

İSTANBUL TEKNİK ÜNİVERSİTESİ ★ ENERJİ ENSTİTÜSÜ

**TÜRKİYE DOĞAL GAZ ARZ GÜVENLİĞİ VE
GELECEK PROJEKSİYONU İLE İNCELENMESİ**

YÜKSEK LİSANS TEZİ

Bilgehan ENGİN

Enerji Bilim ve Teknoloji Anabilim Dalı

Enerji Bilim ve Teknoloji Programı

OCAK 2014

İSTANBUL TEKNİK ÜNİVERSİTESİ ★ ENERJİ ENSTİTÜSÜ

**TÜRKİYE DOĞAL GAZ ARZ GÜVENLİĞİ VE
GELECEK PROJEKSİYONU İLE İNCELENMESİ**

YÜKSEK LİSANS TEZİ

**Bilgehan ENGİN
(301111003)**

Enerji Bilim ve Teknoloji Anabilim Dalı

Enerji Bilim ve Teknoloji Programı

Tez Danışmanı: Prof. Dr. A. Beril TUĞRUL

OCAK 2014

İTÜ, Fen Bilimleri Enstitüsü'nün 301111003 numaralı Yüksek Lisans Öğrencisi **Bilgehan ENGİN**, ilgili yönetmeliklerin belirlediği gerekli tüm şartları yerine getirdikten sonra hazırladığı “**TÜRKİYE DOĞAL GAZ ARZ GÜVENLİĞİ VE GELECEK PROJEKSİYONU İLE İNCELENMESİ**” başlıklı tezini aşağıda imzaları olan jüri önünde başarı ile sunmuştur.

Tez Danışmanı: **Prof. Dr. A. Beril TUĞRUL**

İstanbul Teknik Üniversitesi

Jüri Üyeleri: **Prof. Dr. Abdurrahman SATMAN**

İstanbul Teknik Üniversitesi

Prof. Dr. Halit KESKİN

Gebze Yüksek Teknoloji Enstitüsü

Teslim Tarihi: **16 Aralık 2013**

Savunma Tarihi: **20 Ocak 2014**

ÖNSÖZ

Türkiye için doğal gazın elektrik üretiminde ve diğer alanlarda ne kadar kritik bir öneme sahip olduğu düşünüldüğünde, doğal gaz arz güvenliği konusunun da ne derece önem teşkil ettiği şüphesizdir. Bu yüksek lisans tezi ile, Türkiye doğal gaz arz güvenliği konusunu daha ayrıntılı olarak incelenmesi, geçmişteki ve mevcut arz güvenliği durumunu göz önünde bulundurarak geleceğe dair doğal gaz arz güvenliği konusunda bir bakış açısı oluşturulması hedeflenmiştir.

Bu tezi yazarken bana yol gösteren danışman hocam Prof. Dr. A. Beril Tuğrul'a sonsuz teşekkürlerimi sunarım. Ayrıca, tezin yazım süresince bana destek olan aileme ve yardımlarını esirgemeyen arkadaşım M. Ayşe Yıkılmaz'a şükranlarımı iletirim.

Aralık 2013

Bilgehan Engin
Kontrol Mühendisi

İÇİNDEKİLER

Sayfa

ÖNSÖZ.....	v
İÇİNDEKİLER	vii
KISALTMALAR	ix
ÇİZELGE LİSTESİ.....	xi
ŞEKİL LİSTESİ.....	xiii
ÖZET.....	xvii
SUMMARY	xxi
1. GİRİŞ	1
2. ENERJİ KAYNAKLARI İÇİNDE DOĞAL GAZIN YERİ	3
2.1 Enerji Kaynaklarının Sınıflandırılması	3
2.2 Enerji Kaynakları İçinde Emre Amadeliliğin Önemi	4
2.3 Emre Amade Enerji Kaynakları	5
2.4 Emre Amade Enerji Kaynakları İçinde Doğal Gazın Yeri.....	6
2.5 Doğal Gazın Dünyadaki Gelişimi ile Enerji Ekonomisi ve Politikalarındaki Yeri.....	8
3. ARZ GÜVENLİĞİ.....	17
3.1 Arz Güvenliği Kavramı ve Önemi	18
3.1.1 Doğal gaz arz güvenliği unsurları.....	19
3.1.2 Dönemsel yaklaşım ile doğal gaz arz güvenliği ve riskleri	20
3.1.2.1 Kısa dönem riskleri	20
3.1.2.2 Uzun dönem riskleri.....	20
3.1.3 İç ve dış arz güvenliği kavramları	22
3.1.4 Ucuz ve kesintisiz doğal gaz arzı.....	23
3.2 Arz Güvenliği İçin Gerekli Şartlar	23
3.2.1 Stratejik kriterler	25
3.2.1.1 Jeopolitik kriter	26
3.2.1.2 Yedeklilik kriteri	26
3.2.1.3 Çeşitlilik kriteri	27
4. TÜRKİYE'DE DOĞAL GAZ.....	29
4.1 Tarihçe ve Mevcut Doğal Gaz Piyasasının Durumu	30
4.2 Rezerv Durumu ve Yerli Üretim	29
4.3 İthalat.....	32
4.3.1 Doğal gaz alım anlaşmaları	34
4.4 İhracat	36
4.5 Depolama.....	37
4.6 Sıvılaştırılmış Doğal Gaz (LNG)	38
4.7 Türkiye'nin Doğal Gaz Kullanımı	40
4.8 Boru Hattı Projeleri	44
4.8.1 Mevcut boru hatları.....	44
4.8.2 Planlanan projeler	46

5. TÜRKİYE DOĞAL GAZ ARZ GÜVENLİĞİNİN İNCELENMESİ	49
5.1 Genel Durum	49
5.2 Türkiye Doğal Gaz Arz Kaynaklar.....	52
5.2.1 Rusya	52
5.2.2 İran.....	54
5.2.3 Cezayir (LNG)	54
5.2.4 Nijerya (LNG).....	55
5.2.5 Azerbaycan	56
5.2.6 Spot alımlar.....	57
5.2.7 Yerli üretim.....	58
6. GELECEK PROJEKSİYONU VE SENARYO OLUŞTURULMASI.....	61
6.1 Ağırlıklı Değerlendirme Yöntemi ve Gelecek Projeksiyonu	61
6.1.2 Ağırlıklı değerlendirme yöntemi	61
6.1.3 Doğal gaz kaynakları ağırlık faktörlerinin belirlenmesi	63
6.2 Birinci gelecek projeksiyonu	65
6.3 İkinci gelecek projeksiyonu.....	67
6.3.1 Rusya	68
6.3.2 İran.....	69
6.3.3 Azerbaycan	70
6.3.4 Cezayir (LNG)	72
6.3.5 Nijerya (LNG).....	73
6.3.6 Toplam arz	74
6.4 Üçüncü Gelecek Projeksiyonu.....	76
6.5 Türkiye'nin Hedeflerine Göre Gelecek Projeksiyonu	77
6.5.1 10. Kalkınma Planı hedefleri projeksiyonu	77
6.5.2 Türkiye 2023 Hedefleri projeksiyonu.....	82
6.6 Gelecek Projeksiyonları ve Hedefleri Birlikte Gösterimi.....	84
7. SONUÇ.....	87
KAYNAKLAR.....	93
ÖZGEÇMİŞ.....	97

KISALTMALAR

AA	: Anadolu Ajansı
AB	: Avrupa Birliği
ABD	: Amerika Birleşik Devletleri
BAE	: Birleşik Arap Emirlikleri
BOTAŞ	: Boru Hatları ile Petrol Taşıma Anonim Şirketi
BP	: The British Petroleum Company
BTEP	: Bin Ton Eşdeğer Petrol
BTU	: British Thermal Unit
CIA	: U.S. Central Intelligence Agency
DOE	: U.S. Department of Energy
DPT	: T.C. Devlet Planlama Teşkilatı
EPDK	: T.C. Enerji Piyasası Düzenleme Kurulu
ETKB	: T.C. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı
GIIGNL	: International Group of Liquefied Natural Gas Importers
IEA	: International Energy Agency
IGU	: International Gas Union
ITE	: İran-Türkiye-Avrupa Doğal Gaz Boru Hattı Projesi
ITGEP	: Iraq-Turkey Gas Export Project
ITGI	: Interconnector Turkey-Greece-Italy
LNG	: Liquefied Natural Gas
MIT	: Massachusetts Institute of Technology
OECD	: Organisation for Economic Co-operation and Development
PİGM	: T.C. Petrol İşleri Genel Müdürlüğü
SAREM	: Stratejik Araştırma ve Etüd Merkezi
SOCAR	: State Oil Company of Azerbaijan Republic
SSCB	: Sovyet Sosyalist Cumhuriyetler Birliği
TANAP	: Trans Anadolu Doğal Gaz Boru Hattı Projesi
TDK	: Türk Dil Kurumu
TPAO	: Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı
UNDP	: United Nations Development Programme
USEIA	: U.S. Energy Information Administration

ÇİZELGE LİSTESİ

Sayfa

Çizelge 2.1: Farklı enerji santrallerinin kaynaklarına göre kapasite faktörleri	6
Çizelge 2.2: Enerji santrallerinin kurulum ve bakım maliyetleri ile kurulum sürelerinin karşılaştırması	7
Çizelge 4.1: Doğal gaz alım anlaşmaları	34
Çizelge 4.2: Doğal gaz ihracat lisans sahibi ülkeler ve ihraç edilecek ülkeler	36
Çizelge 4.3: Yeraltı doğal gaz depolama faaliyetleri tesis bilgileri	37
Çizelge 4.4: LNG terminalleri tesis bilgileri	39
Çizelge 4.5: Mevcut doğal gaz boru hatları	45
Çizelge 4.6: Planlanan doğal gaz boru hattı projeleri	46
Çizelge 5.1: Türkiye'nin 1999-2012 yılları arası kaynaklara göre doğal gaz arzı (milyon m ³)	50
Çizelge 5.2: Türkiye'nin 1999-2012 yılları arası kaynaklara göre doğal gaz arzı (%)	51
Çizelge 6.1: Türkiye'nin 1999-2012 yılları arası kaynaklara göre doğal gaz alım anlaşma kapasiteleri (milyon m ³ /yıl)	64
Çizelge 6.2: Türkiye'nin 1999-2012 yılları arası doğal gaz arz kaynaklarına göre ağırlık faktörleri	65
Çizelge 6.3: Birinci gelecek projeksiyonuna göre 2018 yılında yapılacak doğal gaz arzı (milyon m ³)	66
Çizelge 6.4: 2023 yılına kadar toplam doğal gaz arzı ağırlık faktörlerine göre birinci gelecek projeksiyonu değerleri (milyon m ³)	67
Çizelge 6.5: Ağırlık faktörlerine göre ikinci gelecek projeksiyonunda Rusya'nın doğal gaz arz hacmi	69
Çizelge 6.6: Ağırlık faktörlerine göre ikinci gelecek projeksiyonunda İran'ın doğal gaz arz hacmi	70
Çizelge 6.7: Ağırlık faktörlerine göre ikinci gelecek projeksiyonunda Azerbaycan'ın doğal gaz arz hacmi	71
Çizelge 6.8: Ağırlık faktörlerine göre ikinci gelecek projeksiyonunda Cezayir'in doğal gaz arz hacmi	73
Çizelge 6.9: Ağırlık faktörlerine göre ikinci gelecek projeksiyonunda Nijerya'nın doğal gaz arz hacmi	74
Çizelge 6.10: Ağırlık faktörlerine göre ikinci gelecek projeksiyonunda yıllara ve kaynaklara göre doğal gaz arzı dağılımı (milyon m ³)	75
Çizelge 6.11: Üçüncü gelecek projeksiyonuna göre toplam doğal gaz arz hacmi (milyon m ³)	76
Çizelge 6.12: 10. Kalkınma Planı'nda yer alan 2018 yılına ilişkin enerji sektörü hedefleri	78
Çizelge 6.13: 1999-2012 yılları arası hesaplanan doğal gaz verileri	80
Çizelge 6.14: 1999-2012 yılları arası doğal gazdan elektrik üretimi verileri ve hesaplanan enerji dönüşüm katsayısı değerleri	81

Çizelge 6.15: 10. Kalkınma Planı'na göre hesaplamalar sonucu bulunan doğal gaz hacmi ve elektrik üretimi değerleri.....	81
Çizelge 6.16: Doğal gaz piyasası için Türkiye 2023 Hedefleri değerleri	82
Çizelge 6.17: Türkiye 2023 Hedefleri'ne göre hesaplamalar sonucu bulunan doğal gaz hacmi ve elektrik üretimi değerleri	83
Çizelge 7.1: Geliştirilen gelecek projeksiyonlarının 2018 ve 2023 yılları hedefleri ile mukayesesi	89

ŞEKİL LİSTESİ

Sayfa

Şekil 2.1: Yıllara ve enerji kaynaklarına göre küresel birincil enerji arzı (MTEP)	3
Şekil 2.2: 2008-2010 yılları arasında OECD ülkelerinde üretilen birim elektriğin enerji kaynaklarına göre CO ₂ salımı.....	7
Şekil 2.3: Enerji kaynaklarına göre 1973 ve 2010 yıllarındaki küresel birincil enerji arzı oranları.....	8
Şekil 2.4: Enerji kaynaklarına göre 1973 ve 2010 yıllarındaki küresel elektrik üretim oranları oranları	9
Şekil 2.5: Bölgelere ve yıllara göre doğal gaz üretimi (milyar m ³)	9
Şekil 2.6: 1991, 2001 ve 2011 yıllarında bölgelere göre doğal rezerv miktarları (trilyon m ³)	10
Şekil 2.7: Bölgelere göre doğal gaz rezerv ve üretim miktarlarının toplam rezerv ve üretim miktarlarına oranı	11
Şekil 2.8: Ülkelerin 2010 ve 2011 yılı verilerine göre doğal gaz rezerv ve tüketim miktarlarının toplam rezerv ve tüketim miktarlarına oranı	12
Şekil 2.9: Dünya genelindeki doğal gaz ticaretinin nakil yöntemlerine göre dağılımı ve projeksiyonu (milyar m ³)	13
Şekil 2.10: Küresel doğal gaz ticareti hareketleri (milyar m ³)	14
Şekil 2.11: Küresel doğal gaz arzı gelecek tahmini (milyar feet ³ /gün)	15
Şekil 2.12: Yakıtlara göre küresel elektrik üretimi gelecek tahmini (katrilyon BTU)	16
Şekil 3.1: Enerji arz ve talep güvenliği kavramları	17
Şekil 3.2: Doğal gaz arz güvenliği uzun dönem riskleri.....	21
Şekil 3.3: İç ve dış doğal gaz arz güvenliği	22
Şekil 3.4: Enerji politikalarında kriterler	24
Şekil 3.5: Enerji politikalarında stratejik kriterler	25
Şekil 4.1: 2012 yılı sonu itibariyle Türkiye doğal gaz rezervleri (milyar m ³)	30
Şekil 4.2: 2009-2012 Yılları arası Türkiye doğal gaz rezervleri (milyar m ³)	31
Şekil 4.3: Yıllar itibariyle Türkiye’de doğal gaz üretimi (BTEP)	32
Şekil 4.4: Yıllar itibariyle Türkiye doğal gaz rezerv miktarı (kalan üretilebilir gaz) (milyon m ³)	32
Şekil 4.5: Yıllar itibariyle Türkiye doğal gaz ithalat miktarı (milyon m ³)	33
Şekil 4.6: Yıllar itibariyle Türkiye doğal gaz yerli üretim ve ithalat karşılaştırması (BTEP)	34
Şekil 4.7: Yıllara ve ithalatçı ülkelere göre Türkiye’nin doğal gaz ithalatı (milyon m ³)	35
Şekil 4.8: 2012 yılı Türkiye’nin doğal gaz ithal ettiği ülkelerin payları	35
Şekil 4.9: Yıllar itibariyle Türkiye’nin doğal gaz ihracatı (BTEP)	36
Şekil 4.10: Yıllar itibariyle Türkiye doğal gaz yerli üretim ve ihracat karşılaştırması (BTEP)	37
Şekil 4.11: Türkiye doğal gaz tüketimi ve depolama kapasitesi karşılaştırması	38

Şekil 4.12: Türkiye LNG ithalatı (milyon m ³)	39
Şekil 4.13: Türkiye ithal doğal gazda LNG'nin payı (%).....	40
Şekil 4.14: Enerji kaynaklarına göre Türkiye birincil enerji arzı (BTEP)	41
Şekil 4.15: Enerji kaynaklarına göre Türkiye elektrik üretimi (GWh)	42
Şekil 4.16: Enerji kaynaklarına göre Türkiye elektrik üretimi (%)	42
Şekil 4.17: Türkiye elektrik üretiminde kullanılan enerji kaynaklarına göre kapasite faktörleri (%)	43
Şekil 4.18: 2009-2012 yılları kullanım alanlarına göre Türkiye doğal gaz tüketimi (%)	44
Şekil 4.19: Mevcut doğal gaz boru hatları	44
Şekil 5.1: Türkiye'nin 1999-2012 yılları arası kaynaklara göre doğal gaz arzı (milyon m ³)	50
Şekil 5.2: Türkiye'nin 1999-2012 yılları arası kaynaklara göre doğal gaz arzı (%) .	51
Şekil 5.3: 1987-2011 yılları arası yapılan doğal gaz alım anlaşmaları (milyon m ³)	52
Şekil 5.4: 1999-2012 Yılları arası Rusya'dan alınan doğal gaz hacmi ve toplam arzdaki payı.....	53
Şekil 5.5: 1999-2012 yılları arası İran'dan alınan doğal gaz hacmi ve toplam arzdaki payı	54
Şekil 5.6: 1999-2012 yılları arası Cezayir'den alınan doğal gaz hacmi ve toplam arzdaki payı.....	55
Şekil 5.7: 1999-2012 yılları arası Nijerya'dan alınan doğal gaz hacmi ve toplam arzdaki payı.....	56
Şekil 5.8: 1999-2012 yılları arası Azerbaycan'dan alınan doğal gaz hacmi ve toplam arzdaki payı.....	57
Şekil 5.9: 1999-2012 yılları arası spot alınan doğal gaz hacmi ve toplam arzdaki payı	58
Şekil 5.10: 1999-2012 yılları arası yerli üretim doğal gaz hacmi ve toplam arzdaki payı	59
Şekil 6.1: 2023 yılına kadar toplam doğal gaz arzı ağırlık faktörlerine göre birinci gelecek projeksiyonu ve uyum eğrisi (milyon m ³)	67
Şekil 6.2: Ağırlık faktörlerine göre ikinci gelecek projeksiyonunda Rusya'nın doğal gaz arz hacmi (milyon m ³)	68
Şekil 6.3: Ağırlık faktörlerine göre ikinci gelecek projeksiyonunda İran'ın doğal gaz arz hacmi (milyon m ³)	70
Şekil 6.4: Ağırlık faktörlerine göre ikinci gelecek projeksiyonunda Azerbaycan'ın doğal gaz arz hacmi (milyon m ³)	71
Şekil 6.5: Ağırlık faktörlerine göre ikinci gelecek projeksiyonunda Cezayir'in doğal gaz arz hacmi (milyon m ³)	72
Şekil 6.6: Ağırlık faktörlerine göre ikinci gelecek projeksiyonunda Nijerya'nın doğal gaz arz hacmi (milyon m ³)	73
Şekil 6.7: Ağırlık faktörlerine göre ikinci gelecek projeksiyonunda yıllara ve kaynaklara göre doğal gaz arzı dağılımı (milyon m ³)	75
Şekil 6.8: Üçüncü gelecek projeksiyonuna göre toplam doğal gaz arz hacmi (milyon m ³)	76
Şekil 6.9: Ağırlık faktörlerine göre (birinci ve ikinci) ve üçüncü gelecek doğal gaz arzı projeksiyonları (milyon m ³)	77
Şekil 6.10: 10. Kalkınma Planı'na göre projeksiyon ve 1999-2012 yılları arası verilerle birlikte toplam doğal gaz arz hacmi (milyon m ³)	82
Şekil 6.11: Türkiye 2023 Hedeflerine göre projeksiyon ve 1999-2012 yılları arası verilerle birlikte toplam doğal gaz arz hacmi (milyon m ³)	84

Şekil 6.12: Türkiye doğal gaz arzı, gelecek projeksiyonları ve hedefleri birlikte gösterimi (milyon m ³)	85
Şekil 6.13: Türkiye doğal gaz arzı, gelecek projeksiyonları ve hedeflere göre uyum eğrisi ile birlikte gösterimi (milyon m ³)	86

TÜRKİYE DOĞAL GAZ ARZ GÜVENLİĞİ VE GELECEK PROJEKSİYONU İLE İNCELENMESİ

ÖZET

Küresel çapta her geçen gün artan enerji talebi ile birlikte, ülkelerin endüstriyel üretim kapasitelerini arttırabilmesi ve sorunsuz ilerleme kaydedebilmesi için kesintisiz enerji ihtiyaçlarını karşılayabilmeleri gerekmektedir. Bu artan enerji talebini karşılayabilmek için tarih boyunca tüm yöntemler ve kaynaklar denenmiş, hem ekonomik hem de çevresel etkenlerce mümkün olan en uygun çözümler kullanılmaya çalışılmıştır. Son yıllarda yükselişte olan enerji talebini, çevresel etkilerin en aza indirgenerek karşılanabilmesi için yenilenebilir enerji kaynaklarına olan talep artsa dahi, halen birinci enerji arzında ve elektrik üretiminde büyük pay sahibi olan fosil yakıtların oranı oldukça fazladır. Bu fosil yakıtlardan birisi olan doğal gaz, ülkemiz gibi gelişmekte olan bir ülke için birçok açıdan enerji ihtiyacını karşılamada önemli bir rol oynamaktadır.

Türkiye’de ilk olarak 1970’li yılların sonunda kullanılmaya başlanan doğal gaz, 1980’lerde evsel alanlarda da kullanılmaya başlanmasıyla hızla yaygınlaşmıştır. Hem diğer fosil yakıtlara göre çevresel etkisinin daha düşük olması hem de elektrik üretiminde yüksek kapasite faktörü, hızlı kurulum ve devreye girme süreleri sağlaması sebebiyle Türkiye’nin hızlı büyümesi ile birlikte doğal gaz gittikçe daha fazla tercih edilir olmuştur. 2011 yılı ETKB verilerine göre, Türkiye birincil enerji arzında doğal gazın payı %32 ve elektrik üretimindeki payı da %45 oranında olmuştur. EPDK verilerine göre ise 2012 yılında Türkiye’de tüketilen doğal gazın %50’si elektrik üretiminde, %21 ise evsel ısıtma amaçlı kullanımda tüketilmiştir.

Türkiye’nin doğal gaza olan bağlılığı ve doğal gazın Türkiye gibi bir ülke için kullanımda yarattığı avantajlardan dolayı her geçen yıl ulusal doğal gaz tüketimi artmaktadır. 2002 yılında Türkiye toplam doğal gaz arzı 17,3 milyar m³ iken on yıl sonra bu hacim 45,9 milyar m³’e çıkmıştır. Bu hızlı doğal gaz talebi artışı, Türkiye gibi doğal rezervleri açısından fakir bir konumda bulunan ülke için doğal gaz arzında dışa bağımlılığı da arttırmıştır. 2012 yılı verilerine göre Türkiye’nin yerli kaynaklardan doğal gaz üretimi 0,6 milyar m³ mertebesindedir. Aynı yıl için toplam doğal gaz arzı ile karşılaştırıldığında bu hacim %1,4’e karşılık gelmektedir. Geçmiş yıllara dair verilere bakıldığında, bu oranın hep aynı seviyede olduğu görüldüğünde Türkiye’nin doğal gaz arzında yabancı ülkelere bağımlı olduğu söylenebilir.

Türkiye gibi doğal gazının %99’unu ithal eden bir ülke için, doğal gaz arz güvenliği oldukça kritik bir konudur. Enerji politikaları açısından incelendiğinde, Türkiye’nin doğal gaz arzı uluslararası bir meseledir ve devlet politikaları içinde yer almaktadır. Bir enerji politikası olarak doğal gaz arz güvenliği, stratejik kriterler çerçevesinde incelenebilir. Buna göre jeopolitik, yedeklilik ve çeşitlilik kriterlerine göre Türkiye doğal gaz arz güvenliğine ilişkin yorum ve hedefler belirlemek mümkündür.

Türkiye doğal gaz arz güvenliğinin mevcut durumu ayrıntılı incelendiğinde, Rusya'ya olan bağımlılık göze çarpmaktadır. 2012 yılı verilerine göre, Türkiye'nin ithal ettiği doğal gazda Rusya'nın payı %58'dir ve son on sene içinde bu oran %50 ile %66 arasında değişmiş fakat daha düşük seviyelere hiç inmemiştir. Bu durum Türkiye doğal gaz arz güvenliği açısından büyük risk teşkil etmektedir. Türkiye'nin artan doğal gaz tüketimi ve ithalat hacimleri düşünüldüğünde, Rusya'ya olan bağımlılığın kısa vadede büyük oranda azalacağı öngörülmektedir. Türkiye doğal gaz arzında incelenmesi gereken diğer bir etken de sıvılaştırılmış doğal gazın (LNG) boru hattı ile iletilen doğal gaza olan oranıdır. Son yıllarda artan boru hattı ile iletim sebebiyle, 2012 yılı verilerine göre Türkiye'nin doğal gaz arzında LNG'nin payı %17 seviyesindedir. Ayrıca ayrıntılı incelendiğinde, spot alımlarla gerçekleştirilen LNG ithalatı payının da 2012 yılında %5 seviyesinde olduğu görülmektedir. Spot doğal gaz ithalatındaki yüksek oranın, Türkiye'nin uzun vadeli doğal gaz arz-talep tahminlerindeki yetersizliğine işaret ettiği söylenebilir. Zira kısa vadeli arz güvenliğinin zora düştüğü durumlarda spot LNG alımına gidildiği yorumu yapılabilir.

Kısa vadeli doğal gaz arz güvenliği için diğer önemli bir unsur ise doğal gaz depolanmasıdır. Olası anlık veya kısa süreli doğal gaz temini kesintilerinde, doğal gaz depolama kapasitesine göre belli bir süreliğine doğal gaz temini sağlanabilir. Türkiye'nin mevcut doğal gaz depolama faaliyetleri ile yıllık doğal gaz tüketiminin %6'unu karşılayacak kapasite mevcuttur. Bu oran da, olası bir kesintide kullanılabilir yaklaşık olarak 22 günlük depolanmış doğal gazın mevcut olduğu anlamına gelmektedir.

Uzun vadede Türkiye doğal gaz arz güvenliğini gözetebilmek için, bu tez kapsamında bazı gelecek projeksiyonları oluşturulmuş ve önümüzdeki on yıl içerisinde Türkiye doğal gaz arzının gelebileceği olası noktalar incelenmeye çalışılmıştır. Projeksiyonlar oluşturulurken esas itibarıyla ağırlıklı değerlendirme yöntemi kullanılmıştır. Bunun için kaynaklardan erişilebilen 1999-2012 yılları arasındaki son 14 yıllık Türkiye doğal gaz arzı verileri göz önünde bulundurulmuştur. Bu verilere dayanarak hem matematiksel olarak farklı yöntemlerle hem de kamuoyuna duyurulan enerji hedefleri ile beş farklı projeksiyon oluşturulmuş ve birbirileri ile kıyaslanmıştır.

Matematiksel yöntemlerle oluşturulan 2023 yılına kadar Türkiye doğal gaz arzı projeksiyonları, doğal gaz arzında aynı doğrultuda fakat farklı oranlarda artış olacağını göstermiştir. Pesimistik olan ilk projeksiyona göre 2023 yılındaki toplam doğal gaz arzının 59,3 milyar m³ olması öngörülmektedir. Optimistik olan ikinci projeksiyona göre 2023 yılındaki toplam doğal gaz arzının 86,7 milyar m³ olması tahmin edilmektedir. Realistik olan ve ilk iki projeksiyona göre daha ortalama bir sonuç elde edilen realistik (üçüncü) projeksiyona göre ise 2023 yılındaki toplam doğal gaz arzının 73,7 milyar m³ olması öngörülmüştür.

Türkiye'nin enerji hedefleri ile ilgili, kamuoyuna duyurulan 10. Kalkınma Planı ve 2023 Türkiye Hedefleri çerçevesinde, 2023 yılına dair toplam doğal gaz arzı ile ilgili projeksiyonlar yapmak mümkündür. Buna göre, eldeki açıklanan hedefler ve bazı varsayımlar ile 10. Kalkınma Planı'na göre 2018 yılında arz edilecek toplam doğal gaz hacminin 50,2 milyar m³, Türkiye 2023 Hedefleri'ne göre ise 2023 yılında arz edilecek toplam doğal gaz hacminin 53,9 milyar m³ olacağı hedeflenmektedir. Bu değerler, matematiksel olarak yapılan pesimistik projeksiyon ile karşılaştırıldığında aradaki fark sırasıyla %6,5 ve %10,2 olmuştur. Bu değerlere göre yapılan 2023 yılına dair gelecek projeksiyonlarının da pesimistik projeksiyondan daha düşük seviyede olduğu görülmüştür.

Yapılan projeksiyonlar ışığında, Türkiye'nin toplam doğal gaz arz hacminin 2023 yılına kadar büyük ölçüde artış göstereceği söylenebilir. Bu sebeple, Türkiye için doğal gaz arz güvenliği gelecekte de oldukça kritik bir konu olacak ve ulusal çıkarlar çerçevesinde gözetilmesi gerektiği kaçınılmazdır.

Türkiye'nin artan doğal gaz talebi ile birlikte arz güvenliğini arttırmak için stratejik kriterler göz önünde bulundurularak alınabilecek bazı önlemler tavsiye edilebilir. Jeopolitik kriter açısından, yerli doğal gaz üretimi arttırılabilir ve bu alanda yapılacak olan yeni rezerv arama çalışmalarına daha fazla kaynak ayrılmalıdır. Aynı doğrultuda, konvansiyonel olmayan doğal gaz kaynaklarının kullanılması teşvik edilmelidir. Yeterince yerli rezerv bulunamasa dahi, yurtdışı rezerv ve LNG tesislerine ortak olunulabilir. Çeşitlilik kriteri çerçevesinde, doğal gaz ile yapılan ithalatın yanında LNG alımının da payı arttırılmalıdır. Böylece alt yapı güvenliği açısından boru hatları ile gelen risk azaltılabilir. Ayrıca, doğal gaz depolama tesislerinin kapasitesi arttırılmalı ve arz güvenliğini sağlamak açısından yıllık tüketimin %20'si seviyesine çıkartılması hedeflenmelidir. Yedeklilik kriteri çerçevesinde ise, Türkiye'nin doğal gaz ithal ettiği ülkelerin sayısı arttırılarak Rusya'ya olan bağımlılık azaltılmalıdır. Türkiye'nin çevresinde bulunan mevcut ve yeni doğal gaz ithalat potansiyellerine önem verilmeli; İran'dan, Batı Akdeniz bölgesinden, Kuzey Irak ve Suriye'den de boru hatları ile uzun dönemli doğal gaz alım anlaşmaları yapılmalıdır. Boru hatlarının yanında LNG ile doğal gaz ithal edilebilecek ülke sayısı arttırılabilir, Türkiye'ye yakın çevrede bulunan diğer ülkelerden de LNG alımı yapılabilir.

Sonuç olarak, büyüyen ve gelişen bir Türkiye için doğal gaz arz güvenliği önem arz etmektedir. Bu yüksek lisans tezi ile, Türkiye doğal gaz arz güvenliğinin mevcut durumu rasyonel şekilde incelenmeye ve geleceğe dair projeksiyonlarla öneriler sunulmaya çalışılmıştır.

NATURAL GAS SUPPLY SECURITY OF TURKEY AND EVALUATION WITH FUTURE PROJECTION

SUMMARY

Whilst the global need for energy is growing, the countries have to satisfy the need of energy to keep the acceleration of industrial production capacities and progress of continuous development. Within the history, to obtain the needed amount of energy, all kinds of possible solutions to find the most convenient energy sources which are the most advantageous both financially and environmentally have been experienced. Even though the renewable energy resources are more preferred in recent years due to environmental concerns, the fossil energy sources still have a great ratio in the global primary energy supply and electricity production values. Natural gas as one of these fossil energy resources has a critical role in development of Turkey.

Natural gas was used firstly in 1970's, but the overall widespread usage increased in late 1980's with its usage as residential heating source. Due to facts that natural gas has lower carbon emissions comparing to the other fossil energy resources; faster commissioning process, high capacity factor ratios and fast response to production demands in electricity, natural gas became more preferred in Turkey. According to the 2011 data, natural gas has a share of 32% in Turkey's primary energy supply and in the year of 2012, it has the share of 45% of Turkey's electricity production. 50% of natural gas consumption in Turkey is used in electricity production and 21% of it used in residents as heating source.

The dependency to natural gas and its consumption have been rising in Turkey every year, caused by its advantages in use. In 2002, Turkey's total natural gas supply was 17,3 billion m³ and with demand, in ten years it increased to 45,9 billion m³ as the 2012 data. This fast acceleration in demand, made Turkey more dependent on natural gas by every year. According to 2012 data, domestic production in Turkey was 0,6 billion m³. If it is compared to the same year's total natural gas supply, the ratio would be 1,4%. Inspecting the past recent years data, Turkey's need for the foreign natural gas suppliers can be stated.

For a country like Turkey importing 98-99% of its natural gas, supply security is a very critical topic. From the energy politics point of view, natural gas supply security is an international matter which is included in states' strategies. It is possible to make comments and determine objectives about Turkey's natural gas supply security with respect to geopolitical, redundancy and diversity criteria.

The dependency on Russia's natural gas is the first obvious matter if the Turkey's natural gas supply security is inspected. Russia's share in Turkey's natural gas import was 58% in 2012. In the last ten years, this ratio has varied between 50% and 66%. This situation creates a significant risk for the Turkey's natural gas supply security. In consideration of Turkey's rising demand and import values in natural gas, any decrease on the dependency to Russia is not envisioned in the short term. Another subject to be studied is the ratio of LNG imports over the pipeline gas. Because of growth in the pipeline gas imports in recent years, LNG's share in Turkey's total natural gas supply is 17% in 2012, with 5% of spot LNG imports. It can be stated that the spot LNG imports point out the inadequate long term demand-supply volumes of Turkey's natural gas. It can be easily said that when the risk of short-term natural gas supply occurs, the spot LNG imports are made.

For the short-term natural gas supply, storage is another important topic to be considered. In the case of any momentary or short-term natural gas shortage, stored natural gas capacity can be useful to keep continuous gas supply. With the current facilities in Turkey, the total natural gas storage capacity is the 6% of the annual consumption in 2012. This ratio means that in case of possible natural gas supply shortage, Turkey's stored natural gas is enough approximately only for 22 days.

To examine the natural gas supply of Turkey in long term, there are few future projections discussed in this thesis. With these projections, the possible situations of Turkey's natural gas supply in the next ten years are inspected. To accomplish this, the accessible data from 1999-2012 is used and projections are made depending on this 14 years of data. Five different projections are made with mathematical methods and Turkey's announced energy targets to public. Then, these results are compared with each other.

The projections made with mathematical methods (weighted evaluation method) show that the total natural gas supply in Turkey will be rising but with different accelerations within the scope of study, the year of 2023. The first projection which is the pessimistic one, indicates the total natural gas supply of Turkey in 2023 to be 59,3 billion m³. For the second and the optimistic projection, the total natural gas supply of Turkey in 2023 to be 86,7 billion m³. According to the third and the more realistic one than the others shows that the total natural gas supply of Turkey in 2023 will be 73,3 billion m³.

Using the publicly announced targets by the state about Turkey's energy industry, it is possible to make projections about the total natural gas supply in 2023. With the targets represented on the 10th Development Plan and some assumptions, the total natural gas supply in 2018 expected to be 50,2 billion m³. Considering the mentioned targets on Turkey's 2023 Targets announcement, the total natural gas supply in 2023 will be 53,9 billion m³. If these values are compared to the pessimistic mathematical projection results, the differences between those are calculated as respectively 6,5% and 10,2%. The projections made depending on these targets are lower than the results of pessimistic projection in the year of 2023.

In the light of projections made, it can be easily asserted that the total natural gas supply volume of Turkey will be increased in the next ten years. Therefore, natural gas supply security will remain as an essential topic for Turkey's energy politics and it must be secured due to national interests.

Considering the rising demand in natural gas of Turkey and strategic criteria of energy politics, there are few suggestions that can be made to improve supply security of natural gas. In terms of geopolitical criteria, investing in domestic production on natural gas and more exploration affords to find new reserves should be done. Preferring unconventional domestic reserves should be induced. Additionally, becoming a partner of foreign natural gas reserves and LNG terminals is advised to lessen costs of exporting. Concerning the diversity criteria of natural gas supply security in Turkey, dependency to pipeline gas imports should be degraded. The ratio of LNG export amounts over pipeline gas should be expanded with building new LNG terminals and increasing the LNG exporting capacity. This would decrease the infrastructure risk which comes with pipeline gas supply. Furthermore, natural gas storage capacity must be maximized to be able to suppress any shortage of export natural gas supply. The level of natural gas storage capacity over the annual consumption should be at least 20%. In terms of redundancy criteria of supply security, adding new countries to the natural gas suppliers to Turkey with new agreements not only with pipeline connections but also with LNG transfers would depreciate the dependency to Russia. Along with the new countries and agreements, upgrading the capacity of already made natural gas pipeline connections may reduce the risk of redundancy. The possible natural gas supply resources in the neighborhood regions of Turkey as Iran, Eastern Mediterranean Sea Region, North of Iraq and Syria should be taken into consideration to make new long-term import agreements with pipeline connections. Also, possible new LNG importing countries should be added into LNG imports of Turkey to increase the redundancy of natural gas supply.

To sum up with, natural gas supply security is an important topic for developing and economically boosting Turkey. With this thesis, it is aimed that the current situation of natural gas supply security in Turkey to be examined and suggestions for the future of natural gas supply security for Turkey with projections to be stated.

1. GİRİŞ

Küresel çapta gün geçtikçe yaşanan teknolojik gelişmeler, dünya nüfusunun artması, sanayileşme ve toplumların tüketime olan yönelimiyle birlikte, üretime olan talep yükselmekte ve dolayısıyla küresel enerji ihtiyacı giderek büyümektedir. Ülkelerin enerji tüketimi, endüstriyel üretim kapasiteleri ve gündelik yaşam koşullarının gelişmişliği ile doğrudan orantılı olmaktadır. Bu nedenle de enerji konusu ve bu bağlamda enerji politikaları her ülke için hayati bir önem taşımaktadır.

Enerjiye gereksinim; gerçekte medeniyet için başat nitelik taşımakta olup, yadsınamaz önem arz etmektedir. Bu bağlamda, insanların uygarlık eseri olarak nitelenecek tüm eleman, yapı ve sistemleri yaratabilmeleri ve bunların işlevini sürdürülebilmesi büyük boyutlarda enerji talebini ve enerji tüketimini ortaya çıkarmaktadır. Dolayısıyla, enerjiye ve/veya enerji kaynaklarına ulaşmak önde gelen erek olmaktadır (Tuğrul, 2012).

Her ülke; jeopolitik konumuna, yeraltı zenginliklerine, coğrafi ve iklim koşullarına, toplumsal gelişmişlik seviyesine göre farklı enerji arz ve talep dengelerine sahiptir. Bazı ülkeler enerji kaynakları açısından zengin coğrafyalarda konumlanmış olmasına rağmen, bazıları da enerji talepleri yüksek olsa dahi enerji kaynakları açısından oldukça fakir coğrafyalarda yer almaktadırlar. Bu durum, her ülke için farklı enerji politikalarının oluşmasına ve farklı dengeler kurulmasına sebep olmaktadır.

Kendi enerji talebini karşılayamayan ülkeler, komşu ve diğer ülkelere enerji ve/veya enerji kaynakları ithal etmek durumunda kalabilmektedirler. Buna karşın, enerji kaynakları açısından zengin olan ülkeler, ihtiyaç fazlası enerji ve/veya enerji kaynaklarını diğer ülkelere ihraç etmektedirler. Ayrıca, enerji ithalat ve ihracatı yapan ülkelerin haricinde, enerji nakil yollarının üzerinde bulunan ülkeler de enerji politikaları açısından önemli bir konum kazanmaktadırlar.

