kenarların ısıtılarak baskı ile birleşmesi ile piyasada bulunan standart boruların üretimi yapılmaktadır. Boruların kıvrılarak ve ya kaynakla birleştirilmesi ile boru ısıtıcılar yapılmaktadır. Isı transferi ise, borunun içinden geçen sıcak su ya da buharın ısınımsını temas ettiği boru yüzeyine vermesi ve bu ısının boru dış yüzeyinden bulunulan ortama geçmesi prensibiyle gerçekleşmektedir. İstenilen ısıl kapasiteye ulaşmak için uzun borular kullanılmasının sebebi boruların ısıtma yüzeylerinin küçük olmasıdır (Teknik Boru Endüstriyel: <http://www.teknikboru.com/SRM-Borular>).



Kaynak: <http://myo.kilis.edu.tr/duyuru/isiticisecimi.pdf> (27 Nisan 2018).

Şekil 2.9. Çıplak Boru Isıtıcıları

Isı boruları, özellikle NASA tarafından 60'ların başında yer alan uygulamalar için geliştirilmiştir. Uzay uygulamalarındaki bir ana problem, bir vakumda ısı iletiminin çok sınırlı olmasından dolayı, sıcaklığı içten dışa doğru taşımaktır. Bu nedenle, yer çekimi kuvveti etkisine girmeden, ısı taşımak için hızlı ve etkili bir yol geliştirmek için bir gereklilik vardı. Buradaki fikir, ısı enerjisini konveksiyon yoluyla bir noktadan diğerine taşıyan bir akış alanı yaratmaktır, çünkü konvektif ısı aktarımı, iletme bağılı ısı transferinden çok daha hızlıdır. Günümüzde ısı boruları, sınırlı alana ve yüksek ısı akışına ihtiyaç duyulan çeşitli uygulamalarda kullanılmaktadır. Tabii ki hala uzay uygulamalarında kullanılıyor, ancak ısı transfer sistemlerinde, bilgisayarların soğutulmasında, cep telefonlarında ve güneş kollektörlerinin soğutulmasında da kullanılıyor. Özellikle mikro uygulamalar için bir cep telefonunun çekirdeğini soğutmak için geliştirilmiş mikro ısı boruları bulunmaktadır. Kişisel bilgisayarlardaki sınırlı alan ve artan hesaplama gücü nedeniyle, işlemcileri soğutmak için yeni bir yol bulmak gerekiyordu. Bir ısı borusu vasıtasıyla, işlemci soğutma ünitesini enerjinin dışına sabitlenen daha büyük bir soğutma ünitesine bağlamak mümkündür (Korn, 2008: 1).

2.5.2. Radyatörler

Radyatörlerde ısının bulunulan ortama transferi ışınım (radyasyon) ve taşınım (konveksiyon) prensibi ile gerçekleşmektedir. Isı geçişi ışınım ile taşınımaya göre daha düşük düzeyde gerçekleşmektedir. Radyatörler, şekil 2.10'da görüldüğü üzere imal edildikleri malzemeye göre aşağıda ki gibi sınıflandırılmaktadır (T.C. Millî Eğitim Bakanlığı, 2012: 15):

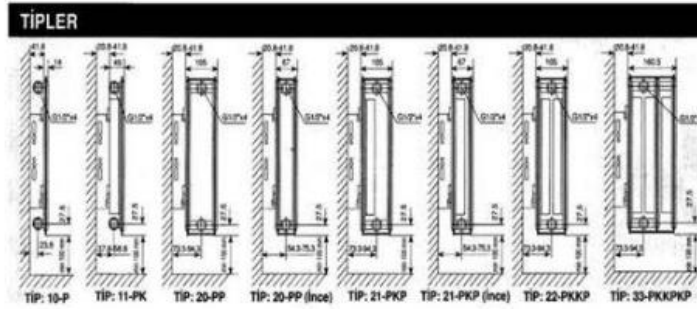
- Döküm Radyatörler (Kolonlu, perkolon, ridem)
- Çelik radyatörler (Dilimli çelik radyatör, panel radyatör)
- Alüminyum radyatörler (alüminyum alurad, elba)



Kaynak: <http://content.lms.sabis.sakarya.edu.tr/Uploads/45911/47047/%C4%B1s%C4%B1tma6.pdf> (27 Nisan 2018).

Şekil 2.10. Döküm Radyatörler

Radyatörler, ısıyı doğal hava sirkülasyonu ile dağıtan basit ısı eşanjörleridir. (isme rağmen radyasyonla çok az ısı aktarılır). 80 yıl kadar önce radyatörlerin çoğu dökme demirden yapılmıştır - şimdi çoğunlukla preslenmiş çelikten yapılmıştır; birkaçı alüminyumdan yapılmıştır. Üreticilerin tümü, radyatörlerinin ve birçok yazılım şirketinin (ve radyatör üreticilerinin) çıkışını gösteren veri sayfalarının üretilmesini sağlar, böylece radyatör boyutu hesaplanabilmektedir. Normalde üreticinin veri sayfaları, 50° C'lik bir sıcaklık farkı (havaya su) olduğunda radyatör çıkışını teklif edecektir. Gerçek çıkışı ve dolayısıyla büyüklüğü belirlemek için sıcaklığın bu düzeltme faktörlerinden farklı olduğu durumlarda gereklidir. Örneğin, normalden daha düşük bir sıcaklıkta çalışacak bir radyatör gerekiyorsa, kompanse etmek için boyutunun artırılması gerekir. Radyatörler, şekil 2.11'de görüldüğü gibi tek panel veya çift panel olabilir ve kanatlı veya kanatsız olabilir. Radyatörlerin iki katına çıkarılması ve kanatçıkların eklenmesi radyatörün kapladığı alan miktarını arttırmadan çıkışı artırır (http://www.the50plus.co.uk/tech_support/Modern-Central-Heating/radiator_pages.pdf).



Kaynak: <http://myo.kilis.edu.tr/duyuru/isiticisecimi.pdf> (27 Nisan 2018).

Şekil 2.11. Panel Isıtıcı Tipleri

2.5.2.1. Radyatörlerin Karşılaştırılması

Farklı radyatör tipleri arasında seçim yapılırken aşağıda ki kriterlere göre değerlendirme yapılmaktadır (<http://www.tesisat.org/radyator-ve-ozellikleri.html>):

1. **Ömür:** Kullanılan malzemeye göre radyatörün ömrü değişkenlik göstermektedir. Döküm radyatörler en uzun ömürlü radyatörlerdir. Alüminyum radyatörlerde değişkenlik gösteren ömür, panel radyatörlerde 15 ila 20 yıl arasında olmaktadır.

2. Yatırım Maliyeti: Maliye hesabı yapılırken en doğru hesap kalori maliyeti üzerinden yapılmaktadır. Bu nokta da m² fiyatları ön plana çıkartılmamalıdır. Döküm ve alüminyum radyatörler en pahalı radyatörlerdir. Bunlara kıyasla panel radyatörler daha ucuzdur. En ucuz radyatörler ise dilimli çelik radyatörler olarak görünmektedir.

3. Gerekli ısıtma yüzeyi miktarı: Bir radyatörün ısı verimi aynı şartlarda aynı ısıyı ne kadar küçük yüzeyle vermesi olarak hesaplanmaktadır. Döküm radyatörlerin 144/500 kolonlu ve 900/70 perkolon tiplerinde radyatörler içinde en yüksek ısı verim görülmektedir.

4. Estetik: Panel ve alurad tip radyatörler estetik olarak daha çok tercih edilmektedir.

5. Toz tutma ve temizlenebilme: Düz yüzeyli çelik radyatörler bu kıstasta en öne çıkan tipler olarak görülmektedir.

6. Güvenlik: Kenarları keskin olan radyatörler çarpma gibi durumlar için risk teşkil etmektedirler. Dilimli çelik radyatörler bu tipe örnek olarak gösterilmektedir.

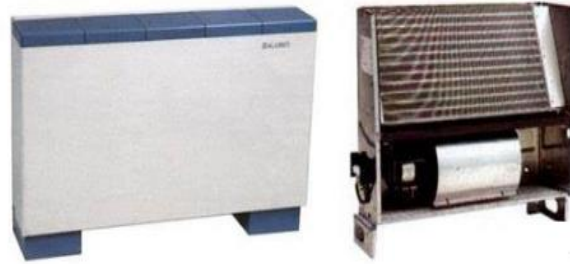
7. Ağırlık: Ağırlık, montaj açısından çok önemli bir kriterdir. Bu kriterde döküm radyatörler diğer tiplere göre daha dezavantajlı görülmektedir.

8. Su hacmi: Dilimli çelik radyatörlerde olduğu gibi su hacmi fazla olan radyatörler geç ısınıp geç soğumaktadırlar. Su hacminin büyük olması genleşme deposunun boyutlarını da etkilemektedir.

2.5.3. Konvektörler

Kanatlı boruların kaset içine lokalize edilmiş şekline konvektör denilmektedir. Kasetin alt kısmından alınan soğuk hava kanatlı ısıtıcı borular tarafından ısıtılır, ısınan sıcak hava yükselerek kasetin üst tarafından odaya çıkartılmaktadır. Konvektörlerde, ısı transferi % 95-98 gibi bir oranda konveksiyonla gerçekleşmektedir. Isı transferi radyasyonla çok az olmaktadır. Konvektörler, doğal çekişli ve üflemlili olarak ikiye ayrılmaktadır. Doğal çekişli konvektörlerde, havanın hareketi tamamen kaset tarafından yaratılan baca etkisi ile oluşmaktadır. Hava akımını azaltıp artırmak üzere hava klapeleri konvektör ısıtma gücünü ayarlamak için kullanılmaktadır. Ayrıca aynı kontrolü sağlamak üzere konvektöre giren su miktarını ayarlayan su kontrol vanaları da kullanılabilir. Üflemlili konvektörlerde ise radyal fanlar hava hareketini sağlamak üzere kullanılmaktadır. Fan tarafından çekilen hava bir filtreden geçirilerek ısıtıcı borulardan geçirilerek ısıtılır ve hacme transfer edilir. Bu yapıda ısıtıcı borular üstte fan ise altta yer almaktadır. Bazı tiplerde ise dış hava bağlantısı ile hava girişi

yapılmaktadır. Bu sayede üflemeli konvektörler hem ısıtma hem de havalandırmada kullanılabilir. Konvektörlerin tercih edilme sebepleri az yer kaplamaları ve çabuk ısıtma sağlamaları sebebiyledir. Temizlik konvektörler için çok önemlidir. Filtreler özellikle üflemeli konvektörlerde çok çabuk kirlenmekte ve tıkanmaktadır. Bu sebeple filtrelerin rutin olarak bakımının yapılması gerekmektedir. Devri kademeli olarak ayarlanabilen fanlar genellikle ısı gücü ayarı sağlamak için kullanılmaktadır. Eğer fanlar tamamen durursa, konvektörden yayılan ısı çok az olmaktadır. Üflemeli konvektör Şekil 2.12’de görülmektedir (İzoterm A.Ş.: http://www.izoterm.com.tr/konvektorlu_ısıtma_tesisatlari.html).



Kaynak: <http://myo.kilis.edu.tr/duyuru/isitciseccimi.pdf> (27 Nisan 2018).

Şekil 2.12. Üflemeli Konvektörler.

2.5.4. Radyant Isıtıcılar

Sıcak sulu radyant paneller ve doğal gazlı radyant paneller olarak radyant ısıtıcılar ikiye ayrılmaktadır. Büyük hacimlerin radyant panellerin düzenlenmesi ile tavadan sıcak su vasıtasıyla ısıtılması mümkündür. Burada fabrika, atölye gibi büyük hacimlerin ısıtılması amacı ile kullanılan gazlı radyant ısıtıcılar üzerinde durulacaktır. Bu tip ısıtıcılar, aşağıda ki ısıtma uygulamalarında tercih edilmektedirler (Alterm Mekanik: <http://www.aktermmekanik.com.tr/hizmetler/radyant-isininla-ısıtma-tesisatlari>):

1. Tavan yüksekliği 6 m ve daha yüksek olan kapalı alanlarda
2. Kısmen kapalı alanlarda
3. Büyük bir hacimde, belirlenen bir bölgenin ısıtılmasında (örneğin büyük bir imalathanede belirli bir makine ve çevresi)
4. Kısa süre için ısıtma ihtiyacı duyulan alanlarda

Bu ısıtıcılarda ısı, gaz yanması ile ısınan radyant panellerden istenilen yüzeye ışınlama (radyasyonla) transfer edilmektedir. Radyant ısıtıcılar ile ısıtılacak bölgelerde ışınlamanın önüne geçecek cihazlar (yüksek tezgahlar, otobüs, kamyon, yüksek makineler

vb.) konumlandırılmamalıdır. Bu sistemin verimi, istenilen yüzeye doğru giderken havayı ısıtmaması ve doğrudan ısıtılacak cismi ısıtmasından kaynaklanmaktadır. Isı, ısınan yüzeylerden taşınım yolu ile ortam havasına geçer ve sonuç olarak bütün yükseklikte eşite yakın bir ısıtma profiline ulaşılmaktadır. Bu sistem ile lokal ısıtma yapılabilmektedir. Oysaki klasik taşınım ile ısıtma sistemlerinde, ısınan hava yükseleceğinden, sıcak hava yukarıda toplanır ve lokal ısıtma gerçekleştirilemez. Bu nedenlerle, yüksek tavanlı ve büyük hacimli yerlerin ısıtılmasında kullanılan radyant paneller ile taşınım ile ısıtmaya nazaran %25-%50 civarında bir enerji tasarrufu sağlanabilmektedir. Sanayide kullanılan radyant ısıtıcılar, elektrikli radyant ısıtıcılar, açık alevli, radyant plakalı ve boru radyant ısıtıcılar olarak sayılmaktadır(<http://www.dogalgaz.net/radyant-ısıtıcılar.html>).

Ünite ısıtıcıları, doğal gaz veya yağ yakan veya binalarda ısıyı ısıtmak için elektrikli direnç kullanan bağımsız ısıtma üniteleridir. Çoğu zaman, bir alanın tavanından asılırlar, fakat aynı zamanda zemin veya duvarlara da monte edilebilirler. Birçok kişi, estetik açıdan istenmeyen birim ısıtıcıları bulduğu için, ünite ısıtıcıları, garajlar gibi estetiklere karşı daha az duyarlılığa sahip alanlarda veya büyük kutu perakende mağazaları gibi yüksek tavanlı binalarda kullanılmaya eğilimindedir. Radyant kızılötesi ısıtıcılar, radyant ve doğal konveksiyon ısı transferinin bir karışımı yoluyla ısıyı mekânlara aktaran birim ısıtıcıya bir alternatiftir (sonucusu genellikle ısıdır, çünkü bu ısının çoğu tavanın yakınında kalmaktadır). Isı üretmek için gaz, yağ veya elektrik kullanabilirler (Roth, 2007: 72).

2.5.4.1. Açık Yanma Odalı Radyant Isıtıcılar

En eski ve en çok kabul edilen bu tip gaz yakıtlı radyant ısıtma sistemleridir. Enerji tasarrufu bakımından bu tip ısıtıcılar özellikle enerji tasarrufu bağlamında başarılı bir şekilde kullanılmaktadır. Açık yanma odalı radyant ısıtıcılar, tam on karışımli gaz yakıtlı bir enjektör brülörü tarafından direkt (doğrudan) ısıtılmaktadır. Seramik bir plakanın yüzeyinde gaz/hava karışımı yanmaktadır. Seramik plakanın deliklerinin üzrinde ve içinde, ekstrem kısa alev uzunluğu ile yanma gerçekleşmektedir. Yüzey sıcaklığı yaklaşık 850-900°C olmaktadır. Infrared ışınım, seramikten 0,8 ile 3 mm arasında bir dalga boyu ile oluşmaktadır. Seramik yüzeyi bu dalga boyunda gözle görünür şekilde kızararak infrared ışına yaptığından bu tip ısıtıcılara parlak radyant ısıtıcı adı da verilmektedir. Verim artışı, seramik önüne

yerleştirilen bir ışınım ızgarası ile sağlanmaktadır. Söz konusu uygulama alanına uyum sağlanması için çok farklı geometrilere sahip yansıtıcılar (resektörler) kullanılmaktadır. Bu yansıtıcılar dik, parabolik ve eğik olarak, ışınımı insanların bulunduğu alana ya da ısıtılmak istenilen malzeme yüzeyine geniş açılı ya da yoğunlaştırılmış şekilde transfer etmek üzere kullanılabilir. Açık yanma odalı radyant ısıtıcılarda, atık gaz sistemi ya da mekanik ortam havalandırma sistemleri ile oluşan duman ortamdan uzaklaştırılmaktadır (Tesisat: <http://www.tesisat.org/radyant-ısıtıcılar-hesap-yontemi.html>).

2.5.4.2. Boru Radyant Isıtıcı

Şekil 2.13'te U tipi borulu doğalgazlı radyant bir ısıtıcı gösterilmiştir. Borulu ısıtıcılar 65-104 mm çaplı çelik borulardan imal edilmektedirler. Yakılan gaz bir uçtan diğer uçtaki fan yardımı ile çekilmekte ve yanma ürünleri dışarı atılmaktadır. Boru boyları 7m'ye kadar olabilmektedir. Bu boyda ortalama 18 kW güç elde edilebilmektedir. Açık alevli radyant ısıtıcılarda ise her kw ısıtıcı gücü başına 14-24 m³/h havalandırma sağlanmalıdır. Salon hacmi ise, kW başına 10 m³ değerinden küçük olmamalıdır. Genellikle seramik olan ısıtıcı yüzeylerde sıcaklık 800-900°C değerlerine ulaşabilir. Ortalama ısıtıcı yüzey ısı yayma yoğunluğu 50-130 kW/ m² değerlerindedir. Yanma emniyeti radyant ısıtıcılar için alevin iyonizasyonu yöntemi ile sağlanmaktadır. En doğru ateşleme sistemi otomatik ateşleme düzeni ile olmakla beraber bazı uygulamalarda pilot alevle yapılmaktadır. Boru Radyant ısıtıcılarda hava akışı hava akış şalteri ile kontrol edilmektedir. Özellikle büyük ısıtıcılarda tam otomatik olarak oda termostatu ile ısıtma kontrolü yapılmaktadır (<http://content.lms.sabis.sakarya.edu.tr/Uploads/45911/47047/%C4%B1s%C4%B1tma6.pdf>).



Kaynak: <http://content.lms.sabis.sakarya.edu.tr/Uploads/45911/47047/%C4%B1s%C4%B1tma6.pdf> (2 Mayıs 2018).

Şekil 2.13. U Tipi Radiant Isıtıcı.

Bir doğalgazlı radyant ısı sistemi, yansıtıcı plakalar ve ısıtma boru şeklindeki kanallar vasıtasıyla yapılmaktadır. (Fitzemeyer, 2001: 1).

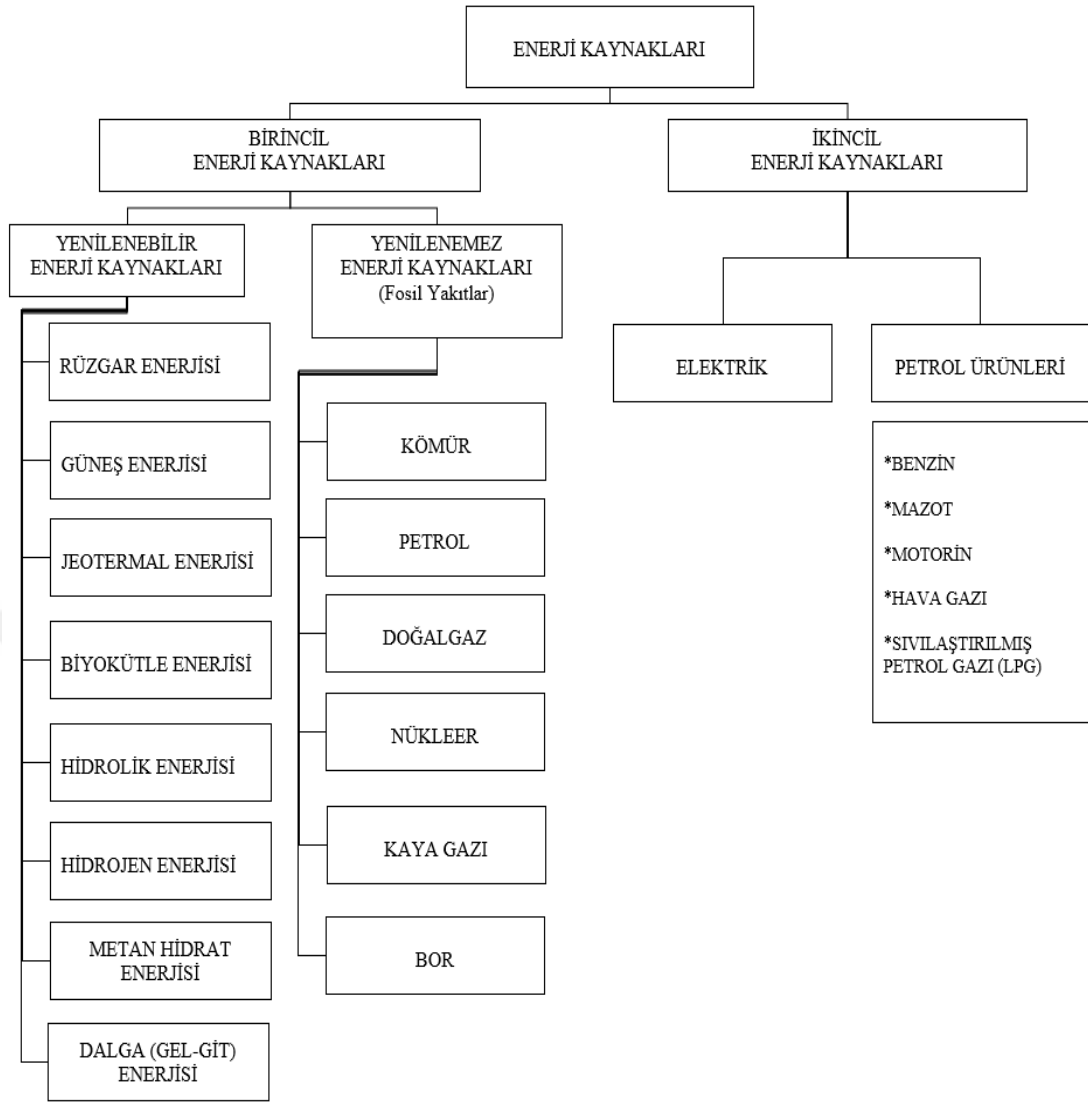
2.5.5. Elektrikli Sobalar (Quartz) ve İnfrared Sobalar

Quartz sobalar kullanılarak anında ısıtma ışın yolu ile yapılmaktadır. Isıtılacak cisimleri ya da insanı doğrudan ısıtmaktadırlar. Klasik ısıtma sistemlerinde önce hacim ısıtılmaktadır. Isıtılan hava, kapalı ortam içerisinde yükselerek dağılır, ve ardından ortamda bulunan cisimler ısınmaya başlamaktadır. Isının ışık dalgaları ile transfer edilmesi, quartz ve infrared sistemin çalışma prensibidir. Bu tip ısıtma halk arasında enfraruj olarak da adlandırılmaktadır. Aynı zamanda bu isim güneş ışınlarının bir kısmını da denilmektedir. Güneşin doğuşu ve batışı esnasında net olarak görülen turuncu ışınlar bu ışınlardır. Bu ısıtma sisteminde öncelikle ışığın vurduğu yüzeyler ısınmaktadır, bu sebeple ısının yönlendirilmesi sağlanabilmektedir. Bu sistemle ihtiyaç duyulmayan yerler ve boş alanlar yerine doğrudan ısıtma istenilen objelere ve hacimler verimli bir şekilde ısıtılabilir (MEGEP: [http://www.megep.meb.gov.tr/mte_program_modul/moduller_pdf/Elektrikli Sobalar.pdf](http://www.megep.meb.gov.tr/mte_program_modul/moduller_pdf/Elektrikli_Sobalar.pdf)). %20

2.6. Enerji Kaynakları

Dünya genelinde enerji kaynakları Şekil 2.14'te gösterildiği gibi Birincil Enerji ve İkincil enerji olarak iki çeşit olarak sınıflandırılmaktadır. Birincil enerji kaynakları ise enerjinin elde edilmesine göre yenilenebilir enerji kaynakları ve yenilenemez enerji kaynakları olarak ikiye ayrılmaktadır. Birincil enerji, kaynağından çıktığı gibi direkt kullanılabilen ve enerjinin işlem veya dönüşüm geçirmemiş ve herhangi bir enerji dönüşümüne uğramadan doğada bulunan hali ile kullanılan enerji türü olarak tanımlanmaktadır. Birincil enerji kaynakları, kömür, kaya gazı, bor, petrol ve doğal gazdan oluşan fosil yakıtlar, taşkömürü, linyit, nükleer enerji gibi rezervi sınırlı olan yenilenemez enerji kaynakları ile rüzgar, güneş, gel-git, su, biokütle, jeotermal, gibi doğal yenilenebilir enerji kaynaklarından oluşmaktadır. (Kavcıoğlu, 2015: 8).

Genel olarak başta yenilenebilir enerji kaynakları olmak üzere rüzgar, jeotermal, biokütle, hidrojen dalga ve hatta fosil yakıt olarak bilinen petrol, kömür ve doğalgaz enerjilerini güneşten almakta aslında güneş enerjisinin şekil değiştirmiş hali olduğu düşünülmektedir.



Kaynak: IEA, 2012: 6.

Şekil 2.14. Dünya Enerji Kaynakları.

Özellikle yenilenebilir enerji kaynakları enerjilerini güneşten aldığı için güneşin olduğu sürece yenilenebilir enerji kaynaklarının tükenmeyeceği tahmin edilmektedir. Tüm bu nedenlerden dolayı güneş dünyanın en önemli enerji kaynağı olarak tanımlanmaktadır (SETAV:<https://setav.org/assets/uploads/2017/04/YenilenebilirEnerji.pdf>).

İkincil Enerji Kaynakları, Enerji dönüşüm yöntemleri kullanılarak birincil enerji kaynaklarının dönüşümüyle oluşan enerji kaynaklarına denilmektedir. İkincil enerji kaynağı olarak, elektrik, benzin, mazot, motorin, hava gazı, sıvılaştırılmış petrol gazı (LPG) kullanılmaktadır. Örnek olarak, rüzgar birincil enerji kaynağı iken rüzgar tribünü vasıtasıyla elde edilmiş elektrik enerjisi ikincil enerji kaynağı olmaktadır.

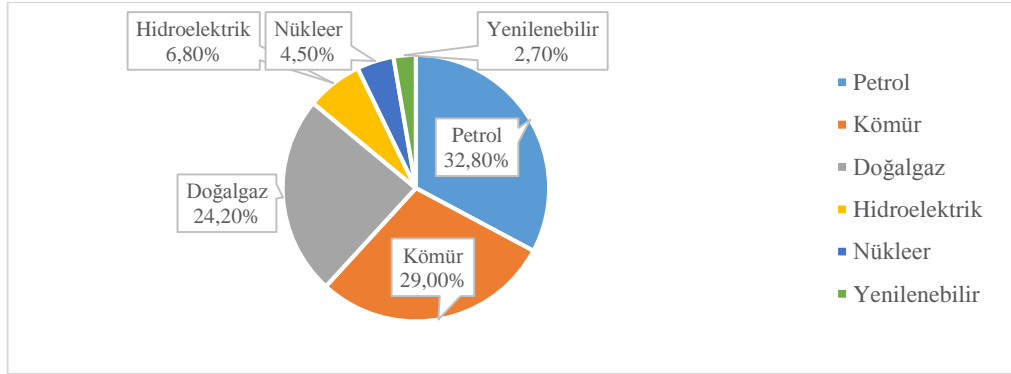
2.6.1. Birincil Enerji Kaynakları

Enerji ile ilgili kararlar, ekonomi politikasını, ekonomik yapılaşma teorilerinin belirlenmesini, rekabet unsurlarının oluşmasını, ekonomik istikrarın sağlanmasını, ekonomik büyümenin desteklenmesini, enerji kaynaklarının doğru ve etkin kullanımını, enerji kaynaklarının dağılımının doğru yapılmasını gibi fonksiyonların yerine getirilmesinde doğrudan ve önemli bir yer tutmaktadır. Enerji politikası, sürdürülebilirliğin ön plana alınması ile ihtiyaç görülen enerjinin maliyetinin düşürülmesi, çevre ve sosyal etkilerin maliyetlerinin minimize edilmesi, süreklilik politikasının sağlanması, enerji teknolojisinin geliştirilmesi ve doğru uygulamalar ile doğrudan bağlantılıdır. Toplumun refah seviyesinin yükseltme hedefinde, ülke ekonomisine katkı sağlanmasında enerji kaynaklarının sosyal ve ekonomik kalkınmayı en fazla destekleyecek şekilde kullanılması önem taşımaktadır (Aras ve Aras: http://www.emo.org.tr/ekler/2a2dcc36a08a345_ek.pdf).

Uluslararası Enerji Ajansı'nın (IEA) 2000-2030 dönemi için yaptığı öngörülerde, enerji kullanımının artacağı, fosil yakıtların günümüzde olduğu gibi çok önemli olacağı, gelişmekte olan ülkelerin enerji ihtiyaçlarının gelişmiş ülkeler seviyesine yaklaşacağı gibi noktalar ön plana çıkmaktadır. Tahminlere göre 2000-2030 arasında küresel enerji ihtiyacı yıllık artışının %1.7 oranında olacağı, bu veriye istinaden yaklaşık 15.3 milyar ton petrol karşılığına ulaşacağı öngörülmektedir. Bu miktar yaklaşık olarak günümüzde ki ihtiyacın 2/3 oranında olarak görülmektedir. Son 30 yılda, yıllık artış yaklaşık olarak %2.1 civarında olmaktadır. Bu öngörüye göre artış hızı düşmektedir. Öte yandan enerji ihtiyacında oluşacak artışın karşılanmasında payın %90'ını fosil yakıtları oluşturacak ve en önemli enerji kaynağı olma potansiyelini sürdürecektir. 2000 yılında günlük 75 milyon varil olan enerji talebi, yıllık %1.6 oranlık artışla 2030 yılında günlük 120 milyon varile ulaşması tahmin edilmektedir. Bu artışta en önemli rolün taşımacılık sektöründen kaynaklanacağı ön görülmektedir. Şuanda olduğu gibi kara, deniz ve hava taşımacılığında petrol ürünleri kullanımının devam edeceği, tüm dünyada özellikle gelişmiş ülkelerde hafif ve orta distilat ürünlere ihtiyacın artacağı, tersine endüstride kullanılan ağır ürünlerde ise talebin düşmesi tahmin edilmektedir (Beşergil: http://www.bayar.edu.tr/besergil/dogal_gaz.pdf).

Aşağıdaki Şekil 2.15'te görüldüğü gibi dünya genelinde tüketilen enerji kaynaklarına bakıldığında ilk önce sırasıyla petrol, kömür ve doğalgaz gelmekle

birlikte yenilenebilir enerjilerden hidroelektrik ve yenilenebilir toplamının toplam birincil enerji tüketimi içerisindeki payı yalnızca yüzde 9,5 olmaktadır.



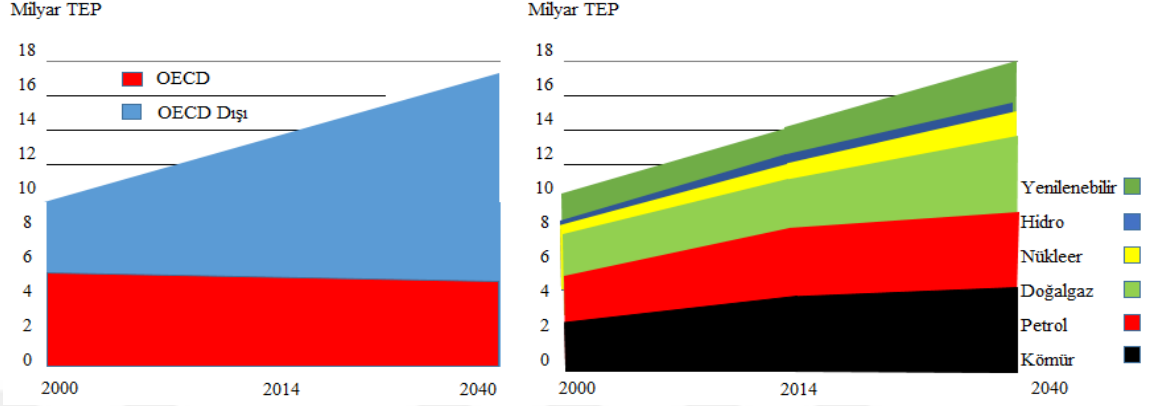
Kaynak: BP Energy Outlook 2016 Edition. <https://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/energy-economics/energy-outlook-2016/bp-energy-outlook-2016.pdf> (7 Kasım 2016).

Şekil 2.15. 2015 Yılı Dünya Birincil Enerji Tüketim Oranlarının Kaynak Bazlı Dağılımı

Tahmin edilen projeksiyonlar kapsamında 2040 yılına kadar fosil yakıtların paylarının azda olsa azalmasına rağmen önde gelen enerji kaynakları olmaya devam edeceği görülmektedir. Birincil enerji kaynakları arasında nükleer enerjinin payının artacağı öngörülmekte ve yenilenebilir enerji kaynaklarının 2040 yılında ki payının %16,1 olacağı tahmin edilmektedir. 2040 yılına kadar küresel elektrik talebinin yıllık ortalama %2,3 olmak üzere %80 oranında artacağı öngörülmektedir. Yenilenebilir kaynakları yıllık ortalama %9,8 büyüme payları ile en hızlı büyüme oranına sahip enerji kaynaklarıdır. Nükleer enerji yıllık ortalama %2,3 ve hidroelektrik yıllık ortalama %1,8 büyüme oranına sahip olacaktır. Bu üç kaynağın büyüme oranı, toplam birincil enerjinin büyüme oranından daha fazladır. Doğal gaz yıllık ortalama yüzde 1,5 büyüme oranı ile fosil yakıtlar arasında en fazla büyüme oranına sahip enerji kaynağı olarak öngörülmektedir. Doğal gazın ardından Petrol yıllık ortalama yüzde 0,4 ve kömür yüzde 0,2 büyüme oranları fosil yakıtlar arasında artış göstermektedir. Küresel birincil enerji talebinin bölgelere ve kaynaklara göre olan dağılımı aşağıdaki şekilde verilmektedir. Dünya birincil enerji talebinin bölgelere ve kaynaklara göre dağılımı Şekil 2.16'da görülmektedir. Dünya'da bulunan fosil yakıt rezervleri hızla azalmakla birlikte özellikle petrol ve doğal gaz rezervleri kritik seviyelere ulaştığı görülmektedir. Dünyadaki toplam petrol rezervleri 1,7 trilyon varil civarında olup bu miktar, yaklaşık 51 yıllık tüketimi karşılamakta iken doğal gaz rezervi 2015 yılı sonunda 187 trilyon

m³ olarak belirlenmiş olup bu miktar küresel üretimi 53 yıl gibi bir süre boyunca karşılamak için yeterli olmaktadır.

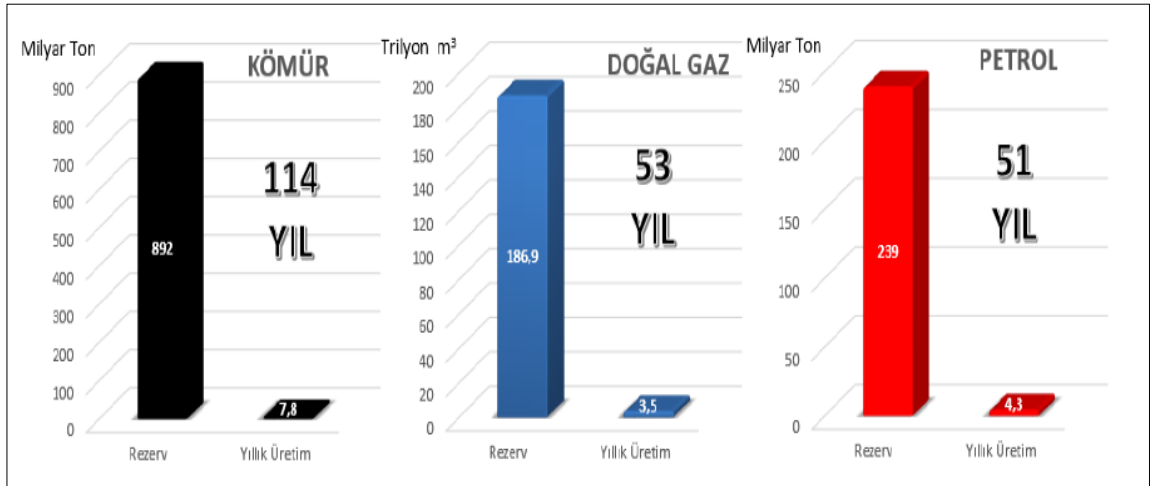
TEP: Ton eşdeğer petrol (0,0860 TEP = 10³ kwh)



Kaynak: T.C. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı, 2017: 15.

Şekil 2.16. Dünya Birincil Enerji Talebinin Bölgelere ve Kaynaklara Göre Dağılımı

. Dünya kömür rezervleri küresel üretimi 114 yıl boyunca karşılamaya yeterli olup tüm yakıtlar arasında en yüksek rezerv üretim oranına sahiptir. Amerika en fazla yerel rezerve sahip ülke olup, arkasından Rusya ve Çin gelmektedir. Aşağıdaki şekil 2.17’de dünya kömür, doğal gaz ve petrol rezervleri bilgileri görülmektedir.



Kaynak: T.C. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı, a.g.e.

Şekil 2.17. Türlerine Göre Fosil Yakıt Rezervlerinin Kalan Ömürleri

Tablo 2.1’de görüldüğü gibi Dünya’da birincil enerji tüketiminde Türkiye 19. sırada bulunmaktadır.

Tablo 2.1. Dünya Birincil Enerji Tüketimi (Milyon TEP).

ÜLKE	2013	2014	2015	Dünya Toplamındaki Payı (%)	Sıra
Çin	2.903,9	2.970,3	3.014,0	22,9%	1
ABD	2.271,7	2.300,5	280,6	17,3%	2
Hindistan	626,0	666,2	700,5	5,3%	3
Rusya	688,0	689,8	666,8	5,1%	4
Japonya	465,8	453,9	448,5	3,4%	5
Kanada	335,0	335,5	329,9	2,5%	6
Almanya	325,8	311,9	320,6	2,4%	7
Brezilya	290,0	297,6	292,8	2,2%	8
Güney Kore	270,9	273,1	276,9	2,1%	9
İran	247,6	260,8	267,2	2,0%	10
Suudi Arabistan	237,4	252,4	264,0	2,0%	11
Fransa	247,4	237,5	239,0	1,8%	12
Endonezya	175,0	188,3	195,6	1,5%	13
Birleşik Krallık	201,4	188,9	191,2	1,5%	14
Meksika	188,9	190,0	185,0	1,4%	15
İtalya	155,7	146,8	151,7	1,2%	16
İspanya	134,2	132,1	134,4	1,0%	17
Avustralya	130,7	129,9	131,4	1,0%	18
Türkiye	120,3	123,9	126,9	1,0%	19
Tayland	120,3	123,4	124,9	0,9%	20
Güney Afrika	124,6	128,0	124,2	0,9%	21
Tayvan	109,9	111,4	110,7	0,8%	22
BAE	97,2	99,0	103,9	0,8%	23
Polonya	96,0	92,4	95,0	0,7%	24
Ukrayna	114,7	101,0	85,1	0,6%	25
Diğer	2.194,7	2.216,0	4.286,5	17,7%	26
TOPLAM	12.873,1	13.020,6	13.147,3	100,0%	

Kaynak: T.C. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı, 2016, a.g.e.

2.6.1.1. Yenilenebilir Enerji Kaynakları

Doğal kaynaklardan elde edilebilen ve kendini sürekli olarak yenileyebilen ve temiz enerji olarak da adlandırılabilen enerji kaynağına yenilenebilir enerji denilmektedir (<http://arena.gov.au/about-renewable-energy>). Yenilenebilir enerji çeşitleri ve kaynakları Tablo 2.2’de gösterilmektedir.

Doğal bir şekilde kendisini yenileyebilmesi ve yok olmaması nedeniyle diğer enerji türlerinden farklı olan yenilenebilir enerji, çevreye zarar veren karbon salınımının azaltılması, yerli kaynaklar oldukları için ithal edilmeye ihtiyaç duyulmaması nedeniyle enerji konusunda dışa bağımlılığın azaltılması açısından

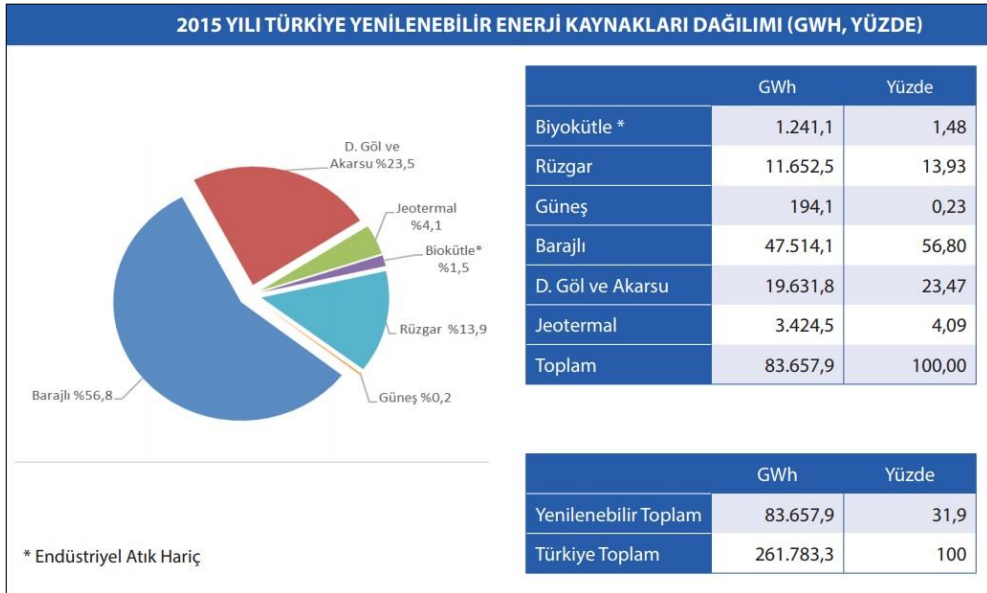
oldukça önemli bir enerji kaynağı olmaktadır (SETAV: <https://setav.org/assets/uploads/2017/04/YenilenebilirEnerji.pdf>).

Yenilenebilir enerji çeşitleri ve bunların kaynaklarına Tablo 2.2’de yer verilmektedir. Aynı zamanda Türkiye’nin yenilenebilir enerji kaynakları şekil 2.18’de gösterilmektedir.

Tablo 2.2. Yenilenebilir Enerji Çeşitleri ve Bunların Kaynakları.

YENİLENEBİLİR ENERJİ ÇEŞİTLERİ VE KAYNAKLARI	
Yenilenebilir Enerji Çeşitleri	Enerjinin Kaynağı
Güneş Enerjisi	Güneş
Rüzgar Enerjisi	Rüzgar
Jeotermal Enerji	Yer Altı Suları
Hidrolik Enerji	Nehir ve Akarsular
Biyokütle Enerjisi	Biyolojik Atıklar
Dalga Enerjisi	Okyanus ve Denizler
Hidrojen Enerjisi	Su ve Hidroksitler

Kaynak: Renewable Energy Sources. http://www.bbc.co.uk/schools/gcsebitesize/geography/energy_resources/energy_rev2.shtml (22 Mart 2018).



Kaynak: Renewable Energy Sources. http://www.bbc.co.uk/schools/gcsebitesize/geography/energy_resources/energy_rev2.shtml (22 Mart 2018).

Şekil 2.18. 2015 Yılı Türkiye Yenilenebilir Enerji Kaynakları Dağılımı (GWH, YÜZDE).

2.6.1.1.1. Rüzgar Enerjisi ve Kullanımı

Rüzgarın esme yönü, karakteri, hızı, esme süresi, yapının zeminle ilişkisi, yapı biçimi, çevre yapıların topografyası ve yeşil dokunun niteliği ve etki ettiği yüzeyin dokusuna göre rüzgarın yapılar üzerinde yarattığı etkileri değiştirmektedir. Yapı yüksekliği arttıkça rüzgar hızı artmaktadır, bu durum binaların daha fazla ısı kaybetmesine sebep olmaktadır. Bu durum göz önüne alındığında, iklim kontrolünün kolaylaştırıcı ya da zorlaştırıcı duruma gelmesinde ve enerji tüketiminin artmasında ya da azalmasında yapı çevre organizasyonunda yapıların birbirlerine göre konumları oldukça önemlidir. Rüzgar etkisi, binaların birbirlerine göre durumlarında, binaların yükseklikleri ve bina biçimleri arasında ki ilişkiye göre değişmektedir. Belirtilen özelliklerden dolayı yapı tasarımlarında rüzgar etkisi hem sakınılması hemde faydalanılması gereken bir özellik göstermektedir. Soğuk iklim bölgelerinde, rüzgardan korunum sağlanarak sıcak devrelerde enerji kayıplarının azaltılması hedeflenirken, sıcak iklim bölgelerinde ise en sıcak devrelerde rüzgarın soğutma özelliğinden faydalanarak soğutma sistem yüklerinin azaltılması hedeflenmektedir. Gene sıcak bölgelerde en düşük sıcaklık devrelerinde rüzgardan korunarak, en sıcak devrelerde ise rüzgarın serin karakterinden yararlanarak ısıtma ve soğutma sistem yüklerini azaltmak gerekmektedir (Özür, 2012: 104).

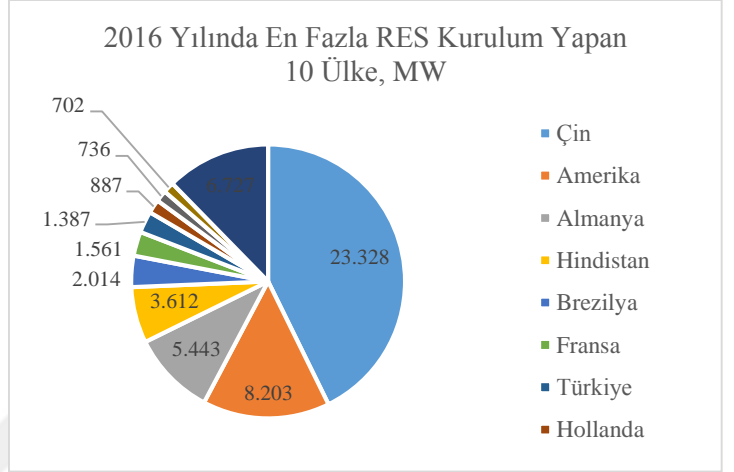
Dünya genelinde 2016 yılında en fazla rüzgar elektrik santrali kurulumunda Çin başta olmak üzere sırasıyla Amerika, Almanya ve Hindistan takit ettiği Tablo 2.3'de görülmektedir. Aynı zamanda ülkelere göre 2016 yılı rüzgar enerjisi kurulu gücü Şekil 2.19'da gösterilmektedir.

Gelişmiş ülkelerde kişi başına yapılan enerji tüketimi ile gelişmekte olan ülkelerde ki kişi başına tüketilen enerji miktarı arasında oldukça büyük farklar bulunmaktadır. Bu fark, iletişim teknolojisinin hızla gelişmesi, insanlar arasında oluşan etkileşim sonucu gündeme gelen yaşam standartlarının değişim göstermesi ile her geçen an değişiklikler göstermektedir. Tüm ülkelerde geçmişte olan enerji ihtiyacı ile günümüze gelindikçe oluşan enerji ihtiyacı devamlı artış göstermektedir. Bu durum gelecekte de aynı seyrini sürdürme eğilimindedir. Bu durum geçmişte yeterli önem gösterilmediğinden israf olan yenilenebilir enerji kaynaklarının daha aktif kullanımını zorunlu kılmaktadır. Dünya var oldukça atmosferik şartlardan dolayı oluşmaya devam

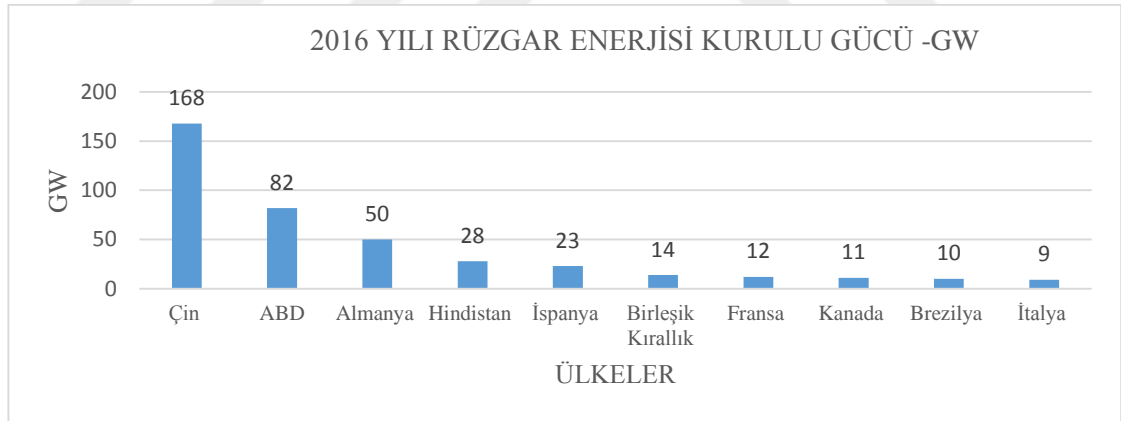
edecek rüzgar hareketleri vasıtası ile oluşturulacak kinetik enerji üretimi devam edecektir (Köse, 2005: 20).

Tablo 2.3. 2016 Yılı Kapsamında En Çok RES Kurulumu Yapan Ülkeler.

ÜLKE	MW
Çin	23.328
Amerika	8.203
Almanya	5.443
Hindistan	3.612
Brezilya	2.014
Fransa	1.561
Türkiye	1.387
Hollanda	887
İngiltere	736
Kanada	702
Diğer Ülkeler	6.727
TOPLAM	54.600



Kaynak: <http://polatenerji.com/bilgi-bankasi/dunya-da-ruzgar-enerjisi#group-1> (15 Nisan 2018).



Kaynak: Global Wind Statistics 2016, http://www.gwec.net/wp-content/uploads/vip/GWEC_PRstats2016_EN_WEB.pdf, (10 Nisan 2018).

Şekil 2.19. Ülkelere Göre Rüzgar Enerjisi Kurulu Gücü, 2016 GW.

2.6.1.1.2. Rüzgar Enerjisinden Elektrik Üretimi

Nüfus artışının sonucu olarak ülkelerde büyümektedir. Enerji ihtiyacının artmasında şehirleşme ve sanayileşme en önemli faktör olarak görülmektedir. Gelişmiş ve gelişmekte olan ülkeler, fosil yakıtların bitmeye yaklaşmasından kaynaklı olarak

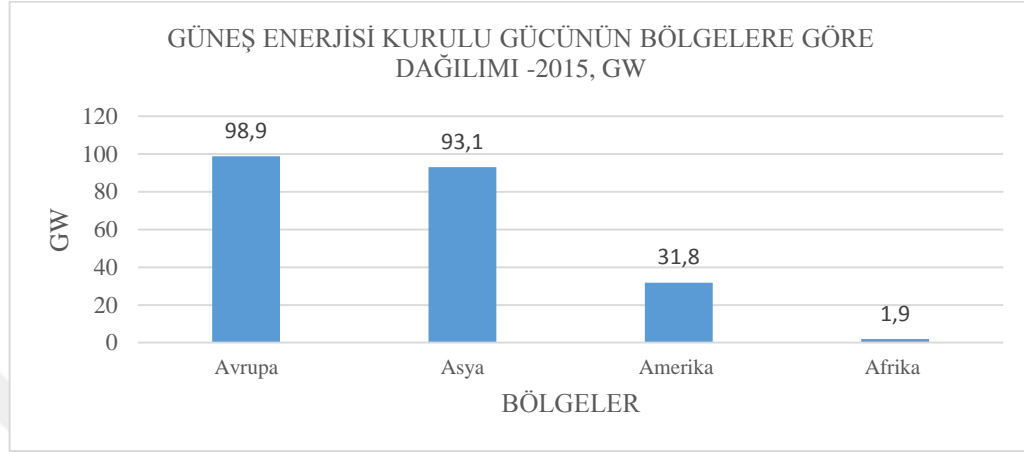
alternatif enerji kaynaklarına yönelmektedir. Rüzgar, doğada bolca bulunabilmesi, oluşması için bir maliyet olmaması yani ücretsiz olması ve diğer bir enerji türüne kolayca dönüştürülebilmesi sebebi ile tercihte en önde gelen alternatif enerji kaynağıdır. Rüzgar türbinleri yardımı ile rüzgar enerjisinden elektrik enerjisi üretilebilmektedir. Rüzgar enerjisi aynı zamanda çevre dostu bir enerji kaynağıdır. Öte yandan rüzgar türbinlerinden kaynaklı çeşitli dezavantajları bulunmaktadır. Bu dezavantajlar gelişen teknoloji ile en aza indirgenmeye çalışılmaktadır (Fıçıcı vd., 2007: 54).

Avrupa'da hem karadan hem de karadan gelen gelişmelerden ve Kuzey Amerika'daki büyük karasal gelişmelerden dolayı dünya çapında çok sayıda rüzgar santrali projesi inşa edilmektedir. Genellikle, bölgeler, daha sonra yerel ölçümlerle doğrulanan bir rüzgar atlası tarafından sağlanan rüzgar hızlarının genel bilgilerine dayanarak önceden seçilir. Proje onaylanmadan ve rüzgar türbinleri kurulmadan önce yerel rüzgar kaynağı 1 yıl veya daha fazla süreyle izlenir. Kıyı türbin tesisatları, yüksek rüzgar hızlarından yararlanmak için genellikle yüksek arazilerde kullanılmaktadır. Ancak, yüksek rüzgar hızı sahaları çoğu zaman yüksek görsel özellik değeri ve çevreye duyarlı olduğu için karaya izin veren ve karaya oturan rüzgar çiftliği zor olabilir. (Ekanayake et al.: <http://citeseerx.ist.psu.edu/viewdoc/download?doi=10.1.1.521.2789&rep=rep1&type=pdf>).

2.6.1.1.3. Güneş Enerjisi ve Kullanımı

Sıcaklık, Güneşin dünya çevresinde hareketi nedeniyle, güneş ışınlarının geliş açısına göre değişkenlik gösteren, dünyanın kendi çevresinde hareketine bağlı olarak 24 saatlik zaman dilimleriyle tekrarlanan iklim ögesidir. Enlem, mevsim, gün, saat, bakı yönü, topografik eğim ve rakıma bağlı olarak sıcaklık değeri değişiklik göstermektedir. Ekvatora yaklaştıkça ve yaz ayları süresi boyunca sıcaklık değeri artış göstermektedir. Sıcaklı üzerinde rüzgar ve nem ögeleide önemli etkiye sahiptir. Genel olarak güney yönlü esen rüzgarlar ile sıcaklık artış göstermekte, kuzey yönlü esen rüzgarlar ile sıcaklık düşüş göstermektedir. Nemin etkisi ise, bir bölgenin ısınma yada soğuma sürelerini etkileyerek günlük ve yıllık sıcaklık farkını azaltmaktadır. Enerji korunumunun önem kazandığı günümüzde, enerji korunumunun sağlanması amacı ile mimari tasarımları düzenleyen standart TS825'tir. Örnek olarak konutlarda ısı konfor düzeyi olarak iç mekan sıcaklığı 19°C olarak gösterilmektedir. Bu standartlar illere özgü şartlara göre değişiklikler göstermektedir. Bu şartlara göre, soğuk bölgelerde yapı tasarımlarının ısıtma enerjisinin korunumu doğrultusunda, sıcak

bölgelerde ise soğutma enerji korumunun ön plana alınması doğrultusunda hazırlanması gerekmektedir. Güneş enerjisinin kurulu gücünün bölgelere göre dağılımı Şekil 2.20’de görüldüğü gibi en fazla Avrupa’da olduğu görülmektedir. (Özüer, 2012: 103).



Kaynak: “International Energy Agency Solar Heating and Cooling Programme”, IEA, <https://www.iea-shc.org>, (27 Nisan 2018).

Şekil 2.20. Güneş Enerjisi Kurulu Gücünün Bölgelere Göre Dağılımı, 2015 GW

Tablo 2.4.’te görüldüğü gibi şartlara göre az ya da çok, Dünya üzerindeki tüm ülkelerde güneş enerjisi kullanımı vasıtası ile elektrik enerjisi üretimi yapıldığı söylenmektedir. Bununla beraber, resmi istatistiklerde kullanılan değerlerde, of-grid santrallerde yani ülkelerin enterkonnekte sisteme bağlı olmayan üretimler kullanılmamaktadır. On-grid yani dünyada şebeke bağlantılı sistemlerin, istatistiksel olarak ülkelere dağılımı incelendiğinde lider konumda 78 GW’ı aşan kurulu güç ile lider konumda bulunmaktadır. Çin’i, kurulu güç bakımından on-grid sistemde sırasıyla Japonya, Almanya, ABD, İtalya, Birleşik Krallık (İngiltere ve Krallığa bağlı diğer ülkeler) ve Hindistan takip etmektedir (<http://www.enerjiatlası.com/ulkelere-gore-gunes-enerjisi.html>).

Dünyada yaşanan gelişmeler ile günümüzde ve gelecekte en önemli ihtiyaç maddesi olarak görülen enerji, dünya ile aynı önemde olmak üzere ülkemiz içinde çok kritik bir sorun olarak görünmektedir. Türkiye, enerji ihtiyacını karşılamada dışa bağımlı olması sebebi ile her yıl milyarlarca dolar harcayarak ihtiyacı karşılamak üzere enerji ithal etmektedir. Ülkemizde kullanımda olan fosil enerji kaynaklarının ihtiyacı karşılamada yetersiz kalması, ülkemizde yeni enerji kaynaklarının araştırılmasını zorunlu kılmaktadır. Bu noktada, varolan enerji kaynaklarımızın daha verimli

kullanılması ve yenilenebilir enerji kaynakları ile çözüm arayışı araştırmacılar tarafından hızla devam etmektedir.

Tablo 2.4. Ülkelere Göre Dünyada Güneş Enerji Santrali Kurulu Gücü Listesi

Sıra	Ülke	Güncelleme	Kurulu Güç (MW)
1	Çin	Haziran 17	102.470
2	Japonya	Aralık 16	42.750
3	Almanya	Ekim 17	42.710
4	ABD	Aralık 2016.	40.300
5	İtalya	Aralık 2016.	19.279
6	Birleşik Krallık	Aralık 2016.	11.630
7	Hindistan	Aralık 2016.	9.010
8	Fransa	Aralık 2016.	7.130
9	İspanya	Temmuz 17	6.730
10	Avustralya	Aralık 2016.	5.900
11	Güney Kore	Aralık 2016.	4.350
12	Belçika	Aralık 2016.	3.422
13	Kanada	Aralık 2016.	2.715
14	Yunanistan	Aralık 2016.	2.610
15	Türkiye	Kasım 2017.	2.246

Kaynak: <http://www.enerjiatlası.com/ulkelere-gore-gunes-enerjisi.html> (3 Mayıs 2018).

Ülkemizin konumu nedeniyle yenilenebilir enerji kaynağı olarak güneş enerjisi en majör enerji üretim kaynağı olarak görülmektedir. Güneş enerjisinden büyük ölçüde elektrik enerjisi üretimi yapan Avrupa birliği ülkelerinden çok daha avantajlı konumda olan ülkemiz, çok yüksek güneş enerjisi potansiyeline sahiptir. Buna rağmen, Avrupa birliği ülkelerinin büyük kısmında yapılan teşvik çalışmaları ile sunulan imkanlar konusunda, güneş enerjisinden elektrik enerjisi üretimi bilinçlendirme çalışmalarında ve yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanımının yaygınlaştırılması çalışmalarında maalesef ülkemiz geride kalmaktadır (Dinçer, 2011: 8).

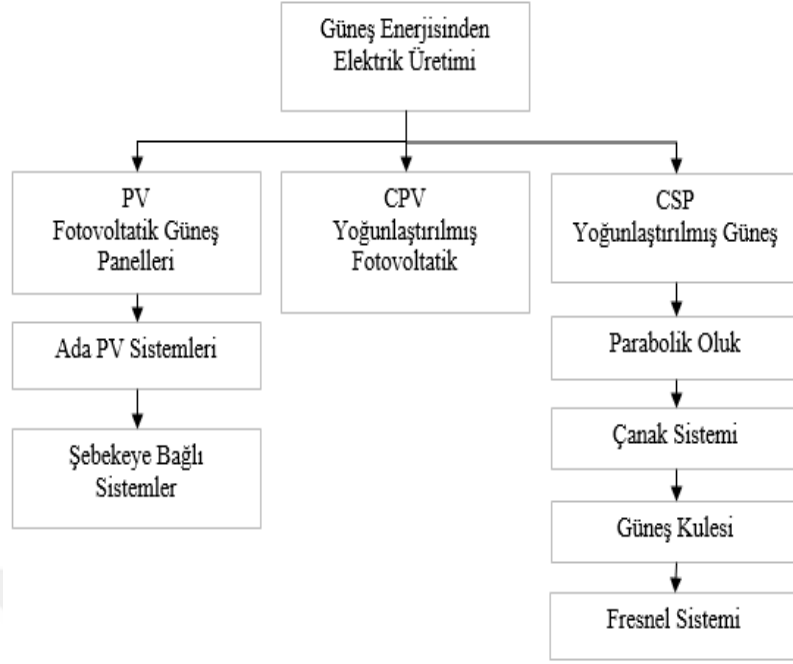
Ülkelerin enerji tüketimleri nüfusları ve gelişmişlik oranları ile doğru orantılı olarak artmaktadır. Sürekli olarak nüfusu artmakta ve sanayisi gelişmekte olan Türkiye şimdiye kadar kullandığı enerji kaynaklarına yeni enerji kaynakları eklemek zorundadır. Fosil yakıtlarda ki maliyetin devamlı artması, kullanılan enerji

kaynaklarının tükenmesi, Türkiye'nin enerjide dışa bağımlı politikalarının getirdiği dezavantajlar ve fosil yakıtların kullanımı sonucu ortaya çıkan Karbondioksit (CO₂), Kükürtdioksit (SO₂), Nitrojenoksitlerin (NOX) emisyonlarının çevreye verdiği zarar ve bu salınımların Kyoto Protokolü'ne aykırı olması sebebi ile yenilenebilir enerji kaynakları çok önemli bir konuma gelmektedir. Sınırsız bir enerji kaynağı olarak güneşi, konum olarak kullanım potansiyeli çok yüksek olan Türkiye'nin enerji üretim kaynağı olarak kullanımı son derece önemli bir konuma gelmektedir. Günümüzde güneş, enerji üretim kaynağı olarak çok geniş olarak kullanılmaktadır. Özellikle Türkiye ile aynı enlem ve iklim yapısında bulunan İspanya'nın güney kesimlerinde çok yoğun olarak güneş santralleri (CSP Concentrating Solar Power) yaygın olarak tesis edilmiş durumdadır (Güçlüer ve Batuk, 2011: 4).

2.6.1.1.4. Güneş Enerjisinden Elektrik Üretimi

Dünya için en önemli enerji kaynağı güneştir. Yer ve atmosferde fiziksel oluşumları ve iklim olaylarının oluşumlarını etkileyen en önemli enerji kaynağı Güneşin ısınım enerjisidir. Dünya üzerinde ola gelen madde ve enerji akışları güneşin dünya üzerine etkisi ve güneş enerjisi sayesinde vuku bulabilmektedir. Güneş enerjisinin değişim geçirmiş biçimlerine, rüzgarlar, deniz dalgaları, okyanusta meydana gelen sıcaklık farklılıkları ve biokütle enerjileri örnek olarak gösterilmektedir. Akarsu gücünün yaratılmasında da güneş enerjisinin yarattığı su döngüsünün rol oynadığı görülmektedir. Fosil yakıtlarında, bu yakıtları oluşturan materyallerde biokütle niteliğinde birikmiş güneş enerjisi olduğu kabul edilmektedir. Güneş enerjisinin temelini oluşturduğu doğal enerji kaynaklarından, ısıtma ve elektrik elde etme gibi amaçlarla doğrudan faydalanılmaktadır (Varınca ve Batuk, 2006: 270).

Şekil 2.21'de görüleceği gibi güneş enerjisinden elektrik üretiminde PV (fotovoltaik Güneş panelleri) altında ada Pv sistemler ve Şebekeye bağlı sistemler yer almaktadır. Diğer taraftan CPV (Yoğunlaştırılmış Fotovoltaik) sistem yer almaktadır. Son olarak CSP (Yoğunlaştırılmış Güneş) sistemi altında parabolik oluk, çanak sistemi, güneş kulesi ve fresnel sistemi yer almaktadır (Güçlüer ve Batuk, 2011: 1).



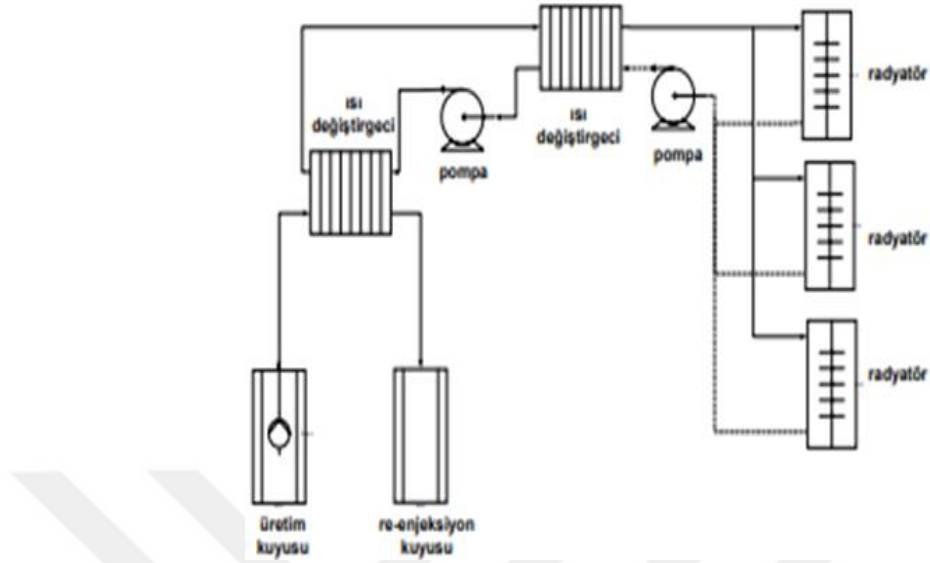
Kaynak: Güçlüer ve Batuk, 2011: 1.

Şekil 2.21. Güneş Enerjisinden Elektrik Üretimi.

Tablo 2.5'te görüldüğü gibi şartlara göre az ya da çok, Dünya üzerinde ki tüm ülkelerde güneş enerjisi kullanımı vasıtası ile elektrik enerjisi üretimi yapıldığı söylenmektedir. Bununla beraber, resmi istatistiklerde kullanılan değerlerde, of-grid santrallerde yani ülkelerin enterkonnekte sisteme bağlı olmayan üretimler kullanılmamaktadır. On-grid yani dünyada şebeke bağlantılı sistemlerin, istatistiksel olarak ülkelere dağılımı incelendiğinde lider konumda 78 GW'ı aşan kurulu güç ile lider konumda bulunmaktadır. Çin'i, kurulu güç bakımından on-grid sistemde sırasıyla Japonya, Almanya, ABD, İtalya, Birleşik Krallık (İngiltere ve Krallığa bağlı diğer ülkeler) ve Hindistan takip etmektedir (<http://www.enerjiatlasi.com/ulkelere-gore-gunes-enerjisi.html>).

Birçok enerji kaynağının yok olmaya yüz tuttuğu günümüz dünyasında, ihtiyaç duyulan güçlü ve sağlam bir enerji kaynağıdır. Bu enerjiye sahip, büyük bir enerjiye sahip ve devamlı olan güneş enerjisi kullanılarak, günümüze birçok modern araç imal edilebilmektedir. Ayrıca özel yapılan sistemler aracılığı ile ısı kaynağı olarak güneşten faydalanılabilmektedir. Sıcak dönem olan yaz aylarında çakılla doldurulmuş bir depoda toplanılan güneş ışınları, taşların ısınması ile oluşan ısıyı basit bir sistemle

duyulan bina içerisinde ki hacimlerin ısıtılmasında kullanılmaktadır. Şekil 2.22’de iki kademedeki enerji transfer sistemine yer verilmiştir (Adil ve Şener, 2005: 495).



Kaynak: Adil ve Şener, 2005: 495.

Şekil 2.22. İki Kademedeki Enerji Transfer Sistemi.

2.6.1.1.6. Jeotermal Enerjiden Elektrik Üretimi

Yerel ve yenilenebilir bir enerji kaynağı olarak jeotermal enerji Türkiye için önemli bir enerji kaynağıdır. Türkiye jeotermal enerji kullanımı uygulamalarında Dünya üzerinde beşinci sırada yer almaktadır. Jeotermal enerjinin Türkiye’de başlıca kullanım alanları termal turizm ve merkezi konut ısıtma olarak görülmektedir. Büyük çaplı merkezi ısıtma sistemleri ilk olarak jeotermal enerji kullanımı ile tesis edilmiştir. Jeotermal enerji doğru uygulama ve teknoloji ile kullanıldığında, yatırım maliyetleri, işletme giderleri açısından en ucuz ve çevre açısından en duyarlı merkezi ısıtma sistemleridir. (Mahmutoğlu ve Seçer, 2009: 9).

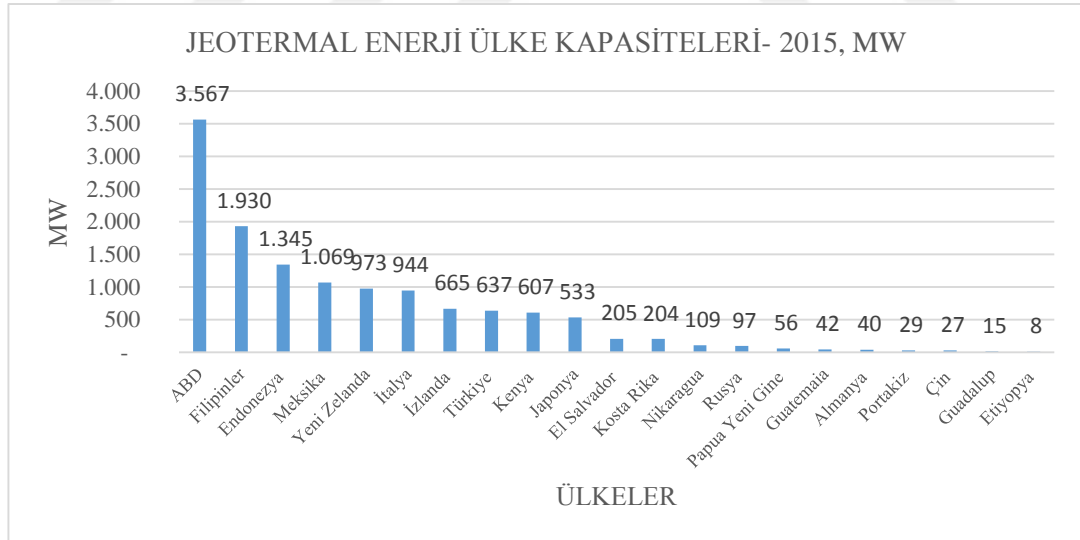
Jeotermal enerji fosil yakıtlar kategorisinde yer almamaktadır ve birincil enerji kaynağı içinde bulunmaktadır. Bununla beraber, dünya üzerinde fosil yakıtlar gibi homojen bir dağılımı görülmemektedir. Tablo 2.6’da ve Şekil 2.23’te görüldüğü gibi jeotermal enerji santrallerinin en fazla yoğunlaştığı bölgeler, Amerika Kıtası, Orta Amerika Ülkeleri, Anadolu’da Ege Bölgesi ve Avrupa’da İtalya olarak görülmektedir. Jeotermal enerji santrali kurulu güçlerinde ABD açık ara farkla önde görülmektedir. ABD’yi, Filipinler, Endonezya ve son dönemde yapılan yatırımlar ile yeni JES’lerin

devreye alındığı Türkiye takip etmektedir (<http://www.enerjiatlası.com/ulkelere-gore-jeotermal-enerji.html>).

Tablo 2.6. Ülkelere Göre Dünyada Jeotermal Enerji Santrali Kurulu Gücü Listesi

Sıra	Ülke	Güncelleme	Kurulu Güç (MW)
1	ABD	Haziran 17	3.567
2	Filipinler	Haziran 17	1.868
3	Endonezya	Haziran 17	1.699
4	Türkiye	Kasım 2017.	1.028
5	Yeni Zelandada	Haziran 17	980
6	İtalya	Haziran 17	944
7	Meksika	Haziran 17	926
8	Kenya	Haziran 17	676
9	İzlanda	Haziran 17	665
10	Japonya	Haziran 17	542
11	El Salvador	Mart 2016.	205
12	Kosta Rika	Mart 2016.	204
13	Nikaragua	Mart 2016.	109

Kaynak: <http://www.enerjiatlası.com/ulkelere-gore-jeotermal-enerji.html> (3 Mayıs 2018).



Kaynak: Geothermal Energy Association (GEA), <http://geo-energy.org/reports/2016/2016%20Annual%20US%20Global%20Geothermal%20Power%20Production.pdf> (16 Mart 2018).

Şekil 2.23. Jeotermal Enerji Ülke Kapasiteleri, 2015 MW

Türkiye, teknik, finans ve yönetim sorunları yaşaması nedeni ile jeotermal enerji kaynakları açısından çok zengin bir ülke olmasına rağmen bu kaynaklardan yeterince

yararlanamamaktadır. Ülkemizde, hem enerji kaynaklarının en verimli ve en ekonomik kullanımı açısından hem de çevre sorunlarının çözümüne ilişkin olumlu sonuçlara ulaşılması için daha etkili bir jeotermal enerji politikaları geliştirilmelidir. Türkiye’de tüm dünyada olduğu gibi ekonomik ve temiz enerji üretimi ve çevresel kirlenmeyi (global sera etkisi) önleme konusu çok önem kazanmaktadır. Bu sorunların çözümü için en doğru enerji kaynaklarından birinin jeotermal enerji kullanımı olduğu genel bir kabul görmektedir. Teknik, ekonomik ve yasal bazı sorunların yaşandığı gerçeği yanında jeotermal enerji kullanımı konusunda daha etkili politikalar oluşturma çabaları bulunmaktadır. Avrupa Birliği uyum sürecinde yaşanan kamu yönetiminin yeniden yapılandırılmasına yönelik çalışmalar neticesinde yasal düzenlemelerin arttığı görülmektedir. Avrupa Birliğinin fosil yakıtlar yerine yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanılmasının desteklenmesi konusunda yaptığı çalışmalar, politika ve yaklaşımların Türkiye’de yakından takip edildiği görülmektedir. Avrupa Birliği ile Ekim 2005 tarihinde başlayan müzakere sürecinde, enerji politikaları en önemli başlıklar arasında yer almaktadır (Ökmen ve Tuncer, 2015: 1).

Dünya üzerinde pek çok bölgede bulunan jeotermal kaynaklara, genellikle volkanik bölgelerde rastlanılmaktadır. Bununla beraber ılık yeraltı suları şeklinde sedimenter formasyonları içinde bulunabilmektedir. Doğal çatlaklar ile yeryüzüne ulaşma şansı bulan jeotermal kaynaklar bulunduğu gibi yer altında herhangi bir belirti göstermeksizin rastlanan kaynaklarda görülmektedir. Yer içinin ısısına jeotermal enerji denilmektedir. Doğal yollar vasıtası ile ortaya çıkan termal enerjilere ek olarak günümüzde jeotermal enerji olarak çıkarılan ısının hemen hemen tamamı yapılan kuyular vasıtası ile ortaya çıkarılmaktadır. Bugünlerde jeotermal enerjinin sağlık turizminde kullanılmasının temeli tarihin eski dönemlerinde yıkanma şeklinde görülmektedir. Gelişen ekonomilerin artan enerji ihtiyacı, ısı enerjisinin doğrudan kullanımı ve ya elektrik enerjisine dönüştürülmesi ile giderilebilmektedir. Termal kaynakların kullanımı zenginleştiren diğer bir unsur ise, jeotermal sular için bulunan gazların ve minerallerin (CO₂ ve Tuz gibi) üretiminin yapılması oluşturmaktadır (http://web.itu.edu.tr/~yamanlar/faq_t/).

2.6.1.1.7. Biyokütle Enerjisi ve Kullanımı

Organik atıkların anaerobik (havasız) ortamda çürütülmesi sonucu elde edilen gaza biyogaz denilmekte ve içeriğinde CH₄, CO₂, H₂S, NH₃ ve az miktarda H₂,

N, CO bulundurmaktadır. Biyogaz teknolojisinin sıkça bulunduğu ülkelerde çok çeşitli organik atık, biyogaz üretim tesislerinde işlenerek enerji elde edilmektedir. Organik atıklardan üretilen biyogaz içeriğinde yaklaşık olarak %50-70 metan (CH₄), %30-50 CO ve 10-4000 ppm hidrojen sülfür (H₂S) bulundurmaktadır. Biyogazın motorlu taşıtlarda kullanılabilmesi için, içeriğindeki metan oranının en az %96-97 ve H₂S'in en çok 17 ppm olması gerekmektedir. Metan oranı ve H₂S miktarı istenilen değere ulaşan biyogaz, yüksek basınç altında (200-250 bar) sıkıştırılarak biyogaz veya sıkıştırılmış doğal gaz (CNG) ile çalışan motorlu taşıtlarda yakıt olarak kullanılabilir (Eyidoğan, 2008: 18).

Biokütle yenilenebilen bir enerji kaynağı olarak elektrik ve diğer enerji şekillerinin üretiminde kullanılmaktadır. Güneş enerjisinin depolandığı organik madde olarak biokütle tekrar enerjiye dönüştürülebilmektedir. Biyo-yakacak, katı, sıvı veya gaz olarak biokütle yakacakları, biokütle kaynağından elde edilmektedir. Biokütle kaynakları olarak tarımsal bitkiler ve atıkları, endüstriyel odun ve tomruk atıkları, çiftlik hayvanı atıkları ve yöresel organik madde atıkları sayılmaktadır. Ulaşım, ısınma ve elektrik üretimi, etkin olarak biokütlede ki enerjiyi biyo-yakacak teknolojileri vasıtası ile ortaya çıkarılması ile yapılmaktadır. Günümüzde ısı tesislerinde genellikle çöp yığınlarından oluşan metan gazı, odun atıkları, tarımsal/çiftlik atıkları ve gıda maddesi üretimi sonucu ortaya çıkan atıklar kullanılmaktadır (Saraçoğlu, 2003: 502).

Enerji sorununa biyogaz üretimi çözüm olarak düşünülememektedir. Ancak bu kaynağın kullanımı ile enerji tasarrufunda önemli bir gelişme yaşanabileceği öngörülmektedir. Örneğin sadece köylerimizde tüpgaz kullanımı yerine biyogaz kullanımı ile önemli ölçüde enerji tasarrufu sağlanabileceği düşünülmektedir. Bununla birlikte ekonomik olarak çevreye yapacağı fayda da önemli bir kriterdir. Gübrelerin biyogaz tesislerinde kullanımı ile hastalığa yol açabilecek mikroplar bertaraf edilmekle birlikte rahatsız edici kokularda ortadan kaldırılmaktadır (Akbulut ve Dıkıcı, 2004: 40).

2.6.1.1.8. Biyogazın Özellikleri

Biokütle enerji kaynaklarını genel olarak karbo-hidrat bileşikleri olan bitkisel ve hayvansal kökenli tüm maddeler, tarımsal bitkiler ve atıkları, endüstriyel odun ve tomruk atıkları, çiftlik hayvanı atıkları ve yöresel organik madde atıkları oluşturmaktadır. Bu kaynakları kullanarak üretilen enerji biokütle enerji olarak

adlandırılmaktadır. Yeşil bitkilerin güneş enerjisini fotosentez yoluyla direkt kimyasal enerjiye dönüştürerek depolanmasıyla bitkisel biokütle oluşmaktadır. (Karaosmanoğlu, 2006: 112-113).

Yenilenebilir enerji alanında yıllık yatırım, net kapasite artırımı ve biyoyakıt üretiminde dünyada sırasıyla ilk beş ülke tablo 2.7’de gösterilmektedir. Anaerobik şartlarda yaşanan bazı organik maddelerin çürümesi ile ortaya çıkan biyogaz ve metan karbondioksit miktarları Tablo 2.8’de verilmiştir.

Çevre ve enerji optimizasyonu bakımından, sürdürülebilir kalkınma modelleri içerisinde, yenilenebilir enerji kaynakları içerisinde önemli bir yer tutan hayvancılık ve zirai atık kullanımı gün geçtikçe önem kazanmaktadır. Yüksek performans, düşük maliyet, bir yan ürün olarak enerji elde edilebilmesi ve düşük biyolojik çamur üretimi gibi nedenlerle Anaerobik arıtma teknolojisi, günümüzde endüstriyel ve evsel atık suların, hayvan gübrelerinin, kanalizasyon ve arıtma tesis çamurlarının arıtımında yaygın olarak kullanılmaktadır. Daha az enerji ve besin gerektirmesi, daha düşük işletme maliyetine sahip olması, mevsimsel işletim olanağı sunması ve üretilen metan gazının ısı ve elektrik enerjisi üretiminde kullanılması avantajları nedeni ile kullanılan diğer arıtma yöntemlerine nazaran anaerobik yöntemleri ön plana çıkartmaktadır.

Tablo 2.7. Yenilenebilir Enerji Alanında Yıllık Yatırım, Net Kapasite Artırımı ve Biyoyakıt Üretiminde Dünyada İlk Beş Ülke.

YENİLENEBİLİR ENERJİ ALANINDA YILLIK YATIRIM, NET KAPASİTE ARTIRIMI VE BİYOKÜTLE ÜRETİMİNDE DÜNYADA İLK BEŞ ÜLKE					
	1	2	3	4	5
Yenilenebilir Enerji ve Yakıtlara olan Yatırım	Çin	ABD	Japonya	Birleşik Krallık	Hindistan
Yenilenebilir Enerji ve Yakıtlara olan Birim GSYİH Başına Yatırımı	Moritanya	Honduras	Uruguay	Fas	Jamaika
Jeotermal Enerji Kapasite Artışı	Türkiye	ABD	Meksika	Kenya	Almanya/Japonya
Hidrolik Enerji Kapasite Artışı	Çin	Brezilya	Türkiye	Hindistan	Vietnam
Güneş Fotovoltaik Sistem Kapasite Artışı	Çin	Japonya	ABD	Birleşik Krallık	Hindistan
Yoğunlaştırılmış Güneş Enerjisi Sistemleri Kapasite Artışı	Fas	Güney Afrika	ABD	-	-
Güneş Kolektörü Kapasite Artışı	Çin	Türkiye	Brezilya	Hindistan	ABD
Rüzgar Enerjisi Kapasite Artışı	Çin	ABD	Almanya	Brezilya	Hindistan
Biyodizel Üretimi	ABD	Brezilya	Almanya	Arjantin	Fransa
Etanol Yakıt Üretimi	ABD	Brezilya	Çin	Kanada	Tayland

Kaynak: REN 21, “Renewables 2016 Global Status Report”.

Tablo 2.8. Bazı Organik Maddelerden Oluşan Biyogaz Miktarı

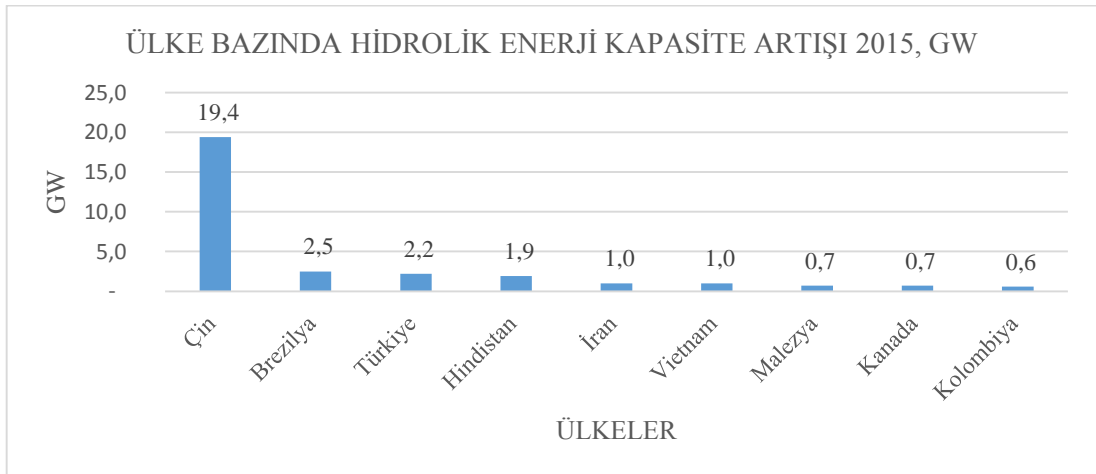
Organik Maddeler	Spesifik Gaz Üretimi	Gaz Oranı
Karbon hidratlar	790 lt/kg	%50 CH ₄ , %50 CO ₂
Lipitler	1250 lt/kg	%68 CH ₄ , %32 CO ₂
Proteinler	700 lt/kg	%71 CH ₄ , %29 CO ₂

Kaynak: Öztürk, 2005: 9.

Biyogaz olarak kazanlarda yakılarak buhar üretiminde ya da gaz motorlarında yakılarak elektrik üretiminde kullanılan metan gazı anaerobik arıtma sonucu elde edilmektedir. Hayvansal atıklardan biyogaz üreten tesisler Avrupa Birliği ülkeleri ve diğer ülkelerde yapılan yatırımın kısa sürede karşılaması ile fizibil olarak çalışmaktadır (Tolay, 2008: 17).

2.6.1.1.9. Hidrolik Enerjisi ve Kullanımı

Hidrolik enerji suyun akış ve düşüş hızı sayesinde elde edilen bir enerji çeşidi olarak tanımlanmakta ve su enerjisinin elektrik enerjisine dönüştürülmesi yoluyla elde edilmektedir. Dünya genelinde maliyet avantajı nedeniyle en çok kullanılan yenilenebilir enerji kaynağı olmaktadır. Dünya elektrik enerjisinin yüzde 16,4'ü hidrolik enerji tarafından karşılanmaktadır. Şekil 2.24'de görüldüğü gibi Dünya çapında, Çin toplam kapasite ve 2015 yılındaki kapasite artışı bakımından birinci sırada bulunmaktadır (Karagöl ve Kavaz, 2017: 13).



Kaynak: 2016 Hydropower Status Report. International Hydropower Association (IHA), https://www.hydropower.org/sites/default/files/publications-docs/2016%20Hydropower%20Status%20Report_1.pdf, (16 Mart 2018).

Şekil 2.24. Ülke Bazında Hidrolik Enerji Kapasitesi Artışı, 2015 GW.

Fosil yakıtlara oranla, yenilenebilir enerji kaynaklarının (güneş, rüzgâr, biyokütle, jeotermal, vb.) daha pahalı olduğu görülmektedir. Ancak, bu kaynakların kullanımına yönelik yatırımların, sürekli hükümet politikaları ile teşvik edilmeleri hâlinde, birincil enerji üretimindeki paylarını başta AB üyesi ülkelerin birincil enerji üretiminde ki payları önemli ölçüde artırılabilir. En önemli yenilenebilir enerji kaynağı olarak hidroelektrik, potansiyelinin tamamı gelişmiş ülkelerde kurulmuş durumdadır. Ancak Türkiye gibi gelişmekte olan ülkelerde bu temiz ve yenilenebilir enerji kaynağı sınırlı şekilde kullanıldığından, önemli bir potansiyele sahip olduğu görülmektedir. Yenilenebilir enerji kaynaklarının yoğun olarak kullanımının sağlanması için, kaynakların varlığı ve yoğunluğu, kullanılacak ve geliştirilecek teknolojinin olgunluğu ve hükümetlerin kullanılacak bu kaynaklar için uygulayacakları piyasa kuralları ve destekler temel üç kritik nokta olarak görünmektedir (Pamir, 2005: 59).

Tablo 2.9’da görüldüğü gibi hidroelektrik santralleri vasıtası ile elektrik üretiminde Çin en önemli paya sahiptir. Çin’i Kanada, Brezilya, ABD ve Rusya takip etmektedir. Çin’in senelik üretimi kendisini takip eden iki ülkenin toplamından fazladır.

Tablo 2.9. Dünyada Hidroelektrik Üretimi.

Ülke	Üretim (TWh)	Dünya Üretimi İçinde Yüzdesi
Çin	920	23,80
Kanada	392	10,10
Brezilya	391	10,10
ABD	290	7,50
Rusya	183	4,70
Hindistan	142	3,70
Norveç	129	3,30
Japonya	85	2,20
Venezuela	84	2,20
Fransa	76	2,00
Diğer Ülkeler	1.182	30,40
DÜNYA	3.874	100,00

Kaynak: Uluslararası Enerji Ajansı (IEA), Key World Energy Statistics 2015 (2013 Yılı Verileri).

2.6.1.1.10. Hidrojen Enerjisi Kullanımı

Hidrojen, doğalgaz, su, bitkiler veya kömür gibi kaynaklardan elde edilebilmekte ve karyojenik sıvı, metal hidrit, karbon adsorpsiyon ve sıkıştırılmış gaz gibi metotlarla depolanmakta ve güvenli bir şekilde kolayca az bir enerji kaybı ile taşınabilmesi ile taşıtlarda, konutlarda ve sanayide kullanılabilir. Hidrojen enerjisinin kullanımı sonucunda yalnızca su açığa çıktığı için geleceğin çevreci ve temiz bir enerji olarak görülmektedir. Elektrik enerjisi depolanamaz iken hidrojenin depolanabilir olması büyük bir avantaj sağlamaktadır. (Un, 2003: 22).

Dünya üzerinde son yüz- yüzelli yıllık dönemde asıl kullanılan enerji kaynağı olarak kömürden petrole, petrolden ise doğal gaza hızlı bir geçiş gözlenmektedir. Bu hızlı değişimin hidrojenle devam edeceği tahmin edilmektedir. Bu çalışmada, hidrojen bir enerji kaynağı olmakla beraber ağırlıklı olarak hidrojenin depolanma şartları üzerinde durulmuştur. Çalışma süresince hidrojenin kullanımının maliyet olarak diğer enerji kaynaklarına göre üç kat daha pahalı olduğu ve hidrojenin yaygın bir enerji kaynağı olarak kullanılmasının, teknolojik gelişmelere doğrudan bağlı olduğu gözlenmektedir. Hidrojenin yaygın kullanımının tahminen yakıt pili bazlı olacağından, bu kaynağın teknolojik gelişmelere doğrudan bağlı olarak gelişeceği beklenmektedir. Ayrıca günlük ya da mevsimlik dönemlerde oluşan ihtiyaç fazlası elektrik enerjisinin hidrojen olarak depolanabilmesinin önemli bir alternatif oluşturabileceği değerlendirilmektedir. Hidrojenin kullanılabilirliği diğer alanlar ise taşınabilir enerji uygulamaları, ulusal şebekelerden uzak alanlarda izole ve sabit enerji sistemlerinin oluşturulması görülmektedir. Tüm bu alanlarda hidrojenin güvenli, etkin ve kolay depolanması kritik önem arz etmektedir (Güvendiren ve Öztürk, 2003: 2).

Hidrojenin taşınabilir ve elektrik enerjisinden farklı olarak depolanabilir olması avantajı kullanılarak, hidrojenin çok geniş bir alanda kullanılması mümkün olmaktadır. Hidrojenin bu avantajları 1970'li yıllarda ön plana çıkmaya başlamıştır. Pratikte ulaşım, endüstri, ev ve ofislerde hidrojen kullanımı daha eskiye dayanmaktadır. Halen dünya üzerinde birçok evde kullanılmakta olan havagazı temelinde hidrojen ve karbonmonoksit karışımıdır. Hava taşımacılığında kullanılan zeplin ve diğer balon çeşitlerinde de hidrojen kullanılmaktadır. Endüstriyel olarak, petrolün rafine edilmesinde, amonyak ve metanol üretiminde, metalürji ve gıda

sektörlerinde hidrojenin yaygın olarak kullanımı bulunmaktadır. Ayrıca uzay mekiği yakıtlarının içinde de hidrojen bulunmaktadır (Polat ve Kılınç, 2007: 7).

2.6.1.1.11. Hidrojen Enerjisi Özellikleri

Doğada saf halde bulunmayan ancak akarsu ve denizlerde fazla miktarda bulunan temiz ve yenilenebilir bir yakıt olan hidrojen, dünyada en fazla bulunan gaz olarak bilinmektedir. İki hidrojen bir oksijen ile birleşerek su molekülünü oluşturmaktadır. Doğal yakıt olmayan ve sentetik bir yakıt olan hidrojen, su, fosil yakıtlar ve biokütle gibi birincil enerji kaynaklarının kullanılmasıyla hidrojen üretilmekte ve çeşitli yöntemler kullanılarak enerjiye dönüştürülmesiyle oluşan yakıt olarak tanımlanmaktadır (İder, 2003: 1).

Hidrojen, ısı, elektrik ve mekanik enerjiye çevrilebilen, ekonomik, hafif ve karbon içermeyen bir yakıt olması yanında güvenli ve kolayca istenilen yere çok az bir enerji kaybı ile taşınabilen ve güneşin ömrü kadar tahmin edilen gelecek 5 milyar yılın yakıtı olacağı öngörülmektedir. Hidrojen mevcut diğer yakıtlara göre maliyetli olmasına karşın gelecek yıllarda teknolojik ve sanayi gelişmesiyle enerji kullanımında fosil enerji kaynaklarının yerini almada önemli bir yere sahip olacağı düşünülmektedir. (Tutar ve Eren, 2011: 6).

Dünya üzerinde hızla artan enerji ihtiyacına bağlı olarak alternatif enerji kaynaklarının araştırılmasına devam edilmektedir. Dünya üzerinde son yüz- yüzelli yıllık dönemde asıl kullanılan enerji kaynağı olarak kömürden petrole, petrolden ise doğal gaza hızlı bir geçiş gözlenmektedir. Bu hızlı değişimin hidrojenle devam edeceği tahmin edilmektedir. Kullanımda olan enerji kaynaklarının yaklaşık 60 yıl kadar sonra tükeneceği göz önüne alındığında, dünyanın tüm ülkelerinde alternatif enerji kaynakları araştırılmasına oldukça önem verilmektedir. Hidrojenin en önemli alternatif enerji kaynağı olmasında, hidrojenin sınırsız bir enerji kaynağı olması, güvenli bir şekilde ve kolaylıkla taşınabilmesi, endüstriyel olarak, evlerde ve taşıtlarda kullanılabilmesi ve kullanımı sonucu ortaya atık olarak sadece su çıkartması, tüm bunlarla beraber mevcut kaynakların kısıtlı ömürlerine ek olarak hidrojenin diğer fosil yakıtlarla da rekabet edebilecek düzeyde olması sayılmaktadır. Hidrojenin bu avantajları, hidrojen teknolojisinde hızla artan gelişmeler ve hidrojen pazarının büyüklüğü ülkelerin ve dünya üzerinde kurulmuş olan büyük firmaların bu pazara yönelmesinde etkili olmaktadır. Ülkeler ve uluslararası firmalar yaptıkları AR-GE

çalışmaları ile bu pazarda ön plana çıkmaya çalışmaktadır. Ayrıca bu pazara sunulacak ürünlerin geliştirilmesi için büyük yatırımlar yapmakta ve yoğun çaba göstermektedirler. Hidrojen ve hidrojen teknolojileri pazarı şu anda bile büyük bir Pazar haline gelmiş ve birçok uluslararası firma çok değişik ve çeşitli ürünler ile bu pazarda var olmaktadır (Polat ve Kılınç, 2007: 20).

2.6.1.1.12. Metan Hidrat Enerjisi ve Kullanımı

Saf doğalgaz olan metan, genellikle bitkilerin ve diğer karbon bazlı canlıların çürümesi sonucu meydana gelmektedir. Kimyasal bir terim olan hidrat, bir maddenin veya cismin su molekülünü kimyasal olarak tutma hali olarak adlandırılmaktadır. (Şimşek, 2013: <http://enerjienstitusu.de/2013/08/05/makale-metan-hidrat-klatrat/>).

Gaz hidratlar kristal yapılu katılardır, bu yapı genellikle metan gazı gibi doğal gazların su ile karışımından oluşmaktadır. Global iklim değişikliklerinde potansiyel role sahip olan ve geleceğin potansiyel enerji kaynağı olarak görülen metan gazı gaz hidratların ayrışması sonucu yüksek hacimli olarak ortaya çıkmaktadır. Bu sebeplerle hem gaz hidratların yapısal özelliklerini anlamaya yönelik hemde dünya üzerinde ki potansiyel rezervlerin araştırılmasına yönelik çok sayıda çalışma yapılmaktadır. Bu çalışmalar sonucu ulaşılan veriler, basınç, sıcaklık, jeotermal gardiyan, gaz bileşimi, ortamın gözenekliliği, gözenek suyu tuzluluğu ve gaz doygunluğu derecesi hidratların oluşumunu ve kararlılık zonlarını (GHKZ) etkileyen temel parametrelerdir. Gaz hidratların aranmasında sismik ve akustik yöntemler yaygın olarak kullanılmaktadır. Sismik kesitlerde gaz hidratların göstergesi olarak BSR yansımaları olarak bilinmektedir. Bununla beraber, sismik yöntemlerin yetresiz kaldığı durumlarda, Doğru Akım Elektrik Özdirenç (DCR) ve Kontrollü Kaynak Elektromanyetik Yöntemler (CSEM) alternatif olarak kullanılabilir (Ocakoglu, 2009: 29).

2.6.1.1.13. Metan Hidrat Enerjisi Özellikleri

Metan Hidratlar, doğada çok özel kimyasal, fiziksel ve jeolojik koşullarda oluşmakla birlikte kafes yapılara benzer katı kristal yapıda okyanus ve deniz tabanlarında bulunur ve “yanan buzlar” olarak da adlandırılmaktadır. Metan gazı buz kristallerinin içinde bulunmakla birlikte deniz tabanında buza benzer şekilde bulunan, sudan meydana gelen ve yalnızca düşük sıcaklıkta ve yüksek basınçta kararlı halde bulunan bir yakıt olarak tanımlanmaktadır. Metan hidratlar okyanus ve deniz

tabanında bulunur ve kırılğan hassas özellik taşımaktadır (Narin, 2014: <http://www.kuark.org/2014/01/metan-hidrat-yanan-buz/>).

Gaz hidratlar kafes yapıya sahip kristal yapıda olması ve kafesin su moleküllerinden oluşması ve içindeki boşluklarda metan molekülleri olduğunda metan hidratlar oluşmaktadır. Metan hidrat rezervleri tahminlere göre fosil yakıtların neredeyse iki katı olup 500 milyar ton metan rezervi miktarı ile Dünya 'nın en fazla doğalgaz rezervlerini oluşturmaktadır (Casco and Rodríguez-Reinoso, 2015: 8).

Güçlü ve daha temiz bir yakıt olan gaz hidratlar, içerdikleri büyük metan hacmi ve zengin yataklar halinde bulunmaları nedeniyle gelecek yıllarda petrol ve doğalgaz rezervlerinin azalmasıyla dünyanın enerji kaynağı olma ihtimali bulunmaktadır. Küresel ısınma, deniz su seviyesindeki değişimler, heyelanlar, depremler ve benzer nedenlerden dolayı gaz hidratlar bozularak büyük değerlerde metan gazı atmosfere yayılabilmektedir (Dönmez, 2014: 6).

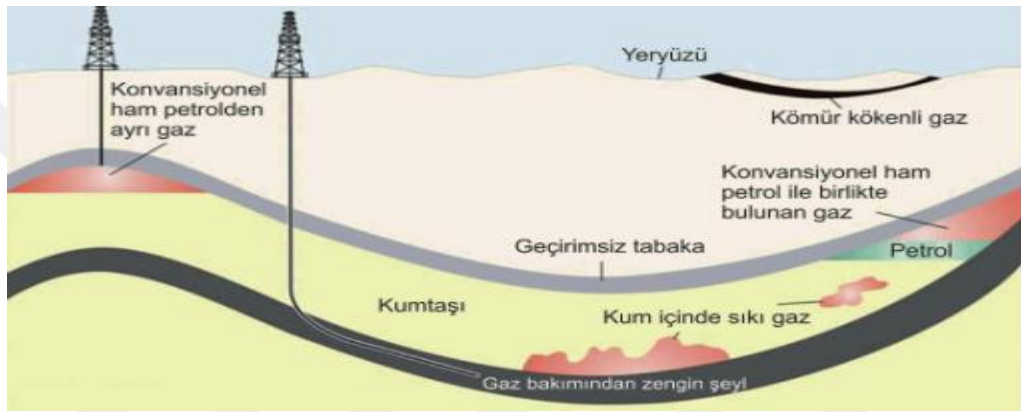
2.6.1.1.14. Dalga (Gel-git) Enerjisi

Yapılan hesaplamalarda, dünyanın homojen ısınmaması sonucu oluşan rüzgarların, deniz yüzeyine etki etmesi ile meydana gelen dalgalarda ki gücün diğer yenilenebilir enerji kaynaklarından daha efektif olduğu görülmüştür. Bu enerji kaynağı kullanılabilirliği takdirde çoğu ülkenin elde edebileceği kadar bol ve yaygındır. Dalga enerjisinin çok önemli avantajları bulunmaktadır. Fosil yakıtlara bağımlılığı azaltması, küresel ısınmayı, asit yağmurlarını, her türlü kirliliği dolaylı olarak önlemesi; güç kaynağının sonsuz ve bol olması; elektrik şebekesinin olmadığı uzak alanlara elektrik sağlaması; deniz ortamında yapılacak diğer çalışmalarda potansiyel teknolojinin kullanımına olanak tanınması, tuzlu suyun tatlı suya çevrilip ihtiyaç bulunan bölgeye pompalanması, deniz dibi zenginliklerinin yüzeye pompalanması ve kıyıların korunması, iş sahası açması en önemli avantajları olarak görülmektedir (Sağlam, 2005: www.emo.org.tr/ekler/20bb2d9a50d5ac1_ek.pdf).

2.6.1.1.15. Kaya Gazı Enerjisi

Günümüzde kömür, petrol, doğalgaz gibi kaynaklar en önemli global enerji kaynakları olarak görülmekle beraber, bu kaynakların kullanımı sebebi ile uzun vadeli rezerv sıkıntısı bulunmaktadır. Bu sıkıntı göz önüne alınarak özellikle ABD'de yapılan yoğun çalışmalar sonucu, petrol ve doğal gaz oluşturmuş kayalarda ki bulunan gaz

önemli bir gündem maddesi olarak görülmeye başlanmıştır. İnce taneli tortul kayaçların küçük gözeneklerinde depolanmış ve konvansiyonel olmayan, kil ile kuvars ve kalsit minerallerinden oluşan ve yeni bir enerji kaynağı olarak değerlendirilen bu gaza Kaya gazı ya da şeyl (shale) gazı denilmektedir. Doğalgaz kaynaklarının şematik görünümü şekil 2.25'te görülmektedir. Petrol ve doğalgaz, olduğu ana kayadan ayrılarak farklı kayaçların içerisine yerleşmektedir. Ancak petrol ve doğalgazın bir bölümü bu değişim sırasında ana kayada kalmaktadır. Kaya gazı, ana kayadan ayrılmayan ve kayacın gözeneklerinde kalan doğalgazdan oluşan gaza denilmektedir (Karşlı, 2015: 27).



Kaynak: <http://jeofizikmuhendisi.weebly.com/uploads/2/2/6/6/22667220/9192791.jpg?1411056217> (16 Nisan 2018).

Şekil 2.25. Doğal Gaz Kaynaklarının Şematik Görünümü.

2.6.1.2. Yenilenemez Enerji Kaynakları

2.6.1.2.1. Kömür, Tarihçesi ve Temel Nitelikleri

İnsanoğlunun varlığının başlangıcı ile dünyayı kendi istediği ve daha rahat yaşama ulaşma talebi ile oryaya çıkan birçok başlık altında, enerjinin kullanımı ile yaşanan değişimin kalıcı ve geleceğe bırakılabilir hale gelmesinin zorunluluğu doğmaktadır. Bu zorunluluk bugün bilinen yenilenebilir (güneş, su, rüzgar vb.), fosil (petrol, kömür, doğalgaz), nükleer veya başka bir tür enerji kaynağının araştırılması, bulunması ve/veya üretilmesini sağlamaktadır. Bu sayede dünya üzerinde sadece yaşam kalitesi değil insanoğlunun yaşam süreside uzamaktadır. İnsanoğlunun enerjiye ihtiyaç duyduğu ilk zamanlardan beri bu ihtiyacın karşılanmasında kömür özel bir yer tutmakta ve insanoğlunun çağ atlamasına yardımcı olmaktadır. İnsanoğlunun bugünkü yaşamında kullandığı pek çok gelişmede ve konforda kömür kilit rol oynamaktadır.

Kömürün ülkemizde ki durumundan önce Dünya’da olduğu konuma bakmak gerekmektedir. Dünya üzerinde oluşan değişim ve gelişimler doğrudan ya da dolaylı olarak ülkemizi de etkilemektedir (Aktaş, 2011: 1).

2.6.1.2.2. Türkiye’de Kömür Rezervleri, Üretim, Tüketim ve Isıtma Amaçlı Kullanımı

Milletlerin kalkınmalarında ve refaha ulaşmalarında sanayinin temel girdisi olan enerji başrol oynamaktadır. Enerjinin insanoğlunun geleceği ve Dünyanın konumu üzerinde ki etkisi, ülkelerin ekonomik ve sosyal kalkınması üzerinde ki kritik önemi her geçen gün artmaktadır. Dünyada ki tüm ülkeler enerji maliyetlerini düşürmek amacı ile yerli kaynaklarına en fazla önemi vermektedir. Ülkemizde ise kullanılabilir kaynaklar sınırlı olmamasına rağmen öncelik yerli kaynaklara değil ithal kaynaklara verilmektedir. Ülkemizde doğalgaz yok denecek kadar sınırlıdır. Ancak, kalori bakımından çok zengin olmasa da zengin linyit kömürü yataklarımız bulunmaktadır. Yıllardır ihmal edildiği göz önüne alınırsa, araştırmalar ile yeni kömür yataklarının bulunup geliştirilmesi olasılığı yüksek görünmektedir. Söz konusu ihmal edilen gelişmeler yerine özellikle elektrik üretiminde doğal gaz öncelik verilmesi, doğalgazda dışa bağımlı bir ülke olan Türkiye sanayisi ve sanayimizin gelişimi için oldukça büyük dezavantaja sebep olmaktadır (Tamzok ve Torun, 2005: 10).

Tablo 2.10’da görüldüğü gibi Dünyada en fazla kullanılan enerji kaynakları balında gelen kömür yaklaşık 892 milyar ton kesinleşmiş dünya kömür rezervi bulunmakta olup rezervin %57,1’ine karşılık gelen 509 milyar ton kömür ABD, Rusya ve Çin’de bulunmaktadır. 2015 yılında küresel olarak toplam 7,9 milyar ton üretim gerçekleşmekte olup bu üretimin %47,7’sine denk gelen 3,7 milyar ton üretimi Çin tek başına yapmakta sırasıyla ABD, Hindistan ve Avustralya takip etmektedir. Bir ülkede kişi başına düşen enerji üretim ve tüketim miktarları, bu ülkenin gelişmişlik düzeyini gösteren en önemli parametrelerin başında gelmektedir. Gelişmekte olan ülkeler sınıfında bulunan ülkemizde enerji tüketimi gelişmiş ülkelere göre çok geride kalmaktadır. Türkiye’de enerji ihtiyacı ağırlıklı olarak hidroelektrik, linyit bazlı termik santral ve son yıllarda doğalgaz ile karşılanmaktadır. Bu kaynakların kullanılmasında, her geçen gün artan enerji talebi göz önüne alındığında ancak %37’si yerli kaynaklarla sağlanmaktadır. Özellikle büyük kömür rezervine (özellikle linyit) sahip olan Türkiye,

verimsiz kullanım ve yanlış politikalar nedeniyle enerji ihtiyacını karşılamada dışa bağımlı bir ülke haline gelmektedir (Sabah vd., 2002: 31).

Tablo 2.10. Bazı Ülkelerin Kanıtlanmış Kömür Rezervleri.

Sıra	Ülkeler	Miktar (Milyar ton)	Dünya Toplamındaki Payı (%)
1.	ABD	237,3	26,6%
2.	Rusya	157,0	17,6%
3.	Çin	114,5	12,8%
4.	Avustralya	76,4	8,6%
5.	Hindistan	60,6	6,8%
6.	Almanya	40,5	4,5%
7.	Ukrayna	33,9	3,8%
8.	Kazakistan	33,6	3,8%
9.	Güney Afrika Cumhuriyeti	30,2	3,4%
10.	Endonezya	28,0	3,1%
13.	Diğer	80,0	8,0%
Dünya - Toplam		892,0	100%

Kaynak: T.C. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı, a.g.e.

Tablo 2.11’de görüldüğü üzere Türkiye’de 2016 yılı sonu itibarıyla birincil enerji kaynaklarından kömür kaynaklı termik santral %33,74 ve doğalgaz ve + LNG kaynaklı termik santral %32,1 kullanılarak üretilen elektrik enerjisinin toplam elektrik enerjisi üretimi içindeki oranı %67,6 olduğu görülmektedir.

Tablo 2.11. Kaynak Bazında Türkiye Elektrik Enerjisi Üretim Oranları

YIL	TERMİK	HİDROLİK	RÜZGAR + GÜNEŞ + JEOTERMAL
2002	73,9%	26,0%	0,1%
2003	74,8%	25,1%	0,1%
2004	69,3%	30,6%	0,1%
2005	75,5%	24,4%	0,1%
2006	74,8%	25,1%	0,1%
2007	81,0%	18,7%	0,3%
2008	82,7%	16,8%	0,5%
2009	80,6%	18,5%	1,0%
2010	73,8%	24,5%	1,7%
2011	74,8%	22,8%	2,4%
2012	73,0%	24,2%	2,8%
2013	71,5%	24,7%	3,7%
2014	79,5%	16,1%	4,3%
2015	68,5%	25,7%	5,8%
2016	67,6%	24,6%	7,8%

Kaynak: T.C. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı, a.g.e.

Termik santrallerden sonra elektrik üretiminde %24,6'lık pay ile hidrolik santrallerin gelmektedir. 2016 sonu itibarıyla 2014 yılına göre rüzgâr santrallerinde üretilen elektriğin toplam üretimdeki payının %3,4'ten %5,7'ye yükseldiği görülmektedir.

2.6.1.2.3. Doğalgaz ve Doğalgazın Tanımı, Tarihçesi ve Temel Nitelikleri

Doğal gaz zehirli olmayan, renksiz, kokusuz ve havadan hafif bir gazdır. Kokusuz olmasından kaynaklı riskleri en aza indirmek ve bir sızıntı oluşması durumunda farkındalık yaratabilmek için özel olarak koku verilmektedir. Diğer fosil enerji kaynaklarına göre daha çevreci, havayı kirletmeyen, doğaya zarar vermeyen bir enerji kaynağı olarak görülmektedir. Doğal gaz yandığı zaman kükürt oksit ve karbon tanecikleri gibi havayı kirleten atık maddeler ortaya çıkmamaktadır. Yüksek ısı değeri ve diğer kaliteli özellikleri ile Dünya üzerinde daha fazla tercih edilmekte ve kullanımı hızla yaygınlaşmaktadır. Doğal gaz, atmosferik basınçta -164 °C nin altında soğutularak sıvılaştırılmakta ve hacmi 1/600 oranında küçültülebilmektedir. Bu işlem ile sıvı hale getirilen doğal gaza sıvılaştırılmış doğal gaz denilmektedir. Sıvılaştırılma işlemi sırasında kirleyicilerde bertaraf edildiğinden LNG, doğal gaza göre daha temiz olarak nitelendirilmektedir. Ayrıca LNG özel tanklarda taşınabilir ve depolanabilir özellik kazanmaktadır. Ülkemiz için ithal edilen doğal gazın toplam oranının %18,7'si kadarı LNG olarak Cezayir ve Nijerya'dan ithal edilmektedir. Doğal gaz özel kompresörler ile basınç altında sıkıştırılabilmektedir. Doğal gazın bu işlem sonucu elde edilen haline Sıkıştırılmış doğal gaz denilmektedir (TMMOB, 2006: 7).

Doğal gazın rezervden çıkan ve işlem görmemiş haline ham doğal gaz denilmektedir. Bu halde ki doğal gaz, su buharı, hidrokarbon olmayan gazlar (karbondioksit, nitrojen ya da helyum gibi), atmosferik basınçta sıvılaştıran ağır hidrokarbonlar ve bazen de sülfür bileşikleri içermektedir. İşlem yapılmamış ham doğal gaz genellikle bu hali ile kullanılamamaktadır. Doğal gaz kimyasal olarak metan, etan, propan, bütanlar, pentanlar, heksanlar bileşimi bununla beraber az olarak, hacimce %0-0,5 karbon dioksit, helyum, hidrojen sülfür ve nitrojen karışımı olarak kabul edilmektedir. Bu maddeler rezerve ve çıkarılma yerine göre değişiklik göstermektedir. En ağırlıklı kimyasal bileşenler hacimce %70-90 oranında metan ve %0-20 oranında etan olarak görülmektedir. Etandan biraz daha az propan içermektedir. Sülfür miktarı değişimine göre ham petrolda olduğu gibi doğal gaz da düşük sülfürlü

olması halinde tatlı ve ya yumuşak, yüksek sülfür ihtiva etmesi durumunda ise acı ve ya sert olarak tanımlanmaktadır. Ayrıca sıvılaşılabilen gazların içerik miktarına göre kuru (metan>%85) ya da ıslak doğal gaz olarak katagorileştirilmektedir (Beşergil: http://www.bayar.edu.tr/besergil/hampetrolden_petrokimyasallara).

Organik teoriye göre, doğal gazın diğer fosil yakacaklar da olduğu gibi milyonlarca yıl önce yaşamış bitki ve hayvan artıklarından meydana geldiği kabul edilmektedir. Genellikle, doğal gazın serbest olarak, petrol havzalarına yakın bölgelerde ve sıradağ yamaçlarında rezerv olarak bulunduğu görülmektedir. Doğal gaz ağırlıklı olarak %55-90 oranında metan (CH₄), %1-14 oranında etan (C₂H₆) içermektedir, bu maddelere ek olarak düşük oranlarda propan (C₃H₈), Hidrokarbon, Azot (N₂) ve karbondioksit (CO₂) bulunmaktadır. Doğal gaz enerji üretiminde, hanelerde, sanayide ve gübre üretiminde kullanılmaktadır. Doğal gaz renksiz ve kokusuz olmasının yanı sıra zehirsiz bir gazdır. Zehirsiz olmasına rağmen kapalı ortamda birikme yapması durumunda teneffüs edilecek oksijenin azalmasından dolayı boğulma tehlikesi yaratmaktadır. Bu riski azaltmak için doğalgaza koku verici maddeler eklenmektedir. Öte yandan doğal gazın en riskli hali %5-15 oranında hava ile karışması durumunda meydana gelen patlayıcılık durumu olmaktadır. Doğal gaz havadan hafif olduğundan ortam içerisinde yükselme hali göstermemektedir. Herhangi bir kaçak durumunda birikim ortamda yüksek noktalarda olmaktadır. Bu durum, doğal gaz kullanılan yerlerde havalandırmanın önemini artırmaktadır. Yüksek kısımlarda biriken doğalgaz iyi bir havalandırma ile kolayca tahliye edilebilmektedir. Isıl değeri 11554 kcal/Kg ile diğer yakıtlara göre daha yüksek, yoğunluğu ise 0,76 Kg/m³ olmaktadır. (http://content.lms.sabis.sakarya.edu.tr/Uploads/45911/47053/%C4%B1s%C4%B1_tma12.pdf).

Tablo 2.12’de görüldüğü gibi dünya üzerinde en fazla rezervi Rusya ve İran barındırmaktadır. Bu iki ülkenin rezerv toplamı kendilerini takip eden Katar, ABD, Suudi Arabistan ve diğer ülkelerin toplamından daha fazladır. Bu durum, bu ülkelerin ekonomisini, doğal gaz ihracaatı ve kullanımı noktasında diğer ülkelere göre daha avantajlı noktaya getirmektedir. İleride oluşacak enerji ihtiyacı artışı göz önüne alındığında bu rezervin ne kadar kıymetli olduğu daha iyi anlaşılmaktadır. Moleküler olarak hafif ağırlıklı hidrokarbonlar olan metan (CH₄), ETAN (C₂H₆), propan (C₃H₈) doğalgazı oluşturan ana kimyasal yapılar olarak görülmektedir. Doğal gaz petrol rezervi ile ya da serbest olarak bulunabilmektedir.

Tablo 2.12. Dünya Kanıtlanmış Doğalgaz Rezervleri, 2015-2016

Sıra	Ülkeler	2015 (milyar ft ³)	2016 (milyar ft ³)
1.	Rusya	1.688.240	1.688.250
2.	İran	1.201.170	1.201.170
3.	Katar	872.130	866.130
4.	ABD	369.500	308.400
5.	Suudi Arabistan	294.400	300.400
6.	Türkmenistan	265.400	265.400
7.	B. Arap Emirlikleri	215.300	215.300
8.	Venezuela	197.300	198.300
9.	Nijerya	180.300	180.300
10.	Çin	164.200	175.300
11.	Diğer Ülkeler	1.490.683	1.496.790
Dünya - Toplam		6.938.623	6.895.740

Kaynak: BD Enerji Bilgi İdaresi (EIA), <http://www.eia.gov/beta/international/> (29 Nisan 2018).

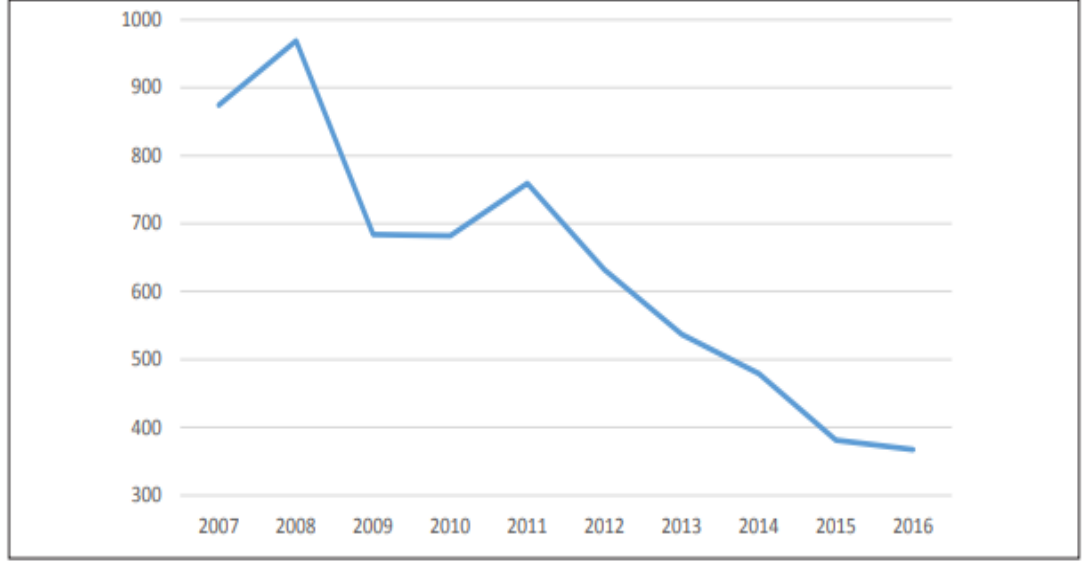
Doğal gaz kayaçların mikroskobik gözeneklerinde bulunduğundan kayaç içerisinde akarak üretim kuyularına ulaşmaktadır, bu durum petrol ile benzerlik göstermektedir. Çıkıştan sonra ağır hidrokarbonlar (bütan, pentan vb.) ayrıştırılma işlemi ile uzaklaştırılmaktadır. Doğal gaz evlerde kullanılan kullanılabilen en temiz fosil yakıt olarak kabul edilmektedir. Doğalgazın yanması sonucu su buharı, karbondioksit ve azot oksitler ortaya çıkmaktadır (http://web.itu.edu.tr/~yamanlar/faq_t/).

