

İSTANBUL TEKNİK ÜNİVERSİTESİ ★ ENERJİ ENSTİTÜSÜ

**KÖMÜR YAKITLI BİR ENERJİ SANTRALİNİN ENERJİ-FİNANSAL
DEĞERLENDİRMESİ VE ZONGULDAK İLİ İÇİN BİR UYGULAMA**

YÜKSEK LİSANS TEZİ

Gökhan ATLI

Enerji Bilim ve Teknoloji Anabilim Dalı

Enerji Bilim ve Teknoloji Programı

HAZİRAN 2018

İSTANBUL TEKNİK ÜNİVERSİTESİ ★ ENERJİ ENSTİTÜSÜ

**KÖMÜR YAKITLI BİR ENERJİ SANTRALİNİN ENERJİ-FİNANSAL
DEĞERLENDİRMESİ VE ZONGULDAK İLİ İÇİN BİR UYGULAMA**

YÜKSEK LİSANS TEZİ

**Gökhan ATLI
(301071016)**

Enerji Bilim ve Teknoloji Anabilim Dalı

Enerji Bilim ve Teknoloji Programı

Tez Danışmanı: Prof. Dr. A. Beril TUĞRUL

HAZİRAN 2018

İTÜ, Enerji Enstitüsü'nün 301071016 numaralı Yüksek Lisans Öğrencisi Gökhan ATLI, ilgili yönetmeliklerin belirlediği gerekli tüm şartları yerine getirdikten sonra hazırladığı “KÖMÜR YAKITLI BİR ENERJİ SANTRALİNİN ENERJİ-FİNANSAL DEĞERLENDİRMESİ VE ZONGULDAK İLİ İÇİN BİR UYGULAMA” başlıklı tezini aşağıda imzaları olan jüri önünde başarı ile sunmuştur.

Tez Danışmanı : **Prof. Dr. A. Beril TUĞRUL**

İstanbul Teknik Üniversitesi

Jüri Üyeleri : **Prof. Dr. Üner ÇOLAK**

İstanbul Teknik Üniversitesi

Doç. Dr. Gelengül KOÇASLAN

İstanbul Üniversitesi

Teslim Tarihi : **04 Mayıs 2018**

Savunma Tarihi : **07 Haziran 2018**





Eşime ve Aileme,



ÖNSÖZ

Enerji, ülkelerin gelişmişlik seviyelerini daha yukarılara taşıyabilmeleri ve toplumsal kalkınma sağlayabilmeleri için en önemli unsurlardan bir tanesidir. Artan nüfus ve endüstrileşme ile birlikte enerji ve enerji kaynaklarına olan gereksinimimiz de süratli bir şekilde artmaktadır.

Bu yüksek lisans tezi ile Ülkemiz enerji arz güvenliğinin sağlanmasında büyük rolü olan kömür yakıtlı enerji santralleri bağlamında kritik üstü tipinde pulverize kömür yakıtlı bir enerji santralının enerji ve finansal değerlendirmesinin yapılması hedeflenmiştir.

Tezin her aşamasında bilgi ve tecrübesiyle beni yönlendiren, çalışmalarımı büyük bir sabır ile irdeleyen ve yardımlarını esirgemeyen danışmanım Sayın Prof. Dr. A. Beril TUĞRUL'a sonsuz teşekkürlerimi sunarım.

Tez çalışmam süresince desteklerini esirgemeyen ve her konuda yardımcı olan Zorlu Enerji Grubu'na ve yöneticilerim Genel Müdürümüz Sayın Ali KINDAP'a, Genel Müdür Yardımcımız Sayın Nihat TÜRKSEVER'e ve İş Geliştirme Müdürümüz Sayın Ulaş KARAAĞAÇ'a sonsuz teşekkürü bir borç bilirim.

Son olarak, bu süreçte her zaman yanımda olan ve manevi desteklerini esirgemeyen çok değerli eşim Nurcan YAŞAR ATLI'ya ve ayrıca hayatım boyunca maddi ve manevi desteklerini esirgemeyen ve her zaman bana inanıp yanımda olan canım aileme tüm kalbimle ve en içten duygularıyla teşekkür ederim.

Mayıs 2018

Gökhan Atlı
(Makine Mühendisi)



İÇİNDEKİLER

Sayfa

ÖNSÖZ.....	vii
İÇİNDEKİLER	ix
KISALTMALAR	xiii
SEMBOLLER	xv
ÇİZELGE LİSTESİ.....	xix
ŞEKİL LİSTESİ.....	xxi
ÖZET.....	xxv
SUMMARY	xxix
1. GİRİŞ	1
1.1 Tezin Amacı	3
1.2 Literatür Araştırması	3
2. ENERJİ VE ELEKTRİK ENERJİSİ SANTRALLARI	7
2.1 Enerji ve Enerji Kaynakları.....	7
2.2 Elektrik Enerjisi.....	9
2.3 Elektrik Enerjisi Üretim Santralları.....	11
2.3.1 Yenilenebilir enerji santralları	13
2.3.1.1 Jeotermal enerji santralları	13
2.3.1.2 Rüzgar enerji santralları	16
2.3.1.3 Güneş enerji santralları	19
2.3.1.4 Biyokütle enerji santralları.....	22
2.3.1.5 Dalga enerji santralları	23
2.3.1.6 Gelgit enerji santralları.....	24
2.3.1.7 Hidroelektrik enerji santralları	25
2.3.2 Konvansiyonel (yenilenemez) enerji santralları.....	27
2.3.2.1 Nükleer enerji santralları.....	27
2.3.2.2 Doğalgaz enerji santralları	29
2.3.2.3 Sıvı yakıtlı enerji santralları	32
2.3.2.4 Kömür yakıtlı enerji santralları	33
3. KÖMÜR YAKITLI ENERJİ SANTRALLARI	37
3.1 Rankine Çevrimi	37
3.1.1 Basit Rankine çevrimi	38
3.1.2 İdeal ara ısıtmalı Rankine çevrimi	40
3.1.3 İdeal ara buhar almalı Rankine çevrimi	41
3.1.4 Kritik basınç üzerinde çalışan Rankine çevrimi	44
3.2 Kömür Yakıtlı Enerji Santrallarının Genel Yapısı ve Temel Elemanları	44
3.2.1 Kömür hazırlama ve besleme sistemi	45
3.2.2 Su arıtma sistemi.....	46
3.2.3 Ana buhar sistemi (buhar kazanı ve buhar türbini).....	47
3.2.3.1 Buhar kazanı.....	47
3.2.3.2 Buhar türbini	51

3.2.4 Yoğuşma suyu sistemi.....	52
3.2.5 Besi suyu sistemi.....	53
3.2.6 Elektrik sistemi.....	54
3.2.7 Hava ve baca gazı sistemi.....	54
3.2.8 Kül atma sistemi.....	56
3.2.9 Soğutma suyu sistemi.....	56
3.3 Kömür ve Özellikleri.....	57
4. BUHARLI GÜÇ ÇEVİRİMLERİNİN ENERJİ DEĞERLENDİRMESİ.....	61
4.1 Termodinamiğin Bazı Temel Kavramları.....	61
4.2 Kullanılabilirlik veya Ekserji Kavramı.....	65
4.2.1 Fiziksel ekserji.....	66
4.2.2 Kimyasal ekserji.....	66
4.2.3 Termal ekserji.....	67
4.2.4 Kütle akışının ekserjisi.....	67
4.2.5 İş ekserjisi.....	67
4.2.6 Isı geçişinin ekserjisi.....	68
4.3 Enerji ve Ekserji Analizi.....	68
4.4 Birinci ve İkinci Yasa Verimi.....	69
4.4.1 Türbin.....	71
4.4.2 Pompa.....	71
4.4.3 Isı değiştiriciler.....	72
5. ZONGULDAK İLİNDEKİ KÖMÜR YAKITLI BİR ENERJİ SANTRALİNİN ENERJİ DEĞERLENDİRMESİ.....	73
5.1 Zonguldak İlinin Tanıtımı.....	73
5.2 Zonguldak Havzası Kömür Madenciliği.....	76
5.3 Santral Enerji Değerlendirmesi.....	77
5.3.1 Buhar kazanı.....	84
5.3.2 Yüksek basınç türbini.....	85
5.3.3 Orta basınç türbini.....	86
5.3.4 Alçak basınç türbini.....	87
5.3.5 Yoğuşturucu (kondanser).....	88
5.3.6 Yoğuşma suyu pompası.....	88
5.3.7 Alçak basınç ısıtıcıları.....	89
5.3.8 Degazör (gaz giderici) tankı.....	90
5.3.9 Ön (buster) pompa.....	91
5.3.10 Besi suyu pompası ve besin suyu pompası türbini.....	91
5.3.11 Yüksek basınç ısıtıcıları.....	92
5.3.12 Santral brüt enerji ve ekserji verimleri.....	93
6. ZONGULDAK İLİNDEKİ KÖMÜR YAKITLI BİR ENERJİ SANTRALİNİN FİNANSAL DEĞERLENDİRMESİ.....	95
6.1 Yatırım Maliyeti.....	96
6.2 Finansal Model için Teknik ve Finansal Veriler.....	97
6.3 Santral Gelir Kalemleri.....	99
6.4 Santral İşletme Maliyetleri.....	100
6.4.1 Yakıt (kömür) maliyeti.....	100
6.4.2 Personel maliyeti ve genel yönetim giderleri.....	101
6.4.3 Sigorta maliyeti.....	101
6.4.4 Sabit bakım maliyeti.....	102
6.4.5 Nakliye araçlarının maliyeti.....	102
6.4.6 Hammadde maliyetleri (kömür hariç).....	103

6.4.7 Değişken bakım maliyeti	103
6.4.8 İletim sistemi ve dengesizlik maliyetleri	104
6.5 Finansal Giderler	104
6.6 Santrala İlişkin Özsermaye Nakit Akışları	106
6.7 Santralin Finansal Değerlendirilmesine İlişkin Ölçütler ve Sonuçları	109
6.8 Sadece İthal Kömür Kullanımı Durumunda Santrala İlişkin Duyarlılık Analizleri	111
6.8.1 Santral brüt verimi için duyarlılık analizi	112
6.8.2 Kapasite kullanım faktörü için duyarlılık analizi	113
6.8.3 Yatırım maliyeti için duyarlılık analizi	116
6.8.4 Kömür birim fiyatı için duyarlılık analizi	118
6.8.5 Elektrik satış birim fiyatı için duyarlılık analizi	120
6.9 Farklı İthal ve Yerli Kömür Karışım Oranları ile Oluşan Durumlar için Santrala İlişkin Duyarlılık Analizleri	123
6.9.1 Santral brüt verimi için duyarlılık analizi	124
6.9.2 Kapasite kullanım faktörü için duyarlılık analizi	127
6.9.3 Yatırım maliyeti için duyarlılık analizi	129
6.9.4 Kömür birim fiyatı için duyarlılık analizi	132
6.9.5 Elektrik satış birim fiyatı için duyarlılık analizi	134
7. SONUÇ VE ÖNERİLER	139
KAYNAKLAR	149
ÖZGEÇMİŞ	155



KISALTMALAR

ABI	: Alçak Basınç Isıtıcısı
ABT	: Alçak Basınç Türbini
AID	: Alt Isıl Değer
ASTM	: American Society for Testing and Materials (Amerikan Test ve Malzemeler Topluluğu)
bn USD	: billion United States Dollar (milyar Amerikan Doları)
BP	: Buster Pompa
BSP	: Besi Suyu Pompası
DSH	: Desuperheater (Kızgınlık Ayarlayıcısı)
EBITDA	: Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization (Faiz, Amortisman ve Vergi Öncesi Kâr)
EJ	: Exajoule
EPC	: Engineering, Procurement and Construction (Mühendislik, Tedarik ve İnşaat)
ETKB	: Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı
EÜAŞ	: Elektrik Üretim Anonim Şirketi
FAVÖK	: Faiz, Amortisman ve Vergi Öncesi Kâr
GÖS	: Geri Ödeme Süresi
HES	: Hidroelektrik Enerji Santrali
IAPWS	: International Association for the Properties of Water and Steam (Uluslararası Su ve Buhar Özellikleri Derneği)
IEA	: International Energy Agency
IRR	: Internal Rate of Return (İç Verim Oranı)
İDFG	: İnşaat Dönemi Faiz Gideri
İHD	: İşletme Hakkı Devri
İVO	: İç Verim Oranı
KDV	: Katma Değer Vergisi
kPa	: Kilopascal
kW	: Kilowatt
LPG	: Liquefied Petroleum Gas
m USD	: million United States Dollar (milyon Amerikan Doları)
MPa	: Megapascal
MTEP	: Milyon Ton Eşdeğeri Petrol
MTİ	: Mühendislik, Tedarik ve İnşaat İşleri
Mtoe	: Milyon ton eşdeğeri
MW	: Megawatt
MWe	: Megawatt-elektrik
NBD	: Net Bugünkü Değer
NPV	: Net Present Value (Net Bugünkü Değer)
OBI	: Orta Basınç Isıtıcısı
OBT	: Orta Basınç Türbini
PBP	: Payback Period (Geri Ödeme Süresi)
TEİAŞ	: Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketi

Tep	: Ton eşdeğeri petrol
TKİ	: Türkiye Kömür İşletmeleri Kurumu
TL	: Türk Lirası
TMMOB	: Türk Mühendis ve Mimar Odaları Birliği
TRY	: Türk Lirası
TTK	: Türkiye Taşkömürü Kurumu
TWh	: Terawatt-hour (Terawatt-saat)
USD	: United States Dollar (Amerikan Doları)
YBI	: Yüksek Basınç Isıtıcısı
YBT	: Yüksek Basınç Türbini
YSP	: Yoğuşma Suyu Pompası



SEMBOLLER

A	: Kül
A.I.D	: Yakıtın alt ısı değerini [kJ/kg]
BD	: Paranın bugünkü değeri
c	: Yakıt içerisindeki karbonun kütle oranı [%]
C	: Karbon
ç	: Çıkış indisi
DO	: Degradasyon oranı [%]
Ė	: Enerji akış hızı [kW]
Ė_{kömür}	: Kömürün yanması ile birim zamanda açığa çıkan enerji miktarı [kW]
ESF	: Elektrik satış birim fiyatı [USD/MWh]
Ė_x	: Ekserji hızı [kW]
Ė_{x,kömür}	: Kömürün yanması ile birim zamanda açığa çıkan ekserji miktarı [kW]
Ė_{x^Q}	: Isı geçişi ile birlikte geçen ekserji [kW]
FAVÖK	: Faiz, Amortisman ve Vergi Öncesi Kar [USD/yıl]
g	: Giriş indisi
g	: Yer çekimi ivmesi [m/s ²]
GD	: Gelecekte elde edilecek para miktarı
G_e	: Bir yıl içerisinde santralin elektrik satışından elde edeceği gelir [USD/yıl]
h	: Birim kütle başına entalpi (özellik entalpi) [kJ/kg]
h	: Yakıt içerisindeki hidrojenin kütle oranı [%]
H	: Hidrojen
h₀	: Akışkanın çevre şartlarındaki özellik entalpisi [kJ/kg]
h_{fg}	: Suya ait buharlaşma entalpisi [kJ/kg]
İ	: Birim zamanda gerçekleşen tersizmeçlik [kW]
İ_{ABI}	: Alçak basınç ısıtıcılarında birim zamanda gerçekleşen tersizmeçlik [kW]
İ_{ABT}	: Alçak basınç türbininde birim zamanda gerçekleşen tersizmeçlik [kW]
İ_{alt sistem}	: Bir alt sistemde birim zamanda gerçekleşen tersizmeçlik [kW]
İ_{BSP}	: Besi suyu pompasında birim zamanda gerçekleşen tersizmeçlik [kW]
İ_{BSP-türbin}	: Besi suyu pompası türbininde birim zamanda gerçekleşen tersizmeçlik [kW]
İ_{buster pompa}	: Buster pompasında birim zamanda gerçekleşen tersizmeçlik [kW]
İ_{degazör}	: Degazör tankında birim zamanda gerçekleşen tersizmeçlik [kW]
İ_{kazan}	: Buhar kazanında birim zamanda gerçekleşen tersizmeçlik [kW]
İ_{OBT}	: Orta basınç türbininde birim zamanda gerçekleşen tersizmeçlik [kW]
İ_{YBI}	: Yüksek basınç ısıtıcılarında birim zamanda gerçekleşen tersizmeçlik [kW]

\dot{I}_{YBT}	: Yüksek basınç türbininde birim zamanda gerçekleşen tersizmezlik [kW]
$\dot{I}_{yoğuşturucu}$: Yoğuşturucuda birim zamanda gerçekleşen tersizmezlik [kW]
\dot{I}_{YSP}	: Yoğuşma suyu pompasında birim zamanda gerçekleşen tersizmezlik [kW]
\dot{I}_{TO}	: Santralin iç tüketim oranı [%]
KF	: Kömür birim fiyatı [USD/ton]
KG	: Santralin kurulu gücü [MW]
KH	: Kontrol Hacmi indisi
KKF	: Santralin kapasite kullanım faktörü [%]
k_1	: Kurulu güç için birim dönüşüm katsayısı
k_2	: Enerji birim dönüşüm katsayısı
k_3	: Ağırlık birim dönüşüm katsayısı
\dot{m}	: Kütleli debi [kg/s]
$\dot{m}_\ç$: Birim zamanda kontrol hacminden çıkan kütle (kütleli debi) [kg/s]
$M_{değişken-bakım}$: Yıllık değişken bakım maliyeti [USD/yıl]
\dot{m}_g	: Birim zamanda kontrol hacmine giren kütle (kütleli debi) [kg/s]
M_{MTi}	: Projeye ait Mühendislik, Tedarik ve İnşaat işleri için toplam maliyet [USD]
$M_{sabit-bakım}$: Yıllık sabit bakım maliyeti [USD/yıl]
$M_{sigorta}$: Yıllık sigorta gideri [USD/yıl]
$M_{Toplam santral işletme}$: Bir yıla ait toplam işletme maliyeti [USD/yıl]
$M_{yakıt}$: Yıllık kömür maliyeti [USD/yıl]
n	: Yakıt içerisindeki azotun kütleli oranı [%]
n	: Bugünkü değer formülünde zaman dilimi
N	: Azot
o	: Yakıt içerisindeki oksijenin kütleli oranı [%]
O	: Oksijen
\dot{Q}	: Birim zamanda ısı geçişi [kW]
\dot{Q}_{ABI}	: Alçak basınç ısıtıcılarının ısı yükü [kW]
$\dot{Q}_{degazör}$: Degazör tankında birim zamanda çevrim akışkanına aktarılabilen enerji miktarı [kW]
Q_{giren}	: Birim zamanda giren ısı enerji [kW]
$\dot{Q}_{kayıp}$: Buhar kazanında birim zamanda çevrim akışkanına aktarılamayan enerji miktarı [kW]
\dot{Q}_{kazan}	: Buhar kazanında birim zamanda çevrim akışkanına aktarılabilen enerji miktarı [kW]
\dot{Q}_{YBI}	: Yüksek basınç ısıtıcılarının ısı yükü [kW]
$\dot{Q}_{yoğuşturucu}$: Yoğuşturucu (kondanser) ısı yükü [kW]
r	: Paranın indirgeneceği iskonto oranı [%]
s	: Birim kütle başına entropi (özellik entropi) [kJ/kg.K]
s	: Yakıt içerisindeki kükürtün kütleli oranı [%]
S	: Entropi [kJ/K]
S	: Kükürt
S	: Bir yıl içerisindeki saat sayısı [saat]
s_0	: Akışkanın çevre şartlarındaki özellik entropisi [kJ/kg.K]
$\dot{S}_{üretim,KH}$: Kontrol hacmi içerisinde birim zamanda üretilen entropi miktarı [kW/K]

t	: Zaman [sn]
T	: Sıcaklık [$^{\circ}\text{C}$ veya K]
T_0	: Çevre sıcaklığı [$^{\circ}\text{C}$ veya K]
V	: Akış hızı [m/s]
w	: Yakıt içerisindeki nemin kütleli oranı [%]
\dot{W}	: Birim zamanda yapılan net iş [kW]
\dot{W}_{ABT}	: Alçak basınç türbininden elde edilen iş miktarı [kW]
\dot{W}_{BSP}	: Besi suyu pompasının gücü [kW]
$\dot{W}_{\text{BSP-türbin}}$: Besi suyu pompası türbininden elde edilen iş miktarı [kW]
$\dot{W}_{\text{buster pompa}}$: Buster pompasının gücü [kW]
$\dot{W}_{\text{net,çıkan}}$: Birim zamanda çıkan net iş [kW]
\dot{W}_{OBT}	: Orta basınç türbininden elde edilen iş miktarı [kW]
\dot{W}_p	: Pompa gerçek işi [kW]
$\dot{W}_{p\text{-tersinir}}$: Tersinir pompa işi [kW]
\dot{W}_t	: Türbinde yapılan gerçek iş [kW]
$\dot{W}_{\text{tersinir-BSP}}$: Besi suyu pompasının tersinir gücü [kW]
$\dot{W}_{\text{tersinir-buster pompa}}$: Buster pompasının tersinir gücü [kW]
$\dot{W}_{\text{tersinir-YSP}}$: Yoğuşma suyu pompasının tersinir gücü [kW]
\dot{W}_{tr}	: Tersinir iş [kW]
$\dot{W}_{t\text{-tersinir}}$: Tersinir türbin işi [kW]
\dot{W}_{YBT}	: Yüksek basınç türbininden elde edilen iş miktarı [kW]
\dot{W}_{YSP}	: Yoğuşma suyu pompası gücü [kW]
z	: Yükseklik [m]
$\alpha_1, \alpha_2, \alpha_3$: Yüzdeleri oranlar [%]
δ_{ABI}	: Alçak basınç ısıtıcıları için ekserji verim kayıp oranı [%]
δ_{ABT}	: Alçak basınç türbini için ekserji verim kayıp oranı [%]
$\delta_{\text{alt sistem}}$: Bir alt sistem için ekserji verim kayıp oranı [%]
δ_{BSP}	: Besi suyu pompası için ekserji verim kayıp oranı [%]
$\delta_{\text{BSP-türbin}}$: Besi suyu pompası türbini için ekserji verim kayıp oranı [%]
$\delta_{\text{buster pompa}}$: Buster pompası için ekserji verim kayıp oranı [%]
$\delta_{\text{degazör}}$: Degazör tankı için ekserji verim kayıp oranı [%]
δ_{kazan}	: Buhar kazanı için ekserji verim kayıp oranı [%]
δ_{OBT}	: Orta basınç türbini için ekserji verim kayıp oranı [%]
δ_{YBI}	: Yüksek basınç ısıtıcıları için ekserji verim kayıp oranı [%]
δ_{YBT}	: Yüksek basınç türbini için ekserji verim kayıp oranı [%]
$\delta_{\text{yoğuşturucu}}$: Yoğuşturucu için ekserji verim kayıp oranı [%]
δ_{YSP}	: Yoğuşma suyu pompası için ekserji verim kayıp oranı [%]
$\delta_1, \delta_2, \dots, \delta_n$: Alt sistemler için ekserji verim kayıp oranları [%]
ϵ	: Birim kütle başına ekserji (özellik ekserji) [kJ/kg]
ϵ_{fz}	: Birim kütle başına fiziksel ekserji [kJ/kg]
ϵ_{k}	: Birim kütle başına kinetik ekserji [kJ/kg]
ϵ_{km}	: Birim kütle başına kimyasal ekserji [kJ/kg]
ϵ_{p}	: Birim kütle başına potansiyel ekserji [kJ/kg]
ϵ_{termal}	: Birim kütle başına termal ekserji [kJ/kg]
ϵ^0	: Yakıtın özgül ekserjisi [kJ/kg]
η	: Isıl verim ya da birinci yasa verimi [%]
η_{ABT}	: Alçak basınç türbininin izantropik verimi [%]

η_{BSP}	: Besi suyu pompasının izantropik verimi [%]
$\eta_{BSP-türbin}$: Besi suyu pompası türbininin izantropik verimi [%]
$\eta_{buster pompa}$: Buster pompasının izantropik verimi [%]
η_{kazan}	: Buhar kazanı ısı verimi [%]
η_{OBT}	: Orta basınç türbininin izantropik verimi [%]
$\eta_p-izantropik$: Pompanın izantropik verimi [%]
$\eta_{santral-brüt}$: Santralın brüt enerji verimi [%]
$\eta_t-izantropik$: Türbinin izantropik verimi [%]
η_{YBT}	: Yüksek basınç türbininin izantropik verimi [%]
η_{YSP}	: Yoğuşma suyu pompasının izantropik verimi [%]
φ_{kuru}	: Yakıtın ekserji değerinin alt ısı değerine oranı [-]
Ψ	: İkinci yasa verimi [%]
Ψ_{ABI}	: Alçak basınç ısıtıcılarının ekserji verimi [%]
Ψ_{ABT}	: Alçak basınç türbininin ekserji verimi [%]
Ψ_{BSP}	: Besi suyu pompasının ekserji verimi [%]
$\Psi_{BSP-türbin}$: Besi suyu pompası türbininin ekserji verimi [%]
$\Psi_{buster pompa}$: Buster pompasının ekserji verimi [%]
$\Psi_{degazör}$: Degazör tankının ekserji verimi [%]
$\Psi_{ısı-değiştirici}$: Isı değiştiriciler için ekserji verimi [%]
Ψ_{kazan}	: Buhar kazanı ekserji verimi [%]
Ψ_{OBT}	: Orta basınç türbininin ekserji verimi [%]
Ψ_p	: Pompanın ekserji verimi [%]
$\Psi_{santral-brüt}$: Santralın brüt ekserji verimi [%]
Ψ_t	: Türbinin ekserji verimi [%]
Ψ_{YBI}	: Yüksek basınç ısıtıcılarının ekserji verimi [%]
Ψ_{YBT}	: Yüksek basınç türbininin ekserji verimi [%]
$\Psi_{yoğuşturucu}$: Yoğuşturucu ekserji verimi [%]
Ψ_{YSP}	: Yoğuşma suyu pompasının ekserji verimi [%]

ÇİZELGE LİSTESİ

Sayfa

Çizelge 2.1	: Ülkemizde 100 MW üzerinde kurulu güce sahip yerli kömür yakıtlı enerji santralleri.	35
Çizelge 2.2	: Ülkemizde 2015 yılı sonu itibari ile kurulu bulunan ithal kömür yakıtlı enerji santralleri.	35
Çizelge 5.1	: Zonguldak ilinin 2017 yılı itibari ile ilçelere göre nüfus dağılımı.	75
Çizelge 5.2	: Santrale ait nominal işletme değerleri.	78
Çizelge 5.3	: Santral bölgesinin çevre özellikleri.	79
Çizelge 5.4	: Santralin akış şemasında (Şekil 5.2) verilen her bir noktanın nominal işletme koşullarındaki kütleli debi, sıcaklık, basınç, entalpi ve entropi değerleri ile Çizelge 5.3'teki çevre özellikleri kullanılarak hesaplanan enerji ve ekserji hızları.	81-83
Çizelge 5.5	: Kömürün kimyasal kompozisyon ve ısı değer bilgileri.	84
Çizelge 5.6	: Buhar kazanı kontrol hacmi için hesaplanan değerler.	85
Çizelge 5.7	: Yüksek basınç türbini kontrol hacmi için hesaplanan değerler.	86
Çizelge 5.8	: Orta basınç türbini kontrol hacmi için hesaplanan değerler.	86
Çizelge 5.9	: Alçak basınç türbini kontrol hacmi için hesaplanan değerler.	87
Çizelge 5.10	: Yoğuşturucu kontrol hacmi için hesaplanan değerler.	88
Çizelge 5.11	: Yoğuşma suyu pompası kontrol hacmi için hesaplanan değerler.	89
Çizelge 5.12	: Alçak basınç ısıtıcıları kontrol hacmi için hesaplanan değerler.	90
Çizelge 5.13	: Degazör tankı kontrol hacmi için hesaplanan değerler.	90
Çizelge 5.14	: Buster pompası kontrol hacmi için hesaplanan değerler.	91
Çizelge 5.15	: Besi suyu pompası ve besleme suyu pompası türbini kontrol hacmi için hesaplanan değerler.	92
Çizelge 5.16	: Yüksek basınç ısıtıcıları kontrol hacmi için hesaplanan değerler.	93
Çizelge 5.17	: Santralin brüt enerji ve ekserji verim değerleri.	93
Çizelge 5.18	: Santralin termal çevrimine ait ekserji verim kayıp oranları.	94
Çizelge 6.1	: Santralin yatırım maliyet kırılımı.	96
Çizelge 6.2	: Finansal modelleme için teknik veri ve kabuller.	97
Çizelge 6.3	: Finansal modelleme için finansal veri ve kabuller.	98
Çizelge 6.4	: Toplam yatırım maliyetinin yıllar bazında kullanım oranları.	98
Çizelge 6.5	: Santral toplam yatırım maliyeti.	104
Çizelge 6.6	: Ana para ve faiz ödemelerini gösteren kredi itfa tablosu.	105
Çizelge 6.7	: Örnek bir nakit akış tablosu.	106
Çizelge 6.8	: Santrale ait özsermaye nakit akışları tablosu.	108-109
Çizelge 6.9	: Santrale ilişkin finansal değerlendirme sonuçları.	110
Çizelge 6.10	: Finansal değerlendirme ölçütlerinin santral brüt verimine bağlı olarak değişimi.	113
Çizelge 6.11	: Finansal değerlendirme ölçütlerinin kapasite kullanım faktörüne bağlı olarak değişimi.	115

Çizelge 6.12 : Özsermaye GÖS'ün yatırım maliyetindeki indirim oranına bağlı olarak değişimi.	117
Çizelge 6.13 : Finansal değerlendirme ölçütlerinin yatırım maliyetindeki indirim oranına bağlı olarak değişimi.	118
Çizelge 6.14 : Farklı indirim oranları için oluşan 30 yıllık kömür birim fiyat projeksiyonu ortalamaları.	118
Çizelge 6.15 : Özsermaye GÖS'ün yıllık ortalama kömür birim fiyatlarındaki indirim oranına bağlı olarak değişimi.	120
Çizelge 6.16 : Finansal değerlendirme ölçütlerinin kömür birim fiyatlarındaki indirim oranına bağlı olarak değişimi.	120
Çizelge 6.17 : Uygulanan farklı değişim miktarları için oluşan 30 yıllık elektrik satış birim fiyat projeksiyonu ortalamaları.	121
Çizelge 6.18 : Özsermaye GÖS'ün yıllık ortalama elektrik satış birim fiyatlarındaki değişim miktarlarına bağlı olarak değişimi.	122
Çizelge 6.19 : Finansal değerlendirme ölçütlerinin elektrik satış birim fiyatlarındaki değişim miktarına bağlı olarak değişimi.	123
Çizelge 6.20 : 5 farklı durum için Zonguldak kömürü ve ithal kömür karışım oranları.	124
Çizelge 6.21 : Farklı kömür karışım oranlarında Özsermaye GÖS'ün santral brüt verimine bağlı olarak değişimi.	126
Çizelge 6.22 : Farklı kömür karışım oranlarında Özsermaye GÖS'ün kapasite kullanım faktörüne bağlı olarak değişimi.	129
Çizelge 6.23 : Farklı kömür karışım oranlarında Özsermaye GÖS'ün yatırım maliyetindeki indirim oranına bağlı olarak değişimi.	132
Çizelge 6.24 : Farklı kömür karışım oranlarında Özsermaye GÖS'ün kömür birim fiyatlarındaki indirim oranına bağlı olarak değişimi.	134
Çizelge 6.25 : Farklı kömür karışım oranlarında Özsermaye GÖS'ün elektrik satış birim fiyatlarına uygulanan değişim miktarına bağlı olarak değişimi.	137

ŞEKİL LİSTESİ

Sayfa

Şekil 2.1	: Dünya’da 1973 ve 2015 yıllarındaki birincil enerji arz oranları.	8
Şekil 2.2	: 1971 ve 2015 yılları arasında dünya birincil enerji kaynakları arzı.	9
Şekil 2.3	: Dünya’da elektrik enerjisi tüketiminin sektörel bazda dağılımı.	10
Şekil 2.4	: 1971 ve 2015 yılları arasında dünya elektrik enerjisi tüketimi.	11
Şekil 2.5	: Dünyada elektrik enerjisi üretiminin kaynak bazında dağılımı.	11
Şekil 2.6	: 1971 ve 2015 yılları arasında dünya elektrik enerjisi üretimi.	12
Şekil 2.7	: 2016 yılında Türkiye elektrik üretiminin kaynaklara göre dağılımı.	13
Şekil 2.8	: Kuru buhar tipi jeotermal enerji santralı şematik gösterimi.	14
Şekil 2.9	: Çift flaş buharlı jeotermal enerji santralı şematik gösterimi.	15
Şekil 2.10	: İkili (binary) çevrim tipi jeotermal enerji santralı şematik gösterimi ...	15
Şekil 2.11	: Kombine çevrim tipi jeotermal enerji santralı şematik gösterimi.	16
Şekil 2.12	: Yatay eksenli bir rüzgar türbininin şematik gösterimi.	17
Şekil 2.13	: Dikey eksenli bir rüzgar türbininin şematik gösterimi.	18
Şekil 2.14	: Parabolik oluk kolektörlerinden oluşan bir güneş enerji santralı.	20
Şekil 2.15	: Parabolik çanak kolektörlerinden oluşan bir güneş enerji santralı.	20
Şekil 2.16	: Merkezi alıcı sistemlerden oluşan bir güneş enerji santralı.	21
Şekil 2.17	: Fotovoltaik panellerden oluşan bir güneş enerji santralı.	21
Şekil 2.18	: Bir biyogaz tesisinin şematik gösterimi.	23
Şekil 2.19	: Pelamis tipi bir dalga enerji santralı.	24
Şekil 2.20	: Bir gelgit enerji santralı.	25
Şekil 2.21	: Barajlı tip bir hidroelektrik enerji santralı.	26
Şekil 2.22	: Pompaj depolamalı tip bir hidroelektrik enerji santralı.	27
Şekil 2.23	: Basınçlı hafif su soğutmalı yavaşlatıcılı bir nükleer enerji santralı.	28
Şekil 2.24	: Kaynar hafif su soğutmalı yavaşlatıcılı bir nükleer enerji santralı.	29
Şekil 2.25	: Bir doğalgaz kombine çevrim enerji santralının şematik gösterimi.	30
Şekil 2.26	: Bir gaz türbininin şematik gösterimi.	31
Şekil 2.27	: Bir buhar türbini.	31
Şekil 2.28	: Fuel oil yakıtlı bir enerji santralı.	32
Şekil 2.29	: 2015 yılında ülkemizde kaynak bazında kurulu güç dağılımı.	33
Şekil 2.30	: Ülkemizde (2015) kaynakların elektrik enerjisi üretimindeki payları. .	34
Şekil 2.31	: Yerli kömürün ülkemiz kurulu güç ve elektrik üretimindeki payı.	34
Şekil 3.1	: Basit Rankine çevriminin şematik gösterimi.	38
Şekil 3.2	: Basit ideal Rankine buhar çevrimine ait T-s diyagramı.	38
Şekil 3.3	: Gerçek buharlı güç çevriminin ideal Rankine çevriminden farklılığı. ...	39
Şekil 3.4	: İdeal ara ısıtmalı Rankine çevriminin şematik gösterimi.	40
Şekil 3.5	: İdeal ara ısıtmalı Rankine çevrimine ait T-s diyagramı.	41

Şekil 3.6	: Basit ideal Rankine buhar çevrimine ait T-s diyagramı ve kazandaki ısı geçişinin ilk bölümünün nispeten daha düşük bir sıcaklıkta gerçekleştiğinin gösterimi.	41
Şekil 3.7	: Bir açık besli suyu ısıtıcısının kullanıldığı ideal ara buhar almalı Rankine çevriminin şematik gösterimi.	42
Şekil 3.8	: Bir açık besli suyu ısıtıcısının kullanıldığı ideal ara buhar almalı Rankine çevrimine ait T-s diyagramı.	42
Şekil 3.9	: Bir kapalı besli suyu ısıtıcısının kullanıldığı ideal ara buhar almalı Rankine çevriminin şematik gösterimi.	43
Şekil 3.10	: Bir kapalı besli suyu ısıtıcısının kullanıldığı ideal ara buhar almalı Rankine çevrimine ait T-s diyagramı.	43
Şekil 3.11	: Kritik noktanın üzerinde çalışan bir Rankine çevrimine ait T-s diyagramı.	44
Şekil 3.12	: Pulverize kömür yakmalı bir enerji santralının akış şeması.	45
Şekil 3.13	: Bir kömür değirmeni.	46
Şekil 3.14	: Suyu ait faz diyagramı ve kritik nokta gösterimi.	47
Şekil 3.15	: Tek geçişli Benson tipi (kritik üstü koşullarda çalışan) pulverize kömür yakmalı bir kazanın şematik gösterimi.	49
Şekil 3.16	: Dolaşımli akışkan yataklı kazanın kullanıldığı kömür yakıtlı bir enerji santralının akış şeması.	51
Şekil 3.17	: Yoğuşturucu ve soğutma kulesinden oluşan bir çevrim.	53
Şekil 3.18	: Taze hava fanı.	55
Şekil 3.19	: Dönerli hava ısıtıcısı.	55
Şekil 3.20	: Doğal çekişli ıslak tip bir soğutma kulesi.	57
Şekil 3.21	: Kömürün sınıflandırılması, kömür tiplerinin dünyadaki toplam kömür rezervindeki payları ve kullanım yerleri.	58
Şekil 4.1	: Kapalı ve açık sistem şematik gösterimi.	62
Şekil 5.1	: Zonguldak il haritası.	74
Şekil 5.2	: Santralın termal çevrimine ait akış şeması.	80
Şekil 5.3	: Buhar kazanı kontrol hacmi.	84
Şekil 5.4	: Yüksek basınç türbini kontrol hacmi.	85
Şekil 5.5	: Orta basınç türbini kontrol hacmi.	86
Şekil 5.6	: Alçak basınç türbini kontrol hacmi.	87
Şekil 5.7	: Yoğuşturucu kontrol hacmi.	88
Şekil 5.8	: Yoğuşturucu kontrol hacmi.	88
Şekil 5.9	: Alçak basınç ısıtıcıları kontrol hacmi.	89
Şekil 5.10	: Degazör (gaz giderici) tankı kontrol hacmi.	90
Şekil 5.11	: Ön (buster) pompa kontrol hacmi.	91
Şekil 5.12	: Besli suyu pompası ve besli suyu pompası türbini kontrol hacmi.	91
Şekil 5.13	: Yüksek basınç ısıtıcıları kontrol hacmi.	93
Şekil 6.1	: Özsermaye NBD'nin santral brüt verimine bağlı olarak değişimi.	112
Şekil 6.2	: Özsermaye İVO'nun santral brüt verimine bağlı olarak değişimi.	113
Şekil 6.3	: Özsermaye NBD'nin kapasite kullanım faktörüne bağlı olarak değişimi.	114
Şekil 6.4	: Özsermaye İVO'nun kapasite kullanım faktörüne bağlı olarak değişimi.	115
Şekil 6.5	: Özsermaye NBD'nin yatırım maliyetindeki indirim oranına bağlı olarak değişimi.	116
Şekil 6.6	: Özsermaye İVO'nun yatırım maliyetindeki indirim oranına bağlı olarak değişimi.	117

Şekil 6.7 :	Özsermaye NBD'nin yıllık ortalama kömür birim fiyatlarındaki indirim oranlarına bağlı olarak değişimi.	118
Şekil 6.8 :	Özsermaye İVO'nun yıllık ortalama kömür birim fiyatlarındaki indirim oranlarına bağlı olarak değişimi.	119
Şekil 6.9 :	Özsermaye NBD'nin yıllık ortalama elektrik satış birim fiyatlarındaki değişim miktarlarına bağlı olarak değişimi.	121
Şekil 6.10 :	Özsermaye İVO'nun yıllık ortalama elektrik satış birim fiyatlarındaki değişim miktarlarına bağlı olarak değişimi.	122
Şekil 6.11 :	Farklı kömür karışım oranlarında Özsermaye NBD'nin santral brüt verimine bağlı olarak değişimi.	125
Şekil 6.12 :	Farklı kömür karışım oranlarında Özsermaye İVO'nun santral brüt verimine bağlı olarak değişimi.	126
Şekil 6.13 :	Farklı kömür karışım oranlarında Özsermaye NBD'nin kapasite kullanım faktörüne bağlı olarak değişimi.	127
Şekil 6.14 :	Farklı kömür karışım oranlarında Özsermaye İVO'nun kapasite kullanım faktörüne bağlı olarak değişimi.	128
Şekil 6.15 :	Farklı kömür karışım oranlarında Özsermaye NBD'nin yatırım maliyetindeki indirim oranına bağlı olarak değişimi.	130
Şekil 6.16 :	Farklı kömür karışım oranlarında Özsermaye İVO'nun yatırım maliyetindeki indirim oranına bağlı olarak değişimi.	131
Şekil 6.17 :	Farklı kömür karışım oranlarında Özsermaye NBD'nin kömür birim fiyatlarındaki indirim oranına bağlı olarak değişimi.	132
Şekil 6.18 :	Farklı kömür karışım oranlarında Özsermaye İVO'nun kömür birim fiyatlarındaki indirim oranına bağlı olarak değişimi.	133
Şekil 6.19 :	Farklı kömür karışım oranlarında Özsermaye NBD'nin yıllık ortalama elektrik satış birim fiyatlarına [USD/MWh] birimi ile uygulanan değişim miktarına bağlı olarak değişimi.	135
Şekil 6.20 :	Farklı kömür karışım oranlarında Özsermaye İVO'nun yıllık ortalama elektrik satış birim fiyatlarına [USD/MWh] birimi ile uygulanan değişim miktarına bağlı olarak değişimi.	136



KÖMÜR YAKITLI BİR ENERJİ SANTRALİNİN ENERJİ-FİNANSAL DEĞERLENDİRMESİ VE ZONGULDAK İLİ İÇİN BİR UYGULAMA

ÖZET

Günümüzde ülkelerin ekonomik kalkınmaları, küresel ekonomide rekabet gücü elde edebilmeleri ve toplumsal gelişme sağlayabilmelerinin en önemli unsurlarından biri enerjidir. Bir başka deyişle enerji, ekonomik ve sosyal ilerlemeyi sağlayan ve hayat kalitesini yükselten en önemli faktörlerden bir tanesidir.

Artan nüfus ve sanayileşme faaliyetleri ile birlikte enerji ve enerji kaynaklarına olan ihtiyacımız da hızlı bir şekilde artmaktadır. Bu kaynaklar, yenilenebilir ve konvansiyonel (yenilenemez) olarak nitelendirilirken fosil yakıtların yer aldığı konvansiyonel kaynaklar, dünyada enerji ihtiyacının çok büyük bir bölümünün karşılanmasında kullanılmaktadırlar.

Enerji ihtiyacının karşılanmasında önemli bir nokta arz güvenliğinin temini hususudur. Enerjide arz güvenliği, kapasite kullanım faktörleri yüksek olan baz yük santraller ile sağlanabilmektedir. Kömür, fuel oil, doğalgaz ve nükleer santraller, yüksek kapasite kullanım faktörleri sebebi ile baz yük santraller kategorisinde bulunmaktadır.

Enerji kaynakları açısından incelendiğinde, birincil enerji arzında, petrol, doğal gaz ve kömürden oluşan fosil kaynaklı yakıtların ağırlıklı konumunun önümüzdeki yıllarda da devam etmesi beklenmektedir. Enerji ihtiyacının karşılanmasında bir diğer önemli husus olan enerji kaynaklarının çeşitlendirilmesi, tek bir kaynağa ve ülkeye bağlı olmamak açısından enerji politikalarının vazgeçilmez unsurlarından bir tanesidir. Bu ilke doğrultusunda ülkemizin de enerji kaynaklarını çeşitlendirme ve enerji ihtiyacını farklı tip kaynaklardan elde etme noktasında çalışmaları ve projeksiyonları bulunmaktadır. Ülkemizde elektrik enerjisi ihtiyacının karşılanmasında yerli ve yenilenebilir kaynaklar öncelikli olup, bu kaynakların kullanımını konusundaki gelişmeler ve arz güvenliği dikkate alınarak kaliteli ithal kömüre dayalı santrallerden de yararlanılacağı ifade edilmektedir.

Bu yüksek lisans tez çalışmasında, Ülkemiz için gerek enerji kaynaklarının çeşitlendirilmesi hususunda gerekse de baz santral oluşu ile enerji arz güvenliğimizin sağlanması noktasında büyük öneme haiz kömür santralleri bağlamında Zonguldak ili için kritik üstü tipinde pulverize kömür yakıtlı bir enerji santralının enerji ve finansal değerlendirilmesi ele alınmaktadır. Çalışmanın enerji değerlendirmesi kısmında, santralın termal çevrimine dahil olan alt sistemler için enerji ve ekserji denge denklemleri uygulanmıştır. Finansal değerlendirme kısmında ise santrale ait yatırım maliyetleri ile işletme gelir ve giderlerinin göz önünde bulundurulduğu dinamik bir finansal model oluşturulup brüt verim, kapasite kullanım faktörü, yatırım maliyeti, kömür birim fiyatı ve elektrik satış birim fiyatı gibi farklı değişkenlerin değişimlerinin Net Bugünkü Değer, İç Verim Oranı ve Geri Ödeme Süresi gibi yatırımın finansal değerlendirilmesine ilişkin ölçütlere etkileri incelenmiştir.

Bu yüksek lisans tezi yedi bölüm olarak hazırlanmıştır. İlk bölüm olan Giriş'te tez konusu genel çerçevesi ile tanıtılmaktadır. Bölüm 2'de Dünya'da ve Türkiye'de elektrik enerjisi üretiminin kaynak bazında dağılımı verilmiş olup yenilenebilir ve konvansiyonel enerji santralleri ayrı başlıklar altında incelenmektedir.

Bölüm 3'te bu yüksek lisans tezinin ana konusu olan kömür yakıtlı enerji santralleri irdelenmektedir. Bu bölümde öncelikle Rankine çevrimi ele alınmakta olup bölümün devamında ise kömür yakıtlı enerji santrallerinin genel yapısı ve temel elemanları tanıtılmaktadır. Bölüm 4'te, Termodinamiğin bazı temel kavramlarından bahsedilmekte olup enerji ve ekserji analizi ile birinci ve ikinci yasa verimlerine ilişkin anlatımlara yer verilmektedir.

Bölüm 5'te Zonguldak ili için kritik üstü tipinde pulverize kömür yakıtlı 2x660 MWe gücündeki bir enerji santralının enerji değerlendirmesi yer almaktadır. Termal çevrimine ait akış şeması bölüm içerisinde verilen santral, belirli sürekli akışlı kontrol hacimlerine (açık sistemlere) ayrılmış ve bu kontrol hacimlerine Termodinamiğin birinci ve ikinci yasaları uygulanmıştır. Bu kapsamda, belirlenen kontrol hacimlerine enerji ve ekserji denge denklemleri uygulanarak santralin ve santralin termal çevrimindeki ekipmanların birinci ve ikinci yasa verimleri hesaplanmıştır. Ayrıca, belirlenen bu alt sistemlerde oluşan tersinmezlikler de irdelenmiştir. Yapılan çalışma sonucunda, literatürde yapılan benzer çalışmaların sonuçları ile uyumlu bir şekilde santralin termal çevrimi kapsamında en fazla tersinmezliğin buhar kazanında meydana geldiği görülmüştür.

Bölüm 6'da, Bölüm 5'te enerji ve ekserji analizleri ele alınan kömür yakıtlı enerji santralının finansal değerlendirmesine yer verilmektedir. Bu kapsamda, MS Excel formatında dinamik bir finansal model oluşturulup brüt verim, kapasite kullanım faktörü, yatırım maliyeti, kömür birim fiyatı ve elektrik satış birim fiyatı gibi farklı değişkenlerin değişimlerinin Net Bugünkü Değer, İç Verim Oranı ve Yatırım Geri Ödeme Süresi gibi yatırımın finansal değerlendirilmesine ilişkin ölçütlere etkileri irdelenmiştir. Çalışmanın realistik şartlarda yapılabilmesi amacı ile somut proje bilgileri toparlanmaya çalışılmıştır. Bu bağlamda, santrala ait yatırım maliyeti yaklaşık olarak 2 bn USD olarak alınmış olup yatırım maliyetinin alt kırılımlarına bölüm içerisinde yer verilmiştir. Santral inşaatının 2020 yılında başlayıp 4 yıl süreceği ve santralin 2024 yılının başında devreye gireceği öngörülmüştür. KDV ve santralin inşaat döneminde oluşan faiz giderleri de hesaplanmış ve yatırım maliyetine ilave edilmiştir. Toplam yatırım maliyetinin %30'unun özsermaye ve %70'inin ise banka kredisi ile finanse edileceği öngörülmüştür. Santral giderleri alt başlıklar ile bölüm içerisinde verilmiştir. Ayrıca, belirlenen banka kredisi şartlarında bankaya ödenecek olan ana para ve faiz ödemelerini gösteren kredi itfa tablosu da oluşturulmuştur.

Bölüm 5 ve Bölüm 6'da verilen bilgiler ile santrala ait özsermaye nakit akışları tablosu hazırlanmıştır. Özsermaye nakit akışları tablosu kullanılarak Özsermaye NBD -136,8 m USD ve Özsermaye İVO da sermaye maliyetinden küçük olarak hesaplanmıştır. Bu sonuçların üzerine, öncelikle santralda sadece ithal kömür kullanıldığı varsayımı ile finansal değerlendirme çalışmasının bir parçası olarak duyarlılık analizleri ele alınmıştır. Duyarlılık analizleri neticesinde finansal sonuçların en duyarlı olduğu parametrelerin kömür birim fiyatı ve elektrik satış birim fiyatı olduğu görülmüştür.

Ayrıca, Ülkemizde yerli kaynak kullanımının desteklenmesi çerçevesinde, yerli kömür kullanılarak üretilen elektrik enerjisi için alım garantisi bulunmaktadır. Bu

destek, sadece yerli kömür yakıtlı elektrik üretim santrallerini ve yerli kömür ile ithal kömür karışımı yakıtlı elektrik üretim santrallerini kapsamaktadır. İthal kömür yakıtlı elektrik üretim santralleri da yerli kömür kullanım oranları itibariyle bu destekten faydalanabilmektedir.

Bu bağlamda, bu Yüksek Lisans tez çalışmasında, santralda %0, %25, %50, %75 ve %100 oranlarında Zonguldak kömürünün kullanıldığı 5 farklı durum için de yatırımın finansal değerlendirilmesine ilişkin parametreler mukayeseli olarak incelenmiştir. Santrale ilişkin finansal değerlendirme çalışmasının bir parçası olarak belirtilen 5 farklı durum için de santral brüt verimi, kapasite kullanım faktörü, yatırım maliyeti, kömür birim fiyatı ve elektrik satış birim fiyatı parametreleri özelinde duyarlılık analizleri yapılmıştır. Bu kapsamda yapılan duyarlılık analizleri neticesinde, santralda kullanılan Zonguldak kömür oranının artması ile yatırımın finansal değerlendirilmesine ilişkin parametrelerin pozitif yönde etkilendiği görülmüştür.

Sonuç ve Öneriler, bu Yüksek Lisans tezinin 7. ve son bölümü olmakla beraber bu bölümde tez çalışması ile elde edilen neticeler değerlendirilmektedir.



ENERGY-FINANCIAL EVALUATION OF A COAL FIRED POWER PLANT AND AN APPLICATION FOR ZONGULDAK PROVINCE

SUMMARY

Today, energy is one of the most important elements of countries' economic development, competitiveness in the global economy and also social development. In other words, energy is one of the most important factors that provide economic and social progress and raise the quality of life.

Along with the increasing population and industrialization activities, our need for energy and energy resources is rapidly increasing. While these sources are described as renewable and conventional (nonrenewable), conventional sources comprising fossil fuels are used to meet a large part of the world's energy needs.

An important point in meeting energy needs is security of supply. Security of supply in energy can be achieved with base load plants with high capacity utilization factors. Coal, fuel oil, natural gas and nuclear power plants are in the category of base load power plants due to their high capacity utilization factors.

When examined from the perspective of energy resources, it is expected that the predominant position of fossil-based fuels consisting of oil, natural gas and coal in the primary energy supply will continue in the coming years. Another important issue in meeting energy needs is diversification of energy resources, one of the indispensable elements of energy politics in terms of not being dependent to a single source and country. In line with this principle, our country also has projections and projects to diversify energy resources and to obtain its energy needs from different types of sources. Domestic and renewable resources have priority in meeting the electricity energy needs in our country and it is stated that it will be also benefited from high quality imported coal-based power plants by taking into consideration the developments on the use of these resources and security of supply.

In the context of coal-fired thermal power plants with a great emphasis on both the diversification of energy resources and the provision of energy supply security for our country, in this master thesis study, energy and financial evaluation of an ultra-supercritical pulverized coal-fired power plant for Zonguldak province are discussed. In the energy evaluation section of the thesis study, energy and exergy balance equations were applied for subsystems in the thermal cycle of the plant. In the financial evaluation part of the study, a dynamic financial model was established in which plant investment costs, operational expenses and revenues were taken into consideration. In addition to this, the changes in parameters commonly used in financial assessment of investment projects such as Net Present Value, Internal Rate of Return and Payback Period were examined depending on changes in different parameters such as plant gross efficiency, capacity utilization factor, investment cost, coal unit price and electricity selling unit price.

This master's thesis consists of seven chapters. In the first chapter, Introduction, the thesis subject is introduced by the general framework. In Chapter 2, electricity generation distribution by resources in the world and in Turkey is given. Also, in this chapter, renewable and conventional power plants are examined in separate titles.

In Chapter 3, coal-fired power plants, the main topic of this master's thesis, are examined. In this section, the Rankine cycle is covered first and then the general structure and basic elements of coal-fired power plants are tried to be introduced. In Chapter 4, some basic concepts of Thermodynamics are mentioned, and energy and exergy analyses and also the first and second law efficiency equations are given.

In Chapter 5, energy evaluation of a 2x660 MWe ultra-supercritical pulverized coal-fired power plant for the Zonguldak province is included. The flow diagram of the plant thermal cycle was separated into certain continuous flow control volumes (open systems) and the first and second laws of Thermodynamics were tried to be applied to these control volumes. In this context, energy and exergy balance equations were applied to the determined control volumes and then the first and second law efficiencies for both the plant itself and also the equipments within the plant thermal cycle were calculated. In addition, the irreversibilities in these sub-systems were examined. As a result of this thesis study, in line with the results of similar studies in the literature, it has been observed that most of irreversibilities within the thermal cycle of the plant occurs in the steam boiler.

In Chapter 6, financial evaluation of the same coal-fired plant technically examined in Chapter 5 is included. In the financial evaluation part of the study, a dynamic financial model was created in MS Excel format and then the changes in parameters commonly used in financial assessment of investment projects such as Net Present Value, Internal Rate of Return and Payback Period were examined depending on changes in different parameters such as plant gross efficiency, capacity utilization factor, investment cost, coal unit price and electricity selling unit price. It was tried to gather concrete project information in order for the study to be able to be carried out under realistic conditions. In this context, the investment cost of the plant was taken as approximately 2 bn USD and breakdown of the investment cost were included within the chapter. It is envisaged that the construction of the power plant will commence in 2020 and last for 4 years and the plant will be commissioned at the beginning of 2024. Value added tax (VAT) and interest expenses incurred during the construction period of the plant were also calculated and added to the investment cost. It is foreseen that 30% of total investment cost will be financed by equity and 70% by bank credit. Expenditures of the plant were given within the chapter in separate titles. In addition, a loan repayment table showing the principal and interest payments to be paid to the bank under the specified bank loan terms was also established.

The table of equity cash flows for the plant was prepared with the information given in Chapter 5 and Chapter 6. By using this equity cash flow table, Equity Net Present Value was calculated as -136.8 m USD and Equity Internal Rate of Return calculated as less than cost of capital. On these results, as part of the financial evaluation study, sensitivity analyses were made firstly assuming that only imported coal is used in the plant. As a result of the sensitivity analyses, it has been seen that the parameters which the financial results are most sensitive to are coal unit price and electricity selling unit price.

In addition, within the scope of supporting the use of domestic resources in electricity generation in our country, there is a purchase guarantee for electricity generated by using domestic coal. This support includes the coal-fired power plants using both only domestic coal and also mix of domestic and imported coal. In other words, coal-fired power plants using mix of imported and domestic coal would also benefit from the support in proportion to the use of domestic coal within the mix.

In this context, in this master thesis study, the parameters related with the financial evaluation of the investment for the 5 different cases which 0%, 25%, 50%, 75% and 100% of the Zonguldak (domestic) coal were used in the power plant were comparatively examined. As part of the financial evaluation study, sensitivity analyses were made in 5 different cases specified above for plant gross efficiency, capacity utilization factor, investment cost, coal unit price and electricity selling unit price parameters. As a result of the sensitivity analyses carried out in this context, it has been seen that the parameters related to the financial evaluation of the investment were positively affected with the increase in use of Zonguldak coal in the power plant.

In the Chapter 7, Conclusions and Recommendations, the results obtained with the thesis study are evaluated.



1. GİRİŞ

Günümüzde ülkelerin ekonomik kalkınmaları, küresel ekonomide rekabet gücü elde edebilmeleri ve toplumsal gelişme sağlayabilmelerinin en önemli unsurlarından biri enerjidir. Bir başka deyişle enerji; ekonomik ve sosyal ilerlemeyi sağlayan, hayat kalitesini iyileştiren en önemli faktördür denebilir.

Nüfus ve demografik değişiklikler enerji talebinin miktarını ve kompozisyonunu etkileyen önemli parametreyi oluşturmaktadır. Dünya nüfusu sürekli artmakta ve 2014'te 7,3 milyar olan nüfusun 2040'da 9,2 milyara yükselmesi beklenmektedir. Uzun dönemde (2013-2040 arası) ortalama %3,4 büyümesi beklenen dünya ekonomisi bağlamında dünyadaki nüfus artışı, sanayileşme ve kentleşme, doğal kaynaklara ve enerjiye olan talebi önemli ölçüde arttırmaktadır (EÜAŞ, 2017). Yapılan projeksiyon çalışmaları göstermektedir ki; mevcut enerji politikalarının devamı halinde, 2040 yılında dünya enerji talebinin, ortalama yıllık %1,4'lük artışlarla, 2014 yılına göre % 43,5 (13.684 milyon ton eşdeğeri petrolden (Mtoe) 19.636 Mtoe'ye) daha fazla olacağına işaret etmektedir (EÜAŞ, 2017).

Artan nüfus, teknolojinin gelişmesi ve sanayileşme faaliyetleri ile birlikte enerji ve enerji kaynaklarına olan ihtiyacımız da hızlı bir şekilde artmaktadır (Tuğrul, 2012). Bu kaynaklar, yenilenebilir ve konvansiyonel olarak nitelendirilirken fosil yakıtların yer aldığı konvansiyonel kaynaklar, dünyada enerji ihtiyacının çok büyük bir bölümünün karşılanmasında kullanılmaktadırlar.

Enerji ihtiyacının karşılanmasında önemli bir nokta arz güvenliğinin temini hususudur. Enerjide arz güvenliği, kapasite kullanım faktörleri yüksek olan baz yük santraller ile sağlanabilmektedir. Kömür, fuel oil, doğalgaz ve nükleer santraller, bir yıl içerisindeki yüksek çalışma süreleri sebebi ile baz yük santraller kategorisinde bulunmaktadır.

Enerji kaynakları açısından incelendiğinde, birincil enerji arzında, petrol, doğal gaz ve kömürden oluşan fosil kaynaklı yakıtların ağırlıklı konumunun önümüzdeki yıllarda da devam etmesi beklenmektedir. Enerji talebindeki artışın (2014-2040

dönemi) yüzde 73,3'lük bölümünün söz konusu bu kaynaklardan karşılanması öngörülmektedir (EÜAŞ, 2017).

Yenilenebilir enerji kaynakları olarak sıralanan güneş, rüzgar, jeotermal, biyokütle, dalga ve gelgit enerjisi vb. gibi kaynaklar, günümüzde nispeten kısıtlı bir alanda kullanılmaktadır. Yapılan çalışma ve iyileştirmeler ile yenilenebilir enerji kaynaklarının toplam enerji üretimindeki payları giderek artmaktadır. Fosil kaynakların yer aldığı grupta ise kömür, petrol ve doğalgaz, enerji ihtiyacını karşılamada en çok kullanılan kaynaklar olarak bilinmektedir (ETKB, 2017).

2014-2040 döneminde elektrik üretiminde sırasıyla kömür ve doğal gazın en önemli kaynaklar olmaya devam edeceği, doğal gazın payının %21,6'dan %24,4'e yükseleceği; kömürün payının %40,8'den %36,0'ya, petrolün payının %4,4'ten %1,4'e, hidroliğin payının %16,4'ten %14,1'e, nükleerin payının da %10,7'den %9,3'e düşeceği öngörülmektedir (EÜAŞ, 2017). En büyük yüzdelik artış ise rüzgarda beklenmektedir. Aynı dönemde rüzgarın %3,0'lık payının %7,4'e yükseleceği öngörülmektedir (EÜAŞ, 2017).

Enerji ihtiyacının karşılanmasında bir diğer önemli husus olan enerji kaynaklarının çeşitlendirilmesi, tek bir kaynağa ve ülkeye bağlı olmamak açısından enerji politikalarının vazgeçilmez unsurlarından bir tanesidir. Bu ilke doğrultusunda ülkemizin de enerji kaynaklarını çeşitlendirme ve enerji ihtiyacını farklı tip kaynaklardan elde etme noktasında çalışmaları ve projeksiyonları bulunmaktadır.

