



**T.C.**  
**AKSARAY ÜNİVERSİTESİ**  
**FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ**

**MAKİNE MÜHENDİSLİĞİ ANABİLİM DALI**

**DOĞAL GAZ BASINÇ DÜŞÜRME İSTASYONLARINDA TURBO  
GENLEŞTİRİCİ KULLANIMI İLE ELEKTRİK VE HİDROJEN  
ÜRETİM POTANSİYELİNİN İNCELENMESİ**

**YÜKSEK LİSANS TEZİ**

**Musa ERMİŞ**

**DANIŞMAN**

**Dr. Öğr. Üyesi Muhammet ÇELİK**

**AKSARAY, 2024**

Aksaray Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü'nün 212304422 numaralı Yüksek Lisans öğrencisi Musa ERMİŞ tarafından hazırlanan “**DOĞAL GAZ BASINÇ DÜŞÜRME İSTASYONLARINDA TURBO GENLEŞTİRİCİ KULLANIMI İLE ELEKTRİK VE HİDROJEN ÜRETİM POTANSİYELİNİN İNCELENMESİ**” adlı tez çalışması aşağıdaki jüri tarafından OY BİRLİĞİ/OY ÇOKLUĞU ile Makine Mühendisliği Anabilim Dalında YÜKSEK LİSANS TEZİ olarak kabul edilmiştir.

**Danışman: Dr. Öğr. Üyesi Muhammet ÇELİK**

Aksaray Üniversitesi

Bu tezin, kapsam ve kalite olarak Yüksek Lisans Tezi olduğunu onaylıyorum/onaylamıyorum.....

**Üye: Prof. Dr. Gamze GENÇ**

Erciyes Üniversitesi

Bu tezin, kapsam ve kalite olarak Yüksek Lisans Tezi olduğunu onaylıyorum/onaylamıyorum.....

**Üye: Dr. Öğr. Üyesi Hacımurat DEMİR**

Aksaray Üniversitesi

Bu tezin, kapsam ve kalite olarak Yüksek Lisans Tezi olduğunu onaylıyorum/onaylamıyorum.....

Tez Savunma Tarihi: 28/06/2024

Jüri tarafından kabul edilen bu tezin Yüksek Lisans Tezi olması için gerekli şartları yerine getirdiğini onaylıyorum.

Prof. Dr. Mehmet Ali HINIS

Fen Bilimleri Enstitüsü Müdürü

## DOĞRULUK BEYANI

Yüksek lisans tezi olarak sunduğum bu çalışmayı, akademik kurallara ve bilimsel etik, ahlak ve geleneklere aykırı düşecek bir yol ve yardıma başvurmaksızın yazdığımı, yararlandığım eserlerin kaynakçada gösterilenlerden olduğunu, çalışmamda kullandığım verilerin orijinalliğini ve her türlü intihalden uzak olduğunu beyan ederim.

Enstitü tarafından belli bir zamana bağlı olmaksızın, tezimle ilgili yaptığım bu beyana aykırı bir durumun saptanması durumunda, ortaya çıkacak tüm ahlaki ve hukuki sonuçlara katlanacağımı bildiririm.

**Musa ERMIŐ**

## TEŞEKKÜR

Bu çalışmada bana yol gösteren ve katkı sağlayan değerli hocam Dr. Öğr. Üyesi Muhammet elik'e, yüksek lisans eğitim sürecim boyunca desteklerini esirgemeyen iş arkadaşlarım ve birim amirim Serkan İba'ya teőekkürlerimi sunarım.

Musa ERMİŞ  
AKSARAY, 2024



## İÇİNDEKİLER

<b>TEŞEKKÜR</b> .....	<b>i</b>
<b>ÖZET</b> .....	<b>iii</b>
<b>ABSTRACT</b> .....	<b>iv</b>
<b>ŞEKİLLER DİZİNİ</b> .....	<b>v</b>
<b>ÇİZELGELER DİZİNİ</b> .....	<b>vi</b>
<b>SİMGELER VE KISALTMALAR</b> .....	<b>vii</b>
<b>1. GİRİŞ</b> .....	<b>1</b>
<b>2. KAYNAK ÖZETLERİ</b> .....	<b>4</b>
<b>3. MATERYAL VE YÖNTEM</b> .....	<b>11</b>
3.1 Dünya’da Artan Enerji İhtiyacı ve Çevresel Etkileri .....	11
3.2 Yenilenebilir Enerji Kaynakları .....	12
3.3 Enerji Geri Kazanımının Önemi.....	13
<b>4. HİDROJEN</b> .....	<b>14</b>
4.1 Hidrojen Üretim Yöntemleri .....	14
4.1.1 Proton Değişim Membran (PEM) elektroliz yöntemi .....	15
4.2 Hidrojen kullanım alanları.....	16
<b>5. DOĞAL GAZ ÜRETİMİ, İLETİMİ VE KULLANIM ALANLARI</b> .....	<b>17</b>
5.1 Doğal Gaz ve Özellikleri .....	17
5.2 Türkiye’de Doğal Gaz Kullanımı .....	18
5.3 Doğal Gazın İletim ve Taşıma Yöntemleri .....	19
<b>6. KOMPRESÖR VE BASINÇ DÜŞÜRME İSTASYONLARI</b> .....	<b>21</b>
6.1 Kompresör İstasyonları .....	21
6.2 Basınç Düşürme İstasyonları .....	21
<b>7. TURBO GENLEŞTİRİCİ VASITASIYLA BASINÇ DÜŞÜŞÜ VE ENERJİ ÜRETİMİ</b> .....	<b>24</b>
7.1 Turbo Genleştiricinin Yapısı .....	24
7.1.1 Avantajları .....	25
7.1.2 Dezavantajları .....	25
7.2 Tasarım Parametreleri .....	26
7.2.1 Joule-Thompson efekti .....	27
7.2.2 Ön ısıtma ihtiyacı.....	27
<b>8. UBDİ ve PENDİK RMS-A TURBO GENLEŞTİRİCİ-PEM ELEKTROLİZÖRÜ UYGULAMASI İLE ELEKTRİK ve HİDROJEN ÜRETİM HESAPLARI</b> .....	<b>28</b>
8.1 UBDİ Bir Yıllık Akış Parametreleri.....	28
8.2 Pendik RMS-A Akış Yıllık Akış Parametreleri .....	31
8.3 Turbo Genleştirici Uygulaması ile Elektrik Üretimi .....	33
8.3.1 Enerji hesapları .....	35
8.3.2 Ekserji hesapları.....	40
8.4 Geri Kazanılan Elektrikten Hidrojen Üretimi .....	41
<b>9. ARAŞTIRMA BULGULARI</b> .....	<b>44</b>
9.1 Hassasiyet Analizi .....	47
9.2 Elektrik ve Hidrojen Üretim Potansiyeli Sonuçları.....	49
<b>10. SONUÇLAR VE TARTIŞMA</b> .....	<b>51</b>
<b>KAYNAKLAR</b> .....	<b>53</b>
<b>ÖZGEÇMİŞ</b> .....	<b>57</b>

## YÜKSEK LİSANS TEZİ

# DOĞAL GAZ BASINÇ DÜŞÜRME İSTASYONLARINDA TURBO GENLEŞTİRİCİ KULLANIMI İLE ELEKTRİK VE HİDROJEN ÜRETİM POTANSİYELİNİN İNCELENMESİ

Musa ERMİŞ

Aksaray Üniversitesi  
Fen Bilimleri Enstitüsü  
Makine Mühendisliği Anabilim Dalı

Danışman: Dr. Öğr. Üyesi Muhammet ÇELİK

### ÖZET

Doğal gazın boru hatları ile iletilmesi prosesi, gazın üretim tesislerinden başlayarak yüksek basınçta kilometrelerce yol katetmesi ve kullanım yerlerine ulaşmasıyla son bulmasıdır. Doğal gazın iletimi, kompresör istasyonlarının gazın basıncını arttırmasıyla mümkün olabilmektedir ve kompresörler büyük miktarda doğal gaz tüketerek gerekli enerjiyi üretmektedirler. Tüketilen enerjinin bir kısmı, doğal gaz boru hatları üzerinde kurulu olan basınç düşürme istasyonlarında geri kazanılabilir. Turbo Genleştirici (TG) denilen türbin ve jeneratör sisteminden oluşan ekipman, doğal gazın basıncını düşürürken aynı zamanda basınç farkından enerji geri kazanımı ile elektrik enerjisi üretebilmektedir.

Bu çalışmada, uluslararası doğal gaz iletim hattı üzerine kurulu olan bir basınç düşürme istasyonunun (UBDİ) verilerine dayanarak TG kurulumu modellenmesi ile enerji dengesi hesapları yapılmıştır. Modellenen sistemin enerji dengesi açısından karlı ve uygulanabilir olup olmadığı araştırılmıştır. İstasyon giriş-çıkışındaki basınç ve sıcaklık değerlerinin enerji geri kazanımını nasıl etkilediği incelenmiştir. Yıllık akış miktarına bağlı olarak elektrik üretim potansiyeli hesaplanmış ve ikinci bir ürün olarak hidrojen üretim potansiyeli de ortaya çıkarılmıştır. Benzer hesaplar ulusal iletim hattı üzerinde kurulu bir şehir giriş istasyonu olan Pendik RMS-A tipi basınç düşürme istasyonu verileri ile de yapılmıştır. Böylece iki istasyonun enerji geri kazanım potansiyelleri ortaya çıkarılmıştır.

Modellenen sistemde ticari olarak üretilen bir TG özelliklerine dayanarak, UBDİ'nin 11MW elektrik üretim potansiyeli ve PEM elektroliz yöntemiyle de 1200 Nm<sup>3</sup>/h hidrojen üretim potansiyeli olduğu tespit edilmiştir. Böylelikle, doğal gaz iletim sürecindeki enerji maliyetleri azaltılarak daha sürdürülebilir bir enerji yönetimi sağlanabilir. Ayrıca çalışmada, enerji geri kazanımının önemini vurgulanarak geleceğin yakıtı olarak görülen hidrojenin üretimi için yeni bir bakış açısı sunulmuştur.

**Anahtar Kelimeler:** Enerji Geri Kazanımı, Turbo Genleştirici, Doğal Gaz, Hidrojen, Basınç Düşürme.

**Haziran, 2024; 57 sayfa**

**M.Sc. THESIS**

**ELECTRICITY AND HYDROGEN PRODUCTION POTENTIAL  
ASSESSMENT BY USING TURBO EXPANDER IN NATURAL GAS  
PRESSURE REDUCTION STATIONS**

**Musa ERMİŞ**

**Aksaray University  
Graduate School of Natural and Applied Sciences  
Department of Mechanical Engineering**

**Supervisor: Asst. Prof. Dr. Muhammet ÇELİK**

**ABSTRACT**

The process of transmitting natural gas through pipeline networks starts at production facilities and ends with the gas reaching usage locations after traveling for kilometers at high pressure. The transmission of natural gas is made possible by compressor stations increasing the pressure of the gas and compressors provide their energy by consuming large amounts of natural gas. A portion of the consumed energy can be recovered at pressure reduction stations installed along natural gas pipelines. Equipment consisting of turbines and generators, called turbo expanders, can reduce the pressure of natural gas while simultaneously generating electricity from energy recovery due to pressure differences.

In this study, energy balance calculations were made with turbo expander installation modeling based on the data of a pressure reduction station built on the international natural gas transmission line (UBDI). The effect of pressure and temperature values at station inlet and outlet on energy recovery was examined. The electricity generation potential was calculated based on the annual flow rate, and the potential for hydrogen production as a second product was also evaluated. Similar calculations were made with the data of Pendik RMS-A type pressure reduction station, which is a city entrance station on the national transmission line installed. Thus, the energy recovery potentials of the two stations were revealed.

Based on the characteristics of a commercially available TE system, it was determined that the UBDI has an 11MW electricity generation potential and a potential for hydrogen production of 1200 Nm<sup>3</sup>/h using PEM electrolysis in the modeled system. This allows for the reduction of energy costs in the natural gas transmission process, enabling a more sustainable energy management. Furthermore, the study emphasizes the importance of energy recovery and offers a new perspective on hydrogen production as the fuel of the future.

**Keywords:** Energy Recovery, Turbo Expander, Natural Gas, Hydrogen, Pressure Reduction.

**June, 2024; 57 pages**

## ŞEKİLLER DİZİNİ

Şekil 3.1. 2021 yılı küresel birincil enerji tüketim oranları .....	11
Şekil 3.2. Enerji kaynağına göre yenilenebilir enerji üretimi .....	12
Şekil 4.1. Üretim yöntemlerine göre hidrojen renk sınıflandırması. ....	15
Şekil 4.2 PEM elektrolizörü şematik gösterim .....	16
Şekil 4.3. PEM Yakıt Hücresi şematik gösterim. ....	16
Şekil 5.1. Doğal gazın içerdiği gazlar. ....	17
Şekil 5.2. 2012-2021 bölgelere göre küresel doğal gaz üretimi .....	18
Şekil 5.3. 2012-2021 Türkiye'nin doğal gaz arzı ve yurt içi üretim oranları. ....	19
Şekil 5.4 Boru hatları ile doğal gaz iletim prosesi. ....	20
Şekil 6.1. Doğal gaz BDİ şematik gösterim.....	22
Şekil 6.2 Regülatör kesit görünümü.....	22
Şekil 7.1. Ticari bir radyal türbinli TG örneği .....	24
Şekil 7.2. Ticari bir eksenel türbinli TG örneği. ....	25
Şekil 8.1. UBDİ günlük ortalama hacimsel debi grafiği.....	29
Şekil 8.2. UBDİ günlük giriş-çıkış basınç değerleri. ....	30
Şekil 8.3. UBDİ günlük giriş-çıkış sıcaklık değerleri.....	31
Şekil 8.4. Pendik RMS-A aylık ortalama hacimsel debi. ....	32
Şekil 8.5. Pendik RMS-A yıllık ortalama giriş sıcaklık değerleri. ....	32
Şekil 8.6. UBDİ kurulu olan proses şematik gösterim .....	33
Şekil 8.7. Turbo Genleştirici ve PEMel eklenmiş basınç düşürme prosesi .....	34
Şekil 8.8. TG entegre edilen prosesin sıcaklık-entropi T-S grafiği .....	35
Şekil 8.9. Standart proses akış parametreleri. ....	37
Şekil 8.10. Turbo Genleştirici entegre edilmiş basınç düşürme prosesi .....	38
Şekil 8.11. PEM elektrolizi şematik gösterim .....	42
Şekil 9.1. Toplam Enerji Kazancının (TEK) yıl boyunca değişimi.....	44
Şekil 9.2. İstasyon giriş-çıkış doğal gaz basınç değişimine göre TEK değişimi .....	45
Şekil 9.3. İstasyon giriş sıcaklığı değişimine göre ön ısıtma miktarı ve TEK değişimi .....	46
Şekil 9.4. Ekipman bazında Ekserji kaybı oranları.....	47
Şekil 9.5. UBDİ aylık ortalama elektrik ve hidrojen üretim potansiyeli .....	49
Şekil 9.6. Pendik RMS-A aylık ortalama elektrik ve hidrojen üretim potansiyeli .....	50

## ÇİZELGELER DİZİNİ

Çizelge 6.1. Doğal gaz boru hatları basınç seviyeleri.....	21
Çizelge 8.1. Doğal gazın içerdiği hidrokarbon oranları.....	36
Çizelge 8.2. Ticari olarak üretilen TG özellikleri.....	39
Çizelge 8.3. Ekipman bazlı ekserji kaybı denklemleri .....	41
Çizelge 9.1. UBDİ giriş ve çıkış basınç değişimi hassasiyet analizi .....	48



## SİMGELER VE KISALTMALAR

<b>ABD</b>	Amerika Birleşik Devletleri
<b>BDİ</b>	Basınç Düşürme İstasyonu
<b>CNG</b>	Compressed Natural Gas
<b>E</b>	Enerji
<b>Ex</b>	Ekserji
<b>FSRU</b>	Floating Storage and Regasification Unit
<b>GES</b>	Güneş Enerji Santrali
<b>HES</b>	Hidroelektrik Enerji Santrali
<b>İGDAŞ</b>	İstanbul Gaz ve Doğal Gaz Dağıtım A.Ş
<b>LNG</b>	Liquefied Natural Gas
<b>Öİ</b>	Ön Isıtma
<b>P</b>	Basınç
<b>PEMeI</b>	Proton Değişim Membran Elektrolizörü
<b>PRV</b>	Pressure Regulating Valve
<b>RES</b>	Rüzgar Enerji Santrali
<b>RMS-A</b>	A Type Regulating and Metering Station
<b>RMS-B</b>	B Type Regulating and Metering Station
<b>S</b>	Entropi
<b>T</b>	Sıcaklık
<b>TEK</b>	Toplam Enerji Kazancı
<b>TG</b>	Turbo Genleştirici
<b>UDBİ</b>	Uluslararası Doğal Gaz İletim Hattı Basınç Düşürme İstasyonu
<b>Q</b>	Isı
<b>W</b>	İş
<b>ΔT</b>	Sıcaklık Farkı
<b>°C</b>	Celsius Derece
<b>η</b>	Verim
<b>ρ</b>	Yoğunluk
<b>h</b>	Entalpi
<b>c<sub>p</sub></b>	Özgül Isı
<b><math>\dot{V}</math></b>	Hacimsel Debi
<b><math>\dot{m}</math></b>	Kütleli Debi
<b>μ</b>	Joule Thompson Katsayısı

## 1. GİRİŞ

Enerji, ekonomik büyüme ve kalkınmanın temel kaynaklarından biri olarak, ülke ekonomileri üzerindeki etkileri nedeniyle ulusal ve uluslararası arenada gün geçtikçe daha fazla önem kazanmaktadır. İnsanlığın ihtiyaçlarını karşılamak için oluşan her türlü sektörde enerji ihtiyacı bulunmaktadır ve buna bağlı olarak enerjinin yokluğunda ya da üretilmemesi durumunda dünyamızı sarsacak krizler meydana gelecektir. Toplumun ihtiyaçlarının sürekli olarak karşılanmasında ve sürdürülebilir kalkınmanın sağlanmasında hayati öneme sahip olan enerji, özellikle sanayi, konut ve ulaşım gibi sektörlerin vazgeçilmez bir girdisi haline gelmiştir. Toplumlar, bir yandan artan nüfusunun refah düzeyini yükseltmek için üretimi artırmak isterken, diğer yandan da temiz bir çevrede yaşama arzusu içindedirler. Ancak, artan üretim beraberinde daha fazla çevre kirliliği ve enerji talebini getirmektedir; bu da enerji üretimi ve kullanımının çevre kirliliğinin artmasına yol açmaktadır.

Enerji kaynakları, birincil ve ikincil olmak üzere iki ana kategoriye ayrılır. Yenilenemeyen enerji kaynakları (petrol, doğal gaz, kömür gibi) ve yenilenebilir enerji kaynakları (rüzgar enerjisi, güneş enerjisi, hidroelektrik, jeotermal enerji, dalga enerjisi gibi) birincil enerji kaynakları sınıflandırılır. Elektrik ise ikincil enerji kaynağıdır. Dolaylı yoldan enerji kaynağı olarak düşünülen elektrik, farklı yöntemlerle üretim, iletilirlik ve kullanılabilirlik açısından çağımızın enerji kaynağı olarak değerlendirilebilir.

Ülkemizde ise enerji ihtiyacı diğer gelişmekte olan ülkeler gibi sürekli artmakta, enerjide dışa bağımlı olan ülkemiz için enerji ithalatının ekonomimize olan yükü büyük bir paya sahiptir. Enerji arz güvenliğinin sağlanması, ülkemizin ekonomisi ve sosyal yaşantı açısından büyük önem arz etmektedir. Son zamanlarda yapılan doğal gaz ve petrol keşifleri, yurt dışına olan bağımlılığı azaltmakta, güneş enerji santralleri (GES), rüzgar enerji santralleri (RES) hidroelektrik santralleri (HES) gibi yenilenebilir enerji kaynaklarına olan yatırımların artmasıyla enerji üretim çeşitliliği sağlanmaktadır. Ülkemizin 2022 yılı elektrik üretimi ortalamaları şu şekildedir, %34,6 kömür, %22,2 doğal gaz, %20,6 hidrolik enerji, %10,8 rüzgar enerjisi, %4,7 güneş enerjisi, %3,3 jeotermal enerji ve %3,7 diğer kaynaklardan olarak gerçekleşmiştir. Ayrıca, 2023 yılı Nisan ayı sonu itibarıyla ülkemizdeki elektrik enerjisi üretim santrali sayısı (lisanssız santraller dahil) 11.941'e ulaşmıştır. Bu santrallerin 751'i

hidroelektrik, 67'si kömür, 361'i rüzgar, 63'ü jeotermal, 345'i doğal gaz, 9.863'ü güneş ve 491'i diğer kaynaklı santrallerden oluşmaktadır (URL-1).

Doğal gaz ise elektrik üretimi, sanayi ve evlerde kullanımı açısından ülkemiz için vazgeçilemez bir enerji kaynağı olarak düşünülebilir. Arz güvenliğini sağlamak için ülkemiz farklı yöntemler ile farklı ülkelere doğa gaz temin etmektedir. Boru hatları ile Rusya, İran, Azerbaycan; LNG ticareti ile Cezayir, Nijerya, Norveç gibi ülkelerden doğa gaz tedariki sağlanmaktadır. Ülkemiz 2021 yılında yurt dışından 58.703,93 milyon Sm<sup>3</sup> doğa gaz alımı gerçekleştirmiştir. Doğal gaz, 2020 yılına kıyasla 2021'de %21,98 oranında daha fazla ithal edilmiştir. 2021'de, Rusya %44,87'lik oranla en çok doğa gaz ithalatı yapılan ülke olmuştur. Ülkemizi doğa gaz rezervi bakımından fakir bir ülke olsada yapılan arama faaliyetleri ve ulaşılan rezervler umut vaat etmektedir. Yapılan keşiflerle ithalat oranları azaltılacak doğa gaz tedariki için alternatif bir kaynak oluşturacaktır (URL-1).