Enerji sektörü, ülkelerin tüm sektörlerine ve gündelik yaşamına doğrudan etki etmektedir. Dengeli bir enerji politikası izleyen ve enerji sektörü istikrarlı olan

lkelerde endüstriyel üretim kapasitesi ve verimliliği güvence altında iken, enerji dengeleri sağlıklı olmayan ülkelerde endüstriyel gelişme ve büyüme oldukça zor sağlanmaktadır. Ayrıca, enerji sektöründeki düzensizlikler, bireylerin gündelik yaşamına da etki etmekte ve elektrik fiyatlarından, market ürünleri fiyatlarına kadar hemen her alanda dalgalanmalara sebep olmaktadır.

Giderek büyüyen enerji talebi ile birlikte, alışılagelmiş enerji kaynaklarının haricinde yeni kaynak ve enerji üretim teknolojileri arayışları da hızlanmaktadır. Bununla beraber, konvansiyonel olarak nitelenen petrol, doğal gaz ve kömür, bir başka deyişle fosil yakıtlar halen başat enerji kaynağı olma özelliğini korumaktadır.

Enerji arzında büyük pay sahibi olan petrol, doğal gaz ve kömür gibi alışılagelmiş enerji kaynaklarına ulaşım sorunları, günümüzdeki en önemli enerji-politik sorunları oluşurmaktadır. Bu bağlamda, söz konusu enerji kaynaklarına sahip olan ülkeler ile enerji üretimini bu kaynaklardan sağlayan ülkeler açısından enerji arz ve talep güvenliği hayli hassas bir noktaya gelmiş bulunmaktadır.

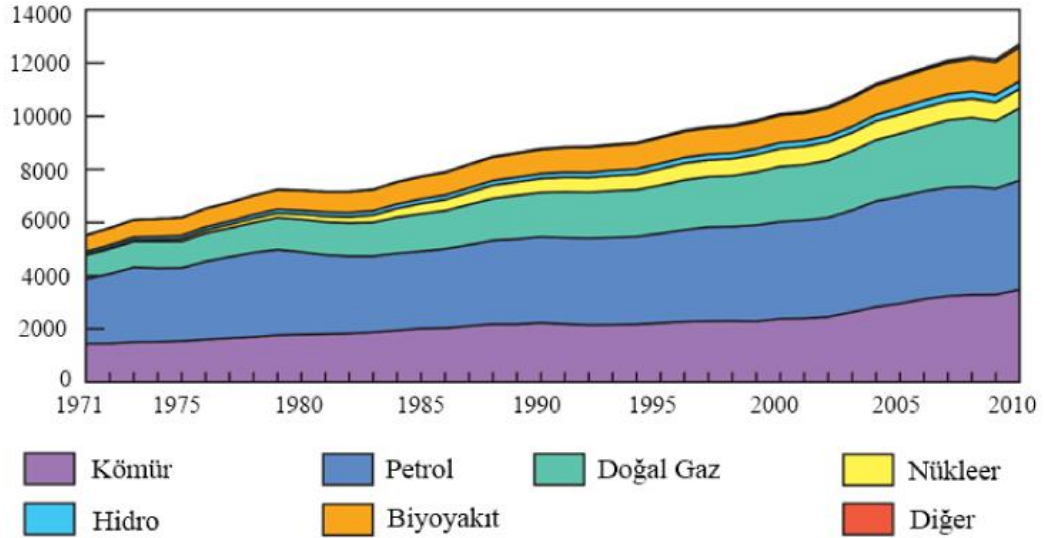
Ülkemiz açısından olay ele alındığında ise, Türkiye'nin günümüz itibari ile enerji üretiminin önemli bir kısmını ithal enerji kaynakları ile sağladığı görülmektedir. Konvansiyonel enerji kaynakları içinde doğal gaz; ülkedeki enerji arzı ve elektrik üretimindeki büyük paya sahip olması nedeniyle ülkemiz açısından kritik önem taşımaktadır.

Bu yüksek lisans tezinde, Türkiye enerji sektörü için hayli önemi olan doğal gaz arz güvenliğinin ülkemiz açısından değerlendirilmesinin yapılması amaçlanmıştır. Böylelikle, lkemiz için önemli bir konuda rasyonel bir değerlendirme yapılması ve geleceğe dair olası senaryolar üzerinden öngörüde bulunulması hedeflenmektedir.

2. ENERJİ KAYNAKLARI İÇİNDE DOĞAL GAZIN YERİ

2.1 Enerji Kaynaklarının Sınıflandırılması

Enerji üretiminde kullanılan kaynakları sınıflandırmak için birden fazla yöntem kullanmak mümkündür. Bu yöntemlerden ilki, birincil ve ikincil enerji kaynakları olarak doğada bulunmalarına göre sınıflandırmaktır. Bu sınıflandırmaya göre doğada doğrudan bulunan kömür, petrol, doğal gaz gibi enerji kaynakları “birincil”; doğada doğrudan bulunmayan, bazı işlemler sonucu elde edilen ve genelde enerjinin kullanılabilir bir halde taşınmasını sağlayan elektrik, havagazı, kok, benzin, mazot gibi kaynaklar ise “ikincil” enerji kaynakları olarak adlandırılmaktadır. Şekil 2.1’de yıllara ve enerji kaynaklarına göre birincil enerji arzı görülebilir.



Şekil 2.1: Yıllara ve enerji kaynaklarına göre küresel birincil enerji arzı (MTEP) (IEA, 2012b).

Enerji kaynaklarının sınıflandırılmasındaki ikinci yöntem ise kaynakların yenilenebilir özelliklerine göre dir. Kömür, petrol, doğal gaz gibi fosil yakıtlar ve nükleer yakıtlar yeraltında sınırlı miktarlarda olduklarından ve kısa süre içinde yeniden üretilemeyip, yerleri doldurulamaz olduklarından dolayı “yenilenemez enerji kaynakları” olarak adlandırılmaktadır. Bu çerçevede; güneş, rüzgâr, hidro ve

jeotermal gibi sürekli olarak yenilenen kaynaklara ise “yenilebilir enerji kaynakları” adı verilmektedir (Armstrong ve Harmin, 2013).

Diğer bir yöntem de enerji kaynaklarının, enerji üretimi kullanımındaki alışla gelişliğine göre yapılmaktadır. Kömür, petrol, doğal gaz, hidro ve nükleer gibi enerji kaynakları uzun yıllardır olan yaygın kullanımlarından dolayı “alışlagelmiş enerji kaynakları” olarak sınıflandırılmaktadır. Bu kaynaklara göre nispeten daha yeni teknolojiler ve enerji üretim yöntemleri kullanılmasına sebep olan güneş, rüzgâr ve jeotermal gibi enerji kaynakları ise “alışlagelmemiş enerji kaynakları” olarak sınıflandırılır (Indian Institute of Science, 2013).

Son sınıflandırma ise enerji kaynaklarının ticari olarak piyasada geçerliliğine göre yapılmaktadır. Bir enerji kaynağı, mevcut küresel enerji piyasasına göre erişilebilir bir fiyata ya da erişme maliyetine sahip ise ticari enerji kaynağı olarak adlandırılmaktadır. Günümüzde en bilinen ticari enerji kaynaklarına elektrik, kömür ve doğal gaz örnek olarak gösterilebilir. Ticari olmayan enerji kaynakları ise küresel enerji piyasasında makul bir fiyattan satılamayan veya erişilemeyen fakat yerel olarak enerji üretim ihtiyacını karşılamada ve özel uygulamalarda kullanılabilen kaynaklar olmaktadır. Ticari olmayan enerji kaynaklarına odun kömürü ve hayvansal atıklar örnek olarak gösterilebilir (Chauhan, 2007).

2.2 Enerji Kaynakları İçinde Emre Amadeliliğin Önemi

Emre amade, sözlük anlamı ile komuta hazır yani, verilen komutun her an yerine getirebilir halde olunmasıdır (TDK, 2013). Enerji sektöründe ise bir enerji kaynağının emre amade olması, o enerji kaynağını kullanarak elektrik üreten santralin herhangi bir anda üretimde olma veya üretime hazır olma kabiliyeti olarak açıklanabilir.

Bir enerji kaynağının emre amade olması, değişen enerji arz ve talep dengelerine hızlı cevap verebilmek adına önem arz eden bir konu durumundadır. Nitekim bu bağlamda, günümüzde yadsınamaz bir etkinliğe sahip elektrik üretiminde, tercih edilirlilik emre amadelikle yakından ilişkili olmaktadır. Ülkelerin tüm sektörlerindeki kesintisiz enerji arzına olan bağlılığı, emre amade enerji kaynaklarının vazgeçilmezliğini doğurmaktadır.

Enerji sektöründe enerji kaynaklarının emre amadeliliğinin değerlendirilebilmesi ve enerji kaynakları arasında mukayese yapılabilmesi için bir matematiksel değere ihtiyaç duyulur. Bu açıdan kapasite faktörü, enerji kaynaklarının emre amadeliliğini sayısal değerlendirmek için kullanılabilir (Tuğrul, 2012). Kapasite faktörü (η), bir enerji santralının bir zaman diliminde ürettiği elektrik enerjisinin (P_p) o zaman diliminde üretmiş olabileceği en yüksek elektrik enerjisi değerine (P_{max}) olan oranıdır (USEIA).

$$\eta = P_p/P_{max} \quad (2.1)$$

Örneğin; 100 MW kapasiteli bir elektrik santrali bir yılda 394200 MWh elektrik üretmiş ise bu elektrik santralının kapasite faktörü, (Denklem 2.1'den) %45 olarak bulunur.

Kapasite faktörü; o enerji santralının kullandığı enerji kaynağına, üretim sürecine ve kullandığı teknoloji ile alakalıdır. Farklı enerji kaynakları kullanan yakın teknolojilerdeki enerji santrallerinin kapasite faktörlerini karşılaştırılarak, enerji kaynaklarının emre amadeliliğe etkisi ve enerji üretimindeki önemi vurgulanabilir.

2.3 Emre Amade Enerji Kaynakları

Enerji kaynakları için emre amadelik, o kaynağın doğada bulunma şekli, çıkartılma ve erişilebilme kolaylığı ile bağlantılıdır. Doğada bolca bulunan, çıkartılma işlemi daha kolay olan ve dağıtımının hızlıca yapılabilirdiği enerji kaynakları diğerlerine göre emre amadelik açısından avantajlı olmaktadır. Bu bakımdan en genel anlamda, yenilenemez enerji kaynaklarının yenilenebilir enerji kaynaklarına göre daha emre amade oldukları söylenebilir. Bunun sebebi, yenilenebilir enerji kaynaklarının çevresel ve iklimsel şartlara olan doğrudan bağlılıklarıdır. Yenilenebilir enerji kaynaklarından jeotermal ve biyokütle ise emre amadelik açısından istisnai bir durum yaratmaktadır ve kaynaklarının iklimsel koşullara olan daha düşük bağlılığından dolayı emre amadelikleri yüksektir.

Fosil ve nükleer yakıtlardan oluşan yenilenemez enerji kaynaklarını kullanan enerji santrallerinde ise, yakıt arzı olduğu sürece ve bakım/onarım faaliyetleri süresi dışında elektrik talebi olduğu takdirde üretim yapabilecek kapasitede olmaktadır ve bu

sebepten emre amadelikleri yüksek kabul edilirler. Çizelge 2.1’de enerji santrallerinin yakıt türlerine göre kapasite faktörü değerleri görülmektedir.

Çizelge 2.1: Farklı enerji santrallerinin kaynaklarına göre kapasite faktörleri (Kaplan, 2010).

Enerji Kaynağı	Kapasite Faktörü (%)
Kömür	85
Nükleer	90
Doğal Gaz	70
Doğal Gaz (Kombine Çevrim)	85
Rüzgâr	34
Jeotermal	90
Güneş (Termal)	31
Güneş (PV)	21

2.4 Emre Amade Enerji Kaynakları İçinde Doğal Gazın Yeri

Doğal gaz, Çizelge 2.1’den de görüleceği üzere kömür ve nükleer enerji kaynakları ile birlikte enerji santrallerindeki en yüksek kapasite faktörünü sağlayan konvansiyonel enerji kaynaklarından biridir. Doğal gaz ile çalışan enerji santrallerinin kapasite faktörünün yüksek olmasındaki sebeplerden birisi, doğal gaz kullanan türbinlerin üretime girme ve çıkma hızlarının yüksek olmasıdır. Günümüz teknolojisi kombine çevrim gaz türbinlerinin yaklaşık 30 dakika, açık çevrim gaz türbinlerinin ise yaklaşık 10-15 dakikalık gibi başlama süreleri ile çalışmalarını mümkündür (Wacek, General Electric; 2010).

Doğal gaz yakıtlı türbinler, üretim taleplerine göre istenildiği takdirde birkaç saatte üretime girebilmektedirler. Bu özellik, elektrik enerjisi ihtiyacının tepe noktasına ulaştığı anlarda gerekli enerji arzını sağlamak açısından kritik bir etmen olarak sayılabilir.

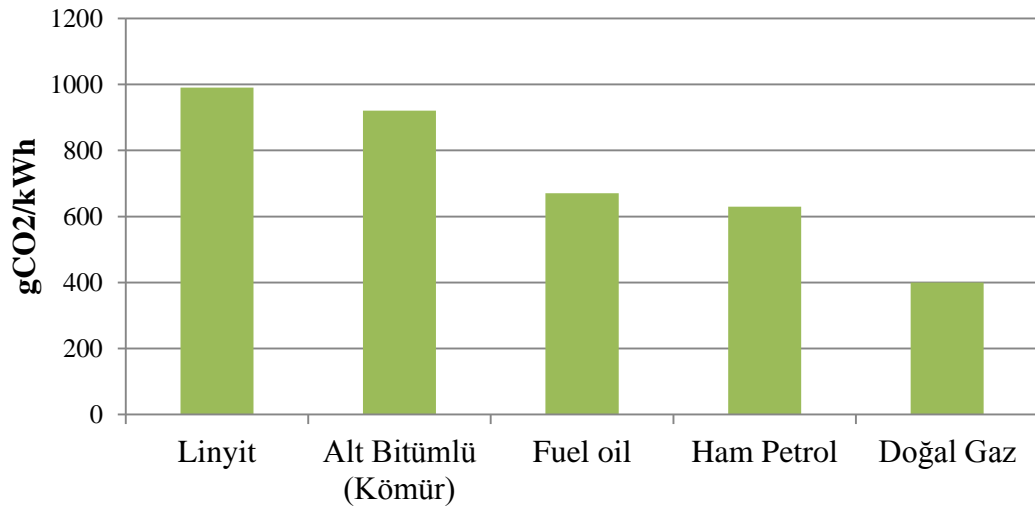
Emre amade enerji kaynaklarından doğal gazın sağladığı yararlarından bir diğeri de, diğer kaynaklara kıyasla (bölgesel şartlara ve uluslararası anlaşmalara bağlı olarak, normal şartlarda) daha kesintisiz enerji kaynağı arzının teknik olarak mümkün olmasıdır. Doğal gaz boru hatları ile kesintisiz ve hızlı bir şekilde yakıt naklinin gerçekleştirilebilir olması, doğal gaz ile çalışan enerji santrallerinin kapasite faktörünün yüksek olmasında etkilidir.

Çizelge 2.2: Enerji santrallerinin kurulum ve bakım maliyetleri ile kurulum sürelerinin karşılaştırması (MIT, 2003).

	Nükleer	Kömür	Doğal Gaz (Kombine Çevrim)
Kurulum Maliyeti	2000 \$/kWe	1300 \$/kWe	500 \$/kWe
Bakım Maliyeti	1,5 ¢/kWh	1,5 \$/MMbtu	3,5 \$/MMbtu
Kurulum Süresi	5 yıl	4 yıl	2 yıl

Doğal gazın enerji üretiminde yaygın olmasının bir başka sebebi de doğal gaz kaynaklı enerji santrallerinin kurulum ve devreye alma süreçlerinin birkaç yılda tamamlanabilmesidir (Çizelge 2.2). Günümüz teknolojileri ile birlikte, bir doğal gaz kaynaklı enerji santralının kurulumu ortalama olarak iki ya da üç yılda tamamlanabilmektedir (MIT, 2003). Hızlı gelişmekte olan ülkeler için kısa kurulum süresine sahip enerji santralleri, ülke çapında hızla artan enerji talebini karşılayabilmek için yarar sağlamaktadır.

İşlevsel olarak üstün yanlarının yanında doğal gaz, diğer fosil yakıtlara göre daha düşük karbon salımı ile çevresel etmenlerden dolayı öne çıkmaktadır. Şekil 2.2'deki verilerden görüleceği üzere doğal gaz diğer yaygın olarak kullanılan fosil yakıtlara göre daha düşük birim CO₂ salım oranına sahiptir (IEA, 2012a).

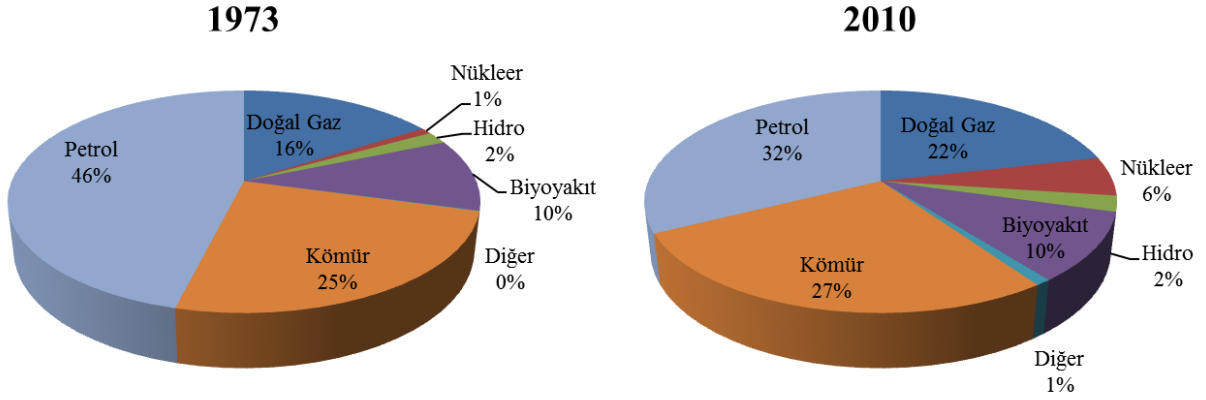


Şekil 2.2: 2008-2010 yılları arasında OECD ülkelerinde üretilen birim elektriğin enerji kaynaklarına göre CO₂ salımı (IEA, 2012a).

2.5 Doğal Gazın Dünyadaki Gelişimi ile Enerji Ekonomisi ve Politikalarındaki Yeri

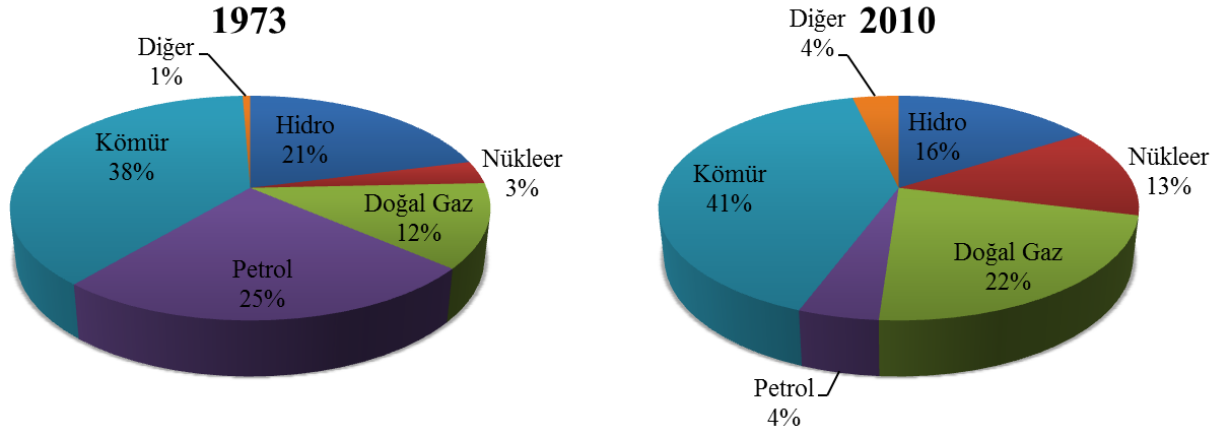
Doğal gazın dünya tarihine girişi antik zamanlara dayansa da endüstriyel anlamda kullanımının yaygınlaşması İkinci Dünya Savaşının başladığı dönemlere dayanmaktadır. Savaş ile birlikte gelişen imalat, kaynak ve malzeme mühendisliği ile birlikte doğal gaz boru hatlarının imalatı kolaylaşmış ve doğal gazın iletimi kolaylaşmıştır (DOE, 2013).

Dünyada yaşanan gelişmeler ve küresel enerji ihtiyacının artmasıyla birlikte doğal gaz, küresel enerji piyasaları için vazgeçilmez olmaya başlamıştır. Şekil 2.1'den de görüleceği üzere doğal gazın küresel birincil enerji arzındaki payı artmıştır. Şekil 2.3'de gösterilen 1973'te doğal gazın birincil enerji arzındaki payı %16 iken 2010 yılına gelindiğinde ulaşım sektörü ve yenilenebilir enerji alanında yaşanan tüm gelişmelere rağmen doğal gazın birincil enerji arzındaki payı %21.4'e çıkmıştır (IEA, 2012b).



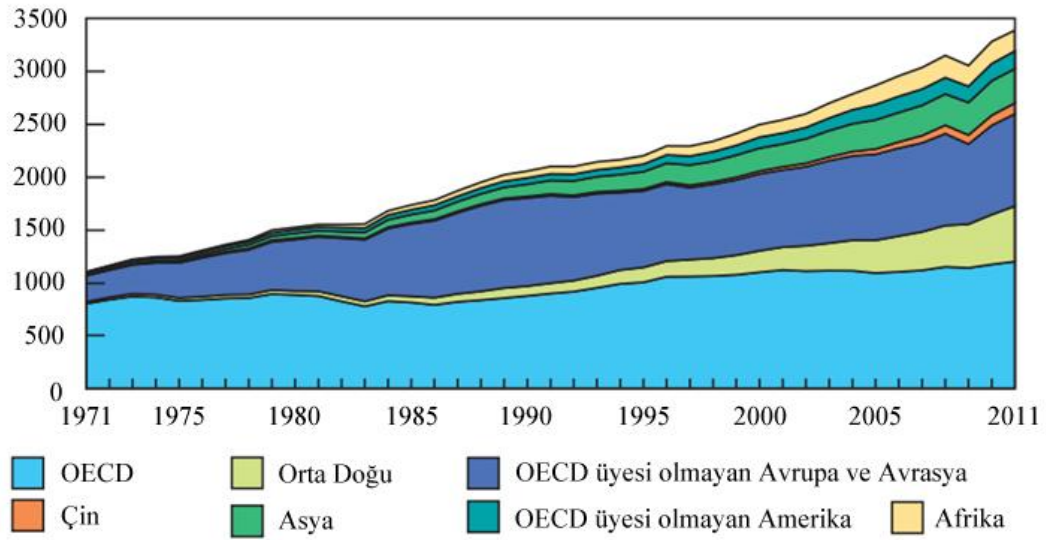
Şekil 2.3: Enerji kaynaklarına göre 1973 ve 2010 yıllarındaki küresel birincil enerji arzı oranları (IEA, 2012b).

Hızla gelişen ülkeler için elektrik üretiminde avantaj sağlayan doğal gazın küresel elektrik üretimindeki payı da küresel enerji arzındaki gibi hızla artmıştır. Şekil 2.4'teki verilere göre 1973 yılındaki küresel elektrik üretiminde %12 oranında payı olan doğal gazın 2010 yılındaki payı %22'ye çıkmıştır (IEA, 2012b).



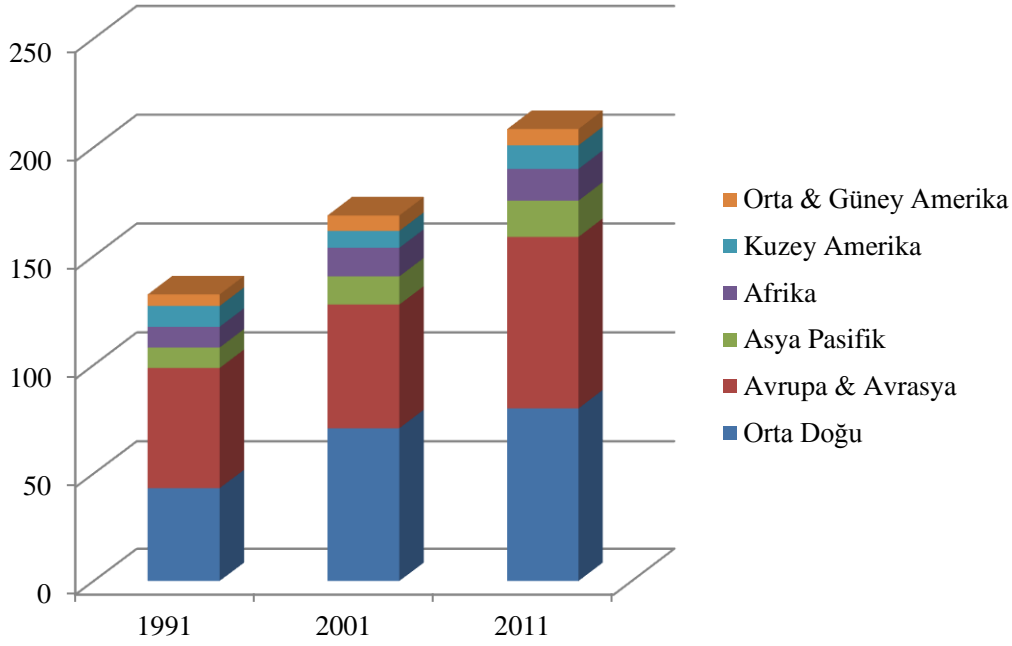
Şekil 2.4: Enerji kaynaklarına göre 1973 ve 2010 yıllarındaki küresel elektrik üretim oranları (IEA, 2012b).

Doğal gazın endüstriyel kullanımı ve elektrik üretimindeki payı arttıkça ülkelerin doğal gaz üretimine olan ilgisi de artmıştır. Şekil 2.5'teki grafikten görüleceği üzere 1970'lerden 2010'lu yıllara doğal gaz üretiminde temel üretici ülkelerin yanında Orta Doğu, Asya ve Afrika'daki ülkeler de pazara girmiş ve kendilerine önemli bir pay edinmişlerdir (IEA, 2012b).



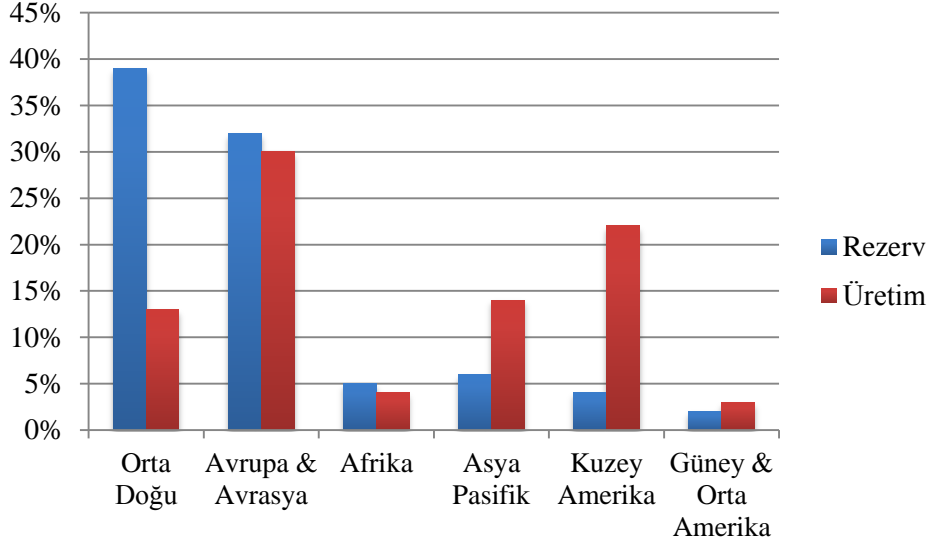
Şekil 2.5: Bölgelere ve yıllara göre doğal gaz üretimi (milyar m³) (IEA, 2012b).

Şekil 2.6'da ise bölgelere göre doğal gaz rezerv miktarlarının yaklaşık son 20 yıldaki değişimi görülmektedir. Küresel çapta doğal gaz tüketiminin arttığı düşüldüğünde bu artışa rağmen, dünyadaki doğal gaz rezerv miktarları hem toplamda hem de çoğu bölgede artmış olduğu gözlenmektedir.



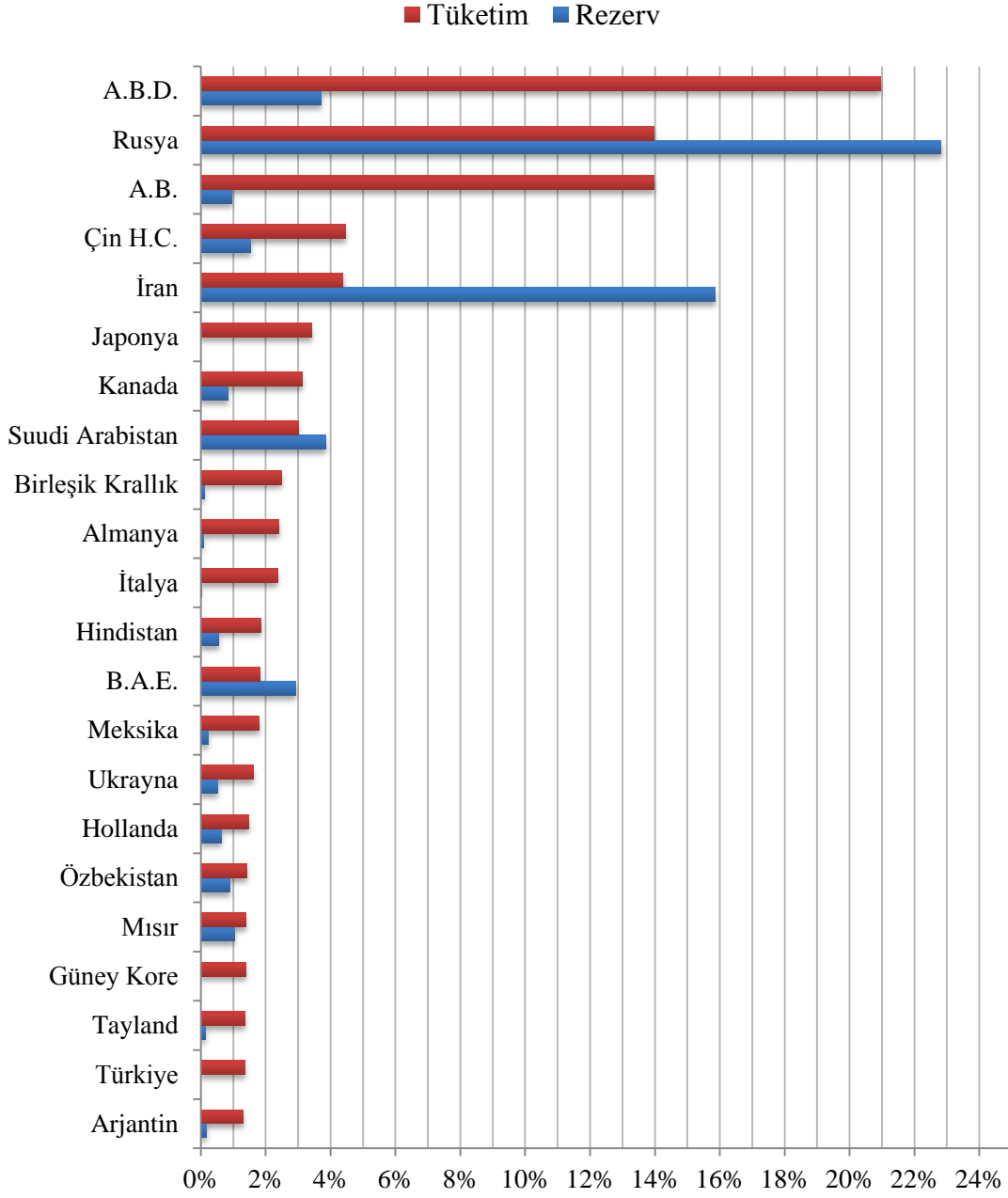
Şekil 2.6: 1991, 2001 ve 2011 yıllarında bölgelere göre doğal gaz rezerv hacimleri (trilyon m³) (BP, 2012).

Şekil 2.7’de 2011 yılında, bölgelere göre doğal gaz rezerv ve üretim miktarlarının toplam rezerv ve üretim miktarına olan oranları gösterilmektedir. Söz konusu bu grafikten görüleceği üzere, doğal gaz rezervlerinin yaklaşık %40’ına sahip olan Orta Doğu bölgesinin küresel toplam doğal gaz üretimindeki payı %15’in altındadır. Öte yandan; doğal gaz tüketimi yüksek olan Avrupa Birliği ülkeleri gibi gelişmiş ülkelerin bulunduğu Avrupa ile Rusya, Türkmenistan ve Azerbaycan gibi doğal gaz rezervlerinin zengin olduğu ülkeleri içine alan Avrasya bölgesindeki (yani toplam olarak Avrupa & Avrasya bölgesindeki) rezerv ve üretim oranları ise birbirine yakındır. A.B.D. ve Kanada’yı bulandıran Kuzey Amerika bölgesinde ise doğal gaz tüketimi yüksek miktarlarda olduğundan dolayı doğal gaz üretim oranı %20’nin üzerinde ve fakat rezerv oranı ise %5’in altında kalmaktadır (CIA, 2013). Bu verilerden yapılabilecek yorum; doğal gaz rezervlerine sahip ülkelerin doğal gaz üretim miktarı, sahip oldukları doğal gaz rezervlerinin durumlarından çok, ülke içindeki doğal gaz ihtiyacına bir başka deyişle tüketimine bağlıdır. Dolayısıyla ülkeler, doğal gaz rezerv miktarlarından ayrı olarak daha fazla ya da daha az oranda doğal gaz üretimi yapabilmektedirler.

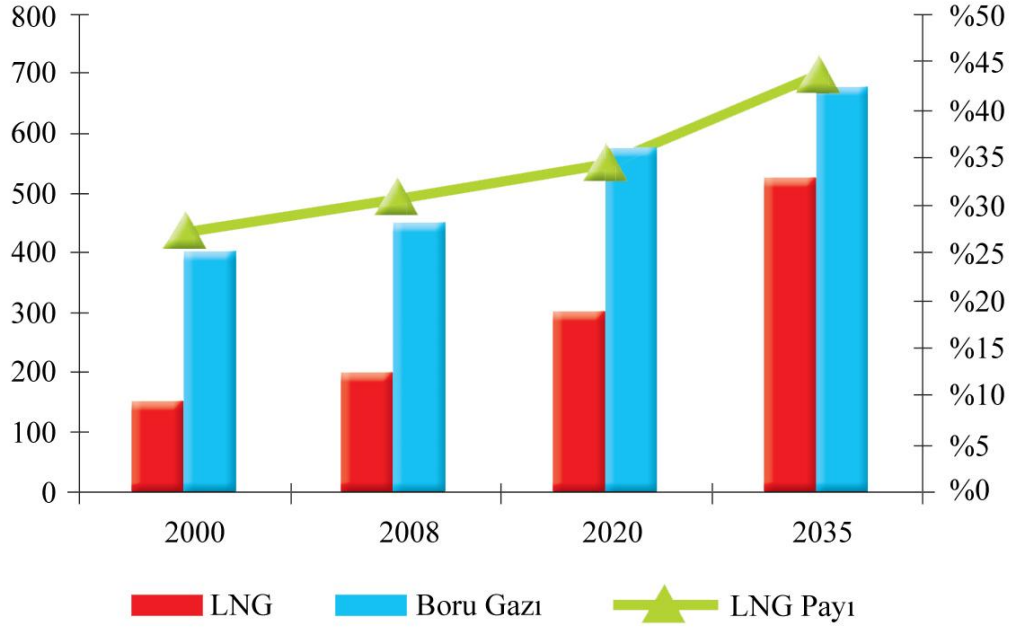


Şekil 2.7: Bölgelere göre doğal gaz rezerv ve üretim miktarlarının toplam rezerv ve üretim miktarlarına oranı (EPDK, 2012).

Şekil 2.8’de verilen, ülkelerin doğal gaz tüketim oranlarına bakıldığında, tüketimi dünya genelinin %1’inden fazla olan ülkelerin hemen hepsinin gelişmiş ya da gelişmekte olan ülkeler olduğu, fakat hepsinin doğal gaz rezervleri açısından zengin olmadığı görülebilir. Buradan yola çıkarak ve küresel enerji politikaları ile dengeleri göz önünde bulundurularak; ülkelerin doğal gaz tüketim miktarlarının o ülkenin gelişmişliğine (örneğin; A.B.D. ve A.B. ülkeleri), sahip olduğu doğal gaz rezerv miktarlarına (örneğin; Rusya ve İran gibi) ve bulunduğu konum itibari ile doğal gaz piyasasına göre jeopolitik durumuna (örneğin; Türkiye, Ukrayna gibi) bağlı olduğu yorumu yapılabilir.



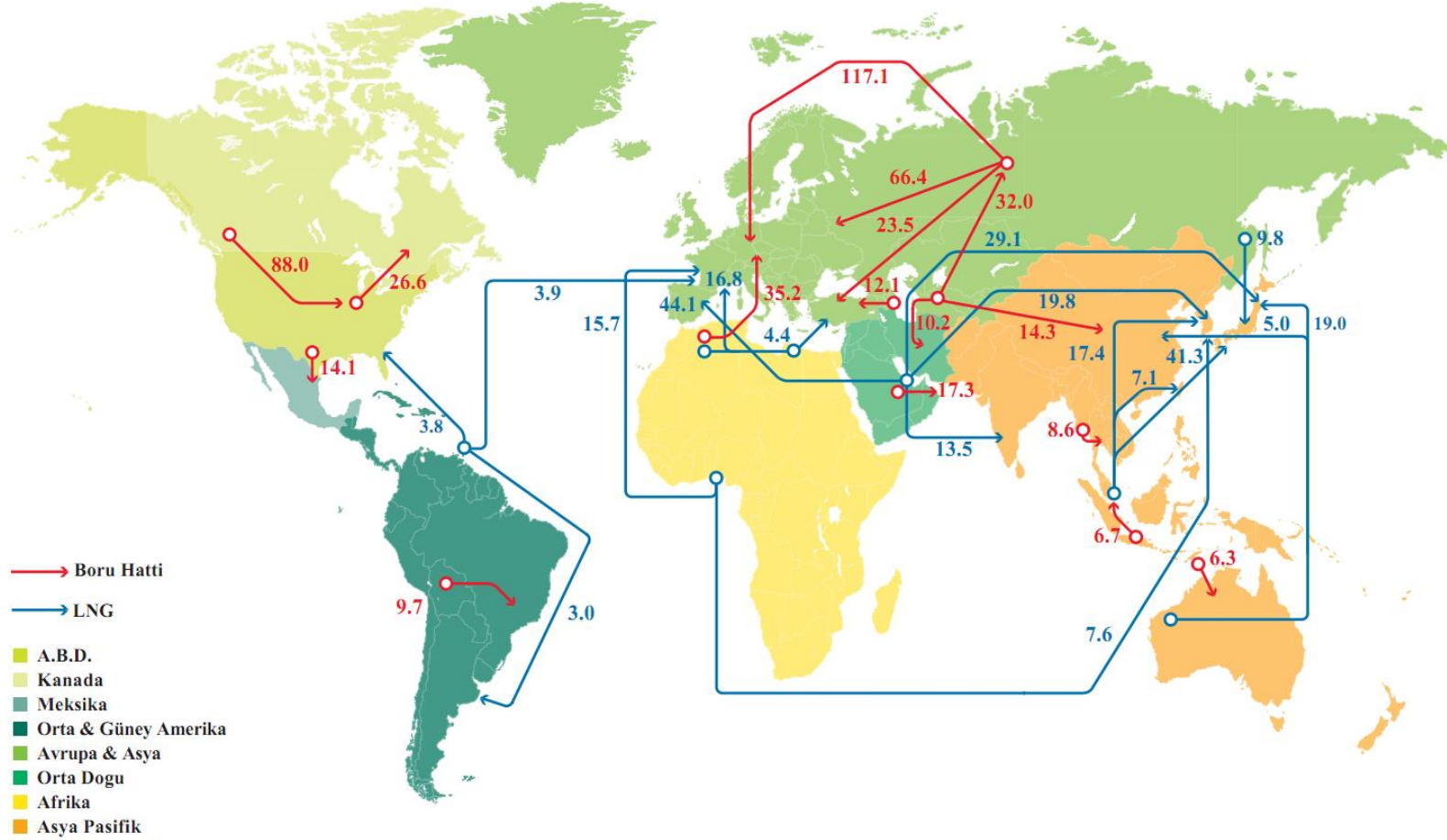
Şekil 2.8: Ülkelerin 2010 ve 2011 yılı verilerine göre doğal gaz rezerv ve tüketim miktarlarının toplam rezerv ve tüketim miktarlarına oranı (CIA, 2013).



