

İÇİNDEKİLER

Sayfa No

SUNUŞ.....	
KISALTMALAR.....	
GİRİŞ	

Bölüm 1 DOĞAL GAZ ENDÜSTRİSİ

1.1. DOĞAL GAZIN TARİHÇESİ.....	
1.2. ÜRÜN OLARAK DOĞAL GAZ	
1.3. DOĞAL GAZ ENDÜSTRİSİNİN YAPISI	
1.3.1. Doğal Gaz Talebi	
1.3.1.1. Konutlarda Kullanılan Doğal Gaz.....	
1.3.1.2. Ticari Sektör Tarafından Kullanılan Doğal Gaz.....	
1.3.1.3. Fabrikalarda Kullanılan Doğal Gaz.....	
1.3.1.4. Elektrik Üretiminde Kullanılan Doğal Gaz.....	
1.3.2. Doğal Gaz Arzı	
1.3.2.1. Doğal Gaz Üretimi	
1.3.2.2. Doğal Gaz İletimi	
1.3.2.3. Doğal Gazın Depolanması.....	
1.3.2.4. Doğal Gaz Dağıtımı.....	
1.3.2.5. Doğal Gazın Pazarlanması (Perakende Satışı).....	
1.3.3. Doğal Gaz Fiyatının Tespit Edilmesi ve Endeksleme Yöntemi.....	

Bölüm 2 DOĞAL GAZ ENDÜSTRİSİNİN REGÜLASYONU ve REKABET POLİTİKALAR

2.1. DOĞAL GAZ ENDÜSTRİSİNİN DOĞAL TEKEL YAPISI	
2.2. DOĞAL GAZ ENDÜSTRİSİNDE REGÜLASYON	
2.3. DOĞAL GAZ ENDÜSTRİSİNDE ETKİN REGÜLASYON KAVRAMI.....	
2.4. DOĞAL GAZ ENDÜSTRİSİ DÜZENLEYİCİ KURUMLARI İLE REKABET KURUMU'NUN İLİŞKİLERİ	

Bölüm 3

**DOĞAL GAZ PİYASASININ
YENİDEN YAPILANDIRILMASI SÜRECİNDE
FARKLI ÜLKE UYGULAMALARI**

- 3.1. ABD UYGULAMALARI
3.1.1. ABD Uygulamasının Değerlendirilmesi
3.2. AB UYGULAMALARI
3.2.1. AB Uygulamasının Değerlendirilmesi

Bölüm 4

**TÜRKİYE DOĞAL GAZ ENDÜSTRİSİNE BAKIŞ,
SORUNLAR ve ÖNERİLER**

- 4.1. TÜRKİYE DOĞAL GAZ ENDÜSTRİSİNİN
TARİHSEL GELİŞİMİ
4.2. BORU HATLARI İLE PETROL TAŞIMA A.Ş.'NİN
KURULUŞU
4.3. 4646 SAYILI DOĞAL GAZ PİYASASI KANUNU'NUN
KABULÜ ve DEĞERLENDİRMESİ
4.4. TÜRKİYE DOĞAL GAZ ENDÜSTRİSİ
4.4.1. Doğal Gaz Üretimi ve İthalatı
4.4.1.1. Üretim
4.4.1.2. İthalatçılar Arasında Rekabet
4.4.1.3. Doğal Gaz Arz Fazlasının Azaltılabilmesi İçin
Benimsenebilecek Çözüm Yolları
4.4.1.4. Toptan Satıcılar Arasında Rekabet ve
Kontrat Devirleri
4.4.2. İletim
4.4.3. Dağıtım
4.4.3.1. Dağıtım Faaliyeti ve Dağıtım Lisansları
4.4.3.2. Dağıtım Lisanslarının Yenilenmesi
4.4.3.3. Dağıtım Lisanslarının Süresi ve ST Limitinin Tespiti
4.4.3.4. Dağıtım Şirketleri ve Belediyeler
4.4.3.5. Dağıtım Şirketlerinin İflası
4.4.3.6. Dağıtım Şirketleri ve Ayırıştırma
4.4.3.7. Dağıtım İhalelerinin Bildirim Yükümlülüğü
4.4.4. Depolama
4.4.5. Doğal Gazın Pazarlanması (Perakende Satışı)

SONUÇ

ABSTRACT

KAYNAKÇA

SUNUŞ

Üretimde verimlilik ve teknik gelişmeyi teşvik ederek piyasalarda etkinliği arttıran rekabet süreci, ekonomik gelişmenin en önemli unsurlarından biridir. Rekabet Hukuku ise sağlıklı bir rekabet ortamının oluşumunu temin ederek toplumsal refah artışına katkıda bulunmaktadır. 4054 sayılı Rekabetin Korunması Hakkında Kanun ile kendisine rekabet ortamının sağlanması ve korunması görevi verilen Rekabet Kurumu, kuruluşundan bu yana üstlendiği önemli sorumluluğun bilinciyle görevlerini yerine getirmektedir.

Rekabet sürecini sağlama ve koruma amacıyla yürütülen incelemelerin yanı sıra, Rekabet Kurumu'nun üzerinde önemle durduğu bir diğer görevi, Rekabet Hukuku'nun tanıtılması ve toplumda rekabet bilincinin artırılmasıdır. Kurum, Rekabet Savunuculuğu görevini yerine getirirken staj, eğitim, panel, konferans gibi çeşitli araçlarla Rekabet Hukuku ve uygulamaları konusunda iş dünyası, akademik çevreler ve konuyla ilgili diğer kimseleri bilgilendirmeyi amaçlamakta ayrıca rekabetin faydaları konusunda toplumu bilinçlendirmeyi hedeflemektedir.

Rekabet Kurumu meslek personelinin uzman yardımcılığından uzmanlığa geçiş aşamasında hazırlamış oldukları tezlerin yayımlanması da Kurumun Rekabet Savunuculuğu görevinin bir parçasını oluşturmaktadır. Rekabet Hukuku'nun devamlı gelişen bir hukuk dalı olması sebebiyle meslek personeli, gerek yetkinliklerini arttırmak gerekse güncel gelişmeleri takip edebilmek amacıyla sürekli bir eğitim süreci içerisinde bulunmaktadır. Bu bağlamda uzmanlık tezleri, rekabet uzman yardımcılarının uygulama birikimleri ile yoğun mesleki eğitim ve araştırmalarını yansıtmaları bakımından hem Rekabet Kurumu'na hem de diğer ilgililere ışık tutacak önemli birer kaynaktır. Kurumun ilk yıllarında hazırlanan tezler, Rekabet Hukuku'nun temel kavramları üzerine yoğunlaşırken ilerleyen dönemlerdeki uzmanlık tezlerinde, daha ayrıntılı ve tartışmalı alanlar ile çeşitli sektörlerdeki rekabet süreçleri ele alınarak ilgililere yeni bakış açıları ve tartışma alanları sunulmuştur. Bu çerçevede, meslek personeli tezlerinin, güncel konulara ışık tutarak Türk Rekabet Hukuku literatürüne önemli katkıda bulunacağına inanıyoruz.

Üç yıllık uygulama deneyiminin ardından titiz bir akademik araştırma süreci sonucunda hazırlanan Rekabet Uzmanlığı'na yükselme tezleri, meslek personelimizin geniş bilgi birikimi ve yoğun emeğinin ürünüdür. Bu çalışmalarını, Rekabet Hukuku alanındaki yerli eserlerin halen yeterli düzeyde olmamasından kaynaklanan boşluğu dolduracaklarını ve tüm ilgililere faydalı olacaklarını ümit ederek kamuoyuna sunuyoruz.

Mustafa PARLAK

Rekabet Kurumu Başkanı

Rekabet Kurumu Uzmanlık Tezleri Serisi

KISALTMALAR

AB	: Avrupa Birliği
ABD	: Amerika Birleşik Devletleri
BHAB	: Birim Hizmet Amortisman Bedeli
BİŞİDİE	: BOTAŞ İletim Şebekesi İşleyiş Düzenlemelerine İlişkin Esaslar
Bkz.	: Bakınız
BOTAŞ	: Boru Hatları İle Petrol Taşıma A.Ş.
DPDMHY	: Doğal Gaz Piyasası Dağıtım ve Müşteri Hizmetleri Yönetmeliği
DGPF	: Doğal Gaz Pazarlama Firmaları
DHİ	: Dağıtım Hattı İşletmecisi
DPLY	: Doğal Gaz Piyasası Lisans Yönetmeliği
98/30/EC sayılı Direktif	: 98/30/EC Sayılı Doğal Gaz Direktifi
ETKB	: Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı
EMRA	: Energy Market Regulatory Authority (Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu)
EPDK	: Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu
IEA	: International Energy Agency (Uluslararası Enerji Ajansı)
FERC	: Federal Energy Regulatory Commission (Federal Enerji Düzenleme Komisyonu)
FPC	: Federal Power Commission (Federal Enerji Komisyonu)
FTC	: Federal Trade Commission (Federal Ticaret Komisyonu)
Hazine	: Hazine Müsteşarlığı
İHİ	: İletim Hattı İşleticisi
Mmk	: Milyon Metreküp
NGPA	: Natural Gas Policy Act (Doğal Gaz Politikası Kanunu)
NGWDA	: Natural Gas Wellhead Decontrol Act (Doğal Gaz Kuyuları Dekontrol Kanunu)
OPEC	: Organization of Petrol Exporting Countries (Petrol İhraç Eden Ülkeler Örgütü)
PUC	: Public Utility Commission (Kamu Şirketleri Komisyonu)
SDG	: Sıvı Doğal Gaz
ST	: Serbest Tüketici
YDF	: Yerel Dağıtım Firması
2003/55/EC sayılı Direktif	: 2003/55/EC Sayılı Doğal Gaz Direktifi
TPAO	: Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı
4054 sayılı Kanun	: 4054 sayılı Rekabetin Korunması Hakkında Kanun
4646 sayılı Kanun	: 4646 Sayılı Doğal Gaz Piyasası Kanunu

GİRİŞ

Enerji, dünya siyasetine yön veren, ülke sınırlarının çizilmesini sağlayan ve ülkelerin ekonomik gelişmişlik göstergesi olan en temel unsurdur. İhtiyacı olan enerjiyi kesintisiz, güvenilir, zamanında, ucuz ve temiz olarak sağlayabilen ülkeler, ekonomik açıdan gelişmişler ve uyguladıkları enerji politikalarıyla dünya siyasetine yön vermeye başlamışlardır.

Ekonomi ve çevre arasındaki karşılıklı etkileşim, enerjiye ve enerji kullanımına çeşitli boyutlar kazandırmıştır. Toplumlar, bir yandan sürekli artan nüfuslarının refah düzeyini yükseltmek için üretim yapmak, diğer yandan da temiz bir çevresel ortamda yaşamlarını sürdürmek istemektedirler. Son yıllarda enerji sektörünü etkileyen en büyük gelişme, fosil yakıtların¹ kullanılması sonucu açığa çıkan zararlı emisyon artışının çevreye ve insan sağlığına verdiği zararın global anlamda yol açtığı kaygı ve bu kaygının enerji kullanımına etkisidir.

Dünyada enerji üretimi halen büyük ölçüde petrol, doğal gaz, kömür gibi fosil yakıtlara dayalı olarak yapılmaktadır ve bu durumun yakın gelecekte de bu şekilde süreceği öngörülmektedir. Fosil yakıtların kullanımı içinde en önemli paya sahip olan tür ise petroldür. Önümüzdeki dönemde küresel petrol talebinin her yıl ortalama %1,6 oranında büyüyeceği, 2030 yılındaki günlük petrol tüketiminin yaklaşık 121 milyar varile ulaşacağı ve 2030 yılı itibarıyla dünya petrolünün yaklaşık %60'nın Petrol İhraç Eden Ülkeler Örgütü (OPEC) üyesi ülkeler tarafından üretileceği tahmin edilmektedir (Petrol Dünyası Dergisi 2005, 14–15). Dünya birincil enerji² tüketimi, petrol fiyatlarının tarihi rekor kırdığı 2005 yılında dahi bir önceki yıla göre %2,7 oranında artmıştır. 2005 yılında dünya birincil enerji tüketiminde petrolün payı %36, kömürün payı %28, doğal

¹ Fosil yakıtlar, dünya üzerinde bolca bulunan, yüksek yoğunlaşmaya sahip, yenilenebilir enerjiye göre ucuz, dolaşıma girmeleri kolay ancak yandıktan sonra çevre kirliliğine yol açan yakıtlardır (Energy&Cogeneration World 2004, 44).

² Geleneksel olarak enerji kaynakları ikiye ayrılmaktadır. Bunlardan ilki, kaynağından çıktığı gibi tüketilen kömür, doğal gaz ve petrol gibi kaynaklar olup, birincil (premier) enerji kaynağı olarak nitelendirilmektedir. Birincil enerji kaynağının dönüşümünden elde edilen elektrik, kok, havagazı vb. enerji kaynakları ise ikincil (sekonder) enerji kaynakları olarak adlandırılmaktadır.

gazın payı % 23, nükleer enerjinin payı %6, hidrolik enerjinin payı ise %7 olarak gerçekleşmiştir.

1973–1980 tarihleri arasında yaşanan petrol krizlerinin olumsuz etkilerinin bir daha yaşanmaması, çevre kirliliğinin önlenmesi, petrole olan bağımlılığın azaltılabilmesi ve enerji kaynaklarında çeşitlilik yaratılabilmesi için küresel anlamda alternatif enerji kaynakları arayışı başlamıştır. Bu arayış sonucunda, petrol, petrol türevi ve kömür gibi fosil yakıtlara göre çevre dostu ve temiz, yenilenebilir enerji kaynaklarına göre daha ucuz ve sürekli bir enerji kaynağı olan doğal gazın petrolün alternatifi olabileceği tespit edilmiş ve bu tespit doğal gazın birincil enerji tüketimi içindeki payını artırmıştır.

İkinci Dünya Savaşı'nın ardından birçok ülke ekonomisinde yaşanan toparlanma sürecinin lokomotifini enerji sektörüne yönelik regülasyonlar ve yoğun devlet müdahalelerinin olduğu bir dönem yaşanmıştır. Bu dönemin ardından, Avrupa, Asya, Kuzey ve Güney Amerika'da doğal gaz endüstrisine daha fazla özel sektör yatırımı yapılabilmesi, verimliliğin artırılabilmesi, özel sektörün de içinde bulunduğu rekabetçi bir ortamda doğal gazın fiyatının düşürülebilmesi, enerji kaynaklarının çeşitlendirilmesi ve doğal gaz endüstrisinin liberalizasyonu³ için başlatılan reform ve yeniden yapılandırma süreci⁴, devlet müdahalesinin azaltılması ve doğal gaz endüstrisinin rekabete açılması ile ilgili önemli değişikliklerin yaşanmasını sağlamıştır.

Geçtiğimiz yirmi yılda doğal gaz endüstrisinde yapılan reformlar ağırlıklı olarak doğal gaz üretimi ve doğal gaz iletimine ilişkin olmuştur. Önümüzdeki dönemde yapılacak reformların ise daha çok serbest tüketicilerin sayısının artırılması, dağıtım şebekelerine üçüncü kişi erişiminin sağlanması ve bu çerçevede yerel dağıtım firmaları (YDF) ve doğal gaz pazarlama firmaları (DGPF) arasındaki rekabetin tesisi gibi konularda olacağı beklenmektedir.

Doğal gaz rezervlerinin önemli bir kısmının belirli ülkelerin denetiminde olması, doğal gaz kullanıcısı birçok ülkenin dışa bağımlı ve net ithalatçı ülkeler haline gelmesine neden olmuştur. Bu ülkeler, doğal gaz sağlayıcısı olan ülkelerde kurulmuş olan enerji şirketlerinin kendi doğal gaz endüstrilerinde yaratabileceği rekabet ihlalleri ve bu ihlallerin tüketiciler üzerindeki olumsuz etkilerinden korunmak istemiştir. Bu durum, rekabet hukukunu, çevre, insan sağlığı ve arz güvenliği gibi konularla beraber liberalizasyon sürecinin en önemli boyutlarından birisi haline getirmiştir.

³ Liberalizasyon, en basit şekilde herhangi bir sektörde rekabetin tesis edilmesinin önünde bulunan bütün engellerin kaldırılması çabası olarak tanımlanabilir (Cameron 2002, 27).

⁴ Doğal gaz endüstrisinde yaşanan liberalizasyon süreci, ağırlıklı olarak işin talep kısmı ile ilgilenmektedir. Dolayısıyla, liberalizasyonun başarısı, genellikle nihai tüketicilerin ne kadarlık bir kısmının serbest tüketici olduğuna ve serbest tüketici olmalarının kendilerine sağladığı imkânları ne ölçüde kullanabildiklerine bakılarak değerlendirilmektedir (Speck ve Mulder 2003, 11).

Mustafa Oğuzcan BÜLBÜL

Doğal gaz endüstrisi, rekabetçi ve doğal tekel niteliğinde kısımları bünyesinde barındıran bir ağ endüstrisidir. Genel olarak, doğal gazın üretildiği yerden boru hatları vasıtası ile tüketildiği yere iletimi ve tüketicilere dağıtımı doğal tekel niteliğine; doğal gaz üretimi ve pazarlanması ise rekabetçi niteliğe sahip aşamalar olarak değerlendirilmektedir. Sektörün farklı özelliklere sahip kısımlardan meydana gelmesi ve bu kısımların yapısal özelliklerinin her ülkede farklılık göstermesi, doğal gaz endüstrisinin liberalizasyon sürecinin yavaş ilerlemesine ve ülkeler arasında eşgüdüm sağlanamamasına neden olmaktadır.

Bu çalışmanın amacı, doğal gaz endüstrisini meydana getiren kısımların temel özelliklerini, yapısını, işleyişini ve bu kısımlara uygulanabilecek regülasyon rejimi çerçevesinde rekabetin tesis edilebilmesinin mümkün olup olmadığını incelemek; Amerika Birleşik Devletleri (ABD) ve Avrupa Birliği (AB) uygulamaları ışığında Türkiye doğal gaz endüstrisini ve bu endüstrinin temeli olan 4646 sayılı Doğal Gaz Kanunu'nu değerlendirmektir.

Bu amaç doğrultusunda, birinci bölümde, ürün olarak doğal gazın ve doğal gaz endüstrisinin yapısal özelliklerine değinilecektir. İkinci bölümde, doğal gaz endüstrisinin yapısı, doğal gaz endüstrisinde regülasyonun tarihçesi, endüstride etkin regülasyon için yapılabilecekler ve rekabet politikaları üzerinde durulacaktır. Üçüncü bölümde, AB ve ABD'de doğal gaz endüstrisinde yürütülmekte olan reform çalışmalarına ve bu çalışmaların sonuçlarına değinilecektir. Dördüncü bölümde ise, dünyadaki gelişmelere paralel olarak Türkiye doğal gaz endüstrisinde özellikle 2001 yılından sonra yaşanan yeniden yapılandırma süreci ve bu süreçte yapılan çalışmalara yardımcı olabilecek önerilere yer verilecektir.

BÖLÜM 1

DOĞAL GAZ ENDÜSTRİSİ

1.1. DOĞAL GAZIN TARİHÇESİ

Doğal gaz, ilk olarak M.Ö. 1000 yılında Yunanlılar tarafından bulunmasına rağmen, doğal gazın sahip olduğu enerji potansiyelini ilk fark eden ve bunu bir enerji kaynağı olarak kullanan ilk Çinliler olmuştur⁵. Çinliler, M.Ö. 940 yılında bambu ağaçlarından yaptıkları borular ile doğal gazı ilk defa bir yerden bir yere ileterek doğal gazın tuzun çökeltilmesinde kullanılmasını sağlamışlardır.

Doğal gaz, Avrupa'da ilk defa 1659'da İngiltere'de bulunmuştur. İngiltere'de 1790'da yılından itibaren sokakların, evlerin aydınlatılmasında ve daha sonra da içten yanmalı motorların çalıştırılmasında büyük ölçüde doğal gazdan yararlanılmıştır.

ABD'de ise doğal gaz ilk defa 1625 yılında Erie Gölü'nde Amerikan yerlileri tarafından bulunmuştur. Doğal gaz, 1816 yılından itibaren Baltimor'da (sokakların aydınlatılmasında) kullanılmış ve ilk doğal gaz kuyusu da 1821 yılında Fredonia, New York'da açılmıştır⁶. 1885 yılında, Robert Bunsen⁷ tarafından icat edilen ve oksijenle doğal gazı doğru oranlarda karıştırarak istenildiği zaman kullanılabilmesine olanak tanıyan alet sayesinde, doğal gaz hanehalkı tarafından da kullanılmaya başlanmış ve kullanım alanları biraz daha genişlemiştir⁸.

Doğal gazın yaygın olarak kullanımı, doğal gazın üretildiği yerden tüketildiği yere verimli bir şekilde, gereken basınç ve miktarda taşınabilmesine

⁵ www.naturalgas.org

⁶ http://tristate.apogee.net/kids/lgh_ifrm.aspx

⁷ Robert von Bunsen (1811-1899), Alman Kimyager ve Fizikçi.

⁸ www.naturalgas.org

Mustafa Oğuzcan BÜLBÜL

olanak tanıyan kaynak yapımı, boru üretimi, pompa ve metalürji alanındaki teknolojik gelişmeler ile ancak 60'lı yıllarda mümkün olmuştur.⁹

1.2. ÜRÜN OLARAK DOĞAL GAZ

Doğal gaz, organik canlılar olan bitki ve hayvanların milyonlarca yıl gibi uzun bir zaman diliminde yeryüzü katmanları arasında kum, çamur ve diğer materyaller ile oksijensiz bir ortamda yüksek basınç ve ısıya maruz kalması ile oluşan; metan, etan, propan, butan ve pentane gibi yanıcı gazlardan meydana gelen; renksiz, kokusuz ve havadan hafif olan; fosil yakıtların aksine çok daha temiz bir şekilde yanan ve bu yanma sonucunda havaya sadece karbondioksit, su buharı ve çok az miktarda nitrojen oksit emisyonuna neden olan bir hidrokarbon gaz çeşididir.¹⁰

Yeraltından kuyular vasıtası ile çıkarılan doğal gaz, içinde bulunan su, diğer gaz çeşitleri, toprak, kum ve buna benzer diğer parçacıklardan arındırılmak için işleme ünitelerinde rafine edilerek tüketime hazır hale getirilmektedir.

Doğal gaz rezervleri, dünyanın belirli coğrafi bölgelerinde yoğunlaşmıştır. Bu durum, sayıları sınırlı olan doğal gaz üreticisi devletlerin doğal gaz arz pazarında gözle görülür bir hakimiyete ve yüksek bir pazar gücüne sahip olmalarına neden olmaktadır. Dünya doğal gaz rezervlerinin coğrafi bölgelere göre dağılımı 2005 yılı rakamlarına göre şu şekildedir:

Tablo 1- Dünya Doğal Gaz Rezervlerinin Coğrafi Bölgelere Göre Dağılımı

BÖLGE	DOĞAL GAZ REZERVİ (Trilyon Metreküp)	DOĞAL GAZ REZERVİNİN DÜNYADAKİ TOPLAM DOĞAL GAZ REZERVİ İÇERİSİNDEKİ PAYI (%)
Kuzey Amerika	7.46	4.1
Orta ve Güney Amerika	7.02	3.9
Avrupa ve Avrasya	64.01	35.6
Orta Doğu	72.13	40.1
Afrika	14.39	8.0
Asya Pasifik	14.84	8.3
TOPLAM	179.83	100

Kaynak: BP Statistical Review of World Energy, June 2006.

⁹ www.naturalgas.org

¹⁰ www.naturalgas.org

Uluslararası Enerji Ajansı (IEA) tarafından 2003 yılında yayımlanan raporda; 1999–2020 döneminde dünya enerji tüketiminin yaklaşık %50 oranında artacağı, bu tüketim artışına paralel olarak doğal gaz talebinin de 2020 yılına kadar her yıl yaklaşık %3,2 oranında artarak 4,72 trilyon m³'e ulaşacağı, doğal gaz ticaretinde en yoğun gelişmenin Avrupa ve Asya Pasifik Bölgesi'nde olacağı ve Japonya, Kore, Çin ve Hindistan'ın sıvılaştırılmış doğal gaz kullanımında büyük artışlar olacağı öngörülmektedir (OECD/IEA 2003, 185).

1.3. DOĞAL GAZ ENDÜSTRİSİNİN YAPISI

1.3.1. Doğal Gaz Talebi

Doğal gaz talep eden tüketim grupları incelendiğinde, doğal gazın esas olarak konutlar, işyerleri, fabrikalar ve elektrik üretim tesislerinde tüketildiği ve kullanım amaçları itibarıyla elektrik, kömür ve petrol gibi alternatif enerji kaynaklarının rakibi (ikamesi) olduğu görülmektedir (Watkins 1995, 113).

1.3.1.1. Konutlarda Kullanılan Doğal Gaz

Hanehalkı tarafından konutlarda kullanılmak üzere talep edilen doğal gaz, ısınmada, sıcak su elde edilmesinde ve mutfakta kullanılmak üzere üç temel ihtiyaç doğrultusunda tüketilmektedir (OECD 2002, 77). Bu tüketiciler tarafından kullanılan doğal gazın yıllık tüketiminin yaklaşık % 70'inin Kasım-Mart döneminde gerçekleştiği de dikkate alındığında, konutlarda tüketilen doğal gaza olan talebin mevsimsel değişikliklere karşı duyarlı olduğu sonucuna ulaşılmaktadır (Shively ve Ferrare 2004, 19).

Doğal gazın konutlarda kullanılabilmesi için hanehalkı tarafından çeşitli makine ve teçhizata yatırım yapılması gerekmektedir. Bu durum, hanehalkının tükettiği doğal gazın kısa dönemde talep esnekliğini düşürmekte, alternatif enerji kaynaklarına geçişi zorlaştırmakta ve alternatif enerji kaynaklarına geçilmesi durumunda da batık maliyetleri beraberinde getirmektedir. Bu sebeple, hanehalkının konutlarda kullanmak için talep ettiği doğal gazdan başka enerji kaynaklarına geçişi ancak yatırım yapılan teçhizat ve makinelerin ekonomik ömürlerini tamamlaması ya da bu geçişin ancak uzun dönemde olması sonucu gerçekleşebilmektedir (OECD 2002, 77).

ABD ve AB uygulamalarındaki serbest tüketici¹¹ (ST) limitlerinin kademeli olarak azaltılması sonucu, ST statüsüne kavuşan küçük tüketicilerin sayısı gün geçtikçe artmaktadır. Ancak, konutlarda kullanmak üzere gaz talep

¹¹ Serbest tüketici, belirli miktarın üzerinde doğal gaz tüketimi olan ve bu özelliği sayesinde kendi seçtiği sağlayıcıdan doğal gaz temin edebilen tüketicilerdir.

Mustafa Oğuzcan BÜLBÜL

eden ve aynı zamanda ST statüsünde olan hanehalkının, kendi sağlayıcısını seçebilme özgürlüğü olmasına rağmen doğal gaz tüketimini genellikle “bağlı servis” (bundled service)¹² olarak yapmayı tercih ettiği görülmektedir (Shively ve Ferrare 2004, 20). Hanehalkının doğal gaz tüketiminde sahip olduğu bu alışkanlık, onların diğer tüketici gruplarına oranla YDF’lere daha fazla bağımlı hale gelmelerine neden olmakta ve YDF’lerin sahip olduğu pazar gücünü artırmaktadır.

Hanehalkının düşük miktarda doğal gaz talep etmesi, yerel dağıtım sistemi içinde dağınık halde bulunan tüketicilerin her birisine doğal gaz ulaştırılmasının maliyetli olması, hanehalkının doğal gaz talebinin zirveye çıktığı kış dönemindeki talep artışının karşılanabilmesi için yapılması gereken yatırımların maliyeti ve özellikle kış dönemlerinde doğal gaz fiyatlarında meydana gelen artışlar nedeniyle hanehalkının doğal gaz tüketiminin diğer tüketici gruplarına göre daha pahalı olduğu görülmektedir.

1.3.1.2. Ticari Sektör Tarafından Kullanılan Doğal Gaz

Ticari sektör tarafından kullanılan doğal gaz, çeşitli alanlarda faaliyet gösteren oteller, restoranlar, sağlık merkezleri, iş merkezleri ya da büyük alışveriş merkezleri gibi tüketiciler tarafından kullanılmaktadır. Bu grubun gaz talebi de mevsimsel değişimlere karşı duyarlıdır ve Mart-Kasım döneminde yaklaşık % 10-15’lik bir artış göstermektedir (Shively ve Ferrare 2004, 22). Bu grubun kısa dönemdeki gaz talep esnekliği hanehalkınıniki kadar düşük olmasa da, alternatif yakıtlara yapılacak geçişin neden olduğu ek mali yükler (switching cost) nedeniyle böyle bir değişiklikten kaçınıldığı görülmektedir.

1.3.1.3. Fabrikalarda Kullanılan Doğal Gaz

Fabrikalar tarafından talep edilen doğal gaz, kağıt hamuru, kağıt, metal, kimya ve petrol rafinasyonu, taş, kil, cam ve yiyecek işleme alanlarında faaliyet gösteren fabrikalarda ve bu fabrikaların ısıtma, soğutma ve kojenerasyon faaliyetlerinde enerji kaynağı olarak; amonyak, metan, hidrojen ve petrokimyasal ürünlerin sentezinde, gübre, mürekkep, yapıştırıcı, sentetik lastik, fotoğraf filmi, deterjan, boya, dinamit, plastik, antifriz ve bazı ilaçların üretiminde doğrudan hammadde olarak kullanılmaktadır. Diğer tüketici gruplarıyla karşılaştırıldığında, bu tüketici grubunun gaz talebinin çok daha istikrarlı olduğu ve mevsimsel değişimlerden ihmal edilebilecek derecede az

¹² “Bağlı servis”, YDF’lerin; tüketiciler hesabına gaz satın alması, satın alınan gazı taşıma bedeli ödeyerek kendi dağıtım bölgesi girişine kadar iletmesi ve sahip olduğu dağıtım şebekesini kullanarak gazı tüketicilere (bütün bu hizmetlerin bedeli ve kendi karı da dahil olmak üzere) tek bir fiyatla satması olarak tanımlanabilir.

etkilendiği; ancak ülkedeki makro ekonomik değişimlere karşı oldukça duyarlı olduğu görülmektedir.¹³

Bu tüketici grubunun kısa dönemdeki fiyat esnekliğinin, hanehalkı ve ticari sektöre göre yüksek olduğu görülmektedir (OECD 2002, 77). Bunun en önemli nedeni ise, fabrikalarının büyük çoğunluğunun aynı zamanda alternatif enerji kaynakları ile çalışan tesisata da sahip olması ve bu sayede kolayca ve herhangi bir maliyete katlanmadan alternatif enerji kaynaklarına geçebilme imkanına sahip olmasıdır (Armstrong, Simon ve Vickers 1999, 247).

1.3.1.4. Elektrik Üretiminde Kullanılan Doğal Gaz

Tüm dünyada özellikle 80'li yıllarda elektrik endüstrisinde başlayan deregülasyon hareketini takiben, doğal gazın çevre dostu ve verimli bir yakıt olmasının da etkisiyle doğal gazla elektrik üreten santrallerin sayısı artmaya başlamıştır (Shively ve Ferrare 2004, 26). Doğal gaz, elektrik üretiminde iki temel şekilde kullanılmaktadır. Buna göre, elektrik, doğal gazın yakılması suretiyle elde edilen su buharının buhar tribünlerini döndürmesi ya da doğal gazın doğrudan gaz tribünlerinin içerisinde yakılması suretiyle üretilmektedir (Shively ve Ferrare 2004, 27).

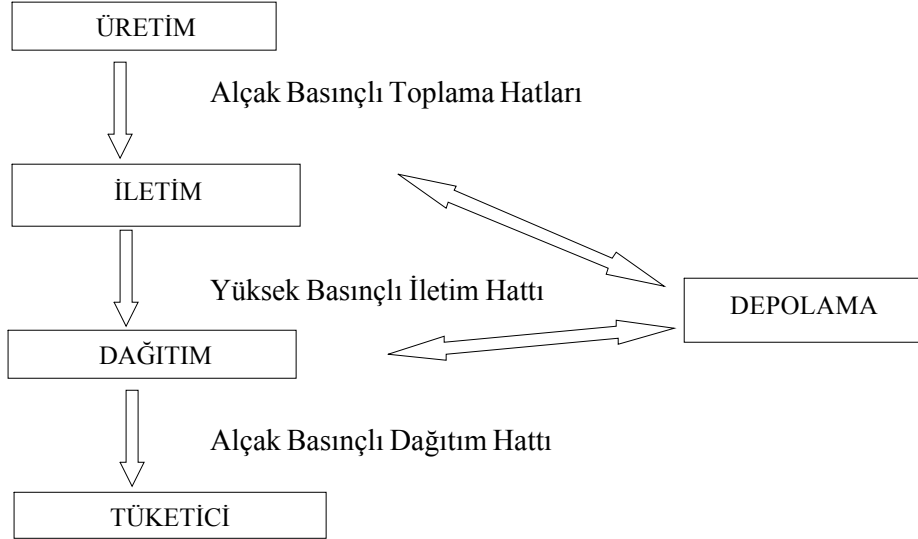
Elektrik üretim tesislerinin doğal gaz talebi, makro ekonomik parametrelerin ve mevsimsel talep değişimlerinin elektrik kullanımına olan etkisine bağlı olarak değişmektedir. Elektrik üretim santralleri, ST olmaları sebebiyle tükettikleri doğal gazı doğrudan üreticilerden ya da yüksek basınçlı iletim hattından temin ederler. Çok sıklıkla karşılaşılsa da, elektrik üretim santrallerinin zaman zaman YDF'lerden de (sadece taşıma bedeli ödeyerek) gaz temin ettiği görülmektedir. Elektrik üretim tesisleri, diğer üç grup ile karşılaştırıldığında en uygun fiyatla doğal gaz temin edebilen tüketici grubudur.

1.3.2. Doğal Gaz Arzı

Doğal gaz endüstrisi, fonksiyonel olarak beş ayrı kısma ayrılabilir. Bunlar; doğal gaz üretimi, iletimi, dağıtımı, depolanması ve doğal gazın YDF'ler ve/veya DGPF'ler tarafından satışidir. Bu aşamalar, şekil 1'de görülmektedir.

¹³ Ekonomilerin istihdam, büyüme, enflasyon, faiz oranları gibi makro ekonomik parametrelerinden kaynaklanabilecek olumsuzluklar, fabrikaların üretimlerini ve kapasite kullanım oranlarını düşürmelerine ve dolayısıyla doğal gaz talebinin azalmasına neden olmaktadır.

Şekil 1- Doğal Gazın Üretimden Nihai Tüketim Aşamasına Akışı



1.3.2.1. Doğal Gaz Üretimi

Doğal gaz, kuyular vasıtasıyla yeraltından çıkarılan ve genellikle ham petrolün yan ürünü olan bir enerji kaynağıdır. Yeraltından ilk çıkarıldığında içerisinde çok çeşitli gazlar, parçacıklar ve su barındıran doğal gaz, toplama boruları ile merkezi işleme ünitesine aktarılır. Bu üniteye temizlenen ve tüketime hazır hale getirilen doğal gaz, tali borular vasıtasıyla yüksek basınçlı iletim hattına taşınır veya -163°C derecenin altında soğutulularak sıvı doğal gaz (SDG) haline getirilerek tüketicilere ulaştırılır.

Doğal gaz üretimi; arama faaliyetleri, kuyu kazılması, gazın yeraltından çıkarılması, çıkarılan doğal gazın işlenmesi için işleme ünitesinin kurulması, toplama ve tali iletim hatlarının inşaatı ve kullanılan ekipman ve yasal sorumlulukların beraberinde getirdiği mali yükler sebebiyle ilk yatırım maliyeti yüksek olan bir aşamadır. Yüksek ilk yatırım maliyetlerine katlanarak gerekli tesisleri kuran ve tüketime hazır hale getirdikleri doğal gazı satamama tehlikesi (hold-up problem) ile karşı karşıya kalan üreticiler, ürettikleri doğal gazı satıp yaptıkları yatırımı ve makul bir getiri oranını garanti altına alabilmek için 25–30 yıl gibi uzun dönemli “al ya da öde”¹⁴ sözleşmeleri yapmayı ve/veya doğal gaz pazarında dikey bütünleşik bir şekilde faaliyet göstermeyi tercih etmektedir.