2.6.1.2.4. Doğalgaz Piyasası ve Doğalgaz Piyasasının Temel Özellikleri

Doğalgaz üretim ve arama faaliyetleri 6491 sayılı Türk Petrol Kanunu ile düzenlenmektedir. Arama ve işletme ruhsatları Petrol İşleri Genel Müdürlüğü tarafından verilen arama ve işletme ruhsatları ile gerçekleştirilmektedir. Kanunda piyasa faaliyeti olarak sayılmayan üretim faaliyeti, Kurumdan alınan toptan satış lisansı vasıtası ile üretilen doğalgaz toptan satış şirketlerine, ithalatçı ve ihracatçı şirketlere, dağıtım şirketlerine pazarlanabilmektedir. Bununla birlikte kuyu başında olmak şartı ile CNG satış şirketlerine ile CNG iletim ve dağıtım şirketlerine ya da

serbest tüketicilere pazarlanabilmektedir. Üretim şirketlerinin ihracat lisansı alması durumunda üretilen doğalgaz ihraçta edilebilmektedir.

Şekil 2.26'da 2007-2016 yılları arası doğalgaz üretim miktarına yer verilmiştir.



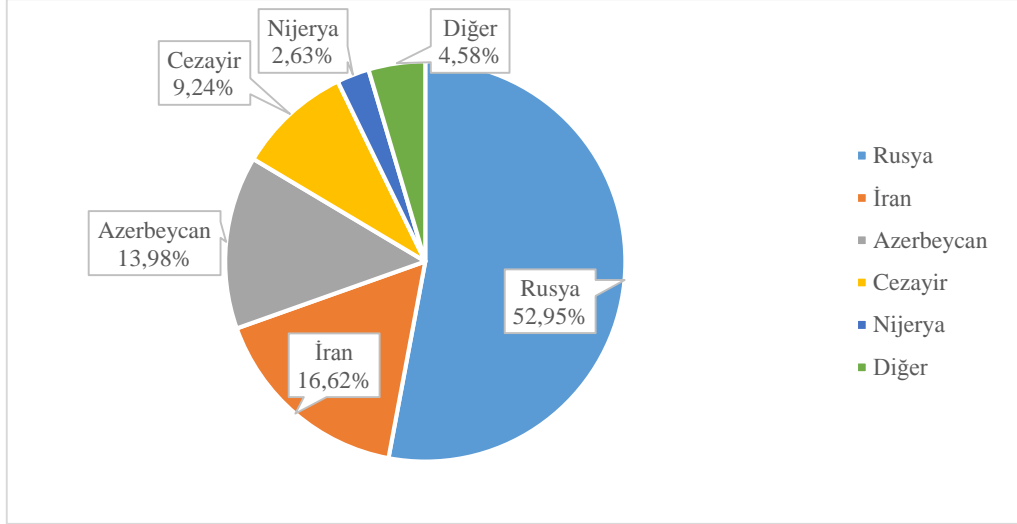
Kaynak: T.C. Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu, 2017: 2.

Şekil 2.26. 2007-2016 Yılları Arası Doğalgaz Üretim Miktarı (Milyon sm³).

2.6.1.2.5. Dünyada Doğalgaz Rezervleri, Üretim, Tüketimi ve Isıtma Amaçlı Kullanımı

Avrupa'da 1659'da İngiltere'de bulunan doğal gaz ancak 1790'da yaygın kullanıma girmiştir. Doğal gaz ağırlıklı olarak Sokak ve hanelerin aydınlatılmasında, içten yanmalı motorların çalıştırılmasında kullanılmıştır. Doğal gaz kullanımı 1920'lerde boru hattı taşıma yöntemi ile hızla artmaya başlamıştır, özellikle 2. Dünya Savaşında sonra kullanım yaygınlığında hızlı bir artış görülmeye başlanmıştır. Sanayi devrimi ve içten patlamalı motorların icadından sonra doğal gaz ile birlikte özellikle petrol ekonomik ve stratejik bir enerji kaynağı haline gelmiştir. Çevresel faktörlerin devreye girmesi ile doğal gaz petrolden daha fazla tercih edilir hale gelmektedir (TMMOB, 2006: 10).

Şekil 2.27'de görülebileceği üzere rezerv bakımından Dünya'nın önde gelen ülkelerinden olan Rusya ve İran, Türkiye'nin en fazla doğal gaz ithal ettiği ülkelerin başında gelmektedir. Bu ülkeleri Azerbaycan, Cezayir ve Nijerya izlemektedir. Ancak Rusya ve İran'dan ithal edilen doğal gaz toplam ithalatın yaklaşık %70'ini oluşturmaktadır.



Kaynak: T.C. Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu, s. 8.

Şekil 2.27. Türkiye'nin Kaynak Ülkeler Bazında 2016 Yılı Doğal Gaz İthalatı.

Tablo 2.13'te Dünya genelinde en fazla doğalgaz rezervlerine sahip ülkeler sırasıyla İran, Rusya, Katar, Türkmenistan, ABD, Suudi Arabistan ve diğerleri gelmektedir. Günümüzde ortadoğuda uluslararası güçlerin var olma çabalarının başlıca nedenlerinden birisi bölge ülkelerinin sahip olduğu petrol rezervleri olduğu söylenebilir.

Tablo 2.13. Bazı Ülkelerin Kanıtlanmış Doğal Gaz Rezervleri

Sıra	Ülkeler	Miktar (Trilyon m ³)	Dünya Toplamındaki Payı (%)
1.	İran	34,0	18,2%
2.	Rusya	32,3	17,3%
3.	Katar	24,5	13,1%
4.	Türkmenistan	17,5	9,4%
5.	ABD	10,4	5,6%
6.	Suudi Arabistan	8,3	4,5%
7.	B. Arap Emirlikleri	6,1	3,3%
8.	Venezuela	5,6	3,0%
9.	Nijerya	5,1	2,7%
10.	Cezayir	4,5	2,4%
11.	Çin	3,8	2,1%
12.	Irak	3,7	2,0%
13.	Diğer	31,1	16,4%
Dünya - Toplam		186,9	100%

Kaynak: T.C. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı, a.g.e.

2.6.1.2.6. Türkiye’de Doğalgaz Rezervleri, Üretim, Tüketimi ve Isıtma Amaçlı Kullanımı

Gün geçtikçe hızlı bir büyüme yaşayan Sıvılaştırılmış Doğal Gaz “Liquefied Natural Gas” LNG endüstrisi, Uluslararası gaz ticaretinde gittikçe büyüyen bir pay almaktadır. LNG zincirinde ki küresel artışta hem üretici hem de tüketici ülke sayısında ki artışın önemli rolü olmaktadır. Bununla beraber deniz ticaretinde ki LNG tankerleri sayısının artışı ve kargo trafiğinin yaygınlaşmasına, sıvılaştırma ve yeniden gazlaştırma kapasitesinin artışı sebep olmaktadır. Buna rağmen enerji şirketlerinde LNG yatırımlarının maliyetinin düşmesi, Sıvılaştırma, taşıma ve tekrar gazlaştırma aşamalarında ki işletim maliyetinin oldukça yüksek maliyetler içerdiği gerçeğinin önüne geçememektedir (Özdemir, 2014: 4).

En temiz, verimli ve ucuz olan doğalgaz, günümüzde hane ısıtılmasında kullanılan diğer yakıtlara göre daha yaygınlaşmaya başlamıştır. Temiz ve çevre dostu olması ile hanelerde ısıtma ve sıcak su sağlama kaynağı olarak kullanımının yaygınlaşması, şehirlerde ki hava kirliliği sorunun çözümüne önemli destek olmaktadır. Bununla beraber, ocak/fırınlarda pişirme amacı ile kullanımın yaygınlaşması daha pahalı olan LPG tüp stoklama maliyetinin de önüne geçmektedir. Hanelerde ısınma, sıcak su sağlama ve ocak/fırınlarda pişirme amaçlı kullanılan doğalgazın en önemli avantajları (Şahin, 2005: 63):

1. Zehirsiz olması
2. Atık olarak duman ve kül çıkarmaması. Yanış sonrası, hava kirletici kükürt oksitleri ve karbon taneciklerinin artık madde olarak oluşmaması
3. Depolama kolaylığı. Depolama için yer işgali ve depolama maliyeti yoktur.
4. Yüksek verimle yakma olanağı. Gaz olması sebebi ile Yanıcı ve yakıcı moleküller ile birleşme oranının fazla olması sonucu yakma verimliğinin yüksek olması.
5. Doğalgaz tesisatı ve kullanılan cihazlar düşük basınçla çalıştığından LPG tüpleri gibi patlama ve patlama da parça tesiri olma ihtimalinin olmaması
6. Petrol ve kömüre göre alev boyunun düşük olması. Bu sayede daha küçük cihazlar (kazan, kombi, kat kaloriferi vb.) kullanılarak yerden kazanım ve maliyet düşümü sağlanmaktadır.

2.6.1.2.7. Nükleer Enerji

Nükleer enerji, bir atomun çekirdeğinde (çekirdek) protonları ve nötronları birbirine bağlayan enerjidir. Bazen, büyük bir çekirdek iki küçük kısma ayrılır, bu da süreci hızlandırır. Bu sürece nükleasyon denir. Yayılan enerji, bir türbini sürmek ve elektrik üretmek için kullanılabilen ısıya dönüştürülür. Diğer durumlarda, iki küçük çekirdek, daha büyük bir tane oluşturmak için birleştirilebilir. Bu nükleer füzyon sürecidir. Nükleer füzyon güneşte gerçekleşir, bildiğimiz enerjiyi güneş radyasyonu (ultraviyole ışık, gün ışığı ve kızıl ötesi radyasyon) olarak açığa çıkarır (Genesis Energy, 2010: <http://www.electrocity.co.nz/images/factsheets/Nuclear%20Energy.pdf>).

Uluslararası Atom Enerjisi Ajansı'nın (IAEA) Ocak 2017 verilerine göre dünya genelinde 31 ülkede toplam 449 nükleer reaktör faaliyette bulunmaktadır. Türkiye ve Birleşik Arap Emirlikleri'nin de bulunduğu 16 ülkede ise hali hazırda toplam 60 nükleer santralin inşaatı devam etmektedir. Dünya genelinde elektrik üretiminin %11'i nükleer enerjiden sağlanmaktadır. Tablo 2.14'e göre ABD'nin, sahip olduğu 99 nükleer santrali ile dünyanın en fazla nükleer santraline sahip ve 2015 yılında elektrik üretiminin %19,5'ini nükleer enerjiden sağladığı söylenebilir.

Fosil yakıt kaynaklarından - uygun fiyatlı, bol miktarda enerjiye erişim - Sanayi Devrimi'nden bu yana ekonomik büyümenin en önemli unsurlarından biri olmuştur. Bununla birlikte, 21. yüzyılın ilk on yılı sona erdiğinde, Birleşik Devletler, toplumumuzun üreteceği, dağıttığı ve enerji kullandığı şekle ilişkin ekonomik, çevresel ve ulusal güvenlik sorunları ile karşı karşıya kalmaktadır. Bu zorlukların üstesinden gelmek için, bol, güvenli ve çevresel olarak iyi olmayan enerjiye sürekli erişim esastır. Nükleer enerji, ulusal hedeflerimizi gerçekleştirmek için gerekli olan çeşitli enerji portföyünün önemli bir unsurudur. NE, temiz, güvenli, güvenli ve uygun fiyatlı nükleer enerjinin faydalarının devam etmesine ve genişlemesine yardımcı olacak araştırmaları, geliştirmeleri ve uygun şekilde gerçekleştirir (U.S. Department of Energy, 2010: 1).

Tablo 2.14. Dünyada İşletmedeki ve İnşaat Halindeki Nükleer Santral Sayıları ile Ülkelerin Elektrik Üretiminde Nükleer Enerjinin Payı- UAEA 2017.

Ülkeler	İşletmedeki Nükleer Santral Sayısı	İnşaat Aşamasındaki Santral Sayısı	Elektrik Üretiminde Nükleer Enerjinin Payı (%)
ABD	99	4	19,5%
Fransa	58	1	76,3%
Japonya	42	2	0,5%
Çin	37	20	3,0%
Rusya	35	7	16,0%
Güney Kore	25	3	31,7%
Hindistan	22	5	3,5%
Kanada	19		16,6%
Birleşik Krallık	15		18,9%
Ukrayna	15	2	56,5%
İsveç	10		34,3%
Almanya	8		14,1%
İspanya	7		20,3%
Belçika	7		37,5%
Çek Cumhuriyeti	6		32,5%
Tayvan	6	2	16,3%
İsviçre	5		33,5%
Finlandiya	4	1	33,7%
Macaristan	4		52,7%
Slovakya	4	2	55,9%
Pakistan	4	3	4,4%
Arjantin	3	1	4,8%
Brezilya	2	1	2,8%
Bulgaristan	2		31,3%
Meksika	2		6,8%
Romanya	2		17,3%
Güney Afrika	2		4,7%
Ermenistan	1		34,5%
İran	1		1,3%
Hollanda	1		3,7%
Slovenya	1		38,0%
B. Arap Ememirlikleri		4	
Beyaz Rusya (Belarus)		2	

Kaynak: T.C. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı, a.g.e.

2.6.2. İkincil Enerji Kaynakları

2.6.2.1. Elektrik, Tarihçesi ve Temel Nitelikleri

Elektrik bir enerji türüdür. Elektrik maddenin özünde saklı bir enerji şekli olarak nitelendirilmektedir. Elektrik ancak bir iş yaparken yani başka bir enerji türüne dönüşümü sırasında tanınmaktadır. Elektrik enerjisi doğal hali ile çok nadir olarak kullanılmaktadır (bazı laboratuvar deneylerinde vb.). Çok hızlı hareket edebilen bu enerji şekli (300000 km/sn), buna rağmen transferi sırasında herhangi bir koku ya da ses çıkartmaz (<http://www.dsi.gov.tr/docs/sond%C3%B6r-yeterlilik/elektrik-bilgisi-e%C4%9Fitim-program%C4%B1.pdf?sfvrsn=2>).

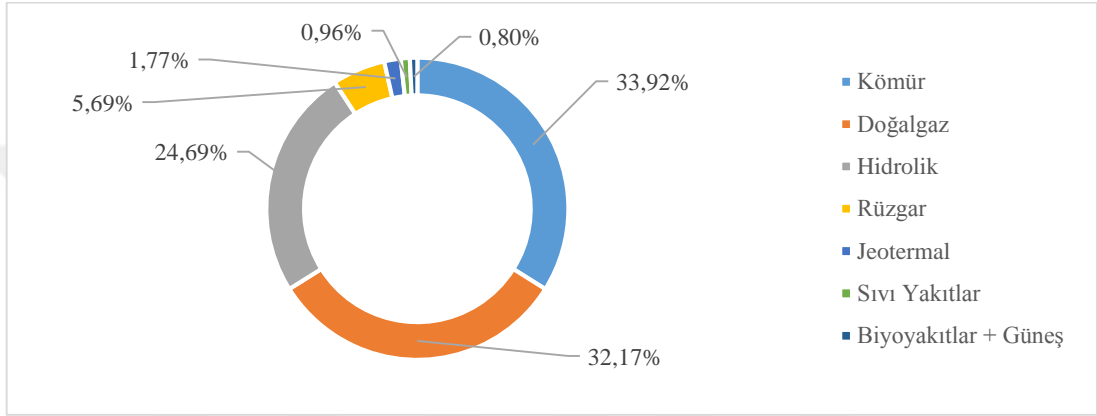
2.6.2.2. Elektrik Piyasası ve Elektrik Piyasasının Temel Özellikleri

Günümüz koşullarında şüphesiz enerji tüm ülkeler için kritik ve en önemli başlık haline gelmiştir. Gelişmeye paralel olarak ve hatta daha fazla bir artış göstererek gelişmiş ülkelerde olduğu kadar gelişmekte olan ülkelere de enerji talebi hızla artış göstermektedir. Bu sebeple tüm ülkeler bu talebi karşılamak üzere enerji üretimlerini artırmaya yönelmişlerdir. Ekonomik, siyasi, sosyal ve kültürel alanda güçlü bir pozisyon alınmasında enerji en önemli faktörlerin başında gelmektedir. Sanayinin geliştiği ülkeler refah seviyesi de gelişmiş olan ülkelerdir. Sanayileşme ise doğrudan enerji ile bağlantılıdır. Ülkenin ekonomik durumunu, refah seviyesini ve gelişmişlik derecesini değerlendirmede kişi başına tüketilen enerji en önemli kriterdir. Gelişmiş ve kalkınmış ülkeler enerji üretim ve tüketim dengesini kurmuş ülkeler olarak görünürken, ihtiyaç duyduğu dış kaynaklı olarak sağlamaya çalışan çok sayıda ülke bulunmaktadır. Dış kaynaklı enerji kullanımı ülkelere döviz kaybının yanında sanayilerinin gelişme ve çalışmasında dışa bağımlı bir durumda kalmalarına sebep olmaktadır (Karabulut, 2004: 53).

2.6.2.3. Dünyada Elektrik Enerjisinin Üretim, Tüketimi ve Isıtma Amaçlı Kullanımı

Ülkenin genel enerji politikalarının oluşturulmasında, Enerji kaynaklarının arz-talep değerlendirilmesi büyük önem taşımaktadır. Sanayide ki bütün sektörlerde planlama ve bu planlama sonucu stratejik kararlar ile tüm sektörleri etkileyecek politikaların oluşturulması çok büyük önem taşımaktadır. Enerji kaynağı olarak elektrik en önemli başlıktır. Kolay kullanım ve diğer avantajları ile ekonomik ve sosyal yaşamın geniş bir bölümünde yaygın olarak elektrik enerjisi tercih edilmektedir.

Elektrik enerjisi teknolojik gelişmede büyük önem arz etmesi sebebi ile ülke ekonomilerinin temel girdisi olmaktadır. Elektrik enerjisinin en büyük dezavantajı depolama yapılamadığından üretildiği anda tüketilmesi gereken bir enerji kaynağı olmasıdır. Bu sebeple tüketim, üretime bağlı olarak gelişme gösterebilmektedir. Elektrik enerjisinin kendine has bu yapısı ve üretiminin yüksek maliyetler ile yapılabilmesi sebebi ile üretim-tüketim dengesinin sağlanması kritik bir konudur. Bu durum planlama ve tahminlerin doğru yapılmasının önemini artırmaktadır (Ak ve Tak, 2003: 21).



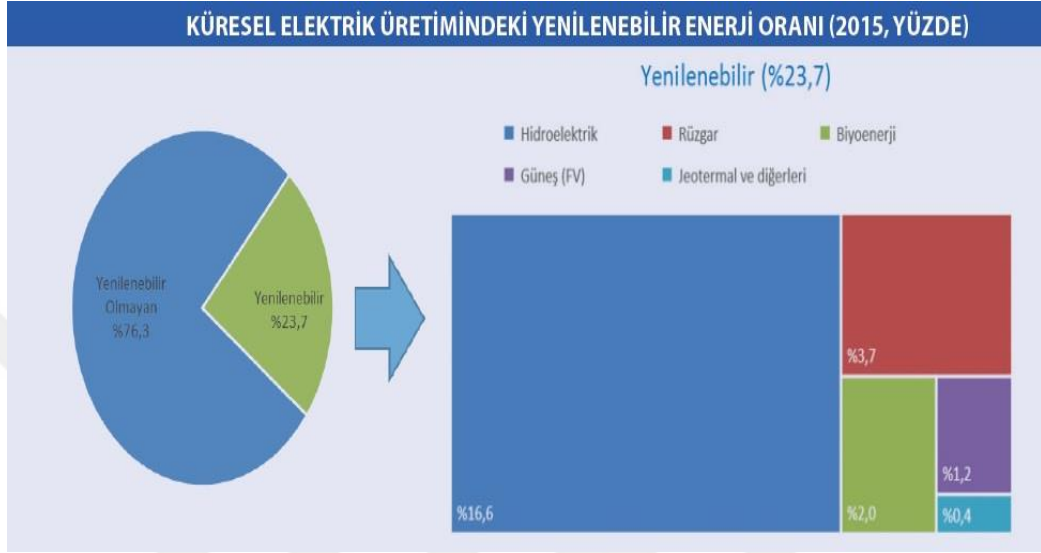
Kaynak: Araştırma Planlama ve Koordinasyon Dairesi Başkanlığı İstatistik ve Araştırma Müdürlüğü. 2016.

Şekil 2.28. 2016 Yılı sonu Türkiye elektrik üretiminin kaynaklara dağılımı

Elektrik enerji üretim, iletim ve dağıtım ile sorumlu olan kuruluşların temel amacı, üretilen enerjinin en kaliteli ve en ucuz hali ile tüketicilerin kullanımına sunulmasıdır. Bu sebeple mevcut durumda bulunan sistemlerin gelecekteki ihtiyacı ve puant yükünü karşılayacak şekilde planlı bir şekilde geliştirilmesi tüketicilere enerjinin ekonomik, güvenilir ve kaliteli bir şekilde verilmesi için önem arz etmektedir. Dar boğazlara girilmemesi için, talep değişimlerinin doğru takip edilmesi, üretim, iletim ve dağıtım sistemlerinin periyodik olarak planlanması ve geliştirilmesi, talebi karşılayacak arzın oluşturulması gerekmektedir. Planlamalarda enerji ihtiyacı tahminleri kritik önemde görülmektedir (Demirel vd., 2010: 602).

2016 yılında Türkiye elektrik üretiminin kaynaklara göre dağılımı şekil 2.28’de görülmektedir. Dünya’da toplam elektrik üretiminin yüzde 23,7’si yenilenebilir kaynaklardan elde edilmesi nedeniyle yenilenebilir enerji önemli bir konumda yer almaktadır. Şekil 2.29’a göre küresel olarak elektrik üretiminde kullanılan yenilenebilir enerji kaynaklarının yüzde 16,6’lık kısmının hidroelektrik santralleri,

yüzde 3,7'si rüzgar, yüzde 2'lik kısmı biyoenerji, yüzde 1'i fotovoltaik güneş sistemleri ve yüzde 0,4'ü ise jeotermal ve diğer yenilenebilir enerji kaynaklarından sağlandığı ifade edilebilir. Yenilenebilir olmayan enerji kaynaklarının küresel elektrik üretiminde fosil yakıtları başta olmak üzere yüzde 76,3 oranında olduğu görülmektedir.



Kaynak: REN 21, "Renewables 2016 Global Status Report".

Şekil 2.29. Küresel Elektrik Üretimindeki Yenilenebilir Enerji Oranı, 2015

Elektrik enerjisi temiz bir enerji olmasının yanında üretim yerinden uzak bölgelere kolaylıkla taşınabilen ve dağıtımını kontrol altında tutulabilen enerji kaynağıdır. Elektrik enerjisi sektöründe sağlıklı bir gelişim için planlama kritik bir öneme sahiptir. Bu planlama talep, arz, iletim, dağıtım ve fiyatlandırma politikalarında yapılmaktadır. Planlama konularından en önemlisi gelecekte ki talep bilgisi ve tahmini doğrultusunda yapılacak planlamadır, çünkü elektrik enerjisi depolanamamaktadır. Yapılacak tahminlerin doğruluk derecesi yapılan planlamanın ne kadar doğru olacağını belirlemektedir.

Dünya'da bazı ülkelerin elektrik üretim miktarlarına ilişkin değerler Tablo 2.15'te verilmektedir. Bu tabloya göre en fazla elektrik üreten ülkelerin başında Çin, ABD, Hindistan, Rusya, Japonya ve Almanya gibi ülkeler gelmektedir. Dünya toplamı içindeki elektrik üretim payı içinde Çin %24,1 oranla birinci ve AB %17,2 oranlar ikinci sırada gelmektedir.

Tablo 2.15. Bazı Ülkelerin 2015 Yılı Elektrik Üretim Değerleri

ÜLKE	Miktar (TWh)	Dünya Toplamındaki Payı (%)	Sıra
Çin	5.810,6	24,1%	1
ABD	4.303,0	17,9%	2
Hindistan	1.304,0	5,4%	3
Rusya	1.063,4	4,4%	4
Japonya	1.035,5	4,3%	5
Almanya	647,1	2,7%	6
Kanada	633,3	2,6%	7
Brezilya	579,8	2,4%	8
Fransa	568,8	2,4%	9
Güney Kore	522,3	2,2%	10
Birleşik Krallık	337,7	1,4%	11
Suudi Arabistan	328,1	1,4%	12
Meksika	306,7	1,3%	13
İran	281,8	1,2%	14
İtalya	281,8	1,2%	15
İspanya	278,5	1,2%	16
Türkiye	261,8	1,1%	17
Tayvan	258,0	1,1%	18
Avustrala	253,6	1,1%	19
Güney Afrika	249,7	1,0%	20
Endonezya	234,7	1,0%	21
Mısır	180,6	0,7%	22
Diğer	4.376,9	17,9%	23
TOPLAM	24.097,7	100%	

Kaynak: T.C. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı, a.g.e.

Elektrik enerjisi tüketim tahmini çalışmaları 3 sınıfa ayrılabilir (Coşkun ve Kevzi, 2004: 227):

1. Kısa Dönem Tahmin: Saatlik, günlük veya haftalık
2. Orta Dönem Tahmin: Aylık, üç aylık
3. Uzun Dönem Tahmin: yıllık veya daha uzun dönemli

Tüm ülkelerde elektrik enerjisi sektörü çok önemli bir konumdadır. Elektrik enerjisinin ihtiyaç duyulduğu ve ekonomik bir şekilde karşılanabilmesi için arz, talep,

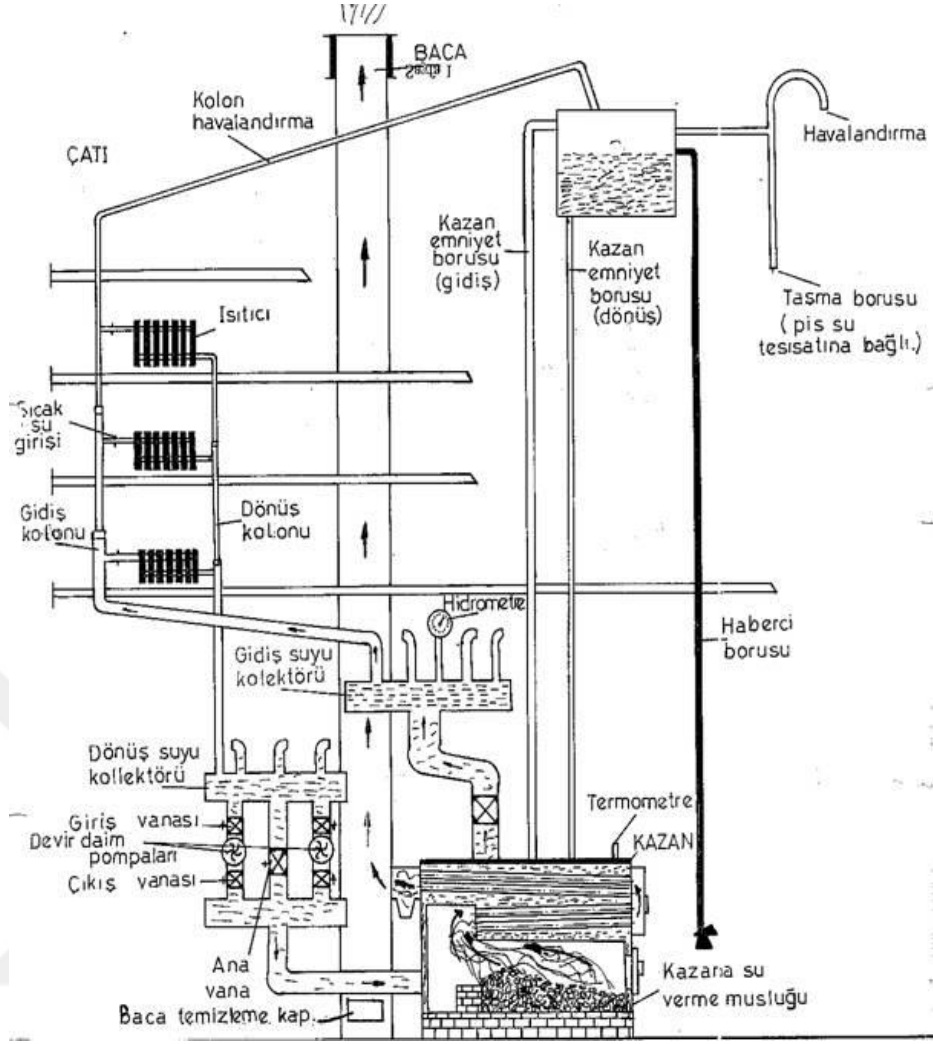
iletim, dağıtım ve fiyat politikalarının elektrik enerjisi sektörü tarafından etkin ve doğru bir şekilde oluşturulması gerekmektedir. Buna bağlı olarak en ufak yerleşim birimine dek uzanan dağıtım ağına sahip olan elektrik enerjisinin tüketiciye kullanım kolaylığı sağlaması önemlidir. Elektrik enerjisinin depolanamaması yukarıda bahsi geçen politikaların oluşturulabilmesi için talep çalışmalarının ve tahminlerin önemini daha da artırmaktadır. Politikaların etkinliğini doğrudan belirleyecek unsur talep tahmininin doğruya en yakın olması ve güvenilirliğidir (Vecihi, 2011: 37).

2.6.2.4. Türkiye’de Elektrik Enerjisinin Üretim, Tüketimi ve Isıtma Amaçlı Kullanımı

3 Mart 2001 tarihinde oluşturulan 4628 sayılı Elektrik Piyasası kanunu ile serbest rekabeti öngören yeni bir piyasa yapılanması öngörülmüş, artan enerji talebini karşılamanın yanı sıra AB mevzuatına uyum ve küresel ekonomiyle bütünleşme sağlanma amaçlanmıştır. Bu kanun, EPDK’nin kurulması ile çalışma usul ve esasları, elektrik üretim ve dağıtım varlıklarının özelleştirilmesinde izlenecek yol haritası ve elektrik üretim, iletim, dağıtım, toptan satışı, perakende satışı, ithalatı, ihracatı ile bu faaliyetlerde ki tüm gerçek ve tüzel kişilerin hak ve yükümlülüklerini düzenlemektedir. Bu yapı ile maliyetleri baz alan fiyatlandırma ile rekabetçi bir elektrik enerjisi piyasası oluşturulması hedef alınmaktadır (Cengiz, 2006: 145).

Yerleşkelerde ısıtma, sıcak su ihtiyaçları genellikle buhar ve kaynar sulu ısıtma sistemleri ile yapılmaktadır. Türkiye’de pek çok yerleşke 20-60 yıllık eskimiş, mekanik olarak çoğu ömrünü tamamlamış, manuel ya da kötü otomasyon ile kontrol edilen ve kötü bina teknolojilerine sahip olmaları nedeni ile yoğun, verimsiz ve kontrolsüz enerji tüketir durumdadır. Buharlı bir ısıtma sistemine sahip 21 yıllık bir yerleşke de bulunan 4 fakülte ve hastahane binasının enerjisini karşılayan ısı merkezi ve eşanjör dairelerinin sistemi modifiye edilmiş, 90/70 sıcak su sistemine geçilmiş, hidrolik denge özellikli yeni bir mekanik tesisat oluşturulmuştur. Modifiye yapılan yerleşkenin ısı kanal vaziyet planı Şekil 2.30’da görülmektedir.

Tablo 2.16’da görüleceği gibi senelik olarak brüt üretim artarken, brüt tüketimde artmıştır. İthalat bu oranlar ile doğrudan bağlantılı olarak artmaktadır. İletim kayıplarının önemi bu tabloda net olarak görülmektedir. İhracat ise 2013 senesinde yükselişe geçmiştir. Tükettiği enerjinin büyük bir bölümünü ithal eden Türkiye’de özellikle son yıllarda yenilenebilir enerji alanında gözle görülür gelişmeler olmaktadır.



Kaynak: http://www.neleryokki.com/enerji/isitma_sistemleri_clip_image002.jpg (2 Mayıs 2018).

Şekil 2.30. Yerleşkede Isı Kanalı, Buhar ve Kaynar Sulu Isıtma Sistemlerini Gösteren Şema

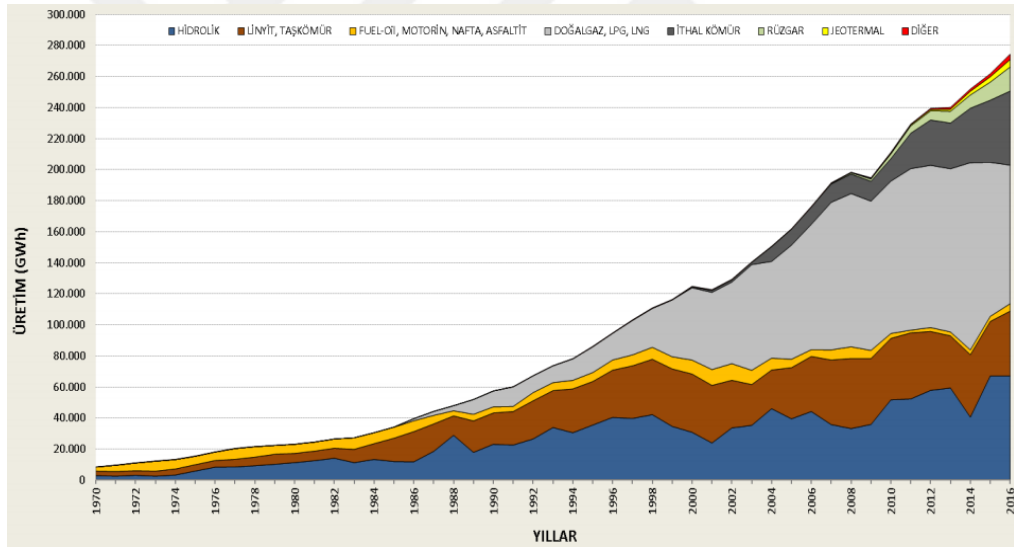
2002 yılında yenilenebilir enerji kaynakları kurulu gücü 12 bin 277 MW olan Türkiye'nin 2016 yılı itibarıyla bu gücü yüzde 172 oranında artırarak 33 bin 352 MW seviyelerine çıkardığı görülmektedir. Yenilenebilir kaynaklar kullanılarak elde edilen elektrik üretimi 2002 yılında 34 milyar kWh iken 2015 yılında bu rakam 84 milyar kWh düzeyinde gerçekleşmektedir (Tabii Kaynaklar Bakanlığı Strateji Geliştirme Başkanlığı, 2016: <https://goo.gl/ssbmDq>).

Şekil:2.31'de Türkiye'de 2016 yılı sonu itibarıyla 273.387 GWh olan elektrik üretiminin %67,6'sı yani 184.889 GWh'i termik santrallerden, %24,6'sı yani 67.268 GWh'i hidroelektrik santrallerden, %7,8'i yani 21.230 GWh'i de diğer yenilenebilir enerji kaynaklarından sağlanmaktadır.

Tablo 2.16. 2011-2015 Yılı Türkiye Elektrik Enerjisi Brüt - Net Üretimi, İthalat İhracat ve İletim Kayıplarının Gelişimi – GWh.

YILLAR	BRÜT ÜRETİM	İÇ İHTİYAÇ	NET ÜRETİM	İTHALAT	BRÜT TÜKETİM	İLETİM KAYBI	İHRACAT
2011	229.395,1	11.837,4	217.557,7	4.555,8	222.113,5	4.189,30	3.644,60
2012	239.496,8	11.789,5	227.707,3	5.826,7	233.534,0	6.024,70	2.953,60
2013	240.154,0	11.177,0	228.977,0	7.429,4	236.406,4	5.639,40	1.226,70
2014	251.962,8	12.513,9	239.448,8	7.953,3	247.402,1	6.271,20	2.696,00
2015	261.783,3	11.883,8	249.899,5	7.135,5	257.035,0	5.388,10	3.194,50

Kaynak: Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı. (2016). Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı ile Bağlı, İlgili ve İlişkili Kuruluşlarının Amaç ve Faaliyetleri, Ankara: s. 33.



Kaynak: TEİAŞ

Şekil 2.31. Türkiye’de elektrik enerjisi üretiminin değişimi (1970 - 2016)

Yenilenebilir enerji kaynaklarından rüzgar ve jeotermal bazlı üretim 2002 yılında 153 GWh düzeyinde iken 2016 yılı sonu itibarıyla güneş enerjisinin de dahil olmasıyla 21.230 GWh düzeyine ulaştığı aşağıdaki tablolarda görülmektedir. 2002-2016 dönemi içerisinde yenilenebilir enerjilerden özellikle rüzgar ve jeotermal kaynaklı elektrik üretim oranları 2002 yılındaki değeri olan %0,1’lerden 2016 sonu itibarıyla %8’e kadar yükseldiği aşağıdaki tablo 2.17’de görülmektedir.

Tablo 2.17. Kaynak Bazında Türkiye Elektrik Enerjisi Üretimi (GWh)

YIL	TERMİK	HİDROLİK	RÜZGAR + GÜNEŞ + JEOTERMAL	TOPLAM	ARTIŞ (%)
2002	95.563	33.684	153	129.400	5,4%
2003	105.101	35.330	150	140.581	8,6%
2004	104.464	46.084	151	150.698	7,2%
2005	122.242	39.561	153	161.956	7,5%
2006	131.835	44.244	221	176.300	8,9%
2007	155.196	35.851	511	191.558	8,7%
2008	164.139	33.270	1.009	198.418	3,6%
2009	156.923	35.958	1.931	194.813	-1,8%
2010	155.828	51.796	3.585	211.208	8,4%
2011	171.638	52.339	5.418	229.395	8,6%
2012	174.872	57.865	6.760	239.497	4,4%
2013	171.812	59.420	8.921	240.154	0,3%
2014	200.417	40.645	10.901	251.963	4,9%
2015	179.366	67.146	15.271	261.783	3,9%
2016	184.889	67.268	21.230	273.387	4,4%

Kaynak: T.C. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı, a.g.e.

Türkiye’de ekonomik gelişmeyle doğru orantılı olarak elektrik enerjisi tüketimi yıllar bazında artmaktadır. Tüketimde ki artış gelir artışından daha büyük oranda olmuştur. Gelir esnekliğinin değeri bütün sektörler için birden büyüktür. Aydınlatma ve ticaret sektöründe gelir esnekliği en büyüktür. Bu noktada incelenen dönem itibari ile gelir artışı, şehirleşme oranının yükselmesi ve kırsal bölgelerde de elektrik kullanımının yaygınlaşması ile beraber hizmet tüketiminin artmış olmasının etkili olduğu görülmektedir. Elektrik tüketiminde ki dengesizlikler kısa dönemde ve fazla yüksek olmayan bir oranda meydana gelmesi sebebi ile bir yıllık bir telafi ile uzun vadeli dengeye yaklaştığı söylenebilmektedir. En yüksek uyarılma değeri her iki tahmin sonuçlarına göre %30’u aşmamaktadır. Elektrik tüketiminden milli gelire yönlü nedensellik ilişkisi ile elektrik tüketiminde ki azalmaların milli gelirde düşmeye sebep olacağı söylenebilmektedir (Nişancı, 2005: 119).

Tablo 2.18’de görüleceği gibi Türkiye’de 2017 yılı Temmuz ayı sonu itibariyle elektrik üretiminin %34’ü doğal gazdan, %31’i kömürden, %24’ü hidrolik enerjiden, %6’sı rüzgârdan, %2’si jeotermal enerjiden ve %3’ü diğer kaynaklardan elde edilmektedir. Türkiye elektrik enerjisi tüketimi 2016 yılında 278,4 milyar kWh olarak gerçekleşmektedir (Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı, 2016: <https://goo.gl/ssbmDq>).

Tablo 2.18. Türkiye Elektrik Enerjisi Üretiminin Birincil Enerji Kaynaklarına Göre Dağılımı (GWh).

		2014		2015		2016	
BİRİNCİL ENERJİ KAYNAĞI		ELEKTRİK ÜRETİMİ (GWh)	TOPLAM ÜRETİM İÇİNDEKİ PAYI	ELEKTRİK ÜRETİMİ (GWh)	TOPLAM ÜRETİM İÇİNDEKİ PAYI	ELEKTRİK ÜRETİMİ (GWh)	TOPLAM ÜRETİM İÇİNDEKİ PAYI
KÖMÜR	Taşkömürü+ İthal Kömür+ Asfaltit	39.647	15,7%	44.830	17,12%	53.778	19,67%
	Linyit	36.615	14,5%	31.336	11,97%	38.460	14,07%
SIVI YAKITLAR	FUEL-OIL	1.663	0,66%	980	0,37%	1.103	0,40%
	MOTORİN	482	0,19%	1.244	0,48%	1.548	0,57%
	LPG		0,00%		0,0%		0,0%
	Nafta		0,00%		0,0%	2	0,00%
DOĞALGAZ + LNG		120.576	47,9%	99.219	37,9%	87.820	32,1%
YENİLENEBİLİR + ATIK		1.433	0,57%	1.758	0,67%	2.179	0,80%
TERMİK		200.417	79,5%	179.366	68,52%	184.889	67,63%
HİDROLİK		40.645	16,1%	67.146	25,6%	67.268	24,6%
RÜZGÂR		8.520	3,4%	11.652	4,45%	15.492	5,67%
JEOTERMAL		2.364	0,9%	3.424	1,31%	4.767	1,74%
GÜNEŞ		17,4	0,01%	194	0,07%	972	0,36%
GENEL TOPLAM		251.963	100%	261.783	100%	273.387	100%

Kaynak: T.C. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı, a.g.e.

Dünya üzerinde en önemli elektrik enerjisi üretici ülkeleri Çin, ABD, Hindistan, Rusya ve Japonya olarak görülmektedir. Görüldüğü üzere sanayileşmenin ve refahın yüksek olduğu toplumlarda elektrik enerji üretiminde lider ülkeler olduğu görülmektedir. Bu ülkeler dışı bağımlılığı en az ülkeler olarak da görülmektedir.

2.6.2.5. Doğu'daki Elektrik Kayıpları Özelleştirme

TEDAŞ'ın özelleştirilmesiyle kayıp-kaçak oranlarında büyük düşüşler olmaktadır. TEDAŞ'ın özelleştirilmesindeki amaçlar arasında kayıp/kaçak oranlarında azalma sağlanması da yer almaktadır ve bu konuda başarılı olduğu da kayıp kaçak istatistiklerinde net bir şekilde görülmektedir. Türkiye'nin dağıtım alanındaki teknik en önemli kayıp miktarı, en çok ihmal edilmiş kayıp miktarları olmaktadır. Elektriğin uzak mesafelere taşınmasında yüksek akım taşıma kapasitesine sahip iletkenler kullanılmalı yoksa ısınma, gerilim düşümleri ve teknik kayıplar nedeniyle kayıplar artmaktadır. Türkiye'de teknik olmayan kayıpların nedeni ise kaçak elektrik kullanımı gelmektedir (TMMOB, 2008).

Türkiye’de iletimde yaklaşık %3, dağıtımda ise ortalama %15 değerlerinde olduğu görülmektedir. Küresel olarak 2009 yılında iletim ve dağıtım kayıp oranı %15,5’tir ve bu oran Almanya ve Japonya’da ortalama %5, Güney Kore’de %4 ve ABD’de %7 olduğuna göre Türkiye olarak iletim ve dağıtım kayıplarının fazla olduğu görülmektedir (Türkiye Enerji ve Enerji Verimliliği Çalışmaları Raporu, 2010).

2.6.2.6. Petrol Ürünleri, Tarihçesi ve Temel Nitelikleri

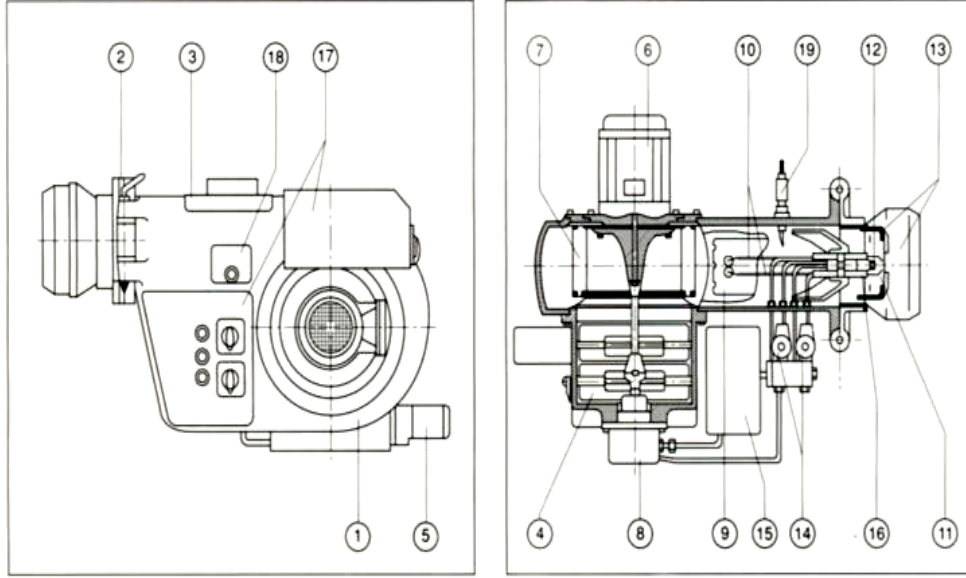
Fuel oil ısı kaynağı olarak ısıtma endüstrisinde yaygın olarak kullanılmaktadır. Bu alanda doğal gaz ile başa baş olduğu söylenebilir. Fuel oil özellikle soğuk iklimlerde iç ortamlarda ya da özel ısıtma sistemi bulunan cihazlarda depolanmaktadır. Fuel oil yanma işlemine girmeden önce tankın etrafında bulunan buhar ya da sıcak su boruları ile ya da elektrikli ısıtıcılar kullanılarak ön ısıtma işleminden geçirilir. Kömüre göre daha kolay ve temiz kullanım özelliğine sahip olduğundan binalarda kullanımı yaygınlaşmaya başlamaktadır. Isıtmada doğal gazın avantajlarına rağmen fuel oil halen lider konumdadır. Fuel oil damıtım kademelerine göre sınıflandırılmakta ve derecelendirilmektedir. Bu dereceler 1’den 6’ya kadar olup 3. kademe atlanmış (unutulmuş) kademedir.

(<http://content.lms.sabis.sakarya.edu.tr/Uploads/45911/47053/%C4%B1s%C4%B1tma12.pdf>):

1. Hafif damıtılmış buharlaşmalı brülörlerde kullanılan
2. 1 nolu fuel oil’e göre biraz daha ağır damıtılmış, yanma odasına damla halinde püskürtülen basınçlı brülörlerde kullanılan. Bu tip evsel, ticari ve endüstriyel brülörlerde kullanılmaktadır.
3. Unutulmuş kademe.
4. Orta dereceli. Evsel brülörlerde olduğu gibi daha yüksek vizkositeli yakacak kullanan brülörlerde kullanılmaktadır. Genellikle küçük endüstri kazanlarında da kullanılmaktadır.
5. Yüksek vizkositeli. Ön ısıtma gerektiren yakacak türüdür.
6. En yüksek vizkositeli. Ön ısıtma yapmadan kullanılmamaktadır. Ticari ve endüstriyel ısıtma tesislerinde kullanılmaktadır.

Şekil 2.32’de görüldüğü üzere namlu biçimi verilmiş gövde üzerine yanma işlemi için hazırlanan parçalar yerleştirilmektedir. Yanma olayı için yakıt, hava ve ateşleme gerekmektedir. Brülör üzerinde bulunan pompa vasıtası ile yakıtın uygun basınç ile memeden ocağa püskürtülmesi sağlanmaktadır. Gerekli hava vantilatör ile sağlanmaktadır. Yakıtı tutuşturma görevini ateşleme transformatörünün sağladığı

yüksek gerilimim elektrotlar arasında meydana getirdiği arklanma yapmaktadır. Bu sayede yakıt tutuşturulmaktadır. Brülörün önemli parçalarının yapıları, çalışma prensipleri ve özellikleri aşağıda ki bölümlerde geniş olarak gösterilmektedir.



Kaynak: <http://content.lms.sabis.sakarya.edu.tr/Uploads/45911/47049/%C4%B1s%C4%B1tma8.pdf> (12 Nisan 2018).

Şekil 2.32. Fuel –Oil Brülörü ve Ana Parçaları.

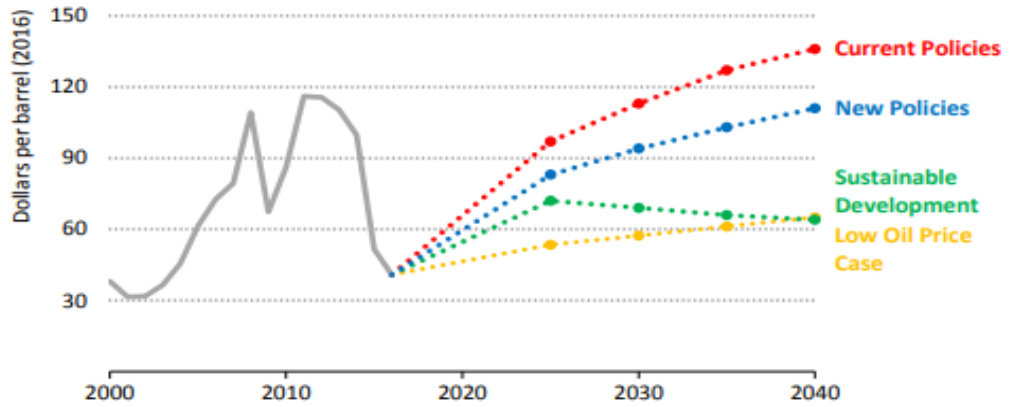
2.6.2.7. Petrol Yakıt Ürünleri Piyasasının Temel Özellikleri

Hidrokarbonların ve dolayısı ile petrol ve gazın yeraltında oluşumunu nasıl sağladığı kesin olarak bilinmemekle beraber, 20. Yüzyıl başından bu yana yapılan bilimsel araştırmalar, tüm hidrokarbonların durgun deniz, göl gibi ortamların tabanında, çok uzun süre önce yaşamını yitirmiş canlıların artıklarının birikmesiyle oluşmaya başladıklarını göstermektedir. Yaşamını yitirmiş bitkisel ve hayvansal canlılar (ölü organizmalar) deniz, göl ya da akarsuların taşıdığı kum, kil ve mineral tanecikleri ile ortamlarda dibe çökerek yığılmalar yapmaktadır. Bitkisel ve havvansal yapılar mikroskobik boyuttan gözle görülebilir boyuta kadar değişkenlik gösteren organik artıklardan oluşmaktadır (http://web.itu.edu.tr/~yamanlar/faq_t/).

2.6.2.8. Dünyada Petrol Yakıt Ürünlerinin Üretim, Tüketimi ve Isıtma Amaçlı Kullanımı

Hidrokarbonlardan meydana gelen, sudan daha yoğun kıvamda olan, koyu renkli, arıtılmamış, kendine has kokusu olan, yer altından çıkarılmış olan doğal yanıcı mineral yağına Petrol denilmektedir. Latince taş anlamına gelen “petra” ile yağ anlamına gelen “oleum” kelimelerinin birleşmesi ile Latince “Petroleum” ismini almıştır. Petrol halk arasında yalnız belirli yakıtlar (Benzin, gazyağı, dizel-mazot, motorin, motor yağı, fuel oil) olarak bilinmektedir. Aslında petrol kelimesi yer altından çıkarılan, işlenmemiş halde olan ham petrol anlamına gelmektedir. Bununla beraber değişik kimyasal içeriğe sahip olan hidrokarbonların bir araya gelmesi ile oluşan ve değişik kimyevi bileşimde olan farklı çok sayıda petrol tipi (parafin bazlı petrol, asfalt bazlı petrol vb.) bulunmaktadır (Çağala, 2017: 3).

2000-2016 yılları arasında dünyada ham petrol ithalatı Şekil 2.33 incelendiğinde; 2000’li yıllarda varil başına fiyatın en düşük seviyede olduğu, 2008 yılları itibariyle fiyatın 100 Dolar, 2009 yıllarında 70 Dolar, 2012 yıllarında 110 dolar ve 2016 yılında 40 Dolar civarında olduğu görülmektedir.



Kaynak: International Energy Agency, World Energy Outlook 2017, OECD/IEA, 2017, p. 54.

Şekil 2.33. 2016 Yılı Dünyada Ham Petrol İthalat Oranları.

Tablo 2.19 ve Tablo 2.20 ‘de Dünya üzerinde en zengin petrol rezervlerine sahip ülkeler, Venezuela, Suudi Arabistan, Kanada, İran, Irak ve Kuveyt olarak sıralanmaktadır.

Tablo 2.19. Dünya, Kanıtlanmış Petrol Rezervleri 2015- 2016.

Sıra	Ülkeler	2015 (milyar varil)	2016 (milyar varil)
1.	Venezuela	298,4	300,2
2.	Suudi Arabistan	268,3	267,2
3.	Kanada	172,5	171,1
4.	İran	157,8	158,1
5.	Irak	144,2	143,9
6.	Kuveyt	104,0	102,6
7.	B. Arap Emirlikleri	97,8	98,6
8.	Rusya	80,0	80,5
9.	Libya	48,4	48,3
10.	Nijerya	37,1	37,2
11.	Diğer Ülkeler	246,8	238,2
Dünya - Toplam		1.655,3	1.645,9

Kaynak: ABD Enerji Bilgi İdaresi (EIA), “International Energy Statistics”, <http://www.eia.gov/beta/international/> (29 Nisan 2018).

2016 yılı petrol üretim değerlerinde ABD, Suudi Arabistan ve Rusya dünya üretimindeki payı ise %38’4 oranı ile ilk sırada bulunmaktadır.

Tablo 2.20. Bazı Ülkelerin Kanıtlanmış Petrol Rezervleri .

Sıra	Ülkeler	2016 (milyar varil)	Dünya Toplamındaki Payı (%)
1.	Venezuela	300,9	17,7%
2.	Suudi Arabistan	266,6	15,7%
3.	Kanada	172,2	10,1%
4.	İran	157,8	9,3%
5.	Irak	143,1	8,4%
6.	Rusya	102,4	6,0%
7.	Kuveyt	101,5	6,0%
8.	Birleşik Arap Emirlikleri	97,8	5,8%
9.	ABD	55,0	3,2%
10.	Libya	48,4	2,9%
11.	Nijerya	37,1	2,2%
12.	Kazakistan	30,0	1,8%
13.	Diğer Ülkeler	185,2	10,9%
Dünya - Toplam		1.698,0	100%

Kaynak: T.C. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı, a.g.e.

2.6.2.10. Petrol Fiyatlarındaki Dalgalanmaların Türkiye’deki Cari Açıklara Etkisi

Ekonomik büyümenin v sanayileşmenin en önemli gereksinimlerinden biri günümüz şartlarında enerji ihtiyacı olarak ortaya çıkmaktadır. Dünya genelinde gelişmiş ve gelişmekte olan ülkelerin ekonomik büyüme hızı arttıkça bu ülkelerin enerjiye olan talepleri ve ihtiyaçları da artmaktadır. Birincil enerji kaynağı olan petrol fiyatlarındaki değişimler ve petrol kaynaklarına sahip olma isteği enerji sektöründeki gelişmelerin dünya ekonomisine yön verdiği gözlemlenmektedir. Bu nedenle petrol fiyat seviyelerindeki değişimler ülkelerin enflasyon, işsizlik, ekonomik büyüme, cari açık ve diğer makroekonomik faktörler üzerindeki etkileri net bir şekilde görülebilmektedir. Petrol rezervi olmayan Türkiye gibi ülkelerin ekonomileri petrol piyasasındaki ve petrol fiyat seviyesi değişimlerinden çok daha fazla etkilenmektedir. . Küresel olarak en çok ticareti yapılan enerjinin başında petrolün gelmesi nedeniyle Dünya piyasasında petrol kilit bir rol oynamaktadır. Petrol kaynaklarına sahip olan ülkelere diğer petrol ihtiyacı olan ülkelere doğru ticaretin olması nedeniyle petrol fazlası olan ülkelerin uluslararası piyasada ekonomik ve siyasi yapılarını büyük ölçüde etkilediği görülmektedir (Güngör vd., 2016: 30-31).

2.7. Kyoto Protokolü’nün Uygulanmasını Önerdiği Politikalar ve Önlemler

2.7.1. Enerji Verimliliğinin Artırılması

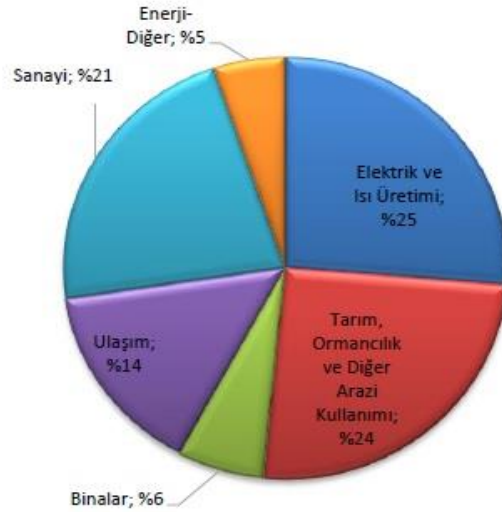
Dünyada kişi başına tüketilen enerji miktarı bu ülkenin gelişmişliğinin en önemli göstergesi olarak kabul edilmektedir. Enerji insanlığın varoluşundan beri kullanılmakta olup, iş yapabilme yeteneği olarak tanımlanmaktadır. Enerji yenilenebilir enerji kaynakları ve yenilenemeyen enerji kaynakları olarak ikiye ayrılmaktadır. Dünya üzerinde, ülkelerin nüfusunun hızla artması ve sanayileşmenin hızla gelişmesi özellikle enerji ihtiyacını karşılamada dışa bağımlı olan ülkelerin kendi öz enerji kaynaklarını yaratma çabasına ve daha çok araştırma yapmasına sebep olmaktadır (Sabancı vd., 2006: 33).

Yenilenebilir enerji ve enerji verimliliği, gıda, su ve enerji sistemlerimizi daha sürdürülebilir hale getirmenin yanı sıra üçü arasındaki gerilimi azaltmada hayati bir rol oynamaktadır. Su kaynaklarının ve gıda üretiminin daha sosyal ve çevreye duyarlı bir şekilde yönetilmesi için yenilenebilir enerji ve enerji verimliliği esastır. Tüketiciler, artan sayıda dağıtılmış yenilenebilir üretim sistemlerinin ve evlerde ve işletmelerde

enerji verimliliği iyileştirmelerinin gösterdiği gibi, enerji kararlarında daha fazla katılımı giderek artan bir şekilde oynayarak önemli bir rol oynamaktadır (Matani, 2016: 29).

2.7.2. Yenilenebilir Enerjinin Geliştirilmesi

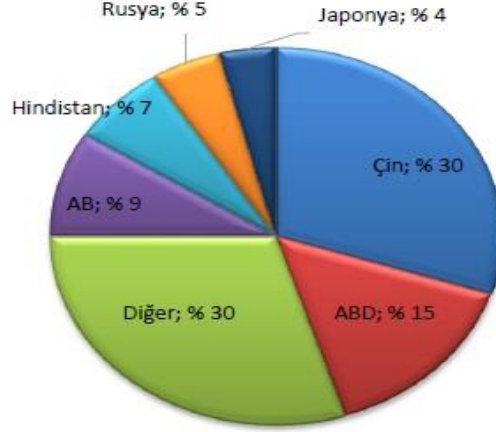
Şekil 2.35'te bulunan bilgi kapsamında küresel sera gazı emisyonlarına en fazla katkı enerji sektöründen %34,6 oranında gelmekle birlikte bu oranı. %34,6'nın %25'lik kısmı aşağıdaki şekilde görüleceği gibi elektrik ve ısı üretiminden kaynaklanmaktadır. En önemli pay ise elektrik ve ısı üretiminde kullanılan petrol, doğal gaz ve kömürdür (Intergovernmental Panel on Climate Change, 2014). Şekil 2.35'teki bilgilere göre karbondioksit eşdeğeri veriler açısından bakıldığında, enerji sektöründen kaynaklı ve sera etkisi yapıcı gaz emisyonlarının, 2014 yılında 32,2 milyar ton'dan ortalama yıllık %1,18'lik artışlarla 2040'ta 43,70 milyar ton düzeyine ulaşacağı hesaplanmaktadır. Emisyonlardaki bu artışın tamamının, enerji tüketimlerinde beklenen artışa paralel olarak, gelişmekte olan OECD-dışı ülkelerde görüleceği tahmin edilmektedir. 2014 yılında 2013'e göre %1,7'lik artış gösteren karbondioksit emisyonları artış göstermektedir (IEA, 2016).



Şekil 2.35. Ekonomik Faaliyet Alanlarına Göre Küresel Sera Gazı Emisyonları
Kaynak: EÜAŞ, 2017:11

Şekil 2.36'da görüldüğü üzere en fazla CO₂ yayan ülkeler olarak Çin, ABD, AB, Hindistan, Rusya ve Japonya olarak sıralanmaktadır. Aynı kaynağa göre Türkiye dünyada 17. sırada yer almaktadır (Boden, Andres and Marland, 2017). Tahminler

2040 yılında sıcaklık seviyesinin yeni enerji politikalarının devreye girmesi halinde 3.6 derece artacağına işaret etmektedir (IEA, 2015).

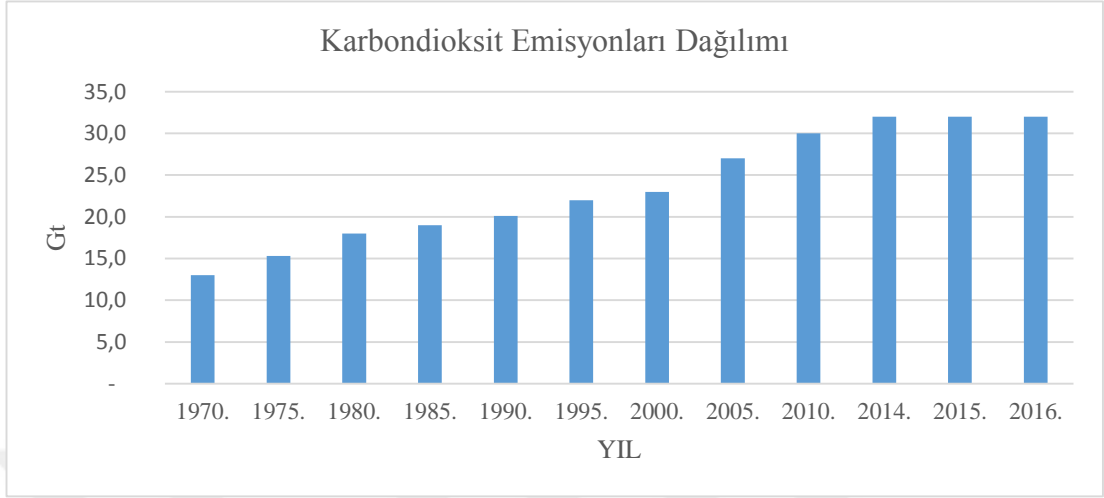


Kaynak: EÜAŞ, 2017:11

Şekil 2.36. Fosil Yakıtlar ve Bazı Sanayi Prosesleri Kaynaklı Küresel Co2 Emisyonları (2014)

İklim Değişikliği Çerçeve Sözleşmesi için Türkiye referanslı (Gerekli önlemlerin alınmadığı) senaryo kullanılmak sureti ile toplam karbondioksit eşdeğer salınımları için yapılan hesaplama, 2004 yılında 300 milyon ton olan bu salınımın, 2020 yılında yaklaşık 605 milyon tona ulaşacağını göstermektedir. Bu oran, yıllık olarak ortalama yaklaşık %6'lık bir artış oranına tekabül etmektedir. Bu nedenler farklı sektör uygulamalarına gerek duyulduğu görülmektedir. Bu noktaya örnek olarak, Enerji temini ve CO2 'nin fiziksel olarak uzaklaştırılması; elektrik üretiminde kullanılan fosil yakıtların daha ekonomik, verimli ve temiz kullanımı amaçlı yakma teknolojilerinin artırılması, süperkritik santraller, akışkan yatak yakma teknolojileri, birleşik çevrim gaz türbini (CCGT) teknolojisi, bütüncül gazlaştırma birleşik çevrim (IGCC) teknolojisi, kojenerasyon sistemleri ve yakıt hücreleri; yenilenebilir enerji çevrim teknolojileri sayesinde, yenilenebilir enerji kaynaklarının birincil enerji kaynakları içinde kullanım sıralamasında üst sıralara yükseltilmesi; hidrolik, biyokütle, biyogaz, rüzgar, güneş, hidrojen ve jeotermal enerji gösterilmektedir (Üstün vd.: http://www.emo.org.tr/ekler/ba1adfe63006916_ek.pdf).

Şekil 2.37’de görüldüğü gibi karbondioksit emisyonu her yıl giderek artmaktadır.



Kaynak: International Energy Agency, 2017: 42.

Şekil 2.37. Karbondioksit Emisyonları Dağılımı

Nüfus artışı ve sanayileşmede yaşanan gelişmeler sebebi ile Dünyada enerji kaynaklarına duyulan ihtiyaç gün be gün artmaktadır. Gelişmiş ülkelerin yanı sıra gelişmekte olan ülkelerde de nüfus artışı, ülke insanının refah seviyesinin yükselmesi, sanayileşme ve teknolojik gelişmelerle doğru orantılı olarak gelecekte de enerji talebinin daha yoğunlaşması beklenmektedir. Kullanılan fosil yakıtların ömrünün yakın zamanda dolacak olması, fosil yakıtların kullanımı sonucu ciddi çevre sorunlarının oluşması, kaynak ülkelere bağımlılık sonucu oluşan ekonomik ve siyasi sorunlar, fiyat istikrarsızlığı gibi sebepler yenilenebilir enerjiye duyulan ilgiyi arttırmaktadır. Özellikle gelişmiş ülkeler başta olmak üzere yenilenebilir enerji kaynakları olan hidrolik, rüzgar, jeotermal, güneş, biokütle, dalga, hidrojen vb. enerji kaynaklarından, basta elektrik üretimi olmak üzere çeşitli yollarla yararlanılmaktadır. Tüm yaşanan gelişmeler rağmen halen günümüzde fosil enerji kaynakları dünya birincil enerji kaynakları tüketiminde ki liderliği devam etmektedir. Görünen odur ki, fosil yakıtlar bu üstünlüğünü kısa vade de korumaya devam edecektir (Yılmaz, 2012: 33).

2.7.3. Sürdürülebilir Tarımın Desteklenmesi

OECD Üyesi ülkeler arasında yer alan Türkiye, 1992 yılında kabul edilen BM İklim Değişikliği Çerçeve Sözleşmesi'nin I ve II sayılı eklerinde bulunmaktaydı. Bu zamanlarda Türkiye'nin sanayileşme seviyesi, ekonomik göstergeler baz alındığında

çoğu OECD ülkesinin gerisinde olarak değerlendirilmekteydi. Ekonomik verilere göre yapılan hesaplamalar göre Türkiye'nin sanayileşme seviyesi halen çoğu OECD ülkesinin gerisindedir. Türkiye 2001 yılında Marakeş'te yapılan 7. Taraflar Konferansında sözleşmenin 11. Ekinde çıkarılmış ve taraflar Türkiye'nin özel koşullarını gözönüne almaya davet edilmiştir. Bu durumda Türkiye bir taraf haline gelmiş, Sözleşmenin "ortak ancak farklılaştırılmış sorumluluklar" ilkesine göre Ek I'de yer alan diğer Taraflardan farklı bir konum kazanmıştır. Türkiye'nin BMİDÇS'ye katılımını öngören ve 20.10.2003 tarihinde resmi gazetede yayınlanan 4990 sayılı kanun bulunmaktadır. Türkiye, BMİDÇS'ne 24.05.2004 tarihinde taraf olmuştur. Türkiye, Sözleşme'nin I sayılı Ekinde yer alan ülkelere getirilen sorumluluklara uymaya ve özel koşulları gereği sorumluluklarını yerine getirmeye hazır durumdadır. Bu sebeple, Türkiye'nin içinde bulunduğu özel ülke koşullarının dikkate alınması gerekmektedir. Türkiye, fosil yakıtı dayalı CO2 emisyonu seviyesi bakımından, kişi başına 3,3 Ton ile, ortalaması 11,1 ton olan OECD ülkeleri, 4,0 ton olan Dünya ortalaması ve 9,0 Ton olan 25 AB üye ülkesi arasında en düşük CO2 emisyonu seviyesinde görünmektedir (Türkeş, 2015: 6-7).

2.7.4. Metan Emisyonlarının Geri Kazanılması

Metan emisyonlarının çoğunluğu enerji sektörü kaynaklıdır ve enerji sektörü küresel sera gazı emisyonlarının % 28,7'ini oluşturmaktadır. Enerji sektöründe metan emisyonlarına yol açan faaliyetler doğal gaz ve petrol üretimi, kömür üretimi, sabit ve hareketli yanmalar ve biyokütle yakılması olarak gruplandırılabilir ve doğal gaz ve petrol sistemlerine bağlı emisyonlar enerji kaynaklı emisyonların büyük bir çoğunluğunu oluşturmaktadır. Doğal gaz ve petrol sistemlerini sırasıyla kömür madenciliği, biyokütle yanması ve sabit ve hareketli yanmalar sonucu gerçekleşen emisyonlar takip etmektedir (Aydın ve Karakurt, 2009: 630).

2.7.5. Sera Etkisi Yaratan Zararlı Gaz Emisyonlarının (CO2, vd.) Azaltılması

Doğal sera gazı olan karbon dioksit CO2, atmosferde bulunan ve en çok ısı tutma özelliğine sahip sera etkisini destekleyen bileşiklerin başında gelmektedir. Güneşten yayılan veya gelen dalgalı ışınlar veya (ısı ışınları veya kısa dalgaları ışınlar) dalgalı radyasyonun bir bölümü atmosferi geçerek dünya tarafından emilir ve yeryüzünü ısıtırken, bir bölümü de direkt atmosfer tarafından aşağıdaki şekilde görüldüğü gibi uzaya gönderilmektedir. Dünya'nın ısınmasıyla ortaya çıkan uzun dalgalı radyasyonun

büyük bir kısmı tekrar atmosfer tarafından emilmektedir. Yeryüzündeki ısının bir kısmını atmosferde bulunan gazlar tutması nedeniyle yeryüzünün ısı kaybına engel olmaktadır. Atmosferin ışığı geçirme ve ısıyı tutma özelliği nedeniyle suların sıcaklığı dengede kalmasıyla nehirlerin ve okyanusların donması engellenmektedir. Atmosferin bu şekildeki ısıtma ve yalıtma etkisine “SERA ETKİSİ” denilmektedir. Atmosferde bulunan Doğal sera gazları (su buharı (H₂O), CO₂, CH₄, N₂O ve (O₃)) ile endüstriyel üretim sonucunda ortaya çıkan florlu bileşikler, Karbon dioksit (CO₂), Metan (CH₄), azot monoksit (N₂O), Hidroflorokarbonlar (HFCs), Perflorokarbonlar (PFCs), Kükürt heksaflorid (CF₆) gibi sera gazlarının yüksek sıcaklığa sahip kısa dalgalı güneş ışınlarına karşı çok geçirgen, Dünya’da yayılan veya gönderilen uzun dalgalı radyasyona karşı daha az geçirgen olması nedeniyle yeryüzünde yere yakın bölümlerinin beklenenden daha çok ısınmasına atmosferin sera etkisi olarak tanımlanmaktadır (Kıran, 2009; Atabey, 2016: 191).

Şekil 2.38’de de görülebileceği gibi güneş ışınlarının dünya yüzeyine gelirken bir kısmı atmosferden geçerek yeryüzüne ulaşmaktadır. Bir kısmı ise Doğrudan atmosfer tarafından yansıtılmaktadır. Yeryüzene ulaşan ışınların bir kısmı, sular ve karalar tarafından absorbe edilirken, bir kısmı tekrar yeryüzünden atmosfere yansımaktadır.



Kaynak: Kıran, 2009; Atabey, 2016: 191.

Şekil 2.38. Sera Etkisi.

Kızılötesi ışınların yeryüzünden yansıyan kısmı sera gazları etkisi ile tekrar uzay boşluğuna dönememekte yani sera etkisi yapan gaz molekülleri sebebi ile yayılmaktadır. Global olarak ısınmaya sebep olan bu duruma Sera etkisi

denilmektedir. Bu etki yerkürede oldukça ciddi değişimlere sebep olurken, küresel ısınmanın getirdiği birçok dezavantaj yaşanmaktadır.

2.7.6. Karbon Ayak İzi

Karbon ayak izi, bir faaliyetin doğrudan veya dolaylı olarak neden olduğu veya bir ürünün, bir kişinin, bir örgütün, hatta bir yaşamın ömrü boyunca biriken toplam Karbon Dioksit (CO₂) ve diğer sera gazı emisyonlarının toplamının bir ölçüsüdür. Karbon ayak izi, bir şirketin veya bir bireyin bir proje veya süre boyunca ne kadar karbon emisyonu ürettiklerini hesaplayabilmesinin bir ölçütüdür. Bir örgütün tam karbon ayak izi, yakıtların doğrudan kullanımından, çalışan seyahati veya tedarik zincirinin yukarı ve aşağı diğer kuruluşlarından kaynaklanan emisyonlar gibi dolaylı etkilere kadar geniş bir yelpazedeki emisyon kaynaklarını kapsamaktadır. Bir kuruluşun ayak izini hesaplariken, kuruluşun etkisinin tam bir resmini sağlamak için mümkün olduğunca çok sayıda emisyon kaynağını denemek ve ölçmek önemlidir. Güvenilir bir ayak izi üretmek için, yapısal bir süreci takip etmek ve tüm olası emisyon kaynaklarını iyice sınıflandırmak önemlidir. Ortak bir sınıflandırma, bir örgütün üstündeki kontrol düzeyine göre emisyonları gruplamak ve raporlamaktır. Standart bir sınıflandırma, Dünya Sürdürülebilir Kalkınma İş Konseyi ve Dünya Kaynakları Enstitüsü tarafından üretilen kurumsal emisyon raporları için yaygın olarak kullanılan bir standart olan Sera Gazı Protokolü tarafından tanımlanmaktadır (Goodier, 2010: 50).

Karbon ayak izi, insan faaliyetlerinin karbondioksit cinsinden ölçülen ve üretilen sera gazı miktarı açısından çevreye verdiği zararın ölçüsüne denilmektedir. Karbon ayak izi “kg.CO₂-eşdeğer” birim olarak veya “ton.CO₂-eşdeğer” birim olarak ifade edilmektedir. Karbon ayak izi kurumlarca; yasal zorunluluklar, kurumsal sosyal sorumluluk, müşteri veya yatırımcı talepleri, pazarlama ve kurum imajı, zorunlu veya gönüllü sera gazı emisyonu azaltımı ve de emisyon ticaret mekanizmalarına katılım amacıyla hesaplanmaktadır. Karbon ayak izini 2 farklı kategoride incelenebilir;

1. Kişisel Karbon Ayak İzi: İnsanların yıllık hayat faaliyetleri sırasında doğaya salınan emisyonun kişisel olarak ne kadarlık miktarından sorumlu olduğunu gösteren kavram olarak ifade edilmektedir. Hedefi bireysel olarak bilincin oluşmasını sağlayarak emisyonların azaltımına bireylerden bağlamaktır. Nedeni ise işletmelerde

insanlar görev almaktadır. Kişisel Karbon Ayak İzi iki bölümden meydana gelmektedir.

a. Birincil Karbon Ayak İzi: Kişilerin evlerinde tükettikleri elektriğe, yakıtta ve yapmış oldukları araçlı (araba, uçak gibi) yolculuklara bağlı tüketilen fosil yakıtların yaratmış olduğu CO2 emisyonlarının ölçüsü olmaktadır.

b. İkincil Karbon Ayak İzi: Kişilerin kullandıkları ürünlerin tüm yaşam döngüsünü yani, üretiminden bozunmasına kadar olan dönemdeki dolaylı CO2 emisyonlarının ölçüsü olmaktadır.

2. Kurumsal Karbon Ayak İzi: Kurumların yıllık faaliyetlerine bağlı emisyonları gösterir ve 3 bölümden oluşmaktadır.

a. Doğrudan Karbon Ayak İzi (Scope-1): Kurumların faaliyetleri için (ısınma veya üretim prosesi için) kullandıkları fosil yakıtlar ve kurumun sahip olduğu araçların kullandığı fosil yakıtların yaratmış olduğu emisyonları ifade etmektedir.

b. Dolaylı Karbon Ayak İzi (Scope2): Kurumların tükettiği elektrik enerjisinin sebep olduğu emisyonlar, kurumun diğer bir kurumdaki satın aldığı buhar, soğutma veya sıcak suya bağlı emisyonlar olarak ifade edilmektedir.

c. Diğer Dolaylı Karbon Ayak İzi (Scope-3): Kurumların kullandıkları ürünlere olan hammaddeden reklam amaçlı broşürlere kadar aldıkları dış kaynak faaliyetlerine, kurumun kiralık araçlarının kullandığı yakıtlara, kurum çalışanlarının iş amaçlı kara, deniz ve hava ulaşımına bağlı tüm emisyonları ifade etmektedir.

Küresel iklim değişikliği ve karbon emisyonları konusundaki kaygıların nedensel bir faktör olarak artması nedeniyle, birçok şirket ve kuruluş küresel iklim değişikliğine kendi katkılarını tahmin etmek için “karbon ayak izi” projeleri peşinde koşuyor. Karbon tescil kuruluşlarından gelen protokol tanımları, kuruluşların ayak izlerini analiz etmelerine yardımcı olur. Bu protokollerin kapsamı değişir ancak genel olarak, satın alınan enerjiden yalnızca doğrudan emisyonları ve emisyonları tahmin etmeyi ve tedarik zincirlemelerine daha az odaklanmayı önerir. Tüm tedarik zincirinde toplam emisyonları izlemek için kapsamlı bir çevre yaşam döngüsü değerlendirme yöntemleri mevcut değildir ve deneyimler, dar tanımlanmış tahmin protokollerinin ardından genellikle ürünlerin ve hizmetlerin sağlanmasına yönelik karbon emisyonlarının çok düşük tahminlerine yol açacağını göstermektedir. Bir sektörden gelen doğrudan emisyonlar, ortalama olarak, toplam tedarik zinciri karbon emisyonlarının sadece % 14'ü (genellikle Katman 1 emisyonları olarak adlandırılır) ve

doğrudan emisyonlar artı endüstri enerjisi girdileri, ortalama olarak toplam tedarik zinciri emisyonlarının sadece% 26'sıdır (Matthews, 2008: 5839).

2.7.7. Sera Gazı Yutaklarının (Orman, Bitki Örtüleri vb.) Korunması ve Yaygınlaştırılması

Son yüzyılda hızla artan Sanayileşme ve insanoğlunun çeşitli kullanımları ile beraber oluşan sera gazlarının (GHG) atmosfer içinde ki emisyon oranlarının aşırı derecede yükselmesi sonucu küresel ısınma ve küresel ısınmaya bağlı felekatlerin oluşmaya başladığı görülmektedir. Bu sonuçların azaltılması ve önüne geçilmesi amacı ile BMİDCS'ne taraf olan ülkeler Kyoto Protokolünü oluşturmuş ve 2012 itibarıyla sera-gazı emisyon miktarlarını 1990 seviyelerine çekmeyi taahhüt etmişlerdir. Bununla beraber doğada oluşan hasarı azaltmak ve giderebilmek için tek çözüm yolu temiz enerji kaynakları ve teknolojilerini kullanmak; zararlı gaz oranını sabitlemek için çalışmalar yapmak ve bu konuda Dünya çapında yüksek katılımlı kolektif bir çalışma başlatmaktan geçmektedir. Bu duruma ulaşabilmek ancak gelişmiş ülkelerin CO2 emisyonuna hızla son vermesi ile mümkün görünmektedir. Ancak bu durumda yeryüzü ve insanlık ileride daha da artacağı tartışma götürmeyen doğal felekatlerden kendisini kurtarabilecektir (Güçlüer ve Batuk, 2011: 4).

Alınmasına çalışılan önlemlerden biride, ulaştırma sektöründe alternatif ve kaliteli yakıtların kullanılması, yeni ve gelişmiş teknoloji ürünü motorların araçlarda kullanılması, eski araçların trafiğe çıkmamasının sağlanması, özellikle büyük şehirlerde metro ve benzeri hafif raylı toplu taşıma ve ulaşım araçlarının yaygınlaştırılması çalışmalarıdır. Sadece İstanbul'da Marmaray Projesinin hizmete girmesi ile yılda 130.000 ton sera gazı salınımının önüne geçilmesi beklenmektedir. Atık sektöründe ise, atık tesis sayıları artırılmaya başlanmış, daha teknolojik ve modern sistemler kullanılmaya başlanmıştır. Son olarak ormancılık sektöründe, 2008-2012 yılları arasında 2,3 milyon hektarın ağaçlandırılması hedeflenmektedir (Kart, <http://sde.org.tr/tr/newsdetail/kyoto-protokolu-ve-turkiye/3313>).

Doğrudan üretim sürecinde kullanılan fosil yakıtların sonucu olarak ortaya çıkan sera gazlarının atmosferde artması sonucu tüm dünya ülkelerini ilgilendiren iklim değişiklikleri oluşmaktadır. Atmosferde belli oranda var olan sera gazlarının miktarı ve bileşimi sanayi devrimi ile beraber değişmeye başlamıştır. Nüfus ve üretimin artması ile doğru orantılı artan enerji ihtiyacının kömür, petrol ve doğalgaz gibi fosil

yakıtlardan karşılanmaya çalışılması ile iklim değışikliklerinin oluşması, bu noktaya dikkatlerin odaklanmasını doğurmuştur. Fosil yakıtların kullanımı ile ortaya çıkan CO2 sonucu hem bu gazın atmosferde ki yoğunluğu artmakta hemde sera gazları içinde en büyük paya sahip bu gazın toplam sera gazı içerisinde ki oranı her geçen gün artmaktadır. Bu değışim, sera gazlarının bileşimini ve atmosferde ki yoğunluğunu etkilemekte sonuç olarak atmosferin ısı geçirgenliği özelliğini yitirmesine sebep olarak global ısınmanın artmasına yol açmaktadır. Tüm bunların sonucu olarak enerji kullanımı ile küresel ısınma ve iklim değışikliği arasında çok güçlü bir bağ olduğu gerçeği ortaya çıkmaktadır (Mercan ve Karakaya, 2013: 124).

1992 yılında Rio De Janeiro’da yapılan Dünya Zirvesinde İklim Değışikliği Çerçeve Sözleşmesi (İDÇS) kabul edilerek, 1994 yılında yürürlüğe girmiştir. Türkiye bu sözleşmeye 24.05.2004 tarihinde atılan imzalar ile resmen taraf olmuştur. Taraf ülkeler, gelişmekte olan ülkelere sera gazı emisyonlarını azaltabilmeleri amacı ile teknolojik ve mali kaynak ayırmayı taahhüt etmiş, ayrıca yapılacak ulusal programlar vasıtası ile sera gazı salınımlarını 1990 yılı seviyesine indirmeyi kabul etmektedirler. Bu noktada bağlayıcı hüküm olarak ulusal sera gazı envanterlerinin hazırlanması, hazırlanan envanterlerin bildirimlerinin yapılması ve alınacak önlemleri içeren programlar geliştirilmesi öngörülmektedir. Bu çerçeve sözleşmesi içinde imzalanan Kyoto Protokolü, gelişmiş ülkelerin sera gazı emisyonlarının 1990 yılına göre %5,2 azaltmalarını hükmeden bir anlaşmadır. Bu protokol Aralık 1977’de Japonya’nın Kyoto şehrinde görüşüldüğünden dolayı Kyoto Protokolü olarak anılmaktadır. Bu protokolün ana amacı, karbondioksit, metan, azot, sülfür heksaflorit, HFC’ler ve PFC’ler olarak sayılan altı sera gazının 2008 ile 2012 yılları arasında beş yıllık ortalama emisyon değerlerinin azaltılması yönünde olmuştur. Protokol 16.02.2005 yılında yürürlüğe alınmıştır. Aralık 2006 tarihi baz alındığında Dünya’da 169 ülke bu protokole katılmıştır (Tamer, 2009: 45).

2.7.8. Yeşil Binaların Geliştirilmesi

Yeşil garyimenkul yatırım maliyetleri diğer geleneksel gayrimenkullere göre yatırım maliyeti yüksek olmaktadır. Çevreci yatırımlara devlet teşvikleri bu maliyetlerin bir kısmına destek olmaktadır. Bu maliyetlerin başında, çevre dostu boya ve kireç kullanımı, çevre dostu mobilya kullanımı, gün ışığı, yağmur suyu depolama ve havalandırma, ısıtma ve soğutmayla ilgili önlemler yanında su kullanımını

azaltacak malzeme kullanımı sıralanabilir. Küresel olarak Avrupa önde gelmek üzere 2050 yılından sonra karbon emisyonlarının %80 oranında azaltılması amaçlanması nedeniyle gayrimenkul sektöründe doğa dostu ve çevreci faktörlerin öne çıkması desteklenmekte ve sertifikasyon gibi metotlarla belirli enerji unsurlarının sağlanması planlanmaktadır (Berk, 2012: 41).



3. BÖLÜM

YATIRIM VE YATIRIM PROJELERİ

3.1. Yatırım Kavramı

Yatırım kavramı, Şekil 3.1 'de özet halinde gösterilen sınıflandırmaya göre genel olarak bireyler, işletmeler, finansçılar ve günlük yaşamımızda halk dilinde taşıdığı anlamlar bakımından farklılık göstermektedir. (Aksoy ve Tanrıöven, 2014: 1). Bir başka ifadeyle yatırım, mal veya hizmet niteliğindeki bir faydanın elde edilmesi olarak tanımlanabilir (DeGarmo ve diğerleri, 1990: 446). En yaygın kullanım olarak yatırım, gelecekte ekonomik yararlar, nakit akışı ve kar gibi faydalar ihtimali olabilecek mal ve hizmet üretimine yarayan işletmelerin tesis edilmesi için para veya fon ayrılması olarak tanımlanabilir (Haftacı, 2016: 5).

Ekonomistler yatırımı belli bir sürede üretim sürecinde emeğin verimliliğini artırmak amacıyla kullanılan her türlü makine, donanım gibi daha önceden üretilmiş fiziki mallar olarak adlandırılan sermaye malları stokuna yapılan net eklemeler veya üretimi arttırmak amacıyla yapılan her türlü harcamalar olarak tanımlamaktadır. İşletmeciler açısından yatırım, işletme bilançosunun aktifinde bulunan varlıkların toplamı olarak tanımlanmasının yanı sıra yatırımı paranın değişik üretim unsurlarına dönüşmesi şeklinde tanımlayanlar da bulunmaktadır. İşletme biliminde yatırım, paraların veya fonların yatırıldığı ve kullanıldığı varlıklar olarak ifade edilmektedir (Tatar, 1985: 4). İşletmeler bakımından yatırım, uzun zamanlı nakit akışı sağlamaya yönelik işletmelerin hedeflerine ulaşmak için yapmış olduğu her çeşit harcama olarak tanımlanabilir (Shapiro, 1991: 2).

Nakit akışları veya akımı, işletmeye veya firmaya öncelikli olarak ana faaliyetleri sonucu meydana gelen veya yatırımlardan ve finanslamadan sağladığı nakit ve nakit benzerlerinin giriş veya çıkışları anlamına gelmektedir (Gökçen ve diğerleri, 2016: 235). Hane halkı veya bireyler için yatırım, gelir veya kar elde etmek amacıyla paralarını değerlendirme veya kullandırma olarak düşünülmektedir. Yatırım, belirli bir süre içinde üretim ve hizmet sürecine yapılan eklemeler ve harcamalar olarak tanımlanabilir (Şahin, 2016: 1).

Proje analizlerinde yatırım kavramı, Gelecekte nakit akışı, gelir ve kar sağlamak amacıyla sermaye veya fonların belirli bir zamanda harcanması olarak tanımlanabilir

(Tevfik, 2012: 1). Yatırım harcamalarının tüketim harcamalarından en temel farkı, kullanılan kaynak ya da değerin süreç sonunda tükenmemesi şeklinde ifade edilebilir. Rasyonel bir yatırımın neticesinde belirli bir dönem veya zaman boyunca gelir elde edilmektedir. Kıt kaynaklarla sınırsız insan ihtiyaçlarını karşılayabilmenin yolu kuşkusuz yatırımdan geçmektedir.



Kaynak: Aksoy ve Tanrıöven, 2014:1.

Şekil 3.1. Yatırım Çeşitleri.

Genel olarak yatırım kavramı; bir tür harcama olmakla birlikte, gelecekte bir gelir veya nakit akımı elde edebilmek, ya da mevcut sermayeyi veya elimizdeki serveti büyütme için şimdiden mevcut ve belirli tutardaki paranın, sermaye veya fonun, çeşitli alanlara harcanması veya tahsisi şeklinde tanımlanabilir. Rasyonel bir yatırımcının, yatırım kararını verirken ilk önce yatırımın maliyetine, ger ödeme süresine ve getirisine önem vermektedir. Yatırımcıların kararlarını, yatırımın sürekliliği, enflasyon, iskonto oranları, faiz oranları, yatırımın ömrü sonundaki hurda değeri, yatırımın süresi, üretim maliyetleri gibi belirsizlikler olumsuz yönde etkilemektedir. Ekonomide yatırım, milli gelirin yeni imalat üniteleri kurmak veya eskiyen üniteleri yenilemek için ayrılan kısmını ifade etmektedir (Kılıç, 2015).

Özetle yatırım, gelecek dönemlerde gelir veya nakit akım getireceği tahmin edilen bir sermaye karşılığında bir dönemin gelirinden vazgeçme süreci olarak dört önemli değere sahip etken bulunmaktadır (Kabukçuoğlu, 2005: 5);

1. Nakit akım veya Gelir; Gelecekte sahip olunması beklenen bir gelir veya varlık olmalı.

2. Alternatif maliyet; Alternatif maliyet kavramı ikinci önemli kriter olmaktadır. Söz konusu maliyet, sahip olunmuş veya olunacak bir dönemin gelirleri ile karşılanması nedeniyle alternatif maliyet kavramı da ortaya çıkmaktadır.

3. Kazanç; Yapılan yatırım sonucunda elde edilen varlığın değeri vazgeçilmiş olan bir dönemin gelirden daha fazla olmalı yani kazanç veya kar sağlanmalı.

4. Zaman; Yatırımlar ve yatırımlar sonucu elde edilecek kar belirli bir zaman içinde gerçekleşmesi nedeniyle zaman önemli bir etkidir. Gelirleri elde etmek için önce kaynakları tüketme veya harcama gerçekleşmektedir.

3.1.1 Kişiler Açısından Yatırım (Halk Dilinde Yatırım / Plasman)

Bireyler, fertler veya kişiler için yatırım, gelir sağlamak ya da kar elde edebilmek amacıyla tasarrufların değerlendirilmesi olarak adlandırılmaktadır (Eugene, 1970: 64). Günlük dilde kullandığımız yatırıma örnek olarak belli bir miktar tasarruf ederek elinde belli bir miktar parası bulunan bir kişinin faiz geliri sağlamak amacıyla parasını bankada değerlendirmesi, parasıyla döviz alması, parasıyla gayrimenkul alması, parasıyla araba alması, parasını borsada değerlendirmesi, yatırım olarak sıralanabilir. Aynı zamanda bu gibi yatırımlara plasman denilmektedir. Dolayısıyla halk dilinde yatırım, yapılan tasarrufların gelir veya kazanç sağlamak amacıyla bir varlığın satın alınması için yapılan harcamalar olarak ifade edilmektedir (Usta, 2014: 3).

Plasman, yatırımcı tarafından elde bulunan atıl fonun veya paranın kazanç sağlamak veya nakit akımı ile gelir veya kar elde etmek için bir varlığa veya gayrimenkul değerlere harcanması veya tahsis edilmesi olarak tanımlanabilir (Rona ve Turanlı, 1987: 290).

Kişiler açısından yatırım, sahip olunan parasal değerdeki fonların, taşınır ve taşınmaz gelir veya kar getiren varlıklara harcanması olarak tanımlanabilir. Özetle halk dilinde yatırım, mevcut paranın döviz, altın, hisse senedi ve tahvil, fabrika tesisi, bina, arsa ve arazi satın almak için harcanması veya tahsis edilmesi olarak tanımlanabilir. Mevcut fonun kazanç sağlamak amacıyla bir varlık için harcanması veya tahsis edilmesinin yatırım olarak ifade edilmesi için aşağıdaki özelliklerin bazılarını taşıması gerekmektedir (Haftacı, 2016: 5);

1. Yatırım sonucu sağlanacak gelir veya nakit akışın düzenli olması,
2. Yatırım yapılan varlığın parasal değerinin artıyor olması veya korunması,
3. Yatırım yapılan varlığın güvenilir olması ve yatırımcının güvenmesi,
4. Yatırım yapılan varlığın gelecek dönemlerde değerinin artış göstermesi potansiyelinin olması.

3.1.2. Tüm Ekonomi veya İktisadi Açından Yatırım (Makro Yatırım)

İktisadi açısından veya tüm ekonomi bakımından yatırım, eğitim ve öğretim harcamaları, işletmelerin kullandığı mal, yarı mamul, mamul gibi stoklar, mevcut üretim kapasitesini artırmak ve yeni fabrika kurmak, yol yapmak, bina inşa etmek gibi alt yapı yatırımları vasıtasıyla üretim değerleri toplamını artırmaya yönelik harcamalar olup tüketim harcamaları ile birleşerek ulusal gelirleri belirlemektedir.

Eğitim ve öğretime yapılan harcamalar ise insana yapılan harcamalar olup işletmelerde çalışan insanın verimliliğini ve performansını artırarak üretime daha yararlı bir kaynak haline gelmesini sağlaması nedeniyle yatırım harcaması sayılır ve beşeri yatırım olarak adlandırılmaktadır (Haftacı, 2016: 6).

Ekonomi biliminde veya makro ekonomi bakımından yatırım, brüt yatırım ve net yatırım olmak üzere iki bölümden oluşmaktadır (Kabukçuoğlu, 2005: 3). Brüt yatırım; yatırımcı tarafından mevcut fonun üretim ve üretim kapasitesini artırmak için makine satın alınması, bina inşa edilmesi, yol yapılmasında kullanılması olarak tanımlanmaktadır. Üretimde bulunan sermaye stokundan, sabit varlıklarda önceden belirlenebilen yıpranma, eskime ve aşınma miktarları (amortismanlar) düşüldüğünde net yatırım bulunmakta ve bir dönemde reel sermaye stokundaki net artışı ifade etmektedir. Sabit sermaye yatırımı ise stok değişimlerinin toplam yatırımdan çıkartılması yoluyla bulunabilir (Usta, 2014: 3).

Ekonomistler açısından yatırım, belirli bir zaman içerisinde üretilen malların tüketilmeyen kısmına yani ulusal sermayede meydana gelen artışa yatırım denilmektedir. Üstyapı ve altyapı gibi bir bina, fabrika veya yol yapılması, köprü inşa edilmesi yatırım olarak tanımlanırken, bir makine veya ev satın alınması yatırım olarak kabul görmemektedir. İşletme bakımından yatırım, orta ve uzun vadeli fonların varlık satın alınması için tahsisi edilmesi olarak tanımlanmaktadır (Güvemli, 2001: 3). Gayri safi veya brüt yatırım, reel sermaye stokundaki artışı göstermektedir. Safi veya net yatırım ise brüt yatırımdan eskime ve aşınma payları (amortismanlar) çıkarıldıktan sonraki kalan bölümü ifade etmektedir (Anbar ve Alper, 2015: 1).

3.1.3. İşletme Ekonomisi Açından Yatırım (Mikro Yatırım)

Sabit sermaye ve stok yatırımlarından oluşan reel yatırımlar veya sabit sermaye yatırımları işletme ekonomisine yapılan yatırımları oluşturmaktadır. Mikro yatırım veya

işletme ekonomisi açısından yatırım; işletmeye gelecekte nakit akışı ile kazanç veya gelir sağlayacak her türlü harcamaları kapsamaktadır. İşletme faaliyetlerinin yürütülmesi için zorunlu olan arazi, ev, tesis, fabrika, materyal, malzeme, makine, donanım gibi sürekli kullanım maddelerinin satın alınması için yapılan harcamalar da yatırım olarak tanımlanmaktadır. İşletme yatırımları, işletmenin ilk kuruluş döneminde duran ve dönen varlıklar olarak bilançonun sol tarafında aktiflerde yer almaktadır. İşletmenin hedefini veya amacını kapsayan operasyonları ve faaliyetleri sürdürmek, belli bir zamanda işletmenin varlığını, rekabet gücünü muhafaza etmek veya geliştirmek üzere sürekli bir şekilde sahip olmak ihtiyacında olduğu varlıkları satın almak için yapılan harcamaların tümü mikro açıdan yatırım olarak ifade edilmektedir (Usta, 2014: 6).

İşletmenin üretimi sürdürmek amacıyla mamul ve yarı mamul stoklarında belli bir periyotta meydana gelen değişimleri gerçekleştiren yatırımlara stok yatırımlar denilmektedir (Şahin, 2016: 1).

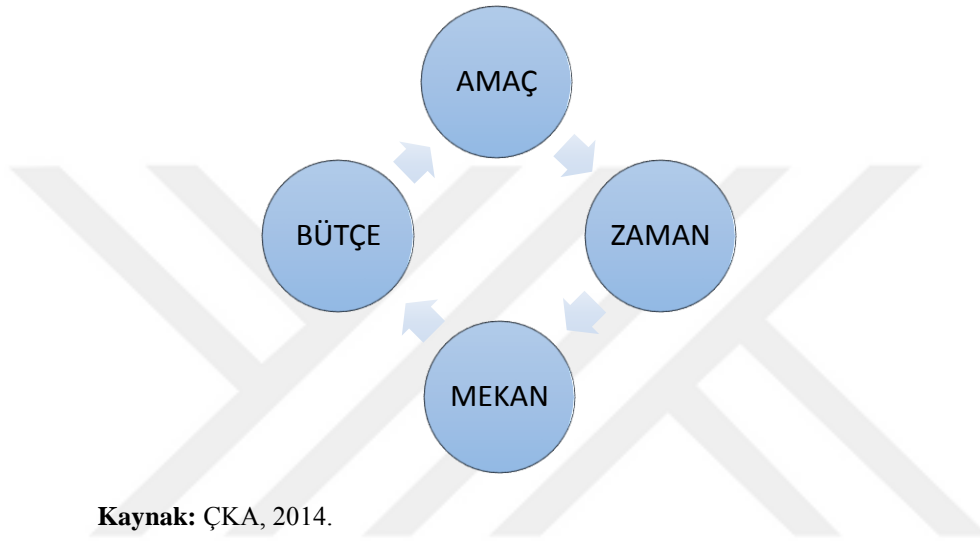
3.2. Proje, Yatırım Projesi ve Planlama Kavramları

Proje, belirli bir zaman diliminde veya belirli süre içinde, belirli bir yerde veya mekânda, tanımlanmış, bütçe veya maliyet kapsamında, istenen özelliklere göre bitirilmesi gereken belirli bir amaca veya hedefe ulaşmak ve bu doğrultuda sonuçlar üretmek üzere mali, fiziki ve beşeri kaynakların bir araya getirildiği planlanmış birbiriyle ilişkili faaliyetlerin bir bütünü olarak tanımlanabilir. Bu faaliyetler, kısıtların belirlenmesinde “Niçin, Nasıl, Ne, Neden, Kim, Ne Zaman, Nerede, kim tarafından, kim için” gibi sorulara verilen cevaplara karşılık gelen faaliyetlerin tümünü oluşturmaktadır (Suvacı, 2013: 4).

Proje, bir konu etrafında düşüncenin yoğunlaşması, problemin çözüme kavuşturulması amacıyla tüm ayrıntıların düşünülmesi ve uygulanacak metotların, yöntemlerin ve sürecin sistematik olarak tanımlanması ve ortaya konulması çabasını kapsamaktadır (Şahin, 2016: 5). Bir başka ifadeyle proje, kendine özgü özellikleri olan birbiriyle ilişkili süreçler ve işler takımı olarak tanımlanabilir (Koçel, 2003: 319). Proje, bir ürün, hizmet veya fayda oluşturmak amacıyla belirli bir bütçe kapsamında yürütülen başlangıç ve bitiş tarihleri olan operasyonların, süreçlerin veya faaliyetlerin bütünüdür (PMI, 2009: 1). Bir projenin, bir problem, sorun veya konu

etrafında düşüncenin yoğunlaşması, bir çözüm veya çıkış yolunun aranması gibi faaliyetleri içermesi gerekmektedir (Usta, 2014: 6).

İstek ve ihtiyaçlara yönelik açıkça tanımlanmış amaçları, hedef grupları, yönetim sorumlulukları, başlangıç ve bitiş tarihi ile belirlenmiş birtakım kaynağı ve bütçesini oluşturan faaliyet faaliyetler grubunun proje kapsamında değerlendirilmesi için bazı ortak özellikleri Şekil 3.2’de de özet şeklinde görüldüğü gibi aşağıda listelenmektedir (Kabukçuoğlu, 2005: 13-14).



Kaynak: ÇKA, 2014.

Şekil 3.2. Proje Kapsamı.

1. Tüm projeler bir ihtiyaçtan ortaya çıkar ve bu ihtiyacı karşılamak için tasarlanmaktadır.
2. Her proje her zaman geniş anlamda politika (ilke), strateji, program ve gelecekte düşünülen bir başka proje veya yatırımların hedefleriyle uyumlu olmalı ve bunu desteklemektedir.
3. Her proje belirli bir zaman veya periyotta ve mekânda gerçekleşmektedir.
4. Proje, para, sermaye, mal veya hizmet gibi belli girdiler kullanmakta ve sonucunda mal veya hizmet gibi belli çıktılar oluşmaktadır.
5. Proje diğer alternatif projelerin kullanabileceği girdileri veya kaynakları üretebilir.
6. Projeler; Amaçlı, Başarılabilir, Gerçekçi, Duruma uygun, Belli bir zaman-süresi olan, Gözlenebilen ve Ölçülebilen, Aşamalı, olabilmektedir.
7. Projeler; “SMART” olmalıdır. SMART kelimesinde bulunan harflerin anlamlarını aşağıda maddeler halinde açıklanmıştır.

Spesifik: specific; Ölçmesi gereken şeyi ölçen

Ölçülebilir: measurable; Kabul edilebilir maliyetler içerisinde niteliksel ve/veya niceliksel olarak ölçülebilir olmalı

Başarılabilir: achievable; Hedefi gerçekleştirmek mümkün olmalıdır.

Gerçekçi: realistic; Gerçekçi bir plan üzerine kurulmalıdır

Sürelî: time bound; Belirli bir zaman sınırlaması konularak, hangi zaman diliminde neyin başarılabilmiş olması gerektiği belirlenmelidir.

Proje başlangıç ve bitiş noktası belli bir plan olarak tanımlanabilir ve hukuki, ekonomik, teknik ve mali yapılabiliğe sahip olan planlar yatırım projesini oluşturmaktadır. Program ve planlar, bir hedefin gerçekleştirilmesi için ihtiyaç duyulan işleri, süreçleri, görevleri, sorumlulukları, periyod, zaman, süre ve noktalar gibi gelecekteki çalışmaları önceden tahmini içermektedir. Yatırım projesi, geleceğe yönelik bir özellik barındırdığı için, yapılacak işleri ve süreçleri önceden tahmin etme olarak ele alınabilmektedir (Güvemli, 2001: 9).

Bir konuyla ilgili verilen kararların bütünü planı oluşturmaktadır. Kararlar, gelecek zaman dilimleri içinde varılmak istenen veya hedeflenen belli nokta veya süreçleri içermektedir. Plan en genel kullanımıyla şimdiki zamandan, gelecekte nereye ulaşmak istendiğinin, nelerin yapılmak istendiğinin karşılaştırılması olarak ifade edilebilir. Anlam bakımından çok benzeyen karar vermek ile plan yapmak arasındaki en önemli fark, planın içerisinde birden fazla kararın olması veya kararlar bütünü içermesi olmaktadır. Planlama bir tür düşünce ve yaşam tarzı olarak düşünüldüğü için planı ortaya çıkarmak için gösterilen çabaları ve bir süreci oluşturmak yanında geleceği tahmin etmesi nedeniyle planlama bir süreç ve plan ise bir sonuç olarak tanımlanabilir. Planlama, sürekli bir şekilde bugünden, gelecek hakkında, kısa ve uzun vadeli hedefler ile bu hedefleri gerçekleştirmek amacıyla izlenecek yollar hakkında düşündürmektir. Planlama herhangi bir durum veya konu ile ilgili olarak; “Ne zaman, NE, Nereden, Kim tarafından, Hangi sürede, Hangi maliyet veya bütçeye” gibi sorularına cevap bulmaya çalışmaktır (Koçel, 2003: 124-125).

Planlama, en basit anlamda, belirli bir konu, proje veya iş üzerinde bugünden gelecekle ilgili olarak neyin, ne zaman, nasıl, nerede ve kim tarafından yapılacağını ön

görme, tahmin etme ve karar verme sürecini içermektedir. Karar ve yatırım projesi planının bir ögesi olarak kabul edilebilir (Emiroğlu, 2010: 54).

Planlama, gerek bireyler gerekse de işletmeler açısından ihtiyaçların ve isteklerin, bir plan çerçevesinde sınırlı fonların veya kaynakların daha etkin bir şekilde kullanılmasını sağlayarak ihtiyaçların karşılanması olarak ifade edilebilir. Yatırım projesi planının bir ögesidir ve planda belirtilen amaçlara ulaşmayı sağlayan bir süreci oluşturmaktadır (Yalçınar ve Aksoy, 2011: 4).

Ekonomiden aldığı insan gücü, hammadde, mamul ve sermaye malları üzerinde belirli bir teknolojiyi belirli bir yerde kurularak uyguladıktan sonra, ekonomiye mal ve hizmet çıktısı sağlaması ile birlikte mevcut veya gelecekteki ihtiyacın belli bir bölümünü karşılamaya yönelik faaliyetlerle ilgili önceden yapılan çalışmaların tümüne **yatırım projesi** denilmektedir (Haftacı, 2016: 19).

Yatırım projesi, belirli mal ve hizmetlerin üretiminin yapılacağı tesisler kurmak maksadıyla fon ve kaynak ayrılmasının yanında beklenen ekonomik ömrü veya yatırım projesinden beklenen faydaları bir yılı aşan ve bir yıldan daha uzun bir süre nakit akışı sağlayacak varlıklara yapılacak harcamaları ifade eden sermaye harcamalarını kapsamaktadır (Kıyılar, 2010:97). Belirli bir üretim ve hizmet faaliyetini en az bütçeyle gerçekleştirmek ve en yüksek ekonomik ve teknik etkinliğe ulaşmak için, hangi hizmetin ve malın, nasıl; hangi kapasitede bir tesiste ve nerede üretileceğinin, bilgi ve verilerin sistematik olarak kullanılması ile kararlaştırılması ve uygulamaya konulması yatırım projesi olarak da tanımlanabilir. Yatırım projeleri, sınırlı ve kıt kaynaklarla en fazla nakit akışını sağlayacak getiri, gelir, kazanç veya fayda sağlamak amacıyla ilgili işe ait özel ve özgün plan olarak tanımlanabilir.

Yatırım projesinin sınırlayıcı özellikleri aşağıda listelenmektedir;

1. Yatırım projesi, belirli ve uzun ömürlü bir kapasite yaratmalı.
2. Ekonomiden hammadde, işgücü, sermaye malları şeklindeki fiziki girdileri almalı.
3. Yatırım projesi iç ve dış ekonomilere mal ve hizmet arz etmeli.

Fikir veya projeler değerlendirilirken yapılması gereken adımlar Şekil 3.3'te bulunan proje döngüsü yönetimi doğrultusunda yapılması, süreçlerin kontrolü ve değerlendirilmesi bakımında faydalı olmaktadır. Bir fikir veya proje için aşağıdaki

kapsamları içeren sürecin tümüne proje döngüsü yönetimi denilmektedir. Bir proje teklifinden aşağıdaki süreçler bulunabilir;

1. Amacı, içeriği, yöntemi
2. Sorumlusu / Yürütücüsü,
3. Süresi,
4. Planı, Faaliyetleri,
5. Sonuçları, Ürünleri, Hizmetleri, Etkileri,
6. Kaynakları, bütçesi,
7. Bitişi ve Değerlendirilmesi

Bir proje fikri sistematik bir yöntem izlenerek proje haline getirilebilmektedir. Proje döngüsü yönetimi, Şekil 3.3'te görüldüğü gibi bir proje fikrinin tasarlanmasına, geliştirilmesine, ilgili mali kaynakların kullanılmasına, yürütülmesine, proje bitiminde değerlendirilmesine ve proje çıktılarının paydaşlarla paylaşılmasına kadar olan altı aşamalı döngüyü yönetme yaklaşımını içermektedir;

1. Proje Fikrini Belirleme ve Tanımlama Aşaması: Projeye ilişkin ilk fikirlerin ortaya atıldığı ve tasarlandığı ilk hareket noktasıdır. Sorunun ortaya bir değişim gereksinimi ve talebiyle çıktığı ve bunun bir fikir olarak doğduğu aşamayı kapsamaktadır.

2. Proje Fikrinin Analizi ve Tasarlama Aşaması: Projenin teknik ve operasyonel açıdan detaylı olarak tasarlandığı veya bir problem nedeniyle ortaya çıkan proje fikrinin, ihtiyacın, katılımcıların veya projeden fayda sağlayacak tarafların ve çözüm fikrinin katılım ve ortak uzlaşmayla analiz edildiği bölümü içermektedir.

3. Proje Teklifi ve Ön Değerlendirme Aşaması: Tasarımı tamamlanmış olan projenin analiz sonuçlarına göre fikirden projeye geçiş kararının verildiği ve proje ile ilgili kurumsal yapı, teknik, mali, ekonomik, sosyal, kültürel, toplumsal, çevresel, teknik ve finansal karar değerlendirme özelliklerine göre tutarlılığının ve işlevselliğinin analiz edildiği en önemli safhadır. Bu safhada projenin kapsamı, zamanlaması, maliyeti ve bütçesiyle bir bütün olarak planlandığı ve ayrıntıları ile yazılı olarak sunulan proje teklifi bulunmaktadır.

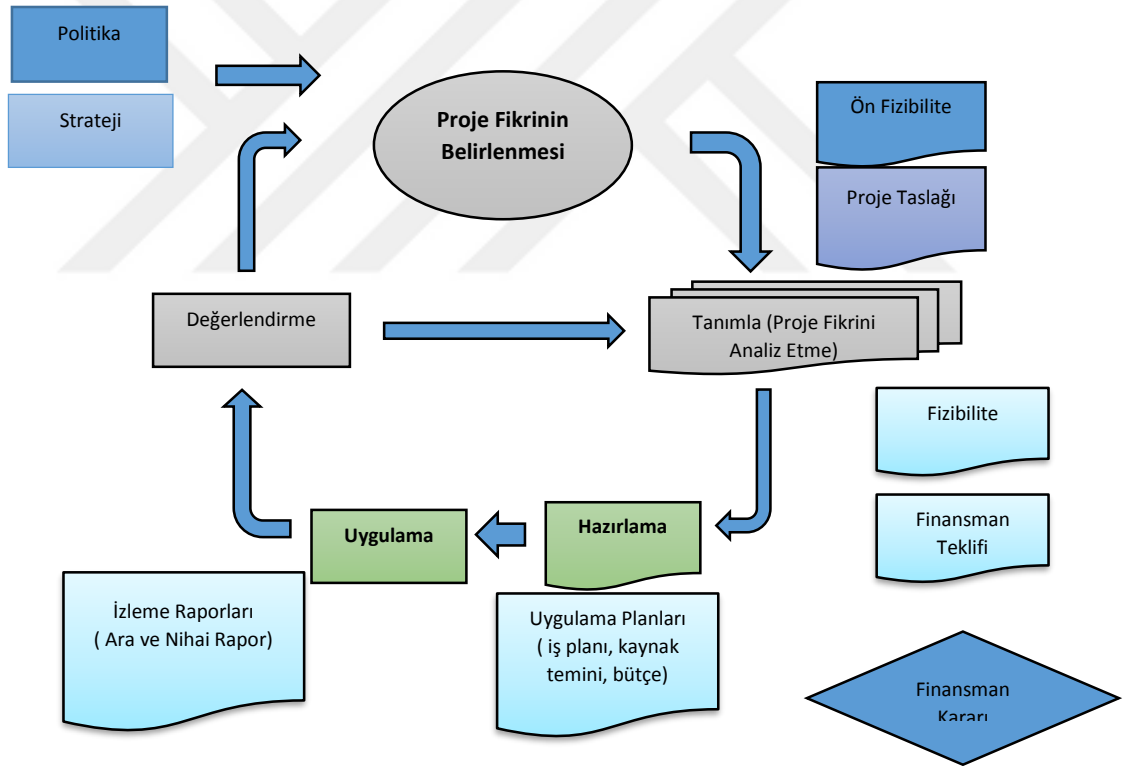
4. Proje Teklifinin Hazırlanması, Onaylanması ve Finansmanı Aşaması: Ön proje veya proje öneri teklifinin hazırlanması, sistematik olarak dokümanite edilmesi ve fon kaynağının sağlanması bölümü olarak ifade edilmektedir.

5. Uygulama ve İzleme Aşaması: Projede öngörülen operasyonların hayata geçirilmesi, uygulanması, ölçülmesi, kontrol edilmesi, izlenmesi, denetlenmesi ve değerlendirilmesi aşamasını oluşturmaktadır.

6. Proje Değerlendirme Aşaması: Projeden elde edilen çıktılarının sonuçlarına veya hedeflerine uygun olarak farklı kriterler kullanarak gözden geçirilmesi ve değerlendirilmesi aşamasını kapsamaktadır.

Şekil 3.3'te bulunan proje döngüsü şemasında proje fikirlerinin belirlenmesine yönelik sıralamalara yer verilmiştir (ÇKA, 2014).

Plan ve projeler birbiri ile ilişkili ve organik bağı olan iç içe geçmiş kavramlar olması ve projelerin genel bir planın ögesini oluşturması nedeniyle yatırım projeleri en iyi biçimde ekonomik değerlendirmeden geçmeden; iyi planlar oluşturulamamakla birlikte bir planın kapsamı belirlenmeden projelerin gerçek değeri anlaşılammaktadır.



Kaynak: ÇKA, 2014.

Şekil 3.3. Proje Döngüsü Şeması.

Yatırım projeleri, planın bir parçası olup planın nasıl uygulanacağını ve hayata geçirileceğini göstermektedir (Balçık, 2003: 9). İşletmeler belirli amaçlara ve nihai hedeflere ancak bir veya birden fazla yatırım projesini hayata geçirerek ulaşabilir.

3.3. Proje Yönetimi

Proje yönetimi, kısıtlı zaman, bütçe ve maliyet gibi kaynakları dikkate alarak, projenin en etkin bir şekilde yürütülmesi için insanın, bilgilerin, verilerin, becerilerin, araç- gereç, materyal ve teknik gibi kaynakların projenin ihtiyaçlarını yerine getirmek için planlanması, yönetilmesi ve kontrol edilmesi sürecine denilmektedir.

Proje yönetimi faaliyetleri genel olarak sistematik ve mantıksal çerçevede beş aşamalı olarak yapılabilir. (PMI, 2009: 6);

- a. Proje Başlangıcı
- b. Projenin Planlaması
- c. Projenin Yürütülmesi
- d. Projenin İzlenmesi ve Kontrol Edilmesi
- e. Projenin Sonuçlandırılması

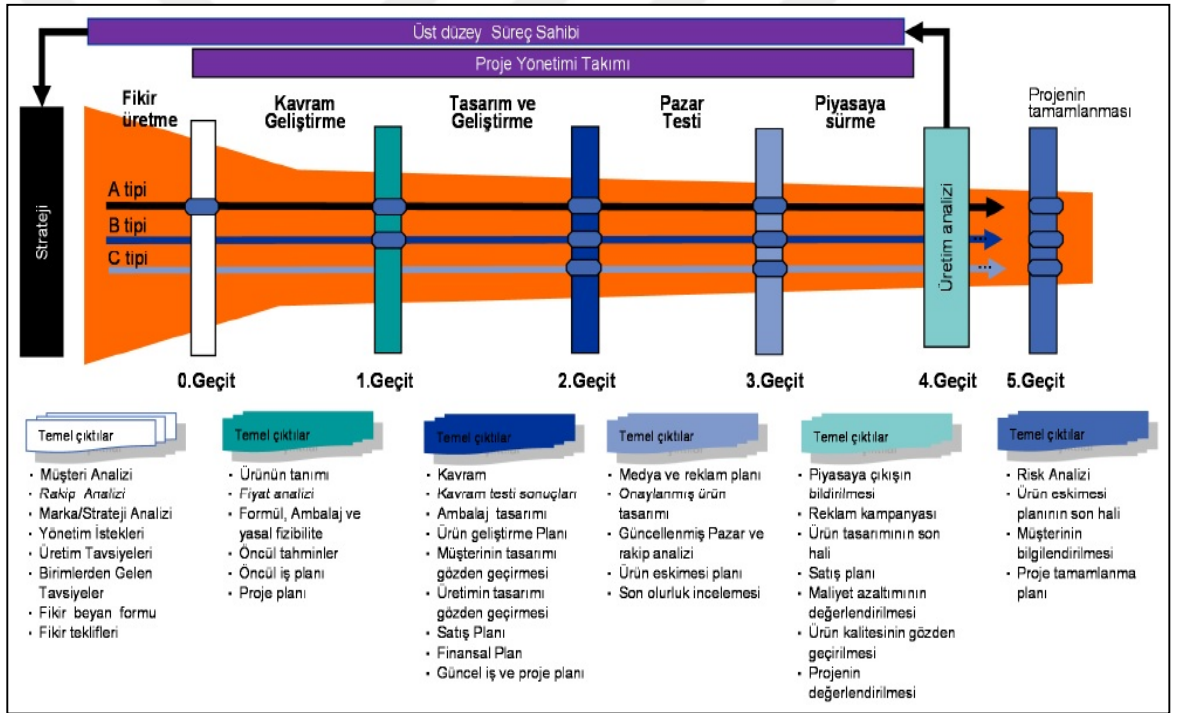
İyi bir projenin organize edilmesi veya yönetilmesi genel olarak aşağıdaki maddeleri içermektedir ve şekil 3.4'te proje yönetim süreci gösterilmektedir.

- a. Proje için ihtiyaçların belirlenmesi
- b. Projenin yönetilmesinde projeden fayda sağlayacak veya etkilenecek paydaşların beklentilerinin yanında endişelerininde gözönünde bulundurulması gerekmektedir.
- c. Projenin birbirleriyle aşağıda bulunan ve çelişen kısıtlarının ayarlanması gerekmektedir.

1. Kapsam: Projede neyin ne kadar yapılıp yapılmayacağı gibi sınırları çizen çerçeveyi içermektedir.
2. Kalite: Proje yönetimine ait süreçlerin kalitesi ile proje sonucunda ortaya çıkan ürün, hizmet veya sonucun paydaşların isteklerine uygunluğunu kapsamaktadır.
3. Zaman Çizelgesi: Projenin başlangıç ve bitişine kadar olan zamanını kapsamaktadır.
4. Bütçe ve Maliyet: Proje yapılması için gerekli olan maliyetlerin belirlenmesi ve ne kadarlık bir harcama ve gider olduğunu göstermektedir.
5. Kaynaklar: Uygulaması yapılacak projede kullanılacak ekipman, personel, donanım, fiziksel mekanlar gibi bütün unsurları kapsamaktadır.
6. Risk: Proje yönetim sürecinde yaşanabilecek zorlukları ve karşılaşılabilecek güçlükleri değerlendirmektedir.

Paydaşlar, müşteriler, projeyi yürüten organizasyon ve kamuoyu gibi projeye aktif olarak katılan veya projenin yürütülmesinden veya tamamlanmasından olumlu veya olumsuz olarak etkilenen kişi veya kuruluşları kapsamaktadır (PMI, 2009: 23).

Proje yönetimi süreci Şekil 3.4.'te gösterilmiştir. **Proje yönetimi**; projenin etkin bir şekilde yönetilmesi amacıyla işgücü, zaman, para, maliyet malzeme, teknoloji gibi kısıtlı kaynakların kullanılarak veya tahsis edilerek yapılması gerekenin kapsamını tanımlama, planlama, ölçme, kontrol etme, hayata geçirme, izleme ve sonuçlandırma gibi süreçlerin yapılarak, istenilen veya hedeflenen performans faktörlerine uygun olarak, belirlenen bütçe ve maliyetler çerçevesinde, belirlenen yer ve zamanda, işletmenin esas faaliyet veya işini etkilemeden yerine getirme sürecinin bütününe denilmektedir (Albayrak, 1998: 6).



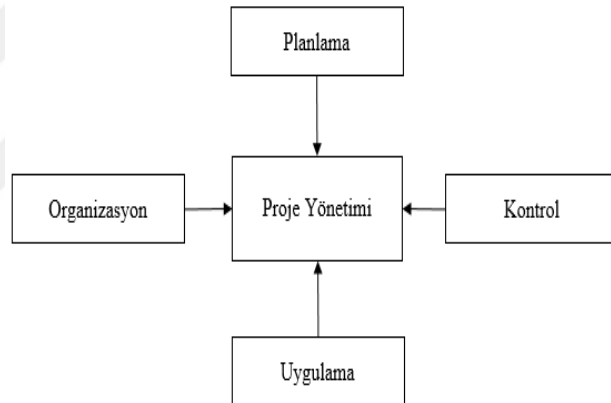
Kaynak: Consulta A.Ş. 2012

Şekil 3.4. Proje Planlama ve Yönetim Süreci.