Şekil 2.9: Dünya genelindeki doğal gaz ticaretinin nakil yöntemlerine göre dağılımı ve projeksiyonu (milyar m³) (EPDK, 2012).

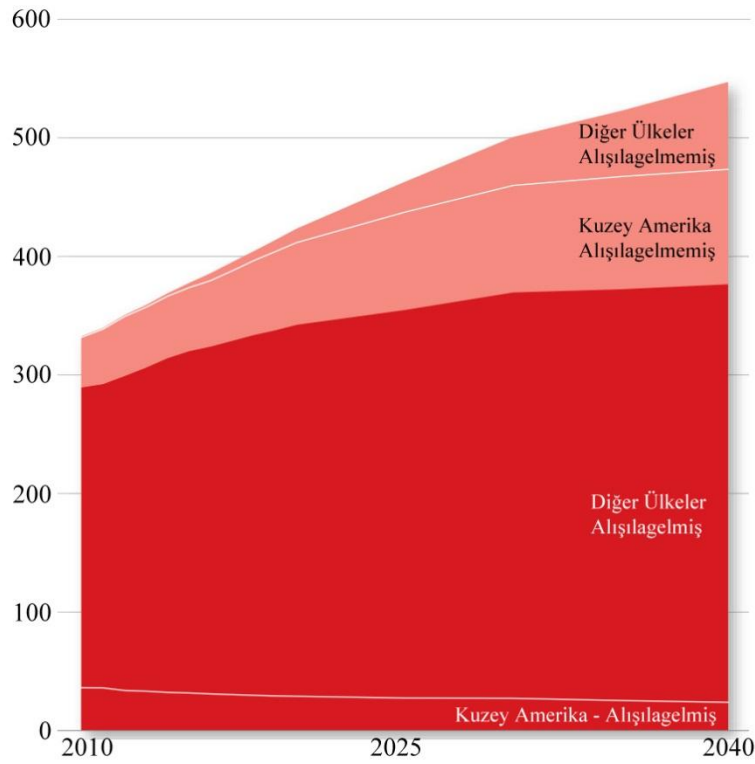
Boru hatları ile naklin haricinde, diğer bir doğal gaz iletim yöntemi olan LNG (sıvılaştırılmış doğal gaz), küresel enerji politikalarını anlamak ve doğal gaz piyasası dengelerini incelemek açısından önemli bir iletim yöntemidir. Doğal gazı sıvılaştırma yönteminde gaz halindeki doğal gaz, atmosfer basıncına yakın bir basınçta ve yaklaşık -162 °C sıcaklıkta sıvılaştırılarak hacmi 1/600'e indirilmektedir (GIIGNL, 2013). Bu şekilde, yoğunlaştırılmış bir şekilde, özel LNG tankerleri ile deniz yolu ile taşınmakta ve LNG terminallerinde gerektiği takdirde depolanarak ya da tekrar gazlaştırılarak kullanılabilir hale getirilmektedir.

Şekil 2.9'da verilen boru gazı ve LNG nakli verilerine göre küresel doğal gaz ticaretinde, ağırlıklı olarak boru gazı ve doğal gaz boru hatları kullanılmakla beraber, LNG'nin de payının giderek arttığı görülmektedir. Bu grafikteki tahmine göre de 2035 yılına kadar LNG'nin payındaki yükselişin devam edeceği öngörülmektedir (EPDK, 2012).



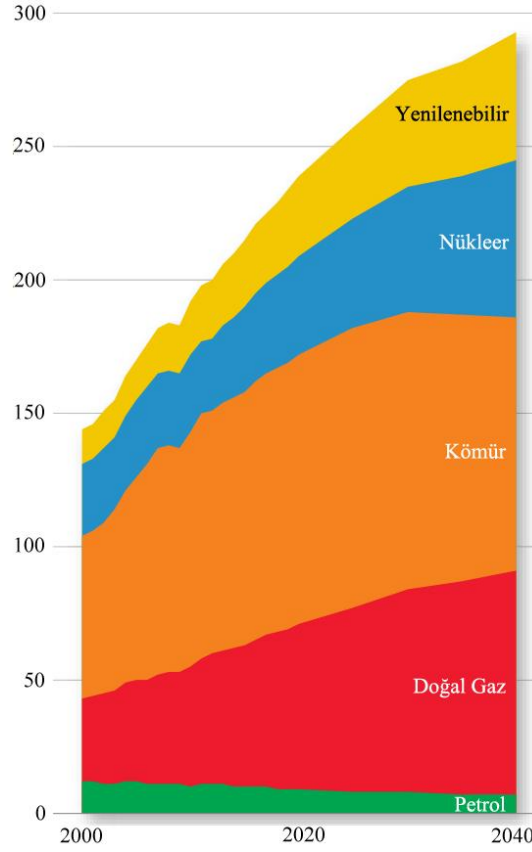
Şekil 2.10: Küresel doğal gaz ticareti hareketleri (milyar m³) (BP, 2012).

Doğal gaz boru hatlarının geçtiği ve doğal gaz ticaretinin yoğun olduğu bölgelerde LNG terminallerine sahip ülkeler, doğal gaz ve enerji politikaları açısından jeopolitik olarak büyük öneme sahip olmaktadır. Küresel doğal gaz ticaret hareketleri Şekil 2.10'da gösterilmiştir. Bu şekilden görüldüğü üzere, belli başlı bölgeler ve rotalarda doğal gaz ticaret hareketleri yoğunlaşmıştır. Fiziksel olarak, boru hatları ile taşımamanın zor olabileceği nakil rotalarında da LNG nakliyatının yoğunlaştığı görülmektedir. Özellikle, kıtalar arası doğal gaz ticaretleri için LNG yaygın olarak kullanılmaktadır. Ancak, LNG tankerleri ile yapılan transferlerde kapasitelerin boru hattı ile yapılan transferlere göre daha düşük kaldığı da söylenebilir.



Şekil 2.11: Küresel doğal gaz arzı gelecek tahmini (milyar feet³/gün)
(Exxon Mobil, 2013).

Doğal gaz arzı ve kullanımı ile ilgili gelecek tahminlerine bakıldığı zaman, son yıllarda süregelen doğal gaz arzındaki ve tüketimindeki artışın devam edeceği söylenebilir (Exxon Mobil, 2013). Şekil 2.11'de görülen yaklaşık 30 yıllık tahmini doğal gaz arzına göre, mevcut kaynaklar ve yöntemlerle elde edilen alışılabilir doğal gaza ilaveten alışılabilir yöntem ve kaynaklarla (kaya gazı gibi) elde edilecek gazın küresel doğal gaz arzındaki payının büyük olacağı da beklenmektedir.



Şekil 2.12: Yakıtlara göre küresel elektrik üretimi gelecek tahmini (katrilyon BTU) (Exxon Mobil, 2013).

Exxon Mobil'in yaptığı 2040 yılına dair gelecek tahminine göre küresel toplam elektrik üretiminde doğal gazın payı artacağı Şekil 2.12'de görülmektedir. 2040 yılına kadar yaşanacak teknolojik gelişmelerle yenilenebilir enerji arzındaki olası artış da göz önünde bulundurulduğunda, doğal gazın diğer yakıtlara göre payının artacağına öngörülmesi doğal gazın önümüzdeki en az 25-30 yıl boyunca da enerji politikalarındaki önemini koruyacağı ve hatta arttıracığı söylenebilir.

3. ARZ GÜVENLİĞİ

Türkiye doğal gaz arz güvenliği kapsamında arz güvenliği kavramını incelemeye önce, enerji güvenliği kavramı üzerinde durmak yerinde olacaktır. Enerji güvenliği; enerjinin farklı şekillerde, yeterli miktarda, uygun fiyatta; kesintisiz, güvenilir ve sürdürülebilir şartlarla erişilebilir olması anlamına gelmektedir (UNDP, 2000). Enerji gereksinimi fazla olan tüm ülkeler için enerji güvenliğini sağlamak, o ülkenin endüstriyel üretiminin ve sosyal yaşamının sorunsuz bir şekilde sürdürülebilmesinin vazgeçilmez şartı olmaktadır. Bu sebeple, gelişmiş ve gelişmekte olan ülkeler, hem iç ve hem de dış politikalarında enerji güvenliğinin sağlanmasını önemle gözetmektedirler.

Yeraltı enerji kaynakları bakımından zengin olan ülkeler, tüketebileceklerinden daha fazla enerji kaynaklarına sahip olduklarında, ihtiyaç fazlası enerji kaynaklarının bir kısmını, diğer enerji kaynağı talep eden ülkelere ihraç edebilirler. Öte yandan; enerji ihtiyacını yerli enerji kaynakları ile sağlayamayan ülkeler de, enerji ihtiyaçlarını karşılayabilmek için ürettiklerinden daha fazla miktarda enerji kaynağını tüketmek durumunda kalmaktadırlar. Bu sebeple de, enerji kaynağı arzını; kendileri yeterli enerji kaynağına sahip olmasalar da, bir şekilde sağlamaları gerekmektedir. Bu bakımdan incelendiğinde enerji güvenliği; enerji kaynakları zengin olan ülkeler için enerji talep güvenliği, Türkiye gibi ithal enerji kaynaklarına ihtiyaç duyan ülkeler için ise, enerji arz güvenliği olarak iki ayrı başlıkta incelenebilir (Şekil 3.1) (SAREM, 2007).



Şekil 3.1: Enerji arz ve talep güvenliği kavramları.

Bu yüksek lisans tezinin konusu, Türkiye doğal gaz arz güvenliği olduğundan, bu bölümde arz güvenliği kavramı incelenirken, enerji kaynağı olarak doğal gaz ve arz güvenliği olarak ta doğal gaz arz güvenliği konusu esas alınarak konu irdelenmektedir.

3.1 Arz Güvenliği Kavramı ve Önemi

Enerji sektöründe arz güvenliği, enerji kaynakları ihraç eden ülkeler ile ithal eden ülkeler arasındaki ilişkileri belirlediğinden ötürü, birçok ülkeyi ilgilendiren, uluslararası bir konu durumunda olmaktadır. Bu bağlamda, enerji arz güvenliği dünya politikalarının belirlenmesinde önemli rol oynamaktadır. Küresel enerji politikalarının ve dengelerinin gereği olarak, olağan şartlarda, hiçbir ülke doğal gaz arz ve talep güvenliği konularında tam anlamıyla bağımsız değildir. Bir başka deyişle, hem enerji kaynağına sahip olanlar ve hem de enerji kaynağını talep edenler tek başlarına hareket edememektedirler.

Arz güvenliğinin tehlikeye girdiği durumlarda bürokratik yaptırımlar, ambargolar ve hatta sıcak çatışmaların yaşandığı görülebilmektedir. Türkiye gibi doğal gaza bağımlı ülkelerde yaşanacak en ufak arz kesintileri bile ekonomik ve toplumsal temelde krizlere yol açabilmektedir. Fazla olarak, düzensiz ve istikrarsız doğal gaz arzı da ülkenin endüstriyel üretimindeki verimliliği etkileyebilmektedir.

Öte yandan, Türkiye gibi gelişmekte olan ve endüstriyel büyümesi arta giden ülkelerde enerji ihtiyacı da arta gitmektedir. Bir başka deyişle, bir ülke; enerji ihtiyacını karşılayabilecek mertebede, yeterli enerji kaynaklarına sahip değil ise, enerji kaynağı arz eden ülkelere gerekli enerji kaynaklarını, çeşitlilik ve yeterlilikle ithal etmek durumunda olmaktadır. Türkiye, bu bakımdan, ithal ettiği enerji kaynakları içinde doğal gaz da bulunduğundan, doğal gaz arz güvenliğinin önemli olduğu bir ülke durumundadır.

Doğal gaz arz güvenliğini birçok farklı yaklaşımlarla incelemek mümkündür. Bu bölümde arz güvenliği kavramını ve önemini daha açık bir şekilde vurgulayabilmek için bazı farklı yaklaşım biçimlerine yer verilmektedir.

3.1.1 Doğal gaz arz güvenliği unsurları

Doğal gaz arz güvenliğini sistematik olarak inceleyebilmek için doğal gaz arz güvenliği unsurlarının üzerinde durmak yerinde olacaktır. Bu bağlamda, doğal gaz arz güvenliği;

- Arzın sağlanacağı doğal gaz ihraç eden ülkelerle olan dış ilişkilere,
- Doğal gaza olan ihtiyaca,
- Doğal gaz talep değişimine,
- Doğal gaz arzının teknik olarak mümkün olması için gereken şartlara bağlı olarak ayrıştırılarak incelenebilir.

Arzın sağlanacağı ülkeler ve o ülkelerle olan dış ilişkiler arz güvenliği için en önemli etken olarak görülebilir. Bu ilişkilerde, iki ülke arasındaki tarihi geçmiş, ortak kültürel bağlar ve diplomatik ilişkiler önemli olmakta ve ayrıca küresel doğal gaz piyasasının durumu da etkin olabilmektedir (Uçkan Dağdemir, 2007).

Doğal gaz piyasasının özelleştirildiği ülkelerde, uluslararası doğal gaz alışverişi daha ticari ilişkilere dayalıdır denebilir. Bununla beraber, genellikle piyasanın denetimi devlet kurumlarının elinde bulunduğundan, ülke politikaları ve siyasi ilişkilerden tam olarak bağımsız hareket edebilmeleri de hayli zor olmaktadır (IEA, 2004). Türkiye gibi, doğal gaz piyasasının etkinlikle devlet kontrolünde olduğu ülkelerde ise, diplomatik ilişkilerin arz güvenliğine olan etkisinin daha hassas olduğunu düşünmek, yanlış bir yaklaşımdır.

Doğal gaz arz güvenliği için, arzın sağlanacağı ülkeler ile yapılan tek seferlik (spot) ya da uzun dönemli anlaşmaların yanı sıra, fiziksel olarak doğal gaz arzının sağlanabilmesi için gerekli alt yapı koşullarının da uygun olması gerekmektedir. Bu bağlamda, boru hattı alt yapısının iyileştirilmesi ile genişletilmesi ve LNG alışverişi için yeterli kapasitede LNG terminallerinin yapılması, gerekiyorsa yeni projelere başlanması ve var olan alt yapının da sağlıklı ve güvenli bir şekilde işleyebilmesi için asgari şartların sağlanması alt yapı güvenliği için gereken unsurlardan olmaktadır.

Yurtiçi doğal gaz piyasasında arz güvenliğinin önemi, yıl içinde mevsim koşullarına bağlı olarak değişen ve tepe noktasına ulaşılan (peak) anlardaki doğal gaz talebi ile alakalıdır. Isıtma amaçlı doğal gaz kullanımının yaygın olduğu ülkelerde kış aylarında doğal gaz talebinin artması oldukça sık görülen bir durumdur. Aynı

şekilde, elektrik üretiminde doğal gazın yakıt olarak yaygın kullanıldığı sıcak ülkelerde de yaz aylarında soğutma yüklerinin artmasından ve dolayısıyla elektrik talebinin artmasıyla doğal gaza olan talep artmaktadır. Bu tür durumlarda doğal gaz arzının güvenli bir şekilde sağlanması, talebin daha düşük olduğu dönemlere göre hassasiyet kazanmaktadır.

3.1.2 Dönemsel yaklaşım ile doğal gaz arz güvenliği ve riskleri

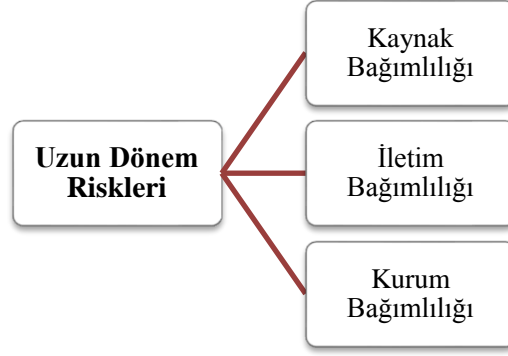
Doğal gaz arz güvenliğine dönemsel olarak yaklaşıldığında, uzun ve kısa dönem arz güvenliği riskleri olarak iki farklı şekilde ele alınabilir. Buradaki alt bölümlerde konu ele alınarak açıklanmaktadır.

3.1.2.1 Kısa dönem riskleri

Kısa dönem arz güvenliği riskleri, ülkenin iç veya dış doğal gaz iletiminde politik veya teknik sebeplerden dolayı yaşanabilecek, anlık veya en fazla hafta mertebesinde süre ile ortaya çıkabilecek doğal gaz arzı kesintileri olarak ifade edilmektedir (Uçkan Dağdemir, 2007). Böyle bir duruma sebep olabilecek etkenler arasında; uluslararası siyasi iktidarsızlıklar ve politik anlaşmazlıklar, savaş, terörizm ya da iç karışıklık durumları, felaket ya da benzeri olağan dışı iklim koşulları ile diğer teknik alt yapı sorunları sayılabilir (Weisser, 2007).

3.1.2.2 Uzun dönem riskleri

Uzun dönem arz güvenliği riskleri; bir ülkedeki doğal gaz iletiminin doğrudan kesilmesine sebep olmasa dahi, uzun vadede o ülkeyi ekonomik ve politik açıdan zor duruma sokacak ve doğal gaz arzını sağlamasını zorlaştırabilecek riskler olarak açıklanabilmektedir (Uçkan Dağdemir, 2007). Şekil 3.2'de uzun dönem doğal gaz arz güvenliği riskleri şematik olarak verilmektedir.



Şekil 3.2: Doğal gaz arz güvenliği uzun dönem riskleri.

Uzun dönem arz güvenliği riskini oluşturan etmenlerden ilki, doğal gaz arzında kaynak bağımlılığı olmaktadır. Doğal gaz arzının sağlandığı dış kaynak ülkelerinden bir veya birkaç tanesine, diğer kaynak ülkelere oranla daha fazla bağımlı olmak ve doğal gaz ithalatında kaynak ülkeyi tekel durumuna getirmek, uzun vadede ülkenin doğal gaz arzı için bir risk oluşturmaktadır (Weisser, 2007). Bu konu ilerleyen bölümlerde arz güvenliğinin stratejik kriterler başlığı altında, yedeklilik kriteri olarak ayrıca irdelenmektedir.

İletim bağımlılığı ise, doğal gaz arzı sağlanırken kullanılan boru hatları, LNG terminalleri ve diğer iletim yollarına olan bağımlılık ve bunun yarattığı risk olarak açıklanabilir. Doğal gaz arzında yeterli kapasitede iletim hatları ve terminaller faaliyette olsa dahi, yeterince alternatif rota ve güzergâhların bulunmaması durumunda mevcut iletim hatları ve terminallerine olan bağımlılık, risk oluşturmaktadır. Hele ki farklı ve çok sayıda ülkeden geçen hatlar üzerinden doğal gaz sağlanıyorsa, bu durum daha da önem kazanmaktadır. Bu risk, uzun vadede yeni yapılacak doğal gaz ve LNG alım anlaşmaları açısından stratejik ve ekonomik zorluklara sebep olabilmektedir (Weisser, 2007). Bu konu da, ilerleyen bölümlerde arz güvenliğinin stratejik kriterler başlığı altında, çeşitlilik kriteri olarak irdelenmektedir.

Kurum bağımlılığı; doğal gaz alımında pay sahibi olan ve faaliyet gösteren taraflara olan bağımlılık ve bunun yarattığı risk anlamına gelmektedir. Doğal gaz arzında toptan alımı yapan özel veya kamuya ait firmalar, piyasadaki paylarına ve söz sahibi olma durumlarına göre kendilerine bir bağımlılık ve doğal gaz arzında bir risk yaratmaktadırlar. Piyasada tekelleşmiş ya da fazla merkezileşmiş kurumların var olması, doğal gaz ticareti faaliyetlerinde serbestliği azaltmakla beraber rekabeti de

düşürerek ekonomik ve operasyonel açıdan arz güvenliği için risk yaratmaktadır (Weisser, 2007).

3.1.3 İç ve dış arz güvenliği kavramları

Doğal gaz arz güvenliği incelenirken riskler, sonuçlar ve alınabilecek önlemler iç ve dış olarak ayrılabilir. Bir başka deyişle, arz güvenliği ve dolayısı ile doğal gaz arz güvenliği; iç arz güvenliği ile dış arz güvenliğinin toplamı olmaktadır (Şekil 3.3).



Şekil 3.3: İç ve dış doğal gaz arz güvenliği.

İç arz güvenliği kavramı; o ülkenin sınırları içerisindeki doğal gaz talebini karşılamak için halihazırda bulunan (yerli veya ithal edilerek ülke sınırları içinde yer alan) kaynakları yöneterek gerekli yurtiçi doğal gaz arzını sağlamak anlamına gelmektedir (Uçkan Dağdemir, 2007). Bu bağlamda, doğal gaz iç arz güvenliği, o ülkenin içişlerine bağlı kurumlarca (Türkiye’de ETKB, EPDK ve BOTAŞ gibi) yönetilen ve denetlenen meseleler durumunda olup, sorumluluğu da bu kurumlara ait olmaktadır. Yurtiçindeki boru hatlarının dağılımı ve yaygınlığı, yeterliliği, işletmesi ve doğal gazın ücretlenmesi de bu kurumların yetkileri dahilinde nitelenmektedir.

Dış arz güvenliği ise, ülkenin iç piyasasındaki doğal gaz talebini karşılamak için dış kaynaklarla (doğal gaz ihraç eden ülkeler) olan ilişkileri yönetmeyi içermekte ve toplamda o ülkeye giren doğal gaz arzı anlamına gelmektedir (Uçkan Dağdemir, 2007). Dış arz güvenliği dâhilinde doğal gaz ihracatçısı ülkelerle olan ikili ilişkiler, yapılan doğal gaz ticaret anlaşmaları ve ortak yürütülen doğal gaz boru hattı projeleri, yurtdışı doğal gaz rezervleri ile ilgili yapılan anlaşmalar gibi o ülkenin dış ilişkilerini ve görevlendirilmiş diğer kamu ile özel kurumları (Türkiye’de ETKB, TPAO ve BOTAŞ gibi) ilgilendiren bir mesele olmaktadır.

Dış arz güvenliği, iç arz güvenliğine göre kapsadığı konuların yönetilebilmesinin daha zor olması ve taşıdığı risklerin kısa dönemden ziyade uzun dönem riskleri olması sebebiyle ülkeler için daha önemli bir konudur ve doğrudan enerji politikalarını (energy policy) ilgilendirmektedir. Bu yüksek lisans tezi kapsamında Türkiye'nin doğal gaz dış arz güvenliği ve stratejik önlemlerinin ele alınması hedeflenmiştir.

3.1.4 Ucuz ve kesintisiz doğal gaz arzı

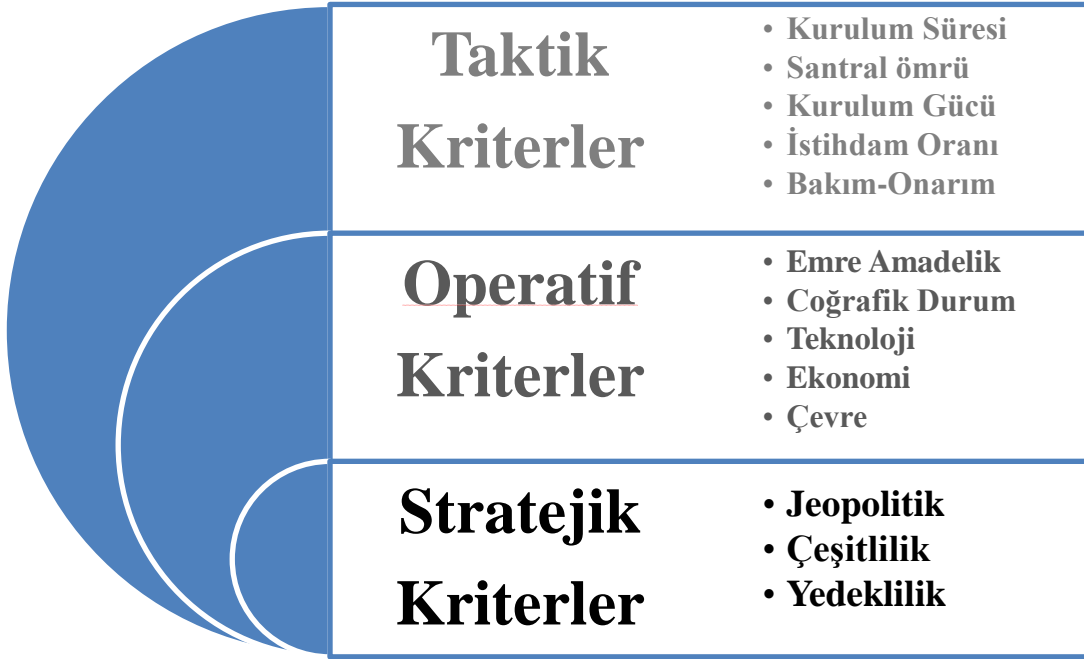
Enerji ve arz güvenliğinin tanımında da belirtildiği gibi, doğal gaz arz güvenliğinin en önemli konularından ikisi kesintisiz ve ucuz (uygun fiyatlı) arzın sağlanmasıdır (UNDP, 2000). Bu durum enerji (ve bu tez konusu olan doğal gaz) arz güvenliği açısından tüm ülkeler için geçerli olmakla beraber, her ülke için farklı derecede öneme sahip olabilmektedir. Küresel doğal gaz piyasasında, doğal gaz alışverişi şartlarının ve fiyatlarının her anlaşma için farklı olduğunu düşünmek yanlış bir varsayım olmayacaktır. Bunun sebebi ise, tüm ülkeler için aralarındaki ilişkilerin farklı zeminlere dayanması ve farklı seviyelerde olması ile birlikte, ülkelerin önceliklerinin de kendi iç ve dış politikalarına göre değişebilir olmasındandır.

Doğal gaz arz güvenliğini gözeten her ülke, kesintisiz ve ucuz doğal gaz arzını sağlamayı amaçlamaktadır. Aynı zamanda, gelişmiş ülkelerin geliştirmekte olan ülkelere göre endüstrilerinin verimlilik seviyesinin ve toplumsal düzeyde hayat standartlarının daha yüksek olmasından dolayı enerjinin –bu tez kapsamında, doğal gaz arzının- kesintisiz olmasına verdikleri önem de aynı ölçüde yüksektir. Gelişmiş ülkelerin ekonomilerinin daha güçlü olduğu varsayılarak, ucuz ama sürekliliğin riskli olduğu doğal gaz arzından ziyade, pahalı ama kesintisiz olan doğal gaz arzını tercih ettikleri gözlenmektedir. Geliştirmekte olan ülkelerin ise, gelişmiş ülkelere nazaran, doğal gaz alımında, fiyatın düşük olmasına öncelik verdikleri görülmektedir (Uçkan Dağdemir, 2007).

3.2 Arz Güvenliği İçin Gerekli Şartlar

Enerji kaynağı olarak doğal gazın ülkeler için değeri, kullanım alanları ve tercih edilebilirliği göz önünde bulundurulduğunda, günümüz koşullarında yadsınamaz bir önemi ifade etmektedir. Bu bağlamda, doğal gaz arz güvenliğinin 'enerji politikaları'nın önemli bir konusu olduğu açıktır.

Türkiye için doğal gaz arz güvenliği ile ilgili analiz yapabilmek ve önerilerde bulunabilmek için konuya bu çerçeveden bakmak gerekmektedir. Türkiye doğal gaz arz güvenliğine enerji politikası bağlamında yaklaşıldığında irdelendirilmesi gereken üç argüman ortaya çıkmaktadır. Bunlar; stratejik kriterler, operasyonel kriterler ve taktiksel kriterler olmaktadır (Şekil 3.4) (Tuğrul, 2011).



Şekil 3.4: Enerji politikalarında kriterler (Tuğrul, 2011).

Burada, operatif ve taktik kriterler, daha çok ülke içi ve teknik konuları içerdiğinden yönetilmesi daha yerel ve ülkeye has karakterlere bağlılık ifade etmektedir. Stratejik kriterler ise, dünya konjonktürü de dahil olmak üzere daha global nitelikte olup, içerdiği riskler ve belirsizlikler nedeniyle önemi daha yüksek olarak nitelenebilecek hususları içermektedir.

Burada şunu da belirtmek gerekir ki; stratejik kriterlerin hayata geçirilmesinde hata yapıldığında ve/veya uygun seçenekler değerlendirilmediğinde operatif ve taktik kriterler uygulamaları nitelikli de olsa istenen sonuca ulaşılamayabilir veya istenen ölçüde ulaşılamaz. Örneğin; konuyu doğal gaz açısından ele alırsak; Türkiye gibi doğal gaz ithal eden bir ülke, stratejik kriterler çerçevesinde doğal gaz ithal bağlantılarını jeopolitiğine uygun olarak yedeklilik ve çeşitlilik ile yapamazsa, doğal gaz santrallarını ülke içinde en uygun yerde, en uygun teknoloji ile, en uygun çevre şartlarını sağlayarak ve en uygun diğer teknik şartlarla kurmuş bile olsa, stratejik

kriterler çerçevesinde doğal gaz temini sağlayamazsadoğal gaz santralını da çalıştıramaz hale gelebilir. Bu bakımdan, stratejik kriterler öncelikle üzerinde durulması gereken argümanları içermektedir.

Bu tez kapsamında, (yukarıda belirtilenler doğrultusunda önemi nedeniyle) Türkiye'nin doğal gaz arz güvenliğinin sağlanabilmesi için gerekenlerle ilgili olarak stratejik kriterlere odaklanılmıştır. Bu bağlamda, stratejik kriterler ele alınarak bu kriterlere göre inceleme ve irdeleme yapılacaktır.

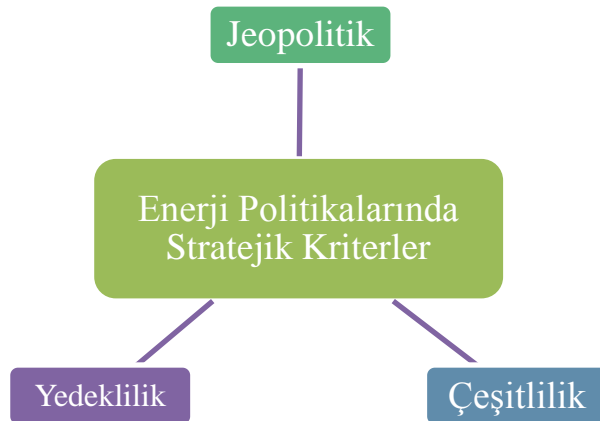
3.2.1 Stratejik kriterler

Enerji politikalarında stratejik kriterler ele alındığında her ülke ve her ilgili enerji tipi için farklı hedefler, çıkarlar ve analizler ortaya çıkmaktadır. Bu farklılıklara sebep olan faktörler o ülkenin jeopolitik ve coğrafi konumu, ilgili enerji tipine ya da kaynağına olan ihtiyacı ve bağımlılığı, yurtiçi rezervleri, mevcut alt yapısı ve ilgili ihracatçı/ithalatçı ülkelerle olan ilişkileri olmaktadır.

Stratejik kriterler ışığında, o ülkenin uzun vadede ilgili enerji kaynağına erişebilmesi ile ilgili zor bir durumda kalmaması hedeflenmekte olup, bu yönde stratejiler belirlenmektedir. Stratejik kriterleri üç alt başlıkta incelemek mümkündür. Bu alt kriterler;

- Jeopolitik Kriter,
- Yedeklilik Kriteri
- Çeşitlilik Kriteri.

olmaktadır (Şekil 3.5) (Tuğrul, 2009; Tuğrul, 2012).



Şekil 3.5: Enerji politikalarında stratejik kriterler (Tuğrul, 2012).

3.2.1.1 Jeopolitik kriter

Enerji politikalarında stratejik kriterler ülke politikalarında önemi ve etkinliği yüksek kriterleri ifade etmektedir. Stratejik kriterler, doğal gaz arz güvenliği çerçevesinde düşünüldüğünde, öncelikle ülkenin jeopolitik konumu ve doğal gaz kaynak ülkelerin jeopolitiği ile ilgili olmaktadır. Bu bağlamda, jeopolitik kriteri etkileyen unsurlar arasında; coğrafi konumun yanısıra, komşu ve doğal gaz ihracatçısı olan ülkelerin konumu ve ilişkileri, ayrıca doğal gaz ithalatçısı ülkeler ile olan ilişkileri ve bağlantıları, bulunduğu bölge politikalarındaki yeri, konjüktürel durum sayılabilir.

Jeopolitik kritere göre doğal gaz arz güvenliği incelenmek istendiğinde, o ülke için öncelikle aşağıdaki durumlar göz önünde bulundurulmalıdır:

- Ülkenin erişilebilir olduğu güvenilir doğal gaz kaynakları,
- Ülkenin kaynak ülkeler ile jeopolitik durumu

Bu iki maddeden çıkarılacak sonuçlara göre o ülke, jeopolitik kritere göre aşağıdakileri sağlamaya çalışması gerekmektedir:

- Yabancı doğal gaz sağlayıcılarına olan bağılılığı en düşük seviyeye çekmek,
- Uluslararası anlaşmalar ve etkili dış politikalarla güvenilir doğal gaz arzını güvence altına almak.
- Yerli üretimi ve yerli doğal gaz kaynaklarını olabildiğince arttırmak,

Bu şartların sağlanması çalışılarak, ülkenin bulunduğu konum itibari ile jeopolitik olarak en uygun doğal gaz arz güvenliği politikalarını uygulaması mümkün olabilmektedir.

3.2.1.2 Yedeklilik kriteri

Yedeklilik kriteri ile, talep edilen ve diğer ülkelerden arz edilen enerji kaynağının birden fazla yerden temin edilmesini ifade edilmektedir. Burada amaç, olabildiğince çok ülkeden alım yaparak bağımlılık riskini azaltmaktır. Böylelikle, doğal gaz ithal eden bir ülke, mümkün olduğunca fazla kaynaktan doğal gaz arzı sağlayarak bir veya birkaç ülkeye bağımlı olmayı önleyebilir.

Global ölçekte konu ele alındığında, yer altı doğal gaz kaynaklarının belli başlı bölgelere toplandığı ve doğal gaz ihraç eden ülke sayısının sınırlı olduğu düşünüldüğünde, doğal gaz arz güvenliği için yedeklilik kriterinin hayati bir önem

taşıdığı anlaşılmaktadır. Bu bağlamda, doğal gaz arz güvenliğini sağlamaya çalışan çok sayıda ülke olduğu göz önüne alındığında rekabetin ve konjüktürel şartların zaman içinde farklı durumları ortaya çıkarabileceği ve yine zaman içinde arz güvenliğinin sağlanmasında sorun yaşanma riskini doğurabileceği göz önüne alınması ve yedekliliğin yeterli güvenilirlikle sağlanmış olması gerekmektedir.

3.2.1.3 Çeşitlilik kriteri

Bu tez kapsamında doğal gaz arz güvenliği incelendiğinden, çeşitlilik kriteri, doğal gaz üretiminin ve iletiminin çeşitlendirilmesi anlamına gelmektedir. Bir başka deyişle, iletimde ve ulaşımda tek tip yöntemle bağımlı olunmamasını ifade etmektedir.

Doğal gaz söz konusu olduğunda, boru hatları ile yapılan iletimin yanında LNG iletiminin de artırılması doğal gaz boru hatlarına olan bağımlılığı azaltacaktır. Bu, hem teknik anlamda ve hem de uygulama çeşitliliği çerçevesinde uygunluk ifade etmektedir.

Aynı zamanda, doğal gaz arzının sağlanabileceği ülkelerin sayısının artırılması anlamında yedeklilik kriterini destekleyeci bir uygulama niteliğinde olmaktadır. Bu bağlamda, arz güvenliğini etkileyen, faydalı bir uygulama olarak düşünülmesi gereken bir stratejik kriter olmaktadır.

Bundan ayrı olarak, alışlagelmiş doğal gaz üretim ve arama faaliyetlerinin haricinde alışlagelmemiş yöntemler ve yeni teknolojiler ile doğal gaz üretim ve aramasının yapılması da çeşitlilik kriteri içinde düşünülmesi gereken bir argümandır. Bu bağlamda; örneğin kaya gazı kullanımının desteklenmesi ve ilgili teknolojilere yatırım yapılması da çeşitlilik kriteri kapsamında düşünülebilecek hususlar arasında yer almaktadır.

4. TÜRKİYE'DE DOĞAL GAZ

4.1 Tarihçe ve Mevcut Doğal Gaz Piyasasının Durumu

Türkiye'nin doğal gaz ile tanışması, 1970 yılında Kırklareli'nde doğal gazın bulunmasıyla başlamıştır. Türkiye'de ilk kez endüstride kullanımı ise 1976 yılında Pınarhisar Çimento Fabrikası'nda olmuştur. 1974 yılında Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı (TPAO) tarafından kurulan “Boru Hatları ile Petrol Taşıma Anonim Şirketi (BOTAŞ)”, kuruluşundan itibaren Türkiye doğal gaz piyasasına yön vermeye başlamıştır. Yerli doğal gazın enerji sektöründe kullanılması ise, ilk kez 1985 yılında Hamitabat Doğal Gaz Çevrim Santralinde gerçekleştirilmiştir (Yardımcı, 2011). Türkiye'nin 1986 yılına kadar olan doğal gaz tüketiminin tamamı yurtiçi doğal gaz kaynaklarından, toplam 800 milyon metreküp olmak üzere sağlanmıştır (ETKB, 2013).

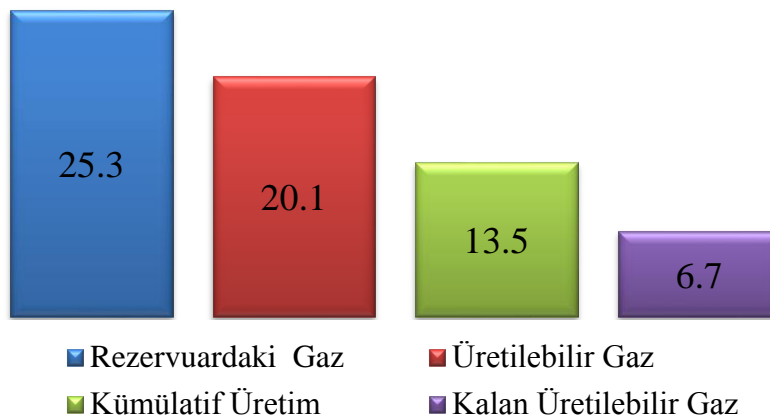
Türkiye'de doğal gaz kullanımının yaygınlaşmasına önayak olan gelişmeler ise 1984 yılında Türkiye ve Sovyet Sosyalist Cumhuriyetler Birliği (SSCB) arasında ve ardından 1986 yılında BOTAŞ ve SSCB arasında imzalanan, 25 yıl süreli ve 6 milyar m³/yıl kapasiteli doğal gaz alım-satım anlaşmasıdır (EPDK, 2012). Bu anlaşmalar ile Türkiye'de enerji santrallerinde ve şehirlerde kullanacak doğal gaz arzının sağlanabilmesi mümkün olmuştur. Doğal gazın şehirlerde konut sektöründe kullanımı ilk kez 1988 yılında Ankara'da başlamışken, 1992 yılına gelindiğinde İstanbul, Bursa, Eskişehir ve İzmit'e kadar iletimi ve kullanımı sağlanmıştır (Yardımcı, 2011).

Türkiye doğal gaz piyasasındaki dengeleri doğru bir şekilde değerlendirebilmek için piyasada aktif rol alan kurumları da incelemek gerekmektedir. Türkiye doğal gaz piyasasında, doğal gazın ilk kullanımından itibaren en etkili kurumun BOTAŞ olduğu söylemek yanlış olmayacaktır. Kuruluş yılı olan 1974'ten 1995 yılına kadar TPAO'ya bağlı ortaklık statüsünde olan BOTAŞ, 1995 yılından sonra bu statüden çıkartılmıştır.

