

# tepav

Türkiye Ekonomi Politikaları Araştırma Vakfı

Türkiye Ekonomi Politikaları Araştırma Vakfı (TEPAV) kamu politikaları tasarımı sürecine katkıda bulunmak amacıyla kuruldu ve Aralık 2004'te faaliyete geçti.

Bu amacına ulaşmak için Türkiye'deki fikir tartışmalarının bilgi-veri içeriğini arttıracak araştırmalar yapan TEPAV, araştırmalarını politika üretilecek somut konular üzerinde yoğunlaştırırken, sonuçları da somut ve uygulanabilir politika önerileri şeklinde ortaya koyuyor.

TEPAV, politika önerileri geliştirmenin yanı sıra, bazı alanlarda somut projeler geliştirerek, gerçekleştirilmelerine katkı sağlıyor. Uygulanmakta olan kamu politikalarının izlenmesi ve değerlendirilmesi çalışmalarında da bulunan TEPAV, çalışmalarını destekleyecek eğitim programları ve toplantılar organize ediyor.

TEPAV çalışmalarını, "objektif ve partiler-üstü" yaklaşımından ayrılmadan sürdürüyor.

TEPAV bünyesinde, Ekonomi Politikaları Araştırma Enstitüsü (Economic Policy Research Institute - EPRI), İstikrar Enstitüsü (Economic Stability Institute - ESI) ve Girişimcilik Enstitüsü (Entrepreneurship Institute), Uluslararası Politika Araştırmaları Enstitüsü (International Policy Research Institute - IPRI) faaliyet gösteriyor.



TÜRKİYE'DE DOĞALGAZ SEKTÖRÜNÜN YENİDEN YAPILANDIRILMASI

tepav

## TÜRKİYE'DE DOĞALGAZ SEKTÖRÜNÜN YENİDEN YAPILANDIRILMASI:

Sekiz Yıllık Deneyimin Arz Güvenliği  
ve Rekabet Politikası Perspektifinden Değerlendirilmesi

# **TÜRKİYE'DE DOĞALGAZ SEKTÖRÜNÜN YENİDEN YAPILANDIRILMASI:**

**SEKİZ YILLIK DENEYİMİN ARZ GÜVENLİĞİ VE  
REKABET POLİTİKASI PERSPEKTİFİNDEN  
DEĞERLENDİRİLMESİ**

TEPAV Yayınları No: 43

**TÜRKİYE'DE DOĞALGAZ SEKTÖRÜNÜN  
YENİDEN YAPILANDIRILMASI:**

**SEKİZ YILLIK DENEYİMİN ARZ GÜVENLİĞİ VE  
REKABET POLİTİKASI PERSPEKTİFİNDEN  
DEĞERLENDİRİLMESİ**

Kitap içeriğinden yazarları sorumludur.  
Kaynak göstermek suretiyle kısmen veya  
tamamen alıntı yapılabilir.

© Mayıs 2009 1. Basım

978-9944-927-34-5

Matsa Basımevi / 0312 395 2054

Tasarım / Grafabrika 0312 251 5707

TEPAV,  
TOBB-ETÜ Yerleşkesi TEPAV Binası  
Söğütözü Caddesi No:43 Söğütözü/ANKARA  
Telefon +903122925500  
Faks +903122925555  
tepav@tepav.org.tr  
www.tepav.org.tr

## İÇİNDEKİLER

<b>1. GİRİŞ</b>	<b>1</b>
<b>2. TÜRKİYE DOĞALGAZ SEKTÖRÜ</b>	<b>5</b>
2.1. Ekonomik Veriler	5
2.1.1. Üretim	5
2.1.2. Doğalgaz Talebi	6
2.1.3. Doğalgaz Arzı	9
2.1.4. Arz-Talep Dengesi	11
2.2. Altyapı	13
2.2.1. Depolama	13
2.2.2. İletim	15
2.2.3. Dağıtım	16
2.2.4. Transit Projeler	16
2.3. Fiyatlandırma Politikası	22
<b>3. DOĞALGAZ PİYASASININ SERBESTLEŞTİRİLMESİ: HUKUKİ ve İDARİ REJİM ve UYGULAMALAR</b>	<b>32</b>
3.1. İthalat	33
3.2. Üretim	37
3.3. İletim	37
3.4. Depolama	43
3.5. Toptan Satış	45
3.6. Dağıtım	47
3.7. Rekabetin Tesisi ve Serbest Tüketiciler	58
3.8. Tarifeler	61
3.9. Sözleşme Devirleri ve BOTAS'ın Yeniden Yapılandırılması	65
3.10. Bağımsız İdari Otoritenin Teşekkülü	68
3.11. Rekabet Hukuku Uygulamaları	69
3.13. AB Mevzuatı	79
<b>4. HUKUKİ VE İDARİ REJİME İLİŞKİN DEĞERLENDİRME</b>	<b>88</b>
<b>5. ARZ GÜVENLİĞİ</b>	<b>96</b>
5.1. Kavramsal Çerçeve ve Uygulamalar	96
5.2. Türkiye'de Doğalgaz Arz Güvenliği	114
5.2.1. Arz Güvenliğini Temin Edecek Temel Araçlar	115
5.2.1.1. Depolama	115
5.2.1.2. Kesintili Sözleşme Oranı	117
5.2.1.3. Elektrik Üretimi Kapasitesi ve Kaynak Çeşitlendirmesi	119
5.3. Politik İklim: Arz Güvenliğini Tehlikeye Atabilecek Olası Gelişmeler	123
5.3.1. Rusya ve Hazar Bölgesi	123
5.3.2. Orta Doğu ve Kuzey Afrika	131
5.3.3. Çin ve Hindistan	133
<b>6. GENEL DEĞERLENDİRME</b>	<b>136</b>
<b>7. SONUÇ VE ÖNERİLER</b>	<b>146</b>
KAYNAKÇA	160
HARİTALAR	166

## TABLolar DİZİNİ

Tablo 1	Yıllık Doğalgaz Üretim Rakamları
Tablo 2	Yıllar İtibariyle Doğal Gaz Talebi
Tablo 3	Toplam Elektrik Üretimi İçinde Birincil Kaynakların Oranı
Tablo 4	Kaynaklara Göre Enerji Arzı
Tablo 5	BOTAŞ İthalat Sözleşmeleri
Tablo 6	Potansiyel Tedarikçiler
Tablo 7	BOTAŞ'ın Arz-Talep Senaryosu
Tablo 8	Dünya Bankası Arz-Talep Senaryoları
Tablo 9	Tamamlanan İletim Hatları
Tablo 10	Seçilmiş Ülkelerde Doğal Gaz Fiyatları
Tablo 11	Seçilmiş Ülkelerde Doğalgaz Vergi Oranları
Tablo 12	Dağıtım İhale Bilgileri
Tablo 13	Farklı Vadelerde Arz Güvenliği Endişeleri
Tablo 14	AB'ye Gaz İhraç Eden Ülkeler ve İhracat Rakamları
Tablo 15	AB Arz Güvenliği 2010 ve 2030 Senaryoları
Tablo 16	Bazı OECD Ülkelerinin Yeraltı Gaz Depolama Verileri
Tablo 17	Bazı OECD Ülkelerinde Kesintili Sözleşme Oranları
Tablo 18	Bölgeler Bazında Elektrik Üretiminde Doğal Gaz Girdi Oranları Gerçekleşen ve Öngörülen Değerler
Tablo 19	Nükleer Enerji Üretimi ve Payları
Tablo 20	Bazı OECD Ülkelerinde Çok-Kaynaklı Elektrik Üretimi Rakamları
Tablo 21	Gasprom Arz-Talep Dengesizliği Rakamları
Tablo 22	Rusya'nın Avrupa Ülkelerinde Sahip Olduğu Pazar Payları
Tablo 23	Gazprom'un Dikey Bütünleşmeye Yönelik Ticari Operasyonları
Tablo 24	Orta Doğu ve Kuzey Afrika Ülkelerine Yönelik İhracat Projeksiyonları

## HARİTALAR DİZİNİ

1. NABUCCO PROJESİ
2. BOĞAZLARI BYPASS EDECEK RUSYA PROJELERİ
3. HAZAR GEÇİŞLİ TÜRKMENİSTAN –TÜRKİYE-AVRUPA BORU HATTI
4. MAVİ AKIM BORU HATTI
5. KAFKASYA-AB ENERJİ GÜZERGAHLARI
6. ORTADOĞU/KAFKASYA-AB TÜRKİYE GEÇİŞLİ ENERJİ GÜZERGAHLARI
7. HAZAR DOĞALGAZ BORU HATTI
8. İRAN DOĞU ASYA GAZ HATLARI

## ÖNSÖZ

Yerkürede, özellikle içinde bulunduğumuz dönemde yenilenebilir enerji kaynaklarının tüketim oranı arttırılmaya çalışılmakla birlikte, halen karbon kökenli enerji kaynakları başat unsur olma konumunu muhafaza etmektedir. Yoğun olarak tüketilen karbon kökenli enerji kaynakları az sayıda ülkenin kontrolü altında bulunmaktadır. Söz konusu kaynaklara yönelik talebin, gelişmiş ülkelerin yanı sıra Çin ve Hindistan gibi gelişmekte olan ülkelerin sanayileşme hızına koşut olarak artması, bununla birlikte enerji ilişkilerinin giderek karmaşıklaşması, özellikle son otuz yılda arz güvenliği kavramını ön plana taşımıştır. Gerekli alt ve üst yapıların teşekkülü ile enerjinin sürekli ve yüksek fiyat oynaklığına yer vermeyecek biçimde sunumunun sağlanmasını ifade eden arz güvenliği kavramı, günümüzde ülkelerin enerji politikalarının tasarımında temel bir parametre olmuştur.

Bu tablo, enerji kaynaklarının miktar ve çeşitliliği, ülkenin stratejik konumu, arz güvenliğinin tesisi, tüketiciye en ucuz ve kaliteli ürününün sağlanması için gerekli alt ve üst yapıların tasarımı gibi konular üzerinde yeterli entelektüel birikimin elde edilmesinin, sağlıklı enerji politikaları geliştirebilmek açısından olmazsa olmaz bir koşul oluşturduğunu ortaya koymaktadır.

Bu itibarla TEPAV, Türkiye için kritik önem taşımakta olan doğal gaz konusunda sağlıklı bir enerji politikası tasarımına katkı sağlamak amacıyla hazırlanan bu çalışmayı kamuoyunun dikkatine sunmaktadır. Türkiye’de, iktisadi ve mali konjonktürün izlenmesinden anayasa çalışmalarına, bölgesel kalkınmadan AB üyelik süreci sorunlarına dek geniş bir yelpazede entelektüel kapasite oluşumuna katkıda bulunmayı hedefleyen TEPAV’ın enerji politikaları alanındaki çalışmalara katkıları sürecektir.

Prof. Dr. Güven SAK  
TEPAV İcra Direktörü



Bülent GÖKDEMİR, Rekabet Uzmanı

## ÖZGEÇMİŞ

Bülent Gökdemir ekonomi lisansını 1998 yılında Hacettepe Üniversitesinde tamamladı. 1999 yılında Rekabet Kurumunda uzman yardımcısı olarak göreve başladı. 2002 yılında tarım piyasaları ile ilgili tez savunması başarılı bulunarak Rekabet Uzmanı olarak atandı. 2006 yılında Hacettepe Üniversitesi İ.İ.B.F'den ekonomi alanında, 2008 yılında İngiltere'de Dundee Üniversitesi Enerji Petrol Maden Hukuku ve Politikaları Enstitüsünden hukuk alanında yüksek lisans derecesi aldı. Gökdemir'in rekabet hukuku ve politikası, tarım, şebeke suyu hizmetleri ve enerji alanlarında kitap ve makaleleri bulunmaktadır. Yazarın en son Eylül 2008 tarihinde; "Küresel Su Krizine Çözüm Arayışları: Şebeke Suyu Hizmetlerine Özel Sektör Katılımı" adlı çalışması TÜSİAD tarafından yayımlanmıştır. Bülent Gökdemir halen Hacettepe Üniversitesi Maliye Bölümünde doktora çalışmalarını sürdürmektedir.





# 1. GİRİŞ

Küresel eğilime koşut olarak Türkiye’de doğal gazın öneminin giderek arttığı gözlenmektedir. Uluslararası Enerji Ajansı tarafından, 2000’li yıllardan itibaren dünya doğal gaz tüketiminin ortalama %2,6, uluslararası doğal gaz ticaret hacminin ise %5,2 oranında artış gösterdiği ve bu eğilimin devam etmesinin beklendiği ifade edilmektedir (IEA 2006a, 31). Doğal gaz tüketimi büyüme oranının 2025 yılına kadar ortalama %2,3 seviyesinde gerçekleşeceği beklenmektedir. Söz konusu oranın petrol için %1,9, kömür için %2, nükleer enerji için %1,1 ve hidroelektrik için %1,8 olarak öngörüldüğü dikkate alındığında, doğal gazın yüzyılın ilk çeyreğine kadar en çok talep edilen enerji kaynağı olma özelliğini koruyacağı anlaşılmaktadır (Gloria 2006, 15).

Doğalgazın, diğer fosil yakıtlar gibi, artan önemini küresel enerji arz-talep rakamları ile açıklamak mümkündür. Uluslararası Enerji Ajansı’nın öngörülleri, dünya enerji talebinin 2004-2030 yılları arasında %57 oranında artacağına işaret etmektedir. Bu artış, ağırlıklı olarak gelişmekte olan ülkelerin, yüksek büyüme oranlarının etkisiyle ortaya çıkan enerji talebi artışından kaynaklanmaktadır. Nitekim anılan dönemde yıllık enerji talebi artışının, Kuzey Amerika’da %1,1; Avrupa’da %0,4; Asya’da %3,2; Afrika ve Orta Doğu’da ise %2,3 oranında gerçekleşeceği tahmin edilmektedir. Bu talebin %83’ü fosil yakıtlardan karşılanacaktır. Fosil yakıtlar içinde petrol ve doğalgazın ağırlığı yaklaşık %70’dir. Dolayısıyla hızla tükenmekte olan fosil yakıtlar, önümüzdeki yıllarda da enerji talebinin büyük kısmını karşılamaya devam edecektir. Petrol ve doğalgaz bakımından çarpıcı olan husus, söz konusu kaynakların rezervlerinin büyük ölçüde Orta Doğu, Rusya, Kafkasya ve Kuzey Afrika’da bulunması, buna karşın tüketimin büyük ölçüde Amerika ve Avrupa kıtasında gerçekleştirilmesidir (IEA 2006b; 5). Bununla birlikte 2008 yılının ikinci yarısında ortaya çıkan küresel ekonomik krize bağlı talep daralması yukarıda yer verilen tahminlerin, en azından kısa vade için gözden geçirilmesine yol açabilecektir.

Bu tablo içinde giderek tükenen kaynaklara erişim noktasında Batı ile, enerji talebi özellikle Çin ve Hindistan'ın etkisiyle hızla artan Doğu arasında bölüşüm sorunlarından kaynaklanan gerilimlerin ortaya çıkması kaçınılmazdır. Nitekim son yıllarda ortaya çıkan; birçok çatışma ve gerilim enerji paylaşımı ekseninde açıklanmaktadır. Nitekim ABD-İrak, ABD-İran ve en son Rusya-NATO gibi ülkeler (ittifaklar) arasındaki çatışma ve gerilimler bu kapsamda değerlendirilmektedir.

Bu bağlamda özellikle üretici ülkelerin enerji politikaları incelendiğinde, uluslararası ticarete konu olan fosil yakıtların salt bir piyasa malı olarak görülmediği, ülkeler arası ilişkilerden stratejik üstünlük sağlayan bir araç olarak da kullanıldığı gözlenmektedir. Üretici ülkelerin ticari anlaşmalar noktasında tercihlerini en ekonomik seçenekten yana kullanmak yerine kendilerine ideolojik/politik olarak yakın ülkelere yana kullanmaları ve/veya çıkar çatışması içinde buldukları ülkeleri bypass edecek transit projelere ağırlık vermeleri bu savı desteklemektedir.

Türkiye'de, ihmal edilecek miktarda üretime karşın, hâlihazırda toplam enerji talebinin yaklaşık %25'i doğal gazdan karşılanmaktadır. Toplam doğal gaz tüketimi, gazın ilk ithal edildiği 1987 yılından itibaren, 20 yıl içinde yıllık 0,5 milyar metreküp (bmc) seviyelerinden, 35 bcm düzeyinin üzerine çıkmıştır. Bu ölçüde yüksek bir ithalat miktarı, dolayısıyla dışa bağımlılık, yukarıda sunulan çerçeve içinde doğalgazın politik amaçlarla kullanımı ile bir arada düşünüldüğünde, son yıllarda birçok ülkede de yoğun bir biçimde tartışma konusu edilen arz güvenliği meselesini gündeme taşımaktadır.

Türkiye'de doğal gaz piyasası, 2001 yılında yürürlük kazanan "Doğal Gaz Piyasası Kanunu" ile köklü bir yapısal değişikliğe uğramıştır. Kanunun 1. maddesinde temel amaç; "piyasanın rekabete dayalı esaslar çerçevesinde serbestleştirilmesi ve bağımsız bir düzenleme ve denetim rejimine tâbi kılınması," olarak ortaya konmaktadır. Bu noktadan hareketle, Kanun ile

esas olarak rekabete dayalı bir piyasa yapısının hedeflendiği anlaşılmaktadır. Dolayısıyla söz konusu Kanun ile birlikte Türkiye’de doğalgaz sektörünün yeniden yapılandırma süreci başlatılmıştır.

Kanun’un yürürlük kazandığı tarihten günümüze geçen zaman içinde uygulamanın değerlendirilmesi bakımından iki kritik soruya yanıt aranmalıdır. Bunlardan birincisi, gelinen noktada Kanun ile ortaya konan temel amaca ne ölçüde ulaşıldığı sorusudur. Bu sorunun yanıtlanabilmesi için Kanun’da öngörülen düzenlemelerin rekabete dayalı bir piyasa yapısına zemin hazırlayıp hazırlamadığı, rekabete dayalı piyasa yapısına zemin hazırlayacak bir rejim öngörülüyorsa, uygulamada bu hedefe ne ölçüde yaklaşıldığı tahlil edilmelidir. Cevaplanması gereken ikinci kritik soru ise, Kanun’da ortaya konan yapının arz güvenliğinin sağlanması konusunda olumlu ya da olumsuz bir etkide bulunup bulunmadığı sorusudur.

Bu çalışmanın temel amacı yukarıda yer verilen soruların yanıtlanması ve ulaşılan yanıtlardan hareketle bazı önerilerinin ortaya konmasıdır. Bu itibarla, öncelikle sağlıklı bir arz güvenliği değerlendirmesine olanak tanımak üzere doğal gaz sektörüne ilişkin üretim, arz, talep ve ithalat gibi iktisadi parametreler, altyapı ve dış ticarete imkân sağlayacak transit projeler incelenecektir. İkinci bölümde Doğal Gaz Piyasası Kanunu ile hukuki çerçevesi çizilen rejim tartışılacak, öngörülen yapının rekabete dayalı bir piyasa yapısına ne ölçüde zemin hazırladığı incelenecek, uygulamada gelinen nokta rekabet perspektifinden değerlendirilecektir. Üçüncü bölümde rekabete dayalı piyasa yapısı ile arz güvenliği arasındaki ilişki değerlendirilecek ve ilk iki bölümde yer verilen bilgi ve değerlendirmeler ışığında bazı öneriler ortaya konacaktır. Bir sonraki bölümde arz güvenliği konusu kavramsal çerçeve içine oturtulmaya çalışılacak ve dünya uygulamaları gözden geçirilecek, ardından Türkiye’de doğalgaz arz güvenliği düzeyi, arz güvenliğini teminat altına alan temel araçlar bağlamında ele alınacaktır. Sonuç Bölümünde, elde edilen bilgiler ışığında Türkiye’de doğalgazın yeniden yapılandırılmasına

ilişkin değerlendirmeler sunulacak, küresel doğalgaz piyasasında ortaya çıkan gelişmeler de dikkate alınarak, yeniden yapılandırmanın revizyonuna yönelik bir dizi öneri dile getirilecektir.

## 2. TÜRKİYE DOĞALGAZ SEKTÖRÜ

### 2.1. EKONOMİK VERİLER

#### 2.1.1. Üretim

Petrol İşleri Genel Müdürlüğü (PiGM) verilerine göre 2006 yılı sonu itibariyle Türkiye'nin rezervuarındaki doğalgaz miktarı yaklaşık 21,8 bmc'dir. Bunun 16,4 bmc'lik kısmı üretilebilir gaz niteliği taşımaktadır. Bu rakamın 8,6 bmc'lik kısmı 1976-2006 yılları arasında üretilmiştir. Söz konusu üretimin büyük bir kısmı (6,7 bmc) TPAO kalan kısmı ise biri Amity Oil ile TPAO ortaklığı olmak üzere üç şirket tarafından gerçekleştirilmiştir. Geriye kalan 7,7 bmc'lik kısmı ise kalan üretilebilir gaz niteliği taşımaktadır. Söz konusu rakam, dünya ölçeğinde ihmal edilebilir bir rezerv olarak adlandırılabilir. Son on yılın yıllık bazda üretim rakamlarına aşağıdaki tabloda yer verilmektedir.

**Tablo 1.** Yıllık Doğalgaz Üretim Rakamları

Yıllar	Üretim Miktarı (milyon metreküp)
1995	182,2
1996	205,5
1997	253,2
1998	564,5
1999	731,0
2000	639,2
2001	311,5
2002	378,4
2003	560,6
2004	707,0
2005	896,4
2006	906,5

**Kaynak:** PiGM, [http://www.pigm.gov.tr/yillara\\_gore\\_dogalgaz\\_uretimi.htm](http://www.pigm.gov.tr/yillara_gore_dogalgaz_uretimi.htm)

2007 yılı doğal gaz tüketiminin yaklaşık 35 bmc olduğu dikkate alındığında, üretimin tüketimi karşılama oranının %1,2 rakamına karşılık geldiği ortaya çıkmakta, bu rakam Türkiye'nin net bir biçimde ithalata bağımlı bir ülke konumunda bulunduğu işaret etmektedir.

## 2.1.2.Doğalgaz Talebi

BOTAŞ verilerine göre Türkiye’de doğal gaz tüketimine 1987 yılında başlanmıştır. Anılan tarihe ilişkin tüketim miktarı sadece 0,5 bcm olarak gerçekleşmiştir. Söz konusu rakam on yıl içinde yaklaşık 20 katlık bir artışla 10 bcm seviyesini yakalamıştır. Bu tarihten sonra da hızlı yükselişini muhafaza ederek 2007 yılı itibariyle 35 bcm ulaşmıştır. Aşağıdaki tabloda yıllar itibariyle toplam tüketim rakamları sunulmaktadır.

**Tablo 2.** Yıllık Doğalgaz Tüketim Rakamları

Yıl	Toplam Talep
1987	522
1988	1.186
1989	3.153
1990	3.373
1991	4.132
1992	4.521
1993	4.952
1994	5.251
1995	6.793
1996	7.906
1997	9.721
1998	10.271
1999	12.382
2000	14.566
2001	16.027
2002	17.378
2003	20.938
2004	22.108
2005	26.865
2006	30.493
2007	35.064

**Kaynak:** BOTAŞ, [http://www.botas.gov.tr/faliyetler/dg\\_ttt.asp](http://www.botas.gov.tr/faliyetler/dg_ttt.asp)

Doğalgaz talebinde ağırlıklı unsur elektrik üretimidir. Nitekim BOTAŞ verilerine göre, 2007 yılı itibariyle tüketilen toplam 35,064 bcm gazın 19,658 bcm kısmı elektrik üretiminde kullanılırken, konut tüketimi 7,57 bcm, sanayi tüketimi ise 7,836 bcm seviyesinde gerçekleşmiştir. Oranlar itibariyle bakıldığında toplam gazın yaklaşık %56 oranında elektrik üretiminde, %22 oranında sanayi üretiminde %21 oranında konutlarda kullanıldığı görülmektedir.<sup>1</sup>

<sup>1</sup> [http://www.botas.gov.tr/dogalgaz/dg\\_ticareti.asp](http://www.botas.gov.tr/dogalgaz/dg_ticareti.asp)

Diğer yandan toplam elektrik üretiminin önemli bir kısmının doğalgaz santrallerinden karşılandığı gözlenmektedir. Türkiye Elektrik İletim A.Ş. (TEİAŞ) rakamlarına göre, 2007 yılı itibarıyla Türkiye’de toplam kurulu gücün yaklaşık %48’ini doğalgaz santralleri teşkil etmektedir.<sup>2</sup> Bununla birlikte aynı yılın rakamlarına göre toplam elektrik üretiminin %49,6’sı doğalgaz santrallerinden karşılanmıştır.<sup>3</sup>

Aşağıdaki tabloda doğalgazın elektrik üretiminde kullanılmaya başlandığı yıl olan 1985’ten günümüze, toplam elektrik üretimi içinde doğalgaz ve diğer birincil enerji kaynaklarının oranlarına yer verilmektedir.

**Tablo 3:** Toplam Elektrik Üretimi İçinde Birincil Kaynakların Oranı (%)

Yıllar	Taşkömürü	Linyit	Fuel-Oil	Doğalgaz
1985	2,1	41,8	20,5	0,2
1986	2,0	47,0	17,5	3,4
1987	1,4	38,4	12,2	5,7
1988	0,7	25,3	6,8	6,7
1989	0,6	38,3	8,1	18,3
1990	1,1	34,0	6,8	17,7
1991	1,7	34,1	5,6	20,8
1992	2,7	33,8	7,8	16,0
1993	2,4	29,7	7,0	14,6
1994	2,5	33,5	7,1	17,6
1995	2,6	29,9	6,4	19,2
1996	2,7	29,3	6,5	18,1
1997	3,2	29,6	6,3	21,4
1998	2,7	29,5	6,6	22,4
1999	2,7	29,1	5,6	31,2
2000	3,1	27,5	6,0	37,0
2001	3,3	28,0	7,2	40,4
2002	3,1	21,7	7,4	40,6
2003	6,1	16,8	5,8	45,2
2004	7,9	14,9	4,4	41,3
2005	8,1	18,5	3,2	45,3
2006	8,0	18,4	2,4	45,8
2007	7,0	20,0	3,3	49,6

**Kaynak:** TEİAŞ

<sup>2</sup> <http://www.teias.gov.tr/ist2007/3.xls>

<sup>3</sup> [http://www.teias.gov.tr/ist2007/31\(40-07\).xls](http://www.teias.gov.tr/ist2007/31(40-07).xls)



Tablodan görüldüğü üzere doğalgaz santrallerinde gerçekleştirilen elektrik üretimi özellikle 1989 yılından itibaren bir sıçrama göstermiş, bir iki istisna ile günümüze kadar anlamlı bir artış sergilemiştir. Buna karşın linyit ve fuel-oil kökenli elektrik üretimi miktarında azalan bir seyir ortaya çıkmıştır. Bu noktadan hareketle elektrik üretiminde linyit ve fuel-oil'in yerini kademeli bir biçimde doğalgaz santrallerinin aldığı ileri sürmek mümkündür. Türkiye'nin doğalgaz ithalatına bağımlılığı dikkate alındığında gözlenen sürecin arz güvenliği bağlamında ciddi endişeleri beraberinde getirmesi kaçınılmaz görünmektedir.

Aşağıdaki tabloda ise çeşitli yıllarda kaynaklar bazında enerji arzı rakamları ve 2010 ve 2020 yılı projeksiyonlarına yer verilmektedir. Buna göre 2010 yılında doğal gazın toplam enerji arzının yaklaşık %27'sini teşkil etmesi beklenmektedir. Bu oran, anılan tarihte doğal gazın toplam enerji arzı içinde neredeyse kömür ve petrol ile aynı ağırlığa sahip olacağına işaret etmektedir.

**Tablo 4:** Kaynaklara Göre Enerji Arzı

Enerji Kaynağı	Yıllar					
	1980	1990	1995	2000	2010	2020
Kömür	21	31.1	27.2	26.6	30.6	39.5
Petrol	51.5	45.6	46.5	42	28.9	24.3
Doğal Gaz	0.1	5.9	10.1	18.8	27.2	22.8
Nükleer Enerji	-	-	-	-	2.9	5.8
Su	3	3.7	4.8	4.1	4.2	2.8
Diğerleri	24.4	13.7	11.4	8.5	6.2	4.8

**Kaynak:** Şalvarlı 2006

Bu tablo serbestleşme ve arz güvenliği bakımından bazı sonuçlar doğurmaktadır. Birincisi toplam doğal gazın önemli bir kısmı elektrik üretimi amaçlı kullanılmaktadır. Bu halde herhangi bir güvenlik sorununun olumsuz sonuçları şebeke etkisiyle daha ağır hissedilecektir. Burada kesintili üreticilerin varlığı, bir diğer ifadeyle kaynak geçişi

potansiyeli taşıyan üreticilerin toplam üretim içindeki payı önemli bir rol oynayacaktır. İkinci önemli sonuç ise doğal gazın önemli bir kısmının üretim girdisi olarak kullanılması nedeniyle rekabete açılacak büyük hacimli bir toptan satış pazarı potansiyelinin var olmasıdır.

Doğal gaz talebinin bu ölçüde hızlı yükselmesinin temel nedenlerini aşağıdaki şekilde özetlemek mümkündür (Kılıç ve Kaya 2007, 1314):

- Doğal gaz, alternatif enerji kaynaklarının çoğuna nispeten, çevreci ve temiz bir enerji türüdür
- Türkiye zengin doğal gaz rezervine sahip Ortadoğu ve Kafkas ülkelerine coğrafi olarak yakın bir konuma sahip bulunmaktadır
- Türkiye coğrafi konumunun üstünlüğünden faydalanarak, doğu-batı enerji hattı üzerinde bir geçiş ülkesi konumuna gelme olanağına sahiptir. Bu şekilde hem enerji maliyetlerinin bir kısmı ödünlenmiş olacak hem de ciddi ölçüde politik ve stratejik güç elde edilebilecektir.

### **2.1.3.Doğalgaz Arzı**

Türkiye’de tüketime sunulan doğal gazın büyük bir kısmı BOTAŞ tarafından ithal edilmektedir. Bununla birlikte, ileride ayrıntılandırılacağı üzere, Kanun’un geçici 2. maddesi uyarınca bugüne kadar BOTAŞ’ın ithalat kontratlarının %10’luk kısmı özel teşebbüslere devredilmiştir. Ancak söz konusu teşebbüslerden sadece biri henüz ithalata başlamıştır. Bu nedenle toplam arzın tamamına yakın bir kısmı hâlihazırda BOTAŞ marifetiyle sağlanmaktadır. BOTAŞ ihtiyaç duyulan gazın tedarik edilmesi amacıyla bazı ülkelerle uzun dönemli gaz ithalat sözleşmesi akdetmiştir. Aşağıdaki tabloda anılan ithalat sözleşmelerine ilişkin bilgilere yer verilmektedir.

**Tablo 5:** BOTAŞ İthalat Sözleşmeleri

Ülke	Max. Kapasite (Bcm/Yıl)	Süre (Year)	Başlangıç Tarihi	Bitiş Tarihi
Rusya (Bati)	6	25	1987	2011
Cezayir (LNG)	4	20	1994	2014
Rusya (Trusgas)	8	23	1998	2020
Nijerya (LNG)	1.2	22	1999	2021
İran	10	25	2001	2026
Rusya (Mavi Akım)	16	25	2003	2027
Türkmenistan <sup>4</sup>	16	30	2006	2035
Azerbaycan	6.6	15	2006	2020

**Kaynak:** BOTAŞ, [http://www.botas.gov.tr/faliyetler/dg\\_ttt.asp](http://www.botas.gov.tr/faliyetler/dg_ttt.asp)

Konunun arz tarafı, özellikle arz güvenliği bakımından önem taşıyan bir boyutu da BOTAŞ'ın öngörülere doğrultusunda ortaya çıkabilecek muhtemel bir talep fazlası durumunda gaz tedarik edilebilecek potansiyel kaynakların varlığıdır. Türkiye, coğrafi konumu itibarıyla doğal gaz rezervi zengin ülkeler tarafından çevrelenmiş bulunmaktadır. Bu nedenle muhtemel bir arz yetersizliği halinde pek çok seçeneği değerlendirme olanağına sahiptir. Nitekim aşağıdaki tabloda sunulan gaz tedarik edilebilecek potansiyel sağlayıcılara ilişkin bilgiler bu savı desteklemektedir.

**Tablo 6:** Potansiyel Tedarikçiler

	Üretim (2005)		İspatlanmış Rezerv (2005)	
	Milyar metreküp	Toplam üretim içindeki pay	Trilyon metreküp	Toplam Rezerv içindeki pay
Azerbaycan	5,3	0,2%	1,37	0,8%
Kazakistan	23,5	0,9%	3,00	1,7%
Rusya	598	21,6%	47,82	26,6%
Türkmenistan	58,8	2,1%	2,90	1,6%
İran	87	3,1%	26,74	14,3%
İrak	-	-	3,17	1,8%
Katar	43,5	1,6%	25,78	14,3%
S. Arabistan	69,5	2,5%	6,90	3,8%
Cezayir	87,8	3,2%	4,58	2,5%
Mısır	34,7	1,3%	1,89	1,1%
Nijerya	21,8	0,8%	5,23	2,9%

**Kaynak:** BP 2007

<sup>4</sup> Türkmenistan ile yapılan 21.5.1999 tarihli gaz alım anlaşması çerçevesinde henüz gaz ithal edilememiştir. BOTAŞ'ın internet sitesinde gaz alımının gerçekleşip gerçekleşmeyeceği konusunun belirsizliğini koruduğu ifade edilmektedir. Bkz., [http://www.botas.gov.tr/dogalgaz/dg\\_arztaleb\\_sen.asp](http://www.botas.gov.tr/dogalgaz/dg_arztaleb_sen.asp)

## 2.1.4. Arz-Talep Dengesi

Geleceğe yönelik arz-talep dengesi ile ilgili muhtelif senaryolar mevcuttur. BOTAŞ'ın 2007 yılı tahminlerine göre 2008, 2009 ve 2010 yıllarında ciddi miktarda arz fazlası ortaya çıkacaktır. Bu tarihten sonra 2010-2015 yıllarına ilişkin talep tahminlerine yer verilmemekle birlikte 2015 ve 2020 yıllarında, talep artışına koşut olarak yüksek miktarda talep fazlası sorunu ile karşılaşılacaktır. Söz konusu senaryolarda talebin belirli oranda artacağı öngörülmüş ancak arz tarafında ise sadece mevcut sözleşmelerle bağitlanan rakamlara yer verilmiştir. Bu noktadan hareketle, 2010 yılından sonra yeni sözleşmeler ile talep açığının kapatılması gerekeceği sonucuna ulaşmak mümkündür. Aşağıdaki tabloda BOTAŞ'ın arz-talep öngörülerine yer verilmektedir.

**Tablo 7:** BOTAŞ'ın Arz-Talep Senaryosu

	2008	2009	2010	2015	2020
Arz (bmc)	45,5	49,0	51,0	40,7	40,7
Talep (bmc)	36,4	40,5	44,5	56,9	66,6

**Kaynak:** BOTAŞ, [http://www.botas.gov.tr/dogalgaz/dg\\_arztaleb\\_sen.asp](http://www.botas.gov.tr/dogalgaz/dg_arztaleb_sen.asp)

Dünya Bankası (2004, 56-57) yaptığı detaylı arz-talep tahmini çalışmasında BOTAŞ ile benzer sonuçlara ulaşmıştır. Söz konusu çalışmada arz tarafına ilişkin iki, talep tarafına ilişkin beş farklı senaryo üretilmiştir. Bu çerçevede Arz 1 (A1) mevcut durum, Arz 2 (A2) düşük durum, Talep 1 (T1) BOTAŞ öngörülerini, Talep 2 (T2) çok düşük durum, Talep 3 (T3) düşük durum, Talep 4 (T4) orta durum ve Talep 5 (T5) ise yüksek durumu ifade etmektedir. Tablo 8'de söz konusu senaryolara ilişkin veriler sunulmaktadır.

**Tablo 8:** Dünya Bankası Arz-Talep Senaryoları

**Kaynak:** Dünya Bankası 2004

Yıllar	A1	A2	T1	T2	T3	T4	T5
2008	36,2	33,1	36,5	26,6	34,2	34,1	36,6
2009	39,0	36,9	38,9	27,6	37,2	37,4	40,6
2010	40,4	38,1	41,2	29,6	40,5	41,1	45,1
2011	41,9	39,3	42,5	29,0	41,5	43,3	49,5
2012	37,1	36,3	44,3	29,3	42,5	45,7	54,4
2013	37,1	36,3	46,0	29,5	43,5	48,1	59,6
2014	33,8	32,7	47,9	29,6	44,5	50,7	65,4
2015	33,8	32,7	49,8	30,0	45,5	53,4	71,7

Tablodan anlaşıldığı üzere, Dünya Bankası tarafından doğalgaz arz fazlası sorununun 2010 yılına kadar devam etmesi, bu tarihten sonra ise yeni gaz ithalat sözleşmelerinin akdedilmesi gerekli olduğu tahmin edilmektedir. Bununla birlikte Mazzanti ve Biancardi (2005, 210) BOTAŞ'ın tahminlerini gerçekçi bulmamakta, Türkiye'nin 2015 yılında 10 ile 25 bmc arasında talep fazlası ile karşı karşıya bulunacağını, bu rakamın 2020 yılında 50 bmc seviyesine yükseleceğini öngörmektedir. Çalışmada söz konusu tahminlerin detaylarına yer verilmemiştir.

Bazı çalışmalarda ise geçmiş yıllarda yapılan abartılı talep tahminlerine bağlı olarak bir arz fazlasıyla karşılaşılması kuvvetli bir ihtimal olarak ifade edilmektedir. Nitekim Pamir (2007, 39) 1990'lı yıllarda yapılan talep projeksiyonlarında 2010 yılı gaz tüketiminin 55 bmc, 2020 tüketiminin ise 84 bmc olarak öngörülmesi nedeniyle, tüketilmese dahi bedelinin ödenmesi koşulu içeren al ya da öde tipi sözleşmeler akdedildiğini, ancak sonradan söz konusu yıllara ilişkin tahminlerin sırasıyla 43 bmc ve 62 bmc olarak revize edildiğini, böylece muhtemel bir arz fazlası sorunuyla karşı karşıya kalındığını dile getirmektedir.

Aynı husus Enerji Anlaşması Sekretaryası tarafından da dile getirilmekte, aşırı tahminlere dayanılarak akdedilen al ya da öde tipi sözleşmelerin sonucunda arz fazlası sorununun ortaya çıktığı, hükümetin, sağlayıcılarla yapılan sözleşmelerden kaynaklanan yükümlülüklerin hafifletilmesi amacıyla ilgili ülkelerle müzakerelerde bulunmasının zorunlu olduğu vurgulamaktadır (ECS 2007, 14).

Sonuç itibarıyla, 2010'lu yıllara kadar bir arz fazlası sorunu ile karşı karşıya bulunulduğunu, talep miktarındaki artışa koşut olarak 2010'lu yıllarda yeni doğal gaz alım anlaşmalarına ihtiyaç duyulacağını savlamak mümkündür. Arz fazlası sorununun yaşanacağı dönem içinde al ya da öde tipi sözleşmelerden kaynaklanan finansman problemlerinin söz konusu gazın ihraç edilmesiyle aşılması mümkündür. Ancak bu noktada yapılan

sözleşmelerde yer alan; “üçüncü tarafa satmama” taahhüdü engel teşkil edecektir. Nitekim Pamir (2007 21), Azerbaycan ile akdedilenin dışında kalan ithalat anlaşmalarında söz konusu hükmün yer aldığını ileri sürmektedir.

Diğer yandan 2010’lu yıllarda ortaya çıkması beklenen talep fazlası sorununa ilişkin olarak, Türkiye’nin doğalgaz tedariki noktasında elverişli bir konumda bulunmasına karşın tüm dünyada talebin yükselmesi ve doğalgaz ticareti ile ilgili kararlarda ekonomik değişkenlerin yanı sıra politik parametrelerin de dikkate alınması yönünde bir eğilimin ortaya çıkması nedeniyle arz güvenliği ile ilgili sıkıntıların yaşanabileceği hususunun da akılda tutulması gerekmektedir. Bu konuya daha sonra dönülecektir.

## **2.2. ALTYAPI**

### **2.2.1. Depolama**

Türkiye hâlihazırda 2007 yılının Temmuz ayında Kuzey Marmara ve Değirmenköy’de hizmete giren iki adet depolama tesisine sahiptir. Anılan tesislerin depolama kapasitesi 1,6 bmc/yıl seviyesindedir.<sup>5</sup> Bu tarihten önce depolama Ukrayna’dan kiralanan tesislerde gerçekleştirilmekteydi (IEA 2007a, 225).

Söz konusu tesislere ek olarak depolama amaçlı kullanılabilir BOTAS’a ait olan Marmara Ereğlisi ve özel teşebbüs tarafından Aliağa’da kurulan Ege Gaz LNG Terminalleri mevcuttur. Ege Gaz LNG Tesisi 280 bin metreküp LNG depolama kapasitesine (yaklaşık 0,17 bmc) sahiptir. Tesisin iletim hattına yıllık gaz gönderme kapasitesi 6 bmc seviyesindedir (King&Spalding 2006, 27). Söz konusu tesis EPDK’dan 2003 yılında 30 yıl süreli depolama lisansı almıştır.<sup>6</sup> Marmara Ereğlisi LNG Tesisi ise 255 bin

<sup>5</sup> <http://www.botas.gov.tr/projeler/projeler.asp>

<sup>6</sup> <http://www.epdk.gov.tr/lisans/dogalgaz/lisansdatabase/depolama.asp>

metreküp LNG depolama kapasitesine (yaklaşık 0,16 bmc) sahiptir. Tesisin gaz gönderme kapasitesi yıllık 5,2 bmc düzeyindedir.

Depolama tesislerinin yetersizliği günlük ve mevsimsel talep dalgalanmalarının bertaraf edilmesi ve arz güvenliği konularında sıkıntı yaratmaktadır. Bu nedenle Tuz Gölü Yeraltı Depomla Projesi de BOTAŞ tarafından gündeme alınmış, Dünya Bankasından kredi desteği sağlanmış ve mühendislik çalışmaları tamamlanmıştır. Tesisin depolama kapasitesi 1 bmc/yıl olarak öngörülmektedir. Söz konusu proje ile özellikle Orta Anadolu Bölgesinin tavan çekişlerinin karşılanması ve önümüzdeki yıllarda ortaya çıkması beklenen arz açığına çözüm getirilmesi hedeflenmektedir.<sup>7</sup> Ancak projenin ihalesi çeşitli nedenlerle tamamlanamamıştır.<sup>8</sup> BOTAŞ'ın internet sitesinde yer verilen projeler arasında anılmamakla birlikte, Uluslararası Enerji Ajansı tarafından Mersin'de 0,6 bmc/yıl kapasitesine sahip bir depolama tesisinin planlandığı ifade edilmektedir (IEA 2007a, 225).

Bu aşamada mevcut durumda kullanılacak depolama tesislerinin Türkiye için yeterli olmadığı vurgulanmalıdır. Söz konusu yetersizlik Türkiye'yi özellikle anlık arz güvenliği sorunları karşısında sıkıntıya sokabilecektir. Depolama kapasitesi yetersizliğinden kaynaklanan bir diğer sorun da, ileride ele alınacağı üzere, 4646 sayılı Kanun'da bazı piyasa aktörleri için öngörülen belirli oranda depolama kapasitesine sahip olma zorunluluğudur. Mevcut kapasitenin arttırılamaması halinde piyasa aktörleri arasında kapasite paylaşımı sorunlarının ortaya çıkması muhtemeldir.

---

<sup>7</sup> <http://www.botas.gov.tr/projeler/projeler.asp>

<sup>8</sup> Basında çıkan haberlerde 2000 yılında başlatılan projenin, enerji ihalelerinde yolsuzluk yapıldığı gerekçesiyle başlatılan Mavi Hat operasyonu, çeşitli soruşturmalar ve DDK incelemeleri nedeniyle geciktirilemeye getirilmiştir. Bilgi için bkz. <http://www.zaman.com.tr/haber.do?haberno=635191>

## 2.2.2. İletim

BOTAŞ'ın mevcut iletim şebekesinin ana unsurları; boru hatları, kompresör istasyonları, basınç düşürme ve ölçüm istasyonları, hat vanaları ve pig istasyonları ve gaz kontrol merkezidir. Mevcut sistemin taşıma kapasitesi 29,5 bscm/yıl olarak verilmektedir.<sup>9</sup> 2007 yılı itibarıyla tamamlanan boru hatları, uzunluk ve çap rakamları bazında aşağıdaki tabloda gösterilmektedir.

**Tablo 9: Tamamlanan İletim Hatları**

**Kaynak:** BOTAŞ 2006

Proje Adı	Uzunluk (km)	Çap (inç)	Bitiş Tarihi
Rusya-Türkiye DGiH	845	24-36	1989
Pazarcık-K. Ereğli DGiH	210	16-24	1996
Bursa-Çan DGiH	213	8-12-16	1996
Silivri DGiH	7,6	10-14-24	1998
Malkoçlar-Önerler, Hersek Loplan	160	24-36	1998
Çan-Çanakale DGiH	116	12	2000
Doğu Beyazıt-Erzurum DGiH	291	48	2001
Erzurum-İmranlı DGiH	306	48	2001
İmranlı-Kayseri DGiH	256	48	2001
Kayseri-Ankara DGiH	320	40	2001
Kayseri-Konya-Seydişehir DGiH	317	40-16	2001
Eskişehir-Bozüyük DGiH	75	40	2002
Mihalıççık-Eskişehir Loop Hattı	76	40	2002
Bozüyük-Adapazarı Loop Hattı	63	36	2002
Karacabey-İzmir DGiH	240	36	2002
Bozüyük-Adapazarı Loop Hattı 2	63	36	2002
Samsun-Ankara DGiH	501	48	2002
Kırklareli-Önerler-Karacabey Loop Hatları	174	36	2003
Gaziantep-Osmaniye-Adana-Mersin DGiH	287	16-24-40	2005
Malatya-Gaziantep DGiH	240	16-24-40	2005
Konya-Isparta DGiH	258	16-40	2005
Sivas-Malatya DGiH	195	24-40	2005
Isparta-Nazilli DGiH	363	16-24-40	2005
Doğu Karadeniz DGiH	96	16-24	2006
Nazilli-İzmir DGiH 1	57,2	40	2007
Nazilli-İzmir DGiH 2	76,5	12-40	2007
Nazilli-İzmir DGiH 3	57,2	40	2007
Azerbaycan-Türkiye DGBH 1	113	42	2007
Azerbaycan-Türkiye DGBH 2	113	42	2007
Nazilli-İzmir DGiH 4	53,2	10-40	2007
Ordu-Giresun DGiH 1	99	14	2007
Adıyaman-Ş. Urfa-Elazığ-Diyarbakır DGiH 1	123	12-40	2007
Adıyaman-Ş. Urfa-Elazığ-Diyarbakır DGiH 2	130	16-40	2007
Ordu-Giresun DGiH 2	59	10	2007
Türkiye-Yunanistan DGBH 1 (Kara Kısmı)	188,6	36	2007
Türkiye-Yunanistan DGBH 2 (Deniz Kısmı)	16,9	36	2007
Türkiye-Yunanistan DGBH 3 (Merih Nehri Geçişi)	0,42	36	2007

<sup>9</sup> <http://www.botas.gov.tr/faliyetler/iletim/iletim.asp>



Görüldüğü üzere toplam iletim hattı uzunluğu 2007 yılı itibariyle on bin kilometreye yaklaşmıştır. BOTAŞ'ın tahminlerine göre bu rakamın 2008 yılı sonu itibariyle on iki bin kilometreye ulaşması beklenmektedir. (BOTAŞ 2006, 35).

### 2.2.3. Dağıtım

Doğal gaz dağıtımını özel teşebbüsler ve belediyeler marifetiyle yürütülmektedir. Doğal Gaz Piyasası Kanunu yürürlük kazanmadan önce dağıtım işlevi altı endüstriyel bölgede (Ankara, Bursa, İstanbul, Eskişehir, İzmit Adapazarı) yedi farklı teşebbüs eliyle yürütülmekteydi. Bunlardan BOTAŞ'a ait olan, Bursa'da hizmet veren Bursagaz, Eskişehir'de hizmet veren Esgaz ve İzmit'te hizmet sunan İzgaz'ın özelleştirilmesi tamamlanmış, belediyelerin dağıtım birimlerinin ise belirli bir zaman dilimi içinde özelleştirilmesi anılan Kanun ile hükme bağlanmıştır.

EPDK tarafından hâlihazırda doğal gaz dağıtım lisansı almaya hak kazanmış teşebbüs sayısı 58 olarak duyurulmuştur.<sup>10</sup> Dağıtım lisansı, 4646 sayılı Kanun uyarınca Resmi Gazete'de ilan edilen ihale yöntemi ile gerçekleştirilmektedir. Bu sayede dağıtım hizmeti, birçok bölgede sıfır birim hizmet ve amortisman bedeli ile gerçekleştirilmektedir. EPDK'nın internet sitesinde yer verilen bilgilere göre, söz konusu ihaleler sonucunda dağıtım lisansları; 0-0,297 cent/kwh birim hizmet ve amortisman bedeli ile 0-174\$ abone bağlantı bedeli aralığında değişen taahhütlere karşılık olarak verilmiştir.<sup>11</sup>

### 2.2.4. Transit Projeler

Türkiye Doğu-Batı enerji koridoru üzerinde konumlanmış ülkelerden biridir. Gerek doğal gaz gerekse petrol kaynaklarının önemli bir bölümü Türkiye'nin komşu olduğu Ortadoğu ve Hazar Bölgesi sınırları içinde yer

<sup>10</sup> 2.10.2008 tarihi itibarıyla

<sup>11</sup> <http://www.epdk.gov.tr/lisans/dogalgaz/lisansdatabase/ihale.asp>

almaktadır. Üstelik Türkiye'nin yüksek oranda rezerve sahip olan birçok ülke ile yakın tarihi ve kültürel ilişkileri bulunmaktadır. Son yıllarda batılı ülkelerin giderek artan ölçüde anılan bölgelerin enerji kaynaklarına ihtiyaç duyması, Türkiye'ye bir enerji geçiş ülkesi konumuna sahip olma olanağını yaratmıştır. Doğu-Batı arasında bir enerji köprüsü niteliğinin kazanılması ile arz güvenliği konusunda önemli bir mesafe alınmış, dahası uluslararası ilişkiler bağlamında stratejik üstünlük sağlanmış olacaktır. Bu nedenle birçok transit proje geliştirilmiştir.