¹⁴ “Al ya da öde” sözleşmeleri, tarafların üzerinde anlaşığı miktarda gazın anlaşma süresi boyunca (üzerinde mutabık kalınan miktar dilimleri halinde) alınmasını; alınmadığı takdirde ise alınmayan

1.3.2.2. Doğal Gaz İletimi

Doğal gaz, genellikle, asıl tüketim bölgelerine uzak yerlerde çıkarılan ve bu nedenle uzun mesafeler boyunca taşınması gereken; diğer bir deyişle, üretildiği yerde tüketilmeyen bir enerji kaynağıdır. Doğal gazın üretildiği bölgeden tüketileceği bölgeye etkin ve verimli bir şekilde taşınması için kapasitesi yeterli ve yoğun bir boru hattı şebekesinin kurulması gerekmektedir.

Doğal gaz iletim sistemi, yeraltına ve yer üstüne döşenen çeşitli çaptaki borular, basınç istasyonları, valfler ve ölçüm istasyonlarından oluşmaktadır. İletim hattı vasıtası ile taşınan doğal gaza uygulanan basınç, sistem içerisindeki doğal gazın kütlesini yaklaşık 400-600 kez azaltmakta ve çok yüksek miktarlarda gazın birbirinden uzak¹⁵ olan üretim ve tüketim bölgeleri arasında iletilmesine olanak tanımaktadır (Shively ve Ferrare 2004, 33).

Doğal gaz iletimi aşamasında yapılan yatırımların yaklaşık %70-80'ini boru hattı ekipmanları ve bu hatların döşenmesi; kalan %20-30'luk kısmı ise basınç istasyonları, valfler, uzaktan kumanda aletleri, ölçme aletleri, bilgisayar donanımları, binalar gibi unsurlardan oluşmaktadır.¹⁶

1.3.2.3. Doğal Gazın Depolanması

Doğal gaz, en önemli ikamelerinden birisi olan elektrikten farklı olarak depolanabilme özelliğine sahiptir. Kış aylarında ısınma amaçlı kullanımdaki artış sebebiyle talebi diğer aylara göre iki kat ya da daha fazla oranda artan doğal gaz, bu özelliği nedeniyle mevsimsel bir yakıt olarak nitelendirilmektedir.¹⁷ Mevsimsel talep değişikliklerinin yarattığı arz güvenliği sorununun çözülmesi ve yeterli seviyede arz esnekliği sağlamak amacıyla doğal gazın yeraltında ve/veya yerüstünde depolanması söz konusu olmaktadır.

Doğal gaz iletim hatlarının kapasitesi, talebin zirveye çıktığı dönemlerde sistemden akışı sağlanan doğal gaz miktarı dikkate alınarak hesaplanmamaktadır. Bunun nedeni, geniş çaplı borulardan inşa edilen bir iletim sisteminin yatırım maliyetlerinin fazla olması ve talebin azaldığı dönemlerde fazla kapasitenin yol açtığı ilave maliyetlerdir. Dolayısıyla, talebin zirveye çıktığı dönemlerde doğal gaz ihtiyacının kapasitesi sınırlı bir iletim hattı ile karşılanabilmesi ancak doğal gazın depolanabilmesiyle mümkün olmaktadır.

doğal gaz miktarının parasal değerinin belirli bir kısmının (bu oran uygulamada % 70-90 arasında değişmektedir) üreticiye ödenmesi gereken sözleşmelerdir.

¹⁵ Yaklaşık 6000 km. kadar olan mesafeler arasındaki iletim ekonomik olarak yapılabilmekte; bu mesafelerin üstü söz konusu olduğunda ise, doğal gazın sıvılaştırılarak nakledilmesi tercih edilmektedir (<http://www.iea.org>).

¹⁶ www.naturalgas.org

¹⁷ www.naturalgas.org

Mustafa Oğuzcan BÜLBÜL

Doğal gaz, iletim boru hatları içinde basınç oranı değiştirilmek suretiyle yapılan ve kısa vadeli talep değişimlerini karşılamaya olanak tanıyan “*sistem içi depolama*”, yeraltı gölleri, kaya tuzu yatakları ile tüketilmiş doğal gaz, petrol, su ve diğer bazı maden yataklarının kullanılması suretiyle yapılan ve daha uzun dönemli talep değişimlerini (aylık, mevsimsel vb.) karşılamaya olanak tanıyan “*yeraltı depolaması*” ve doğal gazın soğutulup sıvı hale getirilmesiyle yerüstünde yapılan “*SDG depolaması*”¹⁸ olmak üzere üç farklı şekilde depolanabilmektedir.

Doğal gaz talebinde artış olan bir tüketim bölgesinin doğal gaz ihtiyacının en düşük maliyetle ve en hızlı şekilde karşılanabilmesi için doğal gaz depolama tesislerinin tüketim bölgeleri yakınında ya da şehirlere doğal gaz girişi yapılan yerlerde kurulması gerekmektedir. Doğal gazın yeraltında depolanabilmesi için gerekli olan yeraltı şekilleri sınırlı sayıda olmasına rağmen, doğal gaz depolama hizmeti için gerekli olan ölçek ekonomisinin küçük olması sebebiyle doğal gaz endüstrisinin bu kısma girişin ve dolayısıyla teşebbüsler arasında rekabet ortamı sağlanmasının daha kolay olduğu görülmektedir (OECD 2002, 84). Dünyanın en fazla gaz tüketen bölgelerinin başında Avrupa gelmektedir. IEA'nın 2001 yılı verilerine göre; Fransa tüketiminin %24,6'sı, İtalya %18,1'i, Almanya %20,8'i, İspanya %10,4'ü, İngiltere %3,3'ü ve Belçika da %4,2'si oranında depolama kapasitesine sahiptir (OECD 2004, 340). Bazı OECD ülkelerinin doğal gaz depolama alanlarının sayısı ve bu alanlardaki kapasitesi aşağıdaki gibidir:

Tablo 2- Bazı OECD Ülkelerindeki doğal Gaz Depolama Kapasiteleri (2002)

	Depolama Alanı Sayısı	Yaklaşık Kapasite (milyar m³)
Avusturya	4	2.8
Belçika	2	0.6
Danimarka	2	0.8
Fransa	15	10.8
Almanya	42	18.9
İtalya	10	12.7
İspanya	2	2.3
İngiltere	5	3.7
Hollanda	4	2.4
Çek Cumhuriyeti	75	2.8
Macaristan	5	3.4
Polonya	6	1.8
Slovakya	1	2.7

* Kaynak: OECD 2006, 48.

¹⁸ Doğal gaz depolaması için gerekli yer şekillerinin bulunmadığı bölgelerde faaliyet gösteren piyasa oyuncularının (genellikle) ani talep artışlarını karşılamak için SDG tesislerinde yapılan depolamayı tercih ettiği görülmektedir.

1.3.2.4. Doğal Gaz Dağıtım

Dağıtım şebekesi, çapı 15 cm ile 40 cm arasında değişen borulardan oluşan ve şehir girişlerine kadar yüksek basınçlı iletim hattı vasıtası ile taşınan doğal gazın basıncının düşürülerek nihai tüketicilere dağıtılmasına imkan veren sistem olarak tanımlanmaktadır (OECD 2002, 81).

Fabrikalar, elektrik üretim tesisleri ve diğer ST'ler dışında kalan ve alım yaptıkları gaz miktarı itibarıyla ST olmayan tüketiciler sadece YDF'lerden doğal gaz temin edebilmektedir. YDF'ler, kamu kuruluşlarına ya da özel teşebbüslere ait olan ve amacı yüksek basınçlı iletim hattı vasıtası ile "şehir girişi" olarak adlandırılan noktalara kadar getirilen doğal gazı düşük basınçlı dağıtım şebekesi ile sorumlu oldukları coğrafi bölge içerisindeki tüketicilere ulaştırmak, sorumlu oldukları bölgedeki tüketiciler tarafından kullanılan doğal gazı faturalandırmak, yerel dağıtım şebekesinin güvenliğini, bakımını ve düzenli işleyişini sağlamak olan teşebbüslerdir.

YDF'ler, genel olarak, kendi sorumlu oldukları coğrafi bölgelerde bulunan tüketicilere bağlı servisler önerirler. Bu bağlı servisler, doğal gazın üst pazar olan üretim seviyesindeki üreticilerden satın alınması, satın alınan gazın yüksek basınçlı iletim hattı ile şehir girişlerine kadar getirilmesi ve yerel dağıtım ağı ile tüketicilere kadar ulaştırılmasının maliyetini içinde barındırmakta ve tek fiyatlı bir hizmet olarak tüketicilere sunulmaktadır.

1.3.2.5. Doğal Gazın Pazarlanması (Perakende Satışı)

Doğal gazın YDF'ler dışında pazarlanması, doğal gaz endüstrisini oluşturan kısımlara en son dahil olan kısımdır. Doğal gaz endüstrisindeki deregülasyon hareketi ve iletim ile dağıtım şebekelerinin üçüncü kişilerin erişimine açılmasından önce doğal gazın DGPF'ler tarafından pazarlanması söz konusu değildi. Eski sistemde, doğal gaz üreticileri ürettikleri gazı iletim hatlarına, iletim hattı sahibi teşebbüsler YDF'lere ve YDF'ler de kendi bölgelerinde bulunan nihai tüketicilere satmaktaydı. Ancak, özellikle son on beş yıldır yaşanan reform ve yeniden yapılandırma çalışmaları sonucu ortaya çıkan serbest erişim ve tüketici tercihi serbestisi ilkesi, doğal gazın ST'lere satışında YDF'ler ile birlikte DGPF'lerin de ortaya çıkmasına neden olmuştur.

DGPF'ler, doğal gaz endüstrisinde faaliyet gösteren üretici, iletim hattı sahibi ve YDF'lerin ayrı ayrı verdiği hizmetleri birleştirerek doğal gazı çeşitli pazarlama teknikleriyle nihai tüketicilere ulaştıran firmalardır. Diğer bir deyişle, DGPF'ler, enerji idaresi, enerji kullanım analizleri ve denetlemesi, birleştirilmiş faturalar (örneğin bir müşterisinin evinin elektrik, doğal gaz, telefon vb. tüm faturalarının tek bir faturada gönderilmesi) ve bütünleşik enerji hizmetleri gibi

Mustafa Oğuzcan BÜLBÜL

hizmetlerle, ticari bir ürün olan doğal gaz katma değer katıp tüketicilere satan teşebbüslerdir (Shively ve Ferrare 2004, 56).

DGPF'ler, doğal gazı, (eski sistemdeki uygulamaların aksine) tüketiciler lehine olan çok çeşitli pazarlama tekniklerini ve finansal enstrümanları kullanarak satmaya çalışırlar. DGPF'lerin sayısının artması, tüketicilerin hem YDF'lere olan bağımlılığını azaltmakta hem de çok çeşitli fiyat, ödeme şekli ve promosyonlar ile doğal gaz alabilmelerine imkan tanımaktadır. Dolayısıyla DGPF'ler, neden oldukları rekabet ile kendi coğrafi bölgelerinde hakim durumda olan YDF'lerin pazar gücünün azaltılmasına, tüketicilere yansıyan doğal gaz perakende satış fiyatlarının düşmesine, tüketiciye yapılan pazarlamada yeni ürünlerin ortaya çıkmasına (ürün inovasyonu), hizmet kalitesinin artmasına ve tüketicilerin ilave faydalar elde etmesine neden olmaları bakımından doğal gaz endüstrisinin liberalleştirilmesinde önemli bir işleve sahiptirler. Öngörülen bu faydaların elde edilebilmesi ve DGPF'ler vasıtası ile perakende satışta rekabetin sağlanabilmesi için tüm tüketicilerin (belirli bir süre sonunda) ST olması, DGPF'lerin mülkiyeti (perakende satış aşamasında rakibi de olan) dağıtım şirketine ait olan şebekeye ayrımcı muameleye maruz kalmadan erişiminin garanti altına alınması ve birbirinin alternatifi olan doğal gaz sağlayıcılarının (üretici, ithalatçı ve/veya toptan satıcı) bulunması gerekmektedir.

1.3.3. Doğal Gaz Fiyatının Tespit Edilmesi ve Endeksleme Yöntemi

Doğal gazın tüketicilere satışında değinilmesi gereken bir diğer önemli husus ise doğal gaz fiyatlarının petrol fiyatlarıyla olan bağlantısıdır¹⁹. Doğal gaz fiyatlarının başta petrol olmak üzere doğal gazın en yakın ikamesi olan yakıtlara endekslenmesi ilk olarak 1959 yılında Hollanda-Groningen doğal gaz sahasından doğal gaz çıkarma imtiyazına sahip teşebbüslerden birisi olan Exxon tarafından önerilmiştir. Buna göre, küçük ölçekli tüketicilerin kullandığı doğal gazın fiyatının petrole; büyük ölçekli teşebbüslerin kullandığı doğal gazın fiyatının da fuel-oil'e endekslenmesi tavsiye edilmiştir (Speck ve Mulder 2003, 70).

Doğal gaz fiyatlarının petrol fiyatlarına endekslenmesi yaklaşımı, doğal gazın fiyatlarının üretim maliyetlerinin dikkate alınması suretiyle daha düşük seviyelerde belirlenmesinin önüne geçmekte ve üreticilerin elde ettiği gelirleri haksız biçimde artırmaktadır. Yapılan çalışmalar, liberalizasyon sürecinde doğal gaz fiyatlarında yaşanması muhtemel fiyat düşüşlerini de engelleyen

¹⁹ Bu bağlantı, basit bir lineer denklem ile şu şekilde formüle edilebilir: $Fiyat_{gaz} = P_0 + (A \times Fiyat_{petrol})$
Bu formüldeki P_0 , doğal gaz piyasasındaki doğal gaz fiyatını, A ise eğimi temsil etmektedir (OECD 2006, 79).

Rekabet Kurumu Uzmanlık Tezleri Serisi

“endekleme” yönteminin terk edilmesi ve doğal gazın fiyatının pazardaki oyuncuların arz ve talebine göre spot ve/veya vadeli işlemler borsalarında “dalgalı fiyat rejimi” çerçevesinde belirlenmesi gerektiğini göstermektedir (Speck ve Mulder 2003, 73).

BÖLÜM 2

DOĞAL GAZ ENDÜSTRİSİNİN REGÜLASYONU ve REKABET POLİTİKALARI

2.1. DOĞAL GAZ ENDÜSTRİSİNİN DOĞAL TEKEL YAPISI

Doğal gaz endüstrisi, hem tekel hem de rekabetçi karakterdeki kısımlardan oluşan bir ağ endüstrisidir. Doğal gaz endüstrisini meydana getiren kısımların bazılarının doğal tekel, bazılarının da rekabetçi bir yapıya sahip olması, süregelen liberalizasyon sürecindeki reformları etkileyen en önemli unsur olmuştur.

Doğal tekel niteliğindeki endüstriler, bir ürün veya hizmetin minimum maliyet ile ancak tek bir teşebbüs tarafından üretilmesinin mümkün olduğu endüstrilerdir. Bunun iktisadi anlamda ifadesi ise, üretilen ürün miktarı arttıkça uzun dönem ortalama maliyet ve buna paralel olarak da uzun dönem marjinal maliyet eğrilerinin sürekli olarak azalmasıdır. Bu durum, minimum maliyetle üretimin semerelerinden (ki ancak tek bir teşebbüsün üretim yapması ya da hizmet vermesi durumunda ortaya çıkmaktadır) tekelci fiyat uygulamasından zarar görmeden yararlanabilmenin mümkün olup olmadığı hususunda bir kamu yönetimi çıkmazına neden olmaktadır.

Bu bağlamda, doğal gaz endüstrisinin tamamında fakat özellikle de piyasa aksaklıklarının bulunduğu kısımlarda rekabetin tesis edilebilmesi, regülasyon ve regülasyonun yasal çerçevesinin kurulması, endüstrinin yeniden yapılandırılması, özellikle dikey entegrasyonun yaygın olduğu doğal gaz endüstrisindeki “sahiplik” hususunun yeniden düzenlenmesi ve şebeke erişimi gibi kritik konularda sağlanacak başarı ile doğru orantılıdır.

2.2. DOĞAL GAZ ENDÜSTRİSİNDE REGÜLASYON

Regülasyon, devletin, çeşitli mal ve hizmet piyasalarında faaliyet gösteren teşebbüslerin (özel veya kamu) piyasa faaliyetlerini doğrudan ya da

dolaylı olarak düzenlemesi şeklinde tanımlanabilmektedir. Regülasyon, çeşitleri itibarıyla iktisadi, sosyal ve idari regülasyon olarak üç ana başlık altında toplanmaktadır (OECD 1998, 16). İktisadi regülasyon, piyasaların etkinliğini geliştirmeye yönelik olarak yapılan ve ekonomik yaşamda sıklıkla karşılaşılan bir regülasyon çeşididir. Bu regülasyonlara örnek olarak; fiyat kontrolleri, ücret kontrolleri, faiz oranının kontrolü, döviz kurunun kontrolü, kira kontrolleri, piyasaya girişin engellenmesi veya sınırlandırılması gibi uygulamalar gösterilebilmektedir (Ardıyok 2002, 7). Sosyal regülasyon, geniş anlamıyla toplumun haklarını korumaya ve refahını artırmaya yönelik regülasyon faaliyetleridir. İdari regülasyon ise, devletin müdahil olduğu işlemlerin ne şekilde gerçekleştirileceğine ilişkin kurallar bütünüdür (Ardıyok 2002, 8).

Doğal gaz endüstrisinde İkinci Dünya Savaşı'nın ardından "regülasyon" kavramına ilişkin olarak yaşanan gelişim süreci üç aşamalı olarak değerlendirilebilir (Cameron 2002, 11).

İlk aşama, İkinci Dünya Savaşı ardından başlayan yeniden yapılandırma ve inşa çalışmalarının olduğu dönemdir. Bu dönemde, özellikle Avrupa'da, savaşın ardından yaşanan toparlanma ve ekonomik büyüme sürecinin lokomotifi olan enerji endüstrisindeki teşebbüslerin devlet kontrolü altında olması ya da ilgili devlet birimleriyle yakın işbirliği içinde olma politikası benimsenmiştir. Doğal gaz endüstrisindekiler ile birlikte diğer alanlarda da yaratılan teşebbüslerin eylemleri rekabet kurallarından muaf tutulmuş ve kendilerine tahsis edilen münhasır haklar ile (devlet kontrolünde olan) doğal tekeller yaratılmıştır. Dolayısıyla bu dönemde doğal gaz şirketleri²⁰ ile devlet arasında var olan ilişkiler, günümüzde geçerli olan "regülasyon" kavramından ziyade hiyerarşideki ast-üst ilişkisi şeklinde değerlendirilebilmektedir.

İkinci aşama, 1973-1985 arasında yaşanan petrol krizlerinin olumsuz etkilerinin yaygın biçimde kendisini gösterdiği dönemdir. Bu dönemde özellikle arz güvenliği amacıyla tüm enerji sektörüne yönelik yoğun bir regülasyon ve devlet müdahalesi olmasına rağmen, gelişmiş ülkelerin petrol tedarikinde OPEC'e olan bağımlılıkları, bu ülkelerin arz güvenliğini ve ekonomisini tehdit eder hale gelmiş ve millileştirilmiş enerji sektörlerinin var oluş amacını temelden sarsmıştır. Bu durum, özellikle petrole ve dolayısıyla OPEC'e olan bağımlılığın azaltılması için doğal gaz ve nükleer enerji üretimine ağırlık verilerek enerji kaynaklarında farklılaştırmaya gidilmesine neden olmuş ve doğal gazın önemini biraz daha artırmıştır.

²⁰ Bu dönemde kurulan devlet kontrolündeki doğal gaz teşebbüslerine örnek olarak; 1949 yılında Fransa'da kurulan Gdf (Gaz de France), 1962'de İtalya'da kurulan ENEL ve 1972'de İngiltere'de kurulan British Gas Corporation gösterilebilir.

Mustafa Oğuzcan BÜLBÜL

Üçüncü ve son aşama ise, 80'li yılların ikinci yarısından itibaren hız kazanan globalizasyon sürecinin de etkisiyle devletlerarası sınırların kalktığı, ekonomide ve idarede supranasyonel organların oluşturulduğu ve bu organların enerji sektöründe liberalizasyon ve deregülasyon sürecini başlattığı dönemdir. Bu dönemde, doğal gaz piyasasının doğal tekel olan kısımlarına erişimin objektif kriterlere bağlandığı, tüketici tercihi serbestisinin belirli bir zaman sonunda tüm tüketicileri kapsayacak şekilde yaygınlaştırılmasının hedeflendiği ve doğal gaz endüstrisinin doğal tekel niteliğinde olmayan kısımlarında rekabetin tesis edilebilmesi için çalışmaların başlatıldığı dönemdir.

2.3. DOĞAL GAZ ENDÜSTRİSİNDE ETKİN REGÜLASYON KAVRAMI

Doğal gaz endüstrisinin etkin biçimde regüle edilmesi için yapılması gerekenler temel olarak üç ayrı başlık altında incelenebilmektedir (OECD 2002, 90). Bunlar:

a) Endüstriyi oluşturan kısımlardan hangilerinin rekabetçi bir yapıya sahip olabileceğinin, hangilerinin sahip olamayacağını tespit edilmesi

Verimli bir regülasyonun ilk şartı, doğal gaz endüstrisini oluşturan kısımlardan hangilerinin rekabetçi yapıya sahip olabileceğinin tespit edilmesidir. Daha önceki bölümlerde de belirtildiği üzere, doğal gazın üretimi, depolanması ve perakende satışı doğal gaz endüstrisinde rekabetin tesis edilebileceği kısımlardır.

Doğal gaz iletim şebekeleri, ilk yatırım maliyetleri yüksek, marjinal maliyetleri düşük ve aynı zamanda büyük finansman gücü gerektiren yatırımlar olarak nitelendirilmektedir. Bu nedenle iletim aşamasında birden fazla teşebbüsün bulunmasının ekonomik olarak rasyonel olmadığı kabul edilmektedir. Ancak bu durum, iletim hattı sahibi teşebbüsler arasında rekabetin hiçbir zaman tesis edilemeyeceği anlamına gelmemektedir. İletim hattı sahibi teşebbüsler arasında rekabetin tesis edilip edilememesi, ölçek ekonomilerine, doğal gaz talep miktarına ve doğal gaz üretim ve tüketim bölgelerinin coğrafi konumlarına bağlı olarak değişmektedir. Dolayısıyla, belirli bir coğrafi bölgede doğal gaza olan talebin sadece bir iletim hattı tarafından karşılanabilecek miktardan fazla olması, tüketicilerin ve üreticilerin coğrafi konumlarının iletim hatları arasında sürdürülebilir rekabete uygun olması ve iletim hattı sahibi teşebbüslerin ölçek ekonomilerinden faydalanabilmesi durumunda iletim hatları arasında rekabetin tesis edilebilmesi mümkün olmaktadır.

Doğal gazın iletimi aşamasında tesis edilebilecek rekabetin hem üretim hem de dağıtım aşamalarını pozitif yönde etkileyecek olumlu sonuçları olacağı

ileri sürülmektedir (OECD 2002, 91). Ancak dünyada sadece belirli ülkelerde iletim hatları arasında rekabet tesis edilebilmiş olması nedeniyle doğal tekel niteliği olan iletim ve dağıtımda regülasyona; doğal gaz endüstrisinde de bir regülatöre ihtiyaç duyulmaktadır.

Yerel gaz dağıtım faaliyetinin yoğunluk-ekonomileri²¹ özelliğini göstermesi, doğal gaz dağıtım aşamasının neredeyse tüm ülkelerde doğal tekel özelliğine sahip olmasına neden olmuştur (Kahn 1971, 152-153). Bunun en önemli nedeni ise, YDF'lerin, büyük tüketicilere göre daha az miktarda tüketim yapan ve belirli bir coğrafi alan içerisinde oldukça dağılmış olarak bulunan küçük tüketicilere doğal gaz ulaştırabilmek için yaptıkları yatırımlarının geri dönüşümünü ancak bu şekilde yapabilecek olmasıdır.

YDF'lerin doğal tekel statüsünün olması, onların sürekli regüle edilmeleri gerekliliğini doğurmuştur. YDF'lerin regülasyonu ve izlenmesinden sorumlu olan idari otoritenin modeli ülkeden ülkeye farklılık göstermektedir. Bu otoritelerin görevleri; doğal gazın tedarikinin düzenli ve güvenilir olmasını sağlamak, YDF'lerin tüketicilere sunduğu hizmetin güvenilirliğini ve kalitesini denetlemek, YDF'lerin yaptıkları altyapı yatırımlarının karşılığını alabilecekleri rasyonel bir getiri oranını belirlemek, tüketiciler açısından da makul olan fiyatların oluşmasını sağlamak, YDF'lerin sorumlu oldukları coğrafi bölgelerdeki tüm tüketicilerin doğal gaz tedarik edebilmesi için yapılması gerekli altyapı yatırımlarını teşvik etmek ve bu yatırımların ilgili mevzuata uygunluğunu denetlemek olarak özetlenebilir.²²

Doğal gazın yerel olarak dağıtım aşamasında birden fazla yerel dağıtım hattı sahibi teşebbüsün bulunması ve bu dağıtıcı teşebbüsler arasında rekabetin tesis edilmesi teorik olarak mümkün değildir. Ancak bu durum doğal gazın perakende satışı aşamasında rekabetin tesis edilemeyeceği anlamına gelmemektedir. Özellikle son yıllarda yerel dağıtım hatlarına üçüncü kişilerin erişimi hususunda yaşanan gelişmeler ve ST olan tüketicilerin sayısının hızla artması sonucunda kurulan DGPF'lerin, belirli coğrafi bölgelerde münhasıran doğal gaz satan YDF'lerin yerel dağıtım ağlarını (bedeli karşılığı) kullanarak doğal gazın ST'lere pazarlanması aşamasında YDF'ler ile rekabet edebilmesi ve her dağıtım bölgesinin rekabetçi pazarlar haline getirilebilmesi (ST olabile limitleri de zamanla düşürülerek) mümkündür.

²¹ Yoğunluk-ekonomileri, sorumlu olduğu coğrafi bölge sınırları içerisinde gerekli olan düşük çaplı ve basınçlı boru hatları ağına bir defa yatırım yapmış olan bir YDF'nin, bundan sonra sistemine dahil edeceği her bir yeni tüketicinin marjinal faydasının marjinal maliyetinden daha büyük olması anlamına gelmektedir.

²² www.naturalgas.org

b) Rekabetçi bir yapıya sahip olabilecek kısımlarda etkin rekabetin sağlanabilmesi için yapılması gerekenlerin tespit edilmesi

Doğal gaz endüstrisinin üretim, depolama ve pazarlama kısımlarındaki faaliyetler iletim ve dağıtım faaliyetine göre rekabetçi olarak nitelendirilebilecek özelliktedir. Ancak bu durum, bu kısımlarda rekabetin tesis edilebilmesi ve bu rekabetin sürdürülebilir olması için belirli temel özelliklerin mevcut olması gerekliliğini ortadan kaldırmamaktadır.

Üreticiler arasındaki rekabetin; üretici teşebbüslerin ölçek ekonomilerinden faydalanabilmesi için gerekli kapasiteye sahip olması, ülkede ekonomik açıdan yatırım yapmaya müsait birden fazla doğal gaz sahasının bulunması ve birbiriyle ikame edilebilir nitelikteki birden fazla doğal gaz sağlayıcısından doğal gaz ithal edilebilmesi durumunda mümkün olabileceği ileri sürülmektedir (Armstrong, Cowan ve Vickers 1999, 246). Doğal gazın pazarlanması aşamasında ise rekabetin tesisi ancak YDF'lerin sorumlu oldukları coğrafi bölgedeki tek doğal gaz satıcısı olmalarının sona erdirilmesine; diğer bir deyişle DGPF'lerin kurularak YDF'ler ile perakende satışta rekabet edebilmesine bağlı olduğu kabul edilmektedir. Depolama açısından durum değerlendirildiğinde ise, bu kısımda faaliyet gösteren teşebbüsler arasında rekabetin sağlanabilmesinin ilk şartının öncelikle yeterli sayıda depolama tesisinin (yeraltı ve/veya yerüstü) bulunması olduğu görülmektedir.

Bu şartlara sahip olan bir ülkede üretimde, depolamada ve perakende satış aşamasında rekabetin sağlanabilmesi mümkün olmakla beraber; yaratılan bu rekabet ortamının süreklilik gösterebilmesi için doğal gaz endüstrisini oluşturan kısımlarda faaliyet gösteren teşebbüslerin iletim ve dağıtım şebekesi ile depolama tesislerine ayrımcı uygulamalara maruz kalmadan erişebilmesi (*üçüncü kişi erişimi*), tüm tüketicilerin kendi sağlayıcısını seçebilmesine olanak tanıyan yasal düzenlemelerin yapılması (*tüketici tercihi serbestisi*) ve endüstride dikey bütünleşik şekilde faaliyet gösteren tüm teşebbüslerin ayrıştırılması (*ayrıştırma*) gerekmektedir.

Üçüncü kişi erişimi, doğal gaz tedariki sürecinde bedelini ödeyen herkesin kurulu boru hattı kapasitesinin imkan verdiği ölçüde doğal tekel niteliğindeki iletim ve dağıtım hizmetleri ile özellikle mevsimsel talep değişimlerinin en uygun maliyetle karşılanabilmesinde çok önemli rolü olan depolama tesislerinden yararlanabilmesidir Doğal tekel niteliğindeki iletim ve dağıtımda regüle edilmiş fiyatlarla faaliyet gösteren dikey bütünleşik bir teşebbüsün, doğal gaz endüstrisinin rekabetçi ve regüle edilmemiş kısımlarında ayrımcı uygulamalar yaparak doğal tekel kısmında regüle edilmiş fiyatların yol açtığı gelir kaybını telafi etme güdüsü içinde olması nedeniyle, bu teşebbüslerin

şebeke erişiminde ayrımcı uygulamalar yapmasının önlenmesi gerekmektedir (OECD 2002, 92).

Tüketici tercihi serbestisi, ST statüsünde olan tüketicilerin kendi doğal gaz sağlayıcılarını seçebilme özgürlüğüdür. Bu noktada yanıtlanması gereken soru, rekabet ortamının yaratacağı faydadan azami ölçüde yararlanabilmek için tüm tüketicilerin ST statüsüne getirilmesinin zorunlu bir seçim mi olduğu; yoksa şu anda birçok ülkede halen uygulanmakta olan ve sadece belirli tüketim miktarı eşiklerinin üzerinde kalan tüketicilerin mi ST olması gerektiğidir. Bu soruya verilecek yanıt, yerel dağıtım hattına ilişkin yapılan regülasyonun ne derece işlevsel olduğu ile doğrudan ilgilidir. Şöyle ki, YDF'lere yönelik regülasyon YDF'lerin tüm tüketiciler hesabına en makul fiyatlarla doğal gaz almasını ve etkin bir piyasa oyuncusu olarak faaliyet göstermesini sağlıyorsa, küçük miktarlarda doğal gaz tüketen tüketicilerin ST yapılmasının ilave faydasının düşük olacağı ileri sürülmektedir. (OECD 2002, 99).

Ancak farklı ülke örnekleri incelendiğinde, YDF'lere uygulanan regülasyon rejimlerinin hem beklenen ölçüde başarılı olamadığı hem de YDF'lerin küçük tüketiciler adına etkin bir pazar oyuncusu olarak hareket etmediği görülmektedir. Bu durum özellikle gaz üreticileri arasındaki rekabeti olumsuz etkilemekte ve etkin biçimde faaliyet göstererek en uygun fiyatla üretim yapan doğal gaz üreticilerinin doğal gaz satmasını zorlaştırmaktadır.

Bu bilgiler ışığında, belirli bir geçiş dönemi sonunda tüm tüketicilerin ST olması sayesinde ortaya çıkan tüketici tercihi serbestisinin; üreticiler arasında rekabetin sağlanması, YDF'lerin bağlı servis hizmetinin tercih edilme oranının düşmesi ve bu düşüşe paralel olarak YDF'lerin asıl işi olan doğal gaz dağıtımına yönelmesinin sağlanması bakımından önemlidir (OECD 2002, 99).

Doğal gaz tedarikinde ST sayısının artırılmasının ve bu çerçevede sağlanan tüketici tercihi serbestisinin yararları olduğu gibi, bu serbestinin ilave maliyetleri de bulunmaktadır. Bu ilave maliyetlerden en önemlisi, sayıları oldukça fazla olan ST'lerin (kendileri adına işlem yapan YDF'lerin aradan çıkarılması durumunda) doğal gaz tedarik edebilmek için yapacağı milyonlarca sözleşmenin ortaya çıkaracağı işlem maliyetleridir (transaction cost). Ortaya çıkan bu problem tüketiciler tercihi serbestisinin neden olduğu faydayı en az etkileyecek şekilde çözülebilmesi ancak DGPF'lerin sayısının artırılması ile mümkün olabilmektedir. Şöyle ki, DGPF'ler, küçük ve orta ölçekli tüketicilerin doğal gaz talebini topladıktan sonra; doğal gaz üreticileri, doğal gaz iletim şirketleri ve YDF'ler ile pazarlık ederek müşterilerine en makul fiyatlarla doğal gaz ulaştırmak için çalışan kuruluşlardır. Bu firmaların sayısının artması, hem işlem maliyetlerinin azaltılması hem de DGPF'lerin arasında rekabetin tesis edilmesi bakımından önemlidir.

Mustafa Oğuzcan BÜLBÜL

Ayrıştırma (unbundling), doğal gaz endüstrisindeki teşebbüslerin dikey bütünleşik yapılarının ayrıştırılması anlamına gelmektedir. Ayrıştırma, aynı piyasadaki teşebbüsler arasında ayrımcılık yapılmasını ve farklı piyasadaki teşebbüsler arasındaki çapraz sübvansiyonu engellediği için doğal gaz endüstrisinde rekabetin sağlanmasında önemli rol oynamaktadır. Regülasyonun etkin bir şekilde yapılabilmesi için, regüle edilen ve rekabetçi olan piyasalarda aynı anda faaliyet gösteren teşebbüslerin ayrıştırılmasına ihtiyaç duyulmaktadır.

Ayrıştırma, doğal gaz endüstrisinde faaliyet gösteren teşebbüsler hakkında doğru bilgiye ulaşmayı kolaylaştırdığı ve çapraz sübvansiyonu önlediği için de önemlidir. Dikey ayrıştırmanın en önemli dezavantajı ise kapsam ekonomilerini yok etmesidir (OECD 2001, 19). Ancak bu görüşün özellikle doğal gaz endüstrisi özelinde çok gerçekçi olmadığı ve ayrıştırmanın yaratacağı rekabet ortamının neden olacağı faydanın; ayrıştırmanın neden olacağı etkinlik kaybının ortaya çıkaracağı zarardan daha büyük olacağı ileri sürülmektedir (Braeutigam 1990, 122).

