



**T.C. ENERJİ PİYASASI
DÜZENLEME KURUMU**

**DOĞAL GAZ DAĞITIMINDA BORU HATTI İLE ALTERNATİF
YÖNTEMLERİN UYGULAMALARINA İLİŞKİN ANALİZ VE
DEĞERLENDİRMELER**

(Uzmanlık Tezi)

Onur KIĞILCIM

Haziran 2018

Ankara



**DOĞAL GAZ DAĞITIMINDA BORU HATTI İLE ALTERNATİF
YÖNTEMLERİN UYGULAMALARINA İLİŞKİN ANALİZ VE
DEĞERLENDİRMELER**

(Uzmanlık Tezi)

Onur KIĞILCIM

Danışman: Ahmet ÖZKAYA

Haziran 2018

Ankara

İÇİNDEKİLER

ÖNSÖZ	i
İÇİNDEKİLER	ii
TABLolar LİSTESİ.....	vi
ŞEKİLLER LİSTESİ	vii
SİMGELER VE KISALTMALAR	viii
ÖZET	xi
GİRİŞ	1
BİRİNCİ BÖLÜM	5
1. DOĞAL GAZIN BİLEŞİMİ VE ÖZELLİKLERİ İLE FORMLARI	5
1.1. Doğal Gazın Bileşimi ve Özellikleri.....	5
1.2. Sıvılaştırılmış Doğal Gaz (LNG).....	9
1.3. Sıkıştırılmış Doğal Gaz (CNG).....	9
İKİNCİ BÖLÜM.....	11
2. TÜRKİYE DOĞAL GAZ PİYASASI	11
2.1. Türkiye'nin Enerji Tüketimi ve Politikaları.....	11
2.2. Türkiye'de Doğal Gaz Kullanımına Geçiş.....	13
2.3. Türkiye Doğal Gaz Piyasa Faaliyetleri.....	14
2.3.1. Doğal Gazın Üretimi ve Rezervi	15
2.3.2. Doğal Gaz İthalatı.....	17
2.3.3. Doğal Gaz İhracatı.....	18
2.3.4. Doğal Gazın Depolanması.....	19
2.3.5. Doğal Gazın Toptan Satışı.....	20
2.3.6. Doğal Gaz İletim Sektörü	22
2.3.7. Doğal Gaz Dağıtım Sektörü	22
2.3.7.1. Doğal Gaz Dağıtım Sektöründe Piyasa Yapısı.....	22
2.3.7.2. Doğal Gaz Dağıtım Sektöründe Hedefler	24
2.3.7.3. Doğal Gaz Dağıtım Şirketlerinin Yatırımları	26
2.3.8. Doğal Gaz Tüketimi ve Arz-Talep Dengesi	27
2.3.8.1. Doğal Gaz Tüketimi.....	27
2.3.8.2. Doğal Gaz Arz-Talep Dengesi	29
2.4. Türkiye'nin Taraf Olduğu Uluslararası Transit Doğal Gaz Boru Hattı Projeleri..	29
2.4.1. Trans Anadolu Doğal Gaz Boru Hattı Projesi (TANAP)	29

2.4.2. TürkAkım Gaz Boru Hattı Projesi (Türk Akımı)	30
ÜÇÜNCÜ BÖLÜM	31
3. DOĞAL GAZ DAĞITIM ŞEBEKELERİ	31
3.1. Doğal Gaz Dağıtımında Boru Hattı Taşımacılığı.....	32
3.1.1. Şehir Besleme Hattı	33
3.1.2. Şehir Giriş İstasyonu (RMS-A)	34
3.1.2.1. Şehir Giriş İstasyonunun Giriş, Çıkış ve İçerisindeki Ekipmanları.....	37
3.1.2.1.1. Giriş ve Çıkış Vana Grupları	37
3.1.2.1.2. Filtreleme	39
3.1.2.1.3. Isıtma	40
3.1.2.1.4. Regülasyon.....	42
3.1.2.1.4.1. Regülatör Çeşitleri	43
3.1.2.1.4.2. Relief Vana.....	44
3.1.2.1.5. Ölçüm Grubu	45
3.1.2.1.5.1. Sayaçlar	45
3.1.2.1.5.2. Aktarıcı.....	50
3.1.2.1.5.3. Gaz Kromatograf.....	50
3.1.2.1.5.4. Akış Bilgisayarı.....	51
3.1.2.1.6. Kokulandırma	51
3.1.2.1.7. Lokal SCADA Sistemleri ve Sevkiyat Kontrol Merkezleri.....	52
3.1.2.1.8. İstasyona İlişkin Diğer Bazı Ekipmanlar	54
3.1.3. Orta Basıncılı Dağıtım Hatları.....	54
3.1.4. Şehir İçi Bölge İstasyonları	56
3.1.5. Alçak Basıncılı Dağıtım Hatları	58
3.1.6. Servis Hatları ve Kutuları	60
3.1.7. Müşteri İstasyonları	61
3.2. Doğal Gaz Dağıtımında CNG ve LNG Kullanımı.....	62
3.2.1. Doğal Gaz Dağıtımında CNG Kullanımı	64
3.2.1.1. CNG Tesislerinin Doğal Gaz Dağıtım Şirketi Tarafından Kurulması Durumunda Dağıtım Şebekesi.....	65
3.2.1.1.1. CNG Dolum Tesisi	67
3.2.1.1.1.1. Kurutucu Ünitesi	67
3.2.1.1.1.2. Kompresör Ünitesi	67
3.2.1.1.1.3. Dolum Manifoldları	68

3.2.1.1.2. CNG Taşıma Tüpleri, Treyler ve Çekici	69
3.2.1.1.3. CNG Boşaltım Tesisi	70
3.2.1.1.3.1. Basınç Düşürme ve Ölçüm İstasyonu (PRMS).....	70
3.2.1.2. CNG'nin Diğer Lisans Sahiplerinden Tedarik Edilmesi	71
3.2.2. Doğal Gaz Dağıtımında LNG Kullanımı.....	72
3.2.2.1. LNG'nin Diğer Lisans Sahiplerinden Tedarik Edilmesi.....	74
3.2.2.2. LNG Boşaltım Tesisi	76
3.2.2.2.1. Depolama Tankları	77
3.2.2.2.2. Evaporatör (Buharlaştırıcı)	78
3.2.2.2.3. Ölçüm İstasyonu	79
DÖRDÜNCÜ BÖLÜM	80
4. PROJEKSİYONLAR, BİRİM ENERJİ TÜKETİMİ ve PENETRASYON	80
4.1. Projeksiyonlar.....	81
4.1.1. Nüfus Projeksiyonu	81
4.1.1.1. Üstel Fonksiyon Yöntemi	81
4.1.1.2. Geometrik Yöntem Hesap Metodu	83
4.1.2. Konut, Ticarethane, Büyük Tüketici ve Diğer Tesislerin Projeksiyonları	86
4.2. Birim Enerji Tüketimi.....	87
4.2.1. Konut Birim Tüketim Hesabı	87
4.2.1.1. İstatistiksel yöntem:	87
4.2.1.2. Derece-Gün Yöntemi.....	87
4.2.1.3. Yıllık Yakıt Yüğü Hesabı.....	90
4.2.1.4. Konutlarda Saatlik Doğal Gaz Tüketim Değerleri.....	94
4.2.2. Ticarethane Birim Tüketim Hesabı	96
4.2.3. Büyük Tüketici ve Diğer Tesislerin Birim Tüketim Hesabı.....	96
4.3. Penetrasyon Oranı.....	96
BEŞİNCİ BÖLÜM	98
5. MALİYET ANALİZİ ve UYGULAMALAR	98
5.1. Doğal Gazın Dağıtımına Konu Şehre Ulaştırılmasında Dağıtım Türlerine Göre	
Maliyet Unsurları ve Kabuller.....	98
5.1.1. Boru Hatlarının Kullanılması ve Kabuller.....	98
5.1.2. CNG Kullanılması ve Kabuller	100

5.1.2.1. Doğal Gaz Dağıtım Sürecinin Tüm Aşamalarının Dağıtım Şirketi Tarafından Yürütüldüğü Durumlarda Gerçekleşen Maliyet Unsurları ve Kabuller.....	100
5.1.2.2. CNG'nin Diğer Lisans Sahiplerinden Tedarik Edilmesi Durumunda Gerçekleşen Maliyet Unsurları ve Kabuller	101
5.1.3. LNG Kullanılması ve Kabuller.....	102
5.2. Analizler.....	103
ALTINCI BÖLÜM.....	119
6. SONUÇLAR.....	119
6.1. Boru Hattı, CNG ve LNG'ye İlişkin Genel Karşılaştırma.....	119
6.2. CNG ve LNG Alım İhalelerine İlişkin Analiz ve Değerlendirmeler.....	121
6.3. Boru Hattı, CNG ve LNG Yatırımlarına İlişkin Analiz ve Değerlendirmeler	125
KAYNAKÇA.....	138

TABLÖLAR LİSTESİ

<i>Tablo 1.1. Doğal Gazın ve Petrolün Bileşenleri.....</i>	<i>5</i>
<i>Tablo 2.1. 2013-2016 Yılları Arasında İthal Edilen Doğal Gazın Türüne Göre Miktarları ve Payları.....</i>	<i>18</i>
<i>Tablo 4.1. Doğal Gaz Dağıtımı Gerçekleştirilecek Şehrin Geçmişteki ve Hâlihazırdaki Nüfus Verileri ile 5 Yıllık Tahmini Nüfus Bilgileri.....</i>	<i>84</i>
<i>Tablo 4.2. Doğal Gaz Dağıtımı Gerçekleştirilecek Şehrin 30 Yıllık Tahmini Nüfus Bilgileri.....</i>	<i>85</i>
<i>Tablo 4.3. Örnek, Doğal Gaz Dağıtımı Gerçekleştirilecek Şehir için 1 Yıllık Sıcaklık Değerleri</i>	<i>89</i>
<i>Tablo 4.4. Binanın Fiziksel ve İnşaat Özellikleri</i>	<i>92</i>
<i>Tablo 5.1. Dağıtıma Konu Şehrin Yıllara Sari Gaz Tüketimi.....</i>	<i>106</i>
<i>Tablo 5.2. Dağıtıma Konu Şehrin Yıllara Sari Saatlik Pik Tüketimi.....</i>	<i>106</i>
<i>Tablo 5.3. Dağıtıma Konu Şehrin Yıllara Sari Gaz Tüketimi.....</i>	<i>114</i>
<i>Tablo 5.4. Dağıtıma Konu Şehrin Yıllara Sari Saatlik Pik Tüketimi.....</i>	<i>115</i>

ŞEKİLLER LİSTESİ

Şekil 1.1. Doğal Gaz Kaynaklarının Karşılaştırılması.....	7
Şekil 2.1. Türkiye 2016 Yılı Enerji Tüketim Oranları.....	12
Şekil 2.2. 2007-2016 Yılları Arası Doğal Gaz Üretim Miktarları.....	16
Şekil 2.3. 2016 Yılı Kaynak Ülkeler Bazında Türkiye'nin Doğal Gaz İthalatı.....	17
Şekil 2.4. Türkiye'nin Yıllara Göre Doğal Gaz İhracat Miktarları.....	19
Şekil 2.5. Kanun'dan Önce Doğal Gaz Piyasa Yapısı.....	23
Şekil 2.6. Türkiye Doğal Gaz Dağıtım Haritası	24
Şekil 2.7. 2016 Yılı Sonu İtibarıyla Doğal Gaz Dağıtım Şirketlerinin Yatırımları ve Tüketiciler.....	26
Şekil 2.8. 2016 Yılı Doğal Gaz Sektörel Tüketim Dağılımı	27
Şekil 2.9. 2013-2016 Yılları Arası Doğal Gaz Sektörel Tüketim Dağılımı.....	28
Şekil 3.1. Doğal Gazın Boru Hatları İle İletilmesi Durumunda Şehir İçi Dağıtım Şebekesinin Şematik Görünümü.....	33
Şekil 3.2. Şehir Giriş İstasyonu.....	35
Şekil 3.3. Ulusal İletim Şebekesinden Şehir Giriş İstasyonuna Gelen Doğal Gazın Giriş Vana Grubundan Geçiş.....	38
Şekil 3.4. Kartuşlu Filtre ve Çalışma Prensibi	39
Şekil 3.5. Döner Sayacın Çalışmasının Şematik Gösterimi.....	47
Şekil 3.6. Flanş Bağlantılı Orifis Sayacın Basınç Profili	48
Şekil 3.7. Ultrasonik Sayacın Çalışma Prensibinin Şekilsel Gösterimi.....	49
Şekil 3.8. SCADA Ekran Görüntüsü	53
Şekil 3.9. Şehir İçi Bölge İstasyonu Ekipmanları	56
Şekil 3.10. Şehir İçi Bölge İstasyonu	57
Şekil 3.11. Şehir İçi Bölge İstasyonu Vasıtasıyla Doğal Gazın Orta Basıncılı Dağıtım Hattından Alçak Basıncılı Dağıtım Hattına Geçiş.....	59
Şekil 3.12. Alçak Basıncılı Dağıtım Hattından Servis Hatlarına Doğal Gaz Dağıtım... 60	
Şekil 3.13. CNG Tesislerinin Doğal Gaz Dağıtım Şirketi Tarafından Kurulması Durumunda Dağıtım Şebekesinin Genel Görünümü.....	66
Şekil 3.14. (1) Kompresör, (2) PRMS, (3) CNG Taşıma Tüpleri, Treyler, Çekici, Manifold	68
Şekil 3.15. Dolum Manifoltları	69
Şekil 3.16. CNG'nin Diğer Lisans Sahiplerinden Tedarik Edilmesi Durumunda Dağıtım Şebekesinin Genel Görünümü	72
Şekil 3.17. LNG İthalat, Dolum, İletim, Buharlaştırma Süreçleri.....	75
Şekil 3.18. LNG'nin Diğer Lisans Sahiplerinden Tedarik Edilmesi Durumunda Dağıtım Şebekesinin Genel Görünümü	77
Şekil 3.19. Yatay ve Dikey LNG Tankı ile Buharlaştırıcı	78
Şekil 4.1. Şehrin Geçmişteki, Hâlihazırdaki ve 5 Yıllık Tahmini Nüfus Bilgileri Esas Alınarak Oluşturulmuş Grafik ve Grafiğe İlişkin Denklem	85

SİMGELER VE KISALTMALAR

Bu çalışmada kullanılmış bazı birimler ve simgeler ile kısaltmalar, açıklamaları ile birlikte aşağıda sunulmuştur:

<u>Birimler ve Simgeler</u>	<u>Açıklama</u>
°C	Santigrat Derece
bcm	Milyar Metreküp
CO₂	Karbondioksit
Cm³	Kontrat Metreküp
D	Boru İç Çapı
h	Saat
K	Kelvin
H₂O	Su, Su Buharı
kcal	Kilokalori
kW	Kilovat
kWh	Kilovatsaat
km	Kilometre
kj	Kilojul
lt	Litre
m	Metre
mbar	Milibar
m³	Metreküp
mtep	Milyon Ton Eşdeğer Petrol
s	Saniye
Sm³	Standart Metreküp
TL	Türk Lirası
vb.	Ve Benzeri
"	İnç
Ø	Çap (mm)
€	Avro

Kısaltmalar

ABD

ASME

BOTAŞ

BP

CNG

DG

EPDK

EIA

ETKB

FSRU

GAZBİR

IPM

Kanun

KHK

Kurul

LNG

LPG

MES

NPM

PE

PIGM

PLC

PRMS

RMS-A

RS-B

RTU

SCADA

SKM

SSCB

Açıklama

Amerika Birleşik Devletleri

Amerikan Makine Mühendisleri Odası

Boru Hatları ile Petrol Taşıma Anonim
Şirketi

British Petroleum

Sıkıştırılmış Doğal Gaz

Derece-Gün Yöntemi

Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu

Amerika Enerji Bilgi İdaresi

Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı

Yüzer LNG Depolama ve Yeniden
Gazlaştırma Terminali

Türkiye Doğal Gaz Dağıtıcıları Birliği
Derneği

Isoprobil Merkaptan

Doğal Gaz Piyasası Kanunu

Kanun Hükmünde Kararname

Enerji Piyasası Düzenleme Kurulu

Sıvılaştırılmış Doğal Gaz

Sıvılaştırılmış Petrol Gazı

Metil Etil Sülfid

N-Probil Merkaptan

Polietilen

Petrol İşleri Genel Müdürlüğü

Programlanabilir Mantıksal Denetleyici

Basınç Düşürme ve Ölçüm İstasyonu

Şehir Giriş İstasyonu

Şehir İçi Bölge İstasyonu

Uzaktan Kontrol Cihazı

Uzaktan Kontrol ve Gözleme Sistemi

Sevkiyat Kontrol Merkezi

Sovyet Sosyalist Cumhuriyetler Birliği

ŞİD	Botaş İletim Şebekesi İşleyiş Düzenlemelerine İlişkin Esaslar
TANAP	Trans Anadolu Doğal Gaz Boru Hattı Projesi
TAP	Trans-Adriyatik Boru Hattı
TBM	Tetra Butil Merkoptan
THT	Tetra Hidro Teofen
TPAO	Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı
Türk Akımı	TürkAkım Gaz Boru Hattı Projesi
TÜİK	Türkiye İstatistik Kurumu
t.y.	Tarih Yok
Usul ve Esaslar	Doğal Gaz Dağıtım Şebekesinin CNG veya LNG İle Beslenmesine İlişkin Usul ve Esaslar

ÖZET

Ülkemizde doğal gaz dağıtım faaliyetleri, Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu (EPDK) tarafından yetki verilen dağıtım lisansı sahibi şirketler tarafından yürütülmektedir. Mevcut durumda, 81 ilimizin tamamına doğal gaz ulaştırılması için EPDK tarafından gerçekleştirilen ihaleler başarıyla tamamlanmış olup 2018 yılı sonuna kadar tüm illerimize, 2019 yılı sonuna kadar da toplamda en az 550 ilçemize doğal gaz arzının sağlanması hedeflenmektedir. Söz konusu hedeflerin gerçekleştirilebilmesi amacıyla, doğal gaz dağıtım şirketleri bir yandan yetkili oldukları dağıtım bölgelerinde fizibilite ve etüt çalışmaları yaparken diğer yandan da dağıtım bölgelerindeki yatırımlarını hızla gerçekleştirmektedir. Doğal gazın şehirlere dağıtımı, ülkemizde 2016 yılına kadar yalnızca boru hatları ile yapılmış iken, 2016 ve 2017 yıllarında EPDK tarafından hayata geçirilen düzenlemeler sayesinde sıkıştırılmış doğal gaz (CNG) ve sıvılaştırılmış doğal gaz (LNG) ile şehirlere doğal gaz dağıtımının yapılması mümkün kılınmış, alternatif dağıtım yöntemlerinin önü açılmıştır. Böylelikle, doğal gazın dağıtımına konu şehirlere ulaştırılmasında boru hatlarının zaman zaman yarattığı teknik ve/veya ekonomik zorlukların aşılmasına olanak tanınmıştır.

2016 ve 2017 yıllarında EPDK tarafından hukuki altyapısı oluşturulan CNG ve LNG dağıtım yöntemleri, doğal gaz piyasasında kendine yer edinerek dağıtım şirketleri tarafından benimsenmeye ve yer yer uygulanmaya başlanmıştır. Bu minvalde, dağıtım şirketleri söz konusu alternatif dağıtım yöntemlerine ilişkin yatırımları kendi imal ettiği tesis ve hatlar ile satın aldığı tank ve tankerler vasıtasıyla sağlayabilirken, söz konusu imalat ve ulaşımlara ilişkin hizmet alımı yoluna da başvurabilmektedir. Tezimizde, eskiden beri uygulanmakta olan boru hatları dağıtım yöntemiyle, uygulanmasına çok yakın zamanda başlanılmış olan CNG ve LNG dağıtım yöntemlerine ilişkin analizler yapılarak söz konusu dağıtım türleri teknik ve ekonomik olarak değerlendirilmiş, dağıtım sektöründe faaliyet gösteren tüzel kişilere yol gösterici metotlar ortaya konulmuş, bununla birlikte, doğal gaz dağıtım yöntemlerinin gerek teknik gerekse de ekonomik anlamda etkin olarak kullanılmasına yönelik doğal gaz dağıtım sektöründe faaliyet gösteren şirketlere önerilerde bulunulmuştur.

Anahtar Kelimeler: Enerji, doğal gaz, doğal gaz piyasası, doğal gaz dağıtım sektörü, boru hatları ile dağıtım yöntemi, CNG ile dağıtım yöntemi, LNG ile dağıtım yöntemi, doğal gaz dağıtım yöntemlerinin teknik analizi, doğal gaz dağıtım yöntemlerinin maliyet analizi

GİRİŞ

Ülkemizde doğal gaz dağıtım süreci; doğal gazın, şehir içi dağıtım şebekelerinin imal edilmesini müteakip ilk olarak 1988 yılında Ankara’da, 1992 yılında İstanbul ve Bursa’da, 1996 yılında ise Kocaeli ve Eskişehir’de abone¹ ve serbest tüketicilerin² kullanımına sunulması ile başlamıştır.

2000’li yılların başında ülkemizde yalnızca 6 ilimizde doğal gaz kullanılmakta iken, 4646 sayılı Doğal Gaz Piyasası Kanunu’nun (Kanun) çıkarılması, EPDK’nin kurulması ve başarıyla gerçekleştirilen doğal gaz dağıtım lisansı ihaleleri neticesinde, 2018 yılı Mayıs ayı sonu itibarıyla ülkemizde 77 ilimizde hâlihazırda doğal gaz kullanılmaktadır. Doğal gaz kullanılmayan 4 ilimize ilişkin; EPDK tarafından, Aralık 2016 tarihinde Tunceli ilimiz, Mart 2017 tarihinde ise Artvin, Hakkâri ve Şırnak illerimiz için doğal gaz dağıtım lisansı ihaleleri başarıyla gerçekleştirilmiştir. İhalesi tamamlanan söz konusu illerimize 2018 yılı içerisinde doğal gaz arzının sağlanması hedeflenmektedir. Bu hedeflerin gerçekleşmesi durumunda, 2018 yılı itibarıyla doğal gazın konutlarda kullanımı 81 ilimizin 81’inde de mümkün olacaktır.

Doğal gazın ilçelerde kullanımı incelendiğinde, 2018 yılı Mayıs ayı sonu itibarıyla 422 ilçemizde doğal gaz kullanıldığı görülmektedir. Doğal gazın ülkemiz genelinde yaygınlaştırılması hedef ve politikaları kapsamında ve 22/02/2013 tarihli ve 2013/4347 sayılı, 17/10/2016 tarihli ve 2016/9382 sayılı Bakanlar Kurulu Kararları çerçevesinde; Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı (ETKB) ile EPDK’nin koordinasyonunda, Boru Hatları İle Petrol Taşıma A.Ş. (BOTAŞ) ve doğal gaz dağıtım şirketleri ile yapılan yatırım planlamaları, fizibilite ve proje çalışmaları neticesinde, 2017-2018-2019 yılları içerisinde 222 ilçe ve beldeye daha doğal gaz arzının sağlanması planlanmaktadır. Böylelikle, 2019 yılı sonu itibarıyla, doğal gaz kullanan ilçe sayısının toplamda 550’nin üzerinde olması hedeflenmektedir.

¹ Abone (Serbest olmayan tüketici): Doğal gazı kendi kullanımı için dağıtım şirketlerinden almak zorunda olan gerçek veya tüzel kişileri ifade eder.

² Serbest tüketici: Yurt içinde herhangi bir üretim şirketi, ithalat şirketi, dağıtım şirketi veya toptan satış şirketi ile doğal gaz alım-satım sözleşmesi yapma serbestisine sahip gerçek veya tüzel kişiyi ifade eder. Konut tüketicileri (evsel tüketiciler) hariç olmak üzere, tüm tüketiciler serbest tüketici statüsündedir. 2018 yılı için konut tüketicilerinin serbest tüketici olma sınırı 75.000 m³’tür. (EPDK Kurul Kararı, 7537; 2017)

Bilindiği üzere, ülkemizde doğal gaz boru hatlarının ulaşmadığı bölgelerde sanayide endüstriyel amaçlı, otellerde ve işletmelerde ise ısınma, pişirme ve sıcak su ihtiyacının karşılanması amacıyla CNG ve LNG kullanılmaktadır.

EPDK 2016 ve 2017 yıllarında yapmış olduğu düzenlemeler ile; doğal gaz boru hatlarının ulaşmasının teknik ve ekonomik olarak mümkün olmadığı bölgelere, doğal gazın alternatif taşınma yöntemleri olan CNG ve LNG yöntemleriyle doğal gaz ulaştırılması ve bu bölgelerdeki konutlara ve serbest tüketicilere dağıtımın sağlanması amacıyla doğal gaz dağıtım sektörünün önünü açmıştır.

“Doğal Gaz Dağıtım Şebekesinin CNG veya LNG İle Beslenmesine İlişkin Usul Ve Esaslar” (Usul ve Esaslar), 08/06/2017 tarihli ve 7110-7 sayılı Kurul Kararı’nın 13/06/2017 tarihli ve 30095 sayılı Resmi Gazete’de yayımlanması ile yürürlüğe girmiştir. Anılan Usul ve Esaslar kapsamında; doğal gaz dağıtım şirketleri CNG veya LNG tedarikini kendilerine ait tesis ve ulaşım araçları ile sağlayabildiği gibi, söz konusu ürünlerin dağıtım şirketlerince, Kurum tarafından bu faaliyetler için yetkilendirilmiş lisans sahiplerinden de temin edebilmesinin yolu açılmıştır. Ayrıca, söz konusu Usul ve Esaslar çerçevesinde, dağıtım şirketleri temin edeceği CNG veya LNG’nin dağıtım şebekesine ulaştırılmasına kadarki sürecin tamamını veya bir kısmını hizmet alımı yoluyla da gerçekleştirebilmektedir. Diğer bir ifadeyle, dağıtım şirketleri CNG veya LNG’ye ilişkin dağıtım faaliyetlerinin tamamını kendi gerçekleştirebileceği gibi, söz konusu faaliyetlere ilişkin hizmet alımı alternatifini de değerlendirebilmektedir. Kurum tarafından çıkarılmış olan Usul ve Esaslar’a uygun olarak dağıtım şirketlerince söz konusu ürünlerin yetkilendirilmiş firmadan temin edilmesi ve ilgili hizmet alımları neticesinde oluşan maliyetler, sistem kullanım bedeline eklenmek suretiyle doğal gaz dağıtım bölgesindeki tüm tüketicilere yansıtılmaktadır. Böylelikle, CNG ve LNG’nin doğal gaz dağıtım sektöründe yaygınlaşması neticesinde, boru hatlarının ulaşmasının teknik ve/veya ekonomik olarak mümkün olmadığı yerlerde yaşayan vatandaşlarımız da doğal gazın konforundan yararlanmaya başlamıştır.

Bahse konu alternatif doğal gaz dağıtım yöntemlerinin henüz yaygınlaşmaya başlaması ve bu nedenle ilk yatırım harcamaları ile hizmet alımına ilişkin verilen tekliflerin hâlihazırda yüksek olması, önümüzdeki yıllarda teknolojik gelişmelere binaen istasyon/tesis içerisindeki ünite ve ekipmanlarda yaşanacak gelişme, değişme ve

kapasite artışları ile birlikte fiyatlarında meydana gelecek düşüşün bugünden öngörülememesi; bununla birlikte, dağıtım şirketlerinin istasyon/tesis içerisindeki ekipmanlarda farklı marka/model tercihinde bulunmaları ve tercihlerine binaen tedarikçiler ile yaptığı pazarlık ve protokollerin birbirinden ayrı olması, ayrıca bölgeden bölgeye kamulaştırma gerekliliği ve maliyetlerinde büyük değişimlerin yaşanması nedenleriyle; doğal gaz dağıtım yöntemlerine ilişkin maliyet kıyaslaması, söz konusu alternatif yöntemlerin yaygınlaşması ve sektörde kendine tam olarak yer edinmesinden sonra mümkün olabilecektir. Bu çerçevede, enerji uzmanlığı tezi kapsamında, dağıtıma konu şehre doğal gazın boru hatları, CNG veya LNG formunda ulaştırılma yöntemlerinin teknik ve ekonomik olarak analizi, karşılaştırılması ve değerlendirilmesi yapılarak söz konusu yöntemlerin yatırımlarına ilişkin önerilerin geliştirilmesi hedeflenmiştir.

Birinci bölümde; doğal gazın bileşimi ve özellikleri detaylı bir şekilde anlatılmış, doğal gazın sıkıştırılmış ve sıvılaştırılmış formu hakkında bilgi verilmiştir.

İkinci bölümde, ülkemizin enerji politikası ile dağıtım sektörü başta olmak üzere doğal gaz piyasasındaki faaliyetler hakkında bilgi verilmiştir.

Üçüncü bölümde; doğal gaz dağıtım yöntemlerine, söz konusu yöntemler bazında dağıtım şebekesini oluşturan istasyon ve tesisler ile birlikte bunları oluşturan ana ünite ve ekipmanlar hakkında bilgi verilerek analiz yapılmıştır.

Dördüncü bölümde; doğal gaz dağıtımına konu olan şehre ilişkin meteorolojik verilerin yanında şehirdeki nüfus, konut, ticarethane ve diğer projeksiyonlar göz önüne alınarak, gelecek 30 yıllık süreçteki muhtemel doğal gaz tüketici sayısı ile tüketim miktarının belirlenmesine yönelik metotlar üzerinde durulmuştur. Bu bölümde, detayları açıklanan ve nicel olarak ortaya konan projeksiyonlar, birim tüketim hesapları, penetrasyonlar ve örnekler beşinci bölümde maliyet analizlerinde kullanılacaktır.

Beşinci bölümde; EPDK Tarifeler Dairesi Başkanlığından temin edilen veriler, CNG ve LNG alım ihalelerinde ortaya çıkan bedeller, ihale kapsamında CNG ile LNG tedarik eden ve satın alan şirketler ile yapılan görüşmeler ışığında; üçüncü bölümde anlatılan teknik bilgiler ile dördüncü bölümde detaylarıyla açıklanan projeksiyon ve

metotlar kullanılarak, dağıtım konu şehirde mevcut durumda ve gelecekte tüketiciler tarafından kullanılacak olan doğal gazın boru hattı, CNG ve LNG ile ulaştırılması durumunda ortaya çıkacak maliyetlerin analizi yapılmıştır.

Son olarak altıncı bölümde; teknik ve maliyet analizi yapılan dağıtım türlerine ilişkin karşılaştırma ve değerlendirmeler yapılarak, dağıtım sektörü başta olmak üzere doğal gaz piyasasının geneline ilişkin öneriler geliştirilmiştir.

BİRİNCİ BÖLÜM

1. DOĞAL GAZIN BİLEŞİMİ VE ÖZELLİKLERİ İLE FORMLARI

1.1. Doğal Gazın Bileşimi ve Özellikleri

Doğal gaz, bitki ve canlıların yer altında yüksek sıcaklık ve basınca maruz kalması ile oluşan metan (CH_4), etan (C_2H_6), propan (C_3H_8) ve bütan (C_4H_{10}) gibi yanıcı hidrokarbonlardan³ meydana gelen bir gaz karışımıdır. İçeriğinde eser miktarda karbondioksit (CO_2), azot (N_2), helyum (He) ve hidrojen sülfür (H_2S) de bulunmaktadır. (Ugetam, 2011)

Doğal gaz, yer altında serbest veya petrol ile birlikte bulunmaktadır. Tablo-1.1'den de anlaşılacağı üzere, doğal gazı oluşturan hidrokarbon bileşenleri, aynı zamanda yer altındaki petrolün de bileşenleridir. Gerek ham petrolün, gerekse doğal gazın ana bileşenlerinin karbon ve hidrojen olmasından dolayı, her iki enerji kaynağı da “hidrokarbon” ortak adıyla anılmaktadır. (“İTÜ”, t.y.)

Tablo 1.1. Doğal Gazın ve Petrolün Bileşenleri

Bileşen	Doğal Gaz Mol Kesri	Petrol Mol Kesri
Metan (CH_4)	0,90	0,44
Etan (C_2H_6)	0,05	0,04
Propan (C_3H_8)	0,03	0,04
Bütan (C_4H_{10})	0,01	0,03
Pentan (C_5H_{12})	0,01	0,02
Hekzan ve daha ağır (C_6H_{14} ve yukarısı)	<< 0,01	0,43

Doğal gaz doğal yer altı rezervlerinden çıkarılmaktadır. Yer altından petrol ile birlikte üretilen doğal gazlar “petrolle ilişkili gaz” olarak netilendirilirken, petrolden ayrı olarak gaz rezervlerinden çıkarılan doğal gazlar ise “petrolle ilişkisi olmayan gaz” olarak adlandırılmaktadırlar. Ham doğal gaz, yer altı rezervlerinden çıkarıldıktan sonra

³ Hidrokarbon, sadece karbon ve hidrojen atomlarından oluşan kimyasal bileşiklerin (C_xH_y) genel adıdır.

rafine edilerek yabancı maddelerden ayrışması sağlanır ve hemen hemen saf metan olarak tüketicilerin kullanımına sunulur.

Doğal gazın enerjisi, hidrokarbonların türlerine ve miktarlarına göre değişmektedir. Doğal gazın kalori değeri, hidrokarbon gazlardaki karbon atomu ile doğru orantılıdır. Günümüzde yaygın olarak kullanılan doğal gaz; genel olarak ısınma, pişirme, sıcak su ihtiyacının karşılanması, elektrik üretimi ve endüstriyel amaçlı kullanıldığından kalori değeri oldukça önem taşımaktadır.

Doğal gazın yanabilmesi için hava ile %5-%15 arasında karışım yapması gerekir. Karışım oranı bu aralığın altında veya üstünde olması durumunda doğal gaz yanmaz. En iyi yanmanın gerçekleştiği karışım; doğal gazın %9, havanın ise %91 olduğu karışımdır. Doğal gazın tutuşma sıcaklığı ise 590°C-650°C arasındır. (Ugetam, 2016)

Doğal gaz temiz yanan bir yakıttır. Tam yanma sağlandığında, yanma sonucu CO₂ ve su buharı (H₂O) açığa çıkarır.⁴ Bunlarla birlikte, ihmal edilecek düzeyde azotoksit, azotdioksit ve kükürtdioksit bileşikleri oluşur. Kömür, petrol ve diğer fosil yakıtlar gibi yandığında kül, karbonmonoksit, kükürt oluşturmaz ve asit yağmuruna⁵ sebep olmaz. Doğal gazın yanma sonucunda oluşturduğu ürünlerin içerisinde kükürtlü gazların olmaması; hem atmosferin kirlenmemesini sağlamakta hem de alev veya dumanın temas ettiği yüzeylerde korozyona⁶ neden olmamaktadır. Şayet, uygun yanma şartları sağlanamaz ve tam yanma gerçekleşmez ise, diğer yakıtlara göre çok düşük miktarda karbonmonoksit (CO) ve azotoksitler (NO_x) oluşmaktadır.

Doğal gazın yoğunluğu 0,6-0,8 kg/m³ arasındadır. Havaya⁷ göre daha hafif bir gaz olduğu için kaçak olması durumunda zeminde birikme yapmaz, yükselir ve havalandırmadan çıkar. Her ne kadar doğal gazı zehirleyici olmayan bir gaz olarak nitelendirsek de, kapalı alanlarda süreklilik arz eden kaçak olması durumunda zamanla ortamdaki oksijen azalacağından boğulmaya sebep olabilmektedir. Bu nedenle, doğal

⁴ CH₄ + 2 O₂ + 8 N₂ →→→ CO₂ + 2 H₂O + 8 N₂ + Enerji

⁵ Asit yağmuru: Isınmada ve taşıtlarda kullanılan yakıtların yanma sonucu oluşturdukları ve havaya bıraktıkları kükürtdioksitin yağmurla birlikte yeryüzüne inmesidir.

⁶ Korozyon, metal veya metal alaşımlarının oksitlenme veya diğer kimyasal etkilerle aşınma durumudur.

⁷ Havanın yoğunluğu 1,225 kg/m³'tür (deniz seviyesinde, +15°C sıcaklıkta ve 1.013 milibar atmosfer basıncında).

gaz kullanılan ortamların mutlaka havalandırılması gerekir. Özelliği itibarıyla kokusuz olan doğal gazın, herhangi bir kaçak olması durumunda kokusundan tanınabilmesi için tüketicilere sunulan kısmına, çürük sarımsak kokusu veren Tetra Hidro Teofen (THT) ve Tetra Butil Merkoptan (TBM) maddeleri ilave edilmektedir. (Saygılı, 2010)

Diğer yandan, doğal gaz kaynaklarını “konvansiyonel doğal gaz kaynakları” ve “konvansiyonel olmayan doğal gaz kaynakları” olmak üzere iki ana gruba ayırmak mümkündür. Konvansiyonel doğal gaz kaynakları, ham petrolden ayrı olarak bulunan gaz ile ham petrolle birlikte veya ham petrolün içinde çözünmüş halde bulunan gaz olarak ikiye ayrılır. Konvansiyonel olmayan doğal gaz kaynakları ise; geçirgenliği az kayalardan elde edilen gaz, kömür kökenli gaz, killi şeylden elde edilen gaz (şeyl gaz) ve gaz hidratları olmak üzere dörde ayrılır. (Yardımcı, 2010)

Yer altında⁸, konvansiyonel olmayan kaynakların, konvansiyonel kaynaklara oranla çok daha fazla miktarda olduğu tahmin edilmektedir. Konvansiyonel kaynaklar basit sondaj teknikleri ile üretilebilir durumda iken, konvansiyonel olmayan kaynaklar yatay sondaj, yönlü yatay sondaj ve hidrolik çatlatma yöntemleriyle kaynağından çıkarılmakta ve kullanılmaktadır.



Şekil 1.1. Doğal Gaz Kaynaklarının Karşılaştırılması (IEA, 2009)

⁸ Yer altında bulunan doğal gaz miktarı, ekonomik ya da teknik koşullardan bağımsız olarak yer altında bulunan toplam doğal gaz miktarını ifade etmektedir.

Son yıllarda gelişen teknoloji ile şirketler, önceleri üretimini meşakkatli ve maliyetli olarak değerlendirdikleri konvansiyonel olmayan kaynakların üretimine başlamıştır. Öyle ki; konvansiyonel olmayan gaz hamlesinin büyük miktarlardaki rezerv ve üretim miktarlarının, dünya doğal gaz piyasasının temel dinamiklerini değiştirmesi beklenmektedir (Topçu, 2013). Teknolojinin ve sondaj tekniklerinin ilerleyen yıllarda daha da gelişmesi neticesinde, bugün “konvansiyonel olmayan” olarak adlandırılan kaynakların, “konvansiyonel” duruma geleceği de söylenebilir.

Doğal gazın diğer özellikleri ve avantajları:

- Doğal gazdan elde edilen birim enerji maliyeti, diğer fosil yakıtlara kıyasla daha düşüktür. (Gazbir, 2017)
- Hava ile çok iyi karışabildiğinden yanma verimliliği yüksektir. (Saygılı, 2010)
- Her an kullanıma hazır olduğundan zaman ve iş gücü tasarrufu sağlar.
- Temiz olması ve içerisinde kükürt bulundurmamasından dolayı, sanayi sektöründe direkt olarak kullanılabilmekte ve sistem verimliliğinin artmasını sağlamaktadır.
- Yerkürede doğal gaz rezervlerinin keşfinde sürekli artış görülmekte ve bu artışla doğru orantılı olarak doğal gazın kullanımı dünya genelinde yaygınlaşmaktadır.
- Diğer fosil yakıtlardan farklı olarak, depolama gerektirmeden kullanılabilir.
- Doğal gazlı cihazlarda sıcaklık kontrolü hassas olarak yapılabilirdiğinden yanma kaybı meydana gelmemekte ve enerji tasarrufu sağlanabilmektedir.
- Tüketim miktarı sayaçlardan okunabilir ve kontrol edilebilir. Genel olarak mekanik sayaçlar kullanıldığından; önce kullanılır, bedeli sonra ödenir.
- Taşınması genel olarak borular ile sağlandığından, taşıma kayıpları olmadan son tüketiciye kadar ulaşır.
- Gelişmekte olan mevzuat altyapısı ile doğal gaz tüketicisi korunmaktadır.

1.2. Sıvılaştırılmış Doğal Gaz (LNG)

LNG, işlenmiş doğal gazın atmosferik basınçta yaklaşık -162°C 'de yoğunlaştırılmış halidir. Doğal gaz sıvılaştırıldığında hacmi 600 kat küçülmektedir. Büyük çoğunluğunu hidrokarbonların oluşturduğu doğal gaz; bileşiminde barındırdığı az miktardaki nitrojen, oksijen, karbondioksit, kükürtlü bileşikler ve su gibi kirleticilerden arındırılarak sıvılaştırılır. Bu nedenle, doğal gazın gaz haline göre; daha saf, yüksek verimli ve küçük hacimde yakıt elde edilmiş olunur.

Doğal gaz, gaz formunda boru hatları ile taşınabileceği gibi; sıvılaştırma tesisleri, sıvılaştırılmış doğal gaz deposu, özel LNG tankerleri ve gazlaştırma tesislerinden oluşan bir zincir vasıtasıyla sıvı formunda LNG olarak da ticarete konu olabilmektedir. Doğal gazın tüketileceği bölgeye LNG formunda nakliyesinin, boru hatlarının karşılaştığı ekonomik ve/veya teknik birçok zorluğun aşılması anlamında önemli faydaları bulunmaktadır. (Yardımcı, 2010)

1.3. Sıkıştırılmış Doğal Gaz (CNG)

CNG, doğal gazın atmosferik basınçta tutulan hacminin %1'inden daha azına sıkıştırılmış halidir. Sıkıştırılma prosesinde, şebekeden alınan doğal gaz özel kompresör ünitesi ile 200-300 bar basınca kadar sıkıştırılıp değişik kapasitelerde seri bağlanmış tüplerde veya daha geniş hacimli yüksek basınçlı tanklarda depolanmaktadır. CNG, LNG'ye göre yüksek maliyetli prosesler ve soğutma ekipmanları gerektirmeden gaz halde depolanır.

Doğal gaz, tüketilecek bölgeye gaz formunda boru hatlarıyla veya sıvı formda tankerler ile taşınıp kullanılabileceği gibi; gaz kompresör ünitesi ile sıkıştırılarak özel CNG taşıtları vasıtasıyla tüketilecek bölgeye nakli sağlanabilmekte ve basınç düşürme istasyonundan geçirilerek düşük basınçta kullanıcıların tüketimine sunulabilmektedir. Bu yöntem sayesinde, CNG'nin konut ve sanayi sektörlerinde kullanımı yaygınlaşmaktadır.

Diğer yandan CNG; fiyatının akaryakıt fiyatlarından düşük olması, oktan değerinin⁹ 120-130 arasında değişmesi, temiz ve tam yanmanın meydana gelmesi, yağ ile karışım yapmadığından motorun ömrünü kısaltmaması ve zamanla yakıt tüketiminde artışa neden olmaması sebepleriyle otomotiv endüstrisinde otogaz ve motor yakıtı olarak kullanılmaktadır. (Khan, Yasmin ve Shakoor, 2015)

⁹ Oktan değeri: Yakıtın, basınç ve sıcaklık altında kendiliğinden tutuşması olarak tanımlanan vuruntuya karşı dirençli olma derecesini ifade eden bir sayıdır. Oktan sayısı yükseldikçe, yakıtın kendiliğinden tutuşma eğilimi azalır ve vuruntuya karşı daha dayanıklı hale gelir. Bu nedenle, yakıtta oktan sayısının yüksek olması istenen bir durumdur. Bu değer benzinde 85-95 arasında değişmektedir.

İKİNCİ BÖLÜM

2. TÜRKİYE DOĞAL GAZ PİYASASI

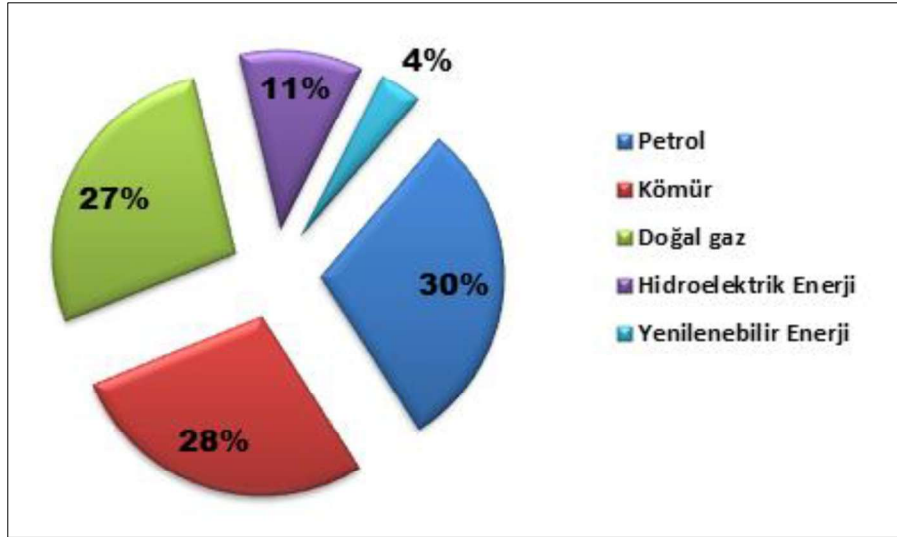
2.1. Türkiye'nin Enerji Tüketimi ve Politikaları

Ülkelerin, sürdürülebilir kalkınmalarını ve toplumsal refahını sağlayabilmesi için hızla artış gösteren enerji taleplerini karşılamaları gerekmektedir. Yüzyıllardan beri ülkeler arası siyasi ve ekonomik ilişkilerin arka planında enerji konusu yatmaktadır (Yılmaz, t.y.). Hatta, son birkaç yüzyıldır yaşanan büyük savaşların, Orta Doğu'da meydana gelen ve bir türlü bitmek bilmeyen karışıklıkların temel nedeni, zenginliğin ve hâkimiyetin olmazsa olmaz girdisi haline gelen, enerjidir. Enerjinin ülkelerin şimdiki çıkarları ve gelecekleri için son derece kritik bir ürün oluşu, üzerinde uzlaşmaya varılmasını ve herkesi memnun edebilecek çok taraflı anlaşmalara konu olmasını zorlayan bir husustur (Alma, 2008). Bu çerçevede, enerjinin yalnızca ihtiyaç duyulan bir meta olmadığı, ülkeler arası arenada stratejik bir konuma haiz olduğu söylenebilir (Öztürk, 2013). Teknolojik gelişmelerin sağlıklı bir şekilde sürdürülebilmesinde ve ülkelerin kendi ihtiyaçlarını karşılamasında zaruri bir ihtiyaç olan enerji; özellikle sanayi, konut ve ulaştırma gibi sektörlerin önemli bir girdisidir. Toplumların hızla artan nüfusu ve kalkınma için gerekli olan üretimin her geçen gün artması, tüketilen enerji miktarını da aynı ölçüde arttırmaktadır. Bu çerçevede, enerji arz güvenliğinin¹⁰ sağlanması, ülkelerin olmazsa olmaz hedeflerinin başında yer almalıdır.

Ülkemizde nüfus artışı, sanayileşme, kentleşme ve ulaşımında artan araç sayısı nedeniyle enerjiye olan talep günden güne artmaktadır. Bu çerçevede, 2016 yılı sonu itibarıyla enerji tüketimimiz 137,9 mtep¹¹ olmuştur (BP, 2017). Bahse konu tüketimimizin detayları incelendiğinde, söz konusu tüketimin 41,2 milyon ton petrol, 38,4 mtep kömür, 37,9 mtep doğal gaz, 15,2 mtep hidroelektrik enerji ve 5,2 mtep yenilenebilir enerjiden oluştuğu görülmektedir. Anılan tüketimlere ilişkin yüzdesel dağılım Şekil 2.1'de gösterilmiştir. (ETKB, 2017)

¹⁰ Enerji arz güvenliği: Enerji tedarikinin; ekonomik, teknik ve siyasi riskler karşısında sürekliliğidir. (Alma, 2008)

¹¹ mtep: milyon ton eşdeğer petrol



Şekil 2.1. Türkiye 2016 Yılı Enerji Tüketim Oranları

Türkiye'nin, hâlihazırdaki mevcut enerji kaynakları dikkate alındığında kendi kendine yetebilen bir ülke olmadığı görülmektedir. Ancak, dünyanın mevcut petrol ve doğal gaz kaynaklarının %70'inin yer aldığı bölgelere yakın olması ve büyük enerji üreticileri ile tüketicileri arasında doğal bir köprü konumunda bulunması nedeniyle jeostratejik açıdan büyük önem taşımaktadır. Türkiye, bu önemli konumunu kullanarak son yıllarda kaydettiği ekonomik büyümeye paralel olarak dünyanın en hızlı büyüyen enerji piyasalarından biri haline gelmiştir (Yılmaz, t.y.). Bu minvalde, ülkemiz tarafından diğer ülkelerle yürütülmekte olan enerji diplomasisi, karşılıklı yarar temelinde, enerji arz ve talep güvenliği dikkate alınarak istikrar ve refahın bir aracı olarak geliştirilmekte ve uygulanmaktadır. Bu çerçevede, üretici ve tüketici ülkeler ile yakın ilişkiler kurulması ve bu ilişkilerin çok taraflı fayda yaklaşımıyla sürdürülmesi önem arz etmektedir. (ibid)

Enerjide tam bağımsızlık hedefi ile Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığının 2017 yılı içerisinde kamuoyuna duyurmuş olduğu “Milli Enerji ve Maden Politikası” çerçevesinde; ülkemizde enerji arz güvenliğinin sağlanması, yerli enerji kaynaklarının kullanılması ve enerji sektöründe öngörülebilir piyasa eksenlerinin oluşturulması amaçlanmaktadır. Söz konusu hedeflerin gerçekleşmesi neticesinde; ülkemizin dış politikasının güçlü bir diplomasi ekseninde şekillenmesinin, öncelikle enerjide dışa bağımlılığın azaltılması ve akabinde enerji ihtiyacını karşılamada kendi kendine yetebilen bir ülke konumuna gelmesinin önü açılacaktır.

2.2. Türkiye’de Doğal Gaz Kullanımına Geçiş

Ülkemizde doğal gaz sektörü, tarihçesi çok eskilere dayanmamasına rağmen bugün en stratejik sektörler arasında yerini almıştır. Mevcut durumda Türkiye, tüketmiş olduğu doğal gaz miktarında ilk üç sırayı Almanya, İtalya ve Fransa’nın oluşturduğu sıralamada Avrupa’nın en büyük dördüncü doğal gaz tüketicisi konumundadır. (BP, 2017)

1970’li yıllarda yaşanan petrol krizinden sonra sanayileşme, şehirleşme ve artan nüfus sonucu giderek artan enerji ihtiyacını karşılamak üzere küresel çapta alternatif enerji kaynakları aranmaya başlanmıştır. Krizin yaşandığı bu dönemlerde, Türkiye’de doğal gazın varlığı 1970 yılında Hamitabat ve Kumrular doğal gaz sahalarında keşfedilmiştir. Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı (TPAO) tarafından keşfedilen doğal gaz 6 yıl sonra 1976 yılında Pınarhisar Çimento Fabrikasında kullanılmaya başlanmıştır (EPDK, 2011). Bununla birlikte, 1975 yılında Çamurlu/Mardin sahasında bulunan doğal gaz, 1982 yılında Mardin Çimento Fabrikasında kullanılmıştır (Yardımcı, 2010). 1980’li yılların sonuna doğru Ankara, İstanbul ve Kocaeli gibi büyük şehirlerde enerji kullanımının neden olduğu hava kirliliğinin azaltılması ve artan elektrik talebinin karşılanabilmesi amaçlarıyla doğal gaz enerji piyasasında yaygınlaşmaya başlamıştır. (Ertürk, 2009)

Sanayileşmeye, şehirleşmeye ve nüfus artışına bağlı olarak artan enerji ihtiyacının karşılanmasında, alternatif bir enerji kaynağı olarak doğal gazın payını arttırmak ve bazı şehirlerde gittikçe yoğunlaşan hava kirliliğine çözüm bulmak amacıyla 1984 yılında SSCB¹² ile imzalanan ilk doğal gaz sevkiyat anlaşmasının akabinde, BOTAŞ ve SOYUZGAZ EXPORT¹³ arasında 14/02/1986 tarihinde 25 yıl süreli ve plato değeri yıllık 6 milyar Cm³ olan doğal gaz alım-satım anlaşması imzalanmıştır.¹⁴ Söz konusu anlaşmanın imzalanması ve aynı yıl gazın taşınması için boru hatlarının yapımına başlanması ile birlikte, o döneme kadar yalnızca petrol boru hatları alanında çalışan BOTAŞ, artık doğal gazın tedariki ve iletimi konularında da faaliyet göstermeye başlamıştır. Boru hatlarının ve ilgili istasyonların yapımı 1987 yılında tamamlanmış ve bu hatlardan ülkemize gaz akışı ilk olarak Malkoçlar istasyonundan gerçekleştirilmiştir.

¹² SSCB: Sovyet Sosyalist Cumhuriyetler Birliği (Şimdiki Rusya Federasyonu).

¹³ SOYUZGAZ EXPORT: SSCB’nin doğal gaz ticareti konusunda yetkili kuruluşu.

¹⁴ Cm³: Kontrat metreküp. Üst ısı değeri sözleşmede belirlendiği değerdir.

Böylece BOTAŞ, gaz sektöründeki faaliyetine dikey bütünleşik bir devlet şirketi olarak başlamıştır. (Mazzanti and Biancardi, 2005)

14/02/1986 tarihli alım-satım anlaşması sonrasında 26/10/1986 tarihinde inşasına başlanan 842 km uzunluğundaki SSCB-Türkiye Doğal Gaz Boru Hattı, Bulgaristan sınırındaki Malkoçlar mevkisinden Türkiye'ye girerek 23/06/1987'de Hamitabat'a, daha sonra Ambarlı, İstanbul, Kocaeli, Bursa ve Eskişehir güzergâhını takip ederek Ağustos 1988'de hava kirliliğinin ciddi boyutlara ulaştığı Ankara'ya ulaşmıştır. Bahse konu doğal gaz hattı ile, Trakya bölgesinde bulunan Hamitabat ve Ambarlı doğal gaz kombine çevrim santrallerine, İstanbul Gübre Sanayi A.Ş. (İGSAŞ) ile Türkiye Gübre Sanayi A.Ş. (TÜGSAŞ) tesislerine ve 150 adet sanayi tesisi ile doğal gaz boru hattının geçtiği güzergâh üzerinde yer alan şehirlere doğal gaz ulaştırılmıştır. (Bayraç, 1999)

SSCB ile yapılan ilk alım anlaşmasını, enerji arz güvenliğinde çeşitlilik sağlanması ve artan doğal gaz ihtiyacının karşılanması amacıyla yapılan diğer alım anlaşmaları izlemiştir. Ayrıca, hızla artan doğal gaz talebi nedeniyle alternatif gaz tedarik yöntemleri gündeme gelmiş olup bu doğrultuda 1988 yılında Cezayir ile LNG alım anlaşması imzalanmıştır. Cezayir'den LNG ithalatına, Marmara LNG Terminalinin devreye girmesiyle 1994 yılında başlanmıştır (WECTNC. 1999; Aktaran: Ertürk, M. 2009). Doğal gaz piyasasında günümüze kadar meydana gelen gelişmeler sonucunda 1987'de yıllık 0,5 milyar m³ (bcm) olan ülkemiz tüketimi 2016 yılında 46,4 bcm'e kadar ulaşmıştır¹⁵ (EPDK, 2017).

