

**T.C.  
SÜLEYMAN DEMİREL ÜNİVERSİTESİ  
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ**

**ENDÜSTRİYEL DÖKME CNG DOLUM TESİSİ OPERASYONLARININ  
MALİYET ESASLI OPTİMİZE EDİLMESİ**

**İsmail ÇETİNER**

**Danışman  
Doç. Dr. Ahmet COŞKUN**

**YÜKSEK LİSANS TEZİ  
MAKİNE MÜHENDİSLİĞİ ANABİLİM DALI  
ISPARTA - 2019**



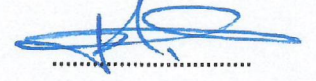
© 2019 [İsmail ÇETİNER]

## TEZ ONAYI

**İsmail ÇETİNER** tarafından hazırlanan "**Endüstriyel Dökme CNG Dolu Tesisi Operasyonlarının Maliyet Esaslı Optimize Edilmesi**" adlı tez çalışması aşağıdaki jüri üyeleri önünde Süleyman Demirel Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü **Makine Mühendisliği Anabilim Dalı**'nda **YÜKSEK LİSANS TEZİ** olarak başarı ile savunulmuştur.

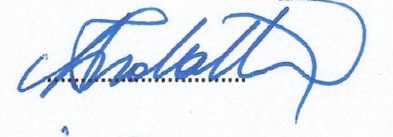
**Danışman**

**Doç. Dr. Ahmet COŞKUN**  
Süleyman Demirel Üniversitesi



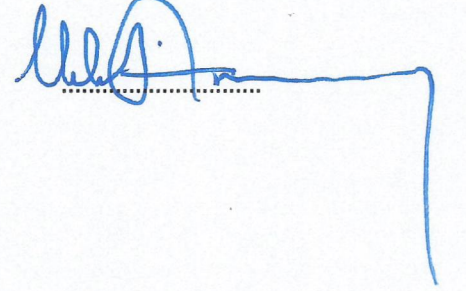
**Jüri Üyesi**

**Prof. Dr. Ali BOLATTÜRK**  
Süleyman Demirel Üniversitesi



**Jüri Üyesi**

**Doç. Dr. İbrahim ATMACA**  
Akdeniz Üniversitesi



**Enstitü Müdürü**

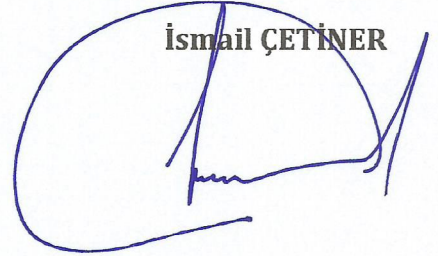
**Doç. Dr. Şule Sultan UĞUR**

.....

## **TAAHHÜTNAME**

Bu tezin akademik ve etik kurallara uygun olarak yazıldığını ve kullanılan tüm literatür bilgilerinin referans gösterilerek tezde yer aldığını beyan ederim.

**İsmail ÇETİNER**





## İÇİNDEKİLER

	Sayfa
İÇİNDEKİLER.....	i
ÖZET .....	iii
ABSTRACT .....	iv
TEŞEKKÜR.....	v
ŞEKİLLER DİZİNİ .....	vi
ÇİZELGELER DİZİNİ .....	viii
SİMGELER VE KISALTMALAR DİZİNİ .....	ix
1. GİRİŞ.....	1
1.1. Doğal Gaz.....	2
1.1.1. Bileşimi .....	2
1.1.2. Özellikleri .....	4
1.1.3. Avantajları .....	5
1.2. Dünya’da Doğal Gaz .....	6
1.3. Türkiye’de Doğal Gaz.....	11
1.4. Sıvılaştırılmış Doğal Gaz (LNG) .....	17
1.4.1. Sıvılaştırma yöntemleri.....	19
1.4.1.1. Kaskad soğutma sistemleri.....	20
1.4.1.2. Türbinle genleşme esaslı soğutma sistemleri.....	21
1.4.2. Depolama.....	22
1.4.3. Endüstriyel uygulamada LNG .....	23
1.4.3.1. Kriyojenik tank.....	23
1.4.3.2. Evaporatör .....	24
1.5. Sıkıştırılmış Doğal Gaz (CNG).....	25
1.5.1. Endüstriyel uygulamada CNG.....	26
1.5.1.1. Çok elemanlı gaz konteynerleri ve CNG tüpleri.....	26
1.5.1.2. Basınç düşürme istasyonu.....	27
1.6. Türkiye’de LNG ve CNG’nin Operatif ve Mali Açından Tartışılması.....	28
2. KAYNAK ÖZETLERİ.....	31
3. MATERYAL VE METOT .....	37
3.1. Materyal .....	37
3.2. Metot.....	40
4. ARAŞTIRMA BULGULARI.....	49
4.1. Dolum Tesisinin Maliyet Esaslı Optimizasyonu.....	49
4.2. Ön Soğutma ile Dolum Yapılan Tesisin Operasyonel Optimizasyonu.....	55
4.2.1. Çevresel faktörlere göre optimizasyon .....	55
4.2.2. Doldurma metoduna göre optimizasyon .....	58
4.2.3. Malzeme faktörlerine göre optimizasyon .....	63
4.2.4. Ölçüm faktörüne göre optimizasyon .....	65
4.2.5. Makine faktörlerine göre optimizasyon .....	65
4.2.6. Personel etkisine göre optimizasyon.....	66
4.2.7. Operasyonel olarak optimize edilen tesis verilerinin değerlendirilmesi .....	67
4.3. Ön Soğutmalı, Ön Soğutmasız ve Optimize Edilmiş Proseslerin Genel Değerlendirilmesi .....	69
5. SONUÇLAR VE ÖNERİLER .....	71

KAYNAKLAR.....	75
ÖZGEÇMİŞ.....	78



## ÖZET

### Yüksek Lisans Tezi

## ENDÜSTRİYEL DÖKME CNG DOLUM TESİSİ OPERASYONLARININ MALİYET ESASLI OPTİMİZE EDİLMESİ

İsmail ÇETİNER

Süleyman Demirel Üniversitesi  
Fen Bilimleri Enstitüsü  
Makine Mühendisliği Anabilim Dalı

Danışman: Doç. Dr. Ahmet COŞKUN

Boru hatlarından alınan doğal gazın, uygun doğal gaz kompresörleri ile 200 bar seviyelerine sıkıştırılarak elde edildiği ürün sıkıştırılmış doğal gazdır (CNG). CNG, dolum tesislerinde 200 bar basınç altında hacmi 1/250 oranında küçültülür ve çok elemanlı gaz konteynerlerine ya da gaz tankerlerine doldurularak boru hatlarının gitmediği yerlere taşınır. Bu tesisler için en yüksek maliyet gaz taşıma maliyetleri olarak gözüktüğü de dolum tesislerinin tasarımı, alt yapısı ve özellikle tesis işletmeciliğindeki operasyonel boşluklar ciddi anlamda görünmeyen maliyetleri oluşturmaktadır.

Bu tez çalışmasında, bir dökme CNG dolum tesisinde 2016 yılındaki dolum prosesi reel verilere göre incelenmiştir. Tankerlere yapılan dolum oranını artırmak için 2017 yılında dolum prosesine "chiller" eklenerek ön soğutma yapılmıştır. 2017 yılında ön soğutma sayesinde tankerlere yapılan dolum miktarında %7,23 artış gözlenmiştir. Ayrıca yapılan chiller yatırımının geri dönüş süresi hesaplanmıştır. 2018 yılında, 2017 yılının verilerine göre dolum prosesi detaylı analiz edilmiş ve dolum oranına etki eden faktörler belirlenmiştir. Bu faktörlere göre dolum operasyonu maliyet esaslı optimize edilmiş ve işletmeye öneriler sunulmuştur.

2018 yılında dolum operasyonları, aydan aya hatta gün içerisinde değişen sıcaklık koşulları, doldurma metodu, gaz tankerlerinin ve dolum peronlarının yapısına yani kullanılan malzeme, personel etkisi ve chiller, kompresör gibi makinelerin dolum oranına etkisi gibi faktörlere göre optimize edilmiştir. Optimizasyonun ardından 2018 yılında yapılan dolum miktarında 2017 yılına göre %4,36 artış olmuştur.

**Anahtar Kelimeler:** CNG, dolum oranları, maliyet esaslı optimizasyon, CNG Kompresör.

**2019, 78 sayfa**

## **ABSTRACT**

**M.Sc. Thesis**

### **COST BASED OPTIMIZATION OF INDUSTRIAL BULK CNG FILLING FACILITY OPERATIONS**

**İsmail ÇETİNER**

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

**Supervisor: Assoc. Prof. Dr. Ahmet COŞKUN**

The product got by compressing the natural gas received from the pipelines to the level of 200 bars with appropriate natural gas compressors is called compressed natural gas (CNG). In the filling facilities, the volume of the CNG is shrunk to 1/250 in proportion under 200 bars of pressure and the CNG is filled into the multi-elementary gas containers or the gas tankers, and transported to the places having no pipeline. Although the highest cost for those facilities is considered as the gas transportation costs, the design and the infrastructure of the filling facilities, and particularly the operational gaps at the facility management substantially comprise the invisible costs.

In this thesis study, the filling process at a bulk CNG filling facility in 2016 is examined according to the real data. To increase the filling ratio done to the tankers, the pre-cooling was performed by adding 'chiller' to the filling process in 2017. By means of pre-cooling, a 7.23% rise in the amount of filling to the tankers was observed in 2017. Besides, the turnaround time of the chiller investment was calculated. In 2018 the filling process was analyzed in detail according to the data of 2017 and the factors affecting the filling ratio were specified. The filling operation was optimized cost-based according to those factors and the suggestions are submitted to the administration.

The filling operations in 2018 were optimized according to the temperature conditions changing monthly and even during the day, the filling method, the structure of the gas tankers and filling platforms, namely to the material used, to the effect of the staff, and to the effect of machines like the compressors to the filling ratio. After the optimization, there was an increase of 4.36% in the amount of filling done in 2018 relatively done in 2017.

**Keywords:** CNG, filling ratio, cost based optimization, CNG compressor.

**2019, 78 pages**



## TEŞEKKÜR

Bu araştırma için beni yönlendiren değerli Danışman Hocam Doç. Dr. Ahmet COŞKUN 'a teőekkürlerimi ve saygılarımı sunarım.

Araştırmanın yürütülmesinde desteklerini esirgemeyen Naturelgaz Sanayi ve Ticaret AŞ. yönetimine, saygıdeğer yöneticilerime ve çalışma arkadaşlarıma teşekkür ederim.

Tezimin her aşamasında beni destekleyen ve bu süreçte yanımda olan eőime sonsuz sevgilerimi sunarım.

İsmail ÇETİNER  
ISPARTA, 2019



## ŞEKİLLER DİZİNİ

	Sayfa
Şekil 1.1. İşlenmemiş doğal gazın temel bileşenleri.....	3
Şekil 1.2. Doğal gazda bulunan hidrokarbonlar.....	4
Şekil 1.3. 2007–2017 yılları arasında global enerji tüketim oranları .....	7
Şekil 1.4. 1965–2017 yılları arası kaynak bazında dünya enerji talebi.....	7
Şekil 1.5. 2007 yılında ülkelere göre doğal gaz üretim miktarı.....	9
Şekil 1.6. 2017 yılında ülkelere göre doğal gaz üretim miktarı.....	9
Şekil 1.7. 2007 yılında ülkelere göre doğal gaz tüketim miktarı.....	10
Şekil 1.8. 2017 yılında ülkelere göre doğal gaz tüketim miktarı.....	10
Şekil 1.9. 2008–2018 yılları arasında Türkiye'nin doğal gaz üretim miktarı.....	14
Şekil 1.10. 2008–2018 yılları arasında Türkiye'nin doğal gaz tüketim miktarı.....	15
Şekil 1.11. LNG ithal ve ihraç eden ülkeler .....	18
Şekil 1.12. Kaskad soğutma sistemleri .....	20
Şekil 1.13. Türbinle genleşme esaslı soğutma sistemleri.....	22
Şekil 1.14. Bir LNG depolama tankı çevresinde zamanla sıcaklık değişimi ..	23
Şekil 1.15. Kriyojenik tank .....	24
Şekil 1.16. Evaporatör .....	24
Şekil 1.17. Boru hatları ile doğal gazın taşınması .....	25
Şekil 1.18. Düşük ve yüksek basınçta gaz molekülleri .....	26
Şekil 1.19. Çok elemanlı gaz konteyneri, gaz tankeri.....	26
Şekil 3.1. Ön soğutmasız dolum prosesi şematik gösterimi.....	38
Şekil 3.2. Tesis ve müşteri arası gaz tankeri hareketi .....	39
Şekil 3.3. Ön soğutmalı dolum prosesi şematik gösterimi.....	43
Şekil 3.4. Dolum prosesine etki eden faktörler ve nedenleri.....	44
Şekil 4.1. Ön soğutmasız yapılan dolumların yıllık ortalama performansı (2016).....	49
Şekil 4.2. Ön soğutmasız yapılan dolumlarda tanker dolumlarının aylık bazda değişimi (2016) .....	50
Şekil 4.3. Ön soğutmalı yapılan dolumların yıllık ortalama performansı (2017).....	51
Şekil 4.4. Ön soğutmalı yapılan dolumlarda tanker dolumlarının aylık bazda değişimi (2017) .....	52
Şekil 4.5. Aydan aya değişen sıcaklığa bağlı olarak gerçekleşen dolum oranları .....	55
Şekil 4.6. Dolum başlama saatine göre değişen dolum oranları.....	57
Şekil 4.7. Hat basınçlarına göre değişen dolum oranları.....	58
Şekil 4.8. Dolum prosesi.....	59
Şekil 4.9. Sıralı doluma göre değişen dolum oranları.....	61
Şekil 4.10. Aynı anda doldurulan tanker sayılarına göre değişen dolum oranları .....	62
Şekil 4.11. Tanker kapasitelerine göre değişen dolum oranları.....	63
Şekil 4.12. Peronlara göre değişen dolum oranları .....	64
Şekil 4.13. Ön soğutmalı yapılan ve optimize edilen dolumların yıllık ortalama performansı (2018) .....	67

Şekil 4.14. Ön soğutmalı yapılan ve optimize edilen dolumlarda tanker dolularının aylık bazda değışimi (2018).....	68
Şekil 4.15. Farklı proseslerde yapılan dolum miktarlarının tankere göre değışimi .....	69



## ÇİZELGELER DİZİNİ

	<b>Sayfa</b>
Çizelge 1.1. Doğal gazın bileşenleri.....	3
Çizelge 1.2. Doğal gazda bulunan hidrokarbonların kaynama noktaları.....	4
Çizelge 1.3. Doğal gazın alt ve üst ısıl değerleri .....	5
Çizelge 1.4. 2008–2018 yılları arası doğal gaz ithalatı (milyon m <sup>3</sup> ) .....	12
Çizelge 1.5. 2018 yılında illere ve temin türüne göre bölgesel şebeke doğal gaz tüketim miktarları (milyon m <sup>3</sup> ).....	15
Çizelge 1.6. 2018 yılı ay sonlarına göre doğal gaz stok miktarı.....	16
Çizelge 1.7. Bazı gazların farklı basınçlardaki çığ noktası sıcaklıkları.....	19
Çizelge 3.1. Doğal gazın bileşimindeki gazların karışımda bulunma yüzdeleri ve bu gazların kritik nokta sabitleri.....	46
Çizelge 3.2. Doğal gaz karışım gazlarının karışıma etkileri.....	46
Çizelge 4.1. Yatırımın geri ödeme süresi için kullanılacak tesis verileri.....	53
Çizelge 4.2. Vardiyaya göre değişen dolum oranları.....	56
Çizelge 4.3. Bekleme sürelerine göre değişen dolum oranları.....	62
Çizelge 4.4. Peronlarda dolum yapılan ortalama tanker kapasiteleri .....	64
Çizelge 4.5. Kompresör kapasitelerine göre değişen dolum oranları .....	66
Çizelge 4.6. Personel etkisine göre değişen dolum oranları .....	66

## SİMGELER VE KISALTMALAR DİZİNİ

a	Gaz moleküllerinin bağ kuvvetleri için düzeltici bir sabiti
ADR	Tehlikeli maddelerin taşınması ile ilgili Avrupa Sözleşmesi
A <sup>2</sup>	Gazın indirgenmiş sıcaklık ve basıncına bağlı bir değişken
b	Hacim düzeltici bir sabit
B	Gazın indirgenmiş basınç ve sıcaklığına bağlı bir değişken
bcm	Milyar metreküp
BOTAŞ	Boru Hatları ile Petrol Taşıma Anonim Şirketi
CIS	Bağımsız Devletler Topluluğu
CNG	Sıkıştırılmış doğal gaz
CO <sub>2</sub>	Karbondioksit
C1	Metan
C2	Etan
C3	Propan
C6	Hekzan
çegk	Çok elemanlı gaz konteyneri
EPDK	Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu
E <sub>tüketilen</sub>	Yıllık tüketilen enerji (kWh)
FSRU	Yüzen depolama ve yeniden gazlaştırma ünitesi
h	Hacme bağlı düzeltici bir sabiti
i-C4	İzobütan
i-C5	İzopentan
K	Düzeltilme katsayısı
LAR	Sıvılaştırılmış argon
LIN	Sıvılaştırılmış azot
LNG	Sıvılaştırılmış doğal gaz
LOX	Sıvılaştırılmış oksijen
L <sub>f</sub>	Yük faktörü
n	Mol sayısı
N <sub>2</sub>	Azot
n-C4	Normalbütan
n-C5	Normalpentan
P	Basınç (atm)
P	Motor gücü (kW)
P <sub>b</sub>	İdeal şartlardaki 1 atm basınç
P <sub>c</sub>	Kritik basınç (atm)
P <sub>r</sub>	İndirgenmiş basınç (atm)
R <sub>u</sub>	Universal gaz sabiti
Sm <sup>3</sup>	Düzeltilmiş metreküp
T	Sıcaklık
t	Zaman
TANAP	Trans Anadolu Doğal Gaz Boru Hattı
TAP	Trans Adriyatik Boru Hattı
THT	Tetra hidro teofen
T <sub>b</sub>	15 °C ideal şartlardaki sıcaklığı (K)
T <sub>c</sub>	Kritik sıcaklık (K)
T <sub>r</sub>	İndirgenmiş sıcaklık (K)
V <sub>b</sub>	Gaz dolum miktarı (m <sup>3</sup> )

Z Sıkıştırılabilme katsayısı  
 $\Delta P$  Fark basınç (bar)





## 1. GİRİŞ

Bir zamanlar dünyanın tek enerji kaynağı sayılabilen, siyasi çıkarlar gereği ülkelerin sınırlarını değiştirebilen petrolün ömrü, artık hesaplanabilir seviyelere gelmektedir. Petrole alternatif olarak gösterilen doğal gaz, gerek siyasi açıdan gerekse çevre açısından düşünüldüğünde geleceğin yakıtı olarak değerlendirilmektedir. Petrolden farklı olarak, her yıl bulunan doğal gaz rezerv miktarının dünyanın yıllık doğal gaz tüketiminin %10'unu karşılaması dünyayı gaz çağına doğru sürüklemektedir. Doğal gazın öneminin geç anlaşılmasında, yeterli alt yapının bulunmamasından ötürü taşınmacılığının petrole göre nispeten daha maliyetli ya da zor olması ve çevre bilincinin insanlarda geç olgunlaşması vs. sayılabılır.

1950'li yılların sonlarına doğru doğal gaz sıvılaştırılmış ve deniz aşırı ülkelere transferi mümkün hale gelmiştir. 1960'lı yıllarda küçük miktarlarda taşınmacılığı yapılan sıvılaştırılmış doğal gaza (LNG) olan talep, gemilerin kapasitelerinin artırılması ile 1980'ler ve 90'lardan sonra hızla artış göstermiştir. Artık dünyanın herhangi bölgesinde yer alan doğal gaz, sıvılaştırılarak istenilen bir noktaya kolayca transfer edilebilmektedir.

Endüstride, LNG ile petrol türevi yakıtlar arasında piyasa savaşı devam ederken doğal gazın sıkıştırılması sağlanmış ve doğal gaz, ulaşım sektöründe de petrole alternatif olmuştur. Tüm dünyada daha çok ulaşım sektöründe kullanılan sıkıştırılmış doğal gazın (CNG), ülkemizde ulaşım sektöründe kullanımı birkaç bölgede sınırlı kalmıştır. Son dönemdeki ticari yaklaşımlardan sonra CNG, ülkemizde endüstriyel pazarda da büyük oranda tercih edilmiş ve endüstride kullanılan yakıtlara bir alternatif olarak doğmuştur. Sektöre hızlı bir giriş yapan CNG firmaları birbirleri ile rekabet edecek düzeye doğru ilerlemektedirler.

CNG dolum ve satışı firmalar için en yüksek gider gaz taşıma maliyetleri olarak gözüktüğü de dolum tesislerinin tasarımı, alt yapısı ve hatta tesis işletmeciliğindeki operasyonel boşluklar ciddi anlamda görünmeyen maliyetleri oluşturmaktadır.

## **1.1. Doğal Gaz**

Doğal gaz, yeraltından çıkarılan, ısı değeri yüksek, bileşeninde metan, etan ve propan gibi hidrokarbonlarla birlikte az miktarda azot ve karbondioksit gazı da içeren fosil yakıttır. Doğada bağımsız yataklarda, petrol yataklarının üstünde ya da civarında bulunur.

Çok eskiden insanlar, yer altındaki gaz sızıntılarının bazı sebepler sonucu yanmaya başlaması ile doğal gazın varlığından haberdar oldular. Çinliler MÖ 500 yıllarında bu tarz alev kaynaklarını kullanmaya başladılar. Gaz sızıntılarının bulunduğu alanları işaretleyerek bambu borular vasıtası ile bu gazı çeşitli bölgelere taşımış ve deniz suyunu ısıtarak tuzundan arıtıp içme suyu elde etmişlerdir. Kömür yataklarından elde edilen doğal gaz ilk olarak 1785 yılında İngiltere’de, daha sonra 1816 yılında Amerika’da Virginia’da tuz ocaklarında tuzun kurutulmasında kullanılmaya başladı. Ancak kömür yataklarından üretilen doğal gaz, yer altında doğal olarak oluşan doğal gaz kadar verimli değildir ve çevre kirliliği yönünden de dezavantajı vardır.

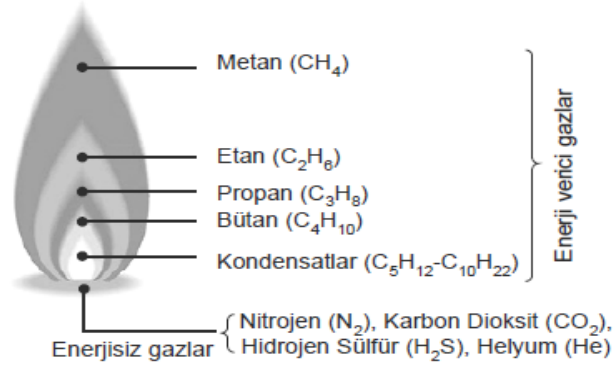
Amerika’da doğal gaz endüstrisi 21 m derinlikte, 1859 yılında Edwin Drake tarafından ilk yer altı doğal gaz kuyusunun açılması ile başladı. 1885 yılında Robert Bunzen, ısıtma ve yemek pişirmede kullanılan Bunzen beki icat etti. Sıcaklık ayarlamalı sistemlerin keşfedilmesi ile doğal gazın ısıtma potansiyelinden daha fazla yararlanılmaya başlandı.

Doğal gaz taşımacılığı 1891’de boru hatları ile başlayarak ev, sanayi, işyerleri ve elektrik üretimi gibi alanlarda gelişim göstermiştir. Geliştirilen güvenli taşıma ve depolama yöntemleri doğal gazın popüler bir enerji kaynağı olmasını sağlamıştır (Beşergil, 2009).

### **1.1.1. Bileşimi**

Doğal gaz, çeşitli miktarlarda ağır hidrokarbonlar, su buharı, sülfür bileşikleri ve hidrokarbon olmayan gazlar (helyum, nitrojen, karbondioksit gibi) içerir. Ham

doğal gaz bu bileşiminden ötürü çoğunlukla olduğu halde kullanılmaz. Şekil 1.1'de işlenmemiş doğal gazın temel bileşenleri gösterilmektedir.



Şekil 1.1. İşlenmemiş doğal gazın temel bileşenleri (Beşergil,2009)

Doğal gaz, Çizelge 1.1'de gösterildiği gibi en önemli bileşimi metan (%80-%95), etan (%0-%10), propan, bütanlar, pentanlar, hekzanlar karşımıdır. Az miktarda karbondioksit (%0-%0,5), helyum, hidrojen sülfür ve nitrojen de ihtiva eder. Doğal gazın bileşimi çıkarıldığı bölgeye ve rezervuara göre değişir. Doğal gaz rafine edilerek diğer hidrokarbonlara ayrılır ve hemen hemen metan olarak pazarlanır (Beşergil,2009).

Çizelge 1.1. Doğal gazın bileşenleri (%)

C1 (Metan)	92,4868
C2 (Etan)	3,9861
C3 (Propan)	0,8925
i-C4 (i-Bütan)	0,1697
n-C4 (n-Bütan)	0,2162
i-C5 (i-Pentan)	0,0422
n-C5 (n-Pentan)	0,0336
C6 (Hekzan)	0,0343
$\text{N}_2$ (Azot)	1,8486
$\text{CO}_2$ (Karbondioksit)	0,2899
	<b>100,0000</b>

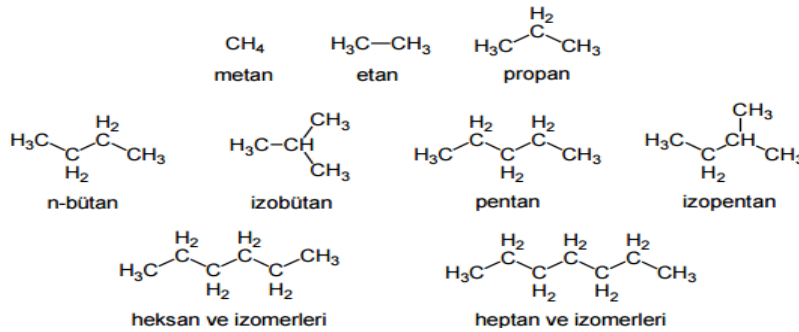
### 1.1.2. Özellikleri

Doğal gazın yoğunluğu 0,70–0,75 kg/m<sup>3</sup>'tür, yani havadan hafiftir. Zehirsizdir, renksiz, kokusuz ve tatsızdır. Ortamda fark edilebilmesi için kokulandırılmıştır (1.000 m<sup>3</sup> doğal gaz için 7,05–30 mg/m<sup>3</sup> THT). Doğal gaz Çizelge 1.2'de gösterildiği gibi -161 °C'nin üzerindeki sıcaklıklarda gaz halindedir. Temiz bir enerjidir.

Çizelge 1.2. Doğal gazda bulunan hidrokarbonların kaynama noktaları (Beşergil,2009)

Bileşik	Kaynama Noktası (°C)
Metan	-161,6
Etan	-88,6
Propan	-42,1
İzobütan	-11,7
n-Bütan	-0,5
İzopentan	28,0
n-Pentan	36,1
Hekzan	69,0

Doğal gaz, yoğunlaşabilen hidrokarbonlar, hidrojen sülfür ve karbondioksitten arındırıldıktan sonra fiziksel özellikleri bakımından metana çok benzer. Yoğunlaşabilen hidrokarbonlar etan, propan, bütanlar, pentanlar daha ağırlardır. Doğal gazın enerjisi içerdiği hidrokarbonların miktarına ve cinsine göre değişir. Hidrokarbon gazlarda ne kadar çok karbon atomu varsa yandığında elde edilen enerji de o kadar yüksek olur (Şekil 1.2) (Beşergil,2009).



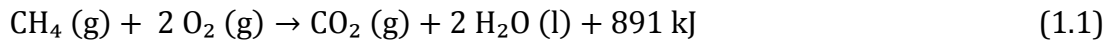
Şekil 1.2. Doğal gazda bulunan hidrokarbonlar (Beşergil, 2009)

Laboratuvarda birim yakıtın yakılarak açığa çıkan ısının belirlenmesi için yapılan testlerde cihazlar genellikle 20 °C ortam sıcaklığına ayarlanır. Birçok yakıt, yanma sırasında su buharı haline dönüşen hidrojen ihtiva eder. Eğer yanma gazı 20 °C'ye soğutulursa su buharı sıvı hale geçer ve bu esnada buharlaşma gizli ısısı açığa çıkar. Bu şekilde yapılan laboratuvar testi Çizelge 1.3'te görüldüğü gibi üst ısıl değeri verir. Uygulamada ise yanma gazları yüksek sıcaklıktadır. Bu durumda buharlaşma gizli ısısı açığa çıkmaz. Bu şekildeki bir yanmada elde edilen ısı da alt ısıl değeri verir (Beşergil, 2009).

Çizelge 1.3. Doğal gazın alt ve üst ısıl değerleri

Üst Isıl (kcal/m <sup>3</sup> )	9.333,3266
Alt Isıl (kcal/m <sup>3</sup> )	8.421,6308

Doğal gazın %95 kadarı yakıt olarak kullanıldığından kalori değeri çok önemlidir. Kalori değeri, gazdaki hidrokarbonların miktarına bağlıdır ve doğal gazın satışında 1.000 Btu/ft<sup>3</sup> esas alınır. Doğal gazın alt/üst kalorifik değeri 900–1.100 Btu/ft<sup>3</sup> (7.945,80–9.711,53 kcal/m<sup>3</sup>) aralığındadır. Eşitlik 1.1'de görüldüğü üzere 1 mol metan gazı yandığında CO<sub>2</sub>, su ve 891 kJ enerji açığa çıkar (Beşergil, 2009).



