T.C.

YILDIZ TEKNİK ÜNİVERSİTESİ

FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

DOĞALGAZDAN HİDROJEN ÜRETİMİ: SU BUHARI METAN REFORMASYON SİMÜLASYONU, RAFİNERİ EMİSYON YÖNETİMİ, GÜNEŞ ENERJİSİ İLE EKONOMİK VE ÇEVRESEL DEĞERLENDİRMESİ

Hamdi Hakan OKUMUŞ

YÜKSEK LİSANS TEZİ

Enerji Teknolojileri Anabilim Dalı

Enerji Teknolojileri Programı

Danışman

Dr. Öğr. Üyesi Ali DURUSU

Temmuz, 2024

T.C.

YILDIZ TEKNİK ÜNİVERSİTESİ

FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

DOĞALGAZDAN HİDROJEN ÜRETİMİ: SU BUHARI METAN REFORMASYON SİMÜLASYONU, RAFİNERİ EMİSYON YÖNETİMİ, GÜNEŞ ENERJİSİ İLE EKONOMİK VE ÇEVRESEL DEĞERLENDİRMESİ

Hamdi Hakan OKUMUŞ tarafından hazırlanan tez çalışması 16.07.2024 tarihinde aşağıdaki jüri tarafından Yıldız Teknik Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü Enerji Teknolojileri Anabilim Dalı, Enerji Teknolojileri Programı **YÜKSEK LİSANS TEZİ** olarak kabul edilmiştir.

Prof. Dr. Ali DURUSU
Yıldız Teknik Üniversitesi
Danışman

Jüri Üyeleri

Dr. Öğr. Üyesi Ali DURUSU, Danışman

Yıldız Teknik Üniversitesi _____

Dr. Öğr. Üyesi Ramazan AYAZ, Üye

Yıldız Teknik Üniversitesi _____

Dr. Öğr. Üyesi Hakan AKÇA, Üye

Ege Üniversitesi _____

Danışmanım Dr. Öğr. Üyesi Ali DURUSU sorumluluğunda tarafımca hazırlanan "Doğalgazdan Hidrojen Üretimi: Su Buharı Metan Reformasyon Simülasyonu, Rafineri Emisyon Yönetimi, Güneş Enerjisi İle Ekonomik ve Çevresel Değerlendirmesi" başlıklı çalışmada veri toplama ve veri kullanımında gerekli yasal izinleri aldığımı, diğer kaynaklardan aldığım bilgileri ana metin ve referanslarda eksiksiz gösterdiğimi, araştırma verilerine ve sonuçlarına ilişkin çarpıtma ve/veya sahtecilik yapmadığımı, çalışmam süresince bilimsel araştırma ve etik ilkelerine uygun davrandığımı beyan ederim. Beyanımın aksinin ispatı halinde her türlü yasal sonucu kabul ederim.

Hamdi Hakan OKUMUŞ

İmza

İÇİNDEKİLER

SİMGE LİSTESİ **vii**
KISALTMA LİSTESİ **viii**
ŞEKİL LİSTESİ **x**
TABLO LİSTESİ **xi**
ÖZET **xiii**
ABSTRACT **xv**
1 GİRİŞ **1**
1.1 Sera Gazı……1
1.1.1 Karbon Dioksit (CO2)……2
1.1.2 Karbon Monoksit (CO)…….. 3
1.1.3 Kükürtdioksit (SO2)……...3
1.1.4 Metan (CH4)……...3
1.1.5 Azot Oksitler (NOx)……...3
1.1.6 Kloroflorokarbon Gazları (CFC-H)……4
1.1.7 Hidrokarbonlar ……...4
1.1.8 Ozon (O3)……...4
1.2 Küresel Isınma ve İklim Değişikliği ……..4
1.2.1 Türkiyenin Sera Gazı Emisyon İstatistikleri, 1990-2021……...5
1.3 Karbon Ayak İzi…….7
1.4 İklim Değişikliği İle Mücadele İçin Yapılan Sözleşme Ve Protokoller ……9
1.4.1 Montreal Protokolü…….9
1.4.2 Birleşmiş Milletler İklim Değişikliği Çerçeve Sözleşmesi (UNFCCC) ……9
1.4.3 Kyoto Protokolü ……...10
1.4.4 Paris İklim Antlaşması ……11
1.4.5 AB Yeşil Mütabakatı……12
1.5. Karbon Ayak İzi Raporlama Methodları ……13
1.5.1 Sera Gazı Emisyonları Protokolü (Greenhouse Gas Protokol – GHG)……13

1.5.2 ISO 14064 Standardı ……14

1.5.2.1 Kategori 1 (Kapsam 1): Doğrudan Emisyonlar…….15

1.5.2.2 Kategori 2 (Kapsam 2): Dolaylı Emisyonlar- Enerji İlişkili Emisyonlar…..16

1.5.2.3 Kategori 3, 4, 5, 6 (Kapsam 3): Diğer Dolaylı Emisyonlar……...16

2 YENİLENEBİLİR ENERJİ VE SÜRDÜRÜLEBİLİRLİK 17

2.1 Yenilenebilir Enerjinin Tanımı ve Tipleri ……...18

2.1.1 Güneş Enerjisi ve Fotovoltaik Sistemler……..18

2.1.2 Yenilenebilir Enerjinin Karbon Ayak İzi Üzerine Etkileri……...19

2.2 Sürdürülebilir Enerji Sistemlerine Geçiş ……19

2.2.1 Fosil Yakıtlardan Yenilenebilir Enerji Kaynaklarına Geçişin Ekonomisi …...19

2.2.2 Güneş Enerjisi ile Sürdürülebilirlik Potansiyeli……...20

2.3 Güneş Enerjisi ile Sıfır Karbon Emisyonu Hedefi……...20

2.3.1 Fotovoltaik Panel Kurulumları ve Karbon Emisyonlarının Dengelemesi……21

2.3.2 Güneş Enerjisi Kullanımının Kapsam 1 ve Kapsam 2 Emisyonları Üzerindeki Etkileri……...21

3 METAN VE HİDROJEN 22

3.1 Metandan Katalitik Hidrojen Üretim Yöntemleri……24

3.1.1 Metanın Ototermal Reformasyonu (ATR) ……...24

3.1.2 Karbondioksit-Metan Reformasyonu (DR)……..25

3.1.3 Metanın Kısmi Oksidasyonu……26

3.2 Su Buharı Metan Reformasyonu……..28

3.2.1 Su Buharı Metan Reformasyonu Tarihçesi ……..28

3.2.2 Su Buharı Metan Reformu (SMR) ……...28

3.2.3 Katalizör……...30

3.2.4 Hidrojenin Renk Kodları ve Çevresel Etkileri …….....34

4 SU BUHARI METAN REFORMASYONU (SMR) PROSES TASARIMI VE MODELLEMESİ 36

4.1. Prosesin Aspen Plus® v11 Programı Üzerinde Modellemesi ……36

4.1.1 Proses Elemanları……37

4.1.1.1 Proses Giriş Akımları……37

4.1.2 Şartlandırma Ekipmanları…….39

4.1.2.2 Isı Değiştirici Kullanım Amacı …….39

4.1.3 Reaktörler …….39

4.1.4 Ayırma Elemanları ……...41

4.1.5 Reaksiyon Verileri……43

4.1.5.1 Sitokiyometriler…….43

4.1.5.2 Kinetik Veriler……...44

5 MADDE DENKLİĞİ 47

5.1 Hammadde İhtiyacı Hesaplaması ……47

5.2 Ekipmanların Madde Denkliği…….49

5.2.1 Ayırma Elemanları ……...49

5.2.1 Reaktörler …….56

5.2.2 Şartlandırma Elemanları……...56

6 YATIRIM MALİYET HESAPLAMALARI 57

6.1 Doğrudan Masraflar …….58

6.2 Dolaylı Masraflar …….58

6.3 Toplam Sabit Sermaye Yatırımı ……..59

6.4 Hammadde Maliyeti ……60

6.5 Yan Gereksinim Maliyeti…….60

6.6 İşletme ve Bakım Giderleri ……..61

6.7 Toplam Operasyon Maliyeti ……62

6.8 Ürün Satış Fiyatları ……..63

6.9 Kümülatif Nakit Akışı ……65

7 PROSESİN KARBON EMİSYONLARI HESAPLANMASI VE PV SİSTEMLER İLE AZALTIMI 69

7.1 Kapsam 1 Emisyonları…….69

7.1.1 Metan (CH4) Gazının Sistemde Yeniden Kullanımı ……...69

7.1.2 Kapsamlı ve Doğru Emisyon Hesaplama Yaklaşımı ……...70

7.1.3 Emisyon Hesaplama Yöntemleri……..71

7.1.3.1 Yıllık Molar Akış Hızı Hesaplama……71

7.1.3.2 CO2 Eşdeğeri Hesaplama……..71

7.1.4 IPCC Verilerine Dayalı Hesaplamalar ……73

7.1.4.1 Kapsam 1 İçin Nihai Sonuç……...74

7.2 Kapsam 2 Emisyonları……74

7.3 Prosesin Renklerinin Hesaplanması……75

7.4 Güneş Enerjisi (PV) Uygulamaları ile Kapsam 2 Emisyonlarının Azaltılması…...76

7.4.1 Güneş Enerjisi (PV) Paneli Kurulumunun Boyutlandırılması ……77

7.4.1.1 Güneş Işınımı ve Güneşlenme Sürelerinin Önemi……77

7.4.1.2 Enerji Üretimi Hesaplamaları……78

7.4.2 Güneş Enerjisi (PV) Sistemlerinin Ekonomik ve Çevresel Analizi……85

7.4.2.1 Maliyet Analizi ve Yatırımın Geri Dönüş Süresi……..85

7.4.2.2 Çevresel Etki Değerlendirmesi……..89

7.4.3 PV Panel Kurulumu Sonrası Ekonomik Verile……90

8 SONUÇ **95**

KAYNAKÇA **98**

TEZDEN ÜRETİLMİŞ YAYINLAR **105**

SİMGE LİSTESİ

N_2	Azot
NOx	Azot oksitler
P	Basınç
C_2H_6	Etan
V	Hacim
H_2	Hidrojen
H/C	Hidrojen karbon oranı
H_2S	Hidrojen sülfür
CO_2	Karbon dioksit
CO	Karbon monoksit
Kg	Kilogram
kJ/mol	Kilojoule/mol
kmol/sa	Kilomol/saat
kWh	Kilowatt saat
SOx	Kükürt oksitler
GWP	Küresel ısınma potansiyeli
MJ/kg	Megajoule/kilogram
CH_4	Metan
O_2	Oksijen
O_3	Ozon
C_3H_8	Propan
ΔH	Reaksiyon entalpisi
T	Sıcaklık
ΔH_{298}	Standart oluşum entalpisi
H_2O	Su
η	Verimlilik

KISALTMA LİSTESİ

ASF	Anderson-Schulz-Flory
ATR	Metanın Ototermal Reformasyonu
C2H6	Ethane (Etan)
C3H8	Propane (Propan)
CFC	Chlorofluorocarbon (Kloroflorokarbon)
CH4	Methane (Metan)
CO	Carbon monoxide (Karbon monoksit)
CO2	Carbon dioxide (Karbon dioksit)
DEA	Dietanolamin
DR	Karbondioksit-Metan Reformasyonu
EPA	Environmental Protection Agency (Çevre Koruma Ajansı)
GHG	Greenhouse Gas (Sera Gazı)
GJ	Gigajoule
H2	Hydrogen (Hidrojen)
H2O	Water (Su)
H2S	Hydrogen sulfide (Hidrojen sülfür)
HHV	High Heating Value (Yüksek Isıl Değer)
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change
kg	Kilogram
kmol	Kilomol
kWh	Kilowatt hour (Kilowatt saat)
LHV	Low Heating Value (Düşük Isıl Değer)
marr	Minimum acceptable rate of return
MJ	Megajoule
MWh	Megawatt hour (Megawatt saat)
N2	Nitrogen (Azot)
NOx	Nitrogen oxides (Azot oksitler)
NRTL	Non-random two-liquid model (Rastgele Olmayan İki Sıvı Modeli)
O2	Oxygen (Oksijen)
O3	Ozone (Ozon)
PFR	Plug Flow Reactor (Piston Akışlı Reaktör)

PV	Photovoltaic (Fotovoltaik)
RWGS	Reverse Water-Gas Shift (Ters Su Gazı Reaksiyonu)
sa	Saat
SMR	Steam Methane Reforming (Su buharı-Metan Reformasyonu)
SOx	Sulfur oxides (Kükürt oksitler)
tCO_2	Ton carbon dioxide equivalent (Ton karbon dioksit eşdeğeri)
UNEP	United Nations Environment Programme
UNFCCC	United Nations Framework Convention on Climate Change

ŞEKİL LİSTESİ

Şekil 1.1 Sera etkisi. 1
Şekil 1.2 Dünyada ve ülkemizde kişi başına düşen karbondioksit emisyonları 5
Şekil 1.3 Dünyada ve ülkemizde yıllara göre karbondioksit emisyon değişimi 5
Şekil 1.4 Toplam ve kişi başı sera gazı emisyon değişimi. 6
Şekil 1.5 Karbon ayak izi. 8
Şekil 3.1 Metan molekülü……..22
Şekil 3.2 Metan reformasyonları. 23
Şekil 3.3 Sıcaklık fonksiyonlu metan dönüşümü; katalizör karşılaştırması……..33
Şekil 4.1 Proses akış diyagramı. 37
Şekil 4.2 DEA reaksiyonları sitokiyometrisi. 43
Şekil 4.3 Metanın smr ve (wgs) reformasyonu sitokiyometrisi.……...44
Şekil 4.4 DEA Reaksiyon kinetikleri…….45
Şekil 4.5 Metanın SMR reaksiyonlarının kinetik ve adsorpsiyon verisi 1……45
Şekil 4.6 Metanın SMR reaksiyonlarının kinetik ve adsorpsiyon verisi 2……46
Şekil 4.7 Metanın SMR reaksiyonlarının kinetik ve adsorpsiyon verileri 46
Şekil 5.1 AYIRICI1 kolonu. 49
Şekil 5.2 AYIRICI2 kolonu. 51
Şekil 5.3 AYIRICI3 kolonu 52
Şekil 5.4 Reaktör ve AYIRICI4 kolonu 54
Şekil 5.5 AYIRICI5 kolonu 55
Şekil 6.1 Tesisin kümülatif akış diyagramı. 68
Şekil 7.1 TÜRKİYE global radyasyon değerleri (kwh/m2-gün) [86] 77
Şekil 7.2 TÜRKİYE güneşlenme süreleri (saat) [86] 78
Şekil 7.3 Tesisin PV sistem ile birlikte kümülatif akış diyagramı 94

TABLO LİSTESİ

Tablo 3.1 Buharla dönüşüm – kısmi oksidasyon ile dönüşüm karşılaştırma.....29
Tablo 3.2 Tipik reformasyon katalizör bileşimleri ve fiziksel özellikleri.....31
Tablo 3.3 SMR de kullanılan katalizörlerinin bileşimleri ve beslemeleri 32
Tablo 3.4 Toz katalizörlerin karakterizasyonu.....33
Tablo 4.1 Doğalgaz giriş şartları.....38
Tablo 4.2 0,07-DEA giriş şartları.....38
Tablo 4.3 Isı değiştirici özellikleri 39
Tablo 4.4 Reaktörün çalışma şartları 41
Tablo 4.5 AYIRICI3 ve AYIRICI5 kolonlarının çalışma koşulları.....41
Tablo 4.6 AYIRICI4 kolonunun çalışma koşulları.....42
Tablo 4.7 AYIRICI1 kolonu çalışma sonuçları 42
Tablo 4.8 AYIRICI2 kolonu çalışma sonuçları 43
Tablo 5.1 Madde denkliği 48
Tablo 5.2 AYIRICI1 kolonu madde denkliği 49
Tablo 5.3 AYIRICI2 kolonu madde denkliği 51
Tablo 5.4 AYIRICI3 kolonu madde denkliği 53
Tablo 5.5 AYIRICI4 kolonu madde denkliği 54
Tablo 5.6 AYIRICI5 kolonu madde denkliği 55
Tablo 5.7 Reaktör madde denkliği.....56
Tablo 6.1 Toplam ekipman maliyetleri.....57
Tablo 6.2 Toplam doğrudan masraflar.....58
Tablo 6.3 Toplam dolaylı masraflar.....59
Tablo 6.4 Yıllık toplam sabit sermaye yatırımı 60
Tablo 6.5 Yıllık toplam hammadde maliyeti 60
Tablo 6.6 Su ve elektrik maliyeti 61
Tablo 6.7 İşletme ve bakım giderler 62
Tablo 6.8 Toplam operasyon maliyeti 63
Tablo 6.9 Toplam yıllık ürün satış gelirleri 63
Tablo 6.10 Kapasiteye göre gelir ve giderler.....64
Tablo 6.11 Tesis için paranın zaman değeri hesaba katılan kümülatif nakit akışı67
Tablo 7.1 PV panel kurulumu sonrası tesisin yan gereksinim maliyeti.....92

Tablo 7.2 PV sistem kurulu gücüne göre elektrik tasarrufu ve maliyetleri 92
Tablo 7.3 Tesisin PV sistem ile birlikte kümülatif akışı.....93

ÖZET

Doğalgazdan Hidrojen Üretimi: Su Buharı Metan Reformasyon Simülasyonu, Rafineri Emisyon Yönetimi, Güneş Enerjisi İle Ekonomik Ve Çevresel Değerlendirmesi

Hamdi Hakan OKUMUŞ

Enerji Teknolojileri Anabilim Dalı
Enerji Teknolojileri Programı
Yüksek Lisans Tezi

Danışman: Dr. Öğr. Üyesi Ali DURUSU

Su-buharı metan reformasyonu (SMR), su buharı ve metanı kullanarak hidrojen gazı üretimi sağlayan bir süreçtir. Bu çalışmada, SMR yöntemi ve kullanılan katalizörler teorik olarak incelenmiş ve oluşturulan proses Aspen Plus® v11 yazılımında modellenmiştir. Elde edilen sonuçların ekonomik ve çevresel analizleri gerçekleştirilmiştir. Hidrojen sentezinde kullanılan çeşitli katalizörler incelenmiş ve ticari olarak yaygın olan nikel katalizörleri detaylı olarak değerlendirilmiştir. Geniş çalışma koşulları ve ürün dağılımı nedeniyle Ni4AlCe katalizörü tercih edilmiştir. Doğal gaz ve dietanolamin bileşenleri kullanılarak, sabit yataklı çok tüplü bir reaktörde reaksiyon gerçekleştirilmiş ve dönüşüm oranları hesaplanmıştır. Hidrojenin metan gazından oluşum yüzdesi belirlenmiştir. Sentez gazı karışımı, fraksiyonlara ayrılarak yüksek saflıkta hidrojen gazı elde edilmiştir. SMR prosesi, metanın %80-85 oranında hidrojene dönüştürmüştür. Kalan metan ve su, enerji verimliliğini artırarak çevresel sürdürülebilirliği sağlamak amacıyla yeniden

kullanılmaktadır. Tesisin yıllık üretim kapasitesi ile belirli miktarda hidrojen üretilmiş ve gelirler hesaplanmıştır. İlk yıl, %50 kapasiteyle 51.522.948 kg hidrojen ve $154.568.844 gelir elde edilmiştir. İkinci yıl, %90 kapasiteyle 92.741.306,4 kg hidrojen ve $278.223.919,2 gelir sağlanmıştır. Üçüncü yıldan itibaren %100 kapasiteyle her yıl 103.045.896 kg hidrojen ve $309.137.688 gelir elde edilmiştir. Hidrojen kilogram başına satış fiyatı ortalama $3 olarak varsayılmıştır. Tesisin sabit sermaye yatırımı $163.267.032 olarak belirlenmiştir. İşletme ve kurulum maliyetleri yıllara göre sırasıyla $101.838.332,5, $94.004.498,8 ve $31.333.833,7 olarak hesaplanmıştır. Güneş enerjisi sistemi kurulumu ve bakımı, ilk yıl $27.380.756, ikinci yıl $21.904.605 ve üçüncü yıl $5.476.151; dördüncü yıldan itibaren ise sadece işletme ve bakım giderleri $1.634.672 olarak belirlenmiştir. Güneş enerjisiyle enerji maliyetleri önemli ölçüde azaltılmıştır. Karbon emisyonlarının değerlendirilmesi sonucu, güneş enerjisiyle Kapsam 2 emisyonları nötrlenmiştir. Tesisin kümülatif nakit akışı dördüncü yıl itibarıyla başa baş noktasına ulaşmış ve sonraki yıllarda sürekli kar sağlamıştır. Bu çalışma, SMR yönteminin ve güneş enerjisiyle ekonomik ve çevresel faydalarını ortaya koyarak enerji projeleri için önemli bir referans sunmaktadır. Gri hidrojenden mavi hidrojene geçiş yapmak isteyen tesisler için gerekli teknolojik ve ekonomik bilgileri sağlamaktadır.

Anahtar Kelimeler: Hidrojen üretimi, steam methane reforming (smr), ekonomik analiz, çevresel analiz, güneş enerjisi.

ABSTRACT

Hydrogen Production From Natural Gas: Steam Methane Reforming Simulation, Refinery Emission Management, Economic And Environmental Evaluation With Solar Energy

Hamdi Hakan OKUMUS

Department of Energy Technologies

Master of Science Thesis

Supervisor: Dr. Ali DURUSU

Steam Methane Reforming (SMR) is a process that produces hydrogen gas using steam and methane. This study examines the SMR method and catalysts theoretically and models the process using Aspen Plus® v11 software. Economic and environmental analyses of the results have been performed. Various hydrogen synthesis catalysts were reviewed, with a focus on commercially prevalent nickel catalysts. Due to its broad operational range and product distribution, the Ni4AlCe catalyst was chosen. Using natural gas and diethanolamine compounds, reactions were carried out in a fixed-bed multi-tube reactor, and conversion rates were calculated. The synthesis gas mixture was fractionated to obtain high-purity hydrogen gas. The SMR process converts approximately 80-85% of methane into hydrogen. The remaining methane and water are recycled to enhance energy efficiency and environmental sustainability. With the facility's annual production capacity, hydrogen production and revenue were calculated. In the first year,

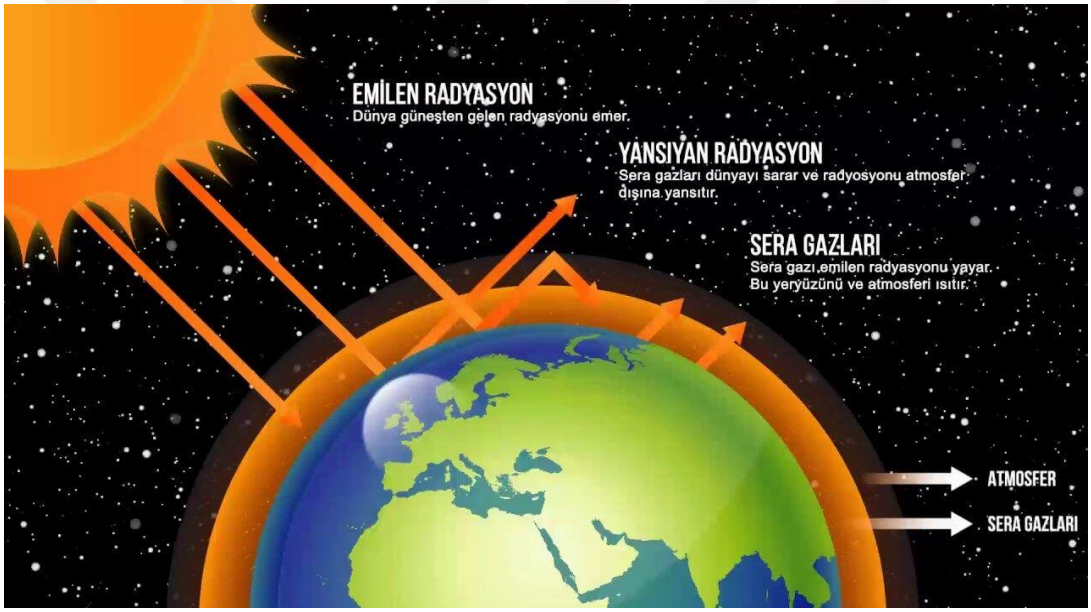
operating at 50% capacity, 51,522,948 kg of hydrogen was produced, generating $154,568,844 in revenue. In the second year, at 90% capacity, 92,741,306.4 kg of hydrogen was produced, with revenue of $278,223,919.2. From the third year onward, operating at full capacity, 103,045,896 kg of hydrogen was produced annually, resulting in $309,137,688 in revenue. The average selling price of hydrogen was assumed to be $3 per kilogram. The facility's fixed capital investment was $163,267,032. Operating and installation costs were $101,838,332.5 in the first year, $94,004,498.8 in the second year, $31,333,833.7 in the third year. Solar energy system costs were $27,380,756 in the first year, $21,904,605 in the second year, and $5,476,151 in the third year; from the fourth year onwards, only $1,634,672 in operational and maintenance costs were incurred. Solar energy usage significantly reduced energy costs. This study highlights the economic and environmental benefits of SMR and solar energy, providing essential information for facilities transitioning from gray to blue hydrogen.

Keywords: Hydrogen production, steam methane reforming (smr), economic analysis, environmental analysis, solar energy.

1
GİRİŞ

1.1 Sera Gazı

Atmosfer, çeşitli gazların karışımından oluşur. Bu gazlar, Dünya'nın yüzeyinden yayılan ısıyı emer ve geri yansıtarak gezegenin ısı kaybını önler. Bu etkiye sera etkisi denir ve en önemli sera gazı karbondioksittir. Atmosfer, güneş ışığının geçişine izin verirken ısıyı tutarak dengeleyici bir etki yaratır. Atmosferde oluşan bu izolasyon ve izolasyon etkisine sera etkisi denir. Atmosferdeki sera etkisi, Şekil 1.1'de gösterilmektedir [1].



Şekil 1.1 Sera etkisi.

Doğal olarak atmosferde bulunan gazlar arasında karbondioksit, ozon, metan, nitrik oksit, CFC'ler, florokarbonlar ve kükürt hekzaflorür gibi sera gazları yer alır. Ancak, özellikle sanayi devriminden sonra, insan faaliyetleri, özellikle fosil yakıtların ve ormansızlaşmanın artmasıyla atmosferdeki sera gazı miktarında önemli artışlara neden olmuştur [2].

İsveçli kimyager S. Arrhenius'un yaptığı çalışmalarda, karbondioksitin sera etkisi üzerindeki etkilerini ilk kez matematiksel olarak kanıtlamıştır. Yapmış olduğu model ve analitik çözümler, CO2 miktarının artmasının yüzey sıcaklığını artırdığını göstermektedir [3].

Yapmış olduğu model ve analitik çözümler ile CO2 miktarının fazlalığının yüzey ısınmasına sebep olduğunu kanıtlamıştır. Dünya üzerinde artan insan nüfusuyla beraber enerjiye olan eğilim ve talep artmaktadır. Enerji taleplerin karşılanması ve kullanılması sebebi ile atmosferdeki sera gazı emisyonlarının yaklaşık %65 oluşturduğu belirtilmektedir [4].

Günümüzde, dünya genelinde artan nüfus ve buna bağlı olarak artan enerji talepleri, fosil yakıtların yaydığı sera gazlarının atmosferdeki oranını artırmaktadır. Metan, karbondioksit, nitröz oksit gibi sera gazları, fosil yakıtların yanması ve tarımsal faaliyetler gibi insan faaliyetleri sonucunda atmosfere salınmaktadır. Bu sera gazları, atmosferdeki ısıyı tutarak küresel ısınmaya ve iklim değişikliğine neden olmaktadır [5].

Yapılan deney ve simülasyonlarda sera gazı emisyonlarının iklim değişikliği üzerindeki etkisi gözlemlenmiştir. Yapılan bu çalışmalar, sera gazlarının karada ortalama 3,5°C'lik bir küresel ısınmaya yol açtığını ve bulut örtüsünde azalma ile buharlaşma ve yağışta artış gibi değişikliklere neden olduğunu ortaya koymuştur. Bu çalışmalar, sera gazlarının iklim üzerindeki etkilerini anlamamıza yardımcı olmaktadır [6].

1.1.1 Karbon Dioksit (CO2)

Karbon dioksitin atmosferdeki konsantrasyonu genellikle %0 ile 0.03 arasında değişmektedir. Bu oran, atmosferde düşük gibi görünse de karbon dioksitin miktarı ve dalgalanmaları nedeniyle oldukça önemli bir gazdır. Karbon dioksitin miktarı karada denizdekinden daha fazladır, özellikle kara üzerindeki şehirlerde, özellikle akşamları bu miktar daha da yükselir. Şehirlerdeki yoğun nüfus ve buna bağlı olarak artan endüstri faaliyetleri, bacalardan salınan karbon dioksit oranını arttırmaktadır.

Karbon dioksitin büyük bir kısmı fosil yakıtların kullanımından kaynaklanan emisyonlardan atmosfere karışır. Geri kalan kısım ise canlıların metabolizmaları ve diğer doğal aktivitelerinden kaynaklanmaktadır. Fosil yakıtların artan kullanımı ile birlikte atmosfere salınan karbon dioksit miktarında önemli bir artış yaşanmaktadır. Bu duruma ek olarak, yeşil bitkilerin ve bitki planktonlarının azalması, fotosentez için karbon dioksit tüketen önemli bir süreç olması nedeniyle atmosferdeki karbon dioksit seviyelerini yükseltmektedir. Son yıllarda, atmosfere salınan insan kaynaklı karbon dioksit gazının büyük bir kısmı fosil yakıt kullanımından

kaynaklanmaktadır ve bu oran %75'i aşmaktadır. Geri kalan kısım ise arazilerin bilinçsiz kullanımı ve diğer doğal kaynaklardan kaynaklanmaktadır [7].

1.1.2 Karbon Monoksit (CO)

Karbonmonoksit, renksiz, kokusuz ve tatsız bir gaz olup karbon içerikli yakıtların yanması sonucunda ortaya çıkmaktadır. Karbonmonoksit, bazı yanma faktörleri etkisiyle karbon dioksit yerine oluşabilmektedir. Bu faktörler arasında oksijen eksikliği, tutuşma sıcaklığı, yüksek sıcaklıkta gazın kalıcılık süresi ve yanma odası türbülansı bulunmaktadır. Atmosferde yaklaşık 2 ay süreyle kalabilen karbonmonoksit, özellikle atmosferin alt seviyelerinde biriktiğinde çeşitli sorunlara yol açabilmektedir. Dünya genelinde yılda toplam 232 milyon ton karbonmonoksit üretildiği düşünüldüğünde, bu miktarın dünya atmosferi için potansiyel sorunları daha belirgin hale getirdiği görülmektedir. Karbonmonoksit gazının büyük bir kısmı ulaştırma sektöründen kaynaklanmaktadır. Ayrıca, bu gazın atmosferin alt seviyelerinde birikmesi durumunda kararlı yapısından dolayı atmosferdeki miktarının daha da artacağı ön görülmektedir [7].

1.1.3 Kükürtdioksit (SO2)

Kükürtdioksitin temel kaynağı, kükürtden zengin yağların ve kömürün yanmasıdır. Aynı zamanda, kükürtden zengin bronz ve tunç eritilmesi süreci de kükürtdioksit emisyonlarına katkıda bulunur. Renksiz bir gaz olan kükürtdioksit, atmosferde yaklaşık 40 gün süreyle kalabilir. Bu gazın büyük bir kısmı fosil yakıtların yanması sonucunda atmosfere salınırken, asit yağmurları ve sülfatlar gibi yan ürünler yağış yoluyla atmosferden uzaklaştırılabilmektedir [7].

1.1.4 Metan (CH4)

Metan, organik atıkların oksijensiz ortamlarda ayrışması sonucunda ortaya çıkan bir gazdır. Tarlalarda, çiftliklerde ve bataklıklarda doğal olarak meydana gelebilmektedir. Metan gazının atmosferdeki ömrü 10 yıl olup, karbon dioksit gazına kıyasla molekül başına 32 kat daha etkilidir. Metan, iklim değişimini %13 oranında etkileyebilmektedir [8].

1.1.5 Azot Oksitler (NOx)

Nitrik oksit ve azot dioksit, yüksek sıcaklık altında yanma işlemleri sırasında ortaya çıkmaktadır. Araç emisyonları, fosil yakıtlar ve organik maddeler bu gazların ana

kaynaklarıdır. NOx gazları atmosferde bir gün kadar kısa bir süre kalabilirler ve iklim değişimini %5 oranında etkileyebilir. Yılda 150 milyon ton NOx salınmaktadır, bunun yarısı doğal kaynaklardan, yarısı ise insan faaliyetlerinden kaynaklanmaktadır [8].

1.1.6 Kloroflorokarbon Gazları (CFC-H)

CFC-11 ve CFC-12 gibi bilinen kloroflorokarbon gazları, doğal kaynaklardan kaynaklanmaz ve yapay olarak üretilir. Atmosferdeki ömürleri CFC-11 için 65 yıl, CFC-12 için ise 130 yıldır. Basınçlı gazlar, soğutucu aletlerde kullanılan gazlar ve bilgisayar temizliği için kullanılan gazlar gibi yapay kaynaklardan kaynaklanırlar. Bu gazlar iklim değişimini %22 oranında etkileyebilmektedir [8].

1.1.7 Hidrokarbonlar

Hidrokarbonlar, fosil yakıtların yanması ve endüstriyel solventlerin kullanımı sonucu meydana gelirler. Doğal kaynakların %5'ini oluştururken, yılda 2 milyar ton civarında hidrokarbon emisyonu bataklıklardan kaynaklanmaktadır. Hidrokarbonların atmosferdeki kalıcılığı bilinmemektedir [8].

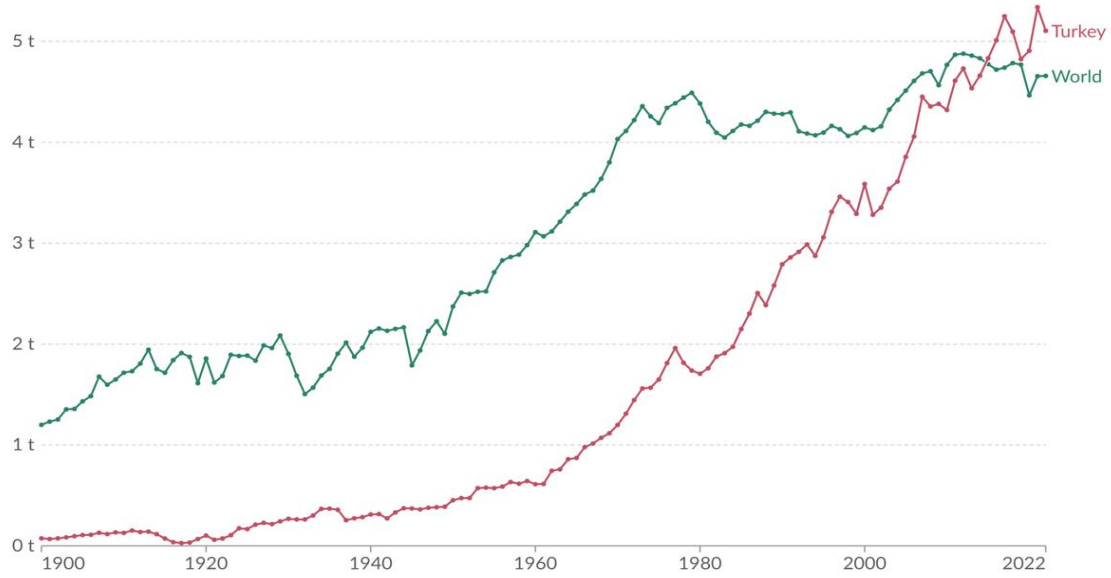
1.1.8 Ozon (O3)

Ozon, atmosferdeki azot oksitler ve uçucu organiklerin kimyasal reaksiyonları sonucu meydana gelmektedir. Atmosferin alt tabakalarında, özellikle troposferde %10 oranında bulunur ve ozon gazı iklim değişikliğini %7 oranında etkileyebilmektedir [8].