2.3. Türkiye Doğal Gaz Piyasa Faaliyetleri

Türkiye doğal gaz piyasası, son 20 yılda büyüyen yurt içi taleple birlikte gelişme göstermektedir. Türkiye doğal gaz pazarının, iç talep potansiyelinin yanı sıra bölgesel bir doğal gaz ticaret merkezi (hub)¹⁶ olma stratejisi paralelinde büyümeye devam etmesi

¹⁵ Verilerdeki m³ birimi, doğal gazın +15°C sıcaklıkta ve 1.013 mbar basınçtaki hacmini ifade etmektedir.

¹⁶ Doğal gaz ticaret merkezi (hub): Alıcı ile satıcı arasında aktarıcı rolü üstlenilmeksizin farklı enerji kaynaklarının dengelenmesiyle çok sayıda piyasa oyuncusunun bir araya geldiği, bununla alakalı yeterli altyapı ve hizmetlerin mevcut olduğu bir fiziki/sanal ticaret merkezinin ilgili ülkede kurulmasıdır. Enerji fiyatları söz konusu merkezde arz/talep dengesine göre belirlenirken, gelişmiş ülke örneklerinde enerji merkezi o ülkenin finansal piyasalarına entegre olmakta ve bunun işletimi ilgili ülkenin şirketlerince yapılmaktadır. Örnek: ABD'de Henry Hub veya Avrupa'da NBP, TTF.

beklenmektedir. Doğal gaza ilişkin yurt içi tüketimin sürekli, kaliteli ve ucuz bir şekilde karşılanabilmesi, rekabete dayalı piyasa oluşturulması, dışa bağımlılığın azaltılması ve enerji ticaretinde önemli bir oyuncu olunması Türkiye'nin yakın zamanda gerçekleştirmek istediği hedefler arasında yer almaktadır. Söz konusu hedefler doğrultusunda;

- Ülkemizdeki doğal gaz kaynaklarının araştırılması ve üretimine yönelik faaliyetlerde bulunulmasına,
- Yeni doğal gaz ve LNG depolama tesislerinin açılması ve/veya mevcut olan tesislerin kapasitelerinin arttırılmasına,
- Arz güvenliğinin daha sağlam temellere oturtulmasını teminen doğal gaz ithalatı yapılan ülkelerin çeşitlendirilmesine,
- Dünya doğal gaz ticaretinde önemi giderek artan buna karşın fiyatı düşen LNG'nin, Türkiye'nin iç piyasasına girişinin arttırılması için LNG gazlaştırma tesislerinin çoğaltılmasına,
- Yapılan/yapılacak olan iletim ve dağıtım altyapı yatırımları ile, ülkemizin tüm il ve ilçelerine doğal gaz arzının sağlanmasına,
- Sektörde liberalleşmenin ve rekabetin arttırılmasına yönelik olarak; doğal gaz iletim, depolama ve ihracatında tekel olan, toptan satış ve ithalatta ise açık ara farkla lider konumda bulunan BOTAŞ'ın pazar payının düşürülmesi ve tüzel kişiliğinin ayrıştırılmasına,
- Coğrafi olarak, birbiriyle yarışan çeşitli boru hattı projelerinin odağında yer alan ülkemizin, “Doğu-Batı” ve “Kuzey-Güney” olmak üzere iki ana enerji ekseninin kesişim noktasında bulunmasını fırsata çevirerek; fiyatların arz ve talep dengesi içerisinde, şeffaf ve maliyet esaslı olarak belirlenebileceği bir doğal gaz ticaret platformunun oluşturulması ve enerji borsasının kurulmasına,

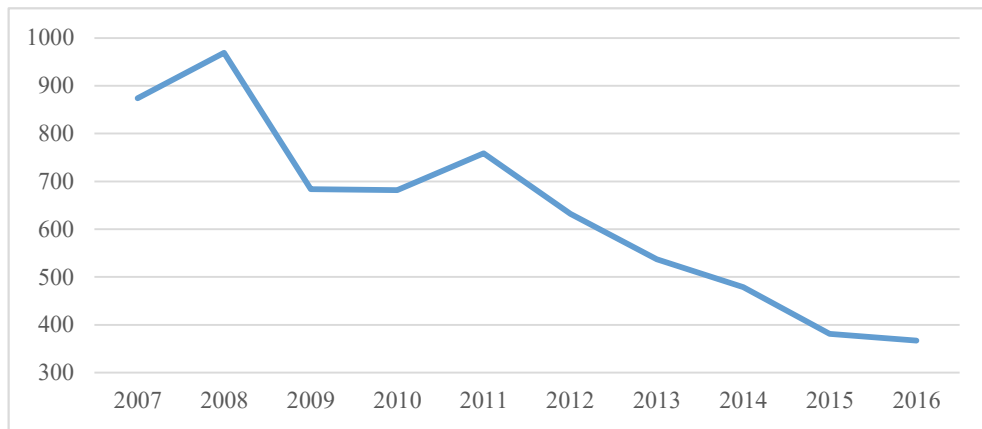
ilişkin somut adımların son yıllarda doğal gaz piyasasında hızla atıldığı görülmektedir.

2.3.1. Doğal Gazın Üretimi ve Rezervi

Doğal gazın üretimi, Kanun'un “*Tanımlar*” başlıklı 3 üncü maddesinde, “*Üretim: Doğal gazın 7/3/1954 tarihli ve 6326 sayılı Petrol Kanunu kapsamında*

Türkiye’de yer altında bulunan yataklarından yer üstüne çıkarılmasını, temizlenmesini ve arıtılmasını, toplama hatlarıyla iletim hatlarına kadar taşınması” şeklinde tanımlanmıştır. Üretim faaliyeti, Kanun’da piyasa faaliyeti olarak kabul edilmemiştir. Fakat, üretim şirketleri EPDK’den toptan satış lisansı almak kaydıyla, ürettikleri doğal gazı toptan satış şirketlerine, ithalatçı, ihracatçı ve dağıtım şirketlerine, kuyu başından olmak kaydıyla CNG satış şirketleri ile CNG iletim ve dağıtım şirketlerine veya serbest tüketicilere pazarlayabilmektedir. Doğal gaz arama ve üretim faaliyetleri, 6491 sayılı Türk Petrol Kanunu’na göre Petrol İşleri Genel Müdürlüğü (PİGM) tarafından verilmekte olan arama ve işletme ruhsatları kapsamında gerçekleştirilmektedir.

Yurt içinde üretim yapan toptan satış lisansı sahibi şirketler tarafından 2016 yılında 367,28 milyon Sm³ doğal gaz¹⁷ satışa sunulmuştur. Şekil 2.2’den de anlaşılaçağı üzere, üretimi yapılarak satışa sunulan gaz miktarlarında son yıllarda düşüş gözlenmektedir. Doğal gaz üretiminde görülen bu düşüş, ülkemizdeki kaynakların kademeli olarak tükenmesinden meydana gelmektedir. 2016 yılı sonu itibarıyla kalan üretilabilir doğal gaz rezervimiz ise 5,15 milyar m³tür. (PİGM, 2017)



Şekil 2.2. 2007-2016 Yılları Arası Doğal Gaz Üretim Miktarları (Milyon Sm³)¹⁸

Diğer yandan, konvansiyonel olmayan doğal gaz kaynaklarından olan kaya gazı için ülkemizde rezerv arama faaliyetleri yoğunlaşmıştır. İncelemeler neticesinde, kaya gazı potansiyelinin en fazla olduğu yerlerin Güneydoğu Anadolu Bölgesi ve Trakya olduğu saptanmıştır. Eylül 2015’te Amerika Enerji Bilgi İdaresi (EIA) tarafından

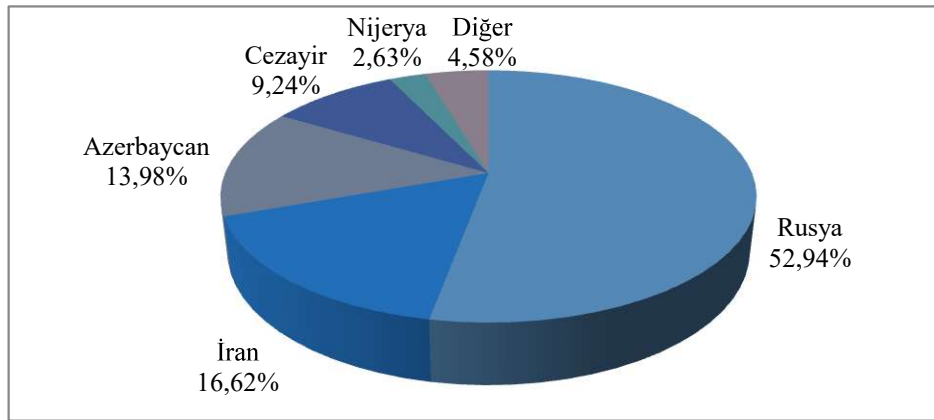
¹⁷ 1 Sm³ = 9.155 kcal olduğu varsayılmıştır. (EPDK Kurul Kararı, 6884; 2017)

¹⁸ Üretim miktarları, doğal gazın üretildikten sonra gerekli ayrıştırılmaları yapılmış ve pazarlanabilir durumundaki miktarını göstermektedir.

yayımlanan ve Türkiye’deki tahmini kaya gazı rezervinin de yer aldığı raporda, Güneydoğu Anadolu Bölgesi ve Trakya havzaları olmak üzere iki farklı sahada yaklaşık 668 milyar m³ kaya gazı ve 4,7 milyar varil kaya petrolü rezervi olduğu belirtilmiştir (EIA, 2015). Bu kapsamda; Güneydoğu Anadolu Bölgesi ile Trakya’da yürütülen kaya gazı arama faaliyetlerinde başarıya ulaşılması ve akabinde söz konusu rezervin ülkemiz yararına kullanılması neticesinde, ülkemizin doğal gaz ithalatına olan bağımlılığının azalacağı söylenebilir.

2.3.2. Doğal Gaz İthalatı

1970’lerde kullanılmaya başlanan ve enerji talebindeki artışa paralel olarak sahip olduğu avantajlar nedeniyle kullanım oranı ve alanları gittikçe artan doğal gazın, kullanımının karşılanmasında üretim ve yurt içi rezerv miktarlarının oldukça sınırlı düzeylerde kalmış olması Türkiye için doğal gaz ithalatını zorunlu hale getirmiştir. Ülkemiz, doğal gazda önemli ölçüde ithalata bağımlı bir ülkedir. Doğal gaz ithalatı 2015 yılına göre %4,28 oranında azalma göstererek 2016 yılı sonu itibarıyla ithalatımız 46,35 milyar Sm³ olmuştur. Şekil 2.3’den de görüleceği üzere ithalatın büyük bir kısmı Rusya’dan karşılanmaktadır. (EPDK, 2017)



Şekil 2.3. 2016 Yılı Kaynak Ülkeler Bazında Türkiye'nin Doğal Gaz İthalatı

Ülkemizin 2016 yılı toplam doğal gaz ithalatının (boru gazı ve LNG) %81,02'si BOTAŞ tarafından gerçekleştirilmiştir. Kanun'a göre, BOTAŞ'ın Türkiye'deki pazar payının %20'ye düşürülmesi hedeflenmektedir. 2013-2016 yılları arasında doğal gaz ithalatı gerçekleştiren ithalat lisansı sahibi şirketlerin ithal ettikleri doğal gaz miktarları ve türleri Tablo 2.1'de gösterilmektedir. (ibid)

Tablo 2.1. 2013-2016 Yılları Arasında İthal Edilen Doğal Gazın Türüne Göre Miktarları ve Payları

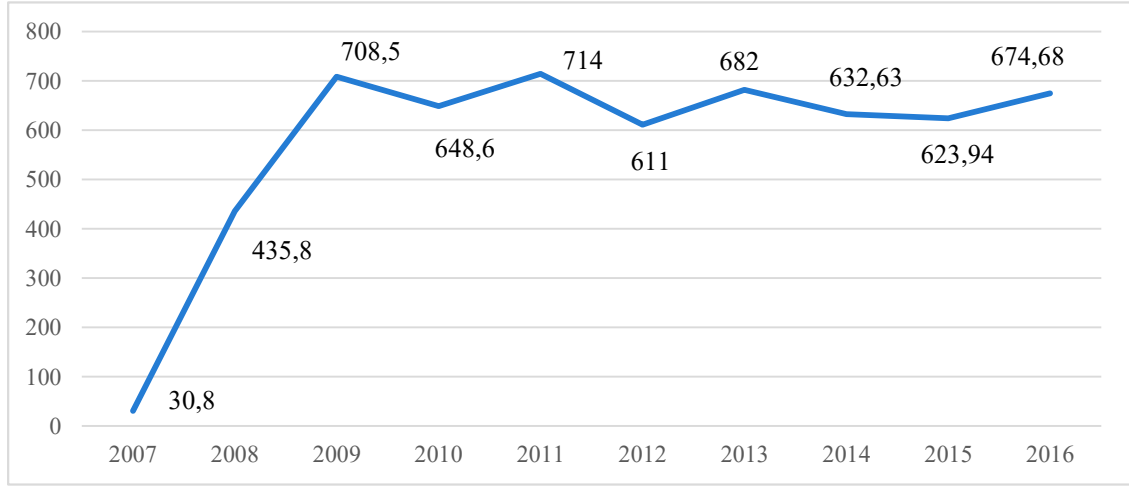
Gazın Türü	BORU GAZI		LNG		TOPLAM
Yıllar	Miktar (milyon Sm ³)	Pay (%)	Miktar (milyon Sm ³)	Pay (%)	Miktar (milyon Sm ³)
2013	39.419,44	87,08	5.849,54	12,92	45.268,98
2014	41.981,41	85,22	7.280,87	14,78	49.262,28
2015	40.778,11	84,21	7.648,96	15,79	48.427,08
2016	38.724,48	83,54	7.627,68	16,46	46.352,17

Rusya ile 1986 yılında imzalanan 6 milyar Cm³/yıl miktarındaki ilk alım anlaşmasının ardından, ülkemizde artan tüketim miktarının karşılanabilmesi amacıyla ilave alım anlaşmaları yapılmasına karar verilmiş ve 3 farklı ülkeden uzun dönemli gaz tedariki anlaşmaları imzalamıştır. Bu anlaşmalar kapsamında mevcut durumda ülkemize; Mavi Akım Hattı'ndan (Rusya) 16 bcm/yıl, Batı Hattı'ndan (Rusya) 14 bcm/yıl, Doğu Anadolu Doğal Gaz Ana İletim Hattı'ndan (İran) 9,6 bcm/yıl, Bakü-Tiflis-Erzurum Doğal Gaz Boru Hattı'ndan (Azerbaycan) 6,6 bcm/yıl doğal gaz ithalatı gerçekleştirilmektedir. (ETKB, 2017)

Bununla birlikte LNG; ülkemizin doğal gaz arz kaynaklarının çeşitlendirilmesi, uluslararası enerji piyasasında tedarike ilişkin esnekliğin artırılması ve arz güvenliğinin sağlam temellere oturtulmasını teminen ülkemiz için alternatif bir çözüm kaynağı olmuştur. Bu çerçevede, 2016 yılında yaklaşık 7,6 bcm LNG ithal edilmiş olup; Cezayir'den ve Nijerya'dan uzun dönemli kontratlarla, Katar ile Trinidad ve Tobago başta olmak üzere 9 farklı ülkeden spot olarak LNG tedarik edilmiştir. (EPDK, 2017)

2.3.3. Doğal Gaz İhracatı

İthal edilmiş veya yurt içinde üretilmiş doğal gazın yurt dışına ihraç faaliyeti, ihracat lisansı almış tüzel kişiler tarafından lisanslarında belirtilen ülkeler dahilinde gerçekleştirilmektedir. İhracat lisansları kapsamında hâlihazırda yalnızca BOTAŞ faaliyette bulunmaktadır. BOTAŞ'ın Türkiye-Yunanistan Doğal Gaz Boru Hattı'nın tamamlandığı 2007 tarihinden günümüze kadar Yunanistan'a ihraç ettiği doğal gaz miktarları Şekil 2.4'te gösterilmektedir. Mevcut durumda, ülkemiz yalnızca Yunanistan'a doğal gaz ihraç faaliyeti gerçekleştirmektedir. (ibid)



Şekil 2.4. Türkiye'nin Yıllara Göre Doğal Gaz İhracat Miktarları (Milyon Sm³)

2.3.4. Doğal Gazın Depolanması

Doğal gaz depolama faaliyeti, arz-talep dengesine bağlı olarak gazın gerektiğinde sisteme verilmesi amacıyla yer altında veya sıvılaştırılmış fazda yer üstü LNG terminallerinde muhafaza edilmesidir.

Daha önce de tanımlı yapıldığı üzere, enerji arz güvenliği; enerji tedarikinin ekonomik, teknik ve siyasi riskler karşısında sürekliliğinin sağlanmasını ifade etmektedir (Alma, 2008). Doğal gaz piyasasında ise söz konusu arz güvenliğinin sağlanması genel olarak üç koşulun birlikte olmasına bağlıdır. Bunlar; doğal gaz mevcudiyeti, doğal gaz altyapısının yeterliliği ve sistem bütünlüğüdür (Bedir, S. 2017). Arz güvenliğini bu açıdan ele aldığımızda, depolama faaliyetinin doğal gaz piyasası açısından ne denli önemli olduğu oldukça aşikardır.

Ülkemizde yer altı doğal gaz depolama lisansına sahip 5 adet şirket bulunmaktadır. TPAO tarafından işletilen İstanbul ili Silivri ilçesinde yer alan depolama tesisi 01/09/2016 tarihinde BOTAŞ'ın mülkiyetine geçmiştir. BOTAŞ Silivri depolama tesisi haricindeki depolama tesisleri henüz faaliyette değildir (EPDK, 2017). Söz konusu tesisin 2017-2018 dönemine ilişkin depolama kapasitesi miktarı 2,84 milyar Sm³, geri üretim kapasitesi ise maksimum 25 milyon Sm³/gün olarak belirlenmiştir (BOTAŞ Silivri, 2017). “Kuzey Marmara Doğal Gaz Depolama Genişletme Projesi” kapsamında yapılacak çalışmalar ile bahse konu tesisin toplam depolama kapasitesinin

4,6 milyar Sm^3 'e, geri üretim kapasitesinin ise 75 milyon $\text{Sm}^3/\text{gün}$ 'e çıkarılması hedeflenmektedir. Bununla birlikte, doğal gaz yer altı depolama faaliyetleri doğrultusunda atılan önemli adımlardan bir diğeri “Tuz Gölü Yer Altı Depolama Projesi”dir. Söz konusu proje kapsamında, Tuz Gölü kavernalarına su basılmakta ve kaverna içerisinde yer alan tuz tabakasının eritilerek dışarıya çıkarılması sağlanmaktadır. Böylelikle, yerin yaklaşık 1400 metre altında yapılan bu işlem ile, sızdırması olmayan doğal gaz depolama tesisi elde edilecektir. Anılan proje kapsamında, 2023 yılı itibarıyla toplam 5,4 milyar Sm^3 çalışma gazı kapasitesine ve 80 milyon $\text{Sm}^3/\text{gün}$ geri üretim kapasitesine ulaşılması hedeflenmektedir. (ETKB, 2017/a)

Diğ er yandan, 2016 yılı sonu itibarıyla, gerek uzun dönemli sözleşmelerle alınan, gerekse de spot piyasadan temin edilen LNG'nin depolanması, gazlaştırılması ve iletim şebekesine gönderilmesi faaliyette olan dört adet LNG terminali ile gerçekleştirilmektedir.¹⁹ Bunlar; BOTAŞ'ın mülkiyet ve işletmesindeki Marmara Ereğlisi LNG Terminali ile Dörtyol Yüzer LNG Depolama ve Yeniden Gazlaştırma Terminali (FSRU), Ege Gaz A.Ş. tarafından Aliğa'da kurulan Ege Gaz A.Ş. LNG Terminali ve Etki Liman İşletmeleri Doğal Gaz İthalat ve Ticaret A.Ş.'ye ait Aliğa FSRU'dur.

2.3.5. Doğal Gazın Toptan Satışı

Kanun'da toptan satış faaliyeti, “*doğal gazın dağıtım şirketlerine ve serbest tüketicilere yapılan satışı*” şeklinde tanımlanmıştır. İthal edilmiş veya yurt içinde üretilmiş doğal gazın yurt genelinde CNG, ithalat, ihracat, dağıtım ve diğ er toptan satış şirketleri ile serbest tüketicilere satış faaliyeti, EPDK tarafından toptan satış lisansı verilmiş tüzel kişiler tarafından yürütölmektedirler. İthalat lisansı sahibi tüzel kişiler söz konusu faaliyetleri toptan satış lisansı almadan da gerçekleştirebilmektedir. Türkiye'de 2016 yılında tüketicilerin kullanımına sunulan yaklaşık 46,7 bcm doğal gazın; %80,39'u BOTAŞ, %18,83'ü diğ er ithalat lisansı sahibi şirketler ve %0,78'i üretim yapan toptan satış şirketlerince karşılanmıştır. (EPDK, 2017)

¹⁹ İletim şebekesi: Doğal gaz dağıtım şebekesi dışında, doğal gazın taşınması için kullanılan doğal gaz boru hattı şebekesi ve bu şebeke ile ilgili tesislerdir.

Kanun'da öngörülen liberal piyasa modelinde; toptan satış faaliyeti alanında rekabetin oluşturulması temelinde, mali açıdan güçlü, istikrarlı ve şeffaf bir doğal gaz piyasasının oluşturulması hedeflenmiştir. Bu kapsamda, bahse konu faaliyet alanında piyasa oyuncu sayısının artırılması ve hakim yapıların önlenmesi önem arz etmektedir. 2016 yılı sonu itibarıyla EPDK'den toptan satış lisansı almış 47 adet şirket bulunmakta olup anılan şirketlerden yalnızca 9 adedi doğal gaz üretimi gerçekleştirmiştir. 17 adet şirket ise toptan satış lisansı kapsamında herhangi bir faaliyette bulunmamıştır. 2016 yılında; (ibid)

- 45 adet şirket tarafından boru hatlarıyla toptan satış faaliyeti gerçekleştirilmiştir. Bu şirketlerden bir kısmı doğal gaz üretimi gerçekleştiren, bir kısmı doğal gaz ithalatı yapan, bir kısmı ise üretim veya ithalat gerçekleştirmeyip doğal gaz arzı sağlayan şirketlerden doğal gaz satın alarak gaz satışı gerçekleştiren şirketlerdir. Söz konusu şirketler tarafından boru gazı olarak yapılan satışların toplamı 42,5 bcm'dir.
- 7 adet şirket tarafından LNG formunda toptan satış faaliyeti gerçekleştirilmiştir. Toptan satış ve ithalat lisansı sahibi şirketlerin 2016 yılında Marmara Ereğlisi ve Aliaga LNG terminallerinden LNG formunda temin ederek piyasaya satışını yaptıkları doğal gaz miktarı yaklaşık 573 milyon Sm^3 'tür.
- CNG lisansı sahibi şirketler, almış oldukları lisans içeriğine göre yurt genelinde; doğal gazın kuyu başı, ulusal iletim şebekesi veya şehir içi dağıtım sisteminden, tedarikçilerden satın alınıp sıkıştırılması ve basınçlı kaplara doldurulması ve satışı, sıkıştırılmış haldeki doğal gazın özel vasıtalarla şehirlerarasında taşınması, CNG satış istasyonlarından temin edilen ve/veya üretim yapan toptan satış şirketlerinden kuyu başında satın alınarak taşıma vasıtası üzerindeki sıkıştırma ekipmanlarıyla sıkıştırılan ve basınçlı kaplara doldurulan sıkıştırılmış doğal gazın iletim şebekelerinin ulaşmadığı yerlerde basıncının düşürülerek satılması faaliyetlerini gerçekleştirir. 2016 yılında nihai tüketicilere yapılan CNG satış miktarı yaklaşık 192 milyon Sm^3 'tür.

2.3.6. Doğal Gaz İletim Sektörü

Türkiye’deki doğal gaz ulusal iletim şebekesinin mülkiyeti ve işletimi BOTAŞ tarafından yürütülmektedir. 2016 yılında iletim şebekesine 11 adet giriş noktası (Malkoçlar, Marmara Ereğlisi LNG Terminali, Durusu, Doğubayazıt-Gürbulak, Azerbaycan-Türkgözü, Ege Gaz, TPAO Silivri, TPAO Akçakoca, TEMİ, Aliğa LNG ve Dörtyol LNG) ve 1 adet çıkış noktası (Yunanistan) bulunmaktadır. Doğal gaz iletim şebekesine BOTAŞ dışında özel şirketler tarafından da gaz taşıtımı yapılabilmektedir. Söz konusu noktalardan 2016 yılında yaklaşık 48,69 milyar Sm³ fiziki doğal gaz girişi yapılmıştır. Anılan giriş miktarının %81,02’sini BOTAŞ ve %18,98’ini özel sektör ithalat ve toptan satış şirketleri gerçekleştirmiştir. Ulusal iletim şebekesinde faaliyet gösteren taşıtan sayısı (ithalat ve toptan satış firmaları) 2007 yılında 2 iken, bu sayı 2016 yılında 36’ya ulaşmıştır. (ibid)

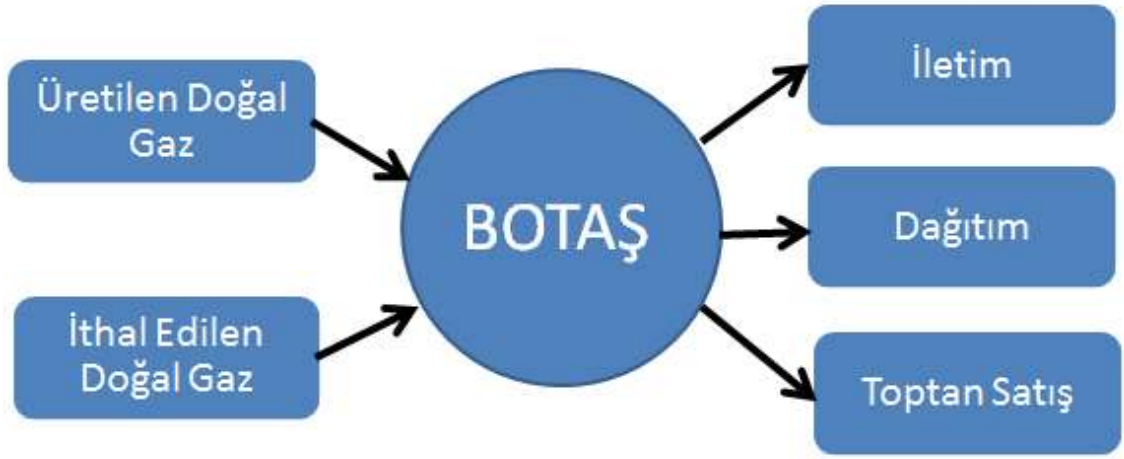
Kanun gereği, iletim faaliyeti doğal gaz boru hatları ile yapılabildiği gibi, LNG taşıma vasıtalarıyla da gerçekleştirilebilmektedir. 2016 yılı sonu itibarıyla faaliyette olan 10 adet iletim (LNG) lisansı sahibi tarafından toplamda 702,56 milyon Sm³ LNG ülkemize taşınmıştır. (ibid)

2.3.7. Doğal Gaz Dağıtım Sektörü

2.3.7.1. Doğal Gaz Dağıtım Sektöründe Piyasa Yapısı

2001 yılında yürürlüğe giren Kanun’a kadar 02/01/1990 tarihli ve 397 sayılı “Doğal Gazın Kullanımı Hakkında KHK” ile ithalat, toptan satış ve iletim faaliyetlerinin tamamı BOTAŞ tarafından yürütülmekteydi. Hatta bu dönemde Eskişehir ve Bursa’daki doğal gaz dağıtım faaliyetleri de BOTAŞ tarafından gerçekleştirilmiştir. Diğer yandan, Ankara, İstanbul, Kocaeli ve Sakarya şehirlerindeki²⁰ doğal gaz dağıtım faaliyeti belediye şirketi niteliğindeki EGO (Ankara), İGDAŞ (İstanbul), İZGAZ (Kocaeli) ve AGDAŞ (Sakarya) tarafından yürütülmüştür. (EPDK, 2012)

²⁰ Şehir: Belediye veya büyükşehir belediyesine ait belediye sınırları ile mücavir alanların tamamını ifade eder. (Kanun, 2001)



Şekil 2.5. Kanun'dan Önce Doğal Gaz Piyasa Yapısı

Özellikle son yıllarda oldukça gelişen doğal gaz piyasasında, Kanun'un yürürlüğe girmesiyle piyasanın rekabete açılması sağlanmıştır. Kanun ayrıntılı bir şekilde incelendiğinde, söz konusu Kanun ile ulaşılmak istenen hedefin bağımsız bir düzenleyici kurumun denetimi altında şeffaf, finansal açıdan güçlü, adil ve rekabetçi bir piyasasının oluşturulmasına yönelik yasal bir çerçeve oluşturulmak istendiği net bir şekilde anlaşılmaktadır. Bu çerçevede, doğal gaz iletim ve dağıtım sektörleri düzenlemeye tabi tutulurken söz konusu sektörlerin düzenlenmesine ilişkin görev de EPDK'ye verilmiştir. Diğer yandan, Kanun ile oluşturulması hedeflenen çok oyunculu, rekabete dayalı ve özelleşmenin teşvik edildiği bu piyasanın AB Doğal Gaz Piyasalarına entegrasyonu da amaçlanmıştır.

Kanun'un yürürlüğe girmesini dağıtım sektörü özelinde incelediğimizde; Kanun öncesinde yalnızca 6 şehirde doğal gaz dağıtım faaliyeti gerçekleştirilmekte iken, Kanun'un yürürlüğe girmesiyle birlikte EPDK tarafından doğal gaz dağıtım lisansı ihaleleri gerçekleştirilmeye başlanmıştır. Bu çerçevede, ilk olarak Kayseri Büyükşehir Belediyesi, Hacılar, Mimarsinan, Hisarcık ve Kırnardı şehirlerinden oluşan dağıtım bölgesi için doğal gaz dağıtım lisansı ihalesi düzenlenmiş ve söz konusu ihale başarıyla sonuçlandırılmıştır. İhaleyi kazanan dağıtım şirketine 02/10/2003 tarihli ve 216/17 sayılı Kurul Kararı ile doğal gaz dağıtım lisansı verilmiştir. Doğal gazın ülkemiz genelinde yaygınlaştırılması hedef ve politikaları kapsamında, 2003 yılından günümüze kadar gerçekleştirilen başarılı doğal gaz dağıtım ihaleleri çerçevesinde, 72 adet doğal

gaz dağıtım lisansı²¹ sahibi şirket ile 81 ilimizin 81'inde doğal gaz kullanımına imkân sağlanmıştır.

Doğal gaz dağıtım şirketleri kendi dağıtım bölgelerinde tekel olarak faaliyet göstermektedir. Dağıtım şirketlerinin tekel olmaları nedeniyle genel olarak etkinsiz faaliyet gösterme eğilimindedirler. Buna karşın, Kanun'un amaç kısmında doğal gazın sürekli, kaliteli, ucuz ve rekabete dayalı olarak çevreye zarar vermeyecek şekilde tüketicilerin kullanımına sunulmasına yönelik hedefler olması nedeniyle, doğal tekel alanlarda etkili düzenlemelerin yapılmasına ihtiyaç duyulmuştur. Bu çerçevede, ülkemizde faaliyet gösteren dağıtım şirketlerinin ilgili dağıtım bölgeleri için uyguladıkları tarifeler belli periyotlar halinde EPDK tarafından düzenlenmekte olup tarifelere esas yöntem olarak fiyat tavanı yöntemi benimsenmiştir.

2.3.7.2. Doğal Gaz Dağıtım Sektöründe Hedefler

Ülkemizde doğal gaz dağıtım süreci; doğal gazın, şehir içi dağıtım şebekelerinin imal edilmesini müteakip ilk olarak 1988 yılında Ankara'da, 1992 yılında İstanbul ve Bursa'da, 1996 yılında ise Kocaeli ve Eskişehir'de abone ve serbest tüketicilerin kullanımına sunulması ile başlamıştır.



Şekil 2.6. Türkiye Doğal Gaz Dağıtım Haritası

²¹ Piyasadaki mevcut doğal gaz dağıtım lisanslarının geçerliliği 30 yıldır.

2000’li yılların başında ülkemizde yalnızca 6 ilimizde doğal gaz kullanılmakta iken, Kanun’un yürürlüğe girmesi, EPDK’nin kurulması ve başarıyla gerçekleştirilen doğal gaz dağıtım lisansı ihaleleri neticesinde, 2018 yılı Mayıs ayı sonu itibarıyla ülkemizde 77 ilimizde hâlihazırda doğal gaz dağıtımını gerçekleştirilmektedir. Doğal gaz kullanılmayan 4 ilimize ilişkin olarak; EPDK tarafından Aralık 2016 tarihinde Tunceli ilimiz için, Mart 2017 tarihinde ise Artvin, Hakkâri ve Şırnak illerimiz için doğal gaz dağıtım lisansı ihaleleri gerçekleştirilmiştir. İhaleleri başarıyla tamamlanan söz konusu illerimize en geç 2018 yılı içerisinde doğal gaz arzının sağlanması hedeflenmektedir. Bu hedeflerin gerçekleşmesi durumunda, 2018 yılı itibarıyla doğal gazın konutlarda kullanımı 81 ilimizin 81’inde de mümkün olacaktır.

Doğal gaz dağıtımını ilçeler bazında incelediğimizde ise, 2018 yılı Mayıs ayı sonu itibarıyla 422 ilçemizde doğal gaz kullanılmakta olduğu görülmektedir. Doğal gazın ülkemiz genelinde yaygınlaştırılması hedef ve politikaları kapsamında ve 22/02/2013 tarihli ve 2013/4347 sayılı, 17/10/2016 tarihli ve 2016/9382 sayılı Bakanlar Kurulu Kararları çerçevesinde; ETKB ile EPDK’nin koordinasyonunda, BOTAŞ ve doğal gaz dağıtım şirketleri ile yapılan yatırım planlamaları, fizibilite ve proje çalışmaları neticesinde 2017-2018-2019 yıllarında toplamda 222 ilçe ve beldeye doğal gaz arzının sağlanması planlanmaktadır. Böylelikle, 2019 yılı sonu itibarıyla, doğal gaz kullanan ilçe sayısının toplamda 550’nin üzerinde olması hedeflenmektedir. (EPDK, 2017/a)

2016 yılı sonu itibarıyla, doğal gaz kullanan abone ve serbest tüketici sayısı 13 milyona ulaşmıştır. Türkiye İstatistik Kurumunun (TÜİK) 2016 yılı verilerine göre, ortalama hanehalkı büyüklüğünün 3,5 kişi/hane olduğu göz önüne alındığında, doğal gaz dağıtım sektöründe yaklaşık olarak 50 milyon nüfusa ulaşıldığı; ülkemizin toplam nüfusunun 80 milyona yaklaştığı dikkate alındığında ise, 2016 yılı sonu itibarıyla nüfusumuzun yaklaşık olarak %65’ine doğal gaz ulaştırıldığı söylenebilir. (TÜİK, 2016)

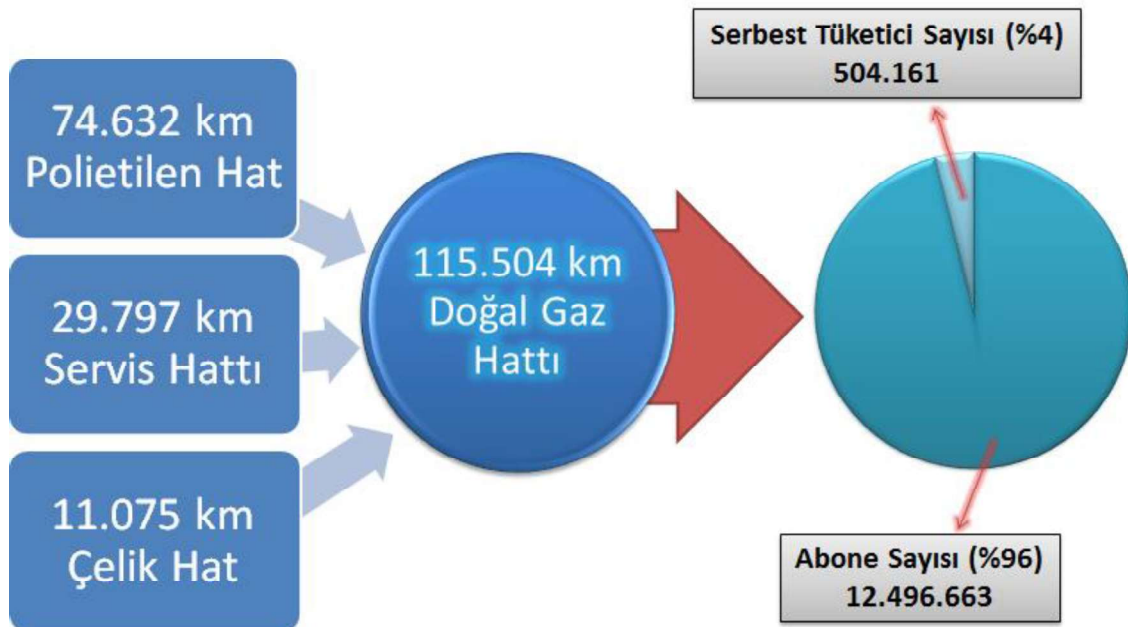
Söz konusu hedefler çerçevesinde, EPDK’nin son yıllarda başarıyla gerçekleştirmiş olduğu ihaleler ile doğal gazın dağıtımında ulaşılmak istenilen ilçe ve beldeler göz önüne alındığında; 3 yıl içerisinde ilave 2 milyon abone ve serbest tüketici artışı olacağı, bu artışın ise yaklaşık 8-10 milyon nüfusa tekabül edeceği; böylelikle, 2019 yılı sonuna kadar doğal gazdan faydalanan nüfusun 60 milyona ulaşacağı

söylenbilir. Bu da 2019 yılı toplam nüfusumuzun²² yaklaşık %75'ine tekabül edecektir. (TÜİK, 2016/a)

2.3.7.3. Doğal Gaz Dağıtım Şirketlerinin Yatırımları

Doğal gaz dağıtım sektöründe faaliyet gösteren dağıtım şirketleri, 2006 yılı sonundan 2016 yılı sonuna kadar şebeke yatırımlarını daha önceki yıllara göre 3,5 kat arttırmıştır (Gazbir, 2017). Dağıtım sektöründe faaliyet gösteren şirketler tarafından yapılan toplam yatırım tutarı 2016 yılı sonu itibarıyla 13 milyar TL'yi geçmiştir (EPDK, 2017). Sektör tarafından, doğal gazın ülkemizde yaygınlaştırılmasına ilişkin bahse konu hedefler doğrultusunda 2017-2019 yılları arasında 1 milyar ABD Doları şebeke yatırımı yapılacağı öngörülmektedir.

2016 yılı sonu itibarıyla, dağıtım lisansı almış olan şirketler tarafından inşa edilen toplam doğal gaz boru hattı uzunluğu yaklaşık 116 bin km'ye ulaşmıştır. Söz konusu hatların dağılımına bakıldığında; hatların yaklaşık 11 bin km'sinin çelik hattan, 75 bin km'sinin alçak basınçlı polietilen hattan ve 30 bin km'sinin polietilen servis hattından oluştuğu görülmektedir (Şekil 2.7). İnşa edilen bu hatlarla, yaklaşık 12,5 milyonu abone olmak üzere toplamda 13 milyon adrese ulaşılmıştır. (ibid)



Şekil 2.7. 2016 Yılı Sonu İtibarıyla Doğal Gaz Dağıtım Şirketlerinin Yatırımları ve Tüketiciler

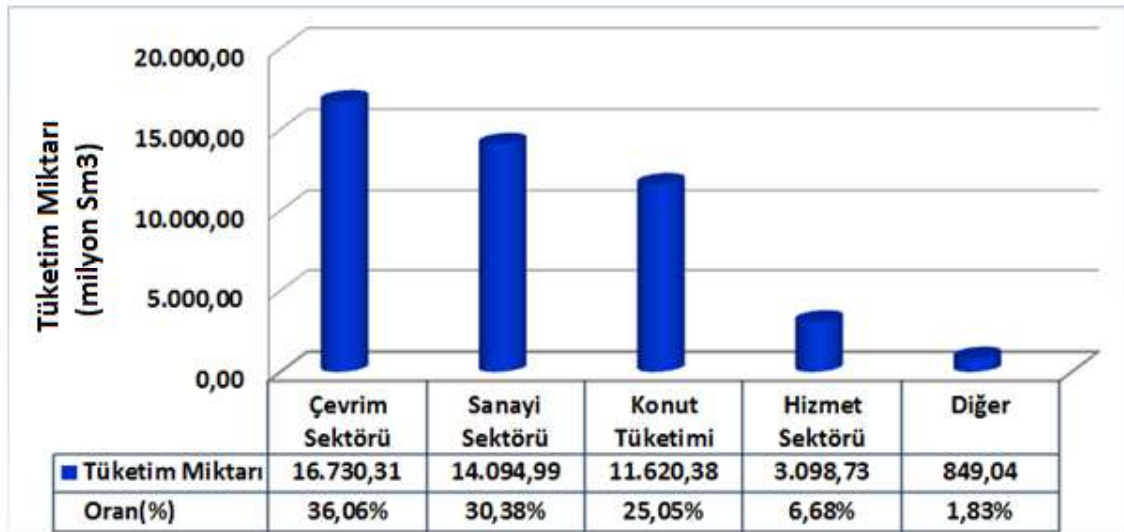
²² TÜİK'in yapmış olduğu "Nüfus Projeksiyonları 2013-2075" istatistiğine göre, 2019 yılında Türkiye nüfusunun yaklaşık 81 milyon olacağı öngörülmektedir.

Doğal gaz dağıtım sektöründe yatırımlar hızla devam etmekte olup gelişen ve değişen dağıtım şebekeleriyle²³ birlikte abone ve serbest tüketici sayısında günden güne artış meydana gelmektedir. Abone sayısının tarihsel gelişimi incelendiğinde, ülkemizde doğal gaz dağıtım sektöründen hizmet alan abone sayısı 2006 yılında 6,1 milyon seviyesinde iken, 2016 yılı sonu itibarıyla bu sayının yaklaşık olarak 12,5 milyona ulaştığı görülmektedir. Bu rakamlar da bize, son 10 yılda abone sayısında %103'lük bir artış meydana geldiğini göstermektedir. (EPDK 2017/a, Gazbir 2017)

2.3.8. Doğal Gaz Tüketimi ve Arz-Talep Dengesi

2.3.8.1. Doğal Gaz Tüketimi

Ülke olarak 2016 yılı sonu itibarıyla tüketilen doğal gaz miktarı, geçtiğimiz yıla oranla %3,34'lük düşüş göstererek 46,4 milyar Sm³ olmuştur. 2016 yılı tüketiminin sektörel dağılımı yüzdesel olarak incelendiğinde (Şekil 2.8), tüketimin yaklaşık olarak %36'sının elektrik üretim çevrim santrallerinde, %30'unun sanayide ve %25'inin konutlarda tüketilmiş olduğu görülmektedir. (EPDK, 2017)

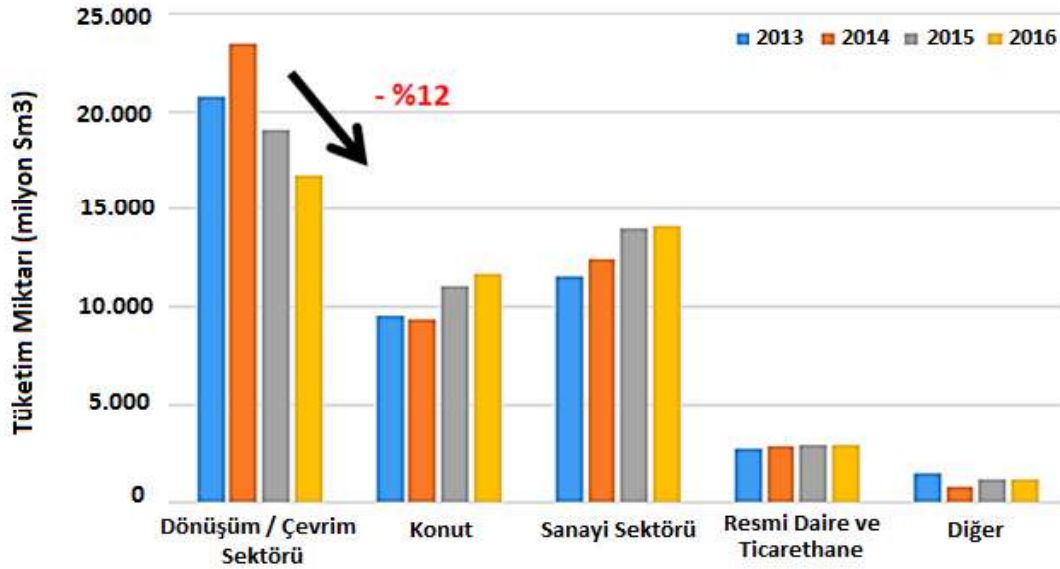


Şekil 2.8. 2016 Yılı Doğal Gaz Sektörel Tüketim Dağılımı

2015 yılına oranla meydana gelen %3,34'lük doğal gaz tüketim düşüşünün nedeni irdelendiğinde, Şekil 2.9'dan da görüleceği üzere, söz konusu düşüşün elektrik

²³ Dağıtım şebekesi: Bir dağıtım şirketinin belirlenmiş bölgesinde, işlettiği doğal gaz dağıtım tesisleri ve boru hatlarıdır.

üretimi için kullanılan doğal gaz miktarında azalma olmasından kaynaklandığı ortaya çıkmaktadır. Elektrik üretimi için kullanılan doğal gazın miktarında, 2016 yılı sonu itibarıyla, bir önceki yıla oranla yaklaşık %12 azalma meydana gelmiştir. Diğer taraftan, söz konusu şekildeki verilerden de anlaşılabacağı üzere, geçen yıla oranla doğal gazın konut tüketiminde belirgin bir şekilde artış meydana geldiği, sanayi tüketiminde ise az miktarda artışın olduğu görülmektedir.



Şekil 2.9. 2013-2016 Yılları Arası Doğal Gaz Sektörel Tüketim Dağılımı

Bununla birlikte, EPDK tarafından 2018 yılı Mayıs ayı ortasında açıklanan sektör raporu incelendiğinde, 2017 yılı içerisinde yaklaşık 54 milyar Sm^3 doğal gaz tüketildiği ve 2016 yılına oranla doğal gaz tüketiminde %16 civarında artış meydana geldiği anlaşılmaktadır (EPDK, 2018). Diğer yandan, Enerji Piyasası Düzenleme Kurulunun 2018 yılı ulusal doğal gaz tüketim tahmini, doğal gazın üst ısı değeri²⁴ 9.155 kcal/m^3 kabul edildiğinde yaklaşık olarak $54,5 \text{ milyar Sm}^3$ olacağı yönündedir. (EPDK Kurul Kararı, 7649-1 ; 2018)

²⁴ Üst ısı değeri, belirli bir sıcaklık derecesinde bulunan 1 m^3 gazın tam yanma için gerekli minimum hava ile karıştırılarak herhangi bir ısı kaybı olmadan yakıldığında ve akabinde yanma ürünleri başlangıç derecesine kadar soğutulup karışımındaki su buharı yoğunlaştırıldığında açığa çıkan ısı miktarıdır.

2.3.8.2. Doğal Gaz Arz-Talep Dengesi

Ülkemizde doğal gaza talebin her geçen gün artmasına karşın, yurt içi doğal gaz rezervleri ile üretim miktarlarının bu talepleri karşılamak için yeterli olmamasından dolayı, 2016 yılında arz güvenliği açısından doğal gaz ithalatı zorunlu olmuştur. Bu çerçevede, ülkemizin toplam doğal gaz arzının % 0,79'u sınırlarımız içerisinde üretilen doğal gaz ile, geriye kalan % 99,21'lik kısmı ise yurt dışından ithal edilen doğal gaz ile karşılanmıştır. (EPDK, 2017)

Şekil 2.9'daki tüketim verileri incelendiğinde, doğal gazın en fazla tüketildiği alanların sırasıyla elektrik santralleri, sanayi ve konut olduğu anlaşılmaktadır. Ülkemizde doğal gaz tüketiminde arz-talep dengesizliğini meydana getiren en önemli etki mevsimsel dalgalanan tüketici profilidir, yani konut tüketicisidir. Söz konusu mevsimsel dalgalanmalar, nüfus artışı ve abone penetrasyonu ile doğru orantılıdır (Semadeni, 2003). Doğal gazda meydana gelen maksimum çekişlerin kışın soğuk havalarda olması, buna karşın, minimum çekişlerin hava ısındıkça meydana gelmesi, doğal gaz tüketim dalgalanmasının mevsimsel nedenlerle yani konut penetrasyonu ile alakalı olduğunun en büyük göstergesidir. Doğal gaz talebinin mevsimselliğini azaltan ve tüketimdeki dalgalanmaları ortadan kaldıran başlıca büyük tüketiciler ise elektrik santralleri ve sanayicilerdir.

2.4. Türkiye'nin Taraf Olduğu Uluslararası Transit Doğal Gaz Boru Hattı Projeleri

2.4.1. Trans Anadolu Doğal Gaz Boru Hattı Projesi (TANAP)

TANAP projesinin amacı, Azerbaycan'ın Hazar Denizindeki Şah Deniz-2 Gaz Sahası ve Hazar denizinin güneyindeki diğer sahalarda üretilen doğal gazın öncelikle Türkiye'ye, ardından Avrupa'ya taşınmasıdır. TANAP, Güney Kafkasya Boru Hattı (SCP) ve Trans-Adriyatik Boru Hattı (TAP) ile birleşerek Güney Doğal Gaz Koridorunu oluşturmaktadır. (Tanap, 2017)

TANAP hattı, Türkiye-Gürcistan sınırında Ardahan ili Posof ilçesinden başlayarak, imal edilecek toplam 1.850 km ana hat ile ülkemizin 20 vilayetinden

geçtikten sonra Yunanistan sınırında Edirne'nin İpsala ilçesinde son bulacaktır. Akabinde, Avrupa ülkelerine gaz tedarik edecek olan TAP'a bağlanacaktır (ibid). Söz konusu proje kapsamında; 2018 yılından itibaren, Türkiye sınırları içerisinde biri Eskişehir ve diğeri Trakya'da olmak üzere, ulusal doğal gaz iletim şebekesine bağlanılacak olan iki çıkış noktasından ülkemize yıllık 6 bcm, 2020 yılından itibaren ise, Avrupa'ya yıllık 10 bcm doğal gaz arzının sağlanması hedeflenmektedir.²⁵ Projeye ilişkin faaliyetler SOCAR'ın %58, BOTAŞ'ın %30 ve British Petroleum'un (BP) %12 hisse ile ortak olduğu TANAP Doğal Gaz İletim A.Ş. tarafından yürütülmektedir.²⁶ (ETKB, 2017)

2.4.2. TürkAkım Gaz Boru Hattı Projesi (Türk Akımı)

Türk Akımı projesinin amacı, Türkiye ve Güneydoğu Avrupa pazarlarını hedef alan her biri 15,75 bcm kapasitesindeki iki hatla toplam 31,5 bcm Rus gazının Karadeniz altından aktarılmasıdır. Bu kapsamda, her iki hat da Rusya Federasyonu'ndan başlayarak Karadeniz üzerinden ülkemizin Karadeniz kıyısındaki alım terminaline getirilecektir. Bu noktadan, Türkiye'ye doğal gaz arzı sağlayacak olan birinci hattın alıcı terminal ve bağlantı hatları BOTAŞ tarafından yapılacaktır. Güneydoğu Avrupa pazarını hedefleyen ve AB sınırına kadar uzanacak ikinci hattın inşası ve işletimi, %50 oranında ortaklık payı ile iki ülkenin şirketleri tarafından kurulacak yeni bir şirket tarafından gerçekleştirilecektir. Proje kapsamında, ilk olarak birinci hattın inşasının yapılması planlanmaktadır. Devamında ise, Rusya Federasyonu ile AB üyesi ülkelerin aralarında yapacağı veya yapmayacağı anlaşmalar çerçevesinde ikinci hattın inşasının gerçekleştirilip gerçekleştirilmeyeceği netlik kazanacaktır. Türk Akımı sayesinde hâlihazırda Batı Hattından alınan 14 bcm doğal gazın aracısız ve daha da önemlisi Ukrayna transit risklerinden bağımsız bir şekilde topraklarımıza ulaşması enerji güvenliğimiz açısından önem taşımaktadır. Böylelikle, ülkemize taşınan doğal gazın, üçüncü taraflardan kaynaklı muhtemel kesintilere maruz kalmaması sağlanmış olacaktır. Proje takvimine göre, birinci hattın 2019 sonunda işletmeye alınması planlanmaktadır. (ETKB, 2017/a)

²⁵ TANAP'ın açılışı 12/06/2018 tarihinde Eskişehir'de yapılmıştır.

²⁶ SOCAR, Azerbaycan devletinin petrol şirketidir.