Ülkemizin yakaladığı yüksek büyüme oranları, enerji talebinin de hızla artmasını beraberinde getirmiştir. Önümüzdeki yıllarda da bu eğilimin devam edeceği düşünülmektedir (EÜAŞ, 2017).

2015 yılında 129,22 milyon ton petrol eşdeğerine (milyon tep) ulaşan yıllık enerji arzı bir önceki yıla nazaran yaklaşık %7,0'lık bir artış göstermiştir. En son açıklanan verilere göre (2015 yılı) enerji arzında %30,7 ile doğalgaz önceki iki yılda olduğu gibi birincilikteki yerini korurken, onu %29,0 ile kömür, %28,1 ile yine ham petrol ve petrol ürünleri izlemiştir (EÜAŞ, 2017). Geri kalan %12,2'lik bölüm ise başta hidrolik olmak üzere yenilenebilir kaynaklar ile elektrikten karşılanmıştır. 2013-2015 dönemi kıyaslandığında, jeotermal ve rüzgarın birincil enerji arzındaki payının sürekli arttığı, biyoenerji ve atıklar, güneş ve elektriğin payının ise sürekli azaldığı görülmektedir (EÜAŞ, 2017).

Ülkemizde elektrik enerjisi ihtiyacının karşılanmasında yerli ve yenilenebilir kaynaklar öncelikli olup, bu kaynakların kullanımı konusundaki gelişmeler ve arz güvenliği dikkate alınarak kaliteli ithal kömüre dayalı santrallerden de yararlanılacağı ifade edilmektedir (ETKB, 2009).

1.1 Tezin Amacı

Bu yüksek lisans tez çalışmasında, Zonguldak Bölgesi için kömür yakmalı bir termik santralin enerji ve finansal değerlendirmesinin yapılması hedeflenmiştir. Bu kapsamda incelenen kömür yakıtlı termik santrale farklı oranlarda ithal ve yerli kömür katkılanması ile oluşan durumlar için inceleme yapılması hedeflenmiştir. Çalışmanın enerji değerlendirmesi kısmında, santralin termal çevrimine dahil olan alt sistemler için enerji ve ekserji denge denklemlerinin oluşturulması planlanmıştır. Finansal değerlendirme kısmında ise santrale ait yatırım maliyetleri ile işletme gelir ve giderlerinin göz önünde bulundurulduğu dinamik bir finansal model oluşturulup brüt verim, kapasite kullanım faktörü, yatırım maliyeti, kömür birim fiyatı ve elektrik satış birim fiyatı gibi farklı değişkenlerin değişimlerinin Net Bugünkü Değer, İç Verim Oranı ve Geri Ödeme Süresi gibi yatırımın finansal değerlendirilmesine ilişkin ölçütlere etkilerinin incelenmesi amaçlanmaktadır.

1.2 Literatür Araştırması

Gerek enerji kaynaklarının çeşitlendirilmesi gerekse de baz santral oluşu ile enerji arz güvenliğimizin sağlanması bağlamında kömür yakıtlı enerji santralleri Ülkemiz enerji politikaları açısından büyük öneme sahiptir. Kömür yakıtlı enerji santrallerinin enerji ve finansal açılarından incelenmesi kapsamında literatürde yapılan çalışmalardan bazıları aşağıda sıralanmıştır.

Uysal (2012), “Bir Termik Santralin Termoekonomik Analizi” konulu yüksek lisans tez çalışmasında Zonguldak'ta bulunan 160 MW kapasiteye sahip kömür yakıtlı bir enerji santralini ekserji ve termoekonomik yönlerden incelemiştir. Bu çalışmanın ekserji analizi kısmında santrale ait alt sistemlerde oluşan tersinmezlikler hesaplanmıştır. Bu çalışmada yapılan ekserji analizleri neticesinde buhar kazanının ekserji verimi %33,24 ve yoğunlaştırıcunun ekserji verimi ise %29,95 olarak hesaplanmıştır. Bu sonuçlar ile birlikte kazan ve yoğunlaştırıcunun santralin buhar

çevrimindeki en düşük ekserji verimine sahip ekipmanlar olduğu görülmüştür. Diğer yandan çalışmanın termoekonomik analiz kısmında ise üretilen elektriğin birim ekserji maliyet hesaplamaları yapılmıştır.

Bayrak (2013) tarafından yapılan “Bir Termik Santralde Entropi Üretiminin Enerji Verimliliğine Etkisinin İncelenmesi” konulu yüksek lisans tez çalışmasında Muğla’da bulunan 420 MW kapasiteye sahip kömür yakıtlı bir enerji santrali termodinamik açıdan incelenmiştir. Bu çalışma neticesinde, en fazla tersinmezliğin buhar kazanında meydana geldiği ifade edilmiştir. Ayrıca, çalışmada santrale ait birinci ve ikinci yasa verimleri sırasıyla %39,90 ve %32,21 olarak hesaplanmıştır.

Tekel (2006), “Termik Santralların Enerji ve Ekserji Analizi” konulu yüksek lisans tez çalışmasında Ülkemizdeki üç farklı linyit kömürlü enerji santrali için mukayeseli enerji ve ekserji analizlerini ele almıştır. Tez çalışmasında Orhaneli, Yatağan ve Seyitömer kömür yakıtlı enerji santrallarının ekserji verimleri sırasıyla %37,86, %28,58 ve %19,35 olarak hesaplanmıştır.

Özen (2017), “Ultra super Kritik Termik Santrallerin Termodinamik ve Ekonomik Analizi” konulu yüksek lisans tez çalışmasında 5 farklı kömür yakıtlı enerji santralının termodinamik ve finansal analizlerini mukayeseli olarak incelemiştir. Tez çalışması neticesinde ara ısıtmanın ve rejenerasyon kademe sayısının santral enerji ve ekserji verimleri üzerinde olumlu etkilerinin olduğu ifade edilmiştir. Ayrıca, santralin kapasite kullanım faktörü arttıkça santral yatırımına ilişkin geri ödeme süresinin azaldığı ifade edilmiştir.

North ve arkadaşları (2014), “Feasibility study of electricity generation from discard coal” başlıklı çalışmalarında yüksek kül oranına sahip Güney Afrika kömürü kullanan 450 MW kurulu gücünde dolaşımli akışkan yataklı tip buhar kazanlı bir kömür yakıtlı enerji santralının finansal değerlendirmesini yapmışlardır. Finansal analiz çalışması neticesinde projenin iç verim oranı %21,4 olarak hesaplanmıştır.

Ujam ve Diyoke (2013), “Economic Viability of Coal based Power Generation for Nigeria” başlıklı çalışmalarında Nijerya’da 500 MW kurulu gücünde kritik üstü tipinde pulverize kömür yakıtlı bir enerji santralının finansal değerlendirmesini yapmışlardır. Finansal değerlendirme sonucunda yatırımın geri ödeme süresi 19 yıl ve iç verim oranı ise %20,8 olarak hesaplanmıştır.

Diğer yandan farklı türdeki enerji santralleri için de literatürde finansal değerlendirme bağlamında çalışmalar bulunmakta olup bu çalışmalardan bazıları aşağıda sıralanmıştır.

Özdemir (2017), “Modelling and Financial Analysis of A Solar-Biomass Hybrid Power Plant in Turkey” konulu yüksek lisans tez çalışmasında güneş-biyokütle hibrit bir enerji santralının finansal analizini MS Excel programı kullanarak hazırladığı finansal model ile incelemiş olup Net Bugünkü Değer ve İç Karlılık Oranı hesaplamalarını yapmıştır. Tez çalışması kapsamında yapılan finansal analiz sonucunda 1 MW ve 5 MW kurulu güçlere sahip hibrit sistemler için %80 oranında bir borçlanma senaryosunda İç Verim Oranı %15,64 olarak hesaplanmıştır.

Saraç (2015), “Evsel Atık Değerlendirme Tesisi Enerji-Ekonomi Analizi ve Kocaeli İli İçin Uygulama” konulu yüksek lisans tez çalışmasında bir katı atık yakma tesisinin hem enerji hem de finansal analizlerini ele almış olup finansal değerlendirme çerçevesinde tesise ait nakit akışları tablolarını oluşturmuştur. Finansal analiz çalışması kapsamında tesise ait geri ödeme süreleri farklı elektrik satış birim fiyatlarının kullanıldığı 3 farklı senaryo için hesaplanmıştır. Üç farklı senaryo için geri ödeme süreleri sırasıyla 17, 20 ve 22 yıl olarak bulunmuştur.

Girgin (2011), “Bir Fotovoltaik Güneş Enerjisi Santralinin Fizibilitesi, Karaman Bölgesinde 5 MW’lık Güneş Enerjisi Santrali İçin Enerji Üretim Değerlendirmesi ve Ekonomik Analizi” konulu yüksek lisans tez çalışmasında 5 MW kapasiteye sahip farklı fotovoltaik sistemlerin enerji üretim değerlendirmelerini ve finansal analizlerini yapmıştır. Çalışmanın finansal değerlendirme kapsamında farklı fotovoltaik sistemlere ilişkin Geri Ödeme Süreleri ve İç Karlılık Oranları hesaplanmıştır. Finansal değerlendirme kapsamında incelemesi yapılan farklı sistemler için hesaplanan geri ödeme sürelerinin 3 ila 6 yıl ve iç verim oranlarının ise %21,76 ila %39,57 arasında olduğu görülmüştür.



2. ENERJİ VE ELEKTRİK ENERJİSİ SANTRALLARI

Enerji, en temel tanımı ile iş yapabilme yeteneğidir ve canlıların yaşamlarını devam ettirebilmeleri için önemli bir kavramdır. Bu sebeple, tarih boyunca insanlar gereksinimlerini karşılayabilmek amacı ile enerji ve enerji kaynaklarının arayışında olmuşlardır (Otlu, 2012).

Benzer şekilde toplumlar da tarihsel gelişim süreçleri boyunca devamlı olarak enerjiye gereksinim duymuşlardır. Enerji kullanım biçimleri ve yoğunlukları toplumların gelişmişlik seviyelerinin de göstergesi olmuştur (Tuna, 2000).

Gelişmekte olan ülkelerdeki süratli nüfus artışı ve endüstrileşme, enerjiye olan talebin hızla artmasına neden olmaktadır. Enerji, üretimde zorunlu bir bileşen olduğu gibi bir ülkenin ekonomik ve sosyal kalkınma potansiyelini de yansıtmakta olan temel göstergelerden bir tanesidir. Enerji tüketimi ile sosyal gelişmişlik arasında doğrusal bir ilişki bulunmaktadır. Bu bağlamda, ekonomik gelişme ve refah artışıyla enerji tüketiminin de arttığı görülmektedir (Koç ve Şenel, 2013).

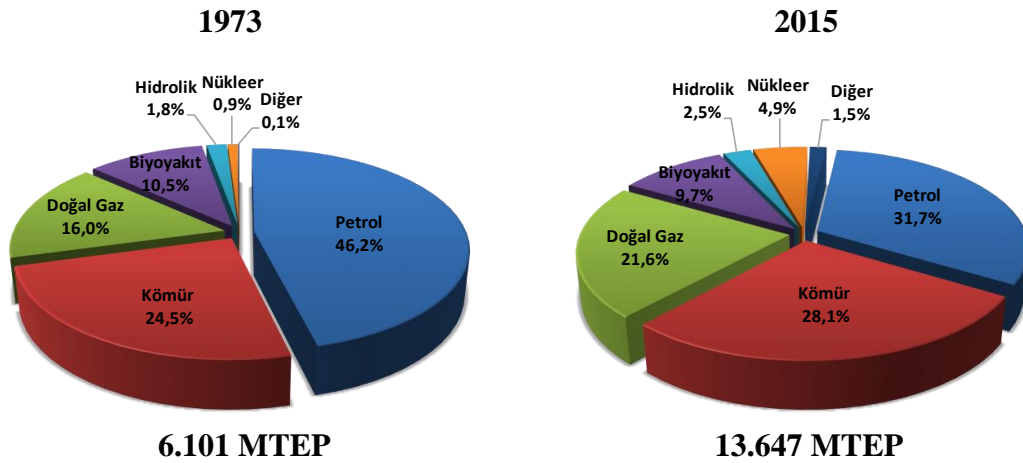
Bu bölümde, dünyada ve Ülkemizde birincil enerji arzının ve elektrik enerjisi üretiminin kaynaklara göre dağılımı verilmekte ve ayrıca elektrik enerjisi üretiminde yenilenebilir ve konvansiyonel (yenilenemez) enerji santralleri ayrı ayrı ele alınıp incelenmektedir.

2.1 Enerji ve Enerji Kaynakları

Günlük hayatın her aşamasında kullanım alanı bulan enerji; kimyasal, nükleer, mekanik, termal (ısı), jeotermal, güneş, hidrolik, rüzgar, elektrik enerjisi gibi farklı biçimlerde bulunabilmekte ve uygun metodlar ile birbirine dönüştürülebilmektedir. Bu noktadan yola çıkılarak, ekonomik anlamda farklı yöntemlerle enerji elde edilen kaynaklar, enerji kaynakları olarak adlandırılmakta ve değişik şekillerde sınıflandırılabilmektedir. Enerji kaynakları, kullanımına göre yenilenebilir (tükenmez) ve konvansiyonel (tükenir yada yenilenemez) enerji kaynakları olarak ikiye ayrılmaktadır (Koç ve Şenel, 2013).

Öte yandan, enerjinin herhangi bir değişim ya da dönüşüme uğramamış şekli birincil (primer) enerji olarak tanımlanmaktadır. Primer enerji kaynakları; petrol, doğalgaz, kömür, nükleer (uranyum, toryum), hidrolik, güneş, biyokütle, dalga-gelgit ve rüzgardır. Birincil (primer) enerjinin işlem görmesiyle oluşan enerji de ikincil (sekonder) enerji şeklinde ifade edilmektedir. Benzin, mazot, hava gazı, motorin, kok kömürü, petrokok ve sıvılaştırılmış petrol gazı (LPG) bu tip enerji kaynakları arasında gösterilmektedir (Koç ve Şenel, 2013).

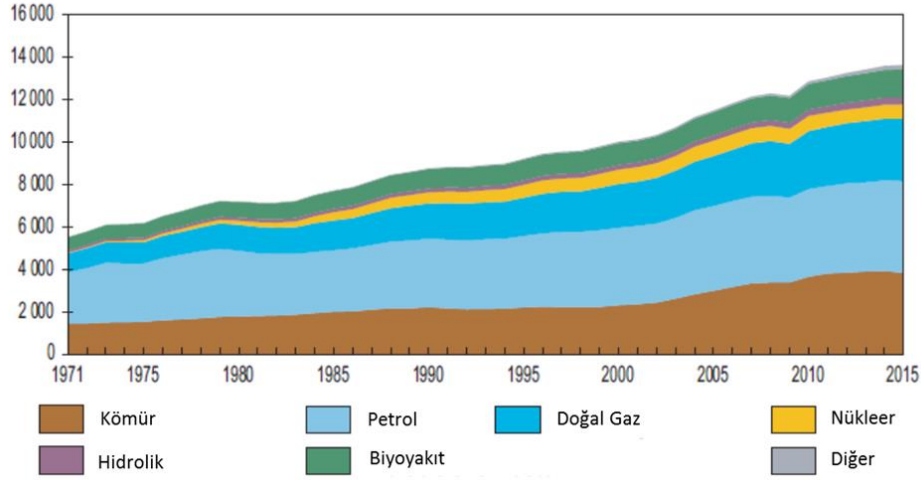
IEA'nın 2017 tarihli raporu incelendiğinde; 1973 yılında dünya enerji ihtiyacının %46,2'sinin petrol, %24,5'inin kömür, %16'sının doğal gaz, %10,5'inin biyoyakıt, %1,8'inin hidrolik, %0,9'unun nükleer ve %0,1'lik kısmının ise jeotermal, güneş, rüzgar, dalga, gelgit ve diğer yenilenebilir enerji kaynaklarından karşılandığı Şekil 2.1'de görülmektedir (IEA, 2017). 2015 yılında ise dünya enerji ihtiyacının %31,7'sinin petrol, %28,1'inin kömür, %21,6'sının doğal gaz, %9,7'sinin biyoyakıt, %2,5'inin hidrolik, %4,9'unun nükleer ve %1,5'lik kısmının ise jeotermal, güneş, rüzgar, dalga, gelgit ve diğer yenilenebilir enerji kaynaklarından karşılandığı görülmektedir (IEA, 2017). Burada dikkat çeken husus; 1973 ve 2015 arasında 42 yıl gibi bir zaman farkı olmasına karşın fosil yakıtların başatlığını sürdürmekte olduğu ve dünya enerji gereksiniminin % 80'inden fazlasının fosil yakıtlardan sağlandığının gözleniyor olmasıdır.



Şekil 2.1 : Dünya'da enerji kaynaklarına göre 1973 ve 2015 yıllarındaki birincil enerji arz oranları (IEA, 2017).

Şekil 2.2'de ise 1971 – 2015 yılları arasında milyon ton petrol eşdeğeri (MTEP) cinsinden dünya birincil enerji kaynakları arzı görülmektedir. 1971 – 2015 yılları

arasında dünya enerji ihtiyacının karşılanmasındaki en büyük payın petrole ait olduğu Şekil 2.2’de görülmektedir.



Şekil 2.2 : 1971 ve 2015 yılları arasında dünya birincil enerji kaynakları arzı (IEA, 2017).

2.2 Elektrik Enerjisi

Cisimlerin atom yapısında bulunan elektronların serbest hale geçerek hareket etmesi ile meydana gelen enerji çeşidi elektrik enerjisi olarak tanımlanmaktadır (Url-1).

Elektrik enerjisinin üretimi, (bakır gibi bir) iletkenin manyetik bir alan içerisinde hareket ettirilmesi ile gerçekleştirilebilir. Günlük hayatımızın her evresinde, evlerimizde, işyerlerimizde ve sanayide ihtiyaç duyduğumuz büyük miktardaki elektrik enerjisini üretebilmek için, elektrik jeneratörlerini döndürecek büyük güç santrallarına ihtiyaç duyulmaktadır (Url-2).

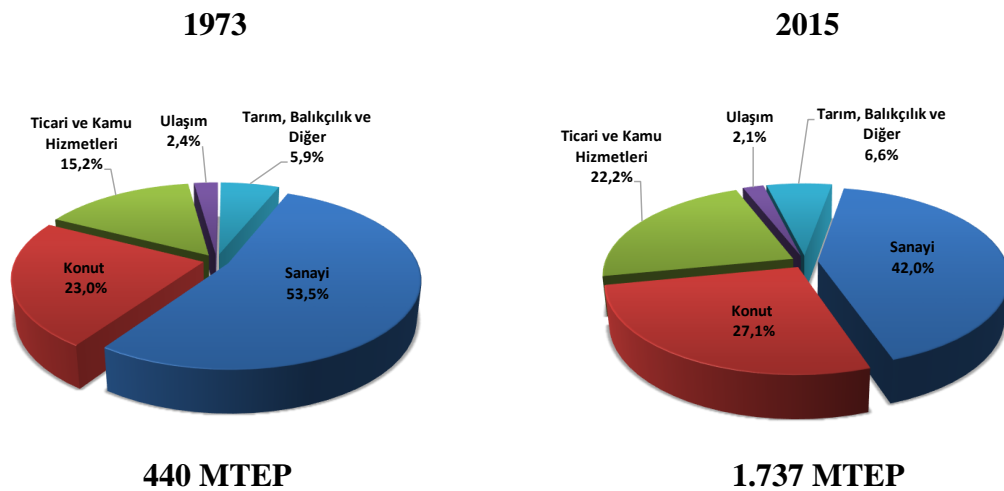
Elektriğin tarihçesi incelendiğinde, milattan önceki dönemlerde Thales’in elektrostatik alanındaki buluşları, 1800’lerde Volta’nın icat ettiği pil, H.C. Oersted’in elektrik ve manyetizma alanındaki çalışmaları, Arago ve Ampere’nin manyetik alan ile ilgili tespitleri, Faraday’ın mekanik enerjiden elektrik enerjisi elde eden dinamoyu geliştirmesi, Hippolyte Pixli’nin alternatif akım jeneratörünü yapması ve 1866’da Weiner von Siemens’in jeneratörlerde mıknatıs yerine elektromıknatıs kullanımını geliştirmesi ile büyük kapasiteli jeneratörlerin kullanılmasının önünü açması elektrik ile ilgili yapılan ilk çalışmalar olarak tarihe geçmiş bulunmaktadır (Url-1).

Elektriğin günlük hayatta enerji olarak kullanılması ise 1878 yılında başlamıştır. İlk elektrik üretim santrali 1882’de Londra’da faaliyete geçmiştir. Ülkemizde ise ilk

elektrik enerjisi üretimi, 1902 yılında bir su değirmenine bağlı olarak Tarsus'ta kurulan 2 kW güce sahip bir dinamo vasıtası ile gerçekleştirilmiştir. Türkiye'deki ilk büyük kapasiteli elektrik üretim santrali ise 1913 yılında İstanbul'da kurulan Silahtarağa Termik Santrali'dir (Url-3).

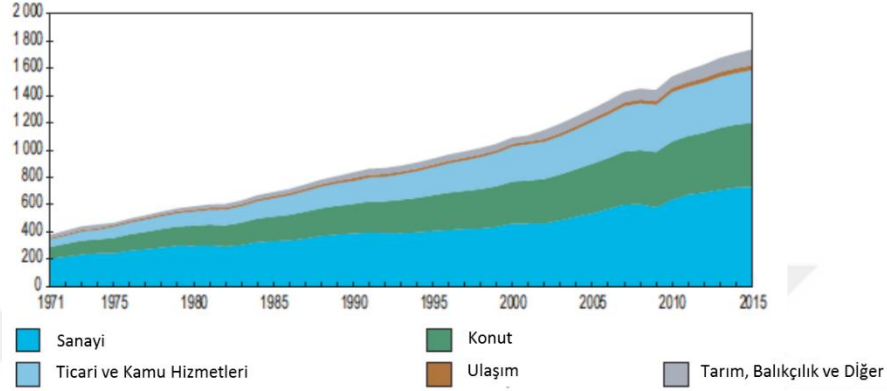
Diğer enerji çeşitlerine göre önemli üstünlükleri olduğu için elektrik enerjisi günlük hayatımızda yaygın olarak kullanılan enerji formu haline gelmiştir denebilir. Bu üstünlükler, diğer enerji türlerine kolaylıkla dönüştürülebilmesi, dönüşüm veriminin yüksek olması ve üretildiği yerden kullanılacağı yere kolay ve verimli olarak nitelenebilecek şekilde iletilebilmesi olarak sayılabilmektedir.

Dünyada artan nüfus, teknolojinin gelişimi ve sanayileşme ile beraber elektrik enerjisine olan talep de hızla artış göstermektedir. Şekil 2.3'te dünyada 1973 ve 2015 yıllarında elektrik enerjisi kullanımının sektörel bazda dağılımı görülmektedir. Şekil 2.3 incelendiğinde 1973 yılında dünyada tüketilen toplam elektrik enerjisinin %53,5'inin sanayide, %23'ünün konutlarda, %15,2'sinin ticari ve kamu hizmetlerinde, %2,4'ünün ulaşımda ve kalan %5,9'unun da tarım, balıkçılık ve listelenmemiş diğer sektörlerde tüketildiği görülmektedir (IEA, 2017). 2015 yılı için benzer bir inceleme yapıldığında ise dünyada tüketilen toplam elektrik enerjisinin %42'sinin sanayide, %27,1'inin konutlarda, %22,2'sinin ticari ve kamu hizmetlerinde, %2,1'inin ulaşımda ve kalan %6,6'sının da tarım, balıkçılık ve listelenmemiş diğer sektörlerde tüketildiği görülmektedir (IEA, 2017).



Şekil 2.3 : Dünya'da elektrik enerjisi toplam tüketiminin sektörel bazda dağılımı (IEA, 2017).

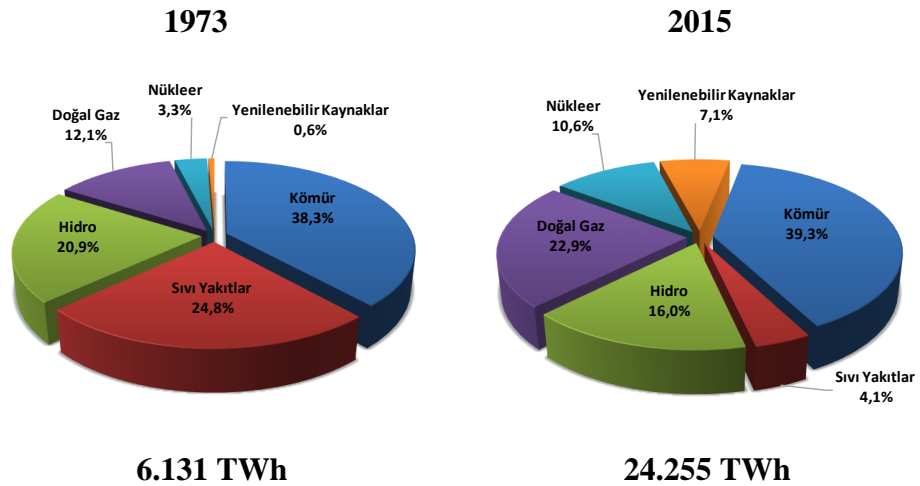
Şekil 2.4’de ise 1971 – 2015 yılları arasında milyon ton petrol eşdeğeri (MTEP) cinsinden sektörlere göre dünya elektrik enerjisi tüketimi görülmektedir. Şekil 2.4’te 1971 – 2015 yılları arasında dünya elektrik enerjisi tüketimindeki en büyük payın sanayiye ait olduğu görülmektedir. Ayrıca, elektrik enerjisinin hemen her sektör ve alanda kullanılmakta olduğu ve günlük yaşantımızın vazgeçilemez bir unsuru haline geldiği Şekil 2.3 ve Şekil 2.4’ten gözlenmektedir.



Şekil 2.4 : 1971 ve 2015 yılları arasında sektörlere göre dünya elektrik enerjisi tüketimi (IEA, 2017).

2.3 Elektrik Enerjisi Üretim Santralleri

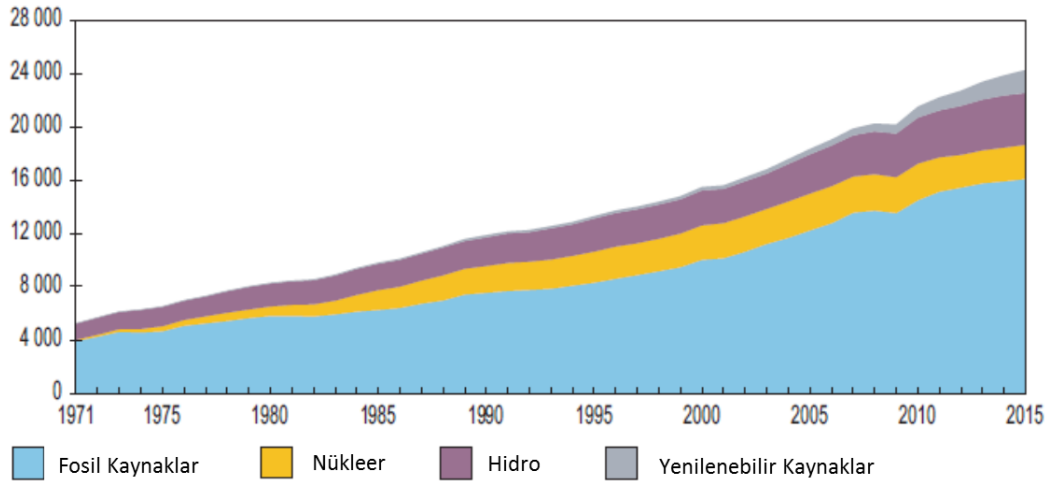
Artagiden elektrik enerjisi ihtiyacına bağlı olarak artan elektrik enerjisi talebini karşılamak üzere yenilenebilir ve konvansiyonel (yenilenemez) enerji kaynaklarının kullanıldığı enerji üretim santralleri inşa edilmektedir. Şekil 2.5’de dünyada toplam elektrik enerjisi üretiminin kaynaklara göre dağılımı verilmektedir.



Şekil 2.5 : Dünyada elektrik enerjisi üretiminin kaynak bazında dağılımı (IEA, 2017).

Şekil 2.5 incelendiğinde 1973 yılında dünyada üretilen toplam elektrik enerjisinin %38,3'ünün kömürden, %24,8'inin sıvı yakıtlardan, %20,9'unun hidrodan, %12,1'inin doğal gazdan, %3,3'ünün nükleerden ve %0,6'sının da yenilenebilir enerji kaynaklarından üretildiği görülmektedir (IEA, 2017). 2015 yılında ise %39,3'ünün kömürden, %22,9'unun doğal gazdan, %16'sının hidrodan, %10,6'sının nükleerden, %4,1'inin sıvı yakıtlardan ve %7,1'inin de jeotermal, güneş, rüzgar, dalga, gelgit, biyoyakıt vb. Yenilenebilir enerji kaynaklarından üretildiği görülmektedir (IEA, 2017).

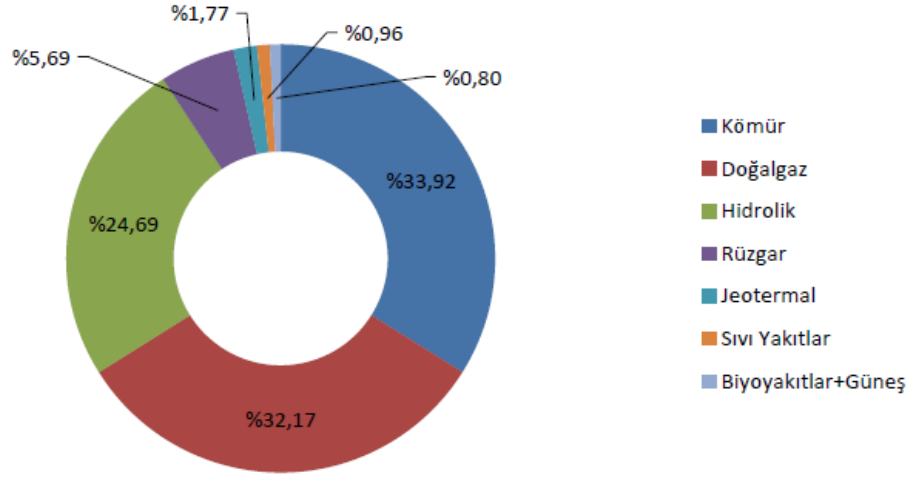
Şekil 2.6'da ise 1971 – 2015 yılları arasında TWh cinsinden kaynaklara göre dünyada üretilen toplam elektrik enerjisi görülmektedir. Buradan da yine anlaşıldığı üzere; toplam enerji kullanımında olduğu gibi elektrik enerjisi için de fosil yakıtlar başat nitelik taşımaktadır.



Şekil 2.6 : 1971 ve 2015 yılları arasında kaynaklara göre dünya elektrik enerjisi üretimi (IEA, 2017).

Şekil 2.6'da 1971 – 2015 yılları arasında dünya elektrik enerjisi üretimindeki en büyük payın fosil kaynaklara ait olduğu görülmektedir.

Ülkemizde enerji kaynakları bazında 2016 yılı verileri incelendiğinde (Şekil 2.7) üretilen toplam elektrik enerjisinin %33,92'sinin kömürden, %32,17'sinin doğal gazdan, %24,69'unun hidrodan, %5,69'unun rüzgardan, %1,77'sinin jeotermalden, %0,96'sının sıvı yakıtlardan ve kalan %0,8'inin de güneş ve biyoyakıtlardan elde edildiği görülmektedir (EÜAŞ, 2017).



Şekil 2.7 : 2016 yılında Türkiye elektrik enerjisi üretiminin kaynaklara göre dağılımı (EÜAŞ, 2017).

Elektrik üretim santralleri, elektrik enerjisinin elde edildiği üretim tesisleri olup elektrik enerjisi üretirken kullandıkları enerji kaynağına göre isimlendirilmektedir. Bu bağlamda, elektrik enerjisi üretiminde yenilenebilir ve konvansiyonel (yenilenemez) enerji santralleri ayrı ayrı ele alınıp aşağıda incelenmektedir.

2.3.1 Yenilenebilir enerji santralleri

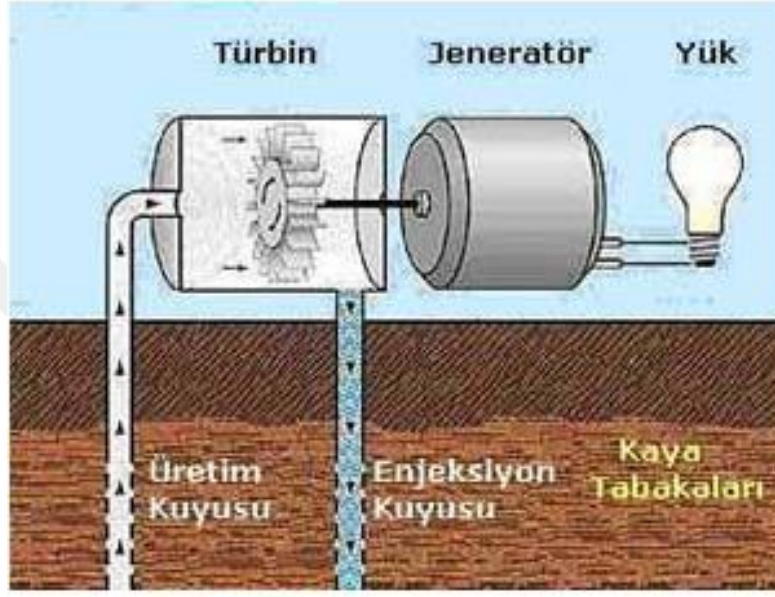
Yenilenebilir enerji santralleri, elektrik enerjisi üretiminde yenilenebilir enerji kaynaklarını kullanmaktadır. Bu kapsamda; jeotermal, rüzgar, güneş, biyokütle, dalga, gelgit ve hidroelektrik enerji santralleri ayrı ayrı ele alınıp incelenmektedir.

2.3.1.1 Jeotermal enerji santralleri

Jeotermal enerji, uzun süreden beri pek çok farklı ülkede elektrik enerjisi üretimi için kullanılan yenilenebilir enerji kaynaklarından birisi olup teknik olarak yeraltında biriken basınçlı sıcak su veya buharın taşıdığı enerji olarak tarif edilebilmektedir (Kıvanç ve Serpen, 2011).

Jeotermal enerji santrallerinde, sondajlama ile açılan kuyular vasıtasıyla yeraltından alınan jeotermal akışkanın türbin-jeneratör sistemini çalıştırması ile elektrik enerjisi üretilmektedir. Jeotermal akışkanın sıcaklık, basınç ve entalpi gibi fiziksel özelliklerine göre farklı tipte jeotermal enerji santralleri tasarlanabilmektedir. Jeotermal enerji santralleri, genel bir yaklaşım ile kuru buhar santralleri, flaş buhar santralleri, ikili (binary) çevrim santralleri ve kombine çevrim santralleri olarak tasnif edilmektedir.

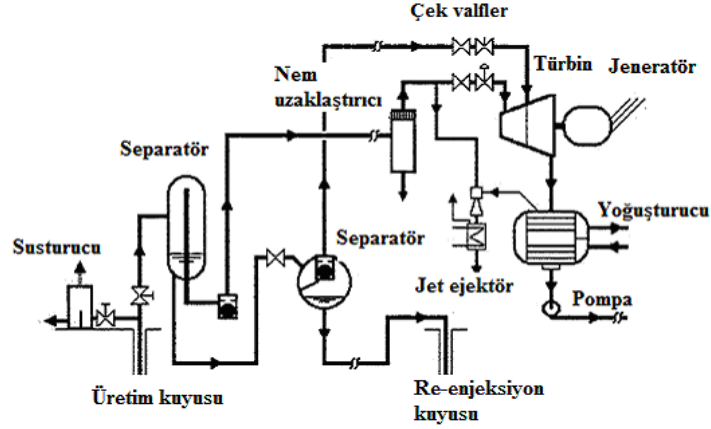
Kuru buhar jeotermal enerji santrallerinde, türbin-jeneratör sistemini çalıştıran akışkan yeraltından direk su buharı olarak alınan jeotermal akışkandır. Türbinde iş yapan akışkan yoğunlaşır ve tekrardan pompalar vasıtası ile yeraltına gönderilir. Jeotermal alanında, santralda sürecini tamamlayan jeotermal akışkanın tekrar yeraltına gönderilmesi işlemine reenjeksiyon denilmektedir. Şekil 2.8’de kuru buhar tipi bir jeotermal santrali şematik olarak gösterilmektedir.



Şekil 2.8 : Kuru buhar tipi jeotermal enerji santrali şematik gösterimi (Url-4).

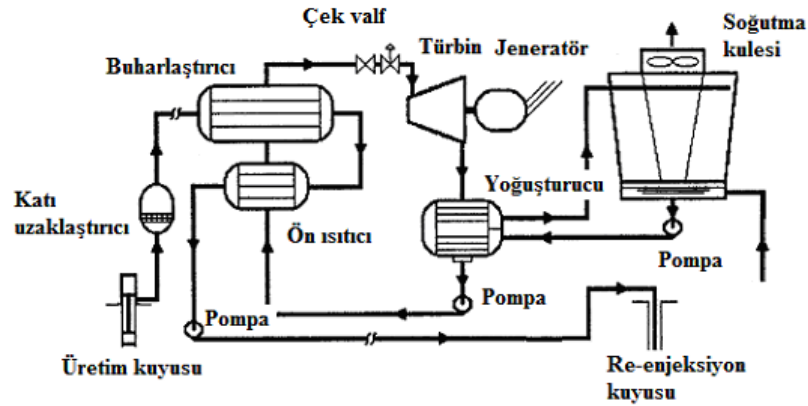
Dünyadaki jeotermal alanların birçoğundaki jeotermal akışkan, sıvı yoğun ve çift fazlı jeotermal akışkandır. Su ağırlıklı böylesi jeotermal kaynaklarda, jeotermal akışkan kuyu içerisinde yeryüzüne doğru yükselirken çift fazlı duruma geçiş söz konusu olmaktadır. Bu tip akışkan kullanan jeotermal santrallara “flaş buhar tipi jeotermal santral” adı verilmektedir (Kıvanç ve Serpen, 2011). Bu tip santrallarda buharın türbine gönderilmeden önce sudan ayrılması gerekmektedir. Bu sebeple, flaş buhar tipi santrallarda seperatörler kullanılmaktadır. Flaş buhar tipi jeotermal santrallar, sistemde kullanılan seperatör sayısına göre tek, çift, üç flaş buharlı santrallar şeklinde isimlendirilmektedir. Flaş buhar tipi jeotermal santrallarda, sudan ayrılan buhar türbine gönderilir, su ise tekrardan yeraltına enjekte edilir (Kıvanç ve Serpen, 2011).

Şekil 2.9’da çift flaş buharlı bir jeotermal enerji santrali şematik olarak gösterilmektedir.



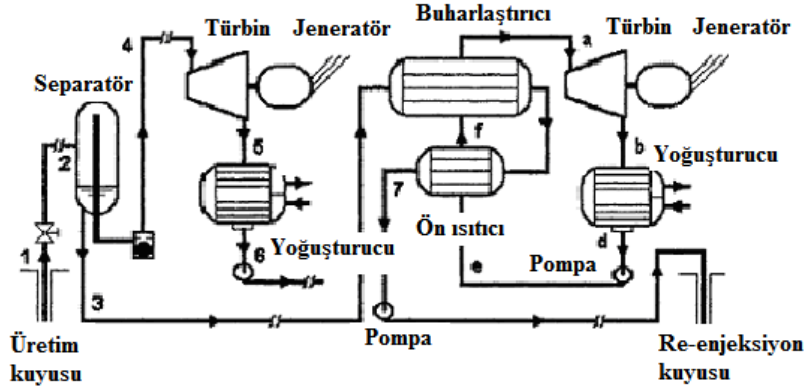
Şekil 2.9 : Çift flaş buharlı jeotermal enerji santrali şematik gösterimi (Kıvanç ve Serpen, 2011).

Genel olarak 180 °C dereceden daha düşük sıcaklığa sahip akışkana sahip jeotermal kaynaklardan elektrik enerjisi üretimi için, jeotermal akışkanın ısı enerjisi bir ısı değiştiricisi kullanılarak bir diğer çalışma sıvısına aktarılır. Sistemdeki türbin-jeneratör ikilisini çalıştıran akışkan, ısı enerjisinin transfer edildiği bu ikincil çalışma sıvısıdır. Elektrik enerjisinin bir ikincil çalışma sıvısı kullanılarak elde edildiği jeotermal santraller “ikili (binary) çevrim santralleri” olarak adlandırılmaktadır (Kıvanç ve Serpen, 2011). Bu tip santrallerde ikincil akışkan olarak genellikle suya göre daha düşük kaynama noktası sıcaklıklarına sahip olan n-pentan, izo-pentan ve izo-bütan gibi hidrokarbonlar kullanılmaktadır. Bu sayede, rezervuar sıcaklığı düşük olan jeotermal kaynaklardan da elektrik enerjisi üretimi sağlanmış olmaktadır (Kıvanç ve Serpen, 2011). Şekil 2.10’da ikili (binary) çevrim tipi bir jeotermal enerji santrali şematik olarak gösterilmektedir.



Şekil 2.10 : İkili (binary) çevrim tipi jeotermal enerji santrali şematik gösterimi (Kıvanç ve Serpen, 2011).

Bahsedilen bu sistemlere göre daha fazla elektrik enerjisi üretebilmek için farklı tip çevrimlerin bir araya getirilerek oluşturulduğu jeotermal enerji santrallerine de “kombine çevrim jeotermal santrali” denilmektedir. Şekil 2.11’de kombine çevrim tipi bir jeotermal enerji santrali şematik olarak gösterilmektedir. Söz konusu Şekil 2.11’de şematik olarak gösterilen kombine çevrim jeotermal enerji santrali; flaş buhar ve ikili (binary) çevrim tipi santrallerden oluşmaktadır.



Şekil 2.11 : Kombine çevrim tipi jeotermal enerji santrali şematik gösterimi (Kıvanç ve Serpen, 2011).

2015 yılı sonu itibariyle dünyada toplam jeotermal enerji santrali kurulu gücü 13,2 GW seviyesindedir (WEC, 2016). Ülkemizde ise toplam jeotermal enerji santrali kurulu gücü 2015 yılı sonu itibariyle 624 MW ve 2016 yılı sonu itibariyle de 821 MW düzeyindedir (ETKB, 2017). 2018 yılı Mayıs ayı sonu itibariyle de ülkemizdeki jeotermal enerji santrali kurulu gücü 1.229,2 MW seviyesine ulaşmıştır (TEİAŞ, 2018).

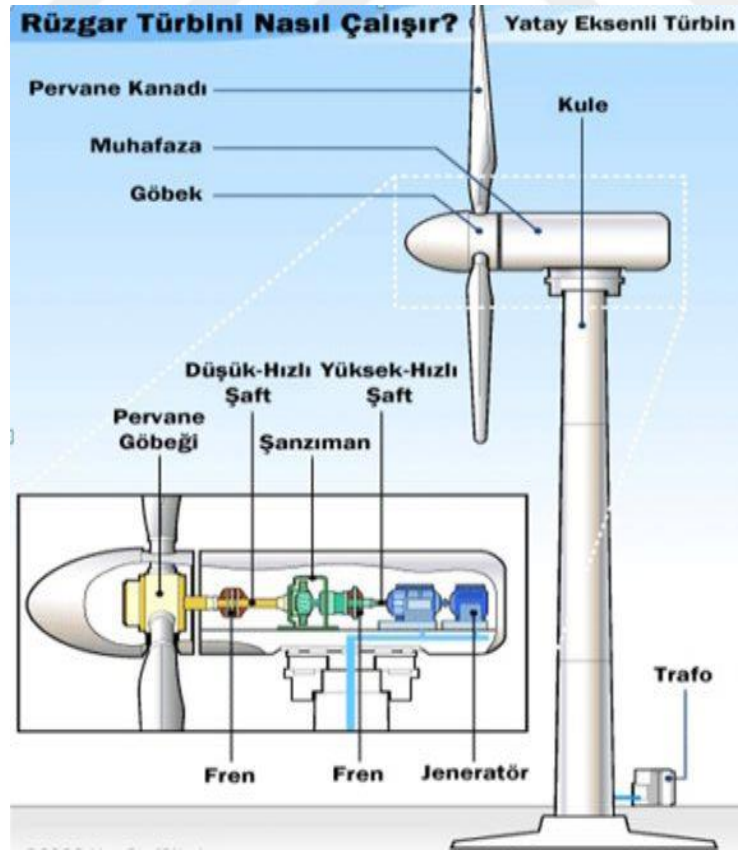
2.3.1.2 Rüzgar enerji santralleri

Rüzgar enerjisi, tüm dünyada kullanımı hızla artan ve kaynağı güneş olan yenilenebilir enerji kaynaklarından birisidir. Sonsuz enerji kaynağı olan güneşin yer yüzeyini ve atmosferi homojen ısıtmaması ile sıcaklık ve basınç farkları meydana gelir. Oluşan bu sıcaklık ve basınç farkları hava akımlarını meydana getirmektedir (Url-4). Hava kütlesi ısındığında atmosferde yukarıya doğru yükselir ve yükselen bu hava kütlelerinin yerine aynı hacme sahip soğuk hava kütlesi yerleşir. Hava kütlelerinin bu şekilde yer değiştirmesine “rüzgar” adı verilmektedir. Başka bir deyişle; rüzgar, komşu iki basınç bölgesi arasında basınç farklarından dolayı oluşan

hava akımı olarak tanımlanabilmektedir. Bu bağlamda, güneşin dünyaya ilettiği enerjinin %1-2'lik kısmının rüzgar enerjisine dönüştüğü bilinmektedir (Url-4).

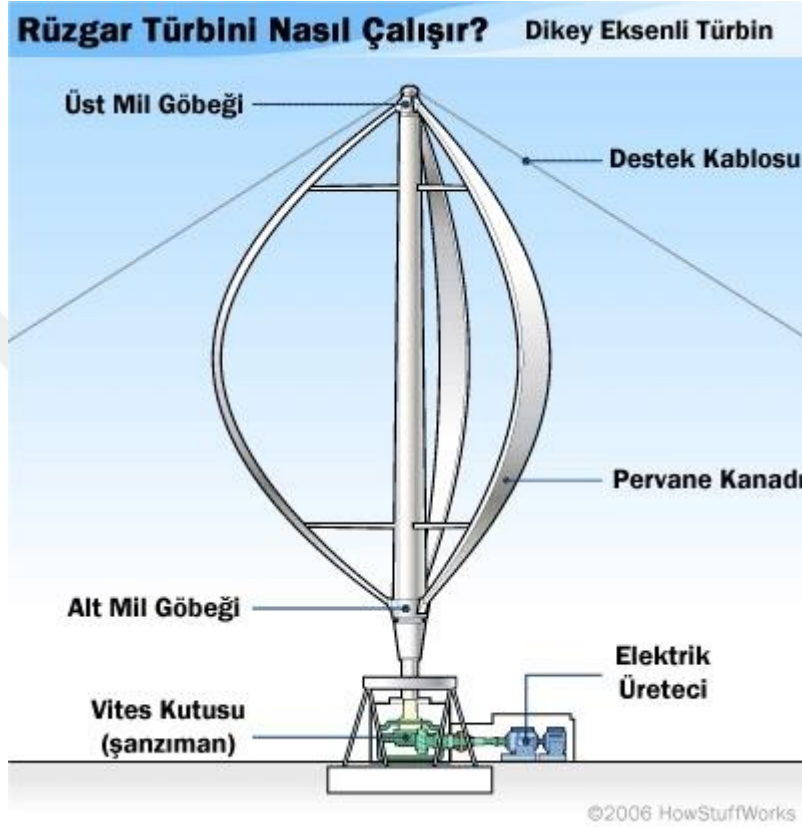
Rüzgar enerji santrallerinin ana yapı taşı rüzgar türbinleridir. Rüzgar türbinleri, hareket halindeki havanın kinetik enerjisini sırası ile mekanik ve elektrik enerjisine çeviren makinalar olarak tanımlanmaktadır. Rüzgar türbinleri genel olarak kule, kanatlar, göbek, şaft, şanzıman, jeneratör ve elektronik sistemden meydana gelmektedir (Url-5).

Rüzgar türbinleri, dönme eksenlerine göre yatay eksenli rüzgar türbinleri, dikey eksenli rüzgar türbinleri ve eğik eksenli rüzgar türbinleri olarak 3 gruba ayrılmaktadır (Nurbay ve Çınar, 2005). Kanatların rüzgar yönüne dik bir şekilde konumlandığı yatay eksenli rüzgar türbinlerinde dönme eksenli rüzgar yönüne paralel olmaktadır. Yatay eksenli rüzgar türbinleri kanat sayısına göre tek kanatlı, çift kanatlı, üç kanatlı ve çok kanatlı rüzgar türbinleri şeklinde sınıflandırılmaktadır. Ayrıca, rüzgarı alış yönüne göre de rüzgarı önden alan ve rüzgarı arkadan alan yatay eksenli rüzgar türbinleri olarak da ikiye ayrılmaktadır (Nurbay ve Çınar, 2005). Şekil 2.12'de yatay eksenli bir rüzgar türbininin şematik gösterimi yer almaktadır.



Şekil 2.12 : Yatay eksenli bir rüzgar türbininin şematik gösterimi (Url-6).

Dikey eksenli rüzgar türbinlerinde ise kanatlar ve dönme eksenleri rüzgar yönüne dik olmaktadır. Dikey eksenli rüzgar türbinleri mucitlerinin isimlerini alarak Savonious, Darrieus ve H-Darrieus rüzgar türbinleri olarak 3 gruba ayrılmaktadır (Nurbay ve Çınar, 2005). Şekil 2.13'te dikey eksenli bir rüzgar türbininin şematik gösterimi yer almaktadır.



Şekil 2.13 : Dikey eksenli bir rüzgar türbininin şematik gösterimi (Url-7).

Bir diğer rüzgar türbin tipi olan eğik eksenli rüzgar türbinlerinde ise türbin kanatları ile dönme eksenleri arasında belirli bir açı bulunmaktadır. Bu tip türbinlerin yaygın kullanım alanı bulunmamasıyla beraber ticari olarak en çok kullanılan türbin tipi yatay eksenli rüzgar türbinleridir (Nurbay ve Çınar, 2005).

Rüzgar enerjisinden elektrik enerjisi üretimi için en önemli husus, santralin kurulmasının planlandığı bölgede rüzgar ölçümlerinin alınmasıdır. Alınan ölçüm sonuçları bilgisayar programları vasıtasıyla işlenmekte, yorumlanmakta ve bölgenin enerji potansiyeli buna göre çıkarılmaktadır. Fizibilite çalışmaları ile bölgenin enerji potansiyeline uygun olarak rüzgar türbin modelleri seçilmekte ve türbin yerleri belirlenebilmektedir. Günümüzde, çoğunlukla birden fazla sayıda rüzgar türbininin yer aldığı rüzgar tarlası ya da başka bir isimlendirme ile rüzgar çiftliği olarak anılan

rüzgar enerji santrallarının, rüzgar enerjisinden elektrik enerjisi üretimi amacı ile tercih edildiği görülmektedir.

2015 yılı sonu itibariyle dünyada toplam rüzgar enerji santralı kurulu gücü 414 GW seviyesindedir (IEA, 2017). Ülkemizde ise toplam rüzgar enerji santralı kurulu gücü 2015 yılı sonu itibariyle 4.503 MW ve 2016 yılı sonu itibariyle de 5.751 MW düzeyindedir (ETKB, 2017). 2018 yılı Mayıs ayı sonu itibariyle de ülkemizdeki rüzgar enerji santralı kurulu gücü 6.667,4 MW seviyesine ulaşmıştır (TEİAŞ, 2018).

2.3.1.3 Güneş enerji santralları

Güneş enerjisi, güneşin çekirdeğinde oluşan füzyon işlemi, bir başka deyişle hidrojen gazının helyuma dönüşmesi ile ortaya açığa çıkan ışıma enerjisi olarak tanımlanmaktadır (Kılıç, 2015). Bu sebeple, güneş sürekli bir füzyon reaktörü olarak kabul edilmektedir. Bu füzyon reaksiyonu sırasında saniyede yaklaşık olarak 386×10^6 EJ değerindeki enerji ışınım şeklinde uzaya yayılmaktadır. Dünya gezegenine gelen güneş ışınımının tamamı yeryüzüne ulaşamamaktadır. Öyle ki, güneş ışınımının yaklaşık %17,5'i atmosferi ısıtmak için kullanılmakta ve yaklaşık %35'i de atmosfer ve yerden yansiyarak tekrar uzaya geri dönmektedir. Geriye kalan yaklaşık %47,5'lük kısmı ise atmosferi geçerek yeryüzüne ulaşabilmektedir (Kılıç, 2015).

Atmosferi geçerek yeryüzüne ulaşan güneş enerjisi ile Dünya'nın sıcaklığı yükselmekte ve yeryüzünde yaşam mümkün olmaktadır. Rüzgâr hareketlerine ve okyanus dalgalanmalarına da bu ısınma neden olmaktadır. Güneş enerjisinin şiddeti, dünya atmosferinin dışında yaklaşık 1370 W/m^2 değerinde olup, yeryüzünde ise 0-1000 W/m^2 değerleri arasında değişim göstermektedir (Url-4).

Güneş enerjisi teknolojileri; kullanılan malzeme, uygulanan metod ve teknoloji seviyesi bakımından çok fazla çeşitlilik gösterse de temelde ısıl güneş teknolojileri ve fotovoltaik güneş teknolojileri olarak iki ana grupta toplanabilmektedir (Kılıç, 2015).

Isıl güneş sistemlerinde güneş enerjisinden ısı enerjisi elde edilmekte olup bu ısı enerjisi hem doğrudan ısı enerjisi olarak hem de elektrik enerjisi üretimi için kullanılabilir. Elektrik üretim amaçlı kullanımda; güneş enerjisi, farklı tipte olabilen yoğunlaştırıcı sistemler vasıtasıyla odaklanmakta ve elde edilen yüksek sıcaklıklardaki kızgın buhardan klasik yöntemler ile elektrik enerjisi üretimi

gerçekleştirilmektedir. Güneş enerjisi yoğunlaştırıcı sistemleri; parabolik oluk kolektörü, parabolik çanak kolektörü ve merkezi alıcı sistemler olarak 3 grupta toplanabilmektedir (Kılıç, 2015).

Elektrik enerjisi üretiminde güneş enerjisi yoğunlaştırıcı sistemleri arasında en yaygın kullanılan tip, parabolik oluk kolektörleri olmaktadır. Bu tip kolektörler, kesiti parabolik olan yoğunlaştırıcı dizilerden oluşmaktadır. Kolektörler çoğunlukla, güneşin doğudan batıya hareketini takip eden tek eksenli bir izleme sistemi üzerine yerleştirilmektedir (Url-4). Şekil 2.14'te parabolik oluk kolektörlerinden oluşan bir güneş enerji santrali görülmektedir.



Şekil 2.14 : Parabolik oluk kolektörlerinden oluşan bir güneş enerji santrali (Url-8).

Parabolik çanak kolektörleri ise güneşi iki eksende takip ederek güneş ışınlarını odak noktasına yoğunlaştırmaktadır (Url-4). Şekil 2.15'te parabolik çanak kolektörlerinden oluşan bir güneş enerji santrali görülmektedir.



Şekil 2.15 : Parabolik çanak kolektörlerinden oluşan bir güneş enerji santrali (Url-9).

Merkezi alıcı sistemlerde ise tek tek odaklama yapan ve heliostat adı verilen aynalar, güneş enerjisini bir kule üzerine monte edilmiş alıcı denilen bir ısı eşanjörüne yansıtmakta ve yoğunlaştırmaktadır (Url-4). Şekil 2.16’da merkezi alıcı sistemlerden oluşan bir güneş enerji santrali görülmektedir. Kısaca özetlenen 3 tip ısı güneş sisteminde de ısı enerjisinin aktarıldığı akışkan, bir termodinamik çevrime gönderilmekte ve bu sayede elektrik enerjisi üretimi gerçekleştirilmektedir.



Şekil 2.16 : Merkezi alıcı sistemlerden oluşan bir güneş enerji santrali (Url-4).

Fotovoltaik güneş enerjisi sistemleri ise yarı iletken malzemelerden oluşan fotovoltaik hücreler vasıtası ile güneş ışığını doğrudan elektrik enerjisine çevirmektedir. Fotovoltaik hücreler, güneş ışığı hücrelerin üzerlerine geldiği zaman uçlarında elektrik gerilimi oluşturması ilkesine dayanan fotovoltaik prensibe göre çalışmaktadır. Başka bir deyişle; bir fotovoltaik hücre, güneş ışığını doğrudan elektrik akımına dönüştüren bir araçtır denebilir (Kılıç, 2015).

Birden fazla sayıda fotovoltaik hücrenin birbirlerine bağlanması ile fotovoltaik paneller elde edilmekte ve birden fazla sayıda fotovoltaik panelin bir araya gelmesi ile de fotovoltaik prensibe göre çalışan güneş enerji santralleri meydana gelmektedir (Kılıç, 2015). Şekil 2.17’de fotovoltaik panellerden oluşan bir güneş enerji santrali görülmektedir.



Şekil 2.17 : Fotovoltaik panellerden oluşan bir güneş enerji santrali (Url-10).

Güneş enerji santralının tesis edileceği bölgede güneşlenme süresinin yüksek, yıllık yağış miktarının ve rüzgar hızının düşük olması gerekmektedir. Ayrıca, bölgenin bulutsuz ve sissiz bir atmosfere sahip olması, hava kirliliğinin olmaması ile ormanlık ve ağaçlık bölgelerden uzak olması da güneş enerjisi santralının kurulacağı bölgenin seçiminde göz önünde bulundurulması gereken önemli kriterler arasında yer almaktadır (Url-4).

2015 yılı sonu itibariyle dünyada toplam güneş enerji santralı kurulu gücü 231,8 GW seviyesindedir (REN21, 2016). Ülkemizde ise toplam güneş enerji santralı kurulu gücü 2015 yılı sonu itibariyle 249 MW ve 2016 yılı sonu itibariyle de 833 MW düzeyindedir (ETKB, 2017). 2018 yılı Mayıs ayı sonu itibariyle de ülkemizdeki güneş enerji santralı kurulu gücü 4.702,9 MW seviyesine ulaşmıştır (TEİAŞ, 2018).

2.3.1.4 Biyokütle enerji santralleri

Biyokütle enerjisi; yenilenebilir bir kaynak olması, pek çok yerde elde edilebilmesi, özellikle de kırsal bölgelerdeki sosyo-ekonomik kalkınmaya katkıda bulunması gibi sebepler ile önemi giderek artan bir enerji kaynağı olarak görülmektedir (Url-4).

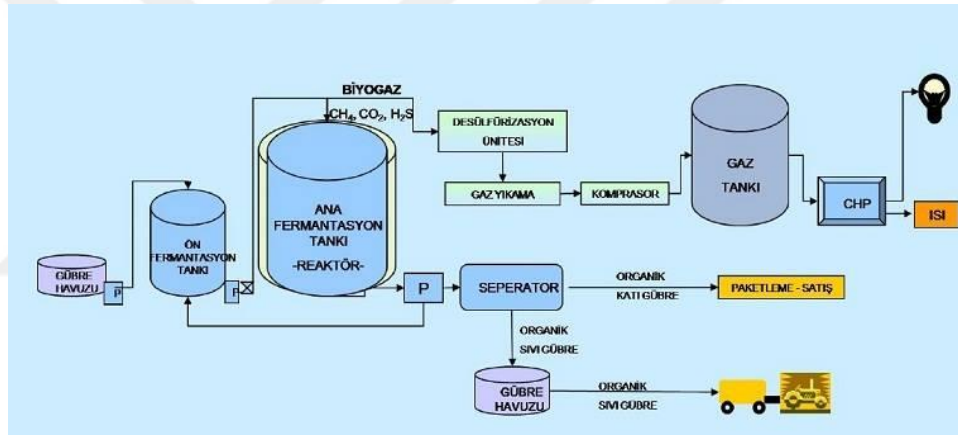
Biyokütle kaynakları farklı biyokütle çevrim yöntemleri ile işlenerek katı, sıvı ve gaz yakıtlar üretilmektedir. Bu çevrimler sonucunda biyogaz, biyoetanol, biyodizel gibi yakıtların yanı sıra gübre ve hidrojen gibi yan ürünler de elde edilebilmektedir (Url-4).

Biyokütleden elektrik enerjisi üretmek için biyokütlenin biyogaz tesislerinde işlenmesi ile elde edilen biyogaz, kombine ısı ve enerji santrallerinde yakılmaktadır. Biyogaz, organik bazlı atık ve artıkların oksijensiz ortamda fermantasyonu sonucu oluşan ve bileşiminde organik maddelerin bileşimine bağlı olarak yaklaşık % 40-70 metan, % 30-60 karbondioksit, % 0-3 hidrojen sülfür ile az miktarda azot ve hidrojen bulunan bir gaz karışımdır (Url-4). Mezbaha atıkları ve sığır, at, koyun, tavuk dışkıları gibi hayvansal atıklar; ince kıyılmış sap, saman, anız ve mısır artıkları, şeker pancarı yaprakları ve çimen artıkları gibi bitkisel artıklar ile kanalizasyon ve dip çamurları, kağıt, sanayi ve gıda sanayi atıkları, çözünmüş organik madde derişimi yüksek endüstriyel ve evsel atık sular gibi organik içerikli şehir ve endüstriyel bazlı atıklar biyogaz üretiminde kullanılabilir (Url-4).