İyi bir proje yönetimi, sermaye , zaman, işgücü gibi sınırlı ve kıt kaynaklarla belirlenen hedefleri ve çıktıları performans, zaman, bütçe ve maliyet etkenleri arasındaki ilişkiyi ayarlayarak projenin etkin bir şekilde tamamlanmasını hedeflemektedir (Çimen, 1994: 28).

Planlanan bir projenin beklenen çıktıları etkin bir şekilde verebilmesi için; başarılı bir şekilde planlamasına, çıktı veya hedeflerinin gerçekçi olmasına, proje yürütülmesi ve çıktısından etkilenecek veya fayda sağlayacak ilgili tarafların veya paydaşların tam olarak belirlenmesine, finansman ve mali dengesinin iyi kurulmasına, zamanlamasının iyi yapılmasına, yürütülmesindeki dikkate bağlı olarak değişmektedir. özene bağlı olmaktadır. Proje yürütülmesi sürecinde taraflar ve paydaşlar tarafından belirli zamanlarda ölçme, gözlemlene, kontrol ve değerlendirilmeler yapılmalı, hedeflerle karşılaştırılmalı ve sapmalara göre gerekli düzeltici ve önleyici faaliyetler yapılarak projede düzeltmeler yapılmalı ve raporlanması süreçlerini içermektedir (Örsdemir ve Kabukçuoğlu, 2005: 8).

Şekil 3.5.'te görüleceği üzere proje yönetimi projeden beklenen çıktıların ve hedeflerin gerçekleştirilmesi için yapılması gerekli faaliyetler olan planlama, organizasyon, yürütme ve kontrol fonksiyonlarından oluşmaktadır. (Anbar, 2015: 18).



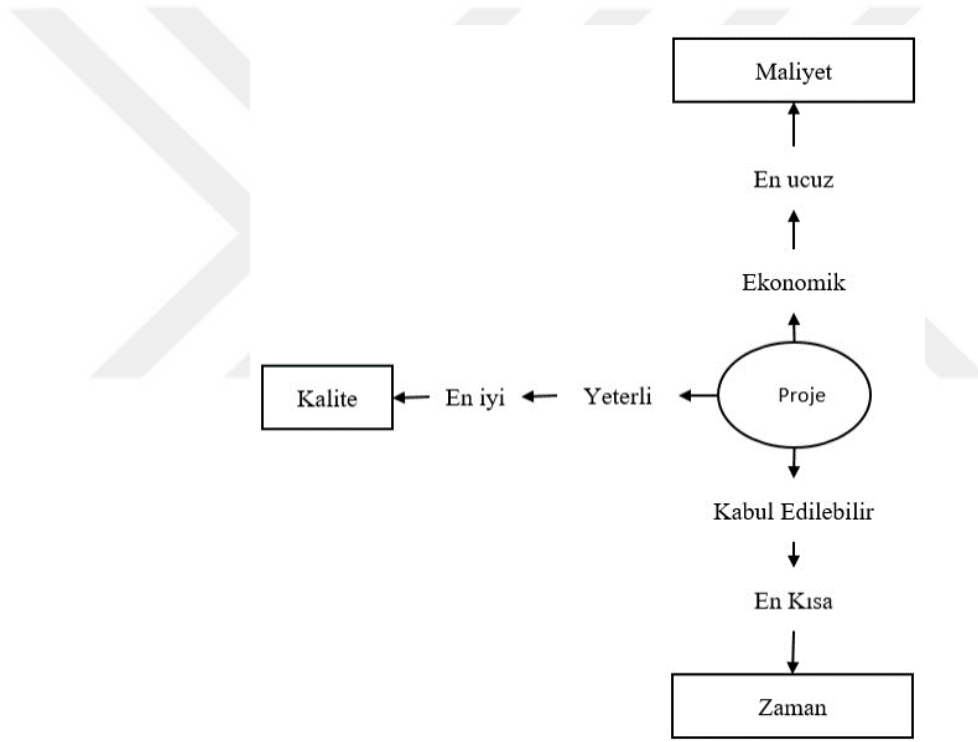
Kaynak: Anbar ve Alper, 2015: 19.

Şekil 3.5. Proje Yönetiminin Temel İşlevleri.

3.4. Proje Planlaması ve Kontrolünde Kullanılan Teknikler

Proje yönetim faaliyetlerinin temelini hedeflere nasıl ulaşılabileceğini gösteren proje planı oluşturmaktadır. Proje planlaması, proje fikrinin doğduğu aşamadan başlayarak projenin başlangıcı, projenin uygulamaya konulmasına kadar olan süre içindeki tüm süreçlerin ve operasyonların, her aşamadaki harcamaların ve finansmanın planlanmasıdır (Şahin, 2004:5). Projenin belirlenen yer, bütçe ve zamanda nasıl uygulanacağını gösteren detaylı plana, aynı zamanda proje yürütme programı olarak adlandırılabilir (Çimen, 1994: 39).

Proje uygulama veya yürütme programı, proje faaliyetlerinin ölçülmesi, izlenmesi ve kontrolü için bir temel teşkil etmekte ve proje yönetiminin önemli yapılarını oluşturmaktadır. Planlama ve kontrol süreci, sırasıyla üç aşamadan oluşmaktadır ve bu aşamaların birincisi projenin uygulamsından önce bütçe, yapılacak faaliyetler, görev ve sorumluluklar gibi işleri kapsayan bir plan yapılması, ikincisi ise projenin belirlenen performans kriterlerine göre karşılaştırılması ve son olarak üçüncüsü ise planlanan ile gerçekleşen durum arasında bir sapma varsa, sapma nedenlerinin araştırılması, düzeltici önlemlerin alınması ve gereksinim, bütçe ve programların revize edilmesini içermektedir (Nicholas, 2004: 159). Bir proje için başarılı bir planlama ve kontrol sisteminde önemli olan ve aralarında denge sağlanması gereken kalite, zaman ve maliyet ilişkisi şekil 3.6.'da gösterilmektedir.



Kaynak: Anbar ve Alper, 2015: 20.

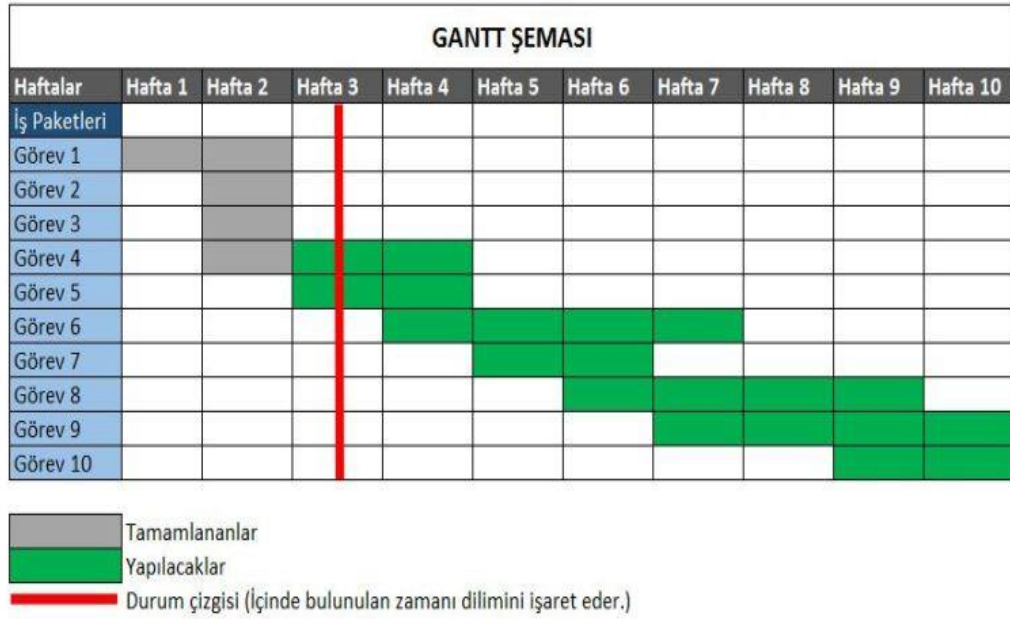
Şekil 3.6. Proje Yönetiminde Amaçlar.

3.4.1. Yatırım Projelerinin Planlanması, Kontrolü ve Gantt şeması

Yatırım projelerinin planlanması ve kontrolünde, Gantt şeması, CPM ve PERT gibi birbirini tamamlayan teknikler sıklıkla kullanılmaktadır. Gantt Şeması; Henry L. Gantt tarafından 1918 yılında geliştirilen ve kendi ismiyle anılan Gantt şeması veya cetveli, yatay olarak gösterilen bir zaman ölçeğinde çok sayıda operasyonun, faaliyetin

veya işin planlanan ve tamamlanan durumlarını gösteren basit ve kullanışlı bir tablodan oluşmaktadır. Gantt şeması; bir proje veya plandaki görev veya iş süreçlerini takip etmek, iş süreçlerinin önceliklerini tanımlamak, zamanı yönetmek, problemleri çözmek ve gelişmeleri rapor etmek amacıyla kullanılmaktadır (Albayrak, 1998: 86). Bir projeye ilişkin öncelikli görevler, işler ve süreçler tanımlanarak bir program oluşturulmakta ve her programın her safhasının başlama ve bitiş zamanı Gantt şeması ile Tablo 3.1’de gösterildiği gibi bir şemada veya şekilde gösterilmektedir.

Tablo 3.1. Gant Şeması.



Kaynak: <http://www.girisimcim.com/gantt-%C5%9Femasi-planlama/> (3 Mart 2018).

3.4.2. Yatırım Projelerinin Planlanması, Kontrolü ve PERT Yöntemi

Proje/Program Değerlendirme ve Gözden Geçirme Tekniği olarak tanımlanan ve İngilizce karşılığı olan ‘Project/Programme Evaluation and Research Technique’ kelimelerinin baş harflerinden oluşan PERT yöntemi, Amerika Birleşik Devletleri’nin donanması ile bir danışmanlık firması tarafından 1958 yılında kıtalararası balistik füze sistemlerini planlama ve kontrol amacıyla geliştirilmiş yöntemi ifade etmektedir (Alpugan ve diğerleri, 1995: 232).

PERT; istenilen amaca ulaşmak için gerekli faaliyetlerin planlanması, projenin uygulanmasında gecikmenin nereden kaynaklandığının belirlenmesi, çeşitli faaliyetler arasında ilişkilerin ortaya konulması, kaynakların etkin bir şekilde dağıtılması,

gecikmelerin tüm projenin üzerindeki etkilerinin belirlenmesi, faaliyetler arasında eşgüdüm sağlanması, bütçeleme ve raporlama gibi amaçlarla kullanılmaktadır. PERT yöntemi; işletmelerin kurulması, yeni ürünlerin ve süreçlerin geliştirilmesi, binaların yapılması, yönetim bilgi sisteminin kurulması, yeni silah sistemlerinin geliştirilmesi, reklam kampanyasının yürütülmesi, gemi bakımı ve yapımı gibi birçok alanda kullanılmaktadır (Hillier ve Lieberman, 2001: 468).

PERT yöntemi ile öncelikli işler sırası belirlenerek birbiriyle öncelik ve sonralık ilişkisi olan faaliyet ve olayların bir ağ veya şebeke diyagramı üzerinde veya bir akış şemasında gösterilmesi gerekmektedir. (Düzakın, 2005: 128).

Bir olaydan diğerine ulaşmak için yapılması gerekli, zaman ve kaynak ihtiyacı gösteren işler olan faaliyetler, şebeke diyagramında oklarla gösterilmektedir. Olay ise bir işin bittiğini ve yeni bir işin başlaması gerektiğini ifade etmektedir (Rehber ve Erkuş, 2007: 85).

3.4.3. Yatırım Projelerinin Planlanması, Kontrolü ve Kritik Yol Yöntemi

Kritik Yol Yöntemi adı ile anılan ve İngilizce “Critical Path Method” kelimelerinin baş harflerinden oluşan CPM, PERT ile yaklaşık aynı tarihlerde, 1957-1958 yıllarında, Dupont firmasının rafineri yenileme projesi kapsamında, Morgan R. Walker ve James E. Kelley tarafından geliştirildiği görülmektedir (Düzakın, 2005: 128).

CPM, proje yönetiminde hedefe ulaşmak için en kısa faaliyetlerin seçilerek tamamlanma süresinin belirlenmesinde yararlanılan ve belirli bir işi veya faaliyeti hızlandırmanın katlanılan maliyete değer olup olmadığını gösteren bir yöntemi ifade etmektedir. Proje yönetiminde pek çok iş, ek işgücü veya zaman kullanılarak hızlandırılabilir. Kritik yol üzerinde, en düşük hızlandırma maliyetine sahip işler kısaltılmaktadır (Barutçugil, 1988: 245). CPM ve PERT teknikleri benzerlik göstermesine rağmen arasındaki farklardan birincisi, faaliyet zamanlarının tahmini ile ilgili olmaktadır. PERT’de her faaliyet ile ilgili olarak iyimser, kötümser ve en olası olmak üzere üç zaman tahmini yapılmakta ve her faaliyetin süresi birtakım olasılık hesaplamalarıyla belirlenmesine rağmen CPM tekniğinin uygulandığı projeleri oluşturan faaliyetlerin süreleri ise kesin olarak bilinmektedir (Tekin, 1992: 135). CPM

ile PERT arasındaki ikinci farklılık ise, CPM’de planlama ve kontrol sürecine, faaliyetlerin sürelerine ilave olarak maliyetler de katılmaktadır (Keskinel, 2000: 26).

Kritik yol yöntemi proje süresi ve planlaması sıralamasında geniş kullanım alanına sahip olmaktadır. Yöntem uygulanırken öncelikle projedeki faaliyetlerin belirlenmesi yapılmakta ve bu faaliyetlerin birbiri ile olan ilişkisi tanımlanmaktadır. Örneğin proje onayından sonra mı fonlama maliyeti hesaplama süreci gelmeli? ve bu faaliyetlere bağlı başka faaliyet veya faaliyet takımı var mı? vb.

Uygulamada projede yer alan faaliyetlerin tanımlanması ve öncelik sıralaması yapıldıktan sonra her faaliyet için planlanan makul bir tamamlama süresi belirlenmesi yapılmaktadır. Faaliyet tamamlama süreleri geçmiş tecrübe ve veri tabanındaki bilgiler kullanılarak öngörülebilir. Aşağıdaki şekil 3.7’de kritik yol yönteminin uygulaması görülmektedir (Berk, 2012: 33).

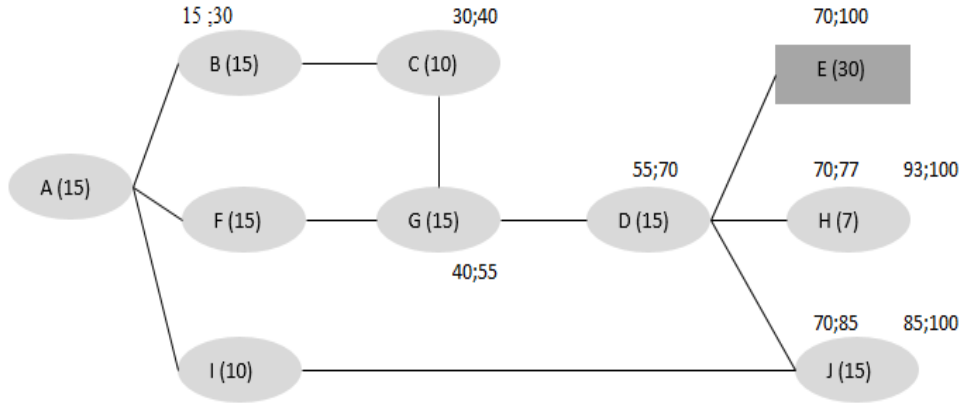
Tablo 3.2. Kritik Yol Yöntemi Uygulaması Tablosu

		Önceki Görev	Süre
A	Gayrimenkul analizi	-	15
B	Pazar araştırması	A	15
C	Fiyat öngörüsü	B	10
D	Teknik operasyonlar	G	15
E	Teknik taleplerin karşılanması	D	30
F	İlgililerle toplantı	A	15
G	Fiyat müzakeresi	C;F	15
H	Firma onayı	D	7
I	Potansiyel müşterilere teklif	A	10
J	Sözleşme imzalanması	D;I	15

Kaynak: Berk, 2012: 35.

Şekil 3.7’de gösterilen E,H,J faaliyetleri en erken bitiş zamanlarının en büyüğü olan 100 proje bitiş zamanı olmaktadır. En kritik yol olarak A-B-C-G-D-E yolu kritik yol olarak bulunabilir.

PERT yönteminde, bir düğüm, önceki faaliyetler tamamlanmadan gerçekleştirilememekte ve bir düğüme ulaşıldığında, sonraki düğümlerin tamamı gerçekleştirilmek zorunda olmaktadır. Örneğin bir faaliyet için bitiş olayına ulaşması, sonraki faaliyetler için başlama olayını göstermektedir. (Nicholas, 2004: 254).



Kaynak: Berk, 2012: 35

Şekil 3.7. Kritik Yol Yönteminin Uygulanması

3.5. Yatırımların Amacı

İşletmelerin farklı amaçlarla yapmış olduğu yatırımlar şu şekilde sıralanabilir;

1. Yeni bir tesisin kurulmasını gerçekleştirmek,
2. Yatırılan sermayenin korunma isteğini,
3. Devamlı ve belirli bir gelir sağlama isteği,
4. Eskiye tesislerin yenilenmesi,
5. Tesislerin yer değiştirmesi,
6. Yeni üretim tekniklerinden yararlanmak,
7. Varsa üretimde darboğazları gidermek,
8. Üretimi arttırmak,
9. Kaliteyi yükseltmek,
10. Entegrasyonu sağlamak,
11. Çevre kirliliğini önlemek,
12. Çalışma koşullarını iyileştirip çalışanların moralini yükseltmek,
13. Çalışanların sağlığını korumak ve eğitimini sağlamak,
14. Olası riskleri ortadan kaldırmak ya da en aza indirmek.

Yatırım kararının verilmesinde ilgili yatırımın getiri ve risk düzeyi en önemli faktörleri oluşturmaktadır. Yatırımcılar, gelecekteki servetlerini veya getirilerini katlanabileceği bir risk düzeyinde maksimum yapmayı amaçlamaktadır. Periyodik ödemeler ve sermaye kazancı olmak üzere finansal yatırımlardan iki çeşit getiri elde edilmektedir. Periyodik ödemeler, finansal varlıktan sağlanan tahvilin getirisi olan

kupon faizi, hisse senedinin getirisi olan kar payından oluşmaktadır. Finansal varlığın dönem başı fiyatı ile dönem sonu fiyatı arasındaki fark sermaye kazancı olarak ifade edilmektedir. Hisse senedi veya tahvilin getirisi kar payı, kupon veya faiz ödemesi veya tahvil veya hisse senedinin fiyatındaki değişimlerden yani sermaye kazancı veya kaybı şeklinde sermaye kazancı gerçekleşmektedir.

Örnek 3.1: A firmasının hisse senedini 2017 yılının başında fiyatı 25 TL'ye bir yatırımcı satın almıştır. Yıl sonunda hisse senedinin fiyatı 35 TL'ye yükselmiş ve A firması hisse başına 1 TL kar payı ödemesi yapmıştır. Yatırımcının bu yatırımdan sağlanan getirinin hesaplanması anlatılmıştır.

Bir yatırımın getiri oranı, yatırılan her 1 TL için dönem başına kazanılan TL'ye eşittir.

$$\text{Getiri Oranı} = \frac{\text{Toplam Gelir}}{\text{Yatırım}}$$

$$\text{Getiri Oranı} = \frac{(\text{Dönem Sonu Değeri}) - (\text{Dönem Başı Değeri} + \text{Kar Payı})}{\text{Dönem Başı Değeri}} = \frac{35 - 25 + 1}{25} = \%44$$

Yatırımcılar parayı finansal varlıklara bağlarken sadece yatırımdan beklenen minimum getiriyi dikkate almanın yanında yatırım yapılan finansal varlığın kendisinden ve çevresinden kaynaklı risk düzeyini de göz önünde bulundurmaktadır (Haftacı, 2016: 7). İnsanlar ve işletmelerin ihtiyaçlarını karşılamak için mal ve hizmetlerin üretimi ve pazarlaması işletmeler tarafından sağlanmaktadır. İşletme, insanların ihtiyaçlarını gidermek veya karşılamak amacıyla doğal kaynaklar, emek, sermaye, girişimcilik ve teknoloji gibi üretim faktörlerini bir araya getirerek mal veya hizmet üreten ya da pazarlayan ekonomik ve sosyal bir parçaların bütünü oluşturulan bir sistem olarak tanımlanmaktadır (Alpugan ve diğerleri, 1995:37). Yatırımların başlıca nedeni, işletmeler veya bireyler tarafından insanların gereksinimlerini karşılayacak mal ve hizmet üretmek ve kar sağlamak biçiminde tanımlanabilir. İşletmenin en önemli hedeflerinden biri, işletme paydaşlarının karlarını veya hisse başına karın maksimize olmasını sağlamaktır. İşletmenin faaliyetleri sonucu veya elindeki varlıklardan gelecekteki beklenen pozitif nakit akımlarından oluşacak gelirlerinin şimdiki değerinin maksimum olması, işletmenin pazar değerini maksimum etme ya da hissedarların servetini maksimize etmek anlamına gelmektedir. Yatırım

kararlarında, alternatif yatırımların arasındaki yatırımın sağlayacağı nakit akışlarının bugünkü değeri daha yüksek ise o yatırım seçilmektedir. Finansmanla ilgili kararlarda ise, aksine hangi finansman kararında nakit çıkışlarının bugünkü değeri daha düşük olan tercih edilmektedir. Bir işletmenin piyasa değeri, gelecekte beklenen net nakit akışlarının belli bir iskonto oranı ile bugüne indirgenmesiyle aşağıdaki formül yardımıyla bulunabilir.

$$\text{Firma Değeri} = \sum_{t=1}^n \frac{R}{(1+k)^t}$$

Formülde, R (Revenue), t yılındaki vergi sonrası net nakit akışını yani $R = \text{Nakit Akışı} \cdot (1 - \text{vergi oranı})$ ve k, riske göre düzeltilmiş yani risk faktörü dikkate alınarak elde edilmiş iskonto oranını göstermektedir. İşletmenin değeri; işletmenin gelecekte sağlayacağı nakit akışlarına ve bu nakit akışlarının yaratılmasındaki riskin derecesi ve riskin derecesini ifade eden iskonto oranına bir başka değişle istenen veya beklenen minimum getiri oranına bağlıdır. İşletmenin gelecekte beklenen nakit akışları, işletmenin daha önceden almış olduğu yatırım kararlarının bir sonucu olan mevcut varlıkların değerlendirilmesi veya tüketilmesi ile sağlanacak nakit akışının yanında gelecekteki yatırım fırsatlarının değerlendirilmesine bağlı olarak yapılacak yeni yatırımlardan elde edilecek nakit akışı olarak iki çeşit olabilmektedir (Peterson, 1994: 347). Dolayısıyla, firma değeri, aşağıdaki gibi formülize edilebilir:

$$\text{Firma Değeri} = R_1 + R_2$$

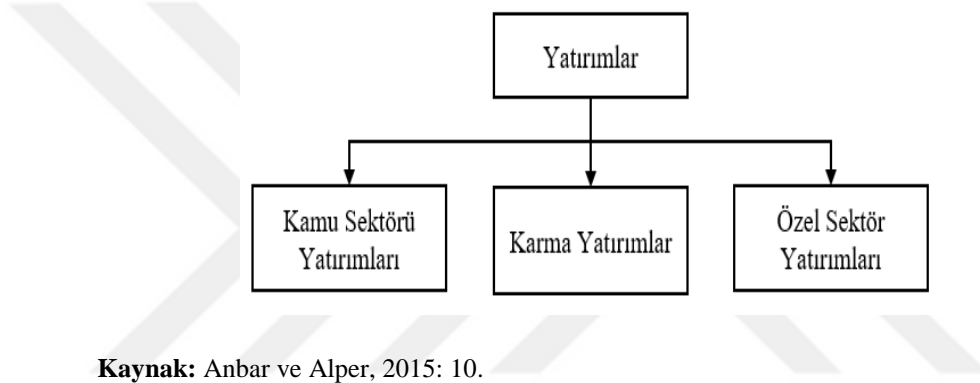
Formülde; R_1 , mevcut varlıklardan elde edilecek nakit akışlarının bugünkü değerini, R_2 ise, gelecekteki yatırımlardan elde edilecek nakit akışlarının bugünkü değerini göstermektedir. Yatırımların amacı, işletmelerin karını maksimum düzeyde olmasını sağlayarak paydaşların servetini de maksimum düzeye çıkarmayı amaçlamaktadır (Shapiro, 2005: 3).

3.6. Yatırım Projelerinin Sınıflandırılması

Yatırımlar veya yatırım projeleri; proje yürütücüsüne, yatırımın amacına, yatırımın gelir ve gider yapısına, yatırımın niteliğine ve yatırımın aralarındaki ilişkiye göre farklı açılara göre sınıflandırılabilir.

3.6.1. Yürütücüsüne Göre Yatırım Projeleri

Projeyi gerçekleştirene göre yatırım projeleri, Şekil 3.8’de görüldüğü gibi özel sektör projeleri, karma yatırımlar ve kamu sektörü projeleri olmak üzere üç çeşit olarak sınıflandırılabilir. Özel işletmeler ve girişimciler tarafından gelir ve kar elde etmek amacıyla yapılan yatırımlar özel sektör projelerini oluşturmakta ve devlet ve kamu tüzel kurumları tarafından gerçekleştirilen yatırımlar kamu sektörü yatırımları olmaktadır. özel sektör projelerinin en önemli amacı kar iken, kamu sektörü projeleri kar amacını ikinci plana bırakan ve kamu hizmetlerini sağlamak amacıyla gerçekleştirilen yatırımlardan oluşmaktadır. Karma yatırımlar ise hem özel hem de kamu sektörü yatırımlarından oluşmaktadır.

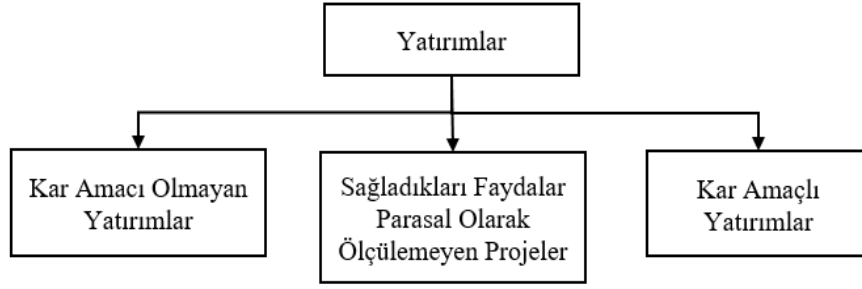


Kaynak: Anbar ve Alper, 2015: 10.

Şekil 3.8. Yürütücüsüne Göre Yatırım Projelerinin Sınıflandırılması

3.6.2. Karlılık Amacına Göre Yatırım Projeleri

Yatırım projeleri karlılık amacına göre Şekil 3.9’da görüldüğü gibi üç bölüme ayrılmaktadır. Bir fabrikada fırından çıkan atık gazların çevreye ve insan sağlığına zarar vermemesi için baca tesisatı yapılması ve filtre takılması, arıtma sisteminin yapılması gibi işletmeler için yapılması zorunlu özellikte olan bazı yatırım projeleri kar amaçlı olmayan yatırımlardan oluşmaktadır. Bir işletmede çalışanlara yönelik yapılan eğitim yatırımları, sosyal tesis yatırımları gibi yatırım projelerinin hedefi uzun vadede firmanın karlılığını arttırmak olması nedeniyle bu projelerden elde edilecek çıktıyı veya faydayı ölçmek ve parasal değer olarak ifade etmek oldukça zor olmaktadır. Kar amacı gözetilen yatırım projelerinde, asıl amaç, işletmenin kar etmesi veya karı maksimize etmek olmaktadır. (Anbar ve Alper, 2010)

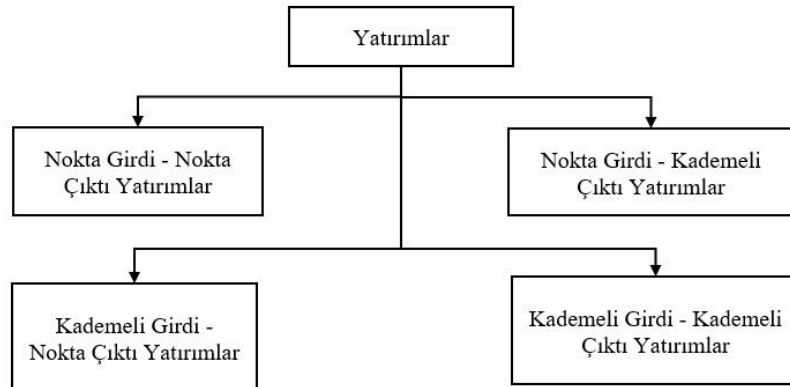


Kaynak: Anbar ve Alper, 2010.

Şekil 3.9. Karlılık Amacına Göre Yatırım Projelerinin Sınıflandırılması.

3.6.3. Gelir ve Gider Yapılarına Göre Yatırım Projeleri

Şekil 3.10’da görüldüğü gibi gelir ve gider yapılarına göre yatırım projeleri dört çeşit olarak ele alınabilir. Nokta girdi (input) – nokta çıktı (output) yatırımlar; bir yatırım projesinin ihtiyacı olan yatırım tutarının belirli bir sürede toplu olarak yapılması ve yine proje çıktısından elde edilecek olan fayda veya karın toplu bir şekilde sağlanmasını ifade etmektedir. Kademeli girdi–nokta çıktı yatırımlar ise, bir yatırım projesi, belirli sürelerde kademeli olarak yapılan harcamalara karşılık, bir defada fayda veya geri ödeme sağlamasına denilmektedir. Nokta girdi – kademeli çıktı yatırımları, bir defada yapılacak yatırım harcamalarına karşılık, yatırımdan sağlanacak gelirler uzun bir zamana veya sürece yayılmasına denilmektedir. Kademeli girdi – kademeli çıktı yatırım projeleri ise hem yatırım harcamaların hem de projeden sağlanan faydaların yıllar içinde kademeli olarak gerçekleşmesini ifade etmektedir (Uslu ve Önal, 2007: 5).



Kaynak: Anbar ve Alper, 205: 10.

Şekil 3.10. Nakit Akışı Yapısına Göre Yatırım Projelerinin Sınıflandırılması.

3.6.4. Niteliğine ve Yapılma Nedenine Göre Yatırım Projeleri

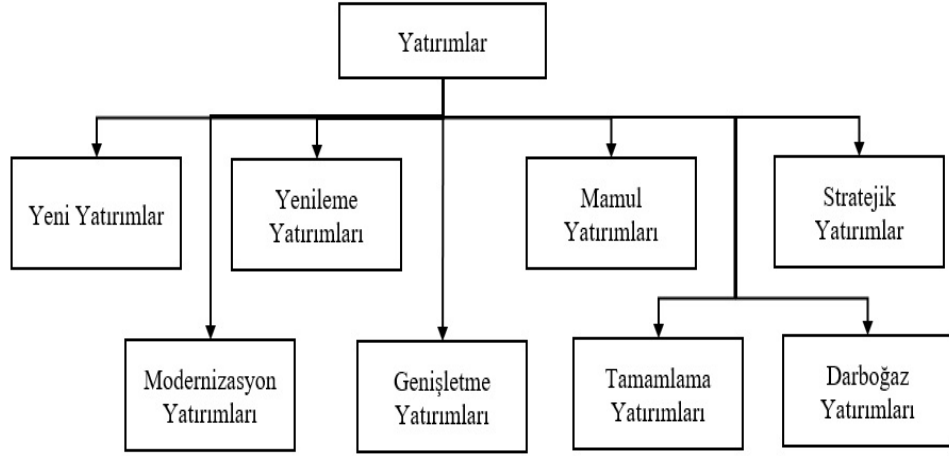
Şekil 3.11’de görüldüğü gibi niteliğine ve yapılma nedenine göre yatırım projeleri sınıflandırılması görülmektedir.

Yeni veya Net Yatırım: Her türlü yeni yatırım, tamamlanma yatırımları, stoklara yapılan yatırımlar, işletmenin büyütülmesi, düzenlenmesi ve mevcut üretim kapasitesine yeni kapasite eklenmesi için yapılan yatırımlarla net yatırım denilmektedir. Belirli bir zamanda veya periyotta brüt yatırımdan aşınma, eskime ve yıpranma karşılığı yani amortisman çıkartıldığında net yatırıma ulaşılmaktadır (Usta, 2014: 5).

Yenileme Yatırımı (İademe/Yerine Koyma): İşletmelerin üretim kapasitesini dönem başındaki durumuna getirmek için söz konusu aşınma ve eskimeyi telafi edecek amortisman miktarı kadar olan yatırımlara yenileme yatırımı denilmektedir.

Tevsi Yatırımı: Tevsi yatırım projeleri; iyileştirme, tamamlama, modernleştirme, modernizasyon, geliştirme ve genişleme yatırımları olarak adlandırılmakta ve bir işletmenin daha fazla kar ve gelir sağlayabilmek, piyasa gereksinimi karşılayabilmek, ekonomik kapasiteye ulaşabilmek gibi amaçlarla büyütülmesi ve üretim kapasitesinin artırılması amacıyla hazırlanan teknolojik yatırım projelerini oluşturmaktadır (Balçık, 2003: 8). Tevsi veya genişleme yatırımları, mevcut kurulu ve faaliyette olan bir işletmenin mal ve hizmet üretim kapasitesini çoğaltmak için yaptığı yatırımları ifade etmektedir (Güvemli, 2001: 17). Mevcut kurulu üretim işletmesinin günün gelişmelerine ve teknolojideki gelişmelere göre yeniden düzenlemek ve işletmenin rekabet gücünü artırmak amacıyla yapılan yatırımlara modernleştirme yatırımları denilmektedir (Ceylan ve Korkmaz, 2006: 320). Tamamlama yatırımları, kapasite artırımından çok işletmenin eksik olan yanlarını tamamlamak amacıyla yapılan yatırımlardan oluşmaktadır (Çimen, 1994: 5).

Stratejik Yatırımlar; İşletmelerin, rekabet, maliyet azaltma, kapasite artırma ve teknolojik gelişmeler karşısında karşı karşıya kalacağı riski azaltmak ve sürekliliğini sağlamak için yaptıkları yatırımlardan meydana gelmektedir (Uslu ve Ünal, 2007: 7).

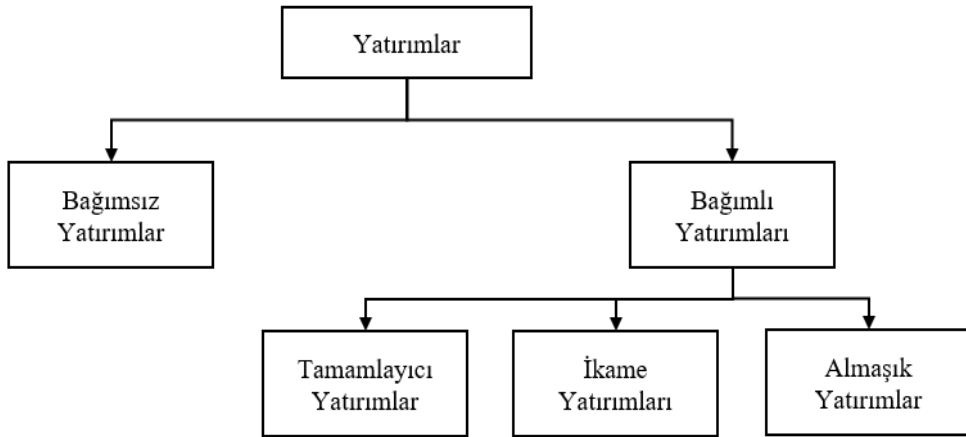


Kaynak: Anbar ve Alper, 2015: 13.

Şekil 3.11. Niteliğine ve Yapılma Nedenine Göre Yatırım Projelerinin Sınıflandırılması.

3.6.5. Aralarındaki İlişkiye Göre Yatırım Projeleri

Bir yatırım projesinin gerektirdiği giderler ve yatırım projesinden beklenen nakit girişleri, diğer yatırım projelerinin değerlendirme sonucundan bağımsız ise, bu tür yatırımlar ekonomik bağımsız (otonom) yatırım, eğer bağımlı ise ekonomik bağımlı yatırımlar olarak adlandırılmaktadır ve Şekil 3.12’de görüldüğü gibi ikiye ayrılabilir (Balçık, 2003: 4)



Kaynak: Anbar ve Alper, 2015: 14.

Şekil 3.12. Yatırım Projelerinin Aralarındaki İlişkiye Göre Yatırım Projelerinin Sınıflandırılması.

3.6.6. Gayri Safi Yatırım ve Safi Yatırım

Bir ekonomide bir yıl zarfında mevcut stoklara yeniden ilave edilmiş olan sermaye stoku ve teçhizat stokunun toplam değerine gayri safi yatırımlar adı verilmektedir. Fakat yıl içinde ekonominin mevcut sermaye malları ve teçhizat stokunda miktar, kalite ve değer yönünden eksilmeler, başka bir deyişle aşınma, yıpranma ve eskimeler meydana gelmektedir. Yıl içerisinde yapılan gayri safi yatırımların bir kısmının bu aşınan ve eskiyen kısımları karşılama amacıyla kullanılması planlanmaktadır. Bir ekonomide bir yıl içinde yapılan gayri safi (brüt) yatırımlardan, aşınma, yıpranma ve eskime paylarını karşılayacak miktar düşüldükten sonra, kalan bölüm safi ve net yatırımları vermektedir.

3.6.7. Reel Yatırımlar veya Mali Yatırımlar

Ülke ekonomisine etki eden veya ekonomimin üretim gücünü artırmaya yönelik yeni kurulan bir tesis veya mevcut olanlara ilave olarak bina, makine ve hammadde stoklarına yapılmış ilaveler, yeni bir yol, köprü, demir yolu, hava limanı inşaatı gibi yatırımlar ve yeni üretim ve istihdam kapasiteleri oluşturmaya yönelik olan yatırımlara reel yatırım denilmektedir. Bir yatırımcının hisse senedi veya tahvil satın almasıyla sahip olduğu varlıklarında meydana gelecek değer artışları yanında ekonominin üretim gücünü artırmaya yönelik yapılmayan yatırımlara mali yatırım denilmektedir.

3.6.8. Altyapı ve Üstyapı Yatırımları

Direkt mal ve hizmet üretimine yönelik olamayan, ancak mal ve hizmet üreten işletmelerin daha verimli çalışmalarında önemli etken olan temel yatırımlar olan yollar, köprüler, baraj, hava alanı, sulama kanalları, okul, hastane, haberleşme şebekesi gibi konularda yapılan yatırımlar alt yapı yatırımlarını teşkil ederken, üst yapı yatırımları ise, alt yapı yatırımlarının hazırlandığı uygun ortam içinde kurulan, üretime doğrudan doğruya olumlu veya pozitif yönde etki eden ve gelir veya kazanç sağlamak için üretim kapasitesini artırmaya yönelik yapılan yatırımları oluşturmaktadır (Balçık, 2003: 4)

3.7. Yatırım Projelerinin Hazırlık Aşamaları

Bir yatırım projesi farklı süreç ve aşamaların sonucu olgunlaşmakta ve meydana gelmektedir (Haftacı, 2016: 21). Yatırım projesinin başlangıcından fikir olarak

tasarlanmasından, hazırlık, eleme, seçme yatırımın gerçekleşmesi, tamamlanması ve yatırımın işletme dönemine geçişe kadar süren faaliyetler bütününe, proje aşamaları veya süreçleri olarak adlandırılmaktadır (Balçık, 2003: 13).

3.7.1. Bir Projenin İnceleme Alanları

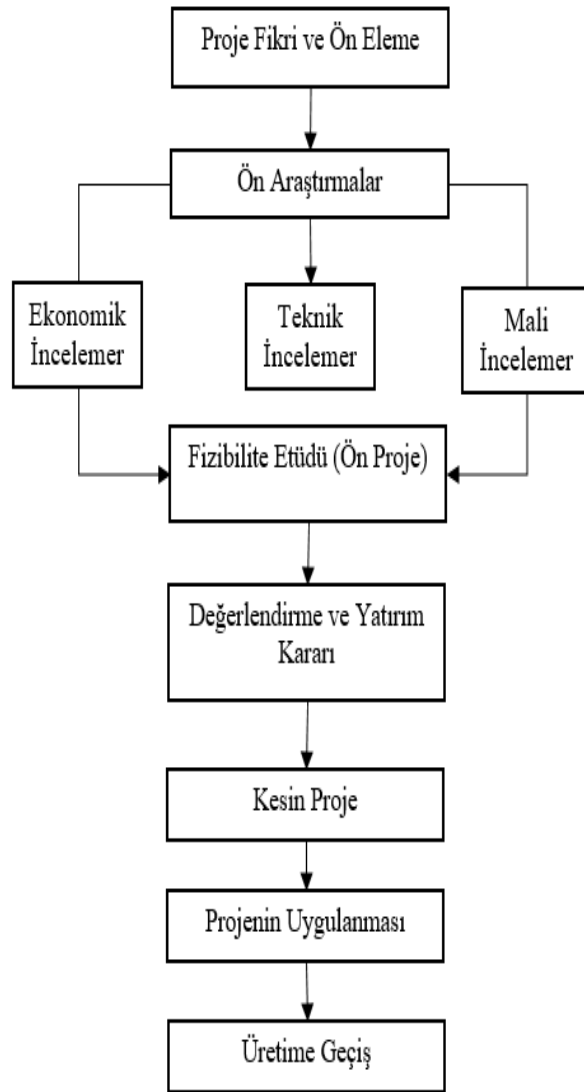
Yatırım projelerinin inceleme alanları ve safhaları aşağıda verilmektedir;

1. Ürün ya da Hizmet: Ürünün veya hizmetin teknik özellikleri ile kullanımı üzerinde durulmaktadır.
2. Pazar ve Talep: Müşterilerin özellikleri, fiyat, reklam, konumlandırma, rekabet özellikleri, pazar talepleri gibi konular ele alınmaktadır.
3. Teknik ve Mühendislik: Üretim tesisi, fabrika yerleşim planı, üretim süreci, teknoloji, malzeme özellikleri, gibi konular incelenmektedir.
4. Yatırım ve Finansman: Yatırım harcamalarının finansmanı, bilançonun aktifinde bulunan duran varlıklara yapılan yatırımları kapsamaktadır.
5. Karlılık ve Başa baş Düzeyi: Gelirler, giderler, maliyet, karlılık, başa baş miktarının tutar ve miktar olarak incelenmesini ele almaktadır.
6. Finansal Uygunluk: Projenin gider ve faydaları paranın zaman değerini dikkate alan dinamik proje değerlendirme yöntemleri olan net şimdiki değer, iç verim oranı, geri ödeme süresi, karlılık endeksi ve başa başnoktası hesaplanması yanında olası risk göz önüne alınarak değerlendirilmektedir.
7. Finansal Projeksiyonlar: Mali tablolardan oluşmaktadır. Başlıca bu tablolar arasında proforma gelir tablosu, proforma bilanço ve proforma nakit veya fon akım tabloları bulunmaktadır.
8. Sosyo-Ekonomik Uygunluk: Projenin, ülke ekonomisi ve sosyal olarak daha geniş açıdan incelenmesini içermektedir.

Yukarıda aşamalar birbiriyle karşılıklı ilişkilerinden dolayı sırasıyla incelenmeli ve proje değerlendirme süreci birbirini izleyen bir seri yaklaşıma dayanmaktadır (Tevfik, 2012: 6).

Proje Analizi sistematik bir yaklaşım olup, yatırım kararının alınması için projenin, teknik yani yapılabirlik, pazar ve talep olarak adlandırılan satılabilirlik, finansal karlılık, ekonomik ve sosyo-ekonomik açıdan inceleme sürecini kapsamaktadır. Bir yatırım projesinin hazırlanması safhaları şekil 3.13'te görüldüğü gibi aşağıdaki gibi sıralanabilir (Haftacı, 2016: 21);

- a. Proje fikrinin doğuşu ve ön eleme
- b. Bu fikir yavaş yavaş gelişir ve ön araştırmalardan sonra projenin ekonomik, teknik, hukuki ve mali yönleriyle ilgili olarak ekonomist, mühendis grubu tarafından bir fizibilite etüdü veya ön proje raporu hazırlanmaktadır.
- c. Fizibilite etüdü
- d. Projenin değerlendirilmesi ve yatırım kararının verilmesi
- e. Projenin hayata geçirilmesi ve uygulanması
- f. Projenin performans kriterlerine göre uygunluğunun kontrolü
- g. Projenin son aşaması, yatırımın gerçekleşmiş olması ve üretim faaliyetine başlanması.



Kaynak: Balçık, 2003: 14.

Şekil 3.13. Bir Projenin Hazırlık Safhaları.

3.7.1.1. Proje Fikrinin Doğuşu ve Ön Eleme

Bir yatırım projesinin yatırım fikri olarak doğuşu veya fikir olarak ele alınması tecrübe, bilgi, sezgi, rastlantılar, girişimcilik yeteneği gibi birçok faktörün belirlediği karmaşık bir olgu olarak farklı türlerde ortaya çıkmaktadır ve iki özellikte ele alınabilir (Haftacı, 2016: 22);

1. Yatırım projeleri genel olarak bir ihtiyaçtan veya beklentiden ortaya çıkmaktadır ve özellikle ürün ve hizmet üretiminin ana başlangıç noktası bir ihtiyacın ortaya çıkması ve bu ihtiyacın giderilmesinden oluşmaktadır (Sarıaslan, 2014: 46).

2. Yatırım projelerinin ortaya çıkması bazen ilk önce yeni bir ürün bulunarak daha sonrasında pazarda bu ürüne olan gereksinim veya talebi araştırmak olabilmektedir.

Yatırım düşüncesini veya fikrini ortaya çıkaran ve proje fikrinin doğuşunu ele alan başlıca sebepler aşağıdaki gibi özetlenebilir;

1. İşletmede kullanılmayan kaynakların varlığı,
2. Rastlantı veya tesadüfler,
3. Üretilen mamul serisini tamamlamak,
4. Risklerin yayılması
5. İşletme gelirlerinin azalması,
6. Moda
7. Özel ustalıklardan faydalanma
8. Prestij

Akla gelen her proje için dar kapsamlı da olsa bir ön araştırma zaman alıcı ve maliyetli olabilir. Bazı proje fikirlerinin gerçekleşme olasılığı düşük olması nedeniyle proje fikirlerinin bazı sorulara verilen yanıtlara göre ön elemeden geçirilmesi maliyet ve zaman kaybını önlemek için ihtiyaç ve gerekli olabilir. Farklı proje fikirlerinin bir ön elemeden geçirilmesi için sorulabilecek belli başlı sorular aşağıdaki gibi sıralanabilir;

1. Projenin maliyeti yüksek mi?
2. Üretim ögeleri uygun fiyatlara sağlanabilecek mi?
3. Proje ürününün teknik olarak üretimi mümkün mü? Yani üretim için gerekli teknoloji veya teknik bilgi mevcut mu? Mevcut ise elde edilmesinde bir sınırlama var mı? Var ise bu sınırlamalar aşılabilir mi?

4. Üretim faktörlerinin tedarik edilmesini sınırlayıcı engeller var mı? Örneğin, girdi ithalatında sınırlamalar söz konusu mu, girdi sağlamada tekeli kuruluşlar aracı olmakta mıdır, işgücü kıt ve hammaddeler yetersiz mi, özel malzeme ve donanım tedarikinde sorun var mı? vb.

5. Proje fikri bulunmayacak ya da sağlanamayacak ölçüde çok sermaye gerektirecek mi?

6. Projenin çevresel etkileri devletin ve kamuoyunun resmi ya da gayri resmi olarak belirlediği kural ve ilkelere ters midir?

7. Proje fikri ekonomik kalkınma eğilimleri, ulusal politikalar, amaçlar ve ilkelerle çelişiyor mu?

8. Proje fikrinin yöneldiği piyasaya girişini engelleyecek faktörler ve tekeli kuruluşlar var mıdır?

9. Ürünün uygun bir biçimde piyasaya dağıtımını engelleyen faktörler var mıdır? Örneğin sağlanamayacak ölçüde aşırı geniş bir dağıtım sistemi gerekiyor mu?

10. Proje fikri mevcut ve gelecekte arzu edilen sanayi sektörü ile çelişki içinde midir?

Belirtilen bu sorulardan önemli olanlarından olumlu cevap alınmaması durumunda o proje fikrinin elenmesi gerekmektedir. Ön elemeyen geçen proje fikirlerinin bu kez potansiyel başarı derecelerine göre, bir gösterge çizelgesi çerçevesinde beyin fırtınası, karar ağacı gibi yöntemleri kullanarak puanlama ile değerlendirilmesi yapılarak bir öncelik sıralamasının yapılması, proje çalışmalarına öncelik verme bakımından yol gösterici olabilmektedir. Değerlendirme sıralaması derecesi aşağıdaki gibi sıralanabilir (Sarıoğlu, 2014: 48);

1. Hedeflenen pazar durumunun yeterli görülme derecesi.
2. Hedef pazarın büyüme potansiyeli derecesi.
3. Proje ürününün pazarda fiyat, kalite, maliyet ve tasarım açısından rekabet gücü ve derecesi.
4. Projenin pazarda bir bütün olarak, özellikle de pazarın istikrar derecesi, teknoloji riski, rakiplerin gücü, ithal ürünlerle gelecekte rekabet derecesi açısından başarılı olma derecesi.

Proje fikirlerinin ön eleme yapılaması, özellikle kişi ya da kuruluşların yaptıkları gözlem, inceleme ve araştırma çalışmaları neticesinde meydana gelen ve indirgenen yatırım fikirlerini biraz daha gözden geçirme ve sadeleştirme amacını taşıyan ve ön bilgilere dayanan bir öznel değerlendirmeleri içermektedir.

3.7.1.2. Ön Yapılabilirlik Çalışması veya Ön Fizibilite Etüdü

Ön yapılabilirlik çalışması veya ön fizibilite etütleri esas yapılabilirlik etüdü öncesindeki bir aşama olarak düşünülebilmesi ile birlikte aşağıdaki bilgileri kapsamaktadır (Usta, 2014: 23).

1. Pazar büyüklüğü ve yatırım kapasitesi,
2. Yatırımın temel bilgileri,
3. Kuruluş yeri,
4. Proje ve mühendislik hizmetleri,
5. Genel giderler, yönetim ve satış giderleri,
6. İnsan kaynakları,
7. Proje uygulaması,
8. Finansal analiz,

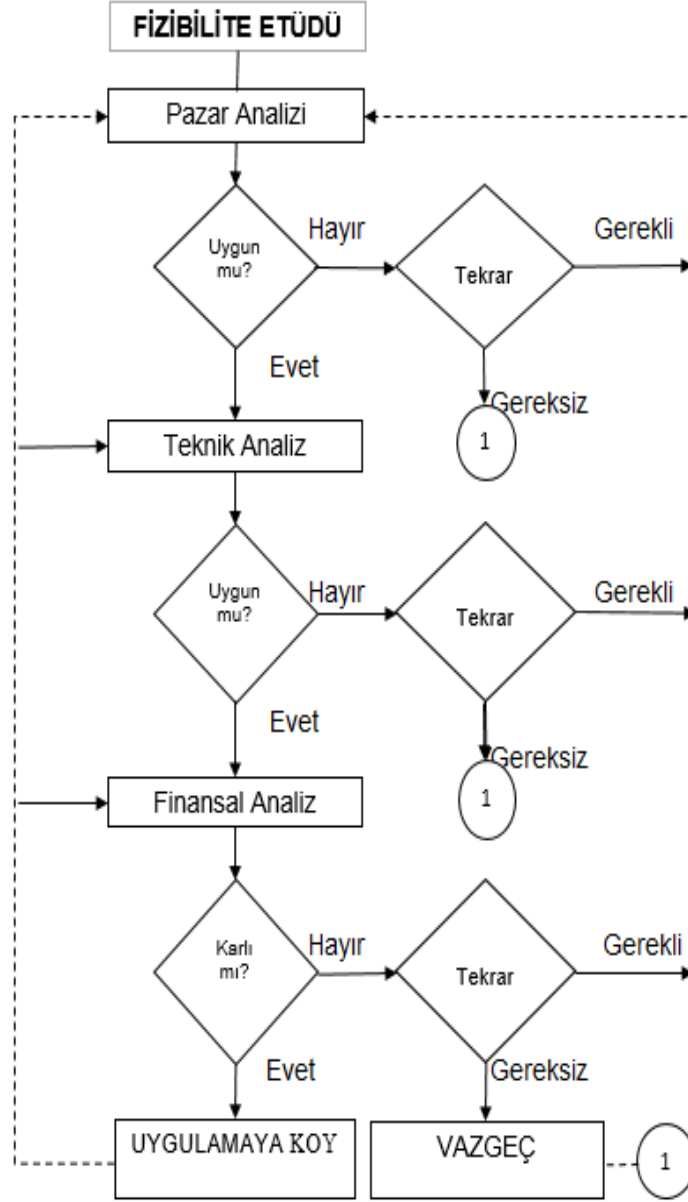
Fizibilite raporunun hazırlanması zor, zaman alıcı ve maliyetli bir süreç olması nedeniyle proje hazırlamaya geçmeden önce bir ön araştırma yapmak veya projeler arasında bir ön sıralama yapmak gerekmektedir. Ön fizibilite sonucunda, daha projeye başlamadan bazı projelerin gerçekleştirilmesinin çok maliyetli veya yapılmasının zor olduğu görülebileceği gibi, bazı yeni projelerin de ortaya çıkmasına neden olunabilmektedir. Ön fizibilite faaliyetleri kapsamında, mevcut arz ve talep koşulları, fiyat, modalar, tüketicilerin istek ve beklentileri vb. gibi pazar tanımlanır, üretim süreci ve üretim faktörlerine ilişkin bir teknik analiz yapılır, finansal analiz kapsamında tahmini yatırım ve işletme maliyeti hesaplanır ve olası problem ve riskler belirlenmektedir (Anbar ve Alper 2015: 30).

3.7.1.3. Yapılabilirlik Çalışması veya Fizibilite Etüdü

Bir projenin yapılabilirlik çalışması pazar ve talep analizi, teknik analiz ve bir de finansal analiz olarak adlandırılan üç ana aşamayı kapsayan detaylı bir ekonomik çalışmadan oluşmaktadır. Fizibilite etüdü veya yapılabilirlik çalışması Şekil 3.14'te şematik olarak ifade edilmektedir (Sarıaslan, 2014: 51).

1. Pazar ve Talep Analizi: Yatırım projesi ile üretilecek ürün veya hizmet içinde yer alacağı pazarın ve çevrenin durumunu, işleyişini, ürüne gösterecekleri tepkiyi, talebi, talebin bileşimini ve olası diğer etkileri önceden belirlemek amacı ile gerekli veri ve bilgileri toplayıp işleme ve böylece ürünün pazarlanabilirlik ölçüsünü

tespit etme faaliyetlerinden oluşmaktadır. Pazar ve talep analizi ile beklenen satış hasılatını öngörmek ve kestirmek amaçlanmaktadır.



Kaynak: Sarıaslan, 2014: 56.

Şekil 3.14. Fizibilite Etüdü.

2. Teknik Analiz: Yatırım projesinin teknik yapılabilirliğini araştırmayı amaçlayan analiz yöntemi olması yanında projenin gerçekleştirilmesi için uygun olan teknolojinin seçilerek gerekli sabit sermaye tutarının tahmin edilmesini içeren teknik yapılabilirliğini araştırmayı amaçlamaktadır.

3. Finansal Analiz: Bir projeye ilişkin nakit giriş ve çıkışları kapsamında karlılığının hesaplanması ve gerekli finansal kaynak ihtiyaçlarının nereden ve nasıl sağlanacağını belirleyerek proje önerisinin finansal açıdan yapılabilirlik ölçüsünün ve potansiyel bir tesis olarak faaliyetini sürdürüp sürdürmeyeceğinin incelenmesinden oluşmaktadır. (Tevfik, 2012: 13).

3.7.1.4. Genel Değerlendirme ve Yatırım Kararının Alınması

Fizibilite raporuna dayanılarak proje başta ticari ve ulusal karlılık, yasa, yönetmelik, üretim teknikleri, teknik ve finansal açıdan değerlendirme olmak üzere çeşitli yönleri ile detaylı bir genel değerlendirme yapılmaktadır. Değerlendirmede hem işletme hem de ulusal ekonomi açısından önem taşıyan ölçütlerden bazıları;

1. Yatırımın büyüklüğü, ekonomik ömrü ve maliyeti,
2. Yatırımın sağlayacağı maliyet tasarrufları ve net nakit girişleri,
3. Yatırımın ulusal gelir üzerindeki olumlu etkisi,
4. Yatırımın sağlayacağı olası döviz girdileri ve çıktıları

olarak sıralanabilir. Bu değerlemeler neticesinde olumlu bir karar alınması durumunda yatırım kararı alınabilir ve kurulacak işletmenin hukuki yapısı, tesis edilecek tesislerin teknik detayları, satın alınması planlanan makine ve ekipmanın kapasite ve maliyetleri gibi konular üzerinde karar alınarak projeye kesin ve son şekli verilmektedir (Haftacı, 2016: 25).

3.7.1.5. Kesin Proje

Yatırım projesi kabul edildikten sonra, kesin proje haline dönüştürülme süreci başlamaktadır ve safhaları aşağıda sıralanmaktadır.

1. Tesis edilecek işletmenin yasal şekli,
2. Tesis edilecek yapıların kesin detaylı mali ve teknik hesapları,
3. İşletmeye satın alınması planlanan makinelerin kapasiteleri ve maliyetleri gibi maddeler üzerinde durularak yatırım projesine son hali verilebilir (Balçık, 2003: 18).

3.7.1.6. Projenin Uygulanması veya Yatırım Aşaması

Projenin uygulanması sürecinde siparişlerin verilmesinin yanında yatırımın fiziksel olarak gerçekleşmeye başladığı ve harcamaların ortaya çıktığı aşama olarak ifade edilmektedir. Bu aşamada;

1. Proje ve mühendislik tasarımları,
2. Görüşmeler, lisans ve patent sözleşmeleri,
3. İnşaat ve montaj çalışmaları,
4. Eğitim,
5. Deneme çalışmaları,
6. Tesisin işletmeye alınması gibi faaliyetler gerçekleştirilmektedir (Haftacı, 2016: 25).

3.7.1.8. İşletme veya Üretime Geçiş Aşaması

Yatırım projesi kabulünden sonra yeni kurulan veya tesis edilen işletmenin yatırım projesinin deneme üretimlerinden normal üretim dönemine geçiş aşaması üretime geçiş aşaması olarak kabul edilmektedir (Balçık, 2003:19).

3.8. Yatırım Kararı İçin Gerekli Veri ve Finansal Analiz

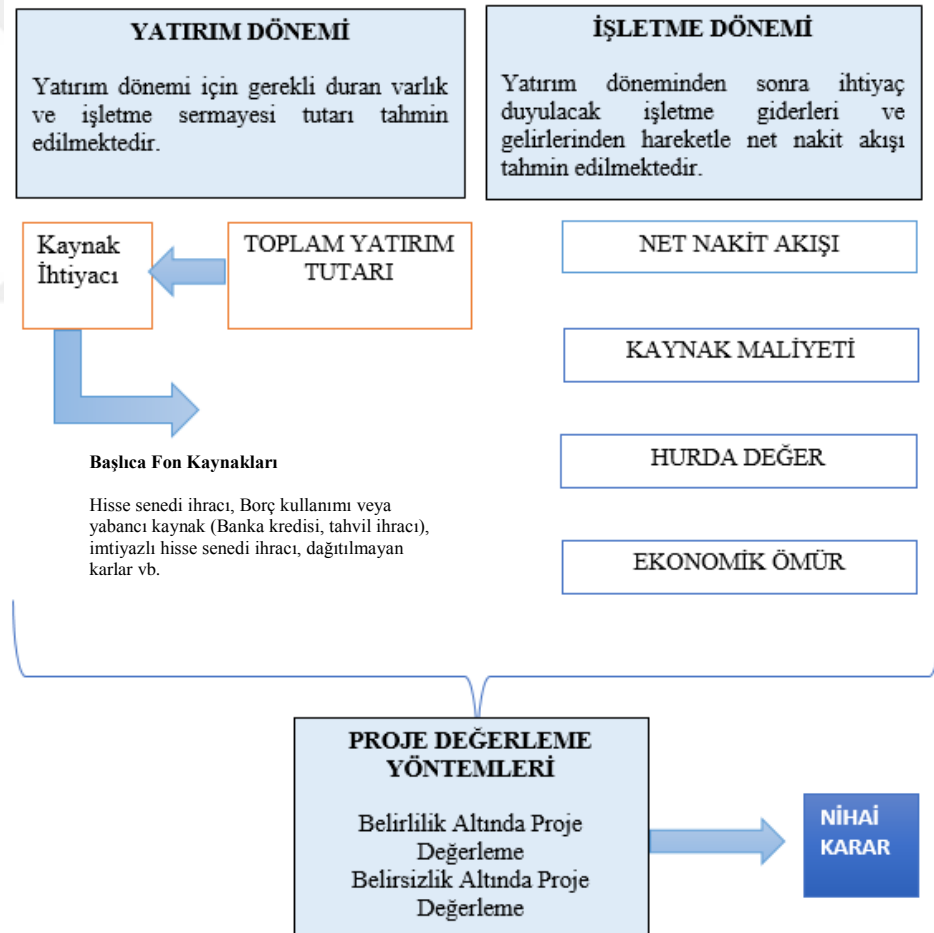
Ön eleme ve değerlendirmelerden geçen yatırım projelerinin hazırlanması sırasında karar verilen bir veya birkaç kritere göre karlılık açısından değerlendirilmesi ve yatırımcılar öncelik sıralamasına göre yatırım projelerden hangilerini uygulamaya koyacağını, sahip oldukları sınırlı kaynak veya yatırım fonlarını değerlendirerek karar vermektedir. Yatırım projeleri yatırımcı tarafından öz sermaye veya borç kullanılarak finanse edilmektedir. Yatırımcı, mevcut öz sermayeyi yatırımda kullanmadığı zaman bankaya mevduat olarak yatırarak faizi geliri elde edebilir veya devlet tahvilinde değerlendirerek yine faiz geliri elde edebilir.

Fırsat Maliyeti (Alternatif Maliyet); Fırsat maliyeti bir yatırım veya faaliyet sonucu oluşan girdinin veya üretim kapasitesinin alternatif veya başka bir seçenek için tahsis edilmesiyle elde edilecek en yüksek kazanç veya gelir düzeyi olarak tanımlanmaktadır (Sevgener, 1988:33). Yatırımcı, yatırım için borçlanmaktan vazgeçtiği zaman borç ve borç faizini ödeme durumunda kalmamaktadır. Dolayısıyla alternatif yatırım veya fırsat maliyeti olarak öz sermayenin faiz geliri veya borç sermayenin kredi faizi ile ifade edilebilmektedir.

Yatırım projelerin mali ve parasal olarak değerlendirildiği analiz, finansal analiz olarak tanımlanmaktadır. Finansal analiz kapsamında Şekil 3.15'te görüldüğü üzere, ilk olarak yatırım projesi için gerekli olan ilk yatırım tutarını ifade eden yatırım harcaması tutarı tahmin edilmeye çalışılmaktadır. Duran varlıklar ve işletme sermayesi

toplamından oluşan yatırım harcaması tutarı, işletmenin ihtiyaç duyduğu fon miktarını göstermektedir. İhtiyaç duyulan fon kaynakları ve maliyetlerinin kaynak maliyeti hesaplanmaktadır (Yalçiner ve Aksoy, 2011: 105).

Yatırım projeleri analizinde hesaplanan yatırım harcamaları karşılığında elde edilecek net nakit akışlarının da hesaplanmasına ihtiyaç duyulmaktadır. Bu hesaplamanın yapılabilmesi için bütçelerden hareketle Tablo 3.14'te gösterildiği gibi proforma gelir tablolarının oluşturulması gerekmektedir. Hesaplanan yatırım harcaması, kaynak maliyeti ve net nakit akışları ile beklenen ekonomik ve hurda değer değişkenleri de dikkate alınarak dinamik ve statik proje değerlendirme yöntemleri ile projenin yapılabilirliği finansal olarak analiz edilmekte ve projenin yapılabilirliği ile ilgili nihai karar verilmektedir (Yalçiner ve Aksoy, 2011: 105).

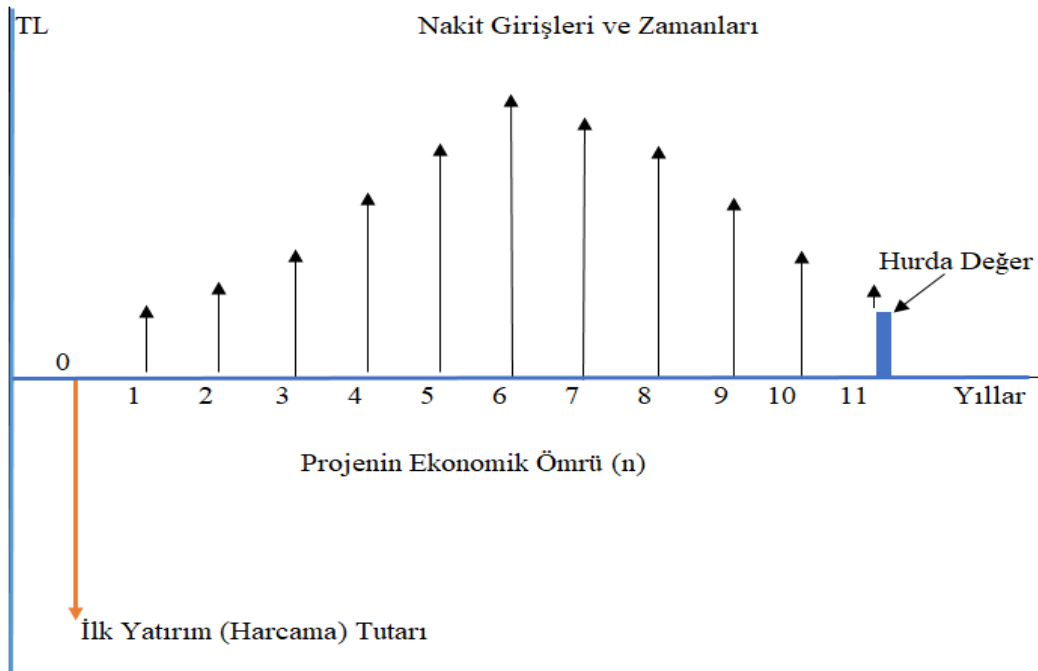


Kaynak: Yalçiner ve Aksoy, 2011: 106.

Şekil 3.15. Finansal Analiz Çalışmaları.

Bir yatırım projesinin finansal olarak kabul edilip edilmeyeceğini analiz edebilmek için, net olarak tahminleri yapılmış bazı verilerin şekil 3.16'da görüldüğü gibi bulunması gerekmektedir. Analiz temel noktalarını içeren ve yatırım kararı için gerekli olan Şekil 3.16'da gösterilen bu veriler, aşağıdaki maddelerden oluşmaktadır;

1. Yatırım projesinin yatırım maliyeti olan ilk harcama miktarı veya yatırım tutarı ve daha sonra yapılması gereken işletme dönemi harcamaları veya işletme dönemi maliyeti veya çalışma sermayesi,
2. Projeden sağlanan vergi sonrası net nakit girişleri.
3. Projenin nakit akışı sağlayacağı ekonomik ömrü.
4. Yatırım projesinin ekonomik ömrü sonundaki nakit girişi olarak düşünülen yatırımın hurda değeri.
5. Projeden beklenen minimum kar veya getiri oranı bir başka ifadeyle verim oranı ve yatırımın fırsat maliyeti veya firmanın borçlanma maliyeti ile ilişkili iskonto oranı.
6. Proje ile ilgili para akışlarının zamanlaması.



Kaynak: Balçık, 2003:110.

Şekil 3.16. Yatırım Kararı İçin Gerekli Veriler.

3.8.1. İlk Yatırım Maliyeti

Yatırım projelerinin finansal analizi kapsamında ilk etapta, yatırım maliyeti tutarının tahmin edilmesi gelmektedir ve yatırım harcaması tutarının hesaplanmamasında zor olan bazı değişkenler aşağıdaki gibi sıralanabilir;

1. Yatırım harcamasının finansmanında kullanılacak kaynak ihtiyacının tespit edilmesi,
2. Kaynak ihtiyacına bağlı olarak kaynak yapısı ve kaynak maliyetinin belirlenmesi,
3. Makine, bina, araç ve ekipman gibi duran varlık yatırım harcaması tutarına bağlı olarak amortismanların hesaplanması,
4. Amortismanlara bağlı olarak faaliyetlerden elde edilen vergi sonrası net nakit akışlarının hesaplanması.

Yatırım projelerinin maliyetinin belirlenmesi için disiplinli ve sistematik bir çalışmanın yürütülebilmesi için öncelikle teknik analiz kapsamında, yatırım döneminde ihtiyaç duyulan sabit varlıkların yatırımlarına dair kalemlerinin belirlenmesi gerekmektedir. Genel olarak üretim faaliyetini gerçekleştirmek amacıyla bir yıldan daha uzun süre kullanmak üzere satın alınan, hemen nakde dönüşmeyen varlıklardan oluşan duran varlık yatırımları, fizibilite etüdü ile başlayıp yatırımın deneme üretimlerinden normal üretim yapabilir hale gelmesi için yapılan etüt harcamaları, proje giderleri, teknik yardım ve lisanslar, arazi bedelleri, inşaat giderleri, makine alımları, araç gereç maliyetleri, taşıtlar, demirbaşlar, genel giderler, yatırım dönemine ait finansman giderleri, işletmeye alma giderleri ve beklenmeyen giderlerin bütününden meydana gelmektedir. Proje yatırım maliyeti veya yatırım harcaması tutarı, demirbaşlar, bina, taşıtlar gibi sabit varlıklara yapılan yatırım ve net işletme sermayesi için gerekli olan finansmanın toplamından oluşmaktadır (Yalçiner ve Aksoy, 2011:107).

Duran varlık harcamaları yatırım projesi bakımından, yatırım projesi fikrinin açığa çıkmasından işletmenin normal üretime geçişine kadar olan zamanda katlanılan maliyet ve harcamaların tümünü kapsamaktadır. Duran varlık yatırımları, temelde projeden nakit girişi elde edilene kadar zamanda sahip olunmakta ve projenin ekonomik ömrü sonuna kadar işletmede kullanılması gerekmektedir (Yalçiner, Aksoy, 2011: 108). Yatırım projelerinde söz konusu proje maliyetine ilk yatırım maliyeti de

denilmekte ve yatırım projesinden nakit girişi sağlanıncaya kadar yapılan tüm nakit çıkışlarının toplamından oluşmaktadır (Balçık, 2003: 110).

3.8.2. Net Nakit Akışı

İşletmede belirli bir zaman veya dönemde gerçekleşen harcamalar, gelir ve giderler gibi nakit girişleri ve çıkışları nakit akım ve nakit akışı olarak ifade edilmektedir. Bu nakit akımları mali tablolarda vergi sonrası alınırsa yani vergiden arındırıldığı zaman net nakit akışı olarak tanımlanmaktadır. Yatırım projelerinde yatırımların gerçekleştiği yatırım dönemi ve üretime geçirilerek nakit girişlerinin gerçekleştirildiği işletme dönemi olarak iki dönem bulunmaktadır. Yatırım döneminde proje için gerekli olan duran varlıklar için yapılan yatırım harcamaları olurken, işletme döneminde temel olarak yatırımlar sonrası elde edilen satış gelirleri sağlanmaktadır. Proje değerlemesinin yapılabilmesi için yatırım döneminde yapılan yatırım harcaması tutarı ve yatırım sonrası elde edilecek nakit akışlarının tahmin edilmesi gerekmektedir. İşletmenin yatırım sonrası faaliyetlerden sağlanan net nakit akışı kardan farklı bir kavram olup temel olarak vergiden sonraki net kara amortismanların ilave edilmesi suretiyle hesaplanmaktadır. Amortisman bir nakdi gider olmayıp kaydi gider olarak hesaplamalarda göz önünde bulundurulmakta ve vergi avantajı sağlıyorsa gider olarak gösterilmekte ve sonrasında vergi sonrası net kara ilave edilmektedir.

Şekil 3.17’de görüleceği üzere işletmelerde nakit girişleri ve nakit çıkışları, işletme faaliyetleri, yatırım faaliyetleri ve finansman faaliyetleri olarak üç şekilde sınıflandırıldığı görülmektedir

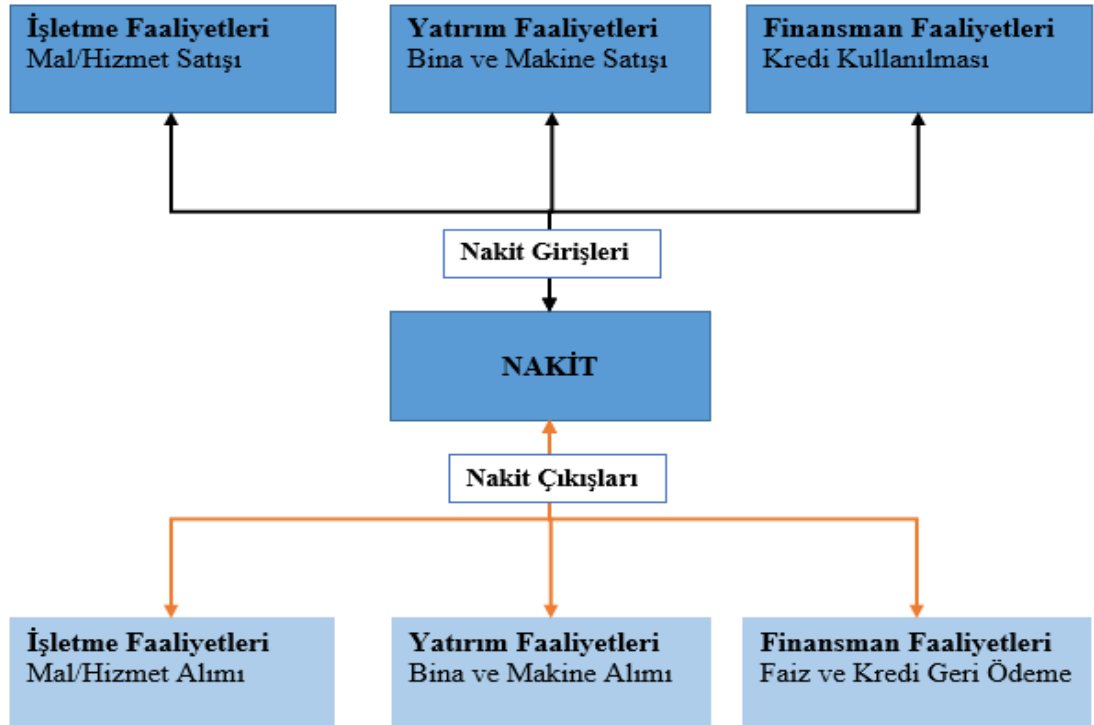
1. İşletmenin Temel Faaliyetlerden Sağlanan Net Nakit Akımları;

İşletmenin ana faaliyetleri olan üretim ve mal ve hizmetin satın alınıp satılması gibi işletmenin temel faaliyetleri sonucu sağlanan net nakit akımlarından oluşmakta ve genellikle belirli bir dönem arasında bir işletmenin faaliyetlerini gelir, gider, maliyet ve kar olarak açıklayan ve finansal tablolardan biri olan gelir tablosuna eşit olmaktadır. İşletmeler faaliyetlerini genel anlamda nakit olarak gerçekleştiriyorsa;

Faaliyetlerden Sağlanan Net Nakit Akımları = Vergi Sonrası Net Kar (VSNK) + Amortisman
Faaliyetlerden Sağlanan Nakit Akımları = VSNK + Amortisman ± Ayarlamalar
Ayarlamalar (Net Çalışma Sermayesindeki Değişiklikler) = Cari Aktiflerdeki Değişiklikler - Cari Pasiflerdeki Değişiklikler

2. *Yatırım faaliyetlerinden sağlanan net nakit akımları*; uzun vadeli bina, taşıt, demirbaş ve arsa gibi varlıkları yani sabit varlıkları satarak veya kiraya vererek vergi sonrası net nakit girişi sağlanmaktadır.

3. *Finansman faaliyetlerinden sağlanan net nakit akımları*; kredi borcu ödemeleri, kısa ve uzun vadeli borç alımı, yeni kredi kullanımı, kar payı ödemeleri, sermaye artırımı ve faiz ve kredi geri ödemesi, borç verme, hisse senedi alma, tahvil satın alma gibi nakit akımlarından oluşmaktadır. (Kaygusuz, 2013: 37).



Kaynak: Kaygusuz, 2013: 37.

Şekil 3.17. Nakit Akışları veya Hareketleri.

TFRS'ye göre bir maddi duran varlığa ilişkin gelecekteki ekonomik yararların, muhtemel olması ve varlığın maliyetinin güvenilir olarak ölçülebilmesi gerekmektedir. Amortisman genel olarak; bir duran varlığın amortismanına tabi tutarın, yararlı veya faydalı ekonomik ömrü boyunca sistematik olarak dağıtılmasını ifade etmektedir. Amortismanına tabi tutar; bir varlığın elde edilme maliyetinden söz konusu varlığın ekonomik ömrü sonundaki değerini gösteren hurda veya kalıntı değerini düşülmesiyle bulunan tutarı göstermektedir.

Yararlı ömür veya ekonomik ömür; İşletme tarafından sahip olunan bir sabit varlığın kullanılabilmesi beklenen süreyi ya da işletme tarafından ilgili varlıktan elde edilmesi beklenen üretim sayısı veya benzeri üretim birimini ifade etmektedir. TFRS'ye göre bir maddi duran varlık kaleminin maliyeti, muhasebeleştirme tarihindeki peşin fiyatının eşdeğer tutarı olarak ele alındığı için söz konusu varlık elde edilirken faizli alım olsa bile faiz aktifleştirilme yerine gider olarak yazılmaktadır. Kuruluş ve Örgütlenme gideri, varlığın gelecekte ekonomik fayda sağlaması belirli olmadığı için TFRS'de aktifleştirilmemesine ve gider olarak kayıt altına alınmasına rağmen VUK'a göre aktifleştirilebilmektedir. TFRS'ye göre Ar-Ge giderinden geliştirme gideri aktifleştirilirken, araştırma gideri ise gider olarak kayıt altına alınırken VUK'a göre Ar-Ge giderlerinden; hem araştırma hem de geliştirme maliyetleri aktifleştirilebilir veya gider olarak gösterilebilmektedir.

Örnek 3.2: Bir iş makinesinin peşin fiyatı 100.000 TL'dir. A firması 100.000 TL peşin para ile bir iş makinesi satın almıştır. B firması eşdeğer özellikteki iş makinesini kredi kullanarak ve kredinin faizi ile birlikte 130.000 TL'ye satın almıştır. VUK'a ve TFRS'ye göre maliyet kaydı bilançoda hangi değer üzerinden yapılır?

VUK'a göre B firmasının bilançosunda iş makinesi 130.000 TL ve A firması bilançosunda için ise 100.000 TL kayıt altına alınmaktadır. TFRS (UFRS)'ye göre ise her iki A ve B firması bilançosunda iş makinesi peşin fiyatı olan 100.000 TL olarak kayıt yapılmaktadır.

Tablo 3.3 ve 3.4'de amortisman hesaplama yöntemleri özet bilgisi verilmektedir. Arsaların sınırsız yararlı ömrü olduğundan amortisman tabi tutulmamaktadır.

Azalan Bakiyeler (Hızlandırılmış) amortisman yöntemi: Amortisman gideri duran varlığın yararlı ömür boyunca azalmaktadır ve %50'yi geçmeyecek şekilde normal amortisman oranının iki katı alınarak kalan değerler üzerinden amortisman hesaplanmaktadır. *Üretim miktarı amortisman yöntemi;* Duran varlığın beklenen kullanım ya da üretim miktarı üzerinden amortisman ayrılmaktadır. VUK'da hızlandırılmış amortisman yönteminden normal yönteme geçiş olmasına rağmen, normal yöntemden hızlandırılmış yönteme geçiş olmamasına rağmen UFRS'de geçişler serbest olmaktadır. UFRS'de amortisman süresi işletme veya mükellef tarafından belirlenmektedir. UFRS'de kıst amortisman uygulaması bulunmasına

rağmen VUK'a göre bir varlığın ömrü maliye tarafından belirlenmektedir ve sadece otomobilde kıst amortisman bulunmaktadır (Gökçen ve diğerleri, 2016: 327-346).

Bir varlık için amortisman ayrılması için bazı kısıtlar bulunmaktadır. Bu kısıtlar aşağıda gösterilmektedir;

1. Bir sabit veya duran varlığın işletmede kullanılan değerini belirli bir tutarı aşmış olması gerekmektedir. Bu tutar Türkiye'de 2018 yılı için 1.000 TL'dir.
2. Bir sabit veya duran varlığın aşınmaya, yıpranmaya veya kıymetten düşmeye maruz kalması gerekmektedir.
3. Bir sabit veya duran varlığın işletmenin bilançosunun aktifine girmiş olması ve tamamlanmış veya kullanılmaya hazır olması gerekmektedir.
4. Bir sabit veya duran varlığın işletmede bir hesap döneminden fazla kullanılması gerekmektedir.

Tablo 3.3. Amortisman Hesaplama Yöntemleri

VUK	TFRS
<p>Bir varlığın faydalı ömrü Maliye tarafından belirlenmektedir. Hesaplamalarda "binek oto" hariç yıllık olarak amortisman ayrılmaktadır. Sadece "binek otoda" KIST AMORTİSMAN uygulanmaktadır.</p> <p>1. Doğrusal Amortisman (Normal) (Eşit Tutarlı)</p> <p>2. Azalan bakiyeler (Hızlandırılmış)</p> <p>3. Fevkalade (Olağanüstü) Amortisman</p> <p>Hızlandırılmış amortismandan doğrusal amortismanına geçiş olmasına rağmen doğrusal amortismandan hızlandırılmış amortismanına geçiş olmamaktadır.</p>	<p>Bir varlığın faydalı ömrü işletme tarafından belirlenmektedir. KIST AMORTİSMAN uygulaması bulunmaktadır.</p> <p>1. Doğrusal (Normal) Amortisman</p> <p>2. Azalan bakiyeler (Hızlandırılmış)</p> <p>3. Üretim Birimi</p> <p>TFRS' de amortisman ayırma yöntemlerinde dönemler arasında geçiş yapılabilmektedir.</p> <p>Fair Value Gerçeğe Uygun Değer</p>

Yıllık Amortisman Tutarı = (Maliyet – Hurda Değer) / Ekonomik Ömür

Yıllık Amortisman Oranı = 100 / Ekonomik Ömür

Yıllık Amortisman Tutarı = (Maliyet – Hurda Değer) x Amortisman Oranı

Yıllık Amortisman Oranı = (100 / Ekonomik Ömür) x 2 (Hızlandırılmış)

Doğrusal amortisman (eşit tutarlı) yönteminde, bir duran varlığın maliyet bedelinden faydalı ömrü sonundaki tahmin edilen hurda veya kalıntı değeri düşüldükten sonra kalan bölüm, ekonomik ömrü oluşturan hesap dönemlerinde eşit miktarlarda gidere dönüştürülerek hesaplanmaktadır. Amortisman oranı, varlığın tutarından ayrılmış birikmiş amortismanlar çıkarıldıktan sonra net değer üzerinden hesaplanmaktadır. Son yılda ise tutarın tamamı amortisman olarak yazılmaktadır. Azalan bakiyeler yönteminde hurda değeri hesaplamalarda dikkate alınmamaktadır (Erdamar ve Basık, 2006: 83).

Tablo 3.4. Amortisman Hesaplama Yöntemleri

Amortisman Hesaplama Yöntemleri	
NORMAL (DOĞRUSAL) AMORTİSMAN YÖNTEMİ (Eşit Tutarlar Yöntemi)	AZALAN BAKİYELER YÖNTEMİ (Hızlandırılmış)
Amortisman tabi duran varlıkların değerinin belirli bir süre içerisinde her yıl eşit tutarlarda itfa edilmesini ifade etmektedir.	Amortisman tabi duran varlıkların değerinin belirli bir süre içerisinde, ilk yıllarda daha fazla, son yıllarda daha az tutarda yok veya itfa edilmesini esas almaktadır.
Amortisman Tutarı = Duran Varlığın Maliyeti / Faydalı Ömür veya Amortisman Tutarı = Duran Varlığın Maliyeti * Amortisman Oranı Amortisman Oranı: 1 / Faydalı Ömür	Amortisman Oranı: (1/Faydalı Ömür) *2 Her yıl üzerinden amortisman hesaplanacak değer, daha önce ayrılmış olan amortisman toplamının indirilmesi suretiyle hesaplanmaktadır. Amortisman oranı % 50'yi geçmemek üzere normal amortisman oranının iki katı olarak hesaplanmaktadır.
Duran varlıkların faydalı ömürleri ve amortisman oranları Maliye Bakanlığınca ilan edilmektedir.	

Örnek 3.3: İnfatech İmalat Sanayi işletmesi maliyeti 50.000 TL ve faydalı ömrü 5 yıl olan bir makine satın almıştır. Bu makinenin amortismanını doğrusal ve hızlandırılmış yöntemle hesaplanışı Tablo 3.5 ve Tablo 3.6'da anlatılmıştır.

Amortisman Tutarı = Duran Varlığın Maliyeti / Faydalı Ömür
Amortisman Tutarı
50.000 TL / 5 yıl = 10.000 TL

Amortisman Tutarı = Duran Varlığın Maliyeti * Amortism Oranı

Amortisman Oranı: 1/Faydalı Ömür , 1/5 = 0.20 ise Amortisman Tutarı = 50.000 x 0.20
= 10.000 TL

Tablo 3.5. Makinenin Amortismanının Doğrusal Ve Hızlandırılmış Yöntemle Hesaplanması

NORMAL (DOĞRUSAL) AMORTİSMAN YÖNTEMİ (Eşit Tutarlar Yöntemi)	AZALAN BAKİYELER YÖNTEMİ (Hızlandırılmış)
İnfrared işletmesi maliyeti 50.000 TL, faydalı ömrü 5 yıl olan makinesine normal (doğrusal) yöntemle amortisman hesaplanmaktadır.	Azalan bakiyeler yöntemi ile 50.000 TL maliyetli makinaya 5 yıl boyunca amortismanı hızlandırılmış yöntemle hesaplanmaktadır.
Amortisman Tutarı = Duran Varlığın Maliyeti / Faydalı Ömür Amortisman Tutarı: 50.000 TL / 5 yıl = 10.000 TL. Amortisman Tutarı = Duran Varlığın Maliyeti * Amortism Oranı Amortisman Oranı: 1/Faydalı Ömür 1/5 = 0.20 Amortisman Tutarı = 50.000x0.20 = 10.000 TL	Amortisman Oranı: (1/Faydalı Ömür) x 2 Amortisman Oranı: (1/5) *2 = 0.20*2 =0,40; %40 1.yıl: 50.000*0,40 = 20.000 TL 2.yıl: 30.000*0,40 = 12.000 TL 3.yıl: 18.000*0,40 = 7.200 TL 4.yıl: 10.800*0,40 = 4.320 TL 5.yıl: 6.480 * 1.00 = 6.480 TL
770 Genel Yön Gideri Hesabı 10.000 257 Birikmiş Amortisman Hs. 10.000	770 Genel Yön Gideri Hesabı 12.000 257 Birikmiş Amortisman Hesabı 12.000

Tablo 3.6. VUKA' a Göre, Normal Amortisman Yöntemi ve Hızlandırılmış Amortisman Yöntemi

Normal Amortisman Yöntemi	Hızlandırılmış Amortisman Yöntemi
Amortisman Tutarı = Duran Varlığın Maliyeti / Faydalı Ömür veya Amortisman Tutarı = Duran Varlığın Maliyeti * Amortisman Oranı Amortisman Oranı: 1 / Faydalı Ömür	Amortisman Oranı: (1/Faydalı Ömür) *2 Her yıl üzerinden amortisman hesaplanacak değer, daha önce ayrılmış olan amortisman toplamının indirilmesi suretiyle hesaplanmaktadır. Amortisman oranı % 50'yi geçmemek üzere normal amortisman oranının iki katı olarak hesaplanmaktadır.

Örnek 3.4: İframak adlı işletme, 01.06.2017 tarihinde 50.000 TL maliyet bedeli ile bir eksantrik pres makinesi satın almıştır. Bu makinenin tahmini yararlı ömrü 4 yıl olup, 5.000 TL hurda değerine sahiptir. Bu makinenin amortismanını, normal ve hızlandırılmış amortisman yöntemine göre hesaplanışı Tablo 3.7 ve Tablo 3.8 ‘de anlatılmıştır.

Tablo 3.7. TFRS’ ye göre, Normal Amortisman Yöntemi ve Hızlandırılmış Amortisman Yöntemi

Yıllar	Normal Amortisman Yöntemi (Amortisman Oranı = 1/4 = 0,25)	Hızlandırılmış Amortisman Yöntemi (Amortisman Oranı = 1/4 = 0,25x2 =0,50)
2017	$(50.000-5.000)*0,25 = 11.250$ TL/Yıl 7 ay kul. $11.250/12 = 937,5$ x 7 = 6.562,5 TL	50.000 TL *0,50 = 25.000, 25.000 / 12= 2.083,3 *7 = 14.583,3 TL
2018	$(50.000-5.000)*0,25 = 11.250$	2.083,3 x5 = 10.416,5TL 25.000 TL *0,50 = 12.500 /12 =1.041,6x7 = 7.291,6 Top. Amor = 10.461,5 + 7.291,6 = 17.753,16
2019	$(50.000-5.000)*0,25 = 11.250$	1041,6 x5*5 = 5.208 12.500 TL *0,50 = 6.250 /12 = 520,83*7=3.645,8 Top. Amortisman = 5208 + 3645,8 = 8853,8
2020	$(50.000-5.000)*0,25 = 11.250$	520,83*5 = 2604,15 6.250 TL *0,50 = 3.125/12=260,41*7=1822,9 Top amortisman = 2083 + 1458 = 4427,06
2021	$937,5$ x 5 = 4.687,5	260,41*5= 1302,05

Tablo 3.8. Eksantrik Pres Makinesinin Normal Amortisman Yöntemi ve Hızlandırılmış Amortisman Yöntemine Göre Hesaplanışı

Yıllar	Normal Amortisman Yöntemi (Amortisman Oranı = 1/4 = 0,25)	Hızlandırılmış Amortisman Yöntemi (Amortisman Oranı = 1/4 = 0,25*2 =0,50)
2017	$(50.000-5.000)*0,25 = 11.250$	50.000 TL *0,50 = 25.000
2018	$(50.000-5.000)*0,25 = 11.250$	25.000 TL *0,50 = 12.500
2019	$(50.000-5.000)*0,25 = 11.250$	12.500 TL *0,50 = 6.250
2020	$(50.000-5.000)*0,25 = 11.250$	6.250 TL

Örnek 3.5: İnfratek işletmesinde kullanılan bir ticari aracın maliyeti 250.000 TL olup, çalışma süresi ortalama 100.000 saattir. Kamyonetin hurda değeri 15.000 TL'dir. Söz konusu hesaplama döneminde ticari araç 50.000 saat çalışmıştır. İlgili dönemin amortisman giderini hesaplanışı anlatılmıştır.

Amortisman Gideri = (maliyet -hurda değeri) x hesap dönemi çalışma süresi /toplam çalışma süresi

Amortisman Gideri : [(250.000 TL -15.000 TL)x50.000 saat] / 100.000 saat

Amortisman Gideri: 117. 500 TL (Gökçen ve diğerleri, 2016:341-345).

Amortisman, yatırım döneminde yapılmış olan maliyetlere aittir ve ayrıldığı dönemde ekstra bir ödeme gerektirmemektedir. Oysaki, amortisman işletme dönemlerinde gelir tablosunda yer alarak o dönem nakit çıkışı gerektiren bir gidermiş gibi kabul edilmektedir. Bu nedenle, kaydı olarak gösterilen bu giderin net kara ilave edilmesi gerekmektedir. Amortisman, vergi matrahını düşürerek vergi tasarrufu etkisi yaratmaktadır. Böylece, net nakit akışının hesaplandığı dönemde bir nakit çıkışı gerektirmemekle birlikte, vergiden doğan nakit çıkışını da azaltıcı etki yapmaktadır.

Örnek 3.6: İnfrasan infrared işletmesi, endüstriyel tip infrared ısıtma sistemleri üretmektedir. İnfrared ısıtma sistemlerinin üretiminde alüminyum hammaddesi kullanılmaktadır. İşletmenin 2017 yılına ilişkin bilgileri Tablo 3.9'da gösterildiği gibidir;

Tablo 3.9. İnfrasan İnfrared İşletmesinin 2017 Yılına İlişkin Bilgileri

	DÖNEM BAŞI STOK	DÖNEM SONU STOK
Alüminyum Hammaddesi	1, 000, 000	750, 000
Yarı mamul	1, 200, 000	400, 000
İnfrared Isıtıcı Sistem Ürünü	2, 500, 000	1, 300, 000

Dönem içinde 9.000.000 TL'lik alüminyum hammaddesi satın alınmıştır. 2017 yılında 5.500.000 TL'lik direk işçilik, 5.000.000 TL'lik genel üretim gideri yapılmıştır. 2017 yılına ilişkin olarak diğer giderler Tablo 3.10'da İnfrasan işletmesinin 2017 yılında gerçekleştirdiği giderler ile Tablo 3.11'de alüminyum

hammaddesi stok durumu dönem başı, dönem sonu ve dönem içinde üretim amaçlı kullanım miktarı listelenmektedir.

Tablo 3.10. 2017 Yılına İlişkin Diğer Bilgiler Tablosu

Genel Yönetim Giderleri	4.000.000
K.V Borçlanma Giderleri	1.200.000
Paz Sat Dağıtım Giderleri	800,000
Komisyon Giderleri	250,000
Satış İskontoları	200,000
Yurtiçi Satışlar	30.000.000
Faiz Gelirleri	750,000

Tablo 3.11. Alüminyum Hammaddesi Stok Durumu Tablosu

Alüminyum Hammaddesi	
Dönem Başı Stoku	1.000.000
Dönem İçi alışlar	9.000.000
Dönem Sonu Stoku	- 750,000
Kullanılan Hammadde	9.250.000

Tablo 3.12’de İnfrasan işletmesindeki gider ve stok durumlarını kullanarak satışların maliyetinin hesaplaması kalem kalem gösterilmektedir. Bu tabloda satılan ticari mallar ve satılan hizmet maliyeti olmadığı için boş bırakılmıştır. Satışların maliyeti, satılan mamul maliyeti, satılan ticari mallar maliyeti ve satılan hizmet maliyetinin toplamından meydana gelmektedir. Üretim maliyetleri, direkt ilk madde ve mazleme giderleri, direkt işçilik giderleri, genel üretim giderleri ve yarı mamul değişimlerinin toplamından oluşmaktadır ve bu toplam aynı zamanda üretilen mamul maliyeti olarak adlandırılmaktadır.

Tablo 3.13'te İnfraşan işletmesinin hesaplanan satışların maliyeti tutarında içeren ilgili dönem gelir tablosu gösterilmektedir.

Tablo 3.12. Satışların Maliyeti Tablosu.

ÜRETİM MALİYETİ		
A. Direkt İlk Madde ve Malzeme Giderleri		9.250.000
B. Direkt İşçilik Giderleri		5.500.000
C. Genel Üretim Giderleri		5.000.000
D. Yarı Mamul Değişimi		800,000
1. Dönem Başı Stok (+)	1.200.000	
2. Dönem Sonu Stok (-)	400,000	
ÜRETİLEN MAMUL MALİYETİ		20.550.000
E. Mamul Stoklarında Değişim		1.200.000
1. Dönem Başı Stok (+)	2.500.000	
2. Dönem Sonu Stok (-)	1.300.000	
I. SATILAN MAMUL MALİYETİ		21.750.000
TİCARİ FAALİYET		
A. Dönem başı Ticari Mallar Stoku (+)		
B. Dönem İçi Alışlar (+)		
C. Dönem sonu Ticari Mallar Stoku (+)		
II. SATILAN TİCARİ MALLAR MALİYETİ		
III. SATILAN HİZMET MALİYETİ		
SATIŞLARIN MALİYETİ (I + II + III)		21.750.000

Tablo 3.13. İlgili Dönem Gelir Tablosu.

İnfrasan İnfrared İşletmesi 01.01.2017 - 31.12.2017 DÖNEMİ GELİR TABLOSU		
A. BRÜT SATIŞLAR		30.000.000
	Yurtiçi Satışlar	30.000.000
B. SATIŞ İNDİRİMLERİ (-)		-200,000
	Satıştan İadeler	
	Satış İskontoları	-200,000
NET SATIŞLAR		29.800.000
C. SATIŞLARIN MALİYETİ (-)		-21.750.000
	Satılan Mamuller Maliyeti	-21.750.000
	Satılan Ticari Mallar Maliyeti	
	Satılan Hizmet Maliyeti	
BRÜT SATIŞ KARI VEYA ZARARI		8.050.000
D. FAALİYET GİDERLERİ (-)		-4.800.000
	Araştırma ve Geliştirme Giderleri	-
	Pazarlama Satış ve Dağıtım Giderleri	-800,000
	Genel Yönetim Giderleri	-4.000.000
FAALİYET KARI VEYA ZARARI		3.250.000
E. DİĞER FAALİYETLERDEN OLAĞAN GELİR VE KARLAR		750,000
	Faiz Gelirleri	750,000
F. DİĞER FAALİYETLERDEN OLAĞAN GİDER VE ZARARLAR (-)		-250,000
	Komisyon giderleri	-250,000
G. FİNANSMAN GİDERLERİ (-)		-1.200.000
	Kısa Vadeli Borçlanma Giderleri	-1.200.000
OLAĞAN KAR VEYA ZARAR		2.550.000
H. OLAĞAN DIŞI GELİR VE KARLAR		
I. OLAĞAN DIŞI GİDER VE ZARARLAR (-)		
DÖNEM KARI VEYA ZARARI		2.550.000
J. DÖNEM KARI VERGİ VE DİĞER YASAL YÜKÜMLÜLÜK KARŞILIKLARI (-)		
DÖNEM NET KARI VEYA ZARARI		2.550.000

3.8.2.1. Nakit Akışlarının Tahmini Süresi

Geleceğe ilişkin kaç yıllık nakit akışı tahmini veya projeksiyonu yapılacağı söz konusu projeyi yapacak ve değerlendirme işlemi yapılacak işletmenin sektördeki durumuna, hangi sektörde olduğuna, sektörün özelliklerine ve işletmenin faaliyetlerine ve planları ile projeye göre değişmekle birlikte 5 ila 6 yıldan az olmamaktadır. Nakit akışlarının geleceğe ilişkin kaç yıllık tahmin süresinin olacağı en önemli birinci faktör ilgili işletmenin olgunlaşma dönemine ulaşmış olup ulaşmadığının bilinmesi gerekmektedir. Projeden sağlanacak nakit akışlarının tahmin süresinin projenin değerlendirilmesi sonucunun hatalı olmasına neden olmaması kadar uzun bir süre için belirlenmesi en önemli ikinci faktör olmaktadır (İvgen, 2003:52). Genellikle yatırım projesi analizlerinde ve değerlendirmesi hesaplama uygulamalarında, projeden sağlanacak nakit akışlarının tahmin süresi 5 ila 10 yıllık bir süreyi kapsamaktadır (Sipahi ve diğerleri, 2011: 40). Tablo 3.14’te Proforma gelir tablosu ve Şekil 3.18’de Nakit akış tablosu yer almaktadır;

Gelir tablosu, faaliyet gösteren bir işletmenin belirli bir faaliyet veya hesap dönemine ilişkin elde ettiği tüm gelirler ve aynı dönemde katlandığı tüm giderler ve maliyetleri detaylı olarak gösteren ve belli bir hesap dönemin faaliyet sonucunu net kar veya zarar olarak özetleyen işletmenin röntgeni özelliğindeki temel mali tablosunu ifade etmektedir. Gelir tablosu hesapları sonuç hesapları olup öz kaynak tutarını artırtıp azaltan hesapları göstermektedir. İşletmelerin gelir tablosunda gelir ve giderlerin gösterilmesinde maliyet ve tahakkuk esasları uygulanmaktadır (Yalçınar, Aksoy, 2011: 133-135).

Tablo 3.14. Proforma Gelir Tablosu

6 GELİR TABLOSU HESAPLARI

60	Satışlar	
600	Yurtiçi Satışlar	
601	Yurtdışı Satışlar	
602	Diğer Gelirler	
61	Satış İndirimleri (-)	
610	Satıştan İadeler (-)	
611	Satış İskontoları (-)	
612	Diğer İndirimler (-)	
		NET SATIŞLAR
62	Satışların Maliyeti (-)	
620	Satılan Mamüller Maliyeti (-)	
621	Satılan Ticari Mallar Maliyet (-)	
622	Satılan Hizmet Maliyeti (-)	
623	Diğer Satışların Maliyeti (-)	
		BRÜT SATIŞ KARI VEYA ZARARI
63	Faaliyet Giderleri (-)	
630	Araştırma ve Geliştirme Giderleri (-)	
631	Pazarlama, Satış ve Dağıtım Giderleri(-)	
632	Genel Yönetim Giderleri (-)	
		FAALİYET KARI VEYA ZARARI
64	Diğer Faaliyetlerden Olağan Gelir ve Karlar	
640	İştiraklerden Temettü Gelirleri	
641	Bağlı Ortaklıklardan Temettü Gelirleri	
642	Faiz Gelirleri	
643	Komisyon Gelirleri	
644	Konusu Kalmayan Karşılıklar	
645	Menkul Kıymet Satış Karları	
646	Kambiyo Karları	
647	Reeskont Faiz Gelirleri	
649	Diğer Olağan Gelir ve Karlar	
65	Diğer Faaliyetlerden Olağan Gider ve Zararlar(-)	
653	Komisyon Giderleri (-)	
654	Karşılık Giderleri (-)	
655	Menkul Kıymet Satış Zararları (-)	
656	Kambiyo Zararları (-)	
657	Reeskont Faiz Giderleri (-)	
659	Diğer Olağan Gider ve Zararlar (-)	FAİZ VE VERGİ ÖNCESİ KAR
66	Finansman Giderleri (-)	
660	Kısa Vadeli Borçlanma Giderleri (-)	
661	Uzun Vadeli Borçlanma Giderleri (-)	
67	Olağandışı Gelir ve Karlar	
671	Önceki Dönem Gelir ve Karları	
679	Diğer Olağandışı Gelir ve Karlar	
68	Olağandışı Gider ve Zararlar (-)	
680	Çalışmayan Kısım Gider ve Zararları (-)	
689	Diğer Olağandışı Gider ve Zararlar	VERGİ ÖNCESİ KAR
69	Dönem Net Karı (Zararı)	
690	Dönem Karı veya Zararı	
691	Dönem Karı Vergi ve Diğer Yasal Yükümlülük Karşılıkları (-)	
692	Dönem Net Karı (Zararı)	



Kaynak: Yalçiner ve Aksoy, 2011: 138.

Şekil 3.18. Proforma Nakit Akışı.

3.8.2.2. Paranın Zaman Değeri

Yatırımların finansal kaynağının maliyetinin hesaplanmasında rasyonel karar verebilmek bakımından paranın zaman değerini dikkate almak gerekmektedir. Enflasyonist bir ortamda paranın nominal değeri yani üzerinde yazılı olan değer aynı kalmakla birlikte zaman içinde değer kaybederek satın alma gücünde azalma meydana gelebilmektedir. Yatırım projesi için finansal kaynak sağlayan kredi veren veya borç veren kişi veya kurumlar paranın bugünkü kullanım hakkından feragat etmenin etmiş bir maliyeti olması gerekmektedir. Borç veren taraf için kazanç ve borç alan taraf için maliyet olarak anılan bedel veya tutar finansın temel yapı taşlarını meydana getirmektedir. Finansal açıdan bugünkü 1000 TL ile 1 yıl sonra elde edilecek 1.000 TL arasında çok büyük fark olmakla birlikte bu fark paranın zaman değerine eşit olduğu varsayılmaktadır. Gelecekte proje yatırımlarından elde edilecek para veya değeri bilinen bir yatırımın iskonto oranı ve yatırımın vadesi artarsa yatırımın bugünkü değerinin azalmasına neden olmakta birlikte tam aksine iskonto oranı ve yatırım süresi arttıkça bugünkü değeri bilinen bir yatırımın gelecek değeri atmaktadır. İskonto oranı veya yatırımın süresinin azalması durumunda ise yukarıda belirtilen durumun tersi geçerli olmaktadır. (Berk, 2012: 55-56)

Paranın zaman değeri, gelecekte işletmelerin, kurumların veya yatırımcıların yatırımları sonucu elde edeceği belli bir miktardaki paranın bugünkü değeri ile mevcutta hazır olan aynı miktar parayla değerinin aynı olmadığını ifade etmektedir. Bugün mevcutta bulunan 1.000 TL'nin bir yıl sonraki 1.000 TL'den daha değerli olmasının nedeni, bugünkü 1.000 TL'nin yatırıma dönüştürüldüğü takdirde örneğin bankaya %15 mevduat faizi getirisi için yatırılması durumunda, %15 oranında faiz geliri elde edilebilir olmasından kaynaklanmaktadır. 1.000 TL, %15 faiz oranı üzerinden bir yıl vadeli olarak bankaya yatırıldığında %15 faiz getirisi olan 150 TL daha 1.000 TL'ye ilave edildiğinde bir yıl sonra brüt 1.150 TL olmaktadır. Burada kazanılan mevduat faiz geliri olan %15 faiz oranı veya 150 TL paranın zaman değerini ifade etmektedir. Bu nedenle, piyasa faiz oranı üzerinden yatırımcıların, yatırım yapma fırsatları sebebiyle paranın bir zaman değeri bulunmaktadır. Bu anlamda, paranın zaman değeri finansal olarak bugünkü değer ve gelecekteki değer kavramlarıyla ölçülmektedir (Sipahi ve diğerleri, 2011: 40; Kıyılar, 2010: 1).

Brüt ve Net Faiz Oranı;

Yatırımcılar, net nakit akımını veya geliri hesaplarırken vergi sonrası nakit akımları dikkate almakta ve faiz oranında mutlaka net faiz oranı olması gerekmektedir. Net faiz oranı hesaplanırken, brüt faiz oranından stopaj veya gelir vergisi oranı çıkartılarak bulunur. Söz konusu net iskonto oranı veya faiz oranı aşağıdaki gibi hesaplanır;

$$\text{Net faiz: Brüt Faiz} - \text{Gelir vergisi}$$

$$\text{Net Faiz: Brüt Faiz} - \text{Brüt Faiz} \times \text{Stopaj (Gelir Vergisi) oranı}$$

$$\text{Net Faiz: Brüt Faiz} \times (1 - \text{Stopaj Oranı})$$

Örnek 3.7: Bir kişi elindeki 1.000 TL parasını bankaya yıllık %15 mevduat faizi kazanmak için yatırmak istemektedir. Stopaj kesintisi %20 ise bankaya parasını yatıran kişinin yılsonunda elde edeceği net gelir nedir?

Net Faiz: Brüt Faiz (1- Stopaj Oranı)

Net Faiz: % 15 x (1-%20) ise Net Faiz: %15 x %80 buradan Net Faiz: % 12 bulunur.

Net Faiz Geliri: 1.000TLx%12 =120 TL, Toplam Net Gelir: 1000TL+120TL = 1.200 TL

Reel ve Nominal Faiz;

Fisher etkisi, nominal faiz oranları ile beklenen enflasyon arasında bir ilişki olduğu ve nominal faiz oranının, reel faiz oranı ile beklenen enflasyon oranının toplamından meydana geldiğini göstermektedir ve 1930'lu yıllarda Irving Fisher tarafından aşağıdaki gibi formüle edilmektedir (Hacıoğlu ve Yerlikaya, 2014: 110).

Gerçek (Reel) Faiz: Nominal faizden enflasyonun arındırılması sonucu hesaplanan faizdir.

Reel Faiz = Nominal Faiz Oranı – Enflasyon Oranı

Nominal Faiz: Piyasada uygulanan cari faiz oranıdır.

Nominal Faiz = Piyasa Faiz Oranı (Cari Faiz Oranı)

$$1 + \text{Reel Faiz Oranı} = \frac{1 + \text{Nominal Faiz Oranı}}{1 + \text{Enflasyon Oranı}} \quad \text{Fischer Formülü}$$

Enflasyon genel tanımıyla, zaman içinde mal veya hizmet fiyatlarının ortalama seviyelerinin yükselmesi ve paranın satın alma gücünde oluşan değişimler olarak

ifade edilmektedir. Proje değerlendirmeleri yaparken faiz oranları enflasyondan etkilendiği için hesaplamalarda kullanılan faiz oranlarından enflasyon oranlarının arındırılması gerekmektedir.

Örnek 3.8: İnfrasan infrared fabrikasında çalışan üretim işçisinin aylık maaşı net 2.000 TL'dir. Yıllık enflasyon oranı % 15 olduğu ortamda çalışanın maaşına %10 zam yapılması durumunda çalışana yapılan reel zam oranı nedir?

Nominal faiz oranına göre çalışanın yeni maaşı $2.000 \times 1,1 = 2.200$ TL'dir.

$$1 + \text{Reel Faiz Oranı} = \frac{1 + \text{Nominal Faiz Oranı}}{1 + \text{Enflasyon Oranı}}$$

$$\text{Reel Faiz Oranı} = \frac{1 + \text{Nominal Faiz Oranı}}{1 + \text{Enflasyon Oranı}} - 1 = \frac{1 + 0,10}{1 + 0,15} - 1 = -\%4,34$$

Çalışanın maaşı gerçekte -% 4,34 oranında azalmıştır.

$$2.000 \cdot (-\%4,34) + 2.000 = 86,8 \text{ buradan hareketle } 2000 - 86,8 = 1.913,2 \text{ TL}$$

Sene başında satın alma gücü 100 TL iken $100 - (100 \cdot \%4,34) = 95,66$ TL oldu.

Normalde maaş $2.000 \times 1,1 = 2.200$ TL'dir. Enflasyon oranı ile iskonto ederek bugünkü değeri bulursak;

$$= \frac{2.200}{1 + 0,15} = 1.913,2 \text{ TL} \quad \text{şeklinde hesaplanır.}$$

Paranın gelecekteki değeri; belli bir faiz oranı üzerinden, bugün bankaya yatırılacak olan anaparanın, vade sonunda elde edilecek olan faiz gelirinin anaparaya eklenmesi sonucu oluşan yeni değerini ifade etmektedir. Yeni değer, hesaplamalarda kullanacağımız faizin bileşik veya basit faiz olmasına göre farklı sonuçlar olabilmektedir.

$$P_n = P_0(1 + i)^n \quad P_n: \text{Gelecekteki değeri,} \quad P_0: \text{Paranın bugünkü değeri veya anapara,}$$

Paranın bugünkü değeri; gelecek dönemlerde elde edilecek nakit akışının veya paranın belirli bir iskonto oranı ile bugüne indirgenerek bulunan değerini ifade etmektedir. Gelecek dönemlerde bir defa oluşan nakit akışı yerine, belirli dönemlerde veya her yıl eşit miktarlarda gerçekleşecek nakit akışlarının yani anüitelerin bugünkü değeri olarak hesaplanabilir.

$$\text{Bugünkü Değer} = \frac{\text{Gelecekteki Değer}}{(1+i)^n}, \quad \text{Bugünkü Değer} = \frac{2200}{1 + 0,15} = 1.913,2 \text{ TL}$$

Basit faiz hesaplama yöntemi; anapara üzerinden belirli bir vadenin sonunda hesaplanan faizi ifade etmekte ve her dönem elde edilen faizi anaparaya eklemeden vade sonundaki değeri hesaplanmaktadır. Bir başka ifadeyle, basit faiz; bir yatırımın, yatırım dönemi süresince sadece anaparasının kazandığı faiz oranı olarak tanımlanmaktadır.

Bileşik faiz hesaplama yöntemi; bir yatırımın, yatırım dönemi boyunca kazandığı faizin de yeni yatırım döneminde yatırıma tabi tutulması sonucu elde edilen getiriye gösteren faiz oranını ifade etmektedir. Diğer bir deyişle, faizin de faiz kazanması olarak tanımlanmakta veya gerçekleşmiş faizlerin anaparaya ilave edilmesiyle kazanılan faizlere de faiz hesaplanmasına olanak veren bir hesaplama yöntemi olarak tanımlanmaktadır. Özetle belli bir miktar paranın veya ana paranın faize yatırılıp her vade veya dönem sonunda faizi ile birlikte yani fazinde ana paraya eklenmesi ile oluşan tutarın tekrar faize yatırılması sonucu elde edilen toplam faize denilmektedir. Gelecekteki paranın zaman değeri aşağıdaki formül ile hesaplanabilir; (Kıyıllar, 2010:3-15)

$$P_n = P_0 (1+n.i) \quad , \text{Basit Faiz}$$

$$P_n = P_0 (1 + i)^n \quad , \text{Bileşik Faiz}$$

Formülde,

P_n : Paranın gelecekteki değeri,

P_0 : Paranın bugünkü değeri veya anapara,

i : Faiz oranını,

n : Vadeyi veya dönem sayısını ifade etmektedir.

Örnek 3.9: %12 faiz oranının olduğu bir ortamda 1.000 TL'nin 1 yıl sonraki gelecek net değerini hesaplanışı anlatılmıştır.

$$P_n = P_0(1 + i)^n \quad P_n = 1.000 \times (1 + 0,12)^1$$

$$P_n = 1.000 \times 1,12 \text{ ise } P_n = 1.120 \text{ TL'dir}$$

Bugünkü paranın zaman değeri formülü ise aşağıda gösterilmektedir.

$$P_0 = \frac{P_n}{(1+i.n)} \quad , \text{Basit Faiz}$$

$$P_0 = \frac{P_n}{(1+i)^n} \quad , \text{Bileşik Faiz}$$

Formülde,

P_n : Paranın gelecekteki değeri,

P_0 : Paranın bugünkü değeri veya anapara,

Faiz hesaplaması bir yıl içinde m defa yapılıyorsa, n . yılsonunda $m \times n$ kadar faiz hesaplaması yapılabilir ve anaparanın gelecekteki değeri aşağıdaki gibi formüle edilebilmektedir.

$$P_0 = \frac{P_n}{\left(1 + \frac{i}{m}\right)^{m \cdot n}} \quad \text{Bugünkü Değer, Bileşik Faiz}$$

$$P_n = P_0 \cdot \left(1 + \frac{i}{m}\right)^{m \cdot n} \quad \text{Gelecek Değer, Bileşik Faiz}$$

m : faiz hesaplama sayısıdır.

Örnek 3.10: Bir yatırımcı, belli bir miktar parasını bankaya yatırmak istemektedir. Bugün bankaya yatırılan 1.000 TL'nin yıllık brüt faiz oranı %15 üzerinden ve faiz her altı ayda bir hesaplandığında stopaj oranının %20 olduğu ortamda 3 yıl sonraki değeri nedir?

Net Faiz: Brüt Faiz x (1- Stopaj Oranı)

Net Faiz: % 15 x (1-%20) ise Net Faiz: % 15 x % 80

Net Faiz: % 12

$$P_n = P_0 \cdot \left(1 + \frac{i}{m}\right)^{m \cdot n} \text{ ise } P_n = 1.000 \cdot \left(1 + \frac{0,12}{2}\right)^{2 \cdot 3} = 1.418,5 \text{ TL}$$

Faiz hesaplaması yılda bir defa olması durumunda vade sonundaki paranın değeri 1.404,9 TL olacak ve faiz bir yıldan daha az sürede hesaplandığı için elde edilen kazançtan düşük olmaktadır.

Anüite hesaplamaları, anüite kavramı, eşit zaman aralıkları ile eşit miktarlarda gerçekleşen nakit akımları için kullanılmakta ve eşit zaman aralıkları ve eşit tutarlı nakit akışlarının sınırlı bir dizisini ifade etmektedir. Anüite, belirli bir zaman süreci içerisinde, eşit aralıklarla verilen veya alınan eşit ödemeler serisidir. Belirli dönem sonlarında yatırılacak paraların, vade sonundaki değerlerinin hesaplanmasında kullanılan bir yöntem olduğu gibi, aynı zamanda belirli dönem sonlarında tahsil edilecek paranın şimdiki değerinin hesaplanmasında da kullanılan bir hesaplama yöntemidir.

Anüiteler için yukarıda ifade edilen formüller kullanılarak bugünkü değer ve gelecekteki değer hesaplanabilir.

$$P_0 = \frac{A}{(1+i)^1} + \frac{A}{(1+i)^2} + \frac{A}{(1+i)^3} + \frac{A}{(1+i)^4} \quad \text{ise} \quad P_0 = A \cdot \left[\sum_{n=1}^t \frac{1}{(1+i)^n} \right]$$

Paranzet içindeki ifade “Anüitelerin Bugünkü Değer Faiz Faktörü (ABDFF%i,n)” dır.

$$(ABDFF%i,n) = \left[\sum_{n=1}^t \frac{1}{(1+i)^n} \right] \text{ dir.}$$

$P_0 = A \cdot (ABDFF%i,n)$ ile bugünkü değer tablo kullanılarak hızlıca bulunur.

$$P_0 = \frac{A}{i} \left[1 - \frac{1}{(1+i)^n} \right] \quad P_0 : \text{Bugünkü değeri,}$$

$$P_n = A \left[\frac{(1+i)^n - 1}{i} \right] \quad P_n : \text{Gelecekteki değeri,}$$

A: Anüite tutarını,

i : Faiz (İskonto) oranını,

n : Vadeyi (Dönem sayısını) ifade etmektedir.

Örnek 3.11: Bir yatırımcı % 8 faiz üzerinden, her yıl sonunda 5 yıl boyunca 5.000 TL yatırırsa, 5. yıl sonundaki yatırım tutarının toplamını hesaplayınız?

$$P_n = A \times (AGDFF%i,n) \text{ ise } P_n = 5.000 \times (5,867) = 29.335 \text{ TL}$$

Aşağıda bulunan “Dönem Sonu Anüitelerin Gelecek Değeri” tablosundan 5 yıla denk gelen %8 faiz oranının kesiştiği 5,867 faiz faktörü bulunarak gelecek değer hesaplanır.

n	1,00%	2,00%	3,00%	4,00%	5,00%	6,00%	7,00%	8,00%	9,00%	10,00%
1	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
2	2,010	2,020	2,030	2,040	2,050	2,060	2,070	2,080	2,090	2,100
3	3,030	3,060	3,091	3,122	3,153	3,184	3,215	3,246	3,278	3,310
4	4,060	4,122	4,184	4,246	4,310	4,375	4,440	4,506	4,573	4,641
5	5,101	5,204	5,309	5,416	5,526	5,637	5,751	5,867	5,985	6,105

Formül yardımı ile gelecek değer aşağıdaki gibi bulunur.

$$P_n = A \left[\frac{(1+i)^n - 1}{i} \right] \quad P_n : \text{Gelecekteki değeri,}$$

$$P_n = 5.000 \left[\frac{(1+0,08)^5 - 1}{0,08} \right] = 5.000 \times 5,866 = 29.333 \text{ TL} \quad \text{bulunur.}$$

Sonsuz anüite yani sonsuza kadar eşit para ödemeleri aşağıdaki formül yardımıyla hesaplanmaktadır.

$$\text{Yatırım tutarı} = \text{PMT}/i$$

PMT: her bir anuite tutarı veya eşit aralıklarla yapılan eşit para tutarı, devresel ödeme

Eğer ödemeler, periyotta belli bir büyüme oranında artışla gerçekleşecek ise formül aşağıdaki gibi olmaktadır.

$$\text{Yatırım Tutarı} = \text{Devresel ödeme} / (i-g)$$

g: büyüme oranını ifade etmektedir (Hazar, 2017:201).

Örnek olarak; Elinde belli bir miktar parasını bankada değerlendirmek isteyen bir yatırımcı her yıl 1.000 TL gelir sağlamak amacıyla faiz oranının %10 olduğu bir piyasada bankaya ne kadar para yatırmalıdır?

$$\text{Yatırım tutarı} = \text{PMT}/i \text{ ise Yatırım tutarı} = 1.000 / 0,10 = 10.000 \text{ TL.}$$

Örnek 3.12: Bankaya parasını yatırmak isteyen bir yatırımcı, ilk yıl 1.000 TL ve gelecek her yılda sürekli olarak kazandığı bu paranın %5'i kadar artış göstermesini istemektedir. Piyasa faiz oranı %20 ise, yatırımcı bankaya ne kadar para yatırmalıdır?