Doğal gaz endüstrisinde dikey biçimde faaliyet gösteren teşebbüslerin ayrıştırılabilmesi için üç ana metot bulunmaktadır (Cameron 2002, 26). Bunlar:

- *Tam Yapısal Ayrıştırma (Mülkiyet Ayrıştırması)*: Doğal gaz endüstrisinde dikey bütünleşik biçimde faaliyet gösteren bir teşebbüsün, üretim, iletim, dağıtım ve/veya pazarlama faaliyetlerini yürüten bölümlerinin ayrı ayrı tüzel kişiliklere dönüştürülmesidir.
- *Fonksiyonel Ayrıştırma (Hukuki Ayrıştırma)*: Doğal gaz endüstrisinde dikey bütünleşik biçimde faaliyet gösteren bir teşebbüsün, üretim, iletim, dağıtım ve/veya pazarlama faaliyetlerini yürüten bölümlerinin ayrı ayrı tüzel kişiliklere sahip olacak şekilde ayrıştırılması yerine; aynı şirket çatısı altında, doğal gaz endüstrisini oluşturan kısımlarda birbirinden bağımsız olarak faaliyet gösterip karar alabilme imkanına sahip birimler oluşturulmasıdır.
- *Hesapların Ayrıştırılması (Muhasebe Ayrıştırması)*: Doğal gaz endüstrisinde dikey bütünleşik biçimde faaliyet gösteren bir teşebbüsün, üretim, iletim, dağıtım ve/veya pazarlama faaliyetlerini yürüten bölümlerinin muhasebelerinin birbirinden ayrı olarak tutulmasıdır. Bu tür ayrıştırmanın amacı, endüstrinin farklı kısımlarında faaliyet gösteren birimlerin daha şeffaf bir yapıya sahip olması ve bu birimler arasında herhangi bir çapraz sübvansiyonun ve buna bağlı olarak ortaya çıkması muhtemel ayrımcı uygulamanın önüne geçilmesidir.

c) Rekabetçi olmayan kısımlarda etkin bir fiyat regülasyonu yapılması

Regülasyonun amacı, herhangi bir mal ya da hizmet piyasasında rekabetin tesis edilememesi ya da rekabetin yetersiz olması durumunda ortaya çıkan ve sosyal açıdan arzu edilmeyen olumsuzlukların düzenleyici otorite tarafından doğrudan müdahale edilerek ortadan kaldırılmasıdır (Train 1997, 2).

Doğal gaz endüstrisinin doğal tekel olan kısımlarının regüle edilmesi sonucunda piyasadaki eksik rekabetin ortaya çıkardığı etkinlik kaybının azaltılması söz konusu olsa da, regülasyonun neden olduğu doğrudan ya da dolaylı maliyetlerin de göz ardı edilmemesi gereklidir. Akcollu (2003, 9), *“Doğal tekelin regüle edilmesi için gerekli olan maliyet, rekabetçi yapı yerine monopolcü yapıda kalınması ile elde edilecek faydadan az ise monopolün regüle edilmesi yoluna gidilmesi mantıklı olmaktadır. Kısaca, herhangi bir doğal tekelin regülasyonunun faydası maliyetinden fazlaysa, bu doğal tekeli regüle etme yolu tercih edilmelidir”* diyerek regülasyonun neden olduğu maliyetlere dikkat çekmektedir.

Doğal gaz endüstrisinin regülasyonundan sorumlu idari otoritenin önünde her birinin avantajları ve dezavantajları birbirinden farklı olan çeşitli fiyat regülasyonu alternatifleri bulunmaktadır (Guasch ve Spiller 1999, 71). Bunlar *“maliyet artı”* (getiri oranı), *“tavan fiyat”* ve *“görelî rekabet”* regülasyonudur. Bu regülasyon türlerinden en yaygın olarak uygulananları ise getiri oranı regülasyonu ile tavan fiyat regülasyonudur²³. Bu fiyat regülasyonlarından hangisinin uygulanacağı, regülasyonun yapıldığı ülkenin doğal gaz endüstrisinin sahip olduğu özelliklere ve siyasi otoritenin enerji alanında benimseyeceği politikalara bağlı olarak şekillenmektedir. Ancak uygulamadaki örnekler incelendiğinde, tavan fiyat regülasyonunun diğer seçeneklere göre daha olumlu sonuçlar verdiği de unutulmamalıdır.

2.4. DOĞAL GAZ ENDÜSTRİSİ DÜZENLEYİCİ KURUMLARI İLE REKABET KURUMU’NUN İLİŞKİLERİ

Doğal gaz endüstrisinde rekabetin korunması görevinin kime verilmesi gerektiği tartışmalı bir konudur. Bazı ülkelerde düzenleyici kurumlar rekabetin artırılması, hatta sektörde özel rekabet kurallarının oluşturulması ve uygulanması ile görevlendirilirken, bazı ülkelerde tüm sektörlerden sorumlu olan rekabet kurumları bu görevi doğal gaz endüstrisinde de yerine getirmektedir. Rekabet kurumları ile düzenleyici kurumlar arasında nasıl bir görev paylaşımı yapılacağı her ülkenin kendine özgü hukuki altyapı ve geçmiş regülasyon tecrübelerine

²³ Daha ayrıntılı bilgi için bkz: Ardiyok 2002, 56-64; Akcollu 2003, 11-13; Viscusi, Vernon ve Harrington 2000, 297-335.

Mustafa Oğuzcan BÜLBÜL

bağlıdır. Buna ek olarak kurumların karşılaştırmalı avantajları ve sinerji konuları da göz ardı edilmemelidir (Akcollu 2003, 16).

Birçok ülkenin rekabet kurumları doğal gaz endüstrisindeki reform çalışmalarında önemli danışmanlık ve tüketici koruma rolü üstlenmişlerdir. Rekabet otoritelerinin katkısı özellikle endüstrinin yapılanması (hakim durumdaki yerleşik şirketin -BOTAŞ- dikey veya yatay olarak ayrıştırılması vb.), piyasadaki rekabeti bozmadan yükümlenilen maliyetlerin finanse edilmesi ve evrensel hizmet zorunluluklarının yerine getirilmesi konularında olmaktadır (OECD 1999, 7).

Piyasada rekabetin sağlanmasına ilişkin yetkinin bir sektörel düzenleyici kurul tarafından münhasıran veya rekabet kurumları ile eşzamanlı olarak kullanılması;

- Rekabet mevzuatının yorumlanmasında ve uygulanmasında çelişkili sonuçlara,
- Aynı fiile yönelik farklı veya mükerrer yaptırımlara,
- Zaman ve kaynak israfına,
- Teşebbüsler bakımından belirsizliğe,
- Teşebbüslere gereğinden fazla yükümlülük getirilmesi suretiyle piyasada aşırı müdahaleye

yol açabilmektedir.

Düzenleyici kurumlara nazaran rekabet konusunda daha fazla uzmanlık, tecrübe birikimi ve kurumsal kültüre sahip olan rekabet kurumlarının, piyasaların rekabetçi olmayan davranışlara karşı korunması ve birleşme/devralmalara izin verilmesinden sorumlu olmaları yerinde olacaktır. Bunun yanında, teknik regülasyon sektöre ilişkin detaylı bilgi (maliyetler, ölçek ekonomileri, vb.), sektöre özel uygulamalar ve sektörün sürekli olarak gözlemlenmesini gerektirmektedir. Düzenleyici kurumlar sektöre özel konulardaki uzmanlıklarından dolayı sektördeki teknik regülasyonlardan sorumlu olmalıdırlar. Rekabet kurumları ile sektöre özel düzenleyici kurumların işbirliği içinde çalışmaları, teknik standartların oluşturulması ve uygulanması sırasında rekabetin bozulmaması ya da engellenmemesi için önem arz etmektedir (OECD 1999, 8-10). Özellikle doğal tekel konumundaki piyasalarda (iletim ve dağıtım) doğal gazın pazarlanması ile iştigal eden şirketlerin bu piyasalara erişimlerinin düzenlenmesi hem teknik regülasyon hem de şirketlerin hakim durumlarını kötüye kullanmalarının (ayrımcılık yapmaları, vb.) engellenmesini gerektirmektedir. Bu yüzden üçüncü şahısların erişimi konusu her iki kurumun işbirliği içinde çalışmasını gerektiren önemli konulardandır.

Rekabet Kurumu Uzmanlık Tezleri Serisi

Ülkemizde doğal gaz endüstrisinin düzenleyici kurumu olan EPDK, Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı (ETKB) ve Rekabet Kurumu arasında olması gereken düzeyde işbirliği ve koordinasyon bulunmamaktadır. ETKB ve EPDK tarafından doğal gaz endüstrisine ilişkin önemli düzenlemeler yapılırken Rekabet Kurumu'nun görüşü alınmaktaysa da, alınan görüşler kâğıt üzerinde kalmakta ve Rekabet Kurumu tarafından gönderilen görüşler dikkate alınmadan kararlar verilmektedir. Nitekim Rekabet Kurulu tarafından 24.11.2000 tarihinde “Şehirlerde doğal gaz dağıtım hizmeti vermek üzere kurulan sermaye şirketlerine izin verme işlemleri hakkında” Bakanlar Kurulu karar taslağına ilişkin olarak ETKB'ye gönderilen 2926 sayılı görüşteki “...*Botaş'a 397 sayılı Kanun Hükmünde Kararname ile tanınan ithalat tekelinin kaldırılması... Doğal gaz depolarının ve ulusal iletim hattının kullanımının düzenlenmesi ve bunları kullananlar arasında ayrımcı uygulamaya yol açmayacak bir yapılanmanın oluşturulması... Dağıtım aşamasında, dağıtım ve satış işlemlerinin birbirinden ayrılabilmesine olanak tanıyan bir sistemin oluşturulması ve doğal tekel niteliği arz eden dağıtım hizmetlerinin, ileride oluşacak perakende satış şirketleri arasında tüketici tercihine olanak tanıyacak şekilde düzenlenmesi... Nakliye ve dağıtım kanallarının işletilmesiyle alım-satım niteliğindeki ticari işlemlerin birbirinden ayrılması... Nakliye ve dağıtım hizmetleri pazarıyla ticari faaliyetlerde yatay ve dikey entegrasyona gidilmesi yoluyla hakim durum yaratılmasına izin verilmemesi...*”²⁴ şeklindeki tespitler ile ETKB tarafından hazırlanan 4646 sayılı Kanun taslağına ilişkin olarak Başbakanlık Kanunlar Kararlar Genel Müdürlüğüne 3.4.2001 tarih, 754 sayı ile gönderilen Kurum görüşündeki “...*Kamu elinde bulunan ve tekel nitelikleri taşıyan sektörlerin serbestleştirilmesi çalışmalarında dikkate alınması gereken noktalardan biri, tüketicilerin seçme özgürlüğüne sahip olmalarının sağlanmasıdır. Bu nedenle, doğal gaz piyasasını düzenleyecek Kanun'un ithalat, üretim, iletim ve dağıtım faaliyetleriyle beraber doğal gaz perakende satışına ilişkin serbest olmayan tüketiciye (abone) de seçme şansı tanıyan düzenlemeler içermesinin gerektiği düşünülmektedir... Bununla birlikte... söz konusu kanun yürürlüğe girdiğinde perakende satış hakkının dağıtım şirketlerinin tekelinde kalmasının planlandığı anlaşılmaktadır. Bu noktada tanımlar maddesine perakende satış ve perakende satış şirketi tanımlarının da eklenmesi ve perakende satış işleminin dağıtım firmalarının tekelinden alınarak piyasadaki diğer faaliyetlerde olduğu gibi lisansa tabii bir piyasa faaliyeti haline getirilmesinin*”²⁵ ... gerektiği

²⁴ Rekabet Kurumu 2. Yıllık Rapor (2001), s. 5.

²⁵ 4646 sayılı Doğal Gaz Piyasası Kanunu'nun kanunlaşma sürecinde perakende satışın dağıtımdan farklı bir faaliyet olduğu ve farklı bir piyasa faaliyeti olarak düzenlenmesi gerektiği dile getirilmemiştir. Perakende satış, ETKB tarafından oluşturulan taslağın, Başbakanlık'ça TBMM'ye sevk edilen tasarımların, Komisyon'lardan geçen metinlerin ve Resmi Gazete'de yayımlanan kanun metninin “Tanımlar” başlıklı 3. maddesinin 12. bendinde yer almış ancak bu metinlerin tümünde dağıtım faaliyetinin kapsamı içinde değerlendirilmiştir. Tanımlar başlıklı 2. maddenin dağıtım ve

Mustafa Oğuzcan BÜLBÜL

düşünülmektedir”²⁶ şeklindeki isabetli tespitlerin göz ardı edilmesi ve ETKB ile EPDK’nın işin rekabet boyutunu tamamen ihmal ettiklerinin bir göstergesidir. Bu tutum, Rekabet Kurumu tarafından da tespit edilmiş olacak ki, ETKB’ye 4646 sayılı Kanun taslağına ilişkin olarak gönderilen Kurum görüşünde “Doğal Gaz Piyasası Kanunu Taslağının esas amacı doğal tekel niteliğinde olan doğal gaz piyasasının serbestleştirilmesi ve piyasada rekabet ortamının yaratılmasıdır. Piyasanın rekabete açılması sırasında, Kurum’un 4054 sayılı Rekabetin Korunması Hakkında Kanun’da öngörülen temel rekabet hukuku prensiplerini göz önünde bulundurması ve birincil görevi mal ve hizmet piyasalarında rekabetin korunmasını sağlamak olan Rekabet Kurumu ile işbirliği içinde olması bu Kanun’un amacı gereğidir. Kanun yürürlüğe girdikten sonra, doğal gaz piyasasının rekabete açılması sürecinde, Kurum’un buna ilişkin olarak hazırlayacağı yönetmelikler, tebliğler, lisanslar, şartnameler gibi sair düzenlemelerin hazırlanma sürecinde Rekabet Kurumu’nun görüşünün alınması, yeni yeni rekabete açılan bu piyasanın sağlam, sağlıklı ve rekabetçi bir yapıda oluşması için gerekli görülmektedir. Bu sebeple, Doğal Gaz Piyasası Düzenleme Kurulu’nun²⁷ görevlerinin sıralandığı 10’uncu maddesinin 5. fıkrasının (1) bendinden sonra gelmek üzere... Kanunun uygulanması ile ilgili olarak doğal gaz piyasasının rekabete açılması ve bu piyasada rekabetin oluşturulması sürecinde 4054 sayılı Rekabetin Korunması Hakkında Kanunun temel prensiplerini dikkate almak ve bu konudaki yönetmelik ve sair düzenlemeleri Rekabet Kurumu’nun görüşünü alarak hazırlamak” ifadesinin eklenmesi önerilse de, bu öneri de diğerleri gibi dikkate alınmamıştır.

Sonuç olarak, enerji sektörünün serbestleştirilmesi ve AB mevzuatına uyumlu hale getirilmesi için ETKB, EPDK ve Rekabet Kurumu arasında gerekli koordinasyonun sağlanması ve söz konusu kurumların, doğal gaz endüstrisinin liberalizasyonu için vazgeçilmez kurumlardan birisi olan Rekabet Kurumu’nu bu sürecin dışında bırakmaması gerekmektedir.

hatta Kanun’un TBMM Genel Kurulu’nda görüşülmesi sırasında, dağıtım şirketlerinin ekonomik darboğaza girmesi ve taahhütlerinde büyük ölçüde güçlükler neden olacağı kaygısıyla, serbest tüketici limitinin 25 milyon m³’e çıkarılması yönünde bir önerge dahi verilmiştir (T.B.M.M Tutanak Dergisi, Dönem 21, Cilt:60, Yasama Yılı: 3, 86. Bileşim, 18.4.2001 Çarşamba).

²⁶ Rekabet Kurumu 3. Yıllık Rapor (2002), s. 85-87.

²⁷ 4646 sayılı Doğal Gaz Piyasası Kanunu ile Elektrik Piyasası Düzenleme Kurumu’nun adı Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu (EPDK) olarak değiştirilmiş ve Kurumun elektrik sektöründeki regülasyon görevine ek olarak doğal gaz endüstrisinin regülasyonu da eklenmiştir.

BÖLÜM 3

DOĞAL GAZ PİYASASININ YENİDEN YAPILANDIRILMASI SÜRECİNDE FARKLI ÜLKE UYGULAMALARI

3.1. ABD UYGULAMALARI

ABD’de doğal gaz endüstrisine ilişkin ilk düzenlemeler 1850–1860 yılları arasında yapılmıştır. Sektörün ABD’de oluşmaya başladığı yıllarda doğal gazın tüketicilere ulaştırılması faaliyeti eyalet yönetimlerinin sahibi olduğu teşebbüsler tarafından yapılmaktaydı. Bu teşebbüslerin her biri, dağıtımın birden fazla teşebbüs tarafından yapılmasının ekonomik olmadığı düşüncesi çerçevesinde kendi bölgelerinde doğal tekel olarak faaliyet göstermekteydi.

20. yüzyılın başına gelindiğinde eyalet yönetimleri, eyaletler arası doğal gaz ticaretini düzenleyen yeni kurallar üzerinde mutabık olmuş ve bu kurallar çerçevesinde her eyaletteki doğal gaz dağıtımının tarifelerini düzenleyecek Kamu Şirketleri Komisyonları (PUC) kurulmuştur. İlerleyen zaman içerisinde boru hattı teknolojisinin gelişmesi ve doğal gazın daha uzun mesafelere ekonomik olarak taşınabilmesi, doğal gaz dağıtımına ilişkin faaliyetlerin her eyaletin yasal olarak yetkili olduğu sınırların dışına taşmasına ve bu sebeple PUC’lerin düzenlemelerinin çoğunlukla yetersiz kalmasına neden olmuştur.²⁸ Bu yetersizliği ortadan kaldırmak için 1911–1928 yılları arasında bazı eyalet yönetimleri tarafından yapılan çeşitli düzenlemeler, Amerikan Yüksek Mahkemesi tarafından yapılan “...Eyaletler arasında doğal gaz iletimi yapan teşebbüslerin eyaletlerin sahip olduğu regülasyon yetkisinin kapsamında olmadığı...” şeklindeki yorumu nedeniyle sonuçsuz kalmıştır.

Eyalet yönetimlerinin yetersizliği ve doğal gaz endüstrisindeki kargaşanın artması, federal yönetimin ilk defa doğrudan müdahalesi ve katkısı ile hazırlanan ve doğal gaz endüstrisinin regülasyonuna ilişkin hükümler içeren Doğal Gaz Yasası’nın (Natural Gas Act) 1938 yılında kabul edilmesine neden

²⁸ www.naturalgas.org

Mustafa Oğuzcan BÜLBÜL

olmuştur (Shiverly ve Ferrare 2004, 72). Bu yasa ile eyaletler arası iletim yapan teşebbüslerin iletim ve satışa ilişkin tüm faaliyetlerinin regülasyonu ve uygulanacak tarifelerin belirlenmesi hususunda 1920 yılında kurulmuş olan Federal Enerji Komisyonu'na (FPC) yetki verilmiştir.

Doğal Gaz Yasası, doğal gazın üreticilerden iletim hattı sahibi teşebbüslere satılması hususunda herhangi bir düzenleme getirmemiştir. Doğal gaz üreticilerinin regülasyonuna ilişkin dönüm noktası olan karar, Amerikan Yüksek Mahkemesi'nin 1954 yılındaki *Phillips Petroleum Co. V. Wisconsin*²⁹ kararıdır. Yüksek Mahkeme bu kararında, eyaletler arasında doğal gaz iletimi yapan teşebbüslere doğal gaz satan üreticilerin de Doğal Gaz Yasası'nda tanımlanan "doğal gaz teşebbüsleri" tanımını kapsamına girdiğine ve bu nedenle doğal gaz üreticilerinin fiyatlarının da FPC'nin regülasyonuna tabi olduğuna hükmetmiştir (Shiverly ve Ferrare 2004, 73).

1954–1960 yılları arasında FPC, her bir doğal gaz üreticisinin fiyatlarının regülasyonu hususunda gayret göstermiş ve her üreticinin uygulayacağı fiyatı hesaplamaya çalışmıştır. Ancak bu durum kısa sürede FPC'nin içinden çıkamayacağı bir idari yük haline gelmiş ve 1959 yılında FPC'ye yapılan 1.264 başvurudan sadece 240 tanesi sonuçlandırılabilmiştir.³⁰

Başvuruların sonuçlandırılmasındaki bu gecikmeler, doğal gaza ilişkin tarifelerin her bir üretici bazında tespit edildiği yöntemin değiştirilmesine ve tarifelerin ABD'nin coğrafi bölgelere ayrılması suretiyle belirlenmesine neden olmuştur. Bu bağlamda, FPC, ABD'yi beş ayrı coğrafi bölgeye ayırmış ve her bir bölge için 1959–1960 arasındaki doğal gaz satış sözleşmelerindeki ortalama fiyatlara göre bir tavan fiyat tespit etmeyi hedeflemiştir.

FPC, uygulamada karşılaşılan zorluklar üzerine bölgesel fiyat tespiti sisteminin de rasyonel ve etkin bir sistem olmadığına karar vererek 1974 yılında tüm ülke çapında geçerli olacak tavan fiyat regülasyonuna geçme kararı almış ve bu tavan fiyatı da 0.42 \$/mmk olarak tespit etmiştir.³¹ Bu oran, 1954 yılından itibaren yapılan düzenlemelere konu olan doğal gaz fiyatlarının yaklaşık iki katı da olsa, yine de pazarda arz talep dengesi ile oluşan doğal gaz fiyatından aşağıda kalan bir fiyat olmuştur. 70'li yılların başından itibaren ortaya çıkan petrol krizleri nedeniyle petrol fiyatları artmasına rağmen doğal gaz fiyatlarının suni olarak düşük tutulması, tüketicilerin talebinin doğal gaza kaymasına neden olmuş ve bu süreç sonucunda dikkate değer bir talep fazlası ortaya çıkmıştır (Shiverly ve Ferrare 2004, 73).

²⁹ Phillips Petroleum Co. v. Wisconsin, 347 U.S., 672, 1954.

³⁰ www.naturalgas.org

³¹ www.naturalgas.org

Ülke çapında yaşanan tedarik sıkıntıları, federal anlamda bir müdahale daha yapılması gereğini doğurmuş ve bu süreç, Kongre'nin Kasım 1978'de Ulusal Enerji Kanunu'nun bir parçası olarak Doğal Gaz Politikası Kanunu'nu (NGPA) çıkarması ile yeni bir boyut kazanmıştır (Shiverly ve Ferrare 2004, 73). Bu kanunun en temel üç amacı; tüm ABD çapında tek bir pazarın yaratılması, arzın talep ile dengelenmesi ve doğal gazın fiyatının pazar güçleri tarafından belirlenmeye bırakılmasıdır. Bu amaçlara ulaşmak için pazarın işleyişini kontrol ederek gerekli müdahaleleri zamanında ve gereken ölçüde yapabilecek yeni bir federal otorite kurulması öngörülmüş ve FPC ortadan kaldırılarak yerine daha geniş yetkiler ile Federal Enerji Düzenleme Komisyonu (FERC) kurulmuştur (Shiverly ve Ferrare 2004, 74). NGPA çerçevesindeki uygulamalar sonucunda yükselen doğal gaz fiyatları, özellikle 70'li yıllarda ortaya çıkan talep fazlasını ortadan kaldırmış ve 1980–1985 arasında doğal gaz piyasasının işleyişini olumlu yönde etkilemiştir.

FERC, 1985 yılında 436 no'lu kuralı yayımlayarak eyaletler arasında iletim faaliyetinde bulunan teşebbüslere ilişkin düzenlemelerde değişiklik yapmıştır.³² Bu kural, eyaletler arası iletim yapan teşebbüslerin (gönüllülük ilkesi çerçevesinde) istedikleri takdirde bir doğal gaz taciri olarak değil, sadece doğal gaz taşıyıcısı olarak faaliyet göstermelerine imkan tanımıştır. Bu bağlamda, iletim hattı sahiplerinin kendilerinden doğal gaz iletimi talep eden müşterilerine sadece taşıyıcılık hizmeti vermesine izin verilmekte, taşıyıcılık hizmeti veren teşebbüsün doğal gaz endüstrisinin diğer kısımlarında faaliyet gösteren yavru şirketleri lehine müşterileri arasında ayrımcı uygulamalarda bulunması yasaklanmakta ve iletim hattı sahibi teşebbüslerin müşterilerine uygulayacağı oranların üst ve alt sınırları tespit edilerek, söz konusu teşebbüslerin bu sınırlar arasında kalan kısımda serbestçe hareket edebilmelerine olanak tanınmaktadır. Bu bakımdan 436 no'lu kural, doğal gaz endüstrisinde yarattığı serbest erişim (open access) imkanı çerçevesinde tüketicilere doğal gaz tedariki hususunda kendi istedikleri seçimleri yapabilme olanağını ilk olarak getiren düzenleme olarak da kabul edilmektedir (Costello ve Duann 1996, 1).

İletim hatlarına sınırlı da olsa serbest erişimin sağlanmasının ardından yaşanan gelişmelerden bir diğeri de “al ya da öde” sözleşmelerin yarattığı olumsuzluklara ilişkin çözüm bulma çabalarıdır. Tüketicilerin kendi doğal gaz sağlayıcısını seçebilmesinin neden olduğu rekabet nedeniyle düşen doğal gaz fiyatları, yüksek fiyatla bağtadıkları sözleşmelerde üzerinde anlaşılan miktarda doğal gazı üreticilerden almak; al(a)masa bile üreticilere belirli miktarda tazminat ödemek zorunda olan iletim şirketlerini finansal açıdan zor durumda bırakmıştır. İletim şirketlerinin içine düştüğü durumu düzeltebilmek için 500 no'lu kural 1987 yılında FERC tarafından kabul edilerek yürürlüğe girmiştir.

³² www.naturalgas.org

436 no'lu kural, doğal gaz endüstrisinin farklı kademelerinde aynı anda faaliyet gösteren teşebbüslerin bu faaliyetlerinin ayrıştırılabilmesine imkan tanımış olsa da bu kural ile öngörülen uygulamalar tamamen gönüllülük esasına dayanmaktaydı. FERC tarafından 1992 yılında yayımlanan ve yeniden yapılandırma ve deregülasyon sürecinin en son halkası olarak tanımlanan 636 no'lu kural ise, 436 ve 500 no'lu kurallar ile deregülasyon anlamında öngörülen düzenlemeleri bir adım daha ileri götürmüş ve doğal gaz endüstrisindeki ayrıştırmayı kanuni bir zorunluluk haline getirmiştir (Costello ve Duann 1996, 2). Bu zorunlu ayrıştırma ile iletim hattı sahibi teşebbüslerin doğal gaz endüstrisindeki tüccar kimliklerini kaybederek sadece taşımacılık hizmeti veren teşebbüsler haline dönüştürülmesi; doğal gaz üreticilerinin de istedikleri piyasa oyuncularına (hangi iletim hattını kullanırsa kullansın) herhangi bir ayrımcı muameleye maruz kalmadan doğal gaz satabilmesi sağlanmıştır.³³

636 no'lu kural'ın kabul edilmesinin ardından 1996 yılından itibaren çeşitli eyaletlerde tüm tüketicilerin ST statüsüne getirildiği pilot programlar uygulanmaya başlanmış ve alınan olumlu sonuçlar sayesinde bu programların uygulandığı eyaletlerin sayısı kısa sürede 11'e yükseltilmiştir. ST'lerin sahip olduğu seçim özgürlüğünün, bu tüketicilerle kıyaslanamayacak kadar küçük miktarlarda gaz tüketimi olan tüketicileri de kapsayacak şekilde genişletilmesine yönelik çalışmalar ABD'de de (her eyalette farklı düzeyde olmakla beraber) halen devam etmemiştir.

3.1.1. ABD Uygulamasının Değerlendirilmesi

Yukarıda yer verilen bilgiler ışığında, ABD doğal gaz endüstrisinde özellikle son 25 yılda artan bir ivme ile devam eden liberalizasyon sürecinin başarılı olmasının nedenlerinin;

- 1- ABD'nin sahip olduğu ülke içi doğal gaz rezervlerinin bir hayli fazla olmasının yanında, ülkeye yapılan doğal gaz ithalatının en önemli aktörü olan Kanada ile ABD arasındaki olumlu politik ve ekonomik işbirliği nedeniyle doğal gaz ithalatının istikrarlı biçimde yapılabilmesi,
- 2- Doğal gaz endüstrisinde faaliyet gösteren dikey bütünleşik teşebbüslerin, 436 no'lu kural ile başlayan, 500 no'lu kural ile devam eden ve 636 no'lu kural ile zorunluluk haline getirilen "ayrıştırma" sürecinin başarıyla tamamlanması,
- 3- Doğal gaz endüstrisindeki iletim hattı sahibi teşebbüslerin doğal monopol niteliğinde olmaması; aksine binlerce farklı tüketim noktasının her birine kimi zaman birden fazla iletim hattının hizmet götürmesi sonucu iletim hatları arasında tesis edilen rekabet ortamının olması,

³³ www.naturalgas.org

- 4- İletim hatları açısından atıl kapasite olmaması,
 - 5- Yaklaşık 5.000 adet doğal gaz üreticisi, 80 adet eyaletler arası iletim hattı sahibi teşebbüs ve 1.500 adet YDF ile beraber Kanada ve Meksika gibi komşu ülkelerden yapılan dikkate değer miktarda doğal gaz ithalatının doğal gaz endüstrisine sağladığı derinlik; bu derinlik çerçevesinde kısa vadede oluşan şeffaf, güvenilir ve işlem hacmi yüksek olan spot piyasalar ile orta ve uzun vadede tüketicilerin riskini azaltabilmesine olanak tanıyan vadeli işlem borsalarının varlığı,
 - 6- ABD politik sisteminin mevcut düzenlemelerle ilgili herhangi bir şikayeti olan üreticilerin, tüketicilerin ya da diğer pazar oyuncularının şikayetlerinin dinlenmesine ve söz konusu şikayetlerin yerinde görülmesi durumunda gerekli değişikliklerin ilgili otoriteler tarafından hızlı bir şekilde yapılmasına olanak tanınması,
- olduğu düşünülmektedir.

3.2. AB UYGULAMALARI

20. yüzyılın ikinci yarısına bakıldığında, Avrupa çapında hava yolları, elektrik, doğal gaz³⁴ ve posta hizmetleri gibi endüstrilerin yapısının çoğunlukla doğal tekel niteliğinde olduğu dikkat çekmektedir. Bu endüstriler, geleneksel olarak rekabetten korunmuş şekilde bölgesel ya da ülkesel sınırlar içinde yaşamlarını devam ettirmiştir. Bunun sonucunda Avrupa'daki tüketiciler hem sağlayıcılarını serbestçe seçebilme imkanına sahip olamamış, hem de yüksek fiyatlarla hizmet satın almak zorunda bırakılmıştır (Urgate 2002, 293).

İlk petrol krizinin ardından başlayan süreçte, Avrupa Topluluğu için yeni bir enerji politikası stratejisi benimsenmesi hedeflenmişse de, AB ülkelerinin hem kendi içindeki hem de AB kurumları ile olan anlaşmazlıkları nedeniyle uzun süre AB içinde uygulanacak enerji politikalarında bir eşgüdüm sağlanamadığı görülmektedir (Cameron 2002, 29).

16.9.1986 tarihli Konsey Kararı'nda³⁵, 1995 yılına kadar yürütülecek Topluluk enerji politikasının ana hatları ve amaçları tespit edilmiştir. İlgili

³⁴ AB'de doğal gaz endüstrisinin ortaya çıkışı, Hollanda'nın asıl adı "Slochteren" olan ancak adı en yakın yerleşim birimi olan "Groningen"le özdeşleşmiş olan bölgede doğal gaz bulması ve bu doğal gazı başta Almanya, Fransa ve Belçika gibi komşu ülkelere ihraç etmesi ile olmuştur. Bu gelişmenin ardından Fransa'nın Cezayir'den boru hattı vasıtasıyla ve LNG olarak gaz ithal etmesi; Norveç'in Kuzey Denizi'nde doğal gaz bulması ve çeşitli AB ülkelerinin de Rusya Federasyonu'ndan yapmaya başladığı doğal gaz ithalatı ile, AB doğal gaz piyasası günümüz şeklini almaya başlamıştır.

³⁵ Council Resolution of 16 September 1986 on new Community energy policy objectives for 1995 and convergence of the policies of the Member States, OJ C241/1: 25 July 1986.

kararda, üye ülkelerin enerji sektörlerini kendi kendilerine yetecek biçimde yeniden yapılandırması, AB'nin toplam enerji tüketimi içerisinde petrolün payının 1995 yılına kadar % 40'a düşürülmesi, yenilenebilir enerji ve katı yakıt kaynaklarının kullanımının teşvik edilmesi ve doğal gazın toplam enerji tüketimi içindeki miktarının artırılması gibi önemli hedefler belirlenmiş ve bu hedeflere ulaşılabilmesi için bir geçiş dönemi öngörülmüştür.

1990-1994 yılları arasında enerji piyasasının yapısını, bu piyasada faaliyet gösteren teşebbüsleri ve bu teşebbüslerin uygulamalarını düzenlemek amacıyla çeşitli konularda Direktif'ler hazırlanmıştır. Bu Direktif'ler; endüstriyel müşterilerin doğal gaz ve elektrik tedarik fiyatlarında şeffaflık³⁶, elektrik³⁷ ve doğal gazın iletimi³⁸ ve hidrokarbon yakıtlara ilişkin yapılan arama ve üretim faaliyetlerinin lisanslandırılması³⁹ gibi enerji piyasasını yakından ilgilendiren önemli ve temel konularla ilgili olarak yapılmıştır (Cameron 2002, 99). Bu Direktif'ler, enerji piyasalarının liberalizasyonuna ilişkin çeşitli hükümler içermeleri nedeniyle 1995-1996 arasında hazırlanan elektrik ve doğal gaz piyasası Direktifleri'nin temeli olarak değerlendirilmektedir. Ancak yaklaşık 10 yıl süren uzun müzakereler ve orijinal metinlere göre büyük değişiklikler yapılması sonucunda kabul edilebilen bu iki Direktif'ten 96/92/EC sayılı Elektrik İç Piyasası Hakkında Ortak Kurallar Direktifi⁴⁰ 19.2.1997'de; 98/30/EC sayılı Doğal Gaz İç Piyasası Hakkında Ortak Kurallar Direktifi⁴¹ (98/30/EC sayılı Direktif) de 10.8.1998'de yürürlüğe girmiştir.

98/30/EC sayılı Direktif, Avrupa çapında bütünlük ve rekabetçi bir doğal gaz endüstrisinin yaratılması adına atılan ilk önemli adım olarak nitelendirilmektedir. 98/30/EC sayılı Direktif, uygulama sonuçları itibarıyla istenilen düzeyde başarı elde edememiş olsa da;

- Doğal gaz endüstrisinde faaliyet gösteren teşebbüslerin muhasebelerinin şeffaflaştırılması (Madde 12 ve 13),
- Üçüncü kişilerin doğal gaz ağına “müzakereli” veya “regüle edilmiş” şekilde erişimine olanak tanınması (Madde 14,15,16 ve 17),

³⁶ Recital 5, Council Directive (EEC) 90/377 on a Community procedure on improve the transparency of gas and electricity prices charged to industrial end-users; [1990] OJ L 185/16, Brussels.

³⁷ Council Directive (EEC) 90/547 on the transit of electricity through transmission grids; [1992] OJ L 74/43, Brussels.

³⁸ Council Directive 91/296 on the transit of natural gas grids OJ L 147/37, Brussels.

³⁹ Council Directive 94/22 of the European Parliament and Council of 30 May 1994 on the conditions for granting and using authorization for the prospection, exploration and production of hydrocarbons [1994] OJ L 164/3, Brussels.

⁴⁰ Council Directive 96/92/EC of the Concerning Common Rules for the Internal Market in Electricity, OJ L27, 30.01.1997, s. 20 - 29, Brussels.

⁴¹ Council Directive 98/30/EC of the Concerning Common Rules for the Internal Market in Natural Gas, OJ L240/2, 21.07.1998, s. 1, Brussels.

Rekabet Kurumu Uzmanlık Tezleri Serisi

- ST'lerin kendi tercihlerine göre sağlayıcılarını serbestçe seçebilmesi ve söz konusu sağlayıcılarla sözleşme yapabilmesi (Madde 18 ve 19)
- Doğal gaz iletim hatlarının inşasının da dahil olduğu bazı faaliyetlere ilişkin yetkili idari otoriteler tarafından verilmesi gereken onayın, objektif, şeffaf ve ayrımcı olmayan kriterler ışığında verilmesinin garanti altına alınması,

gibi esaslı konularda tüm üye ülkelerde temel düzenlemelerin yapılmasına neden olması bakımından AB doğal gaz endüstrisinin liberalizasyon sürecinde önemli bir yere sahiptir.