1.2 Küresel Isınma ve İklim Değişikliği

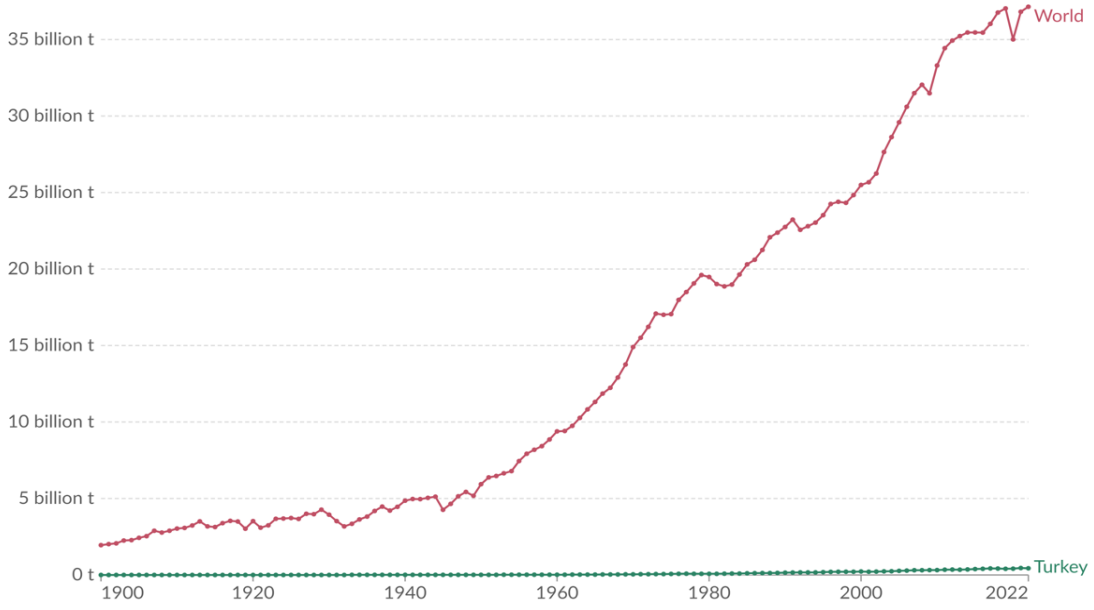
İklim değişikliği, özünde insan kaynaklıdır. Antropojenik sebeplerle ekosistemde ciddi ve ani değişimler yaşanmaktadır. İnsan faaliyetlerinin neden olduğu emisyonlar, fosil yakıtların yanması ve sera gazları, dünya iklimini önemli ölçüde değiştirmektedir. Ozon tabakasına zarar veren her türlü gaz, bu ısınmada büyük ölçüde rol oynamaktadır. 19. yüzyıldan günümüze kadar olan süreçte insan faaliyetleri sonucu atmosferdeki sera gazı ve karbondioksit miktarlarının artışı, ortalama sıcaklığın yükselmesine sebep olmaktadır [6].

Dünya genelinde ve ülkemizde, ortalama bir insanın yıllara göre ne kadar karbondioksit salınımı yaptığını gösteren grafik Şekil 1.2’de sunulmuştur [9].



Şekil 1.2 Dünyada ve ülkemizde kişi başına düşen karbondioksit emisyonları

Fosil yakıtların yanması sonucu atmosferde meydana gelen karbondioksit emisyonlarının yıllık dağılım grafiği Şekil 1.3'de sunulmuştur.

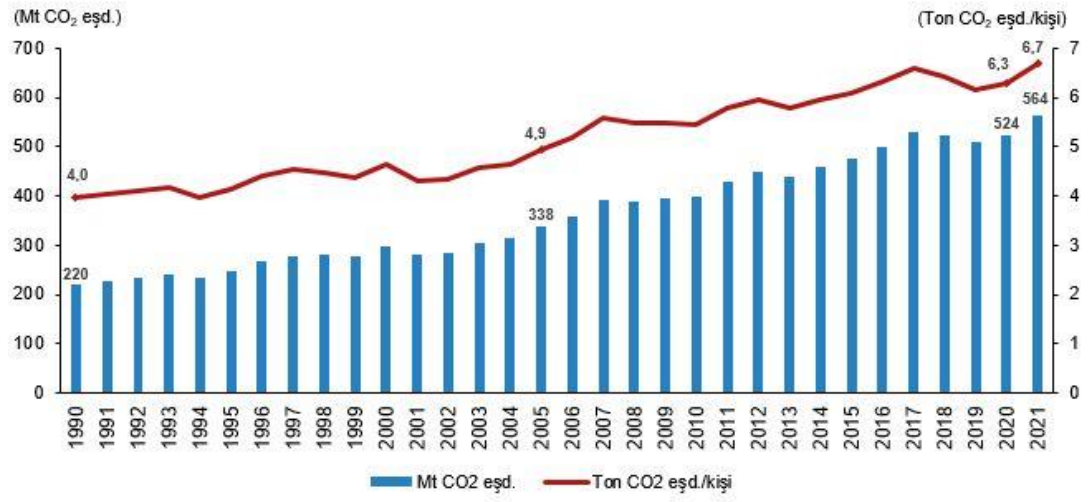


Şekil 1.3 Dünyada ve ülkemizde yıllara göre karbondioksit emisyon değişimi

1.2.1 Türkiyenin Sera Gazı Emisyon İstatistikleri, 1990-2021

TÜİK'in yaptığı son açıklamaya göre Türkiye'nin 2021 yılında toplam sera gazı emisyonu 564,4 milyon ton (Mt) CO2 eşdeğeri olarak kaydedilmiştir. Bu dönemde,

kişi başı sera gazı emisyonu 1990 yılında 4 ton CO2 eşdeğerinden, 2021 yılında 6,7 ton CO2 eşdeğerine yükselmiştir [10].



Şekil 1.4 Toplam ve kişi başı sera gazı emisyon değişimi.

- Enerji sektörü, toplam sera gazı emisyonlarının %71,3'ünü oluşturmuştur.
- Enerji sektörü emisyonları, bir önceki yıla göre %9,8 artış göstererek 402,5 Mt CO2 eşdeğeri olarak hesaplanmıştır.
- Endüstriyel işlemler ve ürün kullanımı sektöründen kaynaklanan emisyonlar %10,6 artışla 75,1 Mt CO2 eşdeğeri olarak gerçekleşmiştir.
- Tarım sektörü emisyonları %56,5 artmış, ancak bir önceki yıla göre %1,5 azalarak 72,1 Mt CO2 eşdeğeri olarak hesaplanmıştır.
- Atık sektörü emisyonları %32,6 artmış, ancak bir önceki yıla göre %9,9 azalarak 14,7 Mt CO2 eşdeğeri olarak kaydedilmiştir [10].

Toplam CO2 emisyonlarının %32,7'si elektrik ve ısı üretiminden kaynaklanmaktadır. Enerji sektörü toplam CO2 emisyonlarının %85,2'sini oluştururken, endüstriyel işlemler ve ürün kullanımı sektörü %14,5'lik bir paya sahiptir [10].

CH4 emisyonlarının %61,4'ü tarım, %19,3'ü enerji, %19,3'ü atık ve %0,03'ü endüstriyel işlemler ve ürün kullanımı sektörlerinden kaynaklanmaktadır. N2O emisyonlarının ise %78'i tarım, %11,1'i enerji, %5,9'u atık ve %5'i endüstriyel işlemler ve ürün kullanımı sektörlerinden gelmektedir [10].

Bu istatistikler, üretim bazlı emisyonları ele almaktadır. Artan ortalama sıcaklık, ekosistemin bozulması, okyanusların asitlenmesi, çölleşme, bulaşıcı hastalıklar gibi birçok olumsuzluk, insan ve diğer canlı yaşamını etkilemektedir [6].

2℃'lik küresel ısınmanın Akdeniz'deki iklim değişikliği ve etkilerini HadCM3 (Met Office İklim Tahmin Modeli Sürüm 3) küresel dolaşım modeli ile kapsamlı bir şekilde incelenmiştir. Çıkan sonuçlar, ekosistem ve insan faaliyetlerindeki etkileri değerlendirmiş ve kıyı alanlarda kara alanlara göre daha düşük bir ısınma tespit edilmiştir [12]. Mevsimsel olarak ısınmanın farklılık gösterdiğini belirtmişlerdir. Yaz aylarında 4℃'ye kadar artan ortalama ısınma gözlemlenirken kış aylarında 2℃'nin altında olduğu raporlanmıştır. Simüle edilen yağışlar, yıllık ortalama %10-20'lik bir düşüşle 2030 ve 2060 yılları arasında daha kurak bir Akdeniz olacağını göstermektedir [11,12].

Küresel ısınma ve iklim değişikliği, doğa ve canlıların sağlığını etkilemenin yanı sıra ekonomik eşitsizlikleri de önemli ölçüde etkilemektedir. G. Althor ve arkadaşları (18), İklim Kırılganlığı Monitörü için Metodolojik Dokümantasyon (DARA) tarafından sunulan İklim Kırılganlığı İzleyicisi'nden (CVM) elde edilen verileri kullanarak iklim değişikliğinin olumsuz etkilerini ortaya koymuştur. Veriler, 2010-2030 yıllarını ve 184 ülkeyi kapsamaktadır. İzleyicide, çeşitli kaynaklardan toplanan ve modellenen 22 iklim hassasiyet göstergesi dört etki alanında (Çevresel Afetler, Sağlık, Sanayi ve Habitat) incelenmiştir. Hava kirliliği ve iklim değişikliğinin en çok etkilediği ülkelerin, en savunmasız ülkeler olarak belirlendiği raporlanmıştır [11,12].

1.3 Karbon Ayak İzi

Karbon ayak izi, bir organizmanın veya kuruluşun faaliyetleri sonucunda atmosfere saldığı sera gazı karbondioksitin eşdeğer miktarını ifade etmektedir. Ölçü birimi olarak genellikle kgCO2e veya tCO2e kullanılmaktadır [13]. İnsan faaliyetlerinden kaynaklanan karbon ayak izleri, Şekil 1.5'de gösterildiği gibi insan etkilerini göstermektedir.

Karbon ayak izi temel olarak iki ana bölümden oluşur: doğrudan karbon ayak izi ve dolaylı karbon ayak izi. Doğrudan karbon ayak izi, doğrudan fosil yakıt tüketimiyle ilişkili karbondioksit emisyonlarını içermektedir. Dolaylı karbon emisyonları,

ürünün imalat aşamasından kullanım ömrünün sonuna kadar ve ürünün yaşam döngüsü tamamlandığında oluşan karbondioksit emisyonlarını içermektedir [14].

Bu bağlamda karbon ayak izi kavramı sadece bir bireyin veya kuruluşun enerji tüketimiyle değil aynı zamanda tüketim alışkanlıkları, ürün seçimleri gibi pek çok faaliyetle de ilgilidir. Bu ayak izini azaltmak için enerji verimliliği, sürdürülebilir üretim ve tüketim alışkanlıkları gibi stratejilerin benimsenmesi gerekmektedir [13,14].



Şekil 1.5 Karbon ayak izi.

Küresel Isınma Potansiyeli (KİP) ve Karbondioksit Eşdeğeri hakkındaki bilgiler, Amerika Birleşik Devletleri Çevre Koruma Kurumu (EPA) tarafından sunulan verilere dayanmaktadır. Küresel Isınma Potansiyeli, bir gazın atmosferde ısıyı tutma kapasitesi ve atmosferde kalma süresinin, karbondioksit ile kıyaslanarak belirlendiği bir katsayıdır. Karbondioksitin ısıyı tutma yetisi ve atmosferde kalma süresi oranına göre değerlendirilen KİP, karbon eşdeğeri olarak ifade edilmektedir [15].

Karbondioksitin küresel ısınma potansiyeli katsayısı genellikle 1 olarak kabul edilir. Örneğin, metan gazının atmosferde kalma süresi 10 yıl olarak kabul edilir, ancak ısı tutma kapasitesi karbon dioksitten daha yüksektir. Bu nedenle, metanın

küresel ısınma potansiyeli, karbondioksitininkinin 21 katına eşittir. Bu hesaplama, gazların atmosferdeki kalma süreleri ve ısıyı tutabilme kapasitelerine göre karbon dioksit gazı referans alınarak yapılır. Sonuç olarak, gazların atmosfere olan etkileri karbon dioksit üzerinden değerlendirilir ve bu etkilerin bir ölçüsü olan karbon dioksit eşdeğeri (CO2e) kullanılmaktadır [15].

1.4 İklim Değişikliği İle Mücadele İçin Yapılan Sözleşme Ve Protokoller

1.4.1 Montreal Protokolü

Bilim insanları 1974 yılında yaptıkları bir araştırmada kloroflorokarbonların ozon tabakasını incelttiğini bildirdiler. 1985 yılında Antarktika'da yapılan araştırmalar sırasında ozon deliğinin varlığını ortaya çıkartılmıştır [16].

Fakat yapılan araştırmalar ozon tabakasındaki deliğin büyüyemeyeceğini ve doldurulabileceğini göstermiştir.

Bu anlamda, kloroflorokarbonların (CFC'ler) ve ozon tabakasını incelten maddelerin üretimi ve tüketiminin kontrol altına alınması amacıyla 1987 yılında uluslararası bir anlaşma olan Montreal Protokolü geliştirildi. Bilimsel esaslara göre hazırlanan Montreal Protokolü'nün hükümleri 1 Ocak 1989'da yürürlüğe girmiştir [17].

Kloroflorokarbonlar (CFC'ler) ve ozon tabakasını incelten maddeler aynı zamanda güçlü sera gazları olarak da bilinir. Bu güçlü sera gazları küresel ısınma ve iklim değişikliğine yönelik en büyük tehdittir. Montreal Protokolü bu gazların kullanımını kademeli olarak azaltmayı amaçlamaktadır.

Montreal Protokolü sayesinde ozon tabakasını incelten maddelerin ve kloroflorokarbonların (CFC) kullanımının 1986'dan bu yana önemli ölçüde azaldığı tespit edildi. Stratosferde biriken klor ve brom miktarını önemli ölçüde azalttı ve iklim değişikliğine önemli ölçüde katkıda bulunmuştur [18].

1.4.2 Birleşmiş Milletler İklim Değişikliği Çerçeve Sözleşmesi (UNFCCC)

İklim değişikliği, 1988 yılında Birleşmiş Milletler Genel Kurulu ve uzman kuruluşları tarafından yapılan müzakereler sonucunda insanlığın genel bir sorunu olarak tanındı ve rapor edildi. Bu kapsamda gerçekleştirilen komite, tüm ülkeleri

ve uluslararası sivil toplum kuruluşlarını bir araya gelerek küresel ısınmayı ve iklim değişikliğini durdurmak ve en aza indirmek için bir anlaşma taslağı hazırlamaya çağırdı. Aynı yıl, Dünya Meteoroloji Örgütü (WMO) ve Birleşmiş Milletler Çevre Programı (UNEP), Sözleşmeye bilimsel rehberlik sağlamak üzere Hükümetlerarası İklim Değişikliği Paneli'ni (IPCC) kurulmuştur [19].

1991'den 1992'ye kadar yapılan beş konferansın ardından, 9 Mayıs 1992'de Rio de Janeiro'da düzenlenen Dünya Zirvesi'nde "İklim Değişikliğinin Dünyadaki Küresel Etkilerinin İzlenmesi ve Yönetimine İlişkin Sözleşme" kabul edildi. Mayıs 2000'de dünya iklimini tehlikeli koşullardan korumak amacıyla 184 ülke tarafından UNFCCC anlaşması imzalandı. Bu anlaşmanın en önemli şartı sera gazı emisyonlarının azaltılması olmaktadır [20].

Sözleşmede toplam 26 madde yer alıyor. Sözleşme dokuz anahtar kelimeye dayanarak oluşturuldu. Dört maddede genel yükümlülükler bulunmaktadır. Anlaşmayı kabul eden ülkelere, insan faaliyetlerinden kaynaklanan sera gazlarının azaltılmasına yönelik çeşitli sorumluluklar verilecek. Bu sorumluluklar, her ülkenin ekonomik durumu ve teknoloji kullanımı dikkate alınarak atanmaktadır. Taraflar, sözleşmenin uygulanmasını ve takibini görüşmek üzere yıllık toplantıda bir araya gelmektedir [21].

Mayıs 2004'te aralarında Japonya'nın da bulunduğu 193 ülkenin katılımıyla bir konferans düzenlendi. Dört katılımcı ülke dışında 189 ülke Birleşmiş Milletler İklim Değişikliği Çerçeve Sözleşmesini (UNFCCC) kabul etti. Türkiye de kabul eden ülkelerden biri. Sözleşmenin kurallarının ve sonuçlarının etkililiğini değerlendirmenin üç nedenden dolayı zor olduğu söyleniyor. Belirtilen nedenler arasında bağımsız değişken keşfi eksikliği, kötü uygulama ve uygulanmama nedeniyle ceza sisteminin bulunmaması yer almaktadır [22,23].

1.4.3 Kyoto Protokolü

Birleşmiş Milletler İklim Değişikliği Çerçeve Sözleşmesinin (UNFCCC) bir parçasıdır ve aynı amaca hizmet eden bir protokol olarak tanımlanmaktadır. Japonya'nın Kyoto kentinde yapılan müzakerelerin ardından 11 Aralık 1997'de 192 ülke tarafından onaylandı. Onaylanan protokol 16 Şubat 2005'te resmileşti. Kanada 2012 yılında protokolden çekildiğinde, protokole 191 taraf olduğu bildiriliyordu. Temel amaç, iklim değişikliğine katkıda bulunan insan faaliyetlerine müdahale

ederek küresel ısınmayı önlemek ve azaltmaktı. Protokol, ülkelerin farklı ekonomik ve kalkınma durumlarına bağlı olarak bireysel yükümlülüklerini ortaya koymaktadır [23].

Protokole ilişkin ilk taahhütler 2008 yılında başlamış ve 2012 yılında sona ermiştir. Otuz altı ülke ilk taahhüt dönemini başarıyla tamamladı. Protokolde yer alan gelişmiş ülkeler, emisyonlarının 1990 emisyon seviyelerinin %24,2 altında olduğunu bildirdi. Bu oran beklenenden çok daha düşük olmasına rağmen küresel emisyonlar yaklaşık %30 oranında arttı. 2012'deki müzakereler 2020'ye kadar yeni bir taahhüt dönemi oluşturdu. İkinci taahhüt dönemi, Tarafların sera gazı emisyon oranlarını 1990 yılında %18'in altına düşürmeyi taahhüt etmelerini öngörmektedir [24].

Türkiye, uygulama maliyetlerinden korktuğu için 2009 yılına kadar protokolü imzalamayı reddetti. Ancak Şubat 2009'da Kyoto Protokolü'nün onaylanıp imzalandığı bildirildi. Aynı yılın mayıs ayında resmî gazetede yayımlandı. Ülkemizde Protokol hedeflerine ulaşabilmek için öncelikle fosil yakıtları azaltmalı ve enerji ihtiyacımızı karşılamak için yenilenebilir enerji kullanımını arttırmalıyız. Bahsettiği bir diğer strateji ise enerji kaybı yaşandığında müdahale etmekti. Bu yöndeki iyileştirmelerle 2023 yılına kadar hedefin 48 terawatt saat (TWh) civarında kullanılabilir enerjiye ulaşması olduğu bildirilmektedir [25].

1.4.4 Paris İklim Antlaşması

195 ülkenin katılımıyla hayata geçirilen Paris İklim Anlaşması, Kyoto Protokolü'nden farklı olarak sıcaklık artışına yönelik maksimum bir hedef belirliyor. Amaç, küresel ısınmayı 2°C'nin altında, tercihen 1,5°C'nin altında sınırlamaktır. Anlaşmaya göre her iki taraf da 2020'den itibaren emisyonları azaltma sorumluluğunu üstlenmeyi taahhüt ediyor. Tedbirlerin ayrıca gelişmiş ülkelerin 2050 ve sonrasına kadar sıfır emisyon hedeflerine ulaşmalarına öncelik vermesi bekleniyor. Raporda, gelişmiş ülkelerin gelişmekte olan ülkeleri iklim finansmanı, teknoloji transferi ve kapasite geliştirme gibi konularda desteklemesi gerektiği vurgulanıyor. Bu kapsamda gelişmekte olan ülkelere 2020 yılından itibaren yıllık 100 milyar dolar tutarında iklim değişikliği finansmanı sağlanmasına karar verilmektedir [27].

Paris Anlaşması, ülkelerin sera gazı emisyonlarını azaltmaya yönelik spesifik hedefler koymalarını beklemiyor, aksine ülkelerin küresel ısınmayla mücadeleye katkı beyanları yoluyla katkıda bulunmalarını beklenmektedir [26,28].

Türkiye, Nisan 2016'da Paris Anlaşması'nı imzalayarak ve Kasım 2016'da resmen yürürlüğe koyarak, 2030 yılına kadar sera gazı emisyonlarını %21 oranında azaltma ve yenilenebilir enerji kullanımını artırma taahhüdünde bulundu. Bu hedeflere ulaşmak amacıyla Türkiye, enerji politikasını değiştirmekte ve düşük karbonlu bir enerji sistemi oluşturmayı amaçlamaktadır [29].

1.4.5 AB Yeşil Mütabakatı

AB Yeşil Mutabakatı, Avrupa Birliği'nin sürdürülebilirlik ve iklim değişikliği ile mücadele çabalarını içeren kapsamlı bir stratejik planıdır. Bu mutabakat, 2019 yılında ilan edilmiş olup, iklim değişikliği, biyoçeşitlilik kaybı, kirlilik ve sürdürülebilir kaynak kullanımı gibi konularda ortak bir vizyonu temsil etmektedir. AB, bu strateji kapsamında 2030 yılına kadar karbon salınımlarını %55 azaltmayı taahhüt etmiş ve 2050 yılına kadar karbon nötr olma hedefini benimsemiştir, yani ürettikleri ve tükettikleri enerji dengesizliği olmayacakları beyan edilmiştir [30,32].

Bu hedeflere ulaşmak için AB, endüstriyel süreçlerin ve enerji üretiminin sürdürülebilir hale getirilmesini sağlamayı, tarım sektöründe sürdürülebilir uygulamaları teşvik etmeyi, dijitalleşme ve inovasyonu desteklemeyi, biyoçeşitliliği korumayı, kirlilikle mücadele etmeyi ve sürdürülebilir su yönetimi politikalarını geliştirmeyi hedeflemektedir. Bu strateji aynı zamanda sürdürülebilirliği desteklemek amacıyla devasa miktarda yatırım yapılmasını öngörmekte ve özellikle sürdürülebilir enerji altyapısı, enerji verimliliği ve çevresel dostu teknolojilere odaklanan projelere finansal destek sağlamayı taahhüt etmektedir. Bununla birlikte, AB Yeşil Mutabakatı sadece çevresel değil, aynı zamanda sosyal sürdürülebilirlik unsurlarını da içermekte olup, iş gücü eğitimi, iş yerinde eşitlik ve adil geçiş gibi konulara vurgu yapmaktadır [30,32].

Türkiye, AB Yeşil Anlaşması'na yönelik kendi sürdürülebilirlik stratejisini tanımlama ve uygulama sürecinde önemli bir adım atıyor. AB Yeşil Anlaşması, AB ülkelerini iklim değişikliği, çevresel sürdürülebilirlik ve yeşil ekonomi konularında ortak bir çerçeve altında birleştirmeye yönelik bir strateji olarak öne çıkıyor ve Türkiye de bu bağlamda benzer hedeflere ulaşmayı hedeflemektedir [33].

Türkiye, 21. yüzyılın başlarında sürdürülebilir kalkınmaya ve çevre sorunlarının ele alınmasına daha fazla önem vermiş ve ulusal politika ve stratejilerini AB Yeşil Anlaşması ile uyumlu hale getirmeye çalışmaktadır. Bu bağlamda Türkiye'nin iklim değişikliğiyle mücadele, enerji verimliliği, çevre koruma, yeşil ekonomi ve sürdürülebilir tarım gibi konulardaki stratejik planını revize etmesi dikkat çekiyor. AB Yeşil Anlaşması'nın CO2 emisyonlarının azaltılması, enerji dönüşümü, sürdürülebilir ulaşım ve yeşil finansman gibi ana hedeflerinin yanı sıra Türkiye, kendi iklim hedeflerini de belirlemiş ve ilgili politika değişikliklerini uygulamaya koymuştur. Türkiye'nin bu süreçte AB ile iş birliği, sürdürülebilirlik odaklı politikaların etkinliğini artırmayı ve bölgede liderlik rolünü üstlenmeyi amaçlamaktadır [33].

1.5. Karbon Ayak İzi Raporlama Methodları

1.5.1 Sera Gazı Emisyonları Protokolü (Greenhouse Gas Protokol – GHG)

Sera Gazı Emisyonları Protokolü (GHG Protokolü), şirketlerin ve hükümetlerin sera gazı (SG) emisyonlarını hesaplamaları ve raporlamaları için uluslararası kabul görmüş bir standart haline gelmiştir. Dünya Kaynakları Enstitüsü (WRI) ve Dünya İş Konseyi için Sürdürülebilir Kalkınma (WBCSD) tarafından geliştirilen bu protokol, iklim değişikliğiyle mücadelede şeffaflığı artırmayı ve sera gazı emisyonlarının azaltılmasına yönelik çabaları desteklemeyi amaçlamaktadır. GHG Protokolü, emisyonların ölçülmesi, hesaplanması ve raporlanması için çeşitli standartlar ve rehberler sunmaktadır [34,35].

GHG Protokolü, sera gazı emisyonlarını üç ana kapsam altında sınıflandırmaktadır:

Kapsam 1: Doğrudan emisyonlar, şirketin kontrolü altındaki kaynaklardan meydana gelmektedir. Bu, şirketin kendi operasyonlarından doğrudan kaynaklanan emisyonları kapsamakta, örneğin fabrikalardan veya şirkete ait araçlardan çıkan emisyonlar gibi emisyon kaynaklarını içermektedir.

Kapsam 2: Dolaylı enerji emisyonları, şirketin satın aldığı elektrik, ısıtma, soğutma veya buharın üretiminden kaynaklanmaktadır. Bu kapsam, enerji tedarikçilerinin üretim faaliyetleri sırasında ortaya çıkan emisyonları içermektedir.

Kapsam 3: Diğer dolaylı emisyonlar, şirketin faaliyetleri, üretim zinciri ve ürün kullanımı boyunca meydana gelen ancak şirketin doğrudan kontrolü dışında olan

emisyonları içermektedir. Bu, tedarik zinciri, iş seyahatleri, atıkların bertarafı ve ürünlerin son kullanımı gibi faaliyetlerden kaynaklanan emisyonları kapsamaktadır [34,35].

GHG Protokolü, emisyonların hesaplanması için ayrıntılı metodolojiler sağlamaktadır. Bu metodolojiler, şirketlerin ve hükümetlerin kendi SG emisyonlarını doğru bir şekilde ölçmelerine, yönetmelerine ve azaltmalarına yardımcı olmak üzere tasarlanmıştır. GHG Protokolü ayrıca, karbon ayak izi raporlaması ve azaltma hedeflerinin belirlenmesi gibi süreçlerde tutarlılık ve karşılaştırılabilirlik sağlamak için uluslararası normlar ve standartlar sunmaktadır [34-36]

GHG Protokolü, iklim değişikliği ile mücadelede küresel bir çerçeve sunmakta ve şirketlerin, hükümetlerin ve diğer kuruluşların sera gazı emisyonlarını azaltma çabalarında önemli bir araç olarak kabul edilmektedir. Bu protokol, karbon ayak izinin azaltılması ve sürdürülebilir kalkınma hedeflerine ulaşılması konusunda rehberlik etmektedir [34,36].

1.5.2 ISO 14064 Standardı

ISO 14064 Standardı, sera gazı (SG) emisyonlarının ve uzaklaştırmalarının ölçümü, raporlaması ve doğrulanması konusunda uluslararası kabul görmüş bir çerçeve sunmaktadır. Uluslararası Standartlar Organizasyonu (ISO) tarafından geliştirilmiş olan bu standart, kuruluşlar ve projeler için, sera gazı emisyonlarının doğrulanması ve raporlanmasıyla ilgili faaliyetler arasında tutarlılık ve şeffaflığı sağlamayı amaçlamaktadır. ISO 14064, üç ana bölüme ayrılmaktadır: organizasyon seviyesinde emisyonların ve uzaklaştırmaların ölçümü ve raporlanması için yönergeler sunan ISO 14064-1, projeler bazında sera gazı emisyon azaltımlarının veya uzaklaştırma artışlarının ölçümü, izlenmesi ve raporlanması için yönergeler sunan ISO 14064-2, ve sera gazı beyanlarının doğrulanması ve onaylanması süreçlerine dair yönergeler sunan ISO 14064-3 olarak bölümlere ayrılmaktadır [35,37].

ISO 14064-1 standardı, kuruluşların kendi sera gazı envanterlerini hazırlamaları ve yönetmeleri konusunda rehberlik etmektedir. Kuruluşlar bu standardı kullanarak kendi SG emisyonlarını ve uzaklaştırmalarını doğru ve tutarlı bir şekilde hesaplayabilir, raporlayabilir ve azaltma stratejilerini planlayabilirler. Bu

standardın sunduğu metodolojiler ve emisyon kaynaklarının tanımlanması, kuruluşların emisyon azaltma hedeflerini belirlemelerine ve iklim değişikliğiyle mücadelede etkin bir rol oynamalarına olanak tanımaktadır [35, 37].

ISO 14064-2 standardı ise, belirli projeler aracılığıyla elde edilen sera gazı emisyon azaltımlarının veya uzaklaştırma artışlarının ölçümü ve raporlanması için detaylı yönergeler sunmaktadır. Bu standart, projelerin sera gazı performansını değerlendirirken kullanılacak metodolojileri ve prosedürleri ayrıntılı bir şekilde ortaya koymaktadır, böylece projelerin çevresel etkilerinin doğru ve güvenilir bir şekilde belgelenmesi ve raporlanması mümkün olmaktadır [37,38].

ISO 14064-3 standardı, sera gazı beyanlarının doğrulanması ve onaylanması için gerekli prosedürleri ve yönergeleri içermektedir. Bu bölüm, üçüncü taraf doğrulama ve onaylama organlarının, kuruluşların veya projelerin sera gazı beyanlarını objektif ve bağımsız bir şekilde değerlendirmelerini sağlayan kritik bilgileri sunmaktadır. Bu süreç, sera gazı raporlamasının güvenilirliğini ve ilgili tarafların raporlanan bilgilere olan güvenini artırmaktadır [35,38].

Genel olarak, ISO 14064 Standardı, sera gazı emisyonlarının yönetimi ve azaltılması konusundaki global çabaları destekleyen önemli bir rol oynamaktadır. Kuruluşlar ve projeler için çevresel performanslarını artırma, iklim değişikliğiyle mücadeleye katkıda bulunma ve karbon ayak izlerini azaltma konusunda gerekli araçları ve yöntemleri sunmaktadır. Bu standart, şeffaflığı ve hesap verebilirliği artırırken, sera gazı emisyonlarının azaltılması yönünde somut adımlar atılmasını teşvik etmektedir [35-38].

1.5.2.1 Kategori 1 (Kapsam 1): Doğrudan Emisyonlar

Bu kategori, kuruluşların doğrudan kontrolü altındaki sera gazı emisyonlarını içerir. Kapsam 1 emisyonları, kuruluşların ana faaliyetlerinden kaynaklanır ve genellikle sabit ve hareketli yanma, endüstriyel süreçlerden kaynaklanan emisyonlar, antropojenik sistemler ve arazi kullanımı/ormancılık gibi kaynaklardan gelir. Sabit yanma, ısıtma sistemleri ve gaz türbinleri gibi sabit ekipmanlarda yanma sonucu oluşan emisyonları ifade ederken, hareketli yanma, araçlar ve ulaşım ekipmanları gibi hareketli kaynaklardan kaynaklanan emisyonları içerir. Proses emisyonları, endüstriyel üretim süreçlerinden kaynaklanan doğrudan emisyonları kapsar. Antropojenik sistemler, kuruluşların kontrolü altındaki soğutma, yangın söndürme

ve arıtma sistemlerinden kaynaklanan emisyonları içerirken, arazi kullanımı ve ormancılık, gübreleme, çim ekimi ve orman yönetimi gibi uygulamalardan kaynaklanan emisyonları kapsamaktadır [35-38].

1.5.2.2 Kategori 2 (Kapsam 2): Dolaylı Emisyonlar- Enerji İlişkili Emisyonlar

Bu kategori, kuruluşların dolaylı olarak kontrol ettiği, ancak yine de etkilediği enerji üretiminden kaynaklanan sera gazı emisyonlarını içerir. Kapsam 2 emisyonları genellikle satın alınan elektrik, ısı veya buhar gibi enerji kaynaklarının üretiminden kaynaklanır. Bu kategori, kuruluşların faaliyetlerine bağlı olan elektrik üreticilerinden kaynaklanan emisyonları içerir. Fosil yakıtlar, yenilenebilir enerji kaynakları, biyokütle ve nükleer enerji gibi farklı enerji kaynaklarının kullanımından kaynaklanan emisyonlar bu kapsam altında değerlendirilmektedir [35-38].

1.5.2.3 Kategori 3, 4, 5, 6 (Kapsam 3): Diğer Dolaylı Emisyonlar

Bu kategoriler, kuruluşların doğrudan kontrolü altında olmayan, ancak dolaylı olarak etkilediği kaynaklardan kaynaklanan sera gazı emisyonlarını içerir. Kapsam 3 emisyonları genellikle kuruluşun tedarik zinciri, atık yönetimi, iş seyahatleri ve çalışanların evden işe ulaşımı gibi faaliyetlerinden kaynaklanmaktadır. Tedarik zinciri emisyonları (Kategori 3), mal ve hizmetlerin üretimindeki sera gazı emisyonlarını içerirken, atık yönetimi (Kategori 4) atık bertarafı ve geri dönüşüm süreçlerinden kaynaklanan emisyonları kapsar. İş seyahatleri (Kategori 5), iş toplantıları veya müşteri ziyaretleri gibi işle ilgili seyahatlerden kaynaklanan emisyonları içerirken, çalışanların evden işe ulaşımı (Kategori 6) çalışanların günlük ulaşım aktivitelerinden kaynaklanan emisyonları kapsamaktadır [35-38].

