

İSTANBUL TEKNİK ÜNİVERSİTESİ ★ FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

**BUHAR ÇEVİRİMLİ KOJENERASYON SİSTEMLERİNİN
TERMOEKONOMİK OPTİMİZASYONU**

YÜKSEK LİSANS TEZİ

Seher METE

Makina Mühendisliği Anabilim Dalı

Isı Akışkan Programı

OCAK 2012

İSTANBUL TEKNİK ÜNİVERSİTESİ ★ FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

**BUHAR ÇEVİRİMLİ KOJENERASYON SİSTEMLERİNİN
TERMOEKONOMİK OPTİMİZASYONU**

YÜKSEK LİSANS TEZİ

**Seher METE
(503091157)**

Makina Mühendisliği Anabilim Dalı

Isı Akışkan Programı

Tez Danışmanı: Prof. Dr. Taner DERBENTLİ

OCAK 2012

İTÜ, Fen Bilimleri Enstitüsü'nün 503091157 numaralı Yüksek Lisans Öğrencisi **Seher METE**, ilgili yönetmeliklerin belirlediği gerekli tüm şartları yerine getirdikten sonra hazırladığı **“BUHAR ÇEVİRİMLİ KOJENERASYON SİSTEMLERİNİN TERMOEKONOMİK OPTİMİZASYONU”** başlıklı tezini aşağıda imzaları olan jüri önünde başarı ile sunmuştur.

Tez Danışmanı : **Prof. Dr. Taner DERBENTLİ**
İstanbul Teknik Üniversitesi

Jüri Üyeleri : **Prof. Dr. Cem PARMAKSIZOĞLU**
İstanbul Teknik Üniversitesi

Prof. Dr. Z. Düriye BİLGE
Yıldız Teknik Üniversitesi

Teslim Tarihi : **19 Aralık 2011**
Savunma Tarihi : **24 Ocak 2012**

Aileme ve tüm hocalarıma,

ÖNSÖZ

Teknolojinin gelişmesiyle birlikte toplumların enerji ihtiyaçları giderek artmaktadır. Artan enerji ihtiyacıyla birlikte kaynaklarının tüketimi de hız kazanmaktadır. Enerji kaynaklarını mümkün olduğunca verimli kullanmak, hem tükenen bu kaynakların tasarrufu açısından hem de çevre bilinci yönünden gereklidir. Enerjinin gerek üretimi gerekse tüketimi aşamalarında kayıplar meydana gelmektedir. Çoğu zaman bu kayıpların önüne geçmek mümkün olabilmektedir. Bu tezde ele alınan kısım özellikle enerjinin üretimi aşamasında oluşan kayıplar ve bu kayıpları en aza indirebilmek için yapılabilecek çalışmaları kapsamaktadır.

Tez çalışmam süresince benden yardımlarını, bilgi ve tecrübelerini esirgemeyen değerli hocam Prof. Dr. Taner DERBENTLİ'ye gönülden teşekkürlerimi sunarım. Akademik kariyerim boyunca, hocamın bana vermiş olduğu emeğe layık olmaya çalışacağım.

Yüksek lisans çalışmam süresince 2210-Yurt İçi Yüksek Lisans Burs Programı kapsamında maddi olarak çok önemli bir destek sunan TÜBİTAK'a gönülden teşekkürlerimi sunarım.

Çalışmalarında desteklerini esirgemeyen İTÜ Enerji Enstitüsü, Enerji Planlaması ve Yönetimi Anabilim Dalı Başkanı Prof. Dr. Sermin Onaygil'e ve çalışma arkadaşlarıma teşekkür ederim.

Eğitim hayatım boyunca benden maddi ve manevi desteklerini esirgemeyen aileme teşekkür ederim.

Aralık 2011

Seher Mete
Makina Mühendisi

İÇİNDEKİLER

Sayfa

ÖNSÖZ.....	vii
İÇİNDEKİLER	ix
KISALTMALAR	xi
ÇİZELGE LİSTESİ.....	xiii
ŞEKİL LİSTESİ.....	xv
SEMBOL LİSTESİ.....	xvii
ÖZET.....	xix
SUMMARY	xxi
1. GİRİŞ	1
2. KOJENERASYON (BİLEŞİK ISI-GÜÇ ÜRETİMİ).....	7
2.1 Kojenerasyon Tanımı, Avantajları ve Uygulama Alanları.....	7
2.2 Kojenerasyon Teknolojisi ve Sistem Seçim Kriterleri	9
2.2.1 Buhar türbinli kojenerasyon sistemleri	10
2.2.1.1 Karşı basınçlı buhar türbinleri.....	11
2.2.1.2 Ara buhar almalı yoğuşturuculu buhar türbinleri	11
2.2.2 Gaz türbinli kojenerasyon sistemleri.....	12
2.2.3 Kombine çevrim kojenerasyon sistemleri.....	13
2.2.4 Pistonlu içten yanmalı motorlu kojenerasyon sistemleri	14
2.2.5 Yakıt hücreli kojenerasyon sistemleri	15
2.2.6 Mikrotürbinli kojenerasyon sistemleri	16
3. GÜÇ ÜRETİMİNDE KÖMÜRÜN YERİ.....	17
3.1 Kömür İçeriği, Sınıflandırılması ve Rezerv Durumu	17
3.2 Kömürün Yakıt Emisyonlarının Giderilmesi İçin Kullanılan Teknolojiler	20
3.3 Kömür Yakma Teknolojileri ve Verim Açısından Değerlendirilmeleri	28
4. TERMOEKONOMİK TEMELLER.....	31
4.1 Ekserji Kavramı ve Enerji Kavramından Farkı	31
4.2 Ekserji Bileşenleri	31
4.2.1 Fiziksel ekserji	32
4.2.2 Kimyasal ekserji.....	33
4.2.3 Ekserji verimi.....	34
4.3 Termoekonomi	35
4.3.1 Termoekonomik incelemenin gerekliliği ve amaçları.....	35
4.3.2 Termoekonomik incelemede kullanılan bağıntılar	35
4.4 Optimizasyon Kavramı ve Isıl Sistemler İçin Gerekliliği	39
5. BİLEŞİK ISI-GÜÇ SİSTEMİNİN TERMOEKONOMİK MODELİ.....	41
5.1 Sistem Şeması ve Temel Veriler	41
5.2 Sistem Elemanları, İşlevleri ve Enerji Denklikleri.....	42
5.3 Termoekonomik Analiz ve Optimizasyon	55
5.3.1 Akışların Ekserjilerinin Hesaplanması.....	55
5.3.2 Maliyet akılarının belirlenmesi ve katsayılar matrisinin oluşturulması....	59

6. SONUÇLAR VE İRDELEME	65
6.1 Sistem Modelinin Farklı Parametrelerle Çözümlemesi.....	65
6.2 Kojenerasyon Santrali ile Sağlanan Tasarruf ve Geri Ödeme Süresi.....	77
6.3 Kojenerasyon Santralinin CO ₂ Emisyonu	82
6.4 Yapılan Çalışmanın Sonuçlarının Değerlendirilmesi	83
KAYNAKLAR.....	87
EKLER.....	91
ÖZGEÇMİŞ	101

KISALTMALAR

b	: Kazan
bsı	: Besleme suyu ısıtıcısı
CI	: Toplam yatırım
CH	: Kimyasal
crf	: Geri ödeme faktörü
D	: Kırım
e	: Elektrik
f	: Yakıt
GÖS	: Geri Ödeme Süresi
HHV	: Üst ısı değeri
j	: Jeneratör
KN	: Kinetik
L	: Kayıp
LHV	: Alt ısı değeri
m	: Mekanik
OM	: Bakım-onarım
p	: Ürün
PH	: Fiziksel
PT	: Potansiyel
p1	: Pompa 1
p2	: Pompa 2
t	: Türbin

ÇİZELGE LİSTESİ

Sayfa

Çizelge 3.1 : Türkiye'deki linyit rezervleri	18
Çizelge 3.2 : Türkiye'deki taşkömürü rezervleri	19
Çizelge 3.3 : Kömür yanması ile açığa çıkan kirleticiler ve teknolojik çözümleri....	26
Çizelge 3.4 : Kömür yakma sistemleri ve özellikleri	29
Çizelge 4.1 : Model I ve II'ye göre element ve bileşiklerin kimyasal ekserjileri.....	33
Çizelge 5.1 : Kömürün içeriği	49
Çizelge 5.2 : Havanın bileşimi, entalpi ve entropisi	50
Çizelge 5.3 : Entalpi, entropi hesaplamalarında kullanılacak sabitler	51
Çizelge 5.4 : Yanma için gerekli oksijen miktarı	52
Çizelge 5.5 : Yanma ürünlerinin miktarı	53
Çizelge 5.6 : Yanma ürünlerinin hesaplamalarında kullanılacak sabitler	54
Çizelge 5.7 : Sistemdeki tüm akılar için özellikler ve debiler	55
Çizelge 5.8 : Yanma gazlarının çevre şartlarındaki entalpi ve entropileri	59
Çizelge 5.9 : Maliyet denge denklemleri ile oluşturulan denklem takımının elemanları	63
Çizelge 6.1 : Sistemdeki akılar ve ekserjileri	65
Çizelge 6.2 : Yakıt,ürün ekserjileri ve ekserji kırımı	66
Çizelge 6.3 : Sistemde maliyet akıları ve birim ekserji maliyetleri.....	67
Çizelge 6.4 : Sistemin değerlendirilmesinde kullanılan parametreler	68
Çizelge 6.5 : Optimum kazan ve türbin verimlerinde ekserji ve maliyetler	76
Çizelge 6.6 : Maliyet bileşenlerinin santral ömrüne göre değişimi	79

ŞEKİL LİSTESİ

Sayfa

Şekil 2.1 : Kojenerasyon ve geleneksel üretimin karşılaştırılması	7
Şekil 2.2 : Türkiye'nin kojenerasyon kurulu gücünün yıllara göre değişimi	9
Şekil 2.3 : Karşı basınç türbinli çevrim	11
Şekil 2.4 : Ara buhar almalı yoğuşturuculu buhar türbini	12
Şekil 2.5 : Gaz türbinli kojenerasyon sistemi	13
Şekil 2.6 : Kombine çevrim kojenerasyon santrali	14
Şekil 2.7 : Pistonlu motorlu kojenerasyon sistemi	15
Şekil 2.8 : Hidrojen oksijen yakıt hücresinin temel prensibi	16
Şekil 3.1 : Dünya kömür rezervlerinin dağılımı	18
Şekil 3.2 : 2008 yılı dünya kömür üretim oranları	19
Şekil 3.3 : Türkiye'nin kömür üretim ve tüketiminin yıllara göre dağılımı	20
Şekil 3.4 : Kömürün kullanımı	21
Şekil 3.5 : Karbon yakalama ve depolama	22
Şekil 3.6 : Yanma sonrası yakalamanın şematik resmi	23
Şekil 3.7 : Yanma öncesi karbondioksit yakalama	24
Şekil 3.8 : Akışkan yataklı kazanların sınıflandırılması	30
Şekil 3.9 : Kabarcıklı akışkan yataklı kazan	30
Şekil 4.1 : Sürekli akışlı sürekli açık sistemin basit şeması	35
Şekil 4.2 : Sistem elemanları için termoekonomik bağlantılar	37
Şekil 5.1 : İncelenen bileşik ısı güç üretim (kojenerasyon) sistemi	41
Şekil 5.2 : Kojenerasyon sistemi elemanlarının akış numaraları	43
Şekil 5.3 : Kojenerasyon sistemin T-s diyagramında gösterilmesi	44
Şekil 6.1 : Sistem elemanlarının ekserji verimleri	66
Şekil 6.2 : Türbin maliyetinin verimine göre değişimi	69
Şekil 6.3 : Birim elektrik maliyetinin türbin verimine göre değişimi	70
Şekil 6.4 : Kazan maliyetinin kazan verimine göre değişimi	71
Şekil 6.5 : Birim elektrik maliyetinin kazan verimine göre değişimi	72
Şekil 6.6 : Birim elektrik maliyetinin yakıt fiyatına göre değişimi	72
Şekil 6.7 : Türbindeki ekserji kırımının verime göre değişimi	73
Şekil 6.8 : Kazandaki ekserji kırımının verime göre değişimi	74
Şekil 6.9 : Türbin verimindeki değişimin enerjiden yararlanma oranına etkisi	75
Şekil 6.10 : Enerjiden yararlanma oranının kazan verimine göre değişimi	75
Şekil 6.11 : Elektrik Maliyeti	79
Şekil 6.12 : Yatırım ve yakıt maliyeti değişimi ile elektrik maliyetindeki değişim ..	80
Şekil 6.13 : Geri ödeme süresinin yatırım maliyetine göre değişimi	82
Şekil 6.14 : Geri ödeme süresinin yakıt maliyetine göre değişimi	82

SEMBOL LİSTESİ

c	: Birim maliyet
$\dot{C}$	: Maliyet Oranı
E	: Ekserji
e	: Özgül ekserji
f	: Yakıt, eksergoekonomik faktör
g	: Yerçekimi ivmesi
h	: Özgül entalpi
H	:Entalpi
I	:Yatırım maliyeti
L	: Santral ömrü
M	: Mol Ağırlığı
$\dot{m}$	: Kütlesel debi
$\bar{R}$	: Üniversal gaz sabiti
P	: Basınç
S	: Entropi
s	: Özgül entropi
T	: Sıcaklık
T_0	: Çevre Sıcaklığı
U	: İç enerji
V	: Hız, Hacim
v	: Özgül hacim
W	: İş
x	: Mol oranı
y	: Oran
Z	: Anlık maliyet
z	: Yükseklik
ε	:Ekserji verimi
η	:Verim
ϕ	:Yıllık çalışma oranı

BUHAR ÇEVİRİMLİ KOJENERASYON SİSTEMLERİNİN TERMOEKONOMİK OPTİMİZASYONU

ÖZET

Son yıllarda artan enerji talebi fosil kaynaklı yakıtların tükenme hızında artışa sebep olmuştur. Tüketimle beraber miktarları giderek azalan yakıtların fiyatları artmaya başlamıştır. Bu nedenle mevcut enerji kaynaklarının verimli kullanımına yönelik yapılan çalışmalar ağırlık kazanmıştır. Öte yandan CO₂ başta olmak üzere yakıt emisyonlarını önlemek için çeşitli teknolojiler geliştirilmiş ve uygulanmaya başlanmıştır. Fosil yakıtlardan kaynaklanan bu emisyonların azaltılmasına yönelik çalışmalar günümüzde de yoğun ilgi çeken bir çalışma alanıdır. Bu çalışmalarla enerjiye duyulan sürekli ihtiyacın olumsuz sonuçlarının önüne geçilmeye çalışılmaktadır. İşletmelerin veya bireylerin günlük hayatta en çok ihtiyaç duydukları enerji çeşitleri ısı ve elektriktir. Bu iki enerji çeşidini tek bir kaynağı kullanarak eş zamanlı olarak üreten bileşik ısı güç üretim sistemlerinin (kojenerasyon sistemleri) kullanımı yaygın hale gelmiştir. Bu sistemlerin amacına uygun olarak seçilmesi ve kurulması yakıt ve para tasarrufunun miktarını belirleyecektir. Bu durumda işletme esnasında ortaya çıkabilecek yakıtın aşırı değer kazanması, kapasite faktörünün değişmesi gibi durumlara sistemin nasıl karşılık vereceğini bir başka deyişle maliyetlerin bu tür değişimlerden nasıl etkileneceğini bilmek gerekir. Bu bakımdan termoekonomik incelemeler ve ekserji analizleri önemlidir. Bu tezde sistemin her bir akışı için ekserjiler farklı türbin ve kazan verimleri için hesaplanmış, sistem için maliyet denklemleri oluşturulup çözülmüştür. Ayrıca termoekonomik inceleme ile sistem ekserji verimliliği açısından değerlendirilmiştir. Kojenerasyon santralinde, ekserji kırımının diğer elemanlara göre daha fazla olduğu yerler bulunmuştur. Sistemin tüm elemanları için eksergoekonomik faktör bulunmuş ve toplam eleman maliyetlerinde ekserji kırımlarının ve yatırım maliyetlerinin payları incelenmiştir. Yapılan eksergoekonomik incelemeler sonucunda elektriğin maliyeti 0,12 TL/kWh olarak bulunmuştur. Bölgesel ısıtmaya gidecek olan sıcak suyun maliyeti ise 0,49 TL/ton olarak hesaplanmıştır. Kazanın ve türbinin maliyetlerinin bu elemanların verimlerine göre değişimi bulunmuş ve elektrik maliyetini en düşük seviyeye getirecek kazan ve türbin verimleri elde edilmiştir. Buna göre kazan verimi % 86 değerindeyken elektrik maliyeti minimum olurken türbin için bu değer %84 olmaktadır.

Çalışmada ayrıca bir değere getirilmiş maliyet yöntemiyle birim enerji maliyeti bulunmuştur. Bu yöntem kullanılarak yapılan çözümlemeler ile de elektrik maliyeti 0,12 TL/kWh olarak bulunmuştur. Bu yöntemde maliyetler yatırım maliyeti, yakıt maliyeti ve bakım onarım maliyeti olarak 3 bileşene ayrılmış ve birim enerji maliyeti üzerindeki etkisi en fazla olan bileşenin yakıt maliyeti olduğu gözlemlenmiştir.

Çalışmada geri ödeme süresi yöntemi de uygulanmış buna göre sistemin kendini 1,6 yılda geri ödediği bulunmuştur. Bu süreye bakıldığında da sistemin kurulmasının avantajlı olacağına karar verilmiştir.

THERMOECONOMIC OPTIMIZATION OF STEAM CYCLE COGENERATION SYSTEMS

SUMMARY

For centuries mankind used different forms of energies. This requirement is growing rapidly with the technological developments. Electricity is one form of energy which is highly demanded and power plants are operating all over the world for meeting this demand. These power plants use fossil fuels to a great extent, however engineers are also trying to develop new power generation techniques which utilize renewable sources.

In the last few decades, increasing energy demand caused a rise in the consumption rates of fossil fuels. In turn the prices of fossil fuels increased. As a result research and development on the efficient use of energy sources gained importance.

On the other hand, global warming is an important current issue which must be considered. International agreements have been signed to limit the CO₂ emissions which is seen as the main cause of global warming. Therefore the effective use of fossil fuels is important from this perspective also.

Heat and electricity are two forms of energy which are used concurrently in human dwellings and industrial plants. Combined heat and power generation systems, in other words cogeneration systems provide thermal and electrical energies simultaneously, with less fuel use.

The thermodynamic and economic gain that can be obtained from a cogeneration system is dependent on choosing and sizing the system correctly. Therefore the thermal and electrical energy requirements of the plant or district must be calculated properly and a cogeneration system that satisfies the demand must be selected. The response of the system to fuel costs and changes in demand must be calculated. The thermodynamic and exergetic analysis gain importance in these stages of analysis.

In this study, a cogeneration system which uses lignite coal as fuel and steam turbine as the prime mover for generating electricity has been considered. Heat obtained from the condensing steam is utilized for district heating. As is known a significant part of the Turkish lignites have low calorific values and also they contain high percentages of nitrogen and sulphur which will cause production of NO_x and SO_x during combustion. Furthermore CO₂ emissions present in all fossil fuel burning systems is also a problem. Therefore as a part of this study, clean power generation systems and carbon capture and storage technologies were investigated.

Fluidized bed combustion is one of the methods of burning high sulphur lignites effectively. Not only is the combustion process enhanced by better mixing and turbulence but also the limestone fed into the combustion chamber helps to reduce the SO_x emissions by forming sulfates.

Thermoeconomic analysis of a cogeneration system forms the backbone of this study. Therefore a review of equations and terminology related to exergy and thermoeconomics was made in Chapter 4 of the thesis. Exergy concept is related to the maximum of work that a system can do in a given environment. In contrast to energy, exergy may be destroyed during a process. This provides a measure that can be used to improve a process. Exergy may also be used to determine the costs of thermal and mechanical flows in a process. Costing on an exergy basis is gaining more acceptance among the engineers compared to energy costing.

The steam cycle cogeneration system which is studied in this work has nine main components. These are a boiler, a back pressure steam turbine, a district heating heat exchanger, an economizer for heating the inlet air with the exhaust gases of the boiler, a feed water heater, low and high pressure condensate pumps, a pressure reducing valve and a generator for converting mechanical energy to electricity. Superheated steam at 6 MPa and 450⁰ C is produced in a boiler by burning lignite coal. After leaving the boiler, steam enters a back pressure turbine where it expands to 150 kPa, producing work. In the district heating heat exchanger steam condenses, giving its energy to water which is circulating in the district heating cycle. Feedwater leaves the heat exchanger as saturated liquid. It is then pumped to the feedwater heater and subsequently to the boiler. Steam extracted from the turbine at 500 kPa is sent to the feedwater heater.

The first law of thermodynamics was applied to each component of the system to determine the mass flow rates, properties of the streams, the power produced and the heat transferred to the district heating loop. The second law of thermodynamics was applied in the form of entropy balance equation to calculate the entropies and exergies of the streams and the exergy destruction in the components. Cost balance equation was applied to all components of the system and in combination with the boundary conditions and the auxiliary equations a system of linear equations was formed. Solution of this set of linear equations yielded the cost flow rates of the streams and the costs of electricity and the district heating water which are the two main products of the cogeneration system.

A computer program was prepared for making the calculations stated above. The program was used to investigate the changes in the cost of the products according to changes in various system parameters such as the boiler and turbine efficiencies. The results were presented in graphical form. For a boiler efficiency of %87 and turbine efficiency of %90, the cost of generating electricity for this system was found as 0,12 TL/kWh. The cost of thermal energy that goes to district heating was found 0,49 TL/tonne.

The exergy destructions in the components and costs per unit exergy of all the internal streams were also determined. Thus it was able to make a comparison between various components with respect to irreversibilities. Exergoeconomic factor values were used to pinpoint the sources of irreversibilities and where to start the improvements in the system. For the cogeneration system considered, the boiler exergy destruction is higher than the other components. This is mainly due to combustion which is a highly irreversible process and heat transfer at finite temperature differences occurring in the boiler.

Parametric studies were done by changing the boiler and turbine efficiencies. The costs of turbine and boiler were found according to these system element's efficiencies. Unit cost of electricity was found according to changing turbine and

boiler efficiencies. Cost of electricity has been minimum at the %86 boiler efficiency and % 84 turbine efficiency.

In addition to calculation of costs of electricity and heat by the exergoeconomic approach, a purely economic method was used to find the levelized life cycle costs of electricity. In this method the cost of the commodity is divided into three parts. These are the cost resulting from capital investment, cost resulting from fuel expenditure and cost accruing from the operation and maintenance. The cost of electricity by this approach was also found as 0,12 TL/kWh. This computation showed that the contribution of capital, fuel and operation and maintenance to the total cost of electricity was %37, %49 and %14 respectively.

Another approximate but widely used parameter for determining the feasibility of power generation systems is the pay back period. The pay back period for the system considered in this study was found as 1,6 years, which is an acceptable value.

The CO₂ emissions of the cogeneration system considered is 27537030 kg per year. This is a %36 reduction as to separate production of heat and electricity.

It should be again emphasized that the literature review conducted and the conclusions based on the results of this study show that the heat and electricity demands must be evaluated carefully before choosing the cogeneration system. It can be concluded that coal burning cogeneration systems are feasible alternatives for providing the thermal and electrical energy needs of group of apartment buildings, housing areas and small cities.

1. GİRİŞ

Günümüzde fosil yakıtların hızlı tüketimi, ekonomik gelişmenin ve yaşam standardının sürdürülebilirliği konusunda kaygılara neden olmaktadır. Yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanımı gibi alternatif çözümler üretilmeye çalışılsa da enerji ihtiyacının büyüklüğü karşısında bu çözümler yetersiz kalmaktadır. Bununla beraber, azalan fosil yakıtlar ve artan gereksinim, fosil yakıt temelli birincil enerji kaynaklarının fiyatlarında sürekli ve öngörülemeyen artışlara sebep olmaktadır. Yerli fosil yakıt kaynaklarına sahip olmayan ülkeler için bu durum daha kaygı verici bir hal almaktadır. Bu sebeple enerji kaynaklarını verimli kullanarak yakıt konusunda dışa bağımlılığı azaltan sistemler kurulması önem kazanmıştır. Enerjinin verimli kullanılması, kayıpların mümkün olduğunca aza indirilmesi ile mümkün olabilir. Enerjiyi bir formdan başka bir forma dönüştürürken kayıpların oluşması kaçınılmazdır. Bu kayıpların miktarı da sistemlerin verimlerini belirler. Örnek vermek gerekirse açık çevrimli, gaz türbinli bir elektrik üretim santralinde sıcak yanma gazları gaz türbininde genişler ve mekanik güç üretilmesini sağlar. Üretilen bu mekanik güç bir jeneratör yardımıyla elektriksel güce dönüştürülür. Gaz türbininden çıkan, sıcaklığı yüksek yanma sonu gazları ise atmosfere atılır. Bu çevrimde yakıt enerjisinin büyük bir kısmı atık gazlarla beraber çevreye verilmiş bir başka deyişle yararlı bir amaca dönüştürülemeden sarfedilmiş olmaktadır. Enerji tasarrufu konusunda artan bilinçle birlikte bu tip uygulamaların önüne geçilmeye çalışılmaktadır.

Bileşik ısı-güç üretim (kojenerasyon) sistemleri enerjiden yararlanma oranını üst düzeye çıkarmak için geliştirilmiştir. Bu sistem ısı ve elektrik ihtiyacının olduğu yerlerde kullanılabilir. Kojenerasyon ile ısı ve elektrik enerjileri tek bir yakıttan eş zamanlı olarak üretilmektedir. Bileşik ısı-güç üretim sistemlerinin kullanımıyla elde edilen kazanç, elektrik ve ısı ayrı ayrı üretimine göre sağlanan tasarruf ile ölçülebilir. Kojenerasyon sistemleri buhara, işlem ısısına, elektriğe ihtiyaç duyan sanayi kuruluşlarında uygulanabildiği gibi, ısınma ve elektrik ihtiyacı bulunan yerleşim alanlarında da kullanılabilir.

Kojenerasyon sistemlerinin doğru seçimi ve işletilmesi ekonomik açıdan büyük bir öneme sahiptir. Kojenerasyon sistemlerinin kurulması öncesinde ayrıntılı ekonomik analizler ve gereksinim tahminleri yapmak gerekmektedir. Benzer koşullara sahip gibi görünen iki farklı yer için aynı sistem benzer sonuçlar vermeyebilir. Kullanıcının ihtiyaçları da göz önüne alınarak enerji ve ekserji çözümlemeleri yapılmalı, sistemin ekonomikliğini etkileyen değişkenlerin en uygun değerleri sağlanmalı bir başka deyişle termoeconomik optimizasyon yapılmalıdır. Termoeconomik, ekonomi ve ekserji çözümlemesini birlikte ele almaktadır.

Bu çalışmada kömür yakan buhar çevrimli bir kojenerasyon sistemi ele alınmış, sistemin verimi değişik çalışma parametreleri için çözümlenmiştir.

Aşağıda tez konusu ile ilgili yapılan çalışmalar gözden geçirilmiştir.

Derbentli ve Ergün (1981); yakıttan en yüksek yararlanma oranını sağlayabilmek için gerekli buhar giriş koşullarının araştırmasını yapmıştır. Çalışmada ara buhar almalı yoğunlaştırıcı türbinlerle karşı basınçlı türbinlerinin farklılıklarına değinilmiştir. Bileşik ısı elektrik üretiminin uygulanabilmesi için gerekli olan iki kıstas ele alınmıştır. Bunlardan ilki termodinamik kıstastır. Bu kıstas yakıt enerjisi tüketiminin, elektrik ve ısınin ayrı ayrı üretilmesi durumuna göre daha düşük olmasıdır. Diğer kıstas ise ısı santralinde elektrik üretimi için yapılacak ilave yatırımın yakıt tasarrufu ile sağlanacak gelirin altında kalması gerekliliğidir. Bu kıstasa da ekonomik kıstas adı verilmektedir. Yakıt enerjisinden yararlanma oranı, sistemden sağlanan ısı ve elektrik enerjilerinin toplamının tüketilen yakıt enerjisine oranı olarak tanımlanmaktadır.

Çalışmada buhar giriş koşulları ve ısı işlemler için gerekli buharın basıncı veri olarak alınıp türbine giren birim buhar debisi için üretilen elektrik gücü ve birim zamanda ısı işlemler için sağlanan enerji hesaplanmış ve bu değerler enerjiden yararlanma oranını tespit etmek için kullanılmıştır. İşlemler, değişik buhar giriş koşulları ve karşı basınçlar, değişik kazan ve türbin verimleri için tekrarlanmıştır. Bu çalışmadan iki sonuç elde edilmiştir. İlk olarak karşı basınçlı türbinli sistem, ara buhar almalı yoğunlaştırıcı türbin kullanan sisteme oranla daha yüksek enerjiden yararlanma oranına sahiptir. Diğer sonuç ise buhar türbinli sistemlerde enerjiden yararlanma oranının yüksek olması için, ısı işlem için gerekli enerjinin türbinde üretilen elektrik enerjisine oranının 2 ile 5 arasında olması gerektiğidir. Bu oranı verecek buhar giriş koşullarının en uygun koşullar olduğuna işaret edilmiştir.

Çalışmada ayrıca ekonomik çözümleme de yapılmış olup birim güç başına yapılabilecek en fazla yatırımın parasal değerini veren denklemler elde edilmiştir. Ayrıca buhar türbinli bir bileşik ısı güç üretim sistemi bir lastik fabrikasına uygulanmış ve olurluluğu gösterilmiştir.

Derbentli ve Kuehn (1987), çalışmalarında iki bölgesel ısıtma buhar çevrimini ele almışlardır. Bunlar ara buhar almalı yoğunlaştırıculu ve karşı basınçlı buhar türbini çevrimleridir. 4 MPa 400⁰C'den 12 MPa 535⁰C'ye kadar olan türbin giriş koşulları ve 90⁰C'den 120⁰C'ye bölgesel ısıtma sıcaklıkları için modelleme ve simülasyon yapılmıştır.

Çalışmada termodinamik çözümleme yapılarak elde edilen sonuçlar ile küçük ve orta ölçekli buhar türbinli kojenerasyon sistemlerinin performansının doğru tahmin edilmesi amaçlanmıştır. Sistemin modellenmesinde ısı üretimi ana parametre olarak ele alınmıştır. Isı yükünün değişiminin sistem performansı üzerindeki etkisi irdelenmiştir. Çalışma ara buhar almalı ve karşı basınçlı sistemler için tekrarlanmıştır.

Ara buhar almalı yoğunlaştırıculu çevrimde elektrik çıktısının ısı yükünün değişimi ile çok az değiştiği , elektrik-ısı oranının ise önemli ölçüde değiştiği gözlemlenmiştir. Karşı basınç türbinli çevrim için ise beklendiği gibi elektrik-ısı oranı sabit kalmıştır. Ayrıca çalışmada incelenen türbin giriş şartları için ısı verimin, ara buhar almalı yoğunlaştırıculu sistemde karşı basınçlı sisteme göre % 6 daha fazla olduğu görülmüştür.

Makalede ayrıca kojenerasyon santralinin kurulmasının ekonomik değerlendirilmesi yapılmıştır. Hesaplar farklı yük profilleri için tekrarlanmıştır. Tam yük iki çevrimin de en ekonomik olduğu durum olarak gözlemlenmiştir. Kısmi yükte ara buhar almalı yoğunlaştırıculu çevrimin daha iyi bir ekonomik performans sağladığı gözlemlenmiştir. Ayrıca çalışmada büyük sistem kurmanın birim ısı çıktısı için yatırım maliyetini azaltacağı belirtilmiştir. Elektrik fiyatı artışı ve yakıt fiyatı azalmasının sistemi daha kazançlı yapacağına değinilmiştir.

Kamate ve Gangavati (2009), proses buhar giriş koşulları 2,5 bar 120 ⁰C ve 8 bar 210⁰C olan bir şeker endüstrisini ele almışlardır. Kojenerasyon sisteminde yakıt olarak şeker küspesi kullanılmaktadır. Isı talebinin karşılanması üzerine kurulmuş olan sistemlerde ayrı ayrı karşı basınç türbini ve ara buhar almalı, yoğunlaştırıcı

türbin kullanımı öngörülmüştür. Enerji analizlerine ek olarak ekserji analizleri de yapılarak toplam verimler ve elemanların ayrı ayrı verimleri bulunmuş, ekserji kısımları hesaplanmıştır.

Karşı basınçlı türbin kullanan kojenerasyon sistemlerinde ısı ihtiyacını karşılayacak kadar yakıt kullanılır, kalan yakıt depolanır. Bu sistemin aksine ara buhar almalı yoğunlaştırıcı buhar türbinlerin kullanıldığı kojenerasyon sistemlerinde ihtiyaç kadar buhar sistemden çekildiyse üretilmiş olan fazla buhar, ilave elektrik üretimi için kullanılabilir.

Bu makalede yapılan incelemeler sonucunda enerji ve ekserji veriminde, buhar giriş sıcaklık ve basıncının artmasıyla bir gelişme görülmüştür. Karşı basınçlı buhar türbini öncelikle buhar talebini karşılama ve ikincil olarak da güç üretme bakımından en verimlidir. İlave güç üretimi açısından bakıldığında ise ara buhar almalı, yoğunlaşmalı türbinlerin kullanımı verimli olmaktadır. Çalışmada en yüksek ekserji veriminin karşı basınçlı türbinde elde edildiği bu değerini 0,344 olduğu gözlemlenmiştir. En yüksek çevrim verimi ise ara buhar almalı buhar türbinli sistemde 0,551 olarak gözlemlenmiştir. Çalışmada sistemdeki en büyük tersinmezlik kaynağının kazan olduğuna değinilmiş ve her iki buhar türbini için de buhar giriş koşullarına göre kazandaki tersinmezliklerin değişimi incelenmiştir. Buhar giriş sıcaklık ve basıncı arttıkça kazanda tersinmezlikler her iki sistem için de azalmıştır.

Tsatsaronis ve Park (2002), makalelerinde ekserji kısımlarını önlenabilir ve önlenemez olarak, maliyetleri ise yatırım ve yakıt olarak iki gruba ayırmışlardır. Birim ürün ekserjisi başına yatırım maliyeti ve yine birim ürün ekserjisi başına ekserji kısımlarını gösteren bir grafik verilmiş ve bu grafikte yatırım maliyeti en yüksek duruma getirildiğinde mevcut olan ekserji kısımlarına önlenemeyen ekserji kısımları adı verilmiştir. Örneğin kompresörün izantropik verimi % 90 olduğunda maliyet sonsuza gitmektedir.

Çalışmada ekserji verimi, eksergoekonomik faktör kavramları bu bakış açısına göre yeniden tanımlanmıştır. Günümüz teknolojisi ve ekonomisinde toplam maliyetlerin %45 ile %79 arasındaki bir oranın önlenebilir olduğu sonucuna varılmıştır. Yeni tanımlamalarla beraber farklı elemanların ekserji verimleri açısından karşılaştırılabileceği düşünülmektedir. Ayrıca iyileştirme potansiyeli olan elemanların bu potansiyellerinin daha iyi anlaşılabilmesi düşünülmektedir.

Bu çalışmada üzerinde durulmuş olan eksergoekonomik faktör hazırlanan bu tezde de ele alınacaktır. Makaleden farklı olarak tezde buhar çevrimli bir kojenerasyon sistemi kullanılacaktır.

Temir ve Bilge (2004), çalışmalarında doğalgazla beslenen pistonlu motor ile elektrik üreten ve egzoz gazlarından absorpsiyonlu soğutma yapan bir trijenerasyon sistemi uygulamasını ele almıştır. Çalışmada sistem ve elemanları termoeekonomik çözümleme yöntemiyle değerlendirilmiştir.

Çalışmada termodinamiğin birinci ve ikinci yasaları arasındaki farka değinilmiş ve ikinci yasanın tersinmezlikleri de hesaba kattığı vurgulanmıştır.

