

95033

**YILDIZ TEKNİK ÜNİVERSİTESİ  
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ**


**DOĞALGAZIN SIVILAŞTIRILMASI ve  
EKONOMİK ETÜDÜ**

**Mak.Müh. Talat Sami DURGUT**

**F.B.E. Makina Mühendisliği Anabilim Dalı Enerji Makinaları Programında  
Hazırlanan**

**YÜKSEK LİSANS TEZİ**

**Tez Danışmanı: Doç.Dr.Recep ÖZTÜRK**

Doç. Dr. Recep ÖZTÜRK 

Prof. Ertuğrul Küçükaramıklı 

Prof. Dr. Bahri SAHİN 

**İSTANBUL, 2000**

# İÇİNDEKİLER

Sayfa

ŞEKİL LİSTESİ.....	vi
TABLO LİSTESİ.....	vii
ÖNSÖZ.....	viii
ÖZET.....	ix
ABSTRACT.....	x
1. GİRİŞ.....	1
2. DOĞALGAZIN DÜNYA ve TÜRKİYE’DEKİ DURUMU.....	2
2.1 Doğalgaza Genel Bir Bakış.....	2
2.2 Doğalgazın Özellikleri.....	4
2.2.1 Doğalgazın sınıflandırılması.....	4
2.3 Doğalgazın Kullanım alanları.....	7
2.4 Dünya Doğalgaz Rezervleri ve Tüketimi.....	8
2.4.1 Doğalgazın elektrik üretiminde güvenilirliği.....	8
2.4.2 Dünyada doğalgaz tüketimi neden artmaktadır?.....	9
2.5 Türkiye’nin Kısa ve Orta Vadede Enerji ve Doğalgaz Projeksiyonu.....	13
2.5.1 Mevcut doğalgaz sisteminin modifikasyonu ve geliştirilmesi projesi.....	18
2.5.2 Yeraltı gaz depolama projesi.....	18
2.5.3 Doğu Anadolu gaz iletim hattı projesi.....	19
2.5.4 Mavi akım projesi.....	19
2.5.5 Türkmenistan-Türkiye doğalgaz boru hattı projesi.....	22
2.5.6 II.Sıvılaştırılmış doğalgaz terminali projesi.....	22
2.5.7 Mısır-Türkiye doğalgaz boru hattı projesi.....	24
2.5.8 Irak-Türkiye doğalgaz boru hattı projesi.....	24
2.6 Doğalgazın Termik Özellikleri.....	26
2.6.1 Alevin özelliği ve yanma ısısı.....	26
2.6.2 Radyasyonla ısı transferi.....	26
2.6.3 Konveksiyonla ısı transferi.....	27
2.7 Yanma.....	27
2.7.1 Tutuşma limitleri ve tutuşma sıcaklığı.....	28
2.7.2 Alev ışınımı.....	29
2.7.3 Yanma denklemleri.....	30
2.7.4 Yanma Verimi.....	32
2.8 Doğalgazın Ekonomik Analizi.....	34
2.8.1 Doğalgazın boru hattı ile taşınması ile sıvılaştırılmasının ekonomiksel açıdan incelenmesi.....	34
3. DOĞALGAZIN BORU İLE TAŞINMASI.....	37
3.1 Doğalgaz Boru Tasarımı.....	37
3.1.1 Boru-akış hesapları.....	37
3.1.2 Boru içinde basınç kaybı.....	39

3.2	Basınç Düşürme İstasyonları.....	39
3.2.1	İstasyon yerleşimleri.....	39
3.2.2	İstasyon tasarım ilkeleri.....	40
3.2.3	Tipik istasyon şemaları.....	40
3.2.4	İstasyon elemanları.....	46
3.2.4.1	Regülatörler ve seçimi.....	46
3.2.4.2	Filtreler.....	53
3.2.4.3	Vanalar.....	53
3.2.4.4	Susturucular.....	54
3.3	Gaz Ölçüm Prensipleri Hakkında Temel Bilgiler.....	54
3.3.1	Transmitterler.....	56
3.3.1.1	Sıcaklık transmitteri.....	56
3.3.1.2	Basınç transmitteri.....	56
3.3.1.3	Yoğunluk transmitteri.....	56
3.3.2	Gaz debisinin ölçülmesi.....	57
3.3.2.1	Diyafram yöntemi (Orifis plaka).....	57
3.3.2.2	Yer değiştirme dönerölçü sayaçları.....	58
3.3.2.3	Türbinli sayaçlar.....	58
3.3.2.4	Vorteksmetre.....	59
3.4	Doğalgaz Şehiriçi Dağıtım Prensipleri.....	60
3.4.1	Elektrofüzyon.....	61
3.4.2	Polietilen gaz dağıtım şebekesi.....	63
3.4.3	Eğimli borularda basınç kaybı.....	65
3.4.4	Yatay boru hatları için özel durumlar.....	66
3.4.5	Boru kalınlığının saptanması.....	66
3.4.6	Gerekli kompresör gücünün saptanması.....	67
3.5	Gaz Borularının Yeraltına Yerleştirilmesi ve Kuralları.....	72
3.5.1	Hendek açılması.....	72
3.5.2	Boruların yerleştirilmesi.....	73
3.5.3	İç basınç dayanımı.....	74
3.5.4	Hendeklerin doldurulması.....	74
3.5.5	Boruların hizmete alınması.....	74
3.6	Endüstriyel Gaz Borulaması Tasarım ve Prosedürleri.....	74
3.6.1	Tasarım kriterleri.....	75
3.6.2	Tasarım yöntemleri.....	76
3.6.3	Malzeme spesifikasyonları.....	76
3.7	Basınç Regülatörleri Tasarım Kriterleri.....	77
3.8	Tesisatların Yerleştirilmesi.....	77
3.9	Boru Isı Tasarımı ve Basınçlandırma.....	79
3.10	Konutsal Olmayan Sızdırmazlık Testi.....	79
3.10.1	Test prosedürleri ve test basınçları.....	79
4.	DOĞALGAZIN SIVILAŞTIRILMASI.....	81
4.1	LNG'ye Giriş.....	81
4.2	Doğalgazın Arındırılma İşlemleri.....	82
4.3	Doğalgazın Depolanması.....	85
4.4	Doğalgazın Sıvılaştırılması.....	90
4.4.1	Sıvılaştırılmış doğalgaz (LNG).....	90
4.4.2	Sıvılaştırılmış doğalgazın özellikleri.....	90
4.4.3	Sıvılaştırma.....	91
4.4.3.1	İşlem bölümü.....	92

4.4.3.2	Sıvılaştırma bölümü.....	92
4.4.3.3	Doğalgaz sıvılaştırma yöntemleri.....	94
4.4.3.4	Soğutma çevrimlerinin termodinamik açıdan detaylı incelenmesi.....	100
4.4.3.5	Yardımcı sistemler.....	106
4.5	LNG Terminalleri.....	107
4.5.1	LNG üretim terminalleri.....	107
4.5.2	LNG ithal(yeniden gazlaştırma) terminalleri.....	108
4.6	LNG'nin Taşınması.....	111
4.6.1	Karayoluyla LNG taşımacılığı.....	111
4.6.2	Boru hattıyla LNG taşımacılığı.....	111
4.6.3	Deniz yoluyla LNG taşımacılığı.....	111
4.7	LNG'nin Depolanması.....	115
4.8	LNG'nin Yeniden Gazlaştırılması.....	117
4.9	Emniyet Sistemleri.....	123
4.9.1	Dedektörler.....	124
4.10	Ülkemizde LNG projeleri.....	125

## 5. DOĞALGAZ BORU HATTI TAŞIMACILIĞIYLA

### SIVILAŞTIRILIP TAŞINMASININ ANA HATLARIYLA KARŞILAŞTIRILMASI..... 126

5.1	Maliyetler Arası Karşılaştırma.....	126
5.1.1	İlk tesis maliyeti.....	126
5.1.2	İşletme maliyeti (operasyon maliyeti).....	131
5.2	Bitirilme Süresi.....	131
5.3	Deniz Aşırı Ükelere Taşınabilirlik.....	131
5.4	Hayata Geçirilebilirlik.....	132
5.5	Sıvılaştırılmış Doğalgazla İlgili Ekonomik Tesbitler.....	132
5.6	Göller Bölgesi'nde Doğalgaz Kullanımının Ekonomik Analizi.....	134
5.6.1	Gerekli doğalgaz miktarının belirlenmesi.....	135
5.6.1.1	Nüfus ve konut sayıları.....	135
5.6.1.2	Konut ve sanayi gazı.....	135
5.6.2	Ana boru hattı tasarımı.....	137
5.6.2.1	Güzergah.....	137
5.6.2.2	Boru çaplarının tespiti.....	138
5.6.2.3	Ana boru hattı maliyetleri.....	139
5.6.3	Ekonomik analiz.....	140
5.6.3.1	Şehiriçi doğalgaz dağıtım sistemleri.....	140
5.6.3.2	Finansman.....	140
5.6.3.3	Kredi türleri.....	140
5.6.3.4	Finansal parametreler.....	141
5.6.4	Ekonomik karlılık değerlendirmeleri.....	143
5.6.4.1	Nakit akışları.....	143
5.6.5	Ana boru hattı maliyeti.....	144
5.6.6	Sonuçlar.....	151

## 6. SONUÇLAR..... 152

### KAYNAKLAR..... 161

#### EKLER

### Ek 1 World LNG Map..... 162



## ŞEKİL LİSTESİ

	Sayfa
Şekil 2.1	Sektörel doğalgaz tüketimi..... 15
Şekil 2.2	Sektörel doğalgaz talep tahmini..... 16
Şekil 2.3	Türkmenistan-Türkiye doğalgaz boru hattı projesi..... 23
Şekil 2.4	Mevcut yapımı devam eden ve planlanan hatlar haritası..... 25
Şekil 3.1	Kesici vanalı regülatörler, çift kademe regraj.....42
Şekil 3.2	Çoğul hata – açmalı regraj..... 43
Şekil 3.3	Çift diyaframlı regraj..... 44
Şekil 3.4	Monitör – aktif regülatörler, tek kademe regraj..... 45
Şekil 3.5	KG Seçim diyagramı..... 48
Şekil 3.6.....	51
Şekil 3.7.....	51
Şekil 3.8.....	52
Şekil 3.9.....	52
Şekil 3.10.....	52
Şekil 3.11	Doğalgaz için Oswald diyagramı..... 68
Şekil 3.12	Gaz yakacaklarda yakma havası ihtiyacı..... 69
Şekil 3.13	Gaz yakacaklar için özgül duman miktarı..... 70
Şekil 3.14	Boru çapı belirleme diyagramı..... 71
Şekil 4.1.	Gaz çekişinin aylara göre dağılımı..... 86
Şekil 4.2	Gaz çekişinin saatlere göre dağılımı..... 86
Şekil 4.3	Sıvılaştırılmış gazın soğutularak yeraltına depolanması..... 87
Şekil 4.4	Kriyojenik yeraltı depolaması..... 87
Şekil 4.5	Boil-off metodu..... 88
Şekil 4.6	Amonyak emişli soğutma tesisi..... 102
Şekil 4.7	İkili kaskad soğutma çevrimi..... 103
Şekil 4.8	Üçlü kaskad soğutma tesisi..... 105
Şekil 4.9	Karışık akışkanlı kaskad soğutma tesisi..... 106
Şekil 4.10	LNG ithal terminalindeki işlemler..... 109
Şekil 4.11	LNG ithal terminali..... 110
Şekil 4.12	LNG taşımacılığında kullanılan tankerin şematik gösterilişi..... 114
Şekil 4.13	LNG tankeri terminal iskelesinde boşaltma esnasında..... 114
Şekil 4.14	Kriyojenik tanklar..... 115
Şekil 4.15	LNG depolama tankı..... 117
Şekil 4.16	Sıvılaştırma tesisinin proses akış şeması..... 121
Şekil 4.17	Yeniden gazlaştırma proses akış şeması..... 122
Şekil 5.1	İllere göre kredi toplamları..... 143
Şekil 5.2	Doğalgaz satış fiyatlarına göre toplam karlılık..... 149
Şekil 6.1	LNG mesafeye bağlı maliyet..... 153
Şekil 6.2	Boru hattı mesafeye bağlı maliyet..... 155

## ÇİZELGE LİSTESİ

	Sayfa
Çizelge 2.1 Doğalgazın sınıflandırılması.....	5
Çizelge 2.2 Rezervlere göre doğalgazın hacimce ortalama bileşenleri ve fiziksel özellikleri.....	5
Çizelge 2.3 Rusya'dan gelen doğalgazın özellikleri.....	6
Çizelge 2.4 Çeşitli yakıtların fazla hava yüzdeleri.....	7
Çizelge 2.5 Dünya doğalgaz rezervinin ülkelere göre dağılımı.....	11
Çizelge 2.6 Doğalgaz üretimi yapan ülkeler.....	12
Çizelge 2.7 Dünyada doğalgaz tüketen ülkeler.....	13
Çizelge 2.8 Elektrik sektörü doğalgaz tüketimi.....	17
Çizelge 2.9 Doğalgaz alım satım anlaşmaları.....	17
Çizelge 2.10 Hacimsel olarak kuru havanın bileşenleri.....	27
Çizelge 2.11 Su buharının ve sıcaklığın havanın bileşenlerine etkisi.....	28
Çizelge 2.12 20 °C sıcaklıkta atmosfer basıncında hava içinde çeşitli gazların tutuşma sınırları.....	28
Çizelge 2.13 Çeşitli yakacalarda tutuşma sıcaklığı.....	29
Çizelge 2.14 Yakacak cinsine göre alev ışınım yayma katsayıları.....	30
Çizelge 2.15 Yakacaklardaki çeşitli elemanların özellikleri ve ısı değerleri.....	31
Çizelge 2.16 Yakıt analizi.....	33
Çizelge 2.17 Genel yakıt özellikleri.....	34
Çizelge 4.1 Çeşitli ülkelerin LNG özellikleri.....	91
Çizelge 4.2 Soğutma devresi işletme şartları.....	93
Çizelge 4.3 Bazı gazların çığ noktası sıcaklıkları.....	95
Çizelge 4.4 Sıvılaştırma işlemini özeti.....	119
Çizelge 5.1 1999 yılında doğalgaz kullanan Ankara, Eskişehir, İstanbul şehirlerindeki aylık tüketim dağılımları.....	127
Çizelge 5.2. 1999 yılında doğalgaz kullanan Bursa, İzmit şehirlerindeki aylık tüketim dağılımları.....	128
Çizelge 5.3 1999 yılındaki aylık BOTAŞ doğalgaz ve LNG alımlarının dağılımları.....	129
Çizelge 5.4 1999 yılındaki aylık sektörel doğalgaz tüketim dağılımları.....	130
Çizelge 5.5 İllerin tahmini nüfus ve konut sayıları.....	135
Çizelge 5.6 Yıllık derece-gün değerleri.....	136
Çizelge 5.7 Tek konut için yıllık ısı ve doğalgaz gereksinimleri.....	137
Çizelge 5.8 Gerekli gaz miktarları.....	137
Çizelge 5.9 Ana boru hattı tasarımı.....	138
Çizelge 5.10 Boru hattı için uygun seçenekler.....	139
Çizelge 5.11 Boru hattı maliyeti.....	139
Çizelge 5.12 Proje için bazı parametre ve kabuller.....	142
Çizelge 5.13 Denizli için finansal karlılık durumu.....	146
Çizelge 5.14 Isparta için finansal karlılık.....	147
Çizelge 5.15 Burdur için finansal karlılık durumu.....	148
Çizelge 5.16 Doğalgaz satış fiyatlarına göre karlılık.....	150

## ÖNSÖZ

Doğalgazın sıvılaştırılması ve ekonomik etüdü konulu tezimde yardımlarına başvurduğum değerli hocam Doç. Dr. Recep ÖZTÜRK'e ,sevgili arkadaşlarım Sezen ALPAN ve Mak. Müh. Cem Barış COŞKUN'a teşekkür ederim.



## ÖZET

# DOĞALGAZIN SIVILAŞTIRILMASI ve EKONOMİK ETÜDÜ

Talat Sami DURGUT

Makina Mühendisliği Enerji Makinaları Programı Yüksek Lisans Tezi

Günümüzde dünyanın enerji ihtiyacı, hem nüfusun hızla artması hem de genel refah seviyesinin yükselmesi nedeniyle parabolik şekilde artmaktadır. Ayrıca her geçen gün daha da artan çevre kirliliği ve insanlarda oluşan çevrecilik bilinci ülkeleri, daha temiz enerji kaynaklarına yönelmektedir. Zaman içerisinde hem çok önemli rezervi olan hem de çevreye etkisi diğer enerji kaynaklarına göre daha zararsız olan doğalgaz önemli bir enerji kaynağı olmuştur.

Bu çalışmada, doğalgaz teknik, ekonomik ve nakli yönden incelenmiş; taşınmasında alternatif oluşturan bir türevi olan LNG değerlendirilmiştir. Bu değerlendirmede doğalgazın boru hattı ve sıvılaştırılarak taşınmasının ekonomiklik yönünden karşılaştırılması yapılmış iki alternatifin hangi hallerde birbirine tercih edilebilir olduğu anlatılmıştır.

Sonuç olarak LNG maliyeti, boru hattı ile taşınan doğalgaza oranla daha pahalıdır. Ancak bazı ülkeler için tek doğalgaz kaynağı bazıları içinse en güçlü alternatiftir. Ülkeler enerji politikalarını tespit ederken kısa ve uzun vadede enerji darboğazına düşmemek için enerji kaynaklarını çeşitlendirmek zorundadır.

**Anahtar Kelimeler:** Doğalgaz, LNG, boru hattı, maliyet, ekonomik.

## **ABSTRACT**

### **LIQUEFACTION OF NATURAL GAS and ECONOMICAL ANALYSIS**

Talat Sami DURGUT

Mechanical Engineering Energy Machines Programme M.S. Thesis

Today's global energy demand of the world is increasing directly with the increase of population and living standards. Furthermore; increase in environmental pollution and change in human mentality and sensitivity to the environment leads the countries to a better and cleaner energy source solutions. Natural gas with excellent environmental compatibility characteristics and high global reserves has become an important energy source.

Within the scope of this work; natural gas is analysed for its technical capabilities, economic status and the way it's transported throughout the world. For the transportation side, LNG which is different form of natural gas has been studied. In this study, a basic economical analysis has been carried out considering the advantages and disadvantages between pipeline transportation and transportation in liquid form.

As a result; cost of natural gas in liquid form (LNG) is much more expensive than the pipeline transportation choice. For some countries because of strategic location, the only choice and solution is LNG. In considering long and short term strategies for energy bottlenecks; countries need to come up with several different energy sources for themselves.

**Keywords:** Natural gas, LNG, pipeline, cost, economical.

## 1. GİRİŞ

Enerji sosyo-ekonomik kalkınmanın lokomotifidir.Halkın günlük yaşamının, sanayicinin, ekonomik ve sosyal kalkınmanın en önemli girdisidir. Ulusal kalkınmanın sağlanması ve hayat standartlarının yükselmesi için gerekli olan enerji talebinin zamanında, temiz, ekonomik ve kaliteli bir şekilde karşılanması, enerji politikasının temel ilkesi olmalıdır.

Dünya bugüne kadar olduğu gibi 21.yüzyılda da genel enerji ihtiyacının büyük bir bölümünü fosil kaynaklı yakıtlar dediğimiz kömür, petrol ve doğalgazla karşılayacaktır. Ancak, global ısınma, iklim değişikliği ve çevre koruma kavramları üzerinde gittikçe bilinçlenen toplumların, bütün bunların kaynağını oluşturan fosil yakıtlara karşı artan duyarlılığı, enerji yatırımcılarını ve mühendisleri, yenilenebilir enerji üretim tekniklerinin gelişmesine itmiştir.

Bu yakıtların içinde doğalgaz çok önemli bir yere sahiptir. Kış aylarında, günlük doğalgaz arz ve talebinin dengelenmesi zorlukları özellikle kıyı ülkelerini ve Türkiye'yi LNG alımına itmiştir. Bu çalışmada, doğalgazın sıvılaştırılması ağırlıklı olarak, boru hattı ile taşınımı ve Türkiye'nin bu konudaki proje yatırımlarından bahsedilmiştir.

## 2. DOĞALGAZIN DÜNYA ve TÜRKİYE'DEKİ DURUMU

### 2.1 Doğalgaza Genel Bir Bakış

Günümüzde oldukça önemli bir yere sahip ve kullanımını gün geçtikçe artan doğalgazın oluşumu; milyonlarca yıl önceki bitki ve hayvan artıklarının zamanla yeryüzü kabuğunun derinliğine gömülüp kimyasal ayrıma uğraması şeklinde basitleştirilmiş bir anlatımla ifade edilebilir. Doğal süreçler sonucu bu organik maddeler göl ve okyanusların diplerine çökerek kayalaşmışlardır. Basınç, sıcaklık ve radyoaktivite gibi etkenler sonucunda petrol ve türevlerine dönüşmüşlerdir.

Doğalgazın ticari amaçla kullanımı 18 yy.'a rastlamaktadır. 1821 yılında New York'ta yaklaşık 9 m derinlikten 4 cm çapında bir boruyla çıkarılan doğalgaz Fredonia kasabasının aydınlanmasında kullanılmıştır. İlk endüstriyel uygulama 1841 yılında tuz üretiminde gerçekleştirildi. 1855 yılında ise Wilhem Bunsen'in mavi alev gaz ocağını geliştirmesiyle doğalgaz evlere girdi. 70'li yıllarda yaşanan petrol krizi ile doğalgaz talebinin artması üretimin ve bu konudaki teknolojilerin hızla artmasına neden oldu. 2000'li yıllarda doğalgazın dünya toplam enerji tüketimi içindeki payının %27'lere ulaşacağı tahmin edilmektedir.

29-30 Kasım 1999 tarihlerinde Leipzig'de Birleşmiş Milletler Avrupa Ekonomik Komisyonu Gaz Merkezi tarafından Avrupa Gaz Zirvesi düzenlendi. Bu zirvede 1999 OECD Avrupası'nda 1700 MTep olan toplam birincil (primary) ihtiyacının 731 MTep'i (%43) petrol, 357 MTep'i (%21) doğalgaz, 357 MTep'i (%21) kömür, 238 MTep'i (%14) nükleer enerji ve 17 MTep'i (%1) hidro ve diğer yenilenebilir enerji kaynaklarıyla karşılandığı açıklanmıştır. 1999 yılında toplam birincil enerji tüketimi içinde %21 olan doğalgazın payının 2020 yılında %31'e çıkacağı yani miktar olarak 630 MTep'e yükseleceği hesaplanmaktadır. Avrupa doğalgazının 180 MTep'i Avrupa ülkelerinin kendi kaynaklarından, kalan 177 MTep'i ithal yoluyla karşılanmaktadır. Avrupa ülkelerinde yıllık gaz tüketim artışı %4'tür.

Avrupa ülkelerinin doğalgaz ithal ettiği ülkelerin bilinen doğalgaz rezerv durumları şu şekilde özetlenebilir: CIS ülkeleri 56,0 trilyon  $Sm^3$ , Kuatar 8,5 trilyon  $Sm^3$ , Kuzey Denizi ve Hollanda 7,7 trilyon  $Sm^3$ , Cezayir 3,7 trilyon  $Sm^3$ , Nijerya 3,5 trilyon  $Sm^3$ , Libya 1,3 trilyon  $Sm^3$ , Mısır 0,9 trilyon  $Sm^3$ . Bu ülkelerden CIS'ten Avrupa'ya doğalgaz boru hattıyla, Kuzey Denizi'nden boru hattıyla, Cezayir'den hem LNG şeklinde hem de Akdeniz altından boru gazı şeklinde, Libya, Kuatar ve Nijerya'dan LNG şeklinde alınmaktadır. Bu kaynaklardan

sağlanan doğalgaz miktarları şöyledir: CIS'ten 121,0 MTep (147 milyar Sm<sup>3</sup>), Kuzey Denizi ve Hollanda'dan 180 MTep (2,8 milyar Sm<sup>3</sup>), Kuzey Afrika'dan 56,1 MTep (68 milyar Sm<sup>3</sup>) doğalgaz alınmıştır.

Avrupa Birliği 15 üyesi Avrupa Ekonomik Komisyonu'nun hazırladığı "Gas Directive" in kuralları doğrultusunda, kendi gaz sistemlerinde, yeniden yapılanma çalışmalarını yürütmektedir. Bu ülkelerden İngiltere, elektrikte olduğu gibi, gaz piyasasının da tam liberasyonunu oturtmuştur. İngiltere hükümetinin kömür üretimini durdurmamak ve sosyo ekonomik patlamalara imkan vermemek için zaman zaman gaz piyasası üzerindeki ufak tefek müdahaleleri dışında, gaz piyasası kendi kuralları içinde kendi kendini regüle etmektedir. Almanya'dan sonra tam liberasyona en yakın ülke Hollanda'dır. Hollanda'nın kendi gaz üretiminin yüksekliği, Kuzey Denizi gazına yakın bir ülke oluşu ve kojenerasyon uygulamalarının çok yaygın ve Avrupa'nın en yüksek oranlı kojenerasyonlu üretimine sahip olması gibi çok gaz kullanımını teşvik eden ekonomik faktörlerin zorlayıcı etkisiyle, ülkede serbest gaz piyasası oluşmuştur. Avrupa Birliği içindeki tüm üye ülkelerin, tekelciliği kaldırarak tam liberizasyona gitmeleri için tanınmış olan 2004 hedefine kadar, bazı ülkelerin (Fransa, İtalya, İspanya, Portekiz) tekelciliği koruyacakları, 2005 yılında tüm üye ülkelerde, gaz piyasalarında tam liberizasyona gidileceği anlaşılmaktadır.

Rusya Federasyonu'nda YAMAL Bölgesi'nde işletmeye açılan yeni doğalgaz yataklarından St.Petersburg, Beyaz Rusya ve Kuzey Polonya'dan Orta Avrupa'ya uzanan YAMAL – AVRUPA boru hattının 3. Bölümü tamamlanmış, Rusya içinde en zor bölgeden geçen 2. Bölüm henüz tamamlanmamıştır. Bu bölümün 2000 sonu itibariyle biteceği beklenmektedir. YAMAL gazının Avrupa'ya ulaşacağı 2001 yılından itibaren Avrupa'da doğalgaz bolluğu olacaktır. Bu bolluğun 2006 yılına kadar, yılda %4 artışla gelişen Avrupa doğalgaz talebini rahatça karşılayabileceği (5 yıl içinde 80 milyar Sm<sup>3</sup> artması bekleniyor) bu nedenle, gaz fiyatları ucuzlamasa bile, hiç olmazsa artmayacağı görüşü hakimdir. Ayrıca Avrupa'da başlayacak gaz bolluğunun, gaz sıkışıklığında istemeyerek kabul edilen doğalgaz anlaşmalarının petrole ve fuel-oil'e bağlı fiyat değişikliğine esneklik getireceği ve hatta doğalgaz fiyatını petrol fiyatlarından bağımsız dalgalanmasının sağlanacağı konuşulmaktadır. Gaz bolluğundan yararlanılarak, doğalgaz fiyatlarının dalgalanmaya bırakılması kabul edilebilirse, doğalgazı çok yüksek randımanlarla kullanan kojenerasyon ve kombine çevrim santrallerinin bu teknolojik avantajları doğalgaz üreticilerinin cebine değil, yarattığı tasarrufla maliyetlerin ucuzlamasına yöneltilebilecektir.

Yapılan bu gaz konferansında en çok tartışılan konulardan birisi de doğalgazın kaynakta arz güvencesi olmuştur. Doğalgazın kullanım artışının Avrupa'da petrolden %130 daha yüksek olması, petrol tüketiminde %1,8'lik yıllık tüketim artışına karşın doğalgazda %4 artış bu kadar cazip bir primer enerji kaynağının arz sürekliliğini güvenceye alacak stratejilerin oluşturulması, ülkelerin enerji planlamacılarının en önemli görevi haline gelmiştir. Her ülke kendi ülkesinin gaz piyasasının liberalleşme oranına bakmaksızın, o ülkeye doğalgazın en az üç kaynaktan geliyor olmasının sağlama gayreti içindedir. Bütün Avrupa ülkeleri (denize kıyısı olanlar) hem Rusya'dan hem Kuzey Denizi'nden hem de Kuzey Afrika'dan (daha çok LNG şeklinde) gaz alarak, kaynak çeşitlendirmesi yapmaktadır. Böylece bu üç kaynağı, doğalgaz akış düzgünlüğünde ve fiyatta birbiriyle yarıştırmaktadır. Ülkelerin uyguladığı kaynak çeşitlendirilmesi yoluyla arz güvencesi yönteminin, Kuzey Denizi gazının tükenmeye yüz tutacağı 2030 yılına kadar devam edeceği anlaşılmaktadır. Ayrıca ülkelerin kendi ulusal doğalgaz şubelerini birbirlerine bağlamalarıyla, bir ülkenin doğalgaz temininde karşılaşacağı mevsimlik sıkıntıların diğer ülkelerin gazını ya da yer altı deposu imkanlarını kullanarak, karşılıklı dayanışma içine girmeleri kabul edilmiştir. Bu anlamda en büyük dayanışma doğu-batı Avrupa gaz şebekeleri entegrasyonu ile sağlanacaktır.

## **2.2 Doğalgazın Özellikleri**

### **2.2.1 Doğalgazın sınıflandırılması**

Doğalgaz; ağırlıklı olarak metan ( $CH_4$ ), etan ( $C_2H_6$ ), propan ( $C_3H_8$ ), butan ( $C_4H_{10}$ ) gibi hidrokarbonlardan, karbondioksit ( $CO_2$ ), oksijen ( $O_2$ ), azot ( $N_2$ ), hidrojen sülfür ( $H_2S$ ) gibi bileşenlerden meydana gelmiştir. Ticari olarak kullanılan doğalgazda % 80 ile % 95 arasında metan, %5 ile %10 arasında etan ve propan bulunur. Geri kalan yüzdenin büyük bir bölümü genellikle azottur.  $15\text{ }^\circ\text{C}$  ve 1,01325 barda (Rusya'dan ithal edilen) doğalgazın alt ısı değeri (Hu) yaklaşık  $35152,42\text{ kJ/Sm}^3$ , üst ısı değeri ise yaklaşık (Ho)  $38880,70\text{ kJ/Sm}^3$ 'tür. Doğalgaz genelde içindeki azot ve metan yüzdelere göre sınıflandırılmaktadır.

Çizelge 2.1 Doğalgazın sınıflandırılması [Çakırgöz, C.F., (1999)],

Tip	Azot (%)	Havaya Göre Yoğunluk	Metan (%)	Alt Isıl Değer (MJ/Nm <sup>3</sup> )
Yüksek derecede inert tip	6,3-16,2	0,66-0,708	71,9-83,2	35,0-39,0
Yüksek metan tipi	0,1-2,4	0,59-,614	87,6-95,7	37,0-39,6
Yüksek ısıl değerli tip	1,2-7,5	0,62-0,719	85,0-90,1	39,6-41,6

Duman gazlarında bulunan kükürtdioksit (SO<sub>2</sub>) insan sağlığına ve çevreye olumsuz etki yapmaktadır. Doğalgazda diğer fosil yakıtlara nazaran ihmal edilebilir seviyede bulunması bir avantajdır.

Çizelge 2.2 Rezervlere göre doğalgazın hacimce ortalama bileşenleri ve fiziksel özellikleri [Çakırgöz, C.F., (1999)],

Rezerv Adı	Bileşimi Hacimce (%)								Havaya Göre Bağıl Yoğunluk	Üst Isıl Değer (MJ/Nm <sup>3</sup> )
	CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	C <sub>m</sub> H <sub>n</sub>	CO <sub>2</sub>	O <sub>2</sub>	N <sub>2</sub>		
California	87,2	5,2	3,5	2	1,7	0,4	-	-	0,69	44,8
Kansas	77	3,9	2,6	2	0,6	1,1	0,1	13,6	0,698	37,2
Lousiana	92,2	3,33	1,48	0,79	0,3	0,9	-	1,02	0,615	39,5
Teksas	91	4,56	1,88	1,04	0,75	0,12	-	0,67	0,63	41
Arjantin	95	4	-	-	-	-	-	1	0,576	38,3
Kanada	87	9,16	2,78	0,35	-	0,24	-	0,46	0,635	41,7
S.Arabistan	56	19	14,3	5,9	2,7	1,9	-	-	0,653	37,1
Bakü	88,8	2,2	1,1	0,5	0,5	6,9	-	-	0,658	37,3
Venezuela	76,7	6,79	6,69	3,26	1,66	1,9	-	-	0,768	48,3

Çizelge 2.3 Rusya'dan gelen doğalgazın özellikleri [Durgut, T.S., (1996)]

<b>Kimyasal Kompozisyon (% Hacimsel)</b>	<b>Garanti Edilen (Mol Yüzdesi Olarak)</b>	<b>Fili (Mol Yüzdesi Olarak)</b>
Metan (CH <sub>4</sub> )	Min. %85	%98,68
Etan (C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> )	Max. %7	%0,211
Propan (C <sub>3</sub> H <sub>8</sub> )	Max. %3	%0,043
Bütan (C <sub>4</sub> H <sub>10</sub> )	Max. %2	%0,017
Diğer Hidrokarbonlar	Max. %1	%0,033
Karbondioksit (CO <sub>2</sub> )	Max. %3	%0,035
Oksijen (O <sub>2</sub> )	Max. %0,02	-
Azot (N <sub>2</sub> )	Max. %5	%0,829
Hidrojen Sülfür (H <sub>2</sub> S)	Max. 5,10 mg/m <sup>3</sup>	
Merkaptan Kükürt	Max. 15,30 mg/m <sup>3</sup>	
Toplam Kükürt	Max. 102 mg/m <sup>3</sup>	

Doğalgazda diğer yakıtlarda olduğu gibi depolama ve hazırlama (kırma, ısıtma, öğütme..) problemleri minimum seviyededir. Dağıtım şebekelerinden gelen gaz direkt yakıcılarda yakılabilir. Doğalgazla çalışan sistemlerin (santral vb.) devreye alınma süreleri diğer fosil yakıtlara göre çok daha kısadır. Temiz bir yakıt olduğundan dolayı, gaz türbinlerinde ısı verimleri %35'ten kombine çevrim gerçekleştirilerek %50'ye çıkarılabilmektedir. Diğer taraftan tekstil, kağıt, kimya gibi hem buhar hem de elektrik enerjisinin gerekli olduğu sanayi dallarında, karşı basınçlı buhar türbinli ve gaz türbinli birleşik santrallerle doğalgaz %90'a varan bir verimle kullanılabilir.

Katı ve sıvı yakıtların baca gazları içerdiği kükürten dolayı, suyun yoğuşma noktasına kadar soğutulamaz. Fuel-oil için baca gazlarının soğutulabileceği en düşük sıcaklık 140 °C'dir. Baca gazlarının soğutulmasıyla doğalgazdan %20'ye varan bir tasarruf sağlanabilir. Ayrıca fuel-oil ve kömür kullanılan kazanların ısı transfer yüzeylerinde is, kurum birikimleri kazan verimlerini önemli ölçüde azaltmaktadır.

Tam yanma için gereken fazla hava miktarı yakıta, brülör ve fırın dizaynına bağlı olarak değişir. Doğalgaz hava ile hızlı ve homojen bir şekilde karışabildiğinden katı yakıtlara göre fazla hava miktarı daha düşüktür.

Çizelge 2.4 Çeşitli yakıtların fazla hava yüzdeleri [Çakırgöz, C.F., (1999)]

<u>Yakıt</u>	<u>Fazla Hava (Ağırlıkça %)</u>
Kömür(Pulverize)	15-20
Kömür(Izgaralı)	15-60
Fuel-oil	5-20
Doğalgaz	5-12

### 2.3 Doğalgazın Kullanım Alanları

Gün geçtikçe artan enerji talebi ve enerji arzının sürekliliğini sağlamak amacıyla bir yandan yeni enerji kaynaklarına yönelirken diğer yandan varolan enerji kaynaklarının daha verimli kullanımı çalışmaları yapılmaktadır.

Doğalgaz eski bir enerji kaynağı olmakla birlikte 1960'lı yıllarda yaygınlaşmıştır. Enerji tüketimini azaltmayı amaçlayan yeni teknolojilerde doğalgaz kullanılarak elde edilen olumlu sonuçlar doğalgazın diğer enerji kaynaklarına alternatif olmasını ve sanayide yaygın olarak kullanılmasını sağlamıştır. Doğalgazın sanayide kullanımını iki ayrı başlık altında incelenebilir:

#### 1-Yakıt olarak kullanılması

- Kazanlarda kullanım
- Proseste kullanım
- Fırınlarda kullanım
- Isıtmada kullanım
- Elektrik üretiminde kullanım

#### 2-Hammadde olarak kullanılması

Amonyak ve metanol sentezinde hammadde olarak, sanayi tesislerinde ısıl işlem ve buhar üretiminde, konut ve işyeri ısıtmasında, konvansiyonel termik santrallerde ve kombine çevrim santrallerinde, elektrik üretiminde yaygın olarak kullanılmaktadır.

## 2.4 Dünya Doğalgaz Rezervleri ve Tüketimi

Doğalgaz günümüzde birincil enerji kaynakları içinde yaklaşık %23,8'lik kullanım oranıyla önemli bir yere sahiptir. 1980'li yılların başında 73 trilyon Sm<sup>3</sup> olan dünya doğalgaz rezervleri; 1993 yılında 142 trilyon Sm<sup>3</sup>, 1995 yılı başı itibariyle 141 trilyon Sm<sup>3</sup> civarına ulaşmıştır. Çeşitli kaynakların yaptığı tahminlere göre dünya petrol rezervi 43 yıl, doğalgaz rezervi ise 67 yıl içinde tükenecektir.

Dünya doğalgaz tüketimi son on yılda %2'lik bir artış gösterdi. ABD dışındaki tüm ülkelerde tüketim artışı %2'nin üzerinde olmuştur. Dünya gaz üretimi de %2,2'lik bir genel artış göstermiştir. Trinidad Tobacco, Katar ve Cezayir'de önemli üretim artışları görülürken, Rusya %3,5'luk bir artışla en büyük üretici olarak ABD'nin önünde yer aldı.

Dünyadaki doğalgaz boru hattı ticareti %53,5 oranında arttı. İngiltere'nin boru hattı ihracatı %33 oranında artarken, Cezayir ve Kanada'nın ihracatlarında da önemli artışlar gerçekleşti. Avrupa Birliği'ndeki yüksek talebe rağmen Hollanda'nın ihracatı %9,2 oranında azaldı. Sıvılaştırılmış doğalgaz (LNG) ticareti ise %1,5 oranında artmıştır.

### 2.4.1 Doğalgazın elektrik üretiminde güvenilirliği

1973-1979 yılları arasında dünya ekonomilerini sarsan petrol krizi, ulaşım, enerji üretimi, sanayi ve petrolden kaçışı hızlandırmış ve dünya alternatif enerji kaynaklarına yönelmişti. O tarihe kadar, pahalı boru hatları gerekmesi dolayısıyla, büyük ölçüde üretici ülkeler tarafından (Rusya, ABD, Ortadoğu vb.) kullanılan doğalgaz, tüketici ülkelerin dikkatini çekmiş ve bu ülkeleri, doğalgazın en ekonomik kullanım teknolojilerini geliştirmeye zorlamıştır. Esasen yanma kolaylığı, temizliği, yüksek ısı değeri dolayısıyla tercih edilmeye başlanan doğalgaz, 1970'li yıllarda geliştirilen kombine çevrim ve kojenerasyon sistemleri ile, dayanılmaz cazibede bir yakıt durumuna ulaşmıştır. Geçen yaklaşık 25 yıl içinde doğalgaz tüketimi süratle artmış, 1997'de OECD ülkelerinde yıllık %2,4, dünyanın OECD dışı kesimde %4,9, bir talep artışı kaydedilmiştir ki, bu %3,5'luk ortalama artış demektir. Halbuki aynı yıl dünya petrol tüketimindeki artış bir önceki yıla nazaran sadece %1,5 olmuştur. Yani doğalgaz tüketimi, petrol ürünleri tüketiminden %130 daha süratli artmaktadır.

Son 20 yıldır yapılan doğalgaz arama çalışmaları öylesine başarılı sonuçlar vermiştir ki, 20 yıldır keşfedilen yeni doğalgaz yatakları sayesinde, bu hızlı tüketime rağmen dünya doğalgaz

rezervi aynı kalmıştır. Hatta Rusya'da YAMAL Yarımadası'nda bulunan 15 trilyon Sm<sup>3</sup>'lük yeni doğalgaz rezervi ve Endonezya, Avustralya, Yemen ve Mısır'da bulunan doğalgaz yatakları ile 20 yıl öncesine nazaran rezerv miktarının arttığı görülmektedir. Bütün bu bilgilere dayanarak doğalgazın tüketiminin en az 21.yüzyılın sonuna kadar giderek artan bir hızla devam edeceği tahmin edilmektedir.

#### 2.4.2 Dünyada doğalgaz tüketimi neden artmaktadır

Bir fosil yakıt olan doğalgazın fiyatı, serbest piyasa kurallarına göre, petrol ve fuel-oil fiyatları paralelinde yerini bulmaktadır. Nitekim bütün doğalgaz satın alma anlaşmalarında, fiyatı tayin eden formülde, petrol ve fuel-oil fiyat parametreleri yer almaktadır. Bir başka ifadeyle, dünyada doğalgaz fiyatları petrol ve fuel-oil fiyatlarına bağlı olarak yükselmekte ya da düşmektedir. Dünyada doğalgaz tüketim artışının petrole nazaran %130 olmasının nedenleri şu şekilde açıklanabilir:

1- Dünyada çevreyi temiz tutma, sera gazlarını az üretme ve nükleer santrallerden kaçınma duyarlılıklarına karşı en etkin ve tartışmasız çözüm (yenilenebilir enerji kaynakları dışında) doğalgaz kullanımıdır. Doğalgazlı kombine çevrim santralleri kömür santrallerine nazaran %60 daha az CO<sub>2</sub> üretmektedir. Burada Avrupa Birliği'nin Aralık 1997'de Kyoto'da 2010 yılına kadar yılda 800 milyon tonluk CO<sub>2</sub> azaltma taahhüdünün ancak doğalgaz ve büyük ölçüde kojenerasyon tesislerine güvenilerek verilmiştir.

2- Gaz türbinlerinde ve atık ısı geri kazanlarında son 20 yıl içinde geliştirilen tasarım ve malzeme teknolojileri sayesinde kombine çevrim verimleri %45'ten %58'lere yükselmiştir. Kömür yakan santrallerde 40 yılda randıman %34'ten %40'a yükselmiştir. Halen geliştirilme aşamasında olan H tipli gaz türbinleriyle çevrim verimleri 2000 yılında %60' ulaşacaktır. Bu gelişme elektrik üretim şirketlerinin doğalgaz faturalarını %23 ucuzlatmaktadır. Yani kullanılan yeni teknolojiler sayesinde doğalgaz yakarak, kombine çevrim santrallerinde ya da kojenerasyon sistemlerinde elektrik üretmek çok cazip kılınmıştır. Bu talep artışı gaz türbini piyasasında etkisini göstermiştir. Bu nedenle dünyada gaz türbini fiyatları artmaktadır.

3- Dünyada doğalgaz arzı giderek artmakta ve talepler süratli arttığı halde son yıllarda doğalgazda bir bolluk yaşanmaktadır. Bu nedenle doğalgazlı kombine çevrim santrallerinin hızlı yükselmesi henüz doğalgaz fiyatlarını arttırma noktasına gelmemiştir. Özellikle

Avrupa'da doğalgaz bolluğunun bu yıl içinde belirgin hale geleceği, ancak 2005'ten itibaren talebi karşılamakta zorlanacağı, doğalgaz arz/talep dengesi araştırmacılarınca ifade edilmektedir.

4- Doğalgaz kombine çevrim santrallerinin diğer bir avantajı da kuruluş maliyetlerini ucuzluğudur. Türkiye'de son 5 yıl içinde yapılan ihalelerde 1 kW kurulu güç maliyeti olarak linyit santrallerinde 1200-1500\$, kombine çevrimli doğalgaz santrallerinde 500-600\$, kojenerasyon (otoprodüktör) tesislerinde 600-700\$'lık fiyat seviyeleri yakalanabilmiştir. Tesis maliyetinin ucuzluğu, amortisman payını düşürmekte, dolayısıyla elektirik üretim maliyeti aşağılara çekilebilmektedir.

5- Doğalgaz santralleri esas itibariyle baz yük santrali olarak kullanılmakla beraber, soğuk yedek durumundan tam yüke 15 dakikada, sıcak yedek durumundan ise 6 dakikada ulaşabilme gibi bir esnekliğe sahiptir.



Çizelge 2.5 Dünya doğalgaz rezervinin ülkelere göre dağılımı [Katz, D.L., Lee, R.L, (1990),]

Sıra	ÜLKELER	Rezerv (milyar Sm <sup>3</sup> )	Dünyadaki Payı (%)	Sıra	ÜLKELER	Rezerv (milyar Sm <sup>3</sup> )	Dünyadaki Payı (%)
1	Rusya	48138,18	34,14	44	Polonya	155,49	0,11
2	İran	20999,83	14,89	45	Bahreyn	149,94	0,11
3	Katar	7079,14	5,02	46	Brezilya	137,39	0,1
4	BAE	5793,57	4,11	47	Bolivya	126,29	0,09
5	S.Arabistan	5264,05	3,73	48	Danimarka	121	0,09
6	ABD	4599,04	3,26	49	Azerbaycan	118,85	0,08
7	Venezulla	3692,48	2,62	50	Tanzanya	116,1	0,08
8	Cezayir	3624,52	2,57	51	Şili	110,43	0,08
9	Nijerya	3397,99	2,41	52	Kamerun	110,43	0,08
10	Irak	3100,67	2,2	53	Ekvator	107,6	0,08
11	Türkmenistan	2859,97	2,03	54	Vietnam	104,77	0,07
12	Kanada	2243,55	1,59	55	Afganistan	99,01	0,07
13	Norveç	2007,99	1,42	56	Filipinler	97,75	0,07
14	Meksika	1972,96	1,4	57	Macaristan	97,69	0,07
15	Malezya	1925,53	1,37	58	Yeni Zellanda	85,18	0,06
16	Hollanda	1874,98	1,33	59	Sudan	84,95	0,06
17	Özbekistan	1868,89	1,33	60	Yugoslavya	80,14	0,06
18	Kazakistan	1840,58	1,31	61	Mozambik	76,51	0,05
19	Endonezya	1823,25	1,29	62	Kongo	76,45	0,05
20	Çin	1670,68	1,18	63	Tayvan	67,96	0,05
21	Kuveyt	1497,95	1,06	64	Namibya	56,63	0,04
22	Libya	1296,9	0,92	65	Ruanda	56,63	0,04
23	Ukrayna	1132,66	0,8	66	Angola	50,97	0,04
24	Pakistan	778,71	0,55	67	Ekvator Ginesi	36,81	0,03
25	Bangladeş	713,58	0,51	68	Fransa	36,3	0,03
26	Hindistan	706,98	0,5	69	Tunus	30,27	0,02
27	İngiltere	629,99	0,45	70	Japonya	27,33	0,02
28	Umman	629,99	0,45	71	Güney Afrika	27,16	0,02
29	Avustralya	555,17	0,39	72	Etyopya	22,65	0,02
30	Mısır	546,23	0,39	73	Gana	22,65	0,02
31	Arjantin	516,66	0,37	74	Avusturya	22	0,02
32	Papua Y Gine	424,75	0,3	75	İspanya	19,97	0,01
33	Yemen	424,75	0,3	76	İrlanda	14,67	0,01
34	Brunei	396,43	0,28	77	Gabon	14,16	0,01
35	İtalya	373,78	0,27	78	İvory Kıyısı	14,16	0,01
36	Romanya	348,01	0,25	79	Çekoslavakya	13,03	0,01
37	Almanya	302,99	0,21	80	TÜRKİYE	10,51	0,01
38	Burma	277,5	0,2	81	Yunanistan	8,49	0,01
39	Trinidad	239,5	0,17	82	Bulgaristan	7,08	0,01
40	Kolombiya	223,19	0,16	83	Ürdün	5,66	0
41	Peru	199,9	0,14	84	Kırgızistan	5	0
42	Suriye	198,22	0,14	85	Arnavutluk	1,98	0
43	Tayland	174,49	0,12	86	Fas	1,5	0
					Toplam	141000	100

Çizelge 2.6 Doğalgaz üretimi yapan ülkeler [Katz, D.L., Lee, R.L, (1990)]

Sıra	ÜLKELER	Üretim (milyar Sm <sup>3</sup> )	Dünyadaki Payı (%)	Sıra	ÜLKELER	Üretim (milyar Sm <sup>3</sup> )	Dünyadaki Payı (%)
1	Rusya	566,23	27,22	38	Danimarka	4,63	0,22
2	ABD	542,09	26,06	39	Yeni Zellanda	4,55	0,22
3	Kanada	135,24	6,5	40	Kolombiya	4,37	0,21
4	Hollanda	65,87	3,17	41	Kazakistan	4,2	0,2
5	İngiltere	65,4	3,14	42	Macaristan	4,12	0,2
6	Endonezya	62	2,98	43	Nijerya	4,09	0,2
7	Cezayir	50,36	2,42	44	Polonya	3,42	0,16
8	Özbekistan	44,03	2,12	45	Bolivya	3,28	0,16
9	S.Arabistan	37,7	1,81	46	Fransa	3,19	0,15
10	Türkmenistan	33,21	1,6	47	İrak	3	0,14
11	İran	31,05	1,49	48	Yugoslavya	2,71	0,13
12	Norveç	30,63	1,47	49	Japonya	2,27	0,11
13	Avustralya	28,15	1,35	50	Şili	1,99	0,1
14	Malezya	26	1,25	51	Güney Afrika	1,96	0,09
15	Venezulla	25,87	1,24	52	İrlanda	1,94	0,09
16	Meksika	25,43	1,22	53	Suriye	1,49	0,07
17	BAE	24,5	1,18	54	Burma	1,29	0,06
18	Arjantin	22,22	1,07	55	Avusturya	1,2	0,06
19	İtalya	20,08	0,97	56	Tayvan	0,91	0,04
20	Hindistan	17,3	0,83	57	İspanya	0,84	0,04
21	Ukrayna	16,98	0,82	58	Peru	0,48	0,02
22	Romanya	16,82	0,81	59	Tunus	0,36	0,02
23	Çin	16,58	0,8	60	Çekoslovakya	0,31	0,01
24	Almanya	15,57	0,75	61	Beyaz Rusya	0,28	0,01
25	Pakistan	13,84	0,67	62	Vietnam	0,25	0,01
26	Katar	12,9	0,62	63	Ürdün	0,24	0,01
27	Mısır	10,57	0,51	64	TÜRKİYE	0,2	0,01
28	Tayland	10,48	0,5	65	Afganistan	0,2	0,01
29	Brunei	9,31	0,45	66	Angola	0,16	0,01
30	Trinidad	7,27	0,35	67	Yunanistan	0,12	0,01
31	Bahreyn	6,77	0,33	68	Papua Y Gine	0,1	0
32	Bangladeş	6,43	0,31	69	Ekvator	0,1	0
33	Libya	6,22	0,3	70	Gabon	0,09	0
34	Azerbaycan	5,97	0,29	71	Arnavutluk	0,06	0
35	Umman	5,04	0,24	72	bulgaristan	0,05	0
36	Brezilya	4,69	0,23	73	İsrail	0,02	0
37	Kuveyt	4,66	0,22	74	Fas	0,02	0
					Toplam	2080	100

Çizelge 2.7 Dünyada doğalgaz tüketen ülkeler [Katz, D.L., Lee, R.L, (1990)]

Sıra	ÜLKELER	Tüketim (milyar Sm <sup>3</sup> )	Dünyadaki Payı (%)	Sıra	ÜLKELER	Tüketim (milyar Sm <sup>3</sup> )	Dünyadaki Payı (%)
1	ABD	592,41	29,25	38	Trinidad	7,27	0,36
2	Rusya	372,2	18,38	39	İspanya	7,2	0,36
3	Ukrayna	81,34	4,02	40	Bahreyn	6,77	0,33
4	Kanada	70,56	3,48	41	Avusturya	6,45	0,32
5	Almanya	67,94	3,36	42	Bangladeş	6,43	0,32
6	İngiltere	67,7	3,34	43	TÜRKİYE	5,41	0,27
7	Japonya	60,32	2,98	44	Umman	5,04	0,25
8	İtalya	45,44	2,24	45	Libya	4,91	0,24
9	Özbekistan	41,32	2,04	46	Brezilya	4,69	0,23
10	Hollanda	38	1,88	47	Kuveyt	4,66	0,23
11	S.Arabistan	37,7	1,86	48	Yeni Zelanda	4,45	0,22
12	İran	31	1,53	49	Kolombiya	4,37	0,22
13	Fransa	30,79	1,52	50	Nijerya	4,09	0,2
14	Venezulla	27,67	1,37	51	Tayvan	3,99	0,2
15	Endonezya	26,91	1,33	52	Yugoslavya	3,9	0,19
16	Meksika	25,87	1,28	53	Bulgaristan	3,82	0,19
17	Arjantin	24,29	1,2	54	Irak	3	0,15
18	BAE	20,24	1	55	Finlandiya	2,95	0,15
19	Romanya	19,56	0,97	56	Moldovya	2,8	0,14
20	Cezayir	19,43	0,96	57	Danimarka	2,75	0,14
21	Avustralya	18,9	0,93	58	Gürcistan	2,43	0,12
22	Hindistan	17,42	0,86	59	İrlanda	2,4	0,12
23	Çin	16,58	0,82	60	İsviçre	2,24	0,11
24	Beyaz Rusya	13,62	0,67	61	Tunus	2,02	0,1
25	Malezya	13,51	0,67	62	Singapur	1,5	0,07
26	Katar	12,9	0,64	63	Suriye	1,49	0,07
27	Pakistan	12,83	0,63	64	Brunei	1,43	0,07
28	Çekoslovakya	11,29	0,56	65	Burma	1,29	0,06
29	Belçika-Lüks	11,18	0,55	66	Tacikistan	0,93	0,05
30	Mısır	10,29	0,51	67	Ermenistan	0,84	0,04
31	Kazakistan	10,26	0,51	68	Kırgızistan	0,84	0,04
32	Türkmenistan	10,17	0,5	69	İsveç	0,81	0,04
33	Tayland	10,11	0,5	70	Ürdün	0,24	0
34	Polonya	9,06	0,45	71	Papua Y Gine	0,1	0
35	Macaristan	8,94	0,44	72	Arnavutluk	0,06	0
36	G Kore	8,47	0,42	73	Yunanistan	0,04	0
37	Azerbaycan	8,12	0,4	74	İsrail	0,02	0
					Toplam	2025	100

## 2.5 Türkiye'nin Kısa ve Orta Vadede Enerji ve Doğalgaz Projeksiyonu

Ülkelerin kişi başına düşen toplam enerji ve elektrik enerjisi miktarları, kalkınmışlığın ve uygarlığın ölçüsü olarak kabul edilmektedir. Enerji dünyasına baktığımızda, kişi başına düşen toplam enerji ortalamasının yılda 1,45 Tep (ton eşdeğer petrol), OECD ortalamasının 4,56 Tep,

Avrupa Birliği'nin 3,69 Tep, Türkiye ortalamasının ise 1,28 Tep olduğunu görmekteyiz. Yani Türkiye sosyo-ekonomik gelişmişlik ölçeğinde dünya ortalamasının altında, OECD ülkeleri ortalamasının dörtte birindedir. Elektrik üretimi açısından da durum iç açıcı değildir. Dünya genelinde, kişi başına yıllık enerji tüketimi 2376 kWh iken, Türkiye'de 1998 yılı itibariyle 1750 kWh'tir. Aynı rakamın Yunanistan'da 3750 kWh, İspanya'da 4000 kWh, Avrupa Birliği'nde 6000 kWh bilinmektedir.