Başka bir deyişle; biyogaz, biyokütlenin işlenmesi ile elde edilen yanıcı bir gazdır ve yanıcı diğer gazlardan (örneğin doğalgaz) farkı, organik hammaddelerden elde

edilmesidir denebilir (Url-11). Biyogaz üretimi; kesikli fermantasyon, beslemeli – kesikli fermantasyon ve sürekli fermantasyon olmak üzere farklı fermantasyon yöntemleri ile yapılabilmektedir (Url-4).

Biyogazın elektrik enerjisi üretiminde kullanılabilir olması öncelikli olarak biyogazın içerdiği metan oranına bağlı olmaktadır. Yüksek oranda metan gazı içeren biyogazın içten yanmalı motorlar veya gaz türbinlerinde yakılması ile elektrik ve ısı üretimi gerçekleştirilmekte olup üretilen elektrik, mevcut şebekelere verilerek kullanılmaktadır. Üretilen ısı ise biyogaz tesisinde fermantörlerin sıcaklığını sabit tutmak için ve tesis yakınlarında bulunan ev, bina vb. hacim ısıtmalarında kullanılabilir. Biyogaz tesislerinde elektrik ve ısı enerjisi ile birlikte yüksek kalitede katı ve sıvı tarımsal gübre de elde edilebilmektedir (Url-12). Şekil 2.18’de bir biyogaz tesisinin şematik gösterimi yer almaktadır.



Şekil 2.18 : Bir biyogaz tesisinin şematik gösterimi (Url-12).

2015 yılı sonu itibariyle dünyada toplam biyokütle enerji santrali kurulu gücü 106,4 GW seviyesindedir (REN21, 2016). Ülkemizde ise toplam biyokütle enerji santrali kurulu gücü 2015 yılı sonu itibariyle 362 MW ve 2016 yılı sonu itibariyle de 488 MW düzeyindedir (ETKB, 2017). 2018 yılı Mayıs ayı sonu itibariyle de ülkemizdeki biyokütle enerji santrali kurulu gücü 615,9 MW seviyesine ulaşmıştır (TEİAŞ, 2018).

2.3.1.5 Dalga enerji santralleri

Bir yenilenebilir enerji türü olarak nitelendirilen dalga enerjisi, doğrudan dalga yüzeyinden veya yüzey altındaki dalga basınçlarından elde edilen bir enerji çeşididir. Dalga enerjisi sistemleri, deniz veya okyanusların yüzeyinde esen rüzgârlar

tarafından üretilen dalgaların yüzey hareketlerinden veya dalga basınçlarından direkt olarak enerji üretmektedir (Url-4).

Dalga enerjisi dönüştürme teknolojileri uygulandıkları yerlere göre kıyı boyunca (kıyı şeridi), kıyıya yakın ve kıyından uzak bölgelerde olmak üzere üç grupta toplanabilmektedir. Dalga enerjisinden elektrik enerjisi üretiminde dalga yüksekliği ve dalga frekansı en önemli parametreler olmaktadır (Url-4).

Bakım ve inşası diğer uygulamalara göre daha kolay olan kıyı şeridi uygulamalarında daha az güce sahip dalga rejimleri sebebiyle elde edilebilen dalga enerjisi daha az olabilmektedir. Kıyı şeridi uygulamalarında kullanılan teknolojiler salınlı su kolonu, daralan kanal sistemi ve pendula olmak üzere 3 gruba ayrılmaktadır (Url-4). 10-25 metre su derinliklerinde uygulanmakta olan kıyıya yakın grubundaki sistemler Osprey ve Wosp 3500 olarak 2 gruba ayrılmaktadır. 40 metreden daha derin sularda uygulanankıyıda uzak grubunda ise Dalga Pompası, Dalga Enerji Dönüştürücüsüne Pelamis sistemleri yer almaktadır (Url-4). Şekil 2.19'da Pelamis tipi bir dalga enerji santrali görülmektedir.

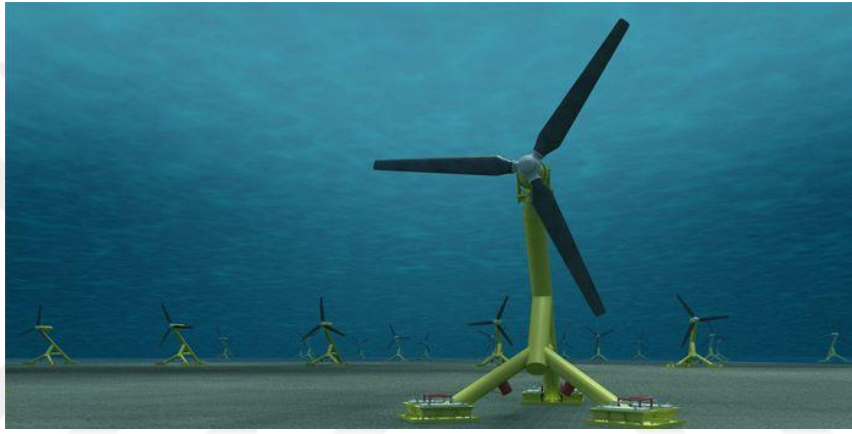


Şekil 2.19 : Pelamis tipi bir dalga enerji santrali (Url-13).

2.3.1.6 Gelgit enerji santralleri

Gel-git hareketi; dünya, ay ve güneşin çekim ve merkezkaç kuvvetleri arasındaki etkileşim sonucu meydana gelmektedir. Gelgit hareketi, deniz ve okyanuslarda alçalma ve yükselmelere bir başka deyişle dalgalanmalara sebep olmaktadır. Gelgit hareketinin etkisi ile suyun taşıdığı enerjiden elektrik enerjisi üreten yenilenebilir enerji santrallerine gelgit enerji santralleri denilmektedir (Url-14).

Gelgit enerji santralleri kurulum yöntemlerine göre baraj yöntemi, gelgit çitleri yöntemi ve gelgit türbin yöntemi olarak üç farklı grupta sınıflandırılabilir. Baraj yönteminde gelgit dalgasının önüne bir set kurulmakta ve su yükselmeye başlayınca baraj dolmaktadır. Setin içerisinde bulunan jeneratör kullanılarak suyun baraja girişi ve çıkışında potansiyel enerjiden faydalanılmakta ve elektrik enerjisi üretilmektedir (Url-14). Gelgit çitleri yönteminde suyun yükselip alçalmasıyla dönerek elektrik enerjisi üreten turnikeler kullanılmaktadır. Gelgit türbin yönteminde ise suyun derinliklerine yerleştirilen rüzgar türbinlerine benzeyen türbinler kullanılmaktadır. Bu türbinler kullanılarak suyun kinetik enerjisi elektrik enerjisine dönüştürülmektedir (Url-14). Şekil 2.20’de bir gelgit enerji santrali görülmektedir.



Şekil 2.20 : Bir gelgit enerji santrali (Url-14).

2015 yılı sonu itibariyle dünyada toplam dalga ve gelgit enerji santrali kurulu gücü 530 MW seviyesindedir (REN21, 2016). Ülkemizde ise henüz dalga ve gelgit enerji santrali bulunmamaktadır.

2.3.1.7 Hidroelektrik enerji santralleri

Akan suyun enerjisinin elektrik enerjisine çevrildiği yenilenebilir enerji santralleri, hidroelektrik enerji santralleri olarak isimlendirilmektedir. Hidroelektrik enerji santrallerinde, yüksek bir noktadan düşen veya bir nehirde akan suyun kanal veya borular vasıtasıyla türbinlere iletilmesi ve jeneratörlere bağlı olan türbinleri döndürmesi ile elektrik enerjisi üretilmektedir (Url-4).

Hidroelektrik enerji santralleri (HES) farklı şekillerde sınıflanabilmektedir. Depolama yapılarına göre rezervuarlı (depolamalı veya barajlı) ve nehir tipi (regülatör) olmak üzere ikiye, düşülerine göre 10 metreden daha az düşüye sahip alçak düşü, 10 ila 50 metre arasında düşüye sahip orta düşü ve 50 metreden daha

büyük düşüye sahip yüksek düşüülü olmak üzere üçe ayrılmaktadır (Url-4). Kurulu güçlerine göre ise 5 kW'tan daha küçük kurulu güce sahip piko HES, 5 ila 100 kW arasında kurulu güce sahip çok küçük HES, 100 ila 1.000 kW arasında kurulu güce sahip mini HES, 1.000 ila 10.000 kW arasında kurulu güce sahip küçük HES, 10.000 ila 100.000 kW arasında kurulu güce sahip orta HES ve 100.000 kW'tan daha büyük kurulu güce sahip büyük HES olmak üzere altıya ayrılmaktadır (Özdemir ve diğ., 2011). Ulusal elektrik sisteminin yükünü karşılama durumuna göre debaz yük, puant yük ve hem baz hemde puant yük olmak üzere üçe, baraj gövdesinin tipine göre ağırlıklı beton gövdeli barajlı, beton kemer gövdeli barajlı, kaya dolgu gövdeli barajlı ve toprak dolgulu gövdeli olmak üzere dört grupta toplanmaktadır. Ayrıca santral binasının konumuna göre de yer üstü, yer altı ve yarı gömülü veya batık olarak üç grupta sınıflandırılabilir (Url-4). Şekil 2.21'de (en çok uygulanan tiplerden biri olan) barajlı tip bir hidroelektrik enerji santrali görülmektedir.



Şekil 2.21 : Barajlı tip bir hidroelektrik enerji santrali (Url-15).

Yukarıdaki geleneksel sınıflandırmanın dışında, güç talebinin düşük olduğu zamanlarda suyun yüksekte bir haznede depolandığı ve bu şekilde biriktirilen sudan puant zamanlarda hidroelektrik enerjinin üretildiği pompaj depolamalı hidroelektrik santraller de bulunmaktadır (Url-4). Şekil 2.22'de pompaj depolamalı tip bir hidroelektrik enerji santrali görülmektedir.



Şekil 2.22 : Pompaj depolamalı tip bir hidroelektrik enerji santrali (Url-4).

2015 yılı sonu itibariyle dünyada toplam hidroelektrik enerji santrali kurulu gücü 1.205 GW seviyesindedir (IEA, 2017). Ülkemizde ise toplam hidroelektrik enerji santrali kurulu gücü 2015 yılı sonu itibariyle 25.868 MW ve 2016 yılı sonu itibariyle de 26.681 MW düzeyindedir (ETKB, 2017). 2018 yılı Mayıs ayı sonu itibariyle de ülkemizdeki hidroelektrik enerji santrali kurulu gücü 27.722,3 MW seviyesine ulaşmıştır (TEİAŞ, 2018).

2.3.2 Konvansiyonel (yenilenemez) enerji santralları

Yenilenemez enerji santralları, elektrik enerjisi üretiminde katı, sıvı ve gaz halinde bulunabilen fosil kaynakların (örneğin kömür, petrol ve ürünleri, doğalgaz vb.) ve radyoaktif elementlerin (örneğin uranyum, toryum, plütonyum vb.) kullanıldığı santrallerdir. Konvansiyonel enerji santralları ise, rekabet şartları içinde uygun ekonomik şartları sağlayarak hayata geçirilebilen genellikle yüksek güçte kurulabilen ve bunlardan daha önemli olarak emre amade şartlarla elektrik üreten enerji santrallarıdır. Burada, “emre amade” ifadesi ile mevsimsel ve güneşli şartlardan etkilenmeyerek her istendiği zamanda elektrik üretebilen santrallerdir ki; enformatik çağda bu özellik yadsınamaz önem taşımaktadır. Bubağlamda, konvansiyonel santraller “baz santraller” olarak anılmaktadır.

Bu bölümde konvansiyonel bağlamda nükleer, doğal gaz, fuel-oil ve kömür santralleri ayrı ayrı ele alınıp incelenmektedir.

2.3.2.1 Nükleer enerji santralleri

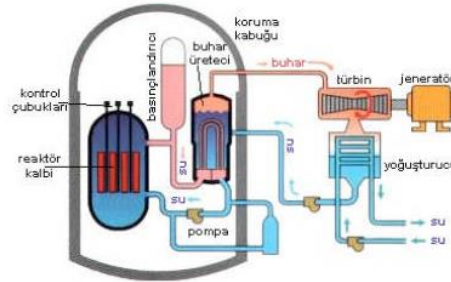
Nükleer enerji; öz olarak, çekirdek reaksiyonları sonucu üretilen enerji olarak tanımlanmaktadır. Büyük güçlü nükleer enerji üretimi; uranyum, toryum ve

plütonyum gibi radyoaktif elementlerin fisyonu (çekirdek bölünmesi) sonucu veya hidrojen izotoplarının füzyonu (çekirdek birleşmesi) reaksiyonlarına dayanmaktadır. Günümüzde, nükleer füzyon alanındaki çalışmalar devam etmekte olup henüz ticari bir noktaya ulaşılamamıştır. Bu meyanda, halen ticari nükleer santral olarak, ağır radyoaktif elementlerin fisyonla uğraması ile oluşan ısı enerjisinin elektrik enerjisine çevrildiği enerji santralleri, nükleer enerji santralleri olarak anılmaktadır (Zabunoğlu, 2012).

Nükleer santrallerin çalışma prensibi, termik santrallerin çalışma prensibine çok benzemektedir. Termik santrallerde bulunan kazan veya yanma odası gibi kısımların yerine nükleer santrallerde reaktörler bulunmaktadır. Nükleer fisyon reaksiyonlarının meydana geldiği reaktörlerde fisyon reaksiyonu sonucunda oluşan ısı enerjisi, soğutma sistemleri vasıtasıyla reaktörden geçen suya aktarılmaktadır. Elde edilen kızgın buhar ile buhar türbinleri döndürülmekte ve türbin-jeneratör sisteminin yardımıyla elektrik enerjisi üretilmektedir. Türbin çıkışındaki buhar kondanserde yoğunlaştırılıp su haline dönüştürüldükten sonra pompalar vasıtasıyla reaktöre geri gönderilmekte ve termal çevrimin sürekliliği sağlanmış olmaktadır (Orakçı, 2012).

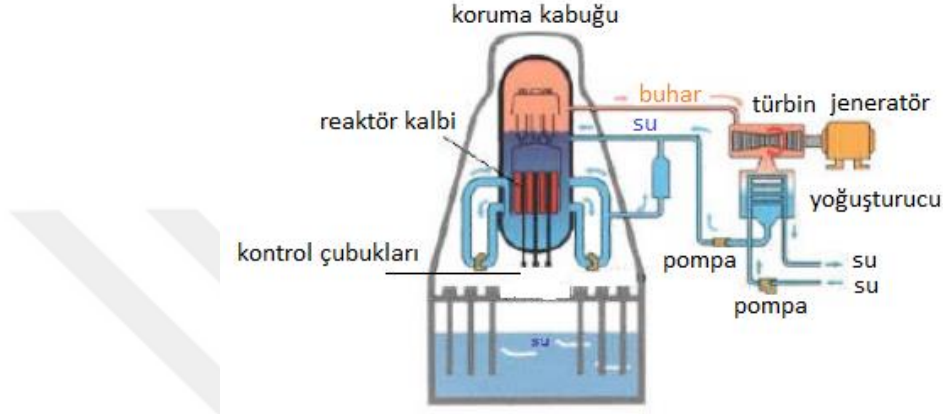
Nükleer santraller genellikle reaktörlerde bulunan yavaşlatıcı – soğutucu tiplerine göre sınıflandırılmaktadır. Bu kapsamda nükleer reaktörler; basınçlı hafif su soğutmalı yavaşlatıcı reaktörler, kaynar hafif su soğutmalı yavaşlatıcı reaktörler, basınçlı ağır su soğutmalı yavaşlatıcı reaktörler, gaz soğutmalı reaktörler, grafit yavaşlatıcı su soğutmalı reaktörler şeklinde sınıflandırılabilir (Orakçı, 2012).

Ticari olarak en yaygın olan nükleer reaktör tipinin basınçlı hafif su soğutmalı yavaşlatıcı reaktör olduğu bilinmektedir (Orakçı, 2012). Şekil 2.23’de basınçlı hafif su soğutmalı yavaşlatıcı tip reaktöre sahip bir nükleer enerji santralının şematik gösterimi yer almaktadır.



Şekil 2.23 : Basınçlı hafif su soğutmalı yavaşlatıcı tip reaktöre sahip bir nükleer enerji santralının şematik gösterimi (Orakçı, 2012).

Kaynar hafif su soğutmalı yavaşlatıcı reaktörler, basınçlı hafif su soğutmalı yavaşlatıcı reaktörlerden sonra en yaygın olarak kullanılan reaktörlerdir. Kaynar hafif su soğutmalı yavaşlatıcı reaktörlerde, basınçlı hafif su soğutmalı yavaşlatıcı reaktörlerde bulunan buhar üretici yer almamaktadır. Dolayısı ile kaynar hafif su soğutmalı yavaşlatıcı reaktörlerin tasarımlarının daha basit olduğu söylenebilir (Orakçı, 2012). Şekil 2.24’de kaynar hafif su soğutmalı yavaşlatıcı tip reaktöre sahip bir nükleer enerji santralının şematik gösterimi yer almaktadır.



Şekil 2.24 : Kaynar hafif su soğutmalı yavaşlatıcı tip reaktöre sahip bir nükleer enerji santralının şematik gösterimi (Orakçı, 2012).

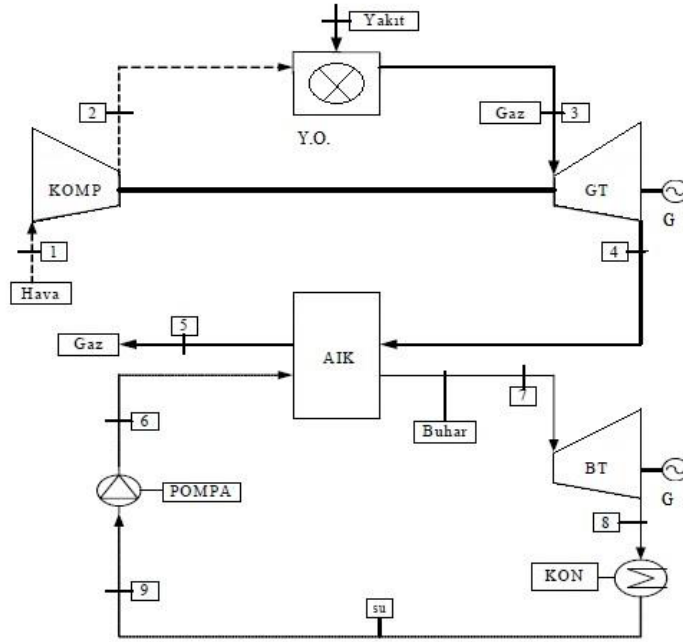
Günümüzde ticari olarak işletmede bulunan nükleer santrallarda yakıt olarak uranyum kullanılmakta olup uranyum ve plütonyum karışımı yakıtların da ticarileşmesi için yapılan çalışmaların sürdüğü bilinmektedir (Orakçı, 2012).

2015 yılı sonu itibariyle dünyada toplam nükleer enerji santrali kurulu gücü 383 GW seviyesindedir (IEA, 2017). Ülkemizde ise henüz nükleer enerji santrali bulunmamaktadır.

2.3.2.2 Doğalgaz enerji santralları

Yakıt olarak doğalgaz kullanılan konvansiyonel enerji santralları, doğalgaz (doğalgaz yakıtlı) enerji santralları olarak adlandırılmaktadır. Doğalgaz enerji santralları, genel olarak çevrim tipine göre basit çevrim ve kombine çevrim olmak üzere iki farklı grupta toplanabilmektedir. Basit çevrim doğalgaz enerji santrallarında sadece gaz türbini yer almakta olup buhar türbini bulunmamaktadır. Basit çevrim doğalgaz enerji santrallarında verim %35 - %40 seviyelerinde iken günümüz teknolojisiyle kombine çevrim doğalgaz enerji santrallarında verim %60 mertebesinin üzerine çıkmıştır (Çiftkaya, 2010).

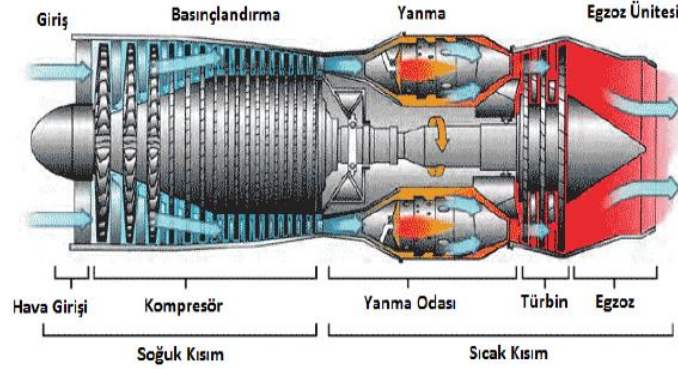
Kombine çevrim doğalgaz enerji santrallerindeki temel elemanlar kompresör, yanma odası, gaz türbini, atık ısı kazanı, buhar türbini, kondanser ve besleme pompalarıdır. Filtreden geçirilen hava kompresörde sıkıştırılmakta, basınçlandırılmakta ve akabinde yakıt olarak kullanılan doğalgazın beslendiği yanma odasına iletilmektedir. Yanma odasında basınçlı hava ile karışan doğalgazın yanması sonucu oluşan yüksek sıcaklık ve basınçtaki yanma gazları gaz türbinlerini döndürmekte ve gaz türbini - jeneratör sisteminin yardımı ile elektrik enerjisi üretilmektedir. Gaz türbininden çıkan sıcak gazlar atık ısı kazanına iletilmekte ve sahip oldukları ısı enerjisinin atık ısı kazanı içerisindeki suya aktarılması sağlanarak buhar elde edilmektedir. Elde edilen buhar, buhar türbinlerine gönderilmekte ve buhar türbini - jeneratör sisteminin yardımı ile elektrik enerjisi üretilmektedir. Buhar türbini çıkışındaki buhar, kondanserde yoğunlaştırılmakta ve besleme pompaları vasıtasıyla atık ısı kazanına geri gönderilmektedir. Böylece, elektrik üretimi gerçekleştirilmekte ve kombine çevrimin sürekliliği sağlanmış olmaktadır (Çiftkaya, 2010). Şekil 2.25'te bir doğalgaz kombine çevrim enerji santralının şematik gösterimi yer almaktadır.



Şekil 2.25 : Bir doğalgaz kombine çevrim enerji santralının şematik gösterimi (Günaslan, 2016).

Doğalgaz yakıtlı enerji santrallerinde gaz türbinleri, yanma odasında meydana gelen yanma sonucu oluşan ısı enerjisini mekanik enerjiye çeviren ekipmanlar olarak anılmaktadır. Bir gaz türbininin aynı şaft üzerinde bulunan kompresör, yanma odası ve türbin ana kısımlarından oluştuğu Şekil 2.26'da görülmektedir. Kompresörün temel görevi yanma odasına iletilecek havayı sıkıştırmak ve basınçlandırmaktır.

Alınan havanın bir kısmı da türbindeki sıcak kısmın soğutulması amacı ile kullanılmaktadır.



Şekil 2.26 : Bir gaz türbininin şematik gösterimi (Günaşlan, 2016).

Yanma odası, kompresörden gelen basınçlı hava ile nozullar vasıtasıyla beslenen doğalgazın karıştığı ve ateşleme sonucu yanma reaksiyonlarının meydana geldiği bölümdür. Türbin ise yanma odasından gelen sıcak yanma gazlarının sahip olduğu ısı enerjisinin mekanik enerjiye dönüştürüldüğü bölümdür.

Atık ısı kazanı, gaz türbininden çıkan gazların sahip olduğu ısı enerjisinin suya aktarılarak buhar türbinlerine gönderilecek buharın üretildiği ekipman olarak tanımlanmaktadır. Bir başka deyişle, atık ısı kazanı için doğalgaz kombine çevrim enerji santrallerinde gaz ve buhar çevrimleri arasındaki geçişi sağlayan ekipmandır denebilir. Buhar türbini ise, atık ısı kazanında üretilen buharın sahip olduğu ısı enerjisinin mekanik enerjiye dönüştürüldüğü ekipman olarak tanımlanmaktadır. Şekil 2.27’de bir buhar türbini görülmektedir. Buhar türbinlerinde elde edilen mekanik enerji, sistemde bulunan jeneratör vasıtasıyla elektrik enerjisine çevrilmektedir (Günaşlan, 2016).



Şekil 2.27 : Bir buhar türbini (Url-16).

Ülkemizde toplam doğalgaz yakıtlı enerji santrali kurulu gücü 2015 yılı sonu itibariyle 21.261 MW ve 2016 yılı sonu itibariyle de 22.217 MW düzeyindedir (ETKB, 2017). 2018 yılı Mayıs ayı sonu itibariyle ise ülkemizdeki doğalgaz yakıtlı enerji santrali kurulu gücü 22.942,7 MW seviyesine ulaşmıştır (TEİAŞ, 2018).

2.3.2.3 Sıvı yakıtlı enerji santralleri

Elektrik enerjisi üretiminde yakıt olarak petrol ürünü olan fuel oil, motorin, nafta vb. sıvı yakıtların kullanıldığı konvansiyonel enerji santralleri, sıvı yakıtlı enerji santralleri olarak isimlendirilmektedir. Sıvı yakıtlı enerji santralleri içinde fuel-oil santrallerinin öne çıktığı görülmektedir. Bu tip santraller, elektrik enerjisinin üretilmediği ve aktarılmadığı yerlerde ihtiyaç olan elektrik enerjisini üretmek veya puant yük taleplerini karşılamada ana sisteme yardımcı olmak amacıyla kurulan santrallerdir denebilir. Şekil 2.5 incelendiğinde 2015 yılında Dünya’da üretilen toplam elektrik enerjisinin %4,1’inin sıvı yakıtlardan elde edildiği görülmektedir (IEA, 2017). Ülkemizde ise 2016 yılı verileri incelendiğinde üretilen toplam elektrik enerjisinin yaklaşık %1’inin sıvı yakıtlı santrallerden karşılandığı görülmektedir (EÜAŞ, 2017).

Farklı teknolojiler (jeneratör grupları, gaz türbinleri vb.) kullanılarak yakılan sıvı yakıtlardan elde edilen ısı enerjisi, sistemde bulunan türbinlerde mekanik enerjiye çevrilmekte ve jeneratörler vasıtasıyla da elektrik enerjisine dönüştürülmektedir. Şekil 2.28’de fuel oil yakıtlı bir enerji santrali görülmektedir.



Şekil 2.28 : Fuel oil yakıtlı bir enerji santrali (Url-17).

Ülkemizde toplam sıvı yakıtlı enerji santrali kurulu gücü 2015 yılı sonu itibariyle 446 MW ve 2016 yılı sonu itibariyle de 369 MW düzeyindedir (ETKB, 2017). 2018 yılı Mayıs ayı sonu itibariyle ise ülkemizdeki sıvı yakıtlı enerji santrali kurulu gücü 294 MW seviyesine düşmüştür (TEİAŞ, 2018).

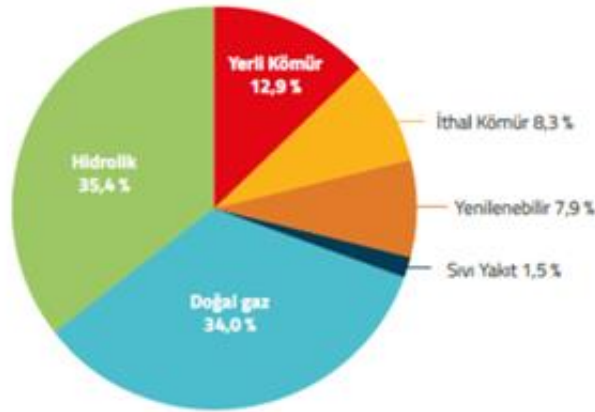
Ayrıca, ülkemizde çift yakıtlı olarak katı - sıvı ve sıvı - doğalgaz yakıtlı enerji santralleri de bulunmaktadır. Bu meyanda, 2018 yılı Mayıs ayı sonu itibariyle ülkemizdeki katı - sıvı çift yakıtlı enerji santrallerinin kurulu gücü 697,1 MW ve sıvı - doğalgaz çift yakıtlı enerji santrallerinin kurulu gücü de 3.361,2 MW seviyesindedir (TEİAŞ, 2018).

2.3.2.4 Kömür yakıtlı enerji santralleri

Elektrik enerjisi üretiminde yakıt olarak kömür kullanılan konvansiyonel enerji santralleri, kömür yakıtlı enerji santralleri olarak anılmaktadır. Şekil 2.5 ve Şekil 2.7’de gerek Dünya’da gerekse de ülkemizde toplam elektrik enerjisi üretimindeki en büyük payın kömür yakıtlı termik santrallara ait olduğu görülmektedir.

Ülkemizde elektrik enerjisi üretiminde kömür ilk defa İstanbul’da bulunan Silahtarağa santralında kullanılmıştır. Zonguldak’tan getirilen taşkömürlerinin kullanıldığı bu santralın inşaatı 1914 yılında tamamlanmış ve aynı yıl elektrik enerjisi üretimine başlanmıştır. İthal kömürlü enerji santralleri ise ülkemizde 2000’li yıllar ile birlikte yaygınlaşmaya başlamıştır (TMMOB, 2017).

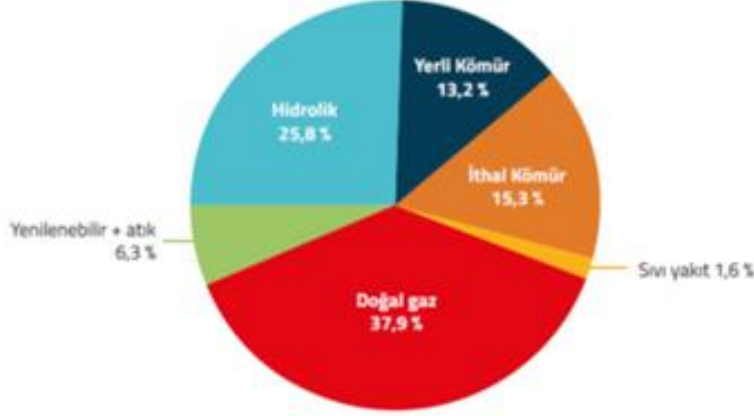
Ülkemizde 2015 sonu itibariyle kömür yakıtlı enerji santralı kurulu gücü 15.493 MW olup toplam kurulu gücün %21,2’sine karşılık gelmektedir (TKİ, 2016). Şekil 2.29’da 9.428 MW olan yerli kömür yakıtlı santral kurulu gücünün ülkemiz toplam kurulu gücünün %12,9’una karşılık geldiği görülmektedir. Bu kurulu gücün 8.688 MW’ı linyit, 335 MW’ı taşkömürü ve 405 MW’ı da asfaltit kullanmaktadır. Diğer yandan, ithal kömür yakıtlı santral kurulu gücü ise 6.064 MW olup toplam kurulu gücün %8,3’üne karşılık gelmektedir (TKİ, 2016).



Şekil 2.29 : 2015 yılında ülkemizde kaynak bazında kurulu güç dağılımı (TKİ, 2016).

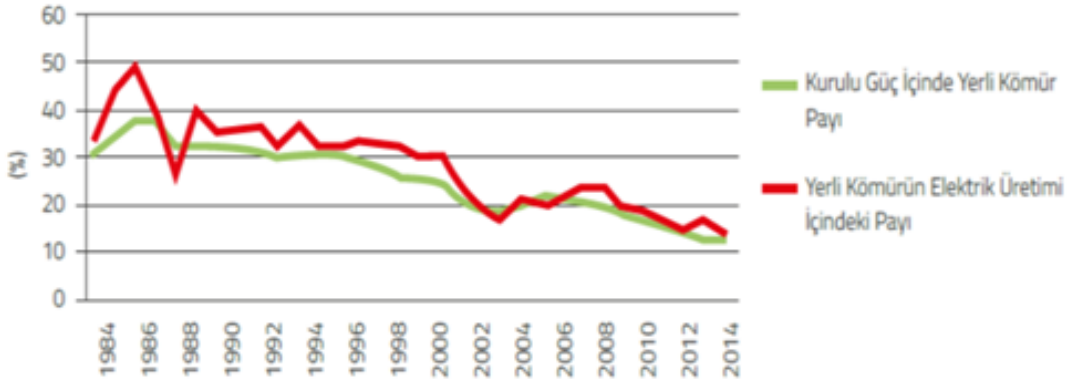
2015 yılında kömür yakıtlı (asfaltit dahil) santrallerden 73,9 TWh elektrik enerjisi üretilmiş olup toplam üretim içerisindeki payı %28,5 seviyesindedir. Bu miktar içerisinde 34,3 TWh’lık kısım yerli kömür yakıtlı santrallara (asfaltit dahil) aittir (TKİ, 2016). Yerli kömürün toplam elektrik enerjisi üretimi içerisindeki payının 2015 yılında %13,2 olduğu Şekil 2.30’da görülmektedir. İthal kömür yakıtlı

santralların toplam elektrik enerjisi üretimindeki payı ise 39,6 TWh ile %15,3 oranındadır (TKİ, 2016).



Şekil 2.30 : 2015 yılında ülkemizde kaynakların toplam elektrik enerjisi üretimindeki payları (TKİ, 2016).

Şekil 2.31’de gösterildiği üzere ülkemizde yerli kömürün gerek kurulu güç gerekse de toplam elektrik enerjisi üretimi içerisindeki payı hızlı bir şekilde düşmektedir. Bu bağlamda, 1986 yılında %37,3 olan kurulu güç içerisindeki pay, 2014 yılında ise %12,5 seviyesine gerilemiştir. 2015 yılında Adana ve Bolu’da devreye alınan yerli kömür yakıtlı enerji santralleri ile birlikte pay %12,9’a yükselmiştir (TKİ, 2016).



Şekil 2.31 : Yerli kömürün ülkemiz kurulu güç ve toplam elektrik enerjisi üretimindeki payının seyri (TKİ, 2016).

Ülkemizde 2015 yılı itibari ile 51 adet yerli kömür yakıtlı enerji santrali bulunmakta olup bu santrallerden 16 tanesinin kapasitesi 100 MW’ın üzerindedir. Çizelge 2.1’de görüleceği üzere bu santrallerin biri taşkömürü ve biri de asfaltit kullanmakta olup geriye kalan santraller linyit kömürü kullanmaktadır (TKİ, 2016).

Çizelge 2.1 : Ülkemizde 100 MW üzerinde kurulu güce sahip yerli kömür yakıtlı enerji santralleri (TKİ, 2016).

Santralin Adı	Mülkiyeti	Kömür Sahası	Yakıt	Kurulu Güç (MW)
Çanakkele Çan	EÜAŞ	TKİ	Linyit	320
Orhaneli	Çelikler	Çelikler (İHD)	Linyit	210
Soma	Konya Şeker	TKİ	Linyit	990
Seyitömer	Çelikler	Çelikler (İHD)	Linyit	600
Tunçbilek B	Çelikler	TKİ	Linyit	300
Yatağan	Bereket Elsan	Bereket Elsan (İHD)	Linyit	630
Yeniköy	IC İçtaş	IC İçtaş (İHD)	Linyit	420
Kemerköy	IC İçtaş	IC İçtaş (İHD)	Linyit	630
Afşin-Elbistan A	EÜAŞ	EÜAŞ	Linyit	1355
Afşin-Elbistan B	EÜAŞ	EÜAŞ	Linyit	1440
Kangal	Konya Şeker	Konya Şeker (İHD)	Linyit	457
Çayırhan	Park (İHD)	EÜAŞ	Linyit	620
Bolu Göynük	AKSA	TKİ	Linyit	270
Adana Tufanbeyli	Enerjisa	Enerjisa	Linyit	450
Çatalağzı	Bereket Elsan	TTK	Taşkömürü	300
Silopi	Silopi Elkürt AŞ	TKİ	Asfaltit	405

Ülkemizde 2015 yılı sonu itibariyle ithal kömür yakıtlı enerji santrallerinin toplam kurulu gücü 6063 MW seviyesindedir. Çizelge 2.2’de 2015 yılı sonu itibariyle ülkemizde kurulu bulunan ithal kömür yakıtlı enerji santrallerinin listesi verilmektedir (TKİ, 2016).

Çizelge 2.2 : Ülkemizde 2015 yılı sonu itibari ile kurulu bulunan ithal kömür yakıtlı enerji santralleri (TKİ, 2016).

Santralin Mülkiyeti	Yeri	Kurulu Gücü (MWe)	Açıklama
İsken Sugözü	Adana	1320	İşletmede
İçdaş Çelik	Çanakkale	405	İşletmede
İçdaş Elektrik	Çanakkale	1200	İşletmede
Çolakoğlu Metalurji	Kocaeli	190	İşletmede
Eren Enerji	Zonguldak	2790	İşletmede
İzdemir Enerji	İzmir	350	İşletmede
Atlas Termik Santralı	İskenderun	1200	İşletmede

Ülkemizde 2016 yılı sonu itibariyle kömür yakıtlı enerji santrallerinin toplam kurulu gücü 17.316 MW düzeyindedir (ETKB, 2017). Bu kurulu gücün 9.087 MW’ı linyit, 350 MW’ı taşkömürü, 405 MW’ı asfaltit ve 7.474 MW’ı da ithal kömür yakıtlı enerji santrallerine aittir (ETKB, 2017). 2018 yılı Mayıs ayı sonu itibariyle ise de ülkemizde linyit, taşkömürü ve asfaltit yakıtlı enerji santralleri toplam kurulu gücü 9.872,6 MW ve ithal kömür yakıtlı enerji santralleri toplam kurulu gücü 8.793,9 MW

düzeyine ulaşmış olup kömür yakıtlı enerji santrallerinin toplam kurulu gücü 18.666,5 MW seviyesine gelmiştir (TEİAŞ, 2018).

Dünyada ise 2015 yılı sonu itibariyle kömür yakıtlı enerji santrallerinin toplam kurulu gücü 1.910,3 GW seviyesindedir (Shearer ve arkadaşları, 2016).

Elektrik üretiminde sırasıyla kömür ve doğalgazın gelecekte de en önemli kaynaklar olmaya devam edeceği öngörülmektedir (EÜAŞ, 2017). Bu kapsamda, kömür ve kömür yakıtlı enerji santralleri, bu yüksek lisans tezinin de ana konusu olduğundan ayrı bir bölüm olarak (Bölüm 3'te) detaylı olarak ele alınıp incelenecektir.



3. KÖMÜR YAKITLI ENERJİ SANTRALLARI

Günümüzde, konvansiyonel (yenilenemez) enerji santrallerinde yaygın olarak buharlı güç çevrimleri kullanılmaktadır. Başka bir deyişle; elektrik üretiminde nükleer, kömür, doğalgaz ve sıvı yakıtlı enerji santrallerinde yaygın olarak buharlı güç çevrimleri kullanılmaktadır (Powers, 2017). Bu bağlamda; buhardan elektrik üretimi için tasarlanan Carnot çevriminin geliştirilmiş hali olan ve buharlı güç santralleri için ideal çevrim olarak tanımlanan Rankine çevrimi, dünya elektrik enerjisi üretiminde en fazla kullanılmakta olan çevrimdir denebilir. Bu nedenle, Rankine çevrimi verimliliğinin artırılması için yapılan araştırma ve çalışmalar büyük önem arz etmektedir (Çengel ve Boles, 2013).

Buharlı güç çevrimlerinde; ucuzluğu, her yerde bulunabilirliği ve yüksek buharlaşma entalpisi gibi avantajlarından dolayı en yaygın olarak kullanılan akışkan su olmaktadır. Kömür yakıtlı elektrik üretimi santrallerinde de yaygın olarak yine akışkan olarak su kullanılmaktadır. Bu bağlamda, kömür santralleri için en çok Rankine çevrimi tercih edilmektedir (Çengel ve Boles, 2013).

Bu bölümde öncelikle Rankine çevriminin detaylıca ele alınarak incelenmesi benimsenmiştir. Bölümün devamında ise kömür yakıtlı enerji santrallerinin genel yapısı ve temel elemanları tanıtılmaktadır.

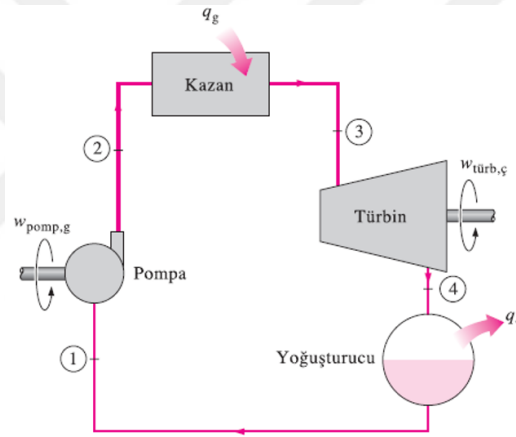
3.1 Rankine Çevrimi

Kömür yakıtlı enerji santrallerinde kömürün sahip olduğu kimyasal enerji ısı enerjisine takiben ısı enerjisi mekanik enerjiye ve mekanik enerji de elektrik enerjisine çevrilmektedir (Powers, 2017). Yukarıda belirtildiği üzere kömür yakıtlı enerji santrallerinde elektrik üretimi için yaygın olarak Rankine çevrimi kullanılmaktadır.

3.1.1 Basit Rankine çevrimi

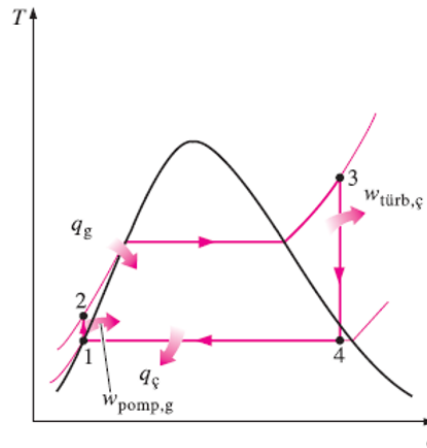
Rankine çevrimi, buharlı güç santralleri için ideal çevrim olup çevrimde yaygın olarak su kullanılmaktadır. Kısaca; Rankine çevriminde su kazan, türbin ve kondanser ekipmanlarından oluşan bir çevrimi tamamlamaktadır.

Buhar kazanında kömürün yakılması ile oluşan ısı enerjisi kazandaki suya aktararak buhar elde edilmektedir. Elde edilen buhar, türbine iletilmekte ve buharın türbin kanatlarını ve rotorunu döndürmesi ile ısı enerjisi mekanik enerjiye çevrilmektedir. Türbinin dönmesi ile aynı shafta bağlı olan jeneratör dönmekte ve elektrik enerjisi üretilmektedir. Türbinden çıkan buhar ise kondanserde yoğunlaştırılmakta ve pompalar vasıtasıyla tekrar kazana gönderilmektedir. Böylece, çevrim akışkanı olarak kullanılan su, Rankine çevrimini tamamlamış olmaktadır (Çengel ve Boles, 2013). Şekil 3.1'de basit Rankine çevriminin şematik gösterimi yer almaktadır.



Şekil 3.1 : Basit Rankine çevriminin şematik gösterimi (Çengel ve Boles, 2013).

Rankine çevriminde dört hal değişimi bulunmaktadır. Şekil 3.2'de basit ideal Rankine buhar çevrimine ait T-s diyagramı gösterilmektedir.

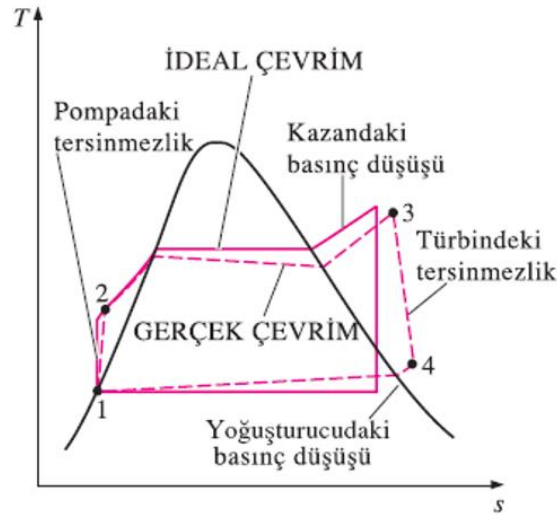


Şekil 3.2 : Basit ideal Rankine buhar çevrimine ait T-s diyagramı (Çengel ve Boles, 2013).

Şekil 3.2’de görüleceği üzere 1-2’de pompa ile izentropik sıkıştırma, 2-3’de kazanda sisteme sabit basınçta ısı geçişi, 3-4’te türbinde izentropik genişleme ve 4-1’de yoğuşturucuda (kondanser) sabit basınçta ısı atılması gerçekleşmektedir (Powers, 2017). Pompa vasıtasıyla suyun tekrar kazana gönderilmesi ile çevrim tamamlanmaktadır. T-s diyagramında 2-3 eğrisi altındaki alan suya kazanda verilen ısıyı ve 4-1 eğrisi altında kalan alan da yoğuşturucuda çevreye verilen ısıyı betimlemektedir (Çengel ve Boles, 2013).

Gerçek buharlı güç çevrimi, Şekil 3.3’de gösterilen tersinmezlikler sebebi ile ideal Rankine çevriminden farklı olmaktadır. Akış sürtünmesi ve çevreye olan istenmeyen ısı kayıplarının tersinmezliklerin başlıca nedenleri olduğu söylenebilir.

Akış sürtünmesi; kazanda, yoğuşturucuda ve ekipmanlar arasındaki borularda basınç düşümlerine sebebiyet vermektedir. Böylelikle, kazan çıkışındaki buhar basıncı daha düşük olmaktadır. Aynı şekilde, kazan ile türbin arasındaki borularda meydana gelen basınç düşümlerinden dolayı türbin girişindeki buhar basıncı, kazan çıkışındaki buhar basıncından daha düşük olmaktadır. Kazandaki basınç düşümlerine göre çok daha az olmakla beraber yoğuşturucuda da basınç düşümleri söz konusudur. Basınç düşmelerini karşılayabilmek için suyun ideal çevrimde belirtilenden daha yüksek bir basınç ile pompalanması gerekmektedir. Bu da daha çok pompa işi ve daha büyük bir pompa kullanımını gerektirmektedir (Çengel ve Boles, 2013).



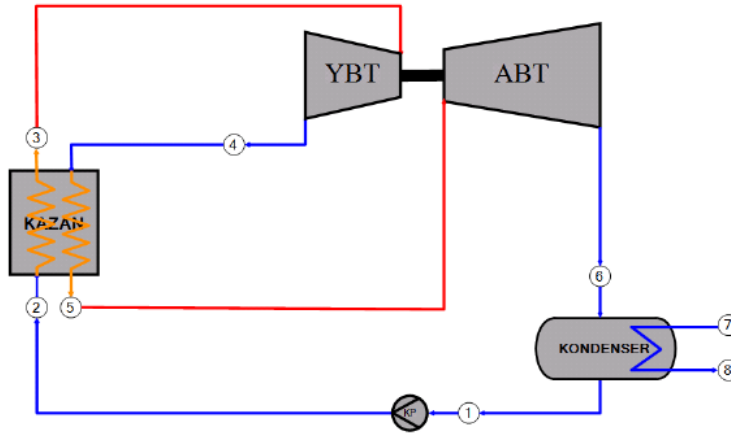
Şekil 3.3 : Gerçek buharlı güç çevriminin ideal Rankine çevriminden farklılığı (Çengel ve Boles, 2013).

Tersinmezliklerin diğer bir sebebi, sistemi oluşturan ekipmanlardaki akış esnasında çevreye olan ısı kayıplarıdır. Net işin aynı kalabilmesi için sistemde oluşan tüm ısı kayıplarını karşılayacak kadar fazla ısı enerjisinin kazanda buhara aktarılması

gerekmektedir. Bu da daha fazla yakıt tüketimi ve santral ısıl veriminin düşmesi anlamına gelmektedir. Pompa ve türbinde meydana gelen tersinmezlikler de önem arz etmektedir. Tersinmezlikler nedeniyle pompanın daha çok iş yapması gerekmekte ve türbin daha az iş yapmaktadır. Ayrıca, çevrimi oluşturan ekipmanlardaki hareketli parçalar arasında oluşan sürtünme, çevrimden dışarıya kaçan buhar ve yoğunlaştırıcıya çevrime dışarıdan giren hava, ideal Rankine çevriminden sapmaya sebebiyet verebilecek diğer faktörler olarak ifade edilebilir (Çengel ve Boles, 2013).

3.1.2 İdeal ara ısıtmalı Rankine çevrimi

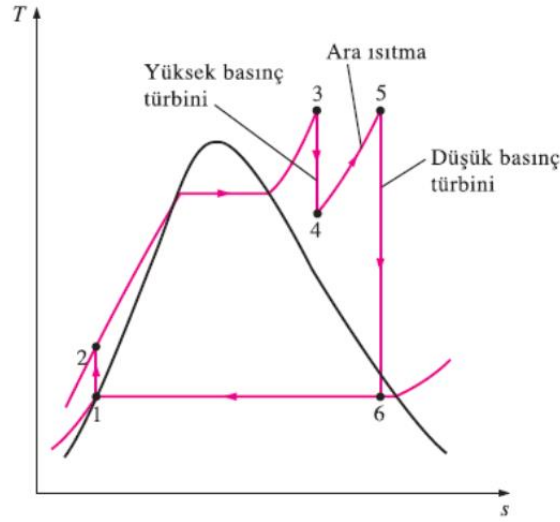
Kazan basıncının yükseltilmesi Rankine çevriminin ısıl verimini yükseltmekte, ancak türbin çıkışındaki kuruluk derecesinde azalmalara neden olmaktadır. Türbin çıkışında kuruluk derecesinin düşük olması ve buhar içerisinde sıvı zerreciklerinin olması türbin kanatlarında aşınmalara sebebiyet vermekte ve türbin verimini azaltmaktadır. Bu nedenle, türbin çıkışındaki kuruluk derecesinin düşük olması istenmeyen bir durum olmaktadır. Bu sorun, buharın türbinde iki kademe genişletilmesi ve kademeler arasında bir ara ısıtma yapılması yolu ile çözülebilmektedir. Başka bir deyişle, Rankine çevrimine bir ara ısıtma işleminin eklenmesi ile türbin çıkışında buharın kuruluk derecesinin düşmesi engellenebilmektedir (Çengel ve Boles, 2013). Şekil 3.4'te ideal ara ısıtmalı Rankine çevriminin şematik gösterimi yer almaktadır.



Şekil 3.4 : İdeal ara ısıtmalı Rankine çevriminin şematik gösterimi (Özdemir, 2015).

İdeal ara ısıtmalı Rankine çevriminde buhar, yüksek basınç türbininde bir ara basınca kadar genişledikten sonra tekrar kazana gönderilerek ısıtılmaktadır. Isıtılan buhar, alçak basınç türbininde yoğunlaştırıcı basıncına kadar genişlemektedir. Böylelikle, türbin çıkışındaki buharın kuruluk derecesini azaltmaksızın çevrim verimi artırılmış

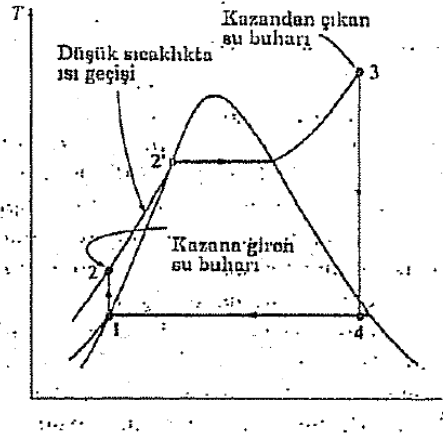
olmaktadır (Bejan, 1997). Şekil 3.5'te ideal ara ısıtmalı Rankine çevrimine ait T-s diyagramı gösterilmektedir.



Şekil 3.5 : İdeal ara ısıtmalı Rankine çevrimine ait T-s diyagramı (Çengel ve Boles, 2013).

3.1.3 İdeal ara buhar almali Rankine çevrimi

Şekil 3.6'da Rankine çevriminin 2-2' kısmında kazanda çevrim akışkanına verilen ısının nispeten daha düşük sıcaklıklarda verildiği görülmektedir. Bunun sonucu olarak çevrime verilen ısı enerjisi daha düşük bir ortalama sıcaklıkta verilmekte ve çevrimin ısıl veriminin düşmesine sebebiyet vermektedir.

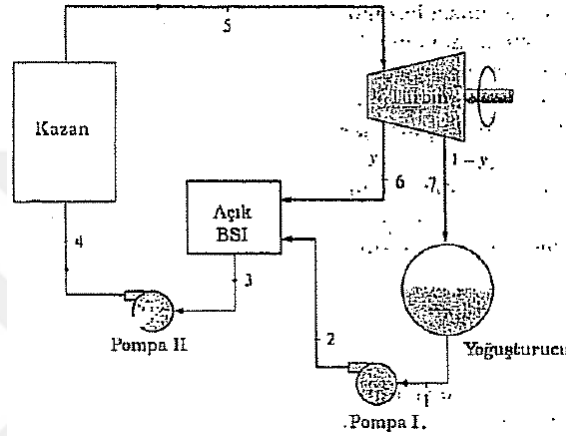


Şekil 3.6 : Basit ideal Rankine buhar çevrimine ait T-s diyagramı ve kazandaki ısı geçişinin ilk bölümünün nispeten daha düşük bir sıcaklıkta gerçekleştiğinin gösterimi (Çengel ve Boles, 2013).

Bu durumun önüne geçebilmek amacıyla çevrim akışkanı ya da diğer bir deyişle kazan besleme suyu, kazana girmeden önce türbinin belirli noktalarından dışarıya alınan buhar ile ısı değiştiricileri vasıtasıyla ısıtılabilir. Gerçekleştirilen bu işlem ara

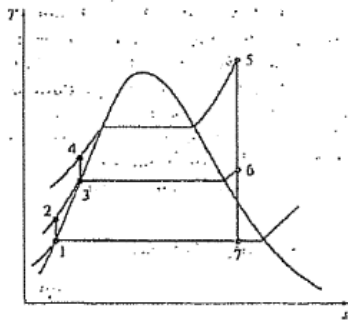
buhar alma ya da rejenerasyon, ısı transferinin gerçekleştirildiği ısı değiştiricileri ise besi suyu ısıtıcısı ya da rejeneratör olarak nitelenmektedir (Bejan, 1997).

Besi suyu ısıtıcıları, iki akışkanın direkt olarak karıştığı açık besi suyu ısıtıcıları ve iki akışkanın birbirlerine karışmadan ısı transferinin gerçekleştirildiği kapalı besi suyu ısıtıcıları olmak üzere ikiye ayrılmaktadır. Şekil 3.7'de biraçık besi suyu ısıtıcısının kullanıldığı ideal ara buhar almalı Rankine çevriminin şematik gösterimi yer almaktadır. Bu çevrim, bir ara buhar almalı Rankine çevrimi ya da tek kademeli rejeneratif Rankine çevrimi olarak da anılmaktadır.



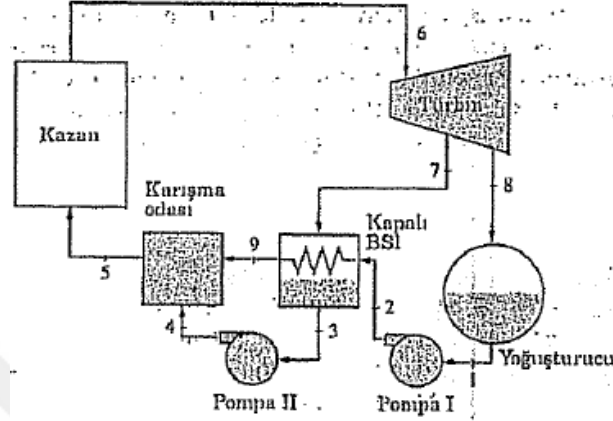
Şekil 3.7 : Biraçık besi suyu ısıtıcısının kullanıldığı ideal ara buhar almalı Rankine çevriminin şematik gösterimi (Çengel ve Boles, 2013).

Açık besi suyu ısıtıcısı, türbinden alınan buhar ile pompadan çıkan kazan besi suyunun karıştığı kapalı bir kap olarak tanımlanmaktadır. Yoğuşturucudan gelen çevrim suyu (kazan besi suyu) kazana girmeden önce açık besi suyu ısıtıcısında türbinden alınan ara buhar ile ısıtılmakta ve sıcaklığı arttırılmaktadır. Böylece, Rankine çevriminin ısı verimi arttırılmaktadır (Çengel ve Boles, 2013). Şekil 3.8'de bir açık besi suyu ısıtıcısının kullanıldığı ideal ara buhar almalı Rankine çevrimine ait T-s diyagramı gösterilmektedir.



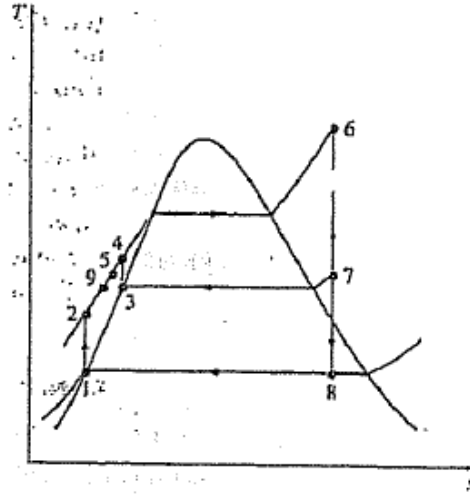
Şekil 3.8 : Biraçık besi suyu ısıtıcısının kullanıldığı ideal ara buhar almalı Rankine çevrimine ait T-s diyagramı (Çengel ve Boles, 2013).

Kapalı tip besleme suyu ısıtıcılarında ise türbinden alınan buhar ile kazan besi suyu arasındaki ısı transferi, akışlar karışmaksızın gerçekleşmektedir. Burada da kazan besi suyu kazana girmeden önce ısıtılmakta ve sıcaklığı artırılmaktadır. Böylelikle, çevrimin ısıl verimi yükseltilmektedir. Şekil 3.9'da birkapalı besi suyu ısıtıcısının kullanıldığı ideal ara buhar almalı Rankine çevriminin şematik gösterimi yer almaktadır.



Şekil 3.9 : Birkapalı besi suyu ısıtıcısının kullanıldığı ideal ara buhar almalı Rankine çevriminin şematik gösterimi (Çengel ve Boles, 2013).

Şekil 3.10'da bir kapalı besi suyu ısıtıcısının kullanıldığı ideal ara buhar almalı Rankine çevrimine ait T-s diyagramı gösterilmektedir.



Şekil 3.10 : Birkapalı besi suyu ısıtıcısının kullanıldığı ideal ara buhar almalı Rankine çevrimine ait T-s diyagramı (Çengel ve Boles, 2013).

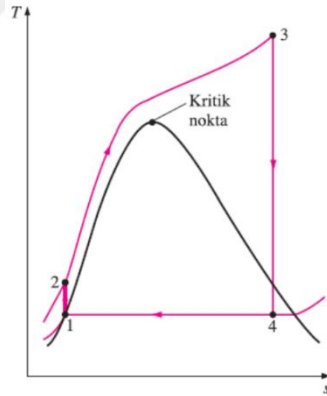
Açık ve kapalı besi suyu ısıtıcıları, buharlı güç santrallerinde çoğunlukla bir arada kullanılmaktadır. Besi suyu ısıtıcılarının sayısı arttıkça, çevrim ısıl verimi de artmaktadır. Ancak, bir besi suyu ısıtıcısı ilavesi ile elde edilen verim artışı sayesinde yakıttan sağlanacak tasarrufun o ısı değiştiricisi için yapılacak yatırım maliyetini

karşılması gerekmektedir. Başka bir deyişle, çevrimde kullanılacak olan ısıtıcı sayısı ekonomik açıdan optimum seviyede olmalıdır. Günümüzde, buharlı güç santrallerinde kullanılan besi suyu ısıtıcılarının sayısı en fazla sekiz olabilmektedir (Çengel ve Boles, 2013).

Buharlı güç çevrimlerinde uygulanan ara buhar alma işlemi, çevrim verimini arttırmanın yanında, yoğuşturucuda kazan besi suyuna karışan havanın atılmasında da uygun ortam oluşturmaktadır. Çevrime karışan havanın atılması kazandaki paslanmanın önüne geçilmesi açısından önem arz etmektedir (Çengel ve Boles, 2013).

3.1.4 Kritik basınç üzerinde çalışan Rankine çevrimi

Kazan basınç ve sıcaklığının yükseltilmesi buharlı güç çevriminin ısı verimini yükseltmektedir. Yapılan çalışmalar ve teknolojik ilerlemeler neticesinde 1920'lerde 2,7 MPa olan kazan çalışma basınçları günümüzde 30 MPa seviyesine ulaşmıştır. Günümüzde pek çok buharlı güç santrali kritik noktanın (su için 22,09 MPa ve 374 °C) üzerindeki basınç ve sıcaklık değerlerinde çalışmaktadır. Şekil 3.11'de kritik noktanın üzerinde çalışan bir Rankine çevrimine ait T-s diyagramı görülmektedir.



Şekil 3.11 : Kritik noktanın üzerinde çalışan bir Rankine çevrimine ait T-s diyagramı (Çengel ve Boles, 2013).