98/30/EC sayılı Direktif'in, bütün bu olumlu özelliklerine rağmen, amaçlandığı gibi tek bir "Avrupa doğal gaz pazarı" yaratmak yerine, birbirinden farklı seviyede rekabete açılmış 15 ayrı doğal gaz pazarı yarattığı tespit edilmiştir. Bu nedenle; doğal gaz endüstrisini daha işlevsel hale getirmek, doğal gaz endüstrisini oluşturan kısımlarda dikey bütünleşik biçimde faaliyet gösteren teşebbüslerin sahip olduğu pazar gücünü azaltmak, teşebbüslerin sahip olduğu pazar gücünün kullanımına bağlı olarak ortaya çıkabilecek olumsuzlukları ortadan kaldırmak, dağıtım ve iletimde ayrımcı uygulamaları önleyerek üçüncü kişi erişimini garanti altına almak ve AB çapında ve tüm kurum ve kuralları ile düzenli biçimde işleyen bir doğal gaz endüstrisi yaratabilmek için 2003/55/EC sayılı "*Doğal Gaz İç Piyasası Hakkında Ortak Kurallar Direktifi*"⁴² (2003/55/EC sayılı Direktif) hazırlanarak kabul edilmiş ve 26.6.2003 tarihinde yürürlüğe girmiştir (Christopher 2004, 8). Üye ülkelerin ulusal mevzuatlarında 2003/55/EC sayılı Direktif'e uygun olarak yapacakları değişiklikler için 1 yıllık bir geçiş süresi de öngörülmüştür.

98/30/EC sayılı Direktif'teki uygulamalara paralel olarak, 2003/55/EC sayılı Direktif'in de önem verdiği konuların; doğal gaz endüstrisini oluşturan kısımların rekabete açılması, iletim ve dağıtım ağına sahip dikey bütünleşik teşebbüslerin sahip olduğu pazar gücünün doğal gaz endüstrisini oluşturan kısımlardaki rekabeti olumsuz etkilememesi için ayrıştırılması, iletim ve dağıtım hattı ile depolama tesislerine üçüncü kişi erişiminin sağlanması ve iletim ve dağıtım şebekelerine yapılan yatırımlara ivme kazandırılması olduğu görülmektedir (Jones 2004, 8-12).

2003/55/EC sayılı Direktif'te yer alan ve doğal gaz endüstrisinin regülasyonu için önemli olan düzenlemeler şu şekilde gruplandırılabilir:

İletim: 2003/55/EC sayılı Direktif'te, iletim hatlarının, depolama hizmetlerinin ve SDG tesislerinin üye ülkelerin kendilerinin ya da bu tesislerin sahibi olan teşebbüslerin atayacakları bir sistem işletmecisi tarafından;

⁴² Council Directive 2003/55/EC of the Concerning Common Rules for the Internal Market in Natural Gas and repealing Directive 98/30/EC, OJ L176/57, 15.07.2003, Brussels.

Mustafa Oğuzcan BÜLBÜL

- çevreye duyarlı biçimde, güvenilir ve etkin bir şekilde,
- sistem kullanıcıları arasında ayrımcı uygulamalar yapılmadan,
- sistem kullanıcılarının etkin bir şekilde iletim sistemine erişebilmelerine imkan tanımak ve iletim, depolama ve SDG alanında faaliyet gösteren diğer sistem işleticilerinin işlettikleri sistemin güvenilirliğini ve etkinliğini artırmak için ihtiyaç duydukları bilgileri onlara sağlayacak şekilde,

işletilmesi gerektiği hükme bağlanmıştır.

Öngörülen bu şartlara ilaveten, AB üyesi ülkelerin, *iletim hattı işleticilerinden* (İHİ) belirli bir coğrafi bölgede doğal gaz iletim hattı yapılması ve yapılan bu hattın diğer sistemlerle bağlantısının kurulması hususunda asgari yükümlülükleri yerine getirmelerini isteyebilecekleri belirtilmektedir.

Doğal gaz endüstrisinde dikey bütünleşik olarak faaliyet gösteren İHİ'lerin iletim işlerinin, üretim ve dağıtım faaliyetlerinden ayrıştırılması ve İHİ'lerin sadece taşıyıcılık faaliyetine yoğunlaşması esas kılınmıştır. 98/30/EC sayılı Direktif'teki düzenlemelerden farklı olarak, 2003/55/EC sayılı Direktif'te öngörülen ayrıştırmanın; muhasebe ayrıştırması, yasal ayrıştırma ve yönetsel ayrıştırma olarak yapılmasının zorunlu olduğu ve bu düzenleme ile doğal gaz endüstrisinde dikey bütünleşik biçimde faaliyet gösteren İHİ'lerin ayrımcı uygulamalar, çapraz sübvansiyon ve rekabet ihlallerine yol açmayacak biçimde faaliyet göstermeleri için yeniden yapılandırıldığı görülmektedir.

2003/55/EC sayılı Direktif'te, SDG ve depolama hizmetlerinin yasal ya da yönetsel ayrıştırılması için herhangi bir düzenleme yapılmadığı ancak, bu hizmetleri tüketicilere sunmakta olan İHİ ya da DHİ'lerin bu hizmetlerle ilgili olarak da muhasebe ayrıştırması yapmak zorunda olduğu görülmektedir.

Dağıtım: 2003/55/EC sayılı Direktif'te, dağıtım hatlarının üye ülkelerin ya kendilerinin ya da bu tesislerin sahibi olan teşebbüslerin atayacakları ve tespit edilen süre boyunca faaliyet gösterecek bir sistem işletmecisi tarafından;

- çevreye duyarlı, güvenilir ve etkin bir şekilde,
- sistem kullanıcıları arasında ayrımcı uygulamalar yapılmadan,
- sistem kullanıcılarının etkin bir şekilde dağıtım sistemine erişebilmelerine imkan tanımak ve dağıtım, depolama ve SDG alanında faaliyet gösteren diğer sistem işleticilerinin işlettikleri sistemin güvenilirliğini ve etkinliğini artırmak için ihtiyaç duydukları bilgileri onlara sağlayacak şekilde,

işletilmesi gerektiği hükme bağlanmıştır.

Doğal gaz endüstrisinde dikey bütünleşik olarak faaliyet gösteren *dağıtım hattı işleticilerinin* (DHİ) dağıtım işlerinin, üretim ve iletim faaliyetlerinden ayrıştırılması ve DHİ'lerin sorumlu oldukları coğrafi bölgede taşıyıcılık faaliyetlerine yoğunlaşması esas kılınmıştır. 2003/55/EC sayılı

Rekabet Kurumu Uzmanlık Tezleri Serisi

Direktif'te öngörülen ayrıştırmanın, DHİ'lerin dikey bütünleşik bir işletmenin parçası olması halinde, en azından hukuki biçiminin örgütlenme ve karar alma açısından dağıtım ile ilgili olmayan diğer faaliyetlerden (örneğin pazarlama) bağımsız olacağı, ancak bu düzenlemenin dağıtım sistemi aktiflerinin mülkiyetinin dikey bütünleşik işletmeden ayrılmasına yönelik bir yükümlülük getirmeyeceği hükme bağlanmıştır. DHİ'lere getirilen ayrıştırma zorunluluğu ile doğal gaz endüstrisinde dikey bütünleşik biçimde faaliyet gösteren DHİ'lerin ayrımcı uygulamalar, çapraz sübvansiyon ve rekabet ihlallerine yol açmayacak biçimde faaliyet göstermeleri için yeniden yapılandırıldığı görülmektedir.

İHİ'lerin ayrıştırılmasından farklı olarak dikkat çeken bir diğer husus da, Avrupa'daki tüm tüketicilerin ST olacağı 1.1.2007 tarihine kadar DHİ'lerin hizmet verdiği ST'lere ve ST olmayan tüketicilere yönelik yaptığı satışların muhasebelerinin de ayrı tutulması zorunluluğudur. Bu düzenlemenin amacı, iki tüketici grubuna da satış yapan DHİ'lerin, 1.1.2007 tarihine kadar kendilerine bağımlı kalmaya devam edecek olan tüketicilere yapacağı doğal gaz satışlarından elde edeceği karı (muhtemel bir çapraz sübvansiyonla), daha rekabetçi bir ortamda ST grubuna yapılan doğal gaz satışlarında rakiplerine göre avantajlı konuma gelebilmek için kullanmasının önüne geçilmesidir.

2003/55/EC sayılı Direktif'te, öngörülen şartların varlığı halinde DHİ'lerin ayrıştırmaya ilişkin düzenlemelerden muaf tutulabileceği belirtilmektedir. Buna göre, 100.000'den daha az sayıda müşteriye hizmet vermekte olan DHİ'lerin süre sınırı olmaksızın yasal ve yönetsel ayrıştırmadan muaf tutulabileceği; 100.000'den daha fazla müşteriye hizmet veren DHİ'lerin de Avrupa'daki tüm tüketicilerin ST statüsüne geleceği tarih olan 1.1.2007 tarihine kadar yasal ayrıştırmadan muaf tutulabileceği belirtilmektedir.

İHİ ve DHİ'lerin yasal, yönetsel ve muhasebe ayrıştırmasına ilişkin 2003/55/EC sayılı Direktif'te öngörülen düzenlemeler Tablo 3'de özetlenmiştir.

Tablo 3- 2003/55/EC sayılı Direktif'te İHİ'ler ve DHİ'ler İçin Öngörülen Ayrıştırma Düzenlemeleri

	Yasal Ayrıştırma	Yönetsel Ayrıştırma	Muhasebe Ayrıştırması
İHİ	+	+	+
DHİ (100.000 tüketiciden fazla)	1.1.2007 tarihine kadar muafiyet verilmesi mümkün.	+	+
DHİ (100.000 tüketiciden az)	Sınırsız süreli olarak muafiyet verilmesi mümkün.	Sınırsız süreli olarak muafiyet verilmesi mümkün.	+

Kaynak: Note of DG TREN on Unbundling, 16.1.2004.

Mustafa Oğuzcan BÜLBÜL

Erişim: 2003/55/EC sayılı Direktif'te öngörülen serbest erişim; üye ülkelerin iletim, dağıtım ve SDG hizmetlerini yürütecek sistem işleticisi teşebbüsleri ataması ve bu teşebbüslerin ayrımcı olmayan uygulamalar ve objektif kriterler çerçevesinde isteyen piyasa oyuncularının (ST statüsünde olmak koşuluyla) regüle edilmiş tarifeler çerçevesinde iletim, dağıtım ve SDG tesislerine girebilmesi olarak özetlenebilir.

2003/55/EC sayılı Direktif'te, iletim ve dağıtım şebekeleri ile SDG tesislerine erişimin sektörden sorumlu idari otorite tarafından regüle edilmiş tarifeler üzerinden yapılması öngörülmüştür. Bu durumun tek istisnası ise, depolama hizmetlerine erişim için öngörülen düzenlemelerdir. Doğal gaz endüstrisinde faaliyet gösteren ST'ler ve tüm diğer piyasa oyuncularının üst pazarda faaliyet gösteren iletim ve dağıtım sistemlerine erişiminin İHI'ler ve/veya DHİ'ler tarafından hangi istisnai hallerde reddedilebileceği ve bu ret nedenlerinin ortadan ne şekilde kaldırılabilceği 2003/55/EC sayılı Direktif'in 20(2) ve 21. maddelerinde düzenlenmiştir.

Serbest Tüketiciler: 2003/55/EC sayılı Direktif'in 23. maddesinde, AB üyesi ülkelerde 1.1.2004 tarihinden sonra hanehalkı olmayan tüm tüketicilerin; 1.1.2007'den sonra da hanehalkı dahil tüm tüketicilerin ST konumuna geleceği hükme bağlanmış ve üye ülkelerin belirlenen bu tarih kısıtlarına uyması için gerekli düzenlemeleri zaman kaybetmeden yapması öngörülmüştür.

Depolama: Elektriğin aksine doğal gazın depolanabilir bir ürün olması, depolamaya ve depolama tesislerine erişime ilişkin hususların da 2003/55/EC sayılı Direktif ile düzenlenmesini gerekli kılmıştır. 2003/55/EC sayılı Direktif'te depolama tesislerine, doğal gaz iletim hattı içerisinde yapılabilecek sistem içi depolama imkanlarına ve diğer yan hizmetlere (özellikle dikey entegre olarak faaliyet gösteren teşebbüslerin kendi yavru şirketleri lehine olabilecek uygulamalarını önlemek için) ayrımcı olmayacak, şeffaf ve objektif kriterler çerçevesinde erişimin sağlanabilmesi için üye ülkelerin iki yöntem benimseyebileceği belirtilmektedir. Bu yöntemler, üçüncü şahısların depolama tesislerine, iletim hattı içi depolama hizmetlerine ve bu hususlarla ilgili diğer yan hizmetlere erişiminin regüle edilmiş tarifeler ile yapılması ya da üçüncü kişilerin depolama tesislerine erişiminin söz konusu tesislerin sahibi olan teşebbüsler ile yapılacak müzakereye tabi olmasıdır.

Derogasyonlar: AB üyesi ülkelerin doğal gaz üreticileri ile yaptıkları uzun dönemli "al ya da öde" sözleşmeleri, doğal gaz endüstrisinin liberalizasyonunun önündeki en büyük engellerden birisi olmuştur. İngiltere, Danimarka ve Hollanda'nın ithalata bağımlılık hususunda diğer AB ülkelerinden ayrıldığı ve bu üç ülke dışında kalan AB ülkelerinin tükettiği doğal gazın yaklaşık % 40'nın Norveç, Rusya ve Cezayir gibi AB dışı ülkelere uzun

dönemli “al ya da öde” sözleşmeleri ile tedarik edildiği görülmektedir⁴³ (European Commission: Next Steps Towards Completion of the Internal Market in Gas 2000, 2).

Doğal gaz endüstrisinde arz çeşitliliği sağlanarak rekabetçi bir ortam yaratılması durumunda, düşen doğal gaz fiyatları nedeniyle sahip olduğu “al ya da öde” sözleşmeleriyle aldığı pahalı gazı satamayan teşebbüslerin sahip olduğu pazar payının azalacağı tahmin edilmektedir. Bu durum ise, dikey entegre olarak doğal gaz endüstrisinde faaliyet gösteren teşebbüslerin daha önceden taahhüt altına alınan miktarda doğal gazı alamaması ya da aldığı pahalı doğal gazı ucuz satması nedeniyle finansal açıdan zor durumda kalması anlamına gelmektedir (Jones 2004,169).

2003/55/EC sayılı Direktif’te, liberalizasyon sürecinin neden olduğu ve uzun dönemli “al ya da öde” sözleşmeleriyle doğal gaz satın alan dikey bütünleşik teşebbüslerin finansal açıdan zor durumda kalmasına yol açan olumsuzlukları çözebilmek için derogasyon süreci öngörülmüş ve bu süreç Direktif’in 27. maddesinde ayrıntılı biçimde düzenlenmiştir. Buna göre, doğal gaz endüstrisinde dikey bütünleşik olarak faaliyet gösteren teşebbüslerin daha önce doğal gaz üreticileri ile akdettikleri sözleşmelere konu olan pahalı doğal gazı satın alma (ya da bu gazı ucuz satma) zorunluluğu onları finansal açıdan zor durumda bırakıyor ve 27/3. maddede sayılan koşulları karşılıyor ise; bu teşebbüslerin, kendi tercih ettikleri üreticilerden doğal gaz almak isteyen ST’lerin iletim sistemine girip ucuz doğal gaz satan sağlayıcılardan doğal gaz tedarik etme isteğini reddedebilme (dolayısıyla gazı pahalı da olsa kendilerinden

⁴³ 2001-2030 yılları arasında tüm dünyada doğal gaz sektörüne kümülatif olarak 3.1 trilyon USD yatırım yapılması öngörülmektedir. Bu yatırımların büyük bir bölümünün 2001-2030 tarihleri arasında yaklaşık iki katına çıkması beklenen dünya doğal gaz talebini karşılamak için kapasite artırımı, yeni doğal gaz sahaları aranması-geliştirilmesi ve mevcut doğal gaz sahalarının iyileştirilmesi gibi alanlarda yapılması beklenmektedir. Aynı dönemde Avrupa ülkeleri tarafından yapılması beklenen kümülatif yatırım tutarı ise yaklaşık 20 trilyon USD’dir. Bu ölçüde büyük yatırımların finansmanı için AB ülkelerinin kendi yaratacakları fonların yeterli olmayacağı ve bu yatırımların büyük bir bölümünün çok uluslu enerji şirketleri tarafından finanse edileceği tahmin edilmektedir. Bu ölçüde büyük finansman yükü altına girmesi beklenen teşebbüslerin üstlendikleri risk karşılığında istedikleri en büyük teminat, yaptıkları yatırımları öngörülebilir ve minimum risk ile (düzenli ve garantili) geri alabilmelerine imkan tanıyan “al ya da öde” sözleşmelerinin akdedilmesidir. Başlatılan liberalizasyon sürecinde, bir yandan bu sözleşmelerin doğal gaz endüstrisinde rekabetin tesis edilmesini engelleyen etkileri ortadan kaldırılmaya çalışılırken, bir yandan da doğal gaz endüstrisine yapılan yatırımların finanse edilebilmesi ve daha da önemlisi bu sektöre yatırımcı çekilebilmesi için bu tip sözleşmelere mecbur kalınması, doğal gaz endüstrisinin karşı karşıya olduğu en önemli ikilemdir. AB içinde İngiltere, Danimarka ve Hollanda haricinde kalan diğer ülkelerin doğal gaz tedarik şekline bakıldığında, uzun dönemli “al ya da öde” şeklindeki doğal gaz alım anlaşmalarının ağırlığının büyük ölçüde korunduğu ve bu durumun, yukarıda yer verilen ikilem de dikkate alındığında, AB çapında yürütülmekte olan liberalizasyon sürecinin önündeki en önemli engellerden birisi olacağı tahmin edilmektedir.

Mustafa Oğuzcan BÜLBÜL

alma zorunluluğu getirebilme) imkanına sahip olacağı ve 2003/55/EC sayılı Direktif'in üçüncü kişi erişimine ilişkin olan 18. maddesinin uygulanmamasından doğan sorumluluklarından geçici süre için muaf tutulacağı hükme bağlanmıştır.

Bu yöndeki bir derogasyon kararı, üye ülkenin kendisi ya da yetkili bağımsız idari otorite tarafından verildikten sonra ivedilikle Komisyon'a bildirilmek zorundadır. Komisyon'un görevi ise, kendisine yapılan bildirim takiben azami 8 hafta içerisinde yapacağı inceleme ve değerlendirmeyi sonuçlandırarak derogasyonun kaldırılması ya da yürürlükte kalması yönünde verdiği kararı üye ülkeye bildirmek ve üye ülkenin bu kararı azami 4 hafta içinde uygulamasını sağlamak şeklinde tanımlanmıştır.

Derogasyon sürecinin, ST'lerin diğer sağlayıcılar ile yapmış olduğu doğal gaz alım-satım sözleşmelerindeki taahhütlerini yerine getirmelerini engellemesi, ucuz doğal gaz üreten/satan sağlayıcıların pazara girişini önlemesi ve AB çapında tek doğal gaz pazarı yaratılması hedefini olumsuz etkilemesi bakımından çok istisnai hallerde kullanılması gereken bir çözüm yöntemi olduğu vurgulanmaktadır (Jones 2004, 171).

3.2.1. AB Uygulamasının Değerlendirilmesi

20. yüzyılın son çeyreğinde başlatılan ve nihai hedefi AB çapında tek bir enerji piyasası yaratmak olan liberalizasyon sürecinin istenilen düzeyde başarıya ulaşamaması ve üye ülkeler arasında hem yasal mevzuat hem de uygulama açısından halen büyük farklılıklar bulunmasının ana nedenlerinin;

- 1- AB ülkelerinin sahip olduğu doğal gaz rezervlerinin, AB'nin yıllık tüketimini karşılayacak miktarda olmaması sebebiyle doğal gaz ihtiyacının büyük çoğunluğunun ithalat yoluyla karşılanması ve doğal gaz ithali yapılan ülkelerdeki (Cezayir, Nijerya, Rusya gibi) siyasi ve ekonomik istikrarsızlıkların doğal gaz ithalatına olumsuz etkisi,
- 2- İngiltere, Hollanda, Norveç ve Danimarka haricinde diğer AB ülkelerinin yüksek oranda dışa bağımlılığının bulunması,
- 3- Doğal gaz endüstrisinde faaliyet gösteren ve yüksek pazar paylarına sahip olan dikey bütünleşik teşebbüslerin ayrıştırma sürecinin her AB ülkesinde farklı oranlarda hayata geçirilmiş olması ve bu teşebbüslerin pazar güçlerini halen muhafaza etmeleri,

Rekabet Kurumu Uzmanlık Tezleri Serisi

- 4- AB üyesi ülkelerdeki yasal mevzuat farklılıkları nedeniyle tarifeler, transit geçiş ücretleri, erişim, depolama ve dengeleme rejimi gibi önemli konularda ortaya çıkan farklı uygulamalar⁴⁴,
- 5- AB üyesi ülkelerin ulusal doğal gaz pazarlarının halen istenilen düzeyde entegre hale getirilememesi,
- 6- Çeşitli teknik, ekonomik ve politik nedenler ile AB çapında birbirleriyle rekabet edebilecek (cross-border competition) piyasa oyuncularının halen istenilen sayıya ulaşamaması,
- 7- AB çapında yeterli sayıda spot piyasa ile orta ve uzun vadede AB gibi dışa bağımlı bir pazardaki tüketicilerin risklerini azaltabilmesine olanak tanıyacak vadeli işlem borsalarının oluşturulamaması,
- 8- AB karar alma sürecinin bürokratik işlemlerin fazlalığı sebebiyle çok yavaş işlemesi ve bu durumun, ABD'ye oranla daha pahalı doğal gaz kullanan tüketicilerin lehine olabilecek güncel gelişmelere uyumda gecikmelere yol açması,

olarak sayılabilmektedir.

⁴⁴ Daha ayrıntılı bilgi için bkz. "DG TREN Draft Working Paper-Third benchmarking report on the implementation of internal electricity and gas market", 1.3.2004, Brussels; Commission Of The European Communities, "Report From The Commission: Annual Report on the Implementation of the Gas and Electricity Internal Market", 5.1.2005 Brussels.

BÖLÜM 4

TÜRKİYE DOĞAL GAZ ENDÜSTRİSİNE BAKIŞ, SORUNLAR ve ÖNERİLER

4.1. TÜRKİYE DOĞAL GAZ ENDÜSTRİSİNİN TARİHSEL GELİŞİMİ

1970 yılında Hamitabat ve Kumrular doğal gaz sahalarında keşfedilen doğal gazın 1976 yılında Pınarhisar Çimento fabrikasına; 1975 yılında Çamurlu doğal gaz sahasında bulunan doğal gazın da Mardin Çimento fabrikasına ulaştırılması ile ülkemizde enerji talebinin karşılanmasında ilk defa doğal gaz kullanılmaya başlanmıştır.

Türkiye'nin ekonomik anlamda gelişmesine paralel olarak artan hızlı ve çarpık kentleşme, sanayileşme ve bu hususlara bağlı olarak ortaya çıkan çevre ve hava kirliliğine bir de 70'li yıllarda yaşanan petrol krizinin eklenmesi, tüm dünyayı olduğu gibi Türkiye'yi de alternatif enerji kaynakları aramaya itmiştir (Başoğlu, M. 1999, 8).

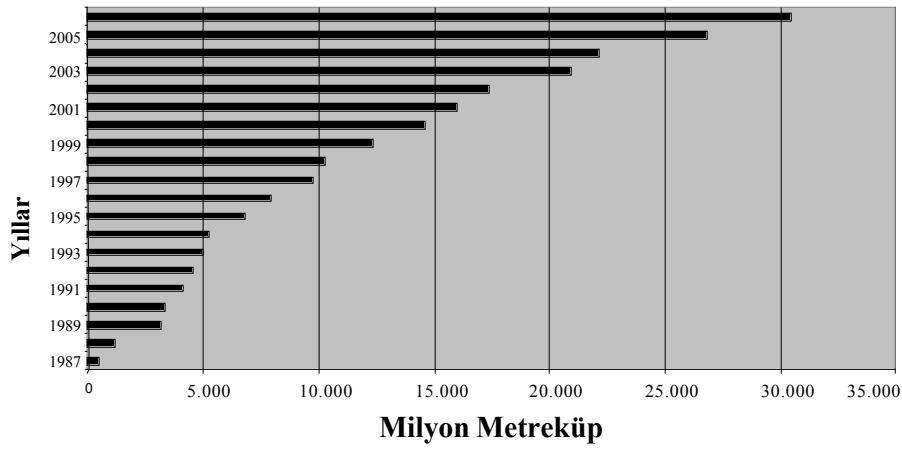
Bu arayışlar sonucunda; alternatif kaynaklardan enerji temin edebilmek, doğal gazın Türkiye ekonomisindeki ve enerji sektöründeki payını artırmak ve bazı şehirlerde gittikçe yoğunlaşan hava kirliliğine bir çözüm bulmak amacıyla 18.9.1984 tarihinde Türkiye ve S.S.C.B. arasında doğal gaz sevkiyatına ilişkin bir anlaşma yapılmıştır. 26.10.1986 tarihinde yapımına başlanan 842 km uzunluğundaki S.S.C.B.-Türkiye Doğal Gaz Boru Hattı Bulgaristan sınırından Türkiye'ye girerek 23.6.1987'de ilk durağı olan Hamitabat'a, oradan da Ambarlı, İstanbul, İzmit, Bursa ve Eskişehir güzergâhını takip ederek Ağustos 1988'de hava kirliliğinin ciddi boyutlarda olduğu Ankara'ya ulaşmıştır (Manzanti, R. ve Biancardi, A. 2003, 1). Söz konusu doğal gaz hattı ile Trakya bölgesinde bulunan iki doğal gaz kombine çevrim santraline, iki gübre fabrikasına (İGSAŞ ve TÜGSAŞ) ve Ankara ile birlikte doğal gaz boru hattının geçtiği güzergâh üzerinde bulunan şehirlere doğal gaz ulaştırılmıştır.⁴⁵

⁴⁵ www.botas.gov.tr/yatirim/yatirim_a.asp, 2005.

Rekabet Kurumu Uzmanlık Tezleri Serisi

1987 yılında toplam 520 milyon m³ olarak gerçekleşen doğal gaz tüketim miktarı, doğal gazın kullanıldığı elektrik santrallerinin kurulması, yeni iletim hatları yatırımları sayesinde doğal gazın yeni tüketim bölgelerine ulaştırılması ve hanehalkı ile sanayi tesisleri tarafından kullanımının yaygınlaşmasıyla giderek artmış ve 2006 yılında yaklaşık 30 milyar m³'ü geçmiştir. 1987–2006 tarihleri arasında Türkiye'deki doğal gaz tüketim miktarları aşağıdaki gibi gerçekleşmiştir:

Şekil 2- Doğal Gaz Talebi (1987-2006)

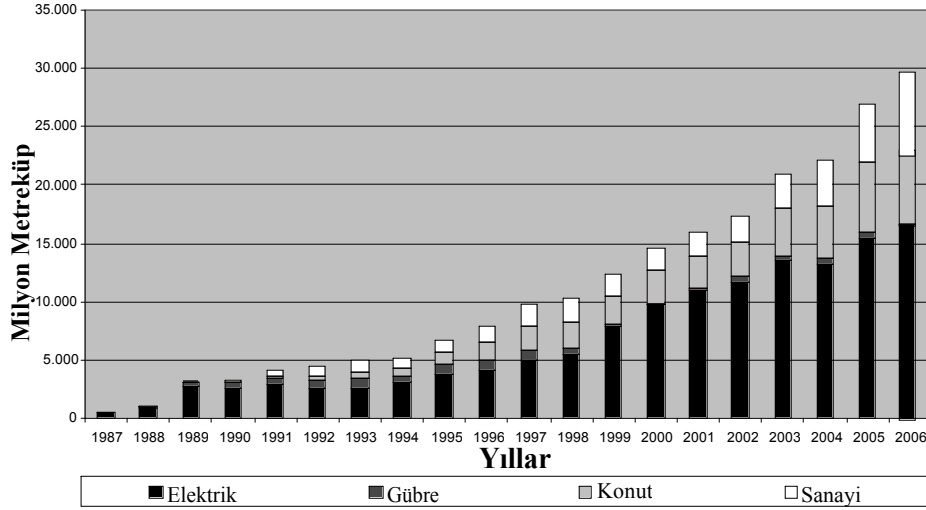


Kaynak: http://www.botas.gov.tr/faaliyetler/dg_ttt.asp

Yukarıdaki tabloda, Türkiye'nin doğal gaz tüketiminin 1987 yılından itibaren (özellikle Türkiye'nin ekonomik krizler yaşadığı yıllarda) dalgalı da olsa sürekli bir artış trendi içinde olduğu; 1996–2006 yılları arasındaki on yıllık dönemde ise toplam doğal gaz tüketiminin yaklaşık % 285 oranında arttığı görülmektedir. Talepteki bu hızlı artış, doğal gazın Türkiye'nin birincil enerji tüketimi içindeki payını da artırmış ve 2005 yılı sonu itibarıyla % 26,4'e yükselmesine neden olmuştur (IEA 2006, 334).

Türkiye'ye ilk kez 1987 yılında 520 milyon m³ olarak ithal edilen doğal gazın tamamı elektrik üretiminde kullanılmıştır. 1987 yılından itibaren kullanım alanları genişleyen ve 2006 yılına gelindiğinde büyük çoğunluğu halen elektrik üretimi için kullanılan doğal gazın 1987–2006 yılları arasındaki sektörel tüketim yapısı Şekil 3'de gösterilmiştir:

Şekil- 3 Sektörel Tüketim Yapısı (1987-2006)



* Kaynak: http://www.botas.gov.tr/faaliyetler/dg_ttt.asp

Türkiye, altı farklı sağlayıcı ile yapılmış toplam sekiz adet uzun dönemli doğal gaz alım sözleşmesi vasıtası ile doğal gaz ithal etmektedir. Bu sözleşmelere göre yapılan yıllık ithalat miktarı, bu sözleşmelerin süresi ve imza tarihinin tablo ile gösterilmiş haline aşağıda yer verilmiştir:

Tablo 4- Türkiye'nin Devam Eden Doğal Gaz Alım Sözleşmeleri

Devam Eden Anlaşmalar	Miktar (milyar m ³ /yıl)	İmza Tarihi	Süre (Yıl)	Gaz Akışının Başladığı Tarih
Rusya (Batı)	6	14 Şubat 1986	25	Haziran 1987
Cezayir (SDG)	4	14 Nisan 1988	20	Ağustos 1994
Nijerya (SDG)	1.2	9 Kasım 1995	22	Kasım 1999
İran	10	8 Ağustos 1996	25	Aralık 2001
Rusya (Mavi Akım)	16	15 Aralık 1997	25	Şubat 2003
Rusya (Batı)	8	18 Şubat 1998	23	Mart 1998
Türkmenistan*	16	21 Mayıs 1999	30	-
Azerbaycan	6.6	12 Mart 2001	15	-

*Sözleşme çeşitli sebeplerle askıda.

Kaynak: BOTAS

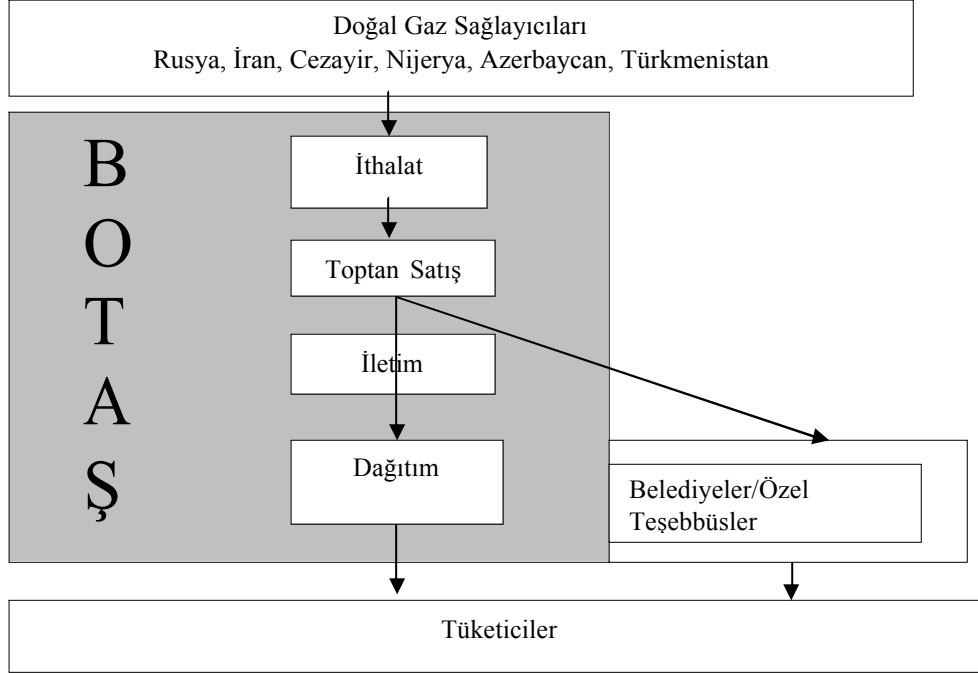
4.2. BORU HATLARI İLE PETROL TAŞIMA A.Ş.'NİN KURULUŞU

Boru Hatları ile Petrol Taşıma A.Ş. (BOTAŞ), 27.8.1973 tarihinde, Türkiye Cumhuriyeti ile Irak Cumhuriyeti Hükümetleri arasında imzalanan Ham Petrol Boru Hattı Anlaşması'nın amacı olan Irak ham petrolünün İskenderun Körfezi'ne taşınmasını gerçekleştirmek üzere, 7/7871 sayılı Kararnameye istinaden 15.8.1974 tarihinde Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı (TPAO) tarafından kurulmuştur. Daha sonra, BOTAŞ'ın üstlenmiş olduğu ve üstleneceği görevler de dikkate alınarak 8.2.1995 tarih, 95/6526 sayılı Bakanlar Kurulu Kararı ile BOTAŞ'ın TPAO'nun Bağlı Ortaklığı statüsünden çıkarılmasına ve iktisadi devlet teşekkülü olarak yapılandırılmasına karar verilmiştir (DPT 2001, 8).

Başlangıçta boru hatları ile petrol taşımacılığı yapan BOTAŞ'ın faaliyet alanına 1987 yılından itibaren boru hatları ile doğal gaz taşımacılığı ve doğal gaz ticareti de eklenmiş ve BOTAŞ'ın faaliyetlerine ticari bir hüviyet kazandırılmıştır (DPT 2001, 8). 1995 yılında, BOTAŞ'ın "*Türkiye içinde ve dışında her türlü petrol, petrol ürünleri ve doğal gaz boru hatları inşa etmek, ettirmek ve inşa edilmiş boru hatlarını devralmak, satın almak veya kiralamak, boru hatları ile petrol, petrol ürünleri ve doğal gaz taşımak, anılan boru hatlarında nakledilecek ham petrol ve doğal gazı satın almak ve satmak*" şeklinde belirlenmiş olan faaliyet alanına; "*yurt dışında petrol ve doğal gazın teminine yönelik arama, sondaj, üretim, taşıma, depolama ve rafinaj gibi tüm petrol ameliyelerini yapmak*" hususu da ilave edilmiş (DPT 2001, 9) ve BOTAŞ enerji sektöründe söz sahibi bir iktisadi devlet teşekkülü statüsüne getirilmiştir.

4646 sayılı Doğal Gaz piyasası Kanunu (4646 sayılı Kanun) kabul edilmeden önce doğal gaz endüstrisinde dikey entegre biçimde faaliyet gösteren ve doğal gaz endüstrisinin dağıtım hariç tüm diğer kısımlarında münhasır haklara sahip olan BOTAŞ'ın faaliyetlerinin aşağıdaki gibi gösterilebilmesi mümkündür.

Mustafa Oğuzcan BÜLBÜL
**Şekil 4- Doğal Gaz Endüstrisinin 4646 Sayılı Kanun'un
Kabulünden Önceki Yapısı**



* Kaynak: AKCOLLU (2006), s. 33.