Türkiye'de gelecek 20 yılda enerji santralleri yönünden aşağıda yer alan büyük yatırımlar planlanmaktadır:

-Türkiye'nin yılda ortalama %8 artan elektrik ihtiyacını, ithal elektriğe gerek kalmadan karşılayabilmek için 90 milyar dolar (yani her yıl ortalama 4,5 milyar dolar) para bularak 29 adet linyit, 4 adet taşkömürü, 18 adet ithal kömürü, 33 adet doğalgaz (BBO modeliyle ihale edilen 4 adet doğalgaz santrali dahil), 16 adet fuel-oil ve 10 adet nükleer santral kurmak ve işletmeye almak zorundadır. Ancak böyle bir yatırım Çizelgesi ile, 2020 yılında ihtiyacımız olan 586 milyar kWh elektrik talebimiz, %7 yedek kapasite yaratılarak karşılanmış olacaktır (net ihtiyaç 574 milyar kWh).

-Birincil enerji kullanımında kaynak çeşitlendirmesi yapılmak zorundadır. Hem zengin linyit yataklarımız en yüksek oranda kullanılacak ve hidrolik potansiyelimizin kalan 17 400 MW'ı tamamen değerlendirilecek, hem de doğalgaz ve kaliteli ithal kömür santralleri, yerli kaynaklarımızın sağlayamadığı açığı kapatmaya devam edeceklerdir.

-Türkiye'nin sosyo-ekonomik kalkınması planlanan %6'lık büyüme hızında sürdürebilmesi için duyulan elektrik talebini karşılamak için, 2020 yılında Türkiye'deki toplam kurulu güç 108 870 MW'a yükselecektir (bugünkü kurulu gücün tam 4 katı). Bu kapasitenin %28'ini hidrolik santraller, %63'ünü fosil yakıt santralleri, %9'unu da nükleer santraller oluşturacaktır.

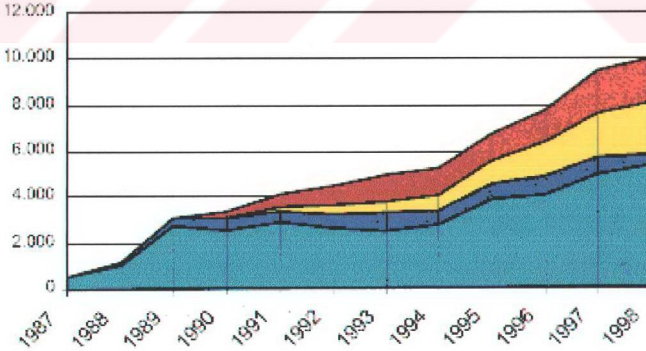
-2020 yılında fosil yakıtlı santrallerinin %35'ini linyitli ve ithal kömürlü santraller, %65'inin de doğalgaz kombine çevrim santralleri ve otoprodüktörlerin kojenerasyon üniteleri oluşturacaktır.

1974 yılında tüm dünyada yaşanan petrol kriziyle beraber, petrol yerine geçebilecek doğalgazın yaygın kullanımı gündeme gelmiştir. Dünyanın en büyük doğalgaz rezervlerine

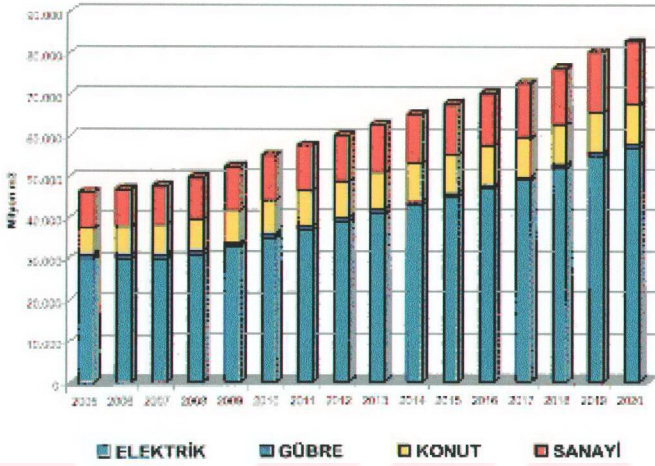
sahip olan ülkelere komşu olmamıza rağmen yanlış enerji politikalarından dolayı Türkiye'nin doğalgazla tanışması 1976 yılına dayanmaktadır. Trakya bölgesinde üretilen yerli doğalgazın bu bölgedeki bazı sanayi tesislerinde kullanılmaya başlanması ile doğalgaz, birincil enerji tüketimimiz içinde yer almaya başlamıştır. Türkiye 80'li yılların başında yoğun bir kentleşme yaşamıştır ve çevre kirliliğinde önemli problemlerle karşılaşmıştır.

Enerji ihtiyacımızın hızla artması ve buna karşılık yerli kaynaklarımızın ihtiyacımızı karşılamada yetersiz kalması nedeniyle, arz kaynaklarımızın çeşitlendirilmesi ve güvenli arz temini politikaları çerçevesinde, olumlu çevresel etkiler de dikkate alınarak 1986 yılında Türkiye ile Rusya arasında imzalanan ticari antlaşmayı takiben 1987 yılında doğalgaz ithal edilmeye başlanmıştır. 1987 yılında 513 milyon  $Sm^3$  ile sadece Trakya'da kurulu olan Hamitabat Kombine Çevrim Santrali'nde kullanılan doğalgazın tüketimi, BOTAS'ın pazarlama ve satış politikaları, doğalgazın yapısından kaynaklanan kullanım kolaylıkları ve hava kirliliğine çözüm olarak görülmesi nedenlerine bağlı olarak gübre, konut, sanayi sektörlerinde de kullanım yaygınlaşması ile hızla artmış ve 1998 yılında 10 milyar  $Sm^3$  seviyesine ulaşmıştır.

Doğalgaz tüketimindeki bu hızlı artışın gelecek yıllarda da devam etmesi ve 2020 yılında 82 milyar  $Sm^3$ 'e ulaşması beklenmektedir. Talep tahminlerine göre ithalatın başlangıcından itibaren en büyük paya sahip olan elektrik sektörünün, bu üstünlüğünü gelecek yıllarda da koruması beklenmektedir.



Şekil 2.1 Sektörel doğalgaz tüketimi [Yardımlı, G. (1999)].



Şekil 2.2 Sektörel doğalgaz talep tahmini [Yardımlı, G. (1999)]

Elektrik sektörü, Türkiye’de doğalgaz sanayisinin gelişmesinde lokomotif sektördür. Elektrik sektörünün yeniden yapılanmasına yönelik çalışmalar kapsamında, enerji yatırımlarının finansmanında karşılaşılan sıkıntılarını gidermek amacıyla yerli ve yabancı özel sektörün bu yatırımlara katılımını teminen, Yap-İşlet-Devret modelleri geliştirilmiş ve uygulamaya konulmuştur. Elektrik üretiminde doğalgaz talebi de, bu modellere göre kurulan santral sayısındaki artışa paralel olarak artmıştır.

Çizelge 2.8’de de görüldüğü gibi 1998 yılı toplam doğalgaz tüketimi içinde %54’lük paya sahip olan elektrik sektöründe tüketimin %26’sı otoprodüktörler, %74’ü ise santrallere aittir. Toplam gücü 1272 MW olan 39 adet otoprodüktör tarafından tüketilen doğalgaz miktarı yaklaşık 1,4 milyar  $\text{Sm}^3$ , halen doğalgaz kullanmakta olan 7 adet santral tarafından tüketilen doğalgaz miktarı ise 4 milyar  $\text{Sm}^3$  civarındadır. Bunlar TEAŞ Ambarlı, Hamitabat, Ova Elektrik, Unimar Enerji, Trakya Elektrik, Doğa Enerji ve Bursa Ovaakça santralleri olup, kurulu güçleri toplamı 5351 MW’tır. Planlanan doğalgaz santralleri ve sanayi tesislerinin Türkiye’nin pek çok bölgesine yayılması ve konut sektöründe talebin artması, Türkiye genelinde yapılması planlanan enterkonnekte boru hattının ekonomisini de olumlu yönde etkilemektedir.

Çizelge 2.8 Elektrik sektörü doğalgaz tüketimi[Yardım, G. (1999)]

	Adet	Kurulu güç (MW)	Gaz Tüketimi (milyar Sm <sup>3</sup> )	Elektrik sektörü gaz tüketimi içindeki %
Otoprodüktörler	37	1272	1,4	26
Santraller	7	5351	4	74
TOPLAM		6623	5,4	100

Ülkemizin üç tarafının denizlerle çevrili oluşu, çevremizdeki ülkelerin zengin doğalgaz kaynaklarına sahip olması, doğalgazın hem karadan hem denizden temin şansını beraberinde gerektirmektedir. Halihazırda 5 ayrı ülke ile 7 ayrı doğalgaz ve LNG alım satım anlaşmaları bulunmaktadır (Çizelge 2.9).

Kontrata bağlanan toplam arz miktarı 61,2 milyar Sm<sup>3</sup>/yıl olup, bunun 56 milyar Sm<sup>3</sup>/yıl'ı boru gazı, 5,2 milyar Sm<sup>3</sup>/yıl'ı sıvılaştırılmış doğalgazdır. Bugün doğalgaz talebi 3 ayrı anlaşma ile karşılanmaktadır. Bu anlaşmalar Rusya Federasyonu ile 6 milyar Sm<sup>3</sup>/yıl ve 8 milyar Sm<sup>3</sup>/yıl için imzalanan iki ayrı anlaşma ve Cezayir'le imzalanan 4 milyar Sm<sup>3</sup>/yıl'lık anlaşmadır. Nijerya'dan LNG alımı ise bu yıl 1999 Ekim ayında başlamıştır.

Çizelge 2.9 Doğalgaz alım satım anlaşmaları[Yardım, G. (1999)]

Mevcut Anlaşmalar	Miktarlar (milyarSm <sup>3</sup> )	İmzalanma Tarihi	Süre (yıl)	Durumu
Rusya Federasyonu (Batı)	6	Şub.86	25	Devrede
Cezayir (LNG)	4	Nis.98	20	Devrede
Nijerya (LNG)	1,2	Kas.95	20	1999
İran	10	Ağu.96	20	2000
Rusya Federasyonu (Karadeniz)	16	Ara.97	22	2000
Rusya Federasyonu (Batı)	8	Şub.98	25	Devrede
Türkmenistan	16	May.99	23	2002
Toplam	61,2		30	

Arz-talep projeksiyonları, incelendiğinde önümüzdeki kısa ve orta dönemlerdeki gaz talebimizin güvence altına alındığı görülmektedir. Ancak uzun dönemde arz açığı olacaktır.

Artan talebimizin karşılanması, konrata bağlanmış gaz alımlarının zamanında temin edilebilmesi ve arz açığının karşılanması için birçok proje yatırım programına alınmıştır. Bu projeler:

### **2.5.1 Mevcut doğalgaz sisteminin modifikasyonu ve geliştirilmesi projesi**

Şekil 2.3'deki haritada mevcut ve planlanan doğalgaz boru hatları görülmektedir. BOTAŞ tarafından 2 büyük şehre, 7 elektrik santraline, 37 otoprodüktör tesisine, 2 gübre fabrikasına, 176 endüstri kuruluşuna doğrudan ve 2 organize sanayi bölgesine, ayrıca 3 büyük şehir dağıtım şirketine ve OSB'ye toptan gaz satışı yapılmaktadır. Türkiye'nin doğalgaz talebinin tahmin edilenden daha yüksek olması nedeniyle, 1988 yılında hizmete giren iletim sisteminin taşıma kapasitesi, artan gaz talebini karşılamada yetersiz kalmıştır. Mevcut sistemin kapasitesinin artırılması amacıyla planlanan yatırımlar yeni loopların ve yeni kompresör istasyonlarının inşası, Marmara LNG terminalinin tevsi ve Malkoçlar ölçüm istasyonunun geliştirilmesi yatırımlarıdır. Bu yatırımların bir kısmı tamamlanmış ve sistemin 30 milyon m<sup>3</sup> olan günlük taşıma kapasitesi 45 milyon Sm<sup>3</sup>'e yükseltilmiştir.

Ayrıca ülke genelinde entegre boru hattı oluşturma çalışmaları kapsamında, Çan-Çanakkale Hattı ve Ege Hattı'nın ihalelerine çıkılmış olup, Çan-Çanakkale Hattı için inşaat sözleşmesi imzalanmıştır. Ege Hattı da 2000 yılı sonunda devreye alınacaktır. Güney Hattı ihalesine bu yıl içinde çıkılması beklenilmektedir. Güneybatı Hattı ihalesinin ise Doğu Anadolu Doğalgaz Boru Hattı'nın Ankara'ya ulaşmasına paralel olarak yapılması düşünülmektedir.

### **2.5.2 Yeraltı gaz depolama projesi**

Şehirlerde kış döneminde ısınma amaçlı doğalgaz kullanımındaki artışlardan kaynaklanan arz-talep dengesizliği sorununu gidermek amacıyla yeraltı depolama çalışmalarına hız verilmiştir. Doğalgaz temin ve üretimini üstlenmiş olan TPAO tarafından doğalgaz üretilmekte olan Kuzey Marmara ve Değirmenköy doğalgaz sahaları yeraltı depolama tesisleri olarak dönüştürülmektedir. 1999 yılı içinde TPAO ile BOTAŞ arasında Doğalgaz Yeraltı Depolama ve Yeniden Üretim Hizmetleri Antlaşması yapılmıştır.

Bu antlaşmaya göre, Kuzey Marmara ve Değirmenköy yeraltı depolama sahalarında, her yıl depolanacak ve yeniden üretilecek olan doğalgazın miktarı 1,6 milyar  $\text{Sm}^3$ 'tür. Yaz aylarında günlük olarak minimum 5 maksimum 10 milyon  $\text{Sm}^3$  doğalgaz, 7 ay boyunca söz konusu sahalarda kış aylarında kullanılmak üzere depolanacaktır. Depolanan gaz, günlük minimum 8 maksimum 14 milyon  $\text{Sm}^3$  olmak üzere, 5 ay boyunca talebin yüksek olduğu kış aylarında kullanılacaktır.

Bu miktardaki doğalgazın, özellikle konut tüketimi yüksek olan İstanbul'un boru hattı sistemine getirdiği ilave yükü büyük oranda ortadan kaldıracığı tahmin edilmektedir. Yeraltı depolama tesisinin 2004 yılında tamamlanarak devreye alınması planlanmaktadır. Ayrıca bunlara ek olarak Tuz Gölü yakınlarında Sultanhanı civarındaki bölgede ve Mersin civarında yeraltı doğalgaz depolama tesisleri kurulması düşünülmektedir.

### 2.5.3 Doğu Anadolu gaz iletim hattı projesi

1996 yılında Türkiye ile İran arasında plato dönemde yılda 10 milyar  $\text{Sm}^3$ /yıl doğalgaz alım satımı için ve 1999 yılında Türkiye ile Türkmenistan arasında plato dönemde yılda 16 milyar  $\text{Sm}^3$ /yıl doğalgaz alım satımı için imzalanan anlaşmalar kapsamında ithal edilecek olan doğalgaz, Türkiye gaz şebekesi entegrasyonunu sağlamak ve doğudan gelecek doğalgazı kullanıma sunmak suretiyle yapımına başlanmış olan Doğubeyazıt-Ankara hattı ile taşınacaktır. Hattın ilk kısmı Doğubeyazıt-Erzurum arasındadır. 300 km ve 48 inçtir. Bu yıl içinde tamamlanması hedeflenmektedir. Erzurum-İmranlı (325 km 48 inç), İmranlı-Kayseri (260km 48 inç), Kayseri-Ankara (320km 40 inç), Kayseri-Konya-Seydişehir (230 km'si 40 inç, 110 km'si 16 inç) diğer dört kısmın ise 2001 yılında bitirilmesi düşünülmektedir.

### 2.5.3 Mavi akım projesi

Türkiye'nin çok önem verdiği bu projeye geniş bir şekilde yer vermek istiyorum. Bu projeye Türkiye'ye transit ülkeler olmaksızın doğrudan Rusya Federasyonu'ndan doğalgaz sağlanacaktır. Rusya'dan gelen doğalgaz; Ukrayna-Moldovya-Romanya ve Bulgaristan üzerinden gelmektedir. BOTAŞ gaz bedelini düzenli ve sürekli ödediği halde boru hattının en sonunda olduğumuzdan dolayı kışın Ukrayna ve Bulgaristan bu gazı plansız ve programsız çekmekte. Ayrıca bu ülkeler yüksek transit ücretleri almaktadır. Bu yüzden Mavi Akım Projesi geliştirildi. Böylelikle bu ülkeler by-pass edilerek doğalgaz Türkiye'ye direkt ulaşacaktır.

Kamuoyunda bu projeye ilgili çeşitli spekülasyonlar olmaktadır. 15 Aralık 1997'de BOTAŞ'la VEB Gazexport arasında alım satım anlaşması imzalanmıştır. Bu anlaşmaya göre Rusya topraklarında Izobilnia Bölgesi'nden başlayacak 372 km'lik kara boru hattı ile Tuapse'den Karadeniz'e girip 396 km'lik deniz boru hattının Samsun'a kadar olan kısmı yapım- işletim ve finansmanı Rus tarafına aittir. Türkiye ise sadece Samsun'dan Ankara'ya kadar olan 500 km'lik boru hattının yapım-işletme-finansmanından sorumludur. Samsun Ankara hattının yaklaşık 403 milyon dolara mal olacağı tahmin edilmektedir. Boru hattı fiyatlandırılırken üç ana unsur göz önüne alındı. 48 inç-500 km uzunluğunda boru hattı, Samsun'da bir adet kompresör istasyonu ve bir adet de ölçüm istasyonudur. Bu fiyatlandırmada ihaleye çıkılmadan evvel üç adet baz örnek alınmıştır.

Birinci baz Doğubeyazıt-Erzurum arasında BOTAŞ özkaynaklarıyla finanse edilen 48 inçlik boru hattının birim maliyetidir. Bu maliyet 500 km'de 285 milyon dolar tutmaktadır.

Ambarlı ve Doğubeyazıt'taki kompresör istasyonu ihalelerindeki birim ortalama MW başına maliyet bulunmuş ve 33 MW'lık istasyon için toplam maliyet 42 milyon dolar olarak hesaplanmıştır.

Malkoçlar'da ölçüm istasyonunda 8 milyar  $Sm^3$  ilave gaz alabilmek için bir genişleme ihalesi gerçekleştirilmiştir. Bu ihaledeki fiyat 16 milyar  $Sm^3$  için 13 milyon dolar olarak hesaplanmıştır.

Bu fiyatların toplamı 341 milyon dolar ve müteahhid firmanın verdiği fiyat ise 403 milyon dolardır. Boru hattının sözleşmesi 339 milyon 750 bin dolara imzalanmıştır.

Rus tarafı mobilizasyon çalışmalarına başlamıştır. Şu ana kadar 600 milyon dolarlık bir çalışma yapılmış. Gemiyle ilgili yapılan çalışmalar ve boru siparişleri hesaba katıldığında Rus Federasyonu bu proje için 860 milyon dolarlık bir para harcamıştır.

Deniz boru hatları ek vergi protokolünden de bahsetmek istiyorum. Deniz boru hatları dünyada yeni bir konsepttir. Proje finansmanı bazında finanse edilmektedir. Norveç-Almanya arasındaki boru hattı, İngiltere ile Kıta Avrupası arasındaki boru hattı ve Trans Akdeniz boru hattı da denizden geçmektedir. Bu boru hatlarını finanse eden finansörler denizdeki, ülkelerin kıta sahanlıklarından geçen boru hatlarına proje boyunca bir vergi getirilmeyeceğini taahhüt etmelerini istiyorlar. Yani hükümetler değişse bile "benim kıta sahanlığım bu kadar milyon

dolar. Şu kadar vergi verilmesi gerekmektedir” dese, finansörler bu verginin alınmasını istemiyorlar.

Hükümetlerarası anlaşmaya göre taraflar Rusya Federasyonu ve Türkiye Cumhuriyeti'nin topraklarında ve karasularında doğalgaz boru hattının inşaa edilmesi ve bu hattın işletilmesi için yürürlükteki mevzuat ve uluslararası anlaşmalar çerçevesinde gerekli hukuki ve idari düzenlemenin yapılması hususunda yardımcı olacaklardır.

Rus tarafı bu anlaşmaya dayanarak Rusya Federasyonu ve Türkiye Cumhuriyeti topraklarında yapılacak boru hattının yapım ve işletim safhasında vergi, resim ve harç muafiyetlerinin sağlanması için mevcut anlaşmaya ek bir protokol imzalanması isteğinde bulunmuştur. Ayrıca proje finansörleri inşaat ve işletme süresi boyunca proje maliyetini arttırmaması amacıyla sabit bir vergi uygulanmasını talep etmektedirler. Dünyada bu ölçekteki büyük projelerde bu tür uygulamalar yapılmaktadır. Almanya ve Norveç'teki deniz boru hatlarında da böyle bir uygulama yapılmıştır.

Doğalgaz alım fiyatlarına gelirsek; bu fiyatlar sınır fiyatlar olup üç ayda bir dünya petrol ve petrol ürünleri fiyatlarına göre değişmektedir. “Bütün bu doğalgaz alım anlaşmaları devam etseydi, 5 sene önce başlasaydı geçtiğimiz 5 yıl boyunca doğalgaz fiyatları ne olurdu?” diye bir sorudan yola çıkılarak 5 yıllık ortalamaları bulunmuştur. O ortalamalara göre Mavi Akım'ın fiyatı 100 olarak kabul edilmiştir. Türkmen gazı sınırda 94,6, İran gazı da 103,66 olarak hesaplanmıştır. Bu gazlar Ankara'daki maliyetlerine göre karşılaştırsak Mavi Akım gazı Ankara'da 100 kabul edilirse, Türkmen gazı 101,65, İran gazıda 109,87 olur.

Mavi Akım Projesi'yle Samsun-Ankara doğalgaz boru hattı üzerindeki, Samsun-Çorum-Kırıkkale-Amasya-Çankırı ve Yozgat illeri doğalgaza kavuşacaktır.Malkoçlar'dan Ankara'ya uzanan mevcut ana hattımız üzerinde bulunan illerin ilave doğalgaz talebi, Ankara'dan Güney (Sivas, Mersin) ve Güneybatı Anadolu'ya (Kahramanmaraş, Gaziantep) uzanacak doğalgaz boru hatlarıyla güzergah üzerindeki illerin doğalgaz ihtiyacı karşılanacaktır. Ülkemizin enerji açığını karşılamak amacıyla doğalgaza dayalı Adapazarı, Gebze, Ankara santralleri ile Ankara şehrinin doğalgaz talebi karşılanacaktır.

Yap-işlet modeli ile sözleşmesi imzalanan, gaz temin edilecek elektrik santralleri; Adapazarı 770 MW, Gebze 1540 MW, İzmir 1540 MW ve Ankara 700 MW'tır. Sözleşme görüşmeleri

devam eden ve Yap-İşlet-Devret modeliyle gaz temin edilecek elektrik santralleri; Eskişehir 199 MW, Alaplı 206 MW, Kırklareli 74,5 MW, Boğazköy 390 MW'tır.

#### **2.5.4 Türkmenistan-Türkiye doğalgaz boru hattı projesi**

Türkmenistan'dan doğalgaz ithaline ilişkin olarak Türkmenistan Hidrokarbon Kaynakları Yetkili Mercii ve BOTAŞ arasında 21 Mayıs 1999 tarihinde plato dönemde 16 milyar  $\text{Sm}^3/\text{yıl}$  doğalgaz alımı için bir doğalgaz alım satım anlaşması imzalanmıştır. Şekil 2.3'de de görüldüğü gibi, Türkmenistan gazı, Azerbaycan ve Gürcistan üzerinden Hazar geçişli güzergah ile Türkiye'ye sevk edilecektir. Bu anlaşma Türkmenistan doğalgazının Türkiye'ye ve Türkiye üzerinden Avrupa'ya sevk edilmesi hususundaki Türkmenistan-Türkiye-Avrupa Gaz Boru Hattı Projesi'nin gerçekleşmesi için önemli bir adım oluşturmaktadır. Bu proje kapsamında hattın kapasitesinin 30 milyar  $\text{Sm}^3/\text{yıl}$  olması planlanmaktadır.

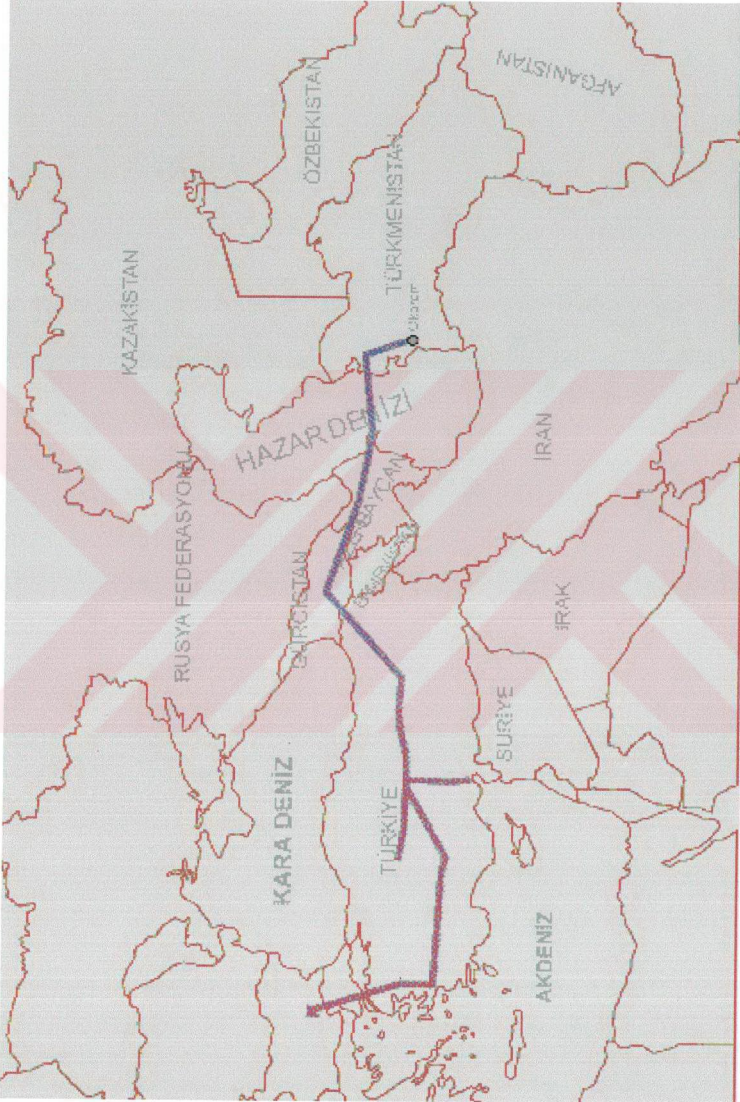
Boru hattının Türkiye sınırına kadar olan bölümünün yapım ve işletilmesi uluslararası bir konsorsiyum tarafından gerçekleştirilecektir. Türkmenistan Hükümeti tarafından Power Service Group bu konudaki çalışmaları yürütmek üzere kurulacak konsorsiyumun lideri olarak tayin edilmiştir. Shell şirketi de bu konsorsiyumun içindedir.

Türkmenistan doğalgazının teslimatı anlaşmaya göre 2002 ile 2004 arasında olacaktır. Başlangıç yılında 5 - 7,2 milyar  $\text{Sm}^3$  arasında alıma başlanacaktır. 2013 yılında 16 milyar  $\text{Sm}^3$ 'e ulaşacaktır. Bu projenin gerçekleşmesiyle Türkmenistan doğalgazının Türkiye'deki payı %26 olacaktır.

#### **2.5.5 II.Sıvılaştırılmış doğalgaz terminali projesi**

Bu proje; İzmir Aliağa'da 4-6 milyar  $\text{m}^3$ 'lük üretim-sıvılaştırma-taşıma-gazlaştırma süreçlerini içeren entegre zincir bir projedir. Amaç hem BOTAŞ'ın LNG zincirindeki üretim ve sıvılaştırma faaliyetlerine ortak olmasını hem de üretici şirketlerin kurulacak terminalin yapım ve işletmesinde yer almalarını sağlamaktır. BOTAŞ Mayıs 1998'de yayınladığı bir basın duyurusuyla projeye ilgi duyan şirketleri entegre LNG zincir projesinde yer almaya davet etmiştir. İlgilenen sekiz şirket tarafından verilen teklifler değerlendirilmektedir. Muhtemel arz kaynağı ülkeler Katar, Mısır, Yemen, Nijerya ve Norveç'tir. Türkiye'nin arz kaynaklarının çeşitlendirilmesi bölgesel arz noktalarının oluşturulması Türkiye doğalgaz

enterkonnekte sisteminin desteklenmesi hususları dikkate alınarak İzmir/Aliağa planlanan 2. LNG Terminali yeri olarak seçilmiştir.



Şekil 2.3 Türmenistan-Türkiye doğalgaz boru hattı projesi [Yardıı, G. (1999) .]

Yapılacak 2. LNG Terminali'nin gerçekleştirilmesiyle Ege Bölgesi'nin doğalgaz ihtiyacı karşılanacağı gibi ayrıca kurulacak olan LNG terminali Karacabey-İzmir doğalgaz iletim hattına bağlanarak, Türkiye Doğalgaz Boru Hattı enterkonnekte sisteminin doğalgaz ihtiyaçlarının bir kısmı yine bu arz kaynağından beslenecektir. Ayrıca bir veya iki adet LNG gemisi inşaatı düşünülmektedir.

BOTAŞ'ın birim maliyetler konusundaki hassasiyetinden dolayı finansal bilgilere ulaşmakta zorluk çektim. Ancak bahsi edilen LNG birim işletme maliyeti 80\$/1000 m<sup>3</sup> olarak konuşulmaktadır. Kurulacak olan 2.LNG tesisi yaklaşık toplam maliyeti ise 450 milyon dolar olarak tahmin edilmektedir. Bu terminalin %100'ü BOTAŞ tarafından inşaa edilmeyecektir. 3-4 yıl içinde ihaleyi kazanan firmayla belli bir ortaklık çerçevesinde bitirilecektir.

Ayrıca Marmara Ereğlisi'ndeki LNG terminali iyileştirme çalışmaları da yapılmaktadır. Buharlaştırıcı vaporizerlerin yanısıra deniz suyuyla çalışan vaporizerler de devreye alınmıştır. YİD santrallerinin sıcak suyu terminalde kullanılacaktır. Bu da denizin çok soğumasından dolayı buharlaştırıcıların tam kapasiteyle çalışmamasının önünü alacaktır.

### **2.5.6 Mısır-Türkiye doğalgaz boru hattı projesi**

Bu proje ile Mısır doğalgazının, Mısır'dan Türkiye'ye Akdeniz altından döşenmesi düşünülen bir boru hattıyla sevk edilmesi planlanmıştır. Bu amaçla Mısır'la Türkiye arasında çeşitli protokoller imzalanmış olup, bu konuda imzalanan son döküman Süleyman Demirel'in Mısır'a yaptığı resmi ziyaret sırasında 26 Temmuz 1999 tarihinde bakanlar düzeyinde imzalanan ve 4 milyar Sm<sup>3</sup>/yıl Mısır doğalgazının Türkiye'ye ihracına ilişkin protokoldür.

### **2.5.7 Irak-Türkiye doğalgaz boru hattı projesi**

Irak ve Türkiye arasında Mayıs 1997'de imzalanan Mutabakat Zaptı kapsamında, 10 milyar Sm<sup>3</sup> Irak doğalgazı, Irak'taki doğalgaz sahalarının geliştirilmesinden sonra, bir boru hattıyla Türkiye'ye sevk edilecektir. Ancak projenin ilerlemesi Birleşmiş Milletler tarafından uygulanan ambargonun kaldırılmasına bağlıdır.

Ayrıca Türkiye'nin gelecek yıllardaki talebine göre Azerbaycan'dan doğalgaz temini konusu da değerlendirilecektir.



Şekil 2.4 Mevcut yapımı devam eden ve planlanan hatlar haritası [Yardımlı, G. (1999)]

## 2.6 Doğalgazın Termik Özellikleri

- a) Alevin özelliği ve yanma ısısı
- b) Radyasyon ile ısı transferi
- c) Konveksiyon ile ısı transferi

### 2.6.1 Alevin özelliği ve yanma ısısı

Doğalgaz alevi diğer yakıtların alevine göre daha esnek özelliğe sahip olup, yanma odasının ve brülörün tasarımına göre değişik şekillerde yanabilir. Örneğin bir eksen şeklinde dar, uzun bir alev, yatay bir alev, küresel bir alev gibi. Bu karakteristik özelliklerle ısıtılacak cismin çeşidine göre alev şekli ve rengi ile değişik uygulama imkanı çıkmaktadır. Bu da diğer yakıtlarda olmadığı için doğalgaza üstünlük sağlamaktadır.

Ayrıca doğalgazın hava ile karışımı daha iyidir. %5'lik havaya ihtiyaç gösterir. Gerek fuel-oil'de gerek doğalgazda yanma havası oranının sabit tutulması verimi artırır. Bunun için de, çıkan yanma gazlarındaki oksijeni kontrol ederek, yanma havası sabit tutulmaya çalışılır. Doğalgaz sistemlerinde bu hava oranının sabit tutulması, fuel-oil'e göre daha basit ve güvenilir enstrumantasyonla yapılabilmektedir. Fuel-oil sistemlerinde ise bu hava oranını sabit tutmak çok zordur.

Yanma hava sıcaklığının yüksek olması, yanma sıcaklığının yüksek olması demektir. Doğalgaz sistemlerinde yanma havası bacaya konulan eşanjörlerle ön ısıtmaya tabii tutulur. Doğalgazın sülfür ihtiva etmemesi ve korozyona sebebiyet vermemesi nedeniyle baca gazları çiğlenme noktası sıcaklığının altına kadar soğutulabilir. Böylece ısının geri kazanımı söz konusu olur. Örneğin; baca gazlarının sıcaklığının 20°C düşürülmesi yaklaşık olarak verimde %1'lik bir artış sağlar.

### 2.6.2 Radyasyonla ısı transferi

Bilindiği üzere ısı transferi yakıtın emisyon faktörü ile direkt orantılıdır. Yapılan araştırmalar sonucunda doğalgaz alevinin radyasyolla ısı transferi fuel-oil ve diğer yakıtların alevine göre daha önemsiz olduğu görülmüştür. Bu da alevin emisyon faktöründen kaynaklanmaktadır.

### 2.6.3 Konveksiyonla ısı transferi

Doğalgazda radyasyonla ısı transferi olmaması sebebiyle, yanma gazları ısı enerjisini daha fazla konveksiyon yolu ile transfer eder, konveksiyon yolu ile ısı transferi hem yanma odasında, hem bacada meydana gelir. Dolayısıyla radyasyon yolu ile ısı transferinin fazla olmamasına karşın, konveksiyon yolu ile transfer ettiği ısıyla bunu dengeler.

### 2.7 Yanma

Doğalgazın tüketiminin büyük bir bölümü yakılması ile gerçekleşir. Yanmanın en basit tanımı, yakacaklar içerisindeki yanabilir elemanların oksijen ile hızlı kimyasal reaksiyona girmesi şeklinde tanımlanır. Yakacaklar içerisindeki temel yanabilir elemanlar karbon, hidrojen ve bunların bileşenleridir. Kükürt de yanabilir bir eleman olmasına ve yakacağın alt ısı değerini bir miktar arttırmasına rağmen, korozif etkileri nedeniyle zararlı olduğundan yakacakta bulunması istenmeyen bir maddedir. Bu yüzden tüketime sunulmadan önce doğalgazdaki kükürtlü bileşenler alınır.

Pratik açıdan bir çok yanma olayı için gerekli olan oksijen havadan sağlanır. Standart kuru havanın hacimsel bileşimi aşağıdaki Çizelgede verilmiştir.

Çizelge 2.10 Hacimsel olarak kuru havanın bileşenleri [Borat, O. ve Sürmen, A. ve Balcı, M., (1992)]

Eleman	Hacimsel (%)
Oksijen	20,9495
Karbondioksit	0,03
Hidrojen	0,01
Azot	78,0881
Argon	0,93
Neon	0,0018
Helyum	0,00053
Kripton	0,00011
Xenon	0,000009

Çizelge 2.11 Su buharının ve sıcaklığın havanın bileşenlerine etkisi [Çakırgöz, C.F., (1999)]

	Kuru Termometre Sıcaklığı (°C)					
	15			35		
	20	80	100	20	80	100
Bağıl nem (%)	20	80	100	20	80	100
Özgül nem (gnem/kgkuru hava)	2,2	8,8	11,1	5,6	24,6	31,2
Oksijen (% hacim)	20,917	20,698	20,623	20,79	20,191	19,911
İnert gazlar (% hacim)	78,733	77,905	77,628	78,258	76,003	75,251
Nem (% hacim)	0,35	1,399	1,749	0,952	3,806	4,758

### 2.7.1 Tutuşma limitleri ve tutuşma sıcaklığı

Gazlarda tutuşmanın olabilmesi için yanıcı gaz ile hava (veya oksijen) karışımının hacimce belirli bir aralıkta bulunması gerekir. Çeşitli yanıcı gazlar için bu aralık Çizelge 2.12'de verilmiştir.

Çizelge 2.12 20 °C sıcaklıkta atmosfer basıncında hava içinde çeşitli gazların tutuşma sınırları [Borat, O., Sürmen, A., Balcı, M., (1992)]

Yanıcı Gaz	Tutuşma Sınırı	
	Alt Sınır (%Hacimsel)	Üst Sınır (%Hacimsel)
Hidrojen	4,1	74
Karbonmonoksit	12,5	74
Metan	5,3	13,9
Etan	3,1	12,5
Propan	2,4	9,5
n-Bütan	1,9	8,4
Benzol	1,4	7,1

Diğer taraftan bütün yakacakların yanabilmesi için belirli bir sıcaklığa ulaşması gerekir. Doğalgaz ile birlikte çeşitli yakacakların tutuşma sıcaklıkları aşağıdaki Çizelge 2.13'de verilmiştir.

Çizelge 2.13 Çeşitli yakacalarda tutuşma sıcaklığı [Çakırgöz, C.F., (1999)]

Yakacak Cinsi		Tutuşma Sıcaklığı (°C)
<b>Gaz Yakacaklar</b>	Asetilen	335
	Bütan	490
	Propan	510
	Hidrojen	530
	Etan	530
	Etilen	540
	Karbonmonoksit	610
	Metan	645
	Doğalgaz	600
<b>Sıvı Yakacaklar</b>	Gaz yağı	230-242
	Motorin	330-520
	Benzin	520-600
	Fuel-oil	212
	Nafta	530-580
<b>Katı Yakacaklar</b>	Turbo	225-280
	Odun	220-300
	Linyit	300-500
	Kok	600-750
	Odun kömürü	150-210

### 2.7.2 Alev ışıını

Alev ışıını, is ve gaz ışıını ile toz kömür yakan ocaklarda kömür taneciklerinin ışıınından oluşur. Alev ışıınına esas olarak, yakacak cinsi, yakıcı dizaynı, alevin eşdeğer tabakası ve alevin sıcaklığı etki eder.

Doğalgazın yakılması halinde alev ışıını, is ve tanecik ışıını olmaması nedeniyle, sıvı ve kömür yakan ocaklardakinden daha azdır. Bir karşılaştırma yapabilmek bakımından, doğalgaz ile birlikte sıvı yakacakların alev yayma katsayısı aşağıdaki Çizelgede verilmiştir.

Çizelge 2.14 Yakacak cinsine göre alev ışıınım yayma katsayıları [Çakırğöz, C.F., (1999)]

<u>Yakacak</u>	<u>Alev ışıınım yayma katsayısı</u>
Kömür	0.55-0.8
Fuel-Oil	0.45-0.8
Doğalgaz	0.3-0.5

### 2.7.3 Yanma denklemleri

Katı ve sıvı fazdaki bütün yakacakların yanabilmesi için önce gaz fazına geçmesi, sonra da yeterince sıcak bir ortamda kafi miktarda oksijen bulabilmesine bağlıdır. İyi bir yanma için

- 1.Yeterli ocak sıcaklığı
- 2.İyi hava yakıt karışımının
- 3.Yeterli yanma zamanının sağlanması gereklidir

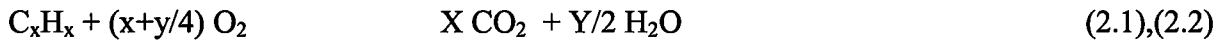
Bu üç temel, uygun ocak ve brülör dizaynı ile gerçekleştirilebilir.

Bütün yakacaklarla ilgili yanma denklemini çıkarabilmek için, yakacaktaki elemanların özellik ve ısı değerleri gibi önemli olan bilgiler aşağıdaki Çizelgede verilmiştir.

Çizelge 2.15 Yakacaklardaki çeşitli elemanların özellikleri ve ısıl değerleri [Borat, O., Sürmen, A., Balcı, M., (1992)]

Eleman veya Bileşik	Formül	Mol Kütlesi (kg/kmol)	Yoğunluk (kg/Nm <sup>3</sup> )	Üst Isıl Değer (kJ/Nm <sup>3</sup> )	Alt Isıl Değer (kJ/Nm <sup>3</sup> )
Karbon	C	12,01	-	-	-
Hidrojen	H <sub>2</sub>	2,016	0,085	12109	10246
Oksijen	O <sub>2</sub>	32	1,355	-	-
Azot	N	28,01	1,192	-	-
Karbondioksit	CO <sub>2</sub>	44,01	1,874	-	-
Karbonmonoksit	CO	28,01	1,185	11990	11990
Metan	CH <sub>4</sub>	16,04	0,681	37706	33943
Etan	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	30,07	1,236	66060	60434
Propan	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	44,09	1,916	94042	86515
n-Bütan	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	58,12	2,534	121874	112448
n-Pentan	C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	72,15	3,05	149781	138492
n-Hekzan	C <sub>6</sub> H <sub>14</sub>	86,17	3,64	177430	164390
Kükürt	S	32,06	-	-	-
Hidrojen Sülfür	H <sub>2</sub> S	34,08	1,459	24069	22169
Kükürtdioksit	SO <sub>2</sub>	64,06	2,776	-	-
Su buharı	H <sub>2</sub> O	18,02	0,762	-	-
Hava	-	28,9	1,227	-	-

Doğalgaz genelde çeşitli hidrokarbonlardan oluşan bir gaz yakacak olduğu için;



şeklinde yanar. Bütün yanma olaylarında bilinmesi gereken en önemli karakteristik değerler

1. Yakılacak yakıtın ısıl değeri
2. Özgül hava miktarı
3. Özgül duman miktarı'dır.

1-Isıl değer;

$$H_u = ( 0,85 * 33943 ) + ( 0,07 * 60434 ) + ( 0,03 * 86515 ) + ( 0,02 * 12148 ) + ( 0,01 * 138492 ) = 39311 \text{ kJ / Nm}^3$$

2-Özgöl hava miktarı;

$$V_h = n * V_{ho} = 11.53 \text{ Nm}^3 \text{ (hava) / Nm}^3 \text{ (yakacak)}$$

3-Özgöl duman miktarı;

$$V_g = V_{go} + (n-1) V_{ho} \text{ (hava) / Nm}^3 \text{ (yakacak)}$$

$$V_g = 12.67 \text{ Nm}^3 \text{ (duman) / Nm}^3 \text{ (yakacak)}$$

elde edilir.

#### 2.7.4 Yanma Verimi

Yanma hücresi içerisinde üretilen ısının, yakıtın tam yanması ile verebileceği ısı miktarına oranıdır. Gaz ve sıvı yakıtlı kazanlarda yanma verimi %99 - %99.5 olmaktadır.

Yanma kayıpları:

a) Eksik yanma kaybı:

Yakıtın içerisindeki karbon moleküllerinin yeterli oksijen bulamayıp CO şeklinde yanması sonucu meydana gelir.

Bu durumda yakıt-hava karışımı geç tutuşur ve yanma bozulur. Bir miktar karbon, is ve kuruma dönüşerek ısı transfer yüzeylerine birikir. Baca sıcaklığı artar. Böylece kazan verimi düşer.

Yanma iyi sağlanmaz ve kontrol altına alınmaz ise, yanmamış hidrokarbon kaybı %28'e kadar yükselir.

## b) Yanmamış yakıt kaybı:

Katı yakıtlarda, yükleme durumuna göre %3 - %10, sıvı yakıtlarda %1 - %2 civarındadır ve gaz yakıtlarda yok kabul edilir.

## c) Dış yüzey kaybı:

Küçük kazanlarda, %3 - %5, büyük kazanlarda ise %1'in altındadır. Kazan çevresinin yalıtımı çok iyi yapılmalıdır.

## d) Baca gazları ısı kaybı:

Baca çekişinin sağlanması ve korozyon tehlikesi nedeniyle oluşan zorunlu kayıptır. Baca gazı sıcaklığı ve hava fazlalığına bağlı olarak %8 - %35 arasında değişir.

Baca sıcaklıkları;

Doğalgazda ( $t = 56 \text{ }^\circ\text{C}$ )

Fuel-oil de ( $t = 178 \text{ }^\circ\text{C}$  min.  $t_2 = 140^\circ\text{C}$  min. cebri çekiş)

Çizelge 2.16 Yakıt analizi [Çakırgöz, C.F., (1999)]

	Yakıt Analizi (% Ağırlık)		
	Kömür	F06	Doğalgaz
Karbon	77,4	84,58	73,93
Hidrojen	3,4	10,9	24,57
Oksijen	2	0,4	0,07
Azot	1,2	0,112	1,43
Kükürt	1	4	-
Kül	8	-	-
Vanadyum	-	0,008	-
Nem	7	-	-

Çizelge 2.17 Genel yakıt özellikleri [Çakırgöz, C.F., (1999)]

	Kömür	F06	Doğalgaz
H/C Oranı (Ağırlık)	0,0439	0,1281	0,3323
Üst Isıl Değ.(kcal/kg)	7306	9913	13025
Alt Isıl Değ. (kcal/kg)	7083	9383	11740
Yanma için gerekli stok hava miktarı (g/kcal)	1,38	1,3763	1,3
Baca gazındaki buhar miktarı (g/kcal)	0,052	0,1	0,17
Kuru baca gazındaki stok CO <sub>2</sub> miktarı (%mol)	18,9	15,89	17,28
Atmosfere SO <sub>2</sub> yayımı (ppmW/W)	1644	5500	-
Baca gazındaki suyun çiğ noktası (°C)	35	49	56

## 2.8 Doğalgazın Ekonomik Analizi

- Enerji üretim, tüketim, ithalat dengesine etkisi
- Doğalgaz alımının mal karşılığı ödenmesi nedeniyle uzun vadeli bir ihracat potansiyeli yaratması
- Doğalgaz iletim ve dağıtım hatlarının neden olduğu değer ve isdiham hacmi
- Gaz sanayinin kurulmasına yaratacağı dışsal ekonomi
- Sosyo-ekonomik faydalar olarak nitelendireceğimiz hava ve çevre kirliliği

### 2.8.1 Doğalgazın boru hattı ile taşınması ile sıvılaştırılmasının ekonomik açıdan incelenmesi

Buradaki en önemli nokta sınai sektörde doğalgaza dönüşüm ekonomisi olacaktır. Doğalgaz sanayisinin henüz oluşum safhasında bulunması ve konusunda yeterli bilgi birikiminin olmaması nedeniyle doğalgaz kullanmak isteyen sınai kuruluşlarına yardımcı olmak amacı ile BOTAŞ tarafından dönüşüm için bir ekonomik ön değerlendirme çalışması hazırlanmaktadır. Bu ön değerlendirme, doğalgaza dönüşümün sağladığı faydaların kıyaslanması esasına dayanmaktadır.

