

**T.C.  
MANİSA CELAL BAYAR ÜNİVERSİTESİ  
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ**

**YÜKSEK LİSANS TEZİ  
MAKİNE MÜHENDİSLİĞİ ANABİLİM DALI  
TERMODİNAMİK BİLİM DALI**

**DOĞAL GAZ DEPOLAMA TESİSLERİNDE KULLANILAN GAZ  
TÜRBİNLERİNDE KOJENERASYON SİSTEMİNİN  
UYGULANABİLİRLİĞİ**

**Samet TÜRKÖĞLU**

**Danışman  
Dr. Öğr. Üyesi Ali YURDDAŞ**



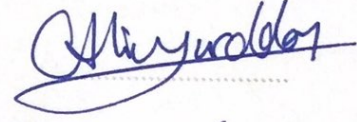
**MANİSA-2019**

## TEZ ONAYI

**Samet TÜRKOĞLU** tarafından hazırlanan "**DOĞAL GAZ DEPOLAMA TESİSLERİNDE KULLANILAN GAZ TÜRBİNLERİNDE KOJENERASYON SİSTEMİNİN UYGULANABİLİRLİĞİ**" adlı tez çalışması 22/08/2019 tarihinde aşağıdaki jüri üyeleri önünde Manisa Celal Bayar Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü **Makine Mühendisliği Anabilim Dalı**'nda **YÜKSEK LİSANS TEZİ** olarak başarı ile savunulmuştur.

**Danışman**

**Dr. Öğr. Üyesi Ali YURDDAŞ**  
Manisa Celal Bayar Üniversitesi



**Jüri Üyesi**

**Doç. Dr. Uğur ÇAVDAR**  
İzmir Demokrasi Üniversitesi



**Jüri Üyesi**

**Dr. Öğr. Üyesi Yiğit AKSOY**  
Manisa Celal Bayar Üniversitesi



## **TAAHHÜTNAME**

Bu tezin Manisa Celal Bayar Üniversitesi Mühendislik Fakültesi Makine Mühendisliği Bölümü'nde, akademik ve etik kurallara uygun olarak yazıldığını ve kullanılan tüm literatür bilgilerinin referans gösterilerek tezde yer aldığını beyan ederim.

**Samet TÜRKOĞLU**



## İÇİNDEKİLER

İÇİNDEKİLER .....	I
SİMGELER VE KISALTMALAR DİZİNİ .....	IV
ŞEKİLLER DİZİNİ.....	V
TABLO DİZİNİ .....	VI
TEŞEKKÜR.....	VII
ÖZET.....	VIII
ABSTRACT.....	IX
1. GİRİŞ.....	1
2. GENEL BİLGİLER.....	5
2.1. Atık Isı Geri Kazanım Sistemleri.....	5
2.1.1. Atık Isı Geri Dönüşümü (Waste Heat Recovery) .....	5
2.1.2. Rejeneratif Isı Geri Kazanımı Sistemi .....	8
2.1.2.1. Rotorlu (Döner) IGK Eşanjörleri ile Isı Geri Kazanımı .....	8
2.1.2.2. Klasik Eşanjör ile Isı Geri Kazanımı .....	9
2.1.3. Reküperatif Isı Geri Kazanım Sistemleri.....	11
2.1.3.1. Isı Borulu Isı Geri Kazanım Sistemi.....	11
2.1.3.2. Çapraz Akımlı Plakalı Isı Değiştiriciler.....	11
2.2. Kojenerasyon.....	12
2.2.1. Kojenerasyon Nedir?.....	13
2.2.2. Kojenerasyon Sistemlerinin Avantajları: .....	16
2.2.3. Kojenerasyon Sistemlerinin Kazançları:.....	17
2.2.4. Ekonomik Değişkenler Nelerdir .....	17
2.2.5. Kojenerasyon Sisteminin Çalışma Prensibi .....	18
2.2.6. Kojenerasyon Sistemi Teknolojileri.....	18
2.2.6.1. Gaz Türbinli Kojenerasyon Sistemleri .....	19
2.2.6.1.1. Basit Çevrimli Gaz Türbinli Kojenerasyon.....	20
2.2.6.1.2. Rejeneratör İlaveli Gaz Türbinli Kojenerasyon Sistemi .....	21
2.2.6.1.3. Gaz Türbinlerinde Performans .....	21
2.2.6.1.4. Gaz Türbinlerinde Bakım.....	22
2.2.6.2. Buhar Türbinli Kojenerasyon Sistemi Teknolojileri .....	22
2.2.6.3. Motor Kojenerasyonu .....	22

2.2.6.3.1.	Gaz Motorlu Kojenerasyon Sistemleri .....	23
2.2.6.3.2.	Dizel motoru .....	24
2.2.6.4.	Kombine Çevrim .....	25
2.3.	Gaz Türbinleri .....	26
2.4.	Doğal Gaz Depolama Tesisleri .....	28
2.4.1.	Doğal Gaz Depolama Hizmetleri İhtiyacı .....	29
2.4.1.1.	Neden Depolama Yapıyoruz? .....	29
2.4.2.	Gaz Depolamanın Değer Bileşenleri .....	30
2.4.2.1.	Mevsimsel Fiyat Dağılımları .....	31
2.4.2.2.	Gaz Fiyatındaki Oynaklık .....	31
2.4.2.3.	Operasyonel Kısıtlamalar .....	31
2.4.2.4.	İşlem Maliyetleri .....	32
2.4.2.5.	Pazar Kuralları .....	32
2.4.2.6.	Diğer .....	32
2.4.3.	Doğal Gaz Depolama Türleri .....	32
2.4.3.1.	Yeraltı Doğal Gaz Depolama Ortamları .....	32
2.4.3.1.1.	Tükenmiş Rezervuarlar .....	34
2.4.3.1.2.	Akiferler .....	35
2.4.3.1.3.	Tuz Mağaraları .....	36
2.4.4.	Depolama Seçim Kriterleri .....	37
2.4.5.	Depolama Tarihçesi .....	37
2.4.6.	Depolama Operasyonları .....	38
3.	SİSTEMİN TANIMI .....	42
3.1.	Projenin Amacı .....	45
3.2.	Kavramsal Tasarım .....	47
3.3.	Kombine Çevrim Performans Bilgileri .....	49
3.3.1.	Kombine Çevrim Verimi .....	53
3.4.	ANA EKİPMANLAR .....	55
3.4.1.	Buhar Türbini ve Kondanser .....	62
4.	TESİSTE KOJENERASYON SİSTEMİNİN UYGULANABİLİRLİĞİ .....	67
4.1.	Yatırım Maliyeti (CAPEX) .....	67
4.2.	Geri Dönüş Süresi .....	68

5. SONUÇLAR.....	72
KAYNAKLAR .....	74
EKLER.....	77
EK A. Kavramsal Tasarım, Kojenerasyon Sisteminin Ön Tasarımı.....	77
EK B. HRSG Ön Tasarımı.....	77
EK C. Buhar Türbini Lay Out 1 .....	77
EK D. Buhar Türbini Lay Out-2 .....	77
EK E. Kondenser Lay Out.....	77
EK F. Türbin Teknik Teklifi .....	77
EK G. Türbin Ticari Teklifi .....	77
EK H. Su Hazırlama Tesisi.....	77
ÖZGEÇMİŞ .....	78

## SİMGELER VE KISALTMALAR DİZİNİ

<b>ŞİD</b>	Şebeke İşleyiş Düzenlemesi
<b>EPIAŞ</b>	Enerji Piyasaları İşletme A.Ş.
<b>EPDK</b>	Enerji Piyasası Düzenleme Kurulu
<b>PTF</b>	Piyasa Takas Fiyatı
<b>GT</b>	Gaz Turbini
<b>HRSG</b>	Heat Recovery Steam Generator/ Isı Dönüşüm Buhar Jeneratörü
<b>WHR</b>	Waste Heat Recovery/ Atık Isı Geri Kazanımı
<b>CHP</b>	Combine Heat Recovery Plant / Kombine Isı Kazanım Tesisi
<b>KWh</b>	Kilowattsaat
<b>KW</b>	Kilowatt
<b>MW</b>	Megawatt
<b>TPAO</b>	Türkiye Petrolleri A.O.
<b>YEKDEM</b>	Yenilenebilir Enerji Kaynakları Destekleme Mekanizması
<b>EIO</b>	Elektrik ısı oranı
<b>TGE</b>	Turbin Giriş Enerjisi
<b>KNE</b>	Kayıpsız Net Enerji
<b>BGE<sub>Act</sub></b>	Baca Gazı Net Enerjisi
<b>EPC</b>	Engineering Procurement Construction/ Mühendislik Tedarik İnşaa
<b>EPIAŞ</b>	Enerji Piyasaları İşletme A.Ş.

## ŞEKİLLER DİZİNİ

Şekil 2.1: 1880 Yılından Günümüze Kadar Doğaya Salınan Atık Isı Artışı.....	6
Şekil 2.2: Tipik Bir Atık Isı Geri Dönüşüm Sistemi .....	7
Şekil 2.3: Rotorlu (Döner) IGK Eşanjörleri ile Isı Geri Kazanımı.....	9
Şekil 2.4: Klasik Eşanjörlü Isı Geri Kazanım Sistemi.....	10
Şekil 2.5: Tipik Kojenerasyon Tesisinin Şematik Görünümü.....	14
Şekil 2.6: Elektrik ve Isının Ayırık Ayırık ve Birlikte Üretilmesi Halindeki Yakıt Giderleri .....	15
Şekil 2.7: Basit Çevrimli Gaz Türbinli Kojenerasyon Çalışma Şeması .....	20
Şekil 2.8: Gaz Motorlu Kojenerasyon Sisteminde Kullanılan Motor Tipi.....	25
Şekil 2.9: Gaz ve Buhar Türbinli Kojenerasyon Çalışma Sistemi.....	26
Şekil 2.10: Gaz Türbinli Kojenerasyon Sisteminde Kullanılan Türbinin Açık Hali .....	27
Şekil 2.11: Depolama Arz Talep Dengesi .....	29
Şekil 2.12: Doğal Gaz Depolama Ortamları.....	33
Şekil 2.13: Tüketilmiş Gaz Rezervuarlarında Doğal Gaz Depolama .....	34
Şekil 2.14: Akiferlerde Doğal Gaz Depolama.....	35
Şekil 2.15: Tuz Mağaralarında Doğal Gaz Depolama.....	36
Şekil 2.16: Doğal Gaz Depolama Tarihçesi .....	37
Şekil 2.17: Doğal Gaz Depolama Rezervuarları.....	38
Şekil 2.18: Enjeksiyon Akış Şeması.....	38
Şekil 2.19: Geri Üretim Akış Şeması .....	39
Şekil 2.20: Genişleme Tarihçesi .....	40
Şekil 2.21: Kapasite Artışları.....	41
Şekil 3.1: Doğal Gaz Depolama Tesisleri .....	42
Şekil 3.2: Doğal Gaz Depolama Tesisleri .....	42
Şekil 3.3: Tipik Isı Makinası Şematik Gösterimi .....	46
Şekil 3.4: Kavramsal Tasarım 3 x HRSG ve 1 x ST (Ek A) .....	48
Şekil 3.5: HRSG Ön Tasarımı (EK B) .....	61
Şekil 3.6: Buhar Türbini–Lay Out-1 (EK C).....	62
Şekil 3.7: Buhar Türbini–Lay Out-1 & Buhar Türbini–Lay Out-2 (EK D) .....	63
Şekil 3.8: Kondansör–Lay Out (EK E) .....	64
Şekil 3.9: Su hazırlama Tesisi (EK H).....	65



## TABLO DİZİNİ

<b>Tablo 3.1:</b> Türbin Baca Gazı Çıkış Değerlerimiz .....	43
<b>Tablo 3.2:</b> Emisyon Değerleri .....	43
<b>Tablo 3.3:</b> Kompresör Değerleri .....	44
<b>Tablo 3.4:</b> Gaz Turbin Girişinde Doğal Gaz Giriş Koşulları .....	49
<b>Tablo 3.5:</b> Gaz Turbin Çıkışında Baca Gazı Koşulları .....	50
<b>Tablo 3. 6:</b> HRSG Sonrası Bacadan Atılan Gazın Enerjisi:.....	50
<b>Tablo 3.7:</b> HRSG Giriş Su ve HRSG Çıkış Buhar Değerleri.....	51
<b>Tablo 3.8:</b> Buhar Turbini Mekanik & Elektrik Enerji Verileri .....	52
<b>Tablo 3.9:</b> Bir Adet Gaz Türbini için Hesaplanan Veriler .....	54
<b>Tablo 3. 10:</b> HRSG Özellikleri.....	56
<b>Tablo 3.11:</b> HRSG Ön Tasarımı (Preliminary Design)-Malzeme Listesi.....	59
<b>Tablo 4.1:</b> Varsayımlar.....	69
<b>Tablo 4.2:</b> Başa-Baş Noktası Hesabı.....	70
<b>Tablo 4.3:</b> Yıllara Sari Mali Analiz.....	71

## TEŞEKKÜR

Öncelikle, Necip Türk Milletinin kadim mefküresi, kutlu değerleri ve bekası için varlıklarından geçip göğsünü siper ederek vatan topraklarına düşüp abideleşen vatan evlatlarına, adını bildiğimiz ve bilmediğimiz coğrafyalarda belki de hiç bilmeyeceğimiz büyük işleri yaparken toprağa düşen kahraman şehitlerimize, gazilerimize bizlere bu mukaddes toprakları yurt tuttukları için sonsuz minnet ve şükranlarımı bir borç bilirim.

Üniversite öğrenim hayatımdan bugüne kadar bana can yoldaşlığı yapıp acı tatlı tüm zamanlarda yanımda olan, dünyanın en güzel iki hediyesi oğullarım Eymen Fatih ve Yavuz Selim'in annesi sevgili eşime, tüm öğrenim hayatım boyunca beni maddi ve manevi olarak destekleyen ve hep yanımda olan sevgili babam ve merhum annem ile kardeşlerim Zuhâl, Abdullah ve Ahsen'e, çalışmamın her aşamasında bana destek olan, bilgi ve deneyimleri ile yol gösteren danışman hocam Dr. Öğr. Üyesi Ali YURDDAŞ'a yürekten teşekkür ederim.

Ülkemiz için büyük öneme sahip BOTAŞ Kuruluşuna, Milletimiz için her daim büyük özverilerle çalışan tüm personeline ve Genel Müdürü Sn. Burhan Özcan ve Gn. Müdür Y. Sn. M. Talha Pamukçu'ya teşekkür ederim.

Çalışmamda hesaplamalarda ihtiyaç duyduğum üretici verilerinin temini konusunda gerekli desteği veren, çalışmama konu ekipmanların üretici firması Solar'ın Türkiye temsilcisi Gaz Day firmasına teşekkür ederim.

Samet TÜRKÖĞLU  
Manisa, 2019

## ÖZET

Yüksek Lisans Tezi

### Doğal Gaz Depolama Tesislerinde Kullanılan Gaz Türbinlerinde Kojenerasyon Sisteminin Uygulanabilirliği

Samet TÜRKOĞLU

Manisa Celal Bayar Üniversitesi  
Fen Bilimleri Enstitüsü  
Makine Mühendisliği Anabilim Dalı

Danışman: Dr. Öğr. Üyesi Ali YURDDAŞ

Yer altı doğal gaz depolama tesisleri ülkemiz enerji arz güvenliği konusunda kritik öneme sahiptir. Bu bağlamda, yer altı depolama faaliyeti yürüten Tesislerde depolama faaliyeti çoğunlukla tüketilmiş doğal rezervuarlarında gerçekleştirilmektedir.

Bu çalışmada Depolama Tesislerinde bulunan 3 adet gaz türbininde elde ettiğimiz ortalama 500 °C sıcaklık ve 144,4t/h debide baca gazından elektrik üretmek ve kaybettiğimiz atık ısıyı geri kazanmak için kojenerasyon sisteminin uygulanabilirliği incelenmiştir. Tasarlanan sistemde 3 adet HRSG ve 1 adet buhar türbini düşünülmüş olup, sistemde herbir HRSG den 16,23 MW enerji elde edilmektedir. 3 adet HRSG'den elde edilen toplam 48,70 MW enerji %24 verimle çalışan buhar türbinine girerek 12.20 MW mekanik enerji, 11,84 MWe elektrik enerjisi elde edilmektedir. Böylelikle kombine çevrim santraline giren toplam 97,05MW enerji 30,41ME Mekanik, 11,84 MWe elektrik olmak üzere toplam 42.25MW faydalı enerjiye dönüşmüş ve sistemin verimi %43,5 olarak hesaplanmıştır.

Söz konusu kojenerasyon sistemi tesisten üretimi yapılacak elektrik enerjisinin tesisimizin ve kamunun ihtiyaç duyduğu elektrik arzına bedeli karşılığında katkı sunması hedeflenmektedir.

**Anahtar Kelimeler: Yer Altı Doğal Gaz Depolama, Gaz Türbini, Kojenerasyon, Buhar Türbini, Enerji Verimliliği**

2019, 78 Sayfa

## **ABSTRACT**

**M.Sc. Thesis**

### **Applicability of Cogeneration System in Gas Turbines Used in Natural Gas Storage Facilities**

**Samet TÜRKOĞLU**

**Manisa Celal Bayar University  
Graduate School of Applied and Natural Sciences  
Department of Mechanical Engineering**

**Supervisor: Dr. Lecturer Member Ali YURDDAŞ**

Underground natural gas storage facilities have critical importance in our country's energy supply security. In this context, the facility that carry out underground storage activities mostly uses depleted natural reservoirs.

In this study, the applicability of the cogeneration system in order to generate electricity from the flue gas at the average temperature of 500 °C and the flow rate of 144,4t / h and recover the waste heat we lost in 3 Gas Turbines located in North Marmara Storage Facilities was investigated. In the designed system, 3 HRSG and 1 steam turbine are considered and 16.23 MW of energy is obtained from each HRSG. A total of 48,70 MW of energy obtained from 3 HRSGs enters the steam turbine operating at 24% efficiency, resulting in 12.20 MW of mechanical energy and 11.84 MW of electrical energy. Thus, 97,05MW of energy entering the combined cycle power plant was converted into a total of 42.25MW of useful energy, of which 30,41ME Mechanical and 11,84 MWe of electricity, and the efficiency of the system was calculated as 43.5%.

The electrical energy that produced from the Combined Power Plant / Cogeneration plant will contribute to the required electricity supply of Underground gas storage facility and energy supply of the public in return for its price.

**Keywords: Under Ground Gas Storage, Gas Turbine, Cogeneration, Steam Turbine, Energy Efficiency**

**2019, 78 Pages**

## 1. GİRİŞ

Dünyada yaklaşık olarak enerji tüketiminin yüzde 26'sı sıcak gaz ve sıvı halinde atılmak suretiyle kayba uğramaktadır. Isı geri kazanımı yöntemleri ile bu enerji kaybının büyük bir kısmı engellenebilecektir. Özellikle de enerjinin günümüzde ne kadar pahalı olduğu düşünüldüğünde geri kazanımın önemi daha da belirginleşmektedir. Enerjiye harcanan maliyetin yanında geri kazanım için yapılan yatırımlar ileride enerji maliyetlerini oldukça aza indirecektir. Ancak bunun için doğru ve etkili bir geri kazanım sisteminin geliştirilmesi oldukça önemlidir [1]

Isı geri kazanımı için her şeyden önce atık bir enerjinin varlığı bulunmalıdır. Atık enerjiler genellikle egzoz yoluyla atılmaktadır. Dışarı atılan havanın yerine taze hava alınabilecek bir sistemin varlığında ise geri kazanım elde edilebilecektir. Bu uygulama ise yaz döneminde yüzde 20 ila 40 oranında kış döneminde ise yüzde 45 ila 65 oranında bir taze hava yükünü azaltmaktadır. Kullanılmakta olan taze hava oranına göre soğutma grupları yüzde 5 ila 30, ısı merkezleri de yüzde 20 ila 60 arasında küçülebilmektedir. Bu yolla enerji tasarrufu sayesinde maliyetlerde büyük bir tasarruf sağlanmaktadır. Bunun yanı sıra, bu sayede yatırım masraflarını azaltması da mümkün olmaktadır. Ayrıca tesisatta ve diğer yan malzemelerde küçülme sağlanabilmektedir [2].

Mahi P. ve arkadaşları [3] turbofan motorlu gaz türbinleriyle ilgili yaptıkları çalışmalarında gaz türbinlerinin düşük emisyonları ve yüksek performansları sebebiyle dünya çapında çok çevreci ekipmanlar olarak kabul edildiğinden bahsetmektedir.

Nejjar Y.S.H. [4] çalışmasında kombine çevirim santrallerinde toplam verimde ciddi oransal artışlar sağlayabilmek için gaz türbinlerinin egzoz gazı atık ısısından yararlanıldığından bahsetmektedir.

Polizakis A. [5] çalışmasında kombine çevrimler ve kojenerasyon sistemlerinin bugüne kadar uygulanan en eski yöntemlerden birisi olmasına rağmen son zamanlarda popüleritesinin daha çok arttığından bahsetmektedir.

Felden'in [6] çalışmasında belirttiği üzere ortam sıcaklığının artması ve rakım yükselmesi durumlarında türbin çıkış gücünde, havanın öz kütlesi ve debisinde oluşacak azalma sebebiyle oluşacak azalma dikkate alınmıştır. Türbinin imalatçı çıkış değerleri söz konusu projenin uygulama bölgesi için incelenmiş, türbin çıkış sıcaklık ve baca gazı değerleri bu kapsamda incelenmiştir.

Gaz türbinleri, yüksek termodinamik verimleri, düşük kirliliği, yüksek güvenilirlikleri ve diğer birkaç avantajı nedeniyle son zamanlarda artan bir ilgi odağı olmuştur. Son yıllarda gaz türbinlerinin hızla gelişmesiyle birlikte, kompresör basınç oranı 12,3'ten 23'e yükselmiş, türbin başlangıç sıcaklığı 1204 ° C'nin başından itibaren kademeli olarak 1436 ° C'den daha fazla artmıştır [7]. Sonuç olarak, türbin egzoz gazı sıcaklıkları bu alandaki gelişmelere bağlı olarak sürekli olarak artmaktadır. Oluşan bu atık ısıyı verimli olarak kullanmak için ısı geri kazanımlı buhar jeneratörü (HRSG) ve birkaç buhar türbini içeren bir buhar türbini kurulur [8].

Yapılan çalışmalar endüstri pratiği olarak kombine çevirim santrallerinde 3 değişik türde sistem konfigürasyonlarının yapıldığını göstermektedir. Bu tür tesisler HRSG'de bulunan buhar jeneratörünün buhar seviyelerine göre sınıflandırılmaktadır [9].

Kombine çevrimler için performansı etkileyebilecek faktörleri incelemek ve bu doğrultuda yapılabilecek operasyon düzenlemeleri için detaylı termodinamik analiz ve optimizasyon çalışmaları kapsamlı bir şekilde yapılmaktadır. Yeni nesil potansiyel gaz türbini ünitelerine ilişkin Olkhovsky G.G. ve Trushechkin V.P. [10] yapmış oldukları parametrik bir çalışmada; soğutma hava akış oranı, türbin giriş sıcaklığı ve sıkıştırma oranı gibi değişkenlerin türbin performansını artırmak için önemli olduğu ifade edilmektedir. Bununla birlikte, elektrik santrallerindeki elektrik üretimleride sabit olamamakta ve tesis tipine ve özelliklerine bağlı olarak ortam koşullarından (sıcaklık, basınç ve bağıl nem) etkilenmektedir. Ortam havası doğrudan sistemdeki çalışma akışkanı olarak kullanıldığından, gaz türbinleri tüm geleneksel enerji üretim sistemleri içinde en çok etkilenen ekipmanlardır. Sıcaklığın etkisi diğer ortam koşullarından çok daha önemli olmaktadır [11, 12]. Performans kriterleri, elektrik enerjisi çıktısı ve verimlilikteki hava koşulları ile yapılan değişiklikler elektrik üretim miktarını ve

maliyetini önemli miktarlarda etkilemektedir. Gaz türbinleri için performans değişkenlik değerleri türbin için özel hesaplamalar gerektirmekte olup, bu hesaplamaları genelleştirmek mümkün değildir [12, 13].

Bu nedenle, sistemin ısı performansını analiz etmek ve değerlendirmek için öngörülen sistemin değişkenleri dikkate alınarak termodinamik analizler yapılmış, termodinamik analizlerde aşağıdaki varsayımlar yapılmıştır:

1. Sistemin tüm bileşenlerinde basınç ve ısı kayıpları ihmal edilmiştir.
2. Tüm bileşenler sabit şartlar altında çalışır ve kinetik ve potansiyel enerjideki değişiklikler ihmal edilmiştir. [14, 15]

Rejeneratif gaz türbini kombine çevrimi dahil, ortam sıcaklığının ve sıkıştırma oranının farklı konfigürasyonlarla kombine çevrimlerin performansları üzerindeki etkileri analiz edilmiş [16], ortam sıcaklığı arttıkça, gaz türbini güç çıkışının azaldığı bulunmuştur, çünkü hava yoğunluğu düşerken ve gaz türbini içerisindeki giriş kütlesi akışı azalmaktadır [17,18].