Neredeyse her evde, ticarethanelerde ve fabrikalarda kullanılan doğa gazın kullanım yerlerine ulaşması çeşitli aşamalarda birbirine bağı proseler ile sağlanmaktadır. Boru hatları ile doğa gaz taşınımında, gazı iletebilmek için akışkan basınçlandırılır. Basınçlandırma, hat boyunca belirli aralıklarla kurulan kompresör istasyonlarında yapılır. Burada yine aynı hattan alınan doğa gaz, türbinlerde yakılarak kompresör vasıtasıyla doğa gazın basınçlandırılmasındaki enerji ihtiyacını karşılar. Yapılan iş-harcanan enerji oranı, ortalama 100 birim hacim gazın basınçlandırılması için 3 birim hacim gazın yakılmasıyla oluşan ısı enerji olarak açıklanabilir. Bu enerjinin bir kısmı türbin bacasından atmosfere, bir kısmı kayıplara, bir kısmı da doğa gazın basınçlandırılmasında sarf edilir. %3'lük bu miktar, boru hatları ile taşınan hacmin milyar metre küp hacimlerinde gerçekleşmesinden dolayı büyük bir enerji sarfiyatı ve maliyet oluşturmaktadır (T. M. Elshiekh, 2015). Bu maliyetleri düşürmek ya da enerji geri kazanımı ile tasarruf yapmak, enerji kaynakları açısından fakir olan ülkemiz için önemli bir araştırma alanı oluşturmaktadır.

Yukarıda bahsedildiği gibi doğa gazı basınçlandırmak için tüketilen enerji büyük miktardadır. Basınçlandırmada kullanılan bu enerjinin bir kısmını TG ile basınç düşürme istasyonlarında geri kazanmak mümkündür. İstasyondaki regülasyon vanalarına paralel bağlanarak hem çıkışta istenilen gaz basıncına düşülecek hem de basınç farkından enerji üretilebilecektir.

Basınç farkının güce dönüştürülmesi, genişleme türbinleri aracılığıyla gerçekleştirilebilir. Bu sistem sayesinde gaz basıncı düşerken eş zamanlı olarak elektrik üretilebilir. Sistemde kullanılan gazın akış enerjisinden faydalanılması, bilinen içten yanmalı motorlardan ve gaz türbinlerinden farklıdır ve en önemli avantajıdır. Giren yüksek basınçlı gazın miktarı, çıkan düşük basınçlı gazın miktarı ile eşittir. Bu nedenle, bu sistemin çalışma prensibi buhar makineleri ile karşılaştırılabilir. İdeal genişleme türbini işlemi, yüksek basınçlı gazın izentropik olarak genişmesiyle sıcaklık ve basınçtaki değişimi işe dönüştürür. Ancak, genişleme vanaları sabit entalpili olduğu için basınçlı gazdan iş üretilmez. Bu nedenle, sıcaklık düşüşünde genişleme türbini ile genişleme vanası arasında fark vardır. Aynı miktardaki basınç düşüşü için, genişleme türbinlerindeki sıcaklık düşüşü genişleme vanalarındaki sıcaklık düşüşünden çok daha fazladır. Bu nedenle, basınç düşürme istasyonlarında genişleme türbini kullanılacaksa ilave ön ısıtma yapmak gerekebilir. Ayrıca, gaz genişletme türbininden elde edilen elektrik miktarı, gazın giriş-çıkış basıncı oranına ve debisine bağlı olarak değişir.

Daha önce şehir ve organize sanayi sitelerindeki basınç düşürme istasyonlarına TG uygulaması amacıyla çeşitli çalışmalar yapılmıştır. Bu tezde ise uluslararası doğal gaz iletim hattı üzerinde bulunan bir doğal gaz basınç düşürme istasyonunda (UBDİ) TG kullanımı ile enerji geri kazanımı yapılması amaçlanmıştır. Şimdiye kadar yapılan araştırmalara kıyasla daha yüksek debi ve basınçta çalışacak olan TG uygulamasının enerji ve ekserji hesapları yapılarak uygulanabilirlik değerlendirilmesi yapılmıştır. Ayrıca daha önce hiç çalışılmamış olan, TG-PEM hibrit sistemi ile elektrik ve hidrojen üretim potansiyeli hesapları yapılacak ve elektriğe alternatif bir ürün çıktısı sağlanacaktır. Bu hesaplar UBDİ ve Pendik RMS-A'ya ait bir yıllık akış verileri ve ticari olarak üretimi yapılan TG katalog özellikleri ile yapılmıştır.

## 2. KAYNAK ÖZETLERİ

Doğal gazın basınç düşüşü sırasında türbin kullanarak elektrik üretimi, ABD, İngiltere, İtalya ve Rusya gibi ülkelerde uygulanmıştır. Bu sistemin ilk uygulamaları 1980'lerde Amerika'da gerçekleştirilmiştir. Türkiye'de ise bu sistem, 1999 yılında Trakya Elektrik Üretim Santrali tarafından kurulmuş olup, günümüzde hala kullanılmaktadır (Üçok, 2018).

Adel El-Husseiny vd. (2021), 6 farklı doğal gaz üretim tesisinden alınan farklı gaz örneklerini baz alarak, MATLAB ile bu örneklerin termodinamik özelliklerine göre TG ekserji analizlerini yapmışlardır. Gaz örneklerinin metan oranlarına göre etkinliklerinin değiştiğini, metanın artışıyla ekserjinin arttığı, verimin düştüğü görülmüştür.

Yurtsever (2022), İstanbul'da bulunan iki adet RMS-A Basınç Düşürme İstasyonunun TG ile enerji üretim kapasiteleri hesaplanmış, verimi yüksek olan için sistem tasarımı ve maliyet hesapları yapılmış, uygulanan projenin ilk yıldan kar getirebileceği görülmüştür.

Zabihi ve Taghizadeh (2016), İran'daki şehir giriş istasyonları üzerine yaptıkları çalışmada, 120.000 sm<sup>3</sup>/h kapasiteli bir istasyonun 3,2 GWh elektrik üretebileceğini ve bu yatırımın geri dönüş süresinin 12,9 yıl olduğunu tespit etmişlerdir.

Pozivil (2004), araştırmacı tarafından yapılan bir çalışmada, genleşme türbini kullanımının gaz sıcaklığında 15-20 °C / MPa düşüşe neden olduğu bulunmuştur. Bu problemin çözümü için, gazın ön ısıtma gerektirecek şekilde 55-85 °C TG giriş sıcaklığında olması gerektiği belirtilmiştir.

Neşeli vd. (2017), iki adet Basınç Düşürme İstasyonu (BDİ) ile ilgili enerji ve ekserji analizi yapmıştır. Sistem ile ilgili CO<sub>2</sub> emisyon ve sürdürülebilirlik değerlendirmesi ve maliyet hesaplarını yapmıştır.

Üçok (2018), İzmir ilindeki dağıtım firmasının doğal gaz basınç düşürme istasyonlarında turbo genişletirici uygulamasının teorik olarak hesaplarını yaparak potansiyel istasyonları belirlemiş ve maliyet hesabı yapmıştır.

Karabiber vd. (2022), doğal gaz BDİ'lerde turbo genleştirici kullanımını gerçek akış verilerine dayalı olarak analiz etmişlerdir. Çalışmalarında, bir RMS-A basınç düşürme istasyonundan elde edilen bir yıllık veriler (istasyon girişi basınç, sıcaklık ve debi) hesaplarda girdi olarak kullanılmıştır. Bu veriler, bir bilgisayar yazılımında simüle edilmiş ve geri kazanılabilecek güç miktarı hesaplanmıştır. Sonuç olarak, doğal gazın basıncı düşürülürken aynı zamanda önemli miktarda güç üretilabileceği belirlenmiştir.

Kumar ve Himabindu (2019), çalışmasında farklı hidrojen üretim tekniklerini karşılaştırarak, yöntemlerin avantaj ve dezavantajlarını ortaya koymuştur. PEM elektroliz yöntemine yoğunlaşarak farklı katalizör kullanımında verimlilik araştırması yapılmıştır. PEM elektroliz yönteminin en uygun maliyetli yöntem olduğu ilerde bu yöntem üzerine çalışmaların artması gerektiği vurgulanmıştır.

Özarlan (2012), Güneş enerjisi kullanarak elektrik üreterek ve bu yenilenebilir enerji ile suyun elektroliz yöntemini kullanarak hidrojen üretmeyi ve bu hidrojeni yeraltında depolamayı amaçlayan bir sistem tasarlamıştır. Yer altı tuz mağaralarının inşası için yüksek güneşlenme süresine ve yer altı tuz havzalarına sahip Tuz Gölü çevresi seçilmiştir.

Farzaneh ve Dashtebayaz (2008), Khangiran'ın BDİ'de bir yıllık periyotta doğal gaz özelliklerini ve akış hızlarını ölçmek için bir çalışma yürütmüşlerdir. Çalışmadan elde edilen verilerle, ekserji analizi yaparak doğal gazın basınç ve akış enerjisinden geri kazanılabilecek enerji miktarını hesaplamışlardır. Koşulların benzer olması durumunda, bulguların diğer rafinerilerde ve enerji santrallerinde çıkarılabilir elektrik gücünü tahmin etmek için kullanılabileceği sonucuna varılmıştır.

Howard vd. (2011), yeni bir yaklaşım olarak TG ve yakıt hücresini birleştiren hibrit bir sistem oluşturmuşlardır. Spesifik olarak, gazı TG' den geçmeden önce ısıtmak için doğal gazla çalışan bir Erimiş Karbonat Yakıt Hücresi (MCFC) kullanmışlardır. Önerilen sistem düşük emisyonlu elektrik üretiminde kullanılacak olup, sunulan çalışmanın temel amacı böyle bir sistemin performansını etkileyen faktörleri araştırmaktır. Küçük bir Kanada şehrinde doğal gaz kullanımına ilişkin veriler, şehirdeki bir hibrit gaz genişletme istasyonunun performansını simüle etmek için bir girdi olarak kullanılmıştır.

Khanmohammadi vd. (2015), termodinamik modelleme, parametrik analiz ve şehir giriş istasyonu basınç düşürme sisteminden enerji geri kazanımı için entegre bir sistem oluşturmuşlardır. Bu, hidrojeni üretmek ve depolamak için bir TG, bir organik Rankine çevrimi (ORC) ve bir proton değişim membran (PEM) elektrolizöründen oluşan entegre bir sistemin termodinamik modellemesini kapsayan bir çalışmadır. Sonuç olarak bu çalışmada doğal gaz girişinin basıncın ORC çevrimi, PEMel ve turbo genişleticinin ekserji verimliliği üzerindeki etkisinin çok küçük olduğu, turbo genişleticinin güç çıkışı ve hidrojen üretim miktarı üzerinde önemli bir etkisinin olduğu ortaya konulmuştur.

Elsayed A. vd. (2017), doğal gaz BDI'na hibrit bir şekilde TG ve Erimiş Karbonat Yakıt Hücresi (MCFC) kullanıp elektrik üreterek enerji geri kazanımı yapmayı hedeflemiştir. MCFC ile elektrik üreten sistemin atık ısı ile de basınç düşürme prosesinde ön ısıtma yapan bir sistem tasarlamıştır. Hesaplamalar sonucunda hibrit sistemde kullanılacak TG optimum doğal gaz debisi 15000 m<sup>3</sup>/h ve MCFC yakıt hücresi gücünün ise 300 kW olması gerektiği bulunmuştur.

Jelodar vd. (2013), bir turbo genişletici tasarımı yaparak, değişken nozul açılarını, nozul kontrol sistemini ve ön ısıtma sistemini modellemişlerdir. Ayrıca bunlara bağlı olarak bir shaft ve dişli kutusu vasıtasıyla bir indüksiyon jeneratörü sisteme eklenerek modellemenin kapsamı arttırılmıştır. Oluşturulan model, bir TG ve regülatörden oluşan deney düzeneğinden alınan ampirik verilerle doğrulanmıştır. Simülasyon sonucunda ölçülen veriler ile tahmin edilen veriler arasında uyum olduğu görülmüştür.

Hadidi (2024), Ahar şehri NG PRS'de 50.000 Nm<sup>3</sup>/h debiye sahip TG ile enerji geri kazanımı sağlamayı amaçlamıştır. Bu enerjinin bir kısmının su kuleleri kullanılarak depolanması çalışmada modellenmiştir. Enerji geri kazanımının düşük olduğu zamanlarda depolanan suyun potansiyel enerjisini kullanarak kesintisiz enerji sağlanması amaçlanmaktadır. Sonuç olarak Ahar şehir istasyonundan bir yılda 1.376 (GWH) elektrik üretilebileceği ve TE kurulumunun 2,4 yılda geri ödenebileceği tespit edilmiştir.

Shamsi vd. (2024), çalışmalarında 4E analiz yöntemini kullanarak üç farklı NGL (Doğal gaz sıvıları) geri kazanım yöntemini (turbo genişletici, Joule-Thomson ve birleşik süreçler) karşılaştırmışlardır. TG kullanımında diğer yöntemlere göre daha

verimli sonuçlar bulunmuştur. Önemli ölçüde daha düşük enerji tüketimi (diğer yöntemlere kıyasla %164,4 ve %181,7), daha yüksek ekserji verimliliği (%75) ve daha iyi etan geri kazanım oranları (%74,85) ortaya konulmuştur. Ekonomik analiz ve üretim maliyetlerinin sırasıyla %45,45 ve %54,54 oranında azalmasıyla maliyet etkin bir sonuç bulunmuştur. Ek olarak, daha az karbondioksit salınımı da çevresel fayda sağlamaktadır. Genel olarak çalışma, NGL'nin geri kazanımı için en verimli, uygun maliyetli ve çevre dostu seçenek olarak TG işleminin öne çıkarmaktadır.

Taheripour vd. (2024), çoklu hibrit geri kazanım sistemini tasarlayarak bir çelik üretim tesisinde kullanılan proseslerin atık ısılarından enerji üretimi üzerine bir çalışma yürütmüşlerdir. Önerilen sistem Rankine çevrimi (SRC), Kalina çevrimi, iki organik Rankine çevrimi (ORC) içermektedir ve bu proseslerden 262 MW enerji geri kazanılabileceği bulunmuştur. Ayrıca PEMel ile tüm sistemden elde edilen elektrik gücü ve sıcak suyu kullanarak hidrojen üretilebileceği gösterilmiştir. Önerilen sistem %25,76 enerji verimliliği sağlamakta ve eş zamanlı olarak 48,39 MW güç, 29,42 MW ısı ve 8,12 ton/gün hidrojen üretebilmektedir. Araştırmaya göre tasarlanan sistemin ekserji verimliliği %57,46, ekserji kaybı ise 45 MW'tır. Son olarak projenin ekonomik analizi sonucunda geri ödeme süresinin 7 yıl olduğu tespit edilmiştir.

Tian vd. (2024), rafinaj ve petrokimya endüstrilerinde açığa çıkan baca gazından hidrojen üretimi için enerji geri kazanılması amaçlanmıştır. Ekonomik analiz ile baca gazından metan geri kazanımı 137,3 ton/yıla ulaştığında prosesin 68,7 ton/yıl hidrojen ürettiğini ve bunun da ekonomik açıdan sürdürülebilirliğini sağladığını doğrulanmıştır.

Saryazdi vd. (2023), bir doğal gaz BDI'deki ön ısıtma sistemini TG entegrasyonu ile verimini arttırabilmek için iki modeli karşılaştırmışlardır. Birinci modelde ısıtıcı akışkan olarak su içeren ve doğal gazla çalışan bir ısıtıcı kullanılırken, diğer modelde atık ısı geri kazanımı kullanılmıştır. Sonuçlar, atık ısı geri kazanım modelinin toplam maliyeti (%98'e kadar) ve ekserji kaybını ise (%78'e kadar) önemli ölçüde azalttığını ve geleneksel kurulumla karşılaştırıldığında ekserji verimini %5'e kadar artırdığını göstermektedir. Genel olarak atık ısı geri kazanım yöntemi hem ekonomik hem de ekserji verimi açısından avantajlar sunmaktadır.

W. Xu vd. (2022), enerji geri kazanımı amacıyla doğal gaz BDİ'ye entegre edilmiş TG ve karbondioksit (CO<sub>2</sub>) döngüsünden oluşan birleşik sistemi analiz etmişlerdir. Basınç enerjisini mekanik işe dönüştürmek için bir TG kullanılırken, genişletilmiş doğal gazdan soğuk ekserjinin geri dönüştürülmesi için bir karbondioksit çevrimi entegre edilmiştir. Sistemin performansı hem tasarım hem de tasarım dışı parametreler ile çeşitli giriş parametreleri üzerinden hesaplanmıştır. Tasarım koşullarında sistem %42,54 enerji verimliliğine, %88,77 ekserji verimliliğine ve %88,11 enerji geri kazanım oranına ulaşır. Tasarım dışı analizde ise %95'lik kütle akış hızı altında %87,1'e ulaşan ekserji verimliliği ortaya çıkarılmıştır.

Egeland-Eriksen vd. (2023), çalışmalarında açık deniz rüzgar enerji santrallerinden üretilen enerji ile hidrojen üretimi üzerine sistem modellemişlerdir. 2,3 MW'lık yüzer bir rüzgar türbini ve dünyadaki ortalama elektrik fiyatları üzerinden beş farklı aylık zaman diliminde ve altı sistem dizaynı yapılarak hidrojen üretiminin sistem verimliliği ve üretim maliyetleri tahmin edilmiştir. Sonuçlar, üretim ve maliyetlerde üç katna kadar değişim olduğunu göstermektedir. 1,852 MW'lık bir elektrolizör kullanılarak 31 günlük dönemde elde edilen en yüksek hidrojen üretimi 17.242 kg olmuş (yaklaşık %68 kullanım oranı ile), en düşük üretim maliyeti ise 4,53 \$/kg H<sub>2</sub> olarak hesaplanmıştır. Sistem verimliliği ise tüm durumlarda %56,1 ile %56,9 arasında değişmiştir.

M. Sokovnin vd. (2022) çalışmalarında doğal gaz BDİ'leri için çok aşamalı bir TG geliştirilmesi amacıyla doğal gaz özellikleri ve termodinamik yaklaşımlarla matematiksel bir model geliştirmiştir. Giriş ve çıkış arasındaki basınç farkının artması ile doğal gazın akış enerjisinden maksimum oranda faydalandığı görülmüştür. TG'nin her aşamasında sıcaklık değişimi ve teknik iş sayısal olarak belirlenmiştir. Deneysel ve hesaplanan veriler karşılaştırıldığında aralarında uyum olduğu görülmüştür.

Al-Gburi (2015), Irak'ta kurulu olan elektrik santralindeki ekipmanların enerji ve ekserji analizlerini yapmıştır. Gaz türbini ve yanma odasındaki ekserji kaybı oranları sırasıyla %2,75 ve %55,77 olarak bulunmuştur. Sistemindeki ekserji kayıpları bulunarak, tesisin enerji verimliliğini arttıracak yönde yapılabilecek geliştirmeler çalışmada sunulmuştur.

Mrzljak vd. (2018), bir LNG gemisindeki buhar basıncı düşürme vanasının ekserji analizini farklı ortam sıcaklıklarına göre hesaplayarak, sistemdeki diğer ekipmanlar ile karşılaştırmıştır. Basınç düşürme vanasının ekserji verimi 10 °C'de ortalama %82,77 bulunurken, 40 °C'de ve %77,67 olarak hesaplanmıştır. Değerlendirme sonucunda, basınç düşürme vanasının ortam sıcaklığının değişiminden en çok etkilenen ekipman olduğu belirlenmiştir.

Zun ve McLellan (2023), yaptıkları çalışmada hidrojen üretim maliyetlerini etkileyen faktörleri değerlendirerek gelecekteki hidrojen üretim maliyetlerini tahminlerinde bulunmuştur. 2050 ye kadar alkalın ve PEM elektrolizörlerinin maliyetlerinin sırasıyla 88 USD/kW ve 60 USD/kW olacağı öngörülmüştür. Yeşil hidrojenin yenilenebilir kaynaklardan üretiminin 2030'da 5 USD/kg değerinin altına düşeceğini tahmin etmiştir. Yeşil hidrojen ekonomisine geçişinde yatırımların artması, karbon salınımı vergisi, hidrojen-oksijen gazı fiyatlandırmalarının düzenlenmesi gibi yöntemlerin pozitif etki yapacağını belirtmiştir.

Amini Horri ve Ozcan (2024), yeşil hidrojen üretiminde kullanılan su elektrolizörlerinin teknolojisi ve malzemeleri üzerinde yapılan yenilikleri derlemiştir. Güncel elektrolizör tipleri, geleneksel olmayan hibrit elektrolizörler ve deniz suyu elektrolizörleri için geliştirilen elektro katalizör teknolojinden bahsedilmiştir. Araştırmada modern elektrolizörlerin eksikleri tespit edilerek karbon emisyonlarını sonlandırmak amacıyla uygun maliyetli ve verimli hidrojen üretimine yönelik son gelişmeler değerlendirilmiştir.

Bielka ve Kuczyński (2022), Polonya'daki doğal gaz basınç düşürme istasyonlarında TG kullanımının fizibilitesini analiz etmektedir. PRS'de elektrik sağlamak için TE'lerin ekonomik fizibilitesini değerlendirmiş, dinamik analizler ise yıllık performans için gerçek veriler kullanmıştır. Ayrıca, birleşik ısıtma sisteminde PEM yakıt hücresi kullanan PRS için statik bir analiz gerçekleştirilmiştir. Sonuçlar, daha yüksek giriş sıcaklıkları ve basınçlarının, daha düşük ısı gücü ihtiyacı ve daha fazla elektrik üretimi nedeniyle TE'lerin ekonomik verimliliğini artırdığını göstermiştir. PEM yakıt hücresi ile birleşik sistem, klasik düşürücü sistemine kıyasla daha düşük işletme maliyetleri göstermiştir; yıllık maliyetler sırasıyla 1.430.595,60 PLN ve 1.593.167,04 PLN olup, 108.571,44 PLN tasarruf sağlamıştır.