ÜÇÜNCÜ BÖLÜM

3. DOĞAL GAZ DAĞITIM ŞEBEKELERİ

Doğal gaz, kaynağından çıkarılıp rafine edildikten sonra tüketilecek noktalara boru hatları, CNG veya LNG formunda ulaştırılmaktadır. Bu yollarla şehir girişlerine kadar getirilen gazın şehir içi dağıtımı, EPDK tarafından 30 yıl süreyle yetkilendirilmiş doğal gaz dağıtım şirketlerince gerçekleştirilmektedir. Söz konusu dağıtımın sağlanmasını teminen inşa edilecek olan şebekeler için, ilgili mevzuat²⁷ ve Çevresel Etki Değerlendirme Yönetmeliği göz önüne alınmak kaydıyla doğal gaz dağıtım lisansı ihale şartnameleri esas alınır.

Doğal gazın ülkemiz genelinde yaygınlaştırılması çalışmalarının arttığı bu dönemde, doğal gazın abonelere ve serbest tüketicilere ulaştırılabilmesi için gerekli altyapı ve üstyapı yatırımlarının ivedilikle hayata geçirilmesi gerekir. Bu kapsamda, dağıtım bölgelerine boru hatları ile iletim sağlanacak ise söz konusu iletim şebekesi ve dağıtım şebekesinin, iletim şebekesinin boru hatları ile ulaştırılmasının teknik olarak mümkün olmadığı ve/veya ekonomik olarak fizibil görülmediği yerlerde ise CNG ve/veya LNG dolum ve boşaltım tesisleri ile dağıtım şebekesinin eş zamanlı olarak yürütülecek yatırımlar çerçevesinde tamamlanması gerekir.

EPDK tarafından gerçekleştirilen doğal gaz dağıtım lisansı ihale şartnamesinin gereği olarak; dağıtım lisansı almaya hak kazanan şirketler tarafından dağıtım şebekesi için gerekli olan tasarım, yapım, malzeme, montaj, işletmeye alma ve işletmeye ilişkin usul ve esaslar hususunda Doğal Gaz Piyasası Tesisler Yönetmeliği ve doğal gaz dağıtım lisansı ihale şartnamesinin “Temel Teknik Kriterler” bölümündeki ilgili hükümler kapsamında dağıtım faaliyetleri yürütülür. Doğal gaz dağıtım şebekesindeki tesis ve ekipmanların tümünde standartlara uygun malzeme kullanılır. Dağıtım şebekesinin işletmeye alınması sırasında ulusal ve uluslararası standartlarla birlikte, imalatçı firmaların tavsiyelerine de uyulması gerekir. İnşa edilecek doğal gaz dağıtım

²⁷ İlgili mevzuat: Doğal gaz piyasasına ilişkin Kanun, Yönetmelik, Tebliğ, Genelge, Kurul Kararı ve ilgili tüzel kişilerin sahip olduğu lisans veya lisanslardır.

şebekeleri, dağıtım şirketinin yetkili olduğu dağıtım bölgesinde kesintisiz doğal gaz beslemesini temin edecek şekilde tasarlanır (DGDLİŞ, 2003-2017). Ancak, Kanun öncesinde dağıtım lisansı alarak bölgesinde dağıtım faaliyetlerini yürüten şirketler, söz konusu lisanslarını ihale kapsamında almadığından dolayı sorumlu oldukları herhangi bir ihale şartname hükmü bulunmamaktadır. Bahse konu dağıtım şirketleri her ne kadar ihale şartname hükümlerine tabi olmasa da, faaliyetlerini ilgili mevzuat çerçevesinde yürütmekle mükelleftir.

Bu bölümde; doğal gaz dağıtım yöntemlerine ilişkin dağıtım şebekesini oluşturan istasyon ve tesisler ile birlikte bunları meydana getiren ana ünite ve ekipmanlar hakkında bilgi verilmektedir.

3.1. Doğal Gaz Dağıtımında Boru Hattı Taşımacılığı

Kaynağından çıkarılıp işlendikten sonra ulusal iletim şebekesine taşınan doğal gaz, şebekede kullanılan yüksek basınçlı boru hatları ve kompresör istasyonları ile ülkemizin dört bir yanına ulaştırılarak tüketime konu şehirlerin girişlerine kadar getirilir. Bu noktada, şehirlerin girişlerinde inşa edilmiş olan ve şehir giriş istasyonu (RMS-A) adı verilen A tipi basınç düşürme ve ölçüm istasyonlarında²⁸ doğal gazın ölçümü yapılarak basıncı düşürülerek öncelikle şehir içi orta basınç hatlarına aktarımı sağlanır. Akabinde, orta basınçlı hatların bitiminde yer alan şehir içi bölge istasyonlarından (RS-B) geçirilen doğal gaz, şehir içi alçak basınçlı hatlara dağıtılır ve abone ile serbest tüketicilerin kullanımına hazır hale getirilir. (Şekil 3.1)

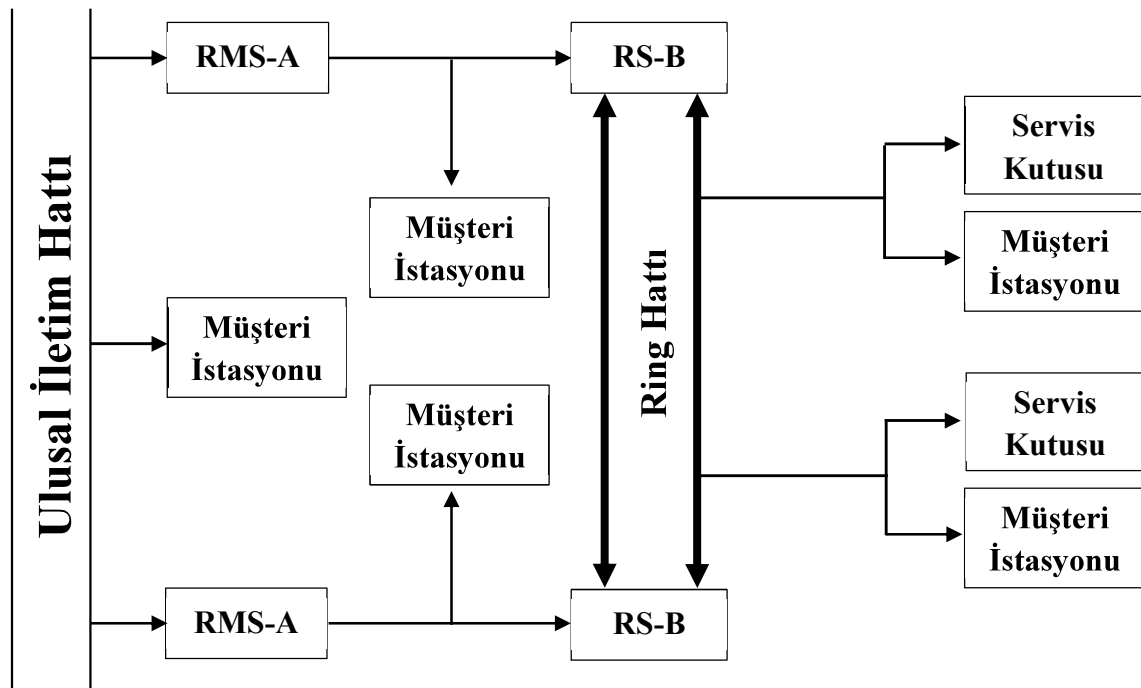
Serbest tüketicilerin, yüksek basınç²⁹ veya orta basınçta³⁰ doğal gaz talep etmeleri durumunda ise; doğal gaz, bölgede lisanslı dağıtım faaliyetlerini sürdüren dağıtım şirketinin dağıtım bölgesinde yapacağı şebeke tasarımına göre, ulusal iletim hattından alınacak bir branşman vasıtasıyla A tipi müşteri istasyonundan geçirilerek

²⁸ A tipi istasyon/A tipi basınç düşürme ve ölçüm istasyonu: Doğal gazın; boru hatları ile iletildiği noktalarda ulusal iletim hattından gelen basıncını, CNG ile iletildiği noktalarda ise sıkıştırılmış haldeki doğal gazın basıncını düşüren istasyon tipidir.

²⁹ Yüksek basınç: Şebeke işletme basıncının 50 bar ve üstünde olduğu basınç sınıfı olarak kabul edilmiştir.

³⁰ Orta basınç: Şebeke işletme basıncının $6 < x < 50$ bar aralığında olan basınç sınıfı olarak kabul edilmiştir.

veya şehir içi orta basınçlı hattan alınacak bir bransman vasıtasıyla B tipi³¹ müşteri istasyonundan geçirilerek serbest tüketicilerin kullanımına sunulur. (Şekil 3.1)



Şekil 3.1. Doğal Gazın Boru Hatları İle İletilmesi Durumunda Şehir İçi Dağıtım Şebekesinin Şematik Görünümü

Doğal gaz ulaştırma faaliyetinin güvenli olması, çevreye zarar vermemesi, enerji kaybının az yaşanması, bakım maliyetinin düşük olması ve gaz arzının kesintisiz bir şekilde temin edilebilmesi gibi nedenlerinden dolayı boru hattı taşımacılığı dağıtım şirketleri tarafından en çok tercih edilen dağıtım yöntemidir.

3.1.1. Şehir Besleme Hattı

Şehir giriş istasyonunu ulusal iletim şebekesine bağlayan, mülkiyeti ve işletimi BOTAŞ'a ait olan yüksek basınçlı çelik boru hattıdır. Doğal gaz arzı sağlanacak olan dağıtım bölgesi için, dağıtım şirketi tarafından öncelikle ulusal iletim şebekesi üzerinde bransman bağlantı (take-off) vanası olup olmadığı iletim şirketinden öğrenilir. Take-off vanası var ise, iletim şirketinden söz konusu vananın lokasyonuna ilişkin bilgi alınarak

³¹ B tipi istasyon: Orta basınçlı dağıtım hattından gelen gazın basıncının düşürüldüğü, ayrıca gerekli durumlarda gazın ölçümünün de yapıldığı istasyonların genel adıdır.

vananın yeri tespit edilir; take-off vanası yok ise, iletim şirketinin ulusal iletim şebekesi üzerinde uygun gördüğü yerde take-off vana imalatı yapılır. Take-off vanası ile şehir giriş istasyonu arasında inşa edilecek olan şehir besleme hattının tasarımında, ulusal iletim şebekesi ile teknik uyumun sağlanmasını teminen söz konusu şebekeyi işleten iletim şirketinin teknik şartnameleri esas alınır. Bununla birlikte, şehir besleme hattının inşa edileceği araziye ilişkin izin ve kamulaştırma işlemleri kesinleştirilmeden bahse konu hattın inşaatına başlanamayacağı, doğal gaz dağıtım lisansı ihale şartnamelerinin gereğidir. (ibid)

Ayrıca, inşa edilecek olan şehir besleme hattının 6" veya 8" çapında ve uzunluğu 2.000 metrenin üzerinde olması durumunda ya da söz konusu hattın 10" ve üzerindeki çapta ve uzunluğu 1.000 metrenin üzerinde olması durumunda, anılan hattın üstüne PIG istasyonu³² tesis edilir.

Son yıllarda, doğal gazın ülkemiz geneline yaygınlaştırılması amacıyla ETKB ile EPDK'nın koordinasyonunda, BOTAŞ ve doğal gaz dağıtım şirketleri ile yapılan yatırım planlamaları, fizibilite ve proje çalışmaları neticesinde; şehir besleme hatlarına ilişkin yatırımlar, BOTAŞ veya ilgili dağıtım şirketi tarafından münhasıran yapılabildiği gibi, BOTAŞ ve ilgili dağıtım şirketince müştereken de yapılabilmektedir. (EPDK Kurul Kararı, 6867-6; 2017)

3.1.2. Şehir Giriş İstasyonu (RMS-A)

RMS-A, ulusal iletim şebekesine şehir besleme hattı ile doğrudan bağlanır. Söz konusu istasyon, doğal gazın kontrolünün iletim şirketinden dağıtım şirketine geçtiği ticari teslim noktasıdır. Bir nevi, boru hatları ile dağıtım yöntemi için doğal gaz dağıtım sürecinin başladığı istasyondur.

RMS-A'nın ana fonksiyonları (Türkel, 2012);

- Ulusal iletim şebekesinden gelen doğal gazın filtrelenerek temizlenmesi,
- İstasyondan geçen ve dağıtım bölgesine ulaştırılan doğal gazın ölçümü,

³² Pig istasyonları, şehir besleme hattının iç cidarının temizlenmesi amacıyla piglerin atıldığı ve geri alındığı istasyonlardır.

- Doğal gazın istasyon çıkış basıncının şebeke ihtiyaçlarına göre ayarlanması,
- İstasyonda ölçülen bilgilerin SCADA³³ merkezine iletilmesi,
- Doğal gazın istasyon çıkışında kokulandırılması,
- Ulusal iletim şebekesinden alınan doğal gazın kalorifik değerinin belirlenmesi,
- Acil durumlarda şehre dağıtılacak olan doğal gazın otomatik olarak kesilebilmesidir.



Şekil 3.2. Şehir Giriş İstasyonu (“ahsen”, t.y.)

Dağıtım şirketinin, lisanslı faaliyetlerini sürdürdüğü dağıtım bölgesinde gerçekleştirdiği doğal gaz dağıtımına esas olmak üzere, inşa edilmesi planlanan şehir giriş istasyonunun yeri, kapasitesi, ulusal iletim hattına olan mesafesi TÜİK verileri doğrultusunda tahmin edilen nüfus değişimleri ve nazım imar planları dikkate alınarak 30 yılın sonunda tüketime konu şehirde oluşabilecek yapılaşmaya uygun şekilde inşa edilir.

Şehir giriş istasyonunun dağıtım şirketi tarafından inşa edilmesi durumunda; istasyona ilişkin tasarım³⁴, gerekli olan tüm testler ve hatların kullanıma hazır hale getirilip gazlanmasına kadarki süreç iletim şirketi ile koordinasyon içinde

³³ SCADA: Uzaktan kontrol ve gözleme sistemi

³⁴ Şehir giriş istasyonlarının tasarımlarında doğal gazın standart koşullarda (15°C, 1 atm) Bağıl yoğunluğu = 0,6; Kütle yoğunluğu = 0,74kg/m³ olduğu varsayılır. (BOTAŞ, 2017)

gerçekleştirilir.³⁵ RMS-A'ların bakımı veya arızası sırasında istasyondan geçen gaz akışının kesintiye uğramaması için, istasyon içerisindeki hatlar ekipmanları ile birlikte yedekli olarak tasarlanır ve imalatı yapılır. Böylelikle, söz konusu istasyonda hatların birinde arıza olması veya bakım yapılması durumunda yedek hat ve üzerindeki ekipmanlar otomatik olarak devreye girerek doğal gazın kesintisiz bir şekilde tüketicilere ulaştırılması sağlanır.

Boru hatları ile doğal gaz dağıtımının başladığı istasyon olarak kabul edilen RMS-A'nın kapasitesi, iletim şirketinin dağıtım şirketine alt basınç limitinde sağlayabileceği yük miktarı olarak kabul edilir.³⁶ Dağıtım şirketi, yetkili olduğu dağıtım bölgesinde gerçekleştireceği tüketim kapasitesi hesaplarında; nüfus değişimlerinin yanında bölge halkının tüketim alışkanlığı ile söz konusu halkın %100 penetrasyon oranında doğal gaz kullanacağı ve ayrıca konut, ticarethane ve sanayi tesislerinin geleceğe yönelik projeksiyonlarını dikkate alır. Diğer yandan, RMS-A'ların kapasitesine ilişkin olarak, dağıtım bölgesinin mühendislik yaklaşımı dosyasına³⁷ göre tespit edilen kapasite ihtiyacı 100.000 m³/h'yi aşanlar için dağıtım bölgesinin fiziki büyüklüğüne bağlı olarak en az 2 adet RMS-A'nın inşa edilmesi, söz konusu istasyonların her birinin normal çalışma rejimlerinde dağıtım bölgesine %100 oranında gaz arzını sağlaması ve herhangi bir şehir giriş istasyonunun devre dışı kalması durumunda ise ilgili dağıtım bölgesinde en az %70 oranında gaz arzının sağlanması doğal gaz dağıtım lisansı ihale şartname hükümlerinin gereğidir. (DGDLİŞ, 2003-2017)

RMS-A'ların kurulacağı alanlar tespit edilirken, ilgili iletim şirketiyle koordinasyon içinde dağıtım bölgesinin nazım ve uygulama imar planları, jeolojik ve coğrafik konumu, gelişme ve genişleme bölgeleri ile iklim şartları göz önüne alınarak; belediye hizmetlerinden faydalanan, ulaşım ve işletme faaliyetinin kolay yürütüldüğü, çok yoğun yapılaşmanın olmadığı ve mümkün olduğu kadar kamulaştırma

³⁵ Şehir giriş istasyonlarının arazi, inşaat, mekanik, otomasyon ve elektrifikasyonuna ilişkin iş ve işlemler BOTAŞ'ın güncel teknik şartnamelerine göre tesis edilir.

³⁶ Örnek: 35-70 bar basınç aralığı olan RMS-A'nın kapasitesi, 35 bar'da sağlayabileceği yük miktarı üzerinden hesaplanır.

³⁷ İhaleyi kazanan dağıtım şirketi, yetkili olduğu dağıtım bölgesindeki imalat çalışmalarına başlamadan önce; tasarım ve projelendirmeye esas teşkil eden mühendislik hesaplarının, dayanak ve varsayımlarının, kullandığı norm ve standartların, şehir besleme hattı, orta basınçlı dağıtım hattı, alçak basınçlı dağıtım hattı, servis hattı ve istasyonların dizayn yaklaşımında kullandığı kabul, formül ve hesap yöntemlerinin, pafta, plan ve projelerin şekil ve içerik yönünden tabi olacağı usul ve esasların ayrı bölümler halinde belirlenerek açıklandığı mühendislik yaklaşım dosyasını hazırlar ve EPDK'ye sunar.

gerektirmeyecek bölgeler seçilir. Bununla birlikte, istasyonun güvenli bir şekilde işletilmesini teminen, istasyonun kurulması düşünülen yerin heyelan ve su baskını olabilecek bölgelerden uzak olması gerekir.

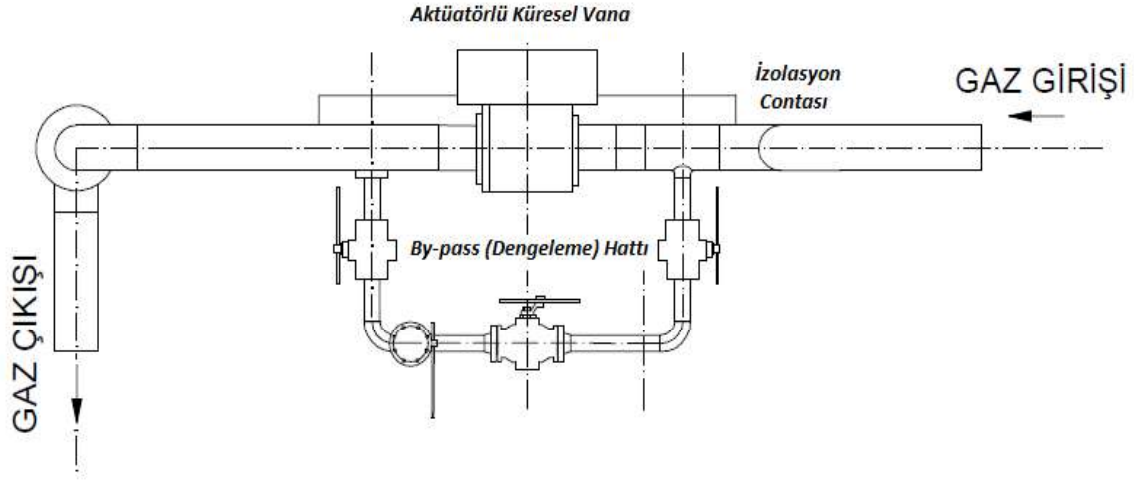
3.1.2.1. Şehir Giriş İstasyonunun Giriş, Çıkış ve İçerisindeki Ekipmanları

Bu bölümde anlatılacak olan istasyon ekipman ve uygulamaların pek çoğu, doğal gaz dağıtım şebekesindeki diğer istasyonlarda kullanılan ekipman ve uygulamalar ile aynı olduğundan, mükerrerlik oluşmamasını binaen diğer istasyonları tanıtırken benzer ekipman ve uygulamaların detaylarına tekrar girilmeyecektir. Bu nedenle, tezin konusuna ilişkin teknik kısmın eksiksiz bir şekilde anlaşılabilmesi ve sonraki bölümlerde tercih edilecek ekipmanlara ilişkin sağlıklı değerlendirmenin yapılabilmesi adına bu bölüm büyük önem arz etmektedir. Tezin bütünlüğünden kopmamak amacıyla, RMS-A'nın tüm ekipman ve uygulama detaylarına girilmemiş olup genel itibarıyla diğer istasyon ve tesisler ile kıyaslama yapılabileceği hususlara yer verilmiştir. RMS-A'larda kullanılmayan ancak diğer istasyon ve tesislerde kullanılan önemli ekipman ve uygulamalar ilgili bölümlerde tanıtılacaktır.

3.1.2.1.1. Giriş ve Çıkış Vana Grupları

Şehir besleme hattından gelen doğal gazın, RMS-A'ya girişini ve RMS-A'dan orta basınç dağıtım şebekesine aktarımını sağlayan vana gruplarıdır. Uzaktan kumanda ve elle kontrol edilebilen söz konusu vana gruplarının pozisyon bilgileri ile içerisinden geçen doğal gazın basınç ve sıcaklık değerleri kesintisiz olarak dağıtım şirketinin Sevkiyat Kontrol Merkezinden (SKM) izlenebilmektedir.

Giriş ve çıkış vana gruplarının ana bileşenleri: izolasyon contası, aktüatörlü küresel vana, by-pass (dengeleme) hattı, basınç ve sıcaklık göstergeleri ile aktarıcılardır (transmitter). (Şekil 3.3)



Şekil 3.3. Ulusal İletim Şebekesinden Şehir Giriş İstasyonuna Gelen Doğal Gazın Giriş Vana Grubundan Geçişi (BOTAŞ, 2017)

Giriş ve çıkış vana gruplarında kullanılan;

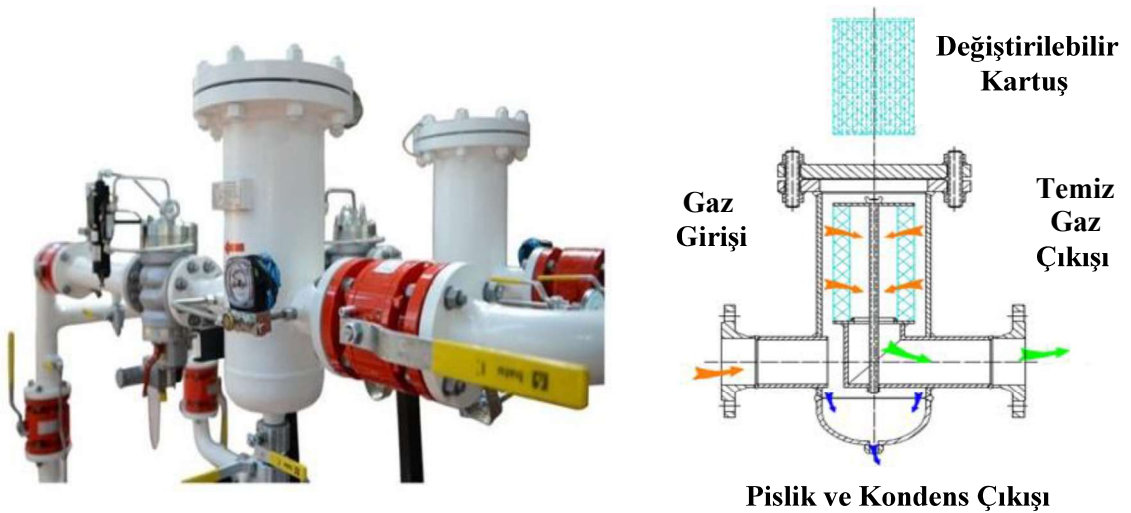
- İzolasyon contaları, ulusal iletim hattı ile RMS-A arasında ve RMS-A ile orta basınç dağıtım şebekesi arasında yalıtım sağlar. İzolasyon contası, giriş vana grubunda dengeleme hattından önce kullanılıyor iken, çıkış vana grubunda dengeleme hattından sonra kullanılır. Böylelikle, katodik korumalı yapılar ile yüzeyde topraklanmış korumasız yapılar birbirinden elektriksel olarak ayrılır.
- Aktüatörlü küresel vana; istasyon giriş ve çıkış basıncının istenmeyen değerlerde olması, deprem, yangın vb. afetlerde sistemin güvenliği ve devamlılığını tehlikeye düşüren durumlarda devreye girerek gazın istasyona girmesini ve/veya çıkmasını engeller.
- Dengeleme hattı, şehir giriş istasyonunun ilk devreye alınmasında ana vananın (aktüatörlü küresel vana) her iki tarafındaki gaz basıncını eşitlemek amacıyla kullanılır. Böylelikle, ana vananın gaz basıncı farkından dolayı çizilmesinin, burulmasının veya diğer mekanik etkilerden zarar görmesinin önüne geçilir.

3.1.2.1.2. Filtreleme

Ulusal iletim hattından şehir giriş istasyonuna ulaşarak giriş vana grubunu geçen doğal gaz, basınç düşürme ve ölçüm ekipmanlarına girmeden önce içerisinde yer alan tozların, parçacıkların ve sıvıların tutulması için filtreleme işlemine tabi tutulur.

Filtreleme bölümünde asgari olarak; otomasyon sistemine bağlanmış³⁸ biri aktif, diğeri yedek olmak üzere iki paralel hattan oluşan ve her bir hat üzerinde üç mikron ve daha büyük partikülleri en az %99 oranında tutan, maksimum gaz akışında en fazla 100 mbar fark basıncı yaratan özellikte kartuşlu filtre grubu bulundurulur. (BOTAŞ, 2017)

Doğal gaz içerisindeki katı partiküller, kartuş filtre grubunun girişinde filtreye takılır ve orada tutulur. Filtreleme ortamından geçen gazın içerisinde yer alan ince sıvı damlacıkları ise o ortamda birbirleriyle birleşir. Gaz, filtrenin çıkışına doğru ilerlerken elekten geçirilerek içerisindeki sıvıların ayrılması sağlanır. Kartuş filtre grubunun alt kısmında drenaj³⁹ edilen sıvıyı depolayan bölüm bulunmaktadır. Depolanan sıvı seviyesi, kontrol elemanları üzerine monte edilen seviye gösterge cihazlarından izlenebilmektedir. Söz konusu bölümde hacimsel olarak iki seviye vardır. İlk seviye alarm için, ikinci seviye ise filtreleme grubunun devre dışı kalması içindir. Aktif olarak çalışan filtre grubunun devre dışı kalması durumunda diğer hattaki filtre grubu devreye girerek gaz akışında süreklilik sağlanır.



Şekil 3.4. Kartuşlu Filtre ve Çalışma Prensibi ("doğalgazistasyonu", t.y.)

³⁸ 07/04/2016 tarihli ve 6196 sayılı Kurul Kararı gereğince, filtreleme bölümündeki filtre doluluk bilgileri ve oluşabilecek alarm durumları SKM üzerinden tarih/saat etiketli olarak izlenebilmelidir.

³⁹ Drenaj, herhangi bir yerdeki sıvının doğal veya yapay yollarla uzaklaştırılmasına yönelik yapılan çalışmalardır.

Filtreleme bölümünde, kartuş filtre grubundan hemen önce kullanılabilecek “Y filtre” veya “siklon filtre” grubu, şehir giriş istasyonuna gaz ile birlikte gelen büyük katı partiküller⁴⁰ ile yoğun sıvı partiküllerin bu aşamada ayrıştırılmasını sağlar. Böylelikle, kartuş filtre grubuna geçen partikül sayısı azaltılarak daha hassas filtrasyon yapılmasına olanak sağlanır.

Filtreleme bölümünde yer alan tüm filtre grupları ‘ASME SEC.III DIV.I’ a uygun olarak imal edilir. Filtreleri üreten firmaların ASME belgesine sahip olmaması durumunda ise, filtreler akredite olmuş firma tarafından Basınçlı Ekipmanlar Yönetmeliği 2014/68/EU kapsamında sertifikalandırılır. (ibid)

3.1.2.1.3. Isıtma

Doğal gazın, ulusal iletim hattından son kullanıcı tüketim noktalarına taşınması durumunda zaman zaman basıncının artırılması gerekir. Bu maksatla, ulusal iletim hattına bağlı kompresör istasyonları kullanılmaktadır. Kompresör istasyonlarına giren doğal gaz, basıncı artırıldıktan sonra söz konusu istasyon çıkışında 38-49 °C arasındaki sıcaklıkta ulusal iletim hattında yoluna devam eder. Bahse konu hatta ilerleyen doğal gazın sıcaklığı, hattı çevreleyen toprağın sıcaklığı ile arasındaki fark nedeniyle hızlı bir düşüş gösterir ve doğal gazın sıcaklığı şehir giriş istasyonlarına ulaşana kadar genellikle toprak altı sıcaklığına eşit duruma gelir. Bu nedenle, söz konusu boru hatlarında oluşabilecek muhtemel donmaların önüne geçilebilmesi için anılan boru hatlarının don noktasından⁴¹ daha alt seviyelerde imalatı yapılır. (Akyol, t.y.)

Buna karşın, şehir giriş istasyonuna ulaşan doğal gazın basıncının düşürülecek olması, gazın sıcaklığının azalmasına neden olur. Joule-Thomson diyagramları baz alınarak yapılan hesaplamalarda, doğal gazdaki 1 bar’lık basınç düşümünün gazın sıcaklığında yaklaşık 0,5°C’lik azalmaya neden olduğu anlaşılmıştır. İstasyona giren gazın toprak altı sıcaklığında olmasından dolayı, istasyonda gerçekleşecek yüksek basınç düşümü sonrasında gaz sıcaklığının suyun donma noktasının aşağısına inmesi muhtemeldir. Bu durum, doğal gazın içerisinde bulunan küçük su zerreciklerinin donarak regülatör valflerinin tıkanmasına neden olabilir. Basınç düşürme sonrasında

⁴⁰ “Siklon filtre” ve “Y filtre” grupları ile 8 mikrondan büyük katı partiküller %98 oranında tutulabilir.

⁴¹ Don noktası, donun toprağa nüfuz ettiği ve toprak sıcaklığının 0°C’ye düşebildiği derinliktir.

ortaya çıkan sıcaklıkların, çoğu uygulamalarda suyun donması için gerekli kritik sıcaklıktan daha düşük olduğu tespit edilmiş ve buna bağlı olarak boru hatlarında tıkanma, deformasyon ve arızaların meydana gelebileceği anlaşılmıştır. (ibid)

Örneğin; Ağrı ilinin merkezinde 2016 yılında 50 cm toprak altında ölçülen en düşük sıcaklık 0,8°C'dir (Aksa Ağrı, 2017). Bu şartlardaki gazın, şehir giriş istasyonuna intikal eden basıncının 70 bar ve söz konusu istasyondan çıkış basıncının 19 bar olduğu varsayıldığında; gazdaki 51 bar'lık basınç düşümü gazın sıcaklığını 25,5°C düşürecek, bu durumda ısıtılma olmaması durumunda gazın regülasyon sonrası sıcaklığı -24,7°C'ye düşecektir.⁴²

Basınç düşürme ve ölçüm istasyonlarında bu gibi istenmeyen olayları önlemek amacıyla doğal gaz regülatörlere girmeden önce ısıtılır. Şehir giriş istasyonlarında iki tür ısıtıcı kullanılmaktadır: Bunlardan birincisi sahra tipi ısıtma, ikincisi ise eşanjör sistemli ısıtmadır. Sahra tipi ısıtmada, şehir giriş istasyonundaki gaz iki kısma ayrılır. Birinci kısım, sahra tipi kazan içerisindeki su yatağından geçirilerek ısıtılır ve daha sonra ısıtılmamış olan ikinci kısım ile harmanlanarak gazın sıcaklığının yükselmesi sağlanır. Diğer yöntem olan eşanjör sisteminde ise, kazan dairesinde veya kaskat⁴³ sisteminde ısıtılan su, pompalar yardımıyla regülasyonun hemen öncesinde eşanjöre gönderilir ve gazın sıcak su dolu eşanjörlerin arasından geçmesi sağlanır. Böylelikle, regülasyon öncesinde gazın ısıtılma prosesi tamamlanmış olur (Gazbir Yayın Komisyonu, t.y.). Bu kapsamda;

- Doğal gazın içeriğine göre donma oluşumuna sebep olabilecek minimum sıcaklık tespiti,
- Şehir giriş istasyonunun bulunduğu lokasyon ile orta basınç dağıtım hatlarının yer aldığı mahalın toprak altı sıcaklıkları,

⁴² Doğal gazın şehir giriş istasyonu girişinden regülatöre ulaşana kadarki kısımda sıcaklığının değişmediği varsayılmıştır.

⁴³ Yan yana kurulan kombilerin birbirine bağlanması ile oluşturulan sistemdir. Sistemdeki tüm kombiler bir beyne bağlanarak kontrollü olarak çalışması sağlanır. Gazı ısıtmak için kullanılacak suyun, istenilen sıcaklığa ulaşması amacıyla öncelikle ilk kombi çalışır. Eğer ilk kombi istenilen sürede söz konusu suyu ısıtamıyor ise ikinci kombi devreye girer. Sistemin büyüklüğüne göre kombi sayısı belirlenir ve gerektiğinde diğer kombilerin otomatik olarak devreye girmesi sağlanır. Kurulum ve işletim maliyetleri kazan dairesine göre daha ekonomiktir. Kazan dairesindeki ısıtma kaskat sistemi kadar hassas olmadığından, suyu ısıtmak için kullanılan doğal gazda gereğinden fazla tüketim olur.

- Orta basınç dağıtım hattının uzunluğu ve çapı göz önüne alınarak, orta basınç hattı içerisindeki gazın sıcaklığı ile toprak altı sıcaklık arasında ısı transferi neticesinde gazda meydana gelebilecek sıcaklık değişimi,
- Şehir içi bölge istasyonları ile B ve/veya C tipi müşteri istasyonlarda tekrardan basınç düşümü yaşanacağı,

hususları göz önüne alınarak şehir giriş istasyonunun gaz çıkış sıcaklığı⁴⁴ uygun bir değere ayarlanmalıdır.

İstasyon gaz çıkış sıcaklığının doğru tespiti ile, RMS-A dizaynlarında gereğinden fazla kazan, eşanjör ve bunlarla alakalı fittings ile vana gibi enstrümanların kullanılmaması neticesinde, istasyonun yatırım harcamaları ve işletme giderlerinde azımsanmayacak oranda tasarruf sağlanabilir. (Akyol, t.y.)

3.1.2.1.4. Regülasyon

Isıtılarak basıncının düşürülmesine hazır hale getirilen doğal gaz, regülatör kullanılarak şehrin ihtiyacına uygun şekilde istenilen basınç değerine getirilir. Basınç düşürme işlemi, regülatörün girişine intikal eden doğal gaz miktarının geçişinin sınırlandırılmasıyla, yani boru içerisindeki gaz geçiş kesitinin daraltılmasıyla gerçekleştirilir. Bu yöntem, kapalı kaplardaki gazların; basınç, hacim, molekül sayısı ve sıcaklık arasındaki bağlantıyı ifade eden ideal gaz denkleminde yararlanılarak geliştirilmiştir.

İdeal Gaz Denklemi: $P.V = n.R.T$ 'dir. Denklemdaki; P : *basıncı*; V : *hacmi*; n : *molekül sayısını*; R : *genel gaz sabitini* ve T : *sıcaklığı* ifade eder. Bu çerçevede, kapalı bir kap içerisinde bulunan gazın sıcaklığının ve molekül sayısının sabit tutularak hacminin artırılması, kaptaki gaz basıncını düşüreceğini açıkça ortaya koymaktadır.

Şehir giriş istasyonlarının giriş basıncı ulusal iletim şebekesini işleten BOTAŞ tarafından belli basınç aralığında (35-75 bar) garanti edilmektedir. Çıkış basınçları ise, dağıtım şirketlerinin işletme basınçları ve tesislerin ihtiyaç duydukları basınca bağlı

⁴⁴ İstasyon gaz çıkış sıcaklığının, regülasyon sonrası gaz çıkış sıcaklığı ile eşit olduğu varsayılmıştır.

olarak değişmektedir. Şehir giriş istasyonlarında dağıtım şirketinin tasarımına göre farklı tipte regülatörler kullanılmaktadır.

3.1.2.1.4.1. Regülatör Çeşitleri

1. Yay Tahrikli Regülatör: Şebekeden gelen gazın basıncını, giriş basıncındaki dalgalanmalardan ve/veya akış debisindeki değişkenliklerden bağımsız olarak, sabit bir çıkış basıncına düşürmektedir (“Fiogaz”, t.y.). Yay tahrikli regülatör, basınç değişimlerine karşı çok duyarlı olup kısa zamanda gaz geçiş vanasının açılıp kapanmasını sağlar. Regülatörün çalıştırılması ve bakımı kolaydır. Gaz tüketimi az olan ve tüketimde ani değişiklikler göstermeyen istasyonlarda kullanılır. Yay tahrikli regülatörler emniyet kapatma (Slam shut) vanası ile birlikte çalışır. Bahse konu vana, regülatörden çekilen gaz miktarında ani artışların olması nedeniyle meydana gelen anlık basınç düşümlerinde veya regülatörün çıkış basıncında herhangi bir nedenle meydana gelen aşırı yükselmelerde emniyetin sağlanması amacıyla gaz akışını durdurmaktadır (Gazbir Yayın Komisyonu, t.y.). Gaz akışı durduğunda, sistemin tekrar çalıştırılabilmesi için vananın manuel olarak açılması gerekmektedir.

2. Pilot Tahrikli Regülatör: Pilot tahrikli regülatörde, yay tahrikli regülatördeki membran üzerine etki eden yay kuvveti yerine, çıkış basıncına bağlı olarak kendi basıncını oluşturan pilot gazı basıncının kuvveti yer almaktadır. Bunun dışında, gerek çalışma şekli gerekse emniyetin sağlanmasını teminen gaz akışının durdurulması yay tahrikli regülatör ile benzerlik gösterir. Pilot tahrikli regülatör; hassasiyetinin çok iyi oluşu, gaz geçirme kapasitelerinin büyük olması ve istasyon giriş/çıkış basınçlarının yüksek olması nedenleriyle tercih edilmektedir (“Fiogaz”, t.y.). Söz konusu regülatörlerin işletimi ve bakımı zordur. Yay tahrikli regülatöre göre daha pahalıdır. Gaz tüketiminde anlık değişkenlik gösteren istasyonlarda kullanılabilir (Gazbir Yayın Komisyonu, t.y.)

3. Aktif-Monitör Regülatör: Son yıllarda EPDK tarafından gerçekleştirilen doğal gaz dağıtım lisansı ihale şartnameleri ve anılan şartnameye uygun olarak BOTAŞ’ın oluşturduğu “A Tipi Basınç Düşürme ve Ölçüm İstasyonu Yapım Şartnamesi” çerçevesinde, şehir giriş istasyonlarında kullanılmaya başlanan regülatör çeşididir. Diğer regülatör tiplerinin tercih edilmeme nedeni, ani basınç yükselmesi veya

düşmesi durumunda emniyet kapatma vanasının istasyon içerisindeki gaz akışını durdurmasıdır. Oysa ki, şehir giriş istasyonunun, işlevi itibarıyla kesintisiz olarak çalışması gerekir. Bu nedenle, her bir hat üzerinde iki regülatörden oluşan aktif-monitör regülatör tipi kullanılmaktadır. Söz konusu regülatör tipinde, hat üzerinde iki adet regülatör bulunduğundan dolayı yedekli olarak çalışabilmekte ve arıza durumunda diğerinin devreye girmesine olanak tanımaktadır.

Aktif-monitör regülatör tipinde, yaygın olarak iki adet pilotlu regülatörün hat üzerinde üst üste veya yan yana montajı yapılarak dizaynı sağlanır. İstasyonda herhangi bir arıza yok iken doğal gazın basıncını düşüren regülatöre aktif regülatör, aktif regülatörün devre dışı kalması durumunda aynı hat üzerinde çalışmaya başlayan yedek regülatöre ise monitör regülatör adı verilir. Aktif regülatörde meydana gelen arızalarda istasyonda çıkış basıncı her zaman yükselir. Bu durumda, monitör regülatör devreye girer ve basınç düşürme işlemini devam ettirir. Arıza nedeniyle çıkış basıncının yükseleceği göz önüne alındığında, monitör regülatörün çıkış basınç değerinin aktif regülatör değerine göre daha yükseğe ayarlanması gerekir. Doğal gaz, ayarlanan basınç değerine ulaştığında monitör regülatör otomatik olarak devreye girer. Söz konusu arızalar olduğu durumda, monitör regülatörün devreye girmesini hızlandırmak amacıyla anılan regülatöre “hızlandırıcı” montajı da yapılabilir. (ibid)

3.1.2.1.4.2. Relief Vana

Relief vana emniyet amaçlı kullanılan ekipmandır. Anlık basınç yükselmelerinde istasyondaki fazla gazı tahliye ederek regülatörün devre dışı kalmasını önler. İstasyondaki basıncın düşürülmesinde regülatör ve relief vananın yetersiz kalması durumunda, SCADA kontrol sistemine alarm iletilir. Kontrol sistemi alarmı değerlendirerek istasyon giriş ve çıkış vanalarını otomatik olarak kapatır.

Relief vanalar, istasyon çıkış vanasından önce yer alır. İstasyon gaz çıkış değerinin ayarlandığı maksimum miktarın %10'unu atabilecek kapasitede olmalıdır. Atılan gazın kabin veya bina içinde kalmamasına dikkat edilir. Relief vananın bağlantı borulaması, istasyonun tavanından çıkacak şekilde tasarlanır. (BOTAŞ, 2017)

3.1.2.1.5. Ölçüm Grubu

Şehir giriş istasyonuna intikal eden ve değişik kaynaklardan gelen doğal gaz karışımının, gaz kompozisyonları vasıtasıyla birim enerji değerlerinin anlaşılabilmesi ve tüketilen gaz miktarının belirlenebilmesi için istasyonda ölçüm grubunun kurulması gerekir. Söz konusu ölçüm grubu sayaç, gaz kromatograf, transmitter ve akış bilgisayarından oluşmaktadır.

3.1.2.1.5.1. Sayaçlar

Sayaçlar, istasyondan geçen gaz miktarını kütleli veya hacimsel olarak ölçen ekipmanlardır. Bununla birlikte, serbest tüketicilerin ödeyeceği fatura miktarının tespit edilebilmesi ve gaz satan dağıtım şirketi açısından kaçakların belirlenebilmesi için kullanımı gereklidir.⁴⁵ Şehir giriş istasyonlarındaki sayaçlarda ölçüm iki kısımda yapılır. Birinci kısımda ticari ölçüme esas olan sayaç türü⁴⁶, ikinci kısımda ise kontrol amaçlı ultrasonikmetre yer alır. (Yılmaz ve Demir, 2006)

Sayaç kullanımı, aynı zamanda tüketiciler ve tedarikçiler için istatistiki bilgi verir. Bu çerçevede; yıl içinde konutlarda, sanayide, çevrim ve diğer sektörlerde ne kadar gaz kullanıldığı, dağıtım şirketinin bir sonraki kontrat döneminde iletim şirketi, toptan satış şirketleri ve serbest tüketiciler ile ne kadarlık gaz alım-satım sözleşmesi imzalayacağı sayaçlar sayesinde tahmin edilebilir. Sayaçlar, konut gibi çok küçük tüketimlerden, endüstriyel prosesler gibi oldukça büyük tüketimlere kadar geniş bir yelpazede ölçüm yapmayı sağlar. Gaz endüstrisinde birçok sayaç, dağıtılan enerjiyi ölçmek yerine dağıtılan gaz hacmini ölçmek için kullanılır. Dağıtılan toplam enerji, dağıtılan gaz hacmiyle gazın hesaplanan ısı değeriyle çarpımından elde edilir (Ugetam, 2014). Doğal gazın alım, satım ve dağıtımında çok değişik tip ve özellikte sayaç kullanılmaktadır:

Türbinmetre: Türbinli sayaçların çalışma prensibi sayaçtan geçen gaz hızının ölçülmesi temeline dayanır. Türbinli sayaçlarda boru hattı boyunca akan gazın eksenel hareketi, silindirik gövdedeki şafta merkezlenmiş türbin çarkını döndürür. Kanatçıkların

⁴⁵ Ulusal iletim hattından satın alınan toplam gaz miktarı = Dağıtım şirketinin abone ve serbest tüketicilere sattığı gaz miktarı + Kaçak gaz miktarı

⁴⁶ Ticari ölçüme esas sayaçlar: Türbinmetre, Rotarymetre, Orifisimetre, Quantometre vb.

açısal hızı gaz debisiyle doğru orantılı olarak değişir. Gazın bu hareketi, dönüş sayısını mekanik olarak hesaplayarak geçen debi miktarını “m³” cinsinden okuyan numaratöre manyetik kavrama vasıtasıyla iletilir. (ibid)

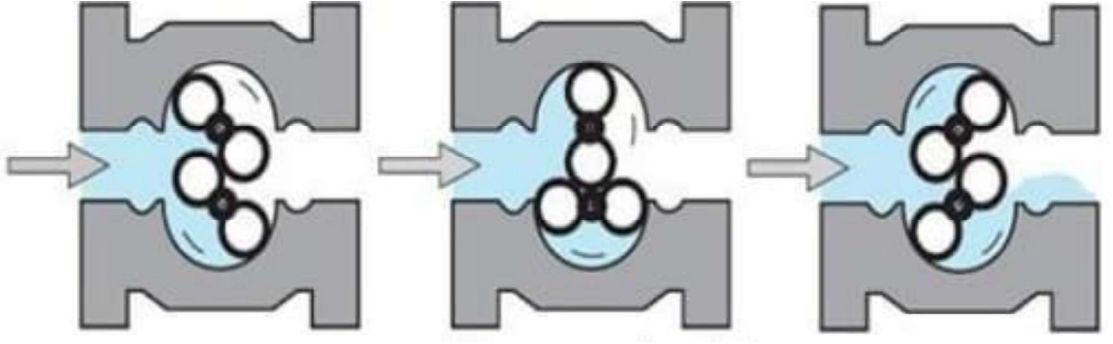
Türbinli sayaçlarda doğru debi ölçümü yapılabilmesi için; türbinmetrelerin girişinde en az 5D (D = boru iç çapı), çıkışında ise en az 3D uzunluğunda türbinmetre ile aynı çapta düz boru hattı bulunmalı ve türbinmetre yerleşiminden 5D öncesinde akış düzenleyici⁴⁷ yer almalıdır. Türbinmetrenin akış aralığı⁴⁸ en az 1:20 veya daha üst aralıklara (1:30, 1:40 vb.) kadar genişletilebilir. Gaz sıcaklığının -10°C ila +60°C arasında ve/veya istasyon içi sıcaklığının -20°C ila +70°C arasında olmaması durumunda özel üretimli türbinmetreler kullanılabilir. (BOTAŞ, 2017)

Doğal gaz tesisatları için ½" den 24" bağlantı çapına, atmosferik basınçtan 100 bar'a kadar kullanılabilen türbinli sayaçlar mevcuttur. Bu nedenle hem dağıtım hem de iletim hatlarında kullanılabilirler (Ugetam, 2014). Türbinmetre, çoğunlukla büyük tüketimler için tercih edilir, genel itibarıyla sabit olan akışlar için hassasiyeti yüksektir, kurulması kolaydır ve az bakım ister. Buna karşın, düşük basınç altında durma ve harekete geçme zamanı oldukça uzundur. (Gazbir Yayın Komisyonu, t.y.)

Rotarymetre: Büyük debi gerektiren ticari ve endüstriyel uygulamalarda rotary sayaçlar kullanılmaktadır. Rotary sayaçlar, gazı odacıklara hapseden ve ters yönde dönen iki çark ile bu çarkların bağlı olduğu bir şafttan meydana gelmektedir. Tüketici tarafından doğal gaz talebi olduğunda, sayacın giriş ve çıkışında meydana gelen basınç farkı, gazın çark ile sayaç muhafazası arasında bulunan boş odacıklara akmasını sağlar. Odacıklara dolan gaz, çarkların üzerinde bir kuvvet oluşturur ve çarkların dönmesi ile gazın diğer odacıklara aktarımı sağlanır. Bu esnada, bir odacık dolarken diğer odacık da doğal gaz talebini karşılamak üzere içerisindeki gazı boşaltır. Çarklar, çok hassas senkronize edilmiş dişliler yardımıyla şaftın bir tam tur yapması için dört defa döner. (Erdemir, 2007)

⁴⁷ Akış düzenleyici, ölçümden önce düzenli bir akış sağlamak için borunun içine yerleştirilmiş kanatçıklardır.

⁴⁸ Akış aralığı, sayacın okuyabileceği maksimum değer ile minimum değer arasındaki orandır.

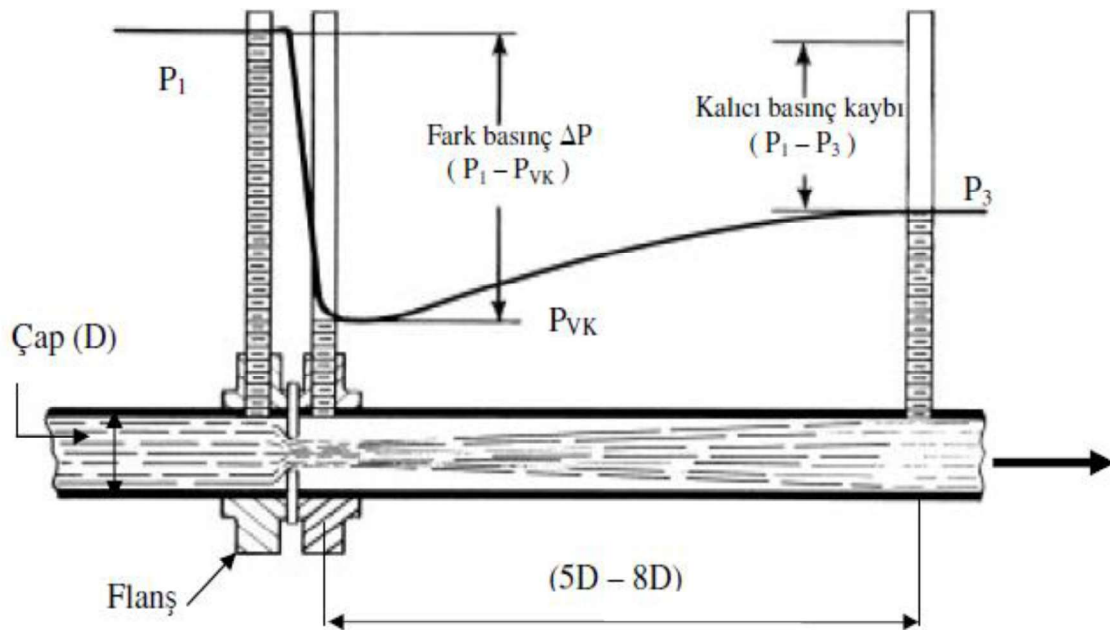


Şekil 3.5. Döner Sayacın Çalışmasının Şematik Gösterimi (“tesisat”, t.y.)

Rotary tip sayaçlar düşük basınçlı, türbin sayaçların kullanıldığı yerlere oranla daha az doğal gaz tüketimi olan endüstriyel işletme, ticari merkez, hastane ve okullardaki istasyonlarda kullanılır. Kesintili akışlarda kullanılabilen ve derli toplu (kompakt) bir yapıya sahip döner sayaçların akış oran aralığı oldukça geniştir (ibid). Sayaçtan önce muhakkak filtre konulması gerekir. Aksi durumda, sayaç içerisinde oluşan kirlilik çarkları sıkıştırıp sayacın dönmesini engelleyebilir. Bu durum, gaz arzının kesintiye uğramasına neden olur (Gazbir Yayın Komisyonu, t.y.). Rotary tip sayaçlar, türbülanslı akışları da ölçebildiğinden, giriş veya çıkışlarında akış düzenleyici kullanılmasına gerek yoktur.

Orifismetre: Bu sayaç tipi doğal gaz ölçümünde özellikle büyük tüketimli hacimlerin ölçülmesinde kullanılır. Orifismetreler, türbülanslı akışlarda bile doğruluğu yüksek ölçüm hesaplamaları yapabilir. Bu tür sayaçlarda gaz orifis noktasına yaklaşırken basınç bir miktar artar ve bu noktaya ulaşıncaya kadar basınçta ani bir düşüş gözlenir (Şekil 3.6). Söz konusu düşüş vena kontrakta⁴⁹ denilen bölgeye kadar gerçekleşir ve bu bölgeden sonra basınç boru çapının 5-8 katına eş bir uzaklığa kadar artarak maksimum basınç noktasına ulaşır. Fakat, gaz basıncı girişteki değerine hiçbir zaman ulaşamaz. Bahse konu basınç kaybı ortamdaki sürtünme ve gazın türbülanslı akışından kaynaklanmaktadır. Orifis boyunca gözlenen basınç kaybı, debinin artmasıyla artabilir. Oluşan ΔP basınç farkı, hızın karesi ile doğru orantılıdır. Diğer bütün faktörler sabit kabul edilirse, gaz akış debisinin karesi ile basınç farkının doğru orantılı olduğu varsayılarak akışkan debi ölçümü yapılabilir. (“Emerson”, 2017)

⁴⁹ Bernoulli ve süreklilik denklemlerine göre “vena kontrakta” alanında akış hızı en yüksek ve basınç en düşük seviyededir.

