

**ÇUKUROVA ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ**

YÜKSEK LİSANS TEZİ

Okan SANDALLIOĞLU

**DOĞAL GAZ DAĞITIM VE YERALTI DEPOLAMA FAALİYETLERİNİN
OPTİMİZASYONU**

ENDÜSTRİ MÜHENDİSLİĞİ ANABİLİM DALI

ADANA,2012

**ÇUKUROVA ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ**

**DOĞAL GAZ DAĞITIM VE YERALTI DEPOLAMA FAALİYETLERİNİN
OPTİMİZASYONU**

Okan SANDALLIOĞLU

**YÜKSEK LİSANS
ENDÜSTRİ MÜHENDİSLİĞİ ANABİLİM DALI**

Bu Tez 09/08/2012 Tarihinde Aşağıdaki Jüri Üyeleri Tarafından
Oybirliği/Oyçokluğu ile Kabul Edilmiştir.

.....
Doç.Dr. Ali KOKANGÜL
DANIŞMAN

.....
Prof.Dr.Rızvan EROL
ÜYE

.....
Doç.Dr. Nihat ÇELİK
ÜYE

Bu tez Enstitümüz Endüstri Mühendisliği Anabilim Dalında hazırlanmıştır.

Kod no :

**Prof. Dr. Mehmet Rifat ULUSOY
Enstitü Müdürü**

**Bu çalışma Ç.Ü. Bilimsel Araştırma Projeleri Birimi tarafından desteklenmiştir.
Proje No : MMF201039**

Not : Bu tezde kullanılan özgün ve başka kaynaktan yapılan bildirişlerin, çizelge, şekil ve fotoğrafların kaynak gösterilmeden kullanımı, 5846 sayılı Fikir ve Sanat Eserleri Kanunundaki hükümlere tabidir.

ÖZ

YÜKSEK LİSANS TEZİ

DOĞAL GAZ DAĞITIM VE YERALTI DEPOLAMA FAALİYETLERİNİN OPTİMİZASYONU

Okan SANDALLIOĞLU

ÇUKUROVA ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ
ENDÜSTRİ MÜHENDİSLİĞİ ANABİLİM DALI

Danışman :Doç. Dr. Ali KOKANGÜL
Yıl: 2012, Sayfa: 82
Jüri :Prof. Dr. Rızvan EROL
:Doç. Dr. Ali KOKANGÜL
:Doç. Dr. Nihat ÇELİK

Yeraltı doğal gaz depolama evsimsel tüketim artışlarının karşılanması ve doğalgaz temininde yaşanabilecek beklenmeyen aksaklıklar için sigorta görevi görmekte hayati bir önem taşımaktadır. Doğal gaz depolama konut, endüstriyel ve diğer tüketicilere güvenilir ve verimli arz sağlamada önemli bir rol oynamaktadır. Doğalgaz piyasasında yeraltı doğal gaz depolaması kullanımı, son kullanıcılar açısından mevsimsel tüketim dalgalanmalarını ayarlama da önem arz etmektedir.

Yeraltı doğal gaz depolamanın ana kullanım amacı doğal gaz tüketimin düşük olduğu aylarda gazın alınıp yer altına enjeksiyonu ve tüketimin yüksek olduğu ya da gaz temininde sıkıntı yaşanması durumunda gazın depodan geri çekilmesidir. Ayrıca doğal gaz depolama faaliyetleri, mevsimsel talep ve fiyat dalgalanmalarını en aza indirmeye de yardımcı olur.

Bu çalışmada Türkiye'deki doğal gaz iletim ağları, arz ve talep miktarları dikkate alınarak simüle edilmiş ve kullanılan ya da ileride faaliyete geçmesi planlanan yeraltı doğal gaz depolarının uygun aylarda depolama ve geri çekme miktarları farklı fiyat senaryoları ve olası gaz kesintileri altında değerlendirilmiştir. Ayrıca bu çalışmada oluşturulan simülasyon modeli, tüketim değerleri ve gaz alım kontratlarına bağlı değerlerle rassal değişkenler altında incelenerek ve reel veriler kullanılarak modellenmiştir.

Anahtar Kelimeler: Doğalgaz depolama, Simülasyon, Nonlineer modeller

ABSTRACT

MSc THESIS

NATURAL GAS DISTRIBUTION AND UNDERGROUNG STORAGE PROCESS OPTIMIZATION

Okan SANDALLIOĞLU

**ÇUKUROVA UNIVERSITY
INSTITUTE OF NATURAL AND APPLIED SCIENCES
DEPARTMENT OF INDUSTRIAL ENGINEERING**

Supervisor :Assoc. Prof. Dr. Ali KOKANGÜL
Year: 2012, Pages: 82
Jury :Assoc. Prof. Dr. Ali KOKANGÜL
:Prof. Dr. Rızvan EROL
:Assoc. Prof. Dr. Nihat ÇELİK

Underground natural gas storage has a very important place in providing the increases of seasonal consumption and preventing the unexpected problems that can be encountered with supply of natural gas. Underground natural gas storage has an important role in providing gas to domestic, industrial and other customers in a safe and efficient way. In natural gas market, usage of underground natural gas storage method is very important to regulate the seasonal consumption surge in terms of end users.

The master aim of underground natural gas storage is to inject the gas to storage while the consumption is low and to take gas from storage when the consumption is too high or there are some problems in supplying gas. Also, storing helps to decrease seasonal demands and price surges.

In this study, the natural gas transfer/distribution lines in Turkey are simulated by considering the supply and demand amounts and the storing and using amounts of the storages in use or storages that will be used in future in reasonable months are evaluated under different price scenarios and probable gas shortages. Besides, the generated simulation model in this study is modeled by analyzing consumption values and the values that change according to gas purchase contract under random variables and using real data.

Key Words: Natural Gas storage, Simulation, Non-linear models

TEŞEKKÜR

Öğrenim süresince her konuda yardımcı olan ve bana “Doğal Gaz Dağıtım ve Yeraltı Depolama Faaliyetlerinin Optimizasyonu” konulu yüksek lisans tezini veren, yapıcı ve yönlendirici fikirleriyle tezin her aşamasında yol gösteren ve yardımlarını esirgemeyen danışman hocam Doç.Dr. Ali KOKANGÜL’e tüm içtenliğimle teşekkür ederim.

Çalışma süresince bana her konuda desteğini esirgemeyen, sevgili eşim Elif SANDALLIOĞLU’na ve aileme en içten sevgilerim ile teşekkür ederim.

İÇİNDEKİLER

SAYFA

ÖZ.....	I
ABSTRACT.....	II
TEŞEKKÜR.....	III
İÇİNDEKİLER.....	IV
ÇİZELGELER DİZİNİ.....	VIII
ŞEKİLLER DİZİNİ.....	X
SİMGE VE KISALTMALAR DİZİNİ.....	XII
1.GİRİŞ.....	1
1.1. Problemin Tanımı ve Önemi.....	1
1.2. Çalışmanın Amacı.....	6
1.3. Uygulama Probleminin Tanımı.....	6
1.4. Çalışmanın Kapsamı.....	8
1.5. Çalışmanın Aşamaları.....	9
1.6. Orjinal Katkıları.....	10
1.7. Tez Organizasyonu.....	12
2.ÖNCEKİ ÇALIŞMALAR.....	13
3.MATERYAL VE METOD.....	19
3.1. Materyal.....	19
3.1.1. Yeraltı Doğalgaz Depolama Hakkında Genel Bilgiler ve Tanımlar.....	19
3.1.2. Doğalgaz Depo Envanter Miktarı Bağlı Ölçümleri.....	21
3.1.3. Doğalgaz Değer Zinciri.....	23
3.1.3.1. Doğalgazın Üretilmesi.....	24
3.1.3.2. Doğalgaz Taşımacılığı.....	25
3.1.3.2.(1). Borular.....	26
3.1.3.2.(2). Kompresör İstasyonları.....	26
3.1.3.2.(3). Ölçüm İstasyonları.....	26
3.1.3.2.(4). Vanalar.....	26
3.1.3.2.(5). Kontrol İstasyonları ve SCADA Sistemleri.....	27
3.1.3.3. Depolama.....	27

3.1.3.3.(1). Tüketilmiş Petrol ve/veya Gaz Rezarvuarları	28
3.1.3.3.(2). Akiferler	28
3.1.3.3.(3). Tuz Mağaralarında Gaz Depolanması	29
3.1.3.3.(4). Yapay Mağaralar	29
3.1.3.4. Dağıtım ve İşletmesi.....	29
3.1.3. Model Verileri.....	31
3.2. Metot.....	34
3.2.1. Model Program.	35
3.2.1.1. Simülasyon Modeli	35
3.2.1.2. Matematiksel Model.....	35
3.2.1.3. Doğalgaz Fiyat Modeli.....	36
3.2.1.4. İstatistiksel Analiz.....	37
3.2.2. Metodoloji	37
4.BULGULAR VE TARTIŞMA	41
4.1. İstatistiksel Veri Analizi	41
4.1.1. Doğalgaz Tüketim Verilerinin Analizi.....	41
4.1.2. Sıcaklık Verilerinin Analizi.....	47
4.1.3. Doğalgaz Fiyat Verilerinin Analizi.....	49
4.2. Doğalgaz Dağıtım Ağı Akışı.....	50
4.3. Depolama Karakteristiği	51
4.4. Simülasyon Analizi.....	52
4.4.1. Model ve Saha Tüketim Karşılaştırması	52
4.4.2. Depo Çalışma Döngüsü Karşılaştırması.....	53
4.5. Matematiksel Model Sonuçları	54
5.SONUÇLAR VE ÖNERİLER	57
5.1. Çalışma Özeti	57
5.2. Sonuçlar	58
5.3. Sonraki Çalışmalar İçin Öneriler.....	58

KAYNAKLAR.....	59
ÖZGEÇMİŞ.....	61
EKLER.....	63

ÇİZELGELER DİZİNİ

SAYFA

Çizelge 1.1. Türkiye'nin Doğalgaz Talep Tahmini.....	6
Çizelge 1.2. Türkiye'nin Mevcut Doğal Gaz Anlaşmaları	11
Çizelge 3.1. Gaz Depo Senaryoları	22
Çizelge 3.2. Depo Doluluk Miktarı	23
Çizelge 3.3. Yıllar İtibarıyla BOTAŞ'ın Doğal Gaz ve LNG Alım Miktarları	34
Çizelge 4.1. Ocak Ayları D.Gaz Tüketimi ve Kullanıcı Sayıları ile Sıcaklık Arasındaki İlişki	42
Çizelge 4.2. D.Gaz Günlük Tüketim Uniform Dağılımı	43
Çizelge 4.3. Enerji Fiyat Endeksi	47
Çizelge 4.4. Maksimum Ayrılabilir Kapasiteler	49
Çizelge 4.5. Depolama Karakteristiği.....	50

ŞEKİLLER DİZİNİ

SAYFA

Şekil 1.1. Türkiye 2009 Yılı Birincil Enerji Tüketim Yüzdeleri.....	1
Şekil 1.2. Yıllara Göre Doğal Gaz Tüketim Miktarları	2
Şekil 1.3. Türkiye Doğal Gaz Şebekesi ve Doğal Gaz Kullanılan iller	3
Şekil 1.4. Yeraltı Doğal Gaz Depolama ve Dağıtım Ağı Modeli.....	4
Şekil 1.5. Bazı Avrupa Birliği Üyelerinin Depolama Kapasitesi ile Doğal Gaz Tüketim Değerlerinin Karşılaştırılması.....	5
Şekil 1.6. Doğalgaz Kullanılan Şehirlerdeki Tüketim Sıralaması.....	7
Şekil 1.7. Türkiye ve İstanbul Sanayi + Konut Doğal Gaz Tüketim Verileri.....	7
Şekil 1.8. Türkiye ve İstanbul Doğal Gaz Tüketim Verileri.....	8
Şekil 1.9. İstanbul 1998-2009 Arası Aylık Doğal Gaz Tüketimleri.....	10
Şekil 1.10. İstanbul 1998-2009 Arası Ocak Ayı Sıcaklık Değişkenli Doğal Gaz Tüketimleri.....	11
Şekil 2.1. Senaryo Modeli.....	15
Şekil 2.2. Network Modeli ve Arz Düğümü (i).....	16
Şekil 2.3. Gaz Depo Faaliyetleri Performans Parametreleri	18
Şekil 3.1. Temel Gaz Depolama İstatistiği Örneği.....	21
Şekil 3.2. Doğal Gaz Değer Zincirinin Önemli Özneleri.....	24
Şekil 3.4. Türkiye Doğal Gaz Girişleri ve İletim Ağları	32
Şekil 3.5. Arena Simülasyon Modeli.....	38
Şekil 4.1. Aylar Bazında Yıllık D.Gaz Tüketim Verileri	39
Şekil 4.2. 1998-2009 Arası Ocak Ayları D.Gaz Tüketim Verileri ve Sıcaklık Değişimleri.....	40
Şekil 4.3. Yıllar Bazında D.Gaz Tüketim Verileri ve Kullanıcı Sayıları.....	41
Şekil 4.4. Tüketim ve Sıcaklık İlişkisi.....	42
Şekil 4.5. Aylar ve Günler Bazında D.Gaz Tüketim Dağılımları	43
Şekil 4.6. Aylar ve Günler Bazında D.Gaz Tüketim Değerleri.....	44
Şekil 4.7. D.Gaz Tüketim Karşılaştırması	45
Şekil 4.8. Sıcaklık ve D.Gaz Tüketim Karşılaştırması-10 Yıllık	45
Şekil 4.9. Ortalama Sıcaklık Analizi	46

Şekil 4.10. D.Gaz Fiyat Trendi	48
Şekil 4.11. D.Gaz Dağıtım Ağı	48
Şekil 4.12. D.Gaz Depolama Döngüsü	50
Şekil 4.13. Günler Bazında Yıllık D.Gaz Tüketim Karşılaştırması	51
Şekil 4.14. Depo Çalışma Döngüsü (5 Yıllık)	52
Şekil 4.15. Depo Çalışma Döngüsü Örneği	52
Şekil 4.16. Depo Çalışma Döngüsü Karar Değişkeni (Lingo Sonucu)	55

SİMGELER VE KISALTMALAR

°C	: Santigrat derece
ABD	: Amerika Birleşik Devletleri
avg	: Ortalama
BOTAŞ	: Boru Hatları ile Petrol Taşıma Anonim Şirketi
BP	: British Petroleum
ci	: Enjeksiyon maliyeti ($\text{¢}/\text{m}^3$)
cw	: Geri çekme/geri üretim maliyeti ($\text{¢}/\text{m}^3$)
di	: Enjeksiyon karar değişkeni (0,1)
dw	: Geri çekme/geri üretim karar değişkeni (0,1)
EIA	: Amerika Birleşik Devletleri Enerji Depatmanı (Energy Information Administration)
ETKP	: Enerji ve Tabi Kaynaklar Bakanlığı
I	: Enjeksiyon
INV	: Depodaki gaz miktarı (m^3)
İGDAŞ	: İstanbul Gaz Dağıtım Sanayi ve Ticaret Anonim Şirketi
LNG	: Sıvılaştırılmış petrol gazı
MAXCAP	: Maksimum depo gaz kapasitesi (m^3)
NGL	: Sıvılaştırılmış doğalgaz
OECD	: Ekonomik Kalkınma ve İşbirliği Örgütü (Organisation for Economic Co-operation and Development)
P_i	: i'nci gündeki gaz fiyatı ($\text{¢}/\text{m}^3$)
RMS	: Basınç Düşürüm İstasyonu (Reducing Metering Station)
SCADA	: Uzaktan Gözlem ve Veri İşleme Merkezi (Supervisory Control And Data Acquisition)
SF	: Sıcaklık Fonksiyonu
T_{avg}	: Ortalama Sıcaklık (°C)
TEP	: Ton eşdeğer petrol
TPAO	: Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı
TÜİK	: Türkiye İstatistik Kurumu
W	: Geri çekme/geri üretim

ÖZ

YÜKSEK LİSANS TEZİ

DOĞAL GAZ DAĞITIM VE YERALTI DEPOLAMA FAALİYETLERİNİN OPTİMİZASYONU

Okan SANDALLIOĞLU

ÇUKUROVA ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ
ENDÜSTRİ MÜHENDİSLİĞİ ANABİLİM DALI

Danışman :Doç. Dr. Ali KOKANGÜL
Yıl: 2012, Sayfa: 82
Jüri :Prof. Dr. Rızvan EROL
:Doç. Dr. Ali KOKANGÜL
:Doç. Dr. Nihat ÇELİK

Yeraltı doğal gaz depolama evsimsel tüketim artışlarının karşılanması ve doğalgaz temininde yaşanabilecek beklenmeyen aksaklıklar için sigorta görevi görmekte hayati bir önem taşımaktadır. Doğal gaz depolama konut, endüstriyel ve diğer tüketicilere güvenilir ve verimli arz sağlamada önemli bir rol oynamaktadır. Doğalgaz piyasasında yeraltı doğal gaz depolaması kullanımı, son kullanıcılar açısından mevsimsel tüketim dalgalanmalarını ayarlama da önem arz etmektedir.

Yeraltı doğal gaz depolamanın ana kullanım amacı doğal gaz tüketimin düşük olduğu aylarda gazın alınıp yer altına enjeksiyonu ve tüketimin yüksek olduğu ya da gaz temininde sıkıntı yaşanması durumunda gazın depodan geri çekilmesidir. Ayrıca doğal gaz depolama faaliyetleri, mevsimsel talep ve fiyat dalgalanmalarını en aza indirmeye de yardımcı olur.

Bu çalışmada Türkiye'deki doğal gaz iletim ağları, arz ve talep miktarları dikkate alınarak simüle edilmiş ve kullanılan ya da ileride faaliyete geçmesi planlanan yeraltı doğal gaz depolarının uygun aylarda depolama ve geri çekme miktarları farklı fiyat senaryoları ve olası gaz kesintileri altında değerlendirilmiştir. Ayrıca bu çalışmada oluşturulan simülasyon modeli, tüketim değerleri ve gaz alım kontratlarına bağlı değerlerle rassal değişkenler altında incelenerek ve reel veriler kullanılarak modellenmiştir.

Anahtar Kelimeler: Doğalgaz depolama, Simülasyon, Nonlineer modeller

ABSTRACT

MSc THESIS

NATURAL GAS DISTRIBUTION AND UNDERGROUNG STORAGE PROCESS OPTIMIZATION

Okan SANDALLIOĞLU

**ÇUKUROVA UNIVERSITY
INSTITUTE OF NATURAL AND APPLIED SCIENCES
DEPARTMENT OF INDUSTRIAL ENGINEERING**

Supervisor :Assoc. Prof. Dr. Ali KOKANGÜL
Year: 2012, Pages: 82
Jury :Assoc. Prof. Dr. Ali KOKANGÜL
:Prof. Dr. Rızvan EROL
:Assoc. Prof. Dr. Nihat ÇELİK

Underground natural gas storage has a very important place in providing the increases of seasonal consumption and preventing the unexpected problems that can be encountered with supply of natural gas. Underground natural gas storage has an important role in providing gas to domestic, industrial and other customers in a safe and efficient way. In natural gas market, usage of underground natural gas storage method is very important to regulate the seasonal consumption surge in terms of end users.

The master aim of underground natural gas storage is to inject the gas to storage while the consumption is low and to take gas from storage when the consumption is too high or there are some problems in supplying gas. Also, storing helps to decrease seasonal demands and price surges.

In this study, the natural gas transfer/distribution lines in Turkey are simulated by considering the supply and demand amounts and the storing and using amounts of the storages in use or storages that will be used in future in reasonable months are evaluated under different price scenarios and probable gas shortages. Besides, the generated simulation model in this study is modeled by analyzing consumption values and the values that change according to gas purchase contract under random variables and using real data.

Key Words: Natural Gas storage, Simulation, Non-linear models

TEŞEKKÜR

Öğrenim süresince her konuda yardımcı olan ve bana “Doğal Gaz Dağıtım ve Yeraltı Depolama Faaliyetlerinin Optimizasyonu” konulu yüksek lisans tezini veren, yapıcı ve yönlendirici fikirleriyle tezin her aşamasında yol gösteren ve yardımlarını esirgemeyen danışman hocam Doç.Dr. Ali KOKANGÜL’e tüm içtenliğimle teşekkür ederim.

Çalışma süresince bana her konuda desteğini esirgemeyen, sevgili eşim Elif SANDALLIOĞLU’na ve aileme en içten sevgilerim ile teşekkür ederim.

İÇİNDEKİLER

SAYFA

ÖZ.....	I
ABSTRACT.....	II
TEŞEKKÜR.....	III
İÇİNDEKİLER.....	IV
ÇİZELGELER DİZİNİ.....	VIII
ŞEKİLLER DİZİNİ.....	X
SİMGE VE KISALTMALAR DİZİNİ.....	XII
1.GİRİŞ.....	1
1.1. Problemin Tanımı ve Önemi.....	1
1.2. Çalışmanın Amacı.....	6
1.3. Uygulama Probleminin Tanımı.....	6
1.4. Çalışmanın Kapsamı.....	8
1.5. Çalışmanın Aşamaları.....	9
1.6. Orjinal Katkıları.....	10
1.7. Tez Organizasyonu.....	12
2.ÖNCEKİ ÇALIŞMALAR.....	13
3.MATERYAL VE METOD.....	19
3.1. Materyal.....	19
3.1.1. Yeraltı Doğalgaz Depolama Hakkında Genel Bilgiler ve Tanımlar.....	19
3.1.2. Doğalgaz Depo Envanter Miktarı Bağlı Ölçümleri.....	21
3.1.3. Doğalgaz Değer Zinciri.....	23
3.1.3.1. Doğalgazın Üretilmesi.....	24
3.1.3.2. Doğalgaz Taşımacılığı.....	25
3.1.3.2.(1). Borular.....	26
3.1.3.2.(2). Kompresör İstasyonları.....	26
3.1.3.2.(3). Ölçüm İstasyonları.....	26
3.1.3.2.(4). Vanalar.....	26
3.1.3.2.(5). Kontrol İstasyonları ve SCADA Sistemleri.....	27
3.1.3.3. Depolama.....	27

3.1.3.3.(1). Tüketilmiş Petrol ve/veya Gaz Rezarvuarları	28
3.1.3.3.(2). Akiferler	28
3.1.3.3.(3). Tuz Mağaralarında Gaz Depolanması	29
3.1.3.3.(4). Yapay Mağaralar	29
3.1.3.4. Dağıtım ve İşletmesi.....	29
3.1.3. Model Verileri.....	31
3.2. Metot.....	34
3.2.1. Model Program.	35
3.2.1.1. Simülasyon Modeli	35
3.2.1.2. Matematiksel Model.....	35
3.2.1.3. Doğalgaz Fiyat Modeli.....	36
3.2.1.4. İstatistiksel Analiz.....	37
3.2.2. Metodoloji	37
4.BULGULAR VE TARTIŞMA	41
4.1. İstatistiksel Veri Analizi	41
4.1.1. Doğalgaz Tüketim Verilerinin Analizi.....	41
4.1.2. Sıcaklık Verilerinin Analizi.....	47
4.1.3. Doğalgaz Fiyat Verilerinin Analizi.....	49
4.2. Doğalgaz Dağıtım Ağı Akışı.....	50
4.3. Depolama Karakteristiği	51
4.4. Simülasyon Analizi.....	52
4.4.1. Model ve Saha Tüketim Karşılaştırması	52
4.4.2. Depo Çalışma Döngüsü Karşılaştırması.....	53
4.5. Matematiksel Model Sonuçları	54
5.SONUÇLAR VE ÖNERİLER	57
5.1. Çalışma Özeti	57
5.2. Sonuçlar	58
5.3. Sonraki Çalışmalar İçin Öneriler.....	58

KAYNAKLAR.....	59
ÖZGEÇMİŞ.....	61
EKLER.....	63

ÇİZELGELER DİZİNİ

SAYFA

Çizelge 1.1. Türkiye'nin Doğalgaz Talep Tahmini.....	6
Çizelge 1.2. Türkiye'nin Mevcut Doğal Gaz Anlaşmaları	11
Çizelge 3.1. Gaz Depo Senaryoları	22
Çizelge 3.2. Depo Doluluk Miktarı	23
Çizelge 3.3. Yıllar İtibarıyla BOTAŞ'ın Doğal Gaz ve LNG Alım Miktarları	34
Çizelge 4.1. Ocak Ayları D.Gaz Tüketimi ve Kullanıcı Sayıları ile Sıcaklık Arasındaki İlişki	42
Çizelge 4.2. D.Gaz Günlük Tüketim Uniform Dağılımı	43
Çizelge 4.3. Enerji Fiyat Endeksi	47
Çizelge 4.4. Maksimum Ayrılabilir Kapasiteler	49
Çizelge 4.5. Depolama Karakteristiği.....	50

ŞEKİLLER DİZİNİ

SAYFA

Şekil 1.1. Türkiye 2009 Yılı Birincil Enerji Tüketim Yüzdeleri.....	1
Şekil 1.2. Yıllara Göre Doğal Gaz Tüketim Miktarları	2
Şekil 1.3. Türkiye Doğal Gaz Şebekesi ve Doğal Gaz Kullanılan iller	3
Şekil 1.4. Yeraltı Doğal Gaz Depolama ve Dağıtım Ağı Modeli.....	4
Şekil 1.5. Bazı Avrupa Birliği Üyelerinin Depolama Kapasitesi ile Doğal Gaz Tüketim Değerlerinin Karşılaştırılması.....	5
Şekil 1.6. Doğalgaz Kullanılan Şehirlerdeki Tüketim Sıralaması.....	7
Şekil 1.7. Türkiye ve İstanbul Sanayi + Konut Doğal Gaz Tüketim Verileri.....	7
Şekil 1.8. Türkiye ve İstanbul Doğal Gaz Tüketim Verileri.....	8
Şekil 1.9. İstanbul 1998-2009 Arası Aylık Doğal Gaz Tüketimleri.....	10
Şekil 1.10. İstanbul 1998-2009 Arası Ocak Ayı Sıcaklık Değişkenli Doğal Gaz Tüketimleri.....	11
Şekil 2.1. Senaryo Modeli.....	15
Şekil 2.2. Network Modeli ve Arz Düğümü (i).....	16
Şekil 2.3. Gaz Depo Faaliyetleri Performans Parametreleri	18
Şekil 3.1. Temel Gaz Depolama İstatistiği Örneği.....	21
Şekil 3.2. Doğal Gaz Değer Zincirinin Önemli Özneleri.....	24
Şekil 3.4. Türkiye Doğal Gaz Girişleri ve İletim Ağları	32
Şekil 3.5. Arena Simülasyon Modeli.....	38
Şekil 4.1. Aylar Bazında Yıllık D.Gaz Tüketim Verileri	39
Şekil 4.2. 1998-2009 Arası Ocak Ayları D.Gaz Tüketim Verileri ve Sıcaklık Değişimleri.....	40
Şekil 4.3. Yıllar Bazında D.Gaz Tüketim Verileri ve Kullanıcı Sayıları.....	41
Şekil 4.4. Tüketim ve Sıcaklık İlişkisi.....	42
Şekil 4.5. Aylar ve Günler Bazında D.Gaz Tüketim Dağılımları	43
Şekil 4.6. Aylar ve Günler Bazında D.Gaz Tüketim Değerleri.....	44
Şekil 4.7. D.Gaz Tüketim Karşılaştırması	45
Şekil 4.8. Sıcaklık ve D.Gaz Tüketim Karşılaştırması-10 Yıllık	45
Şekil 4.9. Ortalama Sıcaklık Analizi	46

Şekil 4.10. D.Gaz Fiyat Trendi	48
Şekil 4.11. D.Gaz Dağıtım Ağı	48
Şekil 4.12. D.Gaz Depolama Döngüsü	50
Şekil 4.13. Günler Bazında Yıllık D.Gaz Tüketim Karşılaştırması	51
Şekil 4.14. Depo Çalışma Döngüsü (5 Yıllık)	52
Şekil 4.15. Depo Çalışma Döngüsü Örneği	52
Şekil 4.16. Depo Çalışma Döngüsü Karar Değişkeni (Lingo Sonucu)	55