Bu tür durumlarda gaz türbini kombine çevrimi de genellikle elektrik şebekesi talebini karşılamak için kısmi yük durumunda çalışır. Bu nedenle, tasarım dışı koşullarda gaz türbini performansını maksimize etmek için, kompresör giriş kılavuz kanadının düzenlenmesi, değişken hız ve değişken türbin geometrisi ayarlaması dâhil çeşitli yöntemler uygulanmaktadır [19].

Doğal Gaz Kombine Çevrim enerji santrallerinin çeşitli tipte yerleşimleri mevcuttur; bunlar arasında yaygın olarak kullanılan teknoloji, atık ısı kazanı kombine çevrimidir. Sistem, enerji talebini ekonomik ve etkin bir şekilde karşılamak için bir Brayton döngüsü ve Rankin döngüsü içerir. Isı geri kazanımlı buhar jeneratörü (HRSG), kombine çevrimlerin ana odak noktasıdır. Bazı gaz türbini (GT) egzoz yakıt gazı durumunda, HRSG'nin tasarımı tüm sistemin performansını doğrudan etkilemektedir [20].

Bu bağlamda, atık ısının belli bir değer üzerinde olan sistemlerde hesaplamaların yapılarak bir kojenerasyon sisteminin kurulması durumunda ciddi bir

enerji verimliliği elde ettiği görülmektedir. Bu amaçla yola çıkararak bizde alışmamızda; Doğal Gaz Depolama Tesislerinde bulunan Gaz Türbininden yakıt gazından elde edilen baca gazından kojenerasyon sistemi aracılığıyla elektrik üretmek için kojenerasyon sisteminin depolama tesislerine uygulanabilirliğini inceledik. Yer altı doğal gaz depolama tesislerinde bulunan gaz türbininden yakıt gazından elde edilen, baca gazından elektrik üretmek ve kaybedilen atık ısıyı geri kazanmak, bu tesislerin ve enerji piyasasının ihtiyaç duyduğu elektrik arzına bedeli karşılığında katkı sunmak amacıyla bu çalışma yapılmıştır.





## 2. GENEL BİLGİLER

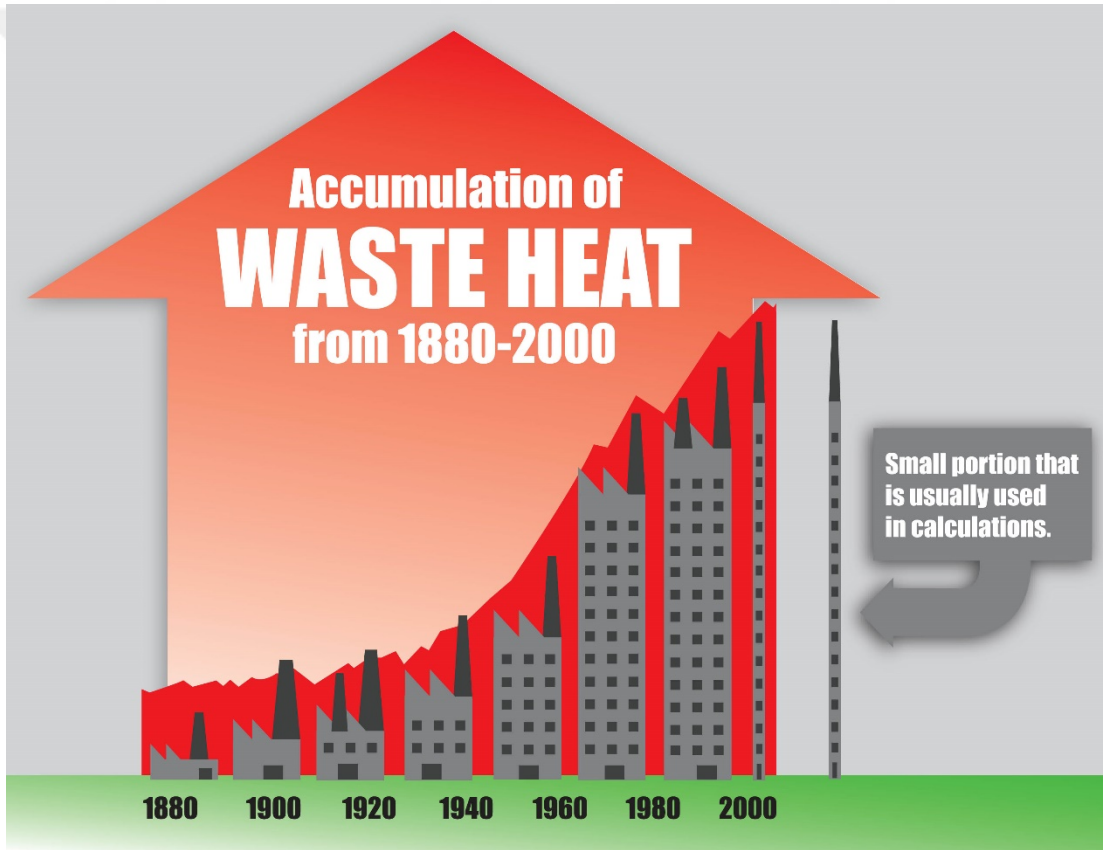
### 2.1. Atık Isı Geri Kazanım Sistemleri

Atık ısı, makinelerde ve diğer ihtiyaç duyulan tüm proseslerde sisteme verilen ısının o ekipmanda veya bölgede iş yapması sonucu oluşan, enerjisi düşük ısıdır. Makineler, fırınlar, elektrik lambaları ve sobalar ısı yayarlar. Kullandığımız enerjinin çoğu ışık, elektrik, kimyasal enerji, mekanik enerji sonuçta ısıya dönüşür. Her gün kullandığımız enerjiden arta kalan ısıdır. Bu ısının çoğu kaybedilir. Isı önce atmosfere oradan da uzaya gider. Havadaki atık ısı, bazı şehirlerdeki havayı değiştirmiştir. Bu şehirlerde eskisine göre daha az yağmur ve kar yağar. Ayrıca, çevredeki yerler kışın kadar soğuk olmazlar. Örneğin fosil yakıtla dayalı enerji üretim santrallerinde su kullanılarak buhar elde edilir daha sonra çeşitli sistemlerle elektrik üretilir. Fosil yakıtın yanması sonucu açığa çıkan ısı sistemde kullanıldıktan sonra soğutma amacıyla denizlere, akarsulara veya atmosfere verilir. Bu ısı özellikle verildiği bölgede deniz suyunun ısınmasına ve oradaki canlı popülasyonu olumsuz yönde etkileyebilir. Bu gibi olayların önüne geçmek için atık ısı geri kazanım sistemleri geliştirilmektedir.

#### 2.1.1. Atık Isı Geri Dönüşümü (Waste Heat Recovery)

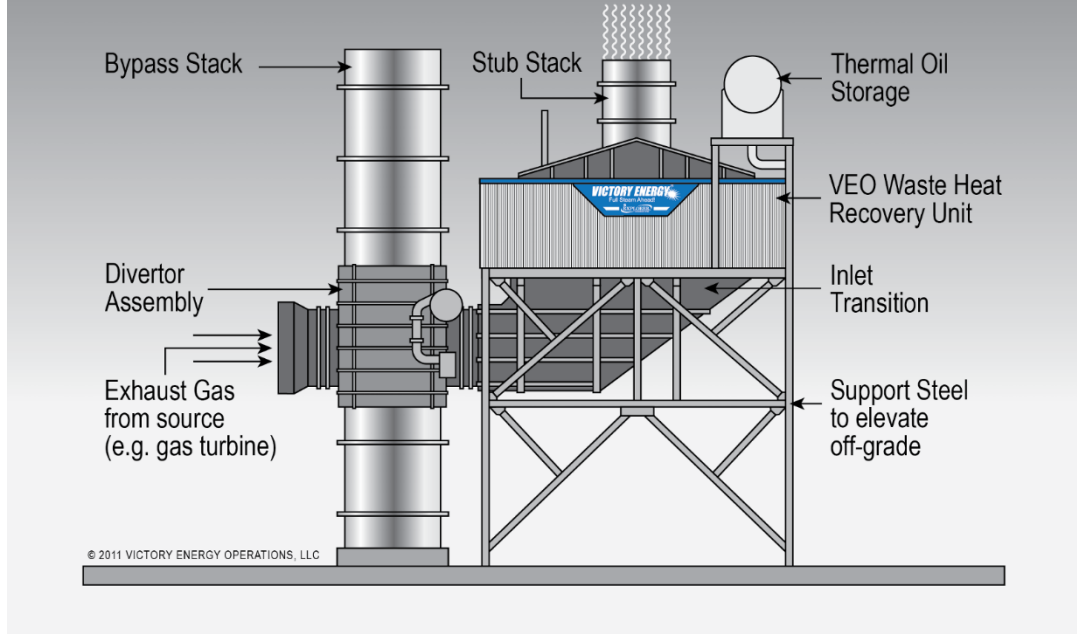
Başta çimento sektörü olmak üzere, demir-çelik ve cam sanayi gibi ısıtmanın söz konusu olduğu proseslerde genellikle kullanılan ısının ancak belli bir bölümü, prosesin gerçekleşmesi için kullanılabilir. Kalan bölüm ise, değişik yollarla ve çoğunlukla da baca gazları vasıtasıyla atılmaktadır. WHR sistemi ile, atmosfere atılan bu sıcak gazlar kullanılmak suretiyle elektrik üretimi mümkün olmaktadır. Böylece, hem ücretsiz yakıt kullanılarak elektrik üretilip ekonomik fayda temin edilmekte hem de çevre duyarlılığı açısından önemli katkı sağlanmaktadır. Şekil 2.1'de 1880 yılından günümüze kadar doğaya yapılan atık ısı miktarı gösterilmektedir. Söz konusu grafik incelendiği zaman yıllara bağlı olarak doğaya bırakılan atık ısı miktarında düzenli bir artış olduğu dikkat çekmektedir. Bu sebeple geçen her yıl içinde atık ısı geri dönüşüm sistemlerinin önemi sürekli artmış ve daha uygulanabilir hale gelmiştir.

Atık Isıdan Enerji (WHP), enerji kaynakları arasında en ekonomik olanlardan biridir. WHP üniteleri, atık ısıyı elektriğe dönüştürerek yakıt maliyetlerini ve enerji tüketimini azaltır. Atık ısının bulunduğu her yerde uygulanabilir ve sera gazı emisyonlarının ve fosil yakıtlara bağımlılığın azaltılmasına yardımcı olur. Şekil 2.2’de tipik bir gösterimi olan atık ısı geri dönüşüm sisteminde Atık ısı geri kazanım uygulamaları özellikle endüstriyel tesislerde büyük oranlarda enerji tasarrufu sağlamaktadır. Endüstriyel tesislerde kullanılan kazan, fırın, kojenerasyon tesisleri vb. makinalarda atmosfere atılan bacadaki atık ısı enerjisi bir ekonomizer veya reküperatör sistemiyle geri kazanılarak sıcak su veya sıcak hava elde etmede kullanılarak enerji tasarrufu elde edilebilir.



Şekil 2.1: 1880 Yılından Günümüze Kadar Doğaya Salınan Atık Isı Artışı

## TYPICAL WASTE HEAT RECOVERY SYSTEM



**Şekil 2.2:** Tipik Bir Atık Isı Geri Dönüşüm Sistemi

Elektrik Elde Edilebilecek Atık Isılar:

- ▶ Kojenerasyon Motorları
- ▶ Doğal Gaz Motorları
- ▶ Çöp Gazı Motorları
- ▶ İşlenmiş Atık Isı
- ▶ Biyogaz Motorları
- ▶ Atık Gaz Yakıcıları
- ▶ Gaz Türbinleri

Atık Isı Geri Dönüşüm Sistemlerinin Avantajları ve Dezavantajları:

Proses sonrası kullanılmış ısı verildiği çevreye lokal düzeyde zararlar vermektedir. Bu atık ısının verimli bir şekilde geri kazanımı için elektrik üretimde kullanılması oldukça caziptir. Yüksek miktardaki kullanılmış proses ısıları egzoz gazı

üretir. Örneğin doğalgaz enerji santrallerindeki gaz türbinleri egzoz gazı üretir. Daha sonra oluşan bu gaz buhar üretmesi için buhar türbinlerine gönderilir. Doğalgazla çalışan enerji santrallerinde genellikle oluşan atık ısı değerlendirmek amacıyla atık ısı kazanları bulunur. Böylece oluşan kullanılmış ısı çevreye verilmeden değerlendirilmiş olur ayrıca sisteme ekstra verimlilik sağlar.

Avantajları:

- ▶ Geri dönüşüm prosesi öncelikle yakıt tasarrufu ve verimlilikte oldukça etkili olup maliyet düşürücüdür.
- ▶ Açığa çıkan atık ısı enerjisi geri dönüşümlü olduğu için hava kirliliğini ve termal kirliliği önemli ölçüde azaltılır.

Dezavantajları:

- ▶ Çok yaygın olmadığı için bir atık ısı geri kazanım sistemi oldukça maliyetlidir.
- ▶ Diğer yandan proses sonucu oluşan ısıнын kalitesinin sistemi zora sokması büyük dezavantajlardandır.

### **2.1.2. Rejeneratif Isı Geri Kazanımı Sistemi**

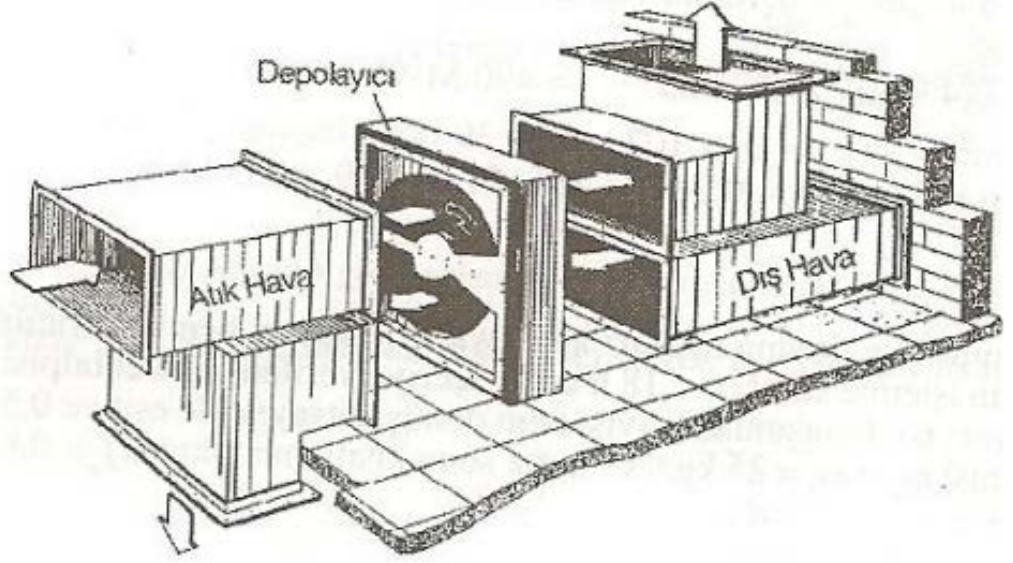
Tahliye edilecek atık ısıнын başka bir akışkan ya da kütlenin içinde depolanarak yeniden kullanılmak üzere farklı bir akışkana aktarılması işlemine denilmektedir. Rotorlu (döner) ısı geri kazanım eşanjörü ve klasik eşanjör ile yapılan ısı geri kazanım sistemimolmak üzere iki farklı biçimde uygulanabilmektedir.

#### **2.1.2.1. Rotorlu (Döner) IGK Eşanjörleri ile Isı Geri Kazanımı**

Döner bir ısı değiştirici tanburun içinden geçen hava ile ısı geri kazanımı elde edilmektedir. Şekil 2.3'de şematik gösterimi yapılan Rotorlu (Döner) IGK Eşanjörleri İle Isı Geri Kazanımı sistemlerinde hava ısıısının ve nemin taşınarak soğuk hava

tarafından emilmesi Tanburun dönüşü ile sağlanmaktadır. Dönüşün sağlanabilmesi için ise bir motora ihtiyaç duyulmaktadır.

Isı değiştirici tanbur taşıyıcı yapı üzerine yerleştirilmektedir. Tanbur hava kanalları ile ikiye ayrılmaktadır. Bir taraftan egzoz havası, diğer taraftan ise taze hava geçmesi için bu şekilde tasarlanmıştır. Dakikada on dönüş yapacak şekilde tasarlanmış bir tanbur yüzde 90-95 oranında bir verim elde edilmesini sağlayabilmektedir. Ancak uygulanabilir verimlilik ise genellikle yüzde 65 ila 85 oranındadır. Sistem nem kontrolü sağlamaı açısından elverişli bir sistemdir. Ayrıca dönüş hızının düzenlenebilir olması değişken hava sıcaklıklarında da sabit bir verim elde edilebilmesini sağlamaktadır. Sistemin başlıca olumsuz yanı ise egzoz havası ile taze hava arasındaki sızdırmayı tam olarak engelleyememesidir. Ayrıca hareketi parçalardan oluşması da bir diğer olumsuz yönüdür.



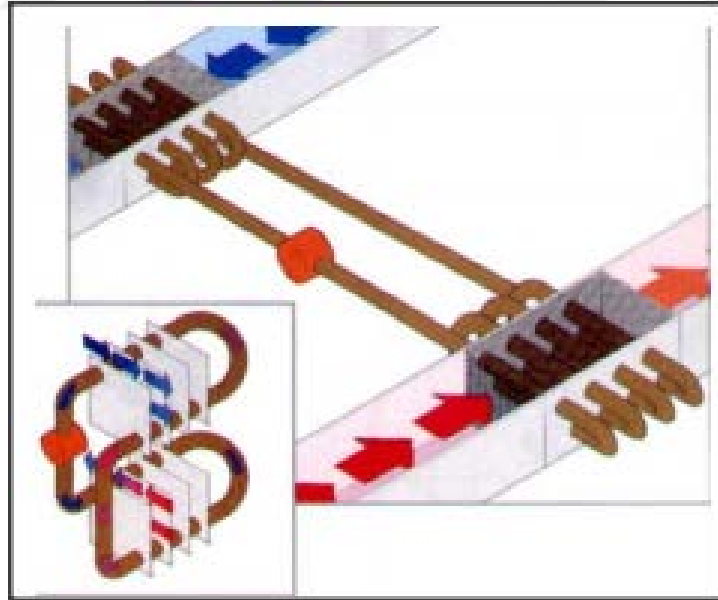
**Şekil 2.3:** Rotorlu (Döner) IGK Eşanjörleri ile Isı Geri Kazanımı

### 2.1.2.2. Klasik Eşanjör ile Isı Geri Kazanımı

Sistemde iki bölgede ısı geri kazanımı sağlayacak akışkan bulunmaktadır. Bunlardan biri temiz hava girişinde diğer ise egzoz çıkışında bulunur. Şekil 2.4'de

Klasik Eşanjörlü Isı Geri Kazanım Sisteminde gösterimi yapılan sistemde iki akışkan arasında ise boru, sirkülasyon pompası ve kapalı genleşme tankı yer almaktadır. Egzozdan çıkan sıcak hava borunun içinde bulunan akışkanı ısıtırken, sirkülasyon pompası da akışkanı temiz hava bölümündeki akışkana taşımaktadır. Böylece ısıyı temiz hava akışkanına.

Sistemde kullanılan akışkan çoğunlukla donma noktası düşürülmüş su olmaktadır. Sistem egzoz çıkışı ile taze hava girişinin yakınlaştırılmadığı alanlarda mecburi olarak kullanılan bir sistemdir. En önemli avantajı temiz hava ile egzoz havasının birbirine karışma olasılığı bulunmamaktadır. Tüm bunların yanında dolaylı bir uygulama olduğundan dolayı verim düşüktür. Örneğin, yüzde 30 ile 50 arasında bir verim elde edebilmek için 6 ila 8 sıralı ısı değiştirici kullanılması gerekmektedir. Sistemin başarılı olabilmesi için geri kazanılan enerji ile bu enerjiyi kazanmak için harcanan enerjinin miktarı ile ilgili çalışmalar titizlikle yapılmalıdır. Ayrıca kullanılan parça sayısının fazla olması bakımını açısından da zorluk teşkil etmektedir.



**Şekil 2.4:** Klasik Eşanjörlü Isı Geri Kazanım Sistemi

### **2.1.3. Reküperatif Isı Geri Kazanım Sistemleri**

Bu sistemlerde atılan ısı herhangi bir akışkan ya da kütleye depolanmaması nedeniyle direkt olarak ısı transferi sayesinde diğer sistemlerden daha verimli bir sistemdir. Bu özelliklerinden dolayı da havalandırma sistemlerinde en sık kullanılan sistemler reküperatif sistemlerdir. Sistem ısı borulu ısı sistemi ve çapraz akımlı plakalı sistemi olmak üzere iki farklı biçimde uygulanabilmektedir.

#### **2.1.3.1. Isı Borulu Isı Geri Kazanım Sistemi**

Bu sistemler üç bölümden oluşmaktadır. İçerisinde akışkan bulunan, buharlaştırıcı (evaporatör) ve yoğuşturucu (kondenser) bölümlerinde oluşan ısı borulu sistemlerdir. Buharlaştırıcı bölümü dışarıdan gelen ısıyı emmektedir. Yoğuşturucu kısmı ise dışarıya ısının salındığı bölümdür. Bir de adyabatik bölge vardır. Bu bölümde ısı transferi söz konusu değildir. Sistemin çalışması buharlaştırıcıya gelen ısının borudaki akışkan vasıtası ile buharlaşması şeklide olmaktadır. Akışkanın doymuş buhara dönüşmesi ve ısı borusunun yoğuşturucu kısmından alınmasıyla, buharlaştırıcı kısma tekrar yollanmaktadır. Bu şekilde ısı borularında ısı transferi gerçekleşmektedir. Bu dönüşümün devamlılığı için yerçekimi, manyetik enerji, merkezkaç kuvveti ya da elektrostatik kuvvet gibi güçlerden faydalanılmaktadır. Her yerde kullanılabilmesi için sıcaklık mesafesine göre ısı borularının geliştirilebilmesi, sessiz çalışması, hareketli parçası bulunmayışı, çabuk tepki vermesi ısı boru sisteminin avantajlı yönleridir.

#### **2.1.3.2. Çapraz Akımlı Plakalı Isı Değiştiriciler**

Sistem çapraz akım düzeninde çalışmaktadır. Plakalar vasıtasıyla sıcak ve soğuk hava birbirinden ayrılarak soğuk taraf, sıcak taraftan ısı transferi ile ısıtılmaktadır. Bazı sistemlerde nemin de transferi mümkündür. Plakalar genellikle alüminyum, ön kaplamalı alüminyum, plastik ve reçineli kâğıt gibi malzemelerden üretilmektedir. Çok katlı kenar kenetleme sistemi ile sızdırma engellenmektedir. Bazı türlerde yapıştırma sistemi de kullanılmaktadır. Uygulanacak sistemin kenar uzunluğunun doğru belirlenmesi önemlidir. Taze hava debisinin çok farklı olduğu durumlarda paralel besleme en uygun sistem olacaktır. Eşanjörün hızı basınç kaybına göre seçilmektedir. Plakalar içi kanal hızı, alın hızının yaklaşık iki katı değerindedir. Hatve ve hız azalınca, boyut büyüdüğünde, kütle oranı artınca verim artmaktadır.

Hatve azalınca, hız artınca, ürün büyüdüğünde, kütle oranı arttığında kapasite artmaktadır. Sistemin verimliliği ise yüzde 50 ila 65 oranındadır. Yüzey formunun verime etkisi büyüktür. Çapraz akımlı plakalı sistemlerde kışın verim yükselmektedir. Bunun nedeni ise sıcak hava bölümünde gerçekleşen yoğunlaşma vasıtasıyla gizli ısı ortaya çıkmaktadır. Bu da kış döneminde sistemin daha verimli olmasını sağlamaktadır. Daha yüksek verim için ise iki ya da daha fazla plakala eşanjörün ardı ardına sıralanması mümkündür. Tek eşanjörlü sistemlerde verim yüzde 50 olurken iki eşanjör olduğunda verim yüzde 65'e yükselmektedir. Çoğunlukla nem transferi söz konusu değildir. Bu nedenle yüzme havuzlarında ya da kurutma proseslerinde avantajlı bir kullanımı olmaktadır.