### 1.1.3. Avantajları

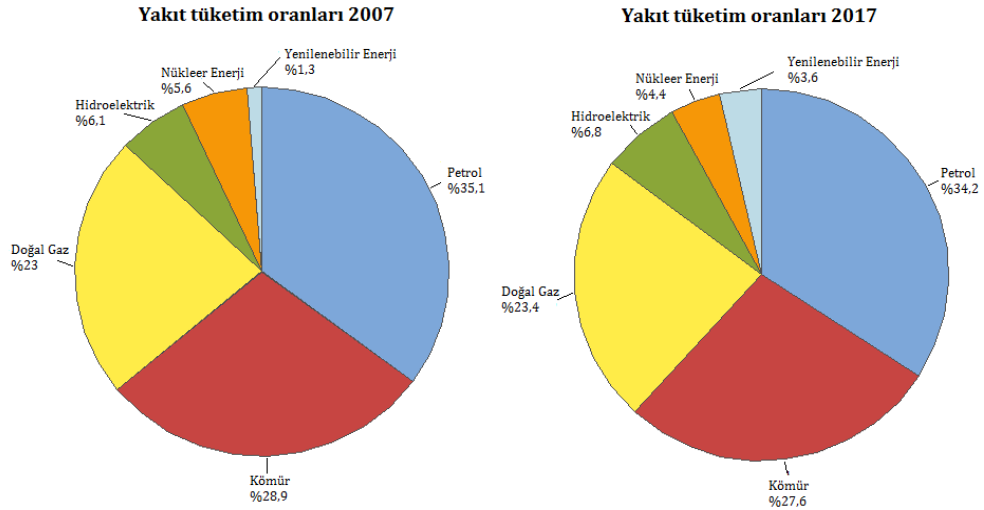
- Birincil enerji kaynağıdır.
- Otomatik kontrole uyumludur.
- Ön yakıt hazırlama masrafı yoktur.
- Yanma hassas olarak kontrol edilebildiğinden yakıt kaybı minimize edilmiştir. Ekonomiktir. Zaman ve iş gücü kaybını azaltır.
- Yoğunluğu havadan daha düşük olduğu için olası kaçak durumlarında yükselir ve havaya karışır, dolayısıyla işletmenin maddi bütünlüğü için tehlike arz etmez.

- İnsan sağlığına doğrudan zarar verici etkisi yoktur.
- İçerisinde su buharı bulundurmaz, korozyona neden olmaz.
- Diğer yakıtlardan daha ucuzdur.
- Çevreye saygılı, havayı kirletmeyen, doğaya zarar vermeyen “evreci” ve “temiz” bir enerji kaynağıdır. Yandığı zaman havayı kirletici kükürt oksitleri ve karbon tanecikleri gibi atık maddeler meydana getirmez. Isı transfer yüzeyi temiz kalır. Klsz ve dumansızdır. Doğanın, çevrenin dolayısıyla insan geleceğinin sigortasıdır.
- Verimlidir. Gaz halinde olması nedeniyle yanıcı ve yakıcı moleküllerin birleşme şansı daha fazla olduğu için daha yüksek verimle yakma olanağı vardır.

## 1.2. Dünya’da Doğal Gaz

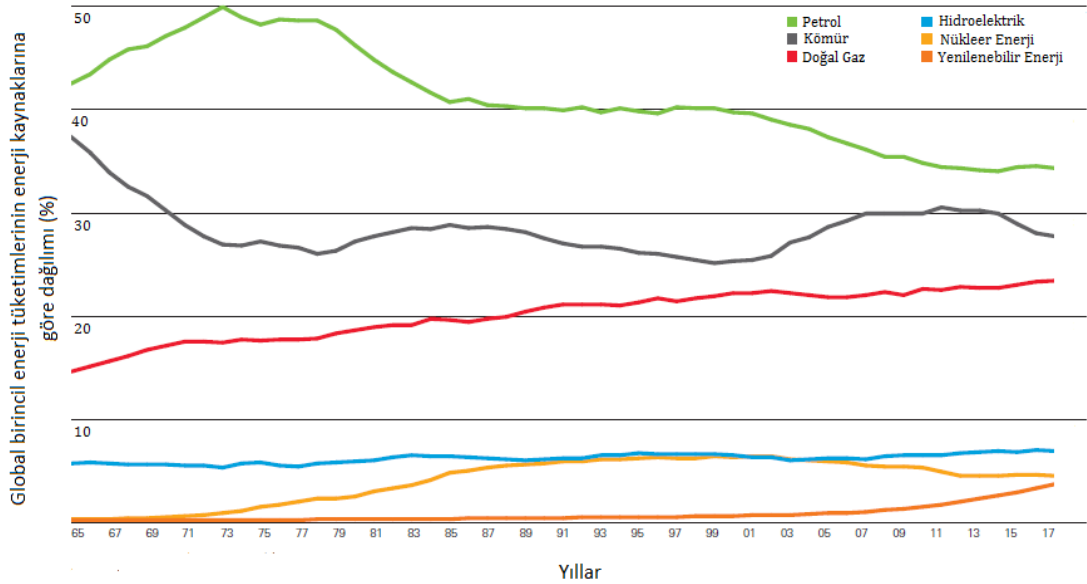
Dünyanın ihtiyaç duğduyu enerji çok farklı kaynaklardan sağlanabilmektedir. şekil 1.3’e göre petrol, kömür ve doğal gaz gibi kaynaklar toplam ihtiyacın %85’ini oluşturmaktadır. 2017 yılı verilerine göre petrol, dünya enerji talebinin %34,2’sini, kömür %27,6’sını ve doğal gaz ise %23,4’n karşılamaktadır (BP Plc, 2019). 2007 yılında bu değerler petrol için %35,1, kömür için %28,9 ve doğal gaz için %23’t. Son 10 yıldıki veriler petrole ve kömüre olan talebin azaldığını ve bu miktarın doğal gaz ve yenilenebilir enerjiye kaydđını göstermektedir. Her ne kadar petrole olan ilgi azalmış gibi gözükse de uluslararası kuruluşlar petrolün enerji tüketimdeki payını birkaç dönem daha koruyacağını belirtmektedir.





Şekil 1.3. 2007-2017 yılları arası global enerji tüketim oranları

Avrupa Birliği 'nin 2050 yılında ihtiyacı olan enerjinin %100'ünü yenilenebilir enerjiden sağlamaya yönelik aldığı karar, fosil yakıtlara ve bilhassa petrole olan talebin azalması anlamı taşımaktadır. Yakın gelecekte doğal gaza olan talebin petrolü geçeceği izlenimi Şekil 1.4'te gösterilmektedir.



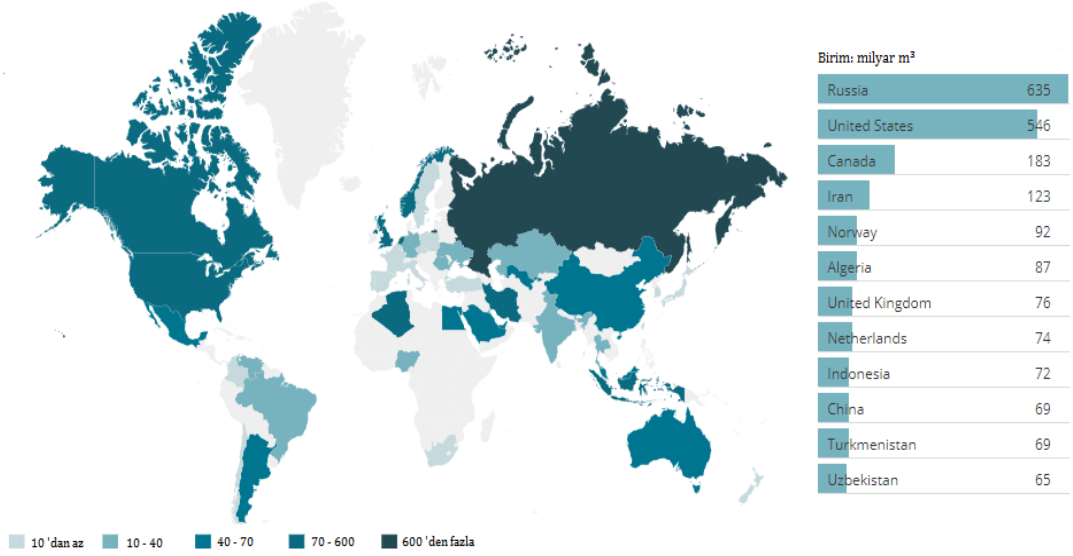
Şekil 1.4. 1965-2017 yılları arasında kaynak bazında dünya enerji talebi (BP Plc, 2019)

2017 verilerine göre doğal gazın kanıtlanmış toplam rezerv kapasitesi 193,5 trilyon m<sup>3</sup>'tür. Toplam rezervin %41'i Orta Doğu ülkelerinde, %30,5'i Bağımsız Devletler Topluluğu'nda (CIS), %10'u Asya Pasifik ülkelerinde, %9,8'i Amerika

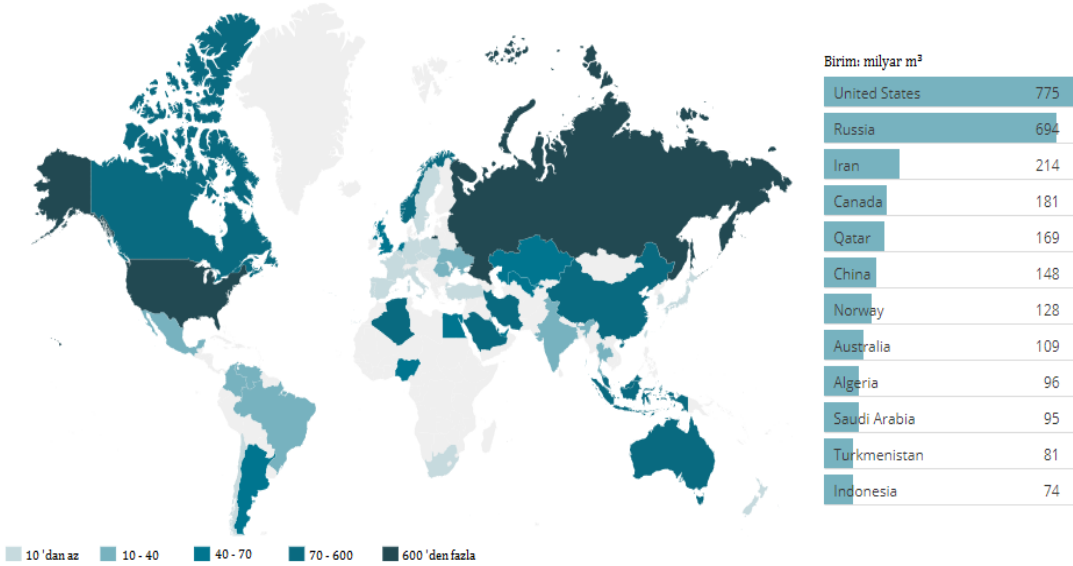
Kıtası'nda ve %7,1'i de Afrika ülkelerinde bulunmaktadır. Doğal gazda her sene bulunan yeni rezervler toplam tüketimin %10'unu karşılamaktadır. 2017 verilerine göre petrolün kanıtlanmış toplam rezerv kapasitesi ise 1.696,6 bin milyon varildir. Toplam rezervin %47,6'sı Orta Doğu ülkelerinde, %32,8'i Amerika Kıtası'nda, %8,5'i CIS ülkelerinde, %7,5'i Afrika ülkelerinde ve %2,8'i de Asya Pasifik ülkelerinde bulunmaktadır (BP Plc, 2019).

Petrolde 2017 yılındaki rezerv miktarı 2016 yılına göre gerilemiş ve dünyanın yıllık tüketim miktarına bakıldığında bu rezervin 48 yıllık ömrü kalmış gibi görünmektedir. Bu iki yakıtın rezerv kapasiteleri ve ömürleri dikkate alındığında doğal gaza talebin petrolden fazla olacağı günler yaklaşmaktadır. Petrolün kalan rezervlerini koruyabilmek adına doğal gazın öne çıkarıldığı görüşü ile beraber bu durum doğal gazın dünya piyasasındaki önemini kanıtlar niteliktedir.

Son 10 yılda Çin'in doğal gaz üretimini %210, İran'ın %70, Amerika ve Norveç'in %40 artırdığı Şekil 1.5 ve 1.6'ya göre görülmektedir. Amerika'nın doğal gaz üretimi için yaptığı yatırımlar karşılıksız kalmamış ve ülkeyi 1 numaraya yerleştirmiştir. Dikkat çeken diğer bir nokta ise Avustralya'nın doğal gaz üretiminde önemli ülkelerden biri haline gelmiş olmasıdır. Bu durum da ileride sadece Amerika ve Avustralya'nın tüm dünyanın sıvılaştırılmış doğal gaz ihtiyacının %75'ini karşılayacak seviyeye geleceği öngörülerini boşa çıkarmamaktadır.

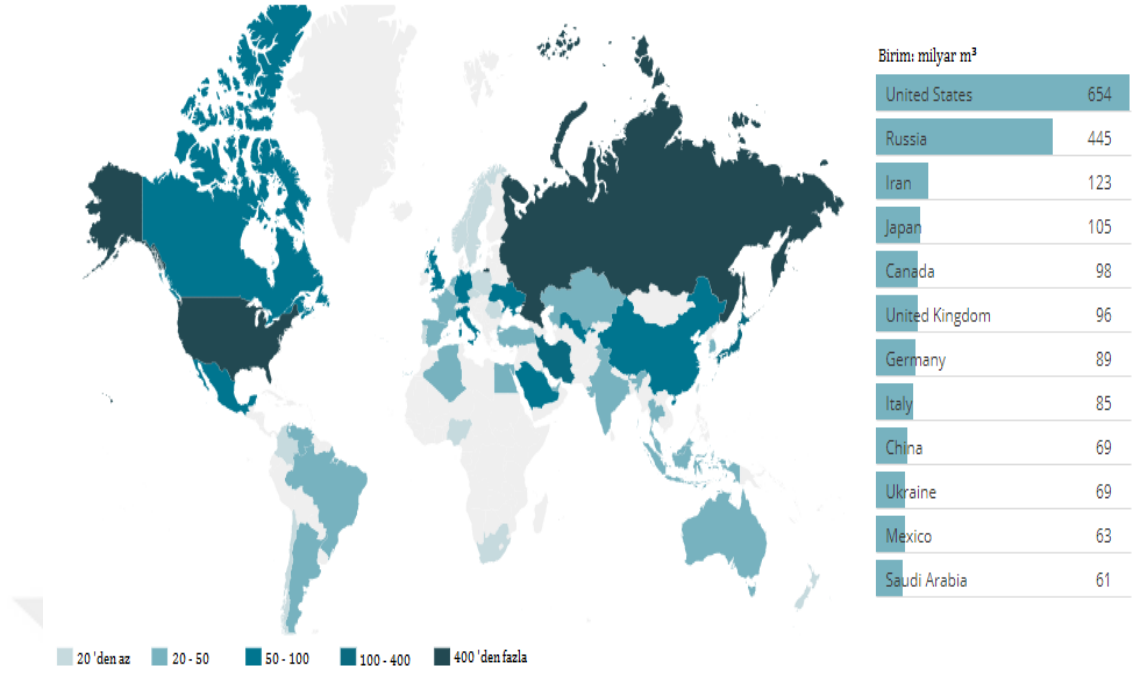


Şekil 1.5. 2007 yılında ülkelere göre doğal gaz üretim miktarı (Enerdata, 2019)

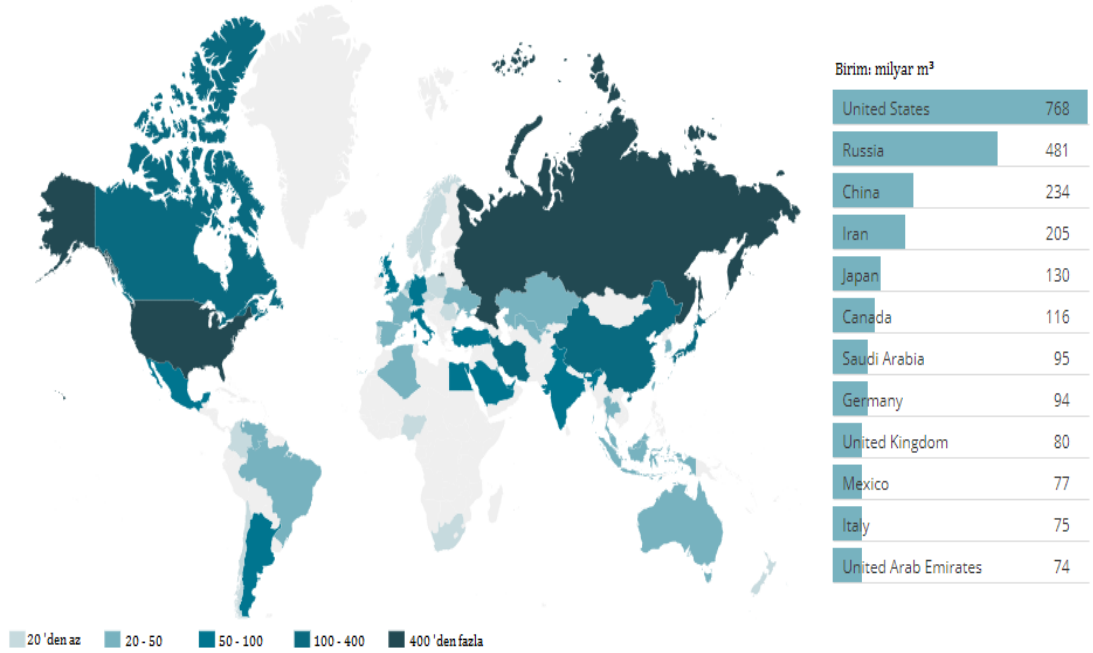


Şekil 1.6. 2017 yılında ülkelere göre doğal gaz üretim miktarı (Enerdata, 2019)

Ülkelere göre doğal gaz tüketim miktarları Şekil 1.7 ve 1.8'de gösterilmekte olup son 10 yılda doğal gaz ihraç eden ülkeler arasında Rusya'nın dünyanın önemli bir konumda kalmaya devam ettiği, Amerika'nın doğal gaz üretiminde yaptığı yatırımlar sayesinde doğal gaz ithal eden bir ülke konumundan kendine yetebilen bir konuma geldiği görülmektedir.



Şekil 1.7. 2007 yılında ülkelere göre doğal gaz tüketim miktarı (Enerdata, 2019)



Şekil 1.8. 2017 yılında ülkelere göre doğal gaz tüketim miktarı (Enerdata, 2019)

Çin'in temiz enerji politikası gereği doğal gaz kullanımını artırma yönünde aldığı karar neticesinde son 10 yıldaki gelişimi incelendiğinde hem doğal gaz üretiminde hem de tüketiminde en büyük atak yapan ülke konumuna gelmiştir.

Sadece 10 yılda doğal gaz tüketimini 3,5 kat artıran Çin, hiç kuşkusuz, doğal gaz piyasasında etkin ülkelerden biri haline gelmiştir.

2000 yılında dünyada tüketilen doğal gazın %36'sı güç santrallerinde %20'si endüstride kullanılıyordu. 2016 yılına bakıldığında güç santrallerindeki oran %41'e yükselmiş, endüstrideki oran ise %17'ye gerilemiştir. Yenilenebilir enerjinin giderek önem kazanmasının ardından bazı uluslararası kuruluşlara ve akademisyenlere göre dünyadaki gazın artık güç santrallerinden ziyade endüstride kullanılması yönünde uygulamalara gidilecektir.

### **1.3. Türkiye'de Doğal Gaz**

Ülkemizde ilk doğal gaz 1970 yılında Hamitabat ve Kumrular doğal gaz sahasında Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı tarafından bulunmuştur. İlk doğal gaz 1976 yılında Pınarhisar Çimento Fabrikası 'nda kullanılmaya başlanmıştır. 1975 yılında ise Mardin Çamurlu sahasında bulunan doğal gaz rezervi, 1982 yılında Mardin Çimento Fabrikası 'na satılmıştır. 18 Eylül 1984 tarihinde bugünkü Rusya ile imzalanan doğal gaz nakli anlaşması sonucunda doğal gaz ithalatı ilk kez gündeme gelmiştir. 14 Şubat 1986 tarihinde enerji kaynaklarının çeşitlendirilmesi amacıyla Rusya ile yılda 6 milyar m<sup>3</sup> doğal gaz alımına yönelik bir anlaşma imzalanmıştır (Günaydın, 2010). Bu dönemden sonra Türkiye'nin doğal gaz ithalatı giderek artmış ve 55 milyar m<sup>3</sup> seviyelerine gelmiştir.

Rusya ve Hazar Bölgesi ile birlikte komşu İran ve Irak da dahil olmak üzere büyük gaz ve petrol kaynağına sahip Orta Doğu'ya sınırı olması sebebi ile Türkiye, coğrafi olarak enerji naklinde önemli rol oynayabilecek iyi bir konuma sahiptir. Yapılan anlaşmalar ile tedarikçi sayısını artıran Türkiye bölgedeki jeostratejik konumunu büyük ölçüde artırmıştır. Türkiye, gaz üretmeyen ülkeler arasında (üretim/tüketim oranı en düşük ülkeler) gaz alımında 1. sıradadır. Üstelik tedarikçi sayısının fazla olması, yapılan anlaşmalarda elinin kuvvetlenmesine ve olası kriz durumlarında alternatif planların devreye sokulmasında kolaylık sağlamaktadır. Örneğin Almanya 3 adet boru hattından

gaz almaktadır; ama tek tedarikçisi Gazprom'dur. Türkiye ise 8–9 adet boru hattından ve İran, Azerbaycan, Rusya, Nijerya vb. 7–8 farklı tedarikçiden gaz almaktadır.

Yurt içi rezerv ve üretim miktarlarının oldukça sınırlı düzeyde kalması (%0,64) Türkiye için doğal gaz ithalatını zorunlu hale getirmiştir. İthalat boru hatları ile sınılaştırılmış doğal gaz olarak iki şekilde yapılabilmektedir. Rusya ile 1986 yılında imzalanan yıllık 6 milyar m<sup>3</sup> miktarındaki ilk alım anlaşmasının ardından artan tüketim miktarının karşılanabilmesi amacıyla imzalanan diğer alım anlaşmaları kapsamında İran ve Rusya ile ilave anlaşmalar yapılmıştır. 2007 yılında Azerbaycan 'dan da gaz alımına başlanmıştır (EPDK, 2018).

Çizelge 1.4'te gösterildiği gibi Türkiye'nin doğal gaz ithalatı 2017 yılına göre %8,85 azalarak 50.361 milyon m<sup>3</sup> seviyelerinde tamamlanmıştır. Toplam ithalatta Rusya'nın payı %51,93'ten %46,95'e gerilerken Azerbaycan'ın payı %11,85'ten %14,95'e artmıştır. Ayrıca, spot LNG'nin payı %8,27'den %10,21'e çıkarak 5.140 milyon m<sup>3</sup> olarak tamamlanmıştır.

Çizelge 1.4. 2008–2018 yılları arası doğal gaz ithalatı (milyon m<sup>3</sup>) (EPDK, 2018)

Ülke	Rusya	İran	Azerbaycan	Cezayir	Nijerya	Spot LNG	Toplam	Değişim (%)
Yıllar	Miktar	Miktar	Miktar	Miktar	Miktar	Miktar	Miktar	
2008	23.159	4.113	4.580	4.148	1.017	333	37.350	4,21
2009	19.473	5.252	4.960	4.487	903	781	35.856	-4
2010	17.576	7.765	4.521	3.906	1.189	3.079	38.036	6,08
2011	25.406	8.190	3.806	4.156	1.248	1.069	43.874	15,35
2012	26.491	8.215	3.354	4.076	1.322	2.464	45.922	4,67
2013	26.212	8.730	4.245	3.917	1.274	892	45.269	-1,42
2014	26.975	8.932	6.074	4.179	1.414	1.689	49.262	8,82
2015	26.783	7.826	6.169	3.916	1.240	2.493	48.427	-1,7
2016	24.540	7.705	6.480	4.284	1.220	2.124	46.352	-4,28
2017	28.690	9.251	6.544	4.617	1.344	4.804	55.250	19,2
2018	23.642	7.863	7.527	4.521	1.668	5.140	50.361	-8,85

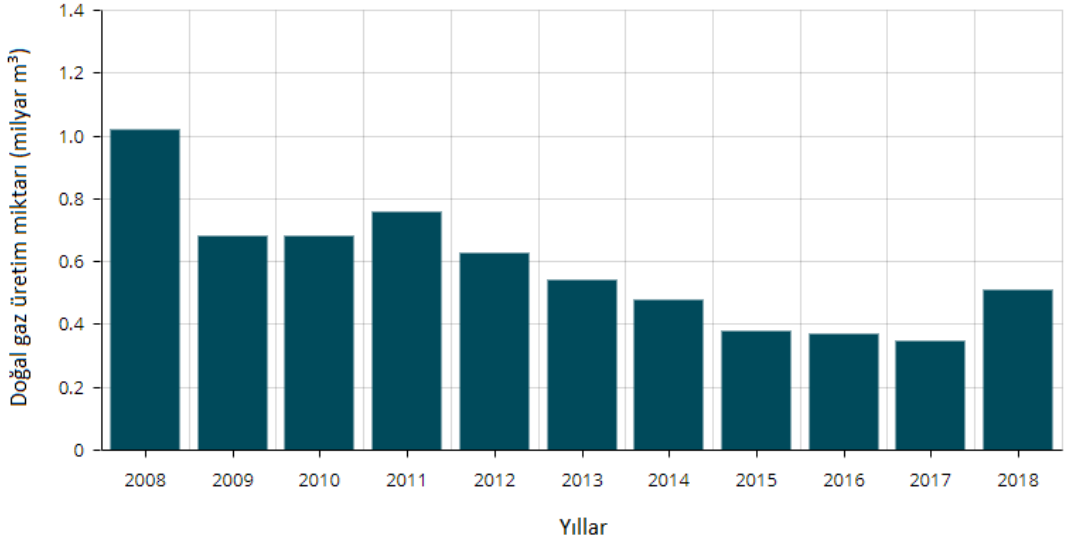


2018 yılında 11,328 milyar m<sup>3</sup> LNG (uzun dönemli ve spot) ithalatı yapılmış olup söz konusu miktar toplam ithalatın %22,49'udur. Toplam LNG ithalatının %45,37'lik bölümü spot LNG ithalatı olup geri kalan kısmı ise yurt içindeki basınç dengelemesini sağlamak üzere BOTAŞ tarafından Cezayir ve Nijerya'dan ithal edilen uzun dönem sözleşmeli ithalat miktarı oluşturmaktadır (EPDK, 2018).

Cezayir ve Nijerya'dan uzun dönemli sözleşmelerle alınan LNG ile spot piyasadan alınan LNG'nin depolanması, gazlaştırılması ve iletim hattına gönderilmesi üzerine kurulan ve faaliyette olan dört adet LNG terminali bulunmaktadır. Bunlardan biri 1994 yılında işletmeye alınan BOTAŞ mülkiyet ve işletmesindeki Marmara Ereğlisi LNG Terminali, bir diğeri Ege Gaz A.Ş. tarafından 2001 yılında Aliğa'da kurulan ve 2006 yılında kullanılmaya başlanan Ege Gaz A.Ş. LNG Terminali ve bir diğeri 2016 yılında faaliyete geçen, Türkiye'nin ilk FSRU terminali Etki Liman İşletmeleri Doğal Gaz İthalat ve Ticaret A.Ş.'ye ait Yüzen LNG Terminali'dir (FSRU). Sonuncusu ise 2017 yılında lisans verilen Hatay Dörtüol LNG FSRU tesisidir (EPDK, 2018).

Türkiye'nin doğal gaz ihracatı 2017 yılına kıyasla %6,75 oranında artmıştır. Türkiye'nin bu dönemde sadece Yunanistan'a yaptığı ihracat miktarı 673,28 milyon m<sup>3</sup> seviyesinde kalmıştır.

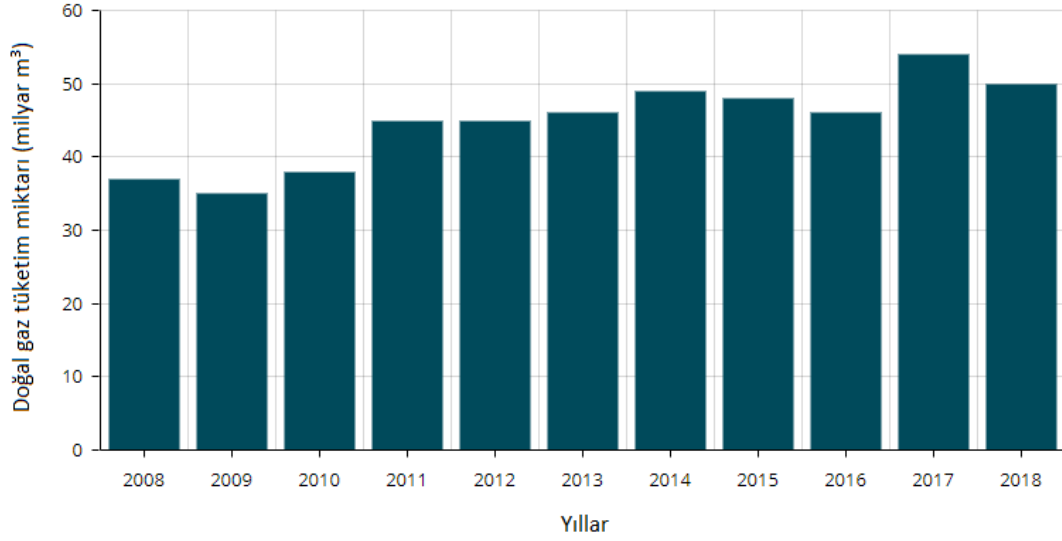
Şekil 1.9'a göre üretim yapan toptan satış lisanslı şirketler tarafından 2018 yılında 510 milyon m<sup>3</sup> doğal gaz satışa sunulmuştur. Bu miktar 2017'ye göre %44,06 artmıştır.