- Yakıt ön ısıtma ve hazırlama tasarrufu:

Kullanımdan önce kömür ve fuel-oil'in kullanımına hazırlanması gerekmektedir. Kömürün kırılması, kullanım yerine taşınması, konveyörlerle veya elle belirlenmesi veya pulverize edilmesi iş gücü kaybına ve önemli maliyetlere neden olmaktadır.

-Bakım-onarım ve personel giderlerinden tasarruf:

Doğalgazın, fuel-oil ve kömür sistemlerine göre kolay yakılması ve sıcaklık kontrol kolaylığı nedeniyle personel giderlerinden tasarruf sağlanmaktadır. Yine kükürt emisyonunun olmaması, yakma ve atık ısı ünitelerinde korozyona yol açmayarak bakım onarım giderlerinden tasarrufa yol açmaktadır.

-Asgari stoktan tasarruf:

Kömür ve fuel-oil kullanan her tesis üretiminin aksamadan yürüebilmesi için tesisin stoklama alanı imkanlarına, mali gücüne, üretimin kesintiye uğrama riskine, yakıt teminindeki güçlüklerle bağlı olarak asgari stok bulundurmaktadır. Doğalgazda bu stok miktar maliyeti daha düşüktür.

-Peşin ödeme tasarrufu:

Doğalgaz bedelinin kullanıldıktan sonra ödenmesinden bir kazanç doğmaktadır. Firmaların bir aylık süreyle parayı değerlendirme imkanları doğmaktadır. Fakat ileriki dönemlerde ön ödemeli sistemler devreye sokulacaktır.

-Temin kolaylığı:

Kömür kullanan firmalar kömürü çevrelerindeki en yakın kömür havzalarına temin etmekte ve prosesleri için uygun kalitede kömür bulunmadığında taşıma mesafesi daha da uzaklaşmaktadır. Zor kış şartlarında bazen gerçekleşmeyen yakıt nakliyatı nedeni ile üretim aksamaktadır. Bu da büyük maddi zararlara neden olur.

**-Verim artışı:**

Doğalgaz, temiz bir yakıt olması nedeniyle bilhassa doğrudan yakma işleminin olduğu proseslerde ürün kalitesinin yükselmesini sağlar. Birçok prosesin doğrudan yakmaya geçebilmesi ve bu sayede yakıt kullanımını verimin artmasına ve enerji tasarrufuna neden olmaktadır.

**-Çevre kirliliği:**

Baca gazlarında partikül ve kükürt olamaması nedeni ile çevre kirliliğine neden olmaz. Baca yüksekliklerinin azalması da maliyetlerinden büyük oranda tasarruf sağlar.



### 3. DOĞALGAZIN BORU İLE TAŞINMASI

#### 3.1 Doğalgaz Boru Tasarımı

##### 3.1.1 Boru-akış hesapları

Herhangi bir akış incelenirken, gözönüne alınan sistemin herhangi iki noktası arasında akan akışkanın enerji dengesi temel olarak kullanılır. Sistem içinde akış sırasında akışa karşı koyan kuvvetleri (borularda sürtünmeden doğan basınç kaybı veya akışkanın alçak bir yerden yüksek bir yere taşımak için gerekli potansiyel enerji gibi) yenmek için belli miktarda enerji gereklidir. Herhangi bir akışkan akış prosesi için gerekli enerji ilişkisi de enerjinin korunumu ilkesinden hareketle çıkarılır. Enerjinin korunumu ilkesine göre;

Akışkanla giren enerji + dönüşümü olmayan etkenlerden dolayı enerji kaybı + akışkana sistemden verilen enerji = akışkanla çıkan enerji,

$$dE + pdV + Vdp + dH + udu/g_c = dQ' - dW' \quad (3.1)$$

Akışkanın birim kütlesi için yazılan bu enerji denge denklemi genel enerji denklemi olarak da isimlendirilebilir :

Q = Akışkana dışarıdan verilen enerji,

W = Sistem tarafından çevreye yapılan iş

E = Sistem enerjisi,

H = Potansiyel enerji,

u = Hız,

V = Özgül hacim,

p = Basınç,

$g_c$  = Dönüşüm faktörü,

Termodinamiğin I. Kanuna göre

$$dE = dQ' - dW' \quad (3.2)$$

Akışkanın entalpisindeki değişme;

$$dH = dE + d(pV) = dE + pdV + Vdp \quad (3.3)$$

Biran için prosesin dönüşebilir olduğu kabul edilirse;

$$dW' = pdV \quad (3.4)$$

denklemini ve

$$dQ = dE + pdV \quad (3.5)$$

Denklem 3.5, Denklem 3.1'de yerine yazılırsa;

$$-dW' = Vdp + dH + udu/g_c \quad (3.6)$$

Akışkanın sürtünmeden dolayı enerji kaybettiği gözönüne alınır bir  $dF$  terimi Denklem 3.6'nın sağ tarafına dengeyi korumak için eklenir:

$$-dW' = Vdp + dH + udu/g_c + dF \quad (3.7)$$

Bu denklem Mekanik Enerji Denklemi olarak da isimlendirilebilir. Burada

$$dF = ( f u^2 dH ) / ( 2g_c D ) \quad (3.8)$$

$f$  = Moody sürtünme faktörü

$D$  = İç çap, ft

Doğalgazın borularla uzak yerlere taşınması sırasında yapılan mühendislik hesapları yeterli basınç ve boru içinde depolama özelliklerini gerektirir. Özellikle günümüzde boru taşımacılığı en ucuz olmasından dolayı bu konu önemini arttırmaktadır.

### 3.1.2 Boru içinde basınç kaybı

Boru içinde akış hesaplarında en önemli parametre basınç kaybıdır. Basınç kaybını hesaplayabilmek için bir tek fazlı akışkanın tek boyutlu yatay akışı için mekanik enerji denkleminde hareket edeceğimiz (Denklem 3.7). Sistemin dışarıya iş yapmadığı kabul edilirse,  $dW' = 0$  veya yatay akış için  $dH = 0$  olduğundan:

$$Vdp + udu/g_c + dF = 0 \quad (3.9)$$

$$dF = (fu^2dH) / (2g_cD) \quad (3.10)$$

L = Uzunluk, ft

d = Borunun iç çapı, ft

u = Hız, ft/sn

$g_c = 32.17 \text{ (lbm - ft)/(b1f - sn}^2)$

f = Moody sürtünme faktörü,

p = Basınç

V = Özgül hacim, ft<sup>3</sup>/bm

F = Sürtünme enerjisi

Gerçek gaz kanununa göre:

$$V = 1/p = zRT/Mp \quad (3.11)$$

## 3.2 Basınç Düşürme İstasyonları

Bu bölümde ele alacağımız regraj ve ölçüm istasyonlarında maksimum giriş basıncı 7 bar'ı aşmayan şartlardaki IGE K/ TD/10 ve DIN standartları temel alınmıştır. Esas olarak fabrika içi gaz dağıtımında kullanılması öngörülen bu tip istasyonlar; yakma noktaları, fırınlar, kazanlar vb.'dir.

### 3.2.1 İstasyon yerleşimleri

Bir regraj istasyonunun en uygun yerleşimi için aşağıdaki noktalar gözönüne alınmalıdır.

- Su basmaları, moloz yığılması, kayma vb. doğal etkilerden uzak olmalıdır.

- İstasyon yaşama alanlarına, ikametgahlara yakın bir konumdaysa olanak halinde binadan minimum 3m. uzakta olmalıdır.
- Giriş basıncı 75 mbar'ı aşmayan durumlarda konut içlerine regülatör konulabilir ancak sınıai binalarda bina dışına tahliye yapabilecek şekilde borulanmış tahliye vanaları konulmak şartıyla 2 bar giriş basınçlı regülatörler konulabilir.
- Regülatör öncesinde veya kendi gövdesinde acil durum halinde tüm hattı kapatabilecek kesici vanalar mutlaka olmalıdır.
- İstasyon mutlaka koruma altına alınmalıdır. Tel örgüsü ile yetkisiz kişilerin istasyona ulaşmaları engellemelidir. Ayrıca hava şartlarından dolayı oluşabilecek olumsuz etkileri azaltmak için istasyonların bir kabın içine yerleştirilmesi veya en azından bir sundurma altına alınması gereklidir.

### 3.2.2 İstasyon tasarım ilkeleri

Basınç regraji ve ölçüm tasarımı sırasında ele alınması gerekli temel kriterler şunlardır:

- İstenen gaz debisi ve debideki değişim oranları (min., max)
- Debiye bağlı olarak giriş ve çıkış basınçları
- İstasyonun fonksiyonları ve sistemin tamamı gözönüne alınarak kullanıcı istekleri
- Gaz akışının devamlılığı zorunlu olduğu veya istenmediği durumlarda bakım ya da arıza halinde gaz akışını sağlayacak %100 yedekleme (yedek hat) gerekmektedir.
- Gazın durumuna bağlı olarak regülatör, ölçüm ve diğer kontrol donanımını kir, toz veya yağışmalardan koruyacak filtre gereklidir.
- Çıkış hatlarını istenmeyen yüksek basınçlardan korumak için emniyet cihazlarının temini
- İstasyonun bulunduğu konum harici noktadan izole edilme olanağı
- İstasyon donanımı üzerinde etki oluşturabilecek çevre sıcaklığı
- Ses sınırı şartlarına uygunluk
- Tahliye halinde, atılan gazın ölçülebilirliğini sağlayan sayaçlı tahliye olanağı
- İstasyonun otomatik ya da uzaktan kumandası

### 3.2.3 Tipik istasyon şemaları

Aşağıda, yukardaki noktalardan hareketle oluşturulan şemalar görülmektedir. Bu şemalar, kullanıcı istekleri gözönüne alınmak kaydıyla çeşitli alternatifler içermektedir.

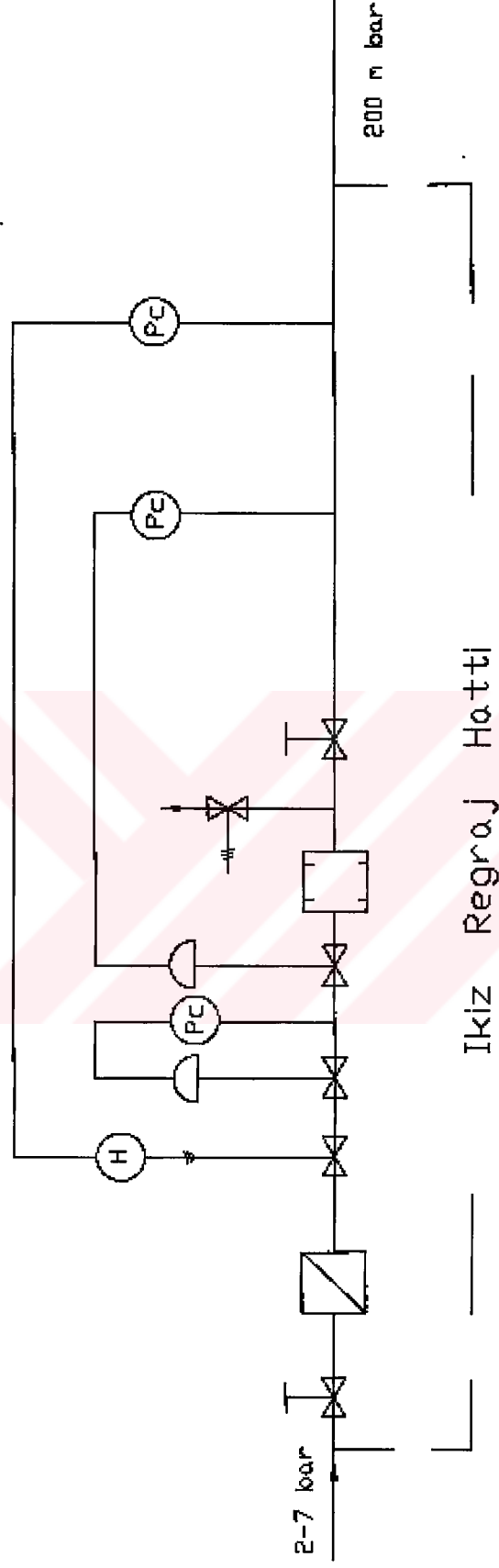
Hata – kapamalı regrajlar: Kontrol devresinde ya da regülatörün kendisinde olabilecek bir hata halinde regülatör devre dışı kalarak hatayı kapamaktadır. Akış devamlılığının zorunlu olduğu uygulamalarda % 100 yedek hattı mevcut olmalıdır. (Şekil 3.1)

Çoğul hata – açmalı regrajlar: Bu tip regrajlarda, regülatörler arası impuls bağlantıları söz konusudur ve farklı basınç aralıklarına set edilen regülatörler devreyi sürekli açık tutarlar. Tasarım şekli, kullanım yüklerindeki (debi) değişimlere ani uyum istenen durumlar için çok kullanışlıdır. (Şekil 3.2)

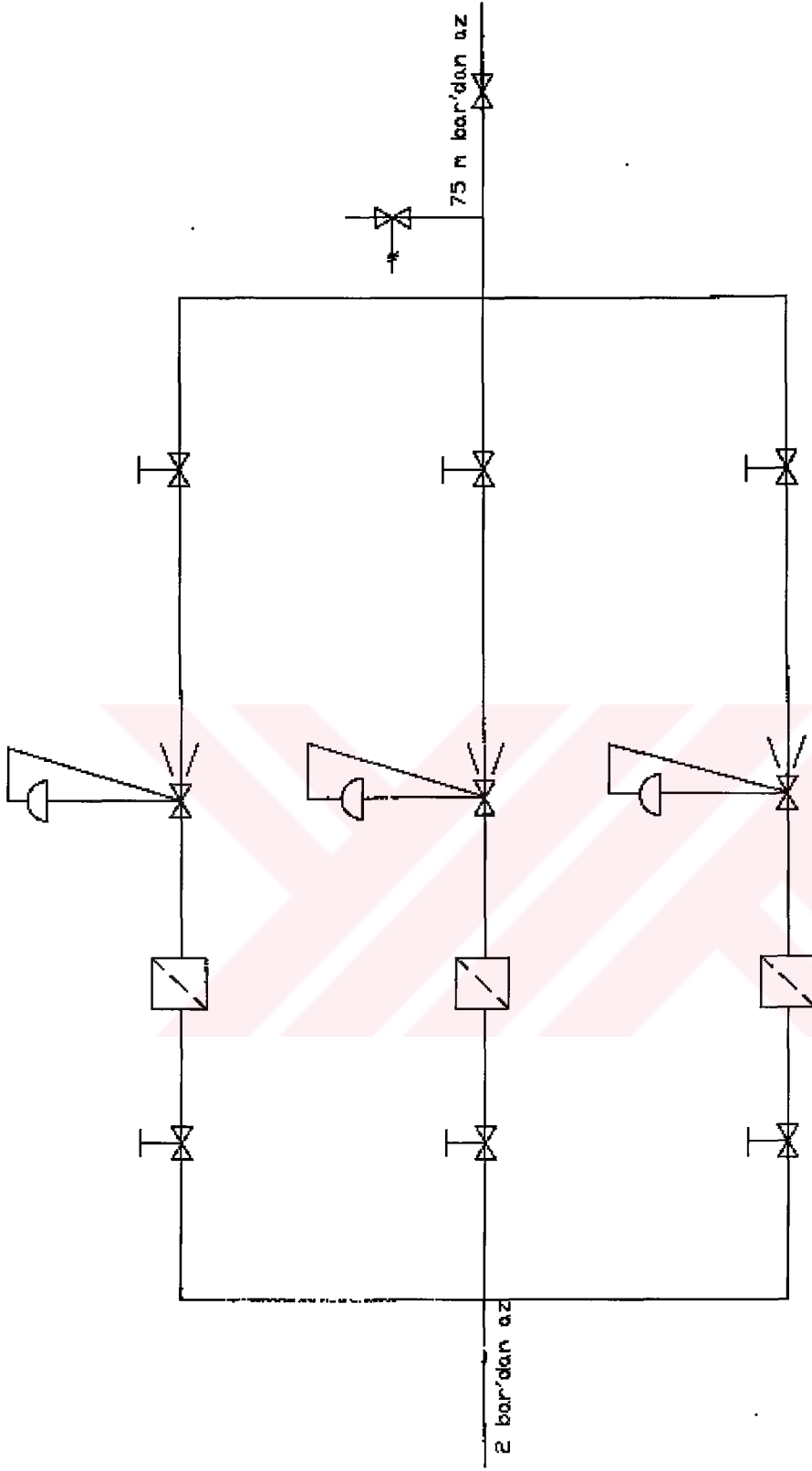
Çift diyaframlı regrajlar: Bu tip regrajlarda çıkış hattının fazla basınçtan korunmasını sağlayan tasarım gözönüne alınmıştır. Bu regülatörler genellikle tek başlarına kullanılırlar ve akış yüklerindeki değişimlere tepki süreleri daha yavaştır. (Şekil 3.3)

Monitör - aktif regülatörler – tek kademe regraj (Şekil 3.4)

Bunlar uygulamalarda ikinci veya aktif regülatör hata-açmalı tipler olarak adlandırılır.. Monitör (gözlemci) regülatör ise aktif regülatörden yukarıda bir basınç değerine ayarlanır ve bir hata halinde devreye girer. Bazı hallerde monitör ve aktif regülatörlerin konumları değiştirilebilir.

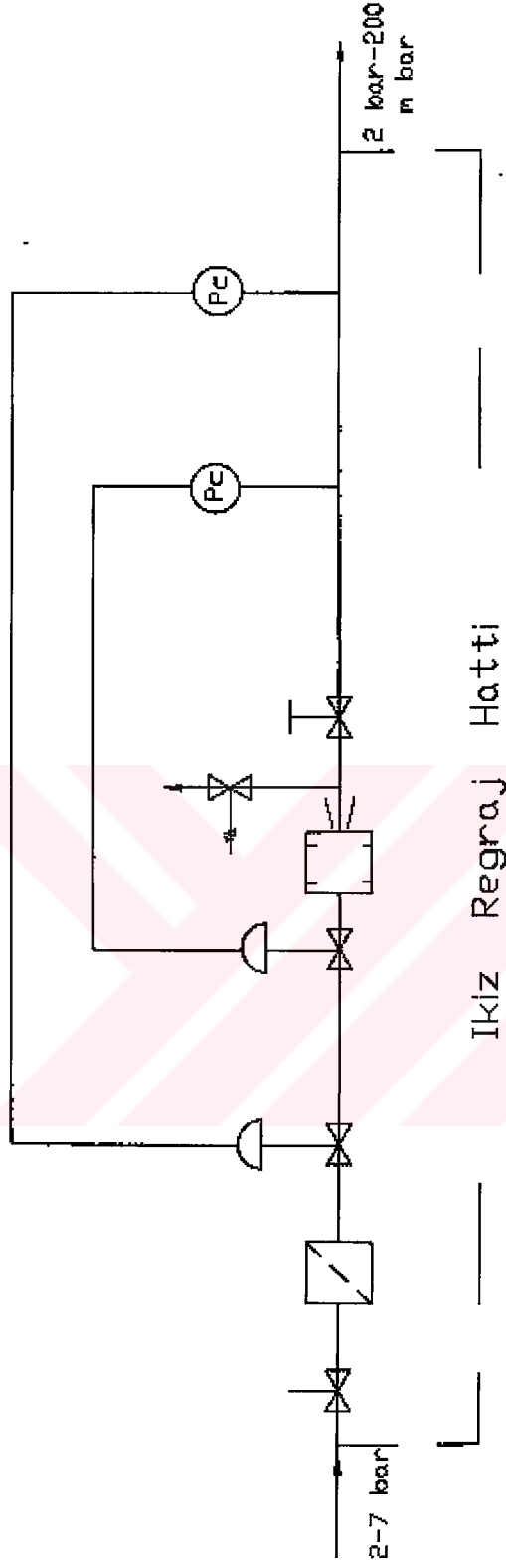


Şekil 3.1 Kesici vanalı regülatörler, çift kademe regraj [Çakırgöz, C.F., (1999)]



Şekil 3.2 Çoğul hata – açmalı regraj[Çakırgöz, C.F., (1999)]





Şekil 3.2 Montör –aktif regülörler, tek kademe regraj[Çakırgöz, C.F., (1999)]

İstasyon giriş basıncı 75 mbar ile 2 bar arasında ise;

- 1) Regraj devresinde bir giriş filtresi ve eğer regülatörün ayrıca bir kumanda devresi (pilot) sözkonusu ise pilot hattı filtresi gereklidir.
- 2) Akış sürekliliği zorunlu ise her regraj hattını %100 yedekleyecek şekilde donatılmış ikiz regraj hattı konulmalıdır.
- 3) Tek hatlı regrajlarda regülatör ya da cihaz bakımı sırasında hattı açık tutabilecek manuel kumandalı bir by-pass hattı ve vanası kullanılabilir. Bu uygulama maksimum giriş basıncı 1 bar'ı aşmayan haller içindir.
- 4) Çıkış tarafındaki fazla basıncı tahliye edebilecek kapasitede bir tahliye vanası ve hattı bulunmalıdır. Sıfır kullanım yükü ve maksimum basınç girişi halinde devreyi kesici özelliği olmalıdır.

İstasyon giriş basıncı 2-7 bar arasında ise:

- 1) Regraj devresinde bir giriş filtresi ve eğer regülatörün ayrıca bir kumanda devresi (pilot) sözkonusu ise pilot hattı filtresi gereklidir.
- 2) Regraj tiplerinde ele alınan monitör aktif regülatör veya kesici vanalı aktif regülatörler kullanılmalıdır. Tek veya çift kademeli reglaj kullanım yerlerine göre tercih edebilir.
- 3) Akış sürekliliği zorunlu ve her regraj hattını %100 yedekleyecek şekilde donatılmış ikiz regraj hattı konulmalıdır.
- 4) Çıkış tarafındaki fazla basıncı tahliye edebilecek kapasitede bir tahliye vanası ve hattı bulunmalıdır. Sıfır kullanım yükü ve maksimum basınç girişi halinde devreyi kesici özelliği olmalıdır.

### 3.2.4 İstasyon elemanları

#### 3.2.4.1 Regülatörler ve seçimi

Regülatör seçiminin temel kuralları aşağıda kısaca özetlenmiştir.

KG değeri; yani akış katsayısı kısaca şöyle tanımlanabilir: Bir regülatörün mutlak giriş basıncı olan  $P_{gabs} = 2.013$  bar ve mutlak çıkış basıncı olan  $P_{çabs} = 1.013$  bar şartları altında tam açık pozisyonda iken geçirdiği debi miktarına akış katsayısı denir. Bu katsayı standart şartlar altında havayla yapılan bir test sonucu belirlenir. KG değeri bir gaz regülatörünün kapasitesini belirlemede en önemli faktördür.

Şekil 3.5’de KG katsayısı seçim diyagramı verilmiştir. Bu diyagram, doğalgaz için geçerli olan aşağıdaki denklemler temel alınarak hazırlanmıştır:

1) Debi ( $Q_n$ ) kritik altı basınç düşümündeysen;

$$P_ç/P_g > 0.53, Q_n = KG \sqrt{P_ç (P_g - P_ç)} \text{ (m}^3 \text{ / h)} \quad (3.12)$$

2) Debi ( $Q_n$ ) kritik üstü (süperkritik) basınç düşümündeysen;

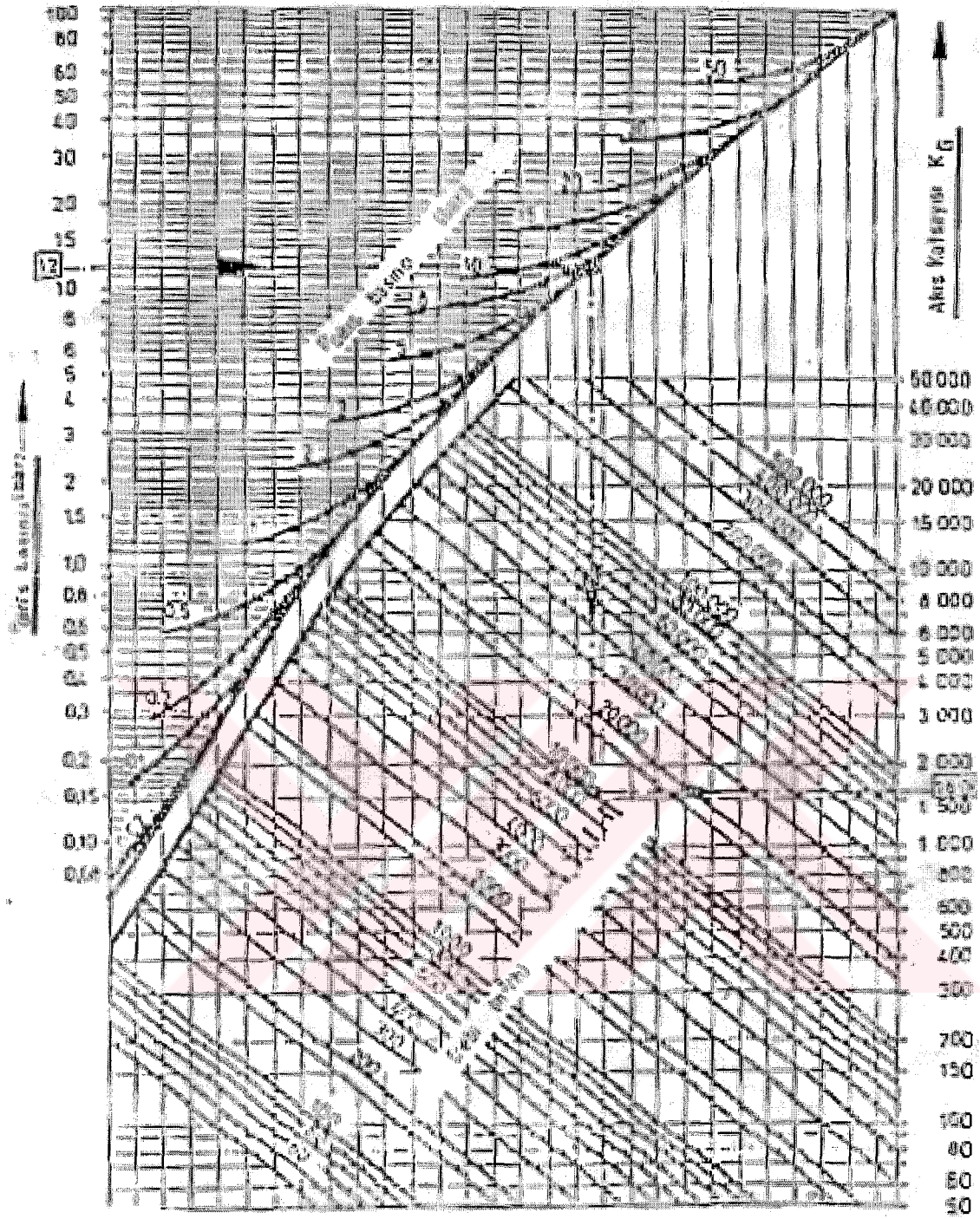
$$P_ç/P_g < 0.53, Q_n = KG P_g/2 \text{ (m}^3 \text{ / h)} \quad (3.13)$$

Bu denklemlerde kullanılması gereken basınç değeri mutlak basınçtır ( $bar_{abs}$ ) ve grafik şekilde kullanılması gereken basınç ise manometre basıncıdır ( $bar_{gauge}$ )

Şekildeki verilere göre ‘‘gerekli’’ akış katsayısı  $KG = 2200 \text{ m}^3 \text{ / h}$  olarak bulunur. Seçilen KG her zaman ‘‘Gereken KG’’ den daha büyük olmalıdır. Buradaki tavsiye edilen büyüklük ‘‘KG seçilen = 1.2 \* KG Gereken’’ şeklindedir.

Bulunan KG değeri bize regülatör seçiminin doğruluğunu sağlar. KG seçilen ile KG gereken arasındaki farkın regülatörde yedek kapasite bulunması yönünden gereği vardır. DIN 3380’e göre bu tolerans %20 olarak verilmektedir.

Örnekle açıkladığımız KG değerinin bulunuşu sonucunda optimum regülatör seçimi gerçekleşmiş olur. Bundan sonra yapılacak seçimler tamamen bir regülatörden istenen fonksiyonlara, malzeme kalitesine ve kullanım amaçlarına bağlıdır.



Şekil 3.5 KG Seçim diyagramı [Çakırgöz, C.F., (1999) ]

### Regülasyonun çalışma prensibi

Şekil 3.6'da bir regülasyonun gerekli parçaları görülmektedir. Regülasyonlarla ilgili bazı özellikleri vermek istiyorum.

- 1) Esnek zar lastik benzeri bir malzemedendir
- 2) Valf çubuğu sabitlenmiştir
- 3) Valf metaldir ve bir koni şeklindedir

## 4) Valf yuvası

Küçük boyuttaki regülatörler için valf ve valf çubuğunun ağırlıklarını ihmal edebiliriz. Bu durumda kuvvet eşitliği Şekil 3.7'deki gibidir.

Aşağı doğru etkileyen kuvvet:  $W$

Yukarı doğru etkileyen kuvvet:  $P_o * A$

Sistemin dengede olabilmesi için;

Bir regülatör tasarımında önemli olan  $P_1$  (giriş basıncı) değil tamamıyla çıkış basıncı olan  $P_o$ 'dur. Buna göre değeriyle oynamamız gereken veri  $W$  ağırlığıdır.

( $P_o, P_1$  geçerli olduğu sürece)

Ağırlığı sabit tutulan bir regülatörün gaz kullanma hızı arttıkça piston hareketi Şekil 3.8'de gösterilmektedir. Eğer önceki formülde hareketli parçaların (Valf, Valf çubuğu, v.b) ağırlıkları ihmal edilirse,

$W_m$  hareketli parçaların ağırlığı ise

Kuvvet eşitliği

$$W + W_m = P_o \cdot A \quad (3.14)$$

Denklemin sol tarafı

$$W = P_o \cdot A - W_m \text{ 'dir.} \quad (3.15)$$

Kuvvetler dengesini sağlamak için diğer metod da Şekil 3.10'da gösterilmektedir.

Bu durumda yukarı doğru kuvvet;  $P_{1a} + P_{oa}$

Aşağı doğru olan kuvvet;  $P_{1a} + P_{oa}$

Tam denge

$$P_{1a} + P_{0a} = P_{1a} + P_{0a} \quad (3.16)$$

Bu metod büyük boyutlardaki regülatörler için kullanılabilir. Küçük tiplerin imalatı hemen hemen imkansızdır. (Akuple ve senkronizasyon problemi vardır.)

Şekil 3.9'daki metoda alternatif olarak, ikinci bir valf yerine ikinci diyafram kullanılan metod gösterilmektedir.

Bu metotta D diyaframı ikinci valfin yerini alıyor. D diyaframının bir önceki metottaki ikinci valfin yeri her iki metottaki birinci valflerin alanıyla aynı olmalıdır. Dolayısıyla aynı formül kullanılabilir.

Regülatör imalatı ile ilgili bilgiler:

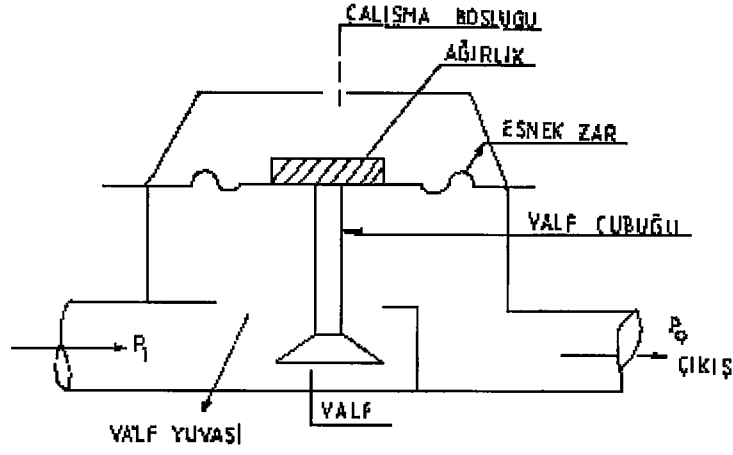
- 1) Diyaframın malzemesi doğalgaza dayanıklı olan sentetik kauçuk olmalıdır.
- 2) Basınç düşürme vanasının (regülatör) gövdesi alüminyum veya çinko döküm olmalıdır.
- 3) Valf küçük tipler için pirinç ve büyük tipler için plastik kaplanmış pirinç olmalıdır.

Küçük tip regülatör için Şekil 3.6'daki sistem kullanılabilir. Büyük tipler için Şekil 3.6'daki regülatör uygundur. (Ana hatlardan Şehir şebekesine olanlardan)

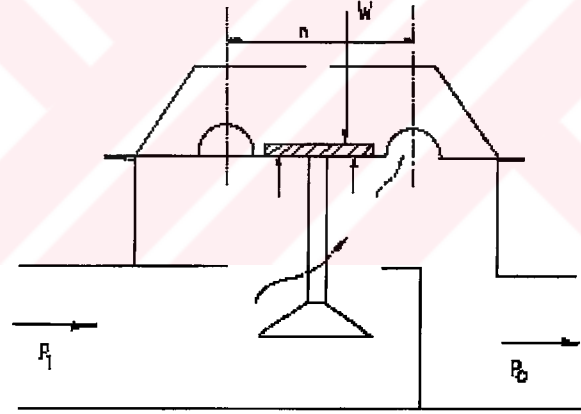
Tek diyaframlı regülatörlerde;

- A. Üst kapak pleyti
- B. Çalışma boşluğu
- C. Kurşun ağırlılar
- D. Diyafram ve supportlar
- E. Diyafram Kabı
- F. Valf Çubuğu
- G. Valf yuvası
- H. Valf (plastik kaplanmış)
- I. Boşluk
- J. Gövde bulunur.

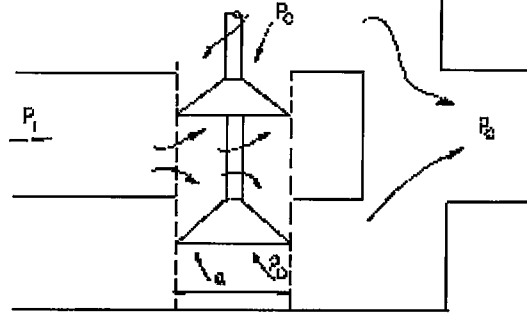
Buradaki ağırlıklar regülatörü referans düzeyinde tutabilmek içindir. Diğer sistemde ilk yüklemeyi ağırlıklar yerine yayla yapan bir regülatör vardır. Bu sistemde  $P_0$  basıncı yay sıkıştırılarak değiştirilebilir.



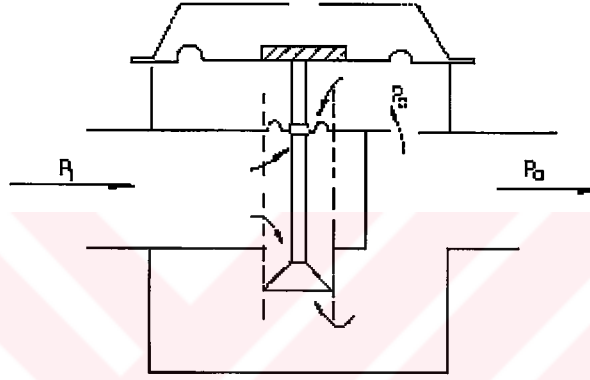
Şekil 3.6 [Çakırgöz, C.F., (1999)]



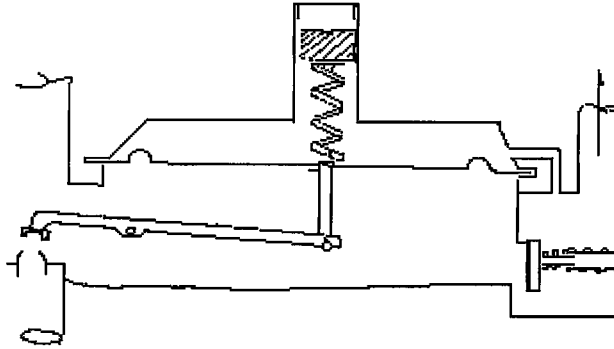
Şekil 3.7 [Çakırgöz, C.F., (1999)]



Şekil 3.8 [Çakırgöz, C.F., (1999)]



Şekil 3.9 Şekil 3.8 [Çakırgöz, C.F., (1999)]



Şekil 3.10 Şekil 3.8 [Çakırgöz, C.F., (1999)]

### 3.2.4.2 Filtreler

Regraj istasyonlarının değişmez elemanlarından olan filtreler regülatör öncesine izolasyon vanası ile kesici vana arasına yerleştirilir. Filtrelerin en önemli özelliği temizlenme ve bakım olanaklarıdır. Bunun yanısıra filtre elemanının durumunu gösterebilen yan kontrol elemanlarının varlığı da (diferansiyel basınç göstergesi) önemlidir.

Hassas bir filtreleme gerektiğinde filtre elemanı olarak elyaf veya hassas kağıt filtreler kullanılır. Ancak ele aldığımız tip tesislerde kartuş tip filtreler kullanılmaktadır. Filtre tipi tamamen gazın durumuna, temizlik derecesine bağlıdır (filtreler çoklu üniteler halinde gruplandırılabilirler). Bu uygulamalarda daha fazla sayıda filtre ortak bir çıkışa hizmet eder. Önemli olan filtrasyon alanının yeterli olmasıdır. Filtrasyon alanının hesabı sırasında minimum giriş basıncı göz önüne alınmalıdır. Ana hat filtrelerinde kullanılması zorunlu olan diferansiyel basınç göstergeleri kabul edilebilir sınırların aşılmasını engelleyici olmasından dolayı faydalıdır. İstasyona gazla birlikte sıvı akışkan gelmesi durumunda filtre elemanı ile sepatör (ayırıştırıcı) kullanılmalıdır.

### 3.2.4.3 Vanalar

Vana seçiminde göz önüne alınması gereken faktörler şunlardır.

- a) Tüm işletme basınçlarında etkin sızdırmazlık,
- b) Vana geçişi sırasında minimum dayanıklılık,
- c) Yeterli mekanik dayanıklılık,
- d) Vana tork karakteristikleri,
- e) Vananın açma kapama (işlem) hızı,
- f) Vana kumanda yönlerinin ayrılığı,
- g) By-pass uygulamalarında akış karakteristiği

Küre yatakları korunmalı ve sızdırmaz olmalıdır. Toprak altına gömülü olmaları halinde yağlama yapılabilmesine özel önem verilmelidir.

#### Kesici vanalar

Kesici vanalar işletim sırasında tam otomatik olmalıdırlar, hata- kapamalı olarak tasarlanmalı ve manual olarak maksimum çıkış basıncını ayarlanmalıdır.

Kesici vana seçimi sırasında; kullanılacak regülatöre uyum, performans ve dayanıklılık testlerinde pozitif sonuç, set noktasının ayarlanabilme kolaylığı çalışma basınç aralığı ve maksimum giriş basınç sınıfı gibi özelliklere dikkat edilmelidir.

Tahliye vanaları kesici vanalar gibi tam otomatik işletimli olmalı ve tercihen hata-açmalı tasarlanmalıdırlar.

Kullanılan regülatöre vananın uyumu önemlidir. İstasyon tasarımında izole edilebilecek her kısım için tahliye, üfleme ve drenaj olanaklarının düşünülmesi gerekir.

Tahliye hatları çekilirken uygun boru askı ve kelepçelerinin kullanılması ve tahliye yapılan noktaların tehlike sınıflamasına girmeyen bölgelerde olmasına özen gösterilmelidir.

#### **3.2.4.4 Susturucular**

Basınç düşürme işlemi sırasında ses meydana gelir. Sesin ortaya çıkmasına neden olan istasyon borulaması olabileceği gibi istasyon elemanları da olabilir.

Bu nedenle eleman seçiminde ve boru tasarımı standartlarca belirlenmiş ses sınırlarının aşılmasına çalışılmalıdır. Eğer bu sınırların açılması söz konusu ise aşağıdaki özelliklere göre seçimi yapılabilecek özel hat içi susturucular kullanılır:

- a) Debi miktarı
- b) Maksimum çalışma basıncı
- c) Maksimum kabul edilebilir basınç kaybı (susturucu boyunca)
- d) Giriş ve çıkıştaki maksimum gaz hızları
- e) Diğer elemanlara göreceli olarak susturucunun takılabileceği konum
- f) Bağlantı elemanları

Susturucu çıkış ağzı belirlenen çıkış hızları için çıkışta türbülans sonucu ses üretimine engel olacak şekilde imal edilmelidir.

### **3.3 Gaz Ölçüm Prensipleri Hakkında Temel Bilgiler**

Gazın ne bir boyutu ne de tanımlanabilen bir hacmi vardır. Gaz önemli ölçüde sıkıştırılabilir bir nesnedir. Basınç ve sıcaklık değişikliği önemli ölçüde hacim doğurur. Bu nedenle değişik

işletme koşullarında gaz hacmi, ancak standart basınç ve sıcaklık koşullarına dönüştürülmekle karşılaştırılabilir. Standart koşullar, N sembolü ile gösterilmek üzere;

Sıcaklık  $T_N = 273.15 \text{ K} = 0 \text{ }^\circ\text{C}$

Basınç  $P_N = 1.01325 \text{ bar}$

olarak tanımlanır. Düzeltilmiş ve düzeltilmemiş hacimler oranı ise düzeltme katsayısı  $Z_c$  olmak üzere ve

$$V_N = V * Z_c \quad (3.17)$$

şeklindedir. Düzeltme katsayısı  $Z_c$ 'yi belirlemede iki yöntem vardır.

Temel hacim düzeltmesi:

Basınç ve sıcaklığın termodinamik ölçüm oranları kullanılmak suretiyle belirlenen gaz hacminden , bir gaz debi ölçer ile standart koşullardaki hacim belirlenebilir.

$$V_N = V * [ P * T_N / P_N * T ] * 1 / K \quad (3.18)$$

4 bar'ın üstündeki basınçlarda teknik gazlar ideal gazlar için geçerli özellikleri göstermez. Temel hacim düzeltmede bu husus süper sıkıştırılabilirlik katsayısı  $K$  olarak hesaba katılmalıdır.

Yoğunluk düzeltmesi:

Gaz kalitesinin önemli değişiklikler gösterdiği durumlarda basınç ve sıcaklık oranlarının kullanılarak yapılan gaz hacminin standart koşullara dönüştürmeden ölçülen gazın yoğunluk ve standart yoğunluk oranları kullanılmak suretiyle yapılır.

$$V_N = V * [ g / g_N ] \quad (3.19)$$

Burada gaz kalitesine bağlı ölçüm hataları olacaktır. Gaz bileşenlerinin değişik hızları da ölçüm sonuçlarını etkilemesine rağmen bazı tedbirler ile bu etkileri düzeltmek mümkündür:

### 3.3.1 Transmitterler

#### 3.3.1.1 Sıcaklık transmitteri

Gaz sıcaklığının ölçülmesinde genellikle direnç termometreleri kullanılır. Bunlarda metal bir iletkenin elektrik direncini sıcaklıkla olan bağlantısından yararlanır. Saf metaller için bu bağıntıdan yararlanır. Platin sensörler yüksek ölçüm doğrulukları nedeni ile tercih edilirler.

#### 3.3.1.2 Basınç transmitteri

Gaz ölçüm tekniğinde genellikle uygulanan yöntem diferansiyel kondensatör ilkesine göre çalışır. (Rosemount Sistemi). Gaz basıncı ayrı bir diyaframda ölçüm diyaframına silikon yağı aracılığıyla iletilir. Bu durum , diferansiyel kondensatörde elektronik elemanlar yardımı yardımıyla , basınç ile orantılı 4-20 mA sinyale dönüştürülebilen bir kapasite değişikliğine yol açar. Ölçüm elemanı simetrik olarak tasarlanmıştır. Birbirinden ayrılmış diyaframlardan birine vakum bağlantısı ile mutlak transmitterler elde edilir.

Tesisata bağlanmış bir transmitterin kolaylıkla kontrol edilebilmesi için bağlantı borularına üç yollu bir vana takılabilir. Böylece basınç transmitterleri kontrol bağlantısına dışarıdan bir basınç uygulamak suretiyle kontrol edilir.

#### 3.3.1.3 Yoğunluk transmitteri

Gazların yoğunluğu basınç ve sıcaklığa bağlıdır. Yoğunluk doğrudan (örneğin tartılarak) veya sesli bir frekans generatörü (diyapozon) kullanılarak indirekt bir şekilde belirlenebilir. Diyapozon içinde bulunduğu gazın yoğunluğunun değişmesi halinde bir frekans değişikliği gösterir. Bu frekans değişikliği ölçülebilir ve yoğunluk belirlenebilir. Sistem gaz hattına kaynak edilen bir termik yuva içine yerleştirilir. Böylece diyapozon , ölçülecek gaz ile aynı sıcaklığı alır. Bir debi ölçerin ( flow metrenin ) basınç bağlantısından gazın Pr değeri alınır. Daha sonra yoğunluk transmitterinin ölçüm kabinine geçilir. Sistemdeki gaz, kuru ve temiz ise sağlıklı olarak çalışır bu nedenle yoğunluk transmitterinden önce gaz hattına bir kurutucu ve filtre yerleştirilmelidir.

Bir gazın yoğunluğu, standart koşullarındaki ( 0 °C, ve 1 bar ) yoğunluğu olarak tanımlanır. Belirli bir diyapozon içinde iki ayrı ölçüm birimi kullanılmaktadır. Bu kabinlerden birisi sabit basınçtaki referans gazı ile doludur. Ölçülecek gaz ölçüm kabininden geçer. Ölçüm ve

referans kabinleri ısı olarak çiftlendirilmiştir. Böylece her iki kabinde aynı sıcaklığa ulaşır. İlave bir basınç kontrol sistemi, gaz hattının işletme basıncına bağlı olmaksızın ölçüm kabinindeki basıncı daima referans kabin basıncına eşitler. Bu suretle, gazın standart yoğunluğu basit bir matematik bağıntı ile ifade ve standart yoğunluk hesaplanabilir.

### 3.3.2 Gaz debisinin ölçülmesi

#### 3.3.2.1 Diyafram yöntemi (Orifis plaka)

Ölçülecek gazın hızı boru daraltılarak arttırılabilir. Bu şekildeki gaz hızının artması bir basınç düşüklüğü meydana getirir. Bu basınç düşüklüğü ( diferansiyel basınç ) debi ile orantılıdır.

Debi,

$$V = K * \sqrt{\Delta p} \quad (3.20)$$

şeklinde formüle edilir.

Bu eşitlikte K geometrik ölçülere akışkan özelliklerine bağlı bir sabittir. Sistemin avantajları şu şekilde ifade edilir.

- Hareketli parçalar yoktur.
- Basit ve kolay anlaşılır.
- Çok yüksek gaz akışkanlarına kadar uygulanabilir.
- Ölçü sistemi arızası gaz dağıtımını aksatmaz.

Dezavantajları ise;

- Karakteristikler lineer değildir.
- Ölçüm aralığı dardır, 4:1
- Basınç düşümü fazladır.
- Sistem boyu uzundur.
- Doğruluk %2-10 dolaylarındadır.
- Sistem doğruluğunu arttırmak için tesis toleransını çok dar tutulması zorunludur.
- Doğrudan okuma göstergesi yoktur.
- Ölçüm basınç sıcaklık ve yoğunluk değerlerine bağlıdır.

### 3.3.2.2 Yer değiştirme dönerölçü sayaçları

Ölçülecek gazın kısmi miktarları sayaçtan sabit olarak geçirilir. Ve bir sayıcıda toplam değer alınır. Sayaçtan geçen debi, n devir sayısı olmak üzere,

$$V = 4 * V * n \quad (3.21)$$

şeklinde tanımlanır.

Sistemin avantajları:

- Geniş ölçüm aralığı, 40:1
- Doğruluk  $\pm$  %1 dolaylarındadır.
- Doğrudan okuma göstergesi vardır.
- Basınç düşüşü azdır.

Dezavantajları ise;

- Cihaz arızası durumunda gaz geçişi durur.
- Pahalıdır.
- Düşük ve orta miktarlardaki gaz ölçümüne uygundur.
- Kirlenmeyi karşı hassastır.
- Döner parçalar vardır.

### 3.3.2.3 Türbinli sayaçlar

Üzerinde kanatçıkları bulunan bir çark gaz tarafından döndürülür. Dönüş sayısı akan gaz hacim ile orantılıdır ve bir sayıcıda kaydedilir. Bu sistemle ölçülen debi, n devir sayısı K sabit olmak üzere,

$$V = n * K \quad (3.22)$$

şeklinde verilir.

Sistemin avantajları:

- Doğruluk  $\pm$  %1'den iyidir.
- Sayaç boyu kısadır.
- Arıza halinde gaz akışı engellenemez.

- Doğrudan okuma göstergesi vardır.
- Geniş ölçüm aralığı, 20:1
- Düşük ve yüksek debili gaz ölçümlerine uygundur.
- Düzeltici, kaydedici, yazıcı v.b genişli bir aksesuar ile kullanılabilir.

### 3.3.2.4 Vorteks metre

Düzgün bir akış içerisinde yerleştirilen köşeli bir cisim akış yönünde vorteksler oluşturur. Vorteksin frekansı akış hızı ve dolayısıyla debisi ile orantılıdır. Herbir vorteks toplam akışı yerel basınç artışına yol açtığı için bu basınç değişiklikleri akış yönüne dik olarak yerleştirilmiş bir sensör sistemi ile ölçülebilir. Sistemden geçen debi, k bir sabit, f vorteks frekansı olmak üzere,

$$V = k * f \quad (3.23)$$

şeklinde verilebilir. Bu şekilde gazın hacimsel debisi frekansın ölçülmesi suretiyle ölçülebilir. Köşeli cisim uygun biçimde şekillendirilebilirse çok geniş bir akış aralığında hacimsel debi vorteks frekansı arasında bir doğrusallık sağlanır. Vorteks frekansı ortamın basıncına, sıcaklığına ve yoğunluğuna bağlı değildir.

Ölçüm sensörleri ve köşeli cisim birbirlerinden yerel olarak ayrılabilir. Böylece ölçüm sensörleri kesikliye yol açmaksızın değiştirilebilir. Birbirinden bağımsız sensör sistemleri cihazın mali ölçümler için uygulanmasını mümkün kılar. Sayacın dışında bulunan sensör sistemi kirlenmiş ortamın neden olabileceği hatalardan etkilenmez.

Cihazın avantajları:

- Dönen parçaları yoktur.
- Doğrusal işletme olanağı.
- Geniş ölçüm aralığı 50:1.
- Düşük basınç kaybı.
- Gaz filtrasyonuna ihtiyaç göstermez.
- Yüksek doğruluk  $\pm$ , %0.5.
- Yüksek gaz hızları için uygundur.
- Arıza halinde gaz akışı engellenemez.

Dezavantajları:

- Direkt okuma göstergesi yoktur.
- Sayaç boyu uzundur.
- Darbeli akış ölçüm doğruluğunu etkiler.

### 3.4 Doğalgaz Şehiriçi Dağıtım Prensipleri

Doğalgazın borularla taşınabilme özelliği bu gazın son kullanma noktalarına kadar yine boru şebekeleri ile dağıtılabilmesini mümkün kılar.

Bu dağıtım, elektrik dağıtım şebekeleri ile benzerlik gösterir. Elektrik enerjisinin, üretim noktalarında gerilim yükseltilerek, yüksek gerilim hatları ile ülke düzeyinde dağıtılması ve transformatörler yardımı ile gerilimin kademe düşürülerek kullanıcıya ulaşmasına çok benzer olarak, doğalgaz da yüksek basınçla uzun mesafelere taşınırken hat üzerine yerleştirilen basınç düşürme istasyonları yardımı ile gaz basıncı kademe kademe düşürülerek tüketiciye ulaştırılır.