## **2.2. Kojenerasyon**

Bir proses yoluyla hem ısı hem de elektrik enerjisinin üretilmesini sağlayan yönteme kojenerasyon denilmektedir ([turkoted.org/admin/belgelerim/dosyalar/939\\_Tanim.pdf](http://turkoted.org/admin/belgelerim/dosyalar/939_Tanim.pdf)). Bir diğer adıyla bileşik ısı-güç üretiminde, belirli bir kaynaktan (biogaz, doğalgaz v.b.) elde edilen ısı enerjisi (sıcak su ve buhar) ile elektrik üretimi aynı anda yapılabilmektedir. Yalnızca elektrik üretimi yapmakta olan tesislerde verim yüzde 30-40 civarındayken, kojenerasyon sayesinde verim yüzde 80-90'lara çıkartılabilmektedir.

Kojenerasyonun özellikle önemli olduğu alanlar ısıl işlemlerin de çok olduğu alanlardır. Bu alanlarda elektrik tüketimi çok daha fazladır. Bu nedenle kullanılan enerjinin bir kısmını geri kazanabilmek oldukça önemlidir. Kojenerasyon sistemlerinde üretimde kullanılan enerji kaynağı, ardık bir şekilde kullanılarak hem ısı hem de güç enerjisi elde edilmektedir. Elektrik enerjisi üretilirken egzoz bacasından çıkan atık enerji, kojenerasyon sistemleri sayesinde ısı enerjisine dönüştürülmekte bu enerji de kaybedilen elektrik enerjisinin bir kısmının geri kazanılmasını sağlamaktadır. İlk enerji kaynakları ise likit gaz, biogaz, doğalgaz, dizel, oil ve fuel oil gibi yüksek verimli yakıtların dönüştürülebilmesi, kojenerasyon yöntemi ile sistemin kendini amorti etmesini dahi sağlayabilmektedir. Sistem türbin ya da motor sistemi ile kurulabilmektedir [21].



Gaz ve sıvı yakıt kullanılmakta olan dizel santrallerinde yaklaşık olarak tüketilen yakıtın yüzde 35’lik kısmı elektrik enerjisine çevrilebilmektedir. Elektrik santrallerinde de yaklaşık olarak yüzde 30 geri kazanım söz konusudur. Kaybolan yüzde 60-65’lik kısmın yüzde 85’ini ise geri kazanmak mümkündür. Bu tesislere kurulacak olan kojenerasyon sistemleri 2-3 sene içerisinde kendilerini bu şekilde amorti edebilmektedir. Bu sistemlerde enerji kaybı diğer tesislerle kıyaslandığında neredeyse yok denilecek seviyelerdedir. İlk kullanılan yakıtın ortaya çıkardığı ısı direkt olarak dışarı atılmadığından, bu ısı enerjisi tekrar kullanılabilir [22].

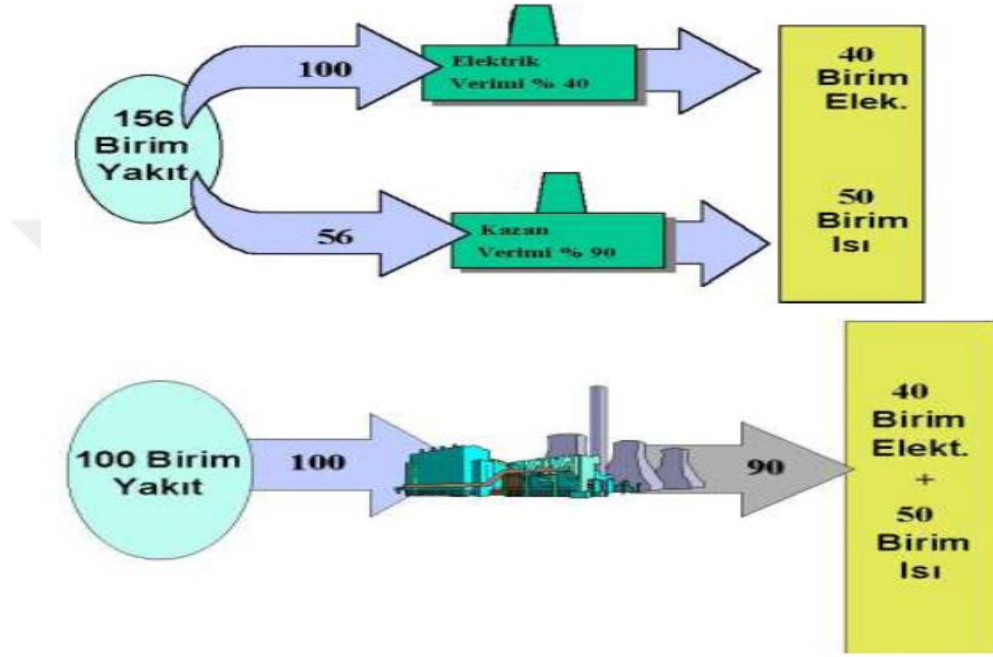
### **2.2.1. Kojenerasyon Nedir?**

Kojenerasyon; Bileşik ısı-güç üretimi (CHP) demektir. Doğalgaz, Biomass, Biogaz gibi bir yakıt kaynağından, yüksek verimli olarak elektrik ve ısı enerjisinin birlikte üretimidir. Böyle bir sistemle, elektrik, sıcak su ve buhar, eş zamanlı olarak birlikte üretilerek kullanıcıya sağlanır [23].

Şekil 2.5’de şematik gösterimi yapılan tipik kojenerasyon tesisinde bulunan türbin sistemi doğal gazı yakıt olarak kullanarak kompresörü çalıştırabilmek için gerekli işi üretmektedir. Aynı şaft üzerine dizilmiş Kompresör, türbin ve jeneratör birbirlerini tahrik etmektedir. Türbin çıkışında elde edilen atık ısı ısı geri kazanım kazanı ve jeneratörü (HRSG) yardımıyla buhar türbininin ihtiyaç duyduğu buhar tedarikini sağlamaktadır.



harcanmakta ve dolayısıyla %36 oranında yakıttan tasarruf sağlanmaktadır. Gaz motorları denilince, yakıt olarak ilk önce doğalgaz akla gelmekte fakat atık arıtma tesislerinden kanalizasyon gazı (Sewage gas), çöp depolama tesislerinden çöplük gazı (Landfill gas) ve benzer şekilde biyogaz, kok gazı vb. yakıtlarda kullanılabilir. Üstelik atıklardan elde edilen bu gazlar elektrik ve ısı üretmek için direkt olarak kullanılabilir [22].



**Şekil 2.6:** Elektrik ve Isının Ayrı Ayrı ve Birlikte Üretilmesi Halindeki Yakıt Giderleri [23]

Pistonlu bir gaz motorunda yanan yakıt enerjisinin (birincil enerjinin);

- %35-40'lık kısmı mekanik güce,
- %30-35'i motor gömlek ısısına,
- %25-30'luk kısmı egzoz ısısına
- %7-10'luk kısmı radyasyon enerjisi

olarak kayıp enerjiye dönüşmektedir.

Atık ısının; gaz motorlarında yaklaşık %70'i sıcak suya, %30'u buhar fazına geçmektedir. 1 m<sup>3</sup> doğal gazın içerisinde 10,64 KWh enerji değeri bulunmaktadır ve

kabaca 10KW elektrik enerjisine karşılık gelmektedir. Kojenerasyon santrali toplam çevrim veriminin %90 olduğu düşünülerek, 1m<sup>3</sup> doğal gazdan 9KW elektrik enerjisine karşılık gelen elektrik ve ısı enerjileri birlikte elde edilmektedir [22].

### 2.2.2. Kojenerasyon Sistemlerinin Avantajları:

- Santralin bir diğer önemli avantajıda yaşanan elektrik kesintilerinden ve kirli elektrikten kurtulmayı sağlamasıdır. Kesintisiz, harmoniksiz, ani voltaj düşüşlerinin yaşanmadığı kaliteli ve sürekli bir elektrik arzı işletmede kullanıma sunulmaktadır. Yine kojenerasyon ile reaktif enerji ceza bedeli ödeme, reaktif güç kompanzasyonu ve yedek dizel jeneratör yatırımları yapmaya da gerek kalmamaktadır.
- Kojenerasyon tesislerinin, sadece sera gazı salınımlarının azaltılmasında ve enerji tasarrufu sağlanmasında değil, enerjinin tüketildiği bölgede üretilmesiyle, enerji arzı güvenliğinin artırılması ve kayıp-kaçak oranlarının düşürülmesinde de ulusal açıdan çok önemli katkıları olmaktadır.
- Tek bir bağlantı noktası üzerinden şebekeden hem elektrik alışı hem de şebekeye elektrik satışı mümkün olduğundan, herhangi bir arıza durumunda, işletmede elektrik kesintisi meydana gelmez.
- Özellikle Ege ve Akdeniz Bölgesi gibi ılıman iklime sahip illerde trijenerasyon uygulaması, sadece kojenerasyona uygulamasına göre daha avantajlıdır. Atık ısıdan soğutma amaçlı yararlanılmadıkça yaz aylarında sistem verimi çok düşecek, sadece elektrik üretir konuma gelinecektir. Sistemin bütün avantajlarından tam olarak yararlanabilmek için trijenerasyon uygulaması yapmak işletmeye önemli katkı sağlar. Çünkü absorpsiyonlu sistemde kullanılan ısının tamamen atık ısı olduğu düşünülürse sistemin ne kadar verimli olduğu daha iyi anlaşılır [22].

### 2.2.3. Kojenerasyon Sistemlerinin Kazançları:

- Fizibilite olarak net rakamları hesaplandığında çıkarttığımız değer in daha üstünde kazançlar ortaya çıkmaktadır. Çünkü işletme sahiplerinin çoğunlukla hesaba katmadığı ilave kazançlarda vardır. Örneğin bir elektrik arızası olduğunda üretimin durması, üretimin zarar görmesi, iş ve üretim kayıpları gibi giderler de ortadan kaldırılmaktadır.
- Doğalgaz, fuel-oil, biyogaz ve biyo- yakıt ile çalışabilme seçeneklerine sahiptir. Sistem maliyeti, elektrik, sıcak su ve buharın tümünün kullanımı halinde kısa süre içinde karşılanmaktadır.
- Sanayi tesisleri, hastaneler, oteller, alışveriş merkezleri, öğrenci yurtları, okullar ve üniversiteler için bu sistem ideal bir sistemdir. Yatırımın karşılığı kısa bir süre içinde alınmakta ve işletmeler büyük karlara geçmektedir.
- Kojenerasyonu asıl verimli kılan; çalışma saatini maksimuma çıkartıp, elektrik ve atık ısının sürekli olarak birlikte kullanılmasını sağlamaktır.
- Elektrik üretiminin tüketimi karşılamadığı durumlarda şebekeden elektrik çekerek, fazla üretim halinde de şebekeye elektrik satarak, sistemin tam yük ve maksimum verimde çalışması sağlanırsa, en yüksek kazanç sağlanır [22].

### 2.2.4. Ekonomik Değişkenler Nelerdir

Bir kojenerasyon tesisinin kurulup kurulamayacağına karar verme aşamasında en önemli değişkenler, ekonomik değişkenlerdir. Bunun için ayrıntılı bir çalışma yapılması gerekir. Yapılacak böyle bir çalışmada dikkate alınması gereken önemli değişkenleri aşağıda gösterildiği gibi sıralayabiliriz [24].

- Sistem tarafından satın alınacak olan gücün birim değeri,
- Satın alınacak yakıtın birim değeri,
- Sistemin bakım ve işletme giderleri için yapılacak olan birim harcamalar,

- Sisteme yapılan yatırımın geri dönmesi esnasında uygulanan faiz, vergi oranı ve sigorta giderleri,
  - Personel ve yönetim giderleridir.
  - Yakıt harcamaları sistemin kurulu gücüne göre değişir. Yakıt tüketimi
  - sistemin çalışma yükünün değişmesiyle artar veya azalır.
  - Bakım ve işletme giderleri önemli değişkendir. Bütün kurulu tesisler periyodik bakım ihtiyacı duyarlar, ancak tahmin edilemeyen bakım harcamalarını da dikkate almak gerekir.
- Ekonomik incelemede kojenerasyon sisteminin yıllık elektrik ve buhar üretimi, sistemin işletme süresi ve kısmi çalışma yükü mutlaka dikkate alınmalıdır.
- Kojenerasyon sistemlerinin optimum ekonomik ömürleri 100.000 ila 150.000 saat mertebelerindedir. Bu ise yaklaşık 12-20 yıla tekabül etmektedir.
- Sistemlerin uzun sürelerde ve kesintisiz çalışması çevrimlerin karlılığını önemli ölçüde değiştirmektedir. Sistemin tam yükte yıl boyunca kesintisi çalışması, karlılığı maksimum yapmakta ve yatırımın geri ödeme süresini kısaltmaktadır [22].

#### **2.2.5. Kojenerasyon Sisteminin Çalışma Prensibi**

Üretim tesislerinin pek çoğunda enerji ısı enerjisi şeklinde sağlanmaktadır. Bu ısı da proses ısı olarak adlandırılmaktadır. Kojenerasyonun bu tesislerde kullanım nedeni de elde edilen bu ısı enerjisinin egzozdan çıkan kısmını da terar enerjiye çevrilerek geri kazanılabilmesidir. Kojenerasyon uygulaması yapılan tesislerde egzozdan en son çıkan, kendisinden tekrar enerji üretmenin mümkün olmadığı düşük sıcaklıklardaki buhar ya da gazlar olmaktadır. Bu sayede enerji korunumu da sağlanmış olmaktadır [25].

#### **2.2.6. Kojenerasyon Sistemi Teknolojileri**

Kojenerasyon sistemleri iki farklı sistemde geliştirilebilmektedir. Bunlar;

1. Gaz ve / veya Buhar Türbini (Topping-cycles)
2. Gaz Motoru ya da Dizel Motor (Bottoming-cycle) sistemidir.

Hangi sistemin uygulanacağı ulaşılmak istenen hedefe göre değişiklik göstermektedir. Birincil hedef güç ise gaz ve / veya buhar türbini, geri kazanım ile elde edilen enerji ile güç sağlamak ise gaz motoru ya da dizel motorlu sistem tercih

edilebilecektir. Türbin kojenerasyon sistemlerinde kullanılmakta olan yakıt, elektrik üretimi için yakılmaktadır. Proses ısısı ise, ısıtma amaçlı kullanılabilir. Motor kojenerasyonunda ise atık ısıdan elektrik üretimi yapılmaktadır.

Motorlu sistemlerde içten yanmalı bir motor ile jeneratörün çalışması sağlanarak elektrik üretimi elde edilmektedir. Aynı zamanda da egzoz, radyatör, hava ısısı ve motor yağı eşanjörden geçirilerek enerji geri kazanımı sağlanmaktadır.

Türbin sistemlerinde ise jeneratörü gaz türbini çalıştırmaktadır. Bu sayede elektrik üretimi yapılmaktadır. Egzoz gazının ısısı ile de enerji geri kazanımı sağlanmaktadır. İki sistemde de;

- a) Odun veya diğer yapı malzemelerinin kurutulması,
- b) Metallerin yeniden ısıtılması,
- c) Su, hava veya diğer ısı transferi gereken ortamların (yağ gibi) ısıtılması,
- d) Atık ısı kazanlarında buharın üretilmesi

gibi proseslerde, bu kazanılan enerjiler doğrudan kullanılabilir.

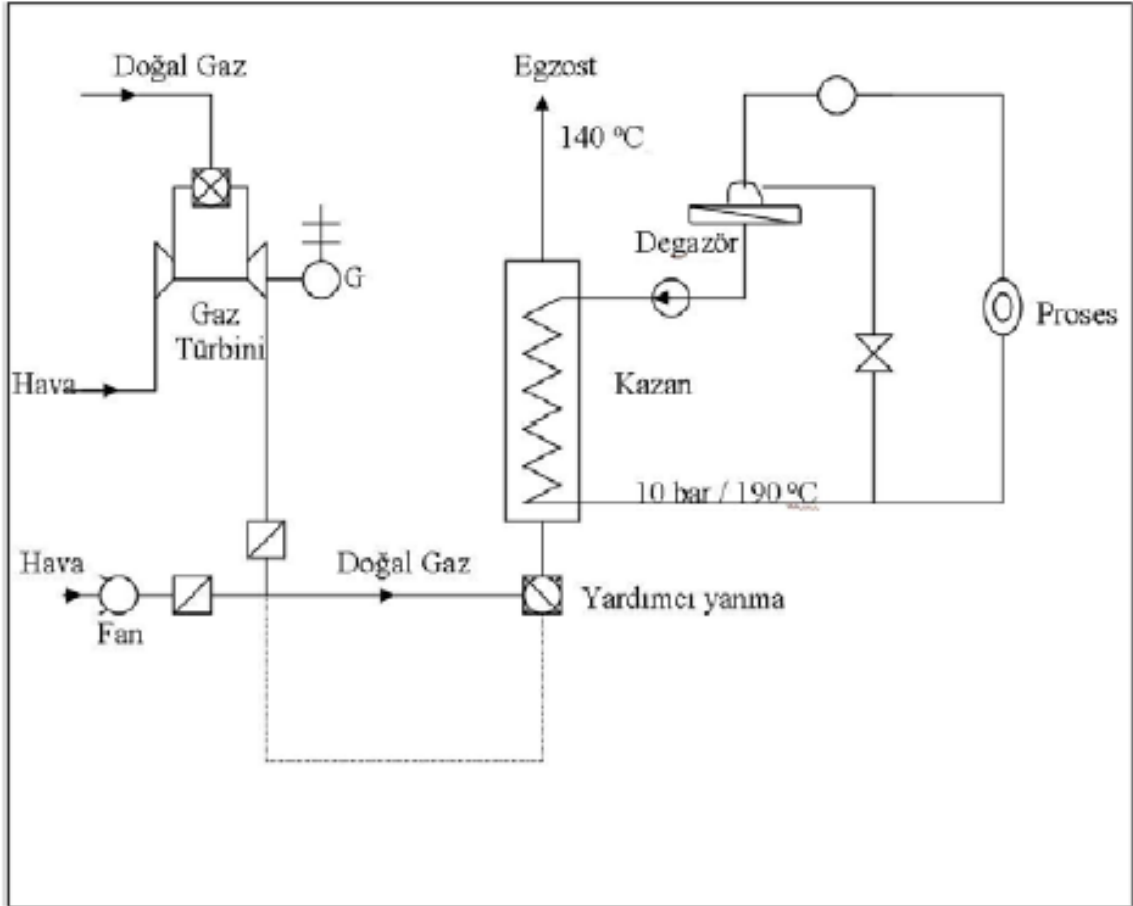
### **2.2.6.1. Gaz Türbinli Kojenerasyon Sistemleri**

Gaz türbinli sistemlerde, egzozdan çıkan sıcak gazlardan, atık ısı kazanlarında sıcak buhar ya da su elde edilerek proses ısısı oluşturulmaktadır. Bu sistemlerde doğalgaz, nafta, likit petrogaz ve sıvı yakıtlar kullanılmaktadır. Küçük boyutlarda olmasına karşın güç/ağırlık oranları yüksektir. Sıvı yakıtlar tercih edildiğinden yakıtın sodyum vanadyum tuzları arındırılmalıdır. Teknolojik gelişmelerin yanı sıra, doğalgazın yaygınlaşması, çevreci bir yapıda bulunması, kurulum maliyetlerinin düşük olması gaz türbinlerinin gelişmesine ve yaygınlaşmasına neden olmuştur. Gaz türbinlerini hızlı çalışması ve kesintili işletmeler için de uygun olması sağladığı avantajlardan bazılarıdır. Bu sistemlerde düşük ısılarda da verim elde edilebilmesine karşın, daha yüksek ısılar da elde etmek mümkündür. Ancak elde edilen ısı istenilenden fazla olduğunda, ek yakıt ile egzoz gazı

karşılaştırılarak sistemi daha verimli bir hale getirmek de mümkündür. Ayrıca egzoz gazı, hava ile karşılaştırıldığında doğrudan kurutma uygulamalarında da kullanılabilir. Bu sistemle geri kazanım yüzde 80 civarında olabilmektedir.

### 2.2.6.1.1. Basit Çevrimli Gaz Türbinli Kojenerasyon

Şekil.2.7’de göstermi yapılan basit çevrimli gaz türbinli kojenerasyon çalışma şemasında ifade edildiği gibi basit çevrimli gaz türbinlerinde sistem tek şafttan tetiklenen hava kompresörü, yanma odası, gaz türbini, türbine bağlı bir jeneratör ve atık ısı kazanından meydana gelmektedir. Genellikle 25 MW’tan düşük üretimler içindir. Bu sistemlerde ilk kaynak enerjisinin yüzde 30’u elektrik verimi, yüzde 60’ı ısı geri kazanımı olmaktadır. Kaybedilen enerji ise yüzde 10 civarındadır.



Şekil 2.7: Basit Çevrimli Gaz Türbinli Kojenerasyon Çalışma Şeması



### **2.2.6.1.2. Rejeneratör İlaveli Gaz Türbinli Kojenerasyon Sistemi**

Basit çevrimli gaz türbinlerini biraz daha iyileştirmek amacıyla rejeneratör eklenilmektedir. Eklenen rejeneratör türbinden çıkmakta olan gazların ısıyla, kompresörden çıkmakta olan sıkıştırılmış havanın ısıtılmasını sağlamaktadır. Sistemin uygulandığı alandaki sabit elektrik ve termik yük biliniyorsa, türbinden çıkan gazlar atık ısı kazanına gönderilmektedir. Bu sayede de ısıtma ve farklı termik uygulamalar için de buhar üretilmektedir. Bu da verimi yükseltmektedir.

### **2.2.6.1.3. Gaz Türbinlerinde Performans**

Gaz türbinlerinin performansı güce ve ısı verime dayalıdır. Güç ile elektrik üretimi doğru orantılı olarak artış göstermektedir. Isıl verimin yüksek olması da yakıt miktarında tasarrufu sağlamaktadır. Brayton çevrimine göre net işe ve ısı verime etki eden faktörler ise türbin giriş sıcaklığı ( $T_3$ ) ve basınç oranıdır ( $Prc$ ). Türbin giriş sıcaklığının artması hem net işi hem de termik verimi, yani performansı arttırmaktadır. Sistemde türbin giriş sıcaklığı belirlendikten sonra kompresör basınç oranı da buna göre belirlenmektedir. Ancak elektrik enerjisinin değişiklik gösterdiği ortamlarda her zaman belirlenen oranlarda çalışmak mümkün olamamaktadır. Bu duruma kısmi yükte çalışma denilmektedir. Sıcaklık üst sınırını belirleyen faktör ise sistemde kullanılan malzemelerdir [26].

Tek şaftla çalışan basit gaz türbinlerinde kısmi yükte çalışma, türbin giriş sıcaklığının düşürülmesi ile yapılmaktadır. Bu da yakıt miktarını düşürerek sağlanmaktadır. Kütleli akışkan debi ve basınç oranı ise sabittir. Ancak türbin giriş sıcaklığının düşürülmesi ısı verimini de düşürmektedir. Verimin düşmesi de maliyeti arttıracaktır. Ayrıca kısmi yüklerde çalışma elektrik üretimini de düşürmektedir. Bu da maliyeti yükselten bir diğer unsurdur. Bu nedenle elektrik üretiminin sabit olmadığı yerlerde gaz türbini sistemi tercih edilecek ise verim ve maliyet hesaplamaları titizlikle yapılmalıdır.

#### **2.2.6.1.4. Gaz Türbinlerinde Bakım**

Türbin sistemlerinin parça değişimleri ve söküp takma işleri kolaydır. Ancak turbo makinelerin günlük bakımı yapılmak zorundadır. Daha geniş bir bakım ise ayda bir yapılmalıdır. 4 bin ila 8 bin saatte bir türbin durdurularak kanatçık egzozu ve yakıt sistemlerinin kontrolü de yapılmalıdır. Ayrıca yakıcıların temizliği, yardımcı sistemler, duyar elemanlar ve diğer kontrollerde bu sırada yapılmalıdır. Ancak aylık bakımlarda genellikle türbinin durdurulmasına gerek yoktur. Yaklaşık 25 bin saatte bir de ana bakımı yapılmalıdır. Bakım ve tamir işlerinin periyodunu belirleyen unsurlar ise çalışma şekli ve koşullarıyla birlikte kullanılan yakıt türüdür.