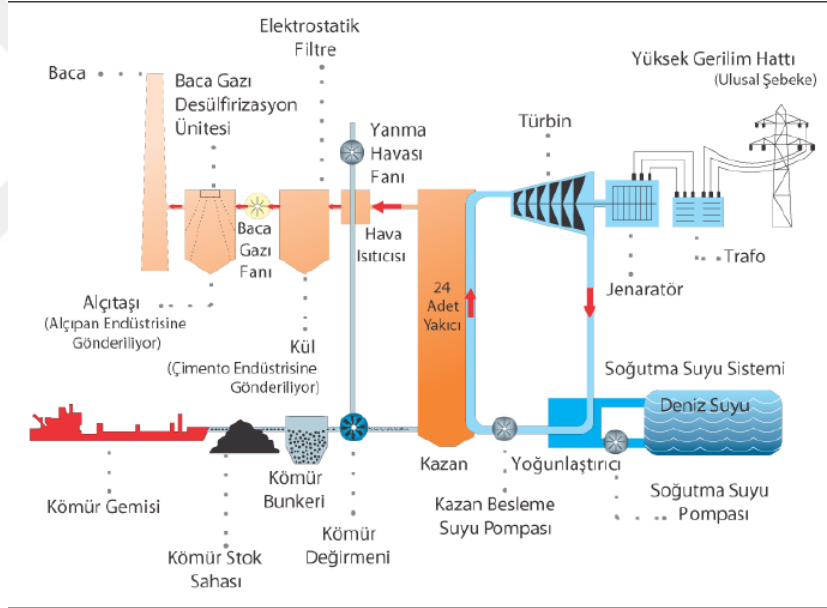
Şekil 3.11'deki T-s diyagramından görüleceği üzere kritik noktanın üzerinde çalışan bir Rankine çevriminde kazan besi suyu yaş buhar fazına geçmeden direkt olarak kızgın buhar haline geçmektedir ki bu da çevrimin ısı verimini yükseltmektedir.

3.2 Kömür Yakıtlı Enerji Santrallerinin Genel Yapısı ve Temel Elemanları

Yakıt olarak kömürün kullanıldığı konvansiyonel enerji santralleri, kömür (kömür yakıtlı) enerji santralleri olarak adlandırılmaktadır. Kömür yakıtlı enerji santralleri

için çok çeşitli sınıflandırmalar yapılabilmektedir, ancak çoğunlukla kazan teknolojilerine ve kazan buhar parametrelerine göre gruplandırma yapılmaktadır. Günümüzde genelde pulverize (toz) kömürlü ve akışkan yataklı olmak üzere iki tip kazan teknolojisinden bahsedilmektedir. Buhar parametrelerine göre ise genel bir yaklaşım ile kazanlar, kritik altı ve kritik üstü kazanlar olarak gruplandırılmaktadır (TMMOB, 2017).

Bu yüksek lisans tezinin konusu kapsamında Bölüm 5 ve Bölüm 6’da kritik üstü tipinde pulverize kömür yakmalı bir enerji santralının enerji, ekserji ve finansal analizleri yapılmaktadır. Bu sebeple, bu bölümde ağırlıklı olarak kritik üstü buhar parametreleri ile çalışan pulverize kömür yakmalı enerji santrallerinin incelenmesi benimsenmektedir. Bunun yanı sıra, bölüm içerisinde diğer tipler de tanıtılmaktadır. Şekil 3.12’de pulverize kömür yakmalı bir enerji santralının akış şeması yer almaktadır.



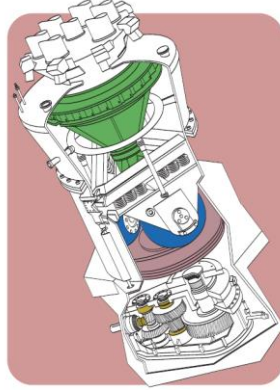
Şekil 3.12 : Pulverize kömür yakmalı bir enerji santralının akış şeması (İSKEN, t.y.).

3.2.1 Kömür hazırlama ve besleme sistemi

Santralda kullanılacak kömür madenden çıkarılıp kazana girene kadar belirli ekipmanlardan geçmektedir. Kömür; çıkartıldığı madenden gemiler, demiryolu vagonları, kamyonlar ve konveyör ile enerji santrallerine taşınabilmektedir. Ülkemizdeki mevcut birçok kömür yakıtlı enerji santrali yerli linyit kömürlerini kullandığı için kömürün çıkarıldığı madenin yakınında kurulmuşlardır. Diğer yandan ülkemizde ithal kömüre dayalı enerji santralleri de bulunmakla beraber enerji üretimi

için gerekli olan kömür bu santrallara gemiler ile getirilmektedir. Santrala gelen kömür, stok sahalarında depolanmaktadır.

Kömür stok sahasından alınan kömür, “konveyör bantlar” yardımı ile kırıcılardan (“kömür kırıcı”) geçirilmekte ve değirmenlerin tasarım değerlerine uygun boyutlara getirilmektedir. Bir başka deyişle; kömür, kırıcılarda değirmenlerin tasarım değerlerine uygun tane büyüklüğüne getirilmektedir. Bu esnada, konveyör bantların üzerine konumlandırılan manyetik ayırıcılar ile de kömürün içerisine karışmış olabilecek metal parçaları ayrılmaktadır. Değirmenler için uygun boyutlara getirilmiş kömür, konveyör bantlar vasıtasıyla “kömür bunkerlerine” (kömür silolarına) iletilmektedir. Kömür, değirmenlere gönderilmeden önce bunkerlerde depolanmakta ve takiben “besleyiciler” yardımı ile “kömür değirmenlerine” gönderilmektedir. Kömür, değirmenlerde pulverize (toz) hale getirildikten sonra yakılmak için kazana gönderilmektedir. Kömürün kazana gönderilmesine kadar geçen yukarıdaki sürecin gerçekleştirildiği sistem, kömür hazırlama ve besleme sistemi olarak anılmaktadır. Şekil 3.13’te bir kömür değirmeni gösterilmektedir.



Şekil 3.13 : Bir kömür değirmeni (Pall, 2007).

3.2.2 Su arıtma sistemi

Buharlı güç santrallarında en yaygın olarak kullanılan çevrim akışkanı sudur. Çevrim akışkanı olarak kullanılan su, çok yüksek arılık derecesine sahip olan sudur. Doğal sular genellikle ham su olarak isimlendirilmektedir. Ham su; çevrimi oluşturan ekipman ve borularda depozit oluşumu, korozyon, sürüklenme ve çatlama gibi istenmeyen durumların önüne geçebilmek amacı ile arıtılmaktadır (Heper, 2001). Çevrimde kullanılan arıtılmış bu suya demineralize su, uygulanan arıtma işlemine de demineralizasyon işlemi denilmektedir. Günümüzde, demineralizasyon işlemi iyon değiştirici reçineler, yüksek absorpsiyon özelliğine sahip mineral tutucular ve ters osmoz sistemleri ile yapılabilmektedir (Heper, 2001).

3.2.3 Ana buhar sistemi (buhar kazanı ve buhar türbini)

Ana buhar sistemi başlığı altında kömür yakıtlı bir enerji santralının ana ekipmanları olan buhar kazanı ve buhar türbininin incelenmesi benimsenmiştir.

3.2.3.1 Buhar kazanı

Buhar kazanı, yanmanın gerçekleştirilip ortaya çıkan ısı enerjisi ile buharın üretildiği ekipman olarak anılmaktadır. Kömür yakıtlı enerji santrallerinde kullanılan buhar kazanlarının sınıflandırılması günümüzde çoğunlukla kazan teknolojilerine ve kazan buhar parametrelerine göre yapılmaktadır. Teknolojilerine göre pulverize (toz) kömürlü ve akışkan yataklı olmak üzere iki tip kazan teknolojisinden bahsedilmektedir. Buhar parametrelerine göre ise genel bir yaklaşım ile kazanlar, kritik altı ve kritik üstü kazanlar olarak gruplandırılmaktadır (TMMOB, 2017).

Buhar parametrelerine göre kazan tipleri:

Bir saf maddenin sıcaklığı ve basıncı, sırasıyla kendi kritik sıcaklık ve kritik basınç değerlerinin üzerinde ise; bir başka deyişle, saf bir maddenin sıcaklık ve basıncı o maddeye ait kritik noktanın üzerinde ise kritik üstü ya da süperkritik akışkan olarak tanımlanmaktadır. Şekil 3.14'te suya ait faz diyagramı ve kritik nokta gösterilmektedir.



Şekil 3.14 : Suyu ait faz diyagramı ve kritik nokta gösterimi (Şahin, 2012).

Suya ait kritik nokta Şekil 3.14'ten de görülebileceği üzere 22.1 MPa ve 374 °C 'dir. Kritik noktanın üzerindeki basınçlarda akışkanın kaynama noktası bulunmamaktadır (TMMOB, 2017). Dolayısıyla, kritik nokta basıncının üzerindeki basınçlarda suyun sıcaklığı artırılır ise su, yaş buhar fazına geçmeden direkt olarak kuru buhar fazına geçmektedir. Bu bağlamda; kritik noktanın altında çalışan kazanlar "kritik altı (subkritik)" ve kritik noktanın üzerinde çalışan kazanlar ise "kritik üstü" olarak tanımlanmaktadır (TMMOB, 2017).

Genel olarak kritik altı kazanlarda 150 ile 180 bar basınç ve 540 ile 565 °C sıcaklık parametrelerine sahip buhar üretilmektedir. Kritik üstü kazanlar ise buhar parametrelerine göre kendi aralarında “süperkritik” ve “ultra süperkritik” olarak gruplandırılabilir. Süperkritik kazanlarda genel olarak 245 ile 280 bar basınç ve 540 ile 570 °C sıcaklığında kızgın buhar üretilmektedir. Ultra süperkritik kazanların ise 280 bar ve üstü basınç ile 600 °C ve üstü sıcaklıklarda çalıştığı söylenebilir (Şahin, 2012). Yüksek sıcaklık ve basınca dayanıklı malzemelerin geliştirilmesi ile birlikte bu gruplandırmanın genişleyebileceği öngörülmektedir. Örneğin, 300 bar ve üstü basınç ile 700 °C ve üstü sıcaklıklarda kızgın buhar üretmesi planlanan “ileri ultra süperkritik” kazan teknolojileri için yapılan çalışmaların sürdüğü bilinmektedir (TMMOB, 2017).

Kritik üstü kazanların verimleri, kritik altı kazanlara göre daha yüksektir. Böylelikle, birim elektrik enerjisi üretimi için kullanılan yakıt ve yakıt maliyeti azalmaktadır. Ayrıca, kullanılan yakıt azaldığı için baca gazı emisyonlarında da azalma olmaktadır. Bu bağlamda, çevresel hassasiyetlerin giderek arttığı günümüzde kömür yakıtlı enerji santrallerinde kritik üstü kazan teknolojilerinin kullanılması çevresel açıdan da önemli bir avantaj sağlamaktadır.

Kritik üstü kazanlarda yaş buhar fazı bulunmadığı için subkritik kazanlardaki gibi su ve buharın ayrıştırıldığı bir dom (hazne) bulunmamaktadır. Kritik noktanın üzerindeki buhar parametreleri ile çalışan ilk ticari kazanlar Mark Benson tarafından geliştirildiği için bu kazanlara Benson tipi ya da tek geçişli kazanlar denilmektedir. Kritik üstü koşullarda; kazan teknolojisi olarak enerji üretiminde pek çok başarılı uygulaması olan, kendisini ispatlamış ve güvenilir bir teknoloji olması sebebiyle çoğunlukla pulverize kömürlü kazanlar tercih edilmektedir. Diğer yandan, son gelişmeler ile birlikte kritik üstü koşullarda çalışan akışkan yataklı kazanlar da bulunmaktadır (Şahin, 2012).

Teknolojilerine göre kazan tipleri:

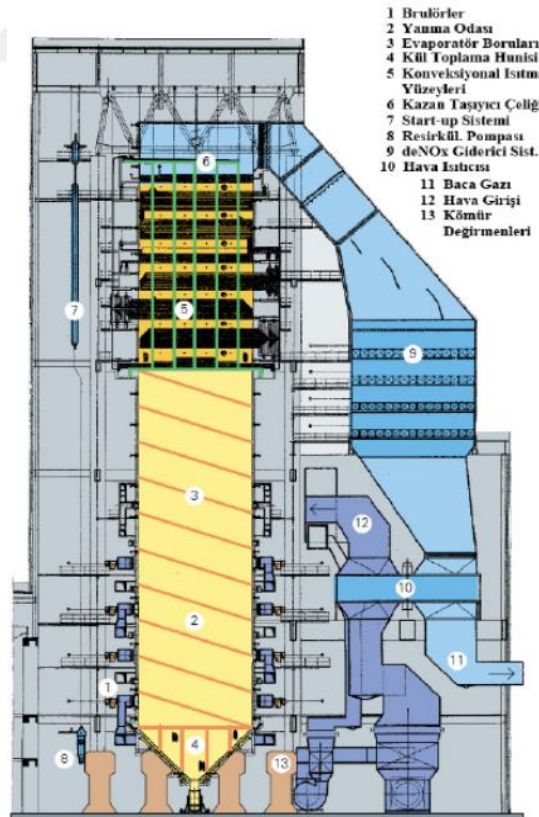
Kömürün kimyasal enerjisi, kazanda meydana gelen yanma sonucunda ısı enerjisine dönüşmektedir. Yanma ürünü baca gazları sahip oldukları ısı enerjisini konveksiyon ve radyasyon yolu ile kazan içerisindeki borulara aktarmakta ve boruların içerisinden geçmekte olan suyun sıcaklığını arttırmak sureti ile buhar üretiminin gerçekleşmesini sağlamaktadır. Bu bağlamda, elektrik enerjisi üretiminde kullanılan buharın üretildiği

ekipman olan kazan, buhar türbini ile birlikte santralin en önemli ekipmanları olmaktadır. Enerji santrallerinde kullanılan kazanlar teknolojilerine göre günümüzde yaygın olarak pulverize kömürlü ve akışkan yataklı kazanlar olarak sınıflandırılmaktadır (TMMOB, 2017).

Pulverize kömürlü kazanlar:

Pulverize kömürlü kazanlarda kömür, değirmenlerde toz haline getirildikten sonra hava ile birlikte kazanın içine püskürtülmekte ve kazanın yanma odası duvarlarına dizilen yakıcılar (brülör) yardımı ile yakılmaktadır. Kömürün toz haline getirilmesi ile yakıt yüzey alanı ve dolayısıyla yanma verimi artırılmış olmaktadır.

Pulverize (toz) hale getirilmiş kömür, kazan yanma odasında yakılmaktadır. Yanma sonucu oluşan baca gazları, sırası ile kazanın ekonomizer (ön ısıtıcı), kazan duvarları ve kızdırıcı paketlerinin bulunduğu kısımlardan geçerek sahip olduğu ısı enerjisini bu bölümlerde bulunan borulara ve boruların içerisindeki suya aktarmaktadır. Böylelikle, elektrik enerjisi üretimi için gerekli buhar üretilmektedir. Şekil 3.15'te tek geçişli Benson tipi (kritik üstü koşullarda çalışan) pulverize kömür yakmalı bir kazanın şematik gösterimi yer almaktadır.



Şekil 3.15 : Tek geçişli Benson tipi (kritik üstü koşullarda çalışan) pulverize kömür yakmalı bir kazanın şematik gösterimi (Şahin, 2012).

Akışkan yataklı kazanlar:

Akışkan yatakta yakma teknolojisi; başta kömür olmak üzere, biyokütle, endüstriyel veevsel atıkların temiz ve verimli bir şekilde yakılabildiği vebu sebeple de 1980’li yıllardan itibaren günümüze kadar kullanımı artarak devam eden bir teknolojidir. Akışkan yatak, bir hazne içerisinde öbeklenmiş katı parçacıkların homojen bir şekilde kazanın alt kısmındanbeslenen yanma havası yardımıyla hazne içinde hareketlendirilmiş hali olarak tanımlanmaktadır (TMMOB, 2017).

Akışkan yatakta yakma teknolojilerinde kömür, alttan belirli bir hızla yükselen hava üzerine beslenmektedir. Hava, kömür tanelerini askıda tutarak yanmanın gerçekleşmesini sağlamaktadır. Pulverize kömürlü kazanlardan farklı olarak kömür, toz halinde değil belirli boyutarda tanecikler halinde kazana beslenmektedir. Dolayısıyla, pulverize kömürlü kazanlarda bulunan kömür değirmenleri, akışkan yataklı kazanlarda bulunmamaktadır.

Akışkan yataklı kazanlar; çalışma basınçlarına göre atmosferik ve basınçlı, akışkanlaştırma koşullarına göre de dolaşımli ve kabarcıklı olarak ikiye ayrılmaktadır.

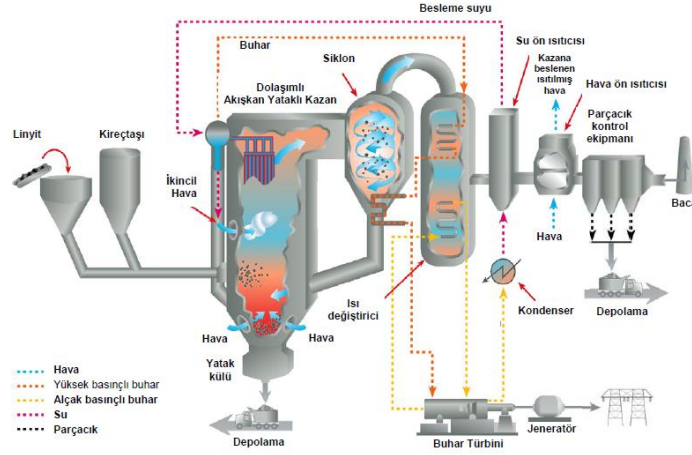
Kabarcıklı akışkan yataklı kazanlar:

Kırıcılardan geçirilmiş kömür ve kireçtaşı tanecikleri yanma odasına beslenmekte ve hava ile sağlanan yanma odasında asılı kalmaktadır. Taneciklerinin akışkan yatak içerisinde dengede kalabilmelerini sağlayan minimum hava hızı, minimum akışkanlaşma hızı olarak tanımlanmaktadır. Kazanın altından beslenen hava hızının, minimum akışkanlaşma hızının üzerine çıkması ile yatak içerisinde kabarcıklar meydana gelmeye başlamaktadır. Oluşan kabarcıklar yardımıyla taneciklerin kazan içerisinde homojen karışımı sağlanmaktadır. Böylelikle, yanma ve kükürt tutma verimleri arttırılmış olmaktadır (Oymak ve Batu, 2005).

Dolaşımli akışkan yataklı kazanlar:

Günümüzde ticari boyutta yaygın olarak kullanılan akışkan yatak teknolojisi, atmosferik dolaşımli akışkan yataklı yakma teknolojisidir. Bu tipteki bir kazanda, kömür tanecikleri akışkan yatakta yanmakta ve yanma sonucu oluşan uçucu kül, yanmamış kömür ve kireçtaşı gibi tanecikler yanma ile ortaya çıkan gazlar vasıtasıyla yanma odasından taşınmakta ve siklonlarda tutularak kazana geri beslenmektedir. Taneciklerin kazana geri beslenmesinden dolayı bu tip kazanlara

dolaşımli akışkan yataklı kazanlar denilmektedir (Oymak ve Batu, 2005). Bu geri besleme, kazanda kömür ve kireçtaşı taneciklerinin kazan yanma odasında kalma sürelerini arttırmakta ve böylelikle yanma ve kükürt tutma verimleri de yükseltilmiş olmaktadır. Şekil 3.16'da dolaşımli akışkan yataklı kazanın kullanıldığı kömür yakıtlı bir enerji santralının akış şeması gösterilmektedir.



Şekil 3.16 : Dolaşımli akışkan yataklı kazanın kullanıldığı kömür yakıtlı bir enerji santralının akış şeması (Oymak ve Batu, 2005).

Basınçlı akışkan yataklı kazanlar:

Basınçlı akışkan yataklı kazanlarda kömür yanması belirli bir basınç altında gerçekleştiği için gaz türbinlerine beslenebilecek basınç seviyesinde yanma sonu gazları oluşmaktadır. Böylelikle, bu tip kazan kullanılan enerji santrallerinde buhar ile elektrik üretimine ilave olarak yanma sonu gazlar ile de elektrik üretimi söz konusu olmaktadır ki bu da santralin termal verimini arttırmaktadır.

Yanmanın basınç altında gerçekleşmesinin kükürt tutma verimini de arttırdığı bilinmektedir. Bu tip kazanlarda yanma sonu gazlarının temizlenerek gaz türbinlerine gönderilmesi önem arz etmektedir. Yanma sonu oluşan gazlar, siklonlar ve filtreler ile temizlenerek gaz türbinlerine beslenmekte ve böylece gaz türbinlerinin zarar görmesi engellenmektedir (Oymak ve Batu, 2005).

3.2.3.2 Buhar türbini

Buhar kazanından yüksek sıcaklık ve basınç ile çıkan yüksek entalpiye sahip kızgın su buharı, buhar türbinine gönderilmektedir. Buhar türbini, buharın sahip olduğu ısı enerjisinin mekanik enerjiye dönüştürüldüğü ekipman olarak tanımlanmaktadır.

Buhar türbinleri farklı yönlerden sınıflandırılabilir. Buhar türbinleri, buharın akış yönüne göre aksel ve radyal türbinler olarak ikiye ayrılmaktadır. Aksel

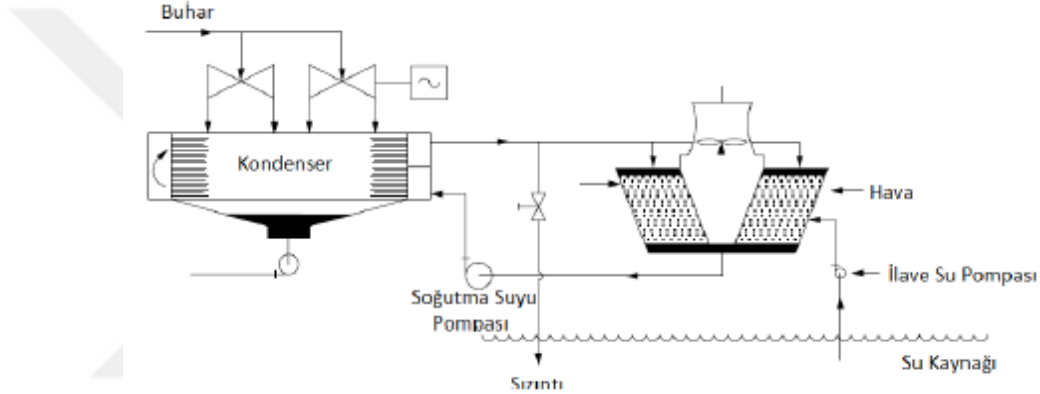
buhar türbinlerinde buhar, türbin eksenine paralel bir şekilde hareket etmektedir. Radyal buhar türbinlerinde ise buhar, türbin eksenine dik olarak hareket etmektedir. Buhar türbinleri, çalışma şekillerine göre aksiyon ve reaksiyon türbinleri olmak üzere ikiye ayrılmaktadır. Aksiyon türbinlerinde entalpi ve basınç düşüşü sabit kanatlarda olmakta, reaksiyon türbinlerinde ise bu düşüşün bir kısmı sabit kanatlarda bir kısmı da hareketli kanatlarda olmaktadır (Heper, 2001). Buhar türbinleri, buharın giriş basınç ve sıcaklığına göre de sınıflanabilmektedir. Buhar giriş basıncına göre alçak, orta, yüksek ve kritik basınç türbinleri; buhar giriş sıcaklığına göre de doymuş buhar, orta sıcaklık, yüksek sıcaklık ve çok yüksek sıcaklık türbinleri olarak dört grupta toplanmaktadır. Ayrıca buhar türbinleri çıkan buharın türüne göre de kondensasyon, karşı basınçlı ve çekme yada ara buharlı türbinler olmak üzere üç grupta sınıflandırılabilir. Kondensasyon türbinlerinde çürük buhar başka bir deyişle türbinden çıkan buhar, bir kondanserde ve vakum altında ısısını vererek yoğuşmaktadır. Buharın yoğuşma ısısı, soğutma suyu ile alınmakta ve çevreye atılmaktadır. Karşı basınçlı türbinlerde belirli bir basınç ile çıkan buhar, ısıtma yada üretim gibi amaçlar için kullanılmaktadır. Ara buharlı türbinlerde ise türbinin çeşitli kısımlarından buhar alınarak ön ısıtma amacı ile ısı değiştiricilere gönderilmektedir (Heper, 2001).

Buharın entalpisinden en üst seviyede faydalanabilmek amacı ile buhar türbinleri kademeli olarak tasarlanmaktadır. Kömür yakıtlı enerji santrallerinde çoğunlukla yüksek, orta ve alçak basınç olarak 3 kademeli buhar türbinleri kullanılmaktadır. Buhar kazanında üretilen buhar, öncelikle yüksek basınç türbinine gönderilmekte ve iş üretilmektedir. Yüksek basınç türbininden çıkan buhar, kazana iletilmekte ve tekrar kızdırılmaktadır. Elde edilen kızgın buhar bu defa orta basınç türbinine gönderilmekte ve burada da iş üretilmektedir. Orta basınç türbininde işini tamamlayan buhar, alçak basınç türbinine iletilmekte ve burada da iş elde edilmektedir. Alçak basınç türbininden çıkan buhar, kondansere (yoğuşturucu) gönderilmektedir (Tekel, 2006).

3.2.4 Yoğuşma suyu sistemi

Alçak basınç türbininden çıkan çürük buhar, yoğuşturucuya (kondanser) dökülmektedir. Yoğuşturucu, alçak basınç türbininden dökülen buharın sıvı hale gelmesini sağlayan bir tür ısı değiştiricisidir.

Buharlı güç çevrimlerinde kullanılan yoğuşturucular genellikle yüzey tipli olmaktadır. Yoğuşturucuların içerisinde su kaynağından veya soğutma kulesinden alınan soğuk suyun geçtiği borular bulunmaktadır. Türbinden çıkan çürük buhar, kondansere dökülmekte ve soğutma suyunun geçtiği boruların yüzeyleri üzerinden geçerek ısısını vermekte ve yoğuşmaktadır. Yoğuşan buhar ya da kondensat (yoğuşma suyu), kondanserin alt kısmında bulunan ve hotwell adı verilen haznede toplanmaktadır. Bu sistemde, yoğuşan buhar ile soğutma suyu birbirlerine karışmamaktadır. Isınan soğutma suyu, soğutma kulesine ya da alındığı kaynağa geri gönderilmektedir. Soğutma suyunun alındığı ortambir deniz, göl veya nehir gibisü kaynakları olabilmektedir (Heper, 2001). Şekil 3.17’de kondanser ve soğutma kulesinden oluşan bir çevrim gösterilmektedir.



Şekil 3.17 : Yoğuşturucu ve soğutma kulesinden oluşan bir çevrim (Özdemir, 2015).

Yoğuşturucunun alt kısmında bulunan haznede biriken su, yoğuşma suyu pompaları (yoğuşma suyu tahliye pompaları) vasıtasıyla alçak basınç ısıtıcılarından geçirilerek degazör (gaz giderici) tankına gönderilmektedir. Alçak basınç ısıtıcıları, türbinin çeşitli kademelerinden alınan ara buhar vasıtasıyla yoğuşma suyunun ön ısıtılmasını sağlayan ısı değişticilerdir. Alçak basınç ısıtıcılarından geçen yoğuşma suyu, alçak basınç ısıtıcıları ve degazör için türbinden çekilen ara buharlar ile degazör tankında birleşmekte ve yoğuşma suyunun sıcaklığı artmaktadır. Çevrim suyunun içerisindeki yoğuşmayan gazlar da degazörden (gaz giderici) atmosfere atılmaktadır (Heper, 2001).

3.2.5 Besi suyu sistemi

Kazan besi suyu, gaz giderici tanktan alınarak ön (buster) pompalar vasıtasıyla kazan besi suyu pompalarına gönderilmekte ve besi suyu pompaları vasıtasıyla da yüksek basınç ısıtıcılarından geçirilerek buhar kazanına beslenmektedir. Yüksek basınç

ısıtıcıları, türbinin çeşitli kademelerinden alınan ara buhar vasıtasıyla besi suyunun kazana beslenmeden önce ön ısıtılmasını sağlayan ısı değiştircilerdir. Çevrim suyu; sırasıyla yoğuşma suyu sistemi, besi suyu sistemi ve ana buhar sisteminden geçerek Rankine çevrimini tamamlamış olmaktadır (Tekel, 2006).

3.2.6 Elektrik sistemi

Buhar kazanında üretilen yüksek sıcaklık ve basınca sahip buhar, buhar türbininin kanatlarına çarparak döndürmekte ve ısı enerjisi mekanik enerjiye dönüştürölmektedir. Türbindeki bu dönme hareketi ile türbin ile aynı şafta bağlı olan jeneratör de dönmekte ve jeneratörde oluşan mekanik enerji, elektrik enerjisine çevrilmektedir.

Jeneratörlerin stator ve rotor olmak üzere iki ana kısmı bulunmaktadır. Rotor, türbin tarafından döndürölen hareketli parçadır. Stator ise sabit olup gövdeyi oluşturan parça olarak tanımlanmaktadır. İkaz dinamosu tarafından rotor sargılarına verilen doğru akım ile rotorda manyetik alan oluşmaktadır. İkaz dinamosu, türbin milinden aldığı hareket ile doğru akım üretmektedir. Diğer yandan rotor, türbin tarafından döndüröldüğü için döner manyetik alan da meydana gelmektedir. Stator üzerinde de sargılar bulunmaktadır ve manyetik alan içerisinde bu sargılarda elektrik akımı oluşmaktadır. Her bir sargıda oluşan elektrik akımına faz adı verilmektedir. Jeneratörde; isimleri R, S, T olan 3 ayrı faz meydana gelmiş olmaktadır. Stator sargıları üretim esnasında ısınmakta olup sargıların soğutması hidrojen, hava ve saf su ile yapılabilmektedir (Tekel, 2006).

Üretilen elektriğin bir kısmı enerji santralının iç ihtiyacının karşılanması için kullanılmaktadır. Bu bağlamda, üretilen elektriğin gerilimini santralin içerisindeki motorların gerilim seviyelerine düşürecek iç ihtiyaç trafoları kullanılmaktadır. Geriye kalan elektrik akımı ise ulusal şebekeye verilmek üzere ana trafoya iletilmektedir.

3.2.7 Hava ve baca gazı sistemi

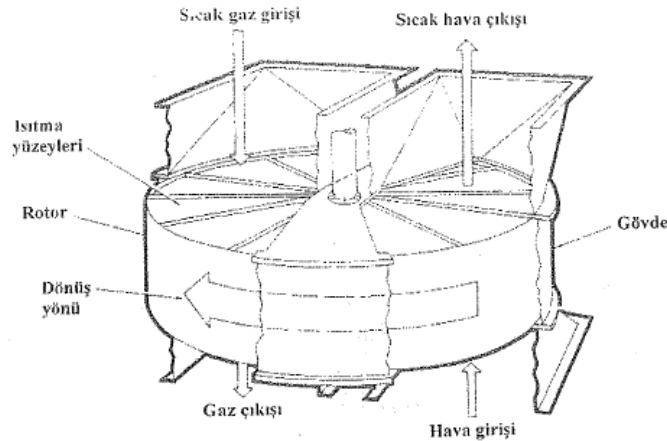
Kömürün yanması için gerekli hava atmosferden temin edilmektedir. Yanma için gerekli taze hava fanlar yardımı ile atmosferden alınmakta, filtreden geçirilip sisteme gönderilmektedir. Filtreden geçirilen taze hava, dönerli hava ısıtıcısında baca gazı ile ısıtılmaktadır. Isınan taze havanın bir kısmı birincil hava olarak kömür değirmenlerine gitmekte ve kömürü sürükleyip kazana taşımaktadır. Böylelikle,

kömürün içerisindeki nemin bir kısmı da alınmış olmaktadır. Taze havanın geriye kalan kısmı ise ikincil hava olarak yakıcılara gönderilip yakma havası olarak kullanılmaktadır. Taze havaya ısısını veren baca gazı ise sırasıyla elektrostatik kül tutucu ve kükürt tutucu sistemlerden geçerek baca vasıtasıyla atmosfere atılmaktadır (Heper, 2001). Şekil 3.18’de bir taze hava fanı gösterilmektedir.



Şekil 3.18 : Taze hava fanı (Url-18).

Şekil 3.19’da bir dönerli hava ısıtıcısı yer almaktadır. Dönerli hava ısıtıcıları, belirli bir hızda dönmektedir. Dönme esnasında, ısıtıcı yüzeyleri devamlı olarak önce baca gazı ve sonrasında ise taze hava ile karşılaşır. Başka bir deyişle, yüzeyler önce baca gazı ile ısınmakta ve akabinde de bu ısıyı taze havaya vermektedir. Bu bağlamda, ısıtıcı yüzeylerinin enerji akümülatörü olarak çalıştığı ifade edilebilir (Heper, 2001).



Şekil 3.19 : Dönerli hava ısıtıcısı (Heper, 2001).

Baca gazı içerisindeki yanma sonucu oluşan küller elektrostatik filtre ile tutulmaktadır. Elektrostatik güç uygulanarak küllerin filtre içerisindeki plakalarda birikmesi sağlanmaktadır. Plakalarda biriken kül belirli aralıklar ile silkelenerek filtrenin altında yer alan kül bunkerlerine alınmaktadır.

Yanma sonucu oluşan baca gazlarının emilerek bacaya aktarılması için cebri çekme fanları kullanılmaktadır. Bu sebeple, kazan sürekli vakum altında çalışmaktadır. Cebri çekme fanı ile emilen baca gazları bacadan atmosfere atılmaktadır (Heper, 2001).

3.2.8 Kül atma sistemi

Kazanın alt tarafı, kazan vakumunu sağlayabilmek için su ile doludur ve su vasıtasıyla kazanın çevre ile izolasyonu temin edilmiş olmaktadır. Yanma sonucu oluşan küllerin bir kısmı baca gazı ile hareket edip elektrostatik filtre ile toplanmakta ve pnömatik sistemler vasıtasıyla kül toplama bunkerlerine (kül toplama siloları) gönderilmektedir. Baca gazı ile hareket eden küllere uçucu kül adı verilmektedir. Uçucu küller, çimento fabrikalarına satılabilmektedir. Satılamayan kısmı ise kül depolama sahasına gönderilmektedir. Baca gazı ile birlikte hareket etmeyen küllerin kalan kısmı ise kazanın alt tarafında bulunan suyun içerisine karışmaktadır. Bu küllere dip külü yada taban külü, kazanın alt tarafında suyun bulunduğu kısma ise kazan altı teknesi isimleri verilmektedir. Kazan altı teknesinde biriken küller, tekne içerisinde bulunan cüruf çıkarıcılar vasıtasıyla bant konveyörlere gönderilmektedir. Böylelikle; taban külü, bant konveyörleri ile sistemin dışarısına alınmakta ve kül depolama sahasına gönderilmektedir (Tekel, 2006).

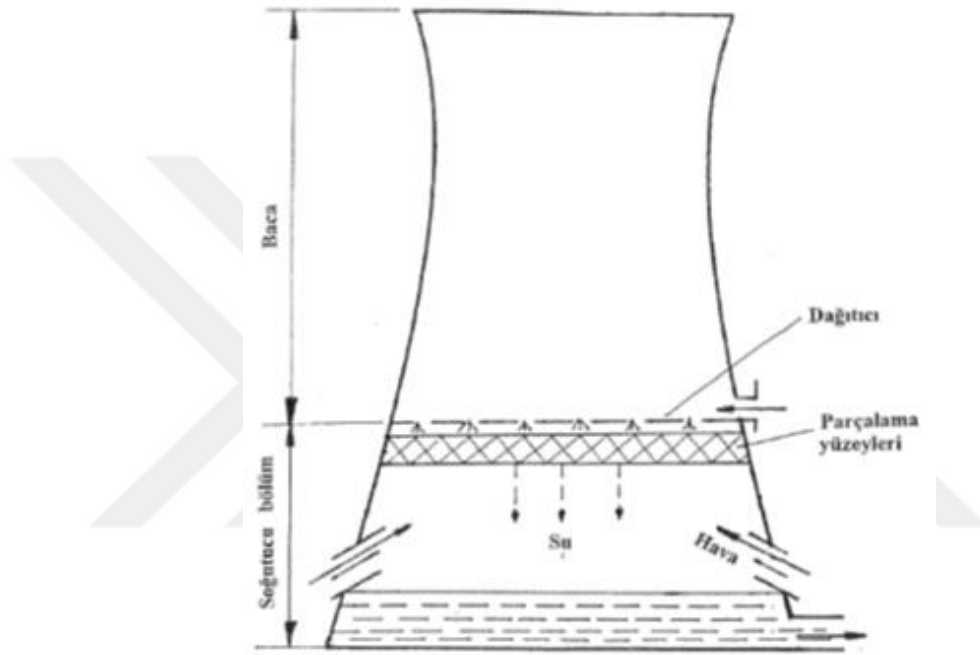
3.2.9 Soğutma suyu sistemi

Türbin çıkışındaki çürük buhar, yoğunlaştırucuda bir su kaynağından alınan soğuk su ile yoğunlaştırılmaktadır. Enerji santrali deniz, göl veya nehir gibi bir su kaynağının yakınında ise soğutma kulesine ihtiyaç olmadan buharı yoğunlaştırmak için kondanserde kullanılacak soğutma suyu direkt olarak su kaynağından alınabilmektedir. Eğer, enerji santrali su kaynağı yakınında değil ise soğutma kuleleri tercih edilmektedir.

Soğutma suyu, kaynaktan ya da soğutma kulesinden soğutma suyu pompaları vasıtasıyla kondansere gönderilmektedir. Kondanserde görevini tamamlayan soğutma suyu, alındığı su kaynağına ya da soğutma kulesine geri gönderilmektedir. Soğutma kuleleri genel olarak ıslak ve kuru tip olmak üzere ikiye ayrılmaktadır. Islak tip soğutma kuleleri doğal çekişli, zoraki çekişli (fanlı) ve hibrit soğutma kuleleri olarak üçe ayrılmaktadır. Kuru tip soğutma kuleleri ise direkt ve indirekt tip olmak üzere ikiye ayrılmaktadır (Heper, 2001).

Doğal çekişli ıslak tip bir soğutma kulesinde kondanserden gelen su soğutma kulesine belirli bir yükseklikten girmekte ve aşağıya doğru dökülmektedir. Hava ise kulenin altından girmekte ve ısınarak yükselmektedir. Böylelikle; aşağıya doğru akmakta olan su, yukarıya doğru çıkan hava tarafından soğutulmaktadır.

Soğutmanın verimli bir şekilde olabilmesi için suyun kule içerisinde kalma zamanı ve küçük parçalara ayrılması önem arz etmektedir. Bu sebeple, soğutma kulesi içerisine suyun akışını yavaşlatıcı ve suyu parçalayıcı engeller konulmaktadır (Heper, 2001). Şekil 3.20'de doğal çekişli ıslak tip bir soğutma kulesi yer almaktadır.



Şekil 3.20 : Doğal çekişli ıslak tip bir soğutma kulesi (Heper, 2001).

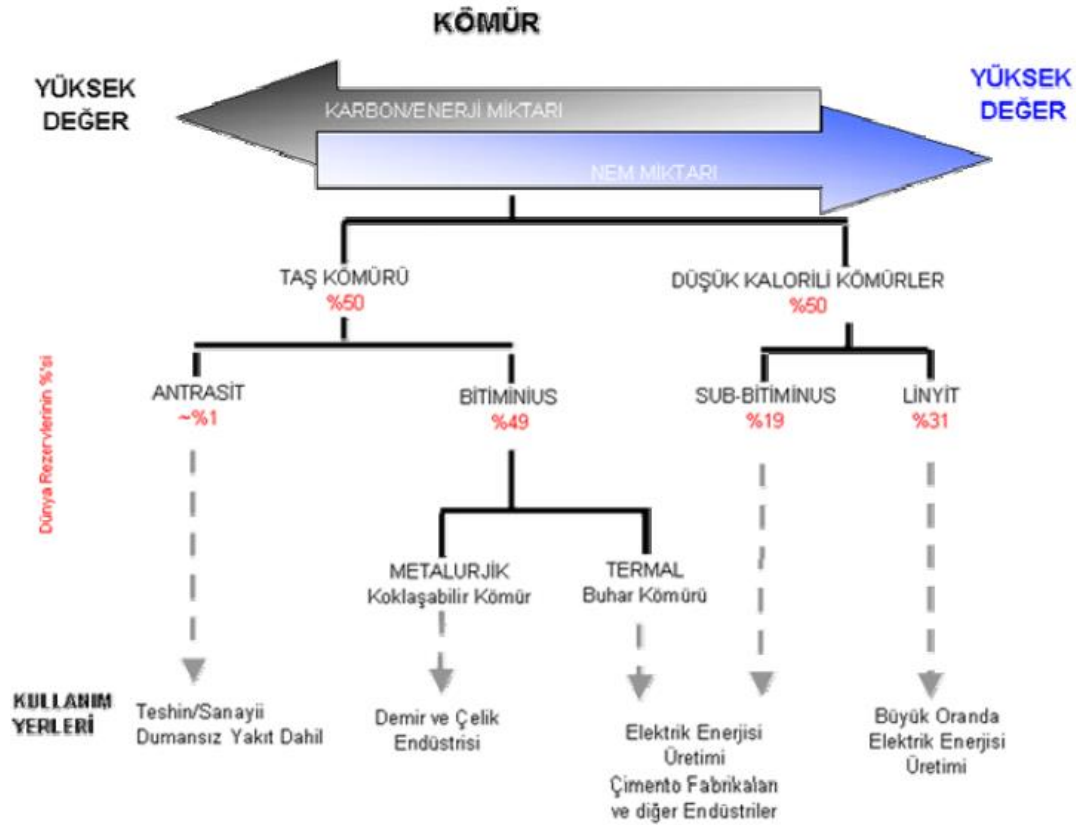
Isısını veren su, soğutma kulesinin alt tarafında toplanmakta ve pompalar vasıtasıyla yoğunlaştırıcıya geri gönderilmektedir. Isınan hava da bir miktar su buharı ile birlikte soğutma kulesinin bacasından atmosfere atılmaktadır. Eksilen soğutma suyu, en yakın su kaynağından pompalar vasıtasıyla tamamlanmaktadır. Bu suya da katma suyu veya tamamlama suyu yada yabancı literatürdeki ismi ile make up suyu denilmektedir (Tekel, 2006).

3.3 Kömür ve Özellikleri

Kömür, genel bir ifadeyle yanabilen sedimanter organik bir kaya olarak tanımlanmaktadır. Kömürün içerisinde karbon, hidrojen ve kükürt gibi yanabilen

elementler; kül, nem, azot ve oksijen gibi yanmayan elementler ile inorganik maddeler bulunmaktadır (ETKB, t.y.).

Bitkisel maddeler ya da bitki parçaları uygun bataklık ortamlarda birikmekte, çökelmekte ve de jeolojik olaylar ile birlikte yer altına gömülmektedir. Kömür, yer altında biriken bu bitkisel maddelerin ya da bitki parçalarının milyonlarca yıl süresince maruz kaldıkları sıcaklık ve basınç şartları ile mikrobiyolojik etkiler sonucunda oluşmaktadır. Kömürün oluştuğu bu süreç, kömürleşme olarak da adlandırılmaktadır (TKİ, 2011). Şekil 3.21’de kömürün sınıflandırılması, kömür tiplerinin dünyadaki toplam kömür rezervindeki payları ve kullanım yerleri gösterilmektedir.



Şekil 3.21 : Kömürün sınıflandırılması, kömür tiplerinin dünyadaki toplam kömür rezervindeki payları ve kullanım yerleri (Url-19).

Kömürlerin kimyasal ve fiziksel özelliklerine göre çok çeşitli şekillerde sınıflandırılması mümkün olabilmektedir. Dünyada en yaygın olarak kullanılan ve en geçerli sınıflandırma ASTM D 388 standardında verilen sınıflandırma olmaktadır (Heper, 2001). Bu sınıflandırmaya göre kömürler antrasit, bitümlü kömür, yarı bitümlü kömür ve linyit olmak üzere dörde ayrılmaktadır.

Antrasit, en kaliteli kömür türü olup bünyesinde kuru bazda %86 - %98 sabit karbon bulunmaktadır. Uçucu madde miktarı düşük seviyede olup %2-14 arasında olduğu söylenebilir. Antrasit kömürlerin bünyesinde bulunan uçucu madde yüksek oranda metan gazıdır. Bu tip kömürler parlak siyah renkte olup sert ve kırılğan bir yapıya sahiptirler. Antrasit, çoğunlukla eski tip bir yakma teknolojisi olan ızgaralı kazanlarda yakılmakta ve pulverize kömürlü kazanlarda pek kullanılmamaktadırlar (Heper, 2001).

Bitümlü kömür, dünyada çok bulunan bir kömür türü olup sabit karbon miktarı %46 ile %86 ve uçucu madde miktarı %10 ile %40 aralığındadır. Bitümlü kömürlerin üst ısıl değeri 6100 ile 7750 kcal/kg aralığında olmaktadır. Bitümlü kömürler, dünya genelinde kömür yakıtlı enerji santrallerinde yaygın olarak kullanılmakta olup pulverize kömürlü kazanlarda yakılması çok kolay olmaktadır. Bitümlü kömürler, kendi içerisinde düşük, orta ve yüksek uçucu maddeli kömürler olarak sınıflandırılmaktadır. Kömür içerisindeki uçucu madde miktarı arttıkça kömürün ısıl değeri azalmaktadır (Heper, 2001).

Yarı bitümlü kömür, kahverengiye yakın bir renkte olup homojen bir yapıya sahiptir. Bu kömür türü, 4600 ile 6100 kcal/kg aralığında üst ısıl değere sahip olup bitümlü kömürler gibi enerji santrallerinde yaygın olarak kullanılmaktadır. Yarı bitümlü kömürler de çoğunlukla pulverize kömürlü kazanlarda yakılmaktadır (Heper, 2001).

Linyit, ilgili standartta en düşük kaliteli kömür türü olarak tanımlanmaktadır. Linyit kömürünün rengi kahverengi olup bünyesindeki bitki lifleri çoğu zaman görülebilmektedir. Linyit kömürlerinin nem, kül ve uçucu madde oranları yüksek olup üst ısıl değerleri 3500 ile 4600 kcal/kg aralığında olmaktadır (Heper, 2001).

Türkiye'deki linyit kömürleri bu standartta belirtilen linyitlere kıyasla çok daha düşük ısıl değerlere ve çok daha fazla kül ve nem oranlarına sahiptir. Ülkemizdeki en büyük linyit kömürü rezervleri Afşin - Elbistan havzasında yer almakta olup bu kömürlerin üst ısıl değeri 1000 ile 1400 kcal/kg ve alt ısıl değeri de 900 ile 1250 kcal/kg aralığında değişmektedir (Heper, 2001).

Kömür yakıtlı enerji santrallerinde, kömürün fiziksel ve kimyasal özelliklerinin kazanın tasarlandığı değerlere uygun olması önem arz etmektedir. Ancak santralda kullanılan kömür özelliklerinin, kazanın tasarlandığı kömür özelliklerine benzer

olması durumunda santraldan yüksek verim elde edilebilmektedir. Bu bağlamda, kömürün dört özelliği aşağıda incelenmektedir (Elevli ve Demirci, 2004).

Kömürün ısı değeri düştükçe aynı elektrik enerjisi üretimini gerçekleştirebilmek için kazana beslenen kömür miktarının artırılması gerekmektedir. Bu durum santraldaki pek çok ekipmanın, tasarlandığı değerlerin üzerinde bir yük ile çalışmasına sebebiyet verecektir. Bu da santral iç tüketimini yükseltecektir. Diğer yandan, daha fazla kömürün kullanılması daha fazla külün de oluşmasına sebep olacaktır. Kül, kömür yakıtlı santrallarda yanma sonucu oluşan atıklardan bir tanesidir. Kömür içerisindeki kül oranı arttıkça kül atma (bertaraf) sistemindeki ekipmanların yükü artmakta ve bu durum da külün kazandan atılmasının aksamasına sebep olmaktadır. Bu da santralda yük düşümlerine veya devre dışı kalmalara neden olabilmektedir. Kömürün içerisindeki nem oranının artması kömür besleme sisteminde tıkanmalara, sıvanmalara ve kazan içerisindeki sıcaklığın düşmesine neden olmaktadır. Nem oranının değişmesi, baca gazı debi ve sıcaklığının değişmesine yol açarak elektrofiltre ve kükürt tutma sistemlerinin verimlerini de olumsuz etkilemektedir. Kömürün kükürt oranının artması, baca gazı kükürt tutma sisteminin yükünü ve baca gazının korozif etkisini arttırmaktadır (Elevli ve Demirci, 2004).

4. BUHARLI GÜÇ ÇEVİRİMLERİNİN ENERJİ DEĞERLENDİRMESİ

Termodinamiğin birinci yasası enerjinin korunumu ilkesinin bir ifadesi olup enerjinin termodinamik bir özellik olduğunun altını çizmektedir. Termodinamik analizler yaygın olarak Termodinamiğin birinci yasası ya da başka bir deyişle enerjinin korunumu prensibine göre yapılmaktadır. Enerjinin korunumu ilkesi, enerjinin var veya yok edilemeyeceğini ve yalnızca biçim değiştirebileceğini ifade etmektedir. Termodinamiğin birinci yasası enerjinin niceliği ile ilgilidir. Enerjinin korunumu ilkesi, farklı enerji türleri arasındaki ilişkileri ve etkileşimleri inceleyebilmek için sağlam bir temel oluşturmaktadır; ancak enerjinin niteliği ile ilgili bir bilgi vermemektedir (Çengel ve Boles, 2013).

Termodinamiğin ikinci yasası ise enerjinin niceliği ile birlikte niteliği ile de ilgilienmektedir. Başka bir deyişle; bir hal değişimi esnasında enerjinin niteliğinin azalması, entropi üretimi, tersinmezlikler ve tersinmezlikler sonucu iş yapma potansiyelindeki azalmaların incelenmesi gibi konular termodinamiğin ikinci yasasının kapsamında olmaktadır (Bejan, 1997). Bu bağlamda; termodinamiğin ikinci yasasının karmaşık termodinamik sistemlerin optimize edilmesi, iyileştirilmesi ve çözümlenmesi için güçlü bir araç olduğu söylenebilir (Çengel ve Boles, 2013).

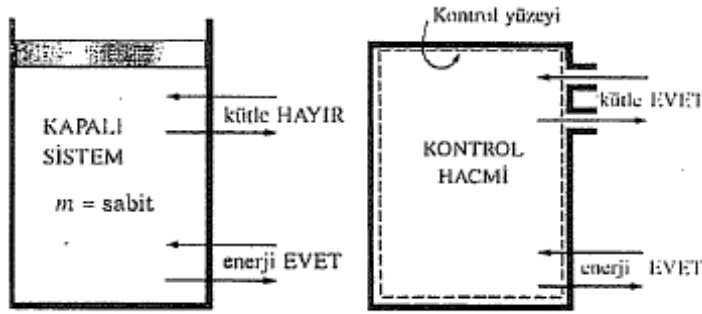
Termodinamik sistemlerin termodinamiğin birinci yasasına göre incelenmesi yaygın olarak enerji analizi olarak isimlendirilmektedir. Termodinamiğin ikinci yasası kapsamında yapılan incelemeler ve çözümlenmeler ise ikinci yasa analizi, kullanılabilirlik analizi ya da ekserji analizi olarak adlandırılabilir.

Bu bölümde, termodinamik sistemlerin birinci ve ikinci yasa analizleri için bilinmesi gereken temel kavramlara yer verilmiştir.

4.1 Termodinamiğin Bazı Temel Kavramları

İncelenmek üzere ayrılan bir kütle ya da uzayın bir bölgesi, termodinamik sistem veya sistem, sistemin dışında kalan bölge ise çevre olarak isimlendirilmektedir. Sistem ve çevreyi birbirinden ayıran yüzey ise sistem sınırı olarak tanımlanmaktadır.

Sınırlarından kütle geçişi olmayan sistemler kontrol kütleli yada kapalı sistem olarak tanımlanmaktadır. Kapalı sistem sınırlarından enerji geçişi mümkündür. Sınırlarından hem kütle hem de enerji geçişinin olmadığı bir sistem ayırık sistem olarak tanımlanmaktadır. Diğer yandan, sınırlarından hem kütle hem de enerji geçişine izin veren sistemler de açık sistem yada kontrol hacmi olarak isimlendirilmektedir. Kontrol hacminin sınırları kontrol yüzeyi olarak isimlendirilmektedir (Bejan, 1997). Şekil 4.1’de kapalı ve açık sistemler şematik olarak gösterilmektedir.



Şekil 4.1 : Kapalı ve açık sistem şematik gösterimi (Çengel ve Boles, 2013).

Sistemlerin sahip olduğu özgül ağırlık, özgül hacim, kütle, sıcaklık, basınç, enerji, entalpi, entropi vb. özellikler bulunmaktadır. Bir sistemin bu özellikler ile tanımlanan durumuna sistemin hali denilmektedir. Sistem özellikleri değişmiyor ise sistemin termodinamik dengede olduğu söylenebilir. Ancak, sistem özelliklerinden biri bile değişir ise sistemin hali de değişecektir. Sistemin bir denge halinden farklı başka bir denge haline geçmesi hal değişimi olarak tanımlanmaktadır. Bir sistem, geçirdiği hal değişimleri sonucunda ilk haline geri dönüyor ise bir çevrimi tamamlamış olduğu ifade edilmektedir (Çengel ve Boles, 2013).

Buharlı güç santrallerinde kullanılan türbin, pompa, ısı değiştiriciler, kazan, yoğuşurucu ve benzeri makinalarda genellikle çalışma süresi boyunca giriş, çıkış ve diğer çalışma koşulları değişmemektedir. Bu sebeple, buharlı güç çevrimlerinin enerji ve ekserji analizlerinde sürekli akışlı açık sistem yada sürekli akışlı kontrol hacmi kabulü yapılmaktadır. Sürekli akışlı açık sistemlerde akışkanın kontrol hacminden sürekli bir geçişi sözkonusu olmakla beraber akışkan özellikleri kontrol hacminin farklı noktalarında birbirinden farklı olabilmekte ancak belirli bir noktadaki özellikler zamanla değişmemektedir. Ayrıca; sürekli akışlı açık sistemlerde, sistemin

çevresi ile yaptığı ısı ve iş etkileşimleri de zamanla değişmemektedir (Çengel ve Boles, 2013).

Sürekli akışlı açık sistemlerde, kontrol hacmi içerisindeki toplam kütle ve enerji zamanla değişmeyip sabit kalmaktadır. Bu bağlamda; kütle korunumu ilkesi gereği birim zamanda kontrol hacmine giren toplam kütle, kontrol hacminden çıkan toplam kütleyle eşit olmaktadır. Birden çok giriş ve çıkışa sahip olan sürekli akışlı açık sistem için kütle korunumu aşağıdaki denklem ile ifade edilmektedir (Çengel ve Boles, 2013).

$$\sum \dot{m}_g = \sum \dot{m}_ç \quad (4.1)$$

Denklem 4.1'de \dot{m}_g (kg/s) birim zamanda kontrol hacmine giren kütle ve $\dot{m}_ç$ ise birim zamanda kontrol hacminden çıkan kütle göstermektedir.

Sürekli akışlı açık sistemlerde termodinamiğin birinci yasası yada enerjinin korunumu gereği kontrol hacmine ısı, iş veya kütle akışı olarak giren toplam enerji, kontrol hacminden çıkan toplam enerjiye eşit olmaktadır (Durmaz, 2001).

$$\dot{Q} - \dot{W} = \sum \dot{m}_ç \left(h_ç + \frac{V_ç^2}{2} + gz_ç \right) - \sum \dot{m}_g \left(h_g + \frac{V_g^2}{2} + gz_g \right) \quad (4.2)$$

Denklem 4.2'de \dot{Q} (kW) birim zamanda ısı geçişini, \dot{W} (kW) birim zamanda yapılan net işi, $ç$ indisi çıkışı, g indisi girişi, \dot{m} (kg/s) birim zamandaki kütle ya da kütleli debiyi, h (kJ/kg) entalpiyi, V akış hızını (m/s), g (m/s²) yerçekimi ivmesini ve z (m) yüksekliği ifade etmektedir (Durmaz, 2001).

Hal değişimleri gerçekleştikten sonra sistem ile çevresi arasındaki etkileşimlerin ters yönde gerçekleşerek sistemin ilk haline geri dönmesi imkansızdır. Böyle hal değişimleri, tersinmez hal değişimleri olarak tanımlanmaktadır. Bir dizi hal değişiminden sonra, sistem ile çevre arasındaki etkileşimler ters yönde de gerçekleşip hem sistem hem de çevre ilk hallerine geri dönüyorlarsa bu tür hal değişimlerine de tersinir hal değişimleri denilmektedir. Ancak, doğadaki tüm hal değişimleri tersinmezdir. Tersinir hal değişimi, gerçek hal değişimlerinin değerlendirilmesinde bir referans oluşturmaktadır. Başka bir deyişle; tersinir hal değişimleri, tersinmez hal değişimlerinin ulaşabilecekleri teorik üst sınır olarak düşünülebilir (Çengel ve Boles, 2013).

Entropi, moleküler düzensizlik veya kararsızlığın ölçüsü olarak tanımlanmaktadır. Entropiyi ifade etmek için Clausius eşitsizliği kullanılmaktadır. Entropi, enerji gibi korunan bir özellik değildir ve bu sebeple entropinin korunumu ilkesi diye bir kavram bulunmamaktadır. Bunun yerine entropi sürekli artış eğilimindedir. Entropinin tanımı için temel teşkil eden Clausius eşitsizliği aşağıdaki gibi verilmektedir (Bejan, 1997).

$$\oint \frac{\delta Q}{T} \leq 0 \quad (4.3)$$

Denklem 4.3'te δQ sistemden çevresine ve çevreden sisteme olan diferansiyel ısı transferini ve T ise sistem sınırındaki mutlak sıcaklığı ifade etmektedir (Bejan, 1997).

Bir kontrol hacminde entropi değişiminin sebepleri, kontrol hacmi sınırlarından kütle ve ısı geçişi ile kontrol hacmi içerisindeki tersinmezlikler sonucu üretilen entropi olmaktadır. Sistemden yada sisteme kütle ve ısı geçişi ile birlikte bir miktar entropi geçişi de gerçekleşmektedir. Entropi üretimi ise tamamen tersinmezlikler sonucunda oluşmaktadır. Entropi üretimine ve hal değişiminin tersinmez olmasına sebebiyet veren faktörler tersinmezlik olarak adlandırılmaktadır. Başlıca tersinmezlik etkenleri arasında sürtünme, dengesiz genişleme, gazların karıştırılması, ısı geçişi, elektriksel direnç, katıların kalıcı şekil değiştirmeleri ve kimyasal tepkimeler sayılabilmektedir (Çengel ve Boles, 2013). Bu bilgiler ışığında, anlık entropi dengesi kontrol hacimleri için aşağıdaki gibi şekillenmektedir.

$$\frac{dS_{KH}}{dt} = \sum \frac{\dot{Q}_k}{T_k} + \sum \dot{m}_g s_g - \sum \dot{m}_c s_c + \dot{S}_{\text{üretim,KH}} \quad (4.4)$$

Denklem 4.4'te $\frac{dS_{KH}}{dt}$ terimi kontrol hacmi içerisinde birim zamandaki entropi değişimini, $\sum \frac{\dot{Q}_k}{T_k}$ terimi ısı geçişi ile entropi geçişini, $\sum \dot{m}_g s_g - \sum \dot{m}_c s_c$ terimi kütle akışıyla oluşan entropi geçişini ve $\dot{S}_{\text{üretim,KH}}$ terimi ise kontrol hacmi içerisinde birim zamanda üretilen entropi miktarını temsil etmektedir (Bejan, 1997).

Diğer yandan, sürekli akışlı açık sistemler için entropinin üretimini ifade eden genel bağıntı denklem 4.4'ten türetilebilmektedir. Bu bağlamda, çevresinin sıcaklığı T_0 olan sürekli akışlı açık bir sistem için entropi üretimi denklem 4.5 ile aşağıdaki gibi verilmektedir (Durmaz, 2001).

$$\dot{S}_{\text{üretim,KH}} = \sum \dot{m}_\zeta s_\zeta - \sum \dot{m}_g s_g + \sum \frac{\dot{Q}_{\text{çevre}}}{T_0} \geq 0 \quad (4.5)$$

Denklem 4.2 ve denklem 4.5 kullanılarak sürekli akışlı açık sistemde yapılan iş \dot{W} aşağıdaki gibi ifade edilmektedir.

$$\dot{W} = \sum \dot{m}_g \left(h_g + \frac{V_g^2}{2} + gz_g - T_0 s_g \right) - \sum \dot{m}_\zeta \left(h_\zeta + \frac{V_\zeta^2}{2} + gz_\zeta - T_0 s_\zeta \right) - T_0 \dot{S}_{\text{üretim}} \quad (4.6)$$

Denklem 4.6'da belirtilen \dot{W} (kW) açık sistemde yapılan gerçek yada diğer bir tabir ile yararlı işi göstermektedir. $T_0 \dot{S}_{\text{üretim}}$ entropi üretimini içeren terimin sıfır olduğu durumda iş, alabileceği en yüksek değerini almakta ve bu da tersinir iş \dot{W}_{tr} (kW) olarak isimlendirilmektedir. Tersinir iş, denklem 4.7 ile aşağıdaki gibi ifade edilmektedir (Çengel ve Boles, 2013).

$$\dot{W}_{tr} = \sum \dot{m}_g \left(h_g + \frac{V_g^2}{2} + gz_g - T_0 s_g \right) - \sum \dot{m}_\zeta \left(h_\zeta + \frac{V_\zeta^2}{2} + gz_\zeta - T_0 s_\zeta \right) \quad (4.7)$$

Buradan denklem 4.6 ve denklem 4.7 kullanılarak sürekli akışlı açık bir sistemde birim zamanda gerçekleşen tersinmezlik \dot{I} (kW) denklem 4.8'deki gibi ifade edilmektedir (Durmaz ve Yavuz, 2001).

$$\dot{I} = \dot{W}_{tr} - \dot{W} = T_0 \dot{S}_{\text{üretim}} \quad (4.8)$$

Denklem 4.8'den görüleceği üzere tersinmezlik, tersinir iş ile gerçek iş arasındaki farka eşit olmaktadır.