Şehir şebekesi 20 bar basınçla çalışır. Çelik borularla teşkil edilen bu ağır çalışma basıncı ise 4 bar'dır. Çelik ana dağıtım şebekesi, boru üst kotu, yol kotundan 1.2 m derinde olacak şekilde yollara döşenir ve güzergahı genellikle ana arterleri takip eder.

Çelik ana dağıtım şebekesi üzerine 20 bar / 4 bar düşürücü istasyonlar kurulur. Bu istasyonlar "Bölge regülatörler" (District Regulators) diye adlandırılır. Burada, ana dağıtım şebekesinden alınacak doğalgazın basıncı + bar'a düşürülecek ve polietilen şebekeyle tüketicilere dağıtım yapılacaktır.

Çelik ana dağıtım şebekesi, sistemin ömrünü uzatabilmek amacıyla tamamen polietilen kaplı çelik borularla teşkil edilir ve ileride korozyondan doğacak tehlikeleri önlemek amacıyla da katodik olarak korunmaktadır. Bu nedenle hat üzerinde yeterli miktarda test noktası montajı yapılır. Katodik Koruma İstasyonları'ndan beslenir. Şebeke üzerinde her kaynak uygulaması %100 olarak röntgen edilir ve her hatalı kaynak tamamen yenilenmektedir.

Polietilen (PE) tali dağıtım şebekesi, boru üst kotu yol kotundan 0.80 m derinde olacak şekilde tercihen kaldırımların altına veya kaldırımlara yakın olacak şekilde yollara döşenir. Polietilen şebeke, gaz verilecek tüm mahallelere ve sokaklara döşenerek ve dallanır.

Gerek çelik ana dağıtım şebekesi ve gerekse polietilen tali dağıtım şebekesinin döşenmesini müteakip boru üst kotlarından 20 cm üstünde sarı renkte plastik ikaz bandı tüm hatlar boyunca serilir. Ayrıca vana odaları regülatör istasyonları ve özel geçişler gibi yerinin bilinmesi gerekli noktalar özel olarak dizayn edilirler. Uluslararası gaz standartlarına uygun işaret plakaları yerleştirilir.

Polietilen borular, orta veya ağır yoğunluk polietilen granüllerden çekilmiş ve gaz şartnamelerine uygun şartlarda üretilmiş borulardır. Bunlar 12 m'lik düz boru, kangala veya makaraya sarılı uzun boylarda teslim edilirler. Sokak tranşe döşemeleri, makaradan sarılmak suretiyle, elektrik kablolarının döşenmesine benzer şekilde yapılır. Birleştirme yöntemi uygulamadaki basitliği ve işçilik hatalarını minimuma indirmesi nedeniyle elektrofüzyon uygulanır.

### 3.4.1 Elektrofüzyon

Bu metotta içine direnç sarılmış fittingler kullanılır. Bu sayede birleştirilecek her iki boru aynı eksene getirilir. Fittinglerle iki boru alın altına birleştirilir. Borular hat (bransman) imkan verecek şekilde özel olarak dizayn edilir. Fittinglerin iç yüzeylerine sarılı dirençler enerjilendirildiğinde, doğan ısı nedeniyle ergiyen boru dış yüzeyi ve fitting içi yüzeyleri birbirlerine tamamen homojen olarak kenetlenir. Fittinge enerji verme özel bir güç kaynağı ve aksesuarları vasıtasıyla gerçekleştirilir. Enerji verme süresi ortam sıcaklığına göre otomatik olarak ayarlanır.

PE şebekeden, şebekede gaz varken veya yokken tatbik edilebilen, yine elektrofüzyon prizler yardımı ile şube hatları (Service lines) tesis edilir. Böylece, beher bina veya tesise bir adet şube hattı verilip ve doğalgazla beslenmesi sağlanacaktır.

Şube hatları; ana şebekeye elektrofüzyon yöntemi ile kaynatılır. Şube hatları birer priz (service saddle) ve buna irtibatlı 20, 32, 63, 110 mm çaplı PE boru ile içinden bir PE/Methodu adaptör rakoru, bir tevkif musluğu (vana) ile kullanım kapasitesine göre 25-100 m<sup>3</sup>/h , 4 bar /20 mbar basınç düşürücü bulunan bir servis kutusundan ibarettir. (Bu kutuları elektrik şebekelerindeki bina giriş kofrasına benzetebiliriz).

20 bar gaz taşıyacak çelik şebeke hidrostatik olarak, 4 bar gaz taşıyacak olan dağıtım şebekesi pnömatik olarak sızdırmazlık ve dayanıklılık testine, hatta gaz vermeden önce tabi tutulur.

Bina veya tesislerin dahili borulaması ise, bu kutuyla irtibatlandırılmak suretiyle alçak basınçta gaz alacak şekilde yapılır.

Yukarıda anlatılanların yanında, şebekeye paralel olarak mevcut havagazı şebekesinden de istifade edilebilir.

a) Kullanılabilir durumda olan havagazı şebekesine basıncı 20 mbar a düşürülmüş, şartlandırılmış doğalgaz, doğrudan doğruya uygulanabilir ve havagazı cihazları, doğalgazla çalışabilmesi için, konveksiyona (dönüşüm) tabi tutulabilir.

Rutubetli bir gaz olan havagazında doymuş olarak şişkin duran boru ek yerleri, kuru bir gaz olan doğalgaz tatbik edildiğinde kuruyarak büzülür ve sızdırmaya sebep olurlar. Bu itibarla, bu borulara doğalgaz verilebilmesi için doğalgazın şartlandırılması gerekir. Bu şartlandırma, doğalgaza su buharı ve glikol karışımı katılarak, şartlandırma istasyonlarında gerçekleştirilir. Ayrıca eski havagazı şebeklerine doğalgaz, basıncı havagazı basıncına düşürülerek (alçak basınç) verilir.

b) Kullanılabilir durumda olmayan eski havagazı borularının, içi tıkanmış olanları kesilerek terk edilir, içi boru geçirmeye müsait olanları ise, tanşe kazısı yapılmadan, içinden PE boru sürülmek suretiyle (Tubing) yapılabilir.

Yukarıda özetle vermeye çalıştığımız şehir içi doğalgaz şebekesi, bir merkezden Tele gözetim (SCADA) sistemi ile gözlenir, kontrol ve kumanda edilir. Böylece bir merkezden, şebeke dengelemesi, arıza tesbit acil müdahale gibi bir şehir gaz dağıtım şebekesinin güvenle ve sağlıklı olarak işletilmesi için gerekli kumanda teşkilatı tesis edilmiş olur.

### 3.4.2 Polietilen gaz dağıtım şebekesi

PE ve özellikle MDPE (orta yoğunlukta PE)'nin doğalgaz uygulama alanına girişi kendi yapısında taşıdığı, diğer metal ve plastiklerle karşılaştırıldığında ekonomik ve teknik yönlerden onlara göre yüksek olan üstünlüklerinden kaynaklanmaktadır. Bu ana üstünlükler şöyle sıralanabilir.

- Basit taşıma ve nakliye, büyük çalışılabilir uzunluklar ve kolay monte edebilme tekniğinden kaynaklanan ekonomik montaj,
- Basit bağlama teknikleriyle tamirat kolaylığı,
- Boru sisteminin yüksek sürekliliğine bağlı olarak dayanım ve uzun ömür.

Bu yukarıda belirtilen ekonomik üstünlüklerden öte olmak üzere bazı polietilen malzemelerin çalışma verimi uzun süren testler sonucunda standartlarda belirtilen veya pratikte uygulanan tasarım limitlerinin çok üzerinde olduğu kanıtlanmıştır. Gerçekten yüksek bir ekonomik yararı garanti edebilmek için monte edilen boru sistemi gerçekçi işletim koşulları altında mümkün olduğu kadar uzun bir çalışma süresini garanti etmelidir. Çalışma koşullarının hammadde üreticileri, gaz teşvik şirketleri, ulusal enstitüler ve önde gelen boru imalatçısı şirketler birçok geliştirme çalışmaları yapmaktadırlar.

Bu çalışmalar sonucunda toplanılan bilgiler sonuç itibarı ile son ürünler ve hammaddelerden istenilen özelliklerin belirtildiği özellikler hazırlanmasına neden olmuş ve bir gaz şebekesinin işletmesi esnasında önemli olan diğer ek konular için bir yol gösterici olmuşlardır.

Devam eden araştırma ve gelişmeler boru sistemleri ve malzemeler üzerinde artan bilgiler sağlamaktadır ki bunun sonucunda gelişmekte olan teknolojiyi yakalamak ya da sistemlerin güvenlik ve kalitesini arttırmak amacıyla araştırma ve gelişmelerin devamını sağlamak için var olan özelliklerin sürekli olarak revize edileceği açıktır.

Polietilen ilk defa bundan 25 yıl önce basınçlı boru sistemlerinde uygulanmıştır. Bu Avrupa'da ilk kez HOECHST AG firmasının tanıttığı orta yüksek moleküler ağırlıktaki bir yüksek polietilen olan HOSTALEN GM 5010 ile başlamıştır.

Malzeme basınçlı boru hammaddesi olarak tanıtılmış ve uzun vadeli test sonuçlarından, bilinen sıcaklıklarda uygulanan gerilimler altında beklenen ömürlerin belirlendiği DIN 8075 boru özelliği oluşturulmuştur.

Gerçek gaz kanununa göre çıkarılan Weymouth denklemi aşağıdaki gibidir. Weymouth değişik çaplı borular içinde hava akışı ile ilgili deneyler sonucunda;

$$Q = 3,23 ( T_{sc} / P_{sc} ) [ ( P_1^2 - P_2^2 ) D^5 / ( \gamma_g z T f L ) ]^{1/2} \quad (3.24)$$

Bu denklem

$$F = 0,032 / D^{1/3} \quad (3.25)$$

olduğu görülür. Bu denklem kullanılarak:

$$q = 18,062 ( T_{sc} / P_{sc} ) [ ( P_1^2 - P_2^2 ) D^{16/3} / ( \gamma_g z T L ) ]^{1/2} \quad (3.26)$$

Bu denklem gaz endüstrisinde çok kullanılır ve birçok uygulamasında da z'nin değeri birim kabul edilir. Eğer  $\gamma_g = 0,60$ ,  $T_{sc} = 520^0R$ ,  $T = 520^0R$  ve  $P_{sc} = 14,65$  psia varsayılırsa:

$$Q = 36,29 [ ( P_1^2 - P_2^2 ) D^{16/3} / L ]^{1/2} \quad (3.27)$$

Weymouth formülü genellikle toplama sistemleri ve kısa uzunluklu borular için geçerlidir. Büyük çaplı ve uzun borular için Panhandle formülü kullanılır. Bu formül geliştirilirken:

$$1/f = 52 ( \gamma_g Q / d )^{0,1461} \quad (3.28)$$

kabul edilmiştir.

Panhandle formülü

$$Q = 435,87E ( T_{sc} / P_{sc} )^{1,07881} [ ( P_1^2 - P_2^2 ) / L ]^{0,5394} ( 10,5394 / T )^{0,5394} \quad (3.29)$$

Burada

$Q = T_{sc}$  ve  $P_{sc}$ 'de ölçülen debi (ft<sup>3</sup>/gün)

$d =$  İç çap (inç)

$E =$  Verim faktörü (0,92 olarak kabul edilir)

$L =$  Borunun uzunluğu (mil)

$T =$  Akışkanın ortalama sıcaklığı (<sup>0</sup>R)

p= Basınç (psia)

g= Gazın özgül yoğunluğu (hava için birim kabul edilir)

Verim faktörü yeni borularda akan temiz gazlar için 0,94 ve eski borularda akan zengin gaz için 0,88'dir.

### 3.4.3 Eğimli borularda basınç kaybı

Pratikte boru hatları yataydan sapma gösterirler. Böyle durumlarda yine mekanik enerji de gözönüne alınır. Ferguson tarafından geliştirilmiş bir formül böyle durumlarda kullanılabilir:

$$Q = 3,23 ( T_{sc} / P_{sc} ) \{ [P_1^2 - (e^3 P_2^2) d^5] / ( \gamma_g z T f L_e ) \}^{1/2} \quad (3.30)$$

Burada;

Q= Gaz debisi (ft<sup>3</sup>/h)

z= Ortalama sıkıştırılabilirlik faktörü

s= 0,0375g x/ T<sub>z</sub>

x= Yataydan sapma (ft, boru sonu boru başından yuksekse x pozitif alınır)

L<sub>e</sub>= Borunun etken uzunluğu (mil)

Borunun etken uzunluğu L<sub>e</sub> basınç ölçme istasyonları arasındaki hattın profiline bağlıdır. Eğer eğim üniformsa:

$$L_e = [ ( e^s - 1 ) / s ] L = jL , \quad j = ( e^s - 1 ) / s \quad (3.31)$$

Eğer eğim üniform değilse, istasyonlar arasındaki profil eş eğim gösteren bölgelere ayrılır ve etken uzunluk şöyle hesaplanır:

$$L_e = L_1 j_1 + L_2 e^{s_1} j_2 + L_3 e^{s_2} j_3 + \dots + L_n e^{s_{n-1}} j_n \quad (3.32)$$

Burada, (j<sub>1</sub>, j<sub>2</sub>, j<sub>3</sub>, ..., j<sub>n</sub>), (L<sub>1</sub>, L<sub>2</sub>, L<sub>3</sub>, ..., L<sub>n</sub>) seviyelerdeki artma ve azalmaya bağlı olarak hesaplanır. (e<sup>s<sub>1</sub></sup>, e<sup>s<sub>2</sub></sup>, e<sup>s<sub>3</sub></sup>, ..., e<sup>s<sub>n-1</sub></sup>) de borunun girişi ile çıkış bölgelerinin sonuna kadar olan yükselme ve alçalmalar için hesaplanır.

### 3.4.4 Yatay boru hatları için özel durumlar

Gaz debisi, basınç farkı, sıcaklığı, gazın özgül yoğunluğu ve sıkıştırılabilirlik faktörü aynı olan iki değişik çaplı ve uzunluklu boru alırsak, şu ilişki yazılabilir:

$$L_1 = f_2 / f_1 (d_1 / d_2)^3 L_2 \quad (3.33)$$

Buna göre sürtünme faktörü  $f_1$ , çapı  $d_1$  olan bir borunun  $L_1$  uzunluğu, sürtünme faktörü  $f_2$  ve çapı  $d_2$  olan bir başka borunun  $L_2$  uzunluğuna eşittir. Eğer borular seri şekilde bağlanmışsa  $Q = Q_1 = Q_2$  ise

$$P_1^2 - P_2^2 = (P_1^2 - P_M^2) + (P_M^2 - P_2^2) \text{ olduğundan} \quad (3.34)$$

$$(L_e / d_e^{13/3}) = (L_1 / d_1^{16/3}) + (L_2 / d_2^{16/3}) \quad (3.35)$$

Burada  $L_e$  ve  $d_e$  eşdeğer uzunluk ve çapı gösterir.

Borular paralel bağlanmışsa,  $Q = Q_1 + Q_2$  olduğundan

$$(d_e^5 / f_e)^{1/2} = (d_1^3 / f_1)^{1/2} + (d_2^5 / f_2)^{1/2} \text{ dir.} \quad (3.36)$$

### 3.4.5 Boru kalınlığının saptanması

Boru akış hesaplarından yararlanılarak boru içinde oluşacak maksimum basınç- boru çapı ilişkisi geliştirilebilir. Bu arada bilinmesi gerekli bir başka önemli parametre de borunun et kalınlığıdır. Borunun et kalınlığı aşağıdaki gibi saptanabilir:

$$p = (2St / D) F.E.T \quad (3.37)$$

Burada;

$p$ = Boru içindeki maksimum basınç (psi)

$S$ = Borunun minimum kayma gerilmesi (psi)

$t$ = Borunun et kalınlığı (inç)

$D$ = Borunun et kalınlığı (inç)

F= Boru döşeme faktörü

E= Borunun bağlanma faktörü

T= Boru için sıcaklık faktörü

Türüne bağlı olarak çelik borular için S'in değeri genellikle 30000-52000 psi arasındadır. F ise 0,40 ile 0,72 arasında olabilir. Diğer taraftan E'nin değeri 0,6 ile 1,00 arasında olup, kullanılan çelik borunun özelliğine göre değişir. T ise 250<sup>0</sup>F ve düşük sıcaklıklar için 1,00 olup, sıcaklık yükseldikçe T değeri de azalır.

### 3.4.6 Gerekli kompresör gücünün saptanması

Genellikle her pompa istasyonunda bir veya birden fazla kompresör bulunur. Akış koşullarına bağlı olarak beygir gücü cinsinden kompresör gücü şöyle ifade edilebilir:

$$h_p = 3,03 \cdot 10^{-6} Q (P_{sc} T / T_{sc} z) [k / (k-1)] [c^{(k-1/k)} - 1] \quad (3.38)$$

Burada;

$h_p$  = Sıkıştırılan her 106 ft<sup>3</sup> gaz için gerekli beygir gücü

Q = Akış debisi (ft<sup>3</sup>/gün)

$P_{sc}$  = Standart basınç (psia)

$T_{sc}$  = Standart sıcaklık (<sup>0</sup>R)

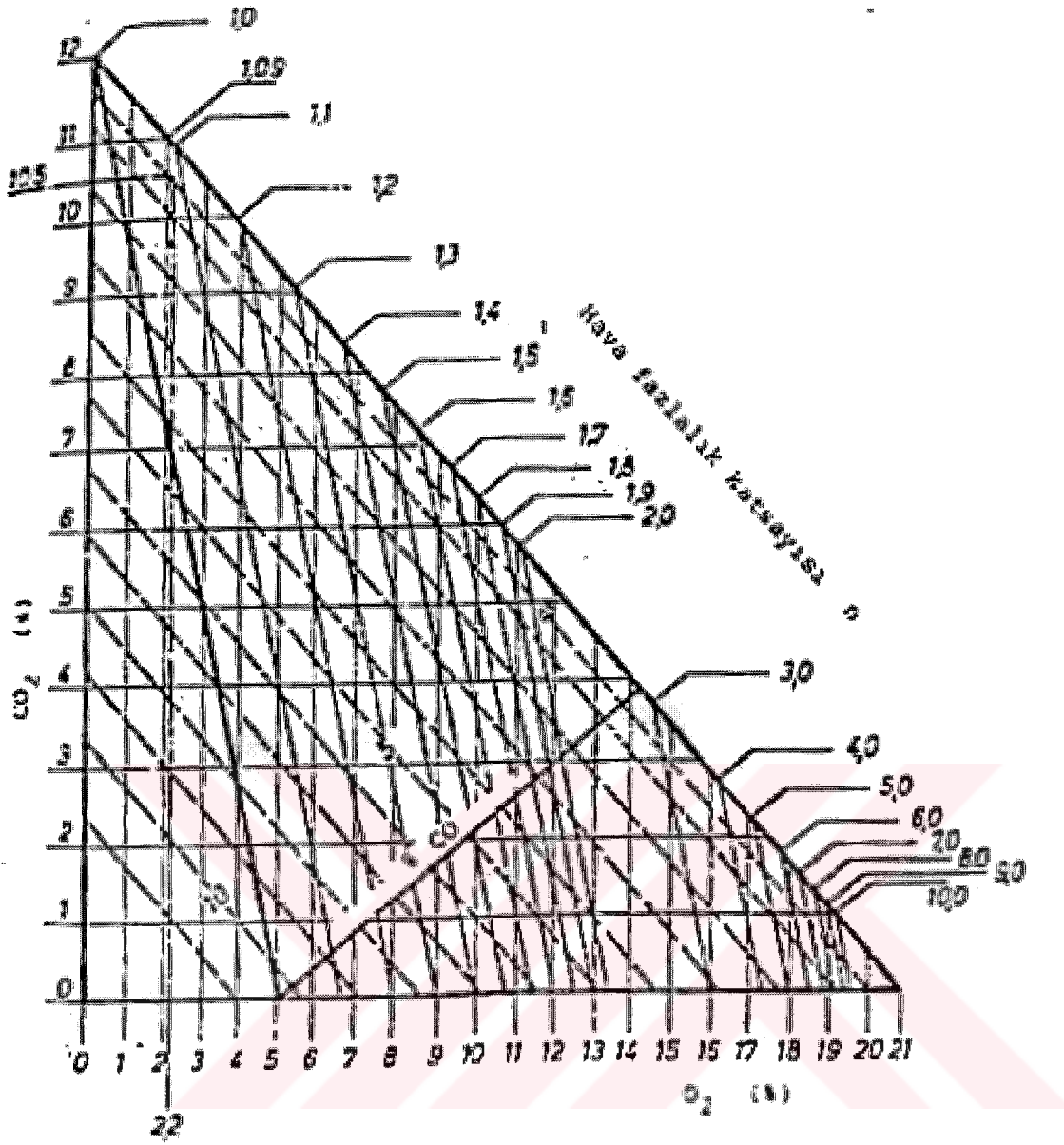
T = Emme sıcaklığı (<sup>0</sup>R)

z = Sıkıştırılabilirlik faktörü

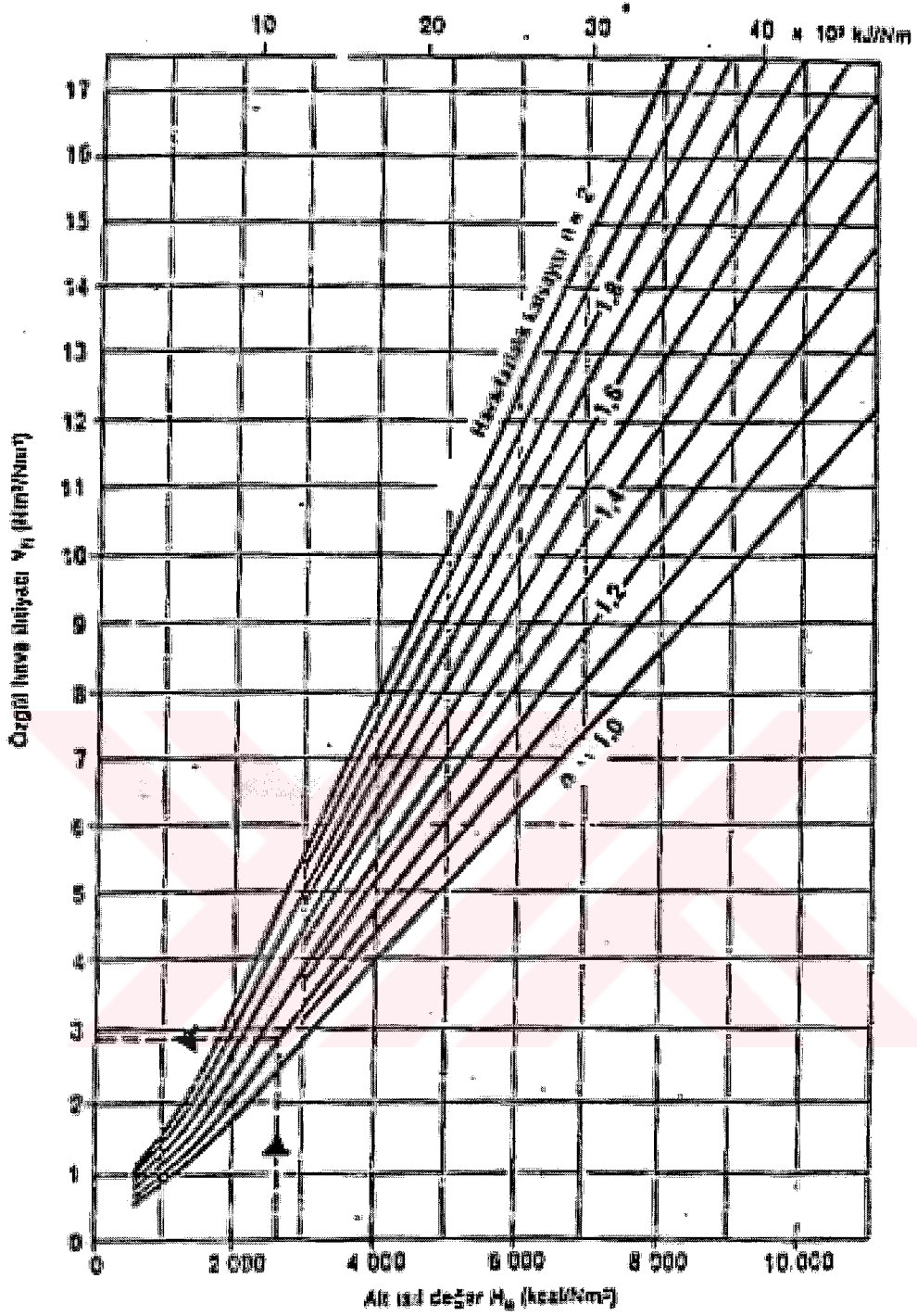
E = Kompresör verimi

k = Özgül ısı oranı ( $C_p/C_v$ )

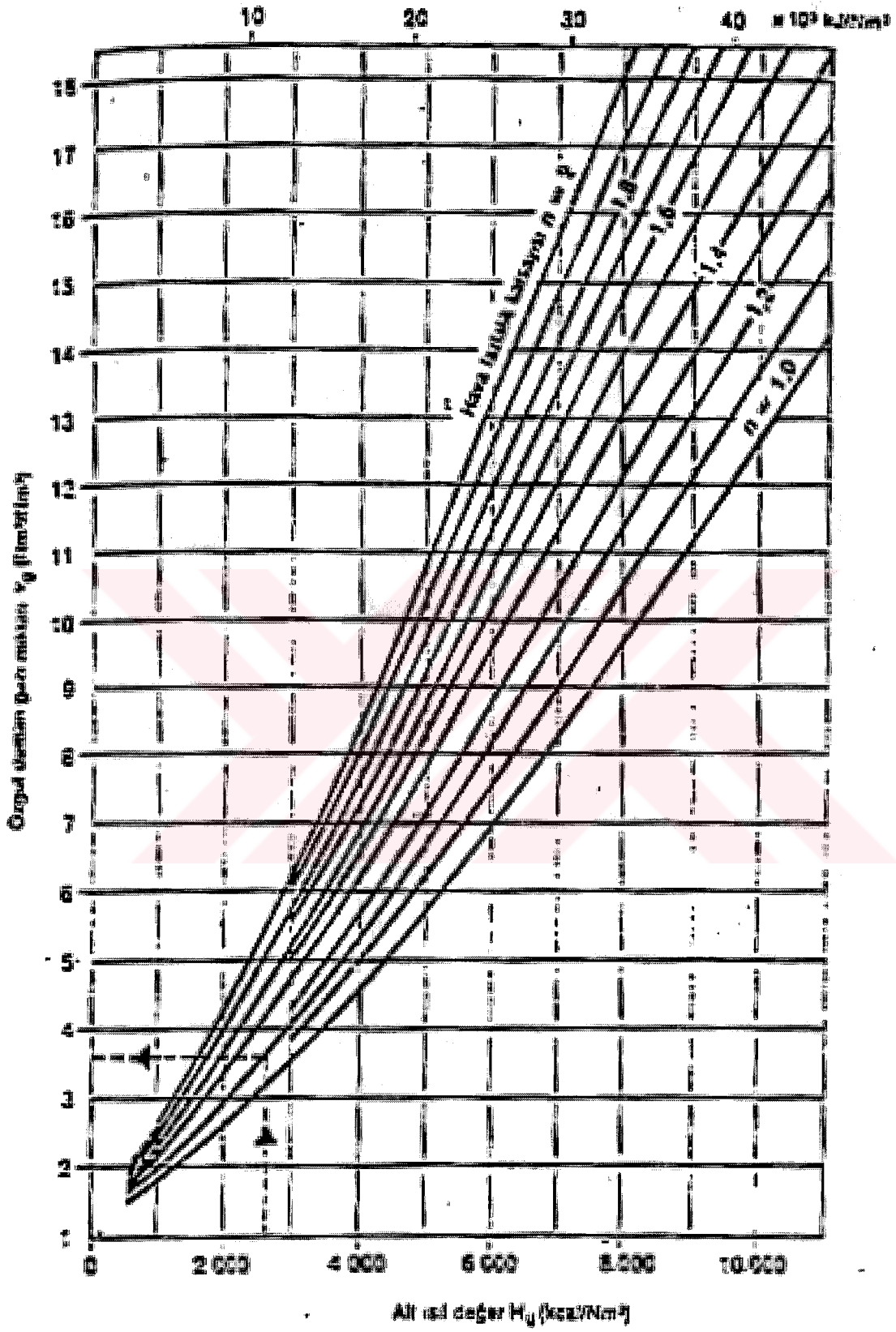
C = Sıkıştırma oranı (basma basıncı / emme basıncı)



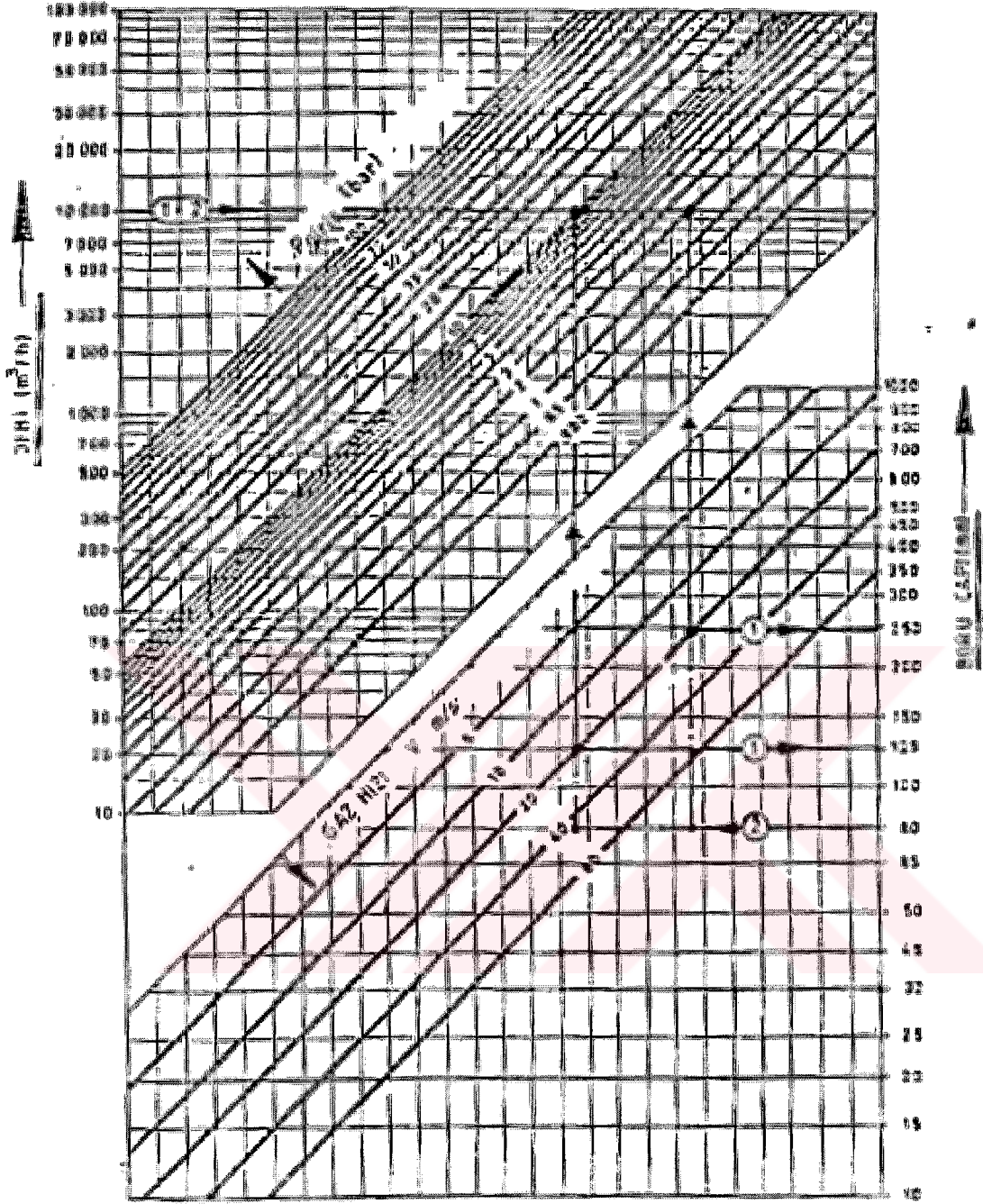
Şekil 3.11 Doğalgaz için Oswald diyagramı [Enerji Ekonomisi Ders Notları, (1997)]



Şekil 3.12 Gaz yakacalarda yakma havası ihtiyacı [Çakıröz, C.F., (1999)]



Şekil 3.13 Gaz yakacaklar için özgül duman miktarı [Çakırgöz, C.F., (1999)]



Şekil 3.14 Boru çapı belirleme diyagramı[Çakırgöz, C.F., (1999)]

### 3.5 Gaz Borularının Yeraltına Yerleştirilmesi ve Kuralları

#### 3.5.1 Hendek açılması

Hendek boyutları; boru çapı, toprak ve trafik yüklerinin büyüklüğü ve dağılımı gözönünde tutularak ve aşağıda verilen değerlere uygun olarak hesaplanmalıdır.

Hendek derinliği:

Hendek derinliği, boru donma derinliğinin altında kalacak şekilde hesaplanmalı ve inşaat sırasında projede öngörülen derinliklere uyulmalıdır. Donma derinliği iklim ve zemin cinsine bağlı olarak değişirse de, yol kaplaması üst yüzeyinden veya hendek üstüne gelen doğal zemin kotundan boru üst düzeyine kadar hesaplamak üzere, gaz boruları için en az 1 m olmalıdır. Telefon, su, gaz ve elektrik hatları gibi üzerinden geçilmesi zorunlu olan yerlerde bu yapımların derinliğine uyulmayabilir. Ancak donmayı önleyici tedbirlerin alınması gerekir.

Hendek şevleri:

Derinliği 1.5m'ye kadar olan hareketlerde yan yüzeyler dik olabilir. Ancak hendeğin açılmış olduğu zemin ve bu derinlikte kendini tutamıyor ve kayıyorsa veya hendek daha derin ise, uygun şev veya basamak yapılmalıdır. Hendek şevlerinin doğal zemin yüzeyini kestiği yerlerden başlayarak en az 0.60 m genişlikteki şeritler boru istifi, kazı toprağı vb. ile yüklenmeli ve boş bırakılmalıdır.

Hendek tabanı:

Hendek tabanı, boru boyu boyunca tabana oturacak şekilde düzeltilmiş olmalıdır. Gerekli hallerde boru ekleme yerlerinde derinleştirme yapılabilir. Hendek tabanında, projede verilenler dışında eğim ve yön değişimi bulunmamalıdır. Kazı sırasında hendek tabanında, bitkisel toprak, artık malzeme ve cüruf gibi taşıma gücü zayıf olan zemine rastlanırsa, bu zayıf malzemeler çıkarılmalı yerine uygun dolgu malzemesi konularak sıkıştırılmalıdır. Yeraltı su seviyesinin sık sık değiştiği veya trafik yükünü söz konusu olduğu hallerde hendek tabanında kaya, duvar kalıntısı ve benzeri rijit yerler bulunmamalıdır. Bu kısımlar taşıma gücünün düşük olduğu zeminlerde hendek tabanından 0.50 m daha derine kadar temizlenerek yerleri uygun malzeme ile doldurulmalıdır.

Hendek, tabanı kayalık veya taşlık zemine rastlarsa, boru veya taş üzerine oturtulmamalı, hendek tabanı 0.50m daha derin kazılmalıdır. Fazla kazılan kısım kum veya elenmiş toprak gibi malzemelerle doldurularak yastık yapılmalıdır. Yastık malzemesi seçiminde boru çapı, boru malzemesi ve kaplama cinsi gözönünde tutulmalıdır. Doldurulan kısım iki tabaka halinde serilip sıkıştırılmalıdır.

Boru eklemlerinin yapılabilmesi için, boru başlarına gelen kısımlarda kafa çukurları açılır. Bu çukurlar en az 0.75 m uzunlukta ve 0.10 m derinlikte olmalıdır. Ek yerleri kaynak ile yapılmayan borularda, boruyu askıya almak için kullanılan kolonları geri almak üzere boru yerine de bir çukur açılır.

### **3.5.2 Boruların yerleştirilmesi**

Borular depolardan yerleştirme bölgelerine özel taşıtlar ile getirilmelidir. Bozuk yollardan geçilmesi zorunlu hallerde boruların yükleneceği taşıtların içine yumuşak altlıklar konulmalıdır. Borular hendeğe indirilmeden önce iç yüzeyleri iyice temizlenmeli depolama ve taşıma sırasında oluşan zedelenmeler onarılır. Yerleştirme işinde çalışan tüm işçiler bu konuda yetişmiş olmalıdır. Denetleyecek personelde yapılan işin bu standartlara uygun olup olmadığına verebilecek bilgiye sahip olmalıdır. Boyuna kaynaklı boruların yerleştirilmesinde kaynak dikişi boru çevresinin üst üstebiri içine geçirilir.

Boyuna veya spiral dikişli borular uç uca getirilir. Ek yerine girinti veya çıkıntılar olmamalı ve boru ağızları üst üste binmemelidir.

Borular hendeğe yerleştirilirken içlerine yabancı maddelerin girmesine engel olunur. Bunun için yerine konulmuş olan sonuncu borunun serbest ağzı boruya geçen sıkıca bir tıkaç ile kapatılır. Yeni boru yerleştirilmeden önce bu tıkaç çıkarılarak yerleştirilecek olan borunun ucuna takılır. Ekler yapılıncaya kadar boru ağzı tıkalı kalmalıdır. Borular projesinde verilen eğimde yerleştirilmelidir. Plastik borularda yapımcının önerisine bağlı kalınarak boru bükülmek suretiyle de yön değiştirebilir. Plastik boruların yerleştirilmesi sırasında hava sıcaklığının 0°C'nin altında olması halinde, gerekiyorsa borunun çatlama, kırılma ve şekil değiştirmesini önleyecek tedbirler alınır.

Soğuk havalarda ek yerlerinde kaynak dikiş işleminin sürekli yapılabilmesi için genellikle elektrik kaynağı kullanılır. 6mm'lik et kalınlığına kadar oksijen kaynağı da kullanılabilir.

Kaynak sıra ve sayısı boru malzemesi ve kullanma koşullarına göre API1104 esaslarına göre belirlenir. Ek yerlerinin kaynağındaki önemsiz hatalar onarılabilir. Büyük hatalı kısımlar yeni baştan kaynatılıdır. Kaynak üstüne kaynakla onarım yapılmaz. Onarım esasları için de API1104'e başvurulur.

### **3.5.3 İç basınç dayanımı**

Hendek içine yerleştirilmiş boruların üzerine dolgu yapılmadan önce, arazi topoğrafyasına göre tüm boru hattına bir seferde veya bölge bölge olmak üzere iç basınç deneyi uygulanır.

Deneyden geçirilen boru hattında herhangi bir kaçak veya sızıntı olup olmadığı kontrol edilir. Deney sonunda başarısız sayılan boru veya ek yerleri saptanırsa bu bölgeler onarılarak veya değiştirilerek deney tekrar edilir. Bu işleme hiçbir kaçak ve sızıntı olmayıncaya kadar devam edilir. Nehir alt geçişi, köprü geçişi veya benzeri güç koşullar altında yerleştirilen boru kısımlarına inşaatın tamamı beklenmeden iç basınç deneyi uygulanabilir.

### **3.5.4 Hendeklerin doldurulması**

Hendek içine konulmuş boruların her iki yanı tabandan başlayarak boru üstünden 0.20 m yukarıya kadar içinde boruyu koruyucuyu kaplamayı zedeleyecek ölçüde iri ve sert maddeler bulunmayan bir kum malzeme ile doldurularak sıkıştırılır. Hendeğin doldurulması ve sıkıştırılması sırasında boru kalınlığının 1 m'den az olduğu yerlerde ağır taşıt araçları ve inşaat araçları geçirilmez.

### **3.5.5 Boruların hizmete alınması**

Gaz iletiminde kullanılacak boruların iç basınç deneyleri su ile yapılmış ise boru içindeki suyun tümü boşaltılmış ve boru içi kuruyuncaya kadar beklenilir.

## **3.6 Endüstriyel Gaz Borulaması Tasarım ve Prosedürleri**

Endüstriyel borulama doğalgaz ve diğer tip gazlar için kullanıldığında normal olarak basınç aralığı ile sınıflandırılır. Burada 7 bar maksimum basınca kadar olan borular ele alınacaktır. Endüstriyel ve ticari mekanlarının büyük çoğunluğuna düşük basınçta doğalgaz temin edilmektedir. Yani eğer gazı aynı zamanda konutsal müşterilere de veren normal bölge

dağıtım sistemlerinden alıyorsa, 75 mbar'ı aşmayan basınçlar uygulanır. Basınç aralıklarının sınıflandırılması aşağıdaki gibidir:

- A. Düşük basınç sistemleri: İşletme basınçları 75 mbar'ı aşmayan sistemlerdir.
- B. Orta basınç sistemleri: İşletme basınçları 75 mbar'ın üstünde olan ancak 2 bar'ı aşmayan sistemlerdir.
- C. Ara basınç sistemleri: İşletme basınçları 2 bar'ın üstünde olan ancak 7 bar'ı aşmayan sistemlerdir.
- D. Yüksek basınç sistemleri: İşletme basınçları 7 bar'ı aşan sistemlerdir.

### 3.6.1 Tasarım kriterleri

Ticari ve endüstriyel müşteriler için tasarım yüklerinin detayları konutsal yüklerle karşılaştırıldığında değişecektir.

1. Maksimum ve minimum yük profillerini yani pik saat yükü elde etmek gereklidir. Minimum ve maksimum gaz yükü, hem gaz sayaçlarının hem de regraj donanımının seçiminde önemlidir. Ayrıca boru çaplarının hesaplanmasında kullanılır.

Herhangi bir değişiklik, yani termostatik kumanda veya üretim cetvellerine bağlı olarak kullanılmayacak cihazlar için tolerans bırakılmalıdır. Bu boru çaplarının azalmasına neden olur. Gaz sistemleri için endüstriyel borulama tasarımında uygulanabilir bazı standartlar mevcuttur.

2 Düşük basınç sistemleri: Eğer önemli düşük basınçta çalışan spesifik izole sistemlerdir. Sayaç ve 25 mbar'lık (yani giriş basıncı 50 mbar) en uzak dağıtım noktası arasındaki bir diferansiyel için tasarlanmışsa, boru çaplarına bağlı olarak ekonomik bir şekilde çalışmak mümkündür. Talepteki tüm benzer artışlar tasarımcı tarafından hesaba katılmalı ve boru çaplarına bir tolerans bırakılmalıdır.

3. Orta basınç sistemleri: Basınç 2 bar'a kadar değişebilir, ancak tasarım sisteminin herhangi bir noktasında her zaman 350 mbar basınç olması sağlanır.

4. Ara basınç sistemleri: İşletme basıncı 7 bar'a kadar değişecektir, ancak sistemin herhangi bir noktasında her zaman 2.5 bar'lık minimum bir basınç olması sağlanır.

İngiltere'deki uygulamada, giriş basıncının %10'undan fazla olmayan bir tasarım kaybına izin verilir. Tasarım mühendisi tarafından basınç kaybını borulama maliyetine karşı dengelemek

üzere karşılaştırma ve değerlendirme kullanılmalı ve gaz yükündeki gelecek artışlar için tasarım hızları da hatırda tutularak bazı değerlendirmeler yapılabilir.

### 3.6.2 Tasarım yöntemleri

1. Geleneksel yöntem: Genel tasarım yöntemleri zaman kaybettiricidir ve aşırı büyük ve ekonomik olmayan hatlara neden olurlar. Tek girişler ve basit spesifik / izole sistemleri için bu yöntem kullanılır. Düşük ve yüksek basınçların ve 15 m 1500 m' ye kadar olan çapları kapsayan hesap cetvellerinin kullanımıyla hassasiyet artırılır. Böylelikle harcanan zaman azaltılabilir. Ayrıca gerçek  $m^3 /h$  ve normal  $m^3$  arasındaki fark tolerans içinde bırakılmaktadır.

2. Bilgisayar yöntemleri: Şebeke analizi ve şebeke tasarımı için hazır paket programlar bulunmaktadır. Bu tasarım çalışması normal olarak programın satışlarını ekonomikleştirmek için gereken donanımının maliyeti ve işgücü miktarı nedeni ile müşavir gaz mühendislerine bırakılmıştır. Bu sistem normalde aşağıdaki durumlarda kullanılır:

- a) İki veya daha fazla düğüm içeren sistemlerde,
- b) Yeni yükleri karşılamak üzere, mevcut sistemlerdeki herhangi boru değişikliğinin etkisini ve uygunluğunu değerlendirmek ve boru sistemi yenileme projelerini kontrol etmek için,
- c) Mevcut bir sisteme ilavenin taşıma kapasitesine aşırı yüklenebildiği veya mevcut kollardaki yüklerin artışlarını da sistemi aşırı yükleyebildiği yerlerde.

### 3.6.3 Malzeme spesifikasyonları

Çelik boru:

100 mm ile 50 mm çaplarda B.S. 3601 veya eşdeğer standart üzerindeki çaplarda A.P.1.5L GRADE B “ Plastik Kaplanmış” veya eşdeğer standart kullanılır.

P.E. (Polietilen boru):

Polietilen boru BRITISH GAS CORPORATION / F9 / F12 bölüm I. veya diğer uluslararası eşdeğer standarta uygun olmalıdır.

Çelik bağlantı elemanları:

B.S. 1965 veya B.S. 1640 veya eşdeğeri flanşlar B.S. 4607 metrik serileri veya eşdeğeri bağlantı elemanları kullanılır.

P.E. Bağlantı elemanları:

Eriyen bağlantı elemanları, onaylanmış imalatçılar tarafından bağlanan B.G.O./PS/PI2 bölüm 2 veya diğer uygun uluslararası standartlara uygun olacaktır. P.E. borusu için mekanik bağlantı elemanları B.G.O /PS / PL3 bölüm 1 ve iki veya diğer uygun uluslararası standartlara uygun olacaktır.

### **3.7 Basınç Regülatörleri Tasarım Kriterleri**

Tasarım kriterleri ülkelere ve gaz otoritelerine bağlı olarak değişir ancak genelde gazın emniyetli kontrolü üzerinde tam anlamıyla ortak noktalar vardır. B.G.O. tarafından hazırlanan B.G.O/PS/DR6, 75 mbar ile 7 bar aralığında yeni regülatörlerden bahseder.

1) Regülatör tesisatları akış yönündeki sistemleri hem aşırı yüksek hem de düşük basınçlara karşı korunmalıdır. Sağlanan emniyetin minimum derecesi herhangi bir cihazın örneğin regülatör yardımcı vana ani kesici vana arızası bir tehlike yaratmayacak şekilde yapılmaktadır.

2) Regülatörler ve bunların yardımcı sistemleri uygun filtreler kullanılarak gazdan doğan toz ve artıklardan korunur.

3) Sızıntı (Hiç akış olmaksızın kapatıldığında regülatörün vana yatağından geçen gaz) kısmen aşınmış ve kirli vanalara bağlı olarak sızıntı uygun çaplardaki yardımcı vanaları yardımı ile tevzii edilir. Bu vanalar entegre ya da regülatör dışında olurlar.

4) Regülatör tesisatları dahili ve harici bu oluşumun etkilerine karşı korunmalıdırlar. 75 mbar ile 7 bar aralığındaki yeni regülatör tesisatları için B.G.O / PS / DIR 6-8'in gereklilikleri tüm bu gerekenleri karşılar.

### **3.8 Tesisatların Yerleştirilmesi**

Endüstriyel binaların içindeki ve dışındaki regülatörlerin yerleri dikkatli bir şekilde gözden geçirilmelidir. Genelde regülatörler toprak seviyesinin üzerine yerleştirilecektir. Yalnızca 100 m<sup>3</sup>/h'ten daha az tasarım kapasiteli tesisatlar için uygulanabilir. Toprak seviyesinin altına

yerleştirmenin pratik olduğu bazı durumlarda pratik bir şekilde açılmış ve havalandırılmış regülatör çukurlarına yerleştirilmiştir.

İstasyona veya regülatör tesisatına giriş basıncı normal olarak 4 bar'dan fazla olmayacaktır. (Bazı ölkelerde 2 bar) Regülatör tesisatı tesisattan kaçan herhangi gaz ana binaya giremeyecek şekilde binanın diğer kısımlarından tamamen izole edilmelidir. Bu, 2 inç = 50.8 mm'nin altındaki küçük çaplı regülatörlerde uygulanmaz.

Kapıların içinden veya regülatör binasının dış duvarlarından birisinin üzerine bir patlama blöfü konmaktadır. Blöf bir patlamanın etkilerini yok edebilecek ve regülatörü ana binadan ayıran binanın o kısmında neden olunabilecek herhangi bir hasarı önleyecek kapasitede olmalıdır.

7 m<sup>3</sup>'ten daha az hacimli binalar için zemin alanının %2'sinden, 7 m<sup>3</sup> ile 17 m<sup>3</sup> arasında hacimli binalar için zemin alanının %0.5'inden daha az olmamak üzere etkili havalandırma alanı ile birlikte yüksek ve alçak seviyelerdeki açıklıklarla atmosferik doğal havalandırma sağlanmalıdır. Minimum 0.1m<sup>2</sup>'lik bir havalandırma alanı sağlanmalıdır.

Temin edilen açıklıklar üzerine eşit olarak dağılmış toplam etkili alanlar ve binanın her bir cephesi arasında eşit olarak bölünmüş alanlar ile birlikte havalandırma delikleri yüksek ve alçak seviyelerde olurlar.

Etkili kouma için patlama blöfü havalandırma deliğinin alanı en büyük duvar veya çatı alanının (Hangisi en büyükse) %35'inden az olmalıdır.

Regülatör binasının içine tesis edilen aydınlatmaya veya diğer elektrik B.S. 5345 gibi alev korumalı donanımlar için geçerli standartlara ve IGESR /3 gaz üretim iletim depolama ve dağıtımında elektrik donanımının gerkeliklerine uygun olarak projelendirilir.

Endüstriyel binalara gaz girişini izole edecek vanalar her binanın dışında ulaşılabilir pozisyonda yerleştirilir. Regülatör sistemi ve vana, binadan 4 m uzağa yerleştirilmeli ancak hiçbir durumda tesisatta 2 m'den daha yakın olmamalıdır.

Regülatörlerin sayısı ve kapasitesi mevcut kaynağın gereken emniyet seviyesini ve regülatörlerde bakım çalışmaları için olanaklar sağlamak üzere gaz yükü ile saptanır.

Genelde yardımcı vanalar, ortak bir havalandırma nedeni ile olabilecek arızaları önlemek üzere ayrı ayrı havalandırma borularıyla sisteme bağlanırlar. Yardımcı vana çapı, debi arıza kapasitesinin %10'u yardım kapasitesi düşünülerek saptanır.

Bu kapasite, olası maksimum lokal giriş ve minimum çıkış basıncı şartlarına maruz kaldığında regülatöre doğru olan maksimum akıştır.

### **3.9 Boru Isı Tasarımı ve Basınçlandırma**

Toprak üstü ve gömülmüş tesisatlar boruların genişlemesine veya büzülmesine neden olan sıcaklık ve basınç değişimlerine maruz kalabilir. Bir gaz tesisatın tüm kısımları test altında ve işletme sırasında beklenen basınç ve sıcaklığın maksimum aralığına dayanabilecek şekilde tasarımılandırılmalıdır. Tesisat üzerinde etkisi olan tüm güçler hesaba katılmalıdır ve aşağıda belirtilen koşullar tasarım esnasında göz önüne alınır.