#### **2.2.6.2. Buhar Türbinli Kojenerasyon Sistemi Teknolojileri**

Bu sistem genellikle ısı ihtiyacının elektrik ihtiyacından daha yüksek olduğu durumlarda tercih edilmektedir. Buhar türbinli sistemlerde, kazanlarda ortaya çıkan buhar, türbinde genişleyerek elektrik üretmektedir. Proses için gerekli sıcaklığa karşı gelen doyma basıncı, türbin çıkış basıncıdır. Bu basınç ile yoğunlaşan su buharı proses ısını sağlanmaktadır. Buhar türbinli sistemlerin tercih edilmesinin sebeplerinden biri yakıt seçeneği sunmasıdır. Özellikle de sıklıkla kullanılan ve temini kolay olan kömür, benzin, doğalgaz gibi yakıtların yanı sıra biomass gibi alternatif yakıtlarla da kullanılabilir. Bu sistemler genellikle elektrik ihtiyacının 1 MW ile birkaç yüz MW civarı olan yerlerde uygulanmaktadır. Çevrimin güç üretiminden bir miktar feragat edilmesi ile sağlanan ısı belirli bir ortalama tutulabilmektedir. Ancak ters basınçlı sistemlerde büyük soğutma kuleleri gerekmektedir. Ayrıca kesintili enerjinin söz konusu olduğu yerlerde uygun değildir.

#### **2.2.6.3. Motor Kojenerasyonu**

Bu sistemlerde atık ısıdan geri kazanım 3'te bir oranında egzozdan 3'te 2 oranında da soğutma sistemlerinden elde edilmektedir. Soğutma devreleri ise; silindir-gömlek soğutması, karterdeki yağın soğutulması ve turbocharger soğutması bölümlerinde oluşmaktadır. Daha sonra ise egzoz eşanjöründen gelen ısı devreye girmektedir. Motor kojenerasyonu sistemlerinde verimliliği yüzde 90'lara çıkartabilmek mümkündür. Bu sistemler genellikle küçük güçlerde kullanılmaktadır.

Tekli modüllerde 3 MW civarı enerji elde etmek mümkünken çoklu sistemler ile 10MW seviyesine yükseltilebilmektedir.

### **2.2.6.3.1. Gaz Motorlu Kojenerasyon Sistemleri**

Bu sistemler elektrik gereksiniminin ısı gereksiniminden fazla olduğu yerlerde tercih edilmektedir. Bunun nedeni de gaz türbinli yapılara nazaran daha düşük atık ısı enerjisi ortaya çıkarmalarıdır. Pistonlu gaz motorunda kullanılan ilk yakıtın;

- %35-40'lık bir kısmı mekanik güce,
- %30-35'lik bir kısmı motor gömlek ısısına,
- %25-30'luk bir kısmı egzoz ısısına ve
- %7-10'luk bir kısmı radyasyon enerjisi şeklinde kayıp enerjiye dönüşmektedir.

Atık ısı enerjisi, gaz motorunun yağlama devresi, egzoz gazları ve silindir bloğu soğutma devresinden elde edilmektedir.

Gaz motorlu kojenerasyon sistemi kullanmanın avantajlarını ise şu şekilde sıralamak mümkündür;

- Elektrik ihtiyacı söz konusu olduğunda, elektrik çevrim verimini yüzde 40'lara taşıması önemli bir avantajdır.
- Her ne kadar toplam çevrimde yüzde 90'lara ulaşan türbinli sistemler olsa da, bu sistemlerde elektrik çevrim verimi yükseldikçe toplam çevrim verimi düşmektedir. Bu nedenle motor sistemler daha avantajlı olmaktadır.
- Doğalgaz ile katalizör ya da fakir karışımların birleştirilerek kullanılması sayesinde daha çevreci bir sistem haline getirilebilmektedir. Ayrıca fakir karışım yanma sistemi bulunan motorlar NOx emisyonunu düşürmesi için katalizöre de gereksinim duymamaktadır. Bu sayede izin verilen değerlerin altında binlerce saat çalışabilmektedir.

- Kısmi yükte çalışırken verimde çok düşük bir etkilenme olmaktadır. Ayrıca modüllerin sırayla devreye girip çıkma özelliği de EIO değişimlerini telafi edebilmektedir. Bu da maliyeti minimum seviyelere çekebilmektedir.

- Kısa bir sürede devreye girip yine kısa sürede devre dışı kalabilmeleri avantajlı bir durumdur. Ayrıca sistemin devre elemanlarının sayısının düşük olması da bir başka avantajdır. Kurulumu diğer sistemlere göre daha kısa bir zamanda gerçekleştirilebilmektedir.

- Doğalgazın dışında kanalizasyon gazı, çöplük gazı ve benzeri biogazlar gibi yakıtlarında kullanılabilir olması yakıt çeşitliliği açısından bir avantajdır. Ayrıca bu gazlar doğrudan birincil yakıt olarak da kullanılabilir.

#### **2.2.6.3.2. Dizel motoru**

Dizel motorlu sistemlerde vuruntu tehlikesi bulunmamaktadır. Bu sistemde hava, gaz motoruna nazaran daha yüksek basınçla sıkıştırılırken, yakıtta aynı mekana püskürtülmektedir. Dizel motorlu sistemlerin mekanik verimi gaz motorlu sistemlere nazaran daha iyidir. Bunun sebebi de dizel motorlu sistemlerinde sıkıştırma ve daha fazla genişleyebilme özelliğidir. Doğalgaz motoruna göre tüm avantajlarını sıralamak gerekirse; yüksek verim, kısmi verimde daha avantajlı olması, daha kesintisiz olarak çalışabilmesi ve doğalgaz gibi hat bağımlılığının bulunmayışıdır. Buna karşın; SO emisyonu ortaya çıkarması, yüksek yatırım maliyetleri, yüksek baca gazı çığ noktası, daha gürültülü ve titreşimli olması ve bakım ve onarım giderlerinin yüksek olması ise dezavantajlardır. Şekil 2.8'de gaz motorlu kojenerasyon sisteminde kullanılan motor tipine dair bir örnek sunulmuştur.



**Şekil 2.8:** Gaz Motorlu Kojenerasyon Sisteminde Kullanılan Motor Tipi

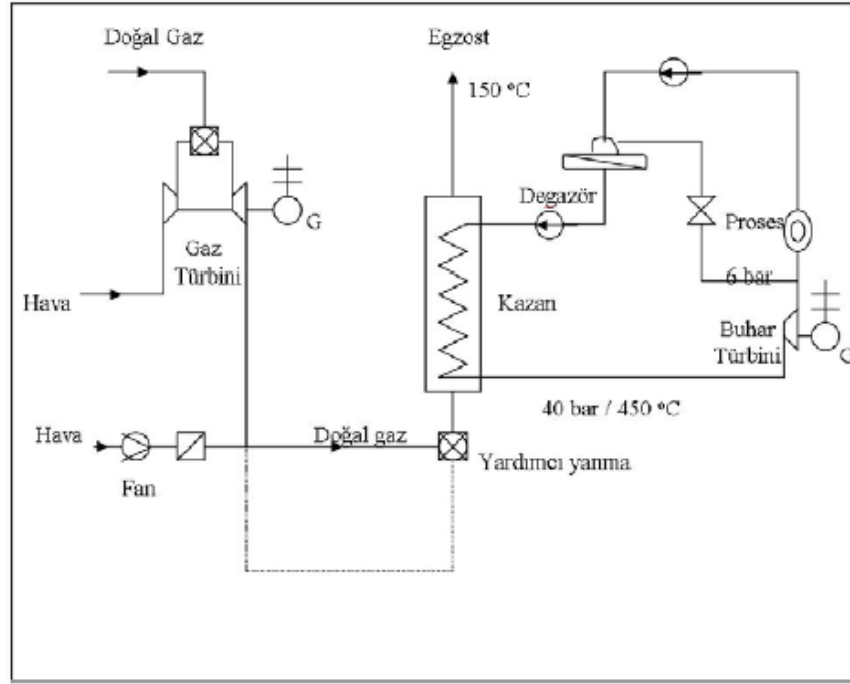
#### **2.2.6.4. Kombine Çevrim**

Şekil 2.9’da gösterimi yapıldığı gibi gaz ve buhar türbinli kojenerasyon çalışma sisteminde gaz ve buhar türbinlerinin her ikisinde birlikte bulunduğu sistemlerdir.

Hem gaz türbinleri hem de motorlu sistemler verimin yükseltilebilmesi için buhar türbinleri ile desteklenebilmektedir. Gaz türbini ya da motoru üst çevrim sistemi olurken buhar türbini ise alt çevrim elemanı olarak çalışmaktadır. Ancak iki durumda da buhar türbini için buhar sağlayacak bir atık ısı kazanı bulunmalıdır. Gaz motorlu sistemlerde çevrim verimi %44 ile %49 arasında olmaktadır. Bu sistemlerin kullanılabilmesi için 15 ila 300 MW’lik bir aralık gerekmektedir. Egzozdan çıkan gazın sıcaklığı ise 350-450<sup>0</sup>C civarındadır. Bu sıcaklıklardaki buhar türbininde gaz makinesine yüzde 5 ila 15 arası ekstra bir elektrik üretimi kazandıracaktır. Standart verimi %30 ile %35 civarında olan bir gaz türbini kombine çevrime dönüştürüldüğünde verim yüzde %45-50 civarına yükselmektedir. Ayrıca buhar türbinleri, gaz türbinlerinin ürettiği elektriğe nazaran %40-50 civarında ekstra elektrik üretebilecek şekilde dizayn edilmektedir. Ancak 100 MW’tan daha düşük sistemlerde

buhar türbinleri yüzde 20-30 civarında bir elektrik verimi sağlamaktadır. Gaz türbinli kombine çevrim sistemleri 60 MW ile 600 MW arasında kullanılabilir.

Ayrıca gaz türbinlerinden oldukça yüksek atık ısı elde edilebilmektedir. Bu sistemlerin egzoz sıcaklığı 450-550°C'ı bulmaktadır.



Şekil 2.9: Gaz ve Buhar Türbinli Kojenerasyon Çalışma Sistemi

### 2.3. Gaz Türbinleri

İçten yanmalı motorlarda reaksiyon ürünleri termodinamik maddenin kendisidir ve bu ürünler ya piston veya türbine etki ederek, ya da bir çıkış lülesinde genişlemeleri sırasında kazandıkları yüksek hızın sağladığı ivme ile iş yapar. Krank milinin dönüşü sırasında yüksek düzensizlikler mevcuttur. Bu olumsuzluk pistonlu içten yanmalı motorlardan yüksek güç elde edilmesini zorlaştırır. Gaz türbinleri ise bu dezavantajlardan arındırılmıştır. Gaz türbinlerinin temel elemanları Şekil 2.10'da görüldüğü gibi kompresör, yanma odası ve türbindir. Kompresör ve türbin ortak bir milde monte edilmiştir. Yanma odası ise bu iki ünitenin arasındadır ve havanın ısıtılmasında kullanılır. İki esas tipi bulunmaktadır. Bunlar radyal ve aksel türbinlerdir. Radyal türbinler görünüş olarak santrifüj kompresörlere benzemektedir fakat

dışa doğru akışın yerini içe doğru akış, difüzör kanatçıklarının yerini de lüle kanatçıkları almaktadır. Radyal türbinler gaz türbinlerinin yüksek sıcaklıkları için uygun değildir. Radyal türbinler performansından ziyade derli toplu olmasından, küçük güçlerde daha çabuk kurularak devreye alınmasından dolayı tercih edilmektedir. Küçük güçler dışında eksenel türbinler daha verimlidir. Gaz türbinlerinin hemen hemen hepsinde eksenel türbinler kullanılmaktadır.

Atık ısı geri kazanım sistemlerinde egzoz havası ile taze hava karşılaştırılarak aralarında bir ısı transferi sağlanmaktadır. Böylece havalandırma esnasında kayba uğrayan ısı enerjisinin bir kısmı tekrar elde edilebilmektedir.



**Şekil 2.10:** Gaz Türbinli Kojenerasyon Sisteminde Kullanılan Türbinin Açık Hali

Ancak ısı geri kazanım sistemleri de başlıca iki farklı biçimde yapılmaktadır. Bunlardan birincisi rejeneratif ısı geri kazanım sistemleri, bir diğeri ise reküperatif ısı geri kazanım sistemleridir.

## 2.4. Doğal Gaz Depolama Tesisleri

Yeraltı doğal gaz depolama stokları, tedarikçilere ısıtma mevsimi boyunca, özellikle yoğun talep günlerinde müşteri ihtiyaçlarını karşılama olanağı sağlamaktadır. Doğal gaz piyasalarının ısıtma mevsimi (Geri Üretim) , Kasım ayından sonraki Mart ayına kadar olan beş aylık dönem olarak kabul edilmektedir. Diğer yedi ay, Nisan'dan ekim ayına kadar, "ısınmayan mevsim" veya "doldurma mevsimi" (Enjeksiyon) olarak adlandırılan bir envanter oluşturma dönemi haline geldi. Kış talebi yüklerinin yanı sıra, depolama, boru hattı sistemlerinde yük dengelemesi, gazın kısa vadede "park edilmesi" için ihtiyaç duyulmadan park etme ve fiyat değişkenliğine karşı fiziksel bir koruma sağlamak için de kullanılır.

Kolaylık getirisi, varlığın sahibine tahakkuk eden faydaları tanımlar. Avantajlar, arz sıkıntısı çekildiğinde üretimin devam etmesini ya da fiyatların yükseldiği yüksek fiyatlardan fayda sağlamayı içerebilir. Bununla birlikte, varlığın tutulmasının faydaları genellikle depolama maliyetlerinden mahsup edilir. Çelik gibi emtialarda bu depolama maliyetleri genellikle önemli. Yatırım varlıklarına sahip olanlar, rahatlık verimi ya da depolama maliyetlerinden etkilenmezler ve iade gereksinimleri elbette ki bununla bağımsız değildir.

Doğal gaz spot fiyatlarını analiz ederken, gazın sınırlı depolama olanakları önemli bir faktördür. Gaz, hane halkı ve diğer tüketiciler tarafından geniş bir alana yayılır. Fiyatlardaki mevsimsel değişikliklerin önüne geçmek için tüketici kendi depolama birimine sahip olmalıdır. Bu aynı zamanda, ani geniş talep ve düşük arz miktarındaki günlerde meydana gelen haftalık fiyat dalgalanmalarını ve fiyat şoklarını silecek. Bununla birlikte, bu tür depolama birimlerinde büyük yatırım maliyetleri nedeniyle mümkün değildir. Bunun yerine, üretilen gaz hemen hemen tüketilmelidir. Boru hatlarındaki basınçların ayarlanabilmesi ve bazı büyük merkezi depolama tesislerinin olması nedeniyle "Neredeyse". Bununla birlikte, bu ayarlama seçenekleri çoğunlukla dağıtımın güvence altına alınmasına hizmet eder ve bu nedenle gaz



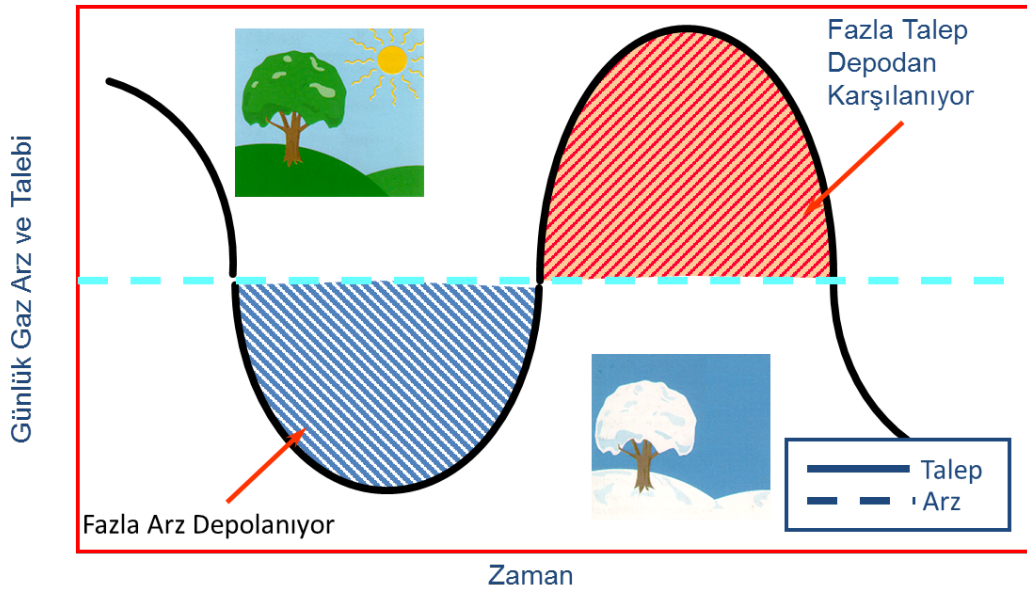
tüketiminin gaz üretimine (depolama envanterlerinde yer değiştirme de dahil olmak üzere) eşit olması gerektiği belirtilebilir.

Avrupa doğalgaz piyasalarının açılmasıyla birlikte gaz depolaması giderek daha önemli bir rol oynamaya hazırlanıyor. Depolama geleneksel olarak sistem güvenliği ve güvenilirliğini sağlamak için kullanılmıştır. Ancak, şimdi daha ticari ve ticaret amacıyla kullanılmaya başlandı. Bu bölümde, bir gaz depolama tesisinin değerini belirleyen farklı bileşenler tartışılacaktır. Ama önce, farklı depolama tesisleri türleri sunuldu.

## 2.4.1. Doğal Gaz Depolama Hizmetleri İhtiyacı

### 2.4.1.1. Neden Depolama Yapıyoruz?

- Mevsimsel Tüketim Farklılıkları
- Kısa Süreli Aşiri Talepler
- Gaz Arzında Aksaklık Olmasına Karşılık Tedbir



Şekil 2.11: Depolama Arz Talep Dengesi

Depolama alanını ekonomik olarak kullanma becerisi, uzun zamandır gaz ve elektrik endüstrileri arasındaki önemli fark olarak kabul edilmiştir. Depolama, arz ve talep arasında daha iyi bir eşgüdüm sağlıyor, böylece sabit bir arzın değişen bir talebe daha iyi uyması sağlanıyor. Depolama, sadece boşta kalma ihtimalinin yüksek olduğu kapasitenin kullanılmasına izin vermekle kalmaz, aynı zamanda bir derece arbitraj sağladığı için tüketimin daha yüksek bir seviyesine izin verir; tüketimin, değerinin düşük olduğu döneme kadar Depolama maliyeti ile belirlenen ölçüde daha yüksektir.

Şekil 2.11 de gösterimi yapıldığı üzere geleneksel olarak doğalgaz talebi mevsimsel olup, talep kış aylarında daha yüksektir. Bu son derece mevsimsel desene karşılık gelen depo, bahar ve yaz mevsiminde arz talebi aştığında ve kışın en yoğun talebi karşılamak için geri çekildiğinde gaz enjekte etti. Daha sonraki yıllarda, gazla çalışan elektrik santralleri yaz aylarında da talebi artırdı. Bu tür bitkiler en yoğun talep birimleridir ve yaz aylarında gün ortasında üretilen en yüksek talebi absorbe eder. Elektrik yükündeki dalgalanmalara göre, gaz talebi gün geçtikçe gündüzden hafta sonuna, hafta sonundan hafta sonlarına değişiyor. Yüksek talep dönemlerinde temel gereklilik, doğal gazın güvenilir ve yüksek düzeyde dağıtılabilirliğidir. Doğrudan rezervuarlardan sağlanan gaz bu gereksinimi karşılayamıyor. Doğal gaz depolama tesisleri, tek önemli arz regülatörü ve talep tamponu sunmaktadır. Son yıllarda talep örüntüsündeki değişimi yansıtan günlük geri çekme kabiliyetindeki en büyük artış, esas itibariyle tuzlu mağaracılık depolama rezervuarları olan yüksek teslimatlı depolama alanlarından gelmiştir.

#### **2.4.2. Gaz Depolamanın Değer Bileşenleri**

Bir doğal gaz depolama tesisini değerlendirirken, onun büyük değer belirleyicileri belirlenmelidir. Kısaca, doğalgaz depolama tesislerinde iki ana değer unsuru bulunmaktadır. İlk olarak, gaz fiyatlarının zaman içindeki yayılımını istifade etmek için bir arbitraj mekanizması görevi görüyorlar. Basit ilke yüksek satmak ve düşük satın almaktır. İkincisi, işletme esnekliğine sahip varlıklardır. Bu operasyonel esneklik, varlığın değerini artıran isteğe bağlılığı açıklar.

Doğal gaz pazarlarında, yüksek teslim edilebilirlik özelliklerine sahip depolama tesislerine yönelik eğilimin yanı sıra, böyle bir tesis bu analizde değerlendirilecektir. Bu tip depolama tesisi, fiziksel bir karaktere (teslimat güvenilirliği vb.) Karşıt olarak, temelde bir mali nitelik (isteğe bağlılık) anlamına gelir ve buna bağlı olarak büyük değer bileşenleri buna göre olacaktır.

#### **2.4.2.1. Mevsimsel Fiyat Dağılımları**

Doğal gaz fiyatları kış aylarında ve yaz aylarında değişen gaz talebine bağlı olarak mevsimsel bir model sergilemektedir. Üreticiler ve son kullanıcılar geleneksel olarak bu fiyat farkını yakalamak için depoyu kullanmışlardır ve yazın yaz aylarında enjekte edilen gazın değeri ile kışın geri çekilmesi arasındaki fiyat farklılığı, para ve işlem maliyetlerinin zaman değerinden daha düşüktür.

#### **2.4.2.2. Gaz Fiyatındaki Oynaklık**

Benzin fiyatındaki dalgalanmalar fiyatların dalgalanmasına neden olur ve dalgalanmalar o kadar çok olur ki tesis değişen fiyatlardan istifade edebilir. Volatilité ve mevsimsel fiyat spreadleri, bir gaz depolama tesisini değerlendirecek en önemli faktördür.

#### **2.4.2.3. Operasyonel Kısıtlamalar**

Operasyonel kısıtlamalar depolama tesisinin opsiyonelliğini belirtir. Operasyonel kısıtlamalar, tesisin çalışma hacminin yanı sıra öncelikle enjeksiyon ve geri çekme oranlarıdır. Enjeksiyon ve geri çekme oranları ne kadar yüksek olursa, tesisin spot fiyatların değişiminden istifade etmek daha iyi konumlandırılmış olmaktadır.

#### **2.4.2.4. İşlem Maliyetleri**

İşletme maliyetleri, gaz depolama değerinin önemli bir belirleyicisidir. Depolama tesisleri, düşük satın alma ve yüksek satış para kazanmak. İşlem maliyetleri ne kadar yüksek olursa, karı güvence altına almak için satış fiyatı ile alış fiyatı arasındaki fark da o kadar büyüktür. Daha yüksek işletme masrafları, tesisin esnekliğini ve dolayısıyla tesisin değerini düşürür.

#### **2.4.2.5. Pazar Kuralları**

Piyasa kuralları, tesisin esnekliğini azalttığı için işletme maliyetlerine benzer. Takip edilmesi gereken kurallar ne kadar çoksa, tesisin kazancı azdır. Pazar kuralları, belirli bir günde geri çekilebilen veya enjekte edilen gaz miktarındaki sınırlamalar, vergi kuralları vb. Olabilir.

#### **2.4.2.6. Diğer**

Diğer değer bileşenleri, teslim edilebilirlik, boru hattı işletimi ve fiyat yönetimi olabilir. Bu tezde bunlar analiz edilmeyecektir.