4.2 Kullanılabilirlik veya Ekserji Kavramı

Belirli bir haldeki sistemin sahip olduğu enerjiden elde edilebilecek en fazla iş yada bu enerjinin iş potansiyeli, kullanılabilirlik yada ekserji olarak tanımlanmaktadır. Bir sistemden en fazla işin elde edilebilmesi için sistemin ilk halinden son haline tersinir hal değişimleri ile gelmesi ve sistemin son halinin ölü halde ya da başka bir deyişle çevre ile termodinamik dengede olması gerekmektedir. Çevresi ile denge halinde olan bir sistemden iş üretme imkanı bulunmamaktadır. Böylece, belirli bir halde

bulunan bir sistem için kullanılabilirlik yada ekserjinin hem sistem hem de çevre koşullarına bağlı olduğu söylenebilir (Durmaz, 2001).

Bir sisteme ait toplam ekserji; fiziksel, kinetik, potansiyel ve kimyasal ekserjilerin toplamı olmaktadır. Bu ifade aşağıdaki gibi bir denklem ile gösterilebilir.

$$\varepsilon = \varepsilon_k + \varepsilon_p + \varepsilon_{fz} + \varepsilon_{km} \quad (4.9)$$

Denklem 4.9'da ε_k kinetik ekserjiyi, ε_p potansiyel ekserjiyi, ε_{fz} fiziksel ekserjiyi ve ε_{km} kimyasal ekserjiyi göstermektedir. Denklem 4.9'daki eşitlik nükleer, manyetik ve elektriksel etkilerin olmadığı kabulü ile oluşturulmuştur (Şahin, 2012). Bu bölümde ekserji çeşitleri incelenmektedir.

4.2.1 Fiziksel ekserji

T sıcaklığına ve P basıncına sahip bir sistem bu halinden, T_0 sıcaklığına ve P_0 basıncına sahip çevre ile termodinamik denge haline getirildiğinde sistemden elde edilebilecek en fazla iş, fiziksel ekserji olarak tanımlanmaktadır (Durmaz, 2001).

$$\varepsilon_{fz} = h - h_0 - T_0(s - s_0) \quad (4.10)$$

Denklem 4.10'da h ve s sistemin ilk haldeki entalpi ve entropisini, h_0 ve s_0 ise akışkanın çevre şartlarındaki entalpi ve entropisini ifade etmektedir.

4.2.2 Kimyasal ekserji

Bir sistem yada bir madde ilk halinden, kimyasal işlemler ile denge haline yada ölü haline getirildiğinde elde edilebilecek en fazla iş, kimyasal ekserji olarak isimlendirilmektedir (Şahin, 2012).

Buharlı güç çevrimlerinin ekserji analizleri yapılırken akışkanın çevrim boyunca herhangi bir kimyasal reaksiyona girmediği ve kimyasal değişime uğramadığı kabulü yapılmaktadır. Ancak, santralda kullanılan yakıtın ekserjisinin hesaplanması ekserji dengesi açısından önem arz etmektedir.

Yakıtların kimyasal ekserjileri, yakıt içerisinde bulunan bileşenlerin kütle oranları göz önünde bulundurularak hesaplanmaktadır. Yapısında C, H, O, N, S ve nem bulunan katı fosil yakıtlar için kimyasal ekserji aşağıdaki gibi hesaplanmaktadır.

$$\varepsilon^0 = [A.I.D + wh_{fg}]\varphi_{kuru} + 9417s \quad (4.11)$$

Denklem 4.11’de ε^0 yakıtın ekserjisini, A.I.D yakıtın alt ısıl değerini, w yakıt içerisindeki nemin kütleli oranını, h_{fg} suya ait buharlaşma entalpisi veya buharlaşma gizli ısısı ve s ise kükürtün kütleli oranını temsil etmektedir. Denklem 4.11’deki φ_{kuru} terimi, yakıtın ekserji değerinin alt ısıl değerine oranını veren bir değerdir. C, H, O ve N içeren ve ilaveten O/C kütleli oranı 0,667 değerinden küçük olan katı fosil yakıtlar için φ_{kuru} değeri aşağıdaki gibi hesaplanmaktadır (Şahin, 2012).

$$\varphi_{kuru} = 1,0437 + 0,1882 \frac{h}{c} + 0,0610 \frac{o}{c} + 0,0404 \frac{n}{c} \quad (4.12)$$

Denklem 4.12’de verilen h yakıt içerisindeki hidrojenin kütleli oranını, c yakıt içerisindeki karbonun kütleli oranını, o yakıt içerisindeki oksijenin kütleli oranını ve n ise yakıt içerisindeki azotun kütleli oranını temsil etmektedir (Şahin, 2012).

4.2.3 Termal ekserji

Bir sisteme ait fiziksel ekserji ε_{fz} ve kimyasal ekserjinin ε_{km} toplamı, o sistemin termal ekserjisi olarak isimlendirilmektedir (Şahin, 2012).

$$\varepsilon_{termal} = \varepsilon_{fz} + \varepsilon_{km} \quad (4.13)$$

4.2.4 Kütle akışının ekserjisi

Enerji ve entropinin kontrol hacmi sınırlarından geçişi, kütle ve ısı geçişi ile olmaktadır. Ekserjinin kontrol hacminden geçişi kütle, iş ve ısı geçişi ile mümkün olmaktadır. Ekserji geçişi kütle geçişi ile sağlandığında ismine akış ekserjisi de denilmektedir (Çengel ve Boles, 2013).

4.2.5 İş ekserjisi

Bölüm 4.2’de ekserji, belirli bir haldeki sistemin sahip olduğu enerjiden elde edilebilecek en fazla iş yada bu enerjinin iş potansiyeli olarak tanımlanmış idi. Bu tanımlamaya da dayanarak işin kendisi ekserjiye eşit olmaktadır.

4.2.6 Isı geçişinin ekserjisi

Kontrol hacmi sınırlarından ısı geçişi ile birlikte ekserji geçişi de olmaktadır. Isı geçişi ile birlikte geçen ekserji aşağıdaki gibi ifade edilmektedir.

$$\dot{E}x^Q = \left[1 - \frac{T_0}{T}\right] \dot{Q} \quad (4.14)$$

Denklem 4.14'de \dot{Q} kontrol hacmi sınırlarından olan ısı geçişini, T sistem sıcaklığını ve T_0 ise çevrenin sıcaklığını temsil etmektedir (Şahin, 2012).

4.3 Enerji ve Ekserji Analizi

Bu bölümün giriş kısmında da bahsedildiği üzere termodinamiğin birinci yasası enerjinin niceliği ile ilgilidir. İkinci yasa ise enerjinin hem niceliği hem de niteliği ile ilgilenmektedir. İkinci yasa, hal değişimleri esnasında enerjinin niteliğinin azaldığını belirtmektedir. Bu bağlamda; ikinci yasa analizleri, sistemlerin sahip oldukları enerjinin kullanılabilir kısımlarını ve kaybolan iş potansiyellerini matematiksel olarak hesaplamaktadır. Başka bir deyişle, ikinci yasa analizi yada ekserji analizi yapılarak buharlı güç çevrimlerinde tersinmezliklerin ve verimsizliklerin miktarları ve nerelerde oluştuğu görülebilmektedir (Çengel ve Boles, 2013).

Buharlı güç çevrimleri için enerji ve ekserji analizi yapılırken seçilen kontrol hacimlerinde akışın kinetik ve potansiyel enerji değişimleri ihmal edilmektedir (Durmaz, 2001). Türbinlerde akış hızı yüksek mertebelerde olmaktadır, bu sebeple akışkanın kinetik enerjisindeki değişim büyük olabilmektedir. Ancak, bu değişim bile akışkanın entalpi değişimi ile karşılaştırıldığında küçük mertebelerde kalmaktadır (Çengel ve Boles, 2013).

Buharlı güç çevrimlerinde, akışkan çevrim boyunca herhangi bir kimyasal reaksiyona girmemektedir. Bu nedenle, ekserji analizi yapılırken kimyasal ekserji değişimi de sıfır kabul edilmektedir. Böylelikle; toplam ekserji, fiziksel ekserjiye eşit olmaktadır (Şahin, 2012).

Bir buharlı güç çevriminin enerji ve ekserji analizi yapılırken çevrim içerisinde incelenecek her bir noktanın enerji ve ekserji hızları hesaplanmaktadır. Yukarıda belirtilen kabuller ışığında bir noktaya ait ekserji hızı aşağıda gibi olmaktadır (Durmaz ve Yavuz, 2001).

$$\dot{E}x = \dot{m}[h - h_0 - T_0(s - s_0)] \quad (4.15)$$

Benzer şekilde bir noktaya ait enerji akış hızı da aşağıdaki gibi ifade edilmektedir (Durmaz ve Yavuz, 2001).

$$\dot{E} = \dot{m}(h - h_0) \quad (4.16)$$

Enerji ve entropi denge denklemleri ile ekserji kavramının tanımından faydalanılarak sürekli akışlı açık sistemler için ekserji denge denklemi aşağıdaki gibi yazılmaktadır (Şahin, 2012).

$$\sum \dot{E}x_g + \sum \dot{E}x^Q = \sum \dot{E}x_c + \dot{W} + \dot{I} \quad (4.17)$$

Denklem 4.17'de $\dot{E}x_g$ ve $\dot{E}x_c$ sırasıyla giren ve çıkan kütle akışlarının ekserjisini, $\dot{E}x^Q$ ısı geçişinin ekserjisini, \dot{W} iş ekserjisini ve \dot{I} ise tersinmezliği göstermektedir.

4.4 Birinci ve İkinci Yasa Verimi

Bir ısı makinasının etkinliği, o ısı makinasına giren ısı enerjisinin net işe dönüşebilen kısmı ile ölçülmektedir. Başka bir deyişle; bir ısı makinasına giren toplam ısı enerjisinin net işe dönüşebilen miktarı, o ısı makinasının etkinliğinin bir ölçüsü olmaktadır. Bu meyanda, ısı makinasından elde edilen net işin o ısı makinasına sağlanan toplam ısı enerjisine oranı ısı verim yada birinci yasa verimi olarak isimlendirilmektedir. Isıl verim, denklem 4.18'deki gibi ifade edilmektedir (Çengel ve Boles, 2013).

$$Isıl\ Verim = \frac{\text{çıkan net iş}}{\text{giren ısı enerjisi}} \quad (4.18)$$

Isıl verim denklem 4.19'deki gibi de ifade edilebilir.

$$\eta = \frac{W_{net,çıkan}}{Q_{giren}} \quad (4.19)$$

Birinci yasa verimi ya da ısı verim, sistemden alınabilecek en fazla iş potansiyelini ölçü almadığı için sistemin etkinliği ve idealliğe ne kadar yakın olduğu konularında yanlış fikir verebilmektedir (Çengel ve Boles, 2013).

Termodinamiğin ikinci yasası ise tersinmezlikleri göz önüne almakta ve idealliğe yaklaşımı daha doğru bir şekilde ölçmektedir. Böylelikle; Termodinamiğin ikinci yasası esasları göz önüne alınarak oluşturulan verim ifadesi de ikinci yasa verimi, ekserji verimi yada ekserjetik verim ismini almaktadır. İkinci yasa verimi, sistemlerin tersinirliğe hangi ölçüde yaklaştıklarını ifade etmekte olup literatürde farklı tanımları ile karşılaşılabilmektedir. Genel bir ifade ile ikinci yasa verimi denklem 4.20'deki gibi ifade edilmektedir (Çengel ve Boles, 2013).

$$\text{İkinci Yasa Verimi} = \psi = \frac{\text{çıkan toplam kullanılabilirlik (ekserji)}}{\text{giren toplam kullanılabilirlik (ekserji)}} \quad (4.20)$$

Başka bir ifade ile ikinci yasa verimi denklem 4.21'deki gibi de ifade edilebilmektedir (Çengel ve Boles, 2013).

$$\text{İkinci Yasa Verimi} = \psi = 1 - \frac{\text{toplam tersinmezlik}}{\text{giren toplam kullanılabilirlik (ekserji)}} \quad (4.21)$$

Birinci ve ikinci yasa analizleri yapılırken buharlı güç çevrimi, kendisini oluşturan alt sistemlere ayrılmakta ve bu alt sistemler ayrı ayrı analiz edilmektedir. İkinci yasa analizi her bir alt sisteme ait tersinmezlik değerini ortaya koymakta olup çevrim boyunca oluşan ekserji yıkımlarının hangi alt sistemlerde gerçekleştiğini göstermiş olmaktadır. Bu noktadan hareketle; ikinci yasa analizinde bir alt sistemde gerçekleşen ekserji yıkımının yada tersinmezliğin çevrime sağlanan toplam ekserjiye oranının, o alt sistemde oluşan tersinmezliğin toplam santral ekserji verimi kaybı içerisindeki payını gösterdiği ifade edilebilir. Bu oran, verim kayıp oranı şeklinde isimlendirilip aşağıdaki gibi ifade edilebilir.

$$\delta_{alt\ sistem} = \frac{\dot{I}_{alt\ sistem}}{\sum \dot{E}x_{giren}} \quad (4.22)$$

Denklem 4.22'de $\delta_{alt\ sistem}$ alt sisteme ait verim kayıp oranını, $\dot{I}_{alt\ sistem}$ alt sistemde oluşan tersinmezliği ve $\sum \dot{E}x_{giren}$ ise çevrime sağlanan toplam ekserjiyi

temsil etmektedir. Örneğin, n adet alt sistemi bulunan bir buharlı güç çevrimi için ikinci yasa yada ekserji verimi aşağıdaki gibi de ifade edilebilmektedir.

$$\psi = 1 - (\delta_1 + \delta_2 + \delta_3 + \dots + \delta_n) \quad (4.23)$$

Buharlı güç çevrimlerini oluşturan alt sistemlerin ikinci yasa verimleri aşağıdaki gibi verilmektedir.

4.4.1 Türbin

Bölüm 4.4'te bahsedildiği üzere literatürde farklı ikinci yasa verim tanımlamaları ile karşılaşılabilir. Türbinde yapılan gerçek işin, izantropik bir hal değişimi gerçekleşmesi durumunda türbinden alınabilecek işe oranı türbinin izantropik verimi olarak tanımlanmaktadır (Çengel ve Boles, 2013).

$$\eta_{t-izantropik} = \frac{\dot{W}_t}{\dot{W}_{t-tersinir}} \quad (4.24)$$

Türbinin ekserji verimi, denklem 4.20'deki ikinci yasa verim tanımına göre de aşağıdaki gibi yazılmaktadır (Durmaya ve Yavuz, 2001).

$$\psi_t = \frac{\dot{W}_t + \sum \dot{E}x_{çikan}}{\sum \dot{E}x_{giren}} \quad (4.25)$$

4.4.2 Pompa

Pompadaki sıkıştırma işinin izantropik bir hal değişimi ile gerçekleşmesi durumunda gerekli işin, gerçek işe oranı pompanın izantropik verimi olarak tanımlanmaktadır (Çengel ve Boles, 2013).

$$\eta_{p-izantropik} = \frac{\dot{W}_{p-tersinir}}{\dot{W}_p} \quad (4.26)$$

Pompanın ekserji verimi, denklem 4.20'deki ikinci yasa verim tanımına göre de aşağıdaki gibi yazılmaktadır (Durmaya ve Yavuz, 2001).

$$\psi_p = \frac{\sum \dot{E}x_{çikan}}{|\dot{W}_p| + \sum \dot{E}x_{giren}} \quad (4.27)$$

4.4.3 Isı değiştiriciler

Isı değiştiricilerde herhangi bir iş üretimi bulunmamaktadır. Isı değiştiriciler için ekserji verimi, denklem 4.20'deki ikinci yasa verim tanımına göre aşağıdaki gibi ifade edilmektedir (Durmayaz ve Yavuz, 2001).

$$\psi_{\text{ısı-değiştirici}} = \frac{\sum \dot{E}x_{\text{çıkan}}}{\sum \dot{E}x_{\text{giren}}} \quad (4.28)$$

5. ZONGULDAK İLİNDEKİ KÖMÜR YAKITLI BİR ENERJİ SANTRALİNİN ENERJİ DEĞERLENDİRMESİ

Bu yüksek lisans tez çalışmasında, Zonguldak ili için kritik üstü tipinde pulverize kömür yakıtlı bir enerji santralının enerji ve ekserji analizleri ile finansal değerlendirmesinin yapılması hedeflenmiştir.

Santral yeri olarak Zonguldak ilinin seçilmesinin birkaç sebebi bulunmaktadır. Santralin ithal kömür kullanması halinde ihtiyacı olan kömürün deniz yolu ile getirilmesi söz konusu olacağı için tesis içerisinde bir liman yapısının inşa edilmesi öngörülmüştür. Bu sebeple, Karadeniz sahil şeridinde bir lokasyonun seçilmesi benimsenmiştir. Buna ilaveten, soğutma kulesinde eksilen tamamlama suyunun (make up suyu) Karadeniz'den pompalar vasıtasıyla alınması planlanmıştır. Bu bağlamda, santralin denize yakın bir lokasyonda olması ile tamamlama suyu pompalarının elektrik enerjisi tüketim miktarının ve dolayısıyla santralin iç ihtiyacının daha düşük seviyelerde olacağı düşünülmüştür (Zorlu, 2017).

Ayrıca; elektrik nakil hatlarının kapasitesi ile santral, liman ve kül depolama sahaları için uygun lokasyonların tespiti ile birlikte tüm faktörler göz önüne alındığında santral için Zonguldak ilinde sahil şeridinde bir lokasyon seçimi gerçekleştirilmiştir (Zorlu, 2017). Bu bölümde ilk olarak santral lokasyonu bağlamında Zonguldak ilinin tanıtılması benimsenmiştir.

5.1 Zonguldak İlinin Tanıtımı

Zonguldak, Türkiye topraklarının % 0,6'sını kaplamakta olup 3.310 km²'lik bir yüzölçümüne sahip bulunmaktadır. Zonguldak, Batı Karadeniz Bölgesi'nde yer almakta olup Karadeniz'e batı ve kuzeyden kıyısı bulunmaktadır. Merkez İlçe ile birlikte Alaplı, Çaycuma, Devrek, Gökçebey, Karadeniz Ereğlisi, Kilimli ve Kozlu ilçeleri olmak üzere sekiz ilçeden oluşmaktadır. Zonguldak, kuzeyde Karadeniz, kuzeydoğuda Bartın ili, doğuda Karabük ili, güneyde Bolu ili ve batıda Düzce ili ile komşu konumunda bulunmaktadır (Url-20). Şekil 5.1'de Zonguldak il haritası görülmektedir.



Şekil 5.1 : Zonguldak il haritası (Url-21).

Zonguldak ilinin yeryüzü şekilleri ağırlıklı olarak dağlardan oluşmakta olup ilin güneyinde bazı kesimlerde dağ yükseklikleri 2000 metreyi bulabilmektedir. Karadeniz Ereğlisi ilçesinin yakınlarında bulunan Baba Burnu, Zonguldak ili kıyı şeridinin tek önemli girintisi olarak kabul edilmektedir (Url-20). Zonguldak ilinin sahip olduğu 80 kilometre uzunluğundaki kıyı bandında pek çok doğal koy ve kumsal alan bulunmaktadır. Ayrıca, 228 km. uzunluğundaki Filyos Çayı, Zonguldak ilinin en önemli akarsuyudur. Zonguldak il sınırları içerisinde birkaç yapay göl bulunmakla beraber doğal göl bulunmamaktadır (Url-20).

Zonguldak il topraklarının %56'sını ormanlık alanlar kaplamaktadır. Bu ormanlarda yaygın olarak kayın, meşe, gürgen, kestane, çınar, kızılâğaç ve ıhlamur gibi ağaçlar bulunmaktadır. Ilıman Karadeniz ikliminin hakim olduğu Zonguldak'ta genel olarak her mevsim yağışlı geçmekle birlikte en fazla yağış sonbahar ve kış mevsimlerinde görülmektedir (Url-20). Güneşli gün sayısı en fazla Haziran, Temmuz ve Ağustos aylarında görülmektedir. Zonguldak ili yıllık yağış ortalaması 1.199 kg/m² olup en yağışlı ay 148,65 mm ile Aralık ayıdır. Diğer yandan, kıyılardan iç kesimlere gidildikçe yağış azalmaktadır. Zonguldak ilinde hakim rüzgar yönü güneydoğu yönüdür. İkinci derece hakim rüzgar yönü ise kuzeybatı yönüdür. Ayrıca, Zonguldak ilinde ortalama bağıl nem %75 seviyesindedir (Url-20).

İdari bakımdan 8 ilçeye sahip olan Zonguldak ilinin nüfusu 2017 itibari ile 596.892'dir. Zonguldak ilindeki nüfusun % 62'sini şehir nüfusu oluştururken geri

kalan kısmını ise köy ve belde nüfusu oluşturmaktadır (Url-20). Çizelge 5.1’de Zonguldak ilinin 2017 yılı itibari ile ilçelere göre nüfus dağılımı görülmektedir.

Çizelge 5.1 : Zonguldak ilinin 2017 yılı itibari ile ilçelere göre nüfus dağılımı (Url-20).

İlçe	Nüfus
Merkez	126.303
Alaplı	43.630
Çaycuma	90.860
Devrek	56.558
Kdz. Ereğli	175.351
Gökçebey	21.047
Kilimli	36.066
Kozlu	47.077
Toplam	596.892

Çizelge 5.1’e göre Zonguldak ilinde en çok nüfus 175.351 kişi ile Karadeniz Ereğlisi ilçesine aittir. Nüfus büyüklüğü açısından Karadeniz Ereğlisi ilçesini sırasıyla Merkez, Çaycuma, Devrek, Kozlu, Alaplı, Kilimli ve Gökçebey ilçeleri izlemektedir (Url-20).

Zonguldak, yeraltı kaynakları açısından zengin olan illerimizden bir tanesi olup il sınırları içerisinde taşkömürü, alüminyum, demir, barit, dolomit, manganez, kalker, kuvarsit ve şiferton yatakları yer almaktadır. Zonguldak ilinde bulunan ağırlıklı sektörler; madencilik, demir-çelik, enerji başta olmak üzere gemi-yat inşası, gıda, tekstil, inşaat, kimya, kağıt, mobilya, taşa-toprağa dayalı sanayi ve makine sektörleridir (Url-20). Zonguldak ilinde madencilik önde gelen sektörlerden biridir. Madencilik sektöründe Türkiye Taşkömürü Kurumu başta olmak üzere birçok özel şirket de faaliyette bulunmaktadır. Bunun yanı sıra, demir-çelik sanayisinin önde gelen kuruluşlarından biri olan Erdemir de Zonguldak ilinde yer almaktadır. Enerji sektöründe ise Türkiye’nin en büyük termik santrallerinden biri olan, 5 üniteden oluşan ve toplamda 2790 MW kurulu güce sahip Eren Enerji Elektrik Üretim A.Ş.’de Zonguldak ilinde yer almaktadır (Url-20).

Zonguldak ilinde sanayileşmenin teşvik edilmesi amacı ile Organize Sanayi Bölgeleri yatırımlarında bulunulmuştur. Bu bağlamda; Çaycuma, Ereğli ve Alaplı

Organize Sanayi Bölgeleri kurulmuştur. Diğer yandan Zonguldak ilinde sebzeçilik, hububat ve meyve yetiştiriciliği gibi zirai faaliyetler de sürdürülmektedir (Url-20).

5.2 Zonguldak Havzası Kömür Madenciliği

Zonguldak, yeraltı kaynakları bakımından zengin illerimiz arasında bulunmaktadır. Doğal kaynaklar, Zonguldak ilinin ekonomisinde önemli bir yere sahiptir. Zonguldak ili, başta taşkömürü olmak üzere alüminyum (boksit), demir, manganez, barit, dolomit, kalker, kuvarsit ve şiferton yataklarına sahiptir (Url-20).

Ülkemizde taşkömürü madenciliği başta Türkiye Taşkömürü Kurumu olmak üzere özel sektör firmaları tarafından Zonguldak Havzasında yapılmaktadır. Zonguldak Taşkömürü Havzasının karmaşık jeolojik yapısı sebebiyle havzada derin yeraltı kömür işletmeciliği yürütülmektedir. Havzanın bu yapısından dolayı tam mekanize üretim gerçekleştirilememektedir. Bu durum, havzadaki üretimin önemli ölçüde insan gücüne dayalı olması sonucunu doğurmaktadır (Url-22).

Zonguldak Taşkömürü Havzasında, 1865 senesinden beri toplamda yaklaşık olarak 400 milyon ton taşkömürü üretimi gerçekleştirilmiştir. Zonguldak Havzasında işletmede bulunan zaman süresi içerisinde en fazla taşkömürü üretimi, 5 milyon ton satılabilir kömür miktarı ile 1967 ve 1974 yıllarında gerçekleştirilmiştir. Bu yıllardan sonra taşkömürü üretimi azalmaya başlamış ve taşkömürü üretimi 1982 yılı itibari ile 4 milyon ton ve 2015 yılı itibari ile de 1 milyon ton seviyesinin altına düşmüştür (Url-22).

Zonguldak Taşkömürü Havzasında Türkiye Taşkömürü Kurumu, 5 müesese ile taşkömürü üretimini devam ettirmektedir. Armutçuk, Kozlu, Karadon ve Üzülmüş Müesseseleri Zonguldak il sınırları içerisinde ve Amasra Müessesesi ise Bartın il sınırları içerisinde yer almaktadır (Url-22).

Zonguldak Taşkömürü Havzasındaki kömürlerin alt ısıl değeri 5450 ila 7050 kcal/kg aralığında değişkenlik göstermekte olup havzada -1200 kotuna kadar olan kısımda hesaplanan toplam taşkömürü rezervi yaklaşık olarak 1,3 milyar ton civarındadır. Bu değer yaklaşık 11,6 milyon tonu hazır; 525,8 milyon tonu görünür; 423,9 milyon tonu muhtemel; 368,4 milyon tonu da mümkün rezerv olarak isimlendirilmektedir (TMMOB, 2010).

5.3 Santral Enerji Değerlendirmesi

Santralda tek geçişli ya da Benson tipi bir buhar kazanında kritik üstü şartlarda buhar üretiminin gerçekleştirilmesi planlanmıştır. Santralda, yüksek, orta ve alçak basınç olarak 3 kademeli buhar türbininin kullanılacağı düşünülmüştür. Buhar kazanında üretilen buhar, öncelikle yüksek basınç türbinine gönderilmekte ve iş üretilmektedir. Çevrimde tek ara ısıtma (ara kızdırma) bulunup yüksek basınç türbininden çıkan buhar, kazana iletilmekte ve tekrar kızdırılmaktadır. Elde edilen kızgın buhar bu defa orta basınç türbinine gönderilmekte ve burada da iş üretilmektedir. Orta basınç türbininde işini tamamlayan buhar, alçak basınç türbinine iletilmekte ve burada da iş elde edilmektedir.

Kazan besleme suyu, kazana girmeden önce türbinin belirli noktalarından dışarıya alınan buhar ile ısı değiştiricileri vasıtasıyla ısıtılmaktadır. Bu amaçla, santralda 4 adet alçak basınçlı kapalı tip besleme suyu ısıtıcısı, degazör yada gaz giderici ismi verilen 1 adet açık tip besleme suyu ısıtıcısı ve 3 adet yüksek basınçlı kapalı tip besleme suyu ısıtıcısı bulunmaktadır. Böylelikle çevrim, bir ara ısıtmalı ve sekiz kademeli rejeneratif (ara buhar almali) kritik üstü koşullarda çalışan Rankine çevrimi olarak tanımlanmaktadır.

Alçak basınç türbininden çıkan çürük buhar; yoğuşturucuya (kondanser) dökülmekte, soğutma suyunun geçtiği boruların yüzeyleri üzerinden geçerek ısını vermektedir ve yoğuşmaktadır. Santralda yüzey tipli yoğuşturucu tercih edilmektedir. Yoğuşan buhar ya da kondensat (yoğuşma suyu), kondanserin alt kısmında bulunan ve hotwell adı verilen haznede toplanmaktadır. Yoğuşturucunun alt kısmında bulunan haznede biriken su, yoğuşma suyu pompaları (yoğuşma suyu tahliye pompaları) vasıtasıyla tekrar alçak basınç ısıtıcılarına gönderilmekte ve çevrim tamamlanmaktadır. Santralda her bir ünite için birer adet soğutma kulesi inşa edilmesi öngörülmüştür. Yoğuşturucuda görevini tamamlayan soğutma suyu, soğutma kulesine geri dönmekte ve soğutulduktan sonra tekrar pompalar vasıtasıyla yoğuşturucuya gönderilmektedir.

Bu yüksek lisans tez çalışmasında enerji ve ekserji analizleri yapılırken santralin nominal işletme koşullarındaki tasarım değerlerinin kullanılması benimsenmiştir. Bu çerçevede, Çizelge 5.2’de santrale ait nominal işletme değerleri verilmektedir.

Çizelge 5.2 : Santrala ait nominal işletme değerleri (Zorlu, 2017).

Parametre	Değer
Yakıt (kömür) tüketimi	214,2 t/h
Kömür alt ısıl değeri	23849 kJ/kg
Besleme suyu sıcaklığı (kazan girişi)	305 °C
Besleme suyu basıncı (kazan girişi)	29,35 MPa(a)
Ana buhar sıcaklığı (YBT türbin girişi)	599 °C
Ana buhar basıncı (YBT türbin girişi)	25,2 MPa(a)
Ara ısıtma buhar sıcaklığı (OBT türbin girişi)	599 °C
Ara ısıtma buhar basıncı (OBT türbin girişi)	4,92 MPa(a)
Yoğuşturucu basıncı	6 kPa(a)

Santralin 660 MW gücünde iki adet özdeş üniteden oluşması planlanmıştır. Çizelge 5.2’de verilen değerler bir üniteye ait değerlerdir. Üniteler özdeş olduğu için bu bölümde, nominal işletme tasarım değerleri Çizelge 5.2’de verilen kömür yakıtlı santralin bir ünitesi için enerji ve ekserji analizlerinin yapılması benimsenmiştir.

Enerji ve ekserji analizlerinin yapılabilmesi için santral, belirli sürekli akışlı kontrol hacimlerine (açık sistemlere) ayrılmış ve bu kontrol hacimlerine Termodinamiğin birinci ve ikinci yasaları uygulanmıştır. Bu kapsamda, belirlenen kontrol hacimlerine enerji ve ekserji denge denklemleri uygulanarak santralin ve bölümün devamında alt başlıklar ile verilen Rankine çevrimindeki ekipmanların birinci ve ikinci yasa verimleri hesaplanmıştır. Ayrıca, belirlenen bu alt sistemlerde oluşan tersinmezliklerin de hesaplanması amaçlanmıştır.

Santralin enerji ve ekserji analizi kapsamında Şekil 5.2 ile verilen akış şeması üzerindeki çevrim noktalarına ait entalpi ve entropi değerlerini hesaplamak için MS Excel formatındaki IAPWS IF97 Steam Tables isimli dosya kullanılmıştır (Holmgren, 2017). Noktalara ait termodinamik özelliklerin belirlenmesini takiben sırasıyla Denklem 4.16 ve Denklem 4.15 kullanılarak noktaların enerji ve ekserji hızları hesaplanmıştır.

Kullanılabilirlik yada ekserji, belirli bir haldeki sistemin sahip olduğu enerjiden elde edilebilecek en fazla iş yada bu enerjinin iş potansiyeli olarak tanımlanmaktadır. Bir sistemden en fazla işin elde edilebilmesi için sistemin ilk halinden son haline tersinir hal değişimleri ile gelmesi ve sistemin son halinin ölü halde ya da başka bir deyişle çevre ile termodinamik dengede olması gerekmektedir. Çevresi ile denge halinde olan bir sistemden iş üretme imkanı bulunmamaktadır. Böylelikle, belirli bir halde

bulunan bir sistem için kullanılabilirlik yada ekserji, hem sistem hem de çevre koşullarına bağlı olmaktadır. Çevre ortamın özellikleri bilinmiyor ise enerji ve ekserji analizi hesaplamalarında genellikle çevre sıcaklığı olarak 25 °C ve çevre basıncı olarak da 1 atmosfer (101,325 kPa) değerleri kullanılmaktadır (Çengel ve Boles, 2013).

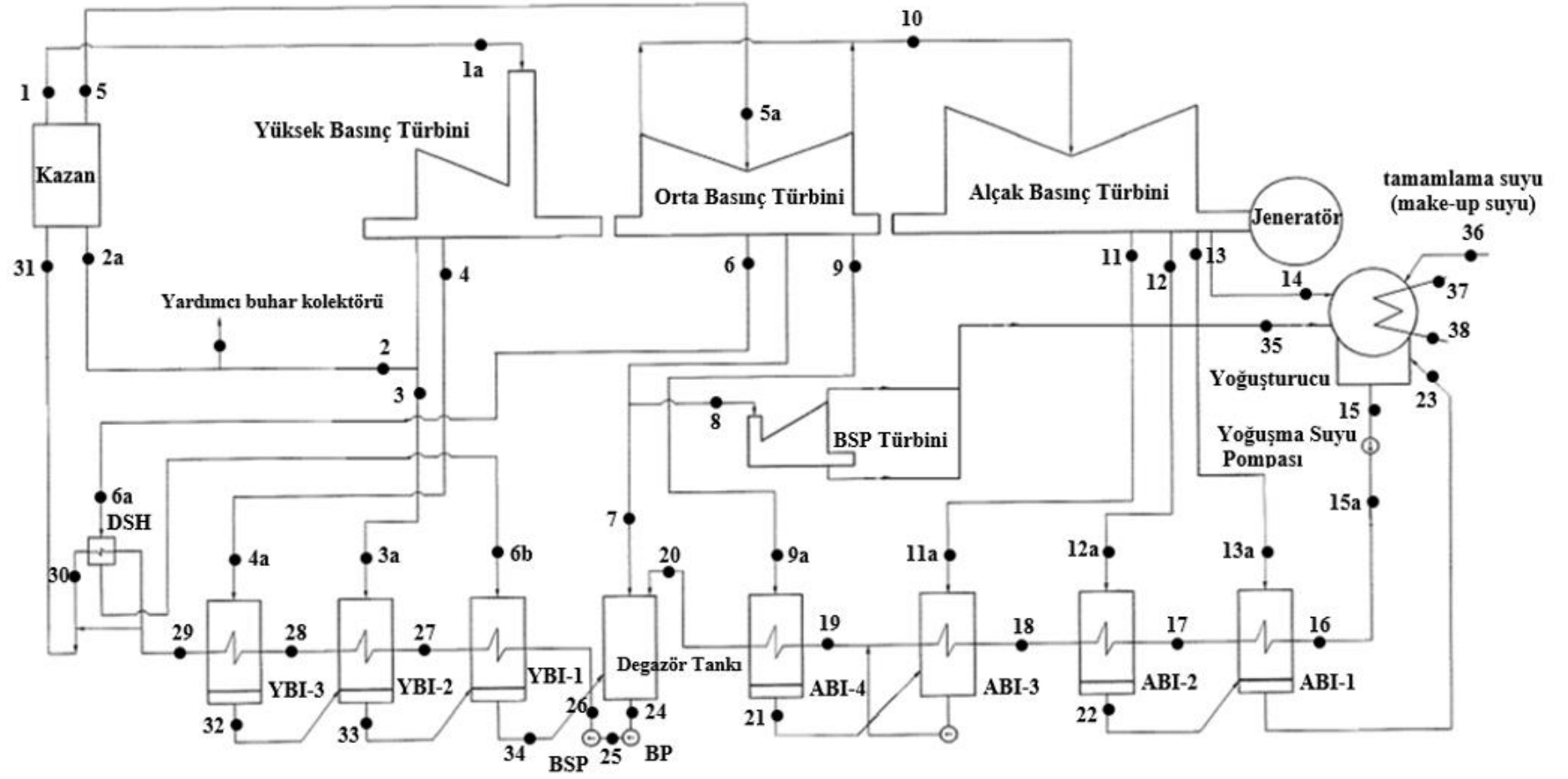
Diğer yandan, santralın çevresinin özellikleri biliniyor ise enerji ve ekserji analizi hesaplamalarında bu değerler de kullanılabilir. Bu meyanda, tüm bu hesaplamalar için santralın kurulmasının planlandığı bölgeye ait ve Çizelge 5.3’de yer alan çevre özellikleri kullanılmıştır.

Çizelge 5.3 : Santral bölgesinin çevre özellikleri (Zorlu, 2017).

Parametre	Değer
Çevre sıcaklığı	13 °C
Çevre basıncı	1003 mbar
Deniz suyu sıcaklığı	15,5 °C

Çizelge 5.3’de yer alan değerler yıllık ortalama değerler olup santralın enerji ve ekserji analizi hesaplamalarında çevreye ait referans değerler olarak kullanılmıştır.

Şekil 5.2’de santralın termal çevrimine ait akış şeması yer almakta olup, santraldaki yardımcı tesis ve sistemler bu şemada gösterilmemiştir. Şekil 5.2’de ABI alçak basınç ısıtıcısını, YBI yüksek basınç ısıtıcısını, BSP besli suyu pompasını, BP buster (ön veya yükseltici) pompasını ve DSH ise literatürdeki yaygın kullanımı ile desuperheater yada kızgınlık ayarlayıcısını temsil etmektedir. Kızgınlık ayarlayıcısı (kızgınlık giderici), kazan besli suyunun sıcaklık değerinin kazan girişi öncesinde hassas bir şekilde ayarlandığı bir çeşit ısı değiştiricisidir (Zorlu, 2017). Çizelge 5.4’te santralın akış şemasında (Şekil 5.2) verilen herbir noktanın nominal işletme koşullarındaki kütleli debi, sıcaklık, basınç, entalpi ve entropi değerleri ile Çizelge 5.3’teki çevre özellikleri kullanılarak hesaplanan enerji ve ekserji hızları verilmiştir. Bu Yüksek Lisans tez çalışmasında santralın enerji değerlendirmesine ilişkin tüm hesaplamalar MS Excel kullanılarak yapılmıştır.



Şekil 5.2 : Santralin termal çevrimine ait akış şeması.

Çizelge 5.4 : Santralin akış şemasında (Şekil 5.2) verilen herbir noktanın nominal işletme koşullarındaki kütleli debi, sıcaklık, basınç, entalpi ve entropi değerleri ile Çizelge 5.3'teki çevre özellikleri kullanılarak hesaplanan enerji ve ekserji hızları (Zorlu, 2017).

Nokta	Kütleli Debi [t/h]	Basınç [bara]	Sıcaklık [°C]	Entalpi [kJ/kg]	Entropi [kJ/kg.K]	Enerji Hızı [kW]	Ekserji Hızı [kW]
0 (Çevre)	0	1,003	13	54,697	0,195	0	0
1	1833	258	603	3495,259	6,352	1751819,609	854667,330
1a	1833	252	599	3488,863	6,355	1748562,654	851091,505
2	1492	54	352	3064,750	6,412	1247499,721	510203,993
2a	1492	53	350	3061,818	6,415	1246284,438	508628,465
3	186	54	352	3064,750	6,412	155519,402	63604,519
3a	186	52,4	350	3063,323	6,422	155445,683	63380,433
4	155	89	430	3205,611	6,418	135664,347	58994,353
4a	155	87	428	3203,606	6,424	135578,036	58827,738
5	1492	51	601	3668,352	7,253	1497659,217	660629,691
5a	1492	49,24	599	3665,120	7,265	1496319,751	657852,248
6	80	22,5	475,5	3411,096	7,305	74586,634	29375,749
6a	80	22	475	3410,594	7,314	74575,481	29304,190
6b	80	21,5	313,5	3051,394	6,783	66593,258	24698,597
7	54	10,5	367	3193,328	7,336	47079,465	16428,149
8	100,2	10,5	366,5	3192,264	7,334	87328,957	30466,976
9	58,5	6,2	293,5	3048,007	7,334	48641,283	15444,586
9a	58,5	6	293	3047,496	7,348	48632,976	15371,206
10	1199,3	6	293	3047,496	7,348	997017,583	315122,873
11	44,3	3	215	2896,678	7,377	34972,147	9683,174
11a	44,3	2,9	214,5	2896,089	7,391	34964,909	9625,835
12	76	1,64	152	2775,904	7,387	57447,699	14001,766
12a	76	1,58	151,5	2775,332	7,402	57435,632	13895,293
13	78,6	0,45	78,7	2567,000	7,410	54851,934	9777,134
13a	78,6	0,44	78,2	2565,000	7,420	54808,267	9670,991

Çizelge 5.4 (devam) : Santralin akış şemasında (Şekil 5.2) verilen herbir noktanın nominal işletme koşullarındaki kütleli debi, sıcaklık, basınç, entalpi ve entropi değerleri ile Çizelge 5.3'teki çevre özellikleri kullanılarak hesaplanan enerji ve ekserji hızları (Zorlu, 2017).

Nokta	Kütleli Debi [t/h]	Basınç [bara]	Sıcaklık [°C]	Entalpi [kJ/kg]	Entropi [kJ/kg.K]	Enerji Hızı [kW]	Ekserji Hızı [kW]
14	1000,4	0,06	36,2	2336,000	7,580	633948,570	46730,406
15	1255,2	0,06	36,2	151,000	0,520	33577,413	1178,911
15a	1255,2	19	36,45	154,399	0,524	34762,710	1954,664
16	1255,2	19	37	156,695	0,531	35563,183	2015,950
17	1255,2	16,6	75,1	315,700	1,015	91002,987	9139,746
18	1255,2	15,1	110,1	462,780	1,418	142284,943	20230,352
19	1358	14	130	547,152	1,633	185764,846	30516,022
20	1358	10,5	155	654,181	1,891	226138,522	42990,090
21	58,5	6	135,5	570,093	1,692	8375,182	1414,726
22	76	1,57	81	339,231	1,087	6006,830	618,838
23	154,6	0,43	42,8	179,272	0,609	5349,817	258,154
24	1833	12,6	181,1	768,164	2,149	363273,697	78492,596
25	1833	20,2	182,5	774,716	2,162	366609,379	80005,100
26	1833	307	188	813,494	2,176	386353,965	97651,374
27	1833	305,5	216	935,517	2,433	448483,966	122306,031
28	1833	304,8	267,5	1169,807	2,889	567776,589	175261,139
29	1833	304	302	1338,668	3,192	653755,317	217117,497
30	554	303,3	312	1390,509	3,281	205566,526	69656,567
31	1833	293,5	305	1354,597	3,222	661865,459	220846,760
32	155	86	273	1199,353	2,994	49283,788	14790,812
33	341	52,5	221	949,046	2,521	84714,677	21657,239
34	421	22	193,8	824,910	2,270	90072,127	20618,936
35	100,2	0,075	40,3	2453,000	7,860	66752,748	5706,952
36	0	3	16	67,457	0,238	0	0
37	43163	3,75	17,73	74,771	0,263	240675,463	5236,596

Çizelge 5.4 (devam) : Santralın akış şemasında (Şekil 5.2) verilen herbir noktanın nominal işletme koşullarındaki kütleli debi, sıcaklık, basınç, entalpi ve entropi değerleri ile Çizelge 5.3'teki çevre özellikleri kullanılarak hesaplanan enerji ve ekserji hızları (Zorlu, 2017).

Nokta	Kütleli Debi [t/h]	Basınç [bara]	Sıcaklık [°C]	Entalpi [kJ/kg]	Entropi [kJ/kg.K]	Enerji Hızı [kW]	Ekserji Hızı [kW]
38	43163	2,95	31,16	130,858	0,452	913145,951	30060,313
Yardımcı buhar	0	54	352	3064,750	6,412	0	0

Şekil 5.2’de termal çevrimi verilen santralin enerji ve ekserji değerlendirilmesi yapılırken buhar türbininde sızdırmazlık amacı ile kullanılan buharın ihmal edilmesi benimsenmiştir. Enerji ve ekserji değerlendirilmesi yapılırken seçilen kontrol hacimlerinde akışın kinetik ve potansiyel enerji değişimleri ihmal edilmektedir. Ayrıca, seçilen kontrol hacimlerinin adyabatik olduğu kabul edilmiş yani kontrol hacmi sınırlarından ısı transferinin olmadığı varsayılmıştır.

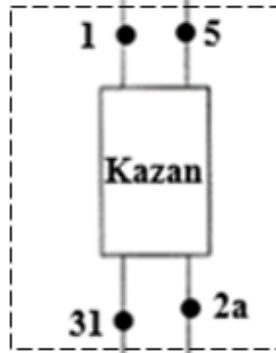
5.3.1 Buhar kazanı

Santralda yakıt olarak kullanılması planlanan kömürün kimyasal kompozisyon ve ısı değer bilgileri Çizelge 5.5’te verilmektedir.

Çizelge 5.5 : Kömürün kimyasal kompozisyon ve ısı değer bilgileri (Zorlu, 2017).

Parametre	Simge	Değer
Karbon	C	64,06 %
Hidrojen	H	4,86 %
Oksijen	O	6,46 %
Nitrojen	N	1,35 %
Sülfür	S	0,62 %
Nem	W	15,31 %
Kül	A	7,34 %
Alt Isıl Değer	-	23849 kJ/kg
Üst Isıl Değer	-	25246 kJ/kg

Şekil 5.3’te buhar kazanı için seçilen kontrol hacmi görülmektedir.



Şekil 5.3 : Buhar kazanı kontrol hacmi.

Kömür tüketimi ile kömürün alt ısı değerinin çarpımının kazan içerisinde kömürün yanması ile açığa çıkan enerji miktarını ($\dot{E}_{\text{kömür}}$) vereceği kabul edilmiştir. Şekil 5.3’teki kontrol hacmine Bölüm 4’te verilen denklem 4.2 uygulanarak buhar kazanı içerisinde çevrim akışkanına aktarılabilen (\dot{Q}_{kazan}) ve aktarılamayan ($\dot{Q}_{\text{kayıp}}$) enerji miktarları hesaplanmıştır. Denklem 4.18 ile kazanın ısı (termal) verimi (η_{kazan}),

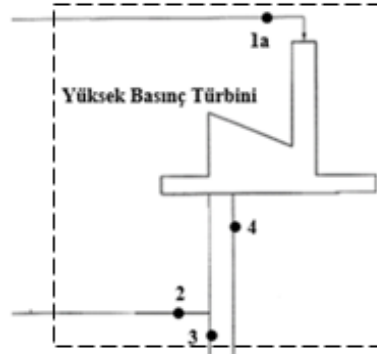
sırasıyla denklem 4.12 ve 4.11 kullanılarak kömürün ekserjisi (ϵ^0), kömür tüketimi ile kömürün ekserjisinin çarpımı ile kazanda kömürün yanması sonucu açığa çıkan ekserji miktarı ($\dot{E}x_{\text{kömür}}$), denklem 4.17 ile kazandaki tersinmezlik (\dot{I}_{kazan}), denklem 4.20 ile kazanın ekserjetik verimi yada diğer bir deyişle ikinci yasa verimi (ψ_{kazan}) ve denklem 4.22 ile de kazanda oluşan verim kayıp oranı (δ_{kazan}) hesaplanmıştır. Bu alt bölümde hesaplanan değerler Çizelge 5.6'da verilmektedir.

Çizelge 5.6 : Buhar kazanı kontrol hacmi için hesaplanan değerler.

Parametre	Hesaplanan Değer
$\dot{E}_{\text{kömür}}$	1419015,5 kW
\dot{Q}_{kazan}	1341328,93 kW
$\dot{Q}_{\text{kayıp}}$	-77686,57 kW
η_{kazan}	94,53 %
ϵ^0	25859,9 kJ/kg
$\dot{E}x_{\text{kömür}}$	1538662 kW
\dot{I}_{kazan}	752839,99 kW
ψ_{kazan}	51,07 %
δ_{kazan}	48,93 %

5.3.2 Yüksek basınç türbini

Şekil 5.4'te yüksek basınç türbini için seçilen kontrol hacmi görülmektedir.



Şekil 5.4 : Yüksek basınç türbini kontrol hacmi.

Şekil 5.4'teki kontrol hacmine Bölüm 4'te verilen denklem 4.2 uygulanarak yüksek basınç türbininden elde edilen iş miktarı (\dot{W}_{YBT}) hesaplanmıştır. Denklem 4.24 ile yüksek basınç türbininin izantropik verimi (η_{YBT}), denklem 4.17 ile yüksek basınç türbinindeki tersinmezlik (\dot{I}_{YBT}), denklem 4.25 ile yüksek basınç türbininin ekserji verimi (ψ_{YBT}) ve denklem 4.22 ile de yüksek basınç türbininde oluşan verim kayıp

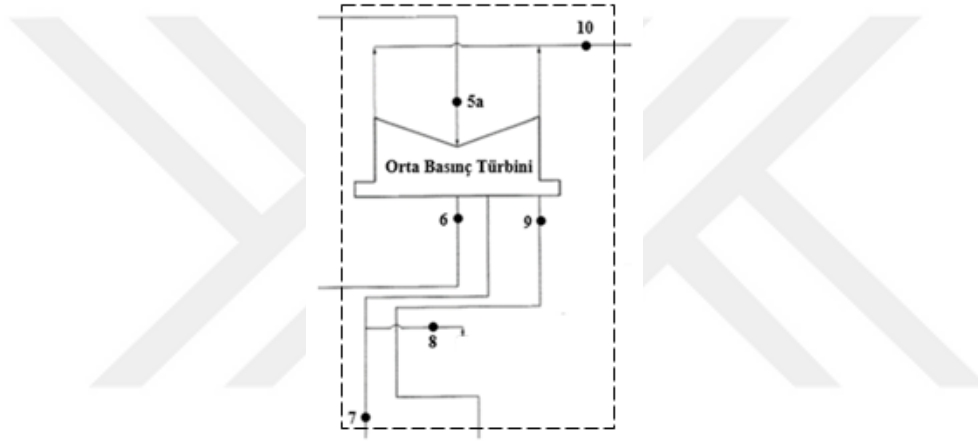
oranı (δ_{YBT}) hesaplanmıştır. Bu alt bölümde hesaplanan değerler Çizelge 5.7’de verilmektedir.

Çizelge 5.7 : Yüksek basınç türbini kontrol hacmi için hesaplanan değerler.

Parametre	Hesaplanan Değer
\dot{W}_{YBT}	209879,18 kW
η_{YBT}	96,15 %
\dot{I}_{YBT}	8409,46 kW
ψ_{YBT}	99,01 %
δ_{YBT}	0,55 %

5.3.3 Orta basınç türbini

Şekil 5.5’te orta basınç türbini için seçilen kontrol hacmi görülmektedir.



Şekil 5.5 : Orta basınç türbini kontrol hacmi.

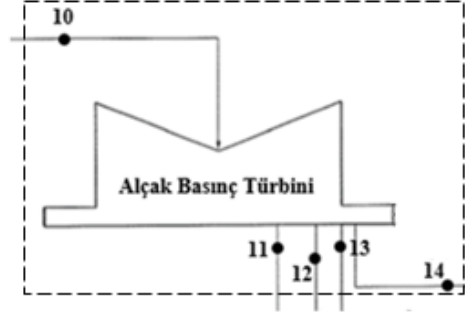
Şekil 5.5’teki kontrol hacmine Bölüm 4’te verilen denklem 4.2 uygulanarak orta basınç türbininden elde edilen iş miktarı (\dot{W}_{OBT}) hesaplanmıştır. Denklem 4.24 ile orta basınç türbininin izantropik verimi (η_{OBT}), denklem 4.17 ile orta basınç türbinindeki tersinmezlik (\dot{I}_{OBT}), denklem 4.25 ile orta basınç türbininin ekserji verimi (ψ_{OBT}) ve denklem 4.22 ile de orta basınç türbininde oluşan verim kayıp oranı (δ_{OBT}) hesaplanmıştır. Bu alt bölümde hesaplanan değerler Çizelge 5.8’de verilmektedir.

Çizelge 5.8 : Orta basınç türbini kontrol hacmi için hesaplanan değerler.

Parametre	Hesaplanan Değer
\dot{W}_{OBT}	241665,83 kW
η_{OBT}	96,28 %
\dot{I}_{OBT}	9348,09 kW
ψ_{OBT}	98,58 %
δ_{OBT}	0,61 %

5.3.4 Alçak basınç türbini

Şekil 5.6’da alçak basınç türbini için seçilen kontrol hacmi görülmektedir.



Şekil 5.6 : Alçak basınç türbini kontrol hacmi.

Şekil 5.6’daki kontrol hacmine Bölüm 4’te verilen denklem 4.2 uygulanarak alçak basınç türbininden elde edilen iş miktarı (\dot{W}_{ABT}) hesaplanmıştır. Denklem 4.24 ile alçak basınç türbininin izantropik verimi (η_{ABT}), denklem 4.17 ile alçak basınç türbinindeki tersinmezlik (\dot{I}_{ABT}), denklem 4.25 ile alçak basınç türbininin ekserji verimi (ψ_{ABT}) ve denklem 4.22 ile de alçak basınç türbininde oluşan verim kayıp oranı (δ_{ABT}) hesaplanmıştır. Bu alt bölümde hesaplanan değerler Çizelge 5.9’da verilmektedir.

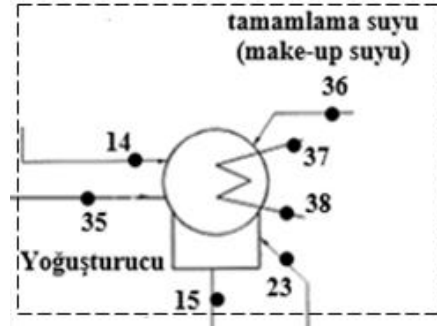
Çizelge 5.9 : Alçak basınç türbini kontrol hacmi için hesaplanan değerler.

Parametre	Hesaplanan Değer
\dot{W}_{ABT}	215797,23 kW
η_{ABT}	91,86 %
\dot{I}_{ABT}	19133,16 kW
ψ_{ABT}	93,93 %
δ_{ABT}	1,24 %

Yüksek basınç türbininden elde edilen iş 209879,18 kW, orta basınç türbininden elde edilen iş 241665,83 kW ve alçak basınç türbininden elde edilen iş de 215797,23 kW olarak hesaplanmıştır. Bu durumda, buhar türbininin toplam mekanik gücü 667342,2 kW olmaktadır. Jeneratörde oluşan kayıplar bu değerden düşüldüğünde jeneratör çıkışındaki elektriksel güç hesaplanmış olmaktadır. Santralda kullanılan jeneratörün veriminin %98,9 olduğu kabul edilmiştir (Zorlu, 2017). Sonuç olarak, santralda bulunan bir üniteye ait jeneratör çıkışındaki elektriksel güç 660001,5 kW olarak hesaplanmıştır.

5.3.5 Yoğuşturucu (kondanser)

Şekil 5.7’de yoğuşturucu için seçilen kontrol hacmi görülmektedir.



Şekil 5.7 : Yoğuşturucu kontrol hacmi.

Şekil 5.7’deki kontrol hacmine Bölüm 4’te verilen denklem 4.2 uygulandığında yoğuşturucu kontrol hacmine giren ve çıkan enerji miktarlarının birbirine eşit olduğu görülmektedir. Şekil 5.7’deki 38 numaralı noktanın enerji akış hızı ile 37 numaralı noktanın enerji akış hızı arasındaki fark, soğutma kulesinden gelen soğutma suyunun yoğuşturucu içerisinde kazanmış olduğu enerji miktarına eşit olmaktadır ki bu değer kondanserin (yoğuşturucu) ısıl yükü ($\dot{Q}_{yoğuşturucu}$) olarak da tanımlanabilmektedir.

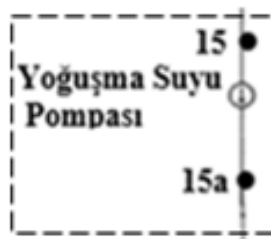
Bunun yanısıra; denklem 4.17 ile yoğuşturucudaki tersinmezlik ($\dot{I}_{yoğuşturucu}$), denklem 4.28 ile yoğuşturucunun ekserji verimi ($\psi_{yoğuşturucu}$) ve denklem 4.22 ile de yoğuşturucuda oluşan verim kayıp oranı ($\delta_{yoğuşturucu}$) hesaplanmıştır. Bu alt bölümde hesaplanan değerler Çizelge 5.10’da verilmektedir.

Çizelge 5.10 : Yoğuşturucu kontrol hacmi için hesaplanan değerler.

Parametre	Hesaplanan Değer
$\dot{Q}_{yoğuşturucu}$	-672470,5 kW
$\dot{I}_{yoğuşturucu}$	26692,89 kW
$\psi_{yoğuşturucu}$	53,92 %
$\delta_{yoğuşturucu}$	1,73 %

5.3.6 Yoğuşma suyu pompası

Şekil 5.8’de yoğuşma suyu pompası için seçilen kontrol hacmi görülmektedir.



Şekil 5.8 : Yoğuşma suyu pompası kontrol hacmi.

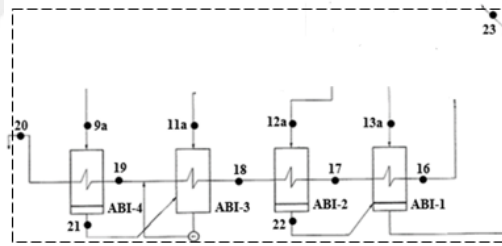
Şekil 5.8'deki kontrol hacmine Bölüm 4'te verilen denklem 4.2 uygulanarak yoğuşma suyu pompasının gücü (\dot{W}_{YSP}) hesaplanmıştır. Denklem 4.17 ile yoğuşma suyu pompasındaki tersinmezlik (\dot{I}_{YSP}), denklem 4.8 ile yoğuşma suyu pompasının tersinir gücü ($\dot{W}_{tersinir-YSP}$), denklem 4.26 ile yoğuşma suyu pompasının izantropik verimi (η_{YSP}), denklem 4.27 ile yoğuşma suyu pompasının ekserji verimi (ψ_{YSP}) ve denklem 4.22 ile de yoğuşma suyu pompasında oluşan verim kayıp oranı (δ_{YSP}) hesaplanmıştır. Bu alt bölümde hesaplanan değerler Çizelge 5.11'de verilmektedir.

Çizelge 5.11 : Yoğuşma suyu pompası kontrol hacmi için hesaplanan değerler.

Parametre	Hesaplanan Değer
\dot{W}_{YSP}	-1185,30 kW
\dot{I}_{YSP}	409,54 kW
$\dot{W}_{tersinir-YSP}$	-775,75 kW
η_{YSP}	65,45 %
ψ_{YSP}	82,68 %
δ_{YSP}	0,027 %

5.3.7 Alçak basınç ısıtıcıları

Şekil 5.9'da alçak basınç ısıtıcıları için seçilen kontrol hacmi görülmektedir.



Şekil 5.9 : Alçak basınç ısıtıcıları kontrol hacmi.

Şekil 5.9'daki kontrol hacmine Bölüm 4'te verilen denklem 4.2 uygulandığında alçak basınç ısıtıcıları kontrol hacmine giren ve çıkan enerji miktarlarının birbirine eşit olduğu görülmektedir. Şekil 5.9'daki 20 numaralı noktanın enerji akış hızı ile 16 numaralı noktanın enerji akış hızı arasındaki fark, alçak basınç ısıtıcılarında çevrim akışkanına aktarılan enerji miktarına eşit olmaktadır ki bu değer alçak basınç ısıtıcılarının ısı yükü (\dot{Q}_{ABI}) olarak da tanımlanabilmektedir.

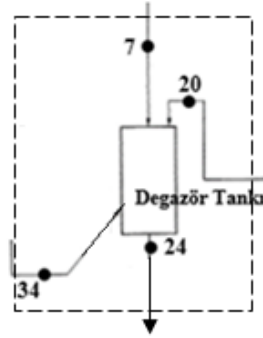
Bunun yanısıra; denklem 4.17 ile alçak basınç ısıtıcılarındaki tersinmezlik (\dot{I}_{ABI}), denklem 4.28 ile alçak basınç ısıtıcılarının ekserji verimi (ψ_{ABI}) ve denklem 4.22 ile de alçak basınç ısıtıcılarında oluşan verim kayıp oranı (δ_{ABI}) hesaplanmıştır. Bu alt bölümde hesaplanan değerler Çizelge 5.12'de verilmektedir.

Çizelge 5.12 : Alçak basınç ısıtıcıları kontrol hacmi için hesaplanan değerler.

Parametre	Hesaplanan Değer
\dot{Q}_{ABI}	190575,34 kW
\dot{I}_{ABI}	7331,03 kW
ψ_{ABI}	85,51 %
δ_{ABI}	0,476 %

5.3.8 Degazör (gaz giderici) tankı

Şekil 5.10'da degazör tankı için seçilen kontrol hacmi görülmektedir.