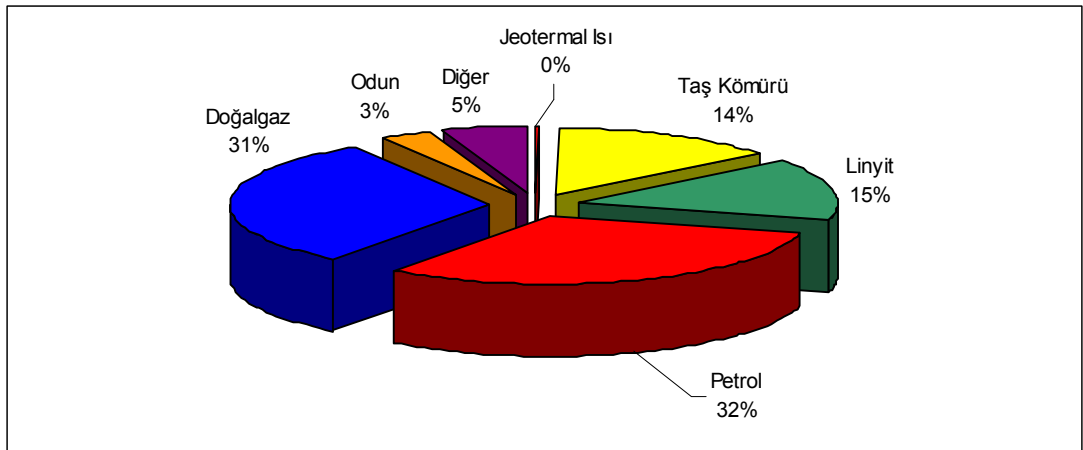
SİMGELER VE KISALTMALAR

°C	: Santigrat derece
ABD	: Amerika Birleşik Devletleri
avg	: Ortalama
BOTAŞ	: Boru Hatları ile Petrol Taşıma Anonim Şirketi
BP	: British Petroleum
ci	: Enjeksiyon maliyeti (¢/m^3)
cw	: Geri çekme/geri üretim maliyeti (¢/m^3)
di	: Enjeksiyon karar değişkeni (0,1)
dw	: Geri çekme/geri üretim karar değişkeni (0,1)
EIA	: Amerika Birleşik Devletleri Enerji Depatmanı (Energy Information Administration)
ETKP	: Enerji ve Tabi Kaynaklar Bakanlığı
I	: Enjeksiyon
INV	: Depodaki gaz miktarı (m^3)
İGDAŞ	: İstanbul Gaz Dağıtım Sanayi ve Ticaret Anonim Şirketi
LNG	: Sıvılaştırılmış petrol gazı
MAXCAP	: Maksimum depo gaz kapasitesi (m^3)
NGL	: Sıvılaştırılmış doğalgaz
OECD	: Ekonomik Kalkınma ve İşbirliği Örgütü (Organisation for Economic Co-operation and Development)
P_i	: i'nci gündeki gaz fiyatı (¢/m^3)
RMS	: Basınç Düşürüm İstasyonu (Reducing Metering Station)
SCADA	: Uzaktan Gözlem ve Veri İşleme Merkezi (Supervisory Control And Data Acquisition)
SF	: Sıcaklık Fonksiyonu
T_{avg}	: Ortalama Sıcaklık (°C)
TEP	: Ton eşdeğer petrol
TPAO	: Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı
TÜİK	: Türkiye İstatistik Kurumu
W	: Geri çekme/geri üretim

1. GİRİŞ

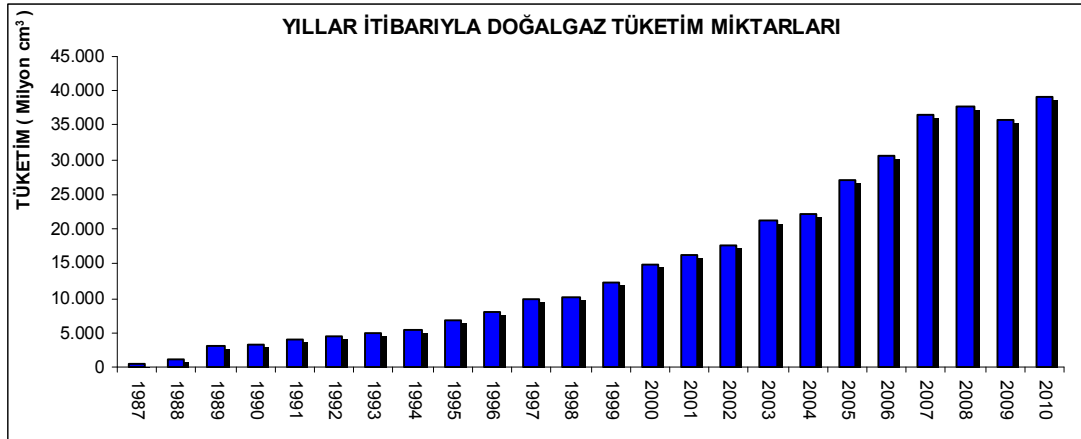
1.1 Problemin Tanımı ve Önemi

Türkiye'de enerji üretiminde taşkömürü, linyit, petrol, doğalgaz, hidrolik ve jeotermal enerji, odun, hayvan ve bitki artıkları gibi birincil enerji kaynakları ile güneş enerjisi kullanılmaktadır. Birincil enerji kaynakları ve doğal gaz tüketim değerlerinde son 20 yılda önemli değişiklikler olmuştur. Bu dönemde birincil enerji tüketimi yıllık ortalama %5 artış göstermiştir. Türkiye birincil enerji tüketimi 1989 yılından 2009 yılına kadar olan 20 yılda % 100'den fazla artarak 106 milyon TEP'e ulaşmıştır. Doğal gaz tüketimi son yıllarda giderek artarak birincil enerji kaynakları kullanımında Şekil 1.1'de görüldüğü gibi % 31 ile 2. sıraya yükselmiştir.



Şekil 1.1. Türkiye 2009 Yılı Birincil Enerji Tüketim Yüzdeleri (ETKB, 2009)

Türkiye'de artan nüfus ve endüstrileşmeye paralel olarak doğal gaza olan gereksinim son yıllarda gün geçtikçe daha da artmaktadır. Türkiye yıllık doğal gaz tüketiminin % 97 'lik kısmını yurtdışından sağlamaktadır ve tüketim miktarı yıllar boyunca sürekli bir artış eğilimi içerisinde. Şekil 1.2'de görüldüğü gibi Türkiye'de son yirmi yılda doğal gaz kullanımı 40 kat ve son on yılda ise yaklaşık 3,5 kat artmış ve enerji piyasası için daha da önemli bir hale gelmiştir.



Şekil 1.2. Yıllara Göre Doğal Gaz Tüketim Miktarları (BOTAŞ, BP, 2011)

Doğal gazın endüstriyel kullanımı haricinde evsel kullanım oranının da artmasıyla birlikte mevsimsel pik tüketimler (özellikle kış aylarında) artmış ve doğal gaz depolamanın gerekliliği daha da önem kazanmıştır. Bu sebeple doğal gazın güvenilir ve verimli bir şekilde temini çok daha önemli olmuştur. Doğal gaz tüketiminin bu ani artışı enerji piyasasını doğal gaz üreticileri ve sağlayıcılarına bağımlı hale getirmiştir. Doğal gaz kullanımındaki artışa paralel olarak doğal gazın beklenmeyen durumlardan ötürü temininin zorlaşmasını engellemek için yer altı depolaması zaruri bir hal almıştır.

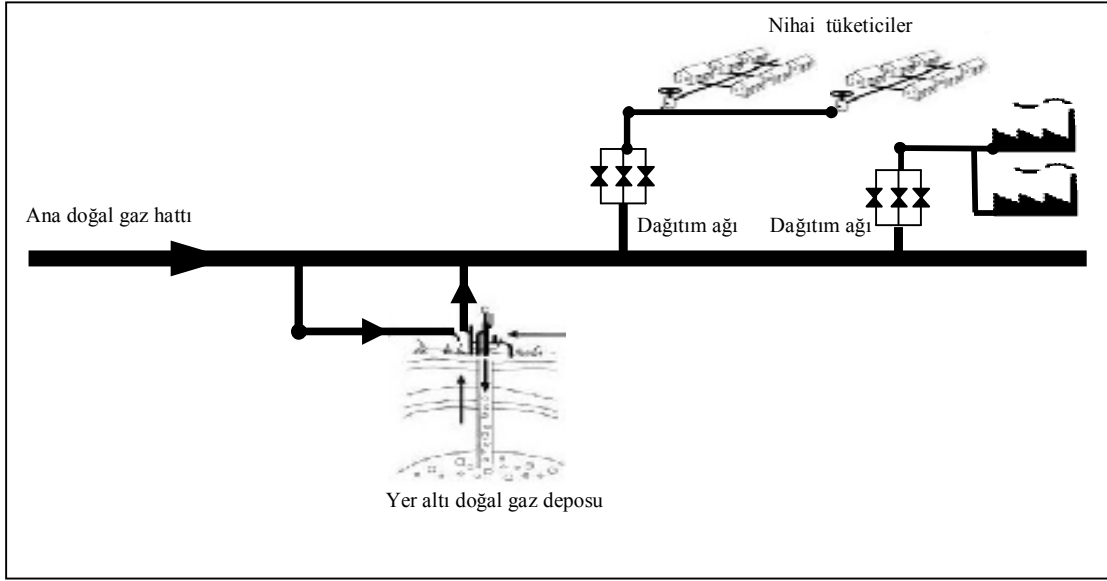
Türkiye’de doğal gaz kullanımı son yıllarda hızla artarak illerin yaklaşık % 80’inde kullanılır hale gelmiştir. Şekil 1.3’de görüldüğü gibi, 2010 sonu itibarıyla Türkiye’de toplam 63 ilde doğal gaz kullanılmakta, 9 ilde boru hattı inşası devam etmekte ve ya ihale aşamasında ve 9 ilinde doğal gaz arzları plan aşamasındadır. Önümüzdeki yıllarda tamamlanacak bu faaliyetlerle birlikte doğal gaz tüm ülkede kullanılabilir bir hal alacaktır. Bu sebeple tüketim artışına paralel olarak olası kesintiler ve gaz temininin sıkıntılı olduğu dönemlerde yer altı doğal gaz depolarındaki gazın kullanımı zaruri bir hal alacaktır ve mevcut depolara ek olarak yeni depoların kullanımı önem kazanacaktır.



Şekil 1.3. Türkiye Doğal Gaz Şebekesi ve Doğal Gaz Kullanılan İller (BOTAŞ, 2011)

Dünyada ise, doğal gazın enerji tüketimindeki payı düzenli olarak artmaktadır. Tüketimdeki artışa paralel olarak gaz talebinin kesintisiz olarak karşılanabilmesi için doğal gaz depolama konusunun önemi artmaktadır. Bu amaçla yerüstünde ve yeraltında doğal gaz depolama tesisleri oluşturulmaktadır. Doğal gazın yerüstünde çelik tanklarda depolanması yerine yeraltı oluşumlarında depolanması daha verimli, güvenli ve ekonomik olarak değerlendirilmektedir. Yeraltında doğal gaz depolama tesisleri aracılığıyla, gaz arz ve talebindeki mevsimsel, günlük ve saatlik dengesizliklerin kesintilere yol açılmaksızın, karşılanması amaçlanmaktadır. Şekil 1.4’de doğal gaz depolama ve dağıtım ağı modeli gösterilmiştir.

Aslında yer altı doğal gaz depolama sahaları popülaritesini 2. Dünya savaşı sonrası kazanmaya başlamıştır. O zamanlarda doğal gaz endüstrisi mevsimsel talep artışının sadece boru hattı ulaştırmasıyla yeterli olamayacağını fark etmiştir. Mevsimsel talep artışları karşılamak için sahip olunan boru hatlarının dramatik şekilde büyümesinin gerektiği fark edilmiş, ancak o yıllarda sahip olunan teknoloji gerekli büyüklüklerde boru hatları inşasını geçersiz kılmıştır. Bu sebeple mevsimsel talep artışlarını karşılamak için yer altı doğal gaz depolamasını kullanmak tek seçenektir.

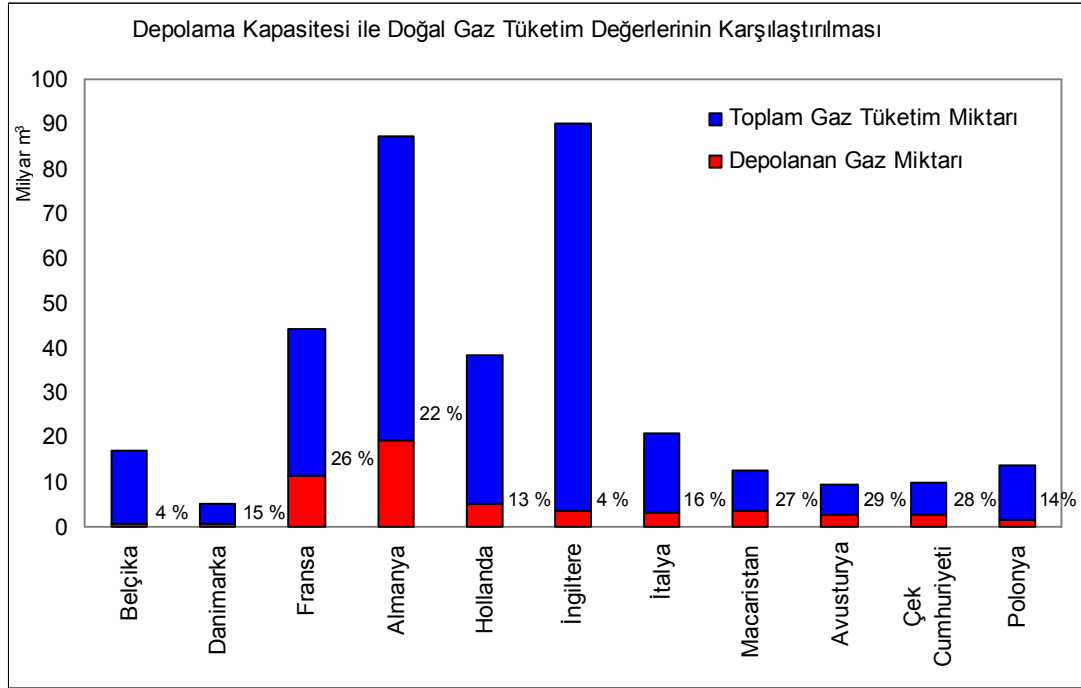


Şekil 1.4. Yeraltı Doğal Gaz Depolama ve Dağıtım Ağı Modeli

Yeraltı doğal gaz depolama, mevsimsel tüketim artışlarının karşılanması ve doğalgaz temininde yaşanabilecek beklenmeyen aksaklıklar için sigorta görevi görmekte hayati bir önem taşımaktadır. Doğal gaz depolama konut tüketicileri, endüstriyel ve diğer tüketiciler için güvenilir ve verimli arz sağlamada önemli bir rol oynamaktadır. Doğalgaz piyasasında yeraltı doğal gaz depolama kullanımı, son kullanıcılar açısından mevsimsel tüketim dalgalanmalarını ayarlama da önem arz etmektedir. Yeraltı doğal gaz depolamanın ana kullanım amacı, doğal gaz tüketiminin düşük olduğu aylarda gazın alınıp yer altına enjeksiyonu ve tüketimin yüksek olduğu ya da gaz temininde sıkıntı yaşandığı durumlarda gazın depodan geri çekilmesidir. Ayrıca, doğal gaz depolama faaliyetleri, mevsimsel talep ve fiyat dalgalanmalarını en aza indirmeye de yardımcı olur.

Uluslar arası pratikte, ülkelerin tükettikleri gaz miktarlarının yüzde yirmi beşiyle yüzde otuza kadar hacimdeki yer altı gaz deposu kapasitesini, arz güvenliği açısından devrede tutmaya çalıştıkları kabul edilmektedir. Şekil 1.5.'de bazı Avrupa Birliği üyelerinin depolama kapasiteleri ile doğal gaz tüketim değerlerinin karşılaştırılması gösterilmiştir. 1999 yılında Türkiye'de olası doğal gaz depolama yerlerinin araştırılması neticesinde BOTAŞ ve TPAO arasında 1'i onshore diğeri de offshore olmak üzere İstanbul, Silivri'de 2 yer altı deposu kullanım antlaşması yapılmıştır. 2007 yılında bu iki depo hizmete sokulmuştur. Şu an 2.6 milyar

metreküp kapasiteyle faaliyet gösteren bu iki depo Türkiye'nin doğalgaz kullanımının % 7'lik kısmına karşılık gelmektedir. 18.04.2001 tarih ve 4646 no'lu Doğalgaz Piyasası Kanunu, doğalgaz ithal eden şirketlerden, ithal ettikleri doğalgazın %10'unu yurtiçinde depolama konusunda, depolama şirketleriyle anlaşma yapması şartını aramaktadır. Ayrıca, doğalgazın toptan satışını yapacak olan şirketlerin de gerekli depolama önlemlerini almaları zorunlu tutulmuştur. İleride düşünülen Tuz gölü sahasındaki BOTAŞ'a ait bir depo, özel bir şirkete ait aynı bölgedeki diğer bir depolama projesiyle ve yüzeyde kurulu iki adet (Egegaz Terminali ve Marmara Ereğlisi Terminali) depolama tesisiyle birlikte doğal gaz depolama oranı % 10'ların üzerine yükselecektir.



Şekil 1.5. Bazı Avrupa Birliği Üyelerinin Depolama Kapasitesi ile Doğal Gaz Tüketim Değerlerinin Karşılaştırılması (EIA, 2010)

Türkiye'nin mevcut yeraltı doğalgaz stoğu Dünya Enerji Ajansı'nca saptanan 90 günlük kritik gaz ve petrol depolama limitinin çok altındadır. Türkiye'nin şu an kritik doğalgaz stoğu yeraltı deposunun tam dolu olması durumunda 25 günü karşılamaktadır. Çizelge 1.1'de görüleceği üzere 2030 yılında öngörülen 76,4 milyar metreküplük doğalgaz talep tahminiyle birlikte yeni depolar faaliyete girmezse, kritik doğalgaz stoğu 12-13 güne düşecektir.

Çizelge 1.1 Türkiye'nin Doğalgaz Talep Tahmini (BOTAŞ, 2007)

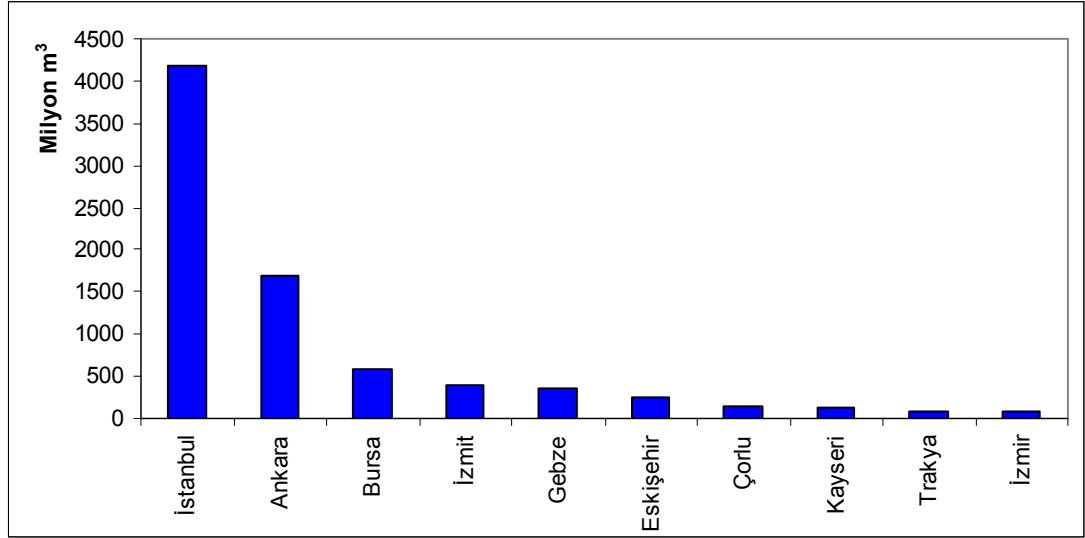
Yıllar	Doğal Gaz Talep Miktarı (Milyar m³)	Gerçekleşen Miktar (Milyar m³)
2008	36,0	37,5
2009	39,8	35,7
2010	43,8	39,0
2015	56,2	-
2020	65,9	-
2025	70,5	-
2030	76,4	-

1.2. Çalışmanın Amacı

Bu çalışmada, yukarıda genel hatları ile tarif edilen şartlar altında yer altı doğalgaz depolama ve dağıtım ağına optimizasyon temelli bir yaklaşım ortaya koymak esas alınmıştır. Bu sayede, faaliyette bulunan yer altı doğal gaz depoları farklı gaz kesme ve ithalat sıkıntıları altında modellenerek ihtiyaç duyulan depo kapasitesinin belirlenmesi için daha reel veriler elde edilmiştir.

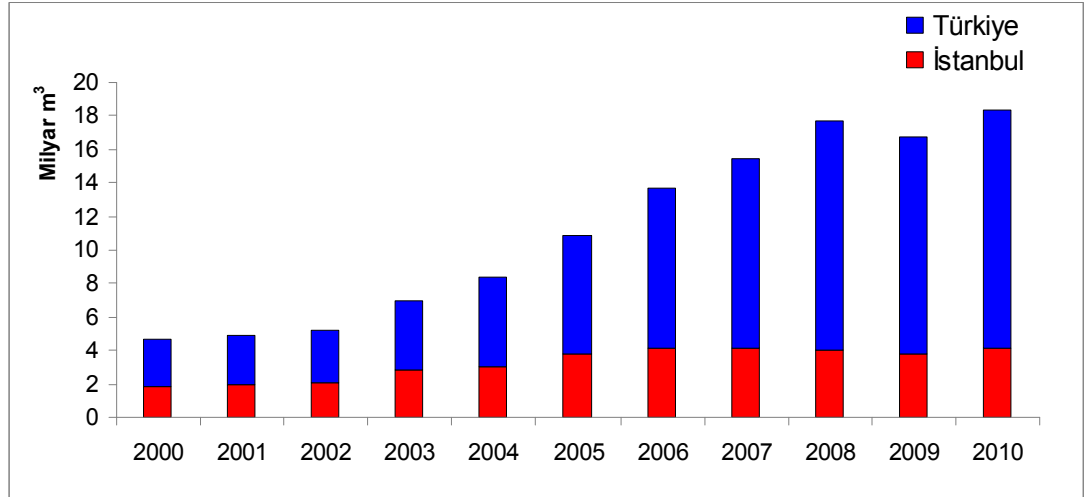
1.3. Uygulama Probleminin Tanımı

Bu çalışmada, simüle edilecek pilot bölge olarak İstanbul ili seçilmiştir. İstanbul ili , Türkiye'nin en kalabalık ve iktisadi açıdan en önemli şehridir. Belediye sınırları göz önüne alınarak yapılan sıralamaya göre yaklaşık 12.915.158 milyonluk nüfusuyla (Türkiye İstatistik Kurumu'nun hazırlamış olduğu 2009 yılı Adrese Dayalı Nüfus Kayıt Sistemi Nüfus Sayımı sonuçlarına göre) dünyanın 5., Avrupa'nın ve Türkiye'nin ise en büyük şehridir ve toplam nüfusun % 18'i İstanbul'da yaşamaktadır. İstanbul ili son yıllarda artan doğal gaz tüketim arzıyla Türkiye'nin en fazla gaz tüketen ili konumundadır (Şekil 1.6).

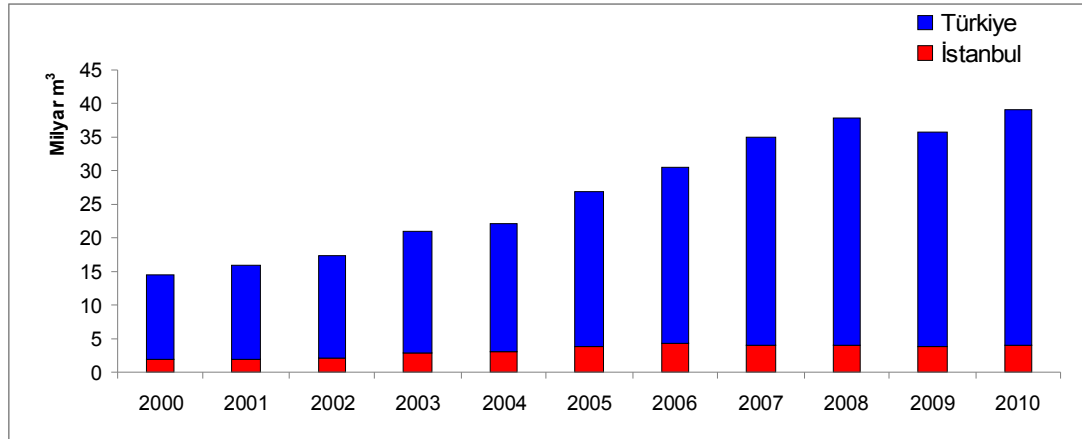


Şekil 1.6. Doğalgaz Kullanılan Şehirlerdeki Tüketim Sıralaması (Teknik Yayıncılık, 2008)

İstanbul ili 2007 yılındaki 4 milyar metreküp doğal gaz tüketimiyle Türkiye'nin sanayi ve konut toplamı 9,5 milyar metreküp doğal gaz tüketimi içerisinde % 43,5'luk ve tüm Türkiye'de kullanılan doğal gaz da (enerji üretimi dahil) ise % 12'lik bir paya sahiptir (Şekil 1.7 ve 1.8). Aynı zamanda, Silivri yer altı doğal gaz depolarına olan yakınlığı sebebiyle önem arz etmektedir.



Şekil 1.7. Türkiye ve İstanbul Sanayi + Konut Doğal Gaz Tüketim Verileri (IGDAŞ,BP 2011)



Şekil 1.8. Türkiye ve İstanbul Doğal Gaz Tüketim Verileri (İGDAŞ, BP 2011)

Bu çalışmada, mevcut yeraltı doğalgaz deposu gerçek zamanlı ve gerçek verilerle, olası gaz kesme ve mevsimsel gaz talep dengesizlikleri ışığında simüle edilerek oluşturulan matematiksel modelle karşılaştırılmalı olarak değerlendirilmiştir.

1.4. Çalışmanın Kapsamı

Depolama yeterliliği, işletme enjeksiyon ve geri çekme faaliyetlerinin değerlendirilmesi çalışması kapsamında doğalgaz depolama optimizasyonu dikkate alınacaktır.

1) Problemin Tanımlanması : Türkiye'nin mevcut bir adet yeraltı doğal gaz deposu, mevcut anlaşmalar kapsamında belirlenen doğalgaz alım değerleri kullanılarak ve İstanbul ili tüketim değerleri dikkate alınarak farklı gaz kesme ve mevsimsel talep dengesizlikleriyle ihtiyaç duyulabilecek yeni depolar için kapasite problemleri incelenecektir.

2) Politikaların Belirlenmesi : Yeraltı doğalgaz deposunun mevcut arz talep dengeleri kapsamında belirlenen enjeksiyon ve geri çekme zamanları farklı senaryolar kapsamında incelenerek mevcut depo ve yapılması planlanan diğer depolar için uygun işletme tarihleri ile uygulanabilir politikalar belirlenecektir.

3) Simülasyon Modelinin Kurulması : Belirlenen politikaların test edilmesi amacıyla yeraltı doğal gaz deposu için enjeksiyon ve geri çekme akışlarına uygun olarak sürekli olay simülasyon modeli uygulanacaktır. Simülasyon modelinde, İGDAŞ'dan

elde edilen veriler istatistiksel olarak incelenecek ve ilerki yıllar için tahmini gaz talep değerleri karakterize edilecek ve performans kriterleri belirlenecektir. Değişen kapasite koşullarında performans kriterlerinin değişimi incelenecektir.

4) Matematiksel Modelleme : Farklı senaryolarla birlikte oluşturulacak kısıtlar ve amaç fonksiyonu matematiksel yöntemler ile çözülecektir. Elde edilen fonksiyonlara bağlı olarak lineer veya nonlinear modeller uygulanacaktır.