4.3. 4646 SAYILI DOĞAL GAZ PİYASASI KANUNU'NUN KABULÜ ve DEĞERLENDİRMESİ

Türkiye'nin yaşadığı ekonomik krizlerin ardından 15.5.2001 yılında IMF ile yapılan ve karşılığında Türkiye'nin 19 milyar dolarlık kredi aldığı 3 yıllık "stand-by" anlaşmasının şartlarından birisi olarak Türkiye Büyük Millet Meclisi'nden geçirilmesi öngörülen yasalardan olan 4646 sayılı Kanun⁴⁶, 18.4.2001 tarihinde kabul edilmiştir. Bu Kanun'un kabulü ile BOTAŞ'ın doğal gaz ithalatı ve ithal edilen doğal gazın taşımacılığı ve ticareti hususunda 9.2.1990 tarihinde çıkarılan 397 sayılı Kanun Hükmünde Kararname ile sahip olduğu tekel hakları ortadan kaldırılmıştır (Mazzanti ve Biancardi 2003, 10).

18.4.2001 tarihinde kabul edilerek 2.5.2001 tarihinde yürürlüğe giren 4646 sayılı Kanun'un amacı; doğal gaz sektörünün (2003/55/EC sayılı Direktif'e paralel olarak) liberalleştirilmesini sağlayarak doğal gazın sürekli, ucuz, yeterli,

⁴⁶ 4646 Sayılı "Doğal Gaz Piyasası Kanunu" ("Elektrik Piyasası Kanununda Değişiklik Yapılması ve Doğal Gaz Piyasası Hakkında Kanun"), R.G. 24930, 2.5.2001.

Rekabet Kurumu Uzmanlık Tezleri Serisi

kaliteli ve çevre ile uyumlu bir şekilde tüketicilerin kullanımına sunulması, rekabet ortamında faaliyet gösterebilen şeffaf ve finansal açıdan istikrarlı bir doğal gaz piyasasının oluşturulması ve bu piyasada bağımsız bir düzenleme ve denetimin sağlanmasıdır.

4646 sayılı Kanun ile Elektrik Piyasası Düzenleme Kurumu'nun adı Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu (EPDK) olarak değiştirilmiş ve Kurumun elektrik sektöründeki regülasyon görevine ek olarak doğal gaz endüstrisinin regülasyonu da eklenmiştir.

4646 sayılı Kanun, doğal gaz sektörünün işleyişine ilişkin genel esasları belirlemekte, detaylı düzenlemeler ise ikincil mevzuata bırakılmaktadır. 4646 sayılı Kanun ile getirilen düzenlemelerden doğal gaz piyasasında rekabetin tesis edilebilmesi ve doğal gaz endüstrisinin liberalizasyonu için önemli olanlar şu şekilde özetlenebilir:

- Gerekli şartları taşıyan bütün teşebbüslerin, EPDK'dan en az on, en fazla otuz yıl için alacakları lisanslar ile doğal gazın iletimi, dağıtımı, toptan satışı, ithalatı, ihracatı ve depolanması (piyasa faaliyetleri) ile ilgili faaliyetlerde bulunabilmeleri,
- BOTAŞ'ın, Kanun'un yayımlandığı tarihten sonra ithalatı ulusal tüketimin yüzde yirmisi oranına düşünceye kadar yeni doğal gaz alım sözleşmesi yapamayacağı; 2009 yılına kadar BOTAŞ'ın toplam yıllık ithalat miktarının ulusal tüketimin yüzde yirmisine düşünceye kadar, mevcut doğal gaz alım veya satış sözleşmelerinin kontrat devri veya miktar devriyle özel sektöre devredilmesi⁴⁷,
- BOTAŞ'ın dikey bütünleşik tüzel kişiliğinin 2009 yılından sonra yeniden yapılandırılacağı, bu yeniden yapılandırma sonucu ortaya çıkan teşebbüslerden doğal gaz alım sözleşmelerine sahip olacak ve ithalat faaliyeti de dahil olmak üzere doğal gaz ticareti yapacak olan şirketin BOTAŞ adı ile kalacağı; iletim faaliyetlerini yürütecek şirket hariç ortaya çıkan diğer teşebbüslerin ise en geç iki yıl içinde (2011) özelleştirileceği,
- Doğal gaz piyasasında birden fazla konuda faaliyet gösteren tüzel kişilerin muhasebe ayrıştırması yapmak zorunda olduğu,
- Hiçbir ithalat ya da toptan satış şirketinin, Türkiye'nin yıllık doğal gaz tüketiminin yüzde yirmisine karşılık gelen miktardan fazla doğal gaz temini veya satışı yapamayacağı; bu durumun tek istisnasının ise yurtiçinde faaliyet gösteren yerli doğal gaz üreticileri olduğu ve bu teşebbüslerin miktarı yıllık

⁴⁷ 4646 sayılı Kanun'da 16.6.2005 tarihinde yapılan değişiklik ile, ilk aşamada kontrat devri, kontrat devri yapılamaz ise miktar devri öngörülmüştür.

Mustafa Oğuzcan BÜLBÜL

tüketimin yüzde yirmisini geçmeyecek miktardaki gazı doğrudan serbest tüketicilere, bu miktarın üzerindeki doğal gazı ise ithalatçı şirketlere, dağıtım şirketlerine veya toptan satış şirketlerine satmak suretiyle iç pazara sunabileceği ya da ihracatçı lisansı alarak yurtdışına ihraç edebileceği,

- Doğal gaz piyasasında faaliyet göstermekte olan herhangi bir teşebbüsün; kendi faaliyet alanı dışında faaliyet gösteren tüzel kişilerden sadece bir tanesine iştirak edebileceği⁴⁸, kendi faaliyet alanında faaliyet gösteren ikinci bir şirket kuramayacağı ve yine kendi faaliyet alanındaki hiçbir teşebbüse iştirak edemeyeceği⁴⁹,
- Şehir içi doğal gaz dağıtım hizmetlerinin, EPDK tarafından açılan şehir içi doğal gaz dağıtım ihalesini kazanan YDF'ler tarafından yürütüleceği,
- Yıllık doğal gaz tüketimi bir milyon m³'ten fazla olan tüketici, sanayi birlikleri, elektrik ve kojenarasyon tesislerinin serbest tüketici olacağı (pazarın yaklaşık yüzde sekseni); serbest tüketici olabilme limitinin Kanun'un nihai hedeflerinden birisi olan tüm tüketicilerin zaman içinde serbest tüketici olması ilkesi çerçevesinde zamanla aşağı çekilmesi hususunda EPDK'nın yetkili olduğu,
- Bağlantı, iletim, depolama, toptan satış ve perakende satış tarifelerinin EPDK'nın onayına tabi olduğu,
- Toptan doğal gaz satış tarifelerinin, EPDK tarafından onaylanmış tarifelere uygun olmak kaydıyla taraflar arasında serbestçe belirlenebileceği⁵⁰,

⁴⁸ İştirak edilen bu teşebbüs üzerinde doğrudan ya da dolaylı olarak o tüzel kişinin sermayesinin veya ticari mal varlığının yarısından fazlasını veya oy haklarının yarısından fazlasını kullanma hakkına ya da denetim kurulu, yönetim kurulu veya tüzel kişiyi temsile yetkili organların üyelerinin yarısından fazlasını atama hakkına ya da işleri idare etme hakkına sahip olunamayacağı hükme bağlanmıştır.

⁴⁹Bu düzenlemenin dayanağı, 4646 sayılı Kanun'un 7. maddesinin (a) bendinin ikinci fıkrası ve Doğal Gaz Piyasası Lisans Yönetmeliği'nin 44. maddesidir. Mezkur maddelerin ortak amacı, doğal gaz endüstrisini oluşturan kısımlarda dikey bütünleşik teşebbüslerin faaliyet göstermesinin engellenmesidir. Ancak söz konusu maddeler dikkatle okunduğunda, 4646 sayılı Kanun'da 4054 sayılı Rekabetin Korunması Hakkında Kanun'da yer verilen şekilde bir teşebbüs tanımı olmadığı için bir tüzel kişinin sadece aynı tüzel kişilik altında başka bir faaliyet alanında ya da kendi faaliyet alanında ikinci bir şirket kuramayacağı; ancak bir tüzel kişinin hissedarlarının tamamının ya da bir kısmının bir araya gelerek farklı isimlerle yeni tüzel kişilikler kurmak suretiyle doğal gaz piyasasının (aynı faaliyet alanı da dahil olmak üzere) herhangi bir kısmında faaliyet göstermesinin ve dolaylı yoldan dikey bütünleşik hale gelebilmesinin mümkün olduğu görülmektedir.

⁵⁰ Doğal Gaz Piyasası Tarifeler Yönetmeliği'nin "BOTAŞ'ın toplam yıllık ithalat miktarı yıllık ulusal tüketimin yüzde yirmisine düşüncüye kadar, mevcut doğal gaz alım ve satış sözleşmelerini kısmi veya bütün olarak devralan tüzel kişiler hariç olmak üzere, doğal gaz piyasası içerisinde...toptan satış fiyatları Kurul tarafından belirlenir. Ülkedeki depolama kapasitesi yeterli

Rekabet Kurumu Uzmanlık Tezleri Serisi

- YDF'lerden doğal gaz ve taşıma hizmeti alan ST'lere uygulanacak perakende satış fiyatının, EPDK tarafından onaylanan fiyatları geçmemek üzere, ilgili taraflar arasında serbestçe belirlenebileceği,
- EPDK tarafından onaylanan depolama tarifesine uygun olmak kaydıyla, depolama şirketleri ile depolama hizmetleri alan tüzel kişiler arasında fiyatların serbestçe belirlenebileceği,
- Perakende satış fiyatının⁵¹ birim hizmet amortisman bedeli⁵² (BHAB), doğal gaz alım fiyatı ve diğer faktörlerden oluşacağı; ancak şehir içi doğal gaz dağıtım ihalelerini kazanan YDF'lerin ilk sekiz yıl boyunca serbest olmayan tüketicilere uygulayacağı fiyatların sabit olacağı, sekiz yıldan sonra ise perakende satış fiyatlarının yıllık olarak tavan fiyat regülasyonuna göre belirleneceği⁵³,
- Çok ciddi bir finansal zorluk, kapasiteye bağlı olarak ortaya çıkan yetersizlik ya da 4646 sayılı Kanun'da düzenlenmiş diğer durumlar hariç olmak üzere, isteyen tüm müşterilerin iletim ve dağıtım hattına ayrımcı davranışlara maruz kalmadan üçüncü kişi erişiminin garanti altına alındığı,
- 4646 sayılı Kanun ve ikincil mevzuatın uygulanması esnasında taraflar arasında çıkabilecek ihtilafların çözümünde EPDK'nın yetkili olduğu,
- İletim hatlarına yapılacak yatırımların onay mercinin EPDK olduğu ve isteyen üçüncü kişilerin EPDK'nın onayını almak suretiyle iletim hattı inşa edebileceği,
- EPDK'nın, BOTAS'ın mevcut sözleşmelerinin var olduğu ülkeler dışındaki ülkelere yapılacak ithalat için kendisine yapılan başvuruları piyasada rekabetin oluşturulmasını, BOTAS'ın mevcut sözleşmelerden doğan yükümlülüklerini ve BOTAS'ın ihracat bağlantılarını da dikkate alıp değerlendirerek ithalata müsaade edebileceği, ancak BOTAS'ın mevcut sözleşmelerinin var olduğu ülkelere (söz konusu sözleşmeler sona erinceye kadar) yeni gaz alım sözleşmelerinin yapılamayacağı,

seviyeye ulaşıncaya kadar depolamaya ilişkin fiyat ve tarifeler de Kurul tarafından belirlenir..." şeklinde düzenlenmiş olan geçici ikinci maddesi 4646 sayılı Kanun'un toptan satış ve depolama tarifelerine ilişkin bütün hükümlerini bir anlamda ortadan kaldırmaktadır.

⁵¹ Perakende Satış Fiyatı=BOTAS'ın toptan doğal gaz satış fiyatı+BHAB+ÖTV (0,021 YTL/m³) +KDV (%18)

⁵² BHAB: Dağıtım şirketinin bir kWh doğal gazın tüketiciye sunumu karşılığında amortismanlar ve getiri dahil talep ettiği toplam bedeldir.

⁵³ Sekiz yıl sonra belirlenecek muhtemel rakamın belirsiz olması nedeniyle doğal gaz şehir içi dağıtım ihalelerine girecek teşebbüsler tarafından yapılan fizibilitelede iç verimlilik oranlarının (IRR), net bugünkü değer (net present value) ve yatırımın geri dönüş sürelerinin kesin olarak hesaplanması mümkün olmamakta ve ihalelerde verilen BHAB oranlarının hesaplanmasında belirsizlikler ortaya çıkmaktadır.

Mustafa Oğuzcan BÜLBÜL

- YDF’lerin, kendi bölgelerindeki tüketicilerine sattıkları doğal gazı en ucuz kaynaktan sağlama yükümlülüğü altında olduğu ve satışa konu doğal gazın azami yüzde ellisini bir toptancı ya da ithalatçıdan alabilecekleri; rekabetin tesis edilebilmesi için bu oranın artırılıp azaltılmasında EPDK’nın yetkili olduğu,
- 4054 sayılı “*Rekabetin Korunması Hakkında Kanun*”un⁵⁴(4054 sayılı Kanun)” doğal gaz piyasasında faaliyet gösteren bütün teşebbüslere uygulanacağı,

hükme bağlanmıştır. 4646 sayılı Kanun ile BOTAŞ ve doğal gaz endüstrisinde faaliyet gösteren diğer teşebbüsler için öngörülen yükümlülüklerin tamamlanması gereken tarihler yıllar itibarıyla Tablo 5’de gösterilmiştir:

Tablo 5- 4646 Sayılı Kanun’daki Yükümlülüklerin Yıllara Göre Dağılımı

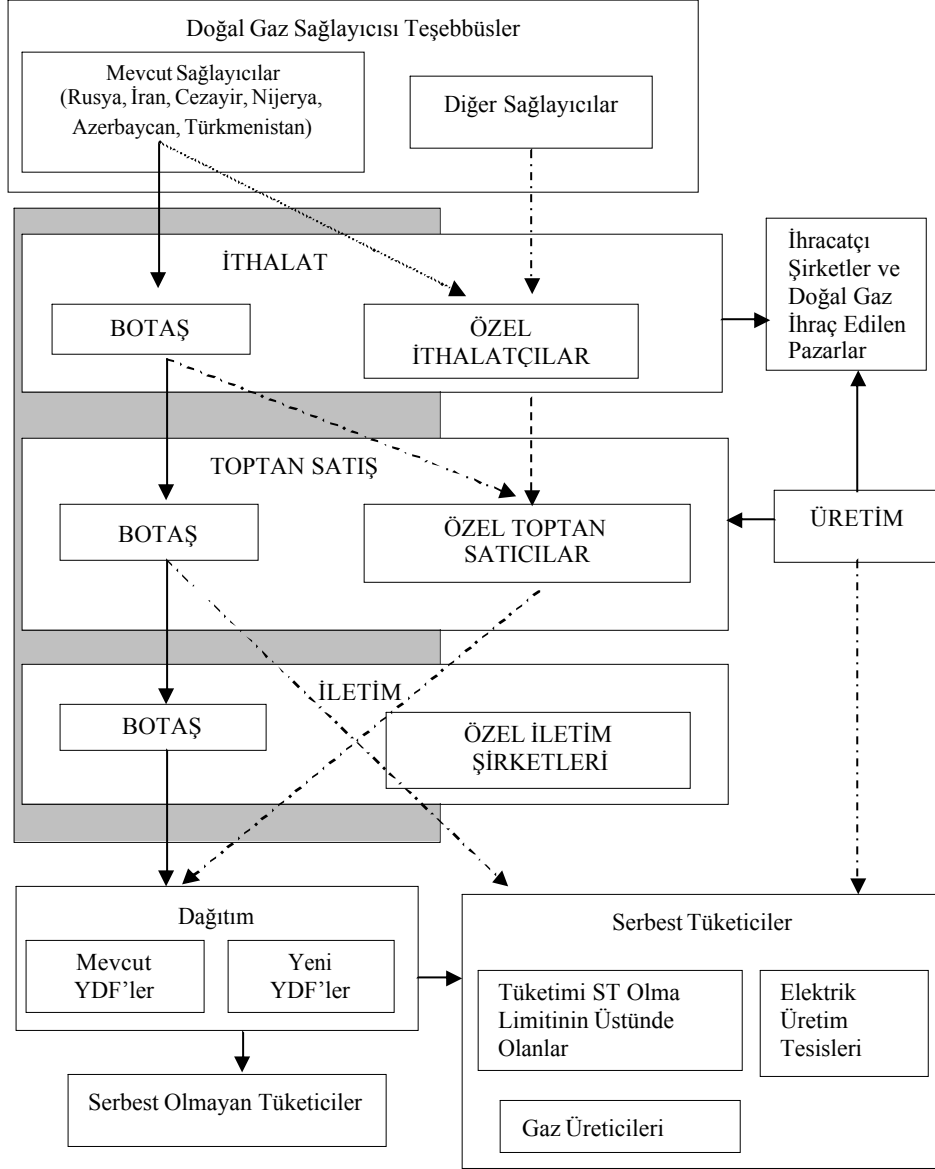
YÜKÜMLÜLÜKLER			2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
4646 Sayılı Kanun’un Yürürlüğe Girmesi													
Hazırlık Süreci													
Ayrıştırma Zorunluluğu	Muhasebe Ayrıştırması	Dağıtım Şirketleri											
		BOTAŞ											
	Yasal Ayrıştırma	BOTAŞ											
BOTAŞ’ın Depolama ve Ticaret Faaliyetlerinin Özelleştirilmesi													
Kontrat Devri Programı													
Depolama Zorunluluğu	İthalatçı Şirketler												
	Toptan Satıcı Şirketler	ST’lere Yapılan Satışlar											
		YDF’lere yapılan satışlar											

* Kaynak: AKCOLLU 2006, s.11.

4646 sayılı Kanun’un kabulü ve kontrat devirlerinin tamamlanması ile oluşturulması planlanan doğal gaz endüstrisinin yapısı aşağıdaki gibi gösterilebilir:

⁵⁴ 4054 sayılı “Rekabetin Korunması Hakkında Kanun”, R.G. 22140, 13.12.1994.

Şekil 5- 4646 Sayılı Kanun İle Öngörülen Piyasa Modeli⁵⁵



* Kaynak: AKCOLLU 2006, s. 34.

⁵⁵ Kesiksiz oklar mevcut uygulamayı, taralı oklar 4646 sayılı Kanun'da yeralan ancak henüz uygulanmamış işlemleri, noktalı-çizgili oklar ise 4646 sayılı Kanun hükümleri uyarınca yapılacak kontrat devirlerinden sonraki olası uygulamayı göstermektedir (Akcollu 2006, 34).

Mustafa Oğuzcan BÜLBÜL

AB doğal gaz endüstrisini düzenleyen 2003/55/EC sayılı direktif ile 4646 sayılı Kanun'da doğal gaz endüstrisinin serbestleştirilebilmesi için yer verilen düzenlemelerin karşılaştırılması aşağıdaki gibidir:

Tablo 6- 2003/55/EC Sayılı Direktif İle 4646 Sayılı Kanun'un Karşılaştırılması

	AB (2003/55/EC sayılı Direktif)	Türkiye (4646 Sayılı Kanun)
Ayrıştırma	<ul style="list-style-type: none">- Yasal- Yönetimsel- Muhasebe Ayrıştırma	BOTAŞ: <ul style="list-style-type: none">- Muhasebe Ayrıştırması (2003)- Yasal Ayrıştırma (2009) ÖZEL TEŞEBBÜSLER: <ul style="list-style-type: none">- Sadece Muhasebe Ayrıştırması
Üçüncü Kişi Erişimi	<ul style="list-style-type: none">- İletim sistemine regle edilmiş erişim- Dağıtım sistemine hem regle edilmiş hem de müzakereli erişim	<ul style="list-style-type: none">- İletim sistemine regle edilmiş erişim- Depolama sistemine müzakereli erişim
Serbest Tüketici (Pazarın Rekabete Açıklık Oranı)	<ul style="list-style-type: none">- Hanehalkı hariç tüm diğer tüketiciler 1.1.2004'den itibaren- Bütün tüketiciler 1.1.2007'den itibaren	<ul style="list-style-type: none">- Eski dağıtım bölgelerinde 1 milyon m³ üzeri- Yeni dağıtım bölgelerinde 15 milyon m³ üzeri
Düzenleyici Otorite	Her üye ülkede	EPDK

* Kaynak: AKCOLLU 2006, s.37.

4.4. TÜRKİYE DOĞAL GAZ ENDÜSTRİSİ

Türk doğal gaz endüstrisini meydana getiren üretim, iletim, dağıtım, depolama ve perakende satış kısımlarında rekabetin tesis edilmesi bakımından önemli olduğu düşünülen hususların 4646 sayılı Kanun ve ikincil mevzuat çerçevesinde değerlendirmesi şu şekildedir.

4.4.1. Doğal Gaz Üretimi ve İthalatı

4.4.1.1. Üretim

Doğal gaz üretimi; doğal gazın 7.3.1954 tarih, 6326 sayılı Petrol Kanunu kapsamında Türkiye’de yeraltında bulunan yataklarından yer üstüne çıkarılması, temizlenmesi, arıtılması ve toplama hatlarıyla iletim hattına kadar taşınması işlemlerinin oluşturduğu bir faaliyet olarak tanımlanmaktadır. Diğer doğal gaz piyasası faaliyetlerinin aksine, “doğal gaz üretimi” tek başına bir piyasa faaliyeti olarak tanımlanmamış ve üretilen doğal gazın ancak satışı halinde EPDK’ dan dan lisans alınması öngörülmüştür⁵⁶.

Petrol ve doğal gaz açısından dünyanın en zengin rezervlerine sahip bölgelerine komşu olmasına rağmen Türkiye’nin doğal gaz rezervleri oldukça sınırlıdır⁵⁷. Türkiye’de, TPAO’nun sahip olduğu toplam 16 sahada doğal gaz üretilmektedir. 2003 yılı üretimi toplam 600 milyon m³’tür (IEA 2005, 72). TPAO’nun sahip olduğu sahalardan çıkarılan doğal gaz Türkiye’nin toplam tüketiminin yaklaşık %2-3’lük kısmını karşılamakta ve sadece üretimin yapıldığı bölgelere yakın olan yerlerde tüketilmektedir. Toplam talebin kalan kısmı ise yapılan ithalat ile karşılanmaktadır.

4.4.1.2. İthalatçılar Arasında Rekabet

Türkiye gibi doğal gaz ihtiyacının % 97-98’lik kısmını uzun dönemli alım anlaşmaları çerçevesinde ithalat yaparak karşılayan bir ülkede, sağlayıcılar arasında rekabetin tesisi açısından önemli aktörler ithalatçı ve toptan satıcılardır.

İthalatçı teşebbüsler, 4646 sayılı Kanun’un 4 (a) maddesinde düzenlenmiş şartlara haiz olan, EPDK’ dan dan yapacakları her ithalat için aldıkları lisans çerçevesinde piyasada faaliyet gösteren ve ithal ettikleri doğal gazı YDF’lere, NT’lere, diğer toptan satış şirketlerine ya da alacakları ihracat lisansı ile yurtdışındaki müşterilere satabilecek olan teşebbüslerdir. İthalatçı lisansı almış olan tüzel kişiler, ayrıca toptan satış lisansı almalarına gerek olmadan toptan doğal gaz satışı yapabilmektedir.

Türkiye’ye 2006 yılında yaklaşık 30,8 milyar m³ doğal gaz ithalatı yapılmıştır⁵⁸. Bu ithalat, Rusya ve İran’dan doğal gaz, Cezayir ve Nijerya’dan da

⁵⁶ Satış olmaması durumunda üretim faaliyetinin 6326 sayılı Petrol Kanunu çerçevesinde yürütüleceği hükme bağlanmıştır.

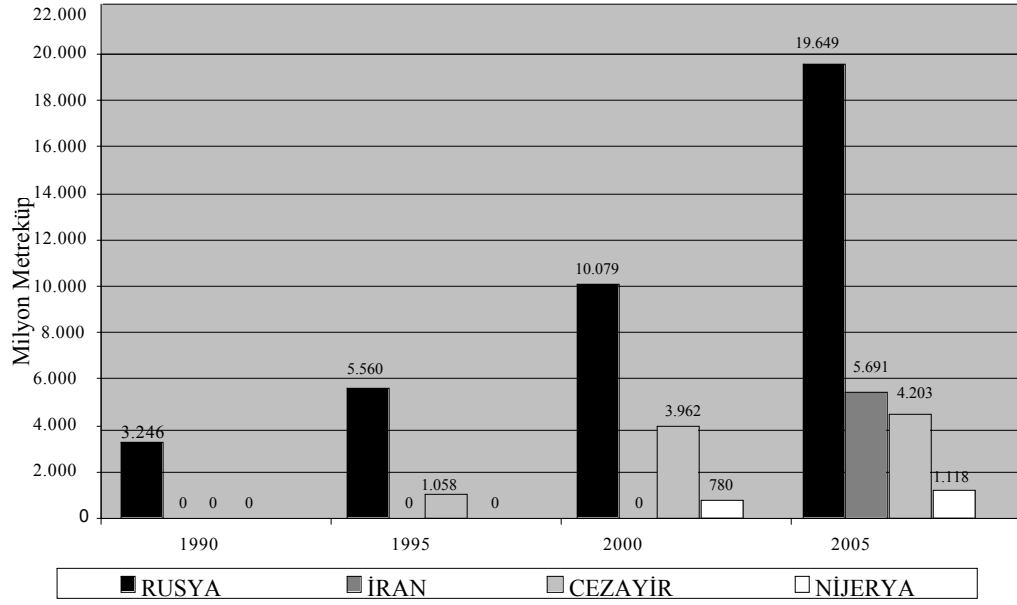
⁵⁷ 2003 yılı rakamlarına göre, Türkiye’nin 8 milyar m³’lük kullanılabilir doğal gaz rezervi kaldığı tahmin edilmektedir (IEA 2005, 72). Türkiye’nin 2006 yılı rakamlarına göre yıllık tüketiminin 30 milyar m³’den fazla olduğu da dikkate alındığında, Türkiye’nin kalan gaz rezervlerinin ne ölçüde yetersiz olduğu ortaya çıkmaktadır.

⁵⁸ www.botas.gov.tr/faaliyetler/dg_ttt.asp.

Mustafa Oğuzcan BÜLBÜL

SDG olmak üzere toplam 4 farklı ülkeden⁵⁹ yapılmıştır. Bu ithalatın içinde Rusya'nın toplam payı yaklaşık % 64,1; İran'ın toplam payı yaklaşık %18,6; Cezayir'in toplam payı % 13,7 ve Nijerya'nın toplam payı da yaklaşık %3,6 olarak gerçekleşmiştir.

Şekil 6- Türkiye'nin Doğal Gaz İthalatı



* Kaynak: http://www.botas.gov.tr/faaliyetler/dg_ttt.asp

TPAO'nun yaptığı yıllık üretim ihmal edildiğinde, dört adet üretici ülkenin oluşturduğu doğal gaz üretim pazarının ne ölçüde yoğunlaşmış olduğunu ortaya koyabilmek için rekabet hukuku uygulamalarında pazar gücünün ölçülmesinde kullanılan HHI (Herfindhal-Hirschman Index) çerçevesinde bir değerlendirme yapılması yararlı olacaktır.

Tablo 7- 2006 Yılı Doğal Gaz İthalat Pazarı Yoğunlaşma Oranları

ÜRETİCİ ÜLKELER	Pazar Payı (%)	HHI
Rusya	64,1	4.108
İran	18,6	345
Cezayir (SDG)	13,7	187
Nijerya (SDG)	3,6	13
HHI TOPLAM		4,653

⁵⁹2007 yılından itibaren, Azerbaycan doğal gazının da Türkiye'ye gelmesi beklenmektedir.

Rekabet Kurumu Uzmanlık Tezleri Serisi

Yukarıdaki tabloda da görüldüğü gibi, 2006 yılı rakamlarına göre hesaplanan HHI sonucunun “oldukça yoğunlaşmış pazar” değeri olan 1,800’ün yaklaşık 2,5 katı olduğu görülmektedir⁶⁰. Türkiye’nin ithalat rakamları ve HHI sonucu incelendiğinde, Rusya’ya olan bağımlılığın azaltılması amacıyla farklı kaynaklardan doğal gaz temin edilmeye çalışılmasının “rekabetçi” bakış açısından doğru bir yaklaşım olduğu ancak, Türkiye’nin doğal gaz ithalatında Rusya’nın gözle görülür biçimde hakimiyetinin devam ettiği görülmektedir.

Türkiye’ye yeni kaynaklardan daha ucuz doğal gaz getirilerek ithalatçıları arasından rekabetin sağlanması, 4646 sayılı Kanun’un geçici ikinci maddesi⁶¹ nedeniyle mümkün olamamakta ve Türkiye coğrafi konumunun kendisine sağladığı avantajları yeterince kullanamamaktadır. 4646 sayılı Kanun’un geçici ikinci maddesindeki düzenlemelerin, önceki dönemlerdeki hatalı uygulamalar ve yanlış talep projeksiyonları sonucu 2007’de 9,7 milyar m³, 2010’da ise 17,1 milyar m³ olması beklenen⁶² doğal gaz arz fazlası⁶³ bir şekilde azaltılınca kadar farklı ve yeni kaynaklardan ülkemize yapılmak istenecek doğal gaz ithalatlarına EPDK tarafından izin verilmeyeceği şeklinde yorumlanabileceği düşünülmektedir. Bu yorumun doğruluğuna ilişkin en önemli kanıt, EPDK’nın 29.4.2006 tarih, 26153 sayılı Resmi Gazetede yayımlanan 13.4.2006 tarih, 725 sayılı Kararı’nın “...Doğal Gaz Piyasası Lisans Yönetmeliği başvuru esaslarına göre eksiksiz olarak yapıldığı tespit edilen ithalat lisans başvurusu için Doğal Gaz Piyasası Lisans Yönetmeliği’nin 9 uncu maddesi kapsamında lisans alma bedelinin yüzde birinin Kurum hesabına yatırıldığına tevsih edilmesini takiben başvuruda belirtilen; yıllık ve mevsimlik ithalat miktarları ile ithalat süresi BOTAŞ’a bildirilerek, söz konusu ithalatın yapılmasının mevcut sözleşmelerinden ve ihracat bağlantılarından doğan yükümlülüklerini ifa etmesine engel teşkil edip etmeyeceği ile Doğal Gaz Piyasası Kanunu’nun 8 inci maddesi (b) fıkrası çerçevesinde bu miktarda doğal

⁶⁰ HHI değerinin 1,000’in altında olması “yoğunlaşmamış”; 1,000-1,800 arasında olması “orta dereceli yoğunlaşmış pazar” ve 1,800’ün üzerinde olması “oldukça yoğunlaşmış pazar” olarak sınıflandırılmaktadır.

⁶¹ Geçici ikinci maddenin 4. fıkrası: “Ayrıca, BOTAŞ’ın mevcut sözleşmelerinin var olduğu ülkeler dışındaki ülkelerden yapılacak ithalat için yapılacak müracaatlarda Kurul, piyasada rekabet ortamının oluşturulması, mevcut sözleşmelerden doğan yükümlülükleri ve ihracat bağlantılarını dikkate alarak belirleyeceği usul ve esaslar dahilinde müracaatları değerlendirecek ithalata müsaade edebilir. Ancak, BOTAŞ’ın mevcut sözleşmelerinin var olduğu ülkeler ile bu sözleşme süreleri sona erinceye kadar bu ülkeler ile hiç bir ithalatçı şirket tarafından yeni gaz alım sözleşmeleri yapılamaz...”

⁶² T.C. Cumhurbaşkanlığı Devlet Denetleme Kurulu, Rapor Sayısı: 2003/6 sayı, Rapor Tarihi: 21.7.2003, “Elektrik Enerjisi Üretimi Alanında Sürdürülen Yap-İşlet-Devret (YİD) , Yap-İşlet (Yİ) ve İşletme Hakkı Devri (İHD) Uygulamaları Hakkında Araştırma Raporu Özeti”, sf. 30.

⁶³ Merryl Lynch, Türkiye’nin sahip olduğu mevcut doğal gaz alım anlaşmaları nedeniyle, doğal gaz arzının; gelecek 2-3 yıllık dönemde talebin yaklaşık % 9, gelecek 10 yıllık dönemde ise talebin yaklaşık % 20 oranında üstünde kalacağını tahmin etmektedir (IEA 2005, 73).

Mustafa Oğuzcan BÜLBÜL

gazın sisteme girmesi halinde ciddi ekonomik ve mali güçlükler neden olup olmayacağı hususlarındaki görüşünü gerekçeleri ile birlikte Kuruma sunması istenir.

BOTAŞ tarafından söz konusu ithalatın yapılmasının mevcut sözleşmelerinden ve ihracat bağlantılarından doğan yükümlülüklerini ifa etmesine engel teşkil edeceğinin veya Doğal Gaz Piyasası Kanunu'nun 8 inci maddesi (b) fıkrası çerçevesinde bu miktarda doğal gazın sisteme girmesi halinde ciddi ekonomik ve mali güçlükler neden olacağına bildirilmesi halinde, ithalat lisans başvurusu Kurul tarafından reddedilir.

BOTAŞ tarafından söz konusu ithalatın yapılmasının mevcut sözleşmelerinden ve ihracat bağlantılarından doğan yükümlülüklerini ifa etmesine engel teşkil etmeyeceğinin ve Doğal Gaz Piyasası Kanunu'nun 8 inci maddesi (b) fıkrası çerçevesinde bu miktarda doğal gazın sisteme girmesi halinde ciddi ekonomik ve mali güçlükler neden olmayacağına bildirilmesi veya engel teşkil etmeyecek ithalat şartlarının bildirilmesi halinde, Kurum tarafından Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı'nın 3154 sayılı Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığının Teşkilat ve Görevleri Hakkında Kanuna göre oluşturulan görüşü alınır. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığının görüşünün olumsuz olması halinde, ithalat lisans başvurusu Kurul tarafından reddedilir... ” şeklindeki üçüncü maddesidir. EPDK'nın bu kararında, ithalat yapmak isteyen teşebbüslerin ithalat talebi ETKB, EPDK ve (başka kaynaklardan ülkeye daha ucuz fiyatla ithalat yapılması durumunda finansal açıdan zor duruma düşeceği kesin olan) BOTAŞ'ın olumlu görüş vermeleri şartına bağlanarak, “BOTAŞ'ın mevcut sözleşmelerinin olduğu ülkeler dışındaki ülkelere Türkiye'ye ithalat yapmak 4646 sayılı Kanun'un geçici ikinci maddesinin lafzen yorumuna göre mümkün, ama pratikte mümkün değil” mesajı verilmektedir.

İlk bakışta doğal gaz arz fazlası problemi ile “rekabet” kavramı arasında doğrudan bir bağlantı kurulamamaktadır. Ancak 4646 sayılı Kanun'un geçici ikinci maddesi dikkatle okunduğunda, söz konusu arz fazlası ortadan kaldırılıncaya kadar ülkeye alternatif kaynaklardan doğal gaz ithalatı yapılamayacağı ve bütün doğal gaz ticaretinin mevcut sözleşmeler çerçevesinde yürütüleceği anlaşılmaktadır. Ülkeye yeni kaynaklardan doğal gaz girememesi sonucunda ithalatçılar arasında rekabet tesis edilememekte ve bu durumdan doğal gaz endüstrisini meydana getiren bütün kısımlar zincirleme olarak olumsuz biçimde etkilenmektedir. Bu bağlamda, hem ithalatçılar arasında rekabetin sağlanması hem de Türk doğal gaz endüstrisinin liberalleştirilmesinin önündeki en büyük engellerden birisi olan doğal gaz arz fazlası probleminin bir an önce çözülmesi ve geçici ikinci maddedeki ithalat yasağının kaldırılarak pazarın rekabete açılması için gerekli adımların atılması büyük önem arz etmektedir.