Çözüm;

$$\text{Yatırım Tutarı} = \text{PMT} / (i-g)$$

$$\text{Yatırım Tutarı} = \frac{1.000 \times (1 + \%5)}{(\%20 - \%5)} = 7.000 \text{ TL}$$

3.8.3. Yatırımın Ekonomik Ömrü

Proje değerlendirmede önemli bir veri olan proje ömrü, proje değerlemede kullanılan diğer değişkenler üstünde etkili olurken, proje değerlendirme yöntemlerinden elde edilecek çıktıları da etkilemektedir. Örneğin, proje yatırımının ömrünün 6 yıl tahmin edilmesi ile net nakit akışlarının 6 yıl olacağı, kredi kullanımının 6 yıldan daha uzun süreli olamayacağı sonuçlarına varılarak değerlendirmeler yapılması nedeniyle, yatırımın ömrünün doğru tahmin edilmesi ve analizlere dâhil edilmesi gerekmektedir.

Yatırım projelerinde ömür ile ilgili yatırımın fiziki ömrü ve yatırımın ekonomik ömrü olmak üzere iki tanım bulunmaktadır;

- a. Yatırımın Fiziki Ömrü: Fiziki kullanım süresini ifade etmekle birlikte teknik analizlerde makine ve tesislerden yararlanılabilecek maksimum ömrü göstermektedir.
- b. Yatırımın Ekonomik Ömrü: Tesis ve makinelerden ekonomik olarak en verimli bir şekilde yararlanılabilecek süreyi ifade etmektedir.

Ekonomik ömür ile fiziki ömür arasında aşağıdaki iki durumla karşılaşılabılır:

Yatırım projelerinde nakit akışlarının hesaplanmasında ekonomik ömrün esas alınmasının esas nedeni projeden elde edilecek net nakit akışlarının en yüksek seviyelerde olduğu süre veya nokta olmasından ileri gelmektedir. Diğer bir ifade ile ekonomik ömürden sonra halen üretime devam edilmesi durumunda net nakit akışlarında azalma meydana gelebilmektedir (Yalçınar ve Aksoy, 2011: 129-130).

3.8.4. Yatırımın Hurda Değeri

Yatırım ekonomik ömrü veya yaşamı sonunda satılabilir olması durumundaki satış değerine veya piyasa değerine, yatırımın hurda değeri veya kalıntı değeri denilmektedir. Hurda değer ekonomik ömür sonunda elde edilecek nakit akımlarını artırıcı etki yaratacağı için proje analizlerinde dikkate alınması gereken diğer bir nakit girişi olmaktadır. Ekonomik ömür sonunda hurda değerın satışından sağlanan nakit girişlerinden vergi karşılığı düşüldükten sonra kalan bölüm, yatırımın son yıldaki nakit girişlerine ilave edilmektedir (Berk, 2002:169). Özetle hurda değer proje için bir nakit girişi olarak hesaplamalara katılmaktadır. Hurda değer, dönem sonunda elde edilecek nakit akışlarını arttırıcı bir etken olarak dikkate alınmalı ancak vergiyi artırması veya azaltması durumu da göz önünde bulundurulması gerekmektedir. Hurda değer ile vergi arasındaki ilişki üç şekilde gerçekleşebilmektedir;

Net Defter Değeri = Yatırım Değeri – Birikmiş Amortismanlar ise,

1. Net Defter değeri > Hurda Değer; Duran varlığın satışı sonucunda zarar oluştuğu için vergi matrahını düşürücü etki yapmakta ve vergi miktarı azalmaktadır.

2. Net Defter Değeri < Hurda Değeri; Duran varlığın satışı sonucunda kar oluştuğu için vergi matrahı artmakta dolayısıyla ödenecek vergi miktarı da artış göstermektedir.

3. Net Defter Değeri = Hurda Değeri; Defter değeri üzerinden satış gerçekleştiği için ne kadar ne de zarar oluşmakta, dolayısıyla vergi hurda değerinden etkilenmemektedir.

Teknolojinin hızla geliştiği ülke ve sektörlerde ekonomik ömür kısa olmakla birlikte, teknolojisini gelişmemiş ülkelerdeki şletmelerden gelen taleple birlikte hurda değeri çok yüksek olabilmektedir. (Yalçiner ve Aksoy, 2011: 131).

3.8.5. Yatırımdan Beklenen Getiri Oranının Hesaplanması

Yatırımdan beklenen veya istenen getiri bir başka ifadeyle iskonto oranı, farklı yatırım teklifleri veya tercihleri arasından yatırımcının elde etmeyi istediği minimum verim oranı veya karlılık oranı ile karşılaştırılarak değerlendirilmektedir. Projenin getirisi, istenen veya beklenen bu en düşük verimden küçük olduğu takdirde söz konusu proje gerçekteştirilmemektedir. Projenin kabulü için projenin hesaplanan veriminin, istenen minimum getiri oranından veya sermaye maliyetinden büyük olması beklenmektedir (Balçık, 2013: 115).

Yatırımdan beklenen verim (getiri) oranı, yatırımı yapan kişi veya kurumun, yatırımdan elde etmeyi beklediği en düşük getiri oranını veya karlılık oranını göstermektedir. Yatırımcı yapmış olduğu yatırımdan gelecekte elde ettiği nakit akımlarının bugünkü değeri proje maliyetinden büyük ise bu yatırım yapılabilir ve istenen getiri oranı sağlanıyor olduğu görölmektedir. Yatırım sonucunda istenen nakit akımlarının bugünkü değeri, yatırım maliyetinden küçük olduğu zaman yatırım, yatırımdan beklenen getiri oranını sağlamıyor ve yatırım yapılmayacak anlamına gelebilir. Yatırımcının beklenen getiri oranını, alternatif yatırım karlılık oranları, faiz oranları, enflasyon oranı, yatırım risk seviyesi gibi faktörler belirlemektedir. Bir yatırımcı yapmış olduğu yatırımdan minimum diğer alternatif risksiz yatırımlardan elde edeceği getiriyi veya bu getiri üzerinden bir kazanç elde etmek isteyeceğinden nakit akımlarının bugünkü değere indirgenmesinde kullanılan iskonto oranı veya sermaye maliyeti çok büyük önem arz etmektedir. Yatırımlardan beklenen getiri oranı, risksiz getiri oranı ve risk priminin toplamıyla iki bölümden oluşmaktadır. Beklenen getiri oranı aşağıda formölüze edilmektedir (Türko, 2002: 62);

Beklenen (İstenen) Getiri Oranı = Risksiz Getiri Oranı + Risk Primi

$$k = r_f + r_p$$

k = İstenen getiri oranını göstermektedir,

r_f = Risksiz getiri (faiz) oranı göstermektedir,

r_p = Risk primini göstermektedir.

Örnek 3.13: Amerikan doları bazında 5 yıllık vadeli olarak ihraç edilmiş devlet tahvilinin kupon faizi % 5,50 ve 2,50 puan risk primi eklendiğinde vergi oranının %20 olduğu durumda, vergi sonrası borçlanma maliyeti nedir?

$$k = r_f + r_p = \%5,50 + \%2,50 = \%8$$

$$\text{Vergi sonrası borçlanma maliyeti} = \text{borçlanma maliyeti} \times (1-t)$$

$$\text{Vergi sonrası borçlanma maliyeti} = \%8 \times (1-0,2) = \%6,4$$

Finans sektöründe ekonomistler tarafından hazine bonolarının, eurobond ve devlet tahvillerinin faiz oranı risksiz faiz oranı olarak kullanılmakta ve yatırımcının riske girmeden elde edebileceği getiri oranını göstermektedir. Risk primi ise, yatırımın riskine ve yatırımcının risk karşısındaki tutumuna bağlı olarak yatırımcı yapmış olduğu yatırımdan minimum risk primi kadar veya risk primi üzerinden risksiz getiri oranına ek olarak beklenen getiri veya verim oranına sahip olmayı istemektedir. Finansın temel kuralı olarak yatırımın riski arttıkça, yatırımcılar daha fazla gelir elde etmek için daha büyük risk primi istemektedir. Yatırım projelerinin değerlendirilmesinde, beklenen veya istenen getiri (verim) oranı, ya net nakit akışlarının bugüne indirgenmesinde; iskonto oranı olarak kullanılmakta ya da istenen verim oranı ile yatırım projesinin karlılığı karşılaştırılarak kabul veya red kararı alınmaktadır. Projeden gelecek dönemlerde sağlanan net nakit akımlarının bugünkü değerinin hesaplanmasında kullanılacak sermaye maliyeti veya iskonto oranının seçimi, yatırım projelerinin değerlendirilmesinde oldukça büyük bir öneme sahip olmaktadır (Ayanoğlu ve diğerleri, 1996: 135).

Yatırım projelerinin bugünkü değerinin bulunmasında veya değerlendirilme hesaplamalarında kullanılacak beklenen getiri veya iskonto oranı en az yatırım projesinin finansmanında kullanılacak fonların maliyeti veya sermaye maliyeti kadar olması gerekmektedir. Yatırım projesinin kabulü için beklenen getiri veya iskonto oranı, fonların maliyetinden en az eşit veya büyük olmaması gerekmektedir (Tecer, 1982: 184).

3.8.5.1. Sermaye Maliyeti

Beklenen veya istenen getiri oranı, verim oranı, iskonto oranı olarak adlandırılan sermaye maliyeti, bir fırsat maliyeti olup, bir proje yatırımına ilişkin fon veya kaynak sağlayabilmek için piyasanın istediği beklenen minimum getiri oranı olarak tanımlanmaktadır. Fırsat maliyetinde; örneğin bir işletme yatırım yapacağı parayı

risksiz getiri sağlayan devlet tahvilinde değerleme yapabilir ki iskonto oranı (k veya i) sermayenin fırsat maliyetini göstermektedir ki aynı riske sahip başka yatırımlardan aynı getiri sağlanabilir. Bir başka ifadeyle sermaye maliyeti, yatırım yapmak isteyen bir işletmenin piyasadan öz sermaye veya borç kanalıyla söz konusu yatırım projesi için yatırım sermayesi sağlayabilmek amacıyla yatırımcının veya işletmenin beklediği minimum getiri veya verim oranını ifade etmektedir (Prett, 2002: 3).

Sermaye maliyeti; yatırım projesinden sağlanması planlanan minimum getiri oranına veya net şimdiki değer yönteminde kullanılan iskonto oranına sermaye maliyeti denilmektedir. Yatırım projelerinin getirisi bu oranın altında ise proje uygulamasından vazgeçilmektedir. Ağırlıklı ortalama sermaye maliyeti ise, adi hisse senedi, borç, imtiyazlı hisse senedi, hisse senedine dönüştürülebilir tahvil gibi işletmelerin kullandığı kaynakların ağırlıklı ortalamasından oluşmaktadır.

$$K_a = W_b * K_b + W_e * K_e + \dots + W_y * K_y$$

$$\text{Ke: Sermaye Maliyeti, } K_e = r_f + \beta(r_m - r_f)$$

Sermaye maliyetinin belirlenmesinde CAPM: Finansal Varlık Fiyatlama Modeli (Capital Asset Pricing Model) kullanılmaktadır. CAPM formülünde r_f risksiz faiz oranını, β beta firma değerinin piyasa endeksine göre değişim katsayısını, r_m ise pazar portföyünün getirisini ifade etmektedir. Pazar portföyü için beta 1' e eşit kabul edilmektedir.

K_b : Borçlanma Maliyeti, $K_b = F(1-V)$ Faiz giderinden vergi etkisi dikkate alınarak bulunabilir. Faiz gider unsuru olduğu için vergi avantajı sağlayacaktır.

Yedeklerin ve alıkoyulan karın maliyeti ise sermaye maliyetinden gelir vergisi çıkartılarak hesaplanabilir. $K_y = K_e(1-g_v)$

Örnek olarak; Bir yatırım projesi için banka kredi faiz oranı %20 ve kurumlar vergisi oranı %20 olsun. Dağıtılan kar payı 2 TL, pay senedi piyasa fiyatı 7 TL'dir. İşletme büyüme oranı %10, gelir vergisi oranı %25 ise ağırlıklı ortalama sermaye maliyetini hesaplayabiliriz;

$$K_b = F(1-V) \text{ ise } K = (1-0,2)*\%20 = \%16$$

$K_e = D/P_o + g = 2/7 + 0,10 = \%38,6$ (Gordon'un temettü büyüme modeli bazında sermaye maliyeti formülünü göstermektedir. Formülde D: temettü getirisi veya dağıtılan kar payı, P: piyasa fiyat, g ise büyüme beklentisini gösteren oranı ifade etmektedir.)

$$K_y = K_e * (1-gv) = \%38,6 (1- \%25) = \%29$$

İse AOSM % 25,4 olarak bulunur.

Tablo 3.15. Kaynakların Sermaye Oranı ve Kaynak Maliyeti

Kaynaklar	Sermaye Oranı %	Kaynak Maliyeti %	AOSM %
Borç	%50	%16	%8
Sermaye	%30	%38,6	%11,6
Yedekler	%20	%29	%5,8
		AOSM ise	%25,4

Kaynak: Berk, 2012: 6-8.

Yatırım projelerinin değerlendirilmesinde kullanılan beklenen getiri veya iskonto oranı, riski ve paranın zaman değerini göstermesi nedeniyle; sermaye maliyeti piyasada belirlenir, gelecek odaklıdır, piyasa değerine göre belirlenir ve iskonto oranı sermaye maliyetini göstermektedir. Sermaye maliyeti = kaynak maliyeti = beklenen getiri oranı = beklenen verim oranı = iskonto oranı eşitliği finans kaynaklarında benzer anlamlarda kullanılmaktadır (Prett, 2002: 7).

Yatırımcı, bir yatırım projesinin ihtiyaç duyduğu yatırım tutarınının finansmanı için ihtiyaç duyulan fonları, banka kredisi ve tahvil ihracı gibi üçüncü kişi veya kurumlardan ödünç fon temin edilmesini ifade eden yabancı kaynaklar ve şirket ortaklarının işletmeye koydukları sermaye, yeni hisse senedi ihraç edilerek fon ihtiyacının sağlanması veya dağıtılmayan karlar gibi fon kaynaklarını ifade eden özkaynaklardan sağlayabilmektedir. Yatırım projelerinin finansmanı için firmaların kullandığı her türlü fon kaynağının ister yabancı kaynak olsun isterse özkaynak bir maliyeti olmaktadır. (Bolak, 2000: 237).

Sermaye maliyeti, işletmenin gereksinim duyduğu fonları veya kaynakları kullanabilmek için söz konusu fonu sağlayacaklara ödemesi gereken prim olarak tanımlanabilir Bu prim, yabancı kaynaklarda faizi, özkaynaklar da ise beklenen verim oranını göstermektedir ve başlıca sermaye yapısı elemanları, uzun vadeli borçlanma

araçları, adi hisse senedi ve imtiyazlı hisse senetlerinden oluşmaktadır. Kısa vadeli yabancı kaynaklar, sermaye maliyetinin bulunmasında göz önünde bulundurulmamakla birlikte sadece adi hisse senetleri, sermaye maliyetine ağırlıklı ortalama sermaye maliyeti olarak adlandırılmaktadır (Prett, 2002: 4).

Ağırlıklı ortalama sermaye maliyeti (AOSM) veya sermaye maliyeti, yatırım projesinde kullanılan veya kullanılması planlanan her çeşit fon kaynağının ağırlıklı ortalama maliyetini içermektedir. Dolayısıyla, ağırlıklı ortalama sermaye maliyetini hesaplayabilmek için öncelikle her bir fon kaynağının maliyetinin nasıl hesaplandığını bulmak gerekmektedir. Başlıca fon veya finansman kaynakları aşağıda gösterilmektedir (Bolak, 2000: 238);

1. İmtiyazlı hisse senedi ihracı.
2. Hisse senedi ihracı.
3. Dağıtılmayan karlar.
4. Yabancı kaynak (Banka kredisi, tahvil vb.)

3.8.5.1.1. Adi Hisse Senetlerinin (Özsermaye) Maliyeti

İşletme sahipleri, ortaklar veya yatırım yapanlar işletmenin hisse senetlerini satın alma yoluyla işletmeye öz kaynak sağlayarak yapmış oldukları yatırım karşılığında bir kazanç elde etmeyi beklemektedir (Akgüç, 2013:247). Yatırımcıların veya ortakların beledikleri getiri oranı veya kazanç oranı, hisse senedinin maliyetine eşit olmaktadır. Hisse senedi maliyetinin hesaplanmasında kullanılan yöntemler aşağıda gösterilmektedir;

- a. Kar Payı Modeli
- b. Finansal Varlıkları Fiyatlama Modeli
- c. Tahvil Verimi ve Artı Risk Primi Yaklaşımı

Kar payı modeli; hisse senedine yatırım yapan yatırımcıların elde etmeyi beledikleri gelir ve kar payı ödemelerinden oluşmaktadır. Bu nedenle, hisse senedi maliyeti, gelecekteki elde edilecek kar paylarının bugünkü değerini, hisse senedinin piyasa fiyatına eşitleyen iskonto oranı olmaktadır. Kar payı modeli aşağıdaki gibi formüle edilebilir:

Kar paylarının iskonto edilmesi (Gordon Modeli)

$$P_0 = \frac{D_1}{(1+k_e)^1} + \frac{D_2}{(1+k_e)^2} + \dots + \frac{D_n}{(1+k_e)^n}$$

$$P_0 = \sum_{k=1}^t \frac{D_t}{(1+k_e)^t}$$

Gordon modeline göre; Nakit akımları kar paylarıdır. Hisse senedinin değerini belirleyen tek gösterge temettüdür.

D_0 : Son dağıtılan veya sıfır zamandaki kar payını göstermektedir (TEMETTÜ). TL,\$,€ vb.

D : Kar payı ödemelerini göstermektedir. TL,\$,€ vb.

g : Hisse senedi kar paylarının büyüme oranı göstermektedir. Yüzde %

k : Hisse senedi getiri oranı (beklenen kar) veya yatırımcının istediği verim oranını veya hisse senedi maliyetini göstermektedir. Yüzde %

P_0 : Hisse senedinin değeri, Hisse senedinin piyasa fiyatı veya cari fiyat sıfır zaman noktasındaki değeri göstermektedir. TL,\$,€ vb.

Örnek 3.14: Yatırım yapmak isteyen bir yatırımcı, cari piyasa fiyatı 6 TL olan bir hisse senedine yatırım yapmış ve bu yatırımdan üç yıl boyunca, 2 TL, 3,25 TL ve 4 TL'lik kar payı elde etmeyi hedeflemektedir. Yatırımcının istediği verim oranı veya öz sermaye maliyeti kaçtır?

İç verim oranı yöntemine göre hesaplama yaparak istenen verim oranı aşağıdaki şekilde bulunabilir;

$$6 = \frac{1,75}{(1+k_e)^1} + \frac{2,25}{(1+k_e)^2} + \dots + \frac{3}{(1+k_e)^n} k_e = \%22,25$$

İşletmenin dağıtılacağı kar paylarının, yıllar itibariyle sabit kalacağı varsayılırsa, hisse senedinin maliyeti aşağıdaki gibi formüle edilerek bulunabilir;

$$k_e = \frac{D}{P_0}$$

İşletmenin dağıtacağı kar paylarının, her yıl belli bir (g) oranında artacağı varsayılırsa, hisse senedinin maliyeti aşağıdaki eşitlik kullanılarak bulunabilir. (Gordon Büyüme Modeli):

$$P_0 = \frac{D_1}{k_e - g} \text{ veya } k_e = \frac{D_1}{P_0} + g$$

Örnek 3.15: İnfrasan infrared işletmesi gelecek yıl hisse başına 1 TL kar payı dağıtmayı planlamaktadır. Piyasa fiyatı 6 TL olan hisse senedinin kar payı artış veya büyüme oranı %5 ise, işletmenin öz sermaye maliyeti nedir?

$$k_e = \frac{1}{6} + 0,05 = \%21,6$$

Kar payları sabit ise; işletmenin dağıtılacağı kar paylarının, yıllar itibariyle sabit kalacağı varsayılırsa, hisse senedinin maliyeti aşağıdaki gibi bulunmaktadır:

$$k_e = \frac{D}{P_0}$$

Böyle bir durumda sonsuza kadar temettü (kar payları) aynı ise özel bir formül var.

$$P_0 = D_0 / k \text{ veya } P_0 = P_0 = \frac{D_0}{k}$$

Örnek 3.16: Bir hisse senedinin son dağıtılan kar payı 9,75 USD ve getirisi %12 olduğu durumda bugünkü değeri nedir?

$$P_0 = D_0 / k = 9,75 / 0,12 = 81,25 \$ \text{ Hisse senedinin bugünkü değeri;}$$

$$k_e = \frac{D}{P_0}$$

Kar payları aynı değil ve belli bir büyüme oranı ile arttığı durumlarda $k > g$ olursa

Örnek 3.17: Son dağıtılan kar payı 8,50 USD ve kar paylarının yıllar itibariyle büyüme oranı %8 ve getirisi %12 olan hisse senedinin cari fiyatı nedir?

D_0 : Son dağıtılan veya sıfır zamandaki kar payı (TEMETTÜ) 8,50 \$

$D_0 \neq D_1 \neq D_2 \neq D_3$ kar payları farklı aynı değil eşit değil

g : Hisse senedi kar paylarının büyüme oranı % 8 hep aynı

$g_1 = g_2 = g_3 =$ hep aynı büyüme oranı

k : Hisse senedi getiri oranı (beklenen kar) % 12

n : Dönem sonsuza kadar $n = \infty$

P_0 : Hisse senedi değeri veya cari fiyat sıfır zaman noktasındaki P_0 Nedir?

$k > g$ olduğu için aşağıdaki gibi formüle edilmektedir.

$$D_1 = D_0 \cdot (1+g)^1$$

$$D_1 = D_0 \cdot (1+g)^1 = 8,50 \cdot (1+\%8) = 8,50 \cdot (1+0,08) = 9,18 \$$$

$$P_0 = D_1 / k - g \text{ ise } P_0 = D_0 \cdot (1+g) / k - g$$

$$P_0 = D_0 \cdot (1+g) / k - g \text{ ise } P_0 = 9,18 / \%12 - \%8 = 229,5\$$$

Örnek 3.18: Bir hisse senedi 4500 TL'ye alınıp belli bir dönem sonrasında 5640 TL ye satılmıştır. Bu hisse senedinden elde edilen temettü 500 TL ise hisse senedinin toplam getirisi veya verimi nedir?

$P_0 = 4500$, $P_1 = 5640$, d : temettü 500 TL

$r(\text{getiri}) = \text{Dividant Verimi} + \text{Sermaye Kazancı}$

$$r = \frac{d}{P_0} + \frac{P_1 - P_0}{P_0} \text{ ise, } r = \frac{500}{4500} + \frac{5640 - 4500}{4500}$$

$$r = \%11,11 + \%25,53 = \%36,44$$

Özsermaye maliyetinin finansal varlık fiyatlama modeli ile hesaplanması: özsermaye maliyetinin hesaplanmasında, Finansal Varlıkları Fiyatlama Modeli (FVFM) kullanılarak, yatırımcıların, hisse senedinin sistematik yani çeşitlendirmeye giderilemeyen riski nedeniyle bu hisse senedini ellerinde barındırmak için bekledikleri getiri oranı bulunabilir (Gallagher ve Andrew, 2003:243). Özsermaye maliyeti genellikle finansal varlık fiyatlama modelinden faydalanılarak hesaplanmaktadır. Finansal varlıkları fiyatlama modeli, herhangi bir menkul kıymetin beklenen getirisi ve risk derecesi arasındaki ilişkiyi göstermektedir. İşletmelerin sermaye maliyetinin hesaplanmasında finansal varlık fiyatlama modeli sıklıkla kullanılan yöntemlerden olup sermaye maliyetinin borç ve öz sermaye şeklinde iki temel unsuru bulunmaktadır.

Finansal varlık fiyatlama modelinde, sistematik olmayan risk elimine edilebildiğinden, riskli bir yatırımın getirisinin alınan sistematik riskin karşılığı olacağını ifade etmektedir. Bu modelde bir varlığın sistematik riski beta değeriyle ifade edilmektedir.

Getiri – risk oranı; $[E(R_i) - R_f] / \text{Beta}$ şeklinde formüle edilebilir.

Formülde bulunan beta, i varlığının sistematik riskini; pazarın getirisi ve risksiz getiri arasındaki fark birim başına sistematik risk primini ve i varlığının risk primi ise sistematik risk ile bir birim başına düşen risk priminin çarpımına eşittir. Etkin bir piyasada bir finansal varlığın getirisi ve piyasa beta arasındaki ilişkiyi ortaya koyan doğruya ise finansal varlık piyasa doğrusu denilmektedir. Etkin olan piyasalarda, Şekil 3.19’da olduğu gibi varlıkların beklenen getirileri betalarına denk gelecek şekilde çizildiğinde, düz bir doğru oluşmakta ve her varlık için eşit olan bu oranı sağlayan doğruya *finansal varlık piyasa doğrusu* denilmektedir. FVFM, bir varlığın, hisse senedinin veya bir menkul kıymetin beklenen getirisi, risksiz faiz oranına, pazar veya portföyün risk primine ve ilgili varlığın betasına bağlı olduğu varsayılmaktadır (Kulalı, 2016: 282).

Riskli bir varlık yatırımının üç ögesi vardır;

1. Paranın zaman değeri
2. Pazar risk primi $[E(R_M) - R_f]$
3. Varlığın betası'dır.

Belirsizliğin ölçüsü olan risk, beklenen getirinin gerçekleşen getiriden sapma derecesi olarak ifade edilebilir.

Bir yatırımın belirli bir risk düzeyinde gerçek getirisinin ne olması gerektiğini göstermesi nedeniyle FVFM yatırımın gerçekleşen getirisi ile teorik olarak hesaplanan getirisini karşılaştırma imkanı sağlamaktadır. FVFM, aynı zamanda piyasada değeri veya fiyatı henüz belli olmayan bir varlığın fiyatını tahmin etmeyi kolaylaştırmaktadır.

Bu modele göre hisse senedi maliyeti aşağıdaki şekilde hesaplanmaktadır;

$$E(R_i) = R_f + \beta_i \times [E(R_M) - R_f]$$

$E(R_i)$: Hisse senedinin maliyetini veya yatırımcının istenen verim oranını veya i varlığının beklenen getiri oranını göstermektedir.

R_f : Risksiz getiri veya faiz oranını ifade etmektedir.

β_i : i varlığının betasını (sistemik riskini) veya söz konusu hisse senedinin beta katsayısını (sistemik riski) göstermekte ve piyasa riskini ifade etmektedir. Bu parametre aynı zamanda finansal varlıkların piyasaya olan duyarlılığını göstermektedir. Yani, bir hisse senedi getirisinin piyasa veya pazar portföyünün getirisine duyarlılığını ifade etmektedir.

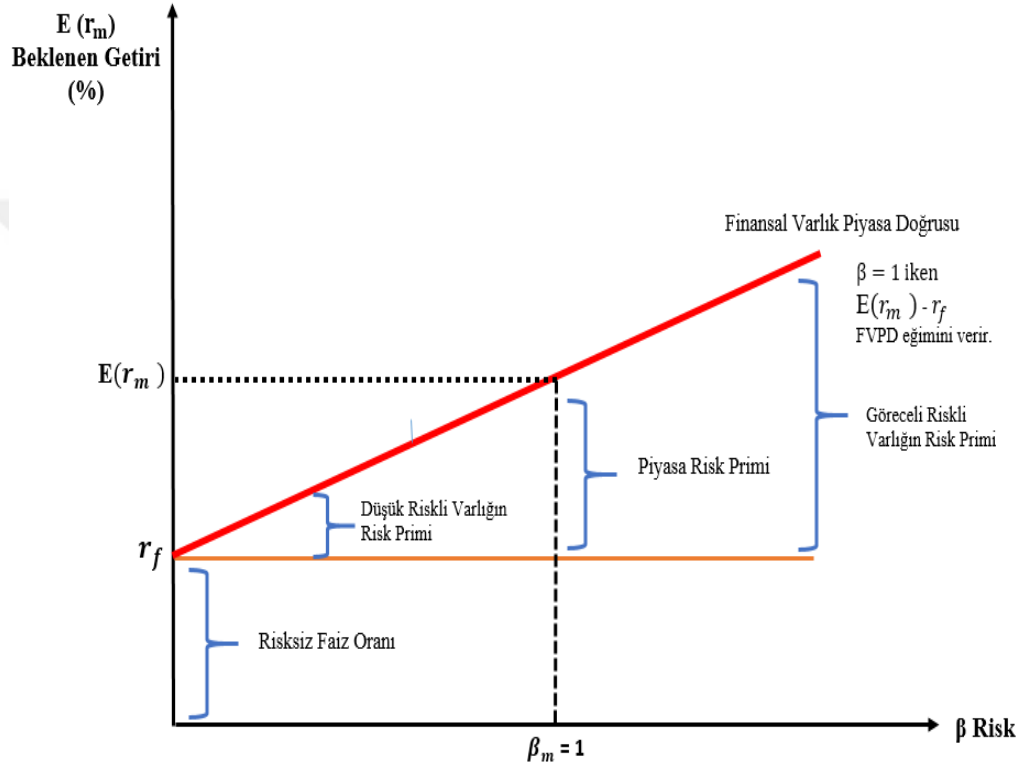
$E(R_M)$: Tüm hisse senedi piyasasının veya pazar portföyünün beklenen getiri oranını, pazar portföyünün ortalama getirisini göstermektedir. R_M , pazar riski, yatırımcıların bir ülkedeki en risksiz yatırım araçları olarak görülebilecek devlet tahvilleri yerine ülke içerisindeki sermaye piyasalarına yatırım yapmaları durumunda elde etmek isteyecekleri ek getiri prim oranını temsil etmekte ve Türkiye gibi gelişmekte olan ülkelerde bu oran %5 veya % 5,5 seviyelerinde olmaktadır. R_M : Pazar riski, ülkedeki en risksiz sermaye piyasası araçlarına yatırım yapıldığında devlet tahvillerine oranla kazanılması öngörülen ekstra kazancı ifade etmektedir. (Sipahi ve diğerleri, 2011: 52 -53).

$E(R_M) - R_f$: Piyasa risk primi; Piyasa getirisi ile risksiz kısa vadeli hazine bonusu getirisi arasındaki farkı ifade etmektedir.

$\beta \times [E(R_m) - R_f]$: Varlığın Risk primini ifade etmektedir; piyasaya bağlı riski beta ölçmektedir. Bu nedenle, herhangi bir varlıktaki beklenen risk primi, beta ile piyasa risk priminin çarpımına eşit olmaktadır. $\beta \times [E(R_m) - R_f]$, İ hisse senedinin riskini ölçmek için kullanılmaktadır.

Beklenen Getiri = risksiz faiz oranı + risk primi

$$E(R_i) = R_f + \beta \times [E(R_m) - R_f]$$



Kaynak: Brigham ve Gapenski, 1993: 82.

Şekil 3.19. Finansal Varlık Piyasa Doğrusu.

Şekil 3.19’da Finansal varlık piyasa doğrusunda görüleceği gibi herhangi bir varlıktan risk altında belli bir dönem sonra sağlanacak getiriye beklenen getiri denilmektedir ve hesaplanırken, herhangi bir menkul kıymetin olası getirilerinin ağırlıklı ortalaması kullanılmaktadır. Beklenen getiriler, potansiyel sonuçların olasılıklarına dayanmaktadır.

$$E(r) = \sum_{i=1}^n P_i \times R_i$$

$E(r)$: olası verimliliğin beklenen değerini göstermektedir.

R : her olasılık değerindeki verimlilik veya getiri oranını göstermektedir.

P: verimliliklerin ihtimalini göstermektedir.

Örnek 3.19: İnfratech endüstriyel ısıtma sistemleri firmasının ekonomik duruma ilişkin olasılık dağılımlarına göre normal veya yatay seyir, genişleme, durgunluk gibi dönemlerdeki getirileri aşağıda Tablo 3.16’da verilmektedir. Firmanın böyle bir ortamda beklenen getirisini hesaplayınız.

Tablo 3.16. İnfratech Endüstriyel Isıtma Sistemleri Firmasının Ekonomik Duruma İlişkin Olasılık Dağılımlarına Göre Normal veya Yatay Seyir, Genişleme, Durgunluk Gibi Dönemlerdeki Getirileri

Genel Ekonomik Durum	Olasılıklar	Getiri Oranları
Genişleme	0.25	0.25
Yatay Seyir	0.55	0.17
Durgunluk	0.30	0.12

$$E(r) = \sum_{i=1}^n P_i x R_i \text{ ise}$$

Olası getirinin beklenen değeri = $0,25 \times 0,25 + 0,55 \times 0,17 + 0,30 \times 0,12 = \%19,2$ ’dir.

$\%19,2$ beklenen getirinin verilen ihtimallere göre ağırlıklı ortalamasını göstermektedir. (Aksoy ve Tanrıöven, 2014: 661).

FVFM, risk ile getiri arasındaki ilişkiyi açıklayan kuram yani herhangi bir menkul kıymetin beklenen risk primi; menkul kıymetin betası ile piyasa risk priminin çarpımına eşit bulunmaktadır ve FVFM’ye göre yatırımcının istediği beklenen getiri oranı, paranın zaman değerini telore edecek ödeme yani risksiz faiz oranı, beta ve piyasa risk priminden oluşan bir risk primine bağlıdır (Brealey, 2007: 272).

FVFM, bir menkul kıymet yatırımı için beklenen getiri oranının, risksiz faiz (getiri) oranı ile söz konusu menkul kıymetin risk priminin toplamına eşit olduğunu göstermektedir. Bu modelde, risksiz faiz (getiri) oranı olarak, devlet tahvili ve hazine bonolarının yıllık faiz oranı alınabilir. Markowitz’in portföy teorisine göre çeşitlendirmeye risk azaltılabilir. Belirli bir menkul kıymetin sahip olduğu toplam riski, şekil 3.20.’de görüldüğü gibi sistematik ve sistematik olmayan risk olarak ikiye ayırmak mümkün olmaktadır.

A. Risk, gelecekteki olayların tamamen tahmin edilememesinden doğan, buna ilişkin yapılan belirli bir olasılık tahminini ifade etmenin yanında istenmeyen rassal olayların açıklanması anlamında kullanılmaktadır (Arman, 1997: 1-2).

Finansal açıdan risk, beklenen getirinin gerçekleşen getiriden sapma olasılığını veya gelecekte gerçekleşmesi beklenen sonuçların gerçekleşmeme olasılığı olarak ifade edilmektedir (Altay, 2012: 3).

Bir varlığın beklenen getiri ile gerçekleşen getiriden farklı olmasına neden olan bazı unsur veya risk kaynakları bulunmaktadır. Risk kaynakları, piyasadaki diğer varlıkları da etkileyen risk kaynakları ve söz konusu varlığın kendisinden kaynaklanan risk kaynakları olarak iki sınıfa ayrılmaktadır. Aşağıdaki gibi risk formüle edilebilmektedir (Atay, 2012: 4).

Toplam Risk = Sistemik Risk (Piyasa Riski) + Sistemik Olmayan Risk (Firmaya veya sektöre özgü risk)

Toplam Risk: Getirilerin standart sapması ile ölçülmektedir.

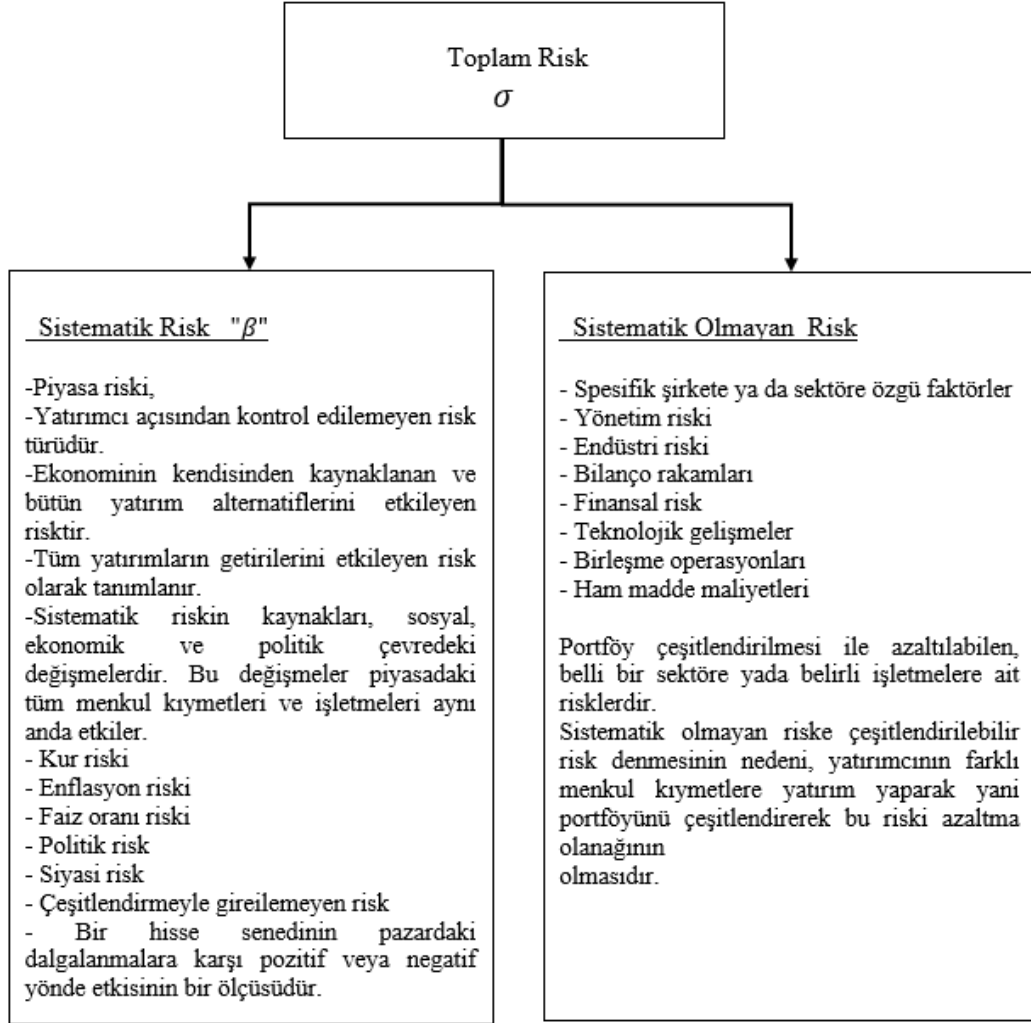
Bir menkul kıymetin gerçekleşen getirisi, beklenen getiriden ne kadar büyük sapma gösteriyorsa, söz konusu menkul kıymetin riskinin o kadar yüksek olduğu söylenebilir.

Risk ölçümünde kullanılan ilk yöntem varyans ve standart sapma hesabı olmaktadır.

Varyans, her bir olası getirinin, beklenen getiriden sapmasının karesinin getiri oranının bağlı olduğu olasılıkla çarpımının toplamına eşit olmaktadır. Varyansın karekökü standart sapmayı vermektedir.

A.1. Sistemik Risk: Varlığın ait olduğu firma yönetiminin kararları ile kontrol edilemeyen, firmanın kendisine özgü risklerden bağımsız olan, değişimleri oluşturan politik, ekonomik ve sosyal yapı ve benzeri çevresel faktörlerin değişkenliğinden kaynaklanan ve piyasadaki bütün varlıkları ve şirketleri aynı yönde fakat değişik derecede etkileyen ve çeşitlendirme ile giderilemeyen riskler, sistemik risk olarak ifade etmektedir (Akgüç, 1994:837). Bu nedenle genel olarak sistemik riske “çeşitlendirilemeyen risk” denilmektedir (Megginson, 1997:103).

Sistemik riskin ölçülmesi ve beta; Sistemik risk, finansal varlığın getirisi ile piyasa getirisi arasındaki kovaryansın, piyasa varyansına oranı ile ölçülür ve beta (β) katsayısı olarak ifade edilmektedir. Yani bir kıymetin veya varlığın sistemik riski beta (β) ile ölçülmekte ve beta katsayısı, belirli bir hisse senedinin, ne ölçüde pazarla birlikte hareket ettiğini gösteren bir ölçütü ifade etmektedir.



Kaynak: Altay, 2012: 1-13.

Şekil 3.20. Toplam Risk ve Risk Türleri Şeması.

Pazarın betası ise 1 eşit kabul edilmektedir. Betanın '1' olması, portföyün bütün piyasa ile aynı sistemik riske sahip olduğunu göstermektedir. Betanın '1'den büyük olması; hisse senedi ile endeks arasında gerçekleşen hareketlenmenin aynı yönde fakat daha sert bir şekilde gerçekleştiğini ve varlığın, piyasadan daha yüksek sistemik riski olduğu anlamına gelmektedir. Örneğin, borsada işlem gören bir şirkete ait olan hisse senedinin betasının 4 olması durumunda, hisse senedi ile endeksin aynı yönde hızlı

hareket ettiğini gösterir ki endeks %2 değer kaybettiğinde, hisse senedi %8 değer kaybedebilir (Bolak, 1991:104-106).

Betanın negatif olması veya -1 olması ise hisse senedi ile endeks arasında ters bir hareketlenmenin olduğunu ve beta sayısının -1 rakamının üzerinde olması ise hisse ile endeks arasında hızlı bir ters yönde hareketlenme olduğunu göstermektedir. Söz konusu varlığın bir endeksi ters yönde izlediği anlamına gelmekte ve böyle bir durumda, endeks yükselirken, varlık genel olarak düşmektedir. Bir hisse senedinin betası '-2' olduğunda, piyasa %2 artarken, hisse senedi %4 düşebilir. Genellikle değerli metallere ilgili hisse senetlerinin getirisi ile otomotiv sektör hisselerinin getirisi arasındaki ilişki negatif olmaktadır. Piyasa düşüş eğilimindeyken, otomotiv sektör hisselerinin getirisi azalırken değerli metallere ilgili hisse senetlerinin getirisinin yükselmesi beklenebilir. Betanın sıfırdan "0" dan küçük değerlerinde ise hissenin fiyatının endekse, ters orantılı olacağını göstermektedir. Endeks artarken Beta>1, endeks düşerken Beta<1 değeri tercih edilmektedir. Şekil 3.21'de görüldüğü gibi çeşitlendirmenin olduğu bir portföyde sistematik olmayan risk küçük olabilir ve çeşitlendirilmenin iyi olması durumunda; bir portföyün toplam riskinin sistematik riske eşit olduğu söylenebilir (Bolak, 1991:104-106).

FVFM ve piyasa modelinde, beta katsayısı önemli bir faktör olup bir hisse senedi ya da portföyün getirisinin piyasa getirisi ile birlikte hareket etme eğilimi ve piyasaya karşı duyarlılığın derecesini o hisse senedinin beta (β) katsayısı ile belirlenebilir. Beta katsayısı aşağıdaki gibi hesaplanabilir;

$$\beta_i = \frac{\text{Cov}(r_{it}, r_{mt})}{\text{Var } r_{mt}}$$

Beta katsayısı, piyasada işlem gören bir hisse senedinin, piyasada ortaya çıkan değişimlere bağlı olarak getirisinde ortaya çıkması olası değişimin bir göstergesini ifade etmektedir. Yüksek betaya sahip hisse senetleri daha fazla riske sahip olduğu için düşük betalı hisse senetlerine göre daha yüksek getiri elde etmesi beklenmektedir. Bir işletmenin faaliyet gösterdiği iş kolu, faaliyet kaldırıcı ve finansal kaldırıcı beta katsayısını belirlemede önemli üç değişken olmaktadır. Diğer faktörler sabit olmak koşuluyla, mevsimsel nitelikte iş yapılan bir iş kolunda faaliyet gösteren bir şirketin beta katsayısı, kazançlardaki daha yüksek dalgalanmalar nedeniyle mevsimsel nitelikte olmayan bir işkolunda, faaliyet gösteren şirketin beta katsayısına göre daha

yüksek olmaktadır. Faaliyet kaldıracı, şirketin sabit maliyetlerinin toplam maliyetler içerisindeki oranına bağlı olarak değişmektedir. Yüksek faaliyet kaldıracı kazançlarda daha yüksek değişkenliğe neden olmaktadır. Diğer faktörler sabit kalmak şartıyla, yüksek faaliyet kaldıracına sahip şirketlerin beta katsayısı faaliyet kaldıracı düşük olan şirketlere kıyasla daha büyüktür. Finansal kaldıraç, şirketin kullandığı borçların öz kaynaklarına olan oranına bağlı olmaktadır. Daha yüksek bir borçluluk düzeyi daha yüksek finansman giderlerine sebep olmaktadır. Yapılan finansman giderleri sebebiyle yüksek finansal kaldıraç oranı, kazançlardaki değişkenliği arttırmaktadır. Diğer faktörler sabit olmak koşuluyla, daha yüksek bir finansal kaldıraç oranına sahip bir şirketin beta katsayısı daha yüksek olmaktadır.

Özetle β : Beta iş riskini ifade eder ve sektöre özel riskler, faaliyet riskleri ve finansal yapı riskini içermektedir. Sektördeki benzer şirketlerin ortalaması esas alınarak belirlenmekte, bu şirketlere ait hisse senedi değerlerindeki değişimle sermaye piyasasındaki değişimlerin karşılaştırılması suretiyle hesaplanmaktadır. Beta katsayısı (β), en doğru şekilde belirlenebilmesi, sektördeki duruma değerlemeyi yapan kişinin geçmiş tecrübelerine, pazarı ve şirketi tanınmasına, kendi değer yargılarıyla harmanlayabilmesine bağlı olmaktadır. Bir menkul kıymetin gerçekleşen getirisi, beklenen getiriden ne kadar büyük sapma gösteriyorsa, söz konusu menkul kıymetin riskinin o kadar yüksek olduğu söylenebilir. Portföy yönetiminin kuramsal temelini oluşturan varsayımlardan birisi, portföyün getirisinin artması ile riskin de artacağı varsayımı olmaktadır. İkinci temel varsayım ise, yatırımın vadesinin uzaması ile riskin de artması olarak belirtilmektedir.

Varlıkları ve varlıkların ait olduğu bütün şirketleri etkileyen politik, ekonomik, sosyal değişimler ve çevresel faktörlerin değişimi olarak açıklanan sistematik riskin kaynakları temelde faiz oranı riski, enflasyon (satın alma gücü) riski ve piyasa riski olarak üç grup altında toplanabilir.

A.1.1. Faiz Oranı Riski; Varlığın veya şirketlerin bulunduğu piyasa faiz oranındaki değişkenliği açıklayan bir risk türü olarak adlandırılmaktadır. Piyasa faiz oranındaki değişimler, risksiz sabit getirili varlıkların pazar fiyatlarında ve getiri oranlarında değişikliğe neden olmaktadır (Amling, F. 1989: 32).

Bir projeden veya varlıktan ömrü boyunca elde edilecek nakit akımların bugünkü değerini bulmak için kullanılan iskonto oranı piyasa faiz oranı ile riskin bir

fonksiyonu olarak tanımlanmaktadır. Dolayısıyla piyasa faiz oranının artması iskonto oranını arttırmakta söz konusu varlıklardan elde edilen nakit akışlarının bugünkü değerini düşürmesine neden olarak yatırımcının riskini artırarak zarar etmesine sebep olmaktadır. Piyasadaki varlıkların fiyatlama sisteminde devlet tarafından ihraç edilen hazine bonusu gibi risksiz varlıkların getirileri risksiz faiz olarak hesaplamalarda kullanılmaktadır.

Riskli bir varlığın beklenen getiri oranı, risksiz faiz oranı (getiri oranı) ile risk priminin toplamından meydana gelmektedir. Bu nedenle risksiz faiz oranında oluşabilecek değişimler, varlığın getiri oranının beklenen bir seviyeden sapmasına neden olabilmektedir.

Beklenen veya istenen getiri oranı veya iskonto oranı risksiz getiri oranı ve risk primi olarak iki bölümden oluşmaktadır (Türko, 2002: 62);

$$k = r_f + r_p$$

k = Beklenen (İstenen) getiri oranını göstermektedir,

r_f = Risksiz getiri (faiz) oranı göstermektedir,

r_p = Risk primi göstermektedir.

Piyasa faiz oranında meydana gelen bir artış, bütün varlıkların beklenen getiri oranını yükselterek varlıklardan gelecek dönemlerde sağlanacak nakit akışlarının bugünkü değerlerini azaltması nedeniyle varlık fiyatlarının düşmesine neden olmaktadır.

A.1.2. Satın Alma Gücü (Enflasyon) Riski: Piyasadaki fiyatların genel seviyesindeki değişimlerden kaynaklanan ve enflasyon sebebiyle varlıkların parasal değerinde meydana gelen kaybı ve özellikle paranın satınalma gücündeki değer kaybını ifade eden risk türünü tanımlamaktadır. Bir başka ifadeyle paranın üzerinde yazılı değerinin yani nominal değerinin aynı kalmasına rağmen satın alma gücündeki değer kaybını ifade etmektedir (Ceylan ve Korkmaz, 1995: 35-36).

Gerçek (Reel) Faiz: Nominal faizden enflasyonun arındırılması sonucu hesaplanan faizdir.

Reel Faiz = Nominal Faiz Oranı - Enf.Oranı

Nominal Faiz: Piyasada uygulanan cari faiz oranıdır

Nominal Faiz = Piyasa Faiz Oranı (Cari Faiz Oranı)

$$(1 + R_n) = (1 + R_r). (1 + e)$$

$$R_r = \frac{(1 + R_n)}{(1 + e)} - 1$$

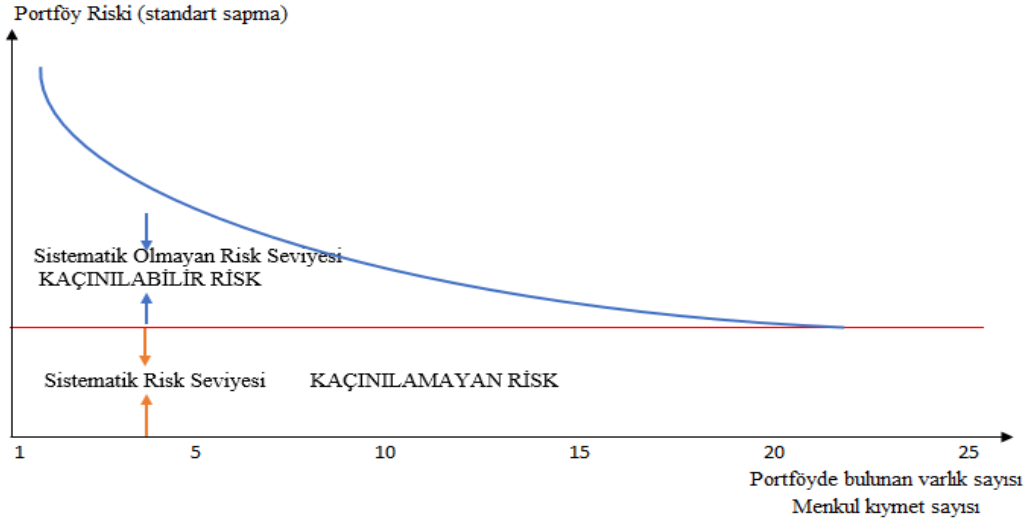
$$1 + \text{Reel Faiz Oranı} = \frac{1 + \text{Nominal Faiz Oranı}}{1 + \text{Enflasyon Oranı}} \quad \text{Fischer Formülü}$$

Sistemik riskler arasında gelen enflasyon riski varlıklardan elde edilen getirinin satın alma gücündeki belirsizlik kapsamında değerlemeye alınmaktadır (Fisher, 1995: 74).

A.1.3. Piyasa Riski: Ekonomik, politik, sosyal ve çevre faktörlerinin yanı sıra yatırımcı karar, davranış ve tercihlerindeki değişimlerden etkilenen ve kaynaklanan riske piyasa riski denilmektedir (Gitman, 1990: 195).

A.2. Sistemik Olmayan Risk; Finansal varlıklara sahip işletmelerden veya bu işletmelerin faaliyette buldukları endüstrideki bazı faktörlerden ve değişimlerden oluşan, bir firmayı etkilerken diğer firmaları etkilemeyen, firmanın yönetiminden kaynaklanan ve finansal varlıkların bireysel ya da sektörel olarak sahip oldukları riskleri ifade etmektedir. Spesifik bir şirkete ya da sektöre özgü faktörler sistemik olmayan risk olarak adlandırılmakta ve bilanço rakamları, teknolojik gelişmeler, birleşme operasyonları, ham madde maliyetleri, firmanın kararları, firmanın yönetim tarzı ve firmanın sektördeki faaliyetleri etkili olabilmektedir (Akküç, 1994:839).

Bir varlığın sistemik olmayan riskin, diğer varlıkların sistemik olmayan riskleriyle istatistiksel olarak bağımsız olması nedeniyle farklı varlıkların sistemik olmayan risklerinin ortalamasının sıfır olabileceği düşünüldüğü için çeşitli varlıklardan oluşan bir portföyün sistemik olmayan riski sıfır yapılabilmesi nedeniyle farklı varlıkların bir araya getirilerek portföyün oluşması yani çeşitlendirme ile sistemik olmayan risk bütünüyle ortadan kaldırılabilir (Francis, 1991:265).



Kaynak: Francis, 1991: 265.

Şekil 3.21. Portföye Katılan Varlık Sayısının Portföy Riskine Etkisi.

Farklı varlıkların bir araya getirilmesi sonucu oluşan çeşitlendirme ile portföyün sistematik olmayan riski üzerindeki etkisi Şekil 3.21’de görülmektedir. Sistematik olmayan risk, finansal risk, iş riski ve yönetim riski olarak üç sınıfta toplanabilir.

A.2.1. Finansal Risk; İşletmelerin yatırımlarında veya faaliyetlerinde kullandıkları finans kaynağında yabancı kaynak kullanımı sonucu borçlarını ödeyememe gibi nedenlerle ortaya çıkan risk sınıfı olarak ifade edilmektedir. Yabancı kaynak kullanımı faiz giderlerini ve finansal kaldıraç derecesini yani toplam borcun toplam varlıklara oranını arttırırken aynı zamanda hisse başına kar artmakla birlikte borcun geri ödenememesi durumunda hisse senetlerinin risk düzeyi artmaktadır (Jones, 1991:283).

A.2.2. İş Riski; İşletmenin gelir tablosunda bulunan faiz ve vergi öncesi karda meydana gelen değişimler olarak ifade edilmektedir. İşletmelerin faaliyet gösterdiği ortamdaki değişimlerin faaliyet gelirine ve beklenen kara etkisi nedeniyle iş riski ortaya çıkmakta ve çeşitlendirmeye bu riskleri ortadan kaldırmak mümkün olabilmektedir (Copeland, 1989:554).

A.2.3. Yönetim Riski; İşletmeyi yöneten yöneticilerin almış oldukları karar, seçim ve tercihlerinin doğru ve sağlıklı olup olmadığı ile ilgili bir risk türünü ifade etmektedir (Pamukçu, 1999:160).

Örnek 3.20: Piyasa portföyünün betasının 1 ve tahmin edilen getirisi %13 olduğu ortamda kısa vadeli hazine bonosunun getirisi %5 ve betası 0'dır. Bir hisse senedinin betası 0,6 dır. Beklenen getiriyi hesaplayınız.

$$\text{Piyasa Risk Primi} = E(R_M) - R_f = \%13 - \%5 = \%8$$

$$\text{Varlığın Risk Primi} = \beta_{im} \times [E(R_m) - R_f] = 0,6 \times \%8 = \%4,8$$

Toplam beklenen getiri oranı, risksiz faiz oranı ile risk priminin toplamına eşittir.

Beklenen getiri = risksiz faiz oranı+ risk primi

$$E(R_i) = R_f + \beta_{im} \times [E(R_m) - R_f]$$

$$E(R_i) = \%5 + \%4,8 = \%9,8 \text{ bulunur.}$$

Örnek 3.21: İnfrasan endüstriyel ısıtma sistemleri firmasının hisse senetlerinin beta katsayısı 2 ve pazarın beklenen getiri oranı %20 olarak tahmin edilmektedir. Devlet tahvillerinin faiz oranı %12'dir. Bu bilgilere göre, hisse senedinin beklenen getirisini hesaplayınız.

$$k_e = k_{RF} + \beta(k_M - k_{RF}) = \%12 + 2(\%20 - \%12) = \%28$$

Örnek 3.22: İnfrasan endüstriyel ısıtma sistemleri firmasının yıllar itibari ile öz sermaye sahiplerine sağlanan serbest nakit akımları tablo 3.17'de verilmiştir.

Tablo 3.17. İnfrasan Endüstriyel Isıtma Sistemleri Firmasının Yıllar İtibari ile Öz Sermaye Sahiplerine Sağlanan Serbest Nakit Akımları

FCFE (Free Cash Flow to Equity)	2014	2015	2016	2017
	656	1326	1495	1677

Öz sermayeye yönelik Serbest Nakit Akımlarının (FCFE), 2017 yılından sonraki yıllarda ortalama olarak %12,46 ($n_{FCFE} = 4$ yıl sonra % 12,46) oranında artacağı hesap edilmiş. Pazar portföyünün ortalama getirisinin % 15 olacağı tahmin edilmiş. Risksiz getiri oranının % 3 ve işletme betası 1,1 verilmiştir.

İşletmenin öz sermaye maliyeti nedir? Analiz ufkuna göre sonsuza kadar devam eden ve belli bir oranda artan nakit akımlarının 2017 yılı sonu itibariyle yani 4. yılın sonundaki bugünkü nihai değeri ($ND_4 = \text{Nihai Değer}$) nedir? İşletmenin öz sermayesinin gerçek değeri nedir?

FCFE: Free Cash Flow To Equity, Öz sermaye sahiplerine sağlanan serbest nakit akımı;

$$P_4 = \frac{NA_4}{k-g} = \frac{NA_4 \times (1+g)}{k-g}$$

4. Yılın sonundaki Nihai Değer,

$$k_e = r_f + \beta(k_m - r_f) \quad \text{FVFM Yöntemi ile öz sermaye maliyeti bulma,}$$

$$k_e = \% 3 + 1,1 (\% 15 - \% 3) \text{ ise } k_e = \% 16,20$$

$$P_4 = \frac{NA_4}{k-g} = \frac{NA_4 \times (1+g)}{k-g}$$

ise,

$$ND_4 = \text{Nihai Değer, } TV (ND) = \frac{1.677 (1+\%12,46)}{\%16,20 - \%12,46} = 50.462,58 \text{ TL olarak bulunur.}$$

TV: Terminal Value; Analiz ufkuna göre işletmenin ekonomik ömrü sonsuzdur ve sonsuza kadar artarak giden nakit akışlarının hesaplama dönemindeki bugünkü değerini bulmak amacıyla kullanılır.

$$P_0 = \frac{656}{(1+\%16,20)^1} + \frac{1.326}{(1+\%16,20)^2} + \frac{1.495}{(1+\%16,20)^3} + \frac{1.677+50.462,58}{(1+\%16,20)^4} = 31.078,17 \text{ TL}$$

Öz sermaye sahiplerine sağlanan serbest nakit akımlarını öz sermaye maliyeti ile iskonto edildiği zaman öz sermayenin gerçek değeri bulunmaktadır.

Öz sermayenin gerçek değeri = 31.078,17 TL olarak hesaplanır.

Tahvil verimi ve artı risk primi, bu modelde firmanın çıkarmış veya ihraç etmiş olduğu tahvillerin getirisine veya faiz oranına belirli bir risk primi eklenerek özsermaye maliyeti bulunmaktadır. Burada, tahvillerin vergi sonrası maliyeti göz önünde bulundurulmaktadır.

$$k_e = \text{İşletmenin İhraç Ettiği Tahvillerinin Getirisi} + \text{Risk Primi}$$

$$k_e = k_i (1 - t) + \text{risk primi}$$

Örnek 3.23: İnfraşan endüstriyel ısıtma sistemleri firmasının çıkarmış olduğu uzun vadeli tahvillerin faiz oranı %18, kurumlar vergisi oranı %15 ve risk primi %4 ise, işletmenin öz sermaye maliyeti kaçtır?

$$k_e = k_i (1 - t) + \text{risk primi} = \% 18(1 - \% 15) + \% 4 = \% 19,3 \text{ bulunur.}$$

3.8.5.1.2. Yabancı Kaynak Veya Borçlanma Maliyeti

İşletmelerin faaliyetlerini tahvil, banka kredisi, finansman bonosu veya ticari krediler gibi dış kaynakla fonlanmasına, finanse etmesine, firma ortakları dışındaki kişi veya kurumlardan fon kaynağı sağlamasına borçlanma denmektedir (Akgüç, 1998: 441).

Yabancı kaynak veya borç maliyeti aslında iç verim oranına eşit bir oran olup finanslamada borcun maliyeti iç iskonto oranına eşit olmaktadır. İç verim oranı borç verenler için getiri olurken borç alanlar için maliyet olmaktadır. Alınan borç ile alınan borcun n dönemi boyunca faiz ve ana para ödemesi için yapılan nakit çıkışlarının bugünkü değerine eşitleyen iskonto oranına borç maliyeti denilmektedir. Banka kredisinin temel maliyetini, alınan kredi için ödenen kredi faizi, komisyon, ipotek, işlem masrafları gibi maliyetler oluşturmaktadır. Tahvil için ödenen faiz, komisyon ve ihraç giderleri tahvilin toplam maliyetini oluşturur (Tecer, 1982: 184). Yabancı kaynak maliyeti veya iskonto oranı aşağıdaki şekilde formüle edilerek gösterilebilir.

$$I_d = \frac{C_1}{(1+r_d)^1} + \frac{C_2}{(1+r_d)^2} + \dots + \frac{C_n}{(1+r_d)^n} \quad I_d = \sum_{t=1}^n \frac{C_t}{(1+r_d)^t}$$

I_d : Borçlanma ile sağlanan para girişini, kullanılan net kredi tutarını veya net tahvil ihraç tutarını ifade etmektedir.

C_t : Borçlanma sebebiyle yıllık para çıkışını (faiz ve anapara ödemelerini) göstermektedir.

n : Borcun vadesini göstermektedir.

r_d : Borçların vergi öncesi maliyetini, borç veya yabancı kaynak maliyetini ifade etmektedir.

Borçların maliyeti, firmaya borçlanma ile sağlanan para girişi ile borçların gelecek dönemlerde faiz ve anapara taksiti olarak şirketten olan nakit çıkışını eşitleyen faiz veya iskonto oranına veya iç verim oranına eşit olmaktadır. Genel olarak borçlar, imtiyazlı ve adi hisse senetlerinden vergi avantajı sağlaması nedeniyle farklı bir özelliğe sahip olmaktadır. Borçlar üzerinden ödenen faiz giderleri, ilgili dönemde işletmenin gelir tablosunda yer alır ve vergi matrahı hesaplanırken gelirlere faiz giderleri indirilebilir. Ancak, bu avantaj zararda olan bir şirkette ödenen faiz giderleri vergi avantajı sağlamamaktadır. Vergi sonrası borçlanma maliyeti aşağıdaki eşitlik yardımıyla hesaplanabilir;

Vergi Sonrası Borçlanma Maliyeti = Borç Maliyeti x (1 – Vergi Oranı)

$$i_{vs} = r_d (1-t)$$

Formülde,

i_{vs} : Vergi sonrası tahvil (borçlanma maliyeti) maliyetini göstermektedir.

r_d : Vergi öncesi tahvil maliyetini (borç maliyeti) göstermektedir.

t : Vergi oranını göstermektedir.

Örnek 3.24: İfrasan endüstriyel ısıtma sistemleri firmasının ihraç ettiği tahviller için ödeyeceği faiz oranı %20 ve kurumlar vergisi oranı %20 ise, tahvilin vergi sonrası maliyeti nedir?

Yabancı kaynak için ödenen faizler, vergi matrahından düşülebildiği için, yabancı kaynağın vergi sonrası maliyeti hesaplanmaktadır. Yabancı kaynağın (borcun) vergi sonrası maliyeti, aşağıdaki eşitlik vasıtasıyla bulunabilir.

$$k_{IV} = k_i(1-t)$$

Burada, k_{IV} vergi sonrası maliyetini k_i vergi öncesi maliyeti ve t kurumlar vergisi oranını göstermektedir.

$$k_{IV} = k_i(1-t) = 0,20 \times (1-0,20) = \% 16 \text{ bulunur.}$$

Banka kredileri için vergi öncesi borçlanma maliyeti ilgili banka ile anlaşılan, sözleşmede yazılı olan faiz oranı olmaktadır. Uzun vadeli borçlanma yöntemlerinden biride bir şirket tarafından tahvil ihraç edilmesi olmaktadır. Nominal değerinin altında ya da üstünde ihraç edilmiş bir tahvilin maliyeti aşağıdaki formül yardımıyla bulunabilir.

$$\text{Cari Değer} = \sum_{t=1}^n \frac{C_t}{(1 + r_b)^t} + \frac{P}{(1 + r_b)^n}$$

Cari Değer: Tahvil ihracı yoluyla sağlanan net bugünkü para girişini ifade etmektedir.

C : Yıllık kupon faizi ödemelerini göstermektedir.

P : Tahvillerin nominal değerini göstermektedir.

r_b : Tahvilin maliyetini (İVO ile bulunur.) ifade etmektedir.

$$\text{Cari Getiri (Verim)} = \frac{\text{Faiz Getirisi}_t}{\text{Tahvilin Cari Değeri}_t}$$

Faiz_t : t yılındaki faiz getirisi

Cari getiri, kupon faiz oranı ve vadeye kadar getiri arasındaki ilişki aşağıdaki tabloda gösterilmektedir;

Tablo 3.18. Cari Getiri, Kupon Faiz Oranı ve Vadeye Kadar Getiri Arasındaki İlişki

Tahvilin Satış Fiyatı	Getiri İlişkisi
Satış Fiyatı = Nominal Değer	Kupon Faiz Oranı = Cari Getiri = Vade Getirisi
Satış Fiyatı < Nominal Değer (İskontolu)	Kupon Faiz Oranı < Cari Getiri < Vade Getirisi
Satış Fiyatı > Nominal Değer (Primli)	Kupon Faiz Oranı > Cari Getiri > Vade Getirisi

İç verim oranı bilinmeyen bir oranı ifade etmekte ve genel olarak dört şekilde bulunabilir. Fonksiyonel hesap makinesi, excel programı, deneme yanılma yöntemi ve İVO'nun bulunmasında kullanılan diğer bir yöntem, enterpolasyon olmaktadır. (Sarıaslan, 1990: 140). Enterpolasyon, yaklaşık değer bulma yöntemi olarak da adlandırılan bu yöntem, bilinmeyen bir fonksiyonun bilinen değişken değer setlerini kullanarak bilinen bir fonksiyon elde etme yöntemi işlemidir. Enterpolasyon yönteminde, öncelikle, yatırım projesinin net bugünkü değerini pozitif ve negatif yapan iki oran bulunur ve projenin net bugünkü değerini sıfır yapan iskonto oranı, bu iki oran arasında olması gerekmektedir. Fakat nakit akımlardaki değişimleri gözden kaçırmamak için, bu iki oran arasındaki farkın veya adım uzunluğunun %5'in üzerinde olmamasına dikkat edilmesi gerekmektedir. (Ayanoğlu ve diğerleri, 1996:145).

$$r = r_p + \frac{NBD_p}{NBD_p + |NBD_n|} (r_n - r_p) \quad \text{Enterpolasyon Yöntemi}$$

Burada,

r = İç verim oranını,

r_p = Net bugünkü değeri pozitif yapan iskonto oranını,

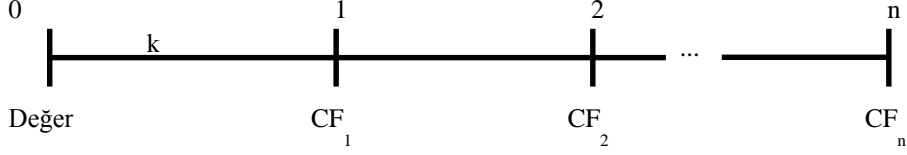
r_n = Net bugünkü değeri negatif yapan iskonto oranını,

NBD_p = Pozitif net bugünkü değeri,

NBD_n = Negatif net bugünkü değerinin mutlak değerini göstermektedir.

Örnek 3.25: İnfrasan endüstriyel ısıtma sistemleri firması tarafından 5 yıl vadeli olarak ihraç edilen tahvilin nominal değeri 1.000 TL'dir. Kupon faizi %12, piyasa faiz oranı %14 ise tahvilin bugünkü değerini hesaplayınız.

1.000 x 0,12 = 120 TL olarak bulunur.



$$\text{Cari Değer} = \frac{CF_1}{(1+k)^1} + \frac{CF_2}{(1+k)^2} + \dots + \frac{CF_n(\text{Anapara} + \text{KuponFaizi})}{(1+k)^n}$$

Tablo 3.19. İnfrasan Endüstriyel Isıtma Sistemleri Firması Tarafından 5 Yıl Vadeli Olarak İhraç Edilen Tahvilin Zaman ve Nakit Akım Değerleri

Zaman	T=0	T=1	T=2	T=3	T=4	T=5
Nakit Akım	0	120	120	120	120	120+1000

$$\text{Cari Değer} = \frac{120}{(1+0,14)^1} + \frac{120}{(1+0,14)^2} + \frac{120}{(1+0,14)^3} + \frac{120}{(1+0,14)^4} + \frac{120+1000}{(1+0,14)^5}$$

Cari Değer = 931,33 TL olarak bulunur.

İc < km (%12 < %14) olduğu için yani kupon faizi, piyasa faizinden düşük olduğu için tahvilin değeri nominal değerinin altında iskontolu olarak bulunmaktadır.

Bu tahvil için normal şartlar altında bugün verilecek fiyat 931,33 TL olmalı ki yıllık getiri %14 olabilir. Getirinin %15 olması istenirse verilecek fiyat daha da düşük olmaktadır.

$$\text{Cari Değer} = \frac{120}{(1+0,15)^1} + \frac{120}{(1+0,15)^2} + \frac{120}{(1+0,15)^3} + \frac{120}{(1+0,15)^4} + \frac{120+1000}{(1+0,15)^5}$$

Cari Değer: 914,35 TL olarak bulunur.

$$\text{Cari Getiri (Verim)} = \frac{\text{Faiz}_t}{\text{Tahvilin Cari Değeri}_t}$$

$$\text{Cari Getiri (Verim)} = \frac{120}{931,33} = \%12,88$$

Stopaj oranı %10 ise stopaj sonrası ilk yıl cari getirisi aşağıdaki gibi hesaplanabilir.

$$\text{Stopaj sonrası net cari getiri; } \%12,88 (1-t) \text{ ise } \%12,88 (1-\%10) = \%11,59$$

Örnek 3.26: Nominal değeri 1000 TL olan bir tahvilin kupon faizi %20'dir. 3 yıl vadeli olarak ihraç edilmiş olan bir tahvilin piyasa faiz oranının %22 olması durumunda ilk yıl için cari getirisini hesaplayınız.

$$\text{Cari Değer} = \frac{200}{(1+0,22)^1} + \frac{200}{(1+0,22)^2} + \frac{1000+200}{(1+0,22)^3} = 959,15 \text{ TL olarak hesaplanır.}$$

$$\text{Cari Getiri (Verim)} = \frac{\text{Faiz}_t}{\text{Tahvilin Cari Değeri}_t}$$

$$\text{Cari Getiri (Verim)} = \frac{200}{959,15} = \%20,85 \text{ olacaktır.}$$

Stopaj oranı %10 ise Stopaj sonrası ilk yıl cari getiri aşağıdaki gibi hesaplanabilir;

Stopaj sonrası net cari veya nominal getiri; %20,85 (1-t) ise %20,85 (1-%10) = %18,765 olarak hesaplanır.

Örnek 3.27: Yukarıdaki örnek için tahvilin getirisinin %15 olması istenirse tahvil fiyatı nedir? İkinci olarak 900 TL teklif edilirse beklenen getiri oranını hesaplayınız.

$$\text{Cari Değer} = \frac{120}{(1+0,15)^1} + \frac{120}{(1+0,15)^2} + \frac{120}{(1+15)^3} + \frac{120}{(1+15)^4} + \frac{120+1000}{(1+15)^5}$$

Cari Değer: 914,35 TL'dir.

$$900 = \frac{120}{(1+k)^1} + \frac{120}{(1+k)^2} + \frac{120}{(1+k)^3} + \frac{120}{(1+k)^4} + \frac{120+1000}{(1+k)^5}$$

İVO yöntemi ile k bulunur. Enterpolasyon yöntemi kullanılır k bulunması için;

$$r = r_p + \frac{NBD_p}{NBD_p + |NBD_n|} (r_n - r_p)$$

k: %15 olsun NBD: 914,35, 914,35 – 900 = 14,35

k: %16 olsun NBD: 888,07, 888,07 -900 = -11,93

$$r = \%15 + \frac{14,35}{14,35 + |-11,93|} (\%16 - \%15) = \%15 + 0,0054 = \%15,54 \text{ olarak bulunur.}$$

Stopaj oranı: %10 ise; Stopaj sonrası net nominal veya cari getiri; %15,54 x (1-%10) = %13,98 olarak bulunur.

Örnek 3.28: İnfrasan endüstriyel ısıtma sistemleri firmasının ihraç ettiği 4 yıl vadeli tahvilin nominal değeri 1.000.0000 TL olan tahvillerin tamamı 800.000 TL'den satılmıştır. Tahvil ihracı ile ilgili olarak 20.000 TL aracılara komisyon ödenmiştir. Kupon faiz oranı yıllık %5 ve tahvil yılda bir faiz ödemeli ve kurumlar vergisi oranı %20'dir. Şirketin ihraç etmiş olduğu tahvillere ait vergi sonrası maliyeti hesaplayınız.

İlgili tahvil ihracına ait dönemsel nakit akışları Tablo 3.20'de görüldüğü gibi olmaktadır.

Tahvillerin satış değeri	800.000 TL
Komisyon gideri	-20.000 TL
Tahvil satışı sonucu net nakit girişi	780.000 TL

Tablo 3.20. İlgili Tahvil İhracına Ait Dönemsel Nakit Akışları

Dönem	1. Yıl	2. Yıl	3. Yıl	4. Yıl
Faiz Ödemeleri	50.000	50.000	50.000	50.000
Vergi Tasarrufu	-10.000	-10.000	-10.000	-10.000
Anapara Ödemesi	-	-	-	1.000.000
Dönemsel Net Nakit Çıkışı	40.000 TL	40.000 TL	40.000 TL	1.040.000 TL

Tahvilin maliyetinin eneterpolasyon yöntemi kullanılarak bulunabilir.

1. Yol; Enterpolasyon:

$$780.000 = \frac{40.000}{(1+k)^1} + \frac{40.000}{(1+k)^2} + \frac{40.000}{(1+k)^3} + \frac{40.000+1.000.000}{(1+k)^4}$$

k:%10 için;

İlk denemede, k=%10 olarak yatırım projesinin net bugünkü değerini hesaplayalım.

$$780.000 = \frac{40.000}{(1+k)^1} + \frac{40.000}{(1+k)^2} + \frac{40.000}{(1+k)^3} + \frac{40.000+1.000.000}{(1+k)^4}$$

$$NBD = \frac{40.000}{(1+0,10)^1} + \frac{40.000}{(1+0,10)^2} + \frac{40.000}{(1+0,10)^3} + \frac{40.000+1.000.000}{(1+0,10)^4} - 780.000$$

$$NBD = 809.908,07 - 780.000 = 29.908,7$$

NBD, pozitif bir değer olarak bulunmuştur ve negatif NBD elde etmek için iskonto oranının artırılması gerekmektedir. İskonto oranı artarsa NBD düşük olacaktır. Bu nedenle, k =%12 olarak alalım.

k:%12 için;

$$780.000 = \frac{40.000}{(1+k)^1} + \frac{40.000}{(1+k)^2} + \frac{40.000}{(1+k)^3} + \frac{40.000+1.000.000}{(1+k)^4}$$

$$NBD = \frac{40.000}{(1+0,12)^1} + \frac{40.000}{(1+0,12)^2} + \frac{40.000}{(1+0,12)^3} + \frac{40.000+1.000.000}{(1+0,12)^4}$$

$$NBD = 757.012,05 - 780.000 = - 22.987,95$$

Net bugünkü değeri sıfır yapan iskonto oranı (k), %10 ile %12 arasında bulunmaktadır. Aşağıdaki formül kullanılarak, iç verim oranı %12 olarak bulunur.

$$r = r_p + \frac{NBD_p}{NBD_p + |NBD_n|} (r_n + r_p)$$

$$r = 0,10 + \frac{29.908,7}{29.908,7 + |22.987,95|} \times (0,12 - 0,10) =$$

$$0,10 + 0,565418 \times 0,02 = 0,10 + 0,01130835 = 0,111308 = \%11,13 \text{ bulunur.}$$

Örnek 3.29: Anadolu Endüstri A.Ş şirketi, nominal faiz oranı %20 ve vadesi 4 yıl olan toplam 120.000 TL tutarında ana para ödemesi vade sonunda olan tahvil ihraç etmek istemektedir. Kurumlar vergisi oranı %20 ve aracı kurumlara ödenen komisyon ve ihraç giderlerinin toplamı, tahvil tutarının %15'ini oluşturmaktadır. Tahvil ihracının (borçlanmanın) vergi sonrası işletmeye olan maliyetini hesaplayınız.

$$120.000 \times \%20 = 24.000 \text{ TL Yıllık faiz ödemesi}$$

$$24.000 \times \%20 = 4.800 \text{ TL Yıllık vergi avantajı}$$

Komisyon ve ihraç giderleri çıkarıldıktan sonra bu tahvil ihracından işletmenin sağlayacağı net nakit girişi;

$$I_0 = 120.000 (1-0,15) = 102.000 \text{ TL}$$

Net nakit çıkışları ise Tablo 3.21'de görüldüğü gibi olmaktadır;

Tablo 3.21. Komisyon ve İhraç Giderleri Çıkarıldıktan Sonra Bu Tahvil İhracından İşletmenin Net Nakit Çıkışları

Yıl	Faiz Ödemesi	Vergi Tasarrufu (%20)	Anapara Ödemesi	Nakit Çıkışı
1	24.000	4.800	-	19.200
2	24.000	4.800	-	19.200
3	24.000	4.800	-	19.200
4	24.000	4.800	120.000	139.200

Tahvil ihracından sağlanacak net nakit girişini, nakit çıkışlarının bugünkü değeri toplamına eşitleyen iskonto oranı, borçlanmanın maliyetine eşit olmaktadır.

$$I_0 = \frac{C_1}{(1+k_i)^1} + \frac{C_2}{(1+k_i)^2} + \dots + \frac{C_n}{(1+k_i)^n}$$

$$102.000 = \frac{19.200}{(1+k_i)^1} + \frac{19.200}{(1+k_i)^2} + \frac{19.200}{(1+k_i)^3} + \frac{139.200}{(1+k_i)^4}$$

İç verim oranı bulma metodunu kullanarak veya sınıma yanılma veya enterpolasyon metoduyla $k_i = \%22,02$ olarak bulunabilir.

Eurobond; yabancı para cinsinden olan yatırımların maliyetinde kullanılan yabancı kaynakların iskonto oranının belirlenmesinde Eurobondlar kullanılabilir. Eurobond, devlet ya da şirketlerin, kendi ülkeleri dışından kaynak sağlamak amacıyla,

uluslararası piyasalarda yabancı para birimleri üzerinden satışa sundukları, genellikle uzun vadeli borçlanma aracıdır. Türkiye Cumhuriyeti Hazinesi tarafından uluslararası piyasalarda genellikle USD veya EURO cinsinden Eurobond ihraç edilmektedir. Başka bir ifadeyle, Eurobond veya Eurotahvil, baz alınan para biriminin ait olduğu ülkenin dışında ihraç edilen tahvillerdir. Örneğin; Türkiye'nin İngiltere'de dolar cinsinden ihraç ettiği tahviller Eurobond olarak ifade edilmektedir. Nedeni ise, Tahvil dolar cinsinden ama ABD dışında ihraç edilmektedir. Aynı tahvil ABD'de ihraç edilmiş olsaydı yabancı tahvil (foreign bond) olarak ifade edilecekti. Eurobond fiyatları, hem ihraç eden ülke veya kuruluşun mali ve ekonomik performanslarından, hem de uluslararası finansal piyasalardaki gelişmelerden etkilenmektedir (Aksoy ve Tanrıöven, 2014: 526).

Eurobond Özellikleri:

1. Başta Amerikan Doları olmak üzere, Euro, Japon Yeni, İsviçre Frangı gibi döviz cinsleri üzerinden ihraç edilebilmektedirler.
2. Vade genelde 5-30 yıl arasındadır.
3. Uzun vadeli tahvil olmalarından dolayı, kuponlu olarak ihraç edilir. Genellikle kuponlar sabit faizlidir. Kupon ödeme dönemlerinde yatırımcıya düzenli bir nakit akımı sağlar. Anapara ve kupon ödemeleri ihraç edildiği döviz cinsi üzerinden yapılır.
4. USD tahviller 6 ayda bir, EURO tahviller ise yılda bir kupon ödemelidir. Kuponların faizleri yıllık basit faiz olarak ifade edilir.
5. Vade sonu beklenmeden piyasa koşulları çerçevesinde nakde çevrilebilir.

3.8.5.1.3. İmtiyazlı Hisse Senedi Maliyeti

Tahvil ve hisse senedi arasında bulunan bir menkul kıymet olan imtiyazlı hisse senedi, önceden belirlenmiş sabit bir kar payı ödemesini kapsadığı için tahvile, tasfiye durumunda bütün alacaklar ödendikten sonra imtiyazlı hisse senedi sahiplerine ödeme yapıldığı için hisse senedine benzemektedir. İmtiyazlı hisse senedinin maliyeti, tahvil maliyetinden büyük, adi hisse senedi maliyetinden ise düşük olmaktadır. İmtiyazlı hisse senedinin vadesi yoksa ve ödenecek kar payları sabit ise, imtiyazlı hisse senedinin maliyeti şöyle bulunabilir (Bolak, 2000: 244):

$$k_p = k_e = \frac{D}{P_{0i}} \quad k_p = \frac{D_1}{p_0 - F}$$

k_p = İmtiyazlı hisse senedi maliyetini,

$D =$ İmtiyazlı hisse senedinin dağıtılması beklenen kar payını,

$P_{i0} =$ İmtiyazlı hisse senedi fiyatını göstermektedir.

Yeni ihraç edilen imtiyazlı hisse senetlerinin maliyeti hesaplanırken, imtiyazlı hisse senedinin satış veya piyasa fiyatından ihraç maliyetleri (F) çıkarılmaktadır.

Örnek 3.30: İnfratek işletmesi, nominal değeri 2 TL olan imtiyazlı hisse senetlerini, hisse senedi başına 0,15 TL çıkarım gideri yaparak ihraç etmiştir. İmtiyazlı hisse senetlerine ödenecek kar payı oranı %40'dır. Buna göre, imtiyazlı hisse senedinin işletmeye maliyeti nedir?

$$k_p = \frac{0,40}{2-0,15} = 0,21$$

3.8.5.1.4. Dağıtılmayan Karların Maliyeti

Dağıtılmayan karlar, firmaların kayda değer fon kaynaklarından birisi olup dönem sonlarında sağladıkları karların tamamını veya bir bölümünü dağıtmayarak firmalar yatırımlarını finanse edebilmektedirler. Dağıtılmayan karların da firmaya bir maliyeti olmakta ve dağıtılmayan karların maliyeti, hissedarların beklediği ya da piyasasının denge koşullarında beklediği getiri oranına eşit olmaktadır. Kar payı gelirleri vergiye tabi olmadığı zaman, dağıtılmayan karların maliyeti, öz sermaye maliyetine eşit olmaktadır (Kavcıoğlu, 2015: 65).

$$k_{re} = k_e \text{ bu eşitlikten, } k_{re} = \frac{D_1}{P_0} + g$$

Ortakların kar payları gelir vergisi kapsamında ise, dağıtılmayan karların maliyeti, öz sermaye maliyetinden, yani dağıtılan karların maliyetinden daha az olmaktadır. Dağıtılan kar payları, gelir vergisine tabi olduğunda, dağıtılmayan karların maliyeti şu şekilde hesaplanabilir;

$$k_{re} = k_e (1 - gv) \text{ ve } k_{re} = \left(\frac{D_1}{P_0} + g \right) (1 - gv)$$

Burada, k_{re} , dağıtılmayan karların maliyetini, gv , ortakların gelir vergisi dilimini ve k_e , öz sermaye veya adi hisse senedi maliyetini göstermektedir.

Örnek 3.31: XYZ firmasının adi hisse senedi maliyeti %35, ortakların gelir vergisi %40 ise, dağıtılmayan karların maliyeti kaçtır?

$$k_{re} = 0,35 (1-0,40) = \%21$$

Dağıtılmayan karların maliyeti özsermaye maliyetine eşit olduğundan, özsermaye veya adi hisse senedi maliyetinin bulunmasında kullanılan yöntemler, dağıtılmayan karların maliyetinin bulunmasında da faydalanılmaktadır. Dağıtılmayan karların maliyetinin bulunmasında kullanılan yöntemler;

- a) Kar Payı Modeli (İskonto Edilmiş Nakit Akışları Yöntemi),
- b) sermaye Varlıklarını Fiyatlama Modeli
- c) Tahvil Verimi Artı Risk Priminden oluşmaktadır.

3.8.5.2. Ağırlıklı Ortalama Sermaye Maliyeti

Ağırlıklı ortalama sermaye maliyeti, firmanın belirli bir zamandaki durumunu gösteren cari veya tarihi bir maliyet olup işletmenin sermaye yapısını oluşturan fon kaynaklarının maliyetleri ile fon kaynaklarının sermaye yapısı içindeki paylarının çarpımlarının toplanmasıyla bulunmaktadır. Sermaye yapısı değiştiğinde, sermayeye yeni kaynak eklendiğinde, ağırlıklı ortalama sermaye maliyeti değişeceğinden yeniden hesaplanmaktadır.

$$k_a = w_i \times k_i + w_e \times k_e + w_{re} \times k_{re}$$

k_a = Ağırlıklı ortalama sermaye maliyetini,

w = Fon kaynaklarının toplam sermaye içindeki payını,

k_{re} = Dağıtılmayan karları,

k_i = Tahvil (Borç) maliyetini,

k_e = Öz sermaye (adi hisse senedi) maliyetini göstermektedir.

AOSM = Borçların Ağırlığı * Borçların Maliyeti* (1-Vergi Oranı) + Özsermaye Ağırlığı * Özsermaye Maliyeti + Öncelikli Pay Senedi Ağırlığı * Öncelikli Pay Senedi Maliyeti

Örnek 3.32: İnfraşan endüstriyel ısıtma sistemleri firmasının ödenmiş sermayesi 150.000 TL, dağıtılmayan karları 50.000 TL ve borç tutarı 200.000 TL'dir. İşletme, %19 faiz oranı üzerinden borçlanmıştır. İşletmenin özsermaye maliyeti %35, kurumlar vergisi oranı %20, ortakların tabi olduğu gelir vergisi dilimi %40 ise, işletmenin ağırlıklı ortalama sermaye maliyetini bulunuz.

Vergi sonrası borçlanma maliyeti;

$$k_{iv} = k_i (1-t) = 0,19 \times (1 - 0,20) = 0,152 \text{ 'dir.}$$

Dağıtılmayan karların vergi sonrası maliyeti;

$$k_{re} = k_e (1 - gv) = 0,35 \times (1-0,40) = 0,21 \text{ 'dir.}$$

Tablo 3.22. İnfrasan Endüstriyel Isıtma Sistemleri Firmasının Fon Kaynağı, Borç, Hisse Senedi ve Dağıtılmayan Karları

Fon Kaynağı	Tutar	Toplam İçindeki Payı	Vergi Öncesi Maliyet	Vergi Sonarı Maliyet
Borç	200.000	50%	19%	15,20%
Hisse Senedi	150.000	37,5%	35%	35%
Dağıtılmayan Kar	50.000	12,50%	35%	21%
TOPLAM	400.000	%100		

İşletmenin ağırlıklı ortalama sermaye maliyeti;

$$k_a = (\text{Borç Oranı} \times \text{Borç Maliyeti Vergi sonrası}) + (\text{Öz Sermaye Oranı} \times \text{Vergi Sonrası Maliyet}) + (\text{Dağıtılmayan Kar Oranı} \times \text{Vergi Sonrası Maliyet})$$

$$k_a = (0,50 \times 0,152) + (0,375 \times 0,35) + (0,125 \times 0,21) = \%23,35 \text{ 'tir.}$$

3.8.5.3. Marjinal Sermaye Maliyeti

Ağırlıklı ortalama sermaye maliyeti, bir firmanın geçmişte, yatırımları için ihtiyaç duyulan fonları ortalama olarak hangi maliyetle sağlamış olduğunu göstermektedir. *Marjinal sermaye maliyeti*, gelecekte olacak bir yatırım projesi için gereksinim duyulacak fonların ortalama sermaye maliyetini göstermektedir (Bolak, 2000: 245).

Dolayısıyla yatırım projelerinin değerlendirilmesinde geçmiş verilerden hesaplanan tarihi sermaye maliyeti değil, marjinal sermaye maliyeti kullanılmaktadır. Firmalar, ağırlıklı marjinal sermaye maliyetinden daha yüksek getiriye sahip projeleri kabul etmeleri gerekmektedir (Özdemir, 1997: 457).

Örnek 3.33: İnfrasan endüstriyel ısıtma sistemleri firmasının toplam yatırım tutarı 600.000 TL olan bir yatırım projesinin 300.000 TL'si öz kaynakla, geriye kalan 300.000 TL'si uzun vadeli banka kredisi ile finanse edilecektir. Öz sermaye maliyeti 0,30 ve banka kredisinin maliyeti 0,20'dir. Kurumlar vergisi oranı 0,20'dir. Bu yatırım

projesinde, net nakit akışlarının bugüne indirgenmesinde kullanılacak iskonto oranı (ağırlıklı ortalama sermaye maliyeti) ne olmalıdır?

Tablo 3.23. İnfrasan Endüstriyel Isıtma Sistemleri Firmasının Vergi Sonrası Borçlarının Maliyeti

Fon Kaynağı	Tutar	Oranı	Maliyeti	Vergi Sonrası Maliyet
Hisse Senedi	300.000	50%	0,30	0,30
Banka Kredisi	300.000	50%	0,20	0,16

$\%20 \times (1 - \%20) = \%16$ Vergi Sonrası Borçların Maliyeti

$k_a = (0,50 \times 0,30) + (0,50 \times 0,16) = \%15 + \%8 = \%23$ bulunur.

Bu yatırım projesinde kullanılacak iskonto oranı $\%23$ 'tür. Daha önce de ifade edildiği gibi, yatırım projesinin değerlendirilmesinde kullanılacak iskonto oranı en az sermaye maliyeti kadar olabilir.

Örnek 3.34: Demir Endüstri A.Ş. firması, fabrika binasını genişletmek için 1.000.000 TL'lik fona ihtiyacını olacağını planlamaktadır. Projenin finansmanında kullanmayı düşündüğü fon kaynakları ve fon kaynaklarının vergi öncesi maliyetleri aşağıdaki Tablo 3.24'te olduğu gibidir:

Tablo 3.24. Projenin Finansmanında Kullanmayı Düşündüğü Fon Kaynakları ve Fon Kaynaklarının Vergi Öncesi Maliyetleri

Fon Kaynağı	Tutar	Maliyet
Tahvil İhracı	500.000 TL	20%
Adi Hisse Senedi İhracı	300.000 TL	25%
Dağıtılmayan Kar	200.000 TL	25%

Kurumlar vergisi oranı $\%20$ ve ortakların tabi olduğu gelir vergisi dilimi $\%30$ 'dur. Bu verilere göre, yatırım projesinin değerlendirilmesinde kullanılacak marjinal sermaye maliyetini hesaplayınız. Öncelikle, fon kaynaklarının vergi sonrası maliyetlerini hesaplanmaktadır.

Tahvil ihracıyla borçlanmanın vergi sonrası maliyeti,

$k_{iv} = k_i (1 - t) = \%20 (1 - \%20) = \%16$ 'dır. Dağıtılmayan karların vergi sonrası maliyeti,

$k_{re} = k_e (1 - gv) = \%25 (1 - \%30) = \%17,5$ 'tir.

Daha sonra, fon kaynaklarının toplam içindeki oranları ile fon kaynaklarının maliyetleri çarpılarak toplanır ve sermaye maliyeti %19 olarak bulunur.

Tablo 3.25. Daha Sonra, Fon Kaynaklarının Toplam İçindeki Oranları ile Fon Kaynaklarının Maliyetleri

Fon Kaynağı	Tutar	Toplam İçindeki Payı	Vergi Sonrası Maliyet
Tahvil İhracı	500.000	50%	16%
Adi Hisse Senedi İhracı	300.000	30%	25%
Dağıtılmayan Kar	200.000	20%	17,5%
Toplam	500.000	100%	

$k_a = (\text{Tahvil ihracı} \times \text{Vergi sonrası}) + (\text{Adi Hisse Senedi} \times \text{Vergi Sonrası Maliyet}) + (\text{Dağıtılmayan Kar Oranı} \times \text{Vergi Sonrası Maliyet})$

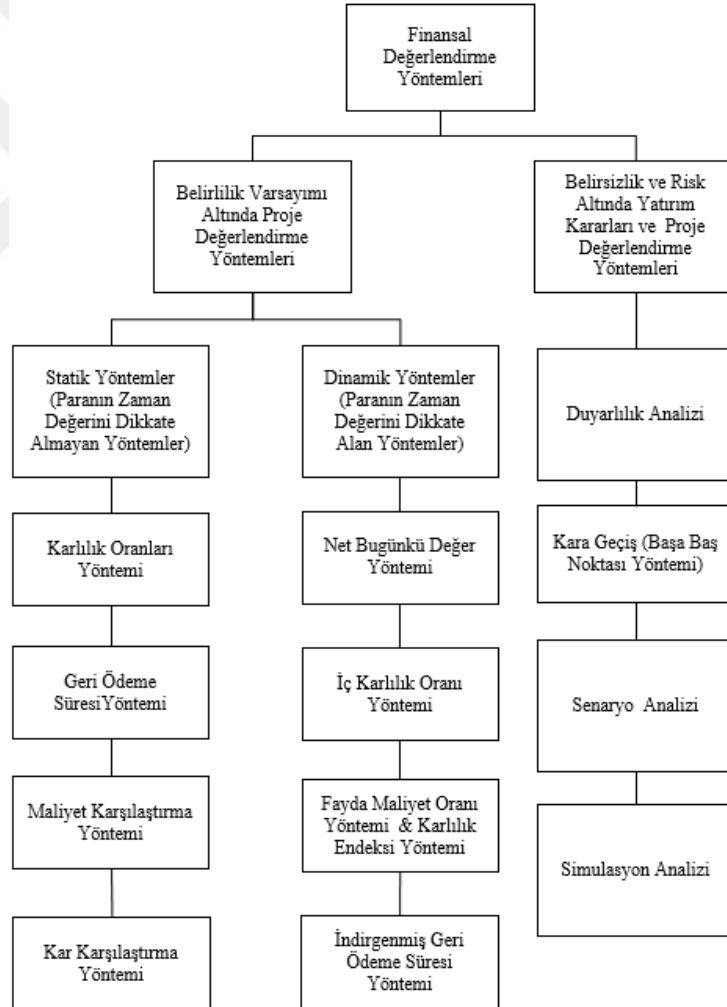
$$K_a = (\%50 \times \%16) + (\%30 \times \%25) + (\%20 \times \%17,5) = \%19$$

4. BÖLÜM

YATIRIM PROJELERİNİN DEĞERLENDİRİLMESİ

4.1. Yatırım Projelerini Değerlendirme Yöntemleri

Firmalar kıt ve sınırlı kaynakların kullanılması bakımından birbirleri ile rekabet halinde bulunan yatırım proje teklifleri arasında bir seçim veya tercih yapmak, bunları önem veya öncelik derecesine göre sıralamak ve bazı yatırımlardan bir süre de olsa vazgeçmek zorunda kalabilmektedirler. Şekil 4.1’de gösterildiği gibi “Belirlilik Varsayımı Altında Proje Değerlendirme Yöntemleri” ve “Belirsizlik ve Risk Altında Proje Değerlendirme ve Yatırım Kararları Verilmesi Yöntemleri” olarak iki farklı modelde yatırım projelerinin değerlendirilmeleri yapılmaktadır (Kavcıoğlu, 2015: 65).



Kaynak: Kavcıoğlu, 2015: 66.

Şekil 4.1. Finansal Yatırım Projesi Değerlendirme Yöntemleri.

4.1.1. Belirlilik Koşulu Altında Yatırım Projelerini Değerlendirme Yöntemleri

Belirlilik, bugünden gelecekle ilgili gerçekleşecek olayların nasıl ve ne şekilde gerçekleşeceği ve sonuçlarının ne olacağını önceden tahmin edildiği durum için kullanılmaktadır. Yatırım projeleri bakımından belirlilik durumu, yatırım projelerinden sağlanan nakit girişlerinin ve yatırım için kullanılan nakit çıkışlarının sayısal rakam veya tutar olarak tanımlanmasını göstermektedir. Belirlilik durumu reel olarak gerçekçi bir yaklaşım olmamaktadır. Çünkü risksiz yatırım olarak görülen devlet tahvilinin bile olası bir savaş, doğal afet vb gibi nedenlerle vade sonunda %100 ihtimalle ana para ödemesinin gerçekleşeceği garanti olmayabilir. Dolayısıyla gelecekte gerçekleşmesi ön görülen veya kesin olarak kabul edilen belirlilik varsayımı gerçekçi olamamaktadır. Ancak yatırımcılar yatırım projelerinin değerlendirilmesinde ve analizinde işlem ve analiz çabukluğu ve kolaylığı olması nedeniyle, belirlilik varsayımına göre oluşturulan hesaplamalar uygulamada kullanılmaktadır (Anbar ve Alper, 2015: 173).

Paranın zaman değerini dikkate almayan statik yöntemler ve paranın zaman değerini dikkate alan dinamik yöntemler, belirlilik koşulları altında, yatırım projelerinin değerlendirilmesinde kullanılmaktadır. Paranın zaman değeri, bir işletmenin gelecekte yatırım projelerinden belli bir dönemde sağlayacağı paranın veya nakit girişlerinin belli bir beklenen iskonto veya getiri oranı ile iskonto edilerek paranın bugünkü değeri bulunur ki bu değer işletmede bulunan aynı miktar parayla eşdeğer olmadığını göstermektedir.

Örnek 4.1: Cari faiz oranının %25 olduğu varsayıldığı bir durumda; birinci seçenek bugün için bir yatırımcıya 100.000 TL verilmesi, ikinci seçenek ise bir yıl sonra 110.000 TL verilmesi. Yatırımcı hangi seçeneği seçmesi gerektiği anlatılacaktır.

Yatırımcı, bugünkü verilen 100.000 TL seçmek isteyecektir, çünkü 100.000 TL'yi cari faiz oranı (istenen minimum getiri oranı) olan %25'den faize yatırarak bir yılın sonunda brüt 125.000 TL 'ye sahip olur. Tersten gidersek; 110.000 TL, %25 iskonto oranı ile iskonto edilirse paranın bugünkü değeri olarak 88.000 TL bulunur. Bu hesaplama yöntemi ile de bugünkü 100.000 TL cari faiz oranına göre bir yılsonunda elde edilecek 110.000 TL den daha iyi bir seçenektir (Kıyılar, 2010: 1).

Net Faiz: Brüt Faiz (1- Stopaj Oranı)

1. Statik Yöntemler / Paranın Zaman Değerini Dikkate Almayan Yöntemler

- a. Maliyet Karşılaştırma Yöntemi
- b. Kar Karşılaştırma Yöntemi
- c. Karlılık Oranları
- d. Geri Ödeme Süresi Yöntemi

2. Dinamik Yöntemler / Paranın Zaman Değerini Dikkate Alan Yöntemler

- a. İndirgenmiş (Düzeltilmiş) Geri Ödeme Süresi Yöntemi
- b. Net Bugünkü Değer Yöntemi
- c. İç Verim (Karlılık) Oranı Yöntemi
- d. Karlılık Endeksi (Fayda-Maliyet Oranı) Yöntemi

4.1.1.1. Statik Yöntemler

Paranın bugün ve gelecek dönemde de satın alma gücü bakımından aynı değere sahip olacağı ve paranın bir zaman değerinin olmadığı varsayımını temel almaktadır (Kavcıoğlu, 2015: 67).

4.1.1.1.1. Maliyet Karşılaştırma Yöntemi

Maliyet karşılaştırma yöntemi, yatırım projelerinin gelirleri aynı olduğu varsayılmakta ve yatırım projelerinin maliyetlerine göre değerlendirilmesini içeren en basit statik yöntemlerden biri olmakta ve yatırım projelerinin gelirleri dikkate alınmamakta, sadece maliyetler göz önünde bulundurulmaktadır (Götze, 2008: 32). Bu yöntemde yatırım projelerinden sağlanan satış gelirlerinin aynı olduğu varsayımı koşulu altında düşük maliyete sahip yatırım proje tercih edilmektedir. (Anbar ve Alper, 2015: 174). Maliyet karşılaştırma yönteminde, amortisman maliyeti, borçlar için ödenen faiz giderleri gibi farklı maliyet kalemleri dikkate alınabilmektedir. Normal amortisman yöntemine göre amortisman “ $Amortisman = (C-H) / n$ ” gibi hesaplanmaktadır. Burada C, “cost” yatırım tutarını veya maliyeti, H hurda değeri ve n ekonomik ömrü göstermektedir. Yatırım tutarına hurda değerinin ilave edilip ikiye bölünmesiyle bulunan tutarın faiz oranı veya iskonto oranı ile çarpılmasıyla işletmede kullanılan sermayenin faiz maliyeti bulunmaktadır.

Döneme ilişkin sermayenin faiz maliyeti = $[(C + H) / 2] \times i$

Formülde “i” faiz oranını göstermektedir.

Amortisman ve faiz maliyetinin toplamından oluşan bir döneme ilişkin sabit sermaye maliyeti aşağıdaki gibi formüle edilmektedir;

Sermaye Maliyeti = Amortisman + Sermayenin Faiz Maliyeti

$$\text{Sermaye Maliyeti} = [(C-H)/n] + [(C + H) / 2] \times i$$

Yatırım projelerinin hayata geçirilmesi ile oluşan işçilik maliyetleri, malzeme maliyetleri, nakliye giderleri, tamir ve bakım maliyetleri, hammadde maliyetleri, kira giderleri, enerji maliyetleri gibi maliyet türlerinin toplanmasıyla işletme maliyetleri bulunmaktadır.

Toplam Maliyet = Sermaye Maliyeti + Sermayenin Faiz Maliyeti + İşletme Maliyeti

$$\text{Toplam Maliyet} = [(C-H)/n] + [(C + H) / 2] \times i + I \text{ şeklinde gösterilebilir.}$$

Formülde “I” işletme maliyetini ifade etmektedir.

Birden fazla yatırım projesi arasında seçim yaparken, birinci olarak dönemler itibariyle maliyet karşılaştırması ve ikinci olarak üretilen birim başına maliyet karşılaştırılması yapılabilir. Eğer yatırım projelerinin sağladıkları hizmetlerin miktarları veya yıllık üretim miktarları benzer ise, her iki yöntemin hesaplama sonucu aynı olmaktadır. Ancak yatırım projelerin sağladıkları yıllık üretim miktarları farklı olduğu zaman dönem başına maliyetlerin karşılaştırılması kullanılması yerine yalnızca birim başına maliyet karşılaştırması yöntemi kullanılması gerekmektedir.

Örnek 4.2: İnfrasan endüstriyel infrared üretim sistemleri firması A ve B projeleri üzerinde çalışmaktadır. A ve B projelerine ilişkin yatırım maliyeti ve işletme maliyetine ait veriler aşağıdaki aşağıda Tabo 4.1 ‘de verilmektedir. İnfrasan işletmesi maliyetlerin karşılaştırılması yöntemine göre hangi projeyi tercih etmelidir?

Kapasite durumuna göre dönem maliyetlerini hesaplanabilir.

Tablo 4.1. A ve B Projelerine İlişkin Veriler

	A Projesi (000 TL)	B Projesi (000 TL)
1. Yatırım Maliyeti Unsurları		
- Sabit Sermaye Maliyeti (C)	120	160
- Hurda Değeri (H)	10	20
- İskonto Oranı (i)	12%	12%
- Ekonomik Ömür (n)	10 yıl	8 yıl
- Üretim Kapasitesi (Birim/Yıl)	30.000 adet	30.000 adet
2. İşletme Maliyeti Unsurları		

- İşçilik Maliyetleri	55	50
- Bakım-Onarım Maliyetleri	25	20
- Hammadde ve Mal Maliyetleri	85	80
- Enerji Maliyetleri	10	12
Toplam Dönem İşletme Maliyeti (I)	175	162

Her iki projenin yıllık üretim kapasitesi aynı olduğu için, dönem maliyetleri ve birim maliyetler karşılaştırılabilir;

Maliyet = $[(C-H)/n] + ([(C + H) / 2] x i) + I$ (İşletme Maliyeti)

Maliyet A = $[(120-10)/10] + ([(120 + 10) / 2] x \% 12) + 175 = 193,8$ TL

Maliyet B = $[(160-20)/8] + ([(160 + 20) / 2] x \% 12) + 162 = 190,3$ TL

Dönem maliyeti daha düşük (Maliyet B < Maliyet A) olduğu için, maliyetlerin karşılaştırılması yöntemine göre B projesi seçilebilir.

4.1.1.1.2. Kar Karşılaştırma Yöntemi

İşletmelerin temel stratejik ve kuruluş hedefleri maksimum düzeyde kar elde etmek olması nedeniyle iyi bir temel yönetim işlevleri kapsamında etkin olarak bilinçli ve iyi organize olmalarının varolan pek çok değişik yönetim araç ve tekniklerinin birtaneside “kar planlaması” olmaktadır. (Sevgener ve Hacırüstemoğlu, 2000:103). İşletmelerin kar planlaması yaparken kendi organizasyon ve yönetimi sonucu oluşan işletme karını etkileyen ve aşağıda bulunan çeşitli faktörleri tek tek dikkate alması ve bu faktörler arasındaki ilişkileri en iyi şekilde analiz etmesi gerekmektedir (Öztürk, 2012: 220, Sevgener, 1988:73).

1. Mamul veya Malların Birim Satış Fiyatı
2. Mamul, Hizmet veya Malların Toplam Satış Hacmi
3. Mamul veya Hizmet Satış Karışımı
4. Mamul veya Malların Birim Değişken Maliyeti
5. Toplam Sabit Maliyet

Maliyet karşılaştırma yöntemi, değerlendirilecek olan projelerin aynı satış düzeyine veya gelir yapısına sahip olduğunu varsaymakta ve projeden elde edilecek satış hasılatını dikkate almamaktadır. Kar karşılaştırma yönteminde, maliyetlerle birlikte yatırım projesinden elde edilecek satış gelirlerini de hesaba katmaktadır. Kar, işletmenin sağladığı toplam gelir ile bu gelirlerin sağlanması için gerçekleşmiş olan giderler arasındaki olumlu fark olarak ifade edilmektedir.

Kar = Toplam Gelirler (TG) – Toplam Maliyet (TM)

Kar = Satış Geliri - (Sabit Maliyet + Toplam Değişken Maliyet)

Toplam Gelirler: Satış Fiyatı x Satış Miktarı , TG = f .x

Kar= (f-b).x - a (Kar Fonksiyonu)

Tablo 4.2. Kar Fonksiyonuna Etki Eden Faktörler

Satış Fiyatı	f	TL
Satış Miktarı	x	br
Birim Değişken Maliyet	b	TL
Sabit Maliyet	a	TL

Eğer Kar büyük veya eşit 0 ise, yatırım projesi kabul edilebilir. Birden fazla yatırım projesi varsa, en yüksek kara sahip proje seçilmektedir. Yatırım projelerinin kapasiteleri ve yıllık üretim miktarları farklı ise, sadece dönem toplam karları karşılaştırılarak değerlendirme yapılmaktadır (Şahin, 2004: 137).

Örnek 4.3: Dilmenler Endüstri A.Ş. işletmesi, Tablo 4.3'te verilen X ve Y yatırım projelerinin verileri doğrultusunda iki yatırımdan birine karar vermek istemektedir.

Tablo 4.3. X ve Y Yatırım Projelerine İlişkin Veriler

	X Projesi	Y Projesi
Yatırım Maliyeti	400.000 TL	440.000 TL
Ekonomik Ömür	7 yıl	8 yıl
Yıllık Üretim Kapasitesi	60.000 birim	70.000 birim
Toplam Sabit Maliyet	90.000 TL	100.000 TL
Birim Değişken Maliyet	6 TL	7 TL
Satış Fiyatı	9 TL	10 TL
Hurda Değer	20.000 TL	25.000 TL

Yatırım projelerinin karlılıklarının karşılaştırılması yöntemine göre Dilmenler Endüstri A.Ş. hangi yatırım projesini seçmesi gerektiği anlatılacaktır.

X projesinin karı;

$$Kar_X = (f-b).x - a$$

$$Kar_X = (9-6) . 60.000 - 90.000 = 180.000 - 90.000 = 90.000 \text{ TL'dir.}$$

Y projesinin karı;

$$Kar_Y = (f-b).x - a$$

$Kar_Y = (10-7) \cdot 70.000 - 100.000 = 110.000$ TL'dir.

Her iki yatırım projesinden daha yüksek dönem karına sahip olan Y projesi seçilebilir. Bu yöntemde, maliyetleri etkileyen tek faktör üretim hacmi olması, satış fiyatları ve girdi maliyetlerinin sabit olması, işletmede tek bir mal, hizmet veya mamul satılması ve maliyetlere ilaveten satış hasılatı da hesaba katılmasına rağmen, yatırım değeri ve hurda değer dikkate alınmamaktadır. Ek olarak tek bir dönemin karını esas alması, dönembaşı ve dönemsonu mamul veya mal stoklarındaki değişme sıfır veya ihmal edilmesi ve paranın zaman değerini dikkate almaması, bu yöntemin diğer sakıncalarını oluşturmaktadır.

4.1.1.1.3. Karlılık Oranları Yöntemi

Yatırım projelerinin karlılık oranlarının veya Rantabilitenin bulunmasında yatırım maliyetini de dikkate alarak farklı yatırım projeleri arasında bir karşılaştırma yapma olanağı sunmaktadır. Karlılık oranları, net nakit girişlerinin ve net karın kullanılmasına göre ikiye ayrılabilir.

a. Net Nakit Girişleri Kullanılarak Yatırım Kârlılığının Hesaplanması

Net nakit akımları kullanılarak, yatırım projesinin tüm ekonomik ömrü süresince faaliyetleri sonucunda yaratacağı net nakit girişleri veya vergi sonrası net kara amortisman ilave edilerek bulunan toplamı, yatırım projesinin toplam yatırım tutarına oranlanarak yatırım karlılığı aşağıdaki formül kullanılarak hesaplanabilir (Ceylan ve Korkmaz, 2006: 322).

$$\text{Yatırım Karlılığı} = \frac{\text{Toplam Net Nakit Girişi}}{\text{Yatırım Tutarı}}$$

Bu yöntem, paranın zaman değerini hesaba katmadığı için, projelerin ekonomik ömürlerini de göz ardı etmektedir. Yatırım projelerinden sağlanacak ortalama yıllık net nakit girişinin yatırım tutarına oranı yönteminde, projenin ekonomik ömrü boyunca sağlayacağı ortalama net nakit girişleri, projenin yatırım tutarına oranı ile bulunabilir.

$$\text{Yatırım Karlılığı} = \frac{\text{Ortalama Yıllık Net Nakit Girişi}}{\text{Yatırım Tutarı}}$$

Yatırımcı, yatırım projesinin yatırım karlılığı oranını yatırımdan beklediği minimum getiri veya iskonto oranı ile karşılaştırması sonucunda yatırım karlılığı

oranının yüksek olması durumunda yatırım projesi kabul edilebilir. (Pamukçu, 1999: 114).

Projenin Yatırım Karlılığı > İstenen Getiri Oranı ise Proje KABUL edilebilir.

Projenin Yatırım Karlılığı < İstenen Getiri Oranı ise Proje RED edilebilir.

Projenin Yatırım Karlılığı = İstenen Getiri Oranı ise Proje KABUL edilebilir.

Örnek 4.4: Bir X yatırım projesinin toplam yatırım maliyeti 90.000 TL ve ekonomik ömrü 4 yıl ve bir Y yatırım projesinin toplam yatırım maliyeti 120.000 TL ve ekonomik ömrü 6 yıldır. X ve Y yatırım projelerinin gelecek yıllarda beklenen net nakit girişleri Tablo 4.4'te verilmektedir.

Tablo 4.4. X ve Y Projelerinin Tahmin Edilen Yıllık Net Nakit Girişleri

X Projesinin Net Nakit Girişleri	Y Projesinin Net Nakit Girişleri
30.000 TL	25.000 TL
40.000 TL	20.000 TL
30.000 TL	40.000 TL
30.000 TL	35.000 TL
-	10.000 TL
-	15.000 TL

Yatırımcının beklediği getiri oranı %25 olduğuna göre ortalama yıllık net nakit girişinin yatırım tutarına oranı yöntemine göre yatırımcı hangi projeyi tercih etmelidir?

X projesinde ortalama yıllık net nakit girişi, $(30.000 + 40.000 + 30.000 + 30.000) / 4 = 32.500$ TL'dir. Buradan, X projesinin yatırım karlılığı, $32.500 / 90.000 = 0,36$ yani %36 olarak bulunur. Y projesinin ortalama yıllık nakit girişi $145.000 / 6 = 24.166$ TL, yatırım karlılığı ise $24.166/120.000 = 0.20$ vey %20'dir. Karlılık oranı, istenen vey beklenen minimum karlılık oranı %25'ten büyük olan X projesi seçilebilir.

b. Net Kar Kullanılarak Yatırım Karlılığının Hesaplanması

Net kar kullanılarak yatırım karlılığının hesaplanmasında, üç farklı yöntem ele alınmaktadır;

1. Yatırımın Sağlayabileceği En Yüksek Yıllık Karın Yatırım Tutarına Oranı Yöntemi;

Yatırım projesinin en iyi faaliyet döneminde sağaldığı net kar, yatırım tutarına oranlanarak, yatırımın karlılığı hesaplanmaktadır. (Hawkins ve Pearce, 1978: 17).

$$\text{Karlılık Oranı} = \frac{\text{Yıllık Net Kar}}{\text{Yatırım Tutarı}}$$

Yıllık net kar, yatırım projesinden sağlanan vergi sonrası net karı ifade etmektedir. Yatırım tutarı, yatırım projesi için gerekli olan sabit sermaye harcamaları ile net işletme sermayesi toplamından oluşan toplam yatırım maliyetini göstermektedir. Karlılık oranı aynı zamanda öz sermaye veya toplam yatırım tutarı üzerinden hesaplanabilir (Balçık, 2003: 120). Yatırım projesinin yatırım maliyetinin finansmanında özkaynak yerine kredi veya borç kullanılması durumunda normal dönemdeki borcun faiz giderleri, net kara eklenmektedir. (Sarıaslan ve Erol, 2008: 261).

Yatırım projesinin yatırım maliyetinin finansmanında kredi veya yabancı kaynak kullanılması durumunda toplam yatırım karlılığı aşağıdaki gibi formüle edilmektedir;

$$\text{Karlılık Oranı} = \frac{\text{Yıllık Net Kar} + \text{Faiz}}{\text{Yatırım Tutarı}}$$

Yatırım tutarının finansmanında kredi veya yabancı kaynak kullanılması durumunda özsermaye üzerinden bulunan karlılık oranı aşağıdaki gibi formüle edilmektedir;

$$\text{Karlılık Oranı} = \frac{\text{Yıllık Net Kar}}{\text{Özsermaye}}$$

Bir yatırım projesinin seçilebilmesi için, projenin karlılık oranı, yatırımcının beklediği minimum getiri veya verim oranından büyük olması gerekmektedir.

Yatırım Projesinin Karlılık Oranı > Beklenen Getiri Oranı ise Proje KABUL edilebilir.

Yatırım Projesinin Karlılık Oranı < Beklenen Getiri Oranı ise Proje RED edilebilir.

Yatırım Projesinin Karlılık Oranı = Beklenen Getiri Oranı ise Proje KABUL edilebilir.

Örnek 4.5: 250.000 TL toplam yatırım tutarı olan bir ısıtma sistemi yatırım projesinin, 100.000 TL'si özkaynakla, geriye kalan 150.000 TL'lik bölümü yabancı kaynak ile finanse edilmesi planlanmaktadır. Yatırım projesinden sağlanması beklenen yıllık

net karlar ve kullanılan borca ilişkin faiz ödemeleri aşağıda Tablo 4.5'te gösterilmektedir.

Tablo 4.5. Yatırım Projesinden Beklenen Yıllık Net Karlar ve Kullanılan Borca İlişkin Faiz Ödemeleri

Yıl	Net Kar	Faiz Ödemeleri
1	70.000 TL	22.500 TL
2	80.000 TL	22.500 TL
3	100.000 TL	22.500 TL
4	80.000 TL	22.500 TL

Hesaplamalarda normal dönem olarak, karın en yüksek olduğu 3. yılın seçildiğini varsayalım. Bu durumda, toplam yatırım karlılığı aşağıdaki gibi hesaplanmaktadır.

$$\text{Karlılık Oranı} = \frac{\text{Yıllık Net Kar} + \text{Faiz}}{\text{Yatırım tutarı}} = \frac{100.000 + 22.500}{250.000} = 0,49' \text{dur.}$$

Projenin finansmanında kullanılan özsermaye üzerinden karlılık oranı ise,

$$\text{Karlılık Oranı} = \frac{\text{Yıllık Net Kar}}{\text{Özsermaye}} = \frac{100.000}{100.000} = 1' \text{dir.}$$

2. Ortalama Net Karın Yatırım Tutarına Oranı,

Ortalama yıllık net kar, yatırım projesi ile ilgili toplam yatırım tutarına bölünerek karlılık oranı bulunmaktadır. Ortalama yıllık net kar, toplam net karın, projenin ekonomik ömrü süresine bölünmesiyle elde edilmektedir (Akgüç, 1998: 335).

$$\text{Karlılık Oranı} = \frac{\sum_{t=1}^n P_t}{C}$$

P_t , projenin t yılındaki net karını; n , yatırım projesinin ekonomik ömrünü ve C , yatırım tutarını göstermektedir.

Projenin Karlılık Oranı > Beklenen Getiri Oranı ise Proje KABUL edilebilir.

Projenin Karlılık Oranı < Beklenen Getiri Oranı ise Proje RED edilebilir.

Projenin Karlılık Oranı = Beklenen Getiri Oranı ise Proje KABUL edilebilir.

Örnek 4.6: 190.000 TL yatırım maliyeti olan X yatırım projesinin ve yatırım maliyeti 160.000 TL olan Y yatırım projesinin ekonomik ömürleri boyunca sağlaması planlanan yıllık net karlar aşağıdaki Tablo 4.6'da verilmiştir.

Tablo 4.6. X ve Y Yatırım Projelerinin Ekonomik Ömürleri Boyunca Sağlaması Planlanan Yıllık Net Karlar

Yıl	X Projesi Yıllık Net Kar (TL)	Y Projesi Yıllık Net Kar (TL)
1	60.000	55.000
2	70.000	60.000
3	70.000	50.000
4	60.000	55.000
5	-	45.000

Yatırımcının, yatırım projesinden beklediği getiri oranı %30 ise, ortalama net kar/yatırım tutarı yöntemine göre yatırımcı hangi projeyi tercih etmelidir?

$$\text{Karlılık Oranı}_X = \frac{\frac{60.000 + 70.000 + 70.000 + 60.000}{4}}{190.000} = \frac{65.000}{190.000} = \%34,2$$

$$\text{Karlılık Oranı}_Y = \frac{\frac{55.000 + 60.000 + 50.000 + 55.000 + 45.000}{5}}{160.000} = \frac{66.250}{160.000} = \%41,4$$

Her iki yatırım projesinin de karlılık oranı beklenen karlılık oranının üzerinde olması nedeniyle her iki proje de kabul edilebilir.

3. Ortalama Net Karın Ortalama Yatırım Tutarına Oranı Yöntemi,

Ortalama net karın ortalama yatırım tutarına oranı yöntemi aşağıdaki gibi formüle edilebilir;

Ortalama Yatırım Tutarı = İşletme Sermayesi + [(Sabit sermaye yatırımı + Hurda değer) / 2]

$$\text{Karlılık Oranı} = \frac{\text{Ortalama Net Kar}}{\text{Ortalama Yatırım Tutarı}}$$

$$\text{Karlılık Oranı} = \frac{\frac{\sum_{t=1}^n P_t}{n}}{I_{is} + H + \frac{1}{2} (I_{is} - H)} = \frac{\frac{\sum_{t=1}^n P_t}{n}}{I_{is} + [(I_{is} + H) + 2]} =$$

P_t , projenin t yılındaki net karını; n, yatırımın ekonomik ömrünü; I_{is} , işletme sermayesi tutarını; I_{ss} , sabit sermaye yatırım tutarını H, hurda değeri göstermektedir.