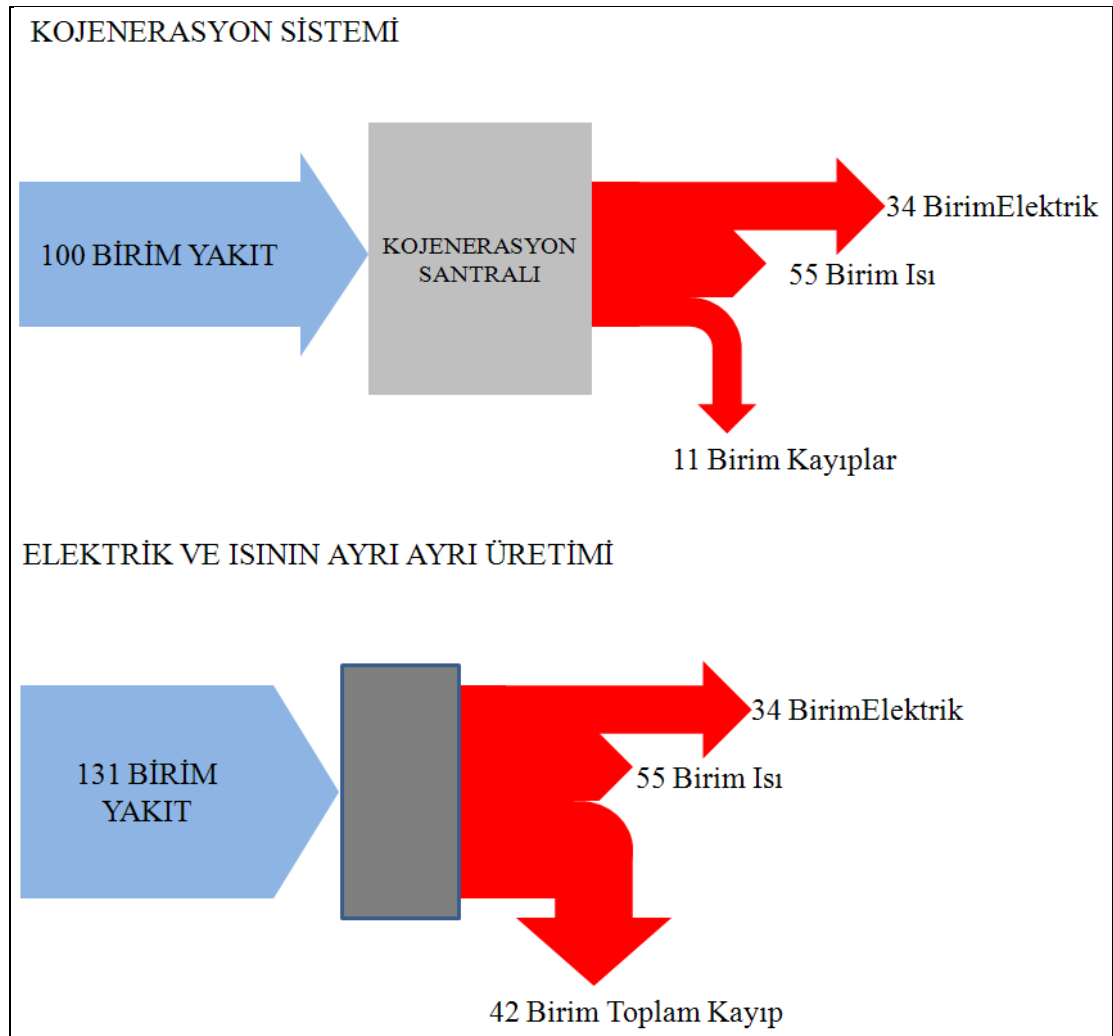
Enerji üretimi 1900 kW gücündeki bir pistonlu motor ile sağlanmaktadır. Çalışmada sistem ömrü 15 yıl ve yıllık çalışma süresi 8000 saat olarak alınmıştır. Sistem elemanlarının her biri için parasal giderler elde edilmiştir. Ardından yine tüm sistem elemanları için birim ekserji maliyetleri \$/GJ birimi cinsinden bulunmuştur. Her bir eleman için ekserji kırım ve kayıp toplamının sisteme verilen yakıta oranı bulunarak sistem elemanın toplamdaki etkisi bulunmuştur. Eksergoekonomik faktör de sistem elemanları için ele alınmış ve yüksek eksergoekonomik faktörün yüksek toplam yatırım maliyeti, düşük eksergoekonomik faktörün ise enerji kaynağının verimsiz kullanımı anlamına geldiği belirtilmiştir.

Sisteme giren 100 birimlik girdinin %58,5'inin ekserji kırımına uğradığı, %34,5'inin ürüne dönüştüğü ve %7'sinin ekserji kaybına uğradığı sonucuna varılmıştır. Gaz motorunda toplam girdinin %48,6'sı kırıma uğramış olup en büyük ekserji kırımı bu elemanda görülmektedir. Gaz motorunun eksergoekonomik faktörü de yüksektir ve buradan elemanın yatırım ve bakım onarım maliyetlerinin de yüksek olduğu anlaşılmaktadır. Buradan gaz motorlarının sadece elektrik üretimi için kullanımının çok pahalı olacağı sonucuna varılmıştır. Elde edilen eksergoekonomik faktör ve ekserji kayıp ve kırım oranlarına göre sistem elemanlarında atık ısı kazanına verimi arttırmak için ek yatırım yapılabileceği öngörülmüştür.

2. KOJENERASYON (BİLEŞİK ISI-GÜÇ ÜRETİMİ)

2.1 Kojenerasyon Tanımı, Avantajları ve Uygulama Alanları

Isı ve elektrik enerjileri günlük hayatta sıkça kullanılan enerji çeşitleridir. Bu iki enerjinin ayrı ayrı üretimleri esnasında kayıplar meydana gelmektedir. Şekil 2.1’de görüldüğü gibi kojenerasyon santrali aynı miktarda elektrik ve ısıyı üretmek için daha az yakıt kullanmaktadır.



Şekil 2.1 : Kojenerasyon ve geleneksel üretimin karşılaştırılması (Url-1)

Kojenerasyon ile üretilen elektrik ve ısıнын büyük bir bölümü üretildiği yerde tüketildiğinden enerji güvenilirliği artmaktadır. Santralin kurulduğu yer şebekede meydana gelebilecek elektrik kesintilerinden etkilenmemektedir. Aynı zamanda kojenerasyon ile üretilen elektrik, iletim ve dağıtım hatlarıyla uzak bölgeler taşınmadığından bu esnada yaşanacak kayıplar da daha düşüktür. Ayrıca iletim ve dağıtım hatlarının yapımı da ek bir maliyet getirir. Kojenerasyon ile iletim ve dağıtım hatları için harcanacak kaynaktan tasarruf edilmiş olur.

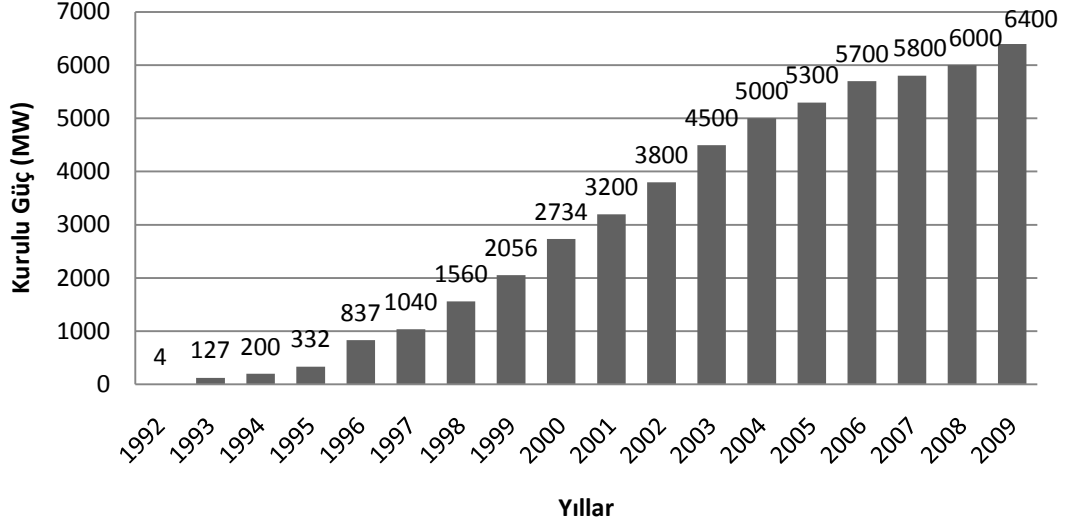
Kojenerasyonun bir diğer yararı da çevre ile ilgilidir. Aynı kaynaktan hem elektrik hem de ısı enerjisi üretildiği için verim artmakta böylece yakıt tüketimi azalmaktadır. Böylelikle yanma sonucu oluşan gazların miktarı da diğer fosil yakıt kullanarak enerji üreten sistemlere göre düşük düzeylerde kalmaktadır.

Günümüzde kojenerasyon santralleri çok çeşitli kullanım alanlarına sahiptir. Özellikle iki genel kullanım alanından bahsetmek mümkündür. Bunlardan ilki bölgesel ısıtma, ikincisi ise elektrik ve işlem ısısına birlikte gereksinim duyulduğu endüstri kuruluşlarıdır.

Kojenerasyonun tekstil, gıda sanayi, kağıt, petrol rafinerileri, demir çelik, çimento, cam ve seramik sanayi gibi elektrik ve ısı talebinin yoğun olduğu sektörlerde kullanılmaktadır. Binalarda kullanımı ise daha çok hastaneler, üniversiteler ve oteller gibi talebin yoğun olduğu yaşam alanlarında görülmektedir.

Kojenerasyon Türkiye’de de oteller, toplu konut projeleri gibi alanlarda sıklıkla kullanılmaktadır. Kurulu kojenerasyon gücü her geçen yıl artmakta ve toplam kurulu gücün azımsanamayacak bir kısmını oluşturmaktadır.

Şekil 2.2’de Türkiye’nin yıllara göre kojenerasyon kurulu gücündeki değişim görülmektedir. Bu şekilden de anlaşılabileceği gibi Türkiye’de 90’lı yılların ortalarından itibaren kojenerasyonun önemi anlaşılmaya başlanmış ve bu konuda yapılan yatırımlar hız kazanmıştır.



Şekil 2.2 : Türkiye'nin kojenerasyon kurulu gücünün yıllara göre değişimi (Url-2)

Türkiye'de kojenerasyon santrallerinin sayısının artmasında konu ile ilgili devlet tarafından yapılan düzenlemelerin de etkisi olmuştur.

2.2 Kojenerasyon Teknolojisi ve Sistem Seçim Kriterleri

Kojenerasyon santrallerinin dört temel elemandan oluştukları söylenebilir. Bunlar; güç üreticisi, elektrik jeneratörü, ısı geri kazanım sistemi ve kontrol sistemidir. Kojenerasyon ile güç üretmek için çeşitli güç üreticileri kullanılmaktadır. Buhar türbini, gaz türbini ve pistonlu motorlar bu amaç için kullanılabilir. Daha yeni teknolojilere örnek olarak ise mikrotürbinler ve yakıt hücreleri gösterilebilir.

Kojenerasyon santralleri kurulmadan önce ayrıntılı bir enerji gereksinim araştırması yapmak gerekmektedir. Gereksinim duyulan bu enerjinin ne kadarının elektrik enerjisi ne kadarının ısı enerjisi olduğu da tespit edilmelidir. İşletme veya bölge, enerjinin hangi türüne daha fazla gereksinim duyuyorsa kojenerasyon sisteminin türü de bu gereksinime göre şekillenmelidir. Bu parametre ısı-güç oranı olarak tanımlanır. Isı-güç oranına göre kojenerasyon sisteminin güç üreticisi belirlenir.

Kojenerasyon santrali çeşidinin belirlenmesi aşamasında dikkat edilmesi gereken bir diğer hususta yakıtın kolay bulunabilirliğidir. İşletme esnasında yakıtsız kalma gibi durumlarla karşılaşılması açısından santralde kullanılacak yakıtın iyi belirlenmesi gerekmektedir. Kolay ve her zaman bulunabilen yakıtın aynı zamanda da üretimi

karlı hale getirebilecek kadar ucuz olması gerekmektedir. Bu özelliklere sahip yakıtın seçilip sistemin de bu yakıtı uygun olarak planlanması gereklidir.

Kojenerasyonda kullanılacak ana güç üreticileri buhar türbini, gaz türbini veya pistonlu motorlar olabilir. Buhar türbinlerinin uygun olduğu kullanım alanlarını şu şekilde sıralayabiliriz:

- Temel elektrik yükünün 250 kWe'ten fazla olduğu,
- Yüksek buhar gereksiniminin bulunduğu ve ısı-güç oranının 3:1'den büyük olduğu,
- Ucuz, düşük değerli yakıtın bulunabildiği yerler (Url-3).

Gaz türbini seçimine uygun olan durumlar ise doğalgazın kolay sağlanabildiği, güç talebinin sürekli olduğu durumlardır. Pistonlu motorlar ise düşük ısı-güç oranına gerek duyulan ve düşük basınçta buhar veya düşük sıcaklıkta sıcak su gereksinimi olan kullanım alanları için uygundur (Url-3).

2.2.1 Buhar türbinli kojenerasyon sistemleri

Buhar türbinleri, endüstriyel kojenerasyon sistemlerinde uzun yıllardır güç üreticisi olarak kullanılmaktadır (Url-1). Buhar türbinli bileşik ısı güç üretim sistemlerinin en önemli avantajı her türlü yakıtın (katı, sıvı ve gaz) kullanılabilmesidir. Genellikle ısı-güç oranı yüksek olan kuruluşlarda kullanılmaktadır. Bu sistemde türbinden ayrılan buhar ısı ihtiyacını karşılamak için kullanılır, bu nedenle buhar türbinli kojenerasyon sistemlerinde elde edilecek elektriksel güç buharın türbinden çıkış durumuna bağlıdır.

Buhar türbinli kojenerasyon sistemlerinde kazanda yanan yakıt enerjisi suyu buharlaştırmak için kullanılır. İstenilen basınç ve sıcaklık değerlerine getirilmiş olan kızgın buhar, türbinde genişler, ve güç üretir. Mekanik enerji jeneratör ile elektrik enerjisine dönüştürülür. Buharın türbinde genişleyeceği basınç, ısı ihtiyacına göre belirlenir. Proses için kullanılacak şartlara geldiğinde buhar türbinden ayrılır ve kullanım yerine gönderilir.

Buhar çevrimli sistemleri iki gruba ayırmak mümkündür. Bunlar karşı basınçlı ve ara buhar almalı yoğunlaştırıcı sistemlerdir. Bu iki tip sistemden hangisinin seçileceğine karar vermek için dikkate alınan hususların başında gereksinim duyulan ısı-güç oranı

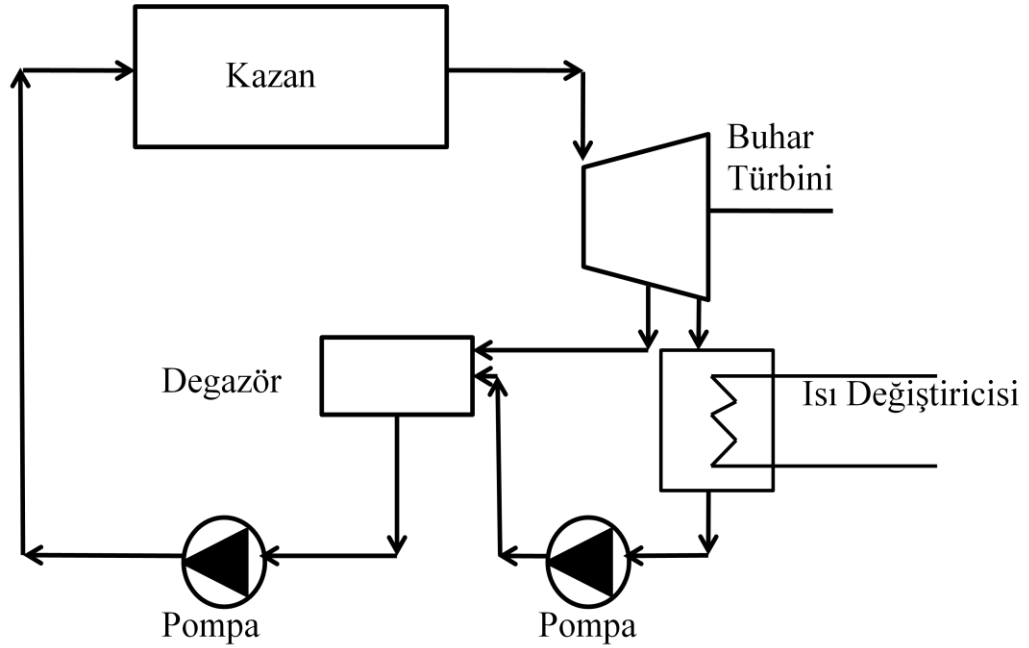
ve işlemlerde kullanılacak buharın kalitesi (sıcaklık ve basınç değerleri) gelmektedir. Ayrıca ekonomik faktörler de göz önüne alınmalıdır.

2.2.1.1 Karşı basınçlı buhar türbinleri

Karşı basınçlı türbinlerde, buharın türbinden çıkış sıcaklık ve basıncı kullanım yerine göre değişmektedir. Fakat türbinden çıkış basıncı atmosfer basıncı kadar ya da daha fazladır. Kuruluşun gereksinimleri, buhar çıkış şartlarının belirlenmesindeki parametredir. Ayrıca türbinin ara kademelerinden de talebe göre buhar almak mümkündür.

Türbinden yüksek basınçta çıkan buhar kurutma, bölgesel ısıtma gibi amaçlar için kullanılabilir.

Şekil 2.3'te karşı basınçlı türbinin kullanıldığı tipik bir çevrim görülmektedir.



Şekil 2.3 : Karşı basınç türbinli çevrim

Karşı basınçlı türbinlerin diğer buhar türbinli sistemlere göre avantajları bulunmaktadır. Bunlardan en önemlisi sistemin basit ve eleman sayısının az olmasıdır. Buna bağlı olarak da yatırım maliyeti göreceli olarak daha düşüktür.

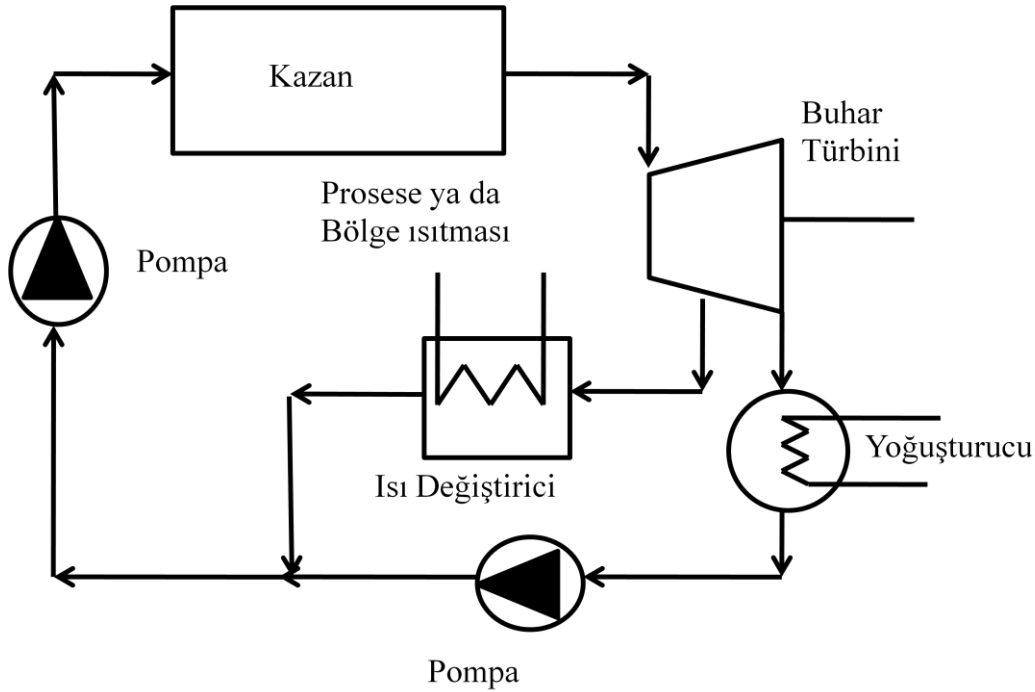
2.2.1.2 Ara buhar almalı yoğuşturuculu buhar türbinleri

Bu tip buhar türbinlerinde buhar yoğuşturucu basıncına kadar genişlemektedir. Yoğuşturucu basıncı için uygun değerler genellikle 10 kPa ve civarı basınçlardır. Ara buhar almalı yoğuşturuculu buhar türbinini kullanan çevrimlerin en büyük avantajı

sistemin elektriksel gücünün kısmi ısı gereksinimlerinde artmasıdır (Derbentli ve Kuehn, 1987). Bir başka deyişle bu tip sistemlerin elektriksel gücü sistemin o andaki ısı ihtiyacına bağlı olarak değişmektedir. Isıl gereksinimleri karşılamak için gerekli olan buhar, türbinin ara kademelerinden çekilmektedir. Buharın çekileceği kademe kullanılacağı işlemin gerektirdiği buhar basınç değerlerine bağlıdır.

Yoğuşturuculu türbinlerde, yoğuşturucuda çevreye ısı atılmaktadır. Sistemin en büyük olumlu yanı kısmi ısı gereksinimlerinde sistemden daha fazla elektriksel güç elde edilebilmesi ve bu elektriğin şebekeye satılıp kazanç elde edilebilmesidir.

Şekil 2.4'te ara buhar almalı yoğuşturuculu bir türbinin kullanıldığı çevrimin şemasını göstermektedir.

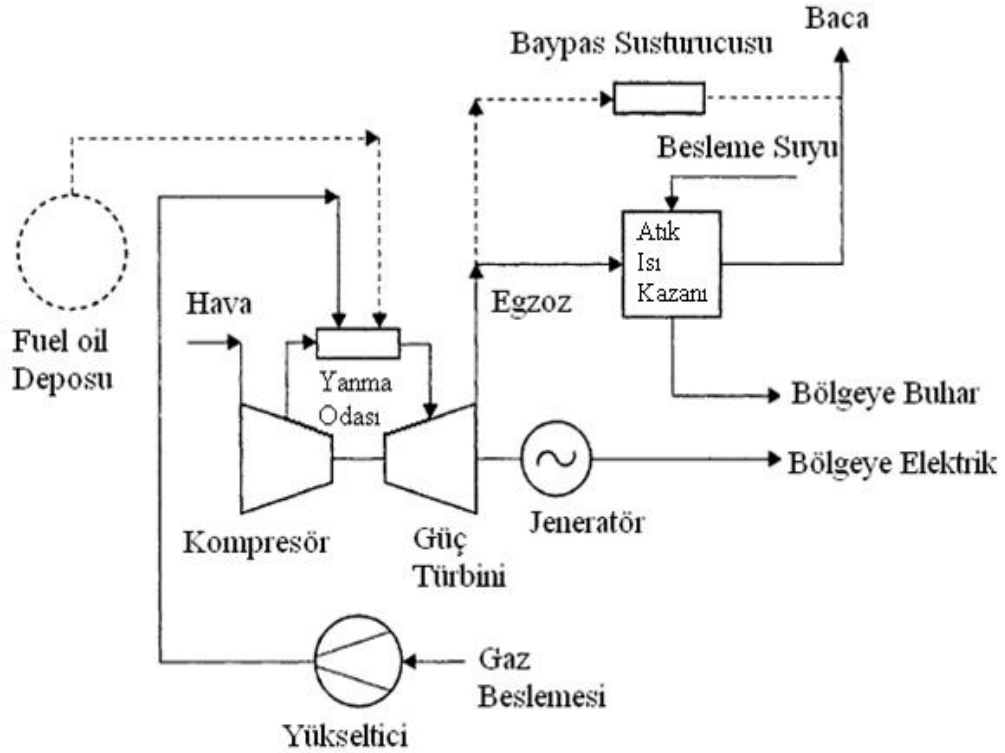


Şekil 2.4 : Ara buhar almalı yoğuşturuculu buhar türbini

2.2.2 Gaz türbinli kojenerasyon sistemleri

Gaz türbinleri günümüzün en ucuz güç üreticilerindendir. Gaz türbini teknolojilerinde yakıt olarak daha çok doğalgaz kullanılmaktadır. Gaz türbinli sistemlerde ısı enerjisi egzoz gazından elde edilmektedir. Bu egzoz gazını bir atık ısı kazanından geçirerek, yüksek sıcaklık ve basınçta buhar üretimi yapılabilir (Breeze, 2005). Gaz türbinli sistemlerin kurulumu daha az sürede gerçekleşir. Bu durum çoğu kullanım alanında gaz türbinli sistemleri uygun seçenek haline getirmektedir.

Şekil 2.5'te gaz türbinli bir kojenerasyon sisteminin şeması görülmektedir. Buna göre yanma odasında yakıtın yakılmasıyla oluşan sıcak gazlar türbine gönderilir. Burada mekanik iş elde edilir. Türbinden çıkan ve sıcaklığı yüksek olan gazlar, bu enerjilerinden faydalanılması için bir atık ısı kazanına gönderilir. Bu kazana aynı zamanda da besleme suyu gelmektedir. Egzoz gazlarının sahip olduğu enerji burada besleme suyuna geçerek onun buharlaşmasını sağlar. Elde edilen buhar ısıtma ve proses işlemleri için kullanılabileceği gibi ek güç üretimi için de kullanılabilir.

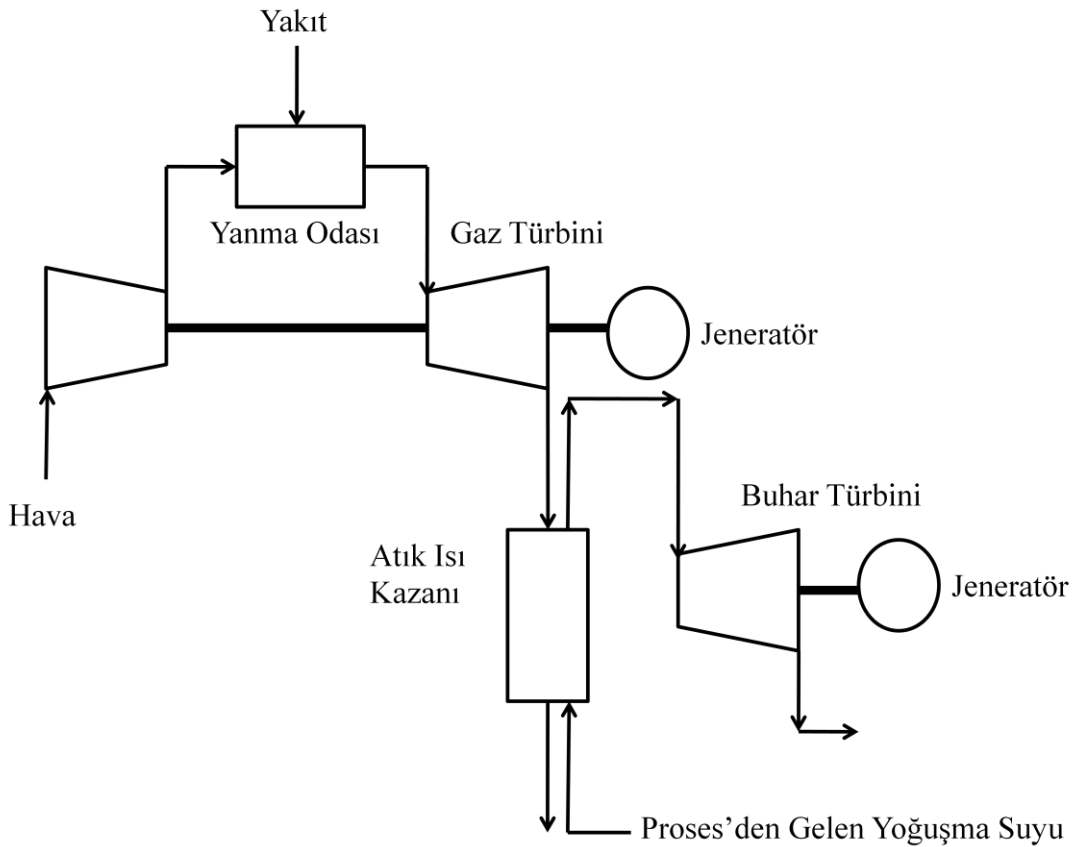


Şekil 2.5 : Gaz türbinli kojenerasyon sistemi (Breeze, 2005)

2.2.3 Kombine çevrim kojenerasyon sistemleri

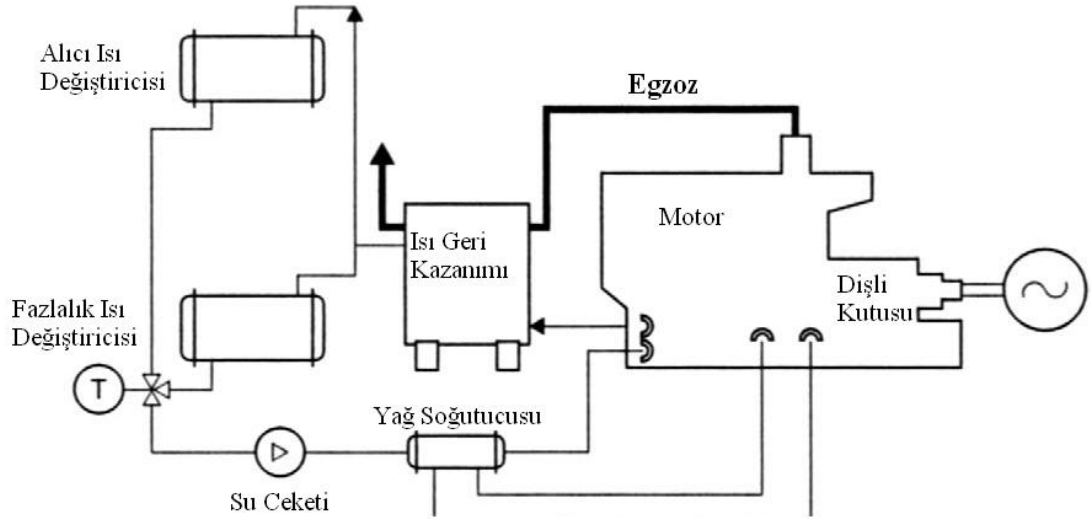
Güç gereksiniminin fazla olduğu yerlerde buhar ve gaz türbinlerinin beraber bulunduğu sistemler kurulabilmektedir. Bu sistemlerde gaz türbininin atık ısısı ikinci çevrimde kullanılarak ek elektrik üretimi sağlanmaktadır. Böylece sistemin enerjiden yararlanma oranı artmaktadır. Bu sistemde gaz türbini ilk çevrimde bulunur. İkinci çevrimde ise buhar türbini bulunmaktadır. Gaz türbininden çıkan sıcak egzoz gazları bir atık ısı kazanına gider. Burada ikinci çevrimde kullanılmak üzere buhar üretilir. Bu sistemde üretilen buharın bir kısmı da ısıtma ihtiyaçları karşılamak amacıyla kullanılabilir. Kombine çevrim yüksek güç-ısı oranına ve yüksek elektriksel verime

sahiptir. Bunlar çoğu zaman yılda 6000 saat üzerinde çalışan temel yük santralleridir (Turner, 2007).



2.2.4 Pistonlu içten yanmalı motorlu kojenerasyon sistemleri

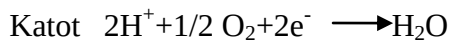
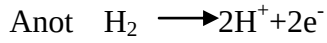
Pistonlu motorların kojenerasyonda kullanımı küçük ofisler, hastaneler, apartman blokları ve küçük çaplı bölgesel ısıtma sistemlerinde görülmektedir. Motorlar gürültülü olabilmektedir, bu nedenle ses izolasyonu gerekmektedir (Breeze, 2005).



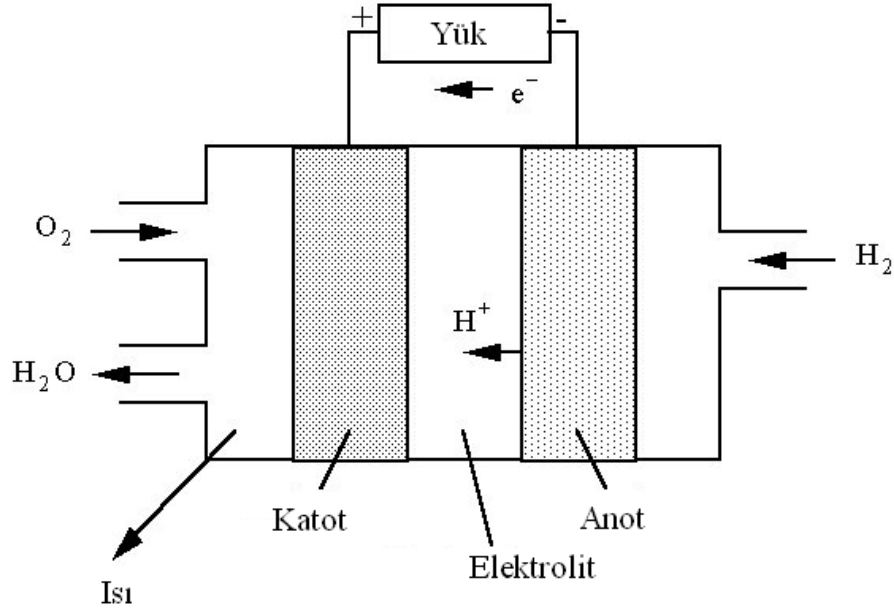
Şekil 2.7 : Pistonlu motorlu kojenerasyon sistemi (Breeze, 2005)

2.2.5 Yakıt hücresel kojenerasyon sistemleri

Yakıt hücrelerindeki temel prensip hidrojenin oksijenle tepkimeye girerek elektrokimyasal potansiyel oluşturmalarıdır. Şekil 2.8’de yakıt hücresinin temel şeması görülmektedir. Gerçekleşen kimyasal reaksiyonlarla anotta oluşan serbest elektronlar dış devreden katoda hareket ederler. Reaksiyonlar ekzotermik olup oluşan ısı, ısı işlemleri için kullanılabilir. Yakıt hücresinin anot ve katodunda gerçekleşen reaksiyonlar;



şeklindedir (Url-4).



Şekil 2.8 : Hidrojen oksijen yakıt hücresinin temel prensibi (Url-4)

2.2.6 Mikrotürbinli kojenerasyon sistemleri

Mikrotürbinler 25 kW'dan 250 kW'ye kadar kapasiteleri olan çok küçük gaz türbinleridir. Bu türbinlerin araştırma geliştirme çalışmaları devam etmektedir. Bu türbinlerin büyük bir kısmı kojenerasyon sistemlerinde kullanım amacıyla tasarlanmaktadır (Breeze, 2005).

3. GÜÇ ÜRETİMİNDE KÖMÜRÜN YERİ

3.1 Kömür İçeriği, Sınıflandırılması ve Rezerv Durumu

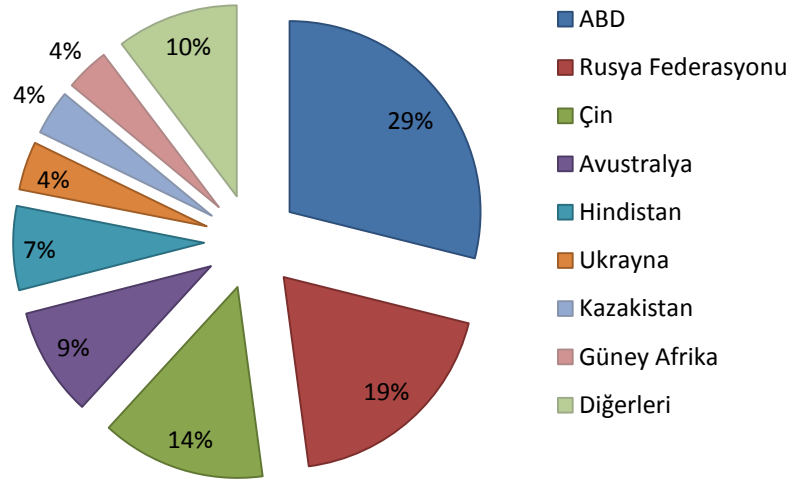
Kömürün homojen bir yapısı bulunmamaktadır. İçeriğinde karbon, hidrojen, oksijen, kükürt ve azot gibi elementler bulunmaktadır ve çoğunlukla lignoselulozik bitki parçalarından bataklıklarda meydana gelmektedir. Yanabilen, siyah ve kahverengi tonlarında katı, fosil, organik kütledir (Url-5).