4.4.1.3. Doğal Gaz Arz Fazlasının Azaltılabilmesi İçin Benimsenebilecek Çözüm Yolları ⁶⁴

Doğal gaz endüstrisinde ilk yatırım maliyetleri yüksek, daha sonra her bir yeni tüketicinin şebekeye dahil edilmesinin maliyetleri (marjinal maliyet) ise düşüktür. Yüksek ilk yatırım maliyetlerini göze alarak üretim faaliyetinde bulunan doğal gaz üreticileri, nakit akışlarını düzenli hale getirmek, finansal risklerini azaltmak ve yatırımlarının karşılığını alabilmek için ürettikleri doğal gazın büyük bir bölümünü uzun dönemli sözleşmelerle satmaktadır. Doğal gaz endüstrisinde sıklıkla görülen bu tür sözleşmeler, doğal gaz piyasalarının liberalleştirilmesinin ve üretimde rekabetin tesis edilmesinin önündeki en büyük engellerden biridir. Ancak bu sözleşmelerin doğal gaz endüstrisinin liberalleştirilmesi ve üretimde rekabetin tesis edilmesine yönelik olumsuz etkilerinin nedeni sadece sözleşmelerin “*süresinin uzunluğu*” değil; bu sözleşmelerin akdedilmesi esnasında üzerinde anlaşılan “*fiyatın*” da makul olmamasıdır.

Türkiye'nin uzun dönemli mevcut alım anlaşmalarına bakıldığında⁶⁵, söz konusu anlaşmaların vadelerinin 2011–2021 yılları arasında değiştiği ve anlaşmaların kalan geçerlilik sürelerinin ortalama on beş yıl olduğu görülmekte; ancak aynı dönemde geçerli olacak (fiyatın hesaplanmasında kullanılan fiyat formülleri gizli olduğu için) fiyat konusunda bir değerlendirme yapılamamaktadır. Fakat BOTAŞ'ın halen devam eden doğal gaz alım sözleşmeleri çerçevesinde diğer ülkelere göre daha pahalı doğal gaz aldığı ve tüketicilerin bundan zarar gördüğü iddiaları zaman zaman kamuoyunda gündeme gelmektedir. Nitekim bu nedenle 2001 yılı Kasım ayında Rekabet Kurumu'na bir başvuru yapılmış ve BOTAŞ'ın ithalat tekeli kötüye kullandığı, pahalı doğal gaz alımı yaptığı, hem BOTAŞ'ın hem de doğal gaz dağıtımını ile ilgili diğer kuruluşların aşırı fiyat uygulamak suretiyle hakim durumlarını kötüye kullandıkları iddia edilmiştir. Yapılan incelemeler sonucunda; doğal gaz alım fiyatlarının petrol ve petrol ürünlerinin fiyatlarına bağlı olduğu ve 2000 yılı Eylül ayından itibaren petrol fiyatlarının, Şubat 2001 ekonomik krizi sonrasında da ABD doları kurunun aşırı yükselişinin tüketiciye yansıyan fiyatlarda büyük artışlara yol açtığı tespit edilmiştir. Bu çerçevede, toplam maliyetleri içerisinde işletme maliyetleri oldukça düşük olan BOTAŞ'ın doğal gaz alım fiyatlarındaki

⁶⁴ Türkiye'nin mevcut doğal gaz alım anlaşmalarının içeriğine ilişkin olarak yapılan değerlendirmeler, bu sözleşmelerin gizli olması ve içeriğinin bilinmemesi nedeniyle tahmini yorumlara dayanmaktadır.

⁶⁵ Bu sürenin hesaplanmasında, Azerbaycan'dan 2007 yılı itibarıyla alınmaya başlanacak doğal gazla ilişkin yapılan sözleşmenin süresi hariç tutulmuştur. Ayrıca, 21.5.1999 yılında Türkmenistan ile 30 yıllık bir süre için imzalanan doğal gaz anlaşmasının hayata geçirilmesine ilişkin belirsizlikler bulunduğu için, bu sözleşmenin de süresi söz konusu hesaplama yapılırken dikkate alınmamıştır.

Mustafa Oğuzcan BÜLBÜL

artışa bağlı olarak artan maliyetlerini fiyata yansıttığı ve bu fiyat düzeylerinde aşırı kabul edilebilecek bir karlılığın mevcut olmadığı, bu bakımdan BOTAŞ'ın hakim durumunu kötüye kullandığına ilişkin bir delilin mevcut olmadığı sonucuna varılmıştır⁶⁶.

Bu noktada sorulabilecek en kritik soru (her alım anlaşmasında farklı olan fiyat hesaplamalarının yol açtığı olumsuzluklar bir kenara bırakıldığında), önümüzdeki on beş yıl içinde oluşması öngörülen talep miktarının, aynı dönemde alınması taahhüt edilen doğal gaz miktarının bir hayli altında kalması sonucu meydana gelebilecek arz fazlasının nasıl azaltılacağıdır. Bu soruya, halen devam etmekte olan doğal gaz alım sözleşmelerinin tarafı olan üreticiler ile yapılabilecek bir anlaşma veya taraflar arasında oluşabilecek bir anlaşmazlık çerçevesinde verilmesi muhtemel cevaplar bulunmaktadır.

a-) Sözleşmelerin Devam Ettiği Rusya, İran, Cezayir (SDG) ve Nijerya'daki (SDG) Üreticiler ile Anlaşma Yapılması

Türkiye ile doğal gaz satan ülkelerdeki sağlayıcı firmalar arasında yapılacak müzakereler sonucu bir anlaşma yapılmasının ve bu anlaşma sonucunda arz fazlası doğal gazın üçüncü ülkelere ihraç edilerek Türkiye doğal gaz piyasasının rekabete açılmasını engelleyen problemin ortadan kaldırılmasının mümkün olduğu düşünülmektedir. Son dönemde ETKB'nin ve konuyla ilgili diğer kurumların bu yönde çalışmalar yürüttüğü ancak sağlayıcı teşebbüslerin Türkiye'nin çıkarlarına hizmet edecek bir anlaşmaya varılabilmesi için gerekli işbirliği içinde olmadığı görülmektedir.

AB uygulamasına bakıldığında, AB'nin en büyük doğal gaz sağlayıcıları olan Rusya, Nijerya, Cezayir ve Norveç'teki sağlayıcı teşebbüsler ile Komisyon arasında yapılan müzakerelerde, doğal gaz alım-satım sözleşmelerinde bulunan rekabete aykırı hükümler nedeniyle yapılabilecek bir soruşturmanın, tarafları mevcut anlaşmalarının bazı hükümlerini değiştirmeye teşvik etmek için kullanıldığı ve söz konusu anlaşmaların soruşturma yapılmasına gerek kalmadan revize edildiği görülmektedir. Örneğin, 12.12.2002 tarihinde Komisyon tarafından yapılan basın duyurusunda⁶⁷, Nijerya ile İtalyan ENEL arasında daha önce imzalanmış olan doğal gaz alım sözleşmesinde bulunan ve ENEL'in Nijerya'dan aldığı SDG'yi İtalya dışına yeniden satmasını engelleyen maddelerin (final destination clause) sözleşmeden çıkarılması hususunda Nijerya SDG Ltd şirketi ile Komisyon arasında anlaşma sağlandığı açıklanmıştır.

6.10.2003 tarihinde Komisyon tarafından yapılan basın duyurusunda⁶⁸, Rusya'da kurulu doğal gaz ve petrol üreticisi Gazprom ile İtalyan petrol ve

⁶⁶ Toplantı Tarihi: 8.3.2002; Karar Sayısı: 02-13/127-54, RG: 25262, 17.10.2003.

⁶⁷ <http://www.energyforum.net/news/2002/w50/news44.shtml>, [IP/02/1869].

⁶⁸ http://www.delrus.cec.eu.int/en/news_101.htm

doğal gaz şirketi olan ENI arasında imzalanan doğal gaz alım sözleşmesinde bulunan ve ENI'nin Gazprom'dan aldığı doğal gazı İtalya dışına yeniden satmasını engelleyen maddelerin sözleşmeden çıkarılmasına; ancak Gazprom'un da bundan sonra İtalya'daki ENI müşterilerine doğal gaz satabilmesine ilişkin olarak Komisyon, Gazprom ve ENI arasında anlaşmaya varıldığını açıklamıştır. Aynı basın duyurusunda ayrıca, AB'nin bir diğer büyük doğal gaz sağlayıcısı olan Cezayir'in Enerji Bakanı ve bu ülkedeki en büyük doğal gaz üreticisi olan Sonatrach firması yetkililerinin Komisyona başvurarak, Sonartach tarafından AB ülkelerine satılan doğal gazın yeniden satışını doğrudan ya da dolaylı⁶⁹ olarak engelleyen maddelerin mevcut sözleşmelerden çıkarılacağı ve ileride yapılacak sözleşmelere de konulmayacağını taahhüt ettikleri belirtilmektedir.

26.10.2004 tarihinde Komisyon tarafından yapılan basın duyurusunda⁷⁰, Komisyon'un, 1997 yılında Gaz de France (GDF) ile ENI arasında akdedilen doğal gaz taşıma sözleşmesinde bulunan ve ENI'nin Kuzey Avrupalı doğal gaz sağlayıcılarından temin ettiği ve Gaz de France tarafından Fransa üzerinden taşınarak İtalya'nın İsviçre sınırında ENI'ye teslim edilen doğal gazı münhasıran "yeniden teslim noktasından itibaren (İtalya'nın İsviçre sınırı) alt pazarlara satabilir" şeklindeki düzenlemenin, Fransız tüketicilerin Gaz de France haricinde İtalyan ENI'den doğal gaz tedarik edebilmesini engellediği ve bu durumun da Roma Antlaşması'nın 81. maddesine aykırı olduğu sonucuna vardığı belirtilmektedir.

17.2.2005 tarihinde Komisyon tarafından yapılan basın duyurusunda⁷¹ ise, Avusturya'da faaliyet gösteren petrol ve doğal gaz şirketi olan OMV ile Gazprom arasında imzalanan doğal gaz alım sözleşmesinde bulunan ve OMV'nin Gazprom'dan aldığı doğal gazın yeniden satışını yasaklaması nedeniyle Roma Antlaşması'nın 81. maddesine (eski 85) aykırı olan bölgesel kısıtlamalara ilişkin hükümlerin sözleşmeden çıkarılmasına; ancak Gazprom'un da bundan sonra Avusturya'daki OMV müşterilerine doğal gaz satabilmesine ilişkin olarak Komisyon tarafından, Gazprom ve OMV arasında anlaşmaya varıldığı ve bu nedenle Komisyon'un yürütmekte olduğu soruşturmayı kapattığı açıklanmıştır.

⁶⁹ Dolaylı engellerin yaygın olan iki çeşidi bulunmaktadır. Bunlar: 1) Doğal gazı satın alan tarafın, ülke dışına yaptığı satışlardan elde edilen karın bir kısmının sağlayıcı firmalara ödenmesi şartının getirilmesi (profit split mechanism) ve 2) Her ülkeye, sağlayıcı teşebbüs tarafından ayarlanmış farklı fiyat seviyesinden doğal gaz satılması nedeniyle doğal gazı satın alan ülkelerde oluşan farklı fiyatların söz konusu doğal gazın ülke dışına yeniden satışını karlı olmaktan çıkarması ve bu nedenle doğal gazın ülke dışına yeniden satışının mümkün olmamasıdır.

⁷⁰<http://europa.eu/rapid/pressReleasesAction.do?reference=IP/04/1310&format=HTML&aged=0>

&language=IT&guiLanguage=en

⁷¹<http://europa.eu.int/rapid/pressReleasesAction.do?reference=IP/05/195&format=HTML&aged=0>
&language=EN&guiLanguage=en, [IP/05/195].

Mustafa Oğuzcan BÜLBÜL

10.6.2005 tarihinde Komisyon tarafından yapılan basın duyurusunda⁷², Alman doğal gaz şirketi E.ON Ruhrgas ile Rus doğal gaz ve petrol üreticisi Gazprom arasında akdedilmiş olan sözleşmede yapılan tadilat neticesinde, sözleşmede bulunan ve Ruhrgas'ın Gazprom'dan satın aldığı doğal gazı Almanya dışına satamayacağına ilişkin "final destination clause" hükmü ile Gazprom'un Ruhrgas'ı en çok kayırılan müşteri "most favoured customer" olarak kabul etmesine ilişkin hükümlerin sözleşmeden çıkarıldığı ve bunun üzerine, Komisyon'un da taraflar hakkında yürüttüğü soruşturmayı kapattığı belirtilmektedir.

Sonuç olarak, bu örneklerden de anlaşıldığı gibi, AB ile birlikte Türkiye'ye de doğal gaz satan sağlayıcı teşebbüslerle AB arasında sağlanan uzlaşmanın bir benzerinin, 4054 sayılı Kanun'un çözüm sürecine katılmasıyla birlikte Türkiye ile sağlayıcı teşebbüsler arasında da sağlanabileceği; bu sayede hem 4054 sayılı Kanun'a aykırı olan hükümlerin anlaşmalardan çıkarılabileceği hem de arz fazlası doğal gazın üçüncü ülkelere yeniden satışının mümkün hale gelebileceği tahmin edilmektedir.

b-) Sözleşmelerin Devam Ettiği Rusya, İran, Cezayir (SDG) ve Nijerya'daki (SDG) Üreticiler ile Anlaşma Sağlanamaması

Türkiye'nin mevcut doğal gaz alım anlaşmalarının devam ettiği ülkelerle Türkiye'nin mevcut arz fazlasının azaltılabilmesi için hayati öneme sahip olan ve arz fazlası doğal gazın üçüncü ülkelere yeniden satışına ve rekabeti bozucu hükümlerin sözleşmelerden çıkarılmasına ilişkin herhangi bir anlaşma sağlanamaması durumunda izlenebilecek farklı çözüm yolları bulunmaktadır.

BOTAŞ'ın doğal gaz alım-satım anlaşmaları iki aşamalı bir süreç sonucunda imzalanmaktadır. İlk aşamada, doğal gaz alınması planlanan ülkeler ile Türkiye arasında Milletlerarası Anlaşma akdedilmektedir. Bu anlaşmalar, ticari, idari ve teknik konularda ayrıntılı düzenlemeler getirmekten ziyade, bu konuları görüşmek ve doğal gaz alım-satım anlaşmasını hazırlamak için ilgili sağlayıcı teşebbüs ile BOTAŞ'ı yetkilendiren çerçeve anlaşmalardır.

Doğal gaz alım-satım işleminde uyulacak kurallara ilişkin bütün detaylar genellikle BOTAŞ ve sağlayıcı teşebbüs arasında yapılan görüşmelerle belirlense de, zaman zaman Milletlerarası Anlaşma'da yer alan bazı maddelerin doğrudan doğal gaz alım-satım anlaşmasına da konulduğu görülmektedir.

İkinci aşamada imzalanan doğal gaz alım-satım anlaşmaları ise, çerçeve niteliğindeki Milletlerarası Anlaşma ile yetkilendirilen BOTAŞ ile ilgili

⁷²<http://europa.eu/rapid/pressReleasesAction.do?reference=IP/05/710&format=HTML&aged=1&language=EN&guiLanguage=en>

Rekabet Kurumu Uzmanlık Tezleri Serisi

sağlayıcı teşebbüsler arasında akdedilen, ticari, idari ve teknik konuların tümünü içerecek şekilde tasarlanan ve özel hukuk hükümlerine tabi olan anlaşmalardır.

Bu noktada cevaplanması gereken soru, ikinci aşamada BOTAŞ ile ilgili sağlayıcı teşebbüsler arasında akdedilen ve iki ülke arasındaki doğal gaz ticaretinin temelini oluşturan doğal gaz alım-satım anlaşmalarının 4054 sayılı Kanun kapsamında değerlendirilip değerlendirilemeyeceğidir.

Bu konuya ilişkin olarak iki farklı yorum bulunmaktadır. Buna göre birinci yorum, ikinci aşamada BOTAŞ ile ilgili sağlayıcı teşebbüsler arasında özel hukuk hükümleri uyarınca yapılan anlaşmaların, birinci aşamada imzalanan ve Anayasa'nın 90. maddesi uyarınca usulüne uygun olarak yürürlüğe konulan ve kanunlardan üstün nitelikte olan Milletlerarası Anlaşmaların devamı niteliğinde olduğu; bu nedenle söz konusu anlaşmalara ilişkin olarak 4054 sayılı Kanun kapsamında herhangi bir işlem yapılamayacağı şeklindedir.

İkinci yorum ise ilk aşamada Türkiye ve sağlayıcı teşebbüslerin bulunduğu ülkeler arasında akdedilen ve usulüne göre yürürlüğe konulmuş olan Milletlerarası Antlaşmaların da kanun hükmünde olduğu şeklindedir. Dolayısıyla, Milletlerarası Antlaşmaların kanunlar hiyerarşisinde yürürlükteki diğer kanunlarla eş değer olarak değerlendirilmesi ve Milletlerarası Antlaşma ile yürürlükteki kanunlar arasında herhangi bir çatışma olması durumunda ortaya çıkan uyuşmazlığın, kanunlar arasındaki çatışmalarda olduğu gibi özel norm-genel norm, önceki kanun-sonraki kanun hükümlerine göre çözülmesi gerektiği görüşü savunulmaktadır. Bu görüş çerçevesinde, ilk aşamada imzalanan Milletlerarası Antlaşma'ya bile 4054 sayılı Kanun hükümleri uyarınca müdahale edilebileceği göz önüne alındığında⁷³, ikinci aşamada BOTAŞ ve ilgili sağlayıcı teşebbüsler arasında özel hukuk hükümleri çerçevesinde imzalanan anlaşmaların 4054 sayılı Kanun'un kapsamında olduğu sonucuna varılmaktadır. Bu doğrultuda, söz konusu anlaşmaların, içeriğindeki rekabete aykırı hükümler dolayısıyla re'sen muafiyet değerlendirmesine tabi tutulabileceği ve bu hükümlerin 4054 sayılı Kanun'un 5. maddesinde öngörülen muafiyet şartlarını karşılamaması durumunda da 4054 sayılı Kanun'un 4. maddesine aykırılığı ileri sürülerek soruşturma konusu yapılabileceği ileri sürülmektedir. Bu soruşturmanın sonucunda Rekabet Kurulu'nun BOTAŞ ile sağlayıcı teşebbüsler arasında akdedilen sözleşmelerin içeriğindeki çeşitli hükümleri 4054 sayılı Kanun'a aykırı bulması durumunda; 4054 sayılı Kanun'un 16. maddesi uyarınca bu teşebbüslerin Türkiye'ye yaptığı doğal gaz satışlarından elde ettikleri cirolarının yüzde onuna kadar verilebilecek idari para cezaları, doğal gaz alım anlaşmalarının 4054 sayılı Kanun'un 56. maddesi çerçevesinde geçersiz olması,

⁷³ Söz konusu doğal gaz alım anlaşmalarının yürürlüğe girdiği tarihler dikkate alındığında, 4054 sayılı Kanun'un hem sonraki hem de "Rekabet" alanındaki en özel kanun niteliğinde olduğu görülmektedir.

Mustafa Oğuzcan BÜLBÜL

aynı Kanun'un 57 ve 58. maddeleri çerçevesinde bu sözleşmelerin soruşturmaya konu olduğu biçimde uygulanması sonucunda zarar görenlerin Rekabet Kurulu'nun verdiği karara dayanarak açacağı davalar sonucunda zarar gören kişilere sağlayıcı teşebbüsler tarafından zararın üç katına kadar tazminat ödenmesi ve taraflardan birisinin tahkime başvurarak devam etmekte olan doğal gaz alım-satım sözleşmelerinin iptalini istemesi gibi önemli sonuçların ortaya çıkabileceği düşünülmektedir.

Bu yaklaşımlardan hangisinin doğru olduğu konusunda bir uzlaşma bulunmasa da, hem AB uygulamaları hem de daha rekabetçi bir doğal gaz endüstrisi oluşturabilme hedefi dikkate alındığında, ikinci yaklaşımın bu hedeflere ulaşmak için daha doğru bir politika olduğu düşünülmektedir. Nitekim AB uygulamasında da üye ülkelerdeki teşebbüslerin doğal gaz alım-satımı için akdettikleri sözleşmeleri çeşitli nedenlerle Komisyon'a bildirdiği görülmektedir. Bunun en güncel örneği, Danimarka doğal gaz pazarının BOTAŞ gibi kamu iktisadi teşekkülü statüsündeki sağlayıcı teşebbüsü olan DONG ile ülkenin ana doğal gaz sahalarının sahibi olan ve bu sahalarda doğal gaz üreterek DONG firmasına doğal gaz satan DUC arasında akdedilen doğal gaz alım-satım sözleşmelerinin Danimarka Rekabet Otoritesi'ne bildirildiği ve bu bildirim yapıldığına ilişkin ifadelerin 24.4.2004 tarihli Komisyon basın duyurusunda⁷⁴ ve Danimarka Rekabet Otoritesi'nin kararında⁷⁵ yer almasıdır.

Arz fazlası doğal gazın azaltılabilmesine ilişkin yürütülen çabalarda mesafe alınması durumunda (4054 sayılı Kanun kapsamında açılan bir soruşturma sonucunda ya da taraflar arasında sağlanan bir uzlaşma ile) atılması gereken ikinci adım, 4646 sayılı Kanun'un geçici ikinci maddesindeki ithalat yasağının kaldırılmasıdır.

İthalat yasağının kaldırılmasıyla yeni kaynaklardan Türkiye'ye doğal gaz girişi sağlanmasının kısa vadedeki en önemli sonucu, Türkiye'de spot doğal gaz piyasasının oluşması ve BOTAŞ'ın (ve kontrat devri ya da miktar devri yapılmışsa pazara yeni girmiş olan teşebbüslerin) devam eden sözleşmeler çerçevesinde tedarik ettiği doğal gazın fiyatının spot piyasada oluşan doğal gaz fiyatlarının üzerinde kalmasıdır. Bu durumda, BOTAŞ'ın;

- doğal gaz satışlarının düşeceği,
- almayı taahhüt ettiği doğal gazı (yeterli satış yapamadığı için) alamaması nedeniyle karşı karşıya olduğu "al ya da öde" yükümlülüklerinin beraberinde getirdiği ilave maliyetler ya da pahalıya aldığı doğal gazı ucuza satmak zorunda kalması sonucu oluşan zarar,

⁷⁴ IP/03/566, 24.4.2003, Brussels.

⁷⁵ <http://www.ks.dk/english/competition/national/before04/dong-duc/>

nedeniyle finansal açıdan zor durumda kalabileceği ve liberalizasyon sürecinin çözülmesi en zor konularından birisi olan yükümlenilen maliyetler (stranded cost) probleminin ortaya çıkabileceği tahmin edilmektedir. Bu maliyetlerin ne şekilde telafi (finanse) edileceğine ilişkin yöntemler ülkeden ülkeye farklılık göstermekle beraber; esas olan nokta, bu maliyetlerin oluşturduğu yükün tüketiciler (satın alınan her m³ doğal gaz için telafi vergisi konulması), BOTAŞ (Hazine Müsteşarlığı tarafından yapılacak doğrudan gelir desteği) ve/veya üreticiler (doğal gaz sözleşmelerindeki fiyatın, sürenin ve/veya satın alma taahhütlerinin aşağı çekilmesi, teşebbüslerin taahhüt ettikleri gazı alamamaları nedeniyle ödemesi gereken cezaların yeniden yapılandırılması ya da azaltılması vb.) arasındaki paylaşımının ne şekilde olacağına ilişkin son kararın, ilgili taraflar ve yetkili devlet birimleri arasında yapılacak müzakereler ve siyasi otoritenin tercihleri çerçevesinde karara bağlanacak olmasıdır.

Sonuç olarak, devam eden doğal gaz alım-satım sözleşmeleri sonucu ortaya çıkan arz fazlası sorunu çözülmeden 4646 sayılı Kanun'un geçici ikinci maddesinde yer alan ithalat yasağının kaldırılmasının, BOTAŞ'la birlikte tüm vergi mükelleflerinin altından kalkması gereken büyük mali yükleri beraberinde getireceği; bu bakımdan geçici ikinci maddede yapılacak değişikliğin zamanlamasının (oluşacak yükümlenilen maliyetlerin boyutu açısından) büyük önem arz ettiği düşünülmektedir.

4.4.1.4. Toptan Satıcılar Arasında Rekabet ve Kontrat Devirleri

Toptan satıcı teşebbüsler, 4646 sayılı Kanun'un 4 (e) maddesinde düzenlenmiş şartları haiz olan ve EPDK'dan aldıkları lisans çerçevesinde sistem içinde veya dışında, iletim veya dağıtım faaliyeti yapmaksızın doğal gazın dağıtım şirketlerine ve ST'lere satışı ile iştigal eden tüzel kişiler olarak tanımlanmaktadır.

BOTAŞ, Türkiye'de hem ithalat yapan hem de toptan satıcı olan tek teşebbüstür. Dolayısıyla doğal gaz endüstrisinin mevcut yapısında toptan satıcılar arasında rekabetten söz etmek mümkün değildir. 4646 sayılı Kanun çerçevesinde yapılan çalışmalardan toptan satıcılar arasında rekabetin tesis edilmesi bakımından en önemlisi, 4646 sayılı Kanun'un geçici ikinci maddesi uyarınca BOTAŞ'ın mevcut doğal gaz alım sözleşmelerini devretmek ve bu sayede doğal gaz pazarındaki tedarikçilerin sayısını artırmak amacıyla başlatılan kontrat devri çalışmalarıdır.

BOTAŞ tarafından yapılması planlanan kontrat devirleri, doğal gaz endüstrisinde dikey bütünleşik olarak faaliyet gösteren ve bu nedenle önemli bir pazar gücüne sahip teşebbüslerin bulunduğu ülkelerde, başta sağlayıcılar

Mustafa Oğuzcan BÜLBÜL

arasındaki olmak üzere tüm doğal gaz endüstrisinde rekabetin tesisi için en önemli adımlardan birisi olarak kabul edilmektedir. Türkiye’de 2004 yılında başlayan bu süreçte, BOTAŞ’ın devam etmekte olan 8 sözleşmesinden 16 milyar m³’lük 6 tanesini devretmesi öngörülmüştür.

4646 sayılı Kanun hükümleri uyarınca yapılması planlanan ihale, BOTAŞ tarafından çeşitli gerekçelerle dört kez ertelenmiştir. 4646 sayılı Kanun’un geçici ikinci maddesi’nde 16.6.2006 tarihinde yapılan değişikliklerle, ilk aşamada sözleşme devri, sözleşme devri için satıcı onayı temin edilmezse yeterlilik sahibi şirketlere miktar devri için ayrı ayrı ihaleler yapılması öngörülmüştür. Yapılan bu değişiklikler neticesinde sözleşme devri ihalesi 22.9.2005 tarihinde ilan edilmiş, 30.11.2005 tarihinde sonuçlandırılmış ve 365 takvim günlük ihale geçerlilik süresi bitiminden önce onaylanmıştır.

Kontrat devri ihalesi sonuçlanmış ve onaylanmış olmasına karşın;

- BOTAŞ’ın doğal gaz ithalatındaki payı kontrat devri ile azaltılmaya çalışılırken, kontrat devri yapılsa bile doğal gaz almak için BOTAŞ ile anlaşması olan, diğer bir deyişle sözleşmeleri sona erene kadar BOTAŞ’ın “zorunlu alıcıları” (captive customers) olan ve doğal gaz pazarının yaklaşık %70’ini oluşturan müşterilerin durumunun ne olacağı,
- Doğal gaz ithalatı yapan teşebbüslerin 4646 sayılı Kanun hükümleri uyarınca yerine getirmekle yükümlü olduğu %10’luk zorunlu depolama yükümlülüğünün teşebbüslere getireceği ilave mali yük,

yapılacak kontrat devri sonrasında pazara yeni giriş yapacak teşebbüslerin BOTAŞ ile rekabet edebilirliği açısından belirsizlik yaratan hususlar olarak göze çarpmaktadır. Bu belirsizliklere rağmen, BOTAŞ tarafından yapılan ihale önemli bir ilgi ile karşılanmış ve söz konusu ihaleye toplam 40 teklif verilmiştir. Bu tekliflerden Shell Enerji A.Ş., Bosphorus Gaz A.Ş., Enerco Enerji Sanayi ve Ticaret A.Ş. ve Avrasya Gaz A.Ş.’nin teklifi dışındakiler, teklif sahiplerinin sağlayıcı teşebbüs ile anlaşamaması veya başka nedenlerle geçersiz sayılmıştır.

Bugüne kadarki uygulamalar dikkate alındığında, BOTAŞ’ın 4646 sayılı Kanun hükümleri uyarınca 2009 yılına kadar yıllık ithalat miktarını yıllık ulusal tüketimin %20’sine düşürmesinin;

- İlk aşamada 16 milyar m³ olarak hedeflenen kontrat devrinin ancak 4 milyar m³’lük kısmının gerçekleştirilebilmiş olması,
- 2009 yılına kadar kalan kısa sürede, BOTAŞ’ın 25,6 milyar m³’lük kontrat devri daha gerçekleştirme taahhüdünün bulunması,
- Bu kadar büyük miktarda doğal gazın bu kadar kısa sürede özel sektöre devredilmesinin uygulamada başarılı olmuş bir örneğinin bulunmaması,

nedeniyle gerçekçi bir hedef olmadığı düşünülmektedir. Bugüne kadar gerçekleşmiş uygulamaları yapan ülkeler ve özel sektöre devredilen gaz miktarları Tablo 8’de gösterilmiştir:

Tablo 8- Doğal Gaz Miktar Devrinin Dünya Uygulaması

	Miktar (milyar m ³)	Süre (Yıl)	Devri Yapılan Gaz Miktarının Toplam Pazara Oranı	Gelen Teklif Sayısı
İngiltere	4.8	4 (1992-1996)	< %5	70
İspanya	4.2	3 (2001-2004)	%9 (Cezayir Gazı)	14
Almanya	7.2	3	%5	-
Avusturya	0.25	1	%3	12
İtalya	2.3	4	%3	-
Fransa	4.8	3	%3.5	-
Türkiye	16	3	%60	40

* Kaynak AKCOLLU 2006, s. 44.

Yukarıdaki tabloda yer alan verilerden de anlaşılacağı üzere, 2009 yılına kadar öngörülen miktarda gerçekleştirilmesi mümkün olmayan kontrat devri sistemine 4646 sayılı Kanun’da ve uygulamada yapılacak bazı değişiklikler ile işlerlik kazandırılması gerekmektedir. Bu değişiklik alternatifleri; BOTAŞ’ın yıllık ithalat miktarının, yıllık ulusal doğal gaz tüketiminin %20’sine düşürülmesi için öngörülen sürenin 2009 yılında daha ileri bir tarihe ertelenmesi veya 4646 sayılı Kanun’da yapılacak bir değişiklik ile BOTAŞ’ın pazar payının 2009 yılına kadar %20’ye düşürülmesini hedefinin, AB ülkelerindeki örnekler de incelenerek daha makul (örneğin %40 veya %50) bir seviyeye çıkartılması ve ithalat ve toptan satış şirketlerine getirilen %20’lik pazar payı sınırının da bu değişikliğe paralel olarak yeniden belirlenmesi olarak özetlenebilir (Akcollu 2006, 44).

4.4.2. İletim

İletim, üretime mahsus toplama hatları ve dağıtım şebekeleri haricindeki gaz boru hattı şebekesi veya SDG taşıma vasıtalarıyla gerçekleştirilen doğal gaz nakli olarak tanımlanmaktadır.⁷⁶ Türkiye’deki doğal gaz ve petrol boru hatlarının mülkiyeti BOTAŞ’a ait olup,⁷⁷ BOTAŞ tarafından gerçekleştirilen iletim faaliyetinin bedeli EPDK’nın yaptığı fiyat regülasyonu çerçevesinde tespit edilmektedir.

⁷⁶ Bu tanımda dikkati çeken husus, SDG taşımacılığının da iletim faaliyeti altında değerlendirilmiş olmasıdır.

⁷⁷ Türkiye’de toplam 6,000 km uzunluğunda doğal gaz boru hattı bulunmaktadır. Gerekli altyapı yatırımları tamamlandıktan sonra bu rakamın 10,000 km’yi geçmesi beklenmektedir (IEA 2005, 74).

Mustafa Oğuzcan BÜLBÜL

4646 sayılı Kanun'un 4. maddesinin (c) bendi hükümleri uyarınca EPDK'dan alınacak iletim lisansı çerçevesinde iletim alanında faaliyet göstermek isteyen teşebbüslerin (BOTAŞ haricinde) kurulması teorik olarak mümkün olmakla birlikte⁷⁸, böyle bir uygulama mevcut teknolojik gelişmişlik seviyesinde henüz ekonomik açıdan rasyonel değildir. Ayrıca, herhangi bir yetersizlik ya da aksaklık olması durumunda doğal gaz endüstrisini oluşturan bütün kısımları olumsuz etkileyebilecek konuma sahip olan iletim aşamasında teşebbüsler arasında rekabetin tesisinden önce, henüz altyapı yatırımları tamamlanmamış olan iletim şebekesinin tüm Türkiye'yi kapsayacak şekilde genişletilmesine önem verilmesinin daha yararlı olacağı düşünülmektedir. BOTAŞ'ın halihazırda sahip olduğu iletim hatları ile birlikte, inşası devam eden ve yapılması planlanan iletim hatları tamamlandığında iletim şebekesinin uzunluğunun 7,000 km.'yi bulacağı öngörülmektedir. Bu hatlar şu şekilde gösterilebilir.

Tablo 9-Türkiye'deki Doğal Gaz İletim Boru Hatlarının Durumu

Boru Hatları	Uzunluk	Gaz Akışına Başlanan Tarih
MEVCUT BORU HATLARI		
Ana Hat Malkoçlar-Ankara	842 km	Haziran 1987-Ağustos 1988
Pazarcık-Karadeniz Ereğlisi	209 km	Ocak 1996
Bursa-Çan	208 km	Temmuz 1996
Çan-Çanakkale	107 km	Temmuz 2000
Doğu Anadolu Ana Hattı	1,491 km	Aralık 2001
Karacabey-İzmir	241 km	Nisan 2002
Samsun-Ankara*	501 km	Ocak 2002
İNŞAAT HALİNDEKİ BORU HATLARI		
Güney (Sivas-Mersin)	565 km	
Sivas-Malatya	168 km	
Malatya-Gaziantep	182 km	
Gaziantep-Mersin	215 km	
Konya-İzmir	618 km	
Konya-Isparta	217 km	
Isparta-Nazilli	203 km	
Nazilli-İzmir	198 km	

⁷⁸ BOTAŞ'da dahil olmak üzere, iletim faaliyetinde bulunmak isteyen tüm teşebbüslerin iletim hatları inşa etmesi hususundaki yatırım planlarının EPDK tarafından onaylanması gerekmektedir.

Rekabet Kurumu Uzmanlık Tezleri Serisi

Boru Hatları	Uzunluk	Gaz Akışına Başlanan Tarih
YAPILMASI PLANLANAN BORU HATLARI		
Doğu Karadeniz Boru Hattı	308 km	
Karadeniz. Ereğlisi-Bartın	141 km	
Ermenistan Sınırı-Erzurum	225 km	
Interkonnektör Hat Türkiye-Yunanistan	200 km	

*Mavi Akım Projesi'nin Türkiye'de kalan kısmı.
Kaynak: ETKB ve BOTAŞ.⁷⁹

BOTAŞ, inşası halen devam etmekte olan iletim hatlarının finansmanını hem iletim faaliyetinden hem de doğal gaz satışlarından elde ettiği kar ile finanse etmektedir (diğer bir deyişle çapraz sübvansiyon yapmaktadır). BOTAŞ'ın ayrıştırılacağı tarihe kadar Türkiye çapında devam eden iletim hattı yatırımlarının tamamlanamaması durumunda, BOTAŞ'ın ayrıştırılması sonucu kurulması planlanan iletim şirketinin tamamlamak zorunda kalacağı iletim hattı yatırımları için tek gelir kaynağının iletim faaliyetinden elde edeceği kar olacağı ve bu nedenle yatırım finansmanı konusunda sıkıntılar yaşanabileceği tahmin edilmektedir. İletim şebekesinin genişletilmesine ilişkin yatırımlarda yetersiz kalınması durumunda ise, doğal gazın bir noktadan diğerine akışının sağlanamaması olarak tanımlanabilen *tıkanıklık* probleminin (congestion) ortaya çıkabileceği düşünülmektedir.

Tıkanıklığın görüldüğü iletim sistemlerinde, ST'lerin ve YDF'lerin tercih ettikleri sağlayıcılardan doğal gaz alamaması söz konusu olmaktadır. Liberalleşme sürecini kesintiye uğratabilecek kadar ciddi bir problem olan tıkanıklık ile mücadele edilebilmesi için (congestion management), kısa vadede şebekenin sınırlı kapasitesinin tahsisinde iletim şebekesi sahibi teşebbüsün pazar gücünü kötüye kullanmasını engelleyecek şekilde şeffaf ve ayrımcı olmayan yöntemlerin benimsenmesi (örneğin: kapasite tahsisinin ihale yöntemiyle yapılması ya da "kullan ya da kaybet"⁸⁰ ilkesinin uygulanması gibi); orta ve uzun vadede ise şebekenin fiziksel kapasitesinin genişletilmesi gerekmektedir.

⁷⁹ www.botas.gov.tr/dogalgaz/dg_sehir_d.asp, 2005; www.botas.gov.tr/yatirim/yatirimozettablo.asp, 2005; www.botas.gov.tr/yatirim/yatirim_a.asp, 2005.

⁸⁰ Bir iletim hattının sınırlı kapasitesinin büyük bölümünü kendisine tahsis ettiren bir teşebbüsün, (söz konusu iletim hattında kalan kapasitenin yetersizliği nedeniyle) talep oranında doğal gaz arzı sağlanamayan pazarlarda doğal gaz fiyatlarını suni biçimde artırma imkanı bulunmaktadır. "Kullan ya da kaybet" (use-it-or-lose-it) yöntemi, belirli bir iletim hattında teşebbüslere tahsis edilen kapasitenin kullanılmaması durumunda, kullanılan kapasitenin ikincil piyasada doğal gaz iletimi yapmak isteyen diğer teşebbüslere satılması anlamına gelmektedir (Smith, De Vany ve Michaels 1990, 155)

Mustafa Oğuzcan BÜLBÜL

BOTAŞ'ın ayrıştırılmasının ardından iletim şebekesinin genişletilmesiyle ilgili olarak tek sorumlu teşebbüs haline gelecek olan iletim şirketinin, mevcut iletim kapasitenin genişletilebilmesi için üç farklı finansman metodundan birisini uygulayabileceği düşünülmektedir.

Bu yöntemlerden ilki, BOTAŞ'ın iletim şirketinin iletim faaliyetlerinden elde ettiği gelir tavanının EPDK tarafından yatırımların finanse edilebileceği bir seviyeye yükseltilmesidir. İletim fiyat tavanının yeni iletim şebekesi yatırımlarını finanse edecek şekilde yükseltilmesi, iletim şebekesine yapılacak yeni yatırımların yükünün (mevcut durumda olduğu gibi) sadece yatırımın yapıldığı bölgedeki değil, tüm doğal gaz kullanan tüketicilere dağıtılması anlamına gelmektedir.

Yöntemlerden ikincisi, doğal gaz iletim şebekesinin genişletilmesine yönelik yatırımların DPT'nin hazırladığı yıllık yatırım programı çerçevesinde klasik proje finansmanı yöntemiyle yapılmasıdır. Bu yöntem, doğal gaz iletim şebekesinin geliştirilmesinin yükünün Türkiye'deki bütün vergi mükelleflerine dağıtılması itibarıyla daha adil bir çözüm olarak göze çarpmaktadır. Ancak, iletim şebekesi yatırımları için ayrılacak ödeneklerin yeterli olup olmayacağı, bütçe gelirlerinin büyük bir kısmı mevcut borçların anapara ve faiz ödemelerine ayrılırken bu gibi yüksek yatırım maliyetleri olan projelerin ayrılan ödeneklerle devlet hazinesinden finanse edilip edilemeyeceği ve iletim şebekesinin ihtiyaca cevap verecek hızla genişletilip genişletilemeyeceği gibi belirsizlikler bu yöntemin uygulanabilirliğini azaltmaktadır.

Yöntemlerden üçüncüsü ise, doğal gazın ilk defa bir bölgeye ulaştırılması ya da belirli bir bölgeye doğal gaz ulaştıran iletim hattının kapasitesinin artırılmasının talep edildiği durumlarda ortaya çıkan finansman yükünün söz konusu talebin sahibi olan tüketiciler tarafından karşılanmasıdır. Liberal bir yaklaşım olarak değerlendirilebilecek bu yöntem ile ilgili bölge dışında kalan diğer doğal gaz tüketicilerinin ya da ülkedeki vergi mükelleflerinin finansman yükü altına girmesi söz konusu olmamakla beraber; bu yöntemin kişi başı milli gelirin Türkiye'ye oranla çok daha yüksek olduğu ülkelerde uygulanabilir olduğu ve Türkiye için çok gerçekçi bir finansman yöntemi olmadığı düşünülmektedir.⁸¹

İletim şebekesine ilişkin olarak değinilecek son konu ise, EPDK tarafından "*Doğal Gaz Piyasası İletim Şebekesi İşleyiş Yönetmeliği'nin*" geçici birinci maddesi gereğince hazırlanan "*BOTAŞ İletim Şebekesi İşleyiş Düzenlemelerine İlişkin Esasların*⁸²" (BİŞİDİE) yürürlüğe girmesidir. BİŞİDİE,

⁸¹ Bu yöntemin, Türkiye'nin özellikle Karadeniz, Doğu Anadolu ve Güney Doğu Anadolu gibi kişi başı milli gelirin bin doların bile altında olduğu ve halen büyük miktarda iletim şebekesi yatırımına ihtiyaç duyulan bölgelerde uygulanmasının pek de mümkün olmadığı düşünülmektedir.

⁸² EPDK'nın 17.8.2004 tarih, 356/20 sayılı kararı uyarınca 1.9.2004 tarihinde yürürlüğe girmiştir.

BOTAŞ'ın sahip olduğu iletim şebekesi yoluyla doğal gaz taşınması ile ilgili tarafların hak ve yükümlülüklerinin kayıt altına alınması amacı ile hazırlanmış, iki kısım ve eklerden oluşan bir düzenlemedir. Bu düzenlemenin içeriği incelendiğinde, iletim şebekesi sahibi olan BOTAŞ ve bu şebeke ile doğal gaz taşımak isteyen tarafların tüm hak ve yükümlülüklerinin, kapasite tahsislerinin, diğer teknik konuların ve temel uygulamaların ayrıntılarıyla düzenlendiği görülmektedir. Bu bağlamda, BİŞİDİE'nin kabulü, Türkiye doğal gaz endüstrisinin 2003/55/EC sayılı Direktif'in içeriğine uyumunun sağlanması bakımından çok önemli bir kilometre taşı niteliğindedir.

4.4.3. Dağıtım

4.4.3.1. Dağıtım Faaliyeti ve Dağıtım Lisansları

Dağıtım, doğal gazın müşterilere teslim edilmek üzere mahalli gaz boru hattı şebekesi ile naklini ve perakende satışını kapsamaktadır.⁸³ Doğal gazın iletim hatları vasıtası ile Türkiye'nin her bölgesine götürülmesi ve bu bölgeler içinde bulunan şehirlere dağıtımını Türkiye'nin öncelikli hedeflerinden birisidir. 4646 sayılı Kanun'un dağıtıma ilişkin hükümleri ve dağıtıma ilişkin ikincil mevzuat hükümleri uyarınca şehir içi doğal gaz dağıtım hizmetlerinin EPDK'nın açtığı şehir içi doğal gaz dağıtım ihalesini kazanan teşebbüsler tarafından, EPDK'dan alınan "dağıtım lisansı" çerçevesinde yapılabileceği hükme bağlanmıştır. Dağıtım lisansının alınmasından önce gereken işlemler ve dağıtım lisansı verilmesinin hüküm ve sonuçları, Doğal Gaz Piyasası Dağıtım ve Müşteri Hizmetleri Yönetmeliği (DPDMHY) ve Doğal Gaz Piyasası Lisans Yönetmeliğinde (DPLY) düzenlenmiştir. DPLY'nin 7. maddesine göre, lisanslar bir defada en az on, en fazla otuz yıl süre ile verilebilmektedir. Şehir içi doğal gaz dağıtım lisansı süresi ise, dağıtım lisansı ihalesine ilişkin EPDK kararı ile belirlenmektedir. Uygulamada, dağıtım lisanslarının süresinin otuz yıl olarak belirlendiği görülmektedir.

4.4.3.2. Dağıtım Lisanslarının Yenilenmesi

Lisans süresi sona eren teşebbüslerin (EPDK tarafından dikkate alınacak çeşitli kriterler çerçevesinde) dağıtım lisanslarının yenilenmesine karar verilebileceği gibi, lisans yenilemesi için gerekli şartların bulunmaması durumunda ise EPDK tarafından yapılacak ihaleyle kurulu şehir içi doğal gaz dağıtım şebekesinin işletme ve mülkiyetinin en uygun teklifi veren teşebbüse

⁸³ Bu tanımda dikkat çeken önemli husus, 4628 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu'ndaki düzenlemelerin aksine, dağıtımın ve perakende satışın aynı firma tarafından ayrı lisans almaya ya da en azından muhasebe ayırıştırmasına gidilmesine gerek olmadan dikey bütünlüğe biçimde yapılabilmemesine olanak tanınmasıdır.

devredileceği ve söz konusu ihale neticesinde elde edilen şebeke bedelinin de eski lisans sahibine verileceği hükmüne bağlanmıştır.

Dağıtım lisansının mevcut dağıtıcı ile yenilenmesi durumunda yenilenen lisansın kaç yıl süre ile yenileneceği, yenileme olmaması durumunda ihaleye çıkılarak ihaleyi kazanan teşebbüse verilecek lisansın kaç yıllık olacağı ve lisansın yenileneceği süreye bağlı olarak lisans bedelinin ne olacağı ve nasıl hesaplanacağı konusunda belirsizlikler bulunmaktadır.⁸⁴ Ayrıca, bir dağıtım bölgesinde lisans süresi içerisinde kurulmuş ve amortismanı perakende satış fiyatı içindeki BHAB ile o bölgedeki tüketiciler tarafından yapılmış olan şebekenin mülkiyetinin neden lisans sahibine ait olduğu; lisans süresi sonunda mevcut lisans sahibi ile EPDK'nın anlaşamaması durumunda kurulu dağıtım şebekesinin üçüncü bir kişiye devredilmesi için ihale yapılmasıyla elde edilen gelirin, bedelini eski lisans sahibinin ödemediği bir dağıtım şebekesi için neden eski lisans sahibine verildiği; eski lisans sahibine ödenen ihale bedelinin yeni lisans sahibi tarafından yine o bölgedeki tüketicilerden tahsil edilmesinin, doğal gaz tüketicilerinin mükerrer bir şekilde dağıtım şebekesi amortismanı yapması anlamına gelip gelmediği ve ihale bedelini yeterli görmeyen ya da mülkiyeti kanunen kendisine ait olan şebekeyi devretmek istemeyen eski lisans sahibinin mülkiyetinde olan dağıtım şebekesinin açılacak bir ihale ile mevcut lisans sahibinin rızası olmadan üçüncü bir kişiye devredilmesinin en temel anayasal haklardan birisi olan “mülkiyet hakkının” ihlali olup olmayacağı gibi konularda belirsizlikler olduğu düşünülmektedir.

4.4.3.3. Dağıtım Lisanslarının Süresi ve ST Limitinin Tespiti

Dağıtım lisanslarının süresinin uzunluğu, dağıtım faaliyeti için ilgili regülatör tarafından tespit edilen fiyat seviyesi, finansal riskler ve dağıtım şebekesinin kurulması için yapılması gereken yatırımın büyüklüğü gibi değişkenlerin karşılıklı etkileşimi çerçevesinde belirlenmelidir. Lisans süresi ne kadar kısa tutulursa, dağıtım lisansı sahibinin dağıtım şebekesine yaptığı yatırımın amortismanını sağlamak ve kar edebilmek için süresinin kısa olması sebebiyle dağıtım tarifelerinin yüksek olması; lisans süresinin uzun tutulması durumunda ise, dağıtım tarifelerinin düşük ancak dağıtım lisansı sahibi teşebbüslerin pazar gücünün fazla olması beklenmektedir.

Dağıtım lisanslarının optimal süresini etkileyen bir diğer unsur da, söz konusu dağıtım bölgesindeki ST olabilme limitleridir. ST limitlerinin belirli bir süre sabit kalacak şekilde yüksek bir seviyede tespit edilmesi, söz konusu dağıtım bölgesindeki tüketicilerin belirlenen süre boyunca doğal gaz

⁸⁴ Dağıtım faaliyeti sonucu elde edileceği tahmin edilen yıllık getirilerin bugünkü değerinin toplamının bulunabilmesi için lisans süresinin kaç yıl olacağının bilinmesi önemli bir etkidir

Rekabet Kurumu Uzmanlık Tezleri Serisi

tüketebilmek için tamamen o bölgenin YDF'sine muhtaç olmasına, YDF'lerin müşteri portföyünün genişlemesine ve dağıtım lisansı sahibinin doğal gaz satışından elde ettiği karın satış miktarına paralel olarak artmasına neden olmaktadır. Dolayısıyla ST limitlerinin seviyesinin ve sabit kalacağı sürenin dağıtım lisanslarının süresi dikkate alınarak tespit edilmesi; lisans süresinin kısa olduğu durumlarda dağıtım tarifelerinin yükselmesine engel olmak için ST olabilme limitinin (telafi edici olması için) yüksek, lisans süresinin uzun olduğu durumlarda ST olabilme limitinin düşük ve her iki durumda da ST olabilme limitlerinin sabit kalacağı sürenin kısa tutulması önem arz etmektedir.

Türkiye'deki uygulamaya bakıldığında; doğal gaz dağıtım lisansı sürelerinin otuz yıl olduğu, dağıtım ihalelerini kazanan YDF'lerin ihalede teklif ettiği BHAB'lerin sekiz yıllık bir süre boyunca sabit kalacağı, sekiz yıllık süre sonucunda fiyat tavanı regülasyonuna geçilmesinin öngörüldüğü ve İstanbul, Ankara, Eskişehir, Bursa, İzmit ve Adapazarı illeri hariç (bu illerde ST limiti bir milyon m³ olarak tespit edilmiştir) olmak üzere doğal gaz dağıtım ihalesine çıkılan bütün iller için ST olabilme limitinin (beş yıllık bir süre için sabit kalacak şekilde) on beş milyon m³ olarak tespit edildiği görülmektedir.

EPDK tarafından dağıtım ihalelerini cazip hale getirmek ve doğal gaz kullanımını yaygınlaştırmak için;

- Lisans sürelerinin bu ölçüde uzun tutulmasının,
- Perakende satış tarifelerinin sekiz yıl boyunca sabit kalmasının,
- Dağıtım lisansı sahibi olunabilecek il sayısının ikiden on bire çıkarılmasının
- ST limitlerinin beş yıl boyunca sabit tutulmasının

doğru bir yaklaşım olmadığı ve 4646 sayılı Kanun'un doğal gaz piyasasının liberalizasyonu için EPDK'ya verdiği yetkilerin, Kanun'un da ruhuna aykırı biçimde sadece yatırımcıların lehine kullanıldığı görülmektedir.

Bu bağlamda;

- EPDK tarafından otuz yıl olarak belirlenen lisans sürelerinin ve ST limitlerinin yeniden değerlendirilmesi,
- Lisans süreleri otuz yıl olarak kalmaya devam edecekse ST olabilme limitinin ve sabit kalacağı sürenin düşürülmesi,
- ST olabilme limitleri on beş milyon m³ olarak kalmaya devam edecekse de lisans sürelerinin düşürülmesi,

dağıtımda rekabetin tesis edilebilmesi için gerekli koşullar olarak ortaya çıkmaktadır⁸⁵.

4.4.3.4. Dağıtım Şirketleri ve Belediyeler

Dağıtım şirketleri, dağıtım lisansı çerçevesinde doğal gaz dağıtmak için yetki aldıkları şehrin belediyesini veya belediye şirketini sermaye koyma şartı aramaksızın dağıtım şirketine % 10 nispetinde ortak olmaya davet etmekle yükümlüdür. Söz konusu ortaklık payının; ilgili belediyenin Hazine'ye borcu bulunmaması⁸⁶, Hazine'den ilave kredi talep etmemesi, Hazine'ye olan kredi borçlarını tasfiye etmesi halinde ve belediye tarafından bedeli ödenmek koşulu ile azami olarak yüzde on nispetinde daha artırılabilirliği öngörülmektedir. Bu düzenlemeyle, dağıtım şirketlerinde bir kamu iç denetimi sağlamak ve dağıtım şirketlerinin kendi dağıtım bölgelerinde yapacağı çalışmaları engelleyebilecek güce sahip belediyelerin dağıtım şirketlerinin yanına çekilmek istendiği görülmektedir.⁸⁷

4.4.3.5. Dağıtım Şirketlerinin İflası

DPDMHY'nin 34. maddesinin ikinci fıkrası, dağıtım şirketinin iflası halinde dağıtım lisansının kendiliğinden sona ereceğini ve EPDK'nın gereken tedbirleri alacağını hükme bağlamakta ancak lisansın iflas nedeniyle sona ermesinden sonra dağıtım şebekesinin iflas masasına mı kalacağı, iflas eden şebeke sahibinin borçlarının nasıl ödeneceği, bu esnada şebekenin kim tarafından işletileceği, şebekenin bulunduğu bölgede dağıtım hizmetlerinin aksayıp aksamayacağı, dağıtım hizmetlerinin aksaması durumunda zarara uğrayan tüketicilerin haklarının nasıl korunacağı ve dağıtım şebekesi eğer EPDK tarafından işletilecekse şebekenin işletilebilmesi için EPDK tarafından (Tasarruf Mevduatı Sigorta Fonu gibi) iflas eden şirkete para aktarılıp aktarılmayacağı gibi önemli konularda herhangi bir açıklama getirmemektedir.

Bu belirsizliklerden çıkarılabilecek en özet sonuç, dağıtım şirketlerinin bir şekilde iflas etmesinin önleneyeceğidir. Böyle bir yorum yapılması durumunda akla gelen ilk soru, yeni açılan dağıtım lisansı ihalelerinde EPDK'ya sunulan BHAB tekliflerinin neden makul olarak nitelendirilemeyecek kadar birbirlerinden farklı olduğu ve dağıtım ihalelerini kazanan YDF'lerin sekiz yıl boyunca sabit kalması öngörülen bu düşük BHAB'ler ile nasıl kar

⁸⁵ Dağıtımda rekabet ile kastedilen, YDF'lerin doğal gaz satışı yapan kolu ile ileride kurulması muhtemel DGPF'ler arasındaki rekabettir.

⁸⁶ Bu ifadeden, ilgili belediyenin vadesi geçmiş borcunun bulunmamasının mı, yoksa vadesi geçmiş olmasa da hiç bir borcunun bulunmamasının mı kastedildiği anlaşılacaktır.

⁸⁷ Herhangi bir sermaye artırımı olması durumunda belediyenin payının ne olacağı hususu ilgili mevzuatta düzenlenmeyen tartışmalı bir husustur.

Rekabet Kurumu Uzmanlık Tezleri Serisi

edebileceğidir. Bu sorunun en muhtemel cevabı, doğal gaz dağıtım ihalelerini kazanabilmek için ekonomik bakımdan rasyonel olamayacak ölçüde düşük teklifler veren teşebbüslerin (ki Tablo 10’da da görüldüğü gibi dağıtım ihalesini kazanan BHAB tekliflerinin yedi ilde 0 cent/kwh olduğu, Edirne-Kırklareli-Tekirdağ ihalesinde ise kullanıcılardan bağlantı ücreti alınmayacağı ve 2,5 milyon YTL ilave para ödeneceği taahhüt edilmiştir), BHAB’lerin sabit kalacağı 8 yılın ardından (veya 8 yıl dolmadan) eğer zarara uğramışlarsa bunu telafi ettirecek bir fiyat tavanını⁸⁸ EPDK’ya dayatabileceklerine güvenerek bu düşük BHAB tekliflerini verdikleridir.⁸⁹

Tablo 10- Sonuçlanan Doğal Gaz Dağıtım İhalelerinde Teklif Edilen BHAB Tutarları

İhale (Şehir) Adı	İhale Tarihi (Teklif Alma)	Birim Hizmet ve Amortisman Bedeli (cent/kWh)
Diyarbakır	03.11.2006	0,290 cent/kWh
Gümüşhane-Bayburt	22.09.2006	0,250 cent/kWh
Elazığ	21.07.2006	BHAB:0,000 cent/kWh, ABB:5 \$
Trabzon ve Rize	15.09.2006	0,008 cent/kWh
Karacabey-Mustafakemalpaşa	24.02.2006	0,081 cent/kWh
Antalya	17.02.2006	BHAB:0,000 cent/kWh, ABB:5 \$
Amasya-Tokat	10.02.2006	BHAB:0,000 cent/kWh, ABB:163 \$
Karaman	03.02.2006	0,144
Erzincan	27.01.2006	0,089
Kars-Ardahan	20.01.2006	0,279
Afyonkarahisar	06.01.2006	BHAB:0,000 cent/kWh, ABB:174 \$
Isparta-Burdur	23.12.2005	0,015
Çanakkale	16.12.2005	0,001
Şanhurfa	09.11.2005	0,095
Gaziantep-Kilis	28.07.2005	BHAB:0,000 cent/kWh , ABB:30 \$
Denizli	21.07.2005	BHAB:0,000 cent/kWh , ABB:149 \$
K.Maraş	14.07.2005	0,009

⁸⁸ Türkiye Doğal Gaz Dağıtıcıları Derneği (Gazbir) Başkanı Mehmet Kazancı’nin, Global Enerji’nin Aralık 2006 tarihli sayısındaki röportajında bu çalışmada yapılan tespitleri doğrulayan şu ifadeler bulunmaktadır: “...Bunların da (BHAB’lerin) zaten 8 sene sonra düzeltileceğine inanıyorum. O zaman fiyatlar daha farklı olacak. İhale fiyatları, bu ilk fiyatlar lisans satın alması gibi oldu. Çok firma kar etmeyecektir bu süreçte. İşte bu nedenle satışa çıkabilirler. Ama 8 seneyi tamaladıktan sonra EPDK’dan aldıkları yeni fiyatı hayal edecektir firmalar. Bu 8 sene sınırına oynanan bir yatırımdır...” (Global Enerji, Aralık 2006, s. 51)

⁸⁹ Buna ilaveten, halihazırda sahip olduğu dağıtım lisansları vasıtasıyla elde ettiği karı, yeni açılan dağıtım ihalelerini 0 cent/kwh’lik BHAB teklifiyle kazanmak için kullanan bir dağıtım şirketiyle, hiç dağıtım lisansı sahibi olmayan ancak açılan ihaleler vasıtasıyla dağıtım işine girmek isteyen teşebbüslerin, EPDK tarafından açılacak doğal gaz dağıtım ihalelerinde birbirleriyle eşit şartlarda rekabet ettiklerini söylemek mümkün değildir.

Mustafa Oğuzcan BÜLBÜL

Malatya	07.07.2005	0,037
Yozgat	30.06.2005	0,176
Edirne-Kırklareli-Tekirdağ	23.06.2005	BHAB:0,000 cent/kWh , ABB:0 \$, İLAVE ÖDEME:2.500.000 YTL
Karabük-Kastamonu- Çankırı	16.06.2005	0,069
Bilecik-Bolu	09.06.2005	0,016
Niğde-Nevşehir	17.03.2005	0,098
Manisa	24.02.2005	0,016
İzmir	27.01.2005	0,012
Polatlı	13.01.2005	0,230
Uşak	02.12.2004	0,055
Yalova	01.07.2004	0,031
Gemlik	22.04.2004	0,239
Karadeniz Ereğli-Düzce	08.04.2004	0,034
Aksaray	12.02.2004	0,236
Samsun	22.01.2004	0,055
Kırıkkale-Kırşehir	08.01.2004	0,158
Çorum	18.12.2003	0,079
Konya-Ereğli	04.12.2003	0,172
Kütahya	06.11.2003	0,124
Sivas	30.10.2003	0,164
Balıkesir	16.10.2003	0,112
Bandırma	09.10.2003	0,174
Çatalca	25.09.2003	0,044
İnegöl	18.09.2003	0,061
Gebze	11.09.2003	0,052
Çorlu	28.08.2003	0,036
Erzurum	13.08.2003	0,046
Konya	31.07.2003	0,064
Kayseri	19.06.2003	0,076

* Kaynak: EPDK (www.epdk.gov.tr/lisans/doğal_gaz/lisansdatabase/ihale.asp)

Dağıtım şirketlerinin yurt çapında sadece iki şehirde lisans sahibi olabileceği ve bu sayının şehirlerin gelişmişlik durumu, tüketim kapasitesi ve kullanıcı sayısı gibi hususlar dikkate alınarak EPDK kararıyla artırılabilmesi hükme bağlanmıştır. Bu maddeyle doğal gaz dağıtımının mümkün olduğunca çok teşebbüs tarafından yapılması hedeflense de, EPDK'nın 24.8.2006 tarih, 897-7 sayılı Kararı ile üst sınır 11 şehre çıkarılmıştır. EPDK'nın azami iki şehirde sahip olunabilecek dağıtım lisansı sayısını 11 şehre çıkarması kararının, dağıtım ile doğal gazın perakende satış faaliyetlerinin ayrı ayrı lisanslandırılan farklı faaliyetler haline getirilmemesi ve doğal gaz dağıtımını yapan YDF'lerin doğrudan ya da dolaylı olarak perakende doğal gaz satış aşamasında faaliyet göstermesini engelleyecek mülkiyet ayrıştırmasına tabi tutulmaması durumunda, YDF'lerin pazar gücünün mutlak hale getirilmesine hizmet edeceği ve orta vadede Türkiye'de önüne (sayıları yedi veya sekiz civarında olacak) bir de

dağıtım tekelleri sorununun çıkacağı düşünülmektedir.⁹⁰ Nitekim bu konuya ilişkin en somut örnek, Konya merkezli Gaznet Şehir Doğal Gaz Dağıtım A.Ş.'nin, Netgaz, Kentgaz, Antalyagaz, Karamangaz ile Uşak, Niğde, Nevşehir ve Çorum'da bulunan 10 doğal gaz dağıtım şirketini merkezi Konya'da olmak üzere Türk Enerji Holding A.Ş. çatısı altında birleştireceğini açıklamasıdır (Global Enerji, Aralık 2006, s. 50).

Doğal gazın dağıtım ve perakende satışının mülkiyet ayrıştırmasına tabi tutulması kısa vadede yapılamıyorsa, mülkiyet ayrıştırması yapılanaya kadar izlenebilecek alternatif yol, dağıtım ve perakende doğal gaz satışı yapan YDF'lerin bu faaliyetlerinin ayrı tüzel kişiliklerin çatısı altında yürütülmesini sağlayacak hukuki ayrıştırmaya tabi tutulması ve YDF'lerin belirli bir geçiş dönemi sonunda kendi dağıtım bölgelerindeki perakende doğal gaz satışında sahip olduğu pazar payının tespit edilen seviyeye düşürülmesini ve perakende satış işinin DGPF'lere bırakılmasını sağlayacak tedbirler alınmasıdır.

4.4.3.6. Dağıtım Şirketleri ve Ayrıştırma

Dağıtım şirketleri doğal gaz endüstrisinde birden fazla konuda faaliyet gösteriyorlarsa muhasebe ayrışımı yapmaları zorunlu kılınmıştır. Piyasada birden fazla faaliyette bulunan ve/veya aynı faaliyeti birden fazla tesiste yürüten lisans sahibi tüzel kişiler, lisansa tabi her bir faaliyet veya faaliyette bulunan her bir tesis için ayrı hesap ve kayıt tutmak ve hesaplar arasında çapraz sübvansiyon tesis etmemekle yükümlüdür. Dağıtım şirketleri, ST'ler ve ST olmayan tüketicilere yapılan satış faaliyetleri ile sistem kullanıcılarına⁹¹ verdikleri taşıma hizmetleri için ayrı hesap tutmak ve bu hesaplar arasında çapraz sübvansiyon yapmamakla yükümlü kılınmıştır.

Doğal gaz ithalatı ya da toptan satışı yapan teşebbüslerin, dağıtım şirketi sahibi olmasının ya da kendisi bir şirket kurarak dağıtım ihalelerine girmesinin önünde yasal olarak bir engel bulunmamakta ve bu durumda olan veya olacak teşebbüslerin dağıtım faaliyetleri ile ithalat ya da toptan satış faaliyetinin yasal olarak ayrıştırılması öngörülmemektedir. Türkiye gibi doğal gaz ithalatında dışa bağımlı ve doğal gaz temin koşulları ağır olan bir ülkede, doğal gaz ithalatı veya toptan satışı yapan bir teşebbüsün çok küçük bir pazar payı dahi olsa, kendi bağlı iştiraki lehine ayrımcı uygulamalar yapabilmesi ve doğal gaz fiyatlarını artırması mümkündür. Bu durumun önlenmesi için gerekli düzenlemeler yapılarak olası rekabet ihlallerinin engellenmesi gerekmektedir. Bunun için ilk adım, doğal gaz ithalatı ya da toptan satışı yapan teşebbüslerin aynı zamanda dağıtım şirketi

⁹⁰ Sonuçlanmış olan 46 dağıtım ihalesi incelendiğinde, 46 dağıtım bölgesinin 29'unun (%63) 7 teşebbüs tarafından kontrol edildiği görülmektedir.

⁹¹ Sistem Kullanıcısı: Sistemden gaz alan veya sisteme gaz temin eden veya sistem üzerinden transit gaz geçişi yapan gerçek veya tüzel kişi.

Mustafa Oğuzcan BÜLBÜL

sahibi olması durumunda yasal ayrıştırmanın zorunlu hale getirilmesidir. Daha sonra AB uygulamalarıyla da paralel olarak, iletim ve dağıtım faaliyeti ile iştirak eden teşebbüslerin bu faaliyetleri ile doğal gaz endüstrisindeki tüm diğer faaliyetleri arasında yasal ayrıştırmanın zorunlu hale getirilmesi gerekmektedir. Aksi halde, 4646 sayılı Kanun'da öngörülen (kısıtlı) muhasebe ayrıştırması yükümlülüğünün, doğal gaz endüstrisindeki olası rekabet ihlallerini önlemek hususunda yetersiz kalacağı öngörülebilmektedir.

4.4.3.7. Dağıtım İhalelerinin Bildirim Yükümlülüğü

Bu noktada rekabet hukuku bakımından değinilmesi gereken bir diğer konu ise EPDK'nın vermiş olduğu doğal gaz şehir içi dağıtım lisanslarına ilişkin tarafların bildirim yükümlülüğünün olup olmadığı; eğer varsa, bugüne kadar böyle bir yükümlülüğünün yerine getirilip getirilmediği hususudur. İdarenin elinde bulunan bir hakkın, EPDK tarafından 4646 sayılı Kanun hükümleri uyarınca yapılan bir ihale ile şartnamede belirlenen coğrafi bölgede dağıtım şebekesi kurulması ve münhasıran otuz yıllık süreyle işletilmesi için (ihaleyi kazanan özel hukuk tüzel kişilerine) devredilmesi işleminin; 1998/5 sayılı tebliğ ile değişik 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 Tebliğde Değişiklik Yapılmasına Dair Tebliğ*"ın (1998/4 sayılı Tebliğ) "...Özelleştirme İdaresi Başkanlığı veya diğer kamu kurum ve kuruluşlarınca gerçekleştirilecek devirlerin..." şeklinde düzenlenmiş 1. maddesi ve "...mal veya hizmet üretimine yönelik birimlerin özelleştirme yolu ile her türlü devri..." şeklinde düzenlenmiş 2. maddesi uyarınca 1998/4 sayılı Tebliğ kapsamında olduğu ve bu nedenle EPDK tarafından verilen doğal gaz şehir içi dağıtım lisanslarının hukuki olarak geçerlilik kazanabilmesi için Rekabet Kurumu'na ön bildirim ve nihai izin başvurularında bulunulması gerekmektedir⁹². Nitekim Rekabet Kurulu'nun EPDK

⁹² 4646 sayılı Doğal gaz Piyasası Kanunu'na verilen 3.4.2001 tarih, 754 sayılı Rekabet Kurumu görüşünde, "...Taslağının esas amacı doğal tekel niteliğinde olan doğal gaz piyasasının serbestleştirilmesi ve piyasada rekabet ortamının yaratılmasıdır. Piyasanın rekabete açılması sırasında, Kurum'un 4054 sayılı Rekabetin Korunması Hakkında Kanunda öngörülen temel rekabet hukuku prensiplerini göz önünde bulundurması ve birincil görevi mal ve hizmet piyasalarında rekabetin korunmasını sağlamak olan Rekabet Kurumu ile işbirliği içinde olması bu Kanun'un amacı gereğidir. Kanun yürürlüğe girdikten sonra, doğal gaz piyasasının rekabete açılması sürecinde, Kurum'un buna ilişkin olarak hazırlayacağı yönetmelikler, tebliğler, lisanslar, şartnameler gibi sair düzenlemelerin hazırlanma sürecinde Rekabet Kurumu'nun görüşünün alınması, yeni yeni rekabete açılan bu piyasanın sağlam, sağlıklı ve rekabetçi bir yapıda oluşması için gerekli görülmektedir." denilerek bildirim yükümlülüğü bir kez daha teyit edilmektedir. Ancak EPDK, doğal gaz piyasasının serbestleştirilmesinde büyük önem arz eden şehir içi dağıtım ihale şartnamelerinin hazırlanmasında, serbest tüketici limitlerinin tespit edilmesinde ya da lisans sürelerinin 30 yıl olarak belirlenmesinde Rekabet Kurumu'na herhangi bir bildirimde bulunmamıştır.

Rekabet Kurumu Uzmanlık Tezleri Serisi

tarafından doğal gaz şehir içi dağıtım lisanslarının verilmesi hususuna oldukça benzer nitelikte hükümler barındıran “GSM 1800 sayısal hücreli mobil telefon sisteminin tesis edilmesi ve işletilmesi için Ulaştırma Bakanlığı tarafından lisans verilmesine” ilişkin kararında⁹³, Ulaştırma Bakanlığı’nın frekans tahsisi işleminin 1998/4 sayılı Tebliğ kapsamında değerlendirildiği ve bu bağlamda Ulaştırma Bakanlığı tarafından mezkûr Tebliğ hükümleri uyarınca hem ön bildirim hem de izin başvurularında bulunulduğu görülmektedir.

İdarenin kendisine kanunla verilen yetkileri kullanırken mer’i mevzuatı dikkate alması ve söz konusu mevzuata aykırı işlemler yapmaması gerekmektedir. Dolayısıyla, EPDK kendisine 4646 sayılı Kanun ile verilen yetkileri kullanarak doğal gaz şehir içi dağıtım lisansları verirken, diğer kanunlarla beraber yürürlükte olan 4054 sayılı Kanun hükümlerini de göz önüne almak ve 4054 sayılı Kanun’da öngörülen usullere uymak durumundadır. 1998/4 sayılı Tebliğ’in 2. maddesinde yer verilen “...mal veya hizmet üretimine ilişkin birimlerin...özelleştirme yolu ile her türlü devri...” ifadelerinin, Rekabet Kurulu’nun hangi yöntem ile yapılırsa yapılsın (lisans, imtiyaz sözleşmesi, işletme hakkı devri vb.), özelleştirme yoluyla yapılan bütün devir işlemlerini denetlemesine imkan verecek şekilde yorumlanabileceği düşünülmektedir. Bu bağlamda, 2001 yılından bu yana EPDK tarafından şehir içi doğal gaz dağıtım ihalelerinden hiçbirisi için Rekabet Kurumu’na ön bildirim ve izin için başvurulmamış olması, EPDK tarafından yapılan idari işlemin asli şekil unsurları yönünden sakat olarak (süresi içinde dava konusu yapılmadığı için) kesinlik kazandığı anlamına gelmektedir. EPDK tarafından benimsenen bu yaklaşımın önümüzdeki dönemde yapılması planlanan doğal gaz dağıtım ihalelerinde de devam etmesi durumunda, söz konusu dağıtım ihalelerinin asli şekil unsurlarındaki sakatlık nedeniyle iptal davası konusu yapılması ihtimali bulunmaktadır.