Şekil 5.10 : Degazör (gaz giderici) tankı kontrol hacmi.

Şekil 5.10'daki kontrol hacmine Bölüm 4'te verilen denklem 4.2 uygulandığında degazör tankı kontrol hacmine giren ve çıkan enerji miktarlarının birbirine eşit olduğu görülmektedir. Şekil 5.10'daki 24 numaralı noktanın enerji akış hızı ile 20 numaralı noktanın enerji akış hızı arasındaki fark, degazör tankında çevrim akışkanına aktarılan enerji miktarına ($\dot{Q}_{degazör}$) eşit olmaktadır.

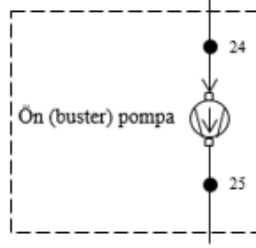
Bunun yanısıra; denklem 4.17 ile degazör tankındaki tersinmezlik ($\dot{I}_{degazör}$), denklem 4.28 ile degazör tankının ekserji verimi ($\psi_{degazör}$) ve denklem 4.22 ile de degazör tankında oluşan verim kayıp oranı ($\delta_{degazör}$) hesaplanmıştır. Bu alt bölümde hesaplanan değerler Çizelge 5.13'te verilmektedir.

Çizelge 5.13 : Degazör tankı kontrol hacmi için hesaplanan değerler.

Parametre	Hesaplanan Değer
$\dot{Q}_{degazör}$	137135,17 kW
$\dot{I}_{degazör}$	1544,58 kW
$\psi_{degazör}$	98,07 %
$\delta_{degazör}$	0,10 %

5.3.9 Ön (buster) pompa

Şekil 5.11’de ön (buster) pompa için seçilen kontrol hacmi görülmektedir.



Şekil 5.11 : Ön (buster) pompa kontrol hacmi.

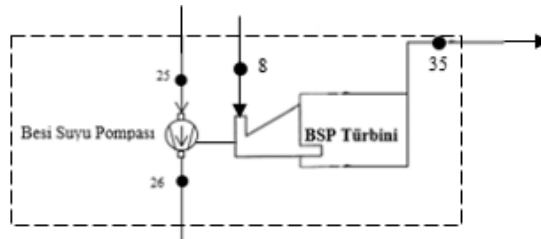
Şekil 5.11’deki kontrol hacmine Bölüm 4’te verilen denklem 4.2 uygulanarak buster pompasının gücü ($\dot{W}_{buster\ pompa}$) hesaplanmıştır. Denklem 4.17 ile buster pompasındaki tersinmezlik ($\dot{I}_{buster\ pompa}$), denklem 4.8 ile buster pompasının tersinir gücü ($\dot{W}_{tersinir-buster\ pompa}$), denklem 4.26 ile buster pompasının izantropik verimi ($\eta_{buster\ pompa}$), denklem 4.27 ile buster pompasının ekserji verimi ($\psi_{buster\ pompa}$) ve denklem 4.22 ile de buster pompasında oluşan verim kayıp oranı ($\delta_{buster\ pompa}$) hesaplanmıştır. Bu alt bölümde hesaplanan değerler Çizelge 5.14’te verilmektedir.

Çizelge 5.14 : Buster pompası kontrol hacmi için hesaplanan değerler.

Parametre	Hesaplanan Değer
$\dot{W}_{buster\ pompa}$	-3335,68 kW
$\dot{I}_{buster\ pompa}$	1823,18 kW
$\dot{W}_{tersinir-buster\ pompa}$	-1512,50 kW
$\eta_{buster\ pompa}$	45,34 %
$\psi_{buster\ pompa}$	97,77 %
$\delta_{buster\ pompa}$	0,118 %

5.3.10 Besi suyu pompası ve besli suyu pompası türbini

Şekil 5.12’de besli suyu pompası ve besli suyu pompası türbini için seçilen kontrol hacmi görülmektedir.



Şekil 5.12 : Besli suyu pompası ve besli suyu pompası türbini kontrol hacmi.

Şekil 5.12'deki kontrol hacminde besi suyu pompası için Bölüm 4'te verilen denklem 4.2 uygulanarak besi suyu pompasının gücü (\dot{W}_{BSP}) hesaplanmıştır. Denklem 4.17 ile besi suyu pompasındaki tersinmezlik (\dot{I}_{BSP}), denklem 4.8 ile besi suyu pompasının tersinir gücü ($\dot{W}_{tersinir-BSP}$), denklem 4.26 ile besi suyu pompasının izantropik verimi (η_{BSP}), denklem 4.27 ile besi suyu pompasının ekserji verimi (ψ_{BSP}) ve denklem 4.22 ile de besi suyu pompasında oluşan verim kayıp oranı (δ_{BSP}) hesaplanmıştır.

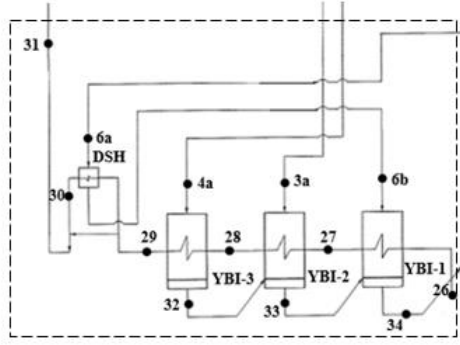
Ayrıca, besi suyu pompası türbini için de Bölüm 4'te verilen denklem 4.2 uygulanarak BSP türbininden elde edilen iş miktarı ($\dot{W}_{BSP-türbin}$) hesaplanmıştır. Denklem 4.24 ile BSP türbininin izantropik verimi ($\eta_{BSP-türbin}$), denklem 4.17 ile BSP türbinindeki tersinmezlik ($\dot{I}_{BSP-türbin}$), denklem 4.25 ile BSP türbininin ekserji verimi ($\psi_{BSP-türbin}$) ve denklem 4.22 ile de BSP türbininde oluşan verim kayıp oranı ($\delta_{BSP-türbin}$) hesaplanmıştır. Bu alt bölümde hesaplanan değerler Çizelge 5.15'de verilmektedir.

Çizelge 5.15 : Besi suyu pompası ve besi suyu pompası türbini kontrol hacmi için hesaplanan değerler.

Parametre	Hesaplanan Değer
\dot{W}_{BSP}	-19744,59 kW
\dot{I}_{BSP}	2098,31 kW
$\dot{W}_{tersinir-BSP}$	-17646,27 kW
η_{BSP}	89,37 %
ψ_{BSP}	97,90 %
δ_{BSP}	0,136 %
$\dot{W}_{BSP-türbin}$	20576,21 kW
$\eta_{BSP-türbin}$	83,10 %
$\dot{I}_{BSP-türbin}$	4183,82 kW
$\psi_{BSP-türbin}$	86,27 %
$\delta_{BSP-türbin}$	0,272 %

5.3.11 Yüksek basınç ısıtıcıları

Şekil 5.13'te yüksek basınç ısıtıcıları için seçilen kontrol hacmi görülmektedir. Kızgınlık ayarlayıcısının (DSH) da yüksek basınç ısıtıcıları kontrol hacmine dahil edilmesi benimsenmiştir. Böylelikle, kontrol hacmi için yapılan hesaplamalar kızgınlık ayarlayıcısını da kapsamaktadır.



Şekil 5.13 : Yüksek basınç ısıtıcıları kontrol hacmi.

Şekil 5.13'teki kontrol hacmine Bölüm 4'te verilen denklem 4.2 uygulandığında yüksek basınç ısıtıcıları kontrol hacmine giren ve çıkan enerji miktarlarının birbirine eşit olduğu görülmektedir. Şekil 5.13'teki 31 numaralı noktanın enerji akış hızı ile 26 numaralı noktanın enerji akış hızı arasındaki fark, yüksek basınç ısıtıcılarında çevrim akışkanına aktarılan enerji miktarına eşit olmaktadır ki bu değer yüksek basınç ısıtıcılarının ısı yükü (\dot{Q}_{YBI}) olarak da tanımlanabilmektedir.

Bunun yanısıra; denklem 4.17 ile yüksek basınç ısıtıcılarındaki tersinmezlik (\dot{I}_{YBI}), denklem 4.28 ile yüksek basınç ısıtıcılarının ekserji verimi (ψ_{YBI}) ve denklem 4.22 ile de yüksek basınç ısıtıcılarında oluşan verim kayıp oranı (δ_{YBI}) hesaplanmıştır. Bu alt bölümde hesaplanan değerler Çizelge 5.16'da verilmektedir.

Çizelge 5.16 : Yüksek basınç ısıtıcıları kontrol hacmi için hesaplanan değerler.

Parametre	Hesaplanan Değer
\dot{Q}_{YBI}	275511,49 kW
\dot{I}_{YBI}	7698,04 kW
ψ_{YBI}	96,91 %
δ_{YBI}	0,500 %

5.3.12 Santral brüt enerji ve ekserji verimleri

Bölüm 4'te verilen denklem 4.19 ve denklem 4.20 kullanılarak santralin brüt enerji ve ekserji verimleri hesaplanmış olup Çizelge 5.17'de gösterilmektedir.

Çizelge 5.17 : Santralin brüt enerji ve ekserji verim değerleri.

Parametre	Hesaplanan Değer
$\eta_{santral-brüt}$	46,51 %
$\psi_{santral-brüt}$	42,89 %

Bölüm 4.4'te belirtildiği üzere; ikinci yasa analizinde bir alt sistemde gerçekleşen ekserji yıkımının yada tersinmezliğin çevrime sağlanan toplam ekserjiye oranının, o alt sistemde oluşan tersinmezliğin toplam santral ekserji verimi kaybı içerisindeki payını gösterdiği ifade edilebilir. Bu meyanda, Bölüm 5 içerisinde ayrı ayrı hesaplanan alt sistemlerde oluşan ekserji verim kaybı oranları Çizelge 5.18'de bir arada gösterilmektedir.

Çizelge 5.18 : Santralin termal çevrimine ait ekserji verim kaybı oranları.

Parametre	Hesaplanan Değer
δ_{kazan}	48,93 %
δ_{YBT}	0,55 %
δ_{OBT}	0,61 %
δ_{ABT}	1,24 %
$\delta_{\text{yoğuşturucu}}$	1,73 %
δ_{YSP}	0,02 %
δ_{ABI}	0,47 %
$\delta_{\text{degazör}}$	0,10 %
$\delta_{\text{buster pompa}}$	0,11 %
δ_{BSP}	0,13 %
$\delta_{\text{BSP-türbin}}$	0,27 %
δ_{YBI}	0,50 %
$\delta_{\text{Diğer}}$	2,45 %

Santralin termal çevriminde en fazla tersinmezlik veya ekserji yıkımının başta buhar kazanı olmak üzere buhar türbini ve yoğuşturucuda gerçekleştiği Çizelge 5.18'de görülmektedir.

Termal çevrimde bulunan boru, vana ve diğer tüm enstrümanlarda oluşan tersinmezlikler, ısı kayıpları ve hesaplama hata payı gibi faktörlerin tümü, diğer başlığı altında düşünülmüştür.

6. ZONGULDAK İLİNDEKİ KÖMÜR YAKITLI BİR ENERJİ SANTRALİNİN FİNANSAL DEĞERLENDİRMESİ

Bu bölümde, Bölüm 5'te enerji ve ekserji analizleri yapılan kritik üstü tipinde pulverize kömür yakıtlı 2x660 MWe gücündeki enerji santralının finansal değerlendirilmesinin yapılması hedeflenmiştir.

Tez çalışması kapsamında MS Excel formatında dinamik bir finansal model oluşturulup brüt verim, kapasite kullanım faktörü, yatırım maliyeti, kömür fiyatı ve elektrik satış fiyatı gibi farklı değişkenlerin değişimlerinin Net Bugünkü Değer - NBD (yada literatürdeki yaygın kullanımı ile Net Present Value - NPV), İç Verim Oranı - İVO (yada literatürdeki yaygın kullanımı ile Internal Rate of Return - IRR) ve Yatırım Geri Ödeme Süresi - GÖS (yada literatürdeki yaygın kullanımı ile Payback Period - PBP) gibi yatırımın finansal değerlendirilmesine ilişkin ölçütlere etkilerinin incelenmesi amaçlanmıştır.

Ayrıca; Ülkemizde yerli kaynak kullanımının desteklenmesi çerçevesinde, yerli kömür kullanılarak üretilen elektrik enerjisi için alım garantisi bulunmaktadır. Bu destek, sadece yerli kömür yakıtlı elektrik üretim santrallerini ve yerli kömür ile ithal kömür karışımı yakıtlı elektrik üretim santrallerini kapsamaktadır. İthal kömür yakıtlı elektrik üretim santralleri de yerli kömür kullanım oranları itibariyle bu destekten faydalanabilmektedir (Resmi Gazete, 2017).

Bu çerçevede, bu bölüm içerisinde farklı ithal kömür ve yerli kömür karışım oranları ile oluşan durumlar için de brüt verim, kapasite kullanım faktörü, yatırım maliyeti, kömür fiyatı ve elektrik satış fiyatı gibi farklı değişkenlerin değişimlerinin yukarıda anılan yatırımın finansal değerlendirilmesine ilişkin ölçütlere etkilerinin incelenmesi amaçlanmıştır.

Finansal model için temel teşkil eden yatırım maliyetleri, modelleme için ihtiyaç olunan teknik ve finansal parametreler, santrale ait giderler ve gelirler bölüm içerisinde açıklanmış ve tablolar ile verilmiştir.

6.1 Yatırım Maliyeti

Yatırım maliyeti, proje geliştirme safhasından santralin devreye girmesine kadar geçen süre içerisinde oluşan maliyetlerin toplamı olarak tanımlanmaktadır. Bu yüksek lisans tez çalışması kapsamında incelenen kömür yakıtlı enerji santralının yatırım maliyet kırılımı Çizelge 6.1’de verilmektedir.

Çizelge 6.1 : Santralin yatırım maliyet kırılımı (Zorlu, 2017).

Maliyet Bileşeni	Değer
Ana ekipman ve sistemler	1017,80 m USD
Diğer ekipman ve sistemler	272,50 m USD
İnşaat, mekanik ve elektrik işleri	444,50 m USD
Devreye alma işleri	64,50 m USD
Proje geliştirme ve diğer işler	179,92 m USD
Toplam	~ 1,98 bn USD

Çizelge 6.1’de verilen Ana ekipman ve sistemler alt başlığı buhar kazanı üniteleri, buhar türbini üniteleri, soğutma kuleleri, elektrostatik kül tutucular, kükürt tutucu sistemler, fanlar, kömür hazırlama sistemleri, kül atma sistemleri, baca, kondanseler, su arıtma sistemi, şalt sahası ve kontrol sistemi ekipmanları ile bu sistem ve ekipmanların proje sahasına nakliye maliyetlerini içermektedir. Diğer ekipman ve sistemler alt başlığı yardımcı kazan ünitesi, kimyasal dozajlama sistemleri, pnömatik sistemler, atık su arıtma sistemi, ısı değiştiriciler, pompalar, vana ve filtreler, tanklar ile bu sistem ve ekipmanların proje sahasına nakliye maliyetlerini kapsamaktadır. İnşaat, mekanik ve elektrik işleri alt başlığı proje sahasındaki tüm kazı, dolgu, ekipman ve sistem kurulum ve montajları, kablolama işlemleri, bina ve yapıların inşası için gerekli harcamaları içermektedir. Devreye alma işleri alt başlığı santralin devreye alınma safhasındaki testler ve danışmanlık hizmetlerinden oluşmaktadır. Diğer işler alt başlığı ise proje geliştirme, arazi satınalmaları, izinler için gerekli masraflar, proje yönetim giderleri, mühendislik ve danışmanlık hizmetleri ve diğer proje geliştirme masraflarından oluşmaktadır.

Çizelge 6.1’de toplam olarak verilen santral yatırım maliyeti katma değer vergisini içermemektedir. Katma değer vergisi kanunu uyarınca yatırım teşvikleri kapsamında

yatırım projesinde kullanılan makine ve teçhizata KDV muafiyeti uygulanmaktadır. Bu bağlamda, santral yatırım maliyetinin % 60'ının KDV muafiyetinden faydalanabileceği öngörülmekte olup hazırlanan finansal modelde geri kalan % 40'luk kısma KDV uygulanmıştır.

Santralin işletme dönemi içerisinde oluşabilecek iyileştirme ve ilave yeni yatırım maliyetleri Çizelge 6.1'de verilen toplam santral yatırım maliyeti içerisinde düşünülmemiştir. Bu bağlamda, bu çalışmada santralin işletme dönemi içerisinde oluşabilecek ilave yatırım maliyetlerinin finansal hesaplamalara dahil edilmemesi benimsenmiştir.

6.2 Finansal Model için Teknik ve Finansal Veriler

Bu alt bölümde finansal modelin temelini teşkil eden teknik ve finansal veri ve kabullere yer verilmesi benimsenmiştir. Bu bağlamda, Çizelge 6.2'de teknik veri ve kabuller gösterilmektedir.

Çizelge 6.2 : Finansal modelleme için teknik veri ve kabuller.

Parametre	Değer
Proje başlangıç tarihi	2020
Yapım dönemi	4 yıl
Ticari işletme tarihi	2024
Santral ekonomik ömrü	30 yıl
Santral brüt kurulu gücü	1320 MWe
Santral brüt verimi	46,51 %
Santral iç tüketim oranı	5,7 %
Santral kapasite kullanım faktörü	86 %
Yıllık Degradasyon Oranı	0,30 %
Kömür alt ısı değeri	23849 kJ/kg

Çizelge 6.2'de listelenen veriler MS Excel formatındaki finansal modelin girdileri durumundadır. Santral inşaatının 2020 yılında başlayıp 4 yıl süreceği ve santralin 2024 yılının başında devreye gireceği başka bir deyişle elektrik enerjisi üretmeye başlayacağı öngörülmüştür. Santral ekonomik ömrü 30 yıl olarak alınmıştır. Santral 660 MWe gücünde iki üniteden oluşmakta ve Bölüm 5'te hesaplandığı üzere herbir ünitenin brüt verimi % 46,51'dir. Santralda üretilen elektrik enerjisinin % 5,7'sinin iç ihtiyaç olarak kullanılacağı öngörülmüştür. Santral kapasite kullanım faktörü % 86 alınmıştır. Ayrıca, santralda yıllık ortalama % 0,30 oranında degradasyon olacağı

varsayılmıştır. Başka bir deyişle, yıllık elektrik enerjisi üretiminin her yıl bir önceki yıla göre % 0,30 oranında azalacağı kabulü yapılmıştır (Zorlu, 2017).

Çizelge 6.3'te finansal modelde girdi durumunda bulunan finansal veri ve kabuller verilmektedir.

Çizelge 6.3 : Finansal modelleme için finansal veri ve kabuller.

Parametre	Değer
USD/TRY paritesi	3,9
Borç oranı	70 %
Özsermaye oranı	30 %
Kredi Faiz Oranı	4,2 %
Borçlanma yılı	2020
Toplam kredi vadesi	24 yıl
Geri ödemesiz süre	4 yıl
Özsermaye maliyeti	10 %
Kurumlar vergisi oranı	20 %
KDV oranı	18 %
Borçlanma şekli	Eşit taksit

Bu yüksek lisans tez çalışması kapsamında hazırlanan finansal model USD bazında oluşturulmuş ve USD/TRY paritesi 3,9 olarak alınmıştır. Yatırımın finansmanı noktasında %30 özsermaye ve %70 banka kredisi kullanımı tasarlanmıştır. Borçlanma, santral inşaatının başladığı 2020 yılında başlayacaktır. Kredi faiz oranı % 4,2 olarak alınmıştır. Santral inşaatının devam ettiği 4 yıl süresince kredi geri ödemesinin olmayacağı düşünülmüştür. Kredinin toplam vadesi 24 yıl olup kredi geri ödemelerinin santralin devreye girmesi ile başlayacağı planlanmıştır. Diğer bir deyişle, santral devreye girdikten sonra kredi geri ödemesi 20 yıl devam edecektir. Bu çalışma kapsamında yapılan hesaplamalara kredi masrafları, tahakkuk giderleri ve enflasyon etkisinin dahil edilmemesi benimsenmiştir. Toplam yatırım maliyetinin yıllar bazında kullanım oranları Çizelge 6.4'te verilmektedir.

Çizelge 6.4 : Toplam yatırım maliyetinin yıllar bazında kullanım oranları.

Yıllar (Santral İnşaat Dönemi)	Toplam Yatırım Maliyeti Kullanım Oranı
2020	25 %
2021	35 %
2022	30 %
2023	10 %

Çizelge 6.4'te de belirtildiği üzere toplam yatırım maliyetinin %25'inin 2020 yılında, %35'inin 2021 yılında, %30'unun 2022 yılında ve %10'unun da 2023 yılında oluşacağı planlanmıştır.

6.3 Santral Gelir Kalemleri

Santralda üretilen elektrik enerjisinin bir kısmı santralin iç ihtiyacını karşılayacak olup geri kalan kısmının satışı ile elde edilecek gelir, santral gelirlerini oluşturacaktır. Santralin bir yıl içerisinde elektrik enerjisi satışından elde edeceği gelir santral kurulu gücü, kapasite kullanım faktörü, iç ihtiyaç oranı, degradasyon oranı ve elektrik satış fiyatının fonksiyonu olmaktadır. Santralin bir yıl içerisinde elektrik enerjisi satışından elde edeceği gelir miktarı denklem 6.1 ile gösterilmektedir.

$$G_e = KG \times S \times KKF \times (1 - İTO) \times (1 - DO) \times ESF \quad (6.1)$$

Burada;

G_e : Bir yıl içerisinde santralin elektrik satışından elde edeceği gelirini [USD/yıl]

KG : Santralin kurulu gücünü [MW]

S : Bir yıl içerisindeki saat sayısını (bu değer 8760 saattir) [saat]

KKF : Santralin kapasite kullanım faktörünü [%]

$İTO$: Santralin iç tüketim oranını [%]

DO : Degradasyon oranını [%] ve

ESF : O yıla ait elektrik satış birim fiyatını [USD/MWh] ifade etmektedir.

Bu tez çalışmasında santrale ait nakit akışlarının santralin ekonomik ömrü olan 30 yıl için hazırlanması benimsenmiştir. Çalışma kapsamında hazırlanan finansal modelde her yıla ait farklı yıllık ortalama elektrik satış birim fiyatlarının olduğu 30 yıllık bir elektrik satış fiyat projeksiyonu kullanılmıştır. Santralin devrede olacağı varsayılan 30 yıl için bahsedilen bu elektrik satış birim fiyat projeksiyonunun ortalaması 60,57 USD/MWh olmaktadır (Zorlu, 2017).

Bu alt bölümde santralin sadece ithal kömür kullandığı varsayılmıştır. Bu bağlamda, yukarıda verilen ortalama elektrik satış birim fiyatı, yerli kömür kullanılarak üretilen elektrik enerjisi için bulunan alım garantili fiyatı içermemektedir. Bölümün

devamında farklı ithal kömür ve yerli kömür karışım oranları ile oluşan durumlar için de finansal değerlendirmelerin yapılması amaçlanmıştır.

6.4 Santral İşletme Maliyetleri

Santral devreye girdikten sonra oluşacak maliyetler alt başlıklar ile verilmiştir. Çalışma kapsamında hazırlanan finansal modelde santral gelirlerinde olduğu gibi santral işletme maliyetleri de yıllık bazda hesaplanmıştır.

6.4.1 Yakıt (kömür) maliyeti

Santrala ait işletme maliyetleri içerisinde en büyük gider kalemi yakıt yada kömür maliyeti olmaktadır. Santralin bir yıl içerisindeki kömür maliyeti denklem 6.2 ile hesaplanmaktadır.

$$M_{yakıt} = KG \times k_1 \times S \times KKF \times k_2 \div AID \div \eta_{santral-brüt} \div k_3 \times KF \quad (6.2)$$

Burada;

$M_{yakıt}$: Yıllık kömür maliyetini [USD/yıl]

k_1 : Kurulu güç için birim dönüşüm katsayısını (bu değer 1000'dir)

k_2 : Enerji birim dönüşüm katsayısını (bu değer 3600'dür.)

AID : Kömürün alt ısı değerini [kJ/kg]

$\eta_{santral-brüt}$: Santral brüt verimini [%]

k_3 : Ağırlık birim dönüşüm katsayısını (bu değer 1000'dir)

KF : O yıla ait kömür birim fiyatını [USD/ton] ifade etmektedir.

Çalışma kapsamında santral ömrü olan 30 yıl için hazırlanan finansal modelde her yıla ait farklı yıllık ortalama kömür birim fiyatları söz konusu olacaktır. Burada, 30 yıllık bir kömür birim fiyat projeksiyonu kullanılmıştır. Santralin devrede olacağı varsayılan 30 yıl için bahsedilen bu kömür birim fiyat projeksiyonunun ortalaması 84,08 USD/ton olmaktadır (Zorlu, 2017).

6.4.2 Personel maliyeti ve genel yönetim giderleri

Santral 24 saat boyunca çalışacağı için 8'er saatlik çalışma süreleri ile toplamda üç vardiya olmaktadır. Santralda üst düzey yöneticiler, orta düzey yöneticiler, mühendisler, idari işler ekibi, işletme ve bakım ekipleri, kömür ve kül nakliye ekipleri, doktor, hemşire, güvenlik ve temizlik gibi işlerden sorumlu beyaz ve mavi yaka personellerin bulunacağı öngörülmüştür. Bu öngörü ile santralda çalışacak toplam personel sayısının 315 olacağı düşünülmüştür.

Ayrıca; büro hizmetleri, kamu ilişkileri, hukuk işleri, servis hizmetleri ve benzeri işler için de santralda maliyetlerin oluşacağı düşünülmüştür. Anılan bu maliyetler genel yönetim giderleri olarak isimlendirilmektedir.

Santralda farklı görev ve pozisyonlar için farklı personel maliyetleri oluşmaktadır. Bu bağlamda, genel yönetim giderleri ve personel maliyeti yıllık 16.065.000 USD olarak hesaplanmıştır (Zorlu, 2017).

6.4.3 Sigorta maliyeti

Kaza, yangın ve doğal afetler gibi sebepler ile santralin ve santralda bulunan makina ve teçhizatın zarar görme riski bulunmaktadır. Anılan bu risklere karşı santral için sigorta yaptırılarak maddi önlem alınmaktadır.

Çizelge 6.1 ile verilen santralin yatırım maliyet kırılımı listesindeki “ana ekipman ve sistemler”, “diğer ekipman ve sistemler”, “inşaat, mekanik, elektrik ve devreye alma işleri” maliyetlerinin toplamı projeye ait Mühendislik, Tedarik ve İnşaat İşleri (MTİ) maliyetini oluşturmaktadır. Bu kavramın yabancı dildeki yaygın kullanımı Engineering, Procurement and Construction Cost yani başka bir deyişle EPC maliyeti şeklinde olmaktadır. Bu yüksek lisans tez çalışmasında EPC maliyeti yerine MTİ maliyeti ifadesinin kullanılması benimsenmiştir.

Santrala ait yıllık sigorta giderinin yada maliyetinin, MTİ maliyetinin %1'i (α_1) seviyesinde olacağı öngörülmüştür. Santralin bir yıl içerisindeki sigorta maliyeti denklem 6.3 ile hesaplanmaktadır.

$$M_{sigorta} = M_{MTİ} \times \alpha_1 \quad (6.3)$$

Burada;

$M_{sigorta}$: Yıllık sigorta giderini [USD/yıl]

$M_{MTİ}$: Projeye ait Mühendislik, Tedarik ve İnşaat işleri toplam maliyetini [USD]

α_1 : Yüzdeler oranı (bu değer %1 olarak öngörülmüştür)

ifade etmektedir.

6.4.4 Sabit bakım maliyeti

Sabit bakım maliyeti, santralin sürekli çalışması sebebi ile ekipmanlarda oluşacak yıpranmaya bağlı olarak bu ekipmanların değiştirilmesi, yenilenmesi ve bu işler için alınan dış hizmetlerin maliyetlerinin toplamı olmaktadır. Santrale ait yıllık sabit bakım maliyetinin, MTİ maliyetinin %1'i (α_2) mertebesinde olacağı öngörülmüştür. Santralin bir yıl içerisindeki sabit bakım maliyeti denklem 6.4 ile hesaplanmaktadır.

$$M_{sabit-bakım} = M_{MTİ} \times \alpha_2 \quad (6.4)$$

Burada;

$M_{sabit-bakım}$: Yıllık sabit bakım maliyetini [USD/yıl]

α_2 : Yüzdeler oranı (bu değer %1 olarak öngörülmüştür)

ifade etmektedir.

6.4.5 Nakliye araçlarının maliyeti

Nakliye maliyeti santralde kullanılması planlanan nakliye araçlarının sigorta, bakım, izin ve yakıt masraflarını içermektedir.

Kömürün getirilmesi planlanan liman ile santral sahası arasındaki mesafenin yaklaşık olarak 14 km. olacağı düşünülmüştür. Bu sebeple kömürün limandan santral sahasına kamyonlar ile taşınacağı öngörülmüştür. Santralde proses sonucu oluşan küllerin de kül depolama sahasına kamyonlar ile taşınması planlanmaktadır.

Santralde nakliye aracı olarak kömür ve kül nakliye kamyonları, ambulans, itfaiye aracı ve idari işler için gereksinim duyulacak araçların olacağı öngörülmüştür. Bu bağlamda, yıllık toplam nakliye maliyeti 1.336.000 USD olarak hesaplanmıştır (Zorlu, 2017).

6.4.6 Hammadde maliyetleri (kömür hariç)

Santralda yakıt olarak kullanılan kömürden sonra gelen başlıca hammaddeler kireçtaşı ve amonyaktır.

Baca gazı içerisindeki kükürdün tutulduğu kükürt tutma sisteminde kireçtaşı kullanılmaktadır. Santralda yıllık kireçtaşı tüketiminin yaklaşık olarak 68.530 ton olacağı öngörülmektedir. Bu çalışmada kireçtaşı birim fiyatı 15 USD/ton olarak alınmıştır (Zorlu, 2017).

Baca gazı içerisindeki azot gazlarını tutmak için ise susuz amonyak kullanılmaktadır. Santralda bu amaç için kullanılacak susuz amonyak tüketiminin yıllık yaklaşık olarak 4.110 ton olacağı öngörülmektedir. Bu çalışmada susuz amonyak birim fiyatı 480 USD/ton olarak alınmıştır (Zorlu, 2017).

Santralda su arıtma ve besi suyu sisteminde kullanılan diğer kimyasal hammaddelerin de yıllık toplam maliyeti yaklaşık olarak 36.000 USD olarak alınmıştır (Zorlu, 2017).

6.4.7 Değişken bakım maliyeti

Değişken bakım maliyeti; santralin çeşitli sebepler ile durması veya durdurulması, sonrasında tekrar çalıştırılması gibi santral ekipmanlarını normal bir çalışmadan daha fazla yoran durumlar sebebi ile ekipmanlarda oluşacak yıpranmaya bağlı olarak bu ekipmanların değiştirilmesi, yenilenmesi ve bu işler için alınan dış hizmetlerin maliyetlerinin toplamı olmaktadır. Santrale ait yıllık değişken bakım maliyetinin, MTİ maliyetinin %0,5'i (α_3) mertebesinde olacağı öngörülmüştür. Santralin bir yıl içerisindeki değişken bakım maliyeti denklem 6.5 ile hesaplanmaktadır.

$$M_{değişken-bakım} = M_{MTİ} \times \alpha_3 \quad (6.5)$$

Burada;

$M_{değişken-bakım}$: Yıllık değişken bakım maliyetini [USD/yıl]

α_3 : Yüzdeler oranı (bu değer %0,5 olarak öngörülmüştür)

ifade etmektedir.

6.4.8 İletim sistemi ve dengesizlik maliyetleri

TEİAŞ Yöntem Bildirimi çerçevesinde iletim sisteminin kullanılmasına ilişkin sistem kullanım ve sistem işletim bedelleri TEİAŞ'a ödenmektedir. TEİAŞ, Yöntem Bildirimi'ne ait Ek-2'de iletim sistemini 14 ayrı bölgeye ayırmış olup her bölgenin sistem kullanım ve sistem işletim bedellerini belirlemiştir. Santral, TEİAŞ'ın yayınladığı listeye göre 5. tarife bölgesinde yer almaktadır.

Bu bağlamda, santrala ait sistem kullanım ve işletim bedelleri için Zonguldak'ın yer aldığı 5. Bölge değerleri kullanılmıştır. TEİAŞ tarafından yayınlanan tarifeye göre 5. bölge için santral kurulu gücüne bağlı olan sistem kullanım bedeli birim fiyatı 27.970,58 (TL/MW-Yıl), sisteme verilen elektrik enerjisine bağlı olan sistem kullanım bedeli birim fiyatı 5,51 (TL/MWh) ve yine sisteme verilen elektrik enerjisine bağlı olan sistem işletim bedeli birim fiyatı ise 2,50 (TL/MWh)'dir.

Sistem kullanım ve işletim bedelleri de diğer maliyetler gibi yıllık bazda hesaplanmıştır. İlaveten, elektrik enerjisinin ticaretinden kaynaklanan dengesizlik maliyetleri de bu çalışma kapsamında hesaba katılmıştır. Yıllık dengesizlik maliyetinin, o yıla ait elektrik enerjisi satışından elde edilecek gelir miktarının %0,25'i mertebesinde olacağı öngörülmüştür (Zorlu, 2017).

Bir yıla ait toplam santral işletme maliyeti, yukarıda açıklanan maliyet kalemlerinin toplamına eşit olmaktadır.

6.5 Finansal Giderler

Yatırım maliyeti Çizelge 6.1'de verildiği üzere 1,98 bn USD değerindedir. Bu maliyete KDV ve santralin inşaat döneminde oluşan faiz giderleri dahil değildir. Yatırım maliyetinin yıllar bazında kullanım oranları Bölüm 6.2'de Çizelge 6.4 ile verilmiştir. Banka kredisinin kullanıldığı 4 yıl için de inşaat dönemi faizleri hesaplanmıştır. Katma değer vergisi (KDV) ve inşaat dönemi faiz giderlerinin de (İDFG) dahil olduğu toplam yatırım maliyeti Çizelge 6.5'te gösterilmektedir.

Çizelge 6.5 : Santral toplam yatırım maliyeti.

Maliyet Bileşeni	Değer
Yatırım maliyeti (Çizelge 6.1'den)	~ 1,98 bn USD
Katma değer vergisi (KDV)	~ 142,50 m USD
İnşaat dönemi faiz giderleri (İDFG)	~ 146,22 m USD
Toplam yatırım maliyeti	~ 2,27 bn USD

Bölüm 6.1’de belirtildiği üzere katma değer vergisi yatırım maliyetinin %40’lık kısmına uygulanmıştır. Toplam yatırım maliyetinin %30’unun özsermaye ve %70’inin ise banka kredisi ile finanse edileceği öngörülmüştür. Böylelikle; toplam yatırım maliyetinin yaklaşık olarak 1,59 bn USD’lık kısmının banka kredisi ile ve 0,68 bn USD’lık kısmının ise özsermaye ile finanse edileceği hesaplanmaktadır.

Bu çalışma kapsamında Çizelge 6.3’de belirtildiği üzere borçlanmanın eşit taksitler halinde olacağı varsayımı yapılmıştır. Bu durumda, yıllara sari ana para ve faiz ödemelerini gösteren kredi itfa tablosu Çizelge 6.6’daki gibi oluşmaktadır.

Çizelge 6.6 : Ana para ve faiz ödemelerini gösteren kredi itfa tablosu.

Yıllar	Yeni Kredi [m USD]	Dönem Başı Bakiye [m USD]	Ana para Ödemesi [m USD]	Faiz Gideri [m USD]	Dönem Sonu Bakiye [m USD]
2020	376,84	376,84	0,00	0,00	376,84
2021	538,82	915,66	0,00	0,00	915,66
2022	479,53	1.395,19	0,00	0,00	1.395,19
2023	192,37	1.587,56	0,00	0,00	1.587,56
2024	0,00	1.587,56	-52,22	-66,68	1.535,35
2025	0,00	1.535,35	-54,41	-64,48	1.480,94
2026	0,00	1.480,94	-56,69	-62,20	1.424,24
2027	0,00	1.424,24	-59,08	-59,82	1.365,17
2028	0,00	1.365,17	-61,56	-57,34	1.303,61
2029	0,00	1.303,61	-64,14	-54,75	1.239,47
2030	0,00	1.239,47	-66,84	-52,06	1.172,63
2031	0,00	1.172,63	-69,64	-49,25	1.102,99
2032	0,00	1.102,99	-72,57	-46,33	1.030,42
2033	0,00	1.030,42	-75,62	-43,28	954,80
2034	0,00	954,80	-78,79	-40,10	876,01
2035	0,00	876,01	-82,10	-36,79	793,91
2036	0,00	793,91	-85,55	-33,34	708,36
2037	0,00	708,36	-89,14	-29,75	619,22
2038	0,00	619,22	-92,89	-26,01	526,33
2039	0,00	526,33	-96,79	-22,11	429,55
2040	0,00	429,55	-100,85	-18,04	328,69
2041	0,00	328,69	-105,09	-13,81	223,60
2042	0,00	223,60	-109,50	-9,39	114,10
2043	0,00	114,10	-114,10	-4,79	0,00

Çizelge 6.6’dan da görülebileceği üzere 2020 - 2023 yılları arasında yani santralin inşaat döneminde kredi ana para ve faiz ödemeleri bulunmamaktadır. Bu süre, geri ödemesiz süre olarak da anılmaktadır. 2043 yılının sonunda dönem sonu bakiyenin

sıfırlandığı başka bir deyişle kredi ana para ve faiz ödemelerinin sona erdiği anlaşılmaktadır.

6.6 Santrala İlişkin Özsermaye Nakit Akışları

Bir işletmede belirli bir zaman dilimi içerisinde yatırım, işletme ve finansal faaliyetler ile oluşan parasal girdi ve çıktılar nakit akışı olarak tanımlanmaktadır. Bir başka deyişle bir işletmenin nakit akışı hesaplanırken yatırım, işletme ve finansman faaliyetlerini oluşturan kazançlar ve giderler toplanarak işletmenin o zaman dilimine ait nakit akışı hesaplanmaktadır (Göker, 2013).

Bu yüksek lisans tez çalışmasında santrala ait nakit akışların da santral gelirleri ve giderlerin de olduğu gibi yıllık bazda hesaplanması benimsenmiştir. Bu bağlamda, çalışma kapsamında santral ömrü olan 30 yıl için hazırlanan finansal modelde her yıla ait bir nakit akışı hesaplanmıştır. Çizelge 6.7’de nakit akışı oluşturan girdi ve çıktılarının yer aldığı örnek bir nakit akış tablosu gösterilmektedir.

Çizelge 6.7 : Örnek bir nakit akış tablosu.

Parametre
Takvim Yılı
Proje Yılı
İşletme Yılı
FAVÖK
KDV Geliri
Kurumlar Vergisi
Yatırım Maliyetleri
Finansal Girdi ve Çıktılar
Nakit Akışları
Kümülatif Nakit Akışları
İndirgenmiş Nakit Akışları
Kümülatif İndirgenmiş Nakit Akışları

Burada, FAVÖK Faiz, Amortisman ve Vergi Öncesi Kârın kısaltması olarak kullanılmaktadır. Yabancı dildeki yaygın kullanımı ise EBITDA (Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization) şeklindedir. Santralin bir yılına ait FAVÖK denklem 6.6 ile hesaplanmaktadır.

$$FAVÖK = G_e - M_{Toplam\ santral\ işletme} \quad (6.6)$$

Burada;

FAVÖK : Faiz, Amortisman ve Vergi Öncesi Kârı [USD/yıl]

G_e : Bir yıl içerisinde santralin elektrik satışından elde edeceği geliri [USD/yıl]

$M_{Toplam\ santral\ işletme}$: Bir yıla ait toplam santral işletme maliyetini [USD/yıl] temsil etmekte olup Bölüm 6.4'te verilen tüm işletme maliyetlerinin toplamına eşit olmaktadır.

Santralin inşaat döneminde yapılan harcamalar için ödenen katma değer vergisi için santralin işletme döneminde mahsuplaşma yapılacağı öngörülmüştür. Bu bağlamda, Çizelge 6.5'te verilen KDV miktarı için mahsuplaşma bitene kadar yıllara sari KDV için nakit çıkışı olmayacağı varsayılmış olup bu durumun nakit akış tablosunda KDV geliri olarak gösterilmesi benimsenmiştir. Ayrıca, Kurumlar Vergisi Kanunu uyarınca santralin kurumlar vergisi ödemeleri de bu çalışma kapsamında hesaplanmıştır.

Çizelge 6.4'te verilen toplam yatırım maliyetinin yıllar bazında kullanım oranları göz önünde bulundurularak yatırım maliyetleri, inşaat dönemi süresi için nakit akış tablosuna ilave edilmiştir. Santralin işletme döneminde herhangi yeni bir yatırım olmadığı ve dolayısıyla işletme döneminde herhangi bir yatırım maliyeti oluşmadığı düşünülmüştür.

Finansal girdi ve çıktılar kısmında; inşaat döneminde o yıla ait bankadan alınan kredi ve o yıla ait oluşan inşaat dönemi faiz gideri, inşaat dönemi sonrasında yani santralin işletme döneminde ise kredi ana para ve faiz ödemeleri hesaplamalara katılmıştır.

Bir yıla ait nakit akışının, nakit akış tablosunda verilen o yıla ait gelir ve giderlerin toplamı olacağı düşünülmüştür. Nakit akış tablosunda önceki yıllara ait nakit akışlarının toplanması ile oluşan kümülatif nakit akışları da gösterilmektedir.

Gelecekte elde edilecek nakit akışları belirli bir iskonto oranı ile indirgenerek o nakit akışlarının bugünkü değerleri hesaplanabilmektedir. Genel olarak, n yıl sonra elde edilecek paranın bugünkü değeri denklem 6.7 ile hesaplanmaktadır (Göker, 2013).

$$BD = GD/(1 + r)^n \quad (6.7)$$

Burada;

BD : Paranın bugünkü değerini

GD : Gelecekte elde edilecek para miktarını ve

r : Paranın indirgeneceği iskonto oranını [%] ifade etmektedir.

Yıllara sari nakit akışlarının belirli bir iskonto oranı ile bugüne indirgenmesiyle oluşan nakit akışları, indirgenmiş nakit akışları olarak nitelenmektedir. Bu çalışma kapsamında santral yatırım maliyetinin bir kısmı özsermaye ile karşılanacağı için iskonto oranı olarak Çizelge 6.3'te verilen sermaye maliyetinin kullanılması benimsenmiştir. Nakit akış tablosunda önceki yıllara ait indirgenmiş nakit akışlarının toplanması ile oluşan kümülatif indirgenmiş nakit akışları da gösterilmektedir.

Bölüm 5 ve Bölüm 6'da verilen teknik ve finansal bilgiler kullanılarak oluşturulan santrale ait özsermaye nakit akışları tablosu Çizelge 6.8'de gösterilmektedir.

Çizelge 6.8 : Santrale ait özsermaye nakit akışları tablosu.

Parametre	2020	2021	2022	2023
Takvim Yılı	2020	2021	2022	2023
Proje Yılı	1	2	3	4
İşletme Yılı	-	-	-	-
FAVÖK [m USD]	0,0	0,0	0,0	0,0
KDV Geliri [m USD]	0,0	0,0	0,0	0,0
Kurumlar Vergisi [m USD]	0,0	0,0	0,0	0,0
Yatırım Maliyetleri [m USD]	-530,4	-742,6	-636,5	-212,2
Finansal Girdi ve Çıktılar [m USD]	368,9	511,7	431,0	129,7
Nakit Akışları [m USD]	-161,5	-230,9	-205,5	-82,4
Kümülatif Nakit Akışları [m USD]	-161,5	-392,4	-597,9	-680,4
İndirgenmiş Nakit Akışları [m USD]	-134,0	-182,0	-147,2	-53,7
Kümülatif İndirgenmiş Nakit Akışları [m USD]	-140,0	-321,9	-469,2	-522,9

Çizelge 6.8 (devam) : Santrale ait özsermaye nakit akışları tablosu.

2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
146,4	140,1	152,2	162,6	173,1	163,9	192,8	198,4	184,6	183,8
26,3	25,4	27,4	29,3	31,1	3,0	0,0	0,0	0,0	0,0
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-2,7	-6,4	-6,9
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
-118,9	-118,9	-118,9	-118,9	-118,9	-118,9	-118,9	-118,9	-118,9	-118,9
53,8	47,4	60,8	72,9	85,4	48,0	73,9	76,8	59,3	58,1
-626,6	-579,1	-518,4	-445,4	-360,1	-312,0	-238,1	-161,3	-102,0	-43,9
31,9	25,5	29,7	32,4	34,5	17,6	24,7	23,3	16,4	14,6
-491,0	-465,5	-435,7	-403,3	-368,8	-351,1	-326,4	-303,1	-286,7	-272,1

Çizelge 6.8 (devam) : Santrala ait özsermaye nakit akışları tablosu.

2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
169,1	166,1	128,8	94,5	107,1	124,1	138,1	155,3	153,6	171,6
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
-4,5	-4,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-1,0	-12,1
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
-118,9	-118,9	-118,9	-118,9	-118,9	-118,9	-118,9	-118,9	-118,9	-118,9
45,7	42,6	9,9	-24,4	-11,8	5,2	19,2	36,4	33,7	40,6
1,7	44,3	54,2	29,8	18,0	23,2	42,4	78,9	112,6	153,1
10,4	8,8	1,9	-4,2	-1,8	0,7	2,5	4,3	3,6	3,9
-261,7	-252,9	-251,0	-255,2	-257,0	-256,3	-253,8	-249,5	-246,0	-242,0

Çizelge 6.8 (devam) : Santrala ait özsermaye nakit akışları tablosu.

2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
184,5	208,1	218,5	221,1	228,1	229,6	234,7	239,8	245,00	250,2
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
-36,9	-41,6	-43,7	-44,2	-45,6	-45,9	-46,9	-48,0	-49,0	-50,0
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
147,6	166,5	174,8	176,8	182,5	183,6	187,7	191,8	196,0	200,2
300,7	467,2	642,0	818,9	1.001	1.185	1.373	1.565	1.761	1.961
13,0	13,3	12,7	11,7	11,0	10,0	9,3	8,7	8,1	7,5
-229,0	-215,7	-203,0	-191,3	-180,3	-170,3	-161,0	-152,3	-144,3	-136,8

6.7 Santralin Finansal Değerlendirilmesine İlişkin Ölçütler ve Sonuçları

Bu yüksek lisans tez çalışmasında projelerin finansal değerlendirilmesinde yaygın olarak kullanılan Net Bugünkü Değer, İç Verim Oranı ve Geri Ödeme Süresi hesaplamalarının yapılması hedeflenmiştir. Belirtilen bu temel finansal değerlendirme parametreleri nakit akışları tablosu kullanılarak hesaplanabilmektedir.

Bir yatırıma yada projeye ilişkin Net Bugünkü Değer, indirgenmiş nakit akışlarının toplamı olarak tanımlanmaktadır (Göker, 2013). Net Bugünkü Değer sıfırın üstünde ise yatırımın kar ettiği, sıfırın altında ise yatırımın zarar ettiği kabulü

yapılabilmektedir. Net Bugünkü değer sıfır ise yatırımın başa baş noktasında olduğu söylenebilir.

Bir yatırıma ilişkin İç Verim Oranı, nakit akışlarının net bugünkü değerini sıfır yapan iskonto oranı olarak tanımlanmaktadır (Göker, 2013). Bir başka deyişle İç Verim Oranı, yatırım maliyetlerini de içeren indirgenmiş nakit akışlarının toplamını sıfır yapan iskonto oranı olmaktadır. İç Verim Oranı özsermaye maliyetinden büyük ise yatırımın kârlı olduğu, küçük ise yatırımın kârlı olmadığı kabulü yapılabilmektedir.

Bir yatırıma ilişkin Geri Ödeme Süresi, yatırımın devreye girdikten sonra diğer bir deyişle yatırım gelir üretmeye başladıktan sonra oluşan nakit akışların net bugünkü değerinin yatırım maliyetlerinin net bugünkü değerine eşit olmasına kadar geçen süre olarak tanımlanmaktadır (Göker, 2013). Başka bir deyişle Geri Ödeme Süresi, yatırım maliyetlerini içeren kümülatif indirgenmiş nakit akışlarının sıfır olduğu zamana kadar geçen süre olarak da tanımlanabilir.

Bu yüksek lisans tez çalışmasında Bölüm 6.2’de de belirtildiği üzere yatırım maliyetinin bir kısmının özsermaye ile karşılanacağı varsayılmıştır. Bu nedenle; bu çalışma kapsamında hesaplanan “Net Bugünkü Değer”lerin “Özsermaye Net Bugünkü Değer”ler, “İç Verim Oran”larının “Özsermaye İç Verim Oran”ları ve “Geri Ödeme Süre”lerinin “Özsermaye Geri Ödeme Süre”leri olarak anılması benimsenmiştir.

Çizelge 6.8 ile verilen santrala ait özsermaye nakit akışları tablosu kullanılarak hesaplanan santrala ilişkin Özsermaye NBD, Özsermaye İVO ve Özsermaye GÖS değerleri Çizelge 6.9’da gösterilmektedir.

Çizelge 6.9 : Santrala ilişkin finansal değerlendirme sonuçları.

Parametre	Değer
Özsermaye NBD	-136,8 m USD
Özsermaye İVO	7,62 %
Özsermaye GÖS	-

Çizelge 6.9 ile verilen sonuçlara göre Özsermaye NBD sıfırın altında ve Özsermaye İVO da özsermaye maliyetinden küçüktür. Bu sonuçlar yatırımın zarar ettiğinin göstergeleridir. Diğer yandan santralin ekonomik ömrü süresince yatırım kendisini geri ödeyememiştir. Bu sebeple, Özsermaye GÖS (-) işareti ile gösterilmiştir. Bu sonuçlar, Bölüm 5 ve Bölüm 6’da teknik ve finansal bilgileri verilen santralin sadece ithal kömür kullandığı durumda oluşan değerlerdir.

6.8 Sadece İthal Kömür Kullanımı Durumunda Santrala İlişkin Duyarlılık Analizleri

Bu alt bölümde santralin finansal değerlendirilmesine ilişkin sonuç parametrelerini etkileyen bir değişkenin değişiminin diğer tüm parametreler sabit tutularak sonuç parametrelerine etkisinin incelenmesi amaçlanmıştır. Bu etki analizi, duyarlılık analizi olarak da isimlendirilmektedir. Duyarlılık analizi, bir yatırım projesindeki temel değişkenlerin Net Bugünkü Değer (NBD), İç Verim Oranı (İVO) ve Geri Ödeme Süresi (GÖS) gibi projelerin finansal değerlendirilmesinde sıklıkla kullanılan ölçütlere etkilerini göstermektedir. Bir başka deyişle duyarlılık analizi, temel değişkenlerdeki değişimlerin projenin finansal değerlendirme ölçütlerini ne kadar değiştirdiğini göstermektedir (Uçkun ve Girginer, 2006).

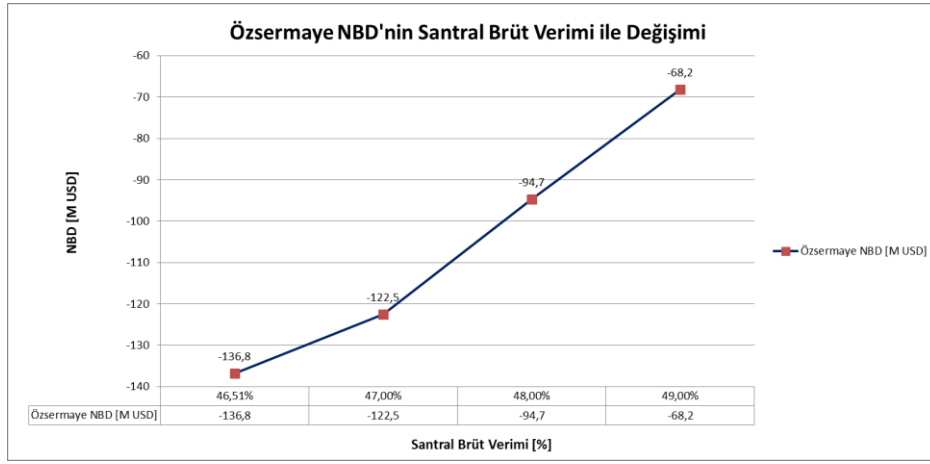
Duyarlılık analizinde herhangi bir değişken, diğer değişkenler sabit tutulmak kaydıyla beklenen değer belli oranda, altında veya üstünde olacak şekilde değiştirilmektedir. Sonrasında, bu değişkenin her farklı değeri için nakit akışları tablosu kullanılarak NBD, İVO ve GÖS gibi finansal değerlendirme ölçütlerinin yeni değerleri hesaplanmakta ve sonuçlar grafikler ile gösterilmektedir (Erbaş, 2010). Böylece, bir değişkenin değişik değerlerinin finansal değerlendirme ölçütlerini ne ölçüde etkilediği ve değiştirdiği görülebilmektedir. Yöntemin esas amacı, herhangi bir değişkendeki muhtemel değişimlerin projenin kârlılığı yada finansal değerlendirme ölçütleri üzerindeki etkilerini değerlendirmektir (Erbaş, 2010). Duyarlılık analizinde değişkenlerin değişik değerleri için kötümser ve iyimser tahminler yapılabilir (Doğru, 2011).

Bu açıklamalar ışığında, bu tez çalışması kapsamında yapılması hedeflenen duyarlılık analizleri, santrala ilişkin finansal değerlendirmenin bir parçası olarak düşünülmüştür. Duyarlılık analizlerinin santral brüt verimi, kapasite kullanım faktörü, yatırım maliyeti, kömür birim fiyatı ve elektrik satış birim fiyatı değişkenleri için yapılması hedeflenmiştir. Duyarlılık analizlerinde herhangi bir değişkenin Bölüm 5 ve Bölüm 6'da verilen değerinden her farklı olduğu durumda santrala ait farklı özsermaye nakit akışları tablosu oluşmaktadır. Her farklı durumda santrala ilişkin Özsermaye NBD, Özsermaye İVO ve Özsermaye GÖS değerleri durum özelinde oluşan özsermaye nakit akışları tablosu kullanılarak tekrar

hesaplanmaktadır. Bu hesaplamalar, bu tez çalışması kapsamında MS Excel programı kullanılarak hazırlanan finansal model ile yapılmaktadır.

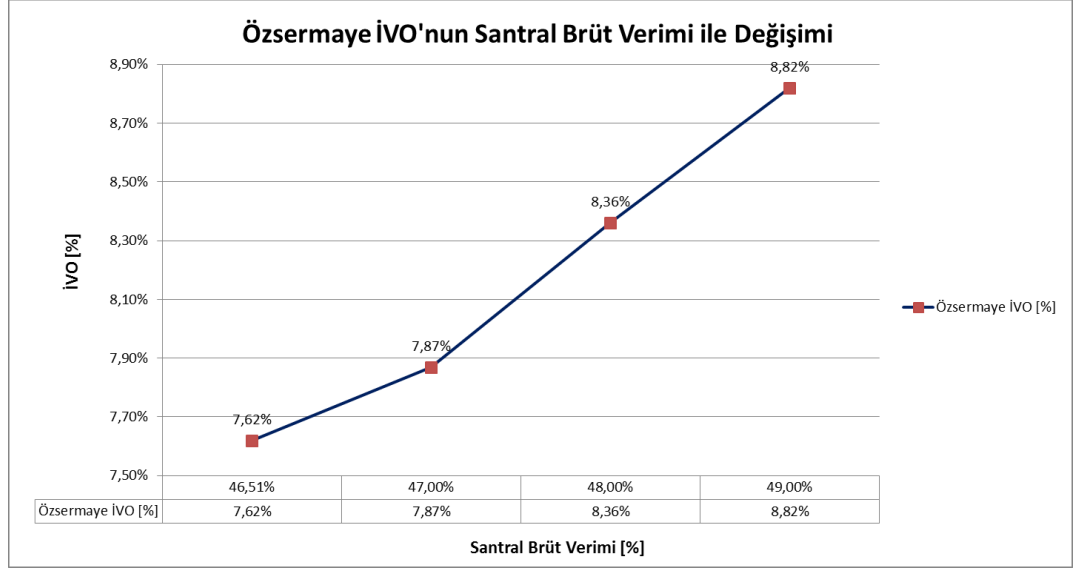
6.8.1 Santral brüt verimi için duyarlılık analizi

Yatırıma ilişkin Özsermaye NBD, Özsermaye İVO ve Özsermaye GÖS değişimleri santral brüt veriminin değişimine bağlı olarak incelenmiştir. Santral brüt verimi için duyarlılık analizi yapılırken santral brüt veriminin dışında tüm parametrelerin sabit kaldığı varsayımı yapılmış olup Bölüm 6.4.6 ile açıklanan hammadde maliyetlerindeki değişimler de ihmal edilmiştir. Özsermaye NBD'nin santral brüt verimine bağlı olarak değişimi Şekil 6.1'de gösterilmiştir.



Şekil 6.1 : Özsermaye NBD'nin santral brüt verimine bağlı olarak değişimi.

Santral brüt verimi arttıkça santrale ait Özsermaye NBD'nin arttığı Şekil 6.1'de görülmektedir. Santral brüt verimi arttıkça santralda birim zamanda aynı miktarda elektrik enerjisi üretebilmek için kullanılan kömür miktarı azalmaktadır. Böylelikle, santrale ilişkin yıllık yakıt (kömür) maliyeti de azalmaktadır. Yıllık yakıt maliyetinin azalması yıllık bazda hesaplanan özsermaye nakit akışlarını olumlu yönde etkilemekte ve Özsermaye NBD'yi de arttırmaktadır. Santral brüt verimi %46,51'den %49 mertebesine geldiğinde Özsermaye NBD -136,8 m USD'dan -68,2 m USD değerine yükselmektedir. Ancak, santral brüt verimi %49 mertebesine geldiğinde bile Özsermaye NBD sıfırın altında olmakta ve yatırım kâr edememektedir. Başka bir deyişle, sadece santral brüt veriminin artmasıyla yatırımın kârlı bir noktaya ulaşamadığı görülmektedir. Özsermaye İVO'nun santral brüt verimine bağlı olarak değişimi Şekil 6.2'de gösterilmiştir.



Şekil 6.2 : Özsermaye İVO'nun santral brüt verimine bağlı olarak değişimi.

Santral brüt verimi arttıkça santrale ait Özsermaye İVO'nun da arttığı Şekil 6.2'de görülmektedir. Santral brüt verimi %46,51'den %49 mertebesine geldiğinde Özsermaye İVO %7,62'den %8,82 değerine yükselmektedir. Ancak, santral brüt veriminin %49 olduğu durumda bile Özsermaye İVO, özsermaye maliyetinden küçük olmakta başka bir deyişle yatırım için harcanan özkaynaktan beklenen getiri oranının altında kalmaktadır. Sonuç olarak, santral brüt veriminin %49 olduğu durumda bile yatırım için harcanan özsermaye kendisini santralin ekonomik ömrü süresince geri ödeyememektedir. Finansal değerlendirme ölçütlerinin santral brüt veriminin değişik değerleri için hesaplanan değerleri Çizelge 6.10'da bir arada gösterilmektedir.

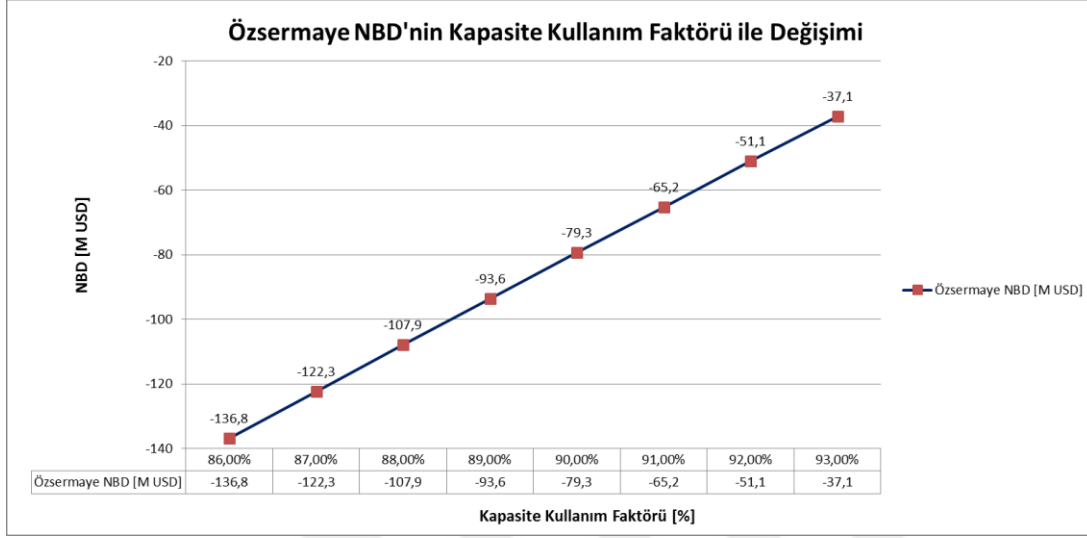
Çizelge 6.10 : Finansal değerlendirme ölçütlerinin santral brüt verimine bağlı olarak değişimi.