Projenin Karlılık Oranı > Beklenen Getiri Oranı ise Proje KABUL edilebilir.

Projenin Karlılık Oranı < Beklenen Getiri Oranı ise Proje RED edilebilir.

Projenin Karlılık Oranı = Beklenen Getiri Oranı ise Proje KABUL edilebilir.

Örnek 4.7: İnfra mak endüstri işletmesi, 130.000 TL sabit sermaye yatırım miktarına sahip olan X yatırım projesinin, net işletme sermayesi ihtiyacı 40.000 TL, ekonomik ömrü 5 yıl ve ekonomik ömrü sonundaki hurda değeri 20.000 TL'dir. X yatırım projesinin ekonomik ömrü boyunca sağlaması tahmin edilen net karlar aşağıdaki Tablo 4.7'de olduğu gibidir:

Tablo 4.7. X Projesinin Ekonomik Ömrü Boyunca Sağlaması Tahmin Edilen Net Karı

Yıllar	NET KAR
1	35.000 TL
2	45.000 TL
3	30.000 TL
4	40.000 TL
5	50.000 TL

İşletme normal amortisman yöntemi kullanılmakta olup işletmenin bu yatırım projesinden istediği veya beklediği minimum getiri veya karlılık oranı %20'dir. Bu verilere göre işletme X yatırım projesine yatırım yapmalı mıdır?

Verilen bilgilere göre projenin Ortalama Yıllık Net Kar = $(35.000 + 45.000 + 30.000 + 40.000 + 50.000) / 5 = 40.000$ TL.

Ortalama Yatırım Tutarı = İşletme Sermayesi + [(Sabit sermaye yatırımı + Hurda değer) / 2]

Ortalama Yatırım Tutarı = $40.000 + [(130.000 + 20.000) / 2] = 115.000$ TL.

Projenin karlılık oranı = $40.000 / 115.000 = \%34$

X yatırım projesinin 5 yıllık ekonomik yaşamı boyunca yıllık %34 karlılık oranı elde edilmesi beklenmektedir. Yani yatırıma tahsis edilecek her bir lira için 34 kuruş kar beklenmektedir. Projenin karlılık oranı, istenen karlılık oranından büyük olduğu (%34 > %20) için x yatırım projesine yatırım yapılabilir.

Ortalama yatırım tutarı, toplam yatırım tutarı ile hurda tutarının toplamının ortalamasının alınmasıyla da bulunabilir.

$$\text{Karlılık Oranı} = \frac{\sum_{t=1}^n P_t / n}{(C + H) / 2}$$

P_t , projenin t yılındaki net karını; n, yatırımın ekonomik ömrünü; C yatırım projesinin yatırım tutarını H, hurda değeri göstermektedir.

Ortalama Yatırım Tutarı = 1. Yılın Başındaki Defter Değeri / 2 + Ekonomik Ömür Sonundaki Defter Değeri

Örnek 4.8: İnfrasan Endüstriyel şirketi ekonomik ömrü 5 yıl ve 60.000 TL maliyetli pres makinesini satın almak istemektedir. Firmanın söz konusu makineden 5 yıl boyunca beklediği amortisman ve vergi öncesi karlar (AVÖK) aşağıdaki Tablo 4.8’de verilmektedir;

Tablo 4.8. Firmanın Söz Konusu Pres Makinesinden 5 Yıl Boyunca Beklediği Amortisman ve Vergi Öncesi Karlar

Yıllar	AVÖK
1	15.000 TL
2	12.000 TL
3	12.000 TL
4	16.000 TL
5	15.000 TL

Firma bu yatırımdan minimum %20 kar beklemekte olup normal amortisman yöntemi kullanmakta ve tabi olduğu kurumlar vergisi oranı %20’dir. Pres makinesinin ekonomik ömrü sonundaki hurda değeri 6.000 TL olduğuna göre pres makinesi yatırımının ortalama karlılık oranını hesaplayınız.

$$\text{Yıllık Ortalama Kar} = (15.000 + 12.000 + 12.000 + 16.000 + 15.000) / 5 = 14.000 \text{ TL}$$

$$\text{Yıllık Amortisman Tutarı} = (60.000 - 6.000) / 5 = 10.800 \text{ TL}$$

$$\text{Vergiden Önceki Kar} = 14.000 - 10.800 = 3.200 \text{ TL}$$

$$\text{Vergi} = 3.200 \times 0,20 = 640 \text{ TL}$$

$$\text{Yıllık Ortalama Net Kar} = 3.200 - 640 = 2.560 \text{ TL}$$

$$\text{Ortalama Yatırım Tutarı} = 6.000 + (60.000 - 6.000) / 2 = 33.000 \text{ TL}$$

$$\text{Ortalama Yıllık Net Kar} / \text{Ortalama Yatırım Tutarı} = 2.560 / 33.000 = \%7,75$$

Aynı sonucu aşağıdaki Tablo 4.9’da bulunan veriler yardımıyla ulaşılabilir;

Tablo 4.9. Makinenin Karlılık Oranı, İşletmenin Yatırımdan İsteddiği Minimum Karlılık Oranı

YIL	AVÖK	AMORTİSMAN	VÖK	VERGİ	NET KAR
1	15.000	10.800	4.200	840	3.360
2	12.000	10.800	1.200	240	960
3	12.000	10.800	1.200	240	960
4	16.000	10.800	5.200	1.040	4.160
5	15.000	10.800	4.200	840	3.360
TOPLAM NET KAR					12.800

Ortalama Net Kar = $12.800 / 5 = 2.560$ TL

Ortalama Yatırım Tutarı = 33.000 TL

Ortalama Yıllık Net Kar / Ortalama Yatırım Tutarı = $2.560/33.000 = \%7,75$

Pres makinesinin karlılık oranı, işletmenin yatırımdan beklediği minimum getiri oranından düşük olduğu ($\%7,75 < \%20$) için, pres makinesi satın alımı yapılmayabilir.

4.1.1.1.4. Geri Ödeme Süresi Yöntemi

Geri ödeme süresi, yatırım yapılan paranın veya sermayenin geri dönüş hızını ölçen ve yatırım projesinden sağlanacak vergi sonrası net nakit girişlerinin, yatırım maliyetini karşılayabilmesi için gerekli süreyi veya ihtiyaç duyulan zamanı veya yıl sayını göstermektedir. (Bierman ve Smidt, 1975: 24). Bir başka deyişle geri ödeme süresi, bir yatırım projesi için yatırım harcamaları yapıldığı zamandan, bu harcamaların nakit girişi olarak geri döndüğü zamana kadar geçen süreyi göstermektedir. (Kıyılar, 2010: 99) Yöneticiler, bu yöntemle, yatırım projelerinin değerlendirilmesinde detay hesaplamalara girmeden, yatırımların gerçekçi olup olmadıklarını kolayca anlayabilirler.

Yatırım projesinden elde edilecek vergiden sonraki net kar ile amortisman toplamının kaç yıl içinde proje maliyetine denk geleceğini, yani yıllık net nakit girişleriyle projenin kendi kendini ne kadarlık bir sürede geri ödeyeceğini, geri ödeme süresi ile hesaplanmaktadır. Bir yatırım projesinin planlanan veya tahmin edilen geri ödeme süresi, yatırımcılar tarafından belirlenen maksimum geri ödeme süresinden daha kısa ise yatırım projesi kabul edilebilir. (Weston vd. 1996: 495). Bir yatırım projesinin kabul edilebilmesi için planlanan geri ödeme süresi, projenin ekonomik

ömürden de küçük olması gerekmektedir. Çünkü bir yatırım projesinin geri ödeme süresi ile ekonomik ömrünün aynı olması, yatırımdan beklenen nakit akışlarının sadece yatırım maliyetini karşıladığını ve projenin karlı olmadığını göstermektedir. (Peterson, 1994: 392).

Geri Ödeme Süresi (GÖS) < İstenen Maksimum GÖS ise Proje KABUL edilebilir.

Geri Ödeme Süresi (GÖS) > İstenen Maksimum GÖS ise Proje RED edilebilir.

Geri Ödeme Süresi (GÖS) = İstenen Maksimum GÖS ise Proje KABUL edilebilir.

Yatırım projesinden sağlanacak vergi sonrası yıllık net nakit girişleri her yıl birbirine eşit olduğunda yatırım projesinin geri ödeme süresi, yatırım projesi maliyetinin yıllık net nakit girişine bölünmesiyle bulunabilir:

$$\text{Geri Ödeme Süresi} = \frac{\text{Yatırım Projesi Maliyeti veya Toplam Yatırım tutarı}}{\text{Vergi Sonrası Yıllık Net Nakit Girişi}}$$
$$GÖS = \frac{C}{YNNG}$$

Bu formülde; C, Yatırım tutarını YNNN: Yıllık net nakit girişi GÖS: Geri ödeme süresini göstermektedir.

Örnek 4.9: İnfraşın işletmesi tarafından planlanan bir yatırım projesinin yatırım tutarı 200.000 TL ve ekonomik ömrü 6 yıl ve ekonomik ömrü boyunca her yıl 50.000 TL vergi sonrası net nakit girişi sağlayacağı öngörülmektedir. İşletme yatırımın kendisini maksimum 2 yılda geri ödemesini istemektedir. Bu verilere göre, yatırım projesinin geri ödeme süresini hesaplayınız.

$$GÖS = \frac{C}{YNNG} = \frac{200.000}{50.000} = 4 \text{ yıl}$$

Yatırım projesinin geri ödeme süresi 4 yıl olup, yatırımcının beklediği maksimum geri ödeme süresi olan 2 yıldan büyük olduğu için söz konusu yatırım projesi reddedilebilir.

Örnek 4.10: İnfratech endüstriyel işletmesi, toplam yatırım tutarı 150.000 TL ve ekonomik ömrü 4 yıl olan X yatırım projesi ile toplam yatırım tutarı 200.000 TL ve ekonomik ömrü 5 yıl olan Y yatırım projesinden birine yatırım yapmak istemektedir. X ve Y yatırım projelerinden elde edilmesi planlanan net nakit girişleri ise aşağıdaki Tablo 4.10'da verilmiştir;

Tablo 4.10. X ve Y Yatırım Projelerinden Elde Edilmesi Planlanan Net Nakit Girişleri

Yıllar	X Projesi NNG (TL)	Y Projesi NNG (TL)
1	40.000	60.000
2	50.000	70.000
3	60.000	80.000
4	70.000	50.000
5	-	50.000

İşletmenin geri ödeme süresi yöntemine göre hangi projeyi seçmesi gerektiği anlatılacaktır.

X yatırım projesinin geri ödeme süresi;

Tablo 4.11. X Yatırım Projesinin Geri Ödeme Süresi

Yıllar	Yıllık NNG	Nakit Girişlerinin Kümülatif Toplamı
1	40.000	40.000
2	50.000	90.000
3	60.000	150.000
4	70.000	210.000

X yatırım projesinde, kümülatif nakit girişleri, üçüncü yılda yatırım tutarına eşitlenmektedir. Dolayısıyla, X yatırım projesinin geri ödeme süresi 3 yıl, diğer bir ifadeyle, X yatırımının kendini geri kazanma süresi 3 yıl olarak hesaplanmaktadır.

Y yatırım projesinin geri ödeme süresini;

Tablo 4.12. Y Yatırım Projesinin Geri Ödeme Süresi

Yıllar	Yıllık Net Nakit Girişleri (TL)	Nakit Girişlerinin Kümülatif Toplamı
1	60.000	60.000
2	70.000	130.000
3	80.000	210.000
4	50.000	260.000
5	50.000	310.000

Y yatırım projesinin geri ödeme süresi, 2 ile 3 yıl arasında olup yatırım tutarı, nakit girişlerinin birikmiş toplamları içinde, 130.000 TL ile 210.000 TL arasında yer almaktadır. Geri ödeme süresini tam olarak hesaplamak için, yatırım tutarı olan 200.000 TL ile ikinci yıldaki birikmiş net nakit girişi 130.000 TL arasındaki fark, üçüncü yılın nakit girişi olan 80.000 TL'ye bölünerek küsurat yıl bulunur ve tam yıla eklenerek hesaplanmaktadır;

$$(200.000 - 130.000) / 80.000 = 0,87 \text{ yıl}$$

Y yatırım projesinin geri ödeme süresi, $2 + 0,87 = 2.87$ yıl veya yaklaşık 2 yıl 8,7 ay olarak bulunmaktadır.

Geri ödeme süresi yöntemine göre, X ve Y yatırım projeleri karşılaştırdığında, Y yatırım projesinin geri ödeme süresi daha kısa olması nedeniyle Y yatırım projesi tercih edilebilir.

Tam yıl olmayan bir başka ifadeyle küsuratlı geri ödeme süresinin hesaplanmasında, basit orantıyla artık yılın bulunup tam yıla eklenmesine benzer şekilde, aşağıdaki formülden faydalanılabilir.

$$GÖS = T_0 + \frac{C - KNG_{T_0}}{NNG_{T_1}}$$

C = Yatırım projesinin yatırım maliyetini veya tutarını ifade etmektedir.

T_0 = Küsuratsız tam yıl sayısını göstermektedir.

KNG_{T_0} = Küsuratsız tam yılın birikmiş veya kümülatif net nakit girişini ifade etmektedir.

NNG_{T_1} = Küsuratsız tam yıldan sonraki yılın net nakit girişini göstermektedir.

Örnek 4:10'da bulunan soruya ilişkin geri ödeme süresini yukarıdaki formül ile hesaplanması aşağıda gösterilmektedir.

$$GÖS = T_0 + \frac{C - KNG_{T_0}}{NNG_{T_1}}$$

$$GÖS_Y = 2 + \frac{200.000 - 130.000}{80.000} = 2.87 \text{ yıl olarak bulunur.}$$

Örnek 4.11: Bir yatırım projesinin yatırım maliyeti 200.000 TL ve her yıl yatırım projesinden beklenen vergi sonrası net nakit girişi 40.000 TL'dir. Yatırım projesinin ekonomik ömrü 15 yıl olduğuna göre yatırım projesinin geri ödeme süresini ve geri ödeme sayısını hesaplayınız.

$$\text{GÖS} = \frac{200.000}{40.000} = 5 \text{ yıl}, \quad \text{Geri Ödeme Sayısı} = \frac{15}{5} = 3 \text{ kez bulunur.}$$

Örnek 4.12: İnfrasan endüstriyel otomasyon şirketi, satın alma maliyeti 300.000 TL, ekonomik ömrü 5 yıl ve ekonomik ömrü sonundaki hurda değeri 20.000 TL olan bir iş makinesini satın almak istemektedir. İşletme, iş makinesinin geri ödeme süresinin maksimum 3,4 yıl olmasını istemektedir. İş makinesinin alınması durumunda beklenen net nakit girişleri aşağıdaki Tablo 4.13'te verilmektedir.

Tablo 4.13. Makinenin Alınması Durumunda Beklenen Net Nakit Girişleri

Yıllar	Yıllık Net Nakit Girişleri (TL)
1	60.000
2	70.000
3	75.000
4	65.000
5	50.000

İş makinesi yatırımının geri ödeme süresini hesaplayınız ve İnfrasan endüstriyel otomasyon şirketi bu yatırımı kabul etmeli midir?

Tablo 4.14. Yatırımın Geri Ödeme Süresi

Yıllar	Yıllık Net Nakit Girişleri (TL)	Kümülatif NNG
1	60.000	60.000
2	70.000	130.000
3	75.000	205.000
4	65.000	270.000
5	50.000	320.000

İş makinesinin yatırım maliyetinden hurda değeri çıkarıldıktan sonra yatırımın geri ödeme süresi dört ile beş yıl arasında gözükmektedir. Küsüratı bulmak için aşağıdaki yol izlenir;

$$\text{Geri Ödeme Süresi} = \frac{\text{Yatırım Maliyeti} - \text{Hurda Değer}}{\text{Net Nakit Girişleri}}$$

İş makinesinin defter değeri;

300.000 – 20.000 = 280.000 TL bulunur.

$$\text{GÖS} = T_0 + \frac{C - \text{KNNG}_{T_0}}{\text{NNG}_{T_1}}$$

$$\text{GÖS} = 4 + \frac{280.000 - 270.000}{50.000} = 4 + 0,2 = 4,2 \text{ yıl}$$

Yatırımın geri ödeme süresi, istenen maksimum geri ödeme süresinden büyük (4,2yıl > 3,4 yıl) olması nedeniyle işletme, yatırım projesini yapmayabilir.

Geri ödeme süresi yönteminin üstünlükleri aşağıda belirtilmektedir (Arnold, 2005: 66);

1. Geri ödeme süresi az olan yatırım projeleri daha az riskli olduğu düşünülebilir.
2. Geri ödeme süresi kısa olan yatırım projeleri daha çok likiditeye sahip olduğu düşünülebilir.

Geri ödeme süresi yöntemine yönetilen başlıca eleştiriler aşağıda belirtilmektedir (Peterson ve Fabbozzi, 2002: 64);

1. Paranın zaman değerini dikkate almamakta ve geri ödeme süresinden sonraki nakit girişleri göz ardı edilmektedir.
2. Geri ödeme süresinden önceki bütün nakit akışlarına aynı değeri vermektedir. Örneğin, yatırım tutarı 300 TL olan X projesinin birinci yılındaki net nakit girişi 20 TL, ikinci yıldaki net nakit girişinin 180 TL, üçüncü yıldaki net nakit girişi 100 TL; yatırım tutarı 300 TL olan Y projesinin ise birinci yıldaki net nakit girişinin 180 TL, ikinci yıldaki net nakit girişinin 20 TL, üçüncü yıldaki net nakit girişi 100 TL; olduğunu varsayalım. Her iki yatırım projesinin de geri ödeme süresi 3 yıl olmasına karşın, Y projesinin net bugünkü değeri daha yüksek olacaktır.

4.1.1.2. Dinamik Yöntemler

İskonto edilmiş nakit akışı yöntemi olarak da adlandırılmakta olan dinamik yöntemler, paranın zaman değerini dikkate alarak, yatırım projelerinden gelecekte sağlanacak olan vargi sonrası nakit giriş ve çıkışlarının belirli bir iskonto oranı ile bugüne indirgenmesi esasına dayanmaktadır. Yatırım projeleri değerlendirme yöntemleri arasında, Net bugünkü değer yöntemi, iç karlılık (verim) oranı yöntemi ve karlılık endeksi yöntemi önemli iskonto edilmiş nakit akışı yöntemleri bulunmaktadır. Bu yöntemlerin etkin bir şekilde kullanılması aşağıda bulunan varsayımların geçerli olmasına bağlı olmaktadır (Lumby, 1996: 104).

1. Piyasada fon ihtiyacı olanlar ile fon fazlası olanlar herhangi bir engelleme olmaksızın piyasaya eşit koşullarda girebilmeli.
2. Şeffaf piyasa nedeniyle tek bir faiz oranı geçerli olup borç alma ve borç verme faizi eşit olmalı.
3. Yatırım projeleri birbirinden bağımsız ve nakit akışları arasında bir ilişki bulunmamalı.
4. Yatırım projelerinin değerlendirilmesinde kullanılan iskonto oranı, beklenen getiri oranına eşit olup yatırım projelerinin kapsadığı risk düzeyini doğru bir şekilde yansıtmalı.

4.1.1.2.1. İndirgenmiş (Düzeltilmiş) Geri Ödeme Süresi Yöntemi

İndirgenmiş geri ödeme süresi yöntemi, yatırım projelerinden sağlanan vergi sonrası nakit girişlerinin sermaye maliyeti veya iskonto oranı üzerinden bugüne iskonto edilerek bulunmaktadır. Yatırım projesinden ekonomik ömrü süresince sağlanacak vergi sonrası net nakit akışlarının belli bir iskonto oranından indirgenmiş değerleri, yatırım tutarının bugünkü değerine eşit oluncaya kadar toplanarak eşitliğin sağlandığı yıl sayısı, indirgenmiş geri ödeme süresini vermektedir. (Kargül, 1996: 138; Kıyılar, 2010: 101). İndirgenmiş geri ödeme süresi yöntemi, aşağıdaki gibi formüle edilebilir;

$$\sum_{t=0}^n \frac{C_t}{(1+k)^t} = \frac{NNG_{n+1}}{(1+k)^{n+1}} + \frac{NNG_{n+2}}{(1+k)^{n+2}} + \dots \quad \sum_{t=0}^n \frac{NNA_t}{(1+k)^t} \geq 0$$
$$0 = -C + \sum_{t=1}^p \frac{NNG_t}{(1+k)^t}$$

İndirgenmiş GÖS < İstenen Maksimum GÖS ise Proje KABUL edilebilir.

İndirgenmiş GÖS > İstenen Maksimum GÖS ise Proje RED edilebilir.

İndirgenmiş GÖS = İstenen Maksimum GÖS ise Proje KABUL edilebilir.

BDFF: Bugünkü Değer Faiz Faktörü,

Tablo 4.15. N Yıl sonraki 1 TL'nin Bugünkü Değeri Tablosu

Periyot (Zaman), n İskonto Oranı, %k				
Zaman (Yıl)	9%	10%	11%	20%
0				
1	0.9174	0.9091	0.9009	0.8333
2	0.8417	0.8264	0.8116	0.6944
3	0.7722	0.7513	0.7312	0.5787
4	0.7084	0.6830	0.6587	0.4823
5	0.6499	0.6209	0.5935	0.4019
6	0.5963	0.5645	0.5346	0.3349
7	0.5470	0.5132	0.4817	0.2791

Yukarıdaki tabloda, belli bir faiz oranında periyot sayısı veya yıl sayısı arttıkça veya belli bir periyotta faiz oranı yükseldikçe tablo değeri Bugünkü Değer Faiz Faktörü (BDFF), gittikçe küçülmektedir (Kıyılar, 2010: 37).

Örnek 4.13: İnfrasan endüstriyel işletmesinin 160.000 TL yatırım tutarı ve tesis süresi 1 yıldan kısa bir yatırım projesinden yıllar itibariyle beklenen net nakit girişleri aşağıdaki gibidir. 1 TL'nin Bugünkü Değeri Tablosu kullanılarak %20 iskonto oranı üzerinden, indirgenmiş geri ödeme süresini hesaplayınız. BDFF=%20 için yıllara göre değişik değerler almaktadır.

Tablo 4.16. 1 TL'nin İndirgenmiş Geri Ödeme Süresi

Yıl	NNG	1 TL'nin BDFF (i=%20)	NNG Bugünkü Değeri	Kümülatif NNG
1	40.000	0,833	33.320	33.320
2	50.000	0,694	34.700	68.020
3	75.000	0,587	44.025	112.045
4	95.000	0,482	45.790	157.835
5	90.000	0,402	36.180	194.015
6	70.000	0,335	23.450	217.465

NNG: Net Nakit Girişleri, BDDF: Bugünkü Değer Faiz Faktörü

Görüldüğü gibi, indirgenmiş nakit akımlarının birikmiş toplamına göre, yatırım geri ödeme süresi 4 ila 5 yıl arasında bulunmaktadır.

Başka bir yol ise; 160.000 TL'ye tamamlamak için 157.835 TL'ye ne kadar ilave edilmesi gerekmektedir: $160.000 - 157.835 = 2.165$ TL gerekmektedir. Bu miktar bir sonraki periyotta elde edilen net nakit akım olan 36.180 TL'den karşılanacağı oran bulunabilir. $2.165 / 36.180 = 0,05984$ bulunur. Geri Ödeme Süresi; $4 + 0,05984 = 4,059$ yıl olarak bulunur.

Bir başka formülle gösterimi ise;

$$GÖS = T_0 + \frac{C - KNNG_{T_0}}{NNG_{T_1}} \quad GÖS = 4 + \frac{160.000 - 157.835}{36.180} = 4,06 \text{ yıldır.}$$

Düzeltilmiş geri ödeme süresi, yatırım projesinden sağlanan vergi sonrası net nakit girişlerinin bugünkü değerinin toplamını, yatırım maliyetinin bugünkü değerine eşitleyen süre olduğuna göre net bugünkü değer sıfır olduğu veya net bugünkü değer eğrisinin x eksenini yıl olarak kestiği nokta, geri ödeme süresini vermektedir. (Kolb ve Rodriguez, 1992: 326).

Örnek 4.14: İnfratech endüstriyel işletmesi 150.000 TL yatırım değeri olan yatırım projesinin tesis süresi 1 yıldan kısa bir yatırım projesinden yıllar itibariyle beklenen net nakit girişleri aşağıdaki gibidir. %10 iskonto oranı üzerinden, indirgenmiş geri ödeme süresini hesaplayınız?

BDF: Bugünkü Değer Faiz Faktörü, BDF=%10 için yıllara göre değişik değerler N Yıl sonraki 1 TL'nin Bugünkü Değeri Tablo 4.15'de verilmektedir.

Periyot (Zaman), n İskonto Oranı, %k				
Zaman (Yıl)	9%	10%	11%	20%
0				
1	0.9174	0.9091	0.9009	0.8333
2	0.8417	0.8264	0.8116	0.6944
3	0.7722	0.7513	0.7312	0.5787
4	0.7084	0.6830	0.6587	0.4823
5	0.6499	0.6209	0.5935	0.4019
6	0.5963	0.5645	0.5346	0.3349
7	0.5470	0.5132	0.4817	0.2791

Tablo 4.17. İndirgenmiş Nakit Akımları ve Kümülatif Toplam

Periyot n	Beklenen Nakit Akım	BDFB % 10	Beklenen NNG Bugünkü Değeri	Kümülatif NNG	Kümülatif NNG
0	-150,000.00	1	-150,000	-150,000	
1	30,000	0.9091	27,273	-122,727	27.273
2	45,000	0.8264	37,188	-85,539	64.461
3	50,000	0.7513	37,565	-47,974	102.026
4	50,000	0.6830	34,150	-13,824	136.176
5	70,000	0.6209	43,463	29,639	179.639
6	80,000	0.5645	45,160	74,799	
7	80,000	0.5132	41,056	115,855	

Görüldüğü gibi, indirgenmiş nakit akımlarının kümülatif toplamına göre, yatırım geri ödeme süresi 4 ila 5 yıl arasında bulunmaktadır.

Kümülatif toplam net nakit girişlerin pozitifte geçmesi için 4. dönemdeki 13.824 TL'ye ihtiyaç var ve bu ihtiyaç bir sonraki 5. dönemdeki 43.463 TL'den karşılanacağı için bu yıldaki kazancın ne kadarlık bir kısmı 13.824 TL'ye denk geldiği $13.824 / 43.463 = 0,3180$ eşitliği kullanılarak bulunmaktadır. Geri Ödeme Süresi; $4 + 0,3180 = 4,3180$ yıl olarak bulunmaktadır.

Diğer bir yol;

$$GÖS = T_0 + \frac{C - KNNG_{T_0}}{NNG_{T_1}}$$

$$GÖS = 4 + \frac{150.000 - 136.179}{43.463} = 4 + \frac{13.824}{43.463} = 4 + 0,318 = 4,3180 \text{ yıldır}$$

4.1.1.2.2. Net Bugünkü Değer Yöntemi

Bir yatırım projesinin net bugünkü değeri, yatırım projesinin ekonomik ömrü boyunca sağladığı vergi sonrası net nakit akımlarının işletmenin sermaye maliyeti veya istenen minimum getiri oranı üzerinden bugüne indirgenmiş değeri ile yatırım projesi için yapılan harcamaların bugünkü değeri arasındaki farka eşit olmaktadır. Net bugünkü değer yöntemine göre, yatırım projesinin net bugünkü değeri pozitif ($NBD > 0$) ise, yatırım projesinin yapılmasına karar verilebilir veya yatırım projesinin net bugünkü değeri negatif ($NBD < 0$) olursa, yatırım projesi iptal edilebilir. Yatırım projesinin tamamının bugün yani t_0 zamanında yapılacağı varsayılıyorsa, yatırım maliyeti bugüne iskonto edilememekte iken yatırımdan beklenen nakit girişleri ise yatırımın yapıldığı zamana, yani bugüne belli bir iskonto oranı ile indirilerek nakit

girişleri ile nakit çıkışları karşılaştırılabilmektedir. Özetle; Net bugünkü değer, bir yatırım projesinden sağlanan nakit girişlerinin bugünkü değeri ile nakit çıkışlarının bugünkü değerleri arasındaki farka eşit olmaktadır (Winger ve Mohan, 1991: 444; Kıyılar, 2010: 102)).

Net Bugünkü Değer = 0 ise Yatırım Projesi KABUL edilebilir.

Net Bugünkü Değer > 0 ise Yatırım Projesi KABUL edilebilir.

Net Bugünkü Değer < 0 ise Yatırım Projesi RED edilebilir.

Bir yatırım projesinin net bugünkü değeri pozitif çıktığında kabul edilmesi işletmenin değerini artırırken negatif net bugünkü değere sahip yatırım projelerinin kabul edilmesi, firmanın değerini azaltmaktadır (Weston ve diğerleri. 1996: 496). Bir yatırım projesinin değerlendirilmesindeki hedef, yatırım projesinden elde edilecek faydanın işletme değerine yapacağı katkıyı ortaya çıkarabilmektir. (Peterson, 1994: 354).

Net bugünkü değer yöntemi aşağıdaki gibi formüle edilerek gösterilebilir;

$$NBD = NGBD - NÇBD$$

Net Bugünkü Değer = Nakit Girişlerinin Bugünkü Değeri Toplamı – Nakit Çıkışlarının Bugünkü Değeri Toplamı

$$NBD = \left[\frac{R_1}{(1+k)^1} + \frac{R_2}{(1+k)^2} + \dots + \frac{R_n}{(1+k)^n} \right] - NC$$

$$NBD = \sum_{t=1}^n \frac{NG_t}{(1+k)^t} - NC$$

Burada;

R_1, R_2, R_n = Yatırım projesinin ekonomik ömrü boyunca her yıl yarattığı vergi sonrası net nakit akımı (Nakit Girişi) göstermektedir.

k = İstenen getiri oranını, iskonto oranı veya sermaye maliyetini göstermektedir.

NC = Yatırım projesinin ilk yatırım tutarı ya da yatırım projesi maliyetinin bugünkü değeri (Nakit Çıkışı) Yatırım tutarını göstermektedir.

n = Yatırım projesinin ekonomik ömrünü göstermektedir.

t : yatırım projesinden elde edilecek nakit akım zamanını veya periyodunu ifade etmektedir.

Bir yatırım projesinin bugünkü değeri veya başka bir ifadeyle brüt bugünkü değer, yatırım projesinden beklenen nakit girişlerinin belli bir istenen minimum getiriye veya sermaye maliyetini gösteren iskonto oranı üzerinden bugüne indirgenmiş değerlerinin toplamını ifade etmektedir. (Wilkes, 1977: 3).

NBD' in pozitif çıkması durumunda yatırım projesi sermaye maliyetinin üzerinde bir getiri sağlarken, NBD sıfıra eşit çıktığında projeden elde edilen getiri sermaye maliyetine eşit ve NBD' in negatif çıkması durumunda ise, projenin sermaye maliyetinden daha düşük bir getiri oranına sahip olduğunu işaret etmektedir (Kıyılar, 2010:103).

Net bugünkü değer özelliği kullanılarak alternatif yatırım projeleri arasından seçim yapılabilir.

Net Bugünkü Değer < Yatırım Projesi Maliyeti ise Proje RED edilebilir.

Net Bugünkü Değer > Yatırım Projesi Maliyeti ise Proje KABUL edilebilir.

Net Bugünkü Değer = Yatırım Projesi Maliyeti ise Proje KABUL edilebilir.

Net bugünkü değer yönteminde, nakit giriş ve çıkışlarının bugüne indirgenmesinde kullanılacak iskonto oranı olarak gösterilen k , i , veya r 'nin doğru olarak belirlenmesi, riskleri içermesi ve taraflarca kabul edilmesi oldukça önemli olmasının nedeni, yatırım projesi değerlendirme analizlerinde bu oranın yüksek veya düşük alınması, yatırım projeleri arasındaki sıralamayı etkileyebilir. (Ceylan ve Korkmaz, 2006:329). Yatırım projelerinin değerlendirilmesinde kullanılacak iskonto oranı veya sermaye maliyeti; işletmenin sermaye maliyeti, fırsat maliyeti, benzer yatırımlardaki kârlılık oranı, yatırımın taşıdığı risk ve yatırımcının yatırımdan beklediği minimum getiri oranı gibi faktörler dikkate alınarak belirlenmelidir.

a. Yatırım Dönemi Bir Yıldan Kısa Olan Projelerin Değerlendirilmesi.

Yatırım projelerin yatırım veya tesis süresi proje göre farklılık gösterebilir. Genelde proje değerlendirme hesaplamalarında tüm yatırım maliyetinin peşinen yapıldığı kabul edilmektedir.

$$\text{Net Bugünkü Değer (NBD)} = \sum_{t=1}^n \frac{R_t}{(1+k)^t} - NC$$

Örnek 4.15: İnfratech endüstriyel işletmesinin ekonomik ömrü 5 yıl ve yatırım projesinin maliyeti 130.000 TL olan bir yatırım projesinden beklediği net nakit girişleri aşağıdaki Tablo 4.18'deki gibidir.

Tablo 4.18. İnfratech Endüstriyel İşletmesinin Ekonomik Ömrü 5 Yıl ve Yatırım Projesi Maliyeti 130.000 TL Olan Bir Yatırım Projesinden Beklediği Net Nakit Girişleri

Yıllar	Yıllık Net Nakit Girişleri (TL)
1	40.000
2	50.000
3	50.000
4	60.000
5	40.000

Yatırımcının beklediği minimum getiri oranı veya iskonto oranı %15'tir. Net bugünkü değer yöntemine göre, yatırım projesi kabul edilmeli midir?

$$NBD = \left[\frac{40.000}{(1+0,15)^1} + \frac{50.000}{(1+0,15)^2} + \frac{50.000}{(1+0,15)^3} + \frac{60.000}{(1+0,15)^4} + \frac{40.000}{(1+0,15)^5} \right] - 130.000$$

$NBD = 159.658 - 130.000 = 29.658$ TL'dir. Yatırım projesinin net bugünkü değeri pozitif olduğu ($NBD > 0$) için, yatırım projesi kabul edilebilir.

b. Yatırım Dönemi Bir Yıldan Uzun Olan Yatırım Projelerinin Değerlendirilmesi,

Yatırım projelerinin yatırımı bir yıldan daha uzun zamanda tamamlanması veya gerçekleşmesi durumunda, yatırım projesi için harcananan yatırım tutarlarında nakit çıkışı olarak değerlendirilip istenen minimum getiri oranı veya iskonto üzerinden bugüne indirgenmesi gerekmektedir.

$$NBD = \frac{R_{m+1}}{(1+k)^{m+1}} + \frac{R_{m+2}}{(1+k)^{m+2}} + \dots + \frac{R_n}{(1+k)^n} - \left(\frac{NC_1}{(1+k)^1} + \frac{NC_2}{(1+k)^2} + \dots + \frac{NC_m}{(1+k)^m} \right)$$

$$NBD = \sum_{t=m+1}^n \frac{R_t}{(1+k)^t} - \sum_{t=0}^m \frac{NC_t}{(1+k)^t}$$

Örnek 4.16: İnfratech endüstriyel işletmesi iki yılda gerçekleştireceği bir yatırım projesinde, 1.yılda yapmayı planladığı yatırım harcaması tutarı 100.000 TL, 2. Yılda yapılması planlanan yatırım harcaması tutarı 120.000 TL olmak üzere, toplam yatırım

tutarı 220.000 TL'dir. Yatırımın ekonomik ömrü 5 yıldır ve projeden ekonomik ömrü boyunca beklenen net nakit girişleri aşağıdaki gibidir; Yatırımdan istenen getiri oranı %15'tir. Bu verilere göre;

- Yatırım projesinin net bugünkü değerini hesaplayınız?
- NBD karar özelliklerine göre söz konusu proje kabul edilmeli midir?

Tablo 4.19. Projeden Ekonomik Ömrü Boyunca Beklenen Net Nakit Girişleri

Yıllar	Yıllık NNG
3	100.000
4	90.000
5	90.000
6	80.000
7	60.000

Tablo 4.20. Yıllık Net Nakit Girişi

Yıl	Yatırım Tutarı	BDF,Bugünkü Değer Faktörü % 15	Yatırım Harcamalarının Bugünkü Değeri
T3	100.000	0,6575	65.750
T4	90.000	0,5718	51.462
T5	90.000	0,4972	44.748
T6	80.000	0,4323	34.584
T7	60.000	0,3759	22.554
Toplam			219.098

Tablo 4.21. Yatırım Harcamalarının Bugünkü Değeri

Yıl	Yatırım Tutarı	BDF,Bugünkü Değer Faktörü % 15	Yatırım Harcamalarının Bugünkü Değeri
T1	100.000	0,8696	86.960
T2	120.000	0,7561	90.372
Toplam			177.692

İşletme döneminde yatırım projesinden elde edilecek net nakit girişlerinin %15 iskonto oranı üzerinden bugünkü değerlerinin toplamı ise, 219.098 TL olarak bulunabilir.

$NBD = 219.098 - 177.692 = 41.406$ TL'dir.

Yatırım projesinin net bugünkü değeri sıfırdan büyük olduğu ($NBD = 41.406$ TL > 0) için, proje kabul edilebilir.

c. Ekonomik Ömrü Sonunda Hurda Değere Sahip Olan Yatırım Projelerinin Değerlendirilmesi,

Yatırım projesinin ekonomik ömrü sonunda bir hurda değeri söz konusuysa, ekonomik ömür sonundaki hurda değeri yatırım projesinden sağlanan nakit girişi olarak kabul edilir ve son yılın net nakit girişine eklenerek nakit girişlerinin bugünkü değeri bulunabilir.

$$NBD = \sum_{t=1}^n \frac{R_t}{(1+k)^t} + \frac{H}{(1+k)^t} - NC \quad H: \text{Hura Değeri}$$

$$NBD = \sum_{t=m+1}^n \frac{R_t}{(1+k)^t} + \frac{H}{(1+k)^n} - \sum_{t=0}^m \frac{NC_t}{(1+k)^t}$$

Örnek 4.17: İnfratech endüstriyel işletmesi, maliyeti 150.000 TL olan bir makineyi satın almayı düşünmektedir. Makinenin ekonomik ömrü 5 yıldır ve ancak işletme söz konusu makineyi 4. Yılsonunda 40.000 TL'ye satmayı planlamaktadır. İşletme doğrusal amortisman yöntemini kullanmaktadır. İşletmenin bu yatırımdan beklediği minimum getiri ve iskonto oranı %12'dir. Bu yatırım projesinin değerlendirmesi gösterilmektedir.

Kurumlar vergisi oranı %20'dir. Makinenin 4 yıl boyunca sağlayacağı net nakit akışları aşağıdaki Tablo 4.22'deki gibidir;

Tablo 4.22. Makinenin 4 Yıl Boyunca Sağlayacağı Net Nakit Akışları

Yıllar	Net Nakit Akımlar (TL)
1	40.000
2	40.000
3	40.000
4	30.000

Makinenin ekonomik ömrü sonunda, hurda değer üzerinden satılması durumunda elde edilecek satış geliri üzerinden ödenecek vergi düşülerek, vergi sonrası net hurda değer nakit akışı olarak hesaplamalara katılmaktadır. Makine amortisman süresi dolmadan 4. yılın sonunda satılacağı için, makinenin net defter değeri hesaplanmaktadır. Makine, defter değerinin üzerinde bir değerde satılırsa, aradaki fark üzerinden vergi ödenmekte veya defter değerine eşit veya defter değerinin altında bir paraya satılırsa vergi söz konusu olmamaktadır.

Makinenin Satış Fiyatı	40.000
Makinenin Net Defter Değeri	150.000-120.000=30.000
Satış Karı	10.000
Vergi (%20)	2.000
Vergi Sonrası Kalan	8.000
Net Defter Değeri	30.000
Vergi Sonrası Hurda Değer	28.000

Hurda değer hesaplandıktan sonra, yatırım projesinin net bugünkü değeri Tablo 4.23'te olduğu gibi hesaplanır.

Tablo 4.23. Yatırım Projesinin Net Bugünkü Değeri

Yıllar	Net Nakit Girişi (TL)	Bugünkü Değer Faktörü (%12)	Net Nakit Girişlerinin Bugünkü Değeri
1	40.000	0,8929	35.716
2	40.000	0,7972	31.888
3	40.000	0,7118	28.471
4	30.000	0,6355	19.066
Hurda Değer	28.000	0,6355	17.795
Toplam			132.936

$$\text{Net Bugünkü Değer} = 132.936 - 150.000 = 17.064 \text{ TL}$$

Net Bugünkü Değer < 0 olduğu için, makinenin satın alınmaması gerekmektedir.

d. Yıllık Nakit Girişleri Eşit Olan Yatırım Projelerinin Değerlendirilmesi,

$$NBD = R \left[\frac{(1+k)^n - 1}{k(1+k)^n} \right] - NC \quad NBD = R \left[\frac{1 - \frac{1}{(1+k)^n}}{k} \right] - NC$$

$$NBD = R \left[\frac{(1+k)^n - 1}{k(1+k)^n} \right] + \frac{H}{(1+k)^n} - C \quad (\text{hurda değeri varsa})$$

Örnek 4.18: Toplam yatırım projesi tutarı 150.000 TL ve ekonomik ömrü sonundaki hurda değeri 20.000 TL olan yatırım projesinin ekonomik ömrü 4 yıldır. Yatırım projesinden ekonomik ömrü boyunca sağlanacak her yıl tahmin edilen yıllık net nakit girişi 60.000 TL ve yatırım projesinden beklenen minimum getiri oranı %15 ise, Net bugünkü değer yöntemine göre söz konusu yatırım projesi kabul edilmeli midir?

Net Bugünkü Değer = NGBD – NÇBD ise,

$$\text{Net Bugünkü Değer} = 60.000 \left[\frac{(1+0,15)^4 - 1}{0,15 (1+0,15)^4} \right] + \frac{20.000}{(1+0,15)^4} - 150.000$$

$$\text{Net Bugünkü Değer} = [(60.000 \times 2,85) + (20.000 \times 0,571)] - 150.000$$

$$\text{Net Bugünkü Değer} = (171.000 + 11.435) - 150.000 = 32.435 \text{ TL}$$

Net Bugünkü Değer olan 32.435 TL > 0 olduğu için yatırım projesi kabul edilebilir.

Bazı yatırım projeleri, yatırımın kendisinden kaynaklı olarak sonsuz veya sınırsız ekonomik veya faydalı ömre sahip olabilir. Yatırım projelerinden sağlanacak vergi sonrası yıllık net nakit girişlerinin aynı olması durumunda, sonsuz ekonomik ömre sahip bir yatırım projesinin net bugünkü değeri aşağıdaki gibi formüle edilebilir;

$$\text{Net Bugünkü Değer} = \frac{\text{Yıllık Net Nakit Girişleri}}{\text{istenen getiri oranı}} - \text{Nakit Çıkışlarının Bugünkü Değeri}$$

Örnek 4.19: Yatırım maliyeti 120.000 TL olan bir yatırım projesinin her yıl 70.000 TL net nakit girişi sağlanması beklenmektedir. Yatırım ekonomik ömrünün sonsuz olduğu varsayılmaktadır. İskonto oranı %25'dir. Yatırım projesinin net bugünkü değerini hesaplanması anlatılmıştır.

$$NBD = \frac{YNNG}{k} - NÇBD = \frac{70.000}{0,25} - 120.000 = 280.000 - 120.000 = 160.000 \text{ TL}$$

NBD > 0 olduğu için proje kabul edilmelidir.

4.1.1.2.3. İç Verim Oranı Yöntemi

Bir yatırım projesinden elde edilecek vergi sonrası net nakit giriş ve çıkışlarını birbirine eşitleyen iskonto oranına iç verim oranı, iç karlılık veya iç getiri oranı denilmektedir. Başka bir ifadeyle yatırımın net bugünkü değerini sıfır yapan iskonto oranına iç verim oranı denilmektedir. Özetle iç verim oranı, bilinmeyen bir oran olup yatırım projesinden sağlanan vergi sonrası net nakit girişlerinin bugünkü değerini nakit çıkışlarının bugünkü değerine eşitleyen iskonto oranı olarak tanımlanmaktadır. İç Verim Oranı, dönemsel ve ortalama getiri olup bize yıllık ortalama getiri oranını vermektedir. Bir projenin ön gördüğü nakit çıkışlarının bugünkü değerini o projenin sağlayacağı nakit girişlerinin bugünkü değerine eşit kılan iskonto oranı iç verim oranı olup finans literatüründe hem getiridir hem maliyet olarak ifade edilmektedir. İç verim oranı, yapılan yatırımlarda getiri olurken borçlanma durumunda ise, her finansmanın maliyeti iç verim oranına eşit olmaktadır. Nakit girişlerinin bugünkü değeri ile nakit çıkışlarının bugünkü değeri arasındaki fark net bugünkü değeri denilmekte ve net bugünkü değeri sıfır yapan iskonto oranına iç verim oranı olarak ifade edilmektedir. İç verim oranı bilinmeyen bir oran olduğu için aşağıdaki eşitlik kullanılarak bulunabilir (Dayananda vd., 2002: 96; Kıyılar, 2010: 111).

$NBD = NGBD - NÇBD = 0$ veya Net bugünkü değeri sıfır yapan iskonto oranı iç verim oranını vermektedir. $NBD = 0$

Nakit Girişlerinin Bugünkü Değeri - Nakit Çıkışlarının Bugünkü Değeri = Sıfır

NBD: Net Bugünkü Değer,

NGBD: Nakit Girişlerinin Bugünkü Değeri,

NÇBD: Nakit Çıkışlarının Bugünkü Değeri,

$$\sum_{t=1}^n \frac{C_t}{(1+r)^t} = \sum_{t=1}^n \frac{CF_t}{(1+r)^t} = \frac{CF_1}{(1+r)^1} + \frac{CF_2}{(1+r)^2} + \dots + \frac{CF_n}{(1+r)^n}$$

$$NBD = \frac{CF_1}{(1+r)^1} + \frac{CF_2}{(1+r)^2} + \dots + \frac{CF_n}{(1+r)^n} - NC_t = 0$$

NC_t : Cost, belli bir zamanda öngörülen yatırım tutarı veya nakit çıkışını göstermektedir.

CF_t : Cash Flow, belli bir zamanda öngörülen nakit akımlarını göstermektedir.

r : İç verim oranını göstermektedir.

n : Projenin ekonomik ömrünü göstermektedir.

İç Verim Oranı (r) > İstenen Getiri Oranı (k) ise Proje KABUL edilebilir.

İç Verim Oranı (r) < İstenen Getiri Oranı (k) ise Proje RED edilebilir.

İç Verim Oranı (r) = İstenen Getiri Oranı (k) ise Proje KABUL edilebilir.

Yatırımın işletmeye geçiş süresi bir yıldan fazla ve hurda değer söz konusu olduğunda, iç verim oranı eşitliği aşağıdaki gibi projenin ekonomik ömrünün sonundaki yılda nakit girişi olarak düşünülerek formüle edilebilir.

$$NBD = \frac{CF_1}{(1+r)^1} + \frac{CF_2}{(1+r)^2} + \dots + \frac{CF_n}{(1+r)^n} + \frac{H}{(1+r)^n} - NC_t = 0$$

H: Hurda değerini göstermektedir.

İç verim oranı dönemsel ve ortalama getiri olduğunu bir örnekle gösterilmek istenirse;

Örnek 4.20: Bir kişinin elindeki 100\$ parasını % 10 mevduat faiz oranı ile 2 yıl vadeli bankaya yatırdığını düşünelim.

Tablo 4.24. Yıllara Göre Karlılık ve Getiri Oranları

0 Zaman Noktası	1. Yıl	2. Yıl
-100 \$	110\$	121\$

- 2 yılın sonundaki karlılık oranı nedir?
- Yıllık ortalama getiri oranı (İVO) nedir?

$$\frac{\text{Dönem Sonu} - \text{Dönem Başı}}{\text{Dönem Başı}} = \frac{\text{Getiri}}{\text{Yatırım Tutarı}} = \frac{121 - 100}{100} = 0,21 = \% 21$$

2 yıl için yatırım karlılığı % 21'dir.

Elde tutma süresi getirisi (holding period return), 2 yılın getirisi % 21 olarak bulunur.

Yukarıda görüldüğü gibi her yılın ortalama getirisi % 10 olmaktadır. Borç veya kredi veren kurumlar veya bankalar için % 10 maliyet, yatırımcı için ise %10 getiriyi ifade etmektedir. İç verim oranı, dönemsel ve ortalama getiriyi ifade ettiğine göre her yıl ortalama getiri %10 olmaktadır. Aşağıda iç verim oranı eşitliğinde 1. Yıl sıfır nakit girişi ve 2. Yıl 121\$ nakit girişlerini 100\$ yatırım tutarı olan nakit çıkışına eşitleyen iskonto oranı enterpolasyon ile %10 bulunmaktadır.

$100 = 0 + \frac{121}{(1+r)^2}$ ise $r = \% 10$ yıllık ortalama $\%10$ getiri var demektir. Aslında karlılık oranına bakılınca 2 yılın sonunda $\%21$ olarak görülmektedir.

Bir projenin net bugünkü değeri pozitif ise, projenin iç verim oranı, sermaye maiyetinden veya istenen getiri oranından büyük olacak ve bu durum $r > k$ olarak ifade edilmektedir. Eğer projenin net bugünkü değeri negatif ise, projenin iç verim oranı istenen getiri oranından küçük olmaktadır ($r < k$).

İç Verim Oranı (r) > İstenen Getiri Oranı (k) ise $NBD > 0$

İç Verim Oranı (r) < İstenen Getiri Oranı (k) ise $NBD < 0$

İç Verim Oranı (r) = İstenen Getiri Oranı (k) ise $NBD = 0$

Dolayısıyla, tek bir yatırım projesinin değerlendirilmesinde iç verim oranı ile Net bugünkü değer yöntemi aynı sonucu vermektedir. Ancak birden fazla yatırım projelerinin sıralanmasında veya alması projeler arasında seçim yapılması durumunda, bu iki yöntem farklı sonuçlar verebilmektedir (Weston ve diğerleri, 1996: 500).

a. Enterpolasyon Yöntemi Kullanılarak İç Verim Oranı Bulunması;

İç verim oranı bilinmeyen olduğu için bulunmasında sına (deneme)-yanılma yöntemiyle kullanılarak iç verim oranı tahmini olarak değerler verilerek, nakit girişlerinin bugünkü değeri nakit çıkışlarının bugünkü değerleri birbirine eşitleyen değer iç verim oranı olarak bulunabilir. Deneme-yanılma yöntemi şu aşamalardan oluşmaktadır (Moyer ve diğerleri, 1990: 335);

Örnek 4.21: İnfratech Endüstriyel A.Ş. işletmesi, aşağıdaki yıllık nakit girişlerini sağlayacak 100.000 TL maliyetli makineyi satın almak istemektedir. İşletmenin bu makine yatırımdan beklediği minimum getiri oranı $\%20$ olduğuna göre yatırım projesinin iç verim oranını deneme yanılma yöntemine göre hesaplayınız.

Tablo 4.25. Yatırım Projesinin İç Verim Oranı

YIL	YILLIK NET NAKİT GİRİŞİ
1	48.000 TL
2	52.000 TL
3	50.000 TL

Deneme-yanılma yöntemiyle yıllık nakit girişlerinin bugünkü değerleri ile makinenin maliyetini birbirine eşitleyen iskonto oranı için %10'u formülde yerine koyalım;

NÇBD = NGBD eşitleyen iskonto oranı olan iç verim oranının bulunması;

$$NC = \frac{R_1}{(1+r)^1} + \frac{R_2}{(1+r)^2} + \dots + \frac{R_n}{(1+r)^n}$$

$$119.900 = \frac{48.000}{(1+0,10)^1} + \frac{52.000}{(1+0,10)^2} + \frac{50.000}{(1+0,10)^3} \text{ ise } 119.900 < 124.777$$

Eşitliğin sağ tarafı, eşitliğin sol tarafından büyük olduğu için, iskonto oranının yükseltilmesi gerekmektedir. İç verim oranı olarak %15'i formülde yerine koyalım;

$$119.900 = \frac{48.000}{(1+0,15)^1} + \frac{52.000}{(1+0,15)^2} + \frac{50.000}{(1+0,15)^3} \text{ ise } 119.900 > 113.934$$

Eşitlik yine sağlanamamıştır. Eşitliği sağlamak için iskonto oranının %15'in altında olması gerekmektedir. Dolayısıyla, iç verim oranı %10 ile %15 arasındadır. Eşitliği sağlayan oran bulunana kadar, denemelere devam edilir. "r" yerine %12 iskonto oranı koyulduğunda, eşitliğin sağlandığı görülmektedir.

$$119.900 = \frac{48.000}{(1+0,12)^1} + \frac{52.000}{(1+0,12)^2} + \frac{50.000}{(1+0,12)^3}$$

$$119.900 = 119.900$$

Yatırım maliyetini, net nakit girişlerinin bugünkü değerine eşitleyen iskonto oranı ($r=12\%$), projenin iç verim oranıdır. Projenin iç verim oranı, istenen getiri oranından düşük olduğu için ($12\% < 20\%$) proje reddedilebilir.

Aşağıdaki eşitlik veya enterpolasyon kullanılarak, iç verim oranı yaklaşık olarak bulunabilir;

$$r = r_p + \frac{NBD_p}{NBD_p + |NBD_n|} (r_n - r_p)$$

Burada,

r = İç verim oranını,

r_p = Net bugünkü değeri pozitif yapan iskonto oranını,

r_n = Net bugünkü değeri negatif yapan iskonto oranını,

NBD_p = Pozitif net bugünkü değeri,

NBD_n = Negatif net bugünkü değerin mutlak değerini göstermektedir.

Örnek 4.22: İnfratech endüstriyel işletmesi, aşağıdaki yıllık nakit girişlerini sağlayacak bir makineyi 100.000 TL'ye satın almak istemektedir. İşletmenin bu yatırımdan beklediği minimum getiri oranı %20'dir. Bu verilere göre, yatırım projesinin iç verim oranını enterpolasyon yöntemine göre hesaplayınız.

Tablo 4.26. Yıllara Göre Yıllık Net Nakit Girişi

YIL	YILLIK NET NAKİT GİRİŞİ
1	48.000 TL
2	52.000 TL
3	50.000 TL

İlk denemede, $r=10\%$ olarak yatırım projesinin net bugünkü değerini hesaplayalım;

$$NBD = \frac{48.000}{(1+0,10)^1} + \frac{52.000}{(1+0,10)^2} + \frac{50.000}{(1+0,10)^3} - 119.900$$

$$NBD = 124.177 - 119.900 = 4.277$$

NBD, pozitif bir değer olarak bulunur ve negatif NBD elde etmek için iskonto oranının artırılması gerektiği için $r=15\%$ olarak alınabilir.

$$NBD = \frac{48.000}{(1+0,15)^1} + \frac{52.000}{(1+0,15)^2} + \frac{50.000}{(1+0,15)^3} - 119.900$$

$$NBD = 113.934 - 119.900 = -5.966 \text{ TL olarak bulunmaktadır.}$$

Net bugünkü değeri sıfır yapan iskonto oranı (r), %10 ile %15 arasında bulunmaktadır. Aşağıdaki formül kullanılarak, iç verim oranı %12 olarak bulunmaktadır.

$$r = r_p + \frac{NBD_p}{NBD_p + |NBD_n|} (r_n - r_p)$$

$$r = 0,10 + \frac{4.277}{4.277 + |5.966|} \times (0,15 - 0,10) = 0,1209 \cong 12\%$$

Yıllık Net Nakit Girişleri Eşit Olan Projelerde İVO' nın Hesaplanması;

Ekonomik ömrü sınırlı ve yıllık net nakit girişleri eşit olan bir yatırım projesinin iç verim oranının hesaplanmasında aşağıdaki formül kullanılabilir (Yılmaz, 2002: 172):

$$\text{İç Verim Oranı} = \frac{NNG}{NC}$$

Örnek 4.23: Bir yatırım projesinin maliyeti 2.000 TL ve yıllık yatırım projesinden sağlanan net nakit girişleri 500 TL ise söz konusu yatırım projesinin iç verim oranı bulunuz?

$$r = \frac{500}{2.000} = \%20' \text{ dir.}$$

4.1.1.2.4. Düzeltilmiş İç Verim Oranı

Yatırım projesinden sağlanan nakit akışlarının istenen getiri oranı üzerinden projenin ekonomik ömrü sonundaki değerlerinin toplamının, projenin yatırım tutarına eşitleyen iskonto oranının bulunmasına “düzeltilmiş iç verim oranı” denilmektedir. Düzeltilmiş iç verim oranı, aşağıdaki gibi formüle edilebilir (Weston ve diğerleri, 1996: 519);

$$\sum_{t=0}^n \frac{N\mathcal{C}_t}{(1+k)^t} = \frac{\sum_{t=0}^n NG_t(1+k)^{n-t}}{(1+r_d)^n}$$

Formülde, $N\mathcal{C}_t$, nakit çıkışlarını veya projenin maliyetini, NG_t , nakit girişlerini, k , istenen getiri oranını veya sermaye maliyetini ve r_d , düzeltilmiş iç verim oranını ifade etmektedir. Düzeltilmiş iç verim oranı (r_d), yukarıdaki formülde nakit girişlerinin gelecek değerini, nakit çıkışlarının bugünkü değerine eşitleyen iskonto oranı olarak ifade edilmektedir.

$r_d > k$ ise Proje KABUL edilebilir.

$r_d < k$ ise Proje RED edilebilir.

$r_d = k$ ise Proje KABUL edilebilir.

Örnek 4.24: İnframak endüstriyel işletmesi, ekonomik ömrü 5 yıl ve yatırım maliyeti 180.000 TL olan yatırımın nakit girişleri Tablo 4.27’de verilmektedir. İşletmenin sermaye maliyeti %10’dur.

Tablo 4.27. Yatırım Maliyeti 180.000 TL Olan Yatırımın Nakit Girişleri

YIL	YILLIK NET NAKİT GİRİŞİ
1	60.000
2	70.000
3	80.000
4	70.000
5	50.000

$$180.000 = \frac{60.000}{(1+r)^1} + \frac{70.000}{(1+r)^2} + \frac{80.000}{(1+r)^3} + \frac{70.000}{(1+r)^4} + \frac{50.000}{(1+r)^5}$$

r=%25 İç verim oranını ifade etmektedir.

Projenin iç verim oranı veya projenin karlılığı %25 olduğu görülmektedir. Proje %25 karlılığı sağlayabilmesi için her yılsonunda elde edilen net nakit girişlerinin %25 olan iç verim oranı üzerinden tekrar yatırılmasına bağlı olmaktadır. Gerçekte projeden sağlanan net nakit girişlerinin iç verim oranı kadar getiri sağlayacak bir alanda değerlendirmenin mümkün olmadığını göz önünde bulundurarak, düzeltilmiş iç verim oranını ile getirileri hesaplamak daha doğru olmaktadır. Düzeltilmiş iç verim oranı yönteminde, fonların, sermaye maliyeti veya istenen getiri oranı üzerinden yatırılacağı varsayımına göre iç verim oranı bulunmaktadır. Düzeltilmiş iç verim oranının bulunabilmesi için, öncelikle, her yıl elde edilen nakit girişlerinin %10 sermaye maliyeti üzerinden değerlendirilmesi durumunda ekonomik ömür sonundaki gelecek değerleri bulunmaktadır.

Tablo 4.28. Nakit Girişlerinin Gelecek Değerini

Yıllar	Net Nakit Girişi (TL)	1 TL'nin Gelecek Değeri (i=%10)	Nakit Girişlerinin 5. Yıl Sonundaki Değeri
1	60.000	$(1 + 0,10)^4 = 1,4641$	87.846
2	70.000	$(1 + 0,10)^3 = 1,331$	93.170
3	80.000	$(1 + 0,10)^2 = 1,210$	96.800
4	70.000	$(1 + 0,10)^1 = 1,10$	77.000
5	50.000	$(1 + 0,10)^0 = 1$	50.000
TOPLAM			404.816

Projenin sağlayacağı nakit girişlerinin 5. yılın sonundaki toplam değeri bulunduktan sonra, nakit girişlerinin gelecek değerini, yatırım maliyetine eşitleyen iskonto oranı bulunabilir;

$$180.000 = \frac{404.816}{(1+r_d)^5} \text{ ise } 180.000 (1 + r_d)^5 = 404.816$$

$$(1 + r_d)^5 = \frac{404.816}{180.000} = 2,24898 \text{ Buradan, } 1 + r_d = \sqrt[5]{2,24898} = 1,1760$$

$$r_d = 1,1760 - 1 = 0,1760 = \%17,6$$

Projenin iç verim oranı %25 iken, projenin düzeltilmiş iç verim oranı %17,6 olarak hesaplanmaktadır. Düzeltilmiş iç verim oranı, sermaye maliyetinden yüksek olduğu için (%17,6 > %10) proje kabul edilebilir.

Örnek 4.25: Ekonomik ömrü 4 yıl olan bir yatırım projesinin nakit akışları aşağıdaki gibidir. Bu yatırım projesinden istenen getiri oranı %12'dir.

Tablo 4.29. Ekonomik Ömrü 4 Yıl Olan Bir Yatırım Projesinin Nakit Akışları

YIL	YILLIK NET NAKİT GİRİŞİ (TL)
0	(60.000)
1	20.000
2	24.000
3	30.000
4	32.000

- Yatırım projesinin normal iç verim oranını hesaplayınız.
- Yatırım projesinin düzeltilmiş iç verim oranını hesaplayınız
- Normal iç verim oranına ve düzeltilmiş iç verim oranına göre, söz konusu proje kabul edilmeli midir?

Projenin normal iç verim oranı;

$$60.000 = \frac{20.000}{(1+r)^1} + \frac{24.000}{(1+r)^2} + \frac{30.000}{(1+r)^3} + \frac{32.000}{(1+r)^4}$$

İskonto oranı %24 olması durumunda, NBD = 1.008 TL

İskonto oranının %28 olması durumunda, NBD = -3.501 TL'dir.

$$r = r_p + \frac{NBD_p}{NBD_p + |NBD_n|} (r_n + r_p)$$

$$r = \%24 + \frac{1.008}{1.008 + |3.501|} (\%28 - \%24) = \%24,9 \cong \%25 \text{ 'tir.}$$

Düzeltilmiş iç verim oranını bulmak için, öncelikle nakit girişlerinin, beklenen getiri oranı üzerinden, projenin ekonomik ömrü sonundaki değerlerinin toplamı bulunabilir. Daha sonra, nakit girişlerinin bugünkü değerini, yatırım maliyetine eşitleyen iskonto oranı bulunabilir;

$$60.000 = \frac{123.804}{(1+r_d)^4} \quad r_d = \%19,8$$

Hem normal iç verim oranına hem de düzeltilmiş iç verim oranına göre, proje kabul edilebilir.

Örnek 4.26: UYGULAMA; İnfraşan endüstriyel işletmesi yeni bir yatırım projesi yapmak istemektedir. Söz konusu projeye ait Tablo 4.30’da verilen verilere göre yeni bir yatırımın değerlendirilmesini yapınız. Bu projenin yapılıp yapılmayacağını NBD yöntemi ve İVO yöntemine göre hesaplayınız.

- Kalem kalem yöntemine göre NBD bulunuz.
- Gelir tablosu yöntemine göre NBD bulunuz.
- Projeyi İVO’ya göre değerlendiriniz.

Tablo 4.30. İnfraşan Endüstriyel Üretim İşletmesinin Verileri

Proje Maliyeti veya İlk Yatırım Tutarı	TL	500,000
Projenin ekonomik ömrü (n)	Yıl	5
Amortisman		Doğrusal
Hurda Değeri	TL	120,000
Montaj Harcaması	TL	100,000
Satışlardan sağlanan gelir	TL/Yıl	220,000
Faaliyet Giderleri	TL/Yıl	45,000
Teknisyen Maaşı	TL/Yıl	18,000
Bakım Gideri	TL/Yıl	15,000
Havalandırma Gideri	TL/Yıl	10,000
Kurumlar Vergisi Oranı	%	20%
Beklenen minimum getiri oranı (k)	%	10%

k: vergi sonrası orandır. Piyasa faiz oranı, finansman maliyeti, istenen minimum getiri oranı

1. Kalem kalem formatına göre nakit girişleri ve çıkışları bir tarafa alınmaktadır. Çözüm için vergi öncesi ve sonra vergi sonrası “Net Nakit Girişi/Çıkışları” tanımlaması yapılmaktadır.

2. Makinenin maliyeti olan 500.000 TL maliyet olması nedeniyle muhasebe hesaplarında aktifleştirilmekte ve bilançoda gösterilerek projenin ekonomik ömrü boyunca amortismanına tabi tutulması sağlanmaktadır. Makine bir sabit varlık kalemi olduğu için makinenin maliyetini gelir tablosunda değil bilançoda kayıt altına alınmaktadır.

3. Hesaplamalarda (1-0) vergi avantajı olmadığını ifade etmektedir. Bir başka ifadeyle, (1,0) paranın şimdi veya bugün harcandığını göstermektedir. Genel olarak ilk yatırım maliyetleri yatırım projesinin başladığı anda gerçekleşmekte ve vergi avantajı oluşturmamaktadır.

4. Gelir.(1-%20); Gelirler üzerinden %20 oranında vergi kesintisi olması nedeniyle Nakit Girişi x (1-%20) oranında geliri azaltma etkisi oluşturmakta ve gelirin %20 lik kısmı nakit çıkışı gibi hesaplanmaktadır. Gelir vergisi % 20 olması nedeniyle tüm nakit girişleri üzerinden kurumlar vergisi oranı olan %20 oranında eksilme olmaktadır.

5. Gider x (1-%20); Giderler üzerinden %20 vergi tasarrufu olduğu için nakit çıkışından %20 oranında azaltma etkisi olmaktadır. Vergi avantajı nedeniyle giderin %20 lik bölümü nakit girişi gibi hesaplanmaktadır. Giderler veya faaliyet giderlerinde %20 lik vergi avantajı sağlanmaktadır.

6. Bir makinenin montaj harcaması, makinenin maliyetinin yaklaşık % 10 'unu aşarsa aktifleştirilebilir. Amortisman nakdi gider değil kaydı gider olması nedeniyle faaliyetlerden sağlanan net nakit akımları oluşturan vergi sonrası net kar değerine amortisman eklenmektedir. Makinenin kullanımı için montajın yapılması zorunlu olması nedeniyle makinenin maliyetine montaj maliyeti dahil edilmektedir.

Maliyet; bir varlığın elde edilmesinde veya inşaatında ödenen nakit veya nakit benzerlerini, verilen diğer bedellerin gerçeğe uygun değerini, belli durumlarda ilk muhasebeleştirme sırasında ilgili varlığa atfedilen bedeli ifade etmektedir. Başak bir ifadeyle maliyet; bir varlığın elde edilmesi amacıyla katlanılan parayla ifade edilen fedakarlıkların tümüne denilebilir.

7. Aşağıda maliyet olarak görülen bazı örnekler tanımlamalar bulunmaktadır.

- a. İthalat vergileri, iade edilmeyen alış vergileri dahil, satın alma fiyatı,
 - b. Varlığın yerleştirileceği yere ve yönetim tarafından amaçlanan koşullarda çalışabilmesine ilişkin her türlü maliyet,
 - c. Sökülme, taşınma ve yerleştirileceği alanın restorasyonu,
 - d. İlk teslimatta ilişkin maliyetler,
 - e. Yerin hazırlanmasının ilişkin maliyetler,
 - f. Kurulum ve montaj maliyetleri,
- a. Mesleki ücretler (Gökçen ve diğerleri, 2016:330).
- b. Nakit çıkışlarının bugünkü değeri kalem kalem yöntemine göre hesaplanması;

Tablo 4.31. Nakit Çıkışlarının Bugünkü Değeri Tablosu

Nakit Çıkışları	Hesaplama	Nakit Çıkışlarının Bugünkü Değeri (NÇBD) /TL
Makine Maliyeti	500.000 (1-0) (1,0)	500.000
Montaj Harcaması	100.000 (1-0)(1,0)	100.000
Faaliyet Giderleri	45.000(1-%20) ⁿ⁼⁵ (3,7908) ^{i=%10}	136.468,32
$\frac{45.000(1-\%20)}{(1+\%10)^1} + \frac{45.000(1-\%20)}{(1+\%10)^2} + \frac{45.000(1-\%20)}{(1+0,1)^3} + \frac{45.000(1-\%20)}{(1+0,1)^4} + \frac{45.000(1-\%20)}{(1+0,1)^5}$ = 136.468,32		
Teknisyen Maaşı	18.000(1-%20) ⁿ⁼⁵ (3,7908) ^{i=%10}	54.587,52
Bakım Gideri	15.000(1-%20) ⁿ⁼⁵ (3,7908) ^{i=%10}	45.489,60
Havalandırma	10.000(1-%20) ⁿ⁼⁵ (3,7908) ^{i=%10}	30.326,40
TOPLAM NÇBD		866.872,32

Amortisman nakdi gider değil, kaydi gider olarak ele alınmaktadır. Vergi avantajı varsa nakit girişi olarak hesaplanmaktadır.

Nakit çıkışlarının bugünkü değeri = NÇBD = 866.872,32 TL

Tablo 4.32. Nakit Girişlerinin Bugünkü Değeri Tablosu

Nakit Girişleri	Hesaplama	Nakit Girişlerinin Bugünkü Değeri (NGBD) /TL
Satışlar	220.000(1-%20) ⁿ⁼⁵ (3,7908) ^{i=%10}	667.180,80
Hurda Değeri ^(*)	120.000 (1-0) ⁿ⁼⁵ (0,6209) ^{i=%10}	74.508
$\frac{120.000}{(1+\%10)^5} = 74.508$ veya tablodan N dönem sonraki 1 TL nin Bugünkü Değeri n= 5 dönemi ve i:faiz %10 için 0,6209 değeri bulunur		
1. ^(*) Yenileme fonuna atıldığı zaman 3 yıl içinde yeni makine alınmak kaydı ile gelir üzerinden vergi verilmez ve yatırımcıya vergi avantajı sağlamaktadır. 2. Veya; Ödenmiş sermayeye atılarak % 25 üzerinden vergi verilmektedir.		
Amortismandan sağlanan vergi avantajı.	120.000x%20 ⁿ⁼⁵ (3,7908) ^{i=%10}	90.979,20
TOPLAM NGBD		832.668,00

Doğrusal amortisman yöntemine göre nakit girişlerin; $500.000 \text{ TL} / 5 = 120.000 \text{ TL}$ yıllık amortisman gideri bulunmaktadır. Faaliyetlerden sağlanan nakit girişleri genel olarak; $\text{VSNK} + \text{amortisman}$ olarak ifade edilebilir.

$$\text{NBD}_k = \text{NGBD}_k - \text{NÇBD}_k$$

$$\text{NGBD} = 832.668,00 \text{ TL} - \text{NÇBD } 866.872,32 \text{ TL} = -34.204,32 \text{ TL}$$

$\text{NBD} = -34.204,32 < 0$ olduğu için proje ret edilebilir.

Bu proje işletmemim değerini azaltmaktadır. Bir proje başlamadan önce yatırımcı beklentileri satın alınmış olarak düşünüldüğü için fiilen projenin başlamasına gerek olmamaktadır. Projeler, uygulamaya geçilmeden önce değerlendirilmektedir.

c. Nakit çıkışlarının bugünkü değerinin gelir tablosu yöntemine göre hesaplanması

Tablo 4.33. Nakit Çıkışlarının Bugünkü Değerinin Gelir Tablosu

	1.yıl
Satışlar	220.000
Faaliyet Giderleri	-45.000
Teknisyen Maaşı	-18.000
Bakım Giderleri	-15.000
Havalandırma Giderleri	-10.000
Amortisman Giderleri	-120.000
Vergi Öncesi Kar	12.000
Vergi	-2.400
Vergi Sonrası Net Kar	9.600
+ Amortisman	120.000
Net Nakit Girişi	129.600

Faaliyetlerden Sağlanan Net Nakit Girişi $\text{GENEL} = \text{VSNK} + \text{Amortisman}$

$$\text{FSNNG}_{\text{GENEL}} = 9.600 + 120.000 = 129.600 \text{ TL}$$

5 yıl boyunca aynı nakit akımları gerçekleşmektedir.

Tablo 4.34. 5 Yıl Boyunca Aynı Nakit Akımları

	1.yıl	2.yıl	3.yıl	4.yıl	5.yıl
Satışlar	220.000	220.000	220.000	220.000	220.000
Faaliyet Giderleri	-45.000	-45.000	-45.000	-45.000	-45.000
Teknisyen Maaşı	-18.000	-18.000	-18.000	-18.000	-18.000
Bakım Giderleri	-15.000	-15.000	-15.000	-15.000	-15.000
Havalandırma Giderleri	-10.000	-10.000	-10.000	-10.000	-10.000
Amortisman Giderleri	-120.000	-120.000	-120.000	-120.000	-120.000
Vergi Öncesi Kar	12.000	12.000	12.000	12.000	12.000
Vergi	-2.400	-2.400	-2.400	-2.400	-2.400
Vergi Sonrası Net Kar	9.600	9.600	9.600	9.600	9.600
+ Amortisman	120.000	120.000	120.000	120.000	120.000
Net Nakit Girişi	129.600	129.600	129.600	129.600	129.600

(FSNNG) Faaliyetlerden Sonra Sağlanan Net Nakit Girişi $SPESİFİK = VSNK +$
Amortisman \pm Ayarlamalar

Ayarlamalar = Δ (Net İşletme Sermayesi)

Ayarlamalar = Δ (Cari Aktif – Cari Pasif)

Proje değerlendirmelerinde genelde %99 oranında FSNNG net işletme sermayesindeki değişmelerin gerçekleştiği varsayılmaktadır.

5 yıl boyunca nakit girişleri 129.600 TL ve 5. yılda makinenin satışından elde edilecek hurda değerinden sağlanan nakit girişi olan 120.000 TL eklenerek yatırımdan beklenen minimum getiri oranı %10 oranı ile ıskonto edilerek NBD bulunmaktadır.

$$NGBD = 129.600n=5(3,7908)^{i=\%10} + 120.000 (1-0)^{n=5}(0,6209)^{i=\%10}$$

$$NGBD = 129.600 (3,7908) + 120.000 (0,6209)$$

$$NGBD = 491.287,68 + 74.508$$

$$NGBD = 565.795,68 \text{ TL}$$

Yukarıdaki NGBD hesaplamasının açılımı aşağıdaki gibi gösterilebilir;

$$NGBD = \frac{129.600}{(1+\%10)^1} + \frac{129.600}{(1+\%10)^2} + \frac{129.600}{(1+\%10)^3} + \frac{129.600}{(1+\%10)^4} + \frac{129.600+120.000}{(1+\%10)^5}$$

$$NGBD = 565.795,68 \text{ TL}$$

NÇBD = Gelir tablosunda yer almayan ve ilk yatırım maliyetinden oluşan nakit çıkışları ise;

$$NÇBD = 500.000 + 100.000 = 600.000 \text{ TL}$$

NBD hesaplırsak;

$$NBD = NGBD - NÇBD$$

$$NBD = 565.795,68 - 600.000 = -34.204,32 \text{ TL}$$

NBD = -34.204,32 < 0 olduğu için proje ret edilebilir.

İç verim oranı yöntemine göre projenin değerlendirilmesine yönelik hesaplama;

$$\sum_{t=1}^n \frac{C_t}{(1+r)^t} = \sum_{t=1}^n \frac{CF_t}{(1+r)^t} \quad \text{buradan, } C_t = \frac{CF_1}{(1+r)^1} + \frac{CF_2}{(1+r)^2} + \dots + \frac{CF_n}{(1+r)^n}$$

$$600.000 = \frac{129.600}{(1+r)^1} + \frac{129.600}{(1+r)^2} + \frac{129.600}{(1+r)^3} + \frac{129.600}{(1+r)^4} + \frac{129.600+120.000}{(1+r)^5}$$

$$İVO = r = \% 7,9498$$

Bu proje her yıl ortalama %7,9498 oranında getiri sağlamaktadır. Çünkü iç verim oranı dönemsel ve ortalama getiriyi göstermektedir.

İVO = r = % 7,9498 < k = %10 olduğu için “Proje RED” edilebilir.

Projeye ilişkin nakit akımları yıllar itibari ile aynı yani tek düze ise proje değerinin hesaplanmasında Gelir Tablosu Yöntemi kullanılmaktadır. Yıllar itibari ile nakit akımları aynı değil ise proje değerlendirme yöntemi için Kalem-Kalem Formatı kullanılmaktadır.

4.1.1.2.5. Kârlılık İndeksi Yöntemi (Fayda Maliyet Oranı)

Kârlılık indeksi yöntemi, fayda maliyet oranı olarak da ifade edilmekte olup paranın zaman değerini dikkate almayan dinamik bir proje değerlendirme yöntemler içinde bulunmaktadır. Yatırım projesinin ekonomik ömrü boyunca sağlayacağı net nakit girişlerinin bugünkü değerleri toplamının, proje için ön görülen nakit çıkışlarının bugünkü değerleri toplamına bölünmesiyle kârlılık indeksi elde edilmektedir.

$$\text{Kârlılık Endeksi} = \frac{NGBD_k}{NÇBD_k}$$

$$K/E = \frac{NGBD_k}{NÇBD_k}$$

Bir yatırım projesinin kabul edilebilmesi için Kârlılık Endeksi > 1 olmalıdır.

$$\text{Karlılık Endeksi (K/E)} = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{NG_t}{(1+k)^t} + H/(1+k)^n}{\sum_{t=1}^n \frac{Cost_t}{(1+k)^t}}$$

$$\text{Karlılık Endeksi} = \frac{\text{Vergi Sonrası Net Nakit Girişlerinin Bugünkü Değeri}}{\text{Yatırıma İlişkin Nakit Çıktılarının Bugünkü Değeri}}$$

Karlılık Endeksi Formülünde;

NG = Nakit girişlerini göstermektedir.

NÇ = Nakit çıkışlarını veya yatırım maliyetini göstermektedir.

H = Hurda değerini göstermektedir.

BD = Bugünkü değer veya brüt bugünkü değeri göstermektedir.

k = iskonto oranını göstermektedir.

Yatırım Projesinin bugünkü değeri ile proje için harcanan ilk yatırım tutarı arasındaki oran olarak tanımlanan kârlılık endeksine göre, projenin kabul edilebilmesi için, karlılık endeksi oranının 1'den büyük olması gerekmektedir. (Tiffin, 1999: 56).

Karlılık Endeksi > 1 ise Yatırım Projesi KABUL edilebilir.

Karlılık Endeksi < 1 ise Yatırım Projesi RED edilebilir.

Karlılık Endeksi = 1 ise Yatırım Projesi KABUL edilebilir.

Karlılık endeksi, yatırım projesi için yatırılan her 1 TL karşılığında yatırımın ne kadar getiri sağladığını göstermektedir. (Peterson ve Fabozzi, 2002: 80).

Net bugünkü değer, karlılık endeksi ve sermaye maliyeti arasındaki ilişki Tablo 4.36'da olduğu gibi özetlenebilir.

Tablo 4.35. Net Bugünkü Değer, Karlılık Endeksi Ve Sermaye Maliyeti Arasındaki İlişki

Net Bugünkü Değer	Karlılık Endeksi	Sermaye Maliyeti
NBD<0	KE<1	Proje Getirisi < Sermaye Getirisi
NBD>0	KE>1	Proje Getirisi > Sermaye Getirisi
NBD=0	KE=1	Proje Getirisi = Sermaye Getirisi

Örnek 4.27: İnfrastrüktür endüstriyel işletmesi ekonomik ömrü 4 yıl ve 100.000 TL yatırım tutarı 100.000 TL olan bir yatırım projesinin ekonomik ömrü boyunca sağlayacağı net nakit girişleri; yıllar itibariyle 30.000 TL, 50.000 TL, 40.000 TL ve

45.000 TL'dir. İskonto oranı %15 olduğuna göre, kârlılık endeksi kapsamında proje kabul edilmeli midir?

Tablo 4.36. Yatırım Tutarı 100.000 TL Olan Bir Yatırım Projesinin Ekonomik Ömrü Boyunca Sağlayacağı Net Nakit Girişleri

Yıllar	Net Nakit Girişi (TL)	1 TL'nin BD (i=%15)	Nakit Girişlerinin Bugünkü Değeri
1	30.000	0,8696	26.087
2	50.000	0,7561	37.807
3	40.000	0,6575	26.301
4	45.000	0,5718	25.729
TOPLAM			115.924

%15 iskonto oranı ile yıllar itibari ile indirgenmiş nakit girişlerinin bugünkü değeri toplamı 115.924 TL bulunur.

$$\text{Karlılık Endeksi} = \frac{115.924}{100.000} = 1,15$$

KE >1 olduğu için Proje Kabul edilebilir.

Karlılık endeksi yöntemi, bir projenin firmanın değerini artırıp artırmadığını da göstermektedir (Fabozzi ve Peterson, 2003: 440).

Örnek 4.28: Yatırım tutarı 100.000 TL ve nakit girişlerinin bugünkü değeri 113.000 TL olan A projesi ile yatırım tutarı 15.000 TL ve nakit girişlerinin bugünkü değeri 28.000 TL olan B projesini NBD ve KE yöntemlerine göre değerlendiriniz.

$$\text{A Projesinin NBD} = 113.000 - 100.000 = 13.000 \text{ TL}$$

$$\text{B Projesinin NBD} = 28.000 - 15.000 = 13.000 \text{ TL}$$

$$\text{A Projesinin Karlılık Endeksi} = 113.000 / 100.000 = 1,13$$

$$\text{B Projesinin Karlılık Endeksi} = 28.000 / 15.000 = 1,86$$

A ve B yatırım projelerinin net bugünkü değerlerinin eşit olması nedeniyle NBD yöntemine göre, yatırım projeleri arasında tercih yapmak zor olduğu için karlılık endeksi yöntemine göre, daha büyük karlılık endeksine sahip olan B projesi tercih edilebilir.

4.1.2. Belirsizlik Koşulu Altında Yatırım Projelerini Değerlendirme Yöntemleri

Belirlilik varsayımı altında yatırım projelerini değerlendirmede bütün yatırım projelerinin aynı risk seviyesine sahip olduğu varsayılması nedeniyle yatırım projesine ilişkin bütün parametreler tek bir sayıyla gösterilmektedir. Gerçekçi ve isabetli analizler yapabilmek için yatırım projeleri değerlemesinde geleceğin belirsizliğini veya projelerin risklerini göz önüne almak gerekmektedir. Ekonomik hayattaki gelişmeler, müşteri ihtiyaç ve beklentilerindeki değişimler, iş uyumsuzlukları, rekabet vb. faktörler nedeniyle geleceği tam olarak tahmin etmek mümkün olmayacağı için her yatırım projesinin farklı seviyelerde risk taşıdığı söylenebilir. Riskler nedeniyle bir yatırımdan sağlanacak nakit girişlerini, nakit çıkışlarını, bir yatırımın ekonomik ömrünü, sermaye maliyetini veya hurda değerini tek bir sayı olarak ifade etmektense, birer tesadüfi değişken olarak ele almak daha doğru bir yaklaşım olabilir (Okka, 2000: 322). Bu parametrelerin süreç veya süre içinde değişmesi ise, projenin net nakit akışlarının beklenen değerlerden farklılık göstermesine neden olarak yatırım projesinin riskini ifade etmektedir.

Bir olayın meydana gelme veya gerçekleşme ihtimali, söz konusu olayın gerçekleşme olasılığı olarak varsayıldığına göre, yazı tura atan bir şahsın yazı ya da turayı bulma olasılığı %50'dir. Bu türde, gerçekleşmesi mümkün bütün faaliyetler veya olaylar belirlenir ve bu faaliyetlerin her birinin gerçekleşme olasılığı tahmin edilirse, buna olasılık dağılımı denilmektedir (Karan, 2001: 132). Bir olay için olasılık dağılımı, subjektif veya objektif olarak ifade edilebilir (Defusco vd., 182).

Bir olayla ilgili olasılık dağılımının subjektif veya objektif olmasına göre, belirsizlik ve risk kavramları arasındaki ilişki veya değişiklik belirlenmektedir. Olasılık dağılımı, kişilerin arzularına ve beklentilerine bağlı olarak hiçbir veri veya tecrübeye dayanmadan subjektif yapılıyorsa belirsizlik, olasılık dağılımı, geçmiş veriler ve tecrübeler dikkate alınarak belirli bir analizler doğrultusunda objektif olarak yapılıyorsa risk söz konusu olmaktadır. (Sarıkamış, 1998: 174).

4.1.2.1. Belirsiz ve Risk Kavramları

Risk, yatırımcı tarafından beklenen getirinin gerçekleşen getiriden sapma veya az olma olasılığı olarak tanımlanmaktadır. Başka bir ifadeyle risk, gelecekte beklenilmeyen bir olayın veya durumun meydana gelme ihtimali ya da olasılığını göstermektedir. Örneğin; iflas etme, zarar etme, beklenen faydaya ulaşamama,

yaralanma, incinme ve zarara uğrama olasılıkları risk olarak ifade edilebilir. Yatırım projeleri kapsamında risk, projelerden elde edileceği düşünülen nakit akımlarının, gerçekleşen nakit akışlarından farklılık oluşması ihtimali veya olasılığı olarak ifade edilmektedir. (Ceylan, 2006: 191).

Risk ile getiri arasında doğrusal bir ilişki bulunması ve yatırım kararı belirleyen iki ana faktör olmaktadır. Yatırımcılarda bundan dolayı, yapacakları yatırımlarla ilişkili olarak beklenen getiri kadar riski de dikkate almak zorunda kalmaktadırlar. Bir yatırımın riski arttıkça, söz konusu yatırımdan beklenen getirisi de artmaktadır. Yatırımın vadesi ile risk arasında doğrusal bir ilişki olup yatırımın vadesi uzadıkça, söz konusu yatırımın riski de artmaktadır (Bodie ve Merton: 256).

Yatırım projelerinde genel olarak, ekonomik şartlar, talep, rekabet, teknoloji, enflasyon, ülke kararları, uluslararası koşullar gibi sebepler riske veya belirsizliğe neden olabilmektedir.

Riskleri çeşitli açılardan sınıflandırmak mümkün olmakla birlikte risk yönetimi açısından riskler, proje sahibinin kontrolü altında olup olmamasına göre, sistematik ve sistematik olmayan riskler bazında ikiye ayrılabilir. Risklerin ikiye ayrılabilmesi nedeniyle bir yatırım projesinin toplam riski, sistematik ve sistematik olmayan risklerin toplamından oluşmaktadır.

Proje sahibinin kontrolü dışında olan ve çeşitlendirme ile ortadan kaldırılamayan riskler, sistematik riskler kapsamında ele alınmaktadır. Sistematik riskler; enflasyon riski, kur riski, faiz oranı riski, piyasa riski ve politik risk gibi çeşitli risklerden oluşabilmektedir.

Sistematik olmayan riskler, yatırım projesinin kendinden kaynaklanan, kontrol edilebilen ve azaltılabilen riskler olarak tanımlanmaktadır. İşletmeye ait finansal risk, sektör riski ve yönetim riski sistematik olmayan riskler çerçevesinde değerlendirilen riskler olarak ortaya çıkmaktadır.

4.1.2.2. Beklenen Getirinin ve Riskin Ölçülmesi

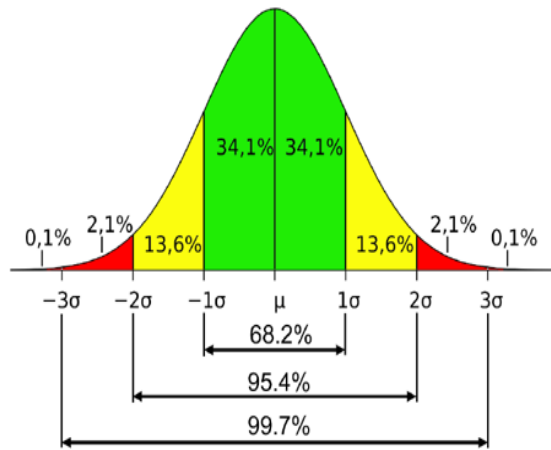
Yatırımcılar, yatırım kararı verirken sadece beklenen getiriye göre değil yatırım projelerinin riskini hesaplayarak veya göz önüne alarak karar vermektedir. Bu nedenle standart sapma, olasılık dağılımının frekansını gösterir ve risk ölçüsü olarak kullanılmaktadır. Standart sapma, her bir olası getirinin, beklenen getiriden ne kadar

uzak veya yakın yani saptığını göstermektedir (Sarıkamış, 1998: 175). Başka bir ifadeyle, nakit akımlarının olasılık dağılımı daha yaygın veya geniş olan yatırım projelerin riski daha yüksek olmaktadır. Standart sapma, sıfır (0) veya sıfırdan daha büyük değerler almaktadır. Standart sapmanın sıfır olması, beklenen değerden sapma olmadığını ve riskin söz konusu olmadığını göstermektedir. Standart sapmanın değeri sıfırdan ne kadar büyük ise, risk de o ölçüde büyük olmaktadır.

Risk, bir belirsizlik ölçüsü olup beklenen getirinin gerçekleşen getiriden sapma derecesi olarak ifade edilmekte ve risk ölçümünde kullanılan en bilinen yöntemlerden biri, standart sapmanın hesaplanması olmaktadır.

Evrende gözlenen değişkenlerin büyük çoğunluğunun çan eğrisine benzer bir dağılım gösterdiği kabul edilmektedir. Değişkenlere ilişkin verilerin oluşturduğu çan eğrisine benzer bu eğriye normal dağılım eğrisi, bu eğrinin yatay eksene göre gösterdiği dağılıma da normal dağılım veya Gauss dağılımı denilmektedir. Standart normal dağılımın ortalaması sıfır (0), standart sapması ise 1 olmaktadır. Standart normal dağılımda tepe değer, ortalama ve ortanca birbirine eşittir. Eğri dikey eksene göre simetrik ve normal dağılımda ortalama, ortanca ve tepe değerler birbirine eşittir. Bu istatistikler birbirine yaklaştığı ölçüde dağılım normalleşmekte, uzaklaştığı ölçüde de dağılım çarpıklaşmaktadır.

Normal Dağılım Eğrisi: Normal dağılım eğrisinde değerler, merkez etrafında kümelenme eğilimi göstermekte, eğrinin sağ ile solu sonsuza kadar uzanmakta ve eğri tabanı kesmemektedir. Eğri asimptotiktir ve $(-\infty$ ile $+\infty)$ aralığında değerler almaktadır. Normal dağılım eğrisi altında kalan alan ve olasılıklar Şekil 4.2.'de gösterilmektedir;



Normal dağılımda verilerin;

68.2% 'si $(+1\sigma)$ ile (-1σ) arasında

95.4% 'ü $(+2\sigma)$ ile (-2σ) arasında

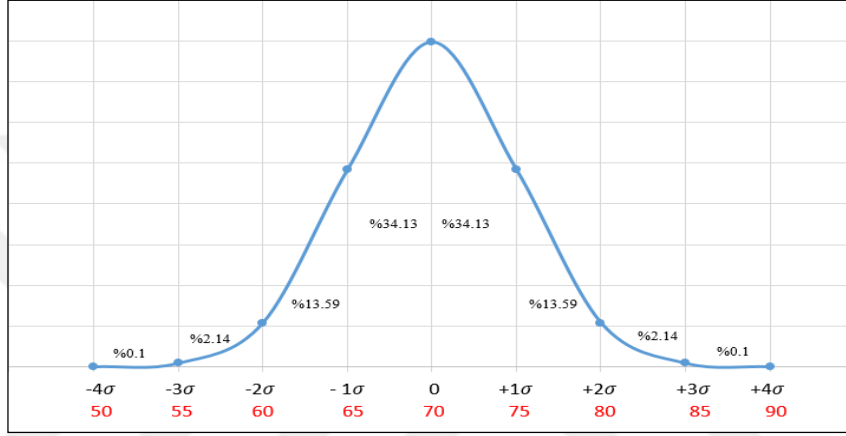
99.7% 'si $(+3\sigma)$ ile (-3σ) arasında

değer alır.

Şekil 4.239. Normal Dağılım Eğrisi.

Örnek 4.29: Bir portföyde bulunan varlıkların standart sapması 5 ve getirilerinin ortalaması 70 olduğuna göre;

- %68.2, %95.4 ve %99.7 olasılıkla getiriler hangi aralıkta değişim göstermektedir?
- Portföyde bir yatırımcının ortalama getirisi 60'ın altında bir varlığı seçme olasılığı nedir?
- Portföyde bir varlığın getirisinin 75 in altına olma olasılığı kaçtır?
- Portföyde bir varlığın getirisinin 65 ile 75 arasında olma ihtimali nedir?



Şekil 4.3. Bir Portföyde Bulunan Varlıkların Standart Sapması ve Getirilerinin Ortalaması

Portföydeki varlıkların ortalaması 70 ve standart sapması 5 olan dağılımın gösterimi, normal dağılım grafiği üzerinde gösterilmektedir. -1σ ile $+1\sigma$ standart sapma arası için ortalamaya standart sapma değeri 5 eklenip çıkartılarak getiriler hesaplanmaktadır. Getirilerin %68.2'sinin 65 ile 75 arasında olduğu ($70-5=65$ ve $70+5=75$) görülmektedir. Bir başka ifadeyle, %68.2 olasılıkla getirilerin oranının 65 ile 75 arasında olacağını ifade etmektedir. Getirilerin %95.4'ünün -2σ ile $+2\sigma$ arasında yani 60 ile 80 arasında ($70-10=60$ ve $70+10=80$) olduğu görülmektedir. Getirilerin %99,7'sinin 55 ile 85 arasında değişim gösterdiği görülmektedir. Bir varlığın ortalamasının 60'ın altında olma olasılığı, $\%2.14 + \%0.13 = 0.0227$ yani %2.27'dir. Bir varlığın ortalamasının 75'in üstünde olma olasılığı ise $\%13.59 + \%2.14 + \%0.13 = 0.1586$ yani %15.86'dır. Söz konusu portföyde bir varlığın getirisinin 65 ile 75 arasında olma olasılığı, $\%34.13 + \%34.13 = \%68.26$ 'dır.

Normal dağılım tablolarında dağılımın sağ ve sol tarafında kalan alanlara göre kazanç ve kayıpların ihtimali de bulunabilmektedir. İşletmenin belli oranda kazancı

elde etmesinin ihtimali de standart normal dağılım alanları tablosu üzerinden bulunabilmektedir.

Yukarıdaki örnekte bir varlığın getirisinin %25 üzerinde olma olasılığı gösterilmekte ve bu varlık aşağıdaki eşitlikle de gösterilmektedir.

$$Z = \frac{x_i - \bar{x}}{\sigma}$$

Z: Ortalamanın sağında ve solunda kalan alanı belirleyecek sayıyı göstermektedir.

x_i : İstenen verimlilik veya getiri oranı, bir varlığın oranı olmaktadır.

\bar{x} : muhtemel verimliliğin beklenen değeri, ortalama getiri olmaktadır.

σ : standart sapma

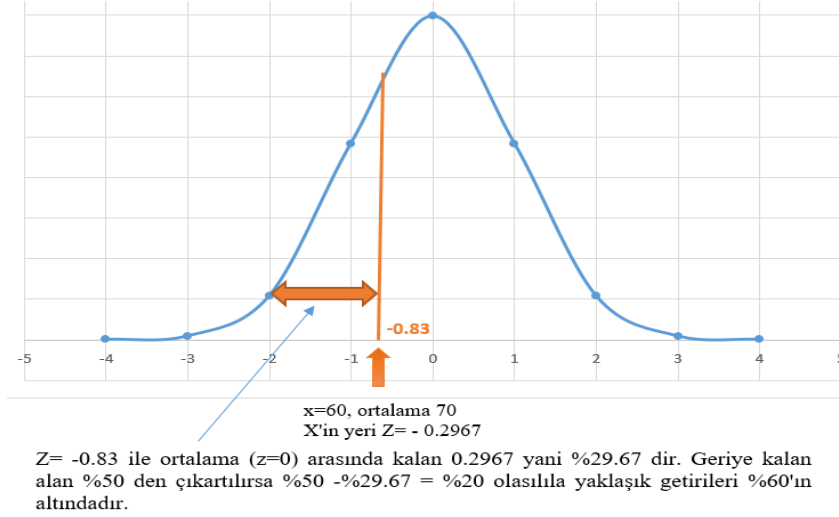
Örnek 4.30: Standart sapması 12 ve ortalama getirisi %70 olan portföyün normal dağılım gösteren içindeki getirisi %60 olan varlığın performansı hakkında ne söylenebilir?

$$Z = \frac{60 - 70}{12} = -0.83$$

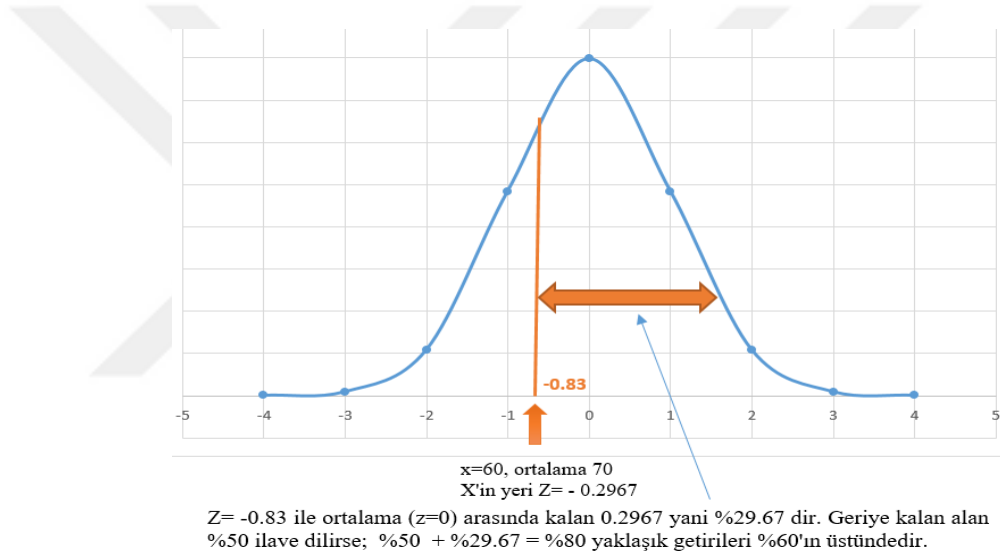
Tablo 4.38’de bulunan Z Normal dağılım tablosundan 0. 8383 karşısındaki kesişen değer 0. 2967 olduğu görülmektedir.

Tablo 4.37. Z Normal Dağılım Tablosu

z	.00	.01	.02	.03	.04	.05	.06	.07	.08	.09
0.0	.0000	.0040	.0080	.0120	.0160	.0199	.0239	.0279	.0319	.0359
0.1	.0398	.0438	.0478	.0517	.0557	.0596	.0636	.0675	.0714	.0753
0.2	.0793	.0832	.0871	.0910	.0948	.0987	.1026	.1064	.1103	.1141
0.3	.1179	.1217	.1255	.1293	.1331	.1368	.1406	.1443	.1480	.1517
0.4	.1554	.1591	.1628	.1664	.1700	.1736	.1772	.1808	.1844	.1879
0.5	.1915	.1950	.1985	.2019	.2054	.2088	.2123	.2157	.2190	.2224
0.6	.2257	.2291	.2324	.2357	.2389	.2422	.2454	.2486	.2517	.2549
0.7	.2580	.2611	.2642	.2673	.2703	.2734	.2764	.2794	.2823	.2852
0.8	.2881	.2910	.2939	.2967	.2995	.3023	.3051	.3078	.3106	.3133
0.9	.3159	.3186	.3212	.3237	.3264	.3289	.3315	.3340	.3365	.3389



Şekil 4.4. Negatif Yönde Z Normal Dağılım Eğrisi



Şekil 4.5. Pozitif Yönde Z Normal Dağılım Eğrisi

Standart sapma, dizideki her bir değerin aritmetik ortalamaya yakınlığını; standart sapmanın küçük olması aritmetik ortalamadan sapmaların az olduğunu ve riskin az olduğunu; standart sapmanın büyük olması ise aritmetik ortalamadan sapmaların çok olduğunu ve riskin de fazla olduğunu göstermektedir.

Bir veri grubunun veya sayıların varyans veya standart sapması aşağıdaki gibi bulunabilir;

1. İlk önce veri grubunun veya sayıların aritmetik ortalaması bulunmaktadır.
2. Sonrasında her bir verinin veya sayının aritmetik ortalamadan farkı bulunur.
3. Bulunan farkların her birinin karesi hesaplanmaktadır.

4. Farkların kareleri toplanır ve bu toplam, veri sayısının veya serinin eleman sayısının bir eksiğine bölünür ve bulunan bu değer varyansa eşit olmaktadır.

5. Standart sapma, varyansın karekökü alınarak bulunmaktadıdır.

Varyans; $\sum_{i=1}^n \frac{(x_i - \bar{x})^2}{n-1}$ Standart sapma = $\sqrt{\text{Varyans}}$ ise

$$\text{Standart Sapma } \sigma = \sqrt{\sum_{i=1}^n \frac{(x_i - \bar{x})^2}{n-1}}$$

$$\text{Standart Sapma } \sigma = \sqrt{\frac{(x_1 - \bar{x})^2 + (x_2 - \bar{x})^2 + \dots + (x_n - \bar{x})^2}{n-1}}$$

σ : Standart Sapma demektir. n : Dizinin Eleman Sayısını ifade etmektedir.

x_i : Dizinin x . Elemanını göstermektedir.

\bar{x} : Dizideki Sayıların Aritmetik Ortalamasını göstermektedir.

$(x_i - \bar{x})^2$: i . elemanın ortalamadan farkının karesini ifade etmektedir.

Örneğin 4.31: 4, 8 ve 12 sayılarının standart sapmasını hesaplayınız.

Aritmetik Ortalama = $(4 + 8 + 12) / 3 = 8$

Varyans = $\frac{(4-8)^2 + (8-8)^2 + (12-8)^2}{3-1} = 16$

Standart Sapma: $\sqrt{16} = 4$

Projenin değeri, beklenen verim ile riskin bir bileşimi sonucunda oluşmaktadır ve bir projede, riskliliğin hesaplanması projeye karar verecek yatırımcının kararını olumlu veya olumsuz olarak etkilemektedir.

Standart Sapma = $\sigma = \sqrt{\sum_{t=1}^n (r_x - \bar{r})^2 \times P_x}$

σ : standart sapma cinsinden riski ifade etmektedir.

r : Muhtemel verimliliğin beklenen değerini göstermektedir.

r_x : çeşitli verimlilik oranlarını ifade etmektedir.

P_x : Olaylara ilişkin ihtimallerdir.

Örnek 4.32: Aşağıda verilen verilere göre her iki firmanın beklenen getiri ve standart sapmalarını (risklerini) hesaplayınız.

Tablo 4.38. İki Firmanın Genel Ekonomik Durumu, Olasılıkları ve Getiri Oranları Tablosu

İnfrared
Sanayi A.Ş.

İnframak
Sanayi A.Ş.

Genel Ekonomik Durum	Olasılıklar	Getiri Oranları (Verimlilikler)
Genişleme	0.25	0.25
Yatay Seyir	0.55	0.17
Durgunluk	0.30	0.12

Genel Ekonomik Durum	Olasılıklar	Getiri Oranları (Verimlilikler)
Genişleme	0.30	0.80
Yatay Seyir	0.50	0.20
Durgunluk	0.20	0.10

İnfrared Sanayi A.Ş. $E(r) = \sum_{i=1}^n P_i \times R_i$ ise

Muhtemel getirinin beklenen değeri = $0,25 \times 0,25 + 0,55 \times 0,17 + 0,30 \times 0,12 = \%19,2$ 'dir. Bu oran beklenen getirinin verilen ihtimallere göre ağırlıklı ortalamasını göstermektedir.

Tablo 4.39. Muhtemel Getirinin Beklenen Değerini Gösteren Tablo

Olasılık	r	$r - r'$	$(r - r')^2$	$(r - r')^2 \times P_x$
0.25	0.25	$0.25 - 0.18 = 0.07$	$(0.07)^2 = 0.0049$	$0.0049 \times 0.25 = 0.001225$
0.55	0.17	$0.17 - 0.18 = -0.01$	$(0.01)^2 = 0.0001$	$0.0001 \times 0.55 = 0.000055$
0.30	0.12	$0.12 - 0.18 = -0.06$	$(0.06)^2 = 0.0036$	$0.0036 \times 0.30 = 0.00108$
Toplam	0.54		Toplam	0.00236
Ortalama	$0,54/3=0,18$		Varyans	$0.00236 / 3 = 0.000786667$
			Standart Sapma	$\sqrt{0.000786667} = 0.02804$
			Standart Sapma	2.80%

İnframak Sanayi A.Ş.

$E(r) = \sum_{i=1}^n P_i \times R_i$ ise

Muhtemel getirinin beklenen değeri = $0,30 \times 0,80 + 0,50 \times 0,20 + 0,20 \times 0,10 = \%36$ 'dır. Bu oran, beklenen getirinin verilen ihtimallere göre ağırlıklı ortalamasını ifade etmektedir.

Tablo 4.40. İframak A.Ş' nin Muhtemel Getirinin Beklenen Değeri

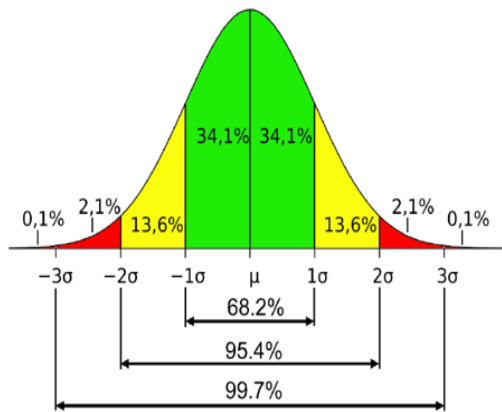
Olasılık	r	r - r'	$(r - r')^2$	$(r - r')^2 \times P_x$
0.30	0.80	0.80 - 0.36 = 0.44	$(0.44)^2 = 0.1936$	0.1936 x 0.30 = 0.05808
0.50	0.20	0.20 - 0.36 = -0.16	$(0.16)^2 = 0.0256$	0.0256 x 0.50 = 0.0128
0.20	0.10	0.10 - 0.36 = -0.26	$(0.26)^2 = 0.0676$	0.0676 x 0.20 = 0.01352
Toplam	1.1		Toplam	0.0844
Ortalama	1.1/3=0,36		Varyans	0.00236 / 3 = 0.02813333
			Standart Sapma	$\sqrt{0.02813333} = 0.167$
			Standart Sapma	16.70%

Sonuç olarak; İnfratech A.Ş' nin standart sapması %16.7 oranı, İnfrared A.Ş. firmasının standart sapması olan %2.80'nin çok üzerinde bir değer olduğu için İnframak A.Ş. firmasının riskinin daha fazla olduğu görülmektedir. Yatırımcı riskin yüksekliğine ve beklenen verime göre tercihte bulunmak istemektedir. Her iki işletmenin getirileri eşit olursa hesaplamalar doğrultusunda riski düşük olan işletme üzerinden karar verilebilir.

Tablo 4.41. Firmaların Risk ve Getiri Oranları Tablosu

Firma	Risk	Getiri Oranları
İframak A.Ş.	16.70%	36%
İnfrared A.Ş.	2.80%	19.2%

İframak A.Ş. işletmesi bir standart sapma yani aşağıdaki normal dağılım grafiğine göre; %68,2 olasılıkla (ortalama – standart sapma) ile (ortalama + standart sapma) arasında bir getiri elde edebilir; %68. 2 olasılıkla $0.36 - 0.1670 = 0.193$ yani %19. 3 ile $0.36 + 0.1670 = 0.527$ yani %52. 7 arasında verim veya getiri elde edilmektedir.



Normal dağılımda verilerin;

68.2% ' si $(+1\sigma)$ ile (-1σ) arasında

95.4% 'ü $(+2\sigma)$ ile (-2σ) arasında

99.7% ' si $(+3\sigma)$ ile (-3σ) arasında

değer alır.

İnframak A.Ş. işletmesinin %50 den fazla kazanma ihtimalini hesaplanırsa;

$$Z = \frac{x_i - \bar{x}}{\sigma} \quad \text{ise} \quad Z = \frac{\%50 - \%36}{\%16.70} = 0.8383$$

Z Normal dağılım tablosundan 0,8383 karşısındaki değer 0,2967 olduğu için işletmenin %50 ve daha fazla kazanmasının ihtimali %29.67. Toplam ihtimal 1 yani %100 olduğuna göre $1 - 0,2967 = 0.7033$ yani %70.33 ihtimalle de işletme %50'den daha az kazanacağını göstermektedir.

Tablo 4.42. Z Normal Dağılım Tablosu

z	.00	.01	.02	.03	.04	.05	.06	.07	.08	.09
0.0	.0000	.0040	.0080	.0120	.0160	.0199	.0239	.0279	.0319	.0359
0.1	.0398	.0438	.0478	.0517	.0557	.0596	.0636	.0675	.0714	.0753
0.2	.0793	.0832	.0871	.0910	.0948	.0987	.1026	.1064	.1103	.1141
0.3	.1179	.1217	.1255	.1293	.1331	.1368	.1406	.1443	.1480	.1517
0.4	.1554	.1591	.1628	.1664	.1700	.1736	.1772	.1808	.1844	.1879
0.5	.1915	.1950	.1985	.2019	.2054	.2088	.2123	.2157	.2190	.2224
0.6	.2257	.2291	.2324	.2357	.2389	.2422	.2454	.2486	.2517	.2549
0.7	.2580	.2611	.2642	.2673	.2703	.2734	.2764	.2794	.2823	.2852
0.8	.2881	.2910	.2939	.2967	.2995	.3023	.3051	.3078	.3106	.3133
0.9	.3159	.3186	.3212	.3237	.3264	.3289	.3315	.3340	.3365	.3389

Değişim Katsayısı;

Yatırım projelerinin standart sapmaları ve beklenen getirileri birbirinden farklı ise, yatırım projeleri arasında tercih, değişim katsayısına göre yapılabilir. Değişim katsayısı, her birim getiri için riski ölçer ve standart sapmanın, beklenen getiriye bölünmesiyle bulunmaktadır.

$$DK = \frac{\sigma}{E(R)} \quad \text{Değişim Katsayısı}$$

E(R): Getiri σ : standart sapma

Değişim katsayısı küçüldükçe, projenin riski azaldığı için standart sapması ile getirisi aynı iki proje olması durumunda değişim katsayısı küçük olan proje seçilebilir.

$$\text{Değişim Katsayısı} = \frac{\sigma}{E(r)} \quad , \quad DK = \text{risk} / \text{ortalama getiri}$$

Her iki işletmenin değişim katsayısı

$$\text{İnframak Değişim Katsayısı} = \frac{\%16.7}{\%36} = 0.463$$

$$\text{İnfrared DK} = \frac{\%2.8}{\%19.2} = 0.145$$

Bir birim getiri için İnfrared işletmesi daha az riskli gözükmetedir.

Varyans (σ^2), her bir olası sonucun beklenen getiriden farklarının karelerinin, olasılıklarla çarpımların toplanmasıyla bulunmaktadır.

$$\sigma^2 = (R_1 - E(R))^2 P_1 + (R_2 - E(R))^2 P_2 + \dots + (R_n - E(R))^2 P_n$$

$$\sigma^2 = \sum_{i=1}^n (R_i - E(R))^2 P_i$$

Varyansın karekökü ise, standart sapmayı veya yatırımın riskini vermektedir. Standart sapma, formülle aşağıdaki gibi gösterilebilir.

$$\sigma = \sqrt{\sum_{i=1}^n (R_i - E(R))^2 P_i}$$

Formülde;

P_i = Her bir nakit akışının gerçekleşme olasılığını,

R_i = Nakit akışlarını,

$E(R)$ = Nakit akışlarının beklenen değerini veya ortalama değeri,

σ = Standart sapmayı göstermektedir.

Örnek 4.33: İnfratech A.Ş. fişletmesi ekonomik ömrü bir yıl ve toplam yatırım tutarı 80.000 TL olan yatırım projesine ilişkin, yatırım projesinden elde edeceği net nakit akımlarının ve net nakit girişlerine ilişkin olasılık tahminleri aşağıda tablo halinde verilmektedir.

Tablo 4.43. Net Nakit Girişi ve Net Nakit Girişlerine İlişkin Olasılık Tahminleri

Net Nakit Girişi (R_i)	Olasılık (P_i)
60.000 TL	0,30
200.000 TL	0,50
150.000 TL	0,20
Toplam	1,00

İşletme, 80.000 TL yatırmayı beklediği bir yatırımdan, %30 olasılıkla 60.000 TL, %50 olasılıkla 200.000 TL ve %20 olasılıkla 150.000 TL net nakit girişi beklemektedir. İşletme, maliyeti ve olası getirileri yukarıdaki gibi olan bir yatırım fırsatıyla karşı karşıya kaldığında, işletme bu yatırım fırsatını nasıl değerlendirecektir?

Yatırım projelerinin beklenen getirisi, her yıl olması beklenen nakit akımları ile bu nakit akımlarının gerçekleşme olasılıklarının çarpımlarının toplamına eşit olmaktadır. Beklenen getiri, aşağıdaki gibi formülle gösterilebilir;

$$E(R) = R_1P_1 + R_2P_2 + R_3P_3 + \dots + R_nP_n$$

$$E(R) = \sum_{i=1}^n R_i \times P_i$$

Formülde;

$E(R)$ = Beklenen getiriyi veya Yatırım projesinin beklenen getirisini

P_i = Her bir getirinin veya nakit akışının gerçekleşme olasılığını,

R_i = Olasılık dağılımının herhangi bir getiri oranını ve nakit akışlarını göstermektedir.

$$E(R) = (0,30 \times 60.000) + (0,50 \times 200.000) + (0,20 \times 150.000)$$

$E(R) = 18.000 + 100.000 + 30.000 = 148.000$ TL'dir. Yatırım projesinden beklenen getiri 148.000' TL dir.

Yatırım projesinin beklenen getirisinin değeri, $148.000 \text{ TL} - 80.000 \text{ TL} = 68.000$ TL kar olacaktır. Başka bir söyleyişle, paranın zaman değeri dikkate alınmadığında, beklenen getiri oranı = $68.000 / 80.000 = \%85$ olacaktır.

Örnek 4.34: İnframak endüstriyel firması, iki birbirini dışlayan ve yatırım maliyetleri aynı olan K ve L yatırım projelerini değerlendirmektedir. Yatırımlardan beklenen net nakit akımları ve nakit akımlarının gerçekleşme olasılıkları Tablo 4.45'deki gibidir.

Tablo 4.44. K ve L Yatırım Projelerinden Beklenen Net Nakit Akımları ve Nakit Akımlarının Gerçekleşme Olasılıkları

K Projesi		L Projesi	
Olasılık	NNG	Olasılık	NNG
0,20	1.000	0,20	1.000
0,25	1.100	0,25	1.100
0,10	1.200	0,30	1.200
0,30	1.300	0,15	1.300
0,15	1.500	0,10	1.500

- a. Her iki projenin beklenen getirilerini ve standart sapmalarını hesaplayınız.
- b. Her iki proje için nakit akışlarının olasılık dağılımını şekil üzerinde gösteriniz.
- c. Her iki proje için değişim katsayılarını hesaplayınız.
- d. İnframak endüstriyel firması, beklenen getiri ve riske göre hangi yatırım projesini seçmesi gerektiği anlatılacaktır.

a) K projesinin beklenen getirisi veya net nakit girişi 1.210 TL ve standart sapması 164 TL olarak bulunur.

Tablo 4.45. K Projesinin Beklenen Getirisi veya Net Nakit Girişi

P_K	R_K	$P_K \times R_K$	$R_K - E(R_K)$	$(R_K - E(R_K))^2$	$P_K(R_K - E(R_K))^2$
0,20	1.000	200	-210	44.100	8.820
0,25	1.100	275	-110	12.100	3.025
0,10	1.200	120	-10	100	10
0,30	1.300	390	90	8.100	2.430
0,15	1.500	225	290	84.100	12.615
	$E(R_K) = 1.210$				$\sigma^2 = 26.900$
					$\sigma_K = \sqrt{26.900} = 164$

L projesinin beklenen getirisi 1.180 TL ve standart sapması 143,52 TL olarak bulunur.

Tablo 4.46. L Projesinin Beklenen Getirisi

P_L	R_L	$P_L \times R_L$	$R_L - E(R_L)$	$(R_L - E(R_L))^2$	$P_L(R_L - E(R_L))^2$
0,20	1.000	200	-180	32.400	6.480
0,25	1.100	275	-80	6.400	1.600
0,30	1.200	360	20	400	120
0,15	1.300	195	120	14.400	2.160
0,10	1.500	150	320	102.400	10.240
	$E(R_L) = 1.180$				$\sigma^2 = 20.600$
					$\sigma_L = \sqrt{20.600} = 143,52$

b) K ve L projelerinin beklenen nakit girişlerini gerçekleşme olasılıklarıyla beraber ele alındığında K projesinin riskli olduğu görülmektedir.

c) Birim getiri başına düşen riski gösteren değişim katsayısı, standart sapmanın beklenen getiriye bölünmesiyle bulunduğu için K Projesinin değişim katsayısı, 0,1355 ve L projesinin değişim katsayısı 0,1216' dır.

$$DK_K = \frac{6}{E(R)} = \frac{164}{1210} = 0,1355$$

$$DK_L = \frac{6}{E(R)} = \frac{143,52}{1180} = 0,1216$$

d) L projesinin değişim katsayısı küçük olduğu için tercih edilebilir.

4.1.2.2.1. Portföyün Beklenen Getirisinin ve Riskinin Hesaplanması

Portföy, birden fazla ya da en az iki ve daha fazla yatırım projesinden veya varlıktan oluşan bir kümeyi oluşturmaktadır. Birden fazla yatırım projesinden oluşan bir portföy için de aynı şekilde beklenen getiri ve risk hesaplanabilir. Portföyde yer alan projelerin veya varlıkların getirilerinin ağırlıklı ortalaması, bir portföyün beklenen getirisine eşit olmaktadır.

$$E(R_p) = W_1E(R_1) + W_2E(R_2) + W_3E(R_3) + \dots + W_nE(R_n)$$

$$E(R_p) = \sum_{j=1}^n W_j E(R_{ij})$$

Formülde;

$E(R_p)$ = Portföyün beklenen getirisini göstermektedir.

$E(R_{ij})$ = Tek bir varlığın beklenen getirisini göstermektedir.

W_j = j varlığının portföy içindeki oranını göstermektedir.

Oluşturulan bir portföyün varyansını veya standart sapmasını bulabilmek için, portföyü oluşturan varlıklar arasındaki kovaryansın veya korelasyonun bulunması gerekmektedir.

Korelasyon katsayısı, portföye dahil edilecek varlıkların getirileri arasındaki ilişkini yönünün belirlenmesinde kullanılan ölçütlerden birini oluşturması nedeniyle iki değişkenin arasındaki ilişkinin derecesinin veya seviyesinin bulunmasında kullanılmaktadır. Korelasyon katsayısı, her zaman +1 ile -1 arasında değerler alırken, Kovaryans değeri $+\infty$ ile $-\infty$ arasında bir değer almaktadır. Korelasyon katsayısının (+1) olması, pozitif tam korelasyon ve korelasyon katsayısının (-1) olması, negatif tam korelasyon olarak adlandırılmaktadır. Korelasyon katsayısının sıfır olması, iki varlık arasında hiçbir ilişki olmadığını göstermektedir. Korelasyon katsayısı, iki varlık arasındaki kovaryansın, iki varlığın standart sapmalarının çarpımına bölünmesiyle bulunabilir.

$$P_{i,k} = \frac{COV_{R_i,R_k}}{\sigma_i \cdot \sigma_k}$$

Tablo 4.47. Kovaryans ve Korelasyon Tablosu

Kovaryans	Korelasyon
$-\infty$ ile $+\infty$ arasında değerler alabilir.	+1 ile -1 arasında değerler alabilir.
Kovaryans değerinin büyüklüğü değil pozitif, negatif ya da sıfır olması önemlidir. Sıfır değeri iki değişken arasında bir bağ olmadığını, pozitif ve negatif değerler ise aynı yönde ya da ters bağ olduğunu göstermektedir.	$r = -1$ ise tam negatif doğrusal bir ilişki vardır. $r = +1$ ise tam pozitif doğrusal bir ilişki vardır. $r = 0$ ise iki değişken arasında ilişki yoktur.
İki varlık veya değişkenin arasındaki ilişkiyi ölçmek için kullanılabilir	Kovaryans değişkenlerin hareket yönünü gösterirken korelasyon iki değişkenin birbirine ne kadar benzerlikte hareket ettiğini göstermektedir.
İki varlık veya değişken arasındaki ilişki ölçülmesinde; Kovaryans yönü gösterirken korelasyon şiddeti veya kuvveti gösteriyor.	