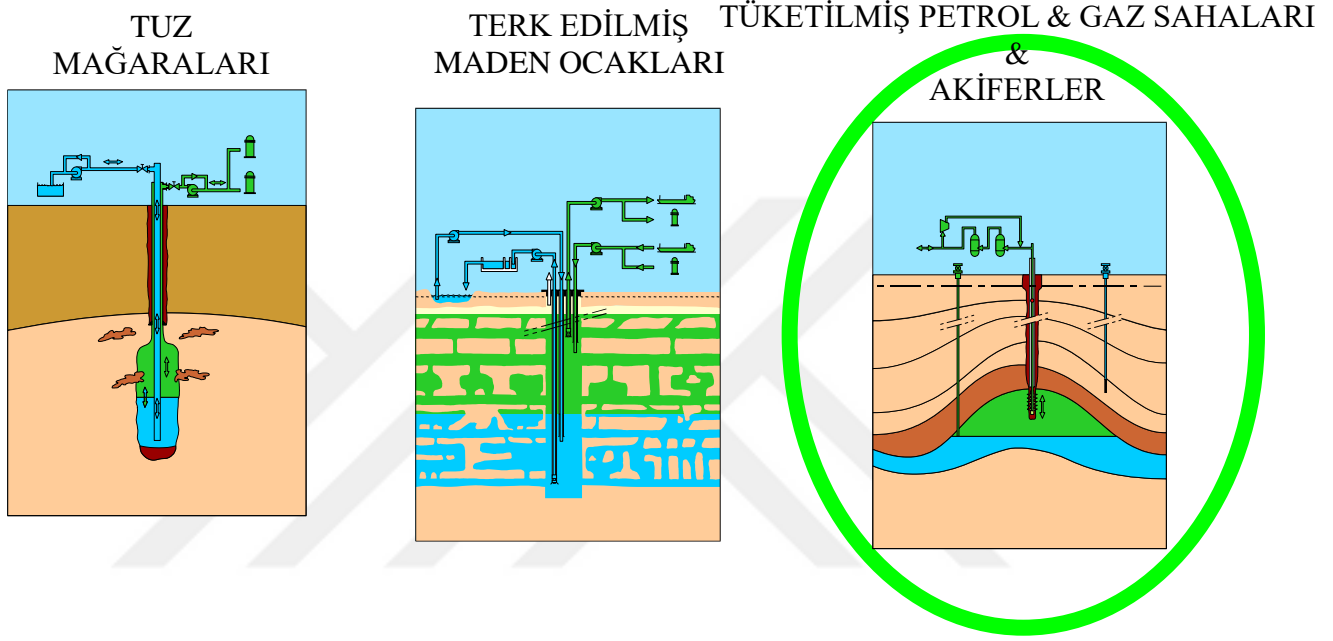
### **2.4.3. Doğal Gaz Depolama Türleri**

#### **2.4.3.1. Yeraltı Doğal Gaz Depolama Ortamları**

➤ Tüketilmiş Petrol Ve Gaz Sahaları	% 76.8
➤ Akiferler	% 14.8
➤ Tuz Mağaraları	% 7.9
➤ Terk Edilmiş Maden Ocakları	% 0.5

Gaz, Şekil 2.12’de gösterimi yapıldığı üzere en yaygın olarak, üç tür tesis içinde basınç altında yeraltında envantere tutulmaktadır:

- Boşalmış rezervuarlar
- Akiferler
- Tuz mağaraları

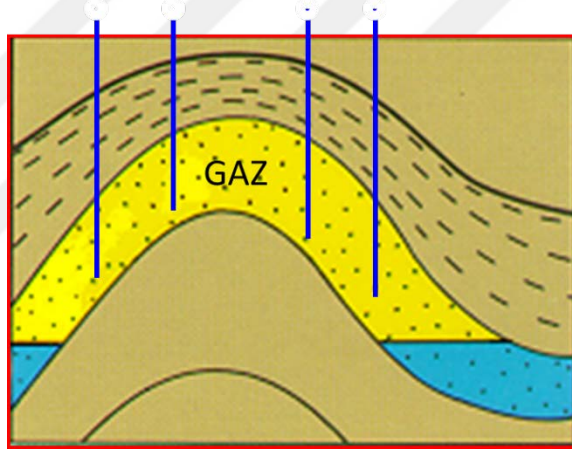


Şekil 2.12: Doğal Gaz Depolama Ortamları

Her tür, gözeneklilik, geçirgenlik ve tutma kabiliyeti gibi fiziksel özellikleri ve saha hazırlama maliyeti, teslim edilebilirlik oranları ve bisiklet kapasitesi gibi ekonomi özellikleri de dahil olmak üzere kendi özelliklerine sahiptir. Her türün farklı uygulama gereksinimlerini düzenleyen özellikleri vardır.

#### 2.4.3.1.1. Tüklenmiş Rezervuarlar

Doğalgaz veya yağ sahaları, üretim durduktan sonra depolama görevi haline getirilebilir. Bu, mevcut kuyuların, toplama sistemlerinin ve boru hattı bağlantılarının sürekli kullanılmasını sağlar ve bu yatırım maliyetleri açısından önemli bir avantajdır. Diğer avantajları, rezervuar jeolojisinin iyi bilinmesi ve genellikle yüksek düzeyde teslim edilebilirliği olmasıdır. Dezavantajlardan biri, bu tesislerin sıklıkla toplam kapasitenin% 50'sinin ana gaz olarak tutulmasını gerektirdiğidir. Taban gazı, basınç desteğini ve yapısal bütünlüğün güvenliğini sağlamak için rezervuardaki muhafaza edilmesi gereken gaz miktarı veya ekonomik olarak alınamayan gazdır. Şekil 2.13'de gösterimi yapılmış bu tesisler genellikle yılda bir kez çalıştırılacak şekilde sınırlandırılmıştır ve bu nedenle genellikle mevsimlik hizmet sunmaktadır.

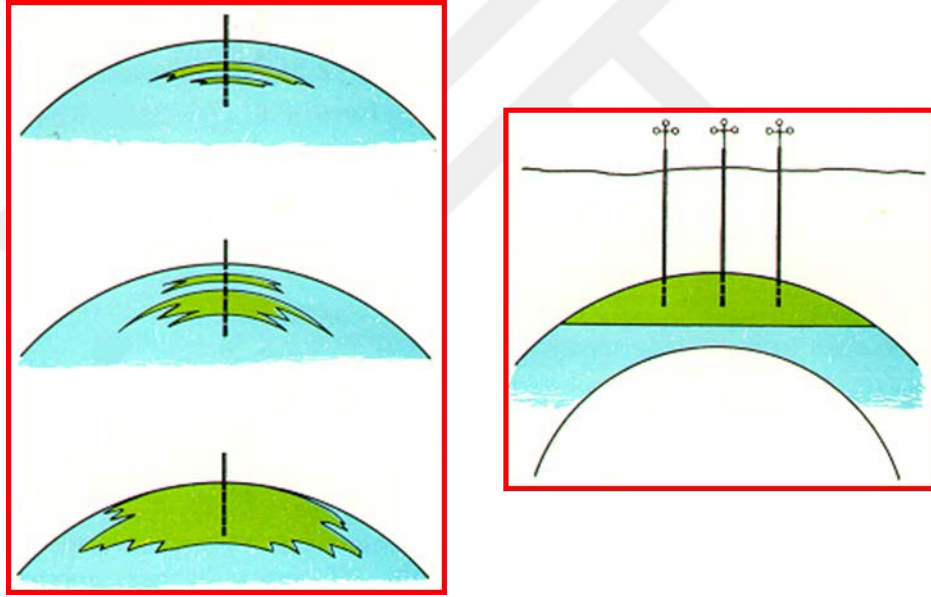


Şekil 2.13: Tüketilmiş Gaz Rezervuarlarında Doğal Gaz Depolama

- Doğal Rezervuarlar Kullanılıyor
- Arama Maliyetleri Az
- Rezervuara Ait Bir Çok Data Hazır
- İhtiyaç Duyulan Kapasite İçin İlave Kuyuların Açılması

#### 2.4.3.1.2. Akiferler

Akifer depoları başlangıçta su içeren jeolojik oluşumlardır ve gaz depolama rezervuarlarına dönüştürülür. Su taşıyan tortul kaya oluşumu geçirimsiz bir kapak kumu ile örtülüyorsa, bir akifer, gaz depolaması için uygundur. Kaya oluşumu, çalışma gazının yılda birkaç kez dolaştırılmasını sağlayan yüksek düzeyde verilebilirliğe sahiptir. Çalışma gazı veya üst gaz, rezervuara serbestçe çekilebilen veya enjekte edilen gaz miktarıdır. Maalesef, akiferler genellikle %80 gibi baz gazının büyük bir kısmına ihtiyaç duymakta ve bunlar genellikle iyileştirilememektedir. Rezervuarın tükenmesinin aksine, jeolojik koşulların test edilmediği gerçeği, rezervuar sızıntılarının yaşanmasında önemli bir risk oluşturmaktadır. Şekil 2.14'de gösterimi ve çalışma aşamaları ifade edilen akiferler genellikle en az elverişli depolama tesisi türüdür.

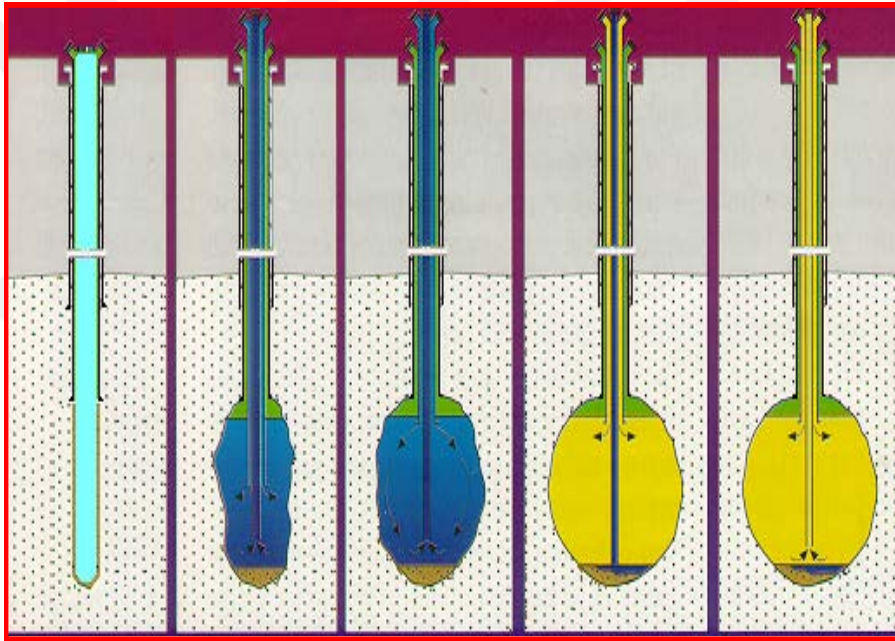


Şekil 2.14: Akiferlerde Doğal Gaz Depolama

- Uygun Yapının Tespit ve Arama Faaliyetleri
- Kuyuların Açılması
- Suyun Ötelenerek Depolama Alanının Oluşturulması
- Depolama Faaliyetine Başlanması

### 2.4.3.1.3. Tuz Mağaraları

Şekil 2.15’de gösterimi yapılan tuz mağaralarında depolama faaliyeti aşağıda tanımlanan şekilde gerçekleştirilmektedir. Tuz mağaraları, tuz kubbeleri denilen jeolojik yapılar içinde inşa edilmiştir. Bir tuz mağarası oluşturmak için, bir tuz formasyonu içine birkaç yüz metre aşağıda matkap gerekir ve mağara uygun boyuta yıkayın. Oluşumlar, enjekte edilen gazla doldurulur ve temel olarak yüksek basınçlı depolama tankları gibi davranır. Tuz mağaraları farklı depolama türlerinden en az miktarda baz gazı gerektirir ve aynı zamanda en yüksek teslimat derecesine sahiptir. Sonuç olarak, bu tesisler yılda dört veya beş kez gaz dolaşımını gerçekleştirebilirler. Yüksek yatırım maliyetleri ve sınırlı kapasite ana dezavantajlardır.



Şekil 2.15: Tuz Mağaralarında Doğal Gaz Depolama

- Arama Faaliyetleri
- Kuyuların Açılması
- Tuzun Eritilmesi
- Depolama

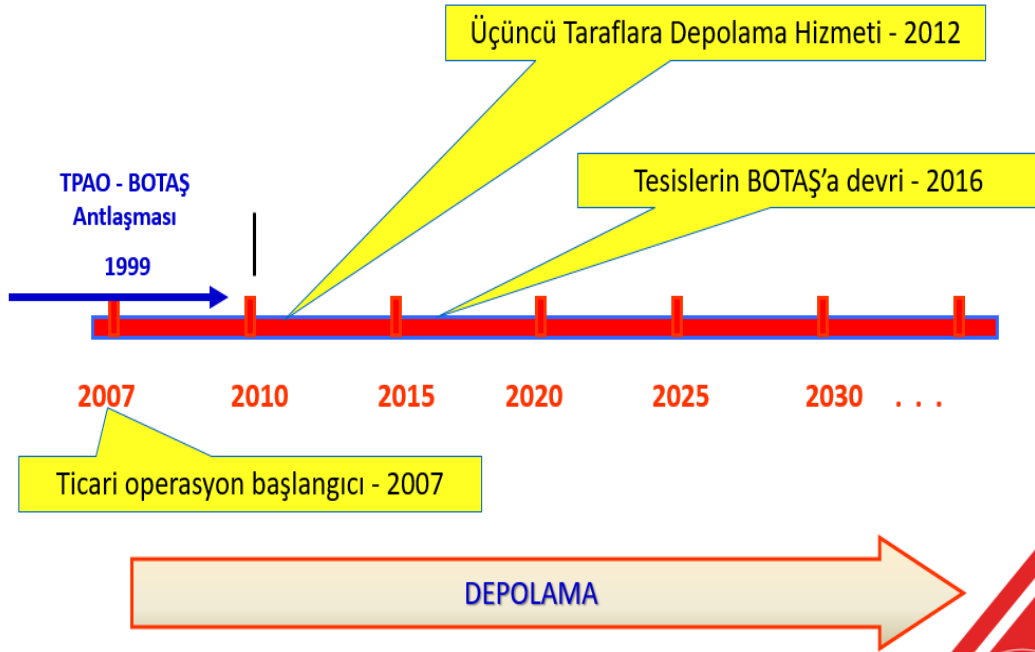


#### 2.4.4. Depolama Seçim Kriterleri

- Depolama Tesisine Olan Talep
- Rezervuar Özelliklerinin Uygunluğu
- Ana Boru Hattına Yakınlık
- Tüketim Merkezine Yakınlık

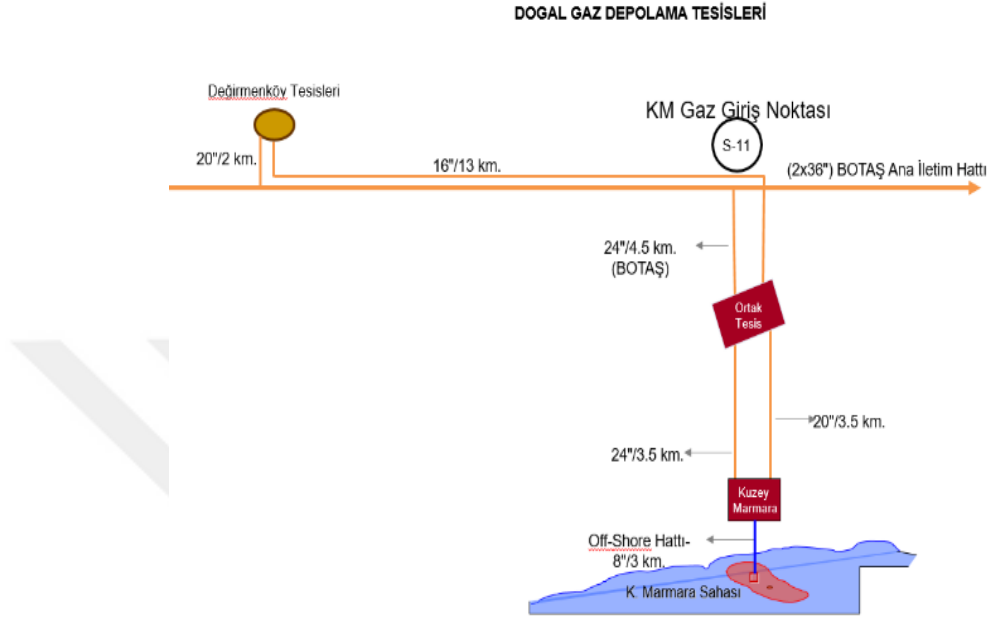
#### 2.4.5. Depolama Tarihçesi

Doğal gaz depolama faaliyetleri Şekil 2.16’da gösterildiği üzere 1999 yılında BOTAŞ ve TPAO arasında yapılan protokolle resmi olarak başlamış, 2007 yılında Silivri yer altı doğal gaz depolama tesislerinin devreye alınmasıyla ilk ticari operasyonlara başlamıştır. 2012 yılına kadar sadece BOTAŞ’a hizmet verilmiş olup 2012 yılında EPDK mevzuatında yapılan düzenlemeyle 3. Taraf özel şirketlerde doğal gaz depolama zorunluluğu gelmesiyle 2012 yılından sonra özel şirketlerde yer altı doğal gaz depoama hizmeti vermeye başlanmıştır. 2016 yılına kadar TPAO bünyesinde yürütülmekte olan depolama faaliyetleri 2016 yılından sonra BOTAŞ bünyesinde yürütülmektedir.



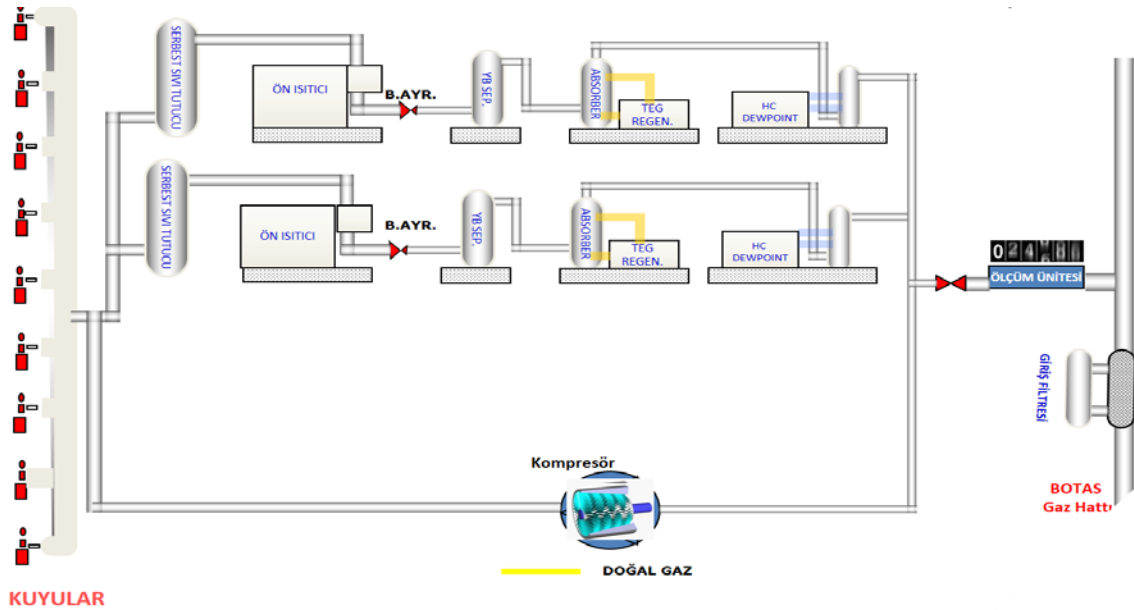
Şekil 2.16: Doğal Gaz Depolama Tarihçesi

Şekil 2.17 gösterildiği üzere Kuzey Marmara ve Değirmenköy rezervuarlarında gerçekleştirilen doğal gaz depolama operasyonları temel olarak Şekil 2.18 ve Şekil 2.19’da detayları gösterilen geri üretim ve enjeksiyon olmak üzere iki temel çalışma prensibi ve çalışma dönemine sahiptir.



Şekil 2.17: Doğal Gaz Depolama Rezervuarları

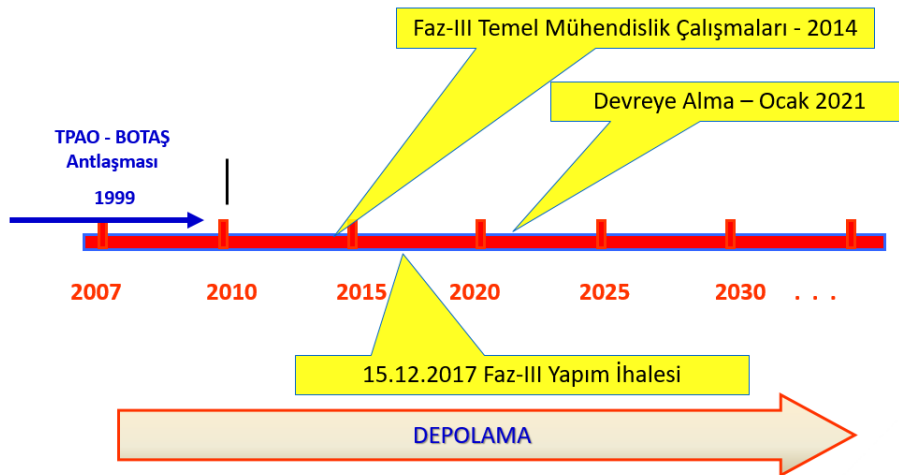
#### 2.4.6. Depolama Operasyonları



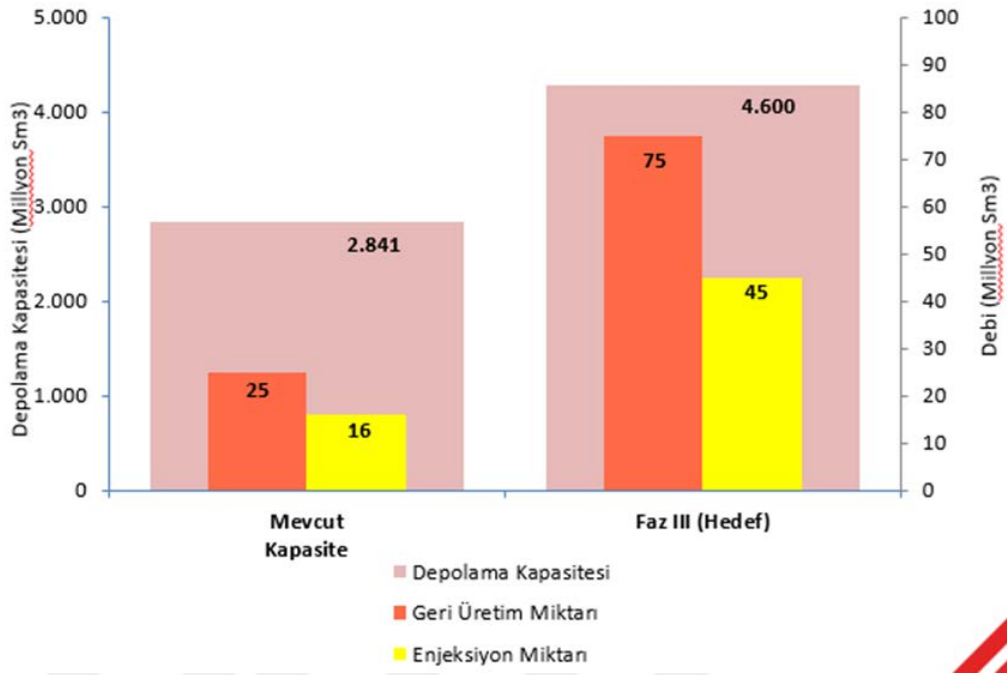
Şekil 2.18: Enjeksiyon Akış Şeması



döneminde operasyona konu gazın hali hazırda proses edilmiş gaz olmasının getirdikleri kolaylıklara karşın geri üretim operasyonunda özellikle depolama ortamı olarak doğal rezervuarların kullanılmasının getirdiği gaz prosesine ilişkin bir takım operasyonel gereklilikler oluşmaktadır. Şekil 2.19’da tariflendiği üzere kuyu başlarından alınan gaz öncelikle kaba partiküllerin tutulduğu “slag catcher” ünitesinde filtre edilir. Sonrasında rezervuar basıncına bağlı olarak soğutma ya da ön ısıtma ünitelerinden geçirilerek basınç düşürme istasyonuna ve ikinci seperasyon işlemine tabi tutulur. Rezervuardan çıkan gazın su kontaminesinin tutulabilmesi için dehidrasyon ünitesinde su ilgisi çok yüksek olan triethilen glikol maddesi kullanılarak gazın içindeki su ayrıştırılır. Sonrasında gazın bünyesinde bulunabilecek hidrokarbon (HC) yoğunluklarının tutulabilmesi için dew point ünitesinde  $-16^{\circ}\text{C}$  ye kadar soğutulur. Sonrasında boru hattı basıncına bağlı olarak kompresör yardımıyla ya da cazibe etkisiyle boru hattına basma işlemi yapılır. Ülkemizin gelişen endüstrisine bağlı olarak artan doğal gaz ihtiyacı beraberinde doğal gaz depolama kapasitesinde artış ihtiyacını da getirmektedir. Bu bağlamda, ülkemizde her geçen gün yeni projeler geliştirilmekte yeni projeler tamamlanmakta ve devreye alınmaktadır. Şekil 2.20’de aşamaları ifade edilen Silivri Doğal Gaz Depolama Genişleme Projesinde bu projelerden birisi olup ülkemiz enerji arz güvenliğine ciddi katkı sunacaktır. Şekil 2.21’de gösterildiği gibi, Proje kapsamında, 2.841 Milyar  $\text{m}^3$  olan depolama kapasitesi 4.6Milyar  $\text{m}^3$  e çıkacak olup, 25 milyon  $\text{m}^3$  /gün olan geri üretim kapasitesi 75 milyon  $\text{m}^3$ /gün, 16 milyon  $\text{m}^3$  /gün olan geri üretim kapasitesi ise 45 milyon  $\text{m}^3$  /gün olacaktır.



Şekil 2.20: Genişleme Tarihçesi



Şekil 2.21: Kapasite Artışları

### 3. SİSTEMİN TANIMI

Doğal Gaz Depolama Tesislerinde 3 adet 10 MWSolar- Mars 100 ve 1 Adet 5 MW Solar-Taurus 60 Türbin- Kompresör paketi bulunmaktadır.