- 1) Bir toprak altı borusunun topraküstü bağlantılarına gerilimler uygulandığı yerlerde
- 2) Sıcaklıkla büyük değişimlerin olduğu yerlerde
- 3) Yeterli esnekliği elde etmenin zor olduğu yerlerde yani toprak üzerindeki boruların doğru veya benzer çalışması

7 bar'a kadar olan işletme basınçlarında yalnız basınca bağlı olarak boru çeperlerindeki nominal gerilim göreceli olarak küçük olacaktır. Bu yüzden ihmal edilebilir. Bu konuda IGE/Td/10'da yön gösterici bilgiler bulunmaktadır.

### **3.10 Konutsal Olmayan Sızdırmazlık Testi**

#### **3.10.1 Test prosedürleri ve test basınçları**

Hava testleri (Yeni tesisat): Test basıncının 1 bar'ı aştığı yerlerde herhangi bir yapının arızalanması durumunda hiçkimsenin tehlikeye girmemesini sağlamak üzere önlemler alınır. 3 bar'ı aşan testlerde sızıntı için hava testlerinin yapılmasından önce hidrolik dayanım testi yapılır. Gaz hatları için normal test basıncı; hangisi daha büyükse, ya 50 m bar ya da çalışma basıncının 1.5 katı seviyesindedir. Eğer bir ani kesme vanası veya monitör regülatör ya da emniyet yardımcı vanası takılmışsa, oluşan maksimum basınç aletin çalışacağı basınç olarak adlandırılır. Test basıncı enazından normal çalışma basıncı olarak kabul edilir.

Basınç göstergeleri: Kullanılan basınç göstergelerinin hassasiyeti saptanabilecek minimum kaçak oranını belirleyecektir. Test aralığının üzerinde genişletilmiş bir skalaları olmadıkça kadranlı göstergeler kullanılmamalıdır. Bunlar test öncesinde ve sonrasında standart bir göstereye karşı kontrol edilmelidirler.

Nörmal tekniklerin kullanımına uymak üzere kaçaklardan tamamen kurtulmak zordur. Bazı havalandırmaların olduğu alanlarda her zaman emniyetli bir kaçak oranı gereklidir.



## 4. DOĞALGAZIN SIVILAŞTIRILMASI

### 4.1 LNG'ye Giriş

LNG “Liquified Natural Gas” kelimelerinin baş harflerinden oluşmuştur. Anlamı sıvılaştırılmış doğalgazdır. Doğalgazla aynı özellikleri gösterir. Yakın bir geçmişte sahip olmasına rağmen, bugün dünyada yaygın olarak kullanılmaktadır.

LNG; doğalgazın  $-162^{\circ}\text{C}$  ve atmosfer basıncında sıvılaştırılmasıyla oluşturulur. Sahadan üretilen doğalgaz, arındırılma işleminden sonra, sıvılaştırma birimine boru hattıyla taşınır. Sıvılaştırma birimleri genelde deniz kenarlarına kurulur. Sıvılaştırılan doğalgaz tanklarda depolanır. Özel tanker ve kamyonlarla alıcıya ulaşan LNG depolama tanklarına gönderilir. Depolanan LNG'nin ısı korunur. Gaz gereksinimine göre özel tesisler tarafından tekrar gazlaştırılır. Bu işlemden sonra doğalgaz kokulandırılarak boru hattına verilir

Sıvılaştırmanın en temel avantajı, doğalgaz depolama hacmini 1/600 oranında azaltmasıdır. Bunun anlamı 600 hacim doğalgaz 1 hacim LNG'ye eşittir. Bu sayede büyük miktarlarda enerji kaynağının daha uygun bir form olan sıvı fazda taşınması ve depolanması mümkün olmaktadır. Ayrıca deniz aşırı ülkelere nakliyesinde patlama riski azalmıştır. Fakat sıvılaştırma ve tekrar gazlaştırma işlemleri için büyük yatırımlar gerekmektedir. Bu da doğalgazın fiyatının artmasına neden olmaktadır.

Dünyada; doğalgazın ticari olarak sıvılaştırılması ilk defa 1952 yılında ABD'de gerçekleşmiştir. İlk LNG deniz taşımacılığı 1958'de Atlantik geçilerek gerçekleşmiştir.

Gaz fazındaki yakıtların özellikle metanın sıvılaştırılması yoluyla hacmindeki gaz haline göre 1/600'e varan azalma doğalgazın deniz aşırı uzaklıklara taşınmasını sağlar. Boru hattı taşımacılığına izin vermeyen arazilerde teknik ve ekonomik nedenlerle bu yolla ticaret tercih edilmektedir. Kuyu başından müşterilerin kullanımına kadar LNG zinciri basitçe anlatılırsa şu aşamalardan geçmektedir:

- Doğalgaz, üretim sahasından sıvılaştırma tesisine kadar üretici ülkenin olanakları ile taşınıp, sıvılaştırma tesislerinde  $-159^{\circ}\text{C}$ ,  $-168^{\circ}\text{C}$  sıcaklıkta ve atmosferik basınçta sıvılaştırılır.
- Doğalgazın sıvılaştırılma sıcaklığını koruyan tankerlerde, LNG deniz aşırı ülkelere taşınır.
- Bu yerlerdeki depolama terminallerinde LNG, kriyojenik tanklarda depolanır, yeniden gazlaştırma tesisinde sıvı durumdan gaz fazına dönüştürülür.

LNG taşımacılığı 1952'de Amerika'da ilk testin yapılmasından beri önemli gelişmeler göstermiştir. İlk Atlantik geçişi 1958 yılında 5000 Sm<sup>3</sup>'lük LNG kargosu ile yapılmıştır. 1970'lerde LNG ticareti büyük ilerlemeler kaydetmiş ve 1979'dan beri yılda 40 milyar Sm<sup>3</sup>'ün üstünde taşıma kapasiteli bir düzineden fazla akış gerçekleşmiştir.

Günümüzde çalışmakta olan en büyük kapasiteli taşıyıcılar 130 000 Sm<sup>3</sup>'lüktür. Kuzey Kutbu Bölgesi'ndeki projelere hizmet vermek üzere buz kırıcı tankerlerin geliştirilmesini içeren çeşitli çalışmalar yapılmaktadır. LNG tankerlerinin rotaları Cezayir'den, Fransa-İspanya arasında 400 deniz mili, Endonezya-Japonya veya Cezayir-Amerika arasında 3200-3900 deniz mili, Abu Dabi ve Japonya arasında 6500 deniz mili olarak değişiklik gösterir.

Toplam 1986 yılı LNG ticareti 51 milyar Sm<sup>3</sup> dolayında olup, Japonya pazarı bu toplamın %75'ni kapsamaktadır. Boru hatları ticaretinin %85'nin AT bölgesinde yoğunlaştığı gözlenirken LNG ticaretinin Pasifik'te daha yoğun olduğu gözlenmiştir.

#### 4.2 Doğalgazın Arındırılma İşlemleri

Tabiattaki doğalgaz rezervden elde edildikten sonra kullanılacak durum ve saflıkta bulunmaz. İçinde sıvı ve gaz fazında çeşitli hidrokarbon ve gazları bulundurur. Yüzey şartları ile rezerv şartları farklılık gösterdiğinden, üretim ile beraber faz değişimi de görülebilir. Üretilen akışkan termodinamik olarak kararlı olmayabilir.

Üretilen kuyu akışkanından sıvının ayrıştırılması ile doğalgazın arındırılması başlar. Basınç yeterli miktarda düşürülerek, gazın sıvı fazından ayrılması sağlanır. Bu işlem; santrifüj ayrıştırması, çarpma ayrıştırması (impingement) ve gravite ayrıştırması gibi sistemler yardımıyla gerçekleştirilmektedir. Santrifüj ayrıştırmasında, belli bir açısal hızla dönen bir silindir içinde hareket halinde bulunan gaz-sıvı hidrokarbon karışımındaki sıvı faz, silindir çeperlerinde yoğunlaşarak ayrışır. Gravite ayrışmasında, gaz ve sıvı molekülleri, farklı yerçekimi kuvvetlerine maruz bırakıldıklarından dolayı, bu özellik sayesinde bu iki faz birbirinden ayrılabilir. Çarpma ayrıştırmasının prensibi ise, akan karışımın akış yolu üzerinde bir yüzey yerleştirilince, sıvı moleküllerinin çarpışarak yoğunlaşmasına dayanır. Sıvı-gaz ayrıştırması için dikey, küresel ve yatay separatörler kullanılmaktadır.

H<sub>2</sub>S içeren doğalgaz acı(sour), içermeyen ise tatlı(sweet) olarak adlandırılmaktadır. Ticari olarak satılmasından önce doğalgazın H<sub>2</sub>S oranı 4 ppm'in altına indirilir. Bunun nedeni bu

gazın zehirli olmasıdır. Bu işleme tatlılaştırma denilmektedir. Ayrıca CO<sub>2</sub> de temizlenmelidir. Her iki gaz da, su ile temas ettiklerinde asidik solüsyonlar oluşturduklarından metal yüzeylerde korozyona sebep olurlar. Doğalgazın sülfürden arındırılma işlemi, katı ya da sıvı bir maddeyle adsorbsiyon ve absorbsiyon yoluyla yapılır. Arındırma şeklinin seçimi; istenen temizlik derecesi, prosesin ekonomikliği, son gazın sıcaklık ve basıncına, H<sub>2</sub>S / CO<sub>2</sub> oranına ve sülfürün çevreye etkisine bağlıdır.

Adsorbsiyon reaksiyonları şunlardır:



Moleküler elek metodunda, gaz karışımı, sodyum-kalsiyum alümine-silikat elekten geçer ve kutuplaşma moleküler olarak yüzeyinde adsorbsiyona uğrarlar. Bu prosesin verimi sıcaklık düştükçe azalır, H<sub>2</sub>S / CO<sub>2</sub> oranı arttıkça artar.



Fiziksel absorbsiyon proseslerinde amaç, asidik bileşenlerin ayrıştırılmasıdır. Su ile yıkama prosesi; yüksek basınçlı, yüksek miktarda asidik gaz ihtiva eden ve yüksek H<sub>2</sub>S / CO<sub>2</sub> oranlı gaz karışımları için kullanılır. Kuyu akışkanı önce su ile karıştırılır, daha sonra suda çözünen hidrosibarların ayrıştırılması için flash tankına gönderilir. Burada H<sub>2</sub>S çözünürlüğünün CO<sub>2</sub>'inden üç kat daha iyi olduğu görülmüştür. Selexol prosesinde dimetileter-polietilen glikol, solvent olarak kullanılır. H<sub>2</sub>S ve CO<sub>2</sub>'nin çözünürlükleri kısmi basınçlarıyla orantılıdır. H<sub>2</sub>S'in çözünürlüğü CO<sub>2</sub>'nin on katıdır.

Kimyasal absorbsiyon prosesleri ise alkanolamin prosesi ve karbonat prosesidir. H<sub>2</sub>S ve CO<sub>2</sub>'nin arındırılması için en çok kullanılan proses alkanolamin prosesidir. Bu reaksiyonlar şunlardır (R etanol grubunu ifade eder):





Karbonat prosesleri iki çeşittir: Holmes-Stretford prosesi ve sıcak karbonat prosesidir. Sıcak karbonat prosesi yüksek konsantrasyonlu bir potasyum karbonat solüsyonu ( $\text{KHCO}_3$ ) ile 110-116<sup>0</sup>C'de gerçekleşir.  $\text{CO}_2$ 'nin de yüksek kısmi basınca sahip olması istenir.

Holmes-Stretford prosesi,  $\text{H}_2\text{S}$ 'i % 99,9 elementer sülfüre çevirir.  $\text{H}_2\text{S}$  için  $\text{CO}_2$  miktarı hiç değişmez.



Doğalgazın sudan da arındırılması yani dehidrasyon da gerekmektedir. Dehidrasyon, gaz fazındaki doğalgazın içindeki suyun ayrıştırılmasıdır. Gaz iletim hatlarının sağlıklı çalışması için bu işlem gereklidir. Gaz hidratları korozyona sebep olurlar. Ayrıca boru hatlarının belirli bölgelerinde yoğunlaşarak biriken su, akış kapasitesini değiştirmektedir. Doğalgaz hidratları ( $\text{CH}_4$ ,  $\text{CH}_2\text{O}$ ,  $\text{C}_2\text{H}_6$ ,  $8\text{H}_2\text{O}$ ,  $\text{N}_26\text{H}_2\text{O}...$ ) katı kristalli bileşenlerdir ve kimyasal olarak klorat sınıfına girerler.

Hidrat oluşması için iki şart gerekir; moleküllerin çapı  $8\text{Å}^0$ 'dan küçük olmalı ve gaz- sıvı fazında su ile karışamaz olmalıdır. Katkı maddesi enjeksiyonu ile hidratların oluşumu engellenebilir. Akış hatlarında bunun için; metanol, etilen, dietilen ve trietilen glikol gibi bazı korozyonu önleyici maddeler kuyuya enjekte edilir. Daha sonra bu maddeler yeniden kazanım işlemine tabi tutulurlar.

Absorbsiyon ile dehidrasyon, su buharını bünyesine alabilen sıvıların (glikollerin) kullanılmasıyla sağlanır. Absorbe edilen su atmosfere bırakılır. Adsorbsiyonla dehidrasyon da, su buharını tutabilen katı maddeler (silikajeli silika alümina jel, alkali metallere yapılmış moleküllü elekler) yardımıyla gerçekleştirilir. Daha sonra bu maddelerin yeniden kazanımı söz konusudur. Genelde fiziksel prosesler daha fazla kullanılmaktadır. Genleşmeyle soğutma (expansion refrigeration) metoduyla, gerekli basınç düşümü sağlandığında gaz karışımı dehidrasyona uğratılabilir. Gaz karışımı  $-18^0\text{C}$  altındaki bir sıcaklığa adyabatik genleşmeyle soğutulur. Bu sıcaklık düşüşü suyun ve hidrokarbonların yoğunlaşmasını sağlar.

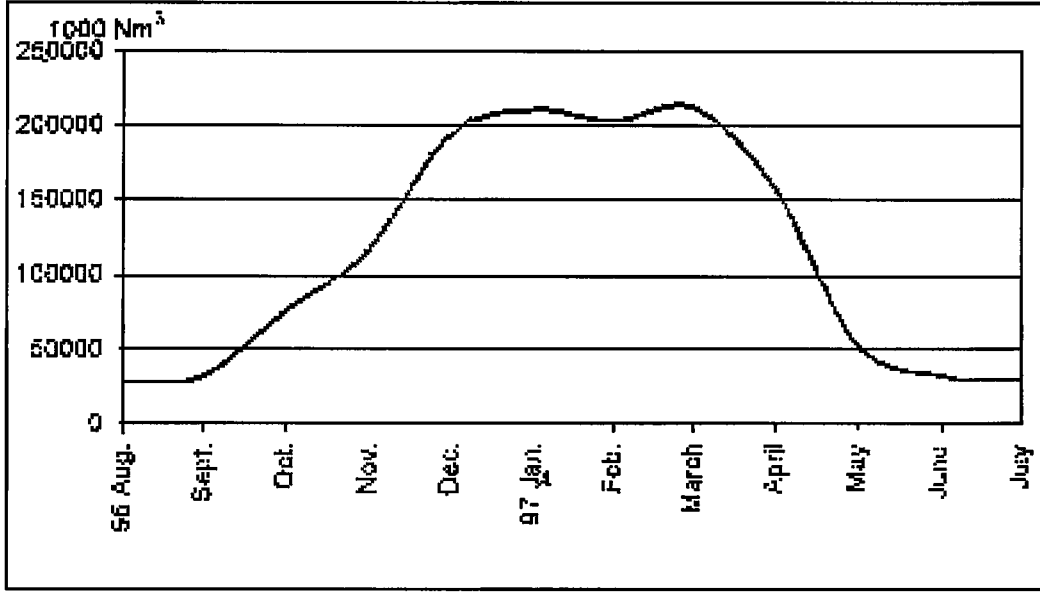
### 4.3 Doğalgazın Depolanması

Yeni enerji kaynaklarından biri olarak dünyanın çeşitli yerlerinde geniş bir kullanım alanına sahip olan doğalgazın kullanımıyla birlikte depolanması da gündeme gelmiştir. Bu enerji metasının yalnızca boru hatlarıyla sabit miktarda taşınabilir olması, sıcaklık değişimleri ve diğer birçok faktöre bağlı olarak, farklılık gösteren talep değişikliklerine cevap vermeyi zorlaştırmaktadır. Genelde arz-talep farklılıklarından dolayı doğalgazın depolanması gerekliliği ortaya çıkmıştır.

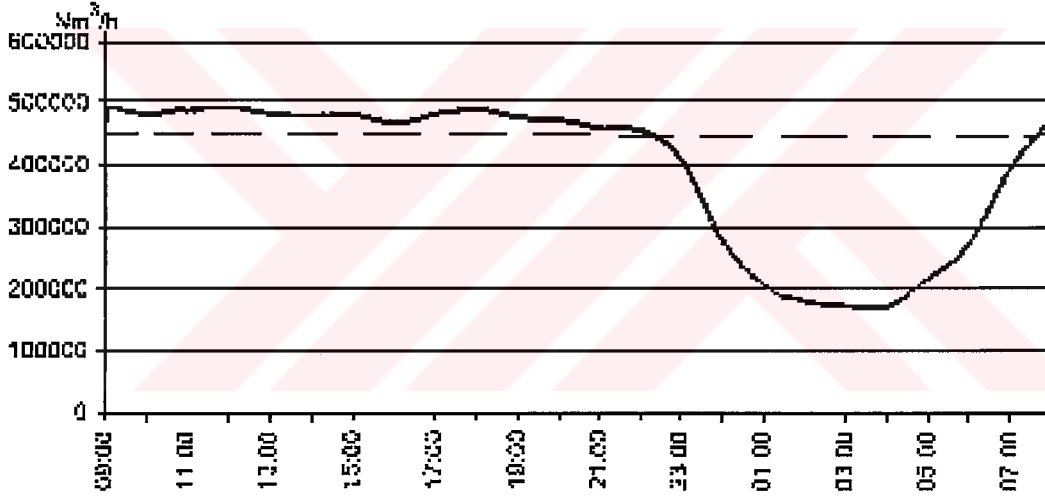
Depolama; kısaca talebin boru hatlarıyla taşınan sabit miktarın altına düştüğü zamanlarda artan miktarın bir rezervarda toplanması işlemidir. Bu işlem, mevsimsel farklılıklardan ileri gelen talep fazlasının yanı sıra doğalgaz boru hattında olabilecek herhangi bir aksaklıkta (arıza, sabotaj, milletler arası anlaşmazlık...vb) ya da endüstriyel talep değişiklikleri durumunda da önemli bir rolü vardır.

Dünyada yeraltından gaz depolanması ilk kez 1915'te Ontorido'da(Kanada) denenmiştir. Bu denemede tüketilmiş gaz rezervuarına, gazın başarılı bir enjeksiyonu yapılmış ve rezervuar yeraltı deposu olarak işletilmeye başlanmıştır. Bunu 1916'da New York'ta ve 1919'da Kentucky'de yapılan denemeler izlemiştir. Bugün Kanada ve ABD'de değişik jeolojik yapılarda yaklaşık 400 depolama girişimi bulunmaktadır. Dünya geneline baktığımızda İngiltere, Hollanda, Fransa ve Almanya'da doğalgazın yeraltında depolanması enerji endüstrisinin belirgin bir parçası olurken, Yugoslavya, Irak, İspanya, Danimarka, İtalya, Avustralya ve Yeni Zellanda gibi ülkelerde bu konuda yeni girişimler olduğu gözlenmektedir.

Doğalgazın depolanması ihtiyacı, günlük saatlik ve mevsimlik talep farklılıklarına bağlı olmakla beraber, ülkenin doğalgaz kaynaklarına da bağlıdır. Şöyle ki, kullanılan gaz tamamen ulusal kaynaktan karşılanıyorsa, depolamaya büyük ölçüde ihtiyaç duyulmamakta talep farklılığı gazın çekiş hızı ayarlanarak karşılanmaktadır.



Şekil 4.1. Gaz çekişinin aylara göre dağılımı [Çakırgöz, C.F., (1999)]



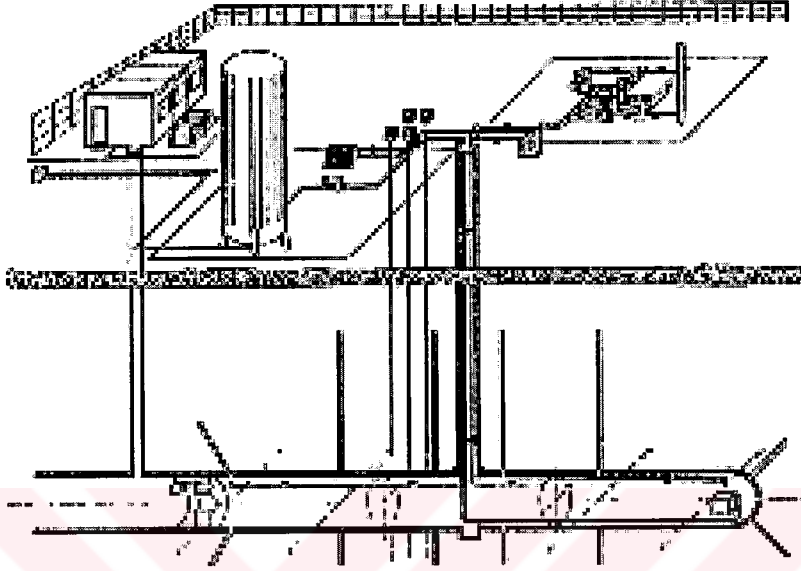
Şekil 4.2 Gaz çekişinin saatlere göre dağılımı [Çakırgöz, C.F., (1999)]

Diğer taraftan ülkenin gaz ihtiyacı ithalatla karşılanıyorsa talep farklılığını düzenlemede depolamanın rolü çok büyüktür. Uygulamalar göstermiştir ki genel tüketim içindeki ithal gaz miktarı arttıkça depolama daha zorunlu olmaktadır. Doğalgaz sıvılaştırılmış olarak LNG tanklarında ve gaz olarak yeraltı rezervuarlarında depolanmaktadır. Yeraltı depolamada iki teknik göze çarpmaktadır:

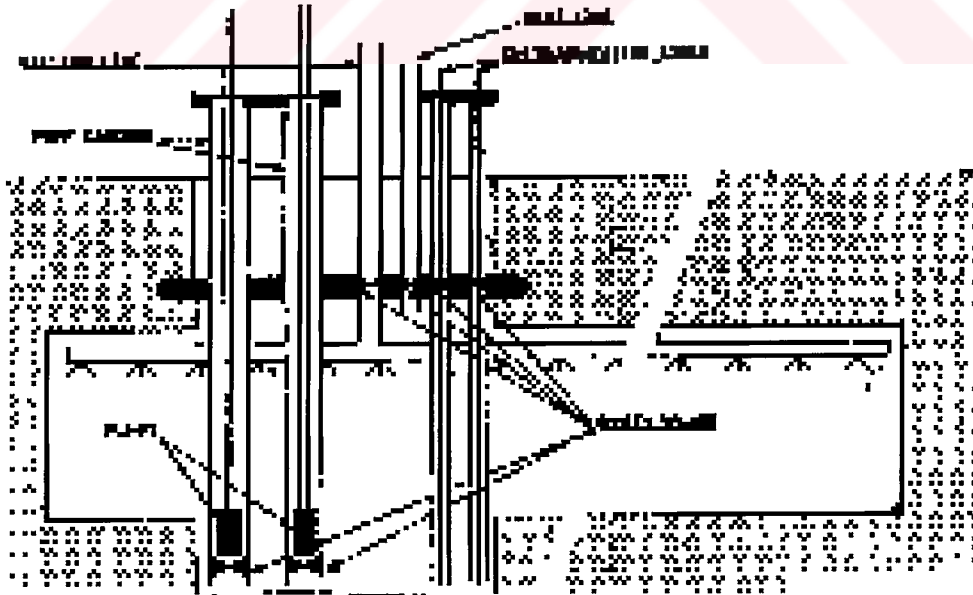
-Yarı gömülü depolama tekniği: 40-50 m çapında ve 30 m derinliğinde suni çatılı bir sistemdir. Örnek olarak; Canvey Adası İngiltere’de 4 adet LNG deposu, Montreal Kanada’da 1 adet propan deposu, Arzew Cezayir’de 1 adet LNG deposu verilebilir.

-Tam gömülü sistem: Bu sistemde sıvılaştırılmış gaz soğutularak depolanır. Fransa, İsveç ve ABD’de bu örneklere rastlanılmaktadır. Soğutma sıcaklığı sıvı nitrojen sıcaklığı olan  $-196^{\circ}\text{C}$ ’dir.

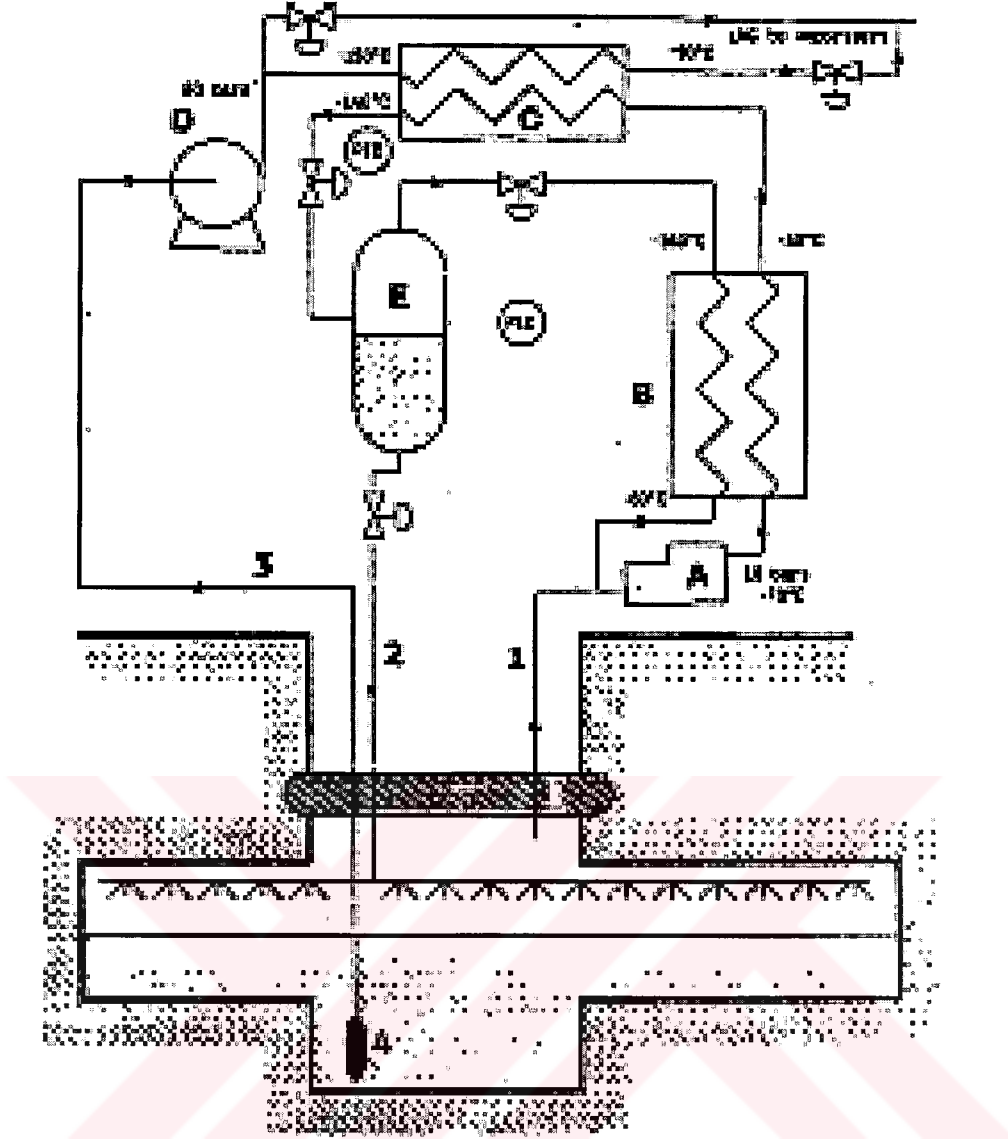
REPRESENTATIVE UNDERGROUND STORAGE OF LIQUEFIED GAS  
BEST SYSTEM  
OGFELLE



Şekil 4.3 Sıvılaştırılmış gazın soğutularak yeraltına depolanması [Tek, M.R., (1989)]



Şekil 4.4 Kriyojenik yeraltı depolaması [Tek, M.R., (1989)]



Şekil 4.5 Boil-off metodu[Tek, M.R., (1989)]

Sıvılaştırılmış gazın depolanmasının avantajları şöyle sıralanabilir:

- Deniz aşırı taşınabilir olması
- Depodan hızlı çekilebilir olması
- Tesisin yeraltı tesisine göre kısa zamanda bitirilmesi

Dezavantajları ise:

- Yeraltı depolamasına göre pahalı olması
- Depolama miktarlarını yüksek olamaması
- Depoya ancak belirli periyotlarla gaz doldurulabilir olmasıdır.

Depolamayı gerekli kılan talepteki değişmelerdir. Talebi etkileyen faktörler aşağıdaki gibi sıralanabilir:

- İklima bağlı olarak hava sıcaklığındaki değişmeler (mevsimlik, günlük, saatlik hava sıcaklığı değişimleridir.)
- Tatiller
- Ekonomik aktivitelere bağlı değişmeler

Şekil 4.1'deki grafikte sabit talep ve mevsimlik değişmelere bağlı ortaya çıkan talep, aylar itibariyle ve sembolik olarak gösterilmektedir. Sabit talebin üstündeki talep, depolanması gereken gaz miktarını gösterir. Depolanması gereken gaz birçok faktöre bağlı olarak ülkeden ülkeye değişmekle beraber esas belirleyici iklim faktörü olmaktadır. Dünyanın birçok ülkesinde depolanması gereken gaz miktarı toplam tüketilen gazın %10-20'si olarak ifade edilmektedir. Günlük maksimum gaz çekişi ise aşağıdaki orantıdan yararlanılarak hesaplanmaktadır.

$$\frac{\text{Yıl boyu en yüksek üretimin yapıldığı günün değeri}}{\text{Yıl boyu en düşük tüketim yapılan günün değeri}} < 6$$

Depolama maliyeti gazın çıplak maliyetine bir ilave maliyet getirmektedir. Bu maliyeti ikiye ayırmak gerekir. Birincisi tesis maliyeti, ikincisi ise işletme maliyetidir. Burada önemli maliyet olarak tesis maliyeti göze çarpar. Depo yapmanın maliyeti depolama yapılacak ortama, deponun büyüklüğüne ve her ülkenin kendi özel şartlarına bağlı olmakla birlikte, genel olarak çeşitli ülkelerin maliyetleri incelendiğinde maliyet, depodan çekilen her m<sup>3</sup> gaz için 0,50 \$ dolayında gözükmektedir.

Sonuç itibariyle doğalgaz bir enerji kaynağı olarak kullanılmaya başlandığında, depolanması da büyük ölçüde zorunlu hale gelmektedir. Yeraltı depolaması sağladığı ekonomiklik ve emniyet gibi avantajlarından dolayı LNG tank depolanmasına tercih edilmektedir.

## 4.4 Doğalgazın Sıvılaştırılması

### 4.4.1 Sıvılaştırılmış doğalgaz (LNG)

Geçmişte doğalgazın yaygın olarak kullanımında karşılaşılan sorunların başında maliyetlerin yüksek olmasıdır. Bu sebepten dolayı son yıllara kadar tüketim alanları, gaz üretim sahalarına yakın çevrelerde olmuştur. Çeşitli enerji kaynaklarına göre doğalgazın böylesine önem kazanmasının nedeni, diğer fosil kaynaklı enerji türlerine göre çevre kirliliğine çok daha düşük seviyelerde neden olmasıdır. Bu durum taşıma teknolojisini ve doğalgazın kaynağından uzak coğrafik bölgelerde kullanımını kolaylaştırmıştır. Normalde boru hatlarıyla taşınıp iletilen doğalgazın, deniz aşırı ülkelere daha güvenli taşınabilmesi için de, gaz fazındaki bu kaynağın sıvılaştırılması yoluna gidilmiştir.

Dünyada, 1980-1990 yılları arasında LNG ticareti hacmi büyük artış göstererek 31 milyar  $Sm^3$ 'ten 72 milyar  $Sm^3$ 'e çıkmıştır. Bugün ise uluslararası gaz ticaretinin yaklaşık dörtte birini LNG ticareti oluşturmaktadır. LNG ihracatçısı ülkeler ABD, Cezayir, Libya, Avustralya, Endonezya ve Malezya; ithalatçı ülkeler ise ABD, Belçika, Fransa, İtalya, İspanya, İngiltere, Japonya, G.Kore, Tayvan, Almanya ve Türkiye'dir. LNG ticaretinin önümüzdeki 15 yıl içinde hızla artacağı tahmin edilmektedir. İhraç yapan 8 ülkede 12 adet sıvılaştırma tesisi, ithal eden 10 değişik ülkede ise 31 adet gazlaştırma tesisi bulunmaktadır.

Son yıllarda, LNG pazarında Avrupa'nın durumu değişiklik göstermemektedir. Yürürlükte olan doğalgaz anlaşmaları gaza dönüşüm tesislerinin üretim kapasitelerine bağlı olarak, aralıklı diğer takviyelerle desteklenmektedir. Politik durumlardaki değişimler, LNG'nin gelişen ülkelerde termo elektrik enerjisindeki ve güncel yaşamdaki kullanımının artması ve gelişen çevre duyarlılığı, boru hatlarıyla taşınmanın yetersiz kalmasına sebep olacaktır. Bu da LNG'nin temini için cazip bir ortam oluşturacaktır.

### 4.4.2 Sıvılaştırılmış doğalgazın özellikleri

Doğalgazın tüm özelliklerine sahip olan LNG gerekli saflaştırma, suyunu alma ve soğutma işlemlerinden geçirilerek elde edilir. Elde edilen ürün kokusuz ve saydam bir sıvıdır. Bileşimi ise öncelikle metan ağırlıklı propan ve azottur. Çizelge 4.1'de çeşitli ülkelerin LNG özellikleri görülmektedir.

Doğalgazın sıvı hale dönüşümünün temel avantajı hacminin küçülmesidir. Bu dönüşüme bağlı olarak, büyük miktarda enerji kaynağı, önemli derecede küçük hacimlerde stok edilerek, uygun araçlarla (LNG tankerleri) uzun mesafelere taşınır. Gazın sıvılaştırılması, taşımada sıvı olarak kalması, daha sonraki aşamada yeniden gaza dönüştürülmesi ve tüketici ülkenin dağıtım ağına girmesine “LNG’nin Dolaşımı” adı verilir.

LNG şekline dönüştürülen doğalgaz;

1. Kolayca uzaktan getirilebilir.
2. Doğalgaz talebindeki değişikliklerin olumsuzluklarını ortadan kaldırabilir.
3. Acil durumlar için ileriye dönük depolanabilir.
4. Oksijen, azot ve düşük oranda bulunan gazların birçoğu, sıvılaştırma yoluyla daha ekonomik olarak üretilebilir.
5. Düşük sıcaklık operasyonu ile metan arındırılıp helyum gazı elde edilebilir.

Çizelge 4.1 Çeşitli ülkelerin LNG özellikleri [Çakırgöz, C.F., (1999)]

Özellikler	Ölçü birimi	Alaska	Cezayir	Endonezya	Abudabi
CH <sub>4</sub>	% mol	99,8	91,5	90	86
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	% mol	0,1	5,64	5,4	11,8
C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	% mol	-	1,5	3,15	1,3
Bileşenler n-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	% mol	-	0,25	1,35	0,2
i-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	% mol	-	0,25	-	-
C <sub>5</sub> T	% mol	-	0,01	1,05	-
N <sub>2</sub>	% mol	0,1	0,85	0,05	0,2
Kaynama sıcaklığı	<sup>0</sup> C	-161,3	-162,8	-160,1	-160,1
Sıvı yoğunluğu	kg/m <sup>3</sup>	421	451	462	464

#### 4.4.3 Sıvılaştırma

Sıvılaştırma tesisleri bir veya birbirine eş kapasiteli birden fazla üretim hattından meydana gelmektedir. Bunlar paralel olarak çalışır ve herbirinde işlem, sıvılaştırma ve yardımcı sistemler bölümleri bulunmaktadır.

Saf bir madde çığ noktası üzerindeki sıcaklıklarda sadece gaz fazındadır. Helyum, hidrojen ve azot 1 bar basınç altında sırasıyla  $-268^{\circ}\text{C}$ ,  $-240^{\circ}\text{C}$  ve  $-147^{\circ}\text{C}$  gibi düşük doyma sıcaklıklarına sahiptir. Bu maddeler hiçbir zaman normal şartlarda sıvı fazda bulunmazlar. Bu düşük sıcaklıklara ulaşmak için özel yöntemler kullanılır.

Ortalama bir ünitenin yaklaşık 2,5 milyon ton/yıl LNG kapasitesi bulunmaktadır. Sıvı hale dönüştürmede harcanan güç ise 100 MW dolaylarındadır. Doğalgazın kaynaktan çıktığı haliyle sıvılaştırmak zordur. Gaz içinde bulunan, düşük sıcaklıkta katılaşmaya neden olabilecek, ulaşımda kullanılan malzemelerle nüfus edebilecek ve satış özelliklerine uymayan yabancı maddelerin kabul edilebilir düzeye indirilmesi çok çeşitli işlemlerle mümkündür. Asit, subuharı, civa ve ağır hidrokarbonlar problemlidir. Sıvılaştırma işlemi, kriyojen dönüşümlere soğutucu sıvı veren hava, azot, buhar, elektrik enerjisi üretim sistemleri, atık ve havalandırma sistemlerinden oluşur. Diğer bir yardımcı sistem de, LNG depolarında gazlaşan boil-off gazın tekrar sıvılaştırma sistemidir.

#### **4.4.3.1 İşlem bölümü**

İşlemin başlangıcında doğalgaz tesise 50 bar basınçta ve dış ortam sıcaklığında verilir. Ağır bileşenleri ayrıştırma kısmında, bir miktar LPG'nin yanında, tesisin girişinde ayrıştırılardan daha hafif, ayrı bir miktar sıvı gaz elde edilir. Genellikle basınçlı tanklarda depolanırlar veya stabilize olup atmosferik depolara gönderilirler ya da sonraki işlemler için boru hatlarıyla diğer tesislere gönderilirler. Sıvıların ayrıştırılmasından sonra, gaz  $\text{CO}_2$  ayrışımı için aminik bünye bölümüne girer. Burada  $\text{CO}_2$  miktarı 50 ppm'in altına çekilir. Bundan sonra gaz, moleküler eleklerde tamamen sudan arındırılır. İleri bir işlem olarak, bazı doğalgazlarda çok düşük oranda bulunan ve alüminyumdan yapılan kriyojenik eşanjörlere zararlı olabilecek civanın, karbon filtreli bir sistemle tutulmasıdır.

#### **4.4.3.2 Sıvılaştırma bölümü**

İşlem görmüş doğalgaz, ön soğutma bölümüne girer. Burada soğutucu sıvılar sayesinde ısı kaybeder ve ağır sıvı gaz bileşimlerinin ayrıştırma hattını besler. Daha sonra sıvılaştırma bölümüne geçer. Sıvılaştırma tesislerinde kriyojenik eşanjörler, soğutma ünitelerinin makinaları ve boil-off gazı kompresörleri gibi kendilerine has özellikleri olan üniteler bulunur.

Kriyojenik eşanjörler, karışık soğutucu sıvılı işlemlerde kullanılan bobin tiplidir. Bu düşey dönüştürücüler, silindirik bir kaplamadan oluşurlar. Bunların içinde küçük çaplı alüminyum borular vardır. Bu borular, içe sarımlı spiral şeklinde, eş merkezli katmanlar halinde, 300 km'ye varan boylarda olabilirler. Boru grupları farklı kolonlar halinde birleşirler. Böylece değişik sıvıların birbirine paralel akışı sağlanır ve etkin bir ısı alışverişi olur. Sıvılaştırmada kullanılan soğutma devrelerinde gerekli basınç, gaz ve buhar türbinleriyle çalışan aksenal ve santrifüjlü kompresörlerle elde edilir.

Soğutucu sıvıların kullanım şartları; makinaların tipine ve kullanılan sıvılaştırma işlemine bağlı olarak değişir. Karışık soğutucu gazlı ve propanlı soğutma devrelerinin tipik değerleri Çizelge 4.2'de verilmiştir.

Çizelge 4.2 Soğutma devresi işletme şartları [Çakırgöz, C.F., (1999)]

	Ortalama Kapasite (m <sup>3</sup> /h)	Emme Sıcaklığı(°C)	Emme Basıncı(bar)	Çıkış Basıncı (bar)	Sıkıştırma Kademesi Sayısı
<b>Karışık Soğutucu Gaz</b>	150000-250000	-30 ila 40	2-3	45-50	2-3
<b>Propan</b>	150000-250000	-30 ila 40	1	15-20	3-4

Cezayir'de üretilen doğalgazın sıvılaştırılması 5 adımda yapılmaktadır.

1. Hassi R'Mel sahasında üretilen doğalgaz önce CO<sub>2</sub>'yi ayırma kısmına girer. Burada CO<sub>2</sub> içeriği 90 ppm'e veya daha aza indirilir. Bu işleminin amacı; sıvılaştırma kısmında CO<sub>2</sub>'nin donmasını önlemektir.
2. CO<sub>2</sub> ayırma kısmından çıkan doğalgaz, su ile doymuş durumdadır. Doğalgaz dehidrasyon kısmına girer. Burada kontrollü bir durumda hidrat oluşturmaya sebep olacak sıcaklığın üzerindeki yeterli derecede bir sıcaklığa soğutulur. Soğuk gazın su içeriği moleküler elek soğutucularında 0,5 ppm'den daha aza indirilir. Böylece sıvılaştırma kısmında donma problemleri önlenir. Toz ve desiccant parçalarını azaltmak için, her bir kurutucunun akıntı yönüne filtreler yerleştirilmiştir.
3. Sıvılaştırma kısmının sıcak ucu (warm end) girişinden önce, süzölmüş, kuru doğalgaz propan soğutuculu ısı eşanjörüyle ön soğutulur. Burada, ağır sıvı hidrokarbonlar doğalgazdan ayrıştırılır.

4. Zayıf gaz sıcak uçta sıvılaştırılır ve sıvılaştırma kısmının soğuk ucunda (cold end) aşırı soğutulur. Aşırı soğutulmuş LNG'nin basıncı düşürülür ve bir azot ayırıcısına gönderilir. Burada doğalgazın azot içeriği azaltılır. Daha sonra LNG tanklara pompalanır ve atmosfer basıncına yakın bir basınçta depolanır.

5. Sıvılaştırma kısmının sıcak ucunda ayrıştırılan sıvı hidrokarbonlar, ayırılma kısmına gönderilir. Orada bu hidrokarbonlar, propan, bütan ve doğal benzin olarak ayrıştırılır. Bu üretilenler tanklarda depolanır.

#### 4.4.3.3 Doğalgaz sıvılaştırma yöntemleri

Sıvılaştırılması düşünülen doğalgazın, öncelikle su ve yabancı gazlardan arındırılması ya da seçilen sıvılaştırma yöntemlerine bağlı olarak kabul edilebilir konsantrasyonlara düşürülmesi gerekir. Önceki bölümlerde bahsedilen yöntemler uygulanarak doğalgaz arındırıldıktan sonra, ikinci kademe olarak da sıvılaştırma işlemine tabi tutulur.

Bir doğalgaz sıvılaştırma tesisinde toplam maliyetin en büyük kısmı (%40-45) doğalgaz sıvılaştırma ünitesine aittir. Kalan kısım ise sistemin arındırılma işlemine, depolama, geliştirme , personel taşıma ve dağıtım gibi kısımlarında kullanılır. Sıvılaştırma ünitesinin fazla maliyeti nedeniyle, sıvılaştırma üzerinde araştırmalar yoğunlaştırılmış ve sonuçta birçok sıvılaştırma yöntemi ortaya çıkmıştır.

Doğalgaz ve benzeri bazı gazların 1 bar veya orta basınç seviyelerinde çığ noktası sıcaklıkları oldukça düşüktür. Böyle bir gazın sıcaklığının düşürülmesi için iç enerjinin kullanılması ya da ısı transferi ile enerjinin çevreye yayılımı gerekecektir. Teorik olarak gaz sürekli sıkıştırılmalıdır. Fakat bu durumda ortam sıcaklığında basıncın 1200 bar'ın üzerinde olması gerekir. Joule-Thompson etkisinden yararlanılarak gazın bir lüleye yerleştirilmesi ile gaz sıcaklığı düşürülerek sıvılaştırma sağlanabilir. Asal gazlarda entalpi sadece sıcaklığa bağlı olduğundan Joule-Thompson genleşme katsayısı sıfırdır. Yani lülede oluşan genleşmeyle sıcaklıkta herhangi bir değişim meydana gelmez. Doğalgaz ve içeriğinde bulunan gazların ise, lülede genişletme veya kısılma ile sıcaklıklarını düşürmek mümkündür. Doğalgaz sıvılaştırma yöntemleri sayılan bu iki etki, birlikte veya ayrı ayrı kullanılarak sıvılaştırma sağlanır.

Doğalgaz için 1 bar basınçta çığ noktası  $-159^{\circ}\text{C}$  olup, sıvılaştırma için doğalgazın bu sıcaklığa kadar düşürülmesi gerekir. Bu amaçla kullanılacak eşanjör ve makinaların verimleriyle ekonomik gözönüne alındığında,  $60-90^{\circ}\text{C}$  üzerindeki sıcaklık farklarında, tek

kademeli soğutma uygun değildir. Dolayısıyla kademeli soğutma yapılmalıdır. Pratikte, ucuz olduğundan, soğutma amacıyla çevre havası veya su kullanılır.

Pratikte kullanılan doğalgaz sıvılaştırma sistemleri üç ana grupta toplanabilir:

1.Kaskad soğutma sistemleri;

a) Klasik kaskad soğutma sistemleri: Kademeli soğutma yapılan ve her kademede ayrı akışkan ve ayrı devrenin kullanıldığı sistemlerdir.

b) Karışık akışkanlı soğutma sistemleri: Soğutmanın kademeli yapıldığı ancak soğutma için kullanılan farklı akışkanların karışık olarak kullanıldığı sistemdir.

c) Tek akışkanlı kaskad soğutma sistemleri: İkili ya da tek akışkanlı kademeli soğutma yapılan, açık ya da kapalı devreli soğutma sistemleridir.

2. Türbinle genişleme esaslı soğutma sistemleri: Tek ya da çok akışkanlı, kademeli soğutma yapılan, genişlemenin türbinde yapıldığı ve alınan ısının kullanıldığı soğutma sistemleridir.

Çizelge 4.3 Bazı gazların çığ noktası sıcaklıkları( $^{\circ}\text{C}$ ) [Çakırgöz, C.F., (1999)]

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

3.Stirling çevrimli soğutma sistemleri;

Bir sıvılaştırma sistemi seçilirken bazı kriterler ele alınır. Bunların en önemlileri:

- LNG sisteminin depolama ünitesine ya da taşıma hattına uzaklığı,
- LNG talebinin sürekliliği maksimum ve minimum talep ile uzun süreli talep yükleri,
- LNG taleplerinin güvenilirliği,
- LNG bileşimi ve düşünülen fiyat,
- LNG için düşünülen kapasite ve debi,
- LNG ve gazlaştırma tesislerinin konumu, yer ve bölgenin imkanları,

## 1.Kaskad sistemleri

### a) Klasik kaskad soğutma sistemi

Klasik kaskad sistemlerinde, soğutucu akışkan olarak birden fazla akışkan kullanılır. Kompresör kapasitesi ve ısı değiştiricilerinin verimleri ile yatırım masraflarına bağlı olarak kademe sayısı ve akışkan cinsi belirlenir. Her bir akışkan, ayrı kapalı devre şeklinde tek kademeli ya da birkaç kademeli olarak uygun sıcaklık ve basınç aralığında çalışır. Akışkan grubu olarak üçlü kademede sırasıyla propan-etilen-metan, amonyak-etilen-metan veya freon 22-freon 13 metan soğutucu grubu seçilebilir. Akışkan grubu seçildiğinde diğer çalışma şartları hemen hemen belirlenmiş olur.

Yabancı maddelerden ayrıştırılarak gelen doğalgaz su ile ön soğutma yapıldıktan sonra E-1 değiştiricisine gelir. E-1 değiştiricisinde propan gazı ile  $-40^{\circ}\text{C}$ 'ye kadar soğutma yapılır. E-1 değiştiricisinde ısı çekerek buharlaşan propan, K-1 kompresöründe 11 bar basınca sıkıştırılıp su ile soğutulduktan sonra 1 bar basınca kadar düşürülerek E-1 değiştiricisine döner ve propan çevrimi tamamlanmış olur. Çevrim sonunda 3,5 bar civarında olan doğalgaz, E-2 değiştiricisine gelir ve burada etilen çevriminde  $-100^{\circ}\text{C}$ 'ye kadar soğur. Burada ısı çekerek buharlaşan etilen, K-2 kompresöründe 15 bar basınca kadar sıkıştırılır. Sonra E-1 değiştiricisine gelir burada ön soğutmaya uğradıktan sonra 1 bar basınca düşürülerek E-2 değiştiricisine döner. Bu şekilde etilen çevrimi tamamlanır.  $-100^{\circ}\text{C}$ 'ye kadar soğumuş olan doğalgaz E-3 değiştiricisine gelir. E-3 değiştiricisinde, 1 bar  $-160^{\circ}\text{C}$  civarında doğalgazdan ısı çekerek buharlaşan metan, K-3 kompresöründe 25 bar basınca sıkıştırılır. Sonra E-1 değiştiricisine gelir çevrimin su kademesinde ön soğutmadan geçen sonra etilen çevrimine gelir. Burada  $-100^{\circ}\text{C}$  civarında soğutulduktan sonra, 1 bar basınca kısılarak E-3 değiştiricisine döndürülür. Bu şekilde metan çevrimi tamamlanır. E-3 değiştiricisindeki doğalgaz, 1 bar basınca düşürüldükten sonra, dengeleme ve depolama tankına gelir. Depolama tankında sıvılaşmayan ya da çevreden ısı geçişiyle nedeniyle yeniden buharlaşan doğalgaz ya geri besleme ile LNG sisteminin girişine ya da kullanılmak üzere enerji santraline gönderilir. LNG sisteminin enerjisi, santralden karşılanıyorsa bu enerji santrali için gerekli doğalgaz miktarı, seçilen sisteme göre, toplam gazın %15–20'si civarındadır.

Bu sistem çok eski olmasına rağmen hala kullanılmaktadır. Fakat oldukça pahalı bir sistemdir.

## b) Karışık akışkanlı kaskad soğutma sistemleri

Klasik kaskad soğutma sistemlerinde gerek ayrı kapalı devreler gerekse kompresörlerin fazlalığı gibi maliyeti arttırıcı sistemlerin geliştirilmesi sonucu iki veya daha fazla akışkanın karışık halde kullanıldığı kombine soğutmalı sistemler geliştirilmiştir. Karışık akışkanlı kaskad soğutma sistemlerinde soğutma için kullanılan akışkanlar, karışım halinde bir kompresörde sıkıştırılır. Her bir akışkan kendi çığ noktası sıcaklığında ısı çekerek soğutmayı gerçekleştirir. Soğutma kademe sayısı karışımın belirlenmesine bağlıdır.