Varyans, bir varlığın kendi riskini ifade ederken, iki varlığın birlikte içerdığı risk veya birlikte değişim ölçüsü kovaryans ile bulunmaktadır. Kovaryans varlıkların karlılıkları arasında nasıl bir ilişki olduğunu göstermektedir ve kovaryansın sıfır olması, varlıkların arasında herhangi bir ilişki olmadığını, sıfırdan farklı olması ilişki olduğunu göstermektedir. Varlıklara ilişkin kovaryans sıfırın üzerinde ise varlıklar aynı yönde hareket ederken, sıfırın altında ise varlıklar ters yönde hareket etmektedir. Varlıklara ilişkin kovaryansın değeri ile varlıklar arasındaki ilişkinin pozitif veya negatif olduğu dışında başka bir yorum yapılamadığı için kovaryansın hareketle ilişkinin derecesinin yorumlanabileceği ilgili değişim katsayısının hesaplanması gerekmektedir.

Kovaryans, iki portföyün veya varlığın getirileri arasındaki ilişkiyi ölçmede kullanılan bir ölçüttür. Kovaryansın rakamsal olarak bir anlamı yoktur ve $-\infty$ ile $+\infty$ arasında değerler almaktadır. Kovaryans katsayısının pozitif olması, varlıkların getirileri arasında bir eş yönlülük olduğunu gösterirken negatif kovaryans katsayısı ise, varlıkların nakit girişleri veya getirileri arasında ters yönlü bir ilişki olduğunu göstermektedir. Beklenen getirilerin gerçekleşme olasılıkları kullanılarak, kovaryans aşağıdaki gibi hesaplanabilir.

$$COV_{R_i, R_k} = \sum_{j=1}^N P_{ij} [(R_{ij} - E(R_i)) (R_{kj} - E(R_k))] n-1$$

Bir portföyün varyansı, portföyün olası getirilerinin, portföyün ortalama getirisinden uzak veya yakın olması veya sapmalarının beklenen değeri olarak tanımlanabilir. Portföyün standart sapması, portföyün varyansının karekökünün alınmasıyla bulunabilir. İki varlıktan oluşan bir portföyün varyansı, aşağıdaki gibi formüle edilebilir;

$$\sigma_p^2 = W_1^2 \sigma_1^2 + W_2^2 \sigma_2^2 + 2W_1 W_2 COV_{1,2}$$

$$\sigma_p^2 = \text{Portföyün varyansını,}$$

W_1, W_2 = Birinci ve ikinci varlığın portföy içindeki ağırlıklarını göstermektedir.

σ_1^2, σ_2^2 = Birinci ve ikinci varlığın varyanslarını göstermektedir.

$COV_{1,2}$ = Birinci ve ikinci varlık arasındaki kovaryansı göstermektedir.

Portföyün standart sapması, portföyün varyansının karekökü alınarak bulunmaktadır.

$$\sigma_p = \sqrt{\sigma_p^2}$$

İki menkul kıymet arasındaki kovaryans ($COV_{1,2}$), iki menkul kıymetin arasındaki korelasyon ile her bir menkul kıymetin getirisinin standart sapmasına bağlı olması nedeniyle iki varlığın kovaryansı aşağıdaki gibi formüle edilebilir;

$$COV_{1,2} = \rho_{1,2} \sigma_1 \sigma_2 \text{ dir.}$$

Bu nedenle, iki varlıktan oluşan portföyün standart sapma formülü şu şekilde de yazılabilir:

$$\sigma_p = \sqrt{w_1^2 \sigma_1^2 + w_2^2 \sigma_2^2 + 2w_1 w_2 \rho_{1,2} \sigma_1 \sigma_2}$$

N tane varlıktan oluşan bir portföyün varyansı ise aşağıdaki gibi formüle edilebilir;

$$\sigma_p = \sqrt{\sum_{i=1}^n w_i^2 \sigma_i^2 + \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n w_i w_j Cov_{ij}} = \sqrt{\sum_{i=1}^n w_i^2 \sigma_i^2 + \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n w_i w_j \rho_{ij} \sigma_i \sigma_j}$$

Örneğin; üç menkul kıymetten ($n=3$) oluşan portföyün riski aşağıdaki gibi formüle edilerek bulunabilir;

$$\sigma_p = \sqrt{w_a^2 \sigma_a^2 + w_b^2 \sigma_b^2 + w_c^2 \sigma_c^2 + 2w_a w_b Cov_{ab} + 2w_a w_c Cov_{ac} + 2w_b w_c Cov_{bc}}$$

Örnek 4.35: İnfratech endüstriyel firması, beklenen getirisi ve riski aşağıdaki gibi olan iki yatırım projesini değerlendirmektedir. İşletme, mevcut fonların %70'ini K projesine ve %30'unu L projesine yatırmayı planlamaktadır. İki yatırım projesinin getirileri arasındaki korelasyon katsayısı +0,30'dur.

Tablo 4.48. İnfratech Endüstriyel Firması, Beklenen Getirisi ve Riski

	K Projesi	L Projesi
Beklenen Getiri	18%	26%
Risk	9%	11%

Bu verilere göre, K ve L yatırım projelerinden oluşan yatırım portföyünün beklenen getirisini ve riskini (standart sapmasını) hesaplayınız.

Portföyün beklenen getirisi;

$$E(R_p) = W_k E(R_k) + W_l E(R_l)$$

Portföyün Beklenen Getirisi $E(R_p)$ ise $E(R_p) = (%70 \times %18) + (%30 \times %26) = %20,4$ 'tür.

İki varlıklı bir portföyün riski veya standart sapması,

$$\sigma_p = \sqrt{w_a^2 \sigma_a^2 + w_b^2 \sigma_b^2 + 2w_a w_b \rho_{a,b} \sigma_a \sigma_b}$$

$$\sigma_p = \sqrt{(0,70)^2 \times (0,09)^2 + (0,30)^2 \times (0,11)^2 + 2 \times 0,70 \times 0,30 \times 0,30 \times 0,09 \times 0,11}$$

$$\sigma_p = %7,88' \text{ dir.}$$

Örnek 4.36: İnfratech endüstriyel firmasının yatırım kararı vereceği iki yatırım projesinden beklediği getirilerin net bugünkü değerleri Tablo 4.50'deki gibidir:

Tablo 4.49. İnfratech Endüstriyel Firmasının Yatırım Kararı Vereceği İki Yatırım Projesinden Beklediği Getirilerin Net Bugünkü Değerleri

Ekonomik Şartlar	Olasılık	K Projesinin Getirisi (NBD)(TL)	L Projesinin Getirisi (NBD) (TL)
İyi	0,20	120	60
Normal	0,50	100	80
Kötü	0,30	70	120

Her iki projenin de yatırım tutarı 80 TL ve işletme 150 TL yatırım bütçesine sahip olmaktadır. Bu verilere göre;

a. K ve L projelerinin beklenen getirilerini ve risklerini (standart sapmalarını) hesaplayınız.

b. İki yatırım projesi arasındaki kovaryans ve korelasyon katsayısını hesaplayınız.

c. İşletmenin her iki yatırım projesini de kabul etmesi durumunda toplam getiri ve riski hesaplayınız.

Projeden beklenen getiri, olası getiriler ile getirilerin gerçekleşme olasılıklarının çarpımlarının toplanmasıyla bulunabilir. Her bir olası getirinin beklenen getiriden farklarının karesinin olasılıklarla çarpımlarının toplamının karekökünün alınmasıyla standart sapma bulunmaktadır.

Tablo 4.50. K Projesinin Beklenen Getirisi, Standart Sapması ve Riski

(P _i)	(R _i)	P _i x R _i	R _i - E(R)	(R _i - E(R)) ²	(R _i - E(R)) ² xP _i
0,20	120	24	25	625	125
0,50	100	50	5	25	12,5
0,30	70	21	-25	625	187,5
		E(R) = 95			$\sigma^2 = 325$
					$\sigma = \sqrt{261} = 18,02$

K projesinin beklenen getirisi E(R) 95 TL ve standart sapması veya riski ise 18,02 TL'dir.

Tablo 4.51. L Projesinin Beklenen Getirisi ve Standart Sapması

(P _i)	(R _i)	P _i x R _i	R _i - E(R)	(R _i - E(R)) ²	(R _i - E(R)) ² xP _i
0,20	60	12	-28	784	156,8
0,50	80	40	-10	100	50
0,30	120	36	32	1.024	307,2
		E(R) = 88			$\sigma^2 = 514$
					$\sigma = \sqrt{420} = 22,67$

L projesinin beklenen getirisi E(R) 88 TL ve standart sapması 22,67 TL'dir.

Her iki yatırım projesinden oluşan yatırım portföyünün toplam getirisini ve riskini hesaplayabilmek için öncelikle, yatırım projelerinin aralarındaki kovaryansın ve korelasyonun hesaplanması gerekmektedir.

$$COV_{R_i,R_k} = \sum_{j=1}^N P_{ij} [(R_{ij} - E(R_i))(R_{kj} - E(R_k))]$$

$$COV_{(K,L)} = [((120-95) \times (60-88)) \times 0,20] + [((100-95) \times (80-88)) \times 0,50] + [((70-95) \times (120-88)) \times 0,30] = (-140) + (-20) + (-240) = -420$$

İki proje arasındaki kovaryans katsayısı -420 olarak bulunmuştur. Kovaryansın negatif çıkması, iki proje arasında ters yönlü bir ilişki olduğunu göstermektedir.

K ve L projeleri arasındaki korelasyon katsayısı ise -1,028 olup, -1'e oldukça yakın bir değerde ve -1 olması, iki değişken arasında negatif tam ilişki olduğunu göstermektedir. Dolayısıyla bu iki proje arasında ters yönlü ve oldukça kuvvetli bir ilişki söz konusu olmaktadır.

$$P_{i,k} = \frac{COV_{R_i,R_k}}{\sigma_i \cdot \sigma_k} \quad \text{KORELASYON}$$

$$P_{K,L} = \frac{-420}{18,02 \times 22,67} = -1,028 = -1$$

K ve L projelerinin yatırım tutarları 80 TL'dir. Dolayısıyla işletme, yatırım bütçesinin %50'si K projesinde, kalan %50'si ise L projesinde değerlendirilecektir. K ve L projelerinden oluşan portföyün beklenen getirisi, her bir projenin beklenen getirisi ile portföy içindeki ağırlığının çarpımlarının toplanmasıyla bulunur. Buna göre, yatırım portföyünün getirisi 91,5 TL'dir.

$$E(R_p) = \sum_{j=1}^n W_j E(R_{ij}) = (0,50 \times 95) + (0,50 \times 88) = 91,5$$

K ve L projelerinden oluşan portföyün riski ise 0,5 TL'dir.

$$\sigma_p^2 = W_1^2 \sigma_1^2 + W_2^2 \sigma_2^2 + 2W_1 W_2 COV_{1,2}$$

$$\sigma_p^2 = (0,50)^2 \times 325 + (0,50)^2 \times 514 + 2(0,50)(0,50)(-420)$$

$$\sigma_p^2 = 81,25 + 128,5 + (-210) = 0,25$$

$$\sigma_p = \sqrt{0,25} = 0,5 \quad \text{standart sapma 0,5 bulunur.}$$

Yatırım projeleri arasındaki ilişkinin ters yönlü (kovaryans) ve kuvvetli olması (Korelasyon) nedeniyle, yatırım portföyünün riski, her bir projenin riskine göre oldukça düşük çıktığı görülmektedir.

4.1.2.3. Duyarlılık Analizi

Duyarlılık analizi, bir yatırım projesinde bulunan değişken ve parametrelerde yaşanacak değişmelerin hangi düzeyde, nasıl yatırım projenin getirisini etkileyeceğini inceleyen yöntem olarak tanımlanabilir. Duyarlılık analizi ile bir projedeki bazı değişkenlerde yaşanacak değişmelerin örneğın; birim satış fiyatı, satış miktarı, ana girdi maliyetleri veya iskonto oranı gibi yatırım projesinin karlılığında ya da proje değerlendirme ölçütü olan karlılık indeksi, değişim katsayı, net bugünkü değer, geri ödeme süresi ve iç verim oranı gibi parametrelerin üzerindeki etkisini değerlendirmektedir (Ayanoğlu vd., 1996:163).

Yatırım projesinin duyarlı olduğu bu değişkenlerdeki olası değişmeler, projenin karlılığının büyük ölçüde etkilemesi nedeniyle, kritik veya önemli değişkenlere ait veri toplama ve doğru tahmin etme, daha büyük önem ve dikkat gerektirmenin yanı sıra olası değişmelere karşı ihtiyaç duyulan önlemlerin önceden alınması mümkün olabilmektedir. Duyarlılık analizinde, yatırım projesinde bulunan bir değişkendeki yüzde oranı veya mutlak değer ile yapılan değişmelerin projenin karlılığı üzerindeki etkisi kapsamında net bugünkü değer, iç verim oranı ve karlılık indeksi gibi konular incelenirken, öteki değişkenlerin değerleri sabit tutulmaktadır (Sarıaslan, 1990: 162; Kargöl, 1996: 165).

Duyarlılık analizi için uygulamada başvuru olan yöntemler, genellikle başa baş analizi ve indirgenmiş nakit akımı yöntemleri olarak ifade edilen net bugünkü değer ve iç verim oranı analizleri olmaktadır. (Sarıaslan, 1990: 162).

Baş baş noktası analizi; satış geliri, maliyetler ve kar arasındaki ilişkileri inceleyen bir yöntem olup, toplam gelirler veya hasılat ile toplam maliyetlerin birbirine eşit olduğu nokta veya kar veya zararın sıfır olduğu noktaya başa baş noktası denilmektedir. Kar fonksiyonu, belirlenen hesap dönemi içinde firmanın toplam satış gelirleri ile toplam maliyeti arasındaki ilişkiyi açıklamaktadır. Toplam satış geliri ile toplam maliyet arasındaki fark alınarak toplam kar hesaplanabilir. Toplam Gelir, birim satış fiyatı ile satış miktarının çarpımı ile bulunur (Gökçen ve diğerleri, 2014: 62)

Tablo 4.52. Satış Fiyatı, Satış Miktarı, Birim Değişken Maliyet ve Sabit Maliyet

Satış Fiyatı	f	TL
Satış Miktarı	x	br
Birim Değişken Maliyet	b	TL
Sabit Maliyet	a	TL

Kar = Toplam Gelirler (TG) – Toplam Maliyet (TM)

TG: $f \cdot x$

TM: $b \cdot x + a$

Toplam Maliyet = Toplam Değişken Maliyet + Toplam Sabit Maliyet

Toplam Maliyet = (Birim Değişken Maliyet . Üretim Miktarı) + Sabit Maliyet

Toplam Maliyet = $b \cdot x + a$

Birim Maliyet = TM / x

Kar = TG – TM ise Kar = $f \cdot x - (b \cdot x + a)$ ise x'ler parantezine alınır ise

Kar = $(f - b) \cdot x - a$ başka bir ifadeyle;

$K = fx - bx - a$ ise

K: Kar, f: Satış Fiyatı, b: Birim Değişken Maliyet, x: Satış Miktarı, a: Sabit Maliyet

$f - b$ = katkı payı

$(f - b) \cdot x$ = Toplam katkı payı

KAR = (BİRİM KATKI PAYI * SATIŞ MİKTARI) – TOPLAM SABİT MALİYET

Katkı Payı Oranı = $(f - b) / f$

Güvenlik Payı = Fiili veya Planlanmış Satışlar – BBN Tutar

Güvenlik Payı Oranı = Güvenlik Payı / Fiili veya Planlanmış Satışlar

Tablo 4.53. Kar Fonksiyonu, Toplam Gelir, Başabaş Noktası ve Faaliyet Kaldırıcı Tablosu

Satış Fiyatı	f
Satış Miktarı	x
Birim Değişken Maliyet	b
Sabit Maliyet	a
Kar	$K = TG - TM$ ise $K = (f-b).x - a$ veya $K = f.x - bx - a$
Toplam Gelir (TG)	$TG = f.x$
Toplam Maliyet (TM)	TM = Toplam Sabit Maliyet + Toplam Değişken Maliyet $TM = b.x + a$
Birim Maliyet	$BM = TM/x$
Kar	$K = TG - TM = f.x - (a + x.b)$ ise $KAR = fx - a - xb$ den $K = (f-b).x - a$
Kar	$K = KPO . GP$
Kar Marjı Oranı	Kar Oranı = Kar / TG
Kar Marjı Oranı	Kar Oranı = KPO * GPO
Katkı Payı	f-b
Toplam Katkı Payı (TKP)	$(f-b).x$
Katkı Payı Oranı (KPO)	$KPO = (f-b)/f$ veya $KPO = TKP / TM$
Güvenlik Payı (GP)	Fiili veya Planlanmış Satışlar (TG) - BBN tutar
Güvenlik Payı Oranı (GPO)	Güvenlik Payı (GP) / Fiili veya Planlanmış Satışlar
Başa Baş Noktası Miktar	$K = 0$ yazılırsa " $K = (f-b).x - a$ " $0 = (f-b).x - a$ ise $x = a / (f-b)$
Baş Baş Noktası Miktar	BBN miktar = a / KP
Baş Baş Noktası Miktar	BBN miktar = a / (f-b)
Baş Baş Noktası Tutar	BBN Tutar = BBN miktar * f
Baş Baş Noktası Tutar	BBN Tutar = a / [(f-b)/f] yani a /KPO
Baş Baş Noktası Tutar	BBN Tutar = a / KPO
Amaçlanan Kar Noktası -Miktar	Amaç Kar Nok.mik = (a + amaçlana kar TL) / (f-b)
Amaçlanan Kar Noktası -Miktar	Kar fonksiyonunda istenen karı koyup satılması gereken miktarı bulur. $Kar = (f-b).x - a$ idi, $200.000 = (100-60).x - 600.000$ ise $x = 800.000 / 40 = 20.000$ br
Amaçlanan Kar Noktası -Tutar	Amaç Kar Nok.tut = (a + amaçlana kar TL) / [(f-b) / f]
Faaliyet Kaldırıcı	Faaliyet Kaldırıcı = TKP / Kar
	FK=4 ise Satışlardaki % 10 luk artış Karda %40 lık bir artış sağlar
	Kar * Satış Miktarı Değişme Oranı (%) * Faaliyet Kaldırıcı $200.000 * \%10 * 4 = 280.000$ $280.000 - 200.000 = 80.000$ TL, FK=4 ise Satışlardaki % 10 luk artış Karda %40 lık bir artış sağlar.
	Mevcut; f: 100 TL, x:20.000, a: 600. 00 TL, b:60 TL, $Kar = (f-b).x - a$ $Kar = (100 - 60).20.000 - 600.000$ ise $Kar = 200.000$ TL

Kaynak: Gökçen ve diğerleri, 2014: 61-78.

Örnek 4.37: İnfratech endüstriyel işletmesinde üretilen ürünün birim değişken maliyeti 15 TL, birim satış fiyatı 50 TL, işletmenin yıllık toplam sabit maliyeti, 1.500.000 TL olarak planlanmıştır. İşletmenin yıllık kar fonksiyonunu ve işletme 100.000 adet ürün satışı gerçekleştirdiğinde ne kadar kar sağlayacağını hesaplanışı anlatılmıştır.

Verilen bilgileri notasyon şeklinde ifade ile bir tablo halinde özetlersek;

Tablo 4.54. Notasyon Tablosu

Birim Satış Fiyatı	f	45	TL
Satış Miktarı	x	100.000	adet
Birim Değişken Maliyet	b	15	TL
Sabit Maliyet	a	1.500.000	TL

$$K = TG - TM \text{ ise } K = (f-b).x - a$$

$$K = (50-15).X - 1.500.000 \text{ TL İşletmenin Kar Fonksiyonu}$$

$$K = (50-15).100.000 - 1.500.000 \text{ ise } K = 2.000.000 \text{ TL İşletmenin Karı}$$

Yukarıda açıklanan kar fonksiyonundan hareketle başa baş noktası aşağıdaki şekilde hesaplanabilir;

$$K = TG - TM$$

$$K = (f-b).x - a$$

$$K = (45-15).X - 1.500.000 \text{ TL İşletmenin Kar Fonksiyonu}$$

İşletmenin kar fonksiyonundan hareketle $K = 0$ değeri verilirse;

$$K = (45-15).X - 1.500.000 \text{ TL}$$

$$0 = (45-15).X - 1.500.000 \text{ TL}$$

$$1.500.000 = 30.X$$

$$X = 50.000 \text{ adet olarak hesaplanır.}$$

İşletme 50.000 adet ürün satışı gerçekleştirdiğinde toplam gelir ile toplam maliyet birbirine eşit yani kar sıfıra eşit olacaktır. ($K = TM - TG = 0$)

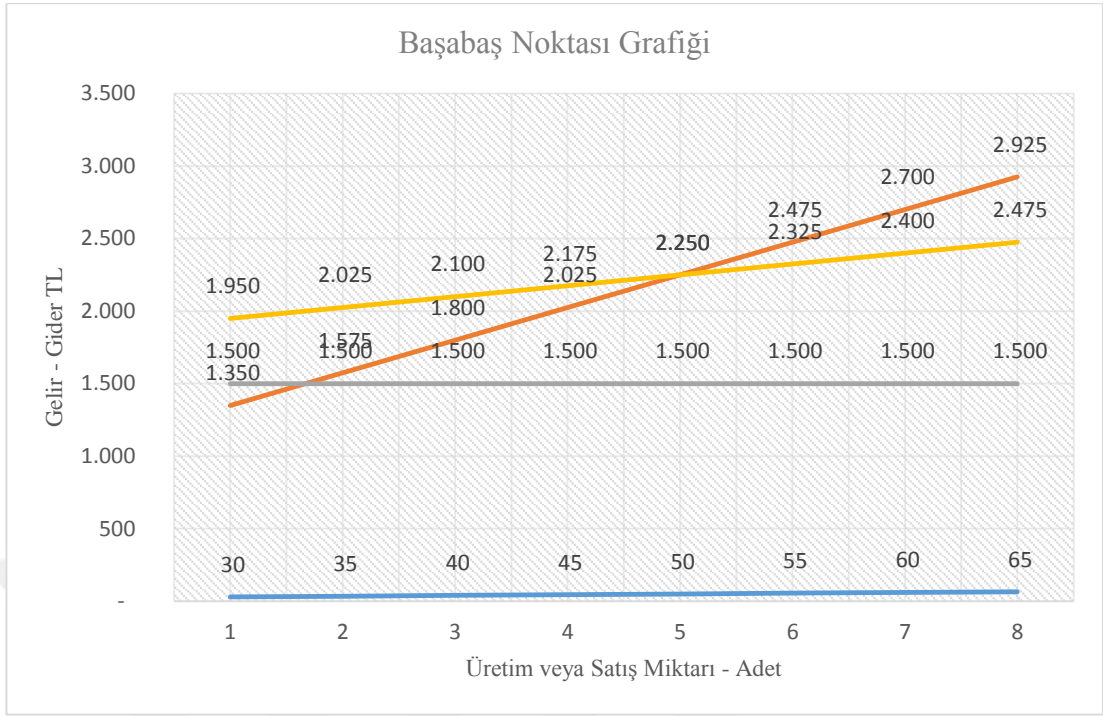
Tablo 4.56’da görüldüğü gibi farklı üretim ve satış miktarında miktarlarında işletmenin satışlardan sağladığı kar miktarı verilmiştir. 50.000 adet üretim miktarında işletmenin toplam satış geliri ile toplam maliyeti birbirine eşit olduğu için kar sıfır olarak bulunmaktadır. Tablo 4.56’daki verileri başabaş noktası grafiği oluşturmak için aşağıdaki gibi düzenlersek;

Tablo 4.55. Farklı Üretim Ve Satış Miktarında Miktarlarında İşletmenin Satışlardan Sağladığı Kar Miktarı

Üretim Miktarı (x)	Toplam Satışlar (f.x)	Katkı Payı (f-b)	Sabit Giderler (a)	Toplam Değişken Giderler (x.b)	Toplam Gider (x.b + a)	Kar / Zarar
30,000	1.350.000	30	1.500.000	450,000	1.950.000	-600,000
35,000	1.575.000	30	1.500.000	525,000	2.025.000	-450,000
40,000	1.800.000	30	1.500.000	600,000	2.100.000	-300,000
45,000	2.025.000	30	1.500.000	675,000	2.175.000	-150,000
50,000	2.250.000	30	1.500.000	750,000	2.250.000	-
55,000	2.475.000	30	1.500.000	825,000	2.325.000	150,000
60,000	2.700.000	30	1.500.000	900,000	2.400.000	300,000
65,000	2.925.000	30	1.500.000	975,000	2.475.000	450,000

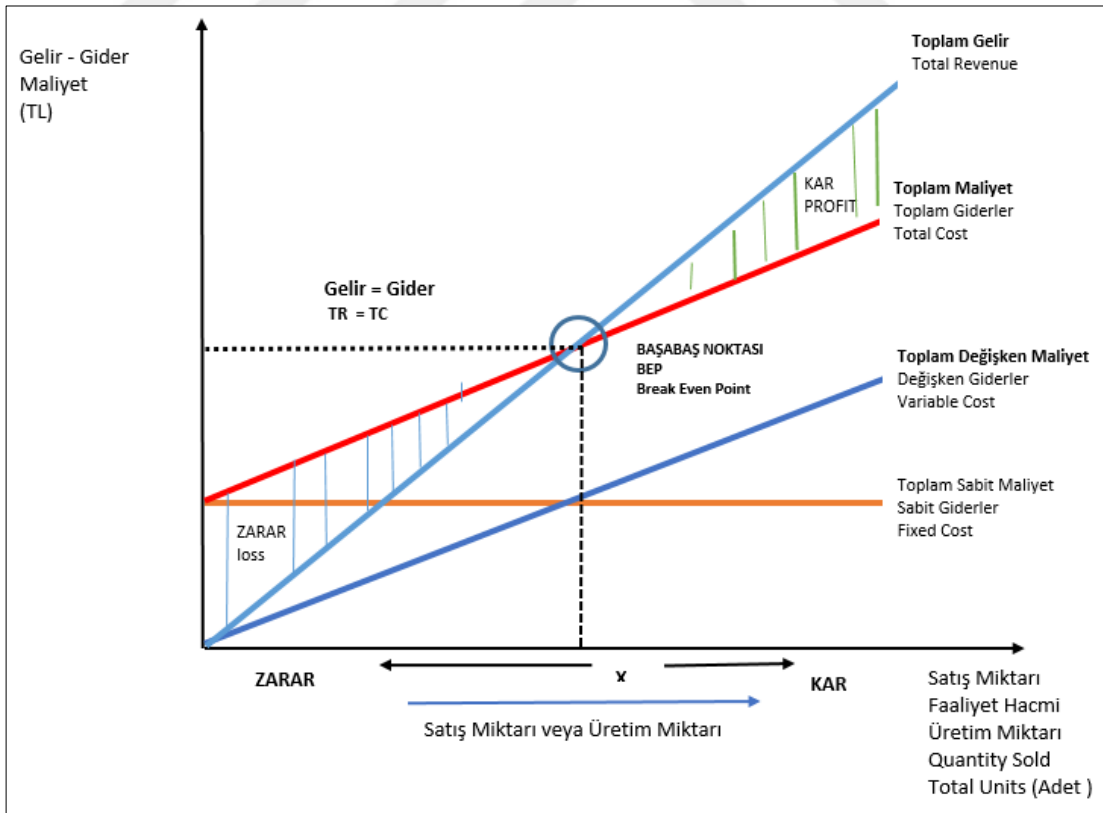
Tablo 4.56. Üretim & Satış Miktarı, Satış Geliri, Sabit Gider ve Toplam Gider Tablosu

Üretim & Satış Miktarı (000 TL)	Satış Geliri (000 TL)	Sabit Gider (000 TL)	Toplam Gider (000 TL)
30	1.350	1.500	1.950
35	1.575	1.500	2.025
40	1.800	1.500	2.100
45	2.025	1.500	2.175
50	2.250	1.500	2.250
55	2.475	1.500	2.325
60	2.700	1.500	2.400
65	2.925	1.500	2.475



Kaynak: Gökçen, 2014.

Şekil 4.6. Başabaş Noktası Grafiği.



Başa baş noktası (BBN), üretim miktarına ve satış gelirin'e göre iki şekilde bulunabilir. Miktar türünde başa baş noktası bulunurken birim katkı payı, satış geliri türünden başa baş noktası bulunurken katkı payı oranı hesaplamalarda yer almaktadır.

$$\text{BBN (miktar türünden)} = a / (f-b)$$

$$\text{BBN (tutar türünden)} = a / [(f-b) / f]$$

Başa baş noktasında toplam katkı payı $\text{TKP} = (f-b).x$, toplam sabit maliyetlerin hepsini karşılarken yani $\text{TKP} = a$; $(f-b).x = a$ iken kar sifira eşit olduğu için kara katkı olmamaktadır. BBN üzerinden satışı yapılan her miktar, katkı payı kadar kar getirecek yani $(f-b)$. X hesaplaması sonucu ortaya çıkan değer kadar kar olmaktadır. BBN altında satılan her miktarda ise karı katkı payı kadar azaltacak ve zarar olarak ortaya çıkmaktadır (Gökçen ve diğerleri, 2014: 67)

Başa baş noktasının bulunmasında kullanılan değişkenlerdeki değişimler başa baş noktasının değerini olumlu veya olumsuz yönde nasıl değiştireceğini bulmak için formüldeki değişkenlerden birinin değeri değiştirilirken diğerlerinin değerinin değişmediği kabul edilerek karlılık analizleri yapılarak ve karın hangi değişkenlere duyarlı olduğu bulunabilmektedir (Haftacı, 2013: 57)

Örnek 4.38: Kar fonksiyonunu kullanarak aşağıda tabloda değerleri verilen işletmenin başa baş noktasını hesaplayınız.

Tablo 4.57. Dilmenler Makine İşletmesine Ait Değerler

Birim Satış Fiyatı	f	45	TL
Satış Miktarı	x	100.000	adet
Birim Değişken Maliyet	b	15	TL
Sabit Maliyet	a	1.500.000	TL

Tekstil sektöründe faaliyet gösteren Dilmenler makine işletmesinde, üretilen ürünün birim satış fiyatı 45 TL, söz konusu ürünün birim değişken maliyeti 15 TL, yıllık toplam sabit maliyeti 1.500.000 TL dir. Bu işletmenin başa baş noktası yani kar ve zararın eşit olduğu veya toplam gelir ile toplam maliyetin eşit olduğu başa baş satış miktarını hesaplayınız.

$$K = \text{TG} - \text{TM}, K = (f-b).x - a \text{ ise}$$

$K=(45-15).X - 1.500.000$ TL İşletmenin Kar Fonksiyonu

İşletmenin kar fonksiyonundan hareketle $K=0$ değeri verilirse

$K=(45-15).X - 1.500.000$ TL ise $0 = (45-15).X - 1.500.000$ TL

$1.500.000 = 30.X$ buradan $X = 50.000$ adet olarak hesaplanır.

Satış Fiyatındaki Değişmelerin BBN' na Etkisi; Birim satış fiyatı 45 TL'den 75 TL'ye yükselirse

İşletmenin kar fonksiyonundan hareketle $K=0$ değeri verilirse

$K=(75-15).X - 1.500.000$ TL

$0 = (75-15).X - 1.500.000$ TL ise $1.500.000 = 60.X$ buradan $X = 25.000$ adet

Katkı payının büyümesi nedeniyle firma daha az üretim ve satış hacmi ile BBN'ye ulaşmaktadır ve bu olumlu bir değişim olarak ortaya çıkmaktadır.

Tablo 4.58. Kar Fonksiyonu İle Duyarlılık Analizi Tablosu

Değişken	Değişme	Katkı Payı	BBN	Yorumu
Birim Satış Fiyatı	Artarsa	Artar	Azalı	Olumlu
Birim Satış Fiyatı	Azalırsa	Azalı	Artar	Olumsuz
Birim Değişken Maliyet	Artarsa	Azalı	Artar	Olumsuz
Birim Değişken Maliyet	Azalırsa	Artar	Azalı	Olumlu
Toplam Sabit Maliyet	Artış oranı	Değişmez	Aynı oranda artar	Olumsuz
Toplam Sabit Maliyet	Azalış	Değişmez	Aynı oranda azalı	Olumlu

Kaynak: Haftacı, 2013: 58.

Başa baş noktası analizinden faydalanılarak, sabit giderler, birim değişken giderler, satış fiyatı ve satış miktarı parametrelerindeki değişmelerin, başa baş noktasındaki üretim miktarını ve satış tutarını nasıl etkilediği görülerek başa baş analizi, yatırım projesi ile ilgili değişkenlerin, proje gelir ve giderlerini birbirine eşitleyecek değerlerini bulmak için de kullanılmaktadır.

Örnek 4.39: Toplam sabit maliyetlerin 80.000 TL, birim satış fiyatının 3 TL ve birim değişken maliyetin 2 TL olduğu bir yatırım projesinin başa baş üretim miktarını hesaplayınız ve projenin, toplam sabit maliyetlere mi yoksa birim değişken maliyetler mi daha duyarlı olduğunu inceleyiniz.

a: 80.000 TL, f: 3 TL, b: 2 TL ise $BBNm = a / (f-b) = 80.000 / (3-2) = 80.000$ adet

Proje kapsamında, 80.000 adet mal üretilip satılması durumunda, firma başabaş noktasına ulaşmış olmaktadır ve bu üretim düzeyinin üzerinde kara geçmektedir. Başabaş analizinde kullanılan girdilerdeki değişikliğin başabaş noktası üzerindeki etkisini analiz etmek için, etkisi ölçülmek istenen değişken belirli oranda veya tutarda arttırılırken, diğer değişkenler sabit tutulmaktadır. Başabaş noktası üzerindeki etkisi ölçülmek istenen değişkenler, sabit maliyetler ve birim değişken maliyetlerden oluşmaktadır.

Birim değişken maliyetlerin %20 artması durumunda, başabaş üretim miktarı 133.333 adet olmaktadır.

$$X = \frac{80.000}{3-2,4} = 133.333 \text{ adet}$$

Toplam sabit maliyetlerde %10'luk bir artış olması durumunda, başabaş üretim miktarı 88.000 adet olmaktadır.

$$X = \frac{88.000}{3-2} = 88.000 \text{ adet}$$

Hesaplamalarda ortaya çıktığı gibi, başa baş üretim miktarı, birim değişken maliyetlerdeki değişmelere daha çok duyarlı olduğu görülmektedir. Bir projenin başa baş üretim miktarı, ne kadar yüksek ise söz konusu yatırım projesi o ölçüde riskli olmasının nedeni projedeki üretim veya satış miktarına ulaşmak ve daha sonra satışları arttırarak karı artırmak piyasa koşullarında çok kolay olmamakla birlikte giderek zor olmaktadır.

Değişkenlerin projenin karlılığı üzerindeki etkisini analiz için, net bugünkü değer yöntemi, iç verim oranı yöntemi veya karlılık endeksi gibi indirgenmiş nakit akışı yöntemleri çok kullanılmaktadır (Sarıaslan, 1990:166).

Örnek 4.40: İlk yatırım tutarı 300.000 TL olan yatırım projesinden 5 yıl boyunca sağlanacak net nakit akımları Tablo 4.60’da gösterilmektedir. Net nakit akımlarının iskonto oranı %12’dir.

Tablo 4.59. İlk Yatırım Tutarı 300.000 Tl Olan Yatırım Projesinden 5 Yıl Boyunca Sağlanacak Net Nakit Akımları

Zaman	t ₀	t ₁	t ₂	t ₃	t ₄	t ₅
Yatırım Maliyeti	-300.000	-	-	-	-	-
NNG		50.000	60.000	70.000	80.000	100.000
İskonto Oranı = %12						

$$NBD = \left(\frac{50.000}{(1+0,12)^1} + \frac{60.000}{(1+0,12)^2} + \frac{70.000}{(1+0,12)^3} + \frac{80.000}{(1+0,12)^4} + \frac{100.000}{(1+0,12)^5} \right) - 300.000$$

$$NBD=249.883 - 300.000 = -50.117 \text{ TL}$$

Yatırım projesinin net bugünkü değeri negatif -50.117 TL olarak hesaplanmaktadır. Duyarlılık analizi yapılarak daha sağlıklı bir karar almak için, yatırım maliyetini, net nakit girişini ve iskonto oranını %20 arttırarak, projenin net bugünkü değerinin bu değişkenlere olan duyarlılığını inceleyiniz.

Diğer değişkenler sabit iken, yatırım maliyetinin %20 artırılması durumunda, projenin net bugünkü değeri nedir? Iskonto oranı %12 iken NBD = -110.117 TL olmaktadır.

Tablo 4.60. Diğer Değişkenler Sabit İken, Yatırım Maliyetinin %20 Artırılması Durumunda, Projenin Net Bugünkü Değeri

Zaman	t=0	t=1	t=2	t=3	t=4	t=5
Nakit Akım	-360.000	50.000	60.000	70.000	80.000	100.000

Diğer değişkenler sabit iken, net nakit girişlerinin %10 artırılması durumunda, projenin net bugünkü değeri nedir? NBD = -25.129 TL olmaktadır. Iskonto oranı: %12 ve NBD= 25.129 TL hesaplanır.

Tablo 4.61. Diğer Değişkenler Sabit İken, Net Nakit Girişlerinin %10 Artırılması Durumunda, Projenin Net Bugünkü Değeri

Zaman	t=0	t=1	t=2	t=3	t=4	t=5
Nakit Akım	-300.000	55.000	66.000	77.000	88.000	110.000

Diğer değişkenler sabit iken, iskonto oranının %5 olması durumunda, projenin net bugünkü değeri nedir? NBD = 37.346 TL olmaktadır.

Tablo 4.62. Diğer Değişkenler Sabit İken, Iskonto Oranının %5 Olması Durumunda, Projenin Net Bugünkü Değeri

Zaman	t=0	t=1	t=2	t=3	t=4	t=5
Nakit Akım	-300.000	50.000	60.000	70.000	80.000	100.000

$$\% \text{ Değişim} = (\text{Son Değer} - \text{İlk Değer}) / \text{İlk Değer} * 100$$

Projenin net bugünkü değerinin, değişkenlerdeki değişmelere duyarlılığı şu şekildedir:

$$\% \text{ Değişim} = (\text{Son Değer} - \text{İlk Değer}) / \text{İlk Değer} * 100$$

$$\text{Yatırım Maliyeti} [(-110.117) - (-50.117)] / (-50.117) * 100 = \% 119,7$$

$$\text{NNG} = [(-25.129) - (-50.117)] / (-50.117) * 100 = -\% 49,8$$

$$\text{Iskonto Oranı} = [(37.346) - (-50.117)] / (-50.117) * 100 = -\% 174$$

Hesaplamalar sonucunda, söz konusu yatırım projesinin net bugünkü değeri, en çok iskonto oranındaki değişmelere karşı duyarlı olmaktadır. Duyarlılık analizi, riski ölçmemekte ve karar vericiye, hangi şartlarda projenin kabul veya ret edileceğine ilişkin bir ölçüt sunmamaktadır (Mcmenamin, 1999: 454). Bu eksik yönlerine rağmen duyarlılık analizi, uygulamada yaygın kullanılan risk analiz yöntemlerinden biri olmaktadır.

Örnek 4.41: UYGULAMA; Isıtma sektöründe faaliyet gösteren İframak Endüstri işletmesi ürün grubuna aşağıda satış projeksiyonu verilmiş Tablo 4.64'e göre beş yıllık satış projeksiyonu ve kar marjı bulunan dört yeni mamulü eklemek için 600.000 USD yatırım maliyeti olan bir projeyi değerlendirerek yatırımı yapıp yapmayacağına karar verecektir. Proje değerlendirme yöntemlerine göre projenin kabul edilip edilmeyeceğini hesaplanışı anlatılmıştır. Tablo 4.64'te Yıllık Satış Fiyatı Artış Oranı (%) -Enflasyon oranı %1 alınmıştır.

Tablo 4.63. Satış Projeksiyonu

Ürünler	Yıllık Satış Projeksiyonu - USD (\$)				
	2017	2018	2019	2020	2021
1. IR Endüstriyel Isıtıcılar	2017	2018	2019	2020	2021
Kar Marjı	19%	19%	19%	19%	19%
Yıllık Satış Miktarı (adet)	800	1.000	1.500	1.500	1.500
Birim Satış Fiyatı	210	212,1	214,2	216,4	218,5
Yıllık Toplam Ciro	168.000	212.100	321.332	324.545	327.790
Birim Kar	39,9	40,3	40,7	41,1	41,5
Yıllık Toplam Kar	31.920	40.299	61.053	61.664	62.280
2. IR Boya Kurutma Sistemleri	2018	2019	2020	2021	2022
Kar Marjı	20%	20%	20%	20%	20%
Yıllık Satış Miktarı (adet)	300	330	350	400	450
Birim Satış Fiyatı	650	656,5	663,1	669,7	676,4
Yıllık Toplam Ciro	195.000	216.645	232.073	267.878	304.377
Birim Kar	130,0	131,3	132,6	133,9	135,3
Yıllık Toplam Kar	39.000	43.329	46.415	53.576	60.875
3. IR Kumaş Kurutma Sistemi	2018	2019	2020	2021	2022
Kar Marjı	18%	18%	18%	18%	18%
Yıllık Satış Miktarı (adet)	500	550	550	600	600
Birim Satış Fiyatı	400	404,0	408,0	412,1	416,2
Yıllık Toplam Ciro	200.000	222.200	224.422	247.272	249.745
Birim Kar	72,0	72,7	73,4	74,2	74,9
Yıllık Toplam Kar	36.000	39.996	40.396	44.509	44.954
4. IR Modüler Sistemler	2018	2019	2020	2021	2022
Kar Marjı	18%	18%	18%	18%	18%
Yıllık Satış Miktarı (adet)	2.000	2.250	2.500	2.500	2.500
Birim Satış Fiyatı	150	151,5	153,0	154,5	156,1
Yıllık Toplam Ciro	300.000	340.875	382.538	386.363	390.227
Birim Kar	27,0	27,3	27,5	27,8	28,1
Yıllık Toplam Kar	54.000	61.358	68.857	69.545	70.241

Tablo 4.64. Bütün Ürünlerin Projeksiyon Boyunca Firmaya Yaratacağı Nakit Akımlar

	2018	2019	2020	2021	2022
Yıllık Satılan Ürün Miktarı (adet)	3.600	4.130	4.900	5.000	5.050
Yıllık Toplam Ciro USD (\$)	863.000	991.820	1.160.364	1.226.058	1.272.138
Yıllık Toplam Kar USD (\$)	160.920	184.982	216.720	229.293	238.350
Yıllık Kar Oranı %	18,65%	18,65%	18,68%	18,70%	18,74%

Projeden 5 yıl boyunca satış hasılatı sonucu her yıl elde edilen kar tutarının bugüne belirlenen iskonto oranı ile indirgenmesi sonucu karların bugünkü değeri tablo 4.66'da verilmiştir.

Tablo 4.65. Karların Kümülatif Bugünkü Değer Toplamı

5 Yıllık Toplam Kar - USD (\$)	\$1.030.266
5 Yıllık Toplam Kar – NGBD, USD (\$)	\$852.677

Tablo 4.66. Yıllık Toplam Ciro ve Net Kar Dağılım Tablosu - (\$)

Yıllar	2018	2019	2020	2021	2022
Yıllık Satılan Ürün Miktarı (adet)	3.600	4.130	4.900	5.000	5.050
Yıllık Toplam Ciro (\$)	863.000	991.820	1.160.364	1.226.058	1.272.138
Yıllık Toplam Kar (\$)	160.920	184.982	216.720	229.293	238.350

İskonto Oranı;

Yatırımcının yatırım projesinden beklediği veya istediği minimum getiri oranı, risksiz verim oranı ve risk primi olmak üzere iki temel faiz oranının toplanmasıyla bulunmaktadır. (Türko, 2002:62)

Nakit akımların bugüne indirgenmesinde iskonto oranının hesaplanmasında yaklaşık 5 yıl vadeli olan 25.03.2022 vadeli EUROBOND USD dönemsel faizi %2,562 olarak alınmıştır. (Kaynak: <https://www.isbank.com.tr/TR/fiyatlar-ve-oranlar/eurobond/Sayfalar/eurobond.aspx>)

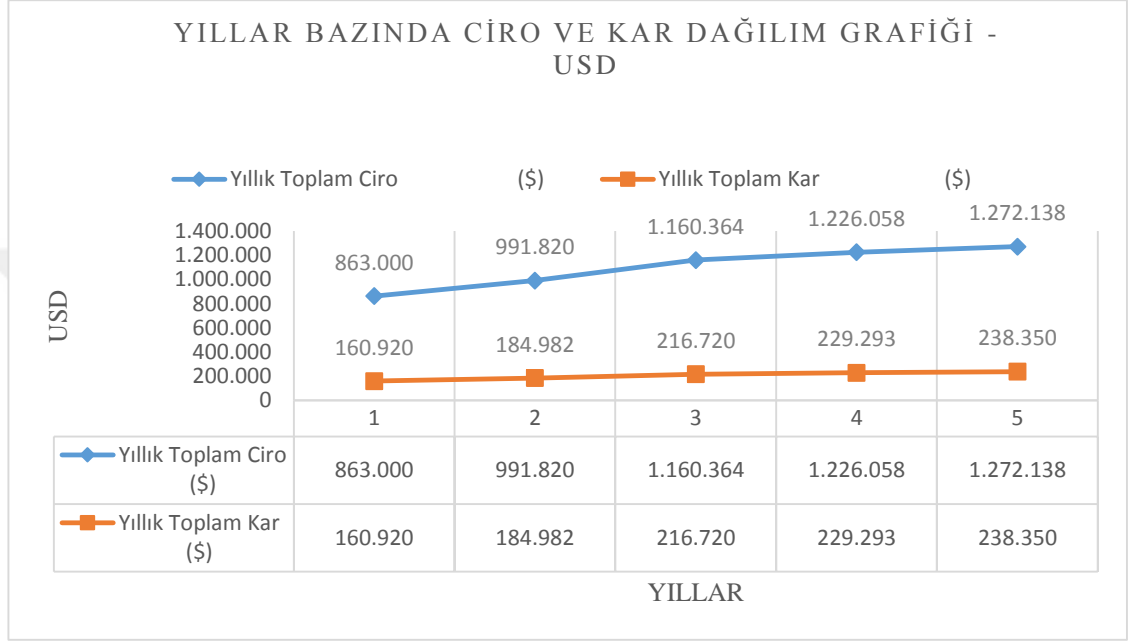
$$k = r_f + r_p$$

k = İstenen getiri oranı,

r_f = Risksiz getiri (faiz) oranı,

r_p = Risk primidir.

İskonto Oranı: Eurobond Faizi %5,12 + Risk Primi %1 = %6,22 olarak bulunur.



Şekil 4.8. Yıllar bazında Ciro ve Kar Dağılım Grafiği –USD.

Tablo 4.67. Yatırım Projesi Değerlendirme Yöntemleri Tablosu

YATIRIM PROJESİ DEĞERLENDİRME YÖNTEMLERİ							
Yatırım Değeri (\$)	Zaman	Nakit Akım (USD)	Kümülatif Nakit Akım (USD)	Geri Ödeme Süresi (Yıl)	İç Verim & Karlılık Oranı (İVO)	NBD (NPV) (USD)	K/E (PI) Karlılık Endeksi
\$600.000	t=0	(600.000)	(600.000)	0	19,6%	\$252.677	1,42
	2018	160.920	(439.080)	1			
	2019	184.982	(254.099)	2			
	2020	216.720	(37.378)	3			
	2021	229.293	191.915	4			
	2022	238.350	430.266	5	İskonto oranı (r)	6,220%	

Gerİ Ödeme Süresi=37.378/229.293 = 0,163 3 +0,163 = 3,16 Yıl

İVO>r; olduğu için Proje Kabul edilir. NBD =0 yapan iskonto oranı

NBD > 0; olduğu için Proje Kabul edilir. NBD= NGBD-NÇBD

K/E > 1; olduğu için Proje Kabul edilir. K/E = NGBD / NÇBD

Gerİ Ödeme Süresi 3.16 yıl makul bir süredir.

Başa baş noktasına 3.16 yılda ulaşılmaktadır.

Kârlılık Endeksi (PI) = Nakit Girişlerinin Net Bugünkü Değeri / Nakit Çıkışlarının Net Bugünkü Değeri

r: istenen minimum getiri oranı, iskonto oranı (USD bazında)

İVO (IRR): Dönemsel ve yıllık ortalama getiri olup nakit girişlerinin bugünkü değeri ile nakit çıkışlarının bugünkü değerine eşit kılan iskonto oranını ifade etmektedir.

İç Verim Oranı;

$$I_0 = \frac{C_1}{(1+k_i)^1} + \frac{C_2}{(1+k_i)^2} + \dots + \frac{C_n}{(1+k_i)^n}$$

$$600.000 = \frac{160.920}{(1+k_i)^1} + \frac{184.982}{(1+k_i)^2} + \frac{216.720}{(1+k_i)^3} + \frac{229.293}{(1+k_i)^4} + \frac{238.350}{(1+k_i)^5}$$

İç verim oranı bulma metodunu kullanarak veya sına ma yanılma veya enterpolasyon metoduyla, $k_i = \%19,56$ olarak bulunur.

Aşağıdaki eşitlik veya enterpolasyon kullanılarak, iç verim oranı yaklaşık olarak bulunur.

$$r = r_p + \frac{NBD_p}{NBD_p + |NBD_n|} (r_n - r_p)$$

Burada,

r = İç verim oranını,

r_p = Net bugünkü değeri pozitif yapan iskonto oranını,

r_n = Net bugünkü değeri negatif yapan iskonto oranını,

NBD_p = Pozitif net bugünkü değeri,

NBD_n = Negatif net bugünkü değerin mutlak değerini göstermektedir.

$$I_0 = \frac{C_1}{(1+k_i)^1} + \frac{C_2}{(1+k_i)^2} + \dots + \frac{C_n}{(1+k_i)^n} \quad \text{İç Verim Oranı}$$

$$\text{NBD} = \text{NGBD} - \text{NÇBD}$$

$$\text{NBD} = \frac{160.920}{(1+k_i)^1} + \frac{184.982}{(1+k_i)^2} + \frac{216.720}{(1+k_i)^3} + \frac{229.293}{(1+k_i)^4} + \frac{238.350}{(1+k_i)^5} - 600.000$$

k= %20 olsun

$$\text{NBD} = \frac{160.920}{(1+0,2)^1} + \frac{184.982}{(1+0,2)^2} + \frac{216.720}{(1+0,2)^3} + \frac{229.293}{(1+0,2)^4} + \frac{238.350}{(1+0,2)^5} - 600.000$$

$$\text{NBD} = -4.715,70$$

NBD, negatif bir değer olarak bulunmuştur. NBD sonucunu pozitif elde etmek için iskonto oranının azaltılması gerekmektedir. Bu nedenle, r =%15 olarak alalım. Bu durumda;

$$\text{NBD} = \frac{160.920}{(1+0,15)^1} + \frac{184.982}{(1+0,15)^2} + \frac{216.720}{(1+0,15)^3} + \frac{229.293}{(1+0,15)^4} + \frac{238.350}{(1+0,15)^5} - 600.000$$

$$\text{NBD} = 65.522,97$$

Net bugünkü değeri sıfır yapan iskonto oranı (r), %15 ile %20 arasında bulunmaktadır. Aşağıdaki formül kullanılarak, iç verim oranı %19,56 olarak bulunur.

$$r = r_p + \frac{\text{NBD}_p}{\text{NBD}_p + |\text{NBD}_n|} (r_n - r_p)$$

$$r = 0,15 + \frac{65.522,97}{65.522,97 + |4.715,70|} \times (0,20 - 0,15) \cong \%19,56$$

Geri Ödeme Süresi;

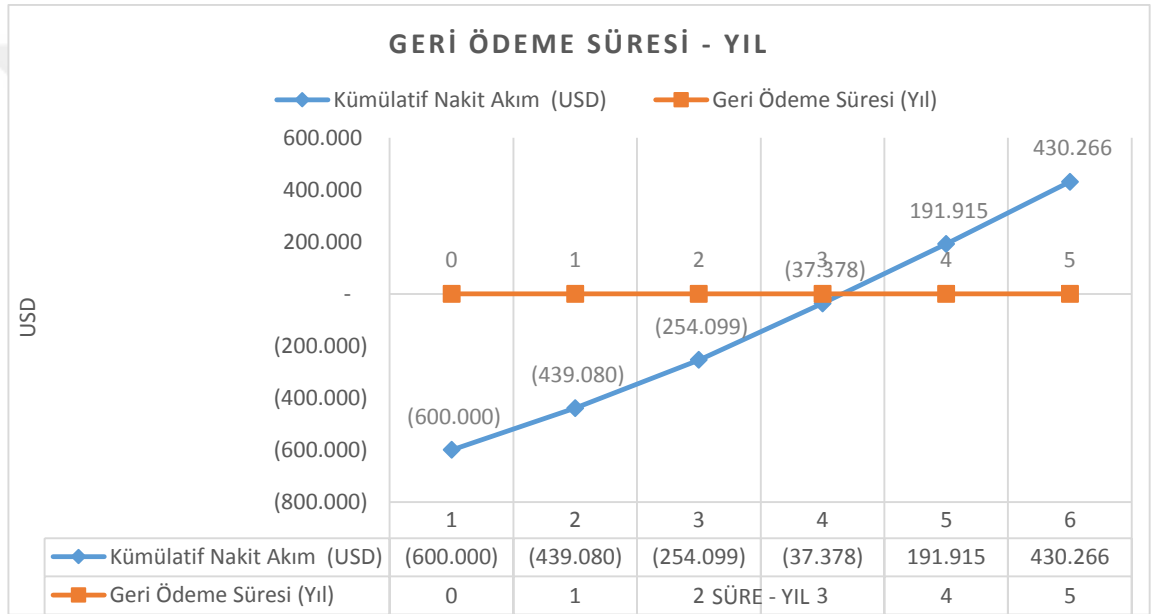
Tablo 4.68. Yatırım Projesinin Geri Ödeme Süresi

Yıllar	Yıllık NNG	Nakit Girişi Kümülatif Toplamı
1	160.920	160.920
2	184.982	345.902
3	216.720	562.622
4	229.293	791.915
5	238.350	1.030.265

Yatırım projesinin geri ödeme süresi, 3 ile 4 yıl arasındadır. Çünkü yatırım tutarı olan 600.000 USD, nakit girişlerinin birikmiş toplamları içinde 562.622 USD ile 791.915 USD arasında yer almaktadır. Yıl sayısını tam olarak bulmak için, yatırım tutarı (600.000) ile üçüncü yıldaki birikmiş net nakit girişi (562.622) arasındaki fark, dördüncü yılın nakit girişine (229.293) bölünerek küsurat yıl bulunur ve tam yıla eklenir. $(600.000 - 562.622) / 229.293 = 37.378 / 229.293 = 0,16$ yıl

Yatırım projesinin geri ödeme süresi, $3 + 0,16 = 3.16$ yıl olarak bulunur.

Aşağıdaki şekil 4.68'deki grafik üzerinde geri ödeme süresinin 0 noktasındaki kesişimi görülmektedir.



Şekil 4.9. Geri Ödeme Süresi.

Karlılık Endeksi;

Karlılık Endeksi (Fayda Maliyet Oranı) = $\frac{NGBD_k}{N\check{C}BD_k}$ veya

Karlılık Endeksi (K/E) = $\frac{NGBD_k}{N\check{C}BD_k}$

Bu projenin kabul edilebilmesi için Karlılık Endeksi > 1 olmalı

$$NGBD_k = \frac{160.920}{(1 + k_i)^1} + \frac{184.982}{(1 + k_i)^2} + \frac{216.720}{(1 + k_i)^3} + \frac{229.293}{(1 + k_i)^4} + \frac{238.350}{(1 + k_i)^5}$$

$$NGBD_{0,06220} = \frac{160.920}{(1+0,06220)^1} + \frac{184.982}{(1+0,06220)^2} + \frac{216.720}{(1+0,06220)^3} + \frac{229.293}{(1+0,06220)^4} + \frac{238.350}{(1+0,06220)^5}$$

$$NGBD_{0,06220} = 852.677 \text{ USD}$$

$$N\text{ÇBD} = 600.000 \text{ USD}$$

$$\text{Karlılık Endeksi (K/E)} = \frac{NGBD_k}{N\text{ÇBD}_k} = \frac{852.677}{600.000} = 1,42$$

Net Bugünkü Değer;

$$NBD = NGBD_k - N\text{ÇBD}_k$$

$$NGBD_k = \frac{160.920}{(1 + k_i)^1} + \frac{184.982}{(1 + k_i)^2} + \frac{216.720}{(1 + k_i)^3} + \frac{229.293}{(1 + k_i)^4} + \frac{238.350}{(1 + k_i)^5}$$

$$NGBD_{0,06220} = \frac{160.920}{(1+0,06220)^1} + \frac{184.982}{(1+0,06220)^2} + \frac{216.720}{(1+0,06220)^3} + \frac{229.293}{(1+0,06220)^4} + \frac{238.350}{(1+0,06220)^5}$$

$$NGBD_{0,06220} = 852.677 \text{ USD}$$

$$N\text{ÇBD} = 600.000 \text{ USD}$$

$$NBD = NGBD_k - N\text{ÇBD}_k = 852.677 - 600.000 = 252.677 \text{ USD}$$

Tablo 4.69. Örnek Kar Marjı Açıklama Modeli -100 birim

Net Satışlar (Ciro)	100,00	Oran
SMM (Satılan Malın Maliyeti)	50,00	50%
Hammadde	36,00	36%
İşçilik	9,00	9%
Genel Üretim	5,00	5%
Brüt Kar	50,00	50%
Faaliyet Giderleri	21,00	21%
Satış ve Pazarlama	15	15%
Genel Yönetim	4	4%
Ar-Ge	2	2%
Faaliyet Sonrası Kar (Faiz ve Vergi Öncesi Kar) FAVÖK	29,00	29%
Finansman (Faiz) Gideri	5,00	5%
Vergi Öncesi Kar	24,00	24%
Vergi (%20) - Kurumlar Vergisi	4,80	5%
*VSNK	19,20	19%

* Hesaplamalarda nakit akımlar vergi sonrası alınmıştır.

4.1.2.4. Senaryo Analizi

Duyarlılık analizi, yatırım projesi kapsamında bulunan değişkenlerin, proje karlılığını nasıl ve ne seviyede etkilediğini analiz ederek önemli olan değişkenleri belirlemeyi hedeflemektedir. Yaygın kullanımı olan bu analizin uygulamada bazı değişkenler duyarlı olmakla birlikte riskli olmaması nedeniyle duyarlılık analizlerinin, olasılık dağılımları ile genişletilmesi gerekmektedir. Birden fazla değişkendeki değişimlerin belirlenmesi, bunların ortak etkilerinin ve etkileşimlerinin değerlendirilebilmesi bakımından önemli olması nedeniyle senaryo analizi, yatırım projelerinin değişik senaryolar karşısındaki esnekliklerinin ve dayanımlarının test olmasını sağlamaktadır. Değişik senaryolar vasıtasıyla yatırım projelerinin kuvvetli ve zayıf yönlerinin ortaya konması mümkün olduğundan, fırsat ve tehditlerin belirlenmesi, değerlendirilmesi, bunlar karşısında hızla faaliyete geçilmesi mümkün olmaktadır. Senaryo analizi, değişkenlerdeki değişim ihtimalleri ortaya koyan ve aynı zamanda birden fazla değişkendeki değişimlerin izlenmesini mümkün kılan bir yöntem olup, analizde ilk önce bir temel senaryo, ardından en kötü ve en iyi senaryolar oluşturulmaktadır (Mcmenamin, 1999: 455).

Örnek 4.42: MD Enerji işletmesi enerji sektöründe uygulamayı düşündüğü yatırımla ilgili proje çalışmalarına başlamış ve tüm tahminlerini yapmış, ancak satış hacmi ve değişken maliyetler ile ilgili bazı ek hesaplamalar yapma ihtiyacı duymaktadır. MD Enerji işletmesinin tahmini satış miktarı 200.000 adet olmaktadır. Enerji işletmesinin en iyi şartlarda 300.000 adet, en kötü şartlarda 160.000 adetlik satış miktarına ulaşacağını tahmin edilmektedir. Ek olarak, normal koşullarda, satışların yaklaşık %60'ı olması beklenen değişken maliyetlerin, en iyi şartlarda satışların %50'si ve en kötü durumda satışların %80'i olacağı tahmin edilmektedir. İşletmenin planladığı yatırımın tutarı 120.000 TL, yatırımın ekonomik ömrü 4 yıl ve üretilecek ürünlerin satış fiyatı 4 TL'dir. İşletmenin yıllık toplam sabit maliyetleri 40.000 TL'dir. İşletme normal amortisman yöntemini kullanmaktadır. Kurumlar vergisi oranı %20 ve projeden beklenen asgari getiri oranı %12'dur.

Beklenen, en kötü ve en iyi senaryoların gerçekleşme olasılık tahminleri tablo 4.71'deki gibidir;

Tablo 4.70. Beklenen, En Kötü ve En İyi Senaryoların Gerçekleşme Olasılık Tahminleri

Senaryolar	Olasılık
En Kötü	0,20
Beklenen	0,60
En İyi	0,20

Beklenen, en kötü ve en iyi şartlarda, projeye ilişkin tahmini verileri şu şekildedir:

Tablo 4.71. Beklenen, En Kötü ve En İyi Şartlarda, Projeye İlişkin Tahmini Verileri

	Senaryolar		
	En Kötü	Beklenen	En İyi
Yatırım Tutarı (TL)	120.000	120.000	120.000
Satışlar (TL)	640.000	800.000	1.200.000
Değişken Maliyetler (TL)	512.000	400.000	600.000
Sabit Maliyetler (TL)	40.000	40.000	40.000
Amortisman(TL)	30.000	30.000	30.000
Vergi	20%	20%	20%
Beklenen Getiri	12%	12%	12%

İlk olarak, yatırım projesinden beklenen, en kötü ve en iyi koşullarda, yatırım projesinin ekonomik ömrü boyunca her yıl elde edeceği net nakit akımları hesaplanır.

Tablo 4.72. Yatırım Projesinden Beklenen, En Kötü ve En İyi Koşullarda, Yatırım Projesinin Ekonomik Ömrü Boyunca Her Yıl Elde Edeceği Net Nakit Akımları

	Senaryolar		
	En Kötü	Beklenen	En İyi
Satışlar	640.000	800.000	1.200.000
Değişken Maliyetler (-)	512.000	400.000	600.000
Sabit Maliyetler (-)	40.000	40.000	40.000
Amortisman(-)	30.000	30.000	30.000
VÖK	58.000	330.000	530.000
Vergi %20 (-)	11.600	66.000	106.000
VSK	46.400	264.000	424.000
Amortisman(+)	30.000	30.000	30.000
NNA	76.400	294.000	454.000

Net nakit akımları bulunduktan sonra, en kötü, beklenen ve en iyi koşullara göre projenin net bugünkü bulunur.

$$NBD_{\text{Enkötü}} = -120.000 + \frac{76.400}{(1 + 0,12)^1} + \frac{76.400}{(1 + 0,12)^2} + \frac{76.400}{(1 + 0,12)^3} + \frac{76.400}{(1 + 0,12)^4}$$

$$NBD_{\text{Enkötü}} = 112.053 \text{ TL}$$

$$NBD_{\text{Beklenen}} = -120.000 + \frac{294.000}{(1 + 0,12)^1} + \frac{294.000}{(1 + 0,12)^2} + \frac{294.000}{(1 + 0,12)^3} + \frac{294.000}{(1 + 0,12)^4}$$

$$NBD_{\text{Beklenen}} = 772.980 \text{ TL}$$

$$NBD_{\text{Eniyi}} = -120.000 + \frac{454.000}{(1 + 0,12)^1} + \frac{454.000}{(1 + 0,12)^2} + \frac{454.000}{(1 + 0,12)^3} + \frac{454.000}{(1 + 0,12)^4}$$

$$NBD_{\text{Eniyi}} = 1.258.956 \text{ TL}$$

Bundan sonra, her bir senaryo için hesaplanan net bugünkü değerler ile senaryonun gerçekleşme olasılıklarının çarpımlarının toplamı bulunarak, yatırım projesinin beklenen net bugünkü değeri bulunabilir.

Tablo 4.73. Yatırım Projesi İçin Tüm Senaryolar Dikkate Alındığında Projenin Beklenen Net Bugünkü Değeri

Senaryolar	Olasılık	NBD	Olasılık x NBD
En Kötü	0,20	112.053	22.410
Beklenen	0,60	772.980	463.788
En İyi	0,20	1.258.956	251.791
			E(NBD) = 737.989 TL

Yatırım projesi için tüm senaryolar dikkate alındığında projenin beklenen net bugünkü değeri pozitif olduğu için, proje kabul edilebilir.

4.1.2.5. Simulasyon Analizi

Riskli yatırım projelerinin değerlendirilmesinde uygulanan yöntemlerden bir diğeri de gerçeğin temsil edilmesi anlamında kullanılan simulasyon analiz yöntemi olmaktadır. Simulasyon diğeri bir söyleyişle, işletme yönetimi dalında karşılaşılan problemleri çözümlenmek nedeniyle bilgisayar kullanılmasını zorunlu kılan

matematiksel model aracılığıyla gerçek bir sistemin temsil edilmesini sağlayan veya bir olayın yaşanmış gibi filmi şeklindeki bir yöntem olarak tanımlanabilir (Tekin, 1992: 257).

Simülasyon analizi de sermaye bütçe lemede risk analizinde kullanılan, senaryo analizinin genişletilmiş ve ayrıntılı bir türü olarak birlikte riskin ve getirilerin olasılık dağılımları ile modellenen bildiği yatırım projelerinin değerlendirilmesi amacıyla kullanılan bir yöntem olarak tanımlanmaktadır. Senaryo ve duyarlılık analizlerinde sadece önemli faktör veya değişkenlere ilişkin tahminler yapılmaya çalışırken, simülasyon analizi yatırım projenin nakit giriş ve çıkışlarını etkileyen çok sayıdaki değişkenin olasılık dağılımlarını ve bunların etkileşimlerini göz önünde bulundurarak değerlendirilebilir. Simülasyon analizinde ilk etapta yatırım projesi ile ilgili proje değerlendirme modeli oluşturulduktan sonra bilgisayar yazılımları desteği ile oluşturulan modeldeki her bir değişken için rastsal değerler hesaplanmasını gerektirmektedir. Bu rastsal veya tesadüfî değerlerden yatırım projelerinden sağlanan yeni nakit akış serileri oluşturulmakta ve bu nakit akışlarının belirli bir iskonto oranı ile iskonto edilmesiyle net bugünkü değerleri ve proje riskini gösteren standart sapma hesaplanmaktadır. Simülasyon yöntemi, bir simülasyon analizi yönteminde çözüm aşamaları aşağıdaki süreçlerden meydana gelmektedir (Tekin, 1992: 260):

1. Problemin veya sorunun tespit edilerek tanımlanmasının yapılması,
2. Analizde bulunan değişkenlerin tanımlanması,
3. Simülasyon modelinin kurulması,
4. Kurulan simülasyon modelin test edilmesi,
5. Simülasyon modelinde değişkenler arası ilişkilerin kurulması,
6. Simülasyon modelinin test sonuç veya çıktıların analizi,
7. Yatırımcı tarafınan analiz sonuçlarına göre optimum kararı vermesi,

Yatırım projelerinin analizinde ve değerlendirilmesinde simülasyon yöntemi kullanılırken, değişkenlerin olasılık dağılımları, dolayısıyla risk faktörü dikkate alınmaktadır. Simülasyon analizi metodunda; Pazarda oluşan talep, ürünün veya hizmetin satış fiyatı, mevcut pazarın büyüme oranı, yatırım projesinin ilk yatırım tutarı, yatırım sonrasında oluşan yatırımın kalıntı veya hurda değeri, yatırım projesinde kullanılan varlıkların ekonomik ömürleri, toplam maliyet unsurları olan sabit ve değişken giderler gibi değişkenler göz önünde bulundurularak bir model oluşturulmaktadır. Simülasyon modelinde bulunan değişkenlere farklı değerler test

edilerek bütün ihtimaller ve olası sonuçlar görülmesi sağlanarak ve yapılan tekrarlar ile sonucu dağılımı en az olan yatırım projesi seçilmektedir.

Riske sahip olan yatırım projelerinin analizinde ve değerlendirilmesinde uygulanacak veya test edilecek bir simulasyon modelinde, dokuz önemli etkene dikkat edilmesi gerekmektedir (Akgüç, 1998: 403). Bu önemli etkenler aşağıda verilmektedir (Levy ve Sarnat, 1978: 193);

- a. Pazar analizi
 1. Pazarın potansiyel hacmi
 2. Ürün veya Hizmetlerin Birim Satış fiyatı
 3. Mevcut pazarın sürekliliği ve büyüme potansiyeli
 4. Mevcut yatırım projesinden elde edilecek çıktının pazar oranı
- b. Yatırım projesinin maliyet analizi
 5. Yatırım projesi için ihtiyaç duyulan yatırım miktarı
 6. Yatırım projesinin ekonomik ömrü sonundaki hurda değeri
- c. Yatırım projesini yapacak işletmede oluşan işletme ve sabit maliyetler
 7. Birim değişken maliyetler
 8. Kar fonksiyonundaki toplam sabit maliyetler
 9. Yatırım projesinin ve varlıkların ekonomik ömrü

4.1.3. Yatırım Projelerinin Değerlendirilmesinde Reel Opsiyon Yaklaşımının Kullanılması

Reel opsiyonlar, entelektüel sermaye gibi çoğu zaman alınıp satılmayan, ticarete konu olmayan, gerçek varlıklar üzerine yazılmış opsiyonlardır. Reel opsiyon, finansal olmayan sözkonusu gerçek varlıklar ile ilgili yapılması gereken yollar ve yolunu seçme seçeneği sağlamaktadır (Kodukula ve Papudesu, 2006: 5).

Diğer bir ifadeyle, finansal opsiyonların analizi ve değerlemesi için geliştirilmiş opsiyon fiyatlama modelinin, gerçek yatırım projelerindeki yatırım opsiyonlarına göre düzenlenmiş durumu reel opsiyon olarak adlandırılabilir (Chance ve Peterson, 2002: 2) Reel opsiyonları anlatmak için birbirine benzeyen fazla yönleri olan finansal opsiyonlar kullanılabilir. Finansal opsiyon ise yatırımcıya, belirli miktarda bir menkul kıymeti veya varlığı, önceden tanımlanan bir fiyattan, belirli bir zaman içerisinde, satın alma veya satma hakkı veren bir anlaşma veya sözleşme olarak tanımlanmaktadır (Ceylan, 2003: 304).

Örnek olarak, pazarda bulunan ve değeri olan bir markanın satın alınması, ilgili varlığın üzerine yazılmış bir opsiyon olması verilebilir. Bir ürünle ilgili türk patent enstitüsünden alınmış endüstriyel tasarım belgesi veya sözleşmesi sahipliği, sahibine, endüstriyel tasarımı satılabilir bir ürüne dönüştürme hakkı veren bir satın alma opsiyonu olarak görülebilir (Petersan ve Bason, 2001: 1).

Pek çok yatırım projesi, satın alma veya satma opsiyonu özellikleri taşıyabilmektedir. Yatırımcılar tarafından araştırma ve geliştirmeye yapılan bir yatırım, işletmeye yatırım projesinin deneme üretiminden normal üretim aşamasına geçme ayrıcalığı veren bir satın alma opsiyonu olarak görülmektedir. Bir yatırım projesi yatırımcıların yatırım projesinden sağlanacak getiri, kazanç vb gibi beklentilerini karşılamadığı durumda, söz konusu yatırım projesinden vazgeçilebilmesi, bir satma opsiyonu olarak tanımlanabilir (Latimore, 2002: 2).

Genel bir ifadeyle, reel yatırım projelerinin yatırım opsiyonlarının analiz edilmesi veya değerlendirilmesinde, opsiyon fiyatlama modelinin kullanılması reel opsiyon olarak ifade edilmektedir (Eun ve Resnick, 2004: 418). Global yatırımlar, ülke bazında bulunan yatırım projeleri ile kıyaslandığında, ilk olarak politik risk başta olmak üzere büyük miktarda ve büyüklükte risk taşımaları nedeniyle reel opsiyon yaklaşımı, özellikle, uluslararası yatırımcılara son derece güven ve önemli bir serbestlik ve kolaylık sağlamaktadır (Eun ve Resnick, 2004: 418; Buckley, 2000: 422).

Reel opsiyonlar kendi arasında sağladıkları kolaylıklar veya karardaki esneklik nedeniyle, erteleme opsiyonu, aşamalandırma opsiyonu, ölçek değiştirme opsiyonu, vazgeçme opsiyonu, değiştirme opsiyonu ve büyütme opsiyonu gibi sınıflandırılabilir (Brealey ve diğerleri 1997:223).

Piyasa koşulları beklenmedik bir şekilde değiştiği zamana kadar olan mevcut varlıkların satılarak zararın bir bölümü karşılanabilir veya bu varlıklar, başka bir projede kullanılabilmesine vazgeçme opsiyonu denilmektedir (Flatto, 2006:7).

Bir yatırım projesinin sahip olduğu opsiyonların sayısı arttıkça, yatırım projesinin de değeri artacak fakat bir yatırım projesindeki reel opsiyonların tanımlanması ve ölçülmesi çoğu zaman kolay olmayabilmektedir (Mauboussin, 1999: 10).

Reel opsiyon yöntemi, yatırım kararlarını değerlendirmek ve belirsizlik altında stratejik plan geliştirmek amacıyla daha yararlı bir araçtır ve daha da önemlisi, reel opsiyon yaklaşımı izleme, ölçme ve ekonomik koşullardaki değişmelere göre kararları değiştirmede sayısal bir yöntem sunmaktadır (Hine ve Pritchett, 2003: 1).

Özetle reel opsiyonlar; Pekçok belirsizliğe sahip iş koşullarında, farklı stratejik karar opsiyonlarını veya yatırım projelerinin kapsamını oluşturmada; her bir stratejik karar opsiyonunu finansal başarı ve yapılabirlik bakımından analizlerinde; sayısal ve sözel faktörlere göre bu seçenekleri veya yatırım projelerinin sıralanmasında; yatırım projesinin verimli bir şekilde uygulama zamanlamasını kararlaştırmada; maliyetleri veya gelirleri etkileyen faktörleri tanımlamada ve geliştirilen yeni tercihleri ve gelecek stratejik karar alternatiflerini yürütmede kullanılan etkin bir yöntem olarak kullanılabilir (Mun, 2006: 17).

5.BÖLÜM

ISITMA SEKTÖRÜNDE ALAN ISITMA YATIRIM PROJELERİ ANALİZİ

5.1. Proje Risklerinin Değerlendirilmesine Dair Olan Anket Çalışması

5.1.1. Araştırmanın Ölçekleri ve Güvenilirlik

Güvenilirlik kavramı ilgilenilen problemin araştırma soruları tarafından ne derecede uygun olduğunu göstermektedir. Güvenilirlik analizi temelde yapılan araştırmadaki anket sorularının; araştırmanın doğruluğunu destekleyebilecek nitelikte olmasını, pozitif veya negatif yönde birbiri ile ilişkili olmasını, tutarlı olmasını ve araştırma için yeterli sayıda olmasını ortaya koymaktadır.

Güvenilirlik analizi Cronbach Alpha (α) katsayısına dikkate alınarak hesaplanır. Bu hesaplamada; Cronbach alfa katsayısı 0 ile 0,40 arasında bir değer alırsa yapılan araştırma için hazırlanan anket soruları güvenilir değildir. Anket soruları yeniden düzenlenmelidir. Cronbach alfa katsayısı 0,40 ile 0,60 arasında değer alırsa anket sorularının güvenilirliği düşük; Cronbach alfa katsayısı 0,60 ile 0,80 arasında değer alırsa yapılan araştırma için hazırlanan anket soruları oldukça güvenilir ve Cronbach alfa katsayısı 0,80 ile 1 arasında değer alırsa yapılan araştırma için hazırlanan anket soruları yüksek derecede güvenilirdir kararı verilmektedir.

Güvenirlilik analizi ile belirlenmiş eşit aralıklar ölçeğine (interval scale) uygun olarak hazırlanmış anket sorularına verilen yanıtların tutarlılığı ölçülmüştür. Ankette bulunan cinsiyet, gelir veya evet/hayır cevabı olan sorulara güvenirlilik analizi uygulanmadığı için ankette bulunan ilgili konu hakkında görüş belirten ve soruya verilen 5'li likert ölçeği ile hazırlanmış 30 sorunun yanıtları güvenirlilik analizine tabi tutulmuştur.

Anket araştırması için yapılan güvenilirlik analizi sonucunda elde edilen Cronbach's Alpha Katsayıları tüm anket soruları için 0,966 olarak hesaplanmış ve bu değer Tablo 5.1'de verilmiştir. Bu değerler araştırmanın tamamı, için verilen cevapların yüksek derecede güvenilir olduklarını göstermektedir. Ayrıca Çalışmanın Ekonomiklik (0,898), Isıtma Verimliliği (0,762), Güvence (0,887) ,Fiziki Uyum (0,885) ve Çevre Duyarlılığı (0,818) düzeyleri için hesaplanan Cronbach's Alpha katsayılarının da oldukça yüksek değerler olduğu görülmektedir.

Tablo 5.1. Güvenilirlik Analizi

	Cronbach's Alpha Katsayısı	N
Çalışma Ölçeği İçin	0,966*	30
Ekonomiklik	0,898*	9
Isıtma Verimliliği	0,762*	3
Güvence	0,887*	9
Fiziki Uyum	0,885*	6
Çevre Duyarlılığı	0,818*	3

*Tüm sorular için elde edilen (α) değeri söz konusu anketin toplam güvenilirliğini gösterir ve 0,7 den büyük olması beklenir. Bu değerlere bakıldığı zaman çalışma sorularının oldukça güvenilir ve tutarlı olduğu tespit edilmektedir.

*Güvenirlilik kategorileri daha kesin olarak aşağıdaki gibi sınıflandırılabilir.

Cronbach's Alpha (α)	Güvenirlilik
$\alpha \geq 0,9$	Mükemmel
$0,9 > \alpha \geq 0,8$	İyi
$0,8 > \alpha \geq 0,7$	Kabul Edilebilir
$0,7 > \alpha \geq 0,6$	Şüpheli
$0,6 > \alpha \geq 0,5$	Kötü
$0,5 > \alpha$	Güvenilmez

Bu çalışma ile ilgili daha önce yapılan herhangi bir araştırma olmadığı gözlemlenmiş ve dolayısıyla çalışmanın analizinin yapılabilmesi için örnek bir anket olmadığı tespit edilmiştir. Bu nedenle sektör ve piyasa tecrübesi ile birlikte Tez Danışman Hocamızın katkısıyla çalışmanın amacına uygun sorular geliştirilerek SPSS programında güvenilirliğinin analizi yapılmış, daha sonra ise ileri istatistiksel analizler yapılarak; katılımcılardan elde edilen veriler yardımı ile araştırmanın raporu tamamlanmıştır. Proje Risklerinin Yatırım Kararlarına Etkisi Ölçeği; 1.ekonomiklik, 2.ısıtma verimliliği, 3.güvence, 4.fiziki uyum ve 5.çevre duyarlılığı olmak üzere 5 boyuttan oluşmaktadır. Çalışma için kullanılan ankette; 1=Kesinlikle Katılmıyorum, 2= Katılmıyorum, 3=Kararsızım, 4=Katılıyorum Kesinlikle, 5=Katılıyorum şeklinde oluşturulan 5'li likert tipi ölçek kullanılmıştır. Tezde kullanılan ölçeğe ait güvenilirlik katsayısı 0,966 olarak hesaplanmış ve ölçeğin yüksek derecede güvenilir olduğu sonucuna ulaşılmıştır.

5.1.2. Faktör Analizi (Araştırma Boyutlarının Gruplandırılması)

Faktör analizi yapılmasındaki temel amaç; Bu ankette benzer cevapları kapsayan soruları birleştirerek çok sayıda anket sorularını azaltmak ve aynı amaca yönelik soruları bir araya getirerek belirlenen faktörler altında soruları gruplandırmaktır. Araştırmalarda kullanılan çok sayıdaki değişkenin aslında birkaç temel değişkenle ifade edilip edilemeyeceğinin belirlenmesi durumu için kullanılır. Faktör analizi, değişkenler arasındaki yapılar içi korelasyonu inceleyen istatistiksel bir teknik olup değişkenler arasındaki karmaşık ilişkileri özetleyerek birden fazla değişkeni sadece bir değişkende toplanmasını sağlamaktadır.

Faktör analizi korelasyon matrisi kullanılarak yapılır ve faktör sayısı subjektif ve teoriye dayalı bir karar olmaktadır. Faktör analizi yapabilmek KMO (Kaiser Mayer Olkin) ve Bartlett Testi yapılır ve ankette bulunan soruların veya değişkenlerin ölçümü ve arlarındaki ilişki KMO değeri ile ölçülmektedir. KMO (Kaiser Mayer Olkin) yeterlilik katsayısı veya değeri 0 ile 1 arasında değer almaktadır ve bu değer 1'e yaklaştıkça sorular arasındaki ilişki artmaktadır. KMO değerinin anlamlılığının ölçülmesi için ki-kare tablo sonucuna göre karar verilmektedir ancak yorumları daha kolay hale getirebilmek için SPSS gibi paket program yardımı ile elde edilen p (sigma) değeri esas alınacaktır. P anlamlılık değerinin anlamlılık düzeyi, önem düzeyi veya güven olasılığı olan 0,05'ten küçük çıkması halinde faktör analizi uygulanmasının uygun olacağı kararı verilmektedir. Bu araştırmada faktör analizi için hesaplanan tablo değerleri aşağıda yer almaktadır.

Ölçek için faktör analizi uygulanmış ve faktör analizi sonucunda 5 farklı düzey belirlenmiştir. Soruların bu düzeyler üzerindeki dağılımları faktör yükleri incelenerek yapılmıştır ve faktör yükleri Tablo 5.2'de verilmiştir. Ayrıca her bir düzey için güvenilirlik analizi yapılmış ve düzeylerin güvenilirliklerinin yüksek olduğu tespit edilmiştir. Araştırma için uygulanan anket sorularının ortalama ve standart sapma değerleri hesaplanmıştır. Ortalama değerini etkileyecek büyük ölçüde standart sapma değeri olmadığı tespit edilmiştir.

Tablo 5.221. Alan Isıtma Projesi Risklerinin Değerlendirilmesi İçin Faktör Analizi Tablosu

Dönüşümlü Faktör Ağırlıkları Faaktörlerin toplam varyansın %70,111'ini açıklamaktadır. Faktör Analizi uygunluğu için Bartlett Test istatistiği sonucu sig. değeri 0,000'dır. KMO Bartlett test istatistiği değeri 0,887'dir.								
Faktör	Ortalama	SS	Faktör Yük Ağırlıkları					Alpha
			1	2	3	4	5	
Ekonomiklik								
S14	4,4059	,69539	,726	,230	,286	,047	,127	0,898
S20	4,5743	,57178	,566	,253	,437	,140	,267	
S21	4,4851	,57643	,477	,105	,409	,315	,430	
S22	4,6337	,50444	,343	,296	,177	,515	,310	
S23	4,4653	,71504	,507	,360	,225	,385	,077	
S33	4,5941	,55097	,787	,258	,184	,135	,048	
S34	4,6535	,47824	,625	,412	,279	,181	,084	
S39	4,5644	,51799	,568	,254	,178	,207	,512	
S41	4,6040	,54917	,618	,424	,148	,242	,248	
Isıtma Verimliliği								
S15	4,4554	,60868	,189	,836	,124	,126	,142	0,762
S16	4,5446	,59203	,203	,610	,222	,236	,313	
S17	4,6634	,51531	,338	,506	,301	,330	-,075	
Güvence								
S18	4,5050	,78261	,078	,036	,854	,116	,030	0,887
S19	4,5248	,54026	,184	,319	,691	,139	,331	
S24	4,5545	,53806	,349	,165	,636	,222	,322	
S25	4,5743	,53566	,371	,053	,493	,268	,352	
S26	4,5446	,60868	,363	,180	,681	,085	,137	
S27	4,5149	,61015	,292	,365	,579	,419	-,234	
S28	4,5842	,53418	,214	,497	,613	,075	,137	
S35	4,6436	,48133	,331	,377	,566	,422	,006	
S43	4,5842	,51512	,322	,547	,559	,038	,020	
Fiziki Uyum								
S29	4,4950	,61031	,220	,140	,266	,737	,186	0,885
S32	4,5248	,59320	,075	,434	,069	,632	,384	
S37	4,5446	,55722	,124	,318	,152	,621	,437	
S38	4,5941	,51339	,278	,191	,259	,760	,156	
S40	4,6436	,48133	,556	,171	,233	,560	,105	
S42	4,6139	,59950	,268	,125	,141	,730	,303	
Çevre Duyarlılığı								
S30	4,5248	,55846	,348	,097	,138	,172	,659	0,818
S31	4,6238	,50698	,285	,348	,179	,083	,718	
S36	4,6139	,50932	,132	,220	,326	,073	,804	

Yapılan faktör analizi sonucunda faktörlerin açıklama yüzdesi %70,111 olarak hesaplanmıştır ve bu değer açıklama yüzdesi için yüksek bir değerdir. Ayrıca faktör analizi uygunluğu için yapılan Bartlett testi sonucunda KMO (Kaiser Mayer Olkin) Bartlett test istatistiği değeri 0,887 olarak hesaplanmıştır. Bu da değişkenler arasındaki ilişkinin olduğu ve veri setinin faktör analizine uygun bir veri olduğunun göstergesidir. Ancak yine de bu sonuca vara bilmek için test yapılmalıdır. Yapılan test sonucunda p anlamlılık değeri 0,000 olarak çıkmıştır. Anlamlılık değeri olan p, alfa anlamlılık düzeyi veya güven olasılığı değerinden daha küçük olduğu için ($0,000 < 0,05 = \alpha$) faktör analizi uygulanmasının uygun olduğu tespit edilmiştir. Bartlett testi, veri matrisinin birim matris olup olmadığına, değişkenler arasındaki korelasyonun yeterli olup olmadığına karar verir. Tüm korelasyon katsayıları sıfırdır boş hipotezini test eder ve P value (sig.) değeri $< 0,05$,se veri seti faktör analizi için uygun olduğuna karar verilir. Bartlett hipotez testine göre p anlamlılık değeri $p = 0,000$ olduğundan korelasyon matrisleri birim matris değildir ve faktör analizi bu değişkenler için uygundur. Yapılan faktör analizi sonucunda; Faktör analizi uygulandıktan sonra elde edilen 5 düzey ve düzeylere ait sorular Analizi Düzey ve Soru Dağılımı tablosu olan Tablo 5.3'te verilmiştir.

Tablo 5.3. Faktör Analizi Düzey ve Soru Dağılımı

Faktör	Soru Sayısı	Sorular
Ekonomiklik	9	S14-S20-S21-S22-S23-S33-S34-S39-S41
Isıtma Verimliliği	3	S15-S16-S17
Güvence	9	S18-S19-S24-S25-S26-S27-S28-S35-S43
Fiziki Uyum	6	S29-S32-S37-S38-S40-S42
Çevre Duyarlılığı	3	S30-S31-S36

5.1.3. Araştırmanın Alanı ve Örneklem Büyüklüğü

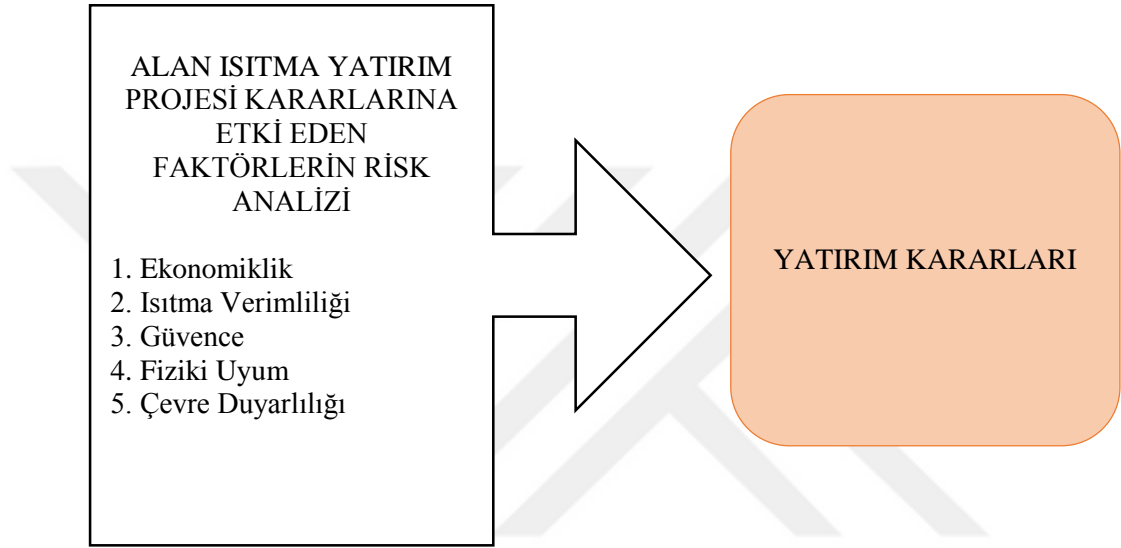
Araştırma Türkiye'nin Marmara bölgesinde farklı sektörlerde bulunan işletmelerde uygulanmıştır. Anket çalışması Ek:1 ve Ek:2'de görüldüğü gibi 43 sorudan oluşmaktadır.

Çalışmanın uygulama bölümünde yapılmış olan araştırma analizleri yatırım projelerinin analizi ve proje risklerinin yatırım kararına etkisi: ısıtma sektörü örnek uygulaması kapsamında ele alınacaktır. Araştırma kapsamını 101 adet farklı

sektörlerde faaliyet gösteren şirketlerde çalışan toplam 101 kişi oluşturmuştur. Araştırmanın evrenini 101 kişi örneklemini 101 kişi oluşturmaktadır. Örneklem seçiminde kolay ulaşılabilir olması ve gönüllülük ilkeleri dikkate alınmıştır. Araştırmada tesadüfi örnekleme metodu tercih edilmiştir.

5.1.4. Araştırmanın Modeli

Şekil 5.1’de alan ısıtma yatırım projelerinin risk analizi faktörlerinin, yatırım kararlarına etkisini göstermeye yönelik oluşturulan model ifade edilmiştir



Şekil 5.1. Yatırım Projelerinin Analizi ve Proje Riskleri ile Yatırım Kararları İlişkisi

5.1.5. Araştırmanın Hipotezleri

Araştırmada teorik çerçeve kapsamında oluşturulabilecek ana hipotezler ve bu hipotezler çerçevesinde oluşturulan alt hipotezler şu şekilde sıralanabilir;

Yakıt Türü, Sözleşmedeki Riskler, Çalışan Sayısının; Yatırım Kararına Etkisiyle ilgili Hipotezler (Ki-Kare Analizi):

H0: Sözleşme ile ilgili riskler, yakıt türü ile ilgili yatırım kararlarımızı etkilemez.

H1: Sözleşme ile ilgili riskler, yakıt türü ile ilgili yatırım kararlarımızı etkiler.

H0: Enerji için alternatif yakıt türleri, yatırım kararlarımızı etkilemez.

H2: Enerji için alternatif yakıt türleri, yatırım yatırım kararlarımızı etkiler.

H0: Çalışanların sayısı, yakıt türü seçimine yönelik yatırım kararlarımızı etkilemez.

H3: Çalışanların sayısı, yakıt türü seçimine yönelik yatırım kararlarımızı etkiler.

Demoğrafik Değişkenlerin, Proje Risklerine Etkisiyle ilgili Hipotezler

(Anova Testi):

H0: Proje risklerinin değerlendirilmesi faktörleri, cinsiyete göre farklılık göstermemektedir.

H4: Proje risklerinin değerlendirilmesi faktörleri, cinsiyete göre farklılık göstermektedir.

H0: Proje risklerinin değerlendirilmesi faktörleri, yaşa göre farklılık göstermemektedir.

H5: Proje risklerinin değerlendirilmesi faktörleri, yaşa göre farklılık göstermektedir.

H0: Proje risklerinin değerlendirilmesi faktörleri, eğitim durumuna göre farklılık göstermemektedir.

H6: Proje risklerinin değerlendirilmesi faktörleri, eğitim durumuna göre farklılık göstermektedir.

H0: Proje risklerinin değerlendirilmesi faktörleri, görev türüne göre farklılık göstermemektedir.

H7: Proje risklerinin değerlendirilmesi faktörleri, görev türüne göre farklılık göstermektedir.

H0: Proje risklerinin değerlendirilmesi faktörleri, meslekte geçen süreye göre farklılık göstermemektedir.

H8: Proje risklerinin değerlendirilmesi faktörleri, meslekte geçen süreye göre farklılık göstermektedir.

H0: Proje risklerinin değerlendirilmesi faktörleri, çalışan sayısına göre farklılık göstermemektedir.

H9: Proje risklerinin değerlendirilmesi faktörleri, çalışan sayısına göre farklılık göstermektedir.

H0: Proje risklerinin değerlendirilmesi faktörleri, ısınma türüne göre farklılık göstermemektedir.

H10: Proje risklerinin değerlendirilmesi faktörleri, ısınma türüne göre farklılık göstermektedir.

H0: Proje risklerinin değerlendirilmesi faktörleri, ısı transfer yöntemine göre farklılık göstermemektedir.

H11: Proje risklerinin değerlendirilmesi faktörleri, ısı transfer yöntemine göre farklılık göstermektedir.

H0: Proje risklerinin değerlendirilmesi faktörleri, yakıt türüne göre farklılık göstermemektedir.

H12: Proje risklerinin değerlendirilmesi faktörleri, yakıt türüne göre farklılık göstermektedir.

H0: Proje risklerinin değerlendirilmesi faktörleri, enerji yatırımı karlılığına göre farklılık göstermemektedir.

H13: Proje risklerinin değerlendirilmesi faktörleri, enerji yatırımı karlılığına göre farklılık göstermektedir.

Isıtma Verimliliği, Ekonomiklik, Güvence, Fiziki Uyum Düzeylerinin Etkisiyle ilgili Hipotezler (Regresyon Analizi)

H0: Isıtma verimliliği üzerinde; ekonomiklik, güvence ve fiziki uyum faktörlerinin etkisi yoktur.

H14: Isıtma verimliliği üzerinde; ekonomiklik, güvence ve fiziki uyum faktörlerinin etkisi vardır.

H0: Güvence düzeyi üzerinde; ekonomiklik, güvence ve fiziki uyum faktörlerinin etkisi yoktur.

H15: Isıtma verimliliği üzerinde; ekonomiklik, güvence ve fiziki uyum faktörlerinin etkisi vardır.

H0: Fiziki uyum düzeyi üzerinde; ekonomiklik, ısıtma verimliliği, güvence ve çevre duyarlılığı faktörlerinin etkisi yoktur.

Fiziki uyum düzeyi üzerinde; ekonomiklik, ısıtma verimliliği, güvence ve çevre duyarlılığı faktörlerinin etkisi vardır.

H0: Çevre duyarlılığı düzeyi üzerinde; fiziki uyum düzeyinin etkisi yoktur.

H17: Çevre duyarlılığı düzeyi üzerinde; fiziki uyum düzeyinin etkisi vardır.

5.1.6. Araştırma Hipotezleri Red-Kabul Tablosu

Araştırma kapsamında ele alınan değişkenlere ilişkin geliştirilen araştırma hipotezleri aşağıda listelenmiştir.

HİPOTEZLER		KABUL/RED
1	H1: Sözleşme ile ilgili riskler, yakıt türü ile ilgili yatırım kararlarımızı etkiler.	KABUL
2	H2: Enerji için alternatif yakıt türleri, yatırım yatırım kararlarımızı etkiler.	KABUL
3	H3: Çalışanların sayısı, yakıt türü seçimine yönelik yatırım kararlarımızı etkiler.	KABUL
4	H4: Proje risklerinin değerlendirilmesi faktörleri, cinsiyete göre farklılık göstermektedir.	RED
5	H5: Proje risklerinin değerlendirilmesi faktörleri, yaşa göre farklılık göstermektedir.	RED
6	H6: Proje risklerinin değerlendirilmesi faktörleri, eğitim durumuna göre farklılık göstermektedir. (Isıtma verimliliği hariç)	KABUL
7	H7: Proje risklerinin değerlendirilmesi faktörleri, görev türüne göre farklılık göstermektedir.	KABUL
8	H8: Proje risklerinin değerlendirilmesi faktörleri, meslekte geçen süreye göre farklılık göstermektedir.	RED
9	H9: Proje risklerinin değerlendirilmesi faktörleri, çalışan sayısına göre farklılık göstermektedir..	RED
10	H10: Proje risklerinin değerlendirilmesi faktörleri, ısıtma türüne göre farklılık göstermektedir.	KABUL
11	H11: Proje risklerinin değerlendirilmesi faktörleri, ısı transfer yöntemine göre farklılık göstermektedir.	RED
12	H12: Proje risklerinin değerlendirilmesi faktörleri, yakıt türüne göre farklılık göstermektedir. (Isıtma verimliliği hariç)	RED
13	Proje risklerinin değerlendirilmesi faktörleri, enerji yatırımı karlılığına göre farklılık göstermektedir. (sadece Isıtma verimliliği)	KABUL
14	H14: Isıtma verimliliği üzerinde; ekonomiklik, güvence ve fiziki uyum faktörlerinin etkisi vardır	KABUL
15	H15: Isıtma verimliliği üzerinde; ekonomiklik, güvence ve fiziki uyum faktörlerinin etkisi vardır.	KABUL
16	Fiziki uyum düzeyi üzerinde; ekonomiklik, ısıtma verimliliği, güvence ve çevre duyarlılığı faktörlerinin etkisi vardır.	KABUL
17	H17: Çevre duyarlılığı düzeyi üzerinde; fiziki uyum düzeyinin etkisi vardır.	KABUL

5.1.6. Demografik Bulgular için Frekans Analizi

5.1.6.1. Cinsiyet, Yaş, Eğitim Düzeyi, Görev/Pozisyon, Meslekteki Hizmet Yılı, Meslekteki Hizmet Yılı'nın Tecrübeye Etkisi ve Çalışan Sayısı Değişkenlerine Ait Bulgular

Tablo 5.4. Cinsiyet, Yaş, Eğitim, Görev, Hizmet Yılı ve Çalışan Sayısı için Frekans Tablosu

	Gruplar	Frekans	Yüzde	Geçerli Yüzde	Toplam Yüzde
Cinsiyet	Kadın	15	14,9	14,9	14,9
	Erkek	80	79,2	79,2	94,1
	Diğer	1	1,0	1,0	95,0
	Belirtmek İstemiyorum	5	5,0	5,0	100,0
Yaş	18-27 Yaş Aralığı	12	11,9	11,9	11,9
	28-37 Yaş Aralığı	39	38,6	38,6	50,5
	38-47 Yaş Aralığı	30	29,7	29,7	80,2
	48-57 Yaş Aralığı	13	12,9	12,9	93,1
	58 Yaş ve Üzeri	7	6,9	6,9	100,0
Eğitim Düzeyi	İlköğretim	7	6,9	6,9	6,9
	Lise	24	23,8	23,8	30,7
	Yüksekokul	25	24,8	24,8	55,4
	Lisans	27	26,7	26,7	82,2
	Yüksek Lisans ve Doktora	18	17,8	17,8	100,0
Görev / Pozisyon	Üst Düzey Yönetici	5	5,0	5,0	5,0
	Direktör-Yönetici	13	12,9	12,9	17,8
	Müdür-Müdür Yrd.	20	19,8	19,8	37,6
	Şef-Uzman	25	24,8	24,8	62,4
	Diğer	38	37,6	37,6	100,0
Meslekteki Hizmet Yılı (MHY)	0-1 Yıl	6	5,9	5,9	5,9
	2-5 Yıl	34	33,7	33,7	39,6
	6-10 Yıl	27	26,7	26,7	66,3
	11-20 Yıl	27	26,7	26,7	93,1
	20 Yıl ve Üzeri	7	6,9	6,9	100,0
MHY Tecrübeye Sebep Olur	Evet	89	88,1	88,1	88,1
	Hayır	12	11,9	11,9	100,0
Çalışan Sayısı	10-50 Kişi	40	39,6	43,5	43,5
	51-100 Kişi	24	23,8	26,1	69,6
	101-200 Kişi	14	13,9	15,2	84,8
	201-500 Kişi	8	7,9	8,7	93,5
	501 Kişi ve Üzeri	6	5,9	6,5	100,0
	Kayıp Veri	9	8,9		

Yapılan araştırmada anket katılımcıları rasgele seçilmiş olup toplamda 101 gönüllü katılımcı ile gerçekleştirilmiştir. 101 Katılımcı ile yapılan bu çalışmada katılımcıların 15'inin kadın (%14,9), 80'inin erkek (%79,2) ve 1 kişinin de diğeri cinsiyet gruplarına (%1) ait olduğu görülmektedir. Ayrıca 5 katılımcı cinsiyetini belirtmek istememiştir (%5). Cinsiyete göre katılımcıların büyük çoğunluğunun erkek olduğu tespit edilmiştir.

Katılımcıların 12'si 18-27 yaş aralığında (%11,9), 39'u 28-37 yaş aralığında (%38,6), 30'u 38-47 yaş aralığında (%29,7), 13'ü 48-57 yaş aralığında (%12,9) ve 7'si 58 yaş üzerinde (%6,9) olduğu frekans tablosunda görülmektedir. Katılımcıların büyük çoğunluğunun genç ve orta yaş grubunda olduğu tespit edilmiştir. Genel olarak bakıldığında katılımcıların büyük çoğunluğunun yaşlı olmadığı tespit edilmiştir.

Katılımcıların 7'si ilköğretim düzeyinde (%6,9), 24'ü lise düzeyinde (%23,8), 25'i yüksekokul düzeyinde (%24,8), 27'si lisans düzeyinde (%26,7) ve 18'i yüksek lisans veya doktora (%17,8) düzeyinde eğitim aldığı görülmektedir. Katılımcılar eğitim düzeyine göre incelendiğinde eğitim düzeyinin yüksek olduğu tespit edilmiştir.

Katılımcıların 5'inin üst düzey yönetici (%5), 13'ünün direktör-yönetici (%12,9), 20'sinin müdür-müdür yrd. (%19,8), 25'inin şef-uzman (%24,8) ve 38'inin diğeri pozisyonlarda (%37,6) görev yaptıkları tespit edilmiştir.

Katılımcıların 6'sı 0-1 yıl (%5,9), 34'ü 2-5 yıl (%33,7), 27'si 6-10 yıl (%26,7), 27'si 11-20 yıl (%26,7) ve 7'si 20 yıldan fazla süredir (%6,9) aynı meslekte hizmet verdiği tespit edilmiştir. Ayrıca katılımcıların 89'u meslekteki hizmet süresinin hizmet kalitesi ve tecrübe artışına sebep olduğunu düşündüğü (%88,1) ve 12'sinin bu düşünceye katılmadığı (%11,9) tespit edilmiştir.

Katılımcıların çalıştıkları iş yerlerinin 40'ında 10-50 kişi (%39,6), 24'ünde 51-100 kişi (%23,8), 14'ünde 101-200 kişi (%13,9), 8'inde 201-500 kişi (%7,9) ve 6'sında 501 kişiden fazla (%5,9) çalışanın olduğu tespit edilmiştir. Ayrıca 9 kişi ise iş yerlerinde çalışan sayısını belirtmemiş veya belirtmek istememiştir (%8,9).

5.1.6.2. Katılımcıların Yakıt Tercihlerine Yönelik Bulgular

Tablo 5.5. Yakıt Tercihlerine Yönelik Frekans Tablosu

	Gruplar	Frekans	Yüzde	Geçerli Yüzde	Toplam Yüzde
Sözleşme Risk Yatırım	Evet	73	72,3	72,3	72,3
	Hayır	28	27,7	27,7	100,0
Isınma Türü	Merkezi Isıtma	22	21,8	21,8	21,8
	Bölgesel Isıtma	33	32,7	32,7	54,5
	Kojenerasyon	8	7,9	7,9	62,4
	Trijenerasyon	1	1,0	1,0	63,4
	Tekil Isınma	26	25,7	25,7	89,1
	Diğer	11	10,9	10,9	100,0
Isı Transfer Yöntemi	Konveksiyon Yolu ile Isı Transferi	33	32,7	32,7	32,7
	Işıma Yolu ile Isı Transferi	62	61,4	61,4	94,1
	Diğer	6	5,9	5,9	100,0
Yakıt Türü	Elektrik	56	55,4	55,4	55,4
	Doğalgaz	39	38,6	38,6	94,1
	Diğer	6	5,9	5,9	100,0
Enerji Yatırımı Karlı Mı?	Evet	60	59,4	59,4	59,4
	Hayır	8	7,9	7,9	67,3
	Diğer	33	32,7	32,7	100,0

Tablo 5.5'te görüldüğü gibi katılımcıların 73'ü sözleşme ile ilgili risklerin olmasının yatırım kararını etkilediğini (%72,3) belirtirken 28'i sözleşme ile ilgili risklerin olmasının yatırım kararını etkilemediğini (%27,7) belirtmiştir.

Katılımcıların ısınma türü tercihleri 22'si merkezi ısıtma (%21,8), 33'ü bölgesel ısıtma (%32,7), 8'i kojenerasyon (%7,9), 1'i trijenerasyon (%1), 26'sı tekil ısınma (%25,7) ve 11'i de diğer ısınma türleri (%10,9) şeklindedir.

Katılımcıların ısı transferi yöntemi için 33'ü konveksiyon yolu (%32,7) ile ısı transferi, 62'si ısıtma yolu ile ısı transferi (%61,4) ve 6'sında diğer ısı transferi yöntemlerini (%5,9) tercih ediyor.

Katılımcıların yakıt türü olarak 56'sı elektriği (%55,4), 39'u doğal gazı (%38,6) ve 6'sında diğer yakıt türlerini (%5,9) tercih etmektedir. Araştırma katılımcılarının 60'ünün enerji yatırımının karlı olduğunu ve 8'inin de karlı bulmadığı (%7,9) tespit edilmiştir.

5.1.7. Yakıt Türü, Sözleşmedeki Riskler, Çalışan Sayısının; Yatırım Kararına Etkisinin Ki-Kare Analizi

5.1.7.1. Yakıt Türüne Göre Sözleşmedeki Risklerin; Yatırım Kararına Etkisinin Ki-Kare Analizi

Tablo 5.6. Yakıt Türüne Göre Sözleşmedeki Risklerin Yatırım Kararına Etkisi için Çapraz Tablo Analizi

Pearson Ki-Kare değeri 10,297, p anlamlılık değeri 0,006, Likelihood Ratio değeri 9,173 p Anlamlılık değeri 0,010				
		Sözleşme ile ilgili riskler yatırım kararlarınızı etkiler mi?		Toplam
		Evet	Hayır	
Yakıt Türü	Elektrik	41	15	56
	Doğalgaz	31	8	39
	Diğer	1	5	6
Toplam		73	28	101

Yapılan çapraz tablo analizi sonucunda Ki-Kare test istatistiği Tablo 5.6'da görüldüğü gibi 10,297 olarak hesaplanmıştır. Hesaplanan p değerine göre yakıt türüne göre sözleşmedeki risklerin yatırım kararına etkisi anlamlı olduğu tespit edilmiştir ($p = 0,010 < 0,05$). Likelihood ratio değeri 9,173 olarak hesaplanmıştır. Bu değere göre "Sözleşme ile ilgili riskler yatırım kararlarınızı etkiler mi?" sorusuna evet diyenlerin çoğunluğu yakıt olarak elektriği tercih etmektedir. "Sözleşme ile ilgili riskler yatırım kararlarınızı etkiler mi?" sorusuna hayır diyenlerde yakıt tüketim türü olarak doğal gaz kullananların yüzdesi evet diyenlere göre daha da düşmüştür.

5.1.7.2. Enerji Yakıt Türünün, Yatırım Kararına Etkisinin Ki-Kare Analizi

Tablo 5.7. Enerji Yakıt Türünün; Yatırım Kararına Etkisi için Çapraz Tablo Analizi

Pearson Ki-Kare değeri 14,422, p anlamlılık değeri 0,006, Likelihood Ratio değeri 15,521 P Anlamlılık değeri 0,04					
		Enerji yatırımı karlı mı?			Toplam
		Evet	Hayır	Diğer	
Yakıt Türü	Elektrik	38	5	13	56
	Doğalgaz	22	5	12	39
	Diğer	0	0	6	6
Toplam		60	10	31	101

Yapılan çapraz tablo analizi sonucunda Tablo 5.7’de görüldüğü gibi Ki-Kare test istatistiği 14,422 olarak hesaplanmıştır. Hesaplanan p değerine göre enerji yakıt türünün; yatırım kararına etkisi anlamlı olduğu tespit edilmiştir ($p = 0,006 < 0,05$). Likelihood ratio değeri 15,521 olarak hesaplanmıştır. Bu değere göre enerji yatırımını karlı bulanların en çok tercih ettiği yakıt türü elektriktir. Ancak enerji yatırımını karlı bulmayan ve diğer gruplarda bu oran düşmektedir. Bu gruplarda doğal gaz kullanım oranı artmaktadır.

5.1.7.3. Yakıt Türüne Göre Çalışan Sayısının, Yatırım Kararına Etkisinin Ki-Kare Analizi

Tablo 5.8. Yakıt Türüne Göre Çalışan Sayısının, Yatırım Kararına Etkisi için Çapraz Tablo Analizi

Pearson Ki-Kare değeri 33,061, p anlamlılık değeri 0,000, Likelihood Ratio değeri 24,405 p Anlamlılık değeri 0,02							
		Çalışan Sayısı					Toplam
		10-50 Kişi	51-100 Kişi	101-200 Kişi	201-500 Kişi	501 Kişi ve Üzeri	
Yakıt Türü	Elektrik	30	14	5	2	1	52
	Doğalgaz	9	9	9	5	2	34
	Diğer	1	1	0	1	3	6
Toplam		40	24	14	8	6	92

Yapılan çapraz tablo analizi sonucunda Tablo 5.8’de görüleceği gibi Ki-Kare test istatistiği 33,061 olarak hesaplanmıştır. Hesaplanan p değerine göre yakıt türüne göre çalışan sayısının, yatırım kararına etkisi anlamlı olduğu tespit edilmiştir ($p=0,000 < 0,05$). Likelihood ratio değeri 24,405 olarak hesaplanmıştır. Bu değere göre çalışan sayısı arttıkça yakıt türü seçiminde doğal gaz ve diğer yakıtların tercihi artmaktadır.

5.1.8. ANOVA Testi

Bu bölümde Anova Analizleri konusu; t-testi, one way anova testi, cinsiyet ve çalışmanın düzeyleri arasındaki ilişki, hizmet süresi ve çalışmanın düzeyleri arasındaki ilişki, öğrenim durumu ve çalışmanın düzeyleri arasındaki ilişki, yaş ve çalışmanın düzeyleri arasındaki ilişki, görev ve çalışmanın düzeyleri arasındaki ilişki ve anova

tabloları genel sonuçları aşağıda ele alınacaktır. T-testi iki veri setinin ortalamalarının arasında fark olup olmadığını tespit etmeye yönelik istatistiksel bir analiz yöntemidir.

5.1.8.1. Cinsiyet ile Çalışmanın Düzeyleri Arasındaki İlişki

H0: Çalışmanın düzeyleri cinsiyete göre farklılık göstermemektedir.

H1: Çalışmanın düzeyleri cinsiyete göre farklılık göstermektedir.

Tablo 5.9. Cinsiyet Değişkeni İçin Anova Tablosu

Ölçek	Grup	N	\bar{X}	SS	T-Değeri	p Değeri
Ekonomiklik	Kadın	15	4,5407	,46551	,155	,857
	Erkek	80	4,5486	,42516		
	Belirtmek İstemiyorum	6	4,6481	,45767		
Isıtma Verimliliği	Kadın	15	4,5556	,48250	,046	,955
	Erkek	80	4,5500	,47170		
	Belirtmek İstemiyorum	6	4,6111	,53403		
Güvence	Kadın	15	4,5556	,41361	,482	,619
	Erkek	80	4,5472	,42421		
	Belirtmek İstemiyorum	6	4,7222	,39597		
Fiziki Uyum	Kadın	15	4,6000	,44898	,982	,378
	Erkek	80	4,5458	,45002		
	Belirtmek İstemiyorum	6	4,8056	,40023		
Çevre Duyarlılığı	Kadın	15	4,5556	,41148	,963	,385
	Erkek	80	4,5750	,45924		
	Belirtmek İstemiyorum	6	4,8333	,40825		

Çalışmanın tüm düzeyleri için hesaplanan p anlamlılık düzeyi Tablo 5.9 da görüldüğü gibi alfa değerinden (0,05) daha büyüktür. O yüzden H0 hipotezi kabul edilir. Yani düzeylerin cinsiyete göre farklılık göstermediği tespit edilmiştir.

5.1.8.2. Yaş ile Çalışmanın Düzeyleri Arasındaki İlişki

H0: Çalışmanın düzeyleri yaşa göre farklılık göstermemektedir.

H1: Çalışmanın düzeyleri yaşa göre farklılık göstermektedir.

Çalışmanın tüm düzeyleri için hesaplanan p anlamlılık düzeyi Tablo 5.10'da görüldüğü gibi alfa değerinden (0,05) daha büyüktür. O yüzden H0 hipotezi kabul edilir. Yani düzeylerin yaşa göre farklılık göstermediği tespit edilmiştir.

Tablo 5.10. Cinsiyet Değişkeni İçin Anova Tablosu

Ölçek	Grup	N	\bar{X}	SS	T-Değeri	p Değeri
Ekonomiklik	18-27 Yaş Aralığı	12	4,5833	,47408	,910	,462
	28-37 Yaş Aralığı	39	4,5983	,43155		
	38-47 Yaş Aralığı	30	4,5889	,46334		
	48-57 Yaş Aralığı	13	4,4274	,28991		
	58 Yaş ve Üzeri	7	4,3333	,40062		
Isıtma Verimliliği	18-27 Yaş Aralığı	12	4,5833	,60511	,736	,570
	28-37 Yaş Aralığı	39	4,4957	,53460		
	38-47 Yaş Aralığı	30	4,6556	,36602		
	48-57 Yaş Aralığı	13	4,5641	,39404		
	58 Yaş ve Üzeri	7	4,3810	,40500		
Güvence	18-27 Yaş Aralığı	12	4,5741	,45894	1,018	,402
	28-37 Yaş Aralığı	39	4,6211	,42556		
	38-47 Yaş Aralığı	30	4,5593	,43031		
	48-57 Yaş Aralığı	13	4,5043	,33523		
	58 Yaş ve Üzeri	7	4,2857	,39470		
Fiziki Uyum	18-27 Yaş Aralığı	12	4,6250	,52764	1,875	,121
	28-37 Yaş Aralığı	39	4,6368	,41159		
	38-47 Yaş Aralığı	30	4,6167	,45095		
	48-57 Yaş Aralığı	13	4,3718	,34125		
	58 Yaş ve Üzeri	7	4,2619	,54311		
Çevre Duyarlılığı	18-27 Yaş Aralığı	12	4,6389	,48113	1,800	,135
	28-37 Yaş Aralığı	39	4,6410	,41454		
	38-47 Yaş Aralığı	30	4,6556	,49891		
	48-57 Yaş Aralığı	13	4,3590	,34592		
	58 Yaş ve Üzeri	7	4,3333	,43033		

5.1.8.3. Eğitim Durumu ile Çalışmanın Düzeyleri Arasındaki İlişki

H0: Çalışmanın düzeyleri eğitim durumuna göre farklılık göstermemektedir.

H1: Çalışmanın düzeyleri eğitim durumuna göre farklılık göstermektedir.

Tablo 5.11’de görüldüğü gibi çalışma düzeyinde ısıtma verimliliği hariç eğitim durumuna göre farklılık gösterdiği tespit edilmiştir ($p=0,046<0,05$). Ekonomiklik düzeyindeki farklılık lisans düzeyinde eğitim almış kişilerin ortalaması ile lise düzeyinde eğitim almış kişilerin ortalamaları arasındaki farktan kaynaklanmaktadır.

Ortalamalar incelendiğinde lisans düzeyinde eğitim almış kişiler lise düzeyinde eğitim almış kişilere daha az ekonomik oldukları tespit edilmiştir.

Tablo 5.11. Eğitim Değişkeni İçin Anova Tablosu

Ölçek	Grup	N	\bar{X}	SS	T-Değeri	p Değeri
Ekonomiklik	İlköğretim	7	4,6349	,47883	2,489	,046
	Lise	24	4,7731	,38834		
	Yüksekokul	25	4,4667	,38623		
	Lisans	27	4,4486	,47689		
	Yüksek Lisans ve Doktora	18	4,5062	,37189		
Isıtma Verimliliği	İlköğretim	7	4,5714	,65868	1,149	,338
	Lise	24	4,6806	,47629		
	Yüksekokul	25	4,4133	,49329		
	Lisans	27	4,5185	,42701		
	Yüksek Lisans ve Doktora	18	4,6296	,41047		
Güvence	İlköğretim	7	4,6508	,44642	2,512	,043
	Lise	24	4,7593	,38022		
	Yüksekokul	25	4,4667	,43272		
	Lisans	27	4,4691	,42179		
	Yüksek Lisans ve Doktora	18	4,5185	,37920		
Fiziki Uyum	İlköğretim	7	4,5714	,54311	2,566	,038
	Lise	24	4,7986	,37423		
	Yüksekokul	25	4,4533	,40689		
	Lisans	27	4,5370	,47442		
	Yüksek Lisans ve Doktora	18	4,4722	,44740		
Çevre Duyarlılığı	İlköğretim	7	4,6190	,48795	2,477	,048
	Lise	24	4,7917	,39087		
	Yüksekokul	25	4,5067	,42076		
	Lisans	27	4,5926	,40650		
	Yüksek Lisans ve Doktora	18	4,4074	,54300		

Güvence düzeyi için H1 hipotezi kabul edilir yani güvence düzeyi eğitim durumuna göre farklılık göstermektedir ($p= 0,043 < 0,05$). Güvence düzeyindeki farklılık lisans düzeyinde eğitim almış kişiler ile lise düzeyinde eğitim almış kişilerin ortalamaları arasındaki farktan kaynaklanmaktadır. Lise düzeyinde eğitim almış

kişilerin güvence düzeyi lisans düzeyinde eğitim almış kişilere göre daha yüksek olduğu tespit edilmiştir.

Fiziki uyum düzeyi için H0 hipotezi reddedilir yani fiziki uyum düzeyi eğitim durumuna göre farklılık göstermektedir ($p= 0,038<0,05$). Fiziki uyum düzeyindeki farklılık yüksekokul düzeyinde eğitim almış kişiler ile lise düzeyinde eğitim almış kişilerin ortalamaları arasındaki farktan kaynaklanmaktadır. Lise düzeyinde eğitim almış kişilerin Fiziki uyum düzeyi yüksekokul düzeyinde eğitim almış kişilere göre daha yüksek olduğu tespit edilmiştir.

Çevre duyarlılığı düzeyi için H0 hipotezi reddedilir yani Çevre duyarlılığı düzeyi eğitim durumuna göre farklılık göstermektedir ($p= 0,048<0,05$). Çevre duyarlılığı düzeyindeki farklılık yüksek lisans veya doktora düzeyinde eğitim almış kişiler ile lise düzeyinde eğitim almış kişilerin ortalamaları arasındaki farktan kaynaklanmaktadır. Lise düzeyinde eğitim almış kişilerin Çevre duyarlılığı düzeyi yüksek lisans veya doktora düzeyinde eğitim almış kişilere göre daha yüksek olduğu tespit edilmiştir.

5.1.8.4. Görev/Pozisyon ile Çalışmanın Düzeyleri Arasındaki İlişki

H0: Çalışmanın düzeyleri Görev/Pozisyona göre farklılık göstermemektedir.

H1: Çalışmanın düzeyleri Görev/Pozisyona göre farklılık göstermektedir.

Tablo 5.12’de görüldüğü gibi ekonomiklik düzeyi için H0 hipotezi reddedilir yani Ekonomiklik düzeyi görev/pozisyon değişkenine göre farklılık göstermektedir ($p=0,004<0,05$). Ekonomiklik düzeyindeki farklılık Şef-Uzman kişiler Diğer alanlarda görev yapan kişilerin ortalamaları arasındaki farktan kaynaklanmaktadır. Diğer alanlarda görev yapan kişilerin ekonomiklik düzeyi Şef-Uzman kişilere göre daha yüksek olduğu tespit edilmiştir.

Isıtma verimliliği düzeyi görev/pozisyon değişkenine göre farklılık gösterdiği tespit edilmiştir ($p= 0,036<0,05$). Farklılığın sebebi Diğer gurubu ile Şef-Uzman grubu arasındaki farktan kaynaklanmaktadır. Ortalamalar incelendiğinde diğer grubunun ısıtma verimliliği ortalamasının şef uzman grubunun ortalamasından daha yüksek olduğu görülmektedir.