**Şekil 3.1:** Doğal Gaz Depolama Tesisleri

Şekil 3.2 de gösterimi yapılan mevcut paket içinde bulunan Gaz Kompresörü enjeksiyon dönemlerinde ve rezervuar basıncının düştüğü geri üretim döneminin son zamanlarında doğal gazı basınçlandırmak için kullanılmakta olup, Gaz Türbini ise kompresörü çalıştırmak için gerekli işi üretmektedir.



**Şekil 3.2:** Doğal Gaz Depolama Tesisleri

Üretici teknik dokümanlarında belirtilen Türbin verimleri ortalama %35 mertebesinde olup, tüketilen enerjinin %65 ini baca gazı ve mekanik sürtünmelerle kaybetmektedir.

**Tablo 3.1:** Türbin Baca Gazı Çıkış Değerlerimiz

Hava Giriş Sıcaklığı*	0 C	20 C
Egzoz Gazı Çıkış Sıcaklığı	463 C	500 C
Egzoz Gazı Çıkış Debisi	50,4 kg/s	46,7 kg/s

\*: Dikkate alınan Yıllık Hava Sıcaklığı Ortalaması 14 °C'dir.

Gaz türbinleri yıllık elektrik üretimi ve yakıt tüketimleri Türkiye'nin coğrafi bölgeleri için analiz edilmiştir. Türkiye, coğrafi ve iklim koşulları dâhili olarak birbirine benzeyen yedi bölgeye ayrılmıştır. Tablo 3.1'de ölçümü yapılarak verilen değerler ortalama yıllık hava sıcaklığının 14 °C olarak kabul edilerek verilmiştir. Bu bölgelerin aylık ortalama sıcaklıkları 218 noktadan yapılan sıcaklık ölçümleri kullanılarak belirlenmiştir [27].

Tablo 3.2'de söz konusu türbinlere ait emisyon değerleri sunulmuş, bu değerler dikkate alınarak kojenerasyon sisteminin türbin sistemi üzerinde oluşturacağı yakıt gazı değişimi gözlenmiştir.

Tablo 3.3'de tesiste halen kullanılmakta olan türbinlere ait hesaplamaya temel oluşturacak üretici verileri sunulmuştur.

**Tablo 3.2:** Emisyon Değerleri

EMİSYON DEĞERLERİ	
Yük aralığı	% 40-100 arası
Yakıt tipi	Doğalgaz
NO <sub>x</sub>	<15 mg/Nm <sup>3</sup> , kuru (ISO)
CO	25 mg/Nm <sup>3</sup> , kuru (ISO)

**Tablo 3.3:** Kompresör Değerleri

İmalatçı firma adı	SOLAR
Model:	Mars 100
İşletme	Dönemsel
Türbin dizaynı	Çift şaftlı
Kompresör:	16 kademeli, aksenel
Kompresör hızı:	10500 rpm
Sıkıştırma oranı:	24:1
Yanma hücresi	Dairesel, 14 enjektörlü (SoLoNOx, düşük emisyonlu)
Gaz generatör	3 kademeli, aksenel
Güç türbin	2 kademeli, aksenel
Güç Türbin hızı	7000 rpm
Isı Oranı:	9000 kJ/kW-saat
Türbin hava giriş debisi	67,3 Kg/sn
Eksoz gazı sıcaklığı	463 °C
Eksoz gazı kütledebisi	50,4 Kg/sn
Uzunluğu	10 290 mm
Genişliği:	3 600 mm
Yüksekliği	4 120 mm



### 3.1. Projenin Amacı

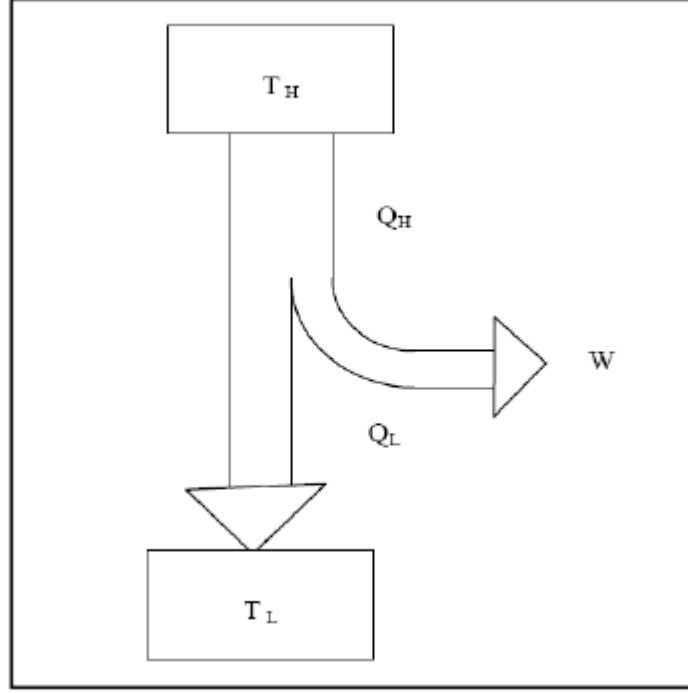
Yer altı doğal gaz depolama tesislerinde bulunan 3 adet Mars-100 model gaz türbininden yakıt gazından elde ettiğimiz, baca gazından elektrik üretmek ve kaybettiğimiz atık ısıyı kamunun menfaatlerini dikkate alarak geri kazanmak, tesisimizin ve kamunun ihtiyaç duyduğu elektrik arzına bedeli karşılığında katkı sunmaktır.

Çalışmamızda bunu sağlayabilecek bir tesisin;

- İlgili sistemin ana ekipmanlarını tespit etmek
- Ana ekipman kapasitelerini ve üretilebilecek elektrik miktarını tespit etmek
- Tahmini CAPEX ve OPEX hesaplamalarını yapmak
- Projenin geri dönüş süresini hesaplayarak uygulanabilirliğini ortaya çıkarmayı amaçlamaktayız.

Bildiğiniz üzere, Gaz Türbinleri çok yüksek sıcaklık ve miktarlarda egzoz gazlarına sahiptirler.

- Bu gazlar değerlendirilmediği takdirde atmosfere atılmaktadır.
- Hedeflenen gaz türbinlerinden elde edilen yüksek sıcaklık ve miktardaki egzoz gazlarından ilk aşamada HRSG vasıtasıyla buhar elde etmek ve elde edilen buhardan buhar türbini vasıtasıyla elektrik elde etmektir.
- Çalışmada Mars-100 Türbinlerine ait teknik verilen kullanılmış ve Türbin üreticisi Solar Turbines şirketinden Teknik destek alınmıştır.
- Atık gazlardan elektrik eldesi, ülke menfaatine bir projedir.
- Depolama tesisinde bulunan gaz türbinlerinin doğal gaz depolama yılında enjeksiyon dönemi olarak tanımlanan yani özellikle elektrik fiyatlarının yüksek seyrettiği yaz aylarında çalışması ilave karlılık sağlayacaktır.
- Üretilen elektriğin öncelikle iç tüketimde kullanılması, kalan miktarın sisteme satılması düşünülmüştür.
- İç tüketimde kullanılan elektriğe ödenen para, YEKDEM ve dağıtım bedelleri içerdiğinden Spot Piyasa fiyatlarından yüksektir.



**Şekil 3.3:** Tipik Isı Makinası Şematik Gösterimi

Şekil 3.3 de gösterimi yapılan tipik ısı makinası şematik gösteriminde bir ısı makinesinde üretilen iş ( $W$ ), alınan ısı enerjisi ( $Q_H$ ), Çevreye aktarılan ısı enerjisi,  $Q_L$  gösterilmektedir.

Denklem 2.1 de görüleceği üzere, bir ısı makinesinde üretilen işin ( $W$ ), alınan ısı enerjisine ( $Q_H$ ) oranı, ısı verim,  $\eta$  ' dir.

$$\eta = W / Q_H \quad (3.1)$$

Çevreye aktarılan ısı enerjisi,  $Q_L$ , kojenerasyon sisteminde kullanılan ısıdır. Böylece denklem 2.2 de görüldüğü üzere enerjiden yararlanma oranı (EYO) maksimum düzeye çıkartılmaktadır.

$$EYO = W + Q_L / Q_H \quad (3.2)$$

Bileşik ısı güç santrallerinde üretilen işin (elektriğin) faydalanılan ısıya oranı, denklem 2.3 de formülize edilen elektrik ısı oranı (EIO) diye tanımlanır. Termodinamiğin birinci yasası uyarınca ısı verimle de gösterilebilir. EIO, kojenerasyon sisteminin önemli özelliklerinden biridir.

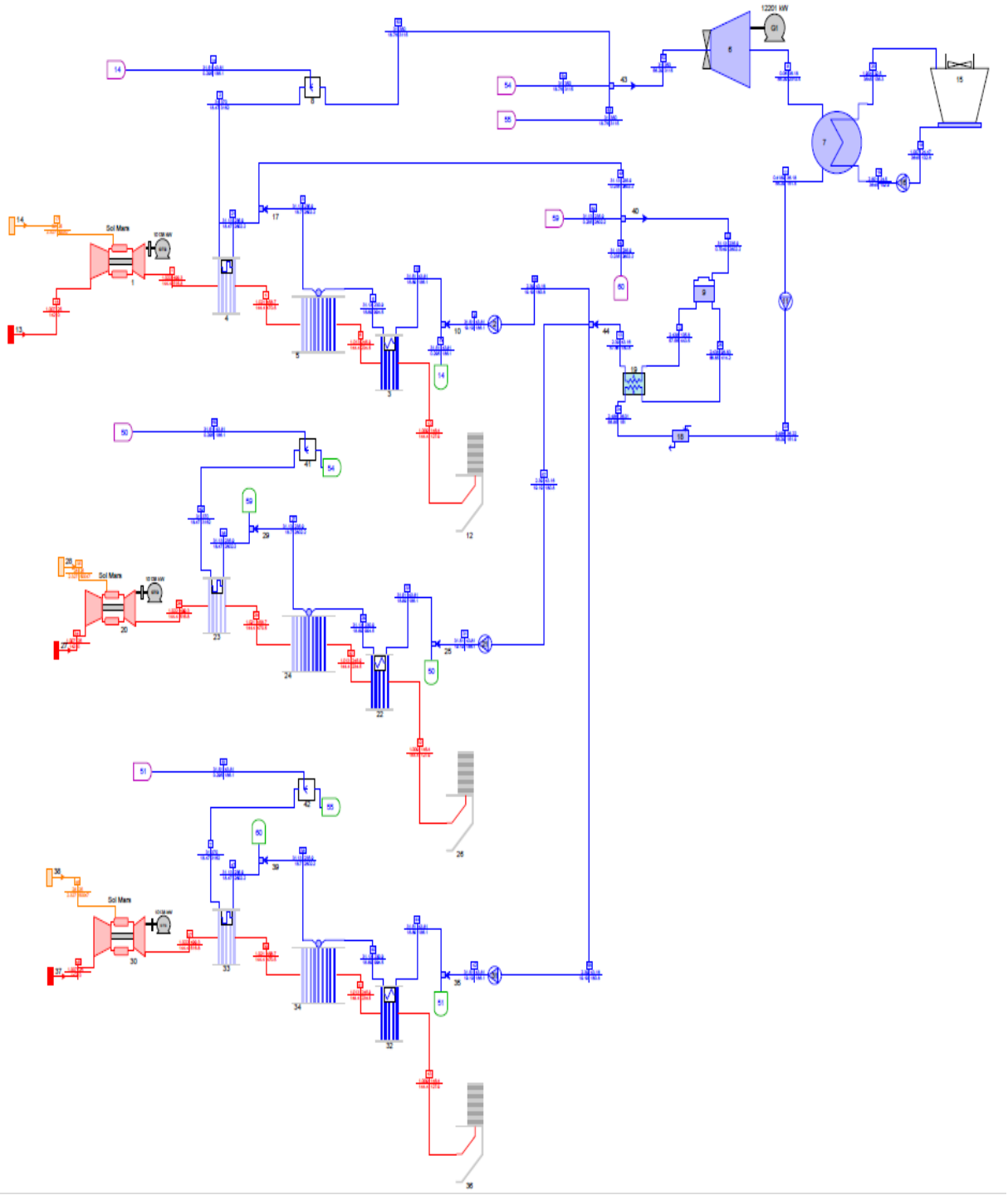
$$EIO = W / Q_L = \eta / 1 - \eta \quad (3.3)$$

Türbinlerde ise genellikle EIO' nın tersi (1 / EIO) olan ısı oranı temel parametrelerden birisi olarak verilir.

$$Isı Oranı = Q_L / W = 1 - \eta / \eta \quad (3.4)$$

### **3.2. Kavramsal Tasarım**

Şekil 3.4 de gösterimi yapılan kavramsal tasarım sistemin nasıl çalıştığını ve tasarlanan akışı göstermektedir. Burada gösterildiği gibi sistem 3 adet ısı geri kazanım jeneratörü (HRSG) ve 1 adet Buhar Turbininden oluşmaktadır. Isı geri kazanım jeneratöründen elde edilen enerji buhar türbininde değerlendirilerek üretilen iş ile jeneratörden üretilen elektrik şalt merkezine aktarılmaktadır. Akış şemasının detayları Ek A'da sunulmuştur.



Şekil 3.4: Kavramsal Tasarım 3 x HRSG ve 1 x ST (Ek A)

### 3.3. Kombine Çevrim Performans Bilgileri

Isı geri kazanım kazanları ateşlemesiz tiptir. Isı geri kazanım kazanlarındaki atık gazdaki mevcut ısı enerjisinden faydalanılarak kızgın buhar ve sıcak su elde edilmektedir. Isı geri kazanım kazanlarında, 31 barg basınçta, 350 °C sıcaklıkta 3 adet x 18,76 ton/saat=56,280 ton/saat kızgın buhar elde edilecektir.

Üretilen kızgın buhar buhar türbini vasıtasıyla elektrik üretiminde kullanılacaktır.

Çalışmada tasarlanan kombine çevrim, 1 türbin için incelendiğinde;

Gaz Turbin Girişinde Doğal Gaz Giriş Koşulları Tablo 3.4 de gösterimi yapılmış değerler olarak ölçülmüş,

**Tablo 3.4:** Gaz Turbin Girişinde Doğal Gaz Giriş Koşulları

Doğal Gaz	28	bar	25	C
	2,327	t/h	50047	kJ/kg

bu değerlerden yola çıkarak gaz türbini giriş enerjisi (TGE);

$$TGE = 2,327 * 1000000 * 50047 / 3600 / 1000000$$

$$TGE = 32,35 \text{ MW olarak hesaplanmaktadır.}$$

Gaz Kompresörleri Mekanik Enerjisi=10.138MW (Üretici teknik dökümanlarında belirtilen değerdir.)

Gaz Kompresörlerinden sonra kalan kayıpsız net Enerji (KNE);

Gaz Türbin Giriş Enerjisi- Gaz Kompresörleri Mekanik Enerjisi;

$$KNE = 32,35 - 10,135$$

3.5

$$KNE = 22,21 \text{ MW olarak hesaplanmıştır.}$$

Gaz türbini çıkışındaki baca gazı koşulları Tablo 3.5’de gösterimi yapılmış değerler olarak ölçülmüştür.

**Tablo 3.5:** Gaz Turbin Çıkışında Baca Gazı Koşulları

Baca	1,022	bar	499,3	C
Gazı	144,4	t/h	516,8	kJ/kg

Bu değerlerden yola çıkarak aktüel baca gazı enerjisi ( $BGE_{Act.}$ );

$$BGE_{Act.} = \text{Baca Gazı Çıkış Debisi} * \text{Baca Gazı Çıkış Enerjisi} \quad (3.6)$$

$$BGE_{Act.} = 144,4 * 1000000 * 516,8 / 3600 / 1000000 \quad (3.7)$$

$BGE_{Act.} = 20,73$  MW olarak hesaplanmıştır.

Teorik olarak hesaplanan ve aktüel olarak hesaplanan baca gazı enerjisi değerleri karşılaştırıldığı zaman;

$$22,21 \text{ MW} - 20,73 \text{ MW} = 1,48 \text{ MW} \text{ enerji kaybı görülmektedir.} \quad (3.8)$$

Kurulu mevcut sistemin verimi hesaplandığı zaman;

$$\eta_{\text{mekanik ve ısı}} = \frac{\text{Aktüel baca gazı enerjisi} + \text{Gaz Kompresörlerinin Mekanik Enerjisi}}{\text{Türbin Giriş Enerjisi}} \quad (3.9)$$

$$= \frac{20,73 + 10,138}{32,35} \quad (3.10)$$

$$\eta_{\text{mekanik ve ısı}} = 0,95 \quad (3.11)$$

HRSG Sonrası Bacadan Atılan Gazın Enerjisi Tablo 3.6' da gösterildiği şekilde tasarlanmıştır.

**Tablo 3. 6:** HRSG Sonrası Bacadan Atılan Gazın Enerjisi:

HRSG sonrası Bacadan Atılan	Baca Gazı	1,009	bar	146,4	C
		144,4	t/h	127,9	kJ/kg

$$\text{HRSG Sonrası Bacadan Atılan Gazın Enerjisi} = \frac{144,4 * 10^6 * 127,9}{3600 * 10^6}$$

$$\text{HRSG Sonrası Bacadan Atılan Gazın Enerjisi} = 5,13 \text{ MW} \quad (3.11)$$

$$\text{HRSG de Buhar üretimi kalan net enerji} = 20,73 - 5,13 \quad (3.12)$$

$$\text{HRSG de Buhar üretimi kalan net enerji} = 15,60 \text{ MW}$$

HRSG su giriş ve HRSG buhar çıkış değerleri Tablo 3.7'de gösterilen değerler olacak şekilde tasarlanmıştır.

**Tablo 3.7:** HRSG Giriş Su ve HRSG Çıkış Buhar Değerleri

HRSG Giriş	Su	31,51	bar	43,81	C
		19,19	t/h	186,1	kJ/kg
HRSG Çıkış	Buhar	31	bar	350	C
		18,76	t/h	3115	kJ/kg

$$\text{HRSG Giriş Enerjisi} = \frac{19,19 * 10^6 * 186,1}{3600 * 10^6}$$

$$\text{HRSG Giriş Enerjisi} = 0,99 \text{ MW} \quad (3.13)$$

$$\text{HRSG Çıkış Enerjisi} = \frac{18,76 * 10^6 * 3115}{3600 * 10^6}$$

$$\text{HRSG Çıkış Enerjisi} = 16,23 \text{ MW} \quad (3.14)$$

$$\text{HRSG Enerjisi} = 16,23 \text{ MW} - 0,99 \text{ MW}$$

$$\text{HRSG Enerjisi} = 15,24 \text{ MW} \quad (3.15)$$

$$\text{HRSG Kaybolan Enerjisi} = 15,60 \text{ MW} - 15,24 \text{ MW}$$

$$\text{HRSG Kaybolan Enerjisi} = 0,36 \text{ MW} \quad (3.16)$$

$$\text{HRSG Verimi} = \frac{\text{HRSG de Buhar üretimi kalan net enerji}}{\text{HRSG de elde edilen enerji}}$$

$$\text{HRSG Verimi} = \frac{15,24}{15,60} = 0,98$$

$$\eta_{\text{HRSG}} = \%98 \quad (3.17)$$

**Kombine Çevrim Sistem Toplam Verimi:**

$$\text{Buhar Türbini Giriş Enerjisi} = \text{HRSG Çıkış Enerjisi} * 3 \quad (3.18)$$

$$\text{Buhar Türbini Giriş Enerjisi} = 16,23 \text{ MW} * 3$$

$$\text{Buhar Türbini Giriş Enerjisi} = 48,70 \text{ MW}$$

Tablo 3.8’de sunulan buhar türbini mekanik ve elektrik enerji verileriyle Denklem 3.19’da yapılan hesaplamalar neticesinde buhar türbini net verimi Tablo 3.8’de ifade edilen şekilde % 24 olarak hesaplanmıştır.

**Tablo 3.8:** Buhar Turbini Mekanik & Elektrik Enerji Verileri

Buhar Turbine elde edilen mekanik enerji	12,20	MWm
Buhar Türbine net elektrik enerjisi	11,84	Mwe

$$\text{Buhar Türbini Net Verim} = \frac{\text{Buhar Türbini elde edilen mekanik enerji}}{\text{Buhar Turbine Giriş Enerjisi}}$$

$$\text{Buhar Türbini Net Verim} = \frac{12,20 \text{ MW}}{48,70 \text{ MW}} = 0,24$$

$$\eta_{\text{Buhar Türbini}} = \%24 \quad (3.19)$$

$$\text{Kombine Çevrim Toplam Giren Enerji} = \text{Gaz Türbini Giriş Enerjisi} * 3 (\text{HRSG Sayısı})$$

$$\text{Kombine Çevrim Toplam Giren Enerji} = 32,35 \text{ MW} * 3$$

$$\text{Kombine Çevrim Toplam Giren Enerji} = 97,05 \text{ MW} \quad (3.20)$$



Kombine Çevrim Toplam Mekanik Enerji= Gaz Kompresörler Mekanik Enerjisi \*3

Kombine Çevrim Toplam Mekanik Enerji=10,138 MW\*3

Kombine Çevrim Toplam Mekanik Enerji=30,41 MW (3.21)

Kombine Çevrim Toplam Elektrik Enerji=11,84 MWe (3.22)

Kombine Çevrim Toplam Faydalı Enerji= 11,84 MW+30,41 MW

Kombine Çevrim Toplam Faydalı Enerji= 42,25 MW (3.23)

### 3.3.1. Kombine Çevrim Verimi

Sistemin verimini belirleyebilmek için sisteme giren toplam enerjinin sistemden elde edilen faydalı enerjiyle analizini gerçekleştirilmiştir. Yapılan analizde sisteme giren 97,05MW enerji karşılığında kombine çevrim santralinden elde edilen toplam faydalı enerji miktarı 42,25MW olarak ölçülmüştür.

$$\text{Kombine Çevrim Verimi} = \frac{\text{Kombine Çevrim Toplam Giren Enerji}}{\text{Kombine Çevrim Toplam Faydalı Enerji}}$$

$$\text{Kombine Çevrim Verimi} = \frac{42,25}{97,05} \times 100$$

$$\eta_{\text{Kombine Çevrim}} = \%43,79 \quad (3.24)$$

Denklem 3.24 de görüleceği üzere kombine çevrim verimimiz %43,79 olarak hesaplanmıştır.

**Tablo 3.9:** Bir Adet Gaz Türbini için Hesaplanan Veriler

1 GAS TURBINE							
Gas Turbine Giriş	Doğal Gaz	28	bar	25	C	32,35	MW
		2,327	t/h	50047	kJ/kg		
Gaz Kompresörler Mekanik Enerji						10,138	MW
Gaz Kompresörlerinden sonra kalan kayıpsız net Enerji						22,21	MW
Gas Turbine Çıkışı Atık Isı Enerjisi	Baca Gazı	1,022	bar	499,3	C	20,73	MW
		144,4	t/h	516,8	kJ/kg		
Kayıp						1,48	MW
Mekanik Enerji + Isı Enerjisi Verimi						95%	%
HRSG sonrası Bacadan Atılan	Baca Gazı	1,009	bar	146,4	C	5,13	MW
		144,4	t/h	127,9	kJ/kg		
HRSG de Buhar üretimi kalan net enerji						15,60	MW
HRSG Giriş	Su	31,51	bar	43,81	C	0,99	MW
		19,19	t/h	186,1	kJ/kg		
HRSG Çıkış	Buhar	31	bar	350	C	16,23	MW
		18,76	t/h	3115	kJ/kg		
HRSG de elde edilen enerji						15,24	MW
HRSG de Kaybolan Enerji						0,36	MW
HRSG Verimi						98%	%
KOMBİNE ÇEVİRİM SİSTEM TOPLAM VERİMİ							
Buhar Turbine Giriş						48,70	MW
Buhar Turbine elde edilen mekanik enerji						12,20	MWm
Buhar Türbine net elektrik enerjisi						11,84	Mwe
Buhar Turbine Net Verim						24%	%
Kombine Çevrim Toplam Giren Enerji						97,05	MW
Mekanik Enerji						30,41	MW
Elektrik Enerjisi						11,84	MWe
Toplam Faydalı Enerji						42,25	MW
Kombine Çevrim Verim						43,5%	%

### 3.4. ANA EKİPMANLAR

Sistemi oluşturan ana ekipmanlar aşağıda sıralandığı şekildedir.

- HRSG
- Buhar Türbini ve Kondanser
- Su Hazırlama Tesisi

#### ➤ Isı Geri Kazanım Kazanı (HRSG)

Boiler aşağıda ifade edilen bileşenlerden oluşmaktadır:

- Drum
- Yanma Odası / Radyasyon & Konveksiyon Isı Transfer Yüzeyleri
- Evaporator
- Isıtıcı/Superheater
- Ekonomizer
- Diğer Boyler bileşenleri:
  - Giriş Kapısı, Muayene Girişleri, Ölçüm Bağlantıları
  - Kazan Kaidesi, ana Plakalar, Bağlantı elemanları
  - 150 mm mineral yün & 1.0 mm Al Sac ile kaplama ve giydirme.