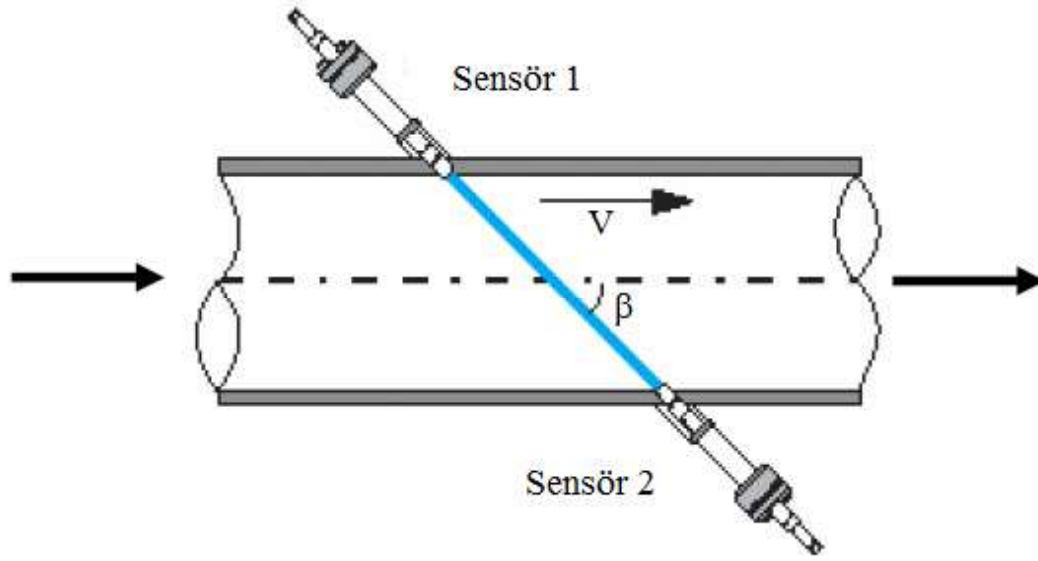


Quantometre: Şekil ve çalışma ilkesi olarak türbinmetrelerle benzer. Ölçüm hassasiyeti diğer sayaçlara kıyasla kötü olduğundan dolayı faturalandırma amacıyla kullanılmaz. Bu nedenle, genel olarak; dağıtım şirketleri tarafından şehir içi bölge istasyonlarındaki gaz tüketiminin yaklaşık olarak hesaplanması veya firmalar tarafından tesis içi maliyetlerin tespit edilmesi amacıyla kullanılır. Faturalandırmaya esas olmadığından akış düzenleyicisine gerek duyulmaz. Bu nedenle, kısa uzunluklu bağlantılara imkân tanır. (Özden, 2010)

Ultrasonik Sayaç: BOTAŞ tarafından dağıtım şirketlerinin şehir giriş istasyonlarında bulundurulması istenen sayaç türüdür. Söz konusu sayaç, istasyonda bulunan ve faturalandırmaya esas olan sayaçların kontrolü amacıyla kullanılır. Haliyle, hat üzerinde bahse konu sayaçlardan sonraki kısımda yer alır.

Gaz akış koşullarında hız kullanılarak debinin hesaplanması esasına göre çalışan sayaç tipidir. Söz konusu sayaçlarda hız, ultrasonik dalgalar kullanılarak saptanır. Şekil 3.7’den de görüleceği üzere sensörler hem alıcı hem de verici durumundadır. Sayaç borusunun bir tarafındaki sensörden karşı taraftaki sensöre gönderilen ses sinyalinin bir ulaşma süresi vardır. Bahse konu süre gaz akışı hızı ile orantılıdır. Ses dalgasının karşıya geçme süresinden gazın hızı ve dolayısıyla akış koşullarındaki sıcaklık ve

basıncındaki debisi hesaplanır. Sayacın üzerinde birden fazla sensör çifti bulunabilir. (Swearingen, C. 1999; Aktaran: Erdemir, A. 2007)



Şekil 3.7. Ultrasonik Sayacın Çalışma Prensibinin Şekilsel Gösterimi

Ultrasonik sayaçların avantajları:

- Ölçüm hassasiyeti yüksektir. Ülkemizde kullanılan ultrasonik sayaçlardaki sapma değerinin en fazla %0,5 değerinde olması istenir (BOTAŞ, 2017),
- Bağlandığı boru ile aynı çapta olduğundan, ölçüm sırasında veya sonrasında basınç düşmesi yaşanmaz, (Özden, 2010)
- Akış aralığı yüksektir,
- Hızdaki değişimi çok kısa sürede algılar,
- Yapısında hareketli parça bulunmaz, bu nedenle donanım aşınması görülmez,
- Bakım maliyeti düşüktür (Swearingen, C. 1999; Aktaran: Erdemir, A. 2007).

Dezavantajları ise;

- Bakım ve onarım için uzman teknisyene ihtiyaç duyulur,
- İşletimi için kesintisiz enerji sağlanması gerekir,
- Yatırım maliyeti yüksektir. (Ugetam, 2014)

3.1.2.1.5.2. Aktarıcı

Ölçüm bölümünde gerekli analiz ve kontrollerin yapılabilmesi için basınç ve sıcaklık göstergeleri bulunur. Ölçüm güvenliğinin sağlanmasını teminen, söz konusu göstergelerde okunan değerlerin aktarıcı veya RTU'lar⁵⁰ vasıtasıyla SKM'ye iletilmesi ilgili mevzuat gereğidir. (EPDK Kurul Kararı, 6196; 2016)

İstasyon ölçüm hattında; basınç aktarıcıları basınç değerini, sıcaklık aktarıcıları ise sıcaklık değerini Flow Computer'a (akış bilgisayarına) aktaran ekipmanlardır. Söz konusu aktarıcılar, PLC⁵¹ ve lokal SCADA sistemiyle uyumlu çalışacak şekilde temin edilir ve kullanılır. Aktarıcı seçimi işletme basınç ve/veya sıcaklık değerine göre yapılmalı, ex-proof⁵² olmalı ve tepkime süresi hızlı olanı tercih edilmelidir.

3.1.2.1.5.3. Gaz Kromatograf

Gaz kromatograf cihazı, farklı kaynaklardan elde edilen değişken türde gaz karışımının oluşturduğu doğal gazı analiz etmek için kullanılır. Bu analiz, karışım içerisindeki her bir bileşenin ayrıştırılarak sayısal olarak nitelendirilmesi ile gerçekleşir. Böylelikle, gazın alt ve üst ısı değeri⁵³ hesaplanır. Söz konusu cihaz, yaptığı ölçümleri anlık olarak akış bilgisayarına aktarır.

Analiz edilmek üzere gaz kromatografına alınacak numunenin analizinin sağlıklı yapılmasını teminen, cihazın kalibrasyonunun ilgili standartlara ve üretici tavsiyelerine göre yapılmış olması ve numunenin laminer akıştan⁵⁴ alınması gerekmektedir. Alınan numune, gaz kromatograf içerisindeki taşıyıcı gaz vasıtasıyla ayrıştırma kolonuna taşınır. Söz konusu kolon içerisinde yer alan ve gazın içeriğinde bulunan molekülleri

⁵⁰ RTU: Uzaktan Kontrol Cihazı.

Bulundukları tesiste istenilen nitelikte ölçüm yapar. Ölçüm sonuçlarının önceden belirlenen sınırlar içerisinde olup olmadığını denetleyerek gerektiğinde alarm durumlarını tanımlanan merkeze bildirir.

⁵¹ PLC: Programlanabilir Mantıksal Denetleyici.

Aktarıcıdan aldığı bilgiyi, kullanıcı tarafından belirlenen programa göre işleyen ve çıkış bölümüne ileten mikroişlemcidir. (Özer, 2008)

⁵² Ex-proof: Patlayıcı ve parlayıcı ortamlarda kullanılmasında sakınca olmayan elektrikli ürünlerdir.

⁵³ Alt ısı değeri: Belirli bir sıcaklık derecesinde 1 m³ gazın, tam yanma için gerekli minimum hava ile karıştırılarak herhangi bir ısı kaybı olmadan yakıldığında ve yanma ürünleri, karışımdaki su buharı yoğunlaştırılmadan başlangıç sıcaklığına kadar soğutulduğunda açığa çıkan ısı miktarıdır.

⁵⁴ Laminer akış: Doğal gazın düzenli ilerlediği akıştır. Diğer bir ifadeyle, türbülanslı olmayan akıştır.

fiziksel özelliklerine göre ayırabilen dedektör sayesinde, akıştaki gazın kompozisyonu ortaya çıkarılarak akış bilgisayarına gönderimi sağlanır.

3.1.2.1.5.4. Akış Bilgisayarı

Doğal gazın enerji cinsinden ifade edilmesi oldukça güçtür. Çünkü, doğal gazın ne bir boyutu ne de tanımlanabilen bir hacmi vardır. Sıkıştırılabilir bir madde olduğundan dolayı, basınç ve sıcaklık değişiminde hacim değişikliği meydana gelmektedir. Bu nedenle, farklı işletme şartlarındaki gaz hacmi, ancak ve ancak sabit bir basınç ve sıcaklık şartlarına dönüştürülerek mukayese edilebilir. İşte bu noktada, akış bilgisayarları devreye girmektedir. Söz konusu cihazlar, doğal gaz dağıtım istasyonları ve müşteri istasyonlarına bağlı sayaç, aktarıcı ve gaz kromatografтан aldığı bilgiler ışığında anlık değerlendirme yaparak lokal SCADA ile haberleşir. Değerlendirme sürecinde, akış bilgisayarının içerisindeki hacim düzenleyiciler; sayaçtan gelen verileri toplar, eş zamanlı olarak basınç ve sıcaklık aktarıcılarından aldığı değerleri kullanır ve düzeltilmiş hacim bilgisini hesaplar. Hem düzeltilmiş hem de düzeltilmemiş hacim bilgileri akış bilgisayarında hafızaya kaydedilir. Akış bilgisayarı; bünyesinde hesaplamış olduğu düzeltilmiş hacim verilerine ilave olarak, gaz kromatograf cihazından aldığı doğal gaz bileşenlerinin konsantrasyon oranları ile akıştaki gazın birim hacimdeki enerjisini de hesaplar. (Gazbir Yayın Komisyonu, t.y.)

3.1.2.1.6. Kokulandırma

Doğal gaz kokusuz ve renksiz bir yakıttır. Bu nedenle, doğal gaz kaçaklarının fark edilebilmesini sağlamak amacıyla kullanıma sunulan doğal gazın dağıtım şirketi tarafından kokulandırılması, kokulandırılan şebekenin ise ayda en az bir kez test edilmesi gerekir. (DGPDMHY, 2002)

Dağıtım şirketleri, BOTAŞ A Tipi Basınç Düşürme ve Ölçüm İstasyonu Yapım Şartnamesi gereği, yurt içinde üretilen ve/veya ithal edilen doğal gaza A tipi basınç düşürme ve ölçüm istasyonlarının çıkış hattında 8-18 mg/m³ ölçüsünde, bileşimi %70 THT ve %30 TBM'den oluşan kokulandırma maddesini enjekte eder (BOTAŞ, 2017). Söz konusu kokular, doğal gaz dağıtım şebekesinde ve tüketim noktalarında meydana gelen kaçakların kolaylıkla fark edilebilmesine olanak tanır. Birinci bölümde belirtildiği

üzere, 2016 yılında İran'dan ithal edilen doğal gaz miktarı ülkemizin toplam doğal gaz ithalatının %16,62'sini oluşturmaktadır. Hâlihazırda, diğer ülkelerden temin edilen doğal gaz kokulandırılmamış iken, İran'dan ithal edilen doğal gaz ülkemize kokulandırılmış olarak giriş yaparak ulusal iletim hatlarında diğer gazlar ile karışım yapmaktadır. İran'dan ithal edilen gazın içeriğinde kokulandırma ürünü olarak TBM, Isoprobil Merkaptan (IPM), N-Probil Merkaptan (NPM), Metil Etil Sülfid (MES) gibi ürünler yer alır. Her ne kadar İran'dan temin edilen gaz bahse konu ürünler ile kokulandırılmış olsa da, söz konusu şartname gereği, dağıtım şirketleri A tipi basınç düşürme ve ölçüm istasyonlarının çıkış hattında miktarları yukarıda belirtilen orandaki kokulandırma maddesini yine de gaza enjekte etmektedir.⁵⁵

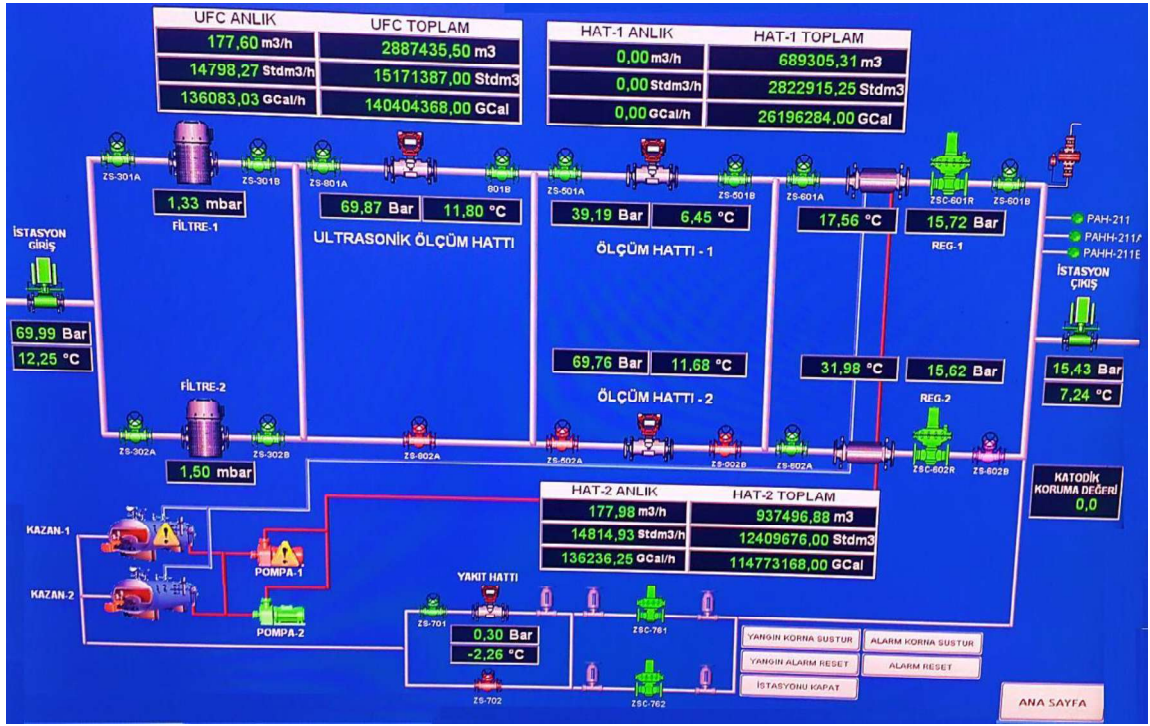
Diğer yandan, dağıtım şirketleri tarafından ilave edilen THT ve TBM ürünleri insan ve çevre sağlığı açısından çok tehlikeli olduğundan; kokulandırma maddesini üretenlerin, tedarikçilerin, dolduranların, yükleyenlerin, boşaltanların, ambalajlayanların, nakil işlemini gerçekleştirecek araca ilişkin operatör ve sürücülerin sorumluluk, yükümlülük ve çalışma koşulları ADR⁵⁶ hükümlerine uygun olmalıdır.

3.1.2.1.7. Lokal SCADA Sistemleri ve Sevkiyat Kontrol Merkezleri

SCADA, istasyonlarda gerçekleşen tüm proseslerin anlık olarak gözlendiği, bazılarının ise kontrol edildiği çok işlevli merkezi denetim ve bilgi toplama sistemidir. Bir başka ifadeyle, SCADA sistemi geniş bir alana yayılmış cihazların anlık olarak izlenmesini, denetlenmesini, önceden tasarlanmış bir mantık çerçevesinde işletilmesini sağlayan ve kayıt eden sistemlerin genel adıdır (Özer, 2008). SCADA sistemi, haberleşme ağı sayesinde kontrol ünitelerine yerleştirilmiş programlanabilir elektronik ünitelerle (transmitter, RTU vb.) sürekli olarak veri alışverişi gerçekleştirir. Böylelikle, söz konusu sistem vasıtasıyla, RMS-A ve RMS-A'dan beslenen diğer istasyonlar hakkında dağıtım şirketince ileri seviyede kontrol ve gözetleme, gerektiğinde ise müdahale imkânı sağlanır.

⁵⁵ Sahada gerçekleştirilen gözlemlerde görülmüştür ki, doğal gaz dağıtım şirketlerinin genelinde; A tipi basınç düşürme ve ölçüm istasyonu ile dağıtım şebekesinde THT ve TBM miktarlarını ölçen ekipmanlar bulunmakta iken; IPM, NPM ve MES ürünlerine ilişkin miktarları tespit edebilecek ekipmanlar yüksek maliyetli ithal ürünler olmakla birlikte temininde güçlük yaşanmasından dolayı dağıtım şirketleri tarafından satın alınmamaktadır/alınmamaktadır.

⁵⁶ ADR: Tehlikeli Malların Karayolu ile Uluslararası Taşımacılığına İlişkin Avrupa Anlaşmasında yer alan; tehlikeli maddelerin, insan sağlığına ve çevreye zarar vermeden, güvenli ve düzenli şekilde kamuya açık karayolu ile taşınmasını sağlayan yönergeyi ifade eder.



Şekil 3.8. SCADA Ekran Görüntüsü

Ayrıca, yapımı tamamlanarak işletmeye alınan dağıtım şebekelerinin, dağıtım bölgesinde gerçekleşen gaz tüketimi ile ilgili sağlıklı ve hızlı veri akışının sağlanması, verilerin hızlı bir şekilde analizi ve yorumlanması, acil durumlarda hızlı ve etkin müdahale imkânı, kaçak arama, kokulandırma, katodik koruma gibi şebeke işletmeciliğine ilişkin asli görevlerin yerine getirilmesi hususlarının takibi ve kontrolü için dağıtım şirketleri tarafından SKM'ler kurulmuştur. SKM'nin asgari temel kriterlerinin belirlenmesi amacıyla detaylı düzenlemeler EPDK tarafından 07/04/2016 tarihli ve 6196 sayılı Kurul Kararı ile hayata geçirilmiştir. Lokal SCADA'larda toplanan veriler de anılan Kurul Kararı çerçevesinde SKM'ye aktarılmaktadır. Böylelikle, SKM aracılığıyla dağıtım bölgesinin bir bütün olarak dağıtım şirketi tarafından izlenebilmesi ve kontrol edilebilmesi mümkün kılınmıştır. Bununla birlikte, söz konusu merkezlerden, BOTAŞ'ın iletim sistemine ait tüm verilerini takip ettiği ve dijital akıllı şebekelerin bir parçası olan Elektronik Bülten Tablosuna da istenilen aralık ve kapsamda veri akışı sağlanmaktadır.

3.1.2.1.8. İstasyona İlişkin Diğer Bazı Ekipmanlar

Manometre: Doğal gazın istasyona giriş ve çıkışında, gazın regülasyon işlemine tabi tutulmadan önce ve sonraki adımlarında, ayrıca dağıtım şirketinin istasyon içi tasarımına göre gerekli gördüğü yerlerde gaz basıncının ölçülmesi amacıyla kullanılır.

Termometre: Genel olarak manometre ile aynı kullanım alanlarında yer alır. Ayrıca, dağıtım şirketinin istasyon içi tasarımına göre gerekli gördüğü yerlerde gazın sıcaklığının ölçülmesi amacıyla kullanılır.

Akış Sınırlandırıcı: İstenilen değerden daha fazla gaz geçmesini engellemek amacıyla kullanılan otomatik ayarlanabilir vanadır.

Jeneratör: İstasyon için gerekli enerjinin sağlanmasında istasyonun kurulu gücü hesap edilerek sistemde kesintisiz enerji olacak şekilde projelendirme yapılır. Ana hatlardan alınan enerji trafo yardımıyla istenen gerilime düşürülerek kullanılır. Enerji kesilmesi durumunda sisteme enerji tedariki sağlanması amacıyla istasyonlara jeneratör montajı yapılır. Ayrıca, enerji tedariki jeneratörün dışında akü grupları ile de yedeklenir. (Yılmaz ve Demir, 2006)

3.1.3. Orta Basıncılı Dağıtım Hatları

Orta basınca sahip dağıtım hatları Doğal Gaz Piyasası Dağıtım ve Müşteri Hizmetleri Yönetmeliği'nde, şehir giriş istasyonlarını birbirine ve/veya şehir içi bölge istasyonlarına bağlayan ve orta basınçta doğal gaz taşıyan boru hatları olarak tanımlanmıştır. Diğer bir ifadeyle orta basınçlı dağıtım hatları, A tipi basınç düşürme ve ölçüm istasyonunda basıncı düşürülerek ölçümü yapılan doğal gazı, tüketime esas bölgelere taşımak amacıyla şehir içi bölge istasyonlarına taşıyan hatlar olarak nitelendirilir. (Şekil 3.1)

Orta basınçlı hatlar tasarlanırken; (DGDİŞ, 2003-2017)

- Dağıtım şebekesi ömrünün 50 yıl olacağı⁵⁷ ve dağıtım bölgesinin 30 yıllık tüketim projeksiyonu dikkate alınır.
- Tasarım aşamasında şehir içi istasyon yerleri için uygun alanlar yerinde incelenip kesinleştirilmeden orta basınçlı dağıtım hattı inşaatına ve alçak basınçlı dağıtım hattı tasarımına başlanılmaz.
- Hatlara müdahale gerektirecek herhangi bir durumda hatlardaki gazın ivedilikle tahliye edilebilmesini teminen, orta basınçlı hatlar üzerinde en fazla 2 km ara ile vana odaları veya hat vanaları bulundurulur.
- Normal çalışma rejiminde hatlardaki gazın hızının maksimum 25 m/s'yi, arıza durumunda ise 30 m/s'yi geçmemesi gerekir.

Orta basınçlı dağıtım hatları çelik malzemeden imal edilir. Çelik hatlar kullanılan boruların malzeme bileşimine ve et kalınlıklarına göre yüksek ve orta basınçta gaz taşıyabilmektedir. Çelik hatlardaki en büyük tehlike çeliğin korozyona uğrama ihtimalidir. Bu nedenle, orta basınçlı hatlar katodik⁵⁸ olarak korunur. Katodik korumaya ilave olarak, çelik boruların dışına polietilen (PE) kaplama⁵⁹, iç kısmına ise epoksi kaplama yapılır.

Ülkemizde orta basınçlı dağıtım hatlarının işletme basıncı genel olarak 12-19 bar arasında değişmektedir. Söz konusu basınç aralığı, aynı zamanda doğal gazın şehir içi bölge istasyonlarına giriş yaptığı değerdir. Dağıtım şirketleri, ihale kapsamında sorumlu olduğu dağıtım bölgesi ve sonraki yıllarda hedeflediği dağıtım bölgesi genişletme alanlarını da dikkate alarak orta basınçlı dağıtım hatlarını 19 bar ve üzerinde de tasarlayabilmektedir.

⁵⁷ Dağıtım şebekesine ilişkin hatların 50 yıllık ömrü olacağı hususu, yurt dışındaki doğal gaz dağıtım faaliyetlerinin incelenmesi sonucu ortaya konulmuş teorik bir varsayımdır. Ülkemizde dağıtım şirketleri bu varsayım ile dağıtım şebekesini tasarlamaktadır. Hatlara ilişkin ömür, hatların standartlara göre imalatının ve bakımının yapılıp yapılmadığına, maruz kaldığı çevresel gerilim ile çalışma koşullarına bağlı olarak değişmektedir.

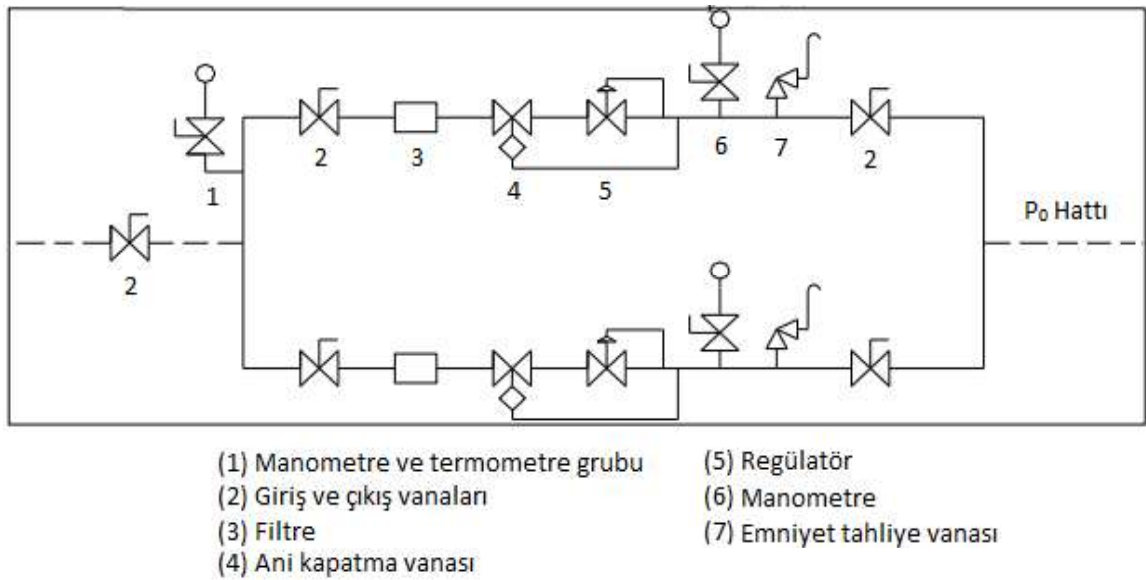
⁵⁸ Katodik koruma, korunacak metal yapıyı, oluşturulacak bir elektrokimyasal hücrenin katodu haline getirerek metal yüzeyinde yürümekte olan anodik reaksiyonların durdurulması işlemidir. Böylelikle, metalin korozyona uğramasının önüne geçilir. Katodik koruma, dış akım kaynaklı ve galvanik anotlu olmak üzere iki şekilde uygulanır.

⁵⁹ Ülkemizde dağıtım şirketleri tarafından gerçekleştirilen doğal gaz çelik boru hattı imalatında genel uygulama olarak; çelik boruların 12" ve üzerinde olanlarında spiral dikişli PE kaplı borular, 10" ve altında olanlarında dikişsiz çekme PE kaplı borular kullanılmaktadır.

3.1.4. Şehir İçi Bölge İstasyonları

Şehir içi bölge istasyonları⁶⁰, Doğal Gaz Piyasası Dağıtım ve Müşteri Hizmetleri Yönetmeliği'nde; bir dağıtım bölgesini beslemek üzere orta basınçlı dağıtım hatlarındaki basıncı, alçak basınçlı dağıtım hattı basıncına düşüren ve gerektiğinde ölçen istasyonlar olarak tanımlanmıştır (Şekil 3.1). Orta basınçlı dağıtım hatları üzerinden çekilen branşman hatlarının uçlarına dağıtım bölgesinin ihtiyacını karşılayacak yeter sayıda şehir içi bölge istasyonu tesis edilir.

Bu kapsamda, orta basınçlı çelik dağıtım hatları ile 4" ya da 6" çapında şehir içi bölge istasyonu girişine kadar getirilen doğal gazın sıcaklığı ve basıncı ölçülerek kartuş filtre grubuna girmesi sağlanır. Doğal gaz filtrelendikten sonra, basıncının düşürülebilmesi için slam-shut mekanizmalı regülatöre giriş yapması sağlanır. Doğal gaz, istasyonda basıncı 4 bar'a düşürülerek 6" veya 8" çapındaki çelik borulara aktarılır. İstasyon çıkışında doğal gazın aktarıldığı söz konusu hat, P₀ hattı olarak adlandırılmaktadır. P₀ hattı, istasyon çıkışında her biri 25 metreden oluşan iki çelik hattan oluşur ve bahse konu hatların sona ermesi ile PE dağıtım şebekesi başlar.



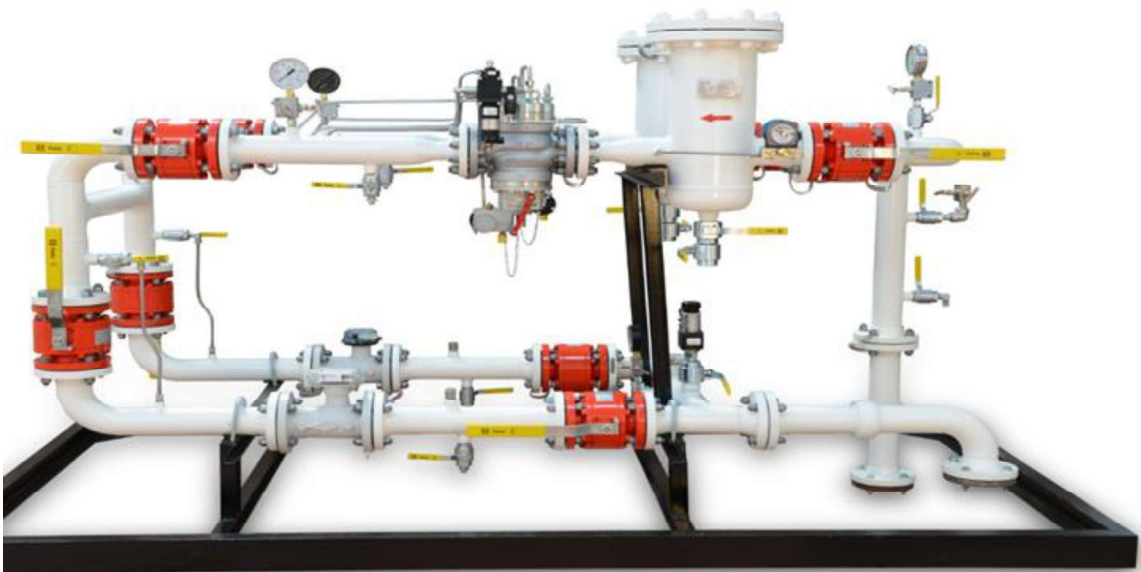
Şekil 3.9. Şehir İçi Bölge İstasyonu Ekipmanları

⁶⁰ Doğal gaz piyasasında şehir içi bölge istasyonları; istasyon, gazın yalnızca basıncını düşürüyor ise "RS-B", gazın hem basıncını düşürüyor hem de ölçümünü yapıyor ise "RMS-B" olarak adlandırılır. B tipi istasyondur.

Orta basınçlı dağıtım hatlarının bitiminde; minimum giriş basıncı 6 bar, anma (nominal) kapasitesi azami 5.000 m³/h olan şehir içi bölge istasyonları kullanılır. Normal çalışma koşullarında istasyonların dizayn yükü 5.000 m³/h'i aşmayacak şekilde tasarım yapılır (DGDİŞ, 2003-2017). Fakat, 2003 yılından itibaren EPDK tarafından gerçekleştirilen doğal gaz dağıtım lisansı ihaleleri öncesinde faaliyette olan dağıtım şirketleri tarafından, şehir içi bölge istasyonlarında farklı kapasitelerde (örneğin; 10.000 m³/h, 7.500 m³/h vb.) tasarım ve imalatların da yapıldığı görülmektedir.

Ayrıca, şehir içi bölge istasyonları; (ibid)

- Dağıtım bölgesinde Ø125 PE borular ile birbirine ağ sistemi ile bağlanarak ring teşkil eder.
- Genel itibarıyla şehir içi elektrik hatlarıyla mesafeleri kontrol edilir ve ekipmanlarının topraklaması yapılır.
- İstasyon ekipmanlarının bakımı periyodik olarak yapılır ve ekipmanların paslanmaması için dışı korozyona karşı önleyici boya ile kaplanır.
- Engel bir neden olmadığı sürece öncelikle yeşil alanlara ve parklara, yer bulunmaması halinde insan trafiği açısından sakın, konut dışı boş alanlara imalatı yapılır. Söz konusu istasyonların imalatı beton kaide üzerine yapılarak istasyon tel çit ile çevrelenir. İstasyon sahasının üst yüzeyi nebati topraktan arındırılarak, ot çıkmasını engelleyecek önlemler alınır.



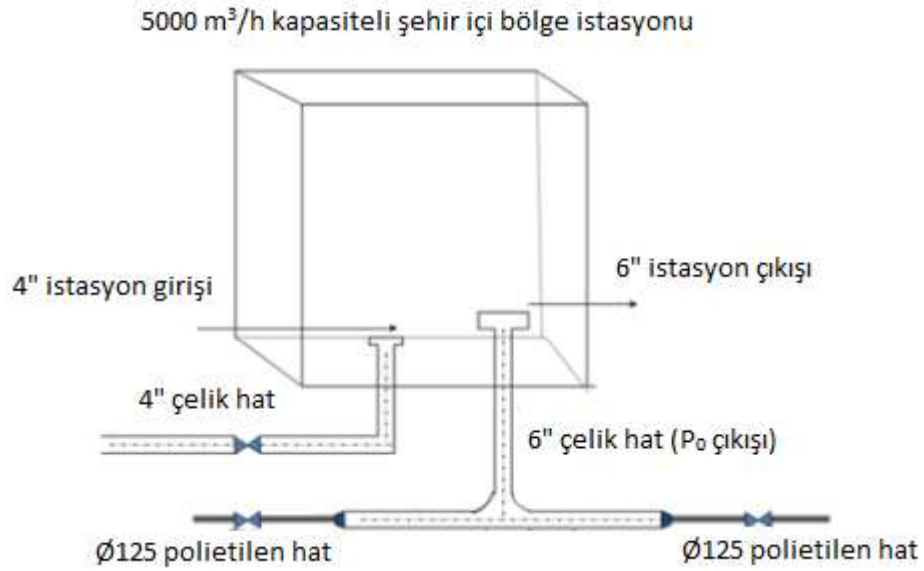
Şekil 3.10. Şehir İçi Bölge İstasyonu (“doğalgazistasyonu”, t.y.)

Şehir içi bölge istasyonlarının içerdiği ekipmanlar %98 oranında metal ve %2 oranında kauçuk içerikli diyafram ve O-ringlerden oluşur. Söz konusu istasyonların içerisinden yalnızca doğal gaz geçeceği düşünülerek tasarımı yapılmakta ve bu kapsamda imalatı gerçekleştirilmektedir. Bu nedenle, istasyonun gaza maruz kalan yüzeyleri korozyona karşı korunmadığından, anılan istasyonu oluşturan metal aksamın %90'ı korozif malzemeden üretilmektedir. Bilindiği üzere, metaller su ve nem ihtiva eden ortamda korozyona uğramaktadır. Bundan dolayı, istasyonun korozif metal parçalarının uzun süre doğal gazsız ortamda, yani oksijen ve rutubet içeren atmosferik ortamda kalmaları öngörülmemektedir. Ayrıca, uzun süre hareket etmeyen metal yüzeylerde birbirine kaynama, kauçuk içeren diyafram ve O-ringlerde ise sertleşme ve kırılabilirlik meydana gelebilmektedir. Söz konusu nedenlerden dolayı, şehir içi bölge istasyonlarının stoklanması veya imalatı yapılmış ise doğal gazsız ortamda uzun süre bekletilmesi uygun değildir. (Ugetam, 2015)

3.1.5. Alçak Basıncılı Dağıtım Hatları

Alçak basıncılı dağıtım hatları Doğal Gaz Piyasası Dağıtım ve Müşteri Hizmetleri Yönetmeliği'nde, şehir içi bölge istasyonu çıkışında başlayan ve alçak basınçta doğal gaz taşıyan boru hatları olarak tanımlanmıştır. Diğer bir ifadeyle, alçak basıncılı dağıtım hatları şehir içi bölge istasyonunda filtrelenip basıncı düşürülerek kullanıma hazır hale getirilen doğal gazı, son tüketicinin adresine ulaştıran hatlardır. (Şekil 3.1)

Şehir içi bölge istasyonundan çıkan doğal gaz, artık alçak basıncılı dağıtım hatlarına ulaşmış durumdadır. Söz konusu hatlarda orta yoğunluklu sarı renkli polietilen (PE 80) borular kullanılır. İstisnai olarak, şehir içi bölge istasyonunda basıncı düşürülen doğal gazın sıcaklığındaki düşüş nedeniyle meydana gelebilecek donma veya hidrat oluşumunu önlemek amacıyla, istasyon çıkışlarında 25'er metrelik iki çelik hat (P_0) kullanılır. Bunun nedeni, çelik boruların PE borulara göre daha yüksek ısı iletim katsayısına sahip olması ve böylelikle topraktan boruya ısı transferini daha etkili gerçekleştirmeleridir. (Türkel, 2012)



Şekil 3.11. Şehir İçi Bölge İstasyonu Vasıtasıyla Doğal Gazın Orta Basınçlı Dağıtım Hattından Alçak Basınçlı Dağıtım Hattına Geçişi (Ugetam, 2011)

PE dağıtım şebekesi, dağıtım bölgesindeki mahalle yerleşim planında yer alan tüm cadde ve sokakları kapsayacak şekilde tasarlanır. Dağıtım bölgesi sınırları içinde bulunan fiili yapılaşmış kent merkezleri, uygulama imar planları dikkate alınarak asgari iki adet şehir içi bölge istasyonu ile beslenecek şekilde yeteri kadar müstakil bölümlere ayrılır. Şehir içi bölge istasyonları, her bir bölümde 125 mm çaplı alçak basınçlı PE hatlar ile birbirine ağ sistemi ile bağlanarak ring teşkil eder. Her bölüm azami 1.000 birim tüketiciden oluşur. Bölümler, ring hattı üzerinde belirlenen vana ve dal hatları ile, müstakil kontrol edilebilen alt bölümlere (sektörlere)⁶¹ ayrılır. Ring hattı üzerinde en fazla iki sektörde bir ring ayırım vanası tesis edilir ve böylelikle oluşabilecek arıza durumunda ring hattı ve sektörler kontrol altında tutulur. Alçak basınçlı dağıtım hatları, dağıtım bölgesinin önceden tespit edilmiş her bir bölümü için; şehir içi bölge istasyonlarının normal ve ayrı ayrı arıza senaryolarına göre, olağan durumda ilgili bölümün %100'ünü besleyecek kapasitede⁶²; şehir içi bölge istasyonlarından birinin arızalı olması durumunda ise, ilgili bölümün %80'ini besleyecek kapasitede tasarlanır. (DGDLİŞ, 2003-2017)

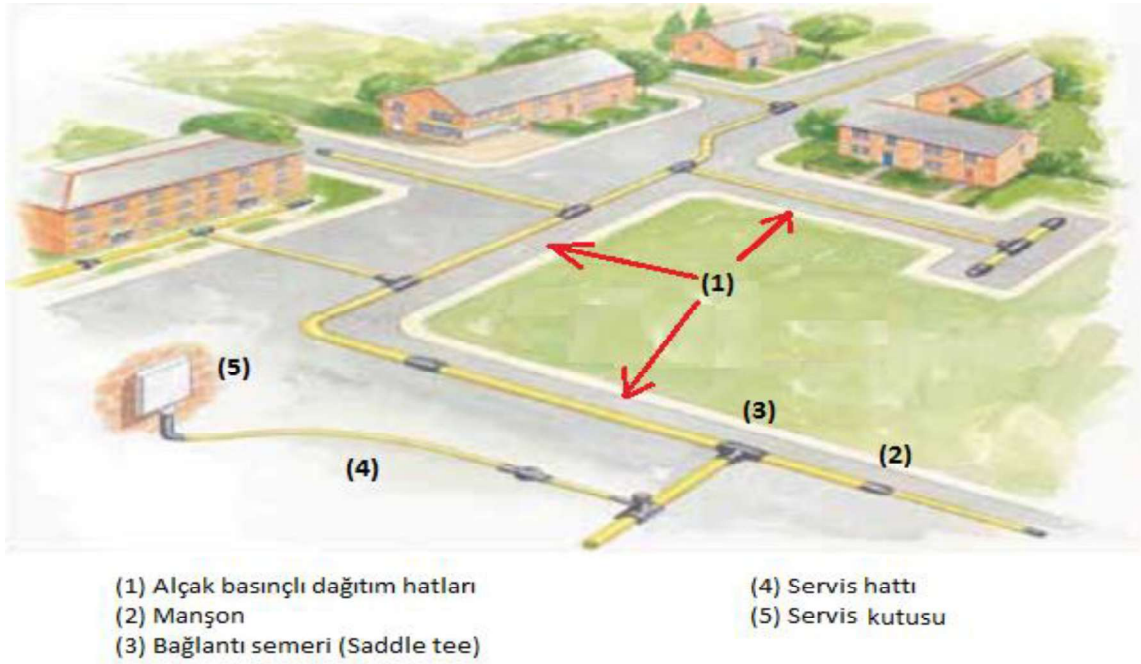
⁶¹ Ring hatlarında 125 mm çapında PE borular kullanılırken; sektörlerde, dağıtım şirketinin yapacağı tasarıma göre 110, 90, 63, 40 vb. mm çapında PE borular kullanılmaktadır.

⁶² Alçak basınçlı dağıtım hatlarının, en uç noktasındaki en düşük basınç 1,5 bar olacak şekilde tasarım ve hesaplama yapılır.

Ayrıca, alçak basınçlı dağıtım hatlarının tasarımına ilişkin olarak, orta basınçlı dağıtım hatlarında olduğu gibi, olağan çalışma rejiminde hatlardaki gaz hızının maksimum 25 m/s'yi, arıza durumunda ise 30 m/s'yi geçmemesi gerekir. (ibid)

3.1.6. Servis Hatları ve Kutuları

Servis hatları, alçak basınçlı dağıtım hatları ile son tüketicinin adresine ulaştırılan doğal gazı servis kutusu⁶³ veya müşteri istasyonu aracılığıyla binaya ulaştıran, söz konusu dağıtım hatlarına bağlantı semeri (saddle-tee) ile bağlanan ve bahse konu dağıtım hatları ile aynı basınç sınıfına sahip olan hatlardır. Servis hatlarında genel olarak, çapı 20 veya 32 mm olan, ring hattı ve sektörlere göre nispeten daha küçük ölçüde PE borular kullanılmaktadır.



Şekil 3.12. Alçak Basınçlı Dağıtım Hattından Servis Hatlarına Doğal Gaz Dağıtımı⁶⁴
(Ugetam, 2011)

Servis kutuları, abonelerin ve/veya serbest tüketicilerin doğal gaz tüketim değerlerine göre seçilir ve ilgili mevzuat ile EPDK'nin yürürlükteki Kurul Kararları dikkate alınarak binaların uygun yerlerine montajı yapılır. Alçak basınçlı dağıtım

⁶³ Servis kutusu: Servis ya da bağlantı hattının bitimine konulan ve içerisinde servis regülatörü veya servis regülatör-sayaç seti ve/veya vana bulunan kutuyu ya da ana kapama vanasını ifade etmektedir. (DGPDMHY, 2002)

⁶⁴ Manşon: Elektrofüzyon kaynağı ile PE boruları birbirine bağlayan ekipmandır.

hatlarından servis hattı aracılığı ile servis kutusuna taşınan 1,5-4,0 bar arasında basınçtaki doğal gaz, servis kutusu içinde bulunan servis regülatörü ile basıncı 21 veya 300 mbar'a düşürülerek bina iç tesisatına⁶⁵ aktarılır. Artık tüketicinin kullanımına hazır olan doğal gaz, bina iç tesisatı vasıtasıyla gaz yakıcı cihazlara ulaşır ve tüketimi gerçekleştirilir.

3.1.7. Müşteri İstasyonları

Müşteri istasyonları, doğal gazı serbest tüketicinin ihtiyaç duyduğu basınca düşürmek ve faturalandırmada esas alınacak ölçümü yapmak üzere kurulur. Tesisinde doğal gaz kullanmak isteyen serbest tüketici ihtiyacı olan gazı, bedeli kendine ait olmak üzere dağıtım şirketine veya sertifika sahibi kişilere imal ettireceği bağlantı hattı⁶⁶ aracılığı ile temin eder. Bağlantı hattına ilişkin bedel taraflar arasında serbestçe belirlenir. İmalatı tamamlanan bağlantı hattının mülkiyeti ve işletmesi dağıtım şirketine devredilir. Bağlantı hattına ilişkin müşteri istasyonu ve boru hattı tasarımı, tüketicinin kullanım talebine göre değişiklik gösterir.

İmal edilecek müşteri istasyonları bağlantı hattı ile (Şekil 3.1) ;

- Doğrudan ulusal iletim şebekesine bağlanıyor ise, A tipi müşteri istasyonu olarak adlandırılır. Şehir giriş istasyonunda kullanılan ekipmanlar ve gerçekleştirilen uygulamalar benzer şekilde söz konusu istasyonda da tesis edilir.
- Orta basınç dağıtım hattına bağlanıyor ise, B tipi müşteri istasyonu olarak adlandırılır. Söz konusu istasyonda, şehir içi bölge istasyonunda kullanılan ekipmanlara ilave olarak faturalandırmaya esas olmak üzere ölçüm ekipmanları da kullanılır.
- Alçak basınç dağıtım hattına bağlanıyor ise, C tipi müşteri istasyonu olarak adlandırılır. Alçak basınçlı dağıtım hattından müşteri istasyonuna çekilen münferit hat PE borulardan oluşur. Gazın istasyona giriş basıncı maksimum

⁶⁵ İç tesisat: Basınç düşürme ve ölçüm istasyonu veya servis kutusu çıkışından itibaren sayaç hariç, müşteri tarafından yaptırılan ve mülkiyeti müşteriye ait olan boru hattı ve teçhizatı ile tüketim cihazları, atık gaz çıkış borusu, baca ve havalandırma sistemleri gibi tesisatı ifade etmektedir. (DGPDMMHY, 2002)

⁶⁶ Bağlantı hattı: Ulusal iletim şebekesini veya dağıtım şebekesini serbest tüketici servis kutusuna veya basınç düşürme ve ölçüm istasyonuna bağlayan boru hattını ve servis kutusu veya basınç düşürme ve ölçüm istasyonu dâhil ilgili teçhizatı ifade eder. (ibid)

4 bar'dır. C tipi müşteri istasyonları, kapasitesi B tipi müşteri istasyonlarına göre daha düşük olmakla birlikte benzer ekipmanları içermektedir.

3.2. Doğal Gaz Dağıtımında CNG ve LNG Kullanımı

Doğal gazın ülkemiz genelinde yaygınlaştırılması hedef ve politikaları kapsamında, 72 adet doğal gaz dağıtım lisansı sahibi şirket ile 81 ilimizin 81'inde doğal gaz kullanımına imkân sağlanmış iken; 22/02/2013 tarihli ve 2013/4347 sayılı, 17/10/2016 tarihli ve 2016/9382 sayılı Bakanlar Kurulu Kararları ve ETKB ile EPDK'nin koordinasyonunda, BOTAŞ ve doğal gaz dağıtım şirketleri ile yapılan yatırım planlamaları, fizibilite ve proje çalışmaları neticesinde; illere ulaştırılan/ulaştırılacak olan doğal gazın, il içerisinde yer alan şehirlere de arzının sağlanmasını hedeflenmiştir.

“3.1. Doğal Gaz Dağıtımında Boru Hattı Taşımacılığı” konusunda belirtildiği üzere; ulusal iletim şebekesi ile şehir girişlerine kadar getirilen doğal gaz, şehir besleme hatları vasıtasıyla şehir giriş istasyonlarına ulaştırılır. Söz konusu istasyona ulaşan gaz, daha önceki kısımlarda ayrıntılı bir şekilde açıklanan proseslerden geçirildikten sonra sırasıyla orta ve düşük basınçlı dağıtım şebekelerine aktararak vatandaşların kullanımına sunulur.

Ülkemizde yer alan bazı şehirler il merkezine ve/veya ulusal iletim hattına uzak mesafede veya coğrafi olarak boru hatlarının ulaşmasının mümkün olmadığı lokasyonlarda yer almaktadır. Bu durumda olan şehirlere, doğal gazın boru hatları ile ulaştırılması teknik ve/veya ekonomik olarak mümkün olmamaktadır. Bahse konu durumu bertaraf etmek adına, EPDK tarafından 2016 ve 2017 yıllarında yapılan düzenlemeler ile; doğal gaz boru hatlarının ulaşmasının teknik ve/veya ekonomik olarak mümkün olmadığı şehirlere, doğal gazın CNG ve/veya LNG formunda ulaştırılması ve bu şehirlerdeki konutlara ve serbest tüketicilere doğal gaz dağıtımının sağlanması mümkün hale gelmiştir. En son, EPDK tarafından alınan 08/06/2017 tarihli ve 7110-7 sayılı Kurul Kararının 13/06/2017 tarihli ve 30095 sayılı Resmi Gazete'de yayımlanması ile *“Doğal Gaz Dağıtım Şebekesinin CNG veya LNG ile Beslenmesine*

İlişkin Usul ve Esaslar” (Usul ve Esaslar) hayata geçirilmiştir.⁶⁷ Anılan Usul ve Esasların hükümleri gereğince, CNG ve/veya LNG yatırımları yapılırken;

- Dağıtım şirketleri tarafından, doğal gazın iletim şebekesinden ve/veya mülkiyetlerinde bulunan dağıtım şebekesinden alınarak sıkıştırılması veya sıvılaştırılması, elde edilen CNG ve/veya LNG’nin özel vasıtalarla boşaltım tesisine taşınması ve gaz arzına yönelik tesis yatırımlarının münferiden gerçekleştirilebilmesi mümkündür. Bu durumda, dağıtım şirketinin yatırım harcamaları ve işletme giderleri dağıtım şirketinin tarifesine esas olan sistem kullanım bedeli hesabında dikkate alınmaktadır.
- Dağıtım şirketi, CNG ve/veya LNG’nin EPDK tarafından bu faaliyetler için yetkilendirilmiş lisans sahiplerinden temin edilmek suretiyle dağıtım şebekesine ulaştırılmasına kadarki kısmının tamamını veya bir kısmını hizmet alımı⁶⁸ yoluyla da gerçekleştirebilmektedir. Ayrıca, hizmet alımı yöntemi, doğal gaz dağıtım bölgesi kapsamında olan bir şehre doğal gaz arzı sağlanması amacıyla planlanan ya da yapımına başlanan iletim hattı (şehir besleme hattı) veya dağıtım şebekesi imalatının (örn. RMS-A) çeşitli nedenlerle gecikmesi durumunda, boru hattı ve/veya istasyon yatırımları tamamlanıncaya kadar geçici süreyle de uygulanabilmektedir. Söz konusu Usul ve Esaslara uygun olarak gerçekleştirilen hizmet alımına ilişkin yatırım harcamaları ve işletme giderleri de dağıtım şirketinin tarifesine esas olan sistem kullanım bedeli hesabında dikkate alınmaktadır.

CNG ve LNG, doğal gaz dağıtım yapılacak bölgelere ulaşım araçları ile taşınmaktadır. Bu nedenle, dağıtım faaliyetinin gerçekleştirilmesinde doğal gaz arz güvenliğinden re’sen sorumlu olan dağıtım şirketinin, özellikle doğal gazın CNG veya LNG ile dağıtımının yapıldığı şehirlerde tedarik planlaması yapması ve dağıtım şebekesini dengelemesi önem arz eder. CNG ve LNG’ye ilişkin faaliyetlerde hizmet alınması durumu, dağıtım şirketlerinin lisanslarından kaynaklanan sorumluluklarını ortadan kaldırmamaktadır.

⁶⁷ CNG ve LNG tedarik edilmesine ilişkin ilk düzenleme 17/03/2016 tarihli ve 6155-4 sayılı Kurul Kararı ile yapılmış olup, güncel olan düzenleme 08/06/2017 tarihli ve 7110-7 sayılı Kurul Kararı ile kabul edilen “Doğal Gaz Dağıtım Şebekesinin CNG veya LNG ile Beslenmesine İlişkin Usul ve Esaslar”dır.

⁶⁸ CNG ve LNG’ye ilişkin hizmet alımları açık ihale yöntemiyle yapılır. Tek seferde azami 5 yıllık süre için ihaleye çıkılır.

Doğal gazın ülkemiz genelinde yaygınlaştırılması hedef ve politikaları kapsamında, EPDK tarafından yürürlüğe konulan söz konusu düzenlemeye istinaden, yeni CNG ve LNG tesislerinin devreye alınmasıyla birlikte önümüzdeki yıllarda ülkemizde CNG ve LNG ticaret hacminin artacağı söylenebilir. Dahası, doğal gaz dağıtım şirketleri ile CNG ve LNG faaliyeti yapan lisans sahipleri arasında kurulacak işbirliği neticesinde yeni bir iş modeli hayata geçirilmiş olacaktır. Bugüne kadar daha çok sanayi ve ticari işletmelerde kullanılan CNG ve LNG'nin şehir şebekelerinin beslenmesinde kullanılmaya başlanması ve söz konusu uygulamaların her geçen gün artarak büyümesi ile birlikte, CNG ve LNG sektörlerinde önemli boyutta hareketlilik oluşacak ve yeni yatırımların hayata geçirilmesine olanak tanınacaktır. Böylelikle, alternatif dağıtım yöntemlerinin kullanılması neticesinde; hem boru hatlarının ulaştırılmasının teknik ve/veya ekonomik olarak mümkün olmadığı yerlere doğal gaz ulaşımı sağlanacak hem de CNG ve LNG sektörlerinde büyüme, istihdam artışı, yeni teknolojilerin tanınması, tesis ve ekipman fiyatlarında düşüş, yerli üretimde artış, rekabet, hizmet sürekliliği ve kalitesi gibi konuların ön plana çıkması sağlanacaktır. (Daşdemir, 2017)

Boru hatları ile dağıtım yönteminde olduğu gibi, CNG ve LNG'ye ilişkin tesis, ekipman, taşıt, personel seçimi vb. tüm iş ve işlemlerin ilgili mevzuat, standart ve üretici tavsiyelerine uygun olması gerekir. Çalışmalar sırasında bunlarda meydana gelebilecek revizyon veya geçerliğini yitirme durumlarında, konuya ilişkin düzenlemelerin güncel hali esas alınır. Bu kısımda, ülkemizdeki mevcut CNG ve LNG uygulamaları göz önüne alınarak söz konusu faaliyetler teknik boyutuyla irdelenmiştir.⁶⁹

3.2.1. Doğal Gaz Dağıtımında CNG Kullanımı

Dağıtıma konu şehirlere CNG yöntemiyle gaz ulaştırılması, doğal gaz dağıtım şirketlerinin kendi kuracağı tesisler ve ulaşım araçları ile sağlanabileceği gibi, söz konusu ürün ve faaliyetlerin tamamının veya bir kısmının hizmet alımı yoluyla da gerçekleştirebileceği hususunun, 2016 ve 2017 yıllarında yapılan düzenlemeler ile hukuki zemine oturtulduğuna değinilmişti. Doğal gaz dağıtımında boru hatlarına

⁶⁹ CNG ve/veya LNG ile doğal gaz dağıtım şebekesinin beslenmesi, ülkemiz dışında Asya'daki ada ülkeleri başta olmak üzere, ABD, Bolivya vb. ülkelerde de gerçekleştirilmektedir. Söz konusu CNG ve LNG dağıtımına ilişkin teknik süreçler, ülkemizde tesis edilen iş ve işlemler ile benzerlik göstermektedir.

alternatif olan ilk uygulama, CNG ile dağıtımın yapıldığı Üzümlü şehridir.⁷⁰ Bununla birlikte, 2018 yılı Mayıs ayı sonu itibarıyla Usul ve Esaslar kapsamında hizmet alınarak CNG ile doğal gaz dağıtımının yapıldığı şehirler Elazığ iline bağlı Kovancılar ve Palu, Kastamonu iline bağlı Taşköprü, Manisa iline bağlı Gördes, İzmir iline bağlı Kınık ve Bergama, Erzurum iline bağlı Tortum ve Narman şehirleridir.⁷¹ Bahse konu şehirlerde uygulanmakta olan CNG dağıtım faaliyetlerinin daha iyi anlaşılabilmesini teminen; 30/11/2016 tarihinde Erzincan ilindeki CNG dolum tesisine ve Üzümlü şehrindeki CNG boşaltım tesisine ziyarette bulunularak sürece ilişkin uygulamalar, üniteler ve ekipmanlar yerinde incelenmiş, CNG alım ihalesine çıkan dağıtım şirketlerinin bahse konu ihalelere yönelik şartnameleri irdelenmiş, söz konusu ihaleleri kazanan firmalar ile iletişime geçilerek konuyla ilgili detaylar öğrenilmiş ve anılan faaliyetlere ilişkin mevzuat ve standartlar taranmıştır.