Fosil kaynaklı yakıtlar geçmişten günümüze enerji üretiminde çok önemli bir yere sahip olmuştur. Önceleri ucuzluğu nedeniyle tüketim daha çok petrolden sağlanırken 1970 yılındaki petrol kriziyle beraber kömür tüketimi ve kömür ile ilgili yapılan araştırmalar hız kazanmıştır. Enerji ihtiyacı pek çok ülkede olduğu gibi ülkemizde de büyük oranda kömürden karşılanmaktadır (Karayığit ve Köksoy, 1998).

Kömür oluşumunun ilk evresi turbadır. Turba kömür değildir fakat zaman içinde artan sıcaklık ve basıncın etkisi ile geçirdiği fiziksel ve kimyasal değişiklikler sonucunda en son aşamada antrasit ve metaantrasite dönüşür. Kömürleşme , turbanın linyit, altbitümlü kömür, bitümlü kömür aşamalarından geçerek antrasit ve metaantrasite dönüşmesi sürecidir. Kömürün içeriği nem, organik madde ve mineraldir. Kömüre uygulanan kimyasal analizler iki gruba ayrılır. Bunlar; kısa analiz ve elemanter analizlerdir. Kısa analizlerde elde edilebilecek bilgiler kömürün nem, kül, uçucu madde ve sabit karbon miktarıdır. Elementel analizde ise kömürdeki karbon, hidrojen, oksijen, azot ve kükürt gibi kimyasal elementlerin miktarları tesbit edilmektedir. Ayrıca kömürün yanma özelliklerinin belirlenmesini sağlayan analizler de bulunmaktadır. Kömürlerin endüstriyel kullanım amacıyla yapılan sınıflandırmalarında kimyasal özellikler temel alınmaktadır. Bilimsel sınıflamalarda kömürün daha ziyade elementel özellikleri kullanılır. Ticari sınıflamalarda en çok kullanılan ASTM kömür sınıflamasıdır. Kömürün sabit karbon içeriği ve ısı değeri bu sınıflamanın esasını oluşturur. Kömürlerin kekleşme özelliğinden de ayrıca yararlanılmaktadır. Bu sınıflamada kömürler antrasit, bitümlü kömür, altbitümlü

kömür ve linyit olmak üzere dört sınıfa ayrılmaktadır. Bu sınıflarda kendi aralarında alt gruplara ayrılmaktadır (Karayığit ve Köksoy, 1998).

2009 yılı sonu itibariyle dünyadaki görünür kömür rezervlerinin ülkelere göre payları Şekil 3.1’deki gibidir.



Şekil 3.1 : Dünya kömür rezervlerinin dağılımı (BP Statistical Review, 2009)

Şekil 3.1’den de anlaşılabileceği gibi dünya kömür rezervlerinin yüzde doksana yakını 8 ülkeye dağılmış durumdadır. Geriye kalan yüzde onluk kısmı ise grafikte görülmeyen birçok ülkeye dağılmış durumdadır. Dünyadaki toplam kömür rezervleri 826 milyar tondur (BP Statistical Review, 2009).

2009 yılı sonu itibariyle Türkiye’deki linyit rezervlerini gösteren veriler Çizelge 3.1’deki gibidir.

Çizelge 3.1 : Türkiye’deki linyit rezervleri (Url-5)

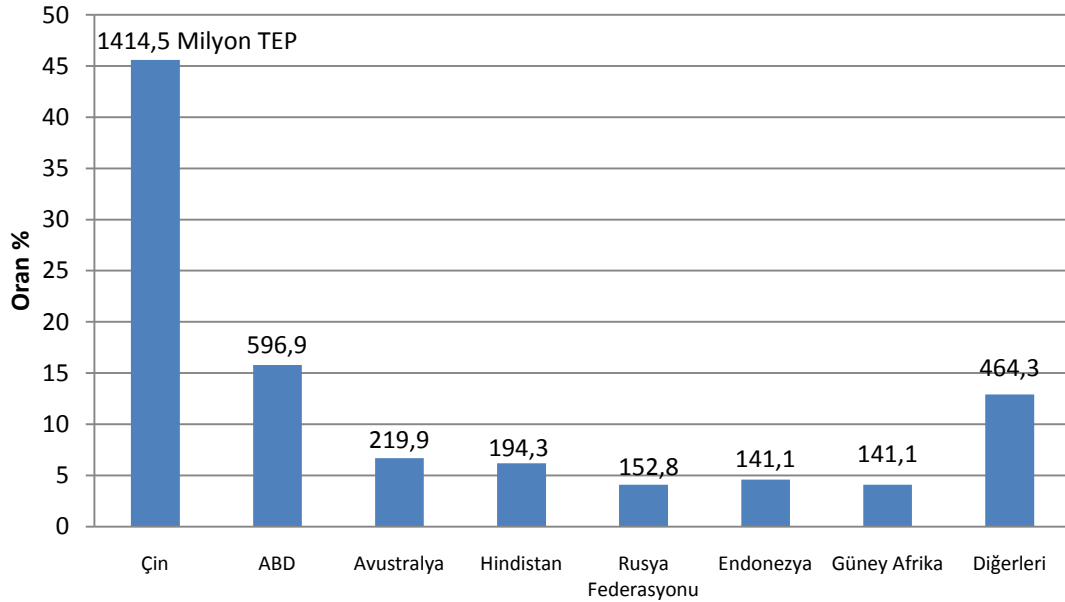
Kurumlar	Rezervler (Milyon Ton)			
	Görünür	Muhtemel	Mümkün	Toplam
EÜAŞ	4718	104		4822
TKİ	2239	218	1	2458
MTA	1803	685	123	2611
Özel Sektör	1077	337	138	1554
Toplam	9837	1344	262	11445

Benzer şekilde taş kömürü rezervleri, Türkiye Taşkömürü Kurumu Genel Müdürlüğü’nün 2011 yılı Mart ayındaki taşkömürü sektör raporuna göre Çizelge 3.2’deki gibidir.

Çizelge 3.2 : Türkiye’deki taşkömürü rezervleri (Url-6)

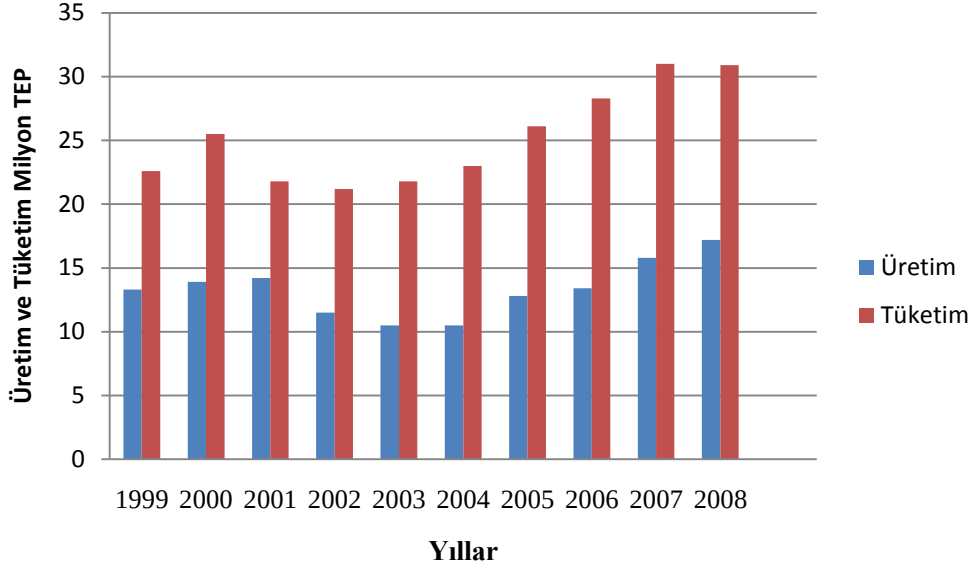
REZERV TÜRÜ	Koklaşmaz	Y. Koklaşabilir	Koklaşabilir			Toplam TTK (Milyonton)
	Amasra	Armutçuk	Kozlu	Üzülmez	Karadon	
Hazır	0,4	1,1	2,3	1,4	5,6	10,9
Görünür	170,8	9	67,7	136,1	131,5	515,2
Muhtemel	115,1	15,9	40,5	94,3	159	425
Mümkün	121,5	7,9	48	74	117	368,5
TOPLAM	407,8	33,9	158,6	305,9	413,3	1319

Şekil 3.2’de ise ülkelerin 2008 yılındaki kömür üretim miktarları (milyon tep) ve toplama göre oranları görülmektedir.



Şekil 3.2 : 2008 yılı dünya kömür üretim oranları (BP Statistical Review,2009)

Türkiye üretim açısından 2008 yılında 17.8 milyon TEP ile dünyanın toplam kömür üretiminin %0,5’ine sahip olmuştur. Türkiye’nin kömür üretim ve tüketimi açısından yıllara göre durumu ise Şekil 3.3’te görülmektedir.



Şekil 3.3 : Türkiye'nin kömür üretim ve tüketiminin yıllara göre dağılımı (BP Statistical Review,2009)

Grafikten de anlaşılabileceği gibi 2002 yılı itibariyle kömür üretiminde bir düşüş yaşanmıştır. 2004 yılında ise kömür üretimi en düşük düzeyleri görmüştür. Kömür üretimindeki bu düşüşün sebebi olarak enerji yönetimlerinin yapmış oldukları doğalgaz alım anlaşmaları gösterilebilir. Fakat daha sonra kömür üretimi yine artış göstermeye başlamıştır (Url-5).

Grafikte Türkiye kömür tüketiminin dalgalı bir seyir izlediği görülmektedir. Tüketim azalış ve artışlarının sebebi olarak kömür harici yakıtların fiyatlarında meydana gelen değişimler ve doğalgaz alım anlaşmaları gösterilebilir.

Türkiye'nin kömür üretiminin, tüketimi karşılamadığı açık bir gerçektir. Bu durumda pek çok ülke gibi bu açığı karşılamak için ithalat yoluna gidilmektedir. Dünyada kömür ithal eden ülkeler çok büyük bir tercihini taş kömüründen yana kullanmaktadır.

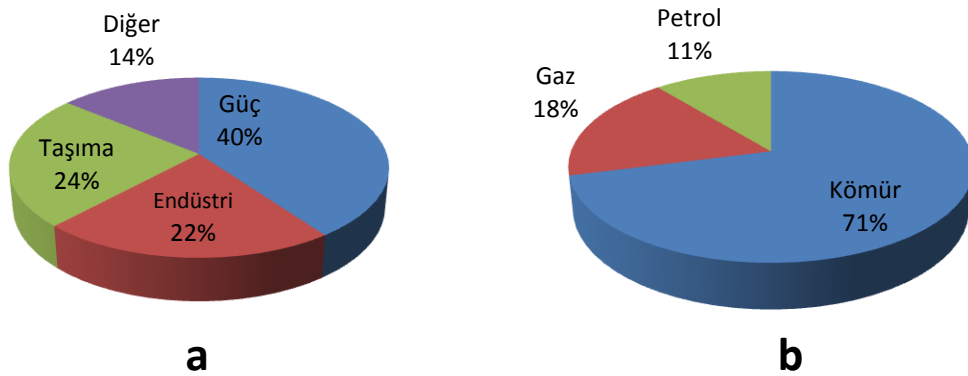
3.2 Kömürün Yakıt Emisyonlarının Giderilmesi İçin Kullanılan Teknolojiler

Küresel ısınma ve iklim değişikliği, günümüzde çokça söz edilen bir konudur. Bu duruma sebep olan en büyük etken ise insanların yaptıkları aktivitelerdir. Bu aktiviteler arasında enerji üretimi en üst sıralardadır. Günümüzde yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanımı ile hem ülkemizde hem de dünyada büyük girişimler olmasına rağmen bu kaynaklar talebi tümüyle karşılayabilmekten henüz çok uzaktır.

Enerji talebinin çok büyük bir kısmı halen fosil kaynaklı yakıtlardan sağlanmaktadır. Fosil kaynaklı yakıtların yanması sonucu açığa çıkan NO_x , SO_x , CO_2 ve su buharı gibi maddelerin bir kısmı küresel ısınmaya sebep olurken bir kısmı da asit yağmurlarına sebep olmaktadır.

Kömür, yanma sonucunda oluşan emisyonlar açısından kirli bir yakıt olarak kabul edilebilir. Ancak var olan ve gelişmekte olan yakıt emisyonlarını azaltıcı ve önleyici teknolojiler ile diğer yakıtlara oranla daha ucuz olan bu yakıtın kullanılması giderek çevre dostu bir hal almaktadır.

Karbondioksit, kömür yakan tesislerde açığa çıkan ve sera etkisini arttıran gazlardan biridir. Şekil 3.4a'da görülen grafikte 2002 yılı enerji sektöründe insan kaynaklı CO_2 emisyonları, Şekil 3.4b'de ise yakıtlara göre güç endüstrisinin emisyon değerleri görülmektedir



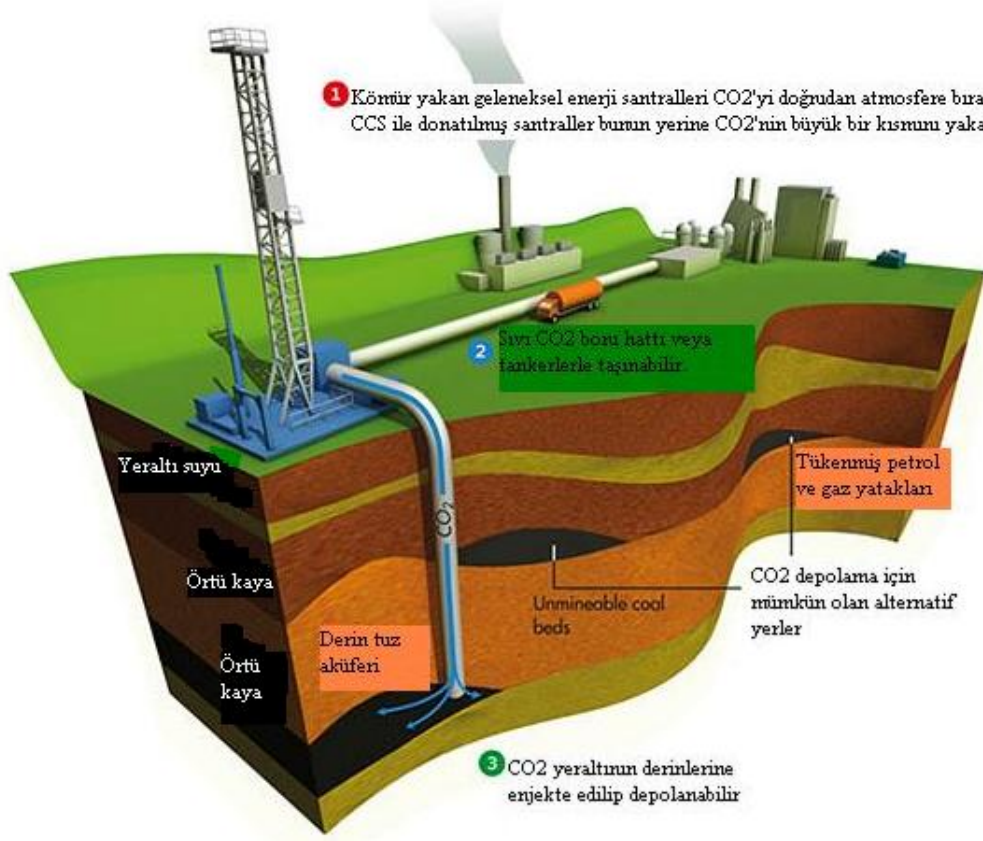
Şekil 3.4 : Kömürün kullanımı (The Petroleum Economist Ltd, 2007)

Karbondioksit atmosferde bulunan renksiz, kokusuz bir gazdır. Solunum ve yanma sonucu oluşan karbondioksit bitkiler tarafından fotosentezde kullanılır. İlginç bir özelliği de, atmosfer basıncında süblimleşmesi başka bir deyişle katı fazdan sıvı fazına geçmeden doğrudan gaz fazına geçmesidir. Çok yüksek basınçlarda sıvı fazda taşınıp, depolanabilir. Katı fazı kuru- buz olarak adlandırılır ve ticari uygulamalarda kullanılır (Url-7).

Fosil yakıtlar her yandığında atmosfere özellikle karbondioksit şeklinde karbon salımı gerçekleşir. Arabalar, kamyonlar, güç santralleri karbon salımlarının en büyük kaynaklarıdır. Salımlanan karbondioksit küresel ısınmaya da sebep olmaktadır. Bu karbondioksit yakalanıp depolanabilir. Milyonlarca ton CO_2 'yi depolamak için doğal

saklama imkanları gerekmektedir En iyi doğal saklama alanları Kuzey Denizi'ndeki gibi eski petrol ve gaz yataklarıdır (Url-8).

Şekil 3.5'te karbon yakalama ve depolama işleminin (ccs) aşamaları görülmektedir.



Şekil 3.5 : Karbon yakalama ve depolama (Url-9)

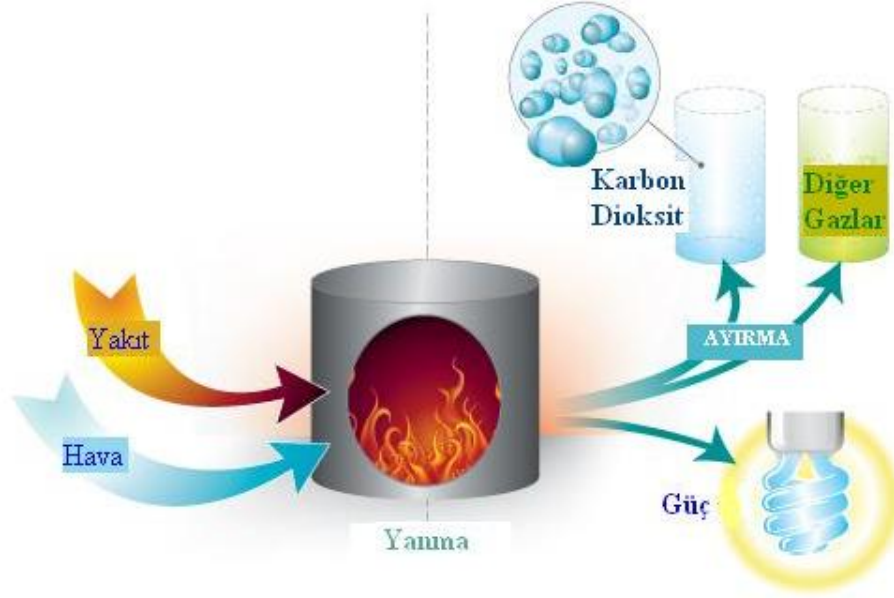
Kömür ve gaz yakıtlı enerji santralleri gibi büyük miktarda karbondioksitin çevreye verildiği yerlerde yakalama işlemi verimli bir şekilde yapılabilir. Yakalama işlemi için çeşitli yöntemler vardır (Url-10).

Karbondioksit yakalama küçük boyutlu endüstriyel uygulamalarda kullanılan bir teknolojidir. Tüm yakalama işlemlerinde ana sorun baca gazlarındaki CO₂ konsantrasyonunun düşük olmasıdır. Bileşimde oksijen, kükürt oksitler, su buharı, azot gibi diğer gazlar da vardır. Hem ekonomik sebepler hem de enerji maliyeti sebebiyle bunların hepsini sıkıştırıp depolamak mümkün değildir. Bunun yerine CO₂ seçilerek, diğer gazlardan yakalama işlemi ile ayrılır (Url-11).

Üç temel karbondioksit yakalama yöntemi vardır.

- Yanma Sonrası Yakalama (Post-combustion capture):

Şekil 3.6’da yanma sonrası yakalamanın bir şeması görülmektedir.



Şekil 3.6 : Yanma sonrası yakalamanın şematik resmi (Url-12)

Yanma sonrasında seyreltik CO₂'i yanma sonu gazlarından ayırma yöntemidir. Mevcut endüstriyel santraller ve güç santrallerinde çok önemli değişiklikler yapılmadan orjinal santrale kurulabilir. Yaygın olan yöntem karbondioksiti bir solventin içinden geçirmek ve onu adsorbe etmektir. Amine solventler bu amaç için kullanılmaktadır. Sonrasında basınç ve sıcaklıktaki bir değişim ile karbondioksit serbest kalır. Bir diğer yöntem de kalsiyum çevrimli yakalamadır. Bütün bu işlemler fazladan enerji kullanımı gerektirir ve karbondioksit yakalama olmayan sistemlere göre maliyetin %20-%30 artmasına sebep olur. Bu maliyeti %10'a indirecek solventler gelişim aşamasındadır (Url-13).

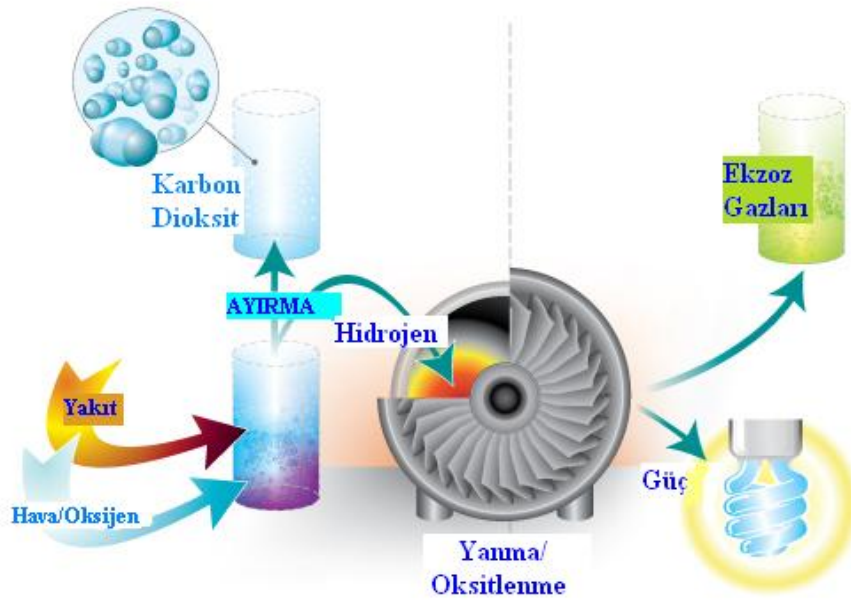
Yanma sonrası karbon yakalamanın olumlu yönleri, çalışmakta olan mevcut sistemlere uygulanabilmesi ve bu yöntemin daha önceden de kullanılmasından doğan tecrübedir. Yöntemin olumsuz yanı ise yüksek işletim maliyetleri ve büyük güçlü santral uygulamalarındaki tecrübe eksikliğidir (Url-13).

- Yanma Öncesi Yakalama (Pre-combustion capture):

Bu yöntemde yakıt hidrojen ve karbondioksitin gaz karışımına dönüştürülür. Daha sonra karbondioksit bu karışımdan ayrılır. Geriye kalan hidrojen yakılınca egzoz gazlarında CO₂ oluşmaz. Yakıtın dönüştürülme süreci, kontrollü miktarda ve kontrollü şartlarda buhar ve hava ya da oksijenle reaksiyona girmesi sonunda sentez

gaz (ağırlıklı olarak karbon monoksit ve hidrojen içeren gaz karışımı) oluşturma ile başlar. Sentez gazdan, karbonmonoksitin eklenmesi ve reaksiyona girmesi ile karbondioksit ve ek olarak hidrojen üretilir. Sonuçta açığa çıkan bu karışımın içinden karbondioksit likit solventler ile ya da katı tutucular tarafından absorbe edilir. Her ikisinde de karbondioksit ısıtma ya da basınç azaltma ile serbest bırakılabilir (The Petroleum Economist Ltd., 2007).

Şekil 3.7’de yanma öncesi CO₂ yakalamamanın bir şeması görülmektedir.



Şekil 3.7 : Yanma öncesi karbondioksit yakalama (Url-12)

Yöntemin olumlu yanları karbondioksitin %90-%95 oranında yakalanabiliyor olmasıdır. Öte yandan bu sistemin petrol rafinerilerinde kullanımı başarıyla sağlanmıştır. Yöntemin olumsuz yanları ise yüksek yatırım maliyeti ve yüksek NO_x emisyonlarıdır (Url-14).

- Oksi-Yakıt Yanması:

Bu yöntemde yakıtın yanması için hava yerine oksijen kullanılır. Egzoz gazları ağırlıklı olarak su buharı ve CO₂’den oluşur. Egzoz gazı yüksek CO₂ konsantrasyonuna (Hacimce %80’den fazla) sahiptir (The Petroleum Economist Ltd, 2007). Su buharı karbondioksitten yoğuşurma ile kolayca ayrılır. Asıl önemli olan kısım oksijenin havadan ayrılmasıdır. İşlem genellikle kriyojenik olarak yapılır. Bu yöntem çok fazla enerji gerektirir. 500 MW’lık bir kömür santralinde saf oksijen

sağlamak için tesisin en azından yıllık %15’lik üretimi kadar elektriğe ihtiyaç vardır (Url-15).

Kömürün yanması sonucu ortaya çıkan diğer kirleticiler ise kükürt oksitlerdir. Yanma sonucunda ortaya çıkan kükürtoksitlerin ana kaynağı kömür içeriğinde bulunan kükürttür.

Kükürt oksitlerin canlılar, bitkiler ve cansız varlıklar üzerinde olumsuz etkileri vardır. Ayrıca kükürt oksitler asit yağmuru oluşumuna da sebep olurlar (Karatepe ve diğ, 1998a).

Baca gazındaki kükürtdioksitin giderilmesi için kullanılan yöntemler ıslak ve kuru olmak üzere iki grupta toplanabilir. Kuru proste gaz-katı sorbent teması ile kükürtdioksit giderilmesi sağlanırken ıslak proste baca gazı sorbent içeren sulu çözeltiler ile temas ettirilir ve kükürtdioksit giderimi kimyasal absorpsiyon ile sağlanır. Temizlenen baca gazı sistemden su buharı ile doymuş şekilde ayrılır (Karatepe ve diğ., 1998b).

Kömür yanması ile açığa çıkan tüm kirleticiler ve bu kirleticilerin giderilmesi için alınan önlemler Ateşok ve diğ.,(2006) yaptıkları çalışmalarından alınan Çizelge 3.3’te özetlenmiştir.

Çizelge 3.3 : Kömür yanması ile açığa çıkan kirleticiler ve teknolojik çözümleri (Ateşok ve diğ, 2006)

Çevresel Sorunlar	Teknolojik Çözümler	Durum
Parça Emisyonları Örneğin kömürün yanması sonucu oluşan kül. Bu parçalar, insanların solunum sistemlerini etkiler, yerel olarak görüşü zorlaştırır ve toz problemi doğurur.	Elektrostatik ve bez filtreler kömür yakan güç santrallerinden kaynaklanan toz parçacıklarını kontrol etmektedir. Her ikisinin de toz tutma verimi %99,5'un üzerindedir.	Bu teknoloji geliştirilmiş ve hem gelişmiş hem de gelişmekte olan ülkelerde yaygın olarak kullanılmaktadır.
İz Elementler Kömür yakan güç santrallerinden kaynaklanan iz elementler civa, selenyum ve arseniktir. Hepsi de hem çevreye hem de insan sağlığına karşı zararlıdır.	Parça kontrol cihazları, akışkan yataklı yakma sistemi, aktif karbon ilavesi ve kükürt giderme cihazlarının hepsi iz elementleri önemli ölçüde bertaraf etmektedir.	Bu teknolojiler gelişmiş ülkelerde geliştirilmiş, ticarileştirilmiş ve halen yaygın olarak kullanılmaktadır. NO_x kontrol uygulaması ve kükürt giderme teknikleri gelişmekte olan ülkelerde fazla yaygın olmadığı halde artış göstermekte ve daha da yayılabileceği görülmektedir.
NO_x Genel olarak NO_x olarak ifade edilen nitrojen oksitler havanın kullanıldığı ve kullanılan yakıtta nitrojenin bulunduğu durumlarda yapılan yakma prosesleri sonucu oluşurlar. Bu gazlar, sis, duman, ozon tabakasında incelme, asit yağmurları ve sera gazı emisyonlarına katkıda bulunurlar.	NO_x emisyonları düşük NO_x yakıcılarının kullanımıyla, gelişmiş yakma teknolojisiyle ve baca gazında NO_x'in daha düşük emisyonlarda kalmasını sağlayan seçimli katalitik indirgeme ve seçimli katalitik olmayan indirgeme gibi tekniklerle azaltılabilir. Var olan teknolojilerin kullanılmasıyla %90'ın üzerinde NO_x uzaklaştırılabilmektedir.	
SO_x Kükürt oksitler başlıcası kükürt dioksit olmak üzere, pek çok kömür çeşidinde bulunan kükürdün yanmasıyla ortaya çıkarlar. SO_x emisyonları asit yağmurlarına ve asidik dumanlarına sebep olabilmektedir (Özellikle de çok küçük parçalar).	SO_x emisyonlarını mümkün olduğu kadar azaltabilmek için baca gazı kükürt giderme ve gelişmiş yakma teknolojileri gibi bir takım teknolojiler mevcuttur. Bu emisyonlar %90'ın üzerinde ve bazı durumlarda da %95'in üzerinde giderilebilir.	

Çizelge 3.3 (devam): Kömür yanması ile açığa çıkan kirleticiler ve teknolojik çözümleri (Ateşok ve diğ., 2006)

Çevresel Sorunlar	Teknolojik Çözümler	Durum
Kömürün Yanmasından Arta Kalan Atıklar Bu atıklar başlıca olarak yanmayan mineral maddelerden oluşmaktadır (az miktarda tepkimeye girmeyen karbon içerirler)	Atıklar yanma öncesindeki aşamada ve yanma sırasında azaltılabilir. Yanmadan önceki aşama olan kömür yıkama yüksek kalitede kömür elde etmek için ekonomik olmaktadır; Kömürün yıkanması yakma verimliliğini artırdığı gibi güç santrallerinin atık ve SO_x emisyonlarını da azaltmaktadır. Ayrıca bu atıklar yüksek verimli kömür yakma teknolojilerinin kullanılmasıyla da azaltılabilmektedir.	Bu teknolojiler geliştirilmiştir ve ilerlemektedir. Güç santral atıklarının tekrar kullanılabilirliği gelişmektedir. (örneğin çimento yapımında uçucu külün kullanılması)
Karbon Dioksit (CO₂) Azaltma Karbon dioksit, karbon içeren yakıtların yanması sonucu oluşan karbonun ana oksididir. Karbon dioksit önemli bir sera gazıdır; fosil yakıt kaynaklı güç üretimi sonucu oluşan karbondioksitin kademeli olarak azaltılması, küresel ısınma ve iklim değişikliğine karşı olan küresel sorumluluğun temel bir unsurudur.	Kısa ve orta vadede, yakma verimliliğinin artırılması (Harcanan her bir ton kömüre karşı elde edilen megawatt saat) sayesinde kömürün yanması (Her bir megawatt saat elektrik üretimine karşı gelen karbondioksit) sonucu oluşan sera yoğunluğunda önemli ölçüde düşüş yakalanabilir.	20 yüzyılın sonlarına doğru pulverize kömür sisteminin verimliliği önemli ölçüde artış göstermiştir ve süperkritik ve ultrasüper kritik proseslerinin gelişimiyle de, yukarıya doğru olan sağlam yükselişini önümüzdeki 20 yıl içinde de devam ettirecektir. Dönen akışkan yataklı yakma teknolojisi de ileri pulverize kömür yakma teknolojisiyle benzer yararlar sağlamaktadır ve kömürün biyokütleyle tekrar yanmasına uygun bir teknolojidir.
CO₂ Giderme Kömür yakarak güç üretimi dahil fosil yakıtlara dayalı güç üretiminden ortaya çıkan CO₂'in gerçek anlamda bertaraf edilmesi büyüyen enerji talebiyle, atmosferdeki sera gazlarının yoğunluğunun kabul edilebilir oranda sabitlenmesini öngören küresel uzun vadeli amaçla uyum göstermektedir.	Sıfır emisyon teknolojileri kömüre dayalı güç üretiminden kaynaklanan CO₂'nin ayrılması ve tutulmasına ve daimi olarak depolanacağı yeraltı deposunda tutulmasına imkan vermek.	CO₂ ayırma, tutma ve jeolojik depolama teknolojileri teknik yapılabilirlik içerisinde geliştirilmiştir. Araştırmacı ve teknisyenler bu tarz teknolojileri geliştirmeyi planlıyorlar ve bu teknolojileri entegre bir yapılanış olarak ortaya çıkarmaya çalışıyorlar. Bu teknolojiler 10 yıl içerisinde yayılabilir.

3.3 Kömür Yakma Teknolojileri ve Verim Açısından Değerlendirilmeleri

Dünyanın pek çok ülkesi için yerli yakıtların kullanımı enerji üretimi konusunda büyük önem taşımaktadır. Yerli yakıt hem ucuza temin edilebilmesi hem de kolay bulunabilme bakımından öne çıkmaktadır. Türkiye için yerli yakıtların en önemlisi linyittir. Linyit ısı değeri düşük olan bir yakıttır. Bu nedenle verimli yakılması gerekmektedir. Bu bölümde uygun yanmanın tanımı, gereklilikleri ve gelişen yakma teknolojilerine değinilecektir.

Yanmanın uygunluğunun belirlenmesinde üç temel faktör ele alınmaktadır. Bunlar ısı enerjisinin ekonomik olarak üretilmesi, temiz yanma ve yanmanın sürekliliğidir. Isı enerjisinin ekonomik olarak üretilmesi için yanma sisteminin verimli olması, yapılacak yatırım maliyetinin ve işletme sırasındaki maliyetlerin düşük olması gereklidir. Yanmanın temiz olarak nitelendirilebilmesi için ise yanma emisyonlarının belirlenen sınır değerlerin altında kalması gerekmektedir. Süreklilik ise yanma sisteminin önceden planlanmış durumlar haricinde emniyetli ve güvenilir şekilde çalışmasıdır. Yanma üç temel faktörden etkilenmektedir. Bunlar yakıt, yakma sistemi ve işletme boyutlu faktörlerdir (Durmaz, 1998).

Yakma sistemlerinde katı, sıvı ve gaz yakıtlar kullanılmaktadır. Katı yakıtlardan kömürün kullanımı, geçtiğimiz yıllarda, diğer yakıtların makul fiyat ve kirlilik değerleri nedeniyle azalma göstermiştir. Kömürün kirliliğini gidermek için yapılması gereken ilave yatırımlar bu sonucu doğurmuştur. Ancak son yıllarda artan doğalgaz ve benzeri yakıtların fiyatları santral yakıtı olarak kömür kullanımını yeniden cazip hale getirmiştir. Kömürün dezavantajı olan yanma sonu emisyonlarını en az düzeye indirebilmek için yapılan çalışmalar yoğunluk kazanmıştır. Yakıtı mümkün olduğunca verimli kullanan sistemlerin üzerinde yapılan çalışmalar her geçen gün ağırlık kazanmaktadır.

Kömür yakma sistemleri ve bu sistemlerin başlıca özellikleri Çizelge 3.4'te görülmektedir.