Doğalgaz, ön soğutmadan geçerek 5 bar civarında E-1 değiştiricisine gelir. Buradan E-2 değiştiricisine geçer.  $-100^{\circ}\text{C}$ 'ye kadar soğutulan gaz E-3 değiştiricisine yollanır. Bu değiştiricide  $-160^{\circ}\text{C}$ 'ye soğutulduktan sonra 1 bar basınca kısılır. Daha sonra LNG depolama tankına gider. Soğutucu karışım ise kompresörde 40 bar basınca sıkıştırıldıktan sonra su ile soğutulup, A-1 faz ayırıcısına gönderilir. Burada etan ve metan gibi hafif gazlar gaz fazında E-1 değiştiricisinden geçerek A-2 ayırıcısına gelir. E-1 değiştiricisinde soğuma sonucu karışımındaki etan gazı yoğuşur. A-2 ayırıcısında metan, gaz fazından ayrılarak E-2 değiştiricisine gider. Burada metan soğuyarak E-3 değiştiricisine gelir. Bu esnada metan yoğuşmaya başlar. Yoğuşan metan kısılarak E-3 değiştiricisinde bekletilir. A-2 ayırıcısından sıvı halde ayrılan etan sıkıştırılarak buharlaştırılır. Bu buhar, E-3 değiştiricisinden gelen metan buharıyla birleştirilerek E-2 değiştiricisine soğutucu akışkan olarak döndürülür. Etan ve metan buharıyla soğutulan E-2 değiştiricisi  $-100^{\circ}\text{C}$  civarındadır. A-1 ayırıcısından sıvı olarak ayrılan propan kısılarak buharlaştırılıp, E-2'den gelen etan-metan buharıyla birleştirilir. Buradan çıkan propan-etan-metan gaz karışımı kompresörde sıkıştırılıp soğutulduktan sonra ayırıcıya gelir. Böylece çevrim tamamlanmış olur. A-3 ayırıcısında ve LNG depolama tankında oluşan doğalgaz buharıyla geri besleme ile sisteme kazandırılır ya da enerji santralinde kullanılır.

Bu sistemin yatırım maliyeti klasik olana göre daha düşüktür. Farklı akışkanların kullanılmasını mümkün kılan bu sistem, soğutma şartlarına kendini kolayca adapte eder. Tek kompresör ve ısı değiştirici gruplarıyla bu sistemde ulaşılabilecek kapasite, klasik kaskad sistemine göre daha küçüktür.

### c) Tek akışkanlı kaskad soğutma sistemi

Açık çevrim olarak adlandırılan bu sistemde soğutucu akışkan doğalgazdır. Genelde tek kompresör kullanılır, fakat soğutma amacıyla farklı bir akışkan kullanılırsa ikinci bir kompresör kullanılabilir.

Saflaştırıldıktan sonra sisteme gelen doğalgaz, kompresörde yüksek basınçlara çıkartılır. Sıcaklığı artan akışkan su ile soğutulduktan sonra A-1 ayırıcısına gelir. Buradan ayrılan buhar fazı ayrı bir devreyle E-1 değiştiricisine gönderilir. Soğuyan gazın bir kısmı yoğuşur. A-2 ayırıcısına gelen doğalgazın buhar fazı, ayrı bir devre ile E-2 değiştiricisinden geçirilerek kısmen soğutulduktan sonra, kısılarak soğutucu akışkan olarak E-1 değiştiricisine tekrar gönderilir. A-2 ayırıcısından E-2 değiştiricisine gelen buhar, kısılarak E-2 değiştiricisine gönderilir. A-3 ayırıcısından alınan gaz E-3 değiştiricisinde kısmen soğutulup kısılarak LNG depolama tankına gönderilir. A-3 ayırıcısındaki doğalgazın sıvı fazı, E-3 değiştiricisinde kısmen soğutulduktan sonra kısılarak soğutucu akışkan olarak tekrar E-3 değiştiricisine gönderilir. Depolama tankında yoğuşmayan ve buhar fazında bulunan doğalgaz ise, ayrı devre ile soğutucu akışkan olarak E-3 değiştiricisine gelir. E-3 değiştiricisinde sıcaklığı artan doğalgaz E-2 değiştiricisinde bulunan buhar fazıyla birlikte yüksek sıcaklıkta E-1 değiştiricisine gönderilir. Buradan da sıcaklığı artan buhar fazının tamamı giriş hattına ve temizlenmiş doğalgaz ile kompresöre gider. Böylece çevrim tamamlanmış olur.

Basit bir sistem olması en büyük avantajdır. Tek kompresörde tek akışkan sıkıştırılması yeterlidir. Enerji sarfiyatı da çok düşüktür. Sistem kendi kendine çalışma şartlarına gelir ve kolay devreden çıkar. Ana çalışma parametreleri; kompresör basıncı, debi ve soğutma suyu sıcaklığıdır. Değişik yüklere uyumu kolay olan bu sistem özellikle değişken yük taleplerinde tercih edilmektedir.

### 3. Türbinle genişleme esaslı soğutma sistemleri

Kaskad soğutma sistemlerinde, kısılma esnasında, kullanılabilir enerjinin bir kısmı tersinmezliklere harcanarak kaybedilmektedir. Bunun yerine, iç enerjinin faydalı hale dönüştürülerek kullanılması düşünülmüştür. Bu amaçla, lüle yerine bir türbin kullanılarak genişleme sağlanabileceği, bu yolla elde edilen işin kullanılarak kompresörlerin çalıştırılabileceği ve sonuçta sistemin veriminin artacağı düşünülmüştür. Daha basit bir

sistemdir. Isı değiştiricisi, faz ayırıcı, valf ve bunun gibi elemanları daha azdır. Yaygın bir kullanım alanına sahiptir.

Gaz ya da gaz karışımı bir değiştiricide soğutulduktan sonra, T-2 türbininden elde edilen iş ile alıştırılan K-2 kompresöründe sıkıştırılır. Gaz ya da gaz karışımı T-3 türbininden elde edilen iş ile alışan K-3 kompresryle ikinci kez sıkıştırılır. Daha sonra bu akışkanın bir kısmı T-1 türbininde genişletilerek E-1 değiştiricisine soğutucu akışkan olarak gelir ve buradan da ana kompresöre gider. T-1 türbininden geçmeyen akışkanın diğer kısmı, E-1 değiştiricisinde soğutulduktan sonra T-2 türbinine gönderilir. T-2 türbininden çıkan gaz ya da gaz karışımı, E-2 değiştiricisinde soğutulduktan sonra T-3 türbininde genişletilir. T-3 türbininde genleşen gaz E-3 değiştiricisine gelerek kısmen sıcaklığı arttırılır. Sıcaklığı artan gaz daha sonra E-2 değiştiricisine geçip soğutularak E-1 değiştiricisine gelir. Bunu takiben de ana kompresöre gider. Sıvılaştırılacak doğalgaz ise basınçlı saflaştırma ünitesinde n soğutmaya tabi tutulduktan sonra sırasıyla E-1, E-2, ve E-3 değiştiricilerinden geçerek kademeli olarak soğutulur. Bir kısımla valfnde atmosfer basıncına sıkıştırılarak LNG depolama ünitesine gider. LNG depolama tankında bulunan buhar fazındaki doğalgaz, geri besleme ile değiştiricilere soğutucu gaz olarak geri gönderilir. Bu sistemin en önemli sakıncası türbinde genleşme esnasında iki fazlı akışkanın oluşumunun engellenmesidir. Bu yüzden hassas bir tasarımı gerektirir.

### 3. Stirling evrimli soğutma sistemleri

Bu sistemde verimi arttırmak için rejeneratör kullanılır. Gerçek çevrimlerde soğutma ve ısı girişi, sabit basınçta meydana gelmektedir. Bu tür soğutma çevrimleri daha düşük kapasiteli LNG sistemlerinde kullanılır. Sabit yüksek sıcaklıkta sıkıştırılan doğalgaz, sabit hacimde ısıyı çevreye atarken, ısının bir kısmı rejeneratörde tutulur. 90<sup>0</sup>C faz farkıyla sabit sıcaklıkta genleşirken rejeneratörden sabit hacimde ısı çekilir.

Bu sistemlerin seçiminde çalışma şartlarının iyi tespit edilmesi gerekir. Bu şartlar uygun sistemler arasında verim ve ekonomik faktörler de göz önüne alınarak seçim yapılmalıdır.

Yukarıdaki sistemler daha detaylı bir şekilde incelenmelidir. Burada kriyojenik sıcaklık aralığından bahsetmek istiyorum. Bu aralık mutlak 0 ve metanın atmosferik basınçta sıvılaşma sıcaklığı arasında tanımlanabilir. Bu da 0 ile 110 K arasındır.

Aşağıda bazı ideal gazların kaynama noktaları verilmiştir:

Oksijen	90,2 K
Hava	78,8 K
Azot	77,3 K
Hidrojen	20,4 K
Helyum	4,2 K

#### 4.4.3.4 Soğutma çevrimlerinin termodinamik açıdan detaylı incelenmesi

Emişli soğutma çevrimlerinde buhar fazında bazı noktalarda ve sıvı fazında diğer noktalarda bulunan, su tarafından emilen bir soğutucu kullanılmaktadır (özellikle amonyak, lityum bromit). Şekil 4.6'da tesis şeması basit olarak ifade edilen sistemde y buhar kompresörünü göstermektedir.

Amonyak emişli çevrimde; amonyak evaporatörden çıkıp gaz fazında sıkıştırılacağına emici solüsyon olarak su içinde kullanılmaktadır. Bu sıvı solüsyonu çok küçük spesifik basınçlarda sıkıştırma için gereken iş aynı miktardaki gaz fazındaki amonyağı sıkıştırma için gereken işten daha azdır. Emiş reaksiyonu ekzotermik olduğundan ısı, sabit işletme şartlarını sağlamak için sürekli olarak emiciden soğutma suyu kaynağına iletilmelidir. Su içindeki amonyak buharının çözünürlüğü çözeltinin sıcaklığının artmasıyla düşer. Buradaki pompa, amonyak çözeltisini emiciden buhar jeneratörüne iletir. Dışarıdan gelen bir ısı kaynağıyla sıcaklığın artması sonucunda çözelti içindeki amonyağın bir bölümü atılır. Amonyak buharı ve su buharı karışımı yüksek basınç altında kondenser, kelebek valf ve evaporatörden geçer.

Zayıf amonyak çözeltisi jeneratörden geçtikten sonra kelebek valften geçerek emiciye geri döner. Buradaki ısı eşanjörü jeneratör için gerekli olan  $Q_3$  ısısında bir azaltmaya yardımcı olur. Amonyak emişli tesislerde yüksek performans görülmez genelde buzdolaplarında kullanılır.

Emişli soğutucularda özgül ısı hesabı:

Eğer buhar sıkıştırılmalı özgül ısı hesabı emişli soğutucular için kullanılırsa Şekil 4.6'daki gibi bir sistemin özgül ısı katsayısı aşağıdaki gibi ifade edilir.

$$CP=Q_1/W_{in} \quad (4.8)$$

Fakat dışarıdan gelen  $Q_3$  ısıyı giren işe ilave edilmelidir. Bazı soğutucu sistemlerde  $W_{in}=0$ 'dır.

$$CP=Q_1 / (Q_3+W_{in}), \quad CP= Q_1 / Q_3 \quad (4.9) ,(4.10)$$

Emişli soğutucularda performans kıyaslaması:

Sisteme verilen iş 0 veya 0'a yakındır ve ısı üç ayrı değişik sıcaklıktaki ısı depolarıyla iletilir. Bunlar; düşük sıcaklık kaynağı olan soğuk oda ya da tuzlu su sirkülasyonu, orta derece sıcaklık veren soğutma suyu ve yüksek sıcaklık veren kızdırıcı ya da gaz alevidir. Eğer  $T_1$ ,  $T_2$  ve  $T_3$  sırasıyla evaporatör, kondenser ve jeneratör çalışma şartları mutlak sıcaklıklarını ifade ederse ideal özgül ısı aşağıdaki gibidir.

Termodinamiğin I.yasasına göre:

$$\Phi (dQ-dW) = 0 \quad (4.11)$$

Burada  $W=0$ 'dır.  $Q_2$  ise eksidir.

$$Q_1 - Q_2 + Q_3 = 0 \quad (4.12)$$

Termodinamiğin II.yasasına göre:

$$\Phi (dQ / T)_{REV} = 0, \quad (Q_1/T_1) - (Q_2/T_2) + (Q_3/T_3) = 0 \quad (4.13) ,(4.14)$$

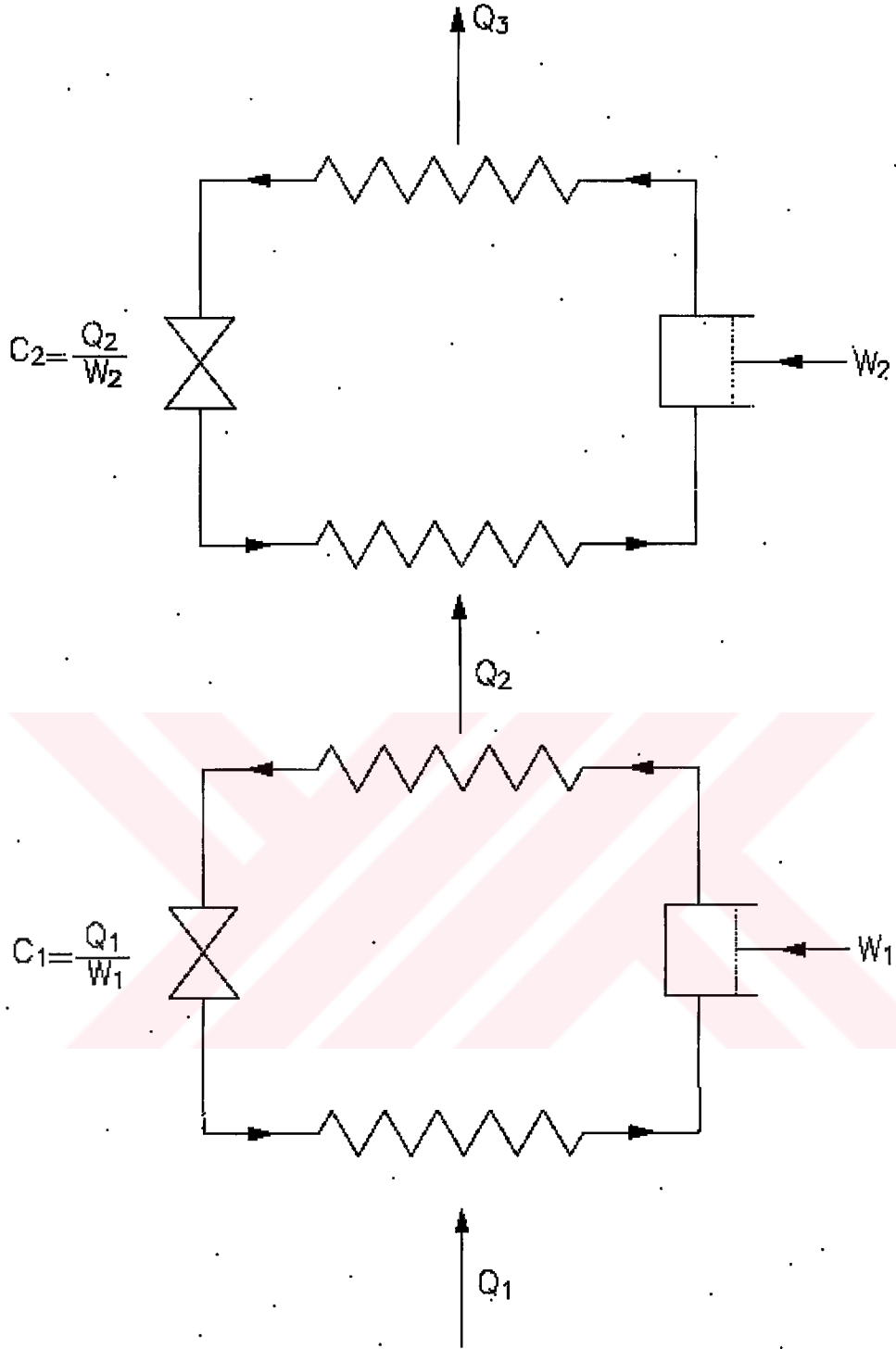
$Q_2$  sadeleştirilirse;

$$CP = Q_1 / Q_3 = [ 1 - ( T_2 / T_3 ) ] / [ ( T_2 / T_1 ) - 1 ] \quad (4.15)$$

Burada  $T_1$  ve  $T_2$  soğuk oda ve soğutma suyu sıcaklıklarına bağlıdır.  $T_3$  değeri ise seçime bağlıdır. Bu özgül ısının limit değeri ters Carnot soğutma tesisi ile ifade edilir.

$$\text{Sınır } CP = T_1 / (T_2 - T_1) \quad (4.16)$$

Fakat  $T_3$  pratikte sıvı amonyak çözeltisinin özelliklerine ve atmosferik basınca yakın buharın sıcaklığına bağlıdır.



Şekil 4.6 Amonyak emişli soğutma tesisi [Haywood, R., W.,(1989)]

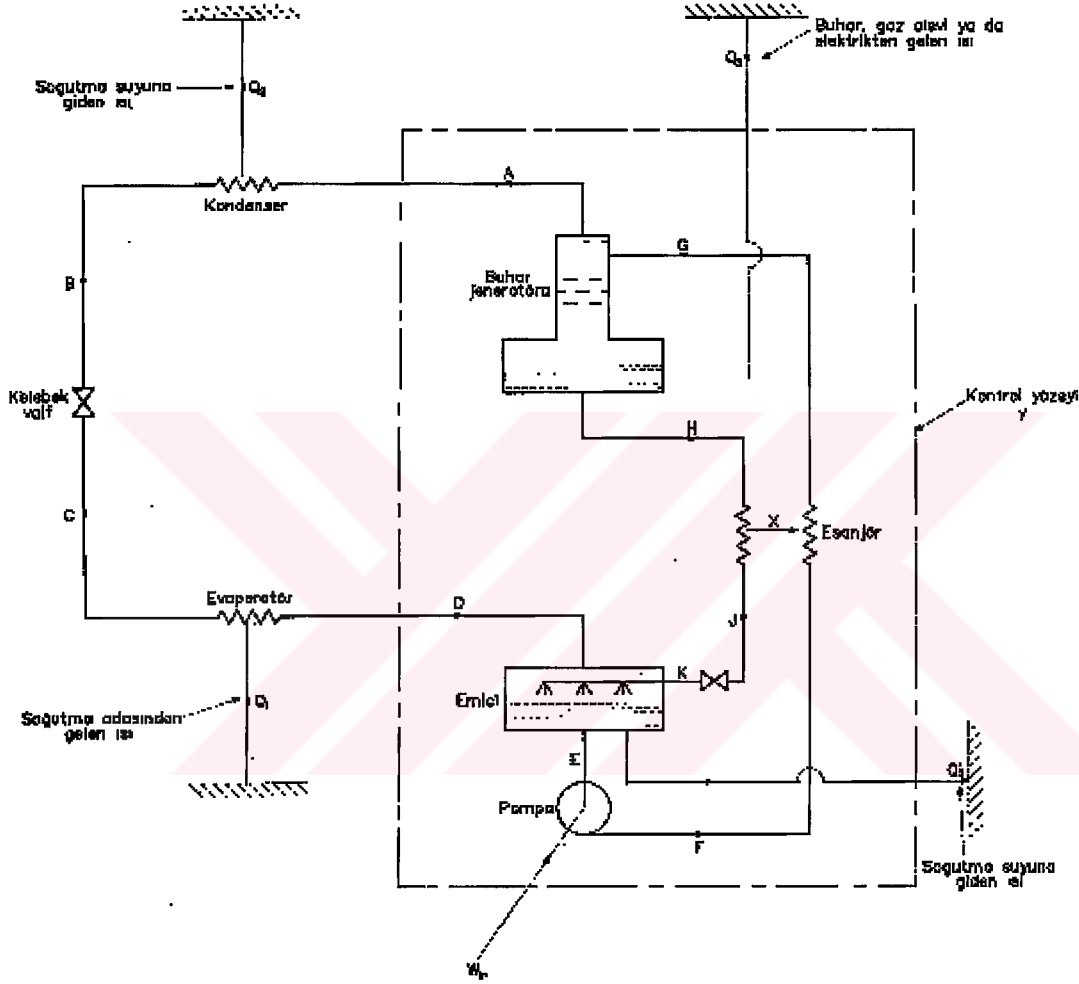
Kaskad çevrimler:

Burada en düşük sıcaklık evaporatörde gerçekleşmektedir. Bir soğutucuda, evaporatördeki düşük yoğuşma sıcaklığı düşük doyma basıncını gerektirir. Ayrıca kompresöre gelen buharın özgül hacmi ne kadar büyürse tesis de fiziksel olarak büyüyecektir. İki veya daha fazla tesisin

birleşmesiyle daha düşük sıcaklıklar elde edilmektedir. İki çevrimli bir kaskad sistemi Şekil 4.7'de gösterilmektedir.

Toplam özgül ısı ikili sistemde  $C_0$ ;

$$[1 + (1/C_0)] = [1 + (1/C_1)][1 + (1/C_2)] \text{ 'dir.} \quad (4.17)$$



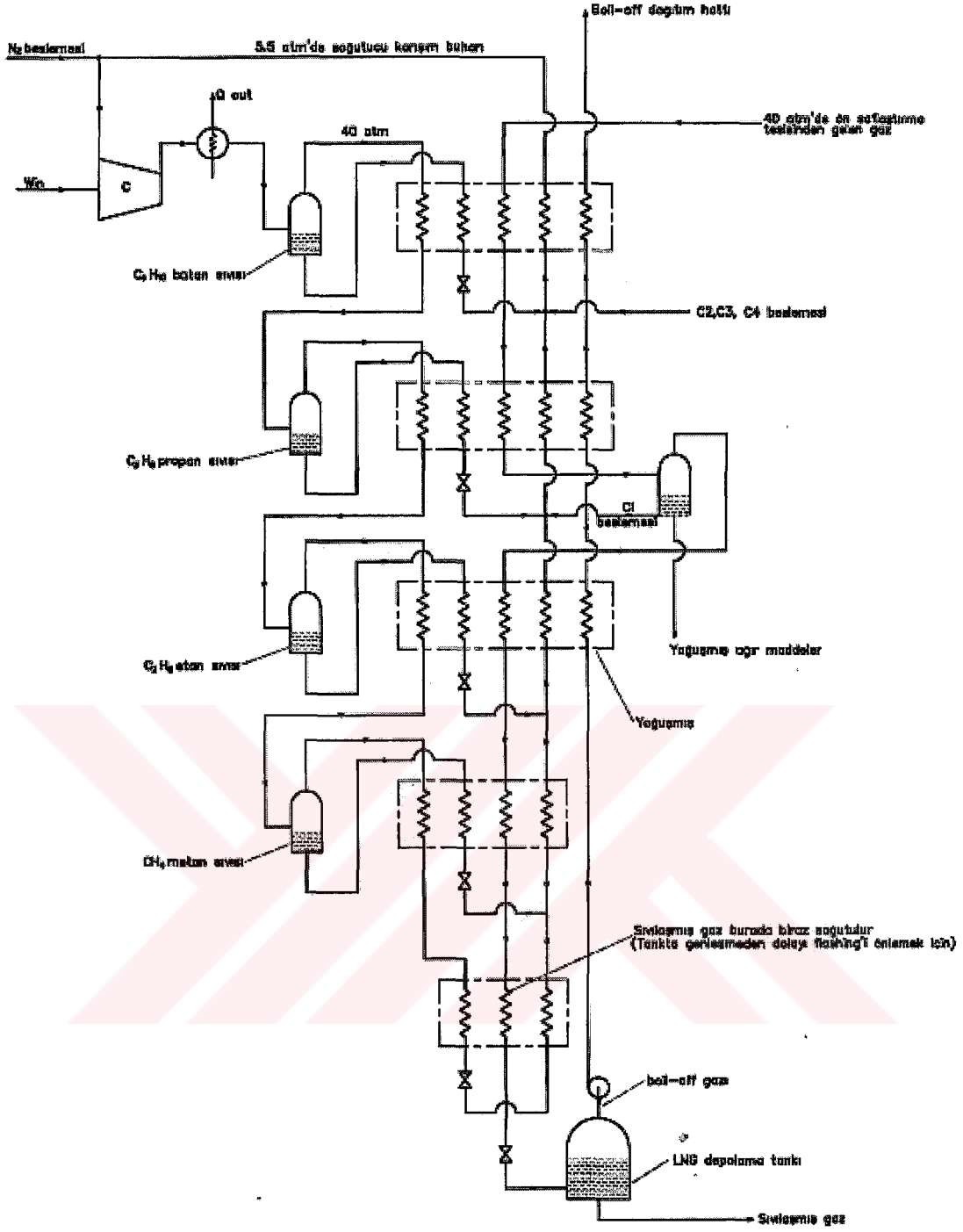
Şekil 4.7 İki kaskad soğutma çevrimi [Haywood, R., W.,(1989)]

Parafinik hidrokarbonlardan atmosfer basıncında en düşük kaynama noktası metanda bulunmaktadır. Bu sıcaklıkta soğutma; propan  $C_3H_8$ , etan  $C_2H_6$  ve metan  $CH_4$  kullanılan bir üçlü çevrimle sağlanır. Bunların atmosferik basınçta kaynama noktaları sırasıyla 231,1 K, 184,5 K ve 111,7 K'dir. Şekil 3.8'de basit bir sistem gösterilmektedir. Şekildeki metan devresi pratikte biraz değişiktir. Etan evaporatöründe etanla ısı transferi gerçekleştirilmeden evvel sıkıştırılmış metan önce propan evaporatöründe soğutulmaktadır. Böylelikle metanın tersinmezlik derecesi azaltılır. Kompresör sonrası yüksek sıcaklıktan dolayı gaz arka soğutmadan geçer.

Sahra doğalgazının sıvılaştırılmasında ilk olarak atmosferik basınçta kaynama noktası 169,4K olan etilen ( $C_2H_4$ ) kullanılmıştır. Daha sonra soğutucu olarak etan kullanılmaktadır. En son olarak gaz içindeki azotu ayırmak için yakma işlemi uygulanır. Bu tür bir kaskad sistemde önemli olan çok düşük bir basınç aralığı ve dar sıcaklık aralıkları bulunan soğutucuların uygun olarak seçilmesidir. Şekil 4.9'da doğalgazın sıvılaştırılmasında kullanılan çok yönlü bir tesis görülmektedir. Karışım düşük kaynama noktalarına sahip 4 hidrokarbondan oluşmaktadır. Karışım soğutucu buharıyla bir kompresörde sıkıştırılır. Fakat her soğutucunun kendine ait kondenser ve evaporatör safhaları bulunmaktadır. Direkt temaslı ısıtıcılar yüzey ısıtıcılara göre termodinamik açıdan daha elverişlidir. Karışım prosesinin tersinmezliğini sağlamak için soğutucuların direkt karışımı ayrı kapalı devrelerden daha avantajlıdır.







Şekil 4.9 Karışık akışkanlı kaskad soğutma tesisi [Haywood, R., W.,(1989)]

#### 4.4.3.5 Yardımcı sistemler

Soğutucu sıvıların yoğuşmasını sağlayan soğutma suyu sistemi yüksek miktarda su sarfettiği için özel bir öneme sahiptir. Bir LNG tesisinde yardımcı sistemler arasında boil-off gaz işlem sistemi ve azot sistemi bulunmaktadır.

Boil-off gaz sistemi:

Bu ünitenin görevi LNG stok bölümünden gelen gazın düşük basınçta sıvılaştırılmasıdır. Boil-off gaz depolarda ortam ile ısı farkından dolayı oluşur. Gemilerin yüklenmesi sırasında metan gazı tankerlerinden dönen gazdır. Ortaya çıkan gaz, yanma gaz hattı basıncını taşıyan bir kompresörler sistemiyle geri alınır.

Azot sistemi:

Üretim aşamasında azot, karışık soğutuculu proseslerde soğutucu sıvıların reentegrasyonu için gereklidir. Değişik akümülatörler ve kompresörlerin de azota ihtiyaçları bulunmaktadır. Başlangıç hazırlıkları aşamasında, ekipman, hat ve depoların bakımı gereklidir. Ayrıca yüksek miktarda azot için hava ayrıştırma ünitesi gerekir.

## **4.5 LNG Terminalleri**

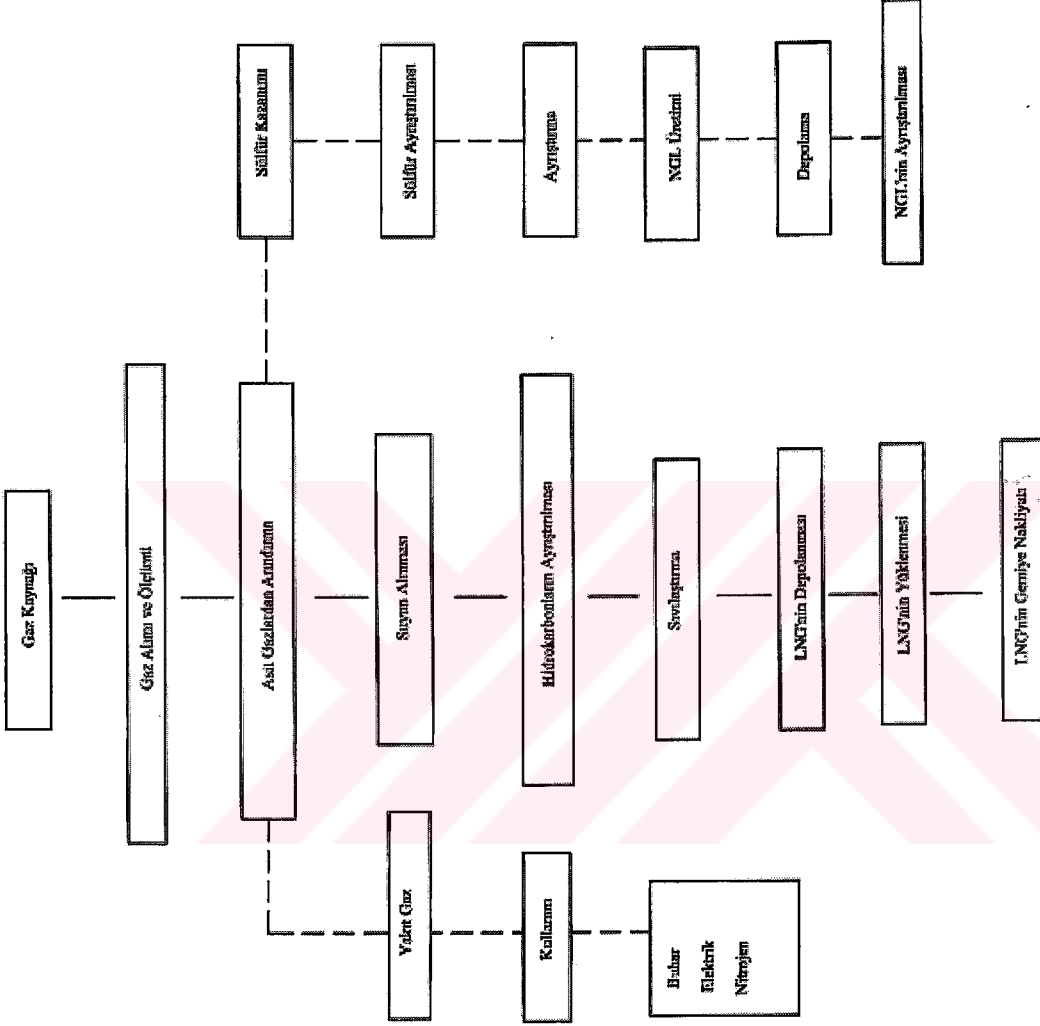
### **4.5.1 LNG üretim terminalleri**

Bir LNG üretim terminali şu üniteleri ihtiva eder:

1. Gaz alım/ölçme üniteleri
2. Asit gazlardan arındırma
3. Suyun alınması
4. Civanın alınması
5. Hidrokarbonların ayrıştırılması
6. Ayrıştırma
7. Sıvılaştırma
8. LPG'nin üretimi (eğer varsa)
9. NGL (doğalgaz sıvıları) üretimi
10. LNG'nin depolanması
11. LNG yükleme üniteleri
12. Ana kullanıcılar

#### 4.5.2 LNG ithal(yeniden gazlaştırma) terminalleri

- 1.LNG tankerlerinin yanaşabileceği bir iskele
- 2.İskele üzerinde LNG dolum kolları ve boşaltma işlemi esnasında LNG'yi tankere geri verme kolu
- 3.LNG depolama tankları
- 4.Gazlaştırılan LNG'yi ana iletim hattına bağlayan boru hattı
- 5.LNG'nin gazlaştırılması için deniz suyuyla çalışan gazlaştırıcı üniteler (deniz sıcaklığı 5-8°C altına indiği zaman doğalgazla çalışan gazlaştırıcılar devreye girer)
- 6.Proseste kullanılan deniz suyunun ve yangın söndürme suyunun alınması için küçük bir iskele
- 7.Proseste kullanılan muhtelif güç ve kapasitede pompalar ve kompresörler
- 8.Tanklarda normal olarak gazlaşan doğalgazı (günlük olarak %0,3-0,5 oranında) tekrar sıvılaştırmaya yarayan ünite
- 9.Gaz yakma kulesi
- 10.Çeşitli emniyet ve alarm sistemleri
- 11.Prosesin emniyetli olarak yapılabilmesi ve ön soğutma için kullanılan sıvı ünitesi
- 12.Azot tank ve pompaları
- 13.Gazlaştırılan LNG'nin ölçümü ve kokulandırılması için yapılan üniteler
- 14.LNG tankerlerine yakıt verilmesi için yakıt tank ve pompaları
- 15.Laboratuar, atölye, yangın istasyonu, idari binalar, trafo binası ve diğer tesisler



Şekil 4.10 LNG ithal terminalindeki işlemler[Çakırgöz, C.F., (1999)]



## 4.6 LNG'nin Taşınması

### 4.6.1 Karayoluyla LNG taşımacılığı

Genelde pek tercih edilmeyen küçük miktarlardaki taşımalarda kullanılır. Sıvılaştırma tesisinde elde edilen LNG başka bölgelere nakledilip tekrar gazlaştırılırlar. Diğer taşıma yöntemlerine göre oldukça tehlike arz etmektedir.

### 4.6.2 Boru hattıyla LNG taşımacılığı

Bu yöntem, genelde deniz aşırı ülkelerden tankerlerle getirilen LNG'nin kullanım bölgesine kadar sıvı halde taşınması ihtiyacından doğmuştur. Bu sistemin bazı avantajları şöyle sıralanabilir:

- LNG, doğalgaza göre yüksek yoğunluğa sahip olduğundan, sıkıştırılmaz akışkanlarla benzer özellikleri gösterir. Bu nedenle, gaz fazındayken gerekli olan basma gücünden daha az güce gerek vardır. LNG pompalamak için gerekli olan güç, gaz fazında gerekli olan gücün 1/10'nu kadardır.
- Aynı miktardaki gazın taşınması için daha küçük çaplı LNG boru hattı gerekir. Çünkü birim hacimdeki gaz miktarı daha fazladır.
- Boru hattı LNG deposu gibi hizmet verebilir.

LNG'nin boru hattıyla taşınması için özel tasarım, emniyet ve malzeme gereklidir. Boru malzemesi olarak pahalı alaşımlar kullanılır. Örnek olarak %9 nikelli 6061-T6 alüminyum alaşım ve 304 paslanmaz çelik yaygın olarak uygulanır. Boru döşemenin en gerekli ve en önemli kısmı, ısı yalıtım malzemesinin doğru seçimi ve bu malzemenin istenen fonksiyonu yerine getirecek şekilde boru çevresine sarılmış olmasıdır. Ayrıca boru hattının belli noktalarında, gaz fazına geçen bir miktar LNG'nin yeniden sıvılaştırılması gerekebilir.

### 4.6.3 Deniz yoluyla LNG taşımacılığı

LNG'nin deniz yoluyla taşınması, bu amaç için özel olarak imal edilmiş tankerlerle olmaktadır. LNG tankerleri küresel biçimde yapılabildikleri gibi, rüzgar ve yangına karşı özel tedbirlerle dizayn edilmiş ısı yalıtımlı ve manevra kabiliyeti yüksek tankerler şeklinde de yapılmaktadır. LNG taşımacılığında kullanılan ilk tanker 5000 m<sup>3</sup> kapasitedeyken şimdi 130000 m<sup>3</sup> kapasitede tankerler yapılmaktadır. Tankerler, atmosferik basınçta (1,013 bar) ve

-165°C sıcaklıkta özelliklerini koruyabilecek yapıda olmalıdırlar. Ayrıca hız, limana yanaşma ve boşaltma özellikleri de bu amaçlara uygun olmalıdır.

LNG'nin deniz yoluyla tankerlerle taşınması belirli bir risk faktörünü yanında getirirken, yangın ve emniyet tedbirleri, yüksek teknoloji ve eğitilmiş personelle bu risk azaltılmaktadır.

Bilindiği üzere LNG taşınması sırasında -162°C sıcaklık korunmalıdır. Bundan dolayı çok düşük sıcaklıklara dayanacak, yeterli mukavemete sahip tank malzemesinin seçilmesi ve LNG'nin deniz yolculuğu sırasında gaz fazına geçiş miktarının minimuma indirebilmek için tank ısı yalıtımının sağlanması gereklidir. Ayrıca düşük sıcaklıkta, malzemelerin ısıl büzülme oranlarını azaltacak bir yöntemin sağlanması ve gemi yapısında olabilecek tehlikeli kırılma gevrekliğini önlemek gerekir.

Tankerler uzun vadeler için düşünülerek yapılır. İnşaa edilen tankerlerin sayı ve ideal kapasitesi, iki terminal arasındaki uzaklığa, yeniden gaza dönüştürme tesisinin gücüne ve diğer değerlere bağlıdır. Doğalgaz tankerleri, verilen servisin çok özel ve kritik olmasından dolayı, uluslararası organizasyonlar tarafından kabul edilen kriterlere göre detaylı teknik testlerden geçerek hizmete girerler. Doğalgaz tankerleri kompakt bir forma sahiptirler. 70000-135000 m<sup>3</sup> kapasiteli tankerlerin boyutları şu civardadır: Uzunluk 210-280 m, genişlik 35-45 m, derinlik 10-12 m'dir.

LNG taşımacılığının en önemli kısmı tanklardır. Bunlar temel olarak iki çeşittir. Membranlı ve kendi kendini destekleyen küresel depolu tanklardır

Bütün LNG tanklarının ortak özelliği LNG'nin sıcaklığını muhafaza etmeleridir. Genelde iki bariyerli olurlar:

1.LNG taşıyan birincil bariyer

2.İç bariyerlerin kaçaklarını toplayan, böylece geminin yan cidarını koruyan ikincil bariyer

Kendi kendini destekleyen tanklarda iç bariyer, yüke bağlı doğabilecek her türlü termik ve mekanik darbelere mukavemet gösterecek şekilde yapılmıştır. Kalınlık ölçüleri oldukça yüksektir. Tanklar, tankerin omurgasından bağımsız imal edilerek tanker gövdesine basit şekilde ankraj elemanları yardımıyla bağlanırlar. Membranlı tanklarda ise iç bariyer gerilmeleri yutacak şekilde hesaplanır. Membran iki bariyer arasında sınırlı bir kalınlıkta

kalır. İkincil bariyer ile tankerin yan cidarı arasında termik izolasyon yapılır. Böylelikle dıştan gelen ısı yani havaya uçacak gaz miktarı minimuma indirilir.

-Kendi kendini destekleyen tanklar

70'li yıllarda prizmatik tanklar kullanılırdı. Karmaşık bir yapıya sahip olan bu tanklar kalınlığın fazla olmasından dolayı iç desteklerle dengelenir. Bakım güçlüğü olan bu tankların yerini küre biçimli tanklar almıştır. Bu durumdaki tankerlerin boyutları daha büyüktür. Çoğunluğu küresel olmak üzere, halen tankerlerin %45'inde kendi kendini destekleyen tanklar bulunmaktadır.

-Membranlı tanklar

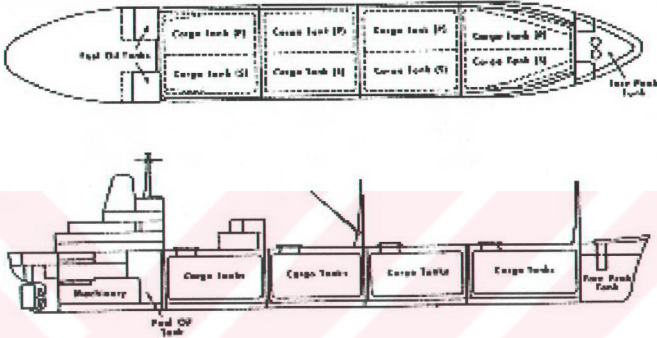
Bu tankların inşasında iki tip teknoloji kullanılır. Birincisinde, iki bariyer arasında bir tabaka bulunur. Teknikgaz diye adlandırılan ikinci teknolojide ise LNG'den doğan distilasyon ve reaksiyonları dengelemek için ortogonal 2 yönde ondüle şekilli paslanmaz çelikten bir tabaka inşa edilir. İkincil bariyer ise alüminyum ve cam elyaf dokuma panellerden yapılır. Membranlı tanklarda hacim en mükemmel seviyede kullanılır. Tankerlerde bulunan tankların %55'i membranlı tanklardır.

Membranlı tanklı tankerlerin daha büyük boyutta olması ve düzgün güvertesinin bulunması rüzgarda iyi manevra yapabilmesini ve geminin iskeleye bağlı kalması durumunda da rüzgara karşı direncin azalmasını sağlar. Membranlı tanklar yangına karşı daha emniyetlidir ve kaptan köprüsünden daha iyi görüş imkanı sağlar.

Ancak her iki teknolojinin farkına rağmen eldeki mevcut kaza raporları, LNG gemilerinin riskini diğer geleneksel gemi risklerinden fazla olmadığını, hatta gemi teknesinin çift olması ve kalifiye personel tarafından işletilmesi nedenleriyle söz konusu riskin daha az olduğunu belirtmektedir.

Bu tankerler Cezayir'den yükleme yaptıktan sonra tesisten ayrılırken, gidecekleri limana ve kritik boğazlara devamlı telsiz mesajı göndermeye başlayacaklar ve irtibat halinde olacaklardır. Örnek olarak Akdeniz'deyken 6 saat arayla mesaj vermeye devam edeceklerdir. Böylece LNG tesisi gemiyi karşılamaya hazırlanabilecektir.

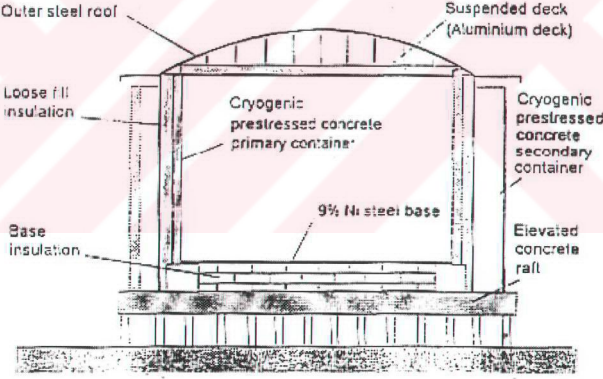
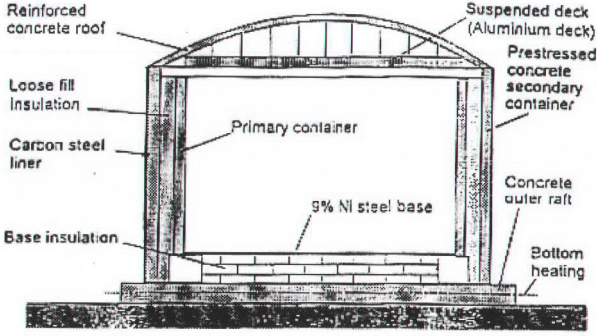
Marmara Denizi'ni geçtikten sonra tanker yarım saat arayla mesaj vermeye devam edecektir. Terminale gelen tanker hiç bekletilmeden hemen yanaştırılarak boşaltma işlemlerine başlanacaktır. Boşaltma süresi yaklaşık (125000 m<sup>3</sup> kapasiteli) 11-12 saat olacaktır. Cezayir'in Arzew tesislerinde kullanılan tanker, 125000 m<sup>3</sup> kapasiteli olup uzunluğu 280 m, genişliği 41,6 m, yüksekliği 27,6 m, derinliği 11,2 m'dir. Tankların dizayn basınçları ise 1300 mbar'dır.



Şekil 4.12 LNG taşımacılığında kullanılan tankerin şematik gösterişi [Speight, J., G., (1993)]



Şekil 4.13 LNG tankeri terminal iskelesinde boşaltma esnasında [Gökhan Yardım'la Yapılan Söyleşi, (2000)]



Şekil 4.14 Kriyojenik tanklar [Çakırgöz, C.F., (1999)]

#### 4.7 LNG'nin Depolanması

LNG depoları hem sıvılaştırma hem de tekrar gazlaştırma tesislerinde kullanılır. Bu depolar çift duvarlı metal konstrüksiyonlu yapılabildiği gibi beton duvarlı da yapılabilirler.

Çift duvarlı metal konstrüksiyonlu depolama tanklarının dış yüzeyleri karbon çeliğinden, iç yüzeyleri ise %9 nikel çeliği veya alüminyumdan yapılmaktadır. İç ve dış yüzeylerde perlit ve mineral lifli yün olmak üzere iki çeşit izolasyon malzemesi kullanılır. Tank toprak üzerine yapılır ve aralarında toprağın donmasına karşı rezistanslar bulunan beton dilimlerinin üzerine oturtulur. Bu beton dilimler de paralel yerleştirilmiş, aralarında hava akımının gerçekleştiği ayaklar üzerine oturtulur. Sıcaklık çevrimlerinden dolayı, iç ve dış duvarlar arasındaki farklı hareketleri engellemek için fiber glass elastik tabaka iç duvarın dış yüzeyine yerleştirilir. Güç tankı, asılı bir hareketli tavana sahiptir. Bu durum, iç tank üzerinde kriyojenik malzemeden yapılan bir yarı destekli kapak ihtiyacını ortadan kaldırır. Tavan dış tanka asılı rodlarla desteklenen minimum kalınlıktaki alüminyum levhadır.

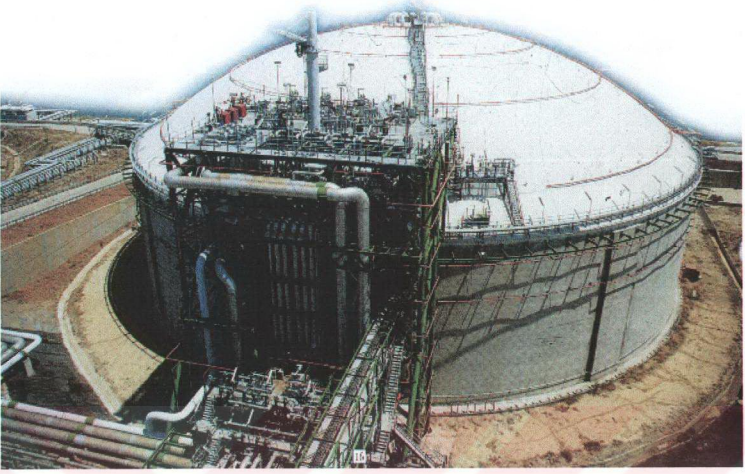
Beton tanklar ise, iç yüzeyleri %9 nikel çeliği veya alüminyumdan dış yüzeyleri ise betondan yapılır.

Her iki tür depolama sisteminde ortak üç ana husus vardır:

- 1.LNG'den etkilenmeyen ve sıvıyı içinde bulunduran iç tank
- 2.LNG'nin  $-160^{\circ}\text{C}$ 'de kalmasına sağlayacak kalınlık ve yapıda izolasyon malzemesi
- 3.Metal veya betondan yapılabilen dış duvar

85000 m<sup>3</sup> kapasiteye sahip LNG tankları 2,2 psig (152 mbar) ve  $-170^{\circ}\text{C}$ 'de sıvı depolayabilmektedir. Tanklardaki ısı kaybı günde %0,05'tir. Gelecek LNG'nin kompozisyonuna göre dolum işlemleri tavandan ve tabandan yapılabilecektir. Hafif LNG'nin terminale gelmesi durumunda dolum işlemi tankın tabanından, ağır olması halinde ise splashplate vasıtasıyla tavandan dolum yapılabilir.

Depolardan sıvı halde bulunan gazın boşaltılması ilk etapta tank içinde yer alan düşük basınçlı pompalar vasıtasıyla olur. Alınan LNG'nin sıvı haldeyken basıncı yükseltilir ve buharlaştırma ünitelerine gönderilir.



Şekil 4.15 LNG depolama tankı [Gökhan Yardım'la Yapılan Söyleşi, (2000)]

#### 4.8 LNG'nin Yeniden Gazlaştırılması

Yeniden gazlaştırma tesislerinde şu temel bölümler bulunur:

- 1.LNG sistemi
- 2.Yeniden gazlaştırma sistemi
- 3.Yardımcı sistemler

1.LNG sistemi: Bu sistemin temel işlemleri, tankerlerden LNG'nin boşaltılması, atmosferik tanklara depolanması ve yeniden gazlaştırma ünitelerine pompalanmasıdır. LNG terminalden stoklama depolarına doğalgaz tankerlerinde bulunan pompalar aracılığıyla pompalanır. Buna paralel bir bağlantı ise, yere yaslanmış depolardaki gazların tankere aktarımını sağlar.Böylece LNG'den boşalan hacim yeniden dolar.

Tankerin stoklama depolarında bulunan LNG iç depodan, kendi bünyesinde bulunan bir grup birincil pompalar aracılığıyla ikincil pompalar grubuna aktarılır. Aynı zamanda yeniden gazlaştırma sistemini besler.