3.2.1.1. CNG Tesislerinin Doğal Gaz Dağıtım Şirketi Tarafından Kurulması Durumunda Dağıtım Şebekesi

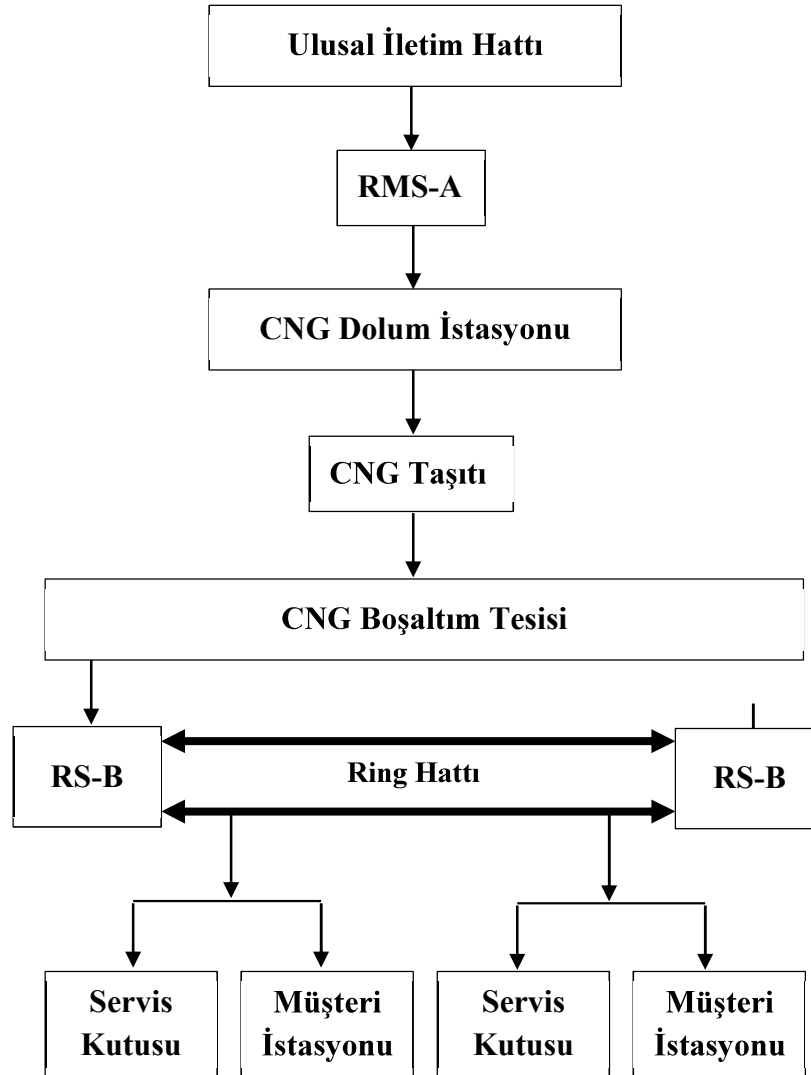
Ülkemizde, CNG yöntemi ile abone ve serbest tüketicilere doğal gaz dağıtımının ilk uygulaması Erzincan ilinin Üzümlü şehrinde gerçekleştirilmiştir. İlgili dağıtım şirketi tarafından kurulan CNG dolum ve boşaltım tesisleri ile CNG'nin taşınmasında kullanılan çekici ve treylerin faaliyete geçirilmesini müteakip, 2016 yılı Ekim ayından itibaren Üzümlü şehrine CNG yöntemiyle doğal gaz arzı sağlanmış ve bu yöntem günümüze kadar⁷² sorunsuz bir şekilde uygulanmaya devam etmiştir. Doğal gaz dağıtım sektörü açısından pilot uygulama olarak görülen bu proje, daha sonra yapılacak olan CNG dağıtım projeleri için örnek teşkil etmekte ve elde edilen tecrübelerle bu yöntemin teknik olarak geliştirilmesinin yanında maliyetlerinin de düşürülmesi hedeflenmektedir. 2018 yılı Mayıs ayı sonu itibarıyla, dağıtım sektöründe doğal gazın CNG ile dağıtımında tüm tesis ve ekipmanların dağıtım şirketi tarafından inşa edilip kullanıldığı tek uygulama, Üzümlü CNG Projesi'dir. Ülkemizdeki tek uygulamanın Üzümlü CNG Projesi olmasının yanında, diğer ülkelerdeki CNG proseslerinin de söz konusu proje ile büyük ölçüde benzerlik göstermesi nedeniyle, konuya ilişkin bilgi ve değerlendirmeler Üzümlü CNG Projesi baz alınarak oluşturulmuştur.

⁷⁰ Üzümlü şehrine CNG ile gaz arzı 25/10/2016 tarihinde sağlanmıştır. (Enerya Erzincan, 2016)

⁷¹ Usul ve Esaslar çerçevesinde, ihale kapsamında CNG ile doğal gaz arzı sağlanan ilk şehir "Kovancılar" olmuştur. Söz konusu şehre gaz arzı 11/12/2017 tarihinde sağlanmıştır. (Aksa Elazığ, 2017)

⁷² Tezin teslim edildiği 2018 yılı Haziran ayına kadarki süreç.

Söz konusu proje kapsamında, ilgili dağıtım şirketi tarafından dağıtım bölgesi sınırları içerisinde yer alan Erzincan RMS-A çıkışına yerleştirilen branşman hattı ile alınan doğal gaz, kurutucudan geçirilerek CNG kompresör ünitesine ulaştırılır. Bu noktada, gazın basıncı 200 bara yükseltilerek doldurma manifoldları marifetiyle treyler üzerinde bulunan CNG tüplerine gaz aktarımı sağlanır. Sıkıştırılarak CNG haline getirilen gaz, treyler ve çekiciden oluşan CNG taşıtı ile Üzümlü şehrinde kurulan boşaltım tesisine taşınır. Dağıtımına konu şehre ulaşan CNG, boşaltım tesisinde inşa edilen basınç düşürme ve ölçüm istasyonu ile şebeke basıncına düşürülerek orta basınç doğal gaz dağıtım şebekesine aktarılır. Bahse konu süreçlerin anlatıldığı Şekil 3.13 incelendiğinde, orta basınçlı dağıtım hatları ve sonrasında yer alan istasyon ve şebekenin, “3.1. Doğal Gaz Dağıtımında Boru Hattı Taşımacılığı” bölümünde yer alan Şekil 3.1’de gösterildiği şekliyle devam ettiği anlaşılmaktadır. (Enerya Erzincan, 2016/a)



Şekil 3.13. CNG Tesislerinin Doğal Gaz Dağıtım Şirketi Tarafından Kurulması Durumunda Dağıtım Şebekesinin Genel Görünümü

3.2.1.1.1. CNG Dolum Tesisi

CNG dolum tesisi, doğal gazın kurutucudan geçirilerek basınçlandırıldığı ve treylere yüklendiği tesistir.⁷³ Ayrıca, SCADA vasıtasıyla SKM'den, CNG dolum tesisinde gerçekleştirilen gazın kurutucu ve kompresör ünitelerine girişi ve çıkışları anlık olarak izlenebilmekte, denetlenebilmekte ve sürece ilişkin kayıtlar tutulabilmektedir. CNG dolum tesisinin alan tasarımı yapılırken, uzun araçların tesise giriş ve çıkışlarında araçların manevra kabiliyetine imkân tanıyacak önlemler alınır.

3.2.1.1.1.1. Kurutucu Ünitesi

RMS-A veya RS-B çıkışından⁷⁴ bransman hattı ile alınan doğal gazın, basınçlandırılmadan önce, içerisinde bulunması muhtemel su buharının düşük sıcaklıklar altında donma yapıp sistemin çalışmasını aksatmaması için bahse konu buharı arındırmaya yarayan kurutucu ünitesine giriş yapması sağlanır. Kurutucu, gazdan çektiği nemi ünitenin dışına tahliye edecek şekilde dizayn edilir. Kurutucu kapasitesi, yedekli kompresör ünitelerinin her ikisinin de çalıştığı düşünülerek maksimum gaz çekiş akışına uygun olarak tasarlanır. Doğal gaz kurutucuya gelene kadar, her ne kadar yalnızca RMS-A'da veya hem RMS-A'da hem de RS-B'de filtrelenmişse de; CNG dolum tesisinde yüksek basınç altında tüplere doldurulacağından, içerisinde su buharı bulundurmaması önem arz eder. Bu nedenle, söz konusu ünitenin CNG dolum tesisinde kullanılması elzemdir. (Enerya Erzincan, 2016/a)

3.2.1.1.1.2. Kompresör Ünitesi

Kurutucudan geçirilen doğal gazın, basıncının artırılması amacıyla CNG kompresör ünitesine girişi sağlanır. Bu noktada doğal gaz, basıncı içine doldurulduğu tüplerin ve kompresörün dayanıklılığına göre 200-250 bar'a yükseltilerek⁷⁵ dolum manifoldları marifetiyle treyler üzerinde bulunan CNG tüplerine aktarılır (Şekil 3.14 ve

⁷³ Üzümlü şehrine gaz arzı tedarik eden CNG dolum tesisi, söz konusu şehre yaklaşık 20 km uzaklıkta olan Erzincan şehir giriş istasyonu sınırları içerisinde inşa edilmiştir.

⁷⁴ Üzümlü CNG Projesinde doğal gaz RMS-A çıkışından temin edilerek basınçlandırılır. Söz konusu gazın, herhangi bir RS-B tipi istasyondan temin edilerek basınçlandırılması da teknik olarak mümkündür.

⁷⁵ Üzümlü CNG Projesi, ilk uygulama olduğundan dolayı güvenli bölgede kalabilmek adına yaklaşık 200 bar basınçta prosesler yürütülmektedir. Mukavemeti daha yüksek değerlerde olan tüplerin kullanılması ile birlikte 250 bar basınçta proseslerin yürütümünü sağlamak da mümkündür.

Şekil 3.15). İdeal gaz denklemine göre, basıncı arttırılan gazın sıcaklığı da aynı oranda artmaktadır. Bu nedenle, yükselen gaz sıcaklığının tehlike arz etmemesi için uygun kapasitelerde soğutma ekipmanlarının⁷⁶ da kompresör ünitesine montajı sağlanır. Kompresör ünitesinin bakımı veya arızası sırasında gaz akışının kesintiye uğramaması için tesis içerisinde kompresör ünitesinin yedeği de bulundurulur. (Enerya Erzincan, 2016/a)



Şekil 3.14. (1) Kompresör, (2) PRMS, (3) CNG Taşıma Tüpleri, Treyler, Çekici, Manifold

3.2.1.1.3. Dolum Manifoltları

Basınçlandırılan gazı treyler üzerindeki tüplere dolduran ekipmanlardır. Söz konusu ekipmanlarda, şehrin tüketim kapasitesinin karşılanmasını teminen yeterli miktarda dolum ağzı bulunur. Dolum manifoldlarının dayanımı, tüplere doldurulacak gazın en yüksek basıncını karşılar seviyede olmalıdır.

⁷⁶ Dış ortam sıcaklığının 0°C'nin altına düştüğü bölgelerde soğutma suyunun içerisine antifriz eklenir.



Şekil 3.15. Dolum Manifoltları

3.2.1.1.2. CNG Taşıma Tüpleri, Treyler ve Çekici

CNG taşıma tüpleri yüksek basınçlı doğal gaz dolumuna uygun tipte, 250 bar işletme basıncı ve 375 bar test basıncına dayanıklı olmalıdır.⁷⁷ Tehlikeli Maddelerin Karayolu ile Uluslararası Taşımacılığına İlişkin Avrupa Anlaşması gereği; CNG'yi taşıyan tüp ve treylerin, ulaşımı sağlayan çekici ve şoförün ADR sertifikalarına uygun olması gerekir. Ayrıca, treyler ve tüplerin dolu ağırlığı çekiciyle beraber yasal sınırlar içinde kalmalıdır. Bunlara ilave olarak, ulaşım emniyetinin sağlanmasını teminen, CNG taşıyan treyler branda ile kapatılır ve dört bir tarafına CNG tehlike uyarı işaret ve sembolleri yerleştirilir. (Enerya, 2017)

Çekici ve treyler sayısı, şehrin günlük ve saatlik pik tüketimlerine göre değişkenlik göstermektedir. Bu çerçevede, Üzümlü CNG Projesinde, mevcut tüketim değerleri dikkate alınarak 2 adet çekici ve 3 adet treyler kullanılmaktadır. Treylerlerin her birinde 165 adet 150 lt'lik CNG tüpü bulunmakta olup treylerin kapasitesi 200 bar basınçta 5.000 m³'tür (Enerya, Üzümlü, 2017). Bununla birlikte, yapılan piyasa araştırmasından, 250 bar basınçta karbon fiber malzemeden yapılmış uygun sayıdaki tüp demetlerinden oluşan treylerin 14.000 m³ civarında CNG taşıyabildiği anlaşılmıştır ("rstank"; "santekcng"; "doganoksijen", t.y.). CNG tüplerinin, gerek 200 bar gerekse de 250 bar basınçta daha fazla miktarda gaz taşınması; söz konusu tüplerin hacmine,

⁷⁷ Şu anki teknolojiye tedarik ve maliyet açısından yaygın olarak kullanılan 200-250 bar işletme basıncındaki tüplerdir. İlerleyen yıllarda teknolojik gelişmelere paralel olarak maliyetlerde gerçekleşecek olan düşüş ile birlikte, aynı maliyette daha yüksek basınçta mukavim tüplerin kullanılmasının mümkün olacağı söylenebilir.

malzemesine ve tüplerin maruz kaldığı sıcaklık ile atmosferik basınca göre değişiklik gösterir.

3.2.1.1.3. CNG Boşaltım Tesis

CNG boşaltım tesisi, çekici ve treyler ile getirilen doğal gazın basıncının düşürülerek ölçümünün yapıldığı ve kokulandırılarak kullanıma esas olmak üzere orta basınç dağıtım şebekesine aktarıldığı istasyondur. Ayrıca, SCADA vasıtasıyla SKM'den, CNG boşaltım tesisinde gerçekleştirilen basınç düşürme ve ölçüm süreçleri ile kokulandırma periyodu anlık olarak izlenebilmekte, denetlenebilmekte ve sürece ilişkin kayıtlar tutulabilmektedir. CNG boşaltım tesisinin alan tasarımı yapılırken, uzun araçların tesise giriş ve çıkışlarında araçların manevra kabiliyetine imkân tanıyacak önlemler alınmalıdır. (Enerya Erzincan, 2016/a)

3.2.1.1.3.1. Basınç Düşürme ve Ölçüm İstasyonu (PRMS)

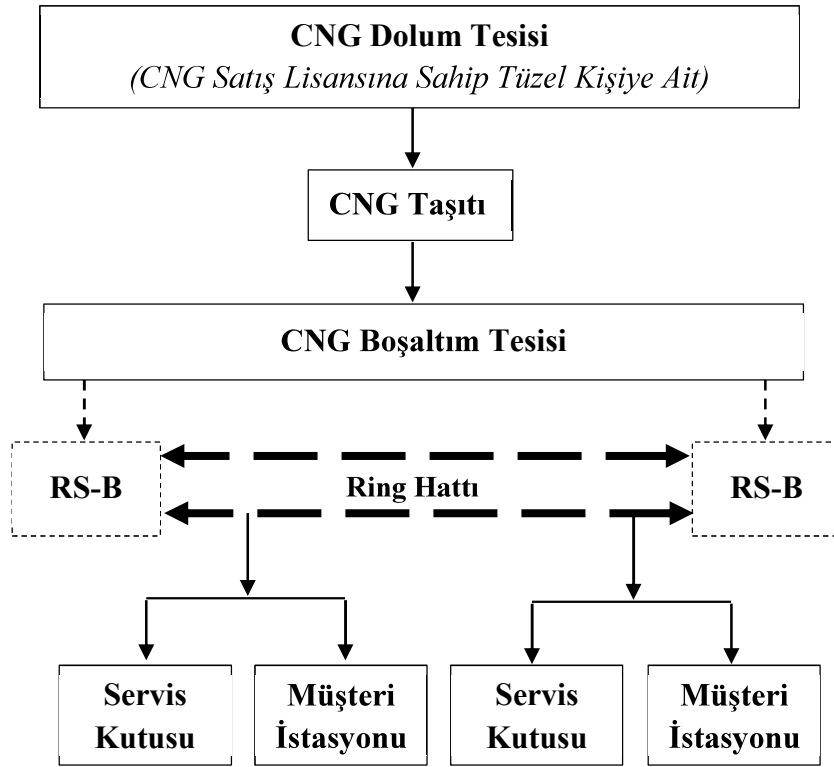
CNG'nin, orta basınca düşürüldüğü A tipi basınç düşürme ve ölçüm istasyonudur (Şekil 3.14). Boşaltım manifoldları marifetiyle PRMS'e ulaştırılan 200-250 bar'daki doğal gazın basıncı, iki ayrı regülatör kullanılarak düşürülür. Bu kapsamda, söz konusu istasyonda gazın basıncı öncelikle 70 bar'a, akabinde 19-35 bar arasına düşürülerek ölçüm ünitesine giriş yapması sağlanır. Bu noktada dikkat edilmesi gereken husus regülasyon işlemi öncesinde doğal gazın ısıtılması gerekliliğidir. "3.1.2.1.3. Isıtma" bölümünde belirtildiği üzere; doğal gazdaki her 1 bar'lık basınç düşümü, gazın sıcaklığında yaklaşık 0,5°C'lik azalmaya neden olmakta, bu durum ise sistem içerisinde donma veya hidrat oluşumuna olanak tanımaktadır. Bu çerçevede, söz konusu tesiste ısıtma işlemi, kazan dairesinde ısıtılan suyun eşanjöre gönderilmesi ve eş zamanlı olarak gazın eşanjörler arasından geçirilmesi ile sağlanır. (ibid)

PRMS'in kapasitesi, şehrin hesaplanan mevcut ve 30 yıllık gelecekteki pik tüketim hesabına göre, taşıma döngüsü de göz önünde bulundurularak belirlenir. PRMS'in çalışma basınç aralığı, boşaltım tesisine teslim edilen yüksek basınçtaki doğal gazı karşılayacak değer ile şehir çalışma basıncı aralığında olmalıdır. Şehir içi doğal gaz dağıtımında kritik öneme sahip olan söz konusu istasyonda, herhangi bir bakım veya arıza durumunda gazdaki arz güvenliliğinin sağlanmasını teminen, hatlar ve ekipmanlar yedekli olarak tasarlanır.

3.2.1.2. CNG'nin Diğer Lisans Sahiplerinden Tedarik Edilmesi

Dağıtım şirketlerinin, CNG'nin EPDK tarafından bu faaliyetler için yetkilendirilmiş lisans sahiplerinden temin edilmek suretiyle dağıtım şebekesine ulaştırılmasına kadarki kısmının tamamı veya bir kısmı için hizmet alımı yöntemine başvurabileceğine değinilmişti. Bu çerçevede, Doğal Gaz Piyasası Lisans Yönetmeliği kapsamında, dağıtım şirketlerinin CNG'yi satın alacağı firmanın CNG satış lisansına sahip olması gerekmektedir. Bununla birlikte, aynı Yönetmelik kapsamında, CNG'nin dolum tesisinden dağıtım şirketinin boşaltım tesisine taşınması ancak ve ancak CNG iletim-dağıtım lisansı sahibi firmalar tarafından sağlanabilmektedir. Dağıtım şirketinin CNG satın aldığı firmanın aynı zamanda CNG iletim-dağıtım lisansına sahip olması durumunda ise, her iki faaliyetin de aynı firma tarafından yürütülebilmesi mümkündür.

CNG satış lisansına sahip tüzel kişiler tarafından doğal gaz; kuyubaşı, ulusal iletim şebekesi veya şehir içi dağıtım sisteminden, tedarikçilerden ve/veya dağıtım şirketlerinden satın ve/veya teslim alınarak (DGPLY, 2002); CNG dolum tesisinde, kompresör ünitesi vasıtasıyla 200-250 bar basınca kadar sıkıştırılıp ilgili mevzuat ve standartlara uygun olarak CNG tüplerine doldurulmaktadır. Söz konusu tüzel kişiler, çoğunlukla CNG dolum tesislerini doğal gazın alçak basınçlı dağıtım hatlarından (yaklaşık 4 bar basınçta) temin edildiği alanlara kurmaktadır. Bunun nedeni, süreçleri daha önceki bölümlerde ayrıntılı bir şekilde anlatıldığı üzere, alçak basınçlı dağıtım hatlarındaki doğal gazın filtrelenmiş ve kokulandırılarak kullanıma hazır hale getirildiği formda olmasıdır. Bahse konu tüzel kişiler, doğal gazı anlık olarak temin edebildiğinden dolayı da doğal gaz depolaması yapmamaktadır. Basınçlandırılarak dolum manifoldu marifetiyle dolumu yapılan tüpler, çekici ve treyler vasıtasıyla doğal gaz dağıtımına konu şehirdeki CNG boşaltım tesisine ulaştırılır. Bu noktada, boşaltım manifoldu kullanılarak CNG'nin PRMS'e boşaltılması sağlanır ve ısıtılmasını müteakip basıncı düşürülür. Aynı zamanda, hem miktar hem de kalorifik değer ölçümü yapılan doğal gaz, tüketicilerin kullanımına hazır hale getirilerek orta basınçlı veya alçak basınçlı dağıtım hatlarına aktarılır (Şekil 3.16) (Kişisel iletişim, Tez Oksijen, 2018). Boşaltım tesisine ulaştırılan sıkıştırılmış doğal gazın, PRMS'te basıncı düşürüldükten sonra orta basınçlı dağıtım hattına mı yoksa alçak basınçlı dağıtım hattına mı aktarılacağı hususu, ilgili dağıtım şirketinin CNG alımına ilişkin ihale şartnamesi hükümlerinde belirtilir.



Şekil 3.16. CNG'nin Diğer Lisans Sahiplerinden Tedarik Edilmesi Durumunda Dağıtım Şebekesinin Genel Görünümü⁷⁸

3.2.2. Doğal Gaz Dağıtımında LNG Kullanımı

Yakın bir gelecekte uluslararası LNG pazarında beklenen gelişmeler, körfez ülkelerinde yaşanan diplomatik hareketlilik, her geçen gün büyüyen Asya pazarının küresel LNG fiyatlarına etkileri ve ABD ile Rusya'nın aldığı yeni pozisyonlar göz önüne alındığında, önümüzdeki yıllarda dünya doğal gaz ticaretinde ve tüketiminde LNG'nin payının giderek artacağı söylenebilir (Daşdemir, 2017). Bu durum, ülkemize ithal edilen doğal gazın yaklaşık %84'ünün boru hatları ile yalnızca 3 ülkeden (Rusya, İran ve Azerbaycan) tedarik edilmesinin, ülkemizin gaz arzı güvenliğine tehdit oluşturmasını bertaraf edecek gelişmelerden biri olarak görülebilir. Bu nedenle, dünya doğal gaz ticaretinde önemi giderek artan buna karşın fiyatı düşen LNG'nin, Türkiye'nin iç piyasasına girişinin sağlanabilmesi için LNG tesislerinin ve kullanım alanlarının artırılması gerekir. Bu kapsamda, LNG'nin doğal gaz dağıtımında kullanılması da bu alanların en yeni olanıdır.

⁷⁸ Doğal gaz, CNG boşaltım tesisi çıkışında direkt olarak alçak basınçlı dağıtım hatlarına aktarılacak ise, Şekil 3.16'daki kesikli alan dağıtım şebekesinde yer almaz. Bu durumda alçak basınçlı dağıtım hatlarında ring şebeke yerine dal şebeke oluşur.

EPDK tarafından çıkarılan Usul ve Esaslar çerçevesinde dağıtım konu şehirlerde LNG arzı -CNG’de olduğu gibi- doğal gaz dağıtım şirketlerinin kendi kuracağı tesisler ve ulaşım araçları ile sağlanabileceği gibi, söz konusu ürün ve faaliyetlerin tamamı veya bir kısmının hizmet alımı yoluyla da gerçekleştirebilmesi mümkün kılınmıştır. Böylelikle, doğal gaz dağıtımında boru hatlarına alternatif olarak CNG ile birlikte LNG’nin de kullanılması, doğal gaz arz çeşitliliğinin artmasını sağlamıştır.

Günümüz şartları düşünüldüğünde, dağıtım şirketlerinin doğal gaz sıvılaştırma tesisi inşa etmesi veya spot/uzun vadeli ithal edilen LNG’yi inşa edeceği LNG terminallerine aktararak burada muhafaza etmesi teknik olarak mümkün olsa da, söz konusu tesislerin maliyetinin çok yüksek olması nedeniyle dağıtım şirketlerini ekonomik anlamda oldukça zorlayacaktır.⁷⁹ Bununla birlikte, söz konusu Usul ve Esaslar kapsamında, doğal gaz dağıtım şirketleri her ne kadar dağıtım şebekesinin beslenmesine yönelik olarak LNG’nin iletimi ve dağıtım faaliyetlerinde yetkin kılınmış olsa da; LNG’nin dolumu, taşınması ve boşaltımı konuları dağıtım şirketlerinin tecrübeli olduğu alanlar olmadığı, buna karşın anılan faaliyetleri gerçekleştirebilecek çok sayıda lisans sahibi firmanın olduğu bilinmektedir. Bu nedenle, EPDK tarafından çıkarılmış olan Usul ve Esaslara uygun olarak, LNG’nin tedariki ve dağıtım şirketinin tesisine ulaştırılarak boşaltılması konularında hizmet alımı yapılması, doğal gaz dağıtım şirketleri tarafından değerlendirilebilecek önemli bir husustur. Nitekim, 2018 yılı Mayıs ayı sonu itibarıyla Karaman iline bağlı Ermenek, Erzincan iline bağlı Çayırli ve Tercan, Konya iline bağlı Beyşehir ve Karapınar şehirlerine bu kapsamda LNG hizmet alımı yapılmakta ve söz konusu şehirlere sorunsuz bir şekilde doğal gaz arzı sağlanmaktadır.⁸⁰ Bununla birlikte; Kocaeli iline bağlı Kandıra şehrinin Kefken, Kerpe ve Cebeci bölgesine de 2018 yılı Haziran ayı içerisinde hizmet alımı yöntemiyle LNG ile doğal gaz arzının sağlanması planlanmaktadır (İzgaz, 2018). Bu çerçevede, bahse konu şehirlerde uygulanmakta olan LNG dağıtım faaliyetlerinin daha iyi anlaşılmasını teminen; 19/04/2018 tarihinde Beyşehir şehrindeki LNG dağıtım tesisleri ve prosesleri

⁷⁹ Usul ve Esaslar’ın 5 inci maddesinin ikinci fıkrasına göre; Kurul, CNG ve/veya LNG yatırımlarını teknik ve ekonomik olarak uygun görmesi durumunda dağıtım bölgesinde CNG ve/veya LNG faaliyeti yapılmasına izin vermektedir. Bahse konu terminallerin yatırımlarının çok yüksek olması ve dağıtım şirketi tarafından söz konusu terminallerin inşa edilmesi durumunda dağıtım şirketinin yetkili olduğu dağıtım bölgesindeki tarifelerde yüksek seviyede artışa neden olacağından, söz konusu terminallerin dağıtım şirketi tarafından inşa edilmesine Kurul tarafından izin verilmeyebilir.

⁸⁰ Usul ve Esaslar çerçevesinde, ihale kapsamında LNG ile doğal gaz arzı sağlanan ilk şehir “Beyşehir” olmuştur. Söz konusu şehre gaz arzı 27/10/2017 tarihinde sağlanmıştır. (Enerya Konya, 2017)

yerinde incelenmiş, LNG alım ihalesine çıkan tüm dağıtım şirketlerinin bahse konu ihalelere yönelik şartnameleri irdelenmiş, söz konusu ihaleleri kazanan toptan satış şirketleri ve LNG'yi dolum terminalinden alıp ilgili dağıtım şirketinin boşaltım tesislerine taşıyan LNG iletim lisansı firmalar ile iletişime geçilerek konuya ilişkin bilgi notları alınarak derlemeler yapılmıştır.

3.2.2.1. LNG'nin Diğer Lisans Sahiplerinden Tedarik Edilmesi

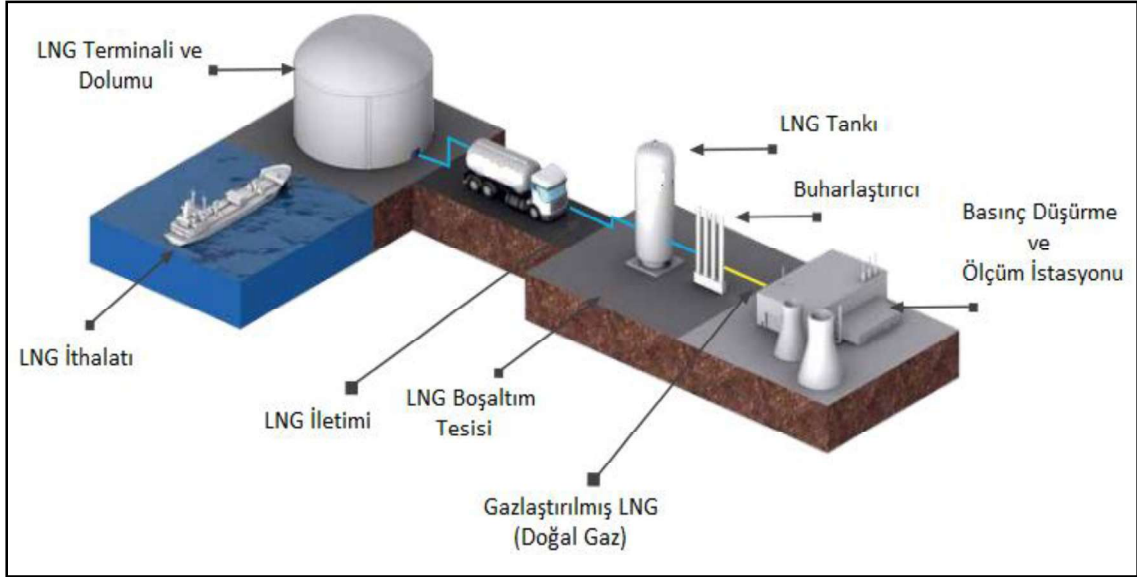
Dağıtım şirketlerinin, LNG'nin EPDK tarafından bu faaliyetler için yetkilendirilmiş lisans sahiplerinden temin edilmek suretiyle dağıtım şebekesine ulaştırılmasına kadarki kısmının tamamı veya bir kısmı için hizmet alımı yöntemine başvurabileceğine değinilmişti. LNG'deki tedarik sürecinin ticari boyutu, boru hatlarındaki süreç ile benzerlik gösterirken, CNG tedarik süreci ile bazı farklılıklar göstermektedir. Şöyle ki, Doğal Gaz Piyasası Lisans Yönetmeliği kapsamında;

- Toptan satış lisansı sahibi tüzel kişi, satın aldığı doğal gazı yurt genelinde herhangi bir dağıtım şirketine satabilirken,
- LNG dolum, taşıma ve teslim faaliyetleri LNG iletim lisansı sahibi tüzel kişi tarafından yürütülebilirken,
- Doğal gazın toptan satış faaliyeti ile iştigal eden tüzel kişinin, iletim veya dağıtım faaliyeti yapamayıp, iletim veya dağıtım faaliyeti yapan tüzel kişilere iştirak edememesinden dolayı,

dağıtım şirketlerinin LNG'yi satın aldığı firma ile LNG'nin dolum, taşıma ve boşaltım tesislerine teslimini sağlayan firmanın farklı iki şirket olması gerekmektedir. Bu çerçevede, dağıtım şirketlerinin açacağı LNG alım ihalelerine katılacak firmaların toptan satış lisansına sahip olması gerekmektedir.

Daha önceki bölümlerde belirtildiği üzere, ithal edilen LNG ülkemize 4 ayrı terminalden giriş yapmaktadır. Mevcut durumda, söz konusu terminallerden yalnızca Marmara Ereğlisi LNG Terminali ve Ege Gaz A.Ş. LNG Terminalinden kara tankerlerine LNG dolumu yapılmaktadır. Bu kapsamda, toptan satış lisansı sahibi şirketler bahse konu iki terminalden herhangi biri ile yapacağı anlaşma çerçevesinde

LNG temin edebilmektedir.⁸¹ Satın alınan LNG'nin; LNG iletim lisansına sahip tüzel kişiler tarafından anlaşmalı olunan terminalden LNG kara tankerlerine doldurulması, dağıtım şirketinin boşaltım tesisine ulaştırılması ve söz konusu tesiste yer alan LNG tankına boşaltılması sağlanır (Şekil 3.17). (Kişisel İletişim, Akpet Gaz, 2018)



Şekil 3.17. LNG İthalat, Dolum, İletim, Buharlaştırma Süreçleri ("İpragaz", t.y.)

LNG'yi, terminalden boşaltım tesisine taşıyan LNG kara tankerlerinin özelliklerine değinmek gerekirse: (OMV, t.y.)

- İç içe geçmiş iki tanktan oluşur. İçteki tank paslanmaz malzemeden yapılmış olup LNG depolamakta, dıştaki tank ise izolasyon görevi görmektedir. İki tank arası vakumlanmış vaziyettedir.
- LNG'nin boşaltım tesisindeki tanka aktarımı basınç farkından yararlanılarak yapılır. Bu nedenle, tankerin altında, LNG boşaltımında kullanılmak amacıyla bir adet evaporatör bulunur.
- LNG terminalinde dolumu, dağıtım şirketinin tesislerinde ise boşaltımı sağlayan tanker üzerindeki vana ve hortumlar yedekli tasarlanır.
- İzolasyonun zarar görmesi durumunda buharlaşacak olan LNG, tank içerisindeki basıncı arttıracaktır. Bu gibi durumlara karşın, emniyet

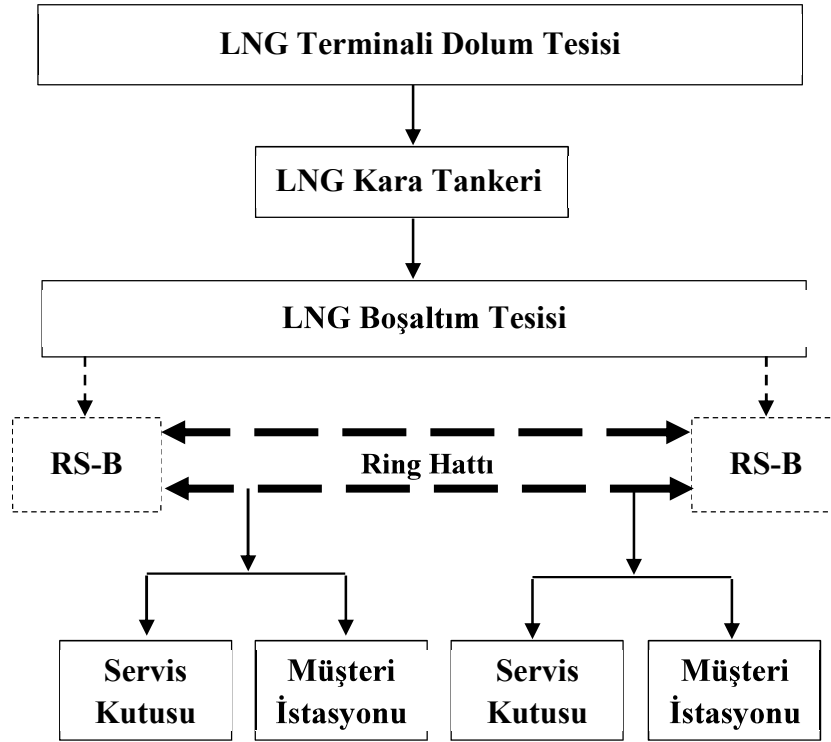
⁸¹ Doğal Gaz Piyasası Lisans Yönetmeliği kapsamında toptan satış şirketleri; üretim, ithalatçı ve diğer toptan satış şirketlerinden doğal gaz satın alabilmektedir. Dağıtım şirketleri tarafından açılan/açılacak olan LNG alım ihalelerinde yüklü miktarda LNG satın alınacağı için, toptan satış şirketlerinin söz konusu ürünü doğrudan LNG terminallerinden tedarik edeceği varsayılmıştır.

vanalarının kapasitesi tankta buharlaşan LNG'yi tahliye edecek yeterlilikte olmalıdır.

- Yasal mevzuat ve ilgili standartlar gereğince tankerin üzerinde; tank basıncının ve içerisindeki LNG miktarının anlık olarak gösterildiği ekipmanlar, tankın normal şartlardaki çalışma basınç ve sıcaklık değerleri, ağırlığı, hacmi ve tanka ilişkin diğer bilgilerin yer aldığı etiket yer alır.
- LNG'nin gerek tankere doldurulmasında gerekse de LNG tankına boşaltılmasında hortum ve bağlantı elemanlarını sıkamak için kıvılcım çıkartmayan bakır çekiç ve anahtar kullanılır.

3.2.2.2. LNG Boşaltım Tesis

LNG'nin; kara tankerleri ile getirilip depolama tanklarına aktarıldığı, gaz formuna dönüştürülüp filtrelenerek ölçümünün yapıldığı ve kokulandırılıp kullanıma esas olmak üzere orta veya alçak basınçlı dağıtım hatlarına aktarıldığı tesistir (Şekil 3.18). SKM ve SCADA'da söz konusu tesise ilişkin olarak; LNG tankının hacmi, tanktaki LNG seviyesi ve basınç değeri, tankta kaçak olup olmadığı, LNG'nin evaporatöre giriş süreci ve evaporatörden gaz fazında çıkış sıcaklığı ile basıncı, elektrikli ısıtıcıya giriş ve çıkış prosesi, filtreleme, gaz miktarının hacimsel ve kalorifik değer ölçümü ile kokulandırma periyodunun izlenmesi, denetlenmesi ve kayıt edilmesi sağlanır. LNG boşaltım tesisinin inşaat alanı tasarlanırken, LNG sızıntısı olması durumunda çevreye zarar verilmemesini teminen tesis içerisindeki ünitelerin altında en az LNG tankı hacminde taşkın havuzu bulunmalı, ayrıca uzun araçların tesise giriş ve çıkışlarında araçların manevra kabiliyetine imkân tanıyacak önlemler de alınmalıdır. Söz konusu tesiste yer alan depolama tankı, evaporatör, elektrikli ısıtıcı ve ölçüm istasyonundaki hatlar herhangi bir arıza, bakım veya pik tüketime karşı yedekli olarak tasarlanmalıdır. (Enerya Konya, 2018)



Şekil 3.18. LNG'nin Diğer Lisans Sahiplerinden Tedarik Edilmesi Durumunda Dağıtım Şebekesinin Genel Görünümü⁸²

3.2.2.2.1. Depolama Tankları

LNG boşaltım tesisine getirilen doğal gazın, dağıtım şirketi tarafından veya hizmet alınmış ise LNG iletim lisansına sahip firma tarafından kara tankerlerinden LNG depolama tanklarına boşaltılması sağlanır. Depolama tankları, sıvılaştırılmış doğal gazın -162°C 'de depolanmasında kullanılan basınçlı kaplardır. Bu nedenle, depolama tanklarında kullanılan ekipmanların tamamı kriyojenik malzemeden üretilir. Tanklar, boşaltım tesislerinde yedekli olarak saklanır.

Dağıtım şirketinin ilgili şehrin tüketimi için öngördüğü değere göre depolama tankının hangi hacimde olacağı tasarlanır. Depolama tankları iç içe geçmiş iki çelik tanktan oluşur. İçteki paslanmaz tank LNG depolama, dıştaki tank ise izolasyon sağlanması amacıyla kullanılır. Söz konusu tanklar arasındaki yalıtım perlit ve vakum ile sağlanır. Dış tankın üzerinde, iç tank ile bağlantı yapan tank dolum devreleri, ani

⁸² Doğal gaz, LNG boşaltım tesisi çıkışında direkt olarak alçak basınçlı dağıtım hatlarına aktarılacak ise, Şekil 3.18'deki kesikli alan dağıtım şebekesinde yer almaz. Bu durumda alçak basınçlı dağıtım hatlarında ring şebeke yerine dal şebeke oluşur.

basınç yükselmelerini engellemek için emniyet sistemleri, iç tanktaki basınç ve LNG seviyesi değerlerinin okunabildiği göstergeler ile sıvı ve gaz formundaki doğal gazın kullanıma verilmesi için imal edilmiş boru hatları yer alır. (ibid)



Şekil 3.19. Yatay ve Dikey LNG Tankı ile Buharlaştırıcı (“İpragaz”, t.y.)

LNG’nin iletim ve depolama basınçları 0 ila 5 bar arasındadır. Sistemin çalışması için belirli bir basınca ihtiyaç vardır. Tankın basınçlandırılması tank buharlaştırıcıları tarafından yapılır. Tank içerisindeki basınç, regülatör ve ekonomizer marifetiyle kontrol edilir (“İpragaz”, t.y.). Depolama tankları dikey veya yatay olarak çalışmak üzere dizayn edilebilir (Şekil 3.19). Yerinde inceleme gerçekleştirilen Beyşehir LNG boşaltım tesislerinde yer alan yatay LNG tankının kapasitesi 53 m^3 olup, söz konusu tankın dolu halinden yaklaşık olarak 27.000 m^3 doğal gaz elde edilmektedir.⁸³

3.2.2.2.2. Evaporatör (Buharlaştırıcı)

Doğal gaz dağıtım şirketi öngördüğü tüketim projeksiyonuna göre, en az bir adet yedek olmak üzere, yeterli sayı ve kapasitede evaporatörü LNG boşaltım tesisinde bulundurulur. Evaporatör üniteleri modüler bir sistem olduğundan, tüketim artışına binaen kapasite artışına gidilebilmektedir.

⁸³ LNG tankına ilişkin standartlara göre; LNG tankı, kapasitesinin %10’u ile %90’ı arasında çalıştırılmaktadır. (Enerya Konya, 2018)

Depolama tankı içinde 0-5 bar'da bulunan LNG, boşaltım tesisi çıkışında alçak basınçlı dağıtım hattına verilecek ise direkt olarak evaporatöre aktarılır, orta basınçlı dağıtım hattına verilecek ise kriyojenik dalgıç pompalar marifetiyle basıncı 19 bar'a yükseltilerek evaporatöre iletilir. Geniş ısı transfer yüzeyleri sayesinde yüksek ısı değiştirme kabiliyetine sahip olan evaporatör, ortam ısını alarak LNG'yi gaz haline çevirir. Genel olarak, evaporatörün malzeme seçiminde ısı iletim katsayısı yüksek olan alüminyum tercih edilir (Enerya Konya, 2018). Buharlaştırıcının yüzeyleri, özellikle soğuk ve nemli havalarda karlanmaya ve zaman içinde buzlanmaya başlar. Bu gibi durumlarda, ısı transfer yüzeyleri azalır ve gazlaştırma kapasitesi düşer. Bu nedenle, evaporatör üzerindeki karlar kıvılcım çıkartmayan plastik fırça gibi ekipmanlar ile temizlenir. (OMV, 2014)

Dış ortam sıcaklığı ile buharlaşan LNG, evaporatör çıkışında gaz olarak yoluna devam eder. Evaporatör çıkışında gazın sıcaklığı belli bir sıcaklığın altına düşer ise, elektrikli ısıtıcı otomatik olarak devreye girer ve içinden geçmekte olan doğal gazı ısıtır (Enerya Konya, 2018). Evaporatörün hareketli parçaları olmadığından bakım gerektirmez. ("İpragaz", t.y.)

3.2.2.2.3. Ölçüm İstasyonu

Evaporatör çıkışında gaz haline gelen LNG'nin elektrikli ısıtıcıdan geçerek ölçüm istasyonuna giriş yapması sağlanır. Dağıtım şirketinin yapacağı tasarıma göre doğal gaz, ölçüm istasyonuna; evaporatör öncesinde dalgıç pompa kullanılmış ise yaklaşık 19 bar'da, kullanılmamış ise yaklaşık 4 bar'da giriş yapar. Söz konusu istasyona ulaşan gaz filtrelendikten sonra sayaç ve gaz kromatograf cihazından geçirilerek tüketilen LNG miktarı ve elde edilen enerji değeri tespit edilir. Ölçüm istasyonu çıkışında kokulandırılan doğal gaz orta veya alçak basınç dağıtım hatlarına iletilir. Doğal gaz orta basınç dağıtım hatlarına aktarılmış ise, şehir içi bölge istasyonlarına ulaştırılır. Bu noktada, gazın basıncı düşürülür ve alçak basınç dağıtım hatlarına aktarımı sağlanarak tüketicilerin kullanımına sunulur. (Enerya Konya, 2018)

DÖRDÜNCÜ BÖLÜM

4. PROJEKSİYONLAR, BİRİM ENERJİ TÜKETİMİ ve PENETRASYON

Doğal gaz dağıtım şirketleri, dağıtım şebekeleri aracılığı ile lisanslı dağıtım bölgeleri sınırları içerisindeki kullanıcılara:

- Merkezi ve bireysel ısıtma,
- Pişirme ve sıcak su,
- Ticari ve sanayi kuruluşlar için ısıtma ve proses,
- Elektrik üretimi

amacıyla doğal gaz ulaştırmaktadır.

Doğal gaz dağıtım faaliyetinin gerçekleştirileceği şehirde gazın; boru hattı, CNG veya LNG yöntemlerinden hangisi ile sağlanmasının teknik ve mali açıdan daha uygun olduğuna karar verilebilmesi için analiz edilmesi gereken bir diğer husus, söz konusu şehirde dağıtımın başlayacağı an ve gelecekte ne kadar doğal gaz tüketileceğinin yaklaşık olarak belirlenmesidir. Bahse konu tahminlerin yapılabilmesini teminen, doğal gaz dağıtılacak şehre ilişkin meteorolojik verilerin yanında şehirdeki nüfus, konut, ticarethane ve diğer projeksiyonlar göz önüne alınarak muhtemel doğal gaz kullanıcı sayısının belirlenmesi, bununla birlikte, belirlenen potansiyel kullanıcıların birim enerji tüketim miktarlarına ilişkin hesaplamaların yapılması gerekir. Elde edilen veriler, doğal gaz dağıtımına konu şehirde mevcut durumda ve gelecekte ne kadar gaz tüketileceğine ilişkin tahmini rakamları verecektir.

Bu bölümde, üzerinde durulan projeksiyon hesaplama yöntemleri, doğal gaz dağıtım şirketlerinin tesis edecekleri çalışmalar için yol gösterici niteliktedir. Ayrıca, detayları açıklanan ve nicel olarak ortaya konan projeksiyonlar, birim tüketim hesapları, penetrasyonlar ve örnekler beşinci bölümdeki maliyet analizlerinde kullanılacaktır.

4.1. Projeksiyonlar

4.1.1. Nüfus Projeksiyonu

Nüfus projeksiyonları, sosyal ve ekonomik politikaları yansıtan ve sayısallaştıran, aynı zamanda sektörler için gerekli olan üretici ve tüketici kitlenin tespitinde yardımcı bir araç niteliği taşımaktadır. Nüfus projeksiyonu doğum, ölüm ve göç hareketlerinin ilerdeki eğilimleri ile ilgili belli varsayımlara dayanarak nüfusun gelecek zamanda gelişmesi hakkında tahminlerin yapılması olarak tanımlanabilir (Kocaman, 2002). Doğal gaz dağıtımının gerçekleştirileceği şehirde, TÜİK'ten temin edilecek mevcut durumdaki nüfus bilgisi ve geçmiş yıllara ait nüfus sayımı verileri birlikte değerlendirilerek gerçekleşen nüfus artış oranları hesaplanabilir. Bu çerçevede, temin edilen verilere dayanılarak kullanılacak çeşitli matematiksel yöntemler ile nüfus projeksiyonları oluşturulabilmektedir.

Bir şehrin nüfus projeksiyonuna yönelik kısa dönemler için kaba tahminlerin yapılmasına imkân veren çeşitli matematiksel yöntemler vardır. Söz konusu matematiksel yöntemler yardımıyla, nüfus sayımlarıyla belirlenen nüfus büyüklüğünü zamanın bir fonksiyonu kabul ederek en uygun olan denklemin kullanılmasıyla iki sayım arasındaki yıllık nüfus artış hızı ve sayım arasındaki her bir yılın nüfusu tahmin edilebilir. Diğer yandan, sayımlar arasındaki nüfus artış hızı sabit tutularak en fazla gelecek beş yıl için sağlıklı bir nüfus tahmini yapılabilir. Nüfusun geometrik bir artış göstermesi nedeniyle matematiksel hesap olarak “üstel fonksiyon yöntemi” yaygın olarak kullanılmaktadır (ibid). Gelecek beş yıldan sonraki nüfus projeksiyonu; geçmiş nüfus sayımları, mevcut nüfus ve beş yıllık tahmini nüfus sayımları birlikte değerlendirilerek “geometrik yöntem”lerle belirlenebilir. Kullanılacak bahse konu yöntemler, doğal gaz dağıtımı yapılacak şehir için 30 yıllık nüfus projeksiyonunun belirlenmesinde aydınlatıcı olacaktır.

4.1.1.1. Üstel Fonksiyon Yöntemi

Üstel fonksiyon yöntemi; il nüfus tahminleri, şehirleşme hızı ve daha birçok nüfus tahmin çalışmasında hesaplama kolaylığı sağladığından, geleceğe yönelik

projeksiyonların oluşturulmasında başvurulanan yöntemdir. Bu yöntemle göre, nüfus artış hızı aşağıda belirtilen formül yardımıyla hesaplanabilmektedir:

Üstel Hesap Metodu:

$$P_{t+n} = P_t * e^{r*n}$$

$$\frac{P_{t+n}}{P_t} = e^{r*n}$$

P_{t+n} = Son sayım nüfusu

P_t = Bir önceki sayım nüfusu

r = Nüfus artış hızı

n = İki sayım arasındaki yıl sayısı

e = Sabit sayı (2,7182818)

Her iki tarafın “e” tabanına göre (tabii) logaritması alınır,

$$\ln_e \frac{P_{t+n}}{P_t} = r * n * \ln_e e, \quad \ln_e e = 1 \quad \text{olduğundan} \quad \Rightarrow \Rightarrow \quad r = \frac{\ln_e \frac{P_{t+n}}{P_t}}{n} \quad \text{bulunur.}$$

Örnek:

Bir şehrin 2012 yılı nüfusu 50.664, 2017 yılı nüfusu ise 56.473 olsun. Söz konusu ilin nüfus artış hızını bulalım.

2012 yılı nüfusu, $P_{2012} = 50.664$; 2017 yılı nüfusu, $P_{2017} = 56.473$

İki sayım arasındaki yıl sayısı (n) = 5

$$r = \frac{\ln_e \frac{P_{t+n}}{P_t}}{n} \quad \Rightarrow \Rightarrow \quad r = \frac{\ln_e \frac{P_{2017}}{P_{2012}}}{5} = \frac{\ln_e \frac{56.473}{50.664}}{5} = \frac{\ln_e \frac{56.473}{50.664}}{5} = 0,02266$$

$r = 0,02266$ ifadesi, $r = \%2,266$ oranı demektir. Buradan, 2012-2017 döneminde söz konusu şehrin yıllık nüfus artış hızı $\%2,266$ olduğu ortaya çıkmaktadır.

Bu çerçevede, 2012-2017 yıllarının nüfusları kullanılmak suretiyle 2018, 2019, 2020, 2021 ve 2022 yıllarının nüfusları aşağıda belirtildiği şekilde tahmin edilebilir:

Öncelikle, yıllık nüfus artış hızının “e” tabanına göre anti logaritması bulunur. Elde edilen değer her bir yıl için baz alınıp ara yıl nüfusları tahminlerinde kullanılır. Yıllık nüfus artış hızının “e” tabanına göre anti logaritması alındığında = 1,02292 elde edilmektedir. Bu çerçevede,

2012 nüfusu = 50.664 (sayım sonucu)

2013 nüfusu = 1,02292 * 50.664 = 51.825 (tahmini)

2014 nüfusu = 1,02292 * 51.825 = 53.013 (tahmini)

2015 nüfusu = 1,02292 * 53.013 = 54.228 (tahmini)

2016 nüfusu = 1,02292 * 54.228 = 55.471 (tahmini)

2017 nüfusu = 1,02292 * 55.471 = 56.473 (sayım sonucu)

2012-2017 nüfus artış hızının (% 2,266) gelecek beş yıl içinde sabit kalacağı varsayılarak 2017-2022 dönemine ait ara yılların nüfusları da tahmin edilebilir. Ancak, beş yıldan uzun dönemler için bu yolla tahmin yapılması tavsiye edilmemektedir. (ibid)

2017 nüfusu = 56.473 (sayım sonucu)

2018 nüfusu = 1,02292 * 56.473 = 57.767 (tahmini)

2019 nüfusu = 1,02292 * 57.767 = 59.091 (tahmini)

2020 nüfusu = 1,02292 * 59.091 = 60.445 (tahmini)

2021 nüfusu = 1,02292 * 60.445 = 61.831 (tahmini)

2022 nüfusu = 1,02292 * 61.831 = 63.248 (tahmini)

Elde edilen verilerden anlaşılabileceği üzere; 2012 yılında 50.664, 2017 yılında ise 56.473 olan nüfusun, üstel hesap metodu ile 2022 yılına kadar 63.248’e ulaşacağı öngörülmektedir.