2001 yılında yasalaşan ve hala yürürlükten olan 4646 nolu “Doğal Gaz Piyasası Kanunu” ile doğal gaz piyasasında özel sektörün daha aktif rol alması, piyasanın liberalleşmesi ve dolayısıyla BOTAŞ’ın piyasadaki tekelliğinin azaltılması hedeflenmiştir (Yardımcı, 2011). Bu bağlamda, BOTAŞ’ın 2009 yılına kadar yaptığı doğal gaz ithalatının ulusal tüketimin %20’nin altına inmesi öngörülmüş ve bu hedef sağlanana kadar yeni doğal gaz alım sözleşmesi yapmaması gerektiği kanunda belirtilmiştir (T.C. Resmi Gazete, 2001). Ancak, bu hedeflerin gerçekleştirilmesi henüz mümkün olmamıştır. 2013 yılında EPDK tarafından yayınlanan “Doğal Gaz Piyasası Faaliyet Raporu”ndaki verilere göre, BOTAŞ’ın piyasadaki ithalat oranı 2012 yılında %92 seviyesinde kalmıştır (EPDK, 2013a). Bu durum göz önünde bulundurulduğunda, Türkiye doğal gaz piyasasının yeterince ve hedeflendiğince serbestleşmesinin henüz sağlanamadığı sonucuna varılabilir.

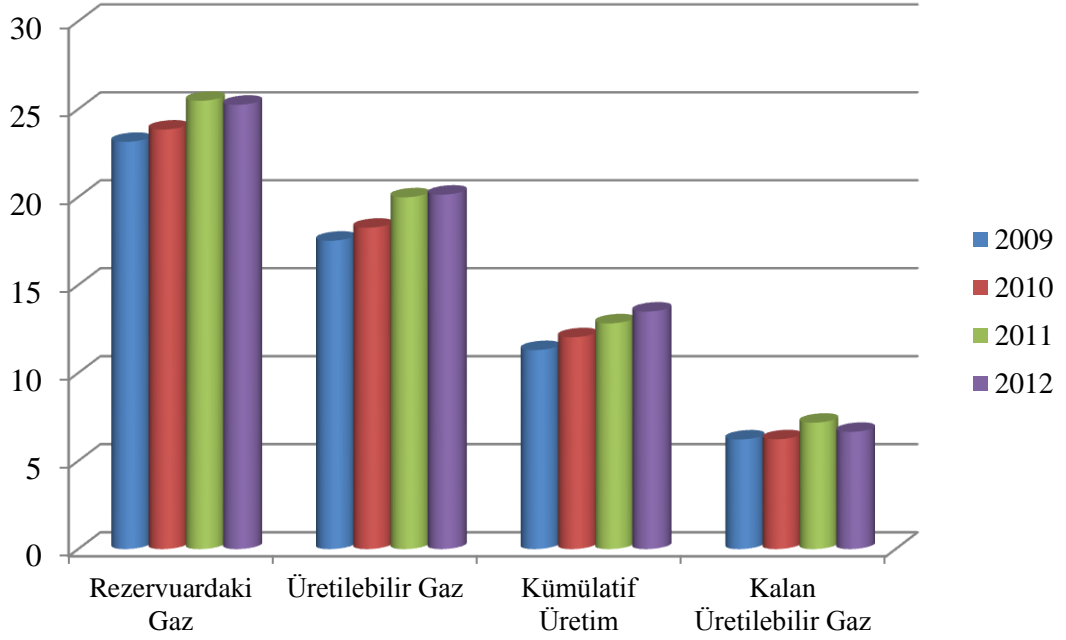
4.2 Rezerv Durumu ve Yerli Üretim

Türkiye’nin yer altındaki doğal gaz kaynakları açısından zengin bir coğrafya üzerinde bulunmadığını belirtmek, yerli doğal gaz rezerv ve üretim miktarları göz önünde bulundurulduğunda yanlış bir ifade olmayacaktır. Yurtiçi sınırlarımız dâhilinde bulunan doğal gaz rezervlerinden kalan üretilebilir gaz miktarı Şekil 4.1’den de görüleceği üzere 6.7 milyar m³’tür. Türkiye’nin yıllık doğal gaz tüketim miktarının 2011 verilerine göre 44 milyar m³ olduğu göz önünde bulundurulduğunda yerli doğal gaz rezervlerinin yetersizliği ortaya çıkmaktadır (EPDK, 2012).



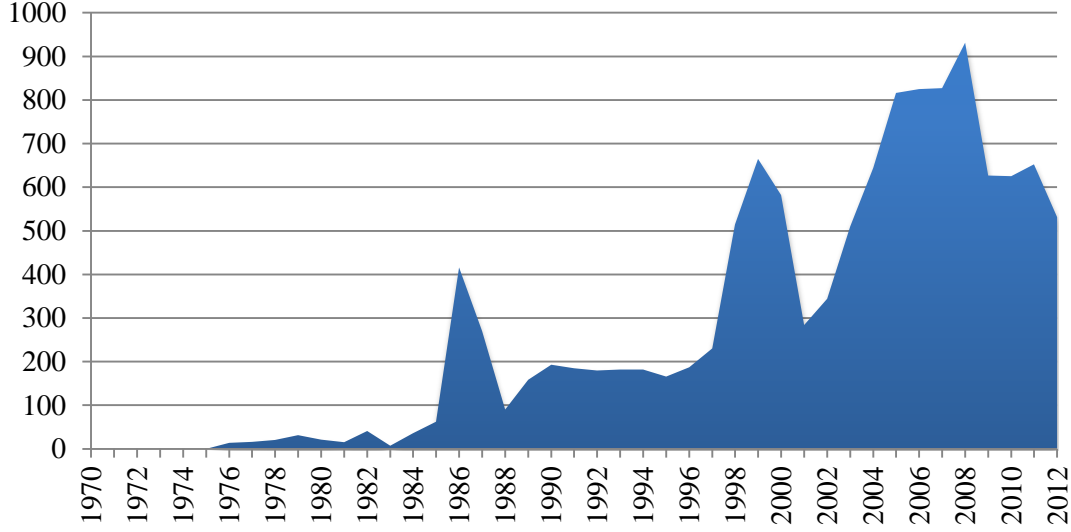
Şekil 4.1: 2012 yılı sonu itibariyle Türkiye doğal gaz rezervleri (milyar m³) (PİGM, 2013).

Yurtiçinde devam eden yeni doğal gaz rezervleri arama ve sondaj çalışmaları ile rezervuardaki ve üretilebilir gaz miktarı da artmaktadır (PİGM, 2013). Şekil 4.2'deki verilere göre 2009-2012 yılları boyunca Türkiye sınırları içerisinde bulunan rezerv miktarında bir artış olduğu görülmektedir. Ancak, aynı şekilde kümülatif üretim miktarının da artmasıyla kalan üretilebilir doğal gaz miktarında fark yaratacak bir değişim görülememektedir.

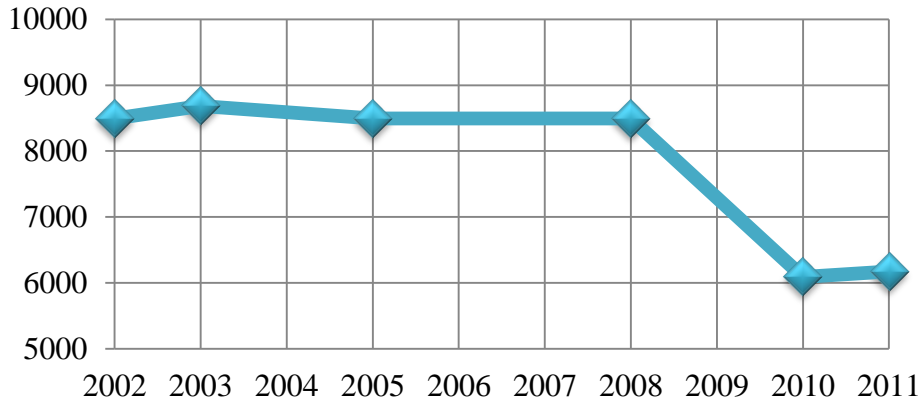


Şekil 4.2: 2009-2012 yılları arası Türkiye doğal gaz rezervleri (milyar m³) (PİGM, 2013).

1970'li yıllarda başlayan yerli doğal gaz üretiminin yıllara göre artışı Şekil 4.3'te gösterilmiştir (ETKB, 2013). Bu grafikteki verilere göre, yıllardan beri yerli doğal gaz üretim miktarı 2008'e kadar artış göstermiştir. 2008-2012 yılları sürecinde ise yerli üretim miktarında düşüş yaşanmıştır. Şekil 4.4'teki doğal gaz rezerv miktarındaki değişime de bakıldığında, 2008 yılında başlayan yerel doğal gaz üretimdeki düşüşün o dönemde yaşanan küresel ekonomik kriz ile alakalı olduğu ve o yıllardaki kalan üretilebilir doğal gaz rezervinin hacmi ile doğru orantılı olduğu söylenebilir.



Şekil 4.3: Yıllar itibariyle Türkiye’de doğal gaz üretimi (BTEP) (ETKB, 2013a; PİGM, 2013).



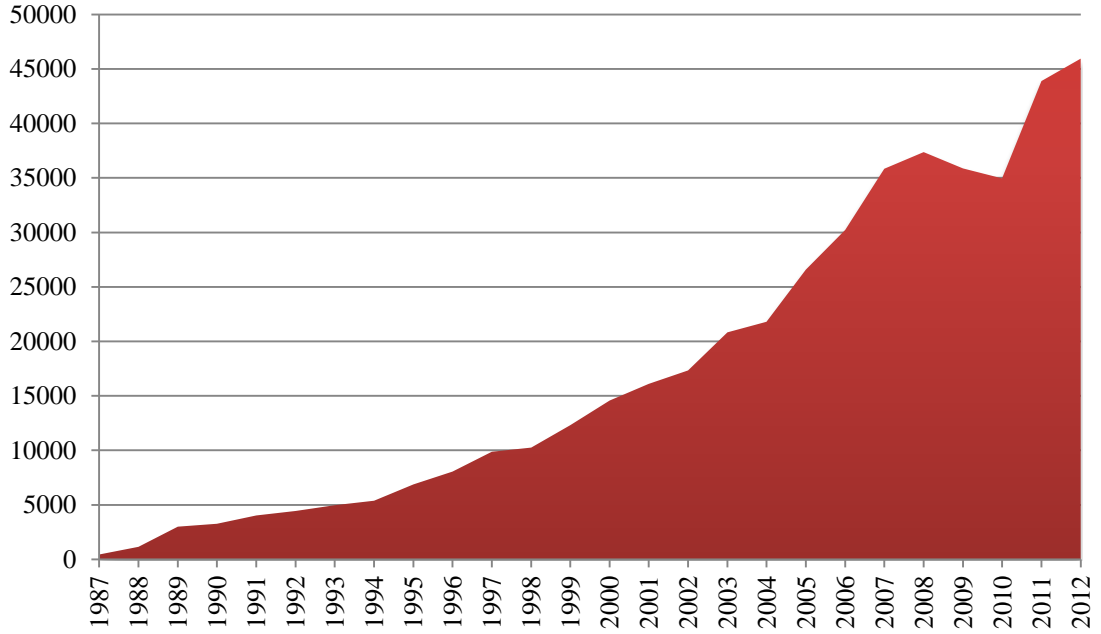
Şekil 4.4: Yıllar itibariyle Türkiye doğal gaz rezerv miktarı (kalan üretilebilir gaz) (milyon m³) (CIA, 2013).

4.3 İthalat

Gittikçe artan doğal gaz tüketimi ve belli bir seviyenin üstüne çıkamayan yerli doğal gaz üretiminin sonucu olarak Türkiye'nin ithal doğal gaza olan gereksinimi her geçen yıl artmaktadır. Türkiye, jeopolitik konumu itibari ile doğal gaz rezervleri açısından zengin ülkelere yakın bir bölgede bulunmaktadır.

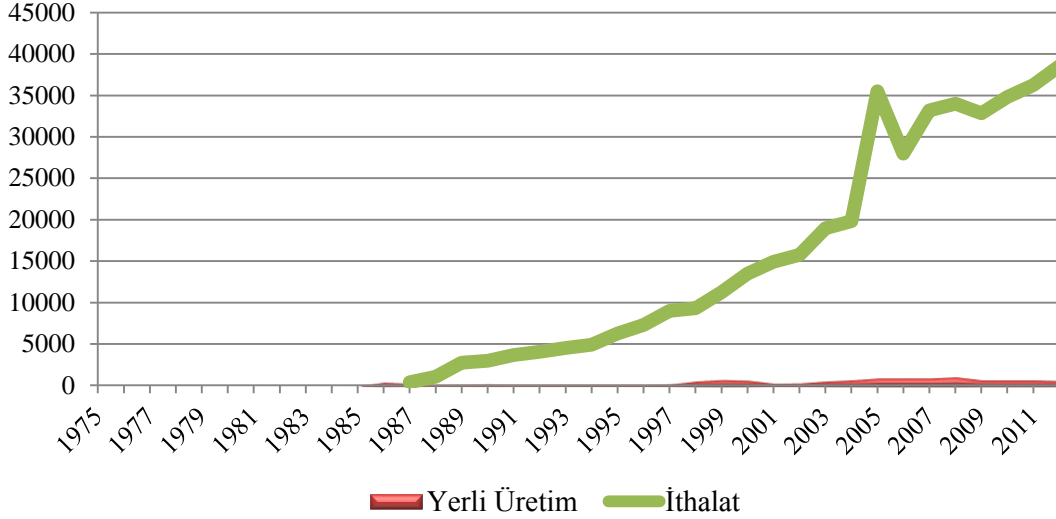
Doğal gazın elektrik üretiminde kullanımının kolaylığı, evsel kullanımdaki yaygınlığı ve çevresel etkilerinin diğer fosil yakıtlara göre daha az olmasından dolayı Türkiye gibi gelişmekte olan bir ülke için cazip bir enerji kaynağı olmaktadır. Şekil 4.5'te Türkiye'nin SSCB ile yaptığı ilk doğal gaz alım anlaşması ile başlayan

ve yıllar geçtikçe artış gösteren doğal gaz ithalat miktarı görülmektedir. Grafiğe bakıldığında, 2008-2010 yılları arasında yaşanan küresel krizin iç ve dış piyasada yarattığı etkilerden dolayı Türkiye'nin doğal gaz ithalatının da geçici olarak azaldığı görülebilir.



Şekil 4.5: Yıllar itibariyle Türkiye doğal gaz ithalat miktarı (milyon m³)
(BOTAŞ, 2013; EPDK, 2010; EPDK, 2013a).

Ayrıca, Türkiye'nin doğal gaz arzında dış kaynaklara ne kadar bağımlı olduğu Şekil 4.6'daki grafikten görülebilmektedir. 2012 yılı itibari ile, yurtiçindeki yıllık doğal gaz tüketiminde kullanılan gazın sadece %1,4'ü yerli doğal gaz ile karşılanırken %98,5'u ise diğer ülkelerden alınan ithal doğal gaz ile sağlanmıştır (BOTAŞ, 2013; EPDK, 2010; EPDK, 2013a; ETKB, 2013).



Şekil 4.6: Yıllar itibariyle Türkiye doğal gaz yerli üretim ve ithalat karşılaştırması (BTEP) (BOTAŞ, 2013; EPDK, 2010; EPDK, 2013a; ETKB, 2013).

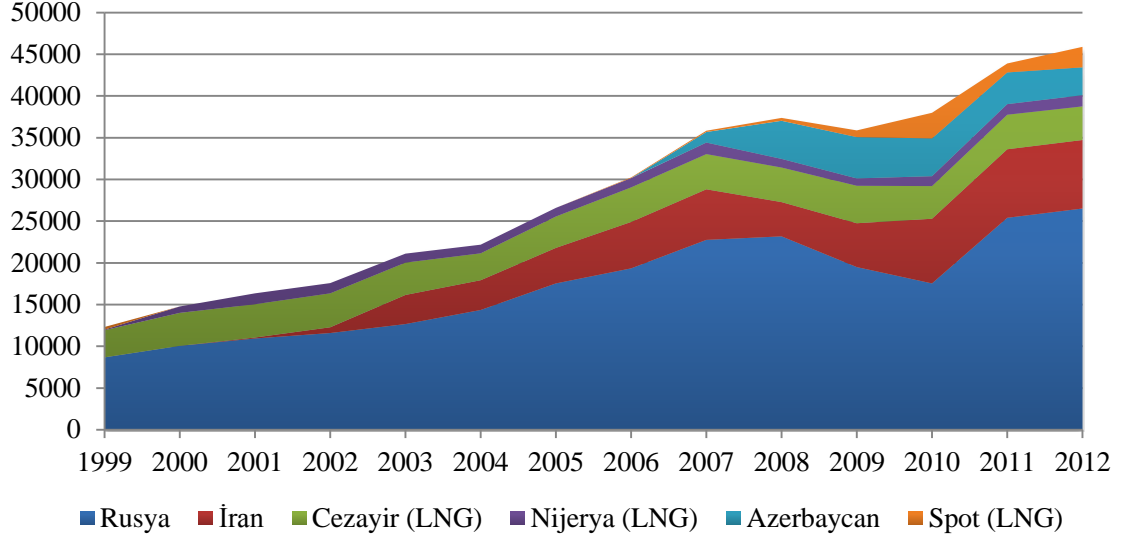
4.3.1 Doğal gaz alım anlaşmaları

Türkiye; elektrik üretimi, endüstriyel üretim ve evsel kullanımdaki doğal gaz talebini karşılamak için çevresindeki doğal gaz rezervi açısından zengin ülkelere boru hatlarıyla, boru hattı üzerinden alış verişi mümkün olmadığı ülkelere ise sıvılaştırılmış doğal gaz (LNG) aktarımı ile alım yapmaktadır. Türkiye'nin mevcut doğal gaz alım-satım anlaşmaları Çizelge 4.1'de verilmektedir.

Çizelge 4.1: Doğal gaz alım anlaşmaları (EPDK, 2013a).

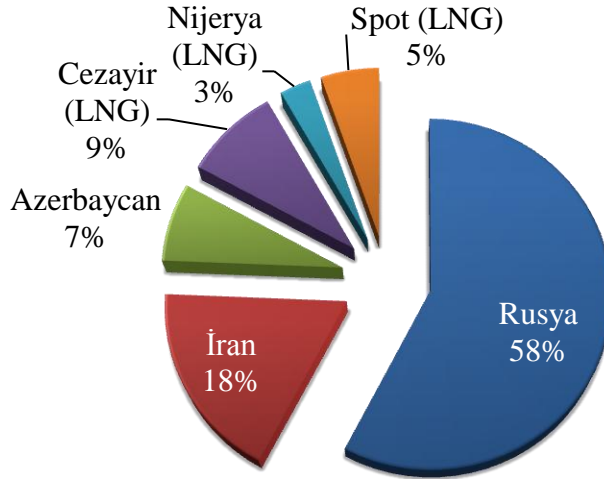
Mevcut Anlaşmalar	Hacim (milyar m ³ /yıl)	İmzalanma Tarihi	Süre (Yıl)	Durumu
Cezayir (LNG)	4	14.Nis.88	20	Devrede
Nijerya (LNG)	1,2	09.Kas.95	22	Devrede
İran	10	08.Ağu.96	25	Devrede
Rus. Fed. (Mavi Akım)	16	15.Ara.97	25	Devrede
Rus. Fed. (Batı)	8	18.Şub.98	23	Devrede
Türkmenistan	16	21.May.99	30	-
Azerbaycan (Faz-I)	6,6	12.Mar.01	15	Devrede
Azerbaycan (Faz-II)	6	25.Eki.11	15	2017/2018
Rus. Fed. (Batı)	6	31.Ara.11	25	Devrede

Doğal gaz arzında ülkeler bazında toplam en büyük kapasiteye sahip anlaşma Rusya ile yapılmıştır ve Şekil 4.7'den de görüleceği üzere diğer ülkelere göre oldukça büyük bir paya sahiptir. Rusya'nın ardından gelen Türkmenistan ile 1999 yılında yapılan anlaşma henüz devreye girmemiştir.



Şekil 4.7: Yıllara ve ithalatçı ülkelere göre Türkiye'nin doğal gaz ithalatı (milyon m³) (BOTAŞ, 2013; EPDK, 2010; EPDK, 2013a).

Son yıllarda Türkiye'nin doğal gaz arz talebinin artması ve doğal gaz arz güvenliği konusunun önem kazanmasıyla beraber, Türkiye'nin doğal gaz arz kaynaklarının sayısı da yıllar geçtikçe artmaktadır. 2012 verilerine göre Türkiye'nin ithal ettiği doğal gazın %58'i Rusya'dan, %18'i de İran'dan gelmektedir (BOTAŞ, 2013; EPDK, 2013a).



Şekil 4.8: 2012 yılı Türkiye'nin doğal gaz ithal ettiği ülkelerin payları (EPDK, 2013a).

4.4 İhracat

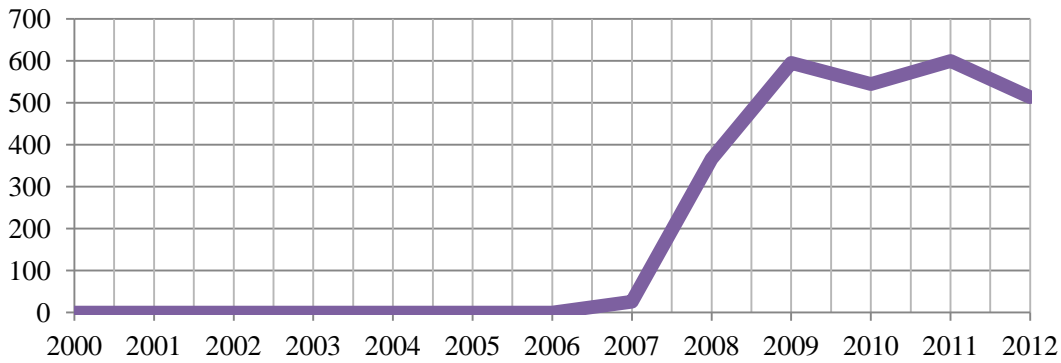
Türkiye, doğusunda doğal gaz üreticisi olan ülkeler ve batısında doğal gaz tüketicisi ülkelerin bulunmasından dolayı jeopolitik açıdan avantajlı bir konumda bulunmaktadır. Bunun sonucu olarak, doğusundan aldığı veya kendi ürettiği gazın bir kısmını batısındaki ülkelere üzerinden geçen doğal gaz boru hatları aracılığı ile satabilme potansiyeline sahip bulunmaktadır. Mevcut durumda Türkiye'nin teknik olarak doğal gaz ihracatının mümkün olduğu sadece Yunanistan'dır (BOTAŞ, 2013).

Çizelge 4.2: Doğal gaz ihracat lisans sahibi ülkeler ve ihraç edilecek ülkeler (EPDK, 2012).

Lisans Sahibi	İhraç Edilecek Ülke
BOTAŞ	Yunanistan
Setgaz Doğal Gaz İthalat ve İhracat Toptan Satış A.Ş.	Bulgaristan
Liquefied Natural Gas İhracat Tic.Ltd.Şti.	Yunanistan
Ege Gaz A.Ş.	Yunanistan
TMAK Natural Gas İhracat Ticaret Ltd.Şti.	Makedonya
Demirören EGL Gaz Toptan Ticaret A.Ş.	Yunanistan

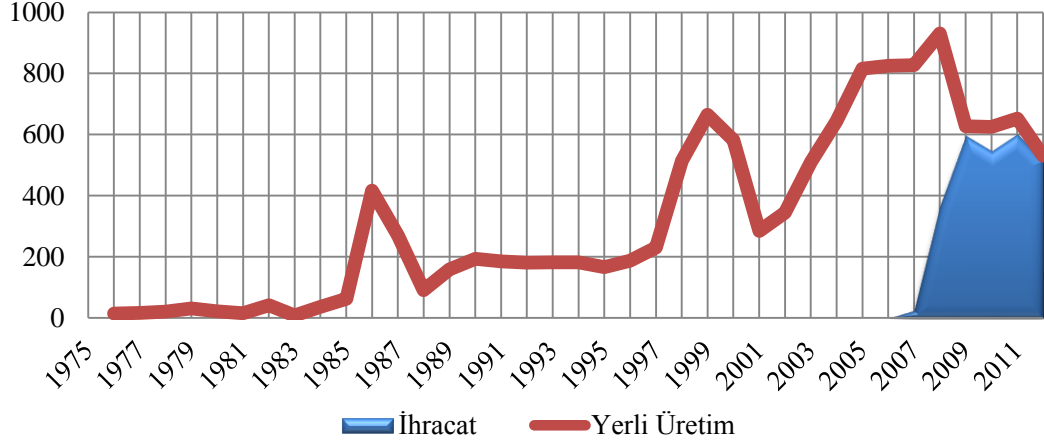
Türkiye'nin doğal gaz ticaret faaliyetleri, ilk kez 2007 yılında BOTAŞ'ın Yunanistan'a doğal gaz satması ile başlamıştır. Çizelge 4.2'de gösterildiği üzere dört şirket doğal gaz ihracatı için gerekli lisansa sahip iken hâlihazırda sadece BOTAŞ aktif olarak faaliyette bulunmaktadır.

Türkiye'nin mevcut doğal gaz rezervleri, tüketimi ve ithalat miktarları düşünüldüğünde, çok yüksek miktarlarda ihracat yapmasını beklemek yanlış bir beklenti olabilir. Türkiye'nin doğal gaz ihracat verileri Şekil 4.9'da gösterilmiştir.



Şekil 4.9: Yıllar itibariyle Türkiye'nin doğal gaz ihracatı (BTEP) (BOTAŞ, 2013; EPDK, 2013a).

Şekil 4.9 ve Şekil 4.10'a bakıldığında, 2009 yılından sonra Türkiye'nin doğal gaz ihracat hacminin yaklaşık olarak yerli üretim ile denk olduğunu ve ithalat ile kıyaslandığında %1-2 oranında olduğu sonucuna varılabilir.



Şekil 4.10: Yıllar itibariyle Türkiye doğal gaz yerli üretim ve ihracat karşılaştırması (BTEP) (BOTAŞ, 2013; EPDK, 2013a).

4.5 Depolama

Ülkeler için doğal gaz arz güvenliğini sağlamlaştırmak ve kısa vadede arz kesintilerini önleyebilmek için doğal gaz depolama faaliyetleri kritik önem taşıyan bir konu olmaktadır. Bu tesislerde depolanan doğal gaz, günlük ve mevsimlik talep değişimlerine hızlı ve kesintisiz yanıt vermek açısından da önemlidir. Bu amaçla yerin altında ve üstünde doğal gaz depolama faaliyetleri yürütülebilmektedir.

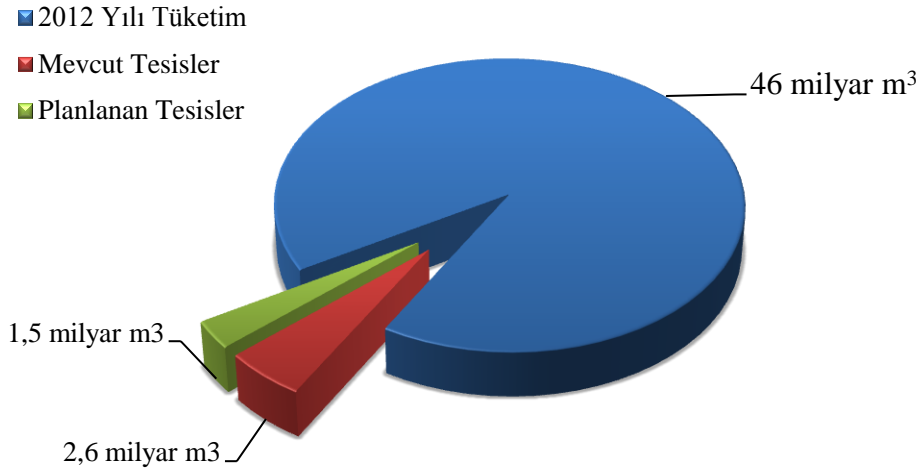
Doğal gaz depolama tesisleri, yer altı gaz depolama ve LNG depolama olarak iki farklı tipte bulunmaktadır. Türkiye'de bulunan ve planlanan yeraltı doğal gaz depolama tesisleri Çizelge 4.3'te verilmektedir. Gelecek yıllarda açılması planlanan BOTAŞ'a ait Tuz Gölü Doğal Gaz Yeraltı Depolama Tesisi ile Türkiye'nin toplam yer altı gaz depolama kapasitesinin 4,1 milyar m³'e çıkması planlanmaktadır.

Çizelge 4.3: Yeraltı doğal gaz depolama faaliyetleri tesis bilgileri (EPDK, 2013a).

Şirket Adı	Tesis Yeri	Depolama Kapasitesi	Durumu
TPAO	Silivri / İstanbul	2,6 milyar m ³	Devrede
BOTAŞ	Sultanhanı (Tuz Gölü) / Aksaray	1,5 milyar m ³	2019

EPDK verilerine göre (2013a) 2012 yılında Türkiye'nin yıllık doğal gaz tüketiminin 46 milyar m³ olduğu göz önünde bulundurulduğunda, proje aşamasındaki depolama

tesisinin devreye girmesi halinde bile (2012 yılı tüketim miktarına göre) yıllık tüketimin %9'unu karşılayacak kadar doğal gaz depolama kapasitesi olacaktır (Şekil 4.11). Buna göre, 32 gün yetecek kadar doğal gaz depolanabilecektir. Proje devreye alınana kadar tüketim miktarının artacağı da düşünülürse, daha da kısa süre yetecek kadar Türkiye'nin doğal gaz depolama kapasitesinin olacağı söylenebilir.



Şekil 4.11: Türkiye doğal gaz tüketimi ve depolama kapasitesi karşılaştırması (EPDK, 2013a).

4.6 Sıvılaştırılmış Doğal Gaz (LNG)

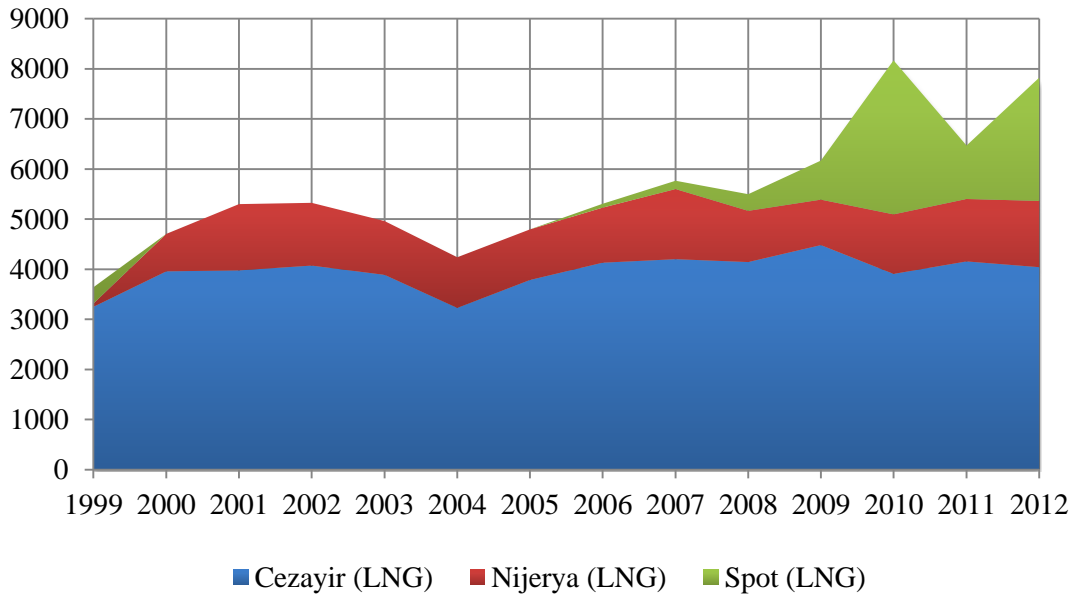
Sıvılaştırılmış doğal gaz (LNG), doğal gaz arz güvenliğini sağlayabilmek ve boru hattı gazına olan bağılılığı azaltmak adına önemli bir gaz iletim yöntemidir. Bu yöntemle, doğal gaz sıvılaştırılarak özel yapım tankerlerle, deniz yolları üzerinden iletilmektedir. LNG terminallerinde ise; gazın sıvılaştırılması, gazlaştırılması ve depolanması faaliyetleri sürdürülmektedir.

Türkiye, doğal gaz arz güvenliği açısından; geçmişte Rusya ve Ukrayna arasında yaşanan doğal gaz krizinde Türkiye'ye boru hatlarından gelen gazın azalması gibi örneklerden dolayı, LNG iletimine önem vermekte ve yatırımlar yapmaktadır. Çizelge 4.4'te Türkiye'de faaliyette olan LNG terminalleri ile ilgili bilgiler verilmiştir.

Çizelge 4.4: LNG terminalleri tesis bilgileri (BOTAŞ, 2013; EgeGaz, 2013).

Şirket Adı	Tesis Yeri	Kapasite
BOTAŞ	Marmara Ereğlisi / Tekirdağ	6 milyar m ³ /yıl
Ege Gaz A.Ş.	Aliğa / İzmir	6 milyar m ³ /yıl

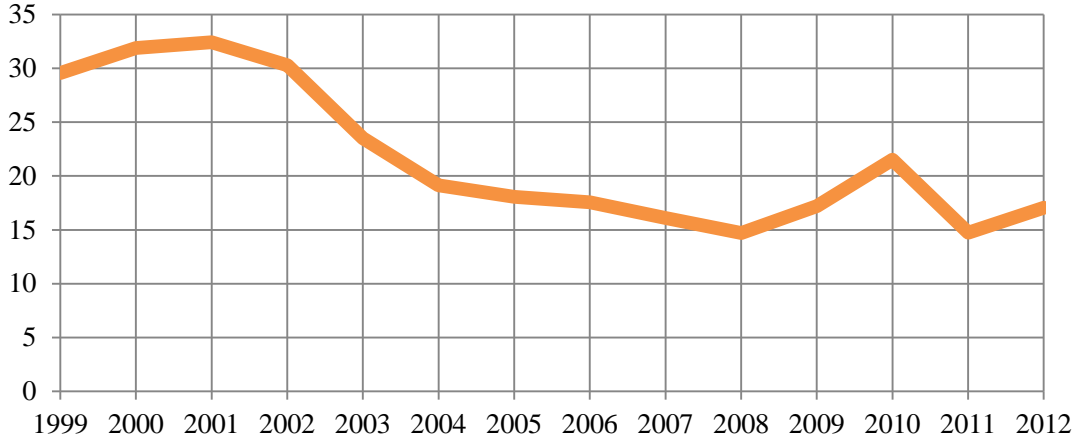
Türkiye'nin LNG ithalat verilerine bakıldığında Cezayir ve Nijerya ile yapılan uzun dönem alım anlaşmalarının yanında, son yıllarda tek seferlik anlaşmalı alıma (spot) yer verildiği görülebilir (Şekil 4.12). Spot LNG alımlarının, iç piyasadaki kısa süreli talep artışlarını karşılamak açısından çözüm sunmak ve arz güvenliğini kısa vadeli olarak güvence altına almak açısından faydalı olduğu söylenebilir. Öte yandan ise, spot LNG alımlarının Türkiye'nin iç doğal gaz piyasasına ilişkin arz-talep tahminlerinde ve gerekli planlamalarda yetersizlik göstergesi olduğu da söylenebilir. Uzun vadede planlanamayan ve öngörülemeyen arz-talep değişimlerine spot LNG alımları ile karşılık verilmesi hedeflenmiştir.



Şekil 4.12: Türkiye LNG ithalatı (milyon m³)
(BOTAŞ, 2013; EPDK, 2010; EPDK, 2013a).

Türkiye'de LNG ithalatı Şekil 4.12'den görüleceği üzere yıllar geçtikçe artmaktadır. Ancak, ülkenin doğal gaz ithalatındaki toplam artış hesaba katıldığında (Şekil 4.7), LNG'nin boru hattı gazına göre olan oranının düzenli olarak arttığı söylenemez. Şekil 4.13'teki verilere göre Türkiye'nin toplam doğal gaz ithalatındaki LNG'nin payı, LNG alım miktarı kadar artmamıştır. 2008 yılında yaşanan küresel kriz tüm doğal gaz ithalatını etkilemiş ve 2011 yılında Japonya'da yaşanan deprem felaketi ile

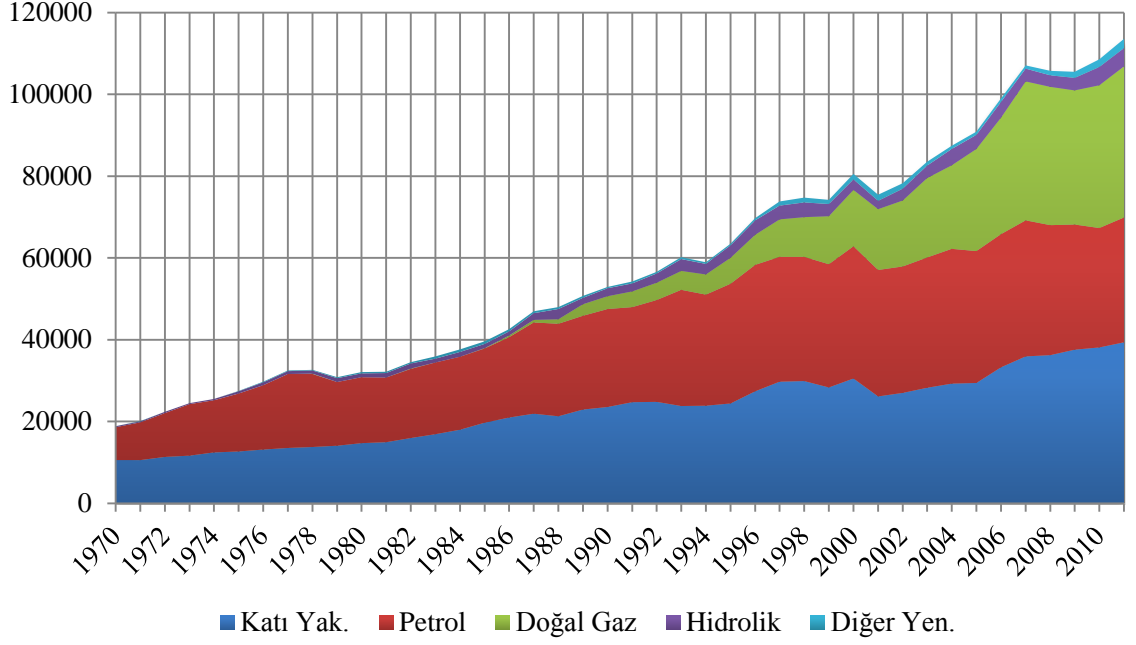
LNG'ye olan talep artmıştır. Hem felaketten dolayı ve hem de LNG'ye olan talebin artmasıyla ilişkili olarak 2011 yılında LNG maliyetleri yükselmiştir. Bu sebeplerden ötürü, Türkiye'nin 2011 yılında LNG alım oranının düştüğü söylenebilir (EPDK, 2012).



Şekil 4.13: Türkiye ithal doğal gazda LNG'nin payı (%)
(BOTAŞ, 2013; EPDK, 2010; EPDK, 2013a).