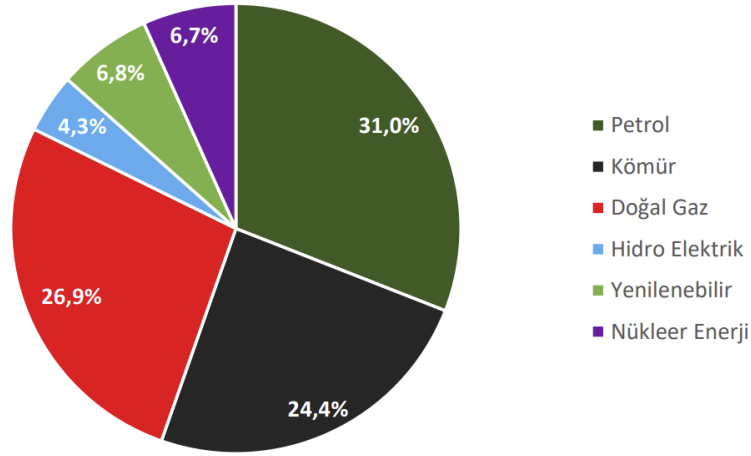
Ayub vd. (2024), ABD, Orta Doğu, Avrupa, Hindistan ve Kanada gibi çeşitli bölgelerde hidrojen üretim maliyetlerini incelemiş ve biyokütle gazlaştırma, kömür gazlaştırma ve doğal gaz reformu gibi yöntemleri karşılaştırmışlardır. Maliyetlerin bölgelere göre önemli ölçüde farklılık gösterdiği bulunmuştur; en düşük maliyetler elektroliz ve nükleer bazlı süreçler için Orta Doğu ve Hindistan'da görülürken, Avrupa'nın en yüksek maliyetlere sahip olduğu görülmüştür. Yenilenebilir kaynaklardan üretilen yeşil hidrojen çevresel olarak sürdürülebilir olmasına rağmen, geleneksel yöntemlere kıyasla daha pahalı olduğu sonucuna varılmıştır.



### 3. MATERYAL VE YÖNTEM

#### 3.1 Dünya’da Artan Enerji İhtiyacı ve Çevresel Etkileri

Dünya’da artan enerji ihtiyacı nedeniyle kullanılan enerji kaynaklarının tükendiği düşünüldüğünde insanlığı bekleyen kaçınılmaz son gün yüzüne çıkmaktadır. Belki de yakın gelecekte gerçekleşmeyecek olan bu sorun, gelecek nesiller açısından tehlike arz etmektedir. Tüklenen fosil enerji kaynaklarının yerine yenisinin gelmediği açıkça görülmektedir, ancak yenilenebilir enerji kaynakları geleceğimizin garanti altına alınmasında büyük önem arz etmektedir. Dünya çapında, ülkeler bazında alınabilecek kararlarla yenilenebilir enerji kaynaklarının teşvik edilmesi ve fosil yakıtların kullanımının sonlandırılması ile gelecek nesillere yaşanılabilir bir dünya bırakabiliriz. Hali hazırda olan yenilenebilir kaynaklara yenilerinin eklenmesi ve enerji geri kazanımının yaygınlaşması ile sürdürülebilir bir dünyaya sahip olmak mümkündür.



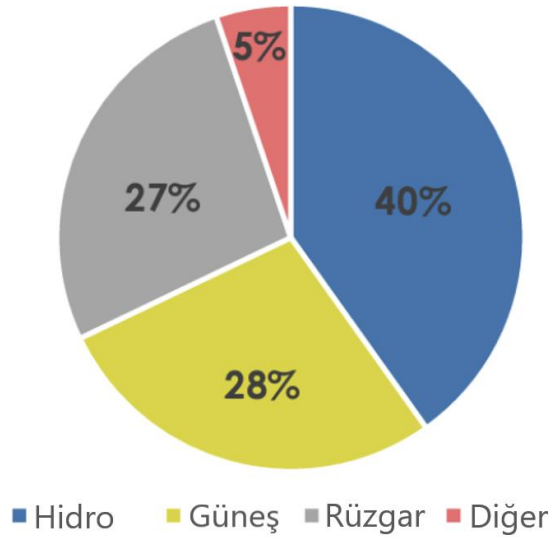
**Şekil 3.1.** 2021 Yılı küresel birincil enerji tüketim oranları (TPAO petrol ve doğal gaz sektör raporu, 2021).

Petrol, özellikle ulaşım sektörünün ana enerji kaynağıdır ve dünya birincil enerji tüketiminde en büyük paya sahiptir. Petrolden sonra, doğal gaz ve kömür büyük oranda elektrik üretiminde kullanılmaktadır. Şekil 3.1’de gösterildiği gibi 2021 yılı verilerine göre, petrol dünya enerji talebinin %31’ini, doğal gaz ise %26,9’unu karşılamıştır. 2020 yılı verilerine göre, petrolün enerji talebindeki payı azalış gösterirken, doğal gazın payında artış gözlemlenmiştir. Farklı uluslararası kurum ve kuruluşlarca yapılan

değerlendirmeler, doğal gaz ve petrolün birincil enerji tüketimindeki büyük paylarını korumaya gelecekte de devam edeceği düşünülmektedir. Uzun vadede dikkat çeken bir diğer konu ise kömürün küresel enerji arzındaki yerinin azalmasıyla yenilenebilir enerjinin payının önemli ölçüde artmasının beklenmesidir (TPAO petrol ve doğal gaz sektör raporu 2021).

### 3.2 Yenilenebilir Enerji Kaynakları

Dünyamızın sınırlı kaynakları nedeni ile fosil yakıtların kullanımı her geçen gün azaltılmaya çalışılmaktadır. Yenilenen yönetmelikler, regülasyonlar ile enerji üretimi yenilenebilir kaynaklara yönelmektedir. Başta güneş, rüzgâr, hidroelektrik, jeotermal, biyokütle, dalga ve gelgit gibi enerji kaynakları ile günümüzde yenilenebilir kaynaklardan enerji üretilmektedir. Bu kaynakların çeşitlendirilmesi, üretimin yaygınlaştırılması ve santral kurulum maliyetlerinin azaltılması yenilenebilir kaynaklara yönelimin kolaylaşmasını sağlayacaktır.



Şekil 3.2. Enerji kaynağına göre yenilenebilir enerji üretimi (2022).

Şekil 3.2’de yüzdesel olarak gösterilen 2021 yılı sonunda küresel yenilenebilir enerji üretim kapasitesi 3.064 GW'a ulaşmıştır. Hidroelektrik, 1.230 GW kapasiteyle küresel toplamın en büyük payını oluşturmuştur. Güneş ve rüzgâr enerjisi, sırasıyla 849 GW ve 825 GW kapasiteyle geri kalan paya sahiptir. Diğer yenilenebilir enerji kaynakları arasında 143 GW biyokütle enerjisi, 16 GW jeotermal ve 524 MW deniz enerjisi yer almaktadır (International Renewable Energy Agency, 2022).

### 3.3 Enerji Geri Kazanımının Önemi

Günümüzde enerji ihtiyacının karşılanması için fosil yakıtların kullanımını yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanımına göre çok daha fazladır. Elektrik üretimi, ulaşım-ulaştırma, ısınma, sanayi gibi sektörlerde sürdürülemez olan enerji kaynakları büyük oranda tüketilmektedir. Karbondioksit salınımı yüksek olan bu kaynaklar çevremize ve dünyamızın atmosferine zarar vererek küresel ısınmaya neden olmaktadır. Fosil yakıtlar ile çalışan sistemlerin verimini arttırmak, daha az enerji ile daha çok iş yapmak ya da harcanan enerjinin bir kısmını geri kazanarak tüketilen kaynaklardan maksimum verimle yararlanmak, tamamen yenilenebilir kaynaklara geçene kadar çevreye verilen zararı minimize eder ve sınırlı olan kaynakların tükenme süresini uzatmış olur. Bu nedenle hali hazırda yüksek enerji tüketimi olan proseslerin verimini arttırmak ve maliyetleri düşürmek için enerji geri kazanımı yapmak büyük önem arz etmektedir.

Dünya nüfusunun sürekli artması her türlü alanda tüketimin artmasına, çevresel felaketlerin yaşanmasına sebep olmaktadır. Bu durum ülkemiz içinde geçerlidir. Çevresel etkide en büyük paya sahip olan ve enerji ihtiyacının karşılanmasında kullanılan konvansiyonel kaynaklar fütursuzca tüketilmektedir. Ülke olarak enerjimizin çoğu fosil yakıtlardan sağlanmakta, artmakta olan yenilenebilir enerji kaynakları azınlıkta kalmaktadır. Bu durumun tersine dönmesi için daha fazla bilimsel çalışmaya ve uygulamaya ihtiyaç duyulmakta, devlet tarafından verilecek teşvikler önem kazanmaktadır. İşte bu yüzden, birincil ısı ve enerji kaynağı olarak kullanılan doğal gaz tüketim ve iletim proseslerinin veriminin artırılması ve bu proseslerden enerji geri kazanımının yapılabilmesi bilimsel bir çalışma alanı ortaya çıkarmaktadır. Ülkemizde doğal gazın iletimi ve dağıtımından sorumlu olan firmalarının bu prosesteki önemli maliyetlerinden biri olan doğal gaz sarfiyatını ileriki bölümlerde anlatılacak olan enerji geri kazanım yöntemiyle azaltmak, fosil yakıt olan doğal gazı maksimum verimde kullanarak firmaların karbon ayak izini küçültmek bu çalışmanın ana amacını oluşturmaktadır.

## 4. HİDROJEN

Dünya üzerinde bulunan elementler arasında bolluk açısından dokuzuncu sırada yer alan hidrojen, yer kabuğunun yaklaşık %0,9'unu oluşturur. Evrende ise en bol bulunan element olup, tüm madde kütlelerinin yaklaşık %75'ini teşkil eder. Güneşin ve diğer yıldızların termonükleer tepkimeyle ürettikleri enerjinin yakıtı olan hidrojen evrenin temelinde bulunan bir enerji kaynağıdır. 1 kg hidrojenin enerjisi, 2,7 kg petrol veya 2,2 kg doğal gazın içerdiği enerjiye denktir ama yoğunluğu düşük olduğundan birim enerji başına hacmi diğerlerine kıyasla fazladır. Isıl enerji ihtiyacının olduğu her alanda kullanılması basit ve temiz olan hidrojen, yakıt olarak kullanıldığında atmosfere sadece su ve su buharı salınımı yapmaktadır. Hidrojenin bir rengi, kokusu tadı yoktur ve zehirli değildir. Kimyasal olarak ametal olan gaz yanıcı bir gazdır. Sıvılaştırılması zor olan ikinci gaz olarak bilinen hidrojen, 1 atm basınçta ve -252,77 °C'de sıvılaşmaya başlamaktadır. Gaz halindeki hacminin sıvı hacmine oranı sadece 1/700'dür (URL-2).

### 4.1 Hidrojen Üretim Yöntemleri

Günümüzde yaygın olarak fosil yakıtlardan üretilen hidrojen, %48 oranında doğal gaz, %30 oranında petrol, %18 kömürden ve %4 suyun elektroliz yöntemiyle üretilmektedir. Genel olarak hidrojen, metanın su buharı vasıtasıyla katalitik oksidasyonu yöntemiyle doğal gazdan elde edilmektedir (Dinçer vd., 2021).

Her ne kadar temiz enerji olarak görülse de üretimi fosil yakıtlardan sağlandıkça kullanımı çevre açısından olumsuz olacaktır. Bu durum elektrik enerjisi içinde geçerlidir. Burada önemli olan enerji üretiminin yenilenebilir veya atık enerjiden sağlanmasıdır. Ülkemizde hidrojen üretiminin yenilenebilir kaynaklardan üretimi için çeşitli araştırmalar yapılmaktadır. Rüzgar, güneş ve jeotermal gibi kaynaklardan üretilen elektrik enerjisini elektroliz yöntemiyle hidrojene çevrilmesi amaçlanmaktadır (Karayel vd., 2022; Genç vd., 2012; Arslan ve Yılmaz, 2024). Ayrıca hidrojenin gelecekteki konumu, yakıt olarak üretimi ve kullanımı üzerine de araştırmalar yapılmaktadır (Amil ve Yılmazoğlu, 2022). Bu yüzden hidrojen üretim yöntemlerini çeşitlendirmek enerji geri kazanımı ya da yenilenebilir kaynaklar vasıtasıyla yeşil hidrojen üretimi üzerine yapılan çalışmalara önem arz etmektedir.

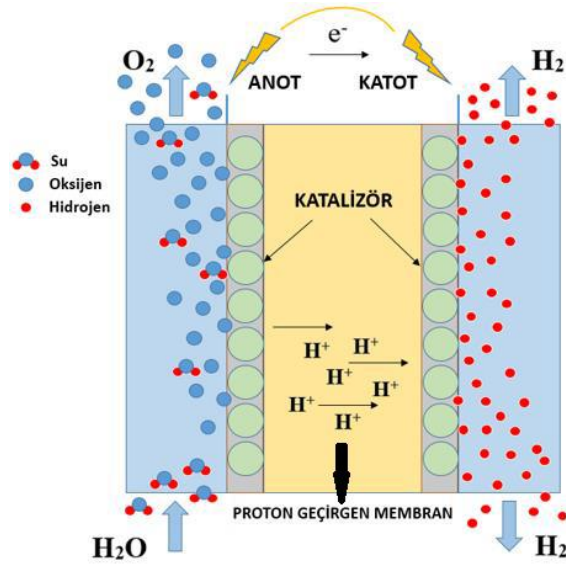
Şekil 4.1’de görüldüğü gibi hidrojen, üretim yöntemlerine göre farklı renklerle ifade edilmektedir; yeşil hidrojen yenilenebilir enerji kaynaklarından üretilen, gri hidrojen ise fosil yakıtlardan üretilen hidrojendir. Mavi ve turkuaz ise gri hidrojen üretimine ek olarak karbon tutma yöntemleri ile atmosfere minimum zararlı gaz salımını amaçlayan yöntemlerdir.

Renk	GRİ HİDROJEN	MAVİ HİDROJEN	TURKUAZ HİDROJEN	YEŞİL HİDROJEN
Proses	Buhar metan reformasyonu veya gazlaştırma	SMR veya karbon yakalama ile gazlaştırma (85-95%)	Piroliz	Elektroliz
Kaynak	Metan veya kömür	Metan veya kömür	Metan	Yenilenebilir enerji

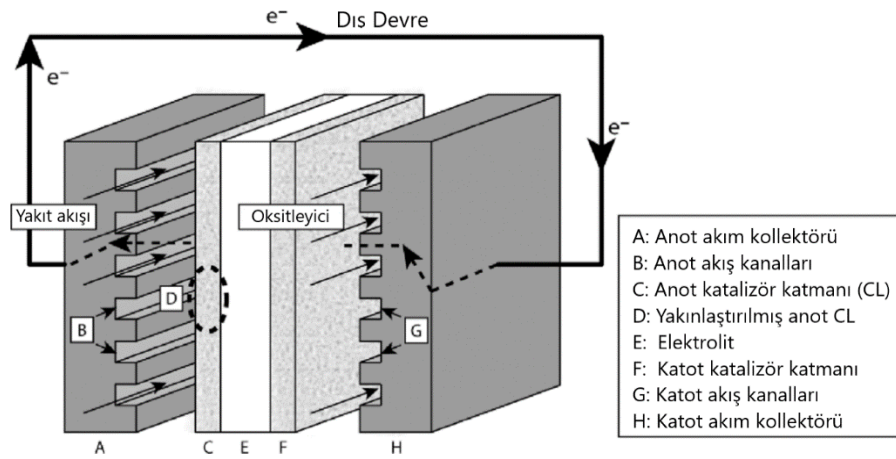
Şekil 4.1. Üretim yöntemlerine göre hidrojen renk sınıflandırması.

#### 4.1.1 Proton Değişim Membran (PEM) elektroliz yöntemi

Suyun elektrik enerjisi kullanılarak kendini oluşturan elementlere parçalanmasını sağlayan yöntem elektroliz denir. Verimi arttırmak için Şekil 4.2’de şematik olarak gösterilen Proton Değişim Membran (PEM) elektroliz yöntemi kullanılmaktadır. Bu çalışmada da geri kazanılan elektrik enerjisinden hidrojen üretimi için bu yöntem seçilerek hesaplamalar yapılmıştır. Elektroliz için kullanılan su saf ve belirli sıcaklığa ısıtılmış olmalıdır. Proton geçirgen membran ise iyon aktarımında kullanılır. Hidrojen atomları katotta oksijen iyonları anotta toplanır. PEM Elektroliz yöntemi tersine çalıştırılarak elektrik üretimi de mümkündür. Saflaştırılmış hidrojen gazı ve hava (oksijen) yakıt hücresinde birleştirilerek elektrik enerjisi üretilir. PEM yakıt hücresi çalışma prensibi Şekil 4.3’te şematik olarak gösterilmiştir. Çalışma prensibi elektroliz yönteminin tam tersidir. Günümüzde elektrikle çalışan hidrojen yakıtlı otomobiller, uçak ve gemi motorları geliştirilmektedir.



Şekil 4.2. PEM elektrolizörü şematik gösterimi (Genç ve Kallioğlu, 2018).



Şekil 4.3. PEM yakıt hücresi şematik gösterim (Mench, 2008).

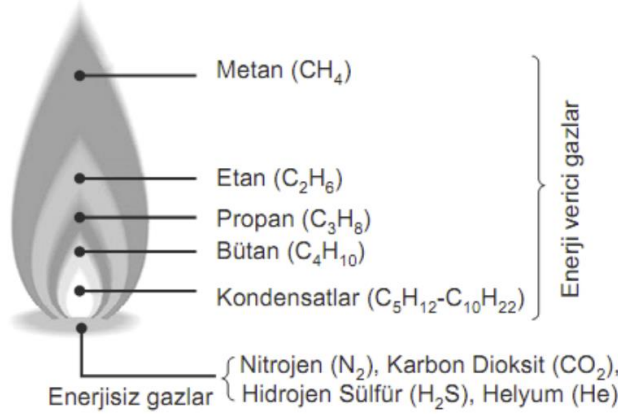
## 4.2 Hidrojen kullanım alanları

Hidrojen genel olarak; uzay araçlarında, özel olarak geliştirilen otomobillerde, amonyak üretiminde, kimya endüstrisinde kullanılmaktadır. Ayrıca hidrojen, yakıt hücrelerinde elektrik veya güç ve ısı üretmek için kullanılabilir. Günümüzde hidrojen en yaygın olarak petrol rafinerisinde ve gübre üretiminde kullanılırken, ulaşım ve kamu hizmetleri de gelişen pazarlardır.

## 5. DOĞAL GAZ ÜRETİMİ, İLETİMİ VE KULLANIM ALANLARI

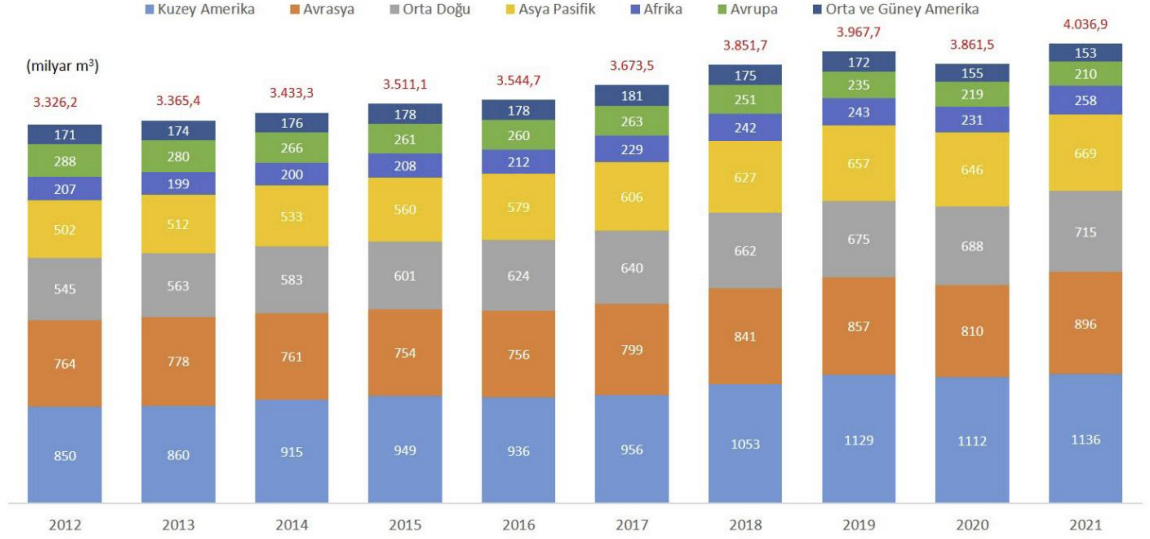
### 5.1 Doğal Gaz ve Özellikleri

Doğal gaz, organik madde katmanlarının (başta deniz mikroorganizmaları) anaerobik koşullar altında ayrışarak milyonlarca yıl boyunca yer altında yoğun ısı ve basınca maruz kalmasıyla oluşan, fosil yakıtlı ve yenilenemeyen bir enerji kaynağıdır. Çürüyen organizmaların fotosentez yoluyla güneşten elde ettiği enerji, metan ve diğer hidrokarbon moleküllerinde kimyasal enerji olarak depolanır. Doğal gaz doğal olarak oluşan farklı hidrokarbon gazların karışımı olan yanıcı bir gazdır. Çoğunluk olarak metan gazı ve küçük oranlarda yüksek alken gazlarından oluşur. Şekil 5.1’de içeriği verilen doğal gaz, %70-90 oranında metan, %0-20 oranında etan ve propan, bütan, pentan gibi çıkarıldığı bölgeye göre değişen oranlardaki gazları içerir (Yurtsever, 2022).



Şekil 5.1. Doğal gazın içerdiği gazlar (Yurtsever, 2022).

Doğal gaz evlerde yemek pişirme, ısınma elektrik üretimi, sanayide ısı enerjisi gereken her alanda, kimya sektöründe ve daha az olarak araç yakıtı olarak kullanılmaktadır. Doğal gazın çıkarılması ve kullanılması iklim değişikliğinde ki büyük etmenlerden biridir. Çünkü yakıldığında sera gazı olan karbondioksitin salımına sebep olmaktadır.