1.5. Çalışmanın Aşamaları

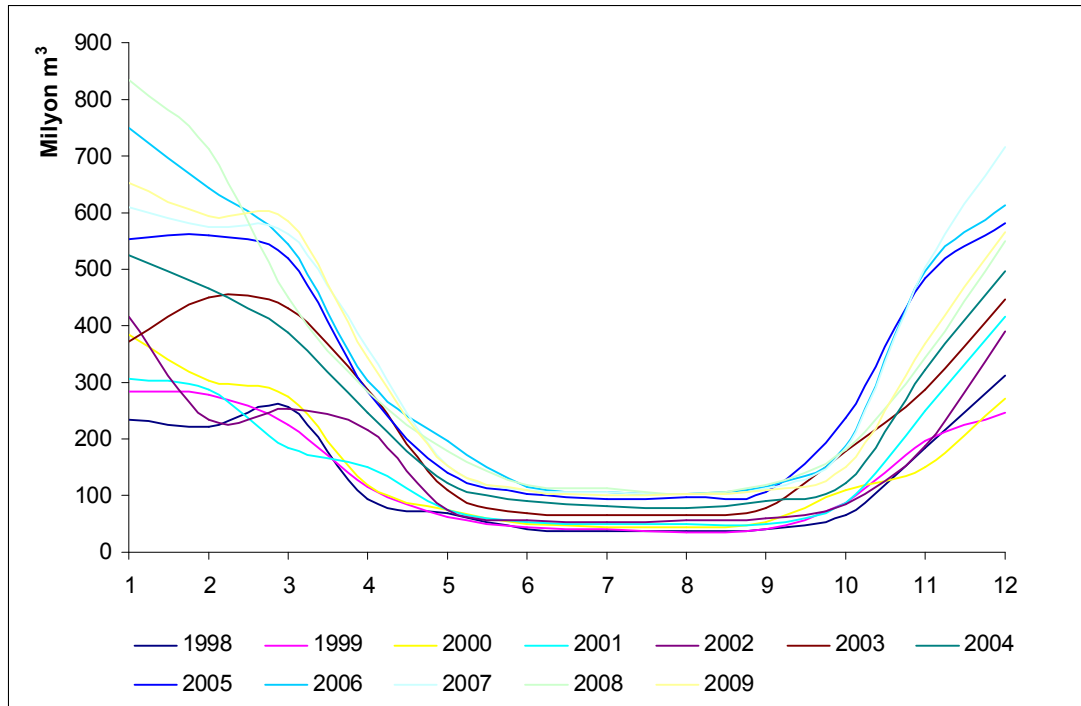
Çalışmanın amaçlarına ulaşabilmesi için aşağıdaki aşamalar gerçekleştirilecektir;

- 1) Çalışmanın yapılacağı ilin (bölgenin) belirlenmesi,
- 2) Problemin ortaya konması,
- 3) Literatürün incelenmesi ve değerlendirilmesi : Problem ile ilgili yapılan çalışmalar eleştirel bir gözle incelenecek, çalışma amaçları ortaya konacak, eksiklikleri vurgulanacak ve yapılacak çalışmanın orijinal katkıları belirlenecektir,
- 4) Politikaların geliştirilmesi ,
- 5) Simülasyon modelinin kurulması: Politikalara uygun simülasyon modelleri oluşturulacaktır. Simülasyon modellerinde kullanılacak kontrol parametreleri, parametre değerleri, ısınma süreleri ve replikasyon sayıları belirlenecektir,
- 6) Deneylerin Yapılması: Geçmiş verilerden elde edilecek deney setleriyle simülasyon çalıştırılacaktır. Elde edilecek sonuçlar değerlendirilebilecekleri grafikler halinde özetlenecektir,
- 7) Karşılaştırmalar ve Sonuçların Değerlendirilmesi,
- 8) Gelecek Çalışmalar İçin Öneriler: Bu çalışmanın üzerine yapılabilecek çalışmalar için çözüm önerileri belirtilecektir,

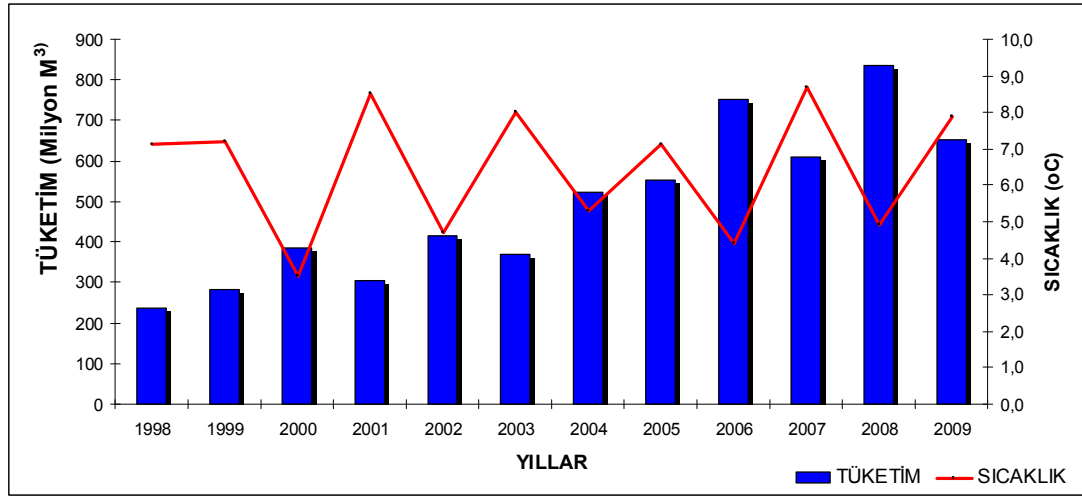
Bu tez çalışmasında, bu konuda daha önce yapılan çalışmalardan farklı olarak karar değişkenine mevsimsel sıcaklık değerleri de eklenmiştir.

1.6. Orijinal Katkılar

Literatür incelendiğinde, yapılan çalışmalarda, doğal gaz iletim faaliyetlerinde gerekli basınç altında sağlanacak gaz hesaplamaları, depoların enjeksiyon ve geri çekilme değerleri ve günleri, gaz fiyatlarının belirlenmesi, lineer ya da non-lineer amaç fonksiyonları ve kısıtlara bağlı kalınarak, tam sayılı veya stokastik modellerle oluşturulmuştur. Ancak gerçek yaşamda tüketim değerleri mevsimselliğin yanında günlük ve dönemsel ekonomik değişkenlere, nüfus artışına ve çeşitli kısa ve uzun dönem antlaşmalara bağlı olarak rassal değişkenlik göstermektedir. Pilot bölgede yapılan ön araştırmanın sonucunda, her ne kadar konutlardaki tüketim değerleri belli dönemler içerisinde Şekil 1.9.'da görüldüğü gibi lineer değişkenlik gösterse de mevsimsel, anlık ya da günlük tüketimler incelendiğinde hava değişimleri (Şekil 1.10) ve ekonomik durumlara göre rassal değişkenlikler gözlemlenmiştir.



Şekil 1.9. İstanbul 1998-2009 Arası Aylık Doğal Gaz Tüketimleri (İGDAŞ,2011)



Şekil 1.10. İstanbul 1998-2009 Arası Ocak Ayı Sıcaklık Değişkenli Doğal Gaz Tüketimleri (İGDAŞ,2011)

Bu çalışmada oluşturulacak matematiksel model, tüketim değerleri ve gaz alım kontratlarına bağlı değerlerle rassal değişkenler altında incelenecek ve yapılan antlaşmalar (Çizelge 1.2) gözden geçirilerek, ileride yapılması planlanan antlaşmalara ışık tutması açısından daha gerçekçi veriler kullanılarak modellenmiştir ve gerçek bir sisteme ait veriler kullanıldığı için verilerin kendi içindeki rasgeleliği ve yansızlığı doğal olarak sağlanmış; sistem bu hata olasılığından korunmuştur.

Çizelge 1.2 Türkiye'nin Mevcut Doğal Gaz Anlaşmaları (BOTAŞ, 2011)

Mevcut Anlaşmalar	Miktar (Plato) (Milyar m ³ /yıl)	İmzalanma Tarihi	Süre (Yıl)	Durumu
Rus.Fed. (Batı)	6	14 Şubat 1986	25	Devrede
Cezayir (LNG)	4	14 Nisan 1988	20	Devrede
Nijerya (LNG)	1.2	9 Kasım 1995	22	Devrede
İran	10	8 Ağustos 1996	25	Devrede
Rus. Fed. (Karadeniz)	16	15 Aralık 1997	25	Devrede
Rus. Fed. (Batı)	8	18 Şubat 1998	23	Devrede
Türkmenistan	16	21 Mayıs 1999	30	-
Azerbaycan	6.6	12 Mart 2001	15	Devrede

1.7. Tez Organizasyonu

Tezin bundan sonraki bölümlerinde şu açıklamalara yer verilmiştir ;

i. İkinci bölümde, bu konuda ve benzer konularda yapılan önceki çalışmalar ve genel değerlendirilmesi anlatılmıştır.

ii. Üçüncü bölümde, çalışmada kullanılan veriler ve çalışma amaçlarına gerçekleştirmek için kullanılacak yöntemlerden bahsedilmiştir. Çalışmanın incelendiği sistemin karakteristik özellikleri incelenerek detaylı açıklamalarda bulunulmuştur. Metot olarak simülasyon ve matematiksel modelleme uygulanmıştır

iii. Dördüncü bölümde, seçilen metotların probleme uygulandığında elde edilen veriler yorumlanmıştır.

iv. Beşinci ve son bölümde araştırmanın en önemli sonuçları sıralanmış ve sonraki çalışmalar için önerilerde bulunulmuştur.

2. ÖNCEKİ ÇALIŞMALAR

Daha önce konu ile bağlantılı çalışmaların bir ön incelemesi yapıldığında, yöneylem araştırması tekniklerinin, doğal gaz akış, depolama ve fiyatlandırma problemleri optimizasyonlarında en fazla kullanılan tekniklerden olduğu görülmüştür.

Guldmann (1986), Doğal gaz dağıtım problemlerinde doğrusal programlama modeli kullanarak arz karışım ve kapasite arttırımı, gelir gereksinimlerinin finansal analizi ve fiyat artışlarını içeren bir çalışma yapmıştır. Bu çalışma kapsamında gaz depolama denklemlerindeki maksimum enjeksiyon ve geri çekme miktarları, deponun kapasitesi ve mevcut depodaki gaz miktarlarına bağlı olarak belirlenmiştir. Guldmann'ın 1983 yılında yaptığı çalışma kapsamında bu değerler arasındaki ilişki lineer kabul edilmiştir. Ayrıca herhangi bir zamandaki gaz dengesi ne negatif olabilir ne de deponun maksimum kapasitesinin hacimsel olarak üzerine çıkabilir. Guldmann'ın yapmış olduğu bu çalışma kapsamında toplam gaz depolama maliyetinin hesaplanması şu şekilde oluşturulmuştur;

Değişkenler;

- SI_m = m periyodundaki enjeksiyon miktarı,
- SW_m = m periyodundaki gaz geri çekme miktarı,
- ΔSK = ek depo kapasitesi.

Parametreler;

- SK_0 = mevcut depo kapasitesi,
- A_k, B_k, C_k = teknik katsayı,
- C_o^s = birim akış başına depo işletme maliyeti,
- C_I^s = yıllık bazda depo kapasite birim maliyeti.

Depo Akış kısıtları;

$$SI_m \leq A_o + A_1 \Delta SK + A_2 \sum_{\mu=1}^{m-1} (SI_{\mu} - SW_{\mu}) \quad (m = 1, \dots, M) \quad (1)$$

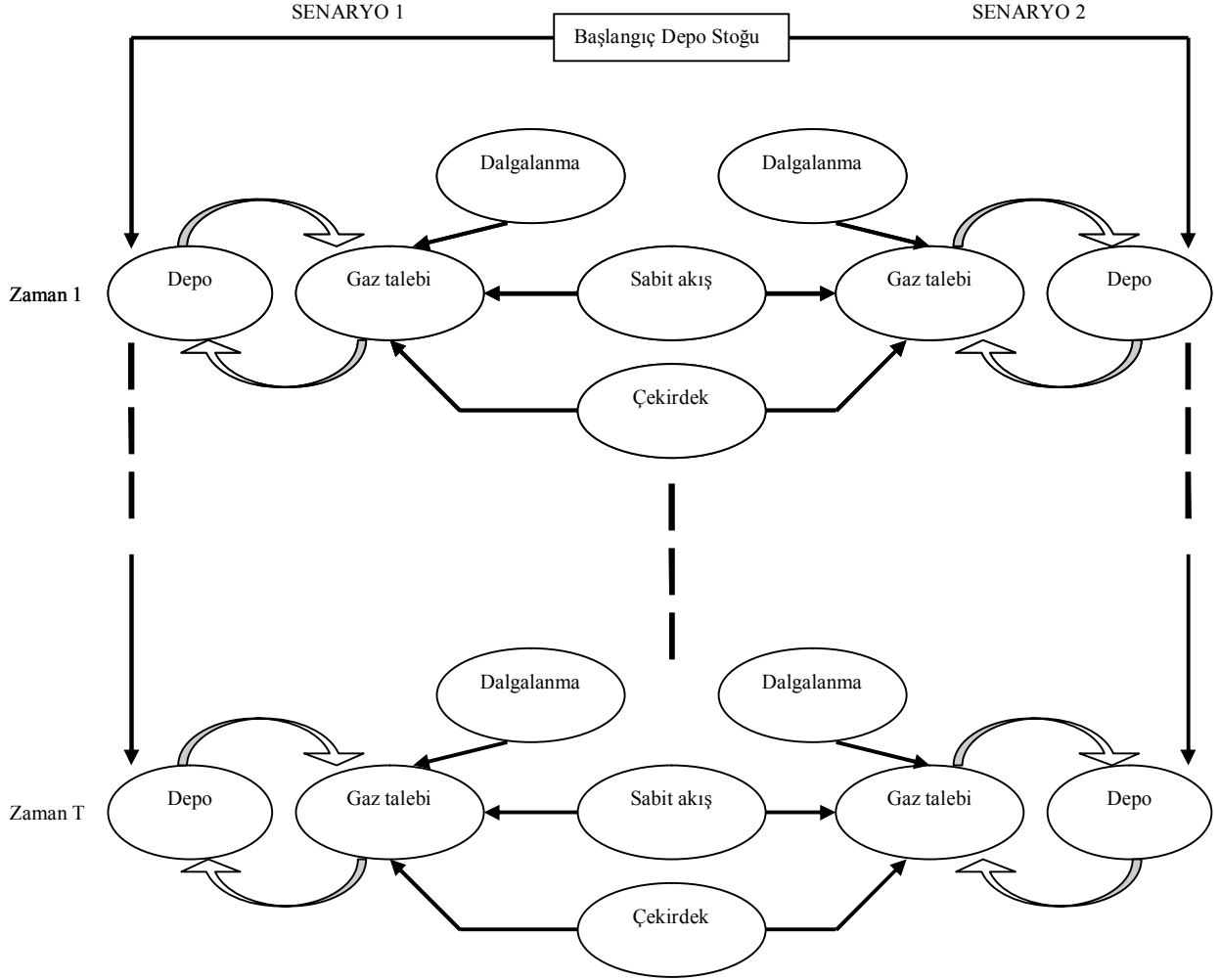
$$SW_m \leq B_o + B_1 \Delta SK + B_2 \sum_{\mu=1}^{m-1} (SI_{\mu} - SW_{\mu}) \quad (m = 1, \dots, M) \quad (2)$$

$$0 \leq \sum_{\mu=1}^m (SI_{\mu} - SW_{\mu}) \leq C_o + C_1 \Delta SK \quad (m = 1, \dots, M) \quad (3)$$

Toplam gaz depo maliyeti (amaç fonksiyonu);

$$C_3 = \sum_{\mu=1}^m C_o^S (SI_m + SW_m) + C_l^S \Delta SK$$

Buttler ve Dyer (1999), özel durumlardan gaz tesis faaliyetleri kullanımları, gaz piyasası fiyatları tahminleri ve gaz sözleşme yapılarının konaklamalarını için robust optimizasyon problemlerini içeren ve Şekil 2.1’de gösterilen senaryo modeller üzerinden bir lineer programlama modeli geliştirmiştir.



Şekil 2.1. Senaryo Modeli (Buttler, 1999)

De Wolf (2003), gaz iletim problemlerini, yeraltı deposuna her giriş ve çıkış noktasında kısıtlayıcı kısıt olarak gaz basıncının sabit alındığı bir konveks optimizasyon problemi olarak kabul etmiştir. Optimizasyon problemi, amaç fonksiyonu olan toplam depolama maliyetini minimize ederek çözülebilir.

Değişkenler ve parametreler;

- s_i = i'nci düğümdeki net arz miktarı
- c_j = j'nci düğümdeki gazın satın alma fiyatı
- f_{ij} = arz düğümündeki gaz dengesi
- π_i = basınç kısıtının karesi, P_i^2

Amaç fonksiyonu;

$$\min z = \sum_{j \in N_s} c_j s_j \quad (1)$$

Kısıtlar;

$$\sum_{j|(i,j) \in A} f_{ij} - \sum_{j|(j,i) \in A} f_{ji} - s_i = 0 \quad \forall i \in N \quad (2)$$

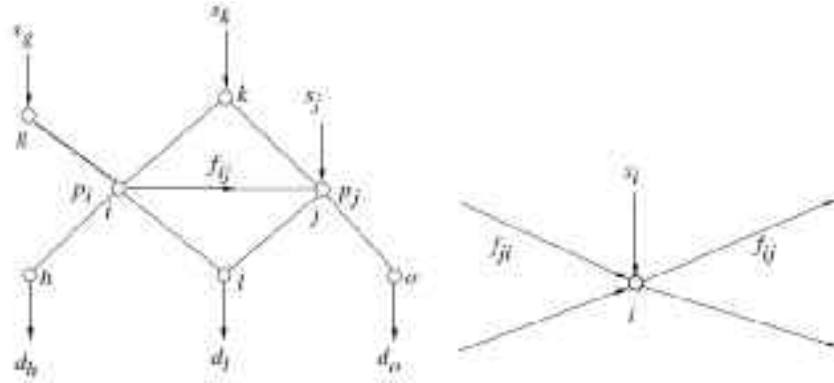
$$\underline{s}_i \leq s_i \leq \overline{s}_i \quad \forall i \in N \quad (3)$$

$$\underline{\pi}_i \leq \pi_i \leq \overline{\pi}_i \quad \forall i \in N \quad (4)$$

$$\frac{f_{ij}^2}{C_{ji}^2} - \pi_i + \pi_j \geq 0 \quad \forall (i,j) \in N \quad (5)$$

$$f_{ij} \left(\frac{f_{ij}^2}{C_{ji}^2} - \pi_i + \pi_j \right) \geq 0 \quad \forall (i,j) \in N \quad (6)$$

$$f_{ij} \geq 0 \quad \forall (i,j) \in N \quad (7)$$



Şekil 2.2. Network Modeli ve Arz Düğümü (i)

Matt ve Henning (2002), doğal gaz depolama faaliyetlerinin optimum işletilmesi ve değerlendirilmesi için diferansiyel denklem tenkniğiyle bir algoritma sunmuşlardır. Sundukları algorithmada gerçek bir doğalgaz deposunun aşağıdaki karakteristik işletme birimleri kullanılmıştır;

- Çalışma gaz kapasitesi (Maksimum kapasite – tampon gaz)
- Enjeksiyon değişkeni,
- Geri Çekme değişkeni
- Döngü limitleri

Holland (2007), gaz enjeksiyon ve geri çekim zamanlamalarının belirlenmesinde gaz fiyatlarını, Monte Carlo simülasyonu, kullanarak bir optimizasyon modeli oluşturmuştur.

Doğal gaz fiyatlandırması modellemesinin başlı başına farklı bir konu olmasından dolayı, geçmiş doğal gaz fiyatlandırması ve gaz fiyat tahminlerinin kullanılmasıyla birlikte oluşturulacak doğal gaz depolama optimizasyonunda gazın depoya enjeksiyonu veya gazın depodan geri çekilmesi planlaması birçok etkene bağlıdır. Gazın depoya enjeksiyonu ile depodan geri çekimi mümkün olamamaktadır. Ya da gazın depoya enjeksiyonu sonrası yeni enjeksiyonlar basınçtan dolayı biraz daha maliyetli olabilmektedir. Aslında doğalgaz depolarının işletme karakteristiği, gazın fiyatlandırılmasının yanında gazın arz talep dengesinin kurulması ve mevsimsel pik tüketim taleplerinin değerlendirilmesiyle ilişkilidir.

Gerçek anlamda belirtilen bir günde gazın geri çekilmesi veya depoya enjekte edilmesi planının belirlenmesinde kullanılan üç temel nümerik yöntem vardır.

- Monte Carlo simülasyonu
- Binom/trinomial ağaç
- Nümerik diferansiyel denklem (PDE) teknikleri

Monte Carlo simülasyonu, daha geniş aralıkta bilinmeyenleri taşıyabildiğinden bu teknikler içerisinde en esneğidir. Fakat bu teknik optimal strateji ihtiyaçlarının kesin olarak belirlenmesinde kullanılması pek ideal değildir. Ancak her ne kadar bu teknik yanlışlıkları barındırsa da, çözümsel olarak daha uysal olduğundan ve pek çok simülasyona mücadele etmesinden dolayı yeraltı depolama planlamasında sıklıkla kullanılan bir teknik olmuştur. Aşağıda doğal gaz depolamasında kullanılan Monte-Carlo simülasyonu diğer tekniklerle karşılaştırılması amaçlı verilmiştir.

Amaç fonksiyonu;

$$\max_{c(P,I,t)} E \left[\int_0^T e^{-\rho T} (c - a(I, c)) P \delta_T \right] \quad (1)$$

Kısıtlar;

$$c_{\min}(I) \leq c \leq c_{\max}(I) \quad (2)$$

P = doğalgaz birim fiyatı

I = çalışan gaz miktarı (max. kapasite – tampon gaz miktarı)

c = kontrol değişkeni (gaz enjeksiyonu ($c < 0$) , gaz geri çekme ($c > 0$))

$I_{\max}$ = maksimum depo kapasitesi

$c_{\max}$ = maksimum dağıtım oranı (stok seviyesinin fonksiyonu olarak)

$c_{\min}$ = maksimum enjeksiyon oranı ($c_{\max}(I) < 0$) (stok seviyesinin fonksiyonu olarak)

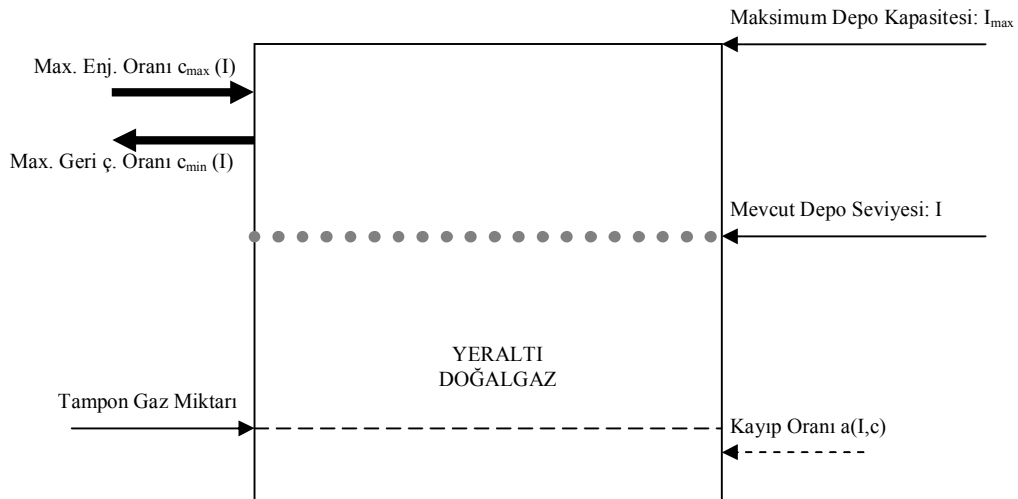
ρ = güncel faiz oranı

Yukarıda tanımlanan birbiriyle ilişkili yedi değişken ve parametrenin Şekil 2.3’de gaz deposunu nasıl etkilediği şematik olarak gösterilmiştir.

- $a(I,c)$ = c birimde kaybolan (geri çekilme/enjeksiyona bağlı olarak) gaz miktarı

Amaç fonksiyonunun amacı, herhangi bir zaman diliminde beklenen toplam nakit akışını maksimize etmek olduğundan;

- $(c - a(I,c))P$, herhangi bir T zamanında nakit akışını belirler.



Şekil 2.3. Gaz Depo Faaliyetleri Performans Parametreleri

3. MATERYAL VE METOD

3.1. Materyal

Bu çalışmada kullanılan tüketim verileri için, İGDAŞ verileri ve depolama tesisi olarak da Silivri yeraltı doğal gaz deposu verileri alınmıştır. Bir işletmede, depolama maliyeti önemli bir faktördür. Fakat yeraltı doğal gaz depolama tesisinde depo maliyet kriteri çok öne çıkan bir faktör değildir. Doğal gaz depolama tesisinde göz önünde bulundurulması gereken etken, olası gaz kesintilerine ve mevsimsel yüksek talebe karşı ülkenin sosyal ve sanayi faaliyetlerinin kesintiye uğramaması için gereken enerji arzının sürekliliğinin sağlanması için gerekli gazın emniyetli bir şekilde depolanmasıdır.

Silivri doğal gaz depolama tesisinin toplam depolama kapasitesi 2,661 Milyar Sm^3 olup, bunun 2,1 Milyar Sm^3 'ü BOTAS'a tahsis edilmiştir. Geri kalan yedek depo kapasitesi ise 2012 yılından sonra doğal gaz ithalat ve toptan satış lisansına sahip firmalar tarafından kullanılacaktır. (TPAO, 2011)

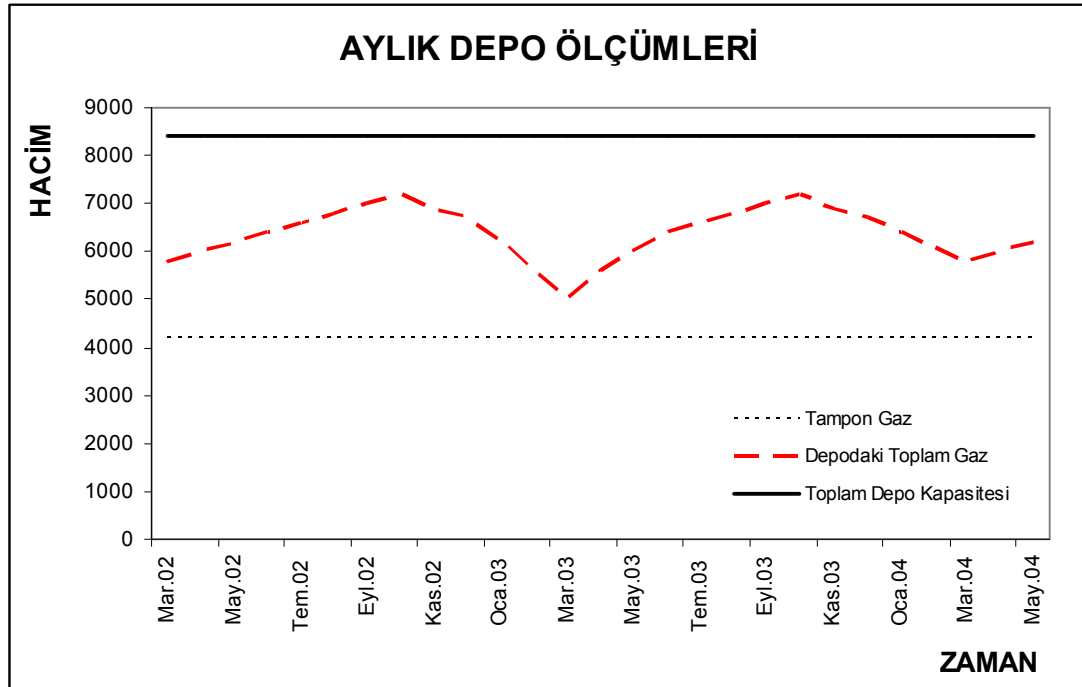
3.1.1. Yeraltı Doğal gaz Depolama Hakkında Genel Bilgiler ve Tanımlar

Yeraltı doğal gaz depolama faaliyetlerinin temel karakteristiğinin ve depolanan gaz miktarının miktarının ölçülmesinde kullanılan pekçok hacimsel ölçüm vardır. Bu ölçümlerden bazıları tesisin KAPASİTE ölçüsünün belirlenmesinde ve depo faaliyetlerindeki gazın gerçek STOK seviyesinin ölçülmesinde kullanılırlar. Bu ölçümlerden bazıları aşağıda belirtilmiştir.

1. **Toplam Gaz Depolama Kapasitesi:** Yeraltı Doğal gaz depolama faaliyetinde rezervuarın fiziksel karakteristiği, kullanılan sistem ve operasyon prosedürlerinden dolayı depo olarak kullanılabilecek maksimum hacimdir.
2. **Depodaki Toplam Gaz Miktarı:** Herhangi bir zamanda yeraltı depolama faaliyetinde bulunan hacimdir.
3. **Yastık Gazı:** Yeraltı gaz deposunun Depolama'ya hizmet edebilmesi için rezervuarlarda tutulması gereken gazdır.

4. **Çalışma Gaz Kapasitesi:** Toplam depolama gaz kapasitesinden yastık gaz miktarının çıkarılması sonucu elde edilen değer.
5. **Çalışma Gazı:** Yastık gazından ayrı olarak, yılın belirli dönemlerinde yeraltı gaz deposuna enjekte edilerek ihtiyaç olduğu dönemde tekrar üretilerek kullanıma sunulabilen doğal gaz anlamına gelir.
6. **Maksimum Günlük Enjeksiyon Miktarı:** Depolama şirketi tarafından kullanılan sistem kapasitesine bağlı olarak bir günde depoya aktarılan Sm^3 cinsinden maksimum gaz miktarıdır.
7. **Maksimum Günlük Geri Çekme/Üretim Miktarı:** Depolama şirketi tarafından kullanılan sistem kapasitesine bağlı olarak bir günde geri üretim yapılan Sm^3 cinsinden maksimum gaz miktarıdır.
8. **Minimum Günlük Enjeksiyon Miktarı:** Depolama şirketi tarafından kullanılan sistem kapasitesine bağlı olarak bir günde depoya aktarılan Sm^3 cinsinden minimum gaz miktarıdır.
9. **Minimum Günlük Geri Çekme/Üretim Miktarı:** Depolama şirketi tarafından kullanılan sistem kapasitesine bağlı olarak bir günde geri üretim yapılan Sm^3 cinsinden minimum gaz miktarıdır.
10. **Sistem:** Doğal gazın üretimi, iletimi, depolanması ve dağıtımı işlevlerini yerine getirmek üzere kurulan tesis ve teçhizat anlamındadır.
11. **Standart metreküp (Sm^3):** 15°C'de ve 1,01325 bar mutlak basınçta, 1 metreküplük bir hacim dolduran doğal gaz miktarını ifade eder.