4.7 Türkiye'nin Doğal Gaz Kullanımı

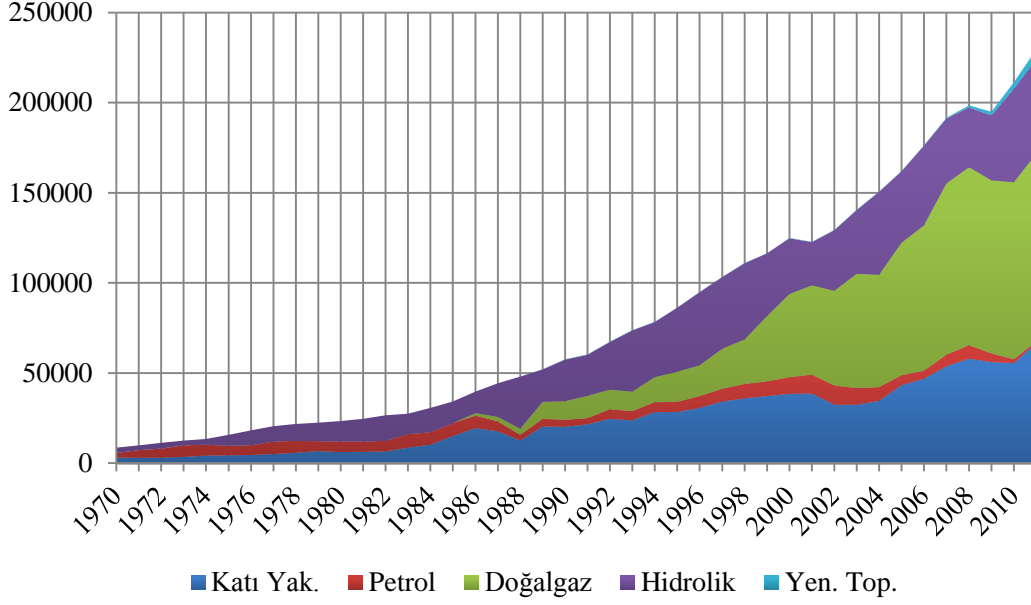
Türkiye, 1980'li yıllardan itibaren doğal gaz tüketimini ve kullanım yaygınlığını arttırmaya başlamıştır. Türkiye'nin enerji kaynaklarına göre birincil enerji arzı Şekil 4.14'te verilmiştir. 1980'li yıllardan itibaren doğal gazın birincil enerji arzındaki payı net bir şekilde grafikten görülebilmektedir. 2006-2010 yılları aralığına bakıldığında doğal gaz, petrol ve katı yakıtların paylarının birbirine yakın olduğu söylenebilir. Şekil 4.15'te ise Türkiye'nin enerji kaynaklarına göre enerji üretimi verilmiştir. Bu grafikten, doğal gazın elektrik üretimindeki payının diğer kaynaklara göre daha fazla olduğu açıkça görülebilmektedir.



Şekil 4.14: Enerji kaynaklarına göre Türkiye birincil enerji arzı (BTEP) (ETKB, 2013).

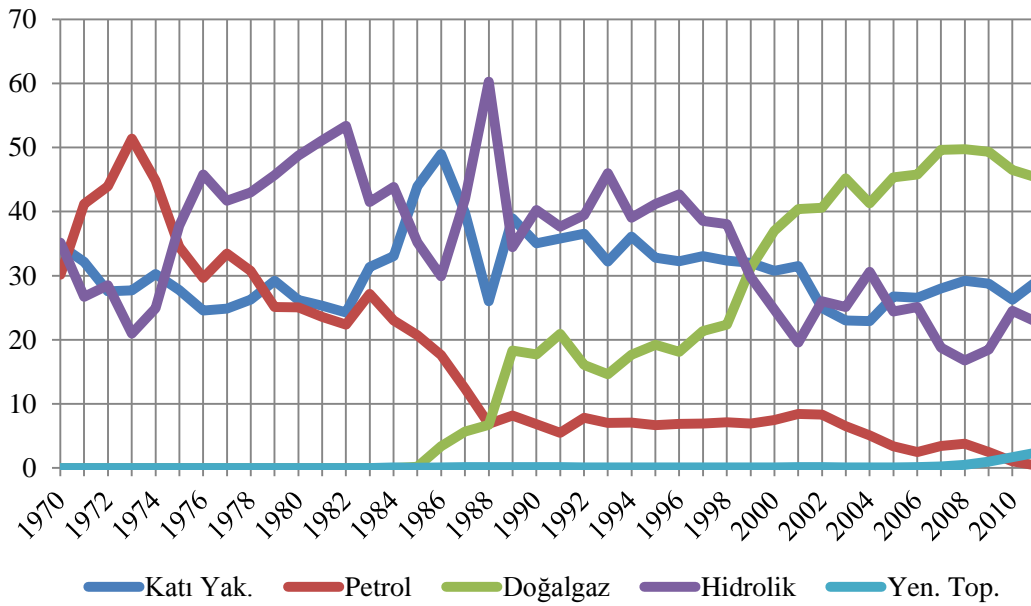
Türkiye’de doğal gaz yakıtlı enerji santrallerinin (doğal gaz çevrim ya da kombine çevrim santralleri) yaygınlaşmasının ve Türkiye gibi bir ülkenin elektrik üretiminde doğal gaza yönelmesi konusunda birkaç önemli sebepten bahsedilebilir. Burada, yatırımcı açısından öncelikli sebep; spesifik kurulum ve bakım maliyetlerinin diğer tip yakıtlı santrallere göre (nükleer, kömür, petrol, rüzgar) daha düşük olmasıdır denebilir (Risto ve Aija, 2008; Tuğrul, 2012). Bu ucuzluk, yatırımcının doğal gaz yakıtlı santrallerini tercih etmesi durumunda daha düşük bir yatırım maliyetiyle tesisi devreye alabilmesi anlamına geldiğinden, tercih sebebi olarak görülebilmektedir. Enerji santrallerinde doğal gaz tercih edilmesinin diğer bir sebebi de, Çizelge 2.2’de gösterildiği gibi kurulum sürelerinin kısa olmasıdır (Kaplan, 2010; Tuğrul, 2012). Türkiye gibi hızlı gelişmekte olan bir ülke için, bu iki avantajlı durumun yatırımcı tarafından doğal gaz çevrim santrallerinin neden tercih edildiğini açıklayabilir.

Öte yandan, doğal gazın diğer fosil yakıtlara göre daha çevreci bir yakıt olması ve birim enerji üretiminde daha az karbondioksit salımı yapması da gün geçtikçe önem kazanan çevresel etkenler düşünüldüğünde, önemli bir avantaj olmaktadır (Şekil 2.2) (IEA, 2012a).



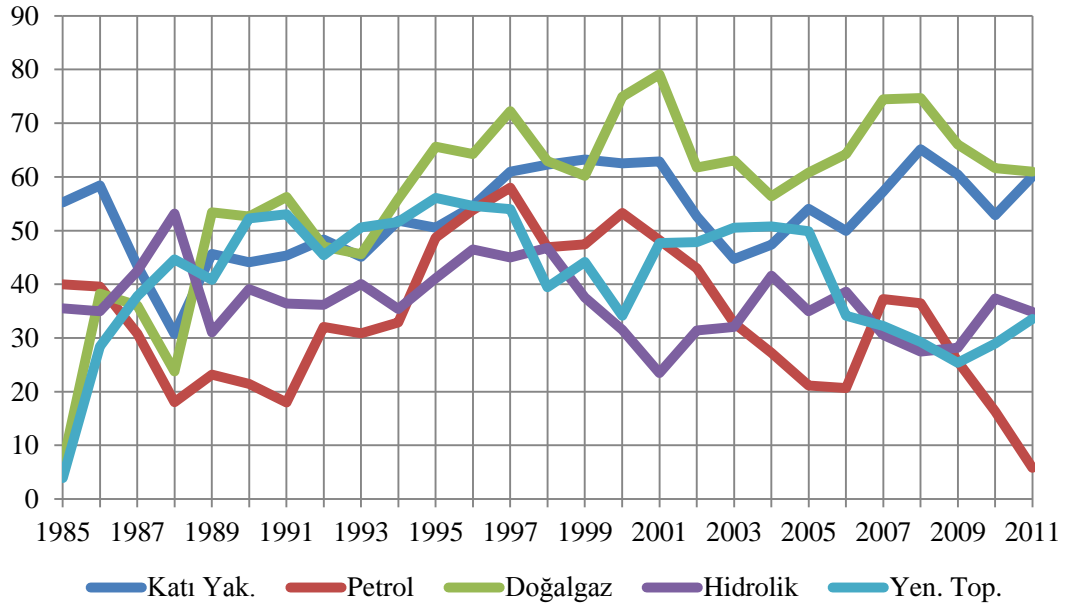
Şekil 4.15: Enerji kaynaklarına göre Türkiye elektrik üretimi (GWh) (ETKB, 2013).

Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı'nın yayınladığı verilere göre; 2011 yılı sonu itibariyle Türkiye birincil enerji arzında doğal gaz, 36909 BTEP ile %32,2'lik bir paya sahip bulunmaktadır. Elektrik üretiminde ise 2011 yılı sonu itibariyle 104048 GWh'lik üretimle %45,4'lük bir paya sahip olduğu görülmektedir (ETKB, 2013). Türkiye'de doğal gazla elektrik üretiminin ne kadar hızlı yaygınlaştığı ve büyük bir paya sahibi olduğu Şekil 4.16'da verilen yüzde değişimi ile görülebilmektedir.



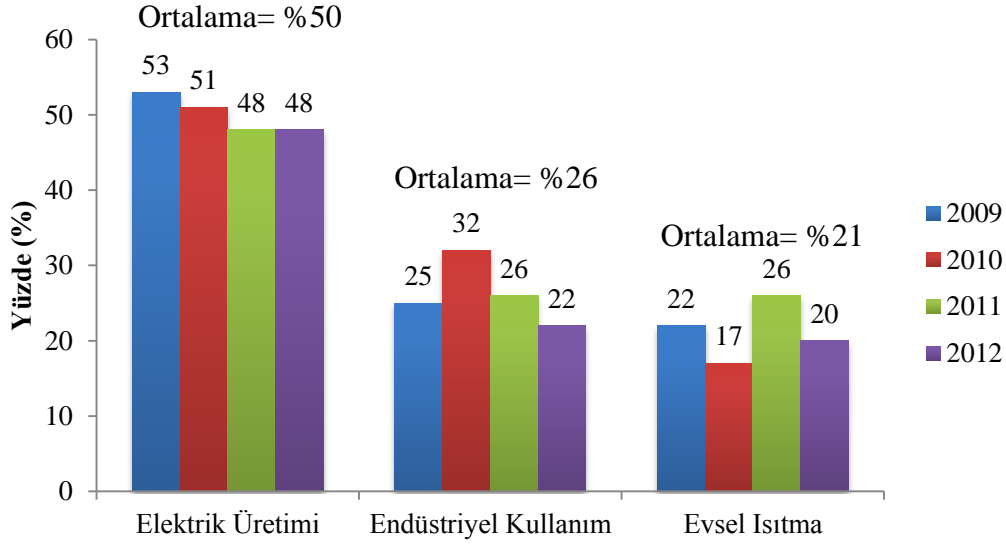
Şekil 4.16: Enerji kaynaklarına göre Türkiye elektrik üretimi (%) (ETKB, 2013).

Yatırımcıdan öte, doğal gazın, ülkenin elektrik gereksiniminde, dengeli ve kesintisiz üretimi sağlıyor olması da tercih edilmesinin kayda değer sebeplerinden biri olmaktadır. Bir başka deyişle, doğal gaz yakıtlı santrallerin kapasite faktörlerinin yüksek olması önemli bir argümanı oluşturmaktadır. ETKB'nin yayınladığı verilerden, enerji kaynaklarına göre Türkiye'deki toplam kurulu güç ve elektrik üretim miktarlarından yola çıkılarak, enerji kaynaklarına göre kapasite faktörleri hesaplanmış ve Şekil 4.17'de verilmiştir (ETKB, 2013). Buradan görüleceği üzere, doğal gaz kaynaklı enerji santrallerinin kapasite faktörü, son 15 yıl içerisinde ortalama %65-70 mertebesinde olmuş ve diğer kaynaklardan hemen her zaman daha yüksek kalmıştır (ETKB, 2013). Bu özellik, doğal gazın emre amade bir enerji kaynağı olduğunu açık bir şekilde işaret etmektedir.



Şekil 4.17: Türkiye elektrik üretiminde kullanılan enerji kaynaklarına göre kapasite faktörleri (%) (ETKB, 2013).

Türkiye'de tüketilen doğal gazın sadece %50'si elektrik üretiminde kullanılmaktadır (EPDK, 2012). Şekil 4.18'te gösterildiği gibi tüketilen doğal gazın diğer yarısı da endüstriyel kullanım ve evsel ısıtma alanlarında eşit oranda paylaşılmaktadır. 1980'lerde Türkiye'de şehirlerde ve evlerde doğal gazın kullanılmaya başlaması ile sağladığı kolaylık, konfor ve daha az çevre kirliliği; doğal gazı gittikçe vazgeçilmez bir enerji kaynağı haline getirmiştir. Bu sebeplerden, Türkiye'nin doğal gaza sadece elektrik üretimi açısından değil, evsel kullanımdan dolayı da bağımlı olduğu sonucuna varılabilir.



Şekil 4.18: 2009-2012 yılları kullanım alanlarına göre Türkiye doğal gaz tüketimi (%) (EPDK, 2013c).

4.8 Boru Hattı Projeleri

4.8.1 Mevcut boru hatları

Türkiye’de halihazırda beş adet uluslararası doğal gaz boru hattı bulunmaktadır. Bu hatlardan Türkiye’nin ihtiyacı olan doğal gaz arzının sağlanması yanında, ihtiyaç fazlası doğal gaz da diğer ülkelere ihraç edilebilmektedir. (Şekil 4.19) (Çizelge 4.5).



Şekil 4.19: Mevcut doğal gaz boru hatları (BOTAŞ, 2013).

Çizelge 4.5: Mevcut doğal gaz boru hatları
(Ateş-Şef, 2012; BOTAŞ, 2012; BOTAŞ, 2013).

Proje Adı	Ülkeler	Kapasite	Devreye Alınma Tarihi
Rusya - Batı	Türkiye, Rusya	14 milyar m ³ /yıl	1987
Doğu Anadolu	Türkiye, İran	10 milyar m ³ /yıl	2001
Rusya - Mavi Akım	Türkiye, Rusya	16 milyar m ³ /yıl	2003
BTE (Bakü-Tiflis-Erzurum)	Türkiye, Azerbaycan	6,6 milyar m ³ /yıl	2007
ITGI (Faz I)	Türkiye, Yunanistan	3,6 milyar m ³ /yıl	2007

Türkiye, toplamda yaklaşık 50 milyar m³/yıl kapasiteye sahip boru hatları ile doğal gaz arzını sağlamaktadır. EPDK 2011 yılı verilerine göre; Türkiye'nin yıllık doğal gaz tüketiminin 44 milyar m³ olduğu görülmektedir. Ayrıca, doğal gaz tüketiminin her geçen yıl artış gösterdiği de düşünüldüğünde, arz güvenliği açısından yeni doğal gaz boru hattı projelerine ne kadar ihtiyaç duyulduğu açık olarak anlaşılmaktadır.

“Rusya – Batı Doğal Gaz Boru Hattı”, Türkiye’ye ilk yurtdışı kaynaklı doğal gazı getiren projedir. 1987 yılında devreye alınan proje, tek başına uzun yıllar Türkiye’nin doğal gaz ihtiyacını karşılamıştır.

“Doğu Anadolu Doğal Gaz Boru Hattı”, artan doğal gaz tüketim talebine karşılık verebilmek için İran gazını Türkiye’ye getirmek amaçlı planlanmıştır. Söz konusu bu boru hattından 2001 yılında ilk gaz alımına başlanmıştır.

“Rusya – Mavi Akım Doğal Gaz Boru Hattı”, iki ülke arasındaki doğal gaz ticaretinin artmasıyla gündeme gelmiştir. Karadeniz’in çevresini dolaşan Batı hattının yerine doğrudan Karadeniz’den geçerek daha kısa bir rota üzerinden Türkiye’ye doğal gaz arzını sağlamıştır.

“Bakü-Tiflis-Erzurum Doğal Gaz Boru Hattı” ise Türkiye ile Azerbaycan arasında imzalanan doğal gaz alım sözleşmesi ile birlikte planlanmış ve 2007 yılında devreye alınmıştır. Türkiye doğal gaz arzı için önem taşıyan bir boru hattı durumundadır.

“ITGI Doğal Gaz Boru Hattının Faz I”i, Türkiye üzerinden geçen doğu gazının Yunanistan’a ve İtalya’ya aktarılması amacıyla yapılmıştır. Projenin ilk etabı olan Faz I, 2007 yılında devreye alınarak Türkiye’nin Yunanistan’a doğal gaz ihracatı mümkün kılınmıştır.

4.8.2 Planlanan projeler

Türkiye'nin doğal gaz arz güvenliğini uzun vadede sağlaması açısından yeni doğal gaz boru hattı projeleri ve kapsamı kritik önem taşımaktadır. Türkiye'nin çevresindeki ülkeler arasındaki doğal gaz arz-talep ilişkisi de uzun vadede Türkiye'nin birçok doğal gaz boru hattına ev sahipliği yapacağına işaret ettiği söylenebilir. Çizelge 4.6'da gösterilen projeler mevcut projelere ek olacak ya da tamamen yeni hatlardan oluşacaktır.

Çizelge 4.6: Planlanan doğal gaz boru hattı projeleri
(Ateş-Şef, 2012; BOTAS, 2012; BOTAS, 2013; ITE, 2013).

Proje Adı	Ülkeler	Kapasite	Planlanan Tarih
ITGI (Faz II)	Yunanistan, İtalya	6 milyar m ³ /yıl	2018
Trans Adriyatik (TAP)	Yunanistan, Arnavutluk, İtalya	20 milyar m ³ /yıl	2018
TANAP (Faz I-II)	Türkiye, Azerbaycan	16 milyar m ³ /yıl	2020
TANAP (Faz III)	Türkiye, Azerbaycan	7 milyar m ³ /yıl	2023
TANAP (Faz IV)	Türkiye, Azerbaycan	8 milyar m ³ /yıl	2026
ITGEP	Türkiye, Irak	10-12 milyar m ³ /yıl	Bilinmiyor
Arap Gaz	Türkiye, Suriye, Mısır, Ürdün, Lübnan	2-4 milyar m ³ /yıl	Bilinmiyor
Hazar Geçişli Türkmenistan-Türkiye-Avrupa Boru Hattı	Türkiye, Türkmenistan, Avrupa	30 milyar m ³ /yıl	Bilinmiyor
ITE	Türkiye, İran, Avrupa	35 milyar m ³ /yıl	Bilinmiyor

ITGI (Faz II) Doğal Gaz Boru Hattı Projesi, Güney Avrupa Gaz Ringi'nin ikinci halkasını oluşturmaktadır. Halen mevcut olan Faz I'e ek olarak Yunanistan-İtalya bağlantısını sağlayacaktır. 2018 yılında devreye alınması planlanan proje ile Türkiye'den geçen doğal gazın Avrupa'ya transferinin sağlanması mümkün olabilecektir. Bu açısından önemli bir yatırımdır.

Trans Adriyatik (TAP) Doğal Gaz Boru Hattı Projesi, ITGI Projesi ile aynı doğrultuda, Türkiye'den geçen gazın Yunanistan ve Arnavutluk üzerinden İtalya'ya ulaştırılması için planlanmıştır. Projenin sahiplerine göre her ne kadar güzergâhta olsa da TAP, ITGI ile rekabet etmek için değil onu tamamlayıcı olması bakımından planlanmıştır (BOTAS, 2013).

TANAP, diğ er adıyla “Anadolu Geçişli Doğal Gaz Boru Hattı Projesi”, Türkiye ile Azerbaycan arasındaki doğal gaz ticaretinin hacmini arttırabilmek amacıyla planlanmıştır. Bu projeye, Azerbaycan gazının Türkiye üzerinden Avrupa’daki tüketim noktalarına ulaştırılması hedeflenmiştir. Proje dâhilindeki dört fazın da bitirilmesi durumunda yıllık toplam 35 milyar m³ iletim kapasitesine sahip olması beklenmektedir (BOTAŞ, 2013).

ITGEP, bir başka deyişle, “Irak-Türkiye Gaz İhraç Projesi”, Irak’ın kuzeyinde yer alan doğal gaz sahalarındaki gazın Türkiye’ye ve Türkiye üzerinden Avrupa’ya iletilmesi amacıyla planlanmıştır. İlk anlaşma 1996 yılında olsa da, 2003 yılında Irak’ta yaşanan gelişmeler neticesinde projenin tarafları arasında yeniden görüşmeler başlamıştır. 2009 yılında imzalanan anlaşma ile proje güncellenmiş ve orta vadede 10-12 milyar m³/yıl kapasiteye sahip olması planlanmıştır (Ateş-Şef, 2012).

“Arap Gaz Projesi” ile halihazırda Ürdün, Suriye, Lübnan ve Mısır arasında işleyen doğal gaz iletim projesinin Mısır-Türkiye arası yapılacak bağlantısı ile Türkiye ve Avrupa’ya gaz arzı sağlaması planlanmıştır. Son yıllarda Suriye ve Mısır’da yaşanan siyasi gelişmelerden dolayı proje şimdilik askıya alınmış durumdadır (Ateş-Şef, 2012).

“Hazar Geçişli Türkmenistan-Türkiye-Avrupa Doğal Gaz Boru Hattı Projesi” ile Türkmenistan’ın güney sahalarındaki doğal gazın Hazar Denizi’nden geçen bir boru hattı ile Türkiye’ye ve Türkiye üzerinden Avrupa’ya ulaştırılmasını hedeflenmektedir (BOTAŞ, 2013).

ITE, bir başka deyişle, “İran-Türkiye-Avrupa Doğal Gaz Boru Hattı Projesi” ile İran kaynaklı doğal gazın Türkiye üzerinden Türkiye ve Avrupa ülkelerine ulaştırılması planlanmıştır. Proje dâhilinde, 2011 yılında Türkiye kısmı için mühendislik hizmetleri çalışmalarına başlanmıştır (ITE, 2013). ITE’nin İran sınırları içerisinde yer alacak kısmının, mevcut Doğu Anadolu hattının yerine Hazar Geçişli Türkmenistan-Türkiye-Avrupa Doğal Gaz Boru Hattı Projesi ile birleştirilmesi planlanmaktadır (Ateş-Şef, 2012).

5. TÜRKİYE DOĞAL GAZ ARZ GÜVENLİĞİNİN İNCELENMESİ

5.1 Genel Durum

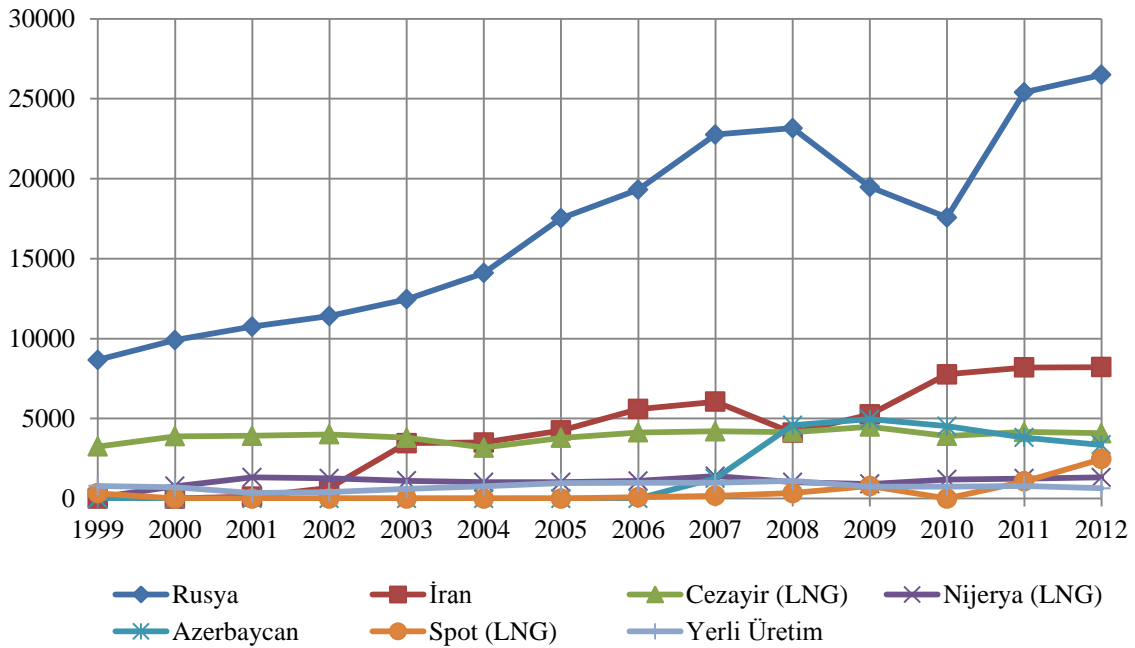
Önceki bölümlerde anlatıldığı üzere doğal gaz, Türkiye için hayli önemli bir enerji kaynağı durumundadır. Ancak, yerli rezervler bazında oldukça az kaynağa sahip olan ülkemiz için doğal gazın ithal edilmesi kaçınılmazlık ifade etmektedir. Hem enerji üretiminde hem de ısınma amaçlı kullanımda doğal gaza olan bağımlılığımız da göz önünde bulundurulduğunda, Türkiye için doğal gaz arz güvenliğinin önemi ortaya çıkmaktadır.

Bölüm 4.3'te de verilen bilgiler ışığında, Türkiye'nin doğal gaz ithalatındaki genel durum görülmektedir. Bulduğu coğrafya itibariyle doğal gaz arzı açısından avantajlı bir konumda bulunan Türkiye, doğal gaz ihtiyacını birden çok sağlayıcı ülkeden karşılamaktadır. Doğal gaz arzının büyük bölümü; boru hatları ile iletilen gazla sağlanmakla beraber, azımsanmayacak kadar önemli bir kısmı da sıvılaştırılmış doğal gaz (LNG) olarak deniz yolu ile sağlanmaktadır. Bu yönden bakıldığında, Türkiye'nin doğal gaz arz güvenliği incelenirken sadece boru hatları ile sağlanan doğal gaz değil, LNG ile birlikte toplam doğal gaz arzının bir bütün olarak incelenmesi yerinde olacaktır.

Çizelge 5.1 ve Şekil 5.1'de 1999 yılından itibaren Türkiye'nin doğal teminini gerçekleştirdiği ülkelere ve yerli üretime ilişkin ulaşılabilen veriler verilmiştir. Türkiye'nin doğal gaz arzındaki kaynakların yüzde payları ise Şekil 5.2'de toplu olarak verilmiştir. Şekil 5.1 ve Şekil 5.2'den net bir şekilde görülebileceği üzere Rusya'nın ülkemiz için doğal gaz arzındaki payının önemi ve büyüklüğü ortadadır. Hemen ardından gelen ülkelerin ise, doğal gaz arzındaki paylarının birbirine yakın olduğu görülmektedir. Yerli üretimin ise spot doğal gaz alımları ile birlikte en düşük paya sahip olduğu grafikten anlaşılabilir.

Çizelge 5.1: Türkiye'nin 1999-2012 yılları arası kaynaklara göre doğal gaz arzı (milyon m³) (BOTAŞ, 2013; EPDK, 2010; EPDK, 2013a; ETKB, 2013).

	Rusya	İran	Cezayir (LNG)	Nijerya (LNG)	Azerbaycan	Spot (LNG)	Yerli Üretim	Toplam
1999	8668	0	3248	69	0	322	791	12309
2000	9908	0	3895	767	0	0	693	14570
2001	10746	114	3918	1315	0	0	338	16093
2002	11406	660	4009	1253	0	0	409	17328
2003	12460	3461	3801	1107	0	0	607	20829
2004	14102	3497	3182	1016	0	0	766	21797
2005	17524	4248	3786	1013	0	0	971	26571
2006	19316	5594	4132	1100	0	79	982	30221
2007	22762	6054	4205	1396	1258	167	984	35842
2008	23159	4113	4148	1017	4580	333	1108	37350
2009	19473	5252	4487	903	4960	781	746	35856
2010	17576	7765	3906	1189	4521	0	744	34957
2011	25406	8190	4156	1248	3806	1069	776	43875
2012	26491	8215	4076	1322	3354	2464	632	45922

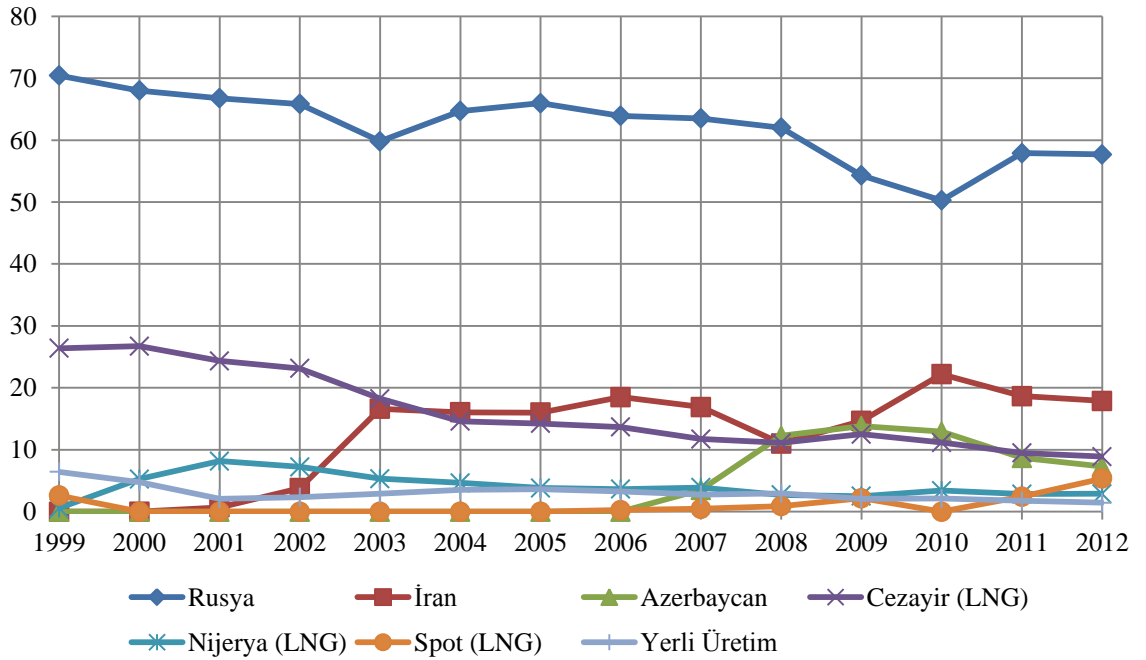


Şekil 5.1: Türkiye'nin 1999-2012 yılları arası kaynaklara göre doğal gaz arzı (milyon m³) (BOTAŞ, 2013; EPDK, 2010; EPDK, 2013a; ETKB, 2013).

Şekil 4.7 ve Şekil 5.1'e bakıldığında 2008-2009 yılları arasında yaşanan hem ülkeler bazında hem de toplam doğal gaz arzında yaşanan düşüşün sebebi, 2008 yılında yaşanan küresel ekonomik kriz ve buna bağlı olarak küresel doğal gaz talebindeki azalma olarak açıklanabilir (IEA, 2013).

Çizelge 5.2: Türkiye'nin 1999-2012 yılları arası kaynaklara göre doğal gaz arzı (%) (BOTAŞ, 2013; EPDK,2010; EPDK, 2013a; ETKB, 2013).

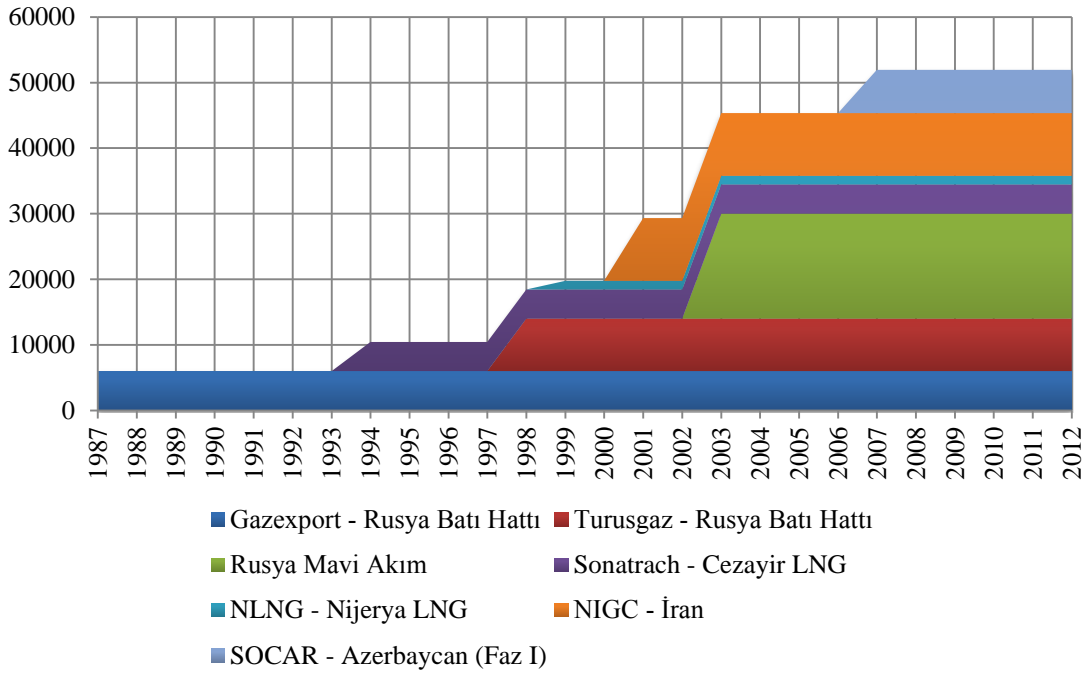
	Rusya	İran	Cezayir (LNG)	Nijerya (LNG)	Azerbaycan	Spot (LNG)	Yerli Üretim
1999	70,4	0,0	0,0	26,4	0,6	2,6	6,4
2000	68,0	0,0	0,0	26,7	5,3	0,0	4,8
2001	66,8	0,7	0,0	24,3	8,2	0,0	2,1
2002	65,8	3,8	0,0	23,1	7,2	0,0	2,4
2003	59,8	16,6	0,0	18,2	5,3	0,0	2,9
2004	64,7	16,0	0,0	14,6	4,7	0,0	3,5
2005	66,0	16,0	0,0	14,2	3,8	0,0	3,7
2006	63,9	18,5	0,0	13,7	3,6	0,3	3,2
2007	63,5	16,9	3,5	11,7	3,9	0,5	2,7
2008	62,0	11,0	12,3	11,1	2,7	0,9	3,0
2009	54,3	14,6	13,8	12,5	2,5	2,2	2,1
2010	50,3	22,2	12,9	11,2	3,4	0,0	2,1
2011	57,9	18,7	8,7	9,5	2,8	2,4	1,8
2012	57,7	17,9	7,3	8,9	2,9	5,4	1,4



Şekil 5.2: Türkiye'nin 1999-2012 yılları arası kaynaklara göre doğal gaz arzı (%) (BOTAŞ, 2013; EPDK, 2010; EPDK, 2013a; ETKB, 2013).

Türkiye'nin artan doğal gaz ihtiyacı ve Şekil 4.7'de de verildiği üzere ülkeler bazında artan ithalat miktarı ile birlikte, ithalatçı ülkelerle yaptığı doğal gaz alım anlaşmalarının sayısı ve kapasitesi ile de doğru orantılı olarak artmaktadır. Şekil 5.3'te Türkiye'nin yaptığı doğal gaz alım anlaşmalarının yıllara göre

kapasitelerinin değişimi görülmektedir. Mevcut doğal gaz alım anlaşmalarına ilişkin bilgiler de Çizelge 4.1’de verilmiştir.



Şekil 5.3: 1987-2011 yılları arası yapılan doğal gaz alım anlaşmaları (milyon m³) (BOTAŞ, 2013).

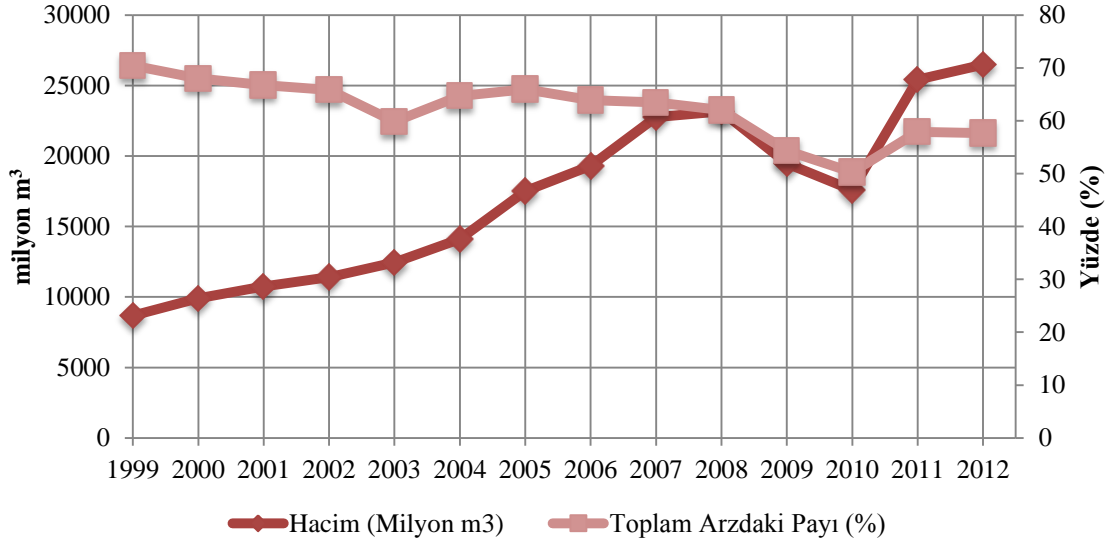
Bu yüksek lisans tezinin amacı olan, Türkiye’nin doğal gaz arz güvenliğini doğru bir şekilde inceleyebilmek için ülkemizin doğal gaz sağlayıcısı olan ülkeler ile olan birebir anlaşmaları, ithalat miktarları ve iletim yollarının ayrıntılı şekilde irdelenmesi gerekli olmaktadır. Bu sebeple, bu bölüm içinde (verilerine ulaşılabilen) 1999-2012 yılları arasındaki ayrıntılı doğal gaz ithalat bilgileri bir araya toplanmaya çalışılmıştır.

5.2 Türkiye Doğal Gaz Arz Kaynakları

5.2.1 Rusya

Önceki bölümlerde de değinildiği gibi Rusya, Türkiye için önemli bir doğal gaz sağlayıcısıdır. Türkiye’nin ilk ithal doğal gaz sağlayıcısı olması sebebiyle doğal gaz arzındaki payı ilk ithalat yılından (1987) günümüze kadar yüksek oranlarda olmuştur. 1990’lı yılların sonuna gelindiğinde, Rusya’nın doğal gaz ithalatındaki payının %70 civarında olduğu görülmektedir. Son 10 yılda yaşanan gelişmelerde Türkiye’nin doğal gaz tüketiminin artması ve aynı doğrultuda doğal gaz arz kaynaklarının da

artmasıyla Rusya'nın ithalattaki payı azalmış fakat yine de geçtiğimiz yıl itibari ile ancak %58 seviyesine indirilebilmiştir (EPDK, 2013a). Türkiye'nin Rusya'dan ithal ettiği doğal gazın 1999-2012 yılları arasındaki değişimi Şekil 5.4'te verilmektedir.



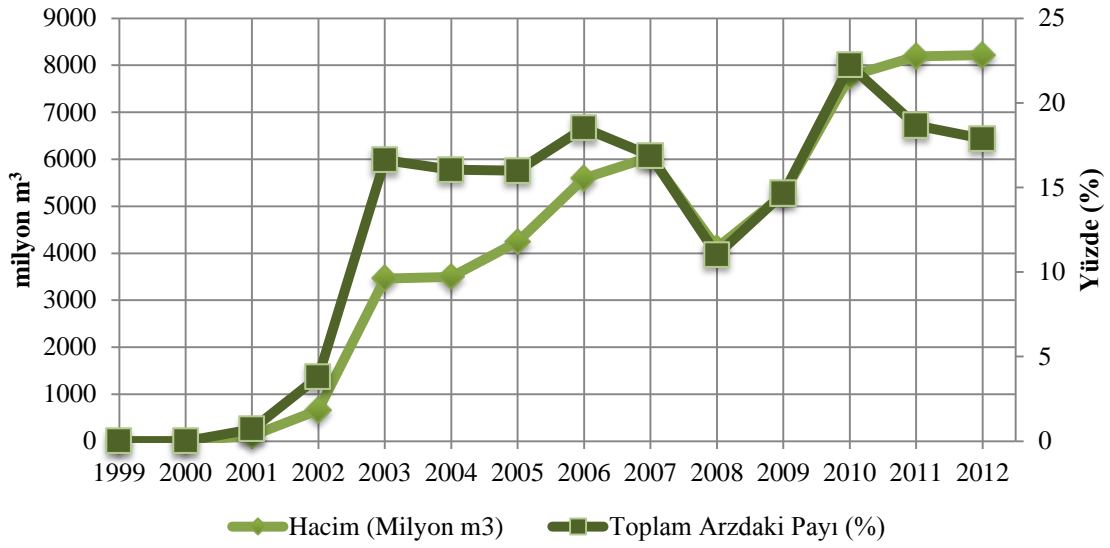
Şekil 5.4: 1999-2012 Yılları arası Rusya'dan alınan doğal gaz hacmi ve toplam arzdaki payı (BOTAŞ, 2013; EPDK,2010; EPDK, 2013a).

Türkiye, Rusya ile ilk doğal gaz alım sözleşmesini 1986 yılında imzalamış ve ilk gerçek ithalatı 1987 yılında gerçekleştirmiştir. Bu anlaşmanın hacmi 6000 milyon m³/yıl ve süresi 25 yıllık idi. 31 Aralık 2011 tarihi itibariyle bu anlaşma sona ermiş olmasına rağmen taraflar alışverişin aynı kapasite ile devam etmesi yönünde anlaşmışlardır (EPDK, 2013a). Artan doğal gaz ihtiyacı sebebiyle Rusya ile 1997 ve 1998 yıllarında iki ayrı alım anlaşmaları imzalanmıştır (EPDK, 2013a). Bu anlaşmalar sırasıyla; 16000 milyon m³/yıl ve 25 yıl süreli, 8000 milyon m³/yıl ve 23 yıl süreli dirler. Türkiye, Rusya'dan doğal gazı; Mavi Akım ve Batı Hattı doğal gaz boru hatları ile iki farklı yoldan sağlamaktadır (Şekil 4.19).

Türkiye'nin doğal gaz arzında Rusya'ya bu denli bağımlı olması; arz güvenliği açısından olumlu olmamakta, ilaveten yedeklilik kriteri açısından risk teşkil etmektedir. Fazla olarak, yıllar geçtikçe Türkiye'nin doğal gaz ihtiyacı arttığından ötürü, Rusya'dan ithal edilen gaz hacmi de artmaktadır. Fakat Şekil 5.4'te de görülebileceği gibi uzun vadede doğal gaz arzında Rusya'nın payı düşmektedir. Bu düşüş her ne kadar yeterli oranda olmasa da en azından yedeklilik kriteri açısından umut verici olduğu söylenebilir.

5.2.2 İran

Türkiye'nin ikinci büyük doğal gaz sağlayıcısı ülke, Rusya'nın ardından İran'dır. İran ile Türkiye arasındaki doğal gaz boru hattı Ağrı'dan Türkiye'ye giriş yapmaktadır. İran ile ilk yapılan ve halen işletmede olan doğal gaz alım anlaşması 1996 yılında imzalanmıştır ve doğal gaz ithalatı 2001 yılında başlamıştır (BOTAŞ, 2013). Bu anlaşmanın kapasitesi 9556 milyon m³/yıl'dır ve süresi 25 yıldır. Türkiye'nin İran'dan ithal ettiği doğal gazın 1999-2012 yılları arasındaki değişimi Şekil 5.5'te verilmiştir.



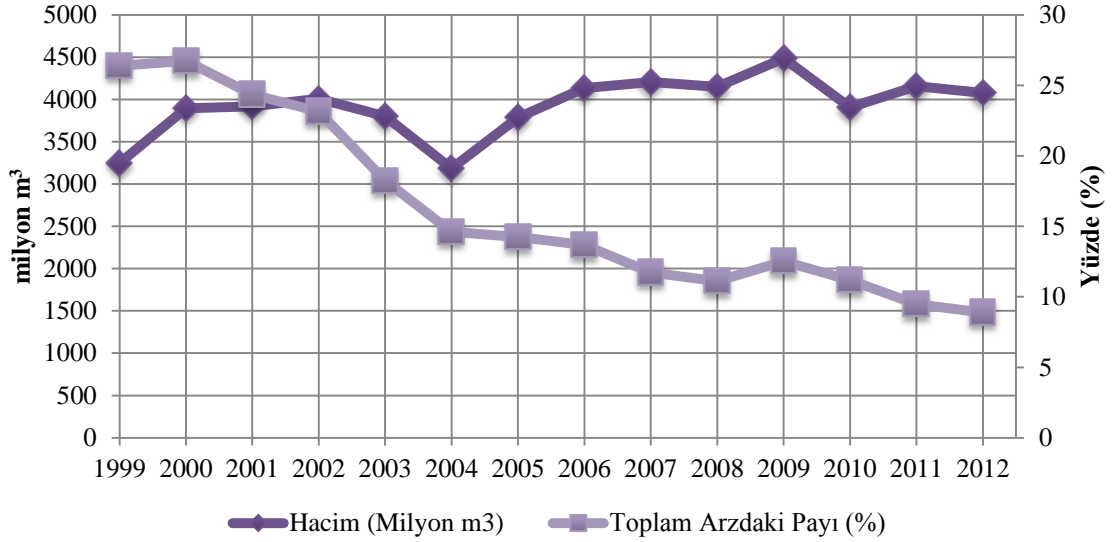
Şekil 5.5: 1999-2012 yılları arası İran'dan alınan doğal gaz hacmi ve toplam arzdaki payı (BOTAŞ, 2013; EPDK, 2010; EPDK, 2013a).

EPDK'nın yayınladığı 2012 yılı verilerine göre Türkiye'nin doğal gaz ithalatında İran'ın payı %18 oranındadır ve diğer verilerle birleştirildiğinde İran'ın doğal gaz arz güvenliği açısından önemli aktörlerden biri olduğu söylenebilir. Türkiye'ye komşu olan bir ülkeden yapılan doğal gaz ithalatı, arz güvenliğinin hem jeopolitik kriteri açısından hem de yedeklilik kriteri açısından olumlu bir faktördür. Son yıllarda İran'a uygulanan uluslararası ambargo da düşünüldüğünde, Türkiye'ye satılan doğal gazın İran için de önemli olduğu yorumu yapılabilir.

5.2.3 Cezayir (LNG)

Türkiye ilk sıvılaştırılmış doğal gaz ithalatını Cezayir ile yapmaya başlamıştır. 1998 yılında imzalanan 20 yıllık ve 4444 milyon m³/yıl kapasiteli LNG alım anlaşması ile Cezayir'den doğal gaz ithalatı sağlanmaktadır. Her ne kadar bu anlaşma 1988 yılında

imzalanmış olsa dahi Cezayir'den LNG alımı 1994 yılında başladığından ötürü, 2014 yılında bu anlaşma sona erecektir (BOTAŞ, 2013). Anadolu Ajansı'nın haberine ve Enerji Bakanlığı'nın açıklamalarına göre bu anlaşmanın 10 yıl daha aynı kapasite ile uzatılması üzerinde iki ülke arasında mutakabata varılmıştır (AA, 2013). Türkiye'nin Cezayir'den ithal ettiği doğal gazın 1999-2012 yılları arasındaki değişimi Şekil 5.6'da verilmiştir.

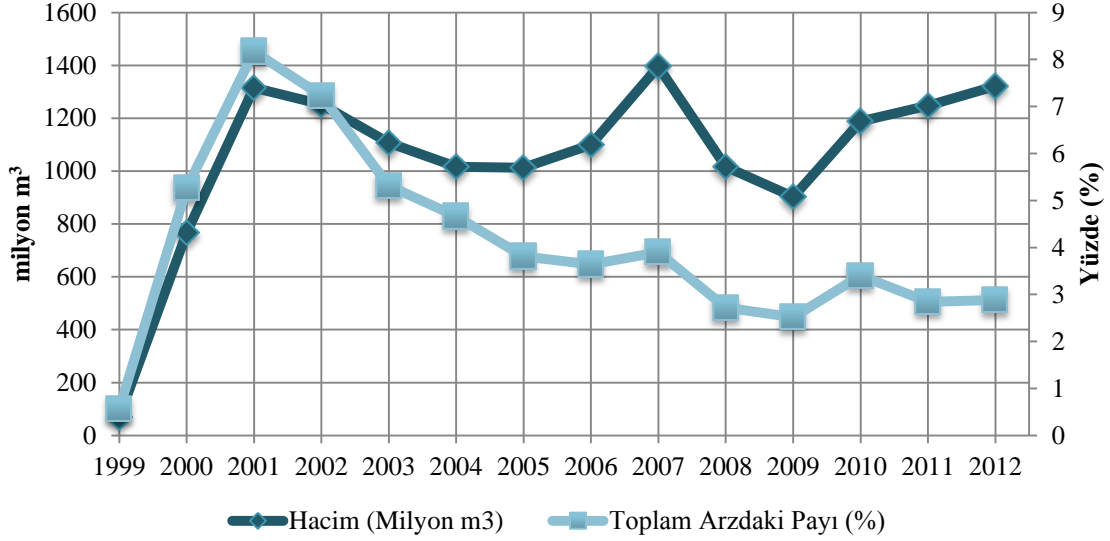


Şekil 5.6: 1999-2012 yılları arası Cezayir'den alınan doğal gaz hacmi ve toplam arzdaki payı (BOTAŞ, 2013; EPDK, 2010; EPDK, 2013a).

Cezayir'den sağlanan ithal doğal gaz, Türkiye doğal gaz arz güvenliği açısından bakıldığında hem yedeklilik kriteri hem de çeşitlilik kriterine göre önemli bir etkidir.

5.2.4 Nijerya (LNG)

Cezayir'in ardından ikinci LNG arzı sağlayan ülke Nijerya'dır. 1995 yılında imzalanan 22 yıllık ve 1338 milyon m³/yıl kapasiteli doğal gaz anlaşması ile Nijerya'dan ithalat gerçekleştirilmektedir. Bu anlaşma kapsamında ilk doğal gaz alışverişi 1999 yılında gerçekleştirilmiştir (BOTAŞ, 2013). Türkiye'nin Nijerya'dan ithal ettiği doğal gazın 1999-2012 yılları arasındaki değişimi Şekil 5.7'de verilmiştir. 2008 yılında yaşanan küresel ekonomik krizin etkisi, Nijerya'dan yapılan doğal gaz ithalatına da yansdığı Şekil 5.7'ye bakılarak söylenebilir.

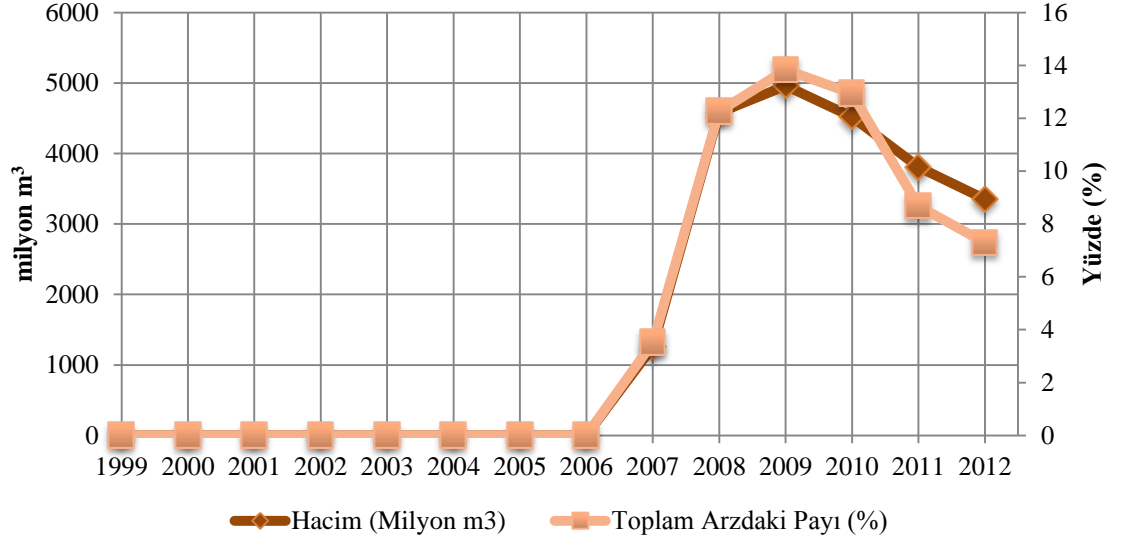


Şekil 5.7: 1999-2012 yılları arası Nijerya'dan alınan doğal gaz hacmi ve toplam arzdaki payı (BOTAŞ, 2013; EPDK, 2010; EPDK, 2013a).

Nijerya da Cezayir ile birlikte Türkiye'nin doğal gaz arz güvenliğine LNG ithal edilen ülkelerden olması sebebiyle öncelikle çeşitlilik kriteri açısından, toplam arz kaynağı olan ülke sayısı da arttığından yedeklilik kriteri açısından fayda sağlamaktadır.

5.2.5 Azerbaycan

Azerbaycan, Türkiye'nin doğal gaz arz güvenliği için oldukça önemli bir ülkedir. İki ülke arasındaki tarihi ve kültürel bağlar, Türkiye'nin doğal gaz ihtiyacı ve Azerbaycan'ın doğal gaz rezervleri de düşünüldüğünde karşılıklı doğal gaz ticaretinin önemi ortaya çıkmaktadır. Azerbaycan'ın Sovyetler Birliği'nin dağılmasıyla 1991'de bağımsızlığını ilan etmesi, bölgede yaşanan siyasi ve askeri gelişmeler sebebiyle iki ülke arasındaki ilişkiler (geç de olsa) giderek artmaktadır (T.C. Dışişleri Bakanlığı, 2013).

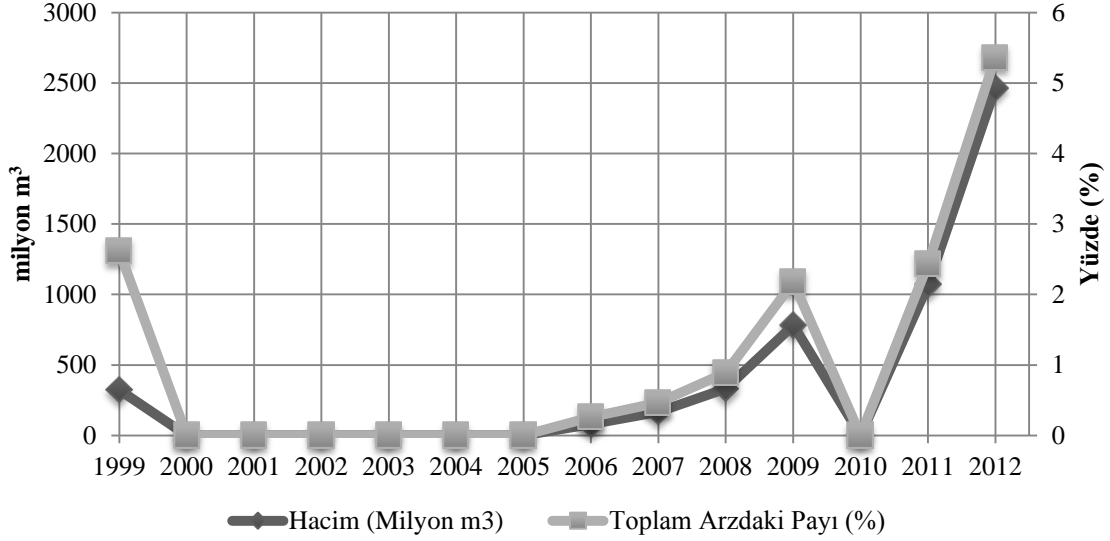


Şekil 5.8: 1999-2012 yılları arası Azerbaycan'dan alınan doğal gaz hacmi ve toplam arzdaki payı (BOTAŞ, 2013; EPDK, 2010; EPDK, 2013a).

Azerbaycan ile ilk ve halen geçerli olan doğal gaz alım anlaşması 2001 yılında imzalanmıştır ve 15 yıl süreli bu anlaşma 6600 milyon m³/yıl kapasitelidir. Azerbaycan Cumhuriyeti'nin Petrol Şirketi olan SOCAR (State Oil Company of Azerbaijan Republic) ile yapılan bu anlaşma ile ilk doğal gaz ithalatı 2007 yılında gerçekleştirilmiştir (BOTAŞ, 2013). Bölüm 4.8.2'de de yer verildiği üzere, Azerbaycan ile yapılan yeni anlaşmalarla Türkiye ile olan doğal gaz ticaret hacminin artması planlanmaktadır. TANAP projesi ile 2026 yılına kadar toplamda 31 milyar m³/yıl kapasiteleli yeni bir doğal gaz boru hattı inşa edilmesi için çalışmalara başlanılmıştır.

5.2.6 Spot alımlar

Türkiye, kısa süreli doğal gaz talep artışlarını karşılayabilmek için tek seferlik alım anlaşmaları (spot alımlar) ile arz sağlamaktadır. Boru hatları ile iletimde kapasiteler uzun vadeli anlaşmalarla sınırlandırılmış olup fazla dinamik bir yapı olmadığından dolayı spot alımlar LNG iletimi ile sağlanmaktadır. Türkiye'nin 1999 yılından beri yaptığı spot doğal gaz ithalat hacmi ve toplam doğal gaz arzındaki payı Şekil 5.9'da verilmiştir.

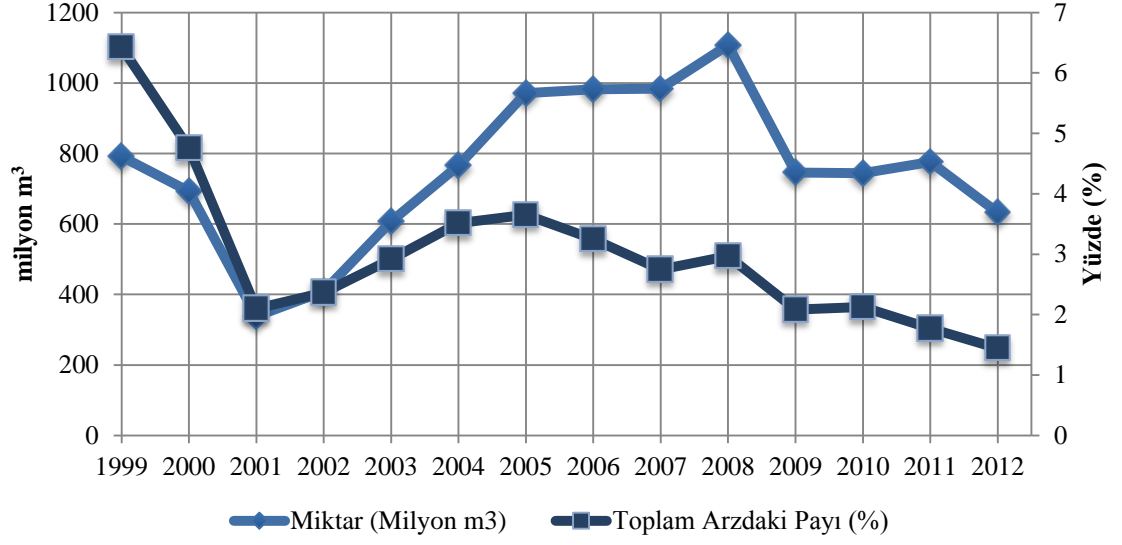


Şekil 5.9: 1999-2012 yılları arası spot alınan doğal gaz hacmi ve toplam arzdaki payı (BOTAŞ, 2013; EPDK, 2010; EPDK, 2013a).

Verilerden görüldüğü gibi spot alımlardaki değişim üzerine bir genelleme yapmak kolay değildir. Ancak, doğal gaz arz güvenliği açısından bakıldığında, spot alımlardaki yüksek hacimler, doğal gaz arz güvenliğinin zayıflığına işaret ettiği söylenebilir. Zira, spot alımların sebebi, yapılan doğal gaz talep tahminlerindeki eksiklik ve sağlanması gereken doğal gazdaki yetersizliktir olarak görülmektedir.

5.2.7 Yerli üretim

Önceki bölümlerde de değinildiği gibi Türkiye, her ne kadar yüksek miktarlarda doğal gaz tüketen bir ülke olsa da, yeraltı doğal gaz rezervleri bakımından yeterli zenginliğe sahip değildir. Türkiye'nin 1999-2012 yılları arasında ürettiği doğal gaz hacmi ve bu üretimin ithalatla birlikte toplam doğal gaz arzındaki payı Şekil 5.10'da verilmiştir. Grafikten de görülebileceği gibi yerli doğal gaz üretimi hayli yetersizdir ve her geçen yıl artan doğal gaz tüketiminden dolayı yerli üretimin toplam arzdaki payı gittikçe azalmaktadır.



Şekil 5.10: 1999-2012 yılları arası yerli üretim doğal gaz hacmi ve toplam arzdaki payı (ETKB, 2013; EPDK, 2013a).

6. GELECEK PROJEKSİYONU VE SENARYO OLUŞTURULMASI

Bu yüksek lisans tezi çerçevesinde “Türkiye Doğal Gaz Arz Güvenliği” önceki bölümlerde incelenmiş ve erişilebilen tüm verilerle konu açıklanmaya çalışılmıştır. Tezin bu bölümünde ise, bu verilere ve bazı kriterlere dayandırılarak Türkiye’nin önümüzdeki 10 yıl için öngörülebilecek doğal gaz arz projeksiyonunun oluşturulmasına yer verilmesi benimsenmiştir.

Gelecek projeksiyonları yapılırken; geçmişten edinilen deneyimler çerçevesinde optimistik, pesimistik ve realistik sonuçları ortaya koyabilmek için farklı bakış açılarından konuya yaklaşmıştır. Ayrıca, kamuoyuna duyurulan Türkiye enerji sektörüne ilişkin hedefler de göz önünde bulundurulmuştur. Böylece, Türkiye’nin enerji politikaları açısından koyduğu hedeflere ulaşmak için neler yapılması gerektiğine dair bazı çıkarımlar yapılması ve Türkiye’nin doğal gaz arz güvenliğini uzun vadede gözetebilmek için gereken önlemlerin ortaya çıkarılması amaçlanmıştır. Bu bölümde yapılan projeksiyonlar, Bölüm 3.2.1’de verilen enerji politikaları stratejik kriterleri çerçevesinde ancak bir bütün olarak ele alınmıştır.

6.1 Ağırlıklı Değerlendirme Yöntemi ve Gelecek Projeksiyonu

Türkiye doğal gaz arz güvenliği ile ilgili bu yüksek lisans tezinde yer alan projeksiyonların ilk ikisinde ağırlıklı değerlendirme yöntemi kullanılmıştır. Ağırlıklı değerlendirme yöntemi ile Türkiye’nin doğal gaz ithal ettiği her ülke, Türkiye doğal gaz arz güvenliğinde birer bileşen olarak kabul edilmiştir.

6.1.2 Ağırlıklı değerlendirme yöntemi

Ağırlıklı değerlendirme yöntemi, bir karar verme ve çoktan seçme yöntemi olan “Ağırlıklı Dağılım Kuramı”nın bir parçasıdır (Bayülken, 1983; Patil, 2002). Bu kuram ile elde edilen verilerin daha iyi yorumlanabilmesi için ağırlıklı değerlendirme yöntemiyle elde edilen katsayılarla değerlendirme yapılabilmektedir.

Ağırlıklı dağılım fonksiyonu çerçevesinde

$$f^w x; \theta, \beta = \frac{w x, \beta f(x; \theta)}{\omega} \quad (6.1)$$

yazılabilmektedir (Patil, 2002).

Burada;

$f^w x; \theta, \beta$: Ağırlıklı dağılım fonksiyonunu

θ : İlgilenilen parametreyi

β : Göz önünde bulundurulan kriterleri

$w x, \beta$: Ağırlık fonksiyonunu

$f(x; \theta)$: Gözlemlenen kayıt fonksiyonunu

ω : Normalizasyon faktörünü

ifade etmektedir.

Çalışmamız çerçevesinde stratejik kriterler tek bir parametre olarak göz önüne alınmış olup, dolayısıyla ağırlıklı dağılım fonksiyonunun tek bir parametreye bağlı olduğu varsayılmıştır. Ayrıca, ağırlık fonksiyonunun sabit olduğu ve gözlemlenen kayıt fonksiyonunda geçmiş değerler çerçevesinde nümerik değerlerle ifade edilmiştir. Bu bağlamda, normalizasyon faktörünün 1 alınabileceği göz önüne alındığında, ağırlıklı değerlendirme yönteminin matematiksel ifadesi;

$$V a_i = \sum_{j=1}^j (w_j v_{j(a_i)}) \quad (6.2)$$

olarak yazılabilir (Yıldırım, 2010).

Burada;

$V a_i$: i. seçeneğin ağırlık kriteri

w_j : j. bileşenin ağırlık faktörü

$v_{j(a_i)}$: a_i seçeneğinin j. bileşenin değerini

temsil etmektedir.

Her bir seçenek için ağırlıklı değerlendirme kriteri

$$V_j a_i = w_{j(a_i)} v_{j(a_i)} \quad (6.3)$$

olmaktadır.

6.1.3 Doğal gaz kaynakları ağırlık faktörlerinin belirlenmesi

Türkiye doğal gaz arz güvenliğini matematiksel olarak inceleyebilmek için ağırlıklı değerlendirme yöntemi uygulaması yapabilmek için 1999-2012 yılları arasındaki Türkiye'nin doğal gaz arzını sağlayan kaynakların doğal gaz arz hacimleri ve varsa yıllık alım anlaşmasının kapasitesi göz önüne alınmıştır. Verilerin geçmişe yönelik 1999 yılı ile sınırlı kalmasının sebebi, daha önceki yıllara ilişkin ayrıntılı ithalat verilerine ulaşılamamasıdır. Bununla beraber, 14 yıllık veri dökümünün bu çalışma için yeterli olacağı düşünülmüştür.

Eşitlik 6.2'de verilen ifadedeki ağırlık faktörü $w_{j(a_i)}$ Eşitlik 6.3'ten hareketle;

$$w_{j(a_i)} = \frac{V_j a_i}{v_{j(a_i)}} \quad (6.4)$$

olarak ifade edilebilir.

Burada;

a_i : doğal gaz kaynaklarından i. bileşeni

j: seçilen yılı, $1999 \leq j \leq 2012$

$V_j a_i$: a_i bileşeninin j. yıldaki arz hacmini (milyon m³)

$v_{j(a_i)}$: a_i bileşeninin j. yıldaki anlaşmalı alım kapasitesini (milyon m³/yıl)

temsil etmektedir.

Türkiye doğal gaz arz güvenliği gelecek projeksiyonuna ilişkin olarak ağırlıklı değerlendirme yönteminin uygulanabilmesi için öncelikle ağırlık faktörlerinin belirlenmesi gerekmektedir. Burada, olabildiğince realistik şekilde ağırlık faktörlerinin belirlenmesi için geçmiş yıllara ait verilerden yararlanılması yolu benimsenmiştir.

Türkiye için her doğal gaz arz kaynağının 1999-2012 yılları arasındaki ağırlık faktörlerini ayrı ayrı hesaplayabilmek için seçilen yıldaki ilgili arz kaynağının arz hacmi ve varsa anlaşmalı kapasitesinin bilinmesi gerekmektedir. Çizelge 6.1'de Türkiye'nin doğal gaz ithal ettiği ülkelerle yaptığı alım anlaşmaları itibarıyla kapasite değerleri verilmiştir. Çizelge 5.1'de de Türkiye'nin doğal gaz arz kaynaklarının aynı aralıktaki arz hacim değerleri verilmiştir.

Çizelge 6.1: Türkiye'nin 1999-2012 yılları arası kaynaklara göre doğal gaz alım anlaşma kapasiteleri (milyon m³/yıl) (BOTAŞ, 2013; EPDK, 2013a).

	Rusya	İran	Azerbaycan	Cezayir (LNG)	Nijerya (LNG)	Toplam
1999	14000	0	0	4444	1338	19782
2000	14000	0	0	4444	1338	19782
2001	14000	9556	0	4444	1338	29338
2002	14000	9556	0	4444	1338	29338
2003	30000	9556	0	4444	1338	45338
2004	30000	9556	0	4444	1338	45338
2005	30000	9556	0	4444	1338	45338
2006	30000	9556	0	4444	1338	45338
2007	30000	9556	6600	4444	1338	51938
2008	30000	9556	6600	4444	1338	51938
2009	30000	9556	6600	4444	1338	51938
2010	30000	9556	6600	4444	1338	51938
2011	30000	9556	6600	4444	1338	51938
2012	30000	9556	6600	4444	1338	51938

Bu verilerden yola çıkılarak her bileşen ve seçenek için ağırlık faktörü hesaplanabilmektedir. Spot alımlar ve yerli üretim için uzun vadeli anlaşmalar söz konusu olmadığından ötürü ve de yüksek bedel ödense de her yıl bulunabilirliğinin sağlanmış olmasından dolayı, bu bileşenlerin her yıl ağırlık faktörleri 1,0 olarak alınmıştır. Bu bağlamda, stratejik kriterler (için tek ağırlık faktörü kullanımı) çerçevesinde hesaplanan ağırlık faktörü değerleri Çizelge 6.2'de verilmektedir.

Çizelge 6.2: Türkiye'nin 1999-2012 yılları arası doğal gaz arz kaynaklarına göre ağırlık faktörleri.

	Rusya	İran	Azerbaycan	Cezayir (LNG)	Nijerya (LNG)	Spot (LNG)	Yerli Üretim	Toplam
1999	0,62	0,00	0,00	0,73	0,05	1,00	1,00	3,40
2000	0,71	0,00	0,00	0,88	0,57	1,00	1,00	3,16
2001	0,77	0,01	0,00	0,88	0,98	1,00	1,00	3,64
2002	0,81	0,07	0,00	0,90	0,94	1,00	1,00	3,72
2003	0,42	0,36	0,00	0,86	0,83	1,00	1,00	3,46
2004	0,47	0,37	0,00	0,72	0,76	1,00	1,00	3,31
2005	0,58	0,44	0,00	0,85	0,76	1,00	1,00	3,64
2006	0,64	0,59	0,00	0,93	0,82	1,00	1,00	3,98
2007	0,76	0,63	0,19	0,95	1,04	1,00	1,00	4,57
2008	0,77	0,43	0,69	0,93	0,76	1,00	1,00	4,59
2009	0,65	0,55	0,75	1,01	0,67	1,00	1,00	4,63
2010	0,59	0,81	0,69	0,88	0,89	1,00	1,00	4,85
2011	0,85	0,86	0,58	0,94	0,93	1,00	1,00	5,15
2012	0,88	0,86	0,51	0,92	0,99	1,00	1,00	5,16

6.2 Birinci Gelecek Projeksiyonu

Ağırlıklı değerlendirme yöntemi ve elde edilen ağırlık faktörleri taban alınarak yapılacak ilk senaryoda tüm arz kaynaklarının ağırlık faktörlerinin (halen uygulanmadaki 10. Kalkınma planının sonu olan) 2018 yılında 1,0'a eşit olacağı varsayılmıştır. Diğer bir deyişle; 2018 yılı sonu itibariyle tüm ülkelerden ithal edilen doğal gazın, o ülke ile yapılmış olan alım anlaşmasının yıllık kapasitesine eşit olacağı düşünülmüştür. Bu senaryo düşünülürken, 2012 yılı sonu itibariyle geçerli olan alım anlaşmalarının 2018 yılına kadar aynı kapasite ile devam edeceği, artış ya da azalma olmayacağı varsayılmıştır.

Bu bakış açısıyla, her ülke için 2018 yılında ağırlık faktörünün 1,0'e eşit olacağı öngörülmüştür. Ayrıca, spot alımlar ve yerli üretime dair sistematik bir projeksiyon üretmek zor olduğundan ötürü, bu iki kategorideki değerler, 1999-2012 yılları arasındaki verilerin ayrı ayrı ortalaması alınarak değerlendirilmiştir. Böylece, Eşitlik 6.4'deki ifade kullanılarak 2018 yılına ilişkin Çizelge 6.3'teki gelecek projeksiyonu değerleri elde edilmiştir.

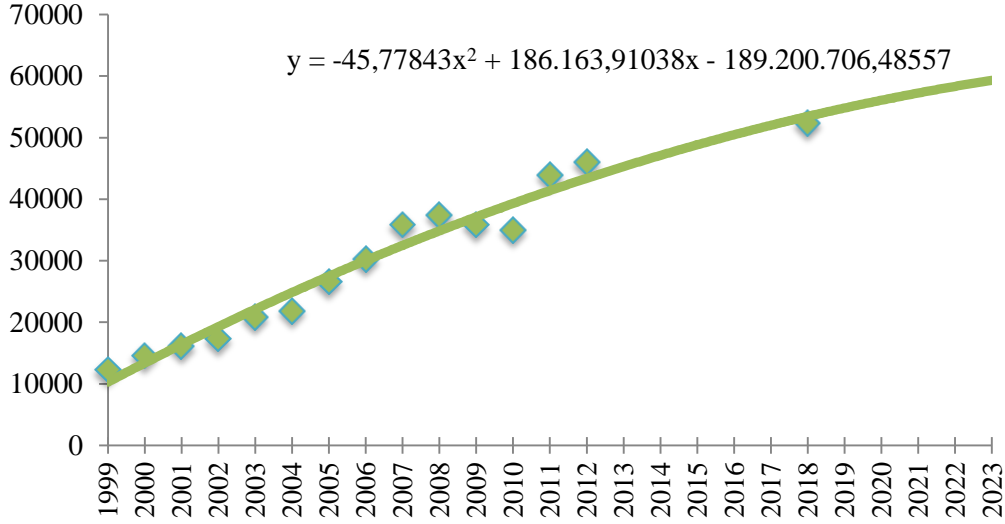
Çizelge 6.3: Birinci gelecek projeksiyonuna göre 2018 yılında yapılacak doğal gaz arzı (milyon m³).

	Rusya	İran	Azerbaycan	Cezayir (LNG)	Nijerya (LNG)	Spot (LNG)	Yerli Üretim	Toplam
2018	30000	9556	6600	4444	1338	373	756	52311

Bu tez kapsamında yapılan tüm projeksiyonları aynı ölçüde kıyaslayabilmek için projeksiyonların (Türkiye Cumhuriyetinin 100. kuruluş yıldönümü olan ve ülke kalkınması açısından hedef noktası olarak seçilmiş bulunan) 2023 yılına kadar uzatılması benimsenmiştir. Çizelge 6.3'teki projeksiyon sonuçları ve Çizelge 5.1'deki 1999-2012 yılları doğal gaz verileri birleştirilerek 2023 yılındaki toplam doğal gaz arzına dair gelecek projeksiyonu oluşturmak mümkün olabilmektedir. Böylelikle, Türkiye'nin 2023 hedefleri çerçevesinde, yapılan projeksiyonun irdelenebilmesi mümkün olabilecektir.

Bunun için tüm girdi noktalarından (veriler ve projeksiyon yılları göz önüne alınarak) geçecek uygun bir "uyum eğrisi" oluşturulması yoluna gidilmiştir (Arlinghaus, 1994). Burada, değişkenler arasındaki ilişkiyi matematiksel olarak saptama yöntemi kullanılmıştır. Dolayısıyla, uygulanan regresyon analizi çerçevesinde işlemler gerçekleştirilmiştir (Armstrong, 2012; Freedman, 2005).

Verilerden hareketle oluşturulan uyum eğrisi, Şekil 6.1'de görülmektedir. Uyum eğrisi için, grafik üzerinde uyum eğrisinin (eşitlik) ifadesi gösterilmiştir. Bu ifade kullanılarak hesaplanan doğal gaz arz değerleri ise Çizelge 6.4'te verilmiştir. Uyum eğrisi oluşturmada Microsoft Excel 2010 yazılımı ve içerdiği matematiksel uyum yöntemleri kullanılmıştır (Microsoft, 2013). Böylece, doğal gaz arzı için ilk gelecek projeksiyonu oluşturulmuş olmaktadır.



Şekil 6.1: 2023 yılına kadar toplam doğal gaz arzı ağırlık faktörlerine göre birinci gelecek projeksiyonu ve uyum eğrisi (milyon m³).

Çizelge 6.4: 2023 yılına kadar toplam doğal gaz arzı ağırlık faktörlerine göre birinci gelecek projeksiyonu değerleri (milyon m³).

Yıl	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Hacim	45310	47124	48847	50478	52018	53465	54822	56087	57260	58342	59332

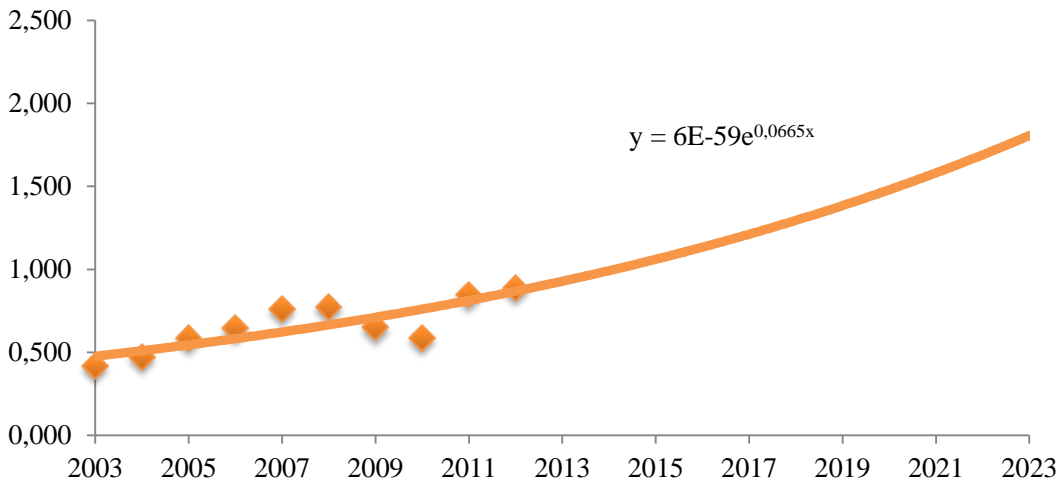
6.3 İkinci Gelecek Projeksiyonu

Türkiye'nin doğal gaz arzını incelemek için Çizelge 6.2'deki verilerle hesaplanan ağırlık faktörleri, doğal gaz arzının gelecek projeksiyonunu oluşturmada ikinci gelecek projeksiyonu için de kullanılmıştır. İkinci gelecek projeksiyonu oluşturulurken, (birinci projeksiyon için olduğu gibi toplam doğal gaz arzı üzerinden değil) her ihracatçı ülke için (genel gelişim çerçevesinde) ağırlık faktörleri ayrı ayrı ele alınarak projeksiyon oluşturma yoluna gidilmiştir.

Böylelikle, her ülkenin son yapılan anlaşma çerçevesinde tedarikçi arzı bağlamında ağırlık faktörü değerlerinin kullanılması yoluna gidilmiştir. Dolayısı ile bu projeksiyon ile önümüzdeki yıllarda tedarik arzının ülkelerce artabileceği ve gelişim çerçevesinde yeni anlaşmaların yapılabileceği hallerini göz önüne almak mümkün olabilmektedir. Bu çerçevede, geçmişten gelen tedarikçi arzı artma eğilimi 2023 yılına kadar bir projeksiyon oluşturmak üzere her ülke için en uygun uyum eğrisi çizilerek bu eğrilerin toplamıyla gelecek projeksiyonu oluşturulmuştur.

6.3.1 Rusya

Türkiye'nin ithal ettiği doğal gazda bu zamana kadar en büyük paya sahip olan Rusya'nın 1999-2012 yılları arası doğal gaz arzındaki ağırlık faktörü Çizelge 6.2'de verilmişti. Bu verilere dayanılarak 2013-2023 yılları arasında Rusya'dan ithal edilecek doğal gaz hacmi gelecek projeksiyonu oluşturulmaya çalışılmıştır. Ağırlık faktörlerinin geçmiş yıllardaki artışının aynı şekilde devam edileceği varsayılmış ve buna uygun bir uyum eğrisi oluşturulmuştur. Şekil 6.2'de ikinci gelecek projeksiyonu içinde Rusya'nın arz hacmine ilişkin grafik görülmektedir.



Şekil 6.2: Ağırlık faktörlerine göre ikinci gelecek projeksiyonunda Rusya'nın doğal gaz arz hacmi (milyon m³).

Bu eğri oluşturulurken seçilen veriler 1999 yılından değil 2003'dan itibaren başlatılmıştır. Zira, 1997'de Rusya ile imzalanan son antlaşma çerçevesinde “Mavi Akım” doğal gazı 2003 yılından itibaren devreye girmiştir. Bu sebeple de Rusya'dan anlaşmalarla ithal edilen toplam doğal gaz kapasitesi 1999-2002 yılları arası 14000 milyon m³/yıl iken 2003'ten itibaren 30000 milyon m³/yıl olmuştur (Çizelge 6.1). Bundan sonra da “Mavi Akım” doğal gazı devrede olacağından hareketle yapılan gelecek projeksiyonunda seçilen veriler 2003 yılından başlatılmıştır.