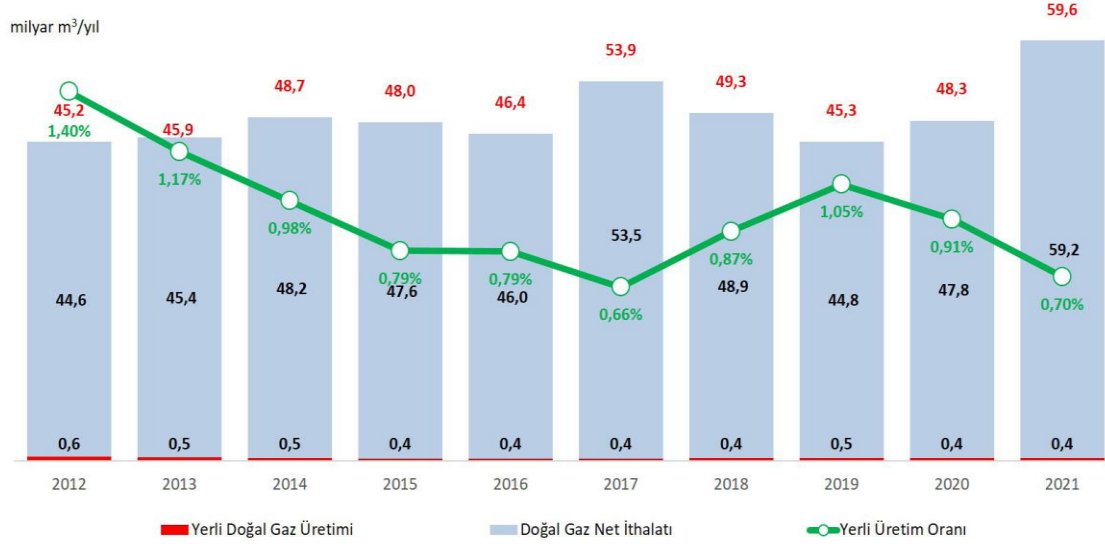
**Şekil 5.2.** 2012-2021 bölgelere göre küresel doğal gaz üretimi.

Şekil 5.2’den de çıkarılabileceği gibi 2020 yılında, 3,86 trilyon m<sup>3</sup> olarak gerçekleşen küresel doğal gaz üretimi, 2021 yılında, %4,8 artışla 4,04 trilyon m<sup>3</sup> olmuştur. Küresel doğal gaz üretiminde en büyük pay sahibi, 2020 yılında olduğu gibi Kuzey Amerika olmuştur (TPAO petrol ve doğal gaz sektör raporu, 2021).

## 5.2 Türkiye’de Doğal Gaz Kullanımı

Ülkemiz enerji kaynakları bakımından fakir bir ülke olduğundan doğal gazda da dışa bağımlıdır. Hali hazırda az miktarda doğal gaz üretimi olsa da bu miktar tüketimin yanında çok küçüktür. Son yıllarda ülkemizin dışa bağımlılığını azaltmak için Akdeniz ve Karadeniz’de doğal gaz arama faaliyetleri başlamış olup artarak devam etmektedir.

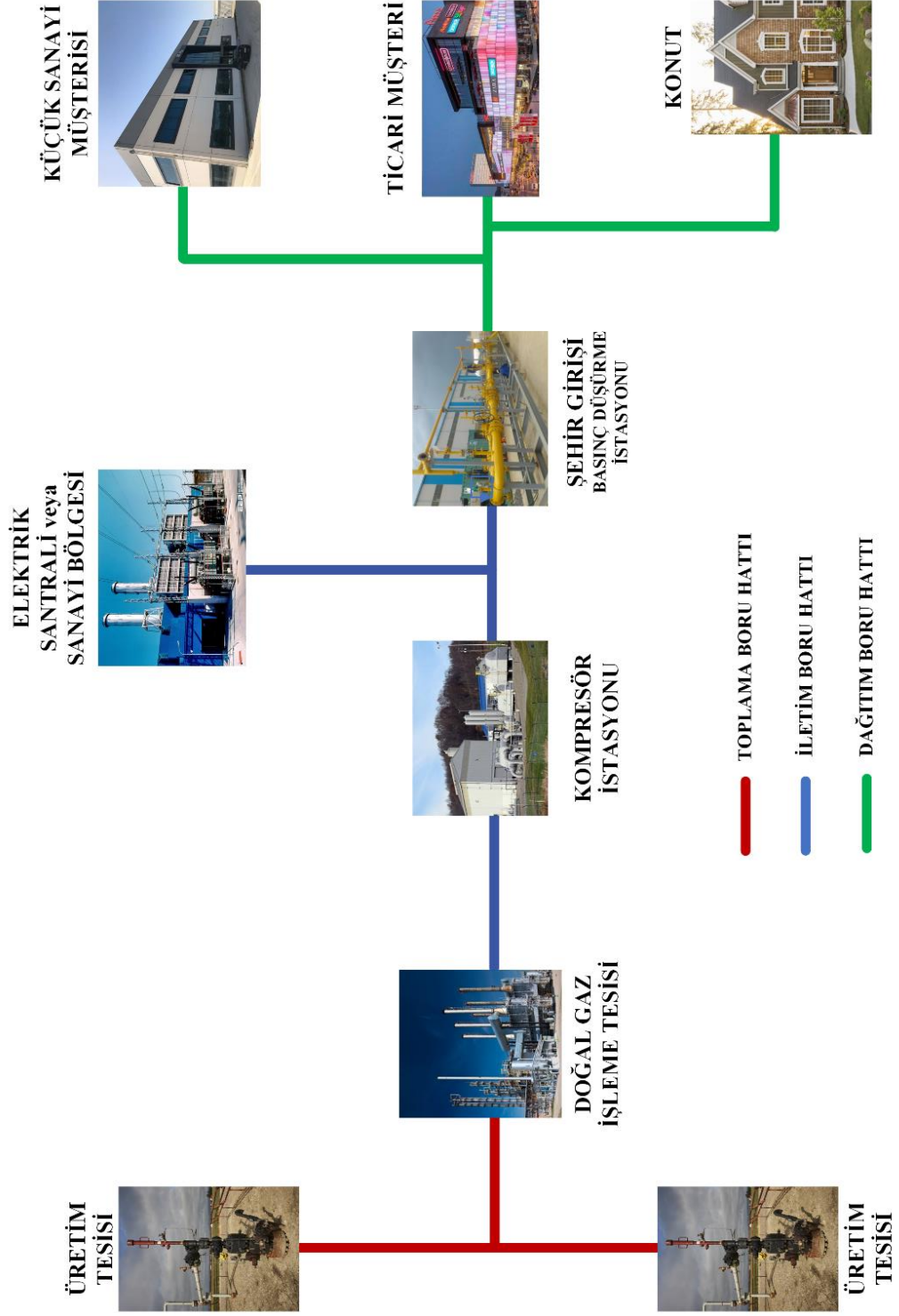
Türkiye'nin 2021 yılında yurtiçi kaynaklarından ürettiği doğal gazın toplam doğal gaz arzına oranı, bir önceki yıla göre azalarak %0,7 seviyesine düşmüştür. 2008 yılında ülkemizde üretilen doğal gaz miktarı 1 milyar m<sup>3</sup>e iken, 2020 yılında 441 milyon m<sup>3</sup>, 2021’de ise 415 milyon m<sup>3</sup> seviyelerinde gerçekleşmiştir. Doğal gazın yurt içi tüketimi ise 2021 yılında 59,6 milyar m<sup>3</sup> olarak gerçekleşirken, ithalat ise yaklaşık 59,2 milyar m<sup>3</sup> seviyesinde yapılmıştır. Türkiye'nin doğal gaz arzında ithalata olan bağımlılığı büyük oranda devam ederek %99,3 oranına ulaşmıştır (Şekil 5.3) (TPAO petrol ve doğal gaz sektör raporu 2021).



Şekil 5.3. 2012-2021 Türkiye'nin doğal gaz arzı ve yurt içi üretim oranları.

### 5.3 Doğal Gazın İletim ve Taşıma Yöntemleri

Doğal gaz boru hatları, LNG (sıvı halde) olarak gemi ile, CNG (sıkıştırılmış) vaziyette taşınabilmektedir. Uluslararası ticarete daha çok boru hatları ve LNG tankerleri ile iletimi yapılmaktadır. Ülke sınırları içinde ise daha çok boru hatları ile iletimi ve dağıtımını gerçekleştirilir. Şehirler arasında yüksek basınçta çelik boru hatları ile 40-70 bar basınçta taşınır. Şehir ve büyük sanayi kuruluşlarının girişlerinde RMS-A denilen basınç düşürme istasyonlarında yüksek basınçtan 14-19 bar basınca düşürülür. Ardından şehir içinde belirli dağıtım noktalarında RMS-B BDİ'de 4 bar'a kadar boru hattı basıncı düşürülür. Düşük basınçlı doğal gaz polietilen borular ile mahalle aralarına ve konut girişlerine kadar iletilir. Konut girişlerindeki regülatörler vasıtasıyla basınç 21 mbar'a, büyük tüketim noktalarında ise 300 mbar'a kadar düşürülerek son kullanıcıya ulaştırılır. Şekil 5.4'de boru hatları ile doğal gaz iletimi prosesi şematik olarak gösterilmiştir.



Şekil 5.4 Boru hatları ile doğal gaz iletim prosesi.

## 6.KOMPRESÖR VE BASINÇ DÜŞÜRME İSTASYONLARI

### 6.1 Kompresör İstasyonları

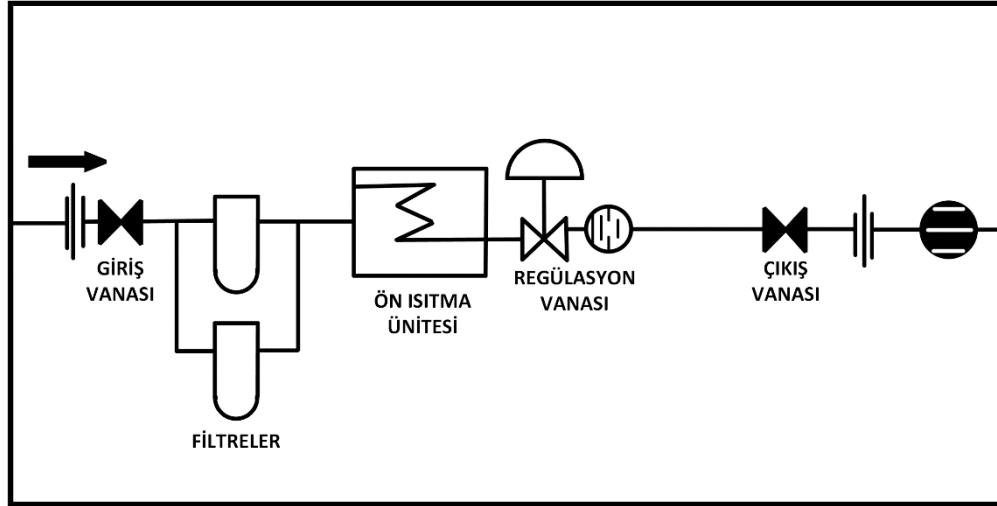
Boru hatları ile doğal gazın taşınmasında gazın iletimi basınç farkı ile sağlanır. Boru hattı boyunca belirli aralıklarla kurulan Kompresör İstasyonlarında doğal gaz sıkıştırılarak basınçlandırılır. Burada yine aynı hattan alınan doğal gaz, türbinlerde yakılarak kompresör vasıtasıyla doğal gazın basınçlandırılmasındaki enerji ihtiyacını karşılar. Burada yapılan iş-harcanan enerji oranı, ortalama 100 birim hacim gazın basınçlandırılması için 3 birim hacim gazın yakılmasıyla oluşan ısı enerjisi olarak açıklanabilir. Bu enerjinin bir kısmı türbin bacasından atmosfere, bir kısmı kayıplara, bir kısmı da doğal gazın basınçlandırılmasında sarf edilir. %3'lük bu miktar, boru hatları ile taşınan hacmin milyar metreküp hacimlerinde gerçekleşmesinden dolayı büyük bir enerji sarfiyatı ve maliyet oluşturmaktadır. Doğal gaz iletim hatlarının basınç seviyeleri Çizelge 6.1'de verilmiştir (Ugetam genel doğal gaz, 2018).

**Çizelge 6.1.** Doğal gaz boru hatları basınç seviyeleri.

Hattın Basınç Seviyesi	Çalışma Basıncı	Hattın Cinsi
Yüksek Basınç	40-70 bar	Şehirler Arası İletim Hattı
Orta Basınç	25-40 bar	Şehir Giriş Hattı
Orta Düşük Basınç	4-25 bar	Dağıtım Hattı
Düşük Basınç	1-4 bar	Bağlantı Hattı
Konut Tüketici	21-300 mbar	Konut İçi Hat

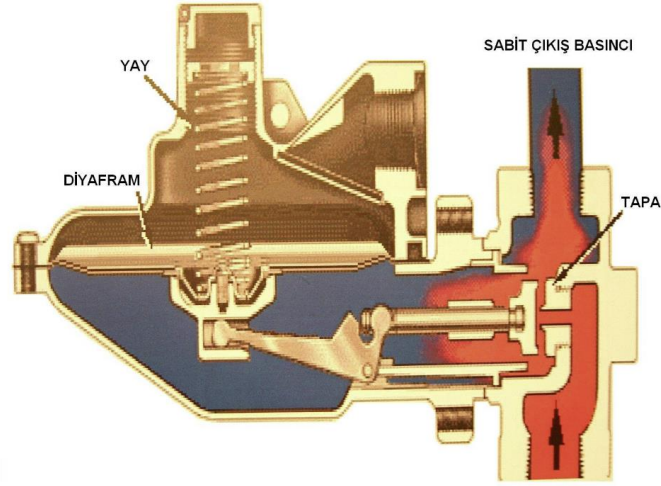
### 6.2 Basınç Düşürme İstasyonları

Kompresör istasyonlarında basınçlandırılan gazın çeşitli doğal gaz yakma cihazları ile yakılabilmesi ve düzgün bir şekilde dağıtımının yapılabilmesi için basıncı düşürülmelidir. Şehir girişleri, elektrik santralleri, OSB'leri, büyük fabrikalar gibi tüketimin olduğu yerlerde basınç düşürme istasyonları bulunur. Bu istasyonların diğer bir ismi de RMS (reducing metering station)'dur. Basınç düşümüne ek olarak doğal gazın kimyasal ve fiziksel özelliklerinin ölçüldüğü istasyondur.



**Şekil 6.1.** Doğal gaz BDİ şematik gösterim (Yılmaz ve Demir, 2006).

Şekil 6.1’de standart bir BDİ’deki ekipmanlar ve dizilimi gösterilmiştir. İstasyona giriş ve çıkışlarda akışı kesebilmek için vanalar konumlandırılır. Ardından gazın içindeki partiküllerin filtrelenmesi için filtreler bulunur. Doğal gaz basınç düşürme istasyonlarında basıncı düşürmek için regülatör kullanılır. Regülatörler değişken yüksek giriş basıncını, sabit düşük çıkış basıncına düşürmek için kullanılan basınç düşürme ekipmanlarıdır. Basınç düşüşü adyabatik olarak gerçekleşir, gazın iç enerjisinde değişiklik olmaz. Gazlarda basınç düşüşü, Joule-Thomson efekti nedeniyle sıcaklığı da düşürmektedir. Sıcaklık düşüşü, hidrokarbon çığ noktasının ve gazın içindeki su buharının çığ noktasının altına düşerek sıvılaşmaya ve donmaya sebep olmaktadır. Buna önlem olarak regülatörden önce gaz ısıtılmaktadır. Aynı hattan alınan doğal gaz, kazanlarda yakılarak gazın ısıtılması sağlanır. Regülatörler yüksek basınçlı hatlardan beslenen RMS-A istasyonlarında 35-75 bardan 12-19 bara basıncı düşürmekte kullanılmaktadır. RMS-B regülatörleri 12-19 bar basıncı 1-4 bara, sonrasında RMS-C istasyonları ve servis kutuları 300-21 mbar seviyesine basıncı düşürmektedir.



**Şekil 6.2.** Regülatör kesit görünümü (Kelesoğlu, 2006).

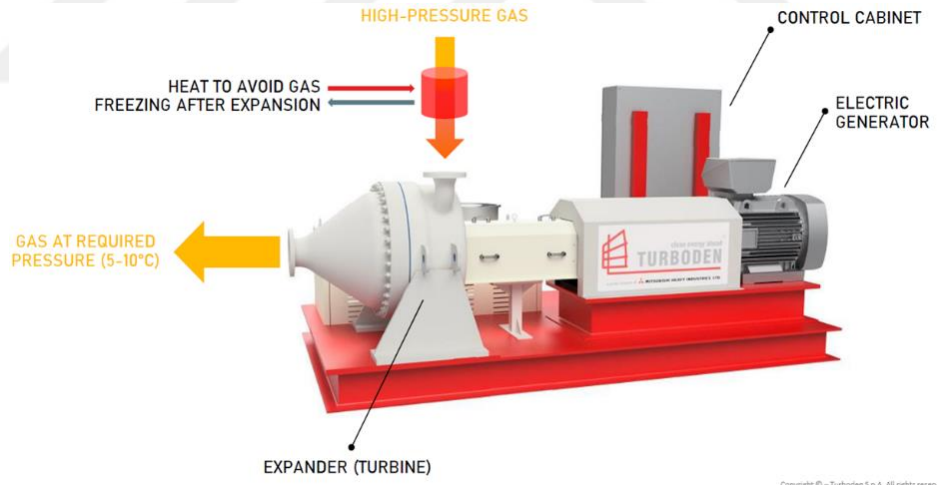
Şekil 6.2’de basınç düşürme regülatörü kesit görünümü verilmiştir. Regülatörde basıncın düşüşünden sonra doğal gazın sıcaklığında düşüş gerçekleşir. Her 1 bar’lık basınç düşüşüyle 0.5 °C’lik sıcaklık düşüşü meydana gelir (Kelesoğlu, 2006). Regülatörler, giriş basıncından bağımsız olarak çıkış basıncını ayarlanan basınç seviyesinde tutmak için doğal gazın akışını artırır, azaltır veya tamamen durur. Çıkış basıncının değişiminden doğrudan etkilenen diyafram vana milini hareket ettirerek akışı ayarlar.

## 7. TURBO GENLEŞTİRİCİ VASITASIYLA BASINÇ DÜŞÜŞÜ VE ENERJİ ÜRETİMİ

Turbo Genleştirici diğer bir adıyla genişleme türbini akışkanın basıncını düşürür ve içerisindeki gaz türbini vasıtasıyla akışkanın içindeki enerjiyi mekanik işe dönüştürerek enerji üretimi sağlamaktadır. Gaz türbinleri ilk olarak buhar veya herhangi bir yakıtın yanmasıyla oluşan basınçlı gazların enerjisini mekanik enerjiye, bu enerjiyi bir jeneratör vasıtasıyla elektrik enerjisine çevirmek amacıyla üretilmiştir. TG ise basınç düşürme vanalarının yerine kullanılarak hem gaz akışında gazın basıncını düşürecek hem de bu basınç farkından enerji üretimini mümkün kılacaktır. Bu şekilde kullanılmayan akış enerjisi geri kazanılmış, maliyetler azaltılmış ve çevre açısından olumlu bir etki yaratılmış olacaktır.

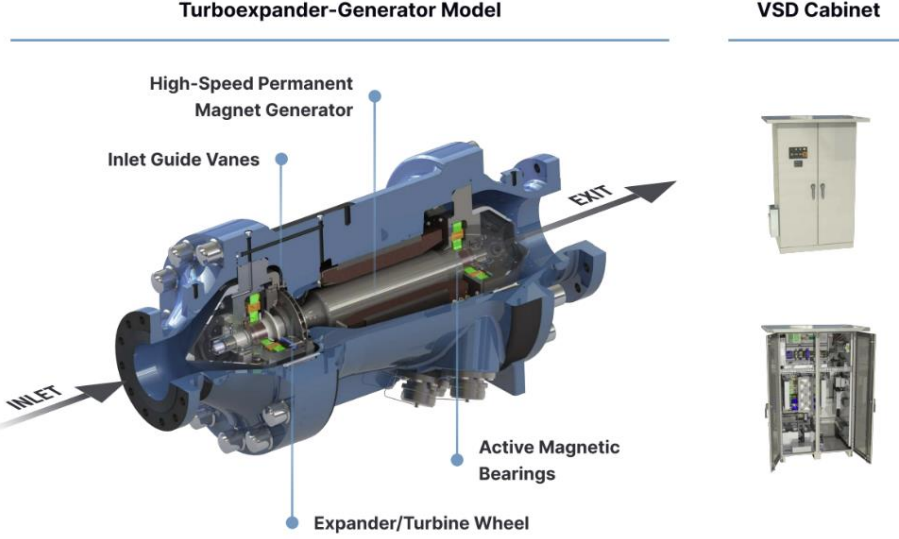
### 7.1 Turbo Genleştiricinin Yapısı

Temelde bir turbo makine olan TG bir genişleme türbini ve aksel ya da radyal olacak şekilde giriş çıkış noktaları olan enerji-iş dönüştürme makinesidir.



Şekil 7.1. Ticari bir radyal türbinli TG örneği (URL-3).

Üretilen mekanik dönme enerjisi bir mil aracılığı ile türbini jeneratöre bağlayarak elektrik enerjisinin üretimini sağlamaktadır. Bu aslında buhar çevrim santrallerindeki proses ile benzerlik göstermektedir. Kızgın buhar yerine yüksek basınçlı doğal gaz türbini çevirerek enerji dönüşümü gerçekleştirilir.



**Şekil 7.2.** Ticari bir eksenel türbinli TG örneği (URL-4)

Şekil 7.1 ve 7.2’de sırasıyla radyal ve eksenel TG örnekleri verilmiştir. Ticari olarak üretimi ve satışı yapılan bu cihazlar dünyada kullanılmakta olup ülkemizde pek yaygın değildir. Gerek kurulum maliyetleri gerekse operasyonel sıkıntıların çözüme kavuşturulamaması yeterince gayretin gösterilememesi nedeniyle bu potansiyel enerji yeteri kadar geri kazanılamamaktadır. Operasyonel ve mali kaygıların giderilebilmesi için akademik çalışmaların yapılması ve dikkate alınması büyük önem arz etmektedir.