Tablo 5.12. Görev/Pozisyon Değişkeni İçin Anova Tablosu

Ölçek	Grup	N	\bar{X}	SS	T-Değeri	P Değeri
Ekonomiklik	Üst Düzey Yönetici	5	4,2444	,30832	4,186	,004
	Direktör-Yönetici	13	4,5812	,38531		
	Müdür-Müdür Yrd.	20	4,4000	,43469		
	Şef-Uzman	25	4,4311	,39586		
	Diğer	38	4,7456	,40838		
Isıtma Verimliliği	Üst Düzey Yönetici	5	4,4000	,49441	2,689	,036
	Direktör-Yönetici	13	4,7179	,26688		
	Müdür-Müdür Yrd.	20	4,5000	,46516		
	Şef-Uzman	25	4,3467	,52246		
	Diğer	38	4,6842	,45154		
Güvence	Üst Düzey Yönetici	5	4,3556	,30832	2,037	,095
	Direktör-Yönetici	13	4,5556	,36851		
	Müdür-Müdür Yrd.	20	4,5111	,41166		
	Şef-Uzman	25	4,4311	,42349		
	Diğer	38	4,6959	,42423		
Fiziki Uyum	Üst Düzey Yönetici	5	4,2667	,48016	3,661	,008
	Direktör-Yönetici	13	4,5128	,44337		
	Müdür-Müdür Yrd.	20	4,4833	,42543		
	Şef-Uzman	25	4,4267	,44378		
	Diğer	38	4,7675	,39996		
Çevre Duyarlılığı	Üst Düzey Yönetici	5	4,3333	,33333	4,567	,002
	Direktör-Yönetici	13	4,6667	,43033		
	Müdür-Müdür Yrd.	20	4,3833	,49883		
	Şef-Uzman	25	4,4533	,42904		
	Diğer	38	4,7895	,37506		

Fiziki uyum düzeyi görev/pozisyon değişkenine göre farklılık gösterdiği tespit edilmiştir ($p= 0,008 < 0,05$). Farklılığın sebebi Diğer gurubu ile Şef-Uzman grubu arasındaki farktan kaynaklanmaktadır. Ortalamalar incelendiğinde diğer grubunun

Fiziki uyum ortalamasının şef uzman grubunun ortalamasından daha yüksek olduğu görülmektedir.

Çevre duyarlılığı düzeyi görev/pozisyon değişkenine göre farklılık gösterdiği tespit edilmiştir ($p=0,002<0,05$). Farklılığın sebebi Diğer gurubu ile Şef-Uzman grubu ve diğer gurubu ile müdür-müdür yrd. Gurubu arasındaki farktan kaynaklanmaktadır. Ortalamalar incelendiğinde diğer grubunun çevre duyarlılığı ortalamasının şef uzman grubunun ve müdür-müdür yrd. grubunun ortalamasından daha yüksek olduğu görülmektedir.

5.1.8.5. Meslekteki Süre ile Çalışmanın Düzeyleri Arasındaki İlişki

H0: Çalışmanın düzeyleri Meslekteki Süreye göre farklılık göstermemektedir.

H1: Çalışmanın düzeyleri Meslekteki Süreye göre farklılık göstermektedir.

Tablo 5.13'te görüldüğü gibi çalışmanın tüm düzeyleri için hesaplanan p anlamlılık düzeyi, alfa değerinden (0,05) daha büyüktür. O yüzden H0 hipotezi kabul edilir. Yani düzeylerin meslekteki hizmet yılına göre farklılık göstermediği tespit edilmiştir.

Tablo 5.13. Meslekteki Süre Değişkeni İçin Anova Tablosu

Ölçek	Grup	N	\bar{X}	SS	T-Değeri	p Değeri
Ekonomiklik	0-1 Yıl	6	4,5556	,50185	1,287	,281
	2-5 Yıl	34	4,6732	,44439		
	6-10 Yıl	27	4,5350	,40654		
	11-20 Yıl	27	4,4691	,41383		
	20 Yıl ve Üzeri	7	4,3651	,39915		
Isıtma Verimliliği	0-1 Yıl	6	4,3889	,74287	,667	,617
	2-5 Yıl	34	4,6373	,46687		
	6-10 Yıl	27	4,4815	,50918		
	11-20 Yıl	27	4,5802	,37659		
	20 Yıl ve Üzeri	7	4,4762	,46576		
Güvence	0-1 Yıl	6	4,6296	,41968	1,605	,179
	2-5 Yıl	34	4,6732	,44186		
	6-10 Yıl	27	4,5514	,42420		
	11-20 Yıl	27	4,4691	,37784		
	20 Yıl ve Üzeri	7	4,3175	,35387		
	0-1 Yıl	6	4,6111	,54433		

Fiziki Uyum	2-5 Yıl	34	4,6863	,44715	1,920	,113
	6-10 Yıl	27	4,6173	,39714		
	11-20 Yıl	27	4,4259	,43690		
	20 Yıl ve Üzeri	7	4,3333	,48113		
Çevre Duyarlılığı	0-1 Yıl	6	4,6667	,51640	1,402	,239
	2-5 Yıl	34	4,7059	,38284		
	6-10 Yıl	27	4,5802	,42960		
	11-20 Yıl	27	4,4815	,52569		
	20 Yıl ve Üzeri	7	4,3810	,40500		

5.1.8.6. Çalışan Sayısı ile Çalışmanın Düzeyleri Arasındaki İlişki

H0: Çalışmanın düzeyleri Çalışan Sayısına göre farklılık göstermemektedir.

H1: Çalışmanın düzeyleri Çalışan Sayısına göre farklılık göstermektedir.

Tablo 5.14'te görüldüğü gibi çalışmanın tüm düzeyleri için hesaplanan p anlamlılık düzeyi alfa değerinden (0,05) daha büyüktür. O yüzden H0 hipotezi kabul edilir. Yani düzeylerin çalışan sayısına göre farklılık göstermediği tespit edilmiştir.

Tablo 5.14. Çalışan Sayısı Değişkeni İçin Anova Tablosu

Ölçek	Grup	N	\bar{X}	SS	T-Değeri	p Değeri
Ekonomiklik	10-50	40	4,5806	,49530	,672	,613
	51-100	24	4,5694	,42254		
	101-200	14	4,6349	,28388		
	201-500	8	4,5972	,37533		
	501 Kişi ve Üzeri	6	4,2963	,46437		
Isıtma Verimliliği	10-50	40	4,5583	,51412	1,062	,380
	51-100	24	4,5972	,45022		
	101-200	14	4,6905	,30562		
	201-500	8	4,7083	,27817		
	501 Kişi ve Üzeri	6	4,2778	,49065		
Güvence	10-50	40	4,5583	,47972	,780	,541
	51-100	24	4,6389	,39078		
	101-200	14	4,6032	,27465		
	201-500	8	4,6250	,33564		
	501 Kişi ve Üzeri	6	4,3148	,44119		
Fiziki Uyum	10-50	40	4,6042	,47694	,831	,509
	51-100	24	4,6111	,41896		
	101-200	14	4,6786	,34259		
	201-500	8	4,4583	,49401		
	501 Kişi ve Üzeri	6	4,3333	,48305		

Çevre Duyarlılığı	10-50	40	4,6333	,44530	,810	,522
	51-100	24	4,5278	,52857		
	101-200	14	4,6190	,34237		
	201-500	8	4,7083	,45207		
	501 Kişi ve Üzeri	6	4,3333	,51640		

5.1.8.7. Isınma Türü ile Çalışmanın Düzeyleri Arasındaki İlişki

H0: Çalışmanın düzeyleri Isınma Türü göre farklılık göstermemektedir.

H1: Çalışmanın düzeyleri Isınma Türü göre farklılık göstermektedir.

Tablo 5.15'te görüldüğü gibi ısıtma türünün, ekonomiklik düzeyi değişkenine göre farklılık gösterdiği tespit edilmiştir ($p= 0,000<0,05$). Farklılığın sebebi tekil ısınma gurubu ile kojenerasyon ısınma grubu ve diğer gurubu ile kojenerasyon ısınma, bölgesel ısınma, merkezi ısınma Gurupları arasındaki farktan kaynaklanmaktadır. Ortalamalar incelendiğinde diğer grubunun Ekonomiklik ortalamasının kojenerasyon ısınma, bölgesel ısınma, merkezi ısınma gruplarının ortalamasından daha düşük olduğu görülmektedir. Ayrıca kojenerasyon ısınma grubunun ekonomiklik ortalaması tekil ısınma ortalamasından daha fazladır.

Isıtma türünün, ısıtma verimliliğine göre farklılık gösterdiği tespit edilmiştir ($p= 0,001<0,05$). Farklılığın sebebi tekil ısınma gurubu ile kojenerasyon ısınma grubu ve diğer gurubu ile kojenerasyon ısınma, bölgesel ısınma, merkezi ısınma Gurupları arasındaki farktan kaynaklanmaktadır. Ortalamalar incelendiğinde diğer grubunun Isıtma Verimliliği ortalamasının kojenerasyon ısınma, bölgesel ısınma, merkezi ısınma gruplarının ortalamasından daha yüksek olduğu görülmektedir. Ayrıca kojenerasyon ısınma grubunun ekonomiklik ortalaması tekil ısınma ortalamasından daha fazladır.

Isıtma türünün, güvence değişkenine göre farklılık gösterdiği tespit edilmiştir ($p= 0,005=0,05$). Farklılığın sebebi diğer gurubu ile kojenerasyon ısınma grubu arasındaki farktan kaynaklanmaktadır. Ortalamalar incelendiğinde diğer grubunun Güvence ortalamasının kojenerasyon ısınma grubunun ortalamasından daha düşük olduğu görülmektedir.

Isıtma türünün, fiziki uyum düzeyi değişkenine göre farklılık gösterdiği tespit edilmiştir ($p= 0,000<0,05$). Farklılığın sebebi diğer gurubu ile kojenerasyon ısınma

grubu, bölgesel ısınma grupları arasındaki farktan ve tekil ısınma ile kojenerasyon ısınma grubu arasındaki farktan kaynaklanmaktadır.

Tablo 5.15. Isınma Türü Değişkeni İçin Anova Tablosu

Ölçek	Grup	N	\bar{X}	SS	T-Değeri	P Değeri
Ekonomiklik	Merkezi Isıtma	22	4,5909	,39154	6,435	,000
	Bölgesel Isıtma	33	4,6397	,45646		
	Kojenerasyon	9	4,9753	,07407		
	Tekil Isınma	26	4,4274	,36065		
	Diğer	11	4,1717	,36638		
Isıtma Verimliliği	Merkezi Isıtma	22	4,6970	,38365	5,048	,001
	Bölgesel Isıtma	33	4,5859	,44120		
	Kojenerasyon	9	4,9259	,14699		
	Tekil Isınma	26	4,4359	,50569		
	Diğer	11	4,1515	,50252		
Güvence	Merkezi Isıtma	22	4,6111	,36086	3,943	,005
	Bölgesel Isıtma	33	4,5690	,46544		
	Kojenerasyon	9	4,9136	,15494		
	Tekil Isınma	26	4,5214	,40463		
	Diğer	11	4,2222	,33702		
Fiziki Uyum	Merkezi Isıtma	22	4,5606	,46161	5,616	,000
	Bölgesel Isıtma	33	4,6717	,42386		
	Kojenerasyon	9	4,9815	,05556		
	Tekil Isınma	26	4,4679	,41638		
	Diğer	11	4,1818	,40452		
Çevre Duyarlılığı	Merkezi Isıtma	22	4,6667	,38490	5,997	,000
	Bölgesel Isıtma	33	4,6566	,40384		
	Kojenerasyon	9	5,0000	,00000		
	Tekil Isınma	26	4,4615	,49957		
	Diğer	11	4,1818	,40452		

Ortalamalar incelendiğinde diğer grubunun Fiziki Uyum ortalamasının kojenerasyon ve bölgesel ısınma gruplarının ortalamasından daha düşük olduğu görülmektedir. Ayrıca Kojenerasyon ısınma ortalaması tekil ısınma ortalamasından fazla olduğu görülmektedir.

Isıtma türünün, çevre duyarlılığı düzeyi değişkenine göre farklılık gösterdiği tespit edilmiştir ($p= 0,000<0,05$). Farklılığın sebebi diğer gurubu ile kojenerasyon ısınma grubu, bölgesel ısınma, merkezi ısınma grupları arasındaki farktan ve tekil ısınma ile kojenerasyon ısınma grubu arasındaki farktan kaynaklanmaktadır. Ortalamalar incelendiğinde diğer grubunun Çevre Duyarlılığı ortalamasının kojenerasyon, merkezi ısınma ve bölgesel ısınma gruplarının ortalamasından daha düşük olduğu görülmektedir. Ayrıca Kojenerasyon ısınma ortalaması tekil ısınma ortalamasından fazla olduğu görülmektedir.

5.1.8.8. Isı Transfer Yöntemi ile Çalışmanın Düzeyleri Arasındaki İlişki

H0: Çalışmanın düzeyleri Isı Transfer Yöntemine göre farklılık göstermemektedir.

H1: Çalışmanın düzeyleri Isı Transfer Yöntemine göre farklılık göstermektedir.

Tablo 5.16'da görüldüğü gibi çalışmanın tüm düzeyleri için hesaplanan p anlamlılık düzeyi alfa değerinden (0,05) daha büyüktür. O yüzden H0 hipotezi kabul edilir. Yani düzeylerin Isı Transfer Yöntemine göre farklılık göstermediği tespit edilmiştir.

Tablo 5.16. Isı Transfer Yöntemi Değişkeni İçin Anova Tablosu

Ölçek	Grup	N	\bar{X}	SS	T-Değeri	P Değeri
Ekonomiklik	Konveksiyon Yolu ile Isı Transferi	33	4,5556	,40635	1,551	,217
	İşima Yolu ile Isı Transferi	62	4,5806	,43451		
	Diğer	6	4,2593	,45902		
Isıtma Verimliliği	Konveksiyon Yolu ile Isı Transferi	33	4,6061	,40358	1,234	,296
	İşima Yolu ile Isı Transferi	62	4,5538	,50116		
	Diğer	6	4,2778	,49065		
Güvence	Konveksiyon Yolu ile Isı Transferi	33	4,5589	,38539	1,494	,230
	İşima Yolu ile Isı Transferi	62	4,5860	,43299		
	Diğer	6	4,2778	,41425		

Fiziki Uyum	Konveksiyon Yolu ile Isı Transferi	33	4,5758	,44114	1,125	,329
	Işıma Yolu ile Isı Transferi	62	4,5914	,44729		
	Diğer	6	4,3056	,47629		
Çevre Duyarlılığı	Konveksiyon Yolu ile Isı Transferi	33	4,6162	,40070	1,038	,358
	Işıma Yolu ile Isı Transferi	62	4,5968	,46806		
	Diğer	6	4,3333	,51640		

5.1.8.9. Yakıt Türü ile Çalışmanın Düzeyleri Arasındaki İlişki

H0: Çalışmanın düzeyleri Yakıt Türüne göre farklılık göstermemektedir.

H1: Çalışmanın düzeyleri Yakıt Türüne göre farklılık göstermektedir.

Tablo 5.17. Yakıt Türü Değişkeni İçin Anova Tablosu

Ölçek	Grup	N	\bar{X}	SS	T-Değeri	P Değeri
Ekonomiklik	Elektrik	56	4,5417	,42906	2,104	,128
	Doğalgaz	39	4,6182	,41086		
	Diğer	6	4,2407	,47358		
Isıtma Verimliliği	Elektrik	56	4,4821	,50018	3,760	,027
	Doğalgaz	39	4,7009	,38839		
	Diğer	6	4,2778	,49065		
Güvence	Elektrik	56	4,5476	,43363	1,788	,173
	Doğalgaz	39	4,6182	,38893		
	Diğer	6	4,2778	,41425		
Fiziki Uyum	Elektrik	56	4,5655	,43887	1,258	,289
	Doğalgaz	39	4,6154	,45266		
	Diğer	6	4,3056	,47629		
Çevre Duyarlılığı	Elektrik	56	4,5536	,47259	1,890	,157
	Doğalgaz	39	4,6752	,39357		
	Diğer	6	4,3333	,51640		

Tablo 5.17’de görüldüğü gibi ısıtma verimliliği düzeyinin yakıt türüne göre farklılık gösterdiği tespit edilmiştir ($p= 0,027<0,05$). Isıtma verimliliği düzeyindeki farklılığın sebebi doğalgaz ile elektrik ve doğalgaz ile diğer yakıt türleri arasındaki farklılıktan kaynaklanmaktadır. Isıtma verimliliği ortalamaları incelendiğinde doğalgaz yakıt türünün elektrik ve diğer yakıt türlerine göre daha verimli olduğu görülmektedir.

5.1.8.10. Enerji Yatırımı Karlı mı? ile Çalışmanın Düzeyleri Arasındaki İlişki

H0: Çalışmanın düzeyleri Enerji Yatırımı Karlı mı? değişkenine göre farklılık göstermemektedir.

H1: Çalışmanın düzeyleri Enerji Yatırımı Karlı mı? değişkenine göre farklılık göstermektedir.

Tablo 5.18. Enerji Yatırımı Karlı mı? değişkeni İçin Anova Tablosu

Ölçek	Grup	N	\bar{X}	SS	T-Değeri	P Değeri
Ekonomiklik	Evet	60	4,4556	,38201	4,697	,011
	Hayır	8	4,5556	,52116		
	Diğer	33	4,7306	,44360		
Isıtma Verimliliği	Evet	60	4,4944	,42294	2,394	,097
	Hayır	8	4,4167	,72921		
	Diğer	33	4,6970	,46669		
Güvence	Evet	60	4,4574	,39408	4,651	,012
	Hayır	8	4,6944	,39730		
	Diğer	33	4,7104	,42486		
Fiziki Uyum	Evet	60	4,4556	,42726	6,085	,003
	Hayır	8	4,5625	,50346		
	Diğer	33	4,7778	,40540		
Çevre Duyarlılığı	Evet	60	4,4944	,44464	3,846	,025
	Hayır	8	4,5833	,49602		
	Diğer	33	4,7576	,41056		

Tablo 5.18’de görüldüğü gibi ekonomiklik düzeyinin Enerji Yatırımı Karlı mı? Değişkenine göre farklılık gösterdiği tespit edilmiştir ($p= 0,011<0,05$). Ekonomiklik düzeyindeki farklılığın sebebi enerji yatırımı karlı bulanlar ile diğer grubu arasındaki

farklılıktan kaynaklanmaktadır. Enerji yatırımını karlı bulanların ekonomiklik ortalamasının diğer grubunun ortalamasından daha düşük olduğu tespit edilmiştir.

Güvence düzeyinin Enerji Yatırımı Karlı mı? Değişkenine göre farklılık gösterdiği tespit edilmiştir ($p= 0,012<0,05$). Ekonomiklik düzeyindeki farklılığın sebebi enerji yatırımını karlı bulanlar ile diğer grubu arasındaki farklılıktan kaynaklanmaktadır. Enerji yatırımını karlı bulanların Güvence ortalamasının diğer grubunun ortalamasından daha düşük olduğu tespit edilmiştir.

Fiziki Uyum düzeyinin Enerji Yatırımı Karlı mı? Değişkenine göre farklılık gösterdiği tespit edilmiştir ($p=0,003<0,05$). Ekonomiklik düzeyindeki farklılığın sebebi enerji yatırımını karlı bulanlar ile diğer grubu arasındaki farklılıktan kaynaklanmaktadır. Enerji yatırımını karlı bulanların Fiziki Uyum ortalamasının diğer grubunun ortalamasından daha düşük olduğu tespit edilmiştir.

Çevre Duyarlılığı düzeyinin Enerji Yatırımı Karlı mı? Değişkenine göre farklılık gösterdiği tespit edilmiştir ($p= 0,025<0,05$). Ekonomiklik düzeyindeki farklılığın sebebi enerji yatırımını karlı bulanlar ile diğer grubu arasındaki farklılıktan kaynaklanmaktadır. Enerji yatırımını karlı bulanların Çevre Duyarlılığı ortalamasının diğer grubunun ortalamasından daha düşük olduğu tespit edilmiştir.

5.1.9. Manova Analizi

Manova, birden fazla bağımlı değişkenin bulunduğu deneylerde varyans analizi yapmak için kullanılan bir tekniktir. Yakıt türü, ısınma türü ve ısı transfer yönteminin çalışma düzeyleri üzerindeki bireysel, ikili ve üçlü (toplu) etkilerinin olup olmadıkları Manova test istatistiği ile test edilmiştir. Farklılıkların tespiti için duncan test istatistiği kullanılmıştır. Yakıt türü, ısınma türü ve ısı transfer yönteminin ortalama değerleri hesaplanmış ve yukarıdaki Manova analizi ortalama değer tablosunda verilmiştir.

Tablo 5.19’da görüldüğü gibi *ekonomiklik* için en yüksek değer 5 olarak hesaplanmıştır ve bu değerden 3 tane vardır. Bunlardan ilki yakıt türü doğal gaz ısınma şekli merkezi ısıtma ve ısı transfer yöntemi ışıma yolu ile ısı transfer yöntemidir. İkincisi ise Yakıt türü doğal gaz ısınma şekli bölgesel ısıtma ısı transfer yöntemi ışıma yolu ile ısı transfer yöntemidir. Üçüncü ve sonra değer ise Isı transfer yöntemi doğal gaz ısınma şekli kojenerasyon ısı transfer yöntemi konveksiyon yolu ile ısı transferidir.

Bu değerlere bakarak doğal gazın diğer yakıt türlerine göre daha ekonomik olduğu tespit edilir.

Tablo 5.19. Manova Analizi Ortalama Değer Tablosu

Etki Faktörleri			Ortalama					
Yakıt Türü	Isınma Türü	Isı Transfer Yöntemi	Ekonomiklik	Isıtma Verimliliği	Güvence	Fiziki Uyum	Çevre Duyarlılığı	
Elektrik	Merkezi Isıtma	Konveksiyon Yolu ile Isı Transferi	4,2222	4,0000	4,1111	4,3333	4,0000	
		İşıma Yolu ile Isı Transferi	4,7778	4,6667	4,7778	4,7500	4,8333	
	Bölgesel Isıtma	İşıma Yolu ile Isı Transferi	4,6590	4,6092	4,6015	4,6782	4,6782	
	Tekil Isınma	Konveksiyon Yolu ile Isı Transferi	4,4074	4,2222	4,2963	4,5000	4,4444	
		İşıma Yolu ile Isı Transferi	4,4321	4,4259	4,5494	4,4630	4,4630	
	Diğer	İşıma Yolu ile Isı Transferi	4,1481	3,8889	4,2593	4,1111	4,0000	
Doğalgaz	Merkezi Isıtma	Konveksiyon Yolu ile Isı Transferi	4,5425	4,7059	4,5752	4,5000	4,6471	
		İşıma Yolu ile Isı Transferi	5,0000	5,0000	5,0000	5,0000	5,0000	
	Bölgesel Isıtma	Konveksiyon Yolu ile Isı Transferi	4,3333	4,2222	4,1111	4,5000	4,3333	
		İşıma Yolu ile Isı Transferi	5,0000	5,0000	5,0000	5,0000	5,0000	
	Kojenerasyon	Konveksiyon Yolu ile Isı Transferi	5,0000	4,9333	4,9111	5,0000	5,0000	
		İşıma Yolu ile Isı Transferi	4,9444	4,9167	4,9167	4,9583	5,0000	
	Tekil Isınma	Konveksiyon Yolu ile Isı Transferi	4,4167	4,5000	4,6944	4,5417	4,5000	
		İşıma Yolu ile Isı Transferi	4,4444	5,0000	4,0000	4,1667	4,3333	
	Diğer	İşıma Yolu ile Isı Transferi	4,0000	4,6667	4,0000	3,8333	4,0000	
		Diğer	4,0000	3,6667	4,0000	4,0000	4,0000	
	Diğer	Diğer	İşıma Yolu ile Isı Transferi	3,8889	3,6667	4,0000	4,0000	4,0000
			Diğer	4,3111	4,4000	4,3333	4,3667	4,4000

Ayrıca ısı transfer yöntemlerinden ısıma yolu ile ısı transferi seçimi de diğer ısı transfer yollarına göre daha ekonomik olduğu anlaşılmaktadır. Yakıt türü doğal gaz

iken ısınma türündeki en ekonomik seçiminde kojenerasyon yöntemi olduğu görülmektedir. Yakıt türü doğal gaz, ısınma türü kojenerasyon olan bir yer için ısınma türü fark etmeksizin ekonomiklik değerleri yüksek çıkmıştır. Ekonomiklik değerinin en düşük olduğu yerler yakıt türü diğer ısınma türü diğer ısı transfer yöntemi ısıma yolu ile ısı transferi ve yakıt türü doğal gaz ısınma türü diğer ısı transfer yöntemi ısıma yolu ile ısı transfer yöntemi değerlerinde görülmektedir. Ayrıca yakıt türü elektrik olan ısınmalar incelendiği zaman ekonomiklik açısından en yüksek değeri merkezi ısıtmada ısıma yolu ile ısı transferinde olduğu tespit edilmiştir.

Isıtma verimliliği için en yüksek değer 5 olarak hesaplanmıştır ve bu değerden 3 tane vardır. Bunlardan ilki yakıt türü doğal gaz ısınma şekli merkezi ısıtma ve ısı transfer yöntemi ısıma yolu ile ısı transfer yöntemidir. İkincisi ise Yakıt türü doğal gaz ısınma şekli bölgesel ısıtma ısı transfer yöntemi ısıma yolu ile ısı transfer yöntemidir. Üçüncü ve sonra değer ise Isı transfer yöntemi doğal gaz ısınma şekli tekil ısınma ısı transfer yöntemi ısıma yolu ile ısı transferidir. Bu değerlere bakarak doğal gazın diğer yakıt türlerine göre daha ekonomik olduğu tespit edilir. Ayrıca ısı transfer yöntemlerinden ısıma yolu ile ısı transferi seçimi de diğer ısı transfer yollarına göre daha ekonomik olduğu anlaşılmaktadır. Yakıt türü doğal gaz iken ısınma türündeki en ekonomik seçiminde kojenerasyon yöntemi olduğu görülmektedir.

Bu çalışmada yapılan anali sonucu *güvence* için en yüksek değer 5 olarak hesaplanmıştır ve bu değerden 2 tane vardır. Bunlardan ilki yakıt türü doğal gaz ısınma şekli merkezi ısıtma ve ısı transfer yöntemi ısıma yolu ile ısı transfer yöntemidir. İkincisi ise Yakıt türü doğal gaz ısınma şekli bölgesel ısıtma ısı transfer yöntemi ısıma yolu ile ısı transfer yöntemidir. Bu değerlere bakarak doğal gazın diğer yakıt türlerine göre daha ekonomik olduğu tespit edilir. Ayrıca ısı transfer yöntemlerinden ısıma yolu ile ısı transferi seçimi de diğer ısı transfer yollarına göre daha ekonomik olduğu anlaşılmaktadır. Yakıt türü doğal gaz iken ısınma türündeki en ekonomik seçiminde kojenerasyon yöntemi olduğu görülmektedir.

Bu çalışmada *fiziki uyum* için en yüksek değer 5 olarak hesaplanmıştır ve bu değerden 3 tane vardır. Bunlardan ilki yakıt türü doğal gaz ısınma şekli merkezi ısıtma ve ısı transfer yöntemi ısıma yolu ile ısı transfer yöntemidir. İkincisi ise Yakıt türü doğal gaz ısınma şekli bölgesel ısıtma ısı transfer yöntemi ısıma yolu ile ısı transfer yöntemidir. Üçüncü ve sonra değer ise Isı transfer yöntemi doğal gaz ısınma şekli

kojenerasyon ısı transfer yöntemi konveksiyon yolu ile ısı transferidir. Bu değerlere bakarak doğal gazın diğer yakıt türlerine göre daha ekonomik olduğu tespit edilir. Ayrıca ısı transfer yöntemlerinden ışıma yolu ile ısı transferi seçimi de diğer ısı transfer yollarına göre daha ekonomik olduğu anlaşılmaktadır. Yakıt türü doğal gaz iken ısınma türündeki en ekonomik seçiminde kojenerasyon yöntemi olduğu görülmektedir. Yakıt türü doğal gaz, ısınma türü kojenerasyon olan bir yer için ısınma türü fark etmeksizin ekonomiklik değerleri yüksek çıkmıştır.

Bu çalışmada *çevre duyarlılığı* için en yüksek değer 5 olarak hesaplanmıştır ve bu değerden 4 tane vardır. Bunlardan ilki yakıt türü doğal gaz ısınma şekli merkezi ısıtma ve ısı transfer yöntemi ışıma yolu ile ısı transfer yöntemidir. İkincisi ise Yakıt türü doğal gaz ısınma şekli bölgesel ısıtma ısı transfer yöntemi ışıma yolu ile ısı transfer yöntemidir. Üçüncüsü ise Isı transfer yöntemi doğal gaz ısınma şekli kojenerasyon ısı transfer yöntemi konveksiyon yolu ile ısı transferidir. Dördüncü ve son değer ise yakıt türü doğalgaz ısınma şekli kojenerasyon ve ısı transfer yöntemi ışıma yolu ile ısı transfer yöntemidir. Bu değerlere bakarak doğal gazın diğer yakıt türlerine göre daha ekonomik olduğu tespit edilir. Ayrıca ısı transfer yöntemlerinden ışıma yolu ile ısı transferi seçimi de diğer ısı transfer yollarına göre daha ekonomik olduğu anlaşılmaktadır. Yakıt türü doğal gaz iken ısınma türündeki en ekonomik seçiminde kojenerasyon yöntemi olduğu görülmektedir. Yakıt türü doğal gaz, ısınma türü kojenerasyon olan bir yer için ısınma türü fark etmeksizin ekonomiklik değerleri yüksek çıkmıştır.

Tablo 5.20’de çalışmanın düzeyleri ile yakıt türü, ısı transfer yöntemi ve ısınma türünün bireysel ve birlikte yaptıkları etkiler test edilmiştir. Tabloda F tablo değerleri verilmiş ve 0,05 düzeyinde anlamlı olan F tablo değerleri “*” ile işaretlenmiştir.

Tablo 5.20’ye göre göre ısınma türünün ekonomiklik düzeyi üzerinde etkisinin anlamlı olduğu tespit edilmiştir. Isınma sistemlerinin ekonomik olmasını sağlamak için uygun ısınma türünün seçilmesi önem arz etmektedir.

Isıtma verimliliğini etkileyen bireysel bir etkinin olmadığı tespit edilmiştir. Ancak yakıt türü ve ısı transfer yönteminin ısıtma verimliliğine birlikte yaptığı etki anlamlı bulunmuştur. Yakıt türünün ve ısı transfer yönteminin ayrı ayrı etkisi olmasa bu iki değişkenlerden uygun olanlarının seçilmesi halinde ısıtma verimliliğini artıracığı tespit edilmiştir.

Tablo 5.20. Manova Analizi F Tablo Değerleri

	Ekonomiklik	Isıtma Verimliliği	Güvence	Fiziki Uyum	Çevre Duyarlılığı
Yakıt Türü	,114	1,917	,351	,090	,577
Isı Transfer Yöntemi	1,227	1,270	1,832	,610	1,440
Isınma Türü	3,011*	1,002	2,734*	3,339*	3,054*
Yakıt Türü * Isı Transfer Yöntemi	,182	2,930*	1,349	,083	,484
Yakıt Türü * Isınma Türü	,364	,148	,944	,517	,530
Isı Transfer Yöntemi * Isınma Türü	1,246	,800	2,750*	1,208	1,394
Yakıt Türü * Isı Transfer Yöntemi * Isınma Türü	,017	,651	,871	,266	,134

0.05 Düzeyinde Anlamlı *

Isınma türünün güvence düzeyi üzerinde bireysel etkisinin olduğu tespit edilmiştir. Ayrıca ısı transfer yöntemi ve ısınma türünün birlikte etkileri de anlamlı bulunmuştur. Isı transfer yöntemi ile ısınma türünün uygun düzeyleri seçildiğinde güvence düzeyinde artış sağlanabilir.

Fiziki uyum ve çevre duyarlılığı üzerinde ısınma türünün bireysel etkisinin olduğu tespit edilmiştir.

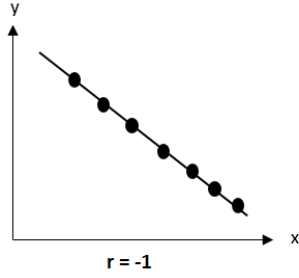
5.1.10. Korelasyon Analizi

Korelasyon katsayısı (r), x ve y gibi iki değişken veya varlık arasındaki lineer ilişkinin yönünü ve gücünü gösteren ölçüdür ve “r” katsayısı ile gösterilir. Aralık ve oran ölçekli değişkenler arasındaki ilişkinin ölçümü için Pearson korelasyon katsayısı kullanılırken, ordinal ölçekli değişkenler arasındaki ilişkinin ölçümü için Kendall ve Spearman korelasyon katsayısı kullanılmaktadır. -1 ile +1 arasında değer alır ve korelasyon katsayısı "r" ile ifade edilir. Korelasyon katsayısının aldığı değere göre yorumu aşağıdaki tablodaki gibidir.

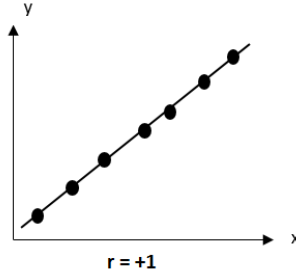
Flag Significant Correlations: Korelasyon katsayısı 0,05 önem düzeyinde anlamlı olduğunda “r” korelasyon katsayısının üstünde 1 yıldız (*), 0,01 önem düzeyinde anlamlı olduğunda ise “r” korelasyon katsayısının üstünde 2 yıldız (**) bulunur.

Tablo 5.21. Korelasyon Katsayısı Değer Aralıkları Tablosu

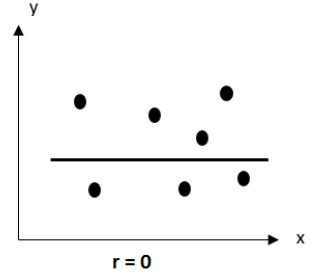
Kuvvetli (-)	Orta (-)	Zayıf (-)	Zayıf (+)	Orta (+)	Kuvvetli (+)
$-1 < r < -0,9$	$-0,9 < r < -0,5$	$-0,5 < r < 0$	$0 < r < 0,5$	$0,5 < r < 0,9$	$0,9 < r < 1$

**Tam Negatif Korelasyon**

İki değişken arasında ters yönlü güçlü bir ilişki var

**Tam Pozitif Korelasyon**

İki değişken arasında aynı yönlü güçlü bir ilişki var

**Sıfır Korelasyon**

İki değişken arasında ilişki yoktur

Tablo 5.22. Korelasyon Analizi

		Ekonomiklik	Isıtma Verimliliği	Güvence	Fiziki Uyum	Çevre Duyarlılığı
Ekonomiklik	Pearson Korelasyon Katsayısı	1	,726**	,859**	,911**	,556**
	p Değeri		,000	,000	,000	,000
Isıtma Verimliliği	Pearson Korelasyon Katsayısı	,726**	1	,695**	,616**	,611**
	p Değeri	,000		,000	,000	,000
Güvence	Pearson Korelasyon Katsayısı	,859**	,695**	1	,836**	,775**
	p Değeri	,000	,000		,000	,000
Fiziki Uyum	Pearson Korelasyon Katsayısı	,911**	,616**	,836**	1	,850**
	p Değeri	,000	,000	,000		,000
Çevre Duyarlılığı	Pearson Korelasyon Katsayısı	,556**	,611**	,775**	,850**	1
	p Değeri	,000	,000	,000	,000	

0.01 Düzeyinde Anlamlılık **, 0.05 Düzeyinde Anlamlılık *

Tablo 5.22'ye göre çalışmanın düzeyleri arasındaki korelasyon katsayıları hesaplanmıştır. Tablo 5.22'de görülebileceği gibi hesaplanan tüm bu değerler için hesaplanan p anlamlılık katsayısı alfa (0,05) değerinden daha küçük olduğu için anlamlı olduğu tespit edilmiştir ve açıklama gücü yeterlidir. Tablodaki en yüksek değer fiziki uyum ile ekonomiklik arasındaki ilişki için hesaplanan 0,911 değeridir. Bu değere göre fiziki uyum ile ekonomiklik arasında pozitif yönlü yüksek bir ilişki olduğu tespit edilir. Tablodaki en düşük değer ise çevre duyarlılığı ile ekonomiklik arasındaki ilişki için hesaplanan 0,556 değeridir. Bu değere göre çevre duyarlılığı ile ekonomiklik arasında pozitif yönlü orta düzeyde bir ilişki olduğu tespit edilir.

5.1.11. Regresyon Analizi (Hipotezlerin testi)

Regresyon analizinin amacı, çalışmada belirlenen bir bağımlı değişken ve bir veya birden fazla bağımsız değişken arasındaki ilişkinin incelenmesidir. Regresyon analizinde bağımlı ve bağımsız değişkenler arasındaki ilişki matematiksel bir formülle ifade edilmektedir. Bağımlı ve bağımsız değişkenler arasındaki formülle oluşturulacak olan denkleme regresyon denklemi denilmektedir.

Basit regresyon modeli veya denklemi $y=\alpha+\beta x+\varepsilon$ şeklinde bir bağımlı ve bir de bağımsız değişken içeren bir modeldir. Burada;

y; bağımlı (sonuç) değişken olup belli bir hataya sahip olduğu varsayılır.

x; bağımsız (sebepl) değişkeni olup hatasız ölçüldüğü varsayılır.

α : (β_0) sabit olup $x=0$ olduğunda y'nin aldığı değerdir. Bazı formülde β_0 olarak gösterilebilir. Regresyon doğrusunun kesişim değeridir. Sabit değerdir.

β ise regresyon katsayısı olup, x'in kendi birimi cinsinden 1 birim değişmesine karşılık y'de kendi birimi cinsinden meydana gelecek değişme miktarını ifade eder.

ε ; tesadüfi hata terimi olup ortalaması sıfır varyansı σ^2 olan normal dağılışı gösterdiği varsayılır. Bu varsayım parametre tahminleri için değil katsayıların önem kontrolleri için gereklidir

Bağımlı değişken sayılarına bakarak regresyon modelini kurguluyorum.

$$Y_1 = \beta_0 + \beta_1 X_1 + \beta_2 X_2 + \beta_3 X_3 + \beta_4 X_4 + \beta_5 X_5$$

Regresyon analizi yapılırken modelin açıklama yüzdesi veya belirlilik katsayısı (r^2) incelenir. Açıklama yüzdesi düşük olan modellerden verimli sonuçlar elde edilemez bu yüzden açıklama yüzdesinin yüksek olması istenir.

Belirlik katsayısı (r^2); Regresyon modelinin açıklama yüzdesi veya determinasyon katsayısı olarak ifade edilen belirlilik katsayısı, bağımlı değişkende regresyon eşitliğiyle yani bağımsız değişkenle olan ilişkisi ile açıklanabilen değişim oranını ifade etmektedir. Belirlilik katsayısı basit doğrusal regresyonda korelasyon katsayısının karesine eşit olmaktadır.

Tablo 5.23. Regresyon Analizi

	Ekonomiklik	Isıtma Verimliliği	Güvence	Fiziki Uyum	Çevre Duyarlılığı
Sabit Katsayı (β_0)	,027	,689	,464	,050	,358
Ekonomiklik	1	,828*	,360*	,658*	,216
Isıtma Verimliliği	,181*	1	,157*	-,122*	,051
Güvence	,189*	,376*	1	,185*	,124
Fiziki Uyum	,533*	-,450*	,285*	1	,536*
Çevre Duyarlılığı	,088	,095	,096	,269**	1
Açıklama Yüzdesi , Belirlik Katsayısı(r^2)	0,886	0,572	0,773	0,871	0,746

0.05 düzeyinde anlamlılık*

Regresyon analizi sonucunda elde edilen B (beta) katsayıları hesaplanmış ve yukarıdaki regresyon analizi tablosunda verilmiştir. Ayrıca anlamlı olan katsayılar “**” işareti ile işaretlenmiştir.

5.1.11.1. Regresyon Analizi Sonucunda Yapılan Hesaplamalara Göre Ekonomiklik Düzeyi Üzerinde Anlamlı Etkisi için Regresyon Analizi

Regresyon analizi sonucunda Tablo 5.23'te yapılan hesaplamalara göre ekonomiklik düzeyi üzerinde anlamlı etkisi olan düzeylerin ısıtma verimliliği düzeyi, güvence düzeyi ve fiziki uyum düzeyleri olduğu tespit edilmiştir. Ekonomiklik düzeyi ile;

1. Isıtma verimliliği arasında pozitif yönlü yüzde 18,1 oranında bir ilişki vardır.
2. Güvence düzeyi arasında pozitif yönlü yüzde 18,9 oranında bir ilişki vardır.
3. Fiziki uyum düzeyi arasında pozitif yönlü yüzde 53,3 oranında bir ilişki vardır.

r^2 belirlilik katsayısı veya açıklama yüzdesi 0,886 olması nedeniyle %88,6 oranında modeli açıklamaktadır ve açıklama gücü yeterlidir.

Regresyon Denklemi;

$$\text{Ekonomiklik} = 0,027 + 0,181 \text{ Isıtma Verimliliği} + 0,189 \text{ Güvence} + 0,533 \text{ Fiziki uyum}$$

5.1.11.2. Isıtma Verimliliğinin Üzerinde Ekonomiklik, Güvence ve Fiziki Uyum Düzeylerinin Etkisi için Regresyon Analizi

Isıtma verimliliğinin üzerinde ekonomiklik, güvence ve fiziki uyum düzeylerinin etkisinin anlamlı olduğu tespit edilmiştir. Isıtma verimliliği ile;

1. Ekonomiklik arasında pozitif yönlü yüzde 82,8 oranında bir ilişki vardır.
2. Güvence düzeyi ile pozitif yönlü yüzde 37,6 oranında bir ilişki vardır.
3. Fiziki uyum düzeyi ile negatif yönlü yüzde 45,0 oranında bir ilişki vardır.

Regresyon Denklemi;

$$\text{Isıtma Verimliliği} = 0,689 + 0,828 \text{ Ekonomiklik} + 0,376 \text{ Güvence} - 0,450 \text{ Fiziki uyum}$$

5.1.11.3. Güvence Düzeyi Üzerinde Ekonomiklik, Isıtma Verimliliği ve Fiziki Uyum Düzeylerinin Etkisi için Regresyon Analizi

Güvence düzeyi üzerinde ekonomiklik, ısıtma verimliliği ve fiziki uyum düzeylerinin etkisinin anlamlı olduğu tespit edilmiştir. Güvence düzeyi ile;

1. Ekonomiklik arasında pozitif yönlü yüzde 36,0 oranında bir ilişki vardır.
2. Isıtma verimliliği düzeyi ile pozitif yönlü yüzde 15,7 oranında bir ilişki vardır.
3. Fiziki uyum düzeyi ile negatif yönlü yüzde 28,5 oranında bir ilişki vardır.

Regresyon Denklemi;

$$Güvence = 0,464 + 0,360 \text{ Ekonomiklik} + 0,157 \text{ Isıtma Verimliliği} + 0,285 \text{ Fiziki uyum}$$

5.1.11.4. Fiziki Uyum Düzeyi Üzerinde Ekonomiklik, Isıtma Verimliliği, Güvence ve Çevre Duyarlılığı Düzeylerinin Etkisi için Regresyon Analizi

Fiziki Uyum düzeyi üzerinde ekonomiklik, ısıtma verimliliği, güvence ve çevre duyarlılığı düzeylerinin etkisinin anlamlı olduğu tespit edilmiştir. Fiziki Uyum düzeyi ile

1. Ekonomiklik arasında pozitif yönlü yüzde 65,8 oranında bir ilişki vardır.
2. Isıtma verimliliği düzeyi ile negatif yönlü yüzde 12,2 oranında bir ilişki vardır.
3. Güvence düzeyi ile pozitif yönlü yüzde 18,5 oranında bir ilişki vardır.
4. Çevre duyarlılığı düzeyi ile pozitif yönlü yüzde 26,9 oranında bir ilişki vardır.

Regresyon Denklemi;

$$\text{Fiziki uyum} = 0,658 \text{ Ekonomiklik} - 0,122 \text{ Isıtma Verimliliği} + 0,185 \text{ Güvence}$$

5.1.11.5. Çevre Duyarlılığı Düzeyi Üzerinde Fiziki Uyum Düzeyinin Etkisi için Regresyon Analizi

Çevre duyarlılığı düzeyi üzerinde fiziki uyum düzeyinin etkisinin anlamlı olduğu tespit edilmiştir. Çevre duyarlılığı düzeyi ile

1. Fiziki uyum düzeyi ile pozitif yönlü yüzde 53,6 oranında bir ilişki vardır.

$$\text{Çevre duyarlılığı} = 0,536 \text{ Fiziki uyum}$$

5.2. Bir Alan Isıtma Yatırım Projesinin Değerlendirmesi

5.2.1. Örnek İşletme Hakkında Genel Bilgiler

Çalışmada Bir Alan Isıtma Yatırım Projesinin Değerlendirilmesinin yapılacağı X Ev Aletleri Üretim İşletmesi, 2001 yılından beri İstanbul'da faaliyet göstermektedir. İşletme sektöründe önde gelen ve Türkiye'de bilinen küçük ev aletleri markasına sahip işletmelerinden biridir. İşletmenin adı bu çalışmada gizlilik nedeniyle X işletmesi olarak bahsedilecektir.

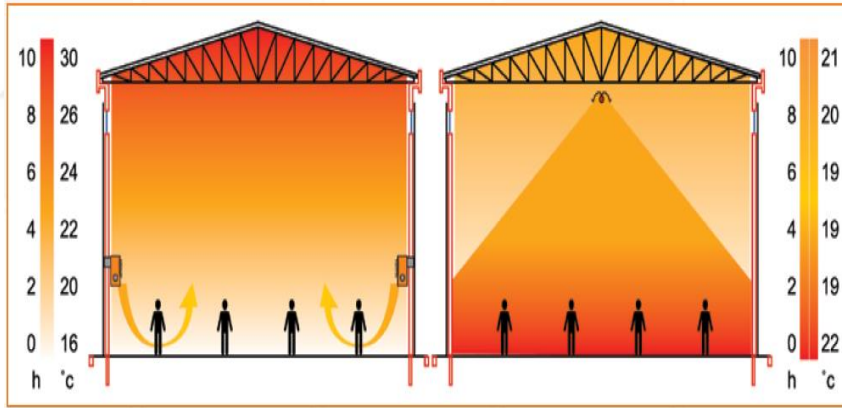
X İşletmesi, Dünyanın birçok ülkesinde, günde 25.000 adete varan üretim kapasitesiyle ve toplamda 55.000 m²'lik modern tesislerinde tasarım ve üretim yapmaktadır. İşletmede ortalama yıllık 350 kişi çalışan kadrosuna sahiptir. Isıtma yatırım projesi işletmenin yaklaşık 1.300 m² lik prefabrik bir alana sahip belirli bir bölgesinde yapılması planlanmaktadır. Isıtılacak mekanın eni 23,33 metre, boyu 55,79 metre ve tavan yüksekliği ise yaklaşık 9 metre'dir. Fabrika yetkilileri, ısıtılacak mekanı lokal elektrikli ısıtıcılarla ısıtmaya çalışmakta olduklarını ve ısıtmakta yetersiz kaldıkları bilgisini vermektedir. Ayrıca yapının prefabrike ve tavanın yüksek olması, ısıtılacak mekanın alanı ve hacminin büyük olması ile birlikte depoda bulunan ürünlerin yükleme ve boşaltma esnasında kapıların açık olması nedeniyle ısı kayıpları yaşanması ısıtma alanındaki güçlükler olarak ortaya çıkmaktadır. Isıtma sistemi için işletme elektrikli endüstriyel tip infrared ve doğalgazlı ısıtma sistemi arasında yatırım kararı vermeyi planlamaktadır.

5.2.2. Radyant Isıtıcı Sistem Özellikleri

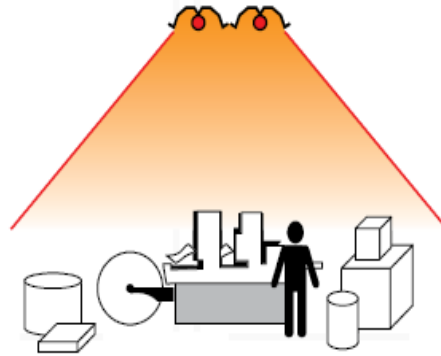
Günümüzde gittikçe artan enerji maliyetlerine bağlı olarak, müşterilerin ısıtma ihtiyaçlarına hızla yanıt verebilen yeni ısıtma sistemlerinin kullanılması önem kazanmaktadır. Endüstriyel Tip İnfrared Elektrikli ve doğalgazlı radyant ısıtma sistemleri büyük alanlara ve tavanı yüksek olan yerlere sunduğu hızlı ve ekonomik ısıtma nedeniyle tam bir tüketici ve çevre dostu olarak tasarlanmaktadır. Bu Isıtıcılar geniş alana yayılmış yerleşkelerde ihtiyaç olan kısımlarda ve tavanı yüksek olan yerlerde özellikle tercih edilmesinin yanı sıra açık alanlarda da sunduğu çözümlerle ekonomik ve pratik kurulumu da düşünerek tasarlanmaktadır. Tavanı yüksek olan ve hacimce büyük olan alanların ısıtılması oldukça zor ve maliyetli olmasının yanı sıra ısınan hava yükseleceğinden harcanan enerjinin büyükçe bir kısmı tavan bölgesinin ısıtılmasına yarayacak ve amacı dışına çıkmasına neden olmaktadır. Isıtmadaki asıl

amaç, özellikle çalışanların ya da soğuktan etkilenen hassas makine ve malzemelerin korunması olmaktadır. Bunun için de tüm hacmi ısıtmak yerine sadece ihtiyaç duyulan alanların ısıtılması en ekonomik seçenek olmaktadır. Endüstriyel radyant ısıtıcılar havayı ısıtmaksızın direkt olarak objeleri hedef alarak ısıtır ve bu sayede yalnızca gerekli alanlarda ısınma ihtiyacını karşılayan ısıtma sistemleri elemanı olmaktadır.

Aşağıdaki Şekil 5.2 ve 5.3'te görüldüğü gibi büyük ve geniş hacimli alanlarda diğer ısıtma sistemlerine göre infraredin avantajını kullanarak büyük hacimleri tamamen ısıtmak yerine, ihtiyaç duyulan bölgeleri lokal olarak ısıtarak tasarruf ve enerji verimliliği sağlamaktadır. Konvansiyonel ısıtma sistemlerinde ısınan hava yükselecek ve yapının izolasyon durumuna göre çatı, duvar, kapı ve pencerelerden ısı kaybı olmasına neden olmasıyla ısıtılması istenen cisim, insan, makine vb daha geç ısınmasına neden olması yanında enerji daha fazla tüketilmesine neden olmaktadır. Radyant ısıtma sistemlerinde ısının ışıkla taşınması nedeniyle ışığın gördüğü yerler ortam havasından etkilenmeden hızlıca ısınarak enerji tasarrufu sağlayarak gereksiz yere tüm hacim veya mekan ısıtılmasına gerek kalmamaktadır.



Şekil 5.2. Konvansiyonel ısıtıcı ile Radyant ısıtıcı ısı dağılımı

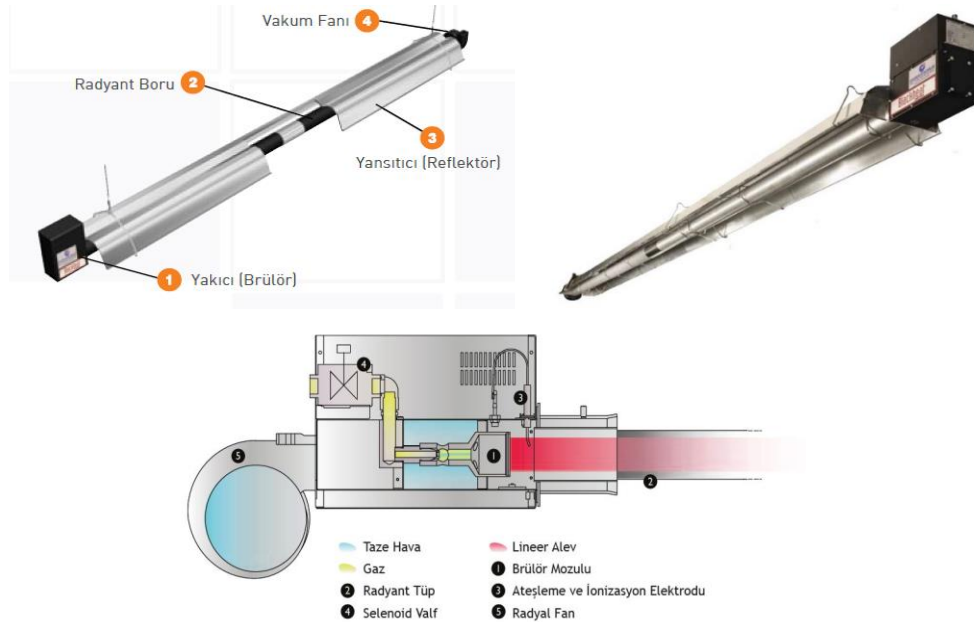


Şekil 5.3. İnfrared ısıtma sistemi

Sıcak hava üflemleri sistemlerinde mekanın üst kısmındaki kullanılmayan hacim daha sıcaktır ve çatıdan ısı transferi çok fazla olmaktadır. Radyant ısıtıcılarla bir hacim içerisinde sadece ısıtmaya ihtiyaç duyulan yerler lokal veya noktasal olarak iyi bir şekilde ısıtılabilir (http://cukurovaisi.lab.bfydigital.com/uploads/2018010807394244.pdf).

5.2.3. Endüstriyel Doğalgazlı Borulu Tip Radyant Isıtıcıların Teknik Özellikleri

Tablo 5.24 'te teknik özellikleri verilen "Borulu Tip Radyant" ısıtıcılar, aşağıdaki Şekil 5.4'te görüldüğü gibi Yakıcı, Radyant Boru, Vakum Fanı ve Reflektör gibi 4 ana elemandan oluşmaktadır. Baştaki yakıcının yaktığı gazın, sistemin sonunda bulunan vakum fanı tarafından emilerek borunun içerisinde dolaşması ve soğuduğu noktadan dışarı atılması sağlanması nedeniyle radyant borunun içerisinde dolaşan gaz, ısınıp boruya bırakılmaktadır. Radyant boru ısınarak dış yüzey sıcaklığı ortalama 300 °C'ye ulaşmaktadır. Radyant borunun ısınmasıyla borudan yayılmaya başlayan ışınım, üzerindeki reflektör vasıtasıyla ısıtılacak alan veya yer olan aşağıya yönlendirilmesi sağlanmaktadır. Mekanada bulunan hava hareketlerinden etkilenmeden yönlendirilmiş ışınlar, cisimlere (makine, insan, zemin gibi) çarptığı anda ısı enerjisine dönüşür ve ısıtma başlamış olmaktadır (http://www.cukurovaisi.com/tr/urunler/endustriyel-isitma-sistemleri/borulu-tip-radyant-isitmicilar/blackheat-bh)



Kaynak: http://www.cukurovaisi.com/tr/urunler/endustriyel-isitma-sistemleri/ borulu-tip-radyant-isitmicilar/blackheat-bh (30 Nisan 2014).

Şekil 5.4. Borulu Tip Radyant Isıtıcı

Tablo 5.24. Borulu Düz Tip Radyant Isıtıcı Teknik Özellikleri

Model	BH 15 ST	BH 20 ST	BH 25 ST	BH 30 ST	BH 35 ST	BH 40 ST	BH 45 ST	BH 50 ST	BH 55 ST	BH 70 ST	
Güç (kW)	15	20	25	30	35	40	45	50	55	70	
Toplam Uzunluk (mm)	6.661	9.709	9.709	12.757	12.767	12.767	15.815	15.850	18.900	25.200	
Ağırlık (kg)	39	54	54	73	73	73	93	93	108	136	
Isıtılan Alan (m ²)	20-160	30-210	40-265	50-315	55-370	65-420	70-475	80-525	90-620	120-800	
Tav. Edilen Montaj Yük. (m)	3,5	3,5	3,5	3,5	4,6	5	5	5	6	6,5	
Gaz Yakıt	Doğalgaz veya LPG										
Doğalgaz Harcaması (Nm ³ /h)	1,56	2,08	2,61	3,13	3,65	4,17	4,69	5,21	5,73	7,3	
LPG Harcaması (kg/h)	1,15	1,54	1,92	2,30	2,69	3,07	3,46	3,84	4,22	5,37	
Giriş Basıncı (mbar)-Doğalgaz	15 Minimum; 50 Maksimum										
Giriş Basıncı (mbar)-LPG	32,5 Minimum; 50 Maksimum										
Gaz Bağlantısı	1/2" Dişli									3/4" Dişli	
Elektrik Beslemesi	230 V, Monofaze, 1 Amper										
Ateşleme	Tam Otomatik, Alev Sensörlü										
Yanma ve Radyant Boruları	101,6 Çaplı, Isıl İşlem Görmüş Alüminize Çelik Boru										
Reflektör	NS3H14 Alüminyum										
Egzost Çıkış Çapı (mm)	101,6										
Yanıcı Maddelere Min. Uzaktıklar											
Yatay Montaj (mm)	Üstten	100	100	100	100	100	100	100	100	150	250
	Yandan	760	840	840	840	910	910	1.140	1.140	1.145	1.430
	Alttan	1.520	1.600	1.600	1.600	1.680	1.680	1.980	1.980	2.000	2.300

Kaynak: <http://www.cukurovaisi.com/tr/urunler/endustriyel-istima-sistemleri/borulu-tip-radyant-istiticilar/blackheat-bh> (30 Nisan 2014).

5.2.4. Endüstriyel Elektrikli Tip İnfrared Isıtıcıların Teknik Özellikleri

Elektrikli İnfrared ısıtıcılar, ısının ışıkla taşıma prensibine göre çalışmaktadır. Aşağıdaki Şekil 5.5'te görüldüğü gibi ısıtmayı yapan infrared lamba, ısının ve ışığın maksimum yansımaları için alüminyum reflektör, metal veya alüminyum şase, elektrik bağlantısı için buat ve askı veya montaj aparatı elemanlarından oluşmaktadır. 14 -23 mm çapında olabilen infrared lamba ısıyı lambanın dalga boyuna bağlı olarak 900 derece ile 2500 C arasında olabilmektedir.

İnfrared lamba üzerindeki ısı ve ışık reflektör vasıtasıyla ısıtılmak istenen yere doğru iletilmesi sağlanmaktadır. Isıtmak istenen ortamda bulunan hava akım veya hareketlerinden etkilenmeden yönlendirilmiş ışık ile iletim sağlanan ısı cisimleri (makine, insan, zemin gibi) çarptığı anda ısıtma başlamaktadır. Kaynak: <http://infratech.com.tr/> ; www.sarmico.com.tr,



Kaynak: <http://infratech.com.tr/UrunListesi/1355/22/165/> (27 Nisan 2018).

Şekil 5.5. Endüstriyel Elektrikli Tip İnfrared Isıtıcı

Tablo 5.25. Endüstriyel Elektrikli Tip İnfrared Isıtıcıların Teknik Özellikleri

Endüstriyel Elektrikli Tip İnfrared Isıtıcılar			
Model	CH-IR 54	CH-IR 69	CH-IR 90
Güç (kW)	5,4 kW (4.644 kCal/h)	6,9 kW (5.934 kCal/h)	9,0 kW (7.740 kCal/h)
Lamba Tipi ve Adet	2,4mm Orta Dalga , 3 Adet	2,4mm Orta Dalga , 3	2,4mm Orta Dalga , 3
Lamba Gücü (Watt)	1,8 kW	2,3 kW	3 kW
Çalışma Gücü	1,8kW - 3,6kW ve 5,4kW	2,3kW - 4,6kW ve 6,9kW	3kW - 6kW ve 9kW
Isıtma Alanı	30 -40 m ²	40-50 m ²	55 -65 m ²
Voltaj (Volt)	220-230/380-400	220-230/380-400	220-230/380-400
Akım 1P + N (A)	24,55	31,36	41
Akım 3P + N (A)	8,2	10,5	13,7
Güç Kablosu	5*2,5 mm ²	5*4 mm ²	5*4 mm ²
Sigorta	1*16A V.Otomat – 3 Adet	1*16A V.Otomat – 3	1*25A V.Otomat – 3
Montaj Yüksekliği	2 -2,5 m	2 -2,5 m	2,5 - 3,5 m
Montaj Yeri	Tavan, Duvar, Kiriş,	Tavan, Duvar, Kiriş,	Tavan, Duvar, Kiriş,
Kullanım Pozisyonu	Yatay	Yatay	Yatay
Ölçüler (mm)	720 * 560 * 130	720 * 560 * 130	925 * 560 *130
Ağırlık (kg)	10	10	12
Gövde Malzemesi	Alüminyum	Alüminyum	Alüminyum
Reflektör Tipi	Anodize Alüminyum	Anodize Alüminyum	Anodize Alüminyum
Montaj Aparatı	Metal Askı Aparatı	Metal Askı Aparatı	Metal Askı Aparatı
Pozisyonlandırma	0 -45 Derece	0 -45 Derece	0 -45 Derece
Enerji Bağlantısı	Alüminyum Buat 80*80*60 IP67	Alüminyum Buat IP67	Alüminyum Buat IP67
Elektrik Sarfıyatı	25- 35 kuruş /kWh	25- 35 kuruş /kWh	25- 35 kuruş /kWh

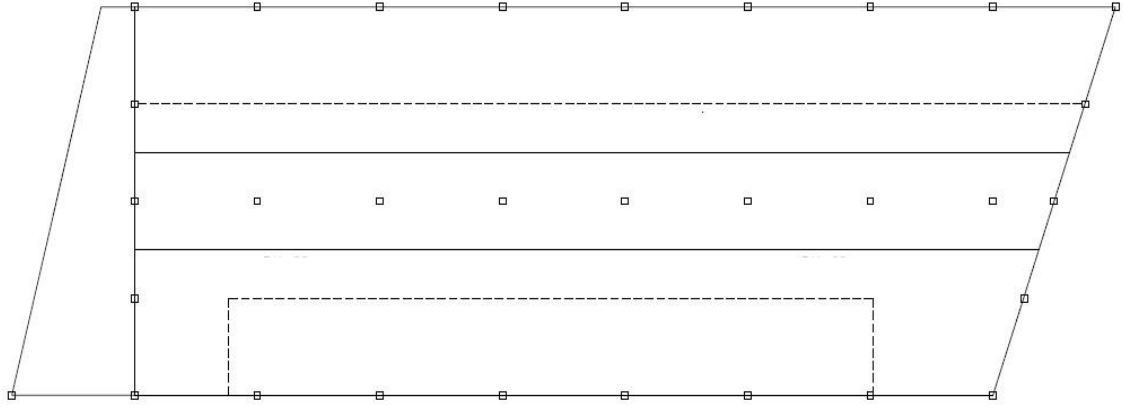
Kaynak: www.infrasan.com (27 Nisan 2018).

5.2.5. X İşletmesi Alan Isıtma Yatırım Projesi Değerlemesi

Isıtma yatırım projesi Tablo 5.26’da belirtildiği ve aşağıdaki Şekil 5.6’da görüldüğü gibi işletmenin fabrika deposunda yaklaşık 1.300 m² lik lokal bir bölgede yapılmaktadır. Isıtılacak fabrika deposu prefabrik bir yapıya sahip eni 23,33 metre, boyu 55,79 metre ve tavan yüksekliği ise yaklaşık 9 metredir.

Tablo 5.26. Isıtma Yatırım Projesinin Uygulanacağı Alanın Özellikleri

Isıtılacak Yer	Fabrika Deposu – Lokal bir alan ısıtma
Isıtılacak Mekan Boyutları	23,33 x 55,79 x 9 metre En x Boy x Yükseklik
Çalışan Sayısı	40 kişi
Yapı İzolasyon Özellikleri	Prefabrik yapı, Güney Çephede, kapı sık açılıp kapanıyor yükleme esnasında
Isıtılacak Alan (m ²)	Alan: 23,33 m * 55,79 m = 1.301,58 m ²



Şekil 5.6. Lokal Isıtma Yatırımı Yapılacak Fabrika Deposu Görünümü

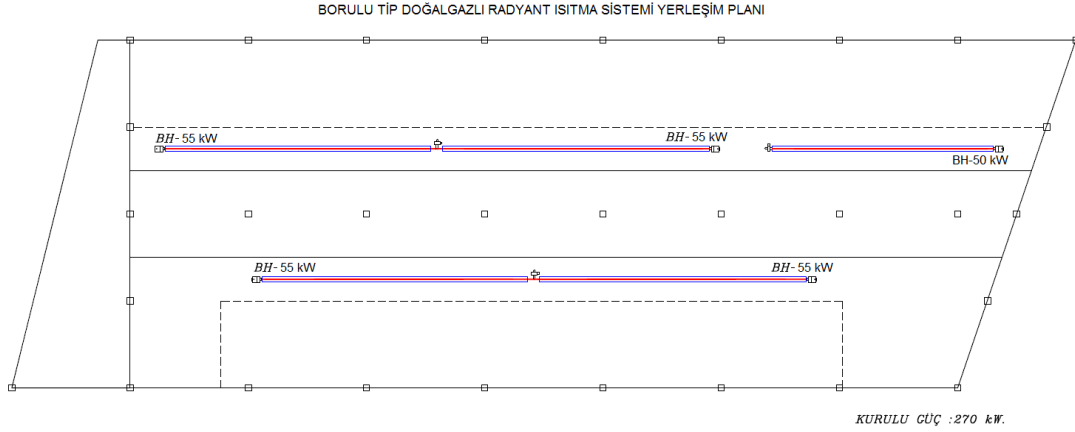
5.2.5.1. Endüstriyel Doğalgazlı Borulu Tip Radyant Isıtıcı Yatırım Hesaplaması

Doğalgazlı radyant ısıtma sistemlerinde ısıtılacak alanın m² sine göre ısıtıcı tipi ve miktarı belirlenir. Isıtma sisteminin uygulanacağı alan yaklaşık 1.300 m² için gerekli olan endüstriyel doğalgazlı borulu tip radyant ısıtıcı Tablo 5.24'te Borulu Düz Tip Radyant Isıtıcı Teknik Özellikleri tablosundan seçim yapılarak bulunur. Tablodaki verilere göre Isıtma Cihazı - Doğalgazlı Borulu Düz Tip Radyant Isıtıcı – 55kW – BH55 ST modeli seçimi yapılır.

Her bir ısıtıcı ortalama 300 m² alan ısıtma kapasitesine sahip 5 adet BH55 ST doğalgazlı radyant ısıtıcı modeli seçilmiş ve seçilen ısıtıcı bir saatte 5,73 Nm³/h doğalgaz enerjisi tüketimi ve 55 kW bir enerji tüketimi gerçekleştirmektedir. Isıtıcının uzunluğu ise yaklaşık 19 metredir.

Yatırım Maliyeti;

Doğalgazlı Isıtıcı Üniteler ve Montaj Maliyeti kalemlerinin hesaplaması aşağıdaki tabloda görülmektedir. Yatırım maliyetleri için piyasadaki işletmelerden teklifler alınmıştır.



Şekil 5.7. Endüstriyel Doğalgazlı Borulu Tip Radyant Isıtıcı Yerleşim Planı

Tablo 5.27. Doğalgazlı Isıtıcı Üniteler ve Montaj Maliyeti Kalemlerinin Hesaplaması

1.	İlk Yatırım Maliyetleri	Birim Fiyat (EURO)	Kullanılan Miktar (Adet)	Toplam Fiyat (EURO)
1.1.	Isıtma Cihazı - Doğalgazlı Borulu Düz Tip Radyant Isıtıcı – 55kW – BH55 ST	1.400,00	5	7.000,00
1.2.	Kontrol ve Kumanda Panosu	250,00	1	250,00
1.3.	Çatıdan Baca Çıkış Seti, 3 metre Alüminyum	110,00	3	330,00
1.4.	Montaj ve Bağlantı Giderleri	500,00	1	500,00
1.5.	Elektrik Tesisat Giderleri	300,00	1	300,00
1.6.	Doğalgaz Bağlantı Hortumu 1/2" Konik Rekorlu	30,00	5	150,00
1.7.	Projelendirme, Abonelik ve İç Tesisat Hizmeti	1.850,00	1	1.850,00
Toplam Maliyet (EURO)				10.380,00

İşletim Maliyeti;

Doğalgaz Perakende Satış Fiyatları aşağıdaki Tablo:5.28’de görülmektedir.

Tablo 5.22. Doğalgaz Perakende Satış Fiyatı

1.4.2018 Tarihi itibarıyla güncel bilgiler aşağıdaki gibidir.		
	TL/KWH	TL/m ³
Abone Doğalgaz Satış Fiyatı	0.09088778	0,967046
KDV Hariç bedeldir.		

Kaynak: <http://www.igdas.istanbul/tarifeler/> (29 Nisan 2018).

Yukarıda bulunan Tablo 5.28'deki verilere göre m³/kWh oranı;

$0,967046 / 0,09088778 = 10,64$ bulunur. Bu oran bize $1\text{m}^3 = 10,64 \text{ kWh}$ eşdeğer olduğunu göstermektedir.

Tablo 5.29'da Yakıtların Isıl Değerleri verilmekte ve Doğalgaz alt ısıl değer baz alındığında; $1\text{m}^3 = 8.250 \text{ kcal}$ 'dir. 1kWh elektrik enerjisi 860 kcal 'dir.

Yukarıdaki verilere göre m³/kWh oranı $8.250 / 860 = 9,5930$ bulunur. Bu oran bize $1\text{m}^3 = 9,5930 \text{ kWh}$ eşdeğer olduğunu göstermektedir. Elektrik enerjisi ile doğalgaz enerjisi arasında yaklaşık olarak $1 \text{ m}^3 = 10 \text{ kW}$ eşdeğer olduğu söylenebilir (<http://www.dogalgaz.com.tr/dokumanlar/yakit/26-mart-2018-yakit-fiyatlari-sanayi.xlsx>)

Sanayide 1000 kcal ısı ihtiyacı için gerekli Çeşitli Yakıtlar İçin Maliyet Karşılaştırma Tablosu Ek:3 olarak verilmiştir.

Tablo 5.29. Yakıtların Isıl Değerleri

YAKIT		Alt Isıl Değerler		Üst Isıl Değerler		
		k-Cal	kWh	k-Cal	kWh	
MİKS LPG	kg	11000	12,76	11900	13,8	
PROPAN	kg	11100	12,87	12000	13,98	
MİKS LPG	m ³	26000	30,16	28200	32,71	
PROPAN	m ³	21200	23,95	23000	25,93	
DOĞAL GAZ	Nm ³	8250	9,59	9155	10,62	
ODUN	kg	2500	2,9	2800	3,25	
KÖMÜR	LİNYİT	kg	3000	3,5	3300	3,84
	SOMA	kg	5500	6,38	6000	6,96
	İTHAL	kg	6000	6,98	6500	7,56
MOTORİN	kg	10200	11,86	10800	12,58	
KALORİFER YAKITI	kg	9700	11,26	10500	12,18	
SANAYİ YAKITI (FUEL OİL)	kg	9200	10,69	10300	11,95	
ELEKTRİK	kWh	860	1	860	1	

Kaynak: <http://www.karel.com.tr/tbgoster.aspx?id=YAKITLARIN%20ISIL%20DE%4%9EERLER%4%B0> (29 Nisan 2018).

İşletim Maliyeti – Yıllık Doğalgaz Tüketim Maliyeti;

Tablo 5.30'da kullanılan ısıtma sistemindeki doğalgazlı radyant ısıtma sisteminin yıllık doğalgaz tüketim maliyeti hesaplanmıştır.

Tablo 5.30. Kullanılan Isıtma Sistemindeki Doğalgazlı Radyant Isıtma Sisteminin Yıllık Doğalgaz Tüketim Maliyeti

Model	BH 55/ST 55 kW Doğalgazlı Radyant Isıtıcı
Güç (kW)	55
Toplam Uzunluk (mm)	18.900
Ağırlık (kg)	108
Isıtılan Alan (m ²)	90-620
Tav. Edilen Montaj Yüksekliği (m)	5-6.
Gaz Yakıt	Doğalgaz veya LPG
Doğalgaz Harcaması (Nm ³ /h)	5,73
Elektrik Beslemesi	230V, Monofaze, 1 Amper
Reflektör	Alüminyum
Egzost Çıkış Çapı (mm)	101
Güç (kW)	55
Bir saatteki Enerji Tüketimi kW/h	55
1kW/h Elektrik Enerjisi kaç kcal/h	860
Bir saatteki Enerji Tüketimi kcal/h	47.300
1 m ³ Doğalgaz kaç kcal/m ³	8.250
1m ³ =kW	9,5930
Bir cihazın bir saatteki Doğalgaz Tüketimi m ³ /h	5,7333
Beş cihazın bir saatteki Doğalgaz Tüketimi m ³ /h	28,6667
Günlük (10 saat çal.) Doğalgaz Tüketimi m ³ /Gün	57,3333
1m ³ /h Doğalgaz Maliyeti (TL/kW)	1
Bir saatteki Enerji Maliyeti TL/saat	5,7333
Günlük Enerji Maliyeti (TL/Gün)	57,3333
Aylık (20 Gün) Enerji Maliyeti (TL/Ay)	1.147
Cihaz Miktarı (adet)	5
Bir saatte toplam doğalgaz tüketimi (m ³ /h)	28,65
Günlük Toplam Kullanılan Doğalgaz	286,67
Günlük Toplam Enerji Maliyeti (TL/Gün)	286,67
Aylık Toplam Enerji Maliyeti (TL/Aylık)	5.733,33
Yıllık (6 Ay) Toplam Enerji Maliyeti (TL/Yıl)	34.400,00
EUR /TL http://www.tcmb.gov.tr/ 29.04.2018	4,9049
Yıllık (6 Ay) Toplam Enerji Maliyeti (EURO/Yıl)	7.013,39

Doğalgazlı borulu tip radyant ısıtıcılar bir saat boyunca tam kapasite çalıştıklarında BH 55 ST modeli 5.73 m³/h doğalgaz tüketmektedir. BH 55 ST modelinden 5 adet kullanılıyor ve toplamda BH 55 ST cihazları bir saatte 28.65 m³/h doğalgaz tüketimi gerçekleştirmektedir. Ortalama 1m³ doğalgaz birim fiyatı 1 TL olduğumuzda yaklaşık olarak 28.65 TL/Saat demektir. Günde 10 saatlik bir ısıtma ihtiyacı olduğunu düşünecek olursak cihazlar toplam 10 saat aktif çalışır. Günlük doğalgaz tüketimi 286,67 TL'dir. 6 aylık çalışma esasına ve ayda 20 iş günü olduğu varsayımına göre işletme maliyeti aylık 5.733 TL ve yıllık 34.400 TL olmaktadır. EUR/TL 4,9049 olduğumuzda toplam işletme maliyeti 7.013,39 EURO bulunur.

İşletim Maliyeti – Yıllık Elektrik Tüketim Maliyeti;

Tablo 5.31’de, kullanılan ısıtma sistemindeki doğalgazlı radyant ısıtma sisteminin yıllık elektrik tüketim maliyeti hesaplanmıştır.

Tablo 5.31. Isıtma Sistemindeki Doğalgazlı Radyant Isıtma Sisteminin Yıllık Elektrik Tüketim Maliyeti

Model	BH 55/ST 55 kW Doğalgazlı Radyant Isıtıcı
Bir Cihazın Elektrik Tüketimi (kW/h)	0,5
Beş Cihazın Elektrik Tüketimi (kW/h)	2,500
1kW/h Elektrik Enerji Maliyeti (TL/kW)	0,2532
Beş Cihazın Elektrik Tüketimi Maliyeti (TL/h)	0,63
Günlük Elektrik Maliyeti (10 saat - TL/gün)	6,330
Aylık Elektrik Maliyeti (20 gün - TL/ay)	126,60
Yıllık Elektrik Maliyeti (6 ay - TL/yıl)	759,60
EUR /TL http://www.tcmb.gov.tr/ 29.04.2018	4,9049
Yıllık (6 Ay) Toplam Enerji Maliyeti (EURO/Yıl)	154,87

500 Watt/saat her bir cihazın elektrik tüketimi mevcut. 5 cihaz olduğu için 5×500 Watt = 2.500 watt/saat, kW olarak 2,5 kW/saat elektrik enerjisi tüketimi gerçekleşir. Günde 10 saatlik bir ısıtma ihtiyacı olduğunu düşünürsek $10 \times 2,5$ kW = 25 kW/Gün, Aylık olarak 20×25 kW = 500 kW/ay, Yıllık olarak 3.000 kW/yıl elektrik enerjisi tüketimi olacaktır. Elektrik birim fiyatı olarak TL/kWh kullanılır. Tüketilen elektrik enerjisi miktarı kilowatt saat (kWh) birimi ile ölçülür. Birim fiyat ya da birim enerji bedeli elektriğin üretimine ait maliyetleri yansıtır. 1/4/2018 Tarihinden İtibaren Uygulanacak Vergi, Fon ve Pay Hariç Tarifeler Elektrik Birim Fiyatı 0,2532 TL /kWh verilmektedir (<http://www.epdk.org.tr/Detay/Icerik/3-0-1/tarifeler>)

Yıllık elektrik enerjisi tüketimi 3.000 kW \times $0,2532$ TL = 759,6 TL dir.

EUR /TL 4,9049 <http://www.tcmb.gov.tr/> 29.04.2018 tarihli kur baz alındığında toplam yıllık elektrik tüketimi $759,60/4,9049 = 154,87$ EURO bulunur.

Çok zamanlı tarife uygulamasında; sayaç saati sürekli yaz saati uygulamasına göre güncellenmemiş sayaçlar için, Ekim Ayının Son Pazar Günü ile Mart Ayının Son Pazar Günü arasında Gündüz 07-18, Puant 18-23, Gece 23-07 saatleri arasında; Mart Ayının Son Pazar Günü ile Ekim Ayının Son Pazar Günü arasında Gündüz 06-17,

Puant 17-22, Gece 22-06 saatleri arasında; sayaç saati sürekli yaz saati uygulamasına göre güncellenmiş sayaçlar için yıl boyunca Gündüz 06-17, Puant 17-22, Gece 22-06 saatleri arasındadır (<http://www.epdk.org.tr/Detay/Icerik/3-0-1/tarifeler>).

Ocak 2018 itibariyle farklı abone tipleri (mesken, ticarethane) için tek zamanlı ulusal tarife fiyatları ve örnek fatura hesaplaması Tablo 5.32'deki gibidir:

Tablo 5.3223. Elektrik Birim Fiyatı

Tarife Grubu: Tek Zamanlı	Mesken		Ticarethane	
	Birim Fiyat (TL/kWh)	Tutar	Birim Fiyat (TL/kWh)	Tutar
Tüketim		400 kWh		400 kWh
Birim Fiyat	0,2309		0.2310	
Aktif Enerji Tutarı		92,36		92,40
Dağıtım Bedeli	0,1304	52,16	0,1336	53,44
Enerji Fonu (%1)	0,0023	0,9236	0,0023	0,9240
TRT Payı (%2)	0,0046	1,8472	0,0046	1,8480
Elektrik Tüketim Vergisi (%5)	0,0115	4,618	0,0115	4,62
KDV Matrahı		151,91		153,23
KDV (%18)		27,34		27,58
Fatura Tutarı		179,25 TL		180,81 TL

Kaynak: <https://gazelektrik.com/tedarikciler/ck-bogazici-elektrik/birim-fiyat> (30 Nisan 2018).

Bakım Maliyeti;

Tablo 5.33. Doğalgazlı Radyant Isıtma Sisteminin Yıllık Temizlik ve Bakım Maliyeti

Model	BH 55/ST 55 kW Doğalgazlı Radyant Isıtıcı
Bir Cihaz Yıllık Bakım Maliyeti (TL/adet)	300
Beş Cihaz Yıllık Bakım Maliyeti (TL/yıl)	1.500
EUR /TL http://www.tcmb.gov.tr/ 29.04.2018	4,9049
Yıllık Toplam Bakım Maliyeti (EURO/Yıl)	305,817

Amortisman;

Tablo 5.34. Amortisman

Model	BH 55/ST 55 kW Doğalgazlı Radyant Isıtıcı
Amortisman Tabi Tutar (EURO)	10.380,00
Faydalı Ömür (yıl)	15
Yıllık Amortisman Gideri (EURO /yıl)	692,00

Not: Kalıntı Değeri (Hurda Değeri) ve amortisman gideri hesaplamalarda dikkate alınmamıştır.

İskonto Oranı;

İstenen getiri oranı, risksiz verim oranı ve risk primi olmak üzere iki temel faiz oranının toplanmasıyla bulunmaktadır (Türko, 2002:62)

Nakit akımların bugüne indirgenmesinde iskonto oranının hesaplanmasında yaklaşık 7 yıl vadeli olan 14.06.2015 vadeli EUROBOND dönemsel faizi %3,25 olarak alınmıştır (<https://www.isbank.com.tr/TR/fiyatlar-ve-oranlar/euro-bond/Sayfalar/eurobond.aspx>)

$$k = r_f + r_p$$

k = İstenen getiri oranı,

r_f = Risksiz getiri (faiz) oranı,

r_p = Risk primidir.

İskonto Oranı: Eurobond Faizi %3,25 + Risk Primi %1 = %4,25 olarak bulunur.

Nakit Akım ve Proje Değerleme;

Yıllık Toplam İşletim Maliyeti: Doğalgaz Tüketimi + Elektrik Tüketimi + Bakım Maliyeti

Yıllık Toplam İşletim Maliyeti: 7.013,39 + 154,87 TL + 305,81 TL = 7.474,08 EURO hesaplanır.

Tablo 5.35. Doğalgazlı Isıtma Sistemi Yatırım ve İşletim Maliyeti Nakit Akım Tablosu

	t=0	1.Yıl	2.yıl	3.yıl	4.yıl	5.yıl	6.yıl	7.yıl
1. Yatırım Maliyeti (EUR)	10.380,00							
2. İşletim Maliyeti (EUR)		7.474,08	7.548,82	7.624,31	7.700,55	7.777,55	7.855,33	7.933,88
2.1. Doğalgaz Tüketim Maliyeti		7.013,39	7.083,53	7.154,36	7.225,91	7.298,17	7.371,15	7.444,86
2.2. Elektrik Tüketim Maliyeti		154,87	156,41	157,98	159,56	161,15	162,77	164,39
2.3. Bakım Maliyeti		305,8166	308,87	311,96	315,08	318,23	321,42	324,63
Amortisman Gideri (EUR/yıl)		692,00	692,00	692,00	692,00	692,00	692,00	692,00

Tablo 5.35’te, yıllık bazında işletme giderleri %1 enflasyon olacağı düşünülerek hesaplanmıştır. Yıllık işletme giderleri istenen minimum getiri oranı veya iskonto oranı ile bugüne indirgenerek t=0 anındaki yani proje karar aşamasında ne kadar maliyet olacağı hesaplanmış olacaktır. İşletme giderlerinin bugünkü toplam değerine yatırım maliyeti eklenerek toplam doğalgazlı ısıtma sisteminin yatırım maliyeti bulunmaktadır. Doğalgazlı radyant ısıtma sisteminin işletmeye toplam maliyeti aşağıdaki formülde ve Tablo 5.36’da 56.108,44 EURO olarak hesaplanmıştır.

$$N\check{C}BD = \frac{7.474,08}{(1+k_i)^1} + \frac{7.548,82}{(1+k_i)^2} + \frac{7.624,31}{(1+k_i)^3} + \frac{7.700,55}{(1+k_i)^4} + \frac{7.777,55}{(1+k_i)^5} + \frac{7.855,33}{(1+k_i)^6} + \frac{7.933,88}{(1+k_i)^7}$$

$$N\check{C}BD = \frac{7.474,08}{(1+0,0425)^1} + \frac{7.548,82}{(1+0,0425)^2} + \frac{7.624,31}{(1+0,0425)^3} + \frac{7.700,55}{(1+0,0425)^4} + \frac{7.777,55}{(1+0,0425)^5} + \frac{7.855,33}{(1+0,0425)^6} + \frac{7.933,88}{(1+0,0425)^7}$$

NÇBD = 45.728,44 Euro bulunur.

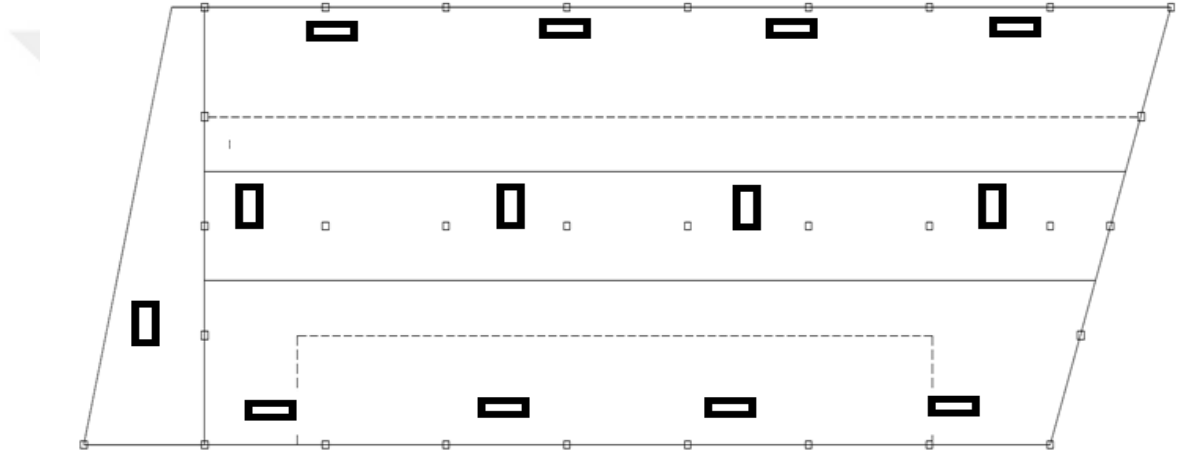
Tablo 5.36. Doğalgazlı Radyant Isıtma Sisteminin İşletmeye Toplam Maliyeti

Enflasyon Oranı Yıllık Ortalama Tahmini	1%
Eurobond Yıllık Faizi	3,250%
Risk Primi	1,00%
İstlenen Minimum Getiri Oranı (r) EUR bazında	4,250%
Nakit Çıktılarının Kümülatif Toplamı EUR	53.914,52
Nakit Çıktılarının Bugünkü Değeri (NÇBD) EUR	45.728,44
Yatırım Maliyeti - EURO	10.380,00
t=0 anında Toplam Nakit Çıktılarının Bugünkü Değeri - EURO	56.108,44

5.2.5.2. Endüstriyel Elektrikli Tip İnfrared Isıtıcı Yatırım Hesaplaması

Elektrikli infrared ısıtma sistemlerinde ısıtılacak alanın m² sine göre ısıtıcı tipi ve miktarı belirlenir ve Şekil 5.8’de görüldüğü gibi ısıtılacak mekanda konumlandırma yapılır. Isıtma sisteminin uygulanacağı alan yaklaşık 1.300 m² için gerekli olan endüstriyel elektrikli tip infrared ısıtıcı Tablo 5.25’ten seçim yapılarak bulunur. Tablodaki verilere göre Isıtma Cihazı - IR-CH90 9 kW’lık ısıtıcı modeli seçimi yapılır.

Her bir ısıtıcı ortalama 90 m² alan ısıtma kapasitesine sahip 13 adet IR-CH90 ısıtıcı modeli seçilmiş ve seçilen ısıtıcı bir saatte 9 kW/h bir elektrik enerji tüketimi gerçekleştirmektedir.



Şekil 5.8. Endüstriyel Elektrikli Tip İnfrared Isıtıcı Yerleşim Planı

Yatırım Maliyeti;

Tablo 5.37. Elektrikli İnfrared Isıtıcı Ünite ve Montaj Maliyeti

1.	İlk Yatırım Maliyetleri	Birim Fiyat (EURO)	Kullanılan Miktar (Adet)	Toplam Fiyat (EURO)
1.1.	Endüstriyel Tip İnfrared Elektrikli Isıtıcı- 9 kW- CH-IR 90	250,00	13	3.250,00
1.2.	Elektrik Tesisat Gideri	1.000,00	1	1.000,00
1.3.	Kontrol Panosu	500,00	1	500,00
1.4.	Montaj Bedeli	500,00	1	500,00
Toplam Maliyet (EURO)				5.250,00

İşletim Maliyeti;

Elektrikli infrared ısıtıcıların yıllık elektrik tüketim maliyetinin hesaplanması Tablo 5.38’de verilmiştir. Endüstriyel elektrikli infrared ısıtıcı cihazın bir tanesi saatte 9kW/h elektrik enerjisi tüketmektedir. 13 Cihazın bir saatte toplam elektrik enerjisi tüketimi $13 \times 9 \text{ kW/h} = 117 \text{ kW/h}$ dir. Günde 10 saat çalışmada harcanan toplam elektrik enerjisi tüketimi $117 \times 10 = 1170 \text{ kW/gün}$, Günlük harcanan elektrik enerjisi maliyeti $1.170 \times 0,2532 = 296,24 \text{ TL/gün}$ olarak hesaplanır. 6 aylık çalışma esasına ve ayda 20 iş günü olduğu varsayımına göre işletme maliyeti aylık 5.924,88 TL ve yıllık 35.549,28 TL olmaktadır.

Aylık $296,24 \text{ TL} \times 20 \text{ gün} = 5.924,88 \text{ TL}$ ise Yıllık $5.924,80 \text{ TL} \times 6 = 35.549,28 \text{ TL/yıl}$

EUR /TL 4,9049 <http://www.tcmb.gov.tr/> 29.04.2018 tarihli kur baz alındığında toplam yıllık elektrik tüketimi $35.549,28/4,9049 = 7.247,71 \text{ EURO}$ bulunur.

Tablo 5.38. 29.04.2018 Tarihli Kur Baz Alındığında Toplam Yıllık Elektrik Tüketimi

Model	IR-CH90
Güç (kW)	9
Ölçüler (mm)	925*560*130
Ağırlık (kg)	13
Isıtılan Alan (m ²)	50-80
Tav. Edilen Montaj Yüksekliği (m)	2.5 -3.5
Yakıt	Elektrik
Elektrik Harcaması (kW/h)	9
Elektrik Beslemesi	380V Trifaze
Akım 1P + N (A)	41
Akım 3P + N (A)	13,7
Güç Kablosu	5*4 mm ²
Sigorta	1*25A V.Otomat – 3 Adet
Bir saatteki Enerji Tüketimi kW/h	9
Günlük (10 saat çalışma) Enerji Tüketimi (kW)	90
1kW/h Elektrik Enerji Maliyeti (TL/kW)	0,2532
Bir saatteki Enerji Maliyeti TL/saat	2,2788
Günlük Enerji Maliyeti (TL/Gün)	22,788
Aylık (20 Gün) Enerji Maliyeti (TL/Ay)	455,76
Cihaz Miktarı (adet)	13
Günlük Toplam Enerji Maliyeti (TL/Gün)	296,24
Aylık Toplam Enerji Maliyeti (TL/Aylık)	5.924,88
Yıllık (6 Ay) Toplam Enerji Maliyeti (TL/Yıl)	35.549,28
EUR /TL http://www.tcmb.gov.tr/ 29.04.2018	4,9049
Yıllık (6 Ay) Toplam Enerji Maliyeti (EURO/Yıl)	7.247,71

Bakım Maliyeti; Tablo 5.39’da elektrikli infrared ısıtıcıların yıllık bazda bakım maliyeti verilmiştir.

Tablo 5.39. Bakım ve Temizlik Maliyeti

Model	IR-CH90
Bir Cihaz Yıllık Bakım Maliyeti (TL/adet)	80
Toplam Cihaz Yıllık Bakım Maliyeti (TL/yıl)	1.040
EUR /TL http://www.tcmb.gov.tr/ 29.04.2018	4,9049
Yıllık Toplam Bakım Maliyeti (EURO/Yıl)	212,033

Amortisman;

Tablo 5.40. Amortisman Hesabı

Model	IR-CH90
Amortisman Tabi Tutar (EURO)	5.250,00
Faydalı Ömür (yıl)	5
Yıllık Amortisman Gideri (EURO /yıl)	1050,00

Not: Kalıntı Değeri (Hurda Değeri) ve amortisman hesaplamalarda dikkate alınmamıştır.

Nakit Akım ve Proje Değerleme

Yıllık Toplam İşletim Maliyeti: Elektrik Tüketimi + Bakım Maliyeti

Yıllık Toplam İşletim Maliyeti: 7.247,71 + 212,03 TL = 7.459,74 EURO hesaplanır.

Tablo 5.41. Elektrikli Isıtma Sistemi Yatırım ve İşletim Maliyeti Nakit Akım

Tablosu

	t=0	1. Yıl	2. Yıl	3. Yıl	4. Yıl	5. Yıl	6. Yıl	7. Yıl
1. Yatırım Maliyeti (EUR)	5.250,00							
2. İşletim Maliyeti (EUR)		7.459,74	7.534,34	7.609,68	7.685,78	7.762,64	7.840,26	7.918,66
2.1. Elektrik Tüketim Maliyeti (EUR)		7.247,71	7.320,18	7.393,39	7.467,32	7.541,99	7.617,41	7.693,59
2.3. Bakım Maliyeti (EUR)		212,0329	214,15	216,29	218,46	220,64	222,85	225,08
Amortisman Gideri (EUR/yıl)		1.050,00	1.050,00	1.050,00	1.050,00	1.050,00	-	-

$$N\check{C}BD = \frac{7.459,74}{(1+k_i)^1} + \frac{7.534,34}{(1+k_i)^2} + \frac{7.609,68}{(1+k_i)^3} + \frac{7.685,78}{(1+k_i)^4} + \frac{7.762,64}{(1+k_i)^5} + \frac{7.840,26}{(1+k_i)^6} + \frac{7.918,66}{(1+k_i)^7}$$

$$N\check{C}BD = \frac{7.459}{(1+0,0425)^1} + \frac{7.534}{(1+0,0425)^2} + \frac{7.609}{(1+0,0425)^3} + \frac{7.685}{(1+0,0425)^4} + \frac{7.762}{(1+0,0425)^5} + \frac{7.840}{(1+0,0425)^6} + \frac{7.918}{(1+0,0425)^7}$$

ise ; NÇBD = 45.640,72 Euro bulunur.

Tablo 5.42. Yıllık Bazında İşletme Giderleri

Enflasyon Oranı Yıllık Ortalama Tahmini	1%
Eurobond Yıllık Faizi	3,250%
Risk Primi	1,00%
İstenen Minimum Getiri Oranı (r) EUR bazında	4,250%
Nakit Çıktılarının Kümülatif Toplamı EUR	53.811,10
Nakit Çıktılarının Bugünkü Değeri (NÇBD) EUR	45.640,72
Yatırım Maliyeti	5.250,00
t=0 anında Toplam Nakit Çıktılarının Bugünkü Değeri (EUR)	50.890,72

Tablo 5.41 ve 5.42’de, yıllık bazında işletme giderleri %1 enflasyon olacağı düşünülerek hesaplanmıştır. Yıllık işletme giderleri istenen minimum getiri oranı veya iskonto oranı ile bugüne indirgenerek t=0 anındaki yani proje karar aşamasında ne kadar maliyet olacağı hesaplanmış olmaktadır. İşletme giderlerinin bugünkü toplam değerine yatırım maliyeti eklenerek toplam doğalgazlı ısıtma sisteminin yatırım maliyeti bulunmaktadır. Elektrikli İnfrared ısıtma sisteminin işletmeye toplam maliyeti 50.890,72 EURO olarak hesaplanmıştır.

5.2.6 Alan Isıtma Yatırım Projesinin Yatırım Değerlendirme Kararı

Tablo 5.43. Doğalgazlı Isıtma Sistemi Yatırım ve İşletim Maliyeti Nakit Akım

Tablosu

	t=0	1.Yıl	2.yıl	3.yıl	4.yıl	5.yıl	6.yıl	7.yıl
1. Yatırım Maliyeti (EUR)	10.380,00							
2. İşletim Maliyeti (EUR)		7.474,08	7.548,82	7.624,31	7.700,55	7.777,55	7.855,33	7.933,88
2.1. Doğalgaz Tüketim Maliyeti (EUR)		7.013,39	7.083,53	7.154,36	7.225,91	7.298,17	7.371,15	7.444,86
2.2. Elektrik Tüketim Maliyeti (EUR)		154,87	156,41	157,98	159,56	161,15	162,77	164,39
2.3. Bakım Maliyeti (EUR)		305,8166	308,87	311,96	315,08	318,23	321,42	324,63
Amortisman Gideri (EUR/yıl)		692,00	692,00	692,00	692,00	692,00	692,00	692,00

Tablo 5.44. Doğalgazlı Isıtma Sistemi Yatırım ve İşletim Maliyeti Nakit Akım Enflasyon Oranı Yıllık Ortalama Tahmini

Enflasyon Oranı Yıllık Ortalama Tahmini	1%
Eurobond Yıllık Faizi	3,250%
Risk Primi	1,00%
İstenen Minimum Getiri Oranı (r) EUR bazında	4,250%
Nakit Çıktılarının Kümülatif Toplamı EUR	53.914,52
Nakit Çıktılarının Bugünkü Değeri (NÇBD) EUR	45.728,44
Yatırım Maliyeti - EURO	10.380,00
t=0 anında Toplam Nakit Çıktılarının Bugünkü Değeri - EURO	56.108,44

Tablo 5.45. Elektrikli Isıtma Sistemi Yatırım ve İşletim Maliyeti Nakit Akım Tablosu

	t=0	1.Yıl	2.yıl	3.yıl	4.yıl	5.yıl	6.yıl	7.yıl
1. Yatırım Maliyeti (EUR)	5.250,00							
2. İşletim Maliyeti (EUR)		7.459,74	7.534,34	7.609,68	7.685,78	7.762,64	7.840,26	7.918,66
2.1. Elektrik Tüketim Maliyeti (EUR)		7.247,71	7.320,18	7.393,39	7.467,32	7.541,99	7.617,41	7.693,59
2.3. Bakım Maliyeti (EUR)		212,0329	214,15	216,29	218,46	220,64	222,85	225,08
Amortisman Gideri (EUR/yıl)		1.050,00	1.050,00	1.050,00	1.050,00	1.050,00	-	-

Tablo 5.46 Elektrikli Isıtma Sistemi Yatırım ve İşletim Maliyeti Nakit Akımlarına Yönelik Enflasyon Oranı Yıllık Ortalama Tahmini

Enflasyon Oranı Yıllık Ortalama Tahmini	1%
Eurobond Yıllık Faizi	3,250%
Risk Primi	1,00%
İstenen Minimum Getiri Oranı (r) EUR bazında	4,250%
Nakit Çıktılarının Kümülatif Toplamı EUR	53.811,10
Nakit Çıktılarının Bugünkü Değeri (NÇBD) EUR	45.640,72
Yatırım Maliyeti	5.250,00
t=0 anında Toplam Nakit Çıktılarının Bugünkü Değeri (EUR)	50.890,72

Her iki ısıtma sistemi ile yapılan ısıtma yatırım projesi değerlendirme hesap tablosunu kıyaslaması sonucu ve maliyet karşılaştırma yöntemine göre yatırım projesi değerlendirme sonucuna göre elektrikli infrared ısıtıcı yatırım projesi seçilmesi daha uygun görülmektedir. Doğalgazlı ısıtma sistemi yatırım projesinin bugünkü değer olan

maliyeti 56.108,44 EURO iken elektrikli ısıtma sistemi yatırım projesinin bugünkü değer maliyeti 50.890,72 olduğu gör÷lmektedir. NBD, Maliyet ve Tutarları Karşılaştırma Yöntemine Göre Mevcut Projenin Elektrik ile ısıtılması daha avantajlı göz÷kmektedir. İşletme fabrikanın lokal bir bölgesinin ısıtma sistemini elektrikli infrared ısıtıcı sistem ile yapmaya karar vermektedir.



SONUÇ VE ÖNERİLER

Sonuç olarak, bundan sonra yapılacak alan ısıtma yatırım projelerinin analizi kapsamında proje risklerinin yatırım kararına etkisi konularında yapılacak çalışmalarda; çalışmanın evreninin Türkiye genelinde ya da Avrupa, Asya kıtası gibi daha büyük bir çerçevede yapılması; sonuçların daha fazla kültürü, ülkeyi veya sektörü kapsamasını sağlayabilecek, bulguların alana, araştırmacılara, işletmecilere ve ülke ekonomilerine faydasını artırabilecektir.

Elektrikli ısıtma sisteminde kullanılan endüstriyel tip elektrikli infrared ısıtıcıların her birinin gücü 9kW olup içinde üç adet 3kW'lık infrared ısıtıcı lambalar bulunmaktadır. Bu ısıtıcı infrared lambaların her biri için ayrı açma kapama yapılarak çalıştırılması özelliği nedeniyle güç kontrolü ve enerji tasarrufu sağlanabilir. Güç kontrolü özelliğinden dolayı elektrikli infrared ısıtıcı ürün istenilen ortam sıcaklığına göre 3 kW, 6 kW ve 9 kW ürün gibi çalışabilir. İnfrared lambalarda kendi aralarında dalga boylarına göre yüzey ısıları ve tepkime süresi farklı olması nedeniyle kısa dalgalı halojen infrared lambaların kullanımı enerji tasarrufu ve etkin ısıtma sağlayabilir. Çünkü kısa dalga infrared lambaların dalga boyu yaklaşık 1µm olması nedeniyle ısıtıcı infrared lamba yüzeyindeki sıcaklık 2000 - 2500 °C arasında yüksek ısı verimi yanında ışık miktarıda artmaktadır. Orta dalga infrared lambalar 2 ila 5 µm dalga boyuna sahip ve infrared lamba yüzey sıcaklıkları 900°C ile 1300°C arasında olması nedeniyle kısa dalga infrared lambalara göre ısı ve ışık şiddeti biraz daha az olmaktadır. Elektrikli infrared ısıtma sistemleri lokal ısıtmada etkili olmaları nedeniyle çalışılmayan veya gereksiz yere ısıtılması istenmeyen bölgelerin ısıtıcıları kapatılarak enerji tasarrufu sağlanabilir. Örneğin; 1000 m² lik bir çalışma alanının yalnızca 100 m² lik bir alanında çalışma yapılacak ise elektrikli infrared ısıtıcıların hepsi yerine sadece 100 m² alan için yeterli lokal ısıtma sağlayacak bir kaçının açık olması yeterli olabilmekte iken böyle bir mekanın merkezi ısıtma sistemi veya tekil ısıtma sistemi olan doğalgazlı çalışan kombi sistemi ile ısıtıldığında tüm mekanın ısıtılması gerekecek ve gereksiz yere enerji tüketilmesi ile enerji maliyetlerinin yükselmesine neden olabilmektedir. Isıtma ihtiyacı olan bölgede yalnızca infrared ısıtıcılar aktif hale getirilerek veya çalıştırılarak çok kısa sürede yaklaşık 3-5 dakika içinde ışığın gördüğü alanı ısıtma özelliği nedeniyle oldukça kullanışlı ve efektif olabilmektedir. Elektrikli infrared ısıtıcı sistemler istenildiği zaman kolayca montaj yapıldığı yerden sökülerek ihtiyaç duyulan başka bir yere tekrar montaj yapılarak hemen kullanılabilir. Bunun için herhangi bir proje

çizimi, proje maliyeti veya izin alınması gereken resmi bir kurum gereksinimi bulmamaktadır.

Doğalgazlı radyant ısıtma sistemlerinde tavanı yüksek mekan veya alanların ısıtılmasında güç kontrolü özelliği tam olarak uygulanabilir bir özellik değildir. Doğalgazlı radyant ısıtma sistemleri her ne kadar radyant olarak ısıtma sağlasalar da uzun dalga ısıtma özelliğinin daha fazla olması nedeniyle önce ortamdaki havanın ısıtılması gerekmektedir. Isınan hava yükseleceği için insanlar için gerekli yükseklikteki ısınma seviyesi için belirli bir zaman geçmesi gerekecektir. Geçen zaman içinde enerji maliyeti söz konusu olabilmektedir. Doğalgazlı radyant ısıtma sistemlerinin radyant etkisi, elektrikli infrared ısıtma sistemlerine göre daha az olabilmektedir. Bu radyant etkinin az olmasının nedenlerinin en önemlisi, elektrik enerjisinin ısı verimi yaklaşık % 90-99'larda iken doğalgazın ısı verimlerinde kullanılan ısıtma sisteminin özelliğine bağlı olarak yaklaşık %70'lere kadar düşmeler olabilmektedir. Çalışmada X fabrikasının deposunun ısıtılmasında kullanılan 5 adet ve her biri 55 kW'lık doğalgazlı radyant ısıtma sisteminin toplam gücü 275 kW iken, aynı alanın ısıtılmasında kullanılan 13 adet ve her biri 9kW'lık elektrikli infrared ısıtma sisteminin toplam gücü 117 kW'dır. Dolayısıyla aynı özellikte bir alanın ısıtılması için tercih edilen ısıtma sisteminin kW gücü doğalgazlı ısıtma sistemlerinde daha fazla olmaktadır. Buna rağmen 1m³ doğalgaz birim fiyatı ülkemizde yaklaşık 1 TL iken 1kW elektrik enerjisinin birim fiyatı bölgelere, çalışma saatlerine ve kullanılan mekanın sanayi, mesken veya ticari olmasına göre değişmekle birlikte ortalama 30 krş'tur. 1m³ doğalgaz yaklaşık 8.250 kcal iken 1kW elektrik enerjisi 860 kcal'dir. 1m³ doğalgaz yaklaşık 10 kW elektrik enerjisine eşdeğer olduğu varsayımı ile 10 kW elektrik enerjisi 3 TL'dir. Doğalgaz birim maliyeti, elektrik enerjisinin üçte biri kadar olduğu ısıtma sisteminin yatırımında önemli bir etken olarak ortaya çıkmaktadır. Genel olarak doğalgazlı ısıtma sistemlerinin yatırım ve kurulum maliyeti elektrikli ısıtma sistemlerine göre çalışmada da görüldüğü gibi daha maliyetli olmaktadır. Doğalgazlı radyant ısıtma sisteminin montaj yapıldığı yerden sökülüp başka bir yerde hemen kullanılması elektrikli radyant ısıtma sistemi gibi kolay ve hızlı değildir. Yeni kullanılacak yer için proje çizilmesi, ilgili resmi kuruluşa çizilen proje ile başvurularak gerekli onayının alınması ve yetkili kuruluş tarafından gazın açılması gibi zaman ve maliyet alan prosedürler bulunmaktadır. Bunların yanında kullanılan bazı bacasız doğalgazlı radyant ısıtma sistemlerinde çürük veya atıl gaz ısıtılacak mekana veya ortama verildiği için insan sağlığına ve çevreye zararlı etkileri

olabilmektedir. Tavanı alçak ve izolasyonu iyi olan mekanların ısıtılmasında ise doğalgazlı radyant ısıtma sistemleri özellikle enerji maliyetleri avantajı ve homejen ısıtma sağlaması nedeniyle elektrikli infrared ısıtma sistemine göre daha avantajlı olabilmektedir.

Isıtma sistemine karar verilirken ısıtılacak mekanın bulunduğu coğrafya özellikleri, tavan yüksekliği, yapının izolasyonu, çatı izolasyonu, kapı ve pencere miktarı, içeride hava akımının olup olmadığı gibi kriterlerde önem taşımaktadır. Isıtma sisteminin kararı için ısıtılacak mekanın özellikleri, ısınma ihtiyacı olan kişilerin ihtiyaçları, ısıtma sisteminin kurulum ve işletim maliyeti, enerji maliyetleri, enerjinin sürekliliği ve bulunabilirliği, çevreye dostu olması, insan sağlığı ve güvenliğine zarar vermemesi, ısıtılacak mekana kolay uygulanabilir olması, ısıtılacak mekanın dekoratif özelliklerine uygun olması, garanti süresi, servis ağının yeterli olması, yedek parça maliyetleri ve kalitesi gibi kriterler göz önünde bulundurulabilir.

Yapılan regresyon analizleri sonucunda elde edilen sonuç ve bu sonuçlar doğrultusunda geliştirilen öneriler;

İşletmelerin hedefleri doğrultusunda uzun vadede nakit girişlerinin sağlanması, yatırım olarak ifade edilebilir. İşletmelerin de kar elde edebilmek amacıyla gerekli olan arazi, tesis, yol, ekipman, vb. elemanlar için yatırım yapmaları gerekmektedir. İşletmelerde yapılabilecek projeler kapsamında alınacak yatırım kararları da önem arz etmektedir. Bu kapsamda işletmelerin az maliyetle çok iş yapabilmeleri yani ekonomik olmaları, işletme karlılığı açısından büyük bir önem taşımaktadır. Yatırım kararlarına ait ısıtma verimliliği, güvence, fiziki uyum gibi unsurlar da ekonomiklik üzerinde etkili olmaktadır. Bu çalışma için yapılan regresyon analizi sonucunda, ısıtma verimliliği düzeyi, güvence düzeyi ve fiziki uyum düzeylerinin ekonomiklik düzeyi üzerinde anlamlı etkisi olduğu tespit edilmiştir. Öneri olarak ise; işletmelerde ekonomik verimliliğin sağlanması açısından ısıtma verimliliğinin sağlanması, güvencenin oluşturulması ve fiziki uyumun sağlanması yararlı olabilir. Ayrıca proje risklerinin tanımlanması, yatırım kararlarının ekonomik bir şekilde, sağlanmasında yani işletmenin en az maliyetle büyük bir verim elde etmesine katkı sağlayabilir.

Çalışmanın analizleri sonucunda ısınma türünün ekonomiklik düzeyi üzerinde etkisi ile ilgili olarak; İşletmeler ısıtılacak mekanın fiziki özelliklerine göre ısınma

türlerini seçerken kurulum ve işletim maliyetlerini dikkate almaktadır. Bu nedenle ısınma türü seçiminde işletmelerin ısıtma yatırım projesinin kararının ekonomik olması üzerinde etkili olmaktadır. Bu çalışma için yapılan analizler sonucunda, ısınma türünün ekonomiklik düzeyi üzerinde etkisinin anlamlı olduğu tespit edilmiştir. Isınma sistemlerinin ekonomik olmasını sağlamak için uygun ısınma türünün seçilmesi önem arz etmektedir. Bu çalışmanın analizleri sonucunda öneri olarak; İşletmeler ısıtma yatırım projelerini karar verirken ısıtılacak mekanın özelliklerine ve ısıtma sisteminde kullanılacak yakıtın ekonomik olmasına göre karar verebilirler.

Ekonomiklik ile ısıtma verimliliği, güvence ve fiziki uyumun korelasyon katsayısı pozitif yönlü ve güçlü iken ekonomiklik ve çevre duyarlılığı arasındaki ilişki pozitif ve diğer değişkenlere göre nispeten zayıf olduğu görülmektedir. Regresyon analizinde ise ekonomiklik düzeyi üzerinde anlamlı etkisi olan düzeylerin ısıtma verimliliği düzeyi, güvence düzeyi ve fiziki uyum düzeyleri olduğu tespit edilmiştir. Regresyon modeli; $\text{Ekonomiklik} = 0,027 + 0,181 \text{ Isıtma Verimliliği} + 0,189 \text{ Güvence} + 0,533 \text{ Fiziki uyum}$ şeklinde oluşturulmuştur. Bu model için r^2 belirlilik katsayısı veya açıklama yüzdesi 0,886 olması nedeniyle %88,6 oranında modeli açıklamaktadır ve açıklama gücü yeterlidir. Bu çalışmada, çevre duyarlılığının ekonomiklik üzerinde etkisi olmamasının nedeni ankete katılım sağlayan katılımcıların veya çalışmış oldukları işletmenin çevre bilinci konusunda yeterli bilinç düzeyine ulaşmadığı düşünülebilir. Aynı anket çalışmasının farklı işletme, kültür ve toplumlarda yapılması ekonomiklik üzerinde çevre bilinci etkisinin olabileceği gözlemlenebilir. Günümüz şartlarında içinde bulunduğumuz ve yaşadığımız Dünya'da daha iyi bir gelecek için çevreye, canlı ve insan sağlığına daha az zarar veren ve kirleten çevre dostu enerji yakıt ve sistemleri kullanan ısıtma sistemleri tercih edilebilir.

Yapılan bu çalışma sonucunda, işletmelerin yatırım kararları ve proje risklerinde cinsiyetle ilgili yapılabilecekleri uygulamalar aşağıdaki gibi sıralanabilir; yatırım kararlarını etkileyen pek çok unsur bulunmakla birlikte, cinsiyet de bu yatırım kararlarını etkileyen hususlardan birisi olduğu söylenebilir. Sanayide genel olarak alan ısıtma yatırım projelerini karar verici bölümlerin başında makine enerji birimi, fabrika müdürü veya yöneticisi, bakım – onarım bölümü, teknik müdürlük gelmesi nedeniyle bu bölümlerde iş koşulları nedeniyle ağırlıklı erkeklerin çalıştığı görülebilir. Kadınların, finansal kararlar ya da yatırım kararlarının alınması kapsamında kararlara

katılımının işletmelerin yararına olabilecektir. Yatırım kararları ve proje risklerinin belirlenmesi çerçevesinde daha isabetli kararlar verilebilmesi ve rekabette başarılı olunabilmesi için işletmelerde çalışan kadınların kararları dikkate alınmalıdır. Dolayısıyla yapılan bu çalışmada, cinsiyet değişkeni itibariyle toplamda 101 kişiye uygulanan ankete katılan katılımcıların 15'inin kadın (%14,9), 80'inin erkek (%79,2), 1 kişinin diğer cinsiyet gruplarına (%1) ait olduğu ve 5 katılımcının ise cinsiyetini belirtmek istemediği (%5) tespit edilmiştir. Öneri olarak; ister kadın ister erkek olsun cinsiyet ayrımı yapılmaksızın çalışan tüm ilgili bireylerin, yatırım kararları ve proje riskleri ile ilgili kararlarda katılımlarının alınması, işletmeler için önemli faydalar sağlayabilir.

Yapılan bu çalışmada alan ısıtma projesine karar vericilerin 18 ila 58 yaş ve üzerinde olduğu ve ağırlıklı olarak genç ve orta yaş grubunda yer aldığı görülebilir. İşletme yönetiminin yetkilendirdiği ve yetkinlikte olan personelin bilgi, deneyim ve tecrübelerine istinaden yatırım kararlarını almada etkin rol alabilir. Yatırım kararlarının daha sağlıklı verilebilmesi için işletmede farklı yaş gruplarında bulunan ve söz konusu yatırım ile ilgili bilgi ve tecrübesi olan personelden yararlanılmasının faydalı olacağı göz önünde bulundurulmalıdır. Bu çalışma için yapılan analizler sonucunda, anket katılımcılarının 69'unun (%68,3) 28-47 yaş aralığında olduğu tespit edilmiştir. Katılımcıların büyük çoğunluğunun genç ve orta yaş grubunda olduğu sonucuna ulaşılmıştır. Yatırım kararları alınırken karar vericilerin veya karar veren ilgili bölümde çalışanların bilgi, tecrübe ve deneyimlerinin daha etkin olabileceği nedeniyle yaşın önemi bulunmayabilir. Yalnız söz konusu yatırım projesi ile ilgili daha önce yaşanmışlıkları olan kişilerinde yaşlarının ilerlemiş olması başka bir bakış açısı ile önemli gözükebilir. Farklı yaş gruplarının oluşturduğu proje yatırım grubu ile doğru kararın verilmesi sağlanabilir.

Yapılan bu anket çalışması sanayide uygulanması nedeniyle nitelikli istihdam sayısı önemli olmakla birlikte ve anket katılımcılarının eğitim düzeyinin yüksek olduğu görülebilir. Yatırım kararı verenlerin eğitim düzeyleri, bilgi ve tecrübeleri yatırımda doğru ısıtma sisteminin seçilmesi bakımında önemli bir etken olmaktadır. Yapılan bu araştırmada, anket katılımcıların 7'sinin ilköğretim düzeyinde (%6,9), 24'ünün lise düzeyinde (%23,8), 25'inin yüksekokul düzeyinde (%24,8), 27'sinin lisans düzeyinde (%26,7) ve 18'inin ise yüksek lisans veya doktora (%17,8) düzeyinde eğitim aldığı tespit edilmiştir. Yatırım kararları alınırken karar vericilerin eğitim düzeyleri, bilgi ve

tecrübeleri önemli rol oynayabilir. Söz konusu yatırım ile ilgili eğitim görmüş personelin yatırımın risklerini, getirilerini, işletme maliyetini ve olası sonradan çıkabilecek arıza veya problemleri göz önünde bulundurulabilmesi bakımından işletme için önemli katkılar sağlayabilir.

Yapılan bu çalışmada alan ısıtma yatırım projesi konusunda karar verilmesi söz konusu olması nedeniyle işletmelerin büyüklüğüne ve organizasyon yapısına göre farklı pozisyondaki kişiler karar verici olabilir. Organizasyon yapısı ve yetkilendirmeler kapsamında işletme için alan ısıtma yatırım projesi karar vericilerin pozisyonlarının ağırlıklı olarak orta ve üst düzey pozisyonların olduğu görülebilir. İşletmelerin yatırım kararları alırken söz konusu yatırım kararına katkısı olabilecek farklı pozisyondaki kişilerin önerilerini veya karara katkısını dikkate almalarında fayda sağlayacağı için dikkate alınmalıdır. Çalışmada, görev/pozisyon değişkeni itibarıyla 20'sinin müdür-müdür yrd. (%19,8), 25'inin şef-uzman (%24,8) ve 38'inin diğer pozisyonlarda (%37,6) görev yaptıkları tespit edilmiştir. Öneri olarak; pozisyon ayrımı yapılmaksızın yatırım konusu ile ilgili bilgi, tecrübe ve deneyim sahibi olan farklı pozisyondaki kişilerin işletmelerin yatırım kararı almalarında önemli bir katkı sağlayabileceği göz önünde bulundurulabilir.

Bu çalışma kapsamında işletmeler yatırım kararları alırken söz konusu karara etkisi olan çalışanın işletmede bulunduğu süre ve tecrübesinin yatırım kararı üzerindeki etkisi aşağıdaki gibi değerlendirilebilir. Yatırım kararlarını etkileyen etkenler arasında çalışanların hizmet süresi ve tecrübesi işletmeyi tanıması ve ihtiyaçların tespiti nedeniyle etkili olabilir. Ayrıca mesleğindeki edinmiş olduğu tecrübe nedeniyle ilgili yatırım kararı risklerini göz önünde bulundurabileceği için doğru yatırım kararı noktasında işletmeye önemli katkı sağlayabilir. Bu nedenle yatırım kararı üzerinde karar vericilerin tecrübesi önemli rol oynamakla birlikte işletmeler bu noktayı dikkate alınmalıdır. Yapılan bu çalışmada, anket katılımcılarından 88 kişinin (%87,1) 2-20 yıl süreyle aynı şirkette buldukları tespit edilmiştir. Alan ısıtma projesi yatırım kararları alınmasında söz konusu projenin uygulanacağı işletmeyi tanıyan ve uzun süre işletmede çalışmış ve deneyimli kişilerin önemli etkisi olabilir.

Yapılan bu çalışma farklı sektörde faaliyet gösteren işletmelerde uygulanması nedeniyle, işletmelerde bulunan çalışan sayısı farklılık gösterebilir. Alan ısıtma projesinde genel olarak ısıtma sisteminde önemli etkenlerden birisi ısıtılacak alanın

fiziki özellikleri ön planda bulundurulması nedeniyle çalışan sayısı farklılık gösterebilir. Tek kişinin çalışacağı bir yer ısıtılmasında kişi sayısı önemli rol oynarken ısıtılacak mekan m³ veya m² olarak belirli bir seviyede ısınma istenmesi durumunda kişi sayısı etkisi fazla olmayabilir. Isıtma ihtiyacı insanın olduğu her yerde gerekli olması nedeniyle çalışan sayısı farklı olan işletmelerde ısıtmanın bir ihtiyaç olduğu bilinmelidir. Bu araştırma için yapılan analizler sonucunda, anket katılımcılarından 60'ının (%63,4) 10-100 kişi arasında değişiklik gösteren işletmelerde çalıştıkları tespit edilmiştir. Çalışan sayısından bağımsız olarak işletmelerin ısıtma ihtiyacı olabilir. Kişi sayısı işletmenin büyüklüğü gösteren bir ölçüt olabildiği için işletmenin ısıtma yatırım projesinin değeri ile ilgili bir gösterge olabilir.

Yapılan bu çalışmada görüldüğü gibi sözleşme riskleri değişkeninin ağırlıklı olarak söz konusu yatırım projelerini etkilediği görülebilir. Alan ısıtma yatırım projelerinde, ısıtma sisteminin kalitesi, ömrü, yedek parça, servis ve garanti gibi konularının sözleşme kapsamında sınırlılıklarının belirlenmesi ve güvence altına alınması işletmeler için fayda sağlayacağı dikkate alınmalıdır. Yapılan bu çalışma sonucunda, Katılımcıların 73'ü sözleşme ile ilgili risklerin olmasının yatırım kararını etkilediğini (%72,3) belirtirken 28'i sözleşme ile ilgili risklerin olmasının yatırım kararını etkilemediğini (%27,7) ifade ettikleri tespit edilmiştir. İşletmeler alan ısıtma yatırım projesi ile ilgili olarak yaptıkları yatırımın büyüklüğüne göre ilgili yatırımın sonradan oluşabilecek riskleri ile ilgili konuları bir sözleşme kapsamında güvence altına alabilirler. Yatırımın büyüklüğü, güvenilir tedarikçiden satın alma, sürekli aynı tedarikçi ile çalışma, mevcut sistemi daha önce kullanma veya referans gibi etkenler nedeniyle işletmelerin bazılarında sözleşme olmayabilir. Yatırım büyük veya küçük olmasına bakılmaksızın sonradan olabilecek riskleri göz önünde bulundurarak kurumsal yapı ve iş prensipleri veya politikalar kapsamında yatırım sözleşme ile güvence altına alınabilir.