4.4.4. Depolama

Depolama, günlük ve mevsimlik değişikliklerin karşılanması ve doğal gaz temininin azalması ya da durması ile meydana gelen doğal gaz açığının giderilmesi amacıyla doğal gazın SDG veya gaz formunda depolanması olarak tanımlanmaktadır⁹⁴. 4646 sayılı Kanun’un 4. maddesinin (d) bendi uyarınca depolama yapacak teknik ve ekonomik yeterliliğe sahip olan, tasarrufları altında bulunacak depolama kapasitelerinin tümünü sistemin eşgüdümlü ve güvenli bir tarzda işlemesine yardımcı olacak şekilde idare edeceğini ve tasarrufları altında

⁹³ Toplantı Tarihi: 16.8.2000; Karar Sayısı: 00-30/332-187, RG: 25137, 13.6.2003.

⁹⁴ Bu tanımda dikkat çeken husus, SDG tesislerinin de birer depolama tesisi olarak görülmesi ve SDG faaliyetinin depolama faaliyeti altında değerlendirilmesi; ancak CNG (sıkıştırılmış doğal gaz) faaliyetinin depolama faaliyeti kapsamında değerlendirilmemesidir.

bulunan depolama kapasitelerini sistemin elverişli olduğu durumlarda tarafsız ve eşit bir şekilde hizmete sunacağını taahhüt eden teşebbüslerin birbirleriyle kendi içinde doğrudan bağlantısı olmayan ve fiziki bütünlük arz etmeyen yerlerdeki depolama tesislerinin her birisi için ayrı “depolama lisansı” almak şartıyla depolama faaliyetlerinde bulunabileceği hükme bağlanmıştır.

Depolama faaliyeti, doğal gazın üreticiden tüketiciye olan akışında mevsimsel ve günlük talebin dengelenmesi, arz güvenliği, şebekenin verimli biçimde işletilebilmesi ve mevsimsel talep değişimleri nedeniyle alınması taahhüt edilen doğal gazdan az ya da fazla kullanılması durumunda (“al ya da öde” yükümlülüğü kapsamında) ceza ödenmemesi gibi hususlarda önemli rol oynamaktadır.

Depolama faaliyeti, mağaralar, tuz yatakları ve tüketilmiş petrol ve doğal gaz yatakları gibi coğrafi oluşumlar vasıtası ile yapılabileceği gibi, sistem içi veya SDG terminalleri vasıtasıyla da yapılabilmektedir. Türkiye’deki durum incelendiğinde, depolama için elverişli coğrafi bölgeler bulunmasına rağmen, Marmara Ereğli’indeki SDG terminali hariç olmak üzere herhangi bir doğal gaz depolama tesisi bulunmadığı; ancak Tuz Gölünde⁹⁵, Tarsus’taki Şişecam Soda Sanayi A.Ş.’ye ait tuz yataklarında⁹⁶ ve TPAO’nun Silivri açıklarındaki Kuzey Marmara ve Değirmenköy doğal gaz sahasında⁹⁷ yeraltı depolama tesisleri ile İzmir Aliğa, İzmir Çandarlı Körfezi ve/veya İskenderun’da SDG terminalleri inşa edilmesi suretiyle 7–10 milyar m³’lük bir depolama kapasitesine ulaşılabileceği görülmektedir (DPT 2001, 32–40; IEA 2005, 74).

Ülkede Marmara Ereğlisi’ndeki SDG tesisi hariç depolama tesisi bulunmadığından, Türk doğal gaz endüstrisinin en yetersiz kısımlarından birisi depolamadır. Bu bağlamda, Türk doğal gaz endüstrisinin depolama kısmında;

- Arz güvenliği ve esnekliğinin sağlanabilmesi; tüketim ve dağıtımla ilgili yük faktörlerinin programlanması; üreticiler, toptan satıcılar ve ithalatçıların maliyetlerinin düşürülmesi ve Türkiye’nin aldığı doğal gazı hemen kullanma zorunluluğunun ortadan kaldırılması için hem yeraltı hem de SDG depolama tesislerinin yapımına hız verilmesi,

⁹⁵ Tuz Gölü’nün güneyindeki Sultanhisar civarında bulunan tuz yataklarının yıllık doğal gaz depolama kapasitesinin yaklaşık 960 milyon m³ olduğu ve Dünya Bankası tarafından finanse edilen projenin 2012 yılı sonunda tamamlanacağı tahmin edilmektedir (www.worldbank.org.tr).

⁹⁶ Şişecam Soda Sanayi A.Ş.’nin Mersin’de kurulu bulunan tuz yataklarının kapasitesinin yaklaşık 920 milyon-1 milyar m³ olduğu tahmin edilmektedir. (DPT 2001, 34).

⁹⁷ Kuzey Marmara doğal gaz sahasının kapasitesinin 1.3 milyar m³ olduğu tahmin edilmektedir (IEA 2005, 74). 21.7.1999 tarihinde TPAO ile BOTAŞ arasında “Doğal Gaz Depolama ve Yeniden Üretim Anlaşması” imzalanmış ve Kuzey Marmara ve Değirmenköy doğal gaz sahalarının TPAO tarafından gerekli yatırımlar yapılarak yeraltı gaz deposu olarak geliştirilip işletilmesi; her yıl depolanan ve geri üretilen doğal gaz için de BOTAŞ’ın TPAO’ya ücret ödemesi hükme bağlanmıştır.

- Gerekli yasal düzenlemeler yapılabilirse, inşası tamamlanan depolama tesislerinin işlevsel olmalarını takiben (2011 yılına kadar beklenmeden) hemen özelleştirilmesi,
 - Depolama hizmeti veren teşebbüsler arasında rekabetin tesis edilmesi ve isteyen tüm kullanıcıların depolama tesislerine makul şartlarda erişiminin garanti altına alınabilmesi için (iletim sistemine erişim için yazılına benzer nitelikte) “şebeke kodu” çalışmasının depolama tesislerine erişim için de yapılması,
- gerekmektedir.

4.4.5. Doğal Gazın Pazarlanması (Perakende Satışı)

DGPF’ler, ST konumunda bulunan ve endüstriyel müşterilere ya da elektrik üretim tesislerine oranla daha az miktarda doğal gaz tüketen ve çoğunluğunu hanehalkının oluşturduğu tüketiciler adına doğal gaz alımı yapan pazarlamacı teşebbüslerdir.

Faaliyet gösterdikleri dağıtım bölgesinde doğal gazın perakende satışında çok yüksek pazar gücüne sahip olan YDF’lerin bu gücünün azaltılması ve ST’lerin dağıtım şirketlerinin perakende satış kolu ile DGPF’ler arasında oluşabilecek rekabetin olumlu sonuçlarından faydalanabilmesi için DGPF’lerin kurulması gerektiği düşünülmektedir. DGPF’lerin kurulması ve dağıtımda rekabetin tesisi adına kendilerinden beklenen yararları azami ölçüde ortaya koyabilmesi için DGPF’lerin dağıtım şebekesine ayrımcı muameleye maruz kalmadan erişimini sağlayacak “şebeke kodu” (network code) gibi yasal düzenlemelerin yapılması, dağıtım aşamasında “dağıtım” ve “satış” işlemlerinin birbirinden ayrılması ve bir dağıtım bölgesindeki tüm tüketicilerin tamamının ya da büyük bir kısmının ST statüsünde olması gerekmektedir. Bu üç şartın varlığı halinde, DGPF’lerin doğal gazın perakende satışı aşamasına getireceği rekabetin;

- Perakende satıştaki kar marjı düşük olmasına rağmen doğal gazın satış fiyatının düşmesi,
- Sayıları artan DGPF’lerin yaptığı promosyonlar sayesinde tüketicilerin ilave faydalar elde edebilmesi,
- Tüketiciler açısından çok çeşitli satış ve ödeme koşullarına sahip ürün paketlerinin ortaya çıkması (ürün inovasyonu),

gibi olumlu sonuçları olacağı öngörülmektedir.

Türkiye’de doğal gazın perakende satışı ile kastedilen, ST statüsünde olmayan tüketicilere EPDK’nın açtığı doğal gaz şehir içi dağıtım lisansı

Mustafa Oğuzcan BÜLBÜL

ihalelerini kazanan YDF'ler tarafından yapılan satışlardır⁹⁸. 4628 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu'ndaki⁹⁹ hükümlerin aksine, 4646 sayılı Doğal Gaz Kanunu'nda doğal gazın dağıtımını ve perakende satışı arasında bir fark gözetilmemiş ve bu iki faaliyetin birbirinden ayrı bir şekilde lisanslandırılması ya da en azından dağıtım şirketi ile perakende satış şirketi arasında muhasebe ayrıştırılmasına gidilmesi hususunda herhangi bir düzenleme yapılmamıştır. Bu durum, 2003/55/EC sayılı Direktif'te yer alan "faaliyetlerin ve hesapların ayrıştırılması" ilkesiyle ve "dağıtım" tanımıyla tam olarak örtüşmemekte, üstelik 4646 sayılı Kanun'un gerekçelerinde belirtilen "...mevzuatın ve uygulamanın Avrupa Birliği düzenlemeleri ile uyumlu hale getirilmesi..." amacını en azından biçimsel olarak karşılamamaktadır.

4646 sayılı Kanun ve ikincil mevzuatta, bir dağıtım bölgesindeki ST'ler hariç tüm doğal gaz tüketicilerinin sadece buldukları bölgenin (şehrin) dağıtıcısı olan YDF'lerden gaz alabileceği ve ithalatçılar, toptan satıcılar veya üreticiler arasından seçim yapabilme özgürlüğünün sadece ST'lerde olduğu hükme bağlanmaktadır. Mevcut duruma bakıldığında, ST'lerin yeterli sayıda alternatif temin kaynağı olmaması nedeniyle beklenen ölçüde seçim özgürlüğüne sahip olmadığı ve ST'lerin diğer tüketicilerden tek farkının, doğrudan BOTAŞ'tan doğal gaz alabilmesi olduğu görülmektedir.

BOTAŞ'ın yapmayı planladığı kontrat devirleri başarı ile sonuçlanırsa, yeni doğal gaz sağlayıcısı teşebbüslerin yakın bir gelecekte Türkiye pazarında faaliyete geçmesi beklenmektedir. Bu durumun, ST'lerin alternatif temin kaynaklarının sayısının artmasına neden olacağı ve üreticiler (sağlayıcılar) arasında tesis edilen rekabetin ST'lerin doğal gaz tedarik imkanlarını olumlu yönde etkileyeceği tahmin edilmektedir. ST'lerin kendi seçtikleri sağlayıcıdan yapacakları doğal gaz tedariki, söz konusu ST'lerin dağıtım şebekesine bağlantı sağlayabileceği bir coğrafi konuma sahip olması durumunda dağıtım şebekesine; mevcut dağıtım şebekesine bağlanabilmenin mevcut imkanlarla mümkün olmadığı durumlarda ise inşa edilecek tali borular vasıtasıyla doğrudan iletim şebekesine bağlantı sağlanması suretiyle yapılmaktadır.

Tüm tüketiciler ST oluncaya kadar ST limitlerinin yıllık olarak gözden geçirilmesi ve 4646 sayılı Kanun'un ruhuna uygun biçimde indirilmesi bir yana;

⁹⁸ Dağıtım lisansı sahibi olan YDF'lerin kendi bölgelerinde bulunan ST'lerin doğal gazı, toptan satış lisansı sahibi teşebbüslerden alması halinde YDF'lere ödeyeceği taşıma bedelinin üst sınırı, bu ihalelerde oluşan BHAB miktarı kadardır. Bunun anlamı, tüm tüketicilerin doğal gazı YDF'lerden alması ile ST olarak toptan satıcılardan alması arasında bir fark bulunmamasıdır. Bu nedenle, taşıma bedeli üst sınırı ile BHAB arasındaki fark ne kadar açılırsa (taşıma bedeli BHAB'den ne kadar az olursa), bir dağıtım bölgesi içindeki teşebbüsler için ST statüsü kazanmak o kadar anlamlı ve karlı hale gelecektir.

⁹⁹ 4628 Sayılı "Elektrik Piyasası Kanunu", R.G. 24335, 3.3.2001.

Rekabet Kurumu Uzmanlık Tezleri Serisi

- Sağlayıcılar arasında rekabetin tesis edilememiş olması,
- Yeni açılan doğal gaz şehir içi dağıtım ihalelerinde ST limitlerinin on beş milyon m³ olarak belirlenip beş yıl süreyle sabitlenmesi,
- ST olabilme limitlerinin düşürülmesine yönelik bir takvim açıklanmamış olması,
- Söz konusu beş yıllık süreler bittiğinde bu sürelerin yüksek limitlerle yeniden uzatılması gibi bir riskin bulunması,
- 4646 sayılı Kanun'un geçici ikinci maddesindeki ithalat yasağı,
- YDF'lerin dağıtım bölgesindeki tüketicilere YDF'lerin dağıtım şebekesini kullanarak satış yapacak DGPF'lerin söz konusu dağıtım şebekesine erişimine ilişkin bir düzenleme bulunmaması,
- YDF'lerin doğal gazı dağıtım aşamasındaki "dağıtım" ve "satış" faaliyetlerinin birbirinden ayrılmamış olması,
- 4628 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu'ndaki hükümlerin aksine, 4646 sayılı Kanun çerçevesinde bir dağıtım lisansı bölgesinde bulunan ve YDF'lere muhtaç olan tüketicilerin bir araya gelerek tüketimlerini tek bir sayaç üzerinden yapmaları suretiyle (talep birleştirmesi) ST konumuna gelebilmelerinin mümkün olmaması,

nedeniyle yakın gelecekte Türkiye'de DGPF'lerin kurulmasının ve işlevsel hale gelmesinin mümkün olmadığı görülmektedir.

SONUÇ

Doğal gaz, birçok ülkede kullanımı oldukça yaygınlaşmış ve ülke ekonomilerinde çok önemli yere bir sahip olan temiz ve ucuz bir enerji kaynağıdır. Bir ağ endüstrisi özelliğine sahip olan doğal gaz endüstrisini hedef alan reform ve yeniden yapılandırma hareketi, diğer ağ endüstrilerindeki reform çalışmalarıyla bazı benzerlikler taşımakla beraber, doğal gaz endüstrisinin sahip olduğu bir takım özellikler sebebiyle onlardan çeşitli noktalarda ayrılmaktadır.

Toplam beş ayrı kısımdan oluşan doğal gaz arz endüstrisinde, *iletim ve dağıtım* kısımları doğal tekel; *üretim, depolama ve perakende satış* kısımları ise rekabetçi olarak nitelendirilmektedir. Doğal gaz endüstrisinin regüle edilmesinde her ülkenin sahip olduğu yapısal, kültürel, hukuki altyapı, coğrafi konum, doğal gaz üretim imkanları ve dışa bağımlılık gibi unsurlar önemli rol oynamaktadır. Bu bağlamda, dünyada özellikle 1980'lerden sonra hızlı bir şekilde başlatılan ve doğal gaz endüstrilerinin liberalleştirilmesini hedefleyen reform çalışmaları bakımından (ABD, Kanada, İngiltere, Hollanda ve Avustralya gibi tükettiği doğal gazın büyük bir kısmını kendisi üreten ülkeler hariç) başta AB üyesi ülkeler olmak üzere birçok ülkede halen bir geçiş dönemi yaşandığı ve liberalizasyon çalışmalarının devam ettiği görülmektedir.

Doğal gaz endüstrisinin liberalizasyonunda yapılan reform ve yeniden yapılandırma çalışmaları her ülkenin özelliklerine göre farklılık gösterse de, dağıtım ve iletim hattı sahibi teşebbüslerin sahip olduğu pazar gücünün kullanılması, doğal gazın perakende satışı aşamasında rekabetin sağlanabilmesi, ayrıştırma, üçüncü kişi erişimi, tüketicilerin kendi sağlayıcısını seçebilme serbestisi, yükümlenilen maliyetler ve uzun dönemli “al ya da öde” sözleşmelerinin durumu gibi konular, liberalizasyon sürecindeki tüm ülkelerde üzerinde çalışılan ortak konulardır.

Türkiye doğal gaz endüstrisinin liberalleştirilmesi ve endüstriyi oluşturan kısımlarda rekabetin tesis edilebilmesi için atılması gereken en önemli adım, arz fazlası probleminin ülke menfaatlerine azami ölçüde yarar sağlayacak şekilde çözülmesini takiben, 4646 sayılı Kanun'un geçici ikinci maddesindeki ithalat yasağının kaldırılması ve mezkur Kanun'un özellikle şehir içi doğal gaz dağıtım lisanslarına ilişkin olanlar başta olmak üzere, doğal gaz endüstrisinin

liberalleştirilmesini ve rekabete açılmasını engelleyen tartışmalı hükümlerinin değiştirilmesidir.

4646 sayılı Kanun'un geçici ikinci maddesindeki ithalat yasağının kaldırılması sonucu sağlayıcılar arasında rekabetin tesis edilmesi ve doğal gaz fiyatlarının düşmesi nedeniyle, mevcut alım anlaşmalarını elinde bulunduran BOTAŞ'ın muhtemelen yüzleşmek durumunda kalacağı yükümlenilen maliyetlerinin ne şekilde finanse edileceğine ilişkin çözüm yöntemlerine dair karar siyasi otoritenin tasarrufunda olsa da; yükümlenilen maliyetlerin finansmanında adil olmayan yöntemler izlenmesi durumunda piyasada rekabetin bozulabileceği de dikkate alınarak, söz konusu maliyetlerin bu tür bir soruna yol açmadan finansmanı ve finansman yükünün adil biçimde dağıtılması için gerekli önlemlerin alınması önem arz etmektedir.

Doğal gaz endüstrisinde rekabetin tesis edilebilmesi için gerekli olan bir diğer unsur ise ayrıştırmadır. Piyasaların şeffaflık kazanması, çapraz sübvansiyonun ve piyasa oyuncularını arasında ayrımcılık yapılmasının engellenmesi, rakip şirketler arasında ayrımcılık yapılmadığının bilinmesi suretiyle güven ortamı yaratılması ve sektöre yeni şirketlerin girmesi için BOTAŞ'ın 2009 olarak belirlenen tarihte herhangi bir erteleme yapılmadan tam yapsal olarak ayrıştırılması gerekmektedir.

Türkiye'nin arz fazlası doğal gazını hem ihraç edebilmesi hem de yurtdışında tüm şehirlere doğal gaz ulaştırılabilmesi için ulusal iletim şebekesinin geliştirilmesi; Türkiye'nin AB'ye doğal gaz satmasını sağlayacak olan Nabucco ile Türkiye-Yunanistan doğal gaz iletim hattı projelerinin tamamlanmasına öncelik verilmesi ve BOTAŞ'ın ayrıştırılması neticesinde iletim hatlarına yapılacak yatırımların finansmanında ortaya çıkması muhtemel sorunların çözüm alternatiflerinin belirlenmesi gerekmektedir.

Arz fazlası problemi bulunan Türk doğal gaz endüstrisinde arz esnekliği ve arz güvenliğinin sağlanabilmesi, ihtiyaç duyulmayan fazla gazın en azından bir kısmının depolanabilmesi için yeterli sayıda depolama tesisi kurulması gerekmektedir.

Perakende satış aşamasında rekabetin sağlanabilmesi ve YDF'lerin pazar gücünün sınırlandırılabilmesi için dağıtım lisansı ihalelerinin süresinin, ihalede belirlenen ST olabilmek limitinin ve bu limitin sabit kalacağı sürenin gözden geçirilmesi; yeni açılacak dağıtım ihaleleri için gerekli revize çalışmalarının yapılması; daha önce ihalesi sonuçlanmış dağıtım lisanslarında ise yasal mevzuatın imkan verdiği ölçüde değişiklikler yapılması; DGPF'lerin kurulması ve perakende satış aşamasında DGPF'ler ile dağıtım şirketleri arasında rekabeti tesis edebilmek için elektrik piyasasında olduğu gibi dağıtım şirketlerinin dağıtım faaliyeti ile perakende doğal gaz satış faaliyetinin birbirinden

Mustafa Oğuzcan BÜLBÜL

ayrıştırılması gerekmektedir. Ayrıca, DGPF'lerin işlevsel olabilmesi ve doğal gaz endüstrisinin liberalizasyonu için hayati öneme sahip olan ST olabilme limitlerinin kademeli olarak düşürülmesine ilişkin bir takvim ilan edilmesi ve zamanla tüm tüketicilerin ST statüsüne getirilmesi de büyük önem arz etmektedir. Buna ilaveten, doğal gaz dağıtım şirketlerinin sahip olabileceği lisans sayısının on bire yükseltilmesi sonucu ortaya çıkan yapının EPDK ve Rekabet Kurumu tarafından yakından takip edilmesi gerektiği unutulmamalıdır.

İdeal hedef olan liberal doğal gaz endüstrisinin işleyebilmesi için vazgeçilmez olan ve gerekli şartlara haiz bütün üçüncü kişilerin iletim, dağıtım, depolama ve SDG tesislerine ayrımcı uygulamalara maruz kalmadan erişimini sağlayacak gerekli yasal düzenlemelerin de yapılması gerekmektedir.

Süregelen liberalizasyon sürecinin başarıya ulaşmasında önemli olan bir diğer husus da bu süreç içinde ETKB, EPDK ve BOTAŞ'ın Rekabet Kurumu ile işbirliği içinde çalışmasıdır. Türk doğal gaz endüstrisinin liberalizasyonunda 4054 sayılı Kanun'un öneminin kavranması, rekabet özelindeki bütün konularda Rekabet Kurumu'nun bilgi birikiminden ve görüşlerinden yararlanılması ve Rekabet Kurumu ile EPDK arasından ortaya çıkan yetki çatışmalarının önlenmesi için 4646 sayılı Kanun'da değişiklik yapılarak doğal gaz piyasasında rekabete ilişkin hususlarda sadece Rekabet Kurumu'nun yetkili olduğunun açıklığa kavuşturulması gerekmektedir.

Doğal gaz sektörünün yeniden yapılandırılması dinamik bir süreçtir ve bu süreçteki ülkelerin zamanın gerekliliklerini kendi ülkelerinin sahip olduğu özelliklerin ışığında yapılacak kurumsal, yapısal ve hukuki düzenlemeler ile yakalaması gerektiği düşünülmektedir. Bu bilgiler ışığında, 2.5.2001 tarihinde yürürlüğe giren 4646 sayılı Doğal Gaz Piyasası Kanunu ile doğal gaz sektörünü liberalleştirme ve yeniden yapılandırma sürecine giren Türkiye'nin önünde daha yapılması gereken birçok iş olduğu ve halen birçok alanda önemli eksikliklerin bulunduğu düşünülmektedir.

Sonuç olarak, bir ülkenin enerji politikaları, o ülkedeki milli savunma, milli eğitim ve sağlık gibi siyaset üstü devlet politikalarından birisi olarak kabul edilmelidir. Ancak ülkemizde, her seçimde değişen hükümet ve enerji bürokrasisi, önceki hükümet(ler) zamanında benimsenen politikalarda köklü değişiklikler yapmaktan kaçınmamaktadır. Bu nedenle ülkenin enerji konusunda milli, siyaset üstü ve süreklilik arz eden bir devlet politikası oluşturulamamakta, coğrafi konum itibarıyla dünyada eşsiz bir yere sahip olan ülkemiz bu stratejik avantajını yeterince kullanamamakta ve enerji sektöründe her geçen gün ortaya çıkan problemlerle boğuşmaktan geleceğe dönük projelere önem verilememektedir.

ABSTRACT

Natural gas policy is a subject of vital world-wide interest. Many nations seek ways to extend the benefits of cheap and clean-burning natural gas to industrial users of energy, power generators and houses with heating and cooking needs. In nations with significant natural gas rezerves, governments seek ways both to attract private investment for the development of the natural gas industry and capture the economic benefits of those resources. Policy-makers need to answer the fundemental and challenging questions about industry structure: Should state owned vertically integrated undertakings be unbundled and privatized? What parts of the gas industry should be regulated by the government, and how? Should competition be introduced in gas supply and perhaps in other submarkets of natural gas industry?

After examining the features of natural gas industry, this study considers the regulatory and competitive efforts in the natural gas sector that have been going on in the world in order to find the answers of above mentioned questions and transfer the industry from monopolistic structure towards a competitive structure. Liberalising the natural gas industry, which is one of the network industries with competitive and non-competitive parts, is a major challenge for every country as well as Turkey because of its unique features which are different from the ordinary product and services.

The Turkish natural gas market is one of the most rapidly growing-and is therefore becoming one of the most important- markets in Europe. However, during the 2000s it experienced setbacks in terms of anticipated demand growth and the anticipated development of liberalisation and competition. Plans for rapid liberalisation and reducing the market share of BOTAS encounter harsh practicalities and legal obligations in relation to long term contracts signed with external suppliers. This study describes the back ground and rationale of Turkey for pursuing liberalised natural gas markets, explains why this policy goal is not achieved yet, and discusses recent developments and some of the future challenges faced by political decision makers. Almost six years after launching the process of natural gas liberalisation, dominance of BOTAS, lack of international transmission and distribution capacity, oversupply problem of BOTAS's current supply contracts and EMRA's insufficient natural gas policies in the context of Natural Gas Market Law hinder the creation of competitive natural gas markets. Consequently, the expected downward convergence of natural gas prices for Turkish business and Turkish customers has not been realised yet.

KAYNAKÇA

- AKCOLLU, Fatma Y. (2003), *Elektrik Endüstrisinde Rekabet ve Regülasyon*, Rekabet Kurumu Yayınları, Ankara.
- AKCOLLU, Fatma Y. (2006), *Major Challenges To The Liberalization Of The Turkish National Gas Market*, Oxford Institute of Energy Studies, UK.
- ARDIYOK, Ş. (2002), *Doğal Tekeller ve Düzenleyici Kurumlar, Türkiye için Düzenleyici Kurum Modeli*, Rekabet Kurumu Yayınları, Ankara.
- ARMSTRONG, M., COWAN, S. ve VICKERS J. (1999), *Regulatory Reform: Economic Analysis and British Experience*, Fifth Edition, MIT Press, London.
- BAŞOĞLU, M., (1999), *İthal Doğal Gazın Türkiye İçin Önemi*, T.C. Çukurova Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü Yüksek Lisans Tezi, Adana.
- BP Statistical Review of World Energy (2006).
- BRAEUTIGAM, Ronald R. (1990), “Regulatory Reform: Lessons for Natural Gas Pipelines”, *Contemporary Policy Issue*, Volume: 8.
- Commision Of The European Communities, “Report From The Commission: Annual Report on the Implementation of the Gas and Electricity Internal Market”, 5.1.2005 Brussels.
- CAMERON, Peter D. (2002), *Competition in Energy Markets: Law and Regulation in European Union*, Second Edition, Oxford University Press, Oxford.
- CEYHAN A. (2004), “Ülkemizdeki Doğal Gaz Dağıtım İhaleleri Panaroması”, *Doğal Gaz Dergisi*, Sayı: 99, İstanbul.
- CASTELLO, Kenneth W. ve Duann, Daniel J., (1996), “Turning Up The Heat In The Natural Gas Industry”, *The Reveiew of Business&Government*, Washington.
- Devlet Planlama Teşkilatı (DPT) (2001), *Sekizinci Beş Yıllık Kalkınma Planı: Ulaştırma (Boru Hatları Ulaştırması) Özel İhtisas Komisyonu Raporu*, Ankara.
- Energy&Cogeneration World (2004), *Türkiye Enerji Sektörünün Derinlemesine İncelemesi*, Sayı: 29.
- European Commission (2000), *Next Steps Towards Completion of the Internal Market in Gas: draft strategy Papaer for discussion*, Brussels.
- Global Enerji Dergisi, Aralık 2006, “Birleşmeler Başladı”, Merkez Gazete Dergi Basım Yayıncılık Sanayi ve Tic. A.Ş., İstanbul.

Rekabet Kurumu Uzmanlık Tezleri Serisi

GUASH, J. Luis ve SPILLER, P. (1999), *Managing the Regulatory Process: Design, Concepts, Issues and the Latin America and Caribbean Story*, World Bank Publishings, Washington D.C.

JONES, Christopher W. (2004), *EU Energy Law-Volume 1*, Claeys&Casteels, Belgium.

KAHN, Alfred E. (1971), *The Economies of Regulation*, MIT Press, USA.

MAZZANTI, Maria R. ve BIANCARDI A. (2003), "Towards EU Accession: Institutional Endowment and Regulatory Reform in Natural Gas", *Conference on Turkey*, Bilkent Otel Ankara.

NEWBERRY, D. M. (1995), *Power Markets and Market Power*, *Energy Journal*, Vol: 16.

OECD (1998), *The OECD Report on Regulatory Reform, Volume II: Thematic Studies*, France.

OECD (1999), *Relationship Between Regulators and Competition Authorities*, Competition Policy Round Tables, No. DAFPE/CLP(99)8, OECD, Paris.

OECD (2002), *Promoting Competition in the Natural Gas Industry*, *OECD Journal of Competition Law and Policy*, Vol: 4 No: 2, France.

OECD/IEA (1999), *Regulatory Reform: European Gas*, France.

OECD/IEA (2001), *Competition in Electricity Markets*, Head of Publications Service, France.

OECD/IEA (2002), *Flexibility in Natural Gas Supply and Demand*, France.

OECD/IEA (2003), *Energy Policies of IEA Countries*, France.

OECD/IEA (2004), *Security of Gas supply in Open Markets: LNG and Power At a Turning Point*, France.

OECD/IEA (2005), *Draft Report of Turkey*, France.

OECD/IEA (2006), *IEA Statistics-Natural Gas Information*, France.

OECD/IEA (2006), *Natural Gas Market Review*, France

Petrol Dünyası Dergisi (2005), *Petrol Gelecekte de Dominant Yakıt Olmaya Devam Edecek*, Sayı: 8, İstanbul.

Rekabet Kurumu 2. Yıllık Rapor (2001), Ankara.

Rekabet Kurumu 3. Yıllık Rapor (2002), Ankara

ROBERTS, A. ve HARMAN, J. (2002), "Economics of Retail Competition in Australia's Natural Gas Industry", *Abare Conference Paper 2002.3*, Australia.

Mustafa Oğuzcan BÜLBÜL

SHIVELY, B. ve FERRARE, J. (2004), *Understanding Today's Natural Gas Business*, 2.0 Edition, Energydynamics LLC, San Francisco.

SMITH, R., DE VANY, A. ve MICHAELS R.J. (1990), "Defining A Right of Access to Interstate Natural Gas Pipelines", *Contemproray Policy Issues*, Volume: 8.

STEFAN, S. ve MULDER, M. (2003), *CPB Document: Competition on European Energy Markets*, No: 33, The Netherlands.

T.B.M.M. Tutanak Dergisi (2001), Dönem 21, Cilt: 60, Yasama Yılı: 3, 86. Bileşim.

T.C. Cumhurbaşkanlığı Devlet Denetleme Kurulu Raporu (2003), "*Elektrik Enerjisi Üretimi Alanında Sürdürülen Yap-İşlet-Devret (YİD) , Yap-İşlet (Yİ) ve İşletme Hakkı Devri (İHD) Uygulamaları Hakkında Araştırma Raporu Özeti*", Rapor Sayısı: 2003/6, Ankara.

TRAIN, Kenneth E. (1997), *Optimal Regulation: The Economic Theory of Natural Monopoly*, MIT Press, London.

URGATE, S.C. (2002), *Competition Policy in Regulated Industries: Approaches for Emerging Economies*, The John Hopkins University Press, Washington D.C.

VISCUSI, W. Kip, VERNON, John M. ve HARRINGTON, Joseph E. (2000), *Economies of Regulation And Antitrust*, Third Edition, MIT Press, London.

WATKINS, G.C. (1995), "Perspectives on Interfuel Competition in the European Natural Gas Market", *Energy Studies Review*, Volume: 7.

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

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

<http://europe.eu.int>

<http://www.iea.org>

<http://www.naturalgas.com>

<Http://www.oecd.org>

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

ABD Yüksek Mahkemesi Kararı

Phillips Petroleum Co. v. Wisconsin Kararı: 347 U.S., 672, 1954.

AT Kararları

Council Resolution of 16 September 1986 on new Community energy policy objectives for 1995 and convergence of the policies of the Member States, OJ C241/1: 25 July 1986.

Council Directive (EEC) 90/377 on a Community procedure on improve the transparency of gas and electricity prices charged to industrial end-users; [1990] OJ L 185/16, Brussels.

Council Directive (EEC) 90/547 on the transit of electricity through transmission grids; [1992] OJ L 74/43 Brussels.

Council Directive (EEC) 91/296 on the transit of natural gas grids OJ L 147/37, Brussels.

Council Directive 94/22 of the European Parliament and Council of 30 May 1994 on the conditions for granting and using authorization for the prospection, exploration and production of hydrocarbons [1994] OJ L 164/3, Brussels.

Council Directive 96/92/EC of the Concerning Common Rules for the Internal Market in Electricity, OJ L27, 30.01.1997, s. 20 - 29, Brussels.

Council Directive 98/30/EC of the Concerning Common Rules for the Internal Market in Natural Gas, OJ L240/2, 21.07.1998, s. 1, Brussels.

Council Directive 2003/55/EC of the Concerning Common Rules for the Internal Market in Natural Gas and repealing Directive 98/30/EC, OJ L176/57, 15.07.2003, Brussels.

Rekabet Kurulu Kararı

Botaş Kararı: Toplantı Tarihi: 8.3.2002; Karar Sayısı: 02-13/127-54, RG: 25262, 17.10.2003.

Frekans Tahsisi Kararı: Toplantı Tarihi: 16.8.2000; Karar Sayısı: 00-30/332-187, RG: 25137, 13.6.2003.

Rekabet Kurumu Görüşleri

“Şehirlerde doğal gaz dağıtım hizmeti vermek üzere kurulan sermaye şirketlerine izin verme işlemleri hakkında” Bakanlar Kurulu karar taslağına verilen 24.11.2000 tarih, 2926 sayılı Rekabet Kurumu görüşü.

“4646 sayılı Doğal Gaz Piyasası Kanunu” taslağına verilen 3.4.2001 tarih, 754 sayılı Rekabet Kurumu görüşü.

Mustafa Oğuzcan BÜLBÜL

T.C. Kanunları

4054 Sayılı “Rekabetin Korunması Hakkında Kanun”, R.G. 22140, 13.12.1994

4628 Sayılı “Elektrik Piyasası Kanunu”, R.G. 24335, 3.3.2001.

4646 Sayılı “Doğal gaz Piyasası Kanunu” (“Elektrik Piyasası Kanununda Değişiklik Yapılması ve Doğal Gaz Piyasası Hakkında Kanun”), R.G. 24390, 2.5.2001.

6326 Sayılı “Petrol Kanunu”, R.G. 8659, 16.3.1954.

Yönetmelikler

Doğal Gaz Piyasası Dağıtım ve Müşteri Hizmetleri Yönetmeliği, R.G. 24925, 3.11.2003

Doğal Gaz Piyasası Lisans Yönetmeliği, R.G. 24869, 7.9.2002

Bakanlar Kurulu Kararı

8.2.1995 tarih, 95/6526 sayılı sayılı Bakanlar Kurulu Kararı

Enerji Piyasası Düzenleme Kurulu Kararları

29.4.2006 tarih, 26153 sayılı Resmi Gazetede yayımlanan 13.4.2006 tarih, 725 sayılı Karar.

30.7.2006 tarih, 26244 sayılı Resmi Gazetede yayımlanan 20.7.2006 tarih, 833 sayılı Karar.