### 7.1.1 Avantajları

Doğal gazın boru hatları ile taşınması bir zorunluluktur ve bu proses durmaksızın devam etmektedir. Sitemin verimini arttırmada, geri kazanılabilecek olan potansiyel enerji kaybolup gitmektedir. Başlangıçta yapılacak bir yatırım ile basınç düşürme istasyonlarına TG kurulumu yapılacak, doğal gazın basınç ve akış enerjisinden enerji geri kazanımı sayesinde işletme maliyetleri düşürülecek, elektrik üretiminde emisyonların düşürülmesine katkı sağlanacaktır. Aynı zamanda proseste zorunlu olan basınç düşüşü sağlanmaya devam edecek, bu kurulumdan proses güvenliği açısından hiçbir etkilenme söz konusu olmayacaktır.

### 7.1.2 Dezavantajları

Doğal gaz basınç düşürme prosesine TG entegrasyonu çeşitli faydalar sağlanmaktadır, fakat bazı zorluklar, çözülmesi gereken problemler doğal olarak olabilmektedir.

Bunlardan biri, proses devamlılığının sağlanması, TG kullanımı ile doğal gaz akışında herhangi bir sorun yaşanmayacağına dair güvencenin kanıtlanmasıdır. Çünkü doğal gaz iletimi ülkelerin enerji güvenliği açısından hayati öneme sahiptir.

Ayrıca kurulum maliyetleri de bir diğer aşılması gereken sorundur. Henüz piyasada rekabet oluşturacak kadar üreticinin bulunamaması ve bunun yaygın bir teknoloji olmaması kurulum maliyetlerini arttırmaktadır.

## **7.2 Tasarım Parametreleri**

Kurulum maliyetlerinin amortisman süresi, enerji üretim kapasitesine göre belirlenmektedir. TG kurulumu yapılacak BDI'nin yıllık akış miktarları, istasyon giriş-çıkış basınçları ve doğal gaz sıcaklığı gerekli hesapların yapılmasında temel parametrelerdir. Yıl boyunca doğal gaz talebi şehir giriş istasyonlarında değişmektedir. Çünkü mevsimlere göre konutlarda ve ticari kullanıcılarda tüketim oranları azalıp artmaktadır. Doğal gaz akışının yaz aylarında çok düşük miktarlarda seyrettiği basınç düşürme istasyonları, TG kurulumu açısından pek uygun olmamaktadır. Daha çok doğal gaz elektrik üretim santralleri, sanayi bölgeleri için kurulan basınç düşürme istasyonları ya da ülkeler arasında iletim sağlayan boru hatlarında ana giriş basınç düşürme istasyonları bu enerji geri kazanım sistemi için daha uygun olacaktır. Yıl boyunca akışın sabit ve yüksek olduğu bu istasyonlarda kesintisiz ve yüksek miktarda enerji üretilebilecek, yatırımın geri ödeme süresi daha kısa olacaktır.

### 7.2.1 Joule-Thompson efekti

Bir akışkan boru içinde belirli bir basınçta akarken akış kesitinin daralması ile (kılcal boru, vana vb.) basınç kaybına uğrar. Burada sıvıdan gaza hal değişimi ya da gaz ise genişleme sırasında akışkanın sıcaklığında düşüş gerçekleşir. Ama herhangi bir ısı alışverişi olmaz yani sabit entalpide gerçekleşir. Diğer yandan her basınç düşüşünde sıcaklık düşmeyebilir hatta artabilmektedir. Hidrolik sistemlerde sıvı akışkan ani basınç kaybına uğradığında Joule-Thompson efekti nedeniyle sıcaklık artışı gerçekleşmektedir. Basınç düşüşü sırasında ( $h$ =sabit) akışkanın sıcaklık değişimi, Denklem (7.1)'de verilen Joule-Thompson (JT) katsayısı ( $\mu$ ) ile belirlenir (Marić, 2005).

$$\mu = \left( \frac{\delta T}{\delta P} \right) h \quad (7.1)$$

Diğer bir deyişle JT katsayısı sabit entalpide hal değişimi ya da genişleme sırasında akışkan sıcaklığının basınç ile nasıl değiştiğini göstermektedir. Bu basınç düşüşü sırasında  $\mu$  değerinin sıcaklığa etkisi aşağıdaki gibidir.

$$\mu \begin{cases} < 0 \text{ ise sıcaklık artar} \\ > 0 \text{ ise sıcaklık sabit kalır} \\ = 0 \text{ ise sıcaklık azalır} \end{cases}$$

### 7.2.2 Ön ısıtma ihtiyacı

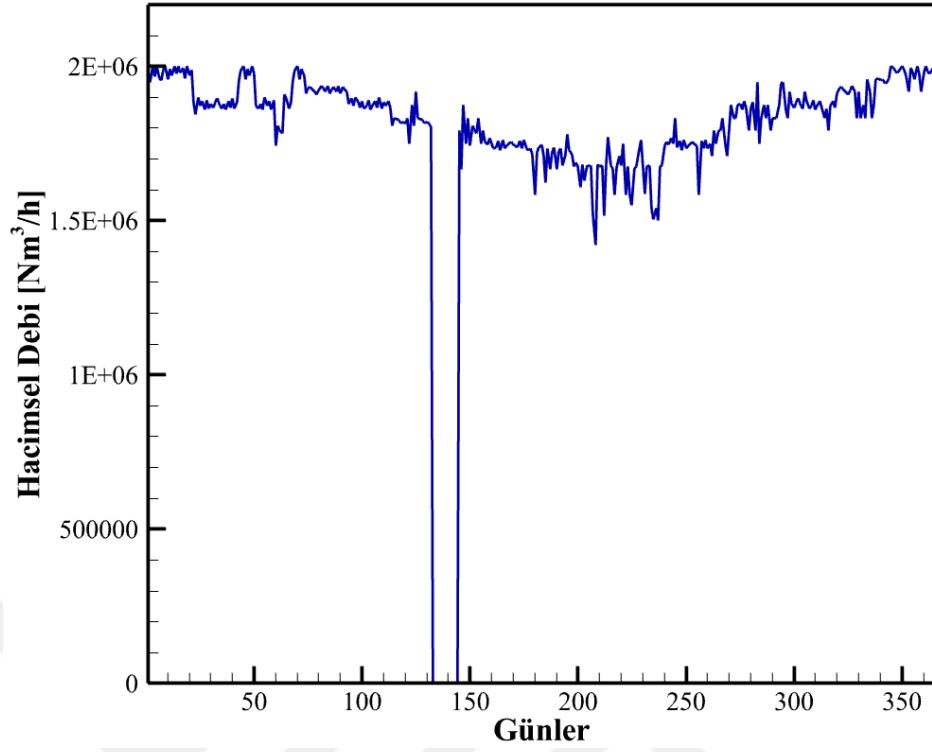
JT efekti nedeniyle doğal gazın basınç düşüşü sırasında sıcaklığın düşmesi, doğal gazın içinde bulunabilecek nemin donmasına veya gazın çığ noktasının altına düşerek hidratlaşmasına neden olacaktır. Bu hal değişimleri hat üzerindeki ekipmanlara zarar verebilir, gaz akışını olumsuz etkileyebilir. Bu nedenle basınç düşüşünden önce doğal gazın sıcaklığını belli bir dereceye kadar arttırmak gerekmektedir. Genel olarak basınç düşürme istasyonlarında boru hattından alınan doğal gaz boylerlerde yakılarak ön ısıtma için enerji ihtiyacı karşılanır. Boylerde ısıtılan glikol-su karışımı ısı değiştirici vasıtasıyla doğal gazın sıcaklığını artırır. Akış debisine ve gaz sıcaklığına bağlı olarak basınç düşüşü sonrası istenen sıcaklık sürekli olarak sağlanmış olur.

## **8. UBDİ ve PENDİK RMS-A TURBO GENLEŞTİRİCİ-PEM ELEKTROLİZÖRÜ UYGULAMASI İLE ELEKTRİK ve HİDROJEN ÜRETİM HESAPLARI**

Genel olarak doğal gaz basınç düşürme istasyonları, iletim hatlarının şehir, ilçe ve mahalle girişleri ile OSB'ler, doğal gaz elektrik üretim santralleri ve büyük fabrikaları besleyen boru hatlarının üzerinde bulunmaktadır. Literatür araştırmasında bahsedilen çalışmalarda daha çok RMS-A tipi şehir giriş istasyonları için TG uygulamaları modellenmiştir. Bu istasyonlarda yıllık doğal gaz akış miktarı görece az ve değişken olduğundan ve istasyon giriş sıcaklığı mevsimlere göre farklılık gösterdiğinden enerji geri kazanımı sınırlı olabilmektedir. TG ve PEM elektrolizör kurulumu için hesaplamalarda kullanılacak istasyon seçiminde, yılın tamamında çalışan, debinin yüksek olduğu, cihaz montajının kolay olması gibi kriterler göz önüne alınmıştır. Amortisman süresinin kısılması üretimin yüksek olmasıyla mümkündür. Bu nedenle daha yüksek akış miktarına sahip olan bir UBDİ seçilmiş, yıllık akış verilerine göre hesaplar yapılmıştır. Diğer yandan da şehirler arası doğal gaz boru hatları üzerine kurulu olan bir RMS-A tipi basınç düşürme istasyonunun verileri kullanılarak aynı hesaplar yapılmış, iki istasyonun üretim potansiyelleri ve sistemin uygulanabilirliği değerlendirilmiştir.

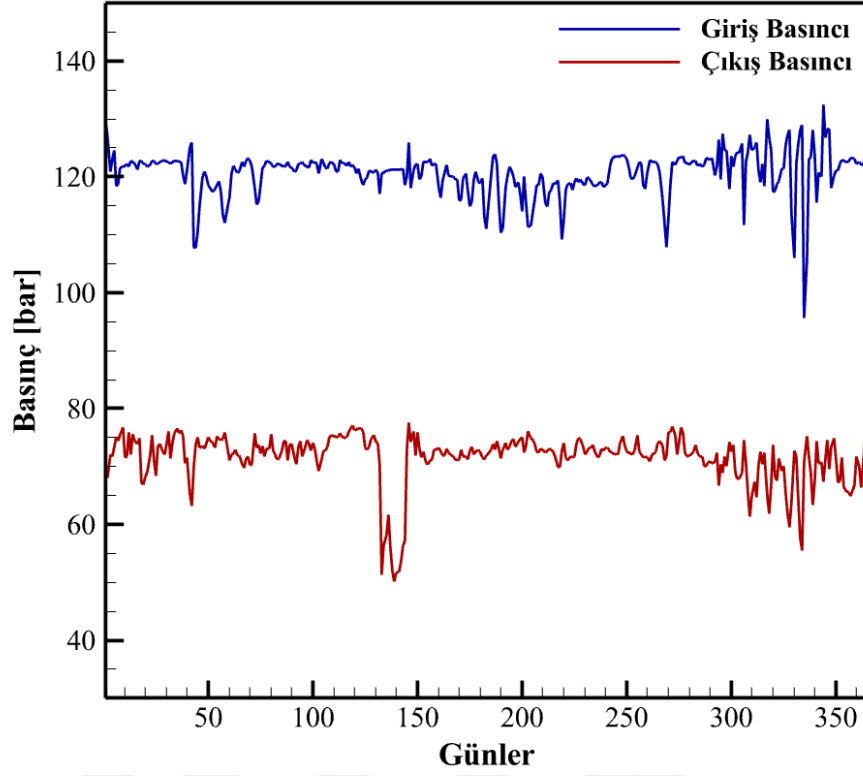
### **8.1 UBDİ Bir Yıllık Akış Parametreleri**

İstasyonun bir yıllık maksimum akış kapasitesi RMS-A tipi istasyonlara oldukça yüksektir. Şekil 8.1'de günlük ortalama hacimsel debi bilgisi  $\text{Nm}^3/\text{h}$  cinsinden verilmiştir. Yılın neredeyse tamamında akışın olduğu istasyonda Mayıs ayında bakım çalışmaları nedeniyle akış durdurulmuştur. Günlük maksimum 48 milyon  $\text{Nm}^3$  debiye ulaşan istasyon kış aylarında yaz aylarına göre nispeten daha fazla doğal gaz akışı sağlamıştır.



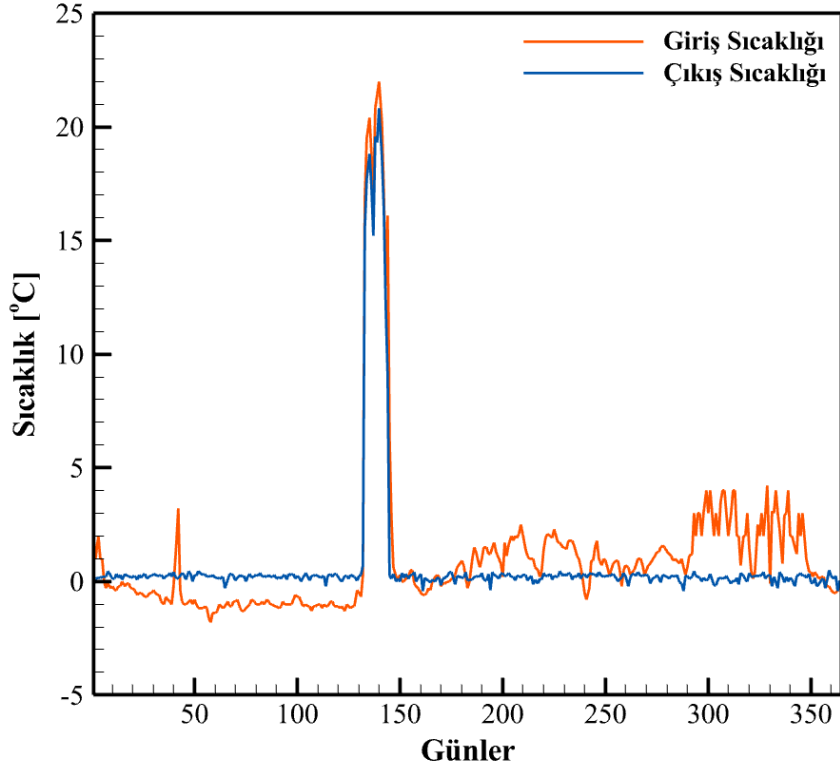
**Şekil 8.1.** UBDİ günlük ortalama hacimsel debi grafiği.

UBDİ’de yıl boyunca, debinin fazla değişmediği ve akış parametrelerinin de stabil olması nedeniyle istasyona TG kurulumunun yapılması uygun olacaktır. Debinin yüksek olması sayesinde enerji geri kazanım kapasitesinin de yüksek olması, UBDİ ve benzer istasyonların seçilmesinde büyük paya sahiptir. İstasyon giriş ve çıkış basınç grafiği Şekil 8.2’de verilmiştir. Giriş basıncı yıl boyunca ortalama 121 bar civarındadır. Çıkış basıncı aynı zamanda şehirler arası iletim hatlarının maksimum seviyesi olan 72 bar civarındadır. Hesaplamalar yapılırken yıllık ortalamalar olan bu değerler kullanılmıştır.



**Şekil 8.2.** UBDİ günlük giriş-çıkış basınç değerleri.

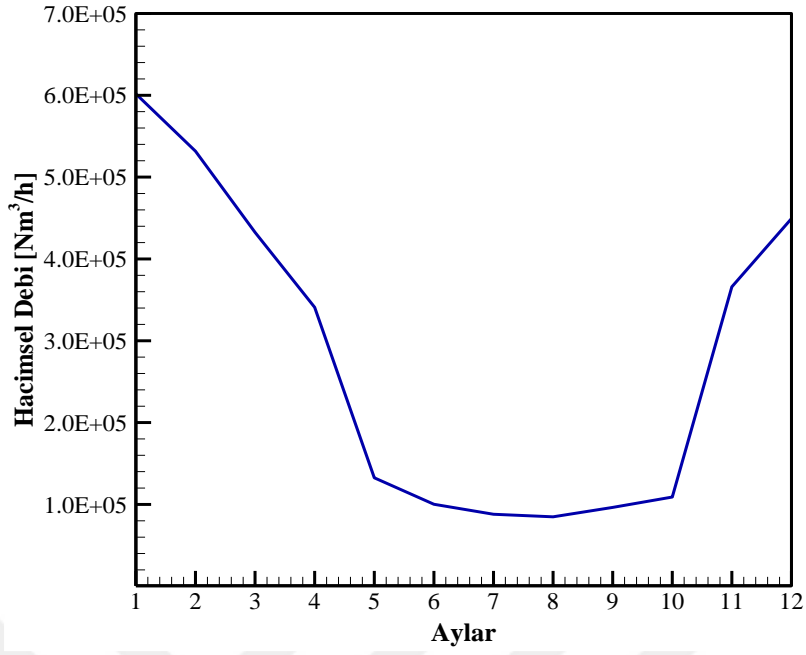
İstasyona ulaşan doğal gaz boru hattı deniz altından geçtiği için yıl içinde istasyon giriş sıcaklığı deniz suyu sıcaklığına bağlı olarak fazla değişiklik göstermemektedir. Yıl boyunca istasyon giriş sıcaklığı  $-1$  ile  $+1$   $^{\circ}\text{C}$  arasında değişmektedir. Basınç düşürme prosesinden sonra da ulusal iletim hattına yaklaşık  $0$   $^{\circ}\text{C}$ 'de gönderilmektedir. İstasyon giriş ve çıkış sıcaklık değerleri Şekil 8.3'te verilmiştir.



Şekil 8.3. UBDİ günlük giriş-çıkış sıcaklık değerleri.

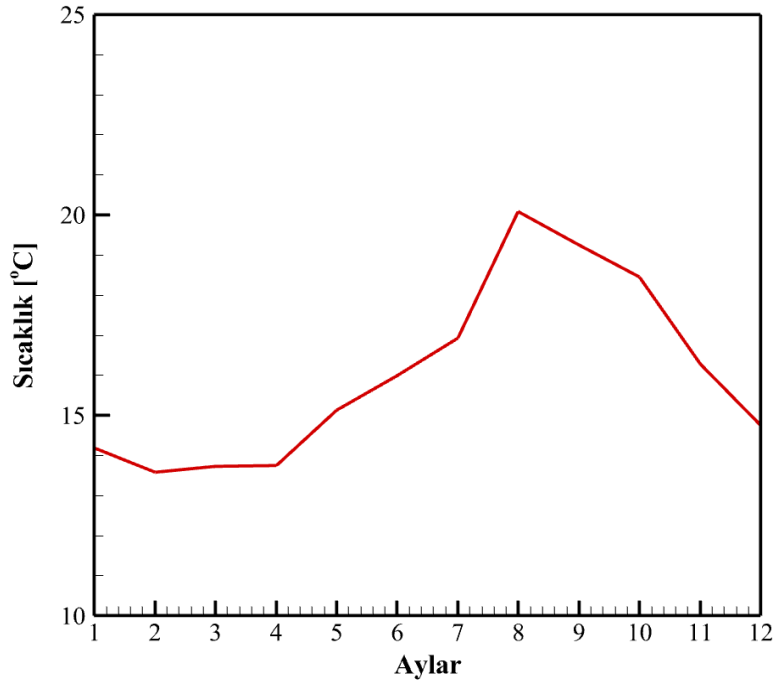
## 8.2 Pendik RMS-A Akış Yıllık Akış Parametreleri

İstanbul'da yüksek oranda doğal gaz akışına sahip istasyonlardan biri olan Pendik RMS-A, şehirler arası şebekeler kurulu bir BDİ için hesapların yapılabilmesi için seçilmiştir. Serhan Yurtsever'in 2022'de yayımladığı çalışmasından bu veriler alıntı yapılmıştır. (Yurtsever, 2022) Pendik BDİ İGDAŞ'ın işlettiği, Pendik ve bölge ilçelere doğal gaz temini sağlayan istasyondur. Yıl boyunca mevsimlere göre doğal gaz akış miktarı değişmektedir. Maksimum akış ocak ayında 601.000 Sm<sup>3</sup>/h saatlik ortalama ile gerçekleşmiştir. En düşük akış ise 84.890 Sm<sup>3</sup>/h saatlik ortalama ile Ağustos ayında gerçekleşmiştir. Şekil 8.4'de Pendik RMS-A doğal gaz BDİ'nin aylık ortalama akış verileri saatlik hacimsel debi olarak verilmiştir. Bu istasyon TG kurulumu için uygun olsa da yıl boyunca akış miktarları sabit olmadığı ve yaz aylarında çok az miktarda akış sağlandığı için enerji geri kazanım miktarı azalmakta, amortisman süresi artmaktadır.



**Şekil 8.4.** Pendik RMS-A aylık ortalama hacimsel debi.

İstasyon giriş sıcaklığı aylık ortalamaları Şekil 8.5'te verilmiştir. Doğal gaz akışı toprak ve ortam sıcaklığının mevsimlere göre değişmesiyle farklılık göstermektedir.

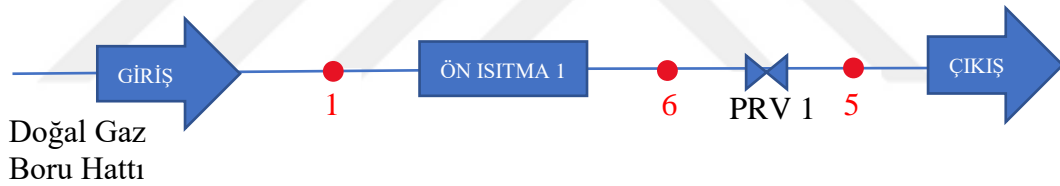


**Şekil 8.5** Pendik RMS-A yıllık ortalama giriş sıcaklık değerleri.

Sonuç olarak Pendik RMS-A ve benzer istasyonlarında doğal gazın akış miktarı ve sıcaklık değerlerinin yıl içinde değişmesinden dolayı TG uygulamasında geri kazanılabilecek enerji miktarı azalma göstermektedir. UBDİ'nin avantajı bu parametrelerin yıl içinde neredeyse sabit olması ve doğal gaz akış miktarının yüksek olmasıdır.