#### Boiler Armatürleri

##### Her Kazan için Dram Aksesuarları

- 1 adet Drain valf (su seviye tespit başlığı)
- 2 adet su seviye tespit göstergesi
- 1 adet fark basınç transmitteri
- 2 adet basınç göstergesi
- 2 adet manometre ve valf
- 1 adet su besleme vanası
- 1 adet çekvalf
- 1 adet tahliye akış vanası
- 2 adet presöstat (on-off)
- 1 adet presöstat (oransal)

### **Güvenlik Vanası**

- 2 adet PSV vana
- 2 adet PSV vana susturucu

### **Accessories of Steam outlet**

- 1 adet Buhar Çıkış vanası (manual)
- 1 adet kontrol vanası (electric/pneumatic)
- 1 adet By-pass vanası
- 1 adet hava vent vanası

### **Boyer Güvenlik Elemanları**

- Otomatik su besleme sistemi
- Sürekli tahliye akış sistemi
- Kesişimli tahliye akış sistemi
- Düşük seviye alarm ölçümü ve sistemi
- Yüksek seviye ölçüm ve alarm sistemi

**Tablo 3. 10: HRSG Özellikleri**

HRSG Özellikleri		
1	Baca gazı tipi	Yanmış doğalgaz (baca gazı)
2	Boyer tipi	Ateşlemesiz, su borulu
3	Egsoz gazı giriş sıcaklığı	471 oC
4	Kızgın Buhar - kazan çıkış sıcaklığı	346 oC
5	Kızgın Buhar - kazan çıkış basıncı	19,5 barg
6	Kızgın Buhar - kazan çıkış debisi	28,682 ton/saat
7	Buhar üretici çıkışı doymuş buhar sıcaklığı	216,7 oC
8	Buhar üretici çıkışı doymuş buhar basıncı	20 barg
9	Ekonomizer su giriş sıcaklığı	60 oC
10	Sıcak su kazanı egsoz giriş sıcaklığı	147,5 oC
11	Sıcak su kazanı egsoz çıkış sıcaklığı	90 oC
12	Sıcak su kazanı ısı üretim miktarı	3.909 kW (167,694 ton/saat) (90 oC - 70 oC)

### **Yakıt Gazı Duct, Diverter, Kompensatör, Gürültü Absorber**

#### **By-Pass Bacası**

- Kendinden destekli tip baca. 250mm kalınlıkta taş yünüyle izole edilmiş.
- Dahili baca
- ap: 1500
- Toplam yükseklik: 45 m
- Malzeme : S235JR –Carbon Steel

#### **Ana Baca**

- Kendinden destekli tip baca. 250mm kalınlıkta taş yünüyle izole edilmiş.
- Dahili baca
- ap: 1500
- Toplam yükseklik: 45 m
- Malzeme : S235JR –Carbon Steel

#### **Yakıt Gazı n Kanalı**

- Turbin-Boiler- baca arasında bulunan kanallar, taş yünü ile izole edilmiş ve Al sa ile kaplanmış olacaktır.
- Malzeme: S235JR –Carbon Steel

#### **Yakıt Gazı Arka Kanalı**

- Turbin-Boiler- baca arasında bulunan kanallar, taş yünü ile izole edilmiş ve Al sa ile kaplanmış olacaktır.
- Malzeme: S235JR –Carbon Steel

#### **Gürültü Absorber**

By-pass bacası taban yüzeyine montajlanacaktır. Ses seviyesi 85dbAin/mt olacaktır.

#### **Kompensatör**

Termal genleşmeye karşı olarak gaz kanallarına monajlanacaktır.

#### **Yönlendirici**

Yn Kazan giriş damperi / klapesi ve by-pass damperi / klapesi birbirlerine mekanik olarak bağlanır ve tek bir tahrik nitesi tarafından tahrik edilir. Düşünülen bu

yöntem güvenlik sisteminin bir ölçümüdür. Yönlendirici oransal olarak çalışır. Saptırıcı malzeme, Alman menşeli atık gaz sıcaklığına göre uygun olacaktır.

### **Besleme Suyu Pompası ve Armatürler**

- Miktar: 3 adet. (2 ana, 1 yedek)
- Debi/Flow Rate: 15,6 m<sup>3</sup>/h
- Basınç/Pressure: 450 mSS

### **Armatürler ve Pompa Grupları**

- 2 adet su giriş vanası
- 2 adet su çıkış vanası
- 2 adet filtre
- 2 adet çekvalf
- 2 adet basınç göstergesi (0-16 bar) (Çap: 100 mm) ve vanalar

### **Blowdown Tank & Armatürleri**

- Kapasite: 1.000 lt
- Dizayn Basıncı: 40 bar(a)

### **Blow Down Tank Armatürleri:**

- 3 adet Vana
- 1 adet güvenlik vanası
- 1 adet buhar kapağı
- 1 adet basınç göstergesi
- 1 adet Selenoidvana

### **Kimyasal dozlama sistemi**

- 2 adet dozlama pompası
- 2 adet PE kimyasal stok tankı
- 2 adet paslanmaz çelik mikser

## Buhar ve Besleme suyu ölçüm ünitesi

### Buhar Ölçüm

- Tip: VorteksFlowmeter
- Dijital gösterge: Anlık ve toplam akış

### Besleme Suyu Ölçüm

- Tip: VorteksFlowmeter
- Dijital gösterge: Anlık ve toplam akış

### Elektrik Kontrol & PLC

- Sigortalar
- Termik Ve Manyetik Anahtarlar
- Sinyal Lambaları
- Ana Şalter
- Voltmetre
- 3 Adet Amper Metre

**Tablo 3.11:** HRSG Ön Tasarımı (Preliminary Design)-Malzeme Listesi

CONDENSATE PUMP / CONDENS POMPASI	2
FEED WATER PUMP / BESI SUYU POMPASI	1
BLOWNDOWN TANK BKÖF TANKI	2
CONDENSATE TANK / KONDENS TANKI	1
DEAERATOR / DEGAZÖR	1
FEED WATER TANK / BESI SUYU TANKI	1
COMPENSATOR / KOMPANSATOR	1
COMPENSATOR / KOMPANSATOR	1
COMPENSATOR / KOMPANSATOR	1
COMPENSATOR / KOMPANSATOR	1
DIVERTER / KLAPE	1
BOILER OUTLET GAS DUCT / KAZAN ÇIKIS GAZ KANALI	1
BOILER INLET GAS DUCT / KAZAN GİRİS GAZ KANALI	1
STACK / ANA BACA	1
BY-PASS STACK / BY-PASS BACASI	1
PRISMATIC SILENCER / RIRIZMATİK SUSTURUCU	1
DIVERTER VALVE / DIVERTER VANA	1
ECONOMIZER / EKONOMİZER	1
HEAT RECOVERY STEAM BOILER / ATIK ISI BUHAR KAZANI	1
EQUIPMENT	PCS

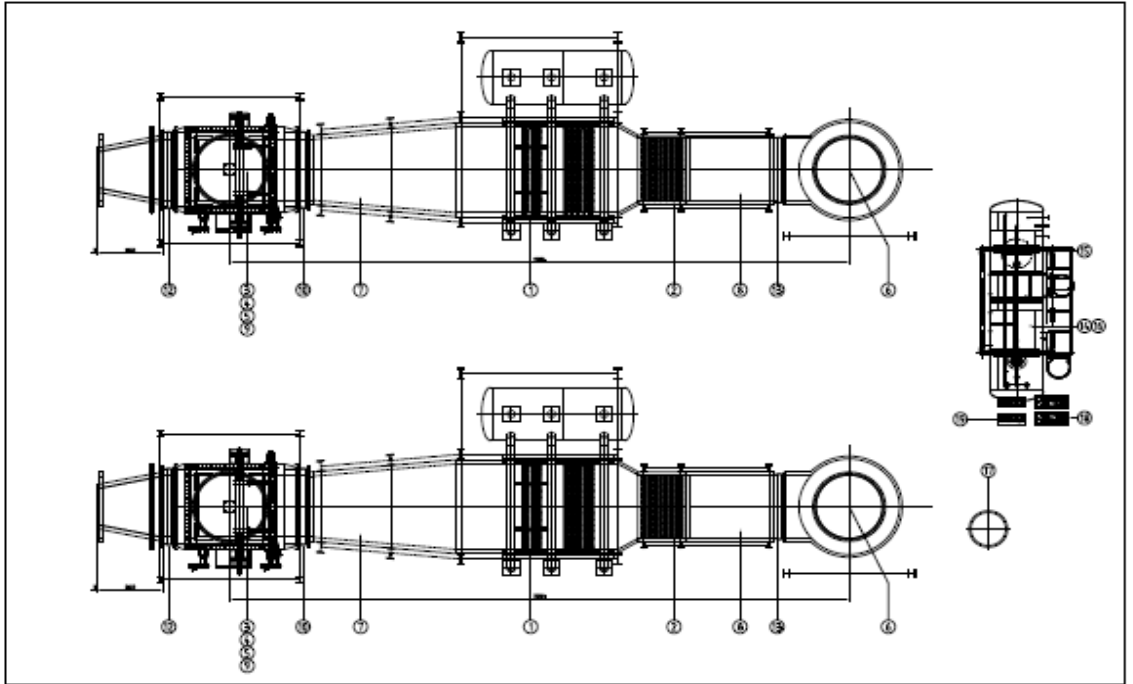
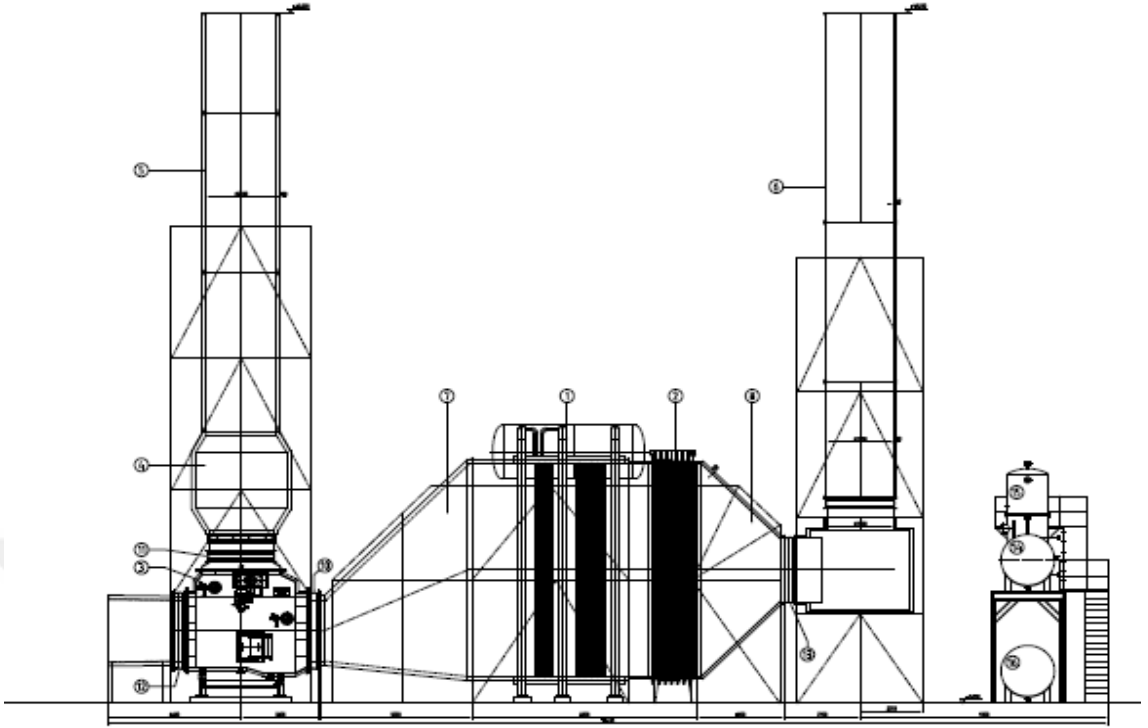
Şekil 3.5’de gösterimi yapılan ısı geri kazanım kazanı (HRSG) ön tasarımı, Tablo 3.11’de listelenen yoğuşma pompası ve tankı, besleme suyu pompası ve tankı, ani basınç yükselmelerine karşı ihtiyaç duyulan blöf tankı, degazör, sistemde ısıl genişlemelere bağlı oluşabilecek hareketler için kompensatör, akış yönlendiriciler, kazan giriş ve çıkış kanalları ana ve by-pass bacaları ekonomizer ve atık ısı buhar kazanından oluşmaktadır.

Şekil 3.6’da teknik çizimi verilen Buhar Türbini – Lay Out 1 ve Şekil 3.7 de teknik çizimi verilen Buhar Türbini Layout 2 buhar türbininin diğer ekipmanlarla ve türbinin kendi ekipmanlarıyla birlikte yerleşim planlarını göstermekte olup, Turbin, Dişli kutusu, jeneratör, yağlama ünitesi, ana kaide, sızan buhar yoğuşturucusu, türbin tahliyesi, türbin rotoru, jeneratör rotoru, kondensatör bileşenlerinden oluşmaktadır.

Şekil 3.8’de teknik çizimi verilen Kondenser Lay Out, Entalpi: 2291 [kJ/kg], Tasarım basıncı: 0,070 [bara], Akış debisi: 10,17 [kg/s], Soğutma suyu giriş sıcaklığı: 20,0 [°C], Soğutma suyu çıkış sıcaklığı: 30,0 [°C], Soğutma suyu debisi: 1868 [m<sup>3</sup>/h], Isı transfer yüzey alanı: 787 [m<sup>2</sup>], Basınç kaybı: 0,16 [bar] teknik özelliklerine sahip yoğusturucu ünitesinin yerleşim planıdır.

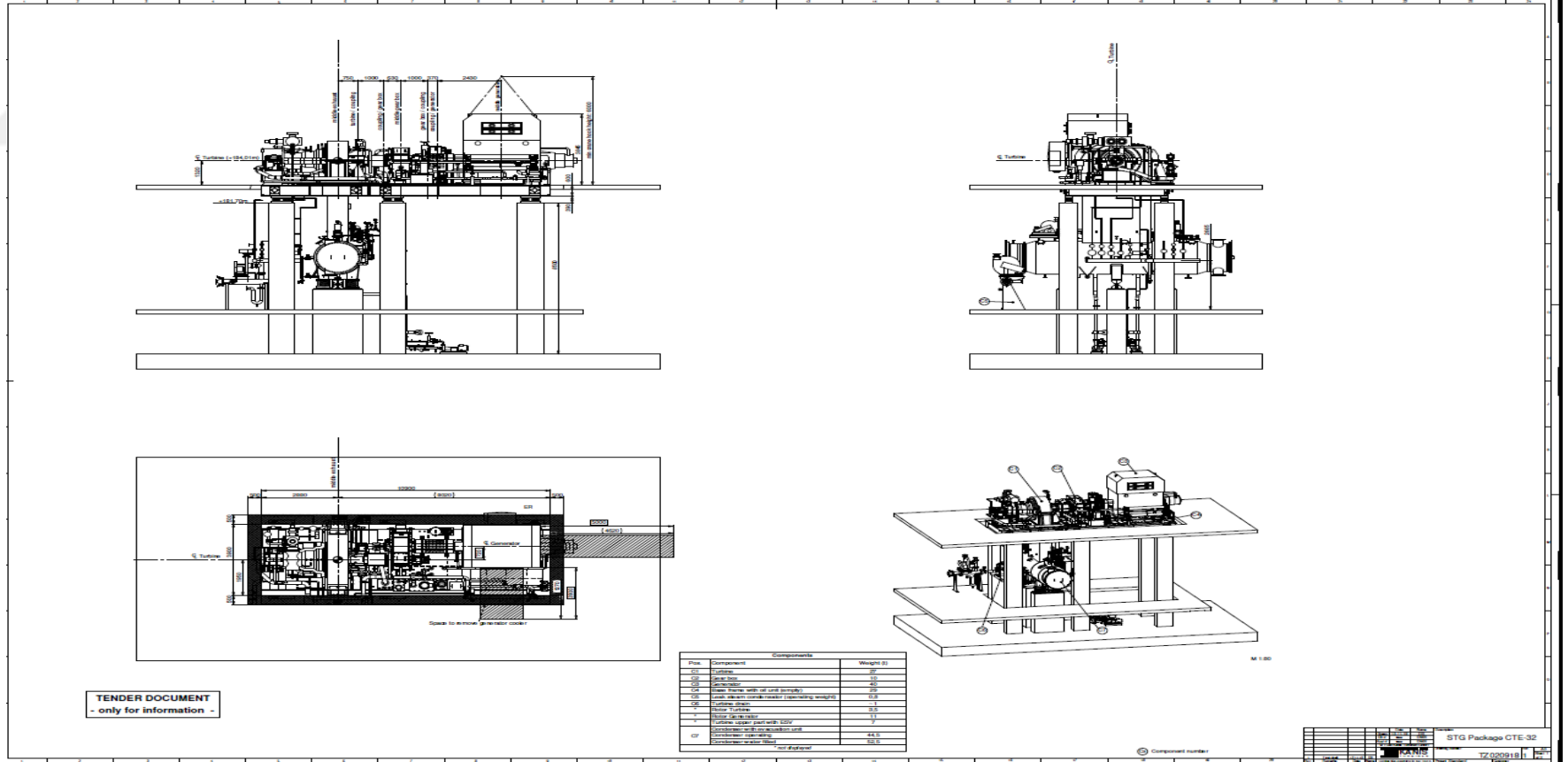
Şekil 3.9’da 3-B modeli gösterilen Su hazırlama ünitesi kombine çevrimde ısı geri kazanım kazanı ve buhar türbininde kullanılacak suyun korosif özelliklerini minimize etmek ve ideal ısı transfer özelliklerini kazandırabilmek için suyun şartlandırıldığı ünite olup, sisteme ait tüm borulama membran, kabinet ve arıtma ünitelerini içermektedir.



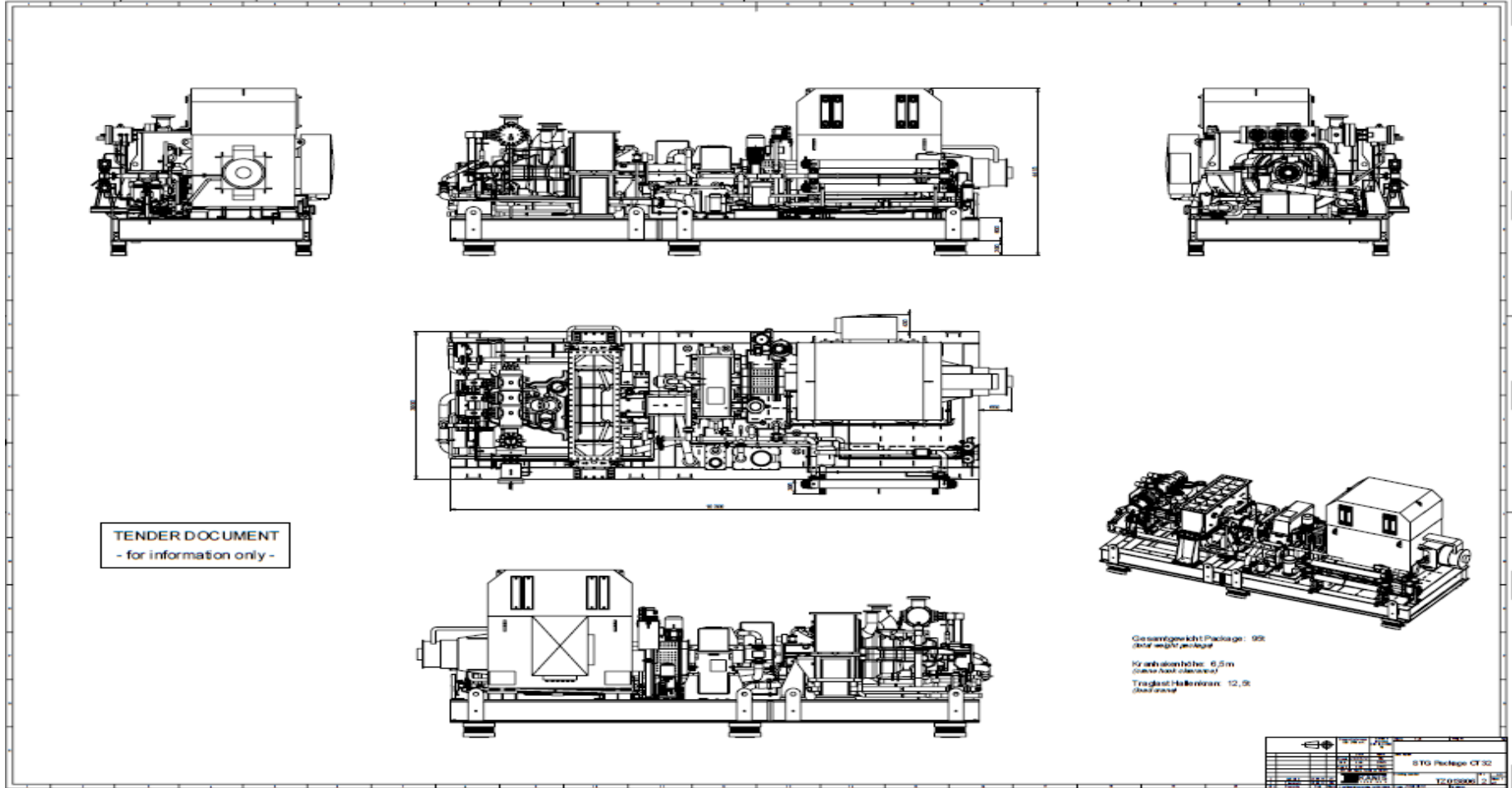


Şekil 3.5: HRSG Ön Tasarımı (EK B)

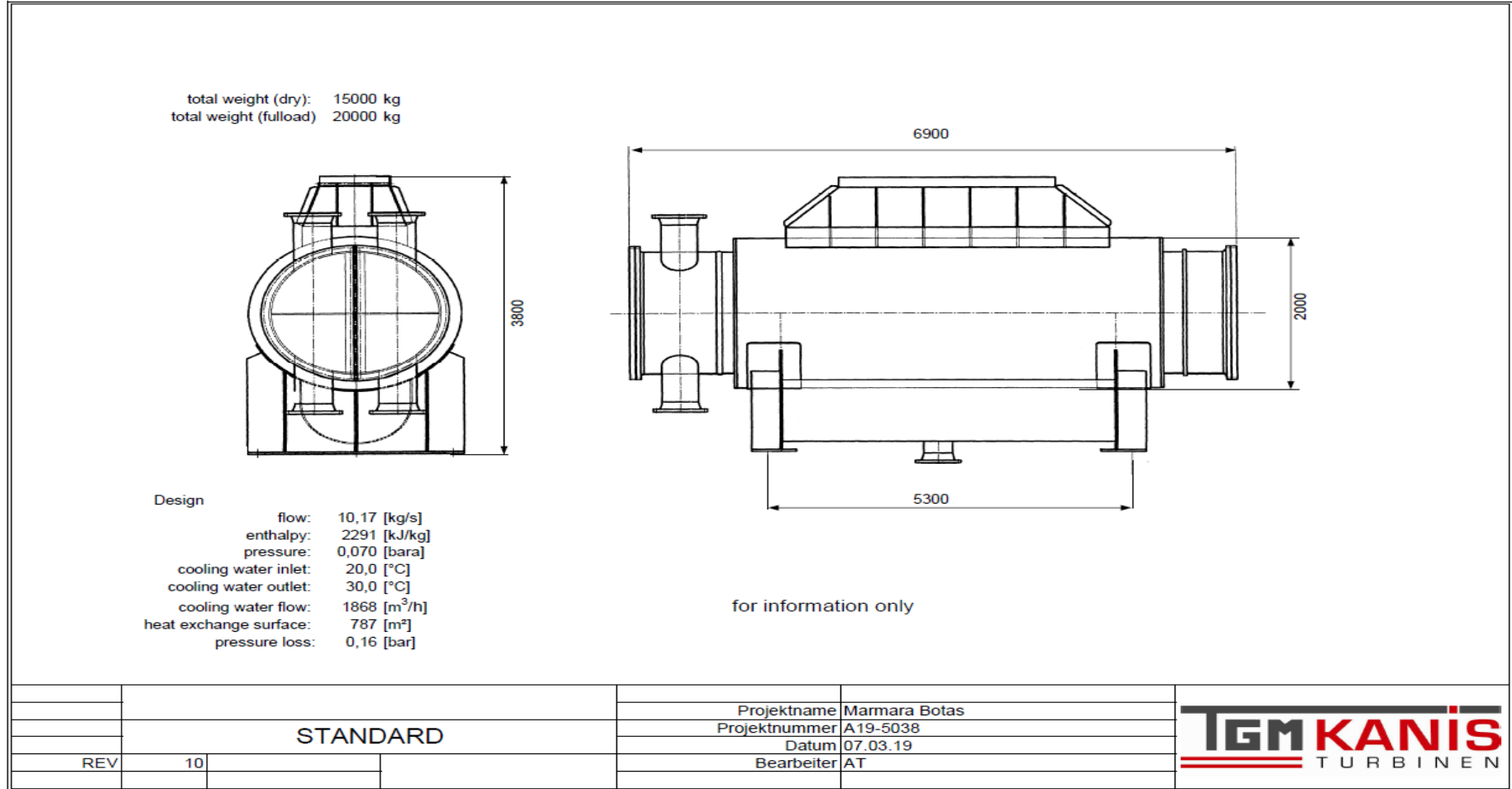
### 3.4.1. Buhar Türbini ve Kondanser



Şekil 3.6: Buhar Türbini-Lay Out-1 (EK C)



Şekil 3.7: Buhar Türbini–Lay Out-1 & Buhar Türbini–Lay Out-2 (EK D)



Şekil 3.8: Kondanser–Lay Out (EK E)



## **2 x 23 m<sup>3</sup>/h Kapasiteli Ön Isıtıcı Ultra-Filtrasyon Sistemi**

- 2 dozlama sistemi
- 2 Ultra Filtrasyon ünitesi (paket sistem- taşıma ünitesi dahil)
- 2 Filtreleme depolama tankı (25 m<sup>3</sup> herbiri)
- 4 filtreleme pompası (WTP-F ünitesi besleme suyu)

## **2 x 23 m<sup>3</sup>/h Kapasiteli Ön Isıtıcı Montaj Kaidesi**

- Aktif Karbon Filtre- Type ACP 1801
- 2 Duplex Yumuşatma Tesisi- Type SMP 1802
- 2 Ters Osmos Tesisi- Type C4-12
- 2 Membran dizayn ünitesi- Type 6X28
- 2 Elektro- deiyonizasyon ünitesi- Type 4-3400e
- 2 karma kartuş- Type EurexH-1801
- 1 PLC Kontrol kabini

## 4. TESİSTE KOJENERASYON SİSTEMİNİN UYGULANABİLİRLİĞİ

### 4.1. Yatırım Maliyeti (CAPEX)

Capex hesaplarında aşağıda maddeler halinde belirtilen iki farklı senaryo üzerinde çalışılmıştır.