Yukarıda verilen ölçüm birimlerinden hiçbiri aslında sabit ya da mutlak değildir. Örneğin; enjeksiyon veya geri üretim değerleri depodaki gaz seviyesine bağlı olarak değişkenlik gösterebilir. Bazen pratikte depolama faaliyeti bazı operasyonel değerlerin dışına çıkıldığında toplam kapasitenin üzerine çıkabilir. Parametrelerin değişimine bağlı olarak gaz kapasitesi geçici ya da kalıcı olarak değişkenlik gösterebilir. Ayrıca, çok ender olsa da işletmeciler talebin aşırı olduğu durumlarda yastık gazının bir kısmını geri üreterek piyasaya verse de bu gaz kesinlikle bu amaca yönelik değildir. Şekil 3.1'de işletmedeki gaz verilerinden yola çıkılarak hazırlanan istatistiksel bir temel depo örnekleme verilmiştir.



Şekil 3.1 Temel Gaz Depolama İstatistiği Örneği

3.1.2. Doğal gaz Depo Envanter Miktarı Bağlı Ölçümleri

Analitik bir takım amaçlardan dolayı depodaki gaz miktarının durumunu belirlemede kullanılan bağlı ölçümler vardır. Bu ölçümler deponun ne kadar dolu olduğunun belirlenmesinde kullanılır. Aşağıda belirtilen tanımlar depo kapasitesi doluluk oranlarını belirlemede kullanılsa da aslında bağımsız olarak her birisinin farklı anlamları ve yorumları vardır.(IEA, 2011)

1. Depodaki Toplam Gazın Kapasiteye Bağlı: Bu ölçüm depoda bulunan toplam gaz miktarının, deponun toplam gaz kapasitesine bölümüyle elde edilir. Bu ölçü çok sıklıkla kullanılmaz, çünkü tampon gaz ve çalışma gaz miktarlarını biraraya getirerek bu istatistik piyasaya gönderilen uygun gaz miktarını belirlemede kullanılması uygun değildir.
2. Çalışma Gazının Çalışma Gaz Kapasitesine Bağlı: Bu ölçüm depodaki gaz çalışma kapasitesi temel alınarak belirlenir. Depodaki toplam gaz çalışma hacminin, toplam gaz çalışma kapasitesine bölünmesiyle elde edilir. Bu ölçüm depolama faaliyetinin fiziksel kapasitesini temel almaktadır. Her ne kadar gaz çalışma kapasitesi direk olarak ölçülmesede toplam depo

kapasitesinden tampon gazın çıkarılmasıyla elde edilen uygulanabilir tahmin kullanılır.

3. Çalışılan Gazın Geçmiş Maksimumlara Bağlı: Deponun dolun miktarının belirlenmesinde kullanılan en popüler olan yaklaşım, mevcut depo miktarının (envanter) belirtilen süre boyunca ulaştığı depodaki maksimum gaz miktarı ile kıyaslanmasıyla elde edilir. Geçmiş maksimum değerler deponun maksimum dizayn değerlerinin üzerinde olabilirler ya da gelecekte maksimum çalışan gaz miktarı geçmiş maksimum değerlerin üzerine çıkabilir.

Yukarıda belirtilen ölçümler depodaki gaz miktarı seviyesinde farklılık gösterebilirler. Bu ölçümleri örnekleyebilmek adına farklı senaryolar altında bu ölçümler Çizelge 3.1’de gösterilmiştir.

Çizelge 3.1 Gaz Depo Senaryoları (IEA, 2011)

SENARYO	TOPLAM KAPASİTE	Tampon Gaz	Çalışan Gaz	Çalışan Gaz Kapasitesi (Toplam Kapasite- Tampon Gaz)	Depodaki Toplam Gaz (Tampon gaz+Çalışan Gaz)
A: Kasım, 2003	8,265	4,327	3,13	3,938	7,457
B: Mart, 2004	8,219	4,283	1,058	3,936	5,341

Yukarıda verilen gaz depolama senaryoları farklı depo doluluk miktarlarının belirlenmesi ile oluşur. Yukarıdaki örnek veriler ışığında farklı ölçüm metodları sonucu aşağıdaki değerlere ulaşılabilir:

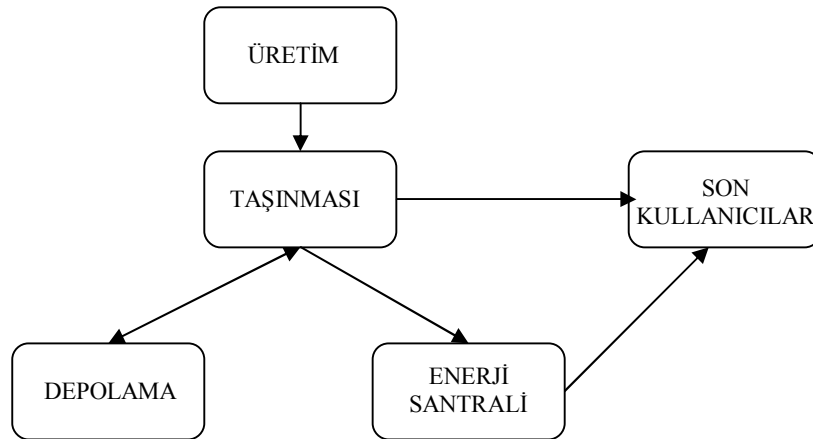
Çizelge 3.2 Depo Doluluk Miktarı (Yüzde Olarak)

	METOD 1	METOD 2	METOD 3
Doluluk Hesaplaması	Toplam Depodaki Gaz / Toplam Gaz Kapasitesi	Çalışan Gaz / Çalışan Gaz Kapasitesi	Çalışan Gaz/ Geçmiş Maksimum (3,294)
Senaryo A	90%	79%	95%
Senaryo B	65%	27%	32%

Yukarıdaki tablo pekçok farklı değerin yorumlanmasını sağlayabilir. Örneğin Senaryo A'da 3 numaralı metod sonucunda çalışan gazın, geçmiş gaz stoğunun % 5 altında olduğu görülmesine rağmen metod 2'de görüldüğü üzere ihtiyaç olursa çalışan gaz kapasitesinin % 21 daha kaldığını belirtir. Ancak Metod 1 verisi değerlendirildiğinde sadece % 10 toplam kapasitenin kaldığı görülmektedir.

3.1.3. Doğal gaz Değer Zinciri

Doğal gaz değer zinciri, arama ve üretimin gerçekleştiği rezervden, transit geçtiği ve ihraç edilen ülkelerdeki depolama faaliyetleri, enerji üretim santralleri, sanayi ve konut kullanımlarına kadar uzanan geniş bir hattı ifade eder. Şekil 3.2'de doğal gaz değer zincirinin önemli basamakları gösterilmiştir.(Thomasgard, 2007)



Şekil 3.2 Doğal Gaz Değer Zincirinin Önemli Özneleri

3.1.3.1 Doğal Gazın Üretilmesi

Doğal gaz, yeraltındaki boşluklarda kendi başına ya da petrol yataklarında petrol ile birlikte bulunur. Petrol yataklarında, doğal gaz sıvı petrolün içinde çözülmüş gaz fazı olarak bulunur. Petrol üretim kuyularından petrolle birlikte gelen doğal gaz, yeryüzünde ayırıcılardan (seperatör tesislerinden) geçirilerek alınır. Petrol ve doğal gazın bileşimindeki ortak komponentler (bileşenler, elemanlar) hidrokarbonlardır. Hafif ve küçük karbon sayılı hidrokarbonların gaz fazı doğal gaz, ağır ve büyük karbon sayılı hidrokarbonların sıvı fazı ise petrol olarak tanımlanır. Doğal gaz, ayrıca, kömür yataklarından üretilir. Doğal gaz kömürün içinde absorbe edilmiş (emilmiş) halde bulunur. Bu tür doğal gaza “kömür-yatağı doğal gazı” denmektedir. Özellikle ısı değeri yüksek kömür yatakları, doğal gaz üretimi için ekonomiktir. Uygun teknolojiler kullanılarak kömür yataklarından elde edilen doğal gaz tüketiciye iletilir. Kuyulardan üretilen doğal gaz, tüketiciye iletmek üzere boru hattına verilmeden önce istenmeyen komponentlerden kurtulmak üzere ayrıştırma işlemlerinden geçer. Bu işlemler aşağıda belirtilmiştir.

- Petrol ve yoğunlaşmış hidrokarbonların ayrıştırılması,
- Suyun alınması,
- Doğal gaz sıvılarının (NGL) ayrıştırılması,
- Sülfür ve karbon dioksitin alınması.

Petrol yataklarından, doğal gaz rezervuarlarından ve kömür yataklarından çıkarılan doğal gazın tüketiciye iletilmesinde, birbirini izleyen üç ayrı aşama söz konusudur. İlk aşamada doğal gazın yeraltından çıkarılması ve arındırılması gerçekleştirilir. Üretim için yeraltına kuyular açılır ve ulaşılan doğal gaz kendi basıncıyla yeryüzüne gelir. Yeryüzüne gelen doğal gaz merkezi yerlerde toplanır ve bileşenlerden arındırılır. İkinci aşamada, iletim şirketleri boru hatlarıyla doğal gaz, büyük tüketim alanlarına iletilir. İletim alanlarında doğal gazın basınçlandırılarak büyük hacimlerde iletilmesini sağlamak için kompresör istasyonları yer alır. Üçüncü aşamada ise yerel dağıtım şirketlerinin devreye girmesiyle, doğal gaz tüketiciye ulaştırılır. Bu aşamada doğal gazın basıncı düşürülür, ölçülür, kokulandırılır ve tüketicilere verilir.

Doğal gaz üretim kuyularında belirli zaman aralıklarında ve belirlenen sürelerde minimum ve maksimum üretim değerleri vardır. Genelde üretim aralıkları günlük, haftalık, aylık ya da yıllık olarak belirlenir. Bu üretim aralıkları doğal gazın ihraç edildiği tüketicilerin talepleri doğrultusunda şekillenir.

3.1.3.2 Doğal gaz Taşımacılığı

Doğal gazın petrolden en önemli farkı kolay taşınamamasıdır. Doğal özellikleri nedeni ile atmosfer basınç ve sıcaklığında taşınması zordur. Boru hatları ile yüksek basınç altında taşınabilmektedir. Ayrıca, düşük sıcaklık koşullarında sıvı olarak (LNG) taşınabilmesi özellikle boru hattı döşenemeyen denizaşırı ülkelere taşınmasında önemli bir aşama olmuştur.

Doğal gaz tüketimindeki artışın en önemli nedeni, doğal gaz taşımacılığı teknolojisindeki gelişmelerdir. Boru hattı taşımacılığı ve sıvılaştırıldıktan sonra LNG olarak taşınması, doğal gaz taşımacılığındaki en önemli yöntemlerdir. Dünyada tüketilmekte olan gazın yüzde 95'i boru hatları ile tüketiciye ulaşmaktadır. LNG ise gemiler ile uzak noktalara ulaştırılmakta ve buralardaki tesislerde tekrar gazlaştırılarak boru hatları ile taşınmaktadır.

Boru hatları, günde 24 saat çalışan verimli ve güvenilir sistemler olarak işletilmektedirler. Boru hattı sistemlerinin önemli parçaları arasında, borular,

kompresör istasyonları, ölçüm istasyonları, vanalar, kontrol istasyonları ve SCADA sistemleri yer almaktadır. (İGDAŞ,2011)

3.1.3.2.(1). Borular

Genellikle, 6 ile 48 inç arasında değişen çaplarda imal edilirler. Taşıma hatlarında kullanılmakta olan borular değişik özellik ve sınıflardaki çelik malzemeden imal edilmektedir.

3.1.3.2.(2).Kompresör İstasyonları

Boru hatlarında taşınan gazın basınçlandırıldığından söz edilmişti. Boru hattı içindeki doğal gazın akışı sırasında, basınçlı kalmasını sağlamak için boru hattı boyunca belirli aralıklarda gazın sıkıştırılarak basınçlandırılması gerekir. Bu nedenle, boru hattı boyunca 60-150 km aralıklarla yerleştirilen kompresör istasyonları kullanılır. Kompresör istasyonlarında, doğal gazı sıkıştırmanın yanı sıra, boru hattında doğal gazla birlikte bulunan sıvıları ayırmak üzere sıvı ayırıcıları (seperatör) ve ayrıca istenmeyen katı partikülleri ayırmak üzere filtreler bulunur.

3.1.3.2.(3).Ölçüm İstasyonları

Kompresörlerle sıkıştırılan ve basınçlandırılan doğal gazın boru hattı boyunca hareketi sırasında, hacim ölçüleri yapılarak, iletilen doğal gazın envanterinin tutulması ve aynı zamanda hacim kontrolü sağlanır.

3.1.3.2.(4).Vanalar

Doğal gazın boru hattı içindeki akışını kontrol etmek üzere vanalar kullanılır. Boru hatları boyunca 8-30 kilometre aralıklarla vanalar yer alır. Boru hatlarının bakımı ve onarımı ile bazı tesislerin yapımı sırasında ve acil durumlarda, bu vanalar

kapatılarak boru hattının belirli bir bölgesindeki gaz akışı tamamen kesilebilir veya azaltılabilir

3.1.3.2.(5). Kontrol İstasyonları ve SCADA Sistemleri

Boru hattının bir ucunda doğal gaz üreticileri veya satıcıları bulunurken, diğer ucunda tüketiciler veya yerel gaz dağıtım şirketleri bulunur. Boru hattına doğal gazın girmesi ve boru hattından tüketiciye zamanında ulaşmasını sağlamak için gelişmiş merkezi kontrol sistemleri kullanılarak, boru hattı şebekesi boyunca doğal gazın hareketi izlenir. Söz konusu merkezde, boru hattının farklı noktalarından gelen veriler toplanıp değerlendirilerek doğal gazın hareketi gözlenir.

SCADA , verilerin toplandığı merkezi kontrol istasyonlarına verilen addır.

3.1.3.3 Depolama

Gaz depolanması, genel anlamda, gazın pazara dağıtılması gereken ana kadar, keşfedildiği rezarvuardan pazara daha yakın olan bir başka rezarvuara aktarılması ve orada saklanmasıdır. Doğal gazın yeraltında depolanmasının başlıca nedeni, gaz endüstrisinin mevsimlik ani talep iniş ve çıkışlarında gaz ihtiyacını karşılayabilmesidir. Doğal gaz tüketiminin artması nedeniyle kış mevsiminde ortaya çıkacak arz-talep dengesizliğini düzeltmede başvurulacak en iyi yöntem yer altı depolarının kullanılmasıdır.

Doğal gaz sisteminin ayrılmaz bir parçası olan ve tüm dünyada giderek önem kazanan “Yer altı depolama” artık gaz piyasasını kontrol eden ana unsurlardan birine dönüşmüş durumdadır. Pik çekişlerde, fiyat dalgalanmalarını önleyen regülatör işlevi görmesi yer altı depolamanın önemini ayrıca artırmaktadır. Günümüzde aşağıda belirtildiği gibi dört şekilde gaz depolanabilmektedir.

- Tüketimli petrol ve/veya gaz rezervuarları,
- Akiferler,
- Tuz mağaraları,
- Yapay mağaralar.

Bu depolama ortamları ayrı fiziksel özelliklere (gözeneklilik, geçirgenlik, depolama kapasiteleri) ve ayrı maliyetlere (depolama sahası hazırlama maliyeti, depodan üretme hızı ve maliyeti) sahiptir.(İGDAŞ,2011)

3.1.3.3.(1). Tüketilmiş Petrol ve/veya Gaz Rezarvuarları

Bu depolama yönteminin kullanılabilmesinin ön koşulu, tüketilmiş rezarvuarın tekrar gaz enjekte edilebilir gözeneklilikte ve geçirgenlikte olmasıdır.

Bu yöntem, en çok kullanılan depolama yöntemidir. Nedeni ise öncelikle bu tip rezarvuarların miktarının fazla olmasıdır. Bu gaz depolama yöntemi aynı zamanda diğer yöntemlere kıyasla, rezarvuarın içinde depolanan gazı en iyi muhafaza eden yöntemdir. Maliyet açısından diğer depolama yöntemleri ile karşılaştırıldığında gerek işletme gerekse korunma açısından yine en avantajlı depolama yöntemidir.

3.1.3.3.(2). Akiferler

Akifer depolama sahaları, doğal gaz tutmaya elverişli su rezarvuarlarından oluşur. Bu sahalar genellikle tüketilmiş bir hidrokarbon rezarvuarı bulunmadığında kullanılır. Bu depolama yönteminin tüketilmiş rezarvuar yöntemine oranla maliyeti oldukça yüksektir.

Bu yöntem az tercih edilen bir yöntemdir. Bu yöntemin az tercih edilmesinin birkaç nedeni var. İlki, sahayı depolamaya uygun hale getirmek yaklaşık dört yıl sürer. Ayrıca bu rezarvuarların jeolojisini önceden tahmin etmek oldukça güçtür. Rezarvuarların fiziksel özelliklerini ancak saha geliştirildikçe öğrenmek mümkündür. Ayrıca, saha teknik ekipmanı oldukça fazladır. Bu depolama sahalarına diğerlerine kıyasla ekstra ekipman gerekebilir.

3.1.3.3.(3). Tuz Mağaralarında Gaz Depolanması

Bu tip formasyonlar gaz depolanması için çok elverişlidir. İlk olarak, depolanan gazın hiçbir şekilde dışarı kaçmasına izin vermez. Yapısal olarak çok kuvvetlidirler.

3.1.3.3.(4). Yapay Mağaralar

Bu yöntemin birkaç yıl içerisinde diğer yöntemleri tamamlayıcı bir biçimde hayata geçirilmesi ve depolama endüstrisine çok yeni bir anlayış getirmesi beklenmektedir. Bu beklentinin sebepleri; jeolojiden bağımsız olarak yüksek esneklikte olması, sağlam yapısından kaynaklanan yüksek üretim verimliliği, çevreye olan olumsuz etkisinin çok az olması ve düşük basınçta çalışabilmesi olarak sıralanabilir. Bu yöntemin en önemli noktası, gazın sıklığının kayanın geçirgenliği yerine, çelik bir sistem tarafından gerçekleştiriliyor olmasıdır.

Diğer önemli özellikleri, az derinlikte yüksek basınç elde edilebilmesi, küçük hacimlerde yüksek üretim sağlanabilmesidir.

3.1.3.4 Dağıtım ve İşletmesi

Doğal gaz, kaynağından çıktıktan sonra yüksek basınçlı boru hatları ile taşınarak şehir girişlerine kadar getirilir. Buralarda kurulmuş olan ve RMS-A adı verilen doğal gaz basınç düşürme ve ölçüm istasyonlarında basıncı düşürülerek şehir dağıtım hatlarına verilir. Dağıtım hatları basınçları seçilmiş olan dağıtım şebekesinin yapısına göre farklılıklar gösterir.

Bu çalışmada yer alan pilot bölge olan İstanbul için gaz dağıtım şebekesinde; Rusya'daki kaynağından çıkartılan doğal gaz, boru hatları ile İstanbul girişine kadar 35-75 bar basınç ile gelmekte ve birçok noktada bulunan RMS-A istasyonlarında 25-19 bar basınca düşürülerek şehir dağıtım hattına giriş yapmaktadır.

Yatırım çalışmaları sonucu hazırlanan ve şebeke gurupları tarafından devreye alınarak işletilmeye başlanan doğal gaz dağıtım şebekesi, bir dizi işletim tesisinin bir araya gelmesiyle oluşur.

Bu tesislerin başında, A tipi basınç düşürme ve ölçüm istasyonları gelmektedir. A tipi RMS istasyonları, İstanbul içinde dağıtımı yapılacak olan doğal gaza, filtrasyon, ölçüm, ısıtma, basınç düşürme ve kokulandırma işlemlerinin uygulandığı tesistir.

Renksiz ve kokusuz bir gaz olan doğal gaz, tüketime sunulmadan önce kokulandırıcı maddeler eklenerek otomatik olarak kokulandırılır. Bu koku çürük sarımsak kokusunu andırır.

RMS – A istasyonundan 19 -25 bar basınç aralığında çıkan doğal gaz, uluslararası standartlara sahip, değişik çap ve et kalınlıklarındaki izolasyonlu çelik borular ile şehir içinde değişik noktalarda bulunan basınç düşürme istasyonlarına kadar gelir.

Çelik boru hatları üzerinde bulunan ana ünitelerden biri de Vana odalarıdır. Yer altında, betonarme olarak oda şeklinde inşa edilmiş olup, içlerine çelik vana gurupları yerleştirilmiştir. Şebekenin kontrol altında tutulması ve gerekli durumlarda gaz akışının kesilebilmesi için tesis edilmiş önemli ünitelerdir. Çelik şebekenin korosif etkiler karşısında yapısal bozulmalara uğramaması, güvenli ve uzun ömürlü olabilmesi amacı ile katodik koruma uygulanmaktadır.

Fabrika, site, atölye, kapalı alanları büyük binaların ısı merkezleri ve ticarethaneler gibi yerlere gaz arzı sağlanmasında müşteri istasyonları kullanılır. Müşteri istasyonlarına gaz girişi, bir bölge regülatörünün dağıtım hattından olabileceği gibi, çelik şebekeden de olabilir. Çelik müşteri istasyon giriş basıncı 6-25 bar, çıkış basıncı ise 4 bar'dır.

Müşteri istasyonu çıkışında, İGDAŞ tarafından sertifikalandırılmış endüstriyel projelendirme yetkisine sahip iç tesisat firmaları ikinci bir basınç düşürme grubu kurarak, gaz basıncını müşterinin ihtiyaç duyduğu değere kadar düşürür.

Çelik veya polietilen doğal gaz hat yapımı esnasında, dere, otoban, demiryolu, köprü v.s. engeller çıktığı zaman bu geçişlerin yapılması için özel geçiş

projeleri hazırlanır. Geçişin durumuna göre demirli betonarme koruma içinde kazı veya yönlendirilebilir yatay sondaj yöntemi ile engel aşılır.

Çelik şebeke tarafından taşınan gaz 6-25 bar basınç aralığında Bölge regülatörü adı verilen basınç düşürme istasyonlarına girer ve basıncı 4 bara düşürülerek polietilen dağıtım hatlarına gönderilir. İstanbul genelinde inşa edilmiş olan 5000 ve 10.000 m³/h kapasiteli regülatör istasyonları vardır. Bu istasyonlar uzaktan gözlem, kontrol ve veri toplama merkezi ile izlenerek kontrol altında tutulur.

Doğal gaz boru hatları, özel kum dolgu ile çevrelenmiş, yakın geçilen diğer alt yapı hatlarından özel olarak korunmuş, fark edilmesi için ikaz bandı ile örtülmüş, kanallardan geçirilir.

Bölge regülatörü sonrası hatlarda, polietilen malzemelerden imal edilen borular kullanılır. Bu hatlar özel olarak imal edilmiş polietilen bağlantı parçaları kullanarak elektrofüzyon kaynak yöntemi ile birleştirilir.

4 bar basınçta bölge regülatör istasyonlarından çıkan ve polietilen dağıtım hatları ile taşınan gaz, servis hatları ile uygun yerlere konulmuş servis kutularına kadar getirilir ve bu kutulara monte edilmiş servis regülatörleri aracılığı ile 21 veya 300 mbar basınca düşürülerek abonelerin tüketimine sunulur. (İGDAŞ,2011)

3.1.3. Model Verileri

Antlaşmalarla belirlenmiş doğal gaz alım ve iletim ağındaki akış miktarları BOTAŞ tarafından ve simülasyon programında test edilecek pilot bölge olan İstanbul ilinin tüketim miktarları ise İGDAŞ tarafından temin edilmiştir. Depo bilgileri ise TPAO tarafından temin edilmiştir.

Simülasyon ve matematiksel model oluşturularak test edilecek pilot bölge yer altı depolama faaliyetleri için şu bilgiler kullanılmıştır;

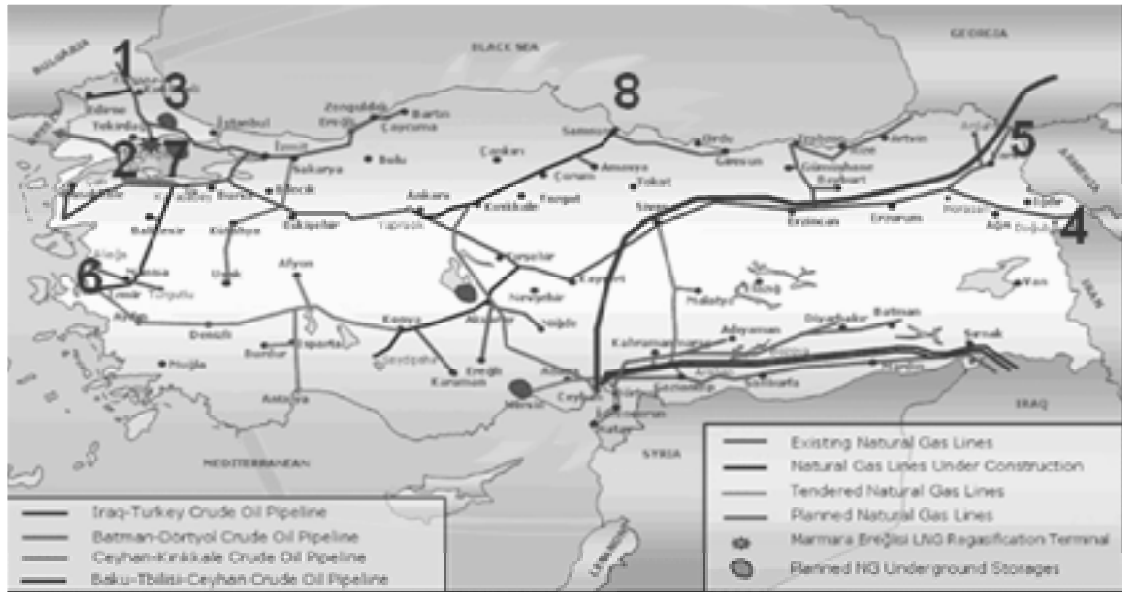
- Depo kapasitesi (Kullanılabilir ve maksimum)
- Depodaki ilk gaz miktarı (Tampon gaz miktarı)
- Depo akış kapasiteleri (Enjeksiyon ve geri çekme akış hızı)
- Ana hat akış kapasitesi

- Gaz tüketim verileri (Sanayi ve evsel kullanım)
- İkincil sanal depo bilgileri

Simülasyon için uygulanacak senaryolar için yukarıdaki verilere ek olarak aşağıdaki veriler kullanılmıştır;

- Gaz fiyat trendleri
- Gaz fiyat tahminleri
- Gaz kesilen günler ve gaz kesme senaryoları
- Gaz tüketim tahminleri

Doğal gaz dağıtım şebekesinin modellenebilmesi için Türkiye'nin Şekil 3.4'deki doğal gaz giriş noktaları olan aşağıdaki belirtilen ana girişlere ait maksimum ayrılabilir kapasiteleri kullanılmıştır:



Şekil 3.4. Türkiye Doğal Gaz Girişleri ve İletim ağları (BOTAŞ, 2011)

1. Rusya-Türkiye Doğal Gaz Boru Hattı
2. Marmara Ereğlisi LNG Terminali
3. Mavi Akım Doğal Gaz Boru Hattı
4. İran- Türkiye Doğal Gaz Boru Hattı
5. Azerbaycan- Türkiye Doğal Gaz Boru Hattı
6. EGEgaz Aliğa LNG Terminali

7. TPAO Silivri Doğal Gaz Yeraltı Deposu
8. TPAO Akçakoca Doğal Gaz İşleme Tesisleri

Giriş 1: Rusya-Türkiye Doğal Gaz Boru Hattı ile Türkiye'ye giriş yapan doğal gazın, miktarları ile kalitesinin belirlendiği Malkoçlar Ana Ölçüm İstasyonudur.

Giriş 2: Marmara Ereğlisi LNG Terminalinde, iletim şebekesine sevk edilen gazlaştırılmış LNG'nin miktarlarının ve kalite değerlerinin belirlendiği ölçüm ünitesinin çıkış vanasının çıkış tarafıdır.