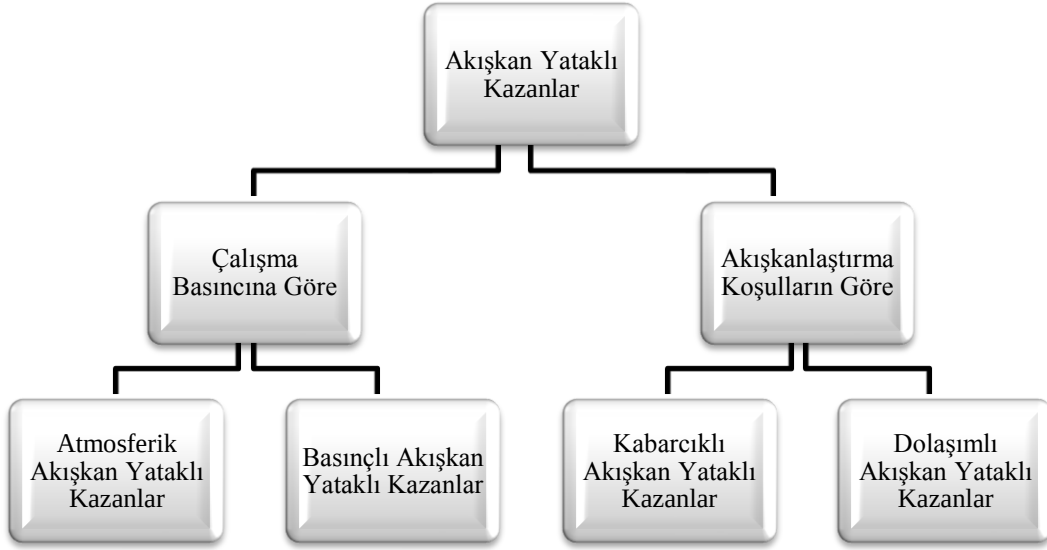
Çizelge 3.4 : Kömür yakma sistemleri ve özellikleri (Durmaz, 1998)

SİSTEM ÖZELLİKLERİ	YAKMA SİSTEMİ TİPLERİ		
	IZGARALI	AKIŞKAN YATAKLI	BRÜLÖRLÜ
Yakma biçimi	Yüzeyde Yakma	Akışkanlaştırılmış Ortamda Yakma	Yanma Odası Hacminde Askıda Yakma
Yakıtın tane büyüklüğü	(150-5 mm)	(10-0,5 mm)	(200-0 µm)
Yanma ısı kapasitesi	Küçük	Orta	Büyük
Yanma evrelerinde yakıt dinamiği	Yüzeyde Hareketsiz	Akışkanlaştırılmış Ortamda Yoğun Türlüanslı	Hacimde Askıda
Kömür gazlaşma ve tutuşma ısı (Q_{ir}) deposu	Kor Tabakası	Akışkan Yatak	Alev
Yakıt	Kok, Taş kömürü, Briket (Standart Kömür)	Her Türlü Kömür ve Atıklar	Toz Kömür, Sıvı ve Gaz Yakıtlar
Yapısal emisyon filtreleme	Yok	Var	Çok Sınırlı
Emisyon kontrolü	Standart Kömür	Baca Gazı Arıtma Sistemleri Gereksiz	Baca Gazı Arıtma Sistemleri Gerekli

Bu çalışmada akışkan yataklı yakma sistemleri daha ayrıntılı olarak incelenecektir. Akışkan yatak kimya sanayiinde daha eskiden kullanılmaya başlanmış olsa da kömür yakma sistemi olarak kullanımı 1970’li yılların sonlarında gerçekleşmiştir. Kömürün ucuz olması nedeniyle oluşan cazibe, yanma sonucu oluşan SO₂’yi tutmak için yapılan yatırımların maliyeti nedeniyle önemini yitirmektedir. Akışkan yataklı sistemlerde yanma sonucu ortaya çıkan SO₂’nin tutulması kazan içinde yapılabilmektedir. Bu durumda kükürt oranı yüksek kömürlerin yakılmasında akışkan yatak kullanımı mümkün olabilmektedir (Vural, 1998).

Kömür akışkan yataktaki parçacıkların içinde iyi bir şekilde karışarak yanar. Yanma 800-900 °C aralığında gerçekleşir (Url-16). Kükürt tutulan akışkan yatakların %95’ten fazla bir miktarı kireçtaşı, kalsiyum, ve külden oluşur, geriye kalan kısım ise kömürdür. Beslenen kireç taşı taneciklerinin çapı mümkün olduğunca küçük olmalıdır. Böylece yüzey alanı arttırılarak daha fazla kükürtdioksit tutulması sağlanabilir (Vural, 1998).

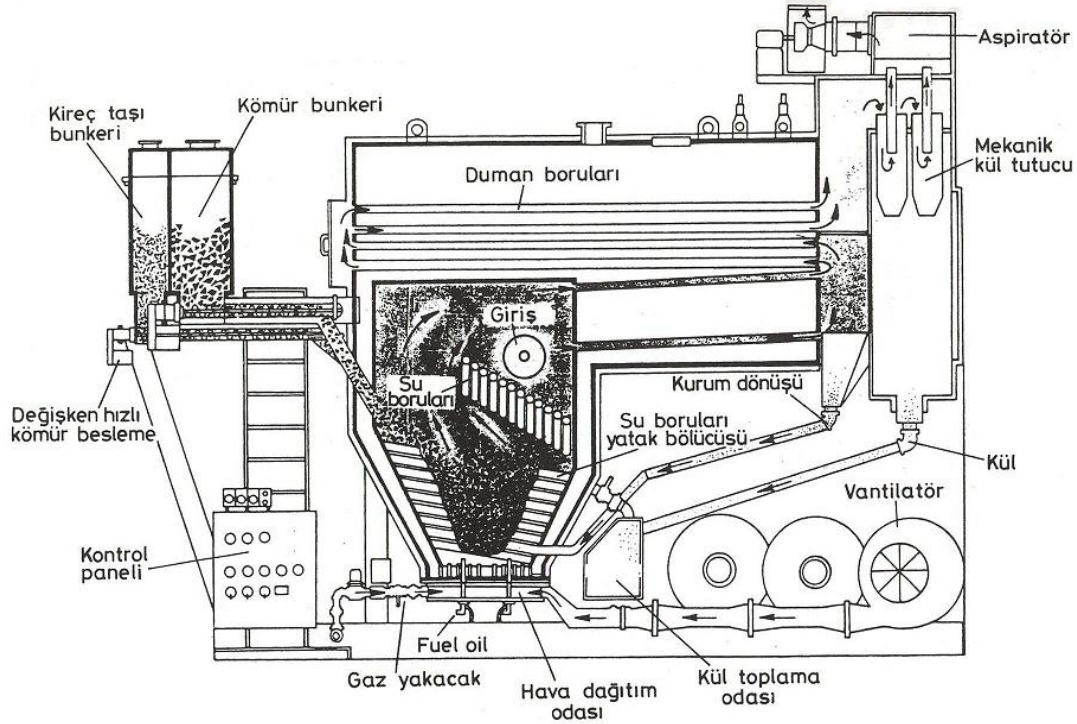
Akışkan yataklı kazanların sınıflandırılması Şekil 3.8’deki gibidir.



Şekil 3.8 : Akışkan yataklı kazanların sınıflandırılması (Url-17)

Akışkan yataklı bir yakıcının elemanlarını şu şekilde sıralamak mümkündür: Hava dağıtım sistemi, hava ön ısıtıcısı, akışkanlaşacak tanecikler, kömür ve kireç taşı dağıtım sistemi, yatak üst ısıtıcısı, siklon (Vural, 1998).

Şekil 3.9’da kabarcıklı akışkan yataklı bir kazan görülmektedir.



Şekil 3.9 : Kabarcıklı akışkan yataklı kazan (Vural, 1998)

4. TERMOEKONOMİK TEMELLER

4.1 Ekserji Kavramı ve Enerji Kavramından Farkı

Günümüzde birincil enerji kaynaklarının hızla tükenmesi ve çeşitli formlardaki enerjiye talebin hızla artması sonucu, enerji kaynaklarının verimli bir biçimde kullanılmasını sağlamak amacıyla yapılan çalışmalar büyük bir ivme kazanmıştır. Ekserji bir diğer deyişle kullanılabilirlik; enerji dönüşüm sistemlerinde, kayıpların belirlenmesini kolaylaştıran bir kavramdır.

Ekserji bir sistemden elde edilebilecek en fazla yararlı iş olarak tanımlanabilir. Bir sistemden en fazla yararlı işin elde edilebilmesi, o sistemin bulunduğu çevre ile tam bir denge haline gelmesiyle olabilir. Çevre ile dengede olan sistemin ekserjisi bir başka deyişle iş yapabilme kabiliyeti sıfırdır. Enerji ve ekserji kavramlarının birbirinden ayrıldığı nokta da budur. Bir sistemden elde edilebilecek yararlı işin saptanmasında ekserji analizleri önemli yer tutar. Enerji yönünden yapılan incelemelerin aksine ekserji analizlerinde çevre hali de göz önüne alınır. Çevresel koşullarda olacak değişimler enerji üretim sistemlerinin akış ekserjisi, ekserji verimi gibi değişkenlerini etkiler.

4.2 Ekserji Bileşenleri

Nükleer, manyetik, elektriksel ve yüzey gerilimi etkilerinin bulunmadığı durumlarda bir sistemin toplam ekserjisi dört bileşenden oluşur. Bileşenler denklem (4.1)'deki gibidir.

$$E = E^{PH} + E^{CH} + E^{KN} + E^{PT} \quad (4.1)$$

Bu bileşenler fiziksel ekserji E^{PH} , kimyasal ekserji E^{CH} , kinetik ekserji E^{KN} ve potansiyel ekserjidir E^{PT} . Kinetik, potansiyel ve fiziksel ekserjinin toplamına termomekanik ekserji adı verilir. Birim kütle için toplam ekserji de (toplam özgül ekserji) benzer şekilde yazılabilir.

$$e = e^{PH} + e^{CH} + e^{KN} + e^{PT} \quad (4.2)$$

Kinetik ve potansiyel ekserjiler denklem (4.3) ve denklem (4.4)'te gösterildiği gibidir.

$$e^{KN} = \frac{1}{2} V^2 \quad (4.3)$$

$$e^{PT} = gz \quad (4.4)$$

Denklem (4.3) ve (4.4)'teki V ve z terimleri sırasıyla, hız ve bir referans noktasına göre yükseklik anlamına gelmektedir. Denklemde g yerçekimi ivmesini ifade eder.

Fiziksel ekserji, bir sistemin bulunduğu halden başka bir deyişle T sıcaklığı ve P basıncından çevrenin sıcaklık ve basınç değerleri olan T_0 , P_0 'a getirilmesi ile elde edilebilecek en fazla yararlı iş olarak tanımlanabilir. Sistemin bu haline kısıtlı çevre hali denir. Kimyasal ekserji ise bu kısıtlı çevre halinden, standart referans atmosfer ile tanımlanan çevre ile kimyasal dengenin sağlandığı hale (ölü hale) geçerken sistemden elde edilebilecek en fazla yararlı işe denir.

4.2.1 Fiziksel ekserji

Kapalı bir sistem için özgül fiziksel ekserji denklem (4.5) ile tanımlanmıştır.

$$E^{PH} = U - U_0 + p_0 (V - V_0) - T_0 (S - S_0) \quad (4.5)$$

Denklem (4.5)'te U, V ve S sırasıyla sistemin bulunduğu haldeki iç enerjisi, hacmi ve entropisidir. Benzer şekilde U_0 , V_0 ve S_0 sistem kısıtlı çevre halindeyken aynı özelliklerin değerleridir.

Özgül akış ekserjisinin fiziksel bileşeni denklem (4.6) ile tanımlanmıştır.

$$e^{PH} = h - h_0 - T_0 (s - s_0) \quad (4.6)$$

Denklem (4.6)'da h ve h_0 ile gösterilen özellikler sırasıyla sistemin bulunduğu hal ile kısıtlı çevre halindeki birim entalpi değerlerini vermektedir.

4.2.2 Kimyasal ekserji

Kimyasal ekserji sistemin kimyasal bileşiminin standart referans atmosferi ile tanımlanan çevrenin kimyasal bileşiminden farklı olmasından kaynaklanan bileşenidir.

Kimyasal ekserjinin tanımı için iki standart referans çevre kabul edilmiştir. Her iki çevre için de sıcaklık 25⁰C (298,15 K), basınç 101,3 kPa'dır. Kimyasal bileşim ise doğal çevreye yakın olmakla birlikte farklılıklar göstermektedir. Bu çevrelerden biri Ahrendts ve Ark. tarafından tanımlanmış olup Model I diye adlandırılmaktadır (Bejan ve diğ, 1996). Diğeri ise Szargut tarafından tanımlanmış olup, Model II olarak adlandırılmaktadır.

Model I ve II'ye göre bazı element ve bileşiklerin molar kimyasal ekserjileri Çizelge 4.1'deki gibidir.

Çizelge 4.1 : Model I ve II'ye göre element ve bileşiklerin kimyasal ekserjileri, e^{-CH} . (Bejan ve diğ, 1996)

Madde	Formül	Model I (kJ/kmol)	Model II (kJ/kmol)
Nitrojen	N ₂ (l)	639	720
Oksijen	O ₂ (l)	3951	3970
Karbondioksit	CO ₂ (g)	14176	19870
Su	H ₂ O(l)	45	900
Hidrojen	H ₂ (g)	235249	236100
Sülfürdioksit	SO ₂ (g)	301939	313400

Kimyasal ekserjisi hesaplanacak olan bir element veya bileşik seçilerek denklem (4.7)'de yerine yazılır.

$$e^{CH} = \frac{e^{-CH}}{M}, E^{CH} = \dot{m} \frac{e^{-CH}}{M} \quad (4.7)$$

Denklem (4.7)'de $\bar{e}^{CH}$ tablodan seçilen standart kimyasal ekserji değeri, M maddenin mol ağırlığı, $\dot{m}$ ise maddenin kütleli debisidir.

Gaz karışımları için kullanılacak denklem (4.8)'de verilmiştir.

$$\bar{e}^{-CH} = \sum x_i \bar{e}_i^{-CH} + \bar{R}T_0 \sum x_i \ln x_i \quad (4.8)$$

Denklem (4.8)'de x_i terimi karışım içindeki “i” gazının mol oranı, T_0 çevre sıcaklığı ve $\bar{R}$ universal gaz sabitidir.

4.2.3 Ekserji verimi

Ekserji verimi ikinci yasa verimi olarak da bilinen ve sistemlerin performansının değerlendirilmesinde rol oynayan bir tanımdır. Bir sistem bileşeni için ekserji dengesi denklem (4.9)'daki gibi yazılabilir.

$$\dot{E}_f = \dot{E}_p + \dot{E}_D + \dot{E}_L \quad (4.9)$$

$\dot{E}_D$ terimi ekserji kırımını, $\dot{E}_L$ terimi ekserji kaybını, $\dot{E}_f$ ve $\dot{E}_p$ ise sırasıyla yakıt ve ürünün ekserjilerini göstermektedir. Denklem (4.9)'dan; sisteme giren yakıt ekserjisinin çıkıştaki ürün ekserjisi, ekserji kırımı ve ekserji kaybı toplamına eşit olduğu görülmektedir.

Bir ısıl sistemde, enerjinin dönüşümleri esnasında kırımların ve kayıpların olması kaçınılmaz bir durumdur. Oluşan bu tersinmezliklerin sistemin performansına etkilerini değerlendirebilmek için bir kıstas ortaya konmalıdır. Benzer sistemleri karşılaştırırken kullanılabilecek en önemli parametrelerden biri de ekserji verimidir.

Ekserji verimi denklem (4.10)'daki gibi ifade edilebilir.

$$\varepsilon = \frac{\dot{E}_p}{\dot{E}_f} = 1 - \frac{\dot{E}_D + \dot{E}_L}{\dot{E}_f} \quad (4.10)$$

Bir sistem elemanı için ekserji kırımı denklem (4.11)'deki gibi ifade edilir. Ekserji kırım oranı belirli bir sistem elemanında meydana gelen ekserji kırımının sistemin tamamına sağlanan yakıt ekserjisine oranlanması ile elde edilir. $\dot{E}_{f,top}$, sisteme verilen toplam yakıt ekserjisidir.

$$y_D = \frac{\dot{E}_D}{\dot{E}_{f,top}} \quad (4.11)$$

4.3 Termoekonomi

4.3.1 Termoekonomik incelemenin gerekliliği ve amaçları

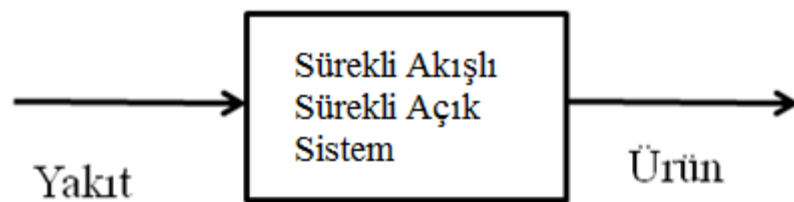
Termoekonomi ekonomiyi ve termodinamiği birleştiren bir bilim dalıdır (Bejan ve diğ., 1996). Amacı ekonomik açıdan anlamlı termodinamik çözümlerler yapmaktır.

Termoekonomik incelemelerden elde edilen sonuçlarla, enerji üretim santrallerinin hem tasarım hem de işletim süreçlerinde en yüksek verim sağlanır. Sistemin tasarım aşamasında mevcut veriler için mümkün olan en verimli sistemin tasarlanmasını sağlarken, işletme esnasında da enerji maliyetlerini en düşük düzeye getirecek çalışma koşulları ile ilgili kullanıcıya bilgi verir.

Termoekonomik inceleme ile bir sistemdeki elemanların ayrı ayrı verimleri bulunup, sistem içinde iyileştirme potansiyeli daha fazla olan bileşenler belirlenip nlem alınabilir.

Enerji retim santrallerinde “ısı” ve “elektrik” gibi birden fazla ürün olabilir. Kojenerasyon santralleri buna bir örnektir. Termoekonomi ile bir santraldeki ürünlerin maliyetleri tek tek bulunabilir (Bejan ve diğ., 1996). Ayrıca sistemdeki tüm akışların maliyetleri de bulunabilir. Böylece sistemin belli başlı elemanlarına ya da tamamına optimizasyon uygulanıp beklenen ürünleri elde edebilen en iyi sistem bulunabilir.

4.3.2 Termoekonomik incelemede kullanılan bağıntılar



Şekil 4.1 : Sürekli akışlı sürekli açık sistemin basit şeması

Şekil 4.1’de gösterilen sürekli akışlı açık bir sistem için aşağıdaki bağıntılar yazılabilir:

$$\dot{C}_F + \dot{Z} = \dot{C}_P \quad (4.12)$$

$$\dot{Z} = \dot{Z}_{CI} + \dot{Z}_{OM} \quad (4.13)$$

(4.12) numaralı denklem maliyet denge denklemidir. Burada $\dot{C}$ TL/s birimi ile verilen maliyet akısıdır. Denklem (4.13)'te $\dot{Z}$ ile gösterilen maliyet akısı ise toplam yatırım maliyeti ve bakım onarım maliyetlerinin toplamıdır. Bu maliyet yıllık çalışma süresi, faiz oranı, yatırım ömrü gibi değerler göz önüne alınarak hesaplanır. Uygulama bölümünde bu konu ayrıntılarıyla açıklanacaktır.

Maliyet akılarının bulunabilmesi için maliyet denge denklemleri her eleman için ayrı ayrı yazılır. Elde edilen denklem sayısı sistemdeki akı sayısına eşit olmalıdır. Bu durumda bir sistem elemanı için birden fazla denklem yazmak gerekebilir. Bu karar elemandan çıkan akış sayısına bakılarak verilir.

n adet çıkışı akısı olan bir elemanda (n-1) adet yardımcı denkleme ihtiyaç duyulmaktadır. Yardımcı denklemler yazılırken şu kurallar göz önüne alınmalıdır:

- Aynı kaliteye sahip (farklı iki akıdaki elektrik ya da buhar gibi) birkaç akı varsa bu akıların birim ekserji maliyetleri eşit alınır,
- Bir elemandan çıkan akı yakıtın bir parçası ise, bu akının birim ekserji maliyeti giriş akısınıninkine eşittir (Valero ve Lozano, 1997).

Belli başlı ısı sistem elemanları için termoekonomik bağıntılar Şekil 4.2'de verilmiştir. Aynı kuralların farklı sistemlere de uygulanması mümkündür. Akı sayısı kadar denklem elde edildikten sonra oluşan denklem takımı bir bilgisayar programı yardımıyla çözülebilir. Bir sistemin optimizasyon sürecinde, sistem için oluşturulan denklem takımı, başka bir deyişle sistem modeli, farklı verilerle çözülerek, belirlenen bir ölçüte göre en düşük ya da en yüksek değer bulunur.

Eleman	Kompresör, pompa ve fan	Türbin	Isı değiştiricisi	Karışım birimi	Kazan
Şema					
Ürün maliyet oranı	$\dot{C}_2 - \dot{C}_1$	$\dot{C}_W$	$\dot{C}_2 - \dot{C}_1$	$\dot{C}_3$	$(\dot{C}_6 - \dot{C}_5) - (\dot{C}_8 - \dot{C}_7)$
yakıt maliyet oranı	$\dot{C}_W$	$\dot{C}_1 - \dot{C}_2 - \dot{C}_3$	$\dot{C}_3 - \dot{C}_4$	$\dot{C}_1 + \dot{C}_2$	$(\dot{C}_1 + \dot{C}_2) - (\dot{C}_3 + \dot{C}_4)$
Yardımcı termoeconomik bağıntılar	Gerekli Değil	$c_2=c_3=c_1$	$c_4=c_3$	Gerekli Değil	$\frac{\dot{C}_6 - \dot{C}_5}{\dot{E}_6 - \dot{E}_5} = \frac{\dot{C}_8 - \dot{C}_7}{\dot{E}_8 - \dot{E}_7}$

Şekil 4.2 : Sistem elemanları için termoeconomik bağıntılar (Bejan ve diğ, 1996)

Denklem takımı çözüldükten sonra elde edilen maliyet akılarından birim ekserji maliyetleri bulunur. Birim ekserji maliyeti, aynı akış için maliyet oranının ekserjiye bölünmesi ile elde edilir.

$$c = \frac{\dot{C}}{\dot{E}} \quad (4.14)$$

Termoekonomik inceleme sonucunda elde edilen verilerin değerlendirilmesi gereklidir.

Sistemin herbir elemanı için hesaplanması gereken değişkenler şöyledir: (Bejan ve diğ, 1996)

- Ekseji verimi ϵ
- Ekserji kırımı $\dot{E}_D$
- ekserji kırım oranı y_D
- Ekserji kırımının maliyeti $\dot{C}_D$
- Eksergoekonomik faktör f

Bu değişkenlerin yorumlanması ile sistem elemanlarının verim ve maliyet açısından değerlendirmesi yapılabilir.

Bir sistem elemanının iki temel maliyet kaynağı vardır. İlki sabit yatırım giderleri ile ilgili olan maliyet ikincisi ise değişken olan işletme giderleridir. Bir sistem elemanının performansını değerlendirirken bu ikisinin birbirine göre bağlı önemlerini bilmek gerekir. Bunun için eksergoekonomik faktör f tanımlanmıştır.

$$f = \frac{\dot{Z}}{\dot{Z} + (\dot{E}_D + \dot{E}_L) \times c_f} \quad (4.15)$$

Düşük eksergoekonomik faktör; yatırım maliyetinin toplam içinde daha az payı olduğunu, yüksek eksergoekonomik faktör ekserji kırımından kaynaklanan maliyetin toplam içinde daha az payı olduğunu gösterir. Böylece, eksergoekonomik faktörün

düşük olması durumunda yatırım maliyetinin artması pahasına eleman verimi arttırılmaya çalışılır, eksergoekonomik faktörün düşük olması durumunda ekserji verimi düşük olsa da daha düşük maliyetli bir eleman seçilebilir (Bejan ve diğ, 1996).

Ekserji kırım maliyetini elde edilmesini sağlayan denklem (4.16)'daki gibidir. Ekserji kırım maliyeti, bir elemana ekserji kırımından kaynaklanan kaybı telafi etmek amacıyla verilen ilave yakıt akısının maliyeti olarak yorumlanabilir (Bejan ve diğ, 1996).

$$\dot{C}_D = c_f \times \dot{E}_D \quad (4.16)$$

4.4 Optimizasyon Kavramı ve Isıl Sistemler İçin Gerekliliği

Son zamanlarda optimizasyon terimi günlük hayatta sıkça kullanılan bir terim haline gelmiştir. Optimizasyon şüphesiz en çok mühendislik uygulamalarında kullanılmaktadır. Bu açıdan bakıldığında optimizasyon çeşitli kısıtlar ve şartlar altında bir sistemin kendisinden beklenenleri en iyi şekilde karşılayabildiği durumdur. Örnek vermek gerekirse belirli bir amaç için kullanılacak ekipmanın uzun ömürlü, dayanıklı, güvenli ve ekonomik olması istenebilir. Fakat dayanıklılık arttıkça malzeme maliyeti artacak dolayısıyla ekipmanın ekonomik olma durumu azalacaktır. Ters durumlar da, ucuz malzeme kullanılması ekonomik açıdan fayda sağlarken malzemenin dayanımı hakkında kuşklar uyandıracaktır. Bu durumda en iyiyi bulmak bir mühendislik problemidir. Ekipmanın kullanım yerine uygun olarak görevini başarıyla gerçekleştirebilecek kadar dayanıklı ve aynı zamanda da benzerleriyle rekabet edebilecek kadar ucuz olması gerekmektedir. Gerçek hayattaki optimizasyon uygulamaları örnekte bahsedilen kadar basit olmayabilir. Özellikle enerji üretim santralleri için optimizasyon gerçekleştirmek oldukça karmaşık ve dikkatli incelemeler gerektiren bir süreçtir.

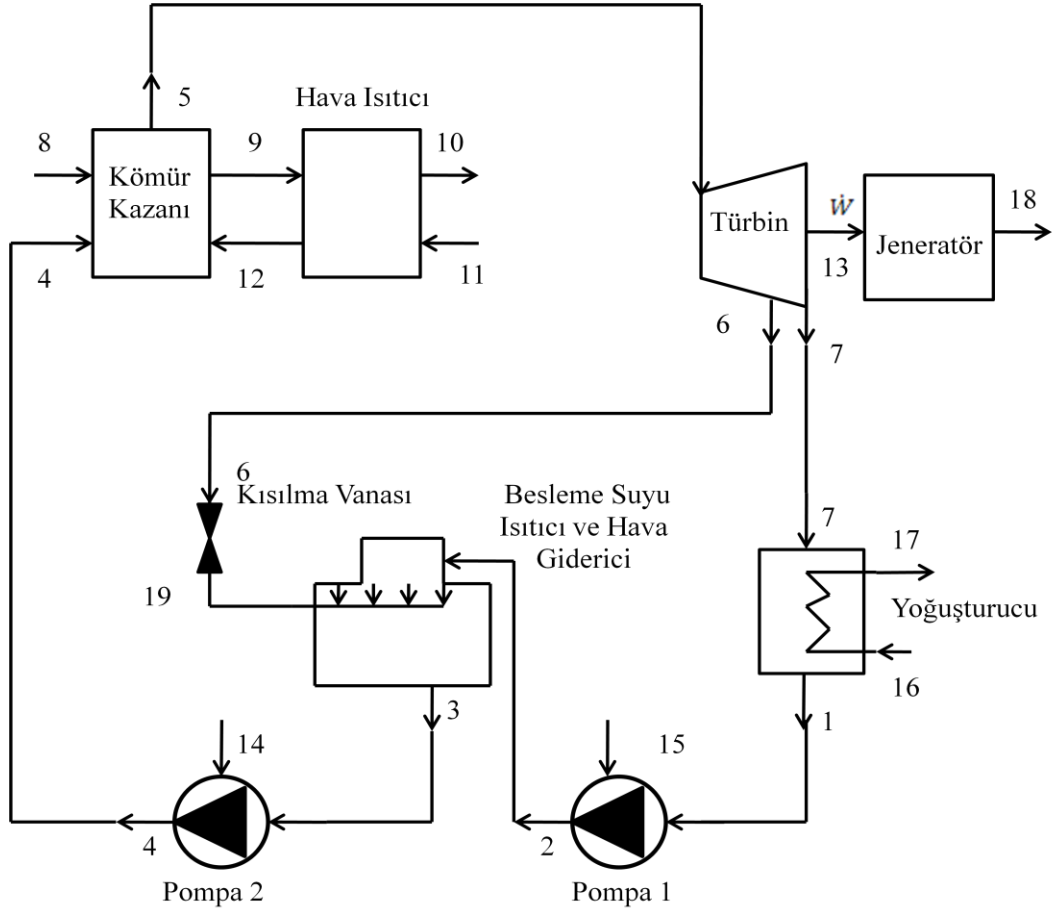
Isıl sistemlerin tasarım sürecinin tamamında optimizasyon gerekli olmaktadır. Pek çok girdi ve çıktısı (yakıt, su, hava) olan bu sistemlerde giren ve çıkanların birbirleriyle olan etkileşimleri sistemin verimine etki etmektedir. Isıl sistemlerin optimizasyon sürecinde genellikle amaç ürünün (kojenerasyon sistemleri için elektrik ve ısı) maliyetinin mümkün olan en düşük düzeye getirilmesidir. Bunun için sistem

elemanlarının yatırım maliyetini, bakım maliyetini makul düzeylerde tutmak gerekir. Enerji üretim santrallerinde ürün maliyetinin büyük bir bölümü yakıttan kaynaklanmaktadır. Bir başka deyişle enerji üretim santralının işletme giderleri, birim ürün maliyetini büyük oranda etkilemektedir. Yakıtı mümkün olan en verimli şekilde yakan sistemlerin önemi bu aşamada öne çıkmaktadır. Yakıtı verimli yakan bu sistemlerin yatırım maliyeti ise diğer sistemler göre daha fazladır. Optimizasyon gerektiren en önemli kısımlardan biri de budur. Sistemde kullanılacak yakıtın türü de önemlidir. Bulunması kolay ve ucuz yakıt kullanmak maliyete etki edecektir. Örneğin Türkiye ısı değeri taşkömürüne oranla daha düşük olan linyit açısından zengindir. Bu durumda yerli kaynakları verimli şekilde yakabilen sistemler tercih edilmelidir. Fakat ucuz olan bu yakıtı yakmanın getireceği olumsuzluklar da olacaktır. Bunlardan en önemlisi yanma sonu emisyonlarını gidermek için gerekecek ilave ekipman ve malzeme maliyetidir. Görüldüğü gibi yakıt ve yanma sistemi seçimi de enerji üretim santralleri için bir optimizasyon konusu olmaktadır.

5. BİLEŞİK ISI-GÜÇ SİSTEMİNİN TERMOEKONOMİK MODELİ

5.1 Sistem Şeması ve Temel Veriler

Bu çalışmada yakıt olarak kömür kullanan, buhar türbinli bir bileşik ısı güç santrali ele alınmıştır. İncelenen santralin şeması Şekil 5.1’de verilmiştir.



Şekil 5.1: İncelenen bileşik ısı güç üretim (kojenerasyon) sistemi

Sistemdeki tüm akışlar Şekil 5.1 görüldüğü gibi numaralandırılmış olup, bu akışların termodinamik özellikleri bu bölümün ilerleyen kısımlarında ele alınacaktır.

Sistemin elektriksel gücü 2 MWe’dir. Bu değer ihtiyaca göre belirlenmiştir. Santralde elektrik üretimine ek olarak yoğuşan buhardan elde edilen sıcak su bölgesel ısıtma amacıyla kullanılmaktadır. Sistemin ele alınırken belirlenmiş referans koşullar şu şekildedir:

$$\eta_{p1}=0,85;$$

$$\eta_{p2}=0,85;$$

$$\eta_b=0,87;$$

$$\eta_t=0,9;$$

$$\eta_j=0,96;$$

Yukarıdaki semboller sırasıyla 1 ve 2 numaralı pompaların verimleri, kazan verimi, türbin verimi ve jeneratör verimidir.

5.2 Sistem Elemanları, İşlevleri ve Enerji Denklikleri

Buharlı bir güç çevriminin (Rankine çevriminin) elemanları ve termodinamik çözümlemesi temel termodinamik kitaplarında açıklanmaktadır. Şekil 5.1’de gösterilen şemada fazladan hava ısıtıcısı, hava giderici, kısılma vanası ve jeneratör bulunmaktadır.

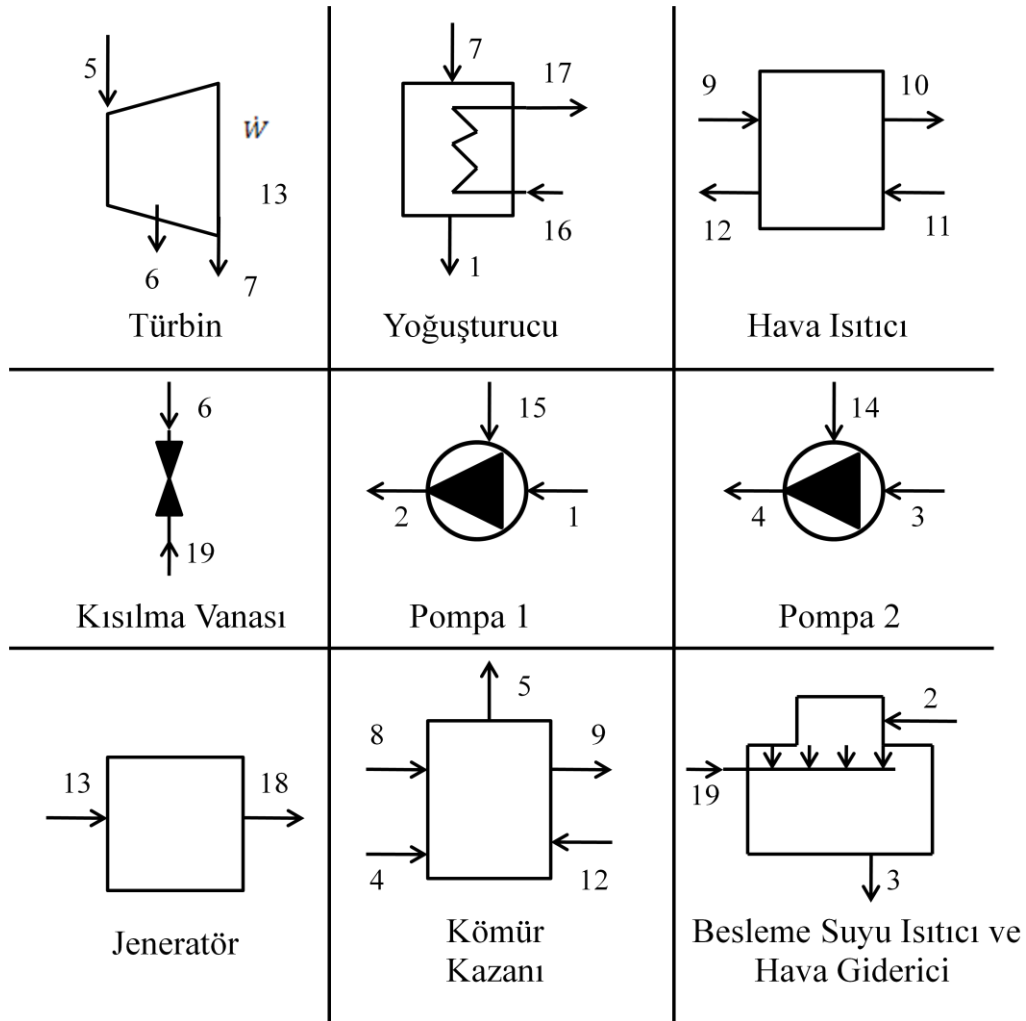
Uygulamada oluşturulan kojenerasyon sisteminde bulunan elemanlar ve görevleri bu bölümde açıklanacaktır.

İdeal buhar çevrimini oluşturan buhar türbini, kömür kazan, pompa ve yoğunlaştırıcının işlevlerinden önceki bölümlerde söz edilmişti. Gerçek sistemlerde göze çarpan bir diğer önemli eleman ise besleme suyu ısıtıcısıdır. Pompadan çıkıp kazana giren kazan besleme suyu ısıtıcısı düşük sıcaklıklarda olmakta, bu da çevrimin ısı veriminde düşüşe sebep olmaktadır. Bu nedenle kazan besleme suyunun önceden ısıtılması gerekmektedir. Besleme suyu ısıtıcısı çevrim verimini yükseltmek ve biriken havayı atmak için kullanılmaktadır. Besleme suyu ısıtıcıları iki akışın karışıp karışmama durumuna göre açık veya kapalı olarak adlandırılmaktadır (Çengel ve Boles, 1996). Bu çalışmada belirlenen sistemde kullanılan açık besleme suyu ısıtıcısıdır. Türbinden ayrılan buhar ve besleme suyu bu kapta karışır. Bu karışım, besleme suyu ısıtıcısının çıkışında pompa ile kazan basıncına basılacağından doymuş sıvı halinde olması gerekmektedir. Bu koşulu sağlayacak ara buharın miktarı enerji denklemleri yazılarak bulunmaktadır.