FiyatSenaryosu-1/ Yabancı ekipman ve ekipman mark-up

FiyatSenaryosu-2 / Yerli ekipman ve malzeme mark-upsız

### Fiyat Senaryosu-1 / Yabancı ekipman ve ekipman mark-up (CAPEX 1)

- a) Buhar Türbini & Kondenser
- b) HRSG- (Isı Geri Dönüşüm Buhar Jeneratörü) (3 Adet)
- c) Kimyasal Dozlama Ünitesi
- d) Buhar & Su Kimyasal Analiz Ünitesi
- e) Soğutma Kulesi
- f) Su Arıtma Tesisi
- g) Besleme Suyu Sistemi
- h) Bacalar-15m
- i) SCADA PLC Temelli
- j) Orta Voltaj Sistemi- Step-Up Trafo Hariç
- k) Borulama Sistemi
- l) Düşük Voltaj Dağıtımı- Enterkonnekte Kablolama
- m) Kontrol Kabloları
- n) Enterkonnekte Borulama Sistemi
- o) Nakliye
- p) Mühendislik ve Proje Yönetimi,
- q) Saha Yönetimi
- r) Montaj ve Devreye Alma

Maliyet kalemleri için teknik ve ticari detayları Ek 1 ve Ek 2’de sunulduğu üzere 19.800.000 Euro malzeme ve 5.200.000 Euro işçilik olmak üzere Toplamda 25 Milyon Euro EPC anahtar teslim götürü bedel teklif alınmıştır.

## Fiyat Senaryosu-2/ Yerli ekipman ve malzeme mark-upsız (CAPEX 2)

<b>Buhar Türbini ve Kondanser</b>	: 3.800.000 Euro
<b>HRSG ( 3 adet toplam)</b>	: 3.000.000 Euro
<b>Su Hazırlama</b>	: 800.000 Euro
<b>Diğer ekipman ve Malzemeler</b>	: 4.200.000 Euro
<b>İşçilik</b>	: 5.200.000 Euro

olmak üzere toplamda 17 Milyon Euro EPC anahtar teslim götürü bedel teklifi alınmıştır.

### 4.2. Geri Dönüş Süresi

- a. Toplam Yatırım bedeli 21.000.000 Euro üzerinden hesaplanmıştır.
- b. Yatırım bedelinin %50'sinin yatırımın ilk senesi, alan %50 sinin ise yatırımın 2. senesinde harcanacağı öngörülmüştür.
- c. Tesisin iç tüketimi aylık 300 MWh olarak kabul edilmiştir.
- d. Tesisin sadece Nisan-Kasım aylarında çalışacağı ve toplam çalışma saatinin 5856 saat öngörülmüştür.
- e. Tesisin Kurulu gücü 11,84MWe olacaktır. (ISO Şartlarında)
- f. Nisan-Mayıs ve Haziran Spot elektrik fiyatları 45 Euro/MWh
- g. Temmuz-Ağustos ve Eylül 68 Euro / MWh
- h. Ekim-Kasım 50 Euro/MWh alınmıştır
- i. Tesis iç tüketimi için elektrik bedeli 75 Euro/ MWh olarak öngörülmüştür.
- j. Euro bazında %2 borçlanma faizi göz önüne alınmıştır.
- k. O&M masrafları 5 Euro/MWh alınmıştır.

Tablo 4.1'de varsayımlar gösterimi yapıldığı üzere, 2018 yılı Nisan- Mayıs- Haziran- Temmuz – Ağustos – Eylül – Ekim – Kasım elektrik spot fiyatları EPIAŞ PTF fiyatlarına göre 45 Euro/MWe ve 69 Euro /MWe aralığında değişmektedir. Mevcut tesisimizin aylık iç tüketimi yapılan ölçümler ve yıllara bağlı olarak son 10 yıl için oluşturulan kayıtlar dikkate alındığı zaman 300Mwh/ay olarak belirlenmiştir.



Bölüm 2’de sistemin tasarımı için yapılan hesaplamalar kısmında belirlenen kapasiteler ve çalışma değerleri ışığında belirlenen 11,84 MWe kapasiteye göre günlük üretim verisi 284,16MWh 30 günlük aylık üretim bazında 8524,8 MWh, 31 günlük aylık üretim bazındaysa 8808,9 MWh olarak hesaplanmıştır. Amortisman süresi boyunca rtışlar dikkate alınarak aylık spot fiyatı olarak 75 Euro/ MWh, O&M masrafları olarak ise 5Euro/MWh, 1. Yıl Yatırım bedeli 10.500.000 Euro, 2.yıl yatırım bedeli olarak ise yine 10.500.000 Euro varsayımı yapılmıştır.

**Tablo 4.1: Varsayımlar**

<b>Euro Faiz Borçlanma Oranı</b>	<b>1,02</b>
<b>Nisan Spot Fiyat (Euro/MWh)</b>	<b>45</b>
<b>Mayıs Spot Fiyat (Euro/MWh)</b>	<b>45</b>
<b>Haziran Spot Fiyat (Euro/MWh)</b>	<b>45</b>
<b>Temmuz Spot Fiyat (Euro/MWh)</b>	<b>68</b>
<b>Ağustos Spot Fiyat (Euro/MWh)</b>	<b>68</b>
<b>Eylül Spot Fiyat (Euro/MWh)</b>	<b>68</b>
<b>Ekim Spot Fiyat (Euro/MWh)</b>	<b>50</b>
<b>Kasım Spot Fiyat (Euro/MWh)</b>	<b>50</b>
<b>Aylık İç Tüketim (MWh)</b>	<b>300</b>
<b>Aylık Üretim (MWh)-30 gün</b>	<b>8524,8</b>
<b>Aylık Üretim (MWh)-31 gün</b>	<b>8808,96</b>
<b>Kurulu Güç (MWe)</b>	<b>11,84</b>
<b>İç Tüketim Fiyatı (Euro/MWh)</b>	<b>75</b>
<b>O&amp;M Masrafları (Euro/MWh)</b>	<b>5</b>
<b>1. Yıl Yatırım Bedeli (Euro)</b>	<b>10.500.000</b>
<b>2. Yıl Yatırım Bedeli (Euro)</b>	<b>10.500.000</b>

Tablo 4.2’de Başa-Baş notası hesabı incelenmiş, Nisan-Kasım (2018) ayları arasında EPİAŞ PTF aylık ortalama fiyatları dikkate alınarak iç tüketim gelirleri, Tablo 4.1 de ifade edilen söz konusu ayın (Nisan- Kasım ayları arası için) aylık PTF fiyatı ve aylık üretim miktarı (Tablo 4.1 ‘de ifade edilen 30 ve 31 Günlük üretim) dikkate alarak hesaplanmıştır.

Bu bağlamda, üretime dair toplam aylık üretim geliri Tablo 4.2’de gösterilmekte olan “Spot Satış Geliri” ve “Aylık Üretim Geliri” miktarlarının toplamı olmaktadır. Tesis işletme maliyeti olarak belirlenen O&M giderleriyse, Tablo 4.1’de ifade edilen MW başına düşen O&M giderlerinin ilgili ay için üretim miktarının karşılığıyla çarpılarak her bir üretim ayı için toplam gider kalemi hesaplanmıştır.

Tablo 4.3’de kurulması öngörülen sisteme ait projenin yıllara sari mali analizi yapılmış, sistemin kurulabilirliğinin ekonomik olarak irdelenebilmesi için mukayese sonuçları ortaya konulmuştur.

**Tablo 4.2:** Başı-Baş Noktası Hesabı

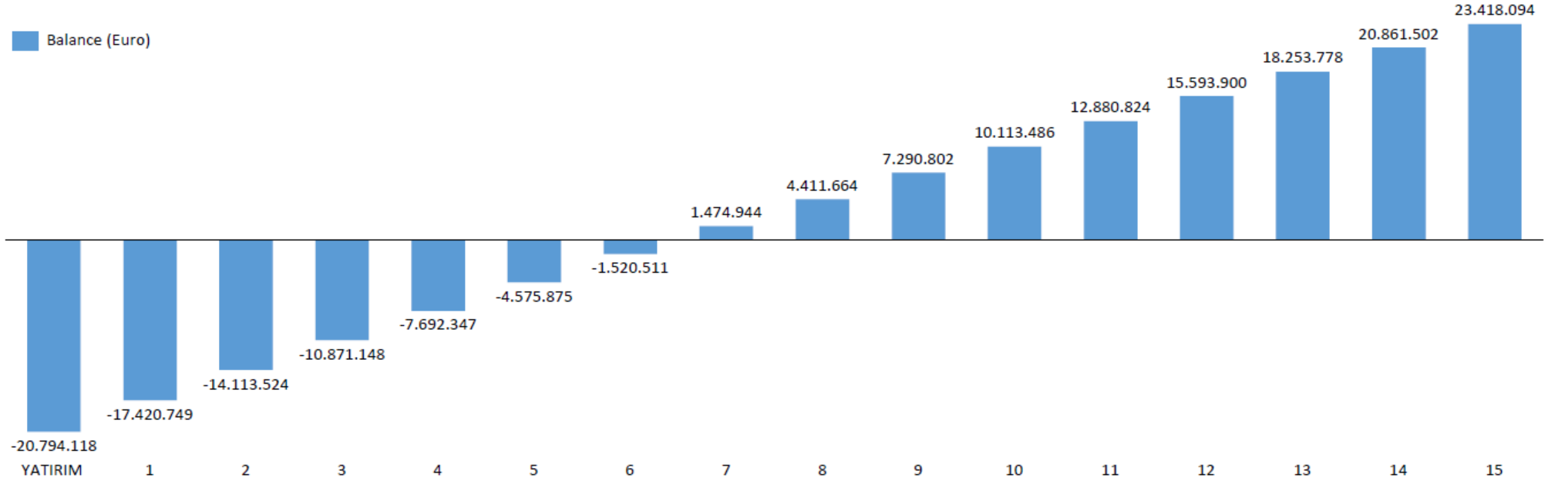
Euro								
AYLAR	4	5	6	7	8	9	10	11
Gelirler / İç Tüketim	22.500	22.500	22.500	22.500	22.500	22.500	22.500	22.500
Gelirler / Spot Satış	370.116	382.903	370.116	578.609	578.609	559.286	425.448	411.240
Gelirler Toplam	392.616	405.403	392.616	601.109	601.109	581.786	447.948	433.740
Giderler	42.624	44.045	42.624	44.045	44.045	42.624	44.045	42.624

Yıllık Gelir (Euro)	3.856.328
Yıllık Gider (Euro)	346.675

**Tablo 4.3: Yıllara Sari Mali Analiz**

**Proje yatırımın tamamlanmasını müteakip 7. senenin içerisinde pozitif balans verecektir.**

	0	1	2	3	4	5	6	7	8
YILLAR	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Revenue			€ 3.856.328,16	€ 3.856.328,16	€ 3.856.328,16	€ 3.856.328,16	€ 3.856.328,16	€ 3.856.328,16	€ 3.856.328,16
Cost	€ 10.500.000,00	€ 10.500.000,00	€ 346.675,20	€ 346.675,20	€ 346.675,20	€ 346.675,20	€ 346.675,20	€ 346.675,20	€ 346.675,20
Cash Flow	-€ 10.500.000,00	-€ 10.500.000,00	€ 3.509.652,96	€ 3.509.652,96	€ 3.509.652,96	€ 3.509.652,96	€ 3.509.652,96	€ 3.509.652,96	€ 3.509.652,96
Annual Cash Flows (interest adjusted)	-€ 10.500.000,00	-€ 10.294.117,65	€ 3.373.368,86	€ 3.307.224,37	€ 3.242.376,83	€ 3.178.800,82	€ 3.116.471,39	€ 3.055.364,11	€ 2.995.455,01
		-€ 20.794.117,65	€ 3.373.368,86	€ 6.680.593,23	€ 9.922.970,06	€ 13.101.770,88	€ 16.218.242,27	€ 19.273.606,38	€ 22.269.061,39



## 5. SONUÇLAR

Doğal gaz depolama faaliyetlerinde kullanılmakta olan 3adet 10MW lık gaz türbinlerinden elde ettiğimiz ortalama 500 0C sıcaklık ve 144,4t/h debide baca gazından elektrik üretmek ve kaybettiğimiz atık ısıyı geri kazanmak için Kojenerasyon sisteminin uygulanabilirliğinin analizini gerçekleştirdik.

Tasarlanan sistemde 3 adet HRSG ve 1 adet buhar türbini düşünülmüş olup, sistemde herbir HRSG den 16,23 MW enerji elde edilebileceği, 3 adet HRSG’den elde edilen toplam 48,70 MW enerjinin %24 verimle çalışan buhar türbinine girerek 12.20 MW mekanik enerji, 11,84 MWe elektrik enerjisi elde edilebileceği hesaplanmıştır.

Böylelikle kombine çevrim santraline giren toplam 97,05MW enerji, 30,41MW Mekanik, 11,84 MWe elektrik olmak üzere toplam 42.25MW faydalı enerjiye dönüşmüş ve sistemin verimi %43,5 olarak hesaplanmıştır.

Baş-Baş notası hesabında Nisan- Kasım (2018) ayları arasında EPIAŞ PTF aylık ortalama fiyatları dikkate alınarak iç tüketim gelirleri, söz konusu ayın (Nisan-Kasım ayları arası için) aylık PTF fiyatı ve aylık üretim miktarı dikkate alarak hesaplanmıştır. Nisan ayından itibaren “İç Tüketim Geliri” olarak kaydedilmiştir. Spot satış gelirleri, aylık üretim miktarı (30 ve 31 Günlük üretim) ve söz konusu aya ait tüketimin mahsuplaşılmasından sonra spot satışa sunulacak üretim miktarının söz konusu aya ait PTF ile çarpımından elde edilmiştir. Bu bağlamda, üretime dair toplam aylık üretim geliri; “Spot Satış Geliri” ve “Aylık Üretim Geliri” miktarlarının toplamı olmaktadır. Tesis işletme maliyeti olarak belirlenen O&M giderleriyse, MW başına düşen O&M giderlerinin ilgili ay için üretim miktarının karşılığıyla çarpılarak her bir üretim ayı için toplam gider kalemi hesaplanmaktadır.

Söz konusu hesaplama sonuçlarına göre yıllık 3.856.328 Euro gelir irad edilirken, 346.675 Euro gider hesaplanmıştır.

Yıllara sari mali analiz sonuçlarına göre 1. Yıl ve 2.yıl yatırım bedelleriyle toplam 21.000.000 Euro olan CAPEX maliyetinin tesisin gelir ve gideri dikkate alınarak elde edilen net nakit akışı bedelinin %2 faiz ve 1.02 sapma değerleriyle

yapılan yıllara sari mali analiz sonuçlarına göre 9. Yıl sonunda tesisten elde edilen nakit akışı €25.205.781,98 olarak hesaplanmış ve tesisinin CAPEX bedelinin üzerine çıkarak kar etmeye başladığı gözlenmiştir. Söz konusu tesisin ekipman fiziki ömürleri ve amortisman süresi ekipman imalatçıları tarafından teknik tekliflerde 30 yıl olarak tanımlandığı göz önüne alındığı zaman 21 yıl boyunca tesisin kar edeceği değerlendirilmiştir.

Sonuç olarak, çalışmamızdan elde ettiğimiz veriler ışığında doğal gaz depolama faaliyetlerinde kullanılmakta olan Türbin- Kompresör paketi baca gazı atık ısısının kojenerasyon tesisi kurulumu için uygun olabileceği değerlendirilmiştir.



## KAYNAKLAR

- [1] Acar, M., Selbaş, R. Güneş Enerjili Rankin Çevrimli Kompresyonlu Paket Soğutma Sistemlerinin İklimlendirmede Uygulanabilirliği. 2. Ulusal Soğutma ve İklimlendirme Kongresi. 6-8 Mayıs 1992, Adana, (189-200).
- [2] Casella, F., Malezzoni, C., Piroddi, C., Pretolani, F. Minimizing production costs in generation and cogeneration plants. *Control Engineering Practice*. 2001, 9, 283-295.
- [3] Mahi, P., Gibson, C., Morton, A. CCGTs: have they improved the environmental situation in the UK. In: *Proceedings: IMechE seminar, Commissioning and Operation of Combined Cycle Plant*, November; 1994.
- [4] Najjar, YSH. Efficient use of energy by utilizing gas turbine combined systems. *Applied Thermal Engineering*. 2001, 21, 407-438.
- [5] Polyzakis, AL. GT performance and applications. Kozani: Kozani's Institute of Technology Publications, 2005.
- [6] Fielden, C. Industrial GT for combined power generation-optimization issues, MSc thesis, Cranfield University, 1995.
- [7] Matta, R.K., Mercer, G.D., Tuthill, R.S. Power systems for the 21st century – “H” gas turbine combined-cycles. 2000.
- [8] Kehlhofer, Rolf. Combined cycle gas & steam turbine power plants. Fairmont Press, 1992.
- [9] Gas Turbine World. Performance specs. 22nd ed.; 2004.
- [10] Olkhovsky, G.G., Trushechkin, V.P. Prospects for increasing the efficiency of gas turbine and steam-gas units. *Power Technology Engineering*. 2013, 47(2), 119-24.
- [11] Loud, R.L., Slaterpryce, A.A. Gas Turbine Inlet Air Treatment, 37th GE Turbine State of the Art Technology Seminar. 1993.
- [12] Erdem, H.H., Sevilgen, S.H. Case study: Effect of ambient temperature on the electricity production and fuel consumption of a simple cycle gas turbine in Turkey, *Applied Thermal Engineering*. 2006, 26, 320-326.
- [13] Chaker, M., Meher-Homji, C.B., Mee, T., Nicholson, A. Inlet fogging of gas turbine engines detailed climatic analysis of gas turbine evaporation cooling potential in the USA, *Journal of Engineering for Gas Turbine and Power*. 2003, 125, 300-309.

- [14] Zhang, G., Zheng, J., Yang, Y., Liu, W. Thermodynamic performance simulation and concise formulas for triple-pressure reheat HRSG of gas–steam combined cycle under off-design condition. *Energy Conversion and Management*. 2016, 122, 372–385.
- [15] Pan, M., Aziz, F., Li, B., Perry, S., Zhang, N., Bulatov, I., Smith, R. Application of optimal design methodologies in retrofitting natural gas combined cycle power plants with CO<sub>2</sub> capture. *Applied Energy*. 2016, 161, 695–706.
- [16] Ibrahim, T.K., Rahman, M.M., Abdalla, A.N. Optimum gas turbine configuration for improving the performance of combined cycle power plant. *Procedia Engineering*. 2011, 15, 4216–4223.
- [17] De Sa, A., Al Zubaidy, S. Gas turbine performance at varying ambient temperature. *Applied Thermal Engineering*. 2011, 31(14), 2735–2739.
- [18] Polyzakis, A.L., Koroneos, C., Xydis, G. Optimum gas turbine cycle for combined cycle power plant. *Energy Conversion and Management*. 2008, 49(4), 551–563.
- [19] Aguilar, F.J.E., Quintero, R.R., Trujillo, E.C., García, M.T. Analysis of regulation methods of a combined heat and power plant based on gas turbines. *Energy* 2014, 72, 574–589.
- [20] Rahim, M.A. Combined cycle power plant performance analyses based on the singlepressure and multipressure heat recovery steam generator. *Journal of Energy Engineering*. 2011, 138, 136–145.
- [21] Çengel, Y., A. ve Boles, M.A., Çeviren Darbentli, T. Mühendislik Yaklaşımıyla Termodinamik, McGraw-Hill-Liteatür Yayıncılık, s. 578-583, İstanbul. 2002.
- [22] Pravadaloğlu, S. Yerinde Enerji Üretimi-Kojenerasyon Sistemleri. 2013, s 1-6.
- [23] Yenice, O.T. Kırsal Kesimde Kurulabilecek Doğalgaz Yakıtlı Otoprodüktör Kojenerasyon Santralleri Üzerinde Bir Arastırma. Doktora Tezi, Ankara Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü. Ankara, Türkiye, 2007.
- [24] Gürhan, L. Kojenerasyon Sistemleri ve Amortisman Süresine Etki Eden Parametrelerin Analizi. Yüksek Lisans Tezi, Yıldız Teknik Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü. İstanbul, Türkiye, 2003.
- [25] Mosaffa, A., Mokarram, N.H., Farshi, L.G. Thermo-economic analysis of combined different ORCs geothermal power plants and LNG cold energy. *Geothermics*. 2017, 65, 113–125.

[26] Yanlei, X., Lei, C., Yanwen, G., Wenbin, L., Yixiao, H., Ying, L. Study on the configuration of bottom cycle in natural gas combined cycle power plants integrated with oxy-fuel combustion. *Applied Energy*. 2018, 212, 465–477.

[27] Turkey Climate Data, TTMD Publishing, Ankara, 2000.





## **EKLER**

**EK A.** Kavramsal Tasarım, Kojenerasyon Sisteminin Ön Tasarımı

**EK B.** HRSG Ön Tasarımı

**EK C.** Buhar Türbini Lay Out 1

**EK D.** Buhar Türbini Lay Out-2

**EK E.** Kondenser Lay Out

**EK F.** Türbin Teknik Teklifi

**EK G.** Türbin Ticari Teklifi

**EK H.** Su Hazırlama Tesisi



## ÖZGEÇMİŞ

Adı Soyadı : Samet TÜRKOĞLU  
Doğum Yeri ve Yılı : Adana, 1982  
Medeni Hali : Evli  
Yabancı Dili : İngilizce  
E-posta : samet.turkoglu@botas.gov.tr

### Eğitim Durumu

Lise : İzmir Atatürk Lisesi, 2001  
Lisans : Çukurova Üni., Makine Mühensiliği Bölümü, 2008  
Yüksek Lisans : Manisa Celal Bayar Üni., F.B.E., Makine Mühendisliği A.B.D.,  
Termodinamik Bilim Dalı, 2019

### Mesleki Denevim

**BOTAŞ**  
Proje Müdürü 2018-Devam

**BOTAŞ**  
Teknik Müdür 2017-2018

**BOTAŞ**  
Başmühendis 2016-2017

**Türkiye Petrolleri A.O**  
Kd. Mühendis 2014-2016

**Türkiye Petrolleri A.O**  
Mühendis 2013-2014

**Eldorado Gold/ TUPRAG**  
Proje Mühendisi 2013-2013

**Raytheon Intg. Defense Sys.- Patriot Air Missiles Program**  
Mühendis 2010-2013