### 8.3 Turbo Genleştirici Uygulaması ile Elektrik Üretimi

UBDİ'de doğal gaz ortalama 121 bar basınçta ve ortalama 0 °C'de istasyona ulaşmaktadır. Burada giriş vanası ve filtrelerden geçerek ön ısıtma eşanjörlerine ulaşır. İstasyon çıkış basıncı da şehirler arası boru hattı basıncı olan 70-73 bardır. İstasyon çıkış sıcaklığı da giriş sıcaklığı ile aynı olan 0 °C olmaktadır. Basınç düşüşünden kaynaklanan sıcaklık düşüşünü tolere etmek için ön ısıtma ile artırılan basınç regülatörü (PRV) giriş sıcaklığı yaklaşık 25 °C'dir. PRV için genel olarak her 1 bar basınç düşüşü, 0,5 °C sıcaklık düşüne karşılık gelir. Bu deneysel olarak bilinen ve işletme koşullarında genel geçer bir kabuldür.

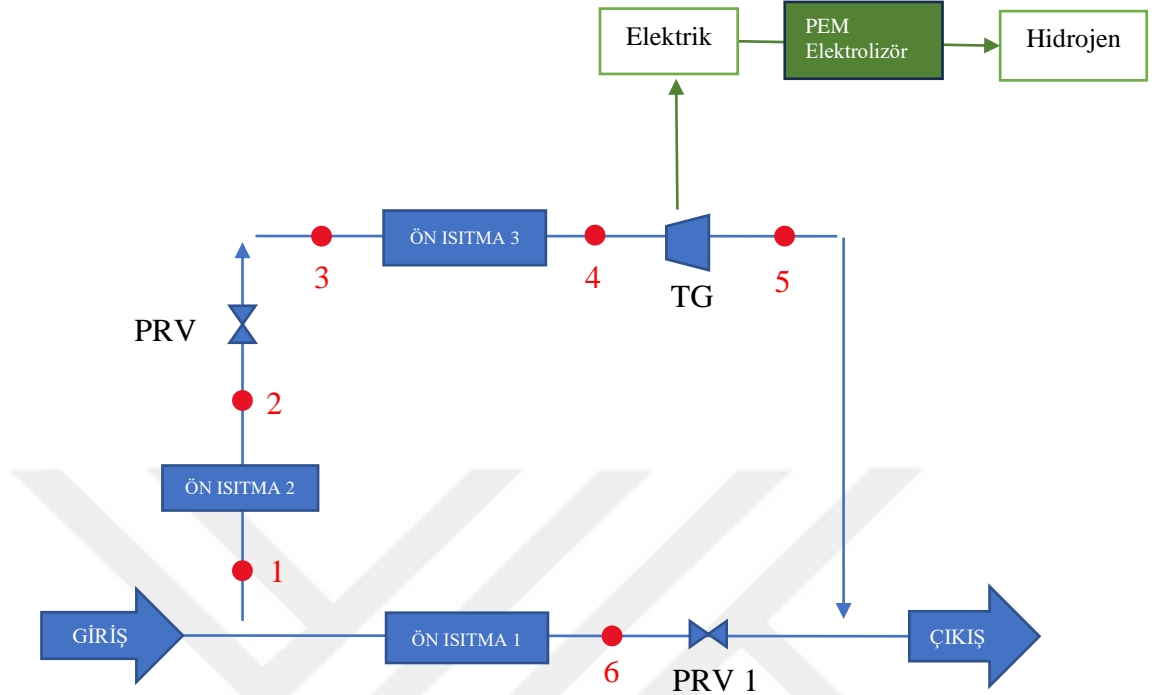


Şekil 8.6. UBDİ kurulu olan proses şematik gösterim.

UBDİ'deki var olan prosesin şematik gösterimi Şekil 8.6'da verilmiştir. Kırmızı noktalarda belirtilen veriler ön ısıtma ve basınç düşürme öncesi ve sonrasında akış değerlerini göstermektedir. Bu değerler enerji hesaplarında kullanılacak olup doğal gazın iç enerji değişimi ve potansiyel enerji üretimi değerlerini ortaya çıkaracaktır. Basınç düşüşünden önce daha ön ısıtma için gerekli olan enerjiyi hesaplamak amacıyla PRV öncesi sıcaklığın hesaplanması gerekmektedir. Ön ısıtma sırasında hat basıncı değişmeyecek sadece doğal gazın sıcaklığı arttırılacaktır. Denklem (8.1) ile gerekli ön ısıtma sıcaklığı bulunur.

$$T_2 = T_1 + (P_2 - P_3)\Delta T_d \quad (8.1)$$

T ilgili noktadaki sıcaklığı, P ise ilgili noktadaki basıncı ifade etmektedir.  $\Delta T_d$  ise daha önce bahsedilen, her 1 bar basınç düşüşü için sıcaklık farkını ifade etmektedir.

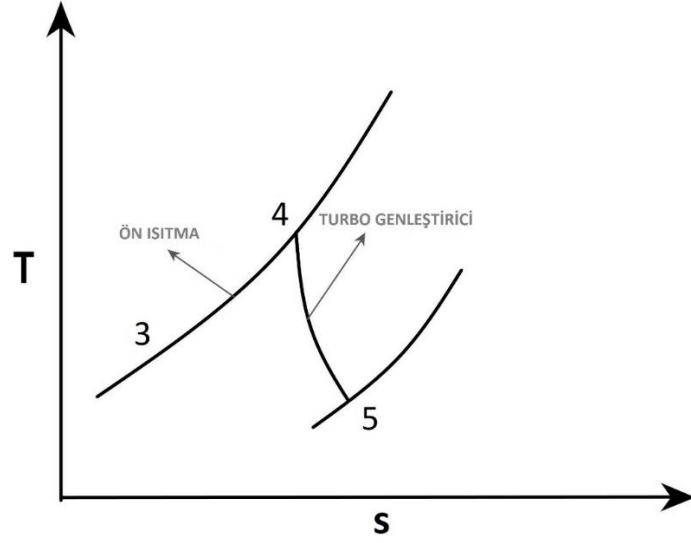


Şekil 8.7. Turbo Genleştirici ve PEMel eklenmiş basınç düşürme prosesi.

TG entegre edilmiş basınç düşürme prosesi Şekil 8.7'de verilmiştir. Regülasyon valfi yerine TG kullanıldığında basınçlı gazın içindeki enerjiden mekanik enerji üretilebilmektedir. TG'nin içindeki entegre jeneratör sayesinde üretilen mekanik enerji elektriğe dönüştürülmektedir. Standart basınç düşürme prosesine paralel olarak entegre edilen TG ile basınç farkından enerji üretilebilecektir. Sisteme TG entegre edildiğinde fark basınç yüksek olduğundan TG'den önce basıncın 89 bar'a kadar düşürülmesi gerekmektedir. Buradaki ön ısıtıcı çıkış sıcaklığı standart PRV vanası için gerekli olan giriş sıcaklığı hesabı ile 16 °C bulunmuştur.

TG ile basınç düşürmede gaz türbin çıkışında hızla soğuduğundan iş gazın iç enerjisinden (entalpi) elde edilir. Sıcaklık TG çıkışında türbinin izentropik verimliliğine ve gaz bileşimine bağlı olarak 1 bar basınç düşüşü ( $\Delta T_d$ ) başına 1,5°C'dir (Yurtsever Serhan, 2022). Basınç düşürme sonunda gazın sıcaklığı, gaz hidrat bölgesi ve su çığlenme noktasının üzerinde kalmalıdır. Bu nedenle doğal gazın TG'ye girmeden önce normal basınç düşürme işleminden daha yüksek bir sıcaklığa ısıtılması gerekir. Basınç kontrol ve düşürme istasyonlarının işlevselliğinin garanti edilmesi

gerekir ve bu nedenle genişleme türbininin, hali hazırda mevcut olan basınç düşürme vanalarına paralel olarak kurulması gerekir.



**Şekil 8.8.** TG entegre edilen prosesin sıcaklık-entropi T-S grafiği.

Şekil 8.8.'de ön ısıtma ve TG ile basınç düşüşünün T-S grafiği verilmiştir. Akış halindeki gazın entropisi sürekli olarak artmaktadır. Yani işe çevrilebilecek enerji miktarı düşmektedir. Bu proses için doğal gazın istasyon giriş ve çıkış koşulları bilinmektedir ve standart proses ile aynıdır. Ön ısıtıcı çıkışındaki sıcaklık bilinmeyen bir değerdir. Buradaki gerekli doğal gaz sıcaklığı aşağıda verilen Denklem (8.2) ile bulunur.

$$T_4 = T_3 + (P_4 - P_5)\Delta T_d \quad (8.2)$$

### 8.3.1 Enerji hesapları

Hesaplamaların yapılabilmesi için denklemlerde kullanılan bazı parametrelerde kabuller yapılmıştır. Yapılan kabuller aşağıda verilmiştir:

- Doğal gaz, farklı gazların farklı oranlarda birleşiminden oluştuğundan içerisinde %95 oranda bulunan metan gazının termodinamik özellikleri alınarak hesaplamalar yapılmıştır. Çizelge 8.1'de dünya genelinde kullanılan doğal gaz hidrokarbon içeriği verilmiştir.

**Çizelge 8.1.** Doğal gazın içerdiği hidrokarbon oranları (Ingo vd., 2022).

Hidrokarbon	Oran[mol%]
Metan (CH <sub>4</sub> )	89-99
Etan (C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> )	1-10
Propan (C <sub>3</sub> H <sub>8</sub> )	0,1-2
Bütan (C <sub>4</sub> H <sub>10</sub> )	0,04-0,8

- Hesaplamalar, verilerin alındığı noktalarda sabit hal ve akış durumu kabulü ile yapılmıştır.
- Metan gazının özgül hacmi ve yoğunluğu ilgili noktalar arasındaki basınç ve sıcaklık değerlerinin ortalaması alınarak termodinamik tablolardan bulunmuştur.
- Doğal gaz akışındaki kinetik ve potansiyel enerji ihmal edilmiştir.
- Turbo Genleştirici verimi ( $\eta_{TG}$ ) %90 olarak kabul edilmiştir (Avetian ve Rodríguez, 2020).

Kütlenin korunumu ile istasyona giren ve çıkan gazın kütlesi eşittir ve Denklem (8.3) ile hesaplanmıştır.

$$\sum \dot{m}_{giriş} = \sum \dot{m}_{çıkış} \quad (8.3)$$

Denklem (8.4)'de enerjinin korunumu nedeniyle bir sisteme giren ve çıkan enerji birim zamandaki enerji değişim ve yapılan iş ile ifade edilmektedir.

$$\dot{E}_{in} - \dot{E}_{out} = \dot{Q} - \dot{W} = \frac{dE_{sys}}{dt} \quad (8.4)$$

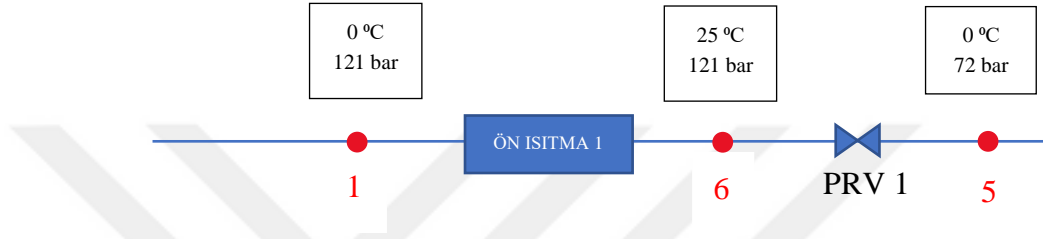
Denklem (8.5) ile akıştaki iki nokta arasında birim zamandaki ısı değişimi  $\dot{Q}$  ve yapılan iş  $\dot{W}$  aşağıdaki hesaplanabilir.

$$\dot{Q} = \dot{m}(h_g - h_ç) = \dot{m}c_p(T_g - T_ç) = \dot{W} \quad (8.5)$$

Burada  $\dot{m}$  kütleli debi,  $h$  entalpi,  $c_p$  özgül ısı,  $T$  sıcaklık değeridir. Kütleli debi ise Denklem (8.6)'da verilmiştir.

$$\dot{m} = \dot{V} \rho_s \quad (8.6)$$

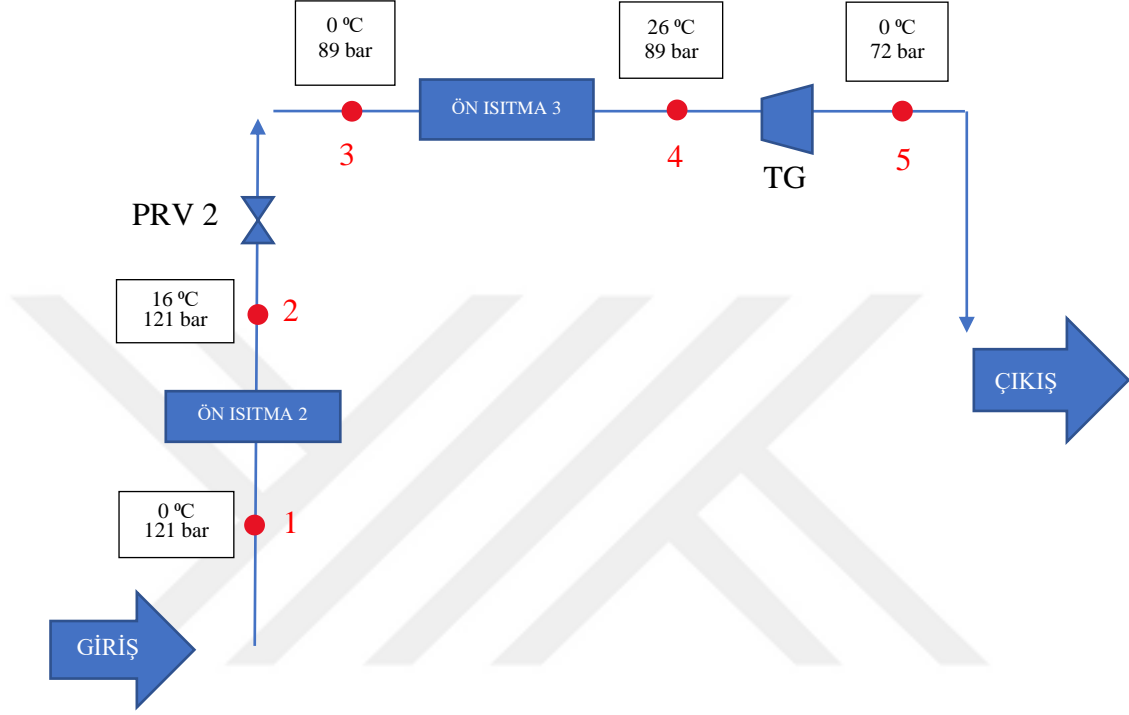
denklemleri ile hesaplanabilir.  $\dot{V}$  hacimsel debi ( $\text{Nm}^3/\text{h}$ ),  $\rho_s$  doğal gazın yoğunluğudur ( $\text{kg}/\text{Nm}^3$ ). Burada doğal gazın hacimsel debisi saatteki normal metreküp ( $\text{Nm}^3/\text{h}$ ) akış üzerinden hesaplandığından, doğal gazın yoğunluğu  $T=0$  °C ve  $P=1$  bar parametrelerine göre hesaplanmıştır.



**Şekil 8.9.** Standart proses akış parametreleri.

Şekil 8.9'te standart proses akış parametreleri verilmiştir. Standart proseste gerekli ön ısıtma enerjisi TG eklenmiş prosesle karşılaştırma yapabilmek için hesaplanmıştır. Bahsedildiği gibi doğal gazın basıncı düşürülmeden önce ısıtılması gerekmektedir. Şekilde görüldüğü gibi boru hattındaki basınç değişmeden doğal gazın sıcaklığı 0'dan 25 °C dereceye çıkartılmaktadır. İstasyonda ön ısıtma işlemini gerçekleştirmek için hattan alınan gazla çalışan ısıtma kazanları ve ısı değiştiriciler kullanılmaktadır. Isıtma işleminde ara akışkan olarak glikol-su karışımı kullanılmaktadır. Ön ısıtma işlemi için gerekli olan enerji Denklem (8.7) ile bulunabilir;

$$\dot{Q}_{ö11} = \dot{m} c_p (T_6 - T_1) / 3600 \quad (8.7)$$



**Şekil 8.10.** Turbo Genleştirici entegre edilmiş basınç düşürme prosesi.

Basınç düşürme prosesinden enerji üretebilmek için Turbo Genleştirici entegre edilmiş proses ve akış parametreleri Şekil 8.10’da verilmiştir. Doğal gaz akışının tamamının TG üzerinden geçtiği varsayımı yapılarak hesaplamalar yapılmıştır. TG entegrasyonu ile modellenen basınç düşürme prosesinde, sistemin düzgün çalışabilmesi için basıncın 89 bara kadar düşürülmesi, ardından TG ile 72 bar a düşüş sağlanacaktır. Bu sistemin oluşturulmasında bir TG üretici firmasından destek alınmıştır. Elektrik üretim hesaplarının yapılabilmesi için seçilen TG özellikleri Çizelge 8.2.’de verilmiştir. Çizelgede de görüldüğü gibi TG 120 bar basınca kadar çalışabilmektedir. Ama giriş çıkış basınç farkı yüksek olduğundan üretici firmanın uygun gördüğü optimum basınç değerleri seçilmiştir.

**Çizelge 8.2.** Ticari olarak üretilen TG özellikleri (URL-4).

Parametre	Değerler
Şebeke Güç Çıkışı	300 kW
Rotor Devri	0 – 30.000 rpm
Normal Akış Debisi	2.000 – 50.000 Nm <sup>3</sup> /h
Maksimum Çalışma Basıncı	12.0 MPaG
Gaz Sıcaklık Aralığı	-200°C -+145°C
Çevre Sıcaklığı	-40°C - +60°C

Şekil 8.10’da görüldüğü gibi doğal gaz TG’ye girmeden önce basıncı bir miktar düşürülmektedir. Ardından ön ısıtma prosesi ile sıcaklık sabit basınçta 25°C’ye çıkarılmaktadır. İstenilen çıkış sıcaklığı ve basınç bilindiğinden, bu sıcaklık, Denklem (8.2)’de verilen formül ile bulunmuştur. Bu giriş çıkış değerleri ile hesaplamalar yapılmış olup sistemin toplamda enerji üretimi açısından elde edeceği kar ile üretebileceği elektrik potansiyeli ortaya çıkarılacaktır.

Gerekli ön ısıtma miktarları Denklem (8.8) ve (8.9) ile bulunmuştur.

$$\dot{Q}_{012} = \dot{m}c_p(T_2 - T_1) / 3600 \quad (8.8)$$

$$\dot{Q}_{013} = \dot{m}c_p(T_4 - T_3) / 3600 \quad (8.9)$$

TG ile geri kazanılabilecek teorik enerji miktarı için Denklem (8.10) kullanılmıştır.

$$\dot{E}_{TG} = \eta_{TG} \dot{m}c_p(T_4 - T_5) / 3600 \quad (8.10)$$

$\eta_{TG}$  TG mekanik verimini ifade etmektedir.

Toplam Enerji Kazancı (TEK) standart basınç düşürme prosesine TG eklenmesiyle elde edilecek kazancı ifade etmektedir. TG entegrasyonu ile doğal gazın ısıtılması için daha fazla enerji ihtiyacı doğmakta ve aynı zamanda TG’den enerji geri kazanımı

yapılmaktadır. Burada sisteme verilen ve sistemden geri kazanılan enerjinin toplamda kazanç sağlayıp sağlamadığı hesaplanarak uygulanabilirliği değerlendirilmiştir. Bu hesap;

(TG ile geri kazanılacak enerji miktarı)+(Standart proseste Ön ısıtma 1 için gerekli enerji)-(Ön Isıtma 2 için gerekli enerji)-(Ön Isıtma 3 için gerekli enerji) şeklinde Denklem (8.11) ile yapılabilir.

$$\dot{E}_{TEK} = \dot{E}_{TG} + \dot{Q}_{\text{öI1}} - \dot{Q}_{\text{öI2}} - \dot{Q}_{\text{öI3}} \quad (8.11)$$

Standart proseste ön ısıtma için gerekli olan enerji miktarı denkleme pozitif olarak etki etmektedir çünkü TG entegrasyonu ile gaz akışının tamamının TG üzerinden geçtiği kabul edilmiştir. Her iki proses için de debiler aynı alınmıştır.

### 8.3.2 Ekserji hesapları

Ekserji hesapları yapılırken aşağıda verilen çalışmalar ve benzerleri incelenmiş, uygun denklemler çıkarılarak bu çalışmadaki her bir ekipman için ekserji analizi yapılmıştır.

TG eklenerek oluşturulan prosesin standart prosese göre ekserji yani kullanılabilir enerji kaybı ve proseste kullanılan ekipmanların ekserji verimlerini hesaplamak için Denklem (8.12) kullanılmıştır.

$$\dot{E}x_{akış} = \dot{E}x_{fiz} + \dot{E}x_{kim} + \dot{E}x_{kin} + \dot{E}x_{pot} \quad (8.12)$$

Akış ekserjisi, fiziksel, kimyasal, kinetik ve potansiyel ekserjinin toplamıdır. Doğal gazın basınç düşürme prosesinde kimyasal, kinetik ve potansiyel ekserjiler ihmal edilerek fiziksel ekserji üzerinden Denklem (8.13) ile hesaplamalar yapılmıştır.

$$\dot{E}x_{fiz} = \dot{m}[(h - h_0) - T_0(s - s_0)] \quad (8.13)$$

burada,  $\dot{m}$  kütleli debiyi,  $h$  entalpiyi  $T_0$  çevre sıcaklığını (25 °C olarak alınmıştır),  $s$  ise entropiyi ifade etmektedir.