2.Yeniden gazlaştırma sistemi: LNG yeniden gazlaştırılma işlemine tabi tutulmak için boru hattı basıncında pompalanarak 4-5<sup>0</sup>C'ye ısıtılır ve gazlaştırılır. Bu ısı girişi terminalin tasarımına göre birkaç yöntemle yapılabilir. Bunlar:

a) Ateşleme yöntemi: Aşırı gaz çekimlerinde, LNG'nin gazlaştırılmasını gerçekleştirmek için ateşleme tipi gazlaştırıcılar kullanılır. Yılda sadece 10 günlük "peak shaving" işlemi için, gazlaştırma kısmının seçiminde ilk kriter, minimum sermaye yatırımıdır. Gazlaştırıcı, yüksek ısı verimliliğine sahiptir ve yatırım maliyeti, güvenlik gibi faktörler seçimi etkiler.

b) Doğrudan ateşleyici: Burada doğalgaz brülörlerle yakılır. Sıcak yanma gazları, LNG'nin içinde dolaştığı bobinler ile ısı transferini gerçekleştirir. Brülörler, LNG'nin bobinlerden sızmasıyla oluşabilecek patlamanın tehlikesinden şekilde tasarlanmıştır. Benzer şekilde bir başka gazlaştırıcı tipinde ise, yanma gazı bir yanma bölgesi içinde elde edilir. Bunun yanı sıra buhar üretmek için yanma gazına su püskürtülür ve buhar-yanma gazı karışımı, LNG içeren ısı değişim tüplerine temas ederek LNG'yi ısıtır. Tüp yüzeyi baca gazı sıcaklıklarından etkilenmez.

c) Dolaylı ateşleyici: Bu sistemde ara akışkanı ısıtmak için ateşli bir ısıtıcı kullanılır. Ara akışkan, sıcak su, buhar veya düşük donma noktasına sahip isopentan, propan gibi hidrokarbonlar olabilir. Genelde su veya buhar kullanılır. Bu sistem terminalin daha az tehlikeli bir yerine yerleştirilebilir. Fakat ısı verimi çok düşüktür.

d) Alttan yakma yöntemi: Su seviyesinin altında yakılan yakıcıları kullanan bu yöntemde, sıcak yanmış gazlar bir tüpe gönderilir. Daha sonra gazlar, su banyosundan ve ısı değiştiricisinden geçerek bölüm içindeki püskürtücülerin içine boşaltılır. Baca gazlarının yüksek hızı, su banyosuna LNG taşıyan borulara ısı iletiminin iyi olmasını sağlar. Güvenli ve ısı verimi yüksek bir yöntemdir. Fakat buharlaştırıcılarda korozyon oluşmaktadır. Ayrıca soğuk havalarda su ile doyan baca gazları aşırı ıslenmeye neden olur.

e) Su ve hava yardımıyla gazlaştırma: Ateşleme üniteleri için yakıt masraflarının çok fazla olmasından dolayı sıvı gazı ısıtmak için uygun çevre kaynaklarından yararlanma yoluna gidilmiştir. Bu işlem için deniz suyu veya hava kullanılabilir. Bu sistemlerin inşaa maliyetleri çok yüksektir. Su normal açık gazlaştırıcılarda kullanılır. LNG manifoldlarla kanatlı tüplerden yapılmış dik eş panelli bir bantın alt kısmından girer. Tüplerin içinde yükselen LNG panelin dış tarafından aşağı inen su ile ısıtılır. Aşağı inen su alta bir yerde toplanır ve su kaynağına geri basılır. Isıtma için hava kullanıldığında, gazlaştırıcılar için çok büyük alan gerekir ve ilk yatırım maliyeti çok fazla olur. Genellikle tercih edilmezler. Geri dönen gazı tekrar kazanmak için, depolama tankı dışındaki gaz, bir kompresör ile izolasyonlu bir hat içinden tankere gönderilir. Tankerin boşaltılması sırasında, karadaki depolama tankından gaz akışı, tanker için gaz dönüşümü gereksiniminden çok fazladır. Oluşan fazla gaz tekrar sıvılaştırılır, yakıt olarak

kullanılabilir ya da atmosfere bırakılır. Fakat en ekonomik çözüm tekrar sıvılaştırma değildir. LNG'nin geçtiği boruların dışından, yukarıdan aşağıya doğru deniz suyu akıtmak ile yeniden gazlaştırma ve bastırılmış alev ile çalışan dönüştürücüler olmak üzere alternatif gazlaştırma yöntemleri bulunmaktadır. Isı transferinde dönüşüm için, alüminyum kanatlı, içerden yukarı doğru LNG geçen tüpler kullanılır. Yukarıdan beslenen su, boruların dışından aşağı doğru akar. Soğutma sıcaklığı 2-3<sup>0</sup>C'dir.

Marmara Ereğlisi'ndeki terminalde 2 adet 228300 Sm<sup>3</sup>/h kapasiteli 80 bar'da çalışan deniz suyu buharlaştırıcısı bulunmaktadır. 4 adet doğalgazlı buharlaştırıcı yaklaşık 80 barda çalışacak olup, gazlaştırma işleminin tamamlanmasından sonra elde edilen gaz, terminale yaklaşık 22 km uzaklıkta bulunan Rusya-Türkiye hattına bağlanacaktır.

3.Yardımcı sistemler : Yeniden gazlaştırma tesisleri, sıvılaştırma tesislerine oranla daha basit olmalarına rağmen, aynı şekilde yardımcı sistemlere ihtiyaç duyarlar. Boil-off gazının işlem ünitesi, temel ve yedek elektrik enerjisi, işlemlerde kullanılan ve işlemler esnasında gerekli basınçlı hava sistemi, yanma gazı sistemi ve azot sistemi gibi temel yardımcı sistemler bulunmaktadır.

a) Boil-off gaz işlem ünitesi: Sıkıştırılmış alevle çalışan yeniden gaz dönüştürücülerde, gazın alçak basınçta yakıt olarak kullanılması ve sıkıştırılması, LNG'nin pompalarla sıkıştırılması ve yeniden emilmesi, gazın dağıtım ağına direkt basılması işlemlerinden ibarettir.

b)Azot ünitesi: Ünitelerin bakım operasyonlarında veya LNG boşaltma ve gemiye dönüş kollarında vanalarda akışkanlığı sağlamak için azot gereklidir. Özet olarak sıvılaştırma işlemi aşağıdaki şekilde basitçe anlatılabilir.

Çizelge4.4 Sıvılaştırma işlemini özeti [Çakırğöz, C.F., (1999)]

ÜNİTE	ŞARTLAR	KAPASİTE
<b>Sıvılaştırma Ünitesi</b>	Gaz dağıtım şartları 20 bar <sub>G</sub> / 10 <sup>0</sup> C	20.000 Sm <sup>3</sup> /h
<b>Depolama Ünitesi</b>	Sıvı şartları 0,013 bar <sub>G</sub> / -161 <sup>0</sup> C	200.000 Sm <sup>3</sup> /h 4 tank herbiri 50.000 Sm <sup>3</sup> /h
<b>Buharlaştırma Ünitesi</b>	Gaz dağıtım şartları 20 bar <sub>G</sub> / 10 <sup>0</sup> C	50.000 Sm <sup>3</sup> /h

Proses üniteleri 6 adettir( Şekil 4.17)

Ünite 01: Giriş gazını işleme ve saflaştırma

Ünite 02: Giriş gazını kurutma

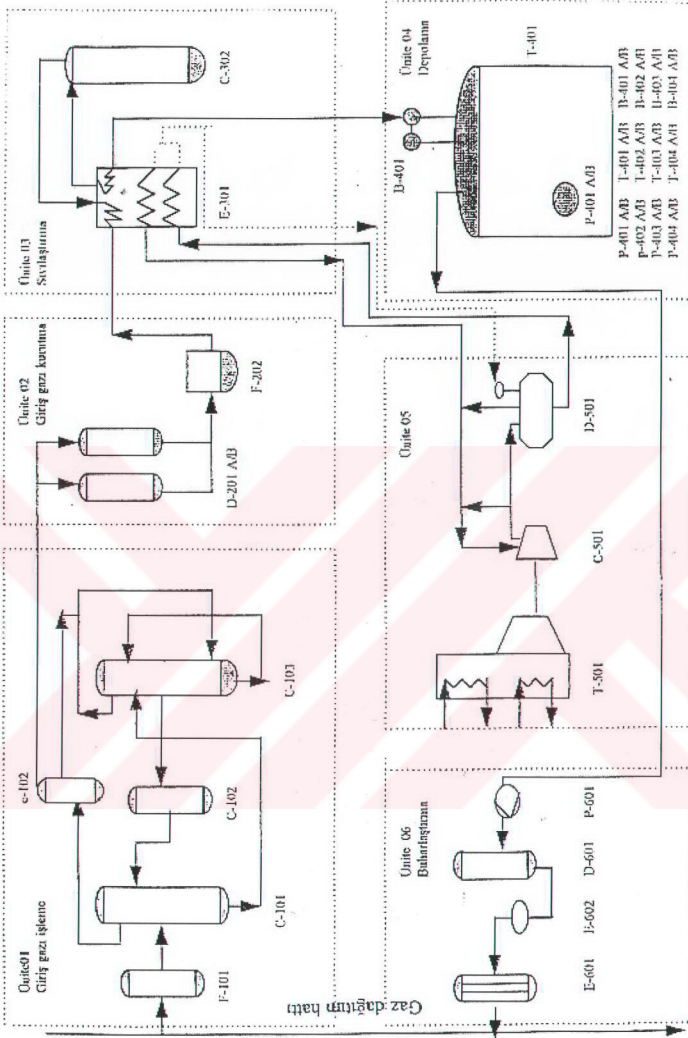
Ünite 03: Sıvılaştırma

Ünite 04: Depolama

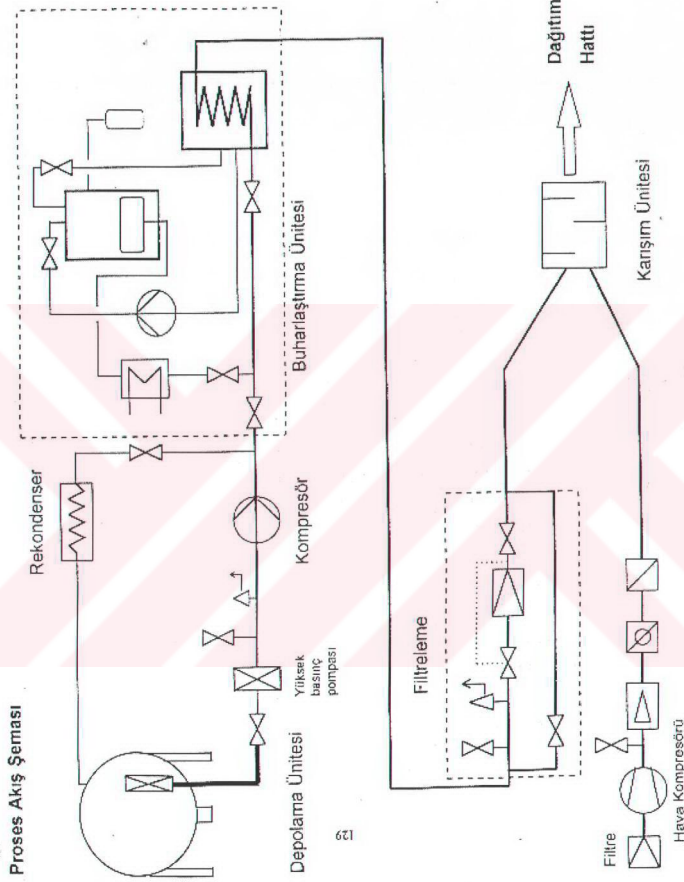
Ünite 05: Soğutma

Ünite 06: Buharlaştırma





Şekil 4.16 Sıvılaştırma tesisinin proses akış şeması [Çakırgöz, C.F., (1999)]



Şekil 4.17 Yeniden gazlaştırma proses akış şeması[Çakırgöz, C.F., (1999)]

## 4.9 Emniyet Sistemleri

LNG ve doğalgazın tesadüfi olarak veya herhangi bir kaza sonucunda, çevreye yayılmasını önlemek ve tehlike oluşturmasına mani olmak için LNG tesislerinin inşaatında, işletilmesinde, test edilmesinde yüksek emniyet faktörleri düşünülerek, birbirini kontrol eden çift emniyet sistemlerinden faydalanılmaktadır. Muhtemel LNG kaçaqları şu şekilde incelenebilir:

### 1.Küçük miktardaki kaçaqlar:

Bu tür kaçaqlar tehlike arz etmekle beraber tüm proses tesislerinde bulunan contalar, flanşlar, vana packing ve pompa sızdırmazlık elemanlarında meydana gelir. Minimum oranda mevcut bulunan kaçaqlar çalışan personeli, ekipman ve çevrede yaşayanları riske sokacak ölçüde değildir.

### 2.Orta şiddetli kaçaqlar:

Hatalı montaj veya arızalı ekipmandan çıkmakta olup, bu kaçaqlar halkın emniyeti için tehlike oluşturmamakla beraber kaçak yakınındaki ekipman ve personeli etkileyebilir.

### 3.Büyük oranda kaçaqlar:

Boru, vana, kompresör veya pompa ekipmanlarının kopma, kırılma ve çatlamalarından oluşan büyük orandaki kaçaqlar olup tesis içinde yer alan toplama çukurunda biriktirilip kanallara "outfall" denilen deşarj ünitesine gönderilmekte aynı zamanda duruma göre emniyet bacasında yakılarak atmosfere gönderilerek tehlike uzaklaştırılmaktadır.

Sıvı gazın terminale transferi esnasında, boşaltma kollarında olabilecek sızıntı ( $3,6 \text{ m}^3/\text{h}$ ) spill dedektörler vasıtasıyla tespit edilip transfer kolları üzerinde yer alan PERC (Pressure emergency release coupling) 30 sn'den daha kısa sürede sistemi izole etmesiyle devre dışı bırakılabilecektir.

Tesisin herhangi bir yerinde oluşacak kaçak, yangın vb. tehlikeli durumlara karşı terminali tamamen veya kısmi olarak devre dışı bırakacak sistem mevcuttur. Bu sistemler aşağıdaki gibi isimlendirilmişlerdir.

SSD1: Tanklara LNG'nin transferi esnasındaki sızıntı, tank sıvı seviyesindeki maksimum yükselme veya tank basıncındaki artış SSD1'e yol açacak ve terminal giriş ünitelerini devre dışı bırakacaktır. SSD1 alarmı boşaltmaya engel olacaktır.

SSD2: Sevkiyat bölümündeki ekipmanlardan oluşan sızıntı, kaçak alarm gibi durumlarda sevkiyat ekipmanlarının çalışmasını önleyecektir. Sistemde bulunan tank içi pompaları sevkiyatı yapacak yüksek basınç pompalarını, boil-off kompresörlerini, buharlaştırıcılarla ilgili vanaları kapatarak sevkiyatı önleyecektir. Gaz kaçağını veya sızıntıyı iki dedektörün birden tespit etmesi sonucu alarm oluşup sistemi devre dışı bırakacaktır. 1. Dedektörün çalışması sadece ikaz mahiyetinde olacaktır.

SSD3: SSD1 ve SSD2 alarmlarının boşaltma ve sevkiyatta meydana gelen kaçak, yangın gibi durumların ikisinin birden oluşması sonucu tüm terminali kapatacaktır.

#### 4.9.1 Dedektörler

LNG tesislerinde çok küçük ihtimal dahi olsa sızıntı, kaçak, yangın gibi durumları önlemek için aşağıda belirtilecek uyarıcı sistemler kullanılmaktadır.

1. Spill ve alev dedektörleri

2. Düşük sıcaklık dedektörleri

LNG'nin etrafa yayılması sonucu, yayılan alanda veya toplama çukurunda çok soğuk bölge oluşur. Tesis içinde kritik noktalarda proses ekipmanları etrafında kullanılan düşük sıcaklık dedektörleri etrafa saçılan sıvıyı tespit ederler. Dedektördeki termokupl veya termistörler en düşük çevre sıcaklığına set edilmek suretiyle dedektörde yanlış alarm oluşmasını engel olurlar. Az oranda yanlış alarm verebilen bu tip dedektörler hassas ve bakımı kolay ekipmanlardır.

Duman dedektörleri, gaz dedektörleri, ısı dedektörleri, ultraviyole dedektörleri iskelede, tank sahasında, sevkiyat bölümünde, ölçüm ünitelerinde, pompa ve kontrol binasındaki tehlikeli durumları haberdar etmekte kullanılmaktadır.

LNG yangınlarında su kullanılmaz, köpük ve kuru kimyevi tozla yangın söndürme işlemi uygulanır. LNG ve doğalgaz yangınlarında üç tip kuru kimyevi yangın söndürme maddesi kullanılır. Bunlar; sodyum bikarbonat, potasyum bikarbonat ve monnex'tir.

#### 4.10 Ülkemizde LNG projeleri

Ülkemizde doğalgaz arz kaynaklarının çeşitlendirilmesi, arz güvenliğinin ve arz esnekliğinin artırılması için hem baz yük tesisi olarak çalıştırmak, hem de ihtiyaç duyulduğunda pik düşürücü olarak devreye sokulmak üzere:

Marmara Ereğlisi'nde BOTAŞ tarafından bir LNG terminali kurulmuştur. LNG olarak ithal edilen doğalgaz bu terminalde gaz fazına dönüştürüldükten sonra 24 inçlik 23 km'lik boru hattıyla ana iletim hattına boşaltılmaktadır. Nominal kapasitesi 4 milyar m<sup>3</sup> olan bu terminalin kapasitesini arttırmak için iyileştirmeler yapılacak olup, ilk aşmada sevkiyat kapasitesinin 439 000 Sm<sup>3</sup>/h'den 685 000 Sm<sup>3</sup>/h'e pik kapasitesinin de 685 000 Sm<sup>3</sup>/h'den 1 100 000 Sm<sup>3</sup>/h'e çıkarılması planlanmıştır.

##### Ege II. LNG terminali

İzmir Aliğa'da kurulması planlanan ikinci LNG terminalinin 1998 yılında yatırımına başlanıp 2001 yılında işletmeye alınması planlanmaktadır. Toplam 6 milyar Sm<sup>3</sup> gazlaştırma kapasitesine sahip olacaktır. Terminalin mühendislik çalışmalarına başlanmıştır. Bu bölge Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı tarafından ihaleye çıkan yap-işlet-devret kapsamında 1400 MW'lık bir elektrik santrali projesi bulunmaktadır. Muhtemel arz kaynakları arasında Mısır ve Yemen bulunmaktadır.

##### Güney III. LNG Terminali

İskenderun'da yapılması planlanan terminalin 6 milyar Sm<sup>3</sup> gazlaştırma kapasitesine sahip olması planlanmaktadır. Terminalin mühendislik çalışmalarına başlanmıştır. Bu bölgede de Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı tarafından ihaleye çıkarılan yap-işlet-devret kapsamındaki 1400 MW'lık bir elektrik santrali projesi bulunmaktadır. Muhtemel arz kaynakları arasında Mısır ve Yemen bulunmaktadır.

## 5. DOĞALGAZ BORU HATTI TAŞIMACILIĞIYLA SIVILAŞTIRILIP TAŞINMASININ ANA HATLARIYLA KARŞILAŞTIRILMASI

Enerji sektörünün en önemli elemanlarından biri olan doğalgazın; ithal eden ülkeler açısından taşınması, başlı başına bir sektör haline gelmiştir. Tüm dünyada gelişmişliğin en önemli unsurlarından biri olan doğalgazın; konut, sanayi ve enerji üretimi alanında kullanımına yıllar önce başlanmışken 1974 yılında yaşanan petrol kriziyle birlikte, petrol yerine geçebilecek doğalgazın yaygın kullanımı bu yıllarda gündeme gelmiştir. Fakat Türkiye ise yanlış enerji politikalarından dolayı bu enerji kaynağına daha geç ulaşmıştır.

Günümüzde gelişmişliğin bir diğer göstergesi de kentleşmedir. Batılı ülkelerde kent nüfusu toplam nüfusun %75-80'i civarındadır. 80'li yıllarda Türkiye'de de çok hızlı bir kentleşme yaşanmış ve yoğun kent nüfusunun yaşandığı bölgelerde bulunan yakıtların özelliğinden dolayı hava kirliliği çok yüksek seviyelere ulaşmıştır. Doğalgazın kullanılması kaçınılmaz olmuştur. Çeşitli organizasyonlar kurularak ve gerekli alt yapı hazırlanarak doğalgaz Türkiye'deki konut, işyeri ve santrallere girmiştir. Şu anda İstanbul, Ankara, Bursa, İzmit ve Eskişehir illerinde doğalgaz kullanım safhasındadır. Özellikle mevcut boru hattı sistemi üzerinde bulunan birçok kentte bu yönde ciddi talepler bulunmasına rağmen finansal açıdan yerel yönetimler bu projeleri gerçekleştirememektedirler. Bahsi geçen şehirlerdeki 1999 yılına ait aylık tüketim miktarları Çizelge 5.1 ve 5.2'de verilmektedir.

Yapım safhasının kısa ve ilk yatırım maliyetinin düşük olması nedeniyle doğalgaz bütün dünyada yoğun olarak kullanılmaktadır. Türkiye doğalgazını çeşitli ülkelerden temin etmektedir. Bu ülkelerden ve düşünülen projelerden daha önce bahsedilmiştir. Türkiye 2000 yılından itibaren 22 milyar  $\text{Sm}^3/\text{yıl}$  gaz alımı anlaşmalarını tamamlamıştır. Çizelge 5.3'te 1999 yılındaki aylık BOTAŞ doğalgaz ve LNG alımlarının dağılımları görülmektedir. Ayrıca Çizelge 5.4'te 1999 yılına ait sektörel doğalgaz tüketim dağılımlarını da görebilirsiniz.

### 5.1 Maliyetler Arası Karşılaştırma

#### 5.1.1 İlk tesis maliyeti

Tesisin kurulması için gereken (malzeme, işçilik...) tüm maliyetlerin toplamıdır. Doğalgazın boru hattıyla taşınması ile sıvılaştırılarak taşınmasının ilk tesis maliyeti karşılaştırılırsa LNG taşımacılığı daha az maliyetlidir. Boru hattı taşımacılığında boru konstrüksiyonu ve ilgili

güzerahlara montaj maliyetleri, LNG gazlaştırma tesislerinin maliyetlerinden daha fazladır. Bu maliyete ilave olarak boru hattı tesislerinin işçilik maliyetleri daha yüksektir. Dev boru hattı projelerinin hayata geçirilmesinde yan sanayiye bağımlılık ( yan sanayiye bağımlılık katsayısı  $\xi$  ) artmaktadır.

Çizelge 5.1 1999 yılında doğalgaz kullanan Ankara, Eskişehir, İstanbul şehirlerindeki aylık tüketim dağılımları ( $\text{Sm}^3$ ) [Doğalgaz Güncel, (2000)]

1999	EGO	İGDAŞ(konut)	İGDAŞ(sanayi)	İGDAŞ toplam	Eskişehir
<b>Ocak</b>	143.631.248	254.357.967	24.843.990	279.201.957	14.570.732
<b>Şubat</b>	132.689.508	242.770.540	29.795.310	272.565.850	10.211.995
<b>Mart</b>	110.866.212	186.944.197	33.561.416	220.505.613	10.117.662
<b>Nisan</b>	55.156.233	85.156.659	28.104.370	113.261.029	3.329.065
<b>Mayıs</b>	17.435.249	31.869.160	32.168.420	64.057.580	399.860
<b>Haziran</b>	13.030.271	10.081.097	33.303.144	43.384.241	74.556
<b>Temmuz</b>	10.599.037	9.371.451	30.046.835	39.418.286	67.937
<b>Ağustos</b>	9.855.358	5.229.645	29.691.831	34.921.476	114.860
<b>Eylül</b>	12.408.617	10.450.896	30.728.572	41.179.468	181.244
<b>Ekim</b>	43.091.730	52.377.237	35.416.216	87.793.453	4.293.872
<b>Kasım</b>	113.686.060	160.268.244	34.726.057	194.994.301	11.421.287
<b>Aralık</b>	141.679.062	205.092.100	39.439.220	244.531.320	14.503.188
<b>Toplam</b>	804.128.585	1.253.969.193	381.825.381	1.635.814.574	69.286.258

Çizelge 5.2. 1999 yılında doğalgaz kullanan Bursa, İzmit şehirlerindeki aylık tüketim dağılımları (Sm<sup>3</sup>) [Doğalgaz Güncel, (2000)]

1999	Bursa (konut)	Bursa (sanayi)	Bursa toplam	İZGAZ (konut)	İZGAZ (sanayi)	İZGAZ toplam
<b>Ocak</b>	30.089.143	2.788.974	32.878.117	7.415.304	98.184	7.513.488
<b>Şubat</b>	28.089.232	3.856.713	31.945.945	6.834.810	75.763	6.910.573
<b>Mart</b>	22.460.307	3.663.386	26.123.693	5.428.857	77.790	5.506.656
<b>Nisan</b>	10.183.206	4.481.938	14.665.144	2.320.046	78.358	2.398.404
<b>Mayıs</b>	4.044.621	4.544.485	8.589.106	612.328	164.585	776.913
<b>Haziran</b>	2.953.144	4.663.363	7.616.507	307.586	287.435	595.021
<b>Temmuz</b>	2.492.496	4.936.620	7.429.116	284.905	304.411	589.316
<b>Ağustos</b>	2.152.178	4.105.163	6.257.341	140.943	194.134	335.077
<b>Eylül</b>	2.593.789	5.490.352	8.084.141	127.467	298.550	426.017
<b>Ekim</b>	8.056.600	5.074.348	13.130.948	1.095.343	432.643	1.527.986
<b>Kasım</b>	21.717.544	4.192.663	25.910.207	3.792.241	454.971	4.247.212
<b>Aralık</b>	29.037.520	3.023.292	32.060.812	5.224.678	467.282	5.691.960
<b>Toplam</b>	163.869.780	50.821.297	214.691.077	33.584.508	2.934.115	36.518.623

Çizelge 5.3 1999 yılındaki aylık BOTAŞ doğalgaz ve LNG alımlarının dağılımları (Sm<sup>3</sup>)  
[Doğalgaz Güncel, (2000)]

1999	Gazexport +Turusgaz	Cezayir LNG	Nijerya LNG	Spot LNG (Cezayir)	Toplam LNG	TPAO	Toplam Alınan
Ocak	781.851.250	224.752.098	0	75.076.741	299.828.839	25.507.886	1.107.187.984
Şubat	584.446.436	300.382.330	0	75.092.142	375.474.472	23.525.800	1.083.446.507
Mart	653.030.565	225.501.873	0	150.263.875	375.765.748	25.636.900	1.054.433.213
Nisan	633.211.466	301.808.780	0	0	301.808.780	26.828.000	960.848.248
Mayıs	666.678.741	224.753.227	0	0	224.753.227	26.581.928	918.013.896
Haziran	738.689.933	148.499.367	0	0	148.499.367	25.612.800	912.702.100
Temmuz	771.700.999	224.238.651	0	0	224.238.651	25.000.100	1.021.019.750
Ağustos	643.968.669	372.208.159	0	0	372.208.159	26.304.800	941.501.628
Eylül	807.063.770	0	0	0	0	23.070.200	830.133.970
Ekim	806.692.940	149.614.253	0	0	149.614.253	23.136.100	979.343.293
Kasım	760.572.761	396.177.024	69.318.373	0	465.495.397	21.307.200	1.247.475.448
Aralık	849.609.513	396.695.020	0	0	396.595.020	23.499.900	1.269.704.433
<b>Toplam</b>	<b>8.697.517.043</b>	<b>2.964.630.782</b>	<b>69.318.373</b>	<b>300.432.758</b>	<b>3.334.281.913</b>	<b>296.011.614</b>	<b>12.325.810.470</b>

Çizelge 5.4 1999 yılındaki aylık sektörel doğalgaz tüketim dağılımları (Sm<sup>3</sup>)  
[Doğalgaz Güncel, (2000)]

1999	Elektrik	Gübre	Konut	Sanayi	TOPLAM
Ocak	488.857.710	1.190.000	455.337.456	148.398.561	1.094.503.727
Şubat	470.781.600	1.772.000	425.622.305	163.260.043	1.061.435.948
Mart	547.536.797	1.593.000	339.916.911	153.976.046	1.043.022.754
Nisan	553.869.575	12.775.000	158.252.385	150.422.036	875.318.996
Mayıs	660.301.738	15.965.000	55.029.375	161.304.876	892.600.989
Haziran	748.145.820	39.479.000	26.860.151	153.798.955	968.283.926
Temmuz	812.015.465	42.237.000	23.177.670	149.561.776	1.026.991.911
Ağustos	725.415.093	19.771.000	17.847.835	128.234.951	891.268.879
Eylül	690.939.636	980.000	26.212.196	127.346.444	845.478.276
Ekim	687.228.986	1.550.000	110.639.845	158.483.977	957.902.808
Kasım	675.974.736	1.559.000	315.146.782	151.858.150	1.144.538.668
Aralık	681.888.422	1.663.000	400.731.787	154.116.791	1.238.400.000
<b>Toplam</b>	<b>7.742.955.578</b>	<b>141.254.000</b>	<b>2.354.774.698</b>	<b>1.800.762.606</b>	<b>12.039.746.882</b>

Burada yan sanayiye bağımlılık katsayısı ( $\xi$ ), zaman(t) ve maliyetin doğru orantılı bir fonksiyonudur.

$$t = f(\xi) \quad (5.1)$$

$$c = f(\xi) \quad (5.2)$$

Yukarıda anlatılmak istenen şudur: Bir işin yapımı ne kadar fazla sektörün birarada çalışmasını gerektiriyorsa o işin bitirilme süresi, doğru orantılı olarak artar. Doğalgazın boru

hattının ilk maliyeti için ( $\xi_1$ ), sıvılaştırma ve gazlaştırma ilk maliyeti içinse ( $\xi_2$ ) tanımını yaparsak ; ( $\xi_1$ ) > ( $\xi_2$ ) olur.

### 5.1.2 İşletme maliyeti (operasyon maliyeti)

Bitmiş tesisin amacına uygun olarak kullanılması (işletilmesi) için oluşan maliyetlerin toplamıdır. İşletme maliyeti, tesisin amacı doğrultusunda kullanılması sırasında ortaya çıkan çok çeşitli parametrelere bağlıdır. İşletme maliyeti içinde aşağıdaki maliyetler alınabilir:

1. Ürünün kendi maliyeti
2. Ürünün nakliye maliyeti
3. Alıcıya ulaştırılana kadar ürün üzerindeki proseslerinin getirdiği maliyet
4. Tesis bakım, onarım maliyetleri
5. Bakım, onarım sırasında tesisin durmasından kaynaklanan kar edememe maliyeti
6. Amortisman maliyeti
7. Kira giderleri

Yukarıdaki bilgilerin ışığında doğalgazın sıvılaştırma tesislerinin işletme maliyetlerinin boru hattına göre daha fazla olduğu görülmektedir.

Daha sonraki aşama ise hangi yöntemin ekonomik açıdan daha geçerli olduğu karşılaması düşünülen enerji miktarına bağlıdır. Boru hattı, genel olarak yapılması en mantıklı taşıma yöntemidir.

### 5.2 Bitirilme Süresi

Bitirilme süresi; doğalgazın boru hattı ile taşınması ile sıvılaştırılarak taşınması, sırasında talebin istenilen süre içerisinde karşılanıp karşılanamayacağı ile tamamen ilişkilidir. Eğer enerji talebinin kısa süre içerisinde doğalgazla karşılanması isteniyorsa, doğalgazın taşınmasının sıvılaştırılarak olması uygun olacaktır. Boru hattının olmadığı ve enerji talebinin aciliyet gerektirdiği hallerde sıvılaştırılmış doğalgaz tercih edilmektedir.

### 5.3 Deniz Aşırı Ülkelere Taşınabilirlik

Sahada üretilen doğalgaz, arındırılma işleminden sonra, sıkıştırma birimine boru ile taşınır. Sıvılaştırma birimi genelde deniz kıyısında yapılmaktadır. Sıvılaştırma tesislerinde doğalgaz,

atmosfer basıncında ve  $-161^{\circ}\text{C}$ 'de sıvılaştırma prosesine tabii tutulur ve tanklarda depolanır. Özel kamyonlar ve tankerlerle alıcıya ulaştırılır. Alınan LNG, depolama tanklarına gönderilir. Depolanan LNG'nin ısı korunur. Gaz gereksinimine bağlı olarak tekrar gazlaştırılıp kokulandırılarak boru hattına verilir. Sıvılaştırılmış doğalgaz deniz aşırı ülkelere taşınabilir özelliğinden dolayı çok avantajlıdır. Taşıma işlemi sırasında, sıvılaştırılarak hacimce azalan büyük enerji kaynağının naklinin yanında patlama tehlikesi de azaltılmış olur. Ayrıca alıcı ülke enerjide alternatif bir kaynak bulma olanağına kavuşmaktadır. Fakat doğalgazın sıvılaştırılarak taşınması ve tekrar gazlaştırılması için büyük yatırımlar gerekmektedir. Bu da doğalgaz fiyatının artmasına neden olmaktadır. Doğalgazın deniz veya okyanus aşırı ülkelere boru hattı ile naklinin boru hattının döşemesinin günümüz teknolojisiyle pratikte tamamen işler bir biçimde montajı imkansız olmasından dolayı okyanus aşırı ülkelere gelen talebi karşılamak için doğalgazın sıvılaştırılarak taşınması gereklidir.

#### **5.4 Hayata Geçirilebilirlik**

Boru hattının gerçekleştirilmesi bir çok etkene bağlıdır. Sadece alıcı ve satıcı ülkeyi ilgilendirmemektedir. Transit geçen ülkeler ve finanse eden ülkeleri de ilgilendirilir. Bu yüzden iki ülke arasındaki doğalgaz alışverişinin sıvılaştırılarak taşınması, sadece iki ülke arasındaki anlaşmalara ve ileride sürdürecekleri ilişkilere bağlı olduğundan hayata geçirilmesi daha kolay olmaktadır.

#### **5.5 Sıvılaştırılmış Doğalgazla İlgili Ekonomik Tesbitler**

LNG büyük yatırımlar gerektiren bir seçimdir. Doğalgazın doğadan elde edilmesi kolay olmasına rağmen proses ve transport maliyetleri çok yüksektir. Her  $\text{Sm}^3$  gazın son alıcıya ulaşmasında geçen maliyetlerin %30'u gazın kaynakları (rezervleri) oluşturmaktadır. Şu anda varolan sıvılaştırma tesisleri kapasitesi 34 milyar  $\text{Sm}^3/\text{yıl}$ ., 28 milyar  $\text{Sm}^3/\text{yıl}$  planlanmış olan sıvılaştırma tesisi bulunmaktadır. Halen yapımı devam eden tesisler ise bu kapasiteyi 42,5 milyar  $\text{Sm}^3/\text{yıl}$  kadar arttıracaktır. Önümüzdeki on yıl içinde dünya LNG kapasitesinin 3 katına çıkacağı düşünülmektedir. Kurulmuş ve kurulacak olan sıvılaştırma tesislerinin 130 milyar  $\text{Sm}^3/\text{yıl}$ 'ı Asya kıtasındadır.

Bir sıvılaştırma tesisi kurulacaksa, bu tesisin yapılabilir olması için onu besleyen kaynağın 15-20 yıl arasında ömrü olması gerekmektedir. Bir tesisten çıkan LNG'nin teslim olabilirliği yıllık kapasitesinin 25-30 katına çıkmaktadır. Örnek olarak, 14 milyon  $\text{Sm}^3/\text{gün}$  kapasitesi

olan bir projenin rezerv miktarı 15,1-21,7 milyar  $\text{Sm}^3/\text{yıl}$  olması gerekir. Üretim maliyetlerinin düşük olması istenmektedir; yaklaşık milyon BTU başına 1\$.

LNG taşımacılığı boru hattı taşımacılığına göre daha fazla artım göstermektedir. LNG artışı en çok Japonya, Güney Kore Hindistan, Tayland ve Çin'de görülmektedir. LNG stok fiyatlarının yüksek olmasına rağmen arz kontratları diğer yakıtlara göre büyük bir artış göstermektedir. Bu artışın diğer nedeni de boru hatlarının teknolojik açıdan imkansızlığıdır. Japonya'nın doğalgaz tüketiminin %97'si LNG yoluyla karşılanmaktadır. Japonya genelde LNG'yi Endonezya, Avustralya, Brunei, Malezya, BAE ve ABD'den karşılamaktadır (1,92 milyar  $\text{Sm}^3$ ).

LNG projelerinin en pahalı bölümü sıvılaştırma tesisleridir. Bu maliyet spesifik tesis faktörlerine ve projenin büyüklüğüne bağlıdır. Büyük projelerde birim maliyetler daha düşük çıkmaktadır. 1 milyon ton/yıl kapasite için (3,8 milyon  $\text{Sm}^3/\text{gün}$ ) 300-900 milyon dolar arası bir maliyet gerektirir. LNG projesinin ana maliyeti, alıcı ülkenin finansmanına, enflasyon kabullerine göre tayin edilir. İşletme maliyeti ana maliyete göre daha düşüktür. Sıvılaştırma yüksek enerji gereksinimi olan bir prosestir. Genellikle tesise gelen LNG'nin %8-9'u tesis yakıtı olarak kullanılır.

LNG taşımacılığında kullanılan tankerlerin imalatı çift omurgalı ve özel bir konstrüksiyon gerektirdiğinden oldukça maliyetli olmaktadır. 135 000  $\text{Sm}^3$ 'lük kapasiteli bir tanker maliyeti 260 milyon \$ civarındadır. Bir proje için gerekli tanker sayısı, sıvılaştırma tesisi ile müşteri arasındaki mesafeye bağlıdır. Genel olarak transport maliyeti mesafeyle lineer olarak artar. LNG tankının soğutma işleminden ortaya çıkan boil-off gazı boiler yakıtı olarak kullanılır. 480 deniz mili yol giden bir tanker günlük gaz kaybı tank kapasitesinin %0,15-0,25 olmaktadır. Endonezya'dan Japonya'ya (yaklaşık 2400 deniz mili) giden bir tanker gaz kaybı tank kapasitesinin %1,3'ü kadardır.

Gazlaştırma tesislerinin maliyetleri kapasitelerine, lokal konstrüksiyon maliyetlerine ve hazırlık maliyetlerine bağlı olarak değişmektedir. Gazlaştırma tesislerinin maliyetleri sıvılaştırma tesislerine göre daha azdır. Birleşik Amerika Enerji Kurumu'nun yaptığı bir çalışmaya göre 500 milyon  $\text{ft}^3/\text{gün}$  kapasitesi olan bir gazlaştırma tesisinin toplam maliyeti 700 milyon dolar olarak bulunmuştur. Bu da 1000  $\text{ft}^3$  başına 0,56 dolar demektir. Tekrar gazlaştırma için gerekli enerji ihtiyacı, alınan LNG'nin %2,5'una tekabül eder. Varolan bir gazlaştırma tesisinin kapasitesini arttırmak için gerekli marjinal maliyet yeni bir tesis kurma

maliyetinden her zaman daha düşüktür. Bu tip gazlaştırma tesis projelerinin gerçekleştirilebilmesi için büyük bir organizasyonu destekleyen yeterli finansal kapasite ve güçlü proje yönetim kabiliyeti gereklidir.

Özet olarak kurulacak bir LNG tesisinin ekonomik olabilmesi için üretim maliyeti 0,50 \$/milyon Btu, sıvılaştırma maliyeti 2.50 \$/milyon Btu, nakliye maliyeti 0,75 \$/milyon Btu olmalıdır. Japonya'nın Endonezya'dan aldığı LNG'nin gazlaştırma tesisine geliş maliyeti 3,75 \$/milyon Btu'dur.

Doğalgaz boru hatları büyük miktardaki enerjinin uzun mesafelere taşınmasında en ucuz ve en efektif yöntemdir. Ancak, bu yöntemde aşağıdaki olumsuzluklar ortaya çıkabilir:

- Boru hattı üzerindeki ülke hükümetlerinin politik kararlılıklarının değişken olması ve verilen garantilerin yerine getirilmemesi
- Kaynak ülke, yüklenici firmalar ve alıcı ülke arasında uyumsuzlukla karşılaşılabilme ihtimali
- Uzun mesafeli, büyük hacimli boru hattı projelerinin ekonomik olması için, gaz pazarının istikrarlı olması zorunluluğu

Örnek olarak; İran-Pakistan-Hindistan geniş çaplı boru hattı projesi, teknik ve ekonomik açıdan yapılabilir olmasına rağmen, politik nedenlerden ötürü sorun yaşanmaktadır.

Aşağıda örnek olarak Göller Bölgesi'nde doğalgaz kullanımının detaylı bir ekonomik analizini sunmak istiyorum.

## **5.6 Göller Bölgesi'nde Doğalgaz Kullanımının Ekonomik Analizi**

Büyük kentler için yapılan geniş çaplı doğalgaz projeleri, ekonomik açıdan uygun olma temeline bağlı olarak doğalgaz talebini karşılamayı hedeflemektedir. Burada Göller Bölgesi illerinden Denizli, Isparta ve Burdur'da doğalgaz kullanılabilmesi için gerekli olan bazı yatırımlar değerlendirilecektir. Bu illere en uygun yoldan doğalgaz götürülmesini değerlendiren bu kısımda iller için doğalgaz miktarları ve şehir içi tesisatlar konu edilmekte, projenin ekonomik analizi ve uygun doğalgaz satış fiyatlarından bahsedilmektedir.

### 5.6.1 Gerekli doğalgaz miktarının belirlenmesi

Doğalgaz talebi, bu gibi projelerin başlangıç noktasını oluşturduğundan hem ekonomik analizler için, hem de projenin geneli için önemli bir yere sahiptir. Genel olarak doğalgaz talebi, ülkenin ve o bölgenin çeşitli koşullarına göre tahmin edilebilir. Bu koşullardan bazıları şunlardır;

- Bölge nüfusu
- Konut sayıları
- İklim koşulları
- Sanayi potansiyeli

#### 5.6.1.1 Nüfus ve konut sayıları

Konutlarda yakıt olarak kullanılacak olan doğalgaz miktarının belirlenmesi için gerekli nüfus ve konut sayıları Çizelge 5.5'te sunulmuştur. Nüfus değerleri DİE'nin son verileri olup, abone konut sayıları ise her bir konutta ortalama olarak 5-6 kişinin yaşadığı ve kimi konutların doğalgaz aboneli olmayabileceği kabulüyle tahmin edilmiştir.

Çizelge 5.5 İllerin tahmini nüfus ve konut sayıları [Mimaroğlu, F.ve Serpen, U., (2000) ]

İl	Merkez Nüfusu	Abone Konut Sayısı
Denizli	348000	50000
Isparta	159000	25000
Burdur	87500	12000

#### 5.6.1.2 Konut ve sanayi gazı

Konutlar için gerekli yıllık ortalama ısı ve dolayısıyla doğalgaz miktarları “derece-gün yöntemi ile tahmin edilebilir. Bu yöntemde, ısıtma gereksinimi duyulmayan ortalama sıcaklık (18,7<sup>0</sup>C) ile günlük sıcaklık değerleri arasındaki farkların toplamından yararlanılmaktadır. Bu farkları yıllık bazda gösteren <sup>0</sup>C-gün verileri Çizelge 5.6'da sunulmuştur.

Çizelge5.6 Yıllık derece-gün değerleri [Mimaroğlu, F.ve Serpen, U., (2000)]

İl	Yıllık Toplam °C-gün Değerleri
Denizli	1870
İsparta	2515
Burdur	2515

Derece-gün değerleri dikkate alınarak konut başına gerekli ısı miktarı şöyle hesaplanabilir:

$$Q_k = UA_{ort} * DG_y \quad (5.3)$$

Burada;

$UA_{ort}$  = Konutun ortalama ısı kaybı katsayısı ( $\cong 24000 \text{ kJ/}^\circ\text{C-Gün}$ )

$DG_y$  = Yıllık toplam  $^\circ\text{C-Gün}$  değeri ( $^\circ\text{C-Gün}$ )

$Q_k$  = Konut için gerekli yıllık ısı miktarı ( kcal )

Hesaplanan gerekli ısı miktarları Çizelge 5.7'de sunulmuştur. Tek konut için gerekli yıllık doğalgaz miktarı aşağıdaki gibi hesaplanır.

$$q_G = Q_k / ( \eta * H_u ) \quad (5.4)$$

Burada;

$\eta$  = Doğalgazın yanma verimi ( $\cong \%65$ )

$H_u$  = Doğalgazın alt ısı değeri ( $\cong 9200 \text{ kcal/Sm}^3$ )

$q_G$  = Tek konutun yıllık doğalgaz ihtiyacı ( $\text{Sm}^3/\text{yıl}$ )

Değerlendirilen iller için hesaplanan konut başına doğalgaz gereksinimleri Çizelge 5.7'de sunulmuştur. Tüm konutlar için gerekli olacak toplam gaz miktarı  $q_G$  ile abone konut sayısının çarpımı olacaktır.

Çizelge 5.7 Tek konut için yıllık ısı ve doğalgaz gereksinimleri  
[Mimaroğlu, F.ve Serpen, U., (2000)]

İl	<sup>0</sup> C-Gün	Q <sub>k</sub> (GJ)	q <sub>G</sub> (Sm <sup>3</sup> /yıl)
Denizli	1870	44,88	1800
Isparta	2515	60,36	2420
Burdur	2515	60,36	2420

Şehir doğalgaz projelerinin en zorlu bölümlerinden birisi de sanayi işletmeleri için gerekli olacak gaz miktarının belirlenmesidir. Gerçekte bu işletmeler için gerekli gaz miktarı yapılacak pazar araştırmaları ile belirlenmelidir. Burada Burdur ve Isparta için sanayi gaz ihtiyacının konut gazına eşit, Denizli içinse konut gazının iki katı olarak tahmin edilmiştir. Bunun nedeni de Denizli çevresinde sanayinin Burdur ve Isparta'ya göre daha yoğun olmasıdır. Hesaplanan gerekli doğalgaz miktarı Çizelge 5.8'de verilmektedir.

Çizelge 5.8 Gerekli gaz miktarları [Mimaroğlu, F.ve Serpen, U., (2000)]

İl	Konut gazı 10 <sup>6</sup> (Sm <sup>3</sup> /yıl)	Sanayi gazı 10 <sup>6</sup> (Sm <sup>3</sup> /yıl)	Toplam 10 <sup>6</sup> (Sm <sup>3</sup> /yıl)
Denizli	90	180	270
Isparta	60,5	60,5	121
Burdur	29,04	29,04	58,08
Toplam	179,54	269,54	449,08

## 5.6.2 Ana boru hattı tasarımı

### 5.6.2.1 Güzergah

Gerekli gaz miktarları hesaplandıktan sonra basınç, uzunluk, çap ve dolayısıyla maliyet bakımından en uygun çelik boru hattı tasarımı yapılmalıdır. Bu noktada, doğalgazın incelenen bölgeye nereden ulaştırılacağı tartışılabilir. Bu projede gazın temin edilebileceği noktalar açısından Konya-Seydişehir ve Manisa-Salihli yöreleri, iki alternatif olarak ele alınmıştır. Adı geçen bu noktalar, yakın gelecekte düşünülen BOTAŞ projelerinin

kapsamındadırlar. Her iki alternatif için de hattın Burdur iline ayrılma noktası, Keçiborlu olarak kabul edilmiştir. Buna göre Çizelge 5.9'da boru hattı bölümleri, uzunlukları ve bu bölümlerden geçen yıllık doğalgaz debileri karşılaştırılmıştır.

Çizelge 5.9 Ana boru hattı tasarımı[Mimaroğlu, F.ve Serpen, U., (2000)]

Tasarım seçenekleri	Hat bölümü	Yaklaşık uzunluk (km)	Hat debisi $10^6(m^3/yıl)$
1.Seçenek	Salihli-Denizli	130	449,1
	Denizli-Keçiborlu	140	179,1
	Keçiborlu-Isparta	40	121
	Keçiborlu-Burdur	30	58,1
	Toplam	340	-
2.Seçenek	Seydişehir-Isparta	220	449,1
	Isparta-Keçiborlu	40	328,1
	Keçiborlu-Burdur	30	58,1
	Keçiborlu-Denizli	140	270
	Toplam	430	-

Bu karşılaştırmalar sonucu toplam boru uzunluğu daha az olan 1.seçenek, taşınması gereken debi-uzaklık ilişkisine göre de 2.seçenekten daha uygundur. Bu durumda Salihli incelenen bölgeye gazı temin edecek nokta olarak belirlenmiştir.

#### 5.6.2.2 Boru çaplarının tespiti

Boru hatlarının dizaynında en önemli kriter, maliyetin düşük tutulmasıdır. Maliyeti düşük tutabilmek için, mümkün olduğu kadar küçük boru çaplarında çalışılmalıdır. Ancak doğalgazın belirli basınç aralıklarının dışına çıkmaması gerekmektedir. Hesaplamalarda doğalgazın başlangıç noktasından 70 bar basınçta basıldığı ve şehir giriş istasyonlarına en az 25 bar basınçla gelmesi gerektiği kabul edilmiştir. Yapılan diğer bazı varsayımlar ise şunlardır;

- Boru hattı tek hattın oluşmaktadır.
- Boru hattının tamamı yataydır.
- Gaz için  $z = 1,0$  alınabilir.
- Tüm boru çapları için Panhandle denklemi kullanılabilir.

$$Q = 435,87 * E * (T_{sc}/P_{sc})^{1,07881} * [(P_1^2 - P_2^2) / (L * T)]^{0,5394} * (1/\gamma_g)^{0,4606} * d_i^{2,6182} \quad (5.5)$$

Ana boru hattının her bir bölümü için muhtemel boru çapları değerlendirilerek hesaplamalar yapılırsa, basınç değerleri açısından iki uygun seçenek elde edilir. Bu seçeneklerin karşılaştırması Çizelge 5.10'da yapılmıştır. Ancak bu seçeneklerin maliyet değerlendirmeleri yapıldıktan sonra hangisinin daha uygun olduğuna karar verilecektir.

Çizelge 5.10 Boru hattı için uygun seçenekler [Mimaroglu, F.ve Serpen, U., (2000)]

Hat adı	Uzunluk (km)	Debi $10^6(\text{Sm}^3/\text{yıl})$	1.seçenek çapı (inç)	(Çıkış basıncı) <sub>1</sub> (bar)	2.seçenek çapı (inç)	(Çıkış basıncı) <sub>2</sub> (bar)
Salihli-Denizli	140	449,1	12	59,3	10	39,6
Denizli-Keçiborlu	140	179,1	8	41,6	10	31
Keçiborlu-Burdur	30	58,1	6	39,3	6	27,8
Keçiborlu-Isparta	40	121	6	27	8	26,7

### 5.6.2.3 Ana boru hattı maliyetleri

Boru hattı için basınç değerleri açısından maliyet analizi yapılmadan karar verilmesi doğru olmayacağından, boru çaplarına ve boru birim ağırlıklarına göre bir analiz yapılmalıdır. Hesaplanan toplam boru ağırlıkları doğrultusunda her iki seçenek için sadece boruların maliyetlerini içeren Çizelge 5.11'de sunulmuştur. Bunun yanısıra boru hatları için sunulan toplam maliyetler, boru hattının döşeme maliyetini de içermektedir.

Çizelge 5.11 Boru hattı maliyeti [Mimaroglu, F.ve Serpen, U., (2000)]

Seçenek	Boru maliyeti (\$)	Toplam maliyet (\$)
1.Seçenek	$13,63 * 10^6$	$27,26 * 10^6$
2.Seçenek	$14,6 * 10^6$	$29,2 * 10^6$

Bu hesaplamalardan sonra doğalgaz boru hattının çapları için 1.seçeneğin uygun olduğu belirlenmiştir.

### 5.6.3 Ekonomik analiz

Projenin yatırım, gider ve gelirlerinin tahmini ekonomik açıdan karlılığı belirlemede önemli yer tutmaktadır. Projenin ekonomisini değerlendirmede kullanılacak bazı yatırım ve finans faktörleri incelenecektir.

#### 5.6.3.1 Şehiriçi doğalgaz dağıtım sistemleri

Şehiriçi doğalgaz dağıtım hatları ana hatları ile şu kısımlardan oluşmaktadır;

- Çelik dağıtım hattı (anahat) ve branşman hattı
- Polietilen dağıtım hatları
- Polietilen servis hatları

Kesin ve net sonuçlara ulaşmaktan çok, konu ile ilgili fikir edinmeyi amaçlayan bu çalışmada gerçek bazı projeler yardımıyla tahmin edilen bazı yüzeysel şehiriçi tesisat maliyetleri kullanılmıştır.

#### 5.6.3.2 Finansman

Projenin fiziki yatırımının 3 yıl içinde tamamlanacağı kabul edilmiştir. Projenin finansmanı için de iki faktör tanımlanacaktır;

- Sahip firma payı
- Kredi paketi

#### 5.6.3.3 Kredi türleri

Projede kullanılacak olan kredi paketi ihraç kredisi ile ticari kredinin birleşiminden oluşmaktadır. Buna göre ihraç kredisi yabancı kökenli malzeme ve donanımların belirli bir oranını, ticari kredi ise yerel iş, malzeme ve donanımları finanse etmek için kullanılacaktır. Bu krediler için faiz ve ödeme koşulları Çizelge 5.12'de açıklanmıştır. Şekil 5.1'de illere göre hesaplanan kredi toplamları sunulmuştur.