Sistemdeki bir diğer eleman da kısılma vanasıdır. Bu eleman akışın basıncını düşürmek için kullanılır. Bu işlem sırasında entalpi sabit kalmaktadır.

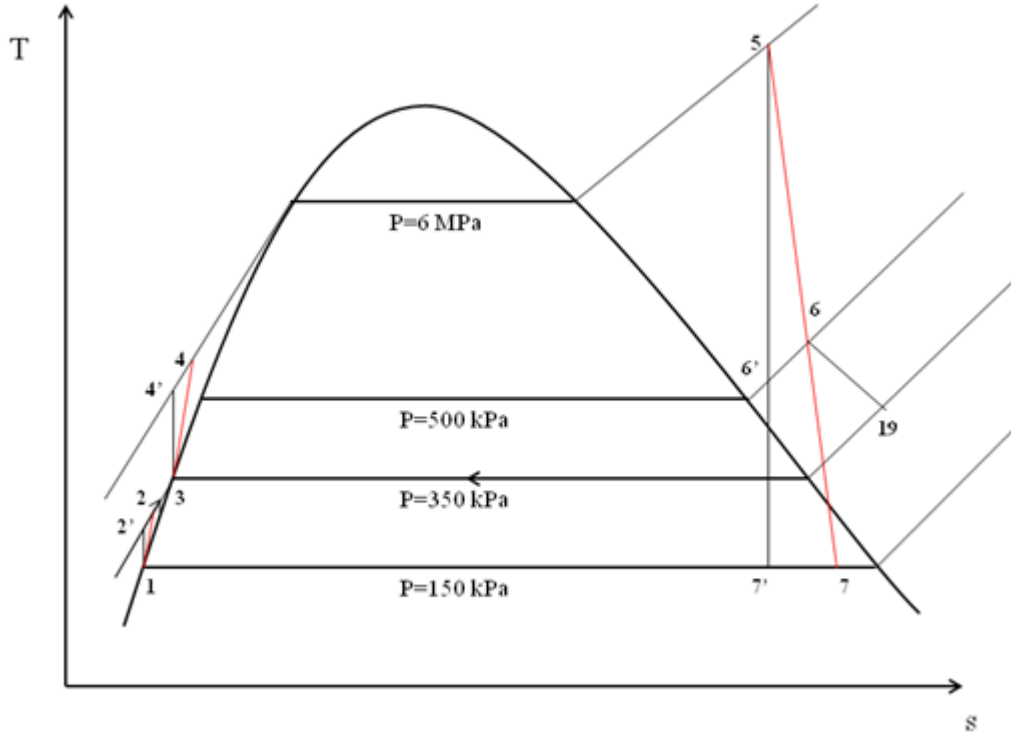
Sistemde kullanılan bir diğer eleman da hava ısıtıcıdır. Bu elemanda kömür kazanından çıkan yanma sonu gazları ile kömür kazanına girecek yanma havasının ısıtılması sağlanır. Böylece aynı işlem için kazanda sarfedilecek yakıt enerjisinden tasarruf sağlanmış olur. Kazana girecek olan havanın sıcaklığının ne kadar artacağı, egzoz gazının ve havanın debisine bağlıdır. Bu değerler sistem için yapılan enerji analizleri ile bulunabilir.

İstenilen elektriksel gücü sağlayacak debi değerlerini ve ekserji, maliyet hesaplamalarını yapabilmek için gerekli büyüklükleri belirlemek için sistem elemanlarının her birine birinci yasaı uygulamak gerekir. Sistem elemanlarının herbiri için akışlar Şekil 5.2’de ayrıntılı olarak gösterilmiştir.



Şekil 5.2 : Kojenerasyon sistemi elemanlarının akış numaraları

Sistemdeki elemanların enerji analizlerini yapabilmek için öncelikle sistemdeki akışların entalpi ve entropi değerleri belirlenmelidir. Bu işlemler için türbin ve pompa verim kabulleri yapılmalıdır. Sistemin T-s diagramının çizilmesi, kapalı çevrimin her bir noktasının özelliklerinin daha iyi anlaşılmasını sağlayacaktır. Şekil 5.3'te ideal ve gerçek çevrim için sistemin T-s diagramı görülmektedir.



Şekil 5.3: Kojenerasyon sisteminin T-s diyagramında gösterilmesi

Şekil 5.3'teki T-s diagramında 2', 4', 6', 7' ile gösterilen noktalar isentropik verimler %100 olarak kabul edildiğinde, bir başka deyişle ideal çevrim için belirlenen noktalardır. Pompa ve türbin isentropik verimleri de hesaba katıldığında belirtilen noktaların gerçek değerleri bulunur. Bu kısımda sistemin her bir noktası için termodinamik özelliklerin bulunması ayrıntılı olarak incelenecektir. Termodinamik özelliklerden ikisinin bilinmesi diğer özelliklerin tamamının bulunmasını sağlamaktadır.

1 numaralı akı:

1 numaralı akıda bilinen özellikler basınç ve kuruluk oranıdır. Bu akıda basınç 150 kPa'dır ve su doymuş sıvı halindedir. Bu durum için diğer özellikler termodinamik özellik tablosundan okunur.

2 numaralı akı:

2 numaralı akı için entalpi değeri ideal hal için denklem (5.1) ile hesaplanır.

$$h_{2'} = h_1 + v_1(P_2 - P_1) \quad (5.1)$$

Gerçek entalpi değerinin bulunması için pompa veriminin hesaba katılması gerekmektedir. Denklem (5.2)'de pompa verimini veren ifade görülmektedir.

$$\eta_{p1} = \frac{h_{2'} - h_1}{h_2 - h_1} \quad (5.2)$$

Denklem (5.2)'de bilinen değerler yerine koyulduğunda 2 numaralı akının gerçek entalpi değerine ulaşılır. Entalpisi ve basıncı bilinen 2 numaralı akının diğer özellikleri tablolardan bulunur.

3 numaralı akı:

3 numaralı akının özellikleri de 1 numaralı akıya benzer şekilde bulunur. Basıncı belli olan doymuş sıvı için diğer özellikler tablolardan okunur. Burada basınç 350 kPa'dır ve su doymuş sıvı halindedir.

4 numaralı akı:

4 numaralı akının özellikleri 2 numaralı akıya ile benzer şekilde bulunur.

$$h_{4'} = h_3 + v_3(P_4 - P_3) \quad (5.3)$$

Entalpinin gerçek değerine denklem (5.4) kullanılarak ulaşılır.

$$\eta_{p2} = \frac{h_{4'} - h_3}{h_4 - h_3} \quad (5.4)$$

Entalpi denklem (5.4)'ten bulunduğu 4 numaralı akı için basınç ve entalpi olmak üzere iki özellik bilindiğinden diğer özelliklere de ulaşılır.

5 numaralı akı:

Türbine giriş noktasında basınç ve sıcaklık bilinmektedir. Burada sıcaklık 450⁰C, basınç 6 MPa'dır. Bu durumda diğer özellikler tablodan okunur.

6 numaralı akı:

6 numaralı akının tek bilinen özelliği basıncıdır. Diğer termodinamik özelliklerine ulaşabilmek için ideal durumdaki entropi eşitliğinden faydalanılır. İzantropik veya tersinir adyabatik genişleme ile 6' halinin özellikleri bulunur, ardından türbin verimi kullanılarak 6 numaralı akının özellikleri hesaplanır.

$$\eta_t = \frac{h_5 - h_6}{h_5 - h_{6'}} \quad (5.5)$$

Entalpinin gerçek değeri bulunduğundan sonra bilinen iki gerçek değer (basınç, entalpi) yardımıyla diğer özellikler bulunur.

7 numaralı akı:

Bu akı için de 6 ile benzer yol izlenir. 5 numaralı akı ile entropilerin eşit olduğu kabul edilip tersinir adyabatik genişleme sonundaki (7') özellikler bulunur. Denklem (5.6) ile gerçek genişleme sonundaki (7) değerlere geçilir.

$$\eta_t = \frac{h_5 - h_7}{h_5 - h_{7'}} \quad (5.6)$$

19 numaralı akı:

Mevcut sistemde 6 numaralı akıdan ayrılan buharın kısılma vanasına girdiği Şekil 5.1'den görülmektedir. Kısılma vanasında sabit entalpide basınç düşüşü meydana gelmektedir.

$$h_6 = h_{19} \quad (5.7)$$

19 numaralı akının basınç ve entalpi olmak üzere 2 özeliği bilinmektedir. Bu durumda diğer özellikleri termodinamik tablolar ile bulunur.

Kapalı çevrimin tüm noktalarında özelliklerinin bulunmasıyla birlikte sistemden beklenen gücün sağlanabilmesi için gereken buharın kütleli debisi hesaplanır.

Birinci yasa türbine uygulanırsa; (Bu bölümden itibaren çalışmanın tamamındaki kabuller: SASA, $\Delta k_e \sim 0$, $\Delta p_e \sim 0$, adyabatik)

$$\dot{m}_{buhar} h_5 = \dot{W}_{turb} + \dot{m}_{buhar} y h_6 + \dot{m}_{buhar} (1 - y) h_7 \quad (5.8)$$

elde edilir.

Bu bağıntıda y türbinden besleme suyu ısıtıcısı için çekilen buhar debisinin, türbine giren buhar debisine oranıdır.

Denklem (5.8) düzenlenirse ;

$$\dot{W}_{turb} = \dot{m}_{buhar} \left[h_5 - h_6 + 1 - y \times (h_6 - h_7) \right] \quad (5.9)$$

elde edilir.

Denklem (5.9)'da istenen güç, entalpi değerleri ve y değerini yerine koyarak buradan kapalı çevrimdeki buharın kütsel debisini bulunur.

Türbinden 6 numaralı akıda çekilen buhar debisinin, türbine giren buhar debisine oranı (y) besleme suyu ısıtıcısı enerji korunumu denkleminde bulunur.

$$1 - y \quad h_2 + y h_{19} = h_3 \quad (5.10)$$

y denklem (5.10)'dan çekilirse;

$$y = \frac{h_{19} - h_2}{h_3 - h_2} \quad (5.11)$$

13 numaralı akı

Bu akış türbin çıkışındaki mekanik gücü ifade etmektedir. Sistemden elde edilecek elektriksel güç 2MWe'dir. Bu durumda sistemin mekanik gücü jeneratör verimine bağlıdır. Seçilen jeneratörün verimi denklem (5.12)'de yerine konursa buradan mekanik güç hesaplanır.

$$\eta_{jen} = \frac{\dot{W}_e}{\dot{W}_m} \quad (5.12)$$

14 numaralı akı:

Bu nokta 2. pompaya giren elektriksel gücü ifade etmektedir. 2 nolu pompanın harcadığı güç denklem (5.13) ile bulunur.

$$\dot{W}_{p2} = \dot{m}_{buhar} (h_4 - h_3) \quad (5.13)$$

15 numaralı akı:

Bu akı 1 numaralı pompanın elektriksel gücünü vermektedir, bu güç denklem (5.14) yardımıyla bulunur.

$$\dot{W}_{p1} = \dot{m}_{buhar} (1 - y)(h_2 - h_1) \quad (5.14)$$

18 numaralı akı:

Bu akı sistemin elektriksel gücüdür. Sistemin ürettiği elektrik gücü 2MWe'dir.

16 numaralı akı:

Bu akı bölgesel ısıtma sisteminden dönen suyu göstermektedir. Bu akının sıcaklığı 70°C ve basıncı 400 kPa'dır.

17 numaralı akı:

Bu akı bölgesel ısıtmaya gönderilen suyu göstermektedir. Sıcaklığı 90°C ve basıncı 400 kPa'dır. Uygulaması yapılan kojenerasyon sisteminin bölgesel ısıtma bölümü 70-90 °C arasında çalışmaktadır.

8 numaralı akı:

Bu akı kazana giren kömürü göstermektedir. Belirlenen kömürün elementel analiz sonuçlarının, ısı değeri, kimyasal ekserjisinin bulunması gerekmektedir. Çizelge 5.1'de sistemde kullanılacak kömürün elementel analiz sonucunda belirlenen içeriği görülmektedir. Duranay ve Pehlivan (2005), Çan kömürünün kuru ve külsüz temeldeki analiz değerlerine yapmış oldukları çalışmada yer vermişlerdir.

Bu çalışma için de kullanılması öngörülen yakıt Çan linyitidir. Çan linyitinin kuru ve külsüz temeldeki değerleri yukarıda sözü edilen Duranay ve Pehlivan'ın çalışmalarından alınmış ve içerdiği nem miktarı % 22, kül miktarı ise % 32 olarak kabul edilmiştir. Kömürün çıkarıldığı yere göre değişkenlik gösterebilen nem ve kül içeriği Çan Linyit İşletmeleri Müdürlüğü'nün yapmış olduğu analiz değerlerinden termik santrallerde kullanılan kömür için olan değerlere yakın kabul edilmiştir. Bu kömürün fiyatı yaklaşık olarak 90 TL/ton'dur (Url-18).

Çizelge 5.1: Kömürün içeriği

İçerik	Çıkarıldığı Kütlesel Oran (1 kg kömürde)	Kuru ve külsüz temelde	
		Kütlesel Oran	Kmol/kg (Kuru,külsüz)
C	0,29	0,631	0,0526
H	0,022	0,048	0,0480
O	0,126	0,275	0,0172
N	0,009	0,019	0,0013
S	0,013	0,028	0,0009
Kül	0,32		
Nem	0,22		

Kömürün ısı değeri bulunması ile ilgili çeşitli yaklaşımlar vardır. Bu çalışmada üst ısı değeri Dulong formülü ile hesaplanacaktır (Kartchenko, 1998).

$$HHV = 33,95C + 144,2 H - O / 8 + 9,4S \text{ MJ / kg} \quad (5.15)$$

Bu denklemde C,H,O,S simgeleriyle gösterilenler bu elementlerin 1 kg kömürün içindeki kütleleridir. Isıl sistemlerde hesaplar yapılırken üst ısı değeri yerine alt ısı değeri kullanılır. Alt ısı değeri denklem (5.16) ile bulunabilir.

Çizelge 5.1’de verilen kömür için üst ısı değeri denklem (5.15) ile hesaplanmıştır. Böylece üst ısı değeri,

$$HHV = 10,88 \text{ MJ/kg}$$

olmaktadır.

$$LHV = HHV - h_{fg} m_{H_2O} = HHV - 2,5(9H + M) \quad (5.16)$$

Denklem (5.16)’da h_{fg} su için buharlaşma entalpisidir ve 0°C , 1 bar basınçta 2,5MJ/kgdır, m_{H_2O} ise 1 kg yakıt başına su buharı kütlesidir (Kartchenko, 1998).

Kömürün alt ısı değeri bu bağıntıyla

$$LHV = 9,83 \text{ MJ/kg}$$

olarak hesaplanmıştır. Bu çalışmada kömürün alt ısı değeri yaklaşık 10 MJ/kg olarak alınmıştır.

11 numaralı akı:

11 numaralı akı, kazana girmeden önce verim artışı sağlamak amacıyla hava ısıtıcıda ısıtılır. Havanın sıcaklığı yaklaşık olarak 25°C , basıncı ise 1 bardır. Havanın entalpi

ve entropi değerlerini hesaplamak için bileşimi Çizelge 5.2’de gösterildiği gibi kabul edilir.

Çizelge 5.2: Havanın bileşimi, entalpi ve entropisi (Bejan ve diğ,1996)

İçerik	Mol Oranı	$\bar{h}^0$ (kJ/kmol)	$\bar{s}^0$ (kJ/kmolK)	Mol Oranı $\times\bar{h}^0$	Mol Oranı $\times\bar{s}^0$
N ₂	0,7748	0	191,610	0	150,020
CO ₂	0,0003	-393521	213,794	-118,0563	0,084
H ₂ O(g)	0,019	-241856	188,824	-4595,264	4,212
O ₂	0,2059	0	205,146	0	44,923

Çizelge 5.2’den 5. sütundaki değerler toplanırsa hava için entalpi değeri bulunur. Entropi değerleri bulunurken kısmi basınçların da hesaba katılması gerekir.

Azot için bu hesap denklem (5.17)’de gösterilmiştir.

Bu denklemde $\bar{R}$ üniversal gaz sabiti olup değeri 8,314 kJ/kmolK’dir, aynı denklemde $x'_{N_2} p_0$ azotun kısmi basıncıdır. $p_0=101,3$ kPa dır, p_{ref} referans basınçtır ve değeri 100 kPa dır.

$$\bar{s}_{N_2} = \bar{s}_{N_2}^0 - \bar{R} \ln \frac{x'_{N_2} p_0}{p_{ref}} \quad (5.17)$$

Denklem (5.17) sadece azot içindir. Bu denklem hava içindeki diğer elemanlar için de uygulanır. Bulunan değerler mol oranları ile çarpılarak toplandığında entropi değeri elde edilmiş olur.

Buna göre 11 noktası için entalpi ve entropi değerleri:

$$\bar{h}_{11} = -4713,3203 \text{ kJ/kmol}$$

$$\bar{s}_{11} = 199,24 \text{ kJ/kmolK}$$

olmaktadır.

Entalpi ve entropi değerleri havanın mol kütlesi olan 28,64 kg/kmol ile bölünerek birim kütle için ifade edilebilir.

Bu işlem yapıldığında;

$$h_{11} = -164,58 \text{ kJ/kg}, s_{11} = 6,957 \text{ kJ/kgK}$$

olarak bulunur.

12 numaralı akı:

Isıtıcıdan çıkan havanın sıcaklığı 100°C olarak kabul edilmiştir. 11 numaralı akıda olduğu gibi havanın içeriği aynı olsa da meydana gelen sıcaklık değişimi sebebiyle referans sıcaklık şartlarında kabul edilen entalpi ve entropi işlemlerde kullanılamaz. 12 numaralı akının entalpi ve entropi değerlerinin bulmak için kullanılan bağıntılar aşağıda verilmiştir. Bejan ve diğ. (1996), yapmış oldukları çalışmada bu bağıntıları kullanmıştır.

$$\bar{h}^0 = 10^3 \left[H^+ + ay + \frac{b}{2} y^2 - cy^{-1} + \frac{d}{3} y^3 \right] \quad (5.18)$$

$$\bar{s}^0 = S^+ + a \ln T + by - \frac{c}{2} y^{-2} + \frac{d}{2} y^2 \quad (5.19)$$

Denklem (5.18) ve (5.19)'da $y=10^{-3}T$ 'dir, T ise sıcaklıktır. a, b, c ve d harfleriye ifade edilen değerler sabitlerdir. Bu sabitler Çizelge 5.3'teki gibidir.

Havayı oluşturan her bir bileşen için denklem (5.18) ve (5.19) kullanılarak entalpi ve entropi değerleri bulunmuştur.

Denklem (5.19) ile bulunan sonuçlar kısmi basınçların da hesaba katıldığı denklem (5.17) yerine koyulur ve çıkan sonuçlar mol oranlarıyla çarpılarak toplandığında entropi değeri elde edilmiş olur. 11 numaralı akıdan farklı olarak bu akının basıncı 110 kPa'dır. Hesaplamalarda bu farklılık da göz önüne alınmıştır.

Çizelge 5.3: Entalpi, entropi hesaplamalarında kullanılacak sabitler (Bejan ve diğ., 1996)

İçerik	H^+	S^+	a	b	c	d
N ₂	-9,982	16,203	30,418	2,544	-0,238	0
CO ₂	-413,886	-87,078	51,128	4,368	-1,469	0
H ₂ O	-253,871	-11,75	34,376	7,841	-0,423	0
O ₂	-9,589	36,116	29,154	6,477	-0,184	-1,017

Denklemler kullanılarak 12 numaralı akı için bulunan entalpi ve entropi değerleri ;

$$h_{12} = -2517,06 \text{ kJ/kmol}, h_{12} = -87,8912 \text{ kJ/kg}$$

$$\bar{s}_{12} = 205,1228 \text{ kJ/kmolK}, s_{12} = 7,1625 \text{ kJ/kmolK}$$

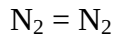
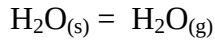
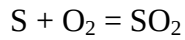
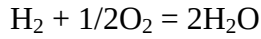
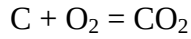
olmaktadır.

9 numaralı akı:

9 numaralı akıda kazandan çıkan gazlar bulunmaktadır. Bu gazların sıcaklığı 250°C olarak kabul edilmiştir. Bu gazların entalpi ve entropi değerlerini bulabilmek için öncelikle yanma sonucu açığa çıkan gazların ve miktarlarının tam olarak bilinmesi gerekmektedir.

Kömürün içeriği daha önce Çizelge 5.12’de verilmişti. Kömürün yanması sonucu açığa çıkacak maddeler aşağıda verilmiştir.

Yakıt + Oksidant = Yanma Gazları + Partiküller + ısı



Belirlenen kömürün kazanda %40 hava fazlalığı ile yakıldığı kabul edilmiştir. Bu durumda yanma sonu ürünlerinin miktarları Çizelge 5.4’te verilmiştir.

Çizelge 5.4: Yanma için gerekli oksijen miktarı

Kömür İçeriği		Tam Yanma İçin Gereken Oksijen	
Madde	kg/kg	kmol	kg
C	0,290	0,0242	0,775
H	0,022	0,0055	0,175
N	0,009		0,000
S	0,013	0,0004	0,013
O	0,126	-0,0040	-0,126
Nem	0,220		
Kül	0,320		

1 kg yakıtın tam yanması için gereken oksijen miktarı;

$$O_2=0,8367 \text{ kg}$$

olmaktadır.

Havanın kütleli olarak %23,2'sinin oksijen geri kalanının N_2 olduğunu kabul edilirse gerekli oksijen miktarından gerekli hava miktarına geçilebilir.

$$\text{Teorik Hava}=0,8367/0,232=3,606 \text{ kg hava / kg yakıt}$$

Uygulamada tam yanma elde edebilmek için teorik hava miktarından daha fazla oranda bir hava yanma odasına gönderilir. Bu fazlalığa hava fazlalık katsayısı adı verilir.

$$\text{Gerçek Hava}=1,4\text{Teorik Hava}=5,0489 \text{ kg hava / kg yakıt}$$

olur.

Bu durumda çıkan ürünlerin kg ve kmol olarak karşılıkları ve mol yüzdeleri Çizelge 5.5'te verilmiştir.

Çizelge 5.5: Yanma ürünlerinin miktarları

Yanma Ürünleri			
Madde	kg ürün/kg yakıt	kmol ürün/kg yakıt	Mol Yüzdesi %
CO_2	1,065	0,0242	12,289
H_2O	0,417	0,0232	11,768
SO_2	0,025	0,0004	0,201
N_2	3,886	0,1388	70,435
O_2	0,335	0,0105	5,308

Yanma sonu gazlarının mol ağırlığı:

$$M_{y\text{sg}}=29,074 \text{ kg/kmol'dür.}$$

Yanma sonu gazlarının miktarları belirlendikten sonra entalpi ve entropi hesaplamaları 12 akısına benzer şekilde yapılır. Denklemlerde kullanılacak sabitler Çizelge 5.6'daki gibidir.

Çizelge 5.6: Yanma ürünlerinin hesaplamalarında kullanılacak sabitler (Bejan ve diğ,1996)

İçerik	H ⁺	S ⁺	a	b	c	d
N ₂	-9,982	16,203	30,418	2,544	-0,238	0
CO ₂	-413,886	-87,078	51,128	4,368	-1,469	0
SO ₂	-315,422	-43,725	49,936	4,766	-1,046	0
H ₂ O(g)	-253,871	-11,75	34,376	7,841	-0,423	0
O ₂	-9,589	36,116	29,154	6,477	-0,184	-1,017

Hesaplar yapıldığında;

$$\dot{h}_9 = -70164,4 \text{ kmol/kg}; \dot{h}_9 = -2413,21 \text{ kJ/kg}$$

$$\bar{s}_9 = 219,765 \text{ kmol/kgK}; \dot{s}_9 = 7,559 \text{ kJ/kgK}$$

bulunur.

10 numaralı akı:

Kazandan çıkan yanma sonu gazları hava ısıtıcısına girerek burada enerjilerinin bir kısmını kazana girecek olan yanma havasına verirler. 10 noktasındaki akış hava ısıtıcısından çıkan yanma sonu gazlarıdır ve bu noktada sıcaklık 180⁰C olarak kabul edilmiştir. Bu noktanın entalpi ve entropi değerleri 9 noktasındaki gibi bulunur. Değişen sadece gazların sıcaklığıdır.

$$\dot{h}_{10} = -72500,8 \text{ kJ/kmol}; \dot{h}_{10} = -2493,67 \text{ kJ/kg}$$

$$\bar{s}_{10} = 214,9656 \text{ kJ/kmolK}; \dot{s}_{10} = 7,3938 \text{ kJ/kgK}$$

Bu bölümde incelenen tüm akılar için kütleli debiler, entalpiler, entropiler, basınç ve sıcaklık değerleri Çizelge 5.7'deki gibidir.

Çizelge 5.7: Sistemdeki tüm akılar için özellikler ve kütleli debiler

Akı	$\dot{m}$	P	T	h	s
1	2,78	150	111,37	467,11	1,4336
2	2,78	350	111,43	467,36	1,4342
3	2,92	350	138,88	584,33	1,7275
4	2,92	6000	140,55	591,5	1,7448
5	2,92	6000	450	3301,8	6,7193
6	0,148	500	159,21	2765	6,8577
7	2,78	150	111,37	2580	6,9279
8	0,91	-	-	-	-
9	5,22		250	-2413,21	7,559
10	5,22	100	180	-2493,67	7,3938
11	4,6	100	25	-164,58	6,957
12	4,6	110	100	-87,8912	7,1625
13	-	-	-	-	-
14	-	-	-	-	-
15	-	-	-	-	-
16	69,86	400	70	292,98	0,9549
17	69,86	400	90	376,92	1,1925
18	-	-	-	-	-
19	0,148	350	153,81	2765	7,022

5.3 Termoekonomik Analiz ve Optimizasyon

5.3.1 Akışların Ekserjilerinin Hesaplanması

Ekserji kavramı ve nasıl hesaplandığı konusuna bölüm 4'te değinilmişti. Optimizasyon sürecinde türbin ve kazan verimleri değiştikçe aynı elektrik gücünü elde etmek için gerekecek buhar miktarı değişeceğinden sistemin buhar elde etmek için kazanda harcayacağı yakıt miktarı da değişecektir. Bu da akıların ekserjilerinin değişmesi anlamına gelmektedir. Bu bölümde 8, 9, 10, 11, 12 numaralı akıların birim ekserjileri bulunacaktır.

8 numaralı akı:

8 numaralı akı yakıttır. Tesiste yakıt olarak kömür kullanılmaktadır ve kömürün içeriği ile ilgili bilgiler Çizelge 5.1'de verilmiştir. Yakıtın sadece kimyasal ekserjisinin olduğu kabul edilmiştir. Bunun nedeni kömürün kimyasal ekserjisinin yanında fiziksel ekserjisinin ihmal edilebilecek kadar küçük olmasıdır.

1 kg kuru ve külsüz temeldeki kömürün yanma odasındaki reaksiyonu denklem (5.20)'deki gibidir (Bejan ve diğ,1996).

$$cC + hH + oO + nN + sS \rightarrow v_{CO_2}CO_2 + v_{H_2O}H_2O + v_{SO_2}SO_2 + v_{N_2}N_2 \quad (5.20)$$

Denklemdaki c, h, o, n, s kmol/kg olarak Çizelge 5.1’de görülmektedir. Oluşan ürünlerin kmol/kg cinsinden değerleri aşağıdaki bağıntılarda verilmiştir.

$$v_{CO_2} = c \quad (5.21)$$

$$v_{H_2O} = \frac{1}{2}h \quad (5.22)$$

$$v_{SO_2} = s \quad (5.23)$$

$$v_{N_2} = \frac{1}{2}n \quad (5.24)$$

$$v_{O_2} = c + \frac{1}{4}h + s - \frac{1}{2}o \quad (5.25)$$

Kömürün kimyasal ekserjisi Bejan ve diğ.,(1996) tarafından verilen aşağıdaki bağıntıyla bulunabilir. Bağıntıda DAF gösterimi kömürün kuru ve külsüz halini ifade etmektedir. Kömürün bileşinindeki tüm maddelerin toplam miktarından kül ve nem çıkarılıp, kalan bileşenler toplamdaki payları bulunduğunda kuru ve külsüz temeldeki büyüklükler elde edilir.

$$\begin{aligned} e_{DAF}^{CH} = & (HHV)_{DAF} \\ & - T_0 [s_{DAF} + v_{O_2}\bar{s}_{O_2} - v_{CO_2}\bar{s}_{CO_2} - v_{H_2O}\bar{s}_{H_2O} \\ & - v_{SO_2}\bar{s}_{SO_2} - v_{N_2}\bar{s}_{N_2}] \\ & + [v_{CO_2}\bar{e}_{CO_2}^{CH} + v_{H_2O}\bar{e}_{H_2O}^{CH} + v_{SO_2}\bar{e}_{SO_2}^{CH} + v_{N_2}\bar{e}_{N_2}^{CH} \\ & - v_{O_2}\bar{e}_{O_2}^{CH}] \end{aligned} \quad (5.26)$$

Kuru külsüz temelde yakıtın üst ısı değeri denklem (5.27) ile bulunur.

$$(HHV)_{DAF} = 152,19H + 98,767 \left(\left(\frac{C}{3} \right) + H - \frac{O-S}{8} \right) \quad (5.27)$$

$$s_{DAF} = c \left[37,1653 - 31,4767 \exp\left(-0,564682 \frac{h}{c+n}\right) + 20,1145 \frac{o}{c+n} + 54,3111 \frac{n}{c+n} + 44,6712 \frac{s}{c+n} \right] \quad (5.28)$$

Denklemlerde kullanılacak sabitlerin değerleri şu şekildedir (Bejan ve diğ,1996):

$$\bar{s}_{O_2} = 205,15 \frac{kJ}{kmolK}, \quad \bar{e}_{O_2}^{CH} = 3,97 \frac{MJ}{kmol}$$

$$\bar{s}_{CO_2} = 213,79 \frac{kJ}{kmolK}, \quad \bar{e}_{CO_2}^{CH} = 19,79 \frac{MJ}{kmol}$$

$$\bar{s}_{H_2O} = 69,95 \frac{kJ}{kmolK}, \quad \bar{e}_{H_2O}^{CH} = 0,9 \frac{MJ}{kmol}$$

$$\bar{s}_{SO_2} = 248,09 \frac{kJ}{kmolK}, \quad \bar{e}_{SO_2}^{CH} = 313,4 \frac{MJ}{kmol}$$

$$\bar{s}_{N_2} = 191,61 \frac{kJ}{kmolK}, \quad \bar{e}_{N_2}^{CH} = 0,72 \frac{MJ}{kmol}$$

Sabitler denklemlerde yerlerine konulursa ve kuru, külsüz temelde ısı değeri ve kimyasal ekserji bulunur. Bulunan ekserji kuru ve küllü temele çevrilir.

$$HHV_{DAF} = 24,127 \text{ MJ/kgDAF}$$

$$s_{DAF} = \frac{1,398 \text{ kJ}}{\text{kg DAF K}}$$

$$e_{DAF}^{CH} = 25,297 \frac{MJ}{kg(DAF)}$$

Kuru ve külsüz temelden, nemli ve küllü temele geçildiğinde kimyasal ekserji;

$$e_8^{CH} = 11,647 \text{ MJ / kg}$$

olur.

11 numaralı akı:

11 numaralı akı kimyasal ve fiziksel ekserjisi 0 dır. Çünkü bu akış çevre halindedir.

$$e_{11}^{CH} = 0$$

$$e_{11}^{PH} = 0$$

12 numaralı akı:

Isıtıcıdan çıkan havanın kimyasal bileşimi çevreninkinden farklı olmadığı için kimyasal ekserjisi 0'dır. Fiziksel ekserjisi ise kısıtlı ölü halden farklı olan sıcaklığından kaynaklanmaktadır ve önceki bölümde bulunan entalpi ve entropi değerinden denklem (5.29) ile bulunur.

$$e_{12}^{PH} = h_{12} - h_0 - T_0(s_{12} - s_0) \quad (5.29)$$

Fiziksel ekserji

$$e_{12}^{PH} = 15,43 \text{ kJ} / \text{kg}$$

olarak bulunmuştur.

9 ve 10 numaralı akıların ekserjileri:

Bu akıların hem fiziksel hem de kimyasal ekserjileri bulunmaktadır. Yanma sonu gazlarının içinde yoğun miktarda su buharı bulunmaktadır. Ekserjiler bulunurken çevre halinin entalpi ve entropi değerlerine ihtiyaç olacaktır. Çevre haline getirilen bu karışımın içindeki suyun bir kısmı yoğuşacaktır. Bu durumda yoğuşma göz önüne alınarak hesaplamalar yapılmalıdır.

Kuru olan içeriğin toplam mol oranı=0,8823 kmol/kg

$$25^0\text{C}'\text{de doyma basıncı} = p_{\text{doyma}}^{25^0\text{C}} = 3,17 \text{ kPa}$$

Buhar fazındaki suyun molar oranı aşağıdaki bağıntıdan ;

$$\frac{n_v}{0,8823 + n_v} 101,3 = 3,17 \quad (5.31)$$

$$n_v = 0,0285$$

olarak bulunur.

Toplam gaz fazındaki ürünlerin mol miktarı=0,9108 kmol/kg

Çizelge 5.8’de yanma gazlarının çevre şartlarındaki bir başka deyişle kısıtlı ölü haldeki entalpi ve entropi değerleri görülmektedir,

Çizelge 5.8: Yanma gazlarının çevre şartlarındaki entalpi ve entropileri (Bejan ve diğ,1996)

İçerik	kuru mol oranı	yaş mol oranı	$\bar{h}^0$ (kJ/kmol)	$\bar{s}^0$ (kJ/kmolK)	$\bar{h}_0$	$\bar{s}_0$
N ₂	0,773	0,704	0	191,610	0	136,390
CO ₂	0,135	0,123	-393521	213,794	-48358,126	28,306
SO ₂	0,002	0,002	-296833	284,094	-595,504	0,672
H ₂ O(g)	0,031	0,029	-241856	188,824	-6893,501	6,200
O ₂	0,058	0,053	0	205,146	0	12,137
h ₂ O (s)		0,089	-285829	69,948	-25489,859	6,238

Yanma gazlarının çevre şartlarındaki entalpi ve entropi değerleri şu şekildedir:

$$\bar{h}_0 = -81336,99 \text{ kJ/kmol}; h_0 = -2797,6 \text{ kJ/kg}$$

$$\bar{s}_0 = 189,94 \text{ kJ/kmolK}; s_0 = 6,53 \text{ kJ/kgK}$$

Değerler fiziksel ekserji formülünde yerine koyulursa 9 ve 10 numara için fiziksel ekserji;

$$e_9^{PH} = 78,56 \text{ kJ / kg}$$

$$e_{10}^{PH} = 47,31 \text{ kJ / kg}$$

Bu iki akışın kimyasal ekserjileri birbirinin aynıdır. Çünkü kimyasal bileşimleri aynıdır. Tablolardan standart kimyasal ekserji değerleri alınarak önce kuru oranlar için ekserji bulunur. Daha sonra bu değer sıvı su da göz önüne alınarak mol oranlarına göre tekrar hesaplandığında:

$$e_9^{CH} = e_{10}^{CH} = 83,65 \text{ kJ / kg}$$

bulunmuştur.

5.3.2 Maliyet akılarının belirlenmesi ve katsayılar matrisinin oluşturulması

Sistemdeki maliyet akıları, maliyet denge denklemleri yazılarak belirlenir. Bu denklemler dördüncü bölümde açıklanmıştı. Sistemdeki akı sayısı kadar denklem olmak durumundadır. Numaralandırma için Şekil 5.1’e başvurulabilir. Sistem için oluşturulan maliyet denge denklemleri ve sınır koşulları şu şekildedir:

Sistemin Sınır Koşulları:

$$c_{16} = 0 \quad (16) \quad (5.32)$$

$$c_{11} = 0 \quad (11) \quad (5.33)$$

$$c_{15} = c_{18} \quad \frac{\dot{C}_{15}}{\dot{E}_{15}} = \frac{\dot{C}_{18}}{\dot{E}_{18}} \quad (15) \quad (5.34)$$

$$c_{14} = c_{18} \quad \frac{\dot{C}_{14}}{\dot{E}_{14}} = \frac{\dot{C}_{18}}{\dot{E}_{18}} \quad (14) \quad (5.35)$$

$$c_8 = \text{sabit} \quad (8) \quad (5.36)$$

11 ve 16 numaralı akıların birim maliyetleri sıfır kabul edilmiştir. Çünkü bu akılardan 11 numaralı olan çevreden alınan havadır ve maliyeti yoktur, diğeri ise bölgesel ısıtma sisteminden dönen sudur ve sınır şart olarak bu değer kabul edilmiştir.