4.1.1.2. Geometrik Yöntem Hesap Metodu

Üçüncü bölümde anlatıldığı üzere, ihaleyi kazanan şirkete doğal gaz dağıtım lisansları 30 yıl süre ile verilmekte; söz konusu şirket, yetkili olduğu dağıtım bölgesindeki şebeke tasarımı, şehrin 30 yıllık gelecekte öngörülen gelişimini ve genişlemesini kapsayacak şekilde tesis etmektedir. Bu çerçevede, dağıtım şirketlerinin doğal gaz dağıtım faaliyetini gerçekleştireceği şehir için -güvenli alanda kalabilmek

adına- 30 yıllık tahmini nüfus projeksiyonunu geometrik yöntem ile belirlemesi faydalı olacaktır.

Beş yıldan uzun nüfus projeksiyonları için; geçmiş ve hâlihazırdaki nüfus sayımları ile üstel hesap metodu yöntemiyle belirlenen beş yıllık tahmini nüfus sayımları birlikte değerlendirilip geometrik yöntem kullanılarak fikir edinilebilir. Bu kapsamda, doğal gaz dağıtımı yapılacak şehir için geçmiş ve hâlihazırdaki nüfus sayımlarına ihtiyaç duyulacaktır. Dağıtım şirketleri söz konusu verilere TÜİK'ten ulaşabilmektedir.

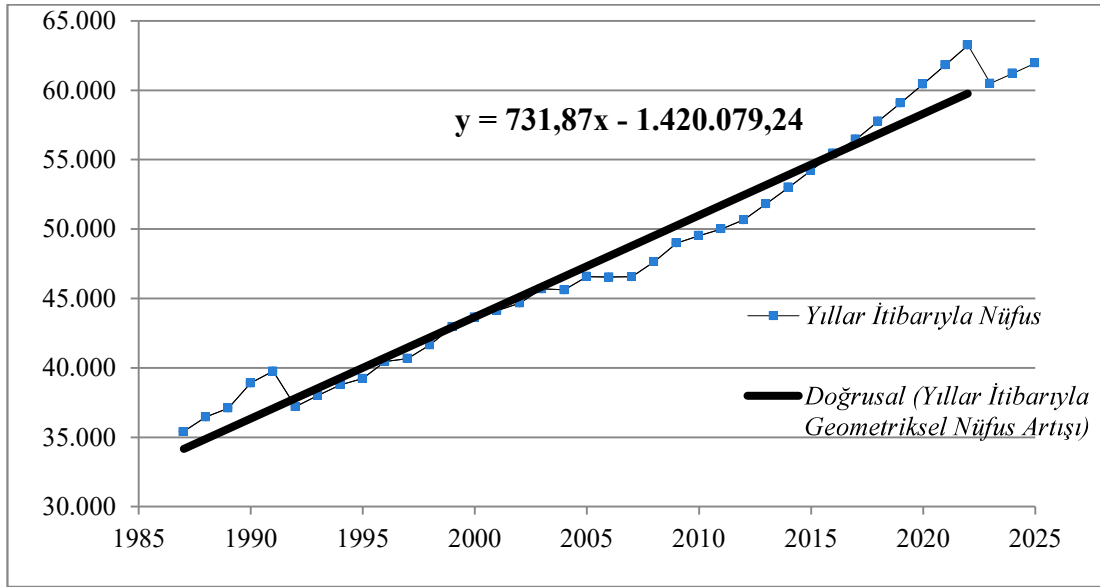
Bir önceki örnek sonuçları birlikte değerlendirildiğinde, elimizdeki veriler: 2012 yılı nüfusu: 50.664, 2017 yılı nüfusu: 56.473 ve 2022 yılı tahmini nüfusu: 63.248 olduğu yönündedir. Günümüzden 30 yıl sonraki tüketimi karşılayacak şebeke tasarımının yapılması için, 30 yıl sonraki nüfus sayımı tahmininin yapılabilmesi gerekir. Bu çerçevede, geometrik yöntem ile oluşturmayı hedeflediğimiz geleceğe yönelik nüfus tahmininde, geçmişteki nüfus verilerinin⁸⁴ de kullanması tahminimizin doğruluğuna katkı sağlayacaktır.

Tablo 4.1. Doğal Gaz Dağıtımı Gerçekleştirilecek Şehrin Geçmişteki ve Hâlihazırdaki Nüfus Verileri ile 5 Yıllık Tahmini Nüfus Bilgileri

Doğal Gaz Dağıtımı Gerçekleştirilecek Şehrin Nüfus Bilgileri					
Yıl	Nüfus	Yıl	Nüfus	Yıl	Nüfus
1987	35.397	1999	42.957	2011	50.012
1988	36.463	2000	43.653	2012	50.664
1989	37.102	2001	44.131	2013	51.825
1990	38.908	2002	44.656	2014	53.013
1991	39.760	2003	45.684	2015	54.228
1992	37.198	2004	45.613	2016	55.471
1993	38.010	2005	46.570	2017	56.473
1994	38.781	2006	46.546	2018	57.767
1995	39.231	2007	46.565	2019	59.091
1996	40.468	2008	47.642	2020	60.445
1997	40.667	2009	48.998	2021	61.831
1998	41.649	2010	49.532	2022	63.248

⁸⁴ Geçmişe yönelik nüfus sayımlarında kaç yıllık verilerin alınacağı dağıtım şirketinin inisiyatifinde olmakla beraber, Tablo 4.1'deki geçmiş 30 yıllık nüfus verileri varsayımsal olarak oluşturulmuştur.

Tablo 4.1.’deki söz konusu verileri geometrik düzene oturttuğumuzda elde edilen grafik ve grafiğe ilişkin denklem aşağıdaki gibidir:



Şekil 4.1. Şehrin Geçmişteki, Hâlihazırdaki ve 5 Yıllık Tahmini Nüfus Bilgileri Esas Alınarak Oluşturulmuş Grafik ve Grafiğe İlişkin Denklem

Elde edilen denklem, gelecek 30 yıla ait tahmini nüfus rakamlarının belirlenmesinde önemli rol oynayabilecek niteliktedir. Bu çerçevede, gelecekte hangi yıla ait tahmini nüfus verisini bulmak istiyorsak, denklemdeki “x” kısmına o tarihin yazılması yeterli olacaktır. Bu minvalde, doğal gaz dağıtımı gerçekleştirilecek söz konusu şehir için, üstel hesap metodu ve geometrik yöntem ile elde edilmiş 30 yıllık nüfus projeksiyonu aşağıdaki gibidir:

Tablo 4.2. Doğal Gaz Dağıtımı Gerçekleştirilecek Şehrin 30 Yıllık Tahmini Nüfus Bilgileri

Doğal Gaz Dağıtımı Gerçekleştirilecek Şehrin Nüfus Bilgileri					
Yıl	Nüfus	Yıl	Nüfus	Yıl	Nüfus
2017	56.473	2027	63.418	2037	70.737
2018	57.767	2028	64.150	2038	71.469
2019	59.091	2029	64.882	2039	72.201
2020	60.445	2030	65.614	2040	72.933
2021	61.831	2031	66.346	2041	73.665
2022	63.248	2032	67.078	2042	74.396
2023	60.491	2033	67.810	2043	75.128
2024	61.223	2034	68.541	2044	75.860
2025	61.955	2035	69.273	2045	76.592
2026	62.687	2036	70.005	2046	77.324

4.1.2. Konut, Ticarethane, Büyük Tüketici ve Diğer Tesislerin Projeksiyonları

Dağıtıma konu şehir için hesaplanan nüfus projeksiyonunun, söz konusu şehirde doğal gaz tüketilecek konut ve ticarethane sayısında da artış veya azalış meydana getireceği söylenebilir.

Bir şehrin tahmini konut sayısı, söz konusu şehrin sahip olduğu nüfusun o yılki ortalama hanehalkı büyüklüğüne oranıyla ortaya çıkmaktadır. Bu kapsamda, konut projeksiyonunun hesaplanabilmesi için bahse konu şehre ilişkin nüfus ve ortalama hanehalkı verilerine ihtiyaç duyulmaktadır. Dağıtım şirketleri, nüfus verilerinde olduğu gibi, şehrin geçmiş ve mevcut durumuna ilişkin ortalama hanehalkı verilerine⁸⁵ de TÜİK'ten ulaşabilmektedir. Elde edilen veriler, bir önceki başlıkta belirtilen projeksiyon hesaplama yöntemleri kullanılarak geleceğe yönelik ortalama hanehalkı projeksiyonları hakkında yaklaşık değerler bulunmasını sağlayacaktır. Akabinde, 30 yıl sonraki nüfusun projeksiyonunun, yine aynı yıla ait ortalama hanehalkı sayısına bölünmesi ile 30 yıl sonraki konut sayısının yaklaşık olarak hesaplanması mümkün olacaktır.⁸⁶

Ticaretane projeksiyonu, nüfus ve konut projeksiyonu için yukarıda belirtilen yöntemlerle hesaplanabilmektedir. Doğal gaz dağıtımı yapılacak olan şehrin geçmiş ve mevcut durumdaki ticarethane sayıları, ilgili şehirde bulunan Ticaret İl Müdürlüklerinden temin edilebilmektedir.⁸⁷

Doğal gaz dağıtımına konu şehirdeki sanayi ve enerji tesisleri; belediye ve kaymakamlık hizmet binaları, okul, hastane, askeri ve dini tesisler gibi büyük tüketiciler; hâlihazırda işletilmekte olan otel ve diğer tesislerin 30 yıllık projeksiyonu; şehrin güvenlik, dinamik nüfus ve göç, endüstriyel gelişim, turizm, yerli ve yabancı yatırımcı potansiyeli, coğrafi konum vb. durumlarına göre değişkenlik gösterir. Bu nedenle, dağıtım şirketleri doğal gaz dağıtımına konu şehre hangi yöntem ile gaz arzı sağlayacağı hususuna karar verirken geçmiş ve mevcut durumdaki uygulama ve nazım imar planları ile imar planlarında revize edilme olasılığı olan bölgeleri göz önünde

⁸⁵ Şehrin kendisine ait ortalama hanehalkı sayısına ulaşamıyor ise, şehrin bağlı olduğu ilin ortalama hanehalkı verileri de baz alınabilir.

⁸⁶ Ülkemizin 2016 yılı ortalama hanehalkı büyüklüğü 3,5 olarak hesaplanmıştır. (TÜİK, 2016)

⁸⁷ 2016 yılı işyeri/nüfus oranı %2,2'dir. (Gümrük ve Ticaret Bakanlığı, 2016)

bulundurarak söz konusu tesisler için kendince bir projeksiyon oluşturmak durumundadır.

Şirketler, kendi işletmesel yönetimleri ile doğal gaz arzını sağlayacağı şehre özgü yaklaşımlarda bulunarak projeksiyon tutarlılığını arttırabileceği, projeksiyon hesaplama yöntemlerinin her daim geliştirilmeye ihtiyaç duyulduğu, bu çerçevede söz konusu yöntemlerin değişen koşullara göre revize edilmesi gerektiği hususlarını göz önünde bulundurmalıdır.

4.2. Birim Enerji Tüketimi

Doğal gaz dağıtımına konu şehir için kapasite tayin edilirken, söz konusu şehre ilişkin nüfus, konut, ticarethane ve diğer projeksiyonlar hesaplandıktan sonra muhtemel doğal gaz tüketim miktarlarına ilişkin hesaplamaların yapılması gerekmektedir.

4.2.1. Konut Birim Tüketim Hesabı

Konut sektörüyle ilgili tüketim potansiyeli hesaplamalarında, konutların ihtiyaç duyduğu ısınma, sıcak su ve pişirme için gerekli miktarlar dikkate alınmaktadır. Söz konusu tüketim miktarları 2 yöntemin bir arada kullanılması ile yaklaşık olarak hesaplanabilir.

4.2.1.1. İstatistiksel yöntem:

Bu yöntemde, konutlardaki ısınma, sıcak su ihtiyacının karşılanması ve pişirme için tüketilen diğer yakıtların yıllık ortalama ısı değerleri uygun örnekleme ile istatistiki olarak bulunur. Elde edilen tüketim verileri doğal gaz eşdeğerine çevrilerek konut başı doğal gaz tüketim miktarları yaklaşık olarak hesaplanır.

4.2.1.2. Derece-Gün Yöntemi

Derece-gün (DG) yöntemi, herhangi bir konutun ve yerleşim alanının doğal gaz tüketim potansiyeli belirlenirken kullanılan yöntemlerin başında gelir (Sarak ve Satman, 2003). Bu yöntemde, doğal gaz dağıtımına konu şehir için geçerli olan günlük (veya

saatlik) sıcaklık değerleri ile ısınma gerektirmeyen sıcaklık değeri arasındaki fark alınmaktadır. Söz konusu farklar; bir aylık dönem için alındığında aylık DG değeri, bir yıllık dönem için alındığında ise yıllık DG değeri bulunmaktadır.

DG hesaplarında aşağıdaki formül kullanılmaktadır: (Durmaz, Kadioğlu, Şen; 2000)

$$DG = \sum_{j=1}^N (T_b - T_o)_j \quad (Formül 1)$$

Burada:

- DG: Isınma gerektiren DG sayısı (°C-gün)
- T_b: Isınma gerektirmeyen sıcaklık değeri (°C)
- T_o: Günlük ortalama dış sıcaklık (atmosferik) değeri (°C)
- N: Bir yıl içerisinde T_o<T_b olan gün sayısı (gün)

Bu metot kapsamında, konutların ısıtılması esnasında gerekli olan doğal gaz miktarı, konutun yerleşim alanının DG değerine bağlı olarak tahmin edilebilmektedir.

Isınma gerektirmeyen sıcaklık değeri, farklı yerleşim bölgeleri için değişiklik göstermektedir. Örneğin, Amerika’da ısınma gerektirmeyen sıcaklık değeri 18,3°C varsayılırken (Sarak ve Satman, 2003), Türkiye’de büyük resmi kurumlar ve merkezi sistemle ısınan binalar tarafından kullanılan denge sıcaklığı genellikle, TS 825 “Binalarda Isı Yalıtım Kuralları” standardı baz alınarak 19°C’ye ayarlanmaktadır (TS 825, 2008). Bu nedenle, ülkemiz için ısınma gerektirmeyen sıcaklık değerinin 19°C olduğu varsayılabilir. Bu kapsamda, ortalama sıcaklık değeri yıl içerisinde 19°C’nin altında olan günlerde ısınma gereksinimi olacağı öngörülebilir. Örneğin, ortalama atmosfer sıcaklığı; 17,5°C olan gün için DG değerinin 1,5°C-gün olduğu, 0°C olan gün için ise DG değerinin 19,0°C-gün olduğu kabul edilmektedir.

Tablo 4.3. Örnek, Doğal Gaz Dağıtımı Gerçekleştirilecek Şehir için 1 Yıllık Sıcaklık Değerleri

Günlük Ortalama Sıcaklık (°C)												
YIL: ...												
GÜN/AY	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	-1.8	0.1	10.6	8.1	15.5	18.1	25.0	28.0	26.1	15.9	7.0	0.4
2	-5.0	1.5	10.8	11.0	17.6	19.2	25.6	26.9	24.0	17.8	6.1	1.6
3	-8.9	-0.8	10.3	12.6	18.0	20.4	26.6	28.2	24.3	16.9	4.7	0.3
4	-7.3	-1.1	9.2	9.6	15.7	21.4	27.3	28.9	23.2	17.5	6.0	0.8
5	-4.0	0.4	7.0	12.1	14.1	20.2	26.2	30.5	22.9	17.9	6.6	2.8
6	-0.4	1.0	6.2	15.0	13.0	20.5	25.6	30.5	20.8	18.0	7.7	-1.1
7	0.5	0.9	7.9	15.4	11.6	17.6	26.8	29.4	21.0	18.1	8.9	-3.6
8	2.3	0.1	9.2	14.5	13.0	15.4	23.4	28.8	23.5	18.1	10.0	-2.9
9	1.5	-1.9	10.0	16.7	15.6	16.8	24.2	29.5	23.1	17.5	10.8	-4.1
10	-3.0	-0.9	11.0	12.9	17.2	17.8	24.8	30.3	22.5	16.9	10.0	-3.3
11	-1.9	-1.5	11.1	12.5	15.7	17.6	23.8	29.7	22.8	17.0	9.8	-1.8
12	1.3	1.1	10.4	13.1	16.5	18.5	23.6	29.7	22.8	17.1	9.9	0.3
13	2.6	4.2	9.5	11.7	17.8	20.5	26.9	30.1	24.3	17.9	9.3	0.4
14	1.6	3.6	8.0	13.5	19.4	22.5	27.8	28.0	21.4	17.7	10.5	-0.8
15	0.8	4.9	6.8	14.3	20.8	20.7	28.6	29.1	21.5	15.3	10.0	-4.8
16	-0.8	5.6	6.7	14.0	20.2	20.0	29.2	29.5	17.4	13.1	8.0	-8.6
17	-0.1	7.5	4.3	13.9	20.2	21.6	30.3	27.3	18.2	13.1	5.8	-8.2
18	1.5	7.7	3.2	15.5	20.2	22.2	31.3	27.4	18.6	15.8	3.5	-12.0
19	2.6	7.3	4.3	16.5	14.8	22.2	29.1	29.3	18.5	15.3	3.2	-14.1
20	0.7	8.3	3.9	17.6	16.0	24.1	30.0	30.4	19.7	14.2	4.8	-14.5
21	-0.7	4.7	4.7	17.2	17.2	25.8	27.8	30.9	16.8	13.4	5.7	-9.8
22	0.5	5.6	5.1	12.8	19.2	26.7	27.6	29.3	15.4	13.5	4.3	-2.5
23	0.7	7.1	8.2	13.2	19.3	27.7	28.1	27.7	17.4	13.7	3.1	-1.8
24	0.1	8.2	11.6	15.5	15.6	26.9	26.9	27.4	14.8	13.8	3.4	1.0
25	-3.7	7.6	14.6	16.7	16.2	27.4	25.5	26.7	13.8	15.7	1.6	0.9
26	-8.8	7.3	12.5	14.4	14.5	28.6	27.2	25.8	14.2	13.6	1.0	1.3
27	-9.9	9.9	9.7	17.7	12.3	29.1	27.5	26.3	16.3	10.7	1.8	2.1
28	-10.8	11.1	9.7	16.3	13.9	28.3	25.9	26.6	15.8	11.8	1.6	1.4
29	-6.6	11.3	5.0	14.4	13.8	26.7	26.6	26.1	14.6	13.6	2.1	2.1
30	-2.5		4.5	13.9	15.0	26.6	26.3	26.7	13.6	14.2	1.5	3.4
31	-0.4		6.7		16.8		27.1	26.5		10.1		2.3

Bu çerçevede, konutların birim başı tüketim hesaplamalarında kullanılmak üzere doğal gaz dağıtımına konu şehir için sağlıklı bir iklim projeksiyonunun ortaya çıkarılması önem taşımaktadır. Söz konusu projeksiyon hesaplamalarında, doğal gaz dağıtım şirketlerinin geçmişe yönelik, mümkünse son 10 yıllık, şehrin günlük ortalama sıcaklık değerlerini Meteoroloji Genel Müdürlüğüne bağlı ilgili Bölge Müdürlüğünden

temin etmeleri gerekmektedir. Elde edilen verilerden, sıcaklığı 19°C'nin altında olan günler tespit edilerek, sıcaklığı 19°C değerine çıkartmak için gerekli olan derece sayıları her gün için hesaplanır ve *Formül-1* kullanılarak yıllık ortalama DG değeri bulunur. Hesaplanan DG değeri *Formül-2*'de kullanılır.⁸⁸

4.2.1.3. Yıllık Yakıt Yüğü Hesabı

Bölümün başlangıcında belirtildiği üzere, konut sektörüyle ilgili tüketim potansiyeli hesaplamalarında, konutların ihtiyaç duyduğu ısıtma ile birlikte pişirme ve sıcak su tüketim değerleri dikkate alınmaktadır.

Konutların ısıtmaya yönelik yakıt gereksinimleri ile ilgili hesaplamalarda esas alınan faktörler aşağıda verilmiştir: (Kotan, 2014)

- Konutun bulunduğu bölgenin yıllık DG değeri,
- Konut alanı,
- Konutun yapısal özellikleri,
- Kullanılan ısıtma sisteminin verimi.

Bu çerçevede, bir konut için yıllık ısıtma yükü, DG yöntemini de içerecek şekilde aşağıdaki gibi hesaplanmaktadır. (Mühendislik Yaklaşım Dosyaları, 2003-2017)

$$Q = \frac{L}{H_g \times \eta} * DG * 24 \quad (Formül 2)$$

Burada;

- Q : Yıllık ısıtma yükü, (m³)
L : Konutun ortalama ısı kaybı katsayısı (kJ/h.°C)
H_g : Gazın ısı değeri (kJ/m³)
η : Yıllık yakıt kullanım verimi
(DG) : Yıllık DG toplamı (°C-gün)

⁸⁸ Dağıtım şirketlerinin dağıtım lisansı alma öncesi EPDK'ye sundukları 2003-2017 yılları arasındaki mühendislik yaklaşık dosyaları incelendiğinde ortalama DG değerinin 2.500°C-gün olduğu söylenebilir. Bu nedenle, aksi belirtilmedikçe, tezde kullanılacak yıllık DG değerinin 2.500°C-gün olduğu varsayılacaktır.

- H_g değerinin hesaplanmasında güvenli alanda kalabilmek adına doğal gazın ısı değeri 8.250 kcal/m^3 olarak ele alınır. Bu durumda H_g değeri 34.540 kJ/m^3 olarak hesaplanır.
- Doğal gaz kullanılan sistemlerdeki yıllık yakıt yakma verimi %72-92 arasında değişmektedir (Sarak ve Satman, 2003). Bu kapsamda, verim değeri ortalama %88 ($\eta=0,88$) olarak kabul edilir.
- DG hesabı, doğal gaz dağıtımına konu şehre en yakın Bölge Meteoroloji İstasyonundan geçmişe yönelik -mümkünse son 10 yılda- kaydedilen günlük ortalama sıcaklık değerlerine göre yapılır. Yıl süresi ne kadar artarsa, DG projeksiyonu da o denli sağlıklı olur.
- Konutların ortalama ısı kaybı (L) *Formül 3* ve *Formül 4* kullanılarak hesaplanır. (Durmaz, Kadioğlu, Şen; 2000)

$$L = L_i + L_h \quad (\text{Formül 3})$$

Burada:

- L: Ortalama ısı kaybı (W/K)
 L_i : İletim yoluyla gerçekleşen ortalama ısı kaybı (W/K)
 L_h : Havalandırma yoluyla gerçekleşen ortalama ısı kaybı (W/K)

$$L = \sum(U * A) + \frac{n_h * (\rho * c_p)_{hava}}{3,6} * V_h \quad (\text{Formül 4})$$

Burada:

- L: Ortalama ısı kaybı (W/K)
U: Isı kaybı katsayısı ($\text{W/m}^2.\text{K}$)
A: Konutta ısı kaybı yaratacak yüzey alanları (m^2)
 n_h : Hava değişimi sayısı (1/h)
 ρ : Havanın birim hacim kütlesi (kg/m^3)
 c_p : Havanın özgül ısısı (kJ/kg.K)
 V_h : Değişen hava kütlesi = $0,8 * \text{bina brüt iç hacmi} (\text{m}^3)$

Doğal gaz dağıtım şirketlerince ortalama ısı kaybı hesaplamaları, konutlara ilişkin olağanüstü bir durum olmadıkça aşağıdaki kabuller yapılarak belirlenir:

- Hava değişimi sayısının (n_h) 1,
- $(\rho * c_p)$ hava değerinin $1,2 (\text{kJ/m}^3.\text{K})$,

- Hesaplamaların 5 katlı ve 10 daireli bir apartman için yapıldığı, apartmandaki her bir konutun 100 m² alanında ve apartman boyutlarının merdiven boşlukları da göz önünde alınarak (20 m) * (11 m) * (14 m) ölçülerinde olduğu, haliyle bina iç hacminin 3.080 m³ olacağı,
- (U*A) hesaplamalarında, konutta ısı kaybı yaratabilecek alanların tavan, zemin, yan duvarlar ve camlardan oluştuğu öngörülerek, yan duvarlardaki cam oranının %20 olduğu ve camların yekpare olacağı,
- (U*A) hesaplamalarında kullanılan bina fiziksel ve inşaat özellikleri için Tablo 4.4'teki değerlerin kullanıldığı,

kabul edilir.

Tablo 4.4. Binanın Fiziksel ve İnşaat Özellikleri (TS 825, 2008; ODE Teknik Yayınları No. G20; Durmayaz, Kadioğlu ve Şen, 2000; Aktaran: Mühendislik Yaklaşım Dosyaları, 2003-2017)

Yapı	Alan (m ²)	Malzeme	İletkenlik (W/m.K)	Kalınlık (m)	U (W/m ² .K)	U×A (W/K)
Tavan	220	Cam yünü Kumlu beton ve çakıl karışım Sıva	0,038 2,1 0,87	0,05 0,15 0,02	0,71	156
Zemin	220		-	-	0,12	26
Yan duvarlar	694	Sıva (iç) Tuğla Yalıtım malzemesi Tuğla Sıva (dış)	0,87 0,5 0,046 0,5 1,4	0,02 0,09 0,02 0,19 0,02	0,96	666
Camlar	174	Tek cam	-	-	5,91	1.028
TOPLAM						1.876

Tablo 4.4 'te verilen değerler *Formül 4*'te kullanıldığında;

$$L = 1.876 + \frac{1 * 1,2}{3,6} * 3.080 * 0,8 = 2.697 \text{ W/K} = 9.710 \text{ (kJ/h.K)} \text{ değeri elde edilir.}$$

Elde edilen ortalama ısı kaybı değeri 10 dairenin toplamı için geçerli olduğundan, konut başına düşen ortalama ısı kaybı yaklaşık 971 (kJ/h.K) olmaktadır.

Hesaplanan L değeri; *Formül 2*'de kullanıldığında, doğal gaz dağıtımına konu şehrin yıllık ısıtma yükü;

$$Q = \frac{971}{34.540 * 0,88} * 2.500 * 24 = 1916,75 \text{ m}^3$$

Yukarıda hesaplanan değerler yıllık ısıtma amaçlı tüketimlerdir. Toplam yakıt yükünün bulunması için pişirme ve sıcak su için gerekli miktarların da dikkate alınması gerekir. Bu kapsamda, pişirme işlemi ve sıcak suyun kullanılması amacıyla; yine güvenli alanda kalabilmek adına, bir konutta ayda 12 kg'lık iki adet sıvılaştırılmış petrol gazı (LPG) tüpünün kullanıldığı ve LPG'nin ortalama ısı değeri 11.000 kcal/kg olduğu varsayıldığında, söz konusu tüketim değeri:

$$Q_P = 2 * 12 * 11.000 = 264.000 \text{ kcal/ay,}$$

$$Q_P = 264.000 \text{ (kcal/ay)} * 12 = 3.168.000 \text{ kcal/yıl}$$

şeklinde bulunur. Doğal gazın ısı değeri güvenli tarafta kalabilmek adına 8.250 kcal/m³ olduğu kabul edildiğinde:

$$Q_P = 3.168.000 \text{ (kcal/yıl)} / 8.250 \text{ (kcal/m}^3\text{)},$$

$$Q_P = 384 \text{ (m}^3\text{/yıl)} \text{ olacağı kabul edilebilir.}$$

Gerek ısınma gerekse de pişirme amaçlı tüketimlerin, bina yalıtım sistemlerinde ve pişirme amaçlı kullanılan ekipmanların verimliliğinin artmasına bağlı olarak yıllara sari bir düşüş göstereceği; buna karşın, halkın refah seviyesinin artmasına bağlı olarak sıcak su amaçlı yakıt tüketiminde yıllara göre bir artış olacağı söylenebilir. Ancak, toplam yakıt tüketimini oluşturan bu üç faktördeki kümülatif değişikliğin önemli bir etki yaratmayacağı ve dolayısıyla göz ardı edilebilecek kadar düşük olacağı varsayılabilir.

Elde edilen veriler toparlandığında, doğal gaz dağıtımına konu şehir için konut başı yıllık doğal gaz tüketimi:

$$Q_{\text{toplam}} = Q + Q_P = 1916,75 \text{ (m}^3\text{/yıl)} + 384 \text{ (m}^3\text{/yıl)} = \mathbf{2.300,75 \text{ (m}^3\text{/yıl)}} \text{ olarak bulunur.}$$

Söz konusu değer, şehre CNG/LNG ile doğal gaz arzı sağlamada kaçır adet çekici ve treylere/tankere ihtiyaç duyulduğu, yılda kaç sefer doldurma-taşıma-boşaltma yapılacağı ve bunlara ilişkin maliyetler hususunda aydınlatıcı olacaktır. Dağıtım şirketi, CNG/LNG faaliyetleri için dışarıdan hizmet alacak ise, yukarıda bahsedilen yaklaşım metodu ile aylık/yıllık doğal gaz tüketim miktarının belirlenmesinde fikir sahibi olabilecek ve CNG/LNG alım ihalesi şartnamelerinde daha öngörülebilir tüketim tahminleri yapabilecektir.

4.2.1.4. Konutlarda Saatlik Doğal Gaz Tüketim Değerleri

Konutlardaki yıllık yük miktarı bulunduğundan sonra, doğal gaz dağıtımına konu şehirde;

- Boru hatları ile doğal gaz arzı sağlanması düşünülüyor ise, şehir besleme hattı ve RMS-A kapasitesinin tahsisi için,
- CNG ile doğal gaz arzı sağlanması düşünülüyor ise; CNG kompresör ünitesi, treyler doldurma ve boşaltma manifoldları ile PRMS-A kapasitesinin tahsisi için,
- LNG ile doğal gaz arzı sağlanması düşünülüyor ise; LNG tanker doldurma ve boşaltma üniteleri, evaporatör ve basınç düşürme istasyonu kapasitesinin tahsisi için,

saatlik birim tüketim hesabının incelenmesi gerekmektedir. Konutlardaki saatlik birim tüketim hesabı; konutların ısıtma, pişirme ve sıcak su ihtiyacı için gerekli olan doğal gaz miktarlarının toplamıdır. (Mühendislik Yaklaşım Dosyaları, 2003-2017)

Isıtma için saatlik birim tüketim hesabı:

$$Q_h = \text{Maksimum Günlük Yük} / \text{Günlük Yük Cihaz Çalışma Süresi}^{89} \quad (\text{Formül 5})$$

$$\text{Maksimum Günlük Yük} = G * (T_d - T_{\text{risk}}) \quad (\text{Formül 6})$$

⁸⁹ En düşük hava sıcaklığının gerçekleştiği zamanlar için genel kabul gören süredir. Bu süre Gaz de France'ta %2 risk için 22 saat, %50 risk için 19 saat olarak kabul edilmektedir (Gaz de France, Etude Et Calcul Des Réseaux-Tome 1 ; Aktaran: Kotan, 2014). Hesaplamalarda, söz konusu sürenin 19 saat olduğu varsayılmıştır.

T_d = Denge sıcaklığı (19°C)

T_{risk} = %2 olasılıkla son 10 yılda gerçekleşen en düşük hava sıcaklığı⁹⁰

G = Isıtma İçin Yıllık Isı Yüğü (kWh) / Yıllık °C-gün Toplamı (Formül 7)

Formül 5'te bulmak istediğimiz veri için, öncelikle elimizdeki verilerin sırasıyla Formül 7 ve Formül 6'da kullanılması gerekir. Bu çerçevede;

1 m³ doğal gazdan 10,64 kWh enerji açığa çıktığı varsayıldığında;

$Q = 1916,75 \text{ (m}^3\text{)} * 10,64 \text{ (kWh/m}^3\text{)} = 20.394,22 \text{ kWh}$ elde edilir.

$G = 20.394,22 \text{ (kWh)} / 2.500 \text{ (}^\circ\text{C-gün)} = 8.158 \text{ (kWh/}^\circ\text{C-gün)}$, buradan;

Maksimum Günlük Yüğü = $8.158 \text{ (kWh/}^\circ\text{C-gün)} * [19 \text{ (}^\circ\text{C)} - (-7) \text{ (}^\circ\text{C)}] = 212,11 \text{ (kWh/gün)}$,

$Q_h = 212,11 \text{ (kWh/gün)} / 19 \text{ (h/gün)} = 11,16 \text{ (kWh/h)} = \mathbf{1,05 \text{ (m}^3\text{/h)}}$ bulunur.

Pişirme ve sıcak su için saatlik birim tüketim hesabı:

Konutlardaki pişirme işleminin ve sıcak su kullanımının 365 gün boyunca günlük ortalama 4 saat olduğu varsayıldığında; yıllık çalışma süresinin 1.460 saat olacağı, buna göre daha önce hesaplamış olduğumuz konutlardaki saatlik pişirme işlemi ve sıcak su kullanımı için gerekli doğal gaz miktarının;

$Q_p = 384 \text{ (m}^3\text{/yıl)} \rightarrow \rightarrow \rightarrow Q_p = 384 \text{ (m}^3\text{/yıl)} * 1.460 \text{ (h/yıl)} = \mathbf{0,26 \text{ (m}^3\text{/h)}}$ tekabül etmektedir.

Bu çerçevede, varsayımlar çerçevesinde konutlardaki saatlik tüketim;

$Q_{saatlik} = Q_h + Q_p = 1,05 \text{ (m}^3\text{/h)} + 0,26 \text{ (m}^3\text{/h)} = \mathbf{1,31 \text{ (m}^3\text{/h)}}$ olarak bulunur.

⁹⁰ Son 10 yılda gerçekleşen en düşük hava sıcaklığının -7°C olduğu varsayılmıştır.

4.2.2. Ticarethane Birim Tüketim Hesabı

Bazı ticarethaneler, ortalama büyüklükte bir konuttan daha büyük bir alan kaplarken, bazıları ise çok daha küçük bir alan kaplayabilmektedir. Benzer şekilde, kimi ticarethanelerde pişirme ve sıcak su kullanımı, ortalama tüketim gerçekleştiren bir konuttan daha fazla iken, kimilerinde daha düşüktür. Bu nedenle ticarethanelerin konutlar kadar uzun süreli ve hatta kimilerinin oda sıcaklığına çıkacak kadar ısıtılmadığı, aynı doğrultuda, ticarethanelerdeki pişirme ve sıcak su amacıyla gerçekleşen toplam tüketimin konutlar kadar olmadığı göz önüne alındığında; ticarethanelerdeki ortalama tüketimin, konutlardaki ortalama tüketime eşdeğer kabul edilmesi kayda değer bir hata payına sebep olmayacaktır. Bu çerçevede, ticarethane birim tüketim tahminleri, konut birim tüketim değerleri üzerinden yapılabilir.

4.2.3. Büyük Tüketici ve Diğer Tesislerin Birim Tüketim Hesabı

Doğal gaz dağıtımına konu şehirdeki büyük tüketiciler ile diğer tesislerin, faaliyette bulundukları alana göre tüketim değerleri birbirinden farklıdır. Bu nedenle, söz konusu kuruluşların her birinin doğal gaz tüketim miktarlarının yaklaşık olarak tespiti, örneklem metodu kullanılarak mevcut yakıt tüketim bilgileri, varsa kurulu güç ve/veya kapasite bilgileri değerlendirmeye alınarak tahmin edilebilir.

4.3. Penetrasyon Oranı

Penetrasyon oranı, bir şehirdeki gerçek doğal gaz tüketiminin, söz konusu şehirdeki tüm enerji ihtiyaçlarının doğal gazla karşılanması durumunda meydana gelecek doğal gaz tüketimine oranıdır. Doğal gazın penetrasyon oranını belirleyen temel unsurlar piyasa koşulları ile sosyoekonomik koşullardır. Doğal gazın ve alternatif enerji maliyetlerinin fiyatı, doğal gaz dönüşüm maliyetleri, doğal gaz dağıtım şirketinin pazarlama yöntemleri, nüfusun gelir düzeyi, kentleşmenin getirdiği mevcut ısıtma ve enerji tüketim alışkanlıkları, binaların eski veya yeni olması gibi penetrasyon oranını etkileyen faktörler ışığında şehirdeki doğal gaz tüketim miktarlarının tüketiciler ve yıllar itibarıyla dağılımlarının tespiti yapılabilir, gelecek için tahminleri yürütülebilir. (Kotan, 2014)

Yapılan tüketim projeksiyonlarında en hassas faktörlerden biri penetrasyon değerleridir. Penetrasyon oranı, doğal gaz dağıtım şebekesine bağlanmaları için tüm işlemlerin tamamlandığı her yüz birimden kaç adedinin doğal gaz kullanmaya başladığını gösteren bir orandır. Dağıtım şirketlerinin, gerek dağıtım şebekesinin tasarımı gerekse doğal gaz dağıtımına konu şehrin 30 yıllık lisans süresi içerisinde ne kadar doğal gaz tüketileceğine ilişkin tahminlerin yapılmasında güvenli tarafta kalabilmesi amacıyla, 30 yıllık projeksiyonları belirlenen ve birim tüketim hesapları yapılan konut, ticarethane ve büyük tüketicilerin enerji tüketim ihtiyaçlarının %100 oranında doğal gaz ile karşılanacağını varsayarak; ileride oluşabilecek kapasite yetersizliği, dağıtım şebekesinin yeniden tasarlanması ve ek maliyet gideri gibi kendilerini ve dolayısıyla tüketicileri zor durumda bırakacak unsurlardan kaçınması gerekir.

BEŞİNCİ BÖLÜM

5. MALİYET ANALİZİ ve UYGULAMALAR

Doğal gaz dağıtımının gerçekleştirileceği şehirde gazın; boru hattı, CNG veya LNG yöntemlerinden hangisi ile gerçekleştirileceğine karar verebilmek için, sürece ilişkin teknik değerlendirmenin yanında maliyet analizinin de yapılması faydalı olacaktır. Üçüncü bölümden anlaşılabacağı üzere, bahse konu dağıtım türlerinin maliyet kıyaslamasının yapılmasında orta basınç dağıtım hatları öncesinde yer alan istasyon, tesis, boru hatları ve diğer maliyet unsurlarının belirlenmesi ve bunlara ilişkin analizlerin yapılmasının yeterli olacağı söylenebilir. Bu kapsamda, dördüncü bölümde detayları açıklanan geleceğe yönelik projeksiyonlar ve birim enerji tüketim hesaplamaları göz önünde bulundurularak, dağıtım konu şehirde mevcut durumda ve gelecekte tüketiciler tarafından kullanılacak doğal gazın saatlik pik tüketimi ve yıllık tüketim miktarlarının tahmin edilmesi ile; dağıtım türleri arasında ekonomik kıyaslamaya esas olan orta basınç dağıtım hattı öncesinde yer alan istasyon, tesis, boru hatları ve diğer unsurların maliyet analizinin yapılması mümkün olacaktır. Bu bölümde, çeşitli veri setlerinden ve varsayımlardan yararlanılarak dağıtım konu şehre doğal gaz ulaştırılmasında, dağıtım türleri bazında ayrı ayrı olmak üzere karşılaşılan yatırım harcamaları ve işletme giderlerinin analizi yapılacaktır.

5.1. Doğal Gazın Dağıtım Konu Şehre Ulaştırılmasında Dağıtım Türlerine Göre Maliyet Unsurları ve Kabuller⁹¹

5.1.1. Boru Hatlarının Kullanılması ve Kabuller

Doğal gaz dağıtımına konu şehre boru hatları ile gaz ulaştırılması durumunda; orta basınçlı dağıtım hattı öncesinde yer alan şebeke (Şekil 3.1), şehir besleme hattı ve RMS-A'dan oluşur. Bu nedenle, ilgili şehre doğal gazın boru hatları ile ulaştırılmasının ve arz edilmesinin, diğer yöntemler ile maliyet kıyaslaması yapılmasında söz konusu

⁹¹ Dağıtım lisansları ihaleyi kazanan şirketlere şu ana kadar hep 30 yıllığına verildiğinden dolayı, bu çalışmada dağıtım şebekesinin maliyet analizi de söz konusu şebekenin 30 yıllık süresi için yapılacaktır.

hat ve istasyon ile bunlara ilişkin ekipmanların yatırım harcamaları ve işletme giderlerinin analizinin yapılması gerekir.

Ulusal iletim hattından şehir giriş istasyonuna doğal gaz ulaştıracak olan şehir besleme hattının, öncelikle ilgili bölümlerde detayları açıklanan 30 yıllık projeksiyon ve tüketim hesaplamaları çerçevesinde saatlik pik gaz tüketim kapasitesi belirlenir. Akabinde, kapasite miktarı baz alınarak hattın ana maliyet kalemlerini oluşturan boru malzemesi seçimi ile boru et kalınlığı, çapı ve uzunluğunun hesaplanması gerekir. Dağıtım şirketi, EPDK tarafından yeterlilik verilen firmalardan biri ile sözleşme imzalayarak bahse konu firmaya; take-off vanasının bulunduğu bölgedeki gaz basıncı, akışın türbülanslı veya laminar oluşu, atmosferik basınç, boru hattının kaynaklı bağlantı noktaları, iç yüzey sürtünmeleri, güzergâh üzerindeki yükselti farklılıkları ile özel geçişler, gazın hızı, debisi, yoğunluğu, viskozitesi, ortalama akış sıcaklığı, sıkıştırılabilirlik faktörü vb. verileri ışığında söz konusu ana maliyet kalemlerine ilişkin teknik detayları hesaplatır. Akabinde, yapılan hesapların BOTAŞ'ın onaylamasını müteakip şehir besleme hattına yönelik tasarım ve maliyet kalemleri ortaya çıkmış olur.⁹²

Şehir giriş istasyonlarında, istasyon içerisindeki ekipmanların çok sayıda olması ve birbirini takip eden prosesler içermesinden dolayı, ekipmanlara ilişkin tasarım hesaplamalarında istasyondan geçen 30 yıllık süreçteki doğal gazın saatlik pik tüketim miktarı esas alınır. Böylelikle, istasyona ilişkin kapasite tayini yapılmış olur. Elde edilen kapasite verisi, istasyona ilişkin ekipman seçimi, dolayısıyla maliyet unsurlarının belirlenmesinde kullanılır.

Bu çerçevede, doğal gazın dağıtımına konu şehre boru hatları ile ulaştırılmasında;

- Yatırım harcamasının ana giderlerinin; şehir besleme hattı imalatı için gerekli malzeme, işçilik ve kaplama giderleri ile kamulaştırma, kazı, ruhsat, harç ve katodik koruma bedellerinden; şehir giriş istasyonu imalatı için harcanan istasyon inşaat yapım bedeli ile istasyonun içerisindeki ünitelerin

⁹² Mevcut durumda, söz konusu hesaplamalar “Gasworks” isimli program ile yapılmakta olup; Genel Akış Denklemi, Panhandle A, Panhandle B, Weymouth, Renouard, Amerikan Gaz Birliği (AGA) ve Gaz Teknoloji Enstitüsü (IGT) denklemleri kullanılarak da yapılabilmektedir. (Türkel, 2012; “Imnoeng”, t.y.; “excelcalculations”, t.y.).

kapasitesine göre belirlenecek ekipman giderleri ve ihtiyaç duyulan diğer maliyet kalemlerinden oluştuğu,

- İşletme giderlerinin ana maliyet kalemlerinin; personel, bakım-onarım, elektrik, haberleşme, ofis giderleri, sigorta, yasal zorunlu harcamalar ve dışarıdan sağlanan hizmet giderlerinden oluştuğu varsayılabilir.

5.1.2. CNG Kullanılması ve Kabuller

5.1.2.1. Doğal Gaz Dağıtım Sürecinin Tüm Aşamalarının Dağıtım Şirketi Tarafından Yürütüldüğü Durumlarda Gerçekleşen Maliyet Unsurları ve Kabuller

Doğal gaz dağıtımına konu şehre CNG ile gaz ulaştırılması durumunda, orta basınçlı dağıtım hattı öncesinde yer alan şebeke; CNG dolum tesisi, CNG tüplerinin ilgili şehre taşınma süreci ve CNG boşaltım tesisinden oluşur (Şekil 3.13). Bu nedenle, doğal gaz dağıtımına konu şehre CNG ile gaz ulaştırılmasının ve akabinde halka arz edilmesinin diğer yöntemler ile maliyet kıyaslaması yapılmasında; söz konusu tesisler ile CNG tüplerinin şehre ulaştırılmasına ilişkin yatırım harcamaları ve işletme giderlerinin irdelenmesi gerekir.

Şehir giriş istasyonlarında olduğu gibi, CNG dolum tesisinde yer alan kompresör ünitesi ile CNG boşaltım tesisinde yer alan PRMS ve bunlarla ilgili ekipmanların kendi bulundukları tesisler içerisinde birbirini takip eden prosesler içermesinden dolayı, ekipmanlara ilişkin yapılan tasarım hesaplamalarında, kompresör ünitesi ve PRMS'in saatlik arz kapasitesi esas alınır.

Teknik detayları üçüncü bölümde anlatıldığı üzere, doğal gaz dağıtımına konu şehre CNG ulaştıracak olan taşıt; çekici, CNG tüpleri ve bahse konu tüplerin içine yerleştirildiği treylerden oluşmaktadır. Doğal gaz dağıtım şirketlerinin satın alacağı taşıt, CNG dolum ve boşaltım tesisleri arasında bir nevi doğal gaz iletimi vazifesi gördüğünden; bahse konu taşıtın, toplam CNG taşıma kapasitesine bağlı olarak, söz konusu tesisler arasındaki sefer giderleri CNG'nin ilgili şehre ulaştırılmasında maliyeti belirleyen ana unsur olacaktır. Böyle olmasının nedeni, CNG dolum ve boşaltım

tesislerine ilişkin yatırımlar, bir kez yapıldıktan sonra yalnızca tesislerin bakımı, onarımı ve iyileştirilmesi yapılırken; CNG'nin ilgili şehre ulaştırılmasına ilişkin harcamalar, o şehirde doğal gaz talebi olduğu sürece devam edecektir.

Bu çerçevede, doğal gazın dağıtımına konu şehre CNG ile ulaştırılmasında;

- Yatırım harcamasının ana giderlerinin; dolum ve boşaltım tesislerinin imalatı için harcanan inşaat yapım bedeli, tesislerin içerisindeki ünite sayısı ile kapasitelerine göre belirlenen ekipman, malzeme ve işçilik giderleri ile söz konusu tesisler için gerekli olan diğer maliyet kalemlerinden oluştuğu, ayrıca CNG taşıtının temini ile bahse konu taşıta ilişkin ihtiyaç duyulan diğer bedellerden meydana geldiği,
- İşletme giderlerinin ana maliyet kalemlerinin; personel, bakım-onarım, CNG taşıtının yakıt masrafı, elektrik, sigorta, ofis, haberleşme ve diğer giderlerden oluştuğu varsayılabilir.

5.1.2.2. CNG'nin Diğer Lisans Sahiplerinden Tedarik Edilmesi Durumunda Gerçekleşen Maliyet Unsurları ve Kabuller

Doğal gaz dağıtılacak olan şehre, CNG'nin diğer lisans sahibi şirketler tarafından ulaştırılması durumunda, orta basınçlı dağıtım hattı öncesinde yer alan şebeke; CNG satış lisansına sahip tüzel kişiye ait dolum tesisi, CNG tüplerini ilgili şehre ulaştıran taşıt ve CNG boşaltım tesisinden oluşur (Şekil 3.16). Usul ve Esaslar kapsamında hizmet alınan işin, CNG'nin tedarik edilerek dağıtımına konu şehre ulaştırılarak boşaltım tesisine aktarımı olduğu varsayıldığında; ana maliyet unsurlarının, ihale kapsamında CNG tedarik ve dolum ile taşıma için ortaya çıkan bedel ve dağıtım şirketinin boşaltım tesisine ilişkin yatırım harcamaları ve işletme giderlerinin toplamından oluştuğu anlaşılmaktadır. CNG'nin bu çerçevede şehre ulaştırılması ve halka gaz arzı sağlanmasının diğer yöntemler ile maliyet kıyaslaması yapılmasında, söz konusu ihale bedeli ve CNG boşaltım tesisine ilişkin yatırım harcamaları ile işletme giderlerinin analizlerinin yapılması gerekir.

Bu çerçevede, CNG'nin diğer lisans sahiplerinden tedarik edilerek dağıtımına konu şehre ulaştırılması durumunda;

- Yatırım harcamasının ana maliyet kalemini CNG boşaltım tesisinin oluşturduğu; bu kapsamda, anılan giderlerin söz konusu tesisin imalatı için harcanan inşaat yapım bedeli, tesisin içerisindeki ünite sayısı ile kapasitesine göre belirlenen ekipman, malzeme ve işçilik giderleri ile bahse konu tesis için ihtiyaç duyulan diğer bedellerden oluştuğu,
- İşletme giderlerinin ana maliyet kalemlerinin; CNG alım ihalesinde ortaya çıkan bedel⁹³ ile CNG boşaltım tesisine ilişkin personel, bakım-onarım, elektrik, sigorta, ofis, haberleşme, ısıtma ve diğer bedellerden oluştuğu varsayılabilir.

5.1.3. LNG Kullanılması ve Kabuller

Dağıtımına konu şehre, LNG'nin ulaştırılarak dağıtımının yapılması durumunda orta basınçlı dağıtım hattı öncesinde yer alan şebekenin; LNG terminali dolum ve boşaltım tesisi ile LNG kara tankerinden oluştuğu (Şekil 3.18) ve dağıtım şirketlerinin şu anki mevcut durumları göz önüne alındığında LNG dağıtım sürecine ilişkin iş ve işlemlerde hizmet alması gerektiğine ilişkin açıklamalar üçüncü bölümde belirtilmişti. Bu kapsamda, CNG alımı ihale şartname hükümlerinde olduğu gibi, LNG'ye ilişkin hizmet alınan iş ve işlemlerin de LNG alımı ihale şartname hükümlerinde yer alması gerekmektedir. Söz konusu ihale şartname hükümlerine göre ihale kapsamında alınan işin LNG tedariki ve dolumu ile dağıtımına konu şehre ulaştırılarak boşaltım istasyonundaki LNG tankına aktarımı olduğu varsayıldığında; bahse konu dağıtımına ilişkin ana maliyet unsurlarının, ihale kapsamında ortaya çıkan bedel ile dağıtım şirketinin boşaltım tesisine ilişkin yatırım harcamaları ve işletme giderlerinin toplamından oluştuğu anlaşılmaktadır. Bu çerçevede, LNG'nin dağıtımına konu şehre

⁹³ Taşköprü şehri CNG alım ihale bedeli: 0,13158 TL/kWh (Kargaz, 2017)

Kınık ve Bergama şehirleri CNG alım ihale bedeli: 0,13721 TL/kWh (İzmir, 2017)

Gördes şehri CNG alım ihale bedeli: 0,13815 TL/kWh (Aksa Manisa, 2017)

Palu ve Kovancılar şehirleri CNG alım ihale bedeli: 0,14332 TL/kWh (Aksa Elazığ, 2017/a)

Tortum ve Narman şehirleri CNG alım ihale bedeli: 0,16917 TL/kWh (Palen, 2018)

(Dağıtım lisansı ihale şartnamelerinde ve faturalandırmada 1 Sm³ doğal gazdan 10,64 kWh enerji açığa çıktığı varsayıldığından, ihalede ortaya çıkan bedeller bu çerçevede güncelleştirilerek yazılmıştır.)

ulaştırılarak gaz arzı sağlanmasının diğer yöntemler ile maliyet kıyaslaması yapılmasında, söz konusu ihale bedeli ve LNG boşaltım tesisine ilişkin yatırım harcamaları ile işletme giderlerinin analizlerinin yapılması gerekir.

Bu çerçevede, LNG'nin diğer lisans sahiplerinden tedarik edilerek dağıtımına konu şehre ulaştırılması durumunda;

- Yatırım harcamasının ana maliyet kalemini LNG boşaltım tesisinin oluşturduğu; bu kapsamda, anılan giderlerin söz konusu tesisin imalatı için harcanan inşaat yapım bedeli, tesisin içerisindeki ünite sayısı ile kapasitelerine göre belirlenen ekipman, malzeme ve işçilik giderleri ile bahse konu tesis için ihtiyaç duyulan diğer bedellerden oluştuğu,
- İşletme giderlerinin ana maliyet kalemlerinin; LNG alım ihalesinde ortaya çıkan bedel⁹⁴ ile LNG boşaltım tesisine ilişkin personel, bakım-onarım, elektrik, sigorta, ofis, haberleşme ve diğer bedellerden oluştuğu varsayılabilir.

5.2. Analizler

Tezin geneli itibarıyla dağıtım yöntemlerine ilişkin yapılan açıklamalardan anlaşılabacağı üzere, doğal gaz dağıtım sektöründe boru hatları kullanımının 30 yıllık geçmişi olduğu; buna karşın boru hatlarının alternatifi olan CNG'ye ilişkin uygulamaların 1,5 yıllık ve LNG'ye ilişkin uygulamaların 8 aylık geçmişi olduğu görülmektedir. Bu nedenle, mevcut durumda boru hatlarına ilişkin teknik ve mali veriler ülkemizde bir temele oturtulmuş ve 30 yıllık süreçleri öngörülebilir hale gelmişse de, söz konusu alternatif dağıtım yöntemlerine ilişkin teknik ve mali veriler 30 yıllık süreç için tam olarak öngörülememektedir.

Diğer bir ifadeyle, bahse konu alternatif doğal gaz dağıtım yöntemlerinin henüz yaygınlaşmaya başlaması ve bu nedenle ilk yatırım harcamaları ile ihalede verilen

⁹⁴ Ermenek şehri LNG alımı ihale bedeli: 0,105 TL/kWh (Enerya Karaman, 2017)

Beyşehir ve Karapınar şehirleri LNG alım ihale bedeli: 0,1085 TL/kWh (Enerya Konya, 2017/a)

Kocaeli şehri Kefken-Kerpe-Cebesi bölgesi LNG alım ihale bedeli: 0,12687 TL/kWh (İzgaz, 2018)

Çayırılı ve Tercan şehirleri LNG alım ihale bedeli: 0,128477 TL/kWh (Enerya Erzincan, 2017)

tekliflerin hâlihazırda yüksek olması, anılan yöntemlere ilişkin bugünkü yatırım harcamaları ve işletme giderleri tahmini olarak sayısallaştırılsa bile söz konusu nicel verilerin birkaç yıl sonra atıl kalacak olması, önümüzdeki yıllarda teknolojik gelişmelere binaen istasyon/tesis içerisindeki ünite ve ekipmanlarda yaşanacak gelişme, değişme ve kapasite artışları ile birlikte fiyatlarında meydana gelecek düşüşün bugünden öngörülememesi; bununla birlikte, dağıtım şirketlerinin istasyon/tesis içerisindeki ekipmanlarda farklı marka/model tercihinde bulunmaları ve tercihlerine binaen tedarikçiler ile yaptığı pazarlık ve protokollerin birbirinden ayrı olması, ayrıca bölgeden bölgeye kamulaştırma gerekliliği ve maliyetlerinde büyük değişimlerin yaşanması nedenleriyle; bu kısımda yapılacak olan mali analizler, nicel verilerden ziyade, doğal gaz dağıtım yöntemlerinin 30 yıllık sürecine ilişkin maliyet kalemlerinin nelerden ve nasıl oluştuğunu/oluşacağını içermektedir.