2

YENİLENEBİLİR ENERJİ VE SÜRDÜRÜLEBİLİRLİK

Sürdürülebilirlik ve yenilenebilir enerji, yirminci yüzyılın son çeyreğinden bu yana küresel enerji ve çevre politikalarında merkezi bir rol oynamıştır. Bu kavramlar, doğal kaynakların korunması, çevre kirliliğinin önlenmesi ve ekonomik büyümenin çevresel sınırlar içinde kalması anlamına gelmektedir. Özellikle, yenilenebilir enerji teknolojileri, hidroelektrikten güneş ve rüzgâr enerjisine kadar geniş bir yelpazede, fosil yakıtların aşırı kullanımından kaynaklanan çevresel sorunlara sürdürülebilir alternatifler sunmaktadır. Güneş enerjisi, rüzgâr, jeotermal, biyoyakıtlar ve deniz enerjisi gibi kaynaklar, son on yılda rekor düzeyde kapasite artışları göstermiş ve böylece dünya enerji tedarikindeki paylarını artırmışlardır [39,40]. Bu dönüşüm, özellikle solar ve rüzgâr teknolojilerinin son yıllarda maliyetlerinin düşmesi ve enerji sektöründe yaşanan teknolojik yenilikler sayesinde ivme kazanmıştır [41].

Dünya çapında, sürdürülebilir ve yenilenebilir enerji kaynaklarına yapılan yatırımlar, enerji sistemlerinin değişimini hızlandırmaktadır. 2028 yılına kadar yenilenebilir enerji kapasitesinin, önceki yüz yıllarda kurulan tüm kapasitelerden daha fazla artması beklenmektedir. Güneş ve rüzgâr enerjisi gibi teknolojiler, 2025 yılında hidroelektrik enerjiden daha fazla elektrik üretecek ve aynı yıl yenilenebilir kaynaklar, kömürü geçerek elektrik üretimindeki en büyük kaynak haline gelecektir. Sürdürülebilir enerji geçişleri, küresel sıcaklık artışını 1,5°C'nin altında tutmada anahtar role sahiptir ve bu doğrultuda politikalar, yenilenebilir enerji kullanımını teşvik etmektedir [40].

Sürdürülebilir enerji sistemlerine geçiş ve yenilenebilir enerji teknolojilerinin geliştirilmesi, küresel CO2 emisyonlarının azaltılmasına büyük katkıda bulunmakta ve böylelikle iklim değişikliğiyle mücadelede önemli bir yer tutmaktadır. Bu bağlamda, solar panel kurulumları ve rüzgâr enerjisi kapasitelerinin artırılması gibi adımlar, fosil yakıtlı enerji üretimine karşı sürdürülebilir bir alternatif olarak öne çıkmaktadır [40]. Buna ek olarak, sürdürülebilirlik, bu yenilikçi teknolojilerin kullanımının artmasını sağlayan ekonomik politikalar ve toplumsal kabulün artması

ile daha da güçlenmiştir. Bu süreçte, sürdürülebilir enerji kaynaklarının payının artırılması, dünya genelinde enerji sektörünü dönüştürme potansiyeline sahiptir ve birçok ulus, bu hedefe ulaşmak için somut adımlar atmaktadır [42].

2.1 Yenilenebilir Enerjinin Tanımı ve Tipleri

Yenilenebilir enerji, güneş, rüzgâr, hidroelektrik, jeotermal, biyokütle ve okyanus enerjisi gibi sürekli yenilenen kaynaklardan üretilen enerjidir. Bu enerji türleri, çevreye zarar vermeden sınırsız bir şekilde sağlanabilen, temiz ve çevreci alternatifler sunar. Özellikle, küresel enerji tüketiminin artması ve fosil yakıtların çevresel etkilere neden olmasıyla, yenilenebilir enerji kaynaklarına olan ilgi ve yatırım önemli ölçüde artmıştır. Bu kaynakların geliştirilmesi ve kullanımının genişletilmesi, karbon emisyonlarının azaltılması ve iklim değişikliğiyle mücadelede kritik bir rol oynamaktadır [40].

Yenilenebilir enerji kaynakları arasında güneş ve rüzgâr enerjisi, hızlı teknolojik gelişmeler ve maliyetlerdeki düşüş nedeniyle son yıllarda öne çıkmıştır. Güneş enerjisi, fotovoltaik paneller aracılığıyla güneş ışığını doğrudan elektriğe dönüştürürken, rüzgâr enerjisi rüzgâr türbinleri kullanılarak rüzgârın kinetik enerjisinden elektrik üretimi sağlar. Her iki teknoloji de dünya genelinde yenilenebilir enerji üretiminin önemli bir bölümünü oluşturmakta ve enerji sistemlerinin dekarbonizasyonuna önemli katkılarda bulunmaktadır [39].

Yenilenebilir enerjinin karbon ayak izi üzerine etkileri ise, enerji üretimi sürecinde ve enerji kaynaklarının yaşam döngüsü boyunca incelenmelidir. Genel olarak, yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanımı, fosil yakıtlara kıyasla daha düşük karbon emisyonlarına yol açar. Ancak, enerji üretim teknolojilerinin imalatı, kurulumu ve bakımı sırasında ortaya çıkan emisyonlar da dikkate alınmalıdır. Bu nedenle, yenilenebilir enerji teknolojilerinin gerçek çevresel faydalarını değerlendirmek için kapsamlı bir yaşam döngüsü analizi gerekmektedir [43].

2.1.1 Güneş Enerjisi ve Fotovoltaik Sistemler

Güneş enerjisi, güneş ışınlarının elektrik enerjisine dönüştürülmesini sağlayan yenilenebilir bir enerji kaynağıdır. Bu dönüşüm, özellikle fotovoltaik (PV) hücreler kullanılarak gerçekleştirilir. PV teknolojisi, güneş ışığını doğrudan elektriğe çevirerek, enerji üretiminde fosil yakıtlara bir alternatif sunar. Güneş enerjisi

sistemlerinin yaygınlaşması, teknolojik ilerlemeler ve maliyetlerin azalması ile hız kazanmıştır. Güneş enerjisi hem büyük ölçekli güneş çiftliklerinde hem de bireysel binaların çatılarında kullanılabilir, bu da onu çeşitli uygulamalar için uygun bir enerji kaynağı yapmaktadır [44,45].

2.1.2 Yenilenebilir Enerjinin Karbon Ayak İzi Üzerine Etkileri

Yenilenebilir enerji kaynaklarının, özellikle de güneş enerjisinin kullanımının artması, enerji üretiminde karbon emisyonlarının azaltılmasında önemli bir role sahiptir. Elektrifikasyonun artmasıyla birlikte, binaların, taşıtların ve endüstriyel süreçlerin ihtiyaç duyduğu enerjinin daha fazla miktarı sıfır-karbon elektriği kullanarak sağlanmaktadır. Bu değişim, enerji talebinin artmasına ve fosil yakıt kullanımının azalmasına yol açarak, elektrik üretimindeki karbon emisyonlarını önemli ölçüde düşürmekte ve iklim değişikliğiyle mücadelede kritik bir adım oluşturmaktadır. Güneş enerjisinin genişletilmesi, sadece elektrik üretimini değil, aynı zamanda genel enerji sisteminin karbon ayak izini de azaltma potansiyeline sahip olmaktadır [46].

2.2 Sürdürülebilir Enerji Sistemlerine Geçiş

Sürdürülebilir enerji sistemlerine geçiş, küresel ısınma ve iklim değişikliğinin etkileriyle mücadele etmek için kritik bir öneme sahiptir. Yenilenebilir enerji kaynakları, sıfır ya da çok düşük düzeyde karbon emisyonu sunarak, fosil yakıtların yerini almakta ve enerji üretimini daha temiz ve daha yeşil bir hale getirmektedir. Bu geçiş, aynı zamanda enerji güvenliğini artırma ve enerji tedarikinde daha fazla çeşitlilik sağlama fırsatı sunmaktadır [41-46].

2.2.1 Fosil Yakıtlardan Yenilenebilir Enerji Kaynaklarına Geçişin Ekonomisi

Yenilenebilir enerji kaynaklarına geçişin ekonomisi, başlangıçta yüksek sermaye giderleri gerektirse de uzun vadede hem maliyet tasarrufu sağlamakta hem de çevresel faydalar sunmaktadır. Güneş ve rüzgâr enerjisi gibi yenilenebilir kaynaklar, işletme süresi boyunca yakıt maliyeti gerektirmediğinden, enerji üretim maliyetlerini önemli ölçüde düşürebilir. Ayrıca, yenilenebilir enerji projeleri yerel iş oluşturma ve ekonomik kalkınmayı destekleyerek, topluluklar üzerinde olumlu sosyoekonomik etkiler yaratmaktadır [41-46].

2.2.2 Güneş Enerjisi ile Sürdürülebilirlik Potansiyeli

Güneş enerjisi, dünyanın enerji ihtiyacını sürdürülebilir bir şekilde karşılamada önemli bir rol oynamaktadır. Fotovoltaik paneller ve yoğunlaştırılmış güneş enerjisi (CSP) gibi teknolojiler, güneş ışığını elektriğe dönüştürerek, karbon emisyonlarını azaltır ve temiz enerji üretir. Güneş enerjisi sistemlerinin genişletilmesi, özellikle şehirlerde ve kırsal alanlarda, enerji erişimini artırırken çevresel ayak izini azaltır ve iklim değişikliğiyle mücadelede önemli bir araç olarak hizmet etmektedir [44,46].

2.3 Güneş Enerjisi ile Sıfır Karbon Emisyonu Hedefi

Güneş enerjisi, sıfır karbon emisyonu hedefine ulaşmada önemli bir rol oynamaktadır. Son yıllarda, güneş enerjisi teknolojilerindeki ilerlemeler ve maliyetlerdeki düşüşler, bu yenilenebilir enerji kaynağının geniş ölçekte benimsenmesini teşvik etmiştir. Güneş enerjisi, elektrik üretimi sırasında doğrudan karbon emisyonu üretmeyen bir enerji kaynağıdır, bu da onu iklim değişikliğiyle mücadelede etkili bir araç haline getirir. Güneş enerjisinin yaygınlaşması, enerji üretiminde fosil yakıtların yerini alarak, küresel karbon ayak izinin azaltılmasına katkıda bulunmaktadır [44-46].

Güneş enerjisi teknolojileri, özellikle fotovoltaik (PV) paneller ve yoğunlaştırılmış güneş enerjisi (CSP) sistemleri, enerji üretiminde önemli bir potansiyele sahiptir. Fotovoltaik sistemler, güneş ışığını doğrudan elektriğe dönüştürerek, binaların çatılarından büyük güneş çiftliklerine kadar çeşitli uygulamalarda kullanılır. CSP teknolojisi ise, güneş ışığını toplayıp ısı enerjisine dönüştürerek bu enerjiyi elektrik üretiminde kullanır. Her iki teknoloji de enerji sistemlerinin karbon ayak izini azaltma potansiyeline sahip olmaktadır [44-46].

Sıfır karbon emisyonu hedefine ulaşmada güneş enerjisinin önemi, bu enerji kaynağının sürdürülebilirliğe ve çevresel korumaya olan katkıları ile daha da belirginleşmektedir. Güneş enerjisi projeleri, yerel ve ulusal düzeyde yenilenebilir enerji kullanımını teşvik eden politikalarla desteklendiğinde, enerji üretiminde fosil yakıtlara olan bağımlılığın azaltılmasına ve uzun vadede sıfır karbon emisyonu hedeflerine ulaşılmasına yardımcı olmaktadır [44-46].

2.3.1 Fotovoltaik Panel Kurulumları ve Karbon Emisyonlarının Dengelemesi

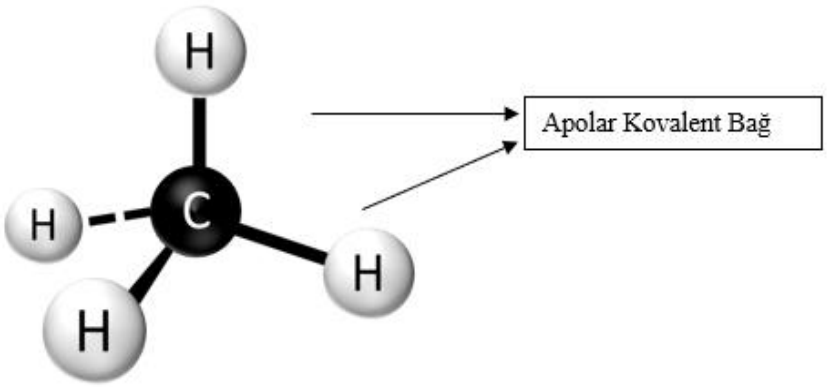
Fotovoltaik panel kurulumları, güneş enerjisini elektriğe dönüştürerek, fosil yakıtların yerine geçen temiz bir enerji kaynağı sağlar. Bu sistemler, kuruldukları andan itibaren, enerji üretiminde hiçbir karbon emisyonu üretmezler, böylece karbon ayak izinin önemli ölçüde azaltılmasına katkıda bulunurlar. Güneş enerjisi sistemlerinin üretim ve kurulum süreçlerinde meydana gelen başlangıç emisyonları, sistemlerin operasyonel ömrü boyunca ürettikleri temiz enerji ile kısa sürede dengelenir. Ayrıca, artan enerji verimliliği ve yenilenebilir enerji teknolojilerindeki yenilikler, bu başlangıç emisyonlarının daha da azaltılmasını sağlamaktadır [46-48].

2.3.2 Güneş Enerjisi Kullanımının Kapsam 1 ve Kapsam 2 Emisyonları Üzerindeki Etkileri

Güneş enerjisi kullanımı, Kapsam 1 (doğrudan) ve Kapsam 2 (dolaylı enerji) emisyonlarının azaltılmasında önemli bir rol oynamaktadır. Güneş enerjisi sistemleri, özellikle binalar ve endüstriyel tesisler gibi doğrudan emisyon kaynaklarında kullanıldığında, Kapsam 1 emisyonlarının azaltılmasına katkıda bulunur. Bu, doğrudan fosil yakıt tüketiminin azalmasıyla sağlanır. Öte yandan, elektrik şebekesinden satın alınan elektrik yerine güneş enerjisi kullanımı, Kapsam 2 emisyonlarını azaltır. Güneş enerjisi, özellikle şebekeye bağlı sistemler aracılığıyla, elektrik üretimindeki karbon yoğunluğunu düşürerek genel karbon emisyonlarını azaltmada önemli bir faktördür [47,48].

3
METAN VE HİDROJEN

Günümüz dünyasında gelişen teknolojinin yaşam ve endüstrideki kullanımı ele alınırsa enerji tüketimindeki hızlı artış ve çoğunlukla çevreye zarar veren enerji kaynaklarının kullanımı, insanları temiz ve çevreye duyarlı yeni enerji kaynaklarına yönlendirmiştir [49-52]. Bu bakımdan enerji üretimi açısından çevreye duyarlı olan hidrojenin, 21. yüzyılın en temiz enerji kaynağı olduğu düşünülmüştür [53]. Bu enerjinin üretiminde en sık kullanılan ve ihtiyaç duyulan hammadde ise metandır. Kimyasal formülü CH_4 olan metan, Şekil 3.1'de görüldüğü gibi bir karbon ve dört hidrojen atomlarının birbirleri arasında apolar kovalent bağ kurması sonucunda meydana gelen kimyasal bir alkan bileşiğidir. En yüksek Hidrojen/Karbon oranına sahip bir bileşik olan metan; renksiz, kokusuz, patlayıcı, zehirsiz ve havadan daha hafif bir gaz bileşimidir. Bunun sebebi, metanın CO_2 reformasyonuyla üretilen sentez gazının düşük oranında (H_2/CO~1) olması nedeniyle sıvı hidrokarbonların üretilmesi için kullanılmıştır [54-58].

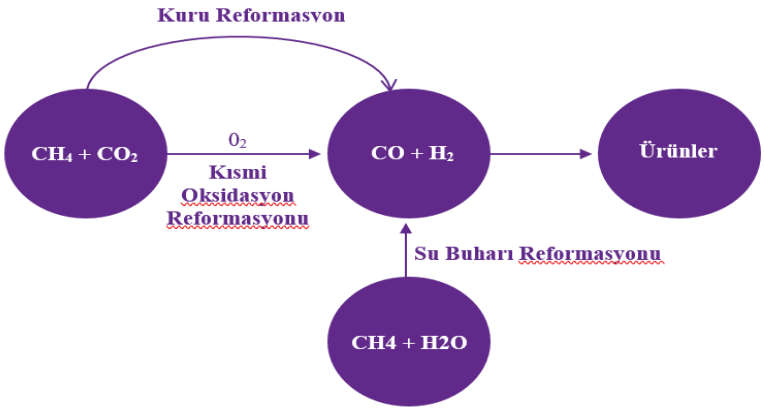


Şekil 3.1 Metan molekülü.

Metan, doğal gazın %70-%90'ını kapsayan bir hidrokarbon bileşiğidir. Dünyada hidrojen üretiminin yaklaşık yarısı (%48) doğal gazdan elde edilirken kullanılan doğal gazın %90'ı metandan elde edilir [60].

Metan, fosil kaynaklar içerisinde en yüksek Hidrojen/Karbon (H/C) oranına sahip bir bileşik olup, kuru reformasyon ile üretildiğinde düşük H_2/CO oranına ulaştığından sıvı hidrokarbon üretiminde kullanılır [55,56,61].

Metan, Şekil 3.2'de görüldüğü üzere ototermal reformasyonu, karbondioksit-metan reformasyonu (kuru reformasyon), kısmi oksidayon reformasyonu ve su buharı reformasyonu ile hidrojen üretimine katkıda bulunur. Böylelikle çevreye duyarlı sera gazından arınmış gazların emisyonu azaltılır ve sentez gazı üretimi sağlanır. Bu sebeple metan reformasyonu hem endüstriyel alanda hem de akademik alanda oldukça ilgi çekici olmaktadır [60,61].



Şekil 3.2 Metan reformasyonları.

CH_4 ve CO_2 kullanılarak gerçekleşen birçok reaksiyon vardır fakat bu reaksiyonlardan en uygun olanı ve tercih edileni CO ve H_2 karışımı içeren sentez gazı üretilmesi adına katalitik olarak dönüştürülme reaksiyonlarıdır [62].

CO ve H_2 karışımı içeren sentez gazlarının etkili üretimi için kullanılacak olan katalizörün rolü oldukça önemli bir yere sahiptir. Sanayi dünyasında geliştirilmiş reform katalizörleri olmasına karşın düşük (<3000 1/saat) GHSV (besleme gazının akış hızı kullanılarak, gazın saatlik uzay hızı hesaplanır) ve yüksek buhar/karbon oranı (>3) katalizörlerin kullanımı için gerekli koşullardır. Dolayısıyla oluşacak karbon miktarını en aza indirmek göz önünde bulundurularak katalizör özellikleri endüstriyel operasyonlarda kullanılmak için özenle seçilmelidir. Reaksiyon sisteminde üretilen hidrojen verimi yüksek istendiğinden, temel ve ayrıntılı bir analiz yapılarak farklı ölçeklerde optimizasyon sağlanarak iyileştirilmiş ve dengeli bir sistem kurulmalıdır [62].

21. yüzyılın enerji kaynağı olan yakıt olmamakla birlikte, birincil enerji kaynaklarından faydalanılarak biyokütle, su ve fosil yakıtlar gibi hammaddelerden üretilmektedir. Pazardaki talep artışı sonucunda üretimi artan hidrojen ve sentez gazları, metan reformasyon reaksiyonlarıyla üretilmektedir. Hidrokarbonların katalizör üzerinden su buharı ile reaksiyona girerek oluşturulan buhar-metan reformasyon prosesinde hidrojen üretilirken ortalama 7 kat CO_2 salınımı gözlenir [53,62].

Dünyada hidrojen maliyetinin yüksek olması sebebi ile zamanla daha ekonomik hale getirilmeye çalışılmış olup, teknolojiden yararlanılmaktadır. Alternatiflerin bulunması ile üretimin artacağı düşünülmektedir [54].

3.1 Metandan Katalitik Hidrojen Üretim Yöntemleri

Geçmişten günümüze metan bileşiğinden birçok proses sayesinde hidrojen üretimi gerçekleştirilmiştir. Bunlardan su buharı metan reformu haricinde, metanın ototermal reformu, karbondioksit-metan reformu ve metanın kısmi oksidasyonu ile 3 farklı yolla da üretilebilir.

3.1.1 Metanın Ototermal Reformasyonu (ATR)

Metan buhar reformasyonunun alternatiflerinden biri olan metanın ototermal reformasyonu, buhar reformasyonunun kısmi oksitlenmeyle birlikte kullanılarak faydalarının bir arada toplandığı bir yöntemdir. Başlangıç ve endotermik reaksiyonları beslemek üzere ideal olarak kararlı hal ekzotermik reaksiyonlar kullanılmaktadır. Çok iyi ısıl bağlantıların sağlanması şartıyla ayrı reaktörlerde gerçekleştirilebilecek olan bu reaksiyonlar, kullanılacak olan tek bir katalitik reaktör ile de gerçekleştirilebilir. Basitleştirilmiş kombine halde bulunan bu işleme ototermal yakıt dönüşümü (ATR) denir [63].

Ototermal reformasyonlarda gerçekleşecek olan ekzotermik kısmi oksidasyon tepkimesinde açığa çıkan ısı, ardından gerçekleşecek olan buhar reformasyonunda kullanılmaktadır. Ortaya çıkan ısının belli bir kısmı reaktör içinde kullanılmaktadır. Bu yüzden metan buhar reformasyonu yöntemine göre daha az bir ısı kullanımı ve daha ekonomik bir reaktör tasarımı sunmaktadır [64]. Aynı zamanda ototermal reformasyonda reaksiyonlar daha hızlı başlamaktadır. Fakat tüm bu avantajlara

rağmen uygulama aşamasında büyük hacimli teknolojiler gerektirdiğinden çokça tercih edilmeyen ve geliştirilemeyen bir metottur [65].

Ototermal reformasyonda gerçekleşen reaksiyonlar,

$$CH_4 + \frac{1}{2}O_2 \rightarrow CO + 2H_2 \quad \Delta H = -71\frac{kJ}{mol}$$

$$CH_4 + 2O_2 \rightarrow CO_2 + 2H_2O \quad \Delta H = -800\frac{kJ}{mol}$$

$$CH_4 + H_2O \rightarrow CO + 3H_2 \quad \Delta H = 210\frac{kJ}{mol}$$

Genel denklemi ise;

$$CH_4 + \frac{x}{2}O_2 + (1-x)H_2O \leftrightarrow CO + (3-x)H_2 \;\; \Delta H^{\circ}_{298} = 206 - 241.8x\frac{kJ}{mol}$$

Şeklinde ifade edilir [65].

3.1.2 Karbondioksit-Metan Reformasyonu (DR)

Metanın kuru olarak yeniden biçimlendirilmesi, sentez gazı olarak nitelendirilen H_2 ve CO oluşturmak için karbondioksit ve doğal gazda bulunan metanın tersiyer bir reaksiyonuna dayanır.

$$CH_4 + CO_2 \leftrightarrow 2CO + 2H_2 \qquad \Delta H^{\circ}_{298} = 247\ kj/mol$$

Metanın karbondioksit ile reformlanması esnasında metanın parçalanması, "Boudouard" reaksiyonu, ters su gazı reaksiyonu ve metanlaşma reaksiyonu gibi üretimi negatif yöne çekecek yan reaksiyonlar da oluşabilmektedir. Metanın ayrışmasıyla oluşan kok cinsine bağlı olarak; kok oluşumu, katalitik aktiviteyi azaltabilir ve reaktör tıkanmasına sebebiyet verebilirken su buharının ters reaksiyonu, ürünlerin dağılımını etkileyerek H_2 konsantrasyonunu azaltır.

Ters Su Gazı Reaksiyonu (RWGS):

$$CO_2 + H_2 \leftrightarrow CO + H_2O \qquad \Delta H^{\circ}_{298} = 41.2\ kJ/mol$$

Metanın Parçalanması Reaksiyonu:

$$CH_4 \leftrightarrow C + 2H_2 \qquad \Delta H^{\circ}_{298} = 75.2\ kJ/mol$$

Metanlaşma:

$$CO_2 + 4H_2 \leftrightarrow CH_4 + 2H_2O \qquad \Delta H^{\circ}_{298} = -164.9\ kJ/mol$$

Boudourad reaksiyonu:

$$2CO \leftrightarrow C + CO_2 \qquad \Delta H^{\circ}_{298} = -172\ kJ/mol$$

Metanın kuru reformasyon reaksiyonu ile sera etkisine neden olan metan ve karbondioksit gazları, sentez gazına (CO, H_2) dönüştürülebilir ve bu sentez gazları enerji kaynağı olarak kullanılabildiği gibi hidrojenin karbonmonokside oranı yaklaşık bir olduğundan hidrojen ve karbonmonoksit, Fischer Tropsh sentezi ile sıvı karbon üretmek amacı ile hammadde olarak da kullanılabilir [66].

Metanın karbondioksit reformasyonuyla hidrojen üretiminde VIII-B metal grubunu barındıran (Fe, Co, Ni, Ir, Pt, Ru, Rh, Pd) katalizörler aktif rol oynarken özellikle yüksek aktiviteye sahip olmaları ve karbon oluşumuna dirençli olmaları nedeni ile soy metaller tercih edilir [67].

3.1.3 Metanın Kısmi Oksidasyonu

Kısmi oksidasyon prosesi katalitik olan ve katalik olmayan olarak ikiye ayrılır. Katalitik olmayan kısmi oksidasyon prosesi, sentez gazı oluşturma amacıyla 1940'larda Texaco ve Shell Endüstrisi tarafından kullanıma geçirilmiştir. Çoğunlukla düşük nitelikteki petrol artıkları ve kömür gibi hidrokarbonların gazlaştırılmasında kullanılmaktadır. Prosese ait refraktör malzeme ile yalıtılmış bir reaktörde, hidrokarbonların 1300˚C'lerde 30-100 atm basınç aralığında saf oksijen kullanarak termal oksidasyona uğramasından dolayı gerçekleşir [68].

Genel Reaksiyon Denklemi;

$$CH_4 + \frac{1}{2}O_2 \leftrightarrow CO + 2H_2 \qquad \Delta H^{\circ}_{298} = -35.6\ \mathrm{kJ/mol}$$

Katalizör ile bu proses 1-8 atm basınç ile 700-900˚C'de gerçekleştirilebilmektedir. Böylelikle işlem maliyetinde azalma gözlemlenir.

Kısmı oksidasyonun bazı termodinamik reaksiyonları ise şu şekildedir:

Metanın oksijen ile reaksiyonu esnasında aşağıdaki reaksiyonlar meydana gelebilir [69];

Metan oksijen ile tam yanma reaksiyonu;

$$CH_4 + 2O_2 \leftrightarrow CO_2 + 2H_2O \qquad \Delta H^{\circ}_{298} = -802.6\ \mathrm{kJ/mol}$$

Metanın direkt kısmi oksidasyonu,

(Direkt Sentez gazı üretimini gösterir ancak diğer reaksiyonlara da ihtiyacımız vardır.)

$$CH_4 + \frac{1}{2}O_2 \leftrightarrow CO + 2H_2 \qquad \Delta H^{\circ}_{298} = -35.6\ \text{kJ/mol}$$

Metan aynı oranda oksijen ile reaksiyona girmesi,

$$CH_4 + O_2 \leftrightarrow CO_2 + 2H_2 \qquad \Delta H^{\circ}_{298} = -319\ \text{kJ/mol}$$

Oluşan CO ve H_2O reaksiyona girerek CO_2 ve H_2 vermesi. (Shift Reaksyonu)

$$CO + H_2O \leftrightarrow CO_2 + H_2 \qquad \Delta H^{\circ}_{298} = -41\ \text{kJ/mol}$$

Metan krakinge uğraması,

$$CH_4 \leftrightarrow C + 2H_2 \qquad \Delta H^{\circ}_{298} = -74.6\ \text{kJ/mol}$$

Oluşan CO, CO_2ve C'ye disproporsiyonlaşması. (Boudouard Reaksiyonu)

$$2CO \leftrightarrow CO_2 + C \qquad \Delta H^{\circ}_{298} = -172.5\ \text{kJ/mol}$$

Gibi denklemler içerir [55,68].

Metanın kısmi oksidasyon reaksiyonu ekzotermik bir reaksiyon olduğu için katalizör yatağında "hot spots" oluşabilmektedir. Bu yerlerde sıcaklık, gaz fazın sıcaklığını 100-200°C'ye kadar değişebilmektedir. Bu da katalizör yatağında sıcaklık artışına sebep olmaktadır. Böylelikle ulaşılan sonuçlar termodinamikten yararlanarak ölçülen verilerle uyuşmamaktadır. Bu nedenle 600°C ölçülen reaktör sıcaklığında 700°C'lerde ulaşması lazım olan sonuçlar oluşmaktadır. Bu gibi dengesizliklerin düşürülebilmesi için ortama inert gaz ilave edilmesi, katalizör yatağının ısıl iletkenliği fazla olan maddelerle seyreltilmesi (kuvars vb.), katalizörlerin ısıl iletkenliği yüksek malzemelerden üretilmesi veya ortama endotermik reaksiyon verecek reaktanların eklenmesi (H_2O, CO_2 vs.) gerekmektedir [55].

Sanayi sektöründe en önde gelen hidrojen sentez proseslerinden biri olan su buharı-metan reformasyonu (SMR), az miktarda yakıt olarak metan kullanılmasından ve iyileştirilmiş olmasından dolayı yüksek verimlilik sağlar, bu sebeple tercih noktası olabileceği tercih edilmektedir [52,55].

3.2 Su Buharı Metan Reformasyonu

3.2.1 Su Buharı Metan Reformasyonu Tarihçesi

Hidrojen üretmek amacıyla hidrokarbonların buhar ile reformu, ilk olarak 1868'de Tessie du Motay ve Marechal tarafından tamamlanmıştır. Gerçekleştirdikleri SMR prosesinde, hidrokarbonlar ile buhardan, kalsiyum oksit geçirilerek hidrojen elde edilmiş ve yan ürün olarak da kalsiyum karbonat oluşmuştur. Sürekli geliştirilen su buharı reformasyonundaki çalışmalar, 1930'lu yıllarda nikel katalizörünün harici olarak ısıtma işlemine tabi tutulmuş alaşımlı çelik borulara yerleştirildiğini açıklamıştır. İlk olarak kurulan sanayi tipi buhar dönüştürücüsü de yine 1930'lu yıllarda kullanılmaya başlanmıştır. Hafif hidrokarbonlardan biri olan ve buhar metan reformasyonunda kullanılması çok uygun olabilecek nafta, 1950'lerde, Avrupa bölgesinde buhar reformu için oldukça ekonomik ve değerli bir hammadde haline gelmiştir [70,71].

SMR için kullanılan yüksek basınçlar her ne kadar denge dönüşümünde olumsuz etki sağlasa da ısı geri kazanımını kolaylaştırdığından yüksek basınçlarda gerçekleştirilen prosesin veriminin arttığı gözlemlenmiştir [71].

3.2.2 Su Buharı Metan Reformu (SMR)

Hidrojen ve sentez gazının üretilmesinde kullanılan su buharı metan reformasyon prosesleri, düşük karbon içeren, hafif, hidrokarbonların buhar varlığında reforme edilmesiyle gerçekleştirilir ve petrokimya sanayinde oldukça kullanılan önemli proseslerden biri olmaktadır [49].

Şekil 3.1'de görüldüğü gibi metan gazının buhar reformasyonu ile olan dönüşümü, kısmi oksidasyon ile olan dönüşümünden oldukça daha fazla olduğundan, metanın su buharı reformasyonu kısmi oksidasyona göre daha verimli bir prosestir.

SMR, sadece hidrojen üretiminde değil, aynı zamanda sentez gazı (syngas) üretiminde de kullanılır. Sentez gazı, karbon monoksit (CO) ve hidrojen (H_2) karışımı olup, çeşitli kimyasal süreçlerde ve yakıt üretiminde kullanılır. SMR prosesinde oluşan karbon monoksit, su gazı değişim reaksiyonu (water-gas shift reaction) ile daha fazla hidrojen elde edilmesi için kullanılır [69,72].

Tablo 3.1 Buharla dönüşüm – kısmi oksidasyon ile dönüşüm karşılaştırma

YAKIT	H_2	CO_2	H_2O	N_2
BUHARLA DÖNÜŞÜM				
METAN	64,1	16,3	17,8	1,8
KISMİ OKSİDASYON				
METAN	43,8	15,4	5,4	35,4

Su buharı reformu gaz ile çalışan bir fırına yerleştirilmiş olarak bulunan boru şeklindeki reaktörlerde gerçekleşen oldukça büyük ölçekli bir işlem olup, borulardaki sıcaklıklar çok yüksek ısı akışları sağlayacak derecede 675-1000 K arasında değişim göstermektedir. Yüksek sıcaklıklarla birleştirilen 30 barlık bir basınç, boru malzemesi için tehdit oluşturup deformasyon yaratabilir. Bu yüzden klasik ekipmanlardan olan ön ısıtıcı ve boru şeklindeki reaktör genellikle paslanmaz çelikten (25-20 Cr-Ni) yapılmaktadır [72].

Hidrojen üretiminde kullanılan en kapsamlı teknik olan buhar metan reformunun başlıca çalışma kuralı, içerisinde hidrojen barındıran yakıtların Ni tabanlı katalizör eşliğinde ve buharda ayrışarak hidrojen ve CO karışımı oluşturmakta olup, ticari olarak, buhar metan reformu (SMR), özel olarak tasarlanmış bir fırına yerleştirilmiş katalizör dolu tüplerde bir dizi net, güçlü, tersinir ve endotermik reaksiyonla gerçekleştirilmektedir [58,71].

Bunlar;

1. Steam-Methane Reforming Reaksiyonu;

$$CH_4 + H_2O \leftrightarrow CO + 3H_2 \qquad \Delta H^{\circ}_{298} = +206\ \text{kJ/mol}$$

2. Su Gazı Kaydırma Reaksiyonu;

$$CO + H_2O \leftrightarrow CO_2 + H_2 \qquad \Delta H^{\circ}_{298} = -41.2\ \text{kJ/mol}$$

3. Küresel Reaksiyon;

$$CH_4 + 2H_2O \leftrightarrow CO + 4H_2 \qquad \Delta H^{\circ}_{298} = +164.8\ \text{kJ/mol}$$

3.2.3 Katalizör

Katalizör terimi ilk kez İsveçli kimyacı Jöns Jakob Berzelius tarafından 1835'te kullanılmıştır ve Berzelius, katalizörün tepkimeye giren maddelerin bağlarını çözecek biçimde etki ettiğini, bu etkinin de tepkimeyi hızlandırdığını öne sunmuştur. Bunun yanı sıra olumsuz katalizörler olarak adlandırılan katalizörlerin tepkimelerin süratini azalttığını belirtmiştir [73].