Türbin İçin:

$$\dot{C}_5 + \dot{C}_{ytür} = \dot{C}_6 + \dot{C}_7 + \dot{C}_{13} \quad (13) \quad (5.37)$$

$$c_5 = c_6 \quad \frac{\dot{C}_5}{\dot{E}_5} = \frac{\dot{C}_6}{\dot{E}_6} \quad (6) \quad (5.38)$$

$$c_5 = c_7 \quad \frac{\dot{C}_5}{\dot{E}_5} = \frac{\dot{C}_7}{\dot{E}_7} \quad (7) \quad (5.39)$$

Türbinde 5, 6, 7 numaraları akıların birim maliyetleri eşit kabul edilmiştir. Bu durumun sebebi türbinden çıkan buhar akılarının giren buhar akısının bir parçası olmasıdır. Yoğuşturucu, hava ısıtıcı, kömür kazanı gibi elemanlarda da bu kural geçerlidir.

Yoğuşturucu veya Bölgesel Isıtma İçin Isı Değiştirici:

$$\dot{C}_7 + \dot{C}_{16} + \dot{C}_{ykond} = \dot{C}_{17} + \dot{C}_1 \quad (17) \quad (5.40)$$

$$c_7 = c_1 \quad \frac{\dot{C}_7}{\dot{E}_7} = \frac{\dot{C}_1}{\dot{E}_1} \quad (1) \quad (5.41)$$

Hava Isıtıcısı;

$$\dot{C}_9 + \dot{C}_{11} + \dot{C}_{yht} = \dot{C}_{10} + \dot{C}_{12} \quad (12) \quad (5.42)$$

$$c_9 = c_{10} \quad \frac{\dot{C}_9}{\dot{E}_9} = \frac{\dot{C}_{10}}{\dot{E}_{10}} \quad (10) \quad (5.43)$$

Pompa 1;

$$\dot{C}_1 + \dot{C}_{15} + \dot{C}_{yp1} = \dot{C}_2 \quad (2) \quad (5.44)$$

Pompa 2;

$$\dot{C}_3 + \dot{C}_{14} + \dot{C}_{yp2} = \dot{C}_4 \quad (4) \quad (5.45)$$

Besleme Suyu Isıtıcısı;

$$\dot{C}_2 + \dot{C}_{19} + \dot{C}_{ysı} = \dot{C}_3 \quad (3) \quad (5.46)$$

Kömür Kazanı;

$$\dot{C}_4 + \dot{C}_8 + \dot{C}_{12} + \dot{C}_{ykazan} = \dot{C}_5 + \dot{C}_9 \quad (5) \quad (5.47)$$

$$c_8 = c_9 \quad \frac{\dot{C}_8}{\dot{E}_8} = \frac{\dot{C}_9}{\dot{E}_9} \quad (9) \quad (5.48)$$

Kısılma Vanası;

$$\dot{C}_6 + \dot{C}_{ykv} = \dot{C}_{19} \quad (19) \quad (5.49)$$

Jeneratör:

$$\dot{C}_{13} + \dot{C}_{yjen} = \dot{C}_{18} \quad (18) \quad (5.50)$$

Çizelge 5.9’da bu denklem takımından elde edilen katsayılar matrisi görülmektedir. Katsayılar matrisinin boyutu 19x19’dur. Katsayılar matrisinin elemanları maliyet denge denklemlerinde yer alan maliyet akılarının çarpanlarıdır. Sabitler vektörünün boyutu 19x1’dir. Sabitler vektörünün elemanları; sınır koşulları ile maliyet denge denklemlerindeki sabit terimlerden oluşmaktadır.

Maliyet denge denklemlerinde $\dot{C}_y$ ile gösterilmiş olan parametreler, elemanların yatırım maliyetlerinin, santral ömrü ve faiz oranına bağlı olarak elde edilen denklem (5.51)’deki katsayı ile çarpılıp önce yıllık ardından da saniye olarak hesaplaması bulunmaktadır.

$$crf = \frac{(1+i)^n i}{(1+i)^n - 1} \quad (5.51)$$

Denklem (5.51)’deki i ile gösterilen parametre faiz oranı olup bu çalışma için % 10’dur. Yine denklem (5.51)’deki n ise santral ömrü olup bu çalışma için 25 yıldır.

Yatırım maliyetinin TL/s olarak değeri denklem (5.52) ile bulunur.

$$\dot{C}_y = \frac{\text{Yatırım Maliyeti} \times crf}{8760 \times \phi \times 3600} \quad (5.52)$$

Denklem (5.52)’deki ϕ ile gösterilen parametre sistemin yıllık çalışma oranıdır. Bu santral için %90 olarak alınmıştır. Bir başka deyişle sistem yıllık 8760 saatlik sürenin 7884 saatında çalışmaktadır.

Referans koşul için; sistem elemanlarından türbin ve kazanın yatırım maliyetleri 2500000TL, yoğuşturucu 500000 TL, besleme suyu ısıtıcısı ve hava ısıtıcısı 120000 TL, jeneratör 100000 TL, pompa 1 ve 2 sırasıyla 50000 TL ve 100000 TL ve kısılma vanası 10000 TL olarak kabul edilmiştir.

İşlemlerin kolaylığı açısından katsayılar matrisinin oluşturulması ve denklem takımının çözümü hazırlanan bir program aracılığıyla yapılmıştır. Bu program Ek-1 de verilmiştir.

Çizelge 5.9: Maliyet denge denklemleri ile oluşturulan denklem takımının elemanları

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	C	B
1	1	0	0	0	0	0	$-\dot{E}1/\dot{E}7$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	C1	0
2	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1	0	0	0	0	C2	Cypom1
3	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1	C3	Cybsı
4	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1	0	0	0	0	0	C4	Cypom2
5	0	0	0	-1	1	0	0	-1	1	0	0	-1	0	0	0	0	0	0	0	C5	Cykazan
6	0	0	0	0	$-\dot{E}6/\dot{E}5$	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	C6	0
7	0	0	0	0	$-\dot{E}7/\dot{E}5$	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	C7	0
8	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	C8	sabit
9	0	0	0	0	0	0	0	$-\dot{E}9/\dot{E}8$	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	C9	0
10	0	0	0	0	0	0	0	0	$-\dot{E}10/\dot{E}9$	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	C10	0
11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	C11	0
12	0	0	0	0	0	0	0	0	-1	1	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	C12	Cyrej
13	0	0	0	0	-1	1	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	C13	Cytürb
14	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	$-\dot{E}14/\dot{E}18$	0	C14	0
15	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	$-\dot{E}15/\dot{E}18$	0	C15	0
16	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	C16	0
17	1	0	0	0	0	0	-1	0	0	0	0	0	0	0	0	-1	1	0	0	C17	Cykond
18	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1	0	0	0	0	1	0	C18	Cyjen
19	0	0	0	0	0	-1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	C19	Cykısv

6. SONUÇLAR VE İRDELEME

6.1 Sistem Modelinin Farklı Parametrelerle Çözümlemesi

Sistemin referans çalışma koşullarında kazan verimi %87, türbin verimi %90 varsayılmıştır. Bu değerlerle yapılan hesaplarla Çizelge 6.1, Çizelge 6.2, Çizelge 6.3, Çizelge 6.4 elde edilmiştir. Çizelge 6.1’de tüm akıların debi, sıcaklık, basınç ve ekserjileri verilmiştir.

Çizelge 6.1: Sistemdeki akılar ve ekserjileri

i	Akı	Debi (kg/s)	Sıcaklık (°C)	Basınç (kPa)	$\dot{E}^{PH}$ (kW)	$\dot{E}^{CH}$ (kW)	$\dot{E}$ (kW)
1	Su	2,776	111,37	150	123,49	-	123,49
2	Su	2,776	111,43	350	123,68	-	123,68
3	Su	2,92	138,88	350	216,79	-	216,79
4	Su	2,92	140,55	6000	222,69	-	222,69
5	Buhar	2,92	450	6000	3813,59	-	3813,59
6	Buhar	0,149	159,21	500	108,09	-	108,09
7	Islak Buhar	2,776	111,37	150	1443,53	-	1443,53
8	Kömür	0,911	-	-	-	10611	10611
9	Yanma Sonu Gazları	5,22	250	110	410	436	846
10	Yanma Sonu Gazları	5,22	180	101,3	247	436	683
11	Hava	4,6	25	101,3	-	-	0,00
12	Hava	4,6	100	110	70,98	-	70,98
13	Mekanik Güç	-	-	-	2105,26	-	2105,26
14	Elektriksel Güç	-	-	-	20,97	-	20,97
15	Elektriksel Güç	-	-	-	0,69	-	0,69
16	Su	69,86	70	400	909,28	-	909,28
17	Su	69,86	90	400	1826,97	-	1826,97
18	Elektriksel güç	-	-	-	2000	-	2000,00
19	Su	0,149	153,81	350	100,80	-	100,80

Çizelge 6.2’de her bir elemanın yakıt ve ürün ekserji akıları ile ekserji kırımları

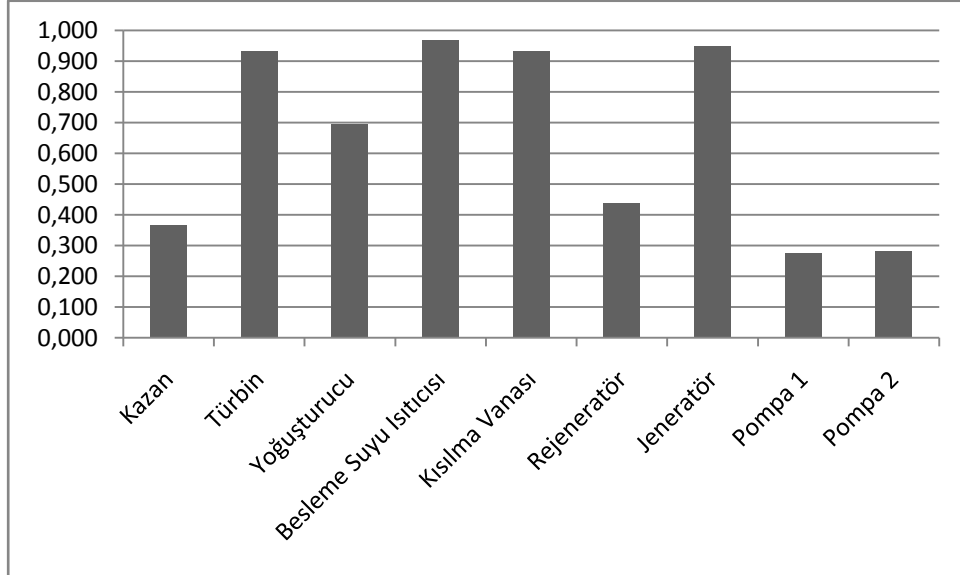
görülmektedir. Ekserji verimi, $\varepsilon = 1 - \frac{\dot{E}_D}{\dot{E}_F} = \frac{\dot{E}_P}{\dot{E}_F}$ olarak daha önce tanımlanmıştır..

Çizelge 6.2’deki değerler kullanılarak herbir eleman için elde edilen ekserji verimleri Şekil 6.1’de görülmektedir.

Çizelge 6.2: Yakıt, ürün ekserjileri ve ekserji kırımı

i	Bileşen	$\dot{E}_F$	$\dot{E}_P$	$\dot{E}_D$
1	Kazan	9836,22	3590,90	6245,32
2	Türbin	2261,97	2105,26	156,71
3	Yoğurturucu	1320,04	917,68	402,36
4	Besleme Suyu Isıtıcısı	224,48	216,79	7,69
5	Kısılma Vanası	108,09	100,80	7,29
6	Hava Isıtıcı	161,83	70,98	90,85
7	Jeneratör	2105,26	2000,00	105,26
8	Pompa 1	0,69	0,19	0,50
9	Pompa 2	20,97	5,90	15,07

Şekil 6.1’den kazan ve pompaların ekserji veriminin diğer elemanlar göre daha düşük olduğu görülmektedir.



Şekil 6.1 : Sistem elemanlarının ekserji verimleri

Çizelge 6.3’te tüm akışlar için birim maliyetler görülmektedir. 18 numaralı akı elektriktir. Bu durumda elektriğin birim maliyeti 12 kuruş/kWh olmaktadır. Bu maliyetin türbin ve kazan verimine göre değişimi sonraki sayfalarda irdelenecektir.

Sistemden elde edilen sıcak suyun bir başka deyişle 17 numaralı akının maliyeti ise 0,49 TL/ton olmaktadır.

Çizelge 6.3: Sistemde maliyet akıları ve birim ekserji maliyetleri

i	$\dot{E}$	$\dot{C}$ (TL/s)	c (TL/kwh)
1	123,49	0,0031	0,089
2	123,68	0,0033	0,095
3	216,79	0,0065	0,107
4	222,69	0,0075	0,122
5	3813,59	0,0944	0,089
6	108,09	0,0027	0,089
7	1443,53	0,0357	0,089
8	10611	0,0820	0,028
9	846	0,0065	0,028
10	683	0,0053	0,028
11	0,00	0,0000	0,000
12	70,98	0,0017	0,087
13	2105,26	0,0657	0,112
14	20,97	0,0007	0,119
15	0,69	0,0000	0,119
16	909,28	0,0000	0,000
17	1826,97	0,0346	0,068
18	2000,00	0,0661	0,119
19	100,80	0,0027	0,097

Çizelge 6.4'te tüm elemanlar için ekserji kırımı, ekserji verimi, ekserji kırım oranı, birim yakıt ve ürün maliyeti, ekserji kırım maliyeti, bileşenlerin birim maliyeti, birim maliyet ve ekserji kırım maliyeti toplamaları ve eksergoekonomik faktör görülmektedir. Bu kavramlara ve bulunuş yöntemlerine daha önce Bölüm 4'te değinilmişti. Çizelge 6.4'de görüldüğü üzere en büyük ekserji kırımı kazanda olmaktadır. Bunun nedeni yanma sırasında sürtünme ve sıcaklık farkları nedeniyle oluşan kayıplardır. Ekserji kırım oranlarına bakıldığında da tüm sisteme verilen ekserjinin %59'u kazanda ekserji kırımına uğramaktadır. Pompalarda ise ekserji verimi düşük değerler almış olsa da sistemin tamamında meydana gelen ekserji kırımlarının yanında pompalarda meydana gelen ekserji kırımları önemsiz kalmaktadır. Eksergoekonomik faktör değerlendirildiğinde kazanda yatırım maliyetinin yükselmesi pahasına da olsa verimin yükseltilmesi gerektiği anlaşılmaktadır.

Çizelge 6.4: Sistemin değerlendirilmesinde kullanılan parametreler

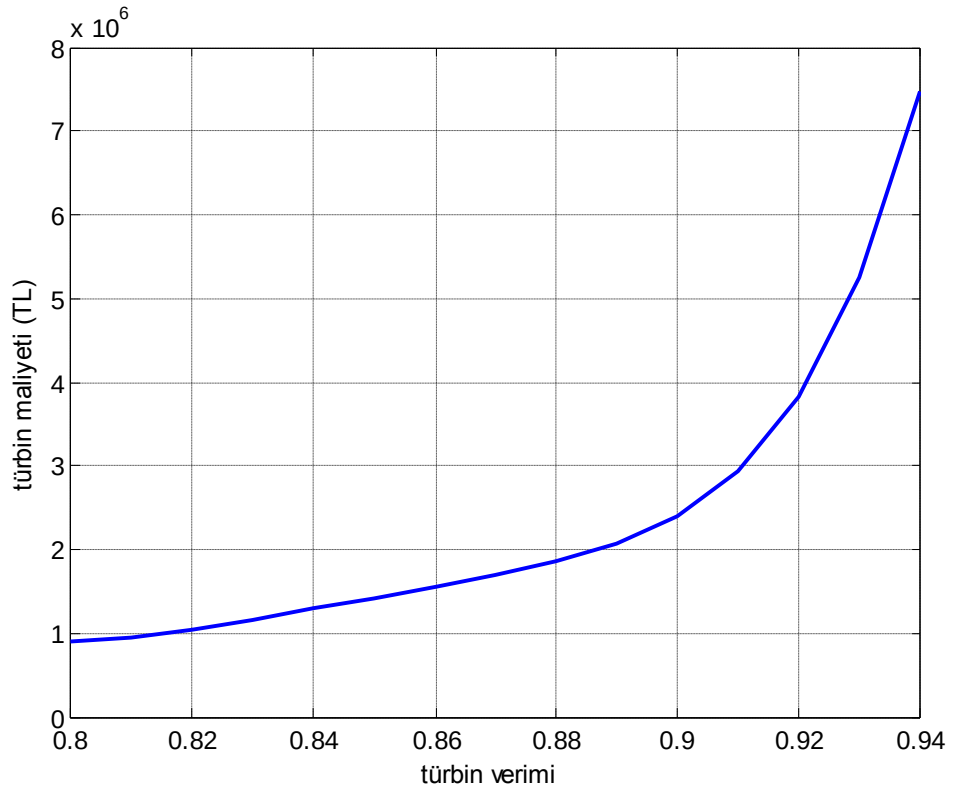
i	Bileşen	ϵ	$\dot{E}_D(\text{KW})$	γ_D	$c_F(\text{TL/kJ})$	$c_P(\text{TL/kJ})$
1	Kazan	0,365	6245,325	0,59	0,0000078	0,0000242
2	Türbin	0,931	156,706	0,015	0,0000248	0,0000312
3	Yoğuşturucu	0,695	402,356	0,04	0,0000248	0,0000377
4	Besleme Suyu					
	Isıtıcısı	0,966	7,693	0,0007	0,0000267	0,0000298
5	Kısılma Vanası	0,933	7,290	0,0007	0,0000248	0,0000269
6	Hava Isıtıcı	0,439	90,853	0,0086	0,0000077	0,0000242
7	Jeneratör	0,950	105,263	0,0099	0,0000312	0,0000330
8	Pompa 1	0,276	0,498	0,000047	0,0000330	0,0011
9	Pompa 2	0,282	15,071	0,00142	0,0000330	0,0001832
i	Bileşen	$\dot{C}_D(\text{TL/h})$	$\dot{Z}(\text{TL/h})$	$\dot{C}_D + \dot{Z}(\text{TL/h})$	f	
1	Kazan	176,404	34,934	211,338	0,165	
2	Türbin	13,967	34,934	48,901	0,714	
3	Yoğuşturucu	35,861	6,987	42,848	0,163	
4	Besleme Suyu					
	Isıtıcısı	0,739	1,677	2,416	0,694	
5	Kısılma Vanası	0,650	0,140	0,789	0,177	
6	Hava Isıtıcı	2,527	1,677	4,204	0,399	
7	Jeneratör	11,827	1,397	13,224	0,106	
8	Pompa 1	0,059	0,699	0,758	0,922	
9	Pompa 2	1,793	1,397	3,190	0,438	

Beşinci bölümde açıklanan bileşik ısı-güç üretim sisteminin termoekonomik modeli, bir bilgisayar programı aracılığıyla farklı çalışma koşulları altında çözümlenmiştir. Programda öncelikle türbin veriminin değişimine göre alınan sonuçlar incelenmiştir. Türbin maliyetinin türbin verimine göre değişimi denklem (6.1) ile bulunmuştur.

$$Z_t = \frac{149768,5}{0,96 - \eta_{\text{türbin}}} \quad (6.1)$$

Denklem (6.1) Valero ve diğ., 1994'ten alınmış olup, katsayılar bu çalışmadaki uygulamaya uygun olarak yeniden düzenlenmiştir. Bu denklemde maliyet buhar debisi, buharın türbine giriş ve çıkış basıncı ve giriş sıcaklığı ve türbin verimi ile ilişkilendirilmiştir. (6.1) bu katsayıların yerine koyulması ile elde edilen denklemdir.

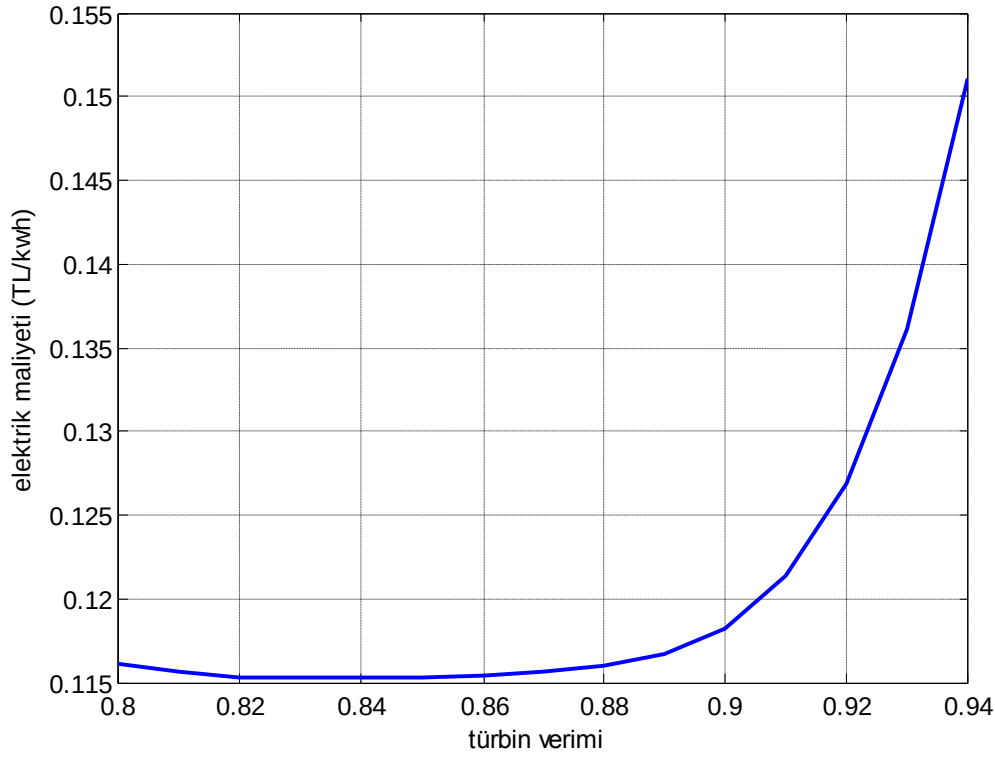
Değişen türbin verimine göre türbin maliyeti Şekil 6.2'deki gibidir.



Şekil 6.2 : Türbin maliyetinin verime göre değişimi

Şekil 6.2'de görülen noktaların ara değerlerinin de elde edilebilmesi için bilgisayar programı yardımıyla bu eğriye bir polinom uydurulmuştur.

Şekil 6.3'te elektrik fiyatının türbin verimine göre değişimi görülmektedir.



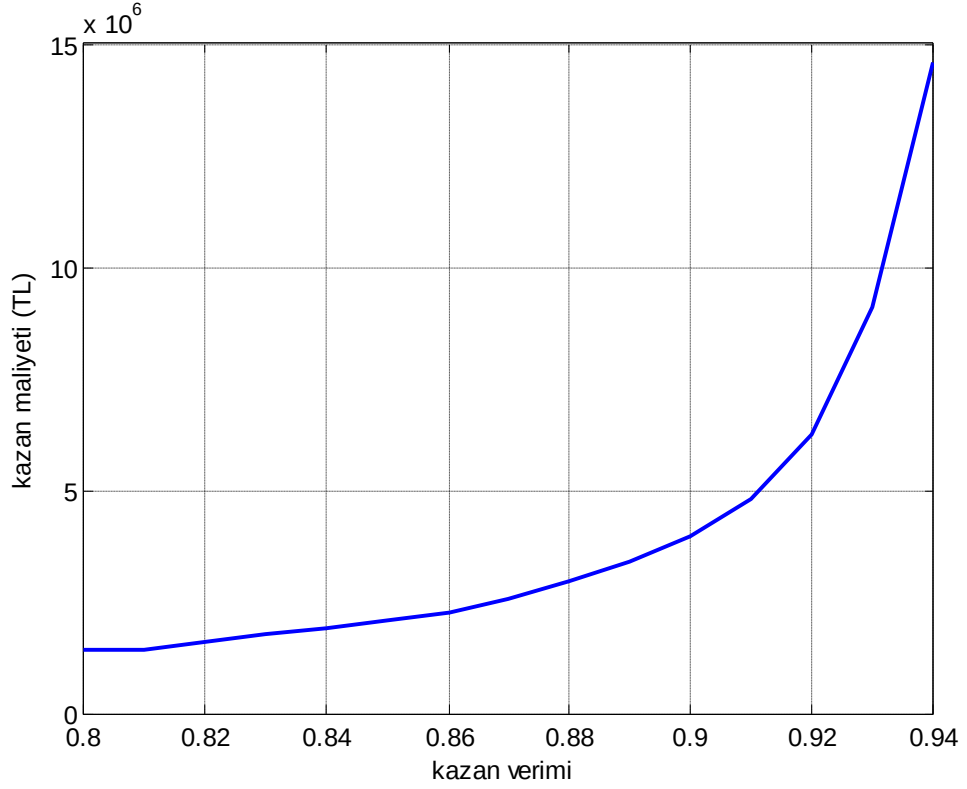
Şekil 6.3 : Birim elektrik maliyetinin türbin verimine göre değişimi

Şekil 6.3'te de görüldüğü gibi elektrik maliyeti, türbin verimi 0,8 ile 0,84 aralığında önemli ölçüde değişmemiştir. Türbin veriminin 0,84 değerinden sonra elektrik maliyetinde artış meydana gelmiştir. Bu artışın hızı, türbin verimi arttıkça daha da artmaktadır. Türbin veriminin 0,84 değeri elektrik maliyetinin en düşük olduğu değerdir.

Türbinde izlenen yol aynı şekilde kazan maliyetinin bulunmasında da izlenerek kazan maliyeti için denklem (6.2) bulunmuştur.

$$Z_k = \frac{219000,34}{0,955 - \eta_{kazan}} \quad (6.2)$$

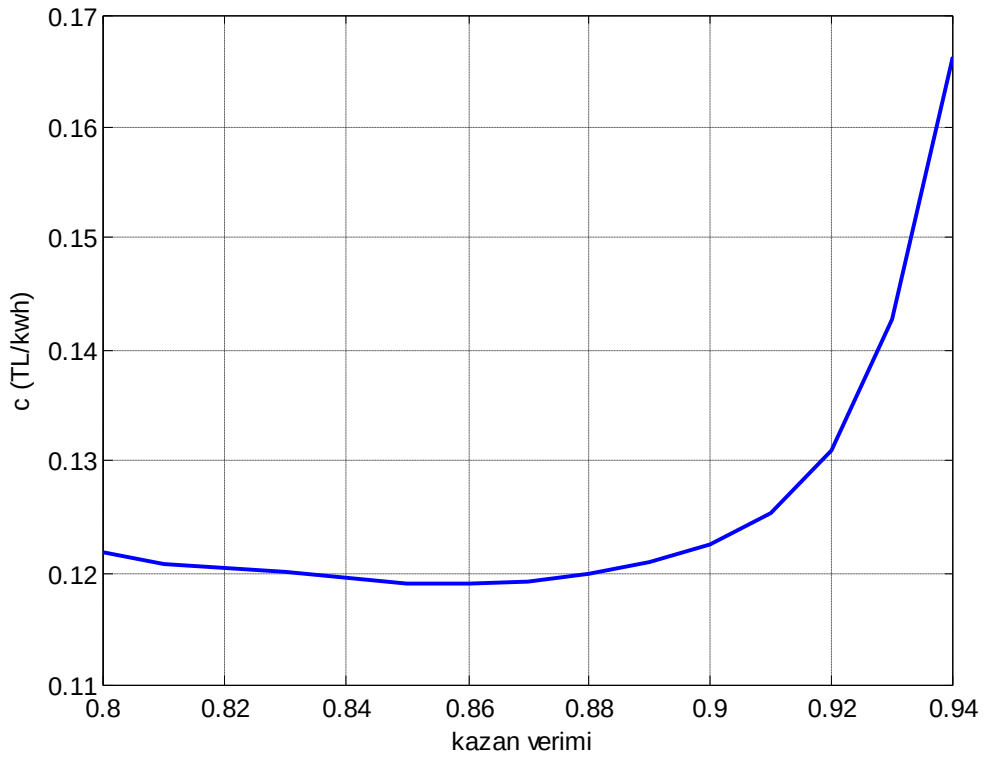
Denklem (6.2)'nin elde edilebilmesi için sabitler çalışılan sisteme göre düzenlenmiştir. Denklemdeki sabit buhar debisine ve buharın kazandan çıkış sıcaklığına bağlıdır. Şekil 6.4'te kazan maliyetinin verime göre değişimi görülmektedir.



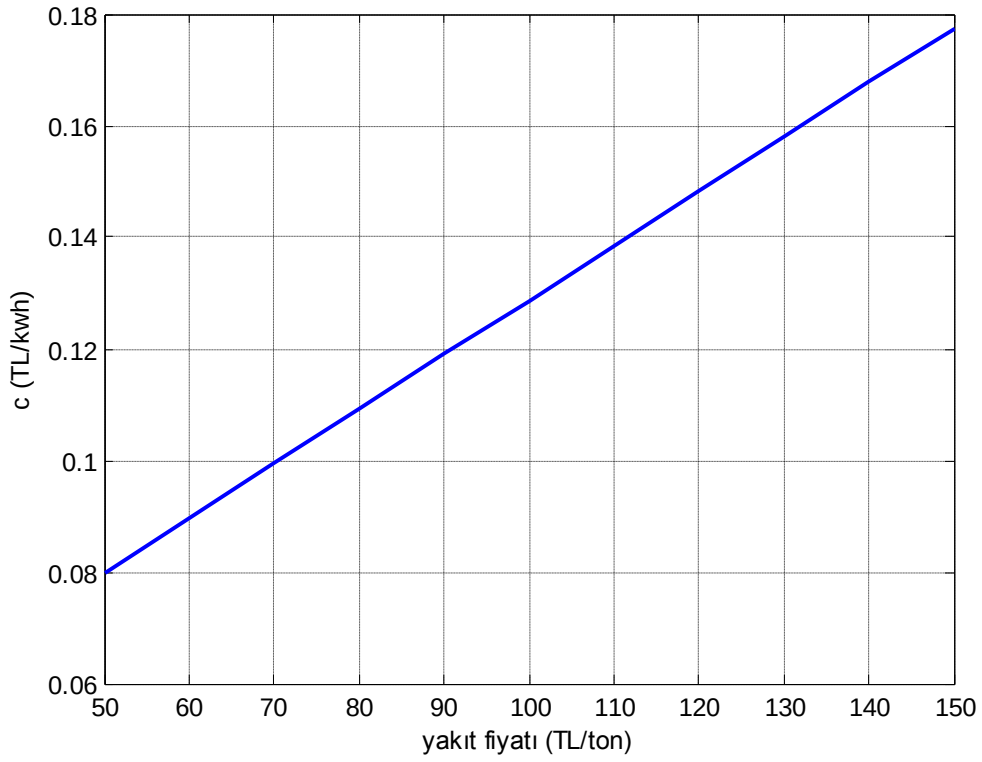
Şekil 6.4 : Kazan maliyetinin kazan verimine göre değişimi

Şekil 6.4'ten de görüldüğü gibi kazan veriminin artmasıyla birlikte kazan maliyeti de artmaktadır. Kazan verimi %92'yi aştığında ise maliyet daha yüksek bir hızla artmıştır.

Şekil 6.5'te kazan verimi %80'den %94'e kadar arttırıldığında elektriğin birim fiyatında meydana gelen değişiklik görülmektedir. Kazan veriminin %86 olduğu noktaya kadar verimdeki artışın elektrik maliyetini azalttığı görülmektedir. Bu noktadan sonra ise artan kazan maliyeti sebebiyle elektrik maliyetinde de artış olmaya başlamıştır. Bu şekilden de görülebileceği gibi kazan verinin %86 olduğu durum yatırım elektrik maliyetinin en düşük olduğu noktadır.



Şekil 6.5 : Birim elektrik maliyetinin kazan verimine göre değişimi

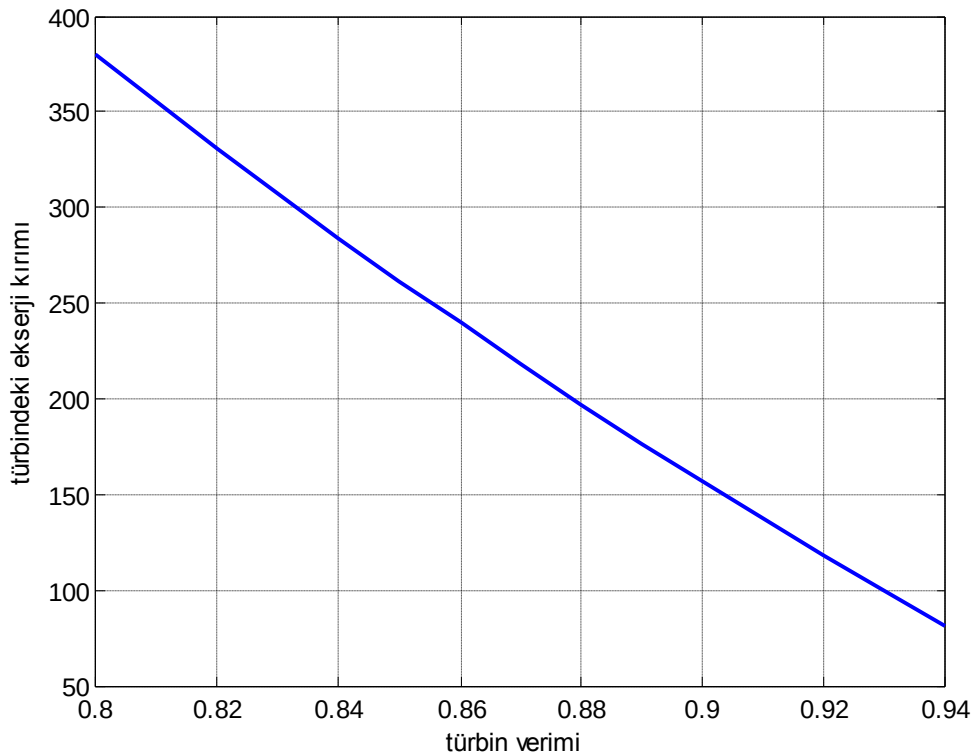


Şekil 6.6 : Birim elektrik maliyetinin yakıt fiyatına göre değişimi

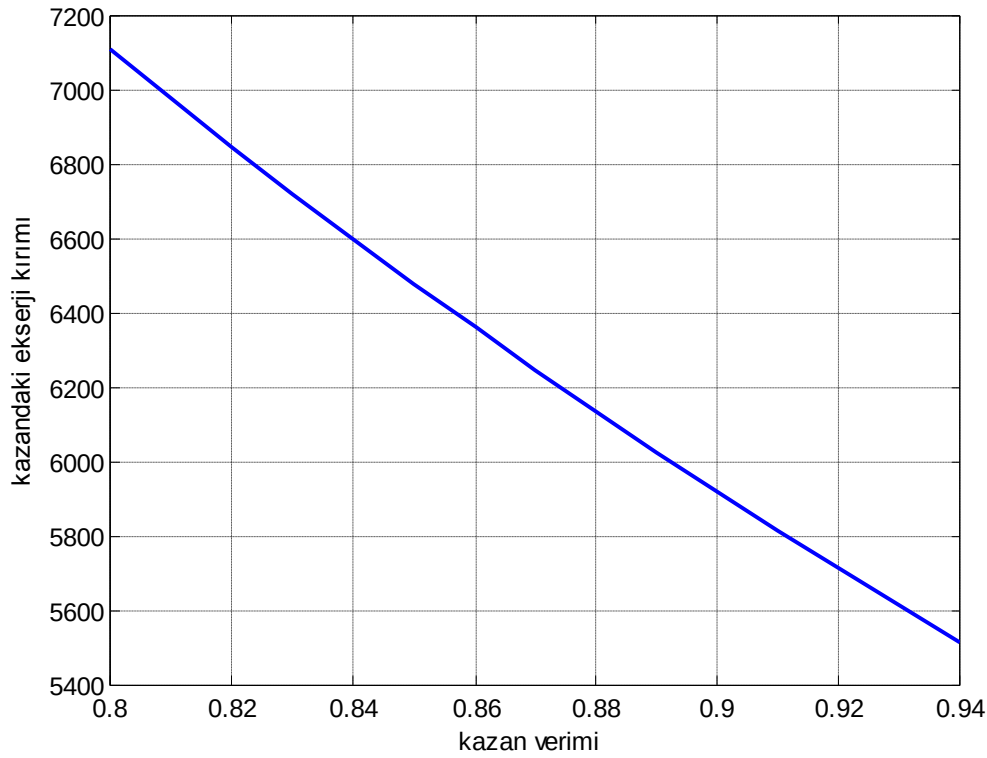
Birim elektrik maliyetini etkileyecek bir diğ er önemli parametre de yakıt fiyatıdır. Yakıt fiyatının birim elektrik maliyeti üzerine etkisi Şekil 6.6’da görülmektedir. Fosil yakıtlı enerji santrallerinde yatırım maliyeti ürün maliyetini önemli ölçüde etkilese de yakıt maliyetinin etkisi daha fazla olmaktadır. Şekil 6.6’dan da anlaşılabileceği gibi elektrik maliyeti yakıt fiyatının artışıyla büyük oranda artmaktadır.