Bu çerçevede; EPDK Tarifeler Dairesi Başkanlığından temin edilen veriler, tezin daha önceki konularında anlatılan bilgi ve yaklaşımlar, ihale kapsamında CNG ile LNG tedarik eden firma ve satın alan dağıtım şirketleri ile yapılan görüşmeler ışığında yatırım harcamaları ve işletme giderlerinin maliyet analizi yapılacaktır.

Uygulamalara ilişkin birinci örnek; dördüncü bölümde geçmiş, mevcut durumu ve projeksiyon analizleri gerçekleştirilen şehir için yapılacak olup, söz konusu bölümde saptanan veriler kullanılacaktır. Ayrıca, bahse konu analizin daha iyi anlaşılabilmesini teminen, ilk örnekte verilerin kullanımına ilişkin açıklamalara yer verilecektir.

Örnek-1 (Açıklamalı):

Doğal Gaz Dağıtımına Konu Şehre İlişkin Veri Analizi:⁹⁵

- Şehrin ulusal iletim hattına olan mesafesi = 100 km
- Dağıtım şirketinin CNG dolum ve boşaltım tesisi arasındaki mesafe = 25 km
- CNG treylerinin kapasitesi = 7.500 m³ gaz/adet
- CNG taşıtının ortalama hızı = 25 km/h

⁹⁵ Birinci örneğe has olarak, “*italik*” yazılı olan verilerde varsayım yapılmıştır. İkinci örnekteki veriler tamamen varsayım üzerine yapılacağından, söz konusu örnekte “*italik*” yazı tipi kullanılmayacaktır.

- **CNG kompresör ünitesi elektrik tüketimi** ⁹⁶ = 0,15 kW/m³
- **Nüfus projeksiyonu denklemi** = 731,87x - 1.420.079,24
(Nüfus →→ 2017 için 56.473 ; . . . ; 2046 için 77.327)
- **Şehrin ortalama hanehalkı büyüklüğü** = 3,5
- **Konut projeksiyon denklemi** = (731,87x - 1.420.079,24) / 3,5
(Konut sayısı →→ 2017 için 16.029 ; . . . ; 2046 için 22.093)
- **Ticarethane projeksiyon denklemi** ⁹⁷ = (731,87x - 1.420.079,24) / (3,5 x 100)
(Ticarethane sayısı →→ 2017 için 160 ; . . . ; 2046 için 221)
- **Birim konut veya ticarethane yıllık toplam tüketimleri** = 2.300,75 m³/yıl
- **Birim konut veya ticarethane saatlik pik tüketimi** = 1,31 m³/h
- **Büyük tüketici ve diğer tesislerin yıllık toplam tüketimi** ⁹⁸ = 500.000 m³/yıl
- **Büyük tüketici ve diğer tesislerin saatlik pik tüketimi** = 100 m³/h
- **Konut ve ticarethane penetrasyon oranı** ⁹⁹ = 2017: %40, 2018 : %55, 2019 : %65, 2020: %70, 2021: %75, . . . , 2046: %100
- **Yıllık gaz tüketimi** = [(Yıl bazında konut sayısı) + (Yıl bazında ticarethane sayısı)]
* (Birim konut veya ticarethane yıllık toplam tüketimleri) * (İlgili yılın penetrasyon oranı) + (Büyük tüketici ve diğer tesislerinin yıllık toplam tüketimi) = (731,87 * (İlgili yıl) - 1.420.079,24) / 3,5 * 1,01 * 2.300,75 * (İlgili yılın penetrasyon oranı) + 500.000

Söz konusu denklem çerçevesinde, ilgili şehir için oluşacak 30 yıllık doğal gaz tüketimi aşağıdaki gibidir:

⁹⁶ Yapılan piyasa araştırmasından görülmüştür ki; kompresör ünitesinin elektrik tüketimi özellikle kompresör ana motorunun, gaz soğutma ekipmanının ve yağ pompası elektrik motorunun kapasitesi ve verimliliği ile değişmektedir. Bununla birlikte, RMS-A sonrasında temin edilen yaklaşık 19 bar basınçtaki gazı, 200-250 bar basınçta ve 3.000-3.500 m³/h kapasitede sıkıştırarak CNG tüplerine aktarmak için gerekli olan kompresör ünitesi elektrik tüketiminin 430-450 kW arasında olduğu anlaşılmıştır. Bu çerçevede, kompresör ünitesinin her bir 3.000 m³ gaz için 450 kW elektrik tükettiği (0,15 kW/m³) varsayılacaktır.

⁹⁷ Ticarethane sayısının konut sayısına oranı 1/100 olduğu kabul edilmiştir.

⁹⁸ Uygulamalarda, büyük tüketici ve diğer tesislerinin saatlik pik tüketimi ve yıllık tüketimlerinin değişmeyeceği varsayılacaktır.

⁹⁹ Hem “4.3.Penetrasyon Oranı” konusunda belirtilen nedenlerden hem de bir şehre doğal gaz hangi türü ile ulaştırılsa ulaştırılsın, dağıtım şebekesindeki talebin aynı oranda artacak veya azalacak olmasından dolayı; uygulamalarda tüm dağıtım yöntemleri için ortak bir penetrasyon oranı alınarak, yıllara göre değişkenlik gösteren parabolik bir artışın meydana geleceği varsayıp 30 yılın sonundaki penetrasyon oranının %100’e ulaşacağı kabul edilebilir. Penetrasyon oranı hesaplamasında, yukarıda belirtilen oranlarda artış görüleceği varsayıp, 2022 ve 2046 yılları arasında penetrasyon oranında her yıl %1 artış olacağı kabul edilmiştir.

Tablo 5.1. Dağıtım Konu Şehrin Yıllara Sari Gaz Tüketimi (m³/h)

Dağıtım Konu Şehrin Yıllara Sari Toplam Gaz Tüketimi					
Yıl	Tüketim	Yıl	Tüketim	Yıl	Tüketim
2017	15.399.282	2027	34.606.926	2037	43.239.447
2018	21.253.764	2028	35.426.446	2038	44.156.150
2019	25.343.018	2029	36.255.684	2039	45.082.570
2020	27.594.157	2030	37.094.641	2040	46.018.709
2021	29.893.887	2031	37.943.316	2041	46.964.566
2022	30.655.098	2032	38.801.709	2042	47.920.141
2023	31.426.027	2033	39.669.820	2043	48.885.435
2024	32.206.675	2034	40.547.650	2044	49.860.446
2025	32.997.040	2035	41.435.197	2045	50.845.176
2026	33.797.124	2036	42.332.463	2046	51.839.624

- 30 yıllık toplam gaz tüketimi = 1.139.492.190 m³
- Şehrin saatlik pik tüketimi = [(Yıl bazında konut sayısı + Yıl bazında ticarethane sayısı) * (Konut veya ticarethane saatlik pik tüketimi) * (İlgili yılın penetrasyon oranı)] + (Büyük tüketici ve diğer tesislerinin saatlik pik tüketimi) = [(731,87 * (İlgili yıl) - 1.420.079,24) / 3,5) * 1,01 * 1,31 * (İlgili yılın penetrasyon oranı) + 100]

Söz konusu denklem çerçevesinde, ilgili şehir için oluşacak yıllara sari saatlik doğal gaz pik tüketimi aşağıdaki gibidir:

Tablo 5.2. Dağıtım Konu Şehrin Yıllara Sari Saatlik Pik Tüketimi (m³/h)

Dağıtım Konu Şehrin Yıllara Sari Saatlik Maksimum Gaz Tüketimi					
Yıl	Tüketim	Yıl	Tüketim	Yıl	Tüketim
2017	8.583	2027	19.520	2037	24.435
2018	11.917	2028	19.986	2038	24.957
2019	14.245	2029	20.459	2039	25.484
2020	15.527	2030	20.936	2040	26.017
2021	16.836	2031	21.419	2041	26.556
2022	17.270	2032	21.908	2042	27.100
2023	17.709	2033	22.402	2043	27.650
2024	18.153	2034	22.902	2044	28.205
2025	18.603	2035	23.408	2045	28.766
2026	19.059	2036	23.919	2046	29.332

Bu kapsamda, dağıtım konu söz konusu şehir için; yukarıda hesaplanan bilgiler ve daha önceki kısımlarda anlatılan yatırım harcamaları ve işletme giderleri çerçevesinde, doğal gaz dağıtımında 30 yıllık sürece ilişkin ana maliyet kalemleri aşağıdaki gibidir:

Dağıtım Yöntemlerine İlişkin Ortak Maliyet Kalemleri:

Analizlerde sadeliğin artırılmasını teminen, orta basınçlı dağıtım hattı öncesinde her üç dağıtım yönteminde de ortak olarak kullanılan ve/veya benzer giderlerin oluştuğu aşağıdaki maliyet kalemleri tek çatı altında toplanabilir:

İstasyon/tesis personeli gideri¹⁰⁰, yerel SCADA ve kokulandırma uygulamaları, istasyon/tesis binaları ile operatörün bulunduğu konteynerlerin enerji (elektrik ve ısıtma), haberleşme (telefon ve internet) ile ofis (kırtasiye ve temizlik malzemesi) giderleri, yasal zorunlu harcamalar (vergi, resim, harç) vb.¹⁰¹

Boru Hattı Yönteminin Kullanılması Durumunda Oluşan Ana Maliyet Kalemleri ve Açıklamaları:

Yatırım Harcamaları:

- 100 km uzunluğunda ve 30 yılda oluşacak maksimum saatlik pik tüketimi ($29.332 \text{ m}^3/\text{h}$) karşılayabilecek çaptaki şehir besleme hattının malzeme ve işçilik maliyeti.
- Şehir besleme hattının geçişi nedeniyle meydana gelen kamulaştırma giderleri, kaplama, kazı, ruhsat ve harç bedelleri ile hatta ilişkin katodik koruma maliyetleri.
- Üçüncü bölümde “3.1.1. Şehir Besleme Hattı” kısmında anlatılan detaylar kapsamında gerekli görülüyorsa pig istasyonu tesis edilmesine ilişkin maliyetler.

¹⁰⁰ Yapılan piyasa araştırmasından; hâlihazırda faaliyette olan şehir giriş istasyonlarında, CNG boşaltım ile dolum tesislerinde ve LNG boşaltım tesislerinde yürütülmekte olan iş ve işlemlerin ortalama 4 operatör ile gerçekleştirildiği anlaşılmaktadır. Bu çerçevede, dağıtım konu şehre ilişkin her bir istasyon/tesis için 4 kişilik personel gideri oluşacağı söylenebilir.

¹⁰¹ “Dağıtım türlerine ilişkin ortak maliyet kalemleri” bir sonraki örnekte de bu şekilde kabul edilecektir.

- 29.332 m³/h'lük tüketimi karşılayabilecek kapasitede RMS-A'ya ilişkin ünite ve ekipmanların tercihi, bu minvalde ortaya çıkacak toplam istasyon bedeli ile söz konusu istasyona ilişkin inşaat ve diğer maliyetler.
- Şehir besleme hattı ve RMS-A ünite ve ekipmanlarının yenilenme bedelleri.
- RMS-A'nın üzerine kurulması için gerekli olan arsanın mülkiyet bedeli.

İşletme Giderleri:

- Şehir besleme hattı ve RMS-A'lardaki ünite ve ekipmanların ulusal veya uluslararası standartlara göre ya da üretici tavsiyeleri esas alınarak gerçekleştirilecek periyodik bakım maliyetleri.
- Şehir besleme hattı ve RMS-A'ya ilişkin ünite ve ekipmanların onarım maliyetleri.
- Şehir besleme hattı ve RMS-A'nın sigorta bedeli.
- Tablo 5.1'de detayları verilen yıllara sari gaz tüketimi ile orantılı olacak şekilde regülasyon öncesi ısıtma gazı bedeli.

CNG Uygulamasının Tamamen Dağıtım Şirketi Tarafından Yapıldığı Süreçte Oluşan Ana Maliyet Kalemleri ve Açıklamaları:

Yatırım Harcamaları:

- Tablo 5.2'de detayları verilen ve yıllar itibarıyla değişen saatlik pik tüketimi karşılayabilecek kapasitede inşa edilecek dolum ve boşaltım tesisi ile söz konusu tesislerin ünite ve ekipmanlarının kurulum maliyeti: İlk sene 8.583 m³/h'lik tüketim ile başlayıp, Tablo 5.2'de belirtilen tüketimleri karşılayabilecek ve 30. yılın sonunda oluşması muhtemel 29.332 m³/h'lik tüketimi dağıtımına konu şehre arz edebilecek kapasitede ve sayıda kompresör, soğutma ünitesi, dolum ve boşaltım manifoldu, patlama duvarlarının temin ve inşa edilmesi; bununla birlikte, 29.332 m³/h'lik tüketimi karşılayabilecek kapasitede trafo, kurutucu, PRMS, ısıtma ünitesi, borulama ve inşaat işlerinin tesislerin ilk yatırım aşamasında kurulması gerekir.
- Yıllara sari saatlik pik tüketimi karşılayabilecek CNG treyleri ve çekici maliyeti: Çekici, iki tesis arasında CNG treylerini ulaştırma vazifesi görürken; bu esnada

dolum tesisinde bekleyen treylere CNG doldurulmakta, boşaltım tesisine ulaştırılan treylere ilgili şehre gaz arzı sağlamaktadır. Bu kapsamda, fiziksel şartların olağan olduğu, kompresör ve PRMS'in gerekli kapasiteyi sağladığı durumlar ile “Doğal Gaz Dağıtımına Konu Şehre İlişkin Veri Analizi” kısmındaki nicel veriler göz önüne alındığında boşaltım tesisinde saatlik pik tüketimi karşılayacak asgari treylere sayısı; 2017-2019 yılları arasında 2 adet, 2020-2033 yılları arasında 3 adet ve 2033-2046 yılları arasında 4 adet olması gerekir.

Bununla birlikte, söz konusu CNG arzının tedarik edilmesini teminen asgari olarak aynı sayıda treylere; dolum tesisinde CNG doldurulması, çekici vasıtasıyla CNG boşaltım tesisine taşınması ve boşaltılan treylere çekici ile CNG dolum tesisine tekrar geri getirilmesi gerekir. Bu minvalde, dağıtım şirketinin mülkiyetinde asgari olarak toplam; 2017-2019 yılları arasında 8 adet, 2020-2033 yılları arasında 12 adet ve 2033-2046 yılları arasında 16 adet treylere bulunması gerekir.

Diğer yandan, “Doğal Gaz Dağıtımına Konu Şehre İlişkin Veri Analizi” kısmındaki nicel veriler göz önüne alındığında, çekicinin asgari olarak tesisler arasında treylere ulaşımı sağlayan sayıda olması gerekir. Bu kapsamda, çekici sayısı 2017-2019 yılları arasında 4 adet, 2020-2033 yılları arasında 6 adet ve 2033-2046 yılları arasında 8 adet belirlenebilir.

Aynı zamanda, doğal gaz arzında tedarik sıkıntısı yaşanılmamasını teminen; dağıtım bölgesinin coğrafi ve fiziksel özelliği, CNG taşıtının bakım periyodu ile söz konusu taşıtın onarım durumları göz önüne alınarak dağıtım şirketinin uygun göreceği sayıda çekici ve treylere yedekli olarak bulundurulmalıdır.

Öte yandan, çekiciler yıllar itibarıyla kullanım ömrünü tamamlayacağından, çekicilerin dağıtım şirketinin uygun gördüğü yıla veya kilometreye ulaşması durumunda yenilenmesi gerekmektedir. Bu kapsamda, her 7 yılda bir çekicinin yenilendiği varsayıldığında; yedekte bulundurulmuş çekiciler haricinde, yukarıda sayılan çekicilerden 4'er adedi 2024, 2031, 2038, 2045 yıllarında; 2'şer adedi ise 2027, 2034, 2040, 2041 yıllarında yenilenir ve eskisi elden çıkarılır.

- Tesislerde ve CNG taşıtında yer alan ünite ve ekipmanların ulusal veya uluslararası standartlara veya üretici tavsiyelerine göre yenilenme bedelleri.
- Tesislere ilişkin arazi temini ve diğer maliyetler.
- CNG taşıtlarının işletilmesi için gerekli olan ilk ruhsat, izin ve diğer bedeller.

İşletme Giderleri:

- Dördüncü bölümdeki pik tüketim hesaplarında yakıcı cihazların günlük 19 saat çalıştığı varsayılmış olup, araç kullanan personelin haftalık 1 veya 2 günlük izni olduğu kabul edildiğinde; “Doğal Gaz Dağıtımına Konu Şehre İlişkin Veri Analizi” kısmındaki nicel veriler göz önüne alındığında, dağıtımına konu şehrin saatlik pik tüketiminin yüksek olması nedeniyle bir adet çekici için 3 vardiya personelin çalışması gerekliliği ortaya çıkmaktadır. Bu kapsamda, 2017-2019 yılları arasında 12 adet, 2020-2033 yılları arasında 18 adet ve 2033-2046 yılları arasında 24 adet personelin CNG taşıtları için istihdam edilmesi gerekir. Yedekte bekletilen çekiciler için ilave personel gerekli değildir.

- CNG taşıtının dolum ve boşaltım tesisi arasındaki mesafeden kaynaklanan yakıt gideri:

İhtiyaç duyulan toplam sefer sayısı = (30 yıllık gaz tüketimi) / (CNG taşıtının kapasitesi) = (1.139.492.190 / 7.500) = 151.932 adet

30 yıllık süreçte toplam yakıt maliyeti (doldurma ve boşaltma dahil) = (İhtiyaç duyulan toplam sefer sayısı) * (Dolum ve boşaltım tesisleri gidiş-geliş mesafesi toplamı) * (km başına yakıt maliyeti) = 151.932 * 50 * (km başına yakıt maliyeti) = 7.596.600 * (km başına yakıt maliyeti)

- Dolum ve boşaltım tesisleri ile CNG taşıtındaki ünite ve ekipmanların ulusal veya uluslararası standartlara ya da üretici tavsiyelerine göre gerçekleştirilecek periyodik bakım maliyetleri.
- Söz konusu tesisler ile CNG taşıtlarına ilişkin ünite ve ekipmanların onarım ve yedek parça maliyetleri.
- Bahse konu tesisler ile taşıtların sigorta bedeli.
- Tablo 5.1'deki yıllara sari gaz tüketimi ile orantılı olacak şekilde, doğal gazın sıkıştırılma öncesi soğutulma ve basınç düşümü öncesi ısıtılma bedeli.
- CNG kompresör ünitesi elektrik tüketim maliyeti = (30 yıllık gaz tüketimi) * (birim m³ doğal gazı sıkıştırmak için gerekli olan enerji miktarı) * (kW başına

$$\begin{aligned} \text{enerji maliyeti} &= (1.139.492.190 \text{ m}^3) * (0,15 \text{ kW/m}^3) * (\text{kW başına enerji} \\ \text{maliyeti}) &= 170.923.829 \text{ kW} * (\text{kW başına enerji maliyeti}) \end{aligned}$$

CNG Uygulaması için Hizmet Alımına (CNG Tedarik ve Dolum ile Taşıma)
Başvurulduğu Süreçte Oluşan Ana Maliyet Kalemleri ve Açıklamaları:

Yatırım Harcamaları:

- Tablo 5.2’de detayları verilen ve yıllar itibarıyla değişen saatlik pik tüketimi karşılayabilecek kapasitede inşa edilecek boşaltım tesisi ile söz konusu tesisin ünite ve ekipmanlarının kurulum maliyeti: İlk sene 8.583 m³/h’lik tüketim ile başlayıp, Tablo 5.2’de belirtilen tüketimleri karşılayabilecek ve 30 uncu yılın sonunda oluşması muhtemel 29.332 m³/h’lik tüketimi dağıtımına konu şehre arz edebilecek kapasitede ve sayıda boşaltım manifoldu temini ve patlama duvarlarının inşa edilmesi; bununla birlikte, 29.332 m³/h’lik tüketimi karşılayabilecek kapasitede trafo, PRMS, ısıtma ünitesi, borulama ve inşaat işlerinin tesislerin ilk yatırım aşamasında kurulması gerekir.
- Boşaltım tesisinde yer alan ünite ve ekipmanların ulusal veya uluslararası standartlara veya üretici tavsiyelerine göre yenilenme bedelleri.
- Söz konusu tesise ilişkin arazi temini ve diğer maliyetler.

İşletme Giderleri:

- CNG kullanımının dağıtım şirketine ve dolayısıyla dağıtım bölgesindeki tüketicilere getirdiği ilave gaz maliyeti:
CNG gaz fark maliyeti = (CNG alımı ihale bedeli - Boru hattı doğal gaz bedeli)
* (İlgili yılın/yılların tüketim miktarı)
CNG ihale bedeli: İhale/İhaleler sonrasında ortaya çıkan birim bedeli ifade eder. (Örn. kWh cinsinden),
Boru hattı doğal gaz bedeli: Kanun’un “*Tarifeler*” başlıklı 11 inci maddesinin dördüncü fıkrasında; “*Dağıtım şirketleri en ucuz kaynaktan gaz temin ettiklerini, verimli ve güvenli işletmecilik yaptıklarını ispat etmek zorunda olup, lisans süresi içerisinde de bu yükümlülüğe uymak zorundadır.*” hükmü bulunmaktadır.

Bu kapsamda, formülde baz alınacak boru hattı doğal gaz bedelinde piyasadaki en ucuz gazın birim fiyatı dikkate alınır. (Örn. kWh cinsinden)

Çeşitli periyotlarda ve değişken tüketim miktarlarında düzenlenecek olan ihalelerde ortaya çıkan CNG gaz fark maliyetinin 30 yıllık toplamı, 30 yıl boyunca CNG gazı kullanımının boru hattı gazı kullanımına göre ilave maliyet yükünü ortaya koyacaktır.

CNG boşaltım tesisinin;

- Ünite ve ekipmanlarının ulusal veya uluslararası standartlara ya da üretici tavsiyelerine göre gerçekleştirilecek periyodik bakım ve onarım maliyetleri.
- Sigorta bedeli.
- Tablo 5.1'deki yıllara sari gaz tüketimi ile orantılı olacak şekilde doğal gazın basınç düşümü öncesinde ısıtılma bedeli.

LNG Uygulaması için Hizmet Alımına (LNG Tedarik, Dolum, Taşıma ve Tanka Boşaltma) Başvurulduğu Süreçte Oluşan Ana Maliyet Kalemleri ve Açıklamaları:

Yatırım Harcamaları:

- Tablo 5.2'de detayları verilen ve yıllar itibarıyla değişen saatlik pik tüketimi karşılayabilecek kapasitede inşa edilecek boşaltım tesisi ile söz konusu tesisin ünite ve ekipmanlarının kurulum maliyeti: İlk sene 8.583 m³/h'lik tüketim ile başlayıp, Tablo 5.2'de belirtilen tüketimleri karşılayabilecek ve 30 uncu yılın sonunda oluşması muhtemel 29.332 m³/h'lik tüketimi dağıtımına konu şehre arz edebilecek kapasitede ve sayıda LNG depolama tankı, evaporatör, elektrikli ısıtıcı ile dalgıç pompanın ihtiyaca binaen dağıtım şirketi tarafından temin edilmesi ve ölçüm istasyonu (sayaç, gaz kromatograf ve akış bilgisayarı dahil), borulama ile inşaat işlerinin tesislerin ilk yatırım aşamasında kurulması gerekir.
- Söz konusu ünite ve ekipmanların ulusal veya uluslararası standartlara veya üretici tavsiyelerine göre yenilenme bedelleri.
- Söz konusu tesise ilişkin arazi temini ve diğer maliyetler.

İşletme Giderleri:

- LNG kullanımının dağıtım şirketine ve dolayısıyla dağıtım bölgesindeki tüketicilere getirdiği ilave gaz maliyeti:

LNG gaz fark maliyeti = (LNG alımı ihale bedeli - Boru hattı doğal gaz bedeli)

* (İlgili yılın/yılların tüketim miktarı)

LNG ihale bedeli: İhale/İhaleler sonrasında ortaya çıkan birim bedeli ifade eder. (Örn. kWh cinsinden)

Boru hattı doğal gaz bedeli: Kanun'un "*Tarifeler*" başlıklı 11 inci maddesinin dördüncü fıkrasında; "*Dağıtım şirketleri en ucuz kaynaktan gaz temin ettiklerini, verimli ve güvenli işletmecilik yaptıklarını ispat etmek zorunda olup, lisans süresi içerisinde de bu yükümlülüğe uymak zorundadır.*" hükmü bulunmaktadır. Bu kapsamda, formülde baz alınacak boru hattı doğal gaz bedelinde piyasadaki en ucuz gazın birim fiyatı dikkate alınır. (Örn. kWh cinsinden)

Çeşitli periyotlarda ve değişken tüketim miktarlarında düzenlenecek olan ihalelerde ortaya çıkan LNG gaz fark maliyetinin 30 yıllık toplamı, 30 yıl boyunca LNG gazı kullanımının boru hattı gazı kullanımına göre ilave maliyet yükünü ortaya koyacaktır.

Bununla birlikte, yukarıda hesaplanan şekilde, "*CNG gaz fark maliyeti*" ile "*LNG gaz fark maliyeti*" arasındaki bedel de her iki dağıtım yönteminin birbirine göre olan fiyat farkını ortaya çıkacaktır.

LNG boşaltım tesisinin;

- Ünite ve ekipmanlarının ulusal veya uluslararası standartlara ya da üretici tavsiyelerine göre gerçekleştirilecek periyodik bakım ve onarım maliyetleri.
- Sigorta bedeli.
- Tablo 5.1'deki yıllara sari gaz tüketimi ile orantılı olacak şekilde doğal gazın evaporatör sonrası elektrikli ısıtılma bedeli.

Örnek-2 :

Doğal Gaz Dağıtımına Konu Şehre İlişkin Veri Analizi:

- Şehrin ulusal iletim hattına olan mesafesi = 90 km
- Dağıtım şirketinin CNG dolum ve boşaltım tesisi arasındaki mesafe = 90 km
- CNG treylerinin kapasitesi = 7.500 m³ gaz/adet
- CNG taşıtının ortalama hızı = 45 km/h
- CNG kompresör ünitesi elektrik tüketimi = 0,15 kW/m³
- Nüfus projeksiyonu¹⁰² = 2017 için 2.553 ; . . . ; 2046 için 3.407
- Şehrin ortalama hanehalkı büyüklüğü = 4,15
- Konut projeksiyonu = 2017 için 615 ; . . . ; 2046 için 821
- Ticarethane projeksiyonu¹⁰³ = 2017 için 31 ; . . . ; 2046 için 41
- Birim konut veya ticarethane yıllık toplam tüketimleri = 1.100 m³/yıl
- Birim konut veya ticarethane saatlik pik tüketimi = 1,10 m³/h
- Büyük tüketici ve diğer tesislerin yıllık toplam tüketimi = 40.000 m³/yıl
- Büyük tüketici ve diğer tesislerin saatlik maksimum tüketimi = 35 m³/h
- Konut ve ticarethane penetrasyon oranı¹⁰⁴ = 2017: %50, 2018 : %60, 2019 : %65, 2020: %70, 2021: %75, . . . , 2046: %100
- 30 yıllık toplam gaz tüketimi = 22.193.415 m³

Tablo 5.3. Dağıtıma Konu Şehrin Yıllara Sari Gaz Tüketimi (m³/h)

Dağıtıma Konu Şehrin Yıllara Sari Toplam Gaz Tüketimi					
Yıl	Tüketim	Yıl	Tüketim	Yıl	Tüketim
2017	395.267	2027	675.746	2037	828.957
2018	470.583	2028	690.030	2038	845.604
2019	511.130	2029	704.537	2039	862.504
2020	552.445	2030	719.269	2040	879.661
2021	594.538	2031	734.229	2041	897.080
2022	607.551	2032	749.421	2042	914.763
2023	620.769	2033	764.846	2043	932.714
2024	634.195	2034	780.510	2044	950.936
2025	647.831	2035	796.414	2045	969.434
2026	661.680	2036	812.562	2046	988.210

¹⁰² Nüfus, konut ve ticarethane projeksiyonunun lineer ve her yıl bir önceki yıla oranla %1 artış gösterdiği varsayılmıştır.

¹⁰³ Ticarethane sayısının konut sayısına oranının 1/20 olduğu kabul edilmiştir.

¹⁰⁴ Penetrasyon oranı hesaplamasında, yukarıdaki oranlarda artış görüleceği varsayılp, 2022 ve 2046 yılları arasında penetrasyon oranında her yıl %1 artış olacağı kabul edilmiştir.

Tablo 5.4. Dağıtım Konu Şehrin Yıllara Sari Saatlik Pik Tüketimi (m³/h)

Dağıtım Konu Şehrin Yıllara Sari Saatlik Maksimum Gaz Tüketimi					
Yıl	Tüketim	Yıl	Tüketim	Yıl	Tüketim
2017	390	2027	671	2037	824
2018	466	2028	685	2038	841
2019	506	2029	700	2039	858
2020	547	2030	714	2040	875
2021	590	2031	729	2041	892
2022	603	2032	744	2042	910
2023	616	2033	760	2043	928
2024	629	2034	776	2044	946
2025	643	2035	791	2045	964
2026	657	2036	808	2046	983

Bu kapsamda, dağıtım konu söz konusu şehir için; yukarıda hesaplanan bilgiler ve daha önceki kısımlarda anlatılan yatırım harcamaları ve işletme giderleri çerçevesinde, doğal gaz dağıtımında 30 yıllık sürece ilişkin ana maliyet kalemleri aşağıdaki gibidir:

Boru Hattı Dağıtım Yönteminin Kullanılması Durumunda Oluşan Ana Maliyet Kalemleri

Yatırım Harcamaları:

- 90 km uzunluğunda, 983 m³/h'lik tüketimi karşılayabilecek kapasitede şehir besleme hattı malzeme ve işçilik maliyeti.
- Şehir besleme hattı kamulaştırma, kaplama, kazı, ruhsat, ve harç bedelleri ile katodik koruma maliyetleri.
- Gerekli görülüyorsa pig istasyonu tesis edilmesine ilişkin maliyetler.
- 983 m³/h'lik tüketimi karşılayabilecek kapasitede RMS-A inşası ve ünite ile ekipmanlarının maliyeti.
- Şehir besleme hattı ve RMS-A ünite ve ekipmanlarının yenilenme bedelleri.
- RMS-A'nın üzerine kurulması için gerekli olan arsanın mülkiyet bedeli.

İşletme Giderleri:

- Şehir besleme hattı ve RMS-A bakım, onarım ve sigorta bedelleri.
- Isıtma gazı bedeli.

CNG Uygulamasının Tamamen Dağıtım Şirketi Tarafından Yapıldığı Süreçte Oluşan Ana Maliyet Kalemleri:

Yatırım Harcamaları:

- Tablo 5.4'teki saatlik pik tüketimi karşılayabilecek kapasitede inşa edilecek dolum ve boşaltım tesisi ile söz konusu tesislerin ünite ve ekipmanlarının kurulum maliyetleri.
- Yıllara sari saatlik pik tüketimi karşılayabilecek CNG treyleri ve çekici maliyeti: Tablo 5.4'teki pik tüketim verileri ve "*Doğal Gaz Dağıtımına Konu Şehre İlişkin Veri Analizi*" incelendiğinde, boşaltım tesisinde 2017 yılında 19 saatte 1 adet, 2046 yılında ise 7 saatte 1 adet treylere ihtiyaç duyulmaktadır. Diğer yandan, ilgili verilerden anlaşılabileceği üzere, çekicinin tam bir tur yapması 4 saatte mümkün olmaktadır. Bu kapsamda, dağıtım şirketinin mülkiyetinde asgari olarak 3 adet treylere ve 1 adet çekici bulunmalı; aynı zamanda, doğal gaz arzında tedarik sıkıntısı yaşanılmamasını teminen, dağıtım bölgesinin coğrafi ve fiziksel özelliği, CNG taşıtının bakım periyodu ile söz konusu taşıtın onarım durumları göz önüne alınarak dağıtım şirketinin uygun göreceği sayıda çekici ve treylere yedekli olarak bekletilmelidir.
Her 7 yılda 1 adet çekicinin yenilendiği varsayıldığında; yedekte bulundurulacak çekiciler haricinde, yukarıda sayılan çekicinin 2024, 2031, 2038 ve 2045 yıllarında yenilenerek eskinin elden çıkarılması sağlanır.
- Tesislerde ve CNG taşıtında yer alan ünite ve ekipmanların yenilenme bedelleri.
- Tesislere ilişkin arazi temini ve diğer maliyetler.
- CNG taşıtlarının işletilmesi için gerekli olan ilk ruhsat, izin ve diğer bedeller.

İşletme Giderleri:

- CNG taşıtının personel sayısı, kullanılacak olan çekici sayısına göre değişkenlik göstermekle birlikte en az 2 adet personelden oluşur.
- CNG taşıtının dolum ve boşaltım tesisi arasındaki mesafeden kaynaklanan yakıt gideri:

$$\text{İhtiyaç duyulan toplam sefer sayısı} = (22.193.415 / 7.500) = 2.959 \text{ adet}$$

30 yıllık süreçte toplam yakıt maliyeti (doldurma ve boşaltma dahil) = 532.620 * (km başına yakıt maliyeti)

- Dolum ve boşaltım tesisleri ile CNG taşıtındaki ünite ve ekipmanların periyodik bakım, onarım ve yedek parça maliyetleri.
- Bahse konu tesisler ile CNG taşıtlarının sigorta bedeli.
- Doğal gazın sıkıştırılma öncesi soğutulma ve basınç düşümü öncesi ısıtılma bedeli.
- CNG kompresör ünitesi elektrik tüketim maliyeti = $(22.193.415 \text{ m}^3) * (0,15 \text{ kW/m}^3) * (\text{kW başına enerji maliyeti}) = 3.329.012 \text{ kW} * (\text{kW başına enerji maliyeti})$

CNG Uygulaması için Hizmet Alımına (CNG Tedarik ve Dolum ile Taşıma) Başvurulduğu Süreçte Oluşan Ana Maliyet Kalemleri:

Yatırım Harcamaları:

- Tablo 5.4'teki saatlik pik tüketimi karşılayabilecek kapasitede inşa edilecek boşaltım tesisi ile söz konusu tesisin ünite ve ekipmanlarının kurulum maliyetleri.
- Boşaltım tesisinde yer alan ünite ve ekipmanların yenilenme bedelleri.
- Söz konusu tesise ilişkin arazi temini ve diğer maliyetler.

İşletme Giderleri:

- CNG kullanımının dağıtım şirketine ve dolayısıyla dağıtım bölgesindeki tüketicilere getirdiği ilave gaz maliyeti.
- CNG boşaltım tesisinin;
Ünite ve ekipmanlarının periyodik bakım ve onarım maliyetleri,
Sigorta maliyeti,
Isıtma gazı bedeli.

LNG Uygulaması için Hizmet Alımına (LNG Tedarik, Dolum, Taşıma ve Tanka Boşaltma) Başvurulduğu Süreçte Oluşan Ana Maliyet Kalemleri:

Yatırım Harcamaları:

- Tablo 5.4'teki pik tüketimi karşılayabilecek kapasitede inşa edilecek boşaltım tesisi ile söz konusu tesisin ünite ve ekipmanlarının kurulum maliyeti.
- Söz konusu ünite ve ekipmanların yenilenme bedelleri.
- Boşaltım tesisine ilişkin arazi temini ve diğer maliyetler.

İşletme Giderleri:

- LNG kullanımının dağıtım şirketine ve dolayısıyla dağıtım bölgesindeki tüketicilere getirdiği ilave gaz maliyeti.
- LNG boşaltım tesisinin;
Ünite ve ekipmanlarının periyodik bakım ve onarım maliyetleri,
Sigorta maliyeti,
Doğal gazın evaporatör sonrası elektrikli ısıtılma bedeli.

ALTINCI BÖLÜM

6. SONUÇLAR

6.1. Boru Hattı, CNG ve LNG'ye İlişkin Genel Karşılaştırma

➤ Doğal gaz dağıtımına konu şehre gazın boru hatları, CNG veya LNG ile ulaştırılarak tüketicilerin kullanımına arz edilmesi durumunda; Şekil 3.1, Şekil 3.13, Şekil 3.16 ve Şekil 3.18'den de anlaşılacağı üzere orta basınçlı dağıtım hattı, şehir içi bölge istasyonu, alçak basınçlı dağıtım hattı, servis hattı ve servis kutusunun her üç dağıtım yönteminde de var olduğu, bu nedenle söz konusu dağıtım yöntemlerinin teknik ve/veya ekonomik olarak kıyaslanmasında orta basınçlı dağıtım hattı öncesinde yer alan istasyon, tesis ve hatların dikkate alınması gerektiği anlaşılmaktadır. Bu çerçevede, ilgili şehre doğal gaz ulaştırılmasında tercih edilen dağıtım türlerine ilişkin maliyet kıyaslaması yapılırken, özellikle aşağıdaki verilerin analiz edilmesi gerektiği söylenebilir:

- Boru hatları kullanımında; şehir besleme hattı çapı ve uzunluğu, kamulaştırma süreçleri ve şehir giriş istasyonu kapasitesine bağlı olarak tercih edilen ünite ile ekipmanlar,
- Doğal gaz dağıtım sürecinin tüm aşamalarının dağıtım şirketi tarafından yürütüldüğü CNG kullanımında; dolum ve boşaltım tesisi ile söz konusu tesislerin kapasitesine bağlı olarak tercih edilen ünite ve ekipmanlar, CNG taşıtları ve personeli, dolum ve boşaltım tesisleri arasındaki mesafe nedeniyle oluşan CNG taşıtı yakıt sarfiyatı, kompresör ünitesi elektrik gideri,
- CNG'nin diğer lisans sahiplerinden tedarik edilmesi durumunda; CNG alım bedeli (CNG gaz fark maliyeti) ve CNG boşaltım tesisi ile söz konusu tesisin kapasitesine bağlı olarak tercih edilen ünite ve ekipmanlar,
- LNG'nin diğer lisans sahiplerinden tedarik edilmesi durumunda; LNG alım bedeli (LNG gaz fark maliyeti) ve LNG boşaltım tesisi ile söz konusu tesisin kapasitesine bağlı olarak tercih edilen ünite ve ekipmanlar.

➤ Dağıtım yöntemlerine ilişkin maliyet kalemlerinin bir üstteki maddede ve ilgili bölümlerde anlatılanlar ışığında detaylı bir şekilde analizinin yapılmasını müteakip;

- Boru hatları kullanımında, 30 yıllık öngörülen tüketim kapasitesine yönelik yatırım harcamalarının projenin ilk aşamasında gerçekleştirileceği, buna karşın işletme giderlerinin yıllara sari olarak değişkenlik göstereceği,
- CNG ve LNG'ye ilişkin süreçlerde -hizmet alınsın veya alınmasın- gerek yatırım harcamalarının gerekse de işletme giderlerinin ilgili şehrin doğal gaz tüketim miktarı ile orantılı olarak yıllar bazında artış veya azalış göstereceği,

anlaşılmaktadır.

Bu kapsamda, dağıtım şirketinin ilgili şehre doğal gaz arzını hangi yöntem ile sağlamanın uygun olacağına ilişkin ekonomik analizin tüketim ve maliyet tahminleri çerçevesinde, her bir dağıtım yöntemindeki yatırım harcaması ve işletme giderinin öngörülen 30 yıllık süreçteki maliyetlerinin net bugünkü değeri hesaplanarak karar verilmesi; dağıtım şirketi açısından yatırım verimliliği, tüketiciler açısından ise dağıtım bölgesindeki tarifelerin yükselmemesi adına faydalı olacaktır.¹⁰⁵

➤ CNG ve LNG yöntemlerinin henüz yaygınlaşmaya başlaması ve bu nedenle ilk yatırım harcamaları ile hizmet alımına ilişkin verilen tekliflerin hâlihazırda yüksek olması, önümüzdeki yıllarda teknolojik gelişmelere binaen istasyon/tesis içerisindeki ünite ve ekipmanlarda yaşanacak gelişme, değişme ve kapasite artışları ile birlikte fiyatlarında meydana gelecek düşüşün bugünden öngörülememesi; bununla birlikte, dağıtım şirketlerinin istasyon/tesis içerisindeki ekipmanlarda farklı marka/model tercihinde bulunmaları ve tercihlerine binaen tedarikçiler ile yaptığı pazarlık ve protokollerin birbirinden ayrı olması, ayrıca bölgeden bölgeye kamulaştırma gerekliliği ve maliyetlerinde

¹⁰⁵ Net bugünkü değer yöntemi: Bir yatırımın sabit bir indirim oranına göre indirgenmiş net gelirleri ve yatırıma ilişkin hurdanın bugünkü değerinin toplamı ile indirgenmiş giderlerinin toplamı arasındaki farktır. Yani, net bugünkü değer; yatırımın nakit girişlerinin bugünkü değeri ile nakit çıkışlarının bugünkü değeri arasındaki farka eşittir.

büyük değişimlerin yaşanması nedenleriyle; doğal gaz dağıtım yöntemlerine ilişkin maliyet kıyaslamasının, söz konusu alternatif yöntemlerin yaygınlaşması ve sektörde kendine tam olarak yer edinmesinden sonra mümkün olabileceği söylenebilir.

- Doğal gazın, dağıtımına konu şehre ulaştırılmasında yatırım ve kamulaştırma maliyetleri göz ardı edilecek seviyede olduğunda, gazın boru hatları ile taşınması CNG ve LNG'ye kıyasla; ulaşımın daha güvenli olması, enerji kaybının daha az yaşanması, bakım-onarım iş gücünün daha düşük olması, gaz arzının daha emniyetli ve kesintisiz bir şekilde temin edilebilmesi gibi nedenlerinden dolayı; dağıtım şirketleri tarafından ilk tercih edilecek dağıtım yöntemi olacağı söylenebilir.
- Doğal gaz dağıtımına konu şehre, boru hatları ile doğal gaz ulaştırılmasının teknik ve/veya ekonomik olarak uygun görülmediği yerler için;

Doğal gaz piyasasında faaliyette olan LNG iletim ve CNG iletim-dağıtım lisanslarının detayları incelendiğinde; bir LNG tankerinin ortalama 50 m³ LNG (25.000-30.000 m³ arasında doğal gaz), bir CNG treylerinin ise 5.000-7.500 m³ arasında doğal gaz taşıdığı anlaşılmaktadır. Haliyle, benzer tüketim miktarlarında LNG yerine CNG kullanılması durumunda, sefer sayısının yaklaşık 4 katına çıkacağı söylenebilir. Bu nedenle, özellikle Marmara Ereğlisi LNG İstasyonu veya Ege Gaz A.Ş. LNG Terminaline yakın olan ve doğal gaz tüketiminin nispeten fazla olduğu şehirlerde LNG kullanımının CNG'ye göre daha ekonomik olabileceği; buna karşın, söz konusu LNG terminallerine oldukça uzak mesafede olan ve doğal gaz tüketiminin çok düşük olduğu şehirler için CNG kullanımının LNG'ye göre daha ekonomik olabileceği söylenebilir.

6.2. CNG ve LNG Alım İhalelerine İlişkin Analiz ve Değerlendirmeler

- Bilindiği üzere, dağıtım şirketi CNG ve/veya LNG'nin EPDK tarafından bu faaliyetler için yetkilendirilmiş lisans sahiplerinden temin edilmek suretiyle dağıtım şebekesine ulaştırılmasına kadarki kısmının tamamı veya bir kısmı için hizmet alımı yoluna gidebilmektedir. Ayrıca, hizmet alımı yöntemi, doğal gaz dağıtım bölgesi kapsamında olan bir şehre doğal gaz arzı sağlanması amacıyla

planlanan ya da yapımına başlanan iletim hattı (şehir besleme hattı) veya dağıtım şebekesi imalatının çeşitli nedenlerle gecikmesi durumunda, boru hattı yatırımları tamamlanıncaya kadar geçici süreyle de uygulanabilmektedir. Bu çerçevede, doğal gaz dağıtımına konu şehre boru hatları henüz ulaşmadığı halde dağıtım şirketi tarafından yatırım yapılarak gaz arzı sağlanması isteniyorsa; dağıtım şirketinin öncelikle araştıracağı hususun, anılan şehrin girişine veya yakınlarına BOTAS tarafından iletim hattı yapılıp yapılmayacağı, yapılacak ise tarihinin net veya yaklaşık olarak öğrenilmesi olmalıdır. Bu kapsamda, dağıtım şirketi söz konusu şehre yapacağı yatırımlarda CNG ve/veya LNG tesislerinin geçici mi yoksa kalıcı mı olacağına karar verebilir, CNG/LNG alım ihalelerine bu çerçevede çıkılabilir. Şayet, dağıtıma konu şehre;

- Yakın bir zamanda iletim hattı ulaştırılacak ise, doğal gazın dağıtım şebekesine ulaştırılmasına kadarki kısmının tamamı (boşaltım tesisine ilişkin üniteler dahil, inşaat ve elektrik işleri hariç) için hizmet alınması yerinde olacaktır. Özellikle geçici CNG veya LNG ile gaz arzının sağlandığı hizmet alımlarında, inşaat ve elektriğe ilişkin maliyetler ihalede verilen tekliflerin fazlaca artmasına neden olabilir. Bu durumun bertaraf edilmesi adına, yakın bir zamanda şehrin girişine ulaştırılacak olan iletim hattı ve şehir besleme hattının güzergâhı için BOTAS ile birlikte ön etüt çalışmasının yapılması, uygun bir alanın tespit edilmesi, CNG veya LNG boşaltım tesisinin söz konusu alanda inşa edilmesi, iletim hattının bahse konu şehre veya yakınına geldiği durumda ise boşaltım tesisi içerisindeki hizmet alınan ünitelerin kaldırılarak, yerine dağıtım şirketinin mülkiyetindeki ve işletimindeki RMS-A'ya ilişkin ünitelerin konulması teknik iş gücü ve ekonomik anlamda yarar sağlayacaktır.
- Yakın bir zamanda iletim hattının inşa edileceğine ilişkin herhangi bir planın bulunmaması durumunda, yani kalıcı CNG veya LNG dağıtım yöntemi uygulanacak ise; hizmet alımı kapsamının CNG veya LNG'nin dolumu, taşınması ve boşaltım tesisinde yer alan ünitelere aktarılmasını içermesi yeterli olacaktır. Şayet, hizmet alımına ilişkin süreçlerde bir üst bentte belirtildiği şekliyle iş ve işlemlerin icra edilmesi durumunda (boşaltım tesisindeki ünitelerin CNG veya LNG tedarikçilerinden temin

edilmesi), hem ihale bedeli yüksek çıkacaktır hem de sonraki ihaleleri başka bir tedarikçinin kazanması durumunda ihaleyi kaybeden firmanın tesis içerisindeki ünitelerini sökmesi, buna karşın sökülen yerlere ihaleyi kazanan firmanın ünitelerini montajlaması süreçlerinde ilgili şehre doğal gaz arzının sağlanamaması riski ortaya çıkacaktır. Bununla birlikte, bir tedarikçi ihaleyi kazanıp sözleşme süresince ilgili bölgede gaz arzı sağladıktan sonra ünitelerinin yerleşik olması nedeniyle düzenlenecek yeni ihalelerde fiyat ve işgücü anlamında avantajlı konumda olabilecek, ayrıca yarıştığı diğer tedarikçilerin ihale teklif fiyatına yaklaşık bir teklif vererek hizmet maliyetlerinin uzun vadede yükselmesine neden olabilecektir.

➤ Doğal Gaz Piyasası Lisans Yönetmeliği kapsamında;

- CNG tedariki sağlayan bir firmanın CNG satış lisansına, CNG'nin ilgili dağıtım bölgesine ulaştırılmasını sağlayan firmanın ise CNG iletim-dağıtım lisansına sahip olması gerektiği, bununla birlikte, bir firmanın söz konusu her iki lisansa birden sahip olabileceği,
- LNG tedariki sağlayan firmanın toptan satış lisansına, LNG'nin ilgili dağıtım bölgesine ulaştırılmasını sağlayan firmanın ise LNG iletim lisansına sahip olması gerektiği; fakat, bir firmanın söz konusu her iki lisansa birden sahip olamayacağı,

ilgili bölümde detaylı bir şekilde anlatılmıştı.

Dağıtım şirketi tarafından, üçüncü ve dördüncü bölümde anlatılanlar kapsamında yapılacak teknik analiz ile dördüncü ve beşinci bölümde anlatılanlar kapsamında yapılacak maliyet analizi neticesinde, dağıtım konu şehre Usul ve Esaslar çerçevesinde CNG ve/veya LNG ile doğal gaz arzının sağlanmasına karar verilerek bu hususta hizmet alımı yöntemine başvurulması düşünülüyor ise; dağıtım şirketinin söz konusu faaliyetlere yönelik hangi süreçlere ihtiyacı olduğunun tespit edilerek (ürünlerin tedariki, taşınması ve boşaltılması) tek bir ihale gerçekleştirilmesi yerinde olacaktır. Böylelikle, dağıtım şirketi her bir süreç için ihale yapmak zorunda kalmaz, konuya ilişkin proseslerin tümünde

ihaleyi alan tek bir firma ile muhatap olunur ve süreçler bir bütün olarak ihale edildiğinden dolayı ihale neticesinde ortaya çıkan gaz fark maliyetinin, süreçlerin tek tek ihale edilmesi neticesinde ortaya çıkabilecek toplam gaz fark maliyet bedelinden daha düşük olması mümkün kılınır.

Bu çerçevede, dağıtım şirketinin CNG ve/veya LNG'nin bahse konu proseslerini bir bütün olarak ihale edebilmesi için, gerçekleştireceği ihalenin şartname hükümlerine;

- CNG alımına ilişkin olarak, ihaleye katılan firmaların CNG satış lisansına sahip olması gerektiği şart koşulup; CNG'nin dağıtım şirketinin tesisine ulaştırılması hususundaki prosesin ihaleyi alan firma tarafından gerçekleştirilebileceği gibi, söz konusu firmanın, CNG iletim-dağıtım lisansına sahip başka bir şirketten de hizmet alabileceği, fakat başka bir şirketten hizmet alsa bile ihaleden doğan yükümlülüklerden bizzat ihaleyi alan firmanın sorumlu olacağı,
- LNG alımına ilişkin olarak, ihaleye katılan firmaların toptan satış lisansına sahip olması gerektiği şart koşulup; LNG'nin dağıtım şirketinin tesisine ulaştırılması prosesinin, ihaleyi alan firmanın kendi belirleyeceği LNG iletim lisansına sahip şirket tarafından yürütüleceği; her ne kadar LNG doldurma, taşıma ve boşaltma işlerinde ilgili mevzuat gereği LNG iletim lisansına sahip şirketten hizmet alınıyorsa da, LNG alım ihalesinden doğan yükümlülüklerden bizzat ihaleyi alan firmanın sorumlu tutulacağı,

hususlarına ilişkin maddelerin eklemesi, dağıtım şirketinin CNG ve/veya LNG'nin alımı ile ilgili iş ve işlemlerini daha sağlıklı yürütmesi adına faydalı olacaktır.

- Küresel bazda doğal gaz piyasaları incelendiğinde, gerek boru gazının gerekse de LNG fiyatının değişiminin çeşitli parametrelere bağlı olduğu görülmektedir. Bu çerçevede, Usul ve Esaslar kapsamında, özellikle 1 yıldan uzun süreli CNG ve/veya LNG alımlarında, söz konusu ürünlere ilişkin sabit bir bedel belirlenmesi değişen boru gazı ve/veya LNG fiyatlarında tedarikçi ve/veya

dağıtım şirketi açısından mali risk teşkil edecektir. Bu nedenle, ihale şartname hükümlerine, ihalede belirlenecek birim bedele boru gazı ile LNG fiyatının küresel çaptaki değişimi ve/veya BOTAŞ serbest tüketici satış fiyatındaki değişimi içeren bir formülasyonun eklenmesi, akabinde söz konusu bedele ilişkin güncellenmenin belirli zaman dilimlerinde anılan formülasyona göre yapılması, ürünlere ilişkin mali riskin hem tedarikçi firma hem de dağıtım şirketi açısından düşmesini sağlayacaktır.

- CNG ile gaz arzı sağlandığı durumlarda; ilgili dağıtım bölgesinde pik tüketimin oluşması, hava şartlarının CNG getirilmesine uygun olmaması vb. durumlarda dağıtım bölgesindeki doğal gaz arz güvenliğinin sağlanmasını teminen, tüp dolu treylerin CNG boşaltım tesisinde yedekli olarak bekletilmesi gerekir. CNG tedarikine ilişkin olarak dağıtım şirketi hizmet alımı yöntemine başvuracak ise, CNG alım ihale şartnamelerinde boşaltım tesisinde yedekli treyler bulundurulmasına ilişkin hükmün konulması önem arz eder.
- Usul ve Esaslar kapsamında CNG ve/veya LNG alımlarına yönelik olarak, ilgili dağıtım şirketi tarafından ihale edilecek CNG ve/veya LNG miktarı ile söz konusu ürünlere ilişkin dağıtım şirketi tarafından ödenecek birim bedel hususlarında; ihale tekliflerinde ve sahadaki ölçümlerde m³, lt, ton vb. birimlerin kullanılmasından ziyade, kWh biriminin tercih edilmesi daha doğru sonuçlar verecektir. Çünkü her birim m³ doğal gazın içerdiği bileşik konsantrasyonu birbirinden farklı olduğundan, üst ısı değerleri de birbirinden farklıdır. Bu nedenle, gerek dağıtım şirketi ile ihaleyi verdiği firma arasındaki faturalandırmada gerekse de dağıtım şirketinin EPDK'ya sunacağı tarifeyle ilişkin evraklarda kWh biriminin kullanılması, sürece ilişkin hata payının düşük olmasını sağlayacaktır. Hatta bu husus, EPDK tarafından Usul ve Esaslar kapsamında değerlendirilip hukuki bir zemine de oturtulabilir.