Değişken / Finansal Ölçütler	Değer			
Santral Brüt Verimi [%]	46,51%	47%	48%	49%
Özsermaye NBD [M USD]	-136,8	-122,5	-94,7	-68,2
Özsermaye İVO [%]	7,62%	7,87%	8,36%	8,82%
Özsermaye GÖS [yıl]	-	-	-	-

6.8.2 Kapasite kullanım faktörü için duyarlılık analizi

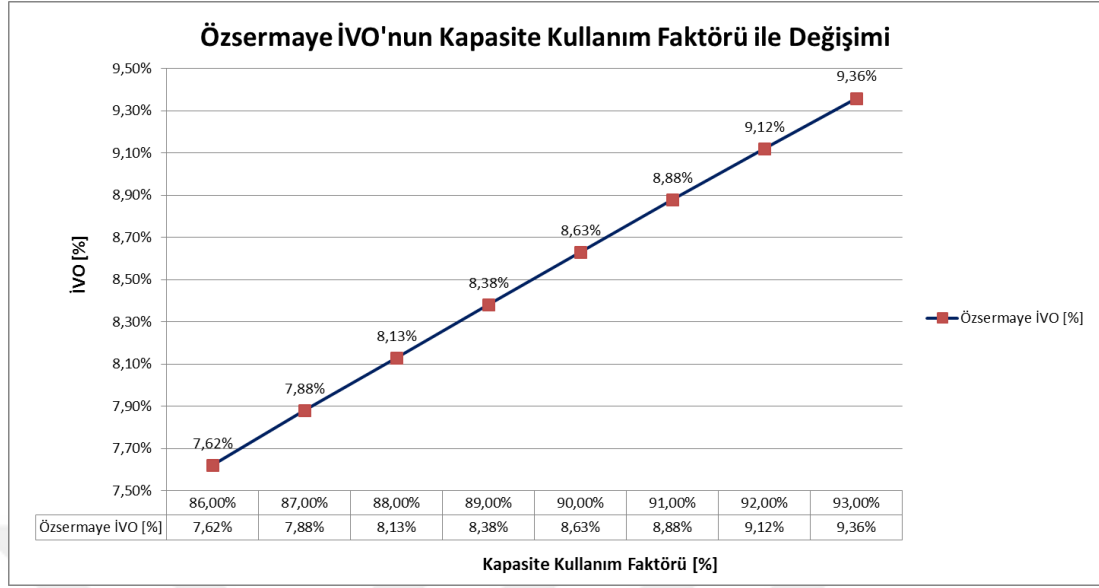
Yatırıma ilişkin Özsermaye NBD, Özsermaye İVO ve Özsermaye GÖS değişimleri kapasite kullanım faktörünün değişimine bağlı olarak incelenmiştir. Kapasite kullanım faktörü için duyarlılık analizi yapılırken kapasite kullanım faktörü dışında

tüm parametrelerin sabit kaldığı varsayımı yapılmış olup Bölüm 6.4.6 ile açıklanan hammadde maliyetlerindeki değişimler de ihmal edilmiştir. Özsermaye NBD'nin kapasite kullanım faktörüne bağlı olarak değişimi Şekil 6.3'te gösterilmiştir.



Şekil 6.3 : Özsermaye NBD'nin kapasite kullanım faktörüne bağlı olarak değişimi.

Kapasite kullanım faktörü arttıkça santrale ait Özsermaye NBD'nin arttığı Şekil 6.3'te görülmektedir. Kapasite kullanım faktörü arttıkça santralin bir yıl içerisinde çalışacağı süre artmaktadır. Bir yıl içerisinde daha fazla çalışan santralin yıllık elektrik enerjisi üretimi ve dolayısıyla elektrik enerjisi satışından elde edeceği yıllık gelir artmaktadır. Benzer bir şekilde, santralin artan çalışma süresi ile birlikte işletme maliyetleri de artmaktadır. Ancak, santralin gelirlerindeki artış giderlerindeki artıştan daha fazla olduğu için artan kapasite kullanım faktörü ile birlikte yıllık bazda hesaplanan özsermaye nakit akışları olumlu yönde etkilenmekte ve Özsermaye NBD artmaktadır. Kapasite kullanım faktörü %86'dan %93 mertebesine geldiğinde Özsermaye NBD -136,8 m USD'dan -37,1 m USD değerine yükselmektedir. Ancak, kapasite kullanım faktörü %93 mertebesine geldiğinde bile Özsermaye NBD sıfırın altında olmakta ve yatırım kâr edememektedir. Başka bir deyişle, sadece kapasite kullanım faktörünün artmasıyla yatırımın kârlı bir noktaya ulaşmadığı görülmektedir. Özsermaye İVO'nun kapasite kullanım faktörüne bağlı olarak değişimi Şekil 6.4'te gösterilmiştir.



Şekil 6.4 : Özsermaye İVO'nun kapasite kullanım faktörüne bağlı olarak değişimi.

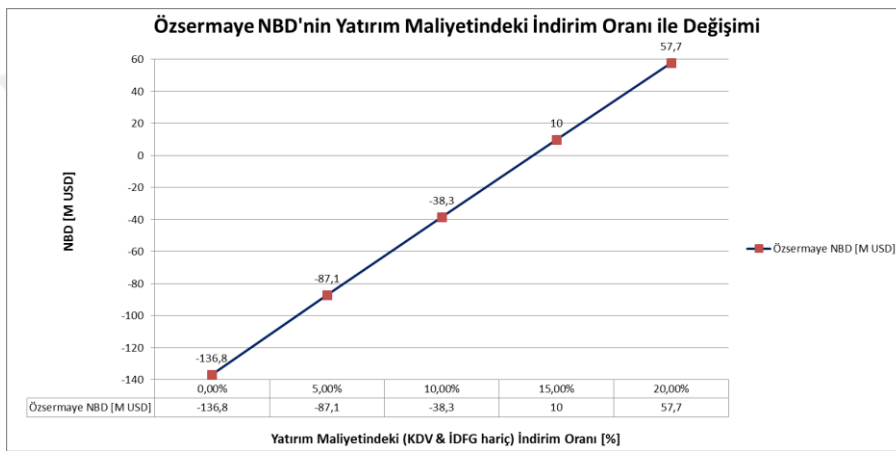
Kapasite kullanım faktörü arttıkça santrale ait Özsermaye İVO'nun da arttığı Şekil 6.4'te görülmektedir. Kapasite kullanım faktörü %86'dan %93 mertebesine geldiğinde Özsermaye İVO %7,62'den %9,36 değerine yükselmektedir. Ancak, kapasite kullanım faktörünün %93 olduğu durumda bile Özsermaye İVO, özsermaye maliyetinden küçük olmakta başka bir deyişle yatırım için harcanan özkaynaktan beklenen getiri oranının altında kalmaktadır. Sonuç olarak, kapasite kullanım faktörünün %93 olduğu durumda bile yatırım için harcanan özsermaye kendisini santralin ekonomik ömrü süresince geri ödeyememektedir. Finansal değerlendirme ölçütlerinin kapasite kullanım faktörünün değişik değerleri için hesaplanan değerleri Çizelge 6.11'de bir arada gösterilmektedir.

Çizelge 6.11 : Finansal değerlendirme ölçütlerinin kapasite kullanım faktörüne bağlı olarak değişimi.

Değişken / Finansal Ölçütler	Değer							
Kapasite Kullanım Faktörü [%]	86%	87%	88%	89%	90%	91%	92%	93%
Özsermaye NBD [M USD]	-136,8	-122,3	-107,9	-93,6	-79,3	-65,2	-51,1	-37,1
Özsermaye İVO [%]	7,62%	7,88%	8,13%	8,38%	8,63%	8,88%	9,12%	9,36%
Özsermaye GÖS [yıl]	-	-	-	-	-	-	-	-

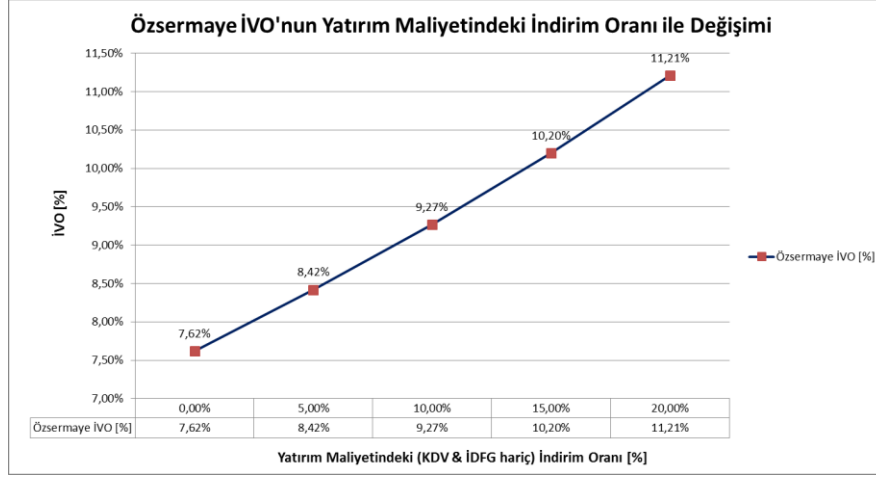
6.8.3 Yatırım maliyeti için duyarlılık analizi

Yatırıma ilişkin Özsermaye NBD, Özsermaye İVO ve Özsermaye GÖS değişimleri yatırım maliyetinin değişimine bağlı olarak incelenmiştir. Yatırım maliyeti için duyarlılık analizi yapılırken yatırım maliyeti dışında tüm parametrelerin sabit kaldığı varsayımı yapılmıştır. Bu alt bölümde, KDV ve İDFG hariç santral yatırım maliyetindeki yüzdelik indirim oranlarına bağlı olarak santralin finansal değerlendirilmesine ilişkin parametrelerin değişimlerinin incelenmesi hedeflenmiştir. Özsermaye NBD'nin yatırım maliyetindeki indirim oranına bağlı olarak değişimi Şekil 6.5'te gösterilmiştir.



Şekil 6.5 : Özsermaye NBD'nin yatırım maliyetindeki indirim oranına bağlı olarak değişimi.

Yatırım maliyetindeki indirim oranı arttıkça santrale ait Özsermaye NBD'nin arttığı Şekil 6.5'te görülmektedir. Yatırım maliyeti azaldıkça santral yatırımı için kullanılan özsermaye miktarı ve de banka kredisi azalmaktadır. Yatırım için kullanılan banka kredisinin azalması ile birlikte santrale ilişkin yıllık finansal giderler de azalmaktadır. Azalan yatırım maliyeti ile birlikte hem yatırım için kullanılan özsermaye miktarının hem de yıllık finansal giderlerin azalması yıllık bazda hesaplanan özsermaye nakit akışlarını olumlu yönde etkilemekte ve Özsermaye NBD'yi arttırmaktadır. Yatırım maliyetindeki indirim oranı yaklaşık olarak %15 mertebesine geldiğinde Özsermaye NBD sıfırın üzerine çıkmakta ve yatırım kârlı bir duruma gelmeye başlamaktadır. Yatırım maliyetindeki indirim oranı %20 olduğunda ise Özsermaye NBD 57,7 m USD değerine ulaşmaktadır. Özsermaye İVO'nun yatırım maliyetindeki indirim oranına bağlı olarak değişimi Şekil 6.6'te gösterilmiştir.



Şekil 6.6 : Özsermaye İVO'nun yatırım maliyetindeki indirim oranına bağlı olarak değişimi.

Yatırım maliyetindeki indirim oranı arttıkça santrale ait Özsermaye İVO'nun da arttığı Şekil 6.6'da görülmektedir. Yatırım maliyetindeki indirim oranı yaklaşık olarak %15 mertebesine geldiğinde Özsermaye İVO, özsermaye maliyetinin üzerine çıkmakta ve yatırım kârlı bir duruma gelmeye başlamaktadır. Yatırım maliyetindeki indirim oranı %20 mertebesine geldiğinde ise Özsermaye İVO %11,21 değerine yükselmektedir. Özsermaye GÖS'ün yatırım maliyetindeki indirim oranına bağlı olarak değişimi Çizelge 6.12'de gösterilmiştir.

Çizelge 6.12 : Özsermaye GÖS'ün yatırım maliyetindeki indirim oranına bağlı olarak değişimi.

Parametre	Değer				
Yatırım maliyetindeki indirim oranı	0%	5%	10%	15%	20%
Özsermaye GÖS [yıl]	-	-	-	29	24

Yatırım maliyetindeki indirim oranı yaklaşık %15 mertebesinin altında olduğu durumlarda yatırım için harcanan özsermaye kendisini santralin ekonomik ömrü süresince geri ödeyememektedir. Yatırım maliyetindeki indirim oranı yaklaşık %15 mertebesinin üzerinde olduğu durumlarda ise yatırım için harcanan özsermaye kendisini santralin ekonomik ömrü içerisinde geri ödeyebilmektedir. Örneğin, yatırım maliyetindeki indirim oranı %20 mertebesine geldiğinde Özsermaye GÖS'ün 24 yıl olduğu Çizelge 6.12'de görülmektedir. Finansal değerlendirme ölçütlerinin yatırım maliyetindeki indirim oranının değişik değerleri için hesaplanan değerleri Çizelge 6.13'te bir arada gösterilmektedir.

Çizelge 6.13 : Finansal değerlendirme ölçütlerinin yatırım maliyetindeki indirim oranına bağlı olarak değişimi.

Değişken / Finansal Ölçütler	Değer				
Yatırım maliyetindeki indirim oranı [%]	0,00%	5,00%	10,00%	15,00%	20,00%
Özsermaye NBD [M USD]	-136,8	-87,1	-38,3	10	57,7
Özsermaye İVO [%]	7,62%	8,42%	9,27%	10,20%	11,21%
Özsermaye GÖS [yıl]	-	-	-	29	24

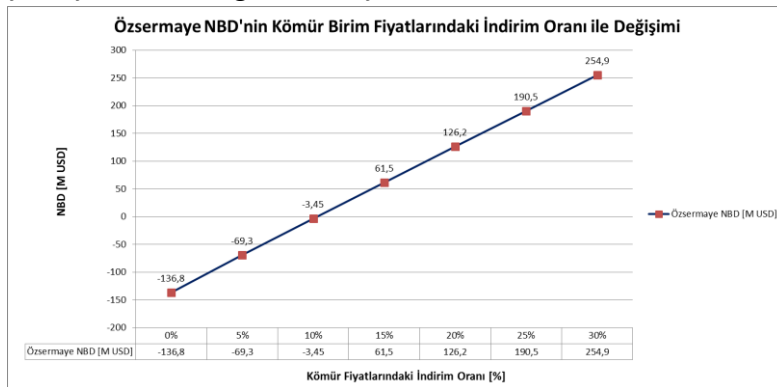
6.8.4 Kömür birim fiyatı için duyarlılık analizi

Bölüm 6.4.1’de belirtildiği üzere çalışma kapsamında santral ömrü olan 30 yıl için hazırlanan finansal modelde her yıla ait farklı yıllık ortalama kömür birim fiyatları bulunmaktadır. Bu alt bölümde, her yıla ait yıllık ortalama kömür birim fiyatlarındaki indirim oranlarına bağlı olarak santralin finansal değerlendirilmesine ilişkin parametrelerin değişimlerinin incelenmesi hedeflenmiştir. Kömür birim fiyatları için duyarlılık analizi yapılırken kömür birim fiyatları dışında tüm parametrelerin sabit kaldığı varsayımı yapılmıştır. İndirimin 30 yıl süresince her yıl için aynı oran ile uygulanması benimsenmiştir. Uygulanan indirim oranı ile birlikte santralin devrede olacağı varsayılan 30 yıl için kömür birim fiyat projeksiyonunun ortalaması da değişecektir. Farklı indirim oranları için oluşan 30 yıllık kömür birim fiyat projeksiyonu ortalamaları Çizelge 6.14’te gösterilmektedir.

Çizelge 6.14 : Farklı indirim oranları için oluşan 30 yıllık kömür birim fiyat projeksiyonu ortalamaları.

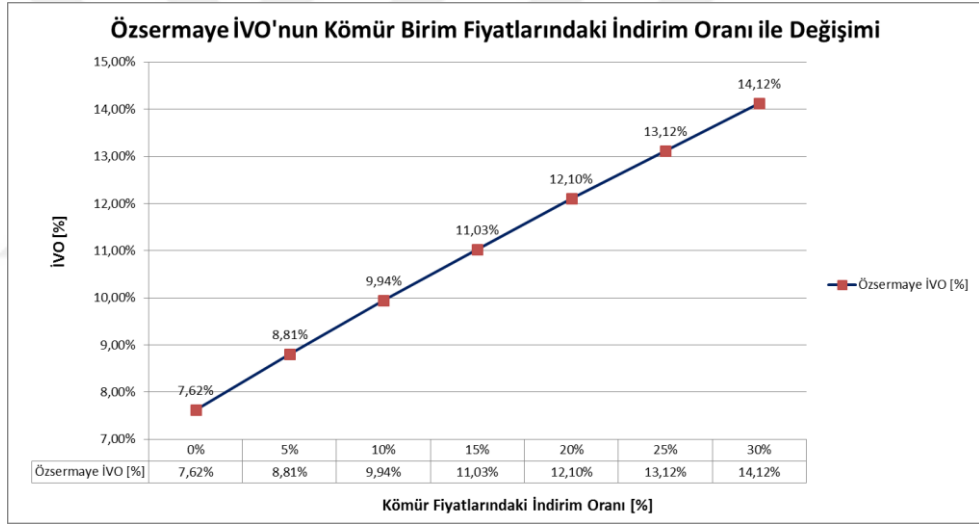
Parametre	Değer						
Kömür birim fiyatlarındaki yüzdelik indirim oranı [%]	0%	5%	10%	15%	20%	25%	30%
30 yıllık kömür birim fiyat projeksiyonu ortalaması [USD/ton]	84,08	79,87	75,67	71,47	67,26	63,06	58,85

Özsermaye NBD’nin yıllık ortalama kömür birim fiyatlarındaki indirim oranlarına bağlı olarak değişimi Şekil 6.7’de gösterilmiştir.



Şekil 6.7 : Özsermaye NBD’nin yıllık ortalama kömür birim fiyatlarındaki indirim oranlarına bağlı olarak değişimi.

Yıllık ortalama kömür birim fiyatlarındaki indirim oranı arttıkça santrale ait Özsermaye NBD'nin arttığı Şekil 6.7'de görülmektedir. Yıllık ortalama kömür birim fiyatları düştükçe yıllık santral işletme maliyetleri azalmaktadır. Yıllık santral işletme maliyetlerinin azalması yıllık bazda hesaplanan özsermaye nakit akışlarını olumlu yönde etkilemekte ve Özsermaye NBD'yi arttırmaktadır. Yıllık ortalama kömür birim fiyatlarındaki indirim oranı yaklaşık olarak %10 mertebesinin üzerine çıktığında Özsermaye NBD sıfırın üzerine çıkmakta ve yatırım kârlı bir duruma gelmeye başlamaktadır. Kömür birim fiyatlarındaki indirim oranı %30 mertebesine geldiğinde ise Özsermaye NBD 254,9 m USD değerine ulaşmaktadır. Özsermaye İVO'nun yıllık ortalama kömür birim fiyatlarındaki indirim oranına bağlı olarak değişimi Şekil 6.8'de gösterilmiştir.



Şekil 6.8 : Özsermaye İVO'nun yıllık ortalama kömür birim fiyatlarındaki indirim oranlarına bağlı olarak değişimi.

Yıllık ortalama kömür birim fiyatlarındaki indirim oranı arttıkça santrale ait Özsermaye İVO'nun da arttığı Şekil 6.8'de görülmektedir. Yıllık ortalama kömür birim fiyatlarındaki indirim oranı yaklaşık olarak %10 mertebesinin üzerine çıktığında Özsermaye İVO, özsermaye maliyetinin üzerine çıkmakta ve yatırım kârlı bir duruma gelmeye başlamaktadır. Kömür birim fiyatlarındaki indirim oranı %30 olduğunda ise Özsermaye İVO %14,12 değerine ulaşmaktadır. Özsermaye GÖS'ün yıllık ortalama kömür birim fiyatlarındaki indirim oranına bağlı olarak değişimi Çizelge 6.15'te gösterilmiştir.

Çizelge 6.15 : Özsermaye GÖS'ün yıllık ortalama kömür birim fiyatlarındaki indirim oranına bağlı olarak değişimi.

Parametre	Değer						
Kömür birim fiyatlarındaki yüzdelik indirim oranı [%]	0%	5%	10%	15%	20%	25%	30%
Özsermaye GÖS [yıl]	-	-	-	24	20	14	11

Yıllık ortalama kömür birim fiyatlarındaki indirim oranı yaklaşık olarak %10 mertebesinin altında olduğu durumlarda yatırım için harcanan özsermaye kendisini santralin ekonomik ömrü süresince geri ödeyememektedir. Yıllık ortalama kömür birim fiyatlarındaki indirim oranı yaklaşık olarak %10 mertebesinin üzerinde olduğu durumlarda ise yatırım için harcanan özsermaye kendisini santralin ekonomik ömrü içerisinde geri ödeyebilmektedir. Örneğin, yıllık ortalama kömür birim fiyatlarındaki indirim oranı %30 mertebesine geldiğinde Özsermaye GÖS'ün 11 yıl olduğu Çizelge 6.15'te görülmektedir. Finansal değerlendirme ölçütlerinin kömür birim fiyatlarındaki indirim oranının değişik değerleri için hesaplanan değerleri Çizelge 6.16'da bir arada gösterilmektedir.

Çizelge 6.16 : Finansal değerlendirme ölçütlerinin kömür birim fiyatlarındaki indirim oranına bağlı olarak değişimi.

Değişken / Finansal Ölçütler	Değer						
Kömür birim fiyatlarındaki yüzdelik indirim oranı [%]	0%	5%	10%	15%	20%	25%	30%
Özsermaye NBD [M USD]	-136,8	-69,3	-3,45	61,5	126,2	190,5	254,9
Özsermaye İVO [%]	7,62%	8,81%	9,94%	11,03%	12,10%	13,12%	14,12%
Özsermaye GÖS [yıl]	-	-	-	24	20	14	11

6.8.5 Elektrik satış birim fiyatı için duyarlılık analizi

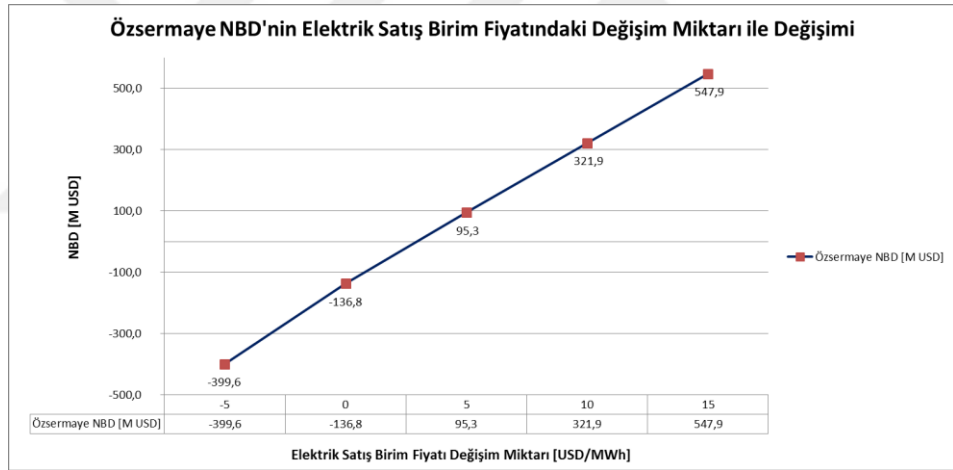
Bölüm 6.3'te belirtildiği üzere çalışma kapsamında santral ömrü olan 30 yıl için hazırlanan finansal modelde her yıla ait farklı yıllık ortalama elektrik satış birim fiyatlarının olduğu 30 yıllık bir elektrik satış fiyat projeksiyonu bulunmaktadır. Bu alt bölümde, her yıla ait yıllık ortalama elektrik satış birim fiyatlarına [USD/MWh] birimi ile uygulanan değişim miktarına bağlı olarak santralin finansal değerlendirilmesine ilişkin parametrelerin değişimlerinin incelenmesi hedeflenmiştir. Elektrik satış birim fiyatları için duyarlılık analizi yapılırken elektrik satış birim fiyatları dışında tüm parametrelerin sabit kaldığı varsayımı yapılmıştır. Uygulanan

değişim miktarının 30 yıl süresince her yıl için aynı değer ile uygulanması benimsenmiştir. Uygulanan değişim miktarı ile birlikte santralin devrede olacağı varsayılan 30 yıl için elektrik satış birim fiyat projeksiyonunun ortalaması da değişecektir. Uygulanan farklı değişim miktarları için oluşan 30 yıllık elektrik satış birim fiyat projeksiyonu ortalamaları Çizelge 6.17’de gösterilmektedir.

Çizelge 6.17 : Uygulanan farklı değişim miktarları için oluşan 30 yıllık elektrik satış birim fiyat projeksiyonu ortalamaları.

Parametre	Değer				
Elektrik satış birim fiyatlarına uygulanan değişim miktarı [USD/MWh]	-5	0	5	10	15
30 yıllık elektrik satış birim fiyat projeksiyonu ortalaması [USD/MWh]	55,57	60,57	65,57	70,57	75,57

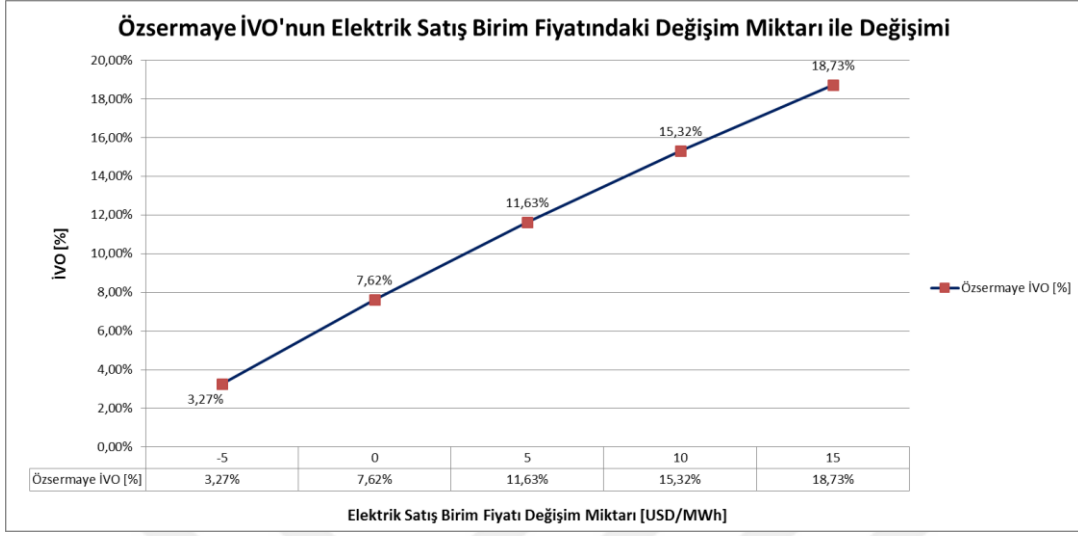
Özsermaye NBD’nin yıllık ortalama elektrik satış birim fiyatlarındaki değişim miktarlarına bağlı olarak değişimi Şekil 6.9’da gösterilmiştir.



Şekil 6.9 : Özsermaye NBD’nin yıllık ortalama elektrik satış birim fiyatlarındaki değişim miktarlarına bağlı olarak değişimi.

Yıllık ortalama elektrik satış birim fiyatları arttıkça santrale ait Özsermaye NBD’nin arttığı Şekil 6.9’da görülmektedir. Yıllık ortalama elektrik satış birim fiyatları arttıkça santralin elektrik enerjisi satışından elde edeceği yıllık gelir artmaktadır. Yıllık santral gelirlerinin artması yıllık bazda hesaplanan özsermaye nakit akışlarını olumlu yönde etkilemekte ve Özsermaye NBD’yi arttırmaktadır. Özsermaye NBD, yıllık ortalama elektrik satış birim fiyatlarındaki değişim miktarının 0 ila +5 USD/MWh aralığında sıfırın üzerine çıkmakta ve yatırım kârlı bir duruma gelmeye başlamaktadır. Elektrik satış birim fiyatlarındaki değişim miktarı 15 [USD/MWh] mertebesine ulaştığında ise Özsermaye NBD 547,9 m USD değerine yükselmektedir.

Özsermaye İVO'nun yıllık ortalama elektrik satış birim fiyatlarındaki değişim miktarlarına bağlı olarak değişimi Şekil 6.10'da gösterilmiştir.



Şekil 6.10 : Özsermaye İVO'nun yıllık ortalama elektrik satış birim fiyatlarındaki değişim miktarlarına bağlı olarak değişimi.

Yıllık ortalama elektrik satış birim fiyatları arttıkça santrale ait Özsermaye İVO'nun da arttığı Şekil 6.10'da görülmektedir. Özsermaye İVO, yıllık ortalama elektrik satış birim fiyatlarındaki değişim miktarının 0 ila +5 USD/MWh aralığında özsermaye maliyetinin üzerine çıkmakta ve yatırım kârlı bir duruma gelmeye başlamaktadır. Elektrik satış birim fiyatlarındaki değişim miktarı 15 USD/MWh mertebesine ulaştığında ise Özsermaye İVO %18,73 değerine yükselmektedir. Özsermaye GÖS'ün yıllık ortalama elektrik satış birim fiyatlarındaki değişim miktarlarına bağlı olarak değişimi Çizelge 6.18'de gösterilmiştir.

Çizelge 6.18 : Özsermaye GÖS'ün yıllık ortalama elektrik satış birim fiyatlarındaki değişim miktarlarına bağlı olarak değişimi.

Parametre	Değer				
Elektrik satış birim fiyatlarına uygulanan değişim miktarı [USD/MWh]	-5	0	5	10	15
Özsermaye GÖS [yıl]	-	-	22	9	6

Yatırım için harcanan özsermaye, yıllık ortalama elektrik satış birim fiyatlarındaki değişim miktarının 0 ila +5 USD/MWh aralığında kendisini santralin ekonomik ömrü içerisinde geri ödemeye başlamaktadır. Yıllık ortalama elektrik satış birim fiyatlarındaki değişim miktarı 15 USD/MWh mertebesine ulaştığında ise Özsermaye GÖS'ün 6 yıl olduğu Çizelge 6.18'de görülmektedir. Finansal değerlendirme

ölçütlerinin elektrik satış birim fiyatlarındaki değişim miktarının değişik değerleri için hesaplanan değerleri Çizelge 6.19’da bir arada gösterilmektedir.

Çizelge 6.19 : Finansal değerlendirme ölçütlerinin elektrik satış birim fiyatlarındaki değişim miktarına bağlı olarak değişimi.

Değişken / Finansal Ölçütler	Değer				
Elektrik satış birim fiyatlarına uygulanan değişim miktarı [USD/MWh]	-5	0	5	10	15
Özsermaye NBD [M USD]	-399,6	-136,8	95,3	321,9	547,9
Özsermaye İVO [%]	3,27%	7,62%	11,63%	15,32%	18,73%
Özsermaye GÖS [yıl]	-	-	22	9	6

6.9 Farklı İthal ve Yerli Kömür Karışım Oranları ile Oluşan Durumlar için Santrale İlişkin Duyarlılık Analizleri

Bölüm 6’nın giriş kısmında belirtildiği üzere Ülkemizde yerli kaynak kullanımının desteklenmesi çerçevesinde, yerli kömür kullanılarak üretilen elektrik enerjisi için alım garantisi bulunmaktadır. Bu destek, sadece yerli kömür yakıtlı elektrik üretim santrallerini ve yerli kömür ile ithal kömür karışımı yakıtlı elektrik üretim santrallerini kapsamaktadır. İthal kömür yakıtlı elektrik üretim santralleri de yerli kömür kullanım oranları itibariyle bu destekten faydalanabilmektedir.

Bu bağlamda, bu alt bölüm içerisinde farklı ithal kömür ve yerli kömür karışım oranları ile oluşan durumlar için de santral brüt verim, kapasite kullanım faktörü, yatırım maliyeti, kömür birim fiyatı ve elektrik satış birim fiyatı gibi farklı değişkenlerin değişimlerinin yatırımın finansal değerlendirilmesine ilişkin ölçütlere etkilerinin mukayeseli olarak incelenmesi amaçlanmıştır.

Bu çerçevede; %0, %25, %50, %75 ve %100 oranlarında Zonguldak kömürünün kullanıldığı durumlar için finansal değerlendirme yapılması benimsenmiştir. Burada farklı kömür karışım oranları ile 5 farklı durum oluşmaktadır.

1. durumda %0 Zonguldak kömürü ve %100 ithal kömür kullanılmaktadır. Başka bir deyişle santralin tamamen ithal kömür kullandığı durumdur. 2. durumda %25 oranında Zonguldak kömürü ve %75 oranında ithal kömür kullanılmaktadır. 3. durumda %50 oranında Zonguldak kömürü ve %50 oranında ithal kömür kullanılmaktadır. Diğer bir deyişle, santralde Zonguldak kömürü ve ithal kömür yarı yarıya kullanılmaktadır. 4. durumda %75 oranında Zonguldak kömürü ve %25

oranında ithal kömür kullanılmaktadır. 5. durumda ise %100 Zonguldak kömürü ve %0 ithal kömür kullanılmaktadır. Başka bir deyişle 5. durumda santral tamamen Zonguldak kömürü kullanılmaktadır. Belirtilen bu durumlar Çizelge 6.20’de özet olarak da verilmektedir.

Çizelge 6.20 : 5 farklı durumda Zonguldak kömürü ve ithal kömür karışım oranları.

Durumlar	Zonguldak kömürü oranı	İthal kömür oranı
1	0%	100%
2	25%	75%
3	50%	50%
4	75%	25%
5	100%	0%

Ülkemizde yerli kömür kullanımına verilen destek bu tez çalışmasında referans olarak alınmıştır. Bu bağlamda; yukarıda belirtilen 5 farklı durum incelemesinde santralda üretilen elektrik enerjisinin, santralin yerli kömür kullanımı oranında öngörülen süre boyunca varsayılan alım garantili fiyattan satılacağı düşünülmüştür.

Bu tez çalışması kapsamında santralin devreye gireceği öngörülen 2024 yılı için alım garantili elektrik satış birim fiyatının 60 USD/MWh ve alım garanti süresinin ise 7 yıl olacağı varsayımı yapılmıştır.

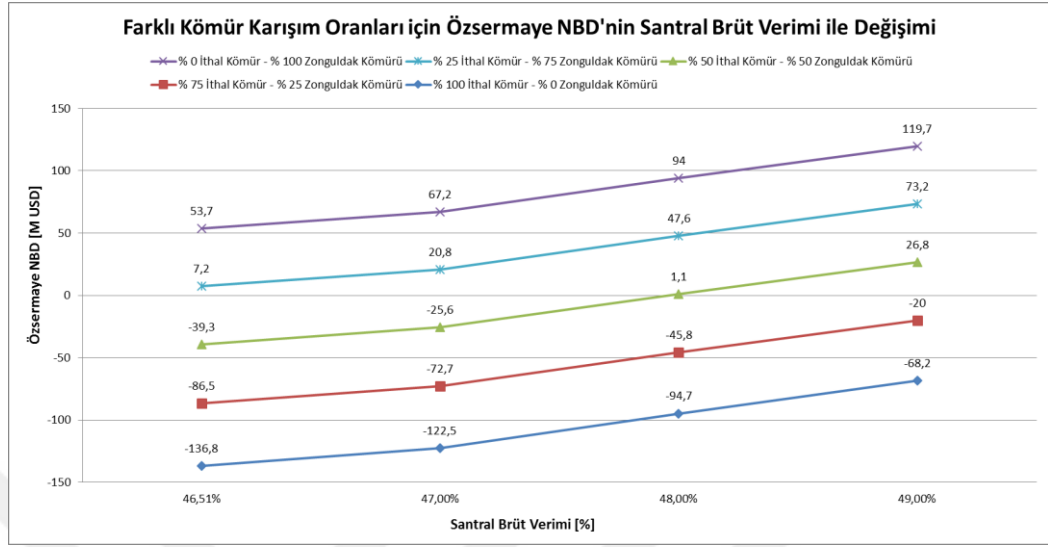
Bu bağlamda; santralda üretilen elektrik enerjisinin, Zonguldak kömürü kullanımı oranında 7 yıl süresince 60 USD/MWh elektrik satış birim fiyatı ile satılacağı düşünülmüştür. Diğer yandan santralda üretilen elektrik enerjisinin, ithal kömür kullanımı oranında elektrik satış birim fiyat projeksiyonunda yer alan birim fiyatlar ile satılacağı öngörülmüştür.

Bu çalışma kapsamında Zonguldak kömürünün alt ısıl değeri ve birim fiyatının ithal kömürün alt ısıl değeri ve birim fiyatı ile aynı olduğu kabulü yapılmıştır. Ayrıca, Zonguldak kömürünün kullanıldığı durumlarda santraldaki sistemlerde herhangi bir revizyona gereksinim olmadığı varsayımı yapılmıştır.

6.9.1 Santral brüt verimi için duyarlılık analizi

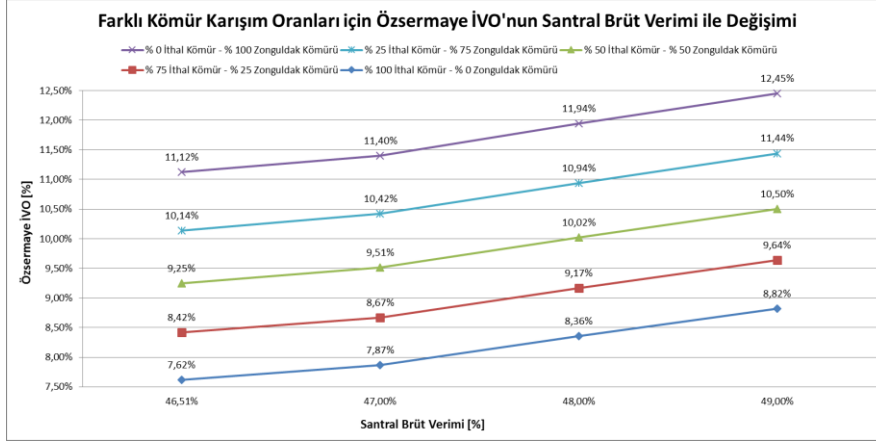
Yatırıma ilişkin Özsermaye NBD, Özsermaye İVO ve Özsermaye GÖS değişimleri santral brüt veriminin değişimine bağlı olarak yukarıda belirtilen 5 farklı durum için mukayeseli olarak incelenmiştir. Santral brüt verimi için duyarlılık analizi yapılırken santral brüt veriminin dışında tüm parametrelerin sabit kaldığı varsayımı yapılmış olup Bölüm 6.4.6 ile açıklanan hammadde maliyetlerindeki değişimler de ihmal

edilmiştir. Farklı kömür karışım oranlarında Özsermaye NBD'nin santral brüt verimine bağlı olarak değişimi Şekil 6.11'de gösterilmiştir.



Şekil 6.11 : Farklı kömür karışım oranlarında Özsermaye NBD'nin santral brüt verimine bağlı olarak değişimi.

Santralda kullanılan Zonguldak kömürü arttıkça santrala ait Özsermaye NBD'nin arttığı Şekil 6.11'de görülmektedir. Santralda kullanılan Zonguldak kömürü arttıkça belirtilen alım garanti süresi boyunca yıllık ortalama elektrik satış birim fiyatı artmaktadır. Yıllık ortalama elektrik satış birim fiyatları arttıkça santralin elektrik enerjisi satışından elde edeceği yıllık gelir artmaktadır. Yıllık santral gelirlerinin artması yıllık bazda hesaplanan özsermaye nakit akışlarını olumlu yönde etkilemekte ve Özsermaye NBD'yi arttırmaktadır. Santral brüt verimi %46,51'den %49 mertebesine geldiğinde %100 ithal kömürün kullanıldığı durumda Özsermaye NBD -136,8 m USD'dan -68,2 m USD değerine yükselmektedir. %100 Zonguldak kömürünün kullanıldığı durumda ise Özsermaye NBD 53,7 m USD'dan 119,7 m USD değerine ulaşmaktadır. Başka bir deyişle, sadece ithal kömür kullanıldığı durumda santral brüt verimi %49 olduğunda bile Özsermaye NBD sıfırın altında olmakta ve yatırım kâr edememektedir. Ancak, sadece Zonguldak kömürünün kullanıldığı durumda santral brüt verimi %46,51 iken bile Özsermaye NBD sıfırın üzerinde olmakta ve yatırım kâr etmektedir. Ayrıca, %75 Zonguldak kömürünün kullanıldığı durumda da santral brüt verimi %46,51 iken bile Özsermaye NBD sıfırın üzerinde olmakta ve yatırım kâr etmektedir. Farklı kömür karışım oranlarında Özsermaye İVO'nun santral brüt verimine bağlı olarak değişimi Şekil 6.12'de gösterilmiştir.



Şekil 6.12 : Farklı kömür karışımlarında Özsermaye İVO'nun santral brüt verimine bağlı olarak değişimi.

Santralde kullanılan Zonguldak kömürü arttıkça santrale ait Özsermaye İVO'nun da arttığı Şekil 6.12'de görülmektedir. Santral brüt verimi %46,51'den %49 mertebesine geldiğinde %100 ithal kömürün kullanıldığı durumda Özsermaye İVO %7,62'den %8,82 değerine yükselmektedir. %100 Zonguldak kömürünün kullanıldığı durumda ise Özsermaye İVO %11,12'den %12,45 değerine ulaşmaktadır. Başka bir deyişle, sadece ithal kömür kullanıldığı durumda santral brüt verimi %49 olduğunda bile Özsermaye İVO, özsermaye maliyetinden küçük olmakta başka bir deyişle yatırım için harcanan özkaynaktan beklenen getiri oranının altında kalmaktadır. Diğer yandan, sadece Zonguldak kömürünün kullanıldığı durumda santral brüt verimi %46,51 iken bile Özsermaye İVO, özsermaye maliyetinden büyük olmakta ve yatırım için harcanan özkaynaktan beklenen getiri oranının üzerinde olmaktadır. Ayrıca, %75 Zonguldak kömürünün kullanıldığı durumda da santral brüt verimi %46,51 iken bile Özsermaye İVO, özsermaye maliyetinden büyük olmakta diğer bir deyişle yatırım için harcanan özkaynaktan beklenen getiri oranının üzerinde olmaktadır. Farklı kömür karışımlarında Özsermaye GÖS'ün santral brüt verimine bağlı olarak değişimi Çizelge 6.21'de gösterilmiştir.

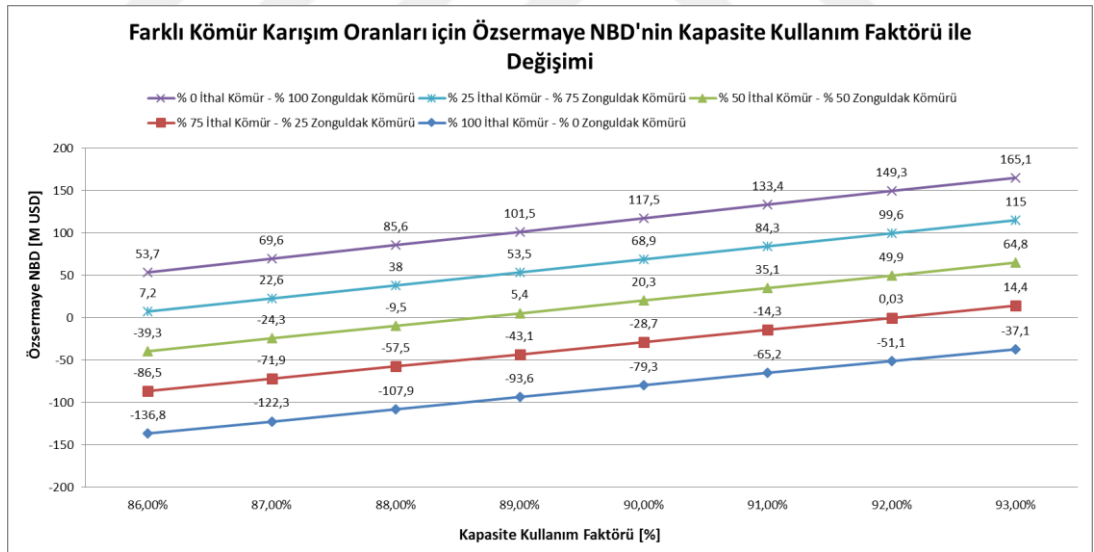
Çizelge 6.21 : Farklı kömür karışımlarında Özsermaye GÖS'ün santral brüt verimine bağlı olarak değişimi.

Zonguldak Kömürü Oranı	Santral Brüt Verimi			
	46,51%	47%	48%	49%
%0 Zonguldak kömürü	-	-	-	-
%25 Zonguldak kömürü	-	-	-	-
%50 Zonguldak kömürü	-	-	30	27
%75 Zonguldak kömürü	29	27	25	23
%100 Zonguldak kömürü	24	23	21	18

Santralda kullanılan Zonguldak kömürü arttıkça santrala ait Özsermaye GÖS'ün azaldığı Çizelge 6.21'de görülmektedir. Santral brüt veriminin %49 olduğu senaryoda bile %100 ithal kömür kullanılan bir durumda özsermaye kendisini geri ödeyememektedir. Santral brüt verimi %46,51'den %49 mertebesine geldiğinde %100 Zonguldak kömürünün kullanıldığı durumda Özsermaye GÖS 24 yıldan 18 yıla düşmektedir.

6.9.2 Kapasite kullanım faktörü için duyarlılık analizi

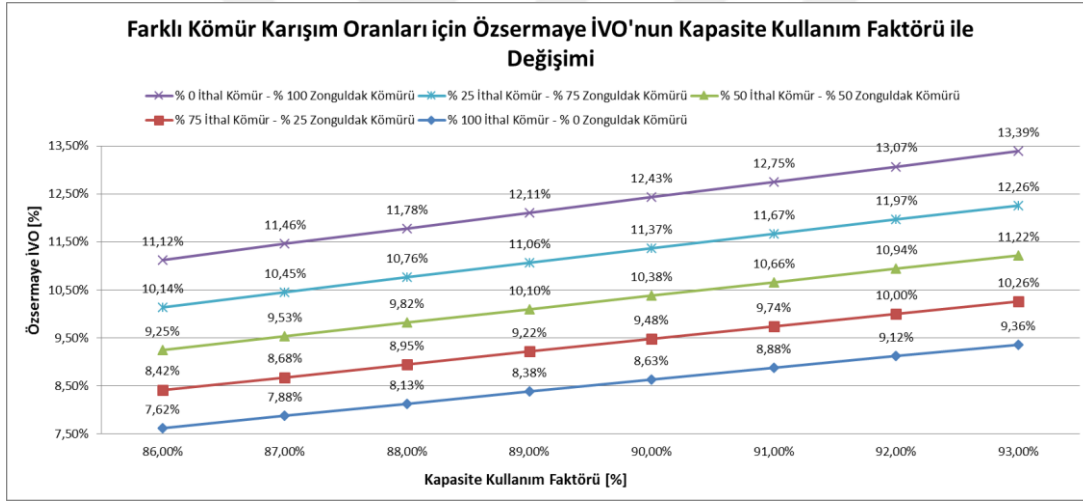
Yatırıma ilişkin Özsermaye NBD, Özsermaye İVO ve Özsermaye GÖS değişimleri kapasite kullanım faktörünün değişimine bağlı olarak belirtilen 5 farklı durum için mukayeseli olarak incelenmiştir. Kapasite kullanım faktörü için duyarlılık analizi yapılırken kapasite kullanım faktörünün dışında tüm parametrelerin sabit kaldığı varsayımı yapılmış olup Bölüm 6.4.6 ile açıklanan hammadde maliyetlerindeki değişimler de ihmal edilmiştir. Farklı kömür karışım oranlarında Özsermaye NBD'nin kapasite kullanım faktörüne bağlı olarak değişimi Şekil 6.13'te gösterilmiştir.



Şekil 6.13 : Farklı kömür karışım oranlarında Özsermaye NBD'nin kapasite kullanım faktörüne bağlı olarak değişimi.

Santralda kullanılan Zonguldak kömürü arttıkça santrala ait Özsermaye NBD'nin arttığı Şekil 6.13'de görülmektedir. Santralda kullanılan Zonguldak kömürü arttıkça santralin elektrik enerjisi satışından elde edeceği yıllık gelir artmaktadır. Yıllık santral gelirlerinin artması yıllık bazda hesaplanan özsermaye nakit akışlarını olumlu

yönde etkilemekte ve Özsermaye NBD'yi arttırmaktadır. Kapasite kullanım faktörü %86'dan %93 mertebesine geldiğinde %100 ithal kömürün kullanıldığı durumda Özsermaye NBD -136,8 m USD'dan -37,1 m USD değerine yükselmektedir. %100 Zonguldak kömürünün kullanıldığı durumda ise Özsermaye NBD 53,7 m USD'dan 165,1 m USD değerine ulaşmaktadır. Başka bir deyişle, sadece ithal kömür kullanıldığı durumda kapasite kullanım faktörü %93 olduğunda bile Özsermaye NBD sıfırın altında olmakta ve yatırım kâr edememektedir. Ancak, sadece Zonguldak kömürünün kullanıldığı durumda kapasite kullanım faktörü %86 iken bile Özsermaye NBD sıfırın üzerinde olmakta ve yatırım kâr etmektedir. Ayrıca, %75 Zonguldak kömürünün kullanıldığı durumda da kapasite kullanım faktörü %86 iken bile Özsermaye NBD sıfırın üzerinde olmakta ve yatırım kâr etmektedir. Farklı kömür karışım oranlarında Özsermaye İVO'nun kapasite kullanım faktörüne bağlı olarak değişimi Şekil 6.14'te gösterilmiştir.



Şekil 6.14 : Farklı kömür karışım oranlarında Özsermaye İVO'nun kapasite kullanım faktörüne bağlı olarak değişimi.

Santralda kullanılan Zonguldak kömürü arttıkça santrala ait Özsermaye İVO'nun arttığı Şekil 6.14'de görülmektedir. Kapasite kullanım faktörü %86'dan %93 mertebesine geldiğinde %100 ithal kömürün kullanıldığı durumda Özsermaye İVO %7,62'den %9,36 değerine yükselmektedir. %100 Zonguldak kömürünün kullanıldığı durumda ise Özsermaye İVO %11,12'den %13,39 değerine ulaşmaktadır. Başka bir deyişle, sadece ithal kömür kullanıldığı durumda kapasite kullanım faktörü %93 olduğunda bile Özsermaye İVO, özsermaye maliyetinden küçük olmakta başka bir deyişle yatırım için harcanan özkaynaktan beklenen getiri oranının altında kalmaktadır. Diğer yandan, sadece Zonguldak kömürünün

kullanıldığı durumda kapasite kullanım faktörü %86 iken bile Özsermaye İVO, özsermaye maliyetinden büyük olmakta ve yatırım için harcanan özkaynaktan beklenen getiri oranının üzerinde olmaktadır. Ayrıca, %75 Zonguldak kömürünün kullanıldığı durumda da kapasite kullanım faktörü %86 iken bile Özsermaye İVO, özsermaye maliyetinden büyük olmakta diğer bir deyişle yatırım için harcanan özkaynaktan beklenen getiri oranının üzerinde olmaktadır. Farklı kömür karışım oranlarında Özsermaye GÖS'ün kapasite kullanım faktörüne bağlı olarak değişimi Çizelge 6.22'de gösterilmiştir.

Çizelge 6.22 : Farklı kömür karışım oranlarında Özsermaye GÖS'ün kapasite kullanım faktörüne bağlı olarak değişimi.

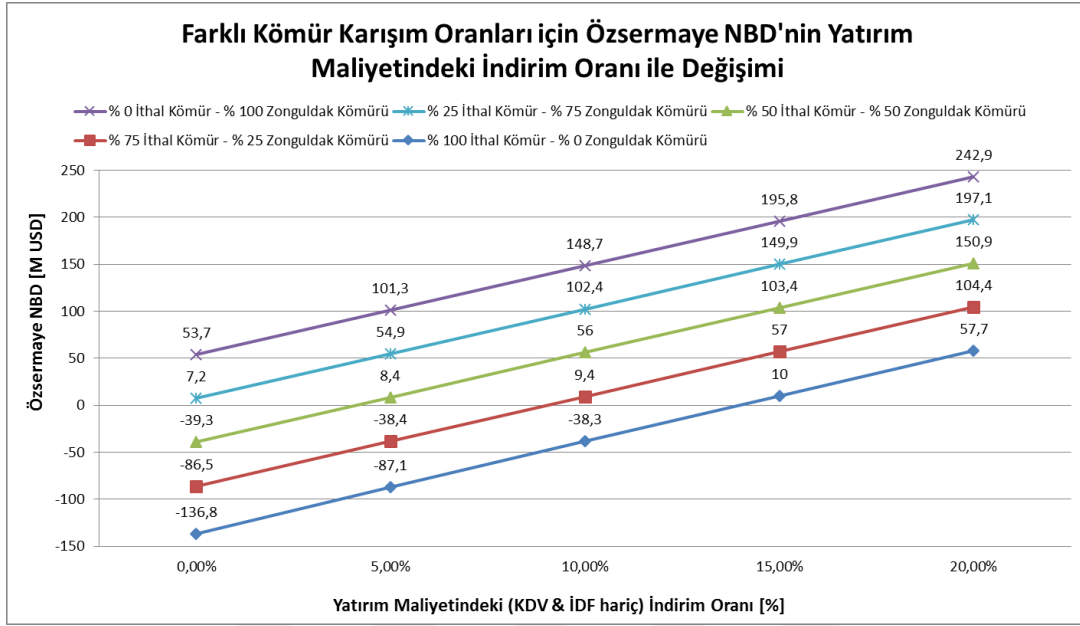
Zonguldak Kömürü Oranı	Kapasite Kullanım Faktörü							
	86%	87%	88%	89%	90%	91%	92%	93%
%0 Zonguldak kömürü	-	-	-	-	-	-	-	-
%25 Zonguldak kömürü	-	-	-	-	-	-	30	28
%50 Zonguldak kömürü	-	-	-	29	28	26	25	24
%75 Zonguldak kömürü	29	27	26	24	23	22	21	20
%100 Zonguldak kömürü	24	23	22	21	19	15	11	10

Santralda kullanılan Zonguldak kömürü arttıkça santrala ait Özsermaye GÖS'ün azaldığı Çizelge 6.22'de görülmektedir. Kapasite kullanım faktörünün %93 olduğu senaryoda bile %100 ithal kömür kullanılan bir durumda özsermaye kendisini geri ödeyememektedir. Kapasite kullanım faktörü %86'dan %93 mertebesine geldiğinde %100 Zonguldak kömürünün kullanıldığı durumda Özsermaye GÖS 24 yıldan 10 yıla düşmektedir. Özetle; santrala ait kapasite kullanım faktörünün artması, yatırımın finansal değerlendirilmesine ilişkin parametreleri olumlu yönde etkilemektedir (Atlı ve Tuğrul, 2018).

6.9.3 Yatırım maliyeti için duyarlılık analizi

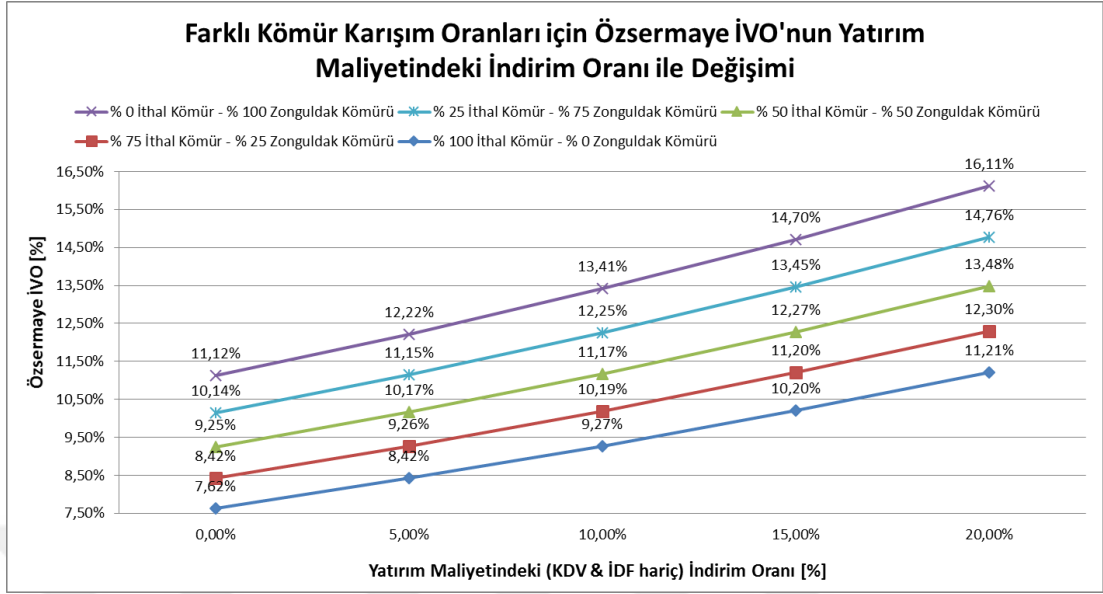
Yatırıma ilişkin Özsermaye NBD, Özsermaye İVO ve Özsermaye GÖS değişimleri yatırım maliyetinin değişimine bağlı olarak belirtilen 5 farklı durum için mukayeseli olarak incelenmiştir. Yatırım maliyeti için duyarlılık analizi yapılırken yatırım maliyetinin dışında tüm parametrelerin sabit kaldığı varsayımı yapılmıştır. Farklı

kömür karışım oranlarında Özsermaye NBD'nin yatırım maliyetindeki indirim oranına bağlı olarak değişimi Şekil 6.15'te gösterilmiştir.



Şekil 6.15 : Farklı kömür karışım oranlarında Özsermaye NBD'nin yatırım maliyetindeki indirim oranına bağlı olarak değişimi.

Santralda kullanılan Zonguldak kömürü arttıkça santrala ait Özsermaye NBD'nin arttığı Şekil 6.15'te görülmektedir. Santralda kullanılan Zonguldak kömürü arttıkça santralin elektrik enerjisi satışından elde edeceği yıllık gelir artmaktadır. Yıllık santral gelirlerinin artması yıllık bazda hesaplanan özsermaye nakit akışlarını olumlu yönde etkilemekte ve Özsermaye NBD'yi arttırmaktadır. Yatırım maliyetindeki indirim oranı %0'dan %20 mertebesine geldiğinde %100 ithal kömürün kullanıldığı durumda Özsermaye NBD -136,8 m USD'dan 57,7 m USD değerine yükselmektedir. %100 Zonguldak kömürünün kullanıldığı durumda ise Özsermaye NBD 53,7 m USD'dan 242,9 m USD değerine ulaşmaktadır. Başka bir deyişle, sadece ithal kömür kullanıldığı durumda yatırım maliyetindeki indirim oranı yaklaşık olarak %15 mertebesine geldiğinde Özsermaye NBD sıfırın üzerine çıkmakta ve yatırım kârlı bir duruma gelmeye başlamaktadır. Diğer yandan, %75 oranında ve tamamen Zonguldak kömürünün kullanıldığı durumlarda yatırım maliyetinde indirim olmadığı senaryolarda bile Özsermaye NBD sıfırın üzerinde olmakta ve yatırım maliyetindeki indirim oranları arttıkça da Özsermaye NBD artmaktadır. Farklı kömür karışım oranlarında Özsermaye İVO'nun yatırım maliyetindeki indirim oranına bağlı olarak değişimi Şekil 6.16'da gösterilmiştir.



Şekil 6.16 : Farklı kömür karışım oranlarında Özsermaye İVO'nun yatırım maliyetindeki indirim oranına bağlı olarak değişimi.

Santralda kullanılan Zonguldak kömürü arttıkça santrala ait Özsermaye İVO'nun arttığı Şekil 6.16'da görülmektedir. Yatırım maliyetindeki indirim oranı %0'dan %20 mertebesine geldiğinde %100 ithal kömürün kullanıldığı durumda Özsermaye İVO %7,62'den %11,21 değerine yükselmektedir. %100 Zonguldak kömürünün kullanıldığı durumda ise Özsermaye İVO %11,12'den %16,11 değerine ulaşmaktadır. Başka bir deyişle, sadece ithal kömür kullanıldığı durumda yatırım maliyetindeki indirim oranı yaklaşık olarak %15 mertebesine geldiğinde ve %15'in üzerinde olduğunda Özsermaye İVO, özsermaye maliyetinden büyük olmakta diğer bir deyişle yatırım için harcanan özkaynaktan beklenen getiri oranının üzerinde olmaktadır. Diğer yandan, %75 oranında ve tamamen Zonguldak kömürünün kullanıldığı durumlarda yatırım maliyetinde indirim olmadığı senaryolarda bile Özsermaye İVO, özsermaye maliyetinden büyük olmakta diğer bir deyişle yatırım için harcanan özkaynaktan beklenen getiri oranının üzerinde olmaktadır. Yatırım maliyetindeki indirim oranları arttıkça da Özsermaye İVO artmaktadır. Farklı kömür karışım oranlarında Özsermaye GÖS'ün yatırım maliyetindeki indirim oranına bağlı olarak değişimi Çizelge 6.23'te gösterilmiştir.