Kazan ve türbin verimleri arttı ca bu elemanlarda meydana gelen ekserji kısımlarında azalmalar olmaktadır. Şekil 6.7’de türbin veriminin artışının bu elemandaki ekserji kırımına etkisi görülmektedir. Şekil 6.8’de ise kazan verimin artışı ile ekserji kırımının değişimi görülmektedir.

Türbindeki ekserji kırımı 100 kW’ler mertebesindeyken kazandaki ekserji kırımı 1000’ler mertebesinde dir. Kazanda meydana gelen kimyasal yanma tepkimesi nedeniyle burada sıcaklık artışı çok fazla olmaktadır. Kazan ile  evre arasında oluşan bu sıcaklık farklılıkları, kazandan çevreye olan ısı transferini hızlandırarak ekserji kırımında artışa sebep olmaktadır. Bir başka deyişle çevreye kaçan enerji bu sistemden elde edilebilecek yararlı içi azaltır.



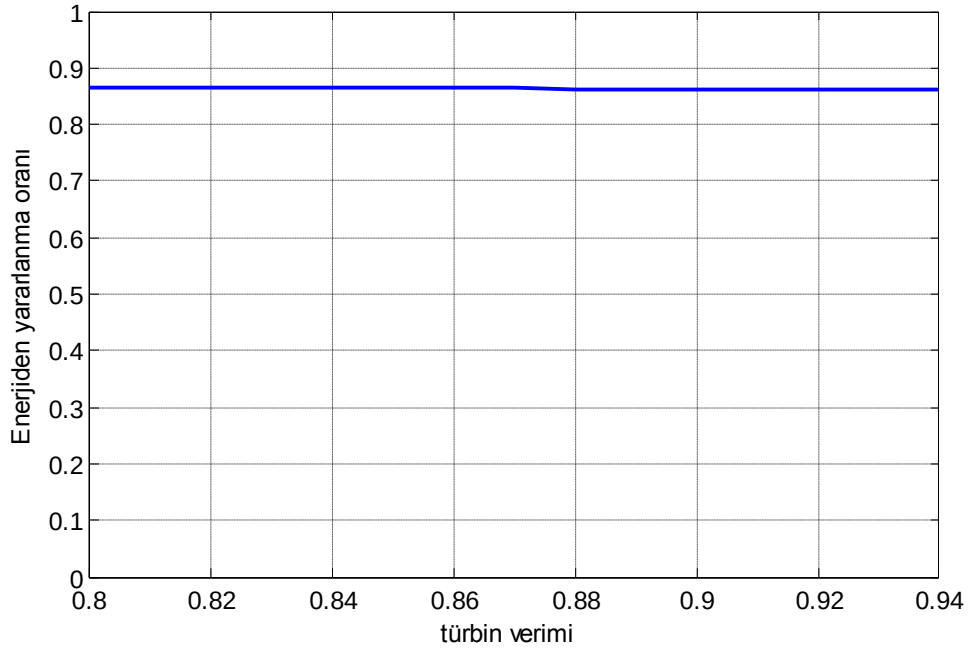
Şekil 6.7 : Türbindeki ekserji kırımının verime göre değişimi



Şekil 6.8 : Kazandaki ekserji kırımının verime göre değişimi

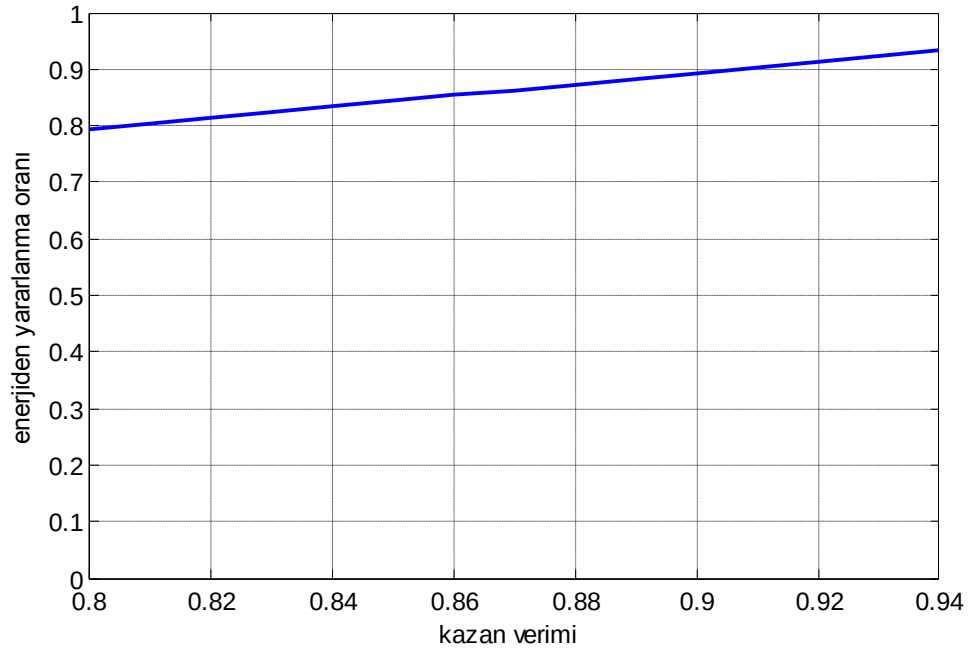
Türbin ve kazan verimlerindeki değişiklikler sistemin toplam verimini de etkilemektedir. Enerjiden yararlanma oranının kojenerasyon sistemlerini değerlendirmede önemli bir parametre olduğu belirtilmişti. Şekil 6.9’da türbin verimindeki değişimin enerjiden yararlanma oranına etkisi görülmektedir.

Şekil 6.9’dan da anlaşılabileceği gibi türbin verimindeki artış enerjiden yararlanma oranında çok büyük bir artışa sebep olmamıştır. Bu durumun sebebi türbin veriminin artmasıyla birlikte aynı miktarda elektrik gücünü elde etmek için daha düşük miktarda buhar debisine ve daha az yakıt enerjisine ihtiyaç duyulması sebebiyle üretilen ısı gücünün de azalmasıdır. Enerjiden yararlanma oranında hem üretilen elektriğin hem de üretilen ısı payının olduğuna daha önce de değinilmişti.



Şekil 6.9 : Türbin verimindeki değişimin enerjiden yararlanma oranına etkisi

Aynı grafik kazan verimi değişimine göre de elde edilmiştir. Şekil 6.10’da enerjiden yararlanma oranının kazan verimine göre değişimi görülmektedir.



Şekil 6.10 : Enerjiden yararlanma oranının kazan verimine göre değişimi

Şekil 6.10’dan da görülebileceği gibi kazan veriminde meydana gelen artış enerjiden yararlanma oranını büyük ölçüde değiştirmektedir. Aynı miktarda buharı üretip

türbine gönderebilmek için harcanacak yakıt enerjisi kazan verimi arttıkça azalmakta ve enerjiden yararlanma oranında artış sağlanmaktadır.

Bu bölümde kazan ve türbin için yapılan hesaplamalarla en düşük maliyetlerin elde edildiği verim değerleri bulunmuştur. Bu hesaplamalar yapılırken bir parametre değiştirilirken diğer tüm parametreler referans değerler ile aynı alınmıştır. Çalışmanın bu bölümünde optimum değerler sisteme uygulanarak elde edilen sonuçlar incelenecektir.

Çizelge 6.5: Optimum kazan ve türbin verimlerinde ekserji ve maliyetler

i	$\dot{E}$	$\dot{C}$ (TL/s)	c (TL/kwh)
1	132,39	0,003252	0,088
2	132,60	0,003470	0,094
3	232,23	0,006822	0,106
4	238,55	0,007930	0,120
5	4085,16	0,100359	0,088
6	115,90	0,002847	0,088
7	1579,83	0,038811	0,088
8	11498,72	0,088854	0,028
9	916,44	0,007082	0,028
10	741,07	0,005727	0,028
11	0,00	0,00	0
12	76,91	0,001821	0,085
13	2105,26	0,063695	0,109
14	22,47	0,000720	0,115
15	0,74	0,000024	0,115
16	997,04	0,000000	0,000
17	2003,29	0,037499	0,067
18	2000,00	0,064083	0,115
19	108,20	0,002886	0,096

Çizelge 6.3'teki değerler ile optimum kazan türbin verimleri için hesaplanan Çizelge 6.5'teki değerler karşılaştırıldığında Çizelge 6.5'te akıların ekserjilerinin daha fazla, birim maliyetlerin ise daha az olduğu görülmüştür. Ekserjinin az olmasının nedeni optimum durumda kazan ve türbin veriminin referans duruma göre daha düşük olması ve aynı gücü elde etmek için kütleli debilerin artmasıdır. Birim maliyetler ise yatırım maliyetleri ile yakıt maliyetleri arasında en uygun bileşimin elde edilmesi nedeniyle azalmıştır. Elektrik maliyeti 0,4 kuruş/kWh düşerek 0,115 TL/kWh olurken, bölgesel ısıtmaya giden suyun maliyeti 0,49 TL/ton olarak kalıp değişiklik gözlemlenmemiştir.

6.2 Kojenerasyon Santrali ile Sağlanan Tasarruf ve Geri Ödeme Süresi

Kojenerasyon santrali ile şebekeden alınacak elektrik alınmamakta ve ihtiyaç duyulan ısı enerjisini üretmek için kazanda kullanılacak olan yakıttan tüketilmemektedir. Bunun yerini kojenerasyon santralinde kullanılan yakıt almaktadır. Bu durumda oluşacak yıllık gelirler, giderler ve geri ödeme süresi bu bölümde ele alınacaktır.

Maliyet hesaplamalarında çeşitli yöntemler mevcuttur. Bu çalışmada elektrik fiyatının belirlenmesinde bir değere getirilmiş maliyet (levelized life cycle cost) yöntemi kullanılmıştır.

Kömürlü bir enerji santralinin maliyet bileşenleri üç bölümde toplanabilir (Deutch ve Lester, 2004):

- Yatırım maliyeti
- Yakıt maliyeti
- Bakım onarım maliyeti

Bu üç maliyet bileşeni, bu çalışmada incelenen kojenerasyon santrali için hesaplanmıştır.

Bir değere getirilmiş yatırım maliyeti aşağıdaki bağıntıyla hesaplanabilir (Deutch ve Lester, 2004):

$$e_c = \frac{I_0 / H}{\sum_{n=1}^L \frac{1}{(1+i)^n}} = \frac{iI_0 / H}{\left[1 - \frac{1}{(1+i)^L}\right]} \quad (6.3)$$

Burada, H santralin yıllık elektrik enerjisi üretimi (kWh); I_0 , santralin yatırım maliyeti; L, santral ömrü (yıl); e_c , bir değere getirilmiş yatırım maliyeti, i ise faiz oranı.

İncelenen santral için bu değerler;

$$H=2000 \text{ kW} \times 0,9 \times 8760 = 15768000 \text{ kWh}$$

$$I_0 = 6000000 \text{ TL,}$$

$$L = 20, 22, 24, 26, 30 \text{ gibi değişik yıllar için}$$

$$i = 0,10$$

alınarak hesaplamalar yapılacaktır. Bir değere getirilmiş yatırım maliyetin farklı santral ömürleri için değerleri Çizelge 6.5'te görülmektedir.

Sistemin elektriksel verimi, sistemden elde edilen elektriksel gücün sisteme verilen toplam ısı güce oranıdır. Ele alınan sistem için elektriksel verim %22'dir. 100 birim yakıttan elde edilen ısı enerjisi ise 64 birimdir.

Elektrik ve ısıyı ayrı ayrı üretimleri düşünüldüğünde, kazan verimi %90 olarak alınırsaydı 64 birim ısı enerjisi üretmek için 71 birim yakıt enerjisine gerek duyulurdu. 100 birim yakıttan 71 birimi ısı enerjisi üretmek için kullanılsaydı geriye 29 birimlik bir yakıt enerjisi kalırdı. Bu 29 birim yakıttan 22 birim elektrik elde edilseydi verim %75 olacaktı.

Zamanı hesaba katmadan mevcut durumdaki 1 kWh elektrik enerjisi üretmek için yakıt maliyeti;

$$e_F^0 = 90 \frac{\text{TL}}{\text{ton}} \times \frac{1}{10000} \frac{\text{kg}}{\text{kJ}} \times \frac{1}{1000} \frac{\text{ton}}{\text{kg}} \times \frac{1}{0,75} \frac{\text{termal}}{\text{elektrik}} \times 3600 \frac{\text{kJ}}{\text{kWh}} = 0,0432 \frac{\text{TL}}{\text{kWh}} \quad (6.4)$$

olarak bulunur.

Ele alınan santralin ömrü boyunca yakıt fiyatında değişimler olacaktır. Bu durumda yakıt fiyatındaki değişim de dikkate alınmalıdır. Denklem (6.5) kullanılarak bir değere getirilmiş yakıt maliyeti bulunur (Deutch ve Lester, 2004). Bu değerler Çizelge 6.5'teki gibidir.

$$e_F = e_F^0 \frac{r}{r-x} \left[\frac{1-e^{-(r-x)L}}{1-e^{-rL}} \right] \quad (6.5)$$

Denklem (6.5)'daki r faiz oranı olup %10 olarak, x ise yakıt fiyatındaki yıllık artış olup %4 olarak alınmaktadır.

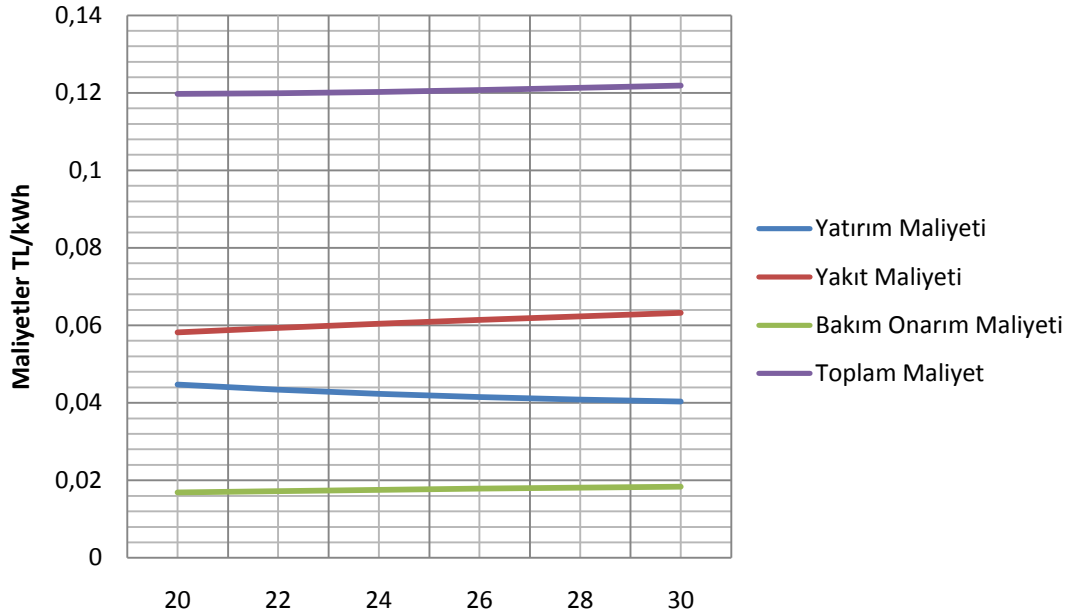
Bakım onarım maliyeti de yakıt maliyetini bulmak için kullanılan denklem (6.5) ile hesaplanabilir. Zamanın hesaba katılmadığı, bugünkü bakım onarım maliyeti olarak 1,25 kuruş/kWh alınmıştır. Bakım onarım maliyetindeki yıllık artış olarak da %4 kabul edilmiştir. Bakım onarım maliyeti için bulunan değerler Çizelge 6.6'daki gibidir.

Bu durumda farklı santral ömürleri için elektrik maliyetleri Çizelge 6.6'daki gibidir.

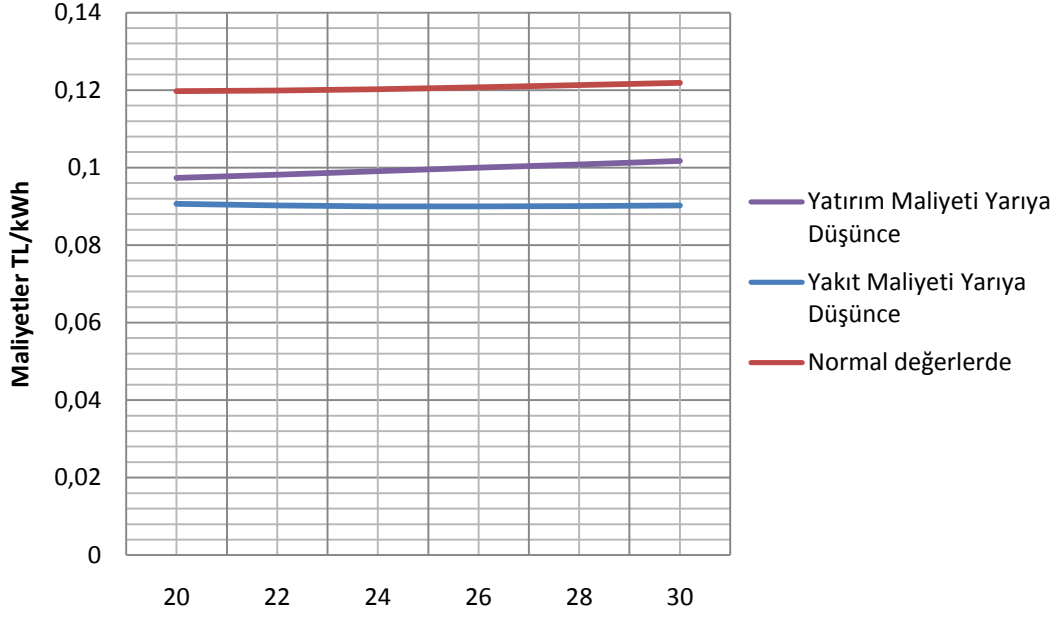
Çizelge 6.6: Maliyet bileşenlerinin santral ömrüne göre değişimi

L	ec (TL/kWh)	eF TL/kWh	e om TL/kWh	Toplam Maliyet
20	0,04470	0,05819	0,01684	0,11972
22	0,04338	0,05934	0,01717	0,11989
24	0,04235	0,06042	0,01748	0,12026
26	0,04154	0,06143	0,01778	0,12075
28	0,04089	0,06237	0,01805	0,12131
30	0,04037	0,06325	0,01830	0,12191

Elektrik maliyetinin santral ömrüne göre değişimi Şekil 6.11'de görülmektedir. Santralin ürettiği elektriğin fiyatını etkileyen en önemli parametrenin yakıt olduğu aynı şekilde anlaşılmaktadır. Bu durumun daha iyi açıklanabilmesi için sırayla yatırım maliyeti ve yakıt fiyatı yarıya indirilip elektrik maliyetinde meydana gelen değişim Şekil 6.12'de gösterilmiştir. Şekil 6.12'den de anlaşılabileceği gibi yakıt maliyeti yarıya indirildiğinde elektrik maliyeti, yatırım maliyetinin yarıya indirildiği duruma göre daha fazla düşmüştür.



Şekil 6.11 : Elektrik maliyeti



Şekil 6.12 : Yatırım ve yakıt maliyeti değişimi ile elektrik maliyetindeki değişim

Kojenerasyon santralleri de dahil olmak üzere tüm üretim sistemlerinin kurulabilmesi için ürün maliyetlerinin o günkü değerlere göre kabul edilebilir olmasının yanı sıra aranan bir diğer kriter de elde edilen üründen edilecek kâra göre yatırım maliyetinin de kabul edilebilir düzeylerde olmasıdır. Yatırımlardan yıllık olarak elde edilen kârın sisteme başlangıçta yapılan yatırımı istenen zamanda geri kazandırması gerekmektedir.

Yatırımın kârlılığını ölçmek için kullanılan yöntemlerden biri de geri ödeme süresi yöntemidir. Yatırım sonucunda yıllık olarak elde edilen net kâr toplamalarının yatırımın toplam maliyetini karşılayabilmesi için geçen süreye geri ödeme süresi denir. Bir yatırımın geri ödeme süresi yatırımın türüne ve ömrüne göre değişmektedir. Bu sürenin mümkün olduğunca kısa olması istenir. Geri ödeme süresi arttıkça yatırım yapılabilirlik azalır. Enerji üretim santralleri için yakıt fiyatındaki değişim başta olmak üzere, ekipman maliyetinin döviz kuruna bağlı olması, tamir bakım masrafları gibi nedenlerle geri ödeme süresinde dalgalanmalar meydana gelebilmektedir.

İncelenen kojenerasyon santrali için geri ödeme süresi denklem (6.6) ile verilmektedir.

$$GÖS = \frac{YatırımMaliyeti}{Elektrikkazanç + yakıtkazanç - yakıtgider} \quad (6.6)$$

Yatırım maliyeti 6000000 TL'dir

Santralin yıllık toplam zamanın %90'ında çalışıyorsa ve elektrik fiyatı 0,282 TL/kWh ise sistemin yıllık olarak elektriğe ödemeyeceği para aşağıdaki gibidir.

$$2000\text{kW} \times 0,282\text{TL/kWh} \times 8760\text{h} \times 0,9 = 4446576 \text{ TL} \quad (6.7)$$

Yakıt giderinden elde edilecek kazanç ise %90 verimli bir kazan ile istenen sıcak su sağlanıyormuş gibi düşünülerek bulunmuştur. Gereken kömür miktarı ve kömürün yıllık maliyeti aşağıdaki gibidir.

5864 kW ısıya ihtiyaç vardır.

Denklem (6.8)'den gerekli kömür miktarı çekilirse;

$$5864\text{kW} = 10000 \text{ kJ/kg} \times 0,9 \text{ (kazan verimi)} \times m_{\text{kömür}} \quad (6.8)$$

$$m_{\text{kömür}} = 0,65 \text{ kg/s}$$

olarak bulunur.

Yakıt fiyatı 90 TL/ton olarak alınırsa yakıttan edilecek yıllık tasarruf;

$$90 \times 10^{-3} \times 0,65 \times 3600 \times 8760 \times 0,9 = 1660370 \text{ TL} \quad (6.9)$$

olarak bulunur.

Kojenerasyon sisteminin yıllık yakıt gideri ;

$$0,911\text{kg/s} \times 3600\text{s/h} \times 90 \times 10^{-3}\text{TL/kg} \times 8760\text{h} \times 0,9 = 2327072 \text{ TL} \quad (6.10)$$

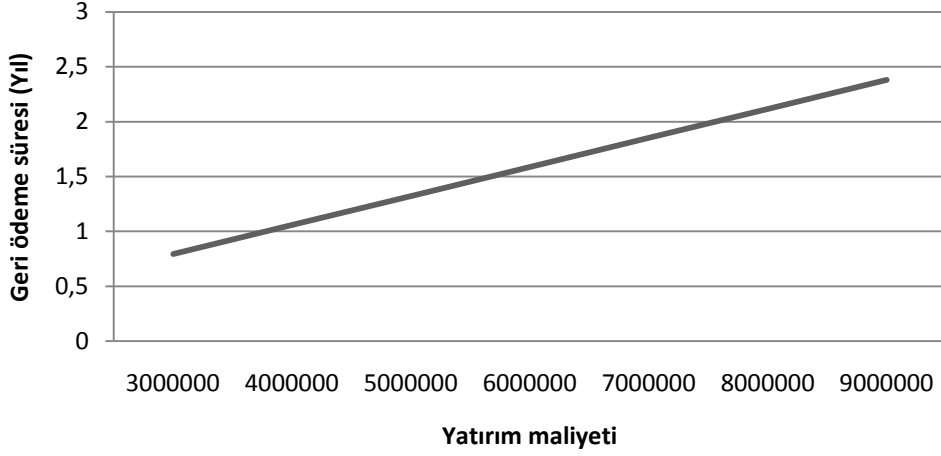
olarak bulunur.

Değerler denklem (6.6)'da yerine koyulursa geri ödeme süresi

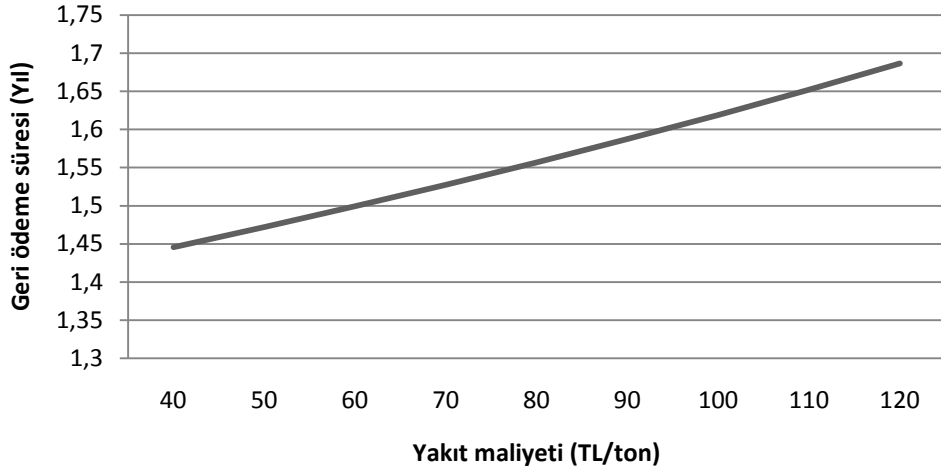
$$\text{GÖS} = 1,59 \text{ yıl}$$

olarak bulunur.

Bu tür yatırımlarda geri ödeme süresinin 5 yıldan az olması beklenir (Sun, 2008). Bu durumda yukarıda bulunan değer yatırımın kârlı olduğunu göstermektedir. Geri ödeme süresinde meydana gelebilecek değişiklikler yakıt ve yatırım maliyetini değiştirerek yapılan hesaplamalarla görülebilir.



Şekil 6.13 : Geri ödeme süresinin yatırım maliyetine göre değişimi



Şekil 6.14 : Geri ödeme süresinin yakıt maliyetine göre değişimi

6.3 Kojenerasyon Santralının CO₂ Emisyonu

Kojenerasyon santralinde 1 kg yakıtın yanma reaksiyonuyla 1,065 kg CO₂ açığa çıkmaktadır. Yıllık olarak açığa çıkan karbondioksit miktarı aşağıdaki gibi hesaplanabilir.

$$m_f = 0,911 \frac{kg}{s} \times 3600 \frac{s}{h} \times 8760 h / yıl \times 0,9 \times 1,065 = 27537030 kg CO_2 / yıl \quad (6.11)$$

Kojenerasyon santrali olmasaydı aynı miktarda elektrik ve ısı enerjisi üretilmesi için açığa çıkacak olan CO₂ miktarı şu şekilde hesaplanabilir.

Kojenerasyon ile üretilen ısı enerjisiyle eşit miktarda enerji üretmek için açığa çıkacak CO₂ miktarının bulunması için %90 verimli bir kazanda kömür yakılıyormuş gibi düşünülerek gerekecek kömürün enerjisi kWh olarak;

51372144 kWh

bulunmuştur.

Bu değer linyit için olan katsayıyla çarpılarak kojenerasyon santrali kurulmasaydı bölgesel ısıtma yapılması ile açığa çıkacak CO₂ miktarı;

Linyit için katsayı=0,433 kg eşd.CO₂/kWh (Url-19)

m_{CO2}=22244138 CO₂

olarak bulunmuştur.

Aynı şekilde kojenerasyon santrali kurulmasaydı ve aynı miktarda elektrik kömürlü bir termik santralden alınmış olsaydı açığa çıkacak CO₂ miktarı ;

Elektrik için katsayı=1,34 kg eşd.CO₂/kWh (Url-19)

m_{CO2}=21129120 kg CO₂

Toplamda 43373258 kg CO₂ açığa çıkacaktı.

Bu durumda kojenerasyon ile yıllık olarak açığa çıkması önlenecek CO₂ miktarı;

15836228 kg/yıl

olarak bulunmuştur.

6.4 Yapılan Çalışmanın Sonuçlarının Değerlendirilmesi

Bu çalışmada buhar çevrimli bir kojenerasyon sistemi ele alınmış ve yakıt olarak Türkiye linyitlerinin kullanımı öngörülmüştür. Kömürün santral yakıtı olarak kullanımı, birim maliyeti diğer yakıtlara oranla düşük olması sebebiyle ekonomik bir kazanç sağlasa da çevresel bakımdan önemli sorunlar doğurabilmektedir. Özellikle Türkiye linyitleri düşük ısı değerlere, yüksek azot ve kükürt miktarlarına sahiptir. Bu sorunlardan en büyüğü ortaya çıkan kirleticilerin giderilmesi için yapılan ilave yatırımların getirdiği ekonomik dezavantajlardır. İlave yatırımlar nedeniyle santrallerin ürettiği elektrik enerjisi birim fiyatında artış meydana gelmektedir. Fosil yakıt yakan güç santrallerinde ortaya çıkan önemli atıklardan biri karbondioksittir. Küresel ısınma ve bu konuda üstlenilen yükümlülükler atmosfere CO₂ salımlarının azaltılmasını gerektirmektedir. Karbondioksiti yakalamak ve depolamak için çeşitli yöntemler mevcut olup bir çoğu henüz büyük ölçekli uygulamalarda kullanılabılır değildir. Yanma öncesi, yanma sonrası karbon yakalama ve oksijen yakıt yanması

başlıca karbon yakalama yöntemleridir. Bu yöntemler 3. Bölümde incelenmiş ve uygulanmaları durumunda karbon salımını büyük oranda engelleyeceği fakat santralin üreteceği elektriğin birim fiyatında önemli bir artışa sebep olacağı sonucuna varılmıştır.

Bu çalışmada kömür yakma teknolojileri gözden geçirilmiş ve akışkan yataklı kazanlar üzerinde özellikle durulmuştur. Akışkan yataklı kazanların Türkiye linyitleri gibi kükürt oranı yüksek ve ısı değeri düşük olan kömürleri verimli şekilde yakabilmektedir. Bu durumun sebebi de akışkan yataklı kazanda yakıtın hava ile türbülanslı bir ortamda karışıp tam olarak yanabilmesidir. Ayrıca bu işlem esnasında akışkan yatakta bulunan kireç taşı yardımıyla kükürt oksitler tutulabilmekte ve kükürt giderme için herhangi ilave bir sistem kurmaya gerek kalmamaktadır.

Çalışmada dokuz ana elemandan meydana gelen bir buhar çevrimli kojenerasyon sistemi ele alınmıştır. Bu elemanlar, kazan, buhar türbini, jeneratör, ısı değiştirici, hava ısıtıcı, kısılma vanası, iki adet pompa ve besleme suyu ısıtıcısıdır. Enerji denkliklerinden bu elemanların tamamına giren ve çıkan akışların debileri bulunmuştur. Ayrıca entalpi, entropi gibi özellikleri bilinmeyen akışların bu özellikleri de termodinamik bağıntılar yardımıyla bulunmuştur. Özellikleri bilinen bu akışlar için ekserjiler çalışmanın dördüncü bölümünde değinilen denklemler yardımıyla bulunmuştur. Sistemdeki her bir akışın ekserjisi termoekonomik incelemede akışların ekserji maliyetleri hesaplanırken gerekli olmaktadır. Sistemin tüm basınç, sıcaklık, entalpi ve entropi değerleri Çizelge 5.7’de gösterilmiştir.

Termodinamik çözümlemeden sonra, sistem elemanlarının her biri için giren ve çıkan olarak tanımlanan akışlar belirlenmiştir. Her bir eleman için maliyet denge denklemleri bu akışlara göre yazılmıştır. Bir akış için maliyet oranı o akışın ekserjisi ve birim ekserji maliyetinin çarpımına eşittir.

Tüm elemanlar için elde edilen maliyet akış denklemleri matrisler halinde programa aktarılmıştır. Maliyet akıları bu denklemlerden bilgisayar programı yardımıyla hesaplanmıştır. Maliyet akılarının ekserji akılarına bölünmesiyle de birim ekserji maliyetleri bulunmuştur. Birim maliyetlerin değişik parametrelere göre değişimleri programla hesaplanmıştır. İlk olarak türbin verimi %80’den %94’e kadar çıkarılmış ve bu değişimin birim ekserji maliyetine etkisi incelenmiştir. Daha sonra kazan verimi aynı değerler arasında değiştirilip bu değişimin etkileri de incelenmiştir. Bu değişimler Şekil 6.3 ve 6.5’te gösterilmiştir.

Birim maliyetleri etkileyen en önemli parametrelerden biri de yakıt fiyatıdır. Yakıt fiyatı değiştirilerek birim maliyetler üzerindeki etkisi incelenmiştir. Kömür fiyatındaki elektrik ve ısı maliyetlerini büyük oranda etkilediği gözlemlenmiştir. Mevcut durumda 90 TL/ton olan yakıt fiyatına karşılık 0,12 TL/kWh'lik birim elektrik maliyeti elde edilmektedir. Kömür fiyatının 130 TL/ton'a çıkması durumunda elektriğin birim maliyeti 0,16 TL/kWh olmaktadır. Bu durumda santral ekonomik olurluluğunu büyük ölçüde kaybetmektedir.

Kojenerasyon sistemindeki kayıpların yerlerinin belirlenmesinde termoekonomik incelemenin büyük katkısı vardır. Çalışmada tüm sistem elemanlarının ayrı ayrı ekserji kırımları bulunmuştur. Sonuçlara göre en fazla ekserji kırımı kazanda meydana gelmektedir. Bunun sebebi kazanda meydana gelen kimyasal reaksiyon esnasında kazan içi sıcaklıklarının yüksek değerlere ulaşması ve çevreye doğru olan ısı transferinin artmasıdır. Kazanın ekserji verimi bu ekserji kırımları sebebiyle düşük olmaktadır.

Sistemde ekserji çözümleri sonucunda sistemin her bir elemanı için eksergoekonomik faktör bulunmuştur. Kazan ve yoğunlaştırıcı gibi elemanlarda eksergoekonomik faktörün düşük olması bu elemanların maliyetlerine yatırım maliyetinden çok ekserji kırımından doğan maliyetlerin etki etmesidir. Pompalarda gözlemlenen yüksek eksergoekonomik faktör ise ekserji kırımının toplam maliyetinin içindeki payının az olması anlamına gelmektedir.