6.3. Boru Hattı, CNG ve LNG Yatırımlarına İlişkin Analiz ve Değerlendirmeler

- İkinci bölümdeki veriler dikkatli bir şekilde incelendiğinde; ülke olarak 2016 yılı sonu itibarıyla tüketilen doğal gaz miktarının 46,4 milyar Sm³ olduğu, söz konusu tüketimin sektörel dağılımı yüzdesel olarak incelendiğinde; 2015 yılına

göre tüketimde azalış gösteren elektrik üretim çevrim santrallerinde oranın %36 olduğu, buna karşın, 2015 yılına göre tüketimde artış görülen sanayi sektöründe %30 ve konutlarda ise %25 gerçekleştiği görülmektedir. ETKB'nin "Milli Enerji ve Maden Politikası"nın hayata geçirilmesi ve nükleer enerji ile yenilenebilir enerjinin elektrik üretiminde yaygınlaşması neticesinde, doğal gaz tüketiminin elektrik üretimindeki payının azalmaya devam edeceği; buna karşın, ETKB ve EPDK'nın doğal gazın ülkemiz genelinde yaygınlaştırılması hedef ve politikaları çerçevesinde, gerek boru hatlarıyla gerekse CNG veya LNG yöntemiyle doğal gazın şehirlere ulaştırılması sonucunda, doğal gaz tüketiminin özellikle konutlarda ve sanayide artış göstermeye devam edeceği söylenebilir. Bu nedenle, dağıtım şirketleri ile doğal gaz piyasasının diğer aktörlerinin artık boru hatlarının yanında CNG ve LNG'ye ilişkin yatırım portföylerini genişletmesi hem yatırımcı hem de tüketici lehine olumlu sonuçlar doğuracaktır.

- Doğal gaz dağıtım şirketinin işletmekte olduğu şehir giriş istasyonları ve şehir içi bölge istasyonları ile CNG/LNG dolum ve boşaltım tesislerinin kapsamında yer alan ekipmanlarda meydana gelebilecek arıza durumunda veya bakım süreçlerinde istasyondan/tesisten geçen gaz akışının kesintiye uğramaması için, istasyon/tesis içerisindeki hat ve üzerindeki ekipmanlar yedekli olarak tasarlanmalı ve imalatı da bu çerçevede yapılmalıdır. Bu sayede, söz konusu istasyonda/tesiste yer alan hatların veya ekipmanların herhangi birinde arıza olması durumunda, yedek hat ve üzerindeki ekipmanlar otomatik olarak devreye girerek doğal gaz arzının ilgili dağıtım bölgesine kesintisiz bir şekilde ulaştırılması sağlanır.
- Ülkemizin gerçekleştirmekte olduğu ekonomik ve sanayi atılımlar ile sektörel bazda imkân tanınan teşvikler göz önüne alındığında, doğal gaz dağıtım yapıları bir şehirde önceden planlanmayan yatırımların her an gerçekleşme ihtimali vardır. Bu nedenle, doğal gaz dağıtımında hangi yöntem kullanılıyor olursa olsun, gelecekteki kapasite artışları karşısında doğal gaz tüketiminin karşılanabilmesi için dağıtım şebekesindeki istasyon, tesis ve ünitelerin mümkün olduğu kadar geliştirilmeye uygun tasarlanması gerekir.

- Doğal gaz dağıtım şirketleri, özellikle Ege Denizi ve Akdeniz’e kıyısı olan şehirlere boru hatları ile gaz ulaştırmaya çalıştığında gerek karayollarındaki bazı tünellerde kazı yapılamamasından gerekse de diğer kamu kurumlarının yetkili olduğu alanlardan kazı izni alamamasından dolayı, söz konu şehirlere boru hatları ile doğal gaz ulaştıramamaktadır. Benzer şekilde, karayollarındaki bazı tünellerde LNG tankeri ve CNG taşıtının geçişine izin verilmemektedir. Bu gibi durumlara çözüm bulmak için, dağıtım şirketi denizden ulaşım yoluyla LNG tankerini veya CNG taşıtını ilgili şehrin kıyısına indirebilir ve burada inşa edilen boşaltım tesisinde ilgili prosesleri gerçekleştirerek doğal gazın şehir içi dağıtım hattına aktarılmasını sağlayabilir. Böylelikle, her üç dağıtım yönteminin de normal yollarından gidemediği şehirlere CNG ve/veya LNG ile ulaşılmış olunur.
- Dağıtım bölgesine hangi yöntem ile gaz arzı sağlandığından bağımsız olarak, dağıtım şirketlerinin aralarında yapacakları işbirliği ile ortak bir SKM kurması ilgili mevzuat açısından mümkündür. Söz konusu işbirliği, özellikle tüketici sayısı ile yıllık cari kazancı az olan şirketler arasında veya ortaklık yapısı birbirinin aynısı ya da benzeri olan şirketler arasında işletme giderlerinin düşürülmesi ve işletmesel kolaylık sağlanması adına faydalı olabilir.
- Yurt içinde doğal gaz iletim ve şehir besleme altyapısının geliştirilmesinin; doğal gazın hem 81 ilimizin 81’ine ve pek çok şehrimize boru hatları ile ulaştırılması hem de yürütülen/yürütülecek olan uluslararası projeler kapsamında diğer ülkelerin boru hatları ile enterkonneksiyon¹⁰⁶ kurarak ülkemizin doğal gaz ticaret merkezi haline gelecek olmasında önemli bir rolü olacağı söylenebilir. Bu çerçevede, ülkemizde iletim şebekesi ve şehir besleme hattı yatırımlarının özendirilmesi ve geliştirilmesi önem arz etmektedir. Bu doğrultuda, söz konusu şebekelerin inşa edilmesinde kaynak sıkıntısı yaşanması durumunda, özellikle büyük projelerde yaygın olarak kullanılan “Yap-İşlet-Devret” metoduna benzer bir modelin hayata geçirilmesi doğal gaz piyasasına katkı sağlayacaktır.
- Doğal gazın mülkiyetinin BOTAŞ’tan dağıtım şirketine geçtiği RMS-A’da ticari ölçümde kullanılan sayaçların kontrolünün, söz konusu sayaçlardan daha hassas

¹⁰⁶ Enterkonneksiyon doğal gaz boru hattı: Ulusal doğal gaz şebekesinin diğer bir ülkeye ait doğal gaz şebekesine bağlanmasını ifade eden terimdir.

ölçüm yapabilen ultrasonik tip sayaçlar ile sağlandığından bahsedilmişti. Hâlihazırda hatların ve üzerindeki ekipmanların yedekli olarak tasarlandığı RMS-A’larda, ticari ölçüm amacıyla kullanılan sayaçların bir kenara bırakılıp söz konusu istasyonlarda yalnızca ultrasonik tip sayaç kullanılmasının ekipman maliyetinde düşürücü etki yaratacağı söylenebilir. Şöyle ki, aktif olarak çalışan hat üzerinde herhangi bir ekipmanda arıza veya bakım olması durumunda ya da ultrasonik sayaca ilişkin arıza, bakım, onarım veya kalibrasyon süreci yaşandığında, yedekte bekleyen hat ve ultrasonik sayaç dahil üzerindeki tüm ekipmanlar hem el yordamıyla hem de otomatik olarak devreye girebilmektedir. Dahası, ultrasonik sayacın yapısında hareketli parça bulunmamasından dolayı donanım aşınmasının (arıza oluşması) görülmesi pek karşılaşılabilecek bir durum değildir. Hal böyle iken, ülkemizde üretilmeyip ithal edilen söz konusu doğal gaz sayaçlarında yapılacak olan tasarruf, ülke ekonomisine katkı sağlayacaktır. Bu sebeplerden dolayı, ultrasonik sayaçların da RMS-A’larda ticari ölçüm sayaçlarından biri olarak kabul edilebilmesi için gerekli mevzuat veya şartname değişikliklerinin yapılması önem arz eder.

- Yerinde yapılan RMS-A saha incelemelerinde görülmüştür ki, mevcut durumda dağıtım şirketi ile BOTAŞ arasındaki teknik ve ticari hususlar; ulusal iletim hattına bağlanacak olan şehir besleme hattının güzergâhı, take-off vanası, RMS-A yerinin seçimi ve kapasite tayini, RMS-A’da kullanılan sayaç, gaz kromatograf ve akış bilgisayarından oluşmaktadır. Bu çerçevede, BOTAŞ’ın yetkilerinin söz konusu iş ve işlemlerle sınırlı kalmayıp RMS-A’da yürütülen süreçlerin tümünde onay makamı olması, bir nevi iletim şirketinin dağıtım faaliyetine etki etmesi anlamına gelmektedir. Bu durum, her ne kadar doğal gaz dağıtım lisansı ihale şartnamesi hükümleri ile yasal bir zemine oturtulmuşsa da, konuya ilişkin çıkarılacak yeni bir Kurul Kararı veya Botaş İletim Şebekesi İşleyiş Düzenlemelerine İlişkin Esaslarda (ŞİD) yapılacak değişiklik ile BOTAŞ’ın RMS-A’daki faaliyetleri yukarıda sayıldığı şekliyle sınırlandırılabilir. Böylelikle, doğal gaz dağıtım faaliyetlerinin yaygınlaştırıldığı bu dönemde hem RMS-A’ların test edilme ve işletmeye alınma süreçleri hızlanır hem de dağıtım faaliyetinin başlangıcı olarak kabul edilen RMS-A’lara ilişkin iş ve işlemlerde iletim şirketinin dağıtım faaliyetlerine karışması önlenmiş olunur. Buna karşın, CNG ve LNG’nin dağıtım şebekesine aktarılmasında BOTAŞ ile

doğrudan temas sağlanmadığından, söz konusu dağıtım türlerinde bu gibi sorunlar yaşanmamaktadır.

- Usul ve Esaslar kapsamında hizmet alınan CNG veya LNG faaliyetlerine ilişkin olarak, bahse konu ürünlerin teslim edildiği ve alındığı CNG veya LNG boşaltım tesislerindeki ölçüm istasyonunda, diğer sayaçlardan ziyade ultrasonik tipte sayaç kullanılması; ölçüm hassasiyetinin piyasadaki pek çok sayaca göre daha yüksek ve ölçülebilen minimum debi (Q_{min}) seviyesinin daha düşük olması, yapısında hareketli parça bulunmamasından dolayı donanım aşınmasının meydana gelmemesi ve sayaca ilişkin bakım sürecinin diğer sayaçlara göre oldukça kolay olması nedenleriyle, hem dağıtım şirketi ile hizmet alınan firma arasındaki faturalandırmanın daha hassas gerçekleştirilmesine imkân sağlanabileceği hem de sayaca yönelik bakım-onarım işlemlerinde ve bunlara ilişkin maliyet giderlerinde tasarruf sağlanabileceği söylenebilir.

Diğer yandan, dağıtım şirketi tarafından, yatırım harcamasının¹⁰⁷ diğer sayaçlara göre nispeten yüksek olduğu ultrasonikmetre kullanımının uygun görülmediği veya söz konusu sayacın tedarik edilmesinde zorluk yaşandığı durumlarda; CNG veya LNG ile doğal gaz dağıtımının yapıldığı şehirlerdeki tüketim miktarının genel itibarıyla düşük seviyelerde olması, CNG veya LNG boşaltım tesislerinde üzerinde ölçüm yapılan hatların doğrusal uzunluğunun kısa olması nedeniyle türbülanslı akışların meydana gelmesi ve sayacın giriş ve çıkışlarında akış düzenleyici gerektirmemesi gibi özelliklerinden dolayı, PRMS'te veya LNG boşaltım tesisindeki ölçüm ünitesinde rotarymetre kullanımının uygun olacağı söylenebilir. Ticari ölçümde kullanılan diğer sayaçların -türbinmetre ve orifismetrenin- düşük tüketimlerdeki ölçüm hassasiyeti yüksek değildir. Bu nedenle, CNG veya LNG boşaltım tesisinde öncelikli olarak ultrasonikmetre veya rotarymetre kullanımı faydalı olacaktır.

- Şehir içi bölge istasyonları faturalandırmaya esas istasyonlar olmadığından dolayı söz konusu istasyonlarda dağıtım şirketi tarafından sayaç kullanılmayabilir. Böylelikle, mali ve iş gücü açısından tasarruf sağlanır. Vele

¹⁰⁷ G160 tipi sayaç için yapılan piyasa araştırmasından, sayaçların ortama fiyatları için; Ultrasonikmetre'nin 3100 €, Türbinmetre'nin 1094 € ve Rotarymetre'nin 1046 € olduğu anlaşılmıştır.

ki, dağıtım şirketi bahse konu istasyonların gaz arzı sağladığı lokasyonlardaki tüketimi kontrol etmek ister ise; kısa bağlantıya izin veren, maliyeti ve bakım gerekliliği diğer sayaçlara göre nispeten daha düşük olan quantometre tercih edilebilir.

- Basınç düşürme istasyonlarında kullanılan regülatörlerin türleri ve özellikleri dikkate alındığında, her üç dağıtım yönteminde de B ve C tipi şehir içi bölge istasyonlarında yay tahrikli regülatörlerin tercih edilmesinin, gerek teknik gerekse de maliyet açısından dağıtım şirketlerine fayda sağlayacağı söylenebilir. Diğer yandan, tüketimlerde anlık olarak büyük değişimler meydana gelen B ve C tipi müşteri istasyonlarında pilot tahrikli, tüketimlerde büyük değişimler olmayan ve tüketilen gaz miktarı düşük olan müşteri istasyonlarında ise yay tahrikli regülatörlerin kullanımı yerinde olacaktır.

RMS-A'larda aktif-monitör tipi regülatör kullanımı doğal gaz dağıtım lisansı ihale şartnamesi hükmü gereği iken, CNG boşaltım tesisi içerisinde yer alan PRMS ünitesi için gerek ihale şartnamesinde gerekse ilgili mevzuatta söz konusu regülatörün kullanımına ilişkin herhangi bir hüküm bulunmamaktadır. Her ne kadar bahse konu regülatörün kullanımı PRMS'te şart koşulmasa da, RMS-A gibi bir veya birkaç şehre kesintisiz olarak gaz arzı sağlaması gereken CNG boşaltım tesisinin, meydana gelebilecek arıza veya ani basınç yükselmesi/düşmesi durumunda dağıtım konu şehre doğal gaz akışını durdurulmasını teminen PRMS ünitesinde aktif-monitör regülatör kullanımı faydalı olacaktır.

- Doğal gaz, LNG haline getirilmeden önce içerisinde barındırdığı H₂O, CO₂, hidrojen, kükürt, ağır hidrokarbonlar ve benzeri yabancı gazlardan arındırıldığı ya da seçilen sıvılaştırma yöntemlerine bağlı olarak kabul edilebilir konsantrasyonlara düşürüldüğünden (Avcı, Can ve Kılıç, 1995), LNG boşaltım tesislerinde ölçüm istasyonundan geçen gazın filtrasyon işleminde yalnızca kartuş filtre grubunun kullanılmasının yeterli olacağı, doğal gazın dağıtım şebekesine ilk defa verildiği diğer istasyonlarda olduğu gibi kartuş filtre grubu öncesinde siklon veya Y tipi filtre grubunun kullanılmasına gerek olmadığı söylenebilir.

Benzer şekilde, dağıtım şirketinin kendi tedarik ettiği veya hizmet alımı yöntemiyle tedarik edilen CNG’de; şayet doğal gaz CNG haline getirilmeden önce RMS-A, RS-B, orta veya alçak basınçlı dağıtım hattı çıkışından temin edildiyse, PRMS’te CNG’yi filtrelemek için yalnızca kartuş filtre grubunun kullanılmasının yeterli olacağı söylenebilir. Böylelikle, hem teknik iş gücü ve hem de ekonomik anlamda tasarruf sağlanabilir. Bununla birlikte, konuya ilişkin tek istisnanın, doğal gazın ulusal iletim hattından tedarik edilip, filtrelenmeyerek CNG haline getirilmesi olduğu söylenebilir. Bu durumda, PRMS’te kartuş filtre grubu öncesinde siklon veya Y tipi filtre grubunun kullanımı uygun olacaktır.

- İstasyon veya tesis içerisindeki relief vana ekipmanının asgari olarak RMS-A ve PRMS’lerde regülatörden sonra, LNG tesisinde ise asgari olarak evaporatör giriş ve çıkışları ile LNG tankı üzerinde bulundurulması istasyon ve tesis emniyeti açısından faydalı olacaktır.
- Üçüncü bölümde açıklandığı üzere, orta basınçlı dağıtım hatları her üç dağıtım yönteminde de aynı tasarım ve imalata sahiptir. Aynı bölümde, çelik hattan oluşan orta basınçlı dağıtım hatlarının korozyona uğramaması için katodik olarak korunduğuna değinilmişti. Yapılan piyasa araştırmaları ve saha tecrübeleri; kısa uzunluktaki çelik hatlarda galvanik anotlu katodik koruma yapılması, gerek maliyetinin düşük olması gerekse de sürekli olarak bakım gerektirmemesinden dolayı dış akım kaynaklı katodik korumaya göre daha tercih edilebilir olduğunu göstermiştir. Bu çerçevede; RMS-A, PRMS ve LNG ölçüm istasyonu çıkışında yer alan kısa uzunluktaki orta basınçlı hatlarda galvanik anotlu katodik korumanın yapılması dağıtım şirketlerine özellikle mali açıdan tasarruf sağlayacaktır.
- Boru hatları ile iletimin yapıldığı durumlarda RMS-A çıkışında, dağıtım şirketinin tüm süreçlerini kendisinin yürüttüğü CNG dağıtım yönteminde PRMS çıkışında; hizmet alınarak CNG ile iletimin yapıldığı durumlarda tasarıma göre PRMS veya RMS-B çıkışında ve yine hizmet alınarak LNG ile iletimin yapıldığı durumlarda ölçüm istasyonu çıkışında doğal gazın kromatografisinin incelenmesi teknik olarak uygun olacaktır.

- Doğal gazın kokulandırılması boru hatları ile iletimin yapıldığı durumlarda RMS-A çıkışında, hizmet alınarak LNG ile iletimin yapıldığı durumlarda ölçüm istasyonu çıkışında gerçekleştiriliyor iken; hizmet alınarak CNG ile iletimin yapıldığı durumlarda ihale şartnamesi hükümlerine bağlı olarak doğal gaz, PRMS veya RMS-B çıkışında kokulandırılabilir ya da ihaleyi alan şirket tarafından söz konusu istasyonlara hâlihazırda kokulandırılmış olarak getirilebilir. Diğer yandan, dağıtım şirketinin tüm süreçlerini kendisinin yürüttüğü CNG iletim ve dağıtım yönteminde, kokulandırma malzemesinin içeriğindeki kükürtün CNG tüplerine zarar vermemesini teminen; dağıtım şirketi, RMS-A çıkışında doğal gazın kromatografisini inceledikten sonra gazın kokulandırma ünitesine girmeden bir branşman vasıtasıyla kompresöre aktarılmasını ve akabinde CNG tüplerine giriş yapmasını sağlayabilir. Bu durumda, CNG tüpleri vasıtasıyla PRMS'ye kadar ulaştırılan doğal gazın kokulandırılması bu aşamada yapılabilir. Üçüncü bölümde anlatıldığı üzere, İran'dan ithalatı yapılan doğal gazın hâlihazırda kokulandırılmış olması ve ilgili mevzuat ile “BOTAŞ A Tipi Basınç Düşürme ve Ölçüm İstasyonu Yapım Şartnamesi” gereğince dağıtım konu gaza dağıtım şirketleri tarafından ilave kokulandırma malzemesi katılması; özellikle doğu illerimizden CNG için temin edilen gazın içeriğindeki kükürt miktarının artmasına neden olacağından, gazın bu konsantrasyondaki halinin çelik malzemeden yapılmış olan CNG tüplerine zarar verme ihtimalini yükselteceği ve güvenlik riski oluşturabileceği söylenebilir. Bu nedenle, CNG ile iletim ve dağıtım prosesinin gerek hizmet alımı yoluyla gerekse de dağıtım şirketi tarafından gerçekleştirildiği durumlarda, CNG'nin PRMS veya RMS-B'ye kokulandırılmamış olarak getirilmesi ve bu noktaların birinde kokulandırılarak kullanıma sunulması hem piyasa oyuncuları hem de tüketiciler için faydalı olacaktır.
- CNG ve LNG'ye ilişkin tesis ve ekipman faaliyetleri doğal gaz dağıtım şirketleri açısından oldukça yeni bir uygulama alanı olduğundan, ilgili üreticiler tarafından söz konusu tesis ve ekipmanlar devreye alınmadan önce ve devreye alınması sırasında dağıtım şirketi personelinin eğitilmesi gerekir. Böylelikle, tesis ve ilgili ekipmanların işletim, bakım ve onarım süreçleri dağıtım şirketi personeli tarafından yürütülebilir.

- Ülkemize şu an itibarıyla dört noktadan LNG girişi yapılıyor iken, doğal gaz toptan satış şirketleri tarafından yalnızca iki noktadan (Marmara Ereğlisi LNG İstasyonu ve Ege Gaz A.Ş. LNG Terminali) kara tankerlerine LNG tedariki yapılabilmektedir. Son yıllarda ülkemizde devreye alınan FSRU'lerden kara tankerlerine LNG tedarikini sağlayabilecek sistem henüz olmadığından, söz konusu şirketler anılan FSRU'ları LNG tedariki amacıyla kullanamamaktadır. Oysa ki, mevcut FSRU'lar da dahil olmak üzere doğal gaz piyasasına kazandırılacak yeni FSRU'lara bahse konu sistemin entegre edilmesi, LNG hizmeti almak isteyen dağıtım şirketlerini ve serbest tüketicileri hem maliyet hem de lojistik açıdan olumlu yönde etkileyecektir.

Mevcut durumda, LNG'nin kara tankerlerine yalnızca iki terminalden sağlanabiliyor olması; doğal gaz dağıtımında LNG'nin ülkemizin batısındaki şehirlerine uygun maliyetlerde ve kolaylıkla ulaştırılabilmesini sağlarken, söz konusu terminalerin ülkemizin orta ve doğu lokasyonlarında yer alan şehirlere göre oldukça uzak noktada bulunması lojistik zorluğu ile birlikte lojistik maliyetlerinin de yükselmesine neden olmaktadır. Bu nedenle, ilerleyen yıllarda devreye alınacak FSRU'ların Orta veya Doğu Karadeniz Bölgesi'nde kullanılması ve tüm FSRU'lara kara tankerlerine LNG sağlayacak sistemin entegre edilmesi ve/veya ülkemizde LNG terminali kurulması düşünülür ise, söz konusu terminalin Orta ya da Doğu Karadeniz Bölgesi'nde, İç Anadolu Bölgesi'nde veya Doğu Akdeniz Bölgesi'nde inşa edilmesi hususunda yatırımcıların teşvik edilmesi hem yatırımcılar hem de tüketiciler açısından faydalı olacaktır.

- Bilindiği üzere, Türkiye'deki mevcut LNG boşaltım tesislerinde evaporatör çıkışında gaz haline getirilen LNG, 4-19 bar arasında ölçüm istasyonundan geçirilmesini müteakip alçak veya orta basınçtaki dağıtım hattına aktarılmaktadır. Dağıtım şirketlerince, söz konusu gazın hangi hatta aktarılacağı hususuna, dağıtıma konu şehrin potansiyel tüketici sayısı ve tüketim öngörüsü baz alınarak karar verilebilir. Şöyle ki:

- Şehrin toplam tüketim miktarının mevcut durumda ve ilerleyen yıllarda yüksek olacağı öngörülüyor ise, ölçümü yapılan doğal gaz, LNG boşaltım

tesisi çıkışında sırasıyla orta basınçlı dağıtım hattı, şehir içi bölge istasyonları ve alçak basınçlı dağıtım hattına aktarılmasını müteakip tüketicilerin kullanımına sunulabilir.

- Mevcut durumda dağıtım konu şehrin tüketim miktarı az fakat potansiyel tüketici sayısı fazla ise; ölçümü yapılmamış olan doğal gaz, LNG boşaltım tesisi çıkışında orta basınçlı dağıtım şebekesine aktarılıp, imal edilecek 1 adet şehir içi bölge istasyonundan geçirilerek alçak basınçlı dağıtım hattına iletilmesini müteakip tüketicilerin kullanımına hazır hale getirilebilir. Üçüncü bölümde açıklanan şehir içi bölge istasyonu ve ölçüm istasyonunun detayları incelendiğinde, söz konusu istasyonlar ile kompakt bir yapı oluşturulmasının mümkün olduğu anlaşılmaktadır. Bu çerçevede, bahse konu istasyonları ayrı ayrı imal etmeyerek içerisinde filtreleme, sayaç, gaz kromatograf, kokulandırma ünitesi, regülatör, akış bilgisayarı ile sıcaklık ve basınç aktarıcılarından oluşan tek bir istasyon inşa edilebilir. Bu durumda, iki farklı istasyon imalatı yapılmayarak teknik iş gücü ve ekonomik anlamda tasarruf sağlanır. Diğer yandan, ilerleyen zamanda potansiyel tüketicilerin sisteme dahil olması neticesinde, kapasite ihtiyacına göre ikinci bir şehir içi bölge istasyonu inşa edilerek ring hattı oluşturulması ve LNG boşaltım tesisinde inşa edilecek ölçüm istasyonu ile gerekli olan ölçümlerin yapılması mümkündür.

- Şehrin tüketim miktarı ve potansiyel tüketici sayısı düşük ise, ölçümü yapılan doğal gaz, LNG boşaltım tesisi çıkışı 4 bar olacak şekilde ayarlanıp direkt olarak alçak basınçlı dağıtım hattına aktarılarak doğrudan tüketicilerin kullanımına sunulabilir. Bu durumda, dalgıç pompa ve şehir içi bölge istasyonu imalatı yapılmayarak teknik iş gücü ve ekonomik anlamda tasarruf sağlanır.

- LNG boşaltım tesisindeki tank, evaporatör ve elektrikli ısıtıcı üniteleri modüler bir yapıya sahip olduğundan, dağıtım konu şehirde kapasite artışı gerektiğinde anılan ünitelerin söz konusu tesise ilave edilmesi mümkündür. Lakin, bahse konu tesis içerisinde yer alan ölçüm istasyonundaki filtreleme, sayaç, boru hatları, vana ve yedek hat gibi ünite ve ekipmanlar, belli bir tüketim değeri

öngörülerek tasarlandığından; RMS-A ile CNG dolum ve boşaltım tesislerindeki ünite ve ekipmanlarda olduğu gibi, LNG boşaltım tesisinde yer alan ölçüm istasyonundaki ünite ve ekipmanların kapasitesi de gelecek yıllarda meydana gelebilecek doğal gaz tüketim projeksiyonları dikkate alınarak belirlenmelidir. Aksi durumda, kapasite yetersizliği nedeniyle yüksek maliyetli deplase işlemi gerekebilir, dağıtımına konu şehrin gaz arzındaki süreklilik kesintiye uğrayabilir.

- LNG depolama tanklarının, tesis içerisinde dikey veya yatay olarak dizayn edilebildiği ilgili bölümde belirtilmişti. Söz konusu tankların Şekil 3.19'daki konumlandırılmaları incelendiğinde, dikey pozisyonundaki tankın yatay pozisyonundaki tanka kıyasla, potansiyel enerji farkından yararlanılarak LNG'yi evaporatöre daha yüksek basınçta iletebilmesinin mümkün olduğu görülmektedir. Diğer yandan, dikey pozisyonda bulunan tankın içerisindeki LNG'nin buharlaşma yüzey alanı, yatay pozisyonundakine göre daha az yer kaplaması, dikey tankın içinde gerçekleşecek buharlaşma miktarının yatay tank içerisindeki LNG'ye nazaran daha az olacağı söylenebilir. Dikey pozisyonundaki bu durum, tank içerisinde buharlaşmanın daha az olmasını ve dolayısıyla tank basıncının daha kontrol edilebilir seviyede kalmasını sağlayabilir. Bu nedenle, özel bir neden olmadığı sürece LNG tanklarının dikey olarak konumlandırılması tesis işletmeciliği açısından faydalı olacaktır.
- Üzümlü CNG boşaltım tesisi incelemesinden, CNG tüplerini taşıyan treyler kapasitesinin 200 bar basınçta 5.000 m³ olduğu, dünya genelinde yapılan piyasa araştırmasında ise 250 bar basınçta karbon fiber tüplerden oluşan treylerin 14.000 m³ civarında CNG taşıyabildiği belirtilmişti. Bu çerçevede, CNG taşıma faaliyetine ilişkin olarak, dağıtım şirketinin kendi yürüttüğü ya da hizmet aldığı firmanın 250 bar ve üstü basınçta dayanıklı karbon fiber malzemeden imal edilmiş tüpleri kullanması, dağıtımına konu şehir için gerekli olan doğal gaz tedarikinde CNG taşıtı ile daha az sefer yapılmasını mümkün kılacaktır. Dağıtım şirketi veya hizmet alınan firma tarafından yapılacak olan maliyet analizi neticesinde, yüksek kapasiteli treylerin makul maliyetlerde tedarik edilmesi durumu; dağıtım şirketinin işletme giderlerinde tasarruf, hizmet alınıyor ise CNG alımına ilişkin ihale tekliflerinde düşüş sağlayabilir.

- Doğal gaz boru hatlarının ulaşmadığı şehirlerde kullanılan dağıtım yöntemlerinden CNG'ye ilişkin olarak, dolum ve boşaltım tesislerinde yer alan ünitelerin LNG boşaltım tesisindeki kadar modüler olmadığı bilinmektedir. CNG ile dağıtım yöntemi belirlendiğinde her ne kadar söz konusu şehre boru hatları ulaşmamış olsa da, bu durumun kalıcı olup olmayacağı, diğer bir ifadeyle ilerleyen yıllarda boru hatlarının bahse konu şehre ulaşıp ulaşmayacağı genel olarak bilinmemektedir. Söz konusu ihtimale binaen, CNG dolum ve boşaltım tesisindeki ünitelerin -şayet maliyeti kabul edilebilir orandaysa- mümkün olduğu kadar modüler seçilmesine özen gösterilmelidir. Böylelikle, anılan şehre ulusal iletim hattının ulaşması durumunda, bahse konu ünitelerin sökülerek başka şehirlere CNG ile gaz verilmek üzere taşınması mümkün kılınır.
- Kaskat ısıtma sistemlerinin gerek yatırım harcamaları ve işletme giderleri, gerekse de regülasyon öncesinde gazın ısıtılması için kullanılan doğal gaz sarfiyatı hususunda kazan dairesine göre daha ekonomik olduğu belirtilmişti. Bu çerçevede, özellikle CNG tesislerindeki PRMS'de ve tüketimin az olduğu RMS-A'larda kaskat sisteminin kullanılması ile dağıtım şirketinin yatırım harcamaları ve işletme giderlerinde tasarruf sağlanabileceği söylenebilir. Diğer yandan, PRMS'ler de dahil olmak üzere, doğal gaz dağıtım şirketlerinin mevcut A tipi basınç düşürme ve ölçüm istasyonları incelendiğinde, eskiden inşa edilmiş olan istasyonların pek çoğunda kazan dairesi entegrasyonu ile ısıtma sisteminin kurulduğu gözlenmektedir. Bu kapsamda, söz konusu sistemlere yönelik gerekli maliyet analizleri yapıldıktan sonra, kazan dairesi sistemlerinin kaskat sistemleri ile değişimi sağlanabilir. Ayrıca, istasyondan/tesisten gaz çıkış sıcaklığının doğru tespiti ile, söz konusu istasyon/tesis dizaynlarında gereğinden fazla eşanjör, fittings ve vana gibi enstrümanların kullanılmaması neticesinde, istasyonun/tesisin yatırım harcamaları ve işletme giderlerinde azımsanmayacak oranda tasarruf sağlanabilir.
- Bilindiği üzere, her üç dağıtım yönteminde de orta basınçlı doğal gazı alçak basınçlı dağıtım hatlarına aktarmak için şehir içi bölge istasyonu kullanılmaktadır. Şehir içi bölge istasyonları bölümünde detaylı bir şekilde anlatıldığı üzere, söz konusu istasyonların stoklanması veya imalatı gerçekleştirilmiş ise doğal gazsız ortamda uzun süre bekletilmesi uygun değildir.

EPDK tarafından gerçekleştirilen doğal gaz dağıtım lisansı ihale şartnamesi hükümlerine göre, ihaleyi kazanan dağıtım şirketi, dağıtım bölgesinde ihale günü geçerli 1/1.000 ölçekli uygulama imar planını baz alarak ürettiği tatbikat projesini¹⁰⁸ lisans alma öncesinde EPDK'ye sunmak zorundadır. Söz konusu tatbikat proje, gelişen ve değişen koşullara göre dağıtım şirketinin talebi ve kontrol firmasının onayı ile revize edilebilmektedir. Oysa ki, bahse konu ihale şartnamesi kapsamında, EPDK adına sahada denetim yapma yetkisine sahip tüzel kişiler tarafından EPDK'ye sunulan raporlar incelendiğinde; çok sayıda dağıtım şirketi tarafından lisans alma öncesinde EPDK'ye sunulan tatbikat projelerin revize edilmediği ve bu çerçevede doğal gaz tüketimi olmayan veya doğal gaz tüketimi olsa bile ilave bir istasyon inşa edilmesine gerek duyulmayan lokasyonlarda şehir içi bölge istasyonu imalatının yapıldığı anlaşılmaktadır. Bu nedenle, dağıtım şirketleri yetkili oldukları dağıtım bölgelerinde gelişen ve değişen koşulları göz önüne alarak tatbikat projelerini revize etmeli ve gereksiz yatırımlardan kaçınmalıdır.

¹⁰⁸ Tatbikat proje: İmalata başlanmadan önce, doğal gaz dağıtım şebekesi tasarımında yer alan istasyon, hat, bağlantı elemanları, servis hattı ve kutusu vb. tüm şebeke parçalarının konumlandığı projedir.

KAYNAKÇA

Ahsen Çelik Yapı. (t.y.). *Enerya Denizli Şehir Giriş İstasyonu*.

Erişim adresi: <http://tr.ahsencelikyapi.com/portfolio/kirgaz-botas/>

Erişim tarihi: 02/05/2018

Akpet Gaz. (2018). Ermenek şehri için dağıtım şirketine LNG arzı sağlayan Akpet Gaz A.Ş.'nin konu ile alakalı personeli ile 06/03/2018 tarihinde elektronik posta ile iletişime geçilmiştir.

Aksa Ağrı. (2017). *Meteoroloji 12. Bölge Müdürlüğü 2016 yılı verileri*. Ağrı-Doğubayazıt Şehirleri Doğalgaz Projesi Mühendislik Yaklaşım Dosyası. Aksa Ağrı Doğalgaz Dağıtım A.Ş.

Aksa Elazığ. (2017). Aksa Elazığ Doğal Gaz Dağıtım A.Ş.'nin 12/12/2017 tarihli ve 36508 sayılı EPDK evrak girişli yazısı.

Aksa Elazığ. (2017/a). Aksa Elazığ Doğal Gaz Dağıtım A.Ş.'nin 19/12/2017 tarihli ve 89824 sayılı EPDK evrak girişli yazısı.

Aksa Manisa. (2017). Aksa Manisa Doğal Gaz Dağıtım A.Ş.'nin 26/12/2017 tarihli ve 91708 sayılı EPDK evrak girişli yazısı.

Akyol, Ç. (t.y.). *RMS-A 'larda Doğalgazı Isıtma*. İgdaş, İstanbul.

Erişim adresi:

https://www.academia.edu/9616939/RMS_A_LARDA_DO%C4%9EALGAZI_ISITMA_A

Erişim tarihi: 17/01/2018

Alma, H. (2008). *Türkiye Elektrik Piyasası Mevzuatının Avrupa Birliği Elektrik Piyasası Mevzuatı İle Karşılaştırılması*. EPDK Uzmanlık Tezi. Ankara.

Avcı, A., Can, M. ve Kılıç, M. (1995). *Doğal Gaz Sıvılaştırma Yöntemleri, Sıvılaştırılmış Doğal Gazın (LNG) Nakli ve Depolanması Üzerine Bir İnceleme*. Mühendislik Bilimleri Dergisi, Sayı 2-3. s. 137-144

Erişim adresi: http://www.journalagent.com/pajes/pdfs/PAJES_1_3_137_144.pdf

Erişim tarihi: 15/03/2018

Baydar, E. (2018). *Bina Tesisatı Ders Notları/Doğal Gaz*. Karadeniz Teknik Üniversitesi. s. 56.

Erişim adresi: <http://ebaydar.ktu.edu.tr/files/dogalgaz.pdf>

Erişim tarihi: 10/03/2018

Bayraç, H. N. (1999). *Uluslararası Doğal Gaz Piyasasının Ekonomik Analizi, Türkiye'deki Gelişimi ve Eskişehir Uygulaması*. Doktora Tezi. Anadolu Üniversitesi. s. 194.

Bedir, S. (2017). *Doğal Gaz Yer Altı Depoları Arz Güvenliği İçin Yeterli mi?*. Uzman Gözüyle Enerji Dergisi.

BOTAŞ. (2017). *Şehir Giriş İstasyonu Yapım Şartnamesi*.

BOTAŞ Silivri. (2017). *BOTAŞ Silivri Kuzey Marmara ve Değirmenköy İşletme Müdürlüğü Yıllık Depolama Kapasitesi İlanı*.

Erişim adresi: <http://silivrieht.botas.gov.tr/index.php/tr/yllk-depolama-kapasitesi>

Erişim tarihi: 15/09/2017

BP. (2017). *Statistical Review of World Energy Primary Energy June 2017*.

Erişim adresi: <http://www.bp.com/content/dam/bp/en/corporate/pdf/energy-economics/statistical-review-2017/bp-statistical-review-of-world-energy-2017-primary-energy.pdf>

Erişim tarihi: 03/07/2017.

Daşdemir, H. (2017). *Doğal Gaz Dağıtımında Yeni Bir Dönemin Kapısı Aralanırken*. Uzman Gözüyle Enerji Dergisi, Sayı: 2

DGPDMHY. (2002). Doğal gaz Piyasası Dağıtım ve Müşteri Hizmetleri Yönetmeliği. Resmi Gazete Tarihi: 03/11/2002, Sayı: 24925.

Erişim adresi:

<http://www.mevzuat.gov.tr/Metin.Aspx?MevzuatKod=7.5.5712&sourceXmlSearch=&MevzuatIliski=0>

Erişim tarihi: 27/01/2018

DGPLY. (2002). Doğal Gaz Piyasası Lisans Yönetmeliği. Resmi Gazete Tarihi: 07/09/2002, Sayı: 24869

Erişim adresi:

<http://www.mevzuat.gov.tr/Metin.Aspx?MevzuatKod=7.5.5717&sourceXmlSearch=&MevzuatIliski=0>

Erişim tarihi: 01/05/2018

Kanun (Doğal Gaz Piyasası Kanunu). Resmi Gazete Tarihi: 02/05/2001, Sayı: 24390.

Erişim adresi:

<http://www.mevzuat.gov.tr/Metin1.Aspx?MevzuatKod=1.5.4646&MevzuatIliski=0&sourceXmlSearch=&Tur=1&Tertip=5&No=4646>

Erişim tarihi: : 22/11/2017

Doğalgazistasyonu. (t.y.). *Doğal Gaz Filtresi*.

Erişim adresi: <http://www.dogalgazistasyonu.com/?portfolio=dogalgaz-filtresi>

Erişim tarihi: 02/05/2018

Durmayaz, A., Kadioğlu, M., Şen, Z. (2000). *An Application of the Degree-Hours Method to Estimate the Residential Heating Energy Requirement and Fuel Consumption in Istanbul*. Energy, Sayı: 25. s.5.

Erişim adresi: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544200000402>

Erişim tarihi: 22/05/2018

EIA. (2015). *World Shale Resource Assessment*.

Erişim adresi: <https://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas>

Erişim tarihi: 04/07/2017.

Emerson. (2017). *Fundamentals of Orifice Meter Measurement*, Emerson Automation Solutions.

Erişim adresi: <http://www.emerson.com/documents/automation/white-paper-fundamentals-of-orifice-meter-measurement-en-188730.pdf>

Erişim tarihi: 30/12/2017

Enerya. (2017). *Enerya CNG İstasyon Teknik Şartnamesi 2017*, Rev. No: 4, Rev. Tarihi: 01.01.2016. Enerya Gaz Dağıtım A.Ş.

Enerya Erzincan. (2016). Erzincan Gaz Dağıtım A.Ş.'nin 29/11/2016 tarihli ve 89636 sayılı EPDK evrak girişli yazısı.

Enerya Erzincan. (2016/a). Erzincan ili Üzümlü şehrinde CNG ile doğal gaz dağıtım yapmakta olan Enerya Erzincan Gaz Dağıtım A.Ş.'nin; Erzincan CNG dolum tesisi ve Üzümlü CNG boşaltım tesisi 30/11/2016 tarihinde ziyaret edilmiştir.

Enerya Erzincan. (2017). Erzincan Gaz Dağıtım A.Ş.'nin 27/11/2017 tarihli ve 84110 sayılı EPDK evrak girişli yazısı.

Enerya Karaman. (2017). Enerya Karaman Gaz Dağıtım A.Ş.'nin 27/11/2017 tarihli ve 84103 sayılı EPDK evrak girişli yazısı.

Enerya Konya. (2017). Enerya Konya Gaz Dağıtım A.Ş.'nin 02/11/2017 tarihli ve 27910 sayılı EPDK evrak girişli yazısı.

Enerya Konya. (2017/a). Enerya Konya Gaz Dağıtım A.Ş.'nin 27/11/2017 tarihli ve 84096 sayılı EPDK evrak girişli yazısı.

Enerya Konya. (2018). Konya ili Beyşehir şehrinde LNG ile doğal gaz dağıtım yapmakta olan Enerya Konya Gaz Dağıtım A.Ş.'nin 19/04/2018 tarihinde LNG boşaltım tesisi ziyaret edilmiştir.

Enerya, Üzümlü. (2017). *Üzümlü CNG Projesi EPDK Bilgilendirme Sunumu*, Enerya Gaz Dağıtım A.Ş., Ankara.

EPDK. (2011). *2010 Yılı Doğal Gaz Piyasası Sektör Raporu*.

EPDK. (2012). *2011 Yılı Doğal Gaz Piyasası Sektör Raporu*.

EPDK. (2017). *2016 Yılı Doğal Gaz Piyasası Sektör Raporu*.

EPDK. (2017/a). *Doğal Gaz Arzı Sağlanacak İlçe ve Beldeler*. EPDK Doğal Gaz Piyasası Dairesi Başkanlığının 10/04/2017 tarihli ve 19517 sayılı yazısı.

EPDK. (2018). *2017 Yılı Doğal Gaz Piyasası Sektör Raporu*.

EPDK Kurul Kararı, 6196. (2016). *07/04/2016 tarihli ve 6196 sayılı Kurul Kararı*.

EPDK Kurul Kararı, 6867-6. (2017). *19/01/2017 tarihli ve 6867-6 sayılı Kurul Kararı*.

EPDK Kurul Kararı, 6884. (2017). *26/01/2017 tarihli ve 6884 sayılı Kurul Kararı*.

EPDK Kurul Kararı, 7537. (2017). 21/12/2017 tarihli ve 7537 sayılı Kurul Kararı.

EPDK Kurul Kararı, 7649-1. (2018). 18/01/2018 tarihli ve 7649-1 sayılı Kurul Kararı.

Erdemir, A. (2007). *Doğal Gaz Depolama, Dağıtım Ve Kontrol Amaçlı Ölçüm İstasyonu Tasarımı*. Yüksek Lisans Tezi. Trakya Üniversitesi.

Ertürk, M. (2009). *Efficiency Analysis of Turkish Natural Gas Distribution Companies by Using DEA Method*. Yüksek Lisans Tezi. Ortadoğu Teknik Üniversitesi. s. 5.

ETKB. (2017). *Dünya ve Türkiye Enerji Tabii Kaynaklar Görünümü*. Strateji Geliştirme Başkanlığı, Sayı: 15. s. 59.

Erişim adresi:

http://www.enerji.gov.tr/Resources/Sites/1/Pages/Sayi_15/mobile/index.html#p=1

Erişim tarihi: 07/07/2017.

ETKB. (2017/a). *Doğal Gaz*.

Erişim adresi: <http://www.enerji.gov.tr/tr-TR/Sayfalar/Dogal-Gaz>,

Erişim tarihi: 06/09/2017

Excelcalculations. (t.y.). *Free Chemical and Petroleum Engineering Spreadsheets*.

Erişim adresi: <http://excelcalculations.blogspot.co.uk/2011/06/panhandle-and-b-equations-for-natural.html>

Erişim adresi: <http://excelcalculations.blogspot.co.uk/2011/06/weymouth-equation-for-high-pressure-gas.html>

Erişim tarihi: 10/03/2018

Gazbir. (2017). *2016 Yılı Doğal Gaz Dağıtım Sektörü Değerlendirme Raporu*. Türkiye Doğal Gaz Dağıtıcıları Birliği Derneği

Fiogaz. (t.y.). *Kurumsal internet ana sayfası*.

Erişim adresi: <http://www.fiogaz.com>

Erişim tarihi: 21/01/2018

DGDİŞ. (2003-2017). *EPDK tarafından 2003-2017 yılları arasında gerçekleştirilen Doğal Gaz Dağıtım Lisansı İhalelerinin Şartname Hükümleri*.

Gazbir. (2017). *2016 Yılı Doğal Gaz Dağıtım Sektörü Değerlendirme Raporu*.

Gazbir Yayın Komisyonu. (t.y.). *Doğal Gaz Şehir Giriş İstasyonu İşletme ve Bakımı*. Gazmer Yayınları-11.

Gümrük ve Ticaret Bakanlığı. (2016). *İllere Göre Esnaf, İşyeri ve Nüfus Bilgileri*.

Erişim adresi:

<http://risk.gtb.gov.tr/data/572b46dd1a79f50cd8a22b30/6-İllere%20Gore%20Esnaf,%20İşyeri%20Say%C4%B1lar%C4%B1.pdf>

Erişim tarihi: 06/02/2018

IEA. (2009). *World Energy Outlook 2009*.

İpragaz. (t.y.). *Sistem LNG*.

Erişim adresi: <http://www.ipragazonline.com.tr/brosurler/lng/Ipragaz-Sistem-LNG.pdf>

Erişim tarihi: 14/03/2018

İTÜ. (t.y.). *Petrol, Doğal Gaz ve Jeotermal Enerji Hakkında Merak Edilenler*.

Erişim adresi: http://web.itu.edu.tr/~yamanlar/faq_t/

Erişim tarihi: 28/09/2017.

İzgaz. (2018). İzgaz İzmit Gaz Dağıtım Sanayi ve Ticaret A.Ş.'nin 19/04/2018 tarihli ve 23182 sayılı EPDK evrak girişli yazısı.

İzmir Doğalgaz. (2017). İzmir Doğalgaz Dağıtım Ticaret Ve Taahhüt A.Ş.'nin 12/09/2017 tarihli ve 17558 sayılı EPDK evrak girişli yazısı.

Kargaz. (2017). Kargaz Doğal Gaz Dağıtım Sanayi ve Ticaret A.Ş.'nin 12/12/2017 tarihli ve 88009 sayılı EPDK evrak girişli yazısı.

Khan, I. K., Yasmin, T., Shakoor, A. (2015). *Technical Overview of Compressed Natural Gas (CNG) As a Transportation Fuel*. Renewable and Sustainable Energy Reviews-51, s. 785-797.

Erişim adresi: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032115006255>

Erişim tarihi: 18/05/2018.

Kocaman, T. (2002). *Plan Nüfus Projeksiyon Yöntemleri*. Sosyal Sektörler ve Koordinasyon Genel Müdürlüğü, Devlet Planlama Teşkilatı (2011 yılı itibarıyla Kalkınma Bakanlığı).

Kotan, T. (2014). *Doğal Gaz Dağıtım Şebeke Faaliyetlerinin Etkin İşleyişine Yönelik Yaklaşımlar*. EPDK Uzmanlık Tezi. Ankara.

Imnoeng. (t.y.). *Weymouth, Panhandle A and B equations for Compressible Gas Flow*.

Erişim adresi: <https://www.imnoeng.com/Flow/weymouth.php>

Erişim tarihi: 10/03/2018

Mazzanti, M. R., Biancardi, A. (2005). *Towards EU Accession: Institutional Endowment and Regulatory Reform in Natural Gas*. Turkey Economic Reform & Accession to the European Union (Ed. By: Hoekman B.M., Togan, S.), The World Bank. s. 210.

Erişim adresi:

https://books.google.com.tr/books?id=GnUtfODe8r4C&printsec=frontcover&hl=tr&source=gbp_ge_summary_r&cad=0#v=onepage&q&f=false

Erişim tarihi: 06/09/2017

Mühendislik Yaklaşım Dosyaları. (2003-2017). Doğal gaz dağıtım lisansı ihalesi sonrasında dağıtım şirketinin dağıtım lisansı almak için EPDK'ya sunduğu dosyalardır.

Oğuz Topkaya, S. (2008). *Doğal Gaz Piyasalarında Depolamanın Yeri, Depolama Tesislerine Erişim Ve Temel Kullanım Usul Ve Esasları Ve Türkiye'de Depolama*. EPDK Uzmanlık Tezi. Ankara.

OMV. (t.y.). *LNG Şoförleri Eğitim Sunumu*. Rev. No: 7. OMV Enerji Ticaret A.Ş.

OMV. (2014). *LNG Sistemi Devreye Alma ve Kullanma Talimatı*. Rev. No: 7. OMV Enerji Ticaret A.Ş.

Özden, M. Ş. (2010). *Türbinmetreli Gaz Ölçüm Sistemlerinin Tasarımı Ve Tasarımın Sayaç Hassasiyetine Etkisi*. Yüksek Lisans Tezi. İstanbul Teknik Üniversitesi.

Özer, H. T. (2008). *Doğalgaz İstasyonlarında Akış Sınırlayıcısının Plc İle Kontrolü*, Yüksek Lisans Tezi. Gazi Üniversitesi.

Öztürk, G. (2013). *Türkiye'nin Enerjide Dışa Bağımlılığının İncelenmesi*. EPDK Uzmanlık Tezi. Ankara.

Palen. (2018). Palen Enerji Doğal Gaz Dağıtım End. ve Ticaret A.Ş.'nin 04/06/2018 tarihli ve 39155 sayılı yazısı.

PİGM. (2017). *2016 Yılı Sonu İtibariyle Türkiye Doğalgaz Rezervleri*.

Erişim adresi: <http://www.pigm.gov.tr/index.php/istatistikler>

Erişim tarihi: 06/09/2017.

Rstank, santekcng, doganoksijen. (t.y.). *CNG nedir?*

Erişim adresi: <http://www.rstank.com/products/cng/>

Erişim adresi: <http://www.santekcng.com/index.php/cng/cng-nedir.html>

Erişim adresi: <http://doganoksijen.com/ozelgaz.php>

Erişim tarihi: 22/03/2018

Sarak, H., Satman, A. (2003). *The Degree-day Method to Estimate the Residential Heating Natural Gas Consumption in Turkey: A Case Study*. Energy, Sayı: 28, s. 929-939.

Erişim adresi: <https://ideas.repec.org/a/eee/energy/v28y2003i9p929-939.html>

Erişim tarihi: 22/05/2018

Saygılı, T. O. (2010). *Türkiye ve Dünyada Doğal Gazın Alternatif Kullanım Alanları*. EPDK Uzmanlık Tezi. Ankara.

Semadeni, M. (2003). *Storage of Energy Overview*. Swiss Federal Institutes of Technology, Zurich. s. 36

Swearingen, C. (1999). *Choosing the Best Flowmeter*. Chemical Engineering Magazine.

Tanap. (2017). *Trans Anadolu Doğalgaz Boru Hattı Projesi*.

Erişim adresi: <http://www.tanap.com/tanap-projesi/tanap-nedir>

Erişim tarihi: 25/09/2017

Tesisat. (t.y.). *Rotary Sayaç Montajı*.

Erişim adresi: <http://www.tesisat.org/kazan-gaz-besleme-sayac-montaj-sekilleri.html>

Erişim tarihi: 25/01/2018

Tez Oksijen. (2018). Taşköprü şehri için dağıtım şirketine CNG arzı sağlayan Tez Oksijen Sanayi ve Ticaret A.Ş. ile konu hakkında 03/03/2018 tarihinde elektronik posta ile iletişime geçilmiştir.

Topçu, G. Y. (2013). *Türkiye Doğal Gaz Tüketim Tahmini*. Yüksek Lisans Tezi. Ankara Üniversitesi.

TS 825. (2008). *Binalarda Isı Yalıtım Kuralları*. Türk Standardları Enstitüsü.

TÜİK. (2016). *Adrese Dayalı Nüfus Kayıt Sistemi Sonuçları*.

Erişim adresi: <http://www.tuik.gov.tr/PreHaberBultenleri.do?id=24646>

Erişim tarihi: 10/04/2018

TÜİK. (2016/a). *Nüfus Projeksiyonları 2013-2075*.

Erişim adresi: <http://www.tuik.gov.tr/PreHaberBultenleri.do?id=15844>

Erişim tarihi: 19/06/2017

Türkel, V. (2012). *Doğal Gaz Dağıtımında Tasarım İmalat ve Yönetim*. İgdaş yayınları-27, İgdaş Genel Müdürlüğü, İstanbul.

Ugetam. (2011). *Genel Doğal Gaz*. Ugetam Eğitim Yayınları-16, s. 2-3. İstanbul.

Ugetam. (2014). *Doğal Gaz Sayaçları ve Çalışma Prensipleri*. Ugetam Eğitim Yayınları-34, Rev. No: 01, İstanbul.

Ugetam. (2015). *Aksa Van Doğal Gaz Dağıtım A.Ş. RMS Raporu*. EPDK'ya sunulan 5 yıllık yatırım yükümlülüğü denetim raporu.

Ugetam. (2016). *Kontrolsüz Gaz Çıkışlarına Müdahale Teknikleri*. Ugetam Eğitim Yayınları-58, İstanbul.

WECTNC. (1999). *Turkey Energy Report*, s. 6.

Yardımcı, O. (2010). *Petrol Fiyatlarının Doğal Gaz Fiyatları Üzerindeki Etkisi ve Türkiye İçin Öneriler*. EPDK Uzmanlık Tezi. Ankara.

Yılmaz, N. F., Demir, Y. (2006). *Doğal Gaz Basınç Düşürme ve Ölçüm İstasyonları*. Tesisat Mühendisliği Dergisi, Sayı: 93.

Erişim adresi:

http://www1.mmo.org.tr/resimler/dosya_ekler/31c2f88a604a07c_ek.pdf?dergi..

Erişim tarihi: 13/01/2018

Yılmaz, Z. (t.y.). *Türkiye'nin Mevcut Enerji Durumu*.

Erişim adresi:

<http://www.yegm.gov.tr/verimlilik/sunum2017/8.Bildiriler/T%C3%BCrkiye'nin%20Mevcut%20Enerji%20Durumu.pdf>

Erişim tarihi: 18/05/2018.