Doğal gaz ve petrolün taşınmasını sağlamak üzere iki temel boru hattı koridoru mevcuttur. Bunlardan birincisi Hazar ve İran Körfezi kaynaklarının geçiş güzergâhı olan Doğu-Batı Koridoru, ikincisi Rusya ve Mısır'ın kaynaklarını taşıyan Kuzey-Güney Koridorudur. Söz konusu hatlar; BTC; Türkiye-Rusya DGBH; Kerkük-Ceyhan; Irak-Türkiye DGBH; Azerbaycan-Türkiye DGBH; Türkiye-Yunanistan-İtalya DGBH; Nabucco DGBH; Hazar Geçişli Türkmenistan-Türkiye DGBH; Irak-Türkiye DGBH; Mavi Akım DGBH; Samsun-Ceyhan; Mısır-Türkiye DGBH olarak sıralanmaktadır.

Söz konusu hatlardan bir kısmı tamamlanmış ve halen işletilmekte, bir kısmının yapım çalışmaları sürdürülmektedir. Bir kısmında ise ülkelerarası sözleşme ya da mutabakat zabitleri imzalanmakla birlikte henüz yapım aşamasına geçilememiştir. Anılan projelerin tümünün hayata geçirilmesiyle Azerbaycan, Mısır, Irak, Türkmenistan, İran ve Rusya'dan alınan doğalgazın Avrupa'ya nakli, üçüncü tarafa satmama koşulunun aşılması kaydıyla gerçekleşmiş olacaktır. Böylece hem Türkiye'nin arz güvenliği, riskin dağıtılmasıyla sigorta edilmiş olacak, hem de Türkiye'ye küresel enerji aktörü olma olanağı sağlayacak Doğu-Batı enerji koridoru projesi vücut bulacaktır. Bu noktada anılan hedefe ulaşmada rol oynayacak olan mevcut boru hatları ve sürdürülen projeler hakkında bilgi vermek yerinde olacaktır.

### ***Rusya Federasyonu-Türkiye DGBH Projesi***

Söz konusu hattın hukuki çerçevesi 1986 yılında BOTAŞ ile Gazexport arasında imzalanan anlaşma ile çizilmiştir. Anlaşmanın süresi 25 yıl olarak öngörülmüştür. 842 kilometre uzunluğundaki boru hattı Türkiye topraklarına Bulgaristan sınırında Malkoçlardan girmekte ve belirli bir güzergâhı takip ederek Ankara'ya ulaşmaktadır. Anlaşma kapsamında hatta 1987 yılından beri gaz verilmektedir. En üst yıllık sınır olan 6 bmc miktarına 1993 yılında ulaşılmıştır.

### ***Doğu Anadolu DGBH Projesi***

Proje ile başta İran olmak üzere doğudaki kaynaklardan alınacak gazın taşınması hedeflenmiştir. Bu çerçevede 1996 yılında İran ve Türk yetkililer tarafından doğal gaz alım anlaşması imzalanmıştır. 1491 kilometre uzunluğundaki boru hattı Türkiye topraklarına Doğu Beyazıt'tan girmekte ve Seydişehir'e kadar uzanmaktadır. 2001 yılında başlanan gaz sevkiyatının en üst değerinde 10 bmc/yıl miktarına ulaşması öngörülmektedir.

### ***Mavi Akım DGBH Projesi***

Proje kapsamında Rusya'dan alınan doğal gazın Karadeniz'in altına döşenen boru hattı vasıtasıyla Türkiye'ye ulaştırılması hedeflenmiştir. Bu amaçla 1997 yılında BOTAŞ ile Gazexport arasında 25 yıllık bir doğal gaz alım anlaşması imzalanmıştır. Anlaşma uyarınca yıllık doğal gaz sevkiyatının en üst seviyesi 16 bmc'dir. İzolbilnoye-Djubga, Djubga-Samsun ve Samsun-Ankara bölümlerinden oluşan hat 2003 yılından beri işletilmektedir.

### ***Türkiye-Yunanistan-İtalya DGBH Projesi***

Proje, AB tarafından geliştirilen ve Hazar Havzası, Rusya, Orta Doğu ve diğer kaynaklardan sağlanacak doğalgazın Türkiye ve Yunanistan üzerinden Avrupa pazarlarına ulaştırılmasını hedefleyen "Güney Avrupa

Gaz Ringi Projesi" kapsamında hayata geçirilmiştir. Projeye kaynak teşkil eden anlaşma Şubat 2003 tarihinde Türkiye ve Yunanistan'ın ilgili bakanları tarafından imzalanmıştır. Projenin tamamlanması ile birlikte 18 Kasım 2007 tarihinden itibaren gaz sevkiyatı başlatılmıştır. Yaklaşık üç yüz kilometre uzunluğundaki boru hattından Yunanistan'a, başlangıçta 0,25 bmc gaz arzı öngörülmekte, belirli bir zaman dilimi içinde bu rakamın 0,75 bmc'ye yükseltilmesi hedeflenmektedir.

Temmuz 2007 tarihinde söz konusu hattın İtalya'ya uzatılması amacıyla ilgili taraflar arasında anlaşma sağlanmıştır. Ek projenin 2012 yılında tamamlanması ve işletmeye açılması beklenmektedir. Ek hattın uzunluğu, 212 kilometresi Adriyatik Denizinin altında olmak üzere toplam 804 kilometre olarak öngörülmektedir. Projenin tamamlanmasının ardında Yunanista'a 3,6 bcm/yıl, İtalya'ya 8 bcm/yıl miktarında gazın Türkiye üzerinden taşınması hedeflenmektedir.

### ***Azerbaycan-Türkiye DGBH Projesi***

Proje ile Azerbaycan gazının, Gürcistan üzerinden Türkiye'ye taşınması hedeflenmektedir. Projeye hukuki zemin sağlayan anlaşma Mart 2001 tarihinde Azeri ve Türk yetkililer tarafından imzalanmıştır. Anlaşmanın süresi 15 yıl olarak tayin edilmiştir. Bu süre zarfında hatta başlangıçta 2 bmc/yıl gaz verilecek, bu rakam plato seviyesinde 6,6 bmc'ye yükseltilecektir. 225 kilometre uzunluğundaki boru hattının inşası tamamlanmış, gaz sevkiyatına 2007 yılının Temmuz ayında başlanmıştır. ECS (2007, 98) tarafından, anlaşmada gazın yeniden satılmasına yönelik kısıtlama getiren bir hükmün bulunmadığını, bu sayede söz konusu gazın Avrupa'ya iletilmesinin görece kolay olduğunun altı çizilmektedir.

### ***Hazar Geçişli Türkmenistan-Türkiye-Avrupa DGBH Projesi***

Proje kapsamında Türkmenistan gazının Hazar üzerinden, Azerbaycan ve Gürcistan'ı kat ederek Türkiye'ye, buradan da Avrupa'ya taşınması

planlanmıştır. Bu amaçla 1998 yılında Türkiye ve Türkmenistan devlet başkanları tarafından bir çerçeve anlaşma imzalanmıştır. Anlaşma uyarınca 30 bmc gazın 16 bmc kısmı Türkiye tarafından kullanılacak kalan kısmı ise Avrupa'ya taşınacaktır. 1999 yılında, iki ülkenin yetkilileri tarafından, 30 yıl süresince 16 bmc/yıl doğal gaz alımını öngören anlaşmaya imza konmuştur. Anlaşmada sevkiyatın 2002-2004 yılları arasında bir tarihte başlatılması hükme bağlanmıştır.

Anlaşmada ayrıca, gazın teslim alınacağı Gürcistan sınırına kadar olan hattın inşası sorumluluğu Türkmenistan'a verilmiş, bu noktadan sonraki boru hatlarının yapımı yükümlülüğü ise Türkiye'ye bırakılmıştır. Bu tarihten günümüze Türkiye, mühendislik, inşa, satın alma gibi yükümlülüklerinin önemli bir kısmını yerine getirmiştir. Buna karşın Türkmenistan'ın, üstlenici konsorsiyuma (General Elektrik ve Bechtel) karşı yükümlülüklerini yerine getir(e)memesi nedeniyle proje 2000 yılından beri askıdadır (ECS 2007, 100).

### ***Mısır-Türkiye DGBH Projesi***

Mısır doğalgazının Türkiye'ye taşınması amacıyla ilgili taraflarca 2004 yılında bir çerçeve anlaşma imzalanmıştır. Anlaşma uyarınca Mısır'dan Türkiye'ye yılda 2-4 bmc, Türkiye'den Avrupa'ya ise 2-6 bmc gaz ihraç edilecektir. 2006 yılında söz konusu işbirliğinin sürdürülmesini teminen ilgili bakanlar tarafından bir mutabakat zaptı imzalanmış, bu çerçevede Suriye'de projeye dâhil edilmiştir. Böylece Suriye gazının da Avrupa'ya ihracı mümkün olabilecektir. Ancak projenin, bölgeye özgü bazı faktörler nedeniyle çok az ilerleme kaydedebildiği ileri sürülmektedir (ECS 2007, 99).

### ***Irak-Türkiye DGBH Projesi***

Proje kapsamında Irak'ta bulunan doğalgaz alanlarının geliştirilmesi ve üretilecek olan gazın Türkiye'ye ulaştırılması öngörülmektedir. Bu amaçla

1996 yılında ilgili taraflarca anlaşmalar imzalanmıştır. Projede beş ayrı sahada üretilecek 10 bmc/yıl gazın Türkiye'ye iletilmesi öngörülmektedir. Proje BM yaptırımları ve Irak'ın içinde bulunduğu politik karışıklık nedeniyle gecikmekle birlikte, 2007 yılında iki ülkenin ilgili bakanları tarafından imzalanan mutabakat zaptı ile projenin tamamlanması konusundaki ortak kararlılık ilan edilmiştir.

### ***Nabucco Boru Hattı***

Proje kapsamında ilk etapta Ortadoğu ve Hazar gazının Türkiye üzerinden Bulgaristan, Romanya, Macaristan ve Avusturya'ya taşınması, daha sonra gazın buradan diğer Avrupa ülkelerine iletilmesi planlanmaktadır. Boru hattının, uzunluğu 3300 kilometre, kapasitesi ise 25-31 bmc/yıl olarak öngörülmekte, 2012 yılında işletmeye alınması hedeflenmektedir.

Hattın kısa vadede Azerbaycan, Türkmenistan, İran ve diğer Hazar kaynaklarından beslenmesi, uzun vadede ise Irak ve Mısır gazı ile desteklenmesi amaçlanmaktadır. Projeyi hayata geçirmek üzere beş şirket; BOTAŞ (Türkiye), Bulgargaz (Bulgaristan), Transgaz (Romanya), MOL (Macaristan) ve OMV (Avusturya) 2004 yılında, "Nabucco Company Study Pipeline GmbH" unvanlı şirketi kurmuştur. 2006 yılında Viyana'da ilgili ülkelerin bakanları tarafından AB Enerji Komiseri ile birlikte "Bakanlar Beyanatı" imzalanmıştır. 2008 yılının başında Alman RWE şirketi projeye altıncı ortak olarak dâhil edilmiştir.

Projenin, AB enerji güvenliğinin pekiştirilmesi, Rusya'ya bağımlılığın azaltılması ve İran ve Azerbaycan gazının en güvenli yoldan ulaştırılmasını sağlayacak olması nedeniyle AB için hayati önem taşıdığı ileri sürülmektedir (A&A 2006, 4; ECS 2007, 97).

## 2.3. FİYATLAMA POLİTİKASI

4646 sayılı Kanun öncesinde doğalgaz faaliyetleri 9.2.1990 tarih ve 20248 sayılı Resmi Gazete’de yayımlanarak yürürlük kazanan 397 sayılı Kanun Hükmünde Kararname (397 sayılı KHK) çerçevesinde yürütülmekteydi. Bu çerçevede BOTAŞ’a gaz ithalatı konusunda tekel hakkı verilmiştir. 1995 yılında Kamu İktisadi Teşekkülü niteliği kazanan BOTAŞ’a, tekel hakkının yanı sıra, kamu hizmetlerini sağlamak üzere yatırım yapma yükümlülüğü getirilmiştir.

397 sayılı KHK’da doğal gazın ülke içinde dağıtım yetkisi de BOTAŞ’a ait olmakla birlikte, şehirlerde dağıtım hizmeti vermek üzere sermaye şirketleri kurulması ve söz konusu şirketlerin dağıtım faaliyetinde bulunmalarına Bakanlar Kurulu tarafından izin verilebileceği hükme bağlanmıştır. Ayrıca BOTAŞ’a, bu şirketlere ortak olma hakkı da tanınmıştır. Bir kısmı halen faaliyette bulunan belediye gaz dağıtım şirketleri de bu düzenlemeler çerçevesinde faaliyete başlamıştır.

397 sayılı KHK kapsamında ülkede doğal gazın satışı ve satış fiyatının tespiti konusunda BOTAŞ yetkili kılınmıştır. Fiyat tespiti konusunda BOTAŞ’ın yetkilendirilmesine karşın bu yetki sadece BOTAŞ’ın kendi yaptığı satışlarda kullanmaktadır. Bir başka deyişle BOTAŞ, dağıtım şirketlerine ve tüketicilere kendisi tarafından yapılan satışlarda uygulanacak fiyatları belirlemiş, ancak dağıtım şirketleri tarafından yapılacak fiyatlama Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı’nın Teşkilat ve Görevleri Hakkında Kanun kapsamında tespit olunmuştur.<sup>12</sup>

4646 sayılı Kanun sonrasında, fiyatların bazı faaliyet alanlarında piyasada belirlenmesi öngörülmüş, doğal tekel niteliği gösteren faaliyet alanlarında ise EPDK’nın regülasyonuna tâbi kılınmıştır. Bununla birlikte 1.7.2008

<sup>12</sup> 8.3.2002 tarih ve 02-13/127-54 sayılı Rekabet Kurulu Kurul Kararı

tarihinden geçerli olmak üzere olan BOTAŞ'ın doğalgaz fiyatları 14.2.2008 tarih ve 2008/T-5 sayılı "Enerji Kit'lerinin Uygulayacağı Maliyet Bazlı Fiyatlandırma Mekanizmasının Usul ve Esasları Hakkında Yüksek Planlama Kurulu Kararı" uyarınca otomatik olarak tespit olunmaya başlanmıştır. Söz konusu Karar 31.12.2012 tarihine kadar yürürlükte kalacaktır. Buna göre BOTAŞ tarafından abonelere uygulanacak tarifeler anılan Karar'ın Ek 3'ünde yer verilen formülasyon kullanılarak belirlenecektir. Formülasyon kapsamında i inci aydaki toptan satış fiyatının tespitinde, bir önceki ayın fiyatı ve kur ve alım fiyatındaki değişiklikler hesaba alınacaktır.

BOTAŞ'ın hâlihazırda toptan satış piyasasının hemen tamamını kontrol ettiği düşünüldüğünde, anılan tarih sonrasında fiyatların, BOTAŞ'ın gaz alım fiyatları ve döviz kurları doğrultusunda ortaya çıkacağı beklenebilecektir. Bu noktada, BOTAŞ'ın gaz alım sözleşmelerinde yer alan hususlar önem kazanmaktadır.

Rekabet Kurulu'nun 8.3.2002 tarih ve 02-13/127-54 sayılı BOTAŞ Kararında, bu teşebbüsün Rusya Federasyonu'ndan doğrudan ve Turusgaz aracılığı ile yaptığı alımlar yanında İran'dan yapılan alımlarda, doğal gaz fiyatının aşağıdaki unsurlara bağlı olarak değiştiği ifade edilmektedir:

- %1 sülfür içeren ağır fuel oilin (FO %1 S) Avrupa toptan fiyatının aylık ortalaması,
- %3.5 sülfür içeren hafif fuel oilin (FO %3,5 S) Avrupa toptan fiyatının aylık ortalaması,
- 03 numaralı gazyağının (GO %0,2 S) Avrupa toptan fiyatının aylık ortalaması.



Karar'da yapılan anlaşmaların fiyata ilişkin maddelerinde anılan ürünlerin fiyatlarındaki değişimlerin, doğalgaz alım fiyatlarını ne şekilde etkileyeceği hususunun hükme bağlandığı ifade edilmektedir. Sözleşmelerde belirlenen fiyatlar, yukarıda yer verilen ürünlerin fiyatlarındaki değişimlere bağlı olarak, üç ayda bir yeniden tespit olunmakta, üç ayda bir yapılan bu fiyat düzenlemelerinde, söz konusu üç ürünün son altı aylık fiyat ortalamaları dikkate alınmaktadır. Nijerya ve Cezayir'den alınan LNG fiyatları ise, ham petrol fiyatına bağlı olarak değişmektedir. Bu değişikliklerin üç ayda bir, geçmiş 6 aylık dönemdeki ham petrol fiyatları dikkate alınarak yapıldığı ifade edilmektedir.

Petrol-İş Sendikası (2007, 47-49) raporuna göre, BOTAŞ tarafından akdedilmiş doğalgaz alım anlaşmalarında yer alan ortak kurallar şöyledir:

- Bütün anlaşmalar al-veya-öde yükümlülüğü içermektedir. Yerine getirilmeyen alım yükümlülüklerinde alıcının, genellikle, doğalgaz bedelinin %75'ini ödemesi gerekmektedir. Bununla birlikte alınmayan miktarın gelecek yıllarda satın alınmasını mümkün kılacak telafi hükümleri mevcuttur. Telafi uygulaması bazı anlaşmalarda süre sınırlamasına bağlanmıştır.
- Mücbir nedenler hariç sözleşmede belirtilen miktarda gazı teslim edemeyen satıcı ve alıcılar bazı indirimler uygulamakla yükümlüdür.
- En az alım yükümlülüğü ile sözleşme üst sınırları arasındaki gaz alımlarında genellikle fiyat üzerinden belirli bir indirim yapılmaktadır. Alıcının doğalgaz bedelini ödemekte gecikmesi halinde gecikme faizi uygulanmaktadır.
- Karşılıklı yükümlülüklerin belirli bir zaman dilimi içinde yerine getirilmemesi durumunda anlaşma, zarar gören tarafa fesih hakkı tanımaktadır.
- Azerbaycan ve Türkmenistan ile yapılan sözleşmeler müstesna satın alınan gazın üçüncü ülkelere ihracı yasaklanmaktadır.

- Anlaşmalarda doğalgaz bedeli, genellikle sabit bir fiyat ile belirli değişkenlere endekslenmiş değişken fiyatlar üzerinden hesaplanmaktadır. Anlaşmalarda sabit değişkenler; en düşük baz fiyatı ve fiyata doğrudan eklenen asal katsayılarıdır. Değişken parametreler ise çeşitli nitelikte ham petrol ve doğalgaz fiyatları; üretici ülkelerin ham petrol fiyat ortalamaları; ABD tüketici fiyat endeksi gibi bazı fiyat endeksleridir.
- Rusya Federasyonu ile yapılan anlaşmalarda, taraflara onar yıllık dilimlerde sözleşmeyi iki kez gözden geçirme hakkı tanınmaktadır.

Yukarıda yer verilen değerlendirmeler dikkate alındığında doğalgaz fiyatlarının büyük ölçüde petrol fiyatlarına bağlı olarak değişeceği anlaşılmaktadır. Bununla birlikte doğalgaz fiyatlarını etkileyen bir unsur da birbiriyle enerji girdisi alışverişinde bulunan enerji KİT'lerinin karşı karşıya bulunduğu ekonomik sorunlardır.

Söz konusu sorunlar; uzun bir süre boyunca maliyet artışlarının enerji fiyatlarına yansıtılmaması; söz konusu KİT'lerin birbirlerinden olan alacakları ile diğer kamu kurum ve kuruluşlarından olan alacaklarını tahsil edememeleri dolayısıyla ciddi ölçüde finansman giderlerine katlanması; bazı KİT'lere ek maliyet doğurabilecek alım garantisi gibi yükümlülüklerin getirilmesi gibi gelişmelerden kaynaklanmaktadır. Aşağıda söz konusu enerji KİT'lerine ilişkin bazı finansman verileri sunulmaktadır. Söz konusu veriler Hazine KİT raporları ile KİT istatistiklerinden derlenmiştir.<sup>13</sup>

## **BOTAŞ**

- Elektrik Üretim A.Ş. (EÜAŞ) ve Yap-İşlet-Devret (YİD) ve Yap-İşlet (Yİ) santralleri ile EGO'dan olan alacaklar tahsil edilememektedir.
- EÜAŞ'dan olan alacaklar (4.081 milyar YTL) yüksek kayıp kaçak oranı

<sup>13</sup> Bilgi için bkz.; Hazine 2007 Kamu İşletmeleri Raporu; Hazine 2006 Kamu İktisadi Teşebbüsleri Pay Sahipliği Raporu; Hazine Kamu İktisadi Teşebbüsleri İstatistikleri, <http://www.hazine.gov.tr/irj/portal/anonymouse?NavigationTarget=navurl://716faf5ba0acaab2174b0d99254d922a&LightDTNKnobID=1728261760>

(TEİAŞ verilerine göre 2001-2008 arasında toplam kayıp kaçak oranı %14 artmıştır, bu gerekli yatırımların yapılamamasından kaynaklanmaktadır), tahsilât ve fiyatlandırma sorunlarından dolayı tahsil edilememektedir.

- EÜAŞ'den olan alacaklar (anapara+faiz) 2006-2007 yılları arasında yaklaşık 2,5 milyar YTL artmıştır.
- YİD ve Yİ santralleri Türkiye Elektrik Ticaret ve Taahhüt A.Ş.'den olan alacaklarını tahsil edemediği için ödeme yapamamaktadır.
- EGO'nun borç faizlerinin 5669 sayılı Kanun ile silinmesi BOTAŞ'ın finansman dengesini olumsuz yönde etkilemiştir.
- Sadece anapara alacağı 2007 sonu itibarıyla 5,2 milyar YTL olan kuruluş ortaya çıkan finansman gereksinimini karşılamak amacıyla 2006 yılında 1,74 milyar YTL banka kredisi kullanılmış ve 197,5 milyon YTL faiz ödenmiş, 2007 yılında ise 2,1 milyar YTL banka kredisi kullanılarak 401 milyon YTL faiz ödenmiştir. Şüphesiz anılan finansman giderleri doğalgaz fiyatlarına yansıtacaktır.
- Finansman sıkıntısı nedeniyle başvuru krediler neticesinde aktif toplamın %60'ını kısa vadeli yabancı kaynaklar oluşturmaktadır. Özkaynakların oranı ise %32'dir. Kısa vadeli yabancı kaynakların oranı 2006-2007 arasında %24,2 oranında artmıştır.
- Kredilerin özkaynaklara oranının artmaya devam etmesi BOTAŞ'ı birkaç yıl içinde dış borçlarının ödeyememe durumuna getirecektir.

### **Elektrik Üretim A.Ş.**

- TETAŞ'dan olan alacakların tahsil edilmekte güçlük çekilmesi (tahsil süresi yaklaşık 400 gündür) bilanço dengelerini bozmuştur.
- Ticari alacakları 5,6 milyar TL, ticari borçları ise 4,7 milyar TL düzeyindedir.
- Finansman giderleri 2006 yılında 470, 2007 yılında 306 milyon YTL olarak gerçekleşmiştir.

- Net satışlardaki %20'lik artışa karşın 2007 yılında yaşanan kuraklığın öngörülememesi veya öngörülmesine rağmen gerekli önlemlerin alınmaması nedeniyle kuruluşun enerji üretim kompozisyonu içinde hidroelektriğin payı azalmış, daha yüksek birim maliyetli kömür ve doğalgazın payı artmış bu nedenle satışların maliyeti %29 oranında yükselmiştir.
- Kısa vadeli borçların toplam aktiflere oranı %25'dir. Bu oran 2006-2007 arasında %10 artmıştır.

### **Türkiye Elektrik İletim A.Ş.**

- Şirketin ticari alacakları 1,2 milyar TL, ticari borçları ise 447 milyon TL seviyesindedir.
- Finansman giderleri 33 milyon TL olarak gerçekleşmiştir.
- Alacakların önemli bir kısmı EÜAŞ kaynaklıdır. Söz konusu alacakların tahsil edilememesi nedeniyle yapılan yatırımlar dış kredi ile finanse edilmiş karşılığında ciddi ölçüde faiz gideri ödenmiştir. İletim yatırımları ile ilgili kamulaştırma giderlerinin finansman sıkıntısı nedeniyle karşılanamaması yatırımları geciktirmekte, böylece kayıp oranlarının artmasına yol açmaktadır.

### **Türkiye Elektrik Ticaret ve Taahhüt A.Ş. (TETAŞ)**

- Yap-işlet-devret ve Yap-işlet sözleşmeleri çerçevesinde ödenen yüksek elektrik alım bedelleri maliyetleri şişirmektedir. Bununla birlikte yeni kurulacak nükleer santrale verilecek alım garantisi ile yeni kurulacak termik santrallere yönelik 15 yıllık alım anlaşması yükümlülüklerinin maliyetleri daha da yükselteceği, böylece kuruluşun görev zararlarının artacağı beklenmektedir.
- Alacakların tahsilinde yaşanan sıkıntılar nedeniyle kısa vadeli borçlar toplam aktiflerin yaklaşık %98'ine ulaşmıştır. Bu oran 2006-2007 arasında %30,7 artmıştır.

## **Türkiye Kömür İşletmeleri**

- Toplam satışların %71'inin gerçekleştirildiği EÜAŞ'dan olan alacaklarda tahsil sorunu yaşanmaktadır.
- Fakir ailelere yapılan kömür yardımından doğan görev zararının Hazine tarafından zamanında ödenmemesi finansman dengelerini sarsmaktadır.
- Kısa vadeli borçların toplam aktiflere oranı yaklaşık %50'dir. Bu oran 2006-2007 arasında %19 artış sergilemiştir.
- Faiz giderleri 2006-2007 arasında %631 oranında artarak 99 milyon YTL'ye ulaşmıştır.

Sonuç olarak yukarıda ifade edildiği gibi, birbirleriyle mal/hizmet alım satım ilişkisi içinde bulunan KİT'lerin borç yükümlülüklerini yerine getirmedikleri, maliyetlerini karşılamakta güçlük çektikleri ve büyük ölçüde kısa vadeli ticari kredi finansmanına başvurdukları ve bu nedenle ciddi ölçüde faiz yüküne katlanmak zorunda kaldıkları gözlenmektedir. Burada en büyük zarar zincirin son halkası olan ve yurtdışı yükümlülüklerini doğalgaz sözleşmelerinde bulunan al veya öde hükmü gereği yerine getirmek zorunda olan BOTAŞ'ın üzerinde kalmaktadır.

Gelinen noktada karşı karşıya bulunulan finansman sorunlarının üstesinden gelinebilmesi amacıyla anılan YPK Kararı kapsamında otomatik fiyat mekanizmasının devreye sokulduğu anlaşılmaktadır. Otomatik fiyat mekanizmasının işlerlik kazanmasıyla birlikte doğalgaz fiyatı, uluslar arası petrol fiyatlarındaki hızlı yükselmeye birlikte %80'lere ulaşan oranlarda arttırılmıştır. Öte yandan küresel ekonomik kriz ile birlikte petrolün varil fiyatı 140 dolar seviyesinden 40 dolar düzeyinin altına gerilemesine karşın, bu azalışın otomatik fiyat mekanizması kapsamında iç fiyatlara yansıtılmadığı gözlenmektedir. Aşağıdaki tabloda evsel tüketim için doğalgaz fiyat ve maliyet kalemlerine (petrol ve döviz kuru) yer verilmektedir.

**Tablo 10:** Evsel Tüketim Doğalgaz Fiyat ve Maliyet Değişimleri

	Evsel Tüketim		Ham Petrol Fiyatı (Varil)	
	ÖTV Hariç, KDV Dahil Fiyat (YTL/santimetreküp)	Değişim Oranı	OPEC Ayın İlk Günü Sepet Fiyatı (dolar)	TCMB Döviz Kuru (ABDdoları)
1.12.2008	0,812	%0	43,6	1,58
1.11.2008	0,812	%24	58,8	1,49
1.10.2008	0,651	%4	93,2	1,23
1.8.2008	0,621	%20	120,7	1,15
1.6.2008	0,517	%8	121,5	1,21
1.1.2008	0,475	%9	93,5	1,16
1.12.2007	0,435		86,8	1,18
<b>Değişim (Ocak-Aralık)</b>		<b>%86,6</b>	<b>-%50</b>	<b>%33</b>

**Kaynak:** OPEC, BOTAŞ ve TCMB verilerinden derlenmiştir

Tablodan görüldüğü üzere 2008 yılının Ocak-Aralık döneminde doğalgaz fiyatları %86,6 düzeyinde artarken petrol fiyatları %50 düşmüş, dolar kuru ise %33 oranında artmıştır. Bu verilere göre otomatik fiyat mekanizması gereğince yılsonu itibarıyla doğalgaz fiyatının %17 oranında azalması beklenmektedir. Ancak burada dikkate alınması gereken husus, yukarıda ifade edildiği üzere, sözleşmeler gereği cari doğalgaz fiyatlarının alt ay öncesinin petrol ve döviz kuru verilerine göre tespit olunduğudur. Nitekim bu husus Enerji Bakanlığı yetkilileri tarafından da kamuoyuna açıklanmıştır.

Hal böyleyken fiyat değişimlerinin altı ay öncesinin verilerine göre otomatik olarak belirlendiğini ileri sürmek güçtür. Zira Aralık ayı itibarıyla petrol fiyatları (Amerika WTI-NY Merchandise Exchange fiyatları baz alındığında) son altı ayda 131 dolardan 35 dolar seviyesine gerilemiştir. Bir diğer ifadeyle son altı ayda petrol fiyatları %71 oranında azalmıştır. Döviz kuru ise aynı dönemde %25 oranında artmıştır. Bu verilerden hareketle doğalgaz fiyatlarının Ocak Ayı itibarıyla yaklaşık %45 oranında düşürülmesi gerekmektedir.

Girdi fiyatlarındaki azalışa karşın doğalgaz fiyatlarında indirimle gidilmesi, muhtemelen, enerji KİT'lerinin içinde bulunduğu ekonomik ve finansal sıkıntılardan kaynaklanmaktadır. Nitekim anılan YPK Kararı'nın II.3.iii maddesi uyarınca, enerji fiyatlarındaki artış hükümet yetkililerinin ileri sürdüğü gibi sadece maliyet kalemlerindeki değişikliğe endekslenmemiş, aynı zamanda güncel Genel Yatırım ve Finansman Programında belirlenen mali hedeflerin tutturulması amacına da bağlanmıştır. Bir diğer ifadeyle düzenlemeye tâbi enerji KİT'lerinin maliyetlerinde bir azalma gerçekleşse dahi, söz konusu KİT için öngörülen mali ve finansal hedeflerin tutturulamaması halinde fiyatlar zorunlu olarak arttırılacaktır.

Bu noktada, yukarıda yer verilen bilgilerden hareketle, başta BOTAŞ olmak üzere KİT'lerin karşı karşıya bulunduğu ekonomik ve finansal sorunların çözümü sağlanmadan doğalgaz piyasasında serbestleşmenin kolay olmayacağı vurgulanmalıdır. Öte yandan otomatik fiyat mekanizması ile BOTAŞ'ın toptan satış piyasasına giren rakiplerine dışlayıcı davranışlarda bulunmasına olanak kalmadığı da ifade edilmelidir.

Fiyatlarla ilgili olarak değinilmesi gereken bir konu da Türkiye'deki fiyat düzeyinin diğer ülkeler ile karşılaştırılmasıdır. Aşağıdaki tablolarda seçilmiş ülkelerde doğalgaz fiyatları ve vergi oranları karşılaştırmalı olarak sunulmaktadır.

**Tablo 10:** Seçilmiş Ülkelerde Doğal Gaz Fiyatları (ABD Doları/107 kilokalori)

**Kaynak:** IEA 2007b

	Hanehalkı						Sanayi					
	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Finlandiya	221,1	201,6	251,0	269,8	298,1	360,0	126,0	126,9	158,7	170,3	190,2	253,7
Fransa	402,7	425,6	521,6	544,3	590,5	730,7	197,1	182,5	241,8	262,2	330,2	424,9
Japonya	1168,2	1086,4	1195,2	1271,5	-	-	406,4	357,0	384,9	392,5	-	-
Y.Zelanda	332,2	338,5	570,5	751,4	830,5	1035,6	60,0	65,5	106,1	123,3	166,0	241,5
İngiltere	286,5	317,0	351,8	423,1	481,9	679,1	140,4	146,4	164,7	202,6	298,8	322,4
Yunanistan	258,2	303,3	392,1	423,6	600,8	-	184,4	181,0	221,5	232,3	312,4	-
İspanya	507,9	496,9	594,2	643,3	684,2	767,6	176,0	165,5	204,0	215,6	254,2	355,9
ABD	369,1	303,8	365,5	412,8	492,6	572,2	198,6	154,4	223,8	252,0	325,6	258,0
Kazakistan	46,8	48,5	52,2	55,7	58,1	-	34,2	30,8	34,8	45,2	47,6	-
Rusya	8,9	10,8	12,8	17,6	22,6	-	14,5	16,5	19,4	26,1	33,1	-
<b>Türkiye</b>	242,6	254,7	265,3	260,2	362,3	401,1	200,5	215,5	228,9	230,3	304,8	340,9

Tablodan görüldüğü üzere Türkiye’de hanehalklarına uygulanan fiyatlar, doğalgaz üreticisi konumunda bulunan ülkeler hariç birçok ülkenin gerisinde seyretmekte, buna karşın sanayi kesimine yönelik fiyatlar, bazı istisnalarla, seçilmiş ülkelerin üzerinde bulunmaktadır. Bu noktadan hareketle, tabloda yer verilen ülkelerin aksine hanehalklarına daha düşük fiyatla gaz sunma politikasının güdüldüğü çıkarımına ulaşılabilir. Nitekim doğalgaza uygulanan vergi oranları bu savı desteklemektedir. Aşağıdaki tabloda seçilmiş ülkeler ile karşılaştırmalı vergi oranları sunulmaktadır.

**Tablo 11:** Seçilmiş Ülkelerde Doğalgaz Vergi Oranları

	Hanehalkı							Sanayi					
	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Finlandiya	25,7	26,9	27,0	27,2	26,3	25,1	13,4	13,5	14,1	14,2	14,6	13,0	10,0
Fransa	14,8	14,8	14,8	14,7	14,8	15,1	5,8	5,1	5,8	5,2	5,3	4,2	3,4
Japonya	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	-	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	-	-
Hollanda	37,9	37,2	36,4	36,5	34,7	32,9	5,7	5,4	6,3	5,8	-	-	-
Y.Zelanda	13,6	13,8	13,1	12,8	12,8	12,3	14,8	13,7	13,8	10,7	10,5	8,3	5,1
İsviçre	7,6	7,6	7,6	7,6	7,5	7,5	0,9	0,9	1,0	0,9	0,9	0,7	0,6
İngiltere	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	-	4,8	7,2	6,6	5,4	3,5	3,6
<b>Türkiye</b>	<b>7,4</b>	<b>15,0</b>	<b>16,0</b>	<b>15,3</b>	<b>15,3</b>	<b>15,3</b>	<b>7,4</b>	<b>15,0</b>	<b>16,5</b>	<b>17,4</b>	<b>19,5</b>	<b>20,9</b>	<b>19,8</b>

**Kaynak:** IEA 2007b

Tabloda yer alan rakamlar incelendiğinde hanehalklarına yönelik vergi oranlarının bazı ülkelerden yüksek iken bazı ülkelerin gerisinde kaldığı, buna karşın sanayi kesimine uygulanan vergi oranlarının karşılaştırılan ülkelere nispeten ciddi ölçüde yüksek olduğu göze çarpmaktadır.



### **3.DOĞALGAZ PİYASASININ SERBESTLEŞTİRİLMESİ:**

#### **HUKUKİ VE İDARİ REJİM VE UYGULAMALAR**

Doğal gaz piyasasına yönelik yeni düzenleme rejiminin çerçevesini çizen temel metin 18.4.2001 tarihinde yürürlük kazanan 4646 sayılı “Doğal Gaz Piyasası Kanunu”dur. 4646 sayılı Kanun’un bazı hükümlerinde 2003, 2005 ve 2007 yıllarında sırasıyla; 4918, 5367 ve 5669 sayılı Kanunlar ile değişiklikler yapılmıştır. Öte yandan EPDK’nın idari ve mali bağımsızlığına ilişkin hükümler 4628 sayılı “Elektrik Piyasası Kanunu”nda yer almaktadır. Düzenleme rejimini ortaya koyan ikincil kaynaklar, EPDK tarafından çıkarılan yönetmelik ve tebliğler ile EPDK Kurul kararlarıdır.

EPDK tarafından bugüne kadar, 4646 sayılı Kanun’da yer verilen düzenlemelere açıklık getirmek üzere sekiz adet yönetmelik çıkarılmıştır. Bunlar: Doğal Gaz Piyasası Lisans Yönetmeliği; Doğal Piyasası Sertifika Yönetmeliği; Doğal Gaz Piyasası Dağıtım ve Müşteri Hizmetleri Yönetmeliği; Doğal Gaz Piyasası Tarifeler Yönetmeliği; Doğal Piyasası Tesisler Yönetmeliği; Doğal Gaz Piyasası İletim Şebekesi İşleyiş Yönetmeliği; Doğal Gaz Piyasası İç Tesisat Yönetmeliği ve Doğal Gaz Piyasasında Yapılacak Denetimler ile Ön Araştırma ve SoruŐtırmalarda Takip Edilecek Usul ve Esaslar Hakkında Yönetmelik olarak sıralanmaktadır. Bunların yanı sıra uygulamaya açıklık getirmek üzere çıkarılmıŐ altı adet tebliğ bulunmaktadır.

Doğal gaz hizmetleri, 4646 sayılı Kanun’un yürürlüğe girdiği 2001 yılına kadar bir kamu tekeli olan BOTAŞ tarafından gerçekleştirilmekteydi. Anılan Kanun, doğal gaz piyasasının serbestleştirilmesi, dolayısıyla rekabete dayalı esaslar çerçevesinde işleyen bir piyasa yapısının elde edilmesi amacını taşımaktadır. Nitekim anılan Kanun’un, “Amaç” başlıklı birinci maddesinde: “doğal gazın kaliteli, sürekli, ucuz, rekabete dayalı

esaslar çerçevesinde çevreye zarar vermeyecek şekilde tüketicilerin kullanımına sunulması için, doğal gaz piyasasının serbestleştirilerek mali açıdan güçlü, istikrarlı ve şeffaf bir doğal gaz piyasasının oluşturulması ve bu piyasada bağımsız bir düzenleme ve denetimin sağlanması” amacı ortaya konmaktadır.

4646 sayılı Kanun’da ortaya konulan temel amaç da dikkate alınarak bu çalışma kapsamında rekabetin tesisi ve arz güvenliği konularıyla doğrudan ya da dolaylı ilgisi bulunan düzenlemelere odaklanılacak, piyasanın işleyişi ile ilgili hukuki, iktisadi ve teknik diğer düzenlemelere yer verilmeyecektir. Öte yandan hukuki ve idari düzenleme rejiminin ortaya konulması sürecinde, 4646 sayılı Kanun’da yer verilen sistematik izlenecektir.

### **3.1.İTHALAT**

İthalat, diğer piyasa faaliyetleri gibi, EPDK’dan alınacak lisans vasıtasıyla yapılabilmektedir. 4646 sayılı Kanun’un 4 (b) maddesi uyarınca ithalat lisansı almak için başvuran tüzel kişilerde; ithalat yapacak teknik ve ekonomik güce sahip olunması; ithal edilecek doğal gazın kaynağı, rezervleri, üretim tesisleri ve iletim sistemi hakkında kesin bilgi ve garantinin bulunması; her sene ithal edilecek doğal gazın yüzde onu kadar bir miktarı beş yıl içerisinde ulusal topraklarda depolama imkânına sahip olunması hususunda depolama faaliyeti yapacak tüzel kişilerden Kurumca belirlenen taahhüt ve garantilerin alınması; ulusal iletim sisteminin gelişmesine ve güvenliğine katkıda bulunabilme yeterliliğine sahip olması ile sistemin gelişmesini gerçekleştirecek tüzel kişilerin yatırımlarına ekonomik destek sağlayabilmesi şartları aranmaktadır.

Yukarıda sıralanan koşullara istinaden yapılacak değerlendirmeler bakımından daha somut ölçütlere gereksinim duyulacağı açıktır. Özellikle lisans almak için aranan teknik ve ekonomik gücün ölçüsü, piyasaya

girişler bakımından önem taşımaktadır. Genelde tüm lisanslara, özelde ithalat koşullarına ilişkin ayrıntılı düzenleme ilk olarak 2002 tarihinde yürürlüğe giren, daha sonra üzerinde 2004, 2006, 2007 ve 2008 yıllarında çeşitli değişiklikler yapılan doğal Gaz Piyasası Lisans Yönetmeliği ile ortaya konmaktadır.

Söz konusu yönetmeliğin 10. maddesinde inceleme ve değerlendirmelerde dikkate alınacak hususlar sıralanmaktadır. Buna göre lisans başvurularında:

- a) İlgili mevzuatta öngörülen amaçlara uygunluk,
- b) Tüketici haklarının korunması ile rekabetin ve piyasanın gelişimine olan etki,
- c) Tüzel kişinin ve/veya ortaklarının mali gücü ve finansman kaynakları,
- d) Başvuruda bulunan tüzel kişinin ve/veya ortaklarının; varsa, yurt içi ve yurt dışı piyasalardaki deneyim ve performansı göz önüne alınmaktadır.

Diğer yandan yönetmeliğin 14 ve 15. maddeleri uyarınca lisanslar belirli koşulların varlığı halinde tadil edilebilmekte veya 10-30 yıl arasında süreler için yenilenebilmektedir. Anılan yönetmelikte, teknik ve ekonomik gücün ölçüsüne ilişkin somut ölçütlere yer verilmediği, ancak söz konusu ölçütlere 10. madde çerçevesinde yukarıda sıralanan bazı yeni değerlendirme ölçütlerinin eklendiği görülmektedir.

Depolama yükümlülüğü ile ilgili olarak, depolama kapasitesinin yetersiz kalması olasılığına karşı bir ek süre tanınmaktadır. Bu çerçevede ithalatçı şirketlerin, dağıtım şirketlerine doğal gaz satışı yapmaları ve depolama

kapasitesinin bunun için yetersiz olması halinde, gerekli depolama tedbirlerinin alınması için lisansın verildiği tarihten itibaren beş yıllık bir süre tanınmakta, bu süre içinde ülkedeki depolama tesislerinin yeterli düzeye ulaşmaması halinde Kurul kararı ile iki yıla kadar uzatılabilmektedir. Serbest tüketicilere satış yapılması ve depolama kapasitesinin yetersiz olması halinde ise, gerekli depolama tedbirlerinin alınması için lisansın verildiği tarihten itibaren beş yıllık bir süre tanınmakta, bu süre ülkede depolama tesislerinin yeterli düzeye ulaşmaması halinde Kurul kararı ile uzatılabilmektedir.

Yukarıda yer verilen düzenleme ile ithalatçı şirketlere 4646 sayılı Kanun'un kapsamı aşılarak bir esneklik tanınmaktadır. Esasen ülkenin içinde bulunduğu depolama koşulları dikkate alındığında bu esnekliğin makul sayılması gerekmektedir. Nitekim hâlihazırda Türkiye'nin depolama kapasitesi yaklaşık 2 bmc seviyesindedir. 2007 yılı itibariyle ithalat miktarı ise yaklaşık 35 bmc olarak gerçekleşmiştir. Buna göre 2007 yılı itibariyle gereksinim duyulan depolama tesisi kapasitesi, salt ithalat miktarı dikkate alındığında, 1.75 bmc'dir. Anılan rakam BOTAŞ'ın 2010 yılı tüketim tahmini dikkate alındığında 2,25 bmc olarak hesaplanmaktadır. Bununla birlikte toptan satış şirketlerine getirilen %5'lik kapasite ihtiyacı da dikkate alındığında mevcut tesislerin yeterli kapasite olanağını sunmadığı anlaşılmaktadır. Ancak söz konusu sorunun aşılması amacıyla olsa gerek serbest tüketicilere yönelik depolama yükümlülüğü ile ilgili erteleme süresine herhangi bir sınırlama konmamıştır.

4646 sayılı Kanun'un 4(b) maddesi uyarınca herhangi bir ithalatçı şirketin, ithal yoluyla temin ettiği yıllık doğal gaz miktarı, Kurumca belirlenecek cari yıla ait ulusal gaz tüketim tahmininin yüzde yirmisini aşmamaktadır. Piyasaya en az beş şirketin girmesi ile rekabet yaratılmasını amaçlayan bu hüküm bakımından temel sorun, 4646 sayılı Kanun'un birçok diğer hükmünde tekrarlanan, pazar payı sınırlamalarında kontrol unsurunun

yerine tüzel kiŐiliĐin esas alınmasıdır. Bir diğer ifadeyle anılan hüküm, piyasada en az beş Şirketin faaliyet göstermesini garanti altına almakta, ancak tüm Şirketlerin aynı gerçek kişi/kişiler tarafından kontrol edilmesi suretiyle rekabetin ortadan kaldırılmasına yönelik herhangi bir tedbir öngörmemektedir.

4646 sayılı Kanun'un Geçici İkinci Maddesi Hükmü uyarınca BOTAŞ'ın mevcut sözleşmelerinin var olduğu ülkeler ile bu sözleşme süreleri sona erinceye kadar hiÇ bir ithalati Şirket tarafından yeni gaz alım sözleşmeleri yapılamamaktadır. İlgili madde hükmünde bu kurala bir istisna getirilmiş ve ihrac amaçlı veya Kurumca tespit edilecek yurt içi arz açığının ortaya çıkması durumunda söz konusu ülkeler ile ithalat sözleşmesi akdedilebileceği belirtilmiŐtir. Anılan istisna hükmünün uygulamaya geçirilmesi güçtür. Zira gaz alım sözleşmeleri uzun dönemli ve genellikle al-veya-de hükmü içermektedir.

Bu noktada vurgulanması gereken bir diğer husus, ülke bazında ithalat kısıtlamasının rasyonel bir yaklaşım olmayacağıdır. Zira rneğin Rusya ile üç ayrı anlaşma yapılmıştır ve bu anlaşmalardan ilkinin süresi 2011 yılında sona ermektedir. Diğer yandan, daha önce vurgulandığı üzere, anılan tarihten itibaren arz ve talep arasında dengesizlik ortaya çıkmakta, böylece BOTAŞ'ın, uluslararası anlaşmalardan kaynaklanan yükümlülükleri nedeniyle korunmasına yol açacak sebep ortadan kalkmış olmaktadır. Bu nedenle 2011 yılından sonra zel Şirketlerin Rusya ile yeni bir anlaşma yapmasının engellenmesi makul görünmemektedir.

Diğer yandan BOTAŞ'ın mevcut sözleşmelerinin var olduğu ülkeler dışındaki ülkelerden yapılacak ithalata yönelik müracaatlarda Kurul, piyasada rekabet ortamının oluşturulması, mevcut sözleşmelerden doğan yükümlülükleri ve ihracat bağlantılarını dikkate alarak belirleyeceği usul ve esaslar dâhilinde müracaatları değerlendirerek ithalata müsaade edebilmektedir.

Ancak EPDK, 13.4.2006 tarih ve 725 sayılı Kurul Kararı ile üçüncü ülkelerden yapılacak ithalat için BOTAŞ'tan, söz konusu ithalatın yapılmasının mevcut sözleşme ve ihracat bağlantılarından doğan yükümlülüklerini ifa etmesine engel teşkil etmeyeceği veya bu miktarda doğal gazın sisteme girmesi halinde ciddi ekonomik ve mali güçlükler yol açılmayacağına ilişkin görüş talep etmektedir. Bir kamu teşebbüsü niteliği taşıyan BOTAŞ yöneticilerinin böyle bir görüş vermek noktasında tereddüt göstereceği açıktır. Bu itibarla anılan EPDK kararı doğrultusunda üçüncü ülkelerden yapılacak ithalatın önüne ciddi bir engel konduğu görülmektedir.

### **3.2. ÜRETİM**

4646 sayılı Kanun'un 4(b) hükmü uyarınca üretim, doğal gaz piyasa faaliyeti olarak sayılmamakta, arama ve üretim faaliyetleri 6326 sayılı Petrol Kanunu kapsamında gerçekleştirilmektedir. Üretim şirketleri, ürettikleri gazı toptan satış lisansı almak kaydıyla toptan satış şirketlerine, ithalatçı şirketlere, dağıtım şirketlerine veya serbest tüketicilere pazarlayabilmektedir. Üretici şirketler bu satış miktarının EPDK tarafından cari yıla ilişkin olarak belirlenecek ulusal tüketim tahmininin yüzde yirmisini geçmemek kaydıyla doğrudan serbest tüketicilere, geri kalan doğal gazı ise, ithalatçı şirketler, dağıtım şirketleri veya toptan satış şirketleri vasıtasıyla piyasaya sunabilmekte, ihracatçı lisansı almak kaydıyla ihraç edebilmektedir.

### **3.3. İLETİM**

4646 sayılı Kanun'da iletim faaliyetlerinin, lisans alınmak kaydı ile birden fazla teşebbüs tarafından yerine getirilebileceği öngörülmektedir. Bununla birlikte Kanun'un 4(c)9 maddesi uyarınca mevcut, planlanan ve yapımı devam etmekte olan ulusal iletim şebekesi BOTAŞ'a ait sayılmaktadır. İletim şirketlerince mevcut hatlarla bağlantılı sistem oluşturacak şekilde inşa edilecek iletim amaçlı yeni boru hatları, mülkiyeti

kendilerine ait olmak üzere söz konusu yatırımı yapan iletim şirketlerince işletilebilecektir.

4646 sayılı Kanun uyarınca iletim şirketleri; ithalatçı şirket, toptan satış şirketi, üretim şirketi ve ihracatçı şirketler ile taşıma sözleşmesi; üretim şirketi, serbest tüketici, depolama şirketi ve diğer iletim şirketleri ile teslim sözleşmeleri yapmaktadır.

İletim şirketleri sistemin uygun olması halinde, Kurum tarafından tespit edilen ölçütler çerçevesinde, sisteme bağlanmak isteyen kullanıcıları on iki ay içerisinde en uygun şebekeye bağlamakla yükümlüdür. Bu hükümlerle şebekeye erişim yükümlülüğü esas kılınmıştır. Sisteme giriş talebini iletim şirketinin reddetmesi halinde kullanıcı, EPDK'yı bu durumdan haberdar edebilir. İletim şirketi tarafından, şebeke işleyişi ile ilgili yönetmeliği ihlal edildiğinin tespit edilmesi durumunda, iletim şirketi, kullanıcının sisteme giriş bağlantısını EPDK'nın vereceği karara göre yapmakla yükümlü kılınmıştır.

Doğal Gaz Piyasası Lisans Yönetmeliği'nin 21 ve 33. maddeleri uyarınca, sisteme girmek için yapılan başvurulara, lisans sahibi tarafından en geç otuz gün içerisinde cevap verilmek zorundadır. Söz konusu talebin reddi halinde, ret gerekçeleri talep sahibine bildirilir. Talebi reddedilenlerin altmış gün içerisinde Kuruma başvurması halinde Kurul, en geç üç ay içerisinde karar vererek taraflara bildirir. Kurul, bu konuda vereceği kararlarda, iletim faaliyetlerinin aksamamasına ve sistemin işleyişinin bozulmamasına azami dikkat göstermekle yükümlü kılınmıştır.