Şekil 1.9. 2008–2018 yılları arasında Türkiye'nin doğal gaz üretim miktarı (Enerdata, 2019)

2017 yılında Çanakkale'de ilk defa doğal gaz üretimine başlanmıştır. Bu ilde aralık ayında 1,48 milyon m<sup>3</sup> doğal gaz üretimi yapılmıştır. Çanakkale'de gerçekleşen üretim, aralık ayında iletim şebekesine giriş noktası olarak tanımlanan Marsa Giriş Noktası üzerinden sisteme aktarılmıştır. Doğal gaz üretiminin gerçekleştirildiği sahalara bakıldığında, %41,19'luk payla en fazla üretimin Tekirdağ ili içerisinde yer alan sahalarda yapıldığı görülmektedir. Ardından %36,57 ile İstanbul, %10,16 ile Çanakkale ve %9,52 ile Kırklareli gelmektedir.

2018 yılında doğal gaz tüketim miktarı Şekil 1.10'da gösterilmiştir. Grafiğe göre Türkiye'nin 2018 yılı doğal gaz tüketim miktarı 2017'ye göre %7,4 azalarak yaklaşık 50 milyar m<sup>3</sup> olarak gerçekleşmiştir.



Şekil 1.10. 2008–2018 yılları arasında Türkiye'nin doğal gaz tüketim miktarı (Enerdata, 2019)

2018 yılı boyunca bölgesel dağıtım şebekelerinin CNG ve/veya LNG ile beslenmesi yöntemiyle 18 ilde nihai tüketicilere 6,62 milyon m<sup>3</sup> doğal gaz arzı sağlanmıştır. Arz edilen bu gazın %33,26'sı ana dağıtım şebekesinden alınan gazın sıkıştırılması, %49,07'si CNG lisansı sahiplerinden CNG alımı ve %17,66'sı toptan satış lisansı sahiplerinden LNG alımı vasıtası ile temin edilmiştir. Çizelge 1.5'te illere ve temin türüne göre bölgesel şebeke doğal gaz tüketim miktarları sunulmaktadır (EPDK, 2018).

Çizelge 1.5. 2018 yılında illere ve temin türüne göre bölgesel şebeke doğal gaz tüketim miktarları (milyon m<sup>3</sup>)

İl	Ana Dağıtım Şebekesinden Sıkıştırılarak	CNG Alımı	LNG Alımı	Toplam
ARDAHAN		0,001		0,001
BALIKESİR		0,049		0,049
ÇANKIRI		0,206		0,206
ÇORUM		0,088		0,088
ELAZIĞ		0,572		0,572
ERZİNCAN	2,202		0,423	2,625
ESKİŞEHİR		0,001		0,001
HATAY		0,011		0,011
İZMİR		1,306		1,306
KARAMAN			0,359	0,359

Çizelge 1.5'in devamı

KARS		0,001		0,001
KASTAMONU		0,961		0,961
KOCAELİ			0,043	0,043
KONYA			0,344	0,344
MANİSA		0,038		0,038
OSMANİYE		0,004		0,004
ŞANLIURFA		0,001		0,001
YOZGAT		0,009		0,009
<b>Genel Toplam</b>	<b>2,202</b>	<b>3,248</b>	<b>1,169</b>	<b>6,62</b>

2018 yılında tüketilen doğal gazın %36,89'u dönüşüm/çevrim sektöründe (18.197,51 milyon m<sup>3</sup>), %24,3'ü sanayi sektöründe (11.987,95 milyon m<sup>3</sup>), %8,2'si hizmet sektöründe (4.043,15 milyon m<sup>3</sup>), %3,52'si enerji sektöründe (1.735,04 milyon m<sup>3</sup>) ve %26,22'si diğer sektörlerde (12.931,81 milyon m<sup>3</sup>) kullanılmıştır (EPDK, 2018).

2016 yılı sonunda Etki LNG terminalinin ve 2017 yılı içinde BOTAŞ Tuz Gölü yer altı doğal gaz deposunun faaliyete geçmesiyle birlikte 2018 yılında bir önceki yıla göre doğal gaz depo kapasite ve stok miktarlarında önemli artışlar gözlenmiştir. 2018 yılı sonu itibariyle faaliyete geçen doğal gaz yer altı depolarının toplam kapasitesi 3.167,23 milyon m<sup>3</sup>'e, LNG terminallerinin LNG depolama kapasitesi ise 0,943 milyon m<sup>3</sup>'e ulaşmıştır. Mevcut depolama tesisleri için ay sonlarına göre doğal gaz stok miktarları Çizelge 1.6'da gösterilmektedir (EPDK, 2018).

Çizelge 1.6. 2018 yılı ay sonlarına göre doğal gaz stok miktarı (milyon m<sup>3</sup>)

Aylar	Ocak	Şubat	Mart	Nisan	Mayıs	Haziran
Miktar	2.742,08	2.777,72	2.888,64	3.021,92	3.094,31	3.243,02
Aylar	Temmuz	Ağustos	Eylül	Ekim	Kasım	Aralık
Miktar	3.190,54	3.245,63	3.274,47	3.359,33	3.362,98	3.167,23

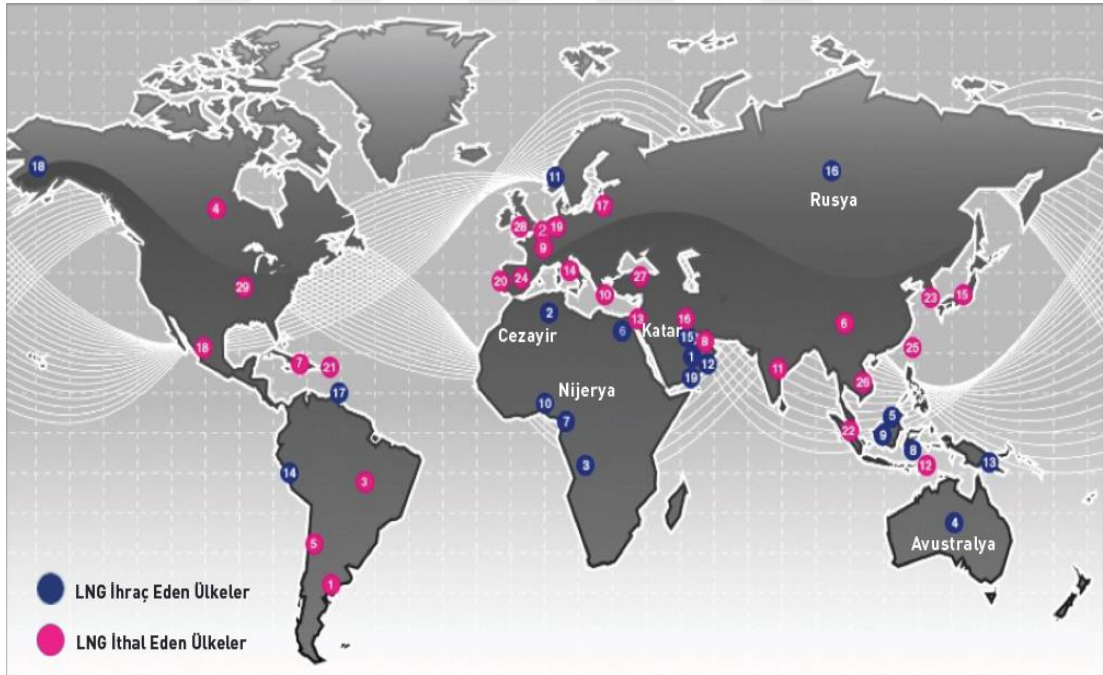
#### 1.4. Sıvılaştırılmış Doğal Gaz (LNG)

Doğal gazın kaynama noktası  $-162\text{ }^{\circ}\text{C}$ 'dir, dolayısıyla doğal gazın  $-162\text{ }^{\circ}\text{C}$ 'ye kadar soğutulması işlemi aslında sıvılaştırılmasıdır, elde edilen ürün de sıvılaştırılmış doğal gazdır.

Sahip olduğu avantajları nedeniyle fosil enerji kaynakları içerisindeki payı gittikçe artan doğal gaz, enerji arz güvenliği adına ayrı bir öneme sahiptir. 21. yüzyılda altın çağını yaşamakta olan doğal gaza yönelim, gelişen teknoloji ile birlikte yeni enerji kaynaklarının da ortaya çıkmasını beraberinde getirmiştir. Üretim ve ticaretinde ortaya çıkan yeni teknolojiler düşünüldüğünde doğal gaz transferinin sağlandığı boru hatlarının deniz aşırı ülkelere transfer maliyetinin yüksek olması doğal gazın sıvılaştırılması ihtiyacını ön plana çıkarmıştır (SETAV, 2019). 600 birim gaz sıvılaştırıldığı zaman 1 birimlik doğal gazın kapladığı hacmi kaplayacaktır. Bu sebeple gazın hem uzak noktalara transferi için hem de depolama faaliyetleri için sıvılaştırılması önem arz etmektedir.

Yavaş gelişen bir piyasaya sahip olan LNG'nin ticari bir ürün haline gelmesindeki ilk süreç doğal gazın sıvılaştırılması ile başlamaktadır. Doğal gazın sıvılaştırılması işlemi 19. yüzyılda İngiliz kimyager ve fizikçi olan Michael Faraday'ın keşiflerine dayanmaktadır. 1873 yılına gelindiğinde ise Alman mühendis Karl Von Linde tarafından ilk soğutma kompresörü keşfedilmiştir. 1912 yılında keşiflerin artması ile birlikte 1917 yılında ilk LNG sıvılaştırma terminali Doğu Virginia'da inşa edilmiştir. 1941 yılında ise LNG'nin ilk kullanımının Ohio'da gerçekleştiği görülmüştür. Deniz yoluyla kıtalar arası yapılan ilk LNG taşımacılığı fizibilite çalışması amacıyla 1959 yılında ilk LNG tankerinin (The Methane Pioneer) Louisiana'dan okyanusu geçerek İngiltere'ye varmasıyla gerçekleşmiştir. Bu durum LNG transferinin güvenilir bir şekilde yapılabileceğini gösteren ilk çalışma olarak kayda geçmiştir. Louisiana'dan giden bu kargodan 5 yıl sonra İngiltere 1964 yılında Cezayir'den LNG ithal etmeye başlamıştır. Bu durumla birlikte İngiltere ilk LNG ithal eden ve Cezayir de ilk LNG ihraç eden ülke olarak tarihe geçmiştir (SETAV, 2019).

Birçok kıtayı birbirine bağlayan ve taşımacılığını özel gemilerin gerçekleştirdiği LNG ticareti son yıllarda ülkelerin enerji politikalarında odak nokta haline gelmeye başladı. Şekil 1.11’de LNG ithal ve ihraç eden ülkeler gösterilmektedir. 1960’lı yılların ortalarında ticaretine başlanan LNG, uluslararası enerji piyasasında zaman içerisinde boru hatları ile yapılan doğal gaz ticaretine oranla yaklaşık olarak 3 kat büyümüştür. Boru hatları ile yapılan doğal gaz ticaretine oranla hızlı bir artış gösteren LNG ticareti teknolojide yaşanan gelişmelerle birlikte terminal sayısında da hızlı bir artışı beraberinde getirmiştir. 2016 yılı nisan ayı itibarıyla dünyadaki sıvılaştırma terminal sayısının 37’ye, yeniden gazlaştırma terminal sayısının ise 108’e ulaşması bu duruma örnek gösterilebilir. Buna ek olarak yapımı süren 14 sıvılaştırma ve 21 yeniden gazlaştırma terminalinin bulunması söz konusu teknolojik gelişme ve yatırımların önümüzdeki dönemde artarak devam edeceğini ve LNG ticaretinin hız kesmeden artacağını göstermektedir (SETAV, 2019).



Şekil 1.11. LNG ithal ve ihraç eden ülkeler (SETAV, 2019).



### 1.4.1. Sıvılaştırma yöntemleri

LNG ihracatını gerçekleştiren ülkeler sıvılaştırma terminallerine ihtiyaç duydukları gibi, ithal eden ülkeler de yeniden gazlaştırma terminallerine ve depolamaya ihtiyaç duymaktadırlar. Kullandığımız doğal gaz, rezervlere bağlı olarak metan dışında, su buharı, karbondioksit, hidrojen sülfür ve ağır hidrokarbonlar içerir. Sıvılaştırılması düşünülen doğal gazın öncelikle bu yabancı gazlardan arındırılması gerekmektedir.

Bir doğal gaz sıvılaştırma tesisinde toplam maliyetin en büyük kısmı (%40–45) doğal gaz sıvılaştırma ünitesine aittir. Kalan kısım ise sistemin saflaştırma, depolama, personel, iletim ve dağıtım gibi kısımlarda kullanılmaktadır. Sıvılaştırma ünitesinin fazla maliyeti nedeniyle sıvılaştırma üzerinde daha yoğun araştırmalar yapılmış ve sonuçta birçok sıvılaştırma yöntemi ortaya çıkmıştır. Bunların bir kısmı pratik uygulama alanı bulmuş diğer bir kısmı teorik bazda kalmıştır. Esas itibarıyla bunları birkaç şekilde sınıflamak mümkünse de burada iki ana grupta sıvılaştırma yöntemleri incelenecektir (Avcı vd., 1995).

Doğal gaz ve benzeri gazların Çizelge 1.7’de gösterildiği gibi 1 bar veya orta basınç seviyelerinde çığ nokta sıcaklıkları oldukça düşüktür. Bu tarz gazların sıcaklığının düşürülebilmesi için iç enerjinin kullanılması ya da ısı transferi ile enerjinin çevreye atılması gerekecektir. Bu amaçla gaz sürekli sıkıştırılarak mümkünse yoğunlaştırılması sağlanabilir.

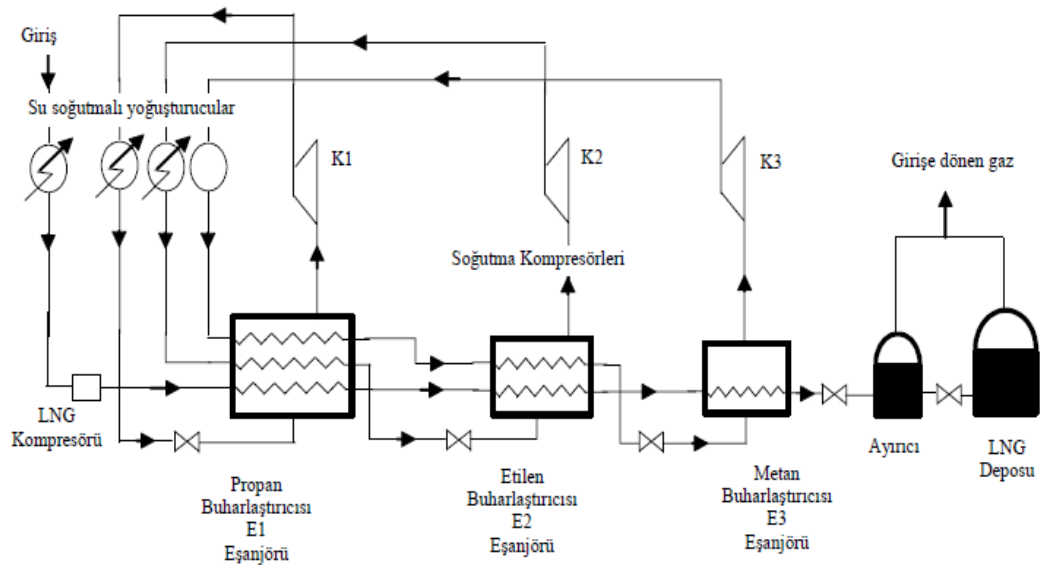
Çizelge 1.7. Bazı gazların farklı basınçlardaki çığ noktası sıcaklıkları (Avcı vd., 1995)

Basınç (bar)	Çığ noktası sıcaklıkları (°C)				
	1,0	3,4	6,85	17,1	34,2
Metan	-159	-144	-133	-92	-71
Etan	-91	-63	-44	15,5	-
Propan	-46	-12	12	-	-
Etilen	-104	-80	-62	-8,3	-
Propilen	-49	-18	-5,6	-	-
Azot	-	-183	-174	-148	-133

Doğal gaz bu şekilde sıvılaştırmak istenirse ortam sıcaklığında basıncının 1200 barın üzerine çıkarılması gerekir ki bu yol pratik açıdan uygun değildir. Diğer bir yolla Joule–Thomson etkisinden yararlanarak gazın bir lülede genişletilmesi ile gaz sıcaklığı düşürülerek sıvılaştırma sağlanabilir. Mükemmel gazlarda entalpi sadece sıcaklığa bağlı olduğundan genişleme Joule–Thomson katsayısı sıfırdır yani lülede genişleme ile sıcaklıkta herhangi bir değişiklik meydana gelmez. Doğal gaz ve içeriğinde bulunan gazların ise lülede genişleme veya kısılma ile sıcaklıklarını düşürmek mümkündür. Doğal gaz sıvılaştırma yöntemlerinde bu iki etkiyi birlikte veya ayrı ayrı kullanmak sıvılaştırmayı sağlamaktadırlar (Avcı vd., 1995).

#### 1.4.1.1. Kaskad soğutma sistemleri

40 °C sıcaklık ve 4 bar basınçta şebekeden gelen doğal gaz yabancı bileşenlerinden ayrıştırılır. Şekil 1.12’de gösterilen kaskad soğutma sistemi çevriminde 17 °C sıcaklıktaki deniz suyu ile ön soğutma yapıldıktan sonra propan eşanjörüne ulaşır ve burada propan gazı ile -40 °C’ye kadar soğutma yapılır. Eşanjörde ısı çekerek buharlaşan propan kompresör vasıtası ile 11 bar basınca sıkıştırılır ve su ile soğutulduktan sonra kısılma vanası ile 1 bar basınca düşürülüp eşanjöre geri verilir. Propan döngüsü tamamlanmış olur (Coşkun, 2004).



Şekil 1.12. Kaskad soğutma sistemleri (Coşkun, 2004)

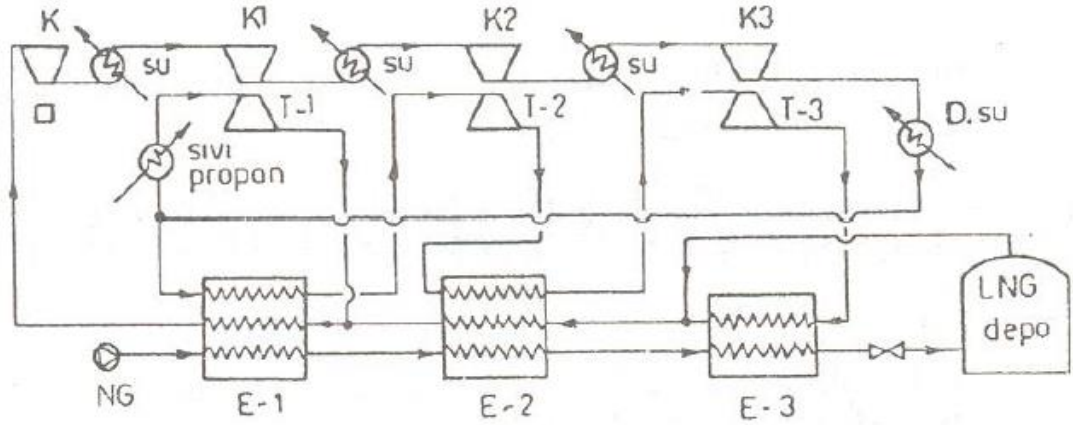
-40 °C sıcaklık ve 3,5 bar basınç ile etilen eşanjörüne ulaşır. Burada etilen ile -100 °C'ye kadar soğutma yapılır. Eşanjörde ısı çekerek buharlaşan etilen, kompresör vasıtası ile 15 bar basınca sıkıştırılır ve propan eşanjörü ile soğutulduktan sonra kısılma vanası ile 1 bar basınca düşürülüp eşanjöre verilir. Etilen döngüsü tamamlanmış olur.

-100 °C sıcaklık ve 1 bar basınç ile metan eşanjörüne ulaşır. Burada metan ile -162 °C'ye kadar soğutma yapılır. Eşanjörde ısı çekerek buharlaşan metan, kompresör vasıtası ile 25 bar basınca sıkıştırılır ve propan eşanjörü ile ön soğutmaya uğrar. Daha sonra etilen eşanjöründen soğutmaya uğrar ve kısılma vanası ile 1 bar basınca düşürülüp eşanjöre verilir. Metan döngüsü tamamlanmış olur.

-162 °C sıcaklık ve 1 bar basınçtaki doğal gaz dengeleme ve depolama tankına gelir. Bu işlemler esnasında sıvılaşamayan ya da çevreden ısı alarak buharlaşan doğal gaz ise sistemin enerjisini sağlamak üzere kullanıma alınır. Bu miktar toplam gazın %15-20'si civarındadır (Coşkun, 2004).

#### **1.4.1.2. Türbinle genişleme esaslı soğutma sistemleri**

Kaskad soğutma sistemlerinde kısılma esnasında kullanılabilir enerjinin bir kısmı tersizmezliklere harcanarak kaybedilmektedir. Bunun yerine iç enerjinin faydalı hale dönüştürülerek kullanılması düşünülmüş ve Şekil 1.13'te gösterildiği gibi lüle yerine türbin kullanılması amaçlanmıştır. Türbinle genişleme sağlanarak elde edilen enerjinin kompresörleri çalıştırabileceği ve sonuçta sistemin veriminin artacağı düşünülmüştür (Avcı vd., 1995).



Şekil 1.13. Türbinle genişleme esaslı soğutma sistemleri (Avcı vd., 1995)

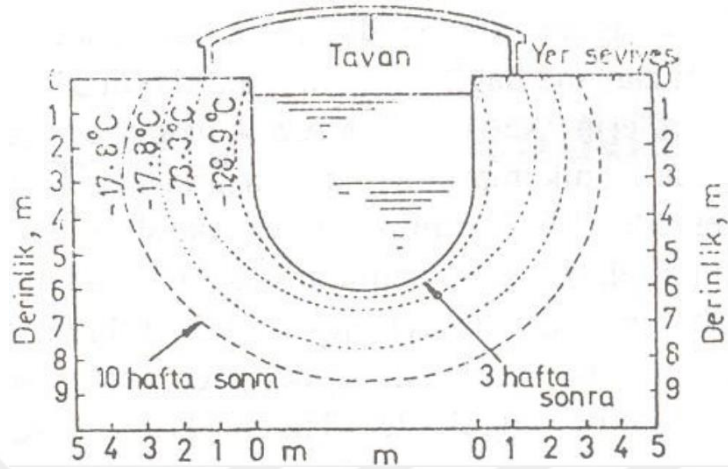
#### 1.4.2. Depolama

LNG, yerüstü veya yeraltına gömülü değişik kapasitedeki tanklarda depolanır. Burada önemli olan çevre ile ısı alış veriş sonucu buharlaşacak gaz miktarıdır. Depo içerisinde buharlaşacak doğal gaz miktarını LNG tankı ile çevresi arasındaki ısı alışverişini tayin eder. Ortalama buharlaşma miktarı tankın depolama kapasitesine bağlı olarak değişir. İyi bir tank izolasyonunda;

- 15.000 Sm<sup>3</sup>'e kadar kapasiteli tank için buharlaşma miktarının hacimsel olarak %0,08 Sm<sup>3</sup>/gün değerini,
- 50.000 Sm<sup>3</sup>'e kadar kapasiteli tank için buharlaşma miktarının hacimsel olarak %0,05 Sm<sup>3</sup>/gün değerini,
- 150.000–180.000 Sm<sup>3</sup>'e kadar kapasiteli tanklar için buharlaşma miktarının hacimsel olarak %0,03 Sm<sup>3</sup>/gün değerini aşmamalıdır.

Tank ile çevre arasındaki ısı kayıplarının başlangıçtan itibaren sürekli rejim haline gelmesi için geçen süre oldukça büyüktür. Dolayısıyla uzun süreli olmayan depolamada ısı transferi geçici rejimde olmaktadır. Bunu dairesel kesitli bir doğal gaz depolama tankının doldurulmasından itibaren çevresindeki sıcaklık gradyeninin gelişimini Şekil 1.14'te görmek mümkündür. Burada donmuş topraklı depolama tankında 3 haftadan 10 haftaya kadar olan sıcaklık gradyeninin dağılımı verilmektedir. 10. hafta sonunda tank içindeki sıcaklık -

161 °C iken, 9 m derinlikte sıcaklık -17.8 °C değerine kadar düşmektedir (Avcı vd.,1995).



Şekil 1.14. Bir LNG depolama tankı çevresinde zamanla sıcaklık değişimi (Avcı vd., 1995)

### 1.4.3. Endüstriyel uygulamada LNG

#### 1.4.3.1. Kriyojenik tank

-150 °C ile -273 °C arasındaki sıcaklıklar kriyojenik sıcaklık olarak tanımlanır. Kriyojenik tanklar Şekil 1.15'te görüldüğü gibi sıvılaştırılmış doğal gaz (LNG), sıvılaştırılmış azot (LIN), sıvılaştırılmış argon (LAR) ve sıvılaştırılmış oksijen (LOX) gibi sıvı fazda bulunan gazları taşımak ve depolamak amacı ile üretilmektedir. Kriyojenik tank iç içe geçmiş 2 tanktan oluşmaktadır. Ana tank bir dış tank içine yerleştirildikten sonra iki tank arasına izolasyon malzemesi eklenir ve teorik olarak mutlak vakum değerine kadar vakum yapılarak ısı transferi engellenir. Böylece kriyojenik depolama tankları sıvılaştırılmış gazların daha uzun süre gazlaşmadan kalmasını sağlar (Cryolet, 2019).



Şekil 1.15. Kriyojenik tank

#### 1.4.3.2. Evaporatör

Ortam ısısından faydalanılarak LNG'nin yeniden gazlaştırılmasında kullanılırlar. Ortam sıcaklığı ile tank içerisindeki sıvılaşmış doğal gazın arasındaki sıcaklık farkı sayesinde geniş ısı transfer yüzeyi ile yüksek ısı değiştirme kabiliyetleri vardır. Evaporatörler Şekil 1.16'da görüldüğü gibi tamamen alüminyumdan üretilirler. Tesisin kullanım kapasitesi, bulunduğu bölgenin ortam şartları ve tank kapasitesine göre yüzey hesabı yapılır.



Şekil 1.16. Evaporatör



### 1.5. Sıkıştırılmış Doğal Gaz (CNG)

Doğal gazın sıvılaştırılması işlemi oldukça maliyetli bir işlemdir, bu sebeple doğal gazın taşımacılığının aksi bir engel yok ise gaz fazında yapılması tercih edilmektedir. Gaz fazında taşıma 2 şekilde olmaktadır. Bunlardan ilki boru hatları ile taşımadır. Şekil 1.17’de gösterildiği gibi doğal gaz, çıkarıldığı bölgelerden ihtiyaç noktalarına uygun tesisatlar yardımı ile taşınır.



Şekil 1.17. Boru hatları ile doğal gazın taşınması (TANAP, 2019)

Diğeri ise sıkıştırılmış doğal gaz olarak taşınmasıdır. Coğrafi bölgelerdeki engellerden ötürü boru hatlarının çekilememesinden kaynaklanan hizmet verememe kaygısı, taşımacılık ve ulaşım sektöründe petrol ile rekabet edebilecek alternatif yakıt arayışları veya ticari rekabete uyum sağlama isteği, doğal gazın sıkıştırılması ihtiyacını doğurmuştur. Boru hatlarından alınan doğal gazın, Şekil 1.18’de gösterildiği gibi uygun doğal gaz kompresörleri ile 200 bar seviyelerine sıkıştırılarak elde edildiği ürün sıkıştırılmış doğal gazdır.



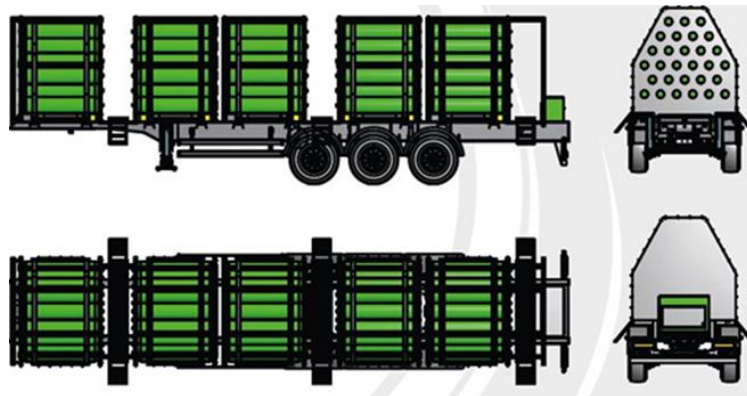
Şekil 1.18. Düşük ve yüksek basınçta gaz molekülleri (Tesisat, 2019)

CNG, dolum tesislerinde 200 bar basınç altında hacmi 1/250 oranında küçültülerek ya araç depolarına yakıt olarak doldurulur ya da çok elemanlı gaz konteynerlerine doldurularak boru hatlarının gitmediği yerlere taşınır.

### 1.5.1. Endüstriyel uygulamada CNG

#### 1.5.1.1. Çok elemanlı gaz konteynerleri ve CNG tüpleri

Doğal gaz kompresörleri ile 200–250 bar basınca sıkıştırılan doğal gaz, ADR'ye uygun çok elemanlı gaz konteynerlerine ya da gaz tankerlerine doldurulur. Bu konteynerler ya da tankerler Şekil 1.19'da gösterildiği gibi birbiri ile seri bağlı 90 l, 150 l vb. farklı kapasitelerde tüp demetlerinden oluşur. Tüp sayısının artması konteyner ya da tank kapasitesini artıracaktır. Bu ekipmanlar müşterilerde kendileri için ayrılan uygun noktalara yanaşarak yüksek basınca uygun flexible bağlantı ile tüketim hattına bağlantısı yapılır ve gaz arz sağlanmış olur.