Giriş 3: Mavi Akım Doğal Gaz Boru Hattı ile Türkiye'ye giriş yapan doğal gazın miktarları ile kalitesinin belirlendiği Durusu Ana Ölçüm İstasyonudur.

Giriş 4: İran- Türkiye Doğal Gaz Boru Hattının Türkiye sınırına girdiği nokta olup teslim alınan miktarlar ve kalite değerlerinin belirlendiği İran tarafındaki Bazargan ölçüm istasyonudur.

Giriş 5: Azerbaycan- Türkiye Doğal Gaz Boru Hattı ile Türkiye'ye giriş yapan doğal gazın miktarları ile kalitesinin belirlendiği Türkgözü Ana Ölçüm İstasyonudur.

Giriş 6: EGEGAZ Aliğa LNG Terminalinde, iletim şebekesine sevk edilen gazlaştırılmış LNG'nin miktarlarının ve kalite değerlerinin belirlendiği ölçüm ünitesinin çıkış vanasının çıkış tarafıdır.

Giriş 7: TPAO Silivri Doğal Gaz Yeraltı Deposundan çekilerek iletim şebekesine sevk edilen doğal gazın miktarlarının ve kalite değerlerinin belirlendiği ölçüm ünitesinin çıkış vanasının çıkış tarafıdır.

Giriş 8: TPAO Akçakoca Doğal Gaz işleme tesislerinden iletim şebekesine, doğal gazın miktarının ve kalite değerlerinin belirlenmesinden sonra, sevk edildiği noktadır.

Çizelge 3.3 Yıllar İtibarıyla BOTAS'ın Doğal Gaz ve LNG Alım Miktarları (BOTAS, 2007)

YIL	Rusya Fed.	İran	Mavi Akım	Cezayir	Nijerya	TPAO	Spot LNG	Toplam (Milyon Sm ³)
1987	432					88		520
1988	1.136					42		1.178
1989	2.986					116		3.102
1990	3.246					111		3.357
1991	4.031					66		4.097
1992	4.430					31		4.461
1993	4.952					23		4.975
1994	4.957			418		2		5.377
1995	5.560			1.058			240	6.858
1996	5.524			2.436			80	8.040
1997	6.574			3.300				9.874
1998	6.539			3.051		150	644	10.384
1999	8.693			3.256	77	299	331	12.656
2000	10.079			3.962	780	154		14.975
2001	10.931	115		3.985	1.337			16.368
2002	11.603	670		4.078	1.274			17.625
2003	11.422	3.520	1.252	3.860	1.126			21.180
2004	11.106	3.558	3.238	3.237	1.034			22.173
2005	12.857	4.322	4.969	3.851	1.030	138		27.167
2006	12.246	5.691	7.403	4.203	1.118		80	30.741
2007	13.799	6.158	9.346	4.277	1.420		70	35.070

3.2. Metot

Simülasyon gerçek dünya ile ilgili birçok problemin çözülmesi için geliştirilmiş vazgeçilmez bir problem çözme yöntemidir. Sistem davranışının tarif ve analiz edilmesi için kullanılan bu yöntem, gerçek sisteme koşulsal sorular sorarak sistem tasarımında yardımcı olur. Hem gerçek sistemler hem de kavramsal sistemlerin simülasyon ile modellenmesi mümkündür (Banks, 1998).

Simülasyonun bu kadar popüler hale gelmiş olmasında simülasyon yazılımlarının gelişmesinin ve daha kolay kullanılabilir hale gelmesinin etkisi büyüktür.

Yazılımların gelişim evresinde öncelikle simülasyon programlama dilleri ortaya çıkmıştır. Bu dillere örnek olarak SIMAN, SLAM, SIMULEC gibi programlama dilleri gösterilebilir. Daha sonra bu dilleri altyapı olarak kullanan ve bunun yanında kullanıcıya animasyon, grafik, görsel modelleme gibi görsel imkanlar sunan yazılım paketleri kullanılır hale gelmiştir. Bu yazılım paketlerine örnek olarak ise SIMLIB, ProModel ve Arena gibi genel amaçlı yazılımlar gösterilebilir. Yazılım gelişim evresinin sonunda ise özel amaçlı olarak geliştirilen programlama dilleri ve yazılım paketleri kullanıcılara sunulmuştur. Simülasyon programlama dilleri oldukça esnek bir programlama imkanı sunmasına karşın, kullanımı uzmanlık ve uzun zaman gerektirmektedir. Bu nedenle, zamanın dar ve esneklik ihtiyacının düşük olduğu sistemlerde hazır yazılım paketlerinin kullanılması daha uygundur. Simülasyon uygulaması için seçilecek yazılım aracının veya paketinin kullanım kolaylığı ve ihtiyaca uygunluğu, uygulamanın başarıya ulaşması için kritik bir faktördür.

3.2.1. Model Program

3.2.1.1. Simülasyon Modeli

Bu çalışmada simülasyon modelinin oluşturulması, çalıştırılması ve raporlarının alınması için Arena 12.0. yazılım paketi kullanılmıştır. Arena yazılımı görsel arayüzü sayesinde SIMAN dilindeki kodlamanın görsel bloklar kullanılarak yapılmasına izin veren bir programdır. Modelde kullanılacak olan görsel bloklar programlama ekranına yerleştirildikten sonra aralarındaki ilişkiler kurulmakta ve ilgili tüm parametreler bloklara ait diyalog kutularına girilebilmektedir. Model programda sistemin fiziksel bileşenleri ve aralarındaki mantıksal ilişkiler tanımlanır.

3.2.1.2. Matematiksel Model

Bu çalışmada oluşturulan matematiksel modellerin çözümünde LINGO (Language for Interactive General Optimization) paket programından faydalanılmıştır. LINGO lineer ve lineer olmayan optimizasyon tekniklerini

kullanarak büyük boyuttaki problemlerin formüle edilmesi, çözümü ve çözümün analiz edilmesinde kullanılan bir paket programdır. Eş zamanlı olarak lineer ve lineer olmayan eşitlik veya eşitsizlik içeren problemleri çözebilme yeteneğine sahiptir.

3.2.1.3. Doğal gaz Fiyat Modeli

Yeraltı doğal gaz depolamasında enjeksiyon ve geri üretim faaliyetlerinde genelde en fazla dikkat edilen değişken doğal gaz piyasası fiyatlarıdır. Bu sebeple modelleme süreci, piyasanın nitel özellikleri dikkate alınarak ve tarihsel verilere dayanan parametreleri kullanan bir tahmin modeliyle oluşur. Genelde kullanılan bazı modeller aşağıda belirtilmiştir.

- Geometrik Brownian Hareketi (GBM)
- Spot Fiyat Süreci
- İleri Fiyat Süreci

Doğal gaz fiyatlarındaki dalgalanmalar sebebiyle, uygulanacak olan modelin genel değerlendirme ve kontrol algoritmasının potansiyel spot fiyatları ile başa çıkabilmesi için hesaplanabilir ve esnek olması gerekir. Sürekli zamanlı Markov sürecinin bir boyutlu risk ayarlamalı doğal gaz fiyatlandırmasını Thompson aşağıdaki şekilde belirlemiştir;

$$dP = \mu_1(P, t)dt + \sigma_1(P, t)dX_1 + \sum_{k=1}^N \gamma_k(P, t, J_k) dq_k \quad (1)$$

Burada,

- μ , σ , ve γ_k , fiyata ve/veya zamana bağlı geliş güzel bir fonksiyon,
- J_k , diğer gelişgüzel $Q_k(J)$ dağılımlardan çekilen fonksiyon,
- dX_1 , Brownian hareketindeki standart artış
- dq_k , ise aşağıda özelliklerle belirtilen Poisson sürecidir.

$$dq_k = \begin{cases} 0 & 1 - \varepsilon_k(P, t)dt \text{ olasılıkla} \\ 1 & \varepsilon_k(P, t)dt \text{ olasılıkla} \end{cases} \quad (2)$$

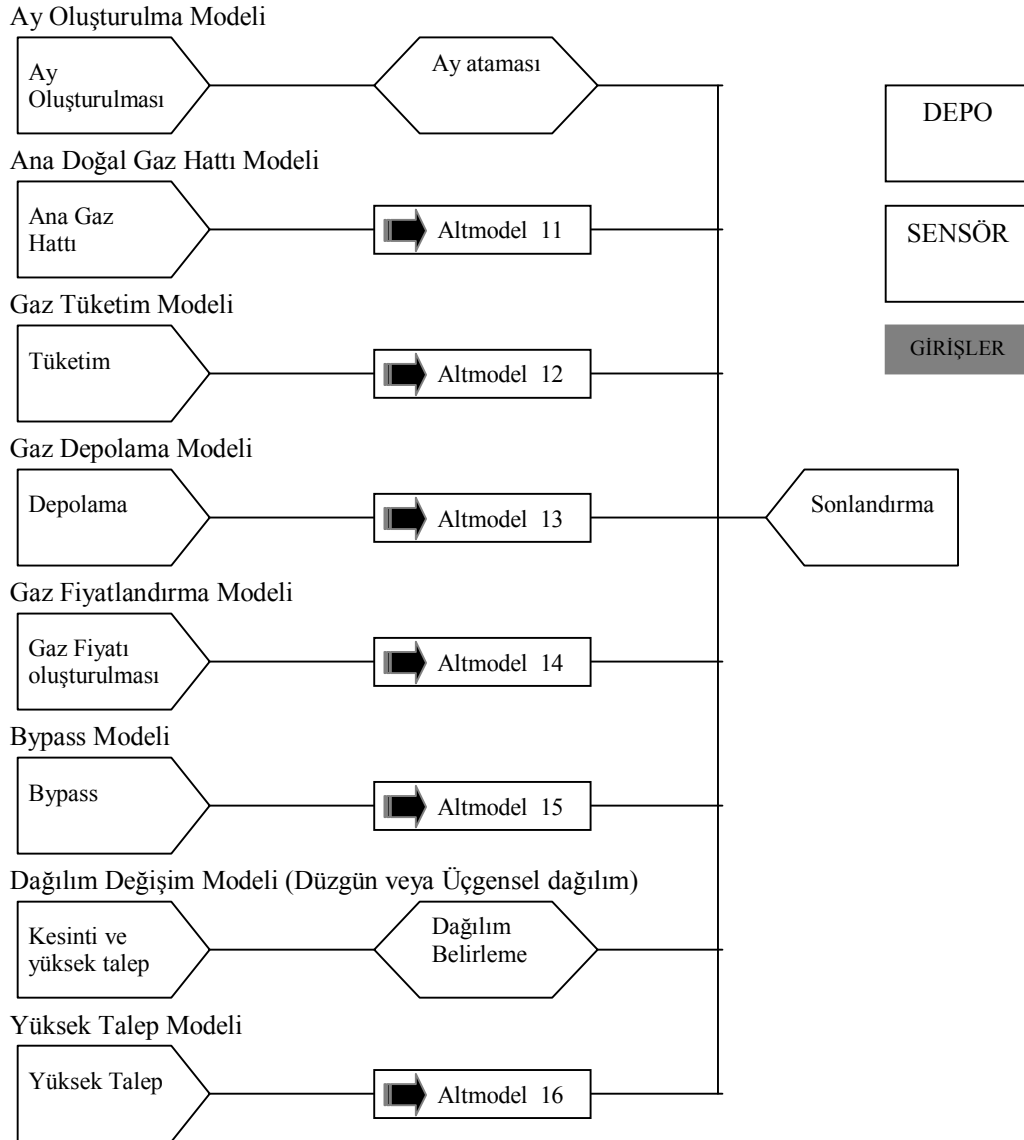
3.2.1.4. İstatistiksel Analiz

Tüketim, doğal gaz fiyatları ve Sıcaklık ile ilgili temin edilen verilerin analizinde ve dağılımlarının elde edilmesinde EasyFit 5.5 paket programı kullanılmıştır.

3.2.2. Metodoloji

3.2.2.1. Simülasyon Model

Arena programında hazırlanan doğal gaz dağıtım ve depolama çalışmasında optimizasyon değerlendirmesi yapılması için gerekli tanımların oluşturulması gerekir. Şekil 3.5’de Arena’da hazırlanan modelde oluşturulan tanımlamalar gösterilmiştir.



Şekil 3.5. Arena Simülasyon Modeli

3.2.2.2. Matematiksel Model

Doğal gaz piyasasında gaz sağlayıcı firmaların depolama kararları genelde günlük olarak ayarlanmaktadır. Bu sebeple uygun depolama döngüsünün önceden belirlenebilmesi için doğru modellemenin ve zamanlamanın yapılabilmesi önemlidir. Enerji piyasasında genel uygulama kontrata bağlı gaz depolayan firmalar için kullan ya da kaybet şeklindedir (kontrat süresi sona erdiğinde). Kontrata bağlı gaz depolama firmaları için Holland (2007) tam sayılı lineer model ortaya koymuştur. Bu modelde

gaz fiyatlarına bağlı olarak depolama maksimizasyonu yapılmıştır. Holland'a (2007) göre;

Amaç fonksiyonu;

$$\max \sum_{i=1}^N p_i (W_i dW_i - I_i dI_i) \quad (1)$$

$$dI_k + dW_k \leq 1 \quad \forall k = 1, \dots, N \quad (2)$$

Depoda Negatif (-) gaz olamayacağı için;

$$INV + \sum_{k=j}^N dI_k I_k + dW_k W_k \geq 0 \quad \forall j = 1, \dots, N \quad (3)$$

Son olarak depoda maksimum kapasitenin üzerine çıkılamayacağı için;

$$INV + \sum_{k=j}^N dI_k I_k + dW_k W_k \leq MAXCAP \quad \forall j = 1, \dots, N \quad (4)$$

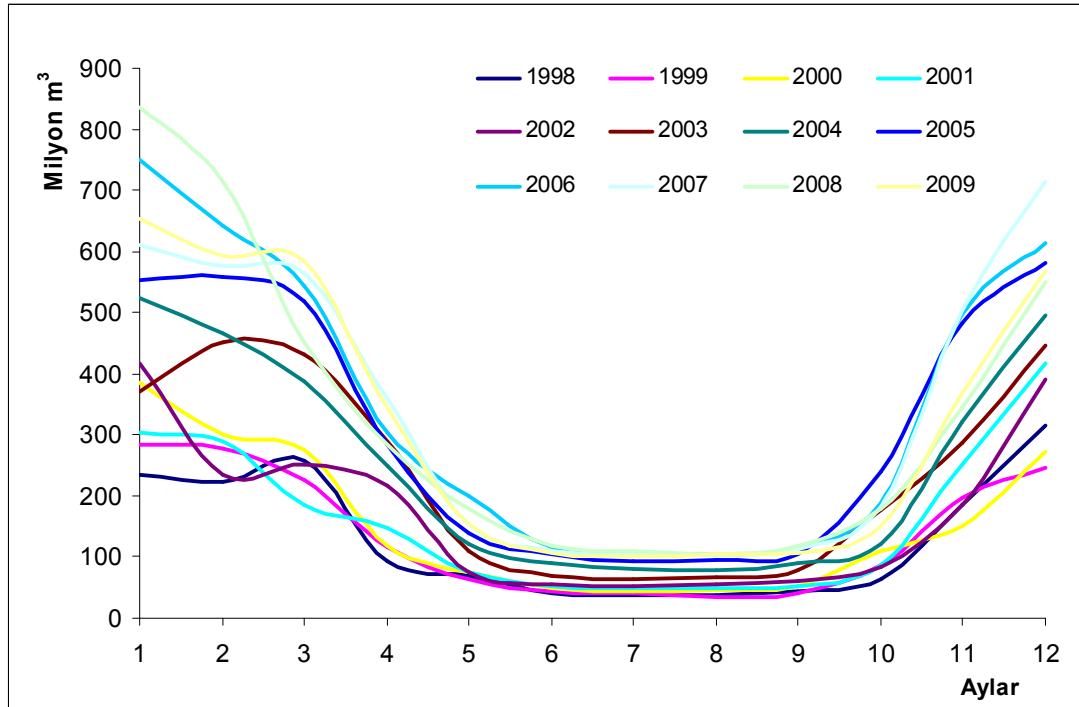
Holland'ın modeli kullanılarak ve Monte-Carlo fiyat modeliyle birlikte uygulanarak uygun depo döngüsü kar maksimize edilerek modellenenabilir.

4. BULGULAR VE TARTIŞMA

4.1. İstatistiksel Veri Analizi

4.1.1 Doğal Gaz Tüketim Verilerinin Analizi

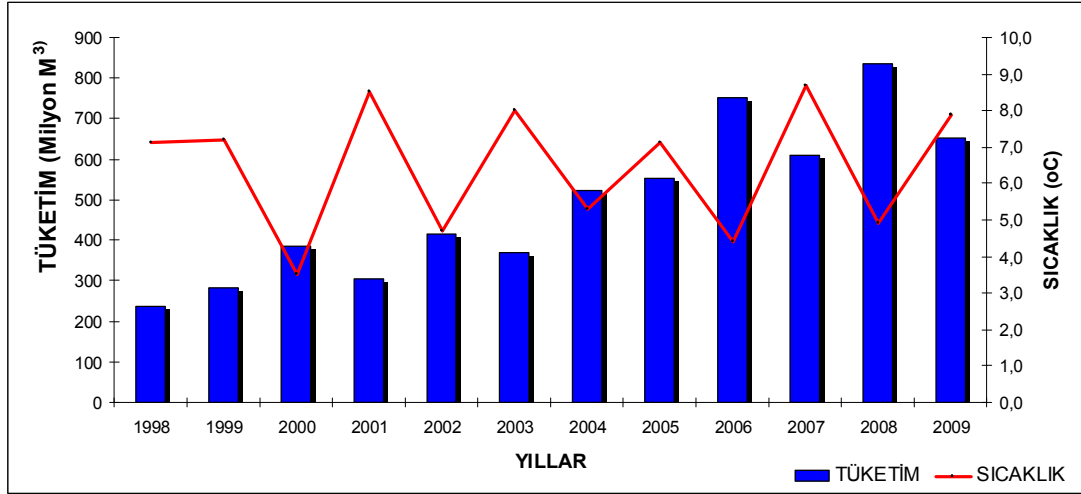
İstanbul ilinin doğal gaz tüketim talep rassallığı ve değişkenliği ortaya koymak için 1998 yılı Ocak ayından 2009 yılı Aralık ayına kadar aylık bazda kaydedilen tüketim değerleri ve aylık ortalama sıcaklıklar dikkate alınmıştır. Aylar bazında tüketilen yıllık İstanbul ili doğal gaz verileri Şekil 4.1’de grafik olarak gösterilmiştir.



Şekil 4.1. Aylar Bazında Yıllık D.Gaz Tüketim Verileri (İGDAŞ, 2010)

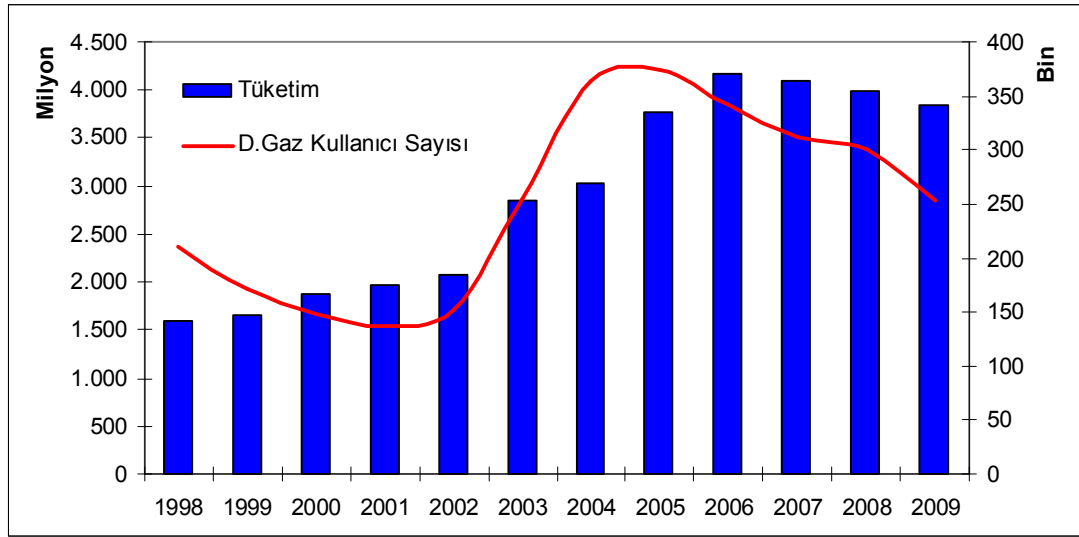
11 yıl içerisinde doğal gaz tüketimlerinde lineer bir artış gözlenmiştir. Aylık bazda veriler karşılaştırıldığında ise rassal değişimler görülmektedir. Bu değişimler sıcaklık verileri ve kullanıcı sayıları ile birlikte karşılaştırmalı incelendiğinde bazı yıllarda kış şartlarının daha sert geçerek sıcaklıkların mevsim normallerinin altında seyretmesi ve doğal gaz kullanıcı sayısındaki değişimlere bağlı olarak doğal gaz tüketimlerinde dönemsel dalgalanmaların olduğu sonucuna

varılmıştır. Doğal gaz tüketimindeki bu mevsimsel dalgalanmalar analiz edilmiş ve örnekleme açısından 1998 ve 2009 yılları Ocak aylarına ait tüketimlerin şematik gösterimi Şekil 4.2’de verilmiştir.



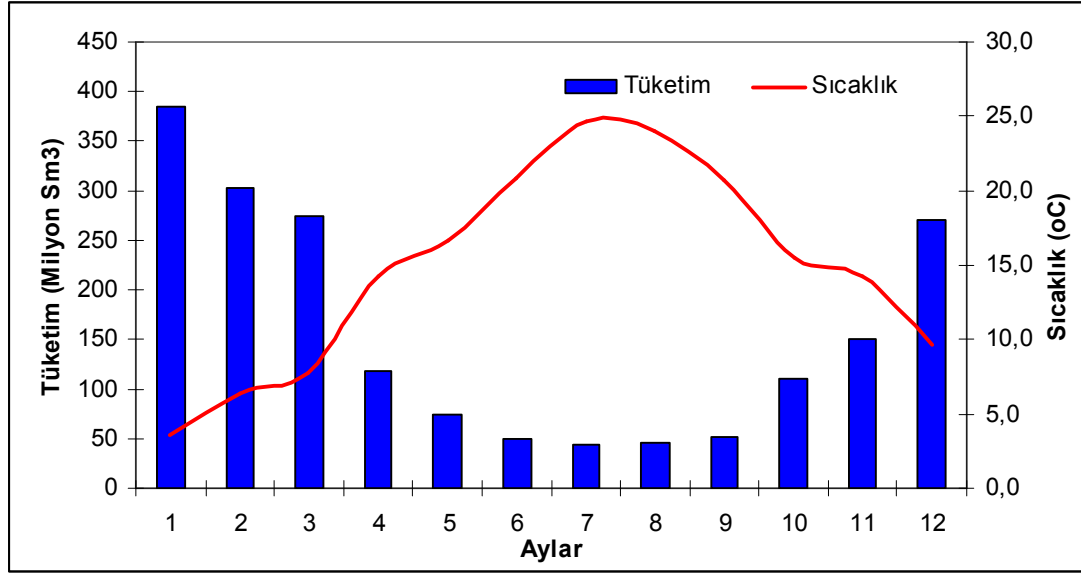
Şekil 4.2. 1998-2009 Arası Ocak Ayları D.Gaz Tüketim Verileri ve Sıcaklık Değişimleri (İGDAŞ, 2010)

Sıcaklık ile gaz tüketim değerleri karşılaştırıldığında, bazı yıllarda sıcaklıkların ortalama değerleri artmasına rağmen tüketim değerlerinin de arttığı görülmüştür. Yıllar arası geçişlerdeki değişen tüketim değerleri ancak sıcaklık verilerinin ve doğal gaz kullanıcı sayılarının birlikte değerlendirilmesiyle mümkün olabilmektedir. Yıllar bazında doğal gaz tüketimi ve kullanıcı sayıları Şekil 4.3’de sunulmuştur.



Şekil 4.3. Yıllar Bazında D.Gaz Tüketim Verileri ve Kullanıcı Sayıları (İGDAŞ, 2010)

Çizelge 4.1’de görüldüğü gibi 1998 ile 2009 yılları arası Ocak ayları D.gaz tüketim verileri incelendiğinde 2000 yılında doğal gaz kullanıcıları sayısı % 14 azalmasına rağmen doğal gaza olan talep (tüketim) % 36 oranında artmıştır. Bu aşırı talep artışının sebebi ise sıcaklığın bir önceki ocak ayıyla kıyaslandığında ortalama 7.2 °C’den 3.5 °C’ye düşmesi olarak gösterilebilir. 2003 yılı verisi incelendiğinde ise kullanıcı sayısı bir önceki yıla göre % 67 artmasına rağmen, doğal gaz tüketimi % 11 azalmıştır. Sıcaklık verisi incelendiğinde bir önceki yıl ocak ayının ortalaması 4.7 °C iken, 2003 yılı ocak ayında ortalamasının 8.0 °C olmasının doğal gaz tüketim değerindeki düşüşün etkisi olduğu sonucuna varılmıştır. Şekil 4.4’de sıcaklık ile tüketim arasındaki bağlantı şematik olarak gösterilmiştir.



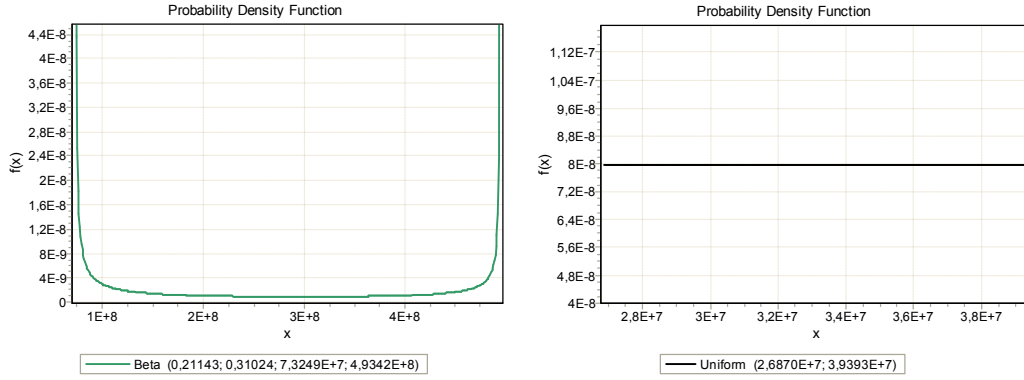
Şekil 4.4. Tüketim ve Sıcaklık İlişkisi

Çizelge 4.1 Ocak Ayları D.Gaz Tüketimi ve Kullanıcı Sayıları ile Sıcaklık Arasındaki İlişki

Yıllar	Tüketim (Sm3)	Sıcaklık (oC)	Kullanıcı Sayısı	Sıcaklık Değişimi	Kullanıcı Sayısı Değişimi	Tüketim Değişimi
1998	235.415.920	7,1	209.914			
1999	282.866.502	7,2	171.429	1%	-18%	20%
2000	385.936.983	3,5	148.274	-51%	-14%	36%
2001	305.248.231	8,5	136.441	143%	-8%	-21%
2002	415.880.465	4,7	152.396	-45%	12%	36%
2003	370.390.788	8,0	253.990	70%	67%	-11%
2004	523.994.108	5,3	364.691	-34%	44%	41%
2005	553.475.365	7,1	373.291	34%	2%	6%
2006	749.884.544	4,4	341.147	-38%	-9%	35%
2007	609.508.079	8,7	312.559	98%	-8%	-19%
2008	835.618.178	4,9	300.000	-44%	-4%	37%
2009	652.857.140	7,9	253.000	61%	-16%	-22%

Yıllık tüketimlerin aylar bazında ortalamalarının EasyFit 5.5 dağılıma uyum programı ile analiz edildiğinde Beta dağılımına uygun olduğu görülmüştür. Aylık tüketimlerin günler bazında ortalamalarının ise EasyFit 5.5 dağılıma uyum programı

ile analiz edildiğinde uniform dağılımına uygun olduğu görülmüştür. Şekil 4.5’de aylar ve günler bazında program analizinin verdiği dağılımlar gösterilmiştir.