Rekabetin tesisi bakımından önem taşıyan, eşit durumdaki sistem kullanıcıları arasında farklı muamele yapılmasının engellenmesi ilkesi dikkate alınarak, 4646 sayılı Kanun'un 6(b)2 maddesinde lisanslarda yer alacak asgari hususlar arasında bir dağıtım ya da iletim lisansı sahibinin,

gerçek ve tüzel kişilere, aynı kapasiteye sahip sistem kullanıcıları arasında ayırım gözetmeksizin sisteme erişim ve sistemi kullanım imkânı sağlayacağına dair hüküm de sayılmaktadır.

Diğer yandan Lisans Yönetmeliği'nin 32. maddesi uyarınca dağıtım, iletim ve depolama lisansı sahibi tüzel kişiler verecekleri hizmetlerde eşit taraflar arasında ayırım gözetemeyecek, ayrıcalıklı davranamayacak ve serbest rekabet şartlarını ihlal edecek tutum ve davranışlarda bulunamayacaktır. Aynı madde hükmü içinde eşit taraflar arasında ayrımcılığın önlenmesi amacıyla söz konusu tüzel kişilere aşağıda sıralanan hükümlere uyma yükümlülüğü getirilmiştir:

- 38. madde hükümleri (yayımlanması halinde lisans sahibinin ticari ilişkilerine zarar verebileceği Kurul kararıyla belirlenen bilgi veya belgeler) saklı kalmak üzere, açıklanması gereken bir bilgiyi, hizmet alan sistem kullanıcılarının tümüne eşzamanlı bildirir.
- Kullanılan ve atıl kapasiteler hususunda sistem kullanıcılarına ve sistemi kullanmak isteyenlere yanlış veya yanıltıcı bilgi veremez.
- Dengeleme amaçlı doğal gaz artırımları, kesintileri veya kısıntı programları ve bunların uygulama neticeleri ile ilgili olarak yanlış veya yanıltıcı bilgi veremez.
- Kapasite devirleri ve kapasite tahsisleri konusunda kullanıcılar arasında ayırım yapamaz.
- Gaz ödünç verme ve gaz bekletme işlemlerinde ayrıcalıklı davranmaz.
- Serbest tüketicilerini, kendi lisansı kapsamında faaliyette bulunduğu konuda faaliyet gösteren bir tüzel kişiye ya da diğer lisans sahibi tüzel kişilere yönlendiremez.



Netice itibarıyla, yukarıda anılan mevzuat hükümleriyle üçüncü tarafların şebekeye erişimi zorunlu kılınmakta, doğal tekel niteliği taşıyan iletim ve dağıtım şebekesinin kullanımında ayrımcı davranışların engellenmesi hedeflenmektedir.

İletim faaliyetlerine ilişkin ayrıntılı düzenleme çerçevesi Doğal Gaz Piyasası İletim Şebekesi İşleyiş Yönetmeliği ve Doğal Gaz Piyasası Lisans Yönetmeliği'nin ilgili hükümleri ile çizilmiştir. Doğal Gaz Piyasası İletim Şebekesi İşleyiş Yönetmeliği'nin 5. maddesi uyarınca iletim şirketleri, sisteme giriş ve şebeke işleyiş kurallarını içeren şebeke işleyişine ilişkin düzenlemeleri EPDK'ya bildirmekle yükümlüdür. Şebeke işleyişine ilişkin düzenlemeler anılan yönetmelik tarafından ortaya konulan temel ilkeler ile uyumlu kılınmak zorundadır. Bu çerçevede hâlihazırda tek iletim işleticisi konumunda bulunan BOTAŞ tarafından İletim Şebekesi İşleyiş Düzenlemelerine ilişkin Esaslar (ŞİD), EPDK'dan onay alarak yürürlüğe girmiştir.<sup>14</sup>

ŞİD, iletim şebekesinin işleyiş kurallarına ilişkin ayrıntılı düzenlemeler içermektedir. Bunlar arasında kapasite rezervasyonları ve devirleri; sistem dengelemesi; giriş çıkış noktaları; tahsisatlar; uyumsuzlukların halli; sistem planlaması; mücbir sebepler gibi son derece teknik konular yer almaktadır. Çalışmanın temel eksenini dikkate alınarak anılan hükümler arasında özellikle rekabetin tesisi ile ilgili olan konular ele alınacaktır.<sup>15</sup>

ŞİD Bölüm B'de temel ilkeler; eşit taraflar arasında ayırım yapılmaması ve ekonomik, verimli ve güvenli işletmecilik yapılması olarak ifade bulunmaktadır. Öncelikle rekabetin tesisi bakımından önem taşıyan eşit taraflar arasında ayırıma yer verilmemesi ilkesinin temel ilke olarak ortaya konmasının yerindeliği vurgulanmalıdır.

<sup>14</sup> ŞİD'e ilişkin en son değişiklik 22.11.2007 tarih ve 1384 sayılı EPDK Kararı ile onaylanarak 28.11.2007 tarih ve 26714 sayılı Resmi Gazete'de yayımlanmış ve yürürlüğe girmiştir.

<sup>15</sup> ŞİD ile ilgili teknik, mali ve hukuki diğer konulara ilişkin ayrıntılı değerlendirmelere, PETFORM ve DİVİD tarafından düzenlenen 2. Taahhüt Forumu kitapçığında yer verilmektedir.

Bununla birlikte, Bölüm A 5.1 kapsamında yer verilen: “*Taşıyıcı tarafından yürütülecek olan Doğal Gaz iletim faaliyetleri BOTAŞ’ın diğer faaliyetlerinden, özellikle de Doğal Gaz toptan satış/ithalat/ihracat faaliyetlerinden, bağımsız olarak yürütülecektir.*” ile Bölüm A 5.2. de ifade bulan: “*BOTAŞ, Doğal Gaz iletimi konusunda kendi toptan satış/ithalat/ihracat faaliyetleri için uygulayacağı iletim ve sevkiyat kontrol bedellerinin aynısını tüm Taşıtanlar için de uygulayacaktır.*” hükümlerinin anılan temel ilke ile uyumlu olduğu görülmektedir.

Ancak, Bölüm 23’de yer alan ve BOTAŞ’a bazı ayrıcalıklar tanıyan hükümlerin yukarıda yer verilen temel ilke ile çeliştiği görülmektedir. Nitekim madde 23.1 hükmü ile BOTAŞ’a, Kanunun geçici 2. maddesi gereği piyasa faaliyetlerine göre yatay bütünleşmiş tüzel kişiliğe uygun olarak yeniden yapılandırılana kadar; her gaz yılı öncesinde yapılacak kapasite tahsislerinde, ŞİD’in yürürlüğe girme tarihinden önce hükümetler arası anlaşmalar doğrultusunda yapılmış olan al-veya-öde esaslı doğal gaz ithalat anlaşması bakımından, söz konusu anlaşmalarda taahhüde bağlanmış olan yıllık asgari alımlar için ilgili giriş noktalarında bir rezerve kapasitenin tahsis edileceği hükme bağlanmıştır.

Anılan hüküm ile kapasite tahsislerinde BOTAŞ’a bir ayrıcalık getirilmiştir. Bu ayrıcalık kapasite yetersizliği durumunda BOTAŞ’a öncelik tanınması, bir diğer ifadeyle, piyasada faaliyet gösteren ve BOTAŞ’a rakip konumunda bulunan toptan satış şirketleri üzerinde bir rekabet üstünlüğü tanınması anlamına gelmektedir. Diğer yandan özellikle sözleşme devirleri ile piyasaya giren toptan satış şirketlerinin, BOTAŞ’tan devraldıkları sözleşmelere yönelik al-veya-öde yükümlülüğü dâhil tüm yükümlülükleri üstlendikleri düşünüldüğünde, BOTAŞ’a tanınan rekabet avantajının haklı bir ekonomik gerekçeye dayanmadığı ortaya çıkmaktadır.

BOTAŞ’a ayrıcalık tanıyan bir diğer hüküm ise Madde 23.1.2 kapsamında düzenlenmektedir. Buna göre; “*BOTAŞ, Doğal Gaz ithalat, toptan satış ve*

*ihracat faaliyetlerini yürüten ünitelerinin iletim faaliyetini sürdüren ünitesi için herhangi bir Taşıtan olduğunu kabul eder. Bu kapsamda, BOTAŞ'ın Doğal Gaz ithalat / toptan satış / ihracat faaliyetlerini yürüten üniteleri, STS imzalanması, Teslim Sözleşmesi imzalanması, Taşıtanın Taşıyıcıya Taşıyıcının Taşıtana karşı olan mali yükümlülükleri ve uyumsuzluklar ile ilgili hükümleri hariç, ŞİD hükümlerine tabidir. BOTAŞ, ŞİD kapsamında diğer Taşıtanlar için uygulayacağı tüm bedellerin aynısını kendi toptan satış/ithalat/ihracat faaliyetleri için de uygulayacaktır”*

Anılan hüküm ile bazı hukuki ve mali yükümlülükler kapsamında BOTAŞ'ın henüz ayrı bir tüzel kişilik olarak yapılandırılmamış toptan satış birimi, iletim birimi ile ilişkileri bakımından ŞİD hükümlerinden muaf tutulmuştur. 4646 sayılı Kanun uyarınca BOTAŞ'ın hâlihazırda dikey bütünlük olarak faaliyet gösteren birimlerinin 2009 yılında ayrıştırılmasının öngörüldüğü dikkate alındığında, anılan hükümden kaynaklanan ayrıcalığın bir yıl içinde ortadan kalkacağı düşünülebilir.

Ancak ileride ayrıntılı olarak inceleneceği üzere, Kanun'da ayrıştırma tarihi, 2009 yılına kadar BOTAŞ'ın sözleşmelerinin %80'inin devredilmesi hükmü ile bir arada düşünülerek belirlenmiştir. Mevcut durumda BOTAŞ'ın ithalat sözleşmelerinin ancak %10'luk bir kısmının devredilebildiği düşünüldüğünde, ayrıştırma tarihinin ertelenmesi kuvvetle muhtemeldir. Bu durumda BOTAŞ'ı ŞİD'in kapsamından çıkarmak suretiyle ayrıcalık getiren hüküm ile ilgili başka bir tedbir düşünme zorunluluğu ortaya çıkmaktadır.

Diğer yandan ilgili madde hükmünde yer verilen, BOTAŞ'a, ŞİD kapsamında diğer Taşıtanlar için uygulayacağı tüm bedellerin aynısını kendi toptan satış faaliyetleri için de uygulama zorunluluğu getiren hüküm ile BOTAŞ toptan satış faaliyetlerine yönelik haksız bir maliyet üstünlüğü yaratılmasının önü kesilmiş olmaktadır. Söz konusu hükmün uygulanmasına yönelik olarak EPDK tarafından 27.12.2007 tarih ve

1439/2 sayılı Karar alınmıştır. Bu Karar'ın 4. maddesi uyarınca, tedarikçiler müşterilerine uygulayacakları tüm bedelleri doğal gaz satış faturalarında ayrı ayrı göstermekle yükümlü kılınmıştır.

Piyasaya giriş bakımından önemli bir konu da sistemden faydalanacak teşebbüslerin kapasitelere ilişkin bilgilere erişiminin sağlanmasıdır. Bu çerçevede, bilgiye kolayca erişimin tesis edilmesi amacıyla Bölüm G'de yer verilen hüküm ile taşıyıcıya, Elektronik Bülten Tablosu<sup>16</sup> ve internet sayfasında, tüm Giriş ve Ana Çıkış Noktalarını, bu noktalardaki mevcut tahsis edilen kapasiteler ile Atıl Kapasiteleri ve Ana Çıkış Noktalarına bağlı Tali Çıkış Noktalarını sürekli duyurma yükümlülüğü getirilmiştir.

### 3.4. DEPOLAMA

4646 sayılı Kanun'a çerçevesinde depolama faaliyeti yapmak üzere lisans başvurusunda bulunan teşebbüsler için getirilen koşullar şunlardır:

- Depolama yapacak teknik ve ekonomik yeterliliğe sahip olmak,
- Tasarrufları altında bulunacak depolama kapasitelerinin tümünü sistemin eşgüdümü ve güvenli bir tarzda işlemesine yardımcı olacak şekilde idare edeceklerini taahhüt etmek,
- Tasarrufları altında bulunacak depolama kapasitelerinin sistem elverişli olduğu takdirde, tarafsız ve eşit bir şekilde hizmete sunulacağını taahhüt etmek.

Burada dikkat çeken husus, sayılan koşullar arasında teknik ve ekonomik yeterlilik gibi muğlak unsurlara yer verilmiş olmasıdır. Hâlihazırda anılan koşullara açıklama getirmek üzere EPDK tarafından yayımlanmış herhangi bir ikincil düzenleme bulunmamaktadır.

<sup>16</sup> Doğal Gaz piyasasında faaliyet gösteren tarafların piyasa hareketlerini takip edebilmeleri için kurulmuş olan ve Taşıyıcı tarafından işletilen elektronik duyuru panosunu ifade etmektedir

Diğer yandan 4646 sayılı Kanun'un 4 (d)2 maddesinin birinci fıkrası uyarınca 6326 sayılı Kanuna göre, işletme ruhsatına sahip şirketlerin doğal gaz ürettiği yer altı doğal gaz yatağını, depolama amacı ile kullanmak üzere Petrol İşleri Genel Müdürlüğü'nün onayının alınmasını müteakip Kuruma başvurması halinde, Kurul tarafından uygun görüldüğü takdirde, işletme ruhsatının ilgili bölümü depolama lisansına çevrilebileceği hükme bağlanmıştır. Ancak, anılan madde hükmü kapsamında, üretim şirketinin Kuruma yaptığı başvuruda, depolama lisansı için istenen yeterliliğe sahip olduğunu belgelemesi şart koşulmuştur. Şirket'in depolama faaliyetine başlaması durumunda bu faaliyeti muhasebe ayrışımına giderek yürütebileceği ifade edilmektedir.

4646 sayılı Kanun'a göre piyasada faaliyet gösteren teşebbüsler tarafından depolama şirketine yapılan taleplerin reddedilmesi ve sistem kullanıcısının bu durumdan Kurumu haberdar etmesi halinde, Kurum gerekli incelemeleri ve denetimleri yapacaktır. Bu denetimler sonucunda depolama şirketinin yayımlanan usul ve esaslar ile lisans şartlarını ihlal ettiğinin tespit edilmesi halinde, depolama şirketini talep edilen hizmeti vermekle yükümlü kılacaktır.

Söz konusu hükme ilişkin olarak Lisans Yönetmeliği'nin 23. maddesinde; sisteme giriş talep eden kullanıcının, tahsis edilecek kapasite olmaması durumunda, fiziki olarak kapasite artırımını mümkün ise gerekli masrafları yüklenmesi halinde sisteme girişi reddedemeyeceği ifade edilmektedir.

Diğer yandan, yönetmeliğin aynı hükmü doğrultusunda depolama hizmeti almak için depolama şirketine başvuran tedarikçilerin taleplerinin depolama şirketleri tarafından otuz gün içerisinde yanıtlanması esastır. Talebin reddi halinde gerekçeleri talep sahibine bildirilir. Talebi reddedilen tedarikçilerin altmış gün içerisinde Kuruma başvurması durumunda Kurul'un başvuru tarihinden itibaren durum hakkında en geç üç ay içerisinde vereceği karara uyulması zorunlu kılınmıştır.

### 3.5. TOPTAN SATIŞ

4646 sayılı Kanun'un 4(e) maddesi kapsamında toptan satış faaliyeti yapmak isteyen tüzel kişilerin, lisans almak için doğal gazı nereden temin edeceğini ve hangi taşıma koşulları ile satışı gerçekleştireceğini, yeterli teknik ve ekonomik gücünün bulunduğunu ve sistemin emniyetli bir şekilde işlemesine yardımcı olmak amacıyla, gerekli depolama kapasitelerine sahip olduğunu ispatlaması gerekmektedir.

Dağıtım şirketlerine doğal gaz satışı yapan tüzel kişiler, EPDK tarafından öngörülecek süre içerisinde, 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 EPDK'ya ibraz etmek zorundadır. Gerekli depolama tedbirlerinin alınması için, lisansın verildiği tarihten itibaren beş yıllık bir süre tanınır. Bu süre, ülkedeki depolama tesislerinin yeterli düzeye ulaşmaması halinde Kurul kararı ile iki yıla kadar uzatılabilir. Bu çerçevede ilk lisansı 2003 yılında alan toptan satış şirketlerinin durumunun 2010 yılına kadar netleştirilmesi gerekmektedir.

Serbest tüketicilere toptan doğalgaz satışı yapan tüzel kişiler, müşterilerine mevsimlik, günlük ve saatlik esneklik limitleri dâhilinde gaz girişini sağlamakla yükümlü kılınmıştır. Toptan satıcıların lisansın verildiği tarihten itibaren beş yıllık bir süre içinde gerekli depolama tedbirlerini almak zorunluluğu bulunmaktadır. Bu amaçla depolama şirketleri ile yapacakları kira sözleşmelerini Kuruma ibraz etmeleri gerekmektedir. Bu süre, ülkedeki depolama tesislerinin yeterli düzeye ulaşmaması halinde uzatılabilir.

Görüldüğü üzere, dağıtım şirketlerine yapılan satışlarla ilgili depolama kapasitesi yükümlülüğü yedi yıl ile sınırlanırken, serbest tüketicilere yapılan satışlarla ilgili depolama kapasitesi yükümlülüğü, depolama

tesislerinin yeterli düzeye ulaşması koşuluna bağlanarak süresiz ertelenebilecektir. Bu durumda Kanun koyucunun dağıtım şirketlerine yapılan satışlar ile ilgili depolama kapasitesi tesisine öncelik verdiği görülmektedir. İleride ele alınacağı üzere, muhtemel bir depolama yetersizliği ve anlık bir arz güvenliği sorununun ortaya çıkması halinde bu gelişmeden olumsuz olarak etkilenecek kesim sanayi ve elektrik üretimi olacaktır. Türkiye'nin toplam elektrik üretiminin yaklaşık %50'sinin doğal gaz santralleri tarafından karşılandığı dikkate alındığında, Kanun'da ortaya konulan tercihin ekonomi üzerinde son derece olumsuz sonuçlar yaratma potansiyeli taşıdığı görülmektedir.

4646 sayılı Kanun'un 4(e) 5 hükmü uyarınca; toptan satış şirketi, ithalatçı şirket veya ihracatçı şirket veya serbest tüketici veya dağıtım şirketi ile satış sözleşmeleri akdedebilmektedir. Aynı hüküm kapsamında toptan satış fiyatlarının taraflar arasında serbestçe belirlenmesi esas kabul edilmiştir.

Ancak 2007 yılının sonuna kadar BOTAŞ'ın toptan satış tarifesi EPDK tarafından tespit edilmiştir. EPDK'nın söz konusu düzenlemesi Tarifeler Yönetmeliği'nin Geçici İkinci Maddesi'ne dayanmaktadır. Buna göre toptan satış fiyatları, BOTAŞ'ın toplam yıllık ithalat miktarı yıllık ulusal tüketimin yüzde yirmisine düşünceye kadar, mevcut doğal gaz alım ve satış sözleşmelerini kısmi veya bütün olarak devralan tüzel kişiler hariç olmak üzere, doğal gaz piyasası içerisinde rekabetin hiç veya yeterince oluşmadığı durumlarda Kurul tarafından belirlenecektir.

Anılan uygulamaya, benzer şekilde, doğal gaz piyasasını serbestleştiren bazı ülkelerde başvurulmuştur. Burada temel amaç iktisadi yönden güçlü olan kamu tekellerinin varlığına karşın piyasaya yeni girişlerin mümkün kılınmasıdır. Bu itibarla EPDK'nın uygulaması rekabetin tesisi bakımından makul görülmektedir. Ancak Yönetmeliğin anılan maddesinin 4646 sayılı Kanun ile çeliştiği açıktır. Zira Kanun'da toptan satış fiyatlarının piyasada işlemin tarafları arasında serbestçe belirlenmesi öngörülmektedir. Bu

noktadan hareketle anılan yönetmelik hükmünün yasal dayanağı bulunmadığını anlaşılmaktadır.

Diğer yandan EPDK 12.7.2007 tarih ve 1439 sayılı Kurul Kararı ile, tam da sözleşme devirleri sonrasında yeni teşebbüslerin piyasaya girme aşamasında, ilginç bir yaklaşım değişikliği sergilemiş, toptan satış fiyatlarını serbest bırakmıştır. Üstelik anılan Karar'da rekabetin düzeyine ilişkin herhangi bir analize yer verilmemektedir. Bir başka ifadeyle yukarıda zikredilen Yönetmelik hükmü uyarınca toptan satış fiyatlarının serbest bırakılma gerekçesini izah etmek üzere rekabetin oluştuğuna dair herhangi bir değerlendirmeye yer verilmemiştir. Diğer yandan Yönetmeliğin ilgili maddesinde, toptan satış fiyatlarına ilişkin tespit, BOTAŞ'ın toplam yıllık ithalat miktarı yıllık ulusal tüketimin yüzde yirmisine düşüncüye kadar süreceği ifade edilmesine karşın, sözleşmelerin henüz %10'unun devredildiği bir zamanda fiyat tespitinden vazgeçilmesi kararı manidardır. Zira bu beklenmedik karar ile toptan satış piyasasında rekabeti engelleyen sonuçlar ortaya çıkabilecektir. Bu konuya tarifeler ile ilgili bahiste tekrar dönülecektir.

### 3.6. DAĞITIM

Şehir içi doğal gaz dağıtım hizmeti, 4646 sayılı Kanun'dan önce dağıtım faaliyeti gösteren şirketler hariç olmak üzere,<sup>17</sup> Kurum tarafından açılacak ihaleyi kazanan teşebbüsler tarafından yürütülecektir. Dağıtım lisansının süresi ise şehrin gelişmişlik düzeyi, tüketim kapasitesi ve kullanıcı sayısı gibi hususlar dikkate alınarak EPDK tarafından tespit olunmaktadır. 4646 sayılı Kanun uyarınca dağıtım bölgeleri için düzenlenecek ihalelerin Resmi Gazete'de ilan edilmesi gerekmektedir. Şirketlerin ihaleye katılmak için vereceği teklifler, ilgili yönetmeliklerde belirtilen usul ve esaslara göre değerlendirilmektedir.

<sup>17</sup> Söz konusu şirketler; İstanbul'da İGDAŞ ve Bahçeşehir, Ankara'da EGO, İzmir'de İZGAZ, Adapazarı'nda AGDAŞ, Eskişehir'de ESGAZ, Bursa'da BURSAGAZ. BOTAŞ'a ait iki dağıtım şirketi (BURSAGAZ ve ESGAZ) ile İZGAZ özelleştirilmiştir. Hâlihazırda EGO için süreç devam etmektedir.



Doğal Gaz Piyasası Dağıtım ve Müşteri Hizmetleri Yönetmeliği'nin 12. maddesi hükmü kapsamında ihaleye yönelik tekliflerin, doğal gazın sunumu için verilen birim hizmet ve amortisman bedeli üzerinden değerlendirileceği ifade edilmektedir. Bu çerçevede verilen teklifler en düşük birim hizmet ve amortisman bedeline göre sıralanmakta, en düşük ilk üç teklif belirlenmekte ve bu tekliflerin sahipleri arasında açık eksiltme yapılmaktadır. Kurul, açık eksiltme sonucu en düşük teklifi veren ve dağıtım lisansı almaya hak kazanan şirket ile sıralamadaki ikinci ve üçüncü şirketi kazanan şirket olarak belirleyebileceği gibi verilen teklifleri uygun bulmadığı takdirde ihaleyi iptal edebilecektir.

Aynı madde hükmüne göre ihale ile belirlenen birim hizmet ve amortisman bedeli, şartnamede belirlenen süre boyunca uygulanacaktır. Bu sürenin bitiminden itibaren EPDK tarafından fiyat tavanına göre belirlenen birim hizmet ve amortisman bedeli esas alınacaktır.

Görüldüğü üzere dağıtım bölgesi ihaleleri bakımından temel yaklaşım, şeffaf bir ihale sürecinin ardından tüketicilere en uygun koşullar altında hizmet sunacak şirketlerin tespit edilmesidir. Diğer yandan, gerekçesi açıkça ortaya konmamakla birlikte, EPDK ihalede en düşük ikinci ya da üçüncü teklifi sunan şirketleri belirlemek konusunda yetkili kılınmıştır. Burada zımnî amaçlar; aynı teşebbüslerin çok sayıda dağıtım bölgesi elde etmesinin engellenmesi, teknik yeterliliği görece yüksek şirketlere öncelik tanınması ve yerel şirketlerin, yüksek fiyatlara karşın ön plana alınması olarak ortaya konulabilecektir.

Kurul'dan dağıtım lisansı alan şehir içi dağıtım şirketi, yetki aldığı şehirde bulunan belediye veya belediye şirketini sermaye koyma şartı aranmaksızın, yüzde on hisse oranında dağıtım şirketine ortak olmaya davet etmek zorundadır. Bu sermaye oranı, bedeli ödenmek kaydıyla en fazla yüzde on oranında artırılabilir. Söz konusu hükme 4646 sayılı Kanun'da yer verilmesi, yerel yönetimlerin dağıtım faaliyetlerini yakından

izlemelerini mümkün kılması nedeniyle olumlu bir tercih olarak değerlendirilmelidir.

Diğer yandan 5367 sayılı Kanun'un 1. maddesi ile dağıtım şirketlerinin, yurt çapında sadece iki şehirde lisans sahibi olabileceği hükme bağlanmıştır. Ancak, bu sayı şehirlerin gelişmişlik durumu, tüketim kapasitesi ve kullanıcı sayısı gibi hususlar dikkate alınarak Kurul kararıyla artırılabilir. Anılan madde hükmü yukarıda yer verilen Yönetmelik hükmü ile bir arada düşünüldüğünde, mevzuatta, dağıtım hizmetinin bölgeler bazında mümkün olduğu ölçüde farklı şirketler<sup>18</sup> tarafından yürütülmesinin tercih edildiği görülmektedir.

Hal böyle iken, uygulamada bu anlayışa bağlı kalınmadığı gözlenmektedir. Nitekim daha önce vurgulandığı gibi, dağıtım şirketlerinin, ilke olarak yurt çapında sadece iki şehirde lisans sahibi olabileceği, bu sayının şehirlerin gelişmişlik durumu, tüketim kapasitesi ve kullanıcı sayısı gibi hususlar dikkate alınarak artırılabilirliği hükme bağlanmasına karşın, bu sayı EPDK kararlarıyla pey der pey artırılmıştır. Mevcut durumda üst sınır, EPDK'nın 27.12.2007 tarih ve 1436/5 sayılı Kararı ile yirmi olarak belirlenmiştir. Üstelik EPDK'nın bu sayının artırılmasına yönelik kararlarında Kanun'un emredici hükmü kapsamında şehirlerin gelişmişlik durumu, tüketim kapasitesi ve kullanıcı sayısı gibi unsurların değerlendirmeye alınmadığı, tüm şehirler için standart sayı tespitinde bulunulduğu görülmektedir.

Diğer yandan 58 bölgede tamamlanan dağıtım ihalelerinin sonuçları incelendiğinde kazanan şirketlerin, ihalelerde en düşük birim hizmet ve amortisman bedelini (BHAB) teklif eden veya aynı birim hizmet ve amortisman bedeli teklifinde bulunan şirketler içinde en düşük abone bağlantı bedeli (ABB) önerisinde bulunanların tercih edildiği

<sup>18</sup> Esasen buradaki temel yaklaşımın kontrol unsurundan hareketle farklı gerçek ve tüzel kişiler olarak ele alınması gerekmektedir. Yukarıda ele alınan bu sorun ve bu soruna yönelik çözüm önerisinin dağıtım hizmetleri bakımından da geçerlilik taşıdığı vurgulanmalıdır.

görülmektedir. Bu yaklaşım, ilk bakışta tüketici yararı bağlamında doğru bir yaklaşım olarak değerlendirilebilecektir. Bununla birlikte bazı bölgelerde ikinci en iyi teklifi sunan yerel ölçekli şirketlerin (veya çok sayıda bölgede faaliyet gösteren şirketlerin dışındaki teşebbüslerin) tekliflerinin, birinci en iyi teklif ile arasında çok küçük farklar bulunduğu gözlenmektedir.

Bu noktada EPDK tarafından, çok sayıda bölgede faaliyet gösteren şirketlerin elenerek, ikinci en iyi teklifi sunan şirketlerin tercih edilmesinin mümkün olabileceği, üstelik böyle bir yaklaşımın 4646 sayılı Kanun ve ilgili yönetmelikte öngörülen ilkelere uygun olacağı aklı gelmektedir. Aşağıdaki tabloda birinci ve ikinci en iyi tekliflerin birbirine çok yakın gerçekleştiği ve birinci sıradaki şirketlerin çok sayıda dağıtım bölgesinde faaliyet gösterdiği ihalelere ilişkin bilgiler sunulmaktadır.

**Tablo 12:** Dağıtım İhale Bilgileri

İhale Bölgesi	Teklif Tarihi	Teklifler		
		Şirket Adı	BHAB (cent/kWh)	ABB (\$)
Siirt-Batman	28.12.07	Anadolu Doğalgaz	0,235	-
		Yıldızlar İnşaat ve Ticaret A.Ş.	0,236	-
Aydın	8.2.08	Metangaz	0	165
		Saran Enerji	0	171
Elazığ	21.7.06	Anadolu Doğalgaz	0	5
		Şarkgaz A.Ş.	0	6
Karacabey - Mustafakemalpaşa - Susurluk	24.2.06	Anadolu Doğalgaz	0,081	-
		Peker Ticaret A.Ş.	0,082	-
Amasya-Tokat	10.2.06	Anadolu Doğalgaz	0	163
		Tamgaz A.Ş.	0	164
Afyon	6.1.06	Anadolu Doğalgaz	0	174
		Sel-Tan Ticaret A.Ş.	0	175
Çanakkale	16.12.05	Aksa Doğalgaz	0,001	-
		Kuzu Ltd. Şti.	0,002	-
Niğde-Nevşehir	17.3.05	Metangaz A.Ş.	0,098	-
		HSV İnşaat A.Ş.	0,099	-
Manisa	24.2.05	Aksa Doğalgaz	0,016	-
		Gazdağ Ltd. Şti.	0,017	-
Gemlik	22.4.04	Anadolu Doğalgaz	0,239	-
		Cengiz İnşaat	0,240	-
Sivas	30.10.03	Anadolu Doğalgaz	0,164	-
		Arsan İnşaat A.Ş.	0,165	-
Bandırma	9.10.03	Anadolu Doğalgaz	0,174	-
		Ongaz A.Ş.	0,175	-
Çatalca	25.9.03	Anadolu Doğalgaz	0,044	-
		Fernas A.Ş.	0,045	-

**Kaynak:** EPDK, <http://www.epdk.gov.tr/lisans/dogalgaz/lisansdatabase/ihale.asp>

Görüldüğü üzere 13 ihalede ikinci en iyi teklifi veren şirket ile en iyi teklifi veren şirketler arasında ya bindeler ile ifade edilebilecek BHAB farkı ya da çok düşük bir seviyede olmak üzere bir kereye mahsus olarak yeni abonelerden tahsil edilen ABB farkları bulunmaktadır. Diğer yandan söz konusu ihaleleri en iyi teklifi vermek suretiyle kazanan şirketlerin çok sayıda bölgede faaliyet gösterdiği/göstereceği görülmektedir.<sup>19</sup>

Nitekim EPDK verilerine göre tamamlanan 56 ihale içinde Anadolu Doğalgaz'ın 10, Aksa'nın 9, Metangaz'ın ise 5 bölgede ihaleleri kazandığı gözlenmektedir. Diğer yandan EPDK'nın ihale bilgilerine yer verilen internet sayfasında söz konusu şirketlerin kontrol yapılarına ilişkin bilgilere yer verilmemektedir. Dolayısıyla söz konusu üç şirketin ihaleleri kazandığı bölgelerin dışında kalan bölgelerde faaliyet gösteren şirketlerin, bu üç şirketi kontrol eden gerçek ve/veya tüzel kişiler tarafından kontrol edilme olasılığı bulunmaktadır. Nitekim Çorum, Konya Ereğli ve Konya ihalelerini kazanan Gaznet A.Ş.'nin, Metangaz'ın sahibi konumunda bulunan Global Holding tarafından kontrol edildiği bilinmektedir.<sup>20</sup>

Son tahlilde EPDK tarafından, anılan şirketlerin sahip olduğu dağıtım ağının sayısı ve hacmi dikkate alınarak, görece yeni tarihlerde gerçekleştirilen dağıtım ihalelerinde çok küçük farklarla ikinci en iyi teklifi sunan şirketlere dağıtım hakkının verilmesinin mümkün olabileceği ifade edilmelidir. Böyle bir tercihin iki olumlu sonuç doğurması beklenmektedir. Birinci olarak bölgesel tekel niteliği taşıyan çok sayıda dağıtım bölgesinin kontrolü ele geçirilerek yüksek alım gücü yaratılması engellenmiş olacaktır. Aksi halde birden çok dağıtım bölgesinin kontrolünü elinde bulunduran gerçek ya da tüzel kişiler toptan satış şirketleri üzerinde baskı yaratabilecektir. Bu noktada özellikle, özelleştirilmesi tamamlanan ya da kısa bir zaman dilimi içinde özelleştirilmesi beklenen İstanbul ve Ankara dağıtım şirketlerinin yüksek dağıtım hacimlerinin de dikkate alınması gerekmektedir.

<sup>19</sup> Bazı bölgelerin ihale süreçleri tamamlanmakla birlikte lisans işlemlerinin tamamlanmadığı ve fiilen faaliyete başlanmadığı anlaşılmaktadır.

<sup>20</sup> Bkz. <http://www.globalyatirim.com/TR/default.aspx>

Öte yandan anılan dağıtım bölgelerine ilişkin imtiyazların farklı teşebbüslere verilerek alım gücünün sınırlandırılması, bir başka ifadeyle rekabetin artırılması suretiyle beklenen faydanın elde edilebilmesi için dağıtım şirketleri ile toptan satış şirketlerinin serbest tüketiciler nezdinde rekabet etmesinin koşullarının yaratılması gerekmektedir. Mevcut durumda EPDK'nın ileride ayrıntılandırılacak düzenlemesi nedeniyle beklenen rekabetin ortaya çıkması olası görülmemektedir.

Dağıtım bölgesi imtiyazlarının farklı gerçek/tüzel kişilere verilmesinin bir diğer olumlu etkisi, çok sayıda oyuncunun piyasaya girmesi ile ekonomik riskin azaltılmasının sağlanması olacaktır. Aksi halde çok sayıda dağıtım bölgesinde faaliyet gösteren teşebbüslerden herhangi birinin mali sıkıntı yaşaması halinde bu durumun olumsuz etkisi daha geniş bir coğrafyada hissedilecektir.

Özetle, dağıtım ihaleleri konusunda EPDK karar ve uygulamaları ile çok sayıda dağıtım bölgesinin tek elden kontrol edilmesine olanak sağlandığı görülmektedir. Bu durum, tüketici yararı gibi nesnel gerekçeler ile açıklanabilecektir. Ancak yukarıdaki tablodan görüldüğü gibi, bazı bölgelerde ihale sonucunda ortaya çıkan tablo, bu uygulama sonucunda tüketici refahında bariz bir artışın ortaya çıkmayacağına işaret etmektedir.

EPDK'nın anılan uygulamada bir sakınca görmemesini mevcut regülasyon rejimi ile açıklamak da mümkündür. Yukarıda ifade edildiği gibi hâlihazırda yürürlükte bulunan EPDK düzenlemeleri çerçevesinde dağıtım şirketleri, rekabete dayalı bir piyasada toptan satış şirketleri ile rekabet eden bir aktör olmaktan çok, geliri EPDK tarafından belirlenen pasif bir işletmeci konumunda bulunmaktadır. Şöyle ki, 4646 sayılı Kanun'un "Tanımlar" başlıklı üçüncü maddesinde dağıtım; "doğal gazın müşterilere teslim edilmek üzere mahalli gaz boru hattı şebekesi ile naklini ve perakende satışı", toptan satış ise; "doğal gazın dağıtım şirketlerine ve serbest tüketicilere yapılan satışı" şeklinde tanımlanmaktadır.

Bu tanıma istinaden dağıtım şirketleri tarafından serbest olmayan ve serbest tüketicilere yönelik satışlar perakende satış hizmeti olarak kabul edilmektedir.

Kanun'un 11. maddesi hükmü uyarınca perakende dağıtım hizmeti, EPDK tarafından regüle edilmektedir. Anılan regülasyona açıklık getirmek üzere 26.9.2002 tarih ve 24888 sayılı Resmi Gazete'de yayımlanarak yürürlük kazanan Doğal Gaz Piyasası Tarifeler Yönetmeliğinin 14. maddesi, serbest tüketicilere uygulanacak satış fiyatına EPDK tarafından belirlenecek bir tavan fiyat sınırlaması getirmektedir. Bu hükmün uygulaması EPDK kararlarında ortaya çıkmaktadır.<sup>21</sup> Buna göre EPDK, doğal gaz alım bedeline ÜFE fiyatlarına endekslediği taşıma bedellerinin eklenmesiyle ortaya çıkan fiyatı tavan fiyat sınırı olarak belirlemektedir. Söz konusu taşıma bedeli, dağıtım şirketlerinin toptan satış şirketlerine uygulayacakları hizmet bedelinin (satışa konu taşıma bedeli) üst sınırına eşittir.

Bir diğer ifadeyle, mevcut düzenlemeler çerçevesinde, dağıtım şirketlerinin serbest tüketicilere yaptığı satışlarda elde edeceği kârın üst sınırı, doğrudan satış yapmayarak, yani diğer toptan satış şirketleri tarafından yapılan satışlar üzerinden elde edeceği taşıma bedellerinin üst sınırına eşitlenmiştir. Bu durumda dağıtım şirketlerinin serbest tüketicilere yönelik doğrudan satışlarında toptan satış şirketleri ile fiyat rekabetine girmesi olası görülmemektedir. Zira dağıtım şirketi fiyat rekabetine girmese de söz konusu satışlara aracılık etmek suretiyle elde edeceği taşıma bedeli garantisine sahiptir. Aksini düşünmek, yani, dağıtım şirketinin doğalgaz satışına sadece aracılık etmek (altyapıyı kullandırmak) suretiyle elde edebileceği garanti kâr oranından feragat ederek toptan satış şirketleri ile rekabet edebileceğini savlamak rasyonel bir yaklaşım olmayacaktır. Diğer yandan bu uygulama, aynı zamanda dağıtım şirketlerinin alım gücünden kaynaklanan ekonomik gücün, alım fiyat-

<sup>21</sup> Bilgi için Bkz. 12.3.2008 tarih ve 1524 sayılı Enerji Piyasası Düzenleme Kurulu Kararı

larının baskılanması ile elde edilebilecek fiyat düşüşlerinin tüketicilere yansıtılması ihtimalini de ortadan kaldırmaktadır.

Netice itibarıyla dağıtım şirketlerini, fiyatları EPDK tarafından tespit olunan perakende ticaretin pasif bir aktörü konumuna getiren regülasyon koşulları altında çok sayıda dağıtım şirketinin aynı gerçek veya tüzel kişiler tarafından kontrol edilmesinde rekabet perspektifinden herhangi bir sakınca bulunmadığı ifade edilmelidir.

Dağıtım şirketlerinin toptan satış piyasasında rekabet etmelerinin sağlanması için gerekli şart, taşıma bedelleri ile serbest tüketicilere yapılan satışlardan elde edilecek kâr oranının farklılaştırılmasıdır. Bu durumda dağıtım şirketlerinin serbest tüketicilere yapılan satışlarda daha yüksek kâr elde etmek isteyebilecekleri, bu nedenle serbest tüketicilere yönelik satışlarda rakiplerin, yani toptan satış şirketlerinin şebekeyi erişimini engelleme eğiliminin artacağı ileri sürülebilecektir.

Bu endişeyi gidermeye yönelik olarak akla ilk gelen yöntem, dağıtım şirketlerin kârlarının hesaplanmasında taşıma hizmetine konu olan satış miktarı hariç, bizzat dağıtım şirketlerince gerçekleştirilen toplam satış miktarının da dikkate alınmasıdır. Bu halde dağıtım şirketlerinin toplam satış miktarını arttırmak amacıyla yüksek miktarlarda alım yapan serbest tüketicilere yönelik satışlarını arttırmak amacıyla, gerektiğinde satış kârlarından feragat ederek rekabet etmeleri beklenebilecektir. Üstelik dağıtım şirketleri alım fiyatlarının düşürülmesi yönünde sağlayıcılara baskı yapmak yönünde güdülenmiş de olacaktır.

Anılan alternatif yaklaşımın benimsenmesi halinde iki konu önem kazanacaktır. Bunlar; dağıtım şirketleri tarafından toptan satış şirketlerinin şebekeye erişiminin engellenmesi, ikincisi ise toplam satış miktarını arttırmak üzere maliyetin altında satışların önlenmesidir. Her iki uygulama gerek EPDK, gerekse Rekabet Kurumu'nun yetki alanı içinde

bulunmaktadır. Burada önem taşıyan bir konu da, toplam satış miktarı üzerinden hesaplanacak kâr oranının tespiti olacaktır.

Gelinen noktada dağıtım bölgelerinin önemli bir kısmının lisans devir işlemleri tamamlanmıştır. Dolayısıyla yukarıda dile getirilen öneri dağıtım şirketlerinin şartnamelerinde belirlenen sürenin sona ermesini müteakip uygulanma olanağı bulabilecektir. Özellikle, AB uygulamasında olduğu gibi tüm tüketicilerin serbest tüketici niteliğini kazanmasının ardından anılan uygulamanın doğalgaz piyasasında rekabetin tesisi bakımından daha da önem kazanacağı ileri sürülebilir.

4646 sayılı Kanun'un 4 (g) maddesine göre, lisans süresi sona eren dağıtım şirketi, sürenin tamamlanmasından bir yıl önce, söz konusu şehir içi dağıtım lisansının yenilenmesini EPDK'dan talep etme hakkına sahiptir. Bu halde Kurul, şirketin ekonomik ve teknik gücü, hizmet kalitesi ve abonelerinin memnuniyeti gibi hususları dikkate alarak ikinci kez dağıtım lisansı verebilmektedir. Lisans sahibinin lisans süresi yukarıda belirtilen nedenlerle uzatılmadığı takdirde, EPDK ilgili şehir için yeniden ihale açabilmekte ve mevcut şebekenin işletme ve mülkiyeti için en uygun teklifi veren tüzel kişiye dağıtım lisansı verebilmektedir.

Söz konusu hüküm, dağıtım ihalelerine yönelik cazibeyi arttıracak gibi görünse de ihaleyi kazanan dağıtım şirketleri üzerindeki rekabetçi baskıyı ortadan kaldırarak etkinsizliği teşvik edebilecektir. Zira ihale yönteminin mantığı, geçici bir süre için imtiyazı devralan teşebbüs üzerinde rekabetçi baskı yaratmak suretiyle ekonomik etkinlik odaklı çalışmayı teşvik etmektedir. Diğer yandan yenilenme koşullarının, 4646 sayılı Kanun'da teknik yeterlilik, müşteri memnuniyeti ve hizmet kalitesi gibi ölçümü güç değişkenlere bağlanmış olduğu, EPDK tarafından çıkarılan yönetmelikte ise bu konuda herhangi bir açılım getirilmediği gözlenmektedir. Bu itibarla dağıtım şirketlerinin lisans süreleri dolmadan, EPDK tarafından söz konusu değişkenlere açıklık getiren ve anılan teşebbüslerin etkinlik odaklı



çalışmasını teşvik eden bir düzenlemenin varlığına ihtiyaç duyulmaktadır.

Doğalgaz dağıtım ihaleleri ile ilgili önemli bir sorun 5669 sayılı Kanun'un yürürlük kazanması ile ortaya çıkmıştır. EPDK tarafından gerçekleştirilen dağıtım bölgeleri ihalelerin sonucunda birçok bölgede sıfır birim hizmet ve amortisman bedeli elde edilmiştir. Söz konusu ihale sonuçları incelendiğinde ortaya çıkan bedellerin, birim hizmet ve amortisman bedeli için 0-0,297 cent/kwh; abone bağlantı bedeli için 0-174\$ aralığında değiştiği gözlenmektedir.<sup>22</sup>

İhalelerde elde edilen düşük bedellere karşın Ankara doğal gaz dağıtım bölgesi için farklı bir uygulamaya gidilmiş, 25.5.2007 tarihinde kabul edilen 5669 sayılı Kanun kapsamında özelleştirilecek şirketin 30 yıllık lisansının ilk on yılında birim hizmet ve amortisman bedeli 0,05555 ABD Doları/metreküp karşılığı YTL olarak belirlenmiştir. Söz konusu bedel, EPDK tarafından gerçekleştirilen ihalelerde elde edilen en yüksek bedelin yaklaşık iki katı seviyesindedir.

Bu uygulamanın iki önemli sonuç ortaya çıkardığı ileri sürülebilecektir. Birincisi Ankara'da mukim nihai tüketici ve sanayicilerin çok daha yüksek fiyatla doğalgaz tüketmesi pahasına özelleştirmeden elde edilecek gelirin arttırılması amaçlanmış, 4646 sayılı Kanun'da öngörülen ilke dikkate alınmamıştır. İkincisi, birinci sonuçla da ilgili olarak, bu yaklaşımın sonucunda hukuki ve idari rejimin istikrarına önem veren yerli ve yabancı yatırımcılarda sisteme yönelik güvensizlik yaratılmıştır.

4646 sayılı Kanun'dan kaynaklanan bir diğer belirsizlik dağıtım şirketlerinin gaz tedarikleri ile ilgilidir. Kanun'un 7 (d) maddesinde dağıtım şirketlerinin bir yıl içinde dağıtacakları gazın en fazla yüzde ellisini

<sup>22</sup> <http://www.epdk.gov.tr/lisans/dogalgaz/lisansdatabase/dagitim.asp>

bir tüzel kişiden satın alabilecekleri, Kurul'un rekabet ortamının oluşmasını dikkate alarak bu oranı arttırılabileceği ya da azaltılabileceği hükme bağlanmıştır. Anılan hüküm, esasen piyasada rekabetin tesisi ve dağıtım şirketlerinin riski dağıtmasını amaçlamaktadır.

Diğer yandan söz konusu hükmün, 4646 sayılı Kanun'da sözleşme devirlerine ilişkin takvime uyulacağı varsayımıyla konduğu anlaşılmaktadır. Ancak ileride ele alınacağı üzere, sözleşme devirlerine ilişkin takvimin oldukça gerisinde kaldığı görülmüş ve 4646 sayılı Kanun'da hedeflenen sözleşme devri oranlarına ulaşmanın güçlüğü konusunda bir görüş birliği ortaya çıkmıştır.

Yukarıda sunulan çerçeveye içinde söz konusu hüküm bakımından iki temel sorun ortaya çıkmaktadır. Bunlardan birincisi hükmün uygulanabilirliği ile ilgilidir. Nitekim ileride açıklanacağı üzere, BOTAŞ'ın uzunca bir süre toptan satış piyasasının tamamına yakın bir bölümünü elinde bulunduracağı öngörülmektedir. Bu durumda doğalgaz dağıtım şirketlerinin hemen tümü, gazın tamamına yakın kısmını BOTAŞ'tan temin etmek durumunda kalacaktır. İkinci sorun ise, defaten ifade edildiği üzere, bir gerçek kişinin birden fazla tüzel kişilik vasıtasıyla dağıtım şirketlerine anılan oranını üzerinde doğalgaz satma olasılığının bulunmasıdır.

Öte yandan Kanun'un 11. maddesinde dağıtım şirketleri, en ucuz kaynaktan gaz temin ettiklerini ispat etmekle yükümlü kılınmıştır. Ancak burada da bir başka belirsizlik ortaya çıkmaktadır. Zira piyasada faaliyet gösteren toptan satış şirketleri arasında kapasitesi sınırlı olanlardan biri en düşük fiyatla doğal gaz satacaktır. Bu durumda tüm dağıtım şirketlerinin talebinin söz konusu toptan satış şirketi tarafından karşılanması olası görünmemektedir. Bu noktadan hareketle yukarıda yer verilen Kanun maddelerinin tadil edilmesi ve EPDK'nın gündeminde bulunan, gaz alımlarına ilişkin yönetmeliğin uygulamaya geçirilmesinin gerekli olduğu düşünülmektedir.

### 3.7.REKABETİN TESİSİ VE SERBEST TÜKETİCİLER

4646 sayılı Kanun'da rekabetin tesisine ilişkin hükümler 7. madde, serbest tüketicilere ilişkin hükümler ise 8. madde çerçevesinde düzenlenmiştir. Buna göre 4054 sayılı Rekabetin Korunması Hakkında Kanunda öngörülen rekabet özgürlüğü, hâkim durumun kötüye kullanılmaması, birleşme ve devralmaya ilişkin hususlar, doğal gaz piyasasında faaliyet gösterecek tüzel kişilere de uygulanacaktır. Esasen, ileride ele alınacağı gibi, 4054 sayılı Kanun tüm mal ve hizmet piyasalarında faaliyet gösteren teşebbüslere uygulanmaktadır. Burada anılan Kanun'a gönderme yapılarak, Rekabet Kurumu'nun rekabetin tesisi ve korunması işlevinin önemi pekiştirilmiştir.

Türkiye'deki üretim şirketleri hariç olmak kaydıyla hiçbir tüzel kişi, Kurumun cari yıla ait olarak belirlediği ulusal doğal gaz tüketim tahmininin yüzde yirmisinden fazlasını satamayacaktır. Burada da, gerçek kişi ve kontrol kavramları dikkate alınmayarak tüzel kişilere sınırlandırma getirildiği görülmektedir. Bu yaklaşımın, Kanun'un temel amaçlarından biri olan rekabetin tesisine yönelik hükümleri zayıflattığı açıktır.

Doğal gaz piyasa faaliyeti yapan herhangi bir tüzel kişi, kendi faaliyet alanı dışında faaliyet gösteren tüzel kişilerden sadece bir tanesine, kontrolü ele geçirmemek kaydıyla iştirak edebilecek, ancak ayrı bir şirket kuramayacaktır. Öte yandan kendi faaliyet alanında faaliyet gösteren hiç bir tüzel kişiye iştirak edemeyecek ve şirket kuramayacaktır. BOTAŞ'ın mevcut iştirakleri bu hükümden istisna tutulmuştur. Söz konusu hükmün amacı piyasada faaliyet gösteren tüzel kişilerin dikey bütünleşmek suretiyle rekabeti sınırlamasını engellemektir. Bir başka ifadeyle bu hüküm bir nevi hukuki ayrıştırma öngörmektedir.

Ancak, burada da bir gerçek kişinin farklı segmentlerde (örneğin iletim ve toptan satış) faaliyet gösteren farklı şirketler kurarak dikey bütünleşik

yapıya ulaşmasının önünde herhangi bir engel bulunmadığı vurgulanmalıdır. Her ne kadar EPDK tarafından, lisans sahibi tüzel kişilerin adları, Kurum'un internet sayfasında teşhir edilse de, bu bilgilerden anılan şirketlerin son tahlilde kimler tarafından kontrol edildiğini anlamak mümkün olmamaktadır. Şeffaflığın sağlanabilmesi bakımından EPDK'nın kontrole ilişkin bilgileri de kamuoyu ile paylaşması gerekmektedir.

Öte yandan Lisans Yönetmeliği'nin 31 (g) maddesinde tüzel kişilerin, her bir piyasa faaliyeti ve faaliyet gösterilen her bir tesis için ayrı ayrı lisans almak kaydıyla piyasada birden fazla faaliyette bulunabileceği, ancak doğal gazın toptan satış faaliyeti ile iştirak eden tüzel kişilerin, iletim veya dağıtım faaliyeti yapamayacağı, dahası iletim veya dağıtım faaliyeti yapan tüzel kişiye iştirak edemeyeceği hükme bağlanmıştır.

Bu hüküm ile 4646 sayılı Kanun'un 7. maddesi ile çizilen rekabet sınırı biraz daha daraltılmış, toptan satış faaliyeti yapan tüzel kişilerin kendi faaliyet alanı dışında faaliyet gösteren dağıtım ve iletim şirketlerine kontrolü ele geçirmeksizin iştirak etmesi de engellenmiştir. Burada da yine, rekabetin tesisi amacıyla da olsa, EPDK'nın, Kanun'un kapsamını yetkisiz bir biçimde daralttığı görülmektedir. Diğer yandan tüzel kişilere özgülenen bu sınırlamanın bir anlam ifade etmeyeceği açıktır.

Lisans Yönetmeliği'nin 31 (f) hükmünde lisans sahiplerinin, lisanslarında Kuruldan izin alınmaksızın yapılacak faaliyetler olarak belirtilenlerin dışında piyasa dışı faaliyette bulunamayacağı ifade edilmektedir. Kurul izin verme aşamasında talep edilen lisansın türü, piyasa dışı faaliyetin niteliği ve enerji piyasası ile ilişkisini göz önünde bulunduracaktır. Söz konusu madde kapsamında tüzel kişilerin lisanslarında belirtilen faaliyetleri arasında hesap ayrışımını yapmaları zorunlu kılınmış, çapraz sübvansiyon tesis edemeyecekleri hükme bağlanmıştır. Yönetmeliğin 35. maddesi hükmünde de çapraz sübvansiyon yasağı yinelenmiştir.

Doğal gaz piyasasında birden fazla konuda faaliyet gösteren tüzel kişilerin muhasebe ayrışmalarını yapmaları zorunludur. 4646 sayılı Kanun'un 7(a)3 hükmünde daha ileri bir ayrıştırma yöntemi olan hukuki ayrıştırma rejimi, ismi doğrudan anılmadan öngörülmüş olmasına karşın, tüm tüzel kişilere çapraz sübvansiyon yoluyla rekabetin bozulmasını engellemek üzere muhasebe ayrıştırılması zorunluluğunun getirildiği görülmektedir. Bu noktada aday üye olduğumuz AB'nin ilgili mevzuatında bir nevi güçlendirilmiş hukuki ayrıştırma rejiminin öngörüldüğü vurgulanmalıdır. Bu konuya ileride tekrar dönülecektir.

4646 sayılı Kanun'un 8. maddesinde serbest tüketicilerin aşağıdaki sınıflamaya göre belirleneceği hükme bağlanmıştır: Buna göre:

- 1) Satın aldığı yıllık doğal gaz miktarı bir milyon metreküpten daha fazla olan tüketiciler ve kullanıcı birlikleri,
- 2) Elektrik enerjisi üretimi için gaz satın alan şirketler,
- 3) Elektrik ve ısı enerjisi üreten kojenerasyon tesisleri,
- 4) Üretim faaliyetinde kullanılmak üzere, Türkiye'de doğal gaz üreten üretim şirketleri, serbest tüketici statüsünde sayılmıştır.

Bununla birlikte Kurul, bütün tüketiciler serbest tüketici oluncaya kadar her yıl serbest tüketici olma sınırını yeniden belirlemekle yükümlü kılınmıştır. Kurul, sadece lisans verilme aşamasında olmak üzere, şehirlerin gelişmişlik durumu, gaz tüketimi ve şehirlerde alt yapı yatırımlarının teşvik edilmesi amacıyla, serbest tüketici olmak için aranan yıllık tüketim miktarının sınırını tespit etmeye yetkilidir.

Mevcut durumda serbest tüketici sınırı 4646 sayılı Kanun'un yürürlüğe girmesinden önce alınmış bir hak, izin ve yetkilendirme uyarınca doğal gaz dağıtım faaliyetinde bulunan dağıtım şirketlerinin sorumluluk alanları

içerisinde 1 milyon m3, EPDK tarafından dağıtım ihalesi düzenlenen şehir içi doğal gaz dağıtım lisansı alan tüzel kişilerin sorumluluk alanları dâhilinde ise 15 milyon m3 olarak tespit edilmiştir.

Bu sınırlar 2008 yılı itibarıyla başlangıçtaki seviyelerini korumaktadır. Üstelik yukarıda ifade edildiği gibi, Kanun'da tüm tüketiciler serbest tüketici statüsü kazanana kadar bu limitlerin her yıl yeniden belirleneceğini öngörülmektedir. Burada üzerinde durulması gereken nokta, EPDK'nın, ekonomik koşulları dikkate alarak aynı dağıtım şirketi tarafından hizmet sunulabilecek il sayısını, birçok kez değiştirmesine, elektrik piyasasında ise serbest tüketici sınırını giderek düşürmesine (başlangıçta 12 milyon kws olan bu sınır, 1 milyon kws'ye düşürülmüştür) karşın, rekabetin arttırılması sonucunu doğurabilecek olan serbest tüketici sınırını değiştirmemesidir. Üstelik AB mevzuatı çerçevesinde 2007 yılından itibaren AB sınırları içindeki tüm tüketiciler serbest tüketici sayılmış, böylece tüm tüketicilere operatörünü seçme hakkı tanınarak rekabetin önündeki engeller kaldırılmıştır.

Doğal gaz piyasa faaliyeti yapan tüzel kişilerin, ilke olarak, sisteme giriş taleplerinin kabul etmesi esastır. Şebekeye erişim taleplerinin reddi, ancak yeterli kapasiteye sahip olamama veya üçüncü kişilerin sisteme girişleri halinde yükümlülüklerini yerine getiremeyecekleri veya mevcut sözleşmeleri nedeniyle ciddi mali ve ekonomik tazminatlara mahkûm olabilecekleri durumlarda kabul edilmeyebilir. Söz konusu hüküm özellikle iletim şebekesine erişim bakımından önem taşımaktadır. Ancak, daha önce ifade edildiği üzere, bu hükmün anlamlı kılınması için şebekeye erişime ilişkin teknik kuralların da dikkatli bir biçimde düzenlenmesi gerekmektedir.

### **3.8.TARİFELER**

Tarifeler ile ilgili hükümler 4646 sayılı Kanun'un 11. maddesinde

düzenlenmiştir. İlgili madde kapsamında beş temel tarife türü tanımlanmıştır. Bunlar bağlantı tarifesi, iletim tarifesi, depolama tarifesi, toptan satış tarifesi ve perakende satış tarifesidir. Söz konusu tarifeler ile ilgili ayrıntılı düzenlemelere 26.9.2002 yılında yürürlük kazanan Doğal Gaz Piyasası Tarifeler Yönetmeliğinde yer verilmiştir.

Bağlantı tarifelerinin taraflar arasında serbestçe belirlenmesi esastır. Abonelere ise EPDK ve dağıtım şirketi arasında belirlenen sabit bağlantı tarifeleri uygulanmaktadır. Kanun'da temel ilke bir iletim ya da bir dağıtım sistemine bağlantı için eşit durumda olan serbest tüketiciler arasında ayırım yapılmaması olarak ortaya konmuştur.

İletim ve sevkiyat kontrolüne ait tarifeler EPDK tarafından tespit olunmaktadır. Tarifeler Yönetmeliği'nin 12. maddesi uyarınca iletim tarifelerinin hesaplanmasında gelir tavanı yöntemi uygulanacaktır. Tüzel kişinin gelir tavanı ve buna ilişkin parametreler, tüzel kişi için belirlenen verimlilik hedeflerine ulaşılması ölçüsünde, ilgili mevzuattaki hükümlere uygun olarak sabit ve değişken maliyetlerinin karşılanması ve yatırımların sürdürülmesi için makul bir getiri elde edilmesine izin verilecek şekilde belirlenmektedir.

Kanun'un 11. maddesine göre tarifelerin tespitinde iletim mesafesi ve iletilen gaz miktarının esas alınacağı hükme bağlanmıştır. Bununla birlikte EPDK, transit doğal gaz iletiminin teşvik edilmesi amacıyla transit iletim tarifelerini, yurtiçi iletim tarifelerinden farklı usul ve esaslara göre tespit etmeye yetkili kılınmıştır.

Kanun'da EPDK tarafından hazırlanacak olan iletim tarifesinde üretilen, ithal veya ihraç edilen doğal gazın nakli için iletim şebekesinden yararlanan eşit durumdaki tüm kullanıcılar arasında fark gözetmeksizin uygulanacak fiyatlara ilişkin hükümlerin ve tarife şartlarının yer alması gerektiği vurgulanmaktadır.

Depolama tarifeleri, depolamacı şirketler ile depolama hizmeti alan tüzel kişiler arasında serbestçe belirlenmektedir. İletim ve depolama şirketleri ekonomik, verimli ve güvenli işletmecilik hizmeti verdiklerini EPDK'ya ispat etmekle yükümlü kılınmıştır. Bununla birlikte Tarifeler Yönetmeliği'nin Geçici 2. Maddesinde, ülkede depolama kapasitesinin yeterli seviyeye ulaşınca kadar geçen süre içinde depolama tarifelerinin EPDK tarafından belirlenmesi öngörülmektedir. Burada da, toptan satış tarifelerinde olduğu gibi, EPDK'nın, Kanun ile verilmemiş bir yetkiyi ikincil mevzuat düzenlemesiyle kullandığı görülmektedir.

Daha önce ifade olunduğu üzere, 4646 sayılı Kanun'a göre toptan satış tarifesi, EPDK tarafından belirlenecek esaslar dâhilinde doğal gaz alım satımı yapan taraflarca serbestçe belirlenmektedir. Ancak, Kanun'un amir hükmüne karşın Tarifeler Yönetmeliği'nin Geçici İkinci Maddesi'ne istinaden 2007 yılının sonuna kadar EPDK toptan satış tarifesini, piyasada rekabet şartlarının oluşmadığı gerekçesiyle tespit etmeye devam etmiştir. Ancak anılan tarihte, yani kontrat devirleri sonrasında bir EPDK kararıyla toptan satış şirketlerinin piyasaya girmek üzere olduğu bir dönemde fiyatlar bir EPDK kararı ile serbest bırakılmıştır. Üstelik bu uygulamaya dayanak teşkil eden Tarifeler Yönetmeliği'nin ilgili hükmünde, tarife tespitinde rekabetin hiç veya yeterince oluşmadığı müddetçe fiyatların Kurul tarafından tespit olunacağı ifade edilmektedir. Buna karşın fiyatları serbest bırakan Kurul Kararında rekabetin tesis edilip edilmediğine yönelik bir değerlendirme bulunmamaktadır. Esasen böyle bir değerlendirme yapmanın, söz konusu kararın alındığı tarihte mümkün olmadığı ifa de edilmelidir, zira söz konusu tarihte BOTAŞ pazarın tamamına hükmetmekteydi.

Bu uygulama esasen Kanun'da öngörülen fiyat serbestliği ilkesi ile uyumlu gibi görünmesine karşın rekabeti engelleyen sonuçları ortaya çıkarabilecektir. Zira muhtemelen EPDK'nın anılan düzenlemesini dikkate alarak BOTAŞ'tan sözleşme devralan toptan satış şirketlerinin ucuz kaynaklardan aldığı gaz sayesinde ortalama fiyatları düşük olan



BOTAŞ fiyatlarıyla rekabet etmesi güçtür.<sup>23</sup> Diğer yandan Kanun BOTAŞ'ın pazar payının 2009 yılına kadar %20 seviyesine düşmesini öngörmektedir. Bu öngörü çerçevesinde toptan satış fiyatlarının serbest bırakılması doğaldır. Ancak uygulamada 2008 yılı itibarıyla BOTAŞ'ın ithalat sözleşmelerinin ancak %10'luk kısmı özel teşebbüslere devredilebilmiştir.

Dağıtım şirketinin birim gaz alım fiyatı, birim hizmet bedeli, amortisman bedelleri ve diğer faktörlerden meydana gelecek olan perakende satış fiyatları ve tarife esasları EPDK tarafından belirlenmektedir. Söz konusu perakende satış fiyatının dışında tüketicilerden herhangi bir ad altında ücret talep edilememektedir. Perakende satış tarifeleri enflasyon ve diğer hususlar göz önüne alınarak, dağıtım şirketlerinin EPDK'ya başvurması halinde yeniden tespit olunabilmektedir.

Tarifeler Yönetmeliği'nin Geçici 2. maddesi uyarınca, Kanunun Geçici 3. maddesinin (b) bendine göre, mülkiyeti, işletmesi ve doğal gaz ticaret hakkı belediye veya belediye şirketine ait olan mevcut dağıtım şirketlerinin kamu hisseleri yüzde yirmi veya altına düşünceye kadar ve Kanunun geçici 3. maddesinin (a) bendinde belirtilen Eskişehir ve Bursa şehir içi dağıtım işletmeleri ve varlıkları özelleştirilinceye kadar, perakende satış fiyatları ile abonelerin sabit bağlantı bedelleri dağıtım şirketlerinin önerisi üzerine Kurul tarafından belirleneceği hükme bağlanmıştır.

Anılan Yönetmelik hükmü kapsamında söz konusu dağıtım şirketlerinin perakende satış tarifeleri, enflasyon ve diğer hususlar göz önüne alınarak tarifelerinde değişmeye neden olan gerekçelerle EPDK'ya başvurmaları halinde, Kurul tarafından yeniden tespit edilebilecektir. Fiyatların Kurul tarafından tespitinde, hizmet maliyeti, yatırıma imkân sağlayacak makul ölçüde kârlılık ve piyasada cari doğal gaz alış fiyatları dikkate alınacaktır.

<sup>23</sup> Diğer yandan BOTAŞ'ın çapraz sübvansiyon yaptığına ilişkin emareler de bulunmaktadır. Bkz Petrol İş Yayını No:102. Hazine Müsteşarlığı 2006 Kamu İktisadi Teşebbüsleri Hazine Pay Sahipliği Raporu

4646 sayılı Kanun'un 11. maddesinde tanımlanan bütün tarife türleri için ilgili tüzel kişiler tarafından hazırlanacak fiyat tarifelerinin, her yıl Ekim ayının sonuna kadar hazırlanarak Kurul'un görüşüne sunulması gerekmektedir. Kanun uyarınca Kurul, bu başvuruları aynı yılın 31 Aralık tarihini geçmeyecek şekilde incelemekte ve uygun bulması halinde onaylamaktadır.

### **3.9.SÖZLEŞME DEVİRLERİ VE BOTAŞ'IN YENİDEN YAPILANDIRILMASI**

4646 sayılı Kanun'un Geçici 2. Maddesi uyarınca BOTAŞ hazırlık döneminden sonra başlamak üzere ithalatı ulusal tüketimin yüzde yirmisi oranına düşüncüye kadar yeni doğal gaz alım sözleşmesi yapamayacaktır.

Anılan madde hükmüne göre BOTAŞ toplam yıllık ithalat miktarı yıllık ulusal tüketimin yüzde yirmisine düşürüncüye kadar, mevcut doğal gaz alım veya satım sözleşmelerini kısmi veya bütün olarak tüm hak ve yükümlülükleri ile devretmekle yükümlü kılınmıştır. Başta Dünya Bankası olmak üzere birçok kurum ve uzman tarafından böylesine yüksek oranlı bir sözleşme devri modelinin gerçekçi olmayacağı dile getirilmiştir. Dünya Bankası, gerçekleştirilmesi çok güç olan bu modelin ileriye yönelik belirsizlik yaratması nedeniyle potansiyel yatırımcıları ürkütebileceği riskine işaret etmektedir (The World Bank 2004). Uygulama bu savı desteklemektedir. Nitekim 2008 yılı itibarıyla toplam sözleşmelerinin ancak %10'luk kısmı, Shell, Bosphorus, Enerco ve Avrasya'ya devredilebilmiştir.

Sözleşme devirleri ile ilgili bir diğer sorun da, 2005 yılında yürürlük kazanan 5367 sayılı Kanun kapsamında, satıcının ön izin şartının alınması zorunluluğunun getirilmesinden kaynaklanmaktadır. Bu yükümlülük nedeniyle EPDK'dan ön lisans alan ve aralarında Zorlu, Habaş, Koç Statoil, Akenerji ve EnerjiSA gibi ciddi enerji şirketleri bulunan 33

teşebbüs, kontrat devredilenler hariç olmak üzere Rusya tarafından ön izin verilmeye değer bulunmamıştır.

Sözleşme devri bakımından ilginç bir nokta ise Geçici 2. Madde'de yer verilen bir düzenleme ile ilgilidir. Buna göre satıcıdan ön izin alamayan ithalat lisans yeterlilik sahibi şirketlere, BOTAŞ tarafından yapılacak ihaleyi kazanmak; BOTAŞ'ın tüm yurtdışı mükellefiyetlerini yerine getirmeyi kabul etmek ve alım fiyatının sözleşme fiyatından aşağı olmaması koşulları ile miktar devri yapılabilecektir. Ancak bugüne kadar miktar devri uygulamasına başvurulmadığı görülmektedir. Bu durumun, alıcıların isteksizliğinden mi, yoksa BOTAŞ'ın tutumundan mı kaynaklandığı bilinmemektedir. Bununla birlikte alıcıların bu konuda tereddüt göstermesi olasılığı düşüktür, zira sözleşme devri kapsamında tüm hak ve yükümlülükleri üstlenmeyi kabul etmiş olan teşebbüslerin, miktar devri konusunda tereddüt gösterebileceğini düşünmek gerçekçi olmayacaktır.

Kanun'da sözleşme devrileri kapsamında BOTAŞ tarafından her takvim yılında devredilen miktarların, Kanunun yürürlüğe girdiği tarihte alım taahhüdünde bulunulan toplam doğal gaz miktarının yüzde onundan daha az olamayacağı öngörülmesine karşın, bu hükmün gereğinin yerine getirilmediği gözlenmektedir.

4646 sayılı Kanun uyarınca BOTAŞ'ın mevcut sözleşmelerinin var olduğu ülkeler dışındaki ülkelere yapılacak ithalata yönelik müracaatlarda Kurul, piyasada rekabet ortamının oluşturulması, mevcut sözleşmelerden doğan yükümlülükleri ve ihracat bağlantılarını dikkate alarak belirleyeceği usul ve esaslar dâhilinde müracaatları değerlendirerek ithalata müsaade edebilmektedir.

Bununla birlikte daha önce ifade edildiği üzere, EPDK bir Kararla üçüncü ülkelere yapılacak ithalat için BOTAŞ'tan, söz konusu ithalatın

yapılmasının mevcut sözleşme ve ihracat bağlantılarından doğan yükümlülüklerini ifa etmesine engel teşkil etmeyeceği veya bu miktarda doğal gazın sisteme girmesi halinde ciddi ekonomik ve mali güçlükler yol açılmayacağına ilişkin görüş talep etmiştir. Bir KİT olan BOTAŞ'ın yöneticilerinin böyle bir görüş vermekten imtina etmeleri muhtemeldir. Bu itibarla EPDK'nın anılan kararı doğrultusunda üçüncü ülkelerden yapılacak ithalatın önüne ciddi bir engel konduğu görülmektedir.

Geçici ikinci maddenin sonunda ithalat yasağına istisna getiren bir hüküm konmuştur. Buna göre ihraç amaçlı veya EPDK tarafından tespit edilecek yurtiçi doğalgaz arz açığının olması durumunda söz konusu ülkelerle yeni gaz alım bağlantıları yapılabilecektir. Söz konusu hükmün uygulaması henüz ortaya çıkmamıştır.

Kanun'da BOTAŞ'ın dikey bütünleşmiş tüzel kişiliğinin 2009 yılına kadar devam edeceği, bu tarihten sonra yeniden yapılandırılacağı öngörülmektedir. Yeniden yapılandırılma sonucu meydana gelecek yeni tüzel kişilerden, sadece gaz alım ve satım sözleşmelerine sahip olan ve ithalat faaliyetinde bulunacak olan şirket, BOTAŞ'ı temsil edecek ve BOTAŞ adı ile anılacaktır.

Yeniden yapılandırılma sonucu ortaya çıkan şirketlerden iletim faaliyeti yapan şirket hariç, diğerleri iki yıl içinde özelleştirilecektir. Anılan hükmün gereği olarak BOTAŞ'ın 2009 yılında parçalanması ve iki parçasının özelleştirilmesi, sözleşme devri öngörüsündeki başarısızlık hesaba alındığında, neredeyse imkânsızdır. Bu noktadan hareketle önümüzdeki bir yıl içinde 4646 sayılı Kanun'da değişikliğe gidilerek, şayet bu çalışma kapsamında dile getirilecek öneriler çerçevesinde köklü bir yapısal değişiklik yapılmayacak ise, sözleşme devirleri ile ilgili yeni bir takvim belirlenmesi veya sözleşme devirleri yerine miktar devri gibi yeni bir modelin üretilmesi gerekmektedir.

BOTAŞ'ın piyasa faaliyetlerine ilişkin muhasebe ayrışımı, hazırlık dönemi sonundan itibaren on iki ay içerisinde gerçekleştirilecektir. Bu hüküm özellikle dikey bütünlüğe yapının rekabeti sınırlamak üzere kullanımının engellenmesi bakımından önem taşımaktadır.

### **3.10.BAĞIMSIZ İDARİ OTORİTENİN TEŞEKKÜLÜ**

3.3.2001 tarih ve 4628 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu'nun 4. maddesi hükmü uyarınca EPDK, kamu tüzel kişiliğini haiz, idari ve mali özerkliğe sahip bir kurum niteliğini taşımaktadır.

Anılan madde hükmü kapsamında, EPDK:

- tüzel kişilerin yetkili oldukları faaliyetleri ve bu faaliyetlerden kaynaklanan hak ve yükümlülüklerini tanımlayan Kurul onaylı lisansların verilmesinden
- işletme hakkı devri kapsamındaki mevcut sözleşmelerin 4628 sayılı Kanun hükümlerine göre düzenlenmesinden,
- piyasa performansının izlenmesinden, performans standartlarının ve dağıtım ve müşteri hizmetleri yönetmeliklerinin oluşturulmasından, tadilinden ve uygulattırılmasından ve denetlenmesinden,
- 4628 sayılı Kanun'da yer alan fiyatlandırma esaslarını tespit etmekten, piyasa ihtiyaçlarını dikkate alarak serbest olmayan tüketicilere yapılan elektrik satışında uygulanacak fiyatlandırma esaslarını tespit etmekten ve bu fiyatlarda enflasyon nedeniyle ihtiyaç duyulacak ayarlamalara ilişkin formülleri uygulamaktan ve bunların denetlenmesinden,
- piyasada bu Kanuna uygun şekilde davranılmasını sağlamaktan sorumlu kılınmıştır.

İdari özerkliği sağlamak üzere 4628 sayılı Kanun'un 6. maddesi kapsamında, Kurul üyelerinin görev süreleri dolmadan üyeliklerine son

verilemeyeceği hükme bağlanmakta, mali özerkliğı sağlamak üzere 10. madde kapsamında Kurum'un gelir kalemleri tanımlanmaktadır. Bu çerçevede EPDK'nın, en azından yasal düzlemde, idari ve mali özerkliğı haiz bir bağımsız idari otorite olarak örgütlendiğı görülmektedir. Uygulamada EPDK'nın özerkliğinin bulunup bulunmadığı ise başlı başına ayrı bir inceleme konusudur.

### **3.11.REKABET HUKUKU UYGULAMALARI**

Türkiye'de rekabet hukuku, ABD ve AB uygulamaları dikkate alındığında, görece yeni bir disiplindir. 4054 sayılı Rekabetin Korunması Hakkında Kanun (Rekabet Kanunu) 7.12.1994 tarihinde yürürlük kazanmıştır. Rekabet kanunları genel olarak rekabeti sınırlayan anlaşmaları, hâkim durumdaki teşebbüslerin bu durumlarını kötüye kullanmalarını yasaklar-ken, belirli bir ciro ve/veya pazar payı eşiğı üzerindeki teşebbüslerin yoğunlaşmalarını kontrol altında tutmaktadırlar.

4054 sayılı Kanunun amacı, mal ve hizmet piyasalarındaki rekabeti engelleyici, bozucu veya kısıtlayıcı anlaşma, karar ve uygulamaları ve piyasaya hâkim olan teşebbüslerin bu güçlerini kötüye kullanmalarını önlemek, bunun için gerekli düzenleme ve denetlemeleri yaparak rekabetin korunmasını sağlamaktır. Rekabet Kanunu'nun uygulanmasından sorumlu olan otorite idari ve mali özerkliğı haiz Rekabet Kurulu'dur. Anılan amaçların gerçekleştirilmesine yönelik olarak Kanun kapsamındaki işlemleri üç ana başlık altında toplamak mümkündür:

1. Türkiye Cumhuriyeti sınırları içinde mal ve hizmet piyasalarında faaliyet gösteren ya da bu piyasaları etkileyen her türlü teşebbüsün aralarında yaptığı rekabeti engelleyici, bozucu ve kısıtlayıcı anlaşma, uygulama ve kararlar (madde 4)
2. Piyasada hâkim durumda olan teşebbüslerin bu güçlerini kötüye kullanması (madde 6)

3. Hâkim durum yaratmaya veya var olan bir hâkim durumu güçlendirmeye yönelik ve bunun sonucu olarak rekabeti önemli ölçüde azaltacak birleşme ve devralma niteliğindeki her türlü hukuki işlem ve davranışlar (madde 7)

Bu çerçeve içinde Rekabet Kurumu'nun doğalgaz piyasasında rekabetin tesisi noktasında önemli bir rol oynayabileceği görülmektedir. Nitekim AB'de rekabet otoritelerinin doğalgaz sektörünün serbestleşme süreci içinde etkili aktörler olarak rol aldıkları görülmektedir. Örneğin İngiltere'de 1980'li yıllarda British Gas'ın bir bütün olarak dikey bütünleşik yapısını koruyarak özelleştirilmesi sonucunda ortaya çıkan ve rekabetin tesisini engelleyen sorunlar büyük ölçüde rekabet otoritesinin (Office of Fair Trade) müdahalesiyle çözülmüştür.<sup>24</sup>

Serbestleşme süreci içinde Rekabet Kurumu'nun sektöre yönelik müdahaleleri üç noktada önem taşımaktadır. Bunlardan birincisi, özellikle sözleşme devirlerinin öngörülen takvimin gerisinde kaldığı dikkate alınarak, piyasada uzunca bir süre hâkim konumunu koruyacak BOTAŞ'ın rekabeti bozmaya yönelik davranışlarının Rekabet Kanunu'nun 6. maddesi kapsamında engellenmesidir. İkincisi, rekabete dayalı yapının gerek ithalat, gerek dağıtım, gerekse toptan satış düzlemlerinde yoğunlaşma işlemleri neticesinde ortadan kaldırılmasının bir ex-ante denetim aracı olan 7. madde kapsamında değerlendirilmesidir. Üçüncü nokta ise, anılan düzlemlerde teşebbüslerin bir araya gelerek, özellikle piyasa paylaşımına yönelik eylemler vasıtasıyla kartelleşmenin 4. madde çerçevesinde denetlenmesi olacaktır.

<sup>24</sup> Bilgi için bkz.: Newbery D., Privatization, Restructuring and Regulation of Network Utilities, The Walras-Pareto Lectures, MIT Press 2000, (Newbery 2000), [http://books.google.com/books?hl=tr&lr=&id=2bAJI4UbzNAC&oi=fnd&pg=PA1&dq=%22Newbery%22+%22Privatization,+Restructuring,+and+Regulation+of+Network+...%22+%22&ots=6NttbZKTeX&sig=z048nwkVTdzO5lnpRECK5ZG\\_4k0#PPP1,M1](http://books.google.com/books?hl=tr&lr=&id=2bAJI4UbzNAC&oi=fnd&pg=PA1&dq=%22Newbery%22+%22Privatization,+Restructuring,+and+Regulation+of+Network+...%22+%22&ots=6NttbZKTeX&sig=z048nwkVTdzO5lnpRECK5ZG_4k0#PPP1,M1)  
OECD, Regulatory Reform in the Gas, electricity and Professions, OECD Review of Regulatory Reform, Review of the United Kingdom, (OECD 2002)

Doğalgaz piyasasının serbestleşmesinden bugüne geçen sekiz yıllık süre içinde Rekabet Kurumu'nun, rekabetin tesisi ve korunmasına yönelik bazı önemli kararlara imza attığı görülmektedir. Söz konusu kararlarda, dağıtım şirketlerinin özelleştirilme işlemleri ve BOTAŞ tarafından gerçekleştirilen sözleşme devirleri 7. madde kapsamında değerlendirilmektedir.

Bunlara ek olarak BOTAŞ'ın aşırı fiyat uygulaması içinde bulunduğu şikâyetine yönelik olarak yapılan bir önaraştırma mevcuttur. Diğer yandan serbestleşmenin temel hedeflerinden biri olan toptan satış piyasasında rekabetin geliştirilmesi ile ilgili yakın tarihte bir önaraştırma tamamlanmıştır. Bu noktada rekabetin tesisi ve korunması ile ilgili olarak önem taşıyan ve Rekabet Kurumu'nun yaklaşımını ortaya koyan bazı kararların mercek altına alınması yerinde olacaktır.

### ***Bosphorus Gaz A.Ş. Kararı***

Söz konusu kararlardan ilki BOTAŞ ile Gazexport (yeni adıyla Gazprom) arasında 18.2.1998 tarihinde akdedilmiş olan Doğal Gaz Satış Sözleşmesi'nin üç lota karşılık gelen 0,75 bmc kısmının Bosphorus Gaz Corporation A.Ş.'ye devredilmesi talebinin değerlendirildiği karardır.<sup>25</sup> Sözleşme devirleriyle ilgili ihalede en yüksek teklifi sunan Shell Enerji A.Ş., Bosphorus Gaz A.Ş., Enerco A.Ş. ve Avrasya Gaz A.Ş. unvanlı teşebbüsler BOTAŞ ile Gazexport arasındaki sözleşmenin bir kısmını devralmaya hak kazanmıştır. Rekabet Kurumu, genel olarak, Shell Enerji A.Ş., Enerco A.Ş. ve Avrasya Gaz A.Ş.'nin ithalat taleplerini, rekabetin gelişmesi sonucuna yol açacağı gerekçesiyle kabul etmiştir.

Bu noktada Rekabet Kurulu'nun yaklaşımının doğruluğu vurgulanmalıdır. Zira sözleşme devirleri sonucunda BOTAŞ ile rekabet edecek teşebbüslerin piyasaya girmesi söz konusudur. Öte yandan söz konusu teşebbüsler içinde Bosphorus'un konumu ayrıcalıklıdır. Zira ilgili Kurul Kararında ifade olunduğu üzere Bosphorus, Türkiye'nin toplam gaz

<sup>25</sup> 11.7.2007 tarih ve 07-59/687-242 sayılı Rekabet Kurulu Kararı



tüketiminin yaklaşık %65'inin sağlayan Gazprom'un kontrolünde bulunan bir şirkettir. Kurul'un izni sonucunda Türkiye'nin en büyük tedarikçisi konumunda bulunan bir teşebbüsün kontrol ettiği şirket toptan satış piyasasına girmiştir. Buradaki temel sorun Bosphorus'un rakiplerinin (Botaş ve diğer sözleşme devralan şirketler), bu şirketi kontrol etmekte olan teşebbüsten yüksek miktarlarda gaz alımı gerçekleştirmesidir. Dolayısıyla dikey bütünleşik yapı ortaya çıkaran söz konusu işlemin rekabet üzerinde olumsuz etkiler yaratması muhtemeldir.

Nitekim söz konusu Karar'da bu hususun dikkate alındığı görülmektedir. Karar'da; *"Doğalgaz toptan satış pazarına ilişkin yatay seviyede yoğunlaşma anlamında yukarıdaki değerlendirme ardından ortaya çıkan soru, devralan taraf olan Bosphorus'un ortağı olan Gazprom'un Türkiye'nin en büyük gaz tedarikçisi olmasının (aynı zamanda devre konu sözleşmenin de sağlayıcı olarak tarafı konumundadır), bildirim konu devir işleminin dikey anlamda nasıl bir sonuç doğuracağı hususudur. Dosyadaki bilgilere göre 2006 yılı rakamlarına göre Bosphorus'ta –dolaylı yoldan- ortak kontrole sahip olan Gazprom'un Türkiye'ye ithal olarak giren doğal gazdaki payı %()’tür. Söz konusu gaz BOTAŞ tarafından, Gazprom ve BOTAŞ arasında yapılmış olan çeşitli anlaşmalar yoluyla ithal edilmektedir. Bu durumda dünya doğalgaz sektörünün dev kabul edilen Gazprom'un bu devir işlemiyle sadece Türkiye'ye gaz ihraç eden bir teşebbüs olmaktan çıkarak dikey bütünleşmeyi sağlayıp Türkiye doğalgaz toptan satış pazarına gireceği ve bunun üretici olarak hâlihazırdaki hâkim durumunu güçlendireceği öne sürülebilir. Ancak hâlihazırda ne Gazprom'un ne de Bosphorus'u diğer kontrol eden teşebbüs olan Tur Enerji'nin Türkiye doğal gaz toptan satış piyasasında bir faaliyeti bulunmamaktadır. Buna ek olarak, devre konu olan kontrat miktarı toplam ülke tüketiminin %()’inden azını teşkil eden oldukça düşük bir miktardır. Dolayısıyla pazara etkileri bakımından yeni bir hâkim durum yaratılmasının ya da mevcut bir hâkim durumun güçlendirilmesinin söz konusu olmayacağı açıktır. Hiç şüphesiz bundan sonraki aşamalarda Gazprom'un yapacağı devralmalar ya da diğer eylemler 4054 sayılı Kanun kapsamında ayrıca değerlendirilecektir. Ancak bu aşamada bildirim konu devir işleminin Kanun'un 7. maddesi*

*kapsamında ilgili pazarda hâkim durum yaratan veya hâkim durumu güçlendiren ve bunun etkin rekabeti önemli ölçüde engelleyen bir nitelik arz etmediği kanaatine varılmıştır.” denmektedir.*

Karar ile ilgili tespit ve eleştirileri aşağıdaki şekilde özetlemek mümkündür:

- Bosphorus’un, Tur Enerji A.Ş. ve Gazprom’un iştiraki olan ZMB GmbH arasında kurulmuş bir ortak girişim şirketi olduğu yönündeki tespit eksiktir. Zira Karar’da yer verilen bilgilerden Tur Enerji’nin hissedarlarının: %50 payla Ringas Management BV, %40 payla Şen Ailesi (Ali Şen, Adnan Şen ve Metin Şen) ve %10 pay ile Korkut Nedim Keçeli olduğu anlaşılmaktadır. Ringas Management BV ise Ringas Holding NV’ye aittir. Söz konusu teşebbüsün kontrolüne ilişkin tek bilgi, yönetim kurulu üyelerinin bir tüzel kişi mi yoksa gerçek kişi mi olduğu anlaşılmayan PhastaWEK BV ve Fortis Intertrust BV olmasıdır. Tüzel kişilik niteliği taşıdıkları düşünülen söz konusu isimlerin yönetim kurulu üyesi olup olamayacakları, olsalar dahi bunun kontrol unsuru üzerindeki etkileri ile ilgili tartışma bir yana, Karar’da anılan kişilerin Gazprom ile bir ilgisi olmadığını gösteren herhangi bir bilgiye yer verilmemektedir. Bu nedenle Ringas Management BV’nin Gazprom tarafından kontrol ediliyor olması olasılık dâhilindedir. Diğer yandan Tur Enerji’nin, Ringas ile anılan isimlerin ortak kontrolünde bulunup bulunmadığına ilişkin herhangi bir bilgi de bulunmamaktadır. Netice itibarıyla Bosphorus’un, Gazprom’un tek başına kontrolü altında bir teşebbüs olmadığını açıkça ortaya koyan veriler mevcut değildir.

- İşlem sonucunda ortaya çıkan dikey bütünleşmeye koşut olarak bir hâkim durum yaratılmadığı veya mevcut bir hâkim durumun güçlendirilmediği böylece rekabetin sınırlandırılmadığına ilişkin kanaat, sadece yukarıda alıntılanan değerlendirme ile desteklenmektedir. Söz konusu değerlendirmede, ortaya çıkan piyasa payları, ticari sır gerekçesi ile olsa gerek, makaslanmıştır. Sonuçları tüm piyasa ve toplumu ilgilendiren bir gerekçeli kararda kritik unsurun gizlenmesini anlamak

güçtür. Üstelik Bosphorus tarafından devralınan miktar bilinmekte, Türkiye'nin toplam tüketimine ise BOTAŞ'ın internet sayfasından kolayca ulaşılabilir. Buradan hareketle Karar'da gizlenen paylara ulaşmak son derece kolaydır.

- Karar'da dikey bütünleşmenin sakıncalarına ilişkin tespitin ardından, bu durumun etkin rekabet üzerinde önemli ölçüde etki yaratmadığı kanaati; Bosphorus'u kontrol ettiği ileri sürülen Tur Enerji ve Gazprom'un toptan satış piyasasında yer almadığı ve devre konu sözleşme miktarının toplam tüketimin (oranı açıklanmayan) çok küçük bir miktarına karşılık gelmesi ile desteklenmektedir. Bunlardan birincisinin dikey bütünleşme ile ilgili geçerli bir sav olarak kabul edilmesi mümkün değildir. Zira söz konusu sav toptan satış piyasasındaki yatay yoğunlaşma ile ilgilidir. İkincisi ise, devredilen sözleşme miktarının toplam piyasa büyüklüğü içindeki oranı dikkate alınarak hâkim durumda bulunduğu ifade edilen Gazprom'un, mevcut hâkim durumunu güçlendirmeyeceği savına dayanmaktadır. Sadece oran dikkate alınarak ileri sürülen bu sav rekabet hukuku bağlamında tartışmalıdır. Zira mevcut durumda var olan bir hâkim durumun, bir altyapı hizmeti niteliği taşıyan doğalgaz sektöründe dikey bütünleşme sonucunda güçlenmediğini ileri sürmek için piyasanın temel özelliklerini dikkate alan güçlü argümanlara gereksinim bulunmaktadır. Hâlbuki ilgili Karar'da bu tür bir analize yer verilmemektedir. Üstelik söz konusu yoğunlaşma işleminin sonucunda bir dünya devi olduğu ifade edilen Gazprom, Bosphorus'un toptan satış piyasasındaki rakipleri karşısında tarafsızlığını yitirmiş olacaktır.

- Türkiye'nin Rusya'ya olan bağımlılığının kısa ve orta vadede sürmesi beklenmektedir. Bu durum, Gazprom'un Türkiye piyasasındaki hâkim durumunu koruyacağı anlamına gelmektedir. Kısa ve orta vadede hâkim durumunu koruyacağı öngörülen bir teşebbüsün alt pazarlarda faaliyet göstermesine izin verilmesi, rekabet hukuku ve stratejisi perspektifinden rasyonel bir karar olarak değerlendirilemeyecektir. Üstelik Karar'da söz konusu bağımlılığın dikkate alınmadığı görülmektedir.

### **Ankara Doğalgaz Dağıtım A.Ş. Özelleştirme Kararı**

5669 sayılı Kanun gereğince Ankara Büyükşehir Belediye Meclisi tarafından Başkent Doğalgaz A.Ş.'nin özelleştirilmesine karar verilmiş ve ihale şartnamesinin hazırlığına esas teşkil etmek üzere 4054 sayılı Rekabetin Korunması Hakkında Kanun'un ilgili hükümleri ve 1998/4 sayılı "Özelleştirme Yoluyla Devralmaların Hukuki Geçerlilik Kazanabilmeleri İçin Rekabet Kurumu'na Yapılacak Ön Bildirimlerde ve İzin Başvurularında Takip Edilecek Usul ve Esaslar Hakkında Tebliğ" in 3. maddesi uyarınca Rekabet Kurulu'nun görüşü talep edilmiştir. Bu kapsamda anılan Tebliğ hükümleri uyarınca ilk aşamada ilgili Mesleki Daire Görüşü, Ankara Büyükşehir Belediyesi'ne gönderilmiştir. Rekabet Kurulu, ilgili Mesleki Daire Görüşü ve Belediye'den gelen karşı görüşü dikkate alarak başvuru ile ilgili kararını açıklamıştır.<sup>26</sup>

Rekabet Kurulu'nun ilgili Kararında işlemin 4054 sayılı Kanun'un 7. maddesi ve 1998/4 sayılı Özelleştirme Tebliği hükümleri kapsamında izne tâbi bir işlem olduğu, teklif sahiplerinden herhangi biri tarafından gerçekleştirilecek devralma işlemi neticesinde bir hâkim durum yaratılması veya mevcut bir hâkim durumun güçlendirilmesinin söz konusu olmayacağı ifade edilmektedir.

Diğer yandan Karar'da Mesleki Daire Görüşü kapsamında, Ankara İlindeki doğal gaz dağıtım faaliyetinin, rekabetin tesisi bakımından diğer tüm piyasa faaliyetlerinden hukuki olarak ayrıştırılması, dolayısıyla doğal gaz dağıtımını dışındaki faaliyetlerin, dağıtım faaliyeti gösteren şirketten ayrı tüzel kişilikler altında yapılandırılmış şirketlerce gerçekleştirilmesi koşulunun ihale şartnamesinde yer alması koşulunun ileri sürüldüğü, ihale şartnamesinin de bu öneri doğrultusunda hazırlandığı belirtilmektedir.

Hal böyleyken ihale şartnamesinin hazırlanması öncesinde bir koşul olarak ileri sürülen hukuki ayrıştırma talebinin rekabet politikası bakımından anlamlı olmadığı düşünülmektedir. Söyle ki:

<sup>26</sup> 24.7.2008 tarih ve 08-47/651-248 sayılı Rekabet Kurulu Kararı

- 4646 sayılı Kanun'un 7 (a)3 hükmünde; doğal gaz piyasa faaliyeti yapan herhangi bir tüzel kişinin, kendi faaliyet alanı dışında faaliyet gösteren tüzel kişilerden sadece bir tanesine, kontrolü ele geçirmemek kaydıyla iştirak edebileceği, ancak ayrı bir şirket kuramayacağı hükme bağlanarak, örtük bir biçimde hukuki ayrıştırma rejimi öngörülmektedir. Diğer yandan Lisans Yönetmeliği'nin 31 (g) maddesi kapsamında bu alan daha da daraltılmış ve toptan satış faaliyeti yapan tüzel kişilerin kendi faaliyet alanı dışında faaliyet gösteren dağıtım ve iletim şirketlerine kontrolü ele geçirmeksizin iştirak etmesi engellenmiştir. Dolayısıyla hukuki ayrıştırma zaten 4646 sayılı Kanun'da yer alan bir düzenlemedir.
- Daha önce vurgulandığı üzere 4646 sayılı Kanun'un 11 ve Geçici 2. maddesi hükmü ve bu hükümlere dayanılarak çıkarılan Tarifeler Yönetmeliği'nin 14. maddesi çerçevesinde dağıtım şirketlerinin serbest tüketiciler nezdinde toptan satış şirketleri ile rekabet etmeleri söz konusu değildir. Zira anılan düzenleme kapsamında dağıtım şirketlerinin serbest tüketicilere yaptığı satışlarda elde edeceği kârın üst sınırı, doğrudan satış yapmayarak, yani diğer toptan satış şirketleri tarafından yapılan satışlar üzerinden elde edeceği taşıma bedellerinin üst sınırına eşitlenmiştir. Bu halde Ankara Doğalgaz Dağıtım A.Ş.'ni devralacak teşebbüse bir hukuki ayrıştırma yükümlülüğü getirilmesi, anılan EPDK düzenlemesi çerçevesinde anlamlı değildir. Zira hukuki ayrıştırmanın temel gerekçesi, doğal tekel konumunda bulunan dağıtıcının, kendisi ile serbest tüketiciler nezdinde rekabet eden toptan satış şirketlerine karşı ayırımcı uygulamalarda bulunmasının engellenmesidir. Ancak mevcut düzenleme koşulları altında toptan satış şirketleri ile dağıtım şirketleri rekabet halinde bulunmamaktadır.
- Daha önce ifade edildiği gibi, 4646 sayılı Kanun'da birçok AB ülkesinden farklı olarak, ayrıca bir perakende satış segmenti öngörülmemektedir. Perakende satış segmentinin var olması halinde dağıtım şirketlerine yönelik ayrıştırma talebinin önemi atmaktadır. Zira bu halde dağıtım şirketleri, hem toptan satış şirketleri, hem de perakende satış şirketleri ile rekabet etmek durumunda kalmaktadır. Türkiye uygulamasında ise perakende satış işlevi münhasıran dağıtım şirketleri tarafından üstlenilmektedir.

## ***BOTAŞ Öneraştırma Kararı***

BOTAŞ'ın uyguladığı fiyat politikası ile 4054 sayılı Kanun'un 6. maddesini ihlal ettiği iddiası üzerine bir öneraştırma başlatılmış ve söz konusu öneraştırma raporu, 14.8.2008 tarihinde sonuca bağlanmıştır.<sup>27</sup> Buna göre:

-BOTAŞ'ın 2008 yılının ilk yarısında bazı aylarda maliyetin altında doğalgaz satışı gerçekleştirdiği tespit edilmiş, ancak bu aşamada söz konusu teşebbüs hakkında bir soruşturma açılmasına gerek bulunmadığına bu nedenle şikâyetin reddine ve geçici tedbir talebinin bu aşamada değerlendirilmesine gerek olmadığına karar verilmiştir.

-Bununla birlikte pazarın yapısı ve maliyet bazlı fiyatlandırma mekanizmasının uygulamaya konulmuş olması dikkate alınarak, 2008 yılı sonuna kadar BOTAŞ'ın fiyat ve maliyetlerinin ilgili daire başkanlığı tarafından izlenmesine karar verilmiştir.

Öncelikle, Rekabet Kurumu'nun toptan satış piyasasında rekabetin ortaya çıkmaya başladığı bir dönemde konu ile ilgili inceleme başlatmasının önemi vurgulanmalıdır. Zira birçok ülke örneğinde görüldüğü üzere, toptan satış piyasasında karşılaşılan rekabet sorunlarından biri kamu tekellerinin dışlayıcı ya da zorlaştırıcı davranışlarıdır. Yapılan Öneraştırma, Rekabet Kurumu'nun bu konudaki duyarlılığına işaret etmektedir.

Bununla Karar'da ulaşılan sonuçlar bakımından izaha muhtaç noktaların varlığı dikkat çekmektedir. Bunlardan birincisi, anılan Öneraştırma kapsamında yıkıcı fiyatlama davranışının yanı sıra rakip faaliyetleri güçleştiren uygulamalara odaklanılmaması konusudur. İkincisi, Öneraştırma'da, maliyet bazlı fiyatlandırmanın bundan sonraki fiyat artışlarını maliyetlere endekslediği hususunun dikkate alınıp

<sup>27</sup> 14.8.2008 ve 08-50/750-305 sayılı Rekabet Kurulu Kararı

alınmadığıdır. Bir başka ifadeyle fiyat artışlarının üzerine ekleneceği baz fiyat otomatik fiyatlama öncesinde maliyetlerin altında ise maliyetlerden kaynaklanan artışlar neticesinde sonraki dönemlerde de rakip fiyatların altında kalabilecektir. Bu önemli bir tespittir, zira BOTAŞ'ın söz konusu düzenlemenin yürürlük kazanmasından önce uyguladığı fiyatların maliyetlerin altında kalması söz konusu ise, fiyatların düzenleme sonrasında ortaya çıkan maliyet artışları ölçüsünde artması, rekabetin engellenmesi sorununu tek başına çözemeyecektir.

Aydınlanması gereken üçüncü husus ise fiyat ve maliyetlerin izlendiği dönemin 2008 yılı ile sınırlandırılmasının iktisadi gerekçeleridir. Son olarak, bazı dönemlerde fiyatların maliyetlerin altında kaldığı hususunun tespit edilmesine karşın bir soruşturma başlatılmamasının gerekçeleri de son derece önemlidir. Netice itibarıyla BOTAŞ'ın Rekabet Kurumu tarafından izlenmesinin her halde rekabetin gelişmesi bakımından faydalı olacağı ileri sürülebilir. Zira BOTAŞ'ın maliyetin altında satış yapması, rakiplerini piyasa dışına iterek tekelci fiyatlamayı hedeflemekten çok, bir kamu teşebbüsü olarak politik amaçlara dönük bir davranış olarak ortaya çıkması muhtemeldir.

Sonuç olarak Rekabet Kurulu'nun sektöre ilişkin önemli kararlarının bazılarında önemli bazı iktisadi, hukuki ve stratejik değişkenleri dikkate almadığı, görülmektedir. Rekabet otoritelerinin özellikle İngiltere ve İspanya gibi ülkelerin serbestleşme süreçleri ve rekabetin tesisi üzerindeki etkileri dikkate alındığında içinden geçmekte olduğumuz süreçte piyasanın sağlıklı bir yapıya kavuşması noktasında Rekabet Kurumu'na önemli görevler düştüğünü ileri sürmek mümkündür.

Bununla birlikte Rekabet Kurumu'nun piyasanın şekillenmesi ve rekabete dayalı bir piyasa yapısının teşekkülü üzerinde etkide bulunabilmesi, sektöre yönelik daha derin ve bütüncül incelemeler ile mümkün

olabilecektir. Kurumun anılan işlevi yerine getirip getiremeyeceğini önümüzdeki dönemde alınacak kararların kalitesi belirleyecektir. Bu noktada önemli göstergelerden biri, toptan satış piyasasında rekabetin tesisi noktasında ortaya çıkan sorunlar karşısında Rekabet Kurumu'nun yaklaşımı olacaktır. Bu açıdan son derece önem taşıyan BOTAŞ Kararında, Kurul'un, maliyet bazlı fiyatlandırma düzenlemesini de dikkate alarak gelişmeleri izlemeye almakla yetindiği gözlenmektedir.

Oysa bazı OECD ülkelerinde bu tür sıkıntılar karşısında rekabet otoritelerinin daha aktif bir yaklaşım sergilediği görülmektedir. Örneğin İngiltere'de piyasaya yeni giren toptan satış şirketlerinin British Gas ile rekabet etmekte güçlük yaşamaları nedeniyle, rekabet otoritesinin de müdahalesiyle, bu şirketlerden belirli oranlarda gaz alım zorunluluğunun getirilmesi, British Gas'ın fiyatlarını söz konusu şirketlerden önceden açıklayarak, daha sonra herhangi bir değişikliğe gitmesinin yasaklanması gibi köklü yükümlülükler getirilmiştir. Şüphesiz İngiltere örneğinde British Gas'ın bir özel teşebbüs olması önemli bir farklılık olarak değerlendirilebilecektir. Ancak BOTAŞ'ın pazardaki hâkimiyetinin kırılması ve 4646 sayılı Kanun'da öngörülen takvim içinde özelleştirilmesinin yakın tarihte olası görülmemesi, Rekabet Kurumu'na daha aktif bir tavır takınma sorumluluğu yüklemektedir.

### **3.13.AB MEVZUATI**

AB'de ortak doğalgaz politikasının temeli 22.6.1998 tarih ve 98/30/EC sayılı Doğal Gaz Direktifi ile atılmıştır. Direktifin temel amacı, 2007 yılına kadar aşamalı bir biçimde AB sınırları içinde ortak bir doğal gaz piyasasının teşekkül ettirilmesidir. Bununla birlikte 2003 yılında ilk Direktif'te öngörülen sapmaların önüne geçmek üzere bir revizyona gidilmiş ve 26.6.2003 tarih ve 2003/55/EC sayılı Doğal Gaz Direktifi (Doğal Gaz Direktifi), 1.7.2004 tarihinden başlamak üzere yürürlük kazanmıştır (Cameron 2005, 8).<sup>28</sup>

<sup>28</sup> Cameron P. D., *Legal Aspects of EU Energy Regulation, Implementing the New Directives on Electricity and Gas Across Europe*, (Oxford University 2005)



Doğalgaz Direktifi'ne ek olarak, 26.4.2004 tarih ve 2004/67/EC sayılı Doğal Gaz Arz Güvenliğinin Sağlanmasına İlişkin Direktif (Arz Güvenliği Direktifi) 28.9.2005 tarih ve 1775/2005 sayılı Doğal Gaz İletim Şebekesine Erişim Koşullarına İlişkin Regülasyon (İletim Şebekesi Regülasyonu), hukuki regülasyon çerçevesini tamamlamaktadır.

Doğalgaz Direktifi'nin dibacesinde, düzenlemenin hayata geçirilmesi ile etkinliğin sağlanacağı, fiyatların aşağıya çekileceği, yüksek hizmet kalitesine ulaşılabileceği ve rekabet edebilirliğin arttırılacağı ifade edilmektedir. Bununla birlikte beklenen faydaların elde edilebilmesi amacıyla; hâkim durumun ortaya çıkması ve yıkıcı davranış risklerinin sınırlandırılması; ayırıcı uygulamalara yer vermeyecek iletim, dağıtım ve şebekeye erişim tarifelerinin tespiti ve tüketicilerin korunmasına yönelik ilkelere yer verilmesinin gerekliliği vurgulanarak, bir anlamda direktifin temel ilkeleri ortaya konmaktadır.

Doğal Gaz Direktifinde kapsam, doğalgazın iletim, dağıtım perakende satış<sup>29</sup> ve depolama faaliyetleri ile doğalgaz şebekesi yoluyla taşınan LNG, biogaz ve diğer gaz türlerini içerecek biçimde tespit olunmuştur.

Doğal Gaz Direktifi'nin temel ilkelerini aşağıda şekilde özetlemek mümkündür:

- Üye ülkeler rekabetçi, güvenli, çevreyle uyumluluk bakımından sürdürülebilir ve ayırıcılığa yer vermeyecek düzenlemeleri uygulamakla yükümlüdür (madde 3).
- Üye ülkeler, çerçevesi açıkça ortaya konmak kaydıyla, sektörde faaliyet gösteren teşebbüslere genel ekonomik fayda ve kamu hizmet yükümlülüğüne ilişkin yükümlülükler getirebilecektir (madde 3).

<sup>29</sup> 4646 sayılı Kanun'da, Direktif'ten farklı olarak, ayrıca bir perakende satış segmenti (supply) tanımlanmamıştır.

- Üye ülkeler arz güvenliğini sağlamak ve izlemekle yükümlü kılınmaktadır. Üye ülkeler, gerekli gördükleri takdirde bu sorumluluğu regülasyon kurumlarına devredebilecektir. İzleme; arz-talep dengesi, gelecekte beklenen talep ve elde edilebilir arz miktarı, öngörülen ek kapasite, şebekenin kalitesi ve muhafazası, tavan talebin karşılanması ve muhtemel bir arz kaynağı kesintisi durumunda alınacak tedbirleri kapsamaktadır(madde 5).
- İletim sistem operatörleri (İSO) ve dağıtım sistem operatörleri (DSO) kendileri ile dikey bütünleşik yapı içinde faaliyet gösteren piyasa aktörlerini korumaya yönelik ayırıcı uygulamalardan kaçınacaklardır (madde 8 ve 12).
- İSO'lar, dikey bütünleşik bir yapıda faaliyet göstermeleri durumunda, hukuki, organizasyon ve karar verme mekanizmaları bakımından bağımsız bir biçimde faaliyet göstermek zorundadır. Bu amaçla; İSO'ların yönetiminde bulunan gerçek kişiler dikey bütünleşik şirketlerin yönetiminde görev alamayacak; İSO'lara bağımsız karar alabilmeleri için gerekli mali ve hukuki olanaklar sağlanacak; İSO'lar dışlayıcı davranışları engelleyen tedbirleri ihtiva eden uyum programı hazırlayacak, bu kapsamda hazırlanan yıllık raporlar düzenleyici kurumlara sunulacaktır (madde 9).
- İSO'lar için belirlenen ayrıştırma yükümlülükleri aynı şekilde DSO'lar için de geçerlidir. Bununla birlikte üye ülkeler yüz binden az sayıda nihai serbest olmayan tüketicilere hizmet sunan DSO'lara söz konusu yükümlülükleri uygulamama hakkına sahiptir. Ancak 2007 yılından itibaren tüm tüketicilerin serbest tüketici niteliğini kazanması ile söz konusu düzenleme hükümsüz kılınmıştır (madde 13).
- Dikey bütünleşik yapı içinde doğal gaz faaliyeti gösteren şirketler Direktif'te yer alan ilgili hükümler çerçevesinde her bir faaliyet için ayrı muhasebe kaydı tutmak ve bunları yayımlamakla mükelleftir. Bununla birlikte söz konusu şirketler, tüm tüketicilerin serbest tüketici niteliği kazanacağı 1.6.2007 tarihine kadar serbest ve serbest olmayan tüketicilere yönelik perakende satışlar için ayrı ayrı muhasebe kaydı tutmak yükümlülüğünü taşımaktadır (madde 17).
- Üye ülkeler iletim, dağıtım ve LNG tesislerine üçüncü tarafların erişimini mümkün kılacak kuralları koymakla yükümlüdür. Söz konusu

kurallar erişim fiyatlarının veya bu fiyatların hesaplanmasına temel teşkil eden yöntemlerin yayımlanmasını ve ayırıcı uygulamalara yer vermeyecek tedbirleri ihtiva etmelidir. Şebekeye erişim ancak kapasite yetersizliği veya Direktif'in 3. maddesi kapsamında kamu hizmet yükümlülüğünün engellenmesi durumlarında reddedilebilmektedir (madde 18 ve 21).

- Depolama tesisleri ve şebeke depolama kapasitesi (linepack) bakımından üye ülkeler pazarlığa tâbi veya regülasyona tâbi depolama yükümlülüğü sistemini tercih etmekte serbest bırakılmaktadır (madde 19).
- Yeni altyapı yatırımları 22. maddede sıralanan; rekabetin ya da arz güvenliğinin artırılması; ortaya çıkacak risklerin yatırımların tamamlanmasını engelleme olasılığının bulunması; mevcut altyapının kapasitesini arz güvenliğine katkı sağlamak üzere ciddi ölçüde artırması gibi koşulların varlığı halinde şebekeye erişim yükümlülüklerinden muaf kılınabilecektir (madde 22).
- 1.6.2007 itibarıyla tüm tüketicilerin serbest tüketici niteliğini kazanması öngörülmektedir (madde 23). Söz konusu madde hükmü uyarınca anılan tarihte tüm tüketiciler serbest tüketici niteliğinde sayılmıştır.
- Üye ülkeler sektörü düzenlemek üzere bağımsız idari otorite niteliğinde düzenleyici kurum veya kurumlar kurmakla yükümlü kılınmaktadır. Söz konusu kurumlar her yıl düzenleme faaliyetlerine ilişkin izleme raporu sunacaktır.
- Ani bir arz güvenliği sorununun ortaya çıkması halinde üye ülkeler geçici koruma tedbirleri almaya yetkilidir. Söz konusu tedbirlerin kapsamı, sorunun giderilmesi için gerekli olan ölçüyü aşmamalı ve piyasanın işleyişini mümkün mertebe bozmamalıdır. Bu tedbirler gecikmeksizin diğer üye ülkelere ve komisyona bildirilecektir (madde 26).
- Gaz şirketlerinin al-veya-öde yükümlülüklerinden dolayı ciddi bir ekonomik veya finansal güçlüğü düşmeleri ya da böyle bir güçlüğü işaret eden koşulların varlığı halinde şebekeye erişim kurallarından muaf tutulmalarına ilişkin talepler ilgili üye ülke ya da düzenleyici otorite

tarafından karara bağlanabilecektir. Söz konusu karar, gerekçeleriyle birlikte gecikmeye yer verilmeksizin komisyona bildirilecektir. Komisyonun söz konusu kararın değiştirilmesini veya kaldırılmasının talep etme hakkı vardır (madde 27).

AB’de yasal çerçeve bakımından diğer önemli hukuki metin ise Arz Güvenliği Direktifi’dir. Söz konusu Direktif’te yer alan temel hususlar aşağıda özetlenmektedir:

- Direktif’in amaç maddesinde şeffaf, ayırıcı olmayan ve rekabete dayalı piyasa yapısı ile uyumlu bir arz güvenliği politikasının öngörüldüğü ifade edilmektedir (madde 1).
- Tanımlar kısmında uzun dönemli sözleşmeler için süre en az 10 yıl, arz kesintisi ise toplam arz miktarının %20’si olarak tespit olunmaktadır (madde 2).
- Üye ülkeler yeterli arz güvenliğinin sağlanması noktasında piyasa aktörlerinin görev ve sorumlulukları ile minimum standartları belirlemekle yükümlü kılınmaktadır. Üye ülkeler bu standartları belirlerken, sektör üzerine makul olmayan ve ölçsüz sorumluluklar yüklememeli ve rekabete dayalı piyasa yapısı ile uyuma dikkat etmelidir. Bu amaçla kullanılabilir depolama kapasitesi, çekme kapasitesi, kesintili talep, kaynak çeşitlendirmesi, uzun dönemli sözleşmeler gibi politika araçları Direktif’in Ek’inde sunulmaktadır (madde 3).
- Üye ülkeler hanehalkları tarafından talep edilen gaz miktarını acil durumları dikkate alarak garanti altına almakla mükelleftir. Üye ülkeler bu kapsamı özellikle kaynak geçişliliği bulunmayan küçük ve orta ölçekli teşebbüsleri içerecek şekilde genişletebilecektir. Bu kapsamda alınacak önlemler elektrik üretimini de kapsayabilecektir (madde 4).
- Üye ülkeler arz güvenliği ile ilgili düzenlemelere yönelik izleme raporları hazırlayacak ve Komisyon’a sunacaktır (madde 5).

- Üye ülkeler ulusal acil durum tedbirleri hazırlamak güncellemek ve bunları Komisyon ile paylaşmakla yükümlü kılınmıştır (madde 8)

Görüldüğü üzere AB düzenleme rejimi kapsamında üç unsurun varlığı önplana çıkmaktadır. Bunlar; şebekeye erişim, hukuki ayrıştırma rejimi ve ayırıcı uygulama ve davranışların önlenmesine yönelik kurallar çerçevesinde rekabetin tesisi, arz güvenliğinin sağlanması ve bağımsız otoriteler marifetiyle sıkı bir regülasyon rejiminin kurulmasıdır. Bununla birlikte üye ülkelere, rekabet ile ilgili düzenlemelere, sistemin işleyişinin muhafazası, arz güvenliği ve kamu hizmet yükümlülüklerinin yerine getirilmesi hususları dikkate alınarak bazı muafiyetler tanınmaktadır.

Yukarıda yer verilen bilgiler ışığında Türkiye'deki sistem AB düzenleme rejimi kapsamında değerlendirildiğinde, rekabete ilişkin düzenlemelerin büyük ölçüde örtüştüğü görülmektedir. Nitekim 4646 sayılı Kanun ve ikincil mevzuatta; şebekeye erişim, ayırıcı davranışların engellenmesi ve ayrıştırma ile ilgili ayrıntılı hükümlere yer verilmektedir. Bu noktada, sadece hukuki ayrıştırmanın kapsamının AB kurallarına oranla geniş belirlendiği göze çarpmaktadır. Bununla birlikte, 4646 sayılı Kanun'da AB rejiminden farklı olarak rekabeti tesis etmek üzere tüzel kişilere yönelik piyasa payı sınırlandırmaları, sözleşme devir yükümlülüğü ve piyasayı kontrol eden kamu teşebbüsünün özelleştirilmesi gibi yükümlülükler getirilmektedir.

Bağımsız düzenleme rejiminin teşekkülü bakımından da AB mevzuatı ile uyumun söz konusu olduğu ileri sürülebilir. Zira EPDK, kanunla verilen yetkiler çerçevesinde idari ve mali özerkliğe sahip bir kurum olarak sektörel düzenleyicilik görevini ifa etmektedir.

Hal böyleyken arz güvenliğinin sağlanması konusunda yeterli uyumun varlığından söz etmek güçtür. Nitekim yukarıda ayrıntılı olarak incelendiği gibi, ilgili mevzuatta dolaylı bazı hükümlere yer verilmeyle birlikte arz

güvenliğinin sağlanmasına yönelik müstakil ve ayrıntılı düzenlemelere yer verilmediği gözlenmektedir. Bu sav AB ilerleme raporlarındaki görüşler ile desteklenmektedir. Nitekim 2007 yılı İlerleme Raporunda, arz güvenliği konusunda sınırlı ilerleme kaydedilebildiği ifade edilmektedir (ABGS 2007, 49).

Temel hükümler bağlamında, yukarıda yer verilen arz güvenliğinin sağlanmasına yönelik düzenlemelerin dışında, AB ve ülkemiz mevzuatları arasındaki bazı farklılıklara yer verilmesi yerinde olacaktır. Bunlardan birincisi Türkiye mevzuatında kamu hizmet yükümlülüğüne ilişkin herhangi bir düzenlemeye yer verilmemiş olmasıdır. AB mevzuatında söz konusu düzenlemenin bir zorunluluk olarak kabul edilmeyip bir tercih olarak ortaya konduğu görölmektedir. Ancak serbestleştirilmiş altyapı hizmetleri bakımından evrensel hizmet yükümlülüklerinin, özellikle düşük gelirli gurupların söz konusu hizmetlerden faydalandırılmasının temininde önemli bir rol oynadığı malumdur. Bu itibarla ülkemiz koşulları dikkate alınarak tespit edilen evrensel hizmet yükümlülüklerine ilişkin düzenlemelere yer verilmesinin yerinde olacağı düşünölmektedir.

İkincisi, AB’de İSO ve DSO’lara yönelik ayrıştırma rejimine oranla mevzuatımızda öngörölen sistemin oldukça esnek bir yapıda olduğu görölmektedir. AB’deki ayrıştırma sistemini ağırlaştırılmış hukuki ayrıştırma olarak nitelemek mümkündür. Nitekim Direktif’in ilgili maddesinde ayrı hukuki tüzel kişiliğin yanı sıra; yönetimde yer alan kişilerin dikey bütönlükleşik şirketlerin yönetiminde görev alamayacakları; bağımsız karar alınabilmesi için gerekli mali ve hukuki olanakların sağlanması ve dışlayıcı davranışları engelleyen tedbirleri ihtiva eden uyum programı hazırlanması yükümlülükleri getirilmiştir. 4646 sayılı Kanun’da ise sadece tüzel kişiliklerin ayrıştırılması öngörölmektedir. Üstelik AB Komisyonu tarafından hazırlanan metinlerde hukuki ayrıştırmanın rekabetin tesisi bakımından beklenen sonuçları vermediği, bu amaçla en ileri ayrıştırma sistemi olan mülkiyet ayrıştırmasının tesis edilmesinin gerekliliği vurgulanmaktadır.

Üçüncü farklılık AB sisteminde perakende satış segmentinin öngörülmesine karşın, ülkemiz mevzuatında bu segmente yer verilmemesidir. Üstelik elektrik piyasasına ilişkin düzenlemede perakende satış segmenti tanımlanmıştır. Perakende satış hizmetleri, dağıtım şirketleri üzerinde rekabet baskısı yaratmakta, böylece dağıtım şirketleri bakımından ayrıştırma rejimini anlamlı kılmaktadır. Bu yönüyle doğalgaz piyasasının yapılandırılması süreci içinde perakende satış segmentine yer verilmemesi bir eksiklik olarak nitelendirilebilecektir. Nitekim söz konusu eksiklik, OECD (2004, 49) tarafından da tespit edilmiş ve perakende satış segmentinin kurulması önerilmiştir.

Dördüncü olarak, AB’de serbest tüketicilere yönelik düzenlemelerle ilgili açık bir takvim öngörülmesine karşın, 4646 sayılı Kanun’da net bir zaman çizelgesine yer verilmemektedir. Üstelik serbest tüketici sınırını, tüm tüketiciler serbest tüketici niteliğini kazanana dek her yıl düşürmekle yükümlü olan EPDK’nın herhangi bir değişikliğe gitmediği görülmektedir. Bu durum rekabetin tesisi bakımından önemli bir soruna işaret etmektedir.

AB mevzuatında, sektörde faaliyet gösteren şirketlere serbest ve serbest olmayan tüketiciler için ayrı ayrı muhasebe kaydı tutma zorunluluğu getirilmiştir. Buna karşın mevzuatımızda her bir lisans için muhasebe ayrışımı öngörülmekle birlikte, serbest ve serbest olmayan tüketiciler bakımından benzer bir yükümlülüğün getirilmediği görülmektedir.

Altıncısı, AB mevzuatında öngörülen yeni altyapı yatırımlarının ve al-veya-öde yükümlülüğü bulunan şirketlerin belirli koşulların varlığı halinde şebekeye erişim kurallarından muaf kılınmasına yönelik herhangi bir düzenlemeye mevzuatımızda yer verilmemektedir.

Bu noktada yukarıda yer verilen bir konunun ayrıntılandırılması yerinde olacaktır. Yukarıda ifade edildiği üzere AB doğalgaz rejiminin temel

hedeflerinden biri rekabetin tesisidir. Bu hedefe ulaşmak üzere geliştirilen önemli araçlardan biri ise ayrıştırma rejimidir. Bununla birlikte AB Komisyonu tarafından yapılan çalışmalarda mevcut ayrıştırma rejiminin yetersizliği vurgulanmakta, bu itibarla daha sıkı bir ayrıştırma sistemi niteliği taşıyan mülkiyet ayrıştırması rejiminin tesis edilmesi önerilmektedir (AB 2007b).

Nitekim Komisyon tarafından tartışmaya açılan Üçüncü Mevzuat Paketinde mevcut rejimin istenen sonuçları vermediği, bu sistemin özellikle İSO'lar bakımından mülkiyet ayrıştırması ile ikame edilmesi gerektiği vurgulanmaktadır. Söz konusu sav, mevcut rejim ile ortaya çıkan üç temel sorunun tespiti ile desteklenmektedir. Bunlardan birincisi İSO'ların kardeş şirketlerinin, bunlarla rekabet halinde bulunan şirketlere oranla, kayırıldığı yönündeki tespittir. Zira mevcut ayrıştırma rejimi çıkar çatışması sorunlarını çözmekte yetersiz kalmaktadır. İkincisi, mevcut rejim İSO'ların bilgiye erişim konusunda ayırmacılık yapmasını engelleyememesidir. Üçüncüsü ise mevcut sistemin yatırımları güdüleme konusunda yetersiz kalmasıdır. Söz konusu sorunların AB'nin rekabet edebilirliğini ve arz güvenliğini olumsuz yönde etkilediği ifade edilmektedir (AB 2007a, 4).

Yukarıda yer verilen bilgilerin ışığında, mevzuatlar arasındaki diğer farklılıklarla birlikte, özellikle AB'de hüküm süren mevcut sıkılaştırılmış hukuki ayrıştırma rejiminin eleştirildiği, bunun yerine mülkiyet ayrıştırması veya bağımsız iletim sistemi operatörü seçeneklerinin önerildiği dikkate alınarak, mevzuatımızda yer verilen ayrıştırma rejimi ile yukarıda anılan diğer farklılıklara ilişkin düzenlemelerin ele alınmasının gereklilik arz ettiği düşünülmektedir.



## 4. HUKUKİ VE İDARİ REJİME İLİŞKİN DEĞERLENDİRME

2001 yılında yürürlük kazanan 4646 sayılı Kanun'da piyasanın yapısına yönelik köklü değişiklikler öngörülmekte ve yeni bir politika çerçevesi tanımlanmaktadır. Yeni yapıyı biçimlendiren temel unsur, gelişmiş ülke örneklerinde hareketle, piyasanın serbestleştirilmesi, bir başka ifadeyle rekabete açılması ve bağımsız idari regülasyon rejiminin teşekkül ettirilmesidir. Söz konusu politika değişikliği ile, aynı zamanda, AB politikasına uyum yükümlülüklerinin yerine getirilmesinin hedeflendiği de ileri sürülebilecektir.

Rekabetin tesisi amacıyla kullanılacak temel politika araçları; BOTAŞ'a ait sözleşmelerin önemli ölçüde devredilmesi ve ertesinde parçalanarak, iletim şirketi hariç olmak üzere özelleştirilmesi; üçüncü tarafın şebekeye erişiminin teminat altına alınması; şebekeye erişim noktasında ayırıcı uygulamaların önlenmesi; doğalgaz dağıtım ihalelerinin tamamlanması; serbest tüketici sayısının kademeli olarak arttırılması; ithalat kısıtlarının kademeli olarak kaldırılması ve bağımsız regülasyon rejimi olarak sıralanabilecektir.

Bu perspektif içinde, yukarıda yer verilen bilgiler de dikkate alınarak hukuki ve idari rejime ilişkin temel tespit ve değerlendirmeler aşağıda sunulmaktadır. Burada yer verilen öneriler salt rekabetin geliştirilmesi amacına yöneliktir. Bununla birlikte çalışmanın sonunda, rekabetin yanı sıra diğer bazı önemli parametreler dikkate alınarak daha köklü ve rafine öneriler dile getirilecektir:

- İthalat lisansı için aranan teknik ve ekonomik yeterlilik koşulu ile tüketici haklarının korunması ile rekabetin ve piyasanın gelişimine olan etki ölçütlerine açıklık getirecek düzenlemelere ihtiyaç duyulmaktadır.

- Birçok faaliyet alanı için geçerli olan pazar payı sınırlandırmasında tüzel kişilik esas alınmakta, böylece söz konusu sınırlandırmanın etrafından dolaşılmasına olanak sağlanmaktadır. Bu sorunu gidermek amacıyla, Elektrik Piyasası Kanununda yapılan değişikliğe benzer bir değişiklik yapılmalı, bu bağlamda pazar payı sınırlandırması tüzel kişilik yerine kontrol unsuru bağlamında gerçek kişilere getirilmelidir.

- Arz güvenliği sorununun ortaya çıkması halinde, BOTAŞ ile doğalgaz alım sözleşmesi bulunan ülkelerden ithalat yapma serbestliğinin, küresel ölçekte doğalgaz ithalat sözleşmelerinin genellikle uzun vadeli olması ve al-veya-öde hükmü içermesi nedenleriyle sınırlı uygulama olanağına sahip olduğu düşünülmektedir.

- BOTAŞ'ın mevcut taahhütleri dikkate alınarak ülke bazında ithalat sınırlandırması getirilmiştir. Ancak, özellikle Rusya ile akdedilmiş birden fazla sözleşmenin varlığı dikkate alındığında bunun anlamlı bir sınırlandırma olmadığı görülmektedir. Bu bağlamda önümüzdeki birkaç yıl içinde ortaya çıkacak arz-talep dengesizliği de dikkate alınarak sözleşme bazlı sınırlandırma seçeneği tartışılmalıdır.

- Üçüncü ülkelerden yapılacak ithalatlara yönelik izin sürecinde BOTAŞ'ın onayını arayan EPDK Kararı ithalat olanaklarını sınırlandırmaktadır. Bu düzenlemeye son verilmesinin yerinde olacağı düşünülmektedir.

- BOTAŞ'a ŞİD'in 23.1. hükümleri kapsamında tanınan ayrıcalıklar rekabete aykırı sonuçlar doğurmaktadır. Nitekim kapasite yetersizliği durumunda BOTAŞ'a öncelik tanınması piyasadaki toptan satış şirketleri üzerinde bir rekabet üstünlüğü yaratılması anlamına gelmektedir. Üstelik mevcut ve potansiyel toptan satış şirketleri,

BOTAŞ'tan al-veya-öde yükümlülüğü bulunan sözleşmeleri devralmaları nedeniyle BOTAŞ ile aynı ekonomik koşullar altında faaliyet göstermektedir. Diğer yandan BOTAŞ'ın henüz ayrı bir tüzel kişilik olarak yapılandırılmamış toptan satış biriminin, iletim birimi ile ilişkileri bakımından ŞİD hükümlerinden muaf kılınmasının, 4646 sayılı Kanun'da 2009 yılı içinde tamamlanması öngörülen BOTAŞ'ın fiziki ayrıştırmasının gerçekleştirilmesindeki güçlükler dikkate alındığında, toptan satış piyasasında rekabeti olumsuz yönde etkileyeceği düşünülmektedir. Bu nedenlerle ŞİD'in ilgili hükümlerinin gözden geçirilmesi ve BOTAŞ'a tanınan ayrıcalıkların kaldırılması gerekmektedir.

- Depolama lisansı için getirilen teknik ve ekonomik yeterlilik koşuluna açıklama getiren herhangi bir düzenleme bulunmamaktadır. Rekabet eşitliği ve şeffaflığın sağlanabilmesi bakımından anılan ihtiyacın giderilmesi gerekmektedir.

- Toptan satış şirketlerinin dağıtım şirketlerine yönelik satışlarıyla ilgili depolama yükümlülüklerini yerine getirmesi için tanınan, lisans alım tarihinden itibaren yedi yıllık süre ile ilgili sorunlarla karşılaşılması muhtemeldir. Zira EPDK tarafından verilmiş lisanslardan bazıları 2003 tarihine kadar uzanmaktadır. Dolayısıyla eski tarihli toptan satış lisansına sahip olan şirketlerin piyasaya girmesi durumunda, mevcut depolama kapasitesi sorunu da dikkate alındığında, çok kısa bir zaman dilimi içinde depolama yükümlülüklerini yerine getirmeleri güçtür. Bu sorunu giderecek bir yasa değişikliğine gereksinim duyulmaktadır.

- Kanun'da serbest tüketicilere yönelik satışlar ile ilgili depolama yükümlülükleri için, kapasite yetersizliği halinde, sınırsız bir erteleme olanağı tanınmaktadır. Bu yaklaşımın muhtemel etkisi, bir arz güvenliği sorununun ortaya çıkması halinde sanayi kesimi ve elektrik

üretiminin bu durumdan olumsuz yönde etkilenmesi olacaktır. Üstelik toplam elektrik üretiminin %50'si doğal gaz santralleri tarafından karşılanmaktadır. Bu nedenle, serbest tüketicilere yönelik satışlar ile ilgili depolama yükümlülüklerinin de belirli bir takvime bağlanmasının yerinde olacağı düşünülmektedir. Şüphesiz depolama kapasitesinin yetersiz kalması halinde toptan satış şirketlerinin yapabilecekleri sınırlı olacaktır. Ancak böyle bir kanun hükmü, depolama sorunun çözümü konusunda bir açılım getirebilecek, paydaşları sorunun çözümüne zorlayabilecektir.

- EPDK'nın beklenmedik bir karar ile toptan satış fiyatlarını serbest bırakmasının sektör üzerindeki etkileri ayrıntılı bir analize tâbi tutulmalıdır. Zira ilgili mevzuat gereği anılan politika değişikliğinin rekabet üzerindeki etkilerinin EPDK tarafından yeterince incelenmediği görülmektedir. Serbestleşme süreci içinde, piyasada rekabet tesis edilene kadar, piyasaya girmeye çalışan yeni teşebbüslere bazı ayrıcalıklar tanınması bazı ülkelerde uygulanmış makul bir yöntem olarak kabul edilmelidir. Neticede gerek EPDK gerekse Rekabet Kurumu'nun, toptan satış piyasasında rekabetin gelişmesini sağlamak üzere gerekli politikaları hayata geçirmeleri gerekmektedir. Bu itibarla anılan kurumların hareket alanını genişletecek yasal değişikliklerin yapılmasında fayda bulunmaktadır. Örneğin 4646 sayılı Kanun'da yapılacak bir değişiklik ile regülasyon otoritesine, rekabetin tesisi için gereken süre zarfında toptan satış fiyatlarını tespit etme yetkisi tanınabilecektir.

- Dağıtım şirketlerinin, yurt çapında sadece iki şehirde lisans sahibi olabileceği, bu sayının şehirlerin gelişmişlik durumu, tüketim kapasitesi ve kullanıcı sayısı gibi hususlar dikkate alınarak artırılacağı hususu hükme bağlanmıştır. Buna karşın bu sayının EPDK kararlarıyla, bir önceki maddede yer verilen değişkenler dikkate alınmadan ve bununla ilgili herhangi bir gerekçe bildirilmeden tüm şehirler için artırılması yönündeki uygulamanın, bir yandan Kanun'da ortaya

konulan ilkeye aykırılık teşkil ettiği, diğer yandan rekabetin gelişmesi ve risk yönetimi bakımından olumsuz sonuçlar doğurabileceği düşünülmektedir.

- Sonuçlanan dağıtım ihalelerini, ihalelerde en düşük birim hizmet ve amortisman bedelini teklif eden veya aynı birim hizmet ve amortisman bedeli teklifinde bulunan şirketler içinde en düşük abone bağlantı bedeli önerisinde bulunan şirketlerin kazanması, ilke olarak, tüketici refahı bakımından olumlu bir gelişme olarak değerlendirilebilecektir. Ancak ihale sonuçları incelendiğinde bazı bölgelerde ikinci en iyi teklifi sunan şirketlerin teklifleri ile birinci en iyi teklif ile arasında çok küçük farklar bulunduğu, üstelik ihaleyi kazanan şirketlerin çok sayıda dağıtım bölgesinde faaliyet göstermekte olduğu anlaşılmaktadır. Bu itibarla, rekabetin gelişmesi, yerel şirketlere faaliyet olanağı sunulması ve riskin dağıtılması amacıyla söz konusu bölgelerde ikinci tekliflerin tercih edilmesinin, en azından kalan ihaleler bakımından yerinde olabileceği düşünülmektedir.

- EPDK'nın dağıtım şirketlerinin fiyatlamasına ilişkin düzenlemelerinde dağıtım şirketlerinin serbest tüketicilere yaptığı satışlarda elde edeceği kârın üst sınırı, diğer toptan satış şirketleri tarafından yapılan satışlar üzerinden elde edeceği taşıma bedellerinin üst sınırına eşitlenmiş, böylece dağıtım şirketleri ile toptan satış şirketleri arasındaki rekabet ile dağıtım şirketlerinin alım fiyatlarını baskılaması seçeneklerini ortadan kaldırılmıştır. Bu sorunun giderilebilmesi, dağıtıcıların elde edecekleri taşıma bedelleri ile serbest tüketicilere yapılan satışlardan elde edecekleri kârların farklılaştırılmasıyla mümkün olabilecektir. Bunun için önerilebilecek yöntem, dağıtım şirketlerinin kârlarının hesaplanmasında toplam satış miktarının bir parametre olarak dikkate alınması, diğer yandan şebekeye erişim kurallarının sıkı bir biçimde uygulanması ve yıkıcı fiyatlandırmayı engelleyecek denetim mekanizmalarının kurulmasıdır.

- Dağıtım lisanslarının yenilenmesine olanak tanıyan düzenleme ihaleyi kazanan dağıtım şirketleri üzerindeki rekabetçi baskıyı ortadan kaldırarak etkinsizliği teşvik edebilecektir. Bu olasılığın ortadan kaldırılması amacıyla, dağıtım lisansı yenilenmesinin etkinlik odaklı çalışmayı teminat altına alabilecek koşullar içeren bir düzenlemeye tâbi kılınması gerekmektedir.

- 5669 sayılı Kanun ile Ankara doğalgaz dağıtım özelleştirmesinde mevcut uygulamanın dışına çıkılması ve ihale sonucunda diğer dağıtım bölgelerine oranla çok yüksek birim hizmet ve amortisman bedelinin ortaya çıkması hukuki ve idari rejimin istikrarını tehlikeye atan, bu nedenle yatırımcıları olumsuz yönde etkileyerek sisteme olan güveni zedeleyen bir düzenleme olarak nitelendirilebilecektir. Önümüzdeki dönemde bu tür uygulamalardan kaçınmak gerekmektedir.

- Dağıtım şirketlerine getirilen, bir yıl içinde dağıtacakları gazın en fazla yüzde ellisini bir tüzel kişiden satın almaları ve gazı en ucuz kaynaktan temin etmeleri yönündeki hükümler uygulamada pek çok sorun yaratabilecektir. Bu nedenle EPDK tarafından kamuoyunun görüşüne açılan, “Dağıtım Şirketlerinin Gaz Alımlarına İlişkin Tebliğ Taslağı”nın tamamlanmasına hız verilerek uygulamaya geçirilmesi gerekmektedir.

- EPDK, bütün tüketiciler serbest tüketici oluncaya kadar her yıl serbest tüketici olma sınırını yeniden belirlemekle yükümlü olmasına karşın gerek eski dağıtım, gerekse yeni dağıtım bölgeleri için belirlenen sınırlarda herhangi bir değişikliğe gitmemiştir. Serbest tüketici sınırları bakımından EPDK tarafından açıklığa kavuşturulması gereken birkaç konu mevcuttur. Bunlardan birincisi, eski dağıtım bölgeleri için Kanun’da belirlenen sınırın 1 milyon metreküp olmasına karşın yeni dağıtım bölgeleri için tespit olunan 15 milyon metreküp sınırının ekonomik ve teknik gerekçesidir. İkincisi

şehirlerin gelişmişlik ve ekonomik koşullarında farklılıklar bulunmasına karşın tüm bölgeler için standart bir sınır değeri belirlenmesinin nedenleridir. Üçüncüsü ise söz konusu sınırların zaman içinde değiştirilmemesinin gerekçeleridir. Netice itibarıyla serbest tüketici sınırlarının her bir bölge için standart bir değer olarak tespit edilmesi ve bu sınırların aşağıya çekilmemesinin rekabetin tesisini geciktirdiği açıktır. Bu gecikmenin ortadan kaldırılması, AB uygulamasında olduğu gibi, serbest tüketici sınırlarının belirli bir takvime bağlanması ve bu takvimin kamuoyu ile paylaşılması mümkün olabilecektir.

- Kanun'da öngörülen, BOTAŞ'ın ithalat sözleşmelerinin 2009 yılına kadar %80 oranında devredilmesine ilişkin takvim gerçekçi değildir. Nitekim anılan sürenin dolmasına bir yıl kadar bir süre kalmasına karşın sözleşmelerin küçük bir kısmı devredilebilmiştir.

- Kanun'da miktar devri yönteminin öngörülmüş olmasına karşın bu seçeneğe başvurulmadığı gözlenmektedir. Ancak anılan seçeneğe yer verilmemesinin makul gerekçeleri bulunduğunu ileri sürmek güçtür. Zira Kanun'da miktar devrinin, satıcıdan ön izin alamayan ithalat lisans yeterlilik sahibi şirketlere, BOTAŞ tarafından yapılacak ihaleyi kazanmak; BOTAŞ'ın tüm yurtdışı mükellefiyetlerini yerine getirmeyi kabul etmek ve alım fiyatının kontrat fiyatından aşağı olmaması koşulları altında gerçekleştirilebileceği hükme bağlanmıştır. Dolayısıyla anılan koşullar altında miktar devri sonucunda BOTAŞ'ın ithalat sözleşmelerinden kaynaklanan yükümlülükleri ile ilgili bir sıkıntı ortaya çıkmayacaktır. Bu nedenle uygulamasında birçok sorunla karşılaşılacak sözleşme devri terk edilerek miktar devri yönteminin denenmesi yerinde olacaktır. Böylece ihracatçı ülkelerin çekinmelerinden kaynaklanan sorunların aşılması da mümkündür.

- Üçüncü ülkelerden yapılacak ithalata ilişkin izinlerde BOTAŞ'ın

onayının da aranması ithalatın önünde ciddi bir engel teşkil etmektedir. Bu nedenle söz konusu izin sürecinin gözden geçirilmesi gerekmektedir.

- Sözleşme devrinde gelinen nokta dikkate alındığında, Kanun'da öngörülen BOTAŞ'ın yeniden yapılandırılması ve özelleştirilmesine ilişkin takvime uyulmasının mümkün olmadığı görülmektedir. Bu nedenle sözleşme devri ve BOTAŞ'ın yeniden yapılandırılmasına ilişkin hükümlere yönelik değişikliğin gündeme getirilmesi kaçınılmazdır.

- Sektörde rekabetin tesis edilmesi süreci içinde rekabet politikası önemli bir rol oynama potansiyeline sahiptir. Rekabet Kurumu, teşebbüs davranışlarından kaynaklanan piyasa aksaklıklarını giderecek ex-ante ve ex-post denetim araçlarıyla teçhiz edilmiştir. Bu noktadan hareketle rekabet otoritesinin, özellikle BOTAŞ'ın, rakip şirketlerin faaliyetlerini güçleştirecek davranışlar içinde bulunup bulunmadığını kontrol etmesi beklenmektedir. Bununla birlikte bazı önemli kararları incelendiğinde, Rekabet Kurumu'nun serbestleşmenin sağlıklı bir zemine oturtulması noktasında piyasayı iyi analiz etmek suretiyle etkin bir rol oynayacağı yönünde bir izlenim, en azında bu aşamada, edinilememektedir.

- Türk mevzuatının, şebekeye erişim, ayrımcı davranışlar ve bağımsız regülasyon rejimi gibi temel konularda genelde AB mevzuatı ile uyum içinde bulunduğu ileri sürülebilecektir. Bununla birlikte hukuki ayrıştırma sistemi bakımından bazı eksiklikler bulunduğu gözlenmektedir. Mevzuata uyum konusundaki en belirgin eksiklik ise arz güvenliğinin sağlanması konularında ortaya çıkmaktadır. Diğer yandan, bir uyumsuzluk olarak adlandırılmamakla birlikte, üye ülkelere belirli ölçülerde bir hak olarak tanınan kamu hizmet yükümlülüğü konusuna yer verilmemesini, özellikle düşük gelirli kesimler bakımından önemli bir sorun olarak tespit etmek gerekmektedir.



## 5.ARZ GÜVENLİĞİ

### 5.1.KAVRAMSAL ÇERÇEVE VE UYGULAMALAR

1990'lı yıllarla birlikte enerji politikası ile ilgili literatürde sıkça işlenen konuların serbestleşme ve regülasyon başlıklarını taşıdığı gözlenmektedir. Bununla birlikte özellikle 1970'lerde ortaya çıkan ve ciddi ekonomik sonuçlar doğuran petrol krizi ile birlikte arz güvenliği kavramı da tartışılmaya başlanmıştır. Son yıllarda ise enerji talebindeki yüksek oranlı artışa koşut olarak enerji fiyatlarında gözlenen artış ve enerji ticaretinde politik tercihlerin de bir değişken olarak dikkate alınması sonucunda bu kavramın serbestleşme kavramı kadar önem kazandığı görülmektedir. İlgili literatürde genellikle arz güvenliği kavramı sıkça kullanılmakta, bununla birlikte hem arz hem de talep güvenliğini ifade etmek üzere kullanılan enerji güvenliği kavramına da bazı kaynaklarda yer verilmektedir.

1970'lerde ortaya çıkan petrol krizi ile birlikte arz güvenliği kavramı daha çok kaynak ithalatçılarının, ihracatçı ülkelere olan bağımlılığı boyutu ile ele alınmaktadır (Sadegh-Zadeh 2007, 6). 1980'li yıllarda enerji talebindeki yüksek oranlı büyüme eğilimi ve Rusya ile Ukrayna arasında ortaya çıkan ve neredeyse gelenekselleşen doğalgaz krizleri de bu anlayışı perçinlemiştir (Stern 2007, 17; Beyli 2007, 1).

Bununla birlikte bağımlılık tek başına yeterli bir unsur olarak görülmemektedir. Örneğin ABD'nin Kanada'ya olan bağımlılığı herhangi bir sorun teşkil etmemektedir. Benzer şekilde Küba'da, Venezüella'ya olan bağımlılık bir endişe yaratmamaktadır. O halde bağımlılık kavramı ile birlikte ülkeler arasında değer ve çıkar çatışmalarının, AB ile Rusya arasındaki ilişkide olduğu gibi, varlığının da önem taşıdığı vurgulanmalıdır. (Beyli 2007, 1).

En genel şekliyle arz güvenliği, hem üretici hem de tüketiciler bakımından tehdit arz eden, fiziksel olarak kaynağın kesilmesinden, fiyatlarda ortaya çıkan aşırı oynaklık gibi bir dizi ani, kısa veya uzun dönemli olay ya da eğilimin olumsuz sonuçlarını ortadan kaldıracak tedbirleri ifade etmek üzere kullanılmaktadır (Gault, 2007, 1).

Aşağıdaki tabloda farklı vadelerde arz güvenliği sorunu yaratma potansiyeli taşıyan temel endişeler ihracatçı ve ithalatçı perspektifinden sunulmaktadır.

**Tablo 13:** Farklı Vadelerde Arz Güvenliği Endişeleri

<b>İthalatçılar Perspektifinden</b>	<b>İhracatçılar Perspektifinden</b>
<p><b>Kısa Vadeli Endişeler</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Enerji Terminallerine yönelik terörist saldırı</li> <li>• Doğal Felaketler (Katrina fırtınası)</li> <li>• Bazı ülkelerde güvenlik sorunları (Irak, Nijerya)</li> <li>• OPEC kesintileri ile fiyatların tırmanması</li> <li>• Genel enerji fiyatlarında aşırı oynaklık</li> </ul>	<p><b>Kısa Vadeli Endişeler</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Enerji Terminallerine yönelik terörist saldırı</li> <li>• Fiyat düşüşüne yol açabilecek aşırı yatırım</li> <li>• Politik istikrarsızlık</li> <li>• Hukuki/idari cezalar</li> <li>• Genel enerji fiyatlarında aşırı oynaklık</li> </ul>
<p><b>Orta Vadeli Endişeler</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Yatırımcıların üst pazarlara erişiminin engellenmesi</li> <li>• Yetersiz yatırım</li> <li>• Yatırımcılar arasında yıkıcı rekabet</li> <li>• Muhtemel uluslar arası gaz kartelinin kurulması</li> </ul>	<p><b>Orta Vadeli Endişeler</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Yatırımcıların alt pazarlara erişiminin engellenmesi</li> <li>• Verimliliği düşük kaynaklara yatırım</li> <li>• İthalatçı ülkenin vergi ve regülasyon sisteminde değişiklik</li> <li>• İthalatçı ülkenin kaynak çeşitlendirmesine yönelik yerli kaynaklara öncelik veren politikası</li> </ul>
<p><b>Uzun Vadeli Endişeler</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Az sayıda sağlayıcıya olan bağımlılığın artması</li> <li>• Kaynakların azalması/tükenmesi</li> <li>• Çevresel endişelerle fosil yakıt kullanımının sınırlandırılması</li> </ul>	<p><b>Uzun Vadeli Endişeler</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Kaynakların azalması/tükenmesi</li> <li>• Çevresel endişelerle fosil yakıt kullanımının sınırlandırılması</li> </ul>

**Kaynak:** Gault 2007

Arz güvenliğinin bir tanımı da, ihtiyaç duyulan miktarda fiziki gazın makul ve elde edilebilir fiyatlardan temin edilebilmesi olarak verilmektedir. Bu tanımın içine, özellikle son yıllarda yaşanan politik gelişmeler de dikkate alınarak güzergâh güvenliği kavramı da dâhil edilmelidir. Güzergâh güvenliği, gazın boru hatlarıyla taşındığı hallerde, hattın geçtiği tüm ülkelerden herhangi bir kesintiye uğramaksızın üreticiden tüketicilere ulaştırılmasını ifade etmektedir (Sadegh-Zadeh 2007, 7). Nitekim Rusya ile Ukrayna arasında baş gösteren doğalgaz anlaşmazlıklarının AB ülkelerinde kriz yaratması güzergah güvenliğinin önemini ortaya koymaktadır.

Luciani (2004, 2), arz güvenliği kavramının içine kesintili ve kesintisiz tüketici kavramlarını da katmakta, arz güvenliğini, kesintisiz tüketiciler tarafından talep edilen gazın, makul bir fiyattan sürekli olarak karşılanması olarak tarif etmektedir. Kesintili tüketiciler, kısa vadede alternatif kaynaklardan faydalanması mümkün olan ya da üretime geçici bir süre ara verme olanağı bulunan, bu nedenle belirli aralıklarda gaz kesintisini ödümlenebilmek kapasitesine sahip, gazı genellikle sınaî mallar ya da enerji üretiminde kullanan grupları ifade etmek üzere kullanılmaktadır.

Bu çerçevede kavramın üç niteliği ön plana çıkmaktadır. Birincisi arz güvenliği esas olarak fiziksel gazın sağlanması ile ilgilidir. İkincisi kesintili tüketiciler adı verilen bazı tüketici grupları için süreklilik önem arz etmeyebilmekte, bu nedenle belirli dönemlerde gazın sağlanmasında geçici olarak kesinti olanağı mümkün olabilmektedir. Bu grup bakımından kesintinin kapsamı sözleşme ile tespit olunmalıdır. Üçüncü olarak arz güvenliğinden bahsedebilmek için makul bir fiyat düzeyinin varlığı gerekmektedir. Bir diğer ifadeyle, aşırı ölçüde yüksek fiyatlarla her talep düzeyini karşılayabilecek miktarda gaz temin etmek mümkündür. Ancak bu durumda arz güvenliğinin varlığından bahsedilemeyecektir. Dolayısıyla arz güvenliği ancak makul bir fiyat aralığında talebi karşılayacak gazın garanti edildiği koşullarda sağlanmış kabul edilmelidir.

Arshed (2006, 3) doğal gaz arz güvenliği kavramını, gazın kaynaktan son kullanıcıya ulaşması arasındaki süreçte yeterli miktarda yatırım, muhafaza, işletme ve kalite ile ilgili her türlü uygulama ve tedbiri içerecek şekilde genişletmektedir. Bir başka ifadeyle tüketici talebinin her halde karşılanması ve bu amaçla gerekli altyapının herhangi bir kesintiye yer verilmeyecek biçimde hazır olması arz güvenliğinin varlığına işaret etmektedir. Bununla birlikte arzı kısıtlayacak ya da fiyat üzerinde önemli değişiklikler yaratacak her türlü kaynak, güzergâh ve tesis sorunlarından kaynaklanan riskler arz güvenliğinin tehlikeye girmesine yol açma potansiyeli taşımaktadır.

Stern (2002, 6) de arz güvenliğini sorununu kaynak, tesis ve güzergâh bağlamında fiziksel gazın kesintiye uğraması ve/veya fiyat seviyesinde yüksek oynaklığın ortaya çıkması olarak tanımlamaktadır. Arz güvenliği sorunu yaratan riskler kısa dönem ve uzun dönem olmak üzere iki farklı zaman aralığında incelenmelidir.

Uluslararası Enerji Ajansı, arz güvenliğini, belirli bir zaman dilimi içinde dışsal değişkenlerin etkisiyle ortaya çıkan ve piyasa tarafından sağlanamayan arz-talep dengesinin kurulması kapasitesi olarak ifade etmektedir (IEA 2004, 33).

Arz güvenliğinin derecesi, genellikle, risk unsuru ile ölçülmektedir. Risk, çeşitli mekanizmalarla azaldıkça arz güvenliği artmaktadır. Ancak riskin azaltılması, birçok halde yüksek maliyetleri de beraberinde getirmektedir. Dolayısıyla arz güvenliği ile maliyetler arasında bir ödünleşme söz konusudur. O halde öncelikle arz güvenliğinin düzeyi ile maliyetler arasında bir denge kurulmalıdır. Nitekim gaz temin hizmetinin kamu tekelleri marifetiyle sunulduğu pazarlarda arz güvenliği yüksek maliyetler pahasına sağlanmıştır. Serbestleştirilmiş piyasalarda arz güvenliği güdüsü düşük olmakla birlikte gereken düzeyin daha düşük maliyetlerle elde edilebileceği ileri sürülmektedir (NERA 2002, 9).

Arz güvenliği kavramını risk yönetimi terimleri bağlamında ele almak yerinde bir yaklaşım olacaktır. Bu çerçevede arz güvenliği beş temel risk kategorisi dikkate alınarak fiziksel gaz sunumunun kesintiye uğraması olasılığının kabul edilebilir bir düzeye indirilmesi politikasını esas almaktadır. Söz konusu kategoriler Uluslararası Enerji Ajansı tarafından; teknik risk; politik risk; regülasyon riski; ekonomik risk ve çevresel risk olarak sınıflandırılmaktadır (IEA 2004, 63).

Teknik risk, iklim koşulları gibi etmenlerin sonucu olarak sistemin kesintiye uğramasını ifade etmektedir. Politik risk, ihracatçıların çeşitli politik yaklaşımların sonucu olarak gaz sunumunu geçici ya da sürekli olarak durdurması olasılığına işaret etmektedir. Regülasyon riski, ekonomik ya da teknik regülasyon kapasitesindeki yetersizlik sonucunda ortaya çıkan arz sorunlarını imlemektedir. Ekonomik risk kaynak ülkelerin mevcut fiyatlar veya diğer iktisadi-politik koşullar altında gerekli yatırımları hayata geçirmemesi nedeniyle arz yetersizliğinin ortaya çıkmasını ifade etmektedir. Son olarak çevresel risk, karbon emisyonu sınırlandırılması sonucunda gaz kullanımı kısıtlamasına koşut olarak karşılaşılabilecek arz güvenliği sorununa gönderme yapmaktadır (IEA 2004, 63).

NERA (2002, 7), arz güvenliğinin üç temel karakterini ön plana çıkarmaktadır. Bunlar; çeşitlilik, güvenilirlik ve esnekliktir. Çeşitliliğin her hal ve şartta arz güvenliğini arttırdığı ittifakla kabul görmektedir. Ancak çeşitliliğin her durumda tek başına arz güvenliğini sağladığı savına ihtiyatla yaklaşmak gerekir. Zira bir takım tamamlayıcı unsurların varlığına gereksinim duyulmaktadır. Nitekim alternatif enerji kaynakları için kullanılan teknolojinin yetersizliği ya da bu kaynaklardan bazılarının sürekliliği konusunun öngörülmesi güç bazı dışsal değişkenlere bağlı olması (rüzgâr ya da güneş enerjisi gibi alanlarda) veya alternatif enerji kaynağının ithal edilmesi halinde yeni sağlayıcıların politik ya da ekonomik nedenlerle süreklilik konusunda sorun çıkarma potansiyeli taşıması gibi olasılıklar kaynak çeşitlendirmesinin zayıf noktaları bulunabileceğine işaret etmektedir.

Güvenilirlik, arz güvenliğini karakterize eden ikinci temel unsur olarak ortaya çıkmaktadır. Güvenilirlik, sürekliliğin mücbir nedenler dışında herhangi bir gerekçe ile kesintiye uğramaması anlamına gelmektedir. Yukarıda vurgulandığı üzere alternatif kaynakların güvenilirliği sağlanmadan, çeşitliliğin işlevini tam olarak yerine getirmesi güçtür. Esneklik ise, öngörülme-yen şoklara karşı tüketicilerin doğalgaza erişiminin, örneğin depolama olanakları ile garanti altına alınmasını ifade etmektedir.

Yukarıda yer verilen tanım ve değerlendirmelerin ortak paydalarını dikkate alarak bazı çıkarımlarda bulunmak yerinde olacaktır. Öncelikle söz konusu tanım ve değerlendirmelerin petrol ve doğal gaz ekseninde yapıldığı ve boru hattı ile taşınma seçeneğinin ön planda tutulduğu vurgulanmalıdır. Öte yandan güvenlik konusunun boyutlarını teşkil eden kaynak, güzergâh ve tesis kaynaklı sorunların alternatif taşıma, yani petrolün tankerlerle, doğal gazın ise LNG formunda taşınması seçenekleri için de geçerli olabileceği ileri sürülebilir.

Arz güvenliği sorunu iki noktada ortaya çıkmaktadır. Birincisi herhangi bir nedenle ihtiyaç duyulan miktarda gazın kısa ya da uzun dönemde elde edilememesi, ikincisi ise çeşitli nedenlerle fiyat düzeyinde aşırı oynaklığın kendini göstermesidir. Fiziksel doğalgaz yetersizliği, kaynak, güzergâh ya da tesis boyutlarında ortaya çıkabilmektedir.

Stern (2007, 17), 1980 yılından beri OECD üyesi ülkelerin arz güvenliğini tehdit eden olayları, kaynak, güzergâh ve tesis ile ilgili olaylar olmak üzere üç başlık altında incelemektedir. Buna göre 1980-2001 yılları arasında kaynakla ilgili bir ya da iki olay, güzergâh ile ilgili Rusya-Ukrayna arasında geçen birkaç olayın vuku bulduğunu, tesis ile ilgili herhangi bir olayın kaydedilmediğini ifade etmektedir. Bunların dışında terörist eylem olarak adlandırılabilir tek olayın, 1997 yılında gerçekleşen, Cezayir ile İtalya arasındaki boru hattına yönelik saldırı olduğunu vurgulamaktadır.

2001 yılından sonraki dönemde üç önemli olayın AB gaz pazarını etkilediği ifade edilmektedir. Bunların ikisi İngiltere, birisi ise Cezayir'de vuku bulmuş, bunların sonucunda İngiltere'de boru bağlantı hattı ve depolama tesisinde, Cezayir'de ise sıvılaştırma tesisinde önemli zararlar meydana gelmiştir. 2004 yılında Rusya tarafından Belarus'a verilen gazın kesilmesi, 2006 yılında aynı şekilde Rusya ile Ukrayna arasında baş gösteren doğal gaz krizi güzergâh ile ilgili önemli olaylar olarak kaydedilmektedir (Stern 2007, 18).

Doğalgaz arz güvenliği konusunu tahlil edebilmek için pazarın bazı özelliklerini dikkate almak gerekmektedir. Bunlardan birincisi, hizmet sunumunun yüksek yatırım gerektiren iletim ve dağıtım şebekesinin kurulması ile mümkün olmasıdır. İkinci olarak talep esnekliğinin, özellikle hane halkları bakımından oldukça katı olduğu vurgulanmalıdır. Bu nedenle piyasanın tasarımında; kısa vadede mevcut kapasite kısıtlaması altında optimal dağılımın sağlanması; orta ve uzun vadede ise potansiyel kaynaklara erişim ve altyapı yatırımlarını teşvik edecek mekanizmaların tesisi hedeflenmelidir (IEA 2004, 33).

Bilindiği üzere piyasa ekonomisi sisteminde arz ve talep, fiyat mekanizması ile bizatihi piyasada faaliyet gösteren aktörler tarafından dengelenmektedir. Bir diğer ifadeyle bu aktörler sadece müşterilerinin taleplerini karşılamaya odaklanmakta, doğal olarak, hiçbiri tüm piyasanın arz güvenliğini sağlama sorumluluğunu üstlenmemektedir. Bu nedenle piyasa mekanizması, politik sorunlar, hava ve iklim koşullarındaki marjinal sapmalar gibi düşük olasılıklı ancak güçlü etki yaratabilecek olaylara karşı sigorta işlevi görecektir yatırımları güdülememektedir. Bu nedenle piyasa ekonomilerinde arz güvenliğinin sağlanabilmesi kamu otoritesinin düzenlemeleriyle mümkün olabilecektir (IEA 2004, 37; Luciani 2004, 4).

Özellikle son yıllarda ortaya çıkan bazı gelişmelerin doğalgaz sektöründe arz güvenliği bağlamından dikkate alınması gerekmektedir. Bu gelişmeler;

spot piyasaların oluşması, uzun dönemli sözleşmelerin dokusunda ortaya çıkan değişimler, doğal gazın artan oranlarda elektrik üretiminde kullanılması ve LNG sektörünün toplam ticaret içindeki ağırlığının giderek artması olarak sıralanabilir (IEA 2004, 34).

Spot piyasa, gaz ticaretini mümkün kılan ticaret terminallerin (hub) kurulması, sıvılaştırılmış gaz piyasasının gelişmesi ve uzun dönemli sözleşmelerin süresinin deregülasyon süreci ile birlikte kısılmasına koşut olarak 1980 ve 1990'larda ABD ve Kanada'da ortaya çıkmıştır (Schlesinger 2000, 42).

Ticaret terminalleri yüksek talebin bulunduğu, birden çok boru hattının kesiştiği ve genellikle depolama tesislerine yakın bölgelerde ortaya çıkmış, böylece spot piyasaların kurulmasına zemin teşkil etmiştir. Söz konusu terminallerde doğal gaz, taşıma ve depolama hakları piyasa aktörleri arasında ticarete konu edilmiştir. Kıta Avrupa'sında ilk ticari terminal olma özelliği taşıyan Zeebrugge, şebekeye erişim kurallarının da etkisiyle Belçika'da kurulmuştur. İkinci terminal Bunde (Almanya), Hollanda ve Norveç gazının teslim noktasına yakın bir bölgede kurulmuştur (IEA 2002, 20).

Spot işlemler doğrudan taraflar arasında ya da bir broker aracılığıyla standart sözleşmeler kullanılarak bir gün ile bir yıl aralığında değişen teslim yükümlülüğü üzerine inşa edilmektedir. Günümüzde AB'de de spot işlemleri yaygın olarak kullanılmaktadır.

Uzun dönemli gaz sözleşmeleri, serbestleşme öncesinde, özellikle hizmetin kamu tekelleri tarafından görüldüğü yıllarda riskin azaltılması, dolayısıyla arz güvenliğinin sağlanması noktasında faydalı bir araç olarak kullanılmıştır. Günümüzde birçok ülkede gaz piyasalarının serbestleşmesine rağmen uzun dönemli sözleşmelerin halen ağırlığını koruduğu



gözlenmektedir. Buna karşın bu tip sözleşmelerin yapısında ve özellikle fiyata ilişkin hükümlerinde köklü değişiklikler göze çarpmaktadır. Nitekim AB sözleşmelerinde ortalama sürenin 20-25 yıldan 8-15 yıla, Asya sözleşmelerinde ise 15-20 yıl düzeyine gerilediği; sözleşmede öngörülen minimum miktarların azaldığı ve yeniden müzakere edilebilecek hükümlerin kapsamının genişletilerek (özellikle al-ya da öde hükmü bakımından) sözleşmelerin esnekliğinin arttığı görülmektedir (IEA 2004, 35).

Dikkat çeken bir diğer gelişme özellikle son on beş yılda toplam elektrik üretimi içinde gaz girdisi ile üretilen elektriğin ağırlığının yükselmesidir. Bu gelişme, teknolojik ilerlemeye koşut olarak etkinlik düzeyi yüksek olan gaz santrallerinin ortaya çıkması ve bu tip santrallerin çevreye yönelik düşük negatif dışsallık yaratmasının bir sonucudur. Üstelik bu yeni tip santraller, sınırlı ölçek ekonomisi etkisi nedeniyle daha düşük kapasitelerde inşa edilebilmekte, böylece elektrik pazarı daha rekabetçi bir yapıya kavuşmaktadır.

Diğer yandan anılan girdi-çıkı ilişkisi arz güvenliği konusunun doğal gaz ve elektrik piyasaları bakımından bir arada değerlendirmesini zorunlu kılmaktadır. Nitekim doğal gaz fiyatlarındaki yüksek oynaklığın elektrik fiyatlarını etkilemesi kaçınılmazdır. Üstelik gaz tüketiminde dışa bağımlılığın elektrik üretimini de tehlikeye sokması muhtemeldir (IEA 2004, 38). Bu nedenle kamu otoritesi ithalat bağımlılığını dikkate alarak toplam elektrik üretim portföyü içinde gazın oranını kontrol altında tutmalıdır.

LNG sektöründeki bir dizi gelişme gaz ticaretinin kompozisyonunu değiştirmiştir. Bunlardan birincisi zincirin tüm halkalarında maliyetlerin aşağıya çekilmesidir. Özellikle tanker fiyatları ile, teknolojik ilerlemeye koşut olarak, sıvılaştırma ünitelerinin maliyetlerinin düşürülmesi LNG ticaretini cazip kılmıştır (IEA 2004, 40).

LNG ticareti, özellikle boru hattı döşenmesinin mümkün olmadığı ya da çok yüksek maliyet gerektirdiği veya politik sorunların var olduğu durumlarda gaz ticaretine olanak sağlamakta, bununla birlikte spot ticarete uygunluk ve görece esnek sözleşmeler nedeniyle arz güvenliğine de katkıda bulunmaktadır. Uluslararası Enerji Ajansı, LNG spot ticaretinin, toplam LNG ticaret hacminin %15-30'una ulaşabileceğini öngörmektedir (IEA 2004, 41).

LNG'nin payının artmasına yol açan diğer etmenlerin; ABD ve İngiltere'nin arz fazlası konumlarından uzaklaşması ve zamanla talep fazlası sorunuyla karşılaşmaları; Avrupa'da serbestleşme sonucunda boru hatlarına ulaşımın beklenen hızda gerçekleşmemesinin LNG'ye yönelik ilgiyi arttırması; Güney Avrupa ve İngiltere'de kaynak çeşitliliği ve arz güvenliği konularının önem kazanması olarak sıralanması mümkündür (Stern 2007, 20).

LNG piyasasının gelişmesi ile kaynak ve güzergâh çeşitliliğine katkı sağlanması muhtemeldir. Boru hatlarıyla kıyaslandığında, LNG, gerek ihtiyaç duyulan tesislerin daha kısa sürede faaliyete geçirilmesine olanak tanınması, gerekse giderek gelişen spot piyasa olgusu nedeniyle ticari açıdan daha esnek bir sistem öngörmektedir (Stern 2002, 17).

Arz güvenliği sorununun ortaya çıkmasına yol açan, beklenmedik hava koşullarından, gazın arz ediciler tarafından politik ya da teknik nedenlerle kesilmesine kadar bir dizi öngörülemeyen gelişme ile karşılaşılması muhtemeldir. Bu halde ortaya çıkan sorunların etkisinin hissettirilmemesi için alınması gereken temel tedbirler; belirli ölçüde depolama ve taşıma kapasitesi tesis edilmesi ve gazın bir giriş noktasından diğerine yönlendirilmesi kabiliyetinin geliştirilmesine yönelik yatırımların hayata geçirilmesidir. Örneğin İngiltere'de yatırımcılardan öngörülmeyen olaylara karşı belli ölçüde depolama ve taşıma kapasitesi fazlası tesis etmeleri talep edilmektedir (Stern 2002, 22).

Bu noktada önem taşıyan husus, aşırı kapasite tesis edilmesinden kaynaklanan maliyetlerin kimin tarafından üstlenileceğidir. Piyasa ekonomisinin hâkim olduğu sistemlerde ne ölçüde aşırı kapasite tesisi edileceği ve ortaya çıkan ek maliyetin kimler tarafından üstlenileceği sorularının yanıtı piyasa tarafından verilmektedir. Ancak daha önce vurgulandığı üzere, çeşitli nedenlerle ekonomik birimlerin söz konusu kararı sağlıklı bir biçimde almaması olasılığı kamu otoritesinin regülasyon araçlarıyla bu karar mekanizmasına müdahil olmasını gerekli kılmaktadır.

Arz güvenliği sorunlarının çözümüne yönelik politikalar pazarın yapısına bağlı olarak değişmektedir. Yukarıda ifade edildiği üzere, geleneksel olarak arz güvenliğinin sağlanması serbestleştirilmemiş pazarlarda kamu tekelleri eliyle gerçekleştirilmiştir. Geçmiş yıllarda bu işlevin herhangi bir ciddi kesintiye uğramadan yerine getirilmesi, kamu tekellerinin başarısı olarak algılanmıştır. Zira kamu tekelleri fiyat baskısı yaşamaksızın uzun dönemli al ya da öde tipi sözleşmeler akdetmekte güçlük yaşamamıştır (Arshed 2006, 6).

Serbestleştirilen pazarlar bakımından temel sorun, görece yüksek taşıma maliyetleri gerektiren gaz iletiminin büyük ölçüde uzun vadeli sözleşmelerle bağlanması ve anılan sözleşmeler kapsamında fiyatın petrol fiyatlarına endekslenmesi seçeneğinin piyasa aktörleri tarafından tercih edilmeme riskinin bulunması dolayısıyla arz güvenliğinin tehlikeye düşmesidir. Zira serbestleşen pazarlarda kâr güdüsüyle hareket eden aktörler, kendilerini uzun erimli fiyatlarla bağlamak yerine, fiyatların düşebileceği zamanlarda, özellikle spot pazarlardan ürün elde etmek isteyebileceklerdir.

Diğer yandan bu sava karşı olanlar, arz güvenliği sorununun yaşanmadığı yıllarda ekonomik ve jeopolitik iklimin bugünden çok farklı olduğunu ileri sürmekte, ayrıca arz güvenliğinin kamu tekelleri tarafından tüketicilere yansıtılan yüksek maliyetler pahasına sağlanabildiğini ileri sürmektedir.

Örneğin İngiltere’de 1987-1992 yılları arasında kamu tekeli tüm maliyetleri serbest olmayan tüketicilere yansıtmıştır. Dolayısıyla arz güvenliği, tüketicilerin ne kadar arz güvenliği istediği ve bunun için ne kadar bedel ödemeye hazır olduğu sorularının yanıtı dikkate alınmaksızın gerçekleştirilmiştir (Arshed 2006, 7).

Günümüzde gaz sözleşmelerinin yapısında değişiklikler ortaya çıkmaktadır. Sözleşme süresi, 30 yıllardan 15 yılın altına inmiş, al-veya-öde yükümlülüğü içeren sözleşmelerin oranı azalarak %80-90 seviyelerinden %50-60'lara gerilemiş, petrole endekli fiyatların yerini, en azından AB için, spot piyasa fiyatları almıştır. Bununla birlikte anılan gelişmelerin boru hattı projelerinin finansman güdüsünü azalttığı ileri sürülmektedir (Arshed 2006, 10).

Serbestleşmiş pazarlarda uzun dönemli sözleşmelerin rekabet otoriteleri tarafından sınırlandırılması da muhtemeldir. Nitekim gerek AB Komisyonunun gerekse AB üyesi ülkelerin rekabet veya regülasyon otoritelerinin bu yönde kararları bulunmaktadır. Pego,<sup>30</sup> Turbogaz,<sup>31</sup> ISAB Energy<sup>32</sup> ve Endesa/Gas Natural<sup>33</sup> Davaları bu tür kararlara örnek teşkil etmektedir.

Bununla birlikte sözleşme süresinin sınırlandırılması yüksek maliyet gerektiren projelerin finansmanı sorununu ortaya çıkarmaktadır. AB uygulamasında finansman sorununu bir ölçüde hafifletmek için bazı yatırım projelerine, belirli koşullarla, örneğin şebekeye erişim yükümlülüğü gibi, mevzuat uygulamalarına ilişkin olarak muafiyetler tanınmaktadır. Bazı ülkelerde ise, örneğin Alman Hükümetinin E.On-

---

<sup>30</sup> 1993 OJ C265/3

<sup>31</sup> 1996 OJ C118/7

<sup>32</sup> 1996 OJ C138/3

<sup>33</sup> 1998 OJ C66/25

Ruhrgas birleşmesinde takındığı tavır gibi, bu sav enerji şirketlerinin birleştirilerek ulusal şampiyon yaratma görüşünün desteklenmesi amacıyla kullanılmıştır (Stern 2002, 9-11; Arshed 2006, 14).

Diğer yandan İngiltere deneyimi serbest pazarlarda yatırım sorununun ortaya çıkmayabileceği olasılığına işaret etmektedir. Nitekim 1990-2000 yılları arasında İngiltere’de, serbestleşmeye karşın, yatırımlarda anlamlı bir gerileme gözlenmemiştir. Ancak bu durum İngiltere’de gaz fiyatlarının birçok AB ülkesine nispeten yüksek bir düzeyde seyrettiği savı ile açıklanmaktadır (Arshed 2006, 15).

Yukarıda yer verilen değerlendirmelerden hareketle serbestleşmenin beraberinde bir ikilem getirdiği ileri sürülebilecektir. Zira serbestleşmeye karşın yatırımların sürdürülmesi, bir diğer ifadeyle arz güvenliğini sağlanması, yüksek fiyatlar ve talep miktarının artma potansiyeli taşıması ile mümkün olmaktadır. Bununla birlikte, arz güvenliğinin yüksek fiyatlar pahasına kamu tekelleri tarafından sağlanması, serbestleşmeyi destekleyen yazarlar tarafından dile getirilen temel tenkitlerden biridir.

Bu noktada politika tercihi, maliyet etkinliği ile dinamik etkinlik ve yüksek fiyatların getireceği maliyetlerin piyasa aktörleri arasında paylaşılması mekanizmaları dikkate alınarak tespit edilmelidir. Serbestleşme ile ortaya çıkan spot pazarların ve ticaret terminallerinin rolü de bu noktada hesaba katılması gereken değişkenler arasındadır. Zira bu mekanizmalar, özellikle kısa vadede arz güvenliğinin kotarılması noktasında önemli işlevler görmektedir.

Arshed (2006, 51), serbestleşmenin arz güvenliğini dramatik ölçüde tehlikeye attığı savına katılmamakta, aksine, tüketiciler tarafından makul ve etkin bir arz güvenliği seviyesinin belirlenmesine olanak tanıdığını iddia etmektedir. Burada temel sorun, tüketicilerin özellikle uzun

dönemli arz güvenliği seviyesini öngörebilecek kapasiteye sahip olmaması ya da daha düşük bedellerle gaz temin edebilmek amacıyla iyimser tahminlerde bulunarak arz güvenliğini riske edecek kararlar alması olasılıklarıdır. Şüphesiz, görmezden gelinemeyecek bu olasılığın kamu otoritesi tarafından hesaba katılması ve uzun dönemli arz güvenliğini garanti altına alacak tedbirlerin alınması elzemdir.

Yapılan tartışmalar ışığında arz güvenliğinin uzun vadede kamu otoritesinin müdahaleleriyle teminat altına alınması gerekliliği ileri sürülebilir. Bu itibarla kamu otoritesi, ülkenin özgül koşullarını dikkate alarak arz güvenliği sorunlarını tespit etmeli, gerekli önlemleri fayda-maliyet analizi ekseninde değerlendirmeli ve uygulamaya geçirmelidir. Nitekim Uluslararası Enerji Ajansı tarafından yapılan, OECD üyesi ülkelerin arz güvenliğini sağlamak üzere izlediği politikaların sınıflandırıldığı çalışmada ülkelerin izlediği politikaların koşullara göre tespit edildiği ortaya konmaktadır (IEA 2002, 17). Buna göre;

- Hollanda gibi üretici konumunda olan ancak sınırlı taşıma kapasitesine sahip ülkelerin üretim miktarını talebe göre uyarladığı,
- ABD gibi üretici konumunda bulunan ancak uzun mesafe taşıma kapasitesine sahip ülkelerin depolama ve kesintili sözleşmelere başvurduğu,
- Belçika gibi ithalata bağımlı bazı ülkelerin esnek ithalat sözleşmelerine ağırlık verildiği,
- Fransa gibi ithalata bağımlı bazı ülkelerde yüksek depolama kapasitesinin tercih edildiği,
- Almanya gibi ithalata bağımlı bazı ülkelerde aynı anda esnek ithalat sözleşmeleri ve depolama kapasitesi seçeneklerine itibar edildiği,
- Kore gibi LNG ithalatına bağımlı bazı ülkelerde orta-vadeli sözleşmeler ve spot LNG olanaklarının ön plana alındığı ifade edilmektedir.

Yukarıda yer verilen örneklerde de görüldüğü üzere, üzerinde sıklıkla durulan temel önlemler; yeterli ölçüde depolama kapasitesi zorunluluğunun getirilmesi; kaynakların mümkün mertebe çeşitlendirilmesi; talep tarafına esneklik kazandırmak üzere çeşitli yöntemlerle kesintili tüketici sayısının arttırılması; gerekli iletim ve dağıtım altyapı yatırımların hayata geçirilmesi amacıyla çeşitli teşvik mekanizmalarının teşekkülü ve fiyat oynaklığına karşı riskin sigortalanmasına olanak veren mali araçlarının geliştirilmesi olarak sıralanmaktadır.

Bu noktada serbestleşmeye koşut olarak doğal gaz fiyatlarının petrol fiyatlarından bağımsız olarak belirlenmesi sonucunda serbest tüketiciler bakımından enerji kaynakları arasında geçiş yapmanın anlamlı hale gelebileceği hususu da vurgulanmalıdır. Anılan araç seti içinde hangi tedbirlere öncelik verileceği ülkenin özgül ekonomik koşullarına ve politik ilişkilerine bağlı olarak değişecektir.

Son yıllarda arz güvenliği bağlamında gündemi işgal eden tartışma politik risk konusudur. Daha önce ifade edildiği üzere dünya toplam doğal gaz rezervlerinin yaklaşık %70'i Orta Asya, Afrika ve Orta Doğu coğrafyasında bulunmaktadır. Anılan coğrafya 2006 yılı rakamlarıyla hem toplam üretimin hem de toplam ihracatın yaklaşık %40'ını gerçekleştirmektedir (IEA 2007). Bununla birlikte söz konusu bölgenin önemli bir bölümü politik istikrarsızlıkla karakterize edilmektedir.

Diğer yandan dünyanın en zengin doğal gaz rezervine sahip olan ülkesi Rusya ise doğal gazı politik bir araç olarak kullanmakla itham edilmektedir.<sup>34</sup> Özellikle Rusya'nın AB'ye olan toplam ihracatının %80'inin geçiş güzergâhı olan Ukrayna'ya verdiği gazı, 2001 yılından beri birkaç kez çeşitli gerekçelerle kesmesi, özellikle AB'nin arz güvenliğini endişesini pekiştiren bir unsur olarak ortaya çıkmıştır.

<sup>34</sup> Örnek için bkz.: BBC Monitoring Energy (3.1.2007); Engdahl, W., The Emerging Russian Giant Plays Its Cards Strategically, Global Research, Centre for Research on Globalization, (7 October 2006), <http://www.globalresearch.ca/index.php?context=viewArticle&code=WIL20061007&articleId=3408>

Politik risk konusunun ön plana çıkmasının temel nedenlerinden biri de AB, Hindistan ve Çin'in ithalat bağımlılığının artan bir eğilim sergilemesidir. Üstelik söz konusu ülkeler gaz ithalatının büyük bir bölümünü sorunlu olarak adlandırılan bölgelerden karşılamaktadır. IEA (2004, 140) öngörülerine göre 2010 yılı itibariyle AB'nin ithalata bağımlılık oranı %60, 2030 yılında ise %81 düzeyine ulaşacaktır. Söz konusu rakamların Hindistan için sırasıyla %23 ve %40, Çin için %15 ve %27 olarak gerçekleşmesi beklenmektedir.

Politik risk konusunda en fazla hassasiyet AB tarafından gösterilmektedir. Zira 2006 yılı rakamlarıyla dünya toplam doğal gaz ithalatının yaklaşık %60'ını gerçekleştiren AB'nin, 2010 yılı itibariyle toplam enerji talebinin %25, 2030 yılında ise %31'inin doğal gazdan sağlanması öngörülmektedir (IEA 2004, 251; BP 2007). Üstelik hâlihazırda AB'de tüketilen toplam gazın büyük bir bölümü Rusya ve arz güvenliği bakımından sorun yaratabilecek bazı Afrika ülkelerinden elde edilmektedir (Reymond 2007, 4175). Aşağıdaki tabloda 2005 yılı itibariyle AB'ye gaz ihraç eden ülkeler ve ihracat rakamlarına ilişkin bilgiler sunulmaktadır.

**Tablo 14:** AB'ye Gaz İhraç Eden Ülkeler ve İhracat Rakamları

	İhracat Miktarı (Bmc)	Toplam İhracat İçindeki Payı (%)
Rusya	126,28	42,43
Norveç	79,46	26,70
Cezayir	56,78	19,08
Nijerya	10,78	3,62
Libya	5,36	1,80
Mısır	4,58	1,54
Katar	4,56	1,53
Diğer	8,83	3,00

**Kaynak:** Reymond 2007

Söz konusu verilerden hareketle ilk dört ülkenin toplam pazar payının yaklaşık %90 rakamına karşılık geldiği görülmektedir. Bu durum yüksek ithalat bağımlılığı ve düşük çeşitlendirme oranına işaret etmektedir.



Üstelik önde gelen ihracatçılardan Rusya ile AB arasında enerji politikaları ekseninde ciddi görüş ayrılıkları bulunmakta,<sup>35</sup> diğer önemli ihracatçılar olan Cezayir, Nijerya ve Libya'da ise dönem dönem politik istikrarsızlıklar ortaya çıkmaktadır.

AB Komisyonu (2003, 97) tarafından Avrupa'nın gaz güvenliğine ilişkin üretilen iki senaryo da, AB'nin arz güvenliği konusuna öncelik vermekte isabetli bir yaklaşım içinde bulunduğunu ima eden veriler sunmaktadır. Aşağıdaki tabloda söz konusu senaryolara yer verilmektedir.

**Tablo 15:** AB Arz Güvenliği 2010 ve 2030 Senaryoları

	Referans Senaryo		Yüksek Senaryo <sup>36</sup>		Düşük Senaryo <sup>37</sup>	
	2010	2030	2010	2030	2010	2030
Gazın Toplam Tüketim İçindeki Oranı	%27	%27	%29	%34	%27	%27
Gazın elektrik Üretimi İçindeki Oranı	%27	%27	%28	%32	%26	%23
AB'nin Dış Bağımlılık Oranı	%71	%80	%65	%77	%79	%86

**Kaynak:** AB 2003

Stern (2007, 12) enerji güvenliği konusunda belirleyici etkiye sahip politik iklimin temel özelliklerini şu şekilde ortaya koymaktadır:

- Rusya ile AB ve ABD arasında gerginleşen jeopolitik ilişkiler
- Ortadoğu ülkelerinde politik istikrarsızlığın artması ve özellikle İran ile ABD arasında tırmanan politik gerginlik
- Afrika'da Nijerya başta olmak üzere LNG ihracatçısı ülkelerin içinde bulunduğu politik belirsizlik

<sup>35</sup> Nitekim söz konusu görüş ayrılıklarının giderilmesini teminen Rusya ile AB arasında bir enerji diyalogu zemini yaratılmış, bu çerçevede taraflar arasında görüşmeler gerçekleştirilmiştir. Buna karşın AB, Rusya'ya olan bağımlılığın azaltılması amacıyla yeni projeler geliştirmeye devam etmektedir. Bu noktada üzerinde yoğunlaşılacak proje Nabucco Projesidir. Rusya-AB diyalogu hakkında ayrıntılı bilgi için bkz. [http://ec.europa.eu/energy/russia/overview/index\\_en.htm](http://ec.europa.eu/energy/russia/overview/index_en.htm)

<sup>36</sup> Yüksek Senaryo; Yüksek doğal gaz rezervi varsayımı

<sup>37</sup> Düşük Senaryo; Düşük petrol ve doğal gaz rezervi varsayımı

- Kuzey Afrika, İnan Körfezi ve Hazar Bölgesinde bulunan ihracatçı ülkelerin gerekli yatırımları yapmaması sonucu ortaya çıkması muhtemel doğal gaz yetersizliği

Sonuç olarak yukarıda tanımlanan politik iklimin arz güvenliğine yönelik politikaları etkilemesi kaçınılmazdır. Yakın zaman dilimi içinde özellikle ithalat bağımlılığı yüksek ülkelerin gerek dar anlamda doğalgaz arz güvenliği, gerekse geniş anlamda enerji güvenliğine yönelik stratejilerinin anılan politik iklim tarafından şekillendirilmesi muhtemeldir. Bu noktada dünyanın 9. büyük doğalgaz ithalatçısı olan Türkiye'nin de, her ne kadar 2010 yılına kadar arz-talep dengesi uluslararası sözleşmeler ile garanti altına alınmışsa da, uzun vadeli enerji politikası ve arz güvenliği stratejisi üzerine odaklanmasının gerekliliği ortaya çıkmaktadır.

Konu ile ilgili literatür, basın yayın organlarında yer alan haberler ve uluslararası kuruluşlar bünyesinde sürdürülen görüş alışverişleri üzerinde dikkatli bir okuma yapıldığında doğal gaz arz güvenliği tartışmalarının, ağırlıkla AB arz güvenliği ekseninde sürdürüldüğü görülmektedir. Bu eğilim birçok haklı nedene dayanmaktadır. Bunlardan birincisi toplam enerji arzı içinde doğalgazı giderek artan bir oranda kullanan AB'nin, uluslararası doğal gaz ticareti içindeki tartışılmaz ağırlılığıdır. İkinci olarak, AB bünyesinde bulunan çok sayıda ülkenin yüksek oranda ithalata bağımlılık göstermesi sayılabilir.   nc  neden ise AB'nin doğal gaz temin ettiği başlıca ülkelerin, özellikle politik nedenlerle arz güvenliği sorunu ortaya çıkarabilecek potansiyele sahip bulunmasıdır.

Yukarıda ifade edildiği üzere farklı kıtalarda bulunan bazı ülkeler de, AB  rneğinde olduğu gibi, yüksek ithalata bağımlılık sorunu ile karşı karşıya bulunmaktadır. Ancak söz konusu ülkelerin ticaret ilişkisi içinde bulunduğu ülkeler bakımından özellikle politik riskin ortaya çıkma olasılığı AB'ye oranla düşüktür. Örneğin ABD, Kanada ve Meksika'dan; Brezilya, Arjantin ve Bolıvy'a'dan; Singapur, Endonezya ve Malezya'dan;

Japonya, ABD, Trinidad ve Tobasco ve çok sayıda ülkeden LNG formunda doğal gaz ithal etmesine karşın AB'nin duyduğu politik kaygıları hissetmemektedir.

Bununla birlikte AB ülkeleri, yukarıda ayrıntılı biçimde incelendiği üzere ağırlıklı olarak politik ve stratejik gerilimin yaşadığı Rusya ve ciddi risk potansiyeli taşıyan bazı Kuzey Afrika ülkelerinden gaz ithalatı gerçekleştirmektedir. Şüphesiz bu tablonun ortaya çıkmasında hâlihazırda toplam ticaretin önemli bir bölümünün boru hatları vasıtasıyla yürütülmesi başat bir unsurdur. Zira boru hatları, politik risk unsurunun yanına bir de güzergâh riskini eklemektedir.

Bu noktadan hareketle AB bir süredir arz güvenliğini arttırmak amacıyla kaynak çeşitlendirmesine gitmek yolunda çaba sarf etmekte, bu amaca hizmet edecek alternatif projeleri hayata geçirmeye çalışmaktadır. Bunlardan birincisi, Rusya'ya olan bağımlılığın azaltılmasını temin etmek üzere, Hazar Bölgesi ve Orta Doğu kaynaklarının, Rusya'yı saf dışı ederek AB'ye iletilmesidir. Bu kapsamda üzerinde durulan proje, ülkemize de önemli bir rol biçen Nabucco Projesidir. Diğer bir proje ise LNG ticaretinin toplam ticaret içindeki payının artırılması, bu amaçla halen gaz tedarik edilen ülkelere daha fazla gaz alınması ve Katar gibi önemli bir kaynağa ağırlık verilmesidir.

## **5.2.TÜRKİYE'DE DOĞALGAZ ARZ GÜVENLİĞİ**

Bilindiği gibi Türkiye'de doğalgaz mevzuatında arz güvenliğine ilişkin özgül düzenlemelere yer verilmemekte, arz güvenliğini tesise yönelik hükümlere diğer konular ile ilgili mevzuat maddeleri içinde yer verilmektedir. Bunlar da depolama yükümlülükleri ile bir arz güvenliği sorunu karşısında ithalata kolaylık sağlayan hükümler ile sınırlıdır.

Gerek Dünya Bankası gerekse BOTAŞ'ın arz-talep öngörülerine göre, mevcut sözleşmelerde herhangi bir sorun ortaya çıkmayacağı varsayımı altında 2010'lu yıllara kadar Türkiye'nin bir arz güvenliği sorunu ile karşı karşıya bulunmadığı, aksine bir arz fazlası olgusu ile baş etmek durumunda olduğu görülmektedir. Bununla birlikte ihracatçıların, İran örneğinde sıklıkla karşılaşıldığı gibi,<sup>38</sup> sözleşmeden kaynaklanan yükümlülüklerini yerine getirmemesi, aşırı soğuk kış mevsimi ya da boru hatlarında meydana gelebilecek bir sorun neticesinde sunumun aksamaması gibi öngörülemeyen bazı olumsuzluklarla karşılaşılması halinde kısa vadeli arz güvenliği sorunlarının ödünlenip ödünlenemeyeceği konusu incelemeye muhtaçtır. Bu noktadan hareketle arz güvenliği konusunun, bu endişeyi gidermeye yönelik temel araçlar bağlamında tartışılması yerinde olacaktır.

## 5.2.1.Arz Güvenliğini Temin Edecek Temel Araçlar

### 5.2.1.1.Depolama

Daha önce ifade edildiği üzere, Türkiye'nin mevcut LNG ve doğal gaz depolama kapasitesi yaklaşık olarak 2 bmc seviyesine karşılık gelmektedir. Bu rakam 2007 yılı itibarıyla yıllık tüketimin yaklaşık %5'i düzeyindedir. Diğer yandan 8-10 yıllık bir dönem sonunda faaliyete başlaması beklenen tuz gölü depolama tesislerinin tamamlanmasından sonra dahi depolama kapasitesinin yıllık tüketime oranı, tüketimin, tesisin hizmete girdiği yılda 2007 yılı ile aynı miktarda gerçekleşeceği varsayımıyla, ancak %9 seviyesine çıkabilecektir. Tesisin 2015 yılında işletmeye alınması ve anılan yılda BOTAŞ'ın tüketim tahminlerinin gerçekleşmesi durumunda söz konusu oran %5'e gerileyecektir. Buna karşılık genel olarak ülke örneklerinde yıllık ihtiyacın %20-30'u arasında bir oranda depolama

<sup>38</sup> İran ile Türkiye arasında doğal gaz ticareti ile ilgili çok sayıda anlaşmazlık yaşanmıştır. 2001 Temmuz ayında İran gaz sevkiyatı ertelenmiştir. Türkiye, bu durumun İran'ın boru hattının inşasında üzerine düşen yükümlülükleri yerine getirmemesinden kaynaklandığını iddia etmiştir. 2002 yılı içinde BOTAŞ, İran'dan gelen gaz sevkiyatının, kalite standartlarının altında kaldığı gerekçesi ile durdurulduğunu ilan etmiş, bu anlaşmazlık sözleşmede fiyat ve alım yükümlülüğü hükümlerinin tadil edilmesiyle aşılmıştır. Bunların yanı sıra, sonuncusu 2007 yılının kışında olmak üzere birkaç kez İran kış şartlarını ileri sürerek Türkiye'ye olan gaz sevkiyatını geçici sürelerle durdurmuştur.

kapasitesi bulundurulduğu görülmektedir (ECS 2007, 94). Aşağıdaki tabloda bazı OECD ülkelerinin yer altı gaz depolama bilgilerine yer verilmektedir.

**Tablo 16:** Bazı OECD Ülkelerinin Yeraltı Gaz Depolama Verileri

	Depo Sayısı	Kapasitenin Tüketimi Karşılacağı Gün Sayısı	Kapasitenin Sanayi Talebini Karşılacağı Gün Sayısı
Avusturya	5	134	459
Belçika	2	15	42
Danimarka	2	60	311
Fransa	15	95	182
Almanya	39	75	157
İtalya	10	66	42
İspanya	2	28	160
İngiltere	4	12	26
ABD	415	63	173
Avustralya	4	20	106
Kanada	38	69	208
<b>Türkiye</b>	<b>1</b>	<b>18</b>	<b>76</b>

**Kaynak:** IEA 2002

Tablodan görüldüğü üzere, Türkiye'nin yeraltı depolama kapasitesi seçilmiş ülkelere oranla bir hayli geridedir. Bunun üç istisnası, Belçika (sadece kapasitenin tüketimi karşılayacağı gün sayısı bakımından), İtalya (sadece toplam sanayi talebi bakımından) ve İngiltere'dir. Ancak bu noktada karşılaştırmanın sağlıklı bir zemine oturması bakımından söz konusu ülkelerin bazı nitelikleri incelenmelidir.

Belçika, depolama kapasitesinin sınırlı tutulmasına olanak tanıyan dünyanın en önemli ticaret terminallerinden birine (Zeebrugge Hub) sahiptir. Bununla birlikte toplam tüketimin 1/3'ünü teşkil eden elektrik üretim tesisleri kesintili tüketici konumundadır. Bir diğer ifadeyle anlık olarak ortaya çıkabilecek bir arz sıkıntısı halinde, söz konusu tesislere sunulan miktarlarda kısıntıya gidilerek sorunun aşılması mümkündür (IEA 2002, 132).

İngiltere, önemli miktarda doğal gaz üreten bir ülke konumundadır. İlaveten, kesintili sözleşmeler, kısa vadeli arz-talep dengesizliğinin giderilmesinde önemli bir paya sahiptir. Yine, ileride ele alınacağı gibi, İngiltere'nin çok kaynaklı elektrik üretim kapasitesinin Türkiye'nin yaklaşık dört katı olması önemli bir noktadır (IEA 2002, 243).

İtalya ise, gerek kesintili sözleşme sayısının sınırlı oluşu gerekse yüksek mevsimlik dalgalanma oranları nedeniyle, Türkiye gibi, depolama kapasitesi bulundurma konusunda hassasiyet göstermesi gereken bir ülke durumundadır. İtalya, toplam tüketim rakamları itibarıyla, Türkiye'ye oranla yaklaşık üç kat fazla depolama kapasitesine sahip olmakla birlikte, sanayi tüketimi bakımından, özellikle kesintili sözleşme sayısının azlığı hesaba katıldığında, daha karamsar bir tablo çizmektedir. Buna karşın arz güvenliği sorununu karşılamak bakımından Türkiye'ye üstünlük sağladığı nokta çok kaynaklı üretim kapasitesidir. Nitekim İtalya'da bu oran, Türkiye'nin yaklaşık 13 katına karşılık gelmektedir (IEA 2002, 185).

Yukarıda yer verilen bilgilerin ışığında, gerek anlık ve mevsimlik arz eksikliğinin tamamlanması, gerekse arz fazlası dönemde elde kalan miktarın muhafazası bakımından depolama kapasitesinin bir an evvel artırılması gerekliliği ortaya çıkmaktadır. Nitekim Türkiye'de doğal gaz arz ve talebi arasındaki denge bakımından esas sıkıntının anlık talep fazlası olduğu ileri sürülmektedir.<sup>39</sup> Yıllık rakamlar bazında 2010 yılına kadar arz fazlası bulunmasına karşın, son birkaç yılda kış mevsiminde özellikle İran'dan alınan gazın kesintiye uğraması neticesinde ortaya çıkan sorunlar bu iddiayı desteklemektedir.

### **5.2.1.2. Kesintili Sözleşme Oranı**

Türkiye'de kesintili sözleşme oranına ilişkin net bir bilgi bulunmamakla birlikte BOTAŞ yetkilileri ile yapılan görüşmelerde, hâlihazırda toplam

<sup>39</sup> [http://www.enerjiajansi.com/index.php?option=com\\_content&task=view&id=164&Itemid=48](http://www.enerjiajansi.com/index.php?option=com_content&task=view&id=164&Itemid=48)

500 müşteri içinde 20'sinin kesintili sözleşme akdettiği, bunların hemen tamamının çok kaynaklı elektrik üreticisi hüviyetini taşıdığı, bununla birlikte kesintili-kesintisiz sözleşmelere ilişkin fiyat farkının kapanmasına koşut olarak bu sayının azalma eğilimi gösterdiği ifade edilmiştir. Nitekim 2008 yılı Mart ayı satış tarifelerine göre kesintili tüketiciler ile kesintisiz tüketiciler arasındaki fiyat farkı yaklaşık %1 olarak hesaplanmıştır.<sup>40</sup>

Bu noktada önemli olan husus, kaynaklar arasında geçiş yapabilme potansiyeline sahip tesis sayısı ölçüsünde, fiyat farkına gidilerek kesintili sözleşme sayısını arttırmak, böylece kısa vadeli arz güvenliğini arttırmanın mümkün olmasıdır. Nitekim fiyat kesintili-kesintisiz farkının yüksek olduğu dönemlerde kesintisiz sözleşme sayısının mevcut sayının üzerinde olduğu anlaşılmaktadır. Bununla birlikte 2010 yılına kadar mevcut sözleşmelerden kaynaklanan bir arz fazlasının varlığı, BOTAŞ'ı kesintili-kesintisiz fiyat farkını kapatmak suretiyle talep edicileri tüketime sevk etmeye itmiştir.

Kesintili alım sözleşmeleri OECD ülkeleri dikkate alındığında alıcıya %2-20 oranında düşük fiyatla gaz alım hakkı sağlamaktadır. Buna karşılık satıcı, sözleşme hükümleri çerçevesinde alıcıya sunulan gazı belirli sürelerle kesmektedir (IEA 2002, 238). Aşağıdaki tabloda bazı OECD ülkelerinde kesintili sözleşmelere ilişkin oranlar sunulmaktadır.

**Tablo 17:** Bazı OECD Ülkelerinde Kesintili Sözleşme Oranları

**Kaynak:** IEA 2002

Ülkeler	Toplam tüketim miktarı içinde kesintili satış oranı (%)	Ülkeler	Toplam tüketim miktarı içinde kesintili satış oranı (%)
Avusturya	25	İtalya	9
Belçika	30	Japonya <sup>42</sup>	40
Kanada	10	ABD	25
Danimarka	33	İspanya	20
Fransa	33	İsviçre	45
Almanya <sup>41</sup>	70	İngiltere	23

<sup>40</sup> BOTAŞ 2008 Mart Ayı sınıai müşteri tarifeleri (vergiler hariç); kesintisiz tüketiciler için 0,460302YTL/Sm3, kesintili tüketiciler için 0,455699 YTL/Sm3olarak ilan edilmiştir. Bkz., [http://www.botas.gov.tr/tarifeler/2008\\_mart.asp](http://www.botas.gov.tr/tarifeler/2008_mart.asp)

<sup>41</sup> Elektrik üretimi içindeki pay

<sup>42</sup> Elektrik üretimi içindeki pay

Tablodan görüldüğü üzere baz alınan ülkelerin birçoğunda arz güvenliği dikkate alınarak önemli oranda kesintili sözleşme akdedilmektedir. Yukarıda ifade edildiği gibi, mevcut durumda arz fazlası ile karşı karşıya bulunan Türkiye’de kesintili sözleşme uygulamasından kaçınılması makul bir politika olarak görülebilir. Buna karşın özellikle konut tüketiminde gözlenen yüksek dalgalanmadan kaynaklanan anlık güvenlik sorunları, yetersiz depolama kapasitesi ve yüksek depolama maliyetleri ile bir arada düşünüldüğünde kesintili sözleşme seçeneğine önem verilmesinin yerinde bir politika tercihi olacağı ileri sürülebilir. Üstelik 2010 yılı erte-sinde beklenen potansiyel arz güvenliği sorunu bu politika seçeneğinin önemini arttıracaktır.

Bu aşamada 2010 yılı sonrasında talep açığını kapatmak üzere yeni sözleşmeler akdedilmesi noktasında kesintili tüketici potansiyelini dikkate almakta fayda bulunacağı ileri sürülebilir. Ancak, ileride ele alınacağı üzere, muhtemelen uygulanan fiyat politikalarının etkisiyle elektrik üretiminde çok kaynaklı kapasite oranının 2000 yılında %15’lerden, 2006 yılında %12 seviyelerine gerilemesi bu konudaki hareket alanını sınırlamıştır. Bu noktadan hareketle, vakit geçirmeden çok kaynaklı kapasite oranının artırılmasını temin edecek politikaların uygulamaya geçirilmesi, gerek doğalgaz gerekse elektrik üretiminde arz güvenliğinin teminat altına alınmasında önemli bir rol oynayacaktır.

### **5.2.1.3. Elektrik Üretimi Kapasitesi ve Kaynak Çeşitlendirmesi**

Dünyadaki eğilime koşut olarak Türkiye’de de toplam elektrik üretimi içinde doğalgaz kökenli kapasitede artış eğilimi dikkat çekmektedir. 2004 yılı itibariyle toplam kurulu güç içinde doğalgazın oranı %34,3 olarak açıklanmıştır (DPT 2006, 21). Bu rakamın 2005 yılı sonu itibariyle %45 düzeyine ulaştığı ifade edilmektedir (TMMOB 2006, 5). TEİAŞ rakamları dikkate alındığında anılan rakam 2006 yılı itibariyle yaklaşık %36 olarak hesaplanmaktadır.<sup>43</sup> Genel olarak Türkiye’de toplam elektrik üretim

<sup>43</sup> Bkz. <http://www.teias.gov.tr/ist2006/3.xls>



kapasitesi içinde doğalgazın yüksek bir orana sahip olduğu tespit edilmektedir. Bu iddia dünyanın çeşitli bölgelerine ilişkin rakamlarla da desteklenmektedir. Aşağıdaki tabloda çeşitli bölgelerde elektrik üretim kapasitesi içinde doğalgaz girdi oranlarına ilişkin gerçekleşen ve tahmin edilen değerler sunulmaktadır.

**Tablo 18:** Bölgeler Bazında Elektrik Üretiminde Doğal Gaz Girdi Oranları Gerçekleşen ve Öngörülen Değerler

	1990	2000	2010	2020	2030
AB	%12	%22	%27	%29	%27
BDT, <sup>44</sup> MDAÜ <sup>45</sup>	%35	%30	%36	%44	%49
Kuzey Amerika	%15	%14	%22	%24	%20
Japonya, Pasifik	%24	%31	%40	%37	%35
Afrika, Orta Doğu	%25	%34	%39	%47	%49
Latin Amerika	%10	%15	%28	%38	%40
Asya	%5	%12	%13	%16	%17
Dünya Ortalaması	%18	%19	%25	%28	%28

**Kaynak:** AB 2003

Tablodaki rakamlardan anlaşılacağı üzere Türkiye'deki oran dünya ortalamasının bir hayli üzerinde bulunmaktadır. Bununla birlikte bölgesel verilerle karşılaştırıldığında, Japonya-Pasifik ve Afrika-Ortadoğu bölgeleri rakamları ile aşağı yukarı eşit seviyede bulunmaktadır. Afrika-Ortadoğu bölgesinin yüksek doğalgaz rezervleri nedeniyle çok ciddi bir risk altında bulunmadığı savlanabilir. Öte yandan yüksek ithalat bağımlılığı bulunan Japonya-Pasifik bölgesinin de, Türkiye gibi, riske açık bir yapı sergilediği görülmektedir.

Bununla birlikte anılan bölge ülkelerinden bazıları nükleer elektrik santrallerine sahip bulunmaktadır. Nükleer enerji teknolojisi kullanan ülkeler bakımından, doğalgaza bağımlılık endişesinin, nükleer enerji kullanmayan ülkelere göre sınırlı olacağı düşünülmektedir. Burada

<sup>44</sup> BDT (Bağımsız Devletler Topluluğu): Ermenistan, Azerbaycan, Belarus, Gürcistan, Kazakistan, Kırgızistan, Moldova, Rusya, Tacikistan, Türkmenistan, Ukrayna, Özbekistan

<sup>45</sup> MDAÜ (Merkez ve Doğu Avrupa Ülkeleri): Bosn-Hersek, Bulgaristan, Hırvatistan, Çek Cumhuriyeti, Estonya, Macaristan, Letonya, Litvanya, Makedonya, Polonya, Romanya, Sırbistan, Slovak Cumhuriyeti, Slovenya

mevcut durumda işleyen santrallerin kapasitesi önem taşımakla birlikte, nükleer enerji kullanmakta olan bir ülkenin, nükleer enerji kullanmamış ülkelere göre daha hızlı bir ikame ve adaptasyon süreci ile karşı karşıya kalacağı açıktır. Aşağıdaki tabloda nükleer elektrik santraline sahip olan belli başlı ülkelere ilişkin bilgilere yer verilmektedir.

**Tablo 19:** Nükleer Enerji Üretimi ve Payları

	2007 Elektrik Üretimi (TWh)	2007 toplam elektrik Üretimi İçindeki Payı (%)
Belçika	45,9	54,1
Bulgaristan	13,7	32,1
Fransa	420,1	76,9
Almanya	133,2	25,9
Japonya	267,2	27,5
Kore	136,6	35,3
Rusya	148,0	16,0
İspanya	52,7	14,4
İngiltere	57,5	15,1
Ukrayna	87,2	48,1
ABD	807,0	19,4

**Kaynak:** World Nuclear Association, <http://www.world-nuclear.org/info/nshare.html>

Yukarıda yer verilen rakamlar Türkiye bakımından anlamlıdır. Zira Japonya ve Kore gibi yüksek doğalgaz bağımlılığı bulunan ve ciddi boyutlarda doğalgazdan elektrik üreten Asya-Pasifik ülkeleri ile doğalgaz ithalat bağımlılığı yüksek olan bazı AB ülkelerinde nükleer enerji üretiminin bir arz güvenliği sorunu karşısında belirli bir üretim miktarını garanti altına alabileceği görülmektedir. Buna karşın nükleer enerji üretimi bulunmaması, söz konusu ülkelere nazaran arz güvenliği sorunu karşısında Türkiye'yi daha kırılgan bir noktaya taşımaktadır.

Elektrik üretimi ile ilgili arz güvenliği sorunlarının çok kaynaklı kapasite ile ödünlenmesi mümkündür. Ancak daha önce de dile getirildiği gibi Türkiye'nin çok kaynaklı kapasite oranı birçok OECD ülkesinin gerisinde bulunmaktadır. Aşağıdaki tabloda bazı OECD üyesi ülkelerin çok kaynaklı elektrik üretim kapasitesi rakamlarına yer verilmektedir.

**Tablo 20:** Bazı OECD Ülkelerinde Çok-Kaynaklı Elektrik Üretimi Rakamları<sup>46</sup>

	<b>Toplam Kapasite (GW)</b>	<b>Çok-Kaynaklı Kapasite (GW)</b>	<b>Çok-Kaynaklı Kapasite Oranı</b>
Belçika	8,55	6,84	%80
Danimarka	10,22	6,84	%66
Fransa	26,80	11,33	%42
Almanya	80,79	27,61	%34
Macaristan	6,41	3,98	%62
İtalya	54,03	32,90	%60
Japonya	166,65	26,37	%15
Kore	36,82	8,58	%23
Hollanda	20,07	8,08	%40
Portekiz	6,27	0,92	%14
İspanya	25,49	3,42	%13
İngiltere	61,96	8,25	%13
<b>Türkiye<sup>47</sup></b>	<b>16,06</b>	<b>2,55</b>	<b>%15</b>

**Kaynak:** IEA 2002

Diğer yandan, yukarıda vurgulandığı gibi, çok kaynaklı elektrik üretimi kapasitesi kesintili fiyatlama politikasına koşut olarak azalma eğilimi göstermiş, son altı yıl içinde yaklaşık %3 oranında gerilemiştir. Bu bilgilerin ışığında doğalgaz arz güvenliği sağlamak ve zincirleme olumsuzluklar doğurabilecek elektrik üretimini tehlikeye atmamak üzere; çok kaynaklı sanayi ve elektrik üretim kapasitesinin artırılması ve elektrik üretim kapasitesi içinde doğal gazın ağırlığının azaltılması yerinde olacaktır.

Bu noktada yanıtlanması gereken kritik soru, elektrik üretimi içinde doğalgazın ağırlığını azaltmaya olanak verecek alternatif kaynakların var olup olmadığıdır. TMMOB (2006, 23-27)'un tespitlerine göre Türkiye'nin hidroelektrik potansiyelinin %57'si, rüzgâr enerjisi ekonomik potansiyelinin %99'u, jeotermal potansiyelinin %95'i kullanılmamaktadır. Diğer yandan zengin kömür ve linyit kaynaklarından yeterince istifade

<sup>46</sup> (IEA 2002, 132-259) arasında yer verilen istatistiklerden derlenmiştir. Toplam kapasite içine sadece yanabilir (combustible) kaynaklar dâhil edilmiştir.

<sup>47</sup> TEİAŞ verilerine göre bu rakam 2006 yılı itibarıyla 3,32 GW seviyesine ulaşmıştır. Bu rakam yanabilir kaynaklar içinde %12 oranında ağırlık teşkil etmektedir. Bilgi için Bkz. <http://www.teias.gov.tr/ist2006/3.xls>

edilememekte; 1,344 milyar ton kömür rezervinden yıllık sadece 2-2,5 milyon ton, 9,3 milyar tonluk linyit rezervinden ise yıllık 50 milyon ton düzeyinde üretim yapılabilir. Yüksek kömür rezervlerinin varlığına karşın termik santrallerin toplam kurulu güç içindeki payı 1995 yılında %29'lardan, 2005 yılında %18 seviyelerine gerilemiştir. Netice itibarıyla Türkiye'de gerek çok kaynaklı kapasitenin artırılmasını, gerek toplam elektrik üretimi içinde doğal gazın ağırlığının azaltılmasını mümkün kılacak olanakların mevcut olduğu görülmektedir.

### **5.3.POLİTİK İKLİM: ARZ GÜVENLİĞİNİ TEHLİKEYE ATABİLECEK OLASI GELİŞMELER**

Yukarıda vurgulandığı gibi arz güvenliği bağlamında son yıllarda üzerinde en çok durulan nokta kaynakları elinde bulunduran ülkelerde hâkim olan politik iklimdir. Aşağıda Türkiye'nin arz güvenliğini etkileyebilecek ülke ve/veya bölgelere yönelik mevcut ya da potansiyel politik duruma ilişkin değerlendirilmeler sunulmaktadır.

#### **5.3.1.Rusya ve Hazar Bölgesi**

Türkiye'nin doğal gaz temini konusunda Rusya'ya olan bağımlılığı arz güvenliği kapsamında bu ülkeyi ilk incelenmesi gereken kaynak konumuna taşımaktadır. Bununla birlikte önemli rezerv ve üretim potansiyeline sahip olan Türkmenistan, Azerbaycan ve Kazakistan, gerek AB gerekse Türkiye'nin arz güvenliği konusunda birincil öneme sahip ülkelerdir.

Bu aşamada Türkiye'nin Rusya' ya bağımlılığı veya aynı anlama gelmek üzere Rusya'nın iktisadi gücünün ölçüsünü gösteren bazı bilgilerin sunulması yerinde olacaktır:

- 2006 yılı rakamlarıyla Rusya tek başına dünya toplam gaz üretiminin %22'sini gerçekleştirmektedir. Rusya'nın toplam üretiminin yaklaşık %90'ı Gazprom tarafından gerçekleştirilmektedir. Diğer yandan aynı yılın rakamlarıyla Dünya'nın toplam ispatlanmış gaz rezervlerinin %26,3'ü Rusya Federasyonu sınırları içinde bulunmaktadır.
- BOTAŞ'ın 7 tanesi doğalgaz 2 tanesi LNG olmak üzere toplam dokuz ithalat sözleşmesinin 4 tanesi Rusya Federasyonu ile akdedilmiştir.
- 2007 yılı itibarıyla ithal edilen 36,45 bmc gazın 23,14 bmc'si Gazprom'dan alınmıştır. Bu rakamlara göre Gazprom'un ithalat pazarındaki payı %63'dür. Yıllık bazda alım taahhütleri kapsamında bu rakam birkaç puan artabilmekte ya da azalabilmektedir.
- Hâlihazırda doğalgaz ithalatı gerçekleştirilen dört adet boru hattının (Azerbaycan, Rusya Batı, Rusya Mavi Akım ve İran) ikisi Rusya Federasyonu ile bağlantılıdır. Dolayısıyla Batı Hattı üzerinden ithal edilen sözleşmelerin süresinin dolması halinde, boru hattının yapım maliyetlerinin amorti edilmesi nedeniyle süre uzatımına gidilmesi ya da anılan hat üzerinden yeni sözleşmelerin akdedilmesi olasıdır. Nitekim sözleşmelerde süre uzatımına gidilmesi, maliyet etkinliği nedeniyle sıkça başvuru bir yöntemdir.<sup>48</sup> İktisadi nedenlerle sözleşmenin uzatılması ya da yeni sözleşme akdedilmesi Rusya'nın ithalat pazarındaki payının azalması beklentisini zayıflatmaktadır.
- Gazprom, Türkiye'nin potansiyel tedarikçilerinden bir olan Türkmenistan ile büyük miktarda gaz alım anlaşması akdetmiştir. Bu anlaşmaya göre 2009 yılından sonra 2028 yılına kadar yıllık alım miktarının 70-80 bcm seviyesine ulaşması beklenmektedir.<sup>49</sup> Diğer yandan 2007 yılı içinde Kazakistan, Türkmenistan ve Rusya devlet başkanları Hazar Boru Hattı'na paralel bir boru hattı döşenmesi ve Hazar gazının bu yolla Avrupa'ya ulaştırılması konusunda anlaşmıştır. Türkmenistan, bir yandan da, Çin ile 2009 yılında inşasına başlanması planlanan bir doğalgaz boru hattının

<sup>48</sup> AB ülkeleri ile Gazprom arasında süre uzatımına gidilen sözleşmeler hakkında bilgi için bkz. Finon D., Locatelli C., Russian and European Gas Interdependence: Can market Forces Balance Out Jeopolitics?, s.25, LEPII-EPE January 2007

<sup>49</sup> <http://www.eia.doe.gov/emeu/cabs/Centasia/NaturalGas.html>

yapımı ve bu hat üzerinden yıllık 30 bcm doğalgaz satışını öngören bir anlaşma imzalamıştır. 2006 yılı verileriyle yaklaşık 58 bcm gaz üreten Türkmenistan'ın hem Rusya, hem Çin hem de Türkiye'ye taahhüt ettiği miktarlarda gaz üretmesi güçtür. Dolayısıyla Türkiye'nin Rusya'ya olan bağımlılığının azalmasına olanak tanıyan önemli bir kaynağın, büyük ölçüde saf dışı edildiği ileri sürülebilecektir.

- Gazprom'un, birçok AB ülkesinde olduğu gibi, Türkiye pazarında da dikey bütünleşik bir yapıya ulaşmak niyetini taşıdığı savlanabilir. Nitekim bu şirketin kontrolü altında bulunan Bosphorus unvanlı şirket BOTAS'tan bir miktar ithalat kontratı devralmıştır. Anılan şirket EPDK'dan aldığı toptan satış lisansı ile bu pazarda faaliyet göstermektedir.

Yukarıda yer verilen bilgiler ışığında Rusya'dan kaynaklanabilecek herhangi bir politik sorunun Türkiye'yi ciddi bir arz güvenliği sıkıntısı ile karşı karşıya bırakabileceğini ileri sürmek mümkündür. Muhtemel sorunlardan birincisi, ilk anda bir politik sorun gibi görünmese de, Rusya'nın gaz üretiminin, bu ülkenin ihracat taahhütlerini karşılayamaması riskidir. Bu sorunun ayak seslerinin duyulmaya başlandığı ve özellikle 2010 yılı sonrasında bir politika değişikliğine gidilmediği takdirde varlığını iyice hissettireceği ileri sürülmektedir (Riley 2007, 2).

Bu sorunun esas olarak iki temel nedenden kaynaklandığı düşünülmektedir. Bunlardan birincisi, Rusya'nın Nadym-Pur-Taz Bölgesinde yer alan ve maliyetleri oldukça düşük olan üç büyük üretim alanında (Uran-goy, Yamburg ve Medvezhe) üretilen gaz miktarının 1990'lı yıllarda en üst seviyeye ulaşılması, günümüzde ise azalan bir eğilim göstermesidir. Nitekim 2007 yılında 511 bcm olan üretim miktarının 2010 yılında 472, 2015 yılında ise 388 bcm seviyesine gerileyeceği öngörülmektedir. Üretim kaybının 2010 yılına kadar bazı küçük üretim bölgelerindeki gaz miktarının artırılması ile ödülenebileceği, ancak anılan tarihten sonra farkın kapatılmasının güçleşeceği ileri sürülmektedir (Riley 2007, 2; Sadegh-Zadeh 2007, 17).

İkinci neden ise Gazprom tarafından yeni üretim alanlarına yönelik gerekli yatırımların hayata geçirilmemesidir. Son yıllarda Zapolyarnoye dışında büyük üretim alanı geliştirilmemiştir. Riley (2007, 2), yeni yatırımlara girişilmemesinin nedenlerini; Gazprom'un ciddi bir borç yükü altında bulunması; Rusya'nın görece zayıf finansal sisteminin büyük üretim alanlarının geliştirilmesine olanak verecek finansmanı sağlayamaması<sup>50</sup>; Gazprom'un iktisadi yaklaşımın yanı sıra politik bir yaklaşımın da ürünü olarak mevcut yatırımların, üretim yerine başta AB ülkeleri olmak üzere diğer ülke piyasalarındaki varlıklara yönlendirilmesi olarak sıralamaktadır. Bununla birlikte 2008 yılında ortaya çıkan küresel ekonomik kriz ile birlikte petrol fiyatlarının, dolayısıyla gaz fiyatlarının ciddi ölçüde düşmesi yeni yatırım projelerine olan ilgiyi azaltacaktır.

Öte yandan üretim alanlarına yatırım yapmayı düşünebilecek yabancı şirketler, mevcut yabancı sermaye mevzuatı ve Rusya'nın en son Shell ve Exxonmobil ile ortaya çıkan anlaşmazlıkları ve bu şirketlere yönelik yaklaşımları dikkate alarak bu ölçüde büyük bir riskin altına girmeyeceklerdir. Üstelik mevcut yasal düzenlemeler kapsamında yabancı şirketler bu tür yatırımlara yönelik olarak kurulacak şirketlerde en çok %49 hisseye sahip olabilmektedir. Uygulamada enerji şirketleri için bu sınırın daha da aşağıya çekildiği gözlenmektedir (Riley 2007, 2). Yakın tarihte ortaya çıkan Rusya-NATO gerginliğinin de yatırımcı şirketlerinin motivasyonunu olumsuz yönde etkilemesi kuvvetle muhtemeldir.

Anılan sorunu tetikleyen bir diğer unsur Rusya'da yerli tüketiciler tarafından gaz kullanımının yaygınlaştırılmasına yönelik çalışmalardır. Gasprom 2008 yılının sonuna kadar, yaklaşık 1,3 milyar ABD Doları tutarında finansman gerektiren 12 bin km. uzunluğunda boru hattının yapımına girişmiştir. Söz konusu altyapı çalışmaları bittiğinde yıllık tüketimin 9-20 bcm artış göstereceği tahmin edilmektedir. İç talep artışı esas olarak yurtiçi fiyatların oldukça düşük bir seviyede belirlenmesinden

<sup>50</sup> Örneğin Yamal üretim alanı için gerekli yatırım miktarının 70 milyar ABD Doları gerektirdiği öngörülmektedir.

kaynaklanmaktadır.<sup>51</sup> Bu durumun sonucu olarak Gasprom'un ciddi ölçüde finansal kayba uğradığı ifade edilmektedir. Nitekim bu rakamın 1999-2003 yılları arasında 25 milyar ABD Doları'na karşılık geldiği ileri sürülmektedir (Sadegh-Zadeh 2007, 23).

Bütün bu etmenlerin sonucunda 2010 yılında Rusya'nın üretim/ithalat ve tüketim/ihracat taahhütleri arasındaki açığın 126 bcm seviyesine ulaşabileceği öngörülmektedir (Riley 2007, 3). Aşağıdaki tabloda bu rakamın ayrıntılarına yer verilmektedir.

**Tablo 21:** Gasprom Arz-Talep Dengesizliği Rakamları

	2004	2010
Üretim (bcm)	545	550
AB ve Eski Sovyetler Birliği Üyelerine Yapılan İhracat (bcm)	191	312
Yerli Tüketim İçin Kalan Miktar (bcm)	354	238
Yurtiçi Talep (bcm)	402	469
Dengesizlik (bcm)	69	231
Orta Asya Ülkelerinden Yapılan İthalat (bcm)	-	105
Toplam Dengesizlik (bcm)	-	126

**Kaynak:** Riley 2007, 3

Birçok kaynakta, Gasprom'un anılan sorunu aşmak için Orta Asya ülkeleri ile işbirliğini artırma eğilimi gösterdiği ifade edilmektedir. Bu ülkeler (Türkmenistan, Kazakistan ve Özbekistan), Sovyetler Birliği döneminde inşa edilen iletim şebekesi ağına dâhil olan ve Rusya ile yakın ilişki içinde bulunan ülkelerdir. Esasen, Gasprom'un anılan stratejisi, bir başka açıdan Türkiye ve AB'nin arz güvenliğini de ilgilendirmektedir. Şöyle ki, söz konusu ülkeler, özellikle Türkmenistan ve Kazakistan, Nabucco Projesi kapsamında Türkiye üzerinden AB'ye gaz sağlaması düşünülen belli başlı kaynak ülkeler konumunda bulunmaktadır. Bu itibarla Rusya'nın söz konusu stratejisinde başarılı olması halinde, Türkiye ve AB'nin önemli alternatif kaynaklar ile doğrudan ilişki kurma olanağı ortadan kalkabilecektir.

<sup>51</sup> İleride ele alınacağı üzere Rusya'daki fiyatlar birçok AB ülkesi ve ABD fiyatlarının onda biri düzeyindedir.



Nitekim Rusya, Nisan 2003 tarihinde Türkmenistan ile yaptığı anlaşmaya binaen, 2004 yılında 5-6 bcm ile başlayan gaz alım miktarını 90 bcm seviyesine yükseltme planını muhafaza etmektedir. Bu çerçevede Türkmenistan ile Ukrayna arasında yıllık 36 bcm alım miktarı öngören anlaşmanın 2007 yılında sona ermesi dikkate değerdir. Anılan anlaşma ile Rusya, Türkmenistan ile AB arasındaki doğrudan gaz ticaretini engellemeyi hedeflemektedir. Yine Rusya Kazakistan'dan yıllık 15 bcm, Özbekistan'dan ise 10 bcm gaz ithal etmeyi hedeflemektedir (IEA 2006a, 31; IEA 2006b, 104).

Ancak söz konusu planda öngörülen miktarlar Rusya ile Türkmenistan arasındaki fiyat anlaşmazlığı nedeniyle gerçekleştirilememiştir. Bununla birlikte 2007 yılında Rusya, Kazakistan ve Türkmenistan'ın mevcut Orta Asya Boru Hattı'na paralel inşa edilmesi planlanan Hazar Boru Hattı Projesi üzerinde anlaşma sağlanması, Rusya'nın koyduğu hedeflere ulaşmadaki kararlılığını teyit etmektedir. Anlaşma kapsamında Orta Asya Boru Hattı'nın kapasitesinin 60 bcm/yıl'dan 80 bcm/yıl'a çıkarılması konusunda anlaşma sağlanmıştır.<sup>52</sup> Bu gelişme Rusya'nın Türkmen ve Kazak gazı üzerindeki ağırlığının devam edeceğini göstermektedir. Öte yandan yukarıdaki tabloda yer alan iyimser ithalat rakamlarına ulaşılması durumunda dahi Rusya'nın yükümlülüklerini yerine getirmesinin güçlüğü ortadadır.

Rusya ile ilgili bir diğer sorun ise, bu ülkenin özellikle Avrupa ülkeleri üzerinde hâkimiyet kurmaya yönelik politikalarıdır. Hâlihazırda birçok Avrupa ülkesinde toplam doğal gaz tüketiminin önemli bir kısmını karşılayan Rusya'nın, bununla yetinmeyerek, iletim, dağıtım, toptan satış ve depolama gibi alt pazarlardaki faaliyet alanlarına yöneldiği gözlenmektedir. Aşağıdaki tabloda Rusya'nın çeşitli Avrupa ülkelerinde sahip olduğu pazar payları serimlenmektedir.

<sup>52</sup> <http://www.eia.doe.gov/emeu/cabs/Kazakhstan/NaturalGas.html>

**Tablo 22:** Rusya'nın Avrupa Ülkelerinde Sahip olduğu Pazar Payları (2005)

Ülke	Rusya'dan İthalat (bmc)	Yurtiçi Tüketim (bmc)	Rusya'nın Payı (%)
Finlandiya	4,2	4,2	100
Estonya	1,2	1,2	100
Litvanya	2,9	2,9	100
Moldova	2,8	2,8	100
Slovakya	6,4	6,6	97
Sırbistan	2,1	2,4	89
Bulgaristan	2,8	3,8	87
Yunanistan	2,4	2,8	83
Ukrayna	58	76	76
Avusturya	6,9	9,2	75
Çek Cumhuriyeti	7,1	9,2	75
Macaristan	8,3	13,6	61
Polonya	6,4	14,7	43
Almanya	36,5	93,3	39
İtalya	23,3	85,5	27
Fransa	11,5	49,4	23
Romanya	3,9	18,6	21
Hollanda	3	43,5	6,7

**Kaynak:** Sadegh-Zadeh 2007

Tablodan görüldüğü üzere Rusya, özellikle Orta ve Doğu Avrupa ülkeleri üzerinde aşırı bir güce sahip bulunmaktadır. Öte yandan bu ülkenin AB'nin itici gücü konumunda bulunan Batı Avrupa ülkeleri üzerindeki iktisadi gücü ise dikkate alınması gereken ölçüdedir.

Diğer yandan, yukarıda ifade edildiği üzere Rusya, özellikle son yıllarda Gazprom aracılığıyla, dikey bütünleşik bir yapıya kavuşarak iktisadi gücünü arttırmak üzere alt pazarlardaki faaliyetlere yönelmiş durumdadır. Aşağıdaki tabloda Gazprom'un dikey bütünleşik yapıya kavuşmak amacıyla çeşitli pazarlara yönelik son yıllarda yoğunlaştırdığı operasyonlarına yer verilmektedir.

**Tablo 23:** Gazprom'un Dikey Bütünleşmeye Yönelik Ticari Operasyonları

Ülke	Ortak Olunan Şirket	Gazprom'un Payı (%)	Hedef Pazar
Almanya	Wingas	50	Taşıma ve toptan satış
Avusturya	GWH	50	Toptan satış
	Centrex	25	Toptan satış
Estonya	Eesti Gaze	37,5	Toptan satış
Letonya	Latvian Gase	34	Toptan satış ve dağıtım
	Stella Vitae	30	Taşıma
Litvanya	Lietuvos Dujos	37	Toptan satış ve taşıma
İngiltere	PNG	100	Toptan satış

Literatürde bu davranışın temel nedeni, politik nedenler bir yana bırakılacak olursa, Avrupa ülkeleri üzerinde hâkim konumunu koruma, böylece fiyatları kontrol etme gücüne sahip olma stratejisi olarak değerlendirilmektedir. Bir diğer ifadeyle Rusya'nın hem üretim hem de alt pazarlarda güçlü bir aktör konumuna gelmesi, fiyatları etkileyebilme gücüne sahip olması anlamını taşıyabilecektir. Bu durumda Rusya'nın ekonomik hâkimiyeti altında bulunan ülkeler bakımından arz güvenliği endişelerinin ortaya çıkması kaçınılmazdır.

Diğer yandan Rusya'nın hem söz konusu ülkelerdeki teşebbüslerin temel sağlayıcısı, hem de piyasa faaliyetleri yürüten bir oyuncu olarak anılan teşebbüslerin rakibi konumunda bulunması bir dizi rekabet sorununu da beraberinde getirecektir. Rusya'nın alt pazarlara yönelik operasyonlarının genellikle özelleştirme veya devralmalar yoluyla gerçekleştirildiği dikkate alındığında rekabet politikası araçlarının rekabetin tesis edilmesinin yanı sıra Rusya'nın hâkimiyetinden kaynaklanabilecek arz güvenliği sorunlarının çözümüne de dolaylı yoldan katkı sağlayabileceği ileri sürülebilecektir.

Hazar Bölgesi ülkeleri kaynaklı olarak yaşanabilecek temel sıkıntı, yukarıda vurgulandığı üzere, bu ülkelerin gaz ticaretinin Rusya'nın kontrolü altına girmesidir.

Diğer yandan bölge ülkelerin yatırımları düzenleyen hukuki rejimlerinde belirsizlikler mevcuttur. Örneğin güney Hazar'da etnik çatışma sorunları baş göstermekte, Türkmenistan ve Özbekistan genellikle otoriter ve yolsuzluğa açık rejimler olarak bilinmektedir. Görece istikrarlı sayılan Kazakistan'da ise yolsuzluk, demokratikleşme sorunları ve potansiyel etnik çatışmalar istikrarsızlığa işaret etmekte, bazı anlaşmazlıklar neticesinde hukuki rejimde öngörülmeven değişiklikler yapılması ise yatırımcılar bakımından soru işaretleri doğurmaktadır (Bochkarev 2006, 8).

Stern (2007, 25) 2010 sonrasında Rusya'nın yurtdışına gaz ihracatının iki nedenle azalabileceği uyarısında bulunmaktadır. Bunlardan birincisi ihraç edilecek gaz miktarında (muhtemelen yatırım eksikliği dolayısıyla) sıkıntı yaşanması, ikincisi ise iç pazarda fiyatların artması nedeniyle ihracatın eski cazibesini koruyamamasıdır. Ekonomik kriz ile birlikte gaz fiyatlarında gerilemenin ortaya çıkması gaz ihracatının azaltılması eğilimini pekiştirebilecektir.

### 5.3.2.Orta Doğu ve Kuzey Afrika

Bu bölge genellikle yüksek doğal gaz potansiyeline sahip olan, ancak politik istikrarsızlıkla karakterize edilen bir bölge olarak nitelendirilmektedir. Yüksek potansiyel, anılan bölgede bulunan ülkelerin gaz rezervleri Rusya'nın gerisinde bulunmasına karşın çok uzun ekonomik ömür ile desteklenen ihracat kapasitelerinden kaynaklanmaktadır (Stern 2006, 9). Aşağıdaki tabloda gaz üreticisi Orta Doğu ve Kuzey Afrika ülkelerinin ihracat potansiyeline yönelik öngörülere yer verilmektedir.

**Tablo 24:** Orta Doğu ve Kuzey Afrika Ülkelerine Yönelik İhracat Projeksiyonları<sup>53</sup>

**Kaynak:** Stern 2006, BP Energy Report 2007

Ülkeler	2006 (üretim-bmc)	2010 (bmc)	2020 (bmc)	2030 (bmc)
Katar	49,5	78	126	152
Cezayir	84,5	76	114	144
İran	105,0	5	31	57
Mısır	44,8	10	19	28
Libya	14,8	2	13	34
İrak	-	1	7	17
<b>Toplam</b>	<b>298,6</b>	<b>172</b>	<b>310</b>	<b>432</b>

<sup>53</sup> Tablo'da yer verilen ihracat projeksiyonu rakamları Stern 2006'dan, 2006 yılına ilişkin üretim rakamları ise BP Energy Report 2007'den elde edilmiştir. Stern tarafından Kuzey Afrika'nın potansiyel üretici ve ihracatçılarından olan Nijerya'ya ilişkin rakamlara yer verilmediği vurgulanmalıdır. Bu ülkenin 2006 yılı üretimi 28,2 bmc seviyesindedir.

Stern (2006, 10) yukarıda yer verilen Uluslararası Enerji Ajansı kaynaklı rakamları iki nedenle iyimser bulmaktadır. Bunlardan birincisi İran, Cezayir ve Libya'da yurtiçi doğal gaz tüketiminin teşvikler neticesinde hızla yükselmesidir. Yurtiçi tüketim oranının artması ihracat miktarı üzerinde baskı yaratabilecek, böylece bu ülkeler için öngörülen rakamlara ulaşılması güçleşebilecektir. Özellikle İran ABD ambargosu ve buna bağlı olarak rafineri kapasitesindeki yetersizlikler nedeniyle artan ölçüde doğalgazı iç tüketimde kullanma politikası izlemektedir. Öte yandan mevcut durumda İran'ın, dünyanın ikinci büyük gaz rezervine sahip olmasına karşın net ithalatçı ülke konumunda bulunduğu ancak üretim miktarını hızla arttırdığı vurgulanmalıdır. İkincisi neden ise, bu ülkelerin çoğunun politik istikrarsızlık nedeniyle beklenen rakamlara ulaşma noktasında yetersiz kalabileceği beklentisidir.

Arz güvenliği konusunda özellikle İran'dan kaynaklanan bazı sorunların ortaya çıkması muhtemel görünmektedir. Bunlardan birincisi, Hazar Denizi'nin hukuki statüsü meselesidir. Bu konuda İran hariç tüm kıyı ülkeleri, kaynakların kıyı uzunluğu ile orantılı kullanımından yana tavır koymaktadır. Buna karşın İran eşit paylaşım ilkesini savunmaktadır. Söz konusu hukuki belirsizlik Türkmenistan, Azerbaycan ve İran arasında anlaşmazlıklara yol açmaktadır. (Bochkarev 2006, 8).

İran ile ilgili bir diğer sorun, terörizme destek ve nükleer kapasite yaratma konularında ABD ile yaşanan anlaşmazlıklardır. Bu konularda İran, BM taleplerine de kayıtsız görünmektedir. Söz konusu gerginliğin artması durumunda İran için uluslar arası ambargo kararı çıkma ihtimali göz önünde tutulmalıdır. Stern (2006, 14) söz konusu politik gerilim dolayısıyla İran'ın doğal gaz ve LNG ticaretinde başat ülke konumu elde etmekten mahrum kaldığını ileri sürmektedir. Nitekim İran, hâlihazırda 1980 Devrimi öncesi gerçekleştirdiği ihracat rakamının gerisinde bulunmaktadır.

Öte yandan İran, ikili ticari ilişkilerinde güven vermemektedir. Nitekim doğal gaz ticareti konusunda Türkiye ile pek çok kereler anlaşmazlık yaşamıştır. Aynı şekilde Hindistan ile yaptığı LNG anlaşması kapsamında ortaya çıkan sorunlar nedeniyle söz konusu anlaşma uygulamaya geçirilememiştir. İran, uluslararası tahkimi tanımaması nedeniyle, yatırımcılar bakımından tercih edilebilir bir ülke olarak görülmemektedir (Bochkarev 2006, 8).

Orta Doğu'da Türkiye'nin arz güvenliği konusunda önemli aktörlerden biri olarak görülen ve anlamlı gaz rezervlerine sahip olan Irak'ın durumu da belirsizliğini korumaktadır. Ülkede halen politik istikrar tesis edilememiştir. Üstelik yeni doğalgaz yatırımlarının hayata geçirilemediği ülkede kaynak geliştirme ve üretim aşamasına gelinebilmesi politik istikrarın yanı sıra ekonomik istikrarın da sağlanmasıyla mümkün olabilecektir. Ancak bunun için net bir öngörü ortaya koymak güçtür.

Kuzey Afrika ülkeleri ile LNG ticaretinin geliştirilmesinin önünde bazı engeller bulunmaktadır. Bunlardan birincisi söz konusu ülkelerde gaza olan yüksek iç taleptir. İkinci engel, bu ülkelerden bazılarının, örneğin Nijerya, politik sorunlarla karşı karşıya bulunmasıdır. Üçüncü olarak Kuzey Amerika ve Pasifik ülkelerinin yüksek LNG talebi AB ülkeleri ve Türkiye'nin gaz teminini sınırlandırabilecektir (Stern 2007, 25).

### **5.3.3.Çin ve Hindistan**

Türkiye'nin doğalgaz arz güvenliği bakımından önem taşıyan bir gelişme de Çin ve Hindistan'ın doğalgaza yönelik ilgisindeki artıştır. Hâlihazırda Çin'de doğal gaz toplam enerji talebinin %3'ünü, Hindistan'da ise %8'ini teşkil etse de, her iki ülkede kömür kullanımının özellikle çevresel etkiler dolayısıyla sınırlandırılması, ekonomik büyümeye koşut olarak artan enerji talebi ve doğal gaz rezervlerinin sınırlılığı gibi nedenlerle doğal gaz talebinin önemli ölçüde artması beklenmektedir (Stern 2007, 22).

Uluslararası Enerji Ajansı (2007c, 172) en düşük tahminleri gösteren referans senaryosunda Çin'in doğalgaz ithalatının 2015 yılında 28, 2030 yılında 128 bcm'ye ulaşacağını, bu rakamların toplam gaz talebinin sırasıyla %21 ve %54'üne; toplam enerji talebinin ise %1 ve %3'üne ulaşacağını öngörmektedir. Anılan çalışmada Hindistan'ın doğalgaz ithalatının 2015 yılında 13, 2030 yılında 61 bcm seviyesine ulaşacağı, bu rakamların toplam gaz talebinin anılan yıllar için sırasıyla %22 ve %55'ine; toplam enerji talebinin ise %1 ve %4'üne ulaşacağı tahmin edilmektedir.

Artan talebin, LNG ithalatından ziyade aşağıda sayılan nedenlerle Türkiye'nin gaz temin ettiği kaynaklara yönelmesi doğal gaz arz güvenliği konusunda dikkate alınması gereken bir etmen olarak değerlendirilmelidir. 2000'li yılların başında her iki ülkede de toplam gaz ithalatı içinde baskın unsur olan LNG formunda ürün temini amacıyla gerekli tesis yatırımları hayata geçirilmiştir. Ancak planlama aşamasında olan yeni tesislerin yapımı konusunda çekinceler bulunmaktadır. Zira son yıllarda LNG fiyatlarının petrol fiyatları doğrultusunda önemli oranlarda arttığı gözlenmektedir. Bu halde Çin ve Hindistan'ın mevcut LNG fiyatlarıyla elektrik üretimini sürdürmesi ve aynı kaynaklardan LNG temin eden Japonya ve Kore gibi zengin Pasifik ülkeleriyle rekabet etmesi güçtür. Nitekim Çin'in 2006 yılından itibaren boru hatlarıyla gaz ithalatı yönünde attığı adımlar ve Hindistan'da LNG ile çalışan Dabhol elektrik santralinin alternatif kaynakları kullanmaya zorlanması bu savı desteklemektedir (Stern 2007, 22).

Gerek Çin gerek Hindistan, konumları gereği boru hattıyla doğal gaz tedarik edebilecek olanaklara sahiptir. Nitekim Çin'in; Doğu Sibirya, Doğu Rusya ve bir ölçüde Orta Asya'dan, Hindistan'ın ise; Ortadoğu Körfezi ve Orta Asya'dan boru hatları vasıtasıyla gaz temin etme kapasitesine sahip oldukları ileri sürülmektedir (Stern 2007, 23). Nitekim Rusya ile Çin arasında imzalanan protokol uyarınca 2011 yılından itibaren

Doğu ve Batı Sibirya'dan iki boru hattı üzerinden doğal gaz taşınmasına başlanması öngörülmektedir. Ancak Stern (2007, 23) anılan tarihin çok iyimser bir tahmine dayandığını savlamakta, ayrıca yüksek maliyetler nedeniyle tarafların bu projeden vazgeçebileceğini ileri sürmektedir.

Çin, alternatif hatlar için başlattığı girişimlerin neticesinde Türkmenistan ile de bir protokol imzalamıştır. Anılan protokol uyarınca taraflar arasında, 2009 yılında 30 bcm/yıl gaz taşıyacak bir boru hattının yapımına başlanacaktır. Çin, aynı kapsamda Kazakistan ve Özbekistan ile anlaşma sağlamaya çalışmaktadır.

Hindistan, İran ile bir doğal gaz boru hattı inşası üzerinde ön anlaşma sağlamıştır. Ancak hattın Pakistan üzerinden geçmesi zorunluluğu arz güvenliği kaygısı yaratmaktadır. Yine Hindistan ile Türkmenistan arasında uzun zamandır müzakere edilen bir boru hattı projesi gündemde bulunmaktadır. Ancak bu hattın da Pakistan ve Afganistan'dan geçecek olması uygulamaya geçilmesinin önündeki temel etmen olarak görülmektedir. Stern (2007, 23) söz konusu projelerin Pakistan ve Afganistan ile ilgili güvenlik sorunları ve İran ile geliştirilen projeye yönelik ABD'nin muhalefeti nedeniyle ciddi sorunlar ile karşı karşıya bulunduğunu vurgulamaktadır.

Nitekim ABD son dönemde İran ile Hindistan arasında inşa edilecek boru hattı konusunda Hindistan'ı vazgeçirmek için büyük çaba sarf etmektedir. Nitekim ABD, bu amaçla Kafkas gaz ve petrolünün Türkiye ile İsrail arasında döşenecek boru hatları vasıtasıyla Elia Limanı'na oradan da gemilerle Hindistan'a taşınmasına olanak verecek projeyi desteklemektedir. Böylece hem İran devre dışı bırakılacak, hem de İsrail'in enerji güvenliği sağlanmış olacaktır.



## 6. GENEL DEĞERLENDİRME

Türkiye’de doğalgaz sektörünün 4646 sayılı Kanun marifetiyle yeniden yapılandırılmasında, birçok gelişmiş ülke örneğinde görüldüğü gibi, piyasanın serbestleştirilmesi ve mümkün olduğu ölçüde rekabet kurallarının hâkim kılınması hedefine odaklanılmıştır. Böylece; iletim, depolama ve özellikle dağıtım şebekesi yatırımlarının özel teşebbüsler tarafından yapılması; rekabete açılacak çıkarma, depolama, toptan ve perakende satış alanlarında rekabetin tesisi suretiyle etkinliğin sağlanması; doğal tekel niteliği sergileyen iletim ve dağıtım alanlarında ise ayırıştırma ve şebekeye erişim kuralları ile rekabetçi baskı yaratılarak piyasa mekanizmasına işlerlik kazandırılması beklenmektedir.

Bu noktada sistemi tıkayabilecek temel olgu, piyasada hâkim durumda bulunan BOTAŞ’ın varlığıdır. Şebeke hizmetlerinin özelleştirilmesi, diğer iktisadi faaliyetlerden farklı olarak, çok sayıda değişkenin dikkate alınmak zorunda olduğu karmaşık işlemlerdir. Üstelik doğalgaz piyasasının karakteristik özelliği uzun vadeli sözleşmelerdir. Nitekim BOTAŞ’ın da çok sayıda uzun vadeli ve al-veya-öde yükümlülüğü içeren sözleşmelerin tarafı olduğu bilinmektedir. Dolayısıyla kamu tekelinin kısa bir zaman içinde tasfiyesini sağlamak olanaklı görülmemektedir. Bu nedenle 4646 sayılı Kanun’da BOTAŞ’ın sözleşme devirleri ile kademeli olarak küçültülmesi ve iletim hizmeti müstesna, piyasadan çekilmesi öngörülmektedir.

Doğalgaz piyasasının serbestleştirilmesi bakımından dikkate alınması gereken bir diğer önemli sorun, başta BOTAŞ olmak üzere enerji KİT’lerinin finansman yapısından kaynaklanan sorunlardır. Özellikle son yıllarda söz konusu KİT’lerin birbirinden ve diğer şirketlerden olan borç-alacaklarının tahsil edilememesi önemli sorunlar yaratmaktadır. Öte yandan doğalgaz ve elektrik fiyatlarının piyasa sinyalleri doğrultusunda tespit olunduğunu ileri sürmek güçtür. BOTAŞ’ın konumunun elektrik

üretimini de doğrudan etkilediği hesaba katıldığında, serbestleşme tasarımının doğalgaz piyasasının yanı sıra elektrik piyasasının dinamiklerinin de düşünülerek gerçekleştirilmesi gerekmektedir.

Genel hatlarıyla incelendiğinde, 4646 sayılı Kanun'un, bazı yetersizliklere karşın, temel ilkeleri itibarıyla rekabete odaklı bir yapı öngördüğü ileri sürülebilecektir. Bununla birlikte Kanun'da sözleşme devirlerinin gerçekçi olmayan bir takvime bağlanması yeniden yapılandırmanın zayıf noktalarından birini teşkil etmektedir. Yeniden yapılandırma sürecinde dikkate alınmayan önemli bir değişken arz güvenliği ve bununla bağlantılı olarak doğalgazın stratejik önemidir. Günümüzde doğalgaz salt bir ekonomik meta olmaktan çıkmış, ülkeler arasındaki politik ilişkilerde belirleyici rol oynayan bir stratejik araç niteliği kazanmıştır.

Bilindiği gibi 4646 sayılı Kanun, 2001 yılında yaşanan ekonomik krizin hemen sonrasında kısa bir zaman dilimi içinde tasarlanmıştır. Şüphesiz anılan tarihte doğalgazın günümüzde oynadığı stratejik rolün net bir biçimde öngörülebileceğini ileri sürmek iddialı bir önerme olacaktır. Öte yandan anılan tarihte, en azından, dünyada ve Türkiye'de doğalgaz tüketiminin artış hızını tahmin etmek ve Türkiye'nin mevcut sözleşmelerinden hareketle muhtemel bir arz güvenliği sorununa ilişkin tahminlerde bulunmanın mümkün olduğu da vurgulanmalıdır. Hal böyleyken doğalgaz politikasının tasarımı aşamasında muhtemel gelişmelere ilişkin sağlıklı öngörülerde bulunulmadığı, aksine abartılı talep tahminlerine dayanılarak bir arz fazlası sorununa yol açıldığı, böylece arz güvenliği konusunun uzunca bir süre göz ardı edildiğini savlamak mümkündür.

Arz güvenliği ve doğalgazın stratejik öneminin dikkate alınmaması, zaman içinde yeni sistemin hayata geçirilmesi noktasında çekinceler yaratmış, böylece 4646 sayılı Kanun'da öngörülen yapıya ulaşmak mümkün olmamıştır. Söz konusu çekincelerin başında, doğalgaz ile ilgili küresel gelişmelere koşut olarak BOTAŞ'ın artan öneminin anlaşılması sonucunda

sözleşme devirlerinin geciktirilmesi gelmektedir. Daha önce vurgulandığı üzere, sözleşme devirleri ile ilgili 4646 sayılı Kanun'da öngörülen takvim zaten uygulanabilir olmaktan uzaktır.

Bununla birlikte geçen sekiz yıllık süre içinde sözleşmelerin ancak %10'luk bir kısmının devredilebilmesi ve bu süreçte miktar devri seçeneğinin gündeme gelmemesini yukarıda anılan çekince ile açıklamak mümkündür. Bu noktada yeniden yapılandırma süreci içinde görev yapan hükümetleri dışlayarak söz konusu çekinceyi sadece regülasyon otoritesine mal etmenin doğru bir yaklaşım olmayacağı da vurgulanmalıdır.

Netice itibarıyla, sekiz yıllık uygulama mercek altına alındığında BOTAŞ'ın piyasa gücünün sınırlandırılması ve toptan satış piyasasında rekabetin tesisine yönelik kararlı bir iradenin bulunmadığı, serbestleşme süreci içinde daha çok dağıtım hizmetlerinin özel teşebbüse devredilmesi politikasına öncelik tanındığı gözlenmektedir. Dağıtım hizmetlerinin özel kesime devredilmesi, yatırımların hızla tamamlanması bakımından önemli bir gelişme olarak kaydedilmelidir. Üstelik söz konusu devirler başarılı sonuçlar veren ihaleler ile gerçekleştirilmiştir. Ancak burada iki kritik hata yapılmıştır. Bunlardan birincisi, ihale süreçleri sonucunda birkaç teşebbüsün çok sayıda bölgenin dağıtım imtiyazını elde etmesi ile yüksek bir yoğunlaşma oranı ve buna bağlı yüksek riskin ortaya çıkmasıdır. İkinci kritik hata ise 5669 sayılı Kanun kapsamında gerçekleştirilen Ankara Doğalgaz Dağıtım A.Ş.'nin özelleştirilmesi sürecidir.

EPDK'nın bazı tutarsız uygulamalarını da yukarıda ifade edilen politik kararsızlık koşulları bağlamında değerlendirmek mümkündür. Nitekim EPDK bir yandan rekabetin henüz ortaya çıkmadığı gerekçesine dayanarak 4646 sayılı Kanun'da aksi yönde açık hükümler bulunmasına karşın toptan satış ve depolama faaliyetlerini ikincil mevzuat düzenlemeleri vasıtasıyla regülasyona tâbi kılmış, diğer yandan toptan satış

şirketlerinin piyasaya girmeye başladığı bir zamanda ani bir kararla söz konusu düzenlemede değişikliğe giderek piyasayı tekrar rekabete açmıştır.

EPDK'nın bazı doğalgaz faaliyetlerine yönelik olarak Kanun'da öngörülen sınırlamaları, rekabetin gelişmesi gerekçesiyle daha ileri taşıdığı gözlenmektedir. Örneğin toptan satış faaliyetinde bulunan tüzel kişilere iletim veya dağıtım faaliyeti yasağı getirilmiş, dağıtım şirketlerinin ise dağıtım ve eğitim dışındaki faaliyetlere katılamayacağı hükme bağlanmıştır. Bu yaklaşıma karşın bir yandan da Kanun'da tüzel kişilere yönelik pazar payı sınırlandırmalarının gerçek kişileri esas alacak şekilde genişletilmesi yönünde herhangi bir düzenleme getirilmemiştir.

İlaveten, BOTAŞ tarafından çıkarılan Şebeke İşleyiş Düzenlemesinde yer alan ve BOTAŞ'a bazı rekabet üstünlükleri sunan hükümler onaylanmış, üçüncü ülkelerden yapılacak ithalat talepleri BOTAŞ'ın ön izninin alınması koşuluna bağlanmıştır. Serbest tüketicilere yönelik sınırların, 4646 sayılı Kanun'un amir hükmüne karşın değiştirilmemesini, yine rekabete dayalı piyasa yapısının geciktirilmesi sonucuna yol açan ve EPDK'nın rekabete yönelik bazı düzenlemeleriyle çelişen bir yaklaşım olarak kayda geçirilmesi gerekmektedir.

Sonuç olarak EPDK'nın bir yandan rekabetin gelişmesini hedefleyen düzenlemeleri yetki aşımı pahasına hayata geçirdiği, diğer yandan, özellikle BOTAŞ ile ilgili konularda tam aksi sonuç doğurabilecek karar ve uygulamalara imza attığı gözlenmektedir. Diğer yandan, rekabetin tesisi konusunda önemli bir aktör konumunda bulunan Rekabet Kurumu'nun rekabetin tesis edilmesinin önündeki engelleri kaldırmaya yönelik öncü adımlar atabileceğine ilişkin emareler de mevcut değildir. Nitekim Rekabet Kurulu'nun bazı önemli kararlarında ortaya konulan analizlerinde bazı eksiklikler görülmektedir.

Bugün gelinen noktada 4646 sayılı Kanun'da öngörülen ilerlemelerin kaydedilemediği, sadece dağıtım ihalelerinin tamamlanması noktasında belirli bir mesafe alınabildiği gözlenmektedir. Bu itibarla sistemde ortaya çıkan tıkanıklıkları gidermek ve net politika hedefleri ortaya koymak amacıyla kapsamlı bir mevzuat değişikliğine ihtiyaç bulunduğu düşünülmektedir. Nitekim bu öneri EPDK ve sektörde faaliyet gösteren aktörler tarafından dillendirilmektedir. Ancak söz konusu revizyonun, arz güvenliği, doğalgazın stratejik önemi, küresel gelişmeler ve AB mevzuatı gibi değişkenlerin dikkate alınarak gerçekleştirilmesi bir zorunluluktur.

Yukarıda sunulan tabloyu dikkate alan bir dizi öneri sonraki bölümde dile getirilecektir. Ancak bu aşamada dikkate alınması gereken, özellikle küresel dengeler ve politik iklim ile ilgili değişkenlerin ortaya konması yerinde olacaktır. Zira Avrupa, Orta Doğu, Kuzey Afrika ve Asya'da doğal gaz sektörü ile ilgili gelişmelerin önümüzdeki yıllarda hem dünya hem de ülkemizin arz güvenliği yaklaşımı ve enerji politikalarını şekillendireceğini öngörmek mümkündür. Aşağıdaki tahminlerin küresel ekonomik krizin muhtemel sonuçları dikkate alınarak gözden geçirilmesi gerekmektedir. Bu kapsamda dikkate alınması gereken değişkenler aşağıda sıralanmaktadır:<sup>54</sup>

1. Küresel doğalgaz ticaretinin, 2030 yılı itibarıyla toplam küresel tüketimin %40'ına ulaşması öngörülmektedir. Bu oran günümüzde %22'dir.
2. Dünyanın 580 dev petrol üretim sahasında en üst üretim miktarının aşıldığı, üretim miktarlarında azalma sürecine girildiği, azalma oranının ortalama yıllık %6 seviyesine ulaştığı görülmektedir. Petrole yönelik talebin, ekonomik kriz ardından artmaya devam edeceği dikkate alındığında petrol fiyatlarının kısa vadede tekrar yükselişe geçeceği, buna koşut olarak doğalgaz fiyatlarının artacağını öngörmek mümkündür.

<sup>54</sup> Burada yer verilen bilgiler Uluslararası Enerji Ajansı, Amerika Enerji Bakanlığı, BP Enerji Raporları başta olmak üzere birçok makale ve çalışmadan derlenmiştir.

3. Dünya doğalgaz üretiminin önemli bir kısmını gerçekleştiren dev şirketlerin 2007 yılı itibarıyla toplam üretiminin %66'sı kamu kontrolündeki şirketler tarafından gerçekleştirilmektedir. Dünya rezervlerinin önemli bir kısmının Rusya, Orta Doğu ve Kafkasya'da bulunduğu ve söz konusu ülkelerin petrol ve gaz üretimlerini kamu şirketleri tarafından işletme eğiliminin artması ve ABD ve İngiltere'de özel teşebbüsler tarafından üretilen rezervlerin hızla azalması dolayısıyla dünya doğalgaz piyasasında kamu otoritelerinin payının giderek artacağını öngörmek mümkündür. Söz konusu gelişmenin doğalgaz piyasasının serbestleştirilmesi süreci ile ilgili tereddütleri beraberinde getirmesi beklenebilir.
4. 2030 yılında toplam ticaretin yarısının LNG formunda gerçekleştirilmesi beklenmektedir. Anılan oran LNG maliyetlerinin azalma hızına göre değişebilecektir. Diğer yandan sınır sorunları ve son dönemde gerginleşen NATO-Rusya ve ABD-İran ilişkileri neticesinde LNG'ye yönelik talebin artması muhtemeldir.
5. LNG ticaretinin %30'unun spot piyasalar üzerinden yapılması öngörülmektedir. Bu durumda ham petrol örneğinde olduğu gibi spot ve vadeli işlem piyasalarının uluslararası fiyatları belirlemesi söz konusu olabilecektir.
6. Gaz sözleşmelerinin süresi ve al-ya da-öde hükmü içeren sözleşme oranının azalacağı tahmin edilmektedir.
7. Halen çok sınırlı ölçüde gaz ithalatı gerçekleştiren ABD'nin 2010 yılında ikinci büyük, 2015 yılında ise en büyük LNG ithalatçısı konumuna gelmesi beklenmektedir.
8. AB enerji sisteminin tek pazar amacına yakınsayacağı öngörülebilir. Bununla birlikte özellikle Almanya ve Fransa'nın mülkiyet ayrıştırması gibi serbestleşme ilkelerine yönelik muhalefetinin sürmesi durumunda tam bütünleşme ve tek pazar hedefinin aksamaya uğraması mümkündür.
9. Arz güvenliğinin sağlanmasına yönelik olarak kesintili-kesintisiz tüketici ayırımının ve çok kaynaklı elektrik üretiminin önemi artacaktır.

10. Arz güvenliği tartışmalarına bağılı olarak özellikle ithalatçı ülkelerin doğal gazdan elektrik üretimini sınırlamak yönünde adımlar atması beklenmektedir. Buna karşın AB’de bu oranın %22’den, %30’lar seviyesine yükseleceğı öngörülmektedir.
11. Önümüzdeki yıllarda gerek Çin gerekse Hindistan’ın doğal gaz talebinde önemli oranda artışlar beklenmektedir. Bu artışı karşılamak üzere başta Rusya ve İran olmak üzere üretici ülkelerin gerekli yatırımları yapmamaları veya yapamamaları halinde ciddi bir arz-talep dengesizliğı ortaya çıkabilecektir. Gerek Rusya, gerek İran’ın üretime yönelik yatırım miktarları tehlike sinyalleri vermektedir. Burada İran’a yönelik BM ve ABD yaptırımları önemli bir rol oynamaktadır.
12. Toplam dünya gaz rezervinin yaklaşık %55’ini elinde bulunduran Rusya, İran ve Katar arasında bir Doğalgaz OPEC’inin kurulması dünya doğalgaz piyasasında mevcut dengeleri değışikliğe uğratabilecektir. Bu konuda tarafların anlamlı ilerlemeler kaydettiğı vurgulanmalıdır.
13. Mevcut boru hattı ve LNG fiyatları ile Japonya, G. Kore gibi zengin Pasifik ülkelerinin yanı sıra ABD’nin de LNG ithalatına yönelmesi beklentisi dikkate alındığında Çin ve Hindistan’ın artan talepleri karşılamak amacıyla boru hatlarıyla taşınmak üzere Hazar ve Ortadoğı kaynaklarına yönelmesi muhtemeldir. Nitekim iki ülkenin de bu amacın gerçekleştirilmesine yönelik projelere ağırlık verdiği gözlenmektedir.
14. İran-ABD arasındaki politik gerginliğın süreceğı varsayımı altında, bu ülkenin Çin ve Hindistan pazarlarına yönelmesi beklenebilir. Ancak özellikle Nabucco Hattı vasıtasıyla AB pazarına girmesinin İran’a bir stratejik üstünlük sağlayabileceğı dikkate alındığında bu ülkenin radikal bir kararla Batı pazarlarından vazgeçmesi beklenmemelidir.
15. Rusya’nın Gürcistan’a yönelik askeri harekâtı sonucunda, Rusya yanlısı bir hükümetin işbaşına gelmesi veya orta vadeye

yayılabilecek bir politik istikrarsızlık halinde Nabucco Projesi'nin gerçekleştirilmesi tehlikeye girebilecektir. Zira Gürcistan, Hazar doğalgazının Türkiye üzerinden Avrupa'ya taşınmasında kritik öneme sahiptir. Gürcistan'a alternatif güzergâhlar İran veya Ermenistan topraklarından geçebilir. Ancak mevcut politik koşullarda anılan güzergâhların kullanılması güçtür. Bu gelişme Türkiye'nin stratejik konumunu olumsuz yönde etkileyecektir.

16. Hindistan ve Çin'in, İran ve Rusya'nın yanı sıra Türkmen, Kazak ve Özbek gazına ilgisi bilinmektedir. Bu durumun iki temel sonucu arz güvenliği politikaları üzerinde önemli etkiler yaratabilecektir. Birincisi, bu ülkelerden düşük fiyatla satın aldığı gazı özellikle AB'ye çok yüksek kâr oranlarıyla pazarlayan Rusya'nın elde ettiği kazanç miktarında bir gerileme ortaya çıkabilecektir. Bu halde Rusya'nın söz konusu ülkeler üzerindeki politik ağırlığını kullanmak ve alım fiyatlarını yükseltmek suretiyle bu ülkeleri uzun vadeli garanti sözleşmelere zorlaması beklenebilir. Nitekim Rusya bu konuda önemli mesafeler kaydetmiştir. İkincisi bu bölgenin kaynaklarına talip olan Rusya, AB, Çin ve Hindistan arasında kıyasıya bir rekabetin yaşanması mümkündür. Şüphesiz bu gelişmenin politik sonuçları ortaya çıkacaktır.
17. Arz güvenliği bakımından sağladığı kolaylıklar dikkate alındığında AB'nin de LNG kaynaklarına yönelik ilgisinin artması kaçınılmaz görülmektedir. Gürcistan'a yönelik müdahalenin ardından NATO ve Rusya arasındaki ilişkilerin gerilmesi, AB'nin Kuzey Afrika ve Katar kaynaklarına daha fazla ağırlık vermesi sonucunu doğurabilecektir.
18. Rusya'nın 2006 yılında Türkmenistan ve Kazakistan ile yaptığı anlaşmalar sonucunda 2028 yılına kadar bu ülkelerin üretimlerinin büyük kısmının Rusya üzerinden pazarlanacağı öngörülmektedir. Bu nedenle Nabucco Projesi kapsamında söz konusu ülkelerden gaz temin etmek güçtür. Söz konusu projeyi destekleyebilecek en önemli alternatif İran'dır. Ancak İran ile ABD ve AB arasındaki politik ilişkilerin, kısa vadede radikal bir değişiklik ortaya çıkmadıkça,



bu seçeneğe meydan vermeyeceği ileri sürülebilecektir. Öte yandan tek başına Azeri gazının bu hattı besleyemeyeceği, Irak seçeneğinin ise mevcut politik istikrarsızlık koşulları altında orta vadede düşünülmemeyeceği açıktır. Söz konusu koşullar AB ve Türkiye'yi Nabucco Projesi üzerinde bir revizyona zorlayabilecektir. Öte yandan Rusya-Ukrayna anlaşmazlığının 2009 yılında da AB'yi sıkıntıya sokması Nabucco projesinin tekrar ağırlık kazanmasına yol açabilecektir. Son tahlilde önemli olan husus hattı besleyecek gazın temini olacaktır.

19. Türkiye'nin, doğalgaz arz güvenliği konusunda gerekli tedbirleri almakta geciktiği gözlenmektedir. Elektrik üretimindeki yüksek doğalgaz bağımlılığı ve alternatif kaynakların devreye alınmasında gecikilmesi muhtemel bir arz güvenliği sorunu karşısında ortaya çıkabilecek kırılganlığı arttırmaktadır. Bu nedenle zaman kaybedilmeksizin yerel kaynakların ve nükleer enerji gibi alternatif seçeneklerin değerlendirmeye alınarak doğalgaza bağımlılık oranının aşağıya çekilmesi gerekmektedir.
20. Yukarıda özetlenen gelişmeler sonucunda Türkiye'nin özellikle arz ve talebin eşitlenmesi beklenen 2011-2012 yılları ertesinde, transit projeler için gereken doğalgaz miktarı ve Gazprom'un 2010 yılı itibarıyla taahhütlerini karşılayamaması olasılığı da dikkate alındığında, ihtiyaç duyulan miktarları karşılayabilecek yeni sözleşmeler akdetmesinin eskiye nazaran zorlaşacağı beklenebilecektir.
21. Doğalgazın artan jeopolitik önemi ve yükselen küresel talep koşulları altında ticari aktörlerin pazarlık güçlerinin önem taşıyacağı düşünülmektedir. Nitekim küresel piyasalarda ağırlığı bulunan aktörlerin kamu teşebbüsü niteliği taşıdığı ve bu niteliklerini koruduğu veya devasa cirolara sahip küresel şirket konumunda bulunduğu gözlenmektedir. Bu itibarla BOTAŞ ve TPAO gibi aktörlerin konum ve işlevlerinin gözden geçirilmesi gerekebilecektir. Bu noktada BOTAŞ gibi yüksek alım gücü bulunan bir aktörün piyasadan çekilmesi doğru bir strateji olarak değerlendirilememektedir.

Yukarıda yer verilen bilgilerin ışığında Türkiye’de piyasanın yeniden yapılandırması ve doğalgaz ile ilgili mevzuata yönelik değişikliklerin, bütüncül bir enerji politikası perspektifi içinde BOTAŞ ve TPAO’nun yeni konum ve işlevleri tespit edildikten sonra hayata geçirilmesinin yerinde olacağı düşünülmektedir.

## 7. SONUÇ VE ÖNERİLER

Dünya enerji talebi hızla artmaktadır. Bu artışta özellikle son on yılda genelde tüm dünyada, özelde daha yüksek bir oranla Çin ve Hindistan'da ortaya çıkan yüksek büyüme hızının önemli bir katkısı bulunmaktadır. Uluslararası Enerji Ajansı projeksiyonuna göre dünya enerji talebi 2010-2030 periyodunda, 1980-2010 dönemine oranla daha hızlı artacaktır. Söz konusu artış içinde doğalgazın payının, alması kaynaklara oranla yüksek tüketim hızına koşut olarak giderek artması beklenmektedir. Diğer yandan 2008 yılında ortaya çıkan küresel ekonomik krize koşut olarak enerji talebi artışında belirli bir ölçüde yavaşlama ile karşılaşılacak olmakla birlikte IMF, OECD gibi kurumların 2010 yılından itibaren krizden çıkılacağı, buna bağlı olarak talepte hızlı bir artışın meydana gelebileceği yönündeki beklentileri uzun vadeli projeksiyonların köklü bir biçimde değişmeyeceğini ima etmektedir.

Öte yandan içinde bulunulan uluslararası koşullar altında doğalgaz salt bir ekonomik mal olarak değerlendirilmemekte, ülkelerarası politik ilişkilerde belirleyici rol üstlenen stratejik bir unsur olarak kullanılmaktadır. Gazprom'un özellikle eski Doğu Bloğu ve AB üyesi ülkelerde iletim, dağıtım ve toptan satış gibi alt segmentlere yönelik ilgisi ve Ukrayna ile yaşadığı sorunları da bu çerçevede anlamak gerekmektedir. Birçok AB ve Asya-Pasifik ülkesinin yüksek ithalat bağımlılıkları bu yaklaşıma zemin hazırlamaktadır. Nitekim ABD ve AB'deki serbestleşme eğilimine karşın Rusya, İran, Cezayir ve Katar gibi belli başlı üretici ülkelerde doğalgaz şirketleri kamunun mülkiyet ve kontrolü altında bulunmaktadır ve kısa vadede bir pozisyon değişikliğine işaret eden emareler mevcut değildir.

Bununla birlikte dünya doğalgaz üretiminin önemli bir kısmını gerçekleştiren dev şirketlerin 2007 yılı itibarıyla toplam üretiminin %66'sı kamu kontrolündeki şirketler tarafından gerçekleştirilmektedir. Dünya rezervlerinin önemli bir kısmının Rusya, Orta Doğu ve Kafkasya'da

bulunduğu ve söz konusu ülkelerin petrol ve gaz üretimlerini kamu şirketleri marifetiyle gerçekleştirmeleri yönündeki eğilimin artması ve ABD ve İngiltere’de özel teşebbüsler tarafından üretilen rezervlerin hızla azalması dolayısıyla dünya doğalgaz piyasasında kamu otoritelerinin payının giderek artacağını öngörmek mümkündür. Söz konusu gelişmenin doğalgaz piyasasının serbestleştirilmesi süreci ile ilgili tereddütleri beraberinde getirmesi beklenebilir (IEA 2008 338-339).

Küresel doğalgaz piyasası bakımından temel sorunlardan biri, yüksek oranlı talep artışına karşın arz tarafında anılan artışı karşılayacak yatırımların hayata geçirilmemesidir. Bununla birlikte ABD ve İngiltere gibi ülkelerin net ithalatçı konumuna gelmeleri, Rusya, İran ve Cezayir gibi üretici ülkelerde iç tüketim oranının hızla artması anılan sorunun derinleşmesine yol açabilecektir. Anılan gelişmeler sonucunda arz güvenliği konusunun ön plana çıkması kaçınılmaz görünmektedir.

Doğalgazın stratejik bir araç olarak kullanılması ile arz güvenliği sorunlarının baş göstermesi ithalatçı konumunda bulunan ülkelerde politika değişikliklerine işaret eden bazı tepkileri beraberinde getirmektedir. Bu bağlamda Çin ve Hindistan bir yandan Orta Doğu ve Kafkas ülkeleri ile boru hattı projeleri geliştirmeye çaba gösterirken, diğer yandan LNG yatırımlarına hız vermektedir. AB’de ise Komisyon tarafından önerilen serbestleşme ilkelerine başta Fransa ve Almanya olmak üzere, tepki gösterilmekte, dev enerji şirketlerinin dikey bütünleşik yapısının korunması yönünde bir eğilim ortaya çıkmaktadır. Rusya’nın Kafkas atağı ve İran ile ABD/AB ilişkilerin kötüleşmesine koşut olarak, AB’nin Rusya’ya bağımlılığını azaltması planlanan Nabucco Projesi’nin geleceği sorgulanmakta, Bulgaristan, Rusya ve Almanya gibi ülkeler ile diğer AB üyesi ülkelerin büyük enerji şirketleri Rusya tarafından geliştirilen alternatif projelerde yer almaktadır.

Bu gelişmeler sonucunda orta ve uzun vadede alternatif enerji

kaynaklarına ağırlık verilmesi beklenebilecektir. Ancak alternatif kaynaklara geçişin olanaklılığı ve maliyeti ile bunun için gerekli zaman dilimi içinde arz güvenliğinin ne şekilde sağlanacağı ciddi sorunlar olarak özellikle AB ve ABD'nin gündemlerini işgal edecektir. Anılan sorunlar genelde enerji arz güvenliği, özelde doğalgaz arz güvenliği konusunda gerekli adımları atmakta geç kalan Türkiye bakımından da ciddi sorunlar yaratabilecektir.

Yukarıda çizilen tablo içinde Türkiye önemli bir yere sahiptir. Zira Türkiye dünya doğalgaz üretiminin önemli bir kısmını gerçekleştiren Orta Doğu ve Hazar Bölgesi ile Batı arasında bir enerji köprüsü işlevi görebilecek konumdadır. Bu nedenle ABD ve AB tarafından, Rusya'ya olan bağımlılığı azaltmak üzere Türkiye'den geçecek alternatif boru hattı projeleri desteklenmektedir. Ancak gelinen noktada söz konusu projelerin tamamlanmasında ciddi güçlüklerle karşılaşılması muhtemeldir. Üstelik söz konusu projelerin hayata geçirilememesi sonucunda Rusya tarafından gündeme getirilen Güney Akım Projesi gibi Türkiye'yi bypass edebilecek alternatif hatların önem kazanması da olasıdır.

Diğer yandan Nabucco ve henüz tasarım aşamasında olan Ceyhan-Ashkelon-Elia boru hattı projelerinin gerçekleşmesi neticesinde dünyanın en büyük rezervlerine sahip olan Rusya ve İran'ın hem Batı hem de Doğu'ya yönelik projelerde devre dışında bırakılması, söz konusu ülkelerin Türkiye'ye yönelik enerji politikalarında değişikliğe gitmelerine yol açabilecektir. Unutulmamalıdır ki Rusya ve İran'ı doğrudan karşısına alan bir Türkiye için enerji güvenliği büyük bir risk ile karşı karşıya kalacaktır. Bu nedenle Türkiye'nin enerji köprüsü olma noktasında izleyeceği politikalarda, müttefik ülkelerin pozisyon ve telkinlerinin yanı sıra ülke güvenliği unsuru da muhakkak dikkate alınmalıdır.

Türkiye'de doğalgaz politikası 2001 yılında köklü bir değişikliğe uğramış, 4646 sayılı Doğalgaz Piyasası Kanunu ile kamu tekeli anlayışı terk edilerek

piyasanın serbestleştirilmesine yönelik adımlar atılmaya başlanmıştır. Serbestleştirmeyi nihayete erdirecek temel politika araçları, AB’de kullanılanlara benzer biçimde; BOTAŞ’ın ithalat sözleşmelerinin belirli bir takvime uygun olarak özel sektöre devri; BOTAŞ’ın üç parçaya ayrılarak özelleştirilmesi; rakip şirketlerin şebekeye erişiminin temini; muhasebe ve hukuki ayrıştırma rejimi; serbest tüketicilerin tespiti, zamanla serbest tüketici sınırının daraltılması ve bir süre sonra tamamen kaldırılması; çeşitli alanlarda faaliyet gösteren şirketlere yönelik pazar payı sınırlamaları; ithalatın serbest bırakılması ve bağımsız regülasyon rejiminin teşekkülü olarak sıralanabilecektir.

Sekiz yıllık uygulama sonucunda gelinen noktanın değerlendirilmesinden önce çözülmesi gereken temel yapısal sorun, başta BOTAŞ olmak üzere enerji KİT’lerinin içinde bulunduğu finansal sorunlardır. Bu sorun çözülmeden doğalgaz piyasasının, hangi paradigma benimsenirse benimsensin, sağlam bir zemine oturtulması mümkün olmayacaktır. Bununla birlikte 2001 yılından günümüze gelinen noktada serbestleşme ile amaçlanan hedeflere genelde ulaşılamadığı, sadece dağıtım hizmetlerinin devri noktasında mesafe alınabildiği görülmektedir. Bu sonuç, genel olarak, 4646 sayılı Kanun’dan kaynaklanan bazı sorunlardan, EPDK uygulamalarında kendini gösteren tutarsızlıklardan ve sözleşme devri sürecinin iyi yönetilememesinden kaynaklanmaktadır. Bununla birlikte 2001’den bu yana görev yapan hükümetlerin de 4646 sayılı Kanun’un sözleşme devrileri gibi bazı kritik hükümlerinin uygulanması noktasında kararlı bir tavır sergilemediği vurgulanmalıdır. Üstelik 5669 sayılı Kanun örneğinde olduğu gibi serbestleşmenin mantığına aykırı uygulamaların altına imza atılmıştır.

İlgili bölümlerde ayrıntılı bir biçimde incelenen, birincil mevzuatta yer alan bazı hükümler ile EPDK uygulamalarından kaynaklanan temel sorunların şunlardır:

- Şirketlere yönelik pazar payı sınırlandırmalarında kontrol unsuru dikkate alınmamış, söz konusu sınırlandırma sadece tüzel kişilere özgülenmiştir.
- Sözleşme bazlı ithalat sınırlandırması yerine, BOTAŞ ile sözleşmesi bulunan ülkelere yönelik ithalat sınırlandırması getirilmiştir.
- BOTAŞ ile sözleşmesi bulunmayan ülkelere yapılacak ithalat BOTAŞ'ın iznine tâbi kılınmıştır.
- Şebeke İşleyiş Düzenlemesi kapsamında BOTAŞ'a rekabete aykırı bazı üstünlükler tanınmıştır.
- Toptan satış fiyatları önce 4646 sayılı Kanun'a aykırı biçimde regülasyona tâbi kılınmış daha sonra BOTAŞ'tan sözleşme devralan teşebbüslerin piyasaya girmesi öncesinde bu düzenlemeye son verilmiş ve toptan satış piyasası tekrar rekabete açılmıştır.
- Dağıtım şirketlerinin hizmet sunabileceği il sayısı ekonomik ve sosyal gerekçeler ortaya konmadan 4646 sayılı Kanun'da yer verilen temel ilkeye aykırı olarak aşamalı bir biçimde arttırılmak suretiyle yirmiye çıkarılmıştır.
- Birkaç şirketin çok sayıda dağıtım bölgesinde hizmet imtiyazını elde etmelerine seyirci kalınmış, dağıtım ihalelerinde küçük farklarla ikinci sırada kalan yerel şirketlere imtiyaz verilmesi seçeneği değerlendirilmemiştir.
- Serbest tüketiciler nezdinde dağıtım şirketleri ile toptan satış şirketlerinin rekabet etmesini mümkün kılacak bir düzenleme rejimi tasarlanmamış, böylece dağıtım şirketlerinin alım fiyatlarını baskılama yönündeki motivasyonu ortadan kaldırılmıştır.
- Dağıtım lisanslarının yenilenebilmesine olanak tanıyan düzenleme ile ihale sisteminden beklenen rekabetçi baskı ortadan kaldırılmıştır.
- 5669 sayılı Kanun ile Ankara doğalgaz dağıtım özelleştirmesinde mevcut uygulamanın dışına çıkmış, böylece hem tüketici aleyhine sonuçlar ortaya çıkmış hem de sisteme olan güven zedelenmiştir.

- Serbest tüketici niteliğini kazanmak için konulan sınır 4646 sayılı Kanun'un açık hükmüne karşın azaltılmamış, üstelik bu konu ile ilgili herhangi bir takvim öngörülmemiş, böylece rekabetin tesisi geciktirilmiştir.
- BOTAŞ'ın ithalat sözleşmelerinin 2009 yılına kadar %80 oranında devredilmesine ilişkin gerçekçi olmayan takvimde herhangi bir değişikliğe gidilmemiş, bu takvime uygun hareket edilmesi yolunda çaba gösterilmemiş, miktar devri seçeneği gibi daha makul bir yöntemin uygulanması gündeme getirilmemiştir.

Yukarıda özetlenen uygulamaların bazıları başlangıçta dikkate alınmayan arz güvenliği ve doğalgazın stratejik öneminin, geçen süre içinde ortaya çıkan gelişmeler sonucunda kavranmaya başlamasından kaynaklanmaktadır. BOTAŞ'ın yeniden yapılandırılması konusunda sergilenen tereddütleri de bu çerçevede değerlendirmek gerekmektedir. Neticede yeniden yapılandırma projesi, 4646 sayılı Kanun'un rekabetin tesisi bakımından en temel hükümlerinin uygulamaya geçirilmemesi nedeniyle akim kalmıştır.

Diğer yandan arz güvenliğinin sağlanması noktasında da gerekli önlemlerin alınmadığı ileri sürülebilecektir. Depolama kapasitesinin artırılması konusunda tatmin edici ilerlemeler sağlanamamış, depolama kapasitesinin toplam yıllık tüketime oranı %5 düzeyinde kalmıştır. Tuz Gölü Depolama Tesisi'nin işletmeye alınması halinde dahi, söz konusu tesisin tamamlanması öngörülen tarihlerde doğalgaz tüketiminde ortaya çıkacak artış dolayısıyla depolama kapasitesi oranının ciddi oranda yükselmeyeceği öngörülmektedir.

Yine arz güvenliğini sağlanmasına yönelik önemli araçlardan biri olan kesintili sözleşme pratiği gelişmemiştir. Bu nedenle önümüzdeki dönemde bu aracın kullanılması sürecinde bazı sorunlarla karşılaşılması



muhtemeldir. Diğer yandan çok kaynaklı elektrik üretimi rakamlarının OECD ülkeleri rakamlarının gerisinde kaldığı gözlenmektedir.

Arz güvenliği konusunda gerekli tedbirlerin alınamamasının temel nedeni ise geçmiş dönemde yapılan abartılı talep tahminleri neticesinde sözleşmeye bağlanan aşırı ithalat miktarları sonucunda ortaya çıkan arz fazlası olgusu ile Türkiye'nin, zengin doğalgaz rezervlerine sahip ülkelere olan coğrafi yakınlığıdır.

Buna karşın Rusya Batı Hattı Sözleşmesi'nin sona ereceği 2011 yılından itibaren mevcut sözleşmeler ile bağlı arz miktarı ile talep miktarı arasındaki farkın ortadan kalkması beklenmektedir. Diğer yandan yukarıda özetlenen uluslararası gelişmeler bağlamında yeni ithalat sözleşmelerinin yapılması konusunda bazı sorunlar ile karşılaşılacağı ifade edilmelidir. Bu noktada ortaya çıkabilecek arz güvenliği sorunlarının, gerekli tedbirlerin alınmamış olması nedeniyle ciddi sıkıntılara yol açabileceği ihtimali göz önünde bulundurulmalıdır.

Arz güvenliği sorununun bir diğer boyutu, elektrik üretimi ve sanayi sektörlerinde doğalgazın yoğun bir biçimde kullanılmasıdır. Özellikle elektrik üretimi bakımından doğalgaz kullanım yoğunluğu hızlı bir artış trendi sergilemesine karşın, üstelik Türkiye'nin zengin hidroelektrik, kömür ve yenilenebilir enerji kaynaklarına sahip olmasına rağmen, kaynak çeşitliliğine gidilmemesi, bir arz güvenliği sorununun ortaya çıkması halinde ekonominin derinden etkilenmesine yol açabilecektir.

Bu noktada doğalgaz piyasasına yönelik düzenleme ve politika değişikliği konusunda yapılması gerekenlere ilişkin bazı öneriler getirmek yerinde olacaktır. Öncelikle söz konusu değişikliğin tasarlanması aşamasında çalışma boyunca yer verilen politik-stratejik gelişmelerin ve Türkiye'nin genel enerji politikaları ve arz güvenliğinin dikkate alınmasının zorunluluk

arz ettiği vurgulanmalıdır. Bu itibarla yeni politika tasarımı sürecinde aşağıda yer verilen sorulara, alternatif senaryolar dikkate alınarak, yanıt üretilmesi gerekmektedir:

- Mevcut üretim ve yatırım düzeyi dikkate alındığında önümüzdeki yıllarda küresel doğalgaz arzı, talebi ne ölçüde karşılayacaktır?
- Hindistan ve Çin'in Orta Doğu ve Orta Asya kaynaklarına yönelik boru hattı projeleri Türkiye'yi ne yönde etkileyecektir?
- ABD-İran ve NATO-Rusya gerilimleri doğalgaz ticaretini dolayısıyla Türkiye'nin tedarik olanaklarını ne yönde etkileyecektir?
- AB'de tam serbestleşme sağlanabilecek midir, yoksa uluslararası gelişmelere koşut olarak dikey bütünleşik dev enerji şirketlerinin mevcut yapısı korunacak mıdır?
- Mevcut politik gerilimler neticesinde ABD ve AB'nin Kuzey Afrika ve Katar'ın LNG kaynaklarına yönelmesi halinde Türkiye yeni LNG anlaşmaları imzalayabilecek midir?
- Rusya'nın Türkmenistan, Kazakistan ve Özbekistan ile akdettiği alım anlaşmaları, İran ile ABD ve AB arasında kısa vadede son bulması beklenmeyen gerginlik ve Irak'ın kısa ve orta vadede içinde bulunduğu politik istikrarsızlığa koşut olarak doğalgaz üretimine başlamasındaki güçlükler dikkate alındığında Türkiye'yi bir enerji köprüsü yapması planlanan Nabucco Projesi'nin gerçekleştirilme olasılığı nedir? Bir başka ifadeyle Nabucco için ihtiyaç duyulan doğalgaz nereden tedarik edecektir?
- Türkiye hangi vadede nükleer enerji ve yenilenebilir enerji kaynaklarından elektrik üretimine hız verebilecektir?
- Türkiye hangi vadede depolama kapasitesini artırma olanağına sahiptir?
- Muhtemel bir arz güvenliği sorunu karşısında uluslararası spot piyasalardan sağlanabilecek gaz miktarı nedir? Bu halde ortaya çıkabilecek ek maliyet ülke ekonomisini ne yönde etkileyecektir?

- Elektrik piyasası reformları ve özelleştirme programının uygulanmaya devam etmesi sonucunda doğalgazın ağırlığı azaltılabilecek midir?
- İran ile yaşanan ve bir kısmı tahkime konu olan anlaşmazlıklar dikkate alındığında, NATO-Rusya gerginliği neticesinde ortaya çıkabilecek bir arz kısıntısı ve/veya Rusya'nın Battı Hattı anlaşmasını yenilenmemesi halinde İran gazına alternatif bir kaynak olarak bakmak mümkün müdür?

Doğalgaz sektörüne yönelik yeni politika, yukarıda yer verilen sorulara ilişkin alternatif senaryolar eşliğinde biçimlendirildiğinde çok daha sağlıklı bir zemine kavuşabilecektir. Şüphesiz bu soruların bir kısmının yanıtı küresel politikalara bağlı olarak değişecektir. Burada önemli olan mümkün tüm alternatiflerin değerlendirilmeye alınmasıdır.

Öte yandan yukarıda yer verilen soruların yanıtları ne olursa olsun kısa ve orta vadede alınması gereken bazı politika seçenekleri ve tedbirler mevcuttur. Bunlardan ilki BOTAŞ'ın konumu ile ilgilidir. BOTAŞ'ın varlığının muhafaza edilmesi ve hatta güçlendirilmesinin bir dizi ekonomik ve politik/stratejik faydası bulunmaktadır. Politik/stratejik faydaların analizi bu çalışmanın kapsamını aşmakla birlikte, çalışmada yer verilen küresel gelişmeler ve arz güvenliğine yönelik değerlendirmeler dikkate alındığında söz konusu faydalara ilişkin çıkarımlarda bulunmak güç değildir.

Ekonomik faydaların başında, küresel doğalgaz arenasında faaliyet gösteren bir kamu şirketinin, yüksek alım gücünden kaynaklanan refah kazancı gelmektedir. Böyle bir şirket, özellikle önemli bir kısmı kamu mülkiyetinde bulunan dev enerji şirketlerinin varlığı dikkate alındığında, görece sınırlı kapasiteye sahip olan çok sayıda özel teşebbüse oranla çok daha yüksek bir pazarlık gücüne sahip olacaktır. Bu noktada BOTAŞ'ın, TPAO ile birleştirilmesi dahi üzerinde düşünmeye değer bir seçenek olarak ortaya çıkmaktadır.

Ancak bu öneri, serbestleşme yolunda önemli mesafeler kaydetmiş Türkiye'nin tekrar kamulaştırma süreci içine girmesi anlamına gelmemektedir. Zira Türkiye, kamu şirketlerinin varlığından kaynaklanan etkinsizlikler konusunda oldukça deneyimlidir. Burada denge, BOTAŞ'ın toptan satış piyasasından tamamen çekilmesi sağlanarak iç piyasanın rekabete açılması, buna karşın üretim ve dış ticaretin BOTAŞ eliyle yürütülmesi yoluyla sağlanabilecektir. Dışa ticaret faaliyetleri tercihen, münhasıran BOTAŞ eliyle yürütülebileceği gibi, sınırlı bir ölçüde özel kesime de, örneğin spot piyasalardan yapılacak alımlar gibi, dış ticaret faaliyetinde bulunma izni verilebilir. Anılan seçenekler arasında yapılacak tercih, BOTAŞ'a yüklenecek sorumluluğun kapsamı ve sistemin işleyişinde ortaya çıkabilecek muhtemel sorunlar dikkate alınarak belirlenmelidir.

BOTAŞ'ın toptan satış piyasasından bir anda çekilmesi uygulanabilir olmaktan uzaktır. Bu nedenle bu süreç belirli bir takvime bağlanarak aşamalı bir biçimde gerçekleştirilmelidir. Sürecin sonunda BOTAŞ ithal ettiği ve/veya ürettiği doğalgazı doğrudan toptan satış şirketlerine satacak, bunun dışında dağıtım şirketleri ve serbest tüketicilere satış yapamayacaktır. Bununla birlikte bir kamu teşebbüsü olarak faaliyetini sürdürecektir. BOTAŞ'tan kaynaklanabilecek etkinsizliğin önlenmesini temin etmek üzere BOTAŞ'ın bir yasal düzenlemeyle özleştirilmesi ve/veya Gazprom örneğinde olduğu gibi halka açılması yerinde olacaktır.

Diğer yandan yukarıda önerilen politika tasarım sürecine koşut olarak rekabetin tesisi ve arz güvenliğinin sağlanmasına yönelik bazı adımların atılmasında herhangi bir engel bulunmamaktadır. Söz konusu adımlar aşağıda sıralanmaktadır:

- Şirketlere yönelik pazar payı sınırlandırmalarında, Elektrik Piyasası Kanununda yapılan düzenlemeye benzer bir biçimde, kontrol unsurunu dikkate alan bir düzenleme yapılmalıdır. Böylece gerçek kişilerin birden fazla şirket kurmak suretiyle söz konusu sınırlandırmaların etrafından dolaşması olasılığı ortadan kaldırılmış olacaktır.

- İletim şebekesinin kontrolü iletim dışındaki alanlarda faaliyet göstermesi yasaklanan bağımsız bir sistem operatörüne verilmelidir. Böylece iletim altyapısının suiistimali ile rekabetin sınırlandırılması riski ortadan kalkmış olacaktır. İletim hizmeti bu konuda deneyim sahibi olan BOTAŞ tarafından üstlenebileceği gibi, özel kesim tarafından da yürütülebilecektir.
- Depolama lisansı için getirilen teknik ve ekonomik yeterlilik koşuluna açıklık getirecek bir düzenleme yapılmalıdır.
- Toptan satış fiyatları, BOTAŞ'ın bu piyasadan tamamen çekilinceye veya pazar payı belirli bir orana gerileyinceye kadar geçecek süre için regülasyona tâbi kılınmalıdır. BOTAŞ'ın toptan satış piyasasından çekilmesi süreci belirli bir takvime bağlanmalı, bu takvime uyulmaması durumunda sorumlular için cezai yaptırım öngörülmelidir.
- Önümüzdeki dönemde yapılacak dağıtım bölgesi ihalelerinde yoğunlaşma oranları dikkate alınmalı, çok sayıda dağıtım bölgesinde faaliyet gösteren şirketler ihale sürecine dâhil edilmemelidir. Bununla birlikte bir yasal düzenlemeyle, çok sayıda şehirde dağıtım faaliyeti sürdüren şirketlerin bazı şehirlerdeki dağıtım faaliyetlerini ellerinden çıkarmaları istenmelidir. Burada maksimum şehir sayısı ölçek ekonomisi bağlamında yapılacak teknik bir çalışmayla belirlenmelidir.
- Dağıtım şirketlerinin, serbest tüketiciler nezdinde toptan satış şirketleri ile rekabet edebilmesine olanak tanıyan bir düzenleme rejimi kurulmalıdır. Söz konusu düzenleme kapsamında dağıtıcıların elde edecekleri taşıma bedelleri ile serbest tüketicilere yapılan satışlardan elde edecekleri kâr oranları farklılaştırılmalıdır. Uygulamada söz konusu farklılaştırmanın anlamlı olabilmesi için dağıtım şirketlerinin kârlarının hesaplanmasında toplam satış miktarının dikkate alınması

bir seçenek olarak düşünölebilecektir. Önerilen yöntemin uygulamaya konulması halinde, dağıtım şirketlerinin toptan satış şirketlerine şebekenin kullanımı konusunda güçlük çıkarması ihtimali göz önüne alınarak şebekeye erişim kurallarının sıkı bir biçimde uygulanması ve yıkıcı fiyatlandırmayı engelleyecek denetim mekanizmalarının kurulması gerekmektedir.

- Rekabetçi ihale yönteminden beklenen faydaların elde edilebilmesi amacıyla dağıtım lisanslarının yenilenmesinin çok sıkı kurallara bağlanması gerekmektedir.
- Serbest tüketici sınırları şehir bazında, bu teknik olarak mümkün değilse bölge bazında tespit edilmeli ve sınırın aşamalı olarak azaltılmasını teminen belirli bir takvim ortaya konmalıdır. İlk aşamada 15 milyon metreküp sınırı teknik koşullar elverdiği ölçüde azaltılmalıdır.
- Kanun değişikliği kapsamında, AB örneğinde olduğu gibi sıkılaştırılmış hukuki ayrıştırma yükümlülüğü getirilmelidir. BOTAŞ'ın toptan satış piyasasından tamamen çekilmesi ertesinde mülkiyet ayrıştırması konusu tartışmaya açılmalıdır.
- Gazprom, hâlihazırda Rekabet Kurulu'nun da onayı ile toptan satış piyasasında faaliyet göstermektedir. Bu durum, Gazprom'un toplam gaz tüketimindeki payı dikkate alındığında, rekabetin gelişmesi bakımından ciddi sıkıntılara yol açabilecektir. Bu nedenle BOTAŞ'ın toptan satış piyasasından çekilmesi sürecinde Gazprom tarafından kontrol edilen toptan satış şirketi ve/veya şirketleri kontrol altında tutulmalı, bu şirketlerin pazar payını arttırmasına müsaade edilmemelidir. Burada sorumluluk EPDK ve Rekabet Kurumu'na düşmektedir.

- Kanun değişikliği kapsamında, AB mevzuatında üye ülkelere belirli ölçülerde bir hak olarak tanınan kamu hizmet yükümlülüğü konusuna yer verilmelidir.
- Arz güvenliği konusu, AB mevzuatına benzer bir biçimde Kanun'da ayrıntılı bir biçimde düzenlenmeli, yetki ve sorumlulukların paylaşımı net bir biçimde ortaya konmalıdır.
- Nükleer enerji ile yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanımına hız verilmeli, kömür ve hidroelektrik potansiyelimizin maksimum oranda kullanılması temin edilmeli, bunlara koşut olarak elektrik üretimi içinde doğalgazın payını aşıya çekecek politikalar üretilmelidir.
- Arz güvenliğini sağlayacak bir dizi tedbir hızla alınmalıdır. Bunların başında depolama kapasitesinin artırılması gelmektedir. Depolama kapasitesi arz güvenliğinin sağlanması noktasında genel kabul gören toplam yıllık tüketimin %10-15'i düzeyine yükseltilmelidir. Bu tedbirin yanı sıra, fiyat farklılaştırması yoluyla kesintili-kesintisiz tüketici ayırımının yerleştirilmesi, bir yandan da elektrik üretiminde çok kaynaklı kapasite kullanımının OECD ülkeleri ortalamasına yakınsaması için gereken politikalar uygulamaya geçirilmelidir.
- Önümüzdeki yıllarda, özellikle güzergâh güvenliği ile ilgili endişelere koşut olarak LNG ticaretinin toplam doğalgaz ticareti içindeki payının artması beklentisi dikkate alınarak LNG yatırımlarına hız verilmelidir. Böylece kaynak çeşitlendirilmesi konusunda hareket alanı genişlemiş olacaktır.

Görüldüğü üzere “Genel Değerlendirme Bölümünde” yer verilen, daha çok ithalatın önündeki engellerin kaldırılmasına yönelik önerilere bu bölümde yer verilmemektedir. Bunun nedeni, BOTAŞ’ın yeniden konumlandırılması sonucunda toptan satış piyasasından tamamen çekilmesi ve dış ticaret işlemlerine odaklanması halinde söz konusu değişiklik önerilerine gerek kalmayacak olmasıdır. Bununla birlikte, söz konusu öneriler, 4646 sayılı Kanun’da öngörülen yapıda ısrar edilmesi ve BOTAŞ’ın iletim hizmeti müstesna, tüm faaliyetlerden çekilmesi projesinin tamamlanması durumunda, rekabetin tesisi bakımından önem kazanacaktır. Ancak bu halde, yukarıda ifade edildiği üzere, Türkiye’nin sahip olduğu politik-stratejik avantajların yitirilmesi ve ulusal çıkarların korunamaması riski ile karşı karşıya kalınabilecektir.



## KAYNAKÇA

Kitap ve Makaleler

A&A Energy Security Briefing, The Nabucco pipeline Project, Oil Gas & Energy Law Intelligence, Vol4-Issue4, (OGEL November 2006)

AB, Technology and Climate Policy Outlook 2030, Directorate-Generale for Research Energy, (AB 2003)

AB, Communication from the Commission to the Counsel and European Parliament: Report on Progress in Creating the Internal Gas and Electricity Market, SEC (2005)1448, (AB 2005)

AB, DG Competition Report on Energy Sector Inquiry, SEC (2006)1724, (AB 2007b)

AB, The EU Electricity and Gas Market: Third Legislative Package, Explanatory Memorandum, (AB 2007a)

ABGS, Türkiye 2007 İlerleme Raporu (Gayriresmi Tercüme) (ABGS 2007)

Arshed Y., Can A Liberalized European Energy Market Secure Long-Term Gas Supply? Oil Gas&Energy Law Intelligence, Vol 5, issue 2, (OGEL November 2007)

BBC Monitoring Energy (3.1.2007)

Beyli A. V., International Energy Security Veiwed by Russia, Oil Gas&Energy Intelligence, Vol 5 Issue4, (OGEL 2007)

Bochkarev D. A., Alternative Gas Supplies to EuropePro&Contra of Diversification towards Central Asia, Oil Gas&Energy Law Intelligence, Vol 4, issue 1, (OGEL April 2006)

BOTAŞ, Yıllık Rapor 2006

BP, Statistical Review of World Energy 2007, (BP 2007),[http://www.finfacts.ie/irelandbusinessnews/publish/article\\_1010328.shtml](http://www.finfacts.ie/irelandbusinessnews/publish/article_1010328.shtml)

BP, Quantifying Energy, BP Statistical Review of World Energy: Natural Gas, (BP 2006)

Cameron P. D., Legal Aspects of EU Energy Regulation, Implementing the New Directives on Electricity and Gas Across Europe,, (Oxford University 2005)

DPT, 9. Kalkınma Planı Genel Enerji Özel İhtisas Komisyonu Raporu, (DPT 2006)

Energy Charter Secretariat, Review of the Investment Climate and Market Structure in the Energy Sector, (ECS 2007)

Engdahl, W., The Emerging Russian Giant Plays Its Cards Strategically, Global Research, Centre for Research on Globalization, (7 October 2006),  
<http://www.globalresearch.ca/index.php?context=viewArticle&code=WIL20061007&articleId=3408>

Finon D., Locatelli C., Russian and European Gas Interdependence: Can market Forces Balance Out Jeopolitics?, s.25, LEPII-EPE January 2007

Gas&Power Dergisi Aralık 2007 sayı 44, "Acil Çözüm Şart" başlıklı başyazı

Gault J., Is Energy Security a Symmetric Concern?, Oil Gas&Energy Law Intelligence, Vol 5, issue 4, (OGEL November 2007)

Gloria, C., Developing Gas Markets, Report of Program Committee C, TRIENNIUM 2003-2006, 15, (June 2006), <http://www.igu.org/committees/pgc/c>

Hazine Müsteşarlığı, Kamu İşletmeleri Raporu 2007, Kamu İktisadi Teşebbüsleri Genel Müdürlüğü (Ağustos 2008)

Hazine Müsteşarlığı, Kamu İktisadi Teşebbüsleri Hazine Pay Sahipliği Raporu, Kamu İktisadi Teşebbüsleri Genel Müdürlüğü (Ağustos 2007)

International Energy Agency, Natural Gas Market Review 2006: Towards a Global Gas Market, (IEA 2006)

International Energy Agency, Natural Gas Market Review 2007; Security in a Globalizing Market to 2015, 225 (IEA 2007a)

International Energy Agency, Security of Gas Supply in Open Markets; LNG and Power at a Turning Point, (IEA 2004)

International Energy Agency, Flexibility in Natural Gas Supply and Demand, (IEA 2002)

International Energy Agency, Key World Energy Statistics, (IEA 2007b)

International Energy Agency, World Energy Outlook 2007: China and India Insights (IEA 2007 c)

International Energy Agency, World Energy Outlook 2008, (IEA 2008)

International Energy Agency, World Energy Outlook 2004, (IEA 2004)

International Energy Agency, Optimising Russian Natural Gas: Reform and Climate Policy, (IEA 2006a)

International Energy Agency, World Energy Outlook 2006, (IEA 2006b)

Kiliç, F.,Ç., Kaya, D., Energy Production, Consumption, Policies and Recent Development in Turkey, Science Direct, Renewable and Sustainable Energy Reviews, 11(2007) 1312-1320

King&Spalding, LNG in Europe: An Overview of European Import Terminals, 2006  
[http://www.kslaw.com/library/pdf/LNG\\_in\\_Europe.pdf](http://www.kslaw.com/library/pdf/LNG_in_Europe.pdf)

Luciani G., Security of Supply for Natural Gas Market:What is it and What is it not? Social Science Research Network Electronic Paper Collection, (SSRN 2004)

Mazzanti, M.R., Biancardi, A., Institutional Endowment and Regulatory Reform in Turkey's Natural Gas Sector in Turkey Economic Reform and Accession to the European Union ,210-212 (Hoekman, B., M. ed., World Bank 2005)

NERA, Security in Gas and Electricity Markets, Final Report for the Department of Trade and Industry, Reference 003/08 SGEM/DH, (NERA 2002)

Newbery D., Privatization, Restructuring and Regulation of Network Utilities, The Walras-Pareto Lectures, MIT Pres 2000, (Newbery 2000),  
[http://books.google.com/books?hl=tr&lr=&id=2bAjl4UzbNAC&oi=fnd&pg=PA1&dq=%22Newbery%22+%22Privatization,+Restructuring,+and+Regulation+of+Network+...%22+%22&ots=6NttbZKTeX&sig=z048nwkVTdzO5InpRECK5ZG\\_4k0#PPP1,M1](http://books.google.com/books?hl=tr&lr=&id=2bAjl4UzbNAC&oi=fnd&pg=PA1&dq=%22Newbery%22+%22Privatization,+Restructuring,+and+Regulation+of+Network+...%22+%22&ots=6NttbZKTeX&sig=z048nwkVTdzO5InpRECK5ZG_4k0#PPP1,M1)

OECD, Regulatory Reform in the Gas, electricity and Professions, OECD Review of Regulatory Reform, Review of the United Kingdom, (OECD 2002)

OECD, OECD Reviews of Regulatory Reform: Regulatory Reform in Electricity, Gas and Road Freight Transport, (OECD 2004)

Pamir N., Enerji Arz Güvenliği ve Türkiye, Stratejik Analiz Mart 2007

Petrol-İş, Boru Hatları ile Ham Petrol ve Doğalgaz Taşımacılığı: BOTAS, Petrol-İş Yayını No:102, (Petrol-İş 2007)

Reymond M., European Key Issues Concerning Natural Gas: Dependence and Vulnerability, Energy Policy 35 (2007) 4169-4176

Riley A., The Coming the Russian Gas Deficit: Consequences and Solutions, Oil, Gas and Energy Law Intelligence Volume 5 Issue 2, April 2007

Sadegh-Zadeh K., Russia: A Threat to European Gas Security, Oil Gas&Energy Intelligence, Vol 5 Issue4, (OGEL 2007)

Salvarli, H., Some Aspects on Hydraulic Energy and Environment in Turkey, Energy Policy 34 (2006) 3398-3401

Stern J., Security of European Natural Gas Supplies: The Impact of Import Dependence and Liberalization, The Royal Institute of International Affairs (RIIA, July 2002)

Stern J., The Future of Russian Gas and Gasprom, Oxford Energy Forum, November 2005

Stern J., The New Security Environment for European Gas: Worsening Jeopolitics and Increasing Global Competition for LNG, Oxford Institute for Energy Studies NG 15 (Oxford October 2006)

Stern J., The New Security Environment for European Gas: Worsening Jeopolitics and Increasing Global Competition for LNG, OGEL Vol 5, Issue 4, November 2007, (Stern 2007)

Treat J. E., Energy Futures: Trading Opportunities, içinde Schlesinger B., Natural Gas Trading and Future Markets, (Pennwell 2000)

The World Bank, Turkey Gas Sector Strategy Note, Report No: 30030-TR, 56-57 (World Bank, September 2004)

TMMOB, Türkiye'nin Doğalgaz Temin ve Tüketim Politikalarının Değerlendirilmesi Raporu, (TMMOB 2006)

## Internet Kaynakları

BOTAŞ, [www.botaş.gov.tr](http://www.botaş.gov.tr)

EPDK, [www.epdk.gov.tr](http://www.epdk.gov.tr)

Hazine, [www.hazine.gov.tr](http://www.hazine.gov.tr)

TEİAŞ, [www.teias.gov.tr](http://www.teias.gov.tr)

TC Merkez Bankası, [www.tcmb.gov.tr](http://www.tcmb.gov.tr)

IEA (Uluslararası enerji Ajansı), [www.iea.org](http://www.iea.org)

EIA (ABD Enerji Bakanlığı), [www.eia.doe.gov.tr](http://www.eia.doe.gov.tr)

Rekabet Kurumu, [www.rekabet.gov.tr](http://www.rekabet.gov.tr)

WNA (Dünya Nükleer Enerji Birliği), <http://www.world-nuclear.org>

PİGM, [http://www.pigm.gov.tr/yillara\\_gore\\_dogalgaz\\_uretimi.htm](http://www.pigm.gov.tr/yillara_gore_dogalgaz_uretimi.htm)

ECT (Enerji Şartı Sekretaryası), [www.encharter.org](http://www.encharter.org)

OPEC, [www.opec.org](http://www.opec.org)

TEİAŞ, [www.teias.gov.tr](http://www.teias.gov.tr)

## 1. NABUCCO PROJESİ



## 2. BOĞAZLARI BYPASS EDECEK RUSYA PROJELERİ



### 3. HAZAR GEÇİŞLİ TÜRKMENİSTAN-TÜRKİYE-AVRUPA BORU HATTI



### 4. MAVİ AKIM BORU HATTI





## 5. KAFKASYA-AB GAZ VE PETROL GEÇİŞ GÜZERGAHLARI



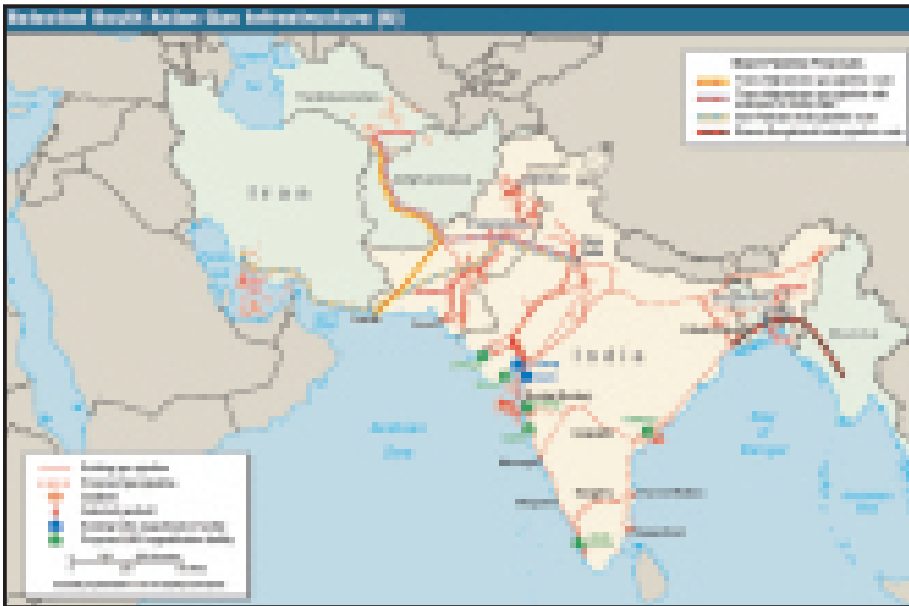
## 5. KAFKASYA-AB GAZ VE PETROL GEÇİŞ GÜZERGAHLARI



## 7. HAZAR DOĞALGAZ BORU HATLARI



## 8. İRAN-DOĞU ASYA GAZ HATLARI





A series of horizontal lines for writing, consisting of 30 lines.