Şekil 1.19. Çok elemanlı gaz konteyneri, gaz tankeri



Konteynerler içinde bulunan CNG tüpleri kaynaklı ve dikişsiz olarak tek parça halinde üretilmektedir. 4 tip CNG tüpü olmakla birlikte bunlar kullanım alanlarına göre farklılık göstermektedir. En yaygın kullanılanı CNG Tip 1 denilen çelik tüplerdir. CNG tüplerinin üzerinde üretildikleri ülke, firma bilgileri, tüpün seri numarası, ağırlığı, hacmi vs. ilgili bilgiler bulunmaktadır.

#### **1.5.1.2. Basınç düşürme istasyonu**

200–250 bar basınçla yüklenmiş gaz konteynerleri tüketim hattına bağlandığı zaman müşterinin kullanımına sunulması için basıncının düşürülmesi gerekmektedir. Basınç düşürme istasyonunda doğal gazın basıncı 200 bardan 1–10 bar aralığına regüle edilebilir. Basıncın düşürülmesi için mekanik doğal gaz regülatörleri veya pnömatik valfler kullanılabilir. Her iki durum için kullanılacak cihazların kapasite seçimi iyi yapılmalı ve arıza durumlar düşünülerek sistem yedekli kurulmalıdır.

Tüm gazlar sıkıştırıldıkları zaman çevreye ısı verir, genleştikleri zaman da çevreden ısı alır. Basıncı düşürülen CNG'nin sıcaklığı da düşecektir. Tesisatın etrafındaki hava (su buharı) yoğuşacak hatta tesisat üzerinde donma yapacaktır. Bu donma olayının tesisat ekipmanlarına zarar vermemesi için CNG, sisteme ısıtılarak verilmektedir. Gazın ısıtılması için kullanılacak en ucuz ve yaygın yöntem sudur. Sisteme entegre edilecek bir tankın içerisindeki su, rezistanlar yardımıyla kolaylıkla kaynama noktasına kadar ısıtılabilir. Tankın içerisinden geçirecek serpantin sayesinde CNG'nin basıncı düşerken sıcaklığı istenilen seviyelerde kalacaktır.

Kullanımın yüksek olduğu lokasyonlarda gaz kullanan cihazların ani dur–kalk yapması sistemde basınç farklılıkları oluşturacak ve regülatörlerin akışı kesmesine neden olacaktır. Eğer pnömatik valfler kullanılıyor ise gaz tankerindeki basıncın azalmasıyla birlikte istenilen gaz debisi karşılanamayacak ve sistem duracaktır. Bu tarz durumların önüne geçmek veya geciktirmek için sisteme genleşme tankı eklemek faydalı olacaktır. Tankın amacı yüksek debili kullanımlarda ölü hacim sağlamaktır. Tankla birlikte cihazların dur–kalk

çalışmasının önüne geçilecek ve gaz tankerinin seviyesi olabilecek en düşük basınca kadar azaltılabilecektir.

Bu tankın aynı zamanda, doğal gaz kompresörlerinin yağ keçelerinin zamanla yıpranmasından ve görevini tam anlamıyla yerine getirememesinden ötürü gaz tankerlerine basılan yağın, brülör vb. sistem ekipmanlarına zarar vermemesi ve kazalara sebep olmaması için yağ tutucu görevi de vardır. Endüstriyel borulamalarda doğal gazın akış hızı 25 m/s'den yüksek olmamalıdır. Bu akış hızındaki gaz tankın içinde yükselirken yağı da beraberinde taşıyamayacak ve yağ, tankın dibinde birikecektir. Tankın alt tarafında bulunan boşaltma vanası ile bakım zamanlarında tanktaki yağın tahliyesi de sağlanabilir.

#### **1.6. Türkiye’de LNG ve CNG’nin Operatif ve Mali Açıdan Tartışılması**

Türkiye’de LNG’nin satış fiyatı Aralık 2018 dönemi için vergiler hariç 2,0000  $\text{£}/\text{Sm}^3$  iken CNG’nin yani boru hatlarından doğal gazın satış fiyatı organize sanayi bölgesinde olmayan ama tüketimi 300.001  $\text{Sm}^3$  ve üzeri tüketiciler için aynı dönemde vergiler hariç 1,351527  $\text{£}/\text{Sm}^3$ ’tür. 2 yakıtın alış fiyatlarında oldukça yüksek farklar vardır. Japonya ‘daki nükleer kaza bir anda global LNG fiyatlarını tavan fiyat mertebesine getirebilmiştir ya da anlaşmazlıklar sonucu ülkelerin birbirine gaz satmaması, terör saldırıları vs. sebeplerden ötürü boru hatlarındaki basınç düşüklüğü nedeni ile depolanan ya da müşterilere satışa sunulacak LNG’nin satışının durdurulması da geçmişte LNG fiyatlarını artırıcı etkenler olmuştur. LNG fiyatları yıldan yılda değil aydan aya bile ciddi değişimler gösterebilir. CNG’nin ise boru hatlarından alınması yani konutlara, vatandaşa gidecek gazla aynı gaz olması fiyat dengesini koruyan bir sebeptir, çünkü hükümetler sıkıntılı dönemlerde siyasi istikrarını koruyabilmek adına en son vatandaşların gazını kesecektir. Bu da CNG’nin alış maliyeti anlamında avantajlı olduğunu göstermektedir.

Kâr marjları olarak bakıldığında sıvı olması sebebi ile taşıma miktarı yani sipariş hacminin yüksek olması LNG’nin transfer maliyetini azaltan; bununla birlikte LNG terminallerinin her bölgede olmaması ise uzak bölgeler için

transfer maliyetini artıran etkenlerdir. CNG dolun tesisleri her bölgede rahatlıkla kurulabilmektedir. Kurulduğu yerin yaklaşık 200 km yarıçapında taradığı bölgelerde alış maliyetinin avantajını müşteriye son satış fiyatında yansıtacağından ötürü hakimiyet sürebilir. Fakat 200–250 km'nin üstündeki bölgelerde transfer maliyetleri kıyaslandığında LNG ile aralarındaki fark kapanacaktır. Bu da her 250 km'de 1 tane CNG dolun tesisinin kurulması gerektiği sonucunu doğurmaktadır. Türkiye'nin yüzölçümüne ve ülke içi coğrafi şekillerine bakarak 2–3 adet LNG terminali yeter gibi gözükmekte; fakat ticari rekabeti sağlamak isteyen CNG firmalarının dolun tesislerinin sayısının çok daha fazla olması gerekmektedir. Yatırım maliyeti yüksek olan CNG dolun tesislerinin her 250 km'de kurulması zordur. Ayrıca kurulacak bölgede tesisin kârlı çalışabileceği satışı yapma imkânı yoksa kurulmaması daha doğrudur, bu durumda da bölgedeki az sayıda müşteri için LNG'nin tercih edilmesi beklenen bir durumdur.

Güvenlik faktörüne bakılırsa müşteriye CNG taşıyan çok elemanlı gaz konteynerleri 20 ft veya 40 ft konteyner boyutlarındadır, yani büyüktür ve fazla alan kaplar. Tüketimlerin karşılanabilmesi için bu gaz tankerlerinden 3 veya 4 adet bırakmak gerekebilir, ilgili standartlar gereği aralarındaki mesafeler, ateşle yaklaşma mesafeleri vs. eklendiğinde bir CNG sahasının kapladığı alan 300 m<sup>2</sup>'yi bulabilir. Bu da işletmeler için 300 m<sup>2</sup>'lik tehlikeli alan demektir. Yine standartlara göre yangına 2 saat dayanıklı duvarlar ile bu alanlar azaltılabilir. LNG sahaları için kapasitelerine bağlı olmak kaydı ile genelde işletmeler için kurulan alan 100 m<sup>2</sup>'dir. Bu da tehlikeli alanın 100 m<sup>2</sup> ile sınırlı olduğu sonucunu doğurur. İlk bakışta CNG'ye göre avantajlı görünse de LNG'nin sıvı olması, yayılma etkisi dolayısı ile termal radyasyon etkisinin daha büyük olması da dezavantajlarıdır. Önemli olan bu tesislerin sahada operasyondan ve insandan mümkün olan en uzak bölgelere yerleştirilmiş olmasıdır. Tüm emniyet mesafelerinde unutulmaması gereken insanları bu sistemlerden korumak değil, sistemleri insanlardan korumak gerektiğidir, çünkü bütün iş kazalarında en büyük oran ihmalkârlıktır. Sonuç olarak güvenilir olmayan bir yakıt yoktur, her yakıt kendi risk faktörünü taşır. Önemli olan standartlara uygun davranmak, standartların yetmediği yerde uzman gözüyle yeterli güvenlik önlemi almaktır.

Bu tez çalışmasında işletilmekte olan bir dökme CNG dolum tesisinde gaz dolum prosesine “chiller” eklenerek ön soğutma yapılması sağlanmıştır. Ön soğutmanın dolum oranına etkisi incelenmiş ve yatırımın geri dönüş süresi hesaplanmıştır. Ayrıca dolum prosesi analiz edilerek dolum oranına etki eden faktörler belirlenmiştir. Bu faktörlere göre dolum operasyonu maliyet esaslı olarak optimize edilmiş ve işletmeye öneriler sunulmuştur.



## 2. KAYNAK ÖZETLERİ

Doğan (2016), günümüzde ticari amaçlı yük ve yolcu taşımada kullanılan araçlarda çevre kirliliğini azaltmak ve yakıt ekonomisinin sağlanması açısından enerji kaynağı olarak doğal gazın kullanıldığını ve hususi araçlarda da doğal gaz kullanımının yaygınlaştığından bahsetmiştir. Bu araçların dolumu için istasyonlarda yüksek basınçlı doğal gaz (CNG) kompresörü kullanılmaktadır. Araçların dolum yaptığı merkezlerde bulunan CNG kompresörlerinin şehir şebekesinden aldıkları doğal gazı 200–250 bar basınçta CNG tanklarına doldurulduğunu ve tanklardan araçların depolarına iletildiğini belirten Doğan, çalışmasında, tasarımı ve imalatı yapılan 4 pistonlu CNG kompresör prototipinin şehir içi şebeke hattından 0,022 bar basınçla alınan doğal gazın 200 bar basınca sıkıştırmaktadır. İmalatı yapılan kompresörün debi ve basınç test sonuçlarını paylaşan Doğan, CNG kompresörünün enerji performans testlerini ve hesaplamalarını da yapmıştır.

Doğan (2016), ülkemizde LPG'nin ve CNG'nin yüksek fiyatlı benzin ve motorine göre alternatif yakıt olarak tercih edildiğini belirtmiş, bu sebeple çalışmasında CNG yakıt dolum istasyonlarında bulunan yüksek basınçlı gaz kompresörünün debisini 180 lt/h olarak tasarlayıp imalatını yapmıştır. CNG kompresörü şehir içi şebeke hattından 0,022 bar basınçla aldığı doğal gazı 200–250 bar basınca sıkıştırmaktadır ve bu sıkıştırma işlemi 4 kademe gerçekleşmektedir. Doğan, bu çalışmasının sonunda, CNG kullanan araçların dolumu için istasyonlarda gerekli olan kompresörün imalatını gerçekleştirdikten sonra yaptığı basınç, debi ve diğer testleri paylaşmıştır.

Doğan (2017), çalışmasında ev tipi olarak imal edilmiş 4 kademeli ve pistonlu tip bir sıkıştırılmış doğal gaz (CNG) kompresörü üretmiştir. CNG kompresöre 0,022 bar basınçta girmekte ve 200 bar basınçta çıkmaktadır. Doğal gazın sıkıştırılması sırasında yüksek sıcaklık nedeniyle kompresörde ara soğutma kademeli sıkıştırma yapılmıştır. Çalışma sırasında termodinamiğin 2. yasasından hareket ederek kompresörden ve soğutma sisteminden kaynaklı tersinmezlikler bulunmuştur. Kompresörde verim, izantropik, politropik ve

izotermal hal değişimleri model alınarak hesaplanmıştır ve çalışmada aynı kompresör kullanılarak hem CNG hem de hava sıkıştırılarak karşılaştırma yapılmıştır.

Doğan ve Ünal (2014), doğal gazın düşük basınçtan yüksek basına kompresör yardımıyla sıkıştırılarak elde edildiği ürünün sıkıştırılmış doğal gaz olduğunu ve gazın yüksek basınçta kullanılmasının endüstride ve ulaşımda güncel bir konu olduğundan bahsetmiştir. Gazın yüksek basına sıkıştırılmasının ekonomik analizi enerji maliyetleri açısından çok önemli bir konudur. Doğan ve Ünal, çalışmasında 3 ve 4 kademeli yüksek basınçlara sahip CNG kompresörlerinin çalışma parametlerini deneysel olarak incelemiş ve sıkıştırma sırasında benzin maliyetini hesaplamışlardır. Değişen kademelere sahip kompresörlerde, ısı ve basınç gibi çalışma parametlerinin yanında benzin maliyetlerinin de karşılaştırma elemanı olması amaçlanmıştır.

Farzaneh–Gord vd. (2016), CNG yakıt dolum istasyonlarının performansını artırmak için doldurma süresi, dolum miktarı ve rezervuar tank kullanım oranının 3 ana hedefi olduğunu ve CNG yakıt dolum istasyonlarının termodinamik modellemesi üzerine yoğunlaşan ve çoğunlukla rezervuar tankların optimum hacim oranını karşılamayan birçok araştırma olduğundan bahsetmiştir. Bu sebeple mevcut çalışmasında öncelikle hızlı doldurma işlemini termodinamik olarak modellemiş, daha sonra dolum süresini en aza indirebilmeyi amaçlamış ve son olarak rezervuar tanklarının optimal hacim oranı üzerine yoğunlaşmıştır. Sonuçlar, önceki çalışmaların sonuçlarıyla karşılaştırılmış ve deneysel verilere karşı da doğrulanmıştır. Bu çalışmada hızlı doldurma modelleme sonuçlarındaki iyileşmenin açıkça görülebildiği belirtilmiştir.

Kagiri vd. (2017), çalışmasında enerji maliyetlerini minimize etmek amacıyla CNG yakıt dolum istasyonlarındaki operasyonun optimize edilmesi önerisini sunmuş ve araştırmasında satın alınıp kullanılan elektriğin maliyetini minimuma indirmeyi başarmak için, CNG yakıt dolum istasyonlarındaki kompresörlerin aktivitelerini programlamayı hedeflemiştir. Kompresörlerin

çalışma zamanlarının daha düşük elektrik fiyatlı zamanlara kaydırılmasının düşük işletme maliyetleri sunması açısından büyük potansiyeli olduğunu; ayrıca bu zamanlarda çalışacak kompresörlerde aşınma ve yıpranmanın etkisinin azalacağını da ileri sürmektedir.

Kagiri vd. (2017), CNG'nin motorlu araçlarda kullanılan sıvı petrol yakıtlarına alternatif olarak büyüyen bir yakıt olduğu tespitinde bulunmuş ve CNG'nin benzin ve dizele göre en iyi alternatif olmasında motorların dayanımını artırmasının yanında düşük sera gazı emisyonlarının olmasını ileri sürmüştür. CNG yakıt dolmuş istasyonlarındaki operasyonların ekonomik olmasının yakıt teslim maliyetini azaltacağı için tüketicilere fayda sağlayacağı belirtilmiş ve mevcut durumdaki CNG yakıt dolmuş istasyonlarındaki kompresörlerin zamanlamasının en uygun biçimde olmasıyla ilgilenilmesi ve kullanılan elektrik tarifesine göre de enerji maliyetlerinin azaltılmasını sağlayacağı tespit edilmiştir. Günlük gaz yükleri belli olmadığından elektrik maliyetlerini azaltabilmek için CNG yakıt dolmuş istasyonlarındaki tek bir kütle akış sisteminin optimum olarak kontrol edilen kademeli dolmuş rezervuar tankları ile modellenmesi gerektiği ileri sürülmüş ve bu stratejinin elektrik maliyetlerinin %59,28'ini geri kazanılabileceği gibi kompresördeki aşınma ve yıpranmaları azalttığı da belirtilmiştir.

Kagiri vd. (2018), CNG'nin araçlarda itici güç olarak kullanılmasının benzin ve dizele göre CO<sub>2</sub> emisyonu azaltma ve motor dayanımını artırması gibi avantajı olduğunu belirtmiştir. Kullanıma dayalı elektrik fiyatlandırma ortamlarında çalışan endüstriyel ve yerli tüketiciler için güç tüketimlerinin ekonomik zamanlamasının enerji maliyetlerini azaltmak için uygun bir strateji olduğu belirtilmiştir. Çalışmada CNG yakıt dolmuş istasyon operasyonları için optimum enerji yönetim stratejileri önerilmiştir. Kompresörlerin enerji tüketimi, yakıt dolmuş istasyonlarının toplam operasyon maliyetleri içinde ana kalem olduğunu belirten Kagiri vd. istasyonun işletme maliyetlerini düşürmek için de bu kalemin tasarruf fırsatı sunduğunu belirtmiştir. Geliştirilen modelin günlük elektrik maliyetlerinde %59,3'lük bir potansiyel tasarruf sağlayarak kompresör çevrimini azaltıp ömrünü uzattığı belirtilmiştir.

Khadem vd. (2015), CNG dolun istasyonlarının dizaynında en önemli parametrelerden birinin detaylı bir hızlı dolun prosesi modellemesinin olduğunu belirtmiş ve çalışmasında CNG istasyonlarındaki hızlı dolun prosesini analiz etmek için yeni bir matematik modelleme geliştirmiştir. Geliştirdiği modellemede devamlılık, momentum ve enerji denklemlerini ayrı ayrı hesaplamıştır. Kütle akış hızının dolun esnasında rezervuar tank ile araç arasında neredeyse sabit olduğunu belirtilmiş; fakat borular vasıtasıyla olan basınç kaybının çok önemli ve düşündürücü olduğu vurgulanmıştır.

Saadat-Targhi vd. (2016), pistonlu kompresörlerin CNG yakıt dolun istasyonlarının kalbi olduğunu ve istasyonun ana maliyetinin kompresör çalışmasından kaynaklandığını tespit etmiştir. Pistonlu kompresörlerin CNG yakıt istasyonları için daha önce çalışılmadığından bahsedilmiş ve bu çalışmanın temel amacının NGV silindirleri, rezervuar tankları, bağlantı boruları ve özellikle pistonlu kompresör dahil bir CNG yakıt dolun istasyonunun modellemesi için termodinamik analiz olduğu vurgulanmıştır. Önceki araştırmaların çoğundan farklı olarak kompresör modellemesi için gerekli olan doldurma işlemi sırasında rezervuar tanklarının basınç değişimi dikkate alınmıştır. Mevcut çalışmanın sonuçlarının önceki deneysel veriler ve teorik çalışmalara karşı doğrulandığı ve kütle akış hızının simülasyon sonuçlarının deneysel veriler ile uyum içinde olduğu belirtilmiştir. Çalışmada bir çevrim için kompresör enerji tüketiminin 61,86 kWh, bir aracı doldurmak için ortalama enerji tüketiminin 0,25 kWh/kg olduğu ortaya çıkmıştır.

Tözeren (2012), yanıcı bir gaz olan doğal gazın, CNG istasyonlarında 200 bar basınç altında hacmi 1/250 oranında küçültülerek çoklu elemanlı taşıma ünitelerine doldurulduğunu ve bu ünitelerin boruların gitmediği yerlere taşındığından söz etmiştir. Gazın sıkıştırılması, doldurulması ve araçlara yüklenmesinin yangın açısından riskli işlemler olduğundan bahseden Tözeren, CNG dolun tesislerinin bu riskleri en düşük seviyeye indirecek şekilde tasarlandığını belirtmiştir. Tözeren çalışmasında çeşitli standartların konuya yaklaşımlarını anlatmış, C. Rhodes'in hazırladığı formüllere göre, çıkabilecek



yangının çevreye olan etkisini tartışmış ve istasyonlara yangına yönelik bazı pratik tedbirler önermiştir.

Markocic ve Knez (2015), yer altı ve su altı rezervlerinden doğal gaz çıkarımı ile ilgili çevresel ve teknolojik konulara kapsamlı bir yaklaşımın, hidrokarbon gazı ve su arasındaki faz dengesinin çok iyi anlaşılmasını gerektirdiğini ifade etmişlerdir. Bu çalışmalarında metan su faz dengesini tahmin etmek için erişilebilir bir yol sunarak metanın suda çözünürlüğü için literatürden geniş bir sıcaklık (274,35 K–627,15 K) ve basınç (0,57 MPa–197,26 MPa) aralığını kapsayan deneysel veriler seçmişlerdir. Markocic ve Knez, matematiksel modellemeyi, çevrimiçi mevcut modelleme aracı olan Phase Equilibria (PE 2000) ve Redlich–Kwong hal denklemini uygulayarak oluşturmuşlardır. Hesaplanan çözünürlüğü deneysel değerlerle en iyi şekilde eşleştirmek için veri regresyonuyla ikili etkileşim katsayısını tahmin etmişler ve sonuçları deneysel verilerin tutarlılığını doğrulamak için kullanmışlardır. İkili etkileşim katsayısının sıcaklığa bağlı olduğundan ve bu bağlantının ölçülebilir olduğundan söz edilirken ikili etkileşim katsayısının gerekli koşullarda faz dengesini tahmin etmek için daha fazla kullanılabilir olduğunu ifade etmişlerdir.

Literatürde CNG, taşıtlar için alternatif yakıt olarak değerlendirilmiş ve yapılan çalışmalar da taşıtlara yakıt olarak yüklenen gazın dolumu için işletilen oto doğal gaz istasyonlarına yöneliktir. Geçmiş çalışmalar taşıtlara gaz yükleyen dolum tesislerinde tasarruf sağlamaya yönelik bakış açısı, kullanılan elektrik tarifesinin değiştirilmesi ve dolumların daha düşük maliyetle elektrik alınabilecek zamanlarda yapılması önerisiyle sınırlı kaldığını göstermektedir. Endüstriyel ihtiyacı karşılamaya yönelik kurulan veya işletilen dökme CNG dolum tesisleri için literatürde herhangi bir çalışmaya rastlanmamıştır. Bu çalışmada, işletilen bir dökme CNG dolum tesisinde tankerlere yapılan dolum oranlarını artırmak için prosese chiller eklenerek ön soğutma yapılmıştır. Ayrıca dolum prosesinde iyileştirilmesi gereken noktalar tespit edilerek operasyon maliyet esaslı optimize edilmiştir. Literatürde benzer bir çalışmaya rastlanmamış olması ve bir dökme CNG dolum tesisi işletmecilerine önerilecek

optimum tesis operasyonları tez çalışmasının özgünlüğünü ve akademik bir çalışma olduğunu ortaya koymaktadır.



### 3. MATERYAL VE METOT

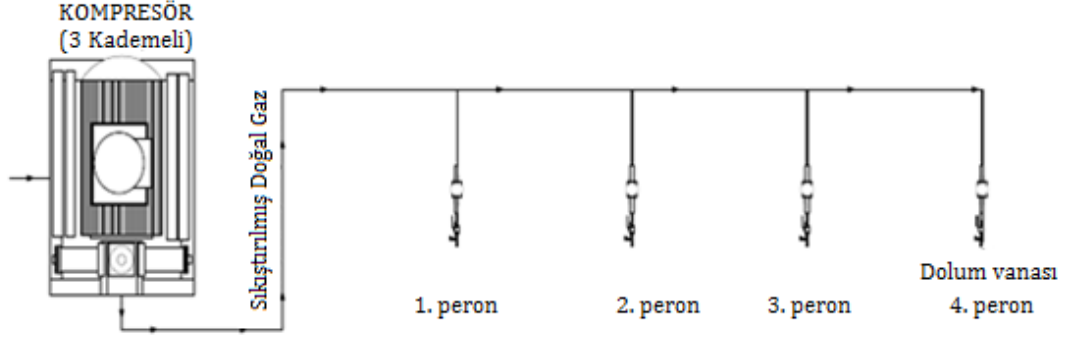
İşletilmekte olan dökme CNG dolun tesisinde 2016 yılının dolun verileri incelendiğinde tesisin performansını artırmak için tankerlere yapılan dolun miktarı artırılmak istenmiştir. Bu amaçla çalışma kapsamında prosese chiller eklenmiş ve 2017 yılının dolunları ön soğutma yapılarak tamamlanmıştır. Yapılan bu iyileştirme ile birlikte 2018 yılına başlarken dolun prosesi analiz edilmiş ve dolun oranlarına etki edebilecek parametreler belirlenmiştir. Bu parametrelere göre operasyonel anlamda geliştirilebilecek noktalar tespit edilmiş ve 2018 yılında ön soğutmayla birlikte operasyonun da optimize edilmesi sağlanmıştır.

#### 3.1. Materyal

Boru hatlarından alınan doğal gazın uygun gaz kompresörleri ile yüksek basınca sıkıştırılıp çok elemanlı gaz konteynerlerine veya gaz tankerlerine yüklendiği tesisler dökme CNG dolun tesisleridir. Gaz tedariki için sadece yerel şebeke hattı kullanılmak zorunda değildir, sıvılaştırılmış doğal gazın yeniden gazlaştırılmasından elde edilen doğal gaz da bu operasyonda kullanılabilir. Fakat gaz alış maliyeti şebeke gazına göre yüksek olacağından ötürü tercih edilen bir tedarik şekli değildir. Çalışma kapsamında incelenen CNG dolun tesisinde doğal gaz tedariki, şebeke basıncı 35–70 bar seviyesinde ulusal doğal gaz şebeke hattından sağlanmaktadır.

Yaklaşık 8.000 m<sup>2</sup>'lik bir arazi üzerinde kurulan ve işletilmekte olan CNG dolun tesisi basit yapıda dizayn edilmiştir. Tesisin başlıca ekipmanlarını; gaz düzenleme ve ölçümleme birimi, kompresör istasyonu, dolun peronları, idari ve teknik ofisler ile trafo, yangın pompası, jeneratör gibi enerji veya tesisin işletilmesi için gerekli olan makine, teçhizat vb alt yapı elemanları oluşturmaktadır. Tesise giriş yapan gaz önce 7.000 m<sup>3</sup>/h ölçüm kapasiteli yerel gaz dağıtım firmasının düzenleme ve ölçümleme biriminden geçmektedir. Ölçümleme biriminden çıkan gaz, sıkıştırılma işleminin yapıldığı kompresör istasyonuna giriş yapar. Dolun tesisinde 6.300 m<sup>3</sup>/h ve 3.000 m<sup>3</sup>/h kapasiteli

olmak üzere iki adet CNG kompresörü bulunmaktadır. Bu kompresörler 3 kademeli olup, 35–70 bar basınç aralığında tedarik edilen doğal gazı 200 bar basınca kadar sıkıştırmakta ve tankerlere doldurulmak üzere Şekil 3.1’de görüldüğü gibi dolun peronlarına doğru basmaktadır.



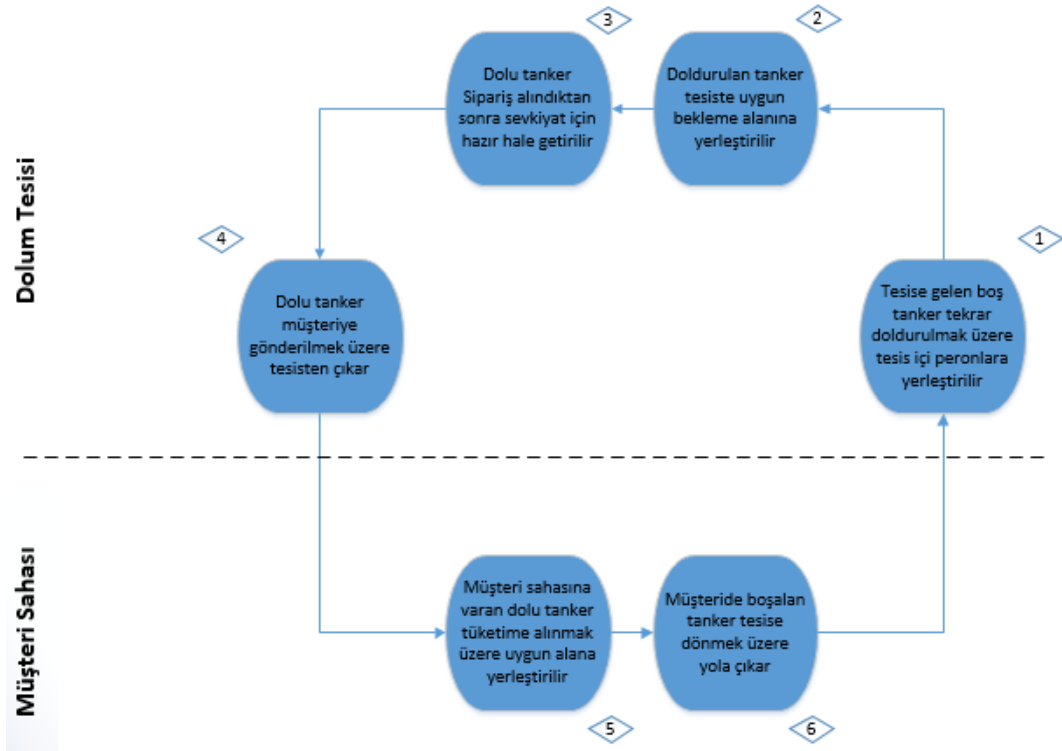
Şekil 3.1. Ön soğutmasız dolun prosesi şematik gösterimi

Tesiste tankerlerin dolununu yapmak üzere dört adet peron bulunmaktadır. Bu peronlarda gazın ölçümlemesinin yapılması için gaz sayacı, basınç ve sıcaklık transmitterleri bulunmaktadır. Gaz sayacı kütle cinsinden ölçümleme yapmaktadır dolayısıyla bu miktarın  $m^3$  cinsinden hesaplanmasına ihtiyaç vardır. Doldurulan gazın  $m^3$  cinsinden hesaplanması için sayaçtan geçen kg miktarı, yerel gaz dağıtım firmasının tesis ile paylaştığı gaz yoğunluk ( $m^3/kg$ ) değerine bölünmelidir. Böylelikle tesisten çıkış yapacak tankerın içerisine yüklenen gazın  $m^3$  cinsinden miktarı belirlenmiş olacaktır.