Çalışmada elektrik maliyeti ekserji hesaplamalarının yanı sıra bir değere getirilmiş maliyet (levelized cost) metodu ile de hesaplanmıştır. Bu metotta maliyet bileşenleri yatırım maliyeti, yakıt maliyeti ve bakım onarım maliyeti olmak üzere üç bileşende toplanmıştır. Değişik santral çalışma ömürlerine göre hesaplamalar yapılmıştır. Enerji maliyetinin yatırım maliyeti bileşeninin santral ömrü arttıkça azaldığı görülmektedir. Yakıt ve bakım onarım bileşenleri ise ömür arttıkça artmaktadır. Çünkü burada eskalasyon devreye girmektedir. Bu metod ile yapılan hesaba göre yakıt maliyeti sabit kabul edilmemiş, senelik olarak belli bir miktar arttığı kabul edilmiştir. Bu hesaplamalar sonucunda elektrik fiyatının yaklaşık olarak 0,12 TL/kWh değerlerinde olduğu görülmüştür. Yatırım maliyeti ve yakıt maliyeti değiştirildiğinde elektriğin birim fiyatının değiştiği gözlemlenmiştir. Sırasıyla yakıt ve yatırım maliyetleri % 50 düşürülerek bu durumun birim enerji maliyeti üzerine

etkisi incelenmiştir. Birim enerji maliyetine yakıt fiyatının etkisinin daha fazla olduğu gözlemlenmiştir.

Bir projenin olurluluğu konusunda fikir veren önemli kavramlardan biri de geri ödeme süresidir. Yatırımın geri ödeme süresi ne kadar düşük olursa yatırım o kadar kârlı demektir. Bu çalışmada geri ödeme süresi 1,6 yıl olarak bulunmuştur. Sistem kısa bir sürede kendini geri ödemiştir.

Son olarak karbondioksit emisyon miktarı bulunmuştur. Ardından kojenerasyon santrali olmasaydı aynı miktarda elektrik ve ısı enerjisinin elde etmek için açığa çıkacak karbondioksit miktarı bulunmuştur. Bu iki miktar arasındaki fark kojenerasyon santrali kullanımı ile her yıl çevreye verilmeyecek olan karbondioksit miktarıdır.

KAYNAKLAR

- Ateşok, G., Dinçer, H., Burat, F., Karakaş, F. ve Özer, M. (2006). Çevresel Sürdürülebilirliğe Doğru Kömürün Kullanımı, Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi Türkiye 10. Enerji Kongresi
- Bejan, A., Tsatsaronis, G., and Moran, M. (1996). Thermal Design and Optimization. John Wiley, New York.
- BP Statistical Review of World Energy, June 2009
- Breeze P. (2005). Power Generation Technologies, Elsevier Ltd.
- Çengel, A.Y., Boles, A.M., Çeviren: Derbentli, T. (1996). Mühendislik Yaklaşımıyla Termodinamik. Literatür Yayıncılık.
- Derbentli, T., Ergün, H. (1981). Birleşik Isı Elektrik Santrallerinde En Uygun Buhar Giriş Koşulları, 3. Ulusal Isı Kongresi
- Derbentli, T., Kuehn, T.H. (1987). Thermodynamic and Economic Analysis of Cogeneration Steam Cycles, ASHRAE Transactions v. 93 part 2, p. 309-319.
- Deutch, M. J., Lester, K.R. (2004). Making Technology Work: Applications in Energy and Environment, Cambridge University Press.
- Duranay, N., Pehlivan, D. (2005). Çan Linyitinin Hareketli Koşullardaki Yanmasının İncelenmesi. *Fırat Üniversitesi Fen ve Mühendislik Bilimleri Dergisi*. Cilt.17, sayı.3, pp. 525-532.
- Durmaz, A. (1998). Kömürün yanması, *Kömür özellikleri teknolojisi ve çevre ilişkileri*, Ed. Kural, O., İstanbul Teknik Üniversitesi, İstanbul.
- Kamate, S.C., Gangavati, P.B. (2009). Exergy Analysis of Cogeneration Power Plants in Sugar Industries. *Applied Thermal Engineering*. Vol. 29, no. 5-6, pp. 1187-1194.
- Karayığit, A.İ., Köksoy, M. (1998). Kömürün oluşumu ve sınıflandırılması, *Kömür özellikleri teknolojisi ve çevre ilişkileri*, Ed. Kural, O., İstanbul Teknik Üniversitesi, İstanbul.

- Karatepe, N., Ersoy Meriçboyu, A., Küçükbayrak, S.** (1998b). Baca gazlarındaki kükürtdioksitin giderilmesi, *Kömür özellikleri teknolojisi ve çevre ilişkileri*, Ed. Kural,O., İstanbul Teknik Üniversitesi, İstanbul.
- Karatepe, N., Yavuz, R., Ersoy Meriçboyu, A., Öztürk, M.** (1998a). Kömürün yakılmasından kaynaklanan kirleticiler ve emisyon değerleri, *Kömür özellikleri teknolojisi ve çevre ilişkileri*, Ed. Kural,O., İstanbul Teknik Üniversitesi, İstanbul.
- Kartchenko, N. V.** (1998). Advanced Energy Systems. Taylor and Francis, Washington.
- Sun, Z. G.** (2008). Energy efficiency and economic feasibility analysis of cogeneration system driven by gas engine. *Energy and Buildings*. Vol.40, pp. 126-130.
- Temir, G. , Bilge, D.** (2004). Thermoeconomic analysis of trigeneration system. *Applied Thermal Engineering*. Vol. **24**, no. 17-18, pp. 2689-2699.
- The Petroleum Economist Ltd** (2007). Fundamentals of carbon capture and storage technology., Ed. Nicholls, T. ,London.
- Tsatsaronis, G., Park M.** (2002). On avoidable and unavoidable exergy destructions and investment costs in thermal systems. *Energy Conversion and Management*. Vol.**43**, no. 9-12, pp. 1259-1270.
- Turner, W.,D.** (2007). Cogeneration, *Handbook of Energy Efficiency and Renewable Energy*, Ed. Kreith, F., Goswami, D.Y., CRC Press.
- Url-1** <http://www.cogeneurope.eu/wpcontent/uploads//2009/02/basic_guide.pdf>, alındığı tarih 07.02.2011
- Url-2** <http://turkoted.org/admin/belgelerim/dosyalar/3B3_Presentation_of_TUR_KOTED_Thessaloniki_09032011.ppt>, alındığı tarih 03.11.2011
- Url-3** <http://www.cogeneurope.eu/wpcontent/uploads//2009/02/educogen_cogen_guide.pdf>, alındığı tarih 08.04.2011
- Url-4** <http://www.bepita.net/materiels/cogeneration/EDUCOGEN_Tool.pdf>, alındığı tarih 27.06.2011
- Url-5** <http://www.enerji.gov.tr/yayinlar_raporlar/Sektor_Raporu_TKI_2010.pdf>, alındığı tarih 24.05.2011
- Url-6** <http://www.enerji.gov.tr/yayinlar_raporlar/Sektor_Raporu_TTK_2010.pdf>, alındığı tarih 04.08.2011
- Url-7** <www.geos.ed.ac.uk/sccs/public/what.html >, alındığı tarih 19.07.2011

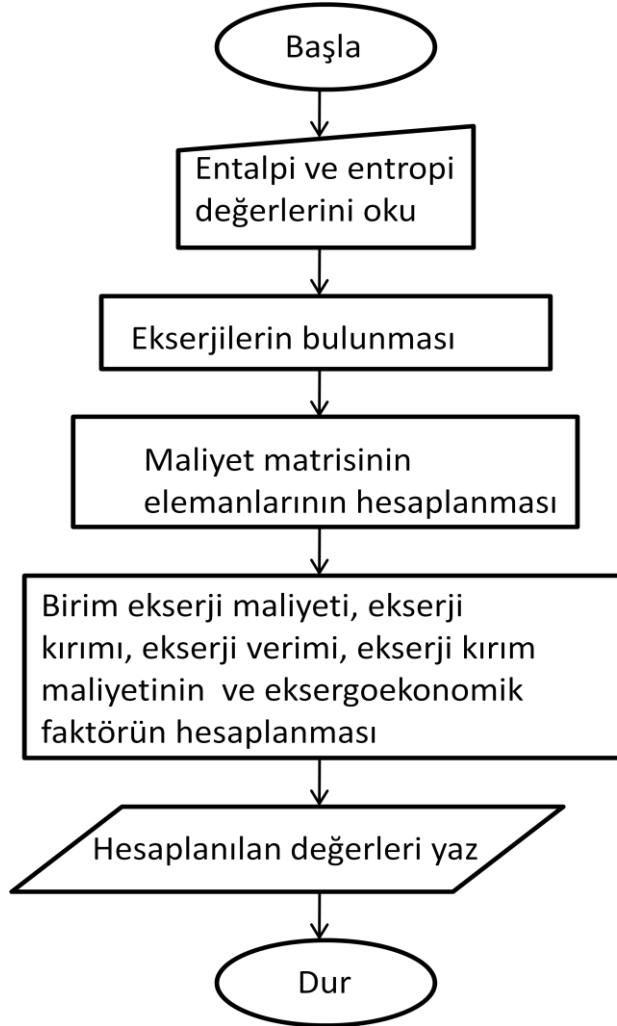
- Url-8** <www.co2storage.org.uk>, alındığı tarih 19.07.2011
- Url-9** <http://www.shell.com/home/content/chemicals/innovation/leading_edge_technology/carbon_capture/>, alındığı tarih 21.07.2011
- Url-10** <<http://www.geos.ed.ac.uk/sccs/public/how/>>, alındığı tarih 29.07.2011
- Url-11** <<http://www.geos.ed.ac.uk/sccs/capture/>>, alındığı tarih 29.07.2011
- Url-12** <<http://www.co2crc.com.au/aboutccs/capture>>, alındığı tarih 29.07.2011
- Url-13** <<http://www.geos.ed.ac.uk/sccs/capture/postcombustion.html>>, alındığı tarih 19.07.2011
- Url-14** <<http://www.geos.ed.ac.uk/sccs/capture/precombustion.html>>, alındığı tarih 19.07.2011
- Url-15** <<http://www.geos.ed.ac.uk/sccs/capture/oxyfuel.html>>, alındığı tarih 19.07.2011
- Url-16** <<http://www.energy.itu.edu.tr/iTUOnerileri.pdf>>, alındığı tarih 07.06.2011
- Url-17** <http://www.mimag-samko.com.tr/akiskan_yatakli_kazanlar.pdf>, alındığı tarih 08.06.2011
- Url-18** <<http://www.cli.gov.tr/satis.asp>> , alındığı tarih 07.07.2011
- Url-19** <http://www.ibb.gov.tr/sites/aydinlatmaenerji/Documents/Enerji%20Mevzuat%C4%B1/9_EnerjiPerformansiYonetmelik_2008.pdf>, alındığı tarih 21.11.2011
- Valero, A., Lozano, M., A. (1997).** An introduction to thermoeconomics, *Developments in the design of Thermal Systems*, Ed. Boehm, R., F., Cambridge University Press, United Kingdom.
- Valero, A., Lozano, M.,A., Serra, L., Tsatsaronis, G., Pisa, J., Frangopoulos, C., Von Spakovsky, M.R. (1994).** CGAM Problem: Definition and Conventional Solution. *Energy-Int.*, **Vol.19**, pp.268-279.
- Vural, H. (1998).** Kömürün akışkan yatakta yakılması, *Kömür özellikleri teknolojisi ve çevre ilişkileri*, Ed. Kural,O., İstanbul Teknik Üniversitesi, İstanbul.

EKLER

EK A.1 : Bilgisayar Programı Akış Şeması, Açıklaması ve Programın Listesi

EK A.1

Programın akış şeması



Programın Açıklaması

Hazırlanan program ile referans koşullar için ekserji değerleri hesaplandıktan sonra bu değerler oluşturulan maliyet denklemlerinde yerine koyularak her bir akış için birim ekserji maliyetleri bulunmaktadır. Ardından sistemin her bir elemanı için ekserji kırımları ve bu ekserji kırımlarının yol açtığı ekserji kırım maliyetleri bulunmaktadır. Sistemdeki elemanlarının maliyet kaynaklarının irdelenebilmesi için eksergoekonomik faktör bulunmaktadır.

Değişen türbin ve kazan verimleri ve farklı yakıt maliyetleri için bu kısımda yer alan programdan farklı döngüsel üç adet program yazılmış olup sonuçlar bu programlar ile elde edilmiştir. Referans koşullar için yazılan programdan farklı olarak bu programda farklı verimler için istenen değerlerin bulunabilmesi için “for” döngüsünün kullanılmış olmasıdır.

Programın listesi

```
clear all
clc
% Kojenerasyon Santrali İçin Çeşitli Özellikleri Bulan Program
% Seher METE, Ekim 2011
% A matrisi sıfırlar halinde tanımlanmıştır.
etap1=0.85
etap2=0.85
m=0;
etatur=0.9
etakazan=0.87
yakfiy=90
m=m+1;
%1 noktasının özellikleri

h(1,m)=467.11; %kJ/kg
s(1,m)=1.4336; %kJ/kgK
P(1,m)=150; %kPa
v(1,m)=0.001053; %m3/kg

%2 noktasının ideal özellikleri

P(2,m)=350;%kPa
hs(2,m)=h(1,m)+v(1,m)*(P(2,m)-P(1,m)); %kJ/kg
ss(2,m)=s(1,m); %kJ/kgK

%2 noktasının gerçek değerleri

h(2,m)=h(1,m)+(hs(2,m)-h(1,m))/etap1;

hyog(:,m)=[419.04;440.15;461.30;482.48;503.71;524.99;546.31;567.69;589.13;610.63;632.20];

Tyog(:,m)=[100;105;110;115;120;125;130;135;140;145;150];

syog(:,m)=[1.3069;1.3630;1.4185;1.4734;1.5276;1.5813;1.6344;1.6870;1.7391;1.7907;1.8418];

for i=1:10
    if (hyog(i,m)<h(2,m)) & h(2,m)<hyog(i+1,m)
        T(2,m)=Tyog(i,m)+(Tyog(i+1,m)-Tyog(i,m))*(h(2,m)-hyog(i,m))/(hyog(i+1,m)-hyog(i,m));
        s(2,m)=syog(i,m)+(syog(i+1,m)-syog(i,m))*(h(2,m)-hyog(i,m))/(hyog(i+1,m)-hyog(i,m));
    end
end

%3 noktasının özellikleri

h(3,m)=584.33; %kJ/kg
s(3,m)=1.7275; %kJ/kgK
P(3,m)=350; %kPa
v(3,m)=0.001079; %m3/kg
```

```
%4 noktasının ideal özellikleri
```

```
P(4,m)=6000;%kPa  
hs(4,m)=h(3,m)+v(3,m)*(P(4,m)-P(3,m)); %kJ/kg  
ss(4,m)=s(3,m); %kJ/kgK
```

```
%4 noktasının gerçek değerleri
```

```
h(4,m)=h(3,m)+(hs(4,m)-h(3,m))/etap2;
```

```
for i=1:10  
    if (hyog(i,m)<h(4,m)) & h(4,m)<hyog(i+1,m)  
        T(4,m)=Tyog(i,m)+(Tyog(i+1,m)-Tyog(i,m))*(h(4,m)-  
hyog(i,m))/(hyog(i+1,m)-hyog(i,m));  
        s(4,m)=syog(i,m)+(syog(i+1,m)-syog(i,m))*(h(4,m)-  
hyog(i,m))/(hyog(i+1,m)-hyog(i,m));  
    end  
end
```

```
%5 noktasının özellikleri
```

```
h(5,m)=3301.80; %kJ/kg  
s(5,m)=6.7193; %kJ/kgK  
P(5,m)=6000; %kPa
```

```
% 6 noktasının ideal özellikleri
```

```
P(6,m)=500; % kPa  
ss(6,m)=s(5,m);  
s500(:,m)=[6.8213;7.0592;7.2709;7.4599;7.6329;7.7938;8.0873;7.3522;8  
.5952;8.8211;9.0329;9.2328];  
h500(:,m)=[2748.7;2855.4;2960.7;3064.2;3167.7;3271.9;3483.9;3701.7;3  
925.9;4156.9;4394.2;4639.1];  
T500(:,m)=[151.86;200;250;300;350;400;500;600;700;800;900;1000];
```

```
if ss(6,m)<6.8213  
    xs(6,m)=(ss(6,m)-1.8607)/4.9606 ;  
    hs(6,m)=640.23+xs(6,m)*2108.5;  
end
```

```
for i=1:11  
    if (s500(i,m)<ss(6,m)) & ss(6,m)<s500(i+1,m)  
        hs(6,m)=h500(i,m)+(h500(i+1,m)-h500(i,m))*(ss(6,m)-  
s500(i,m))/(s500(i+1,m)-s500(i,m));  
    end  
end
```

```
% 6 noktasının gerçek özellikleri
```

```
h(6,m)=h(5,m)-etatur*(h(5,m)-hs(6,m));  
if h(6,m)<2748.7  
    x(6,m)=(h(6,m)-640.23)/2108.5;  
    s(6,m)=1.8607+x(6,m)*4.9606;  
end  
for i=1:11
```



```

        if (h500(i,m)<h(6,m)) & h(6,m)<h500(i+1,m)
            s(6,m)=s500(i,m)+(s500(i+1,m)-s500(i,m))*(h(6,m)-
h500(i,m))/(h500(i+1,m)-h500(i,m));
        end
    end

% 7 noktasının ideal özellikleri
ss(7,m)=s(5,m);

h150(:,m)=(2675.5+2706.7)/2;(2676.2+2768.8)/2;(2776.4+2870.5)/2;(28
75.3+2971)/2;(2974.3+3071.8)/2;(3276.6+3074.3)/2];
s150(:,m)=(7.3594+7.1272)/2;(7.3614+7.2795)/2;(7.6134+7.5066)/2;(7.
8343+7.7086)/2;(8.0333+7.8926)/2;(8.2158+8.2218)/2];
if ss(7,m)<7.2233
    xs(7,m)=(ss(7,m)-1.4336)/5.7897;
    hs(7,m)=467.11+xs(7,m)*2226.5;
end
for i=1:5
    if (s150(i,m)<ss(7,m)) & ss(7,m)<s150(i+1,m)
        hs(7,m)=h150(i,m)+(h150(i+1,m)-h150(i,m))*(ss(7,m)-
s150(i,m))/(s150(i+1,m)-s150(i,m));
    end
end

% 7 noktasının gerçek özellikleri

h(7,m)=h(5,m)-etatur*(h(5,m)-hs(7,m));

if h(7,m)<2693.6
    x(7,m)=(h(7,m)-467.11)/2226.5;
    s(7,m)=1.4336+x(7,m)*5.7897;
end
for i=1:5
    if (h150(i,m)<h(7,m)) & h(7,m)<h150(i+1,m)
        s(6,m)=s150(i,m)+(s150(i+1,m)-s150(i,m))*(h(7,m)-
h150(i,m))/(h150(i+1,m)-h150(i,m));
    end
end

%19 noktasının gerçek özellikleri

h(19,m)=h(6,m);
h350(:,m)=(2725.3+2738.6)/2;
(2761+2752.8)/2;(2865.6+2860.5)/2;(2967.6+2964.2)/2;(3069.3+3066.8)/
2;(3275+3273.4)/2;(3486+3484.9)/2];
s350(:,m)=(6.9919+6.8959)/2;(7.0778+6.9299)/2;(7.3115+7.1706)/2;(7.
5166+7.3789)/2;(7.7022+7.5662)/2;(8.0330+7.8985)/2;(8.3251+8.1913)/2
];

for i=1:6
    if (h350(i,m)<h(19,m)) & h(19,m)<h350(i+1,m)
        s(19,m)=s350(i,m)+(s350(i+1,m)-s350(i,m))*(h(19,m)-
h350(i,m))/(h350(i+1,m)-h350(i,m));
    end
end

% Tanımlanan noktaların ekserjilerinin bulunması ( su için)

```

```

h0= 104.89; % kJ/kg
s0=0.3674; % kJ/kgK
T0=298; %K

% y kütlelesel oranı

y(m)=(h(3,m)-h(2,m))/(h(19,m)-h(2,m));

% elektriksiel çıktı

Pelk(m)= 2000; % kW

% Jeneratör Verimi
etajen(m)=0.96;

% Mekanik Güç
Pmek(m)= Pelk(m)/etajen(m);

%Kütlelesel Debi
mbuhar(m)=Pmek(m)/((h(5,m)-h(6,m))+(1-y(m))*(h(6,m)-h(7,m)));
yogusson(m)=(1-y(m))*mbuhar(m);
Arabuhar(m)=y(m)*mbuhar(m)

E(1,m)=mbuhar(m)*(1-y(m))*(h(1,m)-h0-T0*(s(1,m)-s0));
E(2,m)=mbuhar(m)*(1-y(m))*(h(2,m)-h0-T0*(s(2,m)-s0));
E(3,m)=mbuhar(m)*(h(3,m)-h0-T0*(s(3,m)-s0));
E(4,m)=mbuhar(m)*(h(4,m)-h0-T0*(s(4,m)-s0));
E(5,m)=mbuhar(m)*(h(5,m)-h0-T0*(s(5,m)-s0));
E(6,m)=mbuhar(m)*y(m)*(h(6,m)-h0-T0*(s(6,m)-s0));
E(7,m)=mbuhar(m)*(1-y(m))*(h(7,m)-h0-T0*(s(7,m)-s0));
E(19,m)=mbuhar(m)*y(m)*(h(19,m)-h0-T0*(s(19,m)-s0));

% Soğutma Suyu Entalpi ve Entropileri

h(16,m)=292.98;
s(16,m)=0.9549;
h(17,m)=376.92;
s(17,m)=1.1925;

%Soğutma Suyu Debisi

msog_su(m)=(mbuhar(m)*(1-y(m))*(h(7,m)-h(1,m)))/(h(17,m)-h(16,m));
E(16,m)=msog_su(m)*(h(16,m)-h0-T0*(s(16,m)-s0));
E(17,m)=msog_su(m)*(h(17,m)-h0-T0*(s(17,m)-s0));
Qbolisi(m)=msog_su(m)*(h(17,m)-h(16,m));
Elekisiorani(m)=Pelk(m)/Qbolisi(m);

% Pompaların ekserjileri

E(15,m)=mbuhar(m)*(1-y(m))*(h(2,m)-h(1,m));
E(14,m)=mbuhar(m)*(h(4,m)-h(3,m));

etakazan=0.87;
LHV=10000; % kJ/kg
ekimkom8=11647;
mkomur(m)=mbuhar(m)*(h(5,m)-h(4,m))/(LHV*etakazan);
Enyar(m)=(Pelk(m)+Qbolisi(m))/(LHV*mkomur(m))

```

```

E(8,m)=mkomur(m)*ekimkom8
e9=162 % toplam fiziksel+kimyasal kJ/kg
e10=131 % toplam fiziksel+kimyasal kJ/kg
meggaz(m)=mkomur(m)*5.73
e12=15.43;
E(9,m)=meggaz(m)*e9;
E(10,m)=meggaz(m)*e10;
E(11,m)=0;
mhava(m)=mkomur(m)*5.049;
E(12,m)=mhava(m)*e12;
E(13,m)=2105.263;

E(18,m)=2000;

A=zeros(19,19)
A(1,1)=1;A(1,7)=-(E(1,m)/E(7,m));A(2,1)=-1;A(2,2)=1;A(2,15)=-1;A(3,2)=-1;A(3,3)=1;A(3,19)=-1;A(4,3)=-1;A(4,4)=1;A(4,14)=-1;A(5,4)=-1;A(5,5)=1;A(5,8)=-1;A(5,9)=1;A(5,12)=-1;A(6,5)=-(E(6,m)/E(5,m));A(6,6)=1;A(7,5)=-(E(7,m)/E(5,m));A(7,7)=1;A(8,8)=1;A(9,8)=-(E(9,m)/E(8,m));A(9,9)=1;A(10,9)=-(E(10,m)/E(9,m));A(10,10)=1;A(11,11)=1;A(12,9)=-1;A(12,10)=1;A(12,11)=-1;A(12,12)=1;A(13,5)=-1;A(13,6)=1;A(13,7)=1;A(13,13)=1;A(14,14)=1;A(14,18)=-(E(14,m)/E(18,m));A(15,15)=1;A(15,18)=-(E(15,m)/E(18,m));A(16,16)=1;A(17,1)=1;A(17,7)=-1;A(17,16)=-1;A(17,17)=1;A(18,13)=-1;A(18,18)=1;A(19,6)=-1;A(19,19)=1;
i=0.1;
n=25;
crf=i*(1+i)^n/((1+i)^n-1);
fi=0.9;

CYTUR(m)=2500000*crf/(8760*fi*3600);
CYPOM1(m)=50000*crf/(8760*fi*3600);
CYPOM2(m)=100000*crf/(8760*fi*3600);
CYKAZ(m)=2500000*crf/(8760*fi*3600);
CYFWH(m)=120000*crf/(8760*fi*3600);
CYREJ(m)=120000*crf/(8760*fi*3600);
CYYOG(m)=500000*crf/(8760*fi*3600);
CYJEN(m)=100000*crf/(8760*fi*3600);
CYKISV(m)=10000*crf/(8760*fi*3600);
SABIT(m)=mkomur(m)*yakfiy/1000;
% Z TL/h
ZTUR(m)=CYTUR(m)*3600
ZPOM1(m)=CYPOM1(m)*3600
ZPOM2(m)=CYPOM2(m)*3600
ZKAZ(m)=CYKAZ(m)*3600
ZFWH(m)=CYFWH(m)*3600
ZREJ(m)=CYREJ(m)*3600
ZYOG(m)=CYYOG(m)*3600
ZJEN(m)=CYJEN(m)*3600
ZKISV(m)=CYKISV(m)*3600

G(:,m)=[0;CYPOM1(m);CYFWH(m);CYPOM2(m);CYKAZ(m);0;0;SABIT(m);0;0;0;CYREJ(m);CYTUR(m);0;0;0;CYYOG(m);CYJEN(m);CYKISV(m)];
F=inv(A);
C=F*G;
c(1,m)=C(1,m)/E(1,m);c(2,m)=C(2,m)/E(2,m);c(3,m)=C(3,m)/E(3,m);c(4,m)=C(4,m)/E(4,m);c(5,m)=C(5,m)/E(5,m);
c(6,m)=C(6,m)/E(6,m);c(7,m)=C(7,m)/E(7,m);c(8,m)=C(8,m)/E(8,m);c(9,m)=C(9,m)/E(9,m);c(10,m)=C(10,m)/E(10,m);

```

```

c(11,m)=C(11,m)/E(11,m);c(12,m)=C(12,m)/E(12,m);c(13,m)=C(13,m)/E(13,m);c(14,m)=C(14,m)/E(14,m);c(15,m)=C(15,m)/E(15,m);
c(16,m)=C(16,m)/E(16,m);c(17,m)=C(17,m)/E(17,m);c(18,m)=C(18,m)/E(18,m);c(19,m)=C(19,m)/E(19,m);

```

```

ctlkwh(:,m)=c(:,m)*3600; % TL/kwh değeri
% TL/kwh değeri

```

```

% Ekserji Yıkımlarının Hesaplanması
% Pompaların Ekserji Yıkımları
EDp1(m)=E(1,m)+E(15,m)-E(2,m)
EDp2(m)=E(3,m)+E(14,m)-E(4,m)
% Kısılma Vanası
EDkv(m)=E(6,m)-E(19,m)
% Besleme Suyu Isıtıcısı
EDbsi(m)=E(19,m)+E(2,m)-E(3,m)
%Kömür Kazanı
EDkk(m)=E(8,m)+E(4,m)+E(12,m)-E(9,m)-E(5,m)
%Rejeneratör
EDrj(m)=E(9,m)+E(11,m)-E(10,m)-E(12,m)
%Türbin
EDt(m)=E(5,m)-E(6,m)-E(13,m)-E(7,m)
%Jeneratör
EDj(m)=E(13,m)-E(18,m)
%Yoğuşturucu
EDy(m)=E(7,m)+E(16,m)-E(17,m)-E(1,m)

```

```

% Ef ve Ep lerin bulunması

```

```

Efp1(m)=E(15,m)
Epp1(m)=E(2,m)-E(1,m)

```

```

Efp2(m)=E(14,m)
Epp2(m)=E(4,m)-E(3,m)
% Kısılma Vanası
Efkv(m)=E(6,m)
Epkv(m)=E(19,m)
% Besleme Suyu Isıtıcısı
Efbsi(m)=E(19,m)+E(2,m)
Epbsi(m)=E(3,m)
%Kömür Kazanı
Efkk(m)=E(8,m)+E(12,m)-E(9,m)
Epkk(m)=E(5,m)-E(4,m)
%Rejeneratör
Efrj(m)=E(9,m)-E(10,m)
Eprj(m)=E(12,m)-E(11,m)
%Türbin
Eft(m)=E(5,m)-E(6,m)-E(7,m)
Ept(m)=E(13,m)
%Jeneratör
Efj(m)=E(13,m)
Epj(m)=E(18,m)
%Yoğuşturucu
Efy(m)=E(7,m)-E(1,m)
Epy(m)=E(17,m)-E(16,m)

```

```

Epompa1(m,:)= [Efp1(m);Epp1(m);EDp1(m)]
Epompa2(m,:)= [Efp2(m);Epp2(m);EDp2(m)]
Ekisvan(m,:)= [Efkv(m);Epkv(m);EDkv(m)]

```

```

Ebsi(m,:)=[Efbsi(m);Epbsi(m);EDbsi(m)]
Ekaz(m,:)=[Efkk(m);Epkk(m);EDkk(m)]
Erj(m,:)=[Efrj(m);Eprj(m);EDrj(m)]
Et(m,:)=[Eft(m);Ept(m);EDt(m)]
Ej(m,:)=[Efj(m);Epj(m);EDj(m)]
Ey(m,:)=[Efy(m);Epy(m);EDy(m)]
% yakıt ve ürünler
%yoğuşturucu
yogyakit(m)=(c(7,m)*E(7,m)-c(1,m)*E(1,m))/(E(7,m)-E(1,m));
yogurun(m)=(c(17,m)*E(17,m)-c(16,m)*E(16,m))/(E(17,m)-E(16,m));
%Türbin
turyakit(m)=(c(5,m)*E(5,m)-c(6,m)*E(6,m)-c(7,m)*E(7,m))/(E(5,m)-E(6,m)-E(7,m));
tururun(m)=c(13,m);
%Besleme Suyu Isıtıcısı
besyakit(m)=(c(19,m)*E(19,m)+c(2,m)*E(2,m))/(E(19,m)+E(2,m));
besurun(m)=c(3,m);
% Rejeneratör (Hava Isıtıcısı)
rejyakit(m)=c(9,m);
rejurun(m)=c(12,m);
%pompa 1
plyakit(m)=c(15,m);
plurun(m)=(c(2,m)*E(2,m)-c(1,m)*E(1,m))/(E(2,m)-E(1,m));
% pompa 2
p2yakit(m)=c(14,m);
p2urun(m)=(c(4,m)*E(4,m)-c(3,m)*E(3,m))/(E(4,m)-E(3,m));
%jeneratör
jenyakit(m)=c(13,m);
jenurun(m)=c(18,m);
% kısılma vanası
kisyakit(m)=c(6,m);
kisurun(m)=c(19,m);
%kömür kazanı
kazyakit(m)=(c(8,m)*E(8,m)+c(12,m)*E(12,m)-c(9,m)*E(9,m))/(E(8,m)+E(12,m)-E(9,m));
kazurun(m)=(c(5,m)*E(5,m)-c(4,m)*E(4,m))/(E(5,m)-E(4,m));
% CD lerin bulunması
CDp1(m)=EDp1(m)*plyakit(m)*3600
CDp2(m)=EDp2(m)*p2yakit(m)*3600
CDkv(m)=EDkv(m)*kisyakit(m)*3600
CDbsi(m)=EDbsi(m)*besyakit(m)*3600
CDkk(m)=EDkk(m)*kazyakit(m)*3600
CDrj(m)=EDrj(m)*rejyakit(m)*3600
CDt(m)=EDt(m)*turyakit(m)*3600
CDj(m)=EDj(m)*jenyakit(m)*3600
CDy(m)=EDy(m)*yogyakit(m)*3600
% yD lerin bulunması
ydp1(m)=EDp1(m)/E(8,m)
ydp2(m)=EDp2(m)/E(8,m)
ydt(m)=EDt(m)/E(8,m)
ydj(m)=EDj(m)/E(8,m)
ydy(m)=EDy(m)/E(8,m)
ydrej(m)=EDrj(m)/E(8,m)
ydkv(m)=EDkv(m)/E(8,m)
ydkk(m)=EDkk(m)/E(8,m)
ydbsi(m)=EDbsi(m)/E(8,m)

% f Exergoeconomic Factor Bulunması
fp1(m)=CYPOM1(m)/(CYPOM1(m)+EDp1(m)*plyakit(m))
fp2(m)=CYPOM2(m)/(CYPOM2(m)+EDp2(m)*p2yakit(m))
ft(m)=CYTUR(m)/(CYTUR(m)+EDt(m)*turyakit(m))

```

```

fy(m)=CYYOG(m)/(CYYOG(m)+EDy(m)*yogyakit(m))
fj(m)=CYJEN(m)/(CYJEN(m)+EDj(m)*jenyakit(m))
fksv(m)=CYKISV(m)/(CYKISV(m)+EDkv(m)*kisyakit(m))
frej(m)=CYREJ(m)/(CYREJ(m)+EDrj(m)*rejyakit(m))
fkkaz(m)=CYKAZ(m)/(CYKAZ(m)+EDkk(m)*kazyakit(m))
ffwh(m)=CYFWH(m)/(CYFWH(m)+EDbsi(m)*besyakit(m))

% Ekserji Verimleri
evp1(m)=1-(EDp1(m)/E(15,m))
evp2(m)=1-(EDp2(m)/E(14,m))
evt(m)=1-(EDt(m)/(E(5,m)-E(6,m)-E(7,m)))
evj(m)=1-(EDj(m)/E(13,m))
evy(m)=1-(EDy(m)/(E(7,m)-E(1,m)))
evrej(m)=1-(EDrj(m)/(E(9,m)-E(10,m)))
evkv(m)=1-(EDkv(m)/E(6,m))
evkk(m)=1-(EDkk(m)/(E(8,m)+E(12,m)-E(9,m)))
evbsi(m)=1-(EDbsi(m)/(E(19,m)+E(2,m)))
% Matristeki değerler
kazan(m,:)=[evkk(m);EDkk(m);ydkk(m);kazyakit(m);kazurun(m);CDkk(m);Z
KAZ(m);CDkk(m)+ZKAZ(m);fkkaz(m)]
turbin(m,:)=[evt(m);EDt(m);ydt(m);turyakit(m);tururun(m);CDt(m);ZTUR
(m);CDt(m)+ZTUR(m);ft(m)]
yogusturucu(m,:)=[evy(m);EDy(m);ydy(m);yogyakit(m);yogurun(m);CDy(m)
;ZYOG(m);CDy(m)+ZYOG(m);fy(m)]
bsi(m,:)=[evbsi(m);EDbsi(m);ydbsi(m);besyakit(m);besurun(m);CDbsi(m)
;ZFWH(m);CDbsi(m)+ZFWH(m);ffwh(m)]
kisvan(m,:)=[evkv(m);EDkv(m);ydkv(m);kisyakit(m);kisurun(m);CDkv(m);
ZKISV(m);CDkv(m)+ZKISV(m);fksv(m)]
rej(m,:)=[evrej(m);EDrj(m);ydrj(m);rejyakit(m);rejurun(m);CDrj(m);Z
REJ(m);CDrj(m)+ZREJ(m);frej(m)]
jen(m,:)=[evj(m);EDj(m);ydj(m);jenyakit(m);jenurun(m);CDj(m);ZJEN(m)
;CDj(m)+ZJEN(m);fj(m)]
pom1(m,:)=[evp1(m);EDp1(m);ydp1(m);plyakit(m);plurun(m);CDp1(m);ZPOM
1(m);CDp1(m)+ZPOM1(m);fp1(m)]
pom2(m,:)=[evp2(m);EDp2(m);ydp2(m);p2yakit(m);p2urun(m);CDp2(m);ZPOM
2(m);CDp2(m)+ZPOM2(m);fp2(m)]

```

ÖZGEÇMİŞ



Ad Soyad: Seher Mete

Doğum Yeri ve Tarihi: 01.01.1988

Adres: Berber Şefik Sok. No:25/20 Yıldızdağ Apt. Kocamustafapaşa/Fatih/İstanbul

E-Posta: sehermete88@gmail.com

Lisans: Yıldız Teknik Üniversitesi/ Makina Mühendisliği Bölümü

Mesleki Deneyim ve Ödüller: 1 Aralık 2010-Halen: İTÜ Enerji Enstitüsü, Enerji Planlaması ve Yönetimi Anabilim Dalı Araştırma Görevlisi

Yayın ve Patent Listesi: