



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

**Doğal Gaz Piyasasında
Arz Güvenliği**

(Uzmanlık Tezi)

Hakan KAYSI

Ankara
Mart 2006

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

**Doğal Gaz Piyasasında
Arz Güvenliği**

(Uzmanlık Tezi)

Hazırlayan: Hakan KAYSI

Danışman: B. Nazım BAYRAKTAR

Önsöz

Bu çalışma son yıllarda gerek ülkemizde gerekse dünyada çok tartışılan doğal gaz piyasasında arz güvenliğine ilişkin olarak dünya genelindeki mevcut durumu açıklamak, teorik altyapısını tartışmak, dünyadaki uygulamalardan örnekler vererek Türkiye'deki duruma ilişkin çıkarımlarda bulunmayı kolaylaştırmak amacı ile hazırlanmıştır. Çalışmanın ana hedefi tekellerin hâkim olduğu piyasa yapısından rekabet şartları içerisinde işlemesi öngörülen serbest piyasaya geçiş ile birlikte arz güvenliğine ilişkin yaklaşımların gelişme yoluna ışık tutmaktır.

Bu çalışmanın ileride ülkemizde bu konuda yapılacak, eksikliğini çalışmanın hazırlanması süreci boyunca hissettiğim, daha geniş çaplı araştırmalara ve analizlere zemin hazırladığını görmek benim için en önde gelen mutluluk kaynağı olacaktır.

Bu vesileyle bu çalışmanın hazırlanmasında katkıları bulunanlara teşekkürlerimi sunmak isterim. Öncelikle çalışmam boyunca beni teşvik eden ve katkı sağlayan tez danışmanım B. Nazım BAYRAKTAR'a teşekkür ediyorum. Ayrıca doğal gaz piyasasının işleyişi konusundaki değerli görüşlerini benimle paylaşan Yalçın BAYSAN'a, metnin okunup eksiklerinin giderilmesinde yardım sağlayan ve yorumlarını paylaşan Erkan ERDOĞDU'ya şükranlarımı sunuyorum. Son olarak çalışmanın hazırlanması için gerekli ortamı sağlayan Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu'na teşekkür etmek isterim.

Ankara,
28 Mart 2006

Hakan KAYSI

İÇİNDEKİLER

Sayfa No

ÖNSÖZ	III
İÇİNDEKİLER.....	IV
TABLOLAR LİSTESİ	VI
ŞEKİLLER LİSTESİ	VII
KISALTMALAR LİSTESİ	VIII
ÖZET	IX
GİRİŞ.....	1
BİRİNCİ BÖLÜM: KAVRAM OLARAK ARZ GÜVENLİĞİ.....	4
1.1. ARZ GÜVENLİĞİNİN TANIMI.....	4
1.2. OPTİMUM GÜVENLİK SEVİYESİ	8
1.3. SERBEST PİYASADA ARZ GÜVENLİĞİ.....	12
1.4. KISA VE UZUN DÖNEMDE ARZ GÜVENLİĞİ.....	19
1.5. ARZ GÜVENLİĞİ VE RİSK YÖNETİMİ.....	20
İKİNCİ BÖLÜM: ARZ VE TALEBİ BELİRLEYEN FAKTÖRLER	24
2.1. ÜRETİM.....	24
2.2. TALEP	27
2.3. TİCARET.....	29
2.4. FİYAT.....	31
2.5. ELEKTRİK VE GAZ PİYASALARI ARASINDA ARTAN BAĞIMLILIK.....	32
ÜÇÜNCÜ BÖLÜM: ARZ GÜVENLİĞİNİN PARAMETRELERİ.....	36
3.1. ARZ KAYNAKLARININ ÇEŞİTLENDİRİLMESİ	37
3.1.1. İthalat Bağımlılığı.....	38
3.1.1.1. Kaynak Bağımlılığı.....	40
3.1.1.2. Transit Bağımlılığı	42
3.1.1.3. Tesis Bağımlılığı	43
3.1.2. Gaz İhraç Eden Ülkeler Forumu.....	45
3.2. UZUN VADELİ KONTRATLAR	46
3.3. SPOT PİYASA	49
3.4. ESNEKLİK	52
3.5. ALTYAPI	53
3.5.1. İletim	55
3.5.1.1. Enterkoneksiyon ve Sınır Ötesi Ticaret	57
3.5.1.1. Enerji Şartı Antlaşması ve Transit Ticaret	59
3.5.2. Depolama.....	61
3.5.2.1. Boru Hattındaki Stok	64
3.6. LNG	65
3.6.1. Son Yıllarda LNG Ticaretindeki İvme	65
3.6.2. LNG'yi Avantajlı Kılan Özellikler.....	67
3.6.3. LNG'nin Arz Güvenliğine Katkısı	70

DÖRDÜNCÜ BÖLÜM: SERBEST PİYASAYA GEÇİŞTE ARZ GÜVENLİĞİ.....	71
4.1. PİYASANIN ROLÜ	72
4.1.1. Tüketiciler	72
4.1.2. Tedarikçiler	73
4.1.3. Sistem Operatörleri.....	74
4.2. HÜKÜMETLERİN ROLÜ.....	75
4.3. DÜZENLEYİCİ KURUMUN ROLÜ	79
BEŞİNCİ BÖLÜM: TÜRKİYE ÜZERİNE ÇIKARIMLAR	82
5.1. PİYASANIN YAPISI.....	82
5.2. 4646 SAYILI DOĞAL GAZ PİYASASI KANUNU VE ARZ GÜVENLİĞİ.....	86
5.3. MEVCUT DURUM VE TESPİTLER.....	88
SONUÇ.....	93
AÇIKLAMALI SÖZLÜK	97
EKLER.....	98
Ek-1: Transfer Merkezinin Genel Görünümü.....	98
Ek-2: OECD Avrupa’da Doğal Gaz Arz Güvenliği	99
BİBLİYOGRAFYA.....	103
İNDEKS	107

Tablolar Listesi

Tablo 1.1. Risk Matrisi	22
Tablo 2.1. Dünya Doğal Gaz Üretimi (bcm)	26
Tablo 2.2. Dünya Doğal Gaz Birincil Talebi (bcm)	28
Tablo 3.1. OECD Avrupa’da Doğal Gaz İthalatı ve Kaynak Bağımlılığı (2002)	41
Tablo 3.2. Depolama Tesisi Türleri ve Özellikleri	62
Tablo 3.3. Bazı Ülkelerde Yeraltı Depolama (2002).....	63
Tablo 3.4. LNG Değer Zincirinde Maliyet Azalışı.....	68
Tablo 5.1. Türkiye’de Tek Yakıtlı (Gaz) ve Çok Yakıtlı Elektrik Üretim Kapasitesi (2001).....	84
Tablo 5.2. Türkiye’nin Doğal Gaz İthalat Kontratları	85
Tablo 5.3. Yıllar İtibariyle Türkiye’nin Doğal Gaz İthalatı (Milyon cm ³)	86

Şekiller Listesi

Şekil 1.1. Güvenliğin Fayda ve Maliyetlere Dayalı Teorik Olarak Optimum Seviyesi .	10
Şekil 1.2. Güvenlik Seviyesindeki Küçük Farklılıkların Topluma Maliyeti	11
Şekil 2.1. 2004 Sonu İtibariyle Dünya Doğal Gaz Rezervlerinin Dağılımı	25
Şekil 2.2. Bölgeler Arası Önemli Doğal Gaz Ticaret Akımları (bcm)	30
Şekil 2.4. Uluslararası Fosil Yakıt Fiyatlarının Gelişimi.....	32
Şekil 2.5. OECD Ülkelerinde Sektör Bazında Gaz Tüketimi	34
Şekil 3.1. Uluslararası LNG Ticareti, Gelişimi ve Öngörüler	66
Şekil 5.1. Türkiye Doğal Gaz Talebinin Sektörel Yüzdelik Dağılımı (2005)	82
Şekil 5.2. 2005 Yılında BOTAŞ'ın Doğal Gaz Satışlarının Aylık Gelişimi	83

Kısaltmalar Listesi

AB	Avrupa Birliği
Bcm	Milyar Metreküp
BOTAŞ	Boru Hatları ile Petrol Taşıma A.Ş.
CBP	Ortak İş Uygulamaları
CCGT	Kombine Çevrimli Gaz Türbini
CEER	Avrupa Enerji Düzenleyici Kurumlar Konseyi
Cm	Metreküp
Cm³	Kontrat Metreküp
DGPK	Doğal Gaz Piyasası Kanunu
EASEE-gas	Avrupa Enerji Ticaretinin Geliştirilmesi Birliği-Gaz
ECT	Enerji Şartı Anlaşması
EPDK	Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu
FERC	Federal Enerji Düzenleme Komisyonu (ABD)
GECF	Gaz İhraç Eden Ülkeler Forumu
GTE	Avrupa Gaz İletimi
IEA	Uluslararası Enerji Ajansı
LDC	Yerel Dağıtım Şirketi
LNG	Sıvılaştırılmış Doğal Gaz
Mcm	Milyon Metreküp
Mtoe	Milyon Ton Petrol Eşdeğeri
MW	Megawatt
NBP	Ulusal Dengeleme Noktası
NYMEX	New York Ticaret Borsası
OECD	İşbirliği ve Kalkınma Teşkilatı
OFGEM	Gaz ve Elektrik Piyasaları Kurumu (İngiltere)
Toe	Ton Petrol Eşdeğeri
TPAO	Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı
WTO	Dünya Ticaret Örgütü

ÖZET

Bu tezin amacı; tekelci yapılardan serbest piyasa ortamına geçişte doğal gaz arz güvenliğinin sağlanmasına ilişkin çerçevenin nasıl bir gelişim gösterdiğinin açıklanması ve her iki yapının benzeşen ve farklılaşan yönlerinin ortaya konulmasıdır.

Tezde konunun teorik altyapısına değinilmekte, dünya ölçeğinde arz talep durumu analiz edilmekte, arz güvenliğinin sağlanmasında kullanılan geleneksel araçlar ile serbest piyasa ortamında kullanılan araçlar tanıtılmakta; siyasal organların, düzenleyici kurumun ve piyasa oyuncularının süreç içindeki konumlarına değinilmekte ve Türkiye’de arz güvenliğine ilişkin yasal çerçeve ile mevcut durum açıklanmaktadır. Konuya ilişkin örnekler verilirken doğal gazda serbest piyasa açısından en ileri durumda bulundukları kabul edilen ABD, İngiltere ve AB ülkelerindeki yaklaşımlar temel alınmıştır.

Çalışmada savunulan temel düşünce; doğal gaz piyasasında arz güvenliğinin birden fazla değişkenin karşılıklı etkileşimi sonucu şekillendiğidir. Bu sebeple doğal gaz piyasasında nihai güvenliğin ancak bu değişkenlerin rasyonel bir şekilde değerlendirildiği, mevcut şartlara uygun olan parametrelerin ağırlıkta olduğu bir uygulamalar bütününe oluşturulduğu, görev ve sorumlulukların net bir şekilde belirlendiği ve görevlerin yerine getirilmesinin takibinin dikkatle yapıldığı bir yapı içerisinde sağlanabileceği düşünülmektedir.

GİRİŞ

Enerji kaynaklarının güvenli ve sürekli bir biçimde akışının sağlanması tarih boyunca toplumların ana önceliklerinden birisi olmuştur ve olmaya devam etmektedir. Sanayi Devrimi ile birlikte gelişen insan gücünün yerinin gittikçe makineleşme yoluyla ikame edilmesi enerji kaynaklarına olan ihtiyacı daha da artırmıştır. Gelişmiş batılı toplumların ekonomik faaliyetlerinin büyük bir bölümünü oluşturmaya başlayan sanayi sektörünün ana girdisi haline gelen fosil yakıtların kontrol edilmesi sanayileşme yarışına giren ülkelerin rekabetine de konu olmuştur.

19 uncu y.y.'ın gözde fosil yakıt kaynağı kömür iken, 20 nci y.y. ile birlikte petrol kömürün yerini almaya başlamıştır. Aynı dönemde petrolden sonra doğal gaz fosil yakıtlar içinde yerini almış, teknolojik gelişmelerle birlikte alternatif bir enerji kaynağı olarak kullanılmaya başlanmıştır. Bu gelişme neticesinde 2002 yılı itibariyle doğal gaz petrol ve kömürün (sırasıyla %36, %23) ardından dünya birincil enerji talebi içinde %21'lik pay ile üçüncü sırada gelmektedir.¹ Doğal gazın 2030 yılı itibariyle dünya birincil enerji talebi içindeki payının yıllık ortalama %2,3 artış (fosil yakıtlar içindeki en yüksek ortalama artış oranı) ile %25 düzeyine gelmesi beklenmektedir.

Doğal gazın dünya enerji talebi içindeki artan ağırlığı ve bu ağırlığın önümüzdeki dönemde de devam edeceği beklentisi doğal gaz rezervlerinin yoğunlaştığı bölgelerden talebin yoğunlaştığı bölgelere güvenli ve sürekli bir biçimde taşınmasının önündeki riskleri de gündeme getirmektedir. Sanayileşmiş ülkelere kaynaklanan talebin karşılanması ancak daha fazla ithalat ile mümkün olacaktır. Bu durum Kuzey Amerika ve Avrupa ülkelerinde doğal gaz arz güvenliği konusundaki kaygıları artırmaktadır. Ayrıca doğal gazın üretim bölgelerinden tüketim bölgelerine kadar büyük yatırımlar gerektiren ve işletmeye alınması uzun süre alan altyapı sistemleri ile birbirine bağlı olması, petrol piyasası gibi gelişmiş küresel bir piyasanın yokluğu gibi unsurlar olası arz kesintilerine karşı korunma yollarının geliştirilmesini zorunlu kılmakta, arz ve talebin fiyat mekanizması aracılığı ile dengeye gelme imkânını sınırlamaktadır.

¹ International Energy Agency, "World Energy Outlook (2004)", Paris, 2004.

Genel olarak doğal gazın tüketicilere sunulması üretim, iletim, tedarik, dağıtım gibi faaliyetleri bünyesinde barındıran dikey bütünleşik yapılar aracılığı ile yapılmakta iken bu yapıların bölünerek, iletim ve dağıtım sistemlerine üçüncü tarafların erişiminin sağlanması ile birlikte serbest piyasa ortamına geçilmesini hedefleyen reformlar tüm dünyada yaygın bir gelişme olmuştur. Serbest piyasaya geçiş ile birlikte arz güvenliğinin sağlanmasında ne gibi değişikliklerin söz konusu olabileceği, hangi önlemlerin alınması gerektiği gibi konular tartışılmaya başlanmıştır. Aslında bu tartışmaların çıkış sebeplerinin başında, dikey-bütünleşik tekелci yapıların hakim olduğu dönemde doğal gaz arz güvenliğine ilişkin pek ciddi bir sıkıntının yaşanmamış olması gelmektedir. Bununla birlikte yine de kabul edilmektedir ki bu güvenlik, tekелci yapıların sistemin güvenlik ihtiyaçlarını tek taraflı olarak belirleyip maliyetleri tüketicilere rahatça yansıtabilmeleri sayesinde, ilave güvenlik yatırımlarını yapabilmeleri ile mümkün olmuştur. Bunun yanında Avrupa ülkeleri için ifade edecek olursak, sistemlerin güvenilirliğini test edecek bir sıkıntının yaşanmamış olması da sağlanan güvenliğe ilişkin bir değerlendirme yapma imkânını sınırlandırmaktadır.

Eski piyasa düzeninde arz güvenliğinin dışsal boyutu ön plana çıkmakta ve arz kaynaklarının yeterince çeşitlendirilmiş olması ve bu kaynakların uzun vadeli kontratlar ile akışının garanti edilmesi arz güvenliğine ilişkin tartışmaların temelini oluşturmaktaydı. Serbest piyasa ortamına geçiş ile birlikte dışsal boyut önemini korumakla birlikte iç piyasaya ilişkin dinamikler de arz güvenliği ile ilgili tartışmalarda ağırlık kazanmaya başlamıştır. Serbest piyasa ortamında arz güvenliğinin sağlanmasında farklı kurumlara, piyasa taraflarına çeşitli görevlerin verilmesi söz konusu olmakta ve tüm bunların eşgüdümlü bir biçimde işleyişinin sağlanması önem kazanmaktadır. Siyasal organlar, düzenleyici kurum, iletim sistem operatörleri, tedarikçiler, tüketici grupları v.b. piyasa oyuncularına ülkelerin özel koşulları çerçevesinde roller verilmekte ve arz güvenliğinin sağlanmasına ilişkin sağlam bir çerçeve oluşturma gayretleri devam etmektedir.

Bu çalışmanın konusu serbest piyasa ortamına geçiş ile birlikte doğal gaz arz güvenliğinin temin edilmesine ilişkin oluşan yapıyı analiz etmektir. Bu amaç doğrultusunda ilk bölümde arz güvenliğinin serbest piyasa ortamında sağlanmasına ilişkin teorik tartışmalara yer verilmektedir. İkinci bölümde arz güvenliğine ilişkin temel bir soru “Talebi karşılayacak düzeyde arz kaynaklarının mevcut olup olmadığı?”

sorusu cevaplandırılmaya çalışılmaktadır. Üçüncü bölümde arz güvenliğinin temin edilmesinde kullanılan araçlar, bunların serbest piyasa ortamında nasıl işledikleri ve ne şekilde gelişim gösterdikleri örneklerle analiz edilmektedir. Dördüncü bölümde serbest piyasa ortamına geçiş ile birlikte hükümetlere, düzenleyici kurumlara ve piyasa oyuncularına düşen görevler ve bu unsurlar arasındaki ilişkiler dünyada bu konuda gelişen farklı yaklaşımlar ışığında irdelenmektedir. Beşinci bölümde doğal gazda serbest piyasa ortamına geçiş hedefi doğrultusunda bir reform hareketi başlatmış olan Türkiye’de arz güvenliğine ilişkin yasal çerçeve ve mevcut durum üzerinde durulmaktadır. Sonuç kısmında ise çalışmada ulaşılan sonuçlar özetlenmektedir.

BİRİNCİ BÖLÜM

KAVRAM OLARAK ARZ GÜVENLİĞİ

Son yıllarda doğal gazın toplam birincil enerji arzı (TBEA) içindeki artan ağırlığı², dünya ölçeğinde ortaya çıkan ekonomik, siyasal ve çevresel etkenlerle birlikte düşünüldüğünde ve aynı zamanda dikey bütünleşik ve genellikle devlet kontrolündeki bir yapıdan aktörlerin fazlaştığı ve sorumlulukların dağıldığı serbest rekabet ortamında işleyen bir doğal gaz piyasasına geçişin getirdiği tereddütler, doğal gaz piyasasında arz güvenliği sorununun önemini arttırmaktadır.

1.1. Arz Güvenliğinin Tanımı

Doğal gaz piyasası özelinde arz güvenliğini tanımlamak üzere verilen açıklamalarda vurgu farkları olmakla birlikte belirli noktalar üzerinde uzlaşma söz konusudur. Örneğin Uluslararası Enerji Ajansı (International Energy Agency, IEA) tarafından doğal gaz arz güvenliği “*belirli bir zamanda piyasanın kendisi tarafından idare edilemeyen dışsal etkilerden etkilenmeye yeteneği*”³ olarak ifade edilmektedir. Buradaki tanımda arz ve talep bağlamında şekillenen piyasanın dışarı kaynaklı bir etkiye bağlı olarak gelişen durumla kendi dinamikleri aracılığıyla baş edememesi halinde ortaya çıkan durum ifade edilmektedir. Bu haliyle tanım gereği fiyat mekanizmasının sağlıklı sinyaller göndererek arz ve talebi dengelediği ideal bir piyasa ortamında arz güvenliği sorun olmaktan çıkacaktır. Eğer arzda herhangi bir sebeple daralma ortaya çıkarsa fiyat mekanizması yukarı yönlü işleyerek fiyatları yükseltecek, yüksek fiyatlar piyasaya girişleri arttıracak böylece fiyatları tekrar normal düzeylere çekecek ve ortaya çıkan anormal durum sona erecektir. Bununla birlikte makul bir yaşam düzeyini sürdürmek için gerekli olan ve kolaylıkla ikame edilmesi de mümkün olmayan bazı temel nitelikli mallarda arz kesintilerinin piyasa mekanizmasının dinamikleri ile dengeye gelmesini beklemek imkânı sınırlanmakta ve arz güvenliğinin sağlanmasını özellikle siyasi

² Örneğin Bkz. BP, “Statistical Review of World Energy 2005”, Londra, Haziran 2005, International Energy Agency, “Natural Gas Information (2004)”, Paris, 2004, International Energy Agency, “World Energy Outlook (2004)”, Paris, 2004.

³ International Energy Agency, Security of Gas Supply in Open Markets: LNG and Power at a Turning Point, OECD/IEA, Paris, 2004, s. 64

otoriteler açısından bir zorunluluk haline getirmektedir. Bunun dışında arz ve talebin dinamik bir şekilde tepki göstererek dengeye gelmesinin doğal gaz piyasasının özelliklerinden kaynaklanan fiziksel birtakım sınırlar nedeniyle zor olması arz güvenliğini piyasa dinamikleri ile sağlamanın önündeki engellerden biridir.

Doğal gazı diğer sıradan mallardan ayıran bazı özellikleri sıralamak serbest piyasada arz güvenliğinin önem kazanmasının sebeplerini daha iyi kavramamızı sağlayacaktır. Öncelikle doğal gaz yatırımları başka amaçla kullanılması çok kolay olmayan büyük çaplı altyapı yatırımları özelliği göstermektedir. Diğer bir özellik doğal gazın dünya çapında yayılmış ve büyüklük açısından değişimler gösteren rezervuarlardan çıkarılıp piyasaya sunuluyor olmasıdır. Yine bu özellikte bağlantılı olarak doğal gaz yatırımlarının yapılması için bu yatırımların yapıldığı yerlerde kamusal güce dayanarak birtakım imtiyazların kullanılması ve izinlerin alınması gerekmektedir. Üretim ve arama faaliyetleri yerel hükümetlerin koyduğu sınırlar dahilinde yapılmaktadır. Hükümetler ülkenin genel çıkarları çerçevesinde özellikle rezervuarlardaki gazın hızlı bir şekilde çıkarılmasını istememekte, belli bölgelerde çevresel nedenlerle arama faaliyetlerini sınırlamaktadırlar. Piyasanın can damarları niteliğinde olan iletim ve dağıtım hatları boruların çapı ve basınç faktörlerine göre değişme gösteren kapasite kısıtları çerçevesinde işlemektedirler.

Yeniden IEA'nın tanımının analizine dönecek olursak tanımda geçen “dışsal etkiler”in ne şekilde anlaşılması gerektiği merak edilebilir. Aynı yayında söz konusu kavrama şu şekilde bir yorum getirilmektedir:⁴

“Şimdiye kadar doğal gazda arz güvenliği dış arz kaynaklarının kesintiye uğraması olasılığına karşılık bir sigorta olarak algılandı. Bu algılama halen geçerli olmakla birlikte tanımın küresel ve IEA⁵ gaz piyasalarındaki son gelişmeler ışığında yeniden gözden geçirilmesi gerekiyor. Yeni kavram, artık arz güvenliğinin ülke sınırlarının ötesine geçerek nihai tüketiciye kadar uzanmasını içermektedir. Aynı zamanda arz güvenliği eşit önemde iki bileşene bağlıdır: Fiziksel mevcudiyet ve fiyat.”

⁴ Ibid s. 62

⁵ IEA üyesi ülkeler, IEA Avrupa, IEA Pasifik ve IEA Kuzey Amerika olmak üzere üç grup ülkeden oluşmaktadır. Gruplara göre üye ülkeler şunlardır: IEA Avrupa; Almanya, Avusturya, Belçika, Çek Cumhuriyeti, Danimarka, Finlandiya, Fransa, Hollanda, İngiltere, İrlanda, İspanya, İsveç, İsviçre, İtalya, Lüksemburg, Macaristan, Norveç, Portekiz, Türkiye, Yunanistan. IEA Pasifik; Avustralya, Japonya, Kore, Yeni Zelanda. IEA Kuzey Amerika; ABD ve Kanada

Tam da bu noktada başka bir çalışmada⁶ verilen tanımı gündeme getirmek yerinde olacaktır. Bu tanımda arz güvenliğinin; *“Korunan ve aynı zamanda kesinti yapılamayacak nitelikteki tüketiciler tarafından talep edilen tüm gazın makul bir fiyattan hazır bulunmasının temin edilmesi”* olarak daha kapsamlı bir şekilde ve liberal bir gaz piyasası açısından tanımlandığı görülmektedir. Buradaki tanımda arz güvenliğine ilişkin olarak üç önemli unsur vurgulanmaktadır: Öncelikle gazın gerektiğinde fiziki anlamda hazır veya mevcut olması gerekmektedir. Bununla birlikte gazın söz konusu fiziksel mevcudiyetini biraz geniş yorumlamak da gereklidir. Zira tek başına gazın bulunması yeterli olmayacak aynı zamanda kullanıma hazır olan gazı tüketicilere ulaştıracak taşıma sistemlerinin de yeterli olması gereklidir. Belirtilen taşıma kapasitesi aynı zamanda hem olağan hem de olağanüstü durumlarda talep edilen miktarı sağlıklı ve güvenli bir biçimde ulaştıracak özelliklere de haiz olmalıdır. Tüm bunlara bir de tüm altyapı sistemlerinin (iletim, dağıtım, depolama tesisleri) eşgüdümlü ve bir bütünlük içinde faaliyet göstermesini de eklemek gerekmektedir.

Arz güvenliği açısından farklı tüketici grupları için farklı güvenlik düzeylerinin söz konusu olması tanımda öne çıkan diğer bir unsurdur. Serbest bir piyasada bazı tüketiciler ve bilhassa da gaz ile üretim yapan elektrik üretim tesisleri gibi büyük tüketim miktarlarına sahip tüketiciler, tedarikçisi ile yaptığı sözleşme kapsamında talep ettiği güvenliği sağlama yoluna girecektir. Bu açıdan serbest tüketici (eligible customers) olarak adlandırılan bu tüketici gruplarından çok, tedarikçisini seçme serbestisi bulunmayan tüketici gruplarının korunması serbest piyasada arz güvenliğinin bir boyutu haline gelmektedir.

Tanımda öne çıkan son önemli nokta arz güvenliği ile fiyatın ilişkisini ortaya koymaktadır. Talep edilen tüm gaz her hangi bir fiyattan değil “makul” bir fiyattan alınabilir durumda olmalıdır. Bununla birlikte özellikle evsel tüketiciler için bu makul fiyatın nasıl belirleneceği, başka bir deyişle hangi fiyat düzeyine kadar fiyatın yükselmesine ve dolayısıyla talebin dizginlenerek piyasa dengesinin sağlanmasına izin verileceği hususu için bir tespit yapmak olanaksızdır. Bu husus her ülkenin kendi

⁶ Giacomo LUCIANI, “Security of Supply for Natural Gas Markets: What is it and what is it not?” Indes Working Paper No.2, Center for European Policy Studies, Brussels, 2004, s. 1

koşulları içinde siyasi mekanizmalar, düzenleyici kurum ya da tüketici ile tedarikçi arasındaki sözleşme çerçevesinde belirlenmesi gereken bir durumdur.

Yeri gelmişken yabancı kaynaklarda “*security*” olarak ifade edilen “güvenlik” ile “*reliability*” olarak ifade edilen ve dilimize “güvenirlilik” olarak çevirebileceğimiz kavramın (her ne kadar bu kavramlar sıklıkla birbirlerinin yerine kullanılsa da) arasındaki farkı vurgulamak yerinde olacaktır. Güvenirlilik talep edilen gazın tüketicilere ulaştırılmasını temin eden sisteme ilişkin olarak kullanılmaktadır ve bu manada güvenliğin bir boyutunu ifade etmektedir. Bazen sistem mevcut talebi rahat ve güvenilir bir biçimde karşılayabilecek durumda olmasına rağmen gaz fiyatının makul ölçüleri aşacak şekilde yüksek düzeylere ulaşması durumunda arz güvenliğinin sağlandığı bir durumdan söz etmek mümkün olmayacaktır.

Arz güvenliği ile ilgili olarak tartışılması gereken diğer önemli bir konu da siyasal organların arz güvenliği konusuna neden bu kadar önem verdikleri hususudur. Neden diğer sıradan mallar için arz güvenliği konusu gündeme gelmiyor da elektrik, doğal gaz gibi mallar için arz güvenliğinin sağlanmış olması hükümetler açısından öncelikli hale geliyor?

İlk sebep; bu tip endüstrilerin özellikle iletim ve dağıtım faaliyetleri açısından doğal tekel niteliği göstermelerinden kaynaklanmaktadır. Bilindiği üzere bir hizmeti sunmanın maliyeti, çıktı ölçeğinin artması ile birlikte sürekli olarak düşüyorsa doğal tekelden söz etmek mümkündür. Böyle bir durumda maliyetler tek bir üretici ve tek bir şebekenin varlığı ile en aza indirilebilecektir. Bununla birlikte bu doğal tekelin çıktıyı azaltarak fiyatı arttırması yani monopol gücünü kullanmasının önüne geçmek için düzenlenmesi (regulation) ihtiyacı ortaya çıkmaktadır.

Diğer bir sebep bu tip malların ikame edilmesinin zor ya da olanaksız olmasıdır. Tüketiciler gazın kesilmesi durumunda hem bu gazı tedarik edebilecekleri başka bir yol bulamamakta hem de enerji ihtiyaçlarını alternatif yollarla giderme imkânları bakımlarından zor duruma düşmektedirler. Çoğu tüketiciler için bu imkân varsa da pahalı ve aynı zamanda teknolojik bakımdan mümkün olmayan bir mahiyette olabilmektedir.

Son olarak günümüz ekonomik ve sosyal yaşamı elektrik ve gaz sistemlerinin sürekli bir biçimde varlığını zorunlu kılmaktadır. Bu alanlarda ortaya çıkabilecek herhangi bir kesinti tüketiciler, sanayi ve kamu düzeni açısından ani ve büyük ölçekli ayrıca telafisi zor veya imkânsız derecede hasarlar meydana getirebilecek potansiyeli içlerinde barındırmaktadırlar. Dahası elektrik ve gaz sistemleri arasında artan karşılıklı bağımlılık durumu, bu durumu daha da kritik hale getirmektedir ki bu konuya İkinci Bölümde ayrıntılı olarak değinilecektir.

Tüm bu sebeplerle hükümetlerin elektrik veya gaz sistemlerinde bir kesinti meydana gelmesi durumunda bu sistemlerin mülkiyetine sahip olmasalar da ve hatta kendilerine böyle bir durumda yüklenmiş açık bir sorumluluk bulunmamasına rağmen acilen tepki gösterdikleri ve sistemin yeniden işler hale getirilmesi yönünde adımlar attıkları görülmektedir. Bu gibi durumlara hükümetler en azından piyasa mekanizmalarının kısmî olarak askıya alınması, tüketimde belirli kesimlere öncelik tanınması ve fiyatlar üzerinde kontrol mekanizmaları kurulmasını içeren çeşitli tepkiler verebilmektedirler. Fakat burada kritik olan nokta tüketicilerin ve piyasa oyuncularının arz kesintileri durumunda hükümetin mutlaka müdahalede bulunacağı yönünde ortak bir kana varmaları durumunda ortaya çıkacak olan kısır döngü durumudur. Böylesine bir kanı piyasa oyuncularını ve tüketicileri eğer böyle bir kanının olmaması durumunda alacakları önlemlerden ve dolayısıyla katlanacakları maliyetlerden çok daha az bir maliyete katlanmaları ve bu beklenti ışığında kendilerini garantiye almamaları gibi bir durum yaratacaktır. Bu durum hükümetlerin arz kesintileri durumunda politika oluştururken göz önünde bulundurması gereken önemli bir husustur.

1.2. Optimum Güvenlik Seviyesi

Her doğal gaz sistemi tüketicilere belli oranda güvenlik sağlamaktadır. Bununla birlikte optimal ya da yeterli olan güvenlik düzeyini tespit etmek zordur. Bilindiği üzere yüksek bir güvenlik seviyesine ulaşmak ancak yüksek maliyetlere katlanılarak gerçekleştirilebilir. Bu açıdan arzu edilen güvenlik seviyesine ulaşmak için artan güvenlik seviyesi ile bunun maliyeti arasında dengeyi tutturmak önemli hale gelmektedir. Bu bağlamda istenen güvenlik düzeyi ile katlanılacak maliyet arasında iktisadi anlamda bir değiş-tokuş durumu söz konusudur.

Klasik arz ve talep teorisi çerçevesine arz güvenliğini de bir ölçüde oturtmak mümkündür. Arz güvenliğini tehdit eden riskleri azaltmak bunu elde etmek için gerekli olan ilave güvenliğin maliyetine bağlıdır ki bu da bir arz eğrisi şeklinde gösterilebilir. Şekil 1.1.'de bu eğri gösterilmektedir. Burada arz eğrisinin önce düz bir şekilde ilerlediği fakat belli bir güvenlik seviyesinden sonra, varolan riskleri azaltmanın maliyetinin artmasını ifade edecek biçimde keskin bir şekilde yükseldiği görülmektedir. Bu durum, görece olarak düşük güvenlik seviyelerinde riski azaltmanın maliyetinin düşük olduğu, risk seviyesinin oldukça azaltıldığı noktalarda ise ilave güvenlik sağlamanın maliyetinin çok yüksek olduğu olgusuna dayanmaktadır. Böyle bir durum aynı zamanda “azalan verimler kanunu”nun⁷ da işlediği bir durumu göstermektedir, zira şekilde görüleceği üzere belli bir güvenlik seviyesini elde etmek amacı ile katlanılan maliyet sabit kalmamakta, güvenlik seviyesi arttıkça artmaktadır.

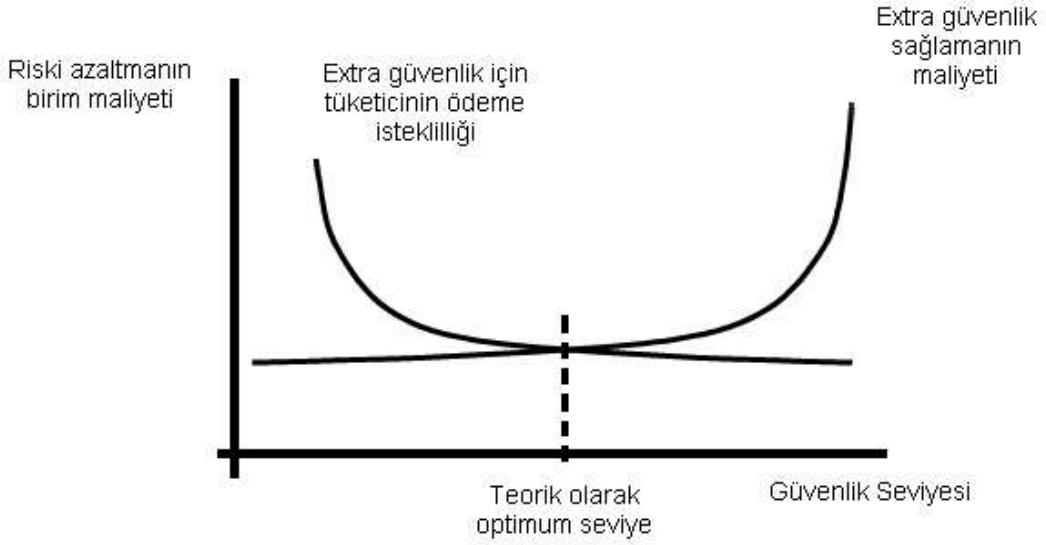
Konuya ilişkin örnek verecek olursak, tükettiği doğal gazın büyük bir kısmını ithalat yoluyla karşılayan bir ülkede bir yıllık ortalama tüketimin %50'si kadar bir depolama kapasitesine sahip olmak için katlanılan maliyet, bu oranı %100'e çıkarmak için katlanılan maliyetten daha düşük olacaktır. %50'lik kapasiteye ulaşmak için kurma maliyeti düşük olan, mesela daha önceden doğal gaz üretim sahası olarak kullanılmış yerler tercih edilecek, yeterli olmaması halinde tuz mağaraları depolama yükümlülüğünün yerine getirilmesinde kullanılacaktır.⁸ Ülkenin jeolojik olarak depolamaya elverişli olan alanların sınırlı olduğunu düşünecek olursak Sıvılaştırılmış Doğal Gaz (Liquefied Natural Gas, LNG) tesislerinin ve buradaki tankların depolama kapasitesine eklenmesi gündeme gelecektir. Dolayısıyla daha fazla güvenlik ile birlikte maliyetler de artacaktır.

Şekil 1.1. sağlanacak ilave güvenlik ve riskin azaltılması için tüketicilerin ödeme istekliliği biçiminde bir talep eğrisi de içermektedir. Şekildeki talep eğrisi, tüketicilerin düşük güvenlik seviyelerinde mevcut riskleri azaltmak için doğacak maliyetleri karşılama isteğinin üst düzeyde olduğunu buna karşılık bu isteğin güvenlik seviyesi arttıkça düştüğü ve hatta belli bir noktadan sonra sabit kaldığını yansıtmaktadır. Bu

⁷ İktisat teorisinde *azalan verimler kanunu*; teknoloji düzeyi ve diğer girdilerin miktarları sabit iken bir girdinin miktarı arttıkça, marjinal ürünün bir noktadan sonra azalmasını ifade etmektedir.

⁸ Depolama tesislerinin maliyetlerini karşılaştıran tablo için Bkz. Tablo 3.2

durum aslında tüketicilerin genel olarak daha fazla güvenliği daha az maliyetle istemesi durumunu yansıtmaktadır.



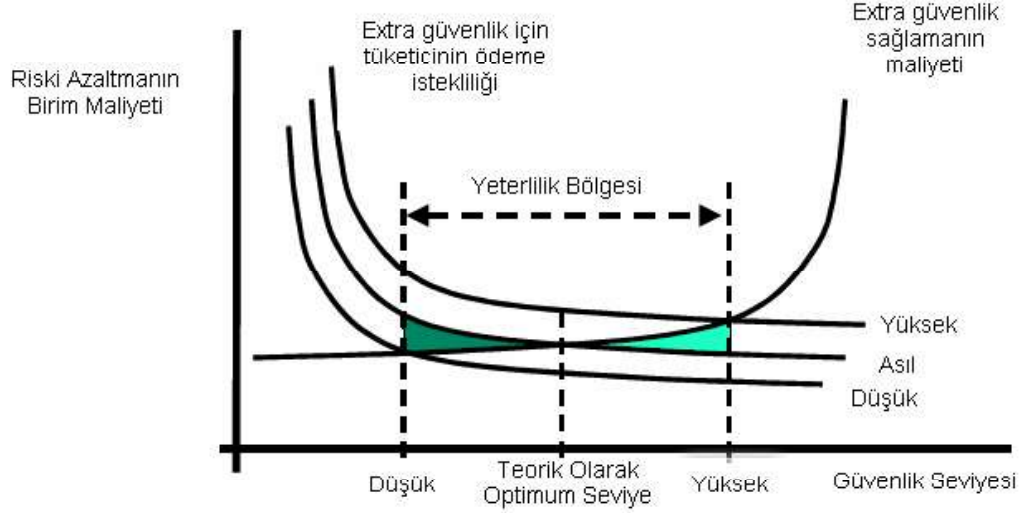
Şekil 1.1. Güvenliğin Fayda ve Maliyetlere Dayalı Teorik Olarak Optimum Seviyesi⁹

Bu iki eğrinin çakıştığı noktada teorik olarak optimum güvenlik durumunun sağlandığı söylenebilir ki bu noktada tüketicinin güvenlik için ödeme yapma isteği ile bunu sağlamanın maliyeti birbirine denk hale gelmektedir. Bununla beraber bu nokta ifade edildiği gibi teorik açıdan mümkündür ve uygulamadaki varlığı da ancak doğal gaz piyasasında iktisadi anlamda tam rekabet durumunun varlığı ölçüsünde olanaklıdır.

Doğal gaz piyasasının yapısı gereği tam rekabet durumundan uzak olması, hali hazırda somut bir arz güvenliği piyasasının bulunmaması, tüketicilerin güvenlik için ödemeye istekli oldukları miktarın gerçek hayatta tespit edilmesinin çok zor olması, hatta bu mümkün olsa bile farklı tüketici gruplarının farklı güvenlik seviyeleri talep etmeleri ve ödeme isteklerinin farklı olması nedenleriyle arz güvenliğinin optimum seviyesine ilişkin olarak ortaya konulmuş olan model biraz daha geliştirilmiştir. Şekil 1.2.'de gösterilen bu modelde farklı tüketici kesimlerinin güvenliğin maliyetine katlanma durumları dikkate alınarak üç farklı talep eğrisi çizilmiştir. Asıl talep eğrisi yine ortadaki olmakla birlikte tüketicilerin ödemeye istekli oldukları güvenlik

⁹ NATIONAL ECONOMIC RESEARCH ASSOCIATES (NERA), "Security in Gas and Electricity Markets" London, 2002'den alınmıştır.

seviyesinin ve dolayısıyla dengenin daha geniş bir bölgede sağlanması imkan dahilinde olmaktadır.



Şekil 1.2. Güvenlik Seviyesindeki Küçük Farklılıkların Topluma Maliyeti¹⁰

İlave güvenlik için tüketicilerin ödemeye istekli oldukları düzeyi ifade eden talep eğrisinin yüksek tahmin edildiği durumda yüksek bir güvenlik seviyesi, düşük tahmin edildiği durumda ise düşük bir güvenlik seviyesi ortaya çıkmaktadır. Bununla beraber asıl dikkat edilmesi gereken nokta talep konusunda kusursuz bir tahmin yapma gerekliliğinin Şekil 1.2. bağlamında ortadan kalktığı gerçeğidir. Çünkü burada tam olarak doğru bir tahmin yapılmasının getireceği maliyet bu doğru tahminden sağlanacak faydayı aşmaktadır. Zira güvenlik seviyesi artık belli bir noktada değil belli bir bölgede yeteri kadar sağlanmış kabul edilmektedir. Şekilde görüleceği üzere “yeterlilik bölgesi” içerisinde arz ve talep eğrilerinin görece olarak daha düz olduğu ortadadır. Bu durum talebin tam olarak tahmin edilmesinin topluma net maliyetini temsil eden taralı alanların yine görece olarak küçük kalmasına yol açmaktadır. Böyle bir durumda politikaların hedefinin optimum güvenlik seviyesi değil piyasaların yeterlilik bölgesi içinde kalmasını sağlamak olacaktır.

¹⁰ NERA, “Security in Gas ...”den alınmıştır.

Sonuç olarak yeteri kadar arz güvenliğinin hangi seviyede belirleneceği sorusu cevaplanırken siyasal organlar belli başlı uygulamadan kaynaklanabilecek sorunlar üzerinde yoğunlaşmalıdırlar. Bu sorunlar; tüketicilerin güvenlik için ödeme yapma arzularını ortaya koymalarını engelleyen teorik ya da uygulamaya ilişkin engellerin mevcut olup olmadığını belirlemek, mevcut güvenlik düzeyinin tüketiciler için ağır maliyetlere sebebiyet verecek kazalara ve risklere karşı yeteri kadar emniyet sağlayıp sağlamadığı gibi konular üzerinde yoğunlaşmaktadır.

1.3. Serbest Piyasada Arz Güvenliği

Son yıllarda Amerika'daki örneğin etkisi ile doğal gaz piyasasında serbestleşme yönünde genel bir eğilim olduğu görülmektedir. Bu eğilim Avrupa'da ilk olarak İngiltere'de yansımaları bulmuş daha sonra tüm Avrupa ülkelerinde etkisini hissettirmiştir. Daha önce devlet kontrolünde olan ve dikey-bütünleşik bir yapı içerisinde faaliyet gösteren doğal gaz piyasasından özel sektörün ağırlık kazandığı, faaliyetlerin ayrıştırıldığı, iletim ve dağıtım hatlarına üçüncü tarafların erişiminin esas olduğu bir yapıya geçiş tüm dünyada yaygın bir olgu haline gelmiştir.

Eski yapıda mevcut olan dikey-bütünleşik tekellerin, ekonomik teori açısından çıktıları azaltıp fiyatı arttırarak kârlarını maksimize etmeleri beklenebilirdi. Bununla beraber enerjinin hükümetler tarafından “stratejik” bir alan olarak görülmesi tekellerin bu yönde davranmalarını engelledi ve bu şekilde enerji açısından güvenli bir ortam oluşturulmaya çalışıldı. 21 inci y.y. başında hükümetleri bekleyen asıl sorun ise hükümetlerin enerjide stratejik bir rol oynamaktan çekilmeleri ve ellerinde güvenlik düzeyini etkilemek üzere gittikçe daha az politika aracı kalmış olmasıdır. Yeni piyasa ortamında asıl soru hükümetlerin arz güvenliği konusunda ne yapacakları değil, piyasaların yeterli güvenlik seviyesini sağlayabilip sağlayamayacağıdır.¹¹

Doğal gaz piyasasında liberalleşme yönünde atılmakta olan adımlar böyle bir piyasa ortamında arz güvenliğinin ne şekilde sağlanacağı sorununu da gündemin ön sıralarına yerleştirmiştir. Eski tekelleri savunagelenler; yıllar boyu süregelen ve pek fazla kesintiye yol açmayan eski yapının güvenlik seviyesini uygun düzeylerde sağladığını

¹¹ NERA, “Energy Regulation Brief: Security of Energy Supply”, London, March 2003, s.2

iddia etmektedirler. Söz konusu sav, eski yapıda her hangi bir büyük kesinti durumu ile karşılaşılmanın olması bir yana, asıl olarak dikey bütünleşik tekellerin güvenlik amacıyla yapılan tüm yatırımların maliyetlerini rahatça tüketicilere yansıtılabilmelerine dayanmaktadır.¹² Dolayısıyla yukarıda anlatılan ve yeterli arz güvenliği seviyelerini tespit etmemize yarayan, asıl olarak da tüketicinin güvenlik için ödeme yapma isteğini dikkate alan analizler hiçbir şekilde göz önünde bulundurulmaksızın sağlanan bir güvenlik seviyesi söz konusu olmaktadır. Buna rağmen tekelci yapının uzun süre yeterli miktarda güvenlik seviyesini gerçekleştirmesi de pek mümkün gözükmemektedir zira özellikle devlet kontrolündeki tekelci yapılar bir süre sonra yatırımların sürekliliğini sağlayacak nakit akışından yoksun kalmakta ve altyapı sistemlerinin işleyişi riskli hale gelmektedir.

Bunlara karşılık arz güvenliğinin serbest piyasada; rekabetçi piyasaların getirdiği etkin bir biçimde faaliyet gösterme baskısı ile birlikte belli bir güvenlik seviyesinin daha düşük maliyetle gerçekleştiği öne sürülmektedir. Bunun başlıca sebepleri arasında;

- rekabetçi piyasalarda tedarikçilerin, güvenlik konusundaki tercihlerini piyasa ortamında ifade eden tüketicilerin gereksinimlerini dikkate almak durumunda olmaları,
- yine rekabetçi piyasalarda yaşanabilecek aksaklıklar şirketin kârı üzerinde önemli ölçüde etkiye sebep olacağı için, üretim tesislerinin güvenilirliğinin ön plana çıkması,
- rekabetçi piyasalarla birlikte gelişen birbirine bağlı, likid¹³ ve derinliğe sahip olan aynı zamanda riskleri azaltmak üzere türev piyasaların geliştiği piyasa ortamının arz güvenliğinin sağlanmasında da yeterli olacağı,

gösterilmektedir.

Serbest bir piyasada arz güvenliği açısından öncelikle tüketiciler arasında bir ayrıma gidilmesi gerekmektedir. Tüketicilere kendi tedarikçilerini seçme hakkı verilirken

¹² Giacomo LUCIANI, “Security of Supply for Natural Gas Markets: What is it...”, s. 2

¹³ Likid piyasa ya da likidite; bir malın ya da varlığın o malın piyasa fiyatını etkilemeksizin alınıp satılabilmesini ifade eder başka bir deyişle yüksek miktarda ticari aktiviteyi gerektirir.

bunun anlam kazanabilmesi açısından aynı zamanda tüketicilerin farklı güvenlik düzeylerini tercih edebilecekleri gerçeğini de göz önünde bulundurmak gerekmektedir. Bu durum özellikle her hangi bir arz kesintisi durumunda alternatif yakıt kaynaklarına geçme imkânına sahip olan ve hatta doğal gaz piyasasından tamamen çıkma ve ihtiyacını doğal gazı ikame eden kaynaklara yönelerek giderme imkânı olan tüketiciler açısından anlam kazanmaktadır. Bu tip tüketicilerin ağırlıkta olduğu gruplar ile tedarikçiler arasında ikili anlaşmalar çerçevesinde bir güvenlik seviyesinin tespit edilmesi yoluna gidildiği görülmektedir. Bu anlaşmalarda genelde arz kesintisi durumunda doğal gazın kısmen ya da tamamen kesilebilmesini öngören hükümler bulunduğu için bu tip tüketiciler “kesintili tüketiciler” (interruptible customers) olarak adlandırılmaktadır. Buna karşılık “kesintisiz tüketiciler” (non-interruptible or firm customers) olarak ifade edilebilecek, örneğin fuel-oil gibi alternatif kaynaklara geçme ya da tamamen piyasadan çekilme imkânına sahip olmayan ve genelde evsel ya da küçük çaplı ticarethanelerin oluşturduğu tüketici grupları için hükümetler tarafından koruyucu önlemler alınması gerekli hale gelmektedir.

Kesintili ve kesintisiz tüketici ayrımı serbest piyasa bağlamında oldukça önem kazanmaktadır. Çünkü doğal gaz sisteminin istikrarını artırmakta ve krizler karşısında sisteme esneklik imkânı kazandırmaktadır. Bu nedenle piyasa mekanizmalarının arz güvenliğinin söz konusu olduğu durumlarda başarılı bir şekilde karşılık verebilmesi açısından kesintili tüketicilerin kritik durumlarda alternatif yakıtlara geçişi makul gösterecek ölçüde düşük fiyatlar ile özendirilmesi gerekmektedir. Çünkü bu tüketiciler için önemli olan gaz fiyatı ile gaza alternatif olarak düşünülen yakıtlar arasındaki fiyat ilişkisidir.

Liberal bir piyasa düzeninde her bir tedarikçinin kendi özelinde ortaya koyduğu güvenlik seviyesi olacaktır. Genellikle bir ülkenin toplamdaki güvenlik seviyesi tek tek tedarikçilerin güvenlik seviyelerinin toplamından farklılık da gösterebilir. Bununla beraber burada her bir tedarikçinin kendi güvenlik seviyesini belirlemesinde temel alması gereken şey sahip olduğu tüketici profili olmaktadır. Kesintili ve kesintisiz tüketicilerin birbirine oranı arz güvenliği noktasında tedarikçi firmalara yol gösterici olmalıdır. Basit bir hesaplama ile %30 kesintili, %70 kesintisiz tüketici profiline sahip olan tedarikçi açısından kesintisiz tüketicilere %100'lük bir garanti sağlanması halinde

dahi % 30'luk bir arz kesintisini taahhütlerini aksatmaksızın telafi edebilecek durumda olduğu söylenebilir.

Bu noktada ileriki bölümlerde detaylı bir şekilde inceleyeceğimiz depolamanın bir yönüne işaret etmek yerinde olacaktır. Arz güvenliğinin sağlanmasında kullanılan araçlardan biri olan depolama konusunda bazı ülkelerin, tedarikçi firmalara temin ettikleri gazın bir bölümünü depolamaları şartını ortaya koydukları görülmektedir. Bu uygulamanın serbest piyasa açısından kritiğini yapan Luciani (2004) şöyle devam etmektedir:

“Bütün şirketlere tüketici tabanı ya da gaz alım yapısından bağımsız olarak başta depolama yükümlülükleri olmak üzere eşit yükümlülükler yüklemek hatadır. İthalatçılar talep esnekliğini artırmak ve kaynaklarını çeşitlendirmek yönünde teşvik edilmelidir. Kaynakların çeşitliliğini sağlamak üzere yeni bir kaynaktan yapılan ithalat, varolan bir kaynaktan yapılan alım cezalandırılması ya da tamamen yasaklanması gerekirken, her hangi bir güvenlik endişesinden uzak tutulmalı ve olumlu bir adım olarak görülmelidir. Bu ulusal ya da her bir ithalatçı şirket düzeyinde yapılabilir: Kendiliğinden yapılacak şey bu kuralları her bir ithalatçı düzeyinde uygulamaktır, fakat ulusal düzeyde uygulama da doğru yönde atılmış bir adım olacaktır. Çeşitlendirilmiş kaynaklara ve küçük oranda bir kesintisiz tüketici tabanına sahip şirketlerin, kaynakları daha az çeşitlendirilmiş ve tüketici tabanı daha çok kesintisiz tüketicilerden oluşan şirketlere acil durum arz hakkı satmalarına izin verilerek teşvik edilebilir. Tüm gaz tedarikçilerinin bir kriz durumunda dahi kesintisiz tüketicilere hizmet vermek gibi güvenlik gereksinimlerini karşılama yeteneklerini kanıtlamaları istenmelidir: Tedarikçiler bunu arz kaynaklarını çeşitlendirerek ve/veya kesintisiz tüketici oranlarını sınırlandırarak yapabilecekleri gibi çeşitlendirilmiş kaynaklara sahip ve/veya küçük oranda bir kesintisiz tüketici tabanına sahip olan tedarikçilerden acil durum arz hakkı satın alarak da yapabilirler...”

Bugün gaz piyasalarını rekabete açma aşamasında olan Kıta Avrupası ülkelerinde toplam gaz satışının yaklaşık %15 kadarı kesintili anlaşma temelinde olmaktadır. Bununla beraber uygulamada Avrupa ülkelerinde kesintili tarifieden gaz alan tüketicilerin gazının çoğunlukla kesilmediği görülmektedir. Bunun başlıca sebebi ise gaz fiyatlarının ikame yakıtların fiyatlarına bağlanmasıdır. Buna karşılık işleyen serbest bir doğal gaz piyasasına sahip olan ABD’de yıllık toplam gaz satışının %25’i kesintili tarife üzerinden yapılmaktadır ve burada kesintili tüketicilerin gazı gerçekten kesilmektedir. Bilindiği üzere ABD piyasasında doğal gaz fiyatları çeşitli piyasa merkezlerinde oluşan fiyatların karşılıklı etkileşimi ile oluşmaktadır (gas to gas

competition). Aynı şekilde İngiltere’de yıllık toplam gaz satışının %26’sı kesintili tarife üzerinden yapılmaktadır.¹⁴

Arz güvenliğinin önemli bir unsuru olan yatırımların sürekliliğinin nasıl sağlanacağı sorusu da artık bütün gerekli yatırım kararlarını veren bir örgütlenmenin olmadığı bir ortamda gündeme gelecektir. Genel kanı liberal bir piyasa ortamında yatırımların sürekliliğinin daha etkin bir biçimde sağlanacağı yolunda olmasına rağmen, özellikle eski yapıdan yeni yapıya geçiş aşamasında risklerin fazla olduğu yönündedir. Serbest piyasada birbirleriyle kıyasıya rekabet eden şirketlerin kısa dönemli nakit akışlarına odaklanacağı ve uzun dönemde karlı hale geçecek projelere pek ilgi göstermeyeceği ileri sürülmektedir.¹⁵

Bu konuda IEA tarafından yayımlanan *World Energy Investment Outlook (2003)*¹⁶ adlı çalışmadaki görüşler dikkat çekicidir:

“ Gaz (ve elektrik) arzı ile maliyetlerin düşürülmesinde rekabeti ön plana çıkarmayı hedefleyen piyasaya ve düzenlemeye ilişkin reformlar yatırım riski ve finansman düzenlemeleri üzerinde ciddi etkilere sahip bulunmaktadır. Bununla birlikte özellikle Kanada, ABD ve İngiltere’deki deneyim piyasa reformlarının en azından belli bir olgunluk düzeyine erişmiş piyasalarda doğal gaz altyapısına uzun vadeli yatırımlara zarar vermemektedir. Özellikle Kuzey Amerika’da upstream ve downstream¹⁷ gaz endüstrisindeki yatırımları, yeniden yapılandırma sonrası güçlü talep artışı ile görece olarak yüksek yatırım kârlılığı oranlarının da etkisi ile artış göstermiştir. Hem Avrupa hem de Kuzey Amerika’da üreticilerin fiyat oynaklığı (volatility) ile mücadele etmelerine yardım etmesi amacıyla finansal risk yönetimi araçları geliştirilmiştir. Fakat 2001 yılında Enron’un çöküşü ile diğer tedarikçi şirketlerin yaşadığı finansal zorluklar bu araçların kullanımını sınırlamış, aynı zamanda spot ve vadeli işlemler piyasalarında likiditeye zarar vermiştir. Her iki bölgedeki önde gelen gaz şirketleri gelecek on yıllarda arz imkânları üzerinde gittikçe daha fazla hayati öneme sahip olacak olan büyük ölçekli çoğu upstream projenin geliştirilmesi üzerinde enerjide liberalleşme nedeniyle gittikçe daha fazla endişeye kapılmaktadırlar. Bu zamana kadarki çoğu yatırım siyasal olarak düşük riskli kaynaklardan ve piyasaya yakın olan yerlerden gelen arz imkanlarını içeren görece küçük ölçekli yatırımlar olmuştur. Gelecekte düzenleyici (regulatory) gelişmelerin yarattığı belirsizliğin sermaye maliyeti üzerindeki olası etkileri de endişelere sebep olmaktadır.”

¹⁴ International Energy Agency, “Flexibility in Natural Gas Supply and Demand”, Paris, 2002, s.70

¹⁵ NERA, “Security in Gas ...” s.20

¹⁶ International Energy Agency, “World Energy Investment Outlook (2003)”, Paris, 2003, s. 206-207.

¹⁷ Upstream; petrol ve doğal gaz piyasasında arama ve üretim faaliyetlerini, downstream ise üretimden sonra nihai satışa kadar geriye kalan faaliyetleri içermektedir.

Liberalleşen piyasalarda uzun vadeli kontratların büyük çaplı yatırımların finansmanını kolaylaştırdığı için var olmaya devam edeceği bununla beraber yapısal birtakım değişiklikler geçireceği öne sürülmektedir. Bu değişiklikler arasında uzun vadeli kontratların genelde 20-25 yıl arası olan süresinin kısılacağı, daha “yumuşak” al ya da öde yükümlülükleri içereceği ifade edilmektedir. Uzun vadeli kontratlar yukarıda belirtildiği gibi yatırımların finansmanı açısından önem arz etmektedir fakat bu tip kontratların rekabetçi piyasaların tam anlamıyla yerleşmesi ile birlikte en azından teorik olarak ortadan kalkması beklenmektedir. Çünkü gaz ticareti yapan bir firmanın sözleşmeye bağladığı fakat satamadığı gazı spot piyasada satabileceği öngörülmektedir.¹⁸ Bununla birlikte uzun vadeli kontratlar ile ilgili bölümde belirtileceği üzere doğal gaz piyasasında en azından görünür gelecek için uzun vadeli kontratların yaygın şekilde kullanılmaya devam edeceği öngörülmektedir.

Son yıllarda serbest piyasa lehine gelişen konulardan biri de LNG’nin boru hattı ile doğal gaz ticaretine alternatif olarak ortaya çıkması ile birlikte doğal gaz piyasasını bölgesel bir piyasa olmaktan çıkararak küresel bir piyasaya dönüştürme potansiyeli taşımasıdır. Ayrıca LNG serbest bir doğal gaz piyasasının şiddetle ihtiyaç duyduğu esnekliği ve kaynak çeşitliliğini artırmaktadır.

Serbest bir doğal gaz piyasasında arz güvenliği konusunda yukarıda anlatılanların dışında belki de en önemli konu eski yapıda dikey-bütünleşik yani hem üretim ve arama hem ticaret hem taşıma faaliyetlerini bir arada yürüten ve devletin en azından yakın kontrolü altında bulunan bir örgütlenmenin sağladığı güvenlik varken yeni piyasa yapısının getirdiği faaliyetlerin ayrışması ile birlikte arz güvenliğinin ne şekilde sağlanacağı üzerinde yoğunlaşmaktadır. Bu noktada Jonathan Stern¹⁹ Avrupa hükümetlerinin risk/maliyet analizlerini iyi yaparak, standartların ve yükümlülüklerin açıkça belirlendiği şeffaf bir güvenlik çerçevesinin oluşturulması gerektiğini ifade etmekte ve bu çerçevenin genel hatlarını şu şekilde çizmektedir:

¹⁸ Ibid, s. 207

¹⁹ Jonathan STERN , “Security of European Natural Gas Supplies: The Impact of Import Dependence and Liberalization, Royal Institute of International Affairs, London, 2002 s.5

- Kesintisiz özellikle de evsel tüketicilere her hangi bir arz kesintisi durumu yaşanmaması için alınacak tedbirlerin önceden tespit edildiği spesifik güvenlik olayları,
- Farklı piyasa oyuncularının bu tip olaylar karşısında gerekli asgari seviyede arz ve kapasiteyi hazır bulundurabilmelerini sağlamak üzere belirlenecek yükümlülükler,
- Bu yükümlülüklerin ortaya çıkardığı maliyet ve bu maliyetin nasıl dağıtılacağı,
- Önceki analiz ışığında a) kaynak, transit geçiş ve tesis yoğunlaşması konusunda getirilecek sınırlar, b) elektrik üretim tesisleri gibi büyük gaz tüketicilerinin güvenlik sebebiyle alternatif yakıt bulundurma zorunluluğu getirilmesi.

Böylesine bir çerçevenin yararı piyasa oyuncularının hangi güvenlik hadiselerinin önceden öngörüldüğünü hangilerinin öngörülmediğini tespit etmelerini sağlaması, hükümet politikalarının şeffaf bir biçimde ortaya konulması ile tartışma ortamı doğması, kimin neye karşı korunduğu ve maliyetinin ne olduğunun ortaya çıkacak olmasıdır.

Yeni piyasa yapısında arz güvenliğinin sağlanmasında tüketiciler, üreticiler, toptan satıcılar, tedarikçiler, depo sahipleri, iletim sistem operatörleri, dağıtım sistemi operatörleri, düzenleyici kurumlar, hükümetler ve hatta AB çerçevesinde düşünülecek olursa AB organları yani ulus-üstü örgütlenmelerin kendilerine özgü sorumluluklarının olacağı kuşkusuzdur.²⁰

Tüketiciler açısından özellikle evsel tüketiciler için ulusal düzeyde önlemler alınmalı hedefler ortaya konulmalı fakat bunların ne şekilde gerçekleştirileceği piyasa oyuncularına bırakılmalıdır. Büyük ölçekli tüketicilerin ise kendi güvenliklerini en iyi şekilde sağladığına inandıkları tedarikçiler ile anlaşma yapma yoluna gitmelerini sağlayacak ortam yaratılmalıdır. Yine düzenleyici kurumlar piyasada rekabetin ve ayrımcılık olmaksızın şebekeye erişimin sağlanmasını temin etmek durumundadırlar.

²⁰ EUROGAS, “Security of Gas Supplies, Markets, Principles, and Actors”, Brussels, 2002, s. 3-8

Ayrıca arz güvenliği standartları belirlemek piyasa taraflarının sorumluluklarının yeniden dağıtımını yapmak bu kurumların etkin bir piyasa oluşturma politikaları ile tezat oluşturabilir. Bu açıdan serbest bir piyasada düzenleyici otorite ile hükümet arasında söz konusu iki rolün ayrılması tavsiye edilmektedir. İletim sistem operatörlerinin sistemin istikrarı açısından gerekli yatırımları yapması önem taşımaktadır, bununla beraber düzenleyici kurumun taşıma tarifelerini düşük belirlemesinin bu yatırımları tehlikeye sokma ihtimali de bulunmaktadır.²¹

Buna rağmen liberal bir doğal gaz piyasasının arz güvenliği açısından belirli riskleri taşıdığı da muhakkaktır. Özellikle piyasaya yeni giren aktörlerin eski düzenden kalma tedarikçinin sağladığı güvenlik seviyesine güvenmeleri ve rekabetçi ortamın da etkisiyle maliyetlerin kısılmasına yönelik öncelik değerlendirmeleri yapmaları durumunda arz güvenliği açısından olumsuz durumların meydana gelmesi ihtimali ortaya çıkacaktır.

İleriki bölümlerde serbest bir doğal gaz piyasasında arz güvenliğine ilişkin olarak mevcut durum, olası araçlar, hükümetlerin ve düzenleyici kurumların ve piyasa taraflarının konumu AB, ABD ve İngiltere uygulamalarından örnekler verilerek ayrıntılı olarak inceleneceğinden bu aşamada serbest piyasada arz güvenliği konusunda bu kadar bilginin yeterli olduğu düşünülmektedir. Sonuç olarak ortaya çıkan eski yapıdan yeni serbest piyasa yapısına geçişte dikkatli olunması gereği ve sadece hükümetlere değil düzenleyici kurumlara, piyasa taraflarına önemli görevler düştüğü, buna ilaveten doğal gaz piyasasında arz güvenliğine ilişkin yeni parametrelerin geliştiği ve piyasa dinamiklerinin işleyişine izin verilmesi halinde sağlıklı bir yapının ortaya çıkacağı düşünülmektedir.

1.4. Kısa ve Uzun Dönemde Arz Güvenliği

Arz güvenliğinin tanım olarak kısa ve uzun dönemli arz güvenliği olarak ikiye ayrıldığı da görülmektedir:

Kısa dönemli arz güvenliği; teknik, ekonomik ya da siyasal nedenlerle gaz arzında olası kesintilerin olduğu zor arz koşulları ve olağandışı talep artışına rağmen gaz arzının

²¹ Ibid, s.4-8

sürekliğini sağlayabilmek olarak tanımlanmaktadır. Uzun dönemli arz güvenliği ise gaz talebinin yerli üretim ile ithalat yoluyla sağlanacak kaynaklarla karşılanabilmesi olarak tanımlanmaktadır. Uzun dönemli arz güvenliği üretimden dağıtımına kadar tüm değer zincirinde gerekli yatırımların yapılması ile arz çeşitliliğinin sağlanmasını içermektedir.²²

Başka bir tanımda²³ ise ayrımın başka bir yönüne dikkat çekilmektedir; uzun dönemli arz güvenliği; gaz endüstrisinin gaz arzını ekonomik temeller üzerinde, güvenilir ve yeterli bir şekilde ve de rekabetçi fiyatlardan temin edebilme kapasitesi olarak tanımlanmıştır. Buna karşılık kısa dönemli arz güvenliği gaz akışındaki aksama ya da düzensizliklerin etkisini en aza indirme ya da mümkünse tamamen engellemeyi amaçlamaktadır.

Her iki tanımda ön plana çıkan unsur piyasanın sağlıklı ve sürekli bir şekilde işlemini sağlayacak yatırımların yapılması ile uzun dönemli arz güvenliği, mevcut kapasite ile olası aksaklıkları yönetebilme olanağının bulunduğu fakat yeni kapasitenin eklenmesinin daha fazla zaman gerektirdiği durumda ise kısa dönemli arz güvenliği söz konusu olmaktadır. Kısa dönemli arzda ortaya çıkabilecek aksaklıklar özellikle kış aylarındaki soğuk günlerde gelişebilecek ani talep artışları, doğal gazın taşındığı sistemde meydana gelebilecek arızalar olabilmektedir. Bu açıdan kısaca ifade etmek gerekirse uzun-dönemli arz güvenliği “yatırım eksikliği” kısa dönemli arz güvenliği ise “kazalar” olarak ifade edilebilir.

1.5. Arz Güvenliği ve Risk Yönetimi

Son olarak, arz güvenliğinin her şeyden önce bir risk yönetimi olduğu unutulmamalıdır. Söz konusu riskleri en aza indirmek arz güvenliğini sağlamayı hedefleyen politikaların temelini oluşturmaktadır. Bu açıdan doğal gaz piyasası açısından mevcut riskleri gruplandırarak ifade etmek yerinde olacaktır;²⁴

²² Jordi DOLADER, “Gas Security of Supply in a Liberalized Market”, Sunum, Paris, June 2003, s. 3

²³ Dr. Wilfried CZERNIE, “Security of Gas Supply and Long-Term Contracts”, Sunum, IEA Regulatory Forum, Paris, February 2002, s. 4

²⁴ International Energy Agency, “Security of Gas Supply...”, s. 62

- Teknik Riskler; örneğin iklim koşulları nedeniyle sistemdeki aksaklıklar, kazalar, v.b.
- Siyasal Riskler; dış kaynaklı arzda kesinti, altyapı tesislerine sabotaj yapılması,
- Düzenlemeye ilişkin riskler; hatalı düzenleme nedeniyle ortaya çıkabilecek sorunlar, düzenleyici başarısızlık²⁵, düzenleyici çerçevedeki değişiklikler,
- Ekonomik Riskler; üretici ülkelerin mevcut fiyatlarla rezervlerini piyasaya sunmaya istekli olmamaları, yatırım eksikliği, finansman koşullarında zorluklar yaşanması,
- Çevresel Riskler; kabul edilemeyecek oranda sera gazı etkisi, ekolojik yaşama zarar verilmesi

Bu gruplandırmada dikkati çeken unsurlar teknik risk olarak ifade edilen risklerin sisteme ilişkin olduğu ve bunu kısa dönemli arz güvenliği çerçevesinde değerlendirmenin uygun olacağıdır. Buna karşılık ekonomik ve siyasal risklerin uzun dönemli arz güvenliği bağlamında ele alınması mümkündür.

Wright (2005)²⁶ ise IEA'nın Çevresel Riskler sınıflandırmasını arz güvenliğine ilişkin riskleri gereğinden fazla genişlettiğini ifade ederek gereksiz bulmakta ve devam etmektedir:

“...geriye kalan dört risk grubunu iki ana kategoride sınıflandırmanın uygun olacağını düşünüyoruz: kaynaklara erişime ilişkin riskler ki bundan sonra “miktar riski” olarak ifade edeceğiz, ihtiyacı oldukları zamanda ve yerde gazın tüketicilere güvenli bir şekilde teslimine ilişkin olanlar ki bundan sonra “sistem riski” olarak ifade edeceğiz. 1 ve 4 numaralı risklerin iki ana kategorimizden ilkinde (miktar riski), 2 ve 3 numaralı risklerin ise ikincisine (sistem riski) girdiği görülecektir.”

²⁵ Düzenleyici başarısızlık kısaca; düzenlemenin faydadan çok iktisadi anlamda maliyet getirmesi sonucu ortaya çıkar.

²⁶ Philip WRIGHT, “Liberalisation and the security of gas supply in the UK”, Energy Policy, p. 2272–2290, 2005. s. 2273

Bu noktada riskleri sınıflandırmanın amacının resmin bütününe görmek ve olası tehlikeleri ortaya koymak olduğu akıldan çıkarılmamalıdır. Çünkü bu riskler ve risklere karşı alınacak önlemler her zaman birbirinin içine geçebilmektedir. Politika oluştururken ekonomik riskleri bertaraf etmeyi amaçlayan araçların çevresel riskleri artırıcı yönde etkide bulunabileceğini göz önünde bulundurmak yerinde olacaktır. Yine aynı şekilde teknik anlamdaki riski ortadan kaldırmayı hedefleyen bir politika örneğin yeni bir boru hattının inşası ile gaz ithali yapılması, bu gazın hangi ülkeden alındığı ve kaynağın piyasadaki hali hazırdaki payı noktasında siyasal riskle ilgili kaygıları arttırabilecektir.

Tablo 1.1. Risk Matrisi²⁷

Türler	Üretim	İletim	Dağıtım
Teknik	Saha Patlaması • <i>Güvenlik Standartları</i>	Boru Hattı Patlaması • <i>Bakım, Güvenlik Standartları</i>	—
Uzun Dönem / Ekonomik	Yatırımların Yetersizliği • <i>Ticaret Engelleri</i> • <i>Dikey Entegrasyon</i>	Boru Hattı Kapasitesinde Yetersizlik • <i>Uzun Vadeli İhaleler</i> • <i>Swing Kapasitesi Bulundurma</i>	—
Politik	Kontratların Uyulmaması • <i>Al ya da Öde Kontratlarının Çeşitlendirilmesi</i> • <i>Ülke İçinde Depolama</i>	Arz Kesintisi • <i>Transit Yolları Çeşitlendirme</i> • <i>Kontratlarda Esneklik</i>	—

²⁷ Christian von Hirschhausen, Anne Neumann, “Security of (Gas) Supply: Conceptual Issues, Contractual Arrangements, and the Current EU Situation”, Sunum, INDES Workshop, Amsterdam, 6-7 May 2003’ten alınmıştır.

Son olarak Tablo 1.1.'deki risk matrisini açıklamak yerine olacaktır. Burada doğalgaz değeri zincirinin üretim ve iletim ayağında ortaya çıkabilecek teknik, ekonomik ve politik riskler verilmekte ve bu riskleri azaltmanın olası yöntemleri, doğal olarak bunlarla sınırlı olmamak üzere, gösterilmektedir.

İKİNCİ BÖLÜM

ARZ VE TALEBİ BELİRLEYEN FAKTÖRLER

Arz güvenliğinin çeşitli boyutlarıyla tartışmasını yaptıktan sonra bu bölümde üzerinde duracağımız konu arz güvenliğinin önemli bir parametresi olan talep edilen gazın varlığı üzerinde olacaktır. Yani dünya bugün ve yakın gelecekte hızlı bir talep artışının olacağı düşünülen gaz talebine karşılık olabilecek arz kaynaklarına sahip mi? Eğer bu kaynaklar varsa dağılımı ne şekilde? Tüm bu sorular arz güvenliğine ilişkin ekonomik, politik ve stratejik tartışmaların temelini oluşturmaktadır.

Doğal gaz büyük potansiyele sahiptir ve bolluğu, temiz olması ve esneklik gibi önemli avantajlara sahip bulunmaktadır. Gelecek yıllarda en önemli fosil yakıt türü olma potansiyeli taşımaktadır. Bununla beraber doğal gaz piyasasının ve gazı taşıyacak altyapının kurulması ile bunun uzun mesafeleri kat ederek taşınmasına ilişkin olarak önemli sorunlar bulunmaktadır. Doğal gazın fiziksel anlamındaki varlığının aşağıda görüleceği gibi sınırlayıcı bir faktör oluşturacağı öngörülmemektedir. Küresel gaz rezervi, şu anki talep düzeyi ile 60 yıllık olduğundan, petrolden %50 daha fazladır.²⁸ Bununla birlikte gaz kaynakları tam anlamıyla araştırılmamıştır ve bulunan rezervler de çok büyük oranda petrol aramaları sırasında keşfedilmiştir. Maliyetlerin düşmesi ile birlikte LNG ticareti hacminde de önemli oranda artış beklenmektedir. Bu durumun yukarıda da ifade edildiği gibi doğal gaz piyasasını gittikçe daha fazla küresel bir piyasa haline getireceği beklenmektedir.

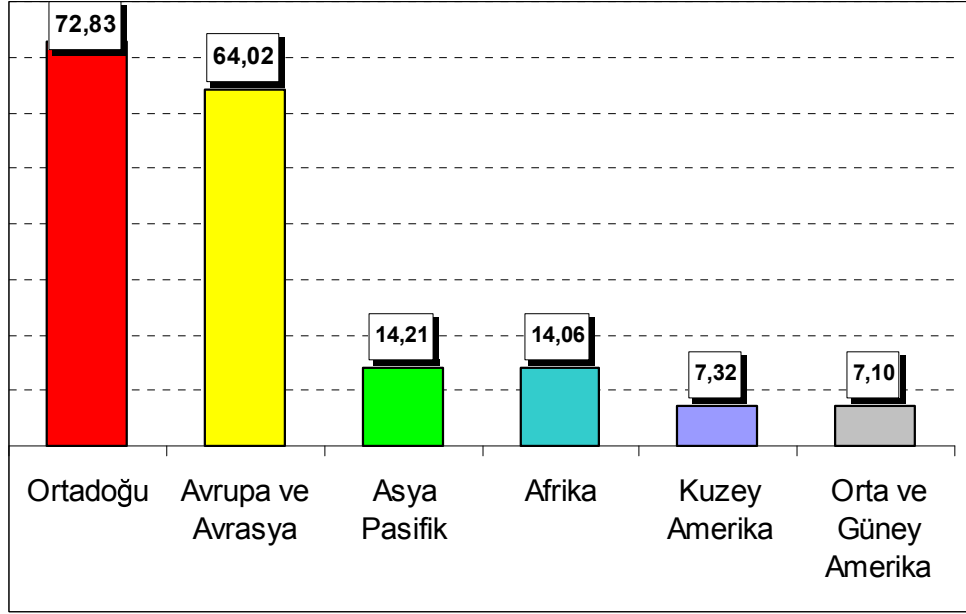
2.1. Üretim

Dünya doğal gaz rezervleri 2004 yılında 179,53 trilyon m³ olarak gerçekleşmiştir. Bu rezervler hali hazırdaki şartların devam edeceği varsayımı altında 66 yıllık doğal gaz ihtiyacını karşılayacak düzeydedir. Bu oran petrol için 2004 yılında 40 yıl olarak öngörülmektedir.²⁹ Bu açıdan önümüzdeki uzun dönemli perspektifte öngörülen talep

²⁸ BP – Statistical Review of World Energy 2005, Haziran, Londra

²⁹ Ibid

düzeyini karşılayacak rezervlerin olduğu görülmektedir. Bununla beraber asıl sorun, bu kaynakların ağırlıklı olarak yoğunlaştığı ülkelerin bu rezervleri tüketim bölgelerine güvenli ve sürekli bir biçimde taşıyacak altyapı projelerini hayata geçirebilip geçiremeyeceği üzerinde odaklanmaktadır. Bu rezervlerin bölgelere göre dağılımı Şekil 2.1.'de gösterilmektedir.



Şekil 2.1. 2004 Sonu İtibariyle Dünya Doğal Gaz Rezervlerinin Dağılımı (trilyon m³)³⁰

2002 yılında dünya rezervlerinde Ortadoğu bölgesinin önünde birinci olarak yer alan ve asıl olarak Rusya'nın ağırlıkta olduğu Avrupa&Avrasya bölgesi iki yıl içinde ikinciliğe gerilemiştir. Bunun başlıca sebepleri arasında Rusya'da doğal gaz arama çalışmalarındaki gerileme bulunmaktadır.³¹ Ortadoğu bölgesinde son yıllarda yapılan keşiflerle birlikte bu bölge mevcut durumda dünya rezervlerinin yaklaşık olarak %40'ını elinde bulundurmaktadır. Bununla beraber petrolden farklı olarak dünya rezervlerinin Avrasya ve Ortadoğu arasında daha dengeli bir şekilde dağılmış olduğu görülmektedir. Yine de Rusya, İran ve Katar'ın dünya gaz rezervinin %55'ini ellerinde bulundurması doğal gaz rezervleri konusunda da bir yoğunlaşmanın söz konusu olduğunu göstermektedir.

³⁰ Ibid s.21'den alınmıştır.

³¹ International Energy Agency, "World Energy Outlook (2004)", Paris, 2004, s. 135-136

Tablo 2.1. Dünya Doğal Gaz Üretimi (bcm)³²

	1990	2001	2010	2030
OECD ³³ Kuzey Amerika	643	783	886	990
OECD Avrupa	210	306	300	276
OECD Pasifik	27	42	65	125
Toplam OECD	880	1.131	1.251	1.391
Rusya	640	580	709	914
Diğer Geçiş Ekonomileri	196	161	205	308
Toplam Geçiş Ekonomileri	835	742	914	1,222
Çin	17	34	55	115
Doğu Asya	77	150	213	409
Güney Asya	29	62	89	178
Latin Amerika	61	101	217	516
Orta Doğu	99	242	421	861
Afrika	70	134	246	589
Toplam Gelişmekte Olan Ülke Ekonomileri	354	723	1.241	2.667
Toplam OECD Dışı	1.190	1.464	2.156	3.889
Dünya	2.070	2.595	3.407	5.280

Kuzey Amerika dünyadaki rezervlerin yaklaşık olarak %4'ünü elinde bulundurmakta ve bunun 3/4'ü ABD'de bulunmaktadır. Bununla beraber ABD'de bazı bölgelerde araştırma ve keşif konusunda sınırlamalar bulunmaktadır. Ayrıca ABD federal topraklarında bulunan doğal gazın yaklaşık olarak %40'ı üretim kısıtlamalarına tabidir.³⁴ Bunun yanında bugünkü rezervlerle Kuzey Amerika (ABD ve Kanada)'nın dünya tüketiminin %27,3'üne karşılık gelen 736 bcm'lik tüketim düzeyi ve beklenen talep artışı ile yakın gelecekte ithalata bağımlılığının önemli ölçüde artması beklenmektedir. Ayrıca bu ithalatın önemli bir kısmının Ortadoğu ve Avrasya

³² International Energy Agency, "World Energy Investment Outlook (2003)"den alınmıştır.

³³ OECD üyesi ülkeler şunlardır: Avusturya, Belçika, Kanada, Danimarka, Fransa, Almanya, Yunanistan, İzlanda, İrlanda, İtalya, Lüksemburg, Hollanda, Norveç, Portekiz, İspanya, İsveç, İsviçre, Türkiye, ABD, İngiltere, Japonya, Finlandiya, Avustralya, Yeni Zelanda, Meksika, Çek Cumhuriyeti, Macaristan, Polonya, Kore, Slovakya.

³⁴ International Energy Agency, "Security of Gas Supply...", s. 248

bölgesinden yapılması gereği ortada iken ve coğrafi şartlar dikkate alındığında Kuzey Amerika’da LNG talebinin ciddi bir artış eğilimine gireceği düşünülmektedir.

Dünya rezervlerinin yukarıda görüldüğü gibi Ortadoğu ve Avrasya bölgesine yayıldığı görülmekle birlikte üretim düzeyi farklı bir yapı sergilemektedir. Bugünkü üretim düzeyi özellikle Kuzey Amerika ile eski doğu bloku ülkelerinin oluşturduğu ve başını Rusya’nın çektiği geçiş ekonomileri (transition economies) arasında paylaşılmaktadır. 2004 yılında Rusya 589 bcm’lik üretim düzeyi ile birinci, ABD ise 543 bcm’lik üretim düzeyi ile ikinci durumdadır.³⁵

Dünya rezervlerinin yaklaşık olarak %4,5’ini elinde bulunduran Avrupa bölgesinde bu rezervlerin %80’i Norveç, Hollanda ve İngiltere’de bulunmaktadır. Önümüzdeki 20 yıl içerisinde üretimin önce bir artış göstermesi daha sonra 2030 yılında 276 bcm düzeyine gerilemesi beklenmektedir. Yine de bu düzeyler önümüzdeki yıllarda doğal gaz arama ve çıkarma alanındaki teknolojik gelişmeler ile fiyat düzeyindeki hareketlere bağlı olarak netlik kazanacaktır. Üretimde beklenen bu trende rağmen Avrupa’da beklenen talep artışı ve diğer Avrupa ülkelerindeki sınırlı kaynaklar dolayısıyla ithalat düzeyinde önemli artışlar beklenmektedir.

2.2. Talep

2004 yılında dünya doğal gaz talebi bir önceki yıla göre %3,3 artışla 2689 bcm olarak gerçekleşmiştir. 2030 yılına kadar dünya doğal gaz talebinin 4900 bcm’lik düzeye ulaşarak 2004 yılına göre yaklaşık olarak iki katına çıkması öngörülmektedir. 2004 yılında Çin’in doğal gaz talebindeki artış %19 düzeyinde gerçekleşirken Asya Pasifik ortalaması bu dönemde % 6 olarak gerçekleşmiştir.³⁶ Tablo 2.3’te görüleceği üzere 2030 yılına kadar Çin’in ortalama talep artışının %5,4 olarak gerçekleşmesi beklenmektedir. Bir diğer hızlı talep artışının yaşandığı bölge ise Latin Amerika olmuştur. Bölgedeki 2004 yılı talep artışı bir önceki yıla göre %11,4 olarak gerçekleşmiştir. Bu bölgenin de 2030 yılına kadar doğal gaz talebindeki artışın ortalama yıllık % 4,1 olarak gerçekleşmesi beklenmektedir.

³⁵ BP, “Statistical... (2005)”

³⁶ Ibid

Dolayısıyla önümüzdeki yirmi yıllık perspektif içinde doğal gaz talebindeki artışta gelişmekte olan ülkelerin önemli bir ağırlığı olacağı öngörülmektedir. Afrika, Latin Amerika ve gelişmekte olan Asya bölgesinde hızlı bir talep artışı beklenmektedir. Gelişmekte olan Asya bölgesinin dünya doğal gaz talebindeki oranı 2002 yılındaki %8’lik düzeyden 2030 yılında %14 düzeyine gelmesi beklenmektedir. Bununla beraber 2030 yılında yine de dünya doğal gaz talebinin %23’lük bölümünün OECD Kuzey Amerika, %16’lık bölümünün ise OECD Avrupa tarafından gerçekleştirilmesi öngörülmektedir.

Tablo 2.2. Dünya Doğal Gaz Birincil Talebi³⁷ (bcm)

	2002	2010	2020	2030	2002–2030*
OECD Kuzey Amerika	759	866	1.002	1.100	%1,3
OECD Avrupa	491	585	705	807	%1,8
OECD Pasifik	130	173	216	246	%2,3
Toplam OECD	1.380	1.624	1.924	2.154	%1,6
Rusya	415	473	552	624	%1,5
Diğer Geçiş Ekonomileri	220	254	311	360	%1,8
Toplam Geçiş Ekonomileri	635	728	863	984	%1,6
Çin	36	59	107	157	%5,4
Hindistan	28	45	78	110	%5,0
Brezilya	13	20	38	64	%5,8
Afrika	69	102	171	276	%5,1
Ortadoğu	219	290	405	470	%2,8
Gelişmekte Olan Ülkeler	597	864	1.307	1.753	%3,9
Dünya**	2.622	3.225	4.104	4.900	%2,3
Avrupa Birliği	471	567	684	786	%1,8

* Ortalama Yıllık Artış Oranı

** Stok Değişimi ve İstatiksel Farklılıklar Dahil Dünya Toplamı

Bu çerçevede özellikle OECD Avrupa doğal gaz piyasasının 2030 yılında bugünkünden oldukça farklı bir yapıda olacağı ortadadır. Zira 2030 yılında 276 bcm doğal gaz üretimi gerçekleştirmesi beklenen OECD Avrupa’nın aynı yıl doğal gaz

³⁷ International Energy Agency, “World Energy Outlook (2004)”, Paris, 2004’den yararlanılmıştır.

talebinin 807 bcm olması beklenmektedir. Bu açıdan 2030 yılında OECD Avrupa'nın ithalata bağımlılık oranının %65 oranında gerçekleşmesi olasıdır.

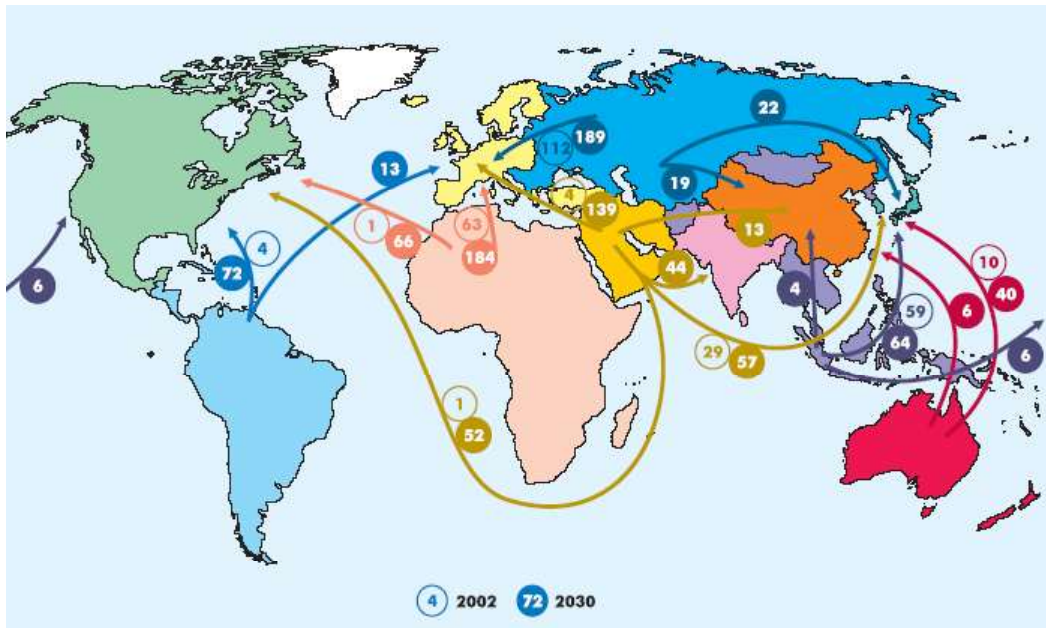
Doğal gaz talebi konusunda üzerinde durulması gereken bir diğer nokta bu talebin yapısıdır. Öncelikle belirtmek gerekir ki önümüzdeki 20 yıllık süreç içerisinde doğal gaz talebinde beklenen artışın büyük oranda elektrik üretimi amaçlı talepten kaynaklanacağı öngörülmektedir. OECD ülkeleri içinde elektrik sektörünün gaz tüketimi içerisindeki payı 1/6 iken bu oran 2000 yılında 1/4'ün üzerine çıkmış, 2030 yılında ise yaklaşık olarak yarısına ulaşması beklenmektedir. Diğer sektörlerin ise (evsel/ticaret ve sanayi) belli bir doyum noktasına ulaşmış olduğu öngörülmekte ve 2000 ve 2030 yılları arasında bu sektörlerin gaz tüketiminin yıllık ortalama % 0,9 oranında artış göstermesi beklenmektedir.³⁸ Doğal gaz talebinde elektrik üretiminin etkisi üzerinde ileriki bölümlerde ayrıntılı olarak durulacaktır.

2.3. Ticaret

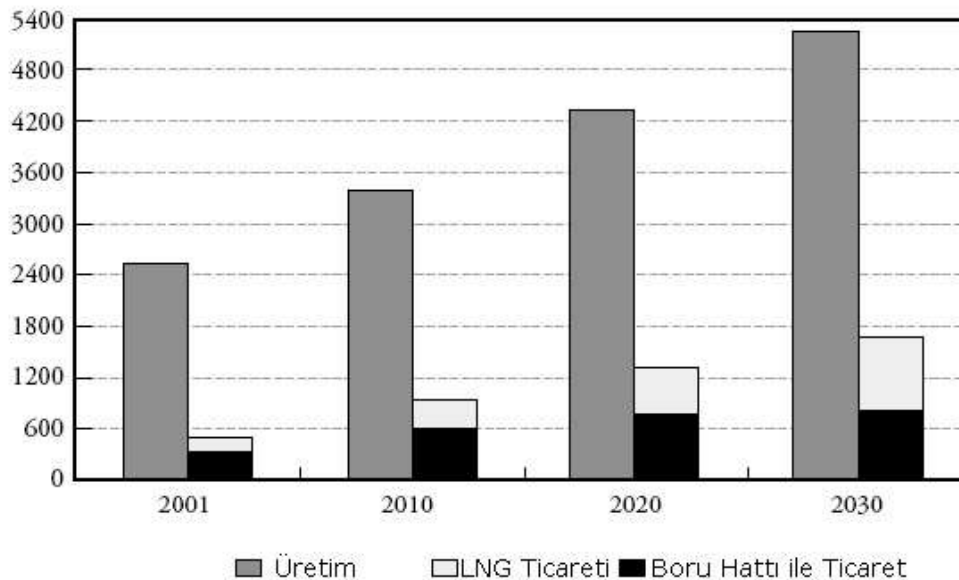
Dünya doğal gaz ticareti konusunda öncelikle belirtmek gerekir ki doğal gazın bölgesel bir yakıt türü olma özelliği bu konuda da etkisini hissettirmiştir. Doğal gaz ticareti ağırlıklı olarak birbirine yakın ülkeler arasında olmakta ve Atlantik ötesi ticaret imkânları sınırlı kalmaktadır. LNG ticaretinin toplam doğal gaz ticareti içerisinde kazanacağı ağırlık bu durumu değiştirme potansiyeline sahip olması bakımından önemlidir.

Kaynakların yoğun olarak bulunduğu bölgeler ile talep artışının beklendiği bölgeler arasındaki farklılık nedeniyle önümüzdeki yıllar içinde büyük miktarda tüketim yapan ülkelerin önemli bir kısmının ithalat oranında artışların görüleceği öngörülmektedir. İthalat hacmi olarak en büyük artış AB'de görülecek; hali hazırda %50 olan ithalat oranı %80 düzeyine erişecektir. Şekil 2.2.'de görüleceği üzere AB bu ithalatın önemli bir kısmını Rusya'dan yapmaya devam edecek olmakla birlikte Ortadoğu'nun AB'ye ihracatı 139 bcm düzeyine ulaşacaktır. 2030 yılında Ortadoğu'nun dünyanın en fazla ihracat yapan bölgesi olacağı öngörülmektedir.

³⁸ International Energy Agency, "Security of Gas Supply...", s. 121



Şekil 2.3.'te görüldüğü üzere dünya doğal gaz ticareti içinde LNG yoluyla yapılan ticaretin boru hattı ile yapılan ticarete göre daha fazla artış göstermesi beklenmektedir. 2030 yılında dünya doğal gaz ticaretinin %50'sinden fazlasının LNG olarak yapılacağı tahmin edilmektedir.⁴⁰



³⁹ International Energy Agency, “World Energy Outlook (2004)”ten alınmıştır.

⁴⁰ International Energy Agency, "World Energy Outlook (2004)", s. 141

⁴¹ International Energy Agency, "World Energy Investment Outlook (2003)" den alınmıştır.

Doğal gaz ticaretinin önemli bir kısmının uzun vadeli kontratlar şeklinde yapılacağı öngörülmekle birlikte spot piyasanın gelişimi ile birlikte kısa dönemli anlaşmalar ya da tek kargo gemisinin en yüksek fiyat veren piyasaya yönlendirilmesi gibi seçeneklerin de ön plana çıkması beklenmektedir. Bugün itibariyle mevcut belirli uzun dönemli anlaşmalara bağlı olarak çalışan LNG gemilerinin bu anlaşmaların sona ermesi ile birlikte serbest kalması ve yeni yapılan gemilerin de her hangi bir projeye bağlanmaması yönündeki eğilim bu yöndeki beklentileri arttırmaktadır.

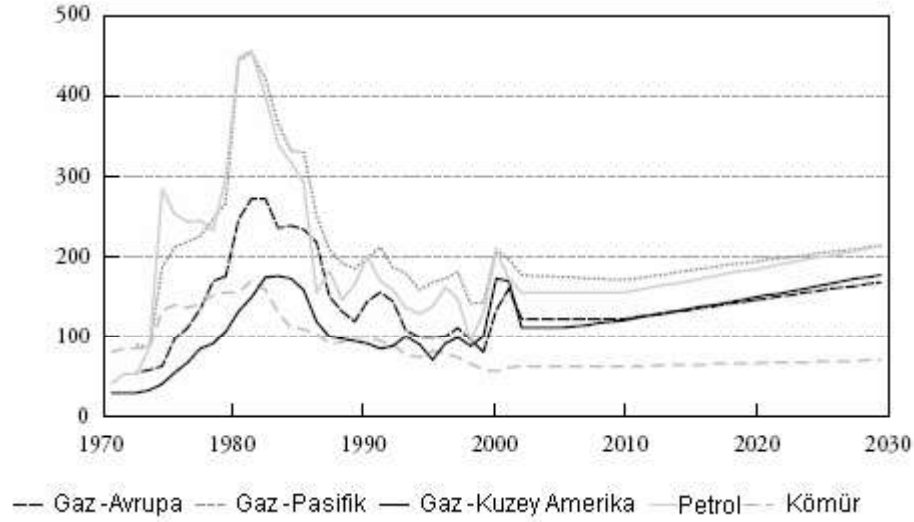
2.4. Fiyat

Doğal gaz anlaşmalarında petrol fiyatlarına dayalı fiyat formülleri son 30 yıl içerisinde petrol ve doğal gaz fiyatlarının gittikçe birbirine yaklaşmasına yol açtı. Bu durumun gelişmesinde doğal gaz tüketen büyük tüketim merkezlerinde başka yakıt türlerine geçiş yapabilme imkânı ve doğal gaz ile petrolün yakıt olarak rekabet etmeleri de rol oynamıştır.⁴²

Doğal gaz fiyatlarındaki bir diğer gelişme ise bölgeler arasındaki fiyat farklılıklarının gittikçe ortadan kalkmasının beklenmesidir. Burada en önemli sebebin spot LNG ticaretinin bölgeler arasında arbitraj yapılmasının önünü açması olacaktır. Bu yöndeki gelişmelerin ilk örneği Avrupa ve Amerika arasında gerçekleşmektedir. Atlantik bölgesinde faaliyet gösteren firmalar Atlantik'in her iki yakasında da LNG projelerinde yer alarak iki bölge arasındaki fiyat farklarından faydalanma amacı gütmektedirler.⁴³ Bununla beraber Amerika ve Avrupa'da doğal gaz fiyatlarının belirlenmesi farklılık göstermektedir. Avrupa'da genelde uzun vadeli ve petrol fiyatlarına endeksli anlaşmalar yoluyla fiyatlar belirlenirken, ABD'de fiyatlandırmada taşıma maliyetlerine göre oluşan bölgesel farklılıklar ile Henry Hub'da oluşan fiyatlara dayalı olarak tespit edilen New York Ticaret Borsası (New York Mercantile Exchange, NYMEX) fiyatları geçerli olmaktadır. Aynı şekilde İngiltere'de Ulusal Dengeleme Noktası (National Balancing Point, NBP) olarak ifade edilen iletim sistemi üzerindeki nokta, ticareti yapılan gazın fiyatının belirlenmesinde temel alınmaktadır.

⁴² Michelle Michot FOSS, "Global Natural Gas Issues and Challenges: A Commentary", Energy Journal, Vol. 26, No.2, 2005, s. 125

⁴³ International Energy Agency, "Security of Gas Supply...", s. 169



**Şekil 2.4. Uluslararası Fosil Yakıt Fiyatlarının Gelişimi
(ton petrol eşdeğeri (Toe) başına \$ [2000])⁴⁴**

Doğal gaz piyasasında şebekelere üçüncü taraf erişimi sağlanması, tedarihte rekabetin oluşturulması ile birlikte gelişen serbest piyasa ortamında kaynakların, yatırımların daha iyi dağılmasının genel olarak maliyetleri ve fiyatları aşağıya çekmesi beklenmektedir. Bunun, özellikle rekabetin hakim olduğu ve müzakere edilmesi söz konusu olabilecek bir arz fazlasının mevcut olması durumunda gerçekleşmesi öngörülmektedir.⁴⁵ Piyasa reformlarının aynı zamanda doğal gaz fiyatlandırmasında etkisini göstermesi ve özellikle uzun vadeli anlaşmalarda daha çok spot veya vadeli işlemler piyasalarında belirlenen doğal gaz fiyatlarının veya elektrik fiyatlarının temel alınması beklenmektedir. Bu yöndeki örneklerden biri İspanyol gaz şirketi Gas Natural ile Trinidad Tobago arasında 2001 yılında yapılan LNG fiyatı görüşmeleri neticesinde, elektrik havuz fiyatları gibi unsurların fiyat formülüne eklenmesidir.⁴⁶

2.5. Elektrik ve Gaz Piyasaları Arasında Artan Bağımlılık

Son yıllarda doğal gaz piyasası ile elektrik piyasaları arasında gittikçe artan bir biçimde bir karşılıklı bağımlılık durumunun gelişmekte olduğu görülmektedir. Bu durum asıl olarak elektrik üretiminde sağladığı avantajlar nedeniyle doğal gaz kullanımının hızlı bir şekilde artışına dayanmaktadır. Söz konusu karşılıklı bağımlılık

⁴⁴ International Energy Agency, “World Energy Outlook (2002)”den alınmıştır.

⁴⁵ International Energy Agency, “World Energy Outlook (2004)”, s. 142

⁴⁶ International Energy Agency, “Flexibility in Natural Gas ...”, s.111

durumu elektrik ve doğal gaz piyasalarında arz güvenliğinin birlikte ele alınması gereğini de beraberinde getirmektedir. Doğal gaz piyasası açısından elektrik sektörü talebin önemli bileşenlerinden biri haline gelirken, elektrik piyasası açısından doğal gaz üretim girdisi olması açısından önem kazanmaktadır.

Elektrik ve doğal gaz piyasaları arasında artan bağımlılık durumu iki piyasa arasında arbitraj yapma olanağını ortaya çıkarmakta ve piyasalara esneklik kazandırmaktadır. Örneğin bir üretim tesisi eğer elektrik fiyatı, değişken maliyetleri artı doğal gaz maliyetini aşarsa (tesisin verimliliğini de göz önüne alarak) elektrik üretmekte aksi durumda ise başka bir yakıt kaynağına geçiş yaparak ya da piyasadan elektrik satın alarak tepki vermektedir. İkinci durumda anlaşmasını yaptığı, satın almış olduğu ve kullanmadığı doğal gazı ise fiyat avantajından yararlanmak üzere satmaktadır.⁴⁷

Her iki piyasaya birden esneklik kazandırarak arz güvenliğini güçlendiren bir başka unsur yakıt değiştirme (fuel-switching) ya da çift yakıtlı (dual-firing) çalışabilme özelliğine sahip elektrik santralleridir. Bu kapasiteye sahip olmanın yanında gerektiğinde kullanılmak üzere alternatif durumdaki yakıtın yeterli oranda bulundurulması da önemlidir. Bu durum doğal gaz talebinin ve elektrik arzının esnekliğini artırmaktadır.

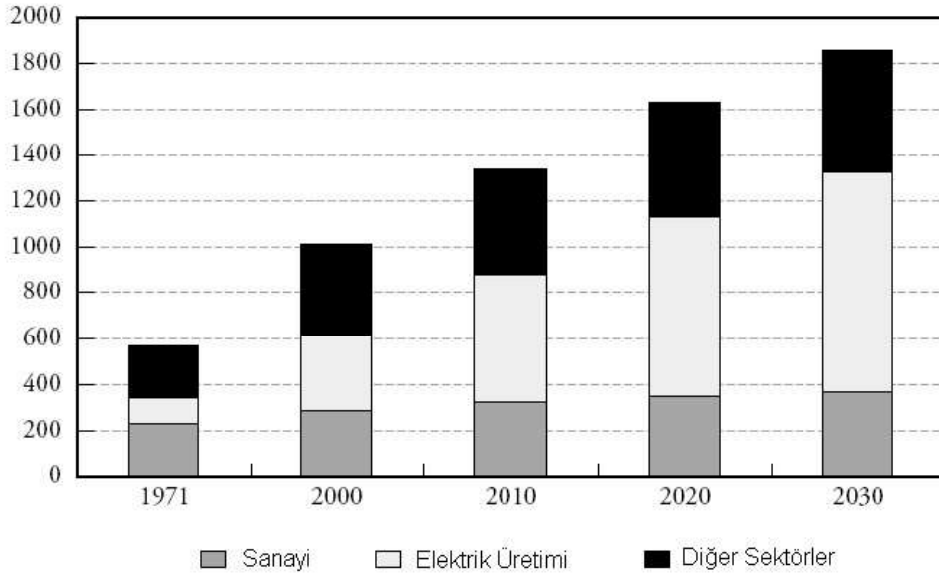
Doğal gaz, OECD bölgesi içerisinde fosil yakıtlar içerisinde en fazla büyüme gösteren yakıt durumundadır ve bu gelişmede en büyük faktör elektrik üretimi sektöründen gelen taleptir. 1990'lı yıllarda başlayan elektrik üretiminde doğal gazın artan miktarlarda kullanılmasını sağlayan paralel yöndeki gelişmelerden ilki gaz ile üretim yapan elektrik üretim tesislerinin rekabet imkânlarını artıran gaz türbini teknolojisindeki gelişmeler, ikincisi elektrik ve doğal gaz piyasalarının rekabete açılması, üçüncüsü de doğal gazın elektrik üretimi amacıyla kullanılmasını sınırlayan unsurların ortadan kaldırılmasıdır.

Doğal gaz ile üretim yapan santrallerinin önde gelen türü olan Kombine Çevrimli Gaz Türbini (Combined-cycle Gas Turbine, CCGT) santrallerinin teknolojik gelişmelerle ortaya çıkan, özellikle kömürle çalışan santrallere göre bu santralleri

⁴⁷ Ibid. s.97

avantajlı kılan özelliklerin başında daha düşük yatırım maliyetlerine sahip olması gelmektedir. Ayrıca CCGT santralleri yüksek verimlilik, kısa sürede inşa edilebilme ve esnek işletilebilme özelliklerine sahiptir. Bu durum CCGT'lerin elektrik talebinin pik yaptığı ve serbest piyasa ortamında fiyatların yükseldiği dönemde hızla uyum sağlayarak çalışabilmesini sağlamaktadır. Tüm bu özellikler gelişmekte olan serbest elektrik piyasalarında doğal gaz ile üretim yapan elektrik üretim tesislerine rekabet üstünlüğü kazandırmaktadır. Çevresel açıdan kömürle çalışan santrallere göre daha düşük karbon dioksit oranlarına sahip olması da sera gazı konusundaki olası sınırlamalara karşı CCGT santrallerini avantajlı kılan özellikler arasında yer almaktadır.⁴⁸

OECD ülkelerinde sektörel bazda gaz tüketimini geçmiş ve gelecek 30 yıllık perspektif açısından değerlendiren Şekil 2.4.'ün anlamı gelecekte gaz talebindeki artışın elektrik sektörüne dayalı olarak gelişeceğidir. Bunun sebebi diğer sektörlerde belli bir doyma noktasına ulaşılmış olması ve elektrik üretiminde doğal gazı cazip kılan ve nedenlerini açıkladığımız gelişmelerdir.



Şekil 2.5. OECD Ülkelerinde Sektör Bazında Gaz Tüketimi (milyon ton petrol eşdeğeri [mtepe])⁴⁹

⁴⁸ International Energy Agency, "Security of Gas Supply...", s. 126

⁴⁹ International Energy Agency, "World Energy Outlook (2002)"den alınmıştır.

OECD ülkeleri içinde elektrik üretiminde doğal gazı yoğun olarak kullanan ülkeler içinde İngiltere, Hollanda, İrlanda, İtalya ve Türkiye ön plana çıkmaktadır. Bunlardan İngiltere ve Hollanda'nın yerli gaz üretimi önemli bir yekûn tutarken; İtalya, İrlanda ve Türkiye'nin gaz tüketimi büyük oranda ithal kaynaklara dayanmaktadır. Bununla birlikte IEA, bu üç ülkede doğal gaza alternatif bir yakıt türü ya da nükleer enerji üretimi olmadığından elektrik üretiminde %40'lara varan doğal gaz kullanımını aşırı bulmamaktadır.⁵⁰

Elektrik ve doğal gaz piyasaları arasındaki bağımlılık iki piyasada pik talep dönemlerinin çakışması durumunu da beraberinde getirebilmektedir. Özellikle soğuk iklime sahip ülkelerde kış döneminde bu durum söz konusu olabilmektedir. Bu konuya ilişkin olarak öne sürülen argüman elektrik ve doğal gaz piyasalarında arz ve talep dengesizliklerinin birbirinden farklı sonuçlara yol açması üzerinde yoğunlaşmaktadır. Elektrik piyasasında arz ve talep dengesizlikleri bazı uç durumlarda sistemin tamamen çökmesine yol açabilirken, doğal gaz piyasasındaki arz ve talep dengesizlikleri özellikle yeteri kadar boru hattındaki stok (line-pack) mevcut olması halinde, sistemin tamamen çökmesine yol açmamaktadır. Genelde doğal gaz sistemi bu dengesizlikleri basınç düşüklükleri ile atlatabilmektedir.⁵¹ Benzer görüşe Eurogas da katılmakta ve yoğun talep dönemlerinin çakışması olasılığına karşı doğal gaz piyasasının en soğuk günde talebi karşılayacak özelliklere sahip olmasını olası tehlikeleri azaltan bir faktör olarak görmektedir.⁵²

⁵⁰ International Energy Agency, "Security of Gas Supply...", s. 126

⁵¹ Ibid. s. 144

⁵² EUROGAS, "Security of Gas Supply and Power Generation", Brussels, 2000, s. 6

ÜÇÜNCÜ BÖLÜM

ARZ GÜVENLİĞİNİN PARAMETRELERİ

Bu bölümün konusunu arz güvenliğine ilişkin olarak kullanılan politika araçları ile arz güvenliğinin durumunun değerlendirilmesine yarayan parametreler oluşturmaktadır. Bu araçların ve parametrelerin değerlendirilmesi her bir ülkede mevcut piyasa özellikleri çerçevesinde yapılmalıdır. AB tarafından yürürlüğe konulan ve doğal gaz arz güvenliğinin sağlanmasına ilişkin önlemlerin çerçevesini çizen direktif⁵³ ekinde arz güvenliğini güçlendireceği düşünülen araçlar, sayılanlarla sınırlı kalmamak üzere verilmektedir. Buna göre;

- Depolama kapasitesi içindeki devirli gaz,
- Doğal gaz deposundaki çekiş kapasitesi,
- Sorunlu bölgelere gaz akışını yönlendirme imkânı veren boru hattı kapasitesinin varlığı,
- Likid gaz piyasaları,
- Sistem esnekliği,
- Kesintili talebin geliştirilmesi,
- Sanayi tesisleri ve elektrik santrallerinde alternatif yedek yakıtların kullanımı,
- Sınır ötesindeki kapasite,
- Koordineli sevkıyat için komşu üye ülkelerin iletim sistemi operatörleri arasında işbirliği,
- Dağıtım ve iletim sistem operatörleri arasında koordineli sevkıyat faaliyetleri,
- Yerli doğal gaz üretimi,
- Üretim esnekliği,
- İthalat esnekliği,

⁵³ COMMISSION OF THE EUROPEAN COMMUNITIES (CEC), Council Directive 2004/67/EC of 26 April 2004 Concerning Measures to Safeguard Security of Natural Gas Supply, OJ L 127, 29.4.2004, s. 92-96, Brussels.

- Arz kaynaklarının çeşitlendirilmesi,
- Uzun vadeli kontratlar,
- LNG gazlaştırma terminalleri ve boru hattı ile gaz ithaline imkân veren altyapı yatırımları

arz güvenliğini etkileyen parametreler olarak sayılmaktadır. Tüm sayılan parametreler genel olarak değerlendirildiğinde özellikle taşıma kapasitesi, depolama, talep yanlı önlemler, piyasa yapısı, esneklik, çeşitlilik ve yerli üretim gibi unsurların öne çıktığı görülmektedir.

3.1. Arz Kaynaklarının Çeşitlendirilmesi

Yerli üretim ve ithalatı bir ülkeye doğal gaz akışını sağlayan başlıca iki kaynak olarak değerlendirdiğimizde aslında üretim ile birlikte ithalatın arz kaynağı olarak kullanılmasının arz güvenliğine katkı sağlayacağı ortadadır. Ayrıca ekonomik varsayım altında yerli kaynaklardan daha ucuz olması durumunda ithalat yapılması normal karşılanır. Bununla birlikte genel olarak ithalatın yerli kaynaklara göre daha az güvenilir olduğu düşünülmektedir. Bu bağlamda dünya doğal gaz rezervleri ve üretim düzeyinin belirli ülkelerin elinde yoğunlaşacağı beklentisi ile birlikte ve artan ithalat oranları dikkate alındığında tüm dünyada ithalat bağımlılığının getireceği risklere karşı hassasiyet olduğu görülmektedir.

Çeşitlendirme (Diversity) aslında oldukça geniş bir kavramdır. Yakıt türlerinin çeşitlendirilmesi, yakıtın temin edildiği ülkelerin ya da şirketlerin çeşitlendirilmesi gibi birbirinden farklı noktaları içerecek bir biçimde kullanılmaktadır. Genellikle çeşitliliğin daha fazla güvenlik sağladığı söylenmekle birlikte, örneğin daha az güvenli ve siyasi riskleri fazlaca barındıran bir ülkeden yapılan alımları artırarak sağlanan çeşitliliğin, güvenliği ne kadar artırdığı tartışmaya açıktır. Doğal gaz piyasasını petrol piyasası ile karşılaştıracak olursak doğal gaz piyasasında çeşitlendirme imkânlarının daha kısıtlı olduğu görülmektedir. LNG olarak yapılan ticaretin artmasına rağmen hala boru hattı ile yapılan ticaret gaz piyasasında ağırlığını korumakta ve büyük çaplı yatırımları gerektiren ve genelde uzun vadeli kontratlarla desteklenen boru hattı yoluyla ticaret, üretici ve ithalatçı ülkeleri karşılıklı olarak birbirine bağımlı kılmaktadır.

LNG ticaretinin artışının çeşitlendirme imkânlarını artırdığı görülmektedir. Bu açıdan İspanya önemli bir örnek teşkil etmektedir. 2002 yılında toplam ithalatının %58'ini LNG olarak yapan İspanya Tablo 3.1.'de görüleceği üzere 8 farklı ülkeden ithalat yapabilmektedir. Ayrıca İspanya'da hem iletim şirketleri hem de tedarikçilerin ithal ettikleri doğal gazı %60'tan fazla oranda tek bir ülkeden temin etmeleri mümkün değildir. İspanya doğal gaz piyasasına çeşitlilik dışında önemli oranda esneklik kazandıran bu önleme rağmen 2002 yılında doğal gaz ithalatının %53'ünü Cezayir'den yapmıştır.⁵⁴

İthalat bağımlılığı örneğin Avrupa ülkelerinde önemli artışlar göstermektedir. 2000 yılındaki %36'lık orana karşılık 2030 yılında doğal gaz arzının %69'unun OECD üyesi olmayan ülkelere yapılacağı öngörülmektedir. 2000 yılında 33 Avrupa ülkesinin 19'u toplam gaz taleplerinin %95'ten fazlasını ithalat yoluyla karşılamaktaydılar ve sadece 5'i kendine yeterli ya da net ihracatçı durumunda idi.⁵⁵ AB'nin 25 üye ülke sayısına ulaşması, yeni üye olan ülkelerin 8'inin net gaz ithalatçısı olması nedeniyle ithalat bağımlılığını daha da artırmıştır.

3.1.1. İthalat Bağımlılığı

Hali hazırda tüm ülkelere ya da koşullara uyan ve ithalat bağımlılık oranının aşırı bir biçimde yüksek olduğu durumu belirlememizi sağlayan ölçütler bulunmamaktadır. Enerji dengesi içinde doğal gazın az bir yer işgal ettiği, alternatif yakıtlara geçebilme imkânları fazla tüketicilerden oluşan, arz kaynaklarını çeşitlendirmiş ülkeler açısından tam olarak ithalata bağımlı olmak endişe verici bir durum olmayabilir.

Buna karşılık her bir ülke için çeşitlendirme ve ithalat bağımlılığının tespit edilmesine yarayan modellere literatürde rastlanmaktadır. Shannon- Weiner indeksinin bu açıdan kullanılabilir bir model olduğu öne sürülmektedir. Buna göre;

$$SW = -\sum X_i \ln X_i \quad (1)$$

⁵⁴ Jordi DOLADER, "Gas Security of Supply..."

⁵⁵ Jonathan STERN, "Security of European Natural Gas Supplies..." s.12

İndeks (1)'deki X_i arzın temin edildiği i ülkesinin piyasa payını ifade etmektedir. İndeksin ana özelliği arz kaynağı olan ülke sayısı arttıkça indekxin artmasıdır. Index 0 ile 2 arasında bir değer almaktadır ki burada 0 en düşük 2 en yüksek çeşitlilik düzeyini temsil etmektedir.

Shanon-Weiner indeksinin bu basit halinin çeşitlilik düzeyleri üzerinde yapılan değerlendirmeleri tam olarak yansıtmaması karşısında geliştirildiği görülmüştür. Shannon Weiner- Neumann İndeksi olarak ifade edilen bu modele yeni değişkenler eklenmiştir.

$$SW1 = -\sum X_i \ln X_i b_i \quad (2)$$

$$SW2 = [-\sum X_i \ln X_i b_i] (1+g) \quad (3)$$

İndeks (2)'de yer alan b_i ihracat yapan ülkenin siyasal istikrar durumunu modele eklerken, İndeks (3)'te yer alan g ifadesi yerli üretimin payını bir değişken olarak modele eklemektedir.⁵⁶

Yukarıda değinilen teoriye ilişkin mülahazalar bir tarafa bırakılacak olursa arz kaynaklarının çeşitlendirilmesi ve ithalat bağımlılığının azaltılmasının genel olarak arz güvenliğine olumlu yönde etkileri olacağı düşünülmektedir. Arz kaynaklarını ülke bazında düşünecek olursak üretici ve tüketici ülkeler arasında sağlıklı bir diyalog ortamının kurulması da faydalı olacaktır.⁵⁷ Üretici ülkelerle diyalog üretici ülkelerin iç yapılarına göre farklı olabilecektir. Örneğin önemli ölçüde devlet kontrolünün hissedildiği Rusya ile kurulan diyalog, devlet ağırlığının son yıllarda alt seviyelere indirildiği ve farklı bir ekonomik ve politik yapıya sahip olan Norveç ile kurulacak diyalogdan farklılık gösterecektir. AB bir süredir, açıkça doğal gaz arzı ile ilişkilendirmese de, Rusya ile arz ilişkisini sağlamlaştırmayı hedefleyen resmi bir

⁵⁶ C. Hirschhausen and A. Neumann "Security of (Gas) Supply: Conceptual Issues, Contractual Arrangements, and the Current EU Situation" INDES Workshop, Amsterdam, 6-7 May 2003. s. 7-8

⁵⁷ Bkz. R. SKINNER, "Energy Security and Producer – Consumer Dialogue: Avoiding a Maginot Mentality" Background Paper for Government of Canada Energy Symposium, Ottawa, 2005

siyasal diyalogu sürdürmektedir. Akdeniz bölgesindeki üretici ülkeler ile de benzer bir diyalog süreci 1990'lı yıllardan beri süregelmektedir.⁵⁸

Artan ithalat bağımlılığından kaynaklanan başlıca riskler kaynak, transit ve tesis bağımlılığı olarak üç grupta sınıflandırılabilir.

3.1.1.1. Kaynak Bağımlılığı

Kaynak bağımlılığı (Source Dependence) olarak ifade edilen grup genel olarak arzın temin edildiği ülkeler bağlamında gelişen bağımlılık durumunu ortaya koymaktadır. Avrupa bu açıdan ele alındığında öne çıkan unsurların başında Kuzey Avrupa'nın tamamen ithalata bağımlı ve çeşitlendirmenin az olduğu ve önemli ölçüde Rus gazına bağımlı olduğu, Orta ve Güneydoğu Avrupa'nın da ithalata bağımlı ve Macaristan ve İsviçre dışında çeşitlendirmenin az olduğu, Güney Avrupa'nın yine yoğun şekilde ithalata bağımlı olduğu Rusya ve Cezayir'in gerek boru hattı gerek LNG yoluyla bu bölgede arz kaynağı olarak ön plana çıktığı görülmektedir.⁵⁹

Tablo 3.1.'de bazı ülkelerin ithalat bağımlılık durumları verilmektedir. Öne çıkan unsurların başında Rusya, Cezayir ve Norveç'in Avrupa ülkelerinin önemli bir bölümünde en büyük arz kaynağı durumunda olduğu gelmektedir. İngiltere'nin ithal ettiği gazın önemli bir kısmını Norveç'ten aldığı fakat ithalatın toplam tüketim içinde %5 gibi küçük bir payı olması nedeniyle bunun göz ardı edilebilir olduğu, İspanya'nın önemli oranda Cezayir'e bağımlı olmakla birlikte daha önce ifade edildiği üzere ithalatın %58'lik kısmının LNG olarak yapılması nedeniyle arz kaynaklarının sayısını 8'e çıkarmış olduğu görülmektedir. Almanya ve Fransa'nın ise kaynak çeşitlendirmesinin daha iyi durumda olduğu ortadadır. Bu gelişmede özellikle Almanya'nın Norveç, Hollanda gibi Avrupalı ihracatçı ülkelere yakınlığının da etkisi olduğu kuşkusuzdur.

Eski doğu bloku ülkelerinden biri olan Polonya'da Rusya'nın ağırlığı dikkat çekicidir. Bu durum genellikle geçiş ekonomileri olan Litvanya, Letonya, Estonya gibi

⁵⁸ HOUSE OF LORDS, EUROPEAN UNION COMMITTEE, "Gas: Liberalised Markets and Security of Supply", 17th Report of Session 2003-04, London, 2003. s. 29-30

⁵⁹ Jonathan STERN, "Security of European Natural Gas Supplies ..." s.13

Baltık ülkeleri ile Macaristan, Çek Cumhuriyeti ve Slovakya gibi Orta Avrupa ülkelerinde yaygın olarak görülmektedir. Türkiye ve Yunanistan'ın da gaz ithalatının büyük bir kısmını Rusya'dan yaptıkları fakat Yunanistan'ın genel enerji dengesi içinde doğal gazın görece küçük bir ağırlığı olduğu görülmektedir.

Tablo 3.1. OECD Avrupa'da Doğal Gaz İthalatı ve Kaynak Bağımlılığı (2002)⁶⁰

ÜLKE	<i>Enerji türleri içinde gazın payı (%)</i>	<i>Gaz İthalatı (bcm)</i>	<i>Toplam Tüketim İçinde İthal Edilen Gazın Payı (%)</i>	<i>Toplam İthalat İçinde En Büyük Arz Kaynağının Payı (%)</i>	<i>Arz Kaynağı Ülke Sayısı</i>
Almanya	22	81,34	84	35 (Rusya)	4
Çek Cumhuriyeti	18,7	9,73	99	72 (Rusya)	2
Fransa	13,9	45,27	98	27 (Norveç)	7
İngiltere	37,3	5,47	5	62 (Norveç)	2
İspanya	14,3	20,73	97	58 (Cezayir)	8
Polonya	11,5	8,2	60	88 (Rusya)	3
Türkiye	19,8	17,11	98	68 (Rusya)	3**
Yunanistan	6,1	2,13	98	76 (Rusya)	2

* Spot kargo olarak alımlar ithalat yapılan ülke sayısına dahil edilmemiştir.

** Tablo, 2002 yılındaki durumu yansıttığından Türkiye'nin 4 üncü arz kaynağı olan İran arz kaynağı ülke sayısına eklenmemiştir.

İthalata bağımlılık ile birlikte görülen bir gelişme özellikle tekel durumundaki gaz şirketlerinin birkaç aylık arz kesintisi durumu ile başa çıkabilecek büyüklükte gaz depolama tesislerinin kurulmasına ağırlık vermeleridir. Depolama konusu ileriki bölümlerde açıklanacak olmakla birlikte burada ifade edilmesi gereken nokta Avrupa

⁶⁰ International Energy Agency, "Security of Gas Supply...", s. 318-319'den yararlanılmıştır.

gaz piyasalarında gelişen serbestleşmenin ve entegrasyonun bu depolama tesislerini sınır ötesi ticaret yoluyla diğer Avrupa ülkelerinin de kullanımına açmakta olmasıdır.

Arz kaynaklarının çeşitlendirilmesi de eninde sonunda gerekli yatırımların ve finansmanın sağlanması noktası üzerinde yoğunlaşmaktadır. Bu yatırımların pahalı olması sistemin bütünü üzerinde bir artı maliyet unsuru olarak yer almasına yol açacaktır. Aslında bu da ilk bölümde tartışmasını yaptığımız konunun bir yansımasıdır. Daha fazla güvenlik seviyesi daha fazla maliyeti de beraberinde getirecektir. Serbest piyasaya geçişle birlikte bu tip çeşitlendirmelerin önünü açacak yatırımların yapılması konusunda uzun vadeli kontratların ağırlıklı bir rol oynamaya devam edeceğine inanılmaktadır.⁶¹

Buna karşılık kaynak bağımlılığı ve çeşitlendirme serbest piyasanın zayıf kaldığı noktalar arasında gösterilmektedir. Rekabetçi bir piyasa yapısında kaynak çeşitlendirmesine piyasa oyuncuları tarafından önem verileceği hususu kesin gözükmemektedir. Bununla beraber hükümetlerin İspanya’da olduğu gibi tek bir ülkeden yapılacak ithalat için (İspanya’da %60) tavan belirlemek ya da İtalya’da olduğu gibi yeni ithalat kaynaklarından gaz temin eden şirketlere mali teşvikler sağlamak gibi önlemleri devreye sokması mümkündür.

3.1.1.2. Transit Bağımlılığı

LNG olarak yapılan ticarete kaynak ülkeden gemiler yoluyla tüketici ülkeye yapılan bir gaz akış zinciri olmasına karşılık, dünya doğal gaz piyasasında ağırlığını sürdüren boru hatları yoluyla ticarete, boru hatları genellikle kaynak ülkeden çıkmakta komşu ülkeye girmekte, yine genellikle doğal gazın bir kısmı bu geçiş ülkesinde kullanılmakta ve diğer komşu ülkeye geçerek bu şekilde nihai tüketicilere kadar ulaştırılmaktadır. Bu durum özellikle arzın temin edildiği boru hattının birden fazla ülkeden geçerek kendisine gelen ülkeler açısından artı bir risk faktörü oluşturmaktadır. Üretici ile tüketici arasındaki çıkar dengesine dahil olmayan bir ülkeden kaynaklandığı için bu risk faktörünün bertaraf edilmesi de zorlaşmaktadır.

⁶¹ NERA, “Security in Gas and Electricity Markets” London, 2002. s. 78

Avrupa ülkelerine baktığımızda önemli ihracatçı ülkelerden biri olan Cezayir'in Avrupa'ya Fas ve Tunus üzerinden gaz temin etmesine ve bu transit yol üzerinde şimdiye kadar herhangi gibi bir sorun yaşanmamasına karşılık, Rusya'nın Avrupa ülkelerine ihracatının yaklaşık olarak %80'inin topraklarından geçtiği Ukrayna önemli bir sorun kaynağı olagelmıştır. Transit hatlar üzerindeki kullanım şartlarının net olmaması, transit tarife üzerindeki anlaşmazlıklar ve Rusya'nın geçiş ekonomileri üzerinde etkinliğini korumak istemesi gibi sebepler Rusya ile Ukrayna arasındaki anlaşmazlığın ana nedenleridir.

Bu durum Rusya'yı doğrudan hatların yapımına ağırlık vermeye zorlamaktadır. Rusya'dan Türkiye'ye Karadeniz altından geçerek ulaşan ve 2002 yılında işletilmeye başlanan Mavi Akım boru hattı yıllık 16 bcm kapasitesi ile Rusya'nın Ukrayna'yı by-pass etmesinin örneklerinden biridir. Bu açıdan Mavi Akım Rusya ve Türkiye'nin arz güvenliğine karşılıklı olarak katkıda bulunmaktadır. Zira Ukrayna ile yaşanan transit problemleri Türkiye açısından ilki 1994, 1995 yıllarında olmak üzere ve son olarak da 2005'in son ve 2006 yılının ilk aylarında doğal gaz arzında sıkıntılara neden olmuştur. Rusya'nın bu yönde atmayı tasarladığı diğer bir adım ise Kuzey Avrupa Gaz Hattı'dır. 5000 km uzunluğunda olması tasarlanan bu hat ile Rusya Baltık Denizi yoluyla doğrudan Almanya'ya ulaşacak bir hattı 2009 yılında tam kapasite ile işletmeye almayı planlamaktadır.

İleriki sayfalarda ayrıntılı olarak değineceğimiz Enerji Şartı Anlaşması (Energy Charter Treaty, ECT) transit sorunlarının çözümü açısından fırsatlar sunmaktadır. 2000 yılı başından beri, ECT'ye taraf 51 ülke arasında bir "Transit Protokol" imzalanması müzakere edilmektedir. Hükümetler tarafından onaylanması halinde Transit Protokol üye ülkelerde enerjinin transit güvenliğini, yasal açıdan bağlayıcı bir anlaşmazlık çözüm prosedürü aracılığı ile sağlayacaktır.⁶²

3.1.1.3. Tesis Bağımlılığı

Doğal gaz sektörü gibi birbirine bağlı üretim, işleme gibi altyapı tesislerinin devre dışı kalması sistemin bütünü açısından önemli riskleri de beraberinde getirmektedir. Bu

⁶² Jonathan STERN, "Security of European Natural Gas Supplies ..." s.15

tesislere tüm boru hattı sistemleri de dahil bulunmaktadır. Özellikle alternatifi olmayan tesislerin uzunca bir süre için devre dışı kalması sonucunu doğurabilecek terörist saldırı, işletmeden kaynaklanan kazalar gibi gelişmeler arz güvenliğini tehdit etmektedir.

Bu açıdan özellikle AB içinde bütünleşmiş bir doğal gaz iç pazarı oluşturulması yönünde yaşanan gelişmeler tesis bağımlılığından kaynaklanan sorunları önemli ölçüde azaltabilecektir. Bilhassa iletim hatlarından kaynaklanabilecek sorunların etkilerini alternatif iletim sistemlerini devreye sokarak ya da sınır ötesi ticaret imkânlarını kullanarak azaltmak olanaklı hale gelecektir. AB içinde hâlihazırda sınırlı sayıda iletim hattı ve ithalat giriş noktası bulunması tesis bağımlılığını gündeme getirmektedir. Rusya'nın üretiminin %90'ı Yamal-Nenets boru hattı koridoru yoluyla taşınmakta iken, Rusya'nın gaz ihracının %80'i Ukrayna'da Uzhgorod üzerinden gerçekleşmektedir.⁶³ Türkiye de yıllar itibarıyla değişmekle birlikte örneğin 2004 yılındaki tüketiminin yarısından fazlasını Batı Koridoru olarak ifade edilen ve ülkeye Bulgaristan sınırından girmekte olan hattan temin etmektedir.⁶⁴

1998 yılında tesis bağımlılığına ilişkin olarak yaşanan örneklerden biri Avustralya'da yaşanmıştır. Victoria Eyaletinde, açık denizde bulunan üretim tesislerinden boru hatları ile gelen doğal gazın toplanarak işlendiği işleme tesisinde yaşanan patlama tüm eyalette yaklaşık olarak iki haftalık bir süre boyunca tüm tüketicilere kesinti yapılmasına yol açmıştır.⁶⁵ Victoria'da yaşanan ve "Longford Kazası" olarak bilinen bu olay eyaletler arasında enterkoneksiyon olmaksızın tek bir tesise dayanmanın yaratabileceği sorunları ortaya koyması bakımından önemlidir.

Son dönemlerde tesis bağımlılığına ilişkin olarak yaşanan bir başka örnek Gürcistan'da olmuştur. 22 Ocak 2006 tarihinde Rusya'dan kaynağını alan ve Gürcistan'ı besleyen iki boru hattında meydana gelen patlamalar ülkenin enerji altyapısını adeta felç durumuna getirmiştir. Evsel tüketiciler dahil kesinti yapılması yoluna gidilmiş, doğal gaz ile üretim yapan elektrik santrallerindeki gaz kesintisi aynı zamanda elektrik kesintilerine de yol açmıştır. Gürcistan sorunu Rusya'dan gelen

⁶³ Ibid s.15

⁶⁴ BOTAS, "Yıllar İtibarıyla Doğal Gaz ve LNG Alım Miktarları" http://www.botas.gov.tr/faliyetler/dg_ttt.asp Z.T. (23 Şubat 2006)

⁶⁵ Giacomo LUCIANI, "Security of Supply for Natural Gas Markets: What is it...", s. 5

hatlardaki arıza giderilinceye kadar ancak İran ve Azerbaycan'dan gaz alımı yaparak hafifletebilmiştir.⁶⁶

3.1.2. Gaz İhraç Eden Ülkeler Forumu

Makul bir fiyattan doğal gazın temin edilmesinin arz güvenliğinin önemli bir parçası olduğu Birinci Bölümde ifade edilmişti. Petrol ve doğal gaz piyasalarında yaşanan gelişmeler arasındaki benzerlikler, doğal gaz piyasasında da petrol piyasasındakine benzer bir şekilde OPEC benzeri bir kartelleşme yaşanıp yaşanmayacağı ve bunun dünya doğal gaz fiyatları üzerindeki olası etkileri konusundaki kaygıları artırmaktadır. Böyle bir kartelleşmenin arz güvenliği açısından da birtakım etkiler yaratacağı kuşkusuzdur.

Mayıs 2001'de Tahran'da ilk bakanlar düzeyindeki toplantısını yapan ve doğal gaz piyasasında kartelleşme yönündeki adımların odak noktası olarak görülen Gaz İhraç Eden Ülkeler Forumu (Gas Exporting Countries Forum, GECF) ilk bakışta gaz ihraç eden ülkeler arasında koordinasyon ve dayanışma mekanizmalarını sağlamlaştırmaya amacıyla kuruldu. Hali hazırda Cezayir, Brunei, İran, Endonezya, Libya, Nijerya, Malezya, Mısır, Umman, Katar, Rusya, Trinidad ve Tobago, Birleşik Arap Emirlikleri (BAE) ve Venezuela olmak üzere GECF'in toplam 14 üyesi bulunmaktadır. Norveç, GECF toplantılarına gözlemci statüsü ile katılmaktadır. İlk toplantıda GECF üyesi ülkelerin Bakanları üretim paylaşımı anlaşması ya da kota sistemi gibi konuları izlemek gibi bir niyetleri olmadığını belirtse de bazı ülkelerin piyasa üzerinde kontrol oluşturacak mekanizmaların kurulmasını gündeme getirdiği bilinmektedir.⁶⁷

GECF piyasa üzerinde nüfuz kurma yönündeki çabalarının ilk örneğini AB içindeki gaz piyasalarında liberalleşme hareketine ortak bir tavır alarak verdi. Özellikle Cezayir ve Rusya GECF ülkelerini, AB ülkelerinin gaz anlaşmalarında yer alan ve gazı alan ülkenin kullanmadığı kısmı başka bir ülkeye satmasını yasaklayan hükümlerin anlaşmalardan çıkarılmasına yönelik girişimlerine karşı birlikte hareket etmeye çağırdı.

⁶⁶ Petriashvili Diana, 31/01/2006, "Gas Crisis Over, Georgia Vows to Diversify Energy Supplies" Eurasia Insight, <http://www.eurasianet.org/departments/insight/articles/eav013106.shtml> Z.T. (23 Şubat 2006)

⁶⁷ Ronald Soligo and Amy Myers Jaffe, "Market Structure in the New Gas Economy: Is Cartelization Possible?" Geopolitics of Gas Working Paper Series, May 2004.

Yine de GECF'in bir gaz karteline dönüşmesinin önünde çeşitli engeller bulunmaktadır. İlk olarak doğal gazı ikame edebilecek yakıt türleri fazladır. Bu durum doğal gazın talep esnekliğini artıran ve dolayısıyla olası bir kartelin piyasa gücünü sınırlandıran bir faktördür. İkinci olarak petrol ve doğal gazın birbiriyle rekabet etme durumunda olması da özellikle GECF üyesi ülkelerin birçoğunun aynı zamanda önemli petrol üreticisi ülkeler olmaları nedeniyle olası bir çıkar çatışmasına zemin hazırlamaktadır. Son olarak gaz ithal eden ülkelerde yaşanan liberalleşmenin de olası bir doğal gaz kartelinin piyasa gücünü kullanmasını sınırlandıracağı düşünülmektedir. Özellikle artan rekabetin sadece doğal gaz ile diğer enerji kaynakları arasında olmayacağı farklı kaynaklardan gelen doğal gaz arasında da yaşanacağı beklenmekte ve bir gaz karteli karşısında talep esnekliğini artıracığı varsayılmaktadır.

AB açısından Norveç ve Hollanda'nın içinde yer almadığı sadece Rusya ve Cezayir'den oluşan bir yapılanmanın fiyat ve arz üzerinde kontrol oluşturabileceği öngörülmemektedir. En azından şimdilik AB rekabet otoritelerinin Hollanda ve Norveç'e bu tip bir örgütlenmeye dahil olmasına müsaade edeceği beklenmemektedir. AB dışındaki ihracatçı ülkelere ilişkin olarak yaşanan bir gelişme de özel sektörün ağırlığının gittikçe artmakta olmasıdır. Böyle bir gelişme üretici ülkeler içinde rekabet yaratarak uluslararası bir kartel yapılanmasına katılmayı zorlaştırmakla birlikte, sağladığı döviz kaynağı nedeniyle hükümetlerin doğal gaz sektörü üzerindeki kontrolünü tamamen bırakması beklenmemektedir.⁶⁸

GECF birbirinden çok farklı çıkarlara sahip olan ülkeleri bir araya getirmekte olan bir yapılanma görünümündedir. GECF'in gelecekte ne tür bir yapılanmaya gideceği belirsizliğini korumakla birlikte önümüzdeki 20 yıllık süreç içerisinde dünya gaz piyasalarında sürekli bir piyasa gücü oluşturması mümkün gözükmemektedir.⁶⁹

3.2. Uzun Vadeli Kontratlar

Uzun vadeli kontratlar doğal gazın büyük miktarlarda kullanılmaya başlandığı yıllardan beri doğal gaz alım ve satım anlaşmalarının tipik bir şeklini oluşturmaktadır.

⁶⁸ Jonathan STERN, "Security of European Natural Gas Supplies ..." s.19

⁶⁹ Ronald Soligo and Amy Myers Jaffe, "Market Structure in the New Gas Economy..." s. 4

Özellikle Kıta Avrupası ile Asya/Pasifik bölgesindeki anlaşmalar uzun vadeli kontratlar şeklinde yapılmaktadır. Genellikle al ya da öde yükümlülükleri şeklinde bilinen hükümler içerdiğinden aynı zamanda al ya da öde anlaşmaları (Take or Pay Contracts) olarak da isimlendirilmektedir. Uzun vadeli kontratların önce genel özellikleri üzerinde durulduktan sonra liberal piyasaya geçişle birlikte son yıllarda bu anlaşmaların yapılarında meydana gelen değişikliklere değinilecektir.

Uzun vadeli kontratların özellik arzeden hükümlerini dört grupta toplamak mümkündür. İlki bu anlaşmalardaki alım miktarlarına ilişkin hükümlerdir. Günlük kontrat miktarı yıllık kontrat miktarlarının günlük ortalaması ile ortaya çıkmaktadır. Talep koşullarındaki mevsimsel değişimleri karşılamak üzere günlük kontrat miktarının üzerinde maksimum günlük miktar belirlenmektedir. Diğer bir özellik anlaşmalarda yer alan al ya da öde yükümlülükleridir. Satıcı açısından nakit akışını garanti etmek üzere alıcının kontrat miktarını teslim alması dahi karşılığını ödemesi esasına dayanmaktadır. Genellikle bu yükümlülük yıllık kontrat miktarının belli bir yüzdesi (örneğin %70 veya 80) üzerinden belirlenebilmektedir. Bu durumda örneğin yıllık kontrat miktarının %80'i üzerinden anlaşılması halinde, alıcı yıllık kontrat miktarının %80'inden daha az miktarda gaz alması halinde aradaki farkı ödemek zorunda kalmaktadır. Yine bazı kontratlarda bir yıl içinde yıllık kontrat miktarından daha fazla alım yapılması halinde bunu bir sonraki yılın al ya da öde yükümlülüğünden indirilmesine imkân sağlayan hükümler (carry forward⁷⁰) de bulunabilmektedir. Uzun vadeli kontratların bir diğer özelliği de kontrat süresine ilişkin hükümlerdir. Kontrat süresi genellikle üreticinin sermaye yatırımını amorti etmesine yetecek kadar bir süre olarak tespit edilmektedir. Bu süre de çoğunlukla 15, 20 ya da 25 yıllık süreler olabilmektedir. Fiyat konusunda ya kontrat süresi boyunca geçerli olacak sabit bir fiyat ya da belli faktörlere bağlı olarak değişen fiyat formülleri temel alınmaktadır.⁷¹ Çoğu uzun vadeli kontratta değişen piyasa koşullarına göre kontrat miktarı ve fiyatının genellikle her üç yılda bir yeniden gözden geçirilmesine dönük hükümler de bulunmaktadır.

Uzun vadeli kontratların en önemli özelliklerinden biri olan al ya da öde yükümlülükleri biraz daha yakından incelendiğinde 1950'li yıllarda uzun vadeli

⁷⁰ Bu hüküm "Bu sene tüketemediyse önümüzdeki yıl tüket!" manasında alınabilir.

⁷¹ Henning MATTHIESEN, "To What Extent Do Take-or-Pay Contracts Facilitate the Development of Infant Gas Markets and What Challenges Do They Pose at a Time of Liberalisation?" CEPMLP Annual Review, Article 7, 2000, http://www.dundee.ac.uk/cepmlp/car/html/car4_art7.htm (24 Şubat 2006)

kontratların belirleyici bir özelliği haline geldiği görülmektedir. Bu yükümlülüklerin arkasındaki temel mantık olarak ilk neden; satıcı için hem talep riskini hem de doğal gazın ikamesi durumunda olan yakıtlardan kaynaklanabilecek rekabeti azaltmasıdır. Böylece daha yatırımın başında ilerideki nakit akışlarını tespit etmeye imkân vermektedir. Bu durum da maliyeti büyük boyutlara ulaşan doğal gaz yatırımları için bankalardan finansman sağlamayı kolaylaştırıcı bir etmen haline gelmektedir.

Doğal gaz yatırımlarının finansmanı için önemli olduğu anlaşılan al ya da öde yükümlülüklerinin alıcı açısından olumsuz durumlar yaratabileceği ortadadır. Bununla birlikte bu anlaşmaların olumsuz yanlarını tamamen ortadan kaldırmak veya olumsuz etkilerini hafifletmek üzere belirli argümanlar öne sürülmektedir. Bunların ilki kontrat süresini kısa tutarak değişen ekonomik koşullara göre kontrat portföyünü yeniden düzenlemektir. Bir diğer yol yıllık kontrat miktarının yüzdesini düşürmektir. Bir diğeri belirli bir yılda yıllık kontrat miktarını aşan miktarın bir sonraki yılın yükümlülüğünden düşülmesini öngören hükümler getirerek al ya da öde yükümlülüğüne esneklik kazandırmaktır. Bir başka yol ise kontratlara muafiyet hükümleri koydurmaştır.⁷²

Bu şekilde uzun vadeli kontratlar ile büyük çaplı yatırımlardan kaynaklanan risklerin satıcı ve alıcı ülke arasında paylaşıldığı bir yapı oluşmaktadır. Bu çerçevede fiyat riski genellikle satıcı üzerinde kalırken, doğal gazın pazarlanmasına ilişkin riskler alıcı ülke tarafından üstlenilmektedir. 20-25 yıl gibi uzun bir süreyi kapsayan kontratlar alıcı ve satıcı ülkeleri karşılıklı olarak birbirine bağlamaktadır.

Serbest piyasa reformları ile birlikte uzun vadeli kontratların geleceğinin ne olacağı sorusu son dönemlerde tartışılmaya başlandı. Her ne kadar serbest piyasa ile birlikte spot ticaretin öneminin artacağı varsayılsa da uzun vadeli kontratların ortadan kalkacağını söylemek mümkün değildir. Hatta uzunca bir süredir tamamen serbest bir piyasaya sahip olan İngiltere’de bile doğal gazın yaklaşık olarak %70’i uzun vadeli kontratlara bağlı olarak satılmaktadır.⁷³

⁷² Ryoichi NAMIKAWA, “Take-Or-Pay under Japanese Energy Policy”, Energy Policy, p.1327–1337, 2003, s.1329

⁷³ Jonathan STERN, “Security of European Natural Gas Supplies...” s.9

Uzun vadeli kontratların serbest piyasaya geçişle birlikte ortadan kalkması beklenmemekle birlikte özellikle fiyatlandırma ve kontrat hacimlerine ilişkin olarak önemli değişimler geçirmesi beklenmekte bu yönde işaretler alınmaktadır. Örneğin uzunca bir süreden beri ABD’de uzun vadeli kontratların süresi 5-8 yıl arasında değişirken İngiltere’de bu 2-5 yıl arasına düşmektedir. Fiyatlandırmaya ilişkin formüllerde petrol ürünlerine endeksleme azalırken farklı bölgelerde teslim edilen gazın fiyatını ya da spot ile vadeli işlemler piyasalarında oluşan fiyatları temel alan yaklaşımlar (gas to gas competition) uzun vadeli kontratlarda hâkim olmaktadır. Avrupa’da da son yıllarda uzun vadeli kontratların sürelerinin 8-15 yıl arasına düştüğü, kontrat miktarlarının azaldığı, özellikle LNG kontratlarında daha küçük hacimler üzerinde uzlaşmaya varıldığı, al ya da öde yükümlülüklerine ilişkin olarak daha esnek hükümler koyulduğu görülmektedir. Ayrıca alıcı tarafından doğal gazın ulusal sınırların dışında üçüncü bir tarafa yeniden satışını yasaklayan hükümler (destination clauses), özellikle Avrupa Rekabet otoritelerinin de etkisiyle, uzun vadeli kontratlardan çıkarılmaktadır.⁷⁴

3.3. Spot Piyasa

Doğal gaz piyasalarında gelişen liberalleşme ve şebekeye üçüncü taraf erişiminin sağlanması gibi olanaklar spot piyasa için gerekli zemini de hazırlamaktadır. Spot piyasanın oluşması için en önde koşullardan biri çok sayıda alıcı ve satıcının her birinin tek başına fiyatı belirleyecek etkide bulunmasını engelleyecek oranda geniş bir piyasa içinde ticaret yapabilmeleridir. Piyasanın likiditesi olarak adlandırılan bu özellik, sahipleri birbirinden farklı olan boru hatlarının kesiştiği, birinin diğerinin boru hattını kullanabildiği, depolama imkânlarının ve tüketim merkezlerinin yakın olduğu bir fiziksel nokta ile desteklendiğinde “hub” olarak ifade edilen transfer merkezleri ortaya çıkmaktadır.

Transfer merkezlerinin klasik örneği olarak ABD’nin Louisiana Eyaletinde bulunan ve dünyanın en büyük transfer merkezi olma özelliğini gösteren “Henry Hub” verilmektedir. Burada 12 boru hattı birbirine bağlı bulunmakta, 3 tane yeraltı depolama tesisine erişim imkânı sunulmaktadır. Louisiana eyaletinde hem karada hem de açık denizde üretim yapan üreticilere erişim imkanı sağlanmaktadır. Likidite oranı ise hayli

⁷⁴ Örneğin Gazprom Temmuz 2002’de gelecekteki tüm kontratlardan bu tip hükümleri (destination clauses) çıkarmayı kabul etti.

yüksektir. Transfer merkezinde yapılan kağıt üzerindeki ticaret fiziksel olarak teslim edilen doğal gazdan yaklaşık olarak yüz kat fazladır.⁷⁵ Avrupa’da ise Belçika’daki Zeebrugge⁷⁶ ile Almanya’daki Bunde önemli boru hatlarının birbiriyle kesişme noktası olmasının avantajı ile transfer merkezleri haline gelmişlerdir. Bunların yanı sıra Avusturya, Slovakya ve İtalya gibi ülkelerde de yeni transfer merkezlerinin ortaya çıkması öngörülmektedir.

Transfer merkezlerinin ana özelliği arz ve talebin fiziksel olarak dengelenmesidir. Ayrıca depolama tesislerinin yakınlığı esneklik imkânını artırırken aynı zamanda finansal risklere karşı da koruma sağlamaktadır. Bir transfer merkezinde ticaret likid bir piyasaya dönüştüğünde spot ve vadeli işlemler piyasası oluşmakta, yakın zaman ve gelecek için bir piyasa fiyatı doğmaktadır. Genellikle tezgâh üstü piyasalarla başlayan spot ticaret ile yapılan doğal gaz teslimi kontratları bir günden bir yıla kadarki dönemi kapsayabilmektedir.

Finansal gaz piyasaları olarak adlandırılan bu yapının önemli bir özelliği de serbest piyasa ile birlikte artan fiyat oynaklığına karşı piyasa oyuncularına koruma sağlamasıdır. Örneğin nihai tüketicilere gaz teslim etme yükümlülüğü bulunan bir doğal gaz dağıtım şirketi spot fiyatlardaki değişimlere karşı talebini ayarlayamadığı için fiyatlardaki artışlara karşı, bu artışı tüketicilere yansıtamadığı oranda, fiyat riskine maruz kalmaktadır. Bu durumda doğal gaz dağıtım şirketinin spot veya vadeli işlemler piyasasına girerek fiyat riskine karşı kendisini koruması mümkündür. Bu riski yönetenler ise spot piyasada faaliyet gösteren ve risk yönetimi konusunda uzmanlaşmış olan “broker”lardır.⁷⁷

Finansal gaz piyasaları genellikle fiziksel gaz piyasasının belli bir olgunluğa ulaştığı ülkelerde ortaya çıkmaktadır. Sadece birkaç ülkede spot piyasa belli bir olgunluğa ulaştığı için finansal gaz piyasası görece olarak yeni bir kavramdır. Bugün sadece ABD ve İngiltere’de finansal gaz piyasalarının varlığı kabul edilmektedir.⁷⁸ ABD’de NYMEX dünyada ilk defa Nisan 1990’da Henry Hub’daki fiyatları referans alarak

⁷⁵ International Energy Agency, “Flexibility in Natural Gas...” s.80

⁷⁶ Bkz. <http://www.huberator.com>

⁷⁷ Andrej JURIS, “Competition in the Natural Gas Industry: The emergence of spot, financial, and pipeline capacity markets”, Public Policy for the Private Sector, Note No: 137, March 1998, s.5

⁷⁸ Ibid. s.6

doğal gazda vadeli işlem (Futures) kontratını başlatmıştır. Bu kontratlar büyük ilgi görmüş borsa tarihinin en hızlı büyüme gösteren finansal aracı olmuştur. Yaklaşık olarak 20 bcm düzeyinde olan borsadaki günlük ticaret hacmi ABD’de bir günde tüketilen doğal gazın 10 katıdır.

Spot piyasaların serbest piyasada arz güvenliğine yaptığı etkilere ilişkin olarak öncelikle kısa dönemde arz ve talebin dengelenmesini sağlayarak kısa dönemli arz güvenliğine katkı sağladığını söylemek mümkündür. Bununla birlikte uzun dönem arz güvenliğine ilişkin olarak spot ve vadeli işlemler piyasasında oluşan fiyatların uzun vadeli yatırım kararları için temel alınması pek mümkün gözükmemektedir. Zira uzun vadeye ilişkin olarak spot piyasadaki likidite oranı düşük olmakta, uzun vade için oluşan fiyatlar piyasadaki küçük bir oyuncu topluluğunun beklentilerini yansıtır hale gelmektedir. Bunun yerine uzun vadeli yatırım kararlarının uzun vadeli arz/talep analizine göre yapıldığı ve spot fiyatların bu kararların test edilmesinde kullanıldığı görülmektedir. Bununla beraber spot piyasa olumlu katkıları yanında riskleri de içinde barındırmaktadır. Özellikle piyasaların tam kapasiteye yakın olması ile birlikte ortaya çıkan fiyatlarda aşırı oynaklık durumu, spot piyasada bazı oyuncuların spekülasyon ile kâr elde etme güdüsüne sevk edebilmektedir.⁷⁹ 2001 yılında yaşanan Enron skandalı bu konudaki kaygıları artırmıştır. Bununla birlikte Enron’un batmadan önceki faaliyetlerinin büyük bir kısmının tezgah üstü piyasalar olarak tabir edilen ve organize olmayan ve de düzenlemeye tabi olmayan piyasalarda yoğunlaşmış olması spot piyasaya ilişkin değerlendirme yaparken göz önünde bulundurulmalıdır.⁸⁰

Son olarak uzun vadeli kontratlar ile spot piyasa birlikte değerlendirildiğinde; Avrupa gaz endüstrisi içinde uzun vadeli kontratlar ile spot piyasanın beraber var olacağı ve Avrupa’da spot piyasanın ticareti yapılan toplam gaz miktarı içindeki payının sınırlı kalacağı konusunda genel bir oydaşma vardır. Uzun vadeli kontratlar geniş çaplı yatırımların finansmanına imkân verirken, spot piyasa arz ve talebin kısa ve orta vadede dengeye gelmesini sağlamakta ve böylece mevcut sistemin daha etkin bir biçimde kullanılmasını sağlayarak esneklik ve güvenliği artırmaktadır.⁸¹ Alıcılar portföylerinde

⁷⁹ International Energy Agency, “Security of Gas Supply...”, s. 86-90.

⁸⁰ Bkz. Nancy B. RAPOPORT and Bala G. Dharan (ed.), Enron: Corporate Fiascos and Their Implications, New York, Foundation Press, 2004.

⁸¹ International Energy Agency, “Security of Gas Supply...”, s. 105

bu şekilde esnekliği daha fazla olan uzun vadeli kontratlar ile spot alımları bir araya getirerek riski en alt seviyeye indirmeye çalışmaktadırlar.

3.4. Esneklik

Esneklik; talepteki öngörülebilir hacim değişiklerine (özellikle mevsimsel) karşı arzı uyumlaştırma buna karşılık arzın yeterli olmadığı durumda talebi uyumlaştırma (azaltma gibi) imkânı olarak tanımlanmaktadır.⁸² Esneklik iki ana grupta toplanabilecek araçlar ile sağlanmaktadır: Fiziksel ve akde bağlı araçlar. Fiziksel araçlara üretim ve ithalatta değişken arz, depolama ve boru hattındaki stok örnek olarak verilebilir. Akdi araçlar arasında ise en önde geleni kesintili anlaşmalardır.

Bilindiği üzere doğal gaz piyasasında talep düzeyi özellikle mevsimsel olarak dalgalanmalar göstermekte bunun dışında gün içinde ani talep iniş ve çıkışları yaşanabilmektedir. Bunun dışında arz kaynaklı sorunlar da ortaya çıkabilmekte bu durum da arz ve talebin dengelenmesi sorununu gündeme getirmektedir. Bu noktada esneklik sistemin arz veya talepten kaynaklanabilecek dengesizliklere karşılık verebilme kabiliyetini ortaya koymaktadır. Bu açıdan arz güvenliğine önemli oranda katkıda bulunmaktadır. Esneklik düzeyi genellikle her bir ülkenin sahip olduğu doğal gaz piyasasının özelliklerini yansıtmaktadır. Örneğin yerli üretim imkânı bulunan ülkeler üretim tesislerini dengesizlik durumunda devreye sokmaktadırlar. Tüketilen doğal gazın büyük oranda ithalat yolu ile karşılandığı ülkelerde ise depolama tesislerinin yapımına önem verilmektedir.⁸³

Esneklik sağlanmasında geleneksel olarak kullanılan araçları üç ana grupta toplamak mümkündür: Arz yanlı, talep yanlı, ve depolamaya ilişkin araçlar. Arz yanlı araçlar içinde üretim ve ithalat koşullarında özellikle “Swing” olarak tabir edilen faktör esneklik açısından önem kazanmaktadır. Swing, alıcının aldığı gaz miktarını belirli sınırlara kadar artırmaya imkan veren bir akdi hükümdür. Genellikle maksimum günlük kontrat miktarı, yıllık kontrat miktarının bir yüzdesi olarak ifade edilir (%100’lük bir oran swing olmadığı bir durumu ifade etmektedir.). Bu açıdan swing ani

⁸² International Energy Agency, “Flexibility in Natural Gas...” s.18

⁸³ Rosita CARNEVALINI, “Third Party Access to Storage and Flexibility”, CEER Progress Report, 2003. http://europa.eu.int/comm/energy/gas/madrid/doc-7/18_ceer.pdf

talep değişikliklerine karşı alıcı ÷lkeye kısa süre içinde dengeleme imkânı sağlamaktadır. Üretim açısından özellikle Hollanda'daki Groningen üretim sahaları Avrupa için önde gelen bir swing tedarikçi durumundadır. İthalata ilişkin olarak her bir ithalat kontratı temelinde belirlenmekle birlikte genellikle kısa mesafelerde yüksek bir swing yüzdesi sağlanabilirken, uzun mesafeli teslimler için ek bir yatırım olmaksızın yüksek bir swing yüzdesi sağlanması mümkün olamamaktadır.

Gaz endüstrisinin rekabete açılması ile birlikte geleneksel esneklik araçlarına yenilerinin eklendiği gör÷lmektedir. Bunlar arasında en önemlisi bir önceki kısımda değinilen spot piyasadır. Doğal gazın diğer her hangi bir mal gibi alınıp satılabildiği, tedarikçilerin tek düze yerine çeşitli hizmetleri içeren kontratları sunabildiği bir piyasa yapısı esneklik üzerinde de etkili olmaktadır. Böyle bir ortamda fiyat arz ve talebin dengelenmesi açısından en uygun araç konumuna gelmektedir. Depolama fiziksel bir araç olmanın ötesinde talebin düşük olduğu aylarda depolama yaparak talebin yüksek olduğu ve fiyatların da yükseleceği varsayımı ile artan fiyat oynaklığına karşı bir korunma ve kâr olanağı sağlamaktadır. Ayrıca elektrik ve doğal gaz piyasalarının birlikte rekabete açılması özellikle doğal gaz piyasasında talebin fiyat esnekliğini artırmakta bunun yanında elektrik ve doğal gaz piyasaları arasında arbitraj yapma imkânı doğmaktadır. LNG ticaret içinde spot bazlı satışların ve her hangi bir kontrata ya da projeye bağlanmamış LNG gemilerinin sayısının artışı LNG'nin yeni bir esneklik unsuru olarak gelişmesine zemin hazırlamaktadır. Özellikle LNG gazlaştırma (regasification) terminalleri yeraltı depolama imkânı sınırlı olan ÷lkeler için hayati önem taşıyabilmektedir.

3.5. Altyapı

Doğal gaz arz güvenliği açısından altyapıyı oluşturan üretim, iletim ve dağıtım sistemlerinde yeterli kapasitenin hazır bulundurulmasının önemi daha önce vurgulanmıştı. Yatırımların zamanında gerçekleştirilmesi özellikle uzun dönem arz güvenliğinin sağlanmasında büyük rol oynamaktadır. Altyapının sağlam temellere dayanarak işleyebilmesi açısından gerekli yatırımların yapılmasında diğer yatırım alternatifleri karşısında rekabet edebilecek bir getiri oranı (rate of return) belirlenmesi noktasında hükümetler ve düzenleyici kurumlara da kritik görevler düşmektedir.

Son dönemlerde ABD düzenleyici otoritesi Federal Enerji Düzenleme Komisyonu (Federal Energy Regulatory Commission, FERC) %12-13 aralığında bir özsermaye kârlılığına izin vermektedir. Avrupa’da yaygın olarak kullanılan %7-8 aralığındaki özsermaye kârlılığına karşılık ABD’deki oran oldukça yüksek kalmaktadır.⁸⁴ Bu bağlamda tarifesi düzenlemeye tabi bir yatırım kararı açısından belirlenecek getiri oranı, bu yatırımlar tarifeler yoluyla tüketicilere yansıtılabileceği için, genellikle diğer sektörlerle göre daha düşük belirlenmektedir. Bu durum düzenleyici kurum tarafından tarifenin gereğinden fazla düşük belirlenmesi halinde yeterli yatırım düzeyinin gerçekleşmemesi gibi bir sorun doğurabilecektir. Bununla birlikte tarife belirleme mekanizması yatırımcıya daha fazla kâr elde etme imkânı da vermektedir. Örneğin, fiyat tavanı ya da gelir tavanı gibi yöntemler maliyetleri düşürüp satışları artırarak kârı artırmaya olanak sağlayan teşvikler öngörmektedir.⁸⁵

Uzun vadeli kontratların büyük projelerin finansmanında rol oynamaya devam etmesi beklenmektedir. Avrupa’da sınır ötesi büyük çaplı yatırımlar, ulusal tekel durumundaki üretim ve pazarlama şirketleri ile downstream gaz piyasasında hakim durumda bulunan şirketler arasında istikrarlı ilişkilere dayanan uzun vadeli kontratlar sayesinde gerçekleştirilmiştir.⁸⁶ Son dönemlerde Avrupa ülkelerinde ulusal ve AB düzeyinde gerçekleştirilen reformların nasıl bir düzenleyici yapıyı oluşturacağı konusundaki belirsizlikler ve serbest piyasa ortamının fiyatlar üzerinde yarattığı belirsizlik yatırım kararları üzerinde olumsuz tesirlerde bulunmaktadır.

Bu bağlamda yeterli yatırımın devreye girmesinin önünde engel sayılabilecek unsurlar; fiyatlardaki belirsizlik, finansman sorunu ve aşırı düzenleme olarak karşımıza çıkmaktadır. Aşırı düzenlemenin yatırımları ne şekilde etkileyebileceğine ilişkin en çarpıcı örneklerden biri FERC’ün LNG gazlaştırma terminallerine yönelik uygulaması sonucu ortaya çıkmıştır. FERC yeni kurulacak LNG terminallerine üçüncü taraf erişimini zorunlu kılmıştır ve bu kararından 2002 yılında dönene dek LNG terminallerinin yapımı oldukça sınırlı kalmıştır.⁸⁷ “Hackberry Kararı” ile LNG terminallerine üçüncü taraf erişimi zorunlu olmaktan çıkarılmıştır. Böylelikle LNG

⁸⁴ International Energy Agency, “Security of Gas Supply...”, s. 269

⁸⁵ International Energy Agency, “World Energy Investment Outlook (2003)”, s.206

⁸⁶ Ibid, s.207

⁸⁷ Patrick CAYRADE “Investments in Gas Pipelines and Liquefied Natural Gas Infrastructure: What is the Impact on the Security of Supply?”, Indes Working Paper No.3, Center for European Policy Studies, Brussels, 2004, s. 11

gazlaştırma terminalleri iletim zincirinin bir parçası olarak görölmek yerine yeni arz kaynakları olarak görölmeye başlanmıştır. Bu adım sonrası yaklaşık olarak toplam 340 bcm’lik kapasiteye sahip 30’un üzerinde yeni LNG gazlaştırma terminaline izin almak için FERC’e başvurulmuştur. Bununla birlikte bunların sadece birkaçının bu izni alması beklenmektedir.⁸⁸

Altyapıya yapılacak yeni yatırımlar ile mevcut tesislerde yapılacak iyileştirme ve geliştirme çalışmalarını kolaylaştıracak hükümlere AB direktiflerinde de yer verilmiştir. 2003/55 sayılı “Doğal Gazda İç Pazar Oluşturulmasına Yönelik Ortak Kurallara İlişkin Direktif”in⁸⁹ “Yeni Altyapı” başlıklı 22 nci maddesi ile üye devletler arasında enterkonektörler, LNG ve depolama tesisleri gibi önemli yeni gaz altyapı tesislerinin düzenleyici otorite tarafından şebekeye üçüncü taraf erişiminden muaf tutulabilmesine imkan sağlanmıştır. Bu imkândan yararlanacak yatırımların; rekabeti artırıcı ve arz güvenliğini geliştirici olması, muafiyet tanınması halinde yatırımın gerçekleşmesinin mümkün olmaması ve kurulacak altyapıya sahip olacak gerçek ya da tüzel kişinin en azından hukuki olarak altyapı tesisinin yapılacağı sistemi işleten operatörden ayrı olması şart koşulmaktadır.

3.5.1. İletim

Sistemin düzgün işlemesi ve arz sıkıntısına yol açmaması açısından yeterli taşıma kapasitesinin hazır bulundurulması öncelikli olarak İletim Sistem Operatörleri ile tedarikçilerin sorumluluğundadır. İletim Sistem Operatörlerinin bu görevi yerine getirebilmesi açısından tedarikçilerin geleceğe ilişkin kapasite ihtiyaçlarını net bir biçimde ortaya koymaları kritik önem taşımaktadır. Bu kapasite ihtiyaçları hem ortalama kapasite ihtiyacını hem de gerçekleşme olasılığı fazla olmamakla birlikte “beklenebilecek” olaylara karşı ihtiyaç duyulabilecek kapasiteyi de içermektedir. Bunun dışında tedarikçiler tarafından ortaya konan ihtiyaçlar çerçevesinde iletim sistem operatörlerinin bu ihtiyaçları zamanında yatırıma dönüştürebilmesi sistemin güvenliği açısından önem taşımaktadır. Bu bağlamda düzenleyici kurumların kararlarının arz güvenliğine etkisini belki de en açık biçimiyle gördüğümüz iletim tarifelerinin

⁸⁸ International Energy Agency, “Security of Gas Supply...”, s. 252

⁸⁹ COMMISSION OF THE EUROPEAN COMMUNITIES (CEC), Directive 2003/55/EC of The European Parliament and of The Council of 26 June 2003 Concerning Common Rules For The Internal Market in Natural Gas and Repealing Directive 98/30/EC, OJ L 176, 15.7.2003, s. 57-78, Brussels.

belirlenirken uluslararası düzeyde benzer risk düzeyine sahip ülkelerde belirlenen kârlılık oranları karşısında rekabet edebilecek bir düzeyin belirlenmesi dikkat edilmesi gereken bir husustur.

Bu noktada, yani iletim sistem operatörü ile tedarikçi arasındaki bağa ilişkin olarak, ABD’de kullanılan “open season” modelini tanıtmak faydalı olacaktır. Bu model kurulacak boru hattı ile ortaya çıkacak kapasitenin boru hattı inşa edilmeden önce bir ihale süreci ile tahsis edilmesi esasına dayanmaktadır. Böylelikle hem ihaleye gelen teklifler ışığında boru hattının gerekliliği hususu netlik kazanmakta dolayısıyla gereksiz yatırımların önüne geçilebilmekte, hem de kredi veren kuruluşlardan daha kolay kredi temin edebilme imkânı ortaya çıkmaktadır. Tedarikçilerin ihtiyaçları belirlendikten ve boru hattının maliyeti ile ilgili analizler yapıldıktan sonra FERC’e başvuru yapılmaktadır.⁹⁰

İletim sistem operatörlerinin sisteme bağlantı yapmak isteyen taraflara ayrımcılık yapmaması piyasada rekabetin sağlanması açısından önem taşımaktadır. Konunun önemi AB direktiflerinde bu konuya ilişkin hükümlere yer verilmesini gerekli kılmıştır. 2003/55 sayılı Direktifin 18 inci maddesi ile iletim sistemine üçüncü tarafların erişimi ilkesi benimsenmiş, 8 inci maddesi ile de iletim sistem operatörlerine ekonomik koşullarda faaliyet gösterme, sistem kullanıcıları arasında ayırım yapmama ve sistem kullanıcılarının sisteme etkin bir şekilde ulaşabilmelerini teminen gerekli bilgileri verme gibi yükümlülükler getirilmiştir.

AB, 2003/55 sayılı direktifte yer alan hükümlerle yetinmemiş bu konuya özgü bir “düzenleme” (regulation) yapma yoluna gitmiştir. 1775/2005 sayılı⁹¹ bu düzenlemenin temeli 2002 yılında Madrid Forum’unda benimsenen Doğru Uygulama İlkeleri (Guidelines for Good Practices)’ne dayanmaktadır. Düzenlemenin amacı doğal gaz iletim sistemine ayrımcılık yapılmadan, ulusal ve bölgesel özellikleri dikkate alarak erişimin temin edilmesidir. Bunun dışında tarifelere ilişkin uyumlaştırılmış ilkelerin oluşturulması, tarife hesaplamalarına ilişkin yöntemler, şebekeye erişim için

⁹⁰ International Energy Agency, “Security of Gas Supply...”, s. 268

⁹¹ COMMISSION OF THE EUROPEAN COMMUNITIES (CEC), Regulation (EC) No 1775/2005 of The European Parliament and of The Council of 28 September 2005 on Conditions for Access to The Natural Gas Transmission Networks, OJ L 289, 03.11.2005, s. 1-13, Brussels.

uyumlaştırılmış kapasite tahsisi ve kısıt yönetimi ilkeleri, dengeleme kuralları, dengesizlik cezaları, kapasite alışverişini kolaylaştırma gibi unsurlar da düzenlemenin amaçları arasında bulunmaktadır.

3.5.1.1. Enterkoneksiyon ve Sınır Ötesi Ticaret

Arz güvenliğine katkısı azımsanmayacak derecede olan bir başka parametre ise ulusal sınırlar içindeki boru hatlarının komşu ülkelerle paralel çalışabilmesine ve bu ülkeler arasında ticaret yapılabilmesine imkân sağlayan enterkoneksiyondur. Boru hattı sistemleri arasında artan enterkoneksiyon, alternatif kaynaklardan gaz temin edebilme olanağı sunmaktadır. Bunun dışında aralarında enterkoneksiyon bulunan ülkeler bir diğerinin doğal gaz piyasasında meydana gelen gelişmelerden de karşılıklı olarak etkilenmektedir. Örneğin bir ülkede her hangi bir nedenle fiyat artışı yaşanması durumunda serbest piyasa koşullarında komşu ülkedeki tedarikçiler artan gaz fiyatlarından ellerindeki doğal gazı satmak için bu ülke piyasasına girebilecektir.

Ayrıca bir ülkede arz kesintisi olması halinde eğer mevcut bir enterkoneksiyon varsa bu ülkede bulunan depolama tesislerinden arz kesintisi yaşayan ülkeye gaz temin etmek mümkündür. Bu husus AB'nin 2004/67 sayılı “Doğal Gaz Arz Güvenliğinin Korunmasına İlişkin Önlemler Direktifi”nin 4 üncü maddesinin 5 inci bendinde “eğer yeterli bir enterkoneksiyon mevcut ise üye devletler bir başka üye devlet ile ikili anlaşma dahil bu ülkede bulunan depolama tesislerini kullanarak arz güvenliği standartlarını sağlamak amacıyla gerekli önlemleri alabilir. Bu önlemler, özellikle ikili anlaşmalar, iç gaz piyasasının düzgün işleyişini bozmamalıdır.” şeklinde ifade edilmiştir.⁹² Dolayısıyla AB'nin doğal gazda bir iç pazar oluşturma hedefinin belki de ilk şartı üye ülkeler arasında yeterli sayıda enterkoneksiyon kurulmasıdır. Daha önceki bölümlerde anlatılan transfer merkezlerinin en önemli özelliklerinden birisi de sahip oldukları enterkoneksiyonlardır.

Elektrik ve doğal gaz piyasaları arasında karşılıklı olarak bağımlılığın arttığı göz önüne alınacak olursa elektrik şebekeleri arasında kurulacak enterkoneksiyonlar dolaylı

⁹² COMMISSION OF THE EUROPEAN COMMUNITIES (CEC), Council Directive 2004/67/EC of 26 April 2004 Concerning Measures to Safeguard Security of Natural Gas Supply, OJ L 127, 29.4.2004, s. 92-96, Brussels.

olarak da olsa doğal gaz arz güvenliğine etkide bulunacaktır. Örneğin bir ülkede meydana gelen arz kesintisi nedeniyle genellikle kesintili tarife üzerinden gaz alan elektrik santralleri kesinti yapılacak ilk tüketici grupları olmaktadır. Bu nedenle elektrik santrallerinin alternatif yakıtlara geçmesinin imkansız ya da pahalı olduğu durumda ülkede meydana gelen elektrik arzı açığı enterkonekte olan elektrik şebekeleri üzerinden yapılan alımlarla telafi edilebilecektir.

Avrupa gaz iletim şebekesi 1970'lerden bu yana hızlı bir şekilde gelişmiş ve Batı ile Orta Avrupa arasında enterkoneksiyonlar kurulmuştur. Bugün uzunluk olarak, yüksek basınçlı ulusal şebekeler dahil, toplam 224.000 km'ye erişen doğu ve batı boru hattı sistemi birbiriyle bütünleşmiş ve Sibiry'a'dan İrlanda'ya kadar uzanmıştır.⁹³ Boru hatları arasında gerçekleştirilen enterkoneksiyonlar Avrupa sistemi içerisinde gaz akışının daha optimal hale gelmesi ve ticaretin artmasını da beraberinde getirecektir. Bununla beraber Avrupa sistemine fiziksel olarak gazı veren Rusya, Cezayir, Norveç ve Hollanda gibi ülkeler arasında gazın kalitesi konusunda ortak bir standart belirlenmemiş olması bu potansiyeli tehlikeye sokmaktadır.⁹⁴

AB üye ülkeleri arasında doğal gaz ticaretinin önündeki engellerin (örneğin gaz kalitesi farklılıklarının yarattığı sorunlar veya ülkeler arasında daha fazla enterkoneksiyon sistemlerinin tesis edilmesi gibi) kaldırılması noktasında doğal gaz piyasasında faaliyet gösteren tüm aktörlerin (iletim ve dağıtım sistem operatörleri, tedarikçiler, üreticiler, tüketici birlikleri v.b.) yer alabildiği bir örgütlenme olan "Avrupa Enerji Ticaretinin Geliştirilmesi Birliği" (EASEE-gas⁹⁵) 2002 yılında kurulmuş ve halen sektörde birtakım "ortak iş uygulamaları" (common business practices)'nın standartlaştırılması için gayret göstermektedir. Bahsi geçen ortak iş uygulamaları çerçevesinde 8 Eylül 2005'te onaylanan CBP 2005-002/01 sayılı "Enterkoneksiyon Anlaşması" ile birbirine bitişik olan iki iletim sistem operatörü arasında kurulacak Enterkoneksiyon Anlaşmasının çerçevesi çizilmekte ve bu iki sistemin nasıl beraber çalışabileceğine ilişkin öneriler sunulmaktadır. 3 Şubat 2005'te onaylanan CBP 2005-001/01 sayılı "Doğal Gaz Kalitesinin Uyumlaştırılması" ile de Avrupa'da sınır noktaları üzerinden sistemlerin beraber çalışabilmesini teminen gaz kalitesine ilişkin

⁹³ International Energy Agency, "Security of Gas Supply...", s. 323

⁹⁴ Ibid. s. 324

⁹⁵ The European Association for the Streamlining of Energy Exchange için bkz. (www.easee-gas.org).

spesifikasyonlar önerilmekte ve gaz kalitesine ilişkin parametreler, bu parametrelerin aralıkları ve uygulama planına ilişkin hükümlere yer verilmektedir. Söz konusu spesifikasyonlara uyan gazın, gaz kalitesine ilişkin mülahazalarla geri çevrilmesi mümkün olamayacaktır. Bununla beraber gaz kalitesine ilişkin bu standardizasyon çalışmasının 2010 yılına kadar tam olarak yürürlüğe girmesi öngörülmemektedir.

Sınır ötesi ticaret dünya doğal gaz ticaret hacmindeki genişlemeye paralel olarak gelişim göstermektedir. LNG ticareti birbirinden oldukça uzak ülkeler arasında dahi ticaret yapılabilmesinin önünü açmıştır. AB içinde de özellikle gelecekteki doğal gaz talep artışının dış ülkelere temin edileceği gerçeği karşısında sınır ötesi ticaretin önündeki engelleri kaldırma yolunda çalışmalar yapılmaktadır. Bununla beraber sınır ötesi ticaret, getirdiği avantajların yanında riskleri de içinde barındırmaktadır. Ülkeler arasında artan bağımlılık karşılıklı olarak piyasaları da birbirlerine yaklaştırmakta ve karşılıklı etkileşimlere açık hale getirmektedir. Bu açıdan arz güvenliğinin sağlanması sınır ötesi ticaretin gelişimi ile birlikte ülke sınırlarını aşmakta bölgesel ve hatta küresel bir mahiyet kazanmaktadır.

Sınır ötesi ticaretin gelişimi önündeki engellerin kaldırılması noktasında hükümetlere büyük görevler düşmektedir zira ticarete konu olan gaz sınırı aştığı anda farkı bir ülkenin yetki sahasına girmekte ve bu ülkenin hukuk kurallarına tabi olmaktadır. Sınır ötesi ticaret mutlaka sınırın her iki tarafındaki her bir ülkenin piyasasının serbestlik açısından aynı düzeyde olmasını gerektirmemektedir. Bununla beraber politika oluşturma konumunda bulunanların farklı uygulamaların yaratacağı olumsuzluklara karşı ihtiyatlı olması gerekir.⁹⁶

3.5.1.1. Enerji Şartı Antlaşması ve Transit Ticaret

Transit Bağımlılığına ilişkin bölümde kısaca söz edilen Enerji Şartı Anlaşması sınır ötesi ve transit ticaretin önündeki engellerin kaldırılması konusunda bir uluslararası platform olma özelliğini göstermektedir.

⁹⁶ International Energy Agency, “Security of Gas Supply...”, s. 314

Avrupa Enerji Şartı Anlaşması (European Energy Charter Treaty) 16-17 Aralık 1994 tarihinde düzenlenen Lizbon Konferansı'nda imzaya açılmış ve 41 devlet ile AB tarafından imzalanmıştır.⁹⁷ Temel amaç, tüm taraf ülkelerce takip edilebilecek bir kurallar düzeyi yaratarak enerji konularında hukukun üstünlüğünü hakim kılmak ve böylelikle enerjiye ilişkin yatırım ve ticaretle ilgili riskleri asgari seviyeye indirmektir.⁹⁸

Anlaşma hükümleri 5 ana nokta üzerinde yoğunlaşmaktadır: en çok gözetilen ulus kaydı (most favored nation treatment) ya da yurttaşlara eşit davranış (national treatment)⁹⁹ temelinde yabancı sermayeli enerji yatırımlarının geliştirilmesi ve korunması, Dünya Ticaret Örgütü (World Trade Organization, WTO) kuralları çerçevesinde enerji maddelerinin, ürünlerinin ve enerji ile ilgili ekipmanın serbest ticareti; şebeke ve boru hatları yoluyla enerjinin transit geçme özgürlüğü, enerji verimliliğinin geliştirilmesi ile enerji döngüsünün çevresel etkilerinin azaltılması ve yatırımcı ile devlet veya devletler arasındaki anlaşmazlıkların çözümüne ilişkin mekanizmaların geliştirilmesi.¹⁰⁰

Enerji Şartı Anlaşmasının transite ilişkin mevcut hükümleri imzacı ülkeleri transit özgürlüğü ilkesi ile tutarlı olarak ayrımcılık yapılmaması temelinde enerjinin transit geçişini kolaylaştırmakla yükümlü kılmaktadır. Bu konu, enerjinin gittikçe artan bir biçimde üreticiden tüketiciye gelene kadar birden fazla ülkenin ulusal sınırlarını geçmekte olduğu gerçeği karşısında, imzacı ülkelerin kolektif enerji güvenliği için de önemlidir. Bu nedenle katılımcı ülkeler Anlaşmanın transite ilişkin hükümlerini genişletmek ve ayrıntılandırmak üzere bir “Transit Protokol” hazırlama yoluna gitmişlerdir. Transit Protokolü; enerji nakil hatlarına üçüncü tarafların erişimi konusunda ayrımcılığı önleyici ve şeffaflığı teşvik eden hükümler getirme amacı ile

⁹⁷ Günümüzde üye sayısı 51'e ulaşmıştır.

⁹⁸ Energy Charter Secretariat, The Energy Charter Treaty and Related Documents, Brussels, 2004, www.encharter.org s. 14

⁹⁹ “En çok gözetilen ulus kaydı” genellikle bir tarafın başka bir tarafa tanıyacağı durumu iyileştirici nitelikteki hükümleri bu kaydı içeren antlaşmadaki tarafa da uygulayacağını bildirmektedir. “Yurttaşlara eşit davranış ilkesi” ile devletin kendi yurttaşları ile yabancıları eşit tutması öngörülmekte ve yabancıların o devlet yurttaşlarından daha iyi korunması reddedilmektedir. Ayrıntılı bilgi için bkz. Hüseyin Pazarcı, Uluslararası Hukuk Dersleri 1. Kitap, Turhan Kitabevi, 7. Baskı, Ankara, 1998

¹⁰⁰ Energy Charter Secretariat, The Energy Charter Treaty and Related Documents, Brussels, 2004, www.encharter.org s. 14

transit tarifeleri konusunda nesnel, makul ve şeffaf bir yaklaşımı hâkim kılma amacını taşımaktadır.¹⁰¹

Müzakereleri halen devam eden Transit Protokol'e ilişkin olarak AB ve Rusya arasında bir orta yol bulma girişimleri devam etmektedir. Transit Protokolün yürürlüğe girmesi Rusya ve Orta Asya'daki doğal gaz kaynaklarının geliştirilmesi ve uygun pazarlara ulaştırılmasını sağlayacak iletim sistemleri için öngörülen yatırımların önünü açacaktır. Çünkü transit protokol, sınır ötesi enerji projelerini geliştiren yatırımcıların güvenebilecekleri bir kurallar çerçevesi oluşturmaktadır. Böylelikle karşı karşıya oldukları risklerin en azından bir kısmını azaltmış olacaktır.

3.5.2. Depolama

Depolama tesisleri geçici bir arz kaynağı olarak arz güvenliğine katkıda bulunmaktadır. Depolama tesislerinin fonksiyonlarını üç ana gruba ayırmak mümkündür:

- Esneklik (Saatlik, günlük, aylık ve mevsimsel dalgalanmaları dengelemek üzere kullanılırken)
- Güvenlik (Arz kesintileri olasılığına karşı)
- Verimlilik (Boru hatlarının depolama tesislerinin sağladığı etkinliğe dayanarak daha verimli kullanılacak şekilde tasarlanması)

Serbest piyasaya geçişle birlikte depolama fiyat riskine karşı piyasa oyuncularının kullanabileceği bir araç olarak yeni bir fonksiyon da kazanmıştır. Bir piyasa oyuncusu gazın fiyatının düşük olduğu dönemde satın alarak ve depolayarak gazın fiyatının yükseldiği zaman da bunu satarak kâr elde etme ve ayrıca fiyat dalgalanmalarına karşı korunma imkânına sahip olmaktadır.

Depolama tesisleri olarak başlıca kullanılmış gaz veya petrol üretim sahaları, yeraltı su tabakaları, tuz mağaraları, maden mağaraları, kömür madeni mağaraları seçilen yerler arasındadır. Bunların dışında LNG tankları da depolama tesisi olarak görülmekle

¹⁰¹ Karl Petter WAERN, "European Energy Security and Cooperation: The Energy Charter Treaty and Its Protocol on Transit", Law in Transition, Spring 2002, EBRD, s. 21

birlikte her hangi bir jeolojik özellik gerektirmediği ve doğal gazı sıvı halde depolamanın diğerlerine göre oldukça pahalı oluşu nedeniyle depolama açısından farklı bir kategoriye girmektedir. Daha önce belirtilen fonksiyonlara göre farklı depolama tesisleri farklı ihtiyaçları karşılayabilmektedir. Örneğin esneklik fonksiyonunun ön plana çıkması halinde depolama tesisinin yerinin tüketim merkezine yakın olması gerektiği kabul edilmektedir. Arz kesintilerine karşı güvenlik sağlamak üzere düşünülen tesisler için yedeklenmesi düşünülen gazın geldiği rota üzerinde bir yerin seçilmesinin uygun olacağı bildirilmektedir.¹⁰²

Tablo 3.2. Depolama Tesisleri Türleri ve Özellikleri

	Yeraltı Su Tabakası	Kullanılmış Üretim Sahaları	Tuz Mağaraları	LNG Tankları
<i>Devirli Gaz¹⁰³ Kapasitesi</i>	Geniş	Geniş	Sınırlı	Sınırlı
<i>Teslim Oranı</i>	Düşük	Düşük	Yüksek	Yüksek
<i>Dengeleme</i>	Mevsimsel	Mevsimsel	Günlük ve Haftalık	Saatlik ve Günlük
<i>Maliyet</i>	Düşük	Düşük	Yüksek	Yüksek

Her bir tür depolama tesisi türünün kendine göre avantaj ve dezavantajları olduğu söylenebilir. Bu depolama tesislerinin özellikleri arasında öne çıkan iki nokta depolama tesisinin depolayabileceği gaz miktarını ortaya koyan kapasitesi ve belli bir zaman dilimi içinde depodan çekilebilecek gaz miktarını ifade eden teslim oranı (deliverability rate)'dır. Kullanılmış üretim sahaları daha önce üretim yapıldığı için mevcut birtakım altyapı tesislerine sahip olması bakımından maliyet avantajı sağlamaktadır. Bunun dışında kullanılmış üretim sahaları ile yeraltı su tabakalarının depolama açısından büyük miktarlarda gazı depolayabilme özellikleri bu yerleri özellikle mevsimsel dengeleme ya da stratejik rezerv amacıyla kullanıma elverişli kılmaktadır. Tuz

¹⁰² International Energy Agency, "Flexibility in Natural Gas..." s. 65

¹⁰³ Working gas (Devirli gaz); sürekli bir rezervuar basıncını muhafaza etmek için gerekli miktarın üzerindeki gaz miktarını ifade etmektedir.

mağaraları ise teslim oranı yüksek özellikleri ile günlük ya da haftalık dengelemeye uygundur.¹⁰⁴ Bununla beraber hacimsel maliyet olarak LNG tankları ve tuz mağaraları diğer türlere göre daha pahalıdır. LNG'yi sıvı olarak depolamanın maliyeti çok yüksek olduğu için LNG ancak yeniden gazlaştırma tesislerinde ve LNG sisteminin bir parçası olarak kullanılmakta tek başına depo olarak kurulup işleyen LNG depolama tesislerine pek rastlanmamaktadır. Bununla beraber Japonya ve Kore gibi yeraltı depolama tesisi kurmak için gerekli jeolojik olanaklardan yoksun ülkelerde tek depolama kaynağı olarak LNG gazlaştırma tesislerinde bulunan LNG tanklarından yararlanılmaktadır.

Tablo 3.3. Bazı Ülkelerde Yeraltı Depolama (2002)¹⁰⁵

	Depolama Tesislerinin Sayısı	Devirli Gaz Hacmi (milyon m³)	Günlük En Fazla Teslim Oranı (milyon m³/gün)	Devirli Gazın Yıllık Tüketime Oranı
<i>Almanya</i>	41	18.830	444,9	20,8
<i>İngiltere</i>	4	3.271	64,4	3,3
<i>Hollanda</i>	3	2.400	144	4,8
<i>İtalya</i>	10	12.747	267	18,1
<i>Macaristan</i>	5	3.610	46,58	27
<i>Avusturya</i>	5	3.020	34,7	37,7
<i>ABD</i>	417	112.000	2345	16,7
<i>Türkiye*</i>	2	1.900	15,0	10,9

*Türkiye'deki yeraltı depolama tesisleri yapım aşamasındadır.

ABD'de toplam yeraltı devirli gaz kapasitesi 112 bcm civarındadır. Bunun yaklaşık %66'sı yerel dağıtım şirketleri (local distribution companies, LDC) tarafından kontrol edilmektedir. ABD'nin güney bölgelerini içeren üretim alanlarında depolama genellikle finansal risklere karşı korunma aracı olarak kullanılmaktadır. Bu nedenle çoğu yeni tuz

¹⁰⁴ Rosita Carnevalini, , "Third Party Access to Storage ..." s. 6

¹⁰⁵ International Energy Agency, "Natural Gas Information (2004), Paris, 2004, International Energy Agency, "Security of Gas Supply in Open Markets: LNG and Power at a Turning Point", Paris, 2004 ve BP, "Statistical Review of World Energy 2005", Londra, Haziran 2005'ten yararlanılmıştır.

mağarası niteliğindeki depolama tesisleri, son on yılda üretim alanlarına yakın yerlerde yoğunlaşmıştır. Buna karşılık ülkenin kuzey doğu bölgelerinde yoğunlaşan tüketim alanlarında ise depolama geleneksel rolü olan talepteki mevsimsel ve günlük değişimleri dengelemek amacıyla kullanılmaktadır.¹⁰⁶

OECD Avrupa bölgesinde halen toplam 103 yeraltı depolama tesisi bulunmaktadır. Tablo 3.3.'te görüleceği üzere Almanya, İtalya ve Fransa yeraltı depolaması alanında öne çıkan ülkelerdir. Tablo'da dikkat edilmesi gereken bir başka unsur İngiltere ve Hollanda gibi üretim açısından önde gelen ülkelerin tüketimlerinin önemli bir kısmını ithalat yolu ile karşılayan ülkelere nazaran depolama tesislerine daha az önem verdikleridir. Yine daha önce ifade edilen bir hususun yansıması olarak; Avusturya'daki 5 depolama tesisinin hepsi de kullanılmış üretim sahası olması nedeniyle yüksek bir devirli gaz kapasitesi fakat görece düşük bir teslim oranı, buna karşılık İngiltere'deki 4 depolama tesisinin 3'ü tuz mağarası olduğundan yüksek bir teslim oranı sağladığı görülmektedir. Yine Avusturya'nın 4 aydan fazla süre ile sadece depolama tesisleri ile ayakta durabilecek kadar geniş bir depolama kapasitesine sahip bulunduğu görülmektedir.

AB içinde depolamaya ilişkin olarak geliştiren hukuki yapıya ilişkin olarak 2003/55 sayılı direktif ile depolama tesislerine erişimin ilke olarak kabul edildiği fakat düzenlemeye tabi erişim ile müzakereye tabi erişim arasında üye ülkelere serbestlik tanındığı görülmektedir. 2004/67 sayılı direktifin 4 üncü maddesi ile üye ülkelerin sınırları içinde ya da dışında olsun depolamanın arz güvenliğine gelecekteki olası katkısına ilişkin belirleyici asgari hedefler koyabileceği ya da endüstriyi bu hedefleri koymaya zorlayabileceği kabul edilmiştir.

3.5.2.1. Boru Hattındaki Stok

Aslında bir depolama tesisi olmamasına rağmen fonksiyonu itibariyle depolama tesisinin gördüğü işlevleri gören boru hattındaki stok da arz güvenliği için önemli bir parametre olma durumundadır. Boru hattındaki stok yüksek talebi kısa bir süre için karşılamak amacıyla, basıncı geçici olarak arttırarak boru hattı içindeki ya da sistemdeki

¹⁰⁶ International Energy Agency, "Security of Gas Supply...", s. 270

gaz miktarının artırılması anlamında kullanılmaktadır. Bu açıdan özellikle gün içindeki arz ve talep uyumsuzluklarının dengelenmesinde bir araç olarak kullanılmaktadır.

Boru hattındaki stok kapasitesi büyük ölçüde gaz iletim sisteminin tasarımına, yönetimine ve taşınan gaz miktarına bağlı olduğu için boru hattındaki stok öngörülebilir ve ölçülebilir bir araç olup olmadığı tartışılmaktadır. Boru hattındaki stok kapasitesi için belirleyici konumda olan değişkenlerden biri boru hattındaki basınç düzeyidir ve bu düzey boru hattının değişik bölümlerinde farklı düzeylerde. Bu açıdan boru hattındaki stokun ne kadar güvenilir bir esneklik aracı olduğu sorgulanmakla beraber genel olarak piyasaya esneklik kazandırdığı ve farklı esneklik araçları arasındaki rekabeti güçlendirdiği kabul edilmektedir.¹⁰⁷

3.6. LNG

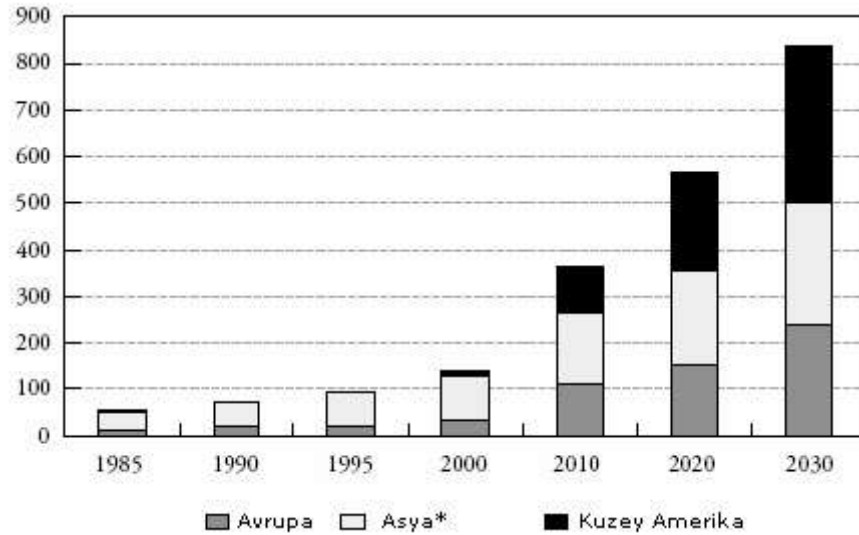
Küresel LNG endüstrisindeki mevcut gelişmeler küresel doğal gaz endüstrisi üzerinde özellikle arz güvenliği açısından önemli etkilerde bulunmaktadır. Tüketim bölgelerine uzak noktalardaki rezervlerin ticarete konu olması arz kaynaklarının çeşitlendirilmesine katkıda bulunurken, LNG tesisleri kurulu oldukları ülkelerde arz ve talep dengesizliklerinin aşılması sürecine esneklik kazandırmaktadır.

3.6.1. Son Yıllarda LNG Ticaretindeki İvme

LNG ticareti ilk defa 1970’li yıllarla birlikte ivme kazanmıştır. Bu ivmedeki asıl itici güç Japonya başta olmak üzere Pasifik bölgesinden gelen talep idi. Çoğunlukla uzun vadeli kontratlar çerçevesinde yapılan alımlar daha çok elektrik üretim tesislerinde kullanılıyordu. Bu ülkelere LNG tedarik eden ülkeler ise daha çok Endonezya ve Malezya idi. 1980’lerde gelen talep ise genellikle yeni LNG sıvılaştırma terminalleri kurmak yerine mevcut kapasitenin genişlemesi şeklindeydi. 1990’lı yıllarda Avrupa ülkelerinden de talep doğmakla birlikte asıl ağırlık Asya Pasifik bölgesinde olmaya devam etti. 2002 yılında Japonya 73 bcm’lik LNG alımı ile dünyanın en büyük LNG ithalatçısı iken, Güney Kore de 24 bcm’lik alımı ile ikinci büyük ithalatçı durumundadır.

¹⁰⁷ Rosita Carnevalini, “Third Party Access to Storage ...” s. 8

Son on yıl içerisinde LNG ticareti ikiye katlanarak 2002 yılında 150 bcm düzeyine ulaştı.¹⁰⁸ Halen dünyada 12 ithalatçı ülke ve 11 ihracatçı konumunda ülke bulunmaktadır. LNG ülkeler arasındaki gaz ticaretinin %22'sini temsil ederken bu ticaretin dünya doğal gaz tüketimi içindeki payı %6 düzeyindedir. 2004 yılı başında toplam 15 LNG ihracat, 43 ithalat tesisi bulunmakta ve bu ihracat ve ithalat noktaları 154 LNG tankeri ile birbirine bağlanmaktadır.¹⁰⁹



* Okyanusya Bölgesi dâhildir.

Şekil 3.1. Uluslararası LNG Ticareti, Gelişimi ve Öngörüler (bcm)¹¹⁰

Önümüzdeki 30 yıllık dönemde ise LNG ticaretinin bugünkü düzeyin 6 katına çıkması ve dünya gaz ticaretinin yarısının LNG yoluyla yapılması öngörülmektedir. Asya bölgesinde Japonya ve Kore'nin yanı sıra önümüzdeki yıllarda Çin ve Hindistan'ın da önemli talep merkezleri olarak sıvrileceği düşünülmekle beraber LNG ticaretindeki beklenen artışın asıl büyük kısmının Atlantik havzası kaynaklı olması beklenmektedir.¹¹¹ Avrupa ve Amerika'da önümüzdeki 10 yıllık süreçte LNG ticaretinin dörde katlanarak 210 bcm düzeyine gelmesi öngörülmektedir. ABD, LNG büyümesi içerisinde anahtar rolü oynayacaktır. Özellikle ABD'de doğal gaz fiyatlarının bugünkü yüksek düzeyini koruması halinde 2025 yılında LNG talebinin yıllık ortalama %15,8 artışla 136 bcm'e ulaşması beklenmektedir. Bu gelişmede etkili olacak diğer bir

¹⁰⁸ ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (EIA), "The Global Liquefied Natural Gas Market: Status & Outlook", U.S. Department of Energy, Washington D.C. , 2003. s.1

¹⁰⁹ International Energy Agency, "Security of Gas Supply...", s. 158

¹¹⁰ International Energy Agency, "Security of Gas Supply..."den alınmıştır.

¹¹¹ International Energy Agency, "World Energy Investment Outlook (2003)", s.194

unsur da ABD'nin artan doğal gaz talebini karşılayacak kaynakların büyük bir kısmının Kuzey Amerika kıtası dışında bulunması nedeniyle ortaya çıkan zorunluluktur.

3.6.2. LNG'yi Avantajlı Kılan Özellikler

LNG ticaretinde son 30 yıl içinde görülen ve gelecek 30 yıllık süreç içerisinde de artarak devam etmesi beklenen genişlemenin nedenlerini anlayabilmek için LNG'yi klasik boru hattı yoluyla ticaretten ayıran özellikleri irdelemek gerekmektedir. LNG'yi boru hattı ile ticaretten ayıran belki de en açık özellik LNG'nin birbirinden uzak bölgeler arasında açık denizleri kullanarak doğal gaz alışverişine imkân sağlamasıdır. Açık deniz yoluyla yapılan ticaret, alıcı ve satıcı arasında doğrudan bağlantı kurmakta, boru hattı ticaretinde ortaya çıkabilen transit geçiş sorunu ve dolayısıyla daha önceki bölümde tehlikesine işaret ettiğimiz transit bağımlılığını ortadan kaldırmaktadır. LNG ticaretinde ithalatçı ülke açısından risk sadece ihracat yapan ülke için söz konusu olmaktadır.

Elektrik santrallerinde artan oranda gaz kullanımı özellikle kıyıya yakın yerlerdeki santraller açısından LNG'yi gündeme getirmektedir. Avrupa ve ABD'de CCGT türündeki santrallerin artacağı beklentisi, bu piyasalara boru hattı ile ulaşması zor olan ve sahip oldukları gaz kaynaklarını değerlendirmek isteyen ülkeleri LNG ticaretine teşvik etmektedir. Elektrik ve gaz piyasalarında eşzamanlı olarak gerçekleşen serbestleşme ile başta elektrik şirketleri olmak üzere piyasa yeni giren oyuncular LNG ticaretine girmekte ve gaz tedariklerini bizzat kendileri kontrata bağlamaktadırlar.¹¹² Bununla beraber elektrik piyasasındaki serbestleşme, garanti edilmiş bir talep varolmadığı için, elektrik üreticilerini uzun vadeli yükümlülüklerini yerine getirememesi riski ile de baş başa bırakmaktadır. Bir başka olasılık piyasa riskinden çekinen elektrik üreticilerinin LNG'yi cazip bulmamaları olur ki bu da LNG piyasasının gelişimi öngörülerini olumsuz yönde etkileyici bir faktör olabilecektir.¹¹³

Arz kaynaklarının çeşitlendirilmesi amacı çerçevesinde değişik kaynaklardan doğal gaz temin edebilme esnekliği nedeniyle de LNG son yıllarda güvenlik temelinde ön

¹¹² International Energy Agency, "Security of Gas Supply...", s. 196

¹¹³ Rob Shepherd, "Trends and Markets in Liquefied Natural Gas", Public Policy for the Private Sector, Note No: 182, April 1999, s. 6

plana çıkmaktadır. Özellikle AB ve ABD gibi önümüzdeki 20-30 yıllık süreç içerisinde doğal gaz talebinde önemli oranlarda artış bekleyen ülkeler söz konusu talebin büyük bir kısmının ithal yoluyla karşılanabileceği gerçeği karşısında arz kaynaklarını olabildiğince artırmaya imkan veren LNG sayesinde bu talebi güvenli bir şekilde karşılamayı ummaktadırlar. Bu konuda İspanya çarpıcı bir örnek durumundadır. İspanya 2004 yılında toplam gaz ithalatının %64'lük bölümünü LNG olarak yapmıştır. İspanya toplam gaz ithalatını 9 farklı ülkeden yapmaktadır. 2004 yılında boru hattı yoluyla alım yaptığı ülkelerin sayısı Cezayir ve Norveç olmak üzere 2 iken, spot alımların haricinde kontrata bağlı olarak LNG alımı yaptığı ülke sayısı Umman, Katar, BAE, Cezayir, Libya, Nijerya ve Malezya olmak üzere 7'dir.¹¹⁴ Bu durum İspanya'yı Avrupa'nın arz kaynaklarını en fazla çeşitlendirebilmiş ülkelerinden biri durumuna getirmiştir.¹¹⁵

**Tablo 3.4. LNG Değer Zincirinde Maliyet Azalışı
(Ortadoğu'dan Uzakdoğu'ya LNG Projesi için) (\$/1000 m³)¹¹⁶**

	Maliyet Tahmini (1990 Yılı Başları)	Maliyet Tahmini (2000 Yılı Başları)
<i>Üretim ve Arama Geliştirme Maliyeti</i>	18–28,8	18–28,8
<i>Sıvılaştırma</i>	46,8–50,4	36–39,6
<i>Gemilerle Taşıma</i>	43,2–46,8	32,4–36
<i>Yeniden Gazlaştırma</i>	18–21,6	14,4–18
Toplam Maliyet	126–147,6	100,8–122,4

Teknolojik gelişmeler ile birlikte son dönemde LNG değer zincirinin (sıvılaştırma, gemilerle taşıma ve yeniden gazlaştırma) her bir kademesinde önemli maliyet azalışları görülmüştür. Bu durum boru hattı ile ticarete yaşanan maliyet azalışlarını geçtiği için LNG'yi cazip kılan bir diğer faktör olarak ortaya çıkmıştır. Söz konusu maliyet azalışları Tablo 3.4.'de görülmektedir.

¹¹⁴ BP, "Statistical Review ..."

¹¹⁵ Bkz. Tablo 3.1.

¹¹⁶ International Energy Agency, "Security of Gas Supply..."den yararlanılmıştır. Buradaki tabloda yer alan Million BTU değeri 36 katsayısı ile çarpılarak 1000 m³ değere ulaşılmıştır.

Tablo 3.4.’de yer alan maliyetlerin tahmin olduğu ve ölçek ekonomisi çerçevesinde bunlarda farklılıklar ortaya çıkabileceği göz önüne alınarak son on yıllık süre içerisinde özellikle sıvılaştırma ve gemilerle taşıma alanlarında dikkate değer maliyet azalışları olduğu görülmektedir.

LNG ticaretinde kullanılan kontratlarda da son yıllarda liberalizasyonun da etkisi ile değişimler yaşandığı görülmektedir. Bunların başında kontrat sürelerindeki azalmalar gelmektedir. 20-25 yıllık kontratlar yerini daha çok 15 yıl süreli ve hatta orta vadeli kontratlar diyebileceğimiz 5-8 yıl vadeli kontratlara bırakmaktadır. Aynı şekilde al ya da öde yükümlülükleri de giderek daha fazla yumuşatılmaktadır.¹¹⁷ Bu gelişmede LNG ihracatçısı ülkeler arasındaki rekabet de etkili olmaktadır. Buna paralel bir diğer gelişme ise LNG ticareti içinde spot ticaretin payındaki artıştır. Küresel LNG ticaretinde 1992 yılında %1,3 paya sahip olan spot ticaret, 10 yıl içinde %7,6’lık bir paya ulaşmıştır.¹¹⁸ Dünyada LNG üretimindeki fazlalık, serbest piyasa yapısına geçişin getirdiği etkiler ve ABD’de LNG’nin yeniden gündeme gelmesi gibi dönemsel faktörler bu gelişmede dikkate değer bir rol oynamıştır. Dolayısıyla uzun vadede spot ticaretteki bu gelişmeye karşılık asıl ağırlığın boru hattı yoluyla ticarete olduğu gibi uzun vadeli kontratlarda olacağı, spot ticaretin küresel LNG ticareti içinde %15 ile 30 arasında bir paya sahip olacağı tahmin edilmektedir.¹¹⁹

LNG fiyatlandırmasına ilişkin olarak son dönemlerde daha esnek bir yaklaşımın hâkim olduğu izlenmektedir. LNG fiyatlandırması genellikle alıcı ülkelerin piyasa şartlarına göre benimsenen farklı fiyatlandırma politikaları ışığında şekillenmektedir. Örneğin Katar başlıca üç LNG piyasasına satış yapmakta ve Japonya’ya olan satışlarını ham petrol fiyatlarına, ABD’deki fiyatları Henry Hub’da oluşan fiyatlara, İngiltere’deki satışları ise NBP’de oluşan fiyatlara endekslemektedir.¹²⁰

LNG üreticileri, piyasa kaynaklı riskleri idare edilebilir düzeye indirmek amacıyla LNG değer zincirinin her kademesinde yer alarak dikey entegrasyona gitmektedirler. Sıvılaştırma tesisi olan yatırımcılar yeniden gazlaştırma tesislerine yatırım yapmakta,

¹¹⁷ International Energy Agency, “Flexibility in Natural Gas...”, s. 106

¹¹⁸ International Energy Agency, “Security of Gas Supply...”, s.189

¹¹⁹ Ibid. s.188

¹²⁰ Ibid. s.192

spot ticaret yapabilmek için her hangi bir projeye bağlanmamış gemi siparişi vermektedirler.¹²¹ Buna karşılık alıcı ülkeler de çeşitlendirilmiş bir alım portföyüne sahip olmaya, taşıma kapasitesine yatırım yapmaya ve çeşitli bölgelerdeki üretim projelerinde yer almaya özen göstermekte ve olası risklere karşı hazırlıksız yakalanmamaya çalışmaktadırlar.

3.6.3. LNG'nin Arz Güvenliğine Katkısı

Serbest piyasa ortamı, LNG'nin sunduğu yeni fırsatlar ile arz güvenliği açısından daha olumlu bir noktaya doğru gelişim göstermektedir. Bu fırsatların ilki pik yükünün kontrol edilmesinde LNG'yi bir araç olarak kullanmaktır. Özellikle talebin arttığı kış aylarında spot LNG alımları önemli bir dengeleyici unsur olabilmektedir. Türkiye de 1995 ve 1996 yıllarında spot LNG alımları ile ortaya çıkan arz sıkıntısını aşmaya çalışmıştır. Bu aracı bir politika olarak kullanmakta olan İspanya, yıllardır mevsimsel dalgalanmaları spot LNG alımları yoluyla dengelenmektedir. Bununla beraber İspanya son dönemde bu tip spot LNG alımlarını esnek orta vadeli kontratlara dönüştürmeye başlamıştır.¹²²

LNG ticaretinde beklenen artışın önemli bir kısmının siyasal açıdan istikrarsız ülkeler tarafından karşılanacak olması yeni LNG alımlarına ilişkin siyasal riskleri ortaya çıkarmaktadır. LNG doğal gazın bölgesel bir piyasadan küresel bir piyasaya dönüşmesinde rol oynayabilir. Fakat artan talep artışının OPEC üyesi ülkelerin ağırlıkta olduğu bir grup tarafından karşılanacak olması bu küresel piyasanın petrol piyasasına benzer kartel gibi riskleri de beraberinde getireceği kuşkularına yol açmaktadır. Fakat bu görüş eğer LNG piyasasında da uzun vadede spot satışların belli bir oranı aşmayacağı ve uzun vadeli kontratların hâkim olacağı görüşü ile birlikte ele alındığında en azından görünür gelecekte OPEC benzeri bir kartelin fiyatlar ve üretim düzeyi üzerinde kontrol oluşturacağı beklenmemektedir.

¹²¹ Ibid. s.197

¹²² Ibid. s. 199

DÖRDÜNCÜ BÖLÜM

SERBEST PİYASAYA GEÇİŞTE ARZ GÜVENLİĞİ

Serbest piyasa bir mal veya hizmetin verilen en yüksek değere gitmesini sağlayan fiyat mekanizmasına dayanmakta ve böylece verimliliği sağlamada güvenilir bir araç olmaktadır. Bu nedenle serbest piyasanın bu görevini yerine getirmesinde ya da piyasada faaliyet gösteren firmaların üretime ilişkin kararlar almasında asıl kuvvet fiyattır. Dolayısıyla kısa dönemde arz ve talep serbest piyasa ortamında fiyat mekanizması aracılığı ile dengeye gelir. Doğal gaz piyasası gelişmiş ülkelerde bu mekanizmanın düzgün şekilde işlediği ve piyasa fiyatını kabul eden tüm tüketici ve üreticilerin doğal gazı özellikle spot piyasa aracılığı ile serbestçe alıp satabildiği görülmektedir.

Serbest piyasa ortamına geçiş ile birlikte piyasada yer alan tüketicisinden üreticisine kadar tüm oyuncular, doğal gazı ve doğal gazın temin edilmesinde kullanılan hizmetleri satın alabildikleri gibi arzın güvenli bir şekilde kendilerine temin edilmesine ilişkin olarak da belli bir sorumluluğa sahip olmaktadır. Diğer mallardan farklı olarak doğal gaz piyasalarının oluşturulması özel bir dikkat gerektirmektedir. Şebeke endüstrisi olması belli bir zaman dilimi içinde kapasite kısıtı çerçevesinde mal teslim edilebilmesi sonucunu vermekte böylelikle kısa dönemde arzın arttırılması sınırlanmaktadır. Diğer taraftan doğal gazın ikame edilmesinin zor oluşu talep esnekliğini özellikle evsel tüketiciler ve ticarethaneler için sınırlandırmaktadır. Doğal gaz piyasasının bu kendine özgü yapısı aynı zamanda kapasite sınırlarına yaklaşıldığı durumlarda fiyatlarda aşırı oynamalara sebebiyet vermektedir.

Bu noktada doğal gaz piyasasının rekabete açılması ile birlikte piyasanın tek başına arz güvenliğini sağlayıp sağlayamayacağı, kapasite sınırlarına yaklaşıldığında ortaya çıkan fiyat sinyallerinin piyasa oyuncuları tarafından doğru bir şekilde değerlendirilip yatırım kararlarının zamanında alınmasında yeterli rol oynayıp oynamayacağı sorgulanmaktadır. Özel bir önlem alınmadan ve piyasa oyuncularına bunun için ödeme yapılmaksızın arz güvenliğinin sağlanmasına ilişkin kararları alacaklarını beklemek

zordur. Bu noktada özellikle bireysel tüketicilere karşı sorumluluğu bulunan hükümetlerin arz güvenliğinin sağlanmasında, doğal gaz değer zincirinin her bir noktasında güvenilir bir şekilde akışın gerçekleşmesinde, oynayabilecekleri rolleri bulunmaktadır. Hükümetler arz güvenliğinin sağlanmasında piyasa oyuncularına mevcut piyasa koşulları çerçevesinde değişik görev ve sorumluluklar verirken, düzenleyici kurumlara da bu çerçeveye ilişkin çeşitli görevler verebilmektedir. Dolayısıyla piyasa oyuncuları, hükümetler ve düzenleyici kurum serbest piyasada arz güvenliğinin sağlanmasında önemli rolleri bulunan sac ayakları durumuna gelmektedirler. Uygulamaya bakıldığında arz güvenliğine ilişkin sorumluluğun bu sac ayaklarından her hangi birini öne çıkararak aşmaya çalışıldığı görülmektedir. Örneğin Avustralya, Kore, İngiltere, İrlanda ve Japonya’da hükümet, Belçika ve Kanada’da ise düzenleyici kurum arz güvenliğinin sağlanmasında ana sorumluluk sahibi olarak karşımıza çıkmaktadır.¹²³ Bu bölümün konusu da arz güvenliğine ilişkin çerçeve içinde yer alan bu yapıların ülkeden ülkeye büyük ölçüde farklılıklar gösteren özelliklerini ve birbirleri ile ilişkilerini ortaya koymaktır.

4.1. Piyasanın Rolü

Piyasanın arz güvenliğinin sağlanmasında oynadığı rol her bir piyasanın kendine özgü koşulları, serbest piyasaya geçiş durumu, derinliği, likid olması ile tedarikçiler, iletim sistem operatörleri ve tüketicilere yüklenen sorumluluklar ve biçilen roller çerçevesinde değerlendirilmelidir. Arz güvenliğinin sağlanmasına ilişkin sorumluluklar piyasa oyuncuları arasında paylaştırılmalıdır. Arz güvenliği, gaz tedarikçileri ile taşıyıcılarının hizmetlerinin karşılığını alabileceklerine inandıkları, buna karşılık tüketicilerin de makul bir fiyat ödedikleri durumda gerçekleşir.¹²⁴

4.1.1. Tüketiciler

Serbest piyasa ortamında eski yapıya oranla rolü ön plana çıkan en önemli gruplardan biri de tüketicilerdir. Serbest tüketicilerin kendi tedarikçilerini seçebilmeleri, alacakları hizmetlerin koşullarını saptayabilmeleri, özellikle elektrik üreticileri, sanayi tesisleri gibi büyük tüketicilerin taşıma hizmeti alabilmeleri, depolama tesislerinden faydalanabilmeleri arz güvenliği noktasında da tüketicilere çeşitli alternatiflerin

¹²³ International Energy Agency, “Security of Gas Supply...” Ek (CD Formatındadır.) s.8

¹²⁴ Ibid s.99

sunulduğu bir yapıyı ortaya çıkarmaktadır. Büyük tüketiciler için durum böyle iken evsel tüketicilerin ek bir korumaya ihtiyacı olduğu kabul edilmektedir. Serbest piyasa ortamı aslında tüketiciler için de önemli imkânlar sunmaktadır. Serbest bir piyasa ortamında eğer tedarikçiden kaynaklanan bir kesinti söz konusu olursa başka tedarikçilerden gaz temin etme imkânının teorik olarak varolduğu kabul edilmelidir. Buna karşılık tekelci bir yapıda tedarikçinin devre dışı kalması karşısında tüketicilerin başka bir tedarikçiden gaz temin etme imkânı bulunmamaktadır.

AB'nin 2004/67 sayılı “Doğal Gaz Arz Güvenliğinin Korunmasına İlişkin Önlemler Direktifi”nin 4 üncü maddesi ile AB üyesi devletlerden belirli tüketicilere özgü önlemler almaları istenmektedir. Buna göre toprakları üzerinde bulunan evsel tüketicilere en azından aşağıdaki durumlara karşı uygun ölçüde korunma sağlanmalıdır;

- a) Süresi ulusal koşulları dikkate alarak üye devletler tarafından belirlenecek bir dönem için doğal gaz tesliminin kısmi olarak kesintiye uğraması,
- b) Ulusal düzeyde belirlenen bir pik dönemi boyunca aşırı soğuk hava koşulları,
- c) İstatiksel olarak her 20 yılda bir yaşanabilecek en soğuk hava koşulları süresince olağandışı yüksek gaz talebi dönemleri.

Üye devletlere ayrıca bu korumayı küçük ve orta ölçekli işletmelere ve başka enerji kaynaklarına geçme imkânı olmayan diğer tüketicilere genişletme imkânı da tanınmıştır.

4.1.2. Tedarikçiler

Tedarikçilerin arz güvenliğinin sağlanmasındaki ana sorumlulukları yeterli miktarda gazın bulundurulmasıdır ve bu sorumluluk gerçekleşme olasılığı düşük olan aşırı durumlar halinde de geçerlidir.¹²⁵ Tedarikçiler açısından önemli olan bir diğer husus arz güvenliğinin müşterilerine sunduğu hizmetlerin bir parçası olmasını sağlamak ve onu tedarikçiler arasındaki rekabetin esaslı bir unsuru haline getirmektir.¹²⁶ Bu noktada uzun

¹²⁵ GAS TRANSMISSION EUROPE (GTE), “Security of Natural Gas Supply”, Brussels, 2003, s.2

¹²⁶ EUROGAS, “Security of Gas Supplies, Markets ...” s.5

vadeli kontratların tedarikçilerin portföyleri içindeki yerinin titizlikle değerlendirilmesi gerekmektedir. Bilindiği üzere uzun vadeli kontratların öngörülebilir bir gelecek için doğal gaz piyasasında ana alım satım şekli olacağı öngörülmektedir. Fakat tedarikçiler açısından serbest piyasa ortamı ile ön plana çıkan kısa vadeli alım satımlar ile uzun vadeli kontratlar arasında uygun bir denge bulunması önem arz etmektedir. Yeni piyasa yapısında aslında tüm oyuncuların güvенеbilecekleri ana dayanaklardan birisi uzun vadeli kontratlarda bireysel durumları yansıtan ve riskleri en alt düzeye indiren hükümlerin bulundurulması olacaktır.

4.1.3. Sistem Operatörleri

İletim sistem operatörleri ya da dağıtım şirketleri açısından kritik olan husus taşıma kapasitesi taleplerinin karşılanması ve mevcut kullanım durumu ışığında yeterli düzeyde yatırımın devreye sokulmasıdır. Sistem operatörleri açısından arz güvenliğine ilişkin olarak öne çıkan diğer unsurlardan biri ise şebekeye erişimin şebekeyi kullanan tüm kullanıcılara eşit şartlar altında temin edilmesidir. Ayrıca hem kısa hem de uzun dönemde kesintili ve kesintisiz hizmetlerin sunulabilmesi önemlidir. Kapasite tahsisi ve kısıt yönetimi kurallarının ayrımcılık içermemesi ve duyurulması yanında, kontrat bazında bir kısıtın olması durumunda kullanılmayan kapasitenin birincil piyasada kesintili hizmet temelinde sunulması ve kullanıcının kapasitenin ihtiyaç duymadığı kısmını ikincil piyasada satabilmesine imkân verilmesi mevcut kapasitenin en verimli şekilde kullanılmasına zemin hazırlayacaktır. Fiziksel kısıt durumunda ise piyasa temelli çözümler uygulanmalıdır. İletim sistem operatörleri kapasite haklarının ikincil piyasada şebeke kullanıcıları arasında alınıp satılabilmesine önem vermelidir. Şeffaflık, iletim sistem operatörlerinin giriş ve çıkış noktalarında mevcut, fiziksel ve ayrılan kapasite ve ayrıca sunulan hizmetler hakkında detaylı bilgileri duyurmasını gerektirmektedir.¹²⁷

Tarife yapıları mutlaka yükümlenilen maliyetleri etkin bir biçimde yansıtmalı, uygun bir yatırım kârlılığını temin etmeli, şebekeyi kullananlar arasında çapraz sübvansiyonu önlerken rekabeti teşvik etmelidir. Avrupa’da tarife yapıları büyük ölçüde farklıklar göstermekle beraber çoğu ülkenin giriş-çıkış esaslı tarifeleri ya uygulamakta olduğunu ya da bunu uygulamaya geçirme aşamasında olduğunu söylemek mümkündür.

¹²⁷ International Energy Agency, “Security of Gas Supply...”, s.330

Giriş-çıkış esaslı tarifeler AB'nin doğal gaz piyasasında iç pazar oluşturma hedefi çerçevesinde tartışmaların yapıldığı Madrid Forumunun 2002 yılında yapılan toplantısında Avrupa Enerji Düzenleyici Kurumlar Konseyi (Council of European Energy Regulators, CEER) tarafından da önerilmiştir.¹²⁸ Avrupa Gaz İletimi (Gas Transmission Europe, GTE), giriş-çıkış esaslı tarifelerin arz güvenliğine etkisine ilişkin olarak özellikle iletim sistem operatörleri açısından gazın sisteme nerede konulacağı ile ilgili belirsizlik yaratabileceğini ve sistemin güvenliği için gerekli yatırımların planlanması ile finanse edilmesinde sorun çıkarabileceği görüşünü dile getirmektedir.¹²⁹ Bununla ilgili bir diğer husus ise bu tarifelerin yeni yatırımlar için uygun sinyalleri gönderip göndermeyeceği konusudur. GTE'ye göre giriş-çıkış esaslı tarifeler belirli giriş ve çıkış noktaları için gelecekte beklenen kısıta ilişkin olarak yatırım sinyalleri gönderse dahi uzun vadeli sinyaller için gerekli ölçüde garanti sağlamamaktadır.

4.2. Hükümetlerin Rolü

Serbest piyasa ortamında arz güvenliğinin temin edilmesinde siyasal organlara düşen öncelikli sorumluluk, arz güvenliğinin hangi hedefler doğrultusunda nasıl sağlanacağına ilişkin çerçevenin ortaya konulmasıdır. Bazı hükümetler arz güvenliği konusunu genel enerji politikasının bir parçası olarak görüp bu çerçevede düzenlemeler yapma yoluna giderken, diğer ülkeler arz güvenliğini başlı başına bir politika alanı olarak değerlendirip bu yönde spesifik düzenlemeler yapmaktadırlar.

Hükümetler arz güvenliğine ilişkin çerçeveyi oluştururken öncelikle belirli hedefleri ortaya koymaktadırlar. Bunlar; belirli tüketici gruplarına özgü koruyucu tedbirler, yerli üretimin teşvik edilmesi, ani talep artışı gibi acil durumlarda belirli bir süre için ortaya çıkan durumun giderilmesi, arz kaynaklarının çeşitlendirilmesi, depolama kapasitesinin geliştirilmesi gibi hedefler olabilmektedir. Söz konusu tedbirlerin maliyeti ile arz güvenliğinin sağlanmasına yapacağı katkının değerlendirilmesi de hükümetler tarafından yapılmaktadır.

Hükümetler her bir piyasa oyuncusunun arz güvenliği çerçevesinde üzerine düşen görev ve sorumlulukları belirlemelidir. Piyasa oyuncularının arz güvenliğine ilişkin

¹²⁸ Ibid. s. 335

¹²⁹ Ibid. s. 335

rolleri yukarıda tartışılmış olduğundan burada tekrar edilmeyecektir. Bununla beraber hükümetler piyasa oyuncularına düşen sorumlulukları ortaya koymakla yetinmeli ve sorumlulukların ne şekilde yerine getirileceğine ilişkin seçimi piyasa oyuncularına bırakmalıdır.

Hükümetler ayrıca öngörülen talep düzeyinin karşılanması için ihtiyaç duyulan yatırım düzeyinin gerçekleşip gerçekleşmediğini de yakından takip etmelidir. Bu noktada yatırımların gerçekleşmesi amacıyla benimsenecek yaklaşım doğrudan yatırım kararları almak yerine teşvik mekanizmalarını harekete geçirmek olmalıdır. Bununla beraber teşvik mekanizmalarının piyasanın işleyişini bozucu nitelik taşımamasına dikkat edilmelidir. Ayrıca hükümetler bu konudaki sorumluluğu düzenleyici kurumlara da devredebilmektedirler.

AB'nin 2003/55 sayılı “Doğal Gazda İç Pazar Oluşturulmasına Yönelik Ortak Kurallara İlişkin Direktif”inin 5 inci maddesinde arz güvenliği durumunun üye devletler tarafından izlenmesi öngörülmektedir. Belirtilen maddede gerekirse bu görevin düzenleyici kurumlara devredilebileceği, bu izlemenin ulusal piyasadaki arz/talep dengesinin durumu, gelecekte beklenen talep artışı, planlanan ya da yapımı devam eden kapasite artışı, bir veya daha fazla tedarikçinin devreden çıkması halinde izlenecek yol ve pik talebin karşılanması için alınan önlemleri içereceği belirtilmektedir. İlgili Kurumların her yılın 31 Temmuzuna kadar belirtilen hususları içeren raporu yayınlayacağı ve Komisyona bildireceği de hüküm altına alınmıştır.

2004/67 sayılı “Doğal Gaz Arz Güvenliğinin Korunmasına İlişkin Önlemler Direktifi”nde AB üyesi hükümetlerin ulusal bazda oluşturacakları arz güvenliği önlemlerine ilişkin genel ilkeler ortaya konulmaktadır. İlk olarak önemli bir arz kesintisi durumuna karşılık olarak kademeli bir yaklaşımın tercih edildiği görülmektedir. Buna göre Direktif, arz kesintisi durumunda üç aşamalı bir mekanizmayı kullanarak sorunun üstesinden gelinmesini tasarlamaktadır. İlk aşamada arz kesintisine karşı gaz endüstrisinin kendi dinamikleri ile çözüm bulunması, bu yeterli olmazsa üye devletlerin sorunu çözmek üzere devreye girmesi öngörülmektedir. Eğer birinci ve ikinci aşamada alınan önlemler başarısız olursa Topluluk düzeyinde uygun önlemlerin alınması yaklaşımı benimsenmektedir. Bunun yanında direktifin 3 üncü maddesi ile yeterli

düzeyde arz güvenliği seviyesinin temin edilmesi için genel politikaların oluşturulmasında üye devletlerin; bu politikaların yerine getirilmesinde farklı piyasa oyuncularının rolleri ile sorumluluklarını tespit etmesi ve bunun yanında söz konusu üye devletin gaz piyasasındaki oyuncuların uymak zorunda olduğu yeterli ölçüde asgari güvenlik standartları belirlemesi öngörülmektedir. Yine bu standartların ayrımcılık içermemesi ve şeffaf bir şekilde uygulanması ve yayımlanması istenmektedir.

Direktifin 4 üncü maddesinin 4 numaralı bendinde üye devletlerin jeolojik koşullar ile ekonomik ve fiziksel fizibilite çerçevesinde toprakları üzerinde bulunan gaz depolama tesislerinin arz güvenliği standartlarının sağlanmasına uygun ölçüde katkıda bulunmasını temin etmek üzere gerekli tedbirleri alabileceği belirtilmektedir.

Direktifin 7 nci maddesi ile arz güvenliği alanında alınan tedbirlerin üye devletler arasındaki koordinasyonunu yürütmek üzere bir Gaz Koordinasyon Grubunun kurulması benimsenmektedir. 8 inci maddede üye devletlerin benimsediği acil durum tedbirlerinin piyasa oyuncularının acil durum anında ilk tepkiyi vermelerini sağlayacak şekilde düzenlenmesi istenmektedir. 7 nci madde ile kurulması öngörülen Grup üye devletlerin alacağı tedbirlerin uyumlaştırılmasında rol almaktadır. Üçüncü aşama olan Topluluk düzeyinde alınacak tedbirlerde Komisyon arz kesintisi yaşayan üye devlete yardım etmek üzere diğer üye devletlere yol göstermekte bunun yeterli olmaması halinde Konseye alınması gereken başka önlemlerle ilgili olarak bir teklif sunmaktadır.

Son olarak AB Komisyonu tarafından Mart 2006'da yeni bir Green Paper¹³⁰ hazırlanmıştır. Söz konusu belgede enerji güvenliğinin sağlanmasına ilişkin olarak alınması gerekli görülen önlemlere yer verilmektedir. Buna göre bir “Avrupa Enerji Arzı İzleme Merkezi (European Energy Supply Observatory)” kurulması ve AB enerji piyasalarında arz ve talep durumunun izlenmesi ile tedarik ya da altyapıda ortaya çıkabilecek olası eksiklikleri tespit etme görevinin bu merkeze verilmesi önerilmektedir. Bunun dışında Avrupa iletim sistem operatörleri arasında daha resmi bir işbirliği mekanizmasının kurulması, bu çerçevede içinde bir “Avrupa Şebeke Kodu”nun yürürlüğe konması yollarının araştırılması, hatta sınır ötesi ticaret üzerinde yoğunlaşacak bir “Avrupa Enerji Düzenleme Kurumu” kurulması bu belgede yer alan öneriler

¹³⁰ Commission of the European Communities (CEC), Green Paper “A European Strategy for Sustainable, Competitive and Secure Energy”, COM (2006) 105 final, 08.03.2006, Brussels.

arasındadır. AB'nin kısa dönemli acil arz kesintilerine üye devletler arasında dayanışmayı temin ederek etkin bir biçimde tepki verebilmesinin koşullarını belirleyecek gaz stokları ile ilgili yeni bir yasa teklifi sunulması da önerilerden biridir.

Avrupa ile ABD arasında arz güvenliğine ilişkin yaklaşım önemli ölçüde farklılık göstermektedir. ABD gaz arzının önemli bir kısmını kendi kaynaklarından elde ettiği üretim ile karşılamaktadır. Kuzey Amerika dışından yaptığı ithalat toplam gaz tüketiminin küçük bir kısmını oluşturmaktadır. Bu nedenle ABD'de uzun dönem arz güvenliğinden anlaşılan; LDC'lerin spot piyasada oluşabilecek yüksek fiyatlara maruz kalmamalarını sağlayacak kadar kontrata sahip olup olmadıklarıdır. Bu bağlamda ABD'de arz güvenliği konusuna, doğal gaz talebinin önemli bir kısmını ithalat yoluyla temin eden Avrupa'da olduğu kadar ağırlık verilmemektedir.¹³¹ Bununla birlikte İkinci Bölümde anlatıldığı üzere ABD'de gaz talebinde beklenen artışın önemli bir kısmının ithalat yoluyla karşılanacak olması arz güvenliği konusundaki tartışmaları da hareketlendirmektedir. Bugüne kadar her hangi bir teklif ortaya konmasa da ABD yönetimi üzerinde stratejik gaz rezervleri oluşturulmasının uygulanabilirliğini araştıran çalışmalara hız vermesi yönünde baskı oluşmaktadır.¹³²

Bu çerçevede ABD'de arz güvenliği konusunda ana rol piyasa oyuncularları tarafından yerine getirilmekle birlikte Federal Hükümet de belirli bir yaklaşım ortaya koymaktadır. Ana görevi ulusal ve ekonomik güvenliği desteklemek olan Enerji Bakanlığı aracılığıyla ABD Hükümeti, doğal gaz arz güvenliğini enerji politikasının bir parçası olarak belirlemektedir. Acil bir durumda ABD Enerji Bakanlığının doğal gaz ihracat ve ithalatı konusunda yetkilendirme yapma, ayrıca eyaletler arası boru hattı şirketleri ile bir eyaletler arası boru hattı ile beslenen LDC'ye, acil durumda yüksek öncelikli tüketicilerin ihtiyaçlarını temin etmek amacıyla yardım etmek üzere gaz tahsis etmesini emredebilme yetkisi bulunmaktadır.¹³³

¹³¹ NERA, "Network Access Conditions and Gas Markets in North America", Final Report, A Report for Gas Transmission Europe (GTE), London, June 2002, s. 47

¹³² Ibid s. 47

¹³³ International Energy Agency, "Security of Gas Supply...", s.235

4.3. Düzenleyici Kurumun Rolü

Düzenleyici Kurumların rekabet kuralları çerçevesinde işleyen serbest bir piyasa ile ekonomik verimlilik hedefi doğrultusunda attığı adımların bir bütün olarak arz güvenliğine katkı sağladığını söylemek mümkündür. Bununla beraber düzenleyici kurumların taşıma maliyetlerini azaltma hedefi ile beklenmedik durumlarda arz güvenliğinin sağlanması hedefleri arasında çıkar çatışmasının doğması muhtemeldir.¹³⁴

Düzenleyici Kurumlara arz güvenliğinin sağlanmasında ülkeden ülkeye önemli ölçüde farklılıklar gösterebilen roller verilmektedir. Bununla beraber düzenleyici kurumların arz güvenliğinin sağlanmasında üstlendikleri klasik rol şebekeye üçüncü taraf erişiminin önündeki engellerin kaldırılması ile tarifelerin onaylanması yoluyla öngörülen talep düzeyini karşılamak üzere altyapıya yeni yatırımların ve/veya iyileştirmelerin zamanında yapılmasını sağlamaktır. Düzenleyici kurumlar yatırımlara ilişkin değerlendirmelerinde; yatırımın arz kaynaklarının çeşitlendirilmesine katkısı, maliyet ve finansal karlılık, şebekenin bir bütün olarak işleyişine katkısı, yine şebekenin daha verimli bir şekilde işleyişine katkısı ve yatırımın piyasasının serbestleşmesine olan katkısı gibi unsurları dikkate almaktadırlar.¹³⁵

Düzenleyici kurumların yatırımların teşvik edilmesinde çeşitli unsurları kullandıkları görülmektedir. Doğal olarak bu teşvik mekanizmaları her bir ülke örneğinde ortaya konan yasal mevzuat ışığında farklılık göstermektedir. Bilindiği üzere doğal gaz piyasasında altyapı yatırımı yaparken yatırımcıların karşı karşıya olduğu risklerin başında beklenen miktarda satışın gerçekleşip gerçekleşmeyeceğini öngören miktar riski ve satış sonucunda beklenen düzeyde gelir elde edilip edilemeyeceğini öngören gelir riski ön plana çıkmaktadır. Yatırımcılar açısından bu riskleri azaltarak yatırımları teşvik etmek üzere düzenleyici kurumlar öncelikle getiri oranını yükseltmeyi bir yaklaşım olarak benimseyebilmektedirler. Örneğin İtalyan düzenleyici kurumu yeni iletim yatırımları ile LNG terminallerini faaliyete geçtikleri ilk yıl için (bu süre depolama tesisleri için 4 yıla kadar çıkabilmektedir) tarife düzenlemesinden muaf

¹³⁴ International Energy Agency, “Outcome of the Workshop with Gas Regulators on Security of Supply in Liberalised Markets”, Paris, 2003, s. 2

¹³⁵ Ibid s.5

tutmaktadır. Ayrıca yeni yatırımlar %12.44 oranında ek gelir elde etme imkânına kavuşmaktadırlar.¹³⁶

Genel olarak bakıldığında aslında üçüncü bölümde altyapı başlığı altında değindiğimiz 2003/55 sayılı direktifin 22 nci maddesi çerçevesinde düzenleyici kurumların yeni yatırımları teşvik etmek üzere şebekeye tam olarak üçüncü taraf erişiminin temin edilmesinden, yeni yatırımı üçüncü taraf erişiminden muaf tutmaya varan seçenekleri bulunduğunu söylemek mümkündür. Düzenleyici kurumlar bu seçenekler arasında yatırımın arz güvenliğine katkısına, sistem üzerindeki etkisine ve rekabet üzerindeki etkisine göre kısmen veya tamamen üçüncü taraf erişimine ilişkin muafiyetlerden yeni yatırımı yararlandırılabilmektedir. Ayrıca kapasite tahsisine ilişkin çeşitli düzenlemelerle de teşvik sağlamak mümkündür. Bilindiği üzere yeni yatırımlar neticesinde ortaya çıkacak kapasitenin adil ve ayrımcılık gözetmeyen tahsisler yoluyla dağıtılması kapasitenin etkin kullanımı ve rekabetin gelişimi açısından önem taşımaktadır. Bu çerçevede örneğin İtalya’da kapasite tahsisi yapılırken yeni yatırım projesinin sponsorlarına kapasitenin %80’ine kadar kullanımı için öncelik hakkı verilebilmektedir. Daha önce değindiğimiz open season yöntemi de Belçika ve İngiltere’de de yatırımların teşvik edilmesinde finansman sorununun çözülmesinde önemli katkıda bulunmaktadır.

Açık ve net bir düzenleyici çerçevenin ortaya konulmuş olması ve düzenleyici kurumun bu çerçeveye uyma iradesi yatırımların karşı karşıya bulunduğu düzenleyici riskin hafifletilmesine katkı sağlamaktadır. Bu düzenleyici çerçevede meydana gelebilecek öngörülmeleyen değişiklikler yatırımın kârlılığı üzerinde doğrudan etkide bulunacaktır. Açık kararlar ve şeffaflık yanında piyasa oyuncuları ile görüş alışverişinde bulunma bu riskin azaltılmasını sağlayacaktır.

Bunların dışında her ülkeye özgü farklı yaklaşımların geliştirildiği görülmektedir. Örneğin Belçika düzenleyici kurumu gelecekte gerçekleşmesi beklenen yatırımlara ilişkin on yıllık planlar yayınlamaktadır. Bu plan arzın sürekliliğini ve güvenilirliğini sağlamak üzere depolama ve taşıma kapasitesi için gerekli altyapının geliştirilmesi ve sürdürülmesi amacını taşıyan bir yatırım programını içermektedir. Düzenleyici kurumun

¹³⁶ CEER, “Investments in Gas Infrastructures and the Role of EU National Regulatory Authorities”, Final Version, 2005, s.17

planlama görevi olası yatırımlar için bir ön fizibilite analizi olma ile sınırlıdır. Bununla beraber bir yatırım eksikliği durumunda Belçika düzenleyici kurumunun uygun bir şekilde harekete geçmesi gerekmektedir. Örneğin yukarıda bahsettiğimiz projeye gelirlerin garanti edilmesi aracılığıyla destek sağlanması bunlardan biridir. Eğer arz güvenliği için yeteri kadar yatırımın devreye sokulamaması durumunda son başvuru yeri olarak Bakanlığa yatırımın gerçekleştirilmesini tavsiye edebilmektedir.¹³⁷

İrlanda’da ise gelecekteki arz kapasitesine ilişkin tahminler yapılmaktadır. Gaz Kapasite Açıklaması (Gas Capacity Statement) olarak adlandırılan bu mekanizma ile öngörülen talep düzeyini karşılayacak yatırımların lisanslama prosedürü ya da tarife düzenlemesi yoluyla devreye girmesi hedeflenmektedir. Gaz Kapasite Açıklaması sırasıyla kapasite, gaz akışı ve tüketicilerden gelen talep düzeyi çerçevesinde 7 yıllık süreyi kapsayacak şekilde belirlenmektedir.

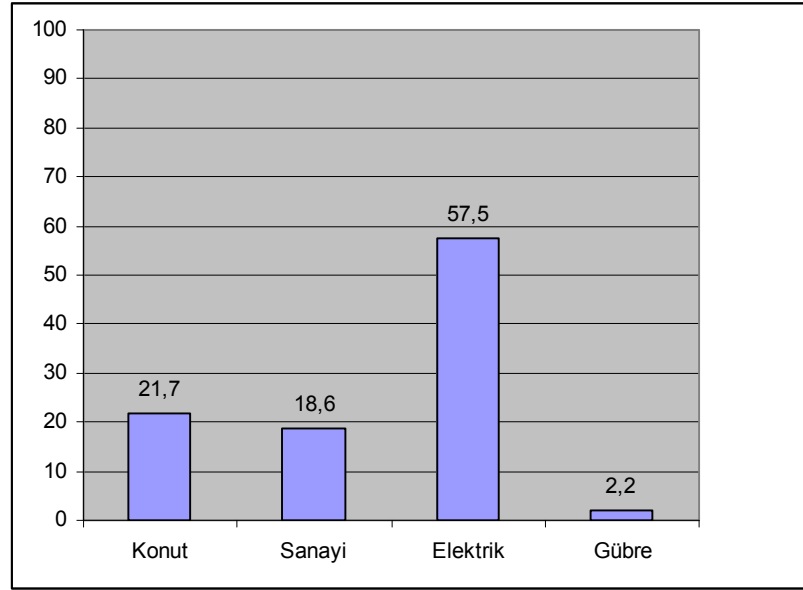
¹³⁷ International Energy Agency, “Security of Gas Supply...”, s.333

BEŞİNCİ BÖLÜM

TÜRKİYE ÜZERİNE ÇIKARIMLAR

5.1. Piyasanın Yapısı

Türkiye’de doğal gaz kullanımı 1987 yılında başlamış ve 1990’lı yıllarda büyük bir artış göstererek TBEA içindeki payı 2003 yılında %22’ye ulaşmıştır. 1990–2003 yılları arasında TBEA yıllık ortalama %3,2 artış gösterirken doğal gazdaki artış oranı %15 düzeyinde olmuştur.¹³⁸ 2005 yılında yıllık doğal gaz tüketimi 26,8 bcm¹³⁹ olarak gerçekleşmiştir. Bu tüketimin sektörel yüzdelik dağılımı Şekil 5.1.’de verilmektedir. Buna göre tüketimin %57,5’lik büyük bölümü elektrik üretimi amacıyla kullanılmaktadır.



Şekil 5.1. Türkiye Doğal Gaz Talebinin Sektörel Yüzdelik Dağılımı (2005)¹⁴⁰

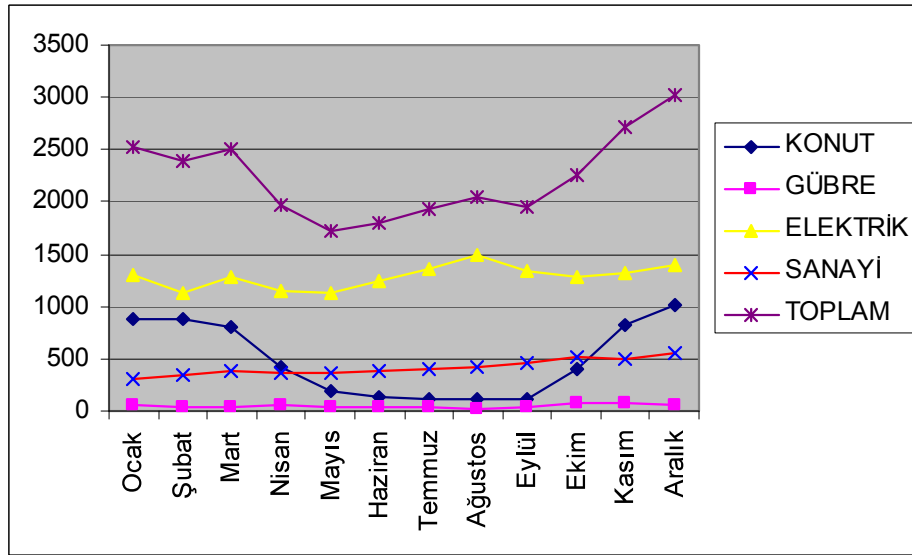
2005 yılındaki toplam 26,8 bcm tüketimin 15,435 bcm’lik kısmını elektrik santrallerince kullanılan doğal gaz oluşturmuştur. Bu tüketimi 5,843 bcm ile evsel

¹³⁸ International Energy Agency, “Natural Gas Information (2004), Paris, 2004.

¹³⁹ 2005 yılı tüketim rakamlarına TPAO dışındaki yerli üretimin payı dahil edilmemiştir.

¹⁴⁰ BOTAŞ, www.botas.gov.tr (18.03.2006)

tüketim izlemiş, sanayi tüketimi ise 4,993 bcm olarak gerçekleşmiştir. Son on yıl içinde çoğu sektörde petrol ve kömür kullanımı yerini doğal gaza bırakmıştır. Konut sektöründe hükümet kentsel kirliliği azaltmak üzere linyit yerine doğal gaz kullanımını teşvik etmiştir.¹⁴¹ Hükümet tahminlerine göre 2003 ve 2010 yılları arasında doğal gaz talebinde %90'lık bir artış beklenirken, 2003 ve 2020 arasında doğal gaz talebinin üç katına çıkacağı tahmin edilmektedir.¹⁴² Bunu dünya genelindeki gelişmelerle karşılaştıracak olursak 2002-2020 yılları arasında gelişmekte olan ülkelerde beklenen talep artışı iki kattan biraz daha fazla iken Çin, Hindistan ve Brezilya'da söz konusu dönemde mevcut talebin üç katına çıkacağı öngörülmektedir.¹⁴³ Türkiye'de elektrik üretimindeki aşırı kapasite durumu göz önüne alındığında, dünyadaki genel eğilimin aksine, artışın büyük kısmının konut ve sanayi sektörlerinden kaynaklanması beklenmektedir. Elektrik üretiminde doğal gazın payı ise 2003 yılında %45 düzeyinde gerçekleşmiştir.¹⁴⁴



Şekil 5.2. 2005 Yılında BOTAS'ın Doğal Gaz Satışlarının Aylık Gelişimi¹⁴⁵

Şekil 5.2.'de yer alan grafik incelendiğinde Türkiye'de konut sektörünün talebinin mevsimsellik gösterdiği ve bu yapının toplam talep üzerinde de etkide bulunduğu görülmektedir. Konut sektörüne yapılan satışların %60'ı Aralık ve Mart arasındaki 4

¹⁴¹ International Energy Agency, "Flexibility in Natural Gas ...", s.237

¹⁴² International Energy Agency, "Energy Policies of IEA Countries: TURKEY, 2005 Review, Paris, 2005, s. 105

¹⁴³ Bkz. Tablo 2.2.

¹⁴⁴ International Energy Agency, "Energy Policies of IEA Countries: TURKEY...", s. 105

¹⁴⁵ BOTAS, www.botas.gov.tr (18.03.2006)'den yararlanılmıştır.

aylık dönem içinde gerçekleşmektedir. Toplam talebe gelince satışların en düşük olduğu ay ile en yüksek olduğu ay arasında 1'e 1,76 gibi bir oran söz konusudur. Talepteki bu mevsimsel salınım Türkiye’de her hangi bir depolama tesisinin faaliyette bulunmadığı göz önüne alındığında büyük oranda ithalat kontratlarındaki esneklik yoluyla karşılanmaktadır.

Türkiye’de doğal gazın elektrik üretimi içindeki yüksek payı elektrik ve doğal gaz piyasaları arasındaki bağıllığı da artırmaktadır. Bu durumda elektrik üretimi içinde doğal gazın payı kadar doğal gaz talebi içinde elektrik sektörünün payı da karşılıklı etmenlerden biridir. Türkiye’de doğal gazın elektrik üretimi amacıyla kullanımında görülen artışın aslında dünyada son on yıl içinde yaşanan gelişmelere paralel bir olgu olduğunu ifade etmek mümkündür.¹⁴⁶ Bununla beraber karşılıklı bağımlılık durumu Türkiye’de mevcut doğal gaz ile üretim yapan santrallerin alternatif yakıtlara geçme özelliğine sahip olmalarının önemini artırmaktadır. Türkiye’de doğal gaz ile üretim yapan santrallerin alternatif yakıtlara geçebilme özelliğine sahip olanlarının yüzdesi 2001 yılında %32,2 düzeyindedir. Bu düzey %50 olan OECD ortalamasının altındadır. Bilindiği üzere arz güvenliği açısından kurulu kapasitenin durumu kadar önemli olan bir diğer konu da alternatif yakıtın stoklanma düzeyidir.

Tablo 5.1. Türkiye’de Tek Yakıtlı (Gaz) ve Çok Yakıtlı Elektrik Üretim Kapasitesi (2001)¹⁴⁷

Tek Yakıtlı		Çok Yakıtlı				
MW	%	Toplam (MW)	Toplam (%)	Katı/Gaz (%)	Sıvı/Gaz (%)	Katı/Sıvı/Gaz (%)
4850	67,8	2303	32,2	0	32,2	0

Arz durumuna bakıldığında yerli üretimin toplam arz içindeki payının 2003 yılında %2,6 olarak gerçekleştiği görülmektedir.¹⁴⁸ Bu durum Türkiye’yi büyük oranda ithalata bağımlı kılmaktadır. Hali hazırda tek ithalatçı durumunda olan BOTAŞ 8 adet uzun vadeli kontrat çerçevesinde 6 farklı kaynaktan gaz almak üzere anlaşmalar yapmıştır. Bununla birlikte Türkmenistan ve Azerbaycan’dan gaz alımı başlamamıştır.

¹⁴⁶ Bkz. Bölüm 2.5

¹⁴⁷ International Energy Agency, “Security of Gas Supply...”den yararlanılmıştır.

¹⁴⁸ International Energy Agency, “Natural Gas Information (2004)”, Paris, 2004.

Tablo 5.2. Türkiye'nin Doğal Gaz İthalat Kontratları¹⁴⁹

Mevcut Kontratlar	Hacim	İmza Tarihi	Süre	Yürürlük Tarihi	2003 Yılında Teslim Edilen Miktar
	(bcm/yıl)		(yıl)		2003 (bcm)
Rusya (Batı)	6	Şubat 1986	25	Haziran 1987	11,4 (toplam batı hattı)
Cezayir (LNG)	4	Nisan 1988	20	Ağustos 1994	3,8
Nijerya (LNG)	1,2	Kasım 1995	22	Kasım 1999	1,1
İran	10	Ağustos 1996	25	Aralık 2001	3,5
Rusya (Karadeniz)	16	Aralık 1997	23	Şubat 2003	1,2
Rusya (Batı)	8	Şubat 1998	23	Mart 1998	Üste bakınız
Türkmenistan ¹⁵⁰	16	Mayıs 1999	30	-	0
Azerbaycan	6,6	Mart 2001	15	2006	0

Tablo 5.2.'de ithalat kontratları verilmekle birlikte özellikle kontratta belirtilen hacim miktarına dikkat etmek gerekmektedir. Zira buradaki miktar her bir anlaşmanın en yüksek alım miktarına ulaşıldığı dönemde yıllık olarak alınacak miktarı ifade etmektedir. Dolayısıyla örneğin 2005 yılında Türkiye'nin söz konusu kontratlar çerçevesinde yaptığı alımlara göz atacak olursak bu durum daha iyi anlaşılacaktır. Tablo 5.3.'de Türkiye'nin ilk doğal gaz alımının başladığı 1987 yılından 2005 yılına kadarki doğal gaz alımları gösterilmektedir. Tabloya ilişkin olarak göze çarpan ilk konu 2005 yılında yapılan ithalatın 17,826 bcm'lik bölümünün Rusya'dan yapılmasıdır. Toplam ithalatın %66'sını oluşturan bu alım içinde %48'lik kısım Batı hattı üzerinden yapılmış geri kalan %18'lik kısım ise Mavi Akım üzerinden yapılmıştır. Cezayir ve Nijerya'dan LNG olarak yapılan ithalat toplam ithalat içinde %18'lik paya sahip olmuştur.

Türkiye'de hali hazırda faaliyette olan bir depolama tesisi bulunmamaktadır. 1999 yılında yapımına başlanan Türkiye'nin ilk yer altı depolama tesisleri olacak olan Trakya bölgesindeki Kuzey Marmara ve Değirmenköy sahalarında yapım devam etmektedir.

¹⁴⁹ International Energy Agency, "Energy Policies of IEA Countries: TURKEY, 2005 Review, Paris, 2005'den alınmıştır.

¹⁵⁰ Bu anlaşma, diğer nedenlerin yanı sıra, Hazar Denizi'nin yasal durumuna ilişkin belirsizlikten dolayı askıya alınmıştır.

Proje kapsamında 1,3 bcm'lik bölümü Kuzey Marmara 0,3 bcm'lik bölümü ise Değirmenköy'de olmak üzere 1,6 bcm doğal gaz depolanabilecektir.¹⁵¹

Tablo 5.3. Yıllar İtibariyle Türkiye'nin Doğal Gaz İthalatı (Milyon cm3)¹⁵²

	RUSYA FED.	İRAN	MAVİ AKIM	CEZAYİR	NİJERYA	SPOT LNG	TOPLAM
1987	432		-	-	-	-	432
1988	1.136		-	-	-	-	1.136
1989	2.986		-	-	-	-	2.986
1990	3.246		-	-	-	-	3.246
1991	4.031		-	-	-	-	4.031
1992	4.430		-	-	-	-	4.430
1993	4.952		-	-	-	-	4.952
1994	4.957		-	418	-	-	5.375
1995	5.560		-	1.058	-	240	6.858
1996	5.524		-	2.436	-	80	8.040
1997	6.574		-	3.300	-	-	9.874
1998	6.539		-	3.051	-	644	10.234
1999	8.693		-	3.256	77	331	12.357
2000	10.079		-	3.962	780	-	14.821
2001	10.931	115	-	3.985	1.337	-	16.368
2002	11.603	670	-	4.078	1.274	-	17.625
2003	11.422	3.520	1.252	3.867	1.126	-	21.180
2004	11.106	3.558	3.238	3.237	1.034	-	22.173
2005	12.857	4.322	4.969	3.851	1.030	-	27.029

5.2. 4646 Sayılı Doğal Gaz Piyasası Kanunu ve Arz Güvenliği

Türkiye'de doğal gaz piyasasına ilişkin faaliyetleri düzenlemek üzere 4646 sayılı Doğal Gaz Piyasası Kanunu (DGPK)¹⁵³ 02/05/2001 tarihinde yürürlüğe girmiştir. DGPK ile doğal gazın ithali, alınan yerli doğal gazın satışı, satış fiyatının tesbiti ve ülke içinde dağıtım yetkisini BOTAŞ'a veren 397 sayılı ve 02/01/1990 tarihli Kanun Hükmünde Kararname (KHK) yürürlükten kaldırılarak; tekелci bir yapıdan, piyasaya yeni girişleri ve yatırımı teşvik ederek rekabetçi bir piyasa yapısına geçilmesi hedeflenmiştir. Bu amaçla Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu (EPDK) kurulmuş¹⁵⁴ ve çalışmalarına başlamıştır. EPDK'nın doğal gaz piyasasına ilişkin ana görevi doğal gaz piyasasının serbestleştirilmesi, tüm piyasa faaliyetlerinin yeni girişlere açık olduğu liberal ve rekabetçi bir doğal gaz piyasasının kurulmasını temin etmek üzere düzenleyici

¹⁵¹ BOTAŞ, Yılık Rapor, 2003, s. 51

¹⁵² BOTAŞ, www.botas.gov.tr Z.T. (18.03.2006)'den yararlanılmıştır.

¹⁵³ 02.05.2001 tarihli ve 24390 sayılı Resmi Gazete.

¹⁵⁴ EPDK'nın diğer piyasalara ilişkin görevleri ve genel bilgi için bkz. www.epdk.org.tr

kuralların uygulamaya geçirilmesidir. Bu bağlamda öncelikli olarak piyasa tarafları lisanslandırılmış, ikincil mevzuat hazırlanarak uygulamaya konulmuştur.

DGPK ile Türkiye’de arz güvenliğine ilişkin de bir çerçeve kurulmaya çalışılmıştır. Kanun kapsamında EPDK tarafından ikincil mevzuat içerisinde arz güvenliğine ilişkin düzenlemelere yer verilmiştir.

DGPK’nın 1 inci maddesinde doğal gazın sürekli bir biçimde tüketicilerin kullanımına sunulması Kanunun amaçlarından biri olarak sayılmıştır. Bu bağlamda arz güvenliğinin sağlanmasına ilişkin olarak DGPK’nın benimsemiş olduğu ana parametre birtakım piyasa taraflarına depolama yükümlülükleri getirmek olmuştur. Bu çerçevede Kanunun 4 üncü maddesi ile ithalatçılara her yıl ithal edilecek doğal gazın %10’u kadar miktarı 5 yıl içerisinde ülke toprakları içinde depolamasına ilişkin yükümlülük getirilmiştir. Yine toptan satış faaliyeti ile uğraşan lisans sahiplerine “müşterilerin mevsimsel azami doğal gaz çekişlerini karşılamak amacıyla, gerekli arz planlamasını yapmak ve depolama tedbirlerini almak ve bu amaçla depolama şirketleri ile yapacakları kira sözleşmelerini Kuruma ibraz etmek...” zorunluluğu getirilmiştir. Yine Kurul “...her yıl iklim değerlerine göre, her şehir için müteakip yılın mevsimsel yoğunluğunu karşılayacak dengeleme amaçlı depolama miktarlarını tayin etmeye ve gerekli tedbirleri almaya ...” yetkili kılınmıştır. Serbest tüketicilere doğal gaz toptan satışı faaliyeti ile uğraşan toptan satış lisansı sahiplerine müşterilerine mevsimlik, günlük ve saatlik esneklik limitleri dahilinde gaz teslimi yapma yükümlülüğü de getirilmiştir.

Bunlar dışında sistemin dengelenmesinden sorumlu olarak iletim şirketleri belirlenmiştir. Bu çerçevede tedarikçiler sistem dengelemesine ilişkin olarak iletim şirketleri tarafından yapılan talepleri yerine getirmek durumundadır. İletim şirketi, sistem dengelemesi için tedarikçilerden giriş ve/veya çıkış noktasında verdikleri ve/veya aldıkları doğal gazın azaltılmasını veya arttırılmasını talep edebilir. Tedarikçiler bu talepleri ancak yeterli arz imkânlarına sahip olmadıklarını belgelendirmeleri halinde geri çevirebilmektedirler.¹⁵⁵

¹⁵⁵ Doğal Gaz Piyasası İletim Şebekesi İşleyiş Yönetmeliği, madde 11/3, RG 24918, 26.10.2002

Kurula İletim şirketlerince transit doğal gaz iletimini de dikkate alarak hazırlanan ulusal iletim şebekesi yatırım programlarını inceleme ve onaylama yetkisi verilmiştir.¹⁵⁶

Depolama lisansı sahipleri ise kendi mülkiyetlerinde olan sistemin işleyişinden, bakımından, güvenliğinden, dengelenmesinden ve doğal gaz arz güvenliğinden sorumludur.¹⁵⁷ Dağıtım şirketlerine de kendilerinden doğal gaz satın alanların doğal gaz arz güvenliğini sağlama yükümlülüğü getirilmiştir.¹⁵⁸

İletim lisansı sahipleri ayrıca sistem planlamasından da sorumlu tutulmuşlardır. Planlama amaçları doğrultusunda her tedarikçi, kısa, orta ve uzun vadeli doğal gaz arz ve talep tahminlerini iletim sistem operatörüne gönderecektir. Bu tahminler tedarikçiye veya iletim sistem operatörüne herhangi bir yükümlülük getirmeyecektir. İletim Sistem Operatörü her yıl, tedarikçilerin 5 yıllık tahmini programları ve piyasa verilerini dikkate alarak, İletim Şebekesinin geliştirilmesi için kendisi açısından bağlayıcılığı olmayan on (10) yıllık bir plan hazırlayacaktır. Söz konusu planlar belli zamanlarda değişikliğe tabi olabilecektir.¹⁵⁹

5.3. Mevcut Durum ve Tespitler

Türkiye’de arz güvenliğine ilişkin yasal çerçeve genel olarak değerlendirildiğinde konunun doğal gazda serbest piyasa dönemine geçişe ilişkin kuralları belirleyen DGPK içinde ele alındığı görülmektedir. Bilindiği üzere DGPK’nın uygulamasından sorumlu ana kuruluşun EPDK olması sebebiyle arz güvenliğinin sağlanmasında da EPDK’ya diğer piyasa aktörlerine getirilen yükümlülükler yanında önemli görevler düşmektedir. Genel manada arz güvenliğine ilişkin standartların belirlenmesi ile rekabetin tesis edilmesi ve sürdürülmesi hedefleri arasında çıkar çatışması söz konusu olabileceği öngörülmektedir. Bu nedenle arz güvenliğine ilişkin genel çerçevenin belirlenmesi görevinin hükümete, düşük maliyetle işleyen verimli piyasaların yaratılması görevinin düzenleyici kurumlara verilmesi tavsiye edilmektedir.¹⁶⁰ Türkiye’de Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığının “ülkenin enerji ve tabii kaynaklara olan kısa ve uzun vadeli

¹⁵⁶ DGPK madde 4.

¹⁵⁷ Doğal Gaz Piyasası Lisans Yönetmeliği, madde 23, RG 24869, 07.09.2002

¹⁵⁸ Doğal Gaz Piyasası Lisans Yönetmeliği, madde 28.

¹⁵⁹ BOTAŞ İletim Şebekesi İşleyiş Düzenlemelerine İlişkin Esaslar, RG 25561, 22.08.2004

¹⁶⁰ EUROGAS, “Security of Gas Supplies, Markets ...” s.6

ihtiyacını belirlemek, temini için gerekli politikaların tespitine yardımcı olmak, planlamalarını yapmak, enerji ve tabii kaynakların ülke yararına, teknik icaplara ve ekonomik gelişmelere uygun olarak araştırılması, işletilmesi, geliştirilmesi, değerlendirilmesi, kontrolü ve korunması amacıyla genel politika esaslarının tespit ve tayinine yardımcı olmak, gerekli programları yapmak, plan ve projeleri hazırlamak veya hazırlatmak” görevi çerçevesinde ve ilgili kanunlarda piyasada faaliyet gösteren kurum ve kuruluşlara bırakılmadığı takdirde ve ölçüde görevli olduğu görülmektedir.¹⁶¹

DGPK’nın arz güvenliğine ilişkin olarak dayandığı temel parametre olarak, yeterli miktarda depolama kapasitesi ve belli oranda bir stoğa sahip olmanın öne çıktığı görülmektedir. Bununla beraber 2001 yılında yürürlüğe giren Kanunun üzerinden 5 yıla yakın bir süre geçmiş olmasına, Kuzey Marmara ve Tuz gölünün altında bir depolama tesisi kurulması yönündeki çalışmalar¹⁶² devam etmesine rağmen hali hazırda işletmeye alınmış bir depolama tesisinin bulunmayışı dikkate değer bir eksiklik olarak görülmektedir. Bunun dışında depolama yükümlülüğünün niteliğine ilişkin olarak ifade edilmesi gereken konu, öncelikle bunun pahalı bir iş olduğudur. Gaz depolaması enerji birimi başına petrol stoklamasından 10 kat daha pahalıdır.¹⁶³ Bu maliyetin sistem üzerinde önemli bir yük oluşturacağı, piyasaya girmek isteyenlerin önünde ciddi bir engel teşkil edeceği ve bu manada daha gelişme aşamasında olan Türk doğal gaz piyasasında rekabetin tesis edilmesini zorlaştıracacağı düşünülmektedir. Nihai olarak arz güvenliğinin sağlanmasına ilişkin maliyetler tüketiciler tarafından ödenecektir. Bu bağlamda arz güvenliğinin maliyeti ile kaçınılan zarar düzeyi arasındaki değiş tokuş durumunun değerlendirmesinin yapılmadığı öne sürülmektedir.¹⁶⁴

Yine DGPK’nın tedarikçilere depolama yükümlülüğü getirirken örneğin tedarikçinin sahip olduğu müşteri portföyünün yapısı (kesintili veya kesintisiz müşteriler) gibi özel koşulları dikkate almadığı görülmektedir.¹⁶⁵ Kaldı ki gaz taşımalarının boru hatları ile sağlanıyor olması depolama tesislerinin kullanılmasını sınırladığı ve depolama tesisinden yapılan çekişlerin hızlı bir şekilde tüketim noktasına nakledilmesinin de ek bir maliyet içerdiği bilinmektedir. Tüm bunlara rağmen belirtmek

¹⁶¹ Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığının Teşkilat ve Görevleri Hakkında Kanun, madde 2, RG 18681, 01/03/1985

¹⁶² BOTAŞ, Yılık Rapor, 2003, s. 51

¹⁶³ International Energy Agency, “Security of Gas Supply...” s. 295

¹⁶⁴ International Energy Agency, “Security of Gas Supply...” Ek (CD Formatındadır.) s.70

¹⁶⁵ Bu konuya ilişkin değerlendirme için Bkz. Bölüm 1.3.

gerekir ki aşağıda görüleceği üzere Türkiye’de depolama tesislerinin kurulması bir gereklilik olmakla birlikte, stratejik olarak depolama yaparak arz güvenliğini sağlamanın fayda/maliyet analizlerinin yapılmasının ve diğer arz güvenliği parametrelerinin etkin bir şekilde değerlendirilmesinin önemi büyüktür.

Türkiye’de arz güvenliğine ilişkin olarak genel bir değerlendirme yapacak olursak birinci bölümde farkına kısaca değerindiğimiz kısa ve uzun vadeli arz güvenliği arasında bir ayırım yapmak uygun olacaktır. Kısa vadeli arz güvenliği hatırlanacağı üzere teknik, ekonomik ya da siyasal nedenlerle gaz arzında kesintilerin olması, talepte kış aylarında ortaya çıkan ani sıcaklık düşüşleri nedeniyle doğal gaz çekişinde ortaya çıkan yükselmeler, doğal gaz sisteminde yaşanabilecek kazalar gibi durumlarda arzın s rekliiliğini sağlayabilme kabiliyetidir. Bu bağlamda Türkiye’de kısa vadeli krizlere karşı bir kırılganlık olduğunu söylemek mümkündür. Bu durumun ana sebebi olarak        bölümde tartıştığımız arz güvenliği parametrelerinden depolamaya ilişkin olarak Türkiye’de yeterli altyapının bugüne kadar devreye sokulamamış olmasını göstermek mümkündür. Özellikle doğal gazın TBEA içindeki payını, ülkenin ithalata olan bağımlılığını ve de elektrik üretiminde doğal gazın artan kullanımını dikkate alacak olursak bu yönde ciddi bir eksikliğin söz konusu olduğu ortadadır. Türkiye hali hazırda BOTAS’ın imzaladığı uzun vadeli kontratlarda belirlenen esneklik limitleri dahilinde yapılan alımlar, boru hattındaki stok ve kesintili müşterilere yapılan arz kesintileri ile olası risklere karşı korunmaya çalışmaktadır. 2006 yılı Aralık ayında Rusya ile Ukrayna arasında ortaya çıkan fiyat anlaşmazlığı ve bunun sonucu olarak Ukrayna üzerinden taşınan Rus gazında meydana gelen azalma Türkiye’nin Batı Hattı üzerinden aldığı gazda da azalmalara yol a ınca, Türkiye’nin mevcut araçlarla arzdaki kesintiyi yönetmede zorluk çektiği bir kez daha ortaya çıkmıştır. Gelecekte beklenen talep artışının önemli bir kısmının evsel tüketiciler kaynaklı olmasının öngörülmesi karşısında talepteki mevsimsel dalgalanmaların daha da artacağı tahmin edilebilir. Bu durum mevsimsel dengeleme ihtiya ı karşısında da depolamayı  ne çıkarmaktadır.

Depolama dışında özelikle sisteme ek maliyet getirmemesi açısından talep yanlı politikaların da desteklenmesi önem taşımaktadır. Bu  er evede Türkiye’de özellikle büyük tüketim miktarlarına sahip tüketiciler için kesintili sözleşme ile gaz alımının teşvik edilmesi gerekmektedir. Hali hazırda kesintili müşteriler doğal gazı kesintisiz müşterilere göre %3’l k bir fiyat avantajı ile almaktadırlar. Bunun dışında yeni

yapılacak doğal gaz ile üretim yapan santrallerde çift yakıtla üretim yapabilme imkânının bulunması ve belirli miktarda stok yakıt bulundurulmasının teşvik edilmesi de yine bir politika olarak benimsenebilir.

Kısa dönemli arz güvenliği risklerinin bertaraf edilmesinde sıklıkla kullanılan araçlardan biri durumunda olan spot alımlar konusunda, Türkiye'nin bu aracı 1995-96 ve 1998-99 yıllarında dengeleme amacıyla kullandığı fakat Marmara Ereğlisi'ndeki LNG terminalinden yapılan söz konusu alımların, Nijerya ile imzalanan uzun vadeli kontrat çerçevesinde yapılan alımların devreye girmesi ile ortadan kalktığı görülmektedir. Bu açıdan İzmir'de Egegaz tarafından yaptırılan LNG gazlaştırma terminalinin bir an önce işletmeye alınması hem kısa vadeli krizlerin yönetimine önemli bir esneklik kazandıracak hem de arz kaynaklarının çeşitlendirilmesi için gerekli altyapı imkânını sağlayarak uzun dönem arz güvenliğini güçlendirebilecektir.

Türkiye'de uzun vadeli arz güvenliğine ilişkin olarak arz açısından ziyade bir arz fazlasının olduğunu söylemek mümkündür.¹⁶⁶ Bu gelişmede hükümet tarafından yapılan hatalı talep tahminlerinin yanında 2001 yılında yaşanan ekonomik krizle birlikte beklenen talep düzeyine erişilememesi de etkili olmuştur. Arz kaynaklarının çeşitlendirilmesi hedefi doğrultusunda BOTAS altı farklı ülkeden yedi farklı tedarikçi ile doğal gaz alım ve satım kontratları imzalamıştır.¹⁶⁷ Türkiye'nin üretim düzeyinin toplam tüketiminin çok küçük bir bölümünü oluşturması ve geriye kalan kısmın ithalat ile sağlanıyor olması nedeniyle Türkiye'nin uzun dönem arz güvenliğinin, söz konusu uzun vadeli kontratlar çerçevesinde gelişeceği açıktır. Uzun vadeli kontratlarda yer alan al ya da öde yükümlülükleri Türkiye açısından bir risk faktörü oluşturmaktadır. Bu nedenle ortaya çıkabilecek arz fazlasına ilişkin olarak uzun vadeli kontratların hükümleri çerçevesinde değişiklikler yapmak¹⁶⁸ veya yurt içi ya da yurt dışı kaynaklı talep yaratmak olası çözüm yolları olarak gözükmektedir.

Türkiye'nin uzun vadeli kontratları çerçevesinde gelişen bir başka risk ithalat bağımlılığına ilişkindir. Türkiye hem genel olarak doğal gaz talebinin %98'lik bölümü ithalat yoluyla karşılamakta hem de bu ithalatın 2005 yılında %66'lık kısmı Rusya'dan

¹⁶⁶ International Energy Agency, "Security of Gas Supply..." s.211

¹⁶⁷ International Energy Agency, "Energy Policies of IEA Countries: TURKEY...", s. 106

¹⁶⁸ Bkz. Bölüm 3.2.

yapılmaktadır. Bu durumun en azından 2012 yılına kadar yaklaşık olarak %60 düzeyinde devam etmesi beklenmektedir. Bu durumda Türkiye'nin arz kaynaklarını çeşitlendirme politikasına öncelik vermesi gereği ortaya çıkmaktadır. DGPK'da arz kaynaklarının çeşitlendirilmesine ilişkin bir önleme ya da teşvik mekanizmasına yer verilmemiştir. Bu durumda arz kaynaklarının çeşitlendirilmesine ilişkin politikaların, hükümetin genel enerji politikası çerçevesinde geliştirilmesi gerekmektedir.

Üçüncü bölümde üzerinde durulan tesis bağımlılığına ilişkin olarak Türkiye'nin yine bir risk ile karşı karşıya olduğu görülmektedir. 2005 yılında toplam ithalatın %48'lik bölümünün Batı hattından yapılıyor olması bu hattın kaynaklanabilecek sorunlara karşı Türkiye'yi risk altına sokmaktadır. Bu hattın Rusya'dan sonra Ukrayna, Moldova, Romanya ve Bulgaristan'dan geçerek ülkeye ulaşıyor olması ayrıca transit bağımlılık konusunu da gündeme getirmektedir. Batı hattı üzerinden yapılan alımların 2006 yılında en üst düzeye ulaşacak olması ve Karadeniz altından geçerek Rusya'dan doğrudan Türkiye'ye ulaşan Mavi Akım üzerinden yapılan alımların artması ile bu bağımlılığın azalması beklenmektedir.

Sonuç olarak Türkiye'de arz güvenliğine ilişkin çerçevenin DGPK ile kurulduğu, bu bağlamda başta düzenleyici kurum olmak üzere iletim sistem operatörleri, ithalat şirketleri ile toptan satış şirketleri olmak üzere piyasa oyuncularına önemli görevler yüklendiği, hükümetin ise sadece ülkenin genel enerji politikasının oluşturulması bağlamında ve DGPK ile piyasada faaliyet gösteren kurum ve kuruluşlara bırakılmadığı takdirde ve ölçüde görevli olduğu görülmektedir. Arz güvenliğinin sağlanmasında öngörülen ana ölçünün depolama yükümlülükleri olduğu ve bu mekanizmanın sağlıklı işlemesi için birtakım yükümlülüklerle desteklendiği ortaya çıkmaktadır.

SONUÇ

Doğal gaz arz güvenliğine ilişkin olarak serbest piyasa ortamında daha önce var olmayan birtakım risklerin ortaya çıktığı görülmektedir. Piyasa şartlarının düzgün işleyerek fiyat mekanizması ile yeni yatırımlara ilişkin gerekli sinyalleri göndermesi her zaman doğru bir şekilde işlememektedir. Bununla beraber piyasa ortamında rekabetin tesis edilmesi ile birlikte etkin bir piyasanın kurulması arz güvenliği için önemli bir garanti oluşturmaktadır. Bu açıdan rekabeti sınırlayan faktörlerin kaldırılması, şebekeye üçüncü taraf erişiminin sağlanması, şeffaf ve öngörülebilir bir düzenleyici çerçevenin oluşturulması büyük önem taşımaktadır. Bu konuda bilhassa düzenleyici kurumlara önemli görevler düşmektedir.

Çalışmada ulaşılan bir diğer sonuç daha fazla güvenliğin ancak ek maliyetlere katlanılarak elde edilebileceğidir. En uygun güvenlik düzeyinin tespit edilmesinden ziyade birden fazla en uygun güvenlik düzeylerinin bulunduğunu gözden kaçırmamak gerekmektedir. En uygun düzeyin tespit edilmesi için katlanması gereken maliyet bu güvenlik seviyesine ulaşılması sonucunda elde edilecek faydadan daha büyük olabilmektedir. Dolayısıyla yetkili kurumların görevi tüketicilerin arz güvenliğine ilişkin tercihlerini ortaya koyabilecekleri bir ortamın yaratılması ile birlikte piyasadaki güvenlik seviyesini bu en uygun güvenlik seviyelerinin oluşturduğu bölge içinde tutmak için gayret göstermek olmalıdır. Bunu yaparken piyasanın her hangi bir arz krizi ile karşı karşıya kaldığında kendi dinamikleri ile tepki göstermesini önleyecek etmenleri ortadan kaldırmak ya da zamanında ve yeterli tepki vermeye teşvik edecek mekanizmaları kurmak da yetkili kuruluşların sorumlulukları arasındadır.

Dünyada genel olarak doğal gaza olan talebin, elektrik sektörü kaynaklı talep başta olmak üzere, artacağı beklentisi hâkimdir. Dünya genelinde yaşanması beklenen bu talep artışında gelişmekte olan ülkelerin yanı sıra gelişmiş ülkelerin ana rolü oynayacağı düşünülmektedir. Gelişmiş ülkelerin doğal gaz üretim düzeyinin düşeceği ya da sabit kalacağı öngörüsü ile talepteki artışın ancak ithalat yoluyla karşılanabileceği ortadadır. Söz konusu talep düzeyini karşılayacak rezervlerin dünyada var olduğu söylenebilir.

Bununla beraber arz güvenliği açısından kritik olan husus bu rezervleri değerlendirerek dünya pazarlarına sunulması için gerekli altyapı yatırımlarının zamanında gerçekleşmesi konusudur. Doğal gaz rezervlerinin yoğunlaştığı Rusya ve geçiş ekonomileri ile Ortadoğu bölgesindeki siyasal ve ekonomik istikrarsızlık ortamının gerekli yatırımların zamanında devreye girmesi açısından risk oluşturduğu kabul edilmektedir.

Doğal gazın elektrik üretimi amacıyla kullanımındaki artış elektrik ve doğal gaz piyasaları arasındaki bağı güçlendirmektedir. Bu eğilimin güçlenerek devam edeceği öngörüsü elektrik ve doğal gaz piyasalarında arz güvenliği sorununun birlikte ele alınması gereğini ortaya koymaktadır. Bu açıdan alternatif yakıtlara geçme olanağına sahip elektrik santralleri doğal gaz piyasasındaki esnekliğe katkıda bulunmaktadır. Ayrıca serbest piyasa ortamı, piyasa oyuncularına elektrik ve doğal gaz piyasaları arasında arbitraj yaparak riskleri azaltma imkânı sağlamaktadır.

Doğal gazın temin edildiği kaynakların çeşitlendirilmesinin genel olarak arz güvenliğine katkıda bulunduğu kabul edilmekle birlikte, çeşitlendirme yaparken yeni kaynakların güvenilir bir yapıda olup olmadığının iyi analiz edilmesi gereği ortaya çıkmaktadır. Doğal gaza bağımlılık ve ithalat yapılan boru hatlarının güvenilirliğinin sağlanması bağlamında transit geçiş yapılan ülkelerin durumlarının değerlendirilmesi ayrıca alım yapılan kanalların, teknik deyişle giriş noktalarının, çeşitlendirilmesinin önemli bir unsur olduğu göz önünde bulundurulmalıdır.

Doğal gaz piyasasında uzun vadeli kontratlar ve buna bağlı olarak al ya da öde yükümlülüklerinin ağırlıkta olduğu bir yapı mevcuttur. Bu yapının serbest piyasa ortamına geçiş ile birlikte devam etmesi beklenmektedir. Bununla beraber uzun vadeli kontratların yapılarında değişiklikler gözlemlenmektedir. Bu değişiklikler daha çok uzun vadeli kontratları serbest piyasa ortamının getirdiği yeniliklere uyumlaştırma şeklinde olmaktadır. Kontrat vadelerinin kısalması, fiyat formüllerindeki değişiklikler, daha esnek al ya da öde yükümlülükleri gibi değişimler bu yöndeki gelişimin örnekleri arasındadır. Spot piyasa imkânları, transfer merkezlerinin gelişimi, serbest piyasaya geçiş ile birlikte kullanılabilecek esneklik araçlarıdır.

Komşu ülkelerle kurulacak enterkoneksiyon ve şebekelerin birlikte çalışabilmesini engelleyen doğal gazın kalitesi gibi unsurlardaki farklılıkların giderilmesi ve bu konuda standartların belirlenmesi sınır ötesi ticaret imkânlarını artırarak olası arz kesintilerine verilecek tepkilerin çabukluğunu ve etkinliğini artıracaktır. Sınır ötesi ticaretin önündeki engellerden biri durumunda olan transit rejim farklılıklarının giderilmesine yönelik çalışmalar ECT bünyesinde devam etmektedir.

Depolama doğal gaz piyasasında olası arz ve talep dengesizliklerinin giderilmesinde geçici bir arz kaynağı yaratarak krizlerin yönetilebilme olanaklarını artırmaktadır. Ayrıca depolama dikey bütünleşik yapıların dağılması ile birlikte risklerden korunma imkânları sınırlanmış olan piyasa aktörlerinin, serbest piyasa ortamında yazın depolara gaz enjekte ederek kışın talebin arttığı dönemde bu gazı kullanarak fiyat riskine karşı korunması imkânlarından birini de sunmaktadır.

LNG serbest piyasada ihtiyaç duyulan esneklik açısından yeni fırsatlar sunmaktadır. LNG terminalleri arz kaynaklarının daha da çeşitlendirilmesine imkân vermekte, transit bağımlılıktan kaynaklanan riskleri ortadan kaldırmakta, üretici ve ithalatçı ülkeleri açık denizler yoluyla birbirine bağlamaktadır. LNG değer zinciri içindeki her bir kademede son dönemde yaşanan maliyet düşüşleri, kısa mesafelerde dahi LNG alımı yapılmasını ekonomik hale getirmektedir.

Serbest piyasa ortamında hükümetlerin doğrudan piyasa faaliyeti yaparak yatırımlara girişmesi uygun görülmezken, dünya genelinde özel sektörün sistemin güvenli bir şekilde işlemesi için gerekli yatırım kararlarını almasını sağlayacak teşvik mekanizmaları kullanılmaktadır. Yeni yatırımların üçüncü taraf erişiminden muaf tutulabilmesine ilişkin AB uygulaması bu konudaki örneklerden biridir. Bu ve buna benzer önlemlerin alınması için gerekli hukuki zeminin oluşturulması önem arz etmektedir.

Doğal gaz arz güvenliğinin sağlanmasında siyasal karar organlarına, düzenleyici kurumlara ve piyasa aktörlerine görevler düşmektedir. Hükümetler serbest piyasada farklı fakat önemli bir rol oynamaktadır. Siyasal karar organları sektörün yönetilmesi yerine, artan ithalat bağımlılığının etkilerini yönetmek, tüketicilere güvenilir ve sürekli

bir biçimde gaz arzını temin etmek için piyasaya işlerlik kazandıracak önlemleri almak üzere açık politika hedefleri oluşturmak durumundadır. Düzenleyici kurumların ana görevi rekabet kuralları çerçevesinde işleyen etkin bir piyasa oluşturulmasını temel alan yaklaşımları uygulamaya koymaktır. Arz güvenliğinin sağlanması hedefi ile etkin bir piyasa oluşturulması hedefleri arasında çelişkiler olabileceği düşüncesi ile rekabetin tesis edilmesi görevinin düzenleyici kuruma, arz güvenliğine ilişkin hedeflerin ve genel yaklaşımın oluşturulması görevinin ise hükümetlere bırakılması fikri kabul görmektedir.

Türkiye’de arz güvenliğine ilişkin önlemlere DGPK içinde yer verilmektedir. Arz güvenliğinin sağlanmasında ana parametre olarak ithalatçı ve toptan satış şirketlerine depolama yükümlülüklerinin getirilmesi benimsenmiştir. Düzenleyici kuruma bu konuda önemli görevler yüklenmiştir. Bakanlık ise genel enerji politikasının oluşturulması çerçevesinde arz güvenliğinin sağlanmasına ilişkin kararları alabilecektir. DGPK’da yer alan depolama ile ilgili hükümlerin uygulanabilmesi için Türkiye’de depolama tesislerinin bir an önce hizmete açılması gerekmektedir.

Sonuç olarak doğal gaz piyasasında etkin bir şekilde izlemenin yapılması, olası krizlere karşı alternatif senaryolar ışığında değerlendirmelerde bulunulması, önlemlerin zamanında alınarak uygulamaya geçirilmesi ve sorumlulukların net bir şekilde belirlenmesi serbest piyasa ortamında arz güvenliğinin sağlanması için gerekli korumayı sağlayacaktır.

Al ya da Öde Yükümlülüğü: Alıcının kontratındaki al ya da öde yükümlülüğü alınsın ya da alınmasın belirli bir miktar gaz için ödeme yapma zorunluluğu.

Broker: Herhangi bir konuda alıcı ve satıcıları bir araya getirerek ticari sözleşmenin yapılmasına aracılık eden kişi.

Değer Zinciri: Hammaddenin alınıp çeşitli işlemlerden geçirilerek tüketicilere satılmasına kadar söz konusu maddeye eklenen değerler bütünü.

Getiri Oranı: İlk yatırım maliyetindeki yüzdelik artış olarak ifade edilen, bir yatırımın belli bir periyot içinde getirdiği kazanç ya da zarar.

Kesintili tüketici: Sürekli bir gaz akışına sahip olan tüketicilerin mevcut tüm hizmetleri almadığı oranda ve bu dönemlerde hizmet alabilen tüketiciler.

LNG: Doğal gazın sıcaklığını atmosfer basıncında -162 dereceye indirerek sıvılaştırılmış hali.

Open Season: Doğal gaz tedarikçilerinin kapasite edinmek için iletim şirketi ile kontrat yapabildikleri süreç.

Özsermaye Kârlılığı: Ortakların şirkete kaynak olarak bırakmış oldukları fonların bir birimine düşen kârlılığı ölçen oran.

Pik Talep: Enerji tüketiminin gün içinde en yüksek düzeye ulaştığı periyotlar.

Piyasa Merkezi: Fiziksel altyapı tesislerinden bağımsız olarak çalışabilmelerine rağmen faaliyetlerini yürütürken bir ya da daha fazla boru hattı ile ilişkili olabilen müşterilerine gaz ödünç alma/ödünç verme, dengeleme gibi yan hizmetler sunabilen merkezler. En iyi örneklerinden biri ABD’de Columbia Piyasa Merkezi’dir.

Serbest Tüketici: Şebekeye üçüncü taraf erişimi talep etme ve tedarikçisine seçme hakkına sahip gaz kullanıcıları.

Spot Piyasa: Teslimatın süre geçmeden yapıldığı fiziksel ya da nakit piyasa.

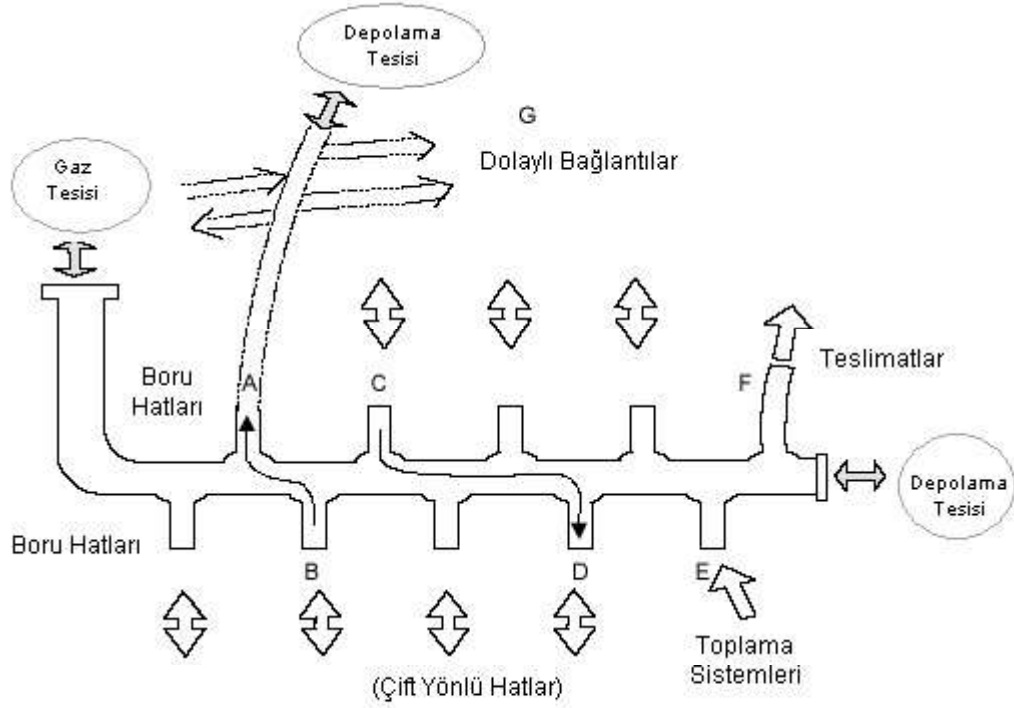
Transfer Merkezi: Birkaç boru hattının birbirine bağlandığı ve tedarikçilerin gazı üretim bölgelerinden piyasaya ulaştırmalarını ve yönetmelerini kolaylaştıran hizmetleri alabildiği yer.

Üçüncü Taraf Erişimi: Üçüncü bir tarafın belirli bir bedel ödeyerek boru hattı işleten şirketten iletim ya da dağıtım hizmeti alarak kendi gazını taşıtabilmesi hakkı ya da imkanı.

¹⁶⁹ Açıklamaların çoğu metin içinde yapılmakla birlikte açıklanmasında yarar görülen başka bazı terimler burada verilmektedir.

EKLER

EK-1: Transfer Merkezinin Genel Görünümü¹⁷⁰



¹⁷⁰ ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (EIA), "Natural Gas 1996: Issues and Trends", U.S. Department of Energy, Washington D.C., 1996'dan yararlanılmıştır.

EK-2: OECD Avrupa'da Doğalgaz Arz Güvenliği¹⁷¹

Ülkeler	Doğalgazın TBEA içerisindeki yeri (%)	İç üretimin toplam tüketim içerisindeki yeri(%)	Arz kaynağı Çeşitlendirme	İthalat esnekliği	Toplam ithalat içerisindeki en büyük pay(%)	Depo sayısı ve çalışma kapasitesi	LNG kapasitesi	Kesintili satışlar	Elektrik üretimi içerisinde gazın payı (%)	Spot piyasa/ hub
Avusturya	22,4	23,6	1 ana tedarikçi	Küçük	Rusya % 78,3	Yüksek 5 YD* 3bcm	Yok	Toplam satışın % 25'i	21,8	(Gelişmekte) Baumgarten
Belçika	22,4	0	3 ana tedarikçi	Yüksek	Hollanda % 45	Sınırlı 3YD 0.6bcm	Var	Endüstriyel talebin % 30'u	15,5	Aktif hub Zeebrugge
Çek Cumhuriyeti	18,3	1,5	1 ana tedarikçi	Küçük	Rusya % 73	Geniş 7YD 2,1bcm	Yok	Yok	7,5	Yok
Danimarka	23,5	100	-	-	-	Geniş 2YD 0.7bcm	Yok	Gaz satışlarının % 25		Yok
Finlandiya	10,9	0	1 ana tedarikçi	Orta	Rusya % 100	Yok	Yok	Gaz talebinin %100'ü Alternatifte dönüşebilir	14,8	Yok
Fransa	13,6	3,8	5 ana tedarikçi	Orta	Norveç %27,5	Yüksek 15YD 11bcm	Var	Endüstriyel piyasanın 1/3'ü	1,9	National Hub

YD: Yeraltı Depolama

¹⁷¹ International Energy Agency, “Security of Gas Supply...”

Ek-2 Devamı

<i>Ülkeler</i>	<i>Doğalgazın TBEA içerisindeki yeri (%)</i>	<i>İç üretimin toplam tüketim içerisindeki yeri(%)</i>	<i>Arz kaynağı Çeşitlendirme</i>	<i>İthalat esnekliği</i>	<i>Toplam ithalat içerisindeki en büyük pay(%)</i>	<i>Depo sayısı ve çalışma kapasitesi</i>	<i>LNG kapasitesi</i>	<i>Kesintili satışlar</i>	<i>Elektrik üretiminde gazın payı (%)</i>	<i>Spot piyasa/ hub</i>
Almanya	22	21,1	4 ana tedarikçi	Yüksek (Hollanda)	Rusya % 41	Yüksek 40YD 18,8bcm	Yok	Endüstriyel satışları % 25 ile Elektrik sektör satışlarının % 70'i	10,5	(Gelişmekte) Bunde
Yunanistan	6,1	2,3	1 ana tedarikçi	Orta	Rusya % 76	Yok	Var	Yok	10,5	Yok
Macaristan	43,6	21,8	1 ana tedarikçi	Düşük	Rusya % 89,5	Geniş 5YD 3,6bcm	Yok	Yaygın olarak endüstriyel müşteriler	27	Yok
İrlanda	23,5	0,2	1 ana tedarikçi	Düşük	İngiltere % 100	Yok	Yok	Gaz yakıtlı elektrik santrali	35,2	Gözen geçirilmekte
İtalya	35	20,7	4 ana tedarikçi	Orta	Cezayir % 38,4	Yüksek 10YD 12,7bcm	Var	Satışların %9	35,5	Geliştirilmekte
Lüksemburg	28,1	0	3 ana tedarikçi	Yüksek	Belçika % 88	Yok	Yok	Yok	60	Yok
Hollanda	46,8	100	-	-	İngiltere % 41,1	Orta 3YD 2,4	Yok	Elektrik üretimini desteği	55,4	TTF ve Oude

Ek-2 Devamı

<i>Ülkeler</i>	<i>Doğalgazın TBEA içerisindeki yeri (%)</i>	<i>İç üretimin toplam tüketim içerisindeki yeri(%)</i>	<i>Arz kaynağı Çeşitlendirme</i>	<i>İthalat esnekliği</i>	<i>Toplam ithalat içerisindeki en büyük pay(%)</i>	<i>Depo sayısı ve çalışma kapasitesi</i>	<i>LNG kapasitesi</i>	<i>Kesintili satışlar</i>	<i>Elektrik üretimini içerisinde gazın payı (%)</i>	<i>Spot piyasa/ hub</i>
Norveç	20,6	100	-	-	-	-	-	-	0,4	-
Polonya	11,5	33,6	1 ana tedarikçi	Orta	Rusya % 88	Orta 1,5bcm	Yok	Yok		Yok
Portekiz	10,8	0	1 ana tedarikçi	Düşük	Cezayir % 86,7	Yok	Var	Yaklaşık 1/3	14,9	Yok
Slovak Cumhuriyeti	32,7	3	1 ana tedarikçi	Düşük	Rusya % 100	Geniş 2YD 2,7bcm	Yok	Yok	32,2	Yok
İspanya	14,3	2,5	8-10 ana tedarikçi	Orta	Cezayir % 58,5	Orta 2YD 2,1bcm	Var	Gaz satışlarının %6'sı	45,9	Yok
İsveç	1,6	0	1 ana tedarikçi	Yüksek	Danimarka % 100	Az 1YD Lined Rock Caveren	Yok	-	0,9	Yok
İsviçre	9,1	0	4 ana tedarikçi	Yüksek	Almanya %53,7	Yok	Yok	Gaz satışlarının %42'si	1,6	Yok
Türkiye	19,8	2,1	4 ana tedarikçi	Orta	Rusya % 67,6	Yok	Var	?	35,6	Geliştirilmekte

Ek-2 Devamı

<i>Ülkeler</i>	<i>Doğalgazın TBEA içerisindeki yeri (%)</i>	<i>İç üretimin toplam tüketim içerisindeki yeri(%)</i>	<i>Arz kaynağı Çeşitlendirme</i>	<i>İthalat esnekliği</i>	<i>Toplam ithalat içerisindeki en büyük pay(%)</i>	<i>Depo sayısı ve çalışma kapasitesi</i>	<i>LNG kapasitesi</i>	<i>Kesintili satışlar</i>	<i>Elektrik üretimi içerisinde gazın payı (%)</i>	<i>Spot piyasası/ hub</i>
İngiltere	37,7	100	-	Var	Norveç %62,6	Küçük 4YD 3,3bcm	Yok	Toplam satışların % 23'ü	30,4	NBP

Bibliyografya

BP, “Statistical Review of World Energy 2005”, Londra, Haziran 2005.

CARNEVALINI, Rosita, “Third Party Access to Storage and Flexibility”, CEER Progress Report, 2003. Internet adresi: http://europa.eu.int/comm/energy/gas/madrid/doc-7/18_ceer.pdf, 10.02.2006

CAYRADE, P., “Investments in Gas Pipelines and Liquefied Natural Gas Infrastructure: What is the Impact on the Security of Supply?” Indes Working Paper No.3, Center for European Policy Studies, Brussels, 2004.

COUNCIL OF EUROPEAN ENERGY REGULATORS (CEER) “The Development of Gas Hubs and Trading Centers in Europe”, Progress Report, 2003, Internet adresi: <http://www.ceer-eu.org>

CEER, “The Role of Regulation in Security of Supply and the CEER Approach”, Position Paper, 2002.

CEER, “Investments in Gas Infrastructures and the Role of EU National Regulatory Authorities”, Final Version, 2005.

CZERNIE, Dr. Wilfried, “Security of Gas Supply and Long-Term Contracts”, Sunum, IEA Regulatory Forum, Paris, February 2002.

DOLADER, J., “Gas Security of Supply in a Liberalized Market”, Sunum, Paris, June 2003.

FOSS, M. M., “Global Natural Gas Issues and Challenges: A Commentary”, Energy Journal, Vol. 26, No.2, 2005.

GAS TRANSMISSION EUROPE (GTE), “Security of Natural Gas Supply”, Brussels, 2003.

GTE, “Report on Fostering Investment in New Gas Infrastructures for Security of Supply”, Brussels, 2005.

ENERGY CHARTER SECRETARIAT, The Energy Charter Treaty and Related Documents, Brussels, 2004, www.encharter.org

ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (EIA), “Natural Gas 1996: Issues and Trends”, U.S. Department of Energy, Washington D.C., 1996.

EIA, “The Global Liquefied Natural Gas Market: Status & Outlook”, U.S. Department of Energy, Washington D.C., 2003.

ESNAULT, Benoît, “The Need for Regulation of Gas Storage: The Case of France” Energy Policy, Vol.31, 2003, s. 167-174.

EUROGAS, “Security of Gas Supplies, Markets, Principles, and Actors”, Brussels, 2002.

EUROGAS, “Security of Gas Supply and Power Generation”, Brussels, 2000.

EUROPEAN GAS REGULATORY FORUM, “Discussion Document on Long-Term Contracts, Gas Release Programmes and the Availability of Multiple Gas Suppliers (draft)”, 2002.

HIRSCHHAUSEN, C., Neumann A., “Security of (Gas) Supply: Conceptual Issues, Contractual Arrangements, and the Current EU Situation”, Sunum, INDES Workshop, Amsterdam, 6-7 May 2003.

HIRSCHHAUSEN, C., Neumann A., “Less Long-Term Gas to Europe? A Quantitative Analysis of European Long-Term Gas Supply Contracts” Globalization of Natural Gas Markets Working Papers WP-GG-07, Berlin, 2004.

HOUSE OF LORDS, EUROPEAN UNION COMMITTEE, “Gas: Liberalised Markets and Security of Supply”, 17th Report of Session 2003-04, London, 2003.

International Energy Agency (IEA), “Flexibility in Natural Gas Supply and Demand”, Paris, 2002.

IEA, “Natural Gas Information (2004)”, Paris, 2004.

IEA, “Security of Gas Supply in Open Markets: LNG and Power at a Turning Point”, Paris, 2004.

IEA, “Outcome of the Workshop with Gas Regulators on Security of Supply in Liberalised Markets”, Paris, 2003.

IEA, “Energy Policies of IEA Countries: TURKEY, 2005 Review, Paris, 2005.

IEA, “World Energy Investment Outlook (2003)”, Paris, 2003.

IEA, “World Energy Outlook (2002)”, Paris, 2002.

IEA, “World Energy Outlook (2004)”, Paris, 2004.

JURIS Andrej, “Competition in the Natural Gas Industry: The emergence of spot, financial, and pipeline capacity markets”, Public Policy for the Private Sector, Note No: 137, March 1998.

LUCIANI, Giacomo, “Security of Supply for Natural Gas Markets: What is it and what is it not?” Indes Working Paper No.2, Center for European Policy Studies, Brussels, 2004.

MATTHIESEN, Henning, “To What Extent Do Take-or-Pay Contracts Facilitate the Development of Infant Gas Markets and What Challenges Do They Pose at a Time of Liberalisation?” CEPMLP Annual Review, Article 7, 2000, internet adresi: http://www.dundee.ac.uk/cepmlp/car/html/car4_art7.htm Z.T. (24.02.2006)

NAMIKAWA Ryoichi, “Take-Or-Pay under Japanese Energy Policy”, *Energy Policy*, Vol. 31, 2003, s.1327–1337.

NATIONAL ECONOMIC RESEARCH ASSOCIATES (NERA), “Security in Gas and Electricity Markets” London, 2002.

NERA, “Energy Regulation Brief: Security of Energy Supply”, London, March 2003.

NERA, “Network Access Conditions and Gas Markets in North America”, Final Report, A Report for Gas Transmission Europe (GTE), London, June 2002.

OOSTVOORN, Fritz Van, “Long-Term Gas Supply Security in an Enlarged Europe”, Final Report ENGAGED Project, ECN-C--03-122, December 2003.

RAPOPORT, Nancy B. and Dharan, Bala G. (ed.), *Enron: Corporate Fiascos and Their Implications*, New York, Foundation Press, 2004.

SHEPHERD Rob, “Trends and Markets in Liquefied Natural Gas”, Public Policy for the Private Sector, Note No: 182, April 1999.

SKINNER R., “Energy Security and Producer – Consumer Dialogue: Avoiding a Maginot Mentality”, Background Paper for Government of Canada Energy Symposium, Ottawa, 2005.

SOLIGO, Ronald and Jaffe, Amy Myers, “Market Structure in the New Gas Economy: Is Cartelization Possible?” *Geopolitics of Gas Working Paper Series*, May 2004.

STERN, Jonathan, “UK Gas Security: Time to Get Serious”, Oxford Institute for Energy Studies, Oxford, 2003.

STERN, Jonathan, “Security of European Natural Gas Supplies: The Impact of Import Dependence and Liberalization”, Royal Institute of International Affairs, London, 2002.

UNITED NATIONS ECONOMIC COMMISSION FOR EUROPE (UN/ECE), “Report on Security of Natural Gas Supply in the European Part of the UN/ECE Area”, UN/ECE Gas Centre, Geneva, 2003.

WAERN, Karl Petter, “European Energy Security and Cooperation: The Energy Charter Treaty and Its Protocol on Transit”, *Law in Transition*, Spring 2002, EBRD, s. 16-22

WRIGHT, Philip, “Liberalisation and the security of gas supply in the UK”, *Energy Policy*, Vol. 33, 2005, s. 2272–2290.

AT Komisyonu

COMMISSION OF THE EUROPEAN COMMUNITIES (CEC), Regulation (EC) No 1775/2005 of The European Parliament and of The Council of 28 September 2005 on

Conditions for Access to The Natural Gas Transmission Networks, OJ L 289, 03.11.2005, s. 1-13, Brussels.

COMMISSION OF THE EUROPEAN COMMUNITIES (CEC), Directive 2003/55/EC of The European Parliament and of The Council of 26 June 2003 Concerning Common Rules For The Internal Market in Natural Gas and Repealing Directive 98/30/EC, OJ L 176, 15.7.2003, s. 57-78, Brussels.

COMMISSION OF THE EUROPEAN COMMUNITIES (CEC), Council Directive 2004/67/EC of 26 April 2004 Concerning Measures to Safeguard Security of Natural Gas Supply, OJ L 127, 29.4.2004, s. 92-96, Brussels.

COMMISSION OF THE EUROPEAN COMMUNITIES (CEC), Green Paper “Towards a European Strategy for the Security of Energy Supply”, COM (2000) 769, 29.11.2000, Brussels.

COMMISSION OF THE EUROPEAN COMMUNITIES (CEC), Green Paper “A European Strategy for Sustainable, Competitive and Secure Energy”, COM (2006) 105 final, 08.03.2006, Brussels.

İndeks

A

AB... VIII, IX, 18, 19, 29, 36, 38, 39, 44, 45, 46, 54, 55, 56, 57, 58, 59, 60, 61, 64, 68, 73, 75, 76, 77, 95
ABD.... 5, 15, 16, 19, 26, 27, 31, 49, 50, 54, 56, 63, 66, 67, 68, 69, 78
Al ya da Öde Yükümlülükleri. 17, 47, 69, 91, 94
Arbitraj..... 31, 33, 53, 94

B

Batı Hattı..... 90
Boru Hattındaki Stok 35, 52, 64
BOTAŞ... VIII, 44, 82, 83, 84, 86, 88, 89, 90, 91

Ç

Çeşitlendirme 22, 37, 99, 100, 101, 102
Çin 26, 27, 28, 66, 83

D

Depolama.... 6, 9, 15, 37, 41, 49, 50, 52, 53, 55, 57, 61, 62, 63, 64, 72, 75, 77, 79, 80, 84, 85, 87, 89, 92, 95
Devirli Gaz..... 36, 63, 64
DGPK VIII, 86, 87, 88, 89, 92, 96
Dikey-Bütünleşik..... 2, 12, 17
Doğal Tekel 7
Downstream..... 16, 54, 107
Düzenleme VIII, 54, 77, 86
Düzenleyici Kurum..... 2, 7, 54, 72, 92

E

EASEE-gaz VIII, 58
ECT VIII, 43, 95
Elektrik... VIII, 32, 33, 35, 57, 67, 83, 84, 99, 100, 101, 102
Enerji ... VIII, 1, 4, 38, 41, 43, 54, 58, 59, 60, 75, 77, 78, 86, 88, 89
Enterkoneksiyon 44, 57, 58, 95
EPDK..... VIII, 86, 87, 88
Esneklik 22, 52, 61
Eurogas 35

F

FERC VIII, 54, 56

G

Gaz Kapasite Açıklaması 81
GECF..... VIII, 45, 46
Geçiş Ekonomileri 27, 40, 43, 94
Getiri Oranı 53, 54
Giriş—çıkış esaslı tarifeler..... 75
GTE VIII, 73, 75, 78, 103, 105

H

Hackberry Kararı 54
Henry Hub 31, 50, 69

I

IEA VIII, 4, 5, 16, 20, 21, 35, 83, 85, 91, 103

İ

İletim ... 2, 5, 6, 7, 12, 18, 23, 31, 36, 38, 44, 53, 55, 56, 58, 61, 65, 72, 74, 75, 77, 79, 87, 88, 92
İletim Sistem Operatörleri 55
İngiltere... VIII, 5, 12, 16, 19, 27, 31, 35, 40, 41, 48, 49, 50, 63, 64, 69, 72, 80, 100, 102
İspanya 5, 26, 38, 40, 41, 42, 68, 70, 101
İthalat..... 29, 36, 38, 41, 85, 99, 100, 101, 102

K

Kaynak Bağımlılığı 40, 41
Kuzey Avrupa Gaz Hattı 43

L

LDC..... VIII, 63, 78
LNG. ... VIII, 4, 9, 17, 24, 27, 29, 30, 31, 32, 37, 38, 40, 42, 44, 49, 53, 54, 55, 59, 61, 62, 63, 65, 66, 67, 68, 69, 70, 79, 85, 86, 91, 95, 99, 100, 101, 102
Longford Kazası 44

M

Mavi Akım 43, 85, 92

N

NBP VIII, 31, 69, 102
NYMEX VIII, 31, 50

O

OECD VIII, 4, 26, 28, 29, 33, 34, 35, 38, 41,
64, 84, 99
OFGEM VIII
OPEC 45, 70
Open Season 56, 80
Ortadoğu 25, 26, 27, 28, 29, 68, 94

P

Petrol..... VIII, 45

R

Rusya25, 26, 27, 28, 29, 39, 40, 41, 43, 44,
45, 46, 58, 61, 85, 90, 91, 92, 94, 99, 100,
101

S

Sanayi 1, 8, 29, 72, 83
Sınır ötesi ticaret 59

Spot Piyasa49, 50, 51, 71
Swing..... 22, 52

T

TBEA4, 82, 90, 99, 100, 101, 102
Teslim Oranı..... 62, 64
Transfer Merkezleri 49, 50
Transit.. 18, 40, 43, 59, 60, 61, 67, 88, 92, 94, 95
Türkiye. ...3, 5, 35, 41, 43, 44, 63, 70, 82, 83, 84,
85, 86, 87, 88, 90, 91, 92, 96, 101

U

Ukrayna43, 44, 90, 92
Upstream 16, 107
Uzun Vadeli Kontratlar2, 17, 31, 47, 48, 51,
54, 65, 74, 91, 94

W

WTO VIII, 60