Katalizörler, sanayide kullanım şekline göre homojen ve heterojen katalizörler olarak ikiye ayrılır.

Katalizör ortamından farklı bir fazda bulunan heterojen katalizörler, reaksiyona giren sıvı ya da gaz maddeleriyle beraber katı bir fazda bulunur. Bu tür katalizörlerin aktif bölgelerinin tanımlanması zordur çünkü moleküler yapısı parçalı değildir. Dolayısıyla reaksiyon mekanizmasının belirlenmesinde oldukça zorluk yaratır. Bahsedilen dezavantajların yanı sıra heterojen katalizde, gaz fazında ya da çözelti fazında bulunan maddelerin katalizör yüzeyine tutunur. Yüzeye tutunmakla birlikte yüzeyde bulunan tüm atomlar katalizör görevi yapmadıklarından, yapabilen bölgeler aktif bölgeler denmektedir [73].

Tepkime süresince çözücü içinde girenler ve ürünler ile homojen olarak çözülebilen katalizörlere ise homojen katalizörler denir. Homojen katalizörler, reaksiyonlara yüksek seçimlilik kazandırdıklarından, heterojen katalizörlere nazaran daha kullanışlıdır fakat oluşan ürünlerden ayrılması zordur [71,73].

Kullanılan katalizörün reaksiyondaki etkinliği ve seçimliliği çok önemli olmakla birlikte; sıcaklık, maliyet, inertlik, aktivite, kararlılık ve basınç parametreleri de göz önünde bulundurularak katalizör seçimi yapılmalıdır. Bu parametrelerden en önemlilerini sanayide kullanılan bir proses için sıralayacak olursak: Seçicilik> Kararlılık> Aktivite şeklinde yazılmaktadır [73].

Hidrojen ve sentez gazlarının üretimi için uygulanan ana yöntem nikel-alümina (Al_2O_3) katalizörleri tarafından gerçekleştirilen, genellikle Ni bazlı katalizör kullanılan buhar reformudur.

Maliyetinin düşük olması, kolay bulunabilmesi ve yeterli aktiviteye sahip olması nikel aktif metalini en çok kullanılan katalizör haline getirir. Bunun yanı sıra Nikel

dışında kobalt, platin, paladyum, iridyum, rutenyum ve rodyum bazlı katalizörler de kullanılabilmektedir [71].

Tablo 3.2 Tipik reformasyon katalizör bileşimleri ve fiziksel özellikleri

Kompozisyon (W_t%) [64].	**Kalsiyum Alüminat** [64].	**α-Alüminat**[64].	**Magnezyum Alüminat** [64].
NiO	15-20	15-20	15-20
Al_2O_3	65-70	80-85	60-65
CaO	10-15	-	-
MgO	-	-	15-20
Katı Yoğunluğu(kg/m^3)	Yaklaşık 1000	Yaklaşık 800-900	Yaklaşık 1000
Yüzey Alanı(m^2/g)	10-20	2-5	10-20

Tablo 3.2'de gösterilen katalizör destek malzemelerinin; bileşimleri ve fiziksel özellikleri belirtilmiştir. Bu destek malzemeleri arasında refrakter alümina ve seramik magnezyum alüminat taşıyıcıların kırılma mukavemetinin uzun süreçte korunması ve yüksek kırılma mukavemetine sahip olması avantajlarındandır. Kalsiyum alüminat çok sert olup, ilk kırılma mukavemeti çok yüksektir. Fakat süregelen yüksek basınç altında bu özelliğini yitirir. Bu sebeple kalsiyum alüminat, düşük basınçlı prosesler için tercih edilmektedir [55].

Kullanılan destek malzemelerinin yanı sıra bileşimin %5'ini geçmeyen hızlandırıcılar; katalizörlerin aktivitesine, termal kararlılığı arttırma ve istenen tepkime yollarını destekleme gibi birçok şekilde yardım sağlar.

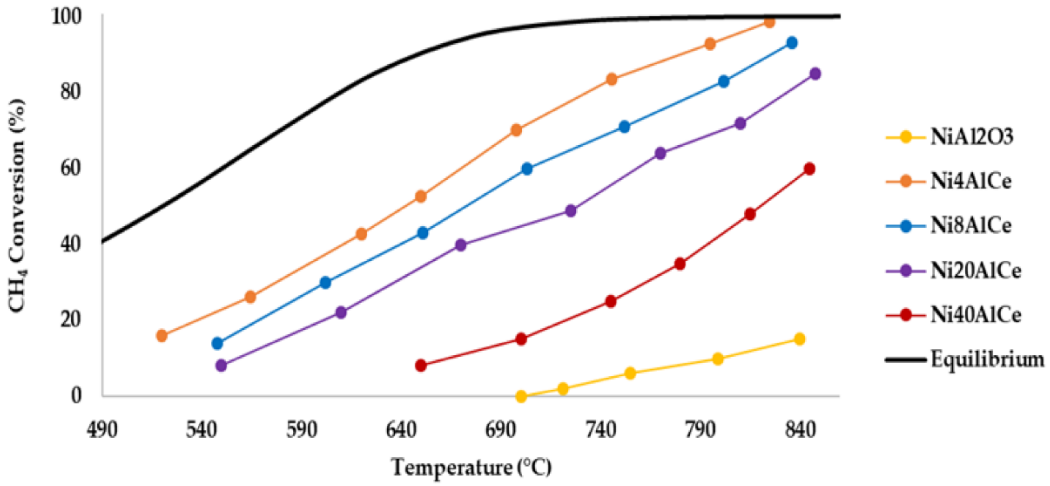
Ayrıca, katalizör destek malzemelerinin yüzey alanı ve gözeneklilik özellikleri, katalizörün etkinliği üzerinde büyük bir etkiye sahiptir. Yüksek yüzey alanına sahip malzemeler, daha fazla aktif merkez sunarak tepkime hızını artırabilir. Bununla birlikte, yüksek yüzey alanı genellikle daha düşük mekanik dayanıklılıkla ilişkilidir, bu nedenle optimal performans için yüzey alanı ve mekanik dayanıklılık arasında bir denge sağlanmalıdır. Magnezyum alüminat, bu dengeyi sağlama

konusunda başarılı bir örnektir, çünkü hem yüksek yüzey alanı sunar hem de yeterli mekanik dayanıklılığa sahiptir. Bu özellikler, SMR prosesinde yüksek verim ve uzun ömürlü katalizör performansı elde edilmesine yardımcı olur. Aynı zamanda, katalizörün termal dayanıklılığı, yüksek sıcaklık koşullarında etkinliğini korumasını sağlar, bu da özellikle SMR gibi yüksek sıcaklık gerektiren prosesler için kritik öneme sahiptir. Bu nedenle, katalizör geliştirme çalışmalarında, bu fiziksel ve kimyasal özelliklerin dikkatle değerlendirilmesi gerekmektedir.

Tablo 1.3 SMR de kullanılan katalizörlerinin bileşimleri ve beslemeleri

KATALİZÖR BİLEŞİMLERİ [64,74].	**BESLEMELER [64,74].**
Nİ/A-AL2O3	Doğal Gaz
Nİ/CAL2O4+ K	Hafif Hidrokarbonlar
Nİ/KALSİO4	Nafta
Nİ/A-AL2O3 + K	Hafif Hidrokarbonlar
Nİ/MGAL2O4 + K	Doğal Gaz
Nİ/MGO	Hafif Hidrokarbonlar, Doğal Gaz, Nafta

Buhar reformasyonu ile üretimi yapılan hidrojende beslemeler; doğal gaz, hafif hidrokarbonlar ve nafta olabilir. Beslemelere göre kullanılacak katalizörler Tablo 3.3'te verilmiştir. Üretimde hidrojen için harcanması gereken enerji ihtiyacı, buhar reformasyonu için gerekli olan enerjiden daha azdır. Hidrojenin üretilmesi için metan varlığına gerek duyulduğundan, yaklaşık %90'ı metan olan doğal gazın seçilmesi oldukça mümkündür. Metanın katalitik olarak ayrışması endotermik bir reaksiyon olup, başka bir reaksiyona gerek duyulmamaktadır. Katalizör tam bu noktada devreye girer ve aktivasyon enerjisini düşürmeye yardımcı olur. Demir (Fe), kobalt (Co), nikel (Ni) gibi katalizörlerin yanında MgO, TiO_2 ve alümina gibi destek malzemeleri de farklı yöntemler kullanılarak hazırlanmaktadır. Tüm katalizörlerin çalışma sıcaklık aralıkları birbirinden farklıdır [74].



Şekil 3.3 Sıcaklık fonksiyonlu metan dönüşümü; katalizör karşılaştırması [75] .

Belirli sıcaklık aralıklarındaki metan dönüşümünü Şekil 3.3'e bakılarak uygun katalizör seçimi yapılmıştır. Şekil 3.3'te görüldüğü üzere, metan dönüşümü katalizör desteği CeO_2 olduğu zaman oldukça artmakta ve bu yükün sahip olduğu tüm sıcaklık aralığında verimin oldukça yüksek olduğu belli olmuştur. Diğer destek malzemesine sahip olan Ni-Al_2O_3 katalizörü 750˚C'nin üstünde ve neredeyse ihmal edilebilir aktivite gösterdiğinden tercih edilebilir değildir. Ni_4-AlCe katalizörünün avantajlarından birkaçı destek olarak ağırlıkça %96 selyum içermesi olup, aktif olduğu sıcaklık aralığı 500˚C'den yaklaşık 830˚C'ye kadar uzanmasıdır. Bahsedildiği gibi aktiflik sıcaklık aralığı oldukça geniş bir alanı kapsayan Ni_4-AlCe, hidrojene ortalama %100 bir seçicilik ile yüksek CH_4 dönüşümü verir. Dolayısıyla yapılandırılmış bir katalizör olarak en umut veren formülasyon olarak kabul edilmiştir [75].

Tablo 3.4 Toz katalizörlerin karakterizasyonu

ÖRNEK [75].	**Nİ İÇERİĞİ(%AĞIRLIKÇA)** [75].	**ÖZGÜL YÜZEY ALANI(M^2/G)**[75].
NİAL_2O_3	4.9	125
Nİ4ALCE	4.7	60

Toz katalizörde, özgül yüzey alanındaki azalma ve seryum içeriğindeki artış, katalitik aktiviteyi engellememektedir. Aksine, Tablo 3.4'te görüldüğü üzere en

yüksek özgül yüzey alanına sahip Ni-Al_2O_3 katalizörünün kullanılması en kötü metan dönüşüm oranını elde ederken, en düşük özgül yüzey alanına sahip toz katalizörü Ni_4-AlCe kullanarak en yüksek metan dönüşüm oranı elde edilebilir. Diğer bir avantajı ise seryumun oksijen aktarım kapasitesi yüksek olduğundan karbon birikintilerinin gazlaştırılmasını sağlayarak bu birikimi engeller. Dolayısıyla kok direnci üzerinde yararlı bir etkisi vardır [75].

3.2.4 Hidrojenin Renk Kodları ve Çevresel Etkileri

Hidrojen, üretim süreçlerine bağlı olarak çeşitli renklerle sınıflandırılmaktadır. Bu sınıflandırma, kullanılan enerji kaynakları ve süreçlerin çevresel etkilerine dayanmaktadır:

Gri Hidrojen:

- En yaygın üretim metodu olan Steam Methane Reforming (SMR) ile doğal gazdan üretilmektedir. Bu süreç, yüksek düzeyde CO2 emisyonu üretmektedir; ortalama olarak her 1 kg hidrojen için ortalama 9-12 kg CO2 emisyonu gerçekleşmektedir [76,77].

Mavi Hidrojen:

- Gri hidrojenin üretim sürecine benzerdir, fakat CO2 emisyonları, karbon yakalama ve depolama teknolojileri ile azaltılmaktadır. Böylece, her 1 kg mavi hidrojen üretimi için 1-5 kg CO2 emisyonu meydana gelmekte ve bu da çevresel etkileri önemli ölçüde azaltmaktadır [76,77].

Yeşil Hidrojen:

- Yenilenebilir enerji kaynaklarından elektrik kullanılarak suyun elektrolizi ile üretilmektedir. Bu yöntemde CO2 emisyonu oluşmamakta; her 1 kg yeşil hidrojen için 0-0,5 kg CO2 emisyonu hesaplanmaktadır. Enerji sistemlerinde sürdürülebilir bir alternatif olarak kabul edilmektedir [76,77].

Turkuaz Hidrojen:

- Metan pirolizi ile üretilmekte ve bu süreçte katı karbon yan ürün olarak elde edilmektedir. CO2 emisyonları bu yöntemle minimuma indirgenmektedir; her 1 kg turkuaz hidrojen üretimi için yaklaşık 1-2 kg CO2 emisyonu oluşmaktadır [77].

Kahverengi ve Siyah Hidrojen:

- Sırasıyla linyit (kahverengi) ve taş kömürü (siyah) kullanılarak üretilmekte ve bu süreçler yüksek miktarda CO2 emisyonu ile karakterize edilmektedir. Her 1 kg kahverengi veya siyah hidrojen için 18-20 kg CO2 emisyonu üretilmektedir [76,77].

Bu renk kodları, üretim süreçlerinin çevresel etkilerini belirlemekte ve enerji politikalarının şekillendirilmesinde önemli bir rol oynamaktadır. Her bir renk, hidrojen üretiminin sürdürülebilirlik seviyesini ve çevresel etkilerini ifade etmektedir.

4

SU BUHARI METAN REFORMASYONU (SMR) PROSES TASARIMI VE MODELLEMESİ

Endüstride geçmişten günümüze metan reformasyon prosesinde birçok kombinasyon, ürün seçimliliği ve kapasite üzerinde çalışmalar yapılmıştır. Bu çalışmada ılımlı çalışma koşulları ve dönüşüm oranının yüksek olması, başlıca proses şartları, önceki bölümlerde verilen bilgiler ışığında nikel alüminyum oksit katalizörü ve yüksek sıcaklık olarak belirlenmiştir.

4.1. Prosesin Aspen Plus® v11 Programı Üzerinde Modellemesi

Bu çalışmada, istim metan reformasyonu ve doğal gaz reaksiyonu sonucu oluşan metan gazı ve su, hidrojen gazı üretim prosesinde kullanılarak Aspen Plus® v11 simülasyon programı ile modellenmiştir. Modelin çalışma metodu, %0.07'lik dietanolamin ve doğal gaz içermesinden dolayı, Elektrolitik NRTL olarak tercih edilmiştir. Bu metodun seçilmesinin bir diğer sebebi ise, gaz ve karışık solvent içeren sistemler için uygun olmaktadır.

Doğalgaz ve dietanolamin bileşikleri AYIRICI1 kolonundan geçirilmiştir. İçerisindeki madde miktarı fazlalığından kaynaklı adsorpsiyon kolonu kullanılmıştır. Buradan adsorbe olan ürünler (doğalgaz ve dietanolamin'den gelen istenmeyen bileşenler) KIRILLER kısmından dışarıya atılmış, su ve karbondioksit çoğunlukta olduğundan az miktarda diğer giriş bileşiklerini de içermiştir.

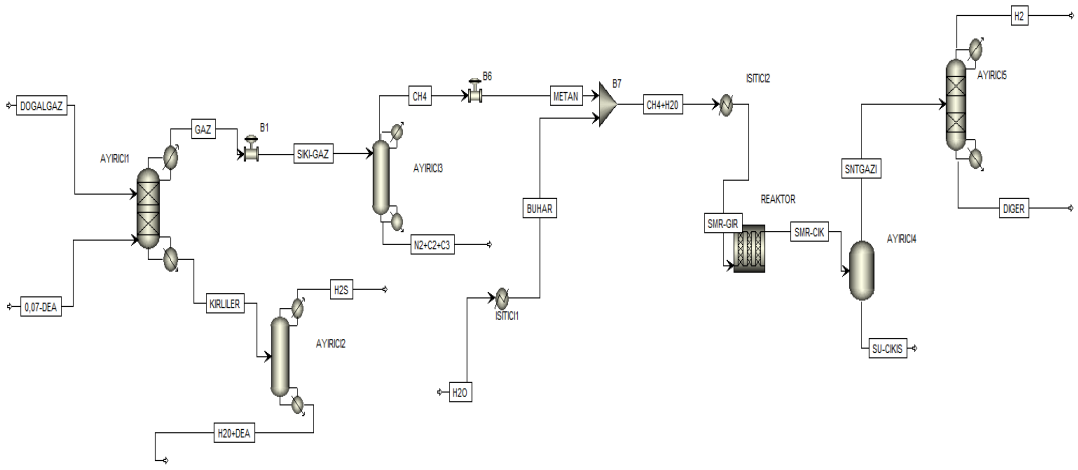
Açığa çıkan gaz çıkışı bir vanaya aktarılmış, AYIRICI3 kolonuna girmiş ve buradan metan gazı ayrılmıştır. Suyu gaz buharı haline getirip ardından ısıtılıp reaktöre beslenmiştir.

Su, gaz buharı haline getirildikten sonra ısıtılarak reaktöre beslenmiştir. Prosesin bu aşaması, su buharı ve metan gazının reaksiyona girebilmesi için gerekli koşulları sağlar. İstim reformasyon reaksiyonu için kullanılacak reaktör, çok tüplü sabit yataklı reaktör olarak belirlenmiştir. Proses tek aşamalı olarak gerçekleştirildiğinden, sadece bir reaktör kullanılmıştır. Bu reaktör, simülasyon programında piston akışlı reaktör (PFR) olarak seçilmiştir.

Ardından metan gazı, AYIRICI4 kolonuna gönderilmiştir. AYIRICI4, proseste suyun ayrılması ve geri kazanılması için kullanılır. Arta kalan su, tekrar kullanılabilmek amacıyla bir su deposuna aktarılmış ve sentez gazı ile işleme devam edilmiştir. Bu süreç, suyun geri dönüşümünü ve prosesin su verimliliğini arttırmaktadır.

Ayrışan bu sentez gazı, AYIRICI5 diye adlandırılan bir destilasyon kolonuna gönderilmiştir. AYIRICI5, hidrojenin saflaştırılması ve istenmeyen bileşenlerin ayrılması için kullanılır. Az miktarda, hidrojene dönüşemeyen karbondioksit, karbonmonoksit ve fazla su DİGER kısmından dışarıya atılmıştır. Bu aşamada, hidrojen gazının saflığı artırılır ve yan ürünler proses dışına atılır.

H2 çıkışından ise yüksek saflıkta hidrojen gazı sentezlenmiştir. Bu saf hidrojen gazı, endüstriyel uygulamalarda ve enerji üretiminde kullanılmak üzere elde edilmiştir. Prosesin genel verimliliği ve ürün saflığı, bu aşamalardaki optimizasyonlar sayesinde maksimum seviyede tutulmuştur.



Şekil 4.1 Proses akış diyagramı.

Şekil 4.1'deki bütün sayısal veriler, simülasyon çalıştırıldıktan sonraki "Results" kısmından alınmıştır.

4.1.1 Proses Elemanları

4.1.1.1 Proses Giriş Akımları

Tasarlanan proseste doğal gaz ve %0,07'lik dietanolamin bileşikleri olmak üzere 2 farklı giriş akımı bulunmaktadır. Bu giriş akımları gerekli aşamalardan geçirildikten sonra metan gazı diğer bileşenlerden ayrılmaktadır.

Tablo 4.1 Doğalgaz giriş şartları

Bileşenler\Özellikler	Sıcaklık (°C)	Basınç(atm)	Mol Fraksiyonu	Molar AkışHızı (kmol/sa)
CO_2	22	62	0.013	32.51
H2S	22	62	0.00054	1.35
CH4	22	62	0.924	2311
C2H6	22	62	0.036	90
C3H8	22	62	0.016	40
N2	22	62	0.01	25

Tablo 4.2 0,07-DEA giriş şartları

Bileşenler\Özellikler	Sıcaklık (°C)	Basınç(atm)	Mol Fraksiyonu	Molar Akış Hızı (kmol/sa)
H2O	39	62	0.712	1732.8
DEA	39	62	0.29	117.8
CO2	39	62	0.0012	1.172E-05
H2S	39	62	0.0001	5.288E-06

Sistem girişinde doğalgazın CO2 salınımını azaltmak ve doğalgazdan metan gazı elde edebilmek için kullanılan dietanolamin bileşiğinin geriye kalan su ve dea bileşenleri bir sonraki tekrardan kullanılmaya devam edecektir, maddiyat hesabı buna göre yapılacaktır.

4.1.2 Şartlandırma Ekipmanları

Tablo 4.1 ve Tablo 4.2 de özellikleri belirtilen giriş akımlarının reaksiyona girebilmesi için şartlandırılmaları gerekmektedir. Bu şartlandırma işlemleri için her bir giriş akımına ayrı olmak üzere basınçlandırmak için toplamda 2 adet vana ve biri soğutma biri ısıtma işlemi için kullanılacak iki tane ısı değiştirici kullanılmaktadır.

4.1.2.2 Isı Değiştirici Kullanım Amacı

Birbirinden farklı sıcaklıklara sahip birden fazla akışkanın ya da katı bir yüzey ile akışkanın birbirleri arasında ısı transferi yapmasını sağlayan cihazlar ısı değiştiricileri olup ısıtma ya da soğutma prensiplerine sahiplerdir. Prosesteki kullanım amaçları ısıtmak ve soğutmaktır. Kullanım alanları oldukça fazla olup hidrojen üretiminde de ısı değiştiricilerin yeri oldukça önemlidir [78]. Hidrojen üretim proseslerinde, ısı değiştiricileri çeşitli aşamalarda kritik rol oynar. Örneğin, reformasyon reaksiyonları sırasında üretilen sıcak gazların soğutulması veya reaksiyon için gerekli sıcaklığın sağlanması gibi işlemler, ısı değiştiricileri ile gerçekleştirilir. Bu cihazlar, proseste enerji entegrasyonunu sağlayarak, atık ısının geri kazanılmasına ve enerji tasarrufuna katkıda bulunur.

Tablo 4.3 Isı değiştirici özellikleri

Ekipmanlar\Özellikler	**Konum**	**Giriş Sıcaklığı (°C)**	**Çıkış Sıcaklığı (°C)**	**Güç (kW)**
Isıtıcı1	Su girişi	24	121	65620,2
Isıtıcı2	Mikser cikisi	516	500	1480,2

4.1.3 Reaktörler

Proseste kullanılan reaktörlerin hacimleri, literatürde daha önce çalışılmış tesislerdeki kapasiteler göz önüne alınarak 141,3 m^3 olarak belirlenmiştir. Bu hacim, prosesin ihtiyaçlarına ve istenen üretim kapasitesine uygun şekilde optimize

edilmiştir. Reaktör, istim metan reformasyon reaksiyonları endotermik olduğundan izotermal şartlarda çalıştırılmış olup spesifik sıcaklıklarda çalışılmıştır. İzotermal çalışma koşulları, reaktör içinde sıcaklık dalgalanmalarını önleyerek reaksiyonun dengeli bir şekilde gerçekleşmesini sağlar ve böylece verimliliği artırır.

Reaktörlerde gerçekleşen reaksiyon kinetikleri, literatürdeki ASF (Anderson-Schulz-Flory) dağılım modelleri baz alınarak, proses şartlarına ve hedeflerine uygun şekilde kullanılmıştır. ASF modeli, hidrokarbon sentezi sırasında ürün dağılımını tahmin etmek için yaygın olarak kullanılan bir modeldir. Bu model, reaksiyonların kinetik mekanizmalarını ve ürün dağılımını doğru bir şekilde simüle ederek, prosesin optimize edilmesine yardımcı olur.

Reaktör tasarımında kullanılan diğer önemli parametreler arasında basınç, katalizör tipi ve miktarı, gaz akış hızları ve reaksiyon süresi bulunmaktadır. Bu parametrelerin her biri, reaktör performansını doğrudan etkiler ve optimum koşulların sağlanması için dikkatle ayarlanması gerekmektedir. Örneğin, yüksek basınç koşulları, metan ve su buharı arasındaki reaksiyonun daha hızlı ve verimli bir şekilde gerçekleşmesini sağlar. Ayrıca, nikel bazlı katalizörler, yüksek aktivite ve dayanıklılıkları nedeniyle tercih edilmiştir. Reaktörün tasarımında dikkate alınan bir diğer önemli faktör, reaktör içindeki gaz akışının homojen olmasıdır. Homojen gaz dağılımı, reaktörün tüm bölgelerinde eşit reaksiyon koşullarının sağlanmasını ve böylece ürün verimliliğinin artırılmasını sağlar. Bu amaçla, reaktör içinde gaz dağılımını optimize eden dağıtıcılar ve karıştırıcılar kullanılmıştır. Reaktörün işletme ömrü ve bakım gereksinimleri de tasarım sürecinde önemli bir rol oynamaktadır. Uzun ömürlü ve düşük bakım gerektiren reaktörler, işletme maliyetlerini düşürür ve prosesin sürekli olarak yüksek verimlilikle çalışmasını sağlar. Bu nedenle, reaktör malzemeleri ve bileşenleri, yüksek sıcaklık ve basınç koşullarına dayanıklı olacak şekilde seçilmiştir.

Tablo 4.4 Reaktörün çalışma şartları

Özellikler\Ekipmanlar	Reaktör
Çalışma Sıcaklığı (°C)	700
Çalışma Basıncı (atm)	30
Tüp Sayısı	50
Tüp Uzunluğu (m)	10
Tüp Çapı (cm)	30
Katalizör Miktarı (kg)	1000
Parçacık yoğunluğu(kg/cum)	1274
Toplam CH4 Dönüşümü (%)	76.8
Hacimsel Akış Hızı (m^3 /sa)	23101
Isıtma Isısı (kW)	91750

4.1.4 Ayırma Elemanları

Tablo 4.5 AYIRICI3 ve AYIRICI5 kolonlarının çalışma koşulları

Ekipmanlar\Özellikler	Konumu		Çalışma Sıcaklığı (°C)	Gücü (kW)
AYIRICI3	Soğuk Çıkışı	Akım	33	107,2
AYIRICI5	Sentez çıkışı	Gazı	50	716,7

Tablo 4.6 AYIRICI4 kolonunun çalışma koşulları

Ekipmanlar\Özellikler	**Konumu**	**Çalışma Sıcaklığı (°C)**	**Giriş basıncı (atm)**	**Çıkış basıncı (atm)**	**Gücü (kW)**
AYIRICI4	Reaktör çıkışı	50	30	28	62775,6

Tablo 4.7 AYIRICI1 kolonu çalışma sonuçları

Özellikler\Ekipmanlar	**AYIRICI1**
Kolon uzunluğu (m)	6,096
Geri besleme orani	0.75
Kaynatıcı çalışma sıcaklığı (°C)	41
Kaynama Oranı(kmol/hr)	2498
Yoğunlaştırıcı çalışma sıcaklığı (°C)	39
Damıtma oranı(kmol/hr)	2470
Çalışma basıncı (atm)	62

Tablo 4.8 AYIRICI2 kolonu çalışma sonuçları

Özellikler\Ekipmanlar	AYIRICI2 Kolonu
Kolon uzunluğu (m)	6,096
Geri besleme orani	4
Kaynatıcı çalışma sıcaklığı (°C)	117
Kaynama Oranı(kmol/hr)	550
Kaynatıcı gücü (kW)	6168.2
Yoğunlaştırıcı çalışma sıcaklığı (°C)	18
Damıtma oranı(kmol/hr)	36
Yoğunlaştırıcı gücü (kW)	1925.7
Çalışma basıncı (atm)	1.66

4.1.5 Reaksiyon Verileri

4.1.5.1 Sitokiyometriler

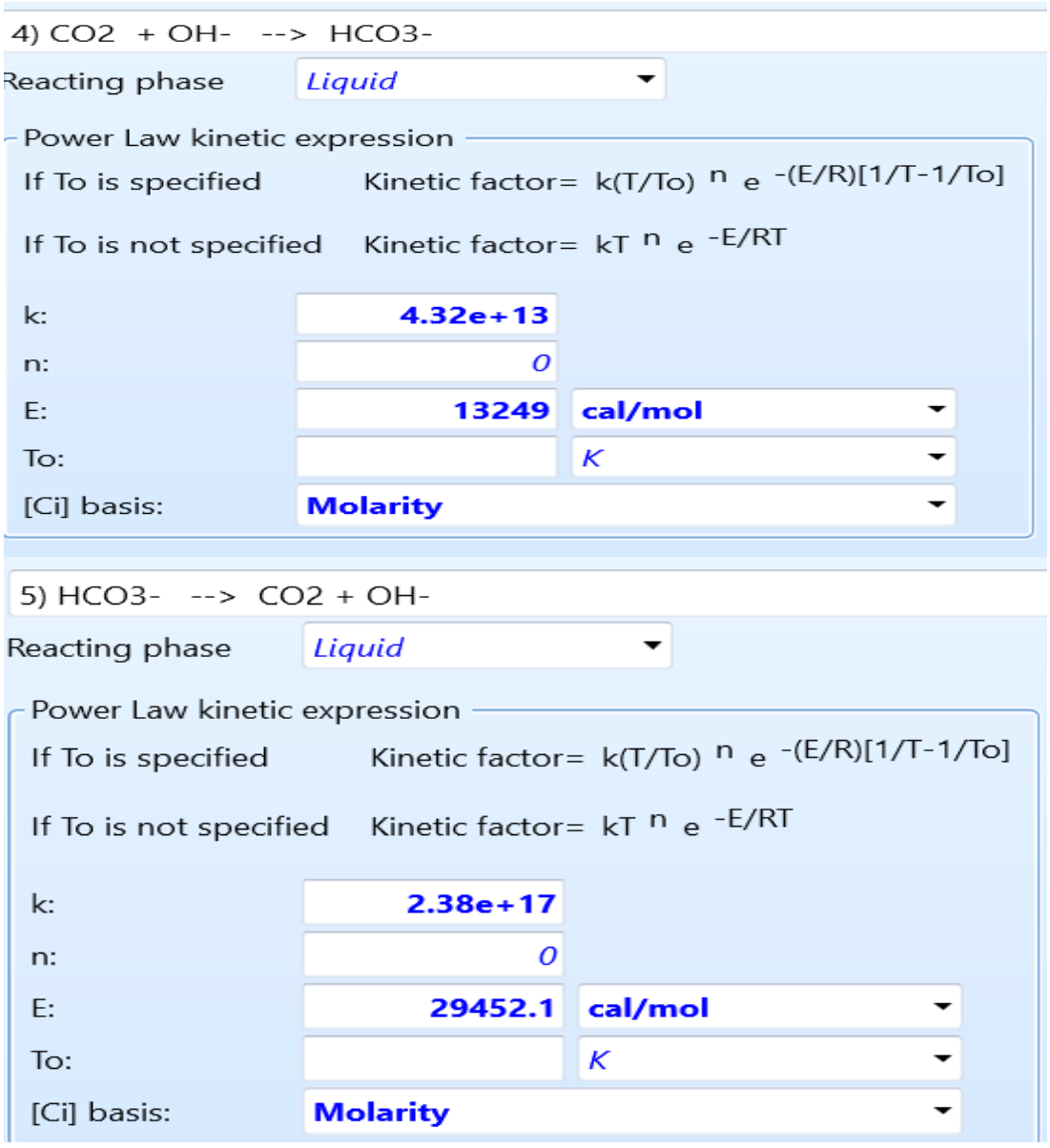
Rxn No.	Reaction type	Stoichiometry
1	EQUIL	DEAH+ + H2O <--> DEA + H3O+
2	EQUIL	2.0 H2O <--> H3O+ + OH-
3	EQUIL	HCO3- + H2O <--> H3O+ + CO3-2
4	KINETIC	CO2 + OH- --> HCO3-
5	KINETIC	HCO3- --> CO2 + OH-
6	KINETIC	DEA + CO2 + H2O --> DEACOO- + H3O+
7	KINETIC	DEACOO- + H3O+ --> DEA + CO2 + H2O
8	EQUIL	H2S + H2O <--> HS- + H3O+
9	EQUIL	HS- + H2O <--> S-2 + H3O+

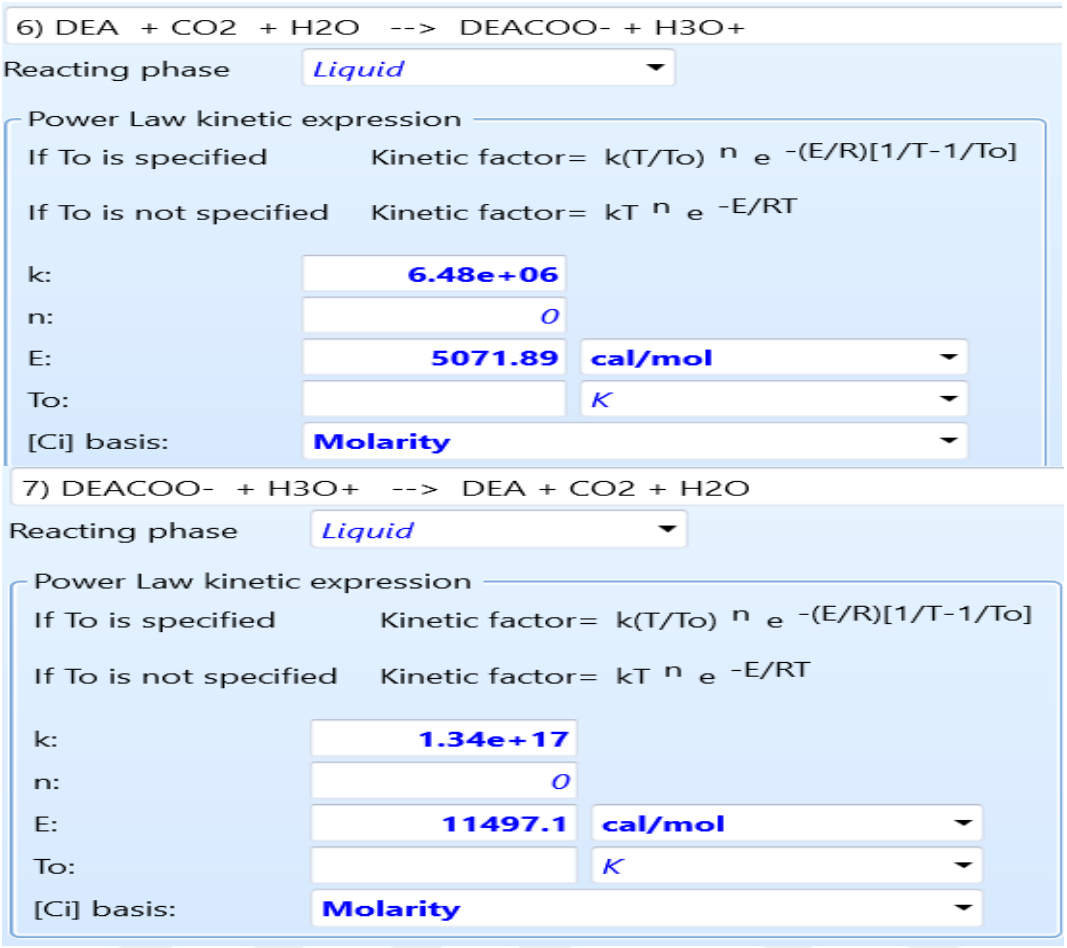
Şekil 4.2 DEA reaksiyonları sitokiyometrisi.

Rxn No.	Reaction type	Stoichiometry
1	Kinetic	CH4 + H2O --> CO(MIXED) + 3 H2(MIXED)
2	Kinetic	CO + H2O --> CO2(MIXED) + H2(MIXED)
3	Kinetic	CH4 + 2 H2O --> CO2(MIXED) + 4 H2(MIXED)

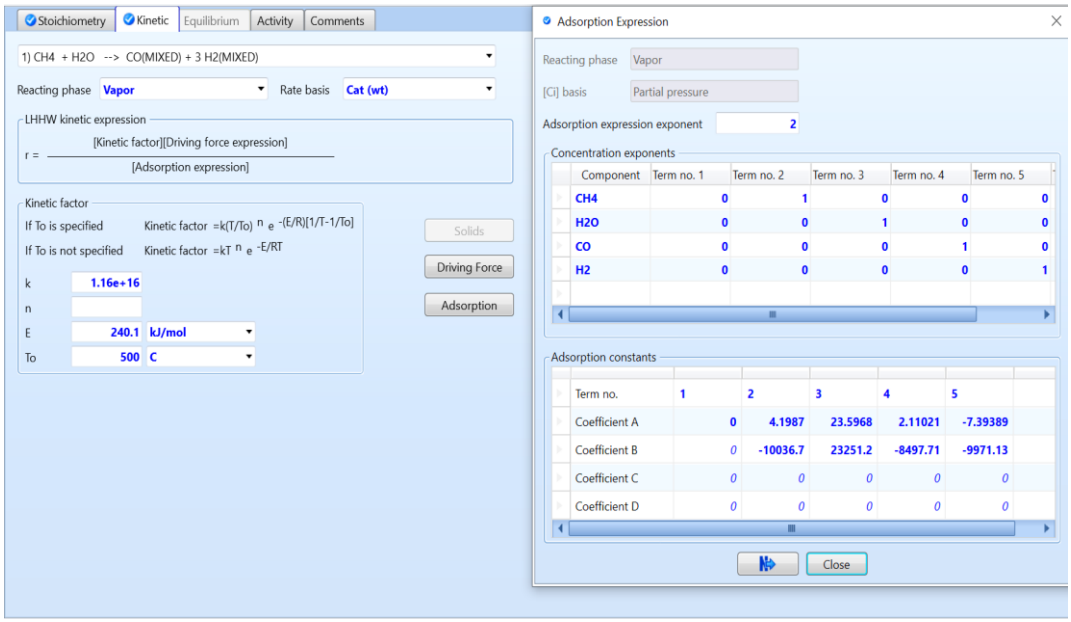
Şekil 4.3 Metanın smr ve (wgs) reformasyonu sitokiyometrisi.

4.1.5.2 Kinetik Veriler

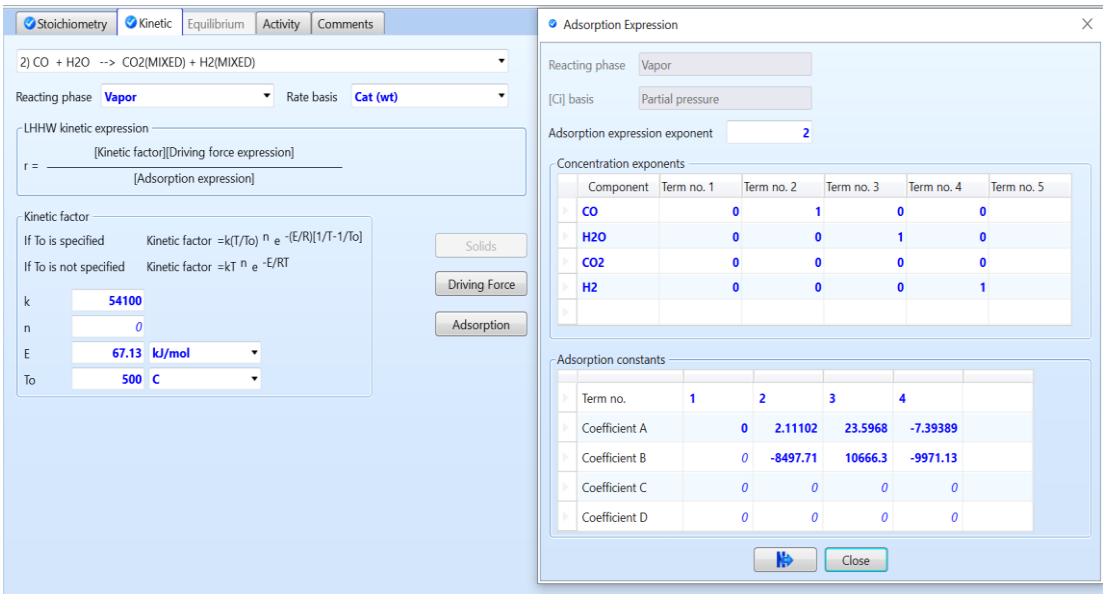




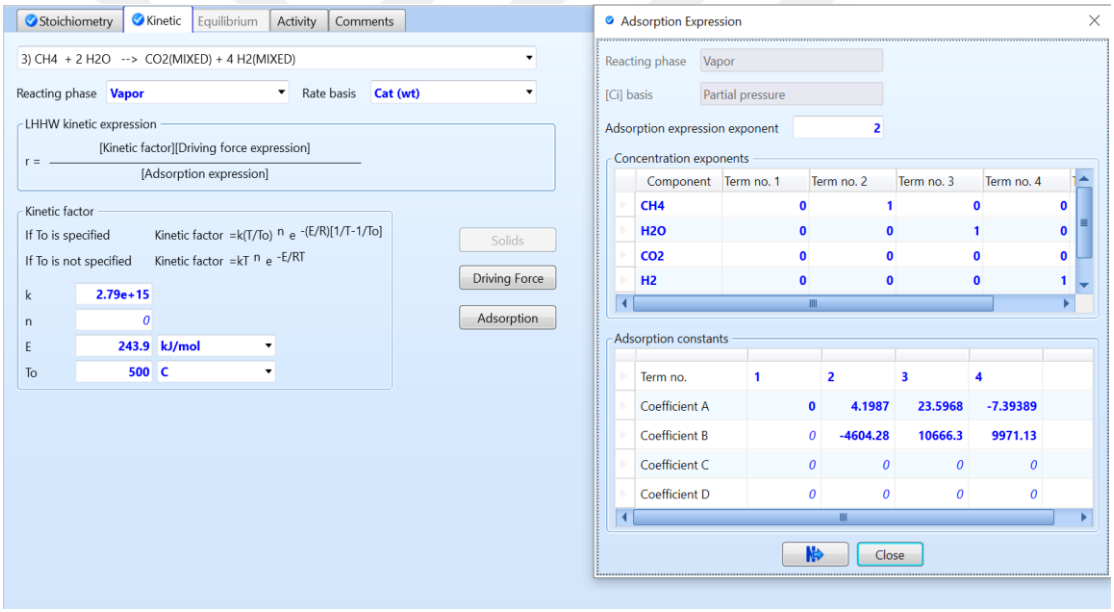
Şekil 4.4 DEA Reaksiyon kinetikleri.



Şekil 4.5 Metanın SMR reaksiyonlarının kinetik ve adsorpsiyon verisi 1.



Şekil 4.6 Metanın SMR reaksiyonlarının kinetik ve adsorpsiyon verisi 2



Şekil 4.7 Metanın SMR reaksiyonlarının kinetik ve adsorpsiyon verileri

5
MADDE DENKLİĞİ

Bu prosese ait madde denkliği, tasarlanan prosesin Aspen Plus® programında modellenmesi sonucu elde edilen girdi-çıktı verileri baz alınarak oluşturulmuştur.

5.1 Hammadde İhtiyacı Hesaplaması

Tesis günde 24 saat, yılda 300 gün çalışacak şekilde tasarlanmıştır. Gerçekleştirilen reaksiyon katalitik olduğu için 6 ay süresince 1 ay olmak üzere katalizör rejenerasyon işlemi gerçekleştirilmektedir. İstenilen ürün (hidrojen gazı) kapasitesi saatte 14.311,9 kg, yılda 103.045.896 kg olacak şekilde tasarlanmıştır. Bu kapasiteyi sağlayabilmek için gerekli olan hammadde miktarı reaksiyon verimine göre hesaplanmıştır. Bu hesaplama sonucu tesise hammadde olarak beslenecek doğal gaz ve %0,07'lik dietanolamin miktarları ayrı ayrı aşağıdaki gibi belirlenmiştir:

- **Doğal Gaz:** saatte 52.682,68 m³ harcanacaktır (43.725,7 kg/sa).
- **Dietanolamin (%0,07 DEA):** saatte 1,084 m³ harcanacaktır (43.889 kg/sa).

Reaksiyona giren metan miktarı ise saatte 37.060,9 kg olarak belirlenmiştir. Su, reaksiyonun doğası gereği stokiyometrik olarak belirli oranlarda olup yan ürün olarak oluşmuştur ve metan üzerinden hesaplanan reaksiyon dönüşümü toplam %76,8 olarak bulunmuştur. Toplam hammadde/ürün dönüşümü aşağıdaki gibidir:

- **Doğal Gaz:** 52.682,68 m³/sa (43.725,7 kg/sa)
- **Dietanolamin (%0,07 DEA):** 1,084 m³/sa (43.889 kg/sa)
- **Metan:** 37.060,9 kg/sa
- **Hidrojen Gazı:** 14.311,9 kg/sa

Bu verilere dayanarak, metanın doğalgazdan oluşum yüzdesi %87,95 ve metanın hidrojene dönüşüm yüzdesi %38,62 olarak hesaplanmıştır.

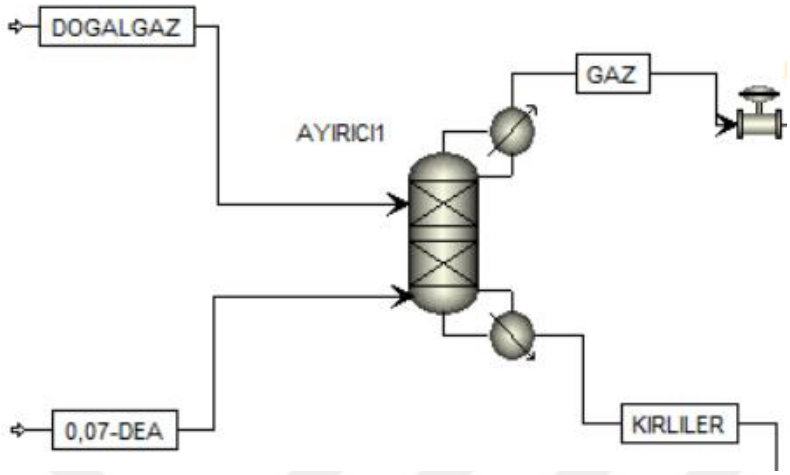
Parantez içinde gosterilenler hangi giriş veya çıkış bölümünde olduğunu gösterilmektedir.

Tablo 5.1 Madde denkliği

Bileşenler\Akışlar	**Giriş Molar Akış Hızı (kmol/sa)**	**Çıkış Molar Akış Hızı (kmol/sa)**	**Giriş Kütlesel Akış Hızı (kg/sa)**	**Çıkış Kütlesel Akış Hızı (kg/sa)**
Doğal Gaz	2.500	0	43.725,7	0
0,07-DEA	1.853,99	0	43.889	0
Su H2O	5.000	0	90.076,4	0
Co2	0	36,4	0	1.549,4
DEA Çıkış	0	1.848,6	0	43.743,2
Diğer	0	2.354,2	0	87.433,9
Atık Gazlar	0	159,8	0	5.261
Su Çıkışı	0	1.406,3	0	25.391,4
Hidrojen Gazı Çıkışı	0	7.099,6	0	14.311,9
Toplam	9.353.99	1.2904,9	177.691,1	177.690,8

5.2 Ekipmanların Madde Denkliği

5.2.1 Ayırma Elemanları



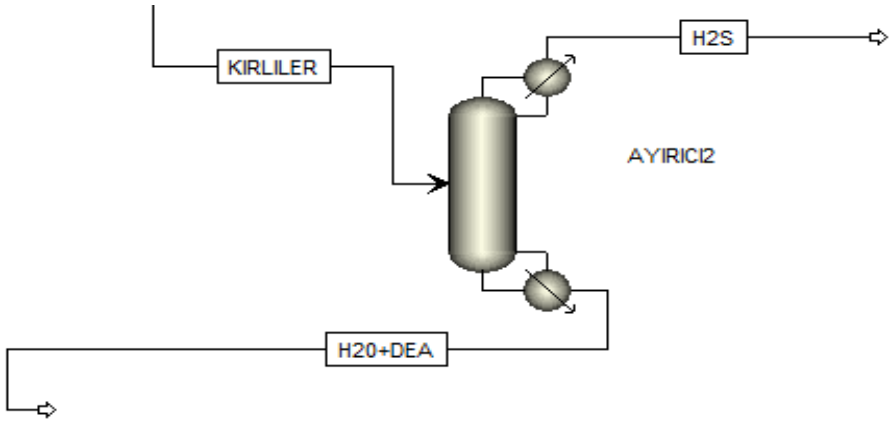
Şekil 5.1 AYIRICI1 kolonu.

Tablo 5.2 AYIRICI1 kolonu madde denkliği

Bileşenler\Akışlar (KONUMLARI)	Giriş Molar Akış Hızı (kmol/sa)	Çıkış Molar Akış Hızı (kmol/sa)	Giriş Kütlesel Akış Hızı (kg/sa)	Çıkış Kütlesel Akış Hızı (kg/sa)
CH4(DOĞALGAZ)	2311,06	0	37075,83	0
C2H6(DOĞALGAZ)	90,04	0	2707,51	0
C3H8(DOĞALGAZ)	40,02	0	1764,67	0
CO2(DOĞALGAZ)	32,51	0	1430,98	0
N2 (DOĞALGAZ)	25,01	0	700,66	0
H2S(DOĞALGAZ)	1,35	0	46,03	0
H2O (0.07-DEA)	1732,89	0	31218,56	0

Tablo 5.2 AYIRICI1 kolonu madde denkliği (devamı)

DEA (0.07-DEA)	**117,87**	**0**	**12392,66**	**0**
CH4 (GAZ)	0	2310,13	0	37060,92
C2H6 (GAZ)	0	90,01	0	2706,51
C3H8 (GAZ)	0	40,01	0	1764,26
N2 (GAZ)	0	25	0	700,50
H2O (GAZ)	0	4,78	0	86,28
H2O (KIRLILER)	0	1720,80	0	31000,67
DEA (KIRLILER)	0	59,31	0	6235,55
CO2 (KIRLILER)	0	0,075	0	3,32
HCO3-(KIRLILER)	0	8,14	0	496,43
CO_3^{-2}(KIRLILER)	0	0,37	0	22,32
DEAH+ (KIRLILER)	0	35,41	0	3758,3
DEACOO-(KIRLILER)	0	25,05	0	3710,76
HS-(KIRLILER)	0	1,48	0	48,86
CH4(KIRLILER)	0	0,93	0	14,92
Toplam	4353,99	4353,99	87614,75	87614,75



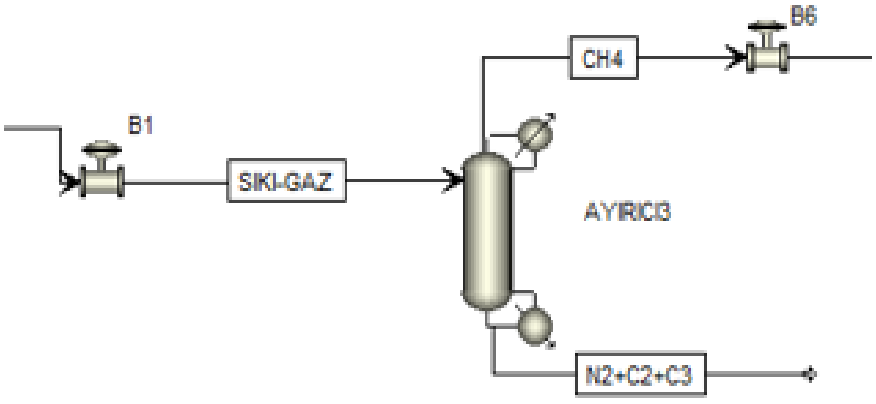
Şekil 5.2 AYIRICI2 kolonu.

Tablo 5.3 AYIRICI2 kolonu madde denkliği

Bileşenler\Akışlar	**Giriş Molar Akış Hızı (kmol/sa)**	**Çıkış Molar Akış Hızı (kmol/sa)**	**Giriş Kütlesel Akış Hızı (kg/sa)**	**Çıkış Kütlesel Akış Hızı (kg/sa)**
H2O (KIRLILER)	1720,80	0	31000,67	0
DEA (KIRLILER)	59,31	0	6235,55	0
CO2 (KIRLILER)	0,075	0	3,32	0
HCO3-(KIRLILER)	8,14	0	496,43	0
CO_3^{-2}(KIRLILER)	0,37	0	22,32	0
DEAH+ (KIRLILER)	35,41	0	3758,3	0
DEACOO-(KIRLILER)	25,05	0	3710,76	0
HS-(KIRLILER)	1,48	0	48,86	0
CH4(KIRLILER)	0,93	0	14,92	0

Tablo 5.3 AYIRICI2 kolonu madde denkliği(devamı)

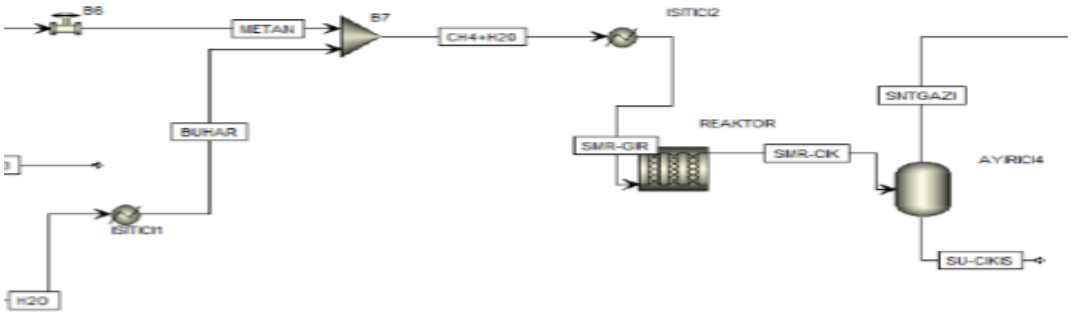
H2O (H2S)	**0**	**0,47**	**0**	**8,40**
CO2 (H2S)	0	33,55	0	1476,28
H2S (H2S)	0	1,42	0	48,31
CH4(H2S)	0	0,93	0	14,92
H20(H20 + DEA)	0	1728,72	0	31143,43
DEA (H20 + DEA)	0	119,46	0	12559,58
DIGER IYONLAR (H20 + DEA)	0	0.51	0	31.84
Toplam	1851,60	1885,06	45292,76	45292,76



Şekil 5.3 AYIRICI3 kolonu

Tablo 5.4 AYIRICI3 kolonu madde denkliği

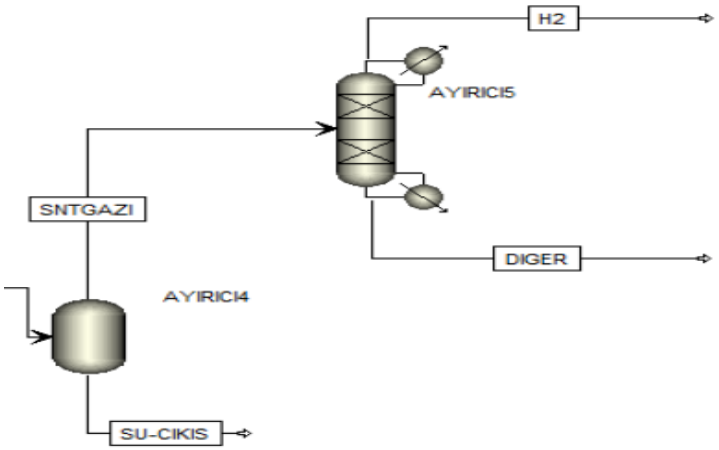
Bileşenler\Akışlar	**Giriş Molar Akış Hızı (kmol/sa)**	**Çıkış Molar Akış Hızı (kmol/sa)**	**Giriş Kütlesel Akış Hızı (kg/sa)**	**Çıkış Kütlesel Akış Hızı (kg/sa)**
CH4 (SIKI-GAZ)	2310,13	0	37060,92	0
C2H6(SIKI-GAZ)	90,01	0	2706,51	0
C3H8(SIKI-GAZ)	40,01	0	1764,26	0
N2(SIKI-GAZ)	25,01	0	700,5	
H20+CO2+DIGER IYONLAR(SIKI-GAZ)	4,87	0	89,81	0
CH4 (CH4)	0	2310,13	0	37060,92
C2H6(ATIK-GAZ)	0	90,01	0	2706,51
C3H8(ATIK-GAZ)	0	40,01		1764,26
N2 (ATIK-GAZ)	0	25,01	0	700,5
Diğer Atık Gazlar ATIK-GAZ)	0	4,87	0	89,81
Toplam	2470,03	2470,03	42322	42322



Şekil 5.4 Reaktör ve AYIRICI4 kolonu

Tablo 5.5 AYIRICI4 kolonu madde denkliği

Bileşenler\Akışlar	**Giriş Molar Akış Hızı (kmol/sa)**	**Çıkış Molar Akış Hızı (kmol/sa)**	**Giriş Kütlesel Akış Hızı (kg/sa)**	**Çıkış Kütlesel Akış Hızı (kg/sa)**
H2(SMR-CIK)	7099.98	0	14312,71	0
CO_2(SMR-CIK)	1774,98	0	78116,90	0
H2O(SMR-CIK)	1450,01	0	26122,41	0
CH4(SMR-CIK)	535,14	0	8585,07	0
CO(SMR-CIK)	0,008	0	0,224	0
H2 (SNTGAZI)	0	7099,59	0	14311,93
CO_2 (SNTGAZI)	0	1772,59	0	78011,33
CH4(SNTGAZI)	0	535,01	0	8584,47
H2O(SNTGAZI)	0	46,51	0	837,94
H20(SU-CIKIS)	0	1403,49	0	25284,27
Atık(SU-CIKIS)	0	2,83	0	107,1
Toplam	10860,02	10860,02	127.137,3	127.137,05



Şekil 5.5 AYIRICI5 kolonu

Tablo 5.6 AYIRICI5 kolonu madde denkliği

Bileşenler\Akışlar	**Giriş Molar Akış Hızı (kmol/sa)**	**Çıkış Molar Akış Hızı (kmol/sa)**	**Giriş Kütlesel Akış Hızı (kg/sa)**	**Çıkış Kütlesel Akış Hızı (kg/sa)**
H2 (SNTGAZI)	7099,59	0	14311,93	0
CO_2 (SNTGAZI)	1772,59	0	78011,33	0
CH4(SNTGAZI)	535,01	0	8584,47	0
H2O(SNTGAZI)	46.51	0	837.94	0
H2(H2)	0	7099,59	0	14311,93
CO_2 (DIGER)	0	1772,59	0	78011,33
CH4(DIGER)	0	535,01	0	8584,47
H2O(DIGER)	0	46,51	0	837.94
Diğer Atik Iyonlar (DIGER)	0	0.088	0	0.03
Toplam	9453,7	9.453,7	101745,67	101745,67

5.2.1 Reaktörler

Proseste kullanılan reaktörlerin çalışma koşulları ve karbon monoksit dönüşümleri Tablo 5.1'de verilmiştir. Tablo 5.7'de reaktörlerin giriş ve çıkış akımları madde denkliği esasına dayanarak karşılaştırılmıştır.

Tablo 5.7 Reaksiyon madde denkliği

Bileşenler\Akışlar	**Giriş Molar Akış Hızı (kmol/sa)**	**Çıkış Molar Akış Hızı (kmol/sa)**	**Giriş Kütlesel Akış Hızı (kg/sa)**	**Çıkış Kütlesel Akış Hızı (kg/sa)**
Metan	2310.13	535.13	37060.9	8585.1
Su	5000	1450.01	90076.4	26122.4
CO_2	0	1774.98	0	78116.9
CO	0	0.008	0	0.224
Hidrojen Gazı	0	7099.9	0	14312.7
TOPLAM	7310,13	10860,1	127137,3	127137,3

5.2.2 Şartlandırma Elemanları

Bu prosesin şartlandırma bölümlerinde herhangi bir madde kaybı olmamıştır.

6
YATIRIM MALİYET HESAPLAMALARI

Prosesin yatırım sermayesi hesaplamaları yaklaşık 200 yıllık kimya mühendisliği tecrübesi ile oluşturulan "Rule of Thumbs" felsefesi ışığında yapılmıştır. Bu felsefeye göre, bir kimya tesisinin kurulması için gerekli yatırımın hesaplanması, tesis içerisindeki ekipmanların maliyet hesabının hatasız yapılmasını gerektirmiştir [79]. Bahsedilen bilgi doğrultusunda, ekipman maliyetleri Aspen Plus® programında hatasız olduğu varsayılarak hesaplanmıştır. Ekipman maliyetleri aşağıdaki Tablo 6.1'de gösterilmiştir.

Tablo 6.1 Toplam ekipman maliyetleri

EKİPMANLAR	**FİYATLAR ($)**
ISITICI1	318.000
ISITICI2	127,200
AYIRICI-1 KOLONU	607,900
AYIRICI-2 KOLONU	1.073.250
AYIRICI-3 KOLONU	20.162.550
AYIRICI-4 KOLONU	1,500,000
AYIRICI-5 KOLONU	559,800
REAKTOR	6.737.940
Toplam Ekipman Maliyeti	**31.086.640**

6.1 Doğrudan Masraflar

Doğrudan masraflar, projede kullanılan ekipmanların ve diğer ilgili kalemlerin maliyetlerinin hesaplanmasında oldukça önemlidir. Bu masraflar, ekipman maliyetleri ile belirli katsayıların çarpılmasıyla belirlenmiştir. Tablo 6.2'de verilen katsayılar, her bir harcama kalemi için doğrudan masrafların nasıl hesaplandığını göstermektedir.

Tablo 6.2 Toplam doğrudan masraflar

Harcamalar	**Katsayı [79]**	**Fiyatlar ($)**
Ekipman Kurulumu	0,47	14.610.720
Kontrol Ekipmanları	0,36	11.191.190
Borulama Sistemi	0,68	21.138.915
Elektrik Sistemi	0,11	3.419.530
Bina	0,18	5.595.595
Arsa	0,10	3.108.664
Hizmet Tesisleri	0,70	21.760.648
Toplam Doğrudan Masraflar	**2,6**	**80.825.264**

6.2 Dolaylı Masraflar

Dolaylı masraflar, proje maliyetlerinin bir diğer önemli bileşenidir ve toplam ekipman maliyeti ile belirli katsayıların çarpımı kullanılarak hesaplanmaktadır. Dolaylı masraflar, doğrudan masrafların yanı sıra proje sürecinde ortaya çıkan ve doğrudan bir harcama kalemiyle ilişkilendirilemeyen diğer maliyetleri kapsar. Bu masraflar genellikle proje yönetimi, genel giderler ve benzeri kalemleri içerir. Tablo 6.3'te belirtilen katsayılar, dolaylı masrafların hesaplanmasında kullanılır. Dolaylı masrafların hesaplanması, toplam ekipman maliyetinin bu katsayılarla

çarpılmasıyla elde edilir. Böylece proje bütçesinin tamamlayıcı unsurlarını oluşturan dolaylı masraflar net bir şekilde belirlenmiş olmaktadır.

Tablo 6.3 Toplam dolaylı masraflar

Harcamalar	**Katsayı [79]**	**Fiyatlar ($)**
Mühendislik ve Danışma	0,33	10.258.591
İnşaat	0,41	12.745.522
Müteahhit Ücreti	0,04	1.243.465
Yasal Giderler	0,22	6.839.060
Beklenmedik Giderler	0,44	13.678.121
Toplam Dolaylı Masraflar	**1,44**	**44.764.761**

6.3 Toplam Sabit Sermaye Yatırımı

Toplam sabit sermaye yatırımı; sabit sermaye yatırımı, işletme sermayesi ve başlangıç maliyetinin toplamını ifade etmektedir [79]. Sabit sermaye yatırımı, toplam doğrudan ve toplam dolaylı masrafların toplamından oluşur ve bu, projede kullanılan ekipmanlar, inşaatlar ve diğer uzun vadeli varlıkların maliyetlerini kapsar. İşletme sermayesi ve başlangıç maliyeti ise sabit sermaye yatırımı ile belirlenen katsayıların çarpılması ile hesaplanır. İşletme sermayesi, projenin operasyonel süreçlerinin sürdürülebilirliğini sağlamak için gereken kısa vadeli finansal kaynakları içerirken, başlangıç maliyeti, projeye başlama aşamasındaki hazırlık ve kurulum harcamalarını kapsar. Bu hesaplamalar, projenin toplam finansal yükümlülüklerini belirleyerek, bütçeleme ve finansal planlamada önemli bir temel sağlar.

Toplam doğrudan masraflar + Toplam dolaylı masraflar = Sabit sermaye yatırımı

$$80.825.264\$ + 44.764.761\$ = 125.590.025\$$$

Tablo 6.4 Yıllık toplam sabit sermaye yatırımı

Harcamalar	**Katsayı [79]**	**Fiyatlar ($)**
Sabit Sermaye Yatırımı	1	125.590.025
İşletme Sermayesi	0,2	25.118.005
Başlangıç Maliyeti	0,1	12.559.002
Toplam Sabit Sermaye Yatırım	**1,3**	**163.267.032**

6.4 Hammadde Maliyeti

Proseste hammadde olarak doğal gaz ve dietanolamin bileşiği kullanılmıştır.

Tablo 6.5 Yıllık toplam hammadde maliyeti

Hammaddeler	**Birim Fiyatı ($/m^3)**	**Yıllık Tüketim (m^3)**	**Yıllık Maliyet ($)**
Doğal Gaz	0,45	379.307.277	170.688.274,6
Dietanolamin	0,82	7.810,04	6.404,23
Toplam Hammadde Maliyeti			**170.694.678,83**

6.5 Yan Gereksinim Maliyeti

Proseste yardımcı madde olarak kullanılan suyun ve elektriğin fiyatları, tesisin bulunduğu yerin fiyat tarifeleri baz alınarak güncel dolar kuruna göre hesaplanmıştır. Reformasyonda ve ısıtıcılarda kullanılan su, daima sistem içerisinde devridaim halinde bulunduğundan dolayı suyun birim fiyatı bu çerçevede hesaplanmıştır. 5000 kmol/sa kullanımı olan suyun 3000 kmol/sa'i kullanılmıştır, geri kalan 2000 kmol/sa'lik %40'lık su yeniden kullanılmak üzere depo edilmiştir bu da yıllık 259.200 m³ suya denk gelmektedir bu hacim de yıllık toplam tüketimden düşmektedir. 0.07'lik DEA için de gereken su miktarı 1.732 kmol/sa

kullanılmıştır. Sistemimiz 300 gün ve 24 saat üzerinden çalışmaktadır. Bu veriler ışığında 5000 kmol/sa için 1 mol su = 18 gram olacak, 1 m^3 su 1 ton olacak şekilde işlemler yapılmıştır. Tüm bunlar göz önüne alınarak, suyun yıllık maliyeti hesaplanmıştır. Elektrik tüketimi de Aspen Plus v11 programındaki çalışan ekipmanların kullandığı toplam kw/h verileri ile bulunmuştur. Toplamda 15.743 kw/h enerji harcandığı görülmüştür. Sistemimiz 300 gün ve 24 saat çalıştığı için de toplam yıllık enerji tüketimi 113.349.600 kw/h olarak hesaplanmıştır.

Tablo 6.6 Su ve elektrik maliyeti

Hizmetler	**Birim Fiyatı**	**Yıllık Tüketim**	**Yıllık Maliyet ($)**
Su	2,5 $/$m^3$	613.267,2 m³	1.533.168
Elektrik	0.145 $/kW	113.349.600 kw/sa	16.435.692
Toplam Yan Gereksinim Maliyeti			**17.968.860**

6.6 İşletme ve Bakım Giderleri

Prosesin yıllık işletme ve bakım giderleri, tesisin sorunsuz çalışmasını sağlamak için gerekli olan çeşitli maliyetleri kapsamaktadır. Bu maliyetler arasında personel maaşları, düzenli bakım ve onarım giderleri, sigorta, güvenlik, yedek parça ve sarf malzemeleri gibi kalemler bulunmaktadır. İşletme ve bakım giderleri, tesisin uzun vadeli verimliliği ve güvenliği için önemlidir.

Personel maliyetleri, mühendisler ve teknik personelin, idari personelin, işçiler ve destek personelinin maaşlarını içerir. Bu gruptaki çalışanların maaşları, tesisin işletilmesi, bakımı ve güvenliğinin sağlanması için oldukça önemlidir.

Bakım ve onarım maliyetleri, ekipmanların düzenli bakım ve onarımı ile beklenmedik arızalar için ayrılan bütçeyi kapsar. Düzenli bakım, ekipmanların sürekli verimli çalışmasını sağlarken, beklenmedik onarımlar ani arızaların giderilmesini içerir.

Malzeme ve sarf malzemeleri, ekipman ve makineler için gerekli yedek parçalar ve günlük operasyonlar için kullanılan yağ, filtreler, temizlik malzemeleri gibi sarf malzemelerini kapsar.

Sigorta ve güvenlik maliyetleri, tesisin sigortalanması ve güvenlik ekipmanları ile personeli için yapılan harcamaları içerir. Bu maliyetler, olası kazalar veya hasarlar durumunda finansal koruma ve tesis güvenliğini sağlamaya yöneliktir.

Çevresel yönetim ve uyumluluk maliyetleri, üretim sürecinde oluşan atıkların yönetimi ve çevresel düzenlemelere uyum sağlamak için yapılan harcamaları içerir. Bu, çevresel etkilerin minimize edilmesi ve yasal uyumluluğun sağlanması açısından önemlidir.

Tablo 6.7 İşletme ve bakım giderler

Hizmetler	**Yıllık Maliyet ($)**
Personel Maliyetleri	10.000.000
Düzenli Bakım ve Onarım	5.000.000
Beklenmedik Onarımlar	2.000.000
Yedek Parçalar ve Sarf Malzemeleri	3.000.000
Sigorta ve Güvenlik	2.500.000
Çevresel Yönetim ve Uyumluluk	1.000.000
Toplam İşletme ve Bakım Giderleri	**23.500.000**

6.7 Toplam Operasyon Maliyeti

Toplam operasyon maliyeti, bir projenin günlük operasyonlarını sürdürebilmesi ve verimli bir şekilde çalışabilmesi için gereken tüm maliyetleri kapsar. Bu maliyetler, projenin en önemli bileşenlerinden olan hammadde maliyeti, yan gereksinim maliyeti, ekipman ve kurulum için gerekli operasyon maliyetleri ve işletme ile bakım giderlerini içerir. Hammadde maliyeti, üretimin temel girdilerini ve nihai ürünün kalitesini etkileyen önemli bir kalemdir. Yan gereksinim maliyeti ise üretim

sürecinde gerekli olan yardımcı malzemeleri ve destek hizmetleri kapsar. Ekipman ve kurulum maliyetleri, projeyi başlatmak ve ekipmanları işlevsel hale getirmek için yapılan harcamaları içerir. İşletme ve bakım giderleri ise projeyi aktif ve verimli bir şekilde yürütmek için sürekli olarak yapılan harcamaları kapsar. Toplam operasyon maliyeti, bu bileşenlerin birleşiminden oluşur ve projenin finansal yönetimi ve sürdürülebilirliği açısından kritik bir göstergedir.

Tablo 6.8 Toplam operasyon maliyeti

Hizmetler	**Yıllık Maliyet ($)**
Toplam Ekipman ve Kurulum Maliyeti	156.676.665
Toplam Hammadde Maliyeti	170.694.678
Toplam Yan Gereksinim Maliyeti	17.968.860
İşletme ve Bakım Giderleri	23.500.000
Toplam Operasyon Maliyeti	**368.840.203**

6.8 Ürün Satış Fiyatları

Hidrojen gazının kilogram başına saflığına ve kalitesine göre fiyatları genellikle 2 ila 6 dolar arasında değişmektedir. Özellikle gri ve mavi hidrojen gibi düşük saflıklı ürünler bu fiyat aralığında yer alırken, yüksek saflıkta hidrojen gazı genellikle daha yüksek fiyatlarla satılmaktadır. Yüksek saflıkta ürün elde edilmesi için satış fiyatı 3,0 dolar olarak seçilmiştir. Bu fiyat, pazar koşullarına ve ürün kalitesine uygun bir seviyedir. Hedef ürün hidrojen olduğundan, toplam yıllık kazanç yalnızca hidrojen gazının satışı ile gerçekleştirilmiştir, bu nedenle hidrojen fiyatı ve satışı doğrudan gelir hesaplamalarını etkilemektedir.

Tablo 6.9 Toplam yıllık ürün satış gelirleri

Ürün	Birim Fiyatı ($/kg)	Yıllık Üretim (kg)	Yıllık Kazanç ($)
Hidrojen Gazı	3,0	103.045.896	309.137.688

Tablo 6.10 Kapasiteye göre gelir ve giderler

Yıl	Kapasite	Ürün Satış Geliri ($)	Hammadde Maliyeti ($)	Yan Gereksinim Maliyeti ($)	İşletme ve Kurulum Maliyeti ($)
1	%50	154,568,844	85,347,339	8,984,430	101,838,332.5
2	%90	278,223,919.2	153,625,210	16,171,974	94,004,498.8
3	%100	309,137,688	170,694,678	17,968,860	31,333,833.7
4	%100	309,137,688	170,694,678	17,968,860	23,500,000
5	%100	309,137,688	170,694,678	17,968,860	23,500,000
6	%100	309,137,688	170,694,678	17,968,860	23,500,000
7	%100	309,137,688	170,694,678	17,968,860	23,500,000
8	%100	309,137,688	170,694,678	17,968,860	23,500,000
9	%100	309,137,688	170,694,678	17,968,860	23,500,000
10	%100	309,137,688	170,694,678	17,968,860	23,500,000

6.9 Kümülatif Nakit Akışı

Tesisin ilk 10 yıllık çalışma planı yapılmıştır. Nakit akışı bu plana göre hesaplanmıştır. Tesis, ilk yıl %50 kapasite ile, ikinci yıl %90 kapasite ile ve üçüncü yıl ve sonrası %100 kapasite ile çalışmaktadır. Tüm giderler bu kapasite oranlarına göre ayarlanmıştır. Amortisman miktarı, 10 yıllık normal (eşit tutarlı) yönteme göre hesaplanmıştır (Sabit Sermaye Yatırımı/10). Ödenecek vergi, net karın %35'i olacak şekilde değerlendirilmiştir. Paranın zaman değeri, petrokimya tesisleri için ortalama marr değeri 0,05 olarak alınmıştır [79]. Bu açıklamalara dayanarak kümülatif nakit akışı Tablo 6.10'da kümülatif akış diyagramı ise Şekil 6.1'de gösterilmiştir. Tesisin dördüncü yıl ortalarından itibarıyla başa baş noktasına ulaştığı ve sonraki yıllarda sürekli kar elde ettiği görülmektedir.

Tablo 6.10, tesisin yıllık net karları, amortisman değerleri, vergilenebilir gelirleri, ödenen vergiler, nakit akışı ve kümülatif nakit akışını göstermektedir. Tesisin üçüncü yıl itibarıyla başa baş noktasına ulaştığı ve sonraki yıllarda sürekli kar elde ettiği görülmektedir.

İlk yıl, tesis %50 kapasite ile çalışmakta ve net kar -41.601.258 dolar olarak hesaplanmıştır. Bu dönemde, ürün satış geliri 154.568.844 dolar, hammadde maliyeti 85.347.339 dolar, yan gereksinim maliyeti 8.984.430 dolar ve işletme ve kurulum giderleri 101.838.333 dolar olarak gerçekleşmektedir. Amortisman değeri 12.559.003 dolar olup, vergilenebilir gelir -29.042.255 dolar olarak hesaplanmıştır. Ödenen vergi 0 dolar olup, nakit akışı -29.042.255 dolar olarak gerçekleşmektedir. Kümülatif nakit akışı ise -192.309.287 dolar olarak hesaplanmıştır.

İkinci yıl, tesis %90 kapasite ile çalışmakta ve net kar 14.421.236 dolar olarak hesaplanmıştır. Ürün satış geliri 278.223.919 dolar, hammadde maliyeti 153.625.210 dolar, yan gereksinim maliyeti 16.171.974 dolar ve işletme ve kurulum giderleri 94.004.499 dolar olarak gerçekleşmektedir. Amortisman değeri 12.559.003 dolar olup, vergilenebilir gelir 26.980.239 dolar olarak hesaplanmıştır. Ödenen vergi 9.443.084 dolar olup, nakit akışı 17.537.156 dolar olarak gerçekleşmektedir. Kümülatif nakit akışı ise -174.772.131 dolar olarak hesaplanmıştır.

Üçüncü yıldan itibaren tesis %100 kapasite ile çalışmakta ve her yıl sonunda net kar 96.974.150 dolar olarak hesaplanmaktadır. Ürün satış geliri 309.137.688 dolar,

hammadde maliyeti 170.694.678 dolar, yan gereksinim maliyeti 17.968.860 dolar ve işletme ve bakım giderleri 23.500.000 dolar olarak gerçekleşmektedir. Amortisman değeri 12.559.003 dolar olup, vergilenebilir gelir 109.533.153 dolar olarak hesaplanmaktadır. Ödenen vergi 38.336.604 dolar olup, nakit akışı 58.637.547 dolar olarak gerçekleşmektedir. Kümülatif nakit akışı her yıl düzenli olarak artmakta ve 10. yıl sonunda 385.288.519 dolar olarak hesaplanmaktadır.

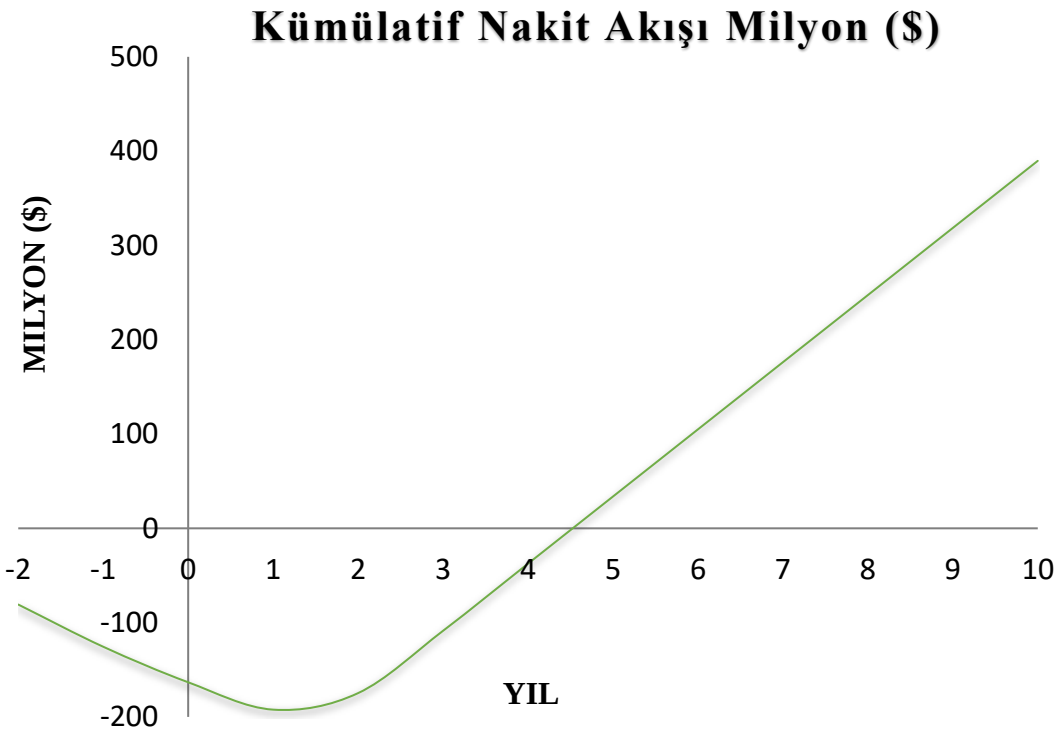
Üçüncü yıl itibarıyla tesis %100 kapasite ile çalışmakta ve net kar 89.140.316 dolar olarak hesaplanmaktadır. Ürün satış geliri 309.137.688 dolar, hammadde maliyeti 170.694.678 dolar, yan gereksinim maliyeti 17.968.860 dolar ve işletme ve kurulum giderleri 31.333.834 dolar olarak gerçekleşmektedir. Amortisman değeri 12.559.003 dolar olup, vergilenebilir gelir 101.699.319 dolar olarak hesaplanmaktadır. Ödenen vergi 35.594.762 dolar olup, nakit akışı 66.104.558 dolar olarak gerçekleşmektedir. Kümülatif nakit akışı ise -108.667.573 dolar olarak hesaplanmaktadır.

Dördüncü yıl itibarıyla tesis her yıl %100 kapasite ile çalışmakta ve net kar 96.974.150 dolar olarak hesaplanmaktadır. Ürün satış geliri 309.137.688 dolar, hammadde maliyeti 170.694.678 dolar, yan gereksinim maliyeti 17.968.860 dolar ve işletme ve kurulum giderleri 23.500.000 dolar olarak gerçekleşmektedir. Amortisman değeri 12.559.003 dolar olup, vergilenebilir gelir 109.533.153 dolar olarak hesaplanmaktadır. Ödenen vergi 38.336.604 dolar olup, nakit akışı 71.196.549 dolar olarak gerçekleşmektedir. Kümülatif nakit akışı dördüncü yıl sonunda -37.471.024 dolar, beşinci yıl sonunda 33.725.525 dolar, altıncı yıl sonunda 104.922.074 dolar, yedinci yıl sonunda 176.118.623 dolar, sekizinci yıl sonunda 247.315.172 dolar, dokuzuncu yıl sonunda 318.511.721 dolar ve onuncu yıl sonunda 389.708.270 dolar olarak hesaplanmaktadır.

Tablo 6.11 Tesis için paranın zaman değeri hesaba katılan kümülatif nakit akışı

Yıl	Net Kar ($)	Amortisman Değeri ($)	Vergilenebilir Gelir ($)	Ödenen Vergi ($)	Nakit Akışı ($)	Kümülatif Nakit Akışı ($)
0	0	0	0	0	0	-163.267.032
1	-41.601.258	12.559.003	-29.042.255	0	-29.042.255	-192.309.287
2	14.421.236	12.559.003	26.980.239	9.443.084	17.537.156	-174.772.131
3	89.140.316	12.559.003	101.699.319	35.594.762	66.104.558	-108.667.573
4	96.974.150	12.559.003	109.533.153	38.336.604	71.196.549	-37.471.024
5	96.974.150	12.559.003	109.533.153	38.336.604	71.196.549	33.725.525
6	96.974.150	12.559.003	109.533.153	38.336.604	71.196.549	104.922.074
7	96.974.150	12.559.003	109.533.153	38.336.604	71.196.549	176.118.623
8	96.974.150	12.559.003	109.533.153	38.336.604	71.196.549	247.315.172
9	96.974.150	12.559.003	109.533.153	38.336.604	71.196.549	318.511.721
10	96.974.150	12.559.003	109.533.153	38.336.604	71.196.549	389.708.270

Bu tablo, tesisin yıllık net karları, amortisman değerleri, vergilenebilir gelirleri, ödenen vergiler, nakit akışı ve kümülatif nakit akışını göstermektedir. Tesisin dördüncü yılın ortaları itibarıyla başa baş noktasına ulaştığı ve sonraki yıllarda sürekli kar elde ettiği görülmektedir.



Şekil 6.1 Tesisin kümülatif akış diyagramı.

7

PROSESİN KARBON EMİSYONLARI HESAPLANMASI VE PV SİSTEMLER İLE AZALTIMI

Doğalgazdan hidrojen gazı elde edilene kadar gerçekleşen prosesler sonucunda atmosfere salınan sera gazı emisyonları değerlendirilmektedir. İlk olarak, Kapsam 1 ve Kapsam 2 emisyon hesaplamaları gerçekleştirilmektedir. Kapsam 1, proses sırasında doğrudan ortaya çıkan emisyonları kapsarken, Kapsam 2, tesisin kullandığı indirekt enerji kaynaklarından kaynaklanan emisyonları içermektedir.

7.1 Kapsam 1 Emisyonları

Proses sırasında reaktörlerden doğrudan atmosfere salınan sera gazları, özellikle karbondioksit (CO2), metan (CH4) gibi gazların miktarları üzerinden hesaplanmaktadır. Bu gazlar için yıllık molar akış hızlarına dayanarak yıllık CO2 eşdeğeri emisyonları hesaplanmıştır. Prosesimiz yıllık 300 gün, 24 saat olacak şekilde tasarlanmış ve hesaplamalar buna göre yapılmaktadır.

Proseste açığa çıkan H2O ve DEA bileşenleri tekrar sistemde kullanılmaktadır. Bu bileşenler genellikle doğrudan sera gazı emisyonlarına katkıda bulunmamaktadırlar çünkü atmosferde sera gazı olarak işlev görmezler. H2S, H2O + DEA, SU-CIKIS, ATIK-GAZ, H2 ve DİGER kısımlardan proses sonucunda dışarıya açığa çıkmış olan çeşitli gazlar ve sıvılar ise doğrudan sera gazı emisyonları açısından değerlendirilmektedir. Bu çıktılar üzerinden yapılmış olan analizler Kapsam 1 hesaplamaları kapsamında ele alınmaktadır. Proseste açığa çıkan H_2O ve DEA bileşenleri tekrar sistemde kullanılacağı için ve genellikle doğrudan sera gazı emisyonlarına katkıda bulunmazlar çünkü bu bileşenler genellikle atmosferde sera gazı olarak işleme konulmamıştır.

7.1.1 Metan (CH4) Gazının Sistemde Yeniden Kullanımı

Proses sırasında ortaya çıkan metan gazı, enerji geri kazanımı ve çevresel etkiyi azaltma amacıyla sonrasında sistemde yeniden kullanılmak üzere depo edilecek veya prosese tekrar aktarılacaktır. Bu uygulama ile metanın atmosfere salınımı

önlenmekte ve sera gazı emisyonları azaltılmaktadır. İşletme sürecinde yeniden kullanılan metan nedeniyle, bu gazın atmosfere doğrudan salınımı gerçekleşmemektedir. Ancak, tamamıyla kapalı bir sistem olmadığı varsayımıyla, kaçak veya işlem kayıpları olarak küçük bir miktar metanın atmosfere salınabileceği kabul edilmektedir. Varsayılan senaryoya göre, sistemde yeniden kullanılan metanın sadece %5'i kaçak olarak atmosfere karışmaktadır. Bu hesaplama, yeniden kullanım sonrası kaçak olarak atmosfere salınan metan miktarının yıllık CO2 eşdeğeri emisyonunu belirlememize olanak sağlamaktadır. Sonuç olarak, bu uygulama hem karbon emisyonlarını azaltma stratejimizle uyumlu olmakta hem de enerji verimliliğimizi artırarak sürdürülebilir işletme hedeflerimize katkıda bulunmaktadır.

7.1.2 Kapsamlı ve Doğru Emisyon Hesaplama Yaklaşımı

Emisyon hesaplamaları, genellikle ISO 14064 ve GHG Protokolü gibi standartlara göre girişteki hammadde miktarına dayanarak yapılmaktadır. ISO 14064 ve GHG Protokolü, sera gazı envanterlerinin hazırlanması ve doğrulanması için genel bir çerçeve sunmakta ve genellikle girişteki yakıt miktarlarına dayanarak doğrudan emisyonları hesaplamayı önermektedir. Bu yaklaşımlar, organizasyonların sera gazı raporlamalarını standartlaştırarak, uluslararası alanda karşılaştırılabilirlik sağlamaktadır [34-36].

Ancak, bu çalışmada sadece girişteki doğalgazın karbon ayak izini hesaplamak yerine, proses sonucunda ve proses aşamasında dışarıya salınan gazlar dikkate alınmaktadır. Bu yaklaşım, prosesin karbon döngüsü üzerindeki tam etkisini değerlendirmemize olanak tanımaktadır. Proses sonucu salınan karbondioksit (CO2), metan (CH4) ve diğer gazlar, çevresel etki analizinde esas alınarak, gerçek emisyon değerlerinin belirlenmesine yardımcı olmaktadır.

Bu metodoloji, prosesin enerji tüketimi ve hammadde kullanımı arasındaki ilişkileri göz önünde bulundurarak, emisyon azaltma stratejilerinin geliştirilmesinde daha etkili olmaktadır. Dolayısıyla, bu detaylı yaklaşım, prosesin çevresel etkisini daha iyi anlamamızı ve yönetmemizi sağlamakta, gerçek operasyonel koşulların ve çevresel etkinin daha doğru bir resmini sunmaktadır. Aynı zamanda, bu yaklaşım, çevresel politikalar ve sürdürülebilirlik hedefleri doğrultusunda önemli veriler

sunarak, proses iyileştirmeleri ve emisyon kontrol stratejileri için temel oluşturmaktadır.

7.1.3 Emisyon Hesaplama Yöntemleri

Kapsam 1 emisyonlarını hesaplamak için, her bir gazın çıkış molar akış hızlarını ve ilgili küresel ısınma potansiyellerini (GWP) kullanarak yıllık CO2 eşdeğeri emisyonları hesaplanmıştır. Bu hesaplama, belirtilen işletme süresine göre ayarlanmaktadır.

7.1.3.1 Yıllık Molar Akış Hızı Hesaplama

Yıllık molar akış hızı, prosesimizden çıkan gazların saatlik molar akış hızının yıllık çalışma saatlerine çarpılmasıyla elde edilmektedir. Bu hesaplama aşağıdaki formülle yapılmaktadır:

$$Yıllık\ Molar\ Akış,\ Hızı\ \left(\frac{kmol}{yıl}\right)$$

$$= \text{Çıkış molar akış hızı}\ \left(\frac{kmol}{sa}\right)\ x\ \frac{24sa}{g\ddot{u}n}\ x\ 300\frac{g\ddot{u}n}{yıl}$$

7.1.3.2 CO2 Eşdeğeri Hesaplama

Yıllık CO2 eşdeğeri, yıllık molar akış hızının, ilgili gazın küresel ısınma potansiyeli (GWP) ve molar kütlesi ile çarpılması sonucu hesaplanmaktadır. Bu hesaplama aşağıdaki formülle yapılmaktadır:

$$Yıllık\ CO2\ Eşdeğeri\ (kg) = Yıllık\ Molar\ Akış,\ Hızı\ \left(\frac{kmol}{yıl}\right)\ x\ GWP \text{ x Molar Kütlesi } \left(\frac{kg}{kmol}\right)$$

Burada GWP (Global Warming Potential), IPCC tarafından belirlenen ve gazın atmosferdeki ısı tutma kapasitesini gösteren bir değerdir. CO2 için GWP 1, CH4 için 25, H2S için 21, C2H6 için 5.5 ve C3H8 için 3.3 GWP değerleri kabul edilmektedir. [80-82].

- **H2S Kısmı için CO2 Emisyonları**
    - **Karbondioksit (CO2) Emisyonları** 10.631.055,6 kg (10,631.06 Ton CO2)
    - Formül: 33.55 kmol/sa × 24 saat/gün × 300 gün/yıl × 44,01 kg/kmol× 1 GWP

- **Metan (CH4) Emisyonları** Yıllık CO2 Eşdeğeri: 2.685.096 kg %5 = 134.254,8 kg (134,25 Ton Co2)
- Formül: 0.93 kmol/saat × 24 saat/gün × 300 gün/yıl × 16,04 kg/kmol × 25 GWP

- **H2S Kısmında Toplam Kapsam 1 Emisyonları:** 10.631.189,85 kgCO_2-E (10.765,31Ton CO_2-E)

- **ATIK- GAZ Kısmı için CO2 Emisyonları:**
  - **Etan (C2H6) Emisyonları:** Yıllık CO2 Eşdeğeri: 107.181.387,72 kg (107.181,38 Ton CO2)
  - Formül: 90.01 kmol/saat × 24 saat/gün × 300 gün / yıl × 30.07 g/mol × 5.5 GWP
  - **Propan (C3H8) Emisyonları:**Yıllık CO2 Eşdeğeri: 41.923.118,16 kg (41.923,11 Ton CO2)
  - Formül: 40.01 kmol/saat × 24 saat/gün × 300 gün/yıl × 44.10 g/mol × 3.3 GWP
- **ATIK-GAZ Kısmında Toplam Kapsam 1 Emisyonları:** 149.104.505,88 kg CO2-E (eşdeğer olarak 149.104,5 Ton CO2)

- **DIGER Kısmı İçin CO2 Emisyonları:**
  - **CO2 (Karbon Dioksit) Emisyonları:** 561.684.138,48 kg (561.684,13 Ton CO2)
  - Formül: 1.772.59 kmol/saat × 44.01 g/mol × 1 GWP × 24 saat/gün × 300 gün/yıl
  - **CH4 (Metan) Emisyonları:** Yıllık CO2 Eşdeğeri: 1.544.680.872 * %5 = 77.234.043,6 kgCO2-E (77.234 Ton CO2)
  - Formül: 535.01 kmol/saat × 16.04 g/mol × 25 GWP × 24 saat/gün × 300 gün/yıl
- **DIGER Kısmında Toplam Kapsam 1 Emisyonları**: 638.918.182,08 kg CO2-E (eşdeğer olarak 638.918,18 Ton CO2)

- **Kapsam 1 Toplam Sera Gazı Emisyonu**

- 798.653.877,81 kg CO2-E (eşdeğer olarak 798.787,99 Ton CO2-E)

Olarak hesaplanmıştır.

7.1.4 IPCC Verilerine Dayalı Hesaplamalar

IPCC'nin belirttiği CO_2 emisyon faktörlerine dayalı olarak yapılan hesaplamalar, doğalgazın yanması sonucu oluşan CO_2 emisyonlarını daha doğru bir şekilde belirlemektedir. Bu yöntem, doğalgazın bileşenlerinin ısıl değerlerine ve yanma sonucunda oluşan CO_2 miktarlarına dayanmaktadır. Aşağıda, metan (CH_4), etan (C_2H_6), ve propan (C_3H_8) bileşenlerinin IPCC verilerine dayalı olarak hesaplanan yıllık CO_2 emisyonları sunulmaktadır [83].

- **Metan (CH_4) Emisyon Hesaplaması**
  - Giriş Kütlesel Akış Hızı: 37.075,83 kg/sa
  - CO_2 Emisyon Faktörü: 54,4 kg CO_2/GJ
  - HHV (Alt Isıl Değer): 50,0 MJ/kg
  - Enerji Üretimi:
    - Enerji = 37.075,83 kg/sa × 50,0 MJ/kg = 1.853.791,5 MJ/sa = 1,8538 GJ/sa
  - CO_2 Emisyonu:
    - CO_2 = 1,8538 GJ/sa × 54,4 kg CO_2/GJ = 100.877,92 kg CO_2/sa
- **Etan (C_2H_6) Emisyon Hesaplaması**
  - Giriş Kütlesel Akış Hızı: 2.707,51 kg/sa
  - CO_2 Emisyon Faktörü: 61,7 kg CO_2/GJ
  - HHV: 47,8 MJ/kg
  - Enerji Üretimi:
    - Enerji = 2.707,51 kg/sa × 47,8 MJ/kg = 129.288,998 MJ/sa = 0,1293 GJ/sa
  - CO_2 Emisyonu:
    - CO_2 = 0,1293 GJ/sa × 61,7 kg CO_2/GJ = 7.980,87 kg CO_2/sa
- **Propan (C_3H_8) Emisyon Hesaplaması**
  - Giriş Kütlesel Akış Hızı: 1.764,67 kg/sa
  - CO_2 Emisyon Faktörü: 63,1 kg CO_2/GJ
  - HHV: 46,4 MJ/kg
  - Enerji Üretimi:
    - Enerji = 1.764,67 kg/sa × 46,4 MJ/kg =81.879,588 MJ/sa = 0,0819 GJ/sa
  - CO_2 Emisyonu:

- CO_2 = 0,0819 GJ/sa × 63,1 kg CO_2/GJ = 5.166,789 kg CO_2/sa

- **Yıllık Toplam CO_2 Emisyonu**
  - 114.025,58 kgCO_2/sa × 24 saat/gün × 300 gün/yıl = 821.784.192 kg CO_2/yıl = 821.784 ton CO_2/yıl

7.1.4.1 Kapsam 1 İçin Nihai Sonuç

IPCC verilerine dayalı olarak yapılan hesaplamalar, yıllık toplam CO_2 emisyonlarının 821,784 ton olduğunu göstermektedir. Bu değer, 7.1.3 bölümünde hesaplanan Kapsam 1 emisyonlarından 23 ton daha yüksektir. Prosesimizde açığa çıkan gazların analiz edilip daha gerçekçi değerlerle hesaplanması sonucu, yıllık CO_2 emisyonlarının 798.787,99 ton olduğu tespit edilmiştir. Bu sonuç, prosesimizin verimliliğini ve doğru hesaplama yöntemlerini kullanarak çevresel etkileri daha iyi yönetme kapasitemizi ortaya koymaktadır.

7.2 Kapsam 2 Emisyonları

Tesiste kullanılmış olan satın alınan elektrik dolaylı emisyon katkıları değerlendirilmiştir. Bu kapsamda, enerji sağlayıcılarının vermiş olduğu bilgilere göre hesaplamalar yapılmıştır. Aspen Plus v11 verilerine göre prosesimizin **yıllık** elektrik tüketimi MWh: 113.349,6 MWh bulunmuştur.

Enerji Bakanlığı tarafından son açıklanan verilere göre Elektrik Tüketimi emisyon faktörü aşağıdaki gibidir [84].

Türkiye Geneli Elektrik Tüketim Emisyon Faktörü: 0.479 tCO2-eşd. /MWh

- **Toplam CO2 Emisyonu =** Elektrik Tüketimi (MWh) × Emisyon Faktörü (tCO2-eşdeğer/MWh)
- **Toplam CO2 Emisyonu =** 113.349,6 MWh × 0.479 tCO2-eşdeğer/MWh
- **Toplam CO2 Emisyonu =** 54.294,46 tCO2-eşdeğer
- **Kapsam 1:** 798.787,99 Ton CO2-eşdeğer
- **Kapsam 2:** 54.294,46 tCO2-eşdeğer
- **Toplam:** 853.082,45 Ton CO2-eşdeğer olarak hesaplamıştır.

7.3 Prosesin Renklerinin Hesaplanması

Hidrojen üretiminde çevresel etkilerin değerlendirilmesi önemlidir. Hidrojen, üretim süreçlerine bağlı olarak çeşitli renklerle sınıflandırılır. Bu sınıflandırma, kullanılan enerji kaynakları ve süreçlerin çevresel etkilerine dayanmaktadır. Prosesin renklerinin belirlenmesi, üretim sırasında oluşan CO2 emisyonlarının hesaplanmasına bağlı olmaktadır [76,77].

Prosesin çevresel etkilerini belirlemek için SMR (Steam Methane Reforming) yöntemi kullanılarak hidrojen üretimi yapılmıştır. Aşağıda, tesisin yıllık hidrojen üretim miktarları ve CO2 emisyonları sunulmuştur:

- Yıllık hidrojen üretimi: 103.045.896 kg
- Toplam CO2 emisyonları (Kapsam 1 + Kapsam 2): 853.082,45 ton
- Kapsam 2 emisyonları: 54.294,46 ton (Solar panel kurulumu sonrası 0 ton)
- Kapsam 1 emisyonları: 798.787,99 ton
- **Solar Panel Kurulumu Öncesi**:
    - Toplam CO2 emisyonları: 853.082,45 ton
        - Her kg hidrojen için CO2 emisyonu = 853.082,45 ton CO2 / 103.045.896 kg H2 ≈ 8,28 kg H2
- **Solar Panel Kurulumu Sonrası**:
    - Kapsam 2 emisyonları nötr hale getirildiğinde: 798.787,99 ton CO2
        - Her kg hidrojen için CO2 emisyonu: 798.787,99 ton CO2 / 103.045.896 kg H2 ≈ 7,75 kg CO2/kg H2

Prosesin hesaplanan CO2 emisyon değerleri, 9 kg'ın altına düştüğü için gri hidrojen kategorisinden çıkmış ve mavi hidrojen kategorisine yaklaşmaktadır. Bu değerler, prosesin çevresel etkilerini azaltmada önemli bir ilerleme sağladığını göstermektedir. Solar panel kurulumu sonrası emisyonlar, çevresel sürdürülebilirlik açısından daha iyi sonuçlar vermekte ve mavi hidrojen kategorisine yaklaşmaktadır. SMR yöntemiyle hidrojen üretimi, toplam CO2 emisyonları dikkate alındığında gri hidrojen kategorisinden çıkmış ve mavi hidrojen kategorisine yaklaşmıştır. Güneş enerjisi entegrasyonu ile enerji ihtiyacının bir kısmı yenilenebilir kaynaklardan

karşılanarak çevresel etkiler azaltılmış ve CO2 emisyonları önemli ölçüde düşürülmüştür. Bu iyileştirmeler, prosesin çevresel sürdürülebilirliğini artırarak mavi hidrojen kategorisine daha da yaklaşmasını sağlamaktadır. Sonuçlar, hidrojen üretim sürecinde çevresel sürdürülebilirliği artırmak ve daha düşük emisyon değerlerine ulaşmak için önemli adımlar atıldığını göstermektedir.

7.4 Güneş Enerjisi (PV) Uygulamaları ile Kapsam 2 Emisyonlarının Azaltılması

Modern enerji sistemlerinin sürdürülebilirliği, özellikle sanayi sektörlerinde, yenilenebilir enerji kaynaklarının entegrasyonu ile sağlanabilir. Rafineri gibi yüksek enerji tüketimine sahip endüstriyel süreçlerde, fosil yakıt bağımlılığını azaltmak ve operasyonel sürdürülebilirlik sağlamak amacıyla yenilenebilir enerji çözümlerine yönelim giderek artmaktadır. Bu çalışmada, doğalgazdan hidrojen üretimi gerçekleştiren bir rafineri işletmesinin enerji gereksinimlerinin güneş panelleri aracılığıyla karşılanması önerilmiş ve bu yatırımın çevresel ve ekonomik yararları araştırılmıştır.

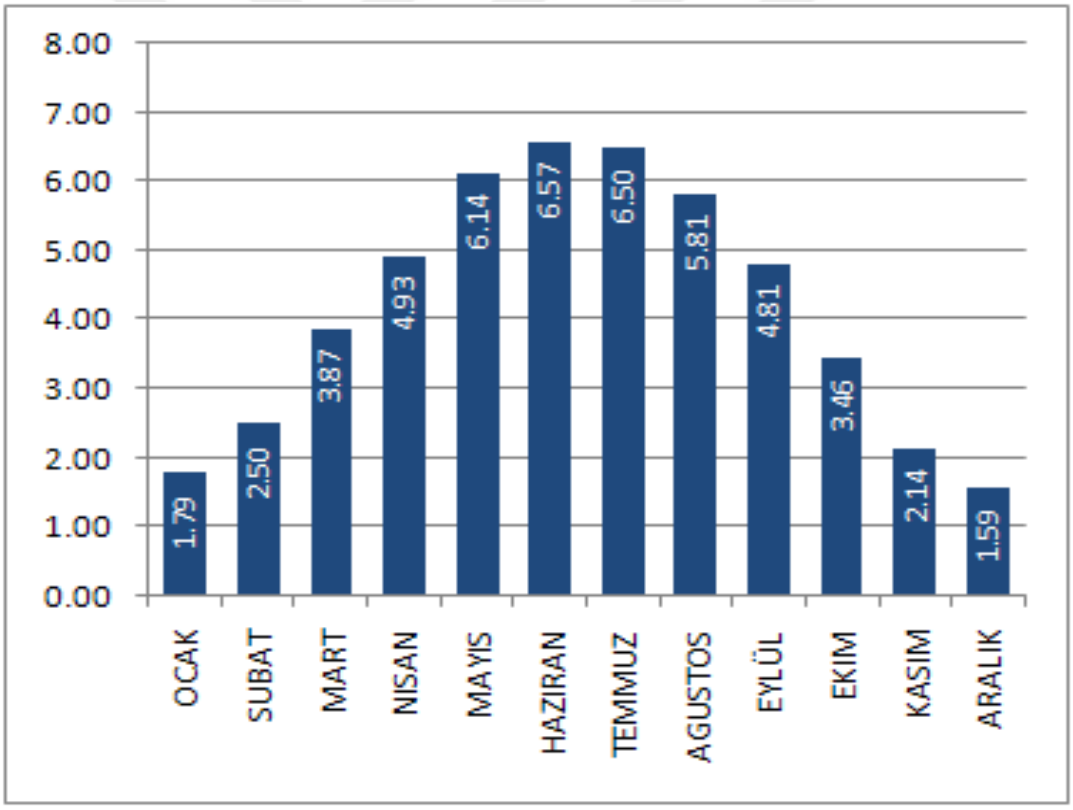
Rafinerinin saatlik enerji tüketimi ve yıllık çalışma sürelerini dikkate alarak, güneş paneli sisteminin boyutlandırılması önem taşımaktadır. Güneş enerjisi panelleri, enerji tüketiminde önemli bir tasarruf sağlayarak ve karbon emisyonlarının azaltılmasına katkıda bulunmuştur. Hesaplama bölümünde, bu kurulumun maliyet-etkinlik analizi ve geri dönüş süreleri, mevcut enerji tüketimi verileri ve sistem kapasitesi üzerinden değerlendirilmiştir.

Bu kısımda, rafinerinin yıllık enerji tüketim profilinin yanı sıra, güneş panellerinin sağlayacağı enerji miktarının hesaplanması, bu enerjinin toplam tüketim içindeki oranının belirlenmesi ve dolayısıyla karbon emisyonlarında sağlanabilecek azalmanın nicel olarak ortaya konulması amaçlanmıştır. Güneş paneli kurulumunun teknik ve ekonomik faktörlerinin incelenmesi, bu yenilenebilir enerji çözümünün genel enerji stratejisine nasıl entegre edilebileceği gösterilmiştir.

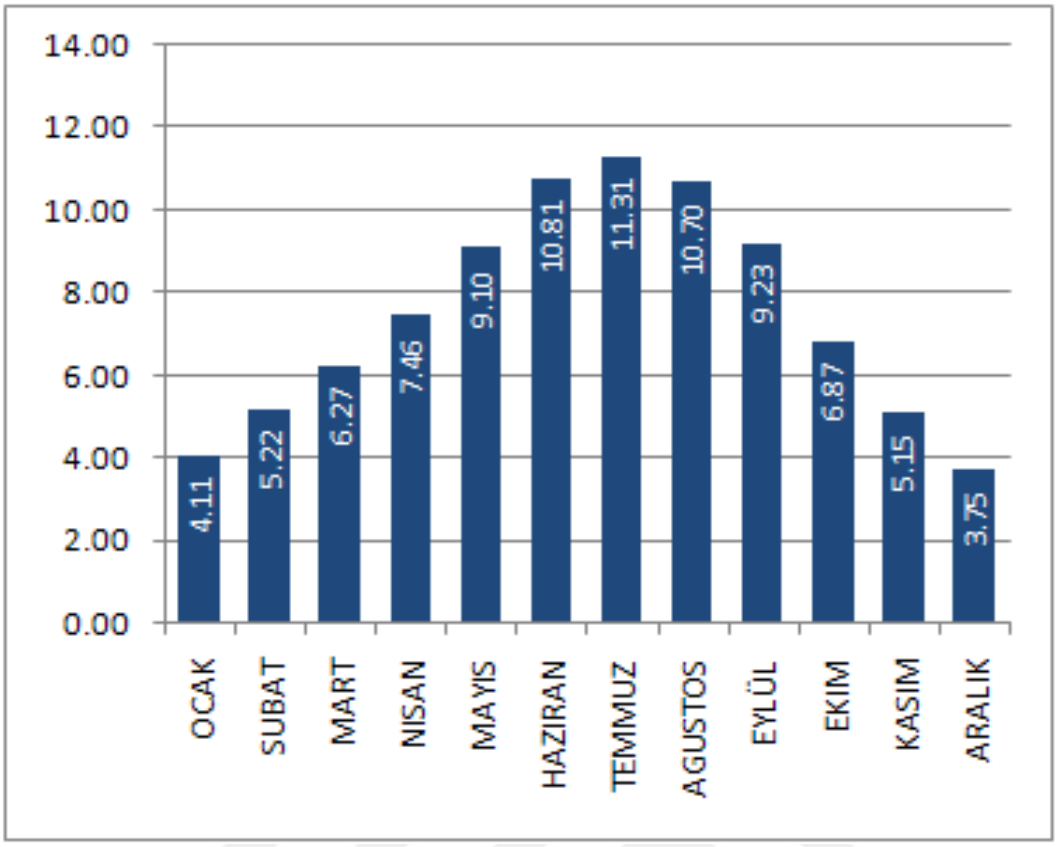
7.4.1 Güneş Enerjisi (PV) Paneli Kurulumunun Boyutlandırılması

7.4.1.1 Güneş Işınımı ve Güneşlenme Sürelerinin Önemi

Güneş ışınımı, bir yüzeye düşen güneş enerjisi miktarını ifade eder ve genellikle kilowatt saat per metre kare (kWh/m²) olarak ölçülmektedir. Güneşlenme süresi ise, bir gün içinde güneş ışığının doğrudan bir yüzeye ulaştığı toplam saati belirtmektedir. Güneş enerjisi sistemlerinin boyutlandırılmasında, bu iki parametre esas alınır çünkü güneş paneli sisteminin toplam enerji üretim kapasitesi, bu faktörlere doğrudan bağlıdır. Güneş ışınımı yüksek olan bölgelerde panel verimliliği artar, uzun güneşlenme süreleri ise panelin daha fazla enerji üretmesini sağlamaktadır. Bu nedenle, güneş enerjisi sistemi tasarımında lokal iklim verilerinin dikkate alınması, sistemin etkinliği ve ekonomik verimliliği için önemlidir [85].



Şekil 7.1 TÜRKİYE global radyasyon değerleri (kwh/m2-gün) [86] .



Şekil 7.2 TÜRKİYE güneşlenme süreleri (saat) [86] .

7.4.1.2 Enerji Üretimi Hesaplamaları

Bu bölümde, rafinerinin yıllık enerji ihtiyacını karşılayacak güneş enerjisi paneli kurulumunun boyutlandırılması için gerekli hesaplamalar detaylandırılmıştır. Türkiye'nin güneşlenme süreleri ve global radyasyon değerleri göz önüne alınarak, belirlenen panel verimliliği varsayımı üzerinden güneş paneli sistemimizin toplam kapasitesi hesaplanmıştır.

- **Hesaplama Süreci**

Bu alt başlık altında, güneş paneli sistemlerinin enerji üretimi hesaplamalarının adım adım nasıl yapıldığı açıklanır.

- Aylık Ortalama Enerji Üretimi: Her ay için, günlük ortalama güneşlenme süresi ve ortalama global radyasyon değerleri çarpılarak aylık ortalama enerji üretim değerleri hesaplanmıştır.
- Yıllık Toplam Enerji Üretim Kapasitesi: Elde edilen aylık değerler toplanarak yıllık toplam enerji üretim kapasitesi belirlenmiştir.

- Toplam Panel Sayısı: Rafinerinin yıllık toplam enerji tüketimi, hesaplanan yıllık toplam enerji üretim kapasitesine bölünerek, kurulması gereken toplam panel sayısı hesaplanmıştır.

- **Formüller ve Detaylar**

  Bu alt başlık altında, güneş enerjisi üretimi hesaplamalarında kullanılan formüller ve bu formüllere dayanan detaylar sunulur [87-89].

  - Günlük Enerji Üretimi (kWh): Panel Gücü (kW) × Güneş Radyasyonu (kWh/m^2) × Güneşlenme Süresi (saat) × Panel Verimliliği × Sistem Verimliliği
  - Aylık Enerji Üretimi (kWh): Günlük Enerji Üretimi (kWh) × Ayın Gün Sayısı
  - Yıllık Enerji Üretimi (kWh): Toplam Aylık Enerji Üretimleri
  - Gerekli Panel Sayısı: Yıllık Enerji İhtiyacı (kWh) / Yıllık Enerji Üretimi (kWh).

- **Matematiksel Hesaplamalar**

Bu bölüm, rafinerinin enerji ihtiyacını karşılamak amacıyla planlanan güneş enerjisi paneli sisteminin boyutlandırılması için gerekli matematiksel hesaplamalara odaklanmaktadır. 2024 yılı için piyasadaki 500 wattlık panellerin ortalama özellikleri dikkate alınmış, bu panellerin %20 panel verimliliği ve %85 sistem verimliliği ile çalıştığı varsayılmaktadır. Güneş ışınımı, radyasyon değerleri ve güneşlenme süreleri dikkate alınarak yapılan bu hesaplamalar, rafineri için kurulacak güneş enerjisi paneli sistemimizin boyutunun ve kapladığı alanın doğru bir şekilde belirlenmesi için kritik öneme sahiptir.

- **Hesaplama Süreci ve Parametreler**

Bu süreçte, güneş enerjisi panellerinin aylık ve yıllık enerji üretim kapasitesi, aşağıdaki belirtilen verimlilik oranları kullanılarak hesaplanacaktır:

- **Panel Gücü:** Her bir panel 500 watt (0.5 kW) kapasiteye sahiptir.
- **Panel Verimliliği:** Panellerin ortalama %20 enerji dönüşüm verimliliği bulunmaktadır.
- **Sistem Verimliliği:** Tüm sistemin enerji üretiminde %85 etkinlik sağladığı varsayılmaktadır.

- **Panelin Kapladığı Alan:** Her bir panelin kapladığı alan ortalama 1.6 metrekare (m^2) olarak kabul edilmiştir.
- **Çalışma Süresi:** Sistem, yıl boyunca her ay güneşten faydalanacak şekilde değerlendirilmiştir.

Bu parametreler, enerji üretimi ve panel yerleşimi hesaplamalarında kullanılarak, her bir hesaplama adımı bu bilgilere dayanarak gerçekleştirilmiştir [90-93].

- **Ay Bazında Güneş Radyasyonu ve Güneşlenme Süreleri Hesaplaması:**
  - **Ocak Ayı İçin Günlük ve Aylık Enerji Üretimi Hesaplama**
    - Panel Gücü: 0.5 kW (500 watt)
    - Güneş Radyasyonu: 1.79 kWh/m^2
    - Güneşlenme Süresi: 4,11 saat
    - Panel Verimliliği: %20 (0.20)
    - Sistem Verimliliği: %85 (0.85)

    Günlük Enerji Üretimi = $0.5 \times 1.79 \times 4.11 \times 0.20 \times 0.85 \approx 0{,}625$ kWh

    Aylık Enerji Üretimi (Ocak): 0.6213 kWh/gün × 31 gün ≈ 19,38 kWh/ay
  - **Şubat Ayı İçin Günlük ve Aylık Enerji Üretimi Hesaplama**
    - Panel Gücü: 0.5 kW (500 watt)
    - Güneş Radyasyonu: 2.5 kWh/m^2 (Şubat ayı için)
    - Güneşlenme Süresi: 5,22 saat (Şubat ayı için)
    - Panel Verimliliği: %20 (0.20)
    - Sistem Verimliliği: %85 (0.85)

    Günlük Enerji Üretimi = $0.5 \times 2.5 \times 5.22 \times 0.20 \times 0.85 \approx 1.11$ kWh

    Aylık Enerji Üretimi (Şubat): 1,11 kWh/gün × 28 gün ≈ 31,08 kWh/ay
  - **Mart Ayı İçin Günlük ve Aylık Enerji Üretimi Hesaplama**
    - Panel Gücü: 0.5 kW (500 watt)
    - Güneş Radyasyonu: 3.87 kWh/m^2 (Mart ayı için)
    - Güneşlenme Süresi: 6,27 saat (Mart ayı için)
    - Panel Verimliliği: %20 (0.20)

- Sistem Verimliliği: %85 (0.85)

Günlük Enerji Üretimi = 0.5 × 3.87 × 6.27 × 0.20 × 0.85 ≈ 2,062 kWh

Aylık Enerji Üretimi (Mart): 2,062 kWh/gün × 31 gün ≈ 63,938 kWh/ay

- **Nisan Ayı İçin Günlük ve Aylık Enerji Üretimi Hesaplama**
  - Panel Gücü: 0.5 kW (500 watt)
  - Güneş Radyasyonu: 4.93 kWh/m² (Nisan ayı için)
  - Güneşlenme Süresi: 7,46 saat (Nisan ayı için)
  - Panel Verimliliği: %20 (0.20)
  - Sistem Verimliliği: %85 (0.85)

Günlük Enerji Üretimi = 0.5 × 4,93 × 7,46 × 0.20 × 0.85 ≈ 3,126 kWh

Aylık Enerji Üretimi (Nisan): 3,126 kWh/gün × 30 gün ≈ 93,78 kWh/ay

- **Mayıs Ayı İçin Günlük ve Aylık Enerji Üretimi Hesaplama**
  - Panel Gücü: 0.5 kW (500 watt)
  - Güneş Radyasyonu: 6.14 kWh/m² (Mayıs ayı için)
  - Güneşlenme Süresi: 9,10 saat (Mayıs ayı için)
  - Panel Verimliliği: %20 (0.20)
  - Sistem Verimliliği: %85 (0.85)

Günlük Enerji Üretimi = 0.5 × 6,14 × 9,10 × 0.20 × 0.85 ≈ 4,749 kWh

Aylık Enerji Üretimi (Mayıs): 4,749 kWh/gün × 30 gün ≈ 142,47 kWh/ay

- **Haziran Ayı İçin Günlük ve Aylık Enerji Üretimi Hesaplama**
  - Panel Gücü: 0.5 kW (500 watt)
  - Güneş Radyasyonu: 6.57 kWh/m² (Haziran ayı için)
  - Güneşlenme Süresi: 10,81 saat (Haziran ayı için)
  - Panel Verimliliği: %20 (0.20)
  - Sistem Verimliliği: %85 (0.85)

Günlük Enerji Üretimi = 0.5 × 6,57 × 10,81 × 0.20 × 0.85 ≈ 6,037 kWh

Aylık Enerji Üretimi (Haziran): 4,749 kWh/gün × 30 gün ≈ 181,11 kWh/ay

- **Temmuz Ayı İçin Günlük ve Aylık Enerji Üretimi Hesaplama**
  - Panel Gücü: 0.5 kW (500 watt)
  - Güneş Radyasyonu: 6.5 kWh/m² (Temmuz ayı için)
  - Güneşlenme Süresi: 11,31 saat (Temmuz ayı için)
  - Panel Verimliliği: %20 (0.20)
  - Sistem Verimliliği: %85 (0.85)

Günlük Enerji Üretimi = 0.5 × 6,5 × 11,31 × 0.20 × 0.85 ≈ 6,248 kWh

Aylık Enerji Üretimi (Temmuz): 6,248 kWh/gün × 30 gün ≈ 193,71 kWh/ay

- **Ağustos Ayı İçin Günlük ve Aylık Enerji Üretimi Hesaplama**
  - Panel Gücü: 0.5 kW (500 watt)
  - Güneş Radyasyonu: 5.81 kWh/m² (Ağustos ayı için)
  - Güneşlenme Süresi: 10,7 saat (Ağustos ayı için)
  - Panel Verimliliği: %20 (0.20)
  - Sistem Verimliliği: %85 (0.85)

Günlük Enerji Üretimi = 0.5 × 5,81 × 10,7 × 0.20 × 0.85 ≈ 5,284 kWh

Aylık Enerji Üretimi (Ağustos): 5,284 kWh/gün × 31 gün ≈ 163,81 kWh/ay

- **Eylül Ayı İçin Günlük ve Aylık Enerji Üretimi Hesaplama**
  - Panel Gücü: 0.5 kW (500 watt)
  - Güneş Radyasyonu: 4.81 kWh/m² (Eylül ayı için)
  - Güneşlenme Süresi: 9,23 saat (Eylül ayı için)
  - Panel Verimliliği: %20 (0.20)
  - Sistem Verimliliği: %85 (0.85)

Günlük Enerji Üretimi = 0.5 × 4,81 × 9,23 × 0.20 × 0.85 ≈ 3,773 kWh

Aylık Enerji Üretimi (Eylül): 3,773 kWh/gün × 30 gün ≈ 113,21 kWh/ay

- **Ekim Ayı İçin Günlük ve Aylık Enerji Üretimi Hesaplama**
  - Panel Gücü: 0.5 kW (500 watt)
  - Güneş Radyasyonu: 3.6 kWh/m² (Ekim ayı için)
  - Güneşlenme Süresi: 6,87 saat (Ekim ayı için)
  - Panel Verimliliği: %20 (0.20)
  - Sistem Verimliliği: %85 (0.85)

Günlük Enerji Üretimi = 0.5 × 3,6 × 6,87 × 0.20 × 0.85 ≈ 2,102 kWh

Aylık Enerji Üretimi (Ekim): 2,102 kWh/gün × 31 gün ≈ 63,168 kWh/ay

- **Kasım Ayı İçin Günlük ve Aylık Enerji Üretimi Hesaplama**
  - Panel Gücü: 0.5 kW (500 watt)
  - Güneş Radyasyonu: 2.14 kWh/m² (Kasım ayı için)
  - Güneşlenme Süresi: 5,15 saat (Kasım ayı için)
  - Panel Verimliliği: %20 (0.20)
  - Sistem Verimliliği: %85 (0.85)

Günlük Enerji Üretimi = 0.5 × 2,14 × 5,15 × 0.20 × 0.85 ≈ 0,936 kWh

Aylık Enerji Üretimi (Kasım): 0,936 kWh/gün × 30 gün ≈ 28,08 kWh/ay

- **Aralık Ayı İçin Günlük ve Aylık Enerji Üretimi Hesaplama**
  - Panel Gücü: 0.5 kW (500 watt)
  - Güneş Radyasyonu: 1.59 kWh/m² (Aralık ayı için)
  - Güneşlenme Süresi: 3,75 saat (Aralık ayı için)
  - Panel Verimliliği: %20 (0.20)
  - Sistem Verimliliği: %85 (0.85)

Günlük Enerji Üretimi = 0.5 × 1,59 × 3,75 × 0.20 × 0.85 ≈ 0,506 kWh

Aylık Enerji Üretimi (Aralık): 0,506 kWh/gün × 31 gün ≈ 15,711 kWh/ay

- **Yıllık Güneş Enerjisi Üretimi ve Panel Sayısı Hesaplaması**
    - **Yıllık Enerji Üretimi Hesaplama Detayları**

Projemizde, rafinerinin enerji ihtiyacını karşılamak amacıyla kullanılacak olan 500 watt kapasiteli fotovoltaik paneller üzerinden yıllık enerji üretim kapasitesini değerlendirdik. Bu paneller, %20 oranında bir enerji dönüşüm verimliliğine ve %85 sistem verimliliğine sahiptir. Aşağıda, tüm yıl boyunca aylık enerji üretim miktarlarını ve toplam yıllık üretimi hesaplanmıştır:

- **Ocak**: 19,38 kWh
- **Şubat**: 31.08 kWh
- **Mart**: 63,938 kWh
- **Nisan**: 93,78 kWh
- **Mayıs**: 142,47 kWh
- **Haziran**: 181,11 kWh
- **Temmuz**: 193,71 kWh
- **Ağustos**: 163,81 kWh
- **Eylül**: 113,21 kWh
- **Ekim**: 63,168 kWh
- **Kasım**: 28,08 kWh
- **Aralık**: 15,711 kWh

Toplam Yıllık Üretim: 1.109,447 kWh olarak bulunmuştur.

Bu değer, tek bir panelin yıllık enerji üretim kapasitesini ifade eder ve rafinerinin toplam yıllık enerji ihtiyacını karşılamak için gerekli olan panel sayısını belirlemek için temel oluşturur.

- **Panel Sayısı Hesaplama:**

Rafinerinin toplam yıllık enerji ihtiyacı belirlendikten sonra, bu ihtiyacı karşılamak için gerekli olan toplam panel sayısı şu şekilde hesaplanır:

Gerekli Panel Sayısı = (Toplam Yıllık Enerji İhtiyacı) / (Bir Panelin Yıllık Üretimi)

Gerekli Panel Sayısı = 113.349.600 kWh / 1.109,447 kWh ≈ 102,167 panel

- **Alan Hesaplama:**

Her bir panelin kapladığı alan 1,6 metrekare olarak kabul edildiğinde, kurulum için gerekli toplam alan şu şekilde hesaplanır:

$$\text{Toplam Alan} = \text{Gerekli Panel Sayısı} \times 1{,}6\ m^2$$

$$\text{Toplam Alan} = 102.167 \times 1{,}6\ m^2 = 163.467{,}2\ m^2$$

7.4.2 Güneş Enerjisi (PV) Sistemlerinin Ekonomik ve Çevresel Analizi

Bu bölümde, rafinerinin enerji ihtiyacını karşılamak amacıyla kurulacak olan güneş enerjisi sistemlerinin ekonomik ve çevresel boyutları ele alınmaktadır. Güneş enerjisi panelleri, fosil yakıtlara olan bağımlılığı azaltmak ve karbon emisyonlarını düşürmek için önemli bir rol oynamaktadır. Bu analiz, panel kurulumunun maliyetini, enerji verimliliğini ve çevresel yararlarını kapsamlı bir şekilde değerlendirmektedir.

7.4.2.1 Maliyet Analizi ve Yatırımın Geri Dönüş Süresi

Projede kullanılan 500 watt kapasiteli fotovoltaik panellerin maliyeti ve bu panellerden beklenen yıllık enerji üretimi dikkate alındığında, yatırımın geri dönüş süresi hesaplanmaktadır. Güneş enerjisi sisteminin kurulum maliyeti, devlet teşvikleri, işletme ve bakım giderleri ile potansiyel enerji tasarrufu değerlendirilerek finansal faydalar ortaya konulmuştur. Panel sayısı olarak belirlenen 102.167 adet ve bu panellerin kapladığı toplam alan ile maliyetler arasındaki ilişki detaylı bir şekilde incelenmiştir.

Güneş enerjisi sisteminin kurulum maliyeti, çeşitli bileşenlerin toplam maliyetinden oluşmaktadır. Her bir bileşenin maliyetini aşağıdaki gibi sıralanmıştır:

Fotovoltaik Paneller: Rafineri projesi için 500 watt gücünde paneller kullanılmaktadır. Bu panellerin piyasadaki ortalama birim maliyeti, son dönemde yapılan araştırmalara göre, watt başına yaklaşık 0,70 dolar civarındadır. Bu durumda, her bir panelin maliyeti 350 dolar olarak hesaplanmıştır [92].

Inverter (Dönüştürücüler): Güneş enerjisi sistemlerinde DC akımı AC akıma çeviren inverterlar önemli bir maliyet unsuru oluşturur. Inverter maliyetleri, sistem

kapasitesine ve verimliliğine göre değişiklik göstermekle birlikte, genelde kurulan sistem gücünün yüzde 10 kadarı kadar maliyet oluşturmaktadır [91].

Montaj ve İşçilik: Panel montajı, yapısal destekler ve işçilik maliyetleri, toplam maliyetin önemli bir kısmını oluşturur. Genellikle toplam sistem maliyetinin %15 ila %25'ini kapsamaktadır [94].

Kablolama ve Elektrik Tesisatı: Sistem kurulumunda kullanılan kablolar, elektrik bağlantı kutuları ve güvenlik ekipmanları da dikkate alınmalıdır. Bu kalemler genel maliyetin yaklaşık %5'ini oluşturmaktadır [95].

Yapısal Düzenlemeler ve İzinler: Güneş panellerinin monte edileceği yapı üzerinde gerekli düzenlemeler ve yerel yönetimlerden alınacak izinler için de bir maliyet hesaplaması yapılmalıdır. Bu giderler, projenin bulunduğu bölgeye ve mevzuatlara bağlı olarak değişkenlik gösterilmektdir [96].

- **Maliyet Analizi: Matematiksel Hesaplamalar**

Maliyet hesaplamalarını yaparken, her bir bileşen için belirlediğimiz ortalama maliyetleri kullanarak toplam yatırım maliyetini ve geri dönüş süresini hesaplayacağız. Aşağıda, güneş enerjisi sisteminin kurulumu için gerekli olan bileşenlerin maliyetlerini detaylı bir şekilde hesaplamıştır:

- **Fotovoltaik Panellerin Maliyeti Analizi:**

  Birim Maliyet: $0.70/Watt, bu birim fiyat piyasa araştırmalarına dayanarak satın alma fiyatı olarak belirlenmiştir ve güneş paneli teknolojisindeki son gelişmeleri yansıtmaktadır

  Panel Gücü: 500 Watt, bu güç kapasitesi seçimi, optimal enerji üretimi ve maliyet verimliliği dengesini gözeterek yapılmıştır

  Toplam Panel Sayısı: 102.167 adet, bu sayı, rafinerinin yıllık enerji ihtiyacını karşılamak için hesaplanan panel ihtiyacını temsil etmektedir

  Toplam Panel Maliyeti: Toplam maliyet hesaplama işlemi, birim maliyet ile panel gücü ve toplam panel sayısının çarpımı olarak yapılmıştır:

  $$\$0.70 / \text{Watt} \times 500 \text{ Watt} \times 102.167 = \$35.758.450$$

- **Inverter Maliyeti Analizi:**

  Sistem Kapasitesinin %10'u kadar maliyet: Bu oran, inverterların toplam kurulum maliyetine olan katkısını yansıtmaktadır ve sektör standartlarına göre ayarlanmıştır

  Toplam Sistem Gücü Güneş paneli sistemimizin toplam gücü, her bir panelin 500 Watt kapasitesi ile çarpılarak hesaplanır:

  Toplam Sistem Gücü: 500 Watt × 102.167 = 51.083.500Watt (51.083,5 MW)

  Inverter Maliyeti: Inverter maliyeti, toplam sistem gücünün %10'u olarak hesaplanmaktadır:

  51.083.500Watt × $0.10/Watt = $5.108.350

  Bu hesaplama, güneş enerjisi sisteminin toplam kurulum maliyetinin önemli bir bölümünü oluşturan inverterlerin maliyetini belirlemekte kullanılır. Inverterlar, güneş panellerinden elde edilen DC (doğru akım) elektriğini, tesisatın kullanabileceği AC (alternatif akım) elektriğine çevirme işlevi görmektedir.

- **Montaj ve İşçilik Maliyeti Analizi:**
  - Maliyet Oranı %20. Bu oran, toplam sistem maliyetinin montaj ve işçilik için ayrılan kısmını temsil eder ve genellikle güneş enerjisi sistemlerinde standart bir yüzdedir.
  - Toplam Panel Maliyeti: $35.758.450
  - Inverter Maliyeti: $5.108.350
  - Toplam Sistem Maliyeti: Toplam Panel Maliyeti + Inverter Maliyeti = $35.758.450+ $5.108.350= $40.866.800
  - İşçilik ve Montaj Maliyeti: Toplam Sistem Maliyetinin %20'si = $40.866.800 × 0.20 = $8.173.360
- **Kablolama ve Elektrik Tesisatı Maliyeti Analizi:**
  - Maliyet Oranı %5. Bu oran, toplam sistem maliyetinin kablolama ve elektrik tesisatı için ayrılan kısmını temsil eder ve enerji sistemlerinin kurulumunda standart bir yüzdedir.
  - Kablolama ve Elektrik Tesisatı Maliyeti: Toplam Sistem Maliyetinin %5'i = $40.866.800× 0.05 = $2.043.340

- **Yapısal Düzenlemeler ve İzinler Maliyeti Analizi:**
  - Maliyet Oranı %5. Bu yüzde, güneş enerjisi sistemlerinin kurulumu için gerekli yapısal düzenlemeler ve alınacak izinlerin toplam maliyete katkısını ifade etmektedir.
  - Yapısal Düzenlemeler ve İzinler Maliyeti: Toplam Sistem Maliyetinin %5'i = $40.866.800× 0.05 = $2.043.340
- **İşletme ve Bakım Giderleri Maliyet Analizi:**
  - İşletme ve bakım giderleri, güneş enerjisi sistemlerinin verimli ve kesintisiz çalışmasını sağlamak için önemlidir. Bu giderler yıllık olarak hesaplanır ve toplam sistem maliyetinin belirli bir yüzdesi olarak tahmin edilmiştir.
  - İşletme Giderleri
  - Maliyet Oranı: %1,5
    - Hesaplama: $40.866.800 × 0.015 = $613.002
  - Bakım Giderleri
  - Maliyet Oranı: %2,5
    - Hesaplama: $40.866.800 × 0.025 = $1.021.670
  - Toplam İşletme ve Bakım Giderleri
    - Hesaplama: $613.002 + $1.021.670 = $1.634.672
  - Bu giderler, sistemin optimum performansını sürdürmek, arızaları önlemek ve bileşenlerin ömrünü uzatmak için gerekmektedir.
- **Toplam PV Sistem Maliyet Hesaplama:**
  - Detaylı Maliyet Bileşenleri:
  - Toplam Panel Maliyeti: $35.758.450
  - Inverter Maliyeti: $5.108.350
  - İşçilik ve Montaj Maliyeti: $8.173.360
  - Kablolama Maliyeti: $2.043.340
  - Yapısal Düzenlemeler ve İzinler Maliyeti: $2.043.340
  - İşletme ve Bakım Giderleri Maliyeti: $1.634.672
- **Toplam Maliyet** = Toplam Panel Maliyeti + Inverter Maliyeti + İşçilik ve Montaj Maliyeti + Kablolama Maliyeti + Yapısal Düzenlemeler ve İzinler Maliyeti + İşletme ve Bakım Giderleri Maliyeti

- **Toplam Maliyet** = $35.758.450 + $5.108.350 + $8.173.360 + $2.043.340 + $2.043.340 + $1.634.672 = $54.761.512

- **Toplam Maliyet ve Yıllık Enerji Tasarrufu Değerlendirmesi:**
  - Toplam kurulum maliyeti $54.761.512 olarak hesaplanmıştır. Rafinerinin yıllık elektrik tüketimi 113,349,600 kWh ile mevcut kabul edilen elektrik tarifesinde 0.145 $/kWh dikkate alındığında, yıllık elektrik harcaması $16,435,692 olarak hesaplanır. Bu durumda, güneş enerjisi sistemi kurulumu ile elektrik maliyetlerinden yıllık olarak 16,435,692 dolar tasarruf sağlanması beklenmektedir.
  - Geri dönüş süresi, toplam yatırım maliyetinin yıllık tasarrufla bölünmesiyle hesaplanır ve bu değer, sistemin maliyetlerini karşıladığı süreyi gösterir:
    - Geri Dönüş Süresi = Toplam Maliyet / Yıllık Tasarruf
    - Geri Dönüş Süresi = $54.761.512/ $16,435,692 ≈ 3,33 yıl
  - Bu hesaplamalar göstermektedir ki, güneş enerjisi sistemi yatırımı, 3,3 yıl içinde maliyetlerini karşılayarak, rafineriye önemli mali tasarruf sağlayacak ve bu yatırımın çevresel sürdürülebilirliği destekleyen uzun vadeli faydaları olacaktır. Bu analiz, güneş enerjisi kullanımının sadece çevresel açıdan değil, aynı zamanda ekonomik açıdan da sürdürülebilir bir seçenek olduğunu göstermektedir.

7.4.2.2 Çevresel Etki Değerlendirmesi

Çevresel Etki Değerlendirmesi bölümünde gerçekleştirilen analizler, rafinerinin güneş enerjisi sistemlerinin devreye alınmasıyla karbon emisyonlarında kayda değer bir azalma sağlandığını ortaya koymaktadır. Özellikle, Kapsam 2 emisyonları üzerinde büyük bir etkiye sahip olan bu sistemler, rafinerinin enerji tüketiminden kaynaklanan dolaylı karbon emisyonlarını ifade eder ve güneş enerjisi kullanımıyla doğrudan azaltılmıştır.

- **Karbon Emisyonlarında Azalma**

Rafinerinin yıllık olarak 113,349,600 kWh enerji üretimi gerçekleştirmesi, fosil yakıt kullanımını azaltarak dolayısıyla Kapsam 2 emisyonlarını da önemli ölçüde düşürmüştür. Bu durum, rafinerinin karbon ayak izinin küresel hedefler doğrultusunda azaltılmasına olanak tanırken, aynı zamanda çevresel regülasyonlara uyumu ve sürdürülebilir enerji kullanımını teşvik etme açısından da kritik bir adım

olarak değerlendirilmektedir. Hesaplamalarımızda bulduğumuz 54,294,458.4 ton CO2 eşdeğerindeki azalma, rafinerinin Kapsam 2 emisyonlarını neredeyse tamamen nötrlemiş, çünkü kullanılan elektrik tamamen yenilenebilir kaynaklardan sağlanmıştır ve bu durum, fosil yakıtların kullanımından kaynaklanan herhangi bir dolaylı emisyon üretmemektedir.

Güneş enerjisi sistemlerinin devreye alınmasıyla elde edilen bu çevresel yararlar, rafinerinin fosil yakıtlara olan bağımlılığını azaltmakla kalmamış, aynı zamanda üretilen hidrojenin mavi hidrojen olarak sınıflandırılmasına olanak sağlamıştır. Mavi hidrojen, karbon emisyonlarını minimuma indirgemeyi hedefleyen enerji üretim süreçlerinde kullanılan bir yöntemdir. Bu stratejik değişiklik hem çevresel sürdürülebilirlik hem de operasyonel etkinlik açısından rafineriye katkıda bulunmuş ve yeşil enerjiye geçişteki bağlılığı pekiştirmiştir.

- **Çevresel Yönetmeliklerle Uyum**

Rafineri, güneş enerjisi kullanımı aracılığıyla ulusal ve uluslararası çevre yönetmeliklerine daha iyi uyum sağlamaktadır. Güneş enerjisi, yenilenebilir bir kaynak olarak, çevre standartlarına uyumu kolaylaştırır ve çevresel izin süreçlerinde rafineriye avantaj sağlar. Bu uyum, aynı zamanda rafinerinin çevresel regülasyonlara olan bağlılığını pekiştirir ve çevre üzerindeki etkilerini azaltmaktadır.

- **Biyolojik Çeşitlilik Üzerindeki Etkiler**

Güneş panellerinin kurulumu, yerel habitat üzerinde minimal etki yaratmaktadır. Fosil yakıtların neden olduğu çevresel zararları azaltırken, güneş enerjisi santrallerinin planlanması ve kurulumu sırasında yapılan çevresel etki değerlendirmeleri, bu tesislerin biyolojik çeşitlilik üzerinde olumsuz bir etki yaratmadığını ortaya koymaktadır. Bu sürdürülebilir enerji kaynağı, doğal çevreyi koruma çabalarını destekler ve ekosistemlerin sağlığını iyileştirmektedir.

7.4.3 PV Panel Kurulumu Sonrası Ekonomik Veriler

Rafineri proseslerimiz, kurulum sonrası farklı kapasite oranlarında çalışarak yıllık enerji ihtiyacını karşılayacaktır. Sistemimiz, belirtilen yıllara göre şu kapasitelerde çalışacaktır: 0-1 yıl arası %50, 1-2 yıl arası %90, 2-10 yıl arası %100 kapasite. Bu

sayede, her yıl için ödenen elektrik giderleri güneş panelleriyle tam olarak karşılanarak ortadan kalkacaktır.

İlk yıl, toplam güneş enerji santral maliyeti olan $54.761.512 doların %50'si, ikinci yıl %90'ı, üçüncü yıldan itibaren ise %100'ü kullanılacak ve bu oranlara göre maliyetler bölünecektir. Bu durumda, yıllık enerji ihtiyacı tamamen güneş panelleriyle karşılanacak ve elektrik gideri maliyetimiz sıfırlanacaktır.