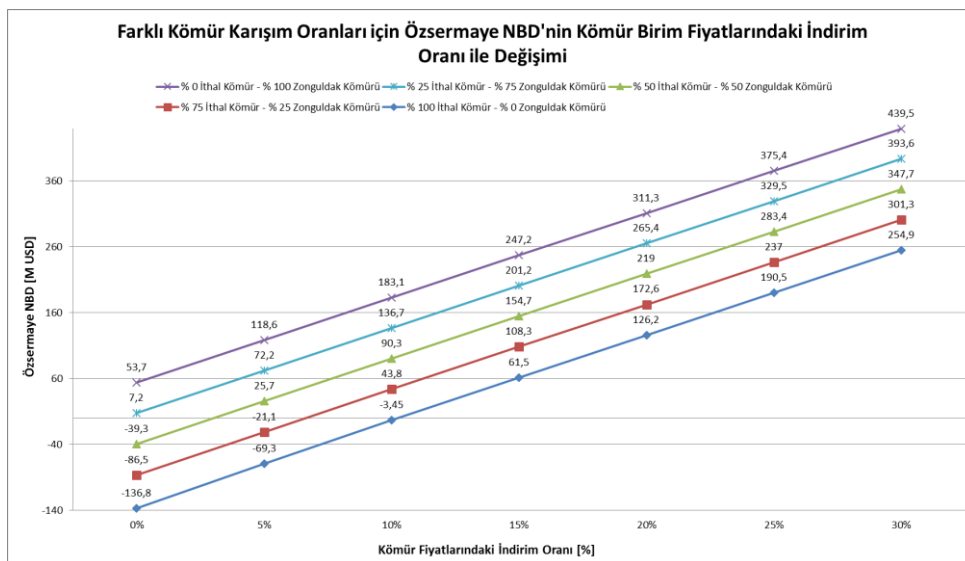
Çizelge 6.23 : Farklı kömür karışım oranlarında Özsermaye GÖS'ün yatırım maliyetindeki indirim oranına bağlı olarak değişimi.

Zonguldak Kömürü Oranı	Yatırım Maliyetindeki İndirim Oranı				
	0%	5%	10%	15%	20%
%0 Zonguldak kömürü	-	-	-	29	24
%25 Zonguldak kömürü	-	-	29	24	20
%50 Zonguldak kömürü	-	29	24	20	11
%75 Zonguldak kömürü	29	24	20	11	8
%100 Zonguldak kömürü	24	20	10	8	7

Santralda kullanılan Zonguldak kömürü arttıkça santrala ait Özsermaye GÖS'ün azaldığı Çizelge 6.23'te görülmektedir. Yatırım maliyetindeki indirim oranının %20 olduğu senaryoda bile %100 ithal kömür kullanılan bir durumda Özsermaye GÖS 24 yıl olmaktadır. Yatırım maliyetindeki indirim oranı %0'dan %20 mertebesine geldiğinde %100 Zonguldak kömürünün kullanıldığı durumda Özsermaye GÖS 24 yıldan 7 yıla kadar düşmektedir.

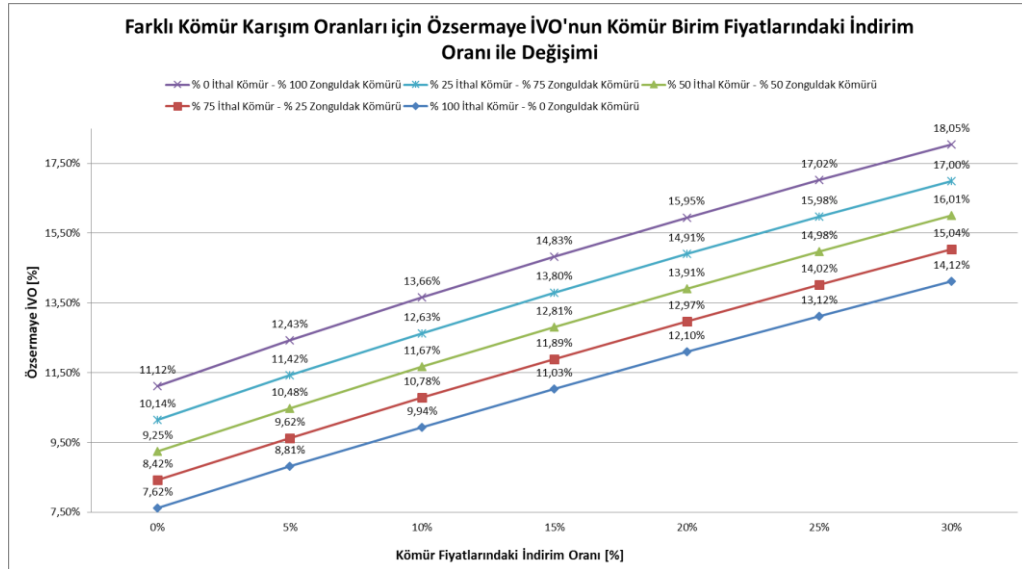
6.9.4 Kömür birim fiyatı için duyarlılık analizi

Yatırıma ilişkin Özsermaye NBD, Özsermaye İVO ve Özsermaye GÖS değişimleri kömür birim fiyatlarındaki indirim oranına bağlı olarak belirtilen 5 farklı durum için mukayeseli olarak incelenmiştir. Kömür birim fiyatı için duyarlılık analizi yapılırken kömür birim fiyatının dışında tüm parametrelerin sabit kaldığı varsayımı yapılmıştır. Farklı kömür karışım oranlarında Özsermaye NBD'nin kömür birim fiyatlarındaki indirim oranına bağlı olarak değişimi Şekil 6.17'de gösterilmiştir.



Şekil 6.17 : Farklı kömür karışım oranlarında Özsermaye NBD'nin kömür birim fiyatlarındaki indirim oranına bağlı olarak değişimi.

Santralda kullanılan Zonguldak kömürü arttıkça santrala ait Özsermaye NBD'nin arttığı Şekil 6.17'de görülmektedir. Santralda kullanılan Zonguldak kömürü arttıkça santralin elektrik enerjisi satışından elde edeceği yıllık gelir artmaktadır. Yıllık santral gelirlerinin artması yıllık bazda hesaplanan özsermaye nakit akışlarını olumlu yönde etkilemekte ve Özsermaye NBD'yi arttırmaktadır. Kömür birim fiyatlarındaki indirim oranı %0'dan %30 mertebesine geldiğinde %100 ithal kömürün kullanıldığı durumda Özsermaye NBD -136,8 m USD'dan 254,9 m USD değerine yükselmektedir. %100 Zonguldak kömürünün kullanıldığı durumda ise Özsermaye NBD 53,7 m USD'dan 439,5 m USD değerine ulaşmaktadır. Başka bir deyişle, sadece ithal kömür kullanıldığı durumda yıllık ortalama kömür birim fiyatlarındaki indirim oranı yaklaşık olarak %10 mertebesinin üzerine çıktığında Özsermaye NBD sıfırın üzerine çıkmakta ve yatırım kârlı bir duruma gelmeye başlamaktadır. Diğer yandan, %75 oranında ve tamamen Zonguldak kömürünün kullanıldığı durumlarda kömür birim fiyatlarında indirim olmadığı senaryolarda bile Özsermaye NBD sıfırın üzerinde olmakta ve kömür birim fiyatlarındaki indirim oranları arttıkça da Özsermaye NBD artmaktadır. Farklı kömür karışım oranlarında Özsermaye İVO'nun kömür birim fiyatlarındaki indirim oranına bağlı olarak değişimi Şekil 6.18'de gösterilmiştir.



Şekil 6.18 : Farklı kömür karışım oranlarında Özsermaye İVO'nun kömür birim fiyatlarındaki indirim oranına bağlı olarak değişimi.

Santralda kullanılan Zonguldak kömürü arttıkça santrala ait Özsermaye İVO'nun arttığı Şekil 6.18'de görülmektedir. Kömür birim fiyatlarındaki indirim oranı %0'dan

%30 mertebesine geldiğinde %100 ithal kömürün kullanıldığı durumda Özsermaye İVO %7,62'den %14,12 değerine yükselmektedir. %100 Zonguldak kömürünün kullanıldığı durumda ise Özsermaye İVO %11,12'den %18,05 değerine ulaşmaktadır. Başka bir deyişle, sadece ithal kömür kullanıldığı durumda yıllık ortalama kömür birim fiyatlarındaki indirim oranı yaklaşık olarak %10 mertebesinin üzerine çıktığında Özsermaye İVO, özsermaye maliyetinden büyük olmakta diğer bir deyişle yatırım için harcanan özkaynaktan beklenen getiri oranının üzerinde olmaktadır. Diğer yandan, %75 oranında ve tamamen Zonguldak kömürünün kullanıldığı durumlarda kömür birim fiyatlarında indirim olmadığı senaryolarda bile Özsermaye İVO, özsermaye maliyetinden büyük olmakta diğer bir deyişle yatırım için harcanan özkaynaktan beklenen getiri oranının üzerinde olmaktadır. Kömür birim fiyatlarındaki indirim oranları arttıkça da Özsermaye İVO artmaktadır. Farklı kömür karışım oranlarında Özsermaye GÖS'ün kömür birim fiyatlarındaki indirim oranına bağlı olarak değişimi Çizelge 6.24'te gösterilmiştir.

Çizelge 6.24 : Farklı kömür karışım oranlarında Özsermaye GÖS'ün kömür birim fiyatlarındaki indirim oranına bağlı olarak değişimi.

Zonguldak Kömürü Oranı	Kömür birim fiyatlarındaki indirim oranı						
	0%	5%	10%	15%	20%	25%	30%
%0 Zonguldak kömürü	-	-	-	24	20	14	11
%25 Zonguldak kömürü	-	-	25	21	15	11	9
%50 Zonguldak kömürü	-	27	22	16	11	9	8
%75 Zonguldak kömürü	29	23	17	10	9	8	7
%100 Zonguldak kömürü	24	19	10	8	7	6	6

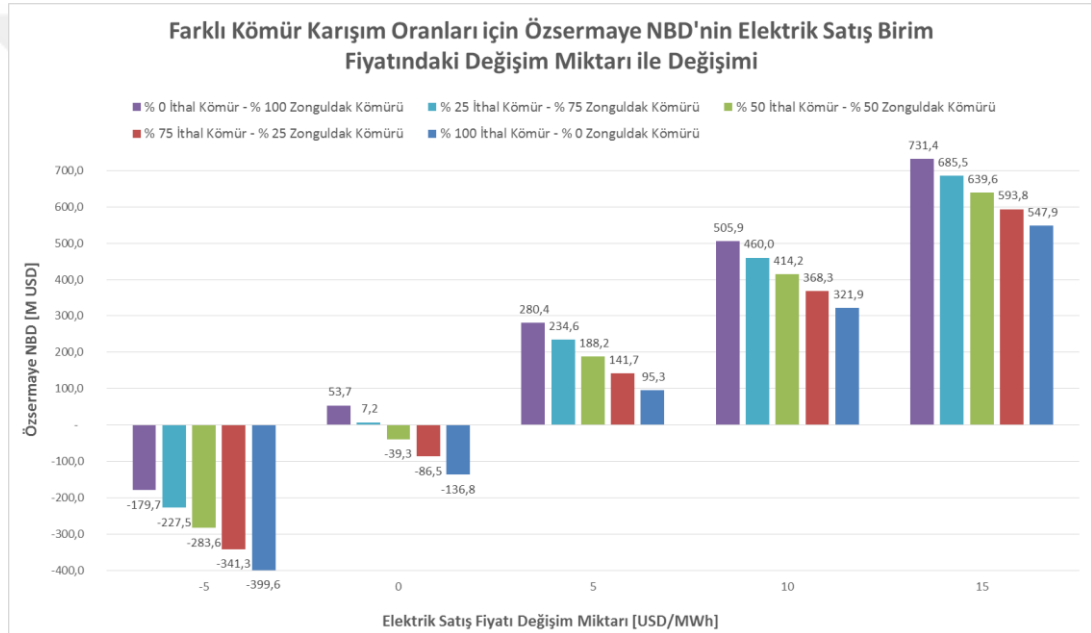
Santralda kullanılan Zonguldak kömürü arttıkça santrala ait Özsermaye GÖS'ün azaldığı Çizelge 6.24'te görülmektedir. Kömür birim fiyatlarındaki indirim oranının %30 olduğu senaryoda %100 ithal kömür kullanılan bir durumda Özsermaye GÖS 11 yıl olmaktadır. Kömür birim fiyatlarındaki indirim oranı %0'dan %30 mertebesine geldiğinde %100 Zonguldak kömürünün kullanıldığı durumda Özsermaye GÖS 24 yıldan 6 yıla kadar düşmektedir.

6.9.5 Elektrik satış birim fiyatı için duyarlılık analizi

Yatırıma ilişkin Özsermaye NBD, Özsermaye İVO ve Özsermaye GÖS değişimleri yıllık ortalama elektrik satış birim fiyatlarına [USD/MWh] birimi ile uygulanan değişim miktarına bağlı olarak belirtilen 5 farklı durum için mukayeseli olarak incelenmiştir. Elektrik satış birim fiyatları için duyarlılık analizi yapılırken elektrik

satış birim fiyatları dışında tüm parametrelerin sabit kaldığı varsayımı yapılmıştır. Ayrıca, bu alt bölümde elektrik satış birim fiyatlarına değişim miktarı uygulandığında Bölüm 6.9'un giriş kısmında verilen alım garantili elektrik satış birim fiyatının (60 USD/MWh) da uygulanan değişim miktarı kadar değişeceği kabulü yapılmıştır. Örneğin, elektrik satış birim fiyatlarının +5 [USD/MWh] arttırıldığı durumda alım garantili elektrik satış birim fiyatının 65 [USD/MWh] olacağı öngörülmüştür.

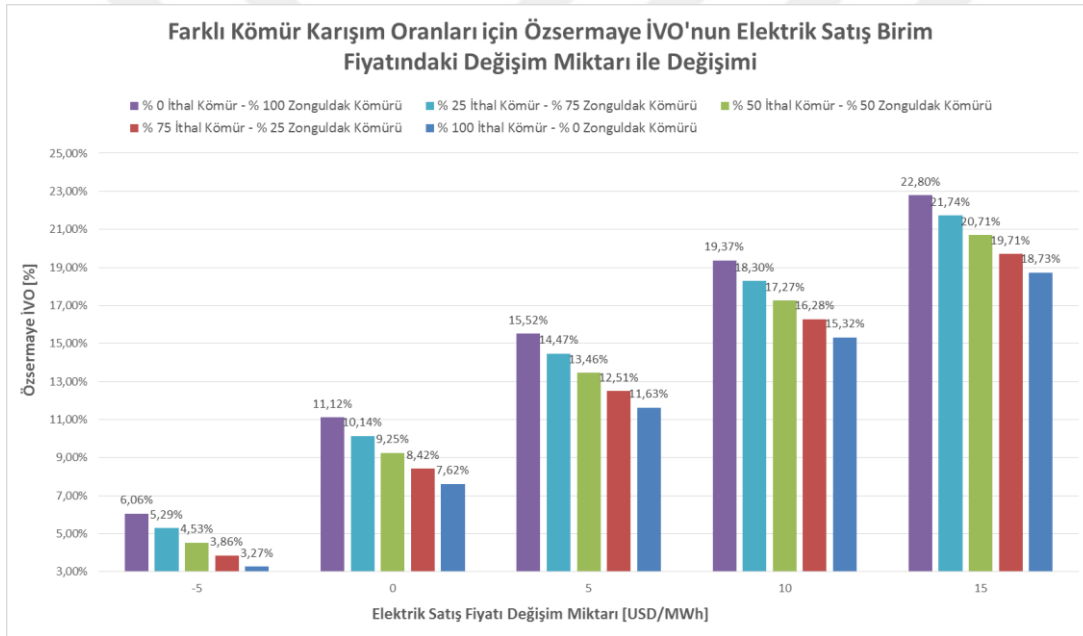
Farklı kömür karışım oranlarında Özsermaye NBD'nin yıllık ortalama elektrik satış birim fiyatlarına [USD/MWh] birimi ile uygulanan değişim miktarına bağlı olarak değişimi Şekil 6.19'da gösterilmiştir.



Şekil 6.19 : Farklı kömür karışım oranlarında Özsermaye NBD'nin yıllık ortalama elektrik satış birim fiyatlarına [USD/MWh] birimi ile uygulanan değişim miktarına bağlı olarak değişimi.

Santralda kullanılan Zonguldak kömürü arttıkça santrala ait Özsermaye NBD'nin arttığı Şekil 6.19'da görülmektedir. Santralda kullanılan Zonguldak kömürü arttıkça santralin elektrik enerjisi satışından elde edeceği yıllık gelir artmaktadır. Yıllık santral gelirlerinin artması yıllık bazda hesaplanan özsermaye nakit akışlarını olumlu yönde etkilemekte ve Özsermaye NBD'yi arttırmaktadır. Elektrik satış birim fiyatlarına [USD/MWh] birimi ile uygulanan değişim miktarı 0'dan 15 [USD/MWh] mertebesine geldiğinde %100 ithal kömürün kullanıldığı durumda Özsermaye NBD - 136,8 m USD'dan 547,9 m USD değerine yükselmektedir. %100 Zonguldak

kömürünün kullanıldığı durumda ise Özsermaye NBD 53,7 m USD'dan 731,4 m USD değerine ulaşmaktadır. Başka bir deyişle, sadece ithal kömür kullanıldığı durumda Özsermaye NBD, yıllık ortalama elektrik satış birim fiyatlarındaki değişim miktarının 0 ila +5 USD/MWh aralığında sıfırın üzerine çıkmakta ve yatırım kârlı bir duruma gelmeye başlamaktadır. Diğer yandan, %75 oranında ve tamamen Zonguldak kömürünün kullanıldığı durumlarda yıllık ortalama elektrik satış birim fiyatlarında değişim olmadığı senaryolarda bile Özsermaye NBD sıfırın üzerinde olmakta ve elektrik satış birim fiyatlarındaki değişim miktarı arttıkça da Özsermaye NBD artmaktadır. Farklı kömür karışım oranlarında Özsermaye İVO'nun yıllık ortalama elektrik satış birim fiyatlarına [USD/MWh] birimi ile uygulanan değişim miktarına bağlı olarak değişimi Şekil 6.20'de gösterilmiştir.



Şekil 6.20 : Farklı kömür karışım oranlarında Özsermaye İVO'nun yıllık ortalama elektrik satış birim fiyatlarına [USD/MWh] birimi ile uygulanan değişim miktarına bağlı olarak değişimi.

Santralda kullanılan Zonguldak kömürü arttıkça santrala ait Özsermaye İVO'nun arttığı Şekil 6.20'de görülmektedir. Elektrik satış birim fiyatlarına [USD/MWh] birimi ile uygulanan değişim miktarı 0'dan 15 [USD/MWh] mertebesine geldiğinde %100 ithal kömürün kullanıldığı durumda Özsermaye İVO %7,62'den %18,73 değerine yükselmektedir. %100 Zonguldak kömürünün kullanıldığı durumda ise Özsermaye İVO %11,12'den %22,80 değerine ulaşmaktadır. Başka bir deyişle, sadece ithal kömür kullanıldığı durumda Özsermaye İVO, yıllık ortalama elektrik

satış birim fiyatlarındaki değişim miktarının 0 ila +5 USD/MWh aralığında özsermaye maliyetinin üzerine çıkmakta ve yatırım kârlı bir duruma gelmeye başlamaktadır. Diğer yandan, %75 oranında ve tamamen Zonguldak kömürünün kullanıldığı durumlarda yıllık ortalama elektrik satış birim fiyatlarında değişim olmadığı senaryolarda bile Özsermaye İVO, özsermaye maliyetinden büyük olmakta diğer bir deyişle yatırım için harcanan özkaynaktan beklenen getiri oranının üzerinde olmaktadır. Elektrik satış birim fiyatlarındaki değişim miktarı arttıkça da Özsermaye İVO artmaktadır. Farklı kömür karışım oranlarında Özsermaye GÖS'ün elektrik satış birim fiyatlarına uygulanan değişim miktarına bağlı olarak değişimi Çizelge 6.25'te gösterilmiştir.

Çizelge 6.25 : Farklı kömür karışım oranlarında Özsermaye GÖS'ün elektrik satış birim fiyatlarına uygulanan değişim miktarına bağlı olarak değişimi.

Zonguldak Kömürü Oranı	Elektrik satış birim fiyatlarına uygulanan değişim miktarı [USD/MWh]				
	-5	0	5	10	15
%0 Zonguldak kömürü	-	-	22	9	6
%25 Zonguldak kömürü	-	-	18	8	6
%50 Zonguldak kömürü	-	-	11	7	5
%75 Zonguldak kömürü	-	29	9	6	4
%100 Zonguldak kömürü	-	24	7	5	4

Santralda kullanılan Zonguldak kömürü arttıkça santrala ait Özsermaye GÖS'ün azaldığı Çizelge 6.25'te görülmektedir. Elektrik satış birim fiyatlarına uygulanan değişim miktarının 15 [USD/MWh] olduğu senaryoda %100 ithal kömür kullanılan bir durumda bile Özsermaye GÖS 6 yıl olmaktadır. %100 Zonguldak kömürünün kullanıldığı durumda ise Özsermaye GÖS 4 yıla kadar düşmektedir.



7. SONUÇ VE ÖNERİLER

Bu Yüksek Lisans tez çalışmasında, Zonguldak ili için kritik üstü tipinde pulverize kömür yakıtlı bir enerji santralının enerji ve finansal değerlendirmesi yapılmıştır. Burada esas itibariyle genelden özele giden bir yaklaşım benimsenmiş ve önemli bir konvansiyonel baz santral olan kömür santralleri ile çalışılması benimsenmiştir.

Günümüzde konvansiyonel (yenilenemez) enerji santrallerinde elektrik enerjisi üretiminde yaygın olarak kullanılan Rankine çevrimi ve tipleri ele alınmış ve bu kapsamda kömür yakıtlı enerji santrallerinin genel yapısı ve temel elemanları irdelenmiştir. Kömür yakıtlı enerji santrallerinin farklı tipleri incelenmiş ve bu çalışmanın odak noktası olan pulverize kömür yakıtlı bir enerji santrali alt sistemleri ile birlikte detaylıca irdelenmiştir. Ayrıca, buharlı güç çevrimlerinin enerji değerlendirmesinin nasıl yapılacağı özetlenmiştir.

Zonguldak ili için kritik üstü tipinde pulverize kömür yakıtlı bir enerji santralının öncelikle enerji değerlendirmesi yapılarak somut bir örnek üzerinden uygulama gerçekleştirilmiştir. Bu bağlamda, olabildiğince realistlik proje bilgileri toparlanmaya çalışılmıştır. Termal çevrimine ait akış şeması Şekil 5.2’de verilen santral, belirli sürekli akışlı kontrol hacimlerine (açık sistemlere) ayrılmış ve bu kontrol hacimlerine Termodinamiğin birinci ve ikinci yasaları uygulanmıştır. Bu uygulama çerçevesinde enerji ve ekserji analizleri yapılırken santralin nominal işletme koşullarındaki tasarım değerlerinin kullanılması benimsenmiştir.

Bu kapsamda, belirlenen kontrol hacimlerine enerji ve ekserji denge denklemleri uygulanarak santralin ve santralin termal çevrimindeki ekipmanların birinci ve ikinci yasa verimleri hesaplanmıştır. Ayrıca, belirlenen bu alt sistemlerde oluşan tersinmezlikler de hesaplanmıştır. Yapılan çalışma sonucunda, literatürde yapılan benzer çalışmaların sonuçları ile uyumlu bir şekilde santralin termal çevrimi kapsamında en fazla tersinmezliğin buhar kazanında meydana geldiği tespit edilmiştir. Bu sonuç, pulverize kömür yakıtlı enerji santralleri kapsamındaki araştırma, geliştirme ve iyileştirme çalışma ve çabalarının buhar kazanlarına yoğunlaştırılması gerekliliğini ortaya koymaktadır.

Bölüm 3'te detaylıca verildiği üzere kritik üstü kazanlar buhar parametrelerine göre kendi aralarında “süperkritik” ve “ultra süperkritik” olarak gruplandırılabilir. Süperkritik kazanlarda genel olarak 245 ile 280 bar basınç ve 540 ile 570 °C sıcaklığında kızgın buhar üretilmektedir. Ultra süperkritik kazanların ise 280 bar ve üstü basınç ile 600 °C ve üstü sıcaklıklarda çalıştığı söylenebilir. Yüksek sıcaklık ve basınca dayanıklı malzemelerin geliştirilmesi ile birlikte bu gruplandırmanın genişleyebileceği öngörülmektedir. Örneğin, 300 bar ve üstü basınç ile 700 °C ve üstü sıcaklıklarda kızgın buhar üretmesi planlanan “ileri ultra süperkritik” kazan teknolojileri için yapılan çalışmaların sürdüğü bilinmektedir.

Öte yandan, bu Yüksek Lisans tez çalışmasında enerji ve ekserji analizleri yapılan kritik üstü tipindeki pulverize kömür yakıtlı enerji santralının finansal değerlendirilmesinin yapılması da hedeflenmiştir. Finansal değerlendirme çalışması kapsamında santrale ait yatırım maliyeti yaklaşık olarak 2 bn USD olarak belirlenmiş olup yatırım maliyeti alt kırılımları ile birlikte verilmiştir.

Tez çalışması kapsamında MS Excel formatında dinamik bir finansal model oluşturulup finansal değerlendirme realistik şartlarda yapılmıştır. Bu bağlamda, santral inşaatının 2020 yılında başlayıp 4 yıl süreceği ve santralın 2024 yılının başında devreye gireceği başka bir deyişle elektrik enerjisi üretmeye başlayacağı öngörülmüştür. Yapılan değerlendirmenin realistik koşullarda olabilmesi amacı ile KDV ve santralın inşaat döneminde oluşan faiz giderleri de hesaplanmış ve yatırım maliyetine ilave edilmiştir. Toplam yatırım maliyetinin %30'unun özsermaye ve %70'inin ise banka kredisi ile finanse edileceği öngörülmüştür.

Diğer yandan, çalışma kapsamında finansal model oluşturabilmek için gerekli olan teknik ve finansal parametreler detaylıca verilmiştir. Ayrıca, santral giderleri ayrı ayrı başlıklar ile detaylandırılıp kömür yakıtlı bir enerji santralında oluşabilecek maliyetlerin açıklanması hedeflenmiştir. Belirlenen banka kredisi şartlarında bankaya ödenecek olan ana para ve faiz ödemelerini gösteren kredi itfa tablosu da oluşturulmuştur.

Bölüm 5 ve Bölüm 6'da verilen teknik ve finansal bilgiler kullanılarak santrale ait özsermaye nakit akışları tablosu hazırlanmıştır. Ayrıca, bu özsermaye nakit akışları tablosu kullanılarak pojelerin finansal değerlendirilmesinde yaygın olarak kullanılan Net Bugünkü Değer, İç Verim Oranı ve Geri Ödeme Süresi hesaplanmıştır. Bu

yüksek lisans tez çalışmasında Bölüm 6.2’de de belirtildiği üzere yatırım maliyetinin bir kısmının özsermaye ile karşılanacağı varsayılmıştır. Bu nedenle; bu çalışma kapsamında hesaplanan “Net Bugünkü Değer”lerin “Özsermaye Net Bugünkü Değer”ler, “İç Verim Oran”larının “Özsermaye İç Verim Oran”ları ve “Geri Ödeme Süre”lerinin “Özsermaye Geri Ödeme Süre”leri olarak anılması benimsenmiştir. Çizelge 6.9 ile verilen sonuçlara göre (yapılan bu kabuller için) Özsermaye NBD - 136,8 m USD ve Özsermaye İVO da sermaye maliyetinden küçük olarak hesaplanmıştır. Bu sonuçlar yatırımın zarar ettiğinin göstergeleri olarak yorumlanmaktadır. Başka bir deyişle, santralın ekonomik ömrü süresince yatırım kendisini geri ödeyememektedir.

Bu sonuçların üzerine, farklı haller bağlamında öncelikle santralda sadece ithal kömür kullanıldığı varsayımı ile finansal değerlendirme çalışmasının bir parçası olarak santrala ilişkin duyarlılık analizleri yapılmıştır. Bu analizler çerçevesinde brüt verim, kapasite kullanım faktörü, yatırım maliyeti, kömür birim fiyatı ve elektrik satış birim fiyatı gibi farklı parametrelerin değişimlerinin Net Bugünkü Değer, İç Verim Oranı ve Geri Ödeme Süresi gibi yatırımın finansal değerlendirilmesine ilişkin yaygın olarak kullanılan ölçütlere etkilerinin incelenmesi amaçlanmıştır.

Duyarlılık analizleri sonuçları bağlamında santralın brüt verimi arttıkça finansal sonuçların iyileştiği gözlemlenmiştir. Santral brüt verimi arttıkça santralda birim zamanda aynı miktarda elektrik enerjisi üretebilmek için kullanılan kömür miktarı azalmaktadır. Böylelikle, santrala ilişkin yıllık yakıt (kömür) maliyeti de azalmaktadır. Yıllık yakıt maliyetinin azalması yıllık bazda hesaplanan özsermaye nakit akışlarını olumlu yönde etkilemekte ve Özsermaye NBD’yi de arttırmaktadır. Santral brüt verimi %46,51’den %49 mertebesine geldiğinde Özsermaye NBD -136,8 m USD’den -68,2 m USD değerine yükselmektedir. Ancak, santral brüt verimi %49 mertebesine geldiğinde bile Özsermaye NBD sıfırın altında olmakta ve yatırım kâr edememektedir. Benzer bir şekilde, santral brüt veriminin %49 olduğu durumda bile Özsermaye İVO, özsermaye maliyetinden küçük olmakta başka bir deyişle yatırım için harcanan özkaynaktan beklenen getiri oranının altında kalmaktadır. Sonuç olarak, sadece santral brüt veriminin artmasıyla finansal sonuçların iyileştiği ancak yatırımın kârlı bir noktaya ulaşamadığı görülmektedir.

Kapasite kullanım faktörü arttıkça santralın bir yıl içerisinde çalışacağı süre artmaktadır. Bir yıl içerisinde daha fazla çalışan santralın yıllık elektrik enerjisi

üretimi ve dolayısıyla elektrik enerjisi satışından elde edeceği yıllık gelir artmaktadır. Benzer bir şekilde, santralin artan çalışma süresi ile birlikte işletme maliyetleri de artmaktadır. Ancak, santralin gelirlerindeki artış giderlerindeki artıştan daha fazla olduğu için artan kapasite kullanım faktörü ile birlikte yıllık bazda hesaplanan özsermaye nakit akışları olumlu yönde etkilenmekte ve Özsermaye NBD artmaktadır. Kapasite kullanım faktörü %86'dan %93 mertebesine geldiğinde Özsermaye NBD -136,8 m USD'dan -37,1 m USD değerine yükselmektedir. Ancak, kapasite kullanım faktörü %93 mertebesine geldiğinde bile Özsermaye NBD sıfırın altında olmakta ve yatırım kâr edememektedir. Başka bir deyişle, sadece kapasite kullanım faktörünün artmasıyla yatırımın kârlı bir noktaya ulaşamadığı görülmektedir. Benzer bir şekilde, kapasite kullanım faktörünün %93 olduğu durumda bile Özsermaye İVO, özsermaye maliyetinden küçük olmakta başka bir deyişle yatırım için harcanan özkaynaktan beklenen getiri oranının altında kalmaktadır. Sonuç olarak, sadece kapasite kullanım faktörünün artmasıyla finansal sonuçların iyileştiği ancak yatırımın kârlı bir noktaya ulaşamadığı görülmektedir.

Diğer bir açıdan, yatırım maliyetindeki azalmaya bağlı olarak santralin finansal giderleri azalmakta ve bu azalma finansal sonuçları pozitif yönlü etkilemektedir. Yatırım maliyeti azaldıkça santral yatırımı için kullanılan özsermaye miktarı ve de banka kredisi azalmaktadır. Yatırım için kullanılan banka kredisinin azalması ile birlikte santrale ilişkin yıllık finansal giderler de azalmaktadır. Azalan yatırım maliyeti ile birlikte hem yatırım için kullanılan özsermaye miktarının hem de yıllık finansal giderlerin azalması yıllık bazda hesaplanan özsermaye nakit akışlarını olumlu yönde etkilemekte ve Özsermaye NBD'yi arttırmaktadır. Yatırım maliyetindeki indirim oranı yaklaşık olarak %15 mertebesine geldiğinde Özsermaye NBD sıfırın üzerine çıkmakta ve yatırım kârlı bir duruma gelmeye başlamaktadır. Yatırım maliyetindeki indirim oranı %20 olduğunda ise Özsermaye NBD 57,7 m USD değerine ulaşmaktadır. Benzer bir şekilde, yatırım maliyetindeki indirim oranı yaklaşık olarak %15 mertebesine geldiğinde Özsermaye İVO, özsermaye maliyetinin üzerine çıkmakta ve yatırım kârlı bir duruma gelmeye başlamaktadır. Yatırım maliyetindeki indirim oranı %20 mertebesine geldiğinde ise Özsermaye İVO %11,21 değerine yükselmektedir. Yatırım maliyetindeki indirim oranı yaklaşık %15 mertebesinin altında olduğu durumlarda yatırım için harcanan özsermaye kendisini santralin ekonomik ömrü süresince geri ödeyememektedir. Yatırım maliyetindeki

indirim oranı yaklaşık %15 mertebesinin üzerinde olduğu durumlarda ise yatırım için harcanan özsermaye kendisini santralin ekonomik ömrü içerisinde geri ödeyebilmektedir. Örneğin, yatırım maliyetindeki indirim oranı %20 mertebesine geldiğinde Özsermaye GÖS 24 yıl olmaktadır.

Bu yüksek lisans tez çalışmasında, finansal sonuçların en duyarlı olduğu parametrelerin kömür birim fiyatı ve elektrik satış birim fiyatı olduğu görülmüştür. Santral işletme maliyetlerinin büyük bir bölümünü yakıt maliyeti oluşturmaktadır. Bu bağlamda, kömür birim fiyatlarındaki azalmaların santralin işletme maliyetlerini düşürdüğü ve yatırıma ilişkin finansal sonuçları olumlu etkilediği sonucuna ulaşılmıştır. Yıllık ortalama kömür birim fiyatları düştükçe yıllık santral işletme maliyetleri azalmaktadır. Yıllık santral işletme maliyetlerinin azalması yıllık bazda hesaplanan özsermaye nakit akışlarını olumlu yönde etkilemekte ve Özsermaye NBD'yi arttırmaktadır. Yıllık ortalama kömür birim fiyatlarındaki indirim oranı yaklaşık olarak %10 mertebesinin üzerine çıktığında Özsermaye NBD sıfırın üzerine çıkmakta ve yatırım kârlı bir duruma gelmeye başlamaktadır. Kömür birim fiyatlarındaki indirim oranı %30 mertebesine geldiğinde ise Özsermaye NBD 254,9 m USD değerine ulaşmaktadır. Benzer bir şekilde, yıllık ortalama kömür birim fiyatlarındaki indirim oranı yaklaşık olarak %10 mertebesinin üzerine çıktığında Özsermaye İVO, özsermaye maliyetinin üzerine çıkmakta ve yatırım kârlı bir duruma gelmeye başlamaktadır. Kömür birim fiyatlarındaki indirim oranı %30 olduğunda ise Özsermaye İVO %14,12 değerine ulaşmaktadır. Ayrıca, yıllık ortalama kömür birim fiyatlarındaki indirim oranı yaklaşık olarak %10 mertebesinin altında olduğu durumlarda yatırım için harcanan özsermaye kendisini santralin ekonomik ömrü süresince geri ödeyememektedir. Yıllık ortalama kömür birim fiyatlarındaki indirim oranı yaklaşık olarak %10 mertebesinin üzerinde olduğu durumlarda ise yatırım için harcanan özsermaye kendisini santralin ekonomik ömrü içerisinde geri ödeyebilmektedir. Örneğin, yıllık ortalama kömür birim fiyatlarındaki indirim oranı %30 mertebesine geldiğinde Özsermaye GÖS 11 yıl olmaktadır.

Benzer şekilde, elektrik satış birim fiyatlarındaki artışların santralin gelirlerini arttırdığı ve yatırıma ilişkin finansal sonuçları pozitif olarak etkilediği görülmüştür. Yıllık ortalama elektrik satış birim fiyatları arttıkça santralin elektrik enerjisi satışından elde edeceği yıllık gelir artmaktadır. Yıllık santral gelirlerinin artması yıllık bazda hesaplanan özsermaye nakit akışlarını olumlu yönde etkilemekte ve

Özsermaye NBD'yi arttırmaktadır. Özsermaye NBD, yıllık ortalama elektrik satış birim fiyatlarındaki değişim miktarının 0 ila +5 USD/MWh aralığında sıfırın üzerine çıkmakta ve yatırım kârlı bir duruma gelmeye başlamaktadır. Elektrik satış birim fiyatlarındaki değişim miktarı 15 [USD/MWh] mertebesine ulaştığında ise Özsermaye NBD 547,9 m USD değerine yükselmektedir. Benzer bir şekilde, Özsermaye İVO, yıllık ortalama elektrik satış birim fiyatlarındaki değişim miktarının 0 ila +5 USD/MWh aralığında özsermaye maliyetinin üzerine çıkmakta ve yatırım kârlı bir duruma gelmeye başlamaktadır. Elektrik satış birim fiyatlarındaki değişim miktarı 15 USD/MWh mertebesine ulaştığında ise Özsermaye İVO %18,73 değerine yükselmektedir. Ayrıca; yatırım için harcanan özsermaye, yıllık ortalama elektrik satış birim fiyatlarındaki değişim miktarının 0 ila +5 USD/MWh aralığında kendisini santralin ekonomik ömrü içerisinde geri ödemeye başlamaktadır. Yıllık ortalama elektrik satış birim fiyatlarındaki değişim miktarı 15 USD/MWh mertebesine ulaştığında ise Özsermaye GÖS 6 yıl olmaktadır.

Ayrıca; Ülkemizde yerli kaynak kullanımının desteklenmesi çerçevesinde, yerli kömür kullanılarak üretilen elektrik enerjisi için alım garantisi bulunmaktadır. Bu destek, sadece yerli kömür yakıtlı elektrik üretim santrallerini ve yerli kömür ile ithal kömür karışımı yakıtlı elektrik üretim santrallerini kapsamaktadır. İthal kömür yakıtlı elektrik üretim santralleri de yerli kömür kullanım oranları itibariyle bu destekten faydalanabilmektedir.

Bu bağlamda bu Yüksek Lisans tez çalışmasında, santralda %0, %25, %50, %75 ve %100 oranlarında Zonguldak kömürünün kullanıldığı 5 farklı durum için de yatırımın finansal değerlendirilmesine ilişkin finansal parametreler mukayeseli olarak incelenmiştir. Santrale ilişkin finansal değerlendirme çalışmasının bir parçası olarak belirtilen 5 farklı durum için de santral brüt verimi, kapasite kullanım faktörü, yatırım maliyeti, kömür birim fiyatı ve elektrik satış birim fiyatı değişkenleri özelinde duyarlılık analizleri yapılmıştır. Bu kapsamda yapılan duyarlılık analizleri neticesinde, santralda kullanılan Zonguldak kömür oranının artması ile yatırımın finansal değerlendirilmesine ilişkin parametrelerin pozitif yönde etkilendiği sonucuna ulaşılmıştır.

Santralda kullanılan Zonguldak kömürü arttıkça belirtilen alım garanti süresi boyunca yıllık ortalama elektrik satış birim fiyatı artmaktadır. Yıllık ortalama elektrik satış birim fiyatları arttıkça santralin elektrik enerjisi satışından elde edeceği

yıllık gelir artmaktadır. Yıllık santral gelirlerinin artması yıllık bazda hesaplanan özsermaye nakit akışlarını olumlu yönde etkilemekte ve sonuç olarak Özsermaye NBD ile Özsermaye İVO'yu arttırmakta ve Özsermaye GÖS'ü de azaltmaktadır.

Örneğin, sadece ithal kömür kullanıldığı durumda santral brüt verimi %49 olduğunda bile Özsermaye NBD sıfırın altında olmakta ve yatırım kâr edememektedir. Ancak, sadece Zonguldak kömürünün kullanıldığı durumda santral brüt verimi %46,51 iken bile Özsermaye NBD sıfırın üzerinde olmakta ve yatırım kâr etmektedir.

Benzer şekilde, sadece ithal kömür kullanıldığı durumda kapasite kullanım faktörü %93 olduğunda bile Özsermaye NBD sıfırın altında olmakta ve yatırım kâr edememektedir. Ancak, sadece Zonguldak kömürünün kullanıldığı durumda kapasite kullanım faktörü %86 iken bile Özsermaye NBD sıfırın üzerinde olmakta ve yatırım kâr etmektedir.

Ayrıca, sadece ithal kömür kullanıldığı durumda yatırım maliyetindeki indirim oranı yaklaşık olarak %15 mertebesine geldiğinde Özsermaye NBD sıfırın üzerine çıkmakta ve yatırım kârlı bir duruma gelmeye başlamaktadır. Diğer yandan, %75 oranında ve tamamen Zonguldak kömürünün kullanıldığı durumlarda yatırım maliyetinde indirim olmadığı senaryolarda bile Özsermaye NBD sıfırın üzerinde olmakta ve yatırım maliyetindeki indirim oranları arttıkça da Özsermaye NBD artmaktadır.

Kömür birim fiyatları açısından incelendiğinde, sadece ithal kömür kullanıldığı durumda yıllık ortalama kömür birim fiyatlarındaki indirim oranı yaklaşık olarak %10 mertebesinin üzerine çıktığında Özsermaye NBD sıfırın üzerine çıkmakta ve yatırım kârlı bir duruma gelmeye başlamaktadır. Diğer yandan, %75 oranında ve tamamen Zonguldak kömürünün kullanıldığı durumlarda kömür birim fiyatlarında indirim olmadığı senaryolarda bile Özsermaye NBD sıfırın üzerinde olmakta ve kömür birim fiyatlarındaki indirim oranları arttıkça da Özsermaye NBD artmaktadır.

Elektrik satış birim fiyatları açısından bakıldığında ise; sadece ithal kömür kullanıldığı durumda Özsermaye NBD, yıllık ortalama elektrik satış birim fiyatlarındaki değişim miktarının 0 ila +5 USD/MWh aralığında sıfırın üzerine çıkmakta ve yatırım kârlı bir duruma gelmeye başlamaktadır. Diğer yandan, %75 oranında ve tamamen Zonguldak kömürünün kullanıldığı durumlarda yıllık ortalama elektrik satış birim fiyatlarında değişim olmadığı senaryolarda bile Özsermaye NBD

sıfırın üzerinde olmakta ve elektrik satış birim fiyatlarındaki değişim miktarı arttıkça da Özsermaye NBD artmaktadır.

Ülkemizde kömür yakıtlı enerji santrallerinde yerli kömürün kullanılması hem yatırımların finansal sonuçlarını olumlu yönde etkilemekte hem de ülkemiz enerji politikaları ile uyumlu olmaktadır.

Zonguldak ili için kritik üstü tipinde pulverize kömür yakıtlı bir enerji santrali için bütüncül bir bakış açısı ile oluşturulan bu tez çalışmasında enerji ve finansal değerlendirme çalışmaları kapsamındaki hesaplamalar belirli kabul ve varsayımlara dayanmaktadır.

Bu çalışmadan sonra kömür yakıtlı enerji santrallerinde enerji ve finansal değerlendirme konuları üzerine çalışma planlayanlar için önerilerde bulunulması gerekir ise;

- Farklı tipteki kömür yakıtlı enerji santrallerinin enerji ve finansal değerlendirme çalışmaları mukayeseli olarak incelenebilir,
- Benzer tipteki kömür yakıtlı bir enerji santralının enerji değerlendirmesi kısmında farklı çevre şartları için mukayeseli incelemeler yapılabilir,
- Farklı tür ve içeriğe sahip yerli kömürlerin yakıt olarak kullanıldığı enerji santralleri için mukayeseli enerji ve finansal değerlendirme çalışmaları yapılabilir,
- Benzer veya farklı tipteki kömür yakıtlı bir enerji santralının enerji ve finansal değerlendirmeleri farklı iller ve bölgeler için uygulanabilir,
- Benzer veya farklı tipteki kömür yakıtlı bir enerji santralının finansal değerlendirme kısmında farklı borçlanma/özsermaye oranları için mukayeseli incelemeler yapılabilir,
- Benzer veya farklı tipteki kömür yakıtlı bir enerji santralının finansal değerlendirme kısmında farklı faiz oranları için mukayeseli incelemeler yapılabilir,
- Benzer veya farklı tipteki kömür yakıtlı bir enerji santralının finansal değerlendirme kısmında farklı kredi vadeleri için mukayeseli incelemeler yapılabilir.

Öz olarak ifade etmek gerekirse; bu yüksek lisans tez çalışmasıyla, Ülkemiz için gerek enerji kaynaklarının çeşitlendirilmesi hususunda gerekse de baz santral oluşu ile enerji arz güvenliğimizin sağlanması noktasında büyük öneme haiz kömür santralleri bağlamında kritik üstü tipinde pulverize kömür yakıtlı bir enerji santralının enerji ve finansal değerlendirilmesi yapılabilmektedir.





KAYNAKLAR

- Atlı, G. & Tuğrul, A. B.** (2018). Zonguldak Bölgesi Kömür Yakmalı Bir Termik Santralin Ekonomik Değerlendirmesi, ICCI 2018 Bildiriler Kitabı, CD Bildiriler Kitabı s: 28-31, 24. Uluslararası Enerji ve Çevre Fuarı ve Konferansı, 02-04 Mayıs 2018, İstanbul.
- Bayrak, S.** (2013). Bir Termik Santralde Entropi Üretiminin Enerji Verimliliğine Etkisinin İncelenmesi. (Yüksek Lisans Tezi). Gazi Üniversitesi, Fen Bilimleri Enstitüsü, Ankara.
- Bejan, A.** (1997). Advanced Engineering Thermodynamics. (Second Edition). John Wiley & Sons, Inc., New York.
- Çengel, Y. A. & Boles, M. A.** (2013). Mühendislik yaklaşımıyla termodinamik. (7th ed.). Ankara: Palme Yayıncılık.
- Çiftkaya, B.** (2010). Elektrik Üretiminde Kullanılan Gaz Türbinlerinin İncelenmesi ve Benzetimi. (Yüksek Lisans Tezi). İstanbul Teknik Üniversitesi, Fen Bilimleri Enstitüsü, İstanbul.
- Doğru, M.** (2011). Projelerin Ekonomik Analizleri (Ekonomik Uygunluklarının/Uygulanabilirliklerinin Belirlenmesi). T.C. Orman ve Su İşleri Bakanlığı, Çölleşme ve Erozyonlar Mücadele Genel Müdürlüğü, Proje Hazırlama ve Ekonomik Analiz Eğitimi, 16-19 Kasım 2011, Çeşme, İzmir.
- Durmayaz, A.** (2001). Elektrik Enerjisi Üretimi Amaçlı Isıl Güç Tesislerinin Ekserji Analizi ve Önemi. TMMOB Makine Mühendisleri Odası, II. Çevre ve Enerji Kongresi, 15-17 Kasım 2001, İstanbul.
- Durmayaz, A. & Yavuz, H.** (2001). Exergy analysis of a pressurized-water reactor nuclear power plant. Applied Energy, 69, 39-57.
- Elektrik Üretim Anonim Şirketi (EÜAŞ)** (2017). 2016 Elektrik Üretim Sektör Raporu.
- Elevli, S. & Demirci, A.** (2004). Bazı Kömür Özelliklerinin Termik Santral Verimliliği ve Kömür Fiyatları Üzerine Etkilerinin Araştırılması, Türkiye 14. Kömür Kongresi Bildiriler Kitabı, 02-04 Haziran 2004 Zonguldak, Türkiye.
- Erbaş, Ö.** (2010). Yatırım Projelerinin Değerlendirilmesi: Türkiye Elektrik Enerjisi Sektöründe Bir Çalışma. (Yüksek Lisans Tezi). TOBB Ekonomi ve Teknoloji Üniversitesi, Sosyal Bilimler Enstitüsü, Ankara.
- Girgin, M. H.** (2011). Bir Fotovoltaik Güneş Enerjisi Santralının Fizibilitesi, Karaman Bölgesinde 5 MW'lık Güneş Enerjisi Santrali İçin Enerji Üretim Değerlendirmesi ve Ekonomik Analizi. (Yüksek Lisans Tezi). İstanbul Teknik Üniversitesi, Enerji Enstitüsü, İstanbul.

- Göker, O.** (2013). Proje Analizi ve Fizibilite Raporlarının Hazırlanması Eğitimi, Deloitte Academy, İstanbul.
- Günaslan, M.** (2016). Doğalgaz Yakıtlı Kombine Çevrim Santralleri ve Türkiye Elektrik Üretimindeki Yeri. (Yüksek Lisans Tezi). Yıldız Teknik Üniversitesi, Fen Bilimleri Enstitüsü, İstanbul.
- Heper, Y.** (2001). Buhar Santralleri ve Uygulaması. (Genişletilmiş 4. Baskı). Ankara, METU Press.
- Holmgren, M.** (2017). IAPWS IF97 Excel Steam Tables : Steam. Steam properties. Magnus Holmgren. With 20 added functions.
- International Energy Agency (IEA)** (2017). Key World Energy Statistics.
- İSKEN Sugözü Enerji Santrali (İSKEN)** (t.y.). Detaylı Tanıtım Broşürü.
- Kılıç, F. Ç.** (2015). Güneş Enerjisi, Türkiye'deki Son Durumu ve Üretim Teknolojileri. Mühendis ve Makina, cilt 56, sayı 671, s. 28-40.
- Kıvanç, A. H. & Serpen, U.** (2011). Jeotermal Santrallerin Karşılaştırılması, X. Ulusal Tesisat Mühendisliği Kongresi Bildiriler Kitabı, X. Ulusal Tesisat Mühendisliği Kongresi, 13-16 Nisan 2011, İzmir.
- Koç, E. & Şenel, M. C.** (2013). Dünyada ve Türkiye'de Enerji Durumu - Genel Değerlendirme. Mühendis ve Makina, cilt 54, sayı 639, s. 32-44.
- North, B. & Engelbrecht, A. & Oboirien, B.** (2014). Feasibility study of electricity generation from discard coal. IFSA (Industrial Fluidization South Africa) 2014 Conference Papers, Journal of the Southern African Institute of Mining and Metallurgy vol.115 n.7, Temmuz 2015, Johannesburg.
- Nurbay, N. & Çınar, A.** (2005). Rüzgar Türbinlerinin Çeşitleri ve Türbinlerin Birbirleriyle Karşılaştırılması, Yenilenebilir Enerji Kaynakları Sempozyumu ve Sergisi Bildiriler Kitabı, 3. Yenilenebilir Enerji Kaynakları Sempozyumu ve Sergisi, 19-21 Ekim 2005, Mersin.
- Orakçı, Z. H. T.** (2012). Nükleer Santrallerin Maliyet Analizi (Yüksek Lisans Tezi). İstanbul Teknik Üniversitesi, Enerji Enstitüsü, İstanbul.
- Otlu, O.** (2012). Deniz Üstü Rüzgar Enerji Santrallerinin Teknik ve Ekonomik Analizi (Yüksek Lisans tezi). Yıldız Teknik Üniversitesi, Fen Bilimleri Enstitüsü, İstanbul.
- Oymak, O. & Batu, A.** (2005) Akışkan Yataklı Kazanlar. Firma Teknik Bilgi Notu, Mimag – Samko Enerji Teknolojileri A.Ş.
- Özdemir, M.** (2017). Modelling and Financial Analysis of A Solar-Biomass Hybrid Power Plant in Turkey. (Yüksek Lisans Tezi). Ortadoğu Teknik Üniversitesi, Fen Bilimleri Enstitüsü, Ankara.
- Özdemir, M. T. & Orhan, A. & Cebeci, M.** (2011). Çok Küçük Hidrolik Potansiyellerin Enerji Üretim Amacı ile Yerel İmkanlarla Değerlendirilmesi, Elektrik-Elektronik ve Bilgisayar Sempozyumu Bildiriler Kitabı, Elektrik-Elektronik ve Bilgisayar Sempozyumu, 05-07 ekim 2011, Elazığ.

- Özdemir, T.** (2015). Kömür Yakıtlı Bir Termik Santralin Sistem Modellemesi. (Yüksek Lisans Tezi). İstanbul Teknik Üniversitesi, Enerji Enstitüsü, İstanbul.
- Özen, E.** (2017). Ultra süper Kritik Termik Santrallerin Termodinamik ve Ekonomik Analizi. (Yüksek Lisans Tezi). Yıldız Teknik Üniversitesi, Fen Bilimleri Enstitüsü, İstanbul.
- Pall Power Generation** (2007). Improving Coal Pulverizer Performance and Reliability. Firma Teknik Tanıtım Broşürü, Pall Corporation.
- Powers, J. M.** (2017). Lecture Notes on Thermodynamics (updated 11 March 2017). Department of Aerospace and Mechanical Engineering, University of Notre Dame, Notre Dama, Indiana, USA.
- REN21 Renewable Energy Policy Network for the 21st Century** (2016). Renewables 2016 Global Status Report, GSR 2016 Full Report, 2016.
- Saraç, A. O.** (2015). Evsel Atık Değerlendirme Tesisi Enerji-Ekonomi Analizi ve Kocaeli İli İçin Uygulama. (Yüksek Lisans Tezi). İstanbul Teknik Üniversitesi, Enerji Enstitüsü, İstanbul.
- Shearer, C. & Ghio, N. & Myllyvirta, L. & Yu, A. & Nace, T.** (2016). Boom and Bust 2016 - Tracking The Global Coal Plant Pipeline, Mart 2016.
- Şahin, H. E.** (2012). Kritik-Üstü Tip Bir Buharlı Güç Santralinin Enerji ve Ekserji Analizi. (Yüksek Lisans Tezi). İstanbul Teknik Üniversitesi, Enerji Enstitüsü, İstanbul.
- T.C. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı (ETKB)** (2009). Elektrik Enerjisi Piyasası ve Arz Güvenliği Strateji Belgesi.
- T.C. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı (ETKB)** (2017). Dünya ve Türkiye Enerji ve Tabii Kaynaklar Görünümü, Sayı 15, 1 Ocak 2017.
- T.C. Resmi Gazete** (2017). Türkiye Elektrik Ticaret ve Taahhüt Anonim Şirketi Tarafından Yerli Kömür Yakıtlı Elektrik Üretim Santrallerini İşleten Özel Şirketlerden Elektrik Enerjisi Teminine İlişkin Usul ve Esaslar Hakkında Kararda Değişiklik Yapılmasına Dair Karar.
- Tekel, E.** (2006). Termik Santrallerin Enerji ve Ekserji Analizi. (Yüksek Lisans Tezi). Pamukkale Üniversitesi, Fen Bilimleri Enstitüsü, Denizli.
- TMMOB Makina Mühendisleri Odası** (2017). Türkiye’de Termik Santraller 2017. Yayın No : MMO/668, Nisan 2017, Ankara.
- TMMOB Maden Mühendisleri Odası** (2010). Taşkömürü Raporu. Oda Yayın No : 168, Ocak 2010, Ankara.
- Tuğrul, A. B.** (2012). Enerji Santralleri ve Farklı Yönlerden Mukayeseli Değerlendirilmesi, ICCI 2012 Bildiriler Kitabı (s:1-4 18), Uluslararası Enerji ve Çevre Konferansı, 25-27 Nisan 2012, İstanbul.
- Tuna, M.** (2000). Çevre-Toplum İlişkilerinde Toplumsal Yapısal Model: Yatağan Termik Santrali Örneği, İTÜ ve Temiz Enerji Vakfı’nın düzenlediği III. Ulusal Temiz Enerji Sempozyumu, 15-17 Kasım 2000, İstanbul.
- Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketi (TEİAŞ)** (2018). Türkiye Elektrik Sistemi Kuruluş ve Kaynaklara Göre Kurulu Güç.

- Türkiye Kömür İşletmeleri Kurumu (TKİ)** (2011). Linyit Sektör Raporu 2010, Mart 2011, Ankara.
- Türkiye Kömür İşletmeleri Kurumu (TKİ)** (2016). 2015 Kömür (Linyit) Sektör Raporu, Mayıs 2016, Ankara.
- Uçkun, N. & Girginer, N.** (2006). Yatırım Projeleri Riskinin Belirlenmesinde Duyarlılık Analizi: Özel Bir Sağlık Kuruluşu Yatırım Projesi Üzerinde Örnek Bir Uygulama. Muhasebe ve Finansman Dergisi, 32, 107-116 (2006).
- Ujam, A. J. & Diyokeye, C.** (2013). Economic Viability of Coal based Power Generation for Nigeria. American Journal of Engineering Research volume-02, issue11, pp-14-24, 2013, Enugu, Nigeria.
- Uysal, C.** (2012). Bir Termik Santralin Termodinamik Analizi. (Yüksek Lisans Tezi). Karabük Üniversitesi, Fen Bilimleri Enstitüsü, Karabük.
- Zabunoğlu, H. O.** (2012). Nükleer Enerji Nedir ? Nasıl üretilir ? İlgili meseleler. Nükleer Enerji Mühendisliği Bölümü, Hacettepe Üniversitesi, Haziran 2012.
- Zorlu Enerji Elektrik Üretim A.Ş.** (2017). Pre-Feasibility Study Report.
- World Energy Council (WEC)** (2016). World Energy Resources Geothermal 2016.
- Url-1**<<http://www.elektrikrehberiniz.com/elektrik/elektrik-enerjisi-nedir-5035/>>, erişim tarihi 31.12.2017.
- Url-2** <http://www.taek.gov.tr/ogrenci/bolum2_02.html>, erişim tarihi 31.12.2017.
- Url-3** <<http://termiksanal.webnode.com.tr/>>, erişim tarihi 31.12.2017.
- Url-4** <<http://www.eie.gov.tr>>, erişim tarihi 01.01.2018.
- Url-5** <<http://www.turksan.com/ruzgar-turbini.html>>, erişim tarihi 02.01.2018.
- Url-6**<<http://ekstrembilgi.com/bilim/ruzgar-nedir-ruzgar-enerjisi-ruzgar-turbinleri/>>, erişim tarihi 02.01.2018.
- Url-7** <<http://www.bilgiustam.com/ruzgar-enerjisi-nedir-nasil-calisir/>>, erişim tarihi 03.01.2018.
- Url-8** <<http://www.unienerji.com/arsivler/563>>, erişim tarihi 07.01.2018.
- Url-9** <<http://www.alternaturk.org/gunesil.php>>, erişim tarihi 07.01.2018.
- Url-10**<<https://www.teknoraysolar.com.tr/adiyaman-gunes-enerjisi-santrali/>>, erişim tarihi 07.01.2108.
- Url-11** <<http://www.biyogaz.web.tr/tr/biyogaz-nedir>>, erişim tarihi 21.01.2018.
- Url-12**<<https://www.muhendisbeyinler.net/biyogaz-tesisleri-ile-isi-elektrik-uretimi/>>, erişim tarihi 21.01.2018.
- Url-13** <<https://www.kontrolkalemi.com/dalga-enerjisi-sistemiyle-elektrik-uretimi/>>, erişim tarihi 21.01.2018.
- Url-14**<<https://www.muhendisbeyinler.net/gelgit-enerjisi-santrali-nedir/>>, erişim tarihi 21.01.2018.
- Url-15**<<http://www.enerjiatlas.com/hidroelektrik/karakaya-baraji.html>>, erişim tarihi 23.01.2018.

Url-16 <<https://www.gepower.com/steam/steam-turbines>>, erişim tarihi 05.02.2018.

Url-17<<https://www.haberler.com/aksa-enerji-nin-afrika-daki-birinci-fuel-oil-9495268-haberi/>>, erişim tarihi 29.01.2018.

Url-18 < <http://ilkerenergy.com/en/products/fans/fd-fans/>>, erişim tarihi 26.02.2018.

Url-19 < <http://www.enerji.gov.tr/tr-TR/Sayfalar/Komur>>, erişim tarihi 28.02.2018.

Url-20 <<http://www.zonguldak.gov.tr>>, erişim tarihi 18.03.2018.

Url-21 < http://cografyaharita.com/turkiye_mulki_idare_haritalari5.html>, erişim tarihi 18.03.2018.

Url-22 <<http://www.taskomuru.gov.tr>>, erişim tarihi 19.03.2018.





ÖZGEÇMİŞ



Ad-Soyad : Gökhan ATLI
Doğum Tarihi ve Yeri : 02.08.1983 / Bursa
E-posta : gatli83@gmail.com

ÖĞRENİM DURUMU:

- **Lisans** : 2006, Yıldız Teknik Üniversitesi, Makine Fakültesi, Makine Mühendisliği

MESLEKİ DENEYİM:

- Zorlu Enerji Grubu (02.2014 – devam ediyor)
- Eren Enerji Elektrik Üretim A.Ş. (04.2012 – 02.2014)
- SKT Yedek Parça ve Makine Sanayi ve Ticaret A.Ş. (09.2010 – 04.2011)
- Ford Otosan A.Ş. (05.2008 – 12.2008)

YÜKSEK LİSANS TEZİNDEN TÜRETİLEN YAYINLAR, SUNUMLAR:

- **Atlı, G. & Tuğrul, A. B.** (2018). Zonguldak Bölgesi Kömür Yakmalı Bir Termik Santralin Ekonomik Değerlendirmesi, ICCI 2018 Bildiriler Kitabı, CD Bildiriler Kitabı s: 28-31, 24. Uluslararası Enerji ve Çevre Fuarı ve Konferansı, 02-04 Mayıs 2018, İstanbul.