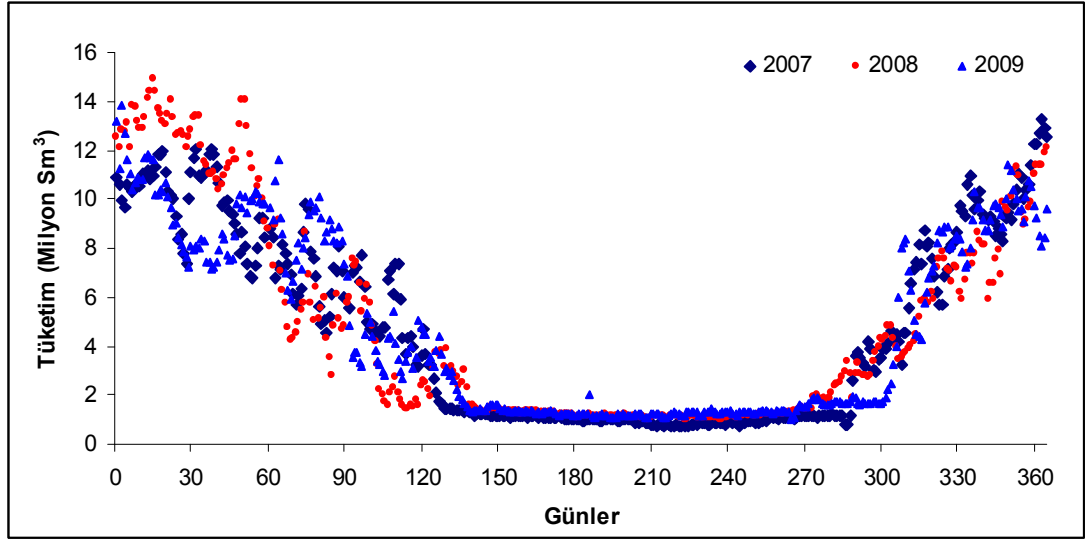
Şekil 4.5. Aylar ve Günler Bazında D.Gaz Tüketim Dağılımları

Simülasyon programında aylar bazında günlük uniform tüketim verileri kullanılmıştır. Bu sebeple uygulama bölgesinin son 11 yıllık verileri günler bazında uniform dağılıma göre sisteme tanımlanmıştır. Uygulama bölgesinin aylar bazında günlük tüketim minimum ve maksimum değerleri Çizelge 4.2’de gösterilmiştir.

Çizelge 4.2 D.Gaz Günlük Tüketim Uniform Dağılımı

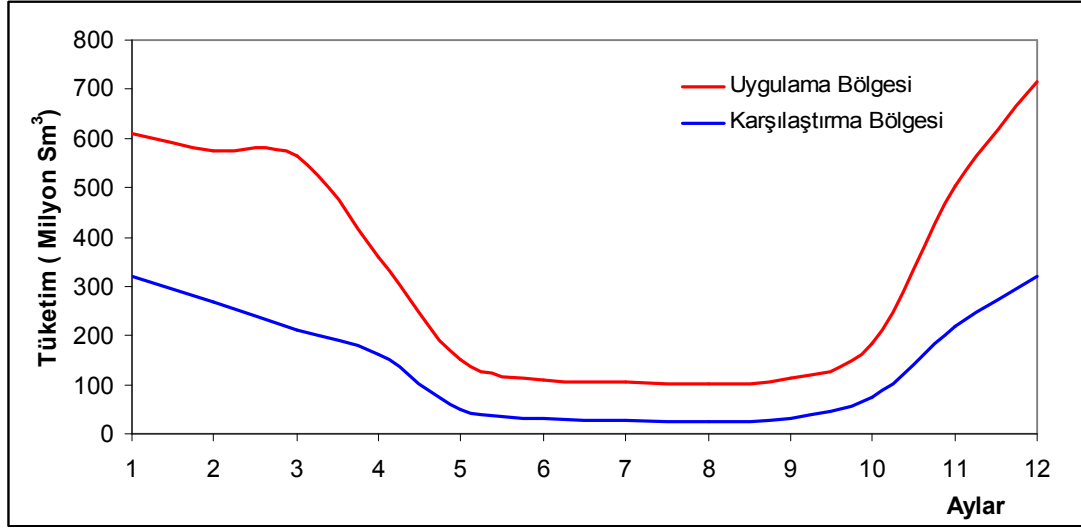
Aylar	Min.	Max.
1	8.703.520	19.939.361
2	6.993.584	27.025.121
3	6.475.203	20.105.768
4	4.603.623	14.623.403
5	1.965.486	6.666.515
6	603.884	2.417.454
7	604.802	1.894.231
8	518.751	1.609.621
9	635.884	2.039.868
10	1.030.784	2.612.254
11	3.241.241	11.295.536
12	4.663.009	16.932.394

Simülasyonda tüketim karakteristiğinin sağlıklı belirlenebilmesi için farklı bir bölgenin günler bazında yıllık tüketim değerleri analiz edilmiştir. Uygulama sahasından farklı seçilen bu bölgeye ait tüketim trendi Şekil 4.6'de gösterilmiştir.



Şekil 4.6. Aylar ve Günler Bazında D.Gaz Tüketim Değerleri (EGO, 2010)

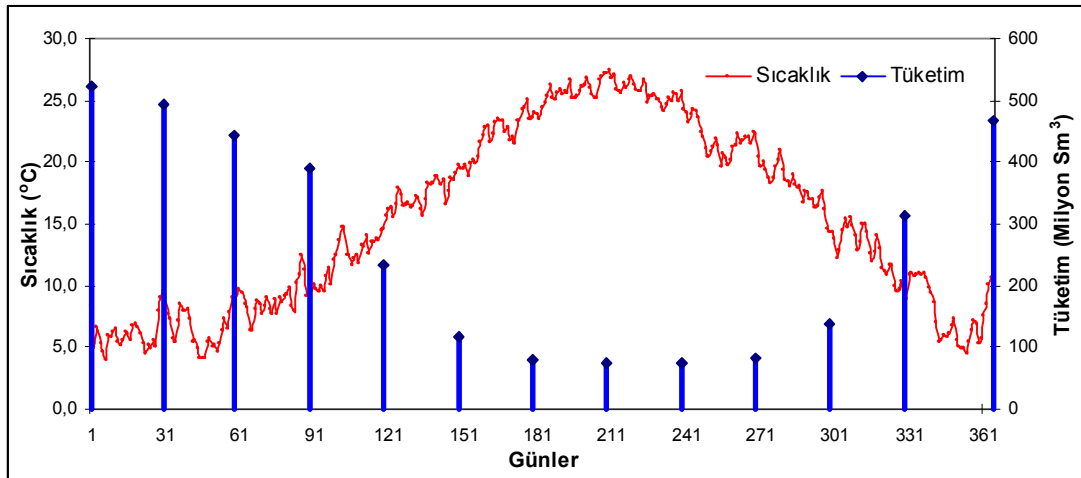
Uygulama alanının dışında olan bu bölgenin doğalgaz tüketim değerleri, kullanıcı sayıları ve sıcaklık değerleri ile karşılaştırılmalı olarak incelendiğinde, uygulama alanıyla aynı karakteristiği gösterdiği görülmüştür. Şekil 4.7'da uygulama bölgesi ile karşılaştırma bölgesinin aylar bazında aynı yıla ait olan tüketim trendleri gösterilmiştir.



Şekil 4.7. D.Gaz Tüketim Karşılaştırması

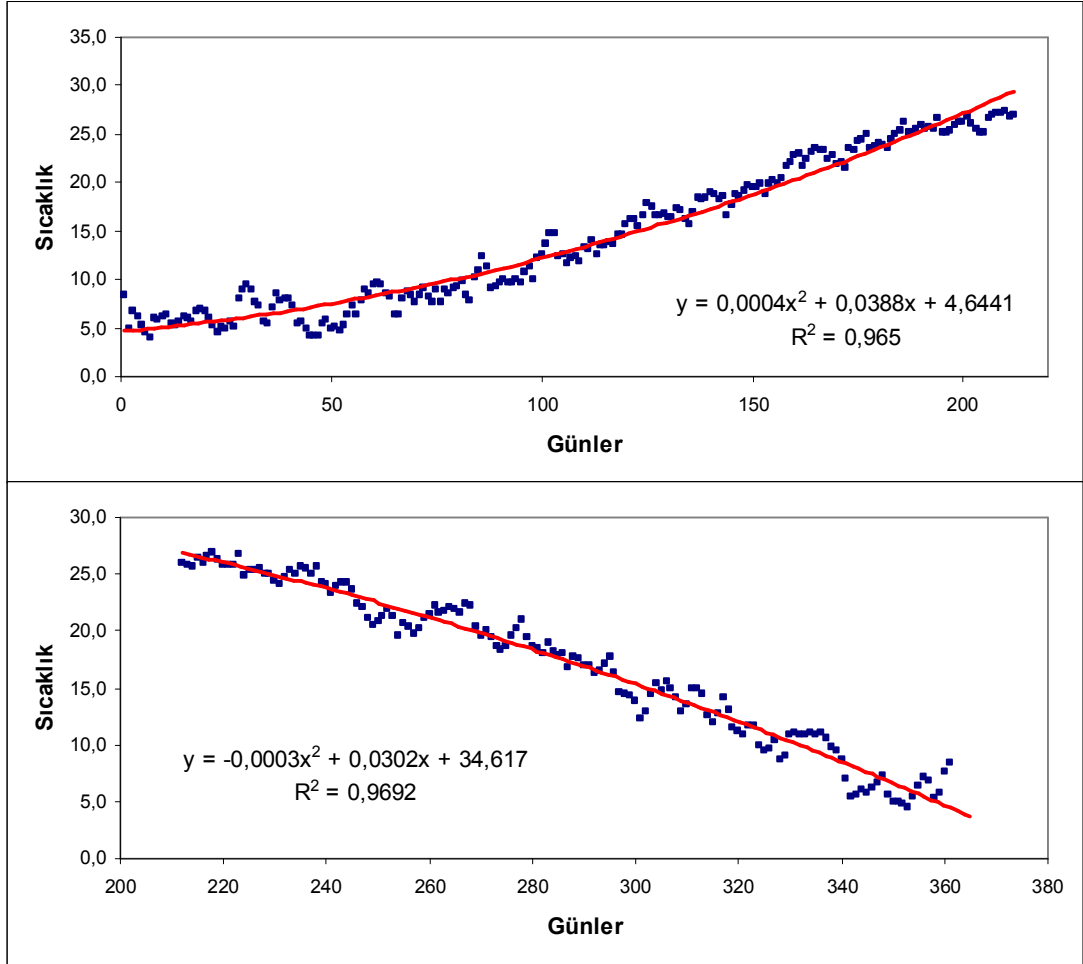
4.1.2 Sıcaklık Verilerinin analizi

Doğal gaz depolama döngüsünün belirlenmesindeki en önemli etken doğal gaz tüketiminin modellenmesidir. Doğal gaz tüketim verileri ise gerek evsel tüketimler gerek enerji üretimi için kullanılan gaz değerleri olsun birinci öncelikli olarak sıcaklık değerleri ile ilgilidir. Doğal gaz tüketim değerleri ile ortam sıcaklık değerleri arasında çok önemli bir bağlantı vardır. Uygulama bölgesinin son 10 yıllık sıcaklık ve tüketim ortalamaları arasındaki bağlantı şekil 4.8’de gösterilmiştir.



Şekil 4.8. Sıcaklık ve D.Gaz Tüketim Karşılaştırması-10 Yıllık

Uygulama bölgesi sıcaklık verilerinin son 10 yıllık ortalamaları yılın ilk 7 ayı ile son 5 ayı parçalanarak incelenmiş (Şekil 4.9) ve EasyFit 5.5 dağılıma uyum programı ile analiz edildiğinde üstel dağılımına uygun olduğu görülmüştür.



Şekil 4.9. Ortalama Sıcaklık Analizi

İlk 7 ay için günlük ortalama sıcaklık değerleri incelendiğinde oluşturulan üstel fonksiyonun reel yakınlığının 0.965 olduğu gözlenmiştir. Bu da günlük değerlerin fonksiyonel olarak % 96,5 reel değerlerle örtüştüğü anlamına gelir. Son 5 ay için oluşturulan fonksiyonda ise reel değerlerle olan örtüşme % 95,5 olabilmektedir. Bu sebeple matematiksel modelde oluşturulan sıcaklık fonksiyonu için hesaplanan iki adet üstel fonksiyon kullanılmıştır.

Sıcaklık Fonksiyonu ;

$$SF = aX^2 + bX + c \quad (1)$$

a, b, c ise aylara bağlı değişkenlerdir.

4.1.3 Doğal gaz Fiyat Verilerinin Analizi

OECD'nin 2000 yılında enerji fiyatlarını 100 kabul ederek hazırladığı endeks çalışmasına göre Türkiye'nin endeks değerleri kriz zamanlarında aşırı yükselmiştir. Şekil 4.6'da kriz dönemlerinde yaşanan doğal gaz fiyat dalgalanmaları görülmektedir. OECD'nin yaptığı enerji fiyat endeksinde en yüksek değerlere sahip üç ülke, A.B.D., İzlanda ve Türkiye olmuştur. Türkiye'nin 2000 yılı sonrası enerji fiyat endeksi ve yüzdesel değişimleri Çizelge 4.3'de gösterilmiştir.

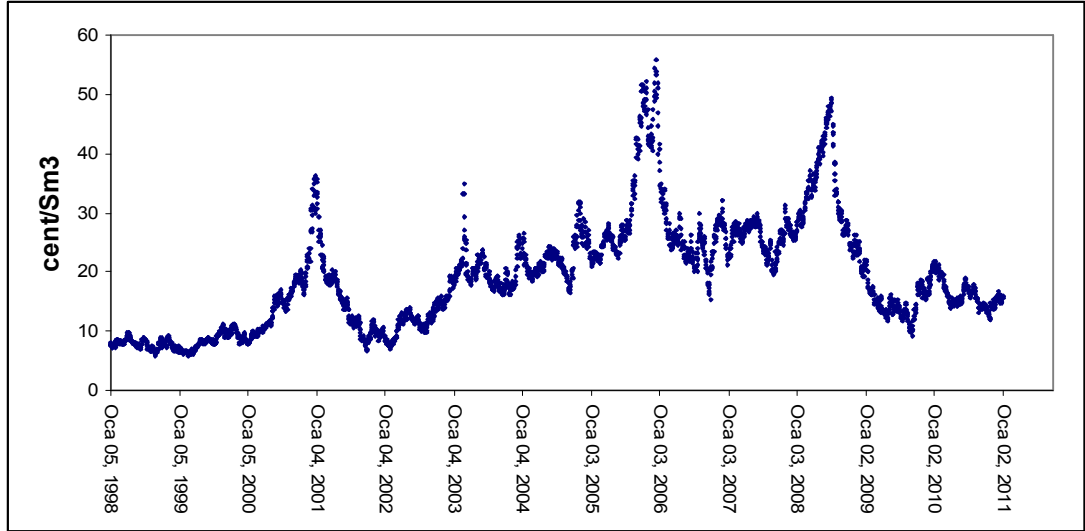
Türkiye'de doğal gaz ithalat ve dağıtımını yapan kurumu tarafından gizlilik antlaşmaları gereği doğal gaz alım fiyatları yayınlanmadığı için; verilere daha kolay ulaşılan veyakın fiyat ve dalgalanma karakteristiği gösteren A.B.D.'nin ithalata bağlı LNG (Sıvılaştırılmış doğal gaz) alım fiyatlarından yararlanılmıştır.

Çizelge 4.3 Enerji Fiyat Endeksi (OECD, 2009)

Yıllar	Enerji Fiyat Endeksi	Değişim
2001	192,2	-
2002	279,9	46%
2003	330,9	18%
2004	346,5	5%
2005	397,5	15%
2006	442,2	11%
2007	470,0	6%
2008	603,8	28%

Tüm dünyada doğal gaz fiyatları Şekil 4.10'da da görüldüğü gibi hemen hemen diğer tüm metaların aksine aşırı fiyat dalgalanmaları gösterebilmektedir. Doğal gaz depolama pazarında kısmi kusurlar sebebiyle doğal gaz fiyatları çok kısa sürede kısmi sıçramalar gösterebilir ve sonra kısa sürede tekrar normale dönebilirler. Normal seviyeler ise yılın belli dönemlerine göre değişkenlik gösterebilirler. Doğal

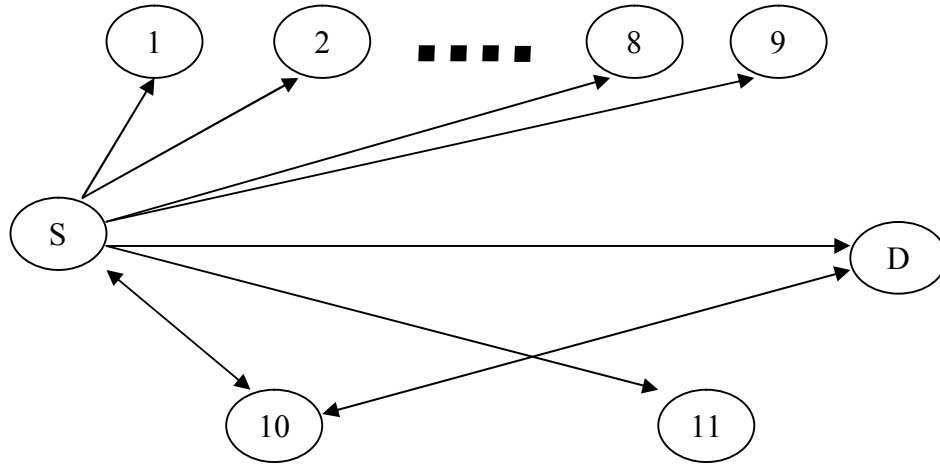
gaz fiyatları için genellikle bağlı kalınabilen bir stokastik model yoktur. (Thompson, 2009)



Şekil 4.10. D.Gaz Fiyat Trendi (NYMEX, 2011)

4.2. Doğal gaz Dağıtım Ağı Akışı

Uygulama bölgesinin doğal gaz dağıtım ağı, Şekil 4.11’de gösterilmiştir.



Şekil 4.11. D.Gaz Dağıtım Ağı

Uygulama bölgesinin doğal gaz dağıtım ağındaki çıkışların maksimum ayrılabilir ve rezerve kapasiteleri, Çizelge 4.4’de gösterilmiştir.

Çizelge 4.4 Maksimum Ayrılabilir Kapasiteler (BOTAŞ, 2011)

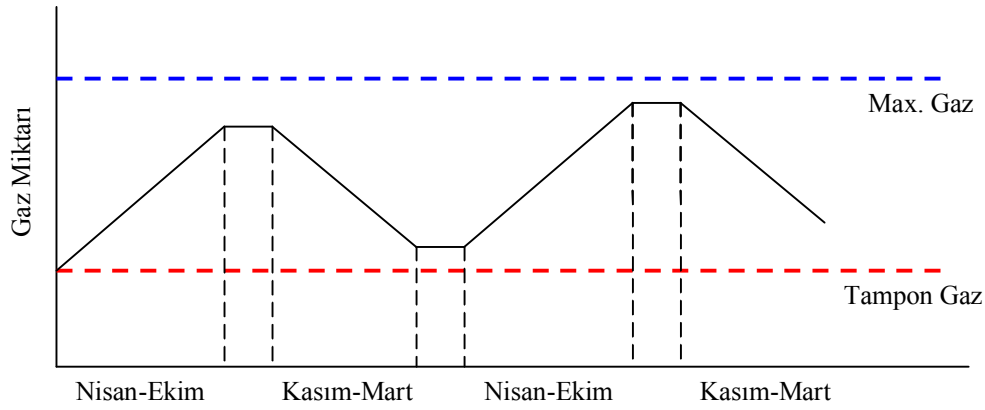
	Max. Ayrılabilir Kapasiteler	Toplam Rezerve Kapasiteler	Atıl Kapasiteler
Nokta Adı	(Sm ³ /gün)	(Sm ³ /gün)	(Sm ³ /gün)
İGDAŞ (ESEN YURT)-1 RM/A	9.600.000	8.942.000	658.000
İGDAŞ (ESEN YURT)-2 RM/A	4.800.000	4.800.000	0
İGDAŞ (ESEN YURT)-3 RM/A	7.200.000	5.695.000	1.505.000
İGDAŞ (PENDİK)-1 RM/A	9.600.000	6.019.000	3.581.000
İGDAŞ (PENDİK)-2 RM/A	7.200.000	5.205.000	1.995.000
İGDAŞ (TUZLA) RM/A	1.080.000	144.510	935.490
İGDAŞ AMBARLI RM/A	7.200.000	0	7.200.000
İGDAŞ-PENDİK SAHİL- RM/A	4.800.000	2.074.000	2.726.000
İGSAS RM/A	2.520.000	898.693	1.621.307
İST. BATI (BAHÇEŞEHİR) M/S	1.080.000	479.413	600.587
İST. DOĞU (BESLER) M/A	720.000	204.000	516.000

4.3. Depolama Karakteristiği

Yeraltı doğal gaz depolama tesislerinde depolama faaliyetleri doğal gaz tüketiminin minimum olduğu ilkbahar-yaz aylarında depoya enjeksiyon ve tüketimin yüksek olduğu sonbahar-kış aylarında ise depodan geri üretim şeklinde gerçekleşmektedir (Şekil 4.12). Çizelge 4.5’de uygulama bölgesindeki yeraltı depo ve depolama faaliyetlerine ait karakteristik değerler gösterilmiştir.

Çizelge 4.5 Depolama Karakteristiği (TPAO, 2011)

Toplam Gaz Depolama Kapasitesi	4,309 Milyar Sm ³
Depodaki Toplam Gaz Miktarı	1,0 Milyar Sm ³ (varsayılan)
Yastık Gazı	1,648 Milyar Sm ³
Çalışma Gaz Kapasitesi	2,661 Milyar Sm ³
Çalışma Gazı	2,1 Milyar Sm ³
Maksimum Günlük Enjeksiyon Miktarı	16 Milyon Sm ³
Maksimum Günlük Geri Üretim Miktarı	17 Milyon Sm ³
Minimum Günlük Enjeksiyon Miktarı	5 Milyon Sm ³
Minimum Günlük Geri Üretim Miktarı	8 Milyon Sm ³
Enjeksiyon Dönemi	1 Nisan – 16 Ekim
Geri Üretim Dönemi	1 Kasım – 24 Mart
Enjeksiyon Dönemi Hat Basıncı	50 bar
Geri Üretim Dönemi Hat Basıncı	75 bar



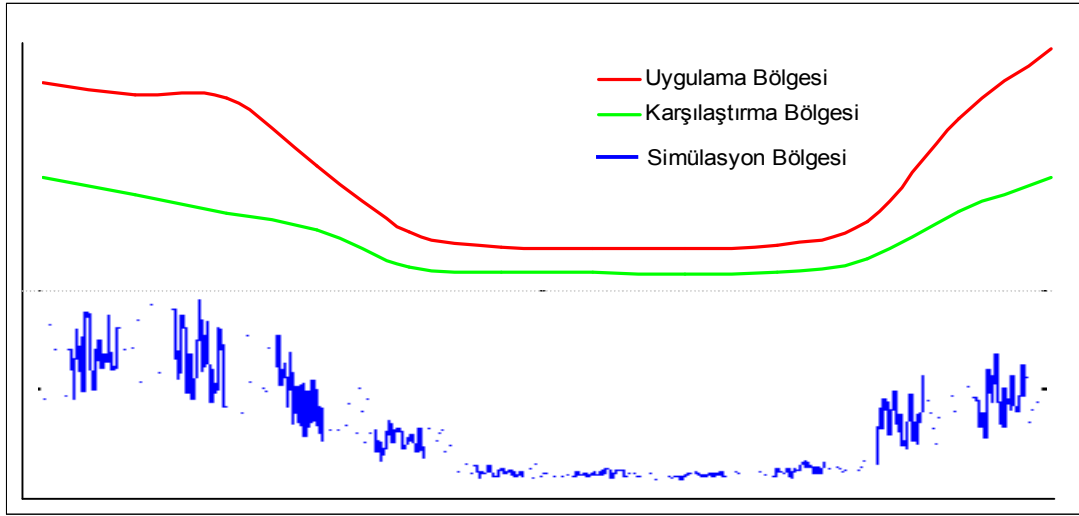
Şekil 4.12. D.Gaz Depolama Döngüsü

4.4. Simülasyon Analizi

4.4.1 Model ve Saha Tüketim Karşılaştırması

Oluşturulan simülasyon modeli ile uygulama bölgesinin doğal gaz tüketim verilerinin dağılımları ve depo karakteristiği incelenmiştir. Simülasyonda gerçekleştirilen tüketim verileri ile gerçek saha karşılaştırması Şekil 4.13’da

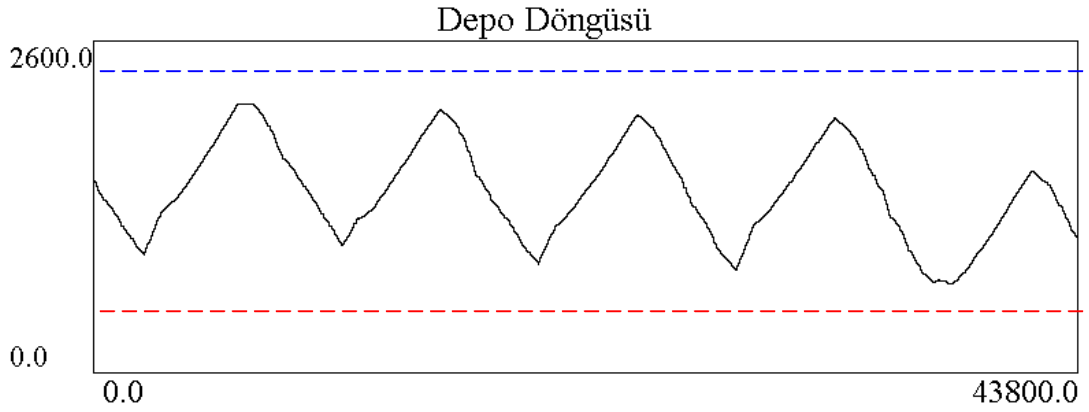
gösterilmiştir. Karşılaştırma sonucunda gerçek değerlerle simülasyon değerleri karakteristik olarak benzerlik göstermiştir. Simülasyon modelinde günlük bazda uniform dağılıma sahip değerler aylık toplam tüketim bazında benzeşmiştir. Bunun sonucunda uygulama bölgesinde istenen yıl/yıllar bazında doğal gaz tüketim değerlerindeki yüzdesel artış, mevsimsel yüksek talep ve olası gaz kesme senaryoları modellenebilmiştir.



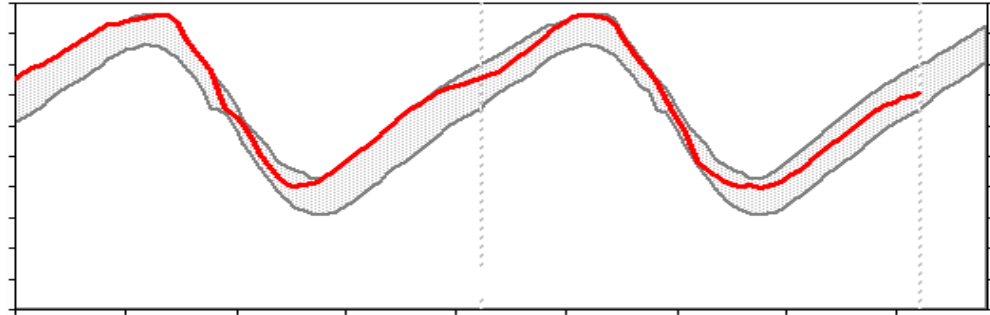
Şekil 4.13. Günler Bazında Yıllık D.Gaz Tüketim Karşılaştırması

4.4.1 Depo Çalışma Döngüsü Karşılaştırması

Simülasyon modelinde uygulama sahasından alınan gerçek depo karakteristiği kullanılmıştır. Simülasyon sonucu elde edilen beş yıllık depo döngüsü Şekil 4.14’da gösterilmiştir. Gerçek depo döngüsü, reel saha verilerine antlaşmalardaki gizlilik hükümleri uyarınca ulaşamadığı için, mevsimsel aynı talep karakteristiğini gösteren bir X-Ülke verileriyle karşılaştırılmıştır. Simülasyondan elde edilen senaryosuz uygulamadaki veriler Şekil 4.15’deki gerçek değerlerle depolama döngüsü açısından paralellik göstermiştir.



Şekil 4.14. Depo Çalışma Döngüsü (5 Yıllık)



Şekil 4.15. Depo Çalışma Döngüsü Örneği (EIA-912)

4.5. Matematiksel Model Sonuçları

Depolama faaliyetlerinde (gaz depolama döngüsü) mevsimsel gaz talep artışlarının veya dalgalanmalarının karşılanabilmesi için kullanılacak modelde, karar değişkeninin mevsimsel sıcaklık dalgalanmalarına göre belirlenmesi gerektiği uygulama bölgesinin son 10 yıllık tüketim değerleri karşılaştırıldığında açıkça görülmüştür. Bu sebeple oluşturulan modelde günlük sıcaklık verileri çok önem arz etmektedir. Depolama faaliyetlerinin kontrata bağlı olduğu ve enjeksiyon ve geri üretim zamanlarının belirli tarihler arasında yapılması hükümleri yer aldığından, bu zaman dilimlerindeki faaliyetlerin optimizasyonu bağlı bulunan bölgelerdeki sıcaklık verilerinin modellenmesine göre değişkenlik gösterebilmektedir. Örneğin uygulama bölgesindeki mevsimsel tüketim talep artışları ile farklı bölgedeki bir deponun faaliyet gösterdiği alandaki mevsimsel tüketim artışları iklimsel olarak değişkenlik gösterebilmektedir. Sözleşmelerle kısıtlı üretim ve enjeksiyon tarihleri ile sıcaklık

değerleri göz önüne alınarak yapılan model aşağıdaki gibi belirlenmiştir. Lingo 11.0 ile çözülen modelin çıktıları Ek 3’de verilmiştir.