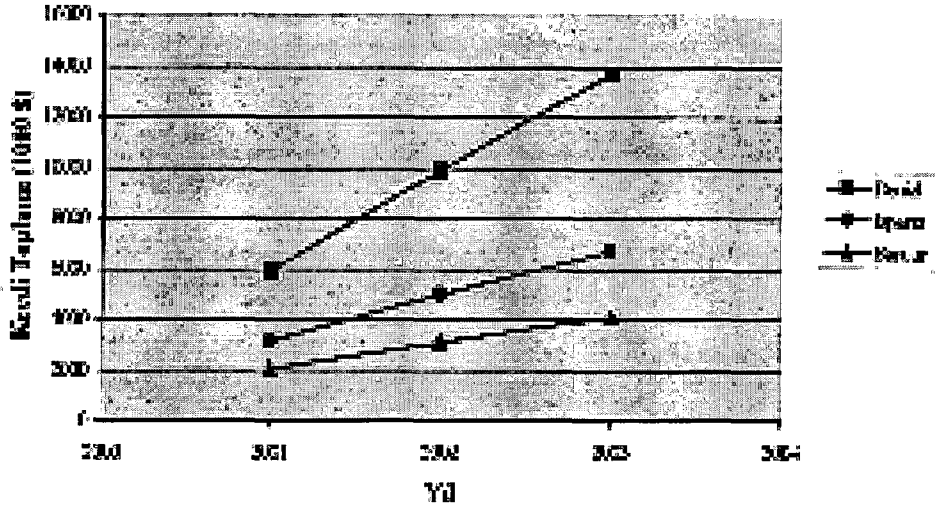
#### 5.6.3.4 Finansal parametreler

Çizelge 5.12 projenin kontrol paneli olarak tanımlanabilir; çünkü tüm projenin ekonomik değerlendirmelerini etkileyen faiz, vergi, kredi ve bazı giderler burada sunulmaktadır.



Çizelge 5.12 Proje için bazı parametre ve kabuller [Mimaroğlu, F.ve Serpen, U., (2000)]

Parametre ve kabuller		
1	Beklenmeyen giderler/Toplam yatırım oranı	%5
2	İlk ödeme/Toplam yatırım oranı	%15
3	Sahip firma payı/Toplam yatırım oranı	%15
4	Kredi payı/Toplam yatırım oranı	%85
5	İhraç kredisi	
a	Faiz	%7
b	Kullanım	3 yıl
c	Geri ödeme	8,5 yıl
6	Ticari kredi	
a	Faiz	%8
b	Kullanım	3 yıl
c	Geri ödeme	4 yıl
7	İşleyen mali varlık/Yıllık yatırım oranı	
a	1.yıl	%10
b	2.yıl	%2
c	3.yıl	%2
8	Bakım/Biriken toplam yatırım oranı	
a	(2001-2003)	%0,50
b	(2004-...)	%1,80
9	Sigorta/Biriken toplam yatırım oranı	%0,40
10	Mühendislik ve danışmanlık/Yıllık yatırım	%3
11	Personel (birim ücret)	15000 \$/yıl
12	Araçlar (birim fiyat)	10000\$
13	Araçlar (birim-yakıt)/Birim fiyat	%20
14	Binalar(bakım)/Bina yatırımı	%2,50
15	Diğer giderler/Operasyon giderleri	%0,50
16	Sistem kayıpları/Gaz satışları	%2
17	Hat aşınma süresi	20 yıl
18	Onarılan hat bedeli	6\$/yıl-abone
19	Depozit/Yıllık yeni abone sayısı	%1
20	Sayaç kira bedeli	9\$/yıl-abone
21	Vergi muafiyet dönemi	3 yıl
22	Toplu vergi/Net kar	%50
23	MROR(minimum çekici ROR)	%10
24	Geri yatırım oranı	%6



Şekil 5.1 İllere göre kredi toplamları [Mimaroğlu, F.ve Serpen, U., (2000)]

## 5.6.4 Ekonomik karlılık değerlendirmeleri

### 5.6.4.1 Nakit akışları

Projenin fiziki yatırımı süresince ve de tamamlanmasından sonra nakit akışı oluşturan bazı elemanlar şunlardır;

**Gelirler:** Hesaplanan gelirler, tüm tahmini gaz satış karlarını, depozit ve hat bakım-tamir gelirlerini içermektedir. Gaz satışı karları hesaplanırken doğalgazın birim alış fiyatı 100\$/1000 Sm<sup>3</sup>, satış fiyatları ise 180\$/1000 Sm<sup>3</sup> konut gazı ve 140 \$/1000 Sm<sup>3</sup> sanayi gazı olarak kabul edilmiştir. Daha sonraki değerlendirmelerde bu fiyatlarda değişiklik yaparak karlılık gözlenecektir.

**Giderler:** Toplam yatırım ile operasyon giderlerinin toplamını temsil eder. Toplam yatırım değerleri proje için gerekli fiziki yatırımları ve harcamaları temsil etmektedir. Operasyon giderleri ise yatırım süresince ve daha sonraki dönemlerde sistemin işleyişi açısından gerekli bazı harcamaları temsil etmektedir.

**Faiz:** Bu faiz değerleri, yatırım süreci için kredi faizleriyle yatırım faizlerinin farkını temsil etmektedir.

**Vergi öncesi net kar:** Bu değer ise gelirler ile giderler arasındaki farkı temsil eder.

Toplu vergi: Çizelge 5.12'ye göre, vergi öncesi net karın %50'si olacak olan vergi değerleri, yatırımın bitmesinin planlandığı tarihten itibaren 3 yıllık bir muafiyet dönemi sonrası için hesaplanmıştır.

İşleyen mali varlık: Yatırımın fiilen başladığı ilk yıl için yıllık toplam yatırımın %10'u, yatırımın geri kalan yılları içinse yıllık toplam yatırımın %2'si olacak şekilde düşünülmüştür.

Katılımcı firmalara ödemeler (1): Kredi alınan dönem için bu ödemeler, yıllık toplam kredi miktarını ve sahip firma payını (equity) kapsamaktadır. Çizelge 5.12'ye göre bu değer, bu ödeme değerinin %15'i olacaktır.

Katılımcı firmalara ödemeler (2): Bu ödemeler, kredi kullanılan dönemler için yıllık yatırım ile yıllık kredi toplamının farkını, kredi kullanılmayan dönemler için de yıllık yatırım tutarını temsil etmektedir.

Geri ödeme tutarı: Bu değer, kredi kullanım dönemi sonrası krediler için yapılacak ödemeleri tanımlamaktadır.

Kısaca özetlenen bu faktörler yardımıyla değişik doğalgaz satış fiyatları ile elde edilen girdi (cash in), çıktı (cash out) ve aralarındaki farklar illere göre değerlendirilmiştir. Çizelge 5.13, 5.14 ve 5.15'de illere göre yapılan hesaplamalar ilk 15 yıl için sunulmuştur. Bu sonuçlara ekonomik bir anlam verebilmek açısından, karlılık kriterlerinden biri olan NPV (Net güncelleştirilmiş değer) yöntemi kullanılmıştır. NPV, paranın şimdiki zaman değerini her tür nakit akışına (kar veya zarar) göre inceleyebilen, risk faktörleriyle uyumlu bir yöntemdir. Çizelge 5.16'da konut gazı ile sanayi gazı satış fiyatları arasında sabit bir fark düşünülerek belirlenmiş altı değişik fiyat çifti sunulmuş ve bu fiyat çiftlerinin illere göre sağlayacakları ekonomik karlılıklar, bu noktaya dek açıklanan yöntemler kullanılarak hesaplanmıştır. Şekil 5.2'de değişik doğalgaz satış fiyatlarının toplamda sağlayacağı tahmini kar değerleri sunulmuştur.

### 5.6.5 Ana boru hattı maliyeti

Çelik boru maliyetleri ve döşeme maliyetlerini içeren doğalgaz ana boru hattının toplam maliyeti 5.5.2.3'te hesaplanmış, ancak diğer giderlerden bağımsız değerlendirilebilmesi amacıyla şehiriçi yatırım maliyetlerine katılmamıştır. Bu maliyetin projeye dahil edilmesi için

%10 faizli 20 yıllık bir taksitler dönemi tanımlanmış, yıllık taksit tutarının gerekli gaz miktarına yükleyeceği ek maliyet hesaplanmıştır. Buna göre;

$$C = 1 * [ (1+i)^n - 1 ] / [ i * (1 + i)^n ] \quad (5.6)$$

Ödenecek toplam tutar C, ana boru hattı toplam maliyeti olarak alınırsa yıllık taksit tutarı;

$$1 = 3,2 * 10^6 \text{ \$/yıl}$$

Eğer hesaplanacak olan ek maliyet P ile gösterilirse Çizelge 5.8'de sunulan yıllık gerekli gaz miktarına  $q_T$  göre;

$$P = 1 / q_T \quad (5.7)$$

$$P = 7,12 \text{ \$ / } 1000 \text{ m}^3$$

Bu sonuca göre, muhtemel gaz satış fiyatlarında yaklaşık olarak 7,12 \\$ / 1000 Sm<sup>3</sup>'lük bir fiyat artışı ile, tahmini ana boru hattı maliyeti karşılanabilecek duruma gelinebilecektir.

Çizelge 5.13 Denizli için finansal karlılık durumu [Mimaröglü, F.ve Serpen, U., (2000)]

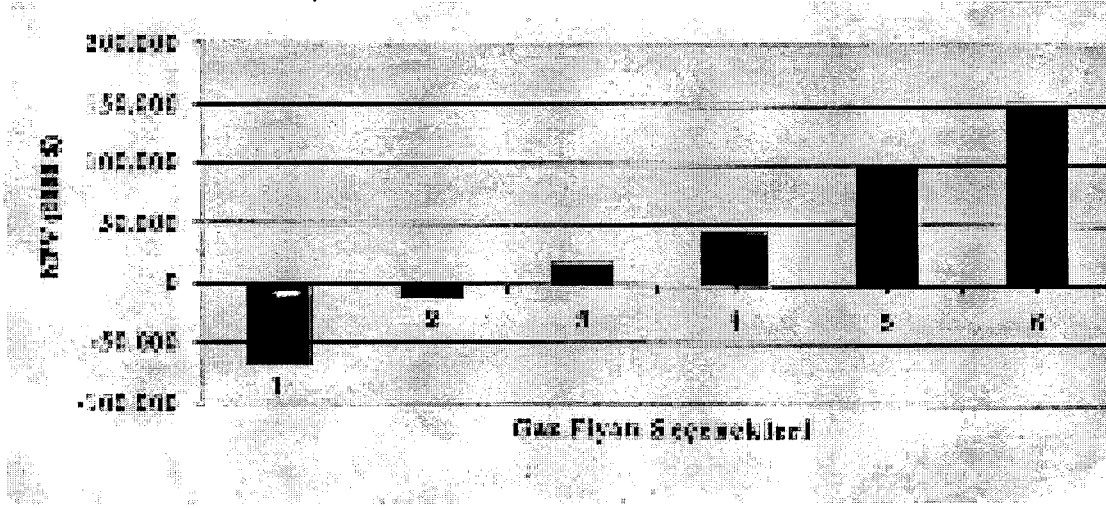
Yıl	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
1000\$															
Girdi (cash in)	6292	7003	11859	10255	11850	12554	13272	13790	14428	15026	15170	15170	15170	15170	15170
Gelir	386	2977	8054	10255	11850	12554	13272	13790	14428	15026	15170	15170	15170	15170	15170
Kredi	5907	4026	3805	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Çıktı (cash out)	9001	9341	9641	6358	6276	6150	10629	8747	9049	9329	9371	9001	8667	8681	8696
Katılımcı F.Ö (1)	6949	4737	4477	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Katılımcı F.Ö (2)	741	3116	2504	399	399	399	399	399	399	399	399	399	399	399	399
Faiz	24	180	476	990	783	575	368	201	154	106	59	12	0	0	0
Geni ödeme	0	0	0	2675	2675	2675	2675	675	675	675	675	337	0	0	0
Operasyon giderleri	623	1164	2058	2294	2420	2501	2586	2659	2738	2816	2871	2920	2969	3019	3067
Vergi	0	0	0	0	0	0	4601	4814	5083	5333	5368	5333	5299	5264	5230
İşleyen varlık	665	143	126	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Fark	-2709	-2337	2281	3897	5574	6404	2643	5043	5379	5697	5799	6169	6503	6489	6474

Çizelge 5.14 Isparta için finansal karlılık [Mimaroğlu, F. ve Serpen, U., (2000)]

Yıl	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
1000\$															
Girdi (cash in)	3318	3274	5530	5114	5875	6294	6622	6911	7240	7548	7645	7645	7645	7645	7645
Gelir	202	1418	3788	5114	5875	6294	6622	6911	7240	7548	7645	7645	7645	7645	7645
Kredi	3116	1857	1743	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Çıktı (cash out)	4894	4624	5102	3698	3670	3627	5599	4715	4878	5030	5071	4891	4727	4742	4757
Katılımcı F.Ö (1)	3666	2185	2050	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Katılımcı F.Ö (2)	394	1393	1146	182	182	182	182	182	182	182	182	182	182	182	182
Faiz	11	115	251	483	383	283	202	102	78	54	30	6	0	0	0
Geri ödeme	0	0	0	1293	1293	1293	1293	343	343	343	343	172	0	0	0
Operasyon giderleri	472	867	1597	1739	1812	1869	1923	1974	2028	2081	2123	2162	2201	2240	2279
Vergi	0	0	0	0	0	0	1999	2113	2246	2369	2392	2368	2344	2320	2296
İşleyen varlık	351	65	58	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Fark	-1576	-1350	428	1416	2205	2666	1023	2196	2362	2519	2574	2754	2918	2903	2888

Çizelge 5.15 Burdur için finansal karlılık durumu [Mimaroğlu, F.ve Serpen, U., (2000)]

Yıl	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
1000\$															
Girdi (cash in)	2143	1707	2820	2471	2841	3027	3191	3334	3498	3603	3670	3670	3670	3670	3670
Gelir	88	677	1825	2471	2841	3027	3191	3334	3498	3603	3670	3670	3670	3670	3670
Kredi	2055	1030	995	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Çıktı (cash out)	3381	2865	3440	2693	2685	2667	3212	2680	2765	2820	2855	2750	2657	2672	2687
Katılımcı F.Ö (1)	2417	1211	1170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Katılımcı F.Ö (2)	292	777	651	103	103	103	103	103	103	103	103	103	103	103	103
Faiz	22	88	164	293	233	172	112	63	48	33	18	4	0	0	0
Geri ödeme	0	0	0	783	783	783	783	210	210	210	210	105	0	0	0
Operasyon giderleri	416	753	1422	1514	1566	1609	1652	1693	1735	1774	1812	1847	1882	1917	1952
Vergi	0	0	0	0	0	0	563	611	669	700	712	692	672	652	632
İşleyen varlık	235	36	33	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Fark	-1238	-1158	-620	-223	156	360	-22	654	732	783	815	919	1013	998	983



Şekil 5.2 Doğalgaz satış fiyatlarına göre toplam karlılık [Mimaroğlu, F.ve Serpen, U., (2000)]



Çizelge 5.16 Doğalgaz satış fiyatlarına göre karlılık [Mimaroğlu, F.ve Serpen, U., (2000)]

Seçenekler	Gaz satış fiyatı (\$/1000Sm <sup>3</sup> )	İl	NPV (1000\$)
1	140 (konut) 100 (sanayi)	Denizli	-35,256
		Isparta	-17,188
		Burdur	-13,279
		Toplam	-65,723
2	160 (konut) 120 (sanayi)	Denizli	-2,544
		Isparta	-2,694
		Burdur	-6,274
		Toplam	-11,512
3	170 (konut) 130 (sanayi)	Denizli	13,817
		Isparta	4,553
		Burdur	-2,772
		Toplam	15,598
4	180 (konut) 140 (sanayi)	Denizli	30,175
		Isparta	11,801
		Burdur	730
		Toplam	42,706
5	200 (konut) 160 (sanayi)	Denizli	62,89
		Isparta	26,295
		Burdur	7,734
		Toplam	96,919
6	220 (konut) 180 (sanayi)	Denizli	95,606
		Isparta	40,789
		Burdur	14,739
		Toplam	151,134

### 5.6.6 Sonuçlar

Bu çalışmada, işlem kolaylığı açısından yapılan varsayımlar ve kabuller doğrultusunda elde edilen önemli sonuçlardan birkaçı şunlardır;

- Projede değerlendirilen iller bir bütün olarak (tüm yatırım, harcama ve gelirler açısından) değerlendirilirse gaz satış fiyatları, konutlar için 170 \$/1000 Sm<sup>3</sup> ve sanayi için 130 \$/1000 Sm<sup>3</sup> alınarak kar elde edilmesi mümkün olacaktır. Bu durumda Burdur ilinde gözlenebilecek zarar değeri diğer illerin kazançları ile karşılanmış olacaktır.

- İllerin tek başlarına (kendi gider ve gelileri ile) kar elde edebilmeleri için ise üç alternatif sunulabilir;

a. Her üç il için de doğalgaz satış fiyatları 180-140 \$/1000 Sm<sup>3</sup> olarak alınabilir.

b. Sadece Burdur ilinde 180-140 \$/1000m<sup>3</sup> değeri alınıp, Denizli ve Isparta içinse 170-130 \$/1000 Sm<sup>3</sup> değerleri kullanılabilir.

c. 180-140 \$/1000 Sm<sup>3</sup> değerlerinden daha yüksek doğalgaz satış fiyatları ile önemli gelirler elde edilebilir.

d. Çalışmanın genelinde ve de doğalgaz satış miktarlarında ihtiyatlı bir yaklaşım sergilenmiş olmasına karşın, görelili olarak düşük kabul edilebilecek satış fiyatları ile dahi kar elde edilebilmekte ve bu da böylesini bir projenin ekonomik açıdan çekici olabileceğini kanıtlamaktadır.

e. Belirlenecek olan doğalgaz satış fiyatına yaklaşık olarak 7,12 \$/1000 Sm<sup>3</sup> değeri eklenirse, önemli bir maliyet olan ana boru hattı maliyeti küçük sayılabilecek bu artışla (varsayılan taksit sayısı ve faiz oranı uyarınca) karşılanabilecektir.

Ana boru hattı tasarımı açısından koşullarda bir değişiklik olması durumunda ise bu ek maliyet, projenin geneline yansıtılmadan kendi içinde değiştirilebilecektir.

## 6. SONUÇLAR

Bu çalışmada da görüldüğü gibi LNG kullanımını oldukça pahalıdır. Bunun en büyük sebebi de, normal doğalgaz üretiminden farklı olarak oldukça maliyetli olan sıvılaştırma işleminin devreye girmesidir. Kuruluş masrafları, doğalgazın boru hatlarıyla taşınması yüksek görülse de uzun vadede deniz yoluyla taşınan LNG'den daha ekonomik olmaktadır. Ayrıca LNG'nin taşınması için gerekli olan tankerler bu iş için özel yapılmış olmalıdır ve maliyetleri de oldukça yüksektir. Aşağıda, çalışmam içindeki veriler değerlendirilerek, her iki yöntem ekonomiklik açısından karşılaştırılmıştır. Bu karşılaştırmada; değerlendirmeler  $\$/1000 \text{ Sm}^3$  için yapılmıştır.

Japonya örneğindeki veriler baz alınarak LNG maliyeti aşağıda verilmiştir(Bölüm 5.5);

( $H_u = 36000 \text{ kJ/Sm}^3$  alınmıştır.  $1 \text{ Btu} = 1,05435 \text{ kJ}$ 'dür.)

**Üretim maliyeti:**  $0,5 (\$/\text{milyon Btu}) * [1,05435 (\text{kJ}) / 36000 (\text{kJ/Sm}^3)] = 14,64 \text{ } \$/1000 \text{ Sm}^3$

**Sıvılaştırma maliyeti:** 1,5 milyar  $\text{Sm}^3/\text{yıl}$  kapasiteli bir tesisin maliyeti 300 milyon \$'dır. Ayrıca bu tesis 3 yılda kurulmaktadır. Ödeme şekli %20'si peşin, %25'i 1.yılda, %30'u 2.yılda, %25'i de 3.yılda ödenecektir. Kabul edilen faiz oranı (f) 0,10, eskolasyon oranı ise (e) 0,06 kabul edilmiştir. Tesis ömrü ise (tö) 30 yıldır.

Ödemeler:

Peşin ödeme:  $0,2 * 300 * 10^6 = 60 * 10^6 \text{ } \$$

1.yıl ödeme:  $0,25 * 300 * 10^6 = 75 * 10^6 \text{ } \$$

2.yıl ödeme:  $0,3 * 300 * 10^6 = 90 * 10^6 \text{ } \$$

3.yıl ödeme:  $0,25 * 300 * 10^6 = 75 * 10^6 \text{ } \$$

Faizler:

Peşin ödeme:  $[60 * 10^6 * (1+f)^3] - [60 * 10^6] = 19,8 * 10^6 \text{ } \$$

1.yıl ödeme:  $[75 * 10^6 * (1+f)^2] - [75 * 10^6] = 15,75 * 10^6 \text{ } \$$

2.yıl ödeme:  $[90 * 10^6 * (1+f)] - [90 * 10^6] = 9 * 10^6 \text{ } \$$

Eskolasyonlar:

1.yıl ödeme:  $[60 * 10^6 * (1+e)] - [60 * 10^6] = 6,3 * 10^6 \text{ } \$$

2.yıl ödeme:  $[90 * 10^6 * (1+e)^2] - [90 * 10^6] = 11,1 * 10^6 \text{ } \$$

3.yıl ödeme:  $[75 * 10^6 * (1+e)^3] - [75 * 10^6] = 14,3 * 10^6 \text{ } \$$

Ödeme (\$)	Faizler (\$)	Eskolasyonlar (\$)	Toplam (\$)
$60 \cdot 10^6$	$19,8 \cdot 10^6$	-----	$79,8 \cdot 10^6$
$75 \cdot 10^6$	$15,75 \cdot 10^6$	$6,3 \cdot 10^6$	$97 \cdot 10^6$
$90 \cdot 10^6$	$9 \cdot 10^6$	$11,1 \cdot 10^6$	$110,1 \cdot 10^6$
$75 \cdot 10^6$	-----	$14,3 \cdot 10^6$	$89,3 \cdot 10^6$
			$376,2 \cdot 10^6$

$$\text{Şimdiki değer } M = 376,2 \cdot 10^6 / (1+f)^3 = 282,6 \cdot 10^6 \text{ \$} \quad (6.1)$$

$$\text{CRF} = [f(1+f)^{t_0}] / [(1+f)^{t_0} - 1] = [0,1(1,1)^{30}] / [(1,1)^{30} - 1] = 0,1060 \quad (6.2)$$

$$1000 \text{ Sm}^3 \text{ fiyatı} = (M \cdot \text{CRF}) \cdot 1000 / \text{Kapasite} = (282,6 \cdot 10^6 \cdot 0,1060 \cdot 1000) / 1,5 \cdot 10^9 = 19,9 \text{ \$}. \quad (6.3)$$

**Gazlaştırma maliyeti:** 6 milyar  $\text{Sm}^3/\text{yıl}$  kapasiteli bir tesisin maliyeti 450 milyon \$'dır. (Bölüm 2. 5). Ayrıca bu tesis 3 yılda kurulmaktadır. Ödeme şekli %20'si peşin, %25'i 1.yılda, %30'u 2.yılda, %25'i de 3.yılda ödenecektir. Kabul edilen faiz oranı (f) 0,10, eskolasyon oranı ise (e) 0,06 kabul edilmiştir. Tesis ömrü ise (t<sub>0</sub>) 30 yıldır.

Ödemeler:

$$\text{Peşin ödeme: } 0,2 \cdot 450 \cdot 10^6 = 90 \cdot 10^6 \text{ \$}$$

$$\text{1.yıl ödeme: } 0,25 \cdot 450 \cdot 10^6 = 112,5 \cdot 10^6 \text{ \$}$$

$$\text{2.yıl ödeme: } 0,3 \cdot 450 \cdot 10^6 = 135 \cdot 10^6 \text{ \$}$$

$$\text{3.yıl ödeme: } 0,25 \cdot 450 \cdot 10^6 = 112,5 \cdot 10^6 \text{ \$}$$

Faizler:

$$\text{Peşin ödeme: } [90 \cdot 10^6 \cdot (1+f)^3] - [90 \cdot 10^6] = 29,8 \cdot 10^6 \text{ \$}$$

$$\text{1.yıl ödeme: } [112,5 \cdot 10^6 \cdot (1+f)^2] - [112,5 \cdot 10^6] = 23,6 \cdot 10^6 \text{ \$}$$

$$\text{2.yıl ödeme: } [135 \cdot 10^6 \cdot (1+f)] - [135 \cdot 10^6] = 13,5 \cdot 10^6 \text{ \$}$$

Eskolasyonlar:

$$\text{1.yıl ödeme: } [60 \cdot 10^6 \cdot (1+e)] - [60 \cdot 10^6] = 6,75 \cdot 10^6 \text{ \$}$$

$$\text{2.yıl ödeme: } [90 \cdot 10^6 \cdot (1+e)^2] - [90 \cdot 10^6] = 16,6 \cdot 10^6 \text{ \$}$$

$$\text{3.yıl ödeme: } [75 \cdot 10^6 \cdot (1+e)^3] - [75 \cdot 10^6] = 21,5 \cdot 10^6 \text{ \$}$$

Ödeme (\$)	Faizler (\$)	Eskolasyonlar (\$)	Toplam (\$)
90*10 <sup>6</sup>	29,8*10 <sup>6</sup>	-----	119,8*10 <sup>6</sup>
112,5*10 <sup>6</sup>	23,6*10 <sup>6</sup>	6,75*10 <sup>6</sup>	142,85*10 <sup>6</sup>
135*10 <sup>6</sup>	13,5*10 <sup>6</sup>	16,6*10 <sup>6</sup>	165,1*10 <sup>6</sup>
112,5*10 <sup>6</sup>	-----	21,5*10 <sup>6</sup>	134*10 <sup>6</sup>
			561,75*10 <sup>6</sup>

Şimdiki değer  $M = 561,75 \cdot 10^6 / (1+f)^3 = 422 \cdot 10^6$  \$

$CRF = [f(1+f)^{10}] / [(1+f)^{10} - 1] = [0,1(1,1)^{30}] / [(1,1)^{30} - 1] = 0,1060$

1000 Sm<sup>3</sup> fiyatı =  $(M \cdot CRF) \cdot 1000 / \text{Kapasite} = (422 \cdot 10^6 \cdot 0,1060 \cdot 1000) / 6 \cdot 10^9 = 7,45$  \$.

**Nakliye maliyeti:**  $0,75 (\$/\text{milyon Btu}) \cdot [1,05435 (\text{kJ}) / 36000 (\text{kJ}/\text{Sm}^3)] = 21,96$  \$/1000 Sm<sup>3</sup>

Japonya Endonezya arası denizden taşıma mesafesi:  $2400 (\text{d.mili}) \cdot 1,852 (\text{km}/\text{d.mili}) = 4444,8 \text{ km}$

Taşıma esnasında meydana gelen kayıp maliyeti: 2400 d.mili kaybı %1,3 (Bölüm 5.5)

4444,8 km (L<sub>0</sub>) için kayıplar dahil maliyet (M<sub>0</sub>) = 22,24 \$/1000 Sm<sup>3</sup>

BAE – ABD arası mesafe ise 14577 km'dir. Bu maliyet ise 42,7 \$/1000 Sm<sup>3</sup>'dir. Buradaki kayıp ise % 4,1'dir.

14577 km (L<sub>1</sub>) için kayıplar dahil maliyet (M<sub>1</sub>) = 44,4507 \$/1000 Sm<sup>3</sup>

$M_1 = M_0 \cdot (L_0 / L_1)^n$  (6.4)

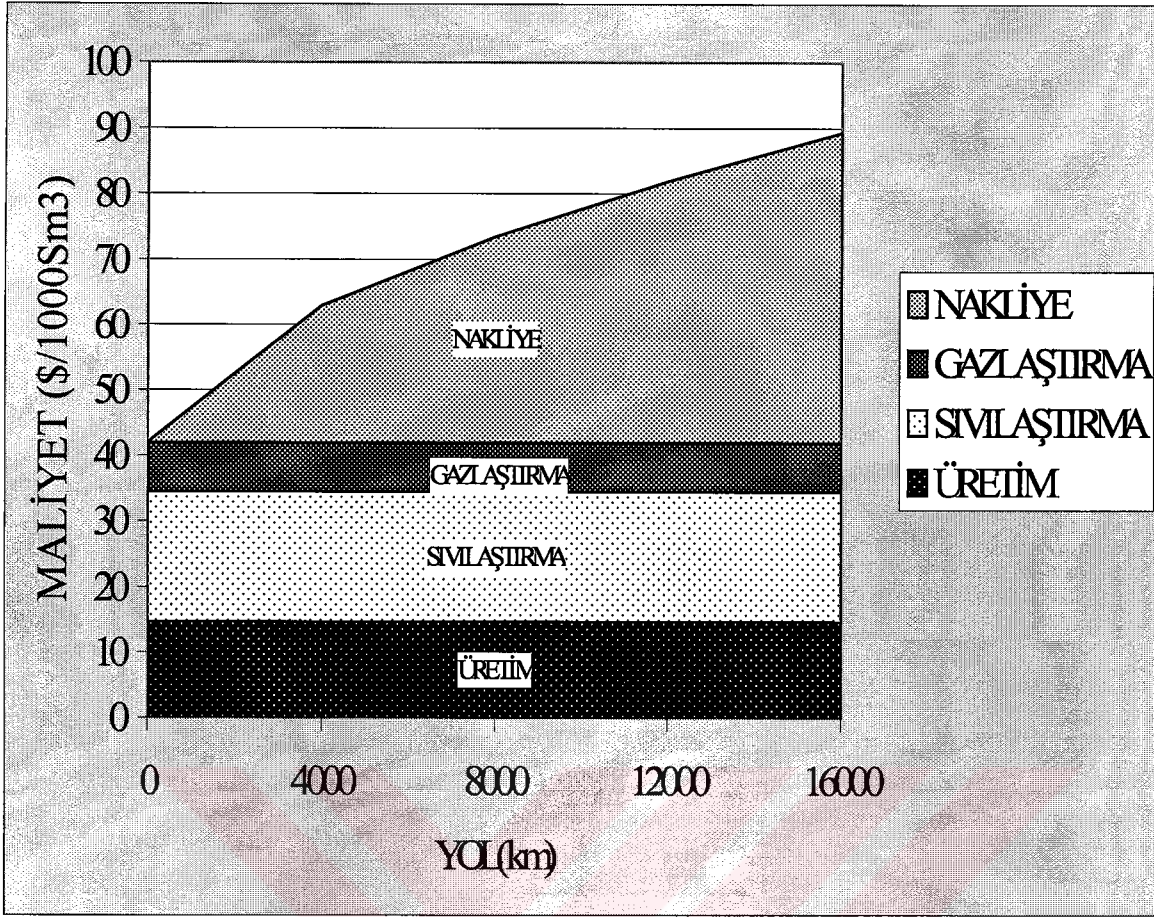
$44,4507 = 22,24 \cdot (4444,8 / 14577)^n$  .  $n = -0,59$ 'dir.

4000 km için  $M_{4000} = 22,24 \cdot (4444,8 / 4000)^{-0,59} = 20,9$  \$/1000 Sm<sup>3</sup>

8000 km için  $M_{8000} = 31,46$  \$/1000 Sm<sup>3</sup>

12000 km için  $M_{12000} = 39,96$  \$/1000 Sm<sup>3</sup>

16000 km için  $M_{16000} = 47,35$  \$/1000 Sm<sup>3</sup>



Şekil 6.1 LNG mesafeye bağlı maliyet

### Boru hattı maliyeti:

Bölüm 2.5'te bahsedilen veriler baz alınarak doğalgaz boru hattı maliyeti aşağıdaki gibidir.

Rusya'dan Samsun'a Mavi Akım Projesi için 48 inç'lik 16 milyar  $\text{Sm}^3/\text{yıl}$  kapasiteli 768 km'lik boru hattı maliyeti 860 milyon \$'dır. 3060 km için 48 inçlik boru maliyeti  $3240 \cdot 10^6$  \$ olarak bulunmuştur. Boru hattı tesisi 3 yılda kurulmaktadır. Ödeme şekli %20'si peşin, %25'i 1.yılda, %30'u 2.yılda, %25'i de 3.yılda ödenecektir. Kabul edilen faiz oranı (f) 0,10, eskolasyon oranı ise (e) 0,06 kabul edilmiştir. Tesis ömrü ise (tö) 40 yıldır.

Denklem 6.4 uygulandığında  $3240 \cdot 10^6 = 860 \cdot 10^6 \cdot (768/3060)^n$ .  $n = -0,96$  bulunur.

4000 km için boru hattı maliyeti:

$$M_{4000} = 860 \cdot 10^6 \cdot (768/4000)^{-0,96} = 4193 \cdot 10^6 \$$$

Ödemeler:

$$\text{Peşin ödeme: } 0,2 * 4193 * 10^6 = 838,6 * 10^6 \$$$

$$1.\text{yıl ödeme: } 0,25 * 4193 * 10^6 = 1048,25 * 10^6 \$$$

$$2.\text{yıl ödeme: } 0,3 * 4193 * 10^6 = 1257,9 * 10^6 \$$$

$$3.\text{yıl ödeme: } 0,25 * 4193 * 10^6 = 1048,25 * 10^6 \$$$

Faizler:

$$\text{Peşin ödeme: } [838,6 * 10^6 * (1+f)^3] - [838,6 * 10^6] = 277,5 * 10^6 \$$$

$$1.\text{yıl ödeme: } [1048,25 * 10^6 * (1+f)^2] - [1048,25 * 10^6] = 220,1 * 10^6 \$$$

$$2.\text{yıl ödeme: } [1257,9 * 10^6 * (1+f)] - [1257,9 * 10^6] = 125,7 * 10^6 \$$$

Eskolasyonlar:

$$1.\text{yıl ödeme: } [1048,25 * 10^6 * (1+e)] - [1048,25 * 10^6] = 62,8 * 10^6 \$$$

$$2.\text{yıl ödeme: } [1257,9 * 10^6 * (1+e)^2] - [1257,9 * 10^6] = 155,4 * 10^6 \$$$

$$3.\text{yıl ödeme: } [1048,25 * 10^6 * (1+e)^3] - [1048,25 * 10^6] = 200,2 * 10^6 \$$$

Ödeme (\$)	Faizler (\$)	Eskolasyonlar (\$)	Toplam (\$)
838,6*10 <sup>6</sup>	277,5*10 <sup>6</sup>	-----	1116,1*10 <sup>6</sup>
1048,25*10 <sup>6</sup>	220,1*10 <sup>6</sup>	62,8*10 <sup>6</sup>	1331,15*10 <sup>6</sup>
1257,9*10 <sup>6</sup>	125,7*10 <sup>6</sup>	155,4*10 <sup>6</sup>	1539*10 <sup>6</sup>
1048,25*10 <sup>6</sup>	-----	200,2*10 <sup>6</sup>	1248,45*10 <sup>6</sup>
			5234,7*10 <sup>6</sup>

$$\text{Şimdiki değer } M = 5234,7 * 10^6 / (1+f)^3 = 3932,9 * 10^6 \$$$

$$\text{CRF} = [f(1+f)^{t_0}] / [(1+f)^{t_0} - 1] = [0,1(1,1)^{40}] / [(1,1)^{40} - 1] = 0,1022$$

$$1000 \text{ Sm}^3 \text{ fiyatı} = (M * \text{CRF}) * 1000 / \text{Kapasite} = (3932,9 * 10^6 * 0,1022 * 1000) / 16 * 10^9 = 25,12 \$.$$

8000 km için boru hattı maliyeti:

$$M_{8000} = 860 * 10^6 (768/8000)^{-0,96} = 8156 * 10^6 \$$$

Ödemeler:

$$\text{Peşin ödeme: } 0,2 * 8156 * 10^6 = 1631,2 * 10^6 \$$$

$$1.\text{yıl ödeme: } 0,25 * 8156 * 10^6 = 2039 * 10^6 \$$$

$$2.\text{yıl ödeme: } 0,3 * 8156 * 10^6 = 2446,6 * 10^6 \$$$

$$3.\text{yıl ödeme: } 0,25 * 8156 * 10^6 = 2039 * 10^6 \$$$

Faizler:

$$\text{Peşin ödeme: } [1631,6 * 10^6 * (1+f)^3] - [1631,6 * 10^6] = 539,9 * 10^6 \$$$

$$1.\text{yıl ödeme:}[2039*10^6*(1+f)^2] - [2039*10^6]=428,1*10^6 \$$$

$$2.\text{yıl ödeme:}[2446,6*10^6*(1+f)] - [2446,6*10^6]=244,6*10^6 \$$$

Eskolasyonlar:

$$1.\text{yıl ödeme:}[2039*10^6*(1+e)] - [2039*10^6]=122,3*10^6 \$$$

$$2.\text{yıl ödeme:}[2446,6*10^6*(1+e)^2] - [2446,6*10^6]=302,3*10^6 \$$$

$$3.\text{yıl ödeme:}[2039*10^6*(1+e)^3] - [2039*10^6]=383,4*10^6 \$$$

Ödeme (\$)	Faizler (\$)	Eskolasyonlar (\$)	Toplam (\$)
1631,2*10 <sup>6</sup>	539,9*10 <sup>6</sup>	-----	2171,1*10 <sup>6</sup>
2039*10 <sup>6</sup>	428,1*10 <sup>6</sup>	122,3*10 <sup>6</sup>	2589,3*10 <sup>6</sup>
2446,6*10 <sup>6</sup>	244,6*10 <sup>6</sup>	302,3*10 <sup>6</sup>	2992,9*10 <sup>6</sup>
2039*10 <sup>6</sup>	-----	383,4*10 <sup>6</sup>	2422,4*10 <sup>6</sup>
			10175,7*10 <sup>6</sup>

$$\text{Şimdiki değer } M = 10175,7*10^6 / (1+f)^3 = 7645,15*10^6 \$$$

$$\text{CRF} = [f(1+f)^{40}] / [(1+f)^{40} - 1] = [0,1(1,1)^{40}] / [(1,1)^{40} - 1] = 0,1022$$

$$1000 \text{ Sm}^3 \text{ fiyatı} = (M*CRF)*1000/\text{Kapasite} = (7645,15*10^6*0,1022*1000)/16*10^9 = 48,83 \$.$$

12000 km için boru hattı maliyeti:

$$M_{12000} = 860*10^6 (768/12000)^{-0,96} = 12038*10^6 \$$$

Ödemeler:

$$\text{Peşin ödeme:} 0,2*12038*10^6 = 2407,6*10^6 \$$$

$$1.\text{yıl ödeme:} 0,25*12038*10^6 = 3009,5*10^6 \$$$

$$2.\text{yıl ödeme:} 0,3*12038*10^6 = 3611,4*10^6 \$$$

$$3.\text{yıl ödeme:} 0,25*12038*10^6 = 3009,5*10^6 \$$$

Faizler:

$$\text{Peşin ödeme:}[2407,6*10^6*(1+f)^3] - [2407,6*10^6] = 796,9*10^6 \$$$

$$1.\text{yıl ödeme:}[3009,5*10^6*(1+f)^2] - [3009,5*10^6] = 631,9*10^6 \$$$

$$2.\text{yıl ödeme:}[3611,4*10^6*(1+f)] - [3611,4*10^6] = 361,1*10^6 \$$$

Eskolasyonlar:

$$1.\text{yıl ödeme:}[3009,5*10^6*(1+e)] - [3009,5*10^6] = 180,5*10^6 \$$$

$$2.\text{yıl ödeme:}[3611,4*10^6*(1+e)^2] - [3611,4*10^6] = 446,3*10^6 \$$$

$$3.\text{yıl ödeme:}[3009,5*10^6*(1+e)^3] - [3009,5*10^6] = 574,8*10^6 \$$$

Ödeme (\$)	Faizler (\$)	Eskolasyonlar (\$)	Toplam (\$)
$2407,6 \cdot 10^6$	$796,9 \cdot 10^6$	-----	$3024,5 \cdot 10^6$
$3009,5 \cdot 10^6$	$631,9 \cdot 10^6$	$180,5 \cdot 10^6$	$3821,9 \cdot 10^6$
$3611,4 \cdot 10^6$	$361,1 \cdot 10^6$	$446,3 \cdot 10^6$	$4418,8 \cdot 10^6$
$3009,5 \cdot 10^6$	-----	$574,8 \cdot 10^6$	$3584,3 \cdot 10^6$
			$15029,5 \cdot 10^6$

Şimdiki değer  $M = 15029,5 \cdot 10^6 / (1+f)^3 = 11291,8 \cdot 10^6$  \$

$CRF = [f(1+f)^{40}] / [(1+f)^{40} - 1] = [0,1(1,1)^{40}] / [(1,1)^{40} - 1] = 0,1022$

1000  $Sm^3$  fiyatı =  $(M \cdot CRF) \cdot 1000 / \text{Kapasite} = (11291,8 \cdot 10^6 \cdot 0,1022 \cdot 1000) / 16 \cdot 10^9 = 72,12$  \$.

16000 km için boru hattı maliyeti:

$M_{12000} = 860 \cdot 10^6 (768/16000)^{-0,96} = 15867 \cdot 10^6$  \$

Ödemeler:

Peşin ödeme:  $0,2 \cdot 15867 \cdot 10^6 = 3173,4 \cdot 10^6$  \$

1.yıl ödeme:  $0,25 \cdot 15867 \cdot 10^6 = 3966,75 \cdot 10^6$  \$

2.yıl ödeme:  $0,3 \cdot 15867 \cdot 10^6 = 4760,1 \cdot 10^6$  \$

3.yıl ödeme:  $0,25 \cdot 15867 \cdot 10^6 = 3966,75 \cdot 10^6$  \$

Faizler:

Peşin ödeme:  $[3173,4 \cdot 10^6 \cdot (1+f)^3] - [3173,4 \cdot 10^6] = 1050,3 \cdot 10^6$  \$

1.yıl ödeme:  $[3966,75 \cdot 10^6 \cdot (1+f)^2] - [3966,75 \cdot 10^6] = 833 \cdot 10^6$  \$

2.yıl ödeme:  $[4760,1 \cdot 10^6 \cdot (1+f)] - [4760,1 \cdot 10^6] = 476 \cdot 10^6$  \$

Eskolasyonlar:

1.yıl ödeme:  $[3966,75 \cdot 10^6 \cdot (1+e)] - [3966,75 \cdot 10^6] = 238 \cdot 10^6$  \$

2.yıl ödeme:  $[4760,1 \cdot 10^6 \cdot (1+e)^2] - [4760,1 \cdot 10^6] = 588,3 \cdot 10^6$  \$

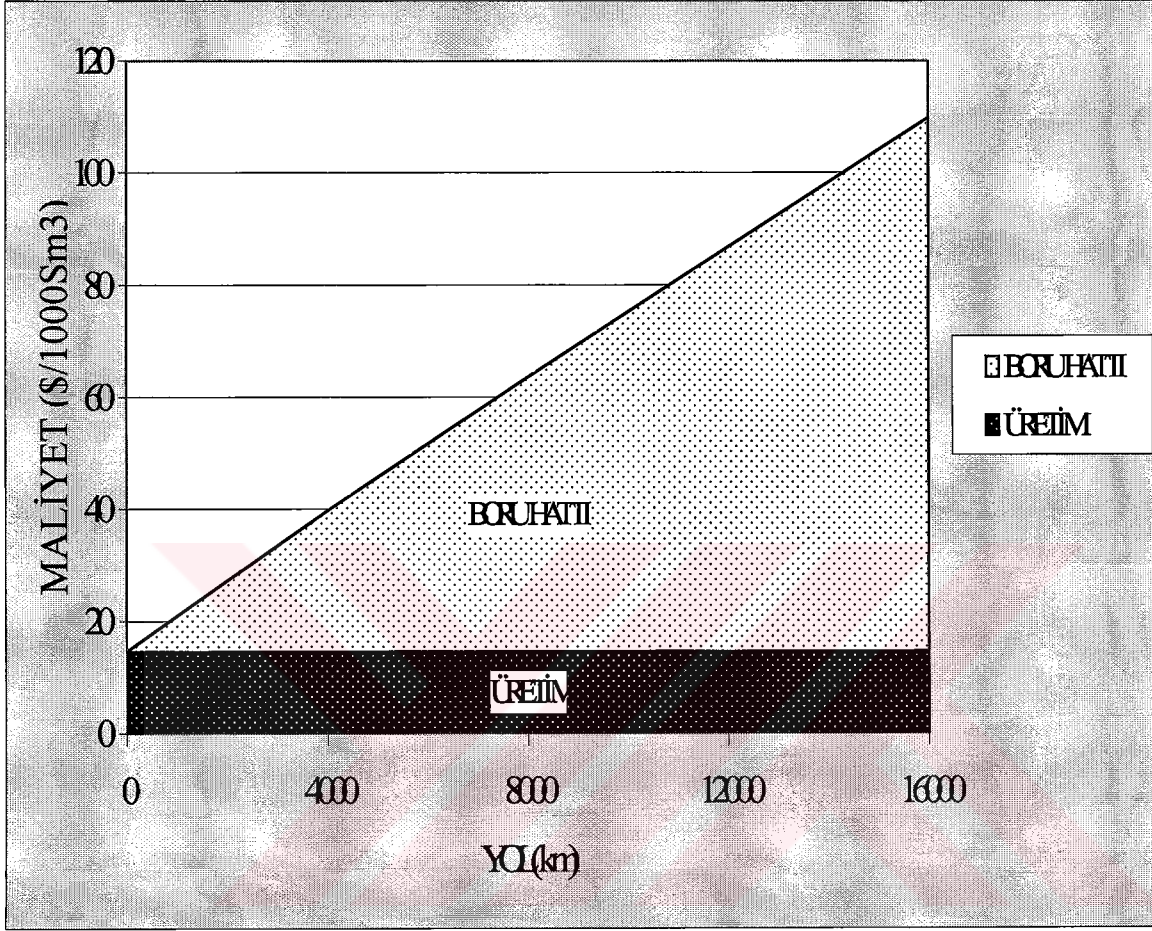
3.yıl ödeme:  $[3966,75 \cdot 10^6 \cdot (1+e)^3] - [3966,75 \cdot 10^6] = 757,7 \cdot 10^6$  \$

Ödeme (\$)	Faizler (\$)	Eskolasyonlar (\$)	Toplam (\$)
$3173,4 \cdot 10^6$	$1050,3 \cdot 10^6$	-----	$4223,7 \cdot 10^6$
$3966,75 \cdot 10^6$	$833 \cdot 10^6$	$238 \cdot 10^6$	$5037,75 \cdot 10^6$
$4760,1 \cdot 10^6$	$476 \cdot 10^6$	$588,3 \cdot 10^6$	$5824,4 \cdot 10^6$
$3966,75 \cdot 10^6$	-----	$757,7 \cdot 10^6$	$4724,45 \cdot 10^6$
			$19810,3 \cdot 10^6$

Şimdiki değer  $M = 19810,3 \cdot 10^6 / (1+f)^3 = 14883,77 \cdot 10^6$  \$

$CRF = [f(1+f)^{40}] / [(1+f)^{40} - 1] = [0,1(1,1)^{40}] / [(1,1)^{40} - 1] = 0,1022$

1000 Sm<sup>3</sup> fiyatı =  $(M \cdot CRF) \cdot 1000 / \text{Kapasite} = (14883,77 \cdot 10^6 \cdot 0,1022 \cdot 1000) / 16 \cdot 10^9 = 95,07$  \$.



Şekil 6.2 Boru hattı mesafeye bağlı maliyet

Yukarıda yapılan analizde iki eğrinin çakışma noktası 11000 km civarındadır. Yani 11000 km değerinden sonra doğalgazı sıvılaştırarak getirmek daha ekonomik olmaktadır. Çalışmadaki örneklerde görüldüğü gibi; her ülke boru hattı aracılığıyla doğalgaza kavuşma imkanına sahip değildir. Örneğin; Türkiye hem karadan hem denizden doğalgaz kaynaklarına boru hattıyla ulaşma imkanına sahipken, dünyanın ikinci büyük ekonomisine sahip Japonya hem kara komşusunun bulunmaması hem de çevresindeki okyanusun günümüz teknolojisiyle boru hattı kullanımına izin vermemesi nedeniyle gaz ihtiyacının hemen hemen tamamını LNG ile karşılamaktadır.

Ancak yukarıda belirtildiği üzere doğalgaz kaynaklarına hem denizden hem karadan ulaşma imkanına sahip olan Türkiye, gerek siyasi gerekse kurulabilecek doğalgaz boru hatlarının

geçtiği diğer ÷lkelerle, özellikle kış aylarında, doğalgazın paylaşımında yaşanan sorunlar, LNG gibi alternatif gaz kaynaklarına ihtiyaç duymaktadır.

Sonuç olarak LNG bazı ÷lkeler için tek, bazı ÷lkeler içinse kaçınılmaz bir alternatif gaz kaynağıdır. ÷lkeler enerji politikalarını tespit ederken kısa ve uzun vadede enerji darboğazına düşmemek için enerji kaynaklarını çeşitlendirmek zorundadır. Bunlardan en başta geleni de LNG'dir.



**KAYNAKLAR**

Borat, O., Sürmen, A. ve Balcı, M., (1992) Yanma (Aerotermokimya) Bilgisi, İstanbul, Ankara, Bursa.

Campbell, J., M., (1984), Gas Conditioning and Processing, Campbell Petroleum Series.

Çakırgöz, C.F., (1999), Doğalgazın Sıvılaştırılarak Taşınması ile Boru Hattıyla Taşınmasının Karşılaştırılması, YTÜ Lisans Tezi.

Doğalgaz Güncel, (2000), Doğalgaz Dergisi, 66: 32-54.

Durgut, T.S., (1996), Gaz Yakıtları Oluşturan Bileşenlerin ve Hidrokarbonların İncelenmesi, YTÜ Lisans Tezi.

Enerji Ekonomisi Ders Notları, (1997), YTÜ Yüksek Lisans.

Gökhan Yardım'la Yapılan Söyleşi, (2000), PetroGas Dergisi 15: 14-19.

Hakes, J., (1997), "Worldwide Natural Gas Supply and Demand and The Outlook for Global LNG Trade", Energy Information Administration / Natural gas Montly, August: vii-xxiii.

Haywood, R., W., (1989), Analysis of Engineering Cycles Power, Refrigerating and Liquefaction Plant ,4<sup>th</sup> Edition.

Katz, D.L., Lee, R.L, (1990), Natural Gas Engineering Production and Storage McGraw Hill, Singapore.

Mimaroğlu, F.ve Serpen, U., (2000) "Göller Bölgesi'nde Doğalgaz Kullanımının Ekonomik Analizi", Doğalgaz Dergisi, 66: 96-102.

Speight, J., G., (1993), Gas Processing Environmental Aspects and Methods, Butterworth Heinemann.

Tek, M.R., (1989), Underground Storage of Natural Gas, Kluwer Academic Publishers, Dordrecht, Boston, London.

Yardım, G. (1999) "Mavi Akım Gazı Nisan 2001'de Türkiye'de Olacak", Doğalgaz Dergisi 65: 37-52.



**ÖZGEÇMİŞ**

Doğum Tarihi 05.06.1974

Doğum Yeri Çanakkale

Lise 1985-1992 Çanakkale Anadolu Lisesi

Lisans 1992-1997 Yıldız Teknik Üniversitesi Makina Fak.  
Makina Mühendisliği Bölümü

Yüksek Lisans 1997-2000 Yıldız Teknik Üniversitesi Fen Bilimleri  
Enstitüsü  
Makina Müh. Anabilimdalı  
Enerji Makinaları Programı

**Çalıştığı Kurum**

1996-1997 Standard İstif Makinaları San.ve Tic. A.Ş.  
Satış Mühendisi

1998-Devam ediyor Kalekalıp Makina ve Kalıp San. A.Ş.  
Ürün ve Sistem Geliştirme Mühendisi