Aşağıda, güncellenmiş proses ve güneş paneli sisteminin zamana bağlı kümülatif nakit akışı grafiği verilmiştir:

- **0-1 Yıl:** Sistemin %50 kapasite ile çalışması sonucu, yıllık enerji ihtiyacının %50'si güneş panelleri ile karşılanacak ve $27.380.756 maliyet tahakkuk edecektir.
- **1-2 Yıl:** Sistemin %90 kapasite ile çalışması sonucu, yıllık enerji ihtiyacının %90'ı güneş panelleri ile karşılanacak ve $49.285.361 maliyet tahakkuk edecektir.
- **2-10 Yıllar:** Sistemin %100 kapasite ile çalışması sonucu, yıllık enerji ihtiyacının tamamı güneş panelleri ile karşılanacak ve elektrik gideri maliyetimiz sıfırlanacaktır.

Bu veriler ışığında, güneş paneli sisteminin ekonomik etkileri ve rafineri süreçlerine olan katkıları detaylı olarak analiz edilmiştir. Sistemin tam kapasiteyle çalışmaya başlamasıyla birlikte, yıllık enerji maliyetlerinin sıfırlanması ve bu sayede önemli bir tasarruf sağlanması hedeflenmektedir.

Güncellenmiş kümülatif nakit akışı hesaplamaları, her yılın net karı, amortisman değerleri, vergilenebilir gelirleri, ödenen vergiler, nakit akışları ve kümülatif nakit akışlarını içermektedir. İlk yıl, tesis %50 kapasite ile çalışmakta ve enerji maliyetleri güneş panelleri tarafından karşılanarak $27.380.756 maliyet ortaya çıkmaktadır. Bu dönemde net kar -$61.530.751 olarak hesaplanmıştır. İkinci yıl, tesis %90 kapasite ile çalışmakta ve güneş panelleri ile enerji ihtiyacının %90'ı karşılanarak $49.285.361 maliyet ortaya çıkmaktadır. Bu dönemde net kar $7.156.437 olarak hesaplanmıştır. Üçüncü yıldan itibaren tesis %100 kapasite ile çalışmakta ve enerji ihtiyacının tamamı güneş panelleri ile karşılanarak maliyetler sıfırlanmaktadır.

Aşağıdaki tablo, her yılın net karını, amortisman değerlerini, vergilenebilir gelirlerini, ödenen vergileri, nakit akışlarını ve kümülatif nakit akışlarını göstermektedir.

Tablo 7.1 PV panel kurulumu sonrası tesisin yan gereksinim maliyeti

Hizmetler	**Birim Fiyatı**	**Yıllık Tüketim**	**Yıllık Maliyet ($)**
Su	2,5 $/m^3	613.267,2 m³	1.533.168
Toplam Yan Gereksinim Maliyeti			1.533.168

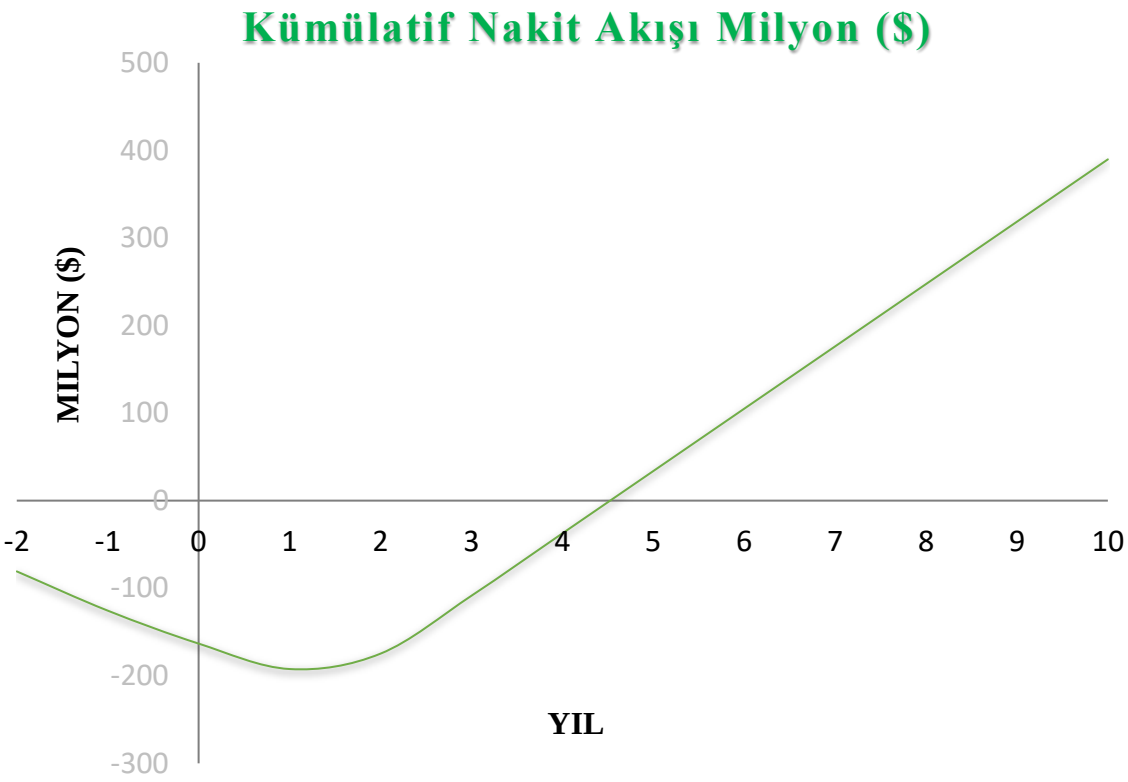
Tablo 7.2 PV sistem kurulu gücüne göre elektrik tasarrufu ve maliyetleri

Yıl	**Kapasite**	**Yıllık Enerji Üretimi (kWh)**	**Elektrik Tasarrufu ($)**	**Kurulum ve Bakım Maliyeti ($)**
1	%50	56.674.800	$8.217.846	$27.380.756
2	%90	102.014.640	$14.792.122,8	$21.904.605
3	%100	113.349.600	$16.435.692	$5.476.151
4	%100	113.349.600	$16.435.692	$1.634.672
5	%100	113.349.600	$16.435.692	$1.634.672
6	%100	113.349.600	$16.435.692	$1.634.672
7	%100	113.349.600	$16.435.692	$1.634.672
8	%100	113.349.600	$16.435.692	$1.634.672
9	%100	113.349.600	$16.435.692	$1.634.672
10	%100	113.349.600	$16.435.692	$1.634.672

Tablo 7.3 Tesisin PV sistem ile birlikte kümülatif akışı

Yıl	Net Kar ($)	Amortisman Değeri ($)	Vergilenebilir Gelir ($)	Ödenen Vergi ($)	Nakit Akışı ($)	Kümülatif Nakit Akışı ($)
0	0	0	0	0	0	-163.267.032
1	-61.530.751	12.559.003	-48.971.748.5	0	-48.971.748	-212.238.780
2	7.156.437	12.559.003	19.715.440.4	6.900.404	12.815.036	-199.423.744
3	100.099.857	12.559.003	112.658.860.3	39.430.601	73.228.259	-126.195.485
4	111.775.170	12.559.003	124.334.173	43.516.961	80.817.212	-45.378.273
5	111.775.170	12.559.003	124.334.173	43.516.961	80.817.212	35.438.939
6	111.775.170	12.559.003	124.334.173	43.516.961	80.817.212	116.256.151
7	111.775.170	12.559.003	124.334.173	43.516.961	80.817.212	197.073.363
8	111.775.170	12.559.003	124.334.173	43.516.961	80.817.212	277.890.575
9	111.775.170	12.559.003	124.334.173	43.516.961	80.817.212	358.707.787
10	111.775.170	12.559.003	124.334.173	43.516.961	80.817.212	439.524.999

Bu tablo, tesisin yıllık net karları, amortisman değerleri, vergilenebilir gelirleri, ödenen vergiler, nakit akışı ve kümülatif nakit akışını göstermektedir. Tesisin dördüncü yılın sonu itibarıyla başa baş noktasına ulaştığı ve sonraki yıllarda sürekli kar elde ettiği görülmektedir.



Şekil 7.3 Tesisin PV sistem ile birlikte kümülatif akış diyagramı

8
SONUÇ

Rafineri proseslerinin ekonomik ve çevresel optimizasyonu üzerine yapılan bu çalışmada, doğalgazdan hidrojen üretimi için Steam Methane Reforming (SMR) yöntemi ve güneş enerjisi kullanımı detaylı bir şekilde analiz edilmiştir. Çalışma kapsamında işletme maliyetleri, yatırım maliyetleri ve yıllık enerji ihtiyaçları hesaplanarak ekonomik ve çevresel etkiler kapsamlı olarak değerlendirilmiştir. SMR yöntemi, ekonomik açıdan verimli bir yöntemdir. Bu yöntem, metan ve su buharı kullanarak yüksek oranda hidrojen üretimi sağlamaktadır. ASPEN Plus® v11 yazılımı kullanılarak yapılan modellemeler, SMR prosesinin verimliliğini ve maliyetlerini değerlendirmek amacıyla kullanılmıştır. Proses tasarımı, çok tüplü sabit yataklı reaktör olarak gerçekleştirilmiş ve simülasyon programında piston akışlı reaktör (PFR) olarak seçilmiştir. Reaksiyon sırasında kullanılan nikel bazlı Ni4AlCe katalizörü, geniş spektrumlu çalışma koşulları ve yüksek ürün dağılımı nedeniyle tercih edilmiştir.

Yıllık doğal gaz tüketimi ile üretilen hidrojen miktarları ve elde edilen gelirler hesaplanmıştır. İlk yıl sistem %50 kapasite ile çalışarak 189.653.638,5 m^3 doğal gaz kullanımıyla 51.522.948 kg hidrojen üretmiş ve bu üretimden 154.568.844 dolar gelir elde edilmiştir. İkinci yıl, %90 kapasite ile çalışarak 92.741.306,4 kg hidrojen üretilmiş ve 278.223.919,2 dolar gelir elde edilmiştir. Üçüncü yıldan itibaren %100 kapasite ile çalışarak yıllık 103.045.896 kg hidrojen üretilmiş ve her yıl için 309.137.688 dolar gelir sağlanmıştır. Hidrojenin kilogram başına satış fiyatı ortalama 3 dolar olarak varsayılmıştır.

SMR prosesi, metanın yaklaşık %80-85 oranında hidrojene dönüşümünü sağlamaktadır. Oluşan yan ürünler ve atık gazlar sistemde yeniden kullanılmak üzere depolanmaktadır. Metan ve suyun geri kalan kısmı, sistemde tekrar kullanıma hazırlanarak enerji verimliliği artırılmaktadır. Su, ısıtma ve reformasyon süreçlerinde sürekli olarak devridaim edilmekte ve su tüketimi minimize edilmektedir. Geri kalan metan ve su, depolama tanklarında muhafaza edilmekte ve yeniden kullanılmak üzere proseslere geri beslenmektedir.

Yatırım maliyetleri, doğrudan ve dolaylı masraflar, sabit sermaye yatırımı, hammadde maliyetleri ve yan gereksinim maliyetleri hesaplanmıştır. Toplam sabit sermaye yatırımı 163.267.032 dolar olarak belirlenmiştir. İlk yıl işletme ve kurulum maliyetleri 101.838.332,5 dolar, ikinci yıl 94.004.498,8 dolar ve üçüncü yıl 31.333.833,7 dolar olarak hesaplanmıştır. Güneş enerjisi sisteminin kurulumu ve bakımı ise ilk yıl 27.380.756 dolar, ikinci yıl 21.904.605 dolar ve üçüncü yıl 5.476.151 dolar olarak belirlenmiştir. Dördüncü yıldan itibaren sadece işletme ve bakım giderleri 1.634.672 dolar olmuştur.

Güneş enerjisi kullanımı, tesisin enerji maliyetlerini önemli ölçüde azaltmış ve Kapsam 2 emisyonlarını nötralize etmiştir. Bu çalışmada, güneş enerjisi kullanımı sayesinde tesisin enerji maliyetleri büyük ölçüde azaltılmış ve çevresel etkiler minimize edilmiştir. Güneş enerjisi sisteminin kurulumu sonrası, yıllık enerji ihtiyacı tamamen güneş panelleri ile karşılanmış ve elektrik giderleri sıfırlanmıştır. Bu durum, uzun vadede önemli bir maliyet tasarrufu sağlamış ve çevresel sürdürülebilirliği artırmıştır. Güneş enerjisi kullanımı ayrıca tesisin karbon ayak izini azaltarak daha çevre dostu bir üretim süreci sağlamıştır.

Kapsam 1 ve Kapsam 2 emisyonlarının değerlendirilmesi sonucu, güneş enerjisi kullanımıyla Kapsam 2 emisyonlarının nötralize edildiği belirlenmiştir. Bu, tesisin çevresel etkilerini minimize ederek daha sürdürülebilir bir üretim süreci sağlamıştır. Ekonomik analizlerde tesisin dördüncü yıl itibarıyla başa baş noktasına ulaştığı ve sonraki yıllarda sürekli kar elde ettiği tespit edilmiştir.

Tezde ayrıca, doğalgaz ve dietanolamin miktarları günümüz Türkiye şartlarına göre fiyatlandırılmış ve uygulanan 10 yıllık maliyet analizine göre, paranın değeri marr değeri 0.05'in üzerinde hesaplanmış ve güncel verileri içermektedir. Bu sonuçlara dayanarak günümüz şartlarında istim reformasyonu kullanarak yüksek saflıkta hidrojen gazı üretim yapan tesislerle ekonomik olarak rekabet edebileceği öngörülmektedir. Ülkemizde keşfedilen yeni doğal gaz rezervlerinin gelecekte olacak muhtemel etkisi ile uygun fiyatla doğal gaz temin edilebilir olup ve daha kârlı bir üretim sağlanması hedeflenmektedir. Su-buharı metan reformasyonu (istim metan reformasyonu) gibi teknolojilerin kullanımının daha uygun olması beklenmektedir.

Sonuç olarak, bu çalışma hidrojen üretiminde SMR yönteminin ve güneş enerjisi kullanımının ekonomik ve çevresel faydalarını ortaya koymakta olup, mevcut ve gelecekteki enerji projeleri için önemli bir referans teşkil etmektedir. Aynı zamanda mevcut SMR rafinerilerinin gri hidrojenden mavi hidrojene geçiş yapabilmesi için gerekli teknolojik ve ekonomik altyapıyı sunmaktadır. Gri hidrojen, fosil yakıtların yan ürünü olarak üretilirken, mavi hidrojen, karbon yakalama ve depolama teknolojileri kullanılarak çevresel etkileri minimize eder. Bu çalışma, mavi hidrojen üretimi için gerekli altyapı ve teknolojik gereksinimleri ortaya koyarak, gelecekteki enerji projeleri için yol gösterici olacaktır. SMR teknolojisi ve güneş enerjisinin kombinasyonu, ekonomik ve çevresel sürdürülebilirlik açısından önemli avantajlar sağlamaktadır.

KAYNAKÇA

[1] Yeni Şehir Gazetesi. (2024). Sera etkisi nedir? Dünyamızın ısınmasını anlamak. Yeni Şehir Gazetesi. Erişim adresi: Yeni Şehir Gazetesi (YeniSöke Gazetesi).

[2] Güler, Y. (2023). Sera Gazları, İklim Değişikliğinde Sera Gazı Emisyonlarının Rolü ve Emisyon Ticareti. 24 Nisan 2023. Erişim adresi: İshad.

[3] Arrhenius, S. (1896). XXXI. On the influence of carbonic acid in the air upon the temperature of the ground. The London, Edinburgh, and Dublin Philosophical Magazine and Journal of Science, 41(251), 237-276.

[4] Mokhta, Z. M., Ong, M. Y., Salman, B., Nomanbhay, S., Salleh, S. F., Chew, K. W., & Chen, W. H. (2020). Simulation studies on microwave-assisted pyrolysis of biomass for bioenergy production with special attention on waveguide number and location. Energy, 190, 116474.

[5] Jeffry, L., Ong, M. Y., Nomanbhay, S., Mofijur, M., Mubashir, M., & Show, P. L. (2021). Greenhouse gases utilization: A review. Fuel, 301, 121017.

[6] Boer, G. J., McFarlane, N. A., & Lazare, M. (1992). Greenhouse gas–induced climate change simulated with the CCC second-generation general circulation model. Journal of Climate, 5(10), 1045-1077.

[7] Sağlar, E. (2019). İzmir İli Hava Kirliliğinin Alansal ve Zamansal Olarak Analizi [Master's thesis, Atatürk University Institute of Science, Department of Environmental Engineering, Erzurum].

[8] Özer, F. (2019). Karabük'te Doğalgaz Kullanımının Hava Kirliliğinin Azaltılmasına Etkisi [Yüksek Lisans Tezi, Karabük Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü, Makine Mühendisliği Anabilim Dalı, Karabük].

[9] Our World in Data. (2024.). CO_2 emissions per capita. Retrieved [date you accessed the information], from Our World in Data.

[10] Türkiye İstatistik Kurumu (TÜİK). (2023, Mart 29). Sera Gazı Emisyon İstatistikleri, 1990-2021 [Haber Bülteni, Veri Seti]. No: 49672. Erişim adresi: TÜİK.

[11] Rossati, A. (2017). Global warming and its health impact. The International Journal of Occupational and Environmental Medicine, 8(1), 7.

[12] Giannakopoulos, C., Le Sager, P., Bindi, M., Moriondo, M., Kostopoulou, E., & Goodess, C. M. (2009). Climatic changes and associated impacts in the Mediterranean resulting from a 2°C global warming. Global and Planetary Change, 68(3), 209-224.

[13] Üreden, A. (2019). Sürdürülebilir Yaşam İçin Karbon Ayak İzi (Çankırı Karatekin Üniversitesi Örneği). Yüksek Lisans Tezi, Çankırı Karatekin Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü, Orman Mühendisliği Anabilim Dalı, Çankırı.

[14] Ayan, N. (2019). Muğla İlinde Yakıt Tüketimine Bağlı Karbon Ayak İzi Değişimi. Yüksek Lisans Tezi, Yıldız Teknik Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü, Çevre Mühendisliği Anabilim Dalı, İstanbul.

[15] Balta, M. (2020). Endüstri Kaynaklı Karbon Ayak İzi Azaltımı ve Enerji Verimliliği. Yüksek Lisans Tezi, Sakarya Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü, Çevre Mühendisliği Anabilim Dalı, Sakarya.

[16] Farman, J. C., Gardiner, B. G., & Shanklin, J. D. (1985). Large losses of total ozone in Antarctica reveal seasonal ClOx/NOx interaction. Nature, 315(6016), 207-210.

[17] Newman, P. A. (2018). The way forward for Montreal Protocol science. Comptes Rendus Geoscience, 350(7), 442-447.

[18] Velders, G. J., Andersen, S. O., Daniel, J. S., Fahey, D. W., & McFarland, M. (2007). The importance of the Montreal Protocol in protecting climate. Proceedings of the National Academy of Sciences, 104(12), 4814-4819.

[19] Sands, P. (1992). The United Nations framework convention on climate change. Review of European, Comparative & International Environmental Law, 1, 270.

[20] Greene, L. A. (2000). EHPnet: United Nations Framework Convention on Climate Change. Environmental Health Perspectives, 108(10), A442.

[21] Akyel, Ö. (2009). İklim Değişikliği Çerçeve Sözleşmesi ve Türkiye'deki Uygulamaları. Doktora Tezi, Ankara Üniversitesi Sosyal Bilimler Enstitüsü, Sosyal Çevre Bilimleri Anabilim Dalı. Erişim adresi: Ankara Üniversitesi.

[22] Tompkins, E. L., & Amundsen, H. (2008). Perceptions of the effectiveness of the United Nations Framework Convention on Climate Change in advancing national action on climate change. Environmental Science & Policy, 11(1), 1-13.

[23] Protocol, K. (1997). Kyoto protocol. UNFCCC. Retrieved March 2024, from UNFCCC.

[24] Bayrak, M. R. (2012). Sürdürülebilir Kalkınma İçin Türkiye'de Düşük Karbon Ekonomisi ve Kyoto Protokolü'nün Finansman Kaynakları. Tarih Kültür ve Sanat Araştırmaları Dergisi, 1(4), 266-279. DOI: 10.7596/taksad. V1i4.90.

[25] Şişbot, S., Yildiran, U., & Tunç, M. (2015). Türkiye'de elektrik enerji kaynaklarının optimal dağılımı ve Kyoto Protokolü'nün etkisi. Energy Sources, Part B: Economics, Planning, and Policy, 10(3), 288-297. DOI: 10.1080/15567249.2011.555347.

[26] Savaresi, A. (2016). The Paris Agreement: A new beginning? Journal of Energy and Natural Resources Law, 34(1), 16-26. https://doi.org/10.1080/02646811.2016.1133983.

[27] Türkay, M. (2018). Karayolu ulaşımından kaynaklanan sera gazı emisyonunun (Karbon ayak izinin) hesaplanması: Eskişehir ili örneği. Yüksek Lisans Tezi, Cumhuriyet Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü, Çevre Mühendisliği Anabilim Dalı, Sivas.

[28] Falkner, R. (2016). The Paris Agreement and the new logic of international climate politics. International Affairs, 92(5), 1107-1125. https://doi.org/10.1111/1468-2346.12708.

[29] Kat, B., Paltsev, S., & Yuan, M. (2018). Turkish energy sector development and the Paris Agreement goals: A CGE model assessment. Energy Policy, 122, 84-96. https://doi.org/10.1016/j.enpol.2018.07.030.

[30] European Environment Agency. (2021). European environment — state and outlook 2020. Retrieved from European Environment Agency.

[31] Jordan, A., Huitema, D., Hildén, M., van Asselt, H., Rayner, T. J., Schoenefeld, J. J., ... & Stripple, J. (2015). Emergence of polycentric climate governance and its future prospects. Nature Climate Change, 5(11), 977-982. https://doi.org/10.1038/nclimate2725.

[32] Jordan, A. J., Huitema, D., van Asselt, H., Rayner, T. J., Schoenefeld, J. J., Tosun, J., ... & Forster, J. (2018). The governance of the European Union's climate and energy transition. Nature Energy, 3(3), 222-229. https://doi.org/10.1038/s41560-018-0106-7

[33] T.C. Ticaret Bakanlığı. (2023). Yeşil Mutabakat Eylem Planı 2021. [Online]. Erişim:https://ticaret.gov.tr/data/60f1200013b876eb28421b23/MUTABAKAT%20YE%C5%9E%C4%B0L.pdf

[34] World Resources Institute & World Business Council for Sustainable Development. (2024). The Greenhouse Gas Protocol: A Corporate Accounting and Reporting Standard. Retrieved from https://ghgprotocol.org/corporate-standard

[35] Uluslararası Standartlar Organizasyonu. (2018). ISO 14064-1:2018 Sera gazları- Bölüm 1: Sera gazı emisyon ve uzaklaştırmalarının organizasyon seviyesinde nicelendirilmesi ve raporlanması için rehberlik ile spesifikasyon. Erişim adresi: https://www.iso.org/standard/66453.html

[36] Intergovernmental Panel on Climate Change. (2014). 2014 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories. Retrieved from https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2014rf/index.html

[37] Uluslararası Standartlar Organizasyonu. (2019). ISO 14064-2:2019 Sera gazları- Bölüm 2: Sera gazı emisyon azaltımlarının veya uzaklaştırma artışlarının proje seviyesinde nicelendirilmesi, izlenmesi ve raporlanması için rehberlik ile spesifikasyon. Erişim adresi: https://www.iso.org/standard/70654.html

[38] Uluslararası Standartlar Organizasyonu. (2019). ISO 14064-3:2019 Sera gazları- Bölüm 3: Sera gazı beyanlarının doğrulanması ve doğrulamanın rehberlik ile spesifikasyonu. Erişim adresi: https://www.iso.org/standard/70653.html

[39] Our World in Data. (2020). Renewable Energy. Retrieved from https://ourworldindata.org/renewable-energy

[40] International Energy Agency. (2023). Renewables 2023. https://www.iea.org/reports/renewables-2023

[41] McKinsey & Company. (2022). Renewable-energy development in a net-zero world. https://www.mckinsey.com/industries/oil-and-gas/our-insights/renewable-energy-development-in-a-net-zero-world

[42] Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC). (2018). Global Warming of 1,5°C. https://www.ipcc.ch/sr15/

[43] Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC). (2021). "Climate Change 2021: The Physical Science Basis." https://www.ipcc.ch/report/ar6/wg1/

[44] U.S. Department of Energy (DOE). (2021). Solar Futures Study. https://www.energy.gov/eere/solar/solar-futures-study

[45] MIT Energy Initiative. (t.y.). The Future of Solar Energy. MIT Enerji Girişimi. https://energy.mit.edu/research/future-solar-energy/

[46] International Renewable Energy Agency (IRENA). (2020). Renewable Energy and Jobs – Annual Review 2020. https://www.irena.org

[47] U.S. Environmental Protection Agency (EPA). (2020). Inventory of U.S. Greenhouse Gas Emissions and Sinks. EPA

[48] Solar Energy Industries Association (SEIA). (2021). Solar Industry Research Data. SEIA.

[49] Karaosmanoğlu, F. (2006). Dünyada enerjiye duyulan ihtiyaç ve alternatif enerji kaynaklarına yöneliş. Türkiye'nin Enerji Stratejisi Ne Olmalıdır, 9-19.

[50] Sibisi, N. T., & Green, J. M. (2005). A floating dome biogas digester: perceptions of energising a rural school in Maphephetheni, KwaZulu-Natal. Journal of Energy in Southern Africa, 16(3), 45-52.

[51] Elcik, H., & Cakmakci, M. (2017). Microalgae production and biofuel from microalgae.

[52] Stambouli, A. B., & Traversa, E. (2002). Solid oxide fuel cells (SOFCs): a review of an environmentally clean and efficient source of energy. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 6(5), 433-455.

[53] Armor, J. N. (1999). The multiple roles for catalysis in the production of H2. Applied Catalysis A: General, 176(2), 159-176.

[54] Yang, J. H., Chung, S. L., Wilde, S. A., Wu, F. Y., Chu, M. F., Lo, C. H., & Fan, H. R. (2005). Petrogenesis of post-orogenic syenites in the Sulu Orogenic Belt, East China: geochronological, geochemical and Nd–Sr isotopic evidence. Chemical Geology, 214(1-2), 99-125.

[55] Özdemir, H., Öksüzömer, M. F., & Gürkaynak, M. A. (2020). Metanın oksidatif birleşme reaksiyonu için Mn/Na2WO4/SiO2 katalizörü üzerinde reaksiyon parametrelerinin etkisinin incelenmesi. Gazi Üniversitesi Mühendislik Mimarlık Fakültesi Dergisi, 35(1), 495-506.

[56] Polat, C., & Kılınç, N. (2007). Dünya'da ve Türkiye'de yeni bir pazarın doğuşu, gelişimi ve paylaşımı: "Hidrojen enerjisi ve hidrojen teknolojisi ürünleri" pazarı. Uluslararası İnsan Bilimleri Dergisi, 4(2), 1-29.

[57] Kaefee Gıbbar, H. (2015). Estimation of nutritive values, methane emission and tannins of some tree leaves around Erbil City in Iraq.

[58] Elmaz, F., Yücel, Ö., & Mutlu, A. Y. (2020). Predictive modeling of the syngas production from methane dry reforming over cobalt catalyst with statistical and machine learning based approaches. International Journal of Advances in Engineering and Pure Sciences, 32(1), 8-14.

[59] Methane. (2021). Retrieved from https://methanetimebomb.wordpress.com/how-is-it-happening/methane/

[60] Umar, Y. H. (2014). Metanol Buhar Reformasyonu Prosesi İçin Bakır Bazlı Katalizör Geliştirilmesi [Yüksek Lisans Tezi, Gazi Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü].

[61] Verykios, X. E. (2003). Catalytic dry reforming of natural gas for the production of chemicals and hydrogen. International Journal of Hydrogen Energy, 28(10), 1045-1063. https://doi.org/10.1016/S0360-3199(02)00215-X

[62] Roh, H. S., Jun, K. W., & Park, S. E. (2003). Methane-reforming reactions over Ni/Ce-ZrO2/θ-Al2O3 catalysts. Applied Catalysis A: General, 251(2), 275-283. https://doi.org/10.1016/S0926-860X(03)00385-5

[63] Çoban, M. T. (2009). Ototermal buharlı ve kısmi oksidasyonlu yakıt pili yakıt dönüştürücülerinin modellenmesi. 17. Isı Bilimi ve Tekniği Kongresi, Sivas, Turkey.

[64] Çimen, T. (2006). Sıvı Hidrojen Tanklarının Isıl Analizi ve Optimal Tasarımı (Doctoral dissertation, Enerji Enstitüsü).

[65] Özışık, G. (2012). Nükleer Hidrojen Üretimi ve Üretilen Hidrojenin Polimer Elektrolit Membranlı Yakıt Hücrelerinde Uygulaması (Doctoral dissertation, Erciyes Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü, Kayseri, 37-64).

[66] Sarıer, E., Yaşyerli, N., Yaşyerli, S., & Gülşen, D. (2011). Dry Reforming of Methane Over Ce and/or Ru Incorporated Ni-MCM-41 Type Mesoporous Catalysts. 12th Mediterranean Congress of Chemical Engineering (EMCC12).

[67] Arbağ, H., Yaşyerli, S., Yaşyerli, N., Gülşen, D. O., & Timur, D. O. (2018). Metanın kuru reformlanma reaksiyonunda indirge ve reaksiyon sıcaklıklarının mezogözenekli alümina destekli nikel katalizörlerin aktivitelerine ve karbon oluşumuna etkileri. Gazi Üniversitesi Mühendislik Mimarlık Fakültesi Dergisi, 33(1).

[68] Reyes, S. C., Sinfelt, J. H., & Feeley, J. S. (2003). Evolution of processes for synthesis gas production: Recent developments in an old technology. Industrial & Engineering Chemistry Research, 42(8), 1588-1597. https://doi.org/10.1021/ie020579p

[69] Enger, B. C., Lødeng, R., & Holmen, A. (2008). A review of catalytic partial oxidation of methane to synthesis gas with emphasis on reaction mechanisms over transition metal catalysts. Applied Catalysis A: General, 346(1-2), 1-27. https://doi.org/10.1016/j.apcata.2008.05.018

[70] Adris, A. M., Pruden, B. B., Lim, C. J., & Grace, J. R. (1996). On the reported attempts to radically improve the performance of the steam methane reforming reactor. The Canadian Journal of Chemical Engineering, 74(2), 177-186. https://doi.org/10.1002/cjce.5450740201

[71] Bilir, E. C. (2015). Development And Verification Of An Integrated Furnace And Reactor Model For An Industrial Steam Methane Reformer (Master's thesis, Boğaziçi University).

[72] Xu, J., & Froment, G. F. (1989). Methane steam reforming, methanation and water-gas shift: I. Intrinsic kinetics. AIChE Journal, 35(1), 88-96. https://doi.org/10.1002/aic.690350109

[73] İçten, O., Hasanoğlu, A., & Erbatur, O. (2012). Hydrogen Production from Sorghum Biomass over Activated Carbon Supported Pt and Pt Ni Nanoparticle Catalysts by Aqueous Phase Reforming APR. 8th Nanoscience and Nanotechnology Conference.

[74] Deniz, C., & Karatepe, N. (2013, September). Hydrogen and carbon nanotube production via catalytic decomposition of methane. In Carbon Nanotubes, Graphene, and Associated Devices VI (Vol. 8814, p. 881405). International Society for Optics and Photonics. https://doi.org/10.1117/12.2024186

[75] Palma, V., Meloni, E., Renda, S., & Martino, M. (2020). Catalysts for Methane Steam Reforming Reaction: Evaluation of CeO2 Addition to Alumina-Based Washcoat Slurry Formulation. C—Journal of Carbon Research, 6(3), 52. https://doi.org/10.3390/c6030052

[76]IEA. (2022). "Hydrogen." International Energy Agency. Retrieved May 2024, from https://www.iea.org/reports/hydrogen

[77]de Kleijne, K., de Coninck, H., van Zelm, R., Huijbregts, M. A. J., & Hanssen, S. V. (2022). The many greenhouse gas footprints of green hydrogen. Sustainable Energy & Fuels, 6, 4383-4387. doi:10.1039/D2SE00444E. Retrieved May 2024, from https://pubs.rsc.org/en/content/articlehtml/2022/se/d2se00444e

[78] İpek, M. Y. (2015). Isı değiştiricilerinde ASHBY yaklaşımı ile malzeme seçimi (Master's thesis, Pamukkale Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü).

[79] Peters, M. S., Timmerhaus, K. D., & West, R. E. (2003). Plant design and economics for chemical engineers (Vol. 4). New York: McGraw-Hill.

[80] Intergovernmental Panel on Climate Change. (2013). Climate Change 2013: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. https://www.ipcc.ch/report/ar5/wg1/

[81] Intergovernmental Panel on Climate Change. (2006). 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories. Prepared by the National Greenhouse Gas Inventories Programme. https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/

[82] IPCC. (2007). Climate Change 2007: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. https://www.ipcc.ch/report/ar4/wg1/

[83] IPCC. (2006). Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories. Volume 2, Chapter 2: Stationary Combustion. Retrieved from https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/

[84] Enerji Verimliliği ve Çevre Dairesi (EVÇED). (2024). Türkiye Elektrik Üretimi ve Elektrik Tüketim Noktası Emisyon Faktörleri Bilgi Formu, Doküman No ETKB-EVÇED-FRM-042 Rev.01, Yayın Tarihi: 12.03.2024.

[85] REN21. (2021). Renewables 2021 Global Status Report. REN21 Secretariat.

[86] Enerji Bakanlığı. (2024). Türkiye Güneş Enerjisi Potansiyeli Atlası (GEPA). Retrieved from https://gepa.enerji.gov.tr/MyCalculator/

[87] Boxwell, M. (2019). Solar Electricity Handbook – 2019 Edition. Greenstream Publishing.

[88] Stine, W. B., & Geyer, M. (2001). Power From The Sun. Retrieved from http://www.powerfromthesun.net/

[89] Luque, A., & Hegedus, S. (2011). Handbook of Photovoltaic Science and Engineering (2nd ed.). Wiley.

[90] Masters, G. M. (2022). Renewable and Efficient Electric Power Systems. John Wiley & Sons.

[91] Markvart, T., & Castañer, L. (Eds.). (2019). Practical Handbook of Photovoltaics: Fundamentals and Applications. Elsevier.

[92] Green, M. A. (2022). Solar Cells and Their Applications. John Wiley & Sons.

[93] Kalogirou, S. A. (2021). Solar Energy Engineering: Processes and Systems. Academic Press.

[94] National Renewable Energy Laboratory (NREL). (2020). 2020 U.S. Solar Photovoltaic System Cost Benchmark.

[95] International Renewable Energy Agency (IRENA). (2021). Renewable Power Generation Costs in 2020.

[96] Solar Power Europe. (2019). Solar Investment in Europe.

TEZDEN ÜRETİLMİŞ YAYINLAR

Konferans Bildirileri

1. Okumuş, H. H., & Durusu, A. (2024). Doğalgazdan hidrojen üretimi: SMR proses simülasyonu, rafineri emisyon yönetimi ve güneş enerjisi ile ekonomik ve çevresel değerlendirme. 4. Uluslararası Lisansüstü Çalışmalar Kongresi Bildiriler Kitabı (s. 942).