Amaç fonksiyonu;

$$\max \sum_{i=1}^N \left[P_i(W_i dw_i - I_i di_i) + (ciI_i + cwW_i) + \frac{1}{2} P_i \sum_{i=1}^N I_i \right] \quad (1)$$

Kısıtlar

$$\begin{aligned} & 1 \leq dw_i \leq 274 \quad \forall i = 1, 2, 3, \dots, 365 \\ & 0 \leq di_i \leq 274 \quad \forall i = 1, 2, 3, \dots, 365 \end{aligned} \quad (2)$$

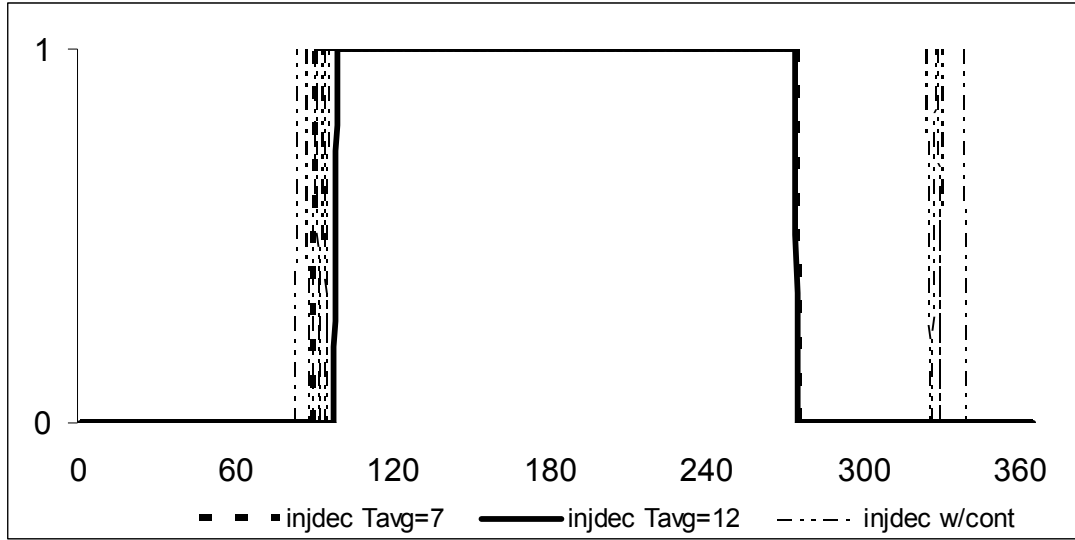
$$\begin{aligned} & 0 \leq di_i \leq 274 \quad \forall i = 1, 2, 3, \dots, 365 \\ & 0 \leq dw_i \leq 274 \quad \forall i = 1, 2, 3, \dots, 365 \end{aligned} \quad (3)$$

$$di_i = 0 \quad \left\{ 0,0004i^2 + 0,0388i + 4,6441 \leq T_{avg} \right\} \quad \forall i = 1, \dots, 210 \quad (4)$$

$$INV + \sum_{k=j}^{365} di_k I_k + dw_k W_k \leq MAXCAP \quad \forall j = 1, \dots, 365 \quad (5)$$

$$MAXCAP \leq 2600 \quad (6)$$

$$P_i = 7 \times 10^{-5} i - 0,0251i + 5,6261 \quad \forall i = 1, 2, 3, \dots, 365 \quad (7)$$



Şekil 4.16. Depo Çalışma Döngüsü Karar Değişkeni (Lingo Sonucu)

Şekil 4.16’da görüldüğü üzere matematiksel modelde depolama için düşünülen dönemlerin sıcaklığa bağlı olarak karar değişkenleri belirlenmiştir. Modelde dönemsel ortalama mevsim sıcaklıkları değiştirildiğinde kontratlara bağlı olarak ve ya kontratların dikkate alınmadan yapılan tespitlerde depolama enjeksiyon karar değişkenlerinin ortalama mevsim sıcaklıklarına göre değiştiği görülmektedir. Kontratlarla bağlı kalınarak model çalıştırıldığında ortalama sıcaklıklar değiştiğinde depoya enjeksiyon zamanlarında kayma gözlenmiştir. Kontratlarla bağlı kalınmadan yapılan model çalıştırmasında ise geri çekme (tüketimin artması öngörülen günler) ihtiyacı muhtemel günlerde ise depoya enjeksiyon ihtiyacı görülmüştür.

Matematiksel model’in farklı senaryolar altında çalıştırılması neticesinde sistemin mevcut depo kapasitesinin tamamını kullanması sonucunda maksimum karın elde edildiği görülmüştür. Bu sebeple gerek farklı zamanlarda gaz kesme senaryoları gerek mevsimsel tüketimin pik yaptığı dönemlerde tüketim arzının karşılanması için mevcut depo kapasitesinin artması gerektiği sonucu görülmüştür.

5. SONUÇLAR VE ÖNERİLER

5.1. Çalışma Özeti

Literatür incelendiğinde, yapılan çalışmalarda, doğal gaz iletim faaliyetlerindeki gerekli basınç altında sağlanacak gaz hesaplamaları, depolarının enjeksiyon ve geri çekilme değerleri ve günleri, gaz fiyatlarının belirlenmesi, lineer ya da nonlinear amaç fonksiyonları ve kısıtlara bağlı alınarak, tam sayılı veya stokastik modellerle oluşturulmuştur. Ancak gerçek yaşamda tüketim değerleri mevsimselliğin yanında günlük ve dönemsel ekonomik değişkenlere, nüfus artışına ve çeşitli kısa ve uzun dönem antlaşmalara bağlı olarak rassal değişkenlik göstermektedir. Literatürdeki çalışmalardan farklı olarak bu çalışmada depolama ve enjeksiyon günleri farklı gaz kesme senaryoları ve mevsimsel sıcaklık dalgalanmaları göz önünde bulundurularak hem matematiksel modellenmiş hem de simüle edilmiştir.

Literatürde doğalgaz depolama konusunda oldukça fazla çalışma yapılmıştır. Çalışmalarda büyük çoğunlukla simülasyon veya matematiksel model kullanılmakla beraber her iki metodun kullanıldığı çalışma çok azdır.

Bu çalışmanın incelediği problem doğalgaz depolama döngüsünün belirlenmesi problemidir. Problemden kullanılan deponun maksimum verimde kullanılabilmesi ve mevcut doğal gaz ana iletim ağında olası gaz kesintilerine karşı yeterli kapasitenin kullanılabilmesi problemi incelenmiş ve farklı senaryolar altında simüle edilmiştir. Depolamada maksimum kapasite kullanımı ve kar optimizasyonu için matematiksel model kullanılarak problem çözülmüştür. Gerek matematiksel modelin ve gerek simülasyon modelin, doğalgaz depolama operatörleri tarafından farklı sıcaklık, gaz kesme senaryoları ve doğalgaz fiyat trendleri göz önünde bulundurularak oluşturulacak farklı senaryolara göre kullanılabilmesi sağlanmıştır.

5.2. Sonuçlar

Farklı stratejiler için oluşturulan simülasyon ile gerçek sistemdeki depolama ve akış modellenmiş ve deponun kullanılabilirliği gözlenmiştir. Başlangıçta simülasyon modeli, depo kısıtlandırılmadan yani talebi % 100 karşılayan düzey bazında uygun depolama ve geri üretim zamanları elde edilmiştir.

Kullanılan metodolojinin depo kapasite kullanımı, uygun depolama döngüsünün belirlenmesi problemleri için uygun olduğu görülmüştür ve sonuçlar 4 adımda özetlenebilir ;

- i. Sistem simülasyon yöntemi ile modellenir ve maksimum kapasite elde edilir,
- ii. Simülasyon modeli, minimum ve maksimum aralığında kapasite değerleri için tekrar çalıştırılır. Tespit edilen performans kriterlerinin değişimleri incelenir,
- iii. Kapasite değerleri ile performans kriterleri ilişkilendirilir ve kullanılacak matematiksel modelde elde bulundurma maliyeti optimize edilir,
- iv. Elde edilen matematiksel denklemler ile farklı amaç ve kısıtlar dikkate alınarak ihtiyaç duyulan kapasite ve depo çalışma döngüsü belirlenir.

5.3. Sonraki Çalışmalar İçin Öneriler

Yapılan çalışma verilerin mevsimselliği, örneğin demografik ve sosyal etkilerin talepte oluşturacağı dalgalanmaların göz önüne alınması ile daha etkin bir hale getirilebilir. Ancak bu konuda bahsi geçen etkenlerin doğru şekilde analiz edilip talebi ne kadar etkileyeceğinin bulunması kapsamlı bir çalışma olacaktır.

Temel veri analizinden simülasyona, simülasyondan matematiksel modellemeye doğru bir akışın olduğu bu çalışma; herhangi bir doğalgaz kapasite ve depolama döngüsü planlama probleminde yapılacak metamodelleme çalışması için bir alt yapı oluşturacaktır.

KAYNAKLAR

- HOLLAND A., 2007, Injection/Withdrawal Scheduling for Natural Gas Storage Facilities, *Proceedings of the ACM Symposium on Applied Computing (ACM-EC 2007)*, SAC 2007 : 332-333
- HOLLAND A., 2007, Optimization of injection/withdrawal schedules for natural gas storage facilities, in *Proceedings of the Twenty-seventh SGA International Conference on Artificial Intelligence (AI-2007)*, Cambridge, England, Springer Verlag.
- THOMASGARD A., ROMO F., FODSTAD M., MIDTHUN K., 2007, Optimization Models for the Natural Gas Value Chain, in G. Hasle, K.-A. Lie & E. Quak, eds, 'Geometric Modelling, Numerical Simulation, and Optimization: Applied Mathematics at SINTEF', Springer, chapter Optimization Models for the Natural Gas Value Chain.
- THOMPSON M., RASMUSSEN H., DAVISON M., 2009, Natural Gas Storage Valuation and Optimization: A Real Options Application, *Naval Research Logistics* 56(30) 226-238.
- WOLF De D., 2003, Mathematical Properties of Formulations of the Gas Transmission Problem, GREMARS, Universit'e de Lille 3, France.
- BUTTNER J. C., 1999, Optimization Models for the Natural Gas Value Chain (1999), *Decision Sciences*, Volume 30, Number 2, Spring 1999
- GULDMANN J. M., 1986, A marginal cost pricing model for gas distribution utilities, Ohio State University.
- ABRAVCI S., 2005, Turkish Petroleum Corporation Kuzey Marmara and Değirmenköy Underground Gas Storages, 15th International Petroleum and Natural Gas Congress and Exhibition of Turkey, 11-13 May 2005.
- BANKS J., 1998, "Handbook of Simulation: Principles, Methodology, Advances, Applications, and Practice", John Wiley & Sons, Inc.
- ARENA Simulation Software (2007); *Arena User's Guide*, ROCKWELL Automation Technologies, Inc., USA
- http://quotes.ino.com/exchanges/?r=NYMEX_NG

<http://www.igdas.com.tr>

<http://www.botas.gov.tr>

<http://www.tpao.gov.tr>

<http://www.freemeteo.com/>

ÖZGEÇMİŞ

1976 yılında Adana’da doğdu. 2002 yılında Orta Doğu Teknik Üniversitesi Mühendislik Fakültesi Petrol ve Doğal gaz Mühendisliği Bölümünden mezun oldu. 2008 yılında Çukurova Üniversitesi Mühendislik Fakültesi Endüstri Mühendisliği Bölümünde yüksek lisansa başladı.

1999 yılında İş Bankası KKM Müdürlüğünde iş hayatına başlayıp, 2002 yılında Dynamic Drilling (ARAR Petrol) firmasıyla doğal gaz sondajlarında petrol mühendisliği yaptı ve 2005 yılından itibaren BOTAŞ International Limited firmasında operasyon süpervizörü olarak görev yapmaktadır.

EKLER

EK 1.Yeraltı Doğalgaz Depo Simülasyonu SIMAN kodları

```
;      Model statements for module:  BasicProcess.Create 1 (MainNGL)
;

80$      CREATE,          1,DaysToBaseTime(0),Entity
1:DaysToBaseTime(1):NEXT(81$);

81$      ASSIGN:          MainNGL.NumberOut=MainNGL.NumberOut +
1:NEXT(22$);

;      Model statements for module:  BasicProcess.Decide 71 (Decide 71)
;
22$      BRANCH,          1:
                        If,day==failure2,84$,Yes:
                        Else,85$,Yes;

84$      ASSIGN:          Decide 71.NumberOut True=Decide 71.NumberOut
True + 1:NEXT(21$);

85$      ASSIGN:          Decide 71.NumberOut False=Decide 71.NumberOut
False + 1:NEXT(5$);

;      Model statements for module:  BasicProcess.Assign 150 (Assign gas qty1
failure)
;
21$      ASSIGN:          Gas Qty1=0:NEXT(1$);

;      Model statements for module:  BasicProcess.Decide 57 (Decide1 Month)
;
5$      BRANCH,          1:
                        If,Month==1,6$,Yes:
                        If,Month==2,7$,Yes:
                        If,Month==3,8$,Yes:
                        If,Month==4,9$,Yes:
                        If,Month==5,10$,Yes:
                        If,Month==6,11$,Yes:
                        If,Month==7,12$,Yes:
                        If,Month==8,13$,Yes:
                        If,Month==9,14$,Yes:
                        If,Month==10,15$,Yes:
                        If,Month==11,16$,Yes:
                        If,Month==12,17$,Yes:
                        Else,1$,Yes;

;
;      Model statements for module:  BasicProcess.Assign 102 (Assign gas qty
January)
;
6$      ASSIGN:          Gas Price=1.0000:
                        Gas Qty1=Unif(30,35):NEXT(20$);

;      Model statements for module:  FlowProcess.Seize Regulator 26 (Seize
Regulator 26)
;
20$      QUEUE,          Seize Regulator 26.Queue;
88$      SEIZE,          3,Other:
                        MainNGLin,1:NEXT(18$);

;
;      Model statements for module:  FlowProcess.Flow 28 (Flow 28)
;
18$      FLOW:          Add(MainNGLin),Gas Qty1,,2,VA,,Flow
28.Storage:NEXT(19$);
```

```

;      Model statements for module:  FlowProcess.Release Regulator 26
(Release Regulator 26)
;
19$      RELEASE:      MainNGLin,1:NEXT(1$);

;      Model statements for module:  BasicProcess.Assign 103 (Assign gas qty
February)
;
7$      ASSIGN:      Gas Price=0.6800:
Gas Qty1=Unif(30,35):NEXT(20$);

;      Model statements for module:  BasicProcess.Assign 104 (Assign gas qty
March)
;
8$      ASSIGN:      Gas Price=0.7840:
Gas Qty1=Unif(30,35):NEXT(20$);

;      Model statements for module:  BasicProcess.Assign 105 (Assign gas qty
April)
;
9$      ASSIGN:      Gas Price=0.7040:
Gas Qty1=Unif(23,25):NEXT(20$);

;      Model statements for module:  BasicProcess.Assign 106 (Assign gas qty
May)
;
10$     ASSIGN:      Gas Price=0.9200:
Gas Qty1=Unif(12,14):NEXT(20$);

;      Model statements for module:  BasicProcess.Assign 107 (Assign gas qty
June)
;
11$     ASSIGN:      Gas Price=0.9520:
Gas Qty1=Unif(8,10):NEXT(20$);

;      Model statements for module:  BasicProcess.Assign 108 (Assign gas qty
July)
;
12$     ASSIGN:      Gas Price=0.0400:
Gas Qty1=Unif(8,10):NEXT(20$);

;      Model statements for module:  BasicProcess.Assign 109 (Assign gas qty
August)
;
13$     ASSIGN:      Gas Price=0.0100:
Gas Qty1=Unif(8,10):NEXT(20$);

;
;      Model statements for module:  BasicProcess.Assign 110 (Assign gas qty
September)
;
14$     ASSIGN:      Gas Price=0.2880:
Gas Qty1=Unif(8,10):NEXT(20$);

;
;      Model statements for module:  BasicProcess.Assign 111 (Assign gas qty
October)
;
15$     ASSIGN:      Gas Price=0.4000:
Gas Qty1=Unif(8,10):NEXT(20$);

;      Model statements for module:  BasicProcess.Assign 112 (Assign gas qty
November)

```

```

;
16$          ASSIGN:          Gas Price=0.5440:
                        Gas Qty1=Unif(10,22):NEXT(20$);
;      Model statements for module:  BasicProcess.Assign 113 (Assign gas qty
December)
;
17$          ASSIGN:          Gas Price=0.5120:
                        Gas Qty1=Unif(16,26):NEXT(20$);
;
;      Model statements for module:  BasicProcess.Dispose 21 (Dispose all)
;
1$           ASSIGN:          Dispose all.NumberOut=Dispose all.NumberOut +
1;
89$          DISPOSE:          Yes;

;      Model statements for module:  BasicProcess.Create 2 (Consumption)
;

90$          CREATE,          1,DaysToBaseTime(0),Entity
1:DaysToBaseTime(1):NEXT(91$);

91$          ASSIGN:          Consumption.NumberOut=Consumption.NumberOut +
1:NEXT(39$);

;      Model statements for module:  BasicProcess.Decide 64 (Decide dist.)
;
39$          BRANCH,          1:
                        If,Distribution==1,26$,Yes:
                        Else,1$,Yes;
;      Model statements for module:  BasicProcess.Decide 63 (Decide22 Month)
;
26$          BRANCH,          1:
                        If,Month==1,27$,Yes:
                        If,Month==2,28$,Yes:
                        If,Month==3,29$,Yes:
                        If,Month==4,30$,Yes:
                        If,Month==5,31$,Yes:
                        If,Month==6,32$,Yes:
                        If,Month==7,33$,Yes:
                        If,Month==8,34$,Yes:
                        If,Month==9,35$,Yes:
                        If,Month==10,36$,Yes:
                        If,Month==11,37$,Yes:
                        If,Month==12,38$,Yes:
                        Else,1$,Yes;

;
;
;      Model statements for module:  BasicProcess.Assign 126 (Assign2 gas
qty2 January)
;
27$          ASSIGN:          Gas Qty2=Unif(8.7,19.9):NEXT(40$);

;      Model statements for module:  BasicProcess.Decide 75 (Decide year)
;
40$          BRANCH,          1:
                        If,year==2010,41$,Yes:
                        If,year==2012,42$,Yes:
                        If,year==2013,43$,Yes:
                        If,year==2011,44$,Yes:
                        Else,25$,Yes;

```

```

;      Model statements for module:  FlowProcess.Seize Regulator 29 (Seize
Regulator 29)
;
25$      QUEUE,      Seize Regulator 29.Queue;
100$     SEIZE,      2,Other:
                        MainNGLout,1:NEXT(23$);

;      Model statements for module:  FlowProcess.Flow 31 (Flow 31)
;
23$      FLOW:      Remove(MainNGLout),Gas Qty2,,,2,VA,,Flow
31.Storage:NEXT(24$);

;      Model statements for module:  FlowProcess.Release Regulator 29
(Release Regulator 29)
;
24$      RELEASE:      MainNGLout,1:NEXT(1$);

;      Model statements for module:  BasicProcess.Assign 152 (Assigngas qty2)
;
41$      ASSIGN:      Gas Qty2=Gas Qty2*1.1:NEXT(25$);

;      Model statements for module:  BasicProcess.Assign 153 (Assigngas
qty21)
;
42$      ASSIGN:      Gas Qty2=Gas Qty2*1:NEXT(25$);

;      Model statements for module:  BasicProcess.Assign 154 (Assigngas
qty23)
;
43$      ASSIGN:      Gas Qty2=Gas Qty2*1:NEXT(25$);

;      Model statements for module:  BasicProcess.Assign 155 (Assigngas
qty233)
;
44$      ASSIGN:      Gas Qty2=Gas Qty2*1:NEXT(25$);

;      Model statements for module:  BasicProcess.Assign 127 (Assign2 gas
qty2 February)
;
28$      ASSIGN:      Gas Qty2=Unif(6.9,27.0):NEXT(40$);

;      Model statements for module:  BasicProcess.Assign 128 (Assign2 gas
qty2 March)
;
29$      ASSIGN:      Gas Qty2=Unif(6.5,20.1):NEXT(40$);

;      Model statements for module:  BasicProcess.Assign 129 (Assign2 gas
qty2 April)
;
30$      ASSIGN:      Gas Qty2=Unif(4.6,14.6):NEXT(40$);

;
;
;      Model statements for module:  BasicProcess.Assign 130 (Assign2 gas
qty2 May)
;
31$      ASSIGN:      Gas Qty2=Unif(2.0,6.7):NEXT(40$);

;      Model statements for module:  BasicProcess.Assign 131 (Assign2 gas
qty2 June)

```

```

;
32$          ASSIGN:          Gas Qty2=Unif(0.6,2.4):NEXT(40$);

;      Model statements for module:  BasicProcess.Assign 132 (Assign2 gas
qty2 July)
;
33$          ASSIGN:          Gas Qty2=Unif(0.6,1.9):NEXT(40$);

;      Model statements for module:  BasicProcess.Assign 133 (Assign2 gas
qty2 August)
;
34$          ASSIGN:          Gas Qty2=Unif(0.5,1.6):NEXT(40$);

;      Model statements for module:  BasicProcess.Assign 134 (Assign2 gas
qty2 September)
;
35$          ASSIGN:          Gas Qty2=Unif(0.6,2.0):NEXT(40$);

;      Model statements for module:  BasicProcess.Assign 135 (Assign2 gas
qty2 October)
;
36$          ASSIGN:          Gas Qty2=Unif(1.0,2.6):NEXT(40$);

;      Model statements for module:  BasicProcess.Assign 136 (Assign2 gas
qty2 November)
;
37$          ASSIGN:          Gas Qty2=Unif(3.2,11.3):NEXT(40$);

;      Model statements for module:  BasicProcess.Assign 137 (Assign2 gas
qty2 December)
;
38$          ASSIGN:          Gas Qty2=Unif(4.6,16.9):NEXT(40$);

;      Model statements for module:  BasicProcess.Create 3 (Storage)
;

101$         CREATE,          1,DaysToBaseTime(0),Entity
1:DaysToBaseTime(1):NEXT(102$);

102$         ASSIGN:          Storage.NumberOut=Storage.NumberOut +
1:NEXT(66$);

;      Model statements for module:  BasicProcess.Decide 78 (Decide2212
Month)
;
66$          BRANCH,          1:
                                If,Month==1,1$,Yes:
                                If,Month==2,1$,Yes:
                                If,Month==3,1$,Yes:
                                If,Month==4,64$,Yes:
                                If,Month==5,64$,Yes:
                                If,Month==6,64$,Yes:
                                If,Month==7,64$,Yes:
                                If,Month==8,64$,Yes:
                                If,Month==9,64$,Yes:
                                If,Month==10,1$,Yes:

```

```

                                If,Month==11,1$,Yes:
                                If,Month==12,1$,Yes:
                                Else,1$,Yes;

;
;   Model statements for module:  BasicProcess.Decide 76 (Decide Gas
Qty5a)
;
64$           BRANCH,           1:
                                If,Gas Qty5<2100,107$,Yes:
                                Else,108$,Yes;
107$          ASSIGN:           Decide Gas Qty5a.NumberOut True=Decide Gas
Qty5a.NumberOut True + 1:NEXT(65$);

108$          ASSIGN:           Decide Gas Qty5a.NumberOut False=Decide Gas
Qty5a.NumberOut False + 1:NEXT(1$);

;   Model statements for module:  BasicProcess.Decide 77 (Decide 2234)
;
65$           BRANCH,           1:
                                If,Gas Qty3>0,109$,Yes:
                                Else,110$,Yes;
109$          ASSIGN:           Decide 2234.NumberOut True=Decide
2234.NumberOut True + 1:NEXT(63$);

110$          ASSIGN:           Decide 2234.NumberOut False=Decide
2234.NumberOut False + 1:NEXT(1$);

;   Model statements for module:  FlowProcess.Seize Regulator 32 (Seize
Regulator 32)
;
63$           QUEUE,           Seize Regulator 32.Queue;
111$          SEIZE,           2,Other:
                                MainNGLtrans,1:
                                Storagein,1:NEXT(62$);

;
;   Model statements for module:  FlowProcess.Flow 34 (Flow 34)
;
62$           FLOW:           Transfer(MainNGLtrans, Storagein),Gas
Qty3,,,2,NVA,,Flow 34.Storage:NEXT(61$);

;   Model statements for module:  FlowProcess.Release Regulator 32
(Release Regulator 32)
;
61$           RELEASE:         MainNGLtrans,1:
                                Storagein,1:NEXT(1$);

;   Model statements for module:  BasicProcess.Create 6 (Create Month)
;
112$          CREATE,           1,DaysToBaseTime(0),Entity
1:DaysToBaseTime(1):NEXT(113$);

113$          ASSIGN:         Create Month.NumberOut=Create Month.NumberOut +
1:NEXT(0$);

;   Model statements for module:  BasicProcess.Assign 10 (Assignments)
;
0$           ASSIGN:         Gas Qty5=TankLevel (Tank 2):
                                Gas Qty6=TankLevel (Tank 1):

```

```

Gas Qty3=Gas Qty1 - ( Gas Qty2 + Gas Qty2b):
Month=CalMonth(TNOW):
Distribution=1:
year=CalYear(TNOW):
day=CalDayOfYear(TNOW):
TankLevel(Tank 2)=TankLevel(Tank 2):NEXT(1$);

;      Model statements for module:  FlowProcess.Sensor 1 (Sensor 1)
;
Sensor 1.Label DELAY:          0.0,,Other;
118$          DELAY:          0.0,,Other:NEXT(116$);

116$          DISPOSE:          No;

;      Model statements for module:  BasicProcess.Create 11 (Create 11)
;

119$          CREATE,          1,DaysToBaseTime(0),Entity
1:DaysToBaseTime(1):NEXT(120$);

120$          ASSIGN:          Create 11.NumberOut=Create 11.NumberOut +
1:NEXT(67$);

;      Model statements for module:  BasicProcess.Decide 79 (Decide Gas
Qty1Gas Qty2)
;
67$          BRANCH,          1:
                                If,Gas Qty6<500,123$,Yes:
                                Else,124$,Yes;
123$          ASSIGN:          Decide Gas Qty1Gas Qty2.NumberOut True=Decide
Gas Qty1Gas Qty2.NumberOut True + 1:NEXT(68$);

124$          ASSIGN:          Decide Gas Qty1Gas Qty2.NumberOut False=Decide
Gas Qty1Gas Qty2.NumberOut False + 1:NEXT(75$);

;      Model statements for module:  FlowProcess.Seize Regulator 33 (Seize
Regulator 33)
;
68$          QUEUE,          Seize Regulator 33.Queue;
125$          SEIZE,          2,Other:
                                Storageout,1:
                                Storagetrans,1:NEXT(69$);

;      Model statements for module:  FlowProcess.Flow 35 (Flow 35)
;
69$          FLOW:          Transfer(Storageout, Storagetrans),500 - Gas
Qty6,,,2,VA,,Flow 35.Storage:NEXT(70$);

;      Model statements for module:  FlowProcess.Release Regulator 33
(Release Regulator 33)
;
70$          RELEASE:          Storageout,1:
                                Storagetrans,1:NEXT(1$);

;      Model statements for module:  BasicProcess.Decide 81 (Decide22122
Month)
;
75$          BRANCH,          1:
                                If,Month==1,74$,Yes:
                                If,Month==2,74$,Yes:

```

```

If,Month==3,74$,Yes:
If,Month==4,1$,Yes:
If,Month==5,1$,Yes:
If,Month==6,1$,Yes:
If,Month==7,1$,Yes:
If,Month==8,1$,Yes:
If,Month==9,1$,Yes:
If,Month==10,74$,Yes:
If,Month==11,74$,Yes:
If,Month==12,74$,Yes:
Else,1$,Yes;

;
;
;   Model statements for module:   BasicProcess.Decide 80 (Decide 222)
;
74$           BRANCH,           1:
                        If,Gas Qty3>0,128$,Yes:
                        Else,129$,Yes;
128$           ASSIGN:           Decide 222.NumberOut True=Decide 222.NumberOut
True + 1:NEXT(73$);

129$           ASSIGN:           Decide 222.NumberOut False=Decide 222.NumberOut
False + 1:NEXT(1$);

;   Model statements for module:   FlowProcess.Seize Regulator 34 (Seize
Regulator 34)
;
73$           QUEUE,           Seize Regulator 34.Queue;
130$           SEIZE,           3,Other:
                        MainNGLbypass,1:NEXT(72$);

;   Model statements for module:   FlowProcess.Flow 36 (Flow 36)
;
72$           FLOW:           Remove(MainNGLbypass),Gas Qty3,,2,VA,,Flow
36.Storage:NEXT(71$);

;   Model statements for module:   FlowProcess.Release Regulator 34
(Release Regulator 34)
;
71$           RELEASE:           MainNGLbypass,1:NEXT(1$);

;   Model statements for module:   FlowProcess.Tank 3 (Tank 1)
;
;   Model statements for module:   FlowProcess.Tank 5 (Tank 2)
;

;   Model statements for module:   BasicProcess.Create 15 (Consumption2)
;

141$           CREATE,           1,DaysToBaseTime(0),Entity
1:DaysToBaseTime(1):NEXT(142$);

142$           ASSIGN:           Consumption2.NumberOut=Consumption2.NumberOut +
1:NEXT(45$);

;   Model statements for module:   BasicProcess.Decide 65 (Decide2b Month)
;
45$           BRANCH,           1:
                        If,Month==1,46$,Yes:

```

```

If,Month==2,47$,Yes:
If,Month==3,48$,Yes:
If,Month==4,49$,Yes:
If,Month==5,50$,Yes:
If,Month==6,51$,Yes:
If,Month==7,52$,Yes:
If,Month==8,53$,Yes:
If,Month==9,54$,Yes:
If,Month==10,55$,Yes:
If,Month==11,56$,Yes:
If,Month==12,57$,Yes:
Else,1$,Yes;

;
;
;   Model statements for module:  BasicProcess.Assign 138 (Assign gas qty3
January)
;
46$           ASSIGN:           Gas Qty2b=Unif(6,16):NEXT(60$);

;   Model statements for module:  FlowProcess.Seize Regulator 30 (Seize
Regulator 30)
;
60$           QUEUE,           Seize Regulator 30.Queue;
147$          SEIZE,           2,Other:
                               MainNGLout,1:NEXT(58$);

;   Model statements for module:  FlowProcess.Flow 32 (Flow 32)
;
58$           FLOW:           Remove(MainNGLout2),Gas Qty2b,,,2,VA,,Flow
32.Storage:NEXT(59$);

;   Model statements for module:  FlowProcess.Release Regulator 30
(Release Regulator 30)
;
59$           RELEASE:        MainNGLout,1:NEXT(1$);

;   Model statements for module:  BasicProcess.Assign 139 (Assign gas qty3
February)
;
47$           ASSIGN:           Gas Qty2b=Unif(5,15):NEXT(60$);

;   Model statements for module:  BasicProcess.Assign 140 (Assign gas qty3
March)
;
48$           ASSIGN:           Gas Qty2b=Unif(5,15):NEXT(60$);

;   Model statements for module:  BasicProcess.Assign 141 (Assign gas qty3
April)
;
49$           ASSIGN:           Gas Qty2=Unif(3,10):NEXT(60$);

;   Model statements for module:  BasicProcess.Assign 142 (Assign gas qty3
May)
;
50$           ASSIGN:           Gas Qty2b=Unif(2.0,6.7):NEXT(60$);

;   Model statements for module:  BasicProcess.Assign 143 (Assign gas qty3
June)
;
51$           ASSIGN:           Gas Qty2b=Unif(0.6,2.4):NEXT(60$);

```

```

;      Model statements for module:  BasicProcess.Assign 144 (Assign gas qty3
July)
;
52$      ASSIGN:      Gas Qty2b=Unif(0.6,1.9):NEXT(60$);

;      Model statements for module:  BasicProcess.Assign 145 (Assign gas qty3
August)
;
53$      ASSIGN:      Gas Qty2b=Unif(0.5,1.6):NEXT(60$);

;      Model statements for module:  BasicProcess.Assign 146 (Assign gas qty3
September)
;
54$      ASSIGN:      Gas Qty2b=Unif(0.6,2.0):NEXT(60$);

;      Model statements for module:  BasicProcess.Assign 147 (Assign gas qty3
October)
;
55$      ASSIGN:      Gas Qty2b=Unif(1.0,2.6):NEXT(60$);

;      Model statements for module:  BasicProcess.Assign 148 (Assign gas qty3
November)
;
56$      ASSIGN:      Gas Qty2b=Unif(3.2,11.3):NEXT(60$);

;      Model statements for module:  BasicProcess.Assign 149 (Assign gas qty3
December)
;
57$      ASSIGN:      Gas Qty2b=Unif(3,12):NEXT(60$);

;      Model statements for module:  BasicProcess.Create 16 (Maingascut)
;

148$      CREATE,      1,DaysToBaseTime(0),Entity
1:DaysToBaseTime(EXPO(UNIF(100,300))):NEXT(149$);

149$      ASSIGN:      Maingascut.NumberOut=Maingascut.NumberOut +
1:NEXT(4$);

;      Model statements for module:  BasicProcess.Assign 151 (Assign 151)
;
4$      ASSIGN:      failure2=CalDayOfYear(TNOW):NEXT(1$);

;      Model statements for module:  BasicProcess.Create 17 (Consumption 3)
;

152$      CREATE,      1,DaysToBaseTime(0),Entity
1:DaysToBaseTime(1):NEXT(153$);

153$      ASSIGN:      Consumption 3.NumberOut=Consumption 3.NumberOut
+ 1:NEXT(79$);

;      Model statements for module:  BasicProcess.Decide 84 (Decide221200
Month)
;
79$      BRANCH,      1:
                        If,Month==1,78$,Yes:
                        If,Month==2,78$,Yes:
                        If,Month==3,78$,Yes:
                        If,Month==4,1$,Yes:
                        If,Month==5,1$,Yes:
                        If,Month==6,1$,Yes:
                        If,Month==7,1$,Yes:

```

```

                                If,Month==8,1$,Yes:
                                If,Month==9,1$,Yes:
                                If,Month==10,78$,Yes:
                                If,Month==11,78$,Yes:
                                If,Month==12,78$,Yes:
                                Else,1$,Yes;

;      Model statements for module:  FlowProcess.Seize Regulator 36 (Seize
Regulator 36)
;
78$          QUEUE,          Seize Regulator 36.Queue;
158$         SEIZE,          3,Other:
                                MainNGLbypass,1:NEXT(77$);

;      Model statements for module:  FlowProcess.Flow 38 (Flow 38)
;
77$          FLOW:          Remove(MainNGLbypass),UNIF( 6 , 10
),,,2,VA,,Flow 38.Storage:NEXT(76$);

;      Model statements for module:  FlowProcess.Release Regulator 36
(Release Regulator 36)
;
76$          RELEASE:      MainNGLbypass,1:NEXT(1$);

```

EK 2.Yeraltı Doğalgaz Depo Matematiksel Model Lingo kodları

! This model is generated for selecting the maximum profit and underground natural gas storage injection and withdrawal days decision;

MODEL:

SETS:

cost/1..365/:price,withdrawal,withdec,injection,injdec,temp;

ENDSETS

DATA:

withdrawal=18;

injection=14;

maxcap=2600;

inv=500;

CI=0.0004;

CW=0.0004;

avgT=12;

ENDDATA

Max=@SUM(cost(i):price(i)*(withdrawal(i)*withdec(i)-
injection(i)*injdec(i))-(CI*injection(i)+CW*withdrawal(i))-
0.5*price(i)*injection(i));

inv + @sum (cost(i): price(i)*(withdrawal(i)*withdec(i)-
injection(i)*injdec(i))-(CI*injection(i)+CW*withdrawal(i))-
0.5*price(i)*injection(i))<=maxcap;

@for(cost(i): price(i)=0.00007*i*i-0.0251*i+5.6261);

@for(cost(i)| i#gt#0 #and# i#lt#90: withdec(i)=1) ;

@for(cost(i)| i#gt#90 #and# i#lt#275: withdec(i)=0) ;

@for(cost(i)| i#gt#275 #and# i#lt#366: withdec(i)=1) ;

@for(cost(i)| i#gt#0 #and# i#lt#90: injdec(i)=0) ;

@for(cost(i)| i#gt#275 #and# i#lt#366: injdec(i)=0) ;

@for(cost(i)| i#gt#90 #and# i#lt#275 #and# temp(i) #gt# avgT :
injdec(i)=1) ;

@for(cost(i): temp(i)=0.0004*i*i+0.0388*i+4.6441);

@for(cost(i)| i#gt#1 #and# i#lt#365: temp(i)=temp(i));

END

EK 3. Matematiksel Modelin Lingo Çıktıları

Global optimal solution found at iteration: 0
Objective value: 2100.000

Variable	Value		
MAXCAP	2600.000		
INV	500.0000		
CI	0.4000000E-03		
CW	0.4000000E-03		
AVGT	12.00000		
PRICE (1)	5.601070	PRICE (45)	4.638350
PRICE (2)	5.576180	PRICE (46)	4.619620
PRICE (3)	5.551430	PRICE (47)	4.601030
PRICE (4)	5.526820	PRICE (48)	4.582580
PRICE (5)	5.502350	PRICE (49)	4.564270
PRICE (6)	5.478020	PRICE (50)	4.546100
PRICE (7)	5.453830	PRICE (51)	4.528070
PRICE (8)	5.429780	PRICE (52)	4.510180
PRICE (9)	5.405870	PRICE (53)	4.492430
PRICE (10)	5.382100	PRICE (54)	4.474820
PRICE (11)	5.358470	PRICE (55)	4.457350
PRICE (12)	5.334980	PRICE (56)	4.440020
PRICE (13)	5.311630	PRICE (57)	4.422830
PRICE (14)	5.288420	PRICE (58)	4.405780
PRICE (15)	5.265350	PRICE (59)	4.388870
PRICE (16)	5.242420	PRICE (60)	4.372100
PRICE (17)	5.219630	PRICE (61)	4.355470
PRICE (18)	5.196980	PRICE (62)	4.338980
PRICE (19)	5.174470	PRICE (63)	4.322630
PRICE (20)	5.152100	PRICE (64)	4.306420
PRICE (21)	5.129870	PRICE (65)	4.290350
PRICE (22)	5.107780	PRICE (66)	4.274420
PRICE (23)	5.085830	PRICE (67)	4.258630
PRICE (24)	5.064020	PRICE (68)	4.242980
PRICE (25)	5.042350	PRICE (69)	4.227470
PRICE (26)	5.020820	PRICE (70)	4.212100
PRICE (27)	4.999430	PRICE (71)	4.196870
PRICE (28)	4.978180	PRICE (72)	4.181780
PRICE (29)	4.957070	PRICE (73)	4.166830
PRICE (30)	4.936100	PRICE (74)	4.152020
PRICE (31)	4.915270	PRICE (75)	4.137350
PRICE (32)	4.894580	PRICE (76)	4.122820
PRICE (33)	4.874030	PRICE (77)	4.108430
PRICE (34)	4.853620	PRICE (78)	4.094180
PRICE (35)	4.833350	PRICE (79)	4.080070
PRICE (36)	4.813220	PRICE (80)	4.066100
PRICE (37)	4.793230	PRICE (81)	4.052270
PRICE (38)	4.773380	PRICE (82)	4.038580
PRICE (39)	4.753670	PRICE (83)	4.025030
PRICE (40)	4.734100	PRICE (84)	4.011620
PRICE (41)	4.714670	PRICE (85)	3.998350
PRICE (42)	4.695380	PRICE (86)	3.985220
PRICE (43)	4.676230	PRICE (87)	3.972230
PRICE (44)	4.657220	PRICE (88)	3.959380

PRICE (89)	3.946670	PRICE (145)	3.458350
PRICE (90)	3.934100	PRICE (146)	3.453620
PRICE (91)	3.921670	PRICE (147)	3.449030
PRICE (92)	3.909380	PRICE (148)	3.444580
PRICE (93)	3.897230	PRICE (149)	3.440270
PRICE (94)	3.885220	PRICE (150)	3.436100
PRICE (95)	3.873350	PRICE (151)	3.432070
PRICE (96)	3.861620	PRICE (152)	3.428180
PRICE (97)	3.850030	PRICE (153)	3.424430
PRICE (98)	3.838580	PRICE (154)	3.420820
PRICE (99)	3.827270	PRICE (155)	3.417350
PRICE (100)	3.816100	PRICE (156)	3.414020
PRICE (101)	3.805070	PRICE (157)	3.410830
PRICE (102)	3.794180	PRICE (158)	3.407780
PRICE (103)	3.783430	PRICE (159)	3.404870
PRICE (104)	3.772820	PRICE (160)	3.402100
PRICE (105)	3.762350	PRICE (161)	3.399470
PRICE (106)	3.752020	PRICE (162)	3.396980
PRICE (107)	3.741830	PRICE (163)	3.394630
PRICE (108)	3.731780	PRICE (164)	3.392420
PRICE (109)	3.721870	PRICE (165)	3.390350
PRICE (110)	3.712100	PRICE (166)	3.388420
PRICE (111)	3.702470	PRICE (167)	3.386630
PRICE (112)	3.692980	PRICE (168)	3.384980
PRICE (113)	3.683630	PRICE (169)	3.383470
PRICE (114)	3.674420	PRICE (170)	3.382100
PRICE (115)	3.665350	PRICE (171)	3.380870
PRICE (116)	3.656420	PRICE (172)	3.379780
PRICE (117)	3.647630	PRICE (173)	3.378830
PRICE (118)	3.638980	PRICE (174)	3.378020
PRICE (119)	3.630470	PRICE (175)	3.377350
PRICE (120)	3.622100	PRICE (176)	3.376820
PRICE (121)	3.613870	PRICE (177)	3.376430
PRICE (122)	3.605780	PRICE (178)	3.376180
PRICE (123)	3.597830	PRICE (179)	3.376070
PRICE (124)	3.590020	PRICE (180)	3.376100
PRICE (125)	3.582350	PRICE (181)	3.376270
PRICE (126)	3.574820	PRICE (182)	3.376580
PRICE (127)	3.567430	PRICE (183)	3.377030
PRICE (128)	3.560180	PRICE (184)	3.377620
PRICE (129)	3.553070	PRICE (185)	3.378350
PRICE (130)	3.546100	PRICE (186)	3.379220
PRICE (131)	3.539270	PRICE (187)	3.380230
PRICE (132)	3.532580	PRICE (188)	3.381380
PRICE (133)	3.526030	PRICE (189)	3.382670
PRICE (134)	3.519620	PRICE (190)	3.384100
PRICE (135)	3.513350	PRICE (191)	3.385670
PRICE (136)	3.507220	PRICE (192)	3.387380
PRICE (137)	3.501230	PRICE (193)	3.389230
PRICE (138)	3.495380	PRICE (194)	3.391220
PRICE (139)	3.489670	PRICE (195)	3.393350
PRICE (140)	3.484100	PRICE (196)	3.395620
PRICE (141)	3.478670	PRICE (197)	3.398030
PRICE (142)	3.473380	PRICE (198)	3.400580
PRICE (143)	3.468230	PRICE (199)	3.403270
PRICE (144)	3.463220	PRICE (200)	3.406100

PRICE (201)	3.409070	PRICE (257)	3.798830
PRICE (202)	3.412180	PRICE (258)	3.809780
PRICE (203)	3.415430	PRICE (259)	3.820870
PRICE (204)	3.418820	PRICE (260)	3.832100
PRICE (205)	3.422350	PRICE (261)	3.843470
PRICE (206)	3.426020	PRICE (262)	3.854980
PRICE (207)	3.429830	PRICE (263)	3.866630
PRICE (208)	3.433780	PRICE (264)	3.878420
PRICE (209)	3.437870	PRICE (265)	3.890350
PRICE (210)	3.442100	PRICE (266)	3.902420
PRICE (211)	3.446470	PRICE (267)	3.914630
PRICE (212)	3.450980	PRICE (268)	3.926980
PRICE (213)	3.455630	PRICE (269)	3.939470
PRICE (214)	3.460420	PRICE (270)	3.952100
PRICE (215)	3.465350	PRICE (271)	3.964870
PRICE (216)	3.470420	PRICE (272)	3.977780
PRICE (217)	3.475630	PRICE (273)	3.990830
PRICE (218)	3.480980	PRICE (274)	4.004020
PRICE (219)	3.486470	PRICE (275)	4.017350
PRICE (220)	3.492100	PRICE (276)	4.030820
PRICE (221)	3.497870	PRICE (277)	4.044430
PRICE (222)	3.503780	PRICE (278)	4.058180
PRICE (223)	3.509830	PRICE (279)	4.072070
PRICE (224)	3.516020	PRICE (280)	4.086100
PRICE (225)	3.522350	PRICE (281)	4.100270
PRICE (226)	3.528820	PRICE (282)	4.114580
PRICE (227)	3.535430	PRICE (283)	4.129030
PRICE (228)	3.542180	PRICE (284)	4.143620
PRICE (229)	3.549070	PRICE (285)	4.158350
PRICE (230)	3.556100	PRICE (286)	4.173220
PRICE (231)	3.563270	PRICE (287)	4.188230
PRICE (232)	3.570580	PRICE (288)	4.203380
PRICE (233)	3.578030	PRICE (289)	4.218670
PRICE (234)	3.585620	PRICE (290)	4.234100
PRICE (235)	3.593350	PRICE (291)	4.249670
PRICE (236)	3.601220	PRICE (292)	4.265380
PRICE (237)	3.609230	PRICE (293)	4.281230
PRICE (238)	3.617380	PRICE (294)	4.297220
PRICE (239)	3.625670	PRICE (295)	4.313350
PRICE (240)	3.634100	PRICE (296)	4.329620
PRICE (241)	3.642670	PRICE (297)	4.346030
PRICE (242)	3.651380	PRICE (298)	4.362580
PRICE (243)	3.660230	PRICE (299)	4.379270
PRICE (244)	3.669220	PRICE (300)	4.396100
PRICE (245)	3.678350	PRICE (301)	4.413070
PRICE (246)	3.687620	PRICE (302)	4.430180
PRICE (247)	3.697030	PRICE (303)	4.447430
PRICE (248)	3.706580	PRICE (304)	4.464820
PRICE (249)	3.716270	PRICE (305)	4.482350
PRICE (250)	3.726100	PRICE (306)	4.500020
PRICE (251)	3.736070	PRICE (307)	4.517830
PRICE (252)	3.746180	PRICE (308)	4.535780
PRICE (253)	3.756430	PRICE (309)	4.553870
PRICE (254)	3.766820	PRICE (310)	4.572100
PRICE (255)	3.777350	PRICE (311)	4.590470
PRICE (256)	3.788020	PRICE (312)	4.608980

PRICE (313)	4.627630	WITHDRAWAL (2)	18.00000
PRICE (314)	4.646420	WITHDRAWAL (3)	18.00000
PRICE (315)	4.665350	...	
PRICE (316)	4.684420	WITHDRAWAL (363)	18.00000
PRICE (317)	4.703630	WITHDRAWAL (364)	18.00000
PRICE (318)	4.722980	WITHDRAWAL (365)	18.00000
PRICE (319)	4.742470	WITHDEC (1)	1.000000
PRICE (320)	4.762100	WITHDEC (2)	1.000000
PRICE (321)	4.781870	WITHDEC (3)	1.000000
PRICE (322)	4.801780	...	
PRICE (323)	4.821830	WITHDEC (87)	1.000000
PRICE (324)	4.842020	WITHDEC (88)	1.000000
PRICE (325)	4.862350	WITHDEC (89)	1.000000
PRICE (326)	4.882820	WITHDEC (90)	0.000000
PRICE (327)	4.903430	WITHDEC (91)	0.000000
PRICE (328)	4.924180	WITHDEC (92)	0.000000
PRICE (329)	4.945070	WITHDEC (93)	0.000000
PRICE (330)	4.966100	...	
PRICE (331)	4.987270	WITHDEC (273)	0.000000
PRICE (332)	5.008580	WITHDEC (274)	0.000000
PRICE (333)	5.030030	WITHDEC (275)	0.000000
PRICE (334)	5.051620	WITHDEC (276)	1.000000
PRICE (335)	5.073350	WITHDEC (277)	1.000000
PRICE (336)	5.095220	WITHDEC (278)	1.000000
PRICE (337)	5.117230	...	
PRICE (338)	5.139380	WITHDEC (363)	1.000000
PRICE (339)	5.161670	WITHDEC (364)	1.000000
PRICE (340)	5.184100	WITHDEC (365)	1.000000
PRICE (341)	5.206670	INJECTION (1)	14.00000
PRICE (342)	5.229380	INJECTION (2)	14.00000
PRICE (343)	5.252230	INJECTION (3)	14.00000
PRICE (344)	5.275220	...	
PRICE (345)	5.298350	INJECTION (363)	14.00000
PRICE (346)	5.321620	INJECTION (364)	14.00000
PRICE (347)	5.345030	INJECTION (365)	14.00000
PRICE (348)	5.368580		
PRICE (349)	5.392270	INJDEC (1)	0.000000
PRICE (350)	5.416100	INJDEC (2)	0.000000
PRICE (351)	5.440070	INJDEC (3)	0.000000
PRICE (352)	5.464180	...	
PRICE (353)	5.488430	INJDEC (93)	0.000000
PRICE (354)	5.512820	INJDEC (94)	0.000000
PRICE (355)	5.537350	INJDEC (95)	0.000000
PRICE (356)	5.562020	INJDEC (96)	1.000000
PRICE (357)	5.586830	INJDEC (97)	1.000000
PRICE (358)	5.611780	INJDEC (98)	1.000000
PRICE (359)	5.636870	...	
PRICE (360)	5.662100	INJDEC (272)	1.000000
PRICE (361)	5.687470	INJDEC (273)	1.000000
PRICE (362)	5.712980	INJDEC (274)	1.000000
PRICE (363)	5.738630	INJDEC (275)	0.000000
PRICE (364)	5.764420	INJDEC (276)	0.000000
PRICE (365)	5.790350	INJDEC (277)	0.000000
WITHDRAWAL (1)	18.00000	...	
		INJDEC (363)	0.000000
		INJDEC (364)	0.000000

INJDEC (365)	0.000000	TEMP (56)	8.071300
TEMP (1)	4.683300	TEMP (57)	8.155300
TEMP (2)	4.723300	TEMP (58)	8.240100
TEMP (3)	4.764100	TEMP (59)	8.325700
TEMP (4)	4.805700	TEMP (60)	8.412100
TEMP (5)	4.848100	TEMP (61)	8.499300
TEMP (6)	4.891300	TEMP (62)	8.587300
TEMP (7)	4.935300	TEMP (63)	8.676100
TEMP (8)	4.980100	TEMP (64)	8.765700
TEMP (9)	5.025700	TEMP (65)	8.856100
TEMP (10)	5.072100	TEMP (66)	8.947300
TEMP (11)	5.119300	TEMP (67)	9.039300
TEMP (12)	5.167300	TEMP (68)	9.132100
TEMP (13)	5.216100	TEMP (69)	9.225700
TEMP (14)	5.265700	TEMP (70)	9.320100
TEMP (15)	5.316100	TEMP (71)	9.415300
TEMP (16)	5.367300	TEMP (72)	9.511300
TEMP (17)	5.419300	TEMP (73)	9.608100
TEMP (18)	5.472100	TEMP (74)	9.705700
TEMP (19)	5.525700	TEMP (75)	9.804100
TEMP (20)	5.580100	TEMP (76)	9.903300
TEMP (21)	5.635300	TEMP (77)	10.00330
TEMP (22)	5.691300	TEMP (78)	10.10410
TEMP (23)	5.748100	TEMP (79)	10.20570
TEMP (24)	5.805700	TEMP (80)	10.30810
TEMP (25)	5.864100	TEMP (81)	10.41130
TEMP (26)	5.923300	TEMP (82)	10.51530
TEMP (27)	5.983300	TEMP (83)	10.62010
TEMP (28)	6.044100	TEMP (84)	10.72570
TEMP (29)	6.105700	TEMP (85)	10.83210
TEMP (30)	6.168100	TEMP (86)	10.93930
TEMP (31)	6.231300	TEMP (87)	11.04730
TEMP (32)	6.295300	TEMP (88)	11.15610
TEMP (33)	6.360100	TEMP (89)	11.26570
TEMP (34)	6.425700	TEMP (90)	11.37610
TEMP (35)	6.492100	TEMP (91)	11.48730
TEMP (36)	6.559300	TEMP (92)	11.59930
TEMP (37)	6.627300	TEMP (93)	11.71210
TEMP (38)	6.696100	TEMP (94)	11.82570
TEMP (39)	6.765700	TEMP (95)	11.94010
TEMP (40)	6.836100	TEMP (96)	12.05530
TEMP (41)	6.907300	TEMP (97)	12.17130
TEMP (42)	6.979300	TEMP (98)	12.28810
TEMP (43)	7.052100	TEMP (99)	12.40570
TEMP (44)	7.125700	TEMP (100)	12.52410
TEMP (45)	7.200100	TEMP (101)	12.64330
TEMP (46)	7.275300	TEMP (102)	12.76330
TEMP (47)	7.351300	TEMP (103)	12.88410
TEMP (48)	7.428100	TEMP (104)	13.00570
TEMP (49)	7.505700	TEMP (105)	13.12810
TEMP (50)	7.584100	TEMP (106)	13.25130
TEMP (51)	7.663300	TEMP (107)	13.37530
TEMP (52)	7.743300	TEMP (108)	13.50010
TEMP (53)	7.824100	TEMP (109)	13.62570
TEMP (54)	7.905700	TEMP (110)	13.75210
TEMP (55)	7.988100	TEMP (111)	13.87930

TEMP (112)	14.00730	TEMP (168)	22.45210
TEMP (113)	14.13610	TEMP (169)	22.62570
TEMP (114)	14.26570	TEMP (170)	22.80010
TEMP (115)	14.39610	TEMP (171)	22.97530
TEMP (116)	14.52730	TEMP (172)	23.15130
TEMP (117)	14.65930	TEMP (173)	23.32810
TEMP (118)	14.79210	TEMP (174)	23.50570
TEMP (119)	14.92570	TEMP (175)	23.68410
TEMP (120)	15.06010	TEMP (176)	23.86330
TEMP (121)	15.19530	TEMP (177)	24.04330
TEMP (122)	15.33130	TEMP (178)	24.22410
TEMP (123)	15.46810	TEMP (179)	24.40570
TEMP (124)	15.60570	TEMP (180)	24.58810
TEMP (125)	15.74410	TEMP (181)	24.77130
TEMP (126)	15.88330	TEMP (182)	24.95530
TEMP (127)	16.02330	TEMP (183)	25.14010
TEMP (128)	16.16410	TEMP (184)	25.32570
TEMP (129)	16.30570	TEMP (185)	25.51210
TEMP (130)	16.44810	TEMP (186)	25.69930
TEMP (131)	16.59130	TEMP (187)	25.88730
TEMP (132)	16.73530	TEMP (188)	26.07610
TEMP (133)	16.88010	TEMP (189)	26.26570
TEMP (134)	17.02570	TEMP (190)	26.45610
TEMP (135)	17.17210	TEMP (191)	26.64730
TEMP (136)	17.31930	TEMP (192)	26.83930
TEMP (137)	17.46730	TEMP (193)	27.03210
TEMP (138)	17.61610	TEMP (194)	27.22570
TEMP (139)	17.76570	TEMP (195)	27.42010
TEMP (140)	17.91610	TEMP (196)	27.61530
TEMP (141)	18.06730	TEMP (197)	27.81130
TEMP (142)	18.21930	TEMP (198)	28.00810
TEMP (143)	18.37210	TEMP (199)	28.20570
TEMP (144)	18.52570	TEMP (200)	28.40410
TEMP (145)	18.68010	TEMP (201)	28.60330
TEMP (146)	18.83530	TEMP (202)	28.80330
TEMP (147)	18.99130	TEMP (203)	29.00410
TEMP (148)	19.14810	TEMP (204)	29.20570
TEMP (149)	19.30570	TEMP (205)	29.40810
TEMP (150)	19.46410	TEMP (206)	29.61130
TEMP (151)	19.62330	TEMP (207)	29.81530
TEMP (152)	19.78330	TEMP (208)	30.02010
TEMP (153)	19.94410	TEMP (209)	30.22570
TEMP (154)	20.10570	TEMP (210)	30.43210
TEMP (155)	20.26810		
TEMP (156)	20.43130		
TEMP (157)	20.59530		
TEMP (158)	20.76010		
TEMP (159)	20.92570		
TEMP (160)	21.09210		
TEMP (161)	21.25930		
TEMP (162)	21.42730		
TEMP (163)	21.59610		
TEMP (164)	21.76570		
TEMP (165)	21.93610		
TEMP (166)	22.10730		
TEMP (167)	22.27930		