Yapılan bu çalışmada işletmelerin ısıtma ihtiyaçlarında hangi ısıtma sistemini tercih ettikleri görülebilir. Bazı işletmeler buldukları coğrafi konum ve enerji kaynakları nedeniyle farklı ısıtma sistemlerini tercih edebilir. Hatta enerji kaynağının sürekliliği veya fiyat seviyesindeki dalgalanmalar işletmelerin tercihlerini etkileyebilir. İşletmeler yatırım ve işletim maliyeti en uygun olması yanında çevreci ve temiz enerji yakıtlarını kullanan ısıtma sistemini tercih etmelidir. Yapılan analizler neticesinde, 22'si merkezi ısıtma (%21,8), 33'ü bölgesel ısıtma (%32,7), 8'i

kojenarasyon (%7,9), 1'i trijenerasyon (%1), 26'sı tekil ısınma (%25,7) ve 11'i de diğer ısınma türlerini (%10,9) tercih ettikleri tespit edilmiştir. İşletmeler alan ısıtma yatırım projelerinde minimum enerji ile maksimum verim sağlayacak işletmelerine uygun, doğayı kirletmeyen enerji yakıtları kullanan ısıtma sistemlerini tercih edebilirler.

Bu çalışma kapsamında anket katılımcılarının ısı transfer yöntemleri konusunda yeterli bilgiye sahip olmadığı çıkarımı yapılabilir. Çünkü merkezi, bölgesel ve kojenarasyon ısıtma sistemleri konveksiyon ısıtma sistemi kapsamında değerlendirilmelidir. Çalışmada, anket katılımcılarının 33'ünün konveksiyon yolu ile ısı transferini (%32,7), 62'sinin ısıtma yolu ile ısı transferinin (%61,4) ve 6'sının da diğer ısı transferi yöntemlerini (%5,9) tercih ettikleri tespit edilmiştir. İşletmeler ısıtma sistemi ile ilgili yeterli bilgiye sahip olmaları daha doğru yatırım kararı vermelerinde etkin olabilir.

Bu çalışmada ısıtma sistemlerinde kullanılan enerji kaynağı olarak ikincil enerji olan elektrik enerjisinin tercih edildiği görülebilir. Elektrik enerjisi bölgesel olarak kolay ulaşılabilir olmasının işletmelerin ısıtma sistemi tercihinde etken olabilir. Enerji yakıt maliyetlerinin ısıtma sisteminin işletme maliyetlerini etkilediği unutulmamalıdır. Analizler sonucunda, katılımcıların 56'sının yakıt türü olarak elektriği (%55,4), 39'unun doğal gazı (%38,6) ve 6'sının da diğer yakıt türlerini (%5,9) tercih ettikleri tespit edilmiştir. Bu çalışmada ikincil enerji olan elektrik enerjisi tüketen ısıtma sistemlerinin çoğunlukla kullanıldığı görülmesi ile birlikte enerji kaynağının temin edilmesi ve sürekliliği ile birlikte yatırım maliyetleri noktasında tercih edildiği düşünülebilir. Doğalgazlı ısıtma sistemlerin işletmelerin büyüklüğü ve kapasitelerine bağlı olarak tercih edildiği göz önünde bulundurulabilir.

Yapılan anova analizleri sonucunda elde edilen sonuç ve bu sonuçlar doğrultusunda geliştirilen öneriler;

Çalışmanın analizleri sonucunda cinsiyetle ilgili olarak; insanlar arasında yapılan hiçbir ayırım ya da insanlar arasındaki hiçbir farklılık, kişilerin biyolojik olarak kadın ya da erkek olmaları kadar belirgin olmamaktadır. Cinsiyet, yalnızca biyolojik anlamdaki özellikleri ifade etmemekle birlikte kişiler açısından toplumsal bir kategori olarak da görülebilmektedir. Bu kapsamda yatırımcıların cinsiyetleri de yatırım kararları üzerinde etkili olabilmektedir. Proje risklerinin ve yatırım kararlarının

belirlenebilmesi açısından işletmelerin cinsiyet ayrımı gözetmeksizin tüm bireylere eşit davranması gerekmektedir. Bu çalışma için yapılan analizler sonucunda, çalışmanın düzeylerinin (ekonomiklik, ısıtma verimliliği, güvence, fiziki uyum ve çevre duyarlılığı) cinsiyete göre farklılık göstermediği ($0,05 < 0,857, 0,955, 0,619, 0,378, 0,385$) tespit edilmiştir. Bu çalışmanın analizleri sonucunda öneri olarak; her ne kadar çalışılan bölümler itibariyle çalışma şartları erkeklere uygun olarak görülse de belirlenen imkanlar çerçevesinde kadınlara yönelik uygulamaların yapılması fayda sağlayabilir. Ayrıca kadınların işletme yatırım kararlarının alınmasında kararlara katılımlarının sağlanması, işletmelerin devamlılığı açısından yararlı olabilir.

Çalışmanın analizleri sonucunda yaşla ilgili olarak; insanların yaşlarının karar verme konusunda hiçbir farklılık olmamaktadır. Genel olarak toplum içinde yaşlı insanların deneyimlerinden kaynaklı daha doğru karar verebileceği düşünülmektedir. Yaş, biyolojik özellikleri ifade etmekle birlikte insanlar için genç, yaşlı, yetişkin gibi toplumsal bir kategori olarak görülmektedir. - Bu kapsamda yatırımcıların yaşları da yatırım kararları üzerinde etkili olabilmektedir. Proje risklerinin ve yatırım kararlarının belirlenebilmesi açısından işletmelerin yaş ayrımı gözetmeksizin tüm bireylere eşit davranması gerekmektedir. Bu çalışma için yapılan analizler neticesinde, çalışmanın düzeylerinin (ekonomiklik, ısıtma verimliliği, güvence, fiziki uyum ve çevre duyarlılığı) yaşa göre farklılık göstermediği ($0,05 < 0,462, 0, 570, 0, 402, 0, 121, 0, 135$) tespit edilmiştir. Bu çalışmanın analizleri sonucunda öneri olarak; her ne kadar çalışılan bölümler itibariyle işletmelerde karar vericiler yaşlarından kaynaklı deneyimli olanlar tercih ediliyor gibi görülse de belirlenen imkanlar, yetkiler ve eğitim gibi faktörler çerçevesinde gençlere yönelik uygulamaların yapılması fayda sağlayabilir. Ayrıca gençlerin işletme yatırım kararlarının alınmasında kararlara katılımlarının sağlanması, işletmelerin devamlılığı açısından yararlı olabilir.

Çalışmanın analizleri sonucunda ekonomiklik düzeyi ve eğitimle ilgili olarak; farklı işletmelerde söz konusu ilgili projeye karar vericiler farklı eğitim düzeylerinde olabilmektedir. İşletmelerin büyüklüğüne ve organizasyon yapısına göre aynı pozisyon için farklı eğitim düzeyine sahip kişiler yetkilendirilebilmektedir. Örneğin makine ve enerji bölümü yöneticisi pozisyonu için A işletmesinde Lisans düzeyinde bir kişi görev yaparken B işletmesinde aynı pozisyon için Lise eğitim düzeyinde bir kişi görevlendirilebilmektedir. Bu kapsamda yatırımcıların eğitim düzeyleri yatırım kararları üzerinde etkili olabilmektedir. Proje risklerinin ve yatırım kararlarının

belirlenebilmesi açısından işletmelerde görev alanların eğitim seviyeleri etkili olabilmektedir. Fakat işletmelerin söz konusu proje ile ilgili deneyimi olan ve eğitim seviyesi farklı olan kişilere de fırsat vermesi gerekmektedir. Analizler sonucunda, ekonomiklik düzeyinin eğitim durumuna göre farklılık gösterdiği tespit edilmiştir ($0,05 > 0,046$). Bu çalışmanın analizleri sonucunda öneri olarak; Yatırım kararında eğitim seviyesi her ne kadar etkili olduğu görülse de söz konusu yatırım ile ilgili tecrübesi bulunan farklı eğitim seviyesine sahip kişilerde karar verme noktasında fayda sağlayabilir. Ayrıca işletmelerde farklı eğitim seviyelerine sahip kişilerin işletme yatırım kararlarının alınmasında kararlara katılımlarının sağlanması, işletmelerin devamlılığı açısından yararlı olabilir.

Çalışmanın analizleri sonucunda güvence düzeyi ve eğitimle ilgili olarak; farklı işletmelerde söz konusu ilgili projeye karar vericiler farklı eğitim düzeylerinde olabilmekte ve bu eğitim seviyesi güvence düzeyi üzerinde etkisi görülebilmektedir. İşletmelerin büyüklüğüne ve organizasyon yapısına göre aynı pozisyon için farklı eğitim düzeyine sahip kişiler yetkilendirilebilmektedir. Örneğin makine ve enerji bölümü yöneticisi pozisyonu için A işletmesinde Lisans düzeyinde bir kişi görev yaparken B işletmesinde aynı pozisyon için Lise eğitim düzeyinde bir kişi görevlendirilebilmektedir. Bu kapsamda yatırımcıların eğitim düzeyleri yatırım kararları üzerinde ve dolayısıyla güvence düzeyi üzerinde etkili olabilmektedir. Proje risklerinin ve yatırım kararlarının belirlenebilmesi açısından işletmelerde görev alanların eğitim seviyeleri etkili olabilmektedir. Fakat işletmelerin söz konusu proje ile ilgili deneyimi olan ve eğitim seviyesi farklı olan kişilere de fırsat vermesi gerekmektedir. Bu çalışmada, güvence düzeyinin eğitim durumuna göre farklılık gösterdiği ($0,05 > 0,043$) olduğu tespit edilmiştir. Bu çalışmanın analizleri sonucunda öneri olarak; Yatırım kararında ve yatırımın güvence düzeyi üzerinde eğitim seviyesi her ne kadar etkili olduğu görülse de söz konusu yatırım ile ilgili tecrübesi bulunan farklı eğitim seviyesine sahip kişilerde karar verme noktasında fayda sağlayabilir. Ayrıca işletmelerde farklı eğitim seviyelerine sahip kişilerin işletme yatırım kararlarının alınmasında kararlara katılımlarının sağlanması, işletmelerin devamlılığı açısından yararlı olabilir.

Çalışmanın analizleri sonucunda çevre duyarlılığı düzeyi ve eğitimle ilgili olarak; farklı işletmelerde söz konusu ilgili projeye karar vericiler farklı eğitim düzeylerinde olabilmekte ve bu çevre duyarlılığı düzeyi üzerinde etkisi

görülebilmektedir. İşletmelerin büyüklüğüne ve organizasyon yapısına göre aynı pozisyon için farklı eğitim düzeyine sahip kişiler yetkilendirilebilmektedir. Örneğin makine ve enerji bölümü yöneticisi pozisyonu için A işletmesinde Lisans düzeyinde bir kişi görev yaparken B işletmesinde aynı pozisyon için Lise eğitim düzeyinde bir kişi görevlendirilebilmektedir. Bu kapsamda yatırımcıların eğitim düzeyleri yatırım kararları üzerinde ve dolayısıyla çevre duyarlılığı düzeyi üzerinde etkili olabilmektedir. Proje risklerinin ve yatırım kararlarının belirlenebilmesi açısından işletmelerde görev alanların eğitim seviyeleri etkili olabilmektedir. Fakat işletmelerin söz konusu proje ile ilgili deneyimi olan ve eğitim seviyesi farklı olan kişilere de fırsat vermesi gerekmektedir. Bu çalışma için yapılan analizler sonucunda, çevre duyarlılığı düzeyinin eğitim durumuna göre farklılık gösterdiği ($0,05 > 0,048$) olduğu tespit edilmiştir. Bu çalışmanın analizleri sonucunda öneri olarak; Yatırım kararında ve yatırımın çevre duyarlılığı düzeyi üzerinde eğitim seviyesi her ne kadar etkili olduğu görülse de söz konusu yatırım ile ilgili tecrübesi bulunan farklı eğitim seviyesine sahip kişilerde karar verme noktasında fayda sağlayabilir. Ayrıca işletmelerde farklı eğitim seviyelerine sahip kişilerin işletme yatırım kararlarının alınmasında kararlara katılımlarının sağlanması, işletmelerin devamlılığı açısından yararlı olabilir.

Çalışmanın analizleri sonucunda ekonomiklik düzeyi görev/pozisyon değişkeni ile ilgili olarak; farklı işletmelerde söz konusu ilgili projeye karar vericiler farklı pozisyonlarda görev alabilmektedir ve bu ekonomiklik düzeyi üzerinde etkisi görülebilmektedir. İşletmelerin büyüklüğüne ve organizasyon yapısına göre aynı yatırım projesi için farklı pozisyonda görev yapan kişiler yetkilendirilebilmektedir. Proje risklerinin ve yatırım kararlarının belirlenebilmesi açısından işletmelerdeki şef-uzman ve diğer pozisyonlarda görev alanlar etkili olabilmektedir. Fakat işletmelerin söz konusu proje ile ilgili farklı pozisyon seviyelerinde olan kişilere de fırsat vermesi gerekmektedir. Bu çalışma için yapılan analizler sonucunda, ekonomiklik düzeyinin görev/pozisyon değişkenine göre farklılık gösterdiği ($0,004 < 0,05$) tespit edilmiştir. Bu çalışmanın analizleri sonucunda öneri olarak; Yatırım kararında şef-uzman ve diğer pozisyonlarda bulunan kişiler ekonomiklik düzeyi üzerinde her ne kadar etkili olduğu görülse de söz konusu yatırım ile ilgili tecrübesi bulunan farklı pozisyonda görev alanlar karar verme noktasında fayda sağlayabilir. Ayrıca işletmelerde farklı pozisyona sahip kişilerin işletme yatırım kararlarının alınmasında kararlara katılımlarının sağlanması, işletmelerin devamlılığı açısından yararlı olabilir.

Çalışmanın analizleri sonucunda ısıtma verimliliği düzeyi ve görev/pozisyon değişkeni ile ilgili olarak; farklı işletmelerde söz konusu ilgili projeye karar vericiler farklı pozisyonlarda görev alabilmektedir ve bu ısıtma verimliliği düzeyi üzerinde etkisi görülebilmektedir. İşletmelerin büyüklüğüne ve organizasyon yapısına göre aynı yatırım projesi için farklı pozisyonda görev yapan kişiler yetkilendirilebilmektedir. Proje risklerinin ve yatırım kararlarının belirlenebilmesi açısından işletmelerdeki şef-uzman ve diğer pozisyonlarda görev alanlar etkili olabilmektedir. Fakat işletmelerin söz konusu proje ile ilgili farklı pozisyon seviyelerinde olan kişilere de fırsat vermesi gerekmektedir. Araştırmada, ısıtma verimliliği düzeyinin görev/pozisyon değişkenine göre farklılık gösterdiği ($p= 0,036<0,05$) tespit edilmiştir. Bu çalışmanın analizleri sonucunda öneri olarak; Yatırım kararında şef-uzman ve diğer pozisyonlarda bulunan kişiler ısıtma verimliliği düzeyi üzerinde her ne kadar etkili olduğu görülse de söz konusu yatırım ile ilgili tecrübesi bulunan farklı pozisyonda görev alanlar karar verme noktasında fayda sağlayabilir. Ayrıca işletmelerde farklı pozisyona sahip kişilerin işletme yatırım kararlarının alınmasında kararlara katılımlarının sağlanması, işletmelerin devamlılığı açısından yararlı olabilir.

Çalışmanın analizleri sonucunda fiziki uyum düzeyi ve görev/pozisyon değişkeni ile ilgili olarak; farklı işletmelerde söz konusu ilgili projeye karar vericiler farklı pozisyonlarda görev alabilmektedir ve bu fiziki uyum düzeyi üzerinde etkisi görülebilmektedir. İşletmelerin büyüklüğüne ve organizasyon yapısına göre aynı yatırım projesi için farklı pozisyonda görev yapan kişiler yetkilendirilebilmektedir. Proje risklerinin ve yatırım kararlarının belirlenebilmesi açısından işletmelerdeki şef-uzman ve diğer pozisyonlarda görev alanlar etkili olabilmektedir. Fakat işletmelerin söz konusu proje ile ilgili farklı pozisyon seviyelerinde olan kişilere de fırsat vermesi gerekmektedir. Bu çalışmada, fiziki uyum düzeyinin görev/pozisyon değişkenine göre farklılık gösterdiği ($p= 0,008<0,05$) tespit edilmiştir. Bu çalışmanın analizleri sonucunda öneri olarak; Yatırım kararında şef-uzman ve diğer pozisyonlarda bulunan kişiler fiziki uyum düzeyi üzerinde her ne kadar etkili olduğu görülse de söz konusu yatırım ile ilgili tecrübesi bulunan farklı pozisyonda görev alanlar karar verme noktasında fayda sağlayabilir. Ayrıca işletmelerde farklı pozisyona sahip kişilerin işletme yatırım kararlarının alınmasında kararlara katılımlarının sağlanması, işletmelerin devamlılığı açısından yararlı olabilir.

Çalışmanın analizleri sonucunda çevre duyarlılığı düzeyi ve görev/pozisyon değişkeni ile ilgili olarak; farklı işletmelerde söz konusu ilgili projeye karar vericiler farklı pozisyonlarda görev alabilmektedir ve bu çevre duyarlılığı düzeyi üzerinde etkisi görülebilmektedir. İşletmelerin büyüklüğüne ve organizasyon yapısına göre aynı yatırım projesi için farklı pozisyonda görev yapan kişiler yetkilendirilebilmektedir. Proje risklerinin ve yatırım kararlarının belirlenebilmesi açısından işletmelerdeki şef-uzman ve diğer pozisyonlarda görev alanlar etkili olabilmektedir. Fakat işletmelerin söz konusu proje ile ilgili farklı pozisyon seviyelerinde olan kişilere de fırsat vermesi gerekmektedir. Araştırma için yapılan analizler sonucunda, çevre duyarlılığın düzeyinin görev/pozisyon değişkenine göre farklılık gösterdiği ($0,002 < 0,05$) tespit edilmiştir. Bu çalışmanın analizleri sonucunda öneri olarak; Yatırım kararında şef-uzman ve diğer pozisyonlarda bulunan kişiler çevre duyarlılığı düzeyi üzerinde her ne kadar etkili olduğu görülse de söz konusu yatırım ile ilgili tecrübesi bulunan farklı pozisyonda görev alanlar karar verme noktasında fayda sağlayabilir. Ayrıca işletmelerde farklı pozisyona sahip kişilerin işletme yatırım kararlarının alınmasında kararlara katılımlarının sağlanması, işletmelerin devamlılığı açısından yararlı olabilir.

Çalışmanın analizleri sonucunda meslekteki süreyle ilgili olarak; İnsanlar iş hayatında aynı şirket, aynı meslek veya aynı pozisyonda uzun süre görev alabilmektedir. İnsanların aynı meslekte uzun süre çalışması söz konusu meslekteki tecrübesini gösterirken karar vermede çok ayırt edici özellik olarak görmek yanıltıcı olabilmektedir. Bu kapsamda yatırımcıların aynı meslekte uzun süre çalışması yatırım kararları üzerinde etkili olabilmektedir. Proje risklerinin ve yatırım kararlarının belirlenebilmesi açısından işletmelerin meslek süresini dikkate almaksızın meslekte uzun süre çalışmayan kişilere de eşit davranması gerekmektedir. Yapılan bu araştırmada, çalışmanın düzeylerinin (ekonomiklik, ısıtma verimliliği, güvence, fiziki uyum ve çevre duyarlılığı) meslekteki süreye göre farklılık göstermediği ($0,05 < 0,281, 0,617, 0,179, 0,113, 0,239$) tespit edilmiştir. Bu çalışmanın analizleri sonucunda öneri olarak; her ne kadar meslekte çalışma süresi karar vericilerde önemli bir etken olarak görülse de belirlenen imkanlar çerçevesinde meslekte çalışma süresi fazla olanların tecrübelerinden fayda sağlayabilir. Ayrıca meslekte uzun süre çalışanların işletme yatırım kararlarının alınmasında kararlara katılımlarının sağlanması, işletmelerin devamlılığı açısından yararlı olabilir.

Çalışmanın analizleri sonucunda çalışan sayısı ile ilgili olarak; işletmeler yaptıkları işin hacmine göre çalışan istihdam etmektedir. İşletmelerde çalışan sayısının fazla olması karar vermede çok ayırt edici özellik olarak görmek doğru olmamaktadır. Bu kapsamda işletmede bulunan çalışan sayısının fazla olması beyin fırtınası ve karar alma mekanizmasında daha doğru karar alınması hususunda yatırım kararları üzerinde etkili olabilmektedir. Proje risklerinin ve yatırım kararlarının belirlenebilmesi açısından işletmelerde çalışan sayısının farklı olması dikkate alınmaksızın kararların diğer kriterler göz önünde bulundurularak alınması gerekmektedir. Bu çalışmada, çalışmanın düzeylerinin (ekonomiklik, ısıtma verimliliği, güvence, fiziki uyum ve çevre duyarlılığı) çalışan sayısına göre farklılık göstermediği (0,05 < 0,613, 0,380, 0,541, 0,509, 0,522) tespit edilmiştir. Bu çalışmanın analizleri sonucunda öneri olarak; her ne kadar işletmelerde bulunan çalışan sayısı karar vericilerde önemli bir etken olarak görülme de bazen karar verirken beyin fırtınası gibi karar verme araçları kullanılmasında çalışanlardan gelecek öneriler fayda sağlayabilir. Ayrıca çalışan sayısının fazla olmasıyla çalışanlardan gelecek öneriler işletme yatırım kararlarının alınmasında kararlara katılımlarının sağlanması, işletmelerin devamlılığı açısından yararlı olabilir.

Çalışmanın analizleri sonucunda ısınma türü ile ilgili olarak; ısınma türü ekonomiklik düzeyi üzerinde farklılık göstermektedir. Isıtılacak mekana göre yakıt maliyetleri dikkate alındığında farklı ısınma türleri işletmeler tarafından tercih edilebilmektedir. Araştırmada ısıtma türünün, ekonomiklik değişkenine göre farklılık gösterdiği ($p=0,00 < 0,05$) tespit edilmiştir. Bu çalışmanın analizleri sonucunda öneri olarak; farklı ısınma türleri de işletmelerde ekonomik açıdan kullanılabilir. İşletmeler karar verirken ısınma türünde kullanılan yakıtın sürekliliği ve ekonomikliğine göre karar alabilirler.

Çalışmanın analizleri sonucunda ısı transfer yöntemi ile ilgili olarak; ısı transfer yöntemi proje risklerinin ve yatırım kararlarının belirlenebilmesi açısından önemi olmadığı görülmektedir. Fakat bazı mekanların özellikle dış ortam ısıtılmasında ısıma yolu ile ısı transferi daha etkili olabilmektedir. Bu çalışma için yapılan analizler sonucunda, çalışmanın düzeylerinin (ekonomiklik, ısıtma verimliliği, güvence, fiziki uyum ve çevre duyarlılığı) ısı transfer yöntemine göre farklılık göstermediği (0,05 < 0,217, 0,296, 0,230, 0,329, 0,358) tespit edilmiştir. Bu çalışmanın analizleri sonucunda öneri olarak; her ne kadar ısı transfer yöntemi yatırım kararı seçiminde

etkili olmasa da ısıtılacak mekanın özelliklerine göre farklı ısı transfer yöntemleri efektif ısıtma ve yakıt tasarrufu amacıyla kullanılabilir.

Yapılan analiz sonucunda enerji yatırımı karlı mı ile ilgili olarak; ekonomiklik düzeyi üzerinde etkisi olduğu görülmektedir. İşletmeler yatırım yaparken ısıtma sistemlerinde daha az maliyetli olan yakıt ve ısıtma sistemi üzerinde karar vermektedir. Yapılan araştırmada, ekonomiklik düzeyinin Enerji yatırımı karlı mı? değişkenine göre farklılık gösterdiği ($0,011 < 0,05$) tespit edilmiştir. Yapılan analiz sonucunda ısıtma sisteminde enerji yatırımının etkisi özellikle ekonomiklik üzerinde etkili olduğu söylenebilir.

Yapılan analiz sonucunda enerji yatırımı karlı mı ile ilgili olarak; güvence düzeyi üzerinde etkisi olduğu görülmektedir. İşletmeler yatırım yaparken ısıtma sistemlerinde daha az maliyetli olan yakıt ve ısıtma sistemi üzerinde karar vermektedir. Bu çalışmada, Güvence düzeyinin enerji yatırımı karlı mı? değişkenine göre farklılık gösterdiği ($0,012 < 0,05$) tespit edilmiştir. Yapılan analiz sonucunda ısıtma sisteminde enerji yatırımının etkisi özellikle güvence düzeyi üzerinde etkili olduğu söylenebilir.

Yapılan analiz sonucunda enerji yatırımı karlı mı ile ilgili olarak; fiziki uyum düzeyi üzerinde etkisi olduğu görülmektedir. İşletmeler yatırım yaparken ısıtma sistemlerinde daha az maliyetli olan yakıt ve ısıtma sistemi üzerinde karar vermektedir. Yapılan analizler sonucunda, fiziki uyum düzeyinin enerji yatırımı karlı mı? değişkenine göre farklılık gösterdiği ($0,003 < 0,05$) tespit edilmiştir. Yapılan analiz sonucunda ısıtma sisteminde enerji yatırımının etkisi özellikle fiziki uyum düzeyi üzerinde etkili olduğu söylenebilir.

Yapılan analiz sonucunda enerji yatırımı karlı mı ile ilgili olarak; çevre duyarlılığı düzeyi üzerinde etkisi olduğu görülmektedir. İşletmeler yatırım yaparken ısıtma sistemlerinde daha az maliyetli olan yakıt ve ısıtma sistemi üzerinde karar vermektedir. Bu çalışma için yapılan araştırma sonucunda, çevre duyarlılığı düzeyinin Enerji yatırımı karlı mı? değişkenine göre farklılık gösterdiği ($p = 0,025 < 0,05$) tespit edilmiştir. Yapılan analiz sonucunda ısıtma sisteminde enerji yatırımının etkisi özellikle çevre duyarlılığı düzeyi üzerinde etkili olduğu söylenebilir.

Yapılan manova analizleri sonucunda elde edilen sonuç ve bu sonuçlar doğrultusunda geliştirilen öneriler;

Ekonomiklik için en yüksek değer 5 olarak hesaplanmıştır ve bu değerden 3 tane vardır. Bunlardan ilki yakıt türü doğal gaz ısınma şekli merkezi ısıtma ve ısı transfer yöntemi ışıma yolu ile ısı transfer yöntemidir. İkincisi ise Yakıt türü doğal gaz ısınma şekli bölgesel ısıtma ısı transfer yöntemi ışıma yolu ile ısı transfer yöntemidir. Üçüncü ve sonra değer ise Isı transfer yöntemi doğal gaz ısınma şekli kojenerasyon ısı transfer yöntemi konveksiyon yolu ile ısı transferidir. Bu değerlere bakarak doğal gazın diğer yakıt türlerine göre daha ekonomik olduğu tespit edilir. Ayrıca ısı transfer yöntemlerinden ışıma yolu ile ısı transferi seçimi de diğer ısı transfer yollarına göre daha ekonomik olduğu anlaşılmaktadır. Yakıt türü doğal gaz iken ısınma türündeki en ekonomik seçiminde kojenerasyon yöntemi olduğu görülmektedir. Yakıt türü doğal gaz, ısınma türü kojenerasyon olan bir yer için ısınma türü fark etmeksizin ekonomiklik değerleri yüksek çıkmıştır. Ekonomiklik değerinin en düşük olduğu yerler yakıt türü diğer ısınma türü diğer ısı transfer yöntemi ışıma yolu ile ısı transferi ve yakıt türü doğal gaz ısınma türü diğer ısı transfer yöntemi ışıma yolu ile ısı transfer yöntemi değerlerinde görülmektedir. Ayrıca yakıt türü elektrik olan ısınmalar incelendiği zaman ekonomiklik açısından en yüksek değeri merkezi ısıtmada ışıma yolu ile ısı transferinde olduğu tespit edilmiştir. Bu çalışma için yapılan analizler sonucunda öneri olarak; doğalgaz en karlı ve ekonomik yakıt türü olsa bile yanlış ısınma türü ve ısı transfer yöntemleri ile bu özelliği tam tersi bir etki oluşturabilmektedir. Yani ısınma türünün etkisi ekonomiklik açıdan oldukça değerlendirilmeli, doğalgaz veya ısınma elektrik ile ısıtma ekonomiklik açısından karşılaştırılmalı en uygun olanın seçimine gidilmelidir.

Isıtma verimliliği için en yüksek değer 5 olarak hesaplanmıştır ve bu değerden 3 tane vardır. Bunlardan ilki yakıt türü doğal gaz ısınma şekli merkezi ısıtma ve ısı transfer yöntemi ışıma yolu ile ısı transfer yöntemidir. İkincisi ise Yakıt türü doğal gaz ısınma şekli bölgesel ısıtma ısı transfer yöntemi ışıma yolu ile ısı transfer yöntemidir. Üçüncü ve sonra değer ise Isı transfer yöntemi doğal gaz ısınma şekli tekil ısınma ısı transfer yöntemi ışıma yolu ile ısı transferidir. Bu değerlere bakarak doğal gazın diğer yakıt türlerine göre daha ekonomik olduğu tespit edilir. Ayrıca ısı transfer yöntemlerinden ışıma yolu ile ısı transferi seçimi de diğer ısı transfer yollarına göre daha ekonomik olduğu anlaşılmaktadır. Yakıt türü doğal gaz iken ısınma türündeki en ekonomik seçiminde kojenerasyon yöntemi olduğu görülmektedir. Bu çalışma için yapılan analizler sonucunda öneri olarak; doğalgaz ısıtma verimliliği en iyi olarak

görülse bile yanlış ısınma türü ve ısı transfer yöntemleri ile bu özelliği tam tersi bir etki oluşturabilmektedir. Yani ısınma türünün etkisi ısıtma verimliliği açısından oldukça değerlendirilmeli, doğalgaz veya ısınma elektrik ile ısıtma ısıtma verimliliği açısından karşılaştırılmalı en uygun olanın seçimine gidilmelidir.

Bu çalışmada yapılan anali sonucu *güvence* için en yüksek değer 5 olarak hesaplanmıştır ve bu değerden 2 tane vardır. Bunlardan ilki yakıt türü doğal gaz ısınma şekli merkezi ısıtma ve ısı transfer yöntemi ısıtma yolu ile ısı transfer yöntemidir. İkincisi ise Yakıt türü doğal gaz ısınma şekli bölgesel ısıtma ısı transfer yöntemi ısıtma yolu ile ısı transfer yöntemidir. Bu değerlere bakarak doğal gazın diğer yakıt türlerine göre daha ekonomik olduğu tespit edilir. Ayrıca ısı transfer yöntemlerinden ısıtma yolu ile ısı transferi seçimi de diğer ısı transfer yollarına göre daha ekonomik olduğu anlaşılmaktadır. Yakıt türü doğal gaz iken ısınma türündeki en ekonomik seçiminde kojenerasyon yöntemi olduğu görülmektedir. Bu çalışma için yapılan analizler sonucunda öneri olarak; doğalgaz güvence olarak en iyi olarak görülse bile yanlış ısınma türü ve ısı transfer yöntemleri ile bu özelliği tam tersi bir etki oluşturabilmektedir. Yani ısınma türünün etkisi güvence açısından oldukça değerlendirilmeli, doğalgaz veya elektrik ile ısınma güvence açısından karşılaştırılmalı en uygun olanın seçimine gidilmelidir.

Bu çalışmada *fiziki uyum* için en yüksek değer 5 olarak hesaplanmıştır ve bu değerden 3 tane vardır. Bunlardan ilki yakıt türü doğal gaz ısınma şekli merkezi ısıtma ve ısı transfer yöntemi ısıtma yolu ile ısı transfer yöntemidir. İkincisi ise Yakıt türü doğal gaz ısınma şekli bölgesel ısıtma ısı transfer yöntemi ısıtma yolu ile ısı transfer yöntemidir. Üçüncü ve sonra değer ise Isı transfer yöntemi doğal gaz ısınma şekli kojenerasyon ısı transfer yöntemi konveksiyon yolu ile ısı transferidir. Bu değerlere bakarak doğal gazın diğer yakıt türlerine göre daha ekonomik olduğu tespit edilir. Ayrıca ısı transfer yöntemlerinden ısıtma yolu ile ısı transferi seçimi de diğer ısı transfer yollarına göre daha ekonomik olduğu anlaşılmaktadır. Yakıt türü doğal gaz iken ısınma türündeki en ekonomik seçiminde kojenerasyon yöntemi olduğu görülmektedir. Yakıt türü doğal gaz, ısınma türü kojenerasyon olan bir yer için ısınma türü fark etmeksizin ekonomiklik değerleri yüksek çıkmıştır. Bu çalışma için yapılan analizler sonucunda öneri olarak; doğalgaz fiziki uyum olarak en iyi olarak görülse bile yanlış ısınma türü ve ısı transfer yöntemleri ile bu özelliği tam tersi bir etki oluşturabilmektedir. Yani ısınma türünün etkisi fiziki uyum açısından oldukça

değerlendirilmeli, doğalgaz veya elektrik ile ısınma fiziki uyum açısından karşılaştırılmalı en uygun olanın seçimine gidilmelidir.

Bu çalışmada *çevre duyarlılığı* için en yüksek değer 5 olarak hesaplanmıştır ve bu değerden 4 tane vardır. Bunlardan ilki yakıt türü doğal gaz ısınma şekli merkezi ısıtma ve ısı transfer yöntemi ısıtma yolu ile ısı transfer yöntemidir. İkincisi ise Yakıt türü doğal gaz ısınma şekli bölgesel ısıtma ısı transfer yöntemi ısıtma yolu ile ısı transfer yöntemidir. Üçüncüsü ise Isı transfer yöntemi doğal gaz ısınma şekli kojenerasyon ısı transfer yöntemi konveksiyon yolu ile ısı transferidir. Dördüncü ve son değer ise yakıt türü doğalgaz ısınma şekli kojenerasyon ve ısı transfer yöntemi ısıtma yolu ile ısı transfer yöntemidir. Bu değerlere bakarak doğal gazın diğer yakıt türlerine göre daha ekonomik olduğu tespit edilir. Ayrıca ısı transfer yöntemlerinden ısıtma yolu ile ısı transferi seçimi de diğer ısı transfer yollarına göre daha ekonomik olduğu anlaşılmaktadır. Yakıt türü doğal gaz iken ısınma türündeki en ekonomik seçiminde kojenerasyon yöntemi olduğu görülmektedir. Yakıt türü doğal gaz, ısınma türü kojenerasyon olan bir yer için ısınma türü fark etmeksizin ekonomiklik değerleri yüksek çıkmıştır. Bu çalışma için yapılan analizler sonucunda öneri olarak; doğalgaz çevre duyarlılığı olarak en iyi olarak görülse bile yanlış ısınma türü ve ısı transfer yöntemleri ile bu özelliği tam tersi bir etki oluşturabilmektedir. Yani ısınma türünün etkisi çevre duyarlılığı açısından oldukça değerlendirilmeli, doğalgaz veya elektrik ile ısınma çevre duyarlılığı açısından karşılaştırılmalı en uygun olanın seçimine gidilmelidir.

KAYNAKÇA

KİTAPLAR

- Anbar, A., Alper, D. (2015). *Yatırım Projeleri Analizi*. 1. Baskı. Bursa: Ekin Basım Yayın Dağıtım.
- Akbulut, A., Dıkıcı, A. (2004). *Elazığ İlinin Biyogaz Potansiyeli ve Maliyet Analizi*. Doğu Anadolu Bölgesi Araştırmaları. Elazığ.
- Akgüç, Ö. (1997). *Finansal Yönetim*. 6. Baskı. Muhasebe Enstitüsü Yayın No: 63, İstanbul: Avcıol Basım Yayın.
- Akgüç, Ö. (1998). *Finansal Yönetim*. 7.Baskı. İstanbul: Avcıol Basım Yayın.
- Akgüç, Ö. (1998). *Yatırım Projelerinin Milli Ekonomi Yönünden Değerlendirilmesi*. Cilt: 2, Devlet Yatırım Bankası, Ayyıldız Kitabevi.
- Akgüç, Ö. (2013). *Mali Tablolar Analizi*. 15. Baskı. İstanbul: Arayış Basım Yayın.
- Aksoy, A., Tanrıöven, C. (2014). *Sermaye Piyasası Yatırım Araçları ve Analizi*. 5.Baskı. Ankara: Detay Yayıncılık.
- Aktaş, R. *Yatırım Kriterleri ve Sermaye Bütçelemesi*. Bölüm 6. Sakarya: SAÜ Sürekli Eğitim Merkezi.
- Albayrak, B. (1998). *Proje Yönetimi ve Danışmanlık*. İstanbul: Alfa Yayınları.
- Alpugan, O., Demir, H., Oktav, M., Üner, N. (1995). *İşletme Ekonomisi ve Yönetimi*. İstanbul: Beta Yayınları.
- Altay, E. (2012). *Sermaye Piyasasında Varlık Fiyatlama Teorileri*. 2. Baskı. İstanbul: Derin Yayınları.
- Amling, F. (1989). *Investments: An Introduction to Analysis and Management*. 6. Baskı. Prentice Hall, Englewood Cliffs.
- Arnold, G. (2005). *Handbook of Corporate Finance*. Harlow: Financial Times Prentice Hall.
- Atay, E. (2012). *Sermaye Piyasasında Varlık Fiyatlama Teorileri*. 2.Baskı. İstanbul: Derin Yayınları.
- Ayanoğlu, K., Yılmaz, C., (1996). *Kamu Yatırım Projelerinin Planlanması ve Analizi*. DPT, İktisadi Sektörler ve Koordinasyon Genel Müdürlüğü.
- Balçık, B. (2003). *Yatırım Projelerinin Hazırlanması ve Değerlendirilmesi*. 2. Baskı. Ankara: Nobel Basımevi.
- Barutçugil, İ. (1998). *Üretim Sistemi ve Yönetim Teknikleri*. Bursa: Uludağ Üniversitesi Yayınları.
- Berk, C. (2012). *Gayrimenkul Yatırımlarının Yönetimi*. 1. Baskı. İstanbul: Beta Yayınevi.
- Berk, N. (2017). *Finansal Yönetim*. 12. Baskı. İstanbul: Tükmen Kitabevi.
- Bierman, H., Smidt, S. (1975). *The Capital Budgeting Decision*. New York: Macmillan Publishing.
- Bodie, Z. Ve Merton. R. (2000). *Finance*. Prentice Hall, New Jersey.

- Bolak, M. (2000). *İşletme Finansı*. İstanbul: Birsen Yayınevi.
- Brealey R.A., Meyers, S.C. (2003). *Principles of Corporate Finance*. Seventh Edition.
- Brealey R.A., Meyers, S.C., Marcus, A.J. (2007). *İşletme Finansının Temelleri*, Cev.: Ünal Bozkurt, Türkan Arıkan ve Hatice Doğukanlı, Literatür Yayınları, 5. Basım İstanbul.
- Bureau of Energy Efficiency et al. (2006). *Best Practice Manual Cogeneration*. India.
- Carvalho, L. F. et al. (2016). *District Heating Systems*. University of Lisbon. Portugal. University of Technology.
- Ceyhan, A., Korkmaz, T. (2006). *İşletmelerde Finansal Yönetim*. Bursa: Ekin Kitabevi.
- Ceylan, A. (2006). *Belirsizlik Koşulları Altında Sermaye Bütçesi*. Eskişehir: AÖF Yayınları.
- Ceylan, A., Korkmaz, T. (1995). *Borsada Uygulamalı Portföy Yönetimi*. 2. Baskı. Bursa: Ekin Kitabevi.
- Chambers, N.(1998). *Türev Piyasalar*. İstanbul: Avcıol Basım-Yayın.
- Chance Don M. ve Peterson Pamela P.(2002), *Real Options and Investment*.
- Consulta Bağımsız Denetim ve Yeminli Mali Müşavirlik A.Ş. 2012, Turquality Eğitim Notu.
- Copeland, T.E., Weston, J. F. (1989). *Managerial Finance*. 8. Baskı. Chicago: Dryden Press.
- Çimen, S. (1994). *Projede Başarıyı Belirleyen Faktörler ve Kamu Kuruluşlarında Bu Faktörlere Yaklaşımın Belirlenmesi*. İstanbul: DPT Yayınları.
- Damodaran, A. (2002). *Investmen Valuation*. Second Edition. New York: John Wiley & Sons, Inc.
- Dayananda, D., Irons, R., Harrison, S., Herbohn., Rowland, P. (2002). *Capital Budgeting: Financial Appraisal of Investment Projects*. United Kingdom: Cambridge University Press.
- Defusco, R.,Mcleavey, D., E.Runkle, D. (2002). *Nuantitative Investment Analysis*. New Jersey: John Wiley & Sons Inc.
- DeGarmo, E.F., Sullvia, W.G. and Bontadelli, J.A. (1990). *Engineering Economy*. New York: MacMillan Pub. Co.
- Doğanay, H., Coşkun, O. (2017). *Enerji Kaynakları*. 3. Baskı. Ankara: Pegem Akademi Yayıncılık.
- Düzakın, E. (2005). *İşletme Yöneticileri için Excel ile Sayısal Karar Verme Teknikleri*. İstanbul: Kare Yayınları.
- Edmond, G. (1980). *Central Heating Plant*. U.S. Patent No: 4, 1-8.
- Eken, M. vd. (2008). *Klimatoloji II*. Ankara: DMİ Yayınları.
- Emiroğlu, A. (2010). *Ticari Açından Yatırım Projeleri*. 2. Baskı. Bursa: Ekin Kitabevi.
- Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı. (2016). *Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı ile Bağlı, İlgili ve İlişkili Kuruluşlarının Amaç ve Faaliyetleri*, Ankara.

- Ercan, M., Ban, Ü. (2008). *Finansal Yönetim*. Ankara: Gazi Kitabevi,
- Erdamar, C., Basık, F.O. (2006). *Finansal Muhasebe ve Tek Düzen Muhasebe Sistemi*. 2. Baskı. İstanbul: Arıkan Basım Yayın.
- Eun, S. C., Resnick, Bruce G. (2004). *International Financial Management*. Boston: McGraw Hill.
- Fabozzi, F.J., Peterson, P.P. (2003). *Financial Management and Analysis*. New Jersey: John Wiley & Sons Inc
- Fisher, D.E., Jordan, R.J. (1995). *Security Analysis and Portfolio Management*. 6. Baskı. Prentice Hall, Englewood Cliffs. New Jersey.
- Fitzemeyer, M. (2001). *Radiant Heating System Pipe Mounting Plate*. U.S: Patent No. 6, 1-13.
- Francis, J.C. (1991). *Investment Analysis and Management*. 5. Baskı. New York. McGrawHill.
- Gallagher, T., Andrew, J.D. (2003). *Financial Management: Principles and Practice*. New Jersey: Pearson Education, Inc.
- Gitman, L. J. and Joehnk, M.D. (1990). *Fundamentals of Investing*. 4. Baskı. New York: Harper&Row Publishers.
- Gitman, L.J. (2006). *Principles of Managerial Finance*. 10th Edition, Valuation, Research Foundation Aimr, USA.
- Goodier, C. (2010). *Carbon Footprint*. IN: Cohen, N. and Robbins, P. (eds.) Green Cities: An A-to-Z Guide. London: SAGE Publications, pp. 49 – 53.
- Gökçen, G., Ataman, B., Çakıcı, C. (2016). *Türkiye Finansal Raporlama Standartları ve Uygulamaları*. 2. Baskı. İstanbul: Beta Basım Yayın.
- Gökçen, G., Çelenk, H., Horasan, E. (2014). *Yönetim Muhasebsi ve Uygulamaları*. 1.Baskı. İstanbul: Beta Basım Yayın.
- Götze, U., Northcott, D., Schuster, P. (2008), *Investment Appraisal: Methods and Models*. Springer-Verlag Berlin, Heidelberg.
- Güçlüer, D. ve Batuk, F. (2011). *Güneş Enerjisi Santrali Kurulacak Alanların CBSÇÖKA Yöntemi İle Belirlenmesi*. TMMOB Harita ve Kadastro Mühendisleri Odası 13. Türkiye Harita Bilimsel ve Teknik Kurultayı, Ankara.
- Güvemli, O. (2001). *Yatırım Projelerinin Düzenlenmesi, Değerlendirilmesi ve İzlenmesi*. 7.Baskı. İstanbul: Atlas Yayıncılık.
- Haftacı, V. (2013). *Maliyet Muhasebesi*. 9. Baskı. Kocaeli: Umuttepe Yayınları.
- Haftacı, V. (2016). *Yatırım Projeleri*. 1.Baskı. Kocaeli: Umuttepe Yayınları.
- Hawkins, C.J., Pearce, D.W. (1978). *Yatırım Projelerinin Değerlendirilmesi*. B. Ocakçıoğlu (çev.), İstanbul: Ak Yayınları.
- Hazar, A. (2017). *Paranın Zaman Değeri*. A. Gündoğdu (Ed.). Finansal Yönetim, Temel Teoriler ve Açıklamalı Örnekler. Ankara: Seçkin Yayıncılık, 276-202.
- Herbst, A.F. (2002). *Capital Asset Investment: Strategy, Tactics & Tools*. West Sussex: John Wiley & Sons Ltd.

- Hillier, F.S., Lieberman, G.J. (2001). *Introduction to Operations Research*. New York: McGraw-Hill Company
- Hine, Susan ve James PRITCHETT, (2003). *Real Option Analysis: An Overview of the Process and How it Can be Applied to Agribusiness: Part I*. Agribusiness Financial Report.
- IEA, (2012). *Key World Energy Statistics 2012*. Paris.
- Intergovernmental Panel on Climate Change (2014). *Climate Change 2014*. Mitigation of Climate Change.
- International Energy Agency (2017). *World Energy Outlook 2017*, OECD/IEA.
- İvgen, H. (2003). *Şirket Değerleme*. 1.Baskı. İstanbul: Finnet Yayınlar.
- Jones, C.P. (1991). *Investments Analysis and Management*. 3. Baskı. New York: John Willey and Sons Inc.
- Kabukçuoğlu, M.S. (2005). *Herkes İçin Fizibilite*. Kırıkkale Ticaret ve Sanayi Odası Yayını, Ankara.
- Karaosmanoğlu, F. (2006). *Biyoyakıt Teknolojisi ve İTÜ Araştırmaları*. İstanbul: İTÜ Matbaası. 110-125, ss. 112-114.
- Kargül, D., (1996). *Yatırımlarda Proje Analizi*, İMKB Yayınları, İstanbul
- Kavcıoğlu, Ş. (2015). *Enerji Sektöründe Yatırım Projelerinin Değerlendirilmesi*. 2. Baskı. İstanbul: Türkmen Kitabevi.
- Kaygusuz, Y.S. (2013). *Genel Muhasebe –I*. Eskişehir: Açık öğretim Fakültesi Yayınları, Yayın No:1620, 2. Baskı.
- Keskinel, F. (2000). *Şebeke Bazlı Bilgisayar Destekli Proje Yönetimi*. İstanbul: Birsen Yayınevi
- Kıyılar, M. (2010). *Paranın Zaman Değeri*. Birinci Basım. İstanbul: Literatür Yayıncılık.
- Koçel, T. (2003). *İşletme Yöneticiliği–Yönetim ve Organizasyon, Organizasyonlarda Davranış, Klasik-Modern-Çağdaş ve Güncel Yaklaşımlar*. 9. Baskı. İstanbul: Beta Basım Yayım.
- Kodukula, P., Papudesu, C.(2006). *Project Valuation Using Real*
- Kolb, R.W., Rodriguez, R.J. (1992). *Principles of Finance*. Lexington: D.C. Heath and Company.
- Kolb, R.W., Rodriguez, R.J. (1996). *Finansal Yönetim*. A. İ. Karacan (çev.), Ankara: SPK Yayınları, Yayın No: 35.
- Levy, H., Sarnat, M. (1978). *Capital Investment and Financial Decisions*. London: Prentice-Hall International.
- Lumby, S. (1996). *Investment Appraisal and Financial Decisions*, London: Prentice – Hall International.
- Mauboussin, M. J. (1999). *Get Real: Using Real Options in Security Analysis*, Credit Suisse First Boston Corporation.
- Mcmenamin, J. (1999). *Financial Management*. New York: Routledge.

- Meggison, W. L. (1997). *Corporate Finance Theory*. Massachusetts: Addison – Wesley.
- Moyer, R.C., McGuigan, J.R., Kretlow, W.J. (1990). *Contemporary Financial Management*. Saint Paul: West Publishing Company.
- Mun, J. (2016). *Real Options and Monte Carlo Simulation Versus Traditional DCF Valuation in Layman's Term*. Options: Practitioner's Guide, J.Ross Publishing, USA.
- Newman, D.G., Eschenbach, T.G., Lavelle, J.P. (2004). *Engineering Economic Analysis*. New York: Oxford University Press.
- Nicholas, J.M. (2004). *Project Management for Business and Engineering*, New York: Elsevier Inc.
- Okka, O. (2000). *Mühendislik Ekonomisi*. Ankara: Nobel Yayınları.
- Örsdemir, V., Kabukçuoğlu, S. (2005). *Proje Hazırlama Rehberi*. Ankara: TÜGİDEM ve Kırıkkale Ticaret ve Sanayi Odası.
- Özdemir, M. (1997). *Finansal Yönetim*. Ankara: Gazi Kitabevi.
- Öztürk, H.H., Kaya, D. (2014). *Kojenerasyon ve Trijenerasyon Tekniği*. Kocaeli: Umuttepe Yayınları, Yayın no: 122.
- Öztürk, M. (2005). *Hayvan Gübresinden Biyogaz Üretimi*. Çevre ve Orman Bakanlığı. Ankara: 5, 8-18.
- Pamukçu, A.B. (1999). *Finans Yönetimi*. İstanbul: Der Yayınları.
- Petersen, S.B., Fabozzi, F.J. (2002). *Capital Budgeting: Theory and Practice*. New York: John Wiley & Sons, Inc.
- Petersen, S. B., Bason, P.C. (2001). *What Are Rel Options?: Definitions, Terminology, Type*. Real Options Approaches in Venture Capital Finance Essay Series: Essay One
- PMI. Project Management Institute, Inc. (2009). *Proje Yönetimi Bilgi Birikimi Kılavuzu*. 4. Baskı
- Pratt, S.P. (2002). *Cost of Capital Estimation and Applications*. Second Edition. John Wiley & Sons, Inc.
- Recknagel, S. S. (2003). *Isıtma ve Klima Tekniği El Kitabı*. 1. Baskı. İstanbul: Türk Tesisat Mühendisleri Derneği. Teknik Yayın No: 11, Doğa Yayıncılık.
- Rehber, E., Erkuş, A. (2007). *Tarımda Proje Hazırlama Tekniği*. Bursa: Uludağ Üniversitesi Yayınları.
- REN 21, Renewables 2016 Global Status Report.
- Rogers, M. (2001). *Engineering Project Appraisal*, Blackwell Science.
- Sarıaslan, H. (1990). *Yatırım Projelerinin Hazırlanması ve Değerlendirilmesi*. Ankara: Turhan Kitabevi Yayınları.
- Sarıaslan, H. (2014). *Yatırım Projelerinin Hazırlanması ve Değerlendirilmesi*. 7.Baskı. Ankara: Siyasal Kitabevi.
- Sarıaslan, H., Erol, C., (2008). *Finansal Yönetim: Kavramlar, Kurumlar ve İlkeler*. Ankara: Siyasal Kitabevi.

- Sarikamiş, C. (1998). *Sermaye Pazarları*. İstanbul: Alfa Yayınları.
- Sevgener, A.S., Hacirüstemoğlu, R. (2000). *Yönetim Muhasebesi*. 7.Baskı, İstanbul: Alfa Yayınevi.
- Sevgener, A.S. (1988). *Yönetim Muhasebesi*. 2.Baskı, İstanbul: Alfa Yayınevi.
- Shapiro, A. C. ve Balbier, S. D. (2000). *Modern Corporate Finance*. New Jersey: Prentice-Hall.
- Shapiro, A. C. (2005). *Capital Budgeting and Investment Analysis*. New Jersey: Pearson Education.
- Sipahi. B., Yanık, S., Aytürk. Y. (2011). *Şirket Değerleme Yaklaşımları*. 1. Baskı. İstanbul: Nobel Yayın.
- Suvacı, E. (2013). *Proje Yönetimi*. Açıköğretim Fakülte Yayını No: 1934. Eskişehir: Anadolu Üniversitesi Web-Ofset.
- Şahin, H. (2004). *Yatırım Projeleri Analizi*. Bursa: Ezgi Kitabevi
- Şahin, H. (2016). *Yatırım Projeleri Analizi*. 5. Baskı. Bursa: Ezgi Kitabevi.
- T.C. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı, Strateji ve Geliştirme Başkanlığı (2017). *Dünya ve Türkiye Enerji ve Tabii Kaynaklar Görünümü*.
- T.C. Millî Eğitim Bakanlığı (2012). Gemi Yapımı. Ankara.
- Tatar, T. (1985). *Yatırım Seçimi ve Değerlendirme Teknikleri*. Ankara: Gazi Üniversitesi Yayın No: 75.
- Tecer, M. (1982). *İşletme Ekonomisi*. Ankara: Ekonomist Yayınevi.
- Tekin, M. (1992). *Kantitatif Karar Verme Teknikleri*. Konya: Akaç Ofset.
- Tekindağ. C., (2015). *Proje Döngüsü Yönetimi ve Mantıksal Çerçeve Yaklaşımı*, Ankara: Odak Ofset Matbaacılık.
- Tevfik, A. (1997). *Risk Analizine Giriş*. İstanbul: Alfa Aktüel Kitabevleri.
- Tevfik, Arman T. (2012). *Yatırım Projeleri*. 1.Baskı. İstanbul: Literatür Yayınları.
- Thuesen, G.J., Fabrycky, W.J. (1993). *Engineering Economy*. New Jersey: Prentice-Hall International, Inc.
- Tiffin, R. (1999). *Practical Techniques for Effective Project Investment Appraisal*. A Hawksmere Report, London.
- TMMOB Makina Mühendisleri Odası (2008). *Dünyada ve Türkiye’de Enerji Verimliliği*. Ankara: Ankamat Matbaacılık Ltd. Şti.
- TMMOB (2006). Makina Mühendisleri Odası Yönetim Kurulu. 1-63.
- Turanlı, R., İşgüden, T. (1987). *Ekonomi Sözlüğü*. Eskişehir: Bilim Teknik Yayınevi.
- Türkeş, M. (2015). *Birleşmiş Milletler İklim Değişikliği Çerçeve Sözleşmesi, Kyoto Protokolü, 2015 Paris Öncesi ve Sonrası Gelişmeler ve Türkiye’nin Durumu/Tutumu*. Ankara: Türkiye Barolar Birliği Çevre ve Kent Hukuku Komisyonu İklim Değişikliği Özel Gündemi Çalışma Toplantısı.
- Türko, M. (2002). *Finansal Yönetim*, İstanbul: Alfa Yayınları.
- Uluslararası Enerji Ajansı (IEA), “World Energy Outlook 2015.

- Uluslararası Enerji Ajansı (IEA), “World Energy Outlook 2016”.
- Uluslararası Enerji Ajansı (IEA), Key World Energy Statistics 2015 (2013 Yılı Verileri).
- Uslu, Z. , Önal, Y.B. (2007). *Yatırım Projeleri*. Adana: Karahan Kitabevi.
- Usta, Ö. (2014). *Yatırım Projelerinin Değerlendirilmesi*. 2. Baskı. Ankara: Detay Yayıncılık.
- Ünsal Y. ve İngeç, K. Ş. (2014). *Genel Fizik III*. Ankara: Pegem Akademi.
- Weston, F. , Besley, S. , Brigham, F. (1996). *Essential of Managerial Finance*. 11th Edition, USA: The Dryden Press.
- Wilkes, F.M. (1977). *Capital Budgeting Techniques*. Chichester: John Willey & Sons.
- Winger, B., Mohan, N. (1991). *Principles of Financial Management*. New York: Macmillan Publishing Company.
- Yalçın K., Aksoy E.E. (2011). *Yatırım Projelerinin Değerlendirilmesi*. 4. Baskı. Ankara: Detay Yayıncılık.
- Yılmaz, Z. (2002). *Yatırım Projeleri Analizi ve Yönetimi*. Bursa: Vipaş Yayınları
- Yüksel, A.N. (2000). *Sera Yapım Tekniği*. İstanbul: Hasad Yayıncılık Ltd. Şti.
- Zaif, F. (2007). *Muhasebe Verilerine Dayalı Risk Ölçümü*. Ankara: Gazi Kitabevi.

MAKALELER

- Adil, M. T., Şener, C. (2005). Jeotermal Bölge Isıtma Sistemlerinde Kavramsal Planlama. *Jeotermal Enerji Semineri*. İzmir: 485-508.
- Ak, Y., Tak, S. (2003). Türkiye Elektrik Enerjisi Ekonometrik, Talep Analizi. *İktisadi ve İdari Bilimler Dergisi*. 7.2.
- Alpaslan, T., Kayıhan, P. (2009). Çok Düşük Frekanslı Elektromanyetik Radyasyon ve Sağlık Etkileri. *Uludağ University Journal of The Faculty of Engineering*. 14.2.
- Araştırma Planlama ve Koordinasyon Dairesi Başkanlığı İstatistik ve Araştırma Müdürlüğü (2016). *Elektrik Üretim Sektör Raporu 2016*.
- Atabey, S. ve Yokuş, İ. (2016). Küresel Isınmanın Artış Nedenlerinin Su Kaynakları ve Turist Sağlığı Üzerindeki Yansımaları. *Akademik Bakış Uluslararası Hakemli Sosyal Bilimler Dergisi*. 54, 188-203.
- Aydın, G., Karakurt, İ. (6–8 Mayıs 2009). Çeşitli Kaynaklara Bağlı Olarak Enerji Sektöründen Açığa Çıkan Küresel Metan Emisyonlarının Bölgesel Analizi. *Türkiye 21. Uluslararası Madencilik Kongresi ve Sergisi TUMKS'09*. Antalya: 629–637, s. 630.
- Bekiroğlu, O. (2014). Sürdürülebilir Kalkınmanın Yeni Kuralı: Karbon Ayak İzi. *II. Elektrik Tesisat Ulusal Kongresi*. İzmir: 1-10, ss. 6-7.
- Cengiz, S. (2006). Türkiye'nin Elektrik Enerjisi Piyasasında Yeniden Yapılanma. *Yönetim Bilimleri Dergisi*. 4.1.
- Değirmencioğlu, H. A. (12-13 Ekim 2009). Kojenerasyon Sistemleri. *Ege Bölgesi Enerji Forumu*. Denizli: 80-84.

- Demirbugan, M. A. (2008). Yatırım projelerinin Değerlendirilmesinde Net Bugünkü Değer (NBD) ve İç Karlılık Oranı (İKO) Yöntemlerinin Karşılaştırılması. *Afyon Kocatepe Üniversitesi İ.İ.B.F. Dergisi*. 10.2.
- Dinçer, F. (2011). Türkiye’de Güneş Enerjisinden Elektrik Üretimi Potansiyeli - Ekonomik Analizi ve AB Ülkeleri ile Karşılaştırmalı Değerlendirme. *KSU Mühendislik Dergisi*. 14.1.
- Elele, S., Çanakçı, C. (13-16 Nisan 2011). Bölgesel Isıtma Sistemleri Isı Merkezleri Tasarımı. *10. Ulusal Tesisat Mühendisliği Kongresi*. İzmir: 131-140.
- Eugene, F. F. (1970). Multiperiod Consumption – Investment Decisions. *American Economic Review*. 60.
- Evren, N. E. (2015). Bina Enerji Performansını Artıracak Alternatif Isıtma Sistemi Uygulamalarının Doğal Gaz ve Elektrik Piyasalarına Etkileri, Teskon / Binalarda Enerji Performansı Sempozyumu. İstanbul: 1303-1309.
- Eyidoğan, M. (2008). Biyogazın Saflaştırılması ve Motorlu Taşıt Yakıtı Olarak Kullanımı. *Mühendis ve Makine*. 49.584, 18-24.
- Ferit Fıçııcı vd. (2007). Rüzgar Enerji Sistemlerinden Kaynaklanan Gürül Tünün İncelenmesi. *SAÜ. Fen Bilimleri Dergisi*. 2.1, 54-62.
- Güçlüer, D., Batuk, F. (2011). Güneş Enerjisi Santrali Kurulacak Alanların CBSÇÖKA Yöntemi ile Belirlenmesi. *TMMOB Harita ve Kadastro Mühendisleri Odası 13. Türkiye Harita Bilimsel ve Teknik Kurultayı*. Ankara: 1822.
- Güngör, S. vd. (2016). Petrol Fiyatlarındaki Değişimlerin Türkiye’nin Cari İşlemler Açığına Etkileri. *Maliye Finans Yazıları*. 106, 29-48.
- Hacıoğlu, V., Yerlikaya, Ö. (2014). Fisher Hipotezi ve Beklentilerin Rolü. *İstanbul Üniversitesi İktisat Fakültesi Mecmuası*. 64.2, 109-130.
- Hamzaçebi, C., Kutay, F. (2004). Yapay Sinir Ağları İle Türkiye Elektrik Enerjisi Tüketiminin 2010 Yılına Kadar Tahmini. *Gazi Üniversitesi Mühendislik-Mimarlık Fakültesi Dergisi*. 19.3.
- İder, S. K. (2003). Hidrojen Enerji Sistemi. *TMMOB Metalürji Mühendisler Odası Metalürji Dergisi*. 134, 1-8.
- İmal, M. vd. (2016). Enerji Ekonomisi Açısından Kojenerasyon ve Trijenerasyon Teknolojilerinin Isıtma-Soğutma Kapasitelerinin Analizi: KSÜ Sağlık Uygulama ve Araştırma Hastanesi Örneği. *KSU Mühendislik Bilimleri Dergisi*. 19.2. 9-19.
- İnalı, M., Yücel, H. L., Işık, E. (2002). Kojenarasyon Sistemlerinin Teknik ve Ekonomik Uygulanabilirliği. *Mühendis ve Makine*. 43.506, 38-44.
- Karabulut, Y. (2004). Türkiye’de Elektrik Enerjisi Üretimi. *Ankara Üniversitesi Türkiye Coğrafyası Araştırma ve Uygulama Merkezi Dergisi*. 3.58.
- Karagöl, E.T. ve Kavaz, İ. (2017). Dünyada ve Türkiyede Yenilenebilir Enerji. *Siyaset, Ekonomi ve Toplum Araştırmaları Vakfı*. 197.
- Karlı, S. (2015). Son Gelişmeler Işığında Türkiye’de Kaya Gazı. *Iğdır Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü Dergisi*. 5.3, 25-31.

- Kemal Çomaklı vd. (13-16 Nisan 2011). Farklı Bina Tipleri ve Yakıtlar İçin Merkezi Isıtma Sistemlerinin Maliyet Analizi. *X. Ulusal Tesisat Mühendisliği Kongresi*. İzmir: 1945-1953.
- Kılıç, B. vd. (13-16 Nisan 2011). Kojenerasyon Sistemlerinin Termodinamik Analizi. *X. Ulusal Tesisat Mühendisliği Kongresi*. İzmir: 743-750.
- Korn, F. (2008). Heat Pipes and Its Applications. *Heat and Mass Transport*. Project Report, 1-6.
- Köse, F., Özgören, M. (2005). Rüzgar Enerjisi Potansiyeli Ölçümü ve Rüzgar Türbini Seçimi. *Mühendis ve Makine*. 46.551, 20-30.
- Kulalı, İ. (2016). Finansal Varlıkları Fiyatlama Modeli ve Beta Katsayısının Düzenlenmeye Tabi Piyasalarda Kullanımı. *Selçuk Üniversitesi İktisadi ve İdari Bilimle Fakültesi Sosyal Ekonomik Araştırmalar Dergisi*. 31, 2148-3043.
- Mahmutoğlu, A., Seçer, F. (2009). Çevre Açısından Jeotermal Enerji Kullanımı ve İl Özel İdarelerinin Sorumlulukları. *Aksaray Üniversitesi İİBF Dergisi*. 1.2, 9-23.
- Matani, A.G. (2016). Enhancing Energy Efficiency Techniques and Strategies. *Carbon – Science and Technology*. 8.2, 29-32.
- Matthews, H. S. (2008). The Importance of Carbon Footprint Estimation Boundaries. *Environ. Sci. Technology*. 42, 5839-5842.
- Mercan, M., Karakaya, E. (2013). Sera Gazı Salımının Azaltımında Alternatif Politikaların Ekonomik Maliyetlerinin İncelenmesi: Türkiye İçin Genel Denge Analizi. *Erciyes Üniversitesi İktisadi ve İdari Bilimler Fakültesi Dergisi*. 42, 123-159.
- Nişancı, M. (2005). Türkiye’de Elektrik Enerjisi Talebi ve Elektrik Tüketimi İle Ekonomik Büyüme Arasındaki İlişki. *Sosyal Ekonomik Araştırmalar Dergisi*. 1.9, 107-121.
- Ocakoğlu, N. (2009). Gaz Hidratlar ve Önemi: Türkiye Çevresi Denizlerde Gaz Hidrat ve Sığ Gaz Aramaları. *İstanbul Yerbilimleri Dergisi*. 22.1, 29-47.
- Onovwiona, H., Ugursal, V. (2006). Residential Cogeneration Systems: Review of the Current Technology. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*.10, 389-431.
- Ökmen, M., Tuncer, C. Türkiye’de Belediyelerin Jeotermal Isıtma Hizmeti Uygulamaları: Salihli Örneği. *Dumlupınar Üniversitesi Sosyal Bilimler Dergisi*. 23, 1-15.
- Özdemir, V. (2014). *Sıvılaştırılmış Doğal Gaz (LNG)’nin Dünya Doğalgaz Ticaretindeki Yeri*. Enerji Piyasaları ve Politikaları Enstitüsü.
- Özdiler, U., Sayık, T. (13-16 Nisan 2011). Balçova-Narlıdere Jeotermal Saha İşletmesi. *10. Ulusal Tesisat Mühendisliği Kongresi*. İzmir: 219-240.
- Özkan Demirel vd. (2010). Anfis ve Arma Modelleri ile Elektrik Enerjisi Yük Tahmini. *Gazi Üniversitesi Mühendislik-Mimarlık Fakültesi Dergisi*. 25.3, 601-610.
- Özmen, T. (2009). Sera Gazı, Küresel Isınma ve Kyoto Protokolü. *İMO Dergisi*. 453.1, 42-46.
- Öztürk, E. (2012). Bütçelenen Karın Yönetim Stratejilerine Dayalı Kar Planlaması Modeli ile Tahmini. *CBÜ Sosyal Bilimler Dergisi*. 10.2.

- Özüer, M.O. (2012). Binalarda Enerji Korunumunu Sağlayan Fiziksel Çevre Ölçütleri. *Beykent University Journal of Science and Engineering*. 5.1-2, 95-107.
- Pamır, N. (2005). Enerji Politikalar ve Küresel Gelişmeler. *Stratejik Analiz*. 6.68, 57-73.
- Polat, C., Kılınç, N. (2007). Dünya’da ve Türkiye’de Yeni Bir Pazarın Doğuşu, Gelişimi ve Paylaşımı: “Hidrojen Enerjisi ve Hidrojen Teknolojisi Ürünleri” Pazarı. *Uluslararası İnsan Bilimleri Dergisi*. 4. 2, 20-23.
- Roth, K. et al. (2007). Infrared Radiant Heaters. *Ashrae Journal*. 49.6, 72-73.
- Sabah, E. vd., (2002). 1970-2000 Yılları Arası Türkiye'nin Birincil Enerji Tüketiminde Kömürün Yeri. *Bilimsel Madencilik Dergisi*. 41.2, 31-42.
- Sabancı, A. vd. (2006). Türkiye’de Biyodizel Kullanım ve Olanakları. *Tarım Makinaları Bilim Dergisi*. 2.1, 33-39.
- Saraçoğlu, N. (2003). Biyokütlenin Enerji Üretiminde Değerlendirilmesi. *Türkiye IV. Enerji Sempozyumu*. 10.12, 501-507.
- Sudarsanam, S., Sorwar, G., Marr, B. (2003). Valuation of Intellectual Capital and Real Options Models. Cranfield University. *PMA Intellectual Capital Symposium*.
- Şahin, K. (2005). Konutlarda Kullanılan Doğal Gazlı Cihazların Tesisatı. *1. Doğal Gaz Semineri*. 63-113.
- Şentürk, S. vd. (23-25 Ekim 2014). ESG Programı Kullanılarak Bir Trijenerasyon Sisteminin Termodinamik Analizi. *2. Ulusal İklimlendirme Soğutma Eğitimi Sempozyumu ve Sergisi*. Balıkesir: 1-8.
- T.C. Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu. (2017). *Doğal Gaz Piyasası Sektör Raporu 2016*, Ankara.
- T.C. Elektrik Üretim A.Ş. Kurumu (2017). Elektrik Üretim Sektör Raporu, 2017, İstanbul
- Tamzok, N., Torun, M. (2005). Türkiye Enerji Politikaları İçerisinde Kömürün Önemi. *TMMOB V. Enerji Sempozyumu, TMMOB*, Ankara.
- Tolay, M. vd. (2008). Hayvansal Atıklardan Biyogaz Üretimi. *VII. Ulusal Temiz Enerji Sempozyumu UTES’2008*. İstanbul: 17-19.
- Tutar, F., Eren, M. V. (2011). Geleceğin Enerjisi: Hidrojen Ekonomisi ve Türkiye. *Uluslararası İktisadi ve İdari İncelemeler Dergisi*. 6.
- Türkiye Enerji ve Enerji Verimliliği Çalışmaları Raporu (2010). Yeşil Ekonomiye Geçiş. ENVER Enerji Verimliliği Derneği, Iconomy Vezir Consultancy.
- U.S. Department of Energy (April 2010). Nuclear Energy Research and Development Roadmap. *Report to Congress*.
- Un, Ü. T. (2003). Hidrojen Enerjisi: Depolanması, Güvenliği, Çevresel Etkisi ve Dünyadaki Durumu. *Mühendis ve Makine*. 44.525.
- Üçgül, İ., Elibüyük, U. (2015). Üniversite Yerleşkeleri İçin Doğalgazlı Trijenerasyon Sisteminin Değerlendirilmesi. *Süleyman Demirel Üniversitesi Mühendislik Bilimleri ve Tasarım Dergisi*. 3.2, 105-109.

- Varınca, K. B., Gönüllü, M. T. (2006) Türkiye’de Güneş Enerjisi Potansiyeli Ve Bu Potansiyelin Kullanım Derecesi, Yöntemi ve Yaygınlığı Üzerine Bir Araştırma. *I. Ulusal Güneş ve Hidrojen Enerjisi Kongresi*, 270-275.
- Wu, D., Wang, R. (2006). Combined Cooling, Heating and Power: A Review. *Progress in Energy and Combustion Science*. 32, 459-495.
- Yang, Y. (2004). Measuring Risk Preferences, *Consumer Interests Annual*, University of Georgia, 50.
- Yazıcı, H. (2012). Denizli’de Bir Binanın Farklı Yakıt Türlerine Göre Yakıt Maliyeti ve CO2 Emisyon Miktarının Belirlenmesi. *SDU International Technologic Science*. 4.2, 59-69.
- Yıldız, K. (2016). Taşınım Olayları. (Heterojen Reaksiyonların Kinetiği ilaveli). *Metalürji ve Malzeme Mühendisliği. Sakarya Üniversitesi, Mühendislik Fakültesi*.
- Yılmaz, M. (2012). Türkiye’nin Enerji Potansiyeli ve Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Elektrik Enerjisi Üretimi Açısından Önemi. *Ankara Üniversitesi Çevre Bilimleri Dergisi*. 4.2, 33-54.
- Yiğit, V. (2011). Genetik Algoritma ile Türkiye Net Elektrik Enerjisi Tüketiminin 2020 Yılına Kadar Tahmini. *Uluslararası Mühendislik Araştırma ve Geliştirme Dergisi*. 3.2, 37-41.

TEZLER

- Kılıç, M. (2015). Yatırım Projelerinin Değerlendirilmesinde Bulanık Tabanlı Bir Yaklaşım. *Yayınlanmamış Doktora Tezi*. İstanbul: Yıldız Teknik Üniversitesi FBE.

İNTERNET

- “Ham” petrol nedir?. http://web.itu.edu.tr/~yamanlar/faq_t/ (11 Nisan 2018).
- 2016 Hydropower Status Report. International Hydropower Assosiation (IHA), https://www.hydropower.org/sites/default/files/publications-docs/2016%20Hydropower%20Status%20Report_1.pdf, (16 Mart 2018).
- 2017 yılı Bütçe Sunumu. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı Strateji Geliştirme Başkanlığı., 8 Aralık 2016, <https://goo.gl/ssbmDq> (27 Kasım 2016).
- ABD Enerji Bilgi İdaresi (EIA), “International Energy Statistics”, <http://www.eia.gov/beta/international/> (29 Nisan 2018).
- Aktaş, M. (2011). Türkiye’de Kömür Madenciliği ve Enerjideki Rolü. 1-16, <http://www.tki.gov.tr/depo/file/YazBilMet.pdf> (11 Nisan 2018).
- Alterm Mekanik, Radyant Isıtıcılar. <http://www.aktermmekanik.com.tr/hizmetler/radyant-isininla-isitma-tesisatleri> (27 Nisan 2018).
- An Introduction to Radiators An Introduction to Radiators, http://www.the50plus.co.uk/tech_support/Modern-Central-Heating/radiator_pages.pdf (29 Nisan 2018).
- Aras, H., Aras, N. Konutsal Doğalgaz Talebinin Tahmini. 311-324. http://www.emo.org.tr/ekler/2a2dcc36a08a345_ek.pdf (23 Şubat18).

- BD Enerji Bilgi İdaresi (EIA). "International Energy Statistics", <http://www.eia.gov/beta/international/> (29 Nisan 2018).
- Bertulani, C. A. (2010). Nuclear Reactions. Giovanni Raciti. 1-26, p. 1, <https://arxiv.org/pdf/0908.3275.pdf> (2 Mayıs 2018).
- Beşergil, B. (2015). *Hampetrolden Petrokimyasallara El Kitabı*. http://www.bayar.edu.tr/besergil/hampetrolden_petrokimyasallara (11 Nisan 2018).
- Beşergil, B. Doğal Gaz. *E-Makaleleri*. 133-185. http://www.bayar.edu.tr/besergil/dogal_gaz.pdf (23 Şubat 2018).
- Beşergil, B. Katılarda Isı Akışı. *Konduksiyonla Isı Transferi. Ref. E-makaleler*. 1-17. http://www.bayar.edu.tr/besergil/1_konduksiyonla_isi_transferi.pdf (27 Mart 2018).
- Boden T., Andres B., Marland G. (2017). Fossil-Fuel CO2 Emissions by Nation. http://cdiac.ornl.gov/trends/emis/tre_coun.html# (25 Nisan 2018).
- BP Energy Outlook 2016 Edition. British Petroleum (BP). <https://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/energy-economics/energy-outlook-2016/bp-energy-outlook-2016.pdf> (7 Kasım 2016).
- Calorie. <https://www.britannica.com/science/calorie> (26 Nisan 2018).
- Casco, M.E. and Rodríguez-Reinoso, F. (2015). Methane Hydrate Formation in Confined Nanospace can Surpass Nature. *Nature Communications*, 8, (Çevirmen: Yusuf Cem Durakcan), <https://bilimfili.com/arastirmacilar-yapay-metan-hidrat-uretmeyi-basardilar/> (4 Nisan 2018).
- Çağala, C. (2017). Türkiye’de ve Dünyada Petrol Rezervi, Üretimi, Tüketimi. <https://www.tech-worm.com/turkiyede-dunyada-petrol-rezervi-uretimi-tuketimi/> (11 Nisan 2018).
- Çukurova Kalkınma Ajansı. (2011). Proje Hazırlama Kılavuzu http://www.cka.org.tr/dosyalar/proje_hazirlama_kilavuzu.pdf (28 Nisan 2018)
- Çukurova Kalkınma Ajansı. (2014). Proje Hazırlama Kılavuzu http://www.cka.org.tr/dosyalar/proje_hazirlama_kilavuzu.pdf (28 Nisan.2018)
- Dönmez, H. Gaz Hidrat (Metan Hidrat) Geleceğin Enerji Kaynağı Olabilir mi?. 1-7, <http://www.anorganik.org/wp-content/uploads/2014/11/gaz-hidrat.pdf> (5 Nisan 2018).
- Ekanayake, J. et al. Electricity Generation from Wind Energy. 1-18, <http://citeseerx.ist.psu.edu/viewdoc/download?doi=10.1.1.521.2789&rep=rep1&type=pdf> (30 Nisan 2018).
- Elektrik Nedir?, <http://www.dsi.gov.tr/docs/sond%C3%B6r-yeterlilik/elektrik-bilgisi-e%C4%9Fitim-program%C4%B1.pdf?sfvrsn=2> (2 Mayıs 2018).
- Flatto, J. (2006). Using Real Options in Project Evaluation. North Carolina A&T University, <http://www.puc-rio.br/marco.ind/loma96.html> (15 Nisan 2018).
- Fowler, M. Heat Transport: Conduction, Convection, Radiation. 1-3, <http://galileo.phys.virginia.edu/classes/152.mf1i.spring02/HeatTransport.pdf> (2 Mayıs 2018).
- Genesis Energy (2010). Nuclear. Hello Tomorrow. <http://www.electrocity.co.nz/images/factsheets/Nuclear%20Energy.pdf> (1 Mayıs 2018).

Geothermal Energy Association (GEA), 2016 Annual US&Global Geothermal Power Production Report, <http://geo-energy.org/reports/2016/2016%20Annual%20US%20Global%20Geothermal%20Power%20Production.pdf> (16 Mart 2018).

Global Wind Statistics 2016. Global Wind Energy Council (GWEC), (10 Şubat 2017). http://www.gwec.net/wp-content/uploads/vip/GWEC_PRstats2016_EN_WEB.pdf, (10 Nisan 2018).

Gourmet Engineering. Chapter 1: Overview of Heat Transfer. 1-42, http://emerald.tufts.edu/as/tampl/en43/lecture_notes/en43-all.pdf (1 Mayıs 2018).

Gümüş, F. (2015). Isıtma Tesisat Tekniğinin Temelleri, Makine Mühendisliği. <https://www.muhendisbeyinler.net/isitma-tesisat-tekniginin-temelleri/> (17 Mart 2018).

Güvendir, M. ve Öztürk, T. (2003). Enerji Kaynağı Olarak Hidrojen ve Hidrojen Depolama. http://www.academia.edu/3188883/ENERJ%C4%B0_KAYNA%C4%9EI_OLARAK_H%C4%B0DROJEN_ve_H%C4%B0DROJEN_DEPOLAMA (29 Nisan 2018).

<http://content.lms.sabis.sakarya.edu.tr/Uploads/45911/41540/%C4%B1s%C4%B1tmal-2.pdf> (11 Nisan 2018).

<http://cukurovaisi.lab.bfydigital.com/uploads/2018010807394244.pdf> (30 Nisan 2018).

<http://infratech.com.tr/UrunListesi/1355/22/165/> (27 Nisan 2018).

<http://jeofizikmuhendisi.weebly.com/uploads/2/2/6/6/22667220/9192791.jpg?1411056217> (16 Nisan 2018).

<http://kontrolmedya.com/turkiye-kojenerasyon-ve-temiz-enerji-teknolojileri-derneği> (3 Mayıs 2018).

<http://myo.kilis.edu.tr/duyuru/isiticisecimi.pdf> (27 Nisan 2018).

<http://polatenerji.com/bilgi-bankasi/dunya-da-ruzgar-enerjisi#group-1> (15 Nisan 2018).

<http://www.cukurovaisi.com/tr/urunler/endustriyel-isitma-sistemleri/borulu-tip-radyant-isiticilar/blackheat-bh> (27 Nisan 2018).

<http://www.dogalgaz.com.tr/dokumanlar/yakit/26-mart-2018-yakit-fiyatlari-sanayi.xlsx> (28 Nisan 2018).

<http://www.dogalgaz.net/radyant-isiticilar.html> (1 Mayıs 2018).

<http://www.enerjiatlasi.com/ulkelere-gore-gunes-enerjisi.html> (3 Mayıs 2018).

<http://www.epdk.org.tr/Detay/Icerik/3-0-1/tarifeler> (1 Mayıs 2018).

<http://www.igdas.istanbul/tarifeler/> (29 Nisan 2018).

<http://www.karel.com.tr/tbgoster.aspx?id=YAKITLARIN%20ISIL%20DE%20C4%9EERLER%20C4%B0> (29 Nisan 2018).

http://www.neleryokki.com/enerji/isitma_sistemleri_clip_image002.jpg (2 Mayıs 2018).

- https://acikders.ankara.edu.tr/pluginfile.php/75263/mod_resource/content/0/Global%20%C4%B1s%C4%B1nma%2C%20atmosferdeki%20ozonun%20eksilmesi%20ve%20sonu%C3%A7lar%C4%B1.pdf (11 Nisan 2018).
- <https://gazelektrik.com/tedarikciler/ck-bogazici-elektrik/birim-fiyat> (30 Nisan 2018).
- <https://www.isbank.com.tr/TR/fiyatlar-ve-oranlar/euro-bond/Sayfalar/eurobond.aspx> (27 Nisan 2018).
- International Energy Agency Solar Heating and Cooling Programme. IEA, <https://www.iea-shc.org> (27 Nisan 2018).
- İzoterm A.Ş. Konvektörlü Isıtma Tesisatları. http://www.izoterm.com.tr/konvektorlu_isitma_tesisatlari.html (27 Nisan 2018).
- Kart, T. Kyoto Protokolü ve Türkiye. <http://sde.org.tr/tr/newsdetail/kyoto-protokolu-ve-turkiye/3313> (11 Nisan 2018).
- Kıran, İ. İklim Değişikliği: Sera Gazlarının Hesaplanması- 2, <http://www.ambalaj.org.tr/files/Ambalajbulteniicerik/cevre/kasim-aralik-2009-cevre.pdf> (11 Nisan 2018).
- Kotz, J. C. and Treichel, P. M. Chemical Reaction, <https://www.britannica.com/science/chemical-reaction> (1 Mayıs 2018).
- Latimore, Dan, Calculating Value During Uncertainty: Getting Real With Real Options, IBM Institute for Business Value, 2002, <http://www-1.ibm.com/services/au/igs/pdf/g510-3248-calculating-value.pdf> (29 Nisan 2018).
- LPG Nedir?, LPG Exceptional Energy, <https://www.wlpga.org/wp-content/uploads/2015/10/WLPGA-EE-PDF-TR.V1.pdf> (1 Mayıs 2018).
- MEGEP, Elektrikli Sobalar, www.megep.meb.gov.tr/mte_program_modul/...pdf/Elektrikli%20Sobalar.pdf (1 Mayıs 2018).
- MEGEP, http://www.megep.meb.gov.tr/mte_program_modul/moduller_pdf/Elektrikli%20Sobalar.pdf (2 Mayıs 2018).
- Mekanik Enerji, https://ipfs.io/ipfs/QmT5NvUtoM5nWFfrQdVrFtvGfKFmG7AHE8P34isapyhCxX/wiki/Mekanik_enerji.html (2 Mayıs 2018).
- Mertoğlu, O. vd., Jeotermal Enerji ile Bölgesel Isıtma Sistemleri: Balçova/İzmir Örneği, 1-8, http://www1.mmo.org.tr/resimler/dosya_ekler/18b59ce1fd_616d8_ek.pdf?dergi (23 Şubat 2018).
- Musa Kamil Ekin, “Yağlı Radyatör Hakkında Her Şey”, <https://www.isgturkiye.com/konu/yagli-radyator-hakkinda-hersey.3032/> (3 Mayıs 2018).
- Narin, P. (2014). Metan Hidrat-“Yanan Buz”, <http://www.kuark.org/2014/01/metan-hidrat-yanan-buz/> (3 Nisan 2018).
- Özçelik, T. Ö. Doğal Afetler ve Yangın. Sakarya Üniversitesi Adapazarı Meslek Yüksekokulu, www.sauport.sakarya.edu.tr/FileUploads/Modules/.../1/.../ISG211_H02.pdf? (2 Mayıs 2018).
- Pravadalıoğlu, S. Yerinde Enerji Üretimi-Kojenerasyon Sistemleri. EMO İzmir Şubesi Enerji Verimliliği Komisyonu. 1-6. http://www.emo.org.tr/ekler/04aa4e179069a80_ek.pdf (23 Şubat 2018).

- Radyatörler ve Özellikleri (2015). <http://www.thesisat.org/radyator-ve-ozellikleri.html> (3 Mayıs 2018).
- Renewable Energy Sources. BBC. http://www.bbc.co.uk/schools/gcsebitesize/geography/energy_resources/energy_rev2.shtml (22 Mart 2018).
- Sabuncu, H. H. vd. Elektromanyetik Radyasyon Zararları Televizyon ve Bilgisayarlarda Ekran Radyasyonu. LÜ. İstanbul Tıp Fakültesi. İş Sağlığı B.D. Çekmece Nükleer Araştırma Merkezi (ÇNAEM). <http://arsiv.mmo.org.tr/pdf/11247.pdf> (29 Mart 2018).
- Sağlam, M. vd. Dalga Enerjisi ve Türkiye'nin Dalga Enerjisi Teknik Potansiyeli. Elektrik Mühendisleri Odası. www.emo.org.tr/ekler/20bb2d9a50d5ac1_ek.pdf (1 Mayıs 2018).
- SETAV, <https://setav.org/assets/uploads/2017/04/YenilenebilirEnerji.pdf> (20 Nisan 2018).
- Şanlı, Barış Türkiye'nin Petrol Tüketim Dinamiklerine Bir Bakış, <http://www.barissanli.com/calismalar/2014/bsanli-akaryakit-dinamikleri-subat2014.pdf> (13 Nisan 2018).
- Şimşek, C. (2013). Metan Hidrat Klatrat. Enerji Enstitüsü, <http://enerjienstitusu.de/2013/08/05/makale-metan-hidrat-klatrat/> (15 Nisan 2018).
- Teknik Boru Endüstriyel, <http://www.teknikboru.com/SRM-Borular> (25 Nisan 2018).
- Tesisat, Radyant Isıtıcılar ve Hesap Yöntemi. <http://www.thesisat.org/radyant-isiticilar-hesap-yontemi.html> (1 Mayıs 2018).
- Türkiye Atom Enerjisi Kurumu (2011). Günümüzde Nükleer Enerji, kurumsalarsiv.taek.gov.tr/bitstream/1/201/1/9550.pdf (2 Mayıs 2018).
- Üstün, A. K. vd. Kyoto Protokolü Kapsamında Türkiye'deki Rüzgar Enerjisi Politikaları. http://www.emo.org.tr/ekler/ba1adfe63006916_ek.pdf (11 Nisan 2018).
- Wärtsilä, Trigeration–An Efficient Power and Energy Solution for Public Buildings. <https://cdn.wartsila.com/.../trigeration-solutions.pdf?> (27 Nisan 2018).
- What is Renewable Energy?, Australian Renewable Energy Agency, <http://arena.gov.au/about-renewable-energy> (21 Nisan 2018).
- www.infrasan.com (27 Nisan 2018).
- Yeşilata, M. Merkezi Isıtma ve Sıhhi Sıcak Su Sistemlerinde Isınma ve Sıhhi Sıcak Su Giderlerinin Paylaştırılmasına İlişkin Yönetmelik. *Çevre ve Şehircilik Bakanlığı*, <http://www.bep.gov.tr/MERKEZIIISITMA/images/Kutuphane/100523.pdf> (15 Şubat 2018).

EKLER

EK- 1 Isıtma Sistemi Seçim Kararını Etkileyen Faktörler

DEMOGRAFİK ÖZELLİKLERE İLGİLİ SORULAR

1. Cinsiyetiniz?

- a. () Kadın b. () Erkek c. () Diğer d. () Belirtmek istemiyorum.

2. Yaşınız?

- a. () 18-27 b. () 28-37 c. () 38-47 d. () 48- 57 e. () 58 ve üzeri.

3. Eğitim Durumunuz?

- a. () İlköğretim b. () Lise c. () Yüksekokul d. () Fakülte - Lisans e) Yüksek Lisans ve Doktora

4. Görev /pozisyon Durumunuz?

- a. Üst Düzey Yönetici b. Direktör -Yönetici c. Müdür – Müdür Yrd. d. Şef -Uzman

5. Bu Meslekte Ne Kadar Süredir Çalışmaktasınız?

- a) 0-1 yıl () b) 2-5 yıl () c) 6-10 yıl () d) 11-20 yıl () e) 20 yıl ve üstü ()

6. Meslekte çalışma süresinin fazla olması, tecrübe kazanılmasına ve hizmet kalitesinin artmasına neden olmaktadır?

- a. ()Evet b.() Hayır

7. İşletmenizde bulunan çalışan sayısını belirtiniz.

- a) 10-50 kişi () b) 51-100 kişi () c) 101-200 kişi () d) 201-500 kişi () e) 501 kişi ve üzeri ()

8. Sözleşme ile ilgili riskler yatırım kararlarınızı etkiler mi?

- a. () Evet b. () Hayır

9. İş yerinizdeki ısıtma türünüzü işaretleyiniz.

- a. () Merkezi Isıtma
b. () Bölgesel Isıtma
c. () Kojenarasyon
d. () Trijenarasyon
e. () Tekil Isıtma
f. () Diğer (----- Lütfen belirtiniz)

10. İş yerinizdeki Isı transfer yönteminizi işaretleyiniz.

- a. () Konveksiyon (Taşınım) Yolu ile Isı Transferi (Saç kurutma makinesi)
b. () Temas (İletim) Yolu ile Isı Transferi (tost makinesi, ütü)
c. () Işıma (Işınım) Yolu ile Isı Transferi (elektrikli infrared ısıtıcılar, UFO vs)
d. () Diğer (----- Lütfen belirtiniz).

11. İş yerinizle ilgili Enerji yatırımınızda, tercih ettiğiniz yakıt türü aşağıdakilerden hangisi olmuştur?

- a. () Elektrik b. () Doğalgaz c. () Kömür d. () Motorin e. () Diğer (----- Lütfen belirtiniz)

12. Enerji yatırımınızla ilgili aldığınız karar işletmenizin karlılığına neden oldu mu?

- a. () Evet b. () Hayır

13. İşletmenizin faaliyet gösterdiği sektörü işaretleyiniz.

- () Otomotiv
() Beyaz Eşya
() Metal – Alüminyum
() Ağaç – Mobilya – Kağıt
() Küçük Ev Aletleri
() Kimya, Petrol, Lastik ve Plastik
() Eğitim

- Lojistik, Ulaştırma ve Haberleşme
- Gıda
- Tekstil – Deri – Hazır Giyim
- Hayvancılık – Tarım – Balıkçılık
- Ticaret – Perakende
- Savunma – Havacılık
- Matbaa ve Baskı
- İnşaat
- İlaç, Tıp ve Sağlık
- İnşaat
- Cam , Çimento ve Toprak
- Maden
- Enerji
- Spor, Sosyal Hizmetler
- Elektrik ve Elektronik
- Diğer

Lütfen diğer sayfaya geçiniz.

EK-2 Proje Risklerinin Yatırım Kararlarına Etkisi

Aşağıdaki ifadeler proje risklerinin yatırım kararlarına etkisini tespit etmek amacıyla hazırlanmıştır. Aşağıdaki ifadeleri size uygun yerlere X işareti koyarak lütfen değerlendiriniz. Tercihlerinizde; 1, Kesinlikle Katılmıyorum; 2, Katılmıyorum; 3, Kararsızım; 4, Katılıyorum; 5, Kesinlikle Katılıyorum seçeneklerini ifade etmektedir.

SORULAR	Kesinlikle Katılmıyorum	Katılmıyorum	Kararsızım	Katılıyorum	Kesinlikle Katılıyorum
14. İşletmenizin ısıtma sistemleri ile ilgili enerji maliyetlerinde oluşabilecek artış ve kur riski, yatırım kararını etkiler.	1	2	3	4	5
15. İşletmenizin ısıtma sistemlerinde kullanılacak enerji kaynağının kesintisiz olması, yatırım kararını etkiler.	1	2	3	4	5
16. İşletmenizin ısıtma sistemlerinin kalitesi; arızasız ya da kesintisiz çalışması, ısıtma verimliliği, yakıt tasarrufu, yatırım kararını etkiler.	1	2	3	4	5
17. İşletmenizin ısıtma sistemlerinin kullanım ömrü, yatırım kararını etkiler.	1	2	3	4	5
18. İşletmenizin ısıtma sistemlerinin tedarik edildiği tedarikçilerin finansal yapıları bakımından zayıf ya da kuvvetli olması, yatırım kararlarını etkiler.	1	2	3	4	5
19. İşletmenizin ısıtma sistemlerinin temin edildiği tedarikçilere ait yaygın servis ağlarının olup olmaması, yatırım kararını etkiler.	1	2	3	4	5
20. İşletmenizin ısıtma sistemlerinde kullanılan yedek parçaların fiyatlarının ekonomik olması, yatırım kararını etkiler.	1	2	3	4	5
21. İşletmenizin ısıtma sistemlerinin bakım periyodu ve yıllık bakım maliyetleri, yatırım kararını etkiler.	1	2	3	4	5
22. İşletmenizin ısıtma sistemlerinde kullanılan yakıt, bakım maliyeti, ömrü dolan parçaların değiştirilmesine yönelik işletim maliyeti, yatırım kararını etkiler.	1	2	3	4	5
23. İşletmenizin ısıtma sistemlerinin ekonomik ömrü sonundaki hurda değeri, yatırım kararını etkiler.	1	2	3	4	5
24. İşletmenizin ısıtma sisteminin güvenli olması (Patlama, gaz kaçağı, elektrik kaçağı, zehirli gaz sızıntısı, gürültü, koku, toz vb.), yatırım kararını etkiler.	1	2	3	4	5
25. İşletmenizin ısıtma sisteminin konfor özelliği (Koku, hijyen, gürültü, toz, kontrol ünitesi -uzaktan kumanda, açma kapama ünitesi, güç ve ısı kontrolü), yatırım kararını etkiler.	1	2	3	4	5
26. İşletmenizin ısıtma sistemlerinin görseelliği ve tasarımı, yatırım kararını etkiler.	1	2	3	4	5
27. İşletmenizin ısıtma sistemlerinin kullanılmış olduğu bölgelerde yaygın olarak kullanılması ve tercih edilmesi, yatırım kararını etkiler.	1	2	3	4	5

28. İşletmenizin ısıtma sistemlerinin mevcut yasa ve yönetmeliklere uygun olup olmaması, yatırım kararını etkiler.	1	2	3	4	5
29. İşletmenizin ısıtma sisteminin ihtiyaç duyulduğunda başka bir yerde kolayca kullanılması imkanı veya kolay taşınabilir olması, yatırım kararını etkiler.	1	2	3	4	5
30. İşletmenizin ısıtma sistemlerinin çevre dostu olması, çevre kirliliğine etkisi ve CO2 emisyonu, yatırım kararını etkiler.	1	2	3	4	5
31. İşletmenizin ısıtma sisteminin insan sağlığına yapmış olduğu ve yapacağı etkiler, yatırım kararını etkiler.	1	2	3	4	5
32. İşletmenizin ısıtma sistemlerinin farklı fiziki özelliklere sahip mekanda kullanılabilirliği (Tavanı yüksek yer, izolasyon özelliği, yapının özelliği (betonarme, çelik vb.), kapısı sık açıp kapanan yer vb.), yatırım kararını etkiler.	1	2	3	4	5
33. İşletmemizin ısıtma sistemlerinde kullanılacak enerji kaynağının kolay bulunabilir olması, yatırım kararını etkiler.	1	2	3	4	5
34. İşletmenizin ısıtma sistemlerinde kullanılan enerji kaynağının birim fiyat seviyelerindeki dalgalanma sıklığı, yatırım kararını etkiler.	1	2	3	4	5
35. İşletmenizin ısıtma sistemlerinin garanti süresi, yatırım kararını etkiler.	1	2	3	4	5
36. İşletmenizin ısıtma sistemlerinin iklimsel uyumu, kesintisiz çalışması, ısı verimi, enerji veya yakıt tüketim oranı, yatırım kararını etkiler.	1	2	3	4	5
37. İşletmenizin ısıtma sistemlerinin kullanılacağı yerle arasındaki fiziki uyum ya da yer ihtiyacı, yatırım kararını etkiler.	1	2	3	4	5
38. İşletmenizin ısıtma sistemlerinin kurulacağı yapının konumu ve şekli, ısıtma sisteminin kullanılabilirliği, yatırım kararını etkiler.	1	2	3	4	5
39. İşletmenizin ısıtma sistemlerinin bakımı ve işletme kolaylığı, yatırım kararını etkiler.	1	2	3	4	5
40. İşletmemizin ısıtma sistemlerinin kurulabileceği alanın fiziksel boyutu veya büyüklüğü, yatırım kararını etkiler.	1	2	3	4	5
41. İşletmenizin ısıtma sistemlerinin ısı ihtiyacına hızlı tepki verme süresi, yatırım kararını etkiler.					
42. İşletmenizin ısıtma sistemlerinin lokal alan ısıtma için kullanım özelliği taşıması, yatırım kararını etkiler.	1	2	3	4	5
43. İşletmenizin ısıtma sisteminin satın alınmasında tedarikçinin marka ve piyasa bilinirliği yatırım kararını etkiler.	1	2	3	4	5

Bu çalışma ile ilgili ilave eklemek istediğiniz noktalar, öneri, istek ve talepleriniz gibi geri bildirimiz varsa lütfen belirtiniz.

.....
.....
.....

Değerli katılımcı vermiş olduğunuz cevaplar ve bu çalışmaya yapmış olduğunuz değerli katkılar için çok teşekkür ederiz.

Teşekkürler.

EK- 3 Çeşitli Yakıtlar İçin Maliyet Karşılaştırma Tablosu

SANAYİDE 1000 kcal ısı ihtiyacı için gerekli olan ÇEŞİTLİ YAKITLAR için MALİYET KARŞILAŞTIRMA TABLOSU											
(26 Mart 2018 tarihinde belirlenmiş KDV HARIÇ birim fiyatları)											
Yakıt Çeşidi	İlgili Şirket	Yakıt Ait İstedi Değeri	26 Mart 2018 Tarihindeki Birim Fiyat	Ort İşletme Verim Değeri	26 Mart 2018 Tarihindeki Fiyatları TL/1000 kcal	Ucuza Göre Yakıt Maliyeti İndeksi	08 Mart 2017 Tarihindeki Birim Fiyatları	28 Mart 2018 08 Mart 2017			
								Fiyat Değişimi	Değişim Oranı		
1	300.000 m ³ /yıl ve altında Doğalgaz Tüketimi için	Türkiye BOTAŞ	8250 kcal/m ³	0,786615 TL/m ³	93%	$\frac{0,786615 \times 1000}{8250 \times 0,93}$	0,102524	100	0,786615 TL/m ³	0,0%	3
2	Organize Sanayi Bölgesi Doğalgaz Tüketimi için	Türkiye BOTAŞ	8250 kcal/m ³	0,819000 TL/m ³	93%	$\frac{0,819000 \times 1000}{8250 \times 0,93}$	0,106745	104	0,723624 TL/m ³	13,2%	27
3	300.001 m ³ /yıl ve üstünde Doğalgaz Tüketimi için	Türkiye BOTAŞ	8250 kcal/m ³	0,823000 TL/m ³	93%	$\frac{0,823000 \times 1000}{8250 \times 0,93}$	0,107266	105	0,727145 TL/m ³	13,2%	27
4	100.000.001 m ³ /yıl ve üstünde Doğalgaz Tüketimi için	Bursa BURSAĞAZ	8250 kcal/m ³	0,825814 TL/m ³	93%	$\frac{0,825814 \times 1000}{8250 \times 0,93}$	0,107633	105	0,760345 TL/m ³	8,6%	14
6	100.000.001 m ³ /yıl ve üstünde Doğalgaz Tüketimi için	Kocaeli İZGAZ ENGIE	8250 kcal/m ³	0,827951 TL/m ³	93%	$\frac{0,827951 \times 1000}{8250 \times 0,93}$	0,107912	105	0,769749 TL/m ³	7,6%	12
5	100.000.001 m ³ /yıl ve üstünde Doğalgaz Tüketimi için	Eskişehir EŞGAZ	8250 kcal/m ³	0,830537 TL/m ³	93%	$\frac{0,830537 \times 1000}{8250 \times 0,93}$	0,108249	106	0,746863 TL/m ³	11,2%	19
6	10.000.001 - 100.000.000 m ³ /yıl Doğalgaz Tüketimi için	İzmit İZGAZ ENGIE	8250 kcal/m ³	0,832613 TL/m ³	93%	$\frac{0,832613 \times 1000}{8250 \times 0,93}$	0,108519	106	0,769749 TL/m ³	8,2%	13
7	10.000.001 - 100.000.000 m ³ /yıl Doğalgaz Tüketimi için	Bursa BURSAĞAZ	8250 kcal/m ³	0,836097 TL/m ³	93%	$\frac{0,836097 \times 1000}{8250 \times 0,93}$	0,108973	106	0,777922 TL/m ³	7,5%	11
8	100.001 - 300.000 m ³ /yıl Doğalgaz Tüketimi için	İzmit İZGAZ ENGIE	8250 kcal/m ³	0,842810 TL/m ³	93%	$\frac{0,842810 \times 1000}{8250 \times 0,93}$	0,109848	107	0,829168 TL/m ³	1,6%	5
9	1.000.001 - 10.000.000 m ³ /yıl Doğalgaz Tüketimi için	Eskişehir EŞGAZ	8250 kcal/m ³	0,845377 TL/m ³	93%	$\frac{0,845377 \times 1000}{8250 \times 0,93}$	0,110183	107	0,758533 TL/m ³	11,4%	20
10	10.000.001 - 100.000.000 m ³ /yıl Doğalgaz Tüketimi için	Eskişehir EŞGAZ	8250 kcal/m ³	0,849070 TL/m ³	93%	$\frac{0,849070 \times 1000}{8250 \times 0,93}$	0,110664	108	0,776533 TL/m ³	9,3%	15
11	800.001 m ³ /yıl üstünde Doğalgaz Tüketimi için	Ankara BAŞKENTGAZ	8250 kcal/m ³	0,852043 TL/m ³	93%	$\frac{0,852043 \times 1000}{8250 \times 0,93}$	0,111052	108	0,756017 TL/m ³	12,7%	22
12	1.000.001 - 10.000.000 m ³ /yıl Doğalgaz Tüketimi için	İzmit İZGAZ ENGIE	8250 kcal/m ³	0,852103 TL/m ³	93%	$\frac{0,852103 \times 1000}{8250 \times 0,93}$	0,111059	108	0,769749 TL/m ³	10,7%	18
13	1.000.001 - 10.000.000 m ³ /yıl Doğalgaz Tüketimi için	Bursa BURSAĞAZ	8250 kcal/m ³	0,854746 TL/m ³	93%	$\frac{0,854746 \times 1000}{8250 \times 0,93}$	0,111404	109	0,777922 TL/m ³	9,9%	16
14	800.000 m ³ /yıl ve üstünde Doğalgaz Tüketimi için	İstanbul İGDAŞ	8250 kcal/m ³	0,864686 TL/m ³	93%	$\frac{0,864686 \times 1000}{8250 \times 0,93}$	0,112699	110	0,764312 TL/m ³	13,1%	25
15	100.001 - 300.000 m ³ /yıl Doğalgaz Tüketimi için	Bursa BURSAĞAZ	8250 kcal/m ³	0,866012 TL/m ³	93%	$\frac{0,866012 \times 1000}{8250 \times 0,93}$	0,112872	110	0,837392 TL/m ³	3,4%	7
16	300.001 - 1.000.000 m ³ /yıl Doğalgaz Tüketimi için	İzmit İZGAZ ENGIE	8250 kcal/m ³	0,879193 TL/m ³	93%	$\frac{0,879193 \times 1000}{8250 \times 0,93}$	0,114590	112	0,769749 TL/m ³	14,2%	28
17	100.001 - 300.000 m ³ /yıl Doğalgaz Tüketimi için	Eskişehir EŞGAZ	8250 kcal/m ³	0,882564 TL/m ³	93%	$\frac{0,882564 \times 1000}{8250 \times 0,93}$	0,115030	112	0,831826 TL/m ³	6,1%	8
18	0 - 100.000 m ³ /yıl Doğalgaz Tüketimi için	İzmit İZGAZ ENGIE	8250 kcal/m ³	0,901775 TL/m ³	93%	$\frac{0,901775 \times 1000}{8250 \times 0,93}$	0,117533	115	0,923135 TL/m ³	-2,3%	2
19	300.001 - 1.000.000 m ³ /yıl Doğalgaz Tüketimi için	Bursa BURSAĞAZ	8250 kcal/m ³	0,902397 TL/m ³	93%	$\frac{0,902397 \times 1000}{8250 \times 0,93}$	0,117614	115	0,777972 TL/m ³	16,0%	32
20	0 - 100.000 m ³ /yıl Doğalgaz Tüketimi için	Bursa BURSAĞAZ	8250 kcal/m ³	0,903728 TL/m ³	93%	$\frac{0,903728 \times 1000}{8250 \times 0,93}$	0,117788	115	0,933354 TL/m ³	-3,2%	1
21	300.001 - 1.000.000 m ³ /yıl Doğalgaz Tüketimi için	Eskişehir EŞGAZ	8250 kcal/m ³	0,918949 TL/m ³	93%	$\frac{0,918949 \times 1000}{8250 \times 0,93}$	0,119772	117	0,772356 TL/m ³	19,0%	33
22	0 - 100.000 m ³ /yıl Doğalgaz Tüketimi için	Eskişehir EŞGAZ	8250 kcal/m ³	0,944762 TL/m ³	93%	$\frac{0,944762 \times 1000}{8250 \times 0,93}$	0,123136	120	0,880422 TL/m ³	7,3%	10
23	0 - 300.000 m ³ /yıl Doğalgaz Tüketimi için	İstanbul İGDAŞ	8250 kcal/m ³	0,962337 TL/m ³	93%	$\frac{0,962337 \times 1000}{8250 \times 0,93}$	0,125427	122	0,943281 TL/m ³	2,0%	6
24	0 - 300.000 m ³ /yıl Doğalgaz Tüketimi için	Ankara BAŞKENTGAZ	8250 kcal/m ³	0,996138 TL/m ³	93%	$\frac{0,996138 \times 1000}{8250 \times 0,93}$	0,129832	127	0,994905 TL/m ³	0,1%	4

Çeşitli Yakıtlar İçin Maliyet Karşılaştırma Tablosu (Devamı)

25	300.001-800.000 m ³ /yıl Doğalgaz Tüketimi için	İstanbul İGDAŞ	8250 kcal/m ³	0,998722 TL/m ³	93%	$\frac{0,998722 \times 1000}{8250 \times 0,93}$	0,130169	127	0,883811 TL/m ³	13,0%	26
26	300.001 - 800.000 m ³ /yıl Doğalgaz Tüketimi için	Ankara BAŞKENTGAZ	8250 kcal/m ³	1,032523 TL/m ³	93%	$\frac{1,032523 \times 1000}{8250 \times 0,93}$	0,134575	131	0,935435 TL/m ³	10,4%	16
27	Yerli Linyit 0,6-10 mm Yıkamış Açık - Toz	Soma Kırakdere Manisa - ELİ	4724 kcal/kg	0,459050 TL/kg	65%	$\frac{0,459050 \times 1000}{4.724 \times 0,65}$	0,149498	146	0,333250 TL/kg	37,7%	35
28	İthal Sibirya Kömürü Ceviz tipi	İstanbul HAKAN KÖMÜR	7000 kcal/kg	0,881356 TL/kg	65%	$\frac{0,881356 \times 1000}{7.000 \times 0,65}$	0,193705	189	0,881356 TL/kg	0,0%	3
29	Yerli Linyit 10-18 mm Yıkamış Fındık - Torba	Soma Kırakdere Manisa - ELİ	4932 kcal/kg	0,635000 TL/kg	65%	$\frac{0,635000 \times 1000}{4.932 \times 0,65}$	0,198078	193	0,523000 TL/kg	21,4%	34
30	LNG - Büyük Sanayi/ Sıvılaştırılmış Doğalgaz	İstanbul İPRAGAZ	8250 kcal/m ³	1,636454 TL/m ³	93%	$\frac{1,636454 \times 1000}{8250 \times 0,93}$	0,221108	216	1,502943 TL/m ³	12,9%	24
31	LNG - Orta Sanayi/ Sıvılaştırılmış Doğalgaz	İstanbul İPRAGAZ	8250 kcal/m ³	1,774483 TL/m ³	93%	$\frac{1,774483 \times 1000}{8250 \times 0,93}$	0,231278	226	1,572878 TL/m ³	12,8%	23
32	Fuel-oil No: 6 Kilofler Yakıtı	İstanbul Avrupa Yakası SHELL TÜRKİYE	9562 kcal/kg	2,093220 TL/kg	80%	$\frac{2,093220 \times 1000}{9.562 \times 0,80}$	0,273638	267	1,822034 TL/kg	14,9%	29
33	Elektrik Sanayi	Türkiye TEDAŞ	860 kcal/kWh	0,339048 TL/kWh	99%	$\frac{0,339048 \times 1000}{860 \times 0,99}$	0,398224	388	0,302412 TL/kWh	12,1%	21
34	Dökmegaz LPG - Mikro Büyük Sanayi	İstanbul İPRAGAZ - AYGAZ	11000 kcal/kg	5,327205 TL/kg	92%	$\frac{5,327205 \times 1000}{11.000 \times 0,92}$	0,526404	513	4,623131 TL/kg	15,2%	30
35	Dökmegaz LPG - Mikro Sanayi	İstanbul İPRAGAZ - AYGAZ	11000 kcal/kg	5,859925 TL/kg	92%	$\frac{5,859925 \times 1000}{11.000 \times 0,92}$	0,579044	565	5,085444 TL/kg	15,2%	30
36	Dökmegaz LPG - Propan Sanayi	İstanbul İPRAGAZ - AYGAZ	11100 kcal/kg	6,023800 TL/kg	92%	$\frac{6,023800 \times 1000}{11.100 \times 0,92}$	0,589875	575	5,342484 TL/kg	12,8%	24
37	Motörin (VP Diesel)	İstanbul Avrupa Yakası SHELL TÜRKİYE	10256 kcal/kg	5,265327 TL/kg	84%	$\frac{5,265327 \times 1000}{10.256 \times 0,84}$	0,613500	598	4,583292 TL/kg	15,3%	31
38	LPG 45 kg Sanayi Tipi	İstanbul İPRAGAZ - AYGAZ	11000 kcal/kg	6,633710 TL/kg	90%	$\frac{6,633710 \times 1000}{11.000 \times 0,90}$	0,670072	654	6,186441 TL/kg	7,2%	9
DÖVİZLER		T.C. Merkez Bankası Etkelil Satış Fiyatı							Yıllık Değişim Oranı		
		26 Mart 2018 tarihinde			27 Mart 2017 tarihinde						
ABD Doları		3,9873 TL			3,6050 TL			11%			
Avro		4,9413 TL			3,9174 TL			26%			

TEŞİSAT DERGİSİ - B2B MEDYA - TEKNİK SEKTÖR YAYINCILIĞI

NOTLAR:

- Bu tablo yakıtların yaklaşık işletme maliyetleri hakkında fikir verebilmek için hazırlanmış olup, birim fiyatlarına %18 KDV HARIKTIR.
- İşletme verimliliği bir bölüme ortalama verim değerlerinin içerisinde olup, yakıt hazırlama, depolama, işletme giderleri vb. yakıt yakma yan maliyetleri de bu değer etkilmiştir. Otomatik kontrol kullanımı, bakım ve işletme kalitesi gibi nedenlerle verim yükseltilebilir, daha uygun maliyetler oluşturulabilir.
- Doğalgaz fiyatları 01 Mart 2018 tarihinde yayınlanan BAŞKENTGAZ, BURSAGAZ, ESGAZ, İGDAŞ ve İZGAZ GDF SUEZ şehir gaz dağıtım şirketlerinin tariflerinde belirtilenlerdir. BURSAGAZ ve ESGAZ'ın doğalgaz birim fiyatları BOTAŞ'ın aylık birim fiyatları üzerinden birim hizmet ve amortisman bedeli olan 2,5 cent'e göre belirlenmektedir ki bu fiyat US Doları bazında her ay ortalama bir değer olarak bildirilmektedir. İGDAŞ, BAŞKENTGAZ ve İZGAZ GDF SUEZ'deki doğalgaz birim fiyatları ise aylık ÖFE oranlarını değerlerine göre belirlenmektedir olup, Ankara'daki BAŞKENTGAZ'ın birim fiyatları, birim hizmet amortisman bedeli 0,05555 US dolarınımsı, serbest tüketimden alınan tıjma bedeli ise, 0,0077 US dolarınımsı üzerinden belirlenip, "www.baskentdogalgaz.com.tr" adresinde yayınlanan gönlük fiyatlarıdır.
- Doğalgaz müşterilerinin birim fiyatları EPDK'nın 28.12.2011 tarih ve 9800 no'lu kurull kararı ile 2012 yılı boyunca yıllık 300.000 m³ gaz kullanımının altında kullanıcılar için olup, Serbest Tüketici Olmayanların birim fiyatları ise konut ve ticari işyerlerinde kullanıcılar ile aynıdır. İGDAŞ'ın ve BAŞKENTGAZ'ın 01 Şubat 2012 tarihinde yayınlanan Serbest Tüketici Olan doğalgaz kullanıcılarının birim fiyatları Doğalgaz Piyasası Tarifleri Yönetmeliği'nin Geçici 6. Maddesi hükümleri çerçevesinde belirlenen tariflere göre olup, Serbest Tüketici Olmayanların birim fiyatları ise konut ve ticari işyerlerinde kullanıcılar ile aynıdır. Bu iki kademedeki (300.000-800.000 m³/yıl arası ve 800.000 m³/yıl (üstü) serbest tüketici fiyatları İGDAŞ'ın ve BAŞKENTGAZ'ın özelleşme sürecinde olmasından dolayı 2012 yılı Şubat ayından itibaren geçerlidir. BURSAGAZ ve ESGAZ'ın 2013 yılı perakende satış fiyatları EPDK'nın 31.12.2012 tarihli TD8.16.120.02-2380 sayılı Başbakanlık Makamına mütakelimesi çerçevesinde; Doğalgaz Dağıtım Şirketleri için Tarife Hesaplama Usul ve Esaslarını belirleyen 20.12.2011 tarih ve 3580 sayılı Kurul Kararı uyarınca kademedeki tüketimler bazında hesaplanacak olup, 01.01.2013 itibarı ile uygulamaya geçmiştir.
- BOTAŞ'ın O88 ve Sanayi Müşterilerine satıldığı doğalgazın birim fiyatına 0,023 TL/m³ olan ÖTV dahil edilmiş, 01 Ocak 2018 tarihinde yayınlanan, 26 Mart 2018 tarihinde geçerli olan tariflerdeki fiyatlarıdır.
- LNG-Sıvılaştırılmış doğalgaz birim fiyatları İstanbul Boğaziçi deniz geçişi maliyetleri özel ve belediye feribotlarına göre büyük farklılıklar arzettiğinden bu bedel eklenmeden ve Avrupa ve Anadolu yakası ayrımı yapılmadan ortalama olarak verilmiştir. 01 Mart 2018 tarihinde yayınlanan, 26 Mart 2018 tarihinde geçerli olan İPRAGAZ fiyatlarıdır.
- LPG tüp gaz fiyatları ve LPG dökmegaz fiyatları 23 Mart 2018 tarihinde yayınlanan, 26 Mart 2018 tarihinde geçerli olan AYGAZ ve İPRAGAZ fiyatlarındaki ayrılmış fiyatları ortalamasıdır. Mikro dökmegazın kullanımında buharlaştırıcı gerekmektedir. Birim fiyatları belirlenirken işletme maliyetleri göz önüne alınmamıştır.
- Elektrik birim fiyatları 01 Ocak 2018 tarihinde yayınlanan, 26 Mart 2018 tarihinde geçerli olan EPDK'nın Elektrik Piyasası Tarifleri Tablolarından alınan TEDAŞ'ın Diğer Tüm Dağıtım Sistemi Kullanıcıları için (4) Dağıtım Şirketinden Enerji Alan Sanayi Kullanıcılarındaki Tüketimlere Tek Terimli ve Tek Zamanlı Alınan Çerçeve Tariflerinde belirlenen sanayi birim fiyatına; TRT payı ve enerji fonu için %3, Belediye Elektrik Tüketim Vergisi için ise %1 ilave edilmiş, KDV'siz fiyatlarıdır. Enerji harici bedeller içindeki kayıp kaçak bedeli, dağıtım sistemi kullanım bedeli, perakende satış hizmet bedeli ve ledim sistemi kullanım bedeli değerleri birim fiyatta eklenmiştir. Elektrik kullanımındaki istisna dışındaki elektrik satıcı olup, ısı pompası kullanımında çeşitli COP sistem ve yıllık değerleri kullanılmaktadır.
- Akaryakıt fiyatları için EPDK tarafından açıklanan ve SHELL TÜRKİYE tarafından tavsiye edilen 26 Mart 2018 tarihli pompa satış fiyatlarındaki İstanbul Avrupa Yakası'ndaki Bakırköy için mahalli akaryakıt KDV'siz satış fiyatları alınmaktadır. Motorin birim fiyatı "TL/kg" için TL/litre değeri 0,845 dönüşüm katsayısına bölünerek bulunmuştur. Akaryakıt alım değerleri Tıpıraş Teknik Servisler Müdürlüğü'nden 01 Mart 2008 tarihinde verilen değerlerdir. Motorin için istisna ve prosedür kullanılan yakıt türü olarak Fuel Save Diesel (motorin) tipinin fiyatı ve Fuel oil No:6 için de yüksek kükürlü fuel oil tipinin fiyatı alınmaktadır.
- Yerli linyit kömürü fiyatları 26 Mart 2018 tarihinde geçerli olan TKİ - ELİ'nin 01 Ocak 2018 tarihli İlanı Amaçlı (Torbalanma) Kömürlerin İstanbul Bayı Depo Satış Fiyatları İstisnasından alınmış olan Soma Kırakdere, 0,5-10 mm Yıkamış Açık - Toz: 900 TL/ton (KDV Hariç), 10-18 mm Yıkamış Fındık - Torba: 463 TL/ton (KDV Hariç) fiyatlarına nakliye bedeli (114,05 TL/ton) ve %15 bayi kar marjı eklenerek bulunmuş olan KDV'li fiyatlarıdır. Alt alım değerleri ELİ Laboratuvar Şube Müdürlüğü'nden "2012 Yılı Kimyasal Ağırlıklı Komple Analiz Değerleri" tablosundan alınmıştır.
- İthal sibirya kömürü fiyatları Hakan Kömür şirketinin 26 Mart 2018 tarihinde geçerli olan; ceviz tipi linyit için nakliye ücreti ve KDV dahil bayi satış fiyatı 27,25 TL/25kg torba veya 1000 TL/ton'dur.

ÖZGEÇMİŞ

KİŞİSEL BİLGİLER

Mustafa DİLMEN

İstanbul – 07.04.1977

mustafa@infratech.com.tr

Evli

Barbaros Hayrettin Paşa Mah. 2316 Sok.

No:13F B4 Blok D:23

Esenyurt / İstanbul

Eğitim:

Lisans : Elektrik-Elektronik Müh., İstanbul Üniversitesi

Yüksek Lisans_1 : Finansal Yönetim, İstanbul Üniversitesi

Yüksek Lisans_2 : Elektronik Yük Müh., Sakarya Üniversitesi

Yüksek Lisans_3 : MBA İşletme, Sakarya Üniversitesi

İş Tecrübesi

BEDAŞ, Bakım Müh.

Hava Harp Okulu, Elektrik Müh.

Hoechst Marion Roussel İlaç, Teknik Bakım Müh.

ENKA Holding, Elektrik Müh,

İnterlab A.Ş., Üretim Müd.

UFO Işıklı Isıtma Sistemleri, Genel Müd. Yrd.

Sarmico A.Ş., Genel Müdür

INFRATECH Mühendislik Sanayi İç ve Dış

Tic. Ltd. Şti., Yönetim Kurulu Üyesi

Ömerli Mah. Tunaboyu Sok. No:1B1

Arnavutköy / İstanbul

0533 556 93 11