CNG yüklü tankerler boru hatlarının gitmediği bölgelerde anlaşılan müşterilere sevk edilir. CNG'nin yüklendiği tankerler değişik kapasitelerde olabilir. Toplam tanker kapasitesi her bir tüpün sıvı hacimleri toplamıdır. İşletilmekte olan CNG dolun tesisinde, her biri 150 lt sıvı hacimli tüp demetlerinden oluşan seri bağlı 60 adet, 120 adet ve 145 adet tüplü, her biri 90 lt sıvı hacimli tüp demetlerinden oluşan seri bağlı 108 adet tüplü olmak üzere dört farklı kapasitede tanker kullanılmaktadır. Kullanılan tankerlerin kapasiteleri sırasıyla 9.000 lt, 9.720 lt, 18.000 lt ve 21.750 lt'dir.

Dolum işlemi bittikten sonra tesisten çıkan tankerler müşteri sahalarında CNG için ayrılan alana müşterinin gaz kullanmaya devam edebilmesi için bırakılmaktadır. Müşteriler sahalarındaki tankerden gaz kullandıkça tankerin basıncı düşecektir. Basıncı zamanla azalacak olan tankerin, gaz basma debisi de zamanla azalacak olup tanker debisi müşterinin ihtiyacı olan debiyi karşılayamadığı anda gaz akışı son bulacaktır. Böyle bir durumda müşterinin gazsız kalmaması için tankerin değişim zamanı önceden planlanmakta ve müşterinin gaz akışı kesilmeden tanker değişimi yapılmaktadır.

Müşteriden boş olarak tesise çekilen tankerin içerisinde belli bir basınçta gaz kalmakta olup, yeni bir sipariş alındığı anda tesis içi peronlara yerleştirilen tankerin üzerine tekrar gaz doldurulmaktadır. Tesise geri dönen gazın miktarı operasyon maliyetlerini etkileyeceğinden, en az miktarda gazın geri dönmesi hedeflenmektedir. Bu yüzden müşterilere kurulan basınç düşürme istasyonları, müşterinin çalışma şekli ve yapısına göre tasarlanmaktadır. Çalışma kapsamında incelenen dökme CNG dolum tesisi ile müşteri sahası arasındaki operasyonların akış şeması Şekil 3.2'de gösterilmektedir.



Şekil 3.2. Tesis ve müşteri arası gaz tankeri hareketi

40 ft konteyner ebatlarındaki gaz tankerleri dolun yapılmak üzere çekiciler vasıtasıyla peronlara yerleştirilecek olup, dolun bittikten sonra tekrar peronlardan alınacaktır. Tesis ekipmanlarının yerleşimi dizayn edilirken operasyonun genel akışını etkilemeyecek ve tesis içi operasyonlarda spagetti diyagramının oluşmasını önleyecek yapıda tasarlanması düşünülmüştür. Uygun tesis yerleşimi, CNG'nin sevkiyata hazırlanma ile tesisten çıkış sürelerini azaltacaktır. Ayrıca idari ve teknik ofislerin dolun peronlarına ve kompresör istasyonuna yakın olmaması sağlanmış olup, insan sağlığını riske edebilecek her türlü tehlikeye karşı kaçış noktalarının iyi belirlenmesine dikkat edilmiştir.

### **3.2. Metot**

İlk yatırım maliyeti yüksek olan CNG dolun tesislerinin karlılığını sürdürebilmesi ve yıllarca verimli şekilde işletilebilmesi için operasyon maliyetleri çok önemlidir. Bu tesislerde operasyon maliyetlerinin belki de en önemlisi seferde taşıma miktarı kriteridir. Tankere yüklenen CNG'nin kütlesi, tanker toplam kütlesinin yaklaşık %9-10'u gibi çok küçük bir kısmıdır. Bu sebeple, karayolu tehlikeli madde taşıma sınırlarına göre maksimum miktarda CNG'nin tankere yüklenmesi çok önemlidir. Seferde taşıma miktarını artırmak için yapılabilecek adımlardan bir tanesi daha yüksek kapasiteli tanker kullanmaktır. Gaz tedariki yapılacak noktaya daha yüksek kapasiteli tankerler ile sevkiyat gerçekleştirmek seferde taşıma miktarını artıracaktır.

Bir diğer yöntem olarak tankerlerdeki CNG tüplerinin çalışma basınçlarını 200 bar değil de 250 bar olanından veya mümkünse daha fazlası seçilmesi düşünülebilir. Bu şekilde daha yüksek basınçta yani daha fazla gaz yükleyebilmek mümkündür. Bu durumda da karayolu tehlikeli madde taşıma sınırını aşmak söz konusu olabilir. Bunun önüne geçmek için de tanker imalatında daha hafif CNG tüpleri kullanmak gerekecektir. Yüksek kapasiteli tanker tedariki, daha yüksek çalışma basıncında ya da daha hafif CNG tüpü kullanmak gibi seçeneklerin hepsi şirketlerin uygun görmediği yüksek yatırım maliyeti demektir. Bu nedenle seferde taşıma miktarını artırmak için mevcut

şartlarda iyileştirme yapmak uygulanacak en az maliyetli yöntem olacaktır. Sonuç olarak, CNG dolun prosesinde dalar alarak sistemi analiz etmek ve amortisman süresi kabul edilebilir seviyelerde olan küçük yatırımlar yaparak tankere yüklenen CNG'nin miktarını artırmak mümkündür.

CNG tesisleri incelendiği zaman, gazın doldurulması için yüksek basınca ihtiyaç olduğu görülmekte olup bu şartı sağlayan kompresörlerin kullanıldığı görülmektedir. Kompresörlerin belirli set değerleri olmakla birlikte, kompresördeki gazın sıkıştırma sonu basıncı CNG tüplerinin çalışma basıncı değerlerine ulaştığında kompresör durmaktadır. Belirli bir zaman sonra (30–60 dk) CNG tanker basıncının çalışma basıncından bir miktar düştüğünü gözlemlenmektedir.

Kompresör çıkış basıncı ile tanker basıncı arasındaki fark basıncın yani  $\Delta P$ 'nin yorumlanması gerekmektedir.  $\Delta P$ 'nin yüksek olma nedenlerinden biri yüksek debide gaz dolunu devam ederken hat üzerindeki vana, hızlı bağlantı ekipmanı, dirsek ve redüksiyon gibi kesiti daraltacak veya akışı zorlaştıracak bağlantı parçalarının gaz sıkışmaları ve basınç kayıpları meydana getirmesidir. Bir diğer neden ise CNG'nin tüplere dolunu esnasında tüp basıncının artması dolayısıyla sıcaklığının da hızla artmasıdır. Hızla artan sıcaklık tanker basıncını da hızla artıracak ve proses basıncı kompresörün 200 bar set basıncına ulaştığında dolun bitecektir. Ortam sıcaklığından çok daha yüksek sıcaklıkta olan gaz tankeri beklemeye bırakıldığında soğumaya başlayacak ve soğumayla birlikte tankerin basıncı düşecek yani  $\Delta P$  artacaktır. Bütün bu faktörler istenilen miktarda dolun yapılamamasına, seferde taşıma miktarının düşük olmasına kısacası operasyon maliyetlerinin yüksek olmasına neden olur.

Bu noktada  $\Delta P$ 'yi azaltmak için yapılması gerekenleri aşağıdaki gibi sıralayabiliriz:

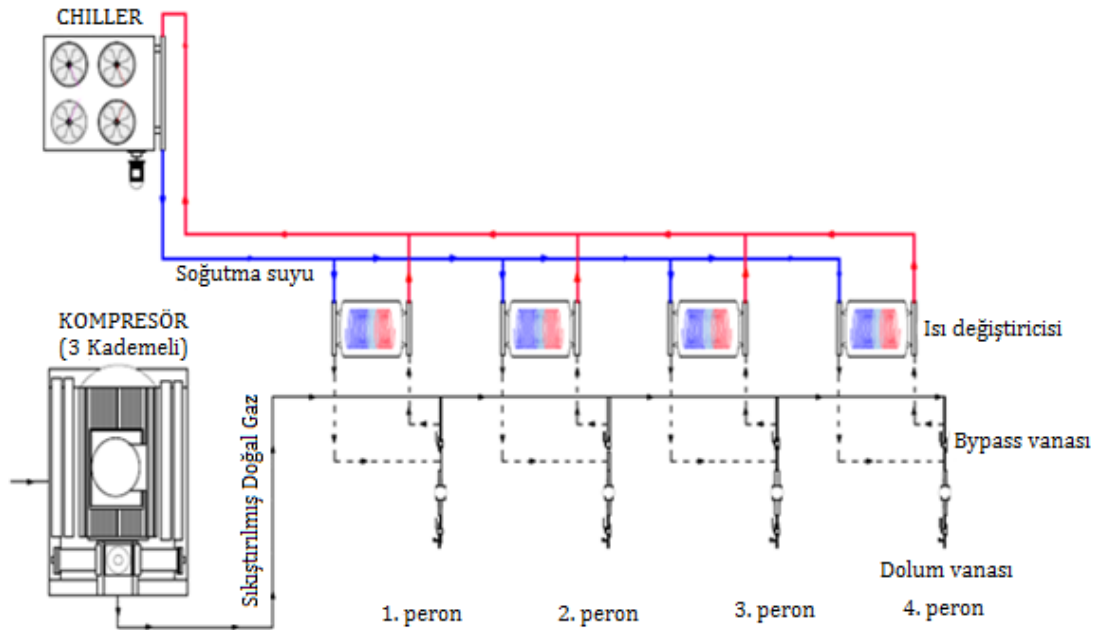
- i. Doldurulan gazın debisini düşürerek akışı yavaşlatmak gerekir. Tesislerde kullanılan kompresörün giriş hat basıncına bağlı olarak bir kapasite eğrisi vardır. 40–70 bar basınçta çalışan bir kompresör

düşünülürse en yüksek basma debisini hat basıncı 70 bar olduğu anda verecektir. Hat basıncı düştükçe kompresörün gaz basma kapasitesi de azalacaktır. Eğer dolum tesisinde farklı kapasitelerde kompresörler varsa doluların daha düşük kapasiteli kompresör ile yapılması fayda sağlayacaktır. Eğer tesiste 1 adet kompresör varsa mevcut kompresörün gaz giriş vanasını kısarak kapasitesini düşürmek de bir yöntem olarak düşünülebilir; fakat bu sefer de mevcut makinenin verimi düşmüş olacaktır. Her iki yöntemde de  $\Delta P$  azalır ve tankere daha fazla gaz yüklenmiş olur. Bu durumda önemli olan nokta, akışın yavaşlaması sebebiyle dolum süresinin uzamasıdır. İşletmenin müşterilerine gaz arzı sağlarken bu süreyi hesaba katması gerekmektedir.

- ii. Doldurulan hacmi artırmak gerekir. İdeal gaz denklemine göre doldurulan hacim olan  $V$  artarsa  $\Delta P$  azalır. Aynı anda ne kadar çok tanker doldurulursa fayda o kadar fazla olur. Gerçekte bu durumu sağlamak çok kolay değildir. Çünkü dolum tesislerinde maliyetleri çok yüksek olan gaz tankerlerinden fazla sayıda bulunmaz, sadece gaz sevkiyatını sağlayabilecek minimum yeter sayıda gaz tankeri vardır. Bu yüzden 2 veya 3 adet tankerin aynı anda doldurulabilmesi için operasyonun çok iyi planlanması gerekmektedir.
- iii. Doldurulan gazın sıcaklığını düşürmek gerekir. CNG dolum aşamasında gaz sıcaklığının gaz basıncı üzerindeki etkisi çok fazladır. CNG dolumu ilerledikçe gazın sıcaklığı da çok fazla artacaktır. İdeal gaz denklemine göre gaz sıcaklığının artması  $\Delta P$ 'yi de artırır. Yapılacak uygulama CNG'yi kompresör çıkışından sonra soğutmaktır. Dolum esnasında tankere su püskürtmek prosesteki gazın sıcaklığını azaltmaya yardımcı olur; fakat bu sefer de atık suyun bertaraf edilmesi gerekecektir. Bu konuda yapılacak en efektif çözüm kompresör çıkış hattından sonra sisteme chiller entegre etmek ve CNG'nin tankere girmeden önce soğumasını sağlamaktır.



$\Delta P$ 'yi azaltmak adına, akışı yavaşlatmak için daha küçük kapasiteli kompresör satın almak ya da aynı anda yapılan dolum sayısını artırmak için yeni tankerler imal ettirmek tesisler için karar verilmesi güç maliyet kalemleridir. Bu yüzden uygulamaya geçirilecek en uygun yöntem nispeten diğer yatırımlara göre daha az maliyetli olan chiller ile soğutma sistemi olmalıdır. Sıcak dönemlerdeki düşük dolumları artırmak ve yıl içindeki dalgalanmayı azaltmak için çalışma kapsamında dolum prosesine chiller eklenmesi önerisi firma bünyesinde gerçekleştirilmiştir. Önerilen ve kurulumu tamamlanan ön soğutmalı CNG dolum tesisinin şematik görünümü Şekil 3.3'te sunulmuştur. Kompresörden sıcaklığı artarak çıkan CNG'nin tankerlere dolmaya başlamadan önce soğutulması düşünülmüştür. Her peronun girişine bir gövde borulu ısı değiştiricisi eklenmiş ve chiller sayesinde prosese eklenen soğutma suyu CNG'den ısı çekerek doğal gazın soğumasını sağlamıştır. Bu sayede  $\Delta P$ 'nin azalmasıyla daha fazla dolum olacak ve seferde taşıma miktarı artacaktır.



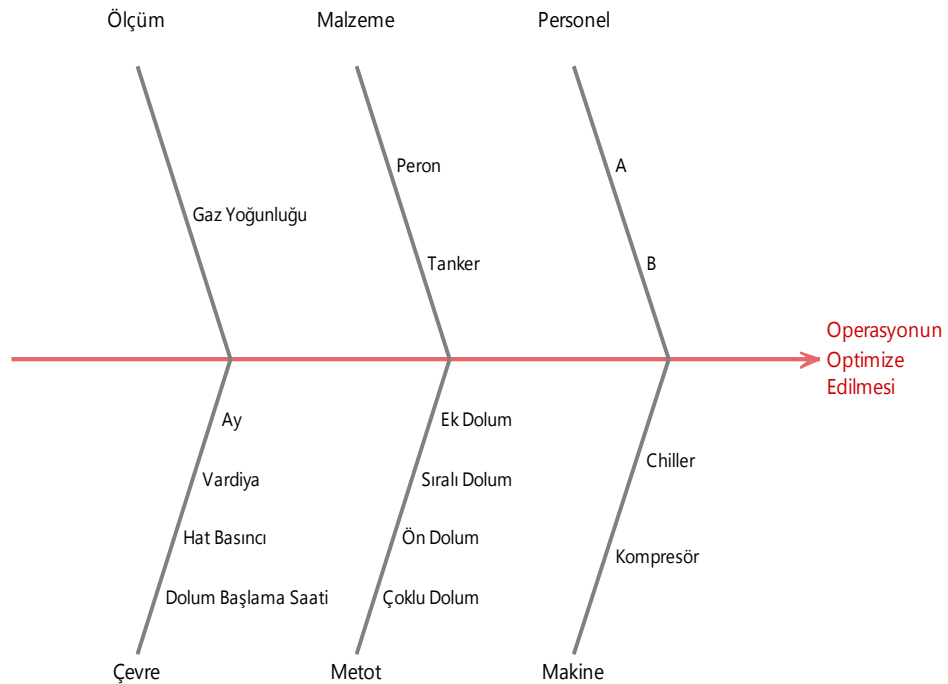
Şekil 3.3. Ön soğutmalı dolum prosesi şematik gösterimi

Dolum miktarını artırmak için tesisin operasyonel olarak optimizasyonuna da ihtiyaç bulunmaktadır. Operasyonel optimizasyonda yer alan sıcaklık faktörü gaz dolum prosesini etkileyen en önemli etkenlerden biridir. Prosese chiller

eklentisi ile CNG'nin tankerlere dolmadan önce sıcaklığının düşürülmesine ek olarak aydan aya, günden güne hatta gün içerisinde bile değişim gösteren hava sıcaklığı faktörünü yani çevresel faktörleri de hesaba katmak gerekir.

Gazın sıkıştırılmasını sağlayan kompresörler, dolum yapılan tankerler, dolumda kullanılan peronlar gibi malzeme ve makine faktörleri de CNG'nin dolumuna etki etmektedir. Tankerlerin, akışı engellemeyen tüp yerleşim dizaynları, tesis tesisat alt yapısı ve peron dizaynları daha önce konusu edilen  $\Delta P$ 'yi azaltan ya da artıran faktörler olabilir. Aynı şekilde yüksek kapasiteli kompresör yerine düşük kapasiteli kompresör ile çalışmak proses verimine etki edecek faktörlerdendir.

Tüm bu faktörlerin doğru belirlenebilmesi için prosesin çok iyi bilinmesi gerekir. Tez kapsamında, 2017 yılında yapılan ek bir çalışma ile dolum prosesini etkileyen faktörler ve kök nedenleri belirlenmiştir. Bu kök nedenlere göre 2018 yılında farkındalıklar belirlenmiş ve operasyonun maliyet esaslı optimize edilmesi sağlanmıştır. CNG dolum tesisinde dolum prosesine etki eden faktörler ve kök nedenleri Şekil 3.4'teki sebep & sonuç matrisinde gösterilmektedir.



Şekil 3.4. Dolum prosesine etki eden faktörler ve nedenleri

Tesisin dolum performansını ölçümleyebilmek için farklı kapasitelerdeki tankerlere doldurulan gazın miktarını ideal gaz denklemini referans alarak karşılaştırmak gerekir. Bu çalışmada ideal olmayan gazların kritik sıcaklıklardaki davranışlarını açıklamada Otto Redlich ve Joseph Neng'in Shun Kwong tarafından geliştirilen Redlich–Kwong ampirik denklemi referans olarak alınmıştır. Basınç,

$$P = \frac{R_u T}{V-b} - \frac{a}{\sqrt{T} V (V+b)} \quad (3.1)$$

denklemi ile hesaplanmaktadır. Burada; a ve b sabitleri ise

$$a = \frac{1}{9(\sqrt[3]{2}-1)} \frac{R_u^2 T_c^{2,5}}{P_c} = 0,42748 \frac{R_u^2 T_c^{2,5}}{P_c} \quad (3.2)$$

$$b = \frac{\sqrt[3]{2}-1}{3} \frac{R_u T_c}{P_c} = 0,08664 \frac{R_u T_c}{P_c} \quad (3.3)$$

ile bulunabilmektedir. Yukarıdaki denklemlerde P; gaz basıncını (atm),  $R_u$ ; universal gaz sabitini (atmlt/gmolK), T; gaz sıcaklığını (K),  $V_m$ ; gazın mol hacmini (lt/gmol),  $T_c$ ; gazın kritik sıcaklığını (K),  $P_c$ ; gazın kritik basıncını (atm), a; gaz moleküllerinin bağ kuvvetleri için düzeltici bir sabiti ve b; hacim düzeltici bir sabiti temsil etmektedir. Bu sabit değerler analiz edilen gaza bağlı olarak değişkenlik gösterir ve gazın kritik basınç ve kritik sıcaklık değerlerine göre hesaplanır. İndirgenmiş basınç ve sıcaklık;

$$P_r = \frac{P}{P_c} \quad T_r = \frac{T}{T_c} \quad (3.4)$$

$$P_r < \frac{T_r}{2} \quad (3.5)$$

denklemleri ile belirlenmektedir. Redlich–Kwong denklemi, gazın indirgenmiş basıncının, indirgenmiş sıcaklığının yarısından daha az olduğu durumlarda gaz fazı özelliklerini hesaplamak için yeterlidir. Doğal gazın kritik basınç ve kritik sıcaklık değerleri bileşiminde bulunan gazların cinsine ve miktarına bağlı olarak

değişmektedir. Bu sebeple sıkıştırma prosesinde kullanılan doğal gazın kritik basınç ve kritik sıcaklığını hesaplamak için içeriğinde bulunan karışım gazlarının karışımda bulunma yüzdelerini bilmek ve her bir gazın kritik basınç ve sıcaklıklarının karışıma etkisini hesaplamak gerekir. Çizelge 3.1’de doğal gazın içeriğinde bulunan karışım gazlarının, karışımda bulunma yüzdeleri, kritik sıcaklık ve basınç değerleri verilmektedir.

Çizelge 3.1. Doğal gazın bileşimindeki gazların karışımda bulunma yüzdeleri ve bu gazların kritik nokta sabitleri (Çengel ve Boles, 2012)

Bileşen	Karışım Yüzdesi	Kritik Nokta Sabitleri		
		Mol Kütlesi (kg/kmol)	Sıcaklık (K)	Basınç (atm)
Metan (CH <sub>4</sub> )	92,487	16,04	191,1	46,4
Etan (C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> )	3,986	30,07	305,5	44,8
Propan (C <sub>3</sub> H <sub>8</sub> )	0,892	44,09	370,0	42,6
İzobütan (i-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub> )	0,170	58,12	408,1	35,99
Normalbütan (n-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub> )	0,216	58,12	425,2	38
İzopentan (i-C <sub>5</sub> H <sub>12</sub> )	0,042	72,16	461,0	32,9
Normalpentan (n-C <sub>5</sub> H <sub>12</sub> )	0,034	72,16	469,6	33,24
Hekzan (C <sub>6</sub> H <sub>16</sub> )	0,034	86,18	507,4	30,3
Azot (N <sub>2</sub> )	1,849	28,02	126,2	33,9
Karbondioksit (CO <sub>2</sub> )	0,290	44,01	304,2	73,9

Çizelge 3.1’de verilen karışım yüzdeleri ile gazların kritik sıcaklık, kritik basınç ve mol kütleleri çarpılarak elde edilen değerler gazların karışıma olan etkilerini göstermekte olup bu şekilde oluşan değerler Çizelge 3.2’de gösterilmektedir.

Çizelge 3.2. Doğal gaz karışım gazlarının karışıma etkileri

Bileşen	Karışıma Etkileri		
	Mol Kütlesi (kg/kmol)	Sıcaklık Katkısı (K)	Basınç Katkısı (atm)
Metan (CH <sub>4</sub> )	1.483,49	17.674,23	4.234,97
Etan (C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> )	119,86	1.217,75	191,97
Propan (C <sub>3</sub> H <sub>8</sub> )	39,35	330,22	37,52
İzobütan (i-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub> )	9,86	69,24	6,11
Normalbütan (n-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub> )	12,57	91,92	8,11
İzopentan (i-C <sub>5</sub> H <sub>12</sub> )	3,05	19,47	1,39
Normalpentan (n-C <sub>5</sub> H <sub>12</sub> )	2,43	15,79	1,12
Hekzan (C <sub>6</sub> H <sub>16</sub> )	2,96	17,43	1,03

Çizelge 3.2'nin devamı

Azot (N <sub>2</sub> )	51,80	233,30	61,84
Karbondioksit (CO <sub>2</sub> )	12,76	88,20	21,15
<b>Toplam</b>	<b>17,38</b>	<b>197,58</b>	<b>46,10</b>

Çizelgeye göre doğal gazın ortalama kritik sıcaklığı 197,58 K, ortalama kritik basıncı 46,10 atm ve ortalama mol ağırlığı 17,38 kg/kmol olarak hesaplanmıştır. Sıkıştırılabilirlik çarpanı ve h sabiti;

$$h = \frac{B P}{Z} = \frac{b}{V} \quad (3.6)$$

$$Z = \frac{1}{1-h} - \frac{A^2 h}{B(1+h)} \quad (3.7)$$

ile ifade edilmektedir. Buradaki A<sup>2</sup> ve B değişkenleri;

$$A^2 = 0,42748 \frac{Pr}{Tr^{2,5}} \quad (3.8)$$

$$B = 0,08664 \frac{Pr}{Tr} \quad (3.9)$$

ile hesaplanmaktadır. Yukarıda ifade edilen A<sup>2</sup> ve B; gazın indirgenmiş basınç ve sıcaklığına bağlı değişkenleri (atm/lt), h; hacme bağlı düzeltici bir sabiti, Z; gazın sıkıştırılabilirlik çarpanını temsil etmektedir. Tankere doldurulan gazın hacmi;

$$V_b = K V \quad (3.10)$$

denklemlerle bulunmaktadır. Düzeltme katsayısı;

$$K = \frac{P}{P_b} + \frac{T}{T_b} + Z \quad (3.11)$$

şeklinde hesaplanmaktadır. Yukarıdaki denklemde K; düzeltme katsayısını, V; doldurulan tanker hacmini (lt), P; dolum sonrası tankerin ölçülen mutlak

basıncını (bar),  $P_b$ , ideal şartlardaki basıncı (1 atm),  $T$ ; dolum sonrası tankerin ölçülen sıcaklığını (K),  $T_b$ , ideal şartlardaki sıcaklığı (298 K) temsil etmektedir. Yukarıda ifade edilen denklemler; tankerlerin çalışma basıncı 200 bar yani 197,378 atm ve 298 K referans sıcaklığına göre çözümlenmesi halinde sıkıştırılabilme çarpanı 1,2571 ve 1 litrelik birim hacme doldurulacak ortalama doğal gaz miktarı ise 0,24939 m<sup>3</sup> olarak hesaplanır.

Dolum peronları ile kompresör arasına yerleştirilen ön soğutma sistemi ile tankerlere daha fazla dolum yapılması daha önce ifade edilmişti. Yukarıda ifade edilen doğal gaz dolum miktarı hesaplamalarına ek olarak mevcut tesiste fazladan dolan miktara karşılık kompresörün ve chillerin motor güçlerine bağlı elektrik giderleri,

$$E_{\text{tüketilen}} = PL_f t \quad (3.12)$$

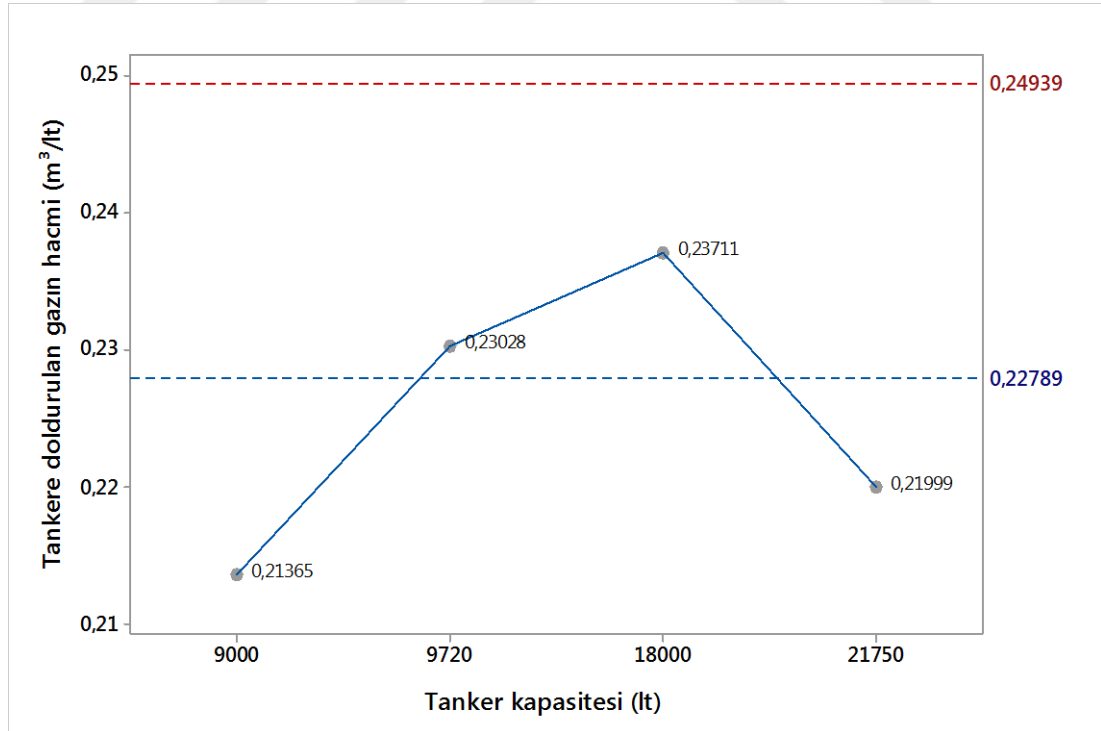
şeklinde hesaplanmaktadır. Burada;  $E_{\text{tüketilen}}$ ; chiller ve kompresörün fazladan doluma karşılık tükettiği toplam enerjiyi,  $P$ ; chiller ve kompresörün toplam yükünü,  $L_f$ ; yük faktörünü,  $t$ ; zamanı temsil etmektedir.

## 4. ARAŞTIRMA BULGULARI

### 4.1. Dolum Tesisinin Maliyet Esaslı Optimizasyonu

CNG dolum tesisine gelen gaz, kompresör yardımıyla sıkıştırılarak dolum peronlarına iletilerek burada dolum vanaları yardımıyla tankerlere CNG yüklemesi yapılmaktadır. 2016 yılında tesisin dolum akış şeması Şekil 3.1'de gösterilmiştir.