Oluşturulan uyum eğrisi Şekil 6.2'de kullanılan eşitlik ile birlikte görülmektedir. Bu eşitliğe göre 2013-2023 yılları arası hesaplanan ağırlık faktörleri ve Eşitlik 6.3 kullanılarak hesaplanan bu aralıktaki yıllık doğal gaz arz hacimleri Çizelge 6.5'te verilmiştir.

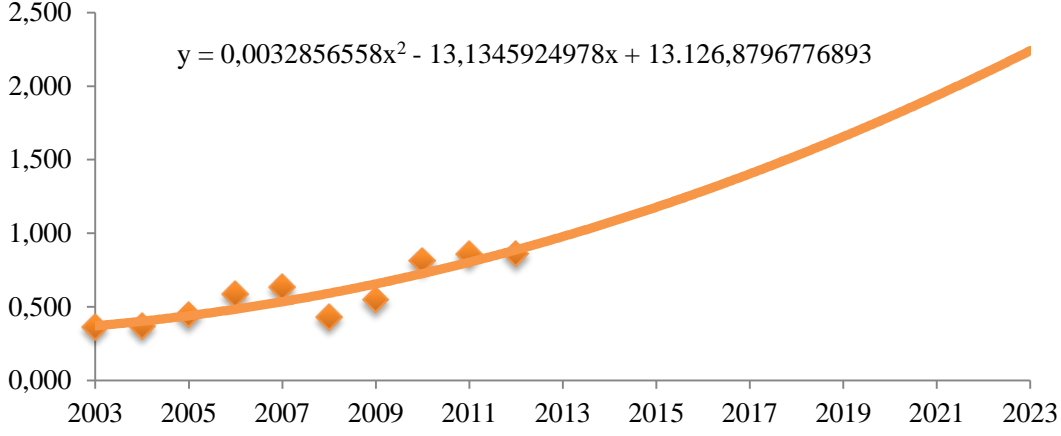
Çizelge 6.5: Ağırlık faktörlerine göre ikinci gelecek projeksiyonunda Rusya'nın doğal gaz arz hacmi.

Yıl	Hacim (milyon m3)	Anlaşma Kapasitesi (milyon m3)	Ağırlık Faktörü
2013	27852	30000	0,928
2014	29768	30000	0,992
2015	31817	30000	1,061
2016	34006	30000	1,134
2017	36345	30000	1,212
2018	38846	30000	1,295
2019	41519	30000	1,384
2020	44376	30000	1,479
2021	47429	30000	1,581
2022	50692	30000	1,690
2023	54180	30000	1,806

6.3.2 İran

Türkiye'nin Rusya'dan sonra ithal ettiği doğal gazda ikinci en büyük paya sahip olan İran'ın 1999-2012 yılları arası doğal gaz arzındaki ağırlık faktörü Çizelge 6.2'de verilmiştir. Bu verilere dayanılarak 2013-2023 yılları arasında İran'dan ithal edilecek doğal gaz hacmi çerçevesinde gelecek projeksiyonu oluşturulmaya çalışılmıştır. Ağırlık faktörlerinin geçmiş yıllardaki artışının aynı şekilde devam edeceği varsayılmış ve buna uygun bir uyum eğrisi Şekil 6.3'de gösterildiği gibi oluşturulmuştur.

Bu eğri oluşturulurken seçilen veriler 1999 yılından değil 2003'dan itibaren başlatılmıştır. Bunun sebebi ise, İran ile 1996 yılında imzalanan ilk doğal gaz alım anlaşması kapsamında ilk doğal gaz iletimi 2001 yılında başlamış olması ve fakat 2003 yılına kadar iletimin kapasitenin çok altında gerçekleşmiş olmasıdır (Çizelge 5.1).



Şekil 6.3: Ağırlık faktörlerine göre ikinci gelecek projeksiyonunda İran'ın doğal gaz arz hacmi (milyon m³).

Oluşturulan uyum eğrisi Şekil 6.3'te, kullanılan eşitlik ile birlikte gösterilmiştir. Bu eşitliğe göre 2013-2023 yılları arası hesaplanan ağırlık faktörleri ve Eşitlik 6.3 kullanılarak hesaplanan bu aralıktaki yıllık doğal gaz arz hacimleri Çizelge 6.6'da verilmiştir.

Çizelge 6.6: Ağırlık faktörlerine göre ikinci gelecek projeksiyonunda İran'ın doğal gaz arz hacmi.

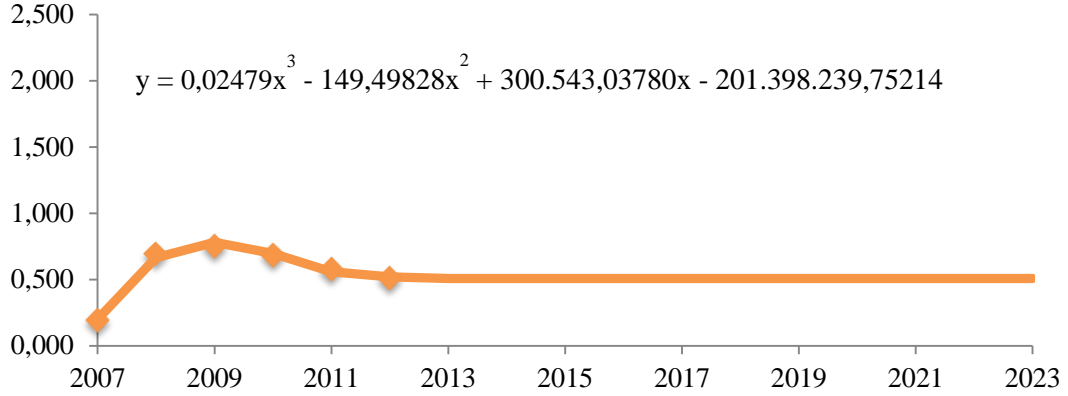
Yıl	Hacim (milyon m ³)	Anlaşma Kapasitesi (milyon m ³)	Ağırlık Faktörü
2013	9342	9556	0,978
2014	10266	9556	1,074
2015	11253	9556	1,178
2016	12303	9556	1,288
2017	13416	9556	1,404
2018	14592	9556	1,527
2019	15830	9556	1,657
2020	17132	9556	1,793
2021	18496	9556	1,936
2022	19922	9556	2,085
2023	21412	9556	2,241

6.3.3 Azerbaycan

Türkiye'nin doğal gaz ithal ettiği ülkelerden önemli biri olan Azerbaycan'ın 1999-2012 yılları arası doğal gaz arzındaki ağırlık faktörü Çizelge 6.2'de verilmiştir. Bu verilere dayanılarak 2013-2023 yılları arasında Azerbaycan'dan ithal edilecek doğal gaz hacmine ilişkin gelecek projeksiyonu oluşturulmaya çalışılmıştır. Ağırlık

faktörlerinin geçmiş yıllardaki artışının aynı şekilde devam edileceği varsayılmış ve buna uygun bir uyum eğrisi oluşturulmuştur (Şekil 6.4).

Çizelge 5.1'deki verilere göre Azerbaycan'dan ithal doğal gaz iletimi ilk olarak 2007 yılında başladığı için Şekil 6.4'teki veri noktaları 2007 yılından itibaren seçilmiştir.



Şekil 6.4: Ağırlık faktörlerine göre ikinci gelecek projeksiyonunda Azerbaycan'ın doğal gaz arz hacmi (milyon m³).

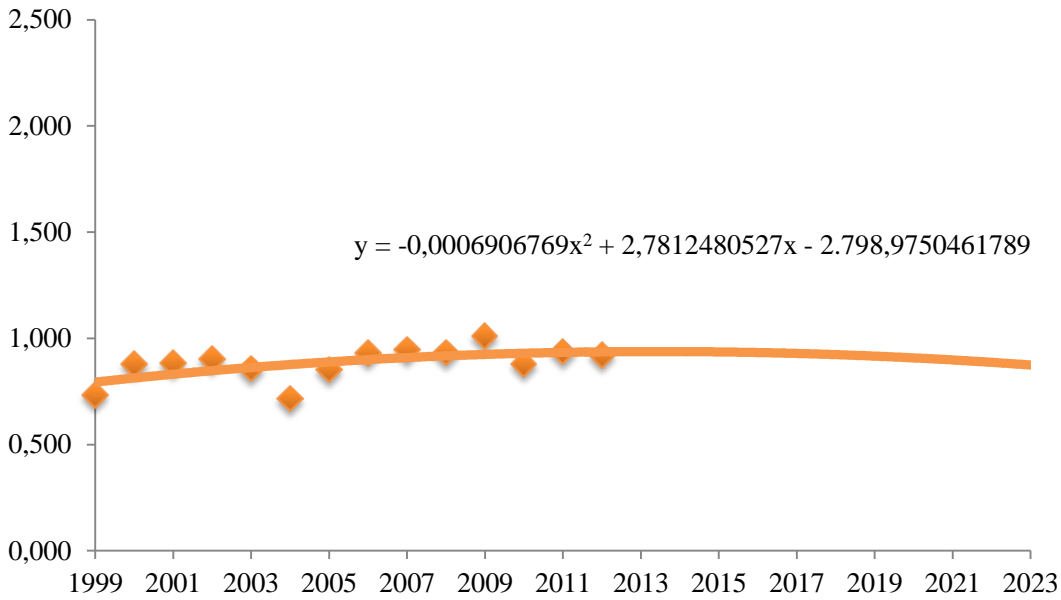
Oluşturulan uyum eğrisi Şekil 6.4'te, kullanılan eşitlik ile birlikte gösterilmiştir. Bu eşitliğe göre 2013-2023 yılları arası hesaplanan ağırlık faktörleri ve Eşitlik 6.3 kullanılarak hesaplanan bu aralıktaki yıllık doğal gaz arz hacimleri Çizelge 6.7'de verilmiştir.

Çizelge 6.7: Ağırlık faktörlerine göre ikinci gelecek projeksiyonunda Azerbaycan'ın doğal gaz arz hacmi.

Yıl	Hacim (milyon m ³)	Anlaşma Kapasitesi (milyon m ³)	Ağırlık Faktörü
2013	3357	6600	0,509
2014	3357	6600	0,509
2015	3357	6600	0,509
2016	3357	6600	0,509
2017	3357	6600	0,509
2018	3357	6600	0,509
2019	3357	6600	0,509
2020	3357	6600	0,509
2021	3357	6600	0,509
2022	3357	6600	0,509
2023	3357	6600	0,509

6.3.4 Cezayir (LNG)

Türkiye'nin en büyük LNG tedarikçi ülkesi olan Cezayir'in 1999-2012 yılları arası doğal gaz arzındaki ağırlık faktörü Çizelge 6.2'de verilmiştir. Bu verilere dayanılarak 2013-2023 yılları arasında Cezayir'den ithal edilecek doğal gaz hacmi için gelecek projeksiyonu yapılmaya çalışılmıştır. Ağırlık faktörlerinin geçmiş yıllardaki artışının aynı şekilde devam edeceği varsayılmış ve buna uygun bir uyum eğrisi oluşturulmuştur (Şekil 6.5). Oluşturulan uyum eğrisi Şekil 6.5'te, kullanılan eşitlik ile birlikte gösterilmiştir. Bu eşitliğe göre 2013-2023 yılları arası hesaplanan ağırlık faktörleri ve Eşitlik 6.3 kullanılarak hesaplanan bu aralıktaki yıllık doğal gaz arz hacimleri Çizelge 6.8'de verilmiştir.



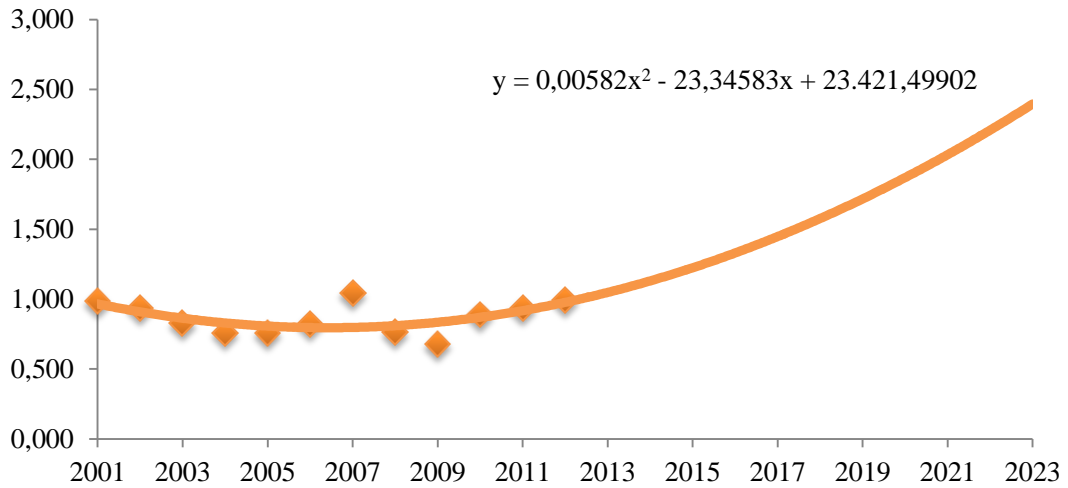
Şekil 6.5: Ağırlık faktörlerine göre ikinci gelecek projeksiyonunda Cezayir'in doğal gaz arz hacmi (milyon m³).

Çizelge 6.8: Ağırlık faktörlerine göre ikinci gelecek projeksiyonunda Cezayir'in doğal gaz arz hacmi.

Yıl	Hacim (milyon m3)	Anlaşma Kapasitesi (milyon m3)	Ağırlık Faktörü
2013	4167	4444	0,938
2014	4167	4444	0,938
2015	4160	4444	0,936
2016	4148	4444	0,933
2017	4129	4444	0,929
2018	4104	4444	0,923
2019	4072	4444	0,916
2020	4035	4444	0,908
2021	3992	4444	0,898
2022	3942	4444	0,887
2023	3886	4444	0,875

6.3.5 Nijerya (LNG)

Türkiye'nin diğer bir LNG tedarikçi ülkesi olan Nijerya'nın 1999-2012 yılları arası doğal gaz arzındaki ağırlık faktörü Çizelge 6.2'de verilmiştir. Bu verilere dayanılarak 2013-2023 yılları arasında Nijerya'dan ithal edilecek doğal gaz hacmi için gelecek projeksiyonu oluşturulmaya çalışılmıştır. Ağırlık faktörlerinin geçmiş yıllardaki artışının aynı şekilde devam edeceği varsayılmış ve buna uygun bir uyum eğrisi Şekil 6.6'da gösterildiği gibi oluşturulmuştur.



Şekil 6.6: Ağırlık faktörlerine göre ikinci gelecek projeksiyonunda Nijerya'nın doğal gaz arz hacmi (milyon m³).

Çizelge 5.1'deki verilere göre Nijerya'dan ithal doğal gaz iletimi ilk olarak 2001 yılında başladığı için Şekil 6.6'daki veri noktaları o yıldan itibaren gösterilmiştir.

Oluşturulan uyum eğrisi Şekil 6.6'da, kullanılan eşitlik ile birlikte gösterilmiştir. Bu eşitliğe göre 2013-2023 yılları arası hesaplanan ağırlık faktörleri ve Eşitlik 6.3 kullanılarak hesaplanan bu aralıktaki yıllık doğal gaz arz hacimleri Çizelge 6.9'da verilmiştir.

Çizelge 6.9: Ağırlık faktörlerine göre ikinci gelecek projeksiyonunda Nijerya'nın doğal gaz arz hacmi.

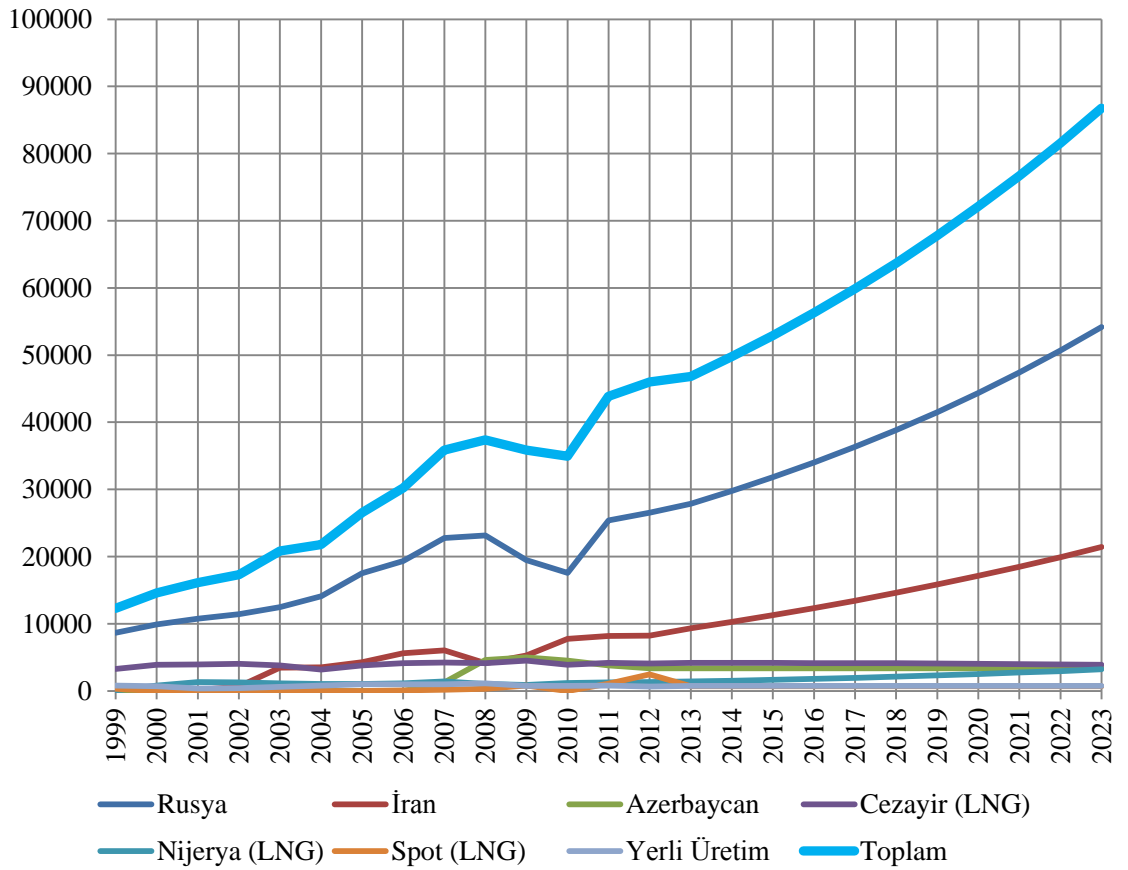
Yıl	Hacim (milyon m3)	Anlaşma Kapasitesi (milyon m3)	Ağırlık Faktörü
2013	1401	1338	1,047
2014	1512	1338	1,130
2015	1638	1338	1,224
2016	1779	1338	1,330
2017	1936	1338	1,447
2018	2109	1338	1,576
2019	2297	1338	1,717
2020	2501	1338	1,869
2021	2720	1338	2,033
2022	2955	1338	2,208
2023	3205	1338	2,395

6.3.6 Toplam arz

Ağırlık faktörlerine göre ikinci gelecek projeksiyonunda, Türkiye'nin 2023 yılında arz etmesi gereken toplam doğal gaz hacmini hesaplayabilmek için Rusya, İran, Azerbaycan, Cezayir ve Nijerya için yapılan projeksiyonlara ek olarak spot alımlarla ve yerli üretim ile arz edilecek hacimleri de hesaba katmak gerekmektedir. Çizelge 5.1'deki verilerden de görülebileceği üzere, spot alımlar ve yerli üretime dair sistematik bir projeksiyon üretmek zor olduğundan ötürü, bu iki kategorideki değerler 1999-2012 yılları arasındaki verilerin ayrı ayrı ortalaması alınarak değerlendirilmiştir. Tüm değerlendirmeler sonucunda ortaya çıkan, ülkelerin ayrı ayrı doğal gaz arzı ve toplam doğal gaz arz projeksiyon değerleri Çizelge 6.10'da ve Şekil 6.7'de gösterilmiştir. Şekil 6.7'deki "Toplam" doğal gaz arz değeri, Şekil 6.1'deki ağırlık faktörlerine göre birinci gelecek projeksiyonu değerleri ile kıyaslandığında oldukça yüksek çıktığı gözlenmektedir.

Çizelge 6.10: Ağırlık faktörlerine göre ikinci gelecek projeksiyonunda yıllara ve kaynaklara göre doğal gaz arzı dağılımı (milyon m³).

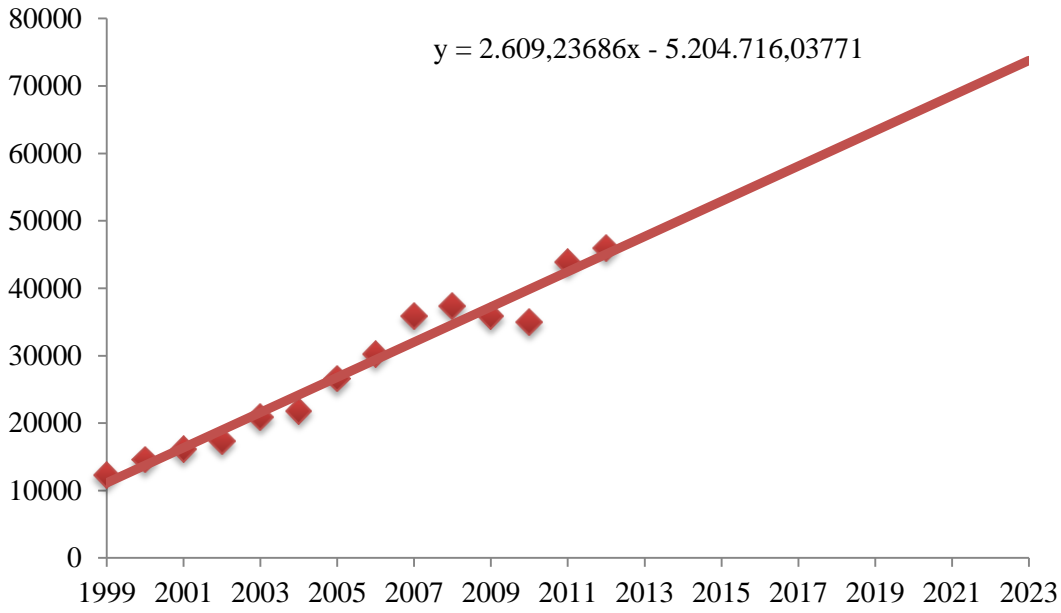
Yıl	Rusya	İran	Azerbaycan	Cezayir (LNG)	Nijerya (LNG)	Spot (LNG)	Yerli Üretim	Toplam
2013	27852	9342	3357	4167	1401	700	756	46492
2014	29768	10266	3357	4167	1512	700	756	49443
2015	31817	11253	3357	4160	1638	700	756	52598
2016	34006	12303	3357	4148	1779	700	756	55966
2017	36345	13416	3357	4129	1936	700	756	59556
2018	38846	14592	3357	4104	2109	700	756	63380
2019	41519	15830	3357	4072	2297	700	756	67449
2020	44376	17132	3357	4035	2501	700	756	71773
2021	47429	18496	3357	3992	2720	700	756	76366
2022	50692	19922	3357	3942	2955	700	756	81241
2023	54180	21412	3357	3886	3205	700	756	86413



Şekil 6.7: Ağırlık faktörlerine göre ikinci gelecek projeksiyonunda yıllara ve kaynaklara göre doğal gaz arzı dağılımı (milyon m³).

6.4 Üçüncü Gelecek Projeksiyonu

Türkiye'nin gelecek 10 yıldaki doğal gaz arzına ilişkin yapılabilecek projeksiyonlardan biri de, en sade haliyle, Çizelge 5.1'de verilen 1999-2012 yılları arasındaki toplam doğal gaz arzı verilerine dayanarak doğrusal bir matematiksel projeksiyon oluşturma yöntemidir. Bu projeksiyonda, ulaşılabilen veriler Şekil 6.8'deki grafikte nokta şeklinde gösterilmiştir. Bu noktalardan geçen en uygun doğrusal uyum eğrisi Microsoft Excel yazılımı ile hesaplanmıştır (Microsoft, 2013). Bu uyum eğrisi ve doğrusal eşitliğin ifadesi de Şekil 6.8'de verilmiştir.

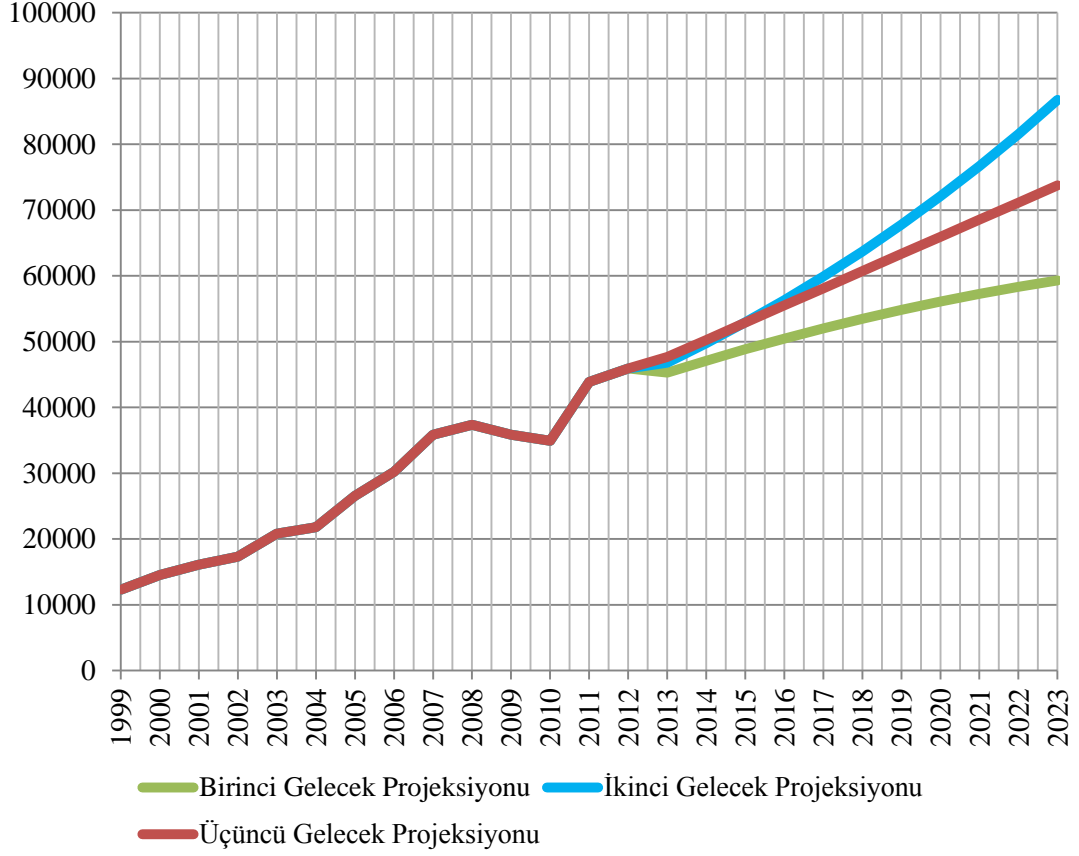


Şekil 6.8: Üçüncü gelecek projeksiyonuna göre toplam doğal gaz arz hacmi (milyon m³).

Şekil 6.8'deki uyum eğrisi ifadesinde, 2013-2023 yılları arasındaki veriler yerlerine konularak bu yıllarda projeksiyon çerçevesinde erişilmesi beklenen doğal gaz arz hacim değerleri hesaplanmış ve Çizelge 6.11'de belirtilmiştir. Ağırlık faktörlerine göre hesaplanan Çizelge 6.3'teki birinci gelecek projeksiyonu ve Çizelge 6.10'daki ikinci gelecek projeksiyonu göz önüne alındığında, bu projeksiyonda hesaplanan doğrusal uyum eğrisinin diğer iki projeksiyon eğrisinin arasında yer aldığı görülmüştür (Şekil 6.9).

Çizelge 6.11: Üçüncü gelecek projeksiyonuna göre toplam doğal gaz arz hacmi (milyon m³).

Yıl	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Hacim	47678	50287	52896	55505	58115	60724	63333	65942	68552	71161	73770



Şekil 6.9: Ağırlık faktörlerine göre (birinci ve ikinci) ve üçüncü gelecek doğal gaz arzı projeksiyonları (milyon m³).

6.5 Türkiye'nin Hedeflerine Göre Gelecek Projeksiyonu

Türkiye doğal gaz arz güvenliğini uzun vadede inceleyebilmek için göz önünde bulundurulması gereken kriterlerden biri de, enerji politikaları açısından Türkiye'nin neyi hedeflediği ve politika olarak ne beklentisi olduğudur. Tezin bu başlığı altında, (daha önce Bölüm 6.2 - Bölüm 6.3'de) yapılan gelecek projeksiyonlarına ek olarak Türkiye'nin kalkınma ve uzun vadede hedeflerini içeren 10. Kalkınma Planı ve Türkiye 2023 Hedefleri değerlendirilmiştir.

6.5.1. 10. Kalkınma Planı hedefleri projeksiyonu

Resmi Gazete'de 02.07.2013 tarihinde yayınlanan ve Türkiye'nin gelişmesi, büyümesi için yol gösterici nitelikte olması hedeflenen 10. Kalkınma Planı'nda enerji sektöründeki gelişmeler ve hedeflere yer verilmiş bulunmaktadır (TC Resmi Gazete, 2013). 2014-2018 yıllarını kapsayan 10. Kalkınma Planı'nda yer alan 2018 yılına ilişkin hedefler Çizelge 6.12'de gösterilmiştir.

Çizelge 6.12: 10. Kalkınma Planı'nda yer alan 2018 yılına ilişkin enerji sektörü hedefleri (TC Resmi Gazete, 2013).

Elektrik Enerjisi Talebi	341.000 GWh
Doğal Gazın Elektrik Üretimindeki Payı	%41
Doğal Gazdan Üretilecek Elektrik Enerjisi	139.810 GWh

2018 yılında doğal gazdan üretilmesi hedeflenen elektrik enerjisi miktarını bir kriter olarak kabul edip, 2018 yılında arz edilmesi hedeflenen toplam doğal gaz hacmine dair bir projeksiyon oluşturulması mümkündür. Bu projeksiyon değerine ulaşabilmek için, 2018 yılında doğal gazdan üretilen elektrik miktarı (GWh) ile aynı yılda arz edilecek toplam doğal gaz hacmi (milyon m³) arasında bir bağıntı kurmak gerekmektedir. Bu amaçla, öncelikle;

$$v = \gamma \cdot \tau \quad (6.5)$$

kullanılmıştır.

Bu ifadede;

v : Seçilen yılda elektrik üretiminde kullanılan doğal gazın hacmini (milyon m³)

γ : Seçilen yılda elektrik üretiminin toplam doğal gaz arzındaki oranını

τ : Seçilen yılda toplam doğal gaz arzı (milyon m³)

temsil etmektedir.

Eşitlik 6.5'le, projeksiyon için seçilen yıldaki elektrik üretiminde kullanılan doğal gazın hacmi ile aynı yılda arz edilen toplam doğal gaz hacmi arasında bir γ katsayısı belirlemek mümkündür.

İkinci aşamada ise Eşitlik 6.6 kullanılmıştır.

$$\varepsilon = \delta \cdot v \quad (6.6)$$

Bu ifadede;

ε : Seçilen yılda doğal gazdan üretilen elektrik enerjisini (GWh)

δ : Seçilen yıldaki enerji dönüşüm katsayısını (GWh/milyon m³)

v : Seçilen yıldaki elektrik üretiminde kullanılan doğal gazın hacmini (milyon m³)

temsil etmektedir.

Eşitlik 6.6 ile, projeksiyon için seçilen yıldaki elektrik üretimi için kullanılan doğal gazın hacmi ve doğal gazdan üretilen elektrik enerjisi miktarı arasında bir δ dönüşüm katsayısı belirlemek mümkündür.

Eşitlik 6.5 ve 6.6 bir araya getirilip düzenlendiğinde, projeksiyon için ilgilenilen yıldaki doğal gazdan üretilen elektrik enerjisi miktarı ile aynı yıldaki toplam doğal gaz arz hacmi arasında ifadeyi (τ), Eşitlik 6.7'deki gibi yazmak mümkündür.

$$\tau = \frac{\varepsilon}{\delta \cdot \gamma} \quad (6.7)$$

Böylelikle, Eşitlik 6.7 kullanılarak ve 10. Kalkınma Planı'ndaki 2018 yılı doğal gazdan üretilen elektrik miktarı ele (ε) alınarak o yılda arz edilecek toplam doğal gaz hacmine ulaşmak mümkün olabilecektir. Bunun için Eşitlik 6.7'deki γ ve δ katsayılarının bilinmesi gerekmektedir.

2018 yılındaki elektrik üretiminin toplam doğal gaz arzındaki oranına (γ) yönelik bir öngöründe bulunabilmek için, Şekil 4.18'de gösterilen “Elektrik Üretimine Doğal Gaz Tüketimindeki Payı (%)” değerleri göz önüne alınmıştır. EPDK'dan ulaşılabilen 2009-2012 yılları arasındaki veriler çerçevesinde bu yıllar için elektrik üretiminin doğal gaz tüketimindeki payına ilişkin ortalama değer %50 olduğu görülmektedir (Şekil 4.18). Bu oranın sabit kalacağı kabulü ile 2018 yılında elektrik üretiminin toplam doğal gaz arzındaki oranının (γ) 0,50 olarak alınması benimsenmiştir (Çizelge 6.15). Ayrıca, diğer hesaplamalarda kullanılmak üzere, elimizde verisi olmayan 1999-2008 yıllarında da γ değişkeni için yine 0,50'ye eşit olduğu kabulü yapılmıştır. Buna göre hesaplanan 1999-2012 yılları arası “Elektrik Üretiminde Kullanılan Doğal Gaz (v)” değerleri Çizelge 6.13'te verilmiştir.

Çizelge 6.13: 1999-2012 yılları arası hesaplanan doğal gaz verileri.

Yıl	Toplam Doğal Gaz Arzı (τ)	Elektrik Üretiminde Doğal Gaz Tüketimindeki Payı (γ)	Elektrik Üretiminde Kullanılan Doğal Gaz (ν)
1999	12308	0,50	6154
2000	14570	0,50	7285
2001	16093	0,50	8047
2002	17328	0,50	8664
2003	20829	0,50	10415
2004	21797	0,50	10899
2005	26571	0,50	13286
2006	30221	0,50	15111
2007	35842	0,50	17921
2008	37350	0,50	18675
2009	35856	0,53	19004
2010	34957	0,51	17828
2011	43875	0,48	21060
2012	45922	0,48	22043

2018 yılındaki, Eşitlik 6.6’da yer verilen enerji dönüşüm katsayısına (δ) ulaşmak için Çizelge 6.13’teki 1999-2012 yılları arası “Elektrik Üretiminde Kullanılan Doğal Gaz (milyon m³)” değerleri ve aynı dönemde doğal gazdan üretilen elektrik enerjisi miktarı verileri gerekmektedir. ETKB ve EPDK’dan alınan veriler ışığında 1999-2012 yılları arasında doğal gazdan üretilen elektrik üretimi değerlerine erişilmiştir (EPDK, 2013b; ETKB, 2013). Bu veriler, Çizelge 6.13’teki “Elektrik Üretiminde Kullanılan Doğal Gaz (milyon m³)” değerleri ile birlikte Eşitlik 6.6’da yerine koyularak 1999-2012 yılları arasındaki enerji dönüşüm katsayısı (δ) hesaplanmıştır. Kullanılan veriler ve hesaplanan δ değerleri Çizelge 6.14’te gösterilmiştir.

Çizelge 6.14: 1999-2012 yılları arası doğal gazdan elektrik üretimi verileri ve hesaplanan enerji dönüşüm katsayısı değerleri (EPDK, 2013b; ETKB, 2013).

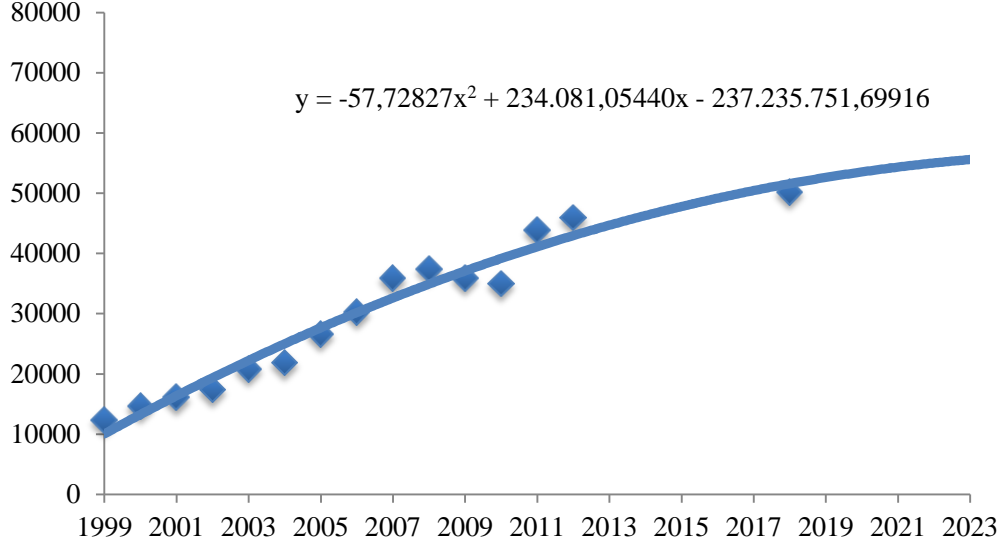
Yıl	Doğal Gazdan Elektrik Üretimi (€)	Enerji Dönüşüm Katsayısı (δ)	Elektrik Üretiminde Kullanılan Doğal Gaz (ν)
1999	36346	5,91	6154
2000	46217	6,34	7285
2001	49549	6,16	8047
2002	52497	6,06	8664
2003	63536	6,10	10415
2004	62242	5,71	10899
2005	73445	5,53	13286
2006	80691	5,34	15111
2007	95025	5,30	17921
2008	98685	5,28	18675
2009	96095	5,06	19004
2010	98144	5,51	17828
2011	104048	4,94	21060
2012	103283	4,69	22043

Çizelge 6.14'teki "Enerji Dönüşüm Katsayısı (GWh/milyon m³)" değerleri ele alındığında 14 yıllık dönemde çok fazla değişmediği görülmektedir. 1999-2012 yılları arasındaki enerji dönüşüm katsayısının Çizelge 6.14'teki değerlere göre aritmetik ortalaması alındığında 5,57'ye eşit olduğu hesaplanmıştır. Buradan hareketle, 10. Kalkınma Planı'na göre 2018 yılı projeksiyonu için gereken (δ) katsayısı değerinin de 5,57'ye eşit olacağı kabul edilmiştir (Çizelge 6.15).

Çizelge 6.12'deki Türkiye'nin 2018 yılında doğal gazdan üreteceği elektrik enerjisi miktarı ile hesaplanan γ ve δ katsayıları Eşitlik 6.7'de yerine konulduğunda elde edilen sonuçlar Çizelge 6.15'te gösterilmiştir. Bu sonuçlara göre oluşturulan uyum eğrisi ve doğrusal eşitliğin ifadesi de Şekil 6.10'da verilmiştir.

Çizelge 6.15: 10. Kalkınma Planı'na göre hesaplamalar sonucu bulunan doğal gaz hacmi ve elektrik üretimi değerleri.

Yıl	Toplam Doğal Gaz Arzı (τ)	Elektrik Üretiminin Doğal Gaz Tüketimindeki Payı (γ)	Elektrik Üretiminde Kullanılan Doğal Gaz (ν)	Doğal Gazdan Elektrik Üretimi (€)	Enerji Dönüşüm Katsayısı (δ)
2018	50201	0,50	25101	139810	5,57



Şekil 6.10: 10. Kalkınma Planı'na göre projeksiyon ve 1999-2012 yılları arası verilerle birlikte toplam doğal gaz arz hacmi (milyon m³).

6.5.2 Türkiye 2023 Hedefleri projeksiyonu

T.C. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanı Taner Yıldız'ın 2011 yılında Çerçeve Dergisinde yer alan “Türkiye'nin Enerji Stratejisi ve 2023 Hedefleri; Enerji Yatırımlarının Boyutu ve Teşvikler” başlıklı yazısına göre; Türkiye'nin 2023 hedefleri kapsamında, toplam elektrik tüketiminin 500 milyar kWh olacağı tahmin edilmektedir (Yıldız, 2011).