Proseste bir ekipmanın ekserji kaybını hesaplamak için ekipmanın giriş ve çıkış koşullarına göre akış ekserji farkı bulunur. Bu tersinmez olan enerji dönüşümündeki

kayıpları yani ekserji kaybını ifade etmektedir, Denklem (8.14) ve (8.15) ile hesaplanmıştır.

$$\dot{E}x_{kayıp} = \dot{E}x_g - \dot{E}x_\zeta \quad (8.14)$$

$$\dot{E}x_{kayıp} = \dot{m}[(h_g - h_\zeta) - T_0(s_g - s_\zeta)] \quad (8.15)$$

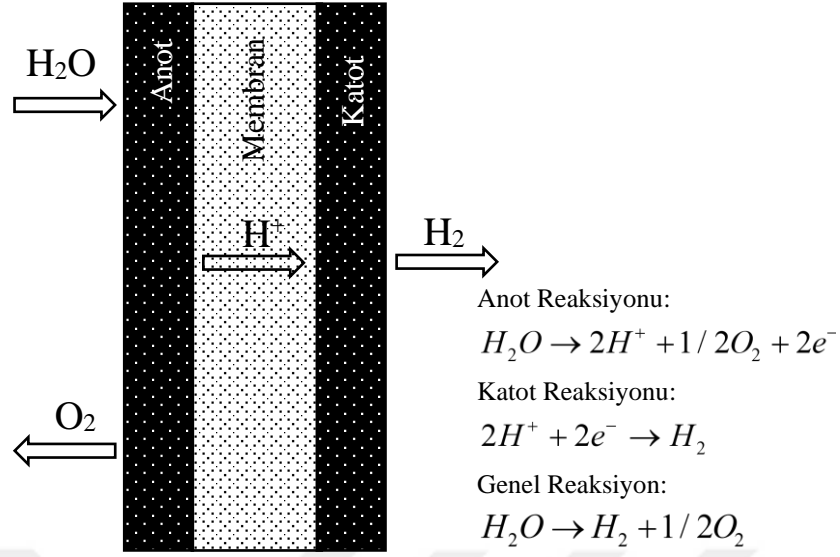
Modellenen sistemde kullanılan ekipmanların ekserji kayıplarını gösteren denklemler Çizelge 8.3’de verilmiştir.

**Çizelge 8.3.** Ekipman bazlı ekserji kaybı denklemleri.

<b>Ekipman</b>	<b>Kaybolan Ekserji</b>
Ön Isıtma 1	$\dot{m}[(h_1 - h_6) - T_0(s_1 - s_6)]$
PRV 1	$\dot{m}[-T_0(s_6 - s_5)]$
Ön Isıtma 2	$\dot{m}[(h_1 - h_2) - T_0(s_1 - s_2)]$
PRV 2	$\dot{m}[-T_0(s_2 - s_3)]$
Ön Isıtma 3	$\dot{m}[(h_3 - h_4) - T_0(s_3 - s_4)]$
TG	$\dot{m}[(h_4 - h_5) - T_0(s_4 - s_5)] - W_{TG}$

#### 8.4 Geri Kazanılan Elektrikten Hidrojen Üretimi

TG ile üretilecek elektrik, tesis içinde kullanılabilceği gibi arta kalan elektrik enerjisi hidrojen üretiminde kullanılabilmesi mümkündür. Tasarlanan enerji geri kazanım modelinde Proton Değişim Membran (PEM) elektroliz yöntemi seçilmiştir. Diğer metotlardan verimli olan bu yöntem, yüksek saflıkta ve yüksek miktarda hidrojen üretimi yapabilmektedir. Ticari olarak çeşitli kapasitelerde üretimi yapılmaktadır.



**Şekil 8.11.** PEM elektrolizi şematik gösterim.

PEM elektrolizi, suyun elementlerine ayrılmasını sağlayan önemli bir elektrokimyasal süreçtir. Bu süreç, suyun belirli elektrotlarda ayrıştırılmasıyla gerçekleşir; katot tarafında hidrojen gazı ( $H_2$ ) ve anot tarafında oksijen ( $O_2$ ) üretilir.

PEM su elektrolizi işlemi, suyun öncelikle anotta oksijen moleküllerine, protonlara ( $H^+$ ) ve elektronlara ( $e^-$ ) ayrıştığı kontrollü bir bölünmeyle başlar. Bu aşamada, su molekülleri anotta parçalanırken oksijen gazı serbest kalırken, aynı zamanda protonlar proton-iletken zar aracılığıyla katot elektrot tarafına doğru hareket ederler. Bu sırada, elektronlar dış devre üzerinden anottan ayrılarak harici bir güç kaynağına yönlendirilirler. Bu dış güç kaynağı, genellikle hücre gerilimi olarak adlandırılan ve elektrokimyasal reaksiyonu sürdüren itici güçtür. Elektronların bu harici yolculuğu, elektrotların yüzeyinde gerçekleşen kimyasal değişimleri destekler.

Katoda ulaşan protonlar ve elektronlar, burada tekrar bir araya gelirler. Bu birleşme sonucunda, hidrojen gazı oluşur. Hidrojen gazı, saf ve kullanılabilir bir enerji kaynağı olarak depolanabilir veya hemen kullanılmak üzere toplanabilir. Şekil 8.11’de bütün süreç şematik olarak gösterilmiştir.

Sonuç olarak, PEM su elektrolizi süreci, suyun yenilenebilir bir enerji kaynağı olan hidrojen ve oksijen elementlerine ayrılmasını sağlar. Bu temiz ve çevre dostu süreç,

fosil yakıtların yerine geçebilecek önemli bir alternatif enerji üretme yöntemidir. Hem enerji depolama hem de temiz enerji üretimi açısından büyük potansiyele sahip olan PEM su elektrolizi, gelecekte enerji sektöründe önemli bir rol oynamaya adaydır.

PEM elektrolizi ile hidrojen üretim hesapları aşağıda sırasıyla verilmiştir (Awad vd., 2023). Denklem (8.16) ile hidrojenin molar debisi hesaplanmıştır.

$$F_{H_2} = \frac{NI}{nF} \eta_F \eta_{el} \quad (8.16)$$

$F_{H_2}$  üretilen hidrojen debisini mol/s cinsinden, N elektrolizör hücre sayısını,  $\eta_F$  hücrenin Faraday verimini, I ise çalışma akımını ifade etmektedir. n değişen elektron sayısıdır ve 2 değerini alır. F faraday sabitidir ve  $F=96485$  C/mol.  $\eta_{el}$  PEMel verimidir.

$$I=P/V \quad (8.17)$$

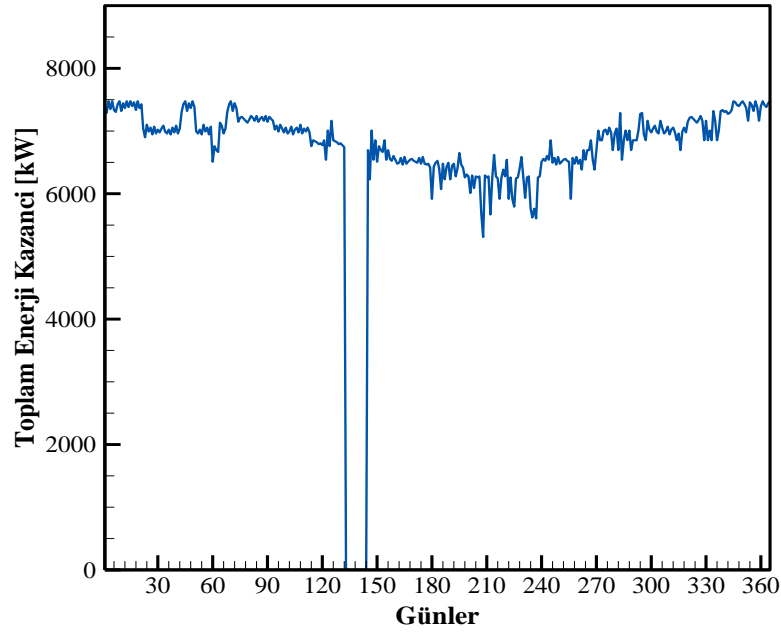
Denklem (8.17)'de P TG elektriksel gücü verilmiştir, V PEMel çalışma voltajını vermektedir. Hidrojen gazı hacimsel olarak üretim debisi normal metreküp  $N/m^3$  cinsinden aşağıdaki formül ile bulunur. Denklem (8.18) ile hidrojenin hacimsel debisi bulunmuştur.

$$\dot{Q}_{H_2} = F_{H_2} * 3600 * 0,022414 \quad (8.18)$$

hidrojen üretim debisi Q ile gösterilmiştir. Günümüzde PEM elektroliz cihazlarının ortalama verimliliği %60'tır ve bu hesaplamalarda bu şekilde alınmıştır.(Awad vd., 2023)

## 9. ARAŞTIRMA BULGULARI

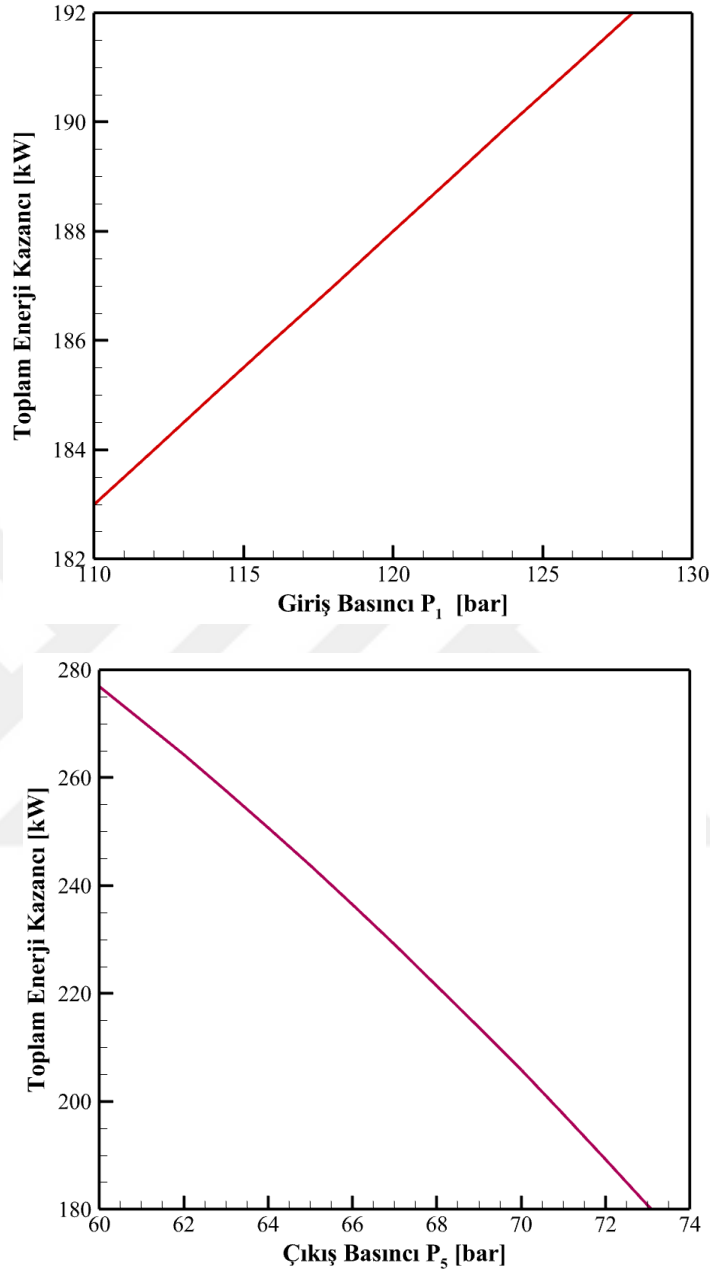
Enerji geri kazanımı, doğal gaz iletim maliyetlerinin düşürülmesi, elektrik ve hidrojen üretimi amaçlarıyla hazırlanan bu tezde, UBDİ'nin bir yıllık verileri kullanılmıştır. TG entegrasyonu ile modellenen sistemin standart sisteme göre yıl içinde ne kadar enerji kazancı yapılabileceği, enerji kazancını etkileyen parametrelerin grafik ile gösterimi, istasyon giriş sıcaklığının değişiminin ön ısıtma enerji ihtiyacını ve toplam enerji kazancını nasıl etkilediği, ekipmanların ekserji kayıpları, UBDİ'nin bir yıllık elektrik ve hidrojen üretim kapasitesi hesaplanmış ve sonuçlar aşağıda verilmiştir.



**Şekil 9.1** Günlük Toplam Enerji Kazancı (TEK) potansiyelinin yıl boyunca değişimi.

Literatürde, doğal gaz basınç düşürme istasyonlarına TG entegrasyonu ile enerji geri kazanımını amaçlayan çalışmalarda daha çok geri kazanım ile üretilen enerji ve elektrik üzerine hesaplamalar yapılmıştır. Ama TG entegrasyonu ile standart prosese göre daha çok ön ısıtma yapıldığından ve tüketilen enerjinin arttığından bahsedilmemiştir. Bu nedenle TG entegrasyonunda standart proses karşılaştırılarak bütün enerji girdi çıktıları TEK (Toplam Enerji Kazancı) adı altında teorik olarak hesaplanmıştır. Hesaplamalar yapılırken günlük akışın tamamından enerji üretilebileceği varsayılmıştır. Şekil 9.1'de UBDİ'nin bir yıllık doğal gaz akış verileri ile TEK'in yıl içinde nasıl değiştiği verilmiştir. Enerji kazancının yıl içinde fazla değişmediği sadece mayıs ayındaki bakım sebebiyle sıfır olduğu görülmektedir. Kış

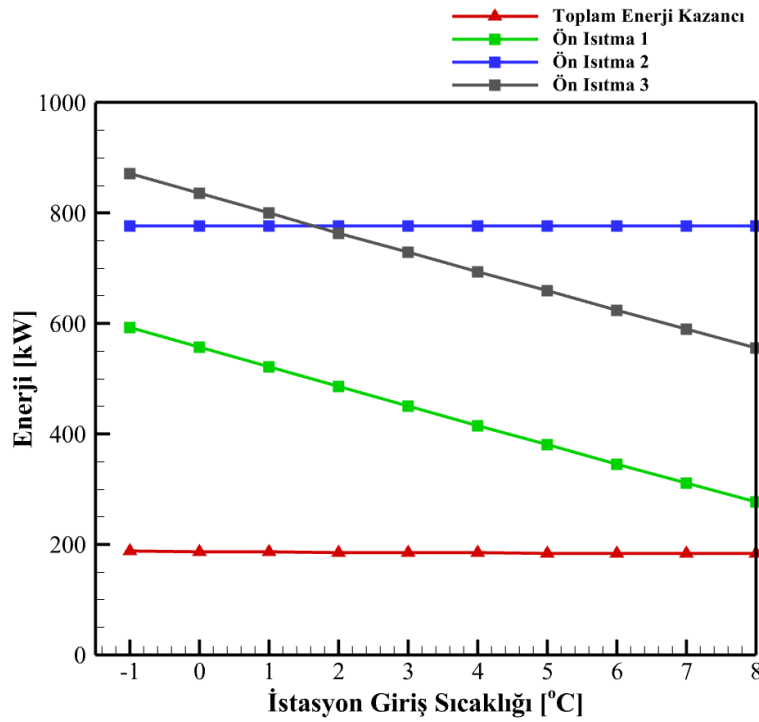
aylarında 8000 kW seviyesine yaklaşan TEK, yaz aylarında minimum 6000 kW seviyelerini görmüştür.



**Şekil 9.2.** İstasyon giriş-çıkış doğal gaz basınç değişimine göre TEK değişimi.

Doğal gaz boru hatlarında gazın tüketimine göre hat basıncı değişebilmektedir. BDİ çıkışında hat basıncı her zaman sabit tutulmak istenmektedir. Bu yüzden istasyondan geçen gaz miktarı da değişmektedir. Talebin fazla olması nedeniyle BDİ'yi besleyen hat basıncı da buna paralel olarak artıp azalabilir. TG enerji üretimi de bu basınç dalgalanmalarından etkilenerek enerji geri kazanım miktarını anlık olarak az da olsa

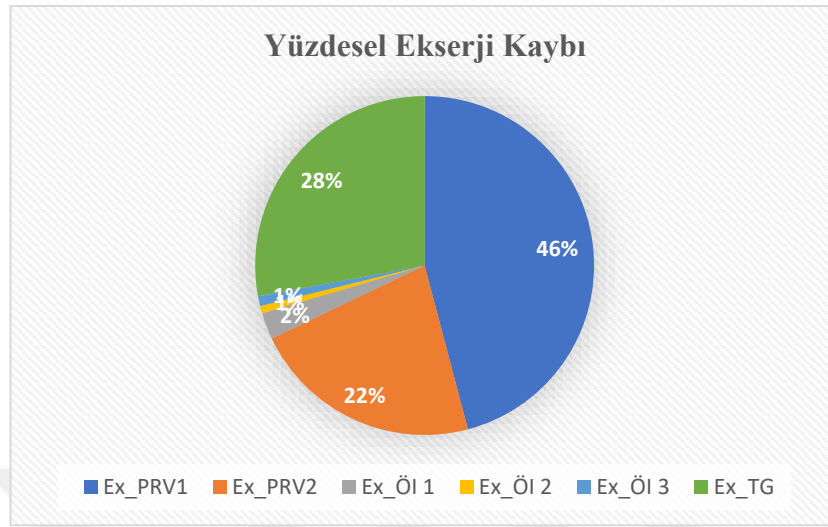
etkileyebilmektedir. Şekil 9.2’de istasyonun giriş çıkış basınçlarında gerçekleşebilecek değişimlerin TEK’i nasıl etkileyeceği gösterilmiştir. Hesaplamanın yapılabilmesi için doğal gaz debisi sabit ve 50.000 Sm<sup>3</sup>/h olarak kabul edilmiştir. Aynı zamanda giriş basıncı değişirken çıkış basıncı sabit, çıkış basıncı değişirken giriş basıncı sabit kabul edilmiştir. Giriş basıncının artışı TEK’i artırırken, çıkış basıncının artışı TEK’i azaltmaktadır. Bu doğrultuda giriş ve çıkış değerlerini optimum şekilde tasarlayarak maksimum enerji kazancı sağlanabilir.



**Şekil 9.3.** İstasyon giriş sıcaklığı değişimine göre ön ısıtma miktarı ve TEK değişimi.

UBDİ’ye gelen doğal gaz yüzlerce kilometre denizin altından geçerek karaya ulaşmaktadır. Yıl boyunca derin denizin sıcaklığı çok değişmediğinden istasyon giriş sıcaklığı çok değişmemektedir. İstasyondan alınan verilere göre doğal gazın sıcaklığı -1 ile 5 °C arasında değişebilmektedir. Doğal gazın sıcaklık değişimi ön ısıtma ihtiyacını doğrudan etkilemektedir. Şekil 9.3’te sıcaklık değişimine göre ön ısıtma enerji miktarları ve TEK’in değişimi verilmiştir. Hesaplamalar yapılırken 50.000 Sm<sup>3</sup>/h sabit debi ve her parametrenin birbirinden bağımsız hesaplanması ile yapılmıştır. Ön ısıtma 1 ve 3’te gerekli olan enerji miktarı azalmakta, ön ısıtma 2’de giriş sıcaklığının etkisi olmadığından değişiklik olmamıştır. TEK’te ise büyük bir değişiklik görülmemiştir. Bunun nedeni giriş sıcaklığı değişiminin standart proses ile

TG entegre edilmiş prosesi aynı oranda etkilemesi ve Denklem (8.11)'de gösterildiği gibi ön ısıtılardaki değişimin birbirini sıfırlamasıdır.



**Şekil 9.4.** Ekipman bazında Ekserji kaybı oranları.

Şekil 9.4'te sistemde kullanılan ekipmanların ekserji kaybı oranları verilmiştir. Burada Basınç Regülasyon Vanası 1 (PRV 1) 428 kW ile en yüksek oranda ekserji kaybına sahiptir. Ardından TG 260,3 kW ve TG entegre edilmiş proseste kullanılan PRV 2 205,4 kW ekserji kaybına neden olmaktadır. TG'nin çalışabilmesi için zorunlu olan bu regülatör, daha yüksek basınçlarda çalışabilen bir TG kullanımı mümkün olursa daha az basınç düşüşü gerekecek ve ekserji kaybı düşürülebilecektir. Ön ısıtmada kullanılan ısı değiştiricilerde ısı kaybından dolayı çok az miktarda ekserji kaybı oluşmuştur.

### 9.1 Hassasiyet Analizi

Doğal gaz iletim hatlarında akış parametreleri zamana bağlı olarak değişebilmektedir. Sezonluk ve günlük arz talep dengesine göre boru hattı basıncı azalır artabilir. Aynı şekilde mevsimlere göre toprak ve hava sıcaklığı değiştiğinden doğal gazın boru içi akış sıcaklığı da farklılık göstermektedir. Bu değişimler ile basınç ve sıcaklık parametrelerinin üzerinde oluşabilecek maksimum ve minimum değerler seçilerek hassasiyet analizi yapılmıştır. İstasyon giriş basıncı ( $P_1$ ) 105-121 bar, istasyon çıkış basıncı ( $P_5$ ) 56-72 bar arasında değiştiği göz önüne alınarak modellenen sistemde hesaplanan parametrelerin nasıl değiştiği Çizelge 9.1'de verilmiştir. Çıkış basıncının artması TG enerji geri kazanımını ve TEK'i düşürürken,  $Ö_3$  gereksinimini azaltmakta,  $T_4$  ön ısıtma çıkış sıcaklığını azaltmaktadır. Giriş basıncının artışı ile ise TEK

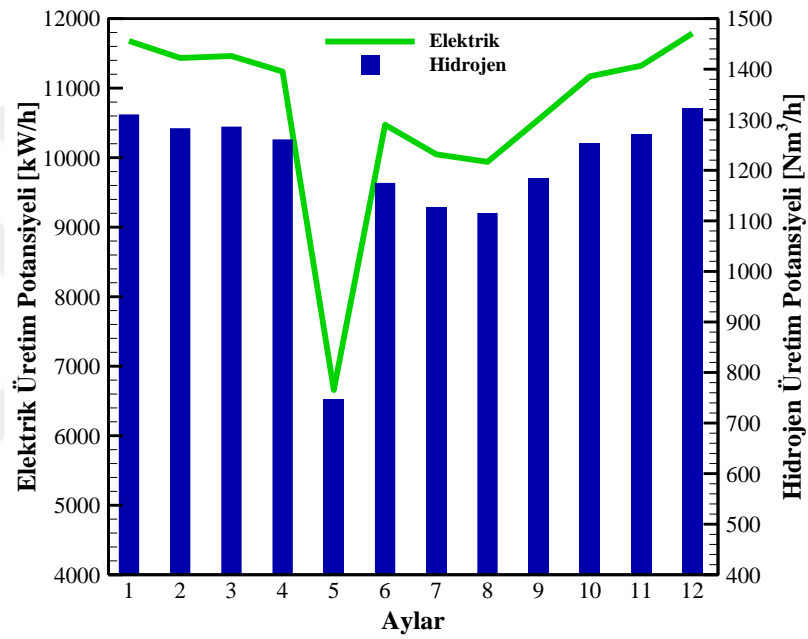
azalmaktadır. Normalde artması beklenirken TG giriş basıncı 89 bar'da sabit kaldığından ve  $\dot{O}_2$  enerji gereksinimini arttırdığından toplam kazanç azalmaktadır. Çizelgeden de anlaşılacağı üzere sistemin optimum çalışabileceği basınç değerleri 105 bar giriş ve 56 bar çıkış basıncı olarak hesaplanmıştır.