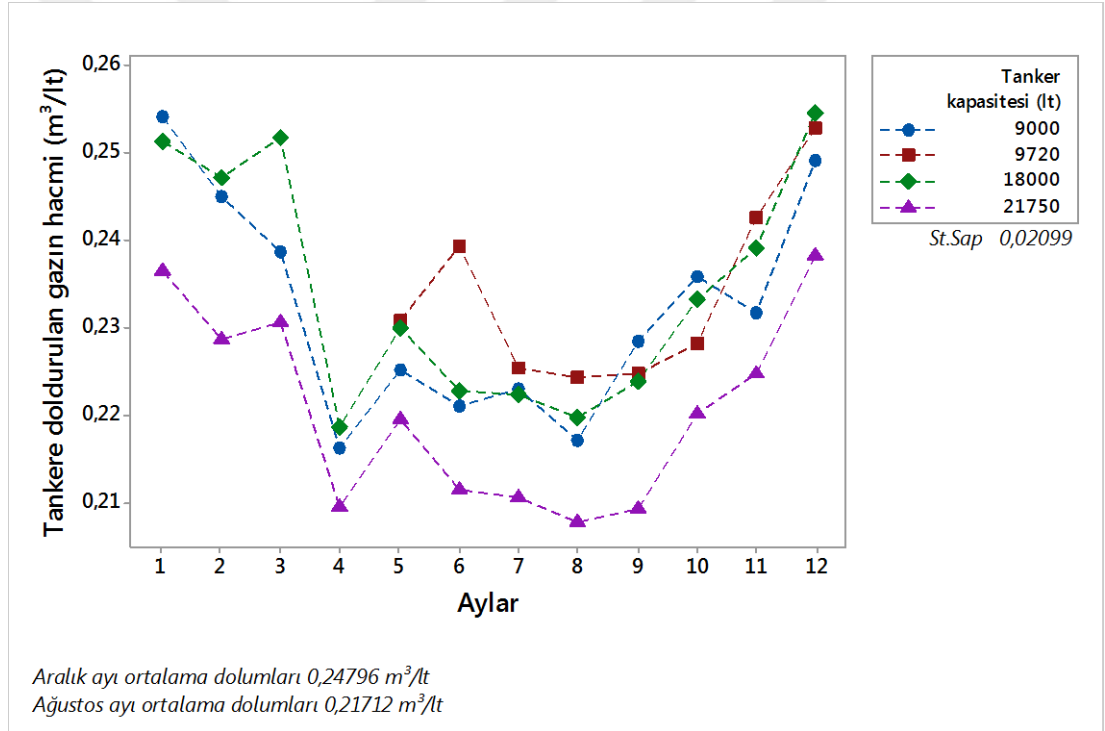
Tesisin 2016 yılında 1 yıl boyunca yaptığı dolumların verileri kayıt altına alınmış ve veriler bir istatistiksel analiz programı yardımıyla incelenmiş dolum miktarı yıllık ortalama olarak Şekil 4.1'de gösterilmiştir. 2016 yılında ön soğutmasız yapılan dolumların yıllık ortalama verilerine göre, 9.000 lt kapasiteli tankerlere 0,21365 m<sup>3</sup>/lt, 9.720 lt kapasiteli tankerlere 0,23028 m<sup>3</sup>/lt, 18.000 lt kapasiteli tankerlere 0,23711 m<sup>3</sup>/lt ve 21.750 lt kapasiteli tankerlere 0,21999 m<sup>3</sup>/lt seviyesinde dolum yapılmıştır.



Şekil 4.1. Ön soğutmasız yapılan dolumların yıllık ortalama performansı (2016)

Tesisin genel performansı ise tüm dolular için litre başına  $0,22789 \text{ m}^3$  'tür. Redlich–Kwong ampirik denklemine göre  $197,38 \text{ atm}$   $15 \text{ }^\circ\text{C}$  referans şartlarında olması gereken miktar ise litre başına  $0,24939 \text{ m}^3$  olup bu referans değere göre tesisin 2016 yılı genel performansı  $\%91,38$  olarak hesaplanmıştır.

Ön soğutmasız yapılan dolularda tanker dolularının tanker çeşitliliğine göre aylık bazda olan değişimi Şekil 4.2'de gösterilmektedir. Buna göre ilk göze çarpan yaz aylarında yapılan doluların kış aylarına göre çok daha az olmasıdır. Doluların en yüksek olduğu aralık ayında tanker seviyesi ortalama  $0,24796 \text{ m}^3/\text{lt}$  iken bu oran doluların en düşük olduğu ağustos ayında  $0,21712 \text{ m}^3/\text{lt}$  seviyesinde kalmıştır. 2 ay arasındaki fark  $\%14,2$ 'dir.



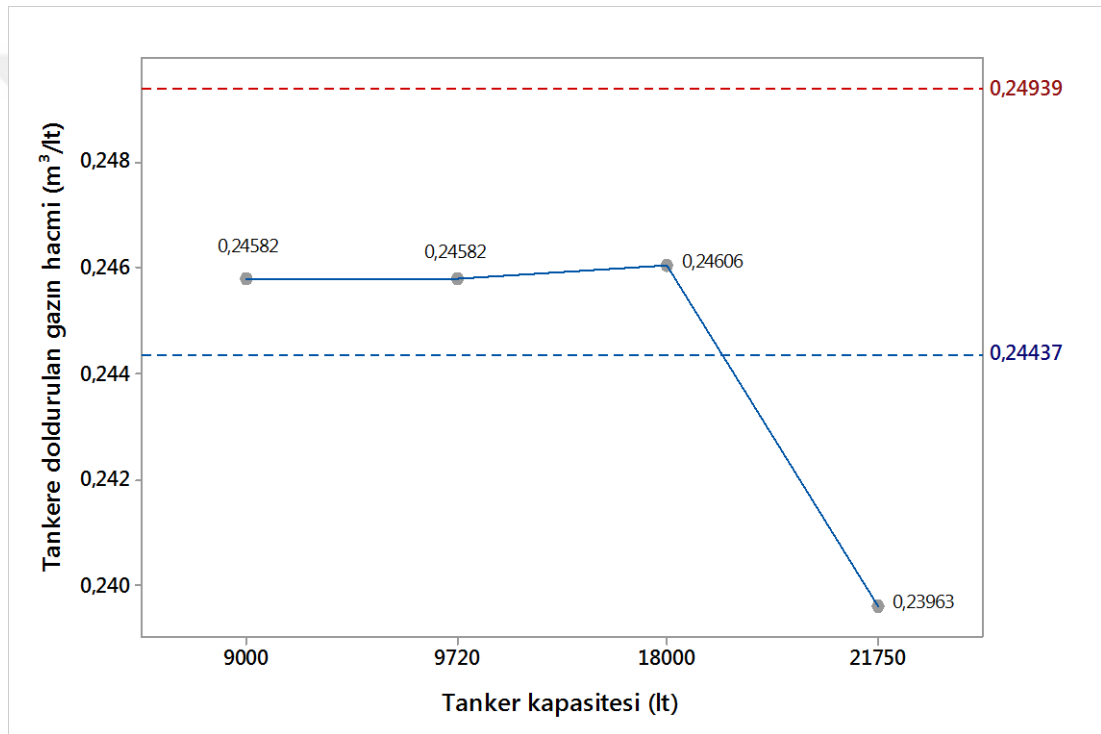
Şekil 4.2. Ön soğutmasız yapılan dolularda tanker dolularının aylık bazda değişimi (2016)

Bu tarz tesislerin satış yaptıkları miktara bağlı değişken giderleri var olmakla birlikte, bu giderler yıl içindeki gelir dalgalanmalarına göre paralel seyir eder. Ayrıca, satış yapılan miktardan bağımsız sabit giderler vardır ki aydan aya çok fazla değişim göstermez. Bu yüzden dolum prosesinden dolayı yaz ayları ile kış



ayları arasında oluşabilecek %14,2'lik bir ek operasyon maliyeti tesis için ciddi bir yüküdür.

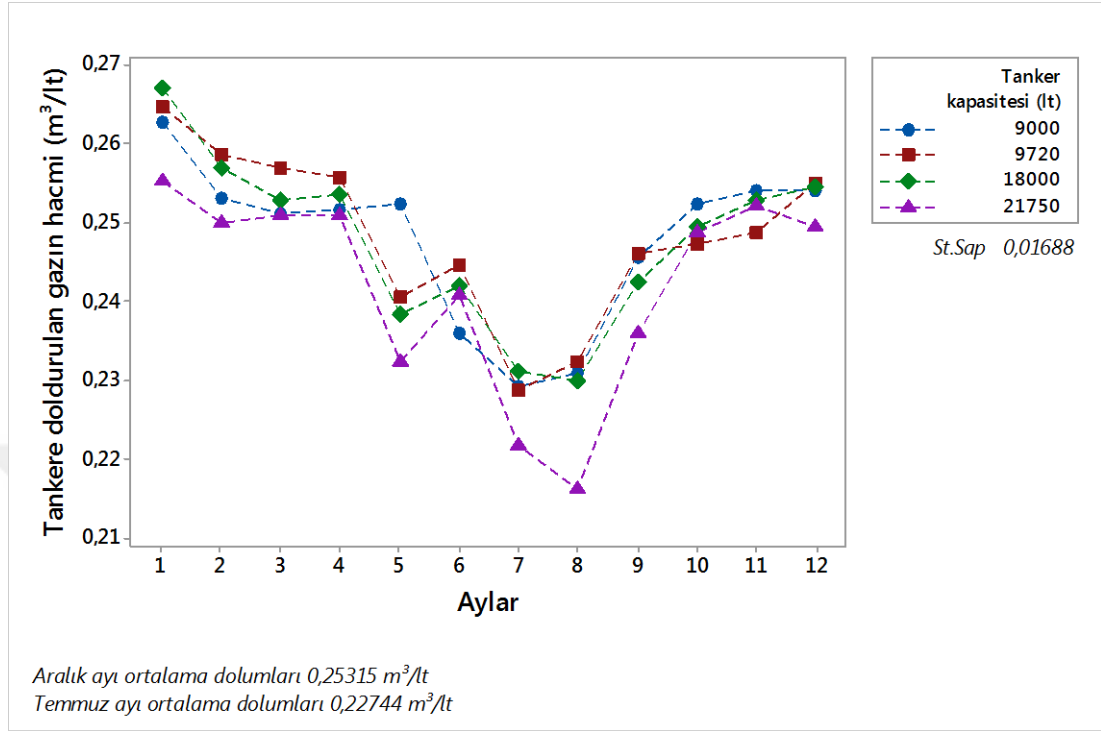
2017 yılında tanker doluları chiller kullanılarak ön soğutma ile yapılmıştır. Ön soğutmalı prosesten sonra 2017 yılında yapılan doluların yıllık ortalama performansı Şekil 4.3'te gösterilmektedir. Buna göre, 9.000 lt kapasiteli tankerlere 0,24582 m<sup>3</sup>/lt, 9.720 lt kapasiteli tankerlere 0,24582 m<sup>3</sup>/lt, 18.000 lt kapasiteli tankerlere 0,24606 m<sup>3</sup>/lt ve 21.750 lt kapasiteli tankerlere 0,23963 m<sup>3</sup>/lt seviyesinde dolum yapılmıştır.



Şekil 4.3. Ön soğutmalı yapılan doluların yıllık ortalama performansı (2017)

Tesisin genel performansı ise tüm dolular için litre başına 0,24437 m<sup>3</sup>'tür. Redlich-Kwong ampirik denkleminde göre genel performans ise 2016 yılına göre %6,6 değerinde artış göstererek %97,98 seviyesinde tamamlanmıştır. Chiller kullanımı prosesin genel dağılımına da etki etmiştir. 2017 yılında ön soğutmalı dolum tesisinin aylık bazda tanker dolum miktarları Şekil 4.4'te gösterilmiş olup 2016 yılına göre dolum miktarında iyileşmeler olduğu gözlemlenmiştir. 2016

yılının proses standart sapma değeri 0,02099 iken 2017 yılında bu değer 0,01688'e gerilemiştir.



Şekil 4.4. Ön soğutmalı yapılan dolumlarda tanker dolumlarının aylık bazda değişimi (2017)

Şekil 4.4'ten elde edilen bir diğer veriye göre dolumların yüksek olduğu aralık ayında tanker seviyesi ortalama 0,25315 m³/lt iken bu oran dolumların düşük olduğu temmuz ayında 0,22744 m³/lt seviyesinde kalmıştır. 2 ay arasındaki fark 2016 yılına göre 2,9 puan gerileyerek %11,30'a ulaşmıştır. Ön soğutma yapmak prosesin uç noktaları arasındaki mesafeyi azaltmış, yani standart sapmayı düşürerek prosesi daha kararlı bir hale dönüştürmüştür. Ayrıca litre başına yapılan dolumları artırmış ve işletmenin operasyon maliyetlerini azaltmıştır.

Tesiste 2016 yılında dolumlar ön soğutmasız yapılmış ve tankerlere litre başına 0,22789 m³ gaz yüklenmiştir. 2017 yılında prosese chiller eklendikten sonra dolumlar ön soğutmalı yapılmış ve tankerlere litre başına 0,24437 m³ gaz yüklenmiştir. Tankerlere yapılan dolumlarda 2017 yılında, 2016 yılına göre %7,23 verimlilik artışı olmuştur. Tankerlere daha fazla gaz yüklemesi yapmak seferde taşıma miktarını artırmıştır. Dolayısıyla yıl boyunca aynı miktarda satış

yapmak için daha az sevkiyat yapılacaktır. Yıllık sevkiyattan sağlanan tasarruf ve chillerin maliyetine göre yatırımın geri ödeme süresinin hesaplanabilmesi için tesisteki bazı verilere ihtiyaç duyulmaktadır. Buna göre geri ödeme süresi hesabında kullanılacak olan tesis verileri Çizelge 4.1’de sunulmuştur.

Çizelge 4.1. Yatırımın geri ödeme süresi için kullanılacak tesis verileri

<b>Analiz Verileri</b>	
Toplam dolum miktarı (2017)	12.516.587 m <sup>3</sup>
Ortalama birim dolum miktarı (2017)	0,24437 m <sup>3</sup> /lt
Ortalama tanker kapasitesi (2017)	17.158 lt
Ortalama transfer mesafe (2017)	197,55 km
Transfer birim ücreti (2017)	2,58 ₺/km
Chiller alım bedeli	205.274 ₺
Ortalama birim dolum miktarı (2016)	0,22789 m <sup>3</sup> /lt
Referans şartlara göre birim dolum miktarı	0,24939 m <sup>3</sup> /lt
Kompresör gücü	355 kW
Kompresör debisi	6.300 m <sup>3</sup> /h
Chiller gücü	93 kW
Yük faktörü	%75
Tüm vergiler dahil elektrik bedeli	0,39383 ₺/kW

Tanker dolum miktarı, ortalama tanker kapasitesi ile birim dolum miktarının çarpımıyla elde edilir. Buna göre 2016 yılındaki ortalama tanker dolumu 3.910,13 m<sup>3</sup> olarak hesaplanmıştır. Proseste değişiklik yapılmıyorsa 2017’de de benzer bir performans gerçekleşecekti; fakat 2017 yılında prosese ön soğutma eklenmiş ve %7,23 verimlilik artışı sağlanmıştır. Bu artışa istinaden 2017 yılında gerçekleşen ortalama tanker dolumu 4.192,13 m<sup>3</sup> olarak elde edilmiştir.

Tek seferde daha fazla gaz taşınması yani seferde taşıma miktarının artması yıllık sevkiyat sayısını da azaltacaktır. Toplam sevkiyat sayısı, 1 yılda gerçekleşen toplam dolum miktarının tanker dolumuna bölünmesiyle elde edilir. Buna göre 2016 yılının verilerine göre 3.201 adet sevkiyat yapılacakken 2017 yılında 2.985 adet sevkiyat gerçekleşmiştir.

Bu tarz işletmeler için önemli giderlerden biri de taşıma maliyetleridir. Sisteme chiller entegrasyonu ile ön soğutmalı dolum yapmak, tesisin yılda 216 adet sevkiyat

tasarruf etmesini sağlamıştır. Buna istinaden yıllık tasarruf bedeli; tasarruf edilen sevkiyat sayısı, tesisin ortalama sevkiyat mesafesi (km) ve km başına sevkiyata ödenen bedelin çarpımıyla elde edilir. Böylelikle tesisin chiller eklentisi sayesinde ön soğutma prosesi ile yıllık tasarruf miktarı 110.090,66 ₺ olarak hesaplanmıştır.

Ön soğutma sayesinde tankerlere %7,23 daha fazla gaz dolumu yapılmıştır. Bu verim artışı ile gerçekleşen dolum miktarı yılda 12.516.587 m<sup>3</sup>'tür. Eğer ön soğutma işlemi olmasaydı tankerlere yapılan dolum miktarı 11.672.654 m<sup>3</sup> olarak gerçekleşecekti. Dolayısıyla yılda 843.933 m<sup>3</sup> fazladan dolum yapıldığı belirlenmiştir. Bu dolumun yapılması için chiller ve kompresör daha fazla çalıştırılmış olup fazladan doldurulan miktarın kompresörün basma debisine (6.300 m<sup>3</sup>/h) bölünmesiyle chiller ve kompresörün yılda 134 saat fazladan çalıştığı hesaplanmıştır. Yılda fazladan tüketilen enerji (3.12) numaralı denklemiyle 45.024 kWh olarak hesaplanmıştır. Bu verilere göre yıllık elektrik gideri  $E_{\text{tüketilen}}$  ile elektrik birim fiyatının çarpımına eşittir. Buna göre yıllık elektrik gideri 17.791,8 ₺ olarak hesaplanmıştır. Geri ödeme süresi ise; chiller alım bedelinin yıllık net tasarruf miktarına oranlanmasıyla elde edilmiştir. Burada net yıllık tasarruf miktarı; ön soğutma ile yapılan yıllık tasarruf miktarı ile yıllık elektrik gideri arasındaki farka eşittir.

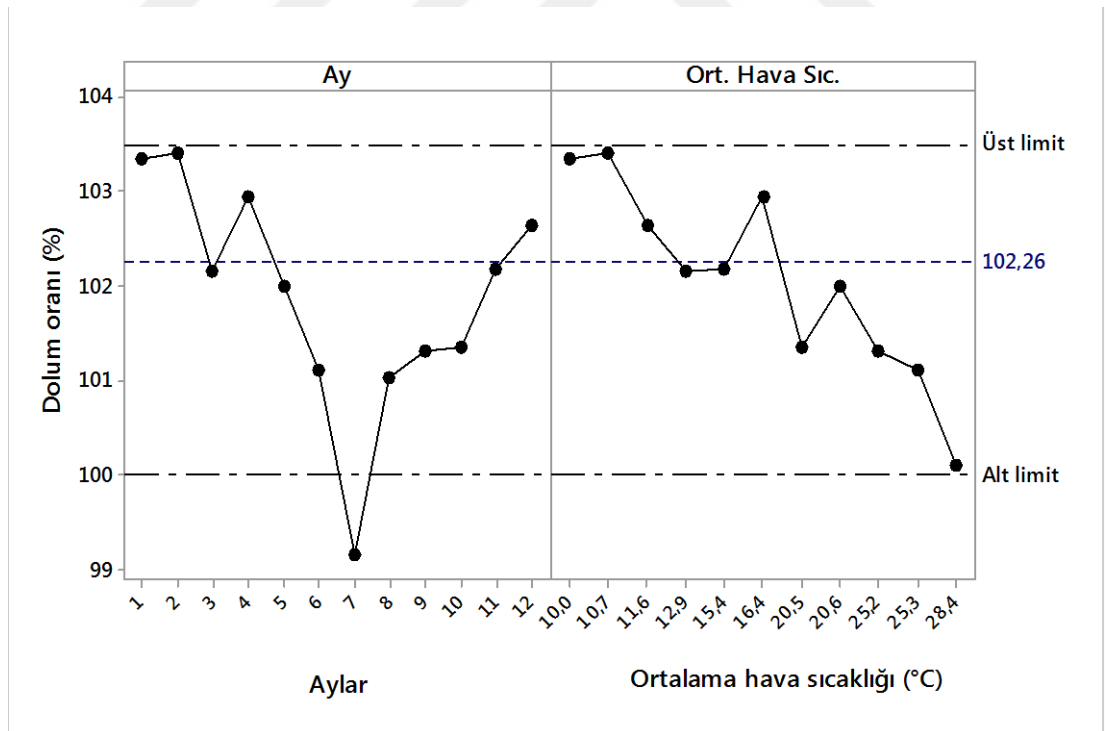
Yukarıda ifade edilen oranlama doğrultusunda geri ödeme süresi 2 yıl 3 ay olarak elde edilmiştir. Geri ödeme süresinin hesaplanmasına chillerin bakım-onarım masrafları, faiz ve enflasyon oranları dahil edilmemiştir. Prosese chillerin eklenmesi ve CNG'nin ön soğutulması projesi, tesisin operasyon maliyetlerini azaltmış ve işletmenin piyasa rekabet gücünü artırmıştır. İşletmelerde kısa dönemde ya da projesine göre kabul edilebilir sürelerde geri dönüşünü sağlayan yatırımlar yapmak alınacak doğru kararlardan biridir. Fakat yatırım yapmak için nakit akışı kontrol edilmeli, ödeme planları doğru ayarlanmalı, kısaca süreçte çok hassas olunmalıdır.

## 4.2. Ön Soğutma ile Dolum Yapılan Tesisin Operasyonel Optimizasyonu

### 4.2.1. Çevresel faktörlere göre optimizasyon

Çevresel faktörler sıcaklığa bağlı faktörlerdir. Aylar arası sıcaklık farklılıkları, dolum yapılan vardiya ve doluma başlama saati doğrudan sıcaklığın fonksiyonlarıdır. Bu faktörler her proseste tesadüfi olarak değişik seviyelerde bulunan değişkenlerdir. Önlem alınamayabilir; fakat operasyonel müdahalelerle etkisi en aza indirilebilir.

Meteoroloji Genel Müdürlüğü'nün web sayfasından Antalya için alınan ortalama hava sıcaklığına bağlı olarak gerçekleşen dolum oranları Şekil 4.5'te gösterilmektedir. Şekilden de anlaşılacağı gibi hava sıcaklığının yüksek olduğu zamanlarda dolum oranları azalmaktadır. Soğuk aylarda yapılan dolum oranlarının sıcak aylara göre daha yüksek olduğu görülmektedir.



Şekil 4.5. Aylardan aya değişen sıcaklığa bağlı olarak gerçekleşen dolum oranları

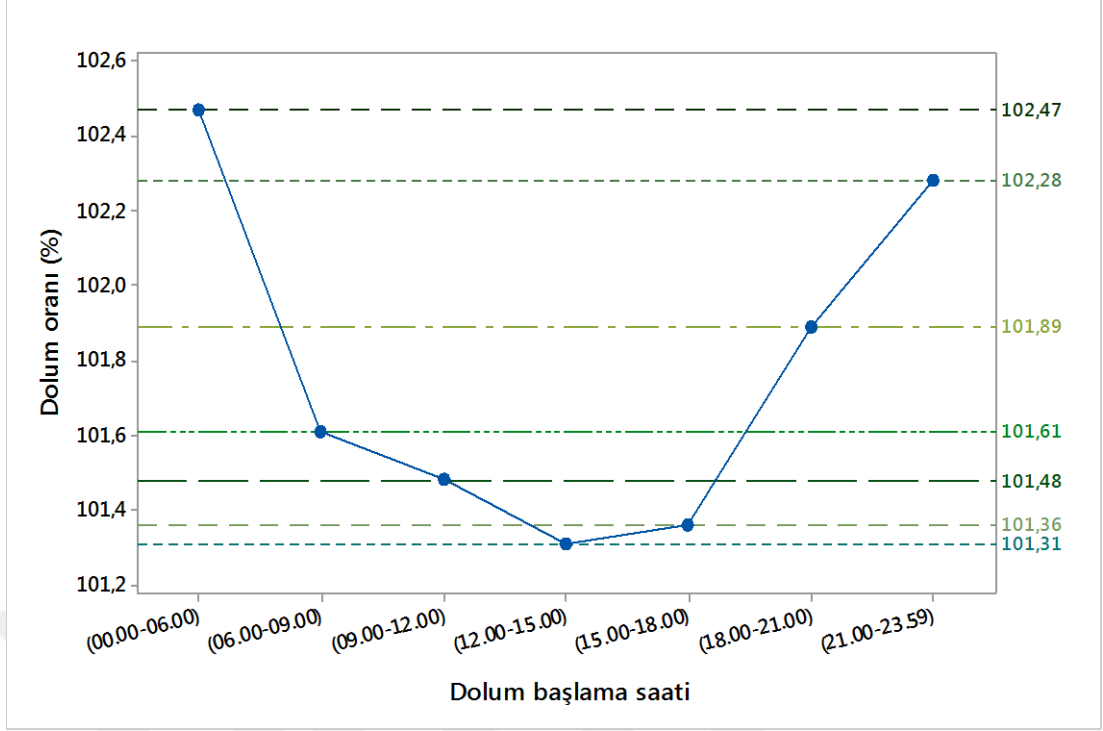
Mayıs ayında yapılan doluların nisan ayına göre daha az olması beklenirken tam tersi bir eğilim çıkmıştır. Prosesten alınan kayıtlara göre mayıs ayının verileri incelenip dolum oranlarında artışa neden olan faktörler belirlenip tekrar analiz edilmelidir. Ayrıca temmuz ayında gerçekleşen doluların grafik popülasyonunun çok altında gerçekleştiği görülmektedir. Bunun sebebi de temmuz ayında ön soğutma prosesinin test amaçlı iptal edilmesinden kaynaklanmaktadır. Grafiğin alt ve üst limit sınırlarının dışında olan değerlere semptom denilmektedir. Şekilde temmuz ayının verilerinin alt limitin altında olduğu görülmektedir, bu sebeple temmuz ayı semptom olarak değerlendirilir. Bu tarz veriler popülasyonun genel yönelimini etkilemez. Grafik incelendiği zaman semptomlara rağmen sıcaklığın yüksek olduğu dönemlerde dolum oranlarının azaldığı görülmektedir.

Bir diğer çevresel faktör olan dolumun yapıldığı vardiyanın doluma etkisi Çizelge 4.2’de gösterilmiştir. Çizelgeye göre tüm yılın verileri incelendiği zaman, 2. vardiya yani gece saatlerinde yapılan dolularda dolum oranı %103,2 iken, gündüz vardiyasında yapılan dolularda dolum oranının %101,58’de kaldığı görülmüştür. 2 vardiya arasında, gece vardiyasında yapılan doluların gündüz vardiyasına göre %1,62 verim sağladığı tespit edilmiştir.

Çizelge 4.2. Vardiyaya göre değişen dolum oranları

Vardiya	Dolum Oranı (%)
Gündüz	101,58
Gece	103,20

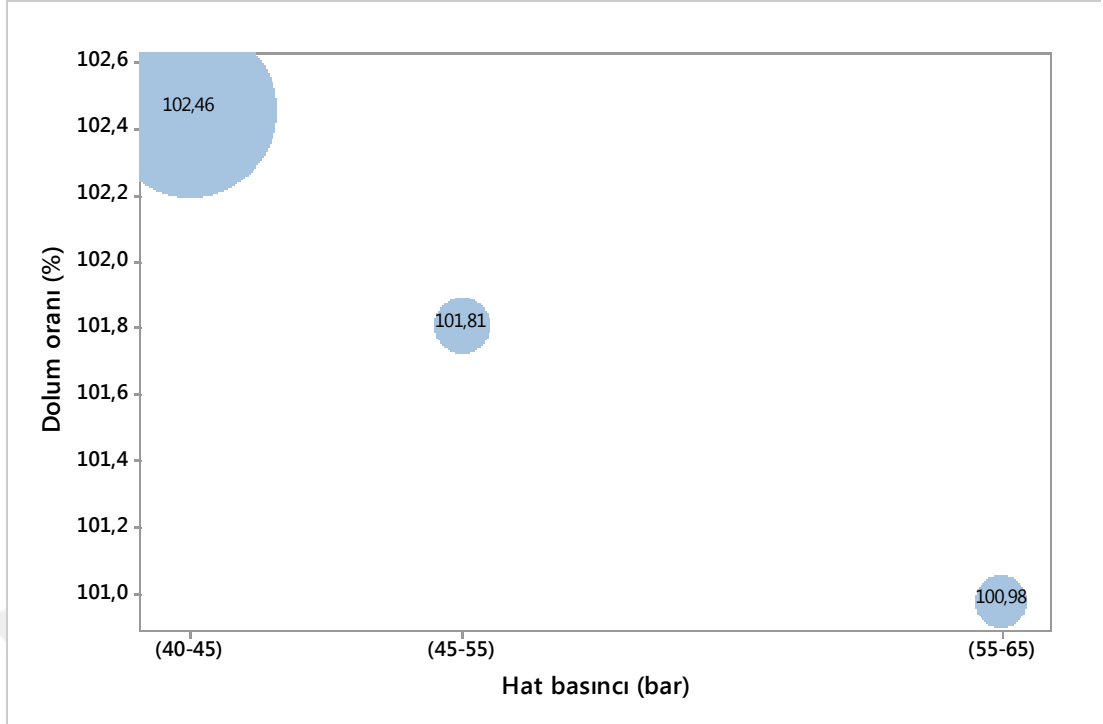
Gündüz yerine gece vardiyasında dolum yapmak için tanker dolularını duruma göre 6–10 saat geciktirmek gerekir. En pahalı ekipmanlardan biri olan tankerlerin tesislerde minimum yeter sayıda bulunması dolayısı ile gaz sevkiyatının yapılabilmesi için doluların yaklaşık 8 saat sonra planlanması uygulamada gerçekleştirilebilecek bir durum değildir. Bunun yerine vardiyadan ziyade doluma başlanacak saat diliminin dolumun maksimum seviyede yapılacağı zamanlarda seçilmesi daha uygulanabilir ve alınacak verimin de daha fazla olacağı bir yöntemdir. Bu sebeple, dolum saatlerine göre tesisteki dolum oranlarının değişimi Şekil 4.6’da sunulmuştur.



Şekil 4.6. Dolum başlama saatine göre değişen dolum oranları

2018 yılında en yüksek dolum oranlarına doluma saat 21.00–06.00 arasında başlanılan dilimde ulaşılmıştır, en düşük dolum oranı ise saat 12.00–18.00 arasında başlanılan dolumlarda meydana gelmiştir.