Ayrıca, 2009 yılında Devlet Planlama Teşkilatı tarafından yayınlanan ve Türkiye'de enerji arz güvenliğini arttırmaya yönelik uzun vadeli hedefleri içeren “Elektrik Enerjisi Piyasası ve Arz Güvenliği Strateji Belgesi”nde; Türkiye'nin enerji sektöründe dışa olan bağıllığını azaltmak amacıyla, 2023 yılında elektrik üretiminde doğal gazın payının %30'un altına inmesinin hedeflendiği belirtilmiştir (DPT, 2009).

Bu iki bilgi göz önünde bulundurularak Türkiye'nin 2023 yılında doğal gazdan üretmesi hedeflenen elektrik enerjisi miktarı hesaplanmış ve değerler Çizelge 6.16'da verilmiştir.

Çizelge 6.16: Doğal gaz piyasası için Türkiye 2023 Hedefleri değerleri (DPT, 2009; Yıldız, 2011).

Elektrik Enerjisi Talebi	500.000 GWh
Doğal Gazın Elektrik Üretimindeki Payı	% 30
Doğal Gazdan Üretilen Elektrik Enerjisi	150.000 GWh

Çizelge 6.16’da verilen 2023 yılında doğal gazdan üretilmesi hedeflenen elektrik enerjisi miktarını bir kriter olarak kabul edip, 2023 yılında arz edilmesi hedeflenen toplam doğal gaz hacmine dair bir projeksiyon oluşturulması mümkündür. Bu projeksiyon değerine ulaşabilmek için, 2023 yılında doğal gazdan üretilecek elektrik miktarı (GWh) ile aynı yılda arz edilecek toplam doğal gaz hacmi (milyon m³) arasında bir bağıntı kurmak gerekmektedir (Eşitlik 6.7).

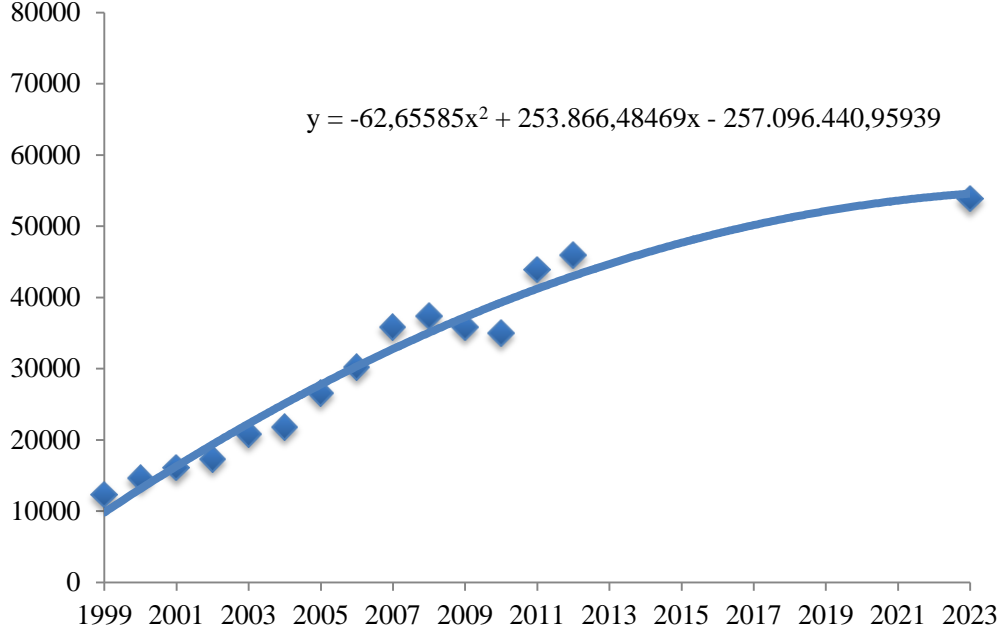
Eşitlik 6.7 kullanılarak ve Türkiye 2023 Hedefleri’ndeki doğal gazdan üretilecek elektrik miktarı (ϵ) ele alınarak 2023 yılında arz edilecek toplam doğal gaz hacmine ulaşmak mümkündür. Bunun için Eşitlik 6.7’deki γ ve δ katsayılarının bilinmesi gerekmektedir.

2023 yılına ilişkin bu katsayıların belirlenmesi için Bölüm 6.3.1’deki yöntem ve varsayımlar kullanılmıştır. Bu varsayımlara göre γ değeri 2023 yılı için, Şekil 4.18’de gösterilen 2009-2012 yılları “Elektrik Üretimine Doğal Gaz Tüketimindeki Payı (%)” değerlerinin ortalaması olan 0,50 alınmıştır (Çizelge 6.17). Eşitlik 6.7’deki δ değişkeninin 2023 yılı değeri için ise Çizelge 6.14’te gösterilen 1999-2012 yılları arası “Enerji Dönüşüm Katsayısı (δ)” değerlerinin ortalaması olan 5,57 kabul edilmiştir (Çizelge 6.17).

Çizelge 6.16’daki Türkiye’nin 2023 yılında doğal gazdan üreteceği elektrik enerjisi miktarı ile hesaplanan γ ve δ katsayıları Eşitlik 6.7’de yerine konulduğunda elde edilen sonuçlar Çizelge 6.17’te gösterilmiştir.

Çizelge 6.17: Türkiye 2023 Hedefleri’ne göre hesaplamalar sonucu bulunan doğal gaz hacmi ve elektrik üretimi değerleri.

Yıl	Toplam Doğal Gaz Arzı (τ)	Elektrik Üretimine Doğal Gaz Tüketimindeki Payı (γ)	Elektrik Üretiminde Kullanılan Doğal Gaz (ν)	Doğal Gazdan Elektrik Üretimi (ϵ)	Enerji Dönüşüm Katsayısı (δ)
2023	53860	0,50	26930	150000	5,57

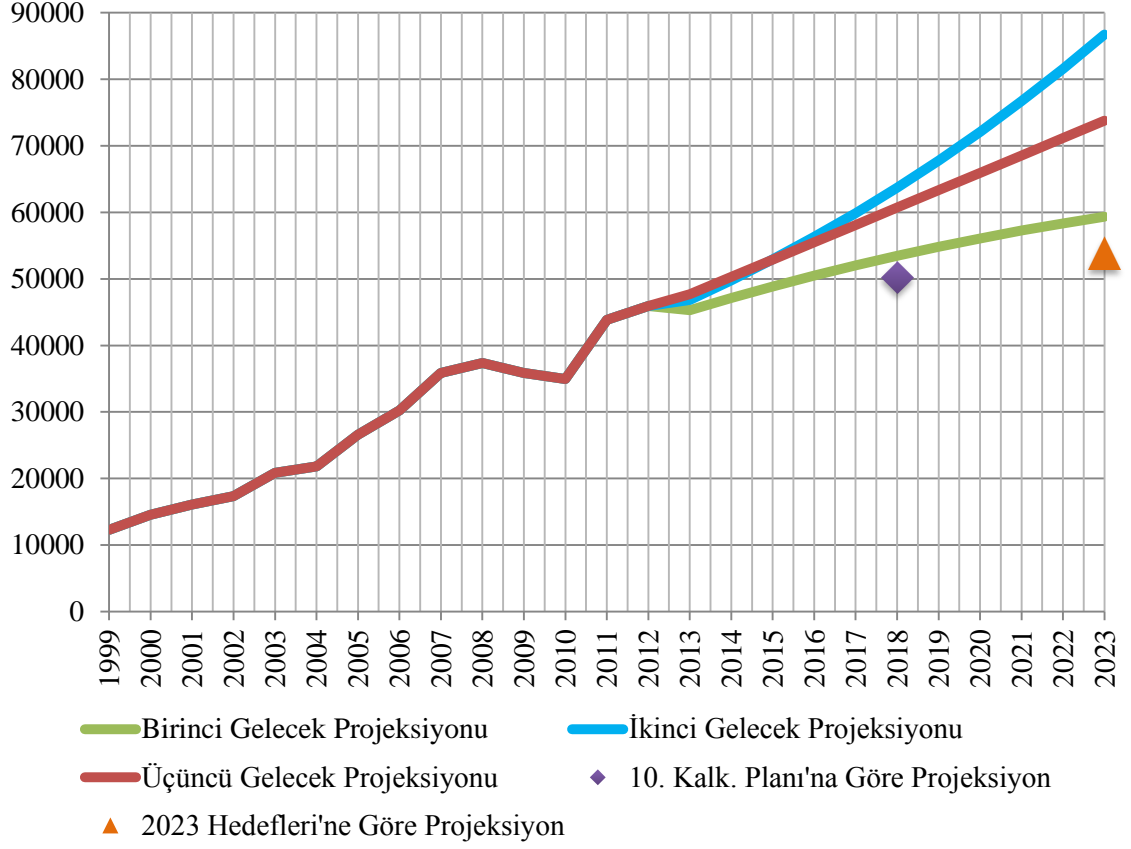


Şekil 6.11: Türkiye 2023 Hedeflerine göre projeksiyon ve 1999-2012 yılları arası verilerle birlikte toplam doğal gaz arz hacmi (milyon m³).

Çizelge 6.17'deki Türkiye 2023 Hedeflerine göre hesaplanan projeksiyonel doğal gaz toplam arz hacmi ve Çizelge 5.1'deki değerlerle birleştirilerek Türkiye doğal gaz arz hacminin 2023 yılına kadarki projeksiyonu elde edilmiştir. Bu projeksiyona ilişkin grafik Şekil 6.11'de verilmiştir.

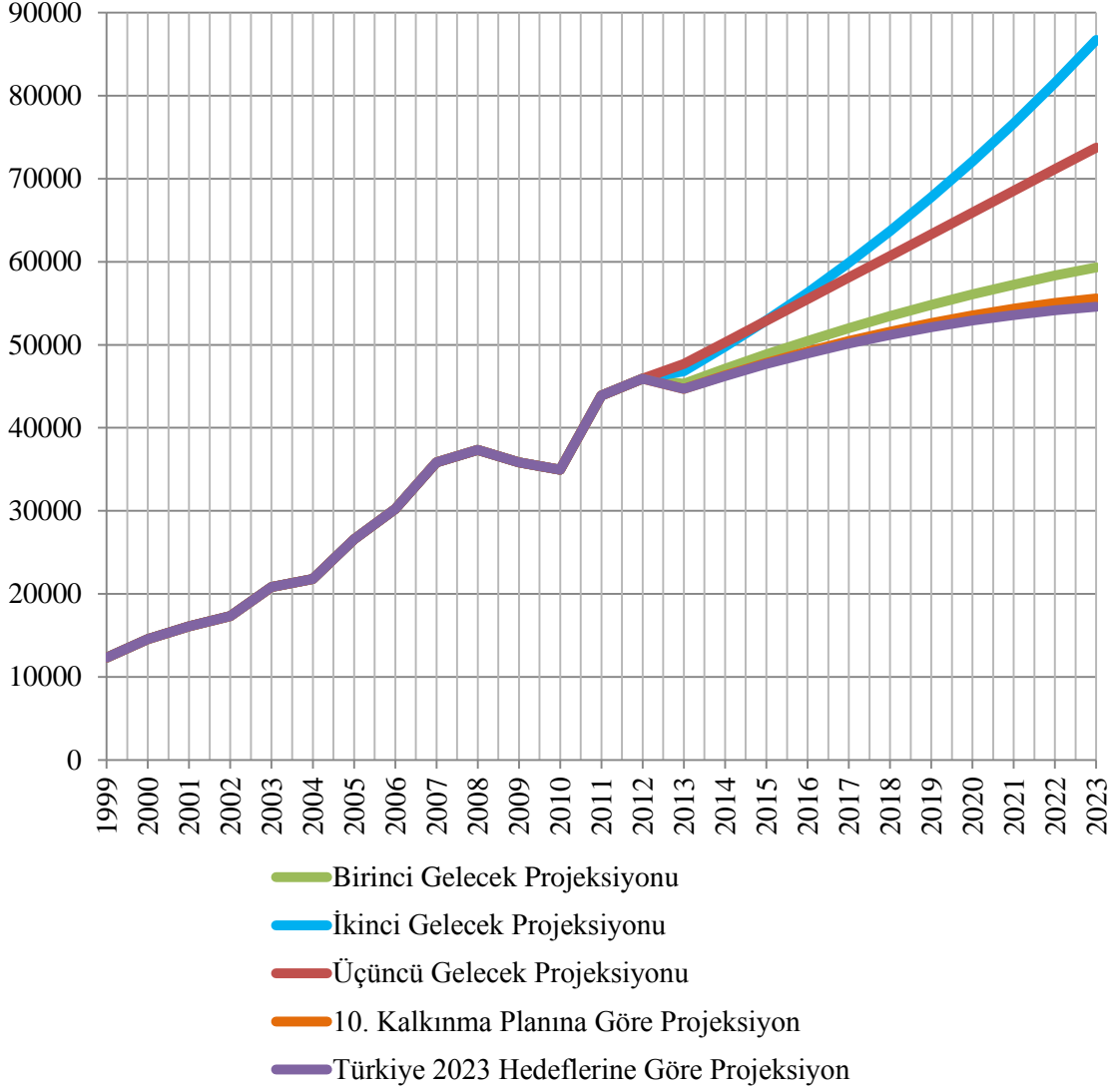
6.6 Gelecek Projeksiyonları ve Hedef Projeksiyonların Toplu Değerlendirmesi

Türkiye doğal gaz arz güvenliğine ilişkin gelecek projeksiyonu yapabilmek için önceki bölümlerde oluşturulan birinci, ikinci ve üçüncü gelecek projeksiyonları ile 10. Kalkınma Planı'na ve Türkiye 2023 Hedefleri'ne göre gelecekte erişilmesi hedeflenen toplam doğal gaz arz hacimleri Şekil 6.12 ve Şekil 6.13'te gösterilmiştir.



Şekil 6.12: Türkiye doğal gaz arzı, gelecek projeksiyonları ve hedefleri birlikte gösterimi (milyon m³).

Şekil 6.12’de gösterilen, 10. Kalkınma Planı’na göre ve Türkiye 2023 Hedefleri’ne göre gelecekte erişilmesi hedeflenen toplam doğal gaz arz hacimleri birer nokta olarak alınıp, bu noktalardan geçen en uygun uyum eğrileri ile birlikte Şekil 6.13’te çizilmiştir.



Şekil 6.13: Türkiye doğal gaz arzı, gelecek projeksiyonları ve hedeflere göre uyum eğrisi ile birlikte gösterimi (milyon m³).

7. SONUÇ

Bu yüksek lisans tezinde “Türkiye doğal gaz arz güvenliği” konusunun incelenmesi ve yakın geçmişindeki doğal gaz kullanımı verilerinden hareketle beklenebilecek gelişmeler için projeksiyon oluşturulması ve hedeflerle değerlendirilmesi amaçlanmıştır. Türkiye’de ve dünyada doğal gaz dengelerine ilişkin erişilebilen bilgilere bu yüksek tez içerisinde farklı bölüm içinde yer verilerek konu incelenmeye ve değerlendirilmeye çalışılmıştır.

Dünyada doğal gaz tüketim verilerine bakıldığında, 1970’lerden günümüze hem birincil enerji arzında hem de elektrik üretiminde doğal gazın payının artmakta olduğu görülmektedir. Yapılan projeksiyonlar sonucu, bu artışın önümüzdeki en az 20 yıllık süreçte de devam edeceği tahmin edilmektedir (Şekil 2.11).

Türkiye’de ise doğal gazın, 1980’li yılların sonuna doğru kullanımı artmış ve kullanıma başlandığı yıldan itibaren artarak giden bir yaygınlaşma göstermiştir. Buna karşın, Türkiye’de doğal gaz kaynakları hayli düşüktür ve dolayısı ile de doğal gaz üretiminde (tüketim gibi) artıştan bahsetmek mümkün değildir.

Öte yandan, Türkiye için doğal gaz; hem ısıtma amaçlı evsel kullanımda hem de elektrik üretimindeki payının oldukça yüksek olması nedeniyle giderek kritik öneme sahip olma durumuna gelmektedir. EPDK verilerine göre, son dört yılda Türkiye’de tüketilen doğal gazın ortalama %50’si elektrik üretiminde, %21’i de evsel ısıtmada kullanılmıştır (Şekil 4.18).

Doğal gazın Türkiye gibi gelişmekte olan bir ülkede bu kadar yaygınlaşmasının sebebi ekonomik faktörlerle açıklanabilir. Çizelge 2.2’deki verilere göre doğal gazın birim kurulum maliyeti, kıyaslanabilecek diğer enerji kaynakları kömür ve nükleer enerjiye göre hayli düşük kalmaktadır. Ayrıca doğal gaz çevrim santrallerinin kurulumlarının kısa olması (Çizelge 2.2), planlama ve devreye alma açısından avantaj sağlamak ve doğal gaz çevrim santrallerini elektrik üretiminde tercih edilir kılmaktadır.

Fazla olarak, doğal gazın, kömürden daha çevreci bir yakıt olması da önemli bir unsur olmaktadır (Şekil 2.2). Türkiye’de bazı büyük şehir merkezlerinde 1980’li yılların sonlarında yaşanan hava kirliliği sorununa, doğal gaz kullanımının çözüm olabilmesi de tercih edilmesinde etkili olduğu yorumu yapılabilir.

Doğal gaza bu kadar bağlı olan Türkiye’nin, doğal gaz ihtiyacını karşılamak için ise yeterli doğal gaz rezervlerinin olmadığı Şekil 4.2’den görülmektedir. Yurtiçinde oluşan doğal gaz talebini karşılayabilmek için Türkiye, ürettiği doğal gazın yaklaşık 100 katı fazlasını ithal etmek durumunda kalmaktadır (Şekil 4.6). Bu durum Türkiye’yi doğal gaz arzı açısından yurtdışı kaynaklara bağımlı yapmakta, Türkiye için doğal gaz arz güvenliği konusunu ise hayati kılmaktadır. Türkiye’nin büyümesinin, gelişmesinin ve endüstriyel üretiminin sürekli olabilmesi için, doğal gaz arzının güvence altına alınması gerekmektedir.

Bu yüksek lisans tezi kapsamında, enerji politikaları açısından arz güvenliği konusu “stratejik kriterler” çerçevesinde ele alınmış; jeopolitik, yedeklilik ve çeşitlilik kriterleri göz önünde bulundurulmuştur. Böylelikle, doğal gaz arz güvenliği enerji-politik bağlamda incelenmeye çalışılmıştır.

Bölüm 5’teki verilen grafikler incelendiğinde Türkiye’nin doğal gazda dışa olan bağımlılığı net olarak gözlenmektedir. 2012 yılı EPDK verilerine göre (2013a), Türkiye doğal gaz arzında yerli üretimin payı %1,4 iken, toplam arzda Rusya’nın payı ise %57,7’dir. Buradan yola çıkarak, hem Türkiye’nin yerli doğal gaz üretiminin çok yetersiz olduğu hem de ithal doğal gazda özellikle bir ülkeye (Rusya’ya) (yarıdan fazlasını temin edecek şekilde) yüksek oranda bağlı olduğu yorumu yapılabilir. Çizelge 5.2’deki spot LNG ithalat verilerine bakıldığında ise Türkiye’nin doğal gaz arz-talep planlamasında yetersizlik gösterdiği söylenebilir. Kısa vadeli arz güvenliğinin zora düştüğü durumlarda spot LNG alımına gidilmiştir denebilir.

Türkiye’nin doğal gaz arz güvenliğine ilişkin uzun vadeli önlemler alabilmek ve doğru bir strateji önerebilmek için bu yüksek lisans tezinde, öncelikle gelecekte doğal gaz tüketiminin hangi seviyede olacağına dair projeksiyonlar yapma gereksinimi duyulmuştur (Engin, Tuğrul, 2013). Projeksiyon yapabilmek için doğal gaz arzı ile ilgili kaynaklardan erişilebilen 1999-2012 yılları arasındaki veriler

kullanılmıştır. Böylece 14 yıllık veri ışığında gelecek 10 yıla ilişkin projeksiyonlar yapılması hedeflenmiştir.

Birinci gelecek projeksiyonunda ağırlıklı değerlendirme yöntemi kullanılmış, Türkiye'nin ithal ettiği doğal gazın 2018 yılında anlaşma kapasitelerine göre %100 seviyesine ulaşacağı, bir başka deyişle (anlaşmalar çerçevesinde hâlihazırda var olan) toplam doğal gaz ithalat kapasitesinin hepsinin kullanılacağı varsayılmıştır. 2018 yılı için hesaplanan bu değeri de göz önünde bulundurarak 2023 yılına ilişkin bir projeksiyon yapılmıştır.

İkinci gelecek projeksiyonunda da ağırlıklı değerlendirme yöntemi kullanılmış, ülkelerden ithal edilen doğal gaz hacimleri tek tek incelenmiş ve 1999-2012 yılları arasındaki veriler değerlendirilerek ithalat hacmi değişiminin matematiksel olarak aynı biçimde devam edeceği düşünülmüştür. Yine 2023 yılına kadar sürdürülen bir projeksiyon yapılmıştır.

Üçüncü gelecek projeksiyonunda ise Türkiye'nin yıllık toplam doğal gaz arz hacmi bir bütün olarak ele alınmış ve son 14 yıldaki verilerden yola çıkarak 2023 yılına ilişkin doğrusal bir matematiksel projeksiyon yapılmıştır. Yapılan bu üç projeksiyon Şekil 6.9'da birlikte gösterilmiştir.

Yapılan ilk üç gelecek projeksiyona bakıldığında optimistik, pesimistik ve realistik senaryoların olduğu görülebilir. Bu üç projeksiyonunun birbirilerine göre olan yüzde (%) farkları Çizelge 7.1'de verilmiştir. Bu projeksiyonların, Türkiye'nin kamuoyuna duyurulan enerji hedefler ve gelecek politikaları ile ne kadar bağdaştığını incelemek için Bölüm 6.3'te 10. Kalkınma Planı ve Türkiye 2023 Hedefleri'ne göre değerlendirilmesi yapılmıştır. Bu iki kritere göre yapılan hesaplamalar ve kabuller dâhilinde, 2023 yılında Türkiye'nin doğal gaz arzına ilişkin projeksiyonlar yapılmış ve daha önceden yapılan ilk üç projeksiyonla karşılaştırılmıştır (Şekil 6.10).

Çizelge 7.1: Geliştirilen gelecek projeksiyonlarının 2018 ve 2023 yılları hedefleri ile mukayesesi.

	Birinci Projeksiyon (Pesimistik Projeksiyon)	İkinci Projeksiyon (Optimistik Projeksiyon)	Üçüncü Projeksiyon (Realistik Projeksiyon)
2018	%6,5	%19,2	%13,6
2023	%10,2	%46,2	%24,3

Bu yüksek lisans tezi ile yapılan ilk üç projeksiyon; Türkiye'nin koyduğu hedefler ile karşılaştırıldığında, yapılan projeksiyonların yüksek kaldığı görülmektedir. Ancak, yapılan projeksiyonlar, geçmiş verilerle ve olabildiğince kabul edilebilir varsayımlar bağlamında yapılmaya çalışılmıştır. Yine de pesimistik (1.) projeksiyon ile yakınsadığı söylenebilir (Şekil 6.10). Aradaki fark, 2018 yılı için %6,5 ve 2023 yılı için %10,2'dir.

Ayrıca, şunu da söylemek gerekir ki; Türkiye'nin büyüme hızı ve artan enerji gereksinimi göz önüne alındığında ve de 10 yıl gibi kısa olarak nitelenebilecek bir sürede başka enerji kaynaklarının daha büyük bir artışla devreye girebilmesi zor görünmektedir. Bu bağlamda, 2018 ve 2023 hedeflerin, idealize edilmiş hedefler olduğu ifade edilebilir.

Ayrıca, EPDK Başkan Danışmanı Barış Sanlı'nın yaptığı (Sanlı B., Ekiz N., 2013) tahminlere göre de 2023 yılında Türkiye'nin doğal gaz arzının 70 milyar m³'ün üzerinde olacağı öngörülmektedir. Buradan da hareketle, 10. Kalkınma Planı ve Türkiye 2023 Hedefleri'nin idealize hedefler olduğu yorumu yapılabilir. Buna karşın; 2023 yılında Türkiye'nin doğal gaz arzının 70 milyar m³'ün üzerinde olacağı öngörüsü bu yüksek lisans tezi ile yapılan optimistik ve realistik (2. ve 3.) projeksiyonlarla ulaşılan değerlerle de örtüşmektedir. Yapılan projeksiyonlar çerçevesinde Türkiye'nin doğal gaza ve dolayısıyla dışa bağımlılığının devam edeceği söylenebilir.

Bu yüksek lisans tezinde yapılan analizler, projeksiyonlar ve yorumlardan yola çıkarak uzun vadede Türkiye doğal gaz arz güvenliğinin arttırılabilmesi için bazı önerilerde bulunulabilir.

Enerji politikaları açısından stratejik kriterler çerçevesinde ve önceki bölümlerde verilen bilgiler ışığında ulaşılan çıkarımlar jeopolitik, çeşitlilik ve yedeklilik çerçevesinde aşağıda verilmektedir.

Jeopolitik kriter açısından,

- Yerli doğal gaz üretimine daha fazla önem verilmelidir. Bu alanda yeni rezervlerin arama çalışmaları arttırılmalı, gerekli ar-ge çalışmalarının yapılması sağlanmalıdır.

- Doğal gazda dışa olan bağımlılığı azaltmak için konvansiyonel olmayan yeni rezervlere yönelik teşvikler arttırılmalı ve bu kaynakların kullanıma geçmesinin önü açılmalıdır.
- Yerli rezervlerin bulunamaması durumunda bile, doğal gaz ticaretinin sadece son halkasında yer almamak için, yurtdışı rezerv bölgelerine ve LNG tesislerine ortak olunabilir. Böylece doğal gazın arama ve sondaj aşamasında hem endüstriyel bilgi birikimi oluşacak hem de ithal edilen doğal gazın maliyetinde düşüşe sebep olacaktır.

Çeşitlilik kriteri çerçevesinde,

- Doğal gaz ithalatında boru hattıyla alımın yanı sıra LNG alımının da payı arttırılabilir. Böylece alt yapı güvenliği açısından boru hatları ile gelen doğal gaza olan bağımlılık azalmış olacak; kısa vadeli teknik veya diğer sebeplerden kaynaklanabilecek kesintilerin riski azaltılmış olacaktır.
- Yer altı doğal gaz depolama tesislerinin kapasitelerinin de arttırılması da kısa vadeli doğal gaz arzı riskini azaltacaktır. Avrupa Birliği ülkelerinde doğal gaz depolama kapasitesi ortalama olarak yıllık tüketimin %16'sı, NATO standartlarında ise yıllık tüketimin %30'u olmaktadır (The Energy Charter Secretariat, 2010).
- Türkiye'de de doğal gaz depolama kapasitesinin yıllık tüketime göre %20'ler seviyesine çekilmesi arz güvenliği açısından hedeflenmelidir.

Yedeklilik kriteri çerçevesinde ise,

- Türkiye'nin doğal gaz ithal ettiği ülkelerin sayısı arttırılmalıdır. Böylece doğal gaz ithalatındaki Rusya'ya olan bağımlılık azaltılabilir ve daha dengeli bir dağılım ortaya çıkartılabilir.
- Türkiye'nin komşusu ve doğal gaz rezervleri açısından zengin olan İran'dan yapılan doğal gaz alımının arttırılması, Batı Akdeniz bölgesinde bulunan yeni rezervlerden gaz ithal edilmesi, gene Türkiye'nin komşusu olan Kuzey Irak bölgesi ve Suriye'den boru hatları ile doğal gaz alımlarının yapılması da uzun vadede hedeflenmelidir.
- Ayrıca, yedekliliği arttırmak için LNG ithalatının yapıldığı ülke sayısının da arttırılması gerekmektedir.

- 2011 verilerine göre (IGU, 2011) dünyanın en büyük LNG ihracatçısı Katar'dan LNG alımının yanı sıra, Türkiye'ye yakın bölgelerde yer alan Umman, Yemen, Mısır, BAE, Norveç ve Libya'dan da uzun vadeli doğal gaz alım anlaşmaları ile ithalat hedeflenmelidir.
- İlgili kaynak bölgelerden yeni doğal gaz boru hatlarının çekilmesi çalışmaları da düşünülmesi gereken bir diğer konudur. Böylelikle, Türkiye'nin enerji terminali veya enerji hub'ı olma hedefine de hizmet edilmiş olacaktır.

Öz olarak söylemek gerekirse, gelişen ekonomisi ve 2023 hedefleri çerçevesinde Türkiye için doğal gazın yeri önem arz etmektedir. Bu bağlamda, yapılan bu yüksek lisans tezi ile doğal gaz arz güvenliği ele alınarak, incelenmiş geleceğe yönelik projeksiyonlar (ağırlıklı değerlendirme yöntemi çerçevesinde) oluşturulmuş, 2018 ve 2023 hedefleri ile irdelenmiş ve stratejik kriterler çerçevesinde jeopolitik, çeşitlilik ve yedeklilik alt kriterleri kapsamında öneriler geliştirilmesiyle konu açıklığa kavuşturulmaya çalışılmıştır.

KAYNAKLAR

- Anadolu Ajansı (AA)**, (2013). "Cezayir ile LNG mutakabati". Alındığı tarih: 15.10.2013, Adres: <http://www.aa.com.tr/tr/ekonomi/118554--cezayir-ile-Ing-mutabakati>
- Arlinghaus, Sandra Lach**, (1994). PHB Practical Handbook of Curve Fitting. CRC Press, Washington.
- Armstrong, J. Scott**, (2012). "Illusions in Regression Analysis". International Journal of Forecasting 28 (3): 689
- Armstrong A.J., Harmin J.**, (2013). "What are 'Renewable Resources?'" The Renewable Energy Policy Manual, Organisation of America States. Alındığı tarih: 29.07.2013, Adres: <http://www.oas.org/dsd/publications/Unit/oea79e/ch05.htm>
- Ateş-Şef E.**, (2012). "Türkiye'nin Enerji Stratejisi", Kalkınma Dergisi, Türkiye Kalkınma Bankası Yayınları, Ekim-Aralık 2012, Sayı: 66.
- Bayülken A.**, (1983). "Türkiye'deki Nükleer Santralin Yer Seçimine Çok Kriterli Seçim Yöntemlerinin Uygulanması" Doçent Tezi, İstanbul Teknik Üniversitesi Nükleer Enerji Enstitüsü.
- Boru Hatları ile Petrol Taşıma Anonim Şirketi (BOTAS)**, (2012). "2011 Yılı Sektör Raporu", Ankara.
- Boru Hatları ile Petrol Taşıma Anonim Şirketi (BOTAS)**, (2013). Alındığı tarih: 10.10.2013, Adres: <http://www.botas.gov.tr/index.asp>
- B.P.**, (2012). "Statistical Review of World Energy June 2012", London.
- Chauhan D.S.**, (2007). "Non-Conventional Energy Resources", New Age International, Chapter 1.
- EgeGaz**, (2013). "EgeGaz Aliğa LNG Terminali", Alındığı tarih: 12.10.2013, Adres: <http://www.egegaz.com.tr/tr/terminal.aspx>.
- Enerji Piyasası Düzenleme Kurulu (EPDK)**, (2010). "2009 Yılı Doğal Gaz Piyasası Sektör Raporu", Ankara.
- Enerji Piyasası Düzenleme Kurulu (EPDK)**, (2012). "2011 Yılı Doğal Gaz Piyasası Sektör Raporu", Ankara.
- Enerji Piyasası Düzenleme Kurulu (EPDK)**, (2013a). "2012 Yılı Doğal Gaz Piyasası Sektör Raporu", Ankara.
- Enerji Piyasası Düzenleme Kurulu (EPDK)**, (2013b). "2012 Yılı Faaliyet Raporu", Ankara.
- Enerji Piyasası Düzenleme Kurulu (EPDK)**, (2013c). "01/11/2013 tarihli ve 7560 sayılı yazı", Ankara.

- Engin B., Tuğrul A. B.**, (2013), “Evaluation on Supply Security of Natural Gas in Turkey”, 2nd International Conference on Water, Energy & Environment- ICWEE’13, (Sept. 21-23, 2013), Kusadası- Turkey, CD Proc. pp.287/1-10.
- Exxon Mobil**, (2013). ”The Outlook for Energy: A View to 2040”, Texas.
- Freedman, David A.**, (2005)., Statistical Models: Theory and Practice, Cambridge University Press.
- Indian Institute of Science**, (2013). ”Energy Alternatives: Renewable Energy and Energy Conservation Technologies”. Alındığı tarih: 26.07.2013, Adres:<http://www.ces.iisc.ernet.in/energy/paper/alternative/classification.html>
- International Energy Agency (IEA)**, (2004). “Security of Gas Supply in Open Markets: LNG and Power at a Turning Point”, Paris.
- International Energy Agency (IEA)**, (2012a). “CO₂ Emissions From Fuel Combustion Highlights”, Paris.
- International Energy Agency (IEA)**, (2012b). “Key World Energy Statistics”, Paris.
- International Energy Agency (IEA)**, (2013). “FAQs: Natural gas”. Alındığı tarih: 10.11.2013, Adres: <http://www.iea.org/aboutus/faqs/gas/>
- International Gas Union (IGU)**, (2011). “World LNG Report 2011”.
- ITE**, (2013). “İran-Türkiye-Avrupa Doğal Gaz Boru Hattı Projesi”. Alındığı tarih: 13.10.2013, Adres: <http://ite-pipeline.com/>
- Kaplan S.**, (2010). “Power Plant Characteristics and Costs”, Nova Science Publishers, New York.
- Massachusetts Institute of Technology (MIT)**, (2003). “The Future of Nuclear Power – An Interdisciplinary MIT Study”, Boston.
- Microsoft**, (2013). “Add, change, or remove a trendline in a chart”, Excel 2010 Support Pages. Alındığı tarih: 17.11.2013, Adres: <http://office.microsoft.com/en-us/excel-help/add-change-or-remove-a-trendline-in-a-chart-HP010342158.aspx>.
- Patil G. P.**, (2002). “Weighted distributions”, Encyclopedia of Environmetrics, Volume 4, pp 2369–2377, John Wiley & Sons, Ltd, Chichester.
- Petrol İşleri Genel Müdürlüğü (PİGM)**, (2013). “2009-2012 Yılları İtibariyle Türkiye Doğal Gaz Rezervleri”. Alındığı tarih: 10.10.2013, Adres: <http://www.pigm.gov.tr/istatistikler.php>
- Risto T., Aija K.**, (2008). “Comparison of Electricity Generation Costs”, Lappeenranta University of Technology, Department of Energy and Environmental Technology, Lappeenranta.
- SAREM**, (2007). “Enerji Arz Güvenliği”, Askerî Tarih ve Stratejik Etüt Başkanlığı, Stratejik Araştırma ve Etüt Merkezi, Genelkurmay Basımevi, Ankara.
- Sanlı B., Ekiz N.**, (2013). “Türkiye’nin Doğalgaz Arz Güvenliği’nin Analitik Bir Değerlendirilmesi”.

- T.C. Başbakanlık Devlet Planlama Teşkilatı (DPT)**, (2009). “Elektrik Enerjisi Piyasası ve Arz Güvenliği Strateji Belgesi”.
- T.C. Dışişlikler Bakanlığı**, (2013). “Türkiye-Azerbaycan Siyasi İlişkileri”. Alındığı tarih: 10.11.2013, Adres: <http://www.mfa.gov.tr/turkiye-azerbaycan-siyasi-iliskileri.tr.mfa>
- T.C. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı (ETKB)**, (2013). “[1970-2006] Sektörel Enerji Tüketimi”. Alındığı tarih: 09.10.2013, Adres: http://www.enerji.gov.tr/index.php?dil=tr&sf=webpages&b=y_istatistik&bn=244&hn=244&id=398
- T.C. Resmi Gazete**, (2001). “Doğal Gaz Piyasası Kanunu”, Kanun Numarası: 4646, Yayımlandığı Tarih: 02.05.2001, Sayı: 24390.
- T.C. Resmi Gazete**, (2013). “Onuncu Kalkınma Planının (2014-2018) Onaylandığına İlişkin Karar”, Karar No: 1041, Karar Tarihi: 02.07.2013, Sayı: 28699.
- The Energy Charter Secretariat**, (2010). “The Role of Underground Gas Storage for Security of Supply and Gas Markets”.
- The International Group of LNG Importers (GIIGNL)**, 2013. “LNG Information Paper No. 1 – Basic Properties of LNG”.
- Tuğrul A.B.**, (2009). “Türkiye’nin Enerji Açılımları”, "15. Uluslararası Enerji ve Çevre Konferansı ICCI-2009" İstanbul, 13-15 Mayıs 2009, Bildiri Kitabı: 15-17.
- Tuğrul A.B.**, (2011). “Nuclear Energy in the Energy Expansion of Turkey”, "Journal of Energy and Power Engineering, Vol. 5, No 10, pp. 905-910.
- Tuğrul A.B.**, (2012). “Enerji Santralleri ve Farklı Yönlerden Mukayeseli Değerlendirilmesi”, 18. Uluslararası Enerji ve Çevre Konferansı ICCI-2012, İstanbul, Bildiri Kitabı s: 1-4.
- Türk Dil Kurumu (TDK)**, (2013). “Güncel Türkçe Sözlük”. Alındığı tarih: 29.07.2013, Adres: <http://www.tdk.gov.tr>
- Uçkan Dağdemir E.**, (2007). “Avrupa Birliği’nin Enerji Arz Güvenliği İçin Dış Enerji Politikası Arayışları”, Anadolu Üniversitesi, İktisadi ve İdari Bilimler Fakültesi.
- United Nations Development Programme (UNDP)**, (2000). “World Energy Assessment: Energy and The Challenge of Sustainability”, Chapter 4: Energy Security, New York.
- U.S. Central Intelligence Agency (CIA)**, (2013). ”The World FactBook”, Alındığı tarih: 31.07.2013, Adres: <https://www.cia.gov/library/publications/the-world-factbook/>
- U.S. Department of Energy (DOE)**, (2013). “Gas History”. Alındığı tarih: 30.07.2013, Adres: http://www.fossil.energy.gov/education/energylessons/gas/gas_history.html
- U.S. Energy Information Administration (USEIA)**, (2013). “Glossary”. Alındığı tarih: 26.07.2013, Adres: <http://www.eia.gov/tools/glossary/>

- Wacek E., General Electric**, (2010). “Aeroderivative Technology: A more efficient use of gas turbine technology”, World Energy Council.
- Weisser H.**, (2007). “The security of gas supply – a critical issue for Europe?”, Energy Policy, Issue 35.
- Yardımcı O.**, (2011). “Türkiye Doğal Gaz Piyasası: Geçmiş 25 Yıl, Gelecek 25 Yıl”, Ekonomi Bilimleri Dergisi, Cilt 3, No 2, ISSN: 1309-8020 (Online).
- Yıldırım A.**, (2010). “Türkiye’nin Petrol Arz Güvenliği” Yüksek Lisans Tezi, İstanbul Teknik Üniversitesi, Enerji Enstitüsü
- Yıldız T.**, (2011). “Türkiye’nin Enerji Stratejisi ve 2023 Hedefleri; Enerji Yatırımlarının Boyutu ve Teşvikler”, MÜSİAD Çerçeve Dergisi, Sayı: 56 – Eylül 2011, ISSN: 1303-7501.

ÖZGEÇMİŞ

Ad Soyad: Bilgehan ENGİN

Doğum Yeri ve Tarihi: Ankara, 23.06.1988

Adres: Emirhan Cd. Kardeşler Sk. Taşkiran Apt. No:3/1 D:5 Beşiktaş/İstanbul

E-Posta: bilgehanengin@gmail.com

Lisans: İ.T.Ü. Kontrol Mühendisliği (2011)

Mesleki Deneyim:

Nokta Endüstriyel Yazılım Sistemleri (2010-2014)
Proje Mühendisi

TEZDEN TÜRETİLEN YAYINLAR/SUNUMLAR

- Engin B., Tuğrul A. B., “Evaluation on Supply Security of Natural Gas in Turkey”, 2nd International Conference on Water, Energy & Environment- ICWEE’13, (Sept. 21-23) 2013, Kusadası- Turkey, CD Proc. pp.287/1-10.