**Çizelge 9.1.** UBDİ giriş ve çıkış basınç değişimi hassasiyet analizi.

$P_1$ [bar]	$P_5$ [bar]	$T_2$ [°C]	$T_4$ [°C]	$\dot{E}_{\dot{O}_2}$ [kW]	$\dot{E}_{\dot{O}_3}$ [kW]	$\dot{E}_{TEK}$ [kW]	$\dot{E}_{TG}$ [kW]
105	56	8	49,5	264,7	1461	534,1	1211
110	56	10,5	49,5	351,9	1461	458,1	1211
115	56	13	49,5	440,7	1461	379,9	1211
121	56	16	49,5	549,1	1461	283,4	1211
105	61	8	42	264,7	1245	506,7	1044
110	61	10,5	42	351,9	1245	429,9	1044
115	61	13	42	440,7	1245	350,9	1044
121	61	16	42	549,1	1245	253,4	1044
105	66	8	34,5	264,7	1029	475,1	873,7
110	66	10,5	34,5	351,9	1029	397,4	873,7
115	66	13	34,5	440,7	1029	317,5	873,7
121	66	16	34,5	549,1	1029	219,2	873,7
105	72	8	25,5	264,7	767,2	431	661,7
110	72	10,5	25,5	351,9	767,2	352,3	661,7
115	72	13	25,5	440,7	767,2	271,5	661,7
121	72	16	25,5	549,1	767,2	172	661,7

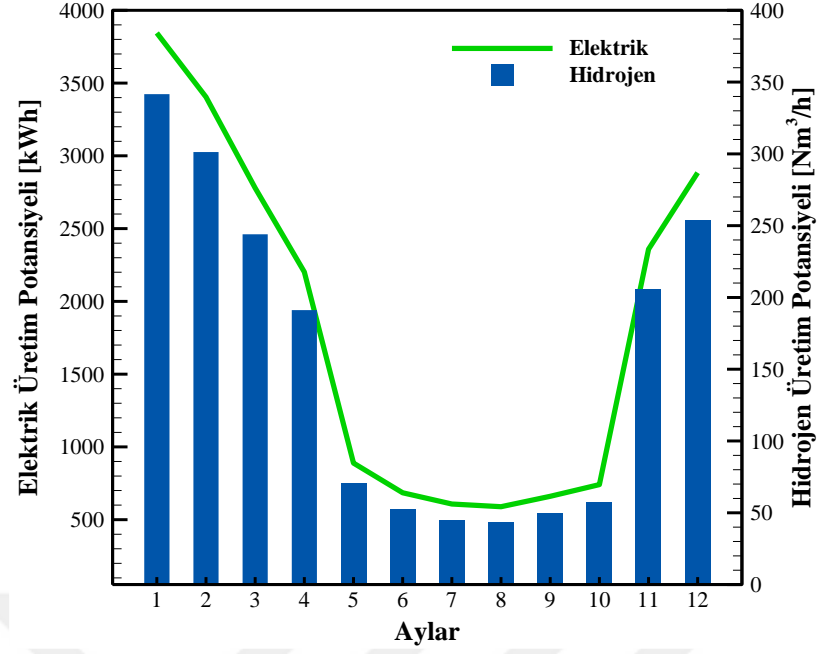
## 9.2 Elektrik ve Hidrojen Üretim Potansiyeli Sonuçları

Basınç Düşürme Prosesinden geri kazanılan enerji ile önce elektrik ardından hidrojen üretimi bu çalışmada modellenmiştir. UBDİ'nin aylık ortalama akış verilerinden yola çıkarak TG ile üretilebilecek elektrik enerjisi, özellikleri Çizelge 9.1'de verilen TG'nin yıl içindeki maksimum debiye bağlı kaskad olarak kurulumu modellenerek hesaplanmıştır. Üretilebilecek elektrik enerjisine bağlı olarak PEMel kullanımı ile de hidrojen üretim potansiyeli aylık bazda bulunmuştur.



Şekil 9.5. UBDİ aylık ortalama elektrik ve hidrojen üretim potansiyeli.

Şekil 9.5'te yıl boyunca elektrik ve hidrojen üretim potansiyelinin aylara göre değişimi verilmiştir. Maksimum elektrik üretim kapasitesi aralık ayında 11.787,10 kWh hesaplanırken buna bağlı olarak hidrojen üretimi potansiyeli ise bu ayda 1.322,8 Nm<sup>3</sup>/h olarak bulunmuştur, minimum üretim ise tesisin bakım için durdurulduğu Mayıs ayında 6.657,26 kWh olarak hesaplanmıştır. Yaz aylarında üretim potansiyeli düşse de enerji üretim oranı hayli yüksektir.



**Şekil 9.6.** Pendik RMS-A aylık ortalama elektrik ve hidrojen üretim potansiyeli.

Şekil 9.6'da Pendik ve çevre ilçelerine doğal gaz temini sağlayan basınç düşürme istasyonunun aylık akış verilerine göre hesaplanan elektrik ve hidrojen üretim potansiyeli değişimi verilmiştir. Ocak ayında istasyondaki maksimum ortalama debi  $601.729 \text{ Sm}^3/\text{h}$  olup, elektrik üretim potansiyeli  $3.423,7 \text{ kWh}$  ve buna bağlı olarak hidrojen üretim potansiyeli de  $384,2 \text{ Nm}^3/\text{h}$  olarak bulunmuştur. Ağustos ayında istasyondaki minimum debi  $84.890 \text{ Sm}^3/\text{h}$  olduğundan elektrik üretim potansiyeli  $483,01 \text{ kWh}$  ve hidrojen üretim potansiyeli ise  $54,2 \text{ Nm}^3/\text{h}$  olarak hesaplanmıştır. Kış aylarında üretim potansiyeli yeterince yüksek olsa da yaz ve bahar aylarında konutlarda doğal gaz tüketimi düştüğünden enerji üretimi azalmaktadır. UBDİ Pendik RMS-A istasyonu ile kıyaslandığında daha yüksek potansiyele ve istikrarlı enerji geri kazanımına sahip olduğundan TG ve PEMel kurulumu için çok daha uygun bir istasyondur.

## 10. SONUÇLAR VE TARTIŞMA

Temelde enerji geri kazanımı, maliyetlerin düşürülmesi ve doğal gaz iletiminin çevreye etkisinin azaltılmasını amaçlayan bu çalışmada, doğal gaz basınç düşürme prosesinden TG vasıtasıyla enerji geri kazanımı yapılarak elektrik ve hidrojen üretiminin yapılması modellenmiştir. Bu ve bunun gibi çalışmalar, enerji kaynakları açısından fakir olan ülkemizin tükettiği enerjiyi verimli kullanılması, hali hazırda çalışan proseslerden enerji geri kazanımının yapılabileceğini gösterilmesi ve fosil yakıtların kullanımı ile açığa çıkan karbon emisyonlarının azaltılması açısından önem arz etmektedir.

Daha önce yapılan benzer çalışmalarda RMS-A basınç düşürme istasyonlarına TG entegrasyonu ile enerji geri kazanımı yaparak, enerji ve maliyet hesapları ile projelerin uygulanabilirliği araştırılmıştır. Bu çalışmada bir UBDİ seçilerek akış verilerine göre hesaplamalar yapılmıştır. Bu istasyon çıkan sonuçlardan da anlaşılacağı gibi yüksek enerji geri kazanım potansiyeline sahiptir. Hesaplamalara göre yaklaşık 11 MW elektrik üretim potansiyeline sahiptir. Bununla birlikte üretilen elektrikten hidrojen üretimi yapılarak enerjinin dönüştürülmesi, depolanması ve satışının yapılması mümkün olacaktır. Ortalama 1.200 Nm<sup>3</sup>/h hidrojen üretim kapasitesi teorik olarak hesaplanmıştır. Pendik RMS-A'da ise mevsimlere göre enerji geri kazanım miktarı değişmektedir. Kış aylarında elektrik ve hidrojen üretimi sırasıyla 3.400 kWh ve 384,2 Nm<sup>3</sup>/h iken, yaz aylarında ise 483,1 kWh ve 54,2 Nm<sup>3</sup>/h değerlerinde maksimuma ulaşmıştır.

TG entegrasyonu ile çeşitli zorluklar da ortaya çıkmaktadır. Hali hazırda kurulu olan sistem değiştirilerek sisteme yeni ekipmanlar eklenmektedir. Ana ekipmanların dışında ek maliyetler ortaya çıkabilecek olup bunların projelendirme aşamasında detaylı şekilde ortaya konulması gerekmektedir. Ayrıca doğal gazın basınç düşürme prosesinden enerji üretimi yapıldığında, yukarıda bahsedildiği gibi ön ısıtma enerji ihtiyacı büyük oranda atmaktadır. TG entegrasyonu ile enerji üretebilmek için var olan sisteme kıyasla daha fazla enerji vermek gerekmektedir. Yapılan hesaplar sonucunda alınan ve verilen enerjinin enerji dengesi hesabı yapıldığında kurulacak sistem kazanç sağlamaktadır. Toplam Enerji Kazancı (TEK) adı altındaki hesap sonucunda sistem yıl içinde minimum 5.900 kW enerji kazancı sağlamaktadır.

Teorik olarak yapılan ve gerçek verilere dayanan araştırma sonucunda UBDİ ve benzer özellikteki doğal gaz basınç dūřurma istasyonlarına TG ve PEMel entegrasyonu ile enerji geri kazanımının uygulanabilirliği ortaya konulmuştur. Bundan sonraki çalışmalarda üretilen elektriğin ve hidrojenin kullanımı, ticari olarak satışı ya da depolanması üzerine araştırmalar yapılabilir. TG enerji geri kazanım oranını arttırabilmek için daha yüksek basınçlarda ve basınç farkında çalışabilecek TG'ler üzerinde geliştirmelerin yapılması fayda sağlayacaktır.



## KAYNAKLAR

- Amil, C., Yılmazoğlu, M.Z., 2022. The importance of hydrogen for energy diversity of Turkey's energy production: 2030 projection. *Int J Hydrogen Energy* 47, 19935–19946.
- Amini Horri, B., Ozcan, H., 2024. Green hydrogen production by water electrolysis: Current status and challenges. *Curr Opin Green Sustain Chem* 47, 100932.
- Arslan, M., Yilmaz, C., 2024. Development of models for green hydrogen production of Turkey geothermal Resources: A case study demonstration of thermodynamics and thermoeconomics analyses. *Fuel* 359, 130430
- Avetian, T., Rodríguez, L., 2020. Fundamentals of turboexpander design and operation. *Gas Processing and LNG* 31–36.
- Awad, M., Mahmoud, M., Elbarbary, Z., Ali, L.M., Fahmy, S., Omar, A., 2023. Design and analysis of photovoltaic/wind operations at MPPT for hydrogen production using a PEM electrolyzer: Towards innovations in green technology. *PLoS One* 18(7): e0287772.
- Ayub, H.M.U., Alnouri, S.Y., Stijepovic, M., Stijepovic, V., Hussein, I.A., 2024. A cost comparison study for hydrogen production between conventional and renewable methods. *Process Safety and Environmental Protection* 186, 921–932.
- Bielka, P., Kuczyński, S., 2022. Energy Recovery from Natural Gas Pressure Reduction Stations with the Use of Turboexpanders: Static and Dynamic Simulations. *Energies (Basel)* 15,8890.
- Dinçer, İ., Kubilay, G., Javani, N., 2021. Türkiye için hidrojen üretim çiftliği raporu. İstanbul.
- Egeland-Eriksen, T., Jensen, J.F., Ulleberg, Ø., Sartori, S., 2023. Simulating offshore hydrogen production via PEM electrolysis using real power production data from a 2.3 MW floating offshore wind turbine. *International J. Hydrogen Energy* 49(74) 28712-28732.
- El-Husseiny, A., Farouq, R., Farag, H., 2021. Exergy analysis of a turbo expander: Modeling and simulation. *Acta Chim Slov* 68, 304–312.
- Elsayed, M., Elsobki, M., Soltan, S., 2017. Recovering lost power in Natural Gas Pressure Reduction Stations using Hybrid Turbo Expander and Fuel Cell Systems, Conference: Nineteenth International Middle East Power Systems Conference (MEPCON)
- Elshiekh T. M., 2015. Optimization of fuel consumption in compressor stations. *Oil and Gas Facilities* 4, 59–65.
- Farzaneh-Gord, M., Deymi-Dashtebayaz, M., 2008. Recoverable Energy in natural gas pressure drop stations: A case study of the Khangiran Gas Refinery. *Energy Exploration & Exploitation* 26, 71–82.

- Genç, M.S., Çelik, M., Karasu, I., 2012. A review on wind energy and wind-hydrogen production in Turkey: A case study of hydrogen production via electrolysis system supplied by wind energy conversion system in Central Anatolian Turkey. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 6631-6646.
- Genç, Ö., Kallioğlu, M.A., 2018. Proton Elektrolit Membranlı (PEM) Elektrolizörün sayısal incelenmesi ve deneysel doğrulanması. *Ömer Halisdemir Üniversitesi Mühendislik Bilimleri Dergisi* 370–380.
- Hadidi, A., 2024. Designing an energy storage system based on water tower pumping to store the energy generated by the turbo-expander implemented in a gas pressure reduction station. *J Energy Storage* 86, 111212.
- Howard, C., Oosthuizen, P., Peppley, B., 2011. An investigation of the performance of a hybrid turboexpander-fuel cell system for power recovery at natural gas pressure reduction stations. *Appl Therm Eng* 31, 2165–2170.
- Ingo, C., Tuuf, J., Björklund-Sänkiaho, M., 2022. Impact of Hydrogen on Natural Gas Compositions to Meet Engine Gas Quality Requirements. *Energies (Basel)* 15, 7990.
- International Renewable Energy Agency, 2022. Renewable capacity highlights.
- Jelodar, M.T., Rastegar, H., Abyaneh, H.A., 2013. Modeling turbo-expander systems. *Simulation* 89, 234–248.
- Karabiber, Y., Yağlı, H., Baydar, C., Mert, İ., 2022. RMS-A Tipi doğal gaz basınç düşürme istasyonlarında elektrik üretim potansiyelinin incelenmesi. *International Journal of Multidisciplinary Studies and Innovative Technologies* 6, 231–237.
- Karayel, G.K., Javani, N., Dincer, I., 2022. Green hydrogen production potential for Turkey with solar energy. *Int J Hydrogen Energy* 47, 19354–19364.
- Kelesoğlu, S., 2006. Doğal gaz basınç düşürme istasyonlarında enerji geri kazanımının teknik ve ekonomik etüdü. *Yıldız Teknik Üniversitesi, İstanbul*.
- Khanmohammadi, S., Ahmadi, P., Atashkari, K., Kamali, R.K., 2015. Design and optimization of an integrated system to recover energy from a gas pressure reduction station, in: *Progress in Clean Energy, Volume 1: Analysis and Modeling*. Springer International Publishing, pp. 89–107.
- Marić, I., 2005. The Joule–Thomson effect in natural gas flow-rate measurements. *Flow Measurement and Instrumentation* 16, 387–395.
- Mench, M.M., 2008. *Fuel Cell Engines*. John Wiley & Sons Inc., Hoboken, New Jersey, United States of America.
- Mrzljak, V., Poljak, I., Žarković, B., 2018. Eksergijska analiza ventila tlaka pare kod pomorskoga porivnog postrojenja na konvencionalnom lng tankeru. *Nase More* 65, 24–31.
- Najaf, A.L., Al-Gburi, M., 2015. Exergy analysis of gas turbine power plant in Iraq, *Yüksek Lisans Tezi, Çankaya Üniversitesi, Fen Bilimleri Enstitüsü, Ankara*

- Neseli, M., Ozgener, O., Ozgener, L., 2017. Thermo-mechanical exergy analysis of Marmara Ereğli natural gas pressure reduction station (PRS): An application. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*.
- Ozarslan, A., 2012. Large-scale hydrogen energy storage in salt caverns. *Int J Hydrogen Energy* 37, 14265–14277.
- Poživil, J., 2004. Use of expansion turbines in natural gas pressure reduction stations. *Acta Montanistica Slovaca Ročník* 9, 258–260.
- Saryazdi, M., Rezaei, F., Saboohi, Y., Sassani, F., 2023. Multi-objective optimization of preheating system of natural gas pressure reduction station with turbo-expander through the application of waste heat recovery system. *Thermal Science and Engineering Progress* 38, 101509.
- Shamsi, M., Obaid, A.A., Vaziri, M., Mousavian, S., Hekmatian, A., Bonyadi, M., 2024. A comprehensive comparison of the turbo-expander, Joule-Thomson, and combination of mechanical refrigeration and Joule-Thomson processes for natural gas liquids production. *Energy* 295, 131032.
- Shiva Kumar, S., Himabindu, V., 2019. Hydrogen production by PEM water electrolysis – A review. *Mater Sci Energy Technol* 2, 442–454.
- Sokovnin, O.M., Zagorskina, N. V., Zagoskin, S.N., 2022. Thermodynamic calculation of the natural gas pressure reduction in a turboexpander. *Journal of Applied Mechanics and Technical Physics* 63, 89–95.
- Taheripour, M., Kahani, M., Ahmadi, M.H., 2024. A hybrid poly-generation system for power and hydrogen production by thermal recovery from waste streams in a steel plant: Techno-economic analysis. *Energy Reports* 11, 2921–2934.
- Tian, W., Fan, X., Li, Z., Cui, Z., Liu, B., 2024. Design and variable scale optimization of flare gas recovery process for hydrogen production. *Process Safety and Environmental Protection* 184, 922–935.
- TPAO petrol ve doğalgaz sektör raporu, 2021.
- Ugetam, 2018. Genel doğalgaz eğitim kitabı. Ugetam Yayınları 39, İstanbul.
- Üçok, T., 2018. Doğalgaz basınç düşürme istasyonlarında enerji geri kazanımında Turbo Gaz Genleştirici kullanımı ve teknik analizi, Yüksek Lisans Tezi, Dumlupınar Üniversitesi, Fen Bilimleri Enstitüsü, Kütahya.
- Xu, W., Zhao, P., Gou, F., Liu, A., Wu, W., Wang, J., 2022. Performance analysis of a power generation system for pressure energy recovery at natural gas city gate stations. *Appl Therm Eng* 213, 118714.
- Yılmaz N, Demir Y, 2006. Doğalgaz basınç düşürme ve ölçüm istasyonları. *Tesisat Mühendisliği Dergisi* 93, 20–28.

Yurtsever Serhan, 2022. Doğal gaz basınç düşürme istasyonlarında genleşme türbini vasıtasıyla üretilebilecek elektrik gücünün hesaplanması ve ekonomik analizi, Yüksek Lisans Tezi, Yıldız Teknik Üniversitesi, Fen Bilimleri Enstitüsü, İstanbul.

Zabihi, A., Taghizadeh, M., 2016. Feasibility study on energy recovery at Sari-Akand city gate station using turboexpander. J Nat Gas Sci Eng 35, 152–159.

Zun, M.T., McLellan, B.C., 2023. Cost Projection of Global Green Hydrogen Production Scenarios. Hydrogen (Switzerland) 4, 932–960

URL-1 < [www.enerji.gov.tr](http://www.enerji.gov.tr) >, Erişim Tarihi: 07.05.2023.

URL-2 <<https://tr.wikipedia.org/wiki/Hidrojen> >, Erişim tarihi: 18.11.2023.

URL-3 <<https://www.turboden.com/solutions/2604/gas-expander>>, Erişim tarihi: 25.10.2023.

URL-4 <<https://www.sapphiretechnologies.com/product>>, Erişim tarihi: 13.12.2023.

## ÖZGEÇMİŞ

**Adı ve Soyadı** : Musa ERMİŞ

### EĞİTİM BİLGİLERİ (Kurum ve Yıl)

**Lisans** : Yıldız Teknik Üniversitesi, Makine Mühendisliği Bölümü, 2014-2018

**Yüksek Lisans** : Aksaray Üniversitesi, Makine Mühendisliği Anabilim Dalı, 2022-2024

### MESLEKİ DENEYİM VE ÖDÜLLERİ

1. Frigo Block Soğutma Sistemleri San. Tic. A.Ş. / AR-GE Mühendisi
2. BOTAŞ Boru Hatları İle Petrol Taşıma A.Ş. / Makine Mühendisi

### TEZDEN ÜRETİLEN YAYINLAR, SUNUMLAR VE PATENTLER

Kongrelerde Sunulan Makaleler

1. Energy Recovery and Hydrogen Production Potential Assessment in a Natural Gas Pressure Reduction Station, **The 6th International Conference on Alternative Fuels, Energy & Environment: Future and Challenges (ICAFEE 2023), 6-8 October 2023 Kayseri/Türkiye**