Tam olarak çevre faktörü olmasa da öngörülemeyen bir değişken olması dolayısı ile tesise giriş yapan gaz hattındaki basınç da çevresel faktör olarak değerlendirilebilir. Tesis yeri seçilirken şebeke basıncının yüksek olduğu lokasyonlarda olmasına dikkat edilir. Tesislere tedarik edilen yüksek hat basıncı yüksek basma debisi anlamına gelmektedir. Tesiste biri 6.300 m<sup>3</sup>/h diğeri 3.000 m<sup>3</sup>/h kapasiteli olmak üzere 2 adet kompresör bulunmaktadır. Bu etiket değerleri hat basıncının 70 bar olduğu durumlar için geçerlidir. Daha önce bahsedildiği gibi daha düşük kapasiteli kompresör kullanmak,  $\Delta P$ 'yi düşüreceği için, daha yüksek dolum oranı demektir. Burada dikkat edilmesi gereken nokta, daha düşük kapasiteli kompresör kullanımının dolum süresini artıracığıdır. Operasyon planlanırken dolum süresinin tedarik talebini karşılaması göz önünde bulundurulmalıdır. Tesisteki hat basınçlarına göre dolum oranlarının değişimi Şekil 4.7'de gösterilmektedir.



Şekil 4.7. Hat basınçlarına göre değişen dolum oranları

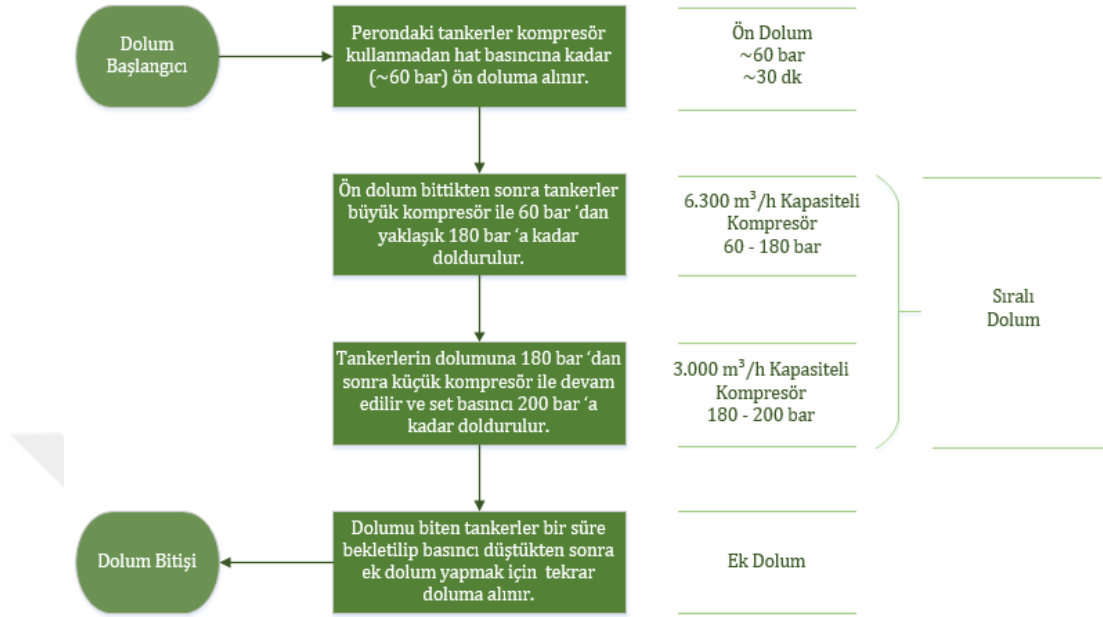
Hat basıncının 40–45 bar olduğu durumlar dolum oranı %102,46, hat basıncının 45–55 bar olduğu durumlar dolum oranı %101,81 ve hat basıncının 55–65 bar olduğu durumlar dolum oranı %100,98 ile sonuçlanmıştır. Şekil 4.7’deki balon yarıçapı veri sayısına işaret etmektedir. 2018 yılında yapılan dolumların %76’lık gibi büyük bir çoğunluğunda, tesise giren yüksek hat basıncının (60–70 bar) kompresörün giriş vanası kısılarak düşürülmesi sağlanmış ve kompresörün basma debisi azaltılmıştır. 2018 yılında dolum planlaması yapılırken maliyet esaslı “tedarik talebi & dolum süresi optimizasyonu” çok iyi planlanmıştır. Bu şekilde yapılan dolumlar ile normal şartlara göre %1,48’lik dolum oranında iyileştirme sağlanmıştır.

#### 4.2.2. Doldurma metoduna göre optimizasyon

Çevre, makine, malzeme vb gibi faktörler insandan kısmen bağımsızdır. Metot faktörü ise doğrudan dolum operasyonunu planlamaya yöneliktir. Bu sebeple insana bağlı bir faktör olup, planlama yapma, organize olma ve karar verme gibi kritik noktaları kapsamaktadır. Bu tarz bir tesiste herhangi bir eklenti ya da



yatırım olmaksızın yapılabilecek en ideal dolum prosesi Şekil 4.8’de gösterilmektedir.



Şekil 4.8. Dolum prosesi

Tankere öncelikle şebeke basıncından, kompresör kullanmadan yani güç sarf etmeden gaz yüklenir. Çünkü boş tankerin basıncı şebeke basıncından düşüktür, bu proses “ön dolum” olarak adlandırılır. Sonra kapasitesi yüksek olan kompresör ile doluma devam edilir. Tankerin basıncı 180 bar seviyelerine geldiğinde akışı yavaşlatmak ve dolayısı ile sıcaklık artış hızını azaltabilmek için kapasitesi daha düşük olan kompresör ile dolum tamamlanır. Bu aşama “sıralı dolum” olarak tanımlanır. Eğer operasyonun durumuna göre tankerin bekletilmesi mümkün ise bir süre daha bekletilir ve soğuması sağlanır. Bu aşama “ek dolum” olarak ifade edilir ve üzerine az da olsa tekrar dolum yapıp dolum sonlandırılır.

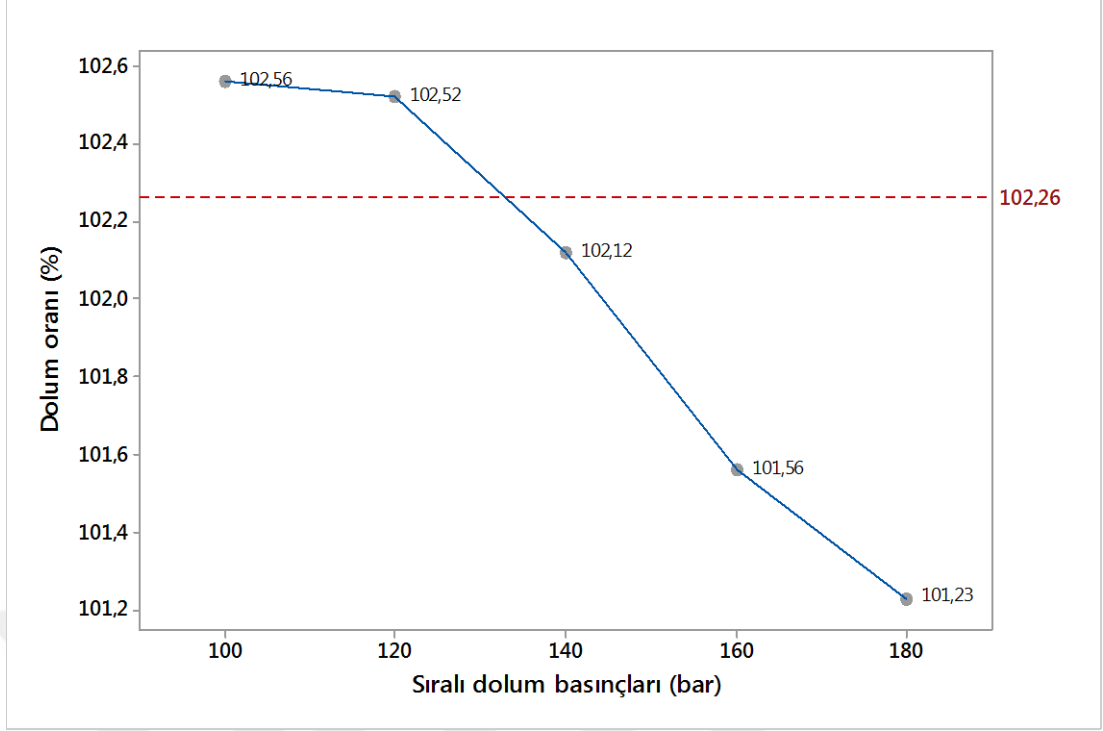
Tesiste ön dolumun faydasını görmek için 42 adet test yapılmıştır. Aynı kapasitedeki tankerlerin bir kısmına 0’dan 60 bar’a kadar kompresör kullanılarak dolum yapılmış, bir kısmına ise kompresör kullanmadan sadece hat basıncından gaz yüklemesi yapılmış ve tanker basınçları 60 bar’a geldiğinde sıcaklık değerleri ölçülmüştür. Kompresör kullanılarak gaz yüklenen tankerlerin

gaz sıcaklığı 30 °C olarak ölçülürken sadece hat basıncı ile gaz yüklenen tankerlerdeki gaz sıcaklığı 22 °C olarak ölçülmüştür. Sıcaklık, basınç ve kullanılacak tanker kapasitesi Redlich–Kwong denkleminde çözümlerse 60 bar seviyesine kadar ön dolum ile gaz yüklenmesi, tesise tanker başına %1,53 daha fazla dolum yapması imkanı tanımıştır. Ayrıca ön dolum yapılırken kompresör kullanımı olmadığı için enerji tasarrufu da sağlanacaktır.

Aynı test kapsamında ön dolum ile yapılan dolum miktarının toplam tanker kapasitesine oranı %21 olarak ölçülmüştür. Tesisin 2017 yılı toplam dolum miktarı referans alınırse toplam dolum miktarının %21'ine denk gelen 2.628.483 m<sup>3</sup> yıl içinde hiç para harcanmadan ön dolum yapılmış demektir. Kompresör ile ön dolum yapıldığı testlerde harcanan elektrik gideri m<sup>3</sup> başına 0,0406 kW olarak hesaplanmıştır. Ön dolum miktarı ile birim elektrik giderinin çarpılmasıyla elde edilen kompresörün harcadığı toplam enerji, 106.716,41 kW olarak hesaplanır. Tüketilen enerjinin elektrik maliyeti ile çarpılmasıyla tesisin ön dolum metodu ile elde ettiği tasarruf bedeli bulunur.

Hat basıncından ön dolum yapılması tesise yılda 106.716,41 kW'lık bir güç karşılığında 42.028 ₺ tasarruf kazandırmıştır. Bu veriler 2017 yılı için geçerlidir, daha fazla veya daha az dolumun yapılması ve ülke geneli elektrik tarifeleri, tasarruf miktarında değişmelere neden olabilir. Ön dolum metodu, tesise hem elektrik faturasında tasarruf sağlamış hem de daha fazla dolumun yapılmasını sağlayarak tesisin seferde taşıma miktarının artırmıştır.

Ön dolum aşamasından sonra tankerler sıralı doluma alınır. Önce 6.300 m<sup>3</sup>/h kapasiteli kompresör (büyük kompresör) ile tanker dolumuna başlanır. Yüksek debi yüksek gaz sıcaklığı demektir, bu sebeple akışı ve sıcaklığı yavaşlatmak için sıralı dolum metodu uygulanır ve tanker basıncı 180 bar'a geldiğinde doluma 3.000 m<sup>3</sup>/h kapasiteli kompresör (küçük kompresör) ile devam edilir. Sıralı dolum basınçlarına göre gerçekleşen dolum oranları Şekil 4.9'da gösterilmektedir.



Şekil 4.9. Sıralı doluma göre değişen dolum oranları

Tesisin proses için belirlediği ve 2018 yılında uyguladığı sıralı dolum basıncı 180 bar olarak belirlenmiştir. Fakat reel verilere göre dolumlara 180 bar'dan sonra değil 160'tan ya da daha öncesinden küçük kompresöre geçilebilirse daha fazla dolum oranı elde edilebilmektedir. Daha düşük sıralı basınçlandırmaya geçildiğinde dolum süresinin de artacağı unutulmamalıdır.

Tankerlerin dolumunun bitmesinin ardından sıkıştırma prosesinden ötürü ortam şartlarına göre daha yüksek sıcaklıkta gaz içerdiğini ve tankerlerin bekleme yapıldığı zaman gaz sıcaklığının düşmesine istinaden gaz basıncının da düştüğünden daha önce söz edilmiştir. Bu tarz durumlarda tanker basıncı 200 bar'ın altına düşüyorsa tekrar dolum yapılabilir. Uygulanacak bu metot ise ek dolum uygulamasıdır.

Tesiste ek dolumun sonuçlarını analiz edebilmek için aynı kapasiteli tankerler kullanılarak 57 adet test dolumu yapılmıştır. Tankerlerin dolumu bitirildikten sonra bir kısmı 1 saat, bir kısmı 1,5 saat ve kalanı da 3 saat bekletilerek

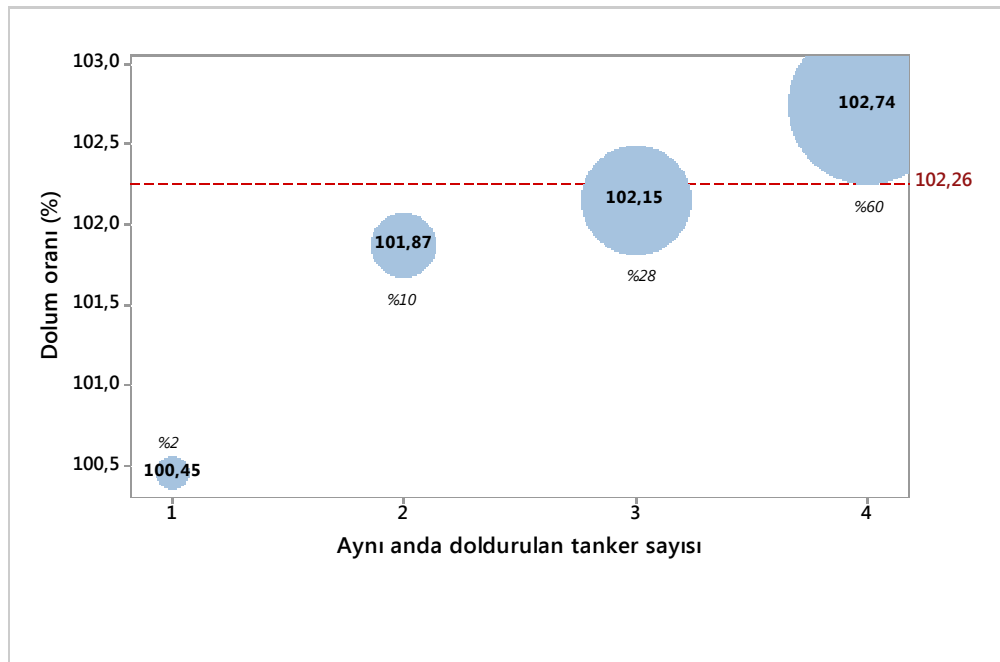
bekletme sürelerinin dolum oranına etkisi incelenmiştir. Bekletme sürelerine göre dolum oranları Çizelge 4.3'te gösterilmektedir.

Çizelge 4.3. Bekleme sürelerine göre değişen dolum oranları

Bekleme Süresi (saat)	Dolum Oranı (%)
1	100,88
1,5	100,91
3	101,86

1 saat bekletilen tanker ile 3 saat bekletilen tanker arasında dolum oranında %1'e yakın iyileştirme sağlamak mümkündür. Önemli olan nokta tankerlerin bekletilmesini sağlayabilecek dolum & sipariş operasyonunu oluşturabilmektir.

Tanker dolumlarını etkileyecek en önemli faktörlerden birisi de gaz yüklenen hacimdir. Bu sebeple V'nin artırılması ile  $\Delta P$  azalarak dolum oranları artacaktır. Doldurulan tanker sayısının dolum oranına etkisi Şekil 4.10'da sunulmuştur. 1 tankerin dolumunda oran %100,45'te kalırken 4 tankerin aynı anda dolumundan sonra oran %102,74'e ulaşmıştır. Sonuç olarak, 2 operatif seçenek arasında %2,29'luk bir fark elde edilmiştir.

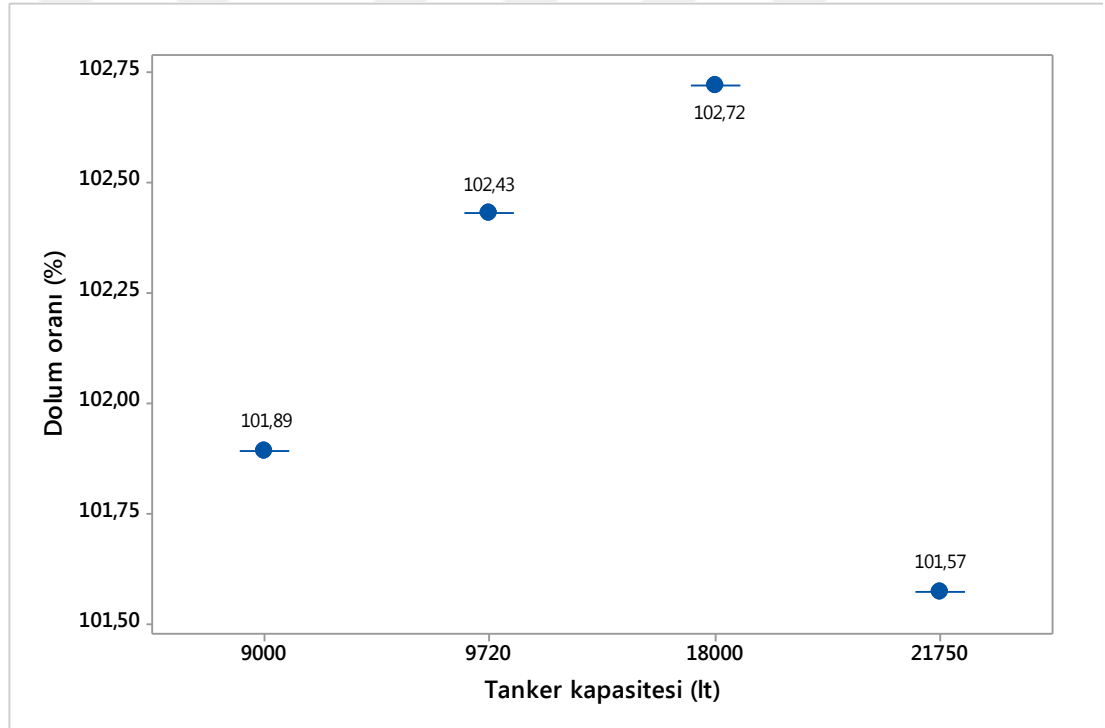


Şekil 4.10. Aynı anda doldurulan tanker sayılarına göre değişen dolum oranları

2018 yılında dolum operasyonu çok iyi optimize edilmiştir. 4 peronluk tesiste aynı anda dolum yapılan tanker sayısı, yıl ortalamasında 3,45 değerine ulaşmıştır. Grafikten görüleceği gibi dolumların %88'inde 3 veya 4 tankere aynı anda dolum yapılmıştır. Bu sayede dolum oranlarında artış sağlanmıştır.

#### 4.2.3. Malzeme faktörlerine göre optimizasyon

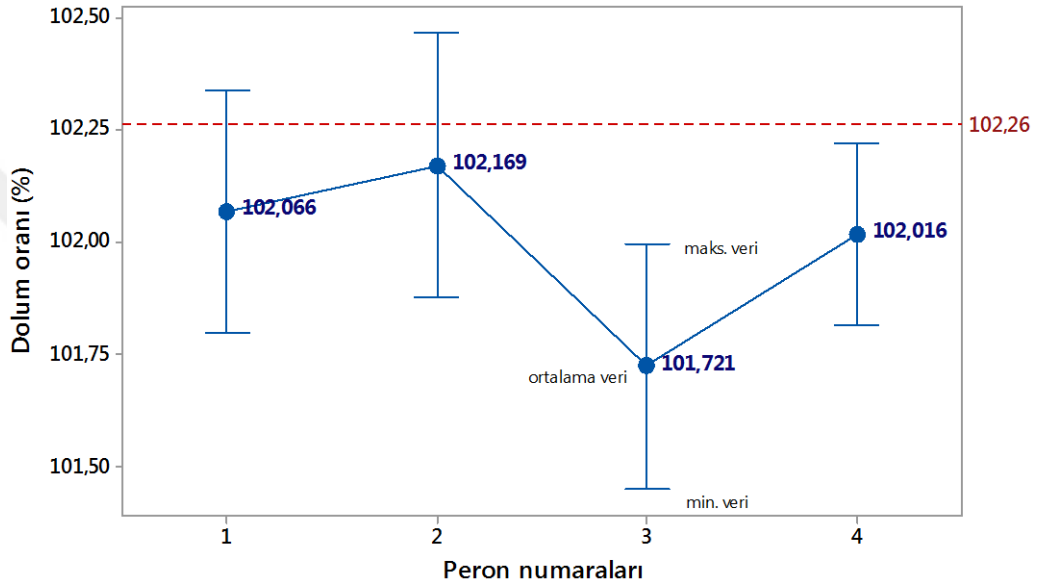
Tesiste dolum oranlarına etki eden malzemeler, kullanılan tankerler ve dolum yapılan peronlardır. Malzemenin dolum oranlarına etkisini görmek için yıl boyunca ölçüm yapılmış ve veriler istatistiksel analiz programında incelenmiştir. Tanker kapasitelerine göre değişen dolum oranları Şekil 4.11'de sunulmuştur.



Şekil 4.11. Tanker kapasitelerine göre değişen dolum oranları

Tanker kapasitesinin artması ile dolum oranında artış görülmüştür. 21.750 lt ile en yüksek kapasiteli tankerin dolum oranlarının tüm tanker tipleri içinde en düşük çıkması istisnai durum olarak gözükmemektedir. Bu tanker tipinin tüp ve tesisat yerleşim tasarımı kontrol edilmelidir.

Bir diğerk malzeme faktörü olan tesisteki peronların etkisi Şekil 4.12'de analiz edilmiştir. Grafiğe göre 2018 yılı boyunca en yüksek dolum oranı 2. peronda, en düşük dolum oranı ise 3. peronda gerçekleşmiştir. 1. ve 4. peronların dolum oranları birbirine çok yakındır. 1. peronda yapılan bazı dolumlar yıllık ortalamanın üzerine çıkmıştır; fakat 4. peronda yapılan hiç bir dolum ortalama seviyeyi geçememiştir. Bu yüzden 1. peronun 4. perondan daha başarılı olduğu söylenebilir.



Şekil 4.12. Peronlara göre değişen dolum oranları

Peronların başarısını ölçerken yıl boyu doldurulan tanker kapasitesini de göz önünde bulundurmak gerekir. Bazı peronlarda rastgele küçük kapasiteli tankerler daha fazla doldurulmuş olabilir, bu sebeple dolum oranının daha düşük çıkması da muhtemeldir. Peronlarda dolum yapılan ortalama tanker kapasiteleri Çizelge 4.4'te gösterilmiştir.

Çizelge 4.4. Peronlarda dolum yapılan ortalama tanker kapasiteleri

Peron Numarası	Ortalama Tanker Kapasitesi (lt)	Dolum Oranı (%)
1	16.591	102,07
2	13.295	102,17
3	16.493	101,72
4	19.083	102,02

2. peron en düşük tanker kapasitesi ile çalışmasına rağmen en yüksek dolum oranı gerçekleşmiştir. Bu sebeple sisteme en çok katkı veren peron 2. peron olup 1. ve 4. peronlar birbirine yakın gözükmektedir. 1. peron, ortalamayı geçen dolumlar yapması sebebi ile daha çok ön plana çıkmaktadır. 4. peronun ortalama tanker kapasitesinin çok yüksek olması sebebiyle en düşük dolum oranına sahip 21.750 lt'lik tankerlerin en fazla 4. perondan doldurulduğunu, bu yüzden yıl boyu ortalamayı yakalayamayan dolumlar yaptığı anlaşılmaktadır. Bu verilere göre 1. ve 4. peron hakkında net yorum yapmamız mümkün olmamakla birlikte, 3. peron sisteme en az katkı sağlayan peron olmuştur. Bu peronda herhangi bir sebepten bir kesit daralması meydana gelmiş olabilir, araştırılmaya ihtiyacı vardır.

#### **4.2.4. Ölçüm faktörüne göre optimizasyon**

Tankere doldurulan gaz miktarı hesaplanırken tesis peronlarda bulunan ve kg cinsinden ölçüm yapan sayaçlar kullanılmaktadır. Doldurulan gaz miktarı, sayaçtan ölçülen endeks farkının gaz yoğunluğuna bölünmesiyle elde edilir. Gaz yoğunluğu her ay için 1 defa olmak üzere yerel gaz dağıtım firmasından alınmaktadır. Oysaki sürekli akış halinde olan gazın verileri anlık ölçülmektedir. Bu yüzden verilerin daha sık alınması ve bu değerlerin tesis ölçümleme sistemine doğru girilmesi tesisin performansını ölçmesi açısından daha reel verilere ulaşmasını sağlayacaktır.

#### **4.2.5. Makine faktörlerine göre optimizasyon**

Tesiste kullanılan makineler, kompresörler ve chillerlerdir. Chillerin dolum oranına etkisini ve yatırımın geri ödeme süresini hesaplamıştık. Yapılan yatırım 2 yıl 3 ayda geri dönüşünü sağlamış ve dolum oranlarını %7,23 artırmıştır.

Makine faktörü olarak da kompresörlerin etkisini ölçümlemek gerekmektedir. Çizelge 4.5'te kompresör kapasitelerine göre dolum oranları sunulmaktadır. Tesiste kullanılan 2 adet kompresörden 3.000 m<sup>3</sup>/h kapasiteli küçük kompresör ile yapılan dolumlar %102,85 dolum oranı ile sonuçlanırken, 6.300 m<sup>3</sup>/h

kapasiteli büyük kompresör ile yapılan dolumlar %101,14 dolum oranı ile tamamlanmıştır. Büyük kompresör ile yapılan dolumlarda dolum sonu sıcaklıkları 17,02 °C ile sonuçlanırken küçük kompresör ile yapılan dolumlarda bu değer 14,15 °C'de kalmıştır. Yüksek basma debisinin dolum anında sıcaklıkları daha fazla artırması dolum oranlarına da etki etmiştir.

Çizelge 4.5. Kompresör kapasitelerine göre dolum oranları

Kompresör Kapasiteleri (m <sup>3</sup> /h)	Dolum Oranı (%)	Dolum Sonu Sıcaklık (°C)
3.000	102,85	14,15
6.300	101,14	17,02

#### 4.2.6. Personel etkisine göre optimizasyon

Kuşkusuz etkisi göz ardı edilemeyecek en büyük faktörlerden birisi personel etkisidir. Tüm organizasyonun içerisinde yer alan ve planlanan operasyonları yürüten tesislerdeki dolum operatörleri, sürece doğrudan etki etmektedir. Dolum operatörlerinin dolum oranlarına etkisi Çizelge 4.6'da görülmektedir. Tesiste 2 adet dolum operatörü ile çalışılmıştır. "B" personeli yıl boyu daha düşük kapasiteli tankerlerle çalışmış ve buna rağmen dolum sonlarında daha düşük sıcaklık elde etmiştir. Bu başarı ile yıllık dolum oranı ortalamasını %102,43 ile tamamlamıştır. "A" personeli ise yıllık ortalama %101,90 dolum oranı elde etmiştir. 2 personel de birbirine yakın ve başarılı sonuçlar çıkarmış olsa da "B" personeli ile "A" personelinin uygulamada yaptığı farklılıklar incelenmeli ve "A" personeli "B" personeline yaklaştırılmalıdır.

Çizelge 4.6. Personel etkisine göre değişen dolum oranları

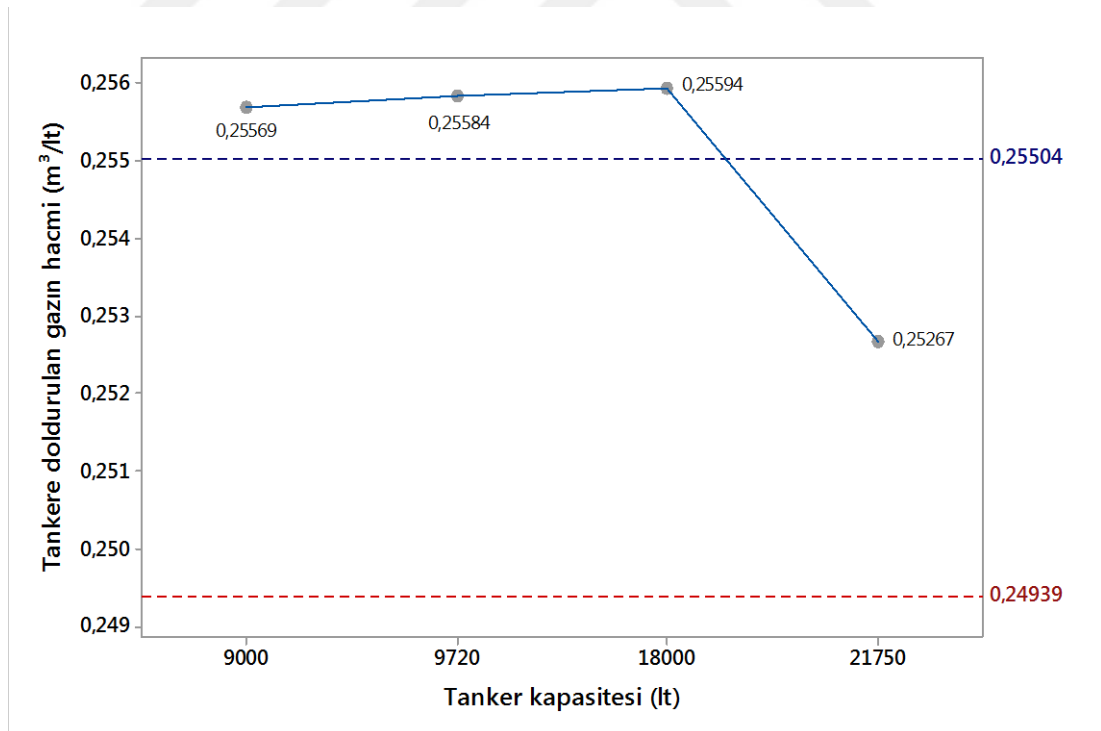
Personel	Dolum Oranı (%)	Dolum Sonrası Sıcaklık (°C)	Tanker Kapasitesi (lt)	Veri Sayısı
A	101,90	16,42	17.134	936
B	102,43	15,65	16.773	1.159



#### 4.2.7. Operasyonel olarak optimize edilen tesis verilerinin değerlendirilmesi

2017 yılında gerçekleştirilen ön soğutma prosesinin haricinde “dolum & sevkiyat” planlamasına daha hassas yaklaşılmasının dolum oranlarını artıracakı düşünülmüştür. Bu sebeple 2018 yılında operasyonda farkındalık hedeflenmiştir. Dolum performansına etki eden faktörler ve kök nedenleri belirlenmiş olup bu faktörlerin dolum oranına etkisi analiz edilmiştir. Belirlenen faktörler çevre (ay, vardiya, dolum başlama saati, hat basıncı), metot (ön dolum, sıralı dolum, ek dolum, çoklu dolum), malzeme (tanker, peron), ölçüm, makine (kompresör, chiller) ve personeldir (dolum operatörü).

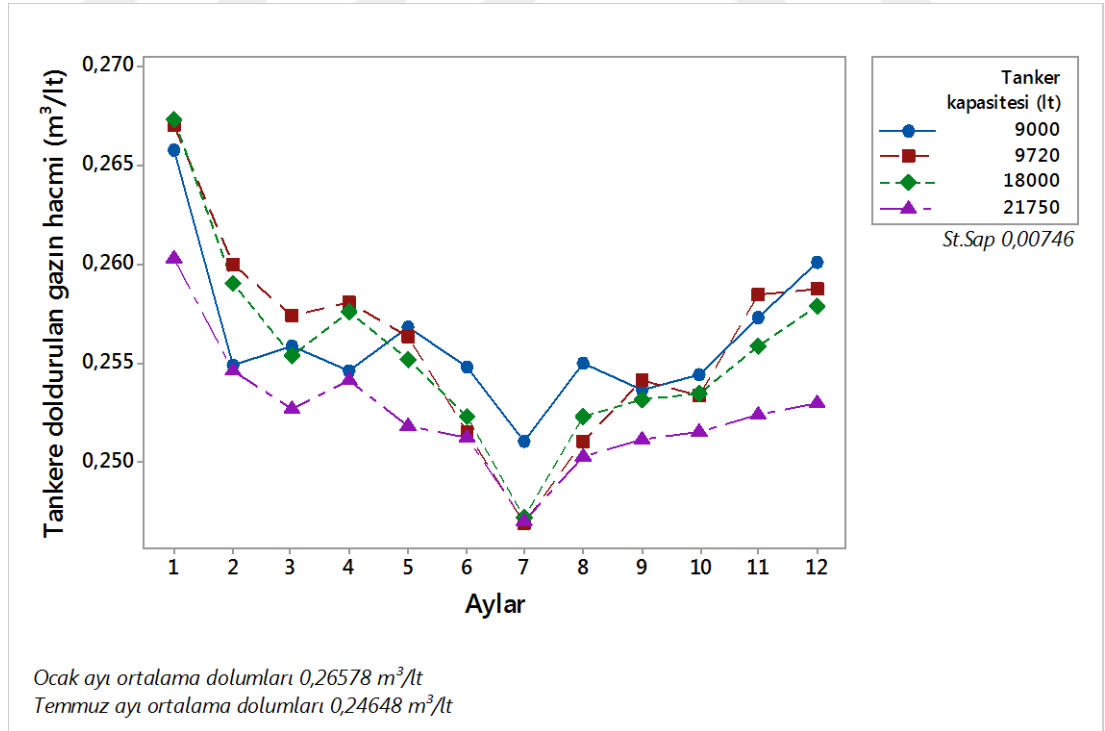
2018 yılındaki dolum operasyonları, belirlenen kök nedenlerin etkisini kısmen ya da tamamen ortadan kaldırmaya yönelik farkındalıkla gerçekleştirilmiştir. Tesisten alınan veriler bir istatistiksel analiz programı yardımıyla incelenmiştir.



Şekil 4.13. Ön soğutmalı yapılan ve optimize edilen doluların yıllık ortalama performansı (2018)

Şekil 4.13'e göre 2018 yılında 9.000 lt kapasiteli tankerlere 0,25569 m<sup>3</sup>/lt, 9.720 lt kapasiteli tankerlere 0,25584 m<sup>3</sup>/lt, 18.000 lt kapasiteli tankerlere 0,25594 m<sup>3</sup>/lt ve 21.750 lt kapasiteli tankerlere 0,25267 m<sup>3</sup>/lt seviyesinde dolum tamamlanmıştır. Tesisin genel performansı ise tüm dolumlar için litre başına 0,25504 m<sup>3</sup>'tür. Redlich – Kwong ampirik denklemine göre dolum oranı ise 2017 yılına göre %4,28 değerinde artış göstererek %102,26 seviyesinde tamamlanmıştır.

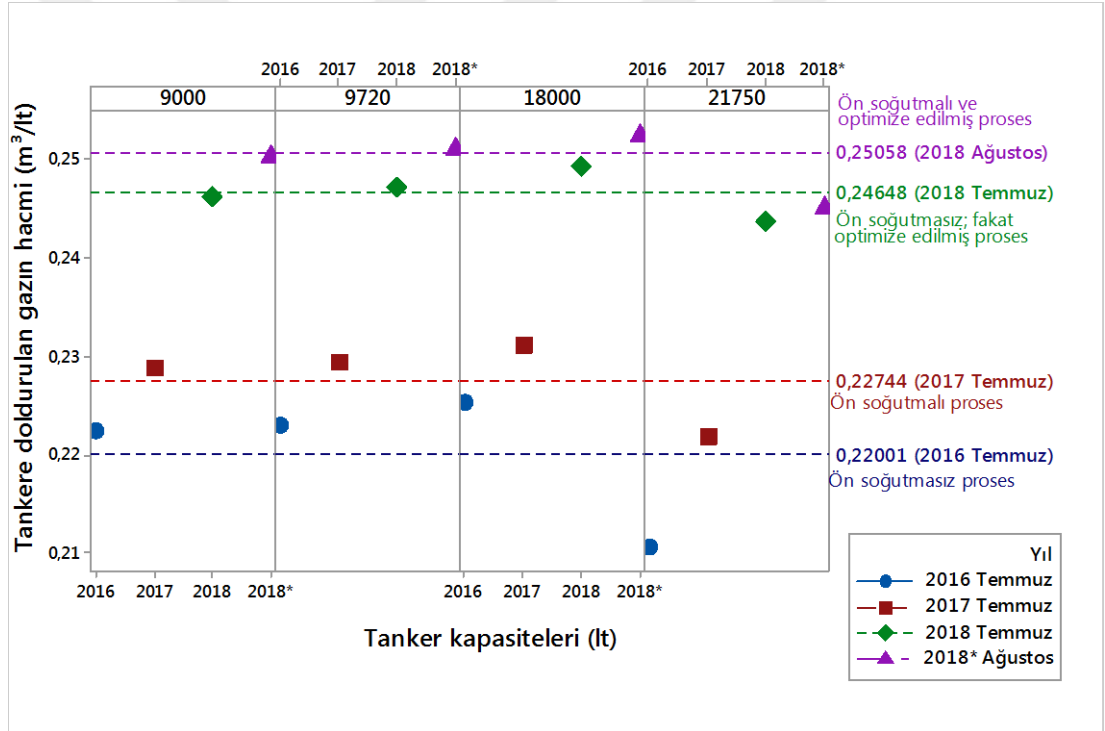
2017 yılında tesiste yapılan dolumlarda yaz ve kış aylarının uç noktaları arasındaki fark %11,3 olarak hesaplanmıştı. 2018 yılında, operasyon optimize edilerek yaz ve kış aylarının uç noktaları arasındaki fark 2017'ye göre %3,47 değerinde gerileyerek %7,83 seviyesine ulaşmıştır. Bunun sonucu olarak 2018 yılındaki prosesin genel dağılımı 2017 yılına göre iyileşmiş olup ön soğutmalı ve optimize edilmiş CNG tesisinde tanker dolumlarının aylık bazda değişimi Şekil 4.14'te sunulmuştur. 2017 yılının proses standart sapma değeri 0,01688 iken 2018 yılında bu değer 0,00746 'ya gerilemiştir.



Şekil 4.14. Ön soğutmalı yapılan ve optimize edilen dolumlarda tanker dolumlarının aylık bazda değişimi (2018)

### 4.3. Ön Soğutmalı, Ön Soğutmasız ve Optimize Edilmiş Proseslerin Genel Değerlendirilmesi

CNG dolum tesislerinde yatırım yapmanın yanında prosesin doğru tanımlanması, ölçümlemenin doğru yapılması ve sonuçların detaylı analiz edilmesi de operasyonun iyileştirilmesi için fırsatlar sunmaktadır. Bu duruma açıklık getirmek adına tesiste 2018 yılının sadece temmuz ayında dolular ön soğutmasız yapılmıştır. Ön soğutma yapılmadan, yalnız operasyon optimizasyonu ile sağlanacak verimin belirlenmesi amaçlanmıştır. 2016, 2017 ve 2018 yıllarının temmuz ayları ile 2018 yılının ağustos ayında yapılan dolum miktarlarının tanker kapasitelerine göre değişimi Şekil 4.15'te gösterilmiştir.



Şekil 4.15. Farklı proseslerde yapılan dolum miktarlarının tankerlere göre değişimi

2016 yılının temmuz ayında prosesin genel ortalaması 0,22001 m<sup>3</sup>/lt olup prosesin performansı referans değere göre %88,22 değerinde olmuştur. 2017 yılında prosese ön soğutma eklendikten sonra genel ortalama 0,22744 m<sup>3</sup>/lt olmuş ve genel performans %91,2'ye yükselmiştir. 2018 yılında ise dolumlarda ön soğutma kullanılmamış, sadece optimizasyon ile gerçekleştirilmiştir. 2018

yılının temmuz ayında genel ortalama 0,24648 m<sup>3</sup>/lt olmuş ve prosesin genel performansı ise %98,83 ile sonuçlanmıştır. 2018 yılının ağustos ayında ise tesis hem ön soğutmalı hem de optimize edilmiş olarak işletilmiştir. Bu sayede genel ortalama 0,25058 m<sup>3</sup>/lt olmuş ve prosesin genel performansı ise %100,47 olarak hesaplanmıştır.



## 5. SONUÇLAR VE ÖNERİLER

Boru hatlarından yaklaşık 70 bar civarında alınan doğal gazı, gaz kompresörleri vasıtası ile 200 bar'a sıkıştırıp uygun tankere yükleyen ve boru hatlarının gitmediği noktalara gaz satışı faaliyeti gerçekleştiren bir işletmenin, dolum tesisine ait operasyonları incelenmiştir. Tesiste 1 tanesi 6.300 m<sup>3</sup>/h kapasiteli ve diğeri 3.000 m<sup>3</sup>/h kapasiteli 2 adet CNG kompresörü bulunmaktadır. Gaz doluları 4 farklı tipte tankere yapılmaktadır. Kapasiteleri 9.000 lt, 9.720 lt, 18.000 lt ve 21.750 lt'dir. Tesisin tanker dolularını yapmak için birbirine eş 4 adet peronu vardır.

2016 yılında, tesisin dolum performansı ortalama 0,22789 m<sup>3</sup>/lt'dir. Performansın ölçülebilirliğini sağlamak için Redlich-Kwong ampirik denklemi referans alınmıştır. Bu denkleme göre 197,38 atm (200 bar) basınçta ve 15 °C'de 1 lt için dolum miktarı 0,24939 m<sup>3</sup> olarak hesaplanmıştır. Bu veriye göre tesis 2016 yılındaki dolularını %91,38'lik bir performans ile tamamlamıştır. Çalışma kapsamında tesisin dolum oranlarını artırmak için çalışma başlatılmış ve dolum prosesine "chiller" eklenmesi kararı alınmıştır. Chiller, proste kompresör çıkışı ile tanker dolum vanası arasına eklenmiş ve 2017 yılında tüm dolular chiller kullanılarak ön soğutmalı yapılmıştır.

2017 yılının sonunda veriler tekrar incelendiğinde ön soğutma prosesinden sonra dolum performansının yıllık ortalama 0,24437 m<sup>3</sup>/lt olarak sonuçlandığı görülmüştür. Referans değere göre genel oran %97,98 olarak hesaplanmıştır. Sisteme chillerin entegre edilmesi dolum oranlarının litre başına 0,22789 m<sup>3</sup>'ten 0,24437 m<sup>3</sup>'e yükselmesini sağlamış, yani tesisin seferde taşıma hacmini %7,23 artırmıştır. Ayrıca prosesin standart sapma değerinde azalma meydana gelmiş ve tesisin dolum verilerinin yayılımı daralmıştır. Bununla birlikte tesisin en yüksek dolum oranı yakaladığı kış ayları ile en düşük dolum oranı gerçekleştirdiği yaz ayları arasındaki fark %14,2'den %11,3'e gerilemiştir. Tüm bu iyileştirmeler tesise, 2017 yılı verilerine göre, bu iş için harcanan elektrik giderleri de hesaplandıktan sonra yılda 92.358,86 ₺ net tasarruf sağlamıştır.

Chiller için yapılan 205.274 ₺ yatırım yaklaşık 2 yıl 3 ayda kendini geri ödemiştir.

2018 yılındaki dolun operasyonları, belirlenen kök nedenlerin etkisini kısmen ya da tamamen ortadan kaldırmaya yönelik farkındalıkla gerçekleştirilmiştir. Buna göre 2018 yılında tesisin genel performansı tüm dolunlar için litre başına 0,25504 m<sup>3</sup>tür. Redlich-Kwong ampirik denklemine göre dolun oranı ise 2017 yılına göre %4,28 değerinde artış göstererek %102,26 seviyesinde tamamlanmıştır. Ayrıca yaz ve kış aylarının uç noktaları arasındaki fark 2017'ye göre %3,47 değerinde gerileyerek %7,83 seviyesine ulaşmıştır. Bu tarz işletmelerde aydan aya değişen satış gelirlerine bağlı giderlerden bağımsız, yıl boyu sabit kalan operasyon giderlerinin mevcut olduğundan daha önce bahsedilmiştir. Operasyonun maliyet esaslı optimize edilmesi ve 2018 yılının uç noktaları arasındaki farkın %7,83'e gerilemesi, işletmeye, değişen şartlara karşılık operasyon maliyetlerinde de esneklik kazandırmıştır. Operasyonel farkındalık ile prosesin standart sapma değerinde de ciddi oranda iyileşme gözlemlenmiştir. 2017 yılının proses standart sapma değeri 0,01688 iken 2018 yılında bu değerin 0,00746'ya gerilediği tespit edilmiştir.

Çalışma kapsamında çevre faktöründe sıcaklığın dolun oranına etkisi incelenmiştir. Dolunların mümkün mertebe gece vardiyasına kaydırılması ya da güneşin en tepede olduğu öğle saatlerinde dolun yapılmamasına dikkat edilmesi tankerlere daha fazla gaz yüklenmesini sağlayacaktır. Yaz aylarında dolun yapmamak gibi bir seçenek söz konusu değildir; fakat bu dönemlerde operasyona daha hasas yaklaşmak daha fazla gaz yüklemek olup bu durum işletmeye maliyet açısından esneklik sağlayacaktır. Diğer bir yönden tesisin gaz tedarik basıncını belirleyebilmesi mümkün olmamakla birlikte, kompresörün gaz besleme vanasını kısarak basma kapasitesinin düşürülmesi, daha fazla dolun yapılmasını sağlayacaktır. Bu uygulamanın dolun süresini artıracığı unutulmamalıdır.

Bu tarz tesisler genelde yüksek basınç hatları üzerine kurulurlar. Bu yüzden tankerlerin dolununa önce şebekedeki yüksek basınçlı gaz ile ön dolun

yaparak başlamak çok önemlidir. Ön dolun uygulaması mekanik bir sıkıştırma olmadığı için prosesin devamında daha düşük sıcaklıkta dolun yapabilmeyi sağlar. Bu uygulama ile hem dolun oranını artırılması (%1,53) hem de kompresör kullanımı olmadığı için elektrik giderlerinde tasarruf sağlanması (42.000 ₺) mümkün olacaktır.

Gaz yüklenen hacmin artırılması  $\Delta P$  fark basıncını düşürecek ve dolun oranları daha fazla olacaktır. Bu yüzden hacmin artırılması için tek bir tanker doldurmak yerine iki ya da tesisdeki peron sayısı kadar tankerin dolununu sevkiyat durumu da düşünülerek aynı anda planlayabilmek gerekmektedir.

Uygulanacak tüm bu metotlar dolun oranlarını artırmada en etkili seçeneklerden biridir. Bu yüzden tesislerin hedefi, dolun operasyonlarını müşterilerin gaz sipariş edebileceği kritik zamanları ön görerek küçük kompresör ile yapmak ya da sıralı dolun basıncını daha aşağı seviyelere çekmek olmalıdır. Eğer tesiste tek kompresör varsa belirlenen uygun basınçtan sonra kompresörün giriş vanasını kısarak kapasitesini düşürmek suretiyle de sıralı basınçlandırma etkisi yaratılabilir; fakat bu sefer de kullanılan makinenin verimi azalmış olacaktır. Eğer tesislerde aynı kapasitelerde birden fazla kompresör varsa ve aynı anda çalışmalarının bir sakıncası yoksa, dolunlar kaskad sistemini uygulayarak yapılabilir. Uygun basınçlardan sonra kompresörleri sırayla devreden çıkarmak ve en son tek kompresör ile dolunu tamamlamak dolun oranı artırmak konusunda çok faydalı olacaktır. Kaskad uygulaması manuel yapabileceği gibi frekans invertor ya da benzeri bir otomasyon sistemi planlayarak otomatik olarak da gerçekleştirilebilir.

Nominal kadro ile çalışan CNG tesislerinde ekibin yeterliliği önem arz etmektedir. Planlamaların ekip tarafından doğru algılanmasının sağlanması, ekibin ortak bir hedefe yönlendirilmesi ve yapılacak işin ve sonuçlarının ekibe doğru aktarılması çok önemlidir. Bu sayede kendisini sürece dahil hisseden ekibin, işi ve sonucunu da benimsenmesi sağlanacaktır.

CNG dolum tesislerinde yatırım yapmanın yanında prosesin doğru tanımlanması, ölçümlemenin doğru yapılması ve sonuçların detaylı analiz edilmesi de operasyonun iyileştirilmesi için çok önemlidir. Bu durumu detaylandırabilmek için 2018 yılının temmuz ayında dolular ön soğutma yapılmadan sadece operasyon optimizasyonu ile yapılmıştır. 2016 yılının temmuz ayında prosesin genel ortalaması  $0,22001 \text{ m}^3/\text{lt}$  olup prosesin performansı referans değere göre %88,22 değerinde olmuştur. 2017 yılının temmuz ayında prosese ön soğutma eklendikten sonra genel ortalama  $0,22744 \text{ m}^3/\text{lt}$  olmuş ve genel performans %91,2'ye yükselmiştir. 2018 yılında ise proseste ön soğutma kullanılmamış, yalnızca dolum optimizasyonu ile gerçekleştirilmiştir. 2018 yılının temmuz ayında genel ortalama  $0,24648 \text{ m}^3/\text{lt}$  olurken prosesin genel performansı ise %98,83 ile sonuçlanmıştır. 2018 yılında ek olarak ön soğutmalı prosesin dolum optimizasyonu gerçekleştirilmiş olup ağustos ayında genel ortalama  $0,25058 \text{ m}^3/\text{lt}$  iken genel performans ise %100,47'ye ulaşmıştır.

2017 yılında ön soğutma yapılarak tüm yıl boyunca %97,98'lik bir dolum performansı gerçekleştiğinden bahsedilmiştir. 2018 yılının temmuz ayında ise ön soğutma yapılmadan sadece operasyonel optimizasyon ile %98,83'lük bir dolum performansına ulaşılmıştır. Bu verilere göre operasyonel optimizasyonun ön soğutma ile sağlanan verim artışından daha fazla bir artış sağladığı görülmektedir.

Proses verimini artırmak için elbette yatırımlara ihtiyaç vardır ve bu yatırımlar yapılmalıdır. Fakat tesislerin maddi bir yüke girmeden önce prosesini tanımlanması, dar boğazlarını tespit etmesi, kök nedenlerini, gerekirse bunların da alt kök nedenlerini belirlemesi gerekmektedir. Sonuçlar bu tarz dolum tesislerinin verim artışı için yatırım yapmadan önce makine, ekipman, personel vb. öz kaynaklarını kullanması daha fazla fayda sağlayabildiğini göstermektedir.



## KAYNAKLAR

- Avcı, A., Can, M., Kılıç, M., 1995. Doğal Gaz Sıvılaştırılma Yöntemleri, Sıvılaştırılmış Doğal Gazın (LNG) Nakli ve Depolanması Üzerine Bir İnceleme. Mühendis ve Makina Dergisi, 50(591), 137-144
- Aygün, M., 2009. LNG Tankları Tasarım Esasları. Mühendis ve Makina Dergisi, 50(591), 35-39
- Beşergil, B., 2009. Petrol, Petrol Kimyası. Gazi Kitabevi, 282s. Ankara.
- BP Plc, 2019. BP Statistical Review of World Energy 2019. Erişim Tarihi:08.07.2019.<https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2018-full-report.pdf>
- Cryolet, 2019. Erişim Tarihi: 08.07.2019. [http://www.cryolet.com/Kriyojenik\\_tanklar.html](http://www.cryolet.com/Kriyojenik_tanklar.html)
- Coşkun, S., 2004. Doğal Gazın Sıvılaştırılmasında Kullanılan Klasik Kaskad Soğutma Sisteminin Matematiksel Analizi. Uludağ Üniversitesi Mühendislik-Mimarlık Fakültesi Dergisi, 9, 31-40
- Çengel, Y.A., Boles, M.A., 2012. Mühendislik Yaklaşımıyla Termodinamik Ek-1 Tablo A-1. Çev. Pınarbaşı, A., İzmir Güven Kitabevi, 946, İstanbul.
- Doğan, B., 2016. Ev Tipi Olarak Tasarlanmış Bir CNG Kompresör Prototipinin Performans ve Çalışma Parametrelerinin İncelenmesi, Journal of Polytechnic, 19 (4), 427-431.
- Doğan, B., 2016. Yüksek Basıncılı CNG Kompresör Tasarımı ve İmalatı. Sinop Üniversitesi Fen Bilimleri Dergisi, 1 (1), 7-15.
- Doğan, B., 2017. Dört Kademeli Pistonlu Tip Bir CNG Kompresöründe Ekserji Analizi. Sinop Üniversitesi Fen Bilimleri Dergisi, 2 (1), 159-169.
- Doğan, B., Ünal, İ., 2014. A Non-The Cost Analysis of CNG Compressors with Changing Stage Numbers During Compressing. International Journal of Engineering Research and Development, Vol.6, No.1.
- Enerdata Intelligence+Consulting, 2019. Erişim Tarihi: 08.07.2019. <https://yearbook.enerdata.net/natural-gas/gas-consumption-data.html>
- Enerji Piyasaları ve Politikaları Enstitüsü (EPPEN), 2014. Sıvılaştırılmış Doğal Gaz (LNG) 'in Dünya Doğal Gaz Ticaretindeki Yeri. Erişim Tarihi: 08.07.2019. <http://www.eppen.org/haberdetay3.php?haberID=19>
- Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu (EPDK), 2018. Doğal Gaz Piyasası Sektör Raporu 2018. Erişim Tarihi: 08.07.2019.

<https://www.epdk.org.tr/Detay/Icerik/3-0-94/dogal-gazyillik-sektor-raporu>

- Farzaneh-Gord, M., Saadat-Targhi, M., Khadem, J., 2016 Selecting Optimal Volume Ratio of Reservoir Tanks in CNG Refueling Station with Multi-Line Storage System. International Journal of Hydrogen Energy, 41, 23109-23119
- Günaydın, A., 2010. Doğal Gaz Piyasasının Gelişimi ve Türkiye Doğal Gaz Piyasasının Yapılanma Süreci. Abant İzzet Baysal Üniversitesi, Sosyal Bilimler Enstitüsü, Yüksek Lisans Tezi, 93s, Bolu.
- International Energy Agency (IEA), 2019. Erişim Tarihi: 08.07.2019. <https://www.iea.org/sankey/#?c=Turkey&s=Balance>
- Kagiri, C., Zhang, L., Xia, X., 2017. Optimal Energy Cost Management of a CNG Fuelling Station. IFAC PapersOnLine, 50-2, 94-97.
- Kagiri, C., Zhang, L., Xia, X., 2017. Optimization of a Compressed Natural Gas Station Operation to Minimize Energy Cost. Energy Procedia, 142, 2003-2008.
- Kagiri, C., Wanjiru, E.M., Zhang, L., Xia, X., 2018. Optimized Response to Electricity Time-of-Use Tariff of a Compressed Natural Gas Fuelling Station. Applied Energy, 222, 244-256.
- Khadem, J., Saadat-Targhi, M., Farzaneh-Gord, M., 2015. Mathematical Modelling of Fast Filling Process at CNG Refueling Stations Considering Connecting Pipes. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 26, 176-184.
- Markocic, E., Knez, Z., 2015. Redlich - Kwong Equation of State for Modelling the Solubility of Methane in Water Over a Wide Range of Pressures and Temperatures. Fluid Phase Equilibria, 408, 108-114.
- Meteoroloji Genel Müdürlüğü (MGM), 2019. İllerimize Ait Genel İstatistik Veriler. Erişim Tarihi: 08.07.2009. <https://www.mgm.gov.tr/veridegerlendirme/il-ve-ilceler-istatistik.aspx?k=A&m=ANTALYA>
- NGVDepot, 2019. Erişim Tarihi: 08.07.2019. <https://www.ngvdepot.com/content/cngbooklet.pdf>
- Organization of the Petroleum Exporting Countries (OPEC), 2016. Annual Statistical Bulletin. Erişim Tarihi: 08.07.2019. [http://www.opec.org/opec\\_web/en/publications/202.htm](http://www.opec.org/opec_web/en/publications/202.htm)
- Redlich, O., Kwong, J.N.S., 1949. On the Thermodynamic of Solutions. Chemical Reviews. 44 (1), 233-244.

- Rhodes, C., 2014. Natural Gas Pipeline Safety Setback-Calculation of Safety Setbacks from Large Diameter High Pressure Natural Gas Pipelines. Erişim Tarihi: 08.12.2014  
<http://xylenepower.com/Natural%20Gas%20Pipeline%20Safety%20Setback.htm>
- Saadat-Targi, M., Khadem, J., Farzaneh-Gord, M., 2016. Thermodynamic Analysis of a CNG Refueling Station Considering the Reciprocating Compressor. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 29, 453-461.
- Siyaset, Ekonomi ve Toplum Araştırmaları Vakfı (SETAV), 2019. LNG 'nin Dünya Enerji Ticaretindeki Yeri. Erişim Tarihi: 08.07.2019.  
<https://setav.org/assets/uploads/2016/12/LNGnin-Dunya-Enerji-Ticaretindeki-Yeri-PDF.pdf>
- Stephen, M. J., 2000. A Model For Sizing High Consequence Areas Associated With Natural Gas Pipeline, prepared by C-FER Technologies. 99068, 15
- TANAP, 2019. Erişim Tarihi: 08.07.2019.<https://www.tanap.com/tanap-projesi/fotograf-galerisi/>
- Tesisat Bilgi ve Haber Portalı, 2019. Erişim Tarihi: 08.07.2019.  
<http://www.tesisat.org>
- Tözeren, M. K., 2011. CNG İstasyonlarında Gaz Giriş Borularında Çıkan Yangının Etkileri (2. Bölüm). Yangın ve Güvenlik Dergisi, (147), 65-67.
- Tözeren, M. K., 2012. CNG Dolum İstasyonlarında Yangınla Mücadele. Mühendis ve Makina Dergisi, 53(625), 65-71
- TS EN 13645, 2002. Installations and Equipment for Liquefied Natural Gas – Desing of Onshore Installations With a Storage Capacity Between 5 T and 200 T
- Türkiye Petrolleri (TP), 2015. Ham Petrol ve Doğal Gaz Sektör Raporu. Erişim Tarihi:08.07.2019.[http://www.tpao.gov.tr/tp5/docs/imag/TP\\_HAM\\_PETROL-DOGAL\\_GAZ\\_SEKTOR\\_RAPORU\\_2015.pdf](http://www.tpao.gov.tr/tp5/docs/imag/TP_HAM_PETROL-DOGAL_GAZ_SEKTOR_RAPORU_2015.pdf)
- Türkyılmaz, O., Çervatoğlu, E.Ş., Lişesivdin, C.A., 2006. Türkiye 'nin Doğal Gaz Temin ve Tüketim Politikalarının Değerlendirilmesi Raporu. MMO/2006/408, 49
- Yurtman, S., 2008. Sanayide LNG Uygulamaları. Mühendis ve Makina Dergisi, 49(580), 28-33

## ÖZGEÇMİŞ

Adı Soyadı : İsmail ÇETİNER

Doğum Yeri ve Yılı : Antalya, 1987

Medeni Hali : Evli

Yabancı Dili : İngilizce

E-posta : ismailcetiner7@gmail.com

### Eğitim Durumu

Lise : Antalya Lisesi, 2005

Lisans : YTÜ, Makina Fakültesi, Makine Mühendisliği

### Mesleki Deneyim

İdeal Tesisat Ltd. Şti. 2010-2011

Kar-Yapı AŞ. 2011-2012

Naturelgaz San. ve Tic. Ltd. Şti. 2012-..... (halen)