

**TC
YILDIZ TEKNİK ÜNİVERSİTESİ
SOSYAL BİLİMLER ENSTİTÜSÜ
İKTİSAT YÜKSEK LİSANS PROGRAMI**

YÜKSEK LİSANS TEZİ

**TÜRKİYE DOĞAL GAZ PİYASASINDA
REGÜLASYON VE REKABET**

FATİH YÜKSEL

09710032

Doç. Dr. TAMER ÇETİN

**İSTANBUL
2013**

**TC
YILDIZ TEKNİK ÜNİVERSİTESİ
SOSYAL BİLİMLER ENSTİTÜSÜ
İKTİSAT YÜKSEK LİSANS PROGRAMI**

YÜKSEK LİSANS TEZİ

**TÜRKİYE DOĞAL GAZ PİYASASINDA
REGÜLASYON VE REKABET**

FATİH YÜKSEL

09710032

Doç. Dr. TAMER ÇETİN

**İSTANBUL
2013**

TC
YILDIZ TEKNİK ÜNİVERSİTESİ
SOSYAL BİLİMLER ENSTİTÜSÜ
İKTİSAT ANA BİLİM DALI YÜKSEK LİSANS PROGRAMI

YÜKSEK LİSANS TEZİ

**TÜRKİYE DOĞAL GAZ PİYASASINDA
REGÜLASYON VE REKABET**

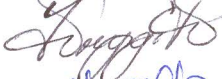
FATİH YÜKSEL

09710032

Tezin Enstitüye Verildiği Tarih : 10/07/2013

Tezin Savunulduğu Tarih : 16/07/2013

Tez Oy birliği/ Oy çokluğuyla başarılı bulunmuştur.

	Unvan Ad Soyad	İmza
Tez Danışmanı	: Doç. Dr. Tamer Çetin	
Jüri Üyeleri	: Doç. Dr. Kadir Yasin Eryiğit	
	: Doç. Dr. Meral Uzunöz	

İSTANBUL

TEMMUZ 2013

ÖZ

TÜRKİYE DOĞAL GAZ PİYASASINDA REGÜLASYON VE REKABET FATİH YÜKSEL TEMMUZ, 2013

Doğal gaz kullanımı gelişen teknolojilerle ve artan çevresel endişelerin de etkisiyle global düzeyde yaygınlaşmaya başlamasıyla hükümetlerin enerji politikalarında ön sıralarda yer almaya başlamıştır. Türkiye doğal gaz arz kaynakları açısından stratejik bir konuma sahiptir. Avrupa ve zengin Orta Doğu kaynaklarının ortasında bulunması Türkiye'nin bu iki bölge arasında enerji koridoru olmasını kolaylaştırmaktadır. Enerji koridoru olma, arz güvenliğini sağlama ve hızlı ekonomik büyümeyi sürdürme gibi nedenlerle doğal gaz piyasalarına büyük yatırımlar yapmak gerekmektedir. Bu yatırımları cazip hale getirmek için diğer ülkelerde olduğu gibi Türkiye'de doğal gaz piyasasında rekabetçi, şeffaf, etkinliği artırıcı ve yeterli teşvikleri sağlayıcı bir reform gerçekleştirilmiştir. Buna rağmen 2001 yılında yürürlüğe konulan Doğal Gaz Piyasası Kanunuyla amaçlanan hedeflere henüz ulaşamamıştır. Bu tezde Türkiye doğal gaz piyasasında gerçekleştirilen reform ve bu reforma giden süreç analiz edilmiştir. Öncelikle doğal gaz piyasalarının yapısı incelenmiş daha sonra Türkiye doğal gaz piyasası ele alınmıştır. Ayrıca bu çalışma 1989:01-2010:04 dönemlerini kapsayan çeyrek yıllık veriler kullanılarak yapısal kırılmalara olanak tanıyan Johansen ve diğerleri (2000) yaklaşımıyla uzun dönem doğal gaz talep denklemi tahmin edilmiştir.

Anahtar Kelimeler: Doğal gaz piyasası; Regülasyon, Eş bütünleşme, Yapısal Kırılmalar

ABSTRACT

REGULATION AND COMPETITION IN TURKISH NATURAL GAS MARKET

**FATİH YÜKSEL
TEMMUZ, 2013**

This master's thesis analyses the regulation and competition in the Turkish Natural Gas Market. Natural gas consumption has increased over the globe with the new technologies introduced and the effect of increasing environmental concerns. As a result, the state of natural gas in energy policies of governments gained more importance. Turkey has a strategic location in terms of natural gas resources. Standing between Europe and rich Eastern resources it can be an energy corridor between these regions. In order to be an energy corridor, to provide supply security and to sustain high economic growth, high amount of investment in the natural market is required. For promoting these investments in the market, Turkey, as the other countries, made reforms which are competitive, transparent, increasing efficiency and providing sufficient incentives. However, the aims targeted with Natural Gas Market Law, legislated in 2001, are not reached yet. In this thesis, the reform performed in Turkish Natural Gas Market and the process before the reform are analysed. First the structure of natural gas markets in general is examined; then Turkish natural gas market is investigated. In addition, using the quarterly data set for the period 1989:1-2010:4 and following the approach of Johansen et al. (2000) which allows structural breaks in the series, long run natural gas demand equations is estimated.

Key words: Natural gas market, regulation, co-integration, structural breaks

ÖNSÖZ

Bu tez çalışmam süresince her aşamada yardımlarını esirgemeyen değerli hocam Doç. Dr. Tamer ÇETİN'e, ampirik çalışma kısmında değerli bilgilerini benimle paylaşan saygıdeğer hocam Doç. Dr. Kadir Yasin ERYİĞİT'e, ayrıca görüş, öneri ve eleştirilerini paylaşmaktan sakınmayan iş arkadaşlarıma teşekkürlerimi arz ederim. Bu günlere gelmemde büyük pay sahibi olan, hoşgörülerini, destekleri ve sabırları için aileme ve dostlarıma teşekkürlerimi sunarım.

İstanbul, Temmuz 2013

FATİH YÜKSEL

İÇİNDEKİLER

TEZ ONAY SAYFASI

ÖZ.....	iii
ABSTRACT	iv
ÖNSÖZ.....	v
İÇİNDEKİLER	vi
TABLolar LİSTESİ.....	viii
ŞEKİLLER LİSTESİ.....	ix
KISALTMALAR	x

1. GİRİŞ	1
----------------	---

2. DOĞAL GAZ PİYASA YAPISI.....	3
---------------------------------	---

2.1. Doğal Gaz Piyasasının Geleneksel Yapısı	3
2.1.1. Doğal Tekel Olarak Doğal Gaz Piyasası	7
2.1.2. Ağ Endüstrisi Olarak Doğal Gaz Piyasası	10
2.1.2.1. Dikey Bütünleşik Yapı.....	11
2.1.2.2. Kamu Mülkiyeti	14
2.2. Modern Doğal Gaz Piyasaları	16
2.2.1. Dikey Ayrışma.....	22
2.2.2. Deregülasyon ve Rekabet	23
2.3. Doğal Gaz Piyasasında Fiyat Regülasyonu	28
2.3.1. Getiri Oranı Regülasyonu.....	28
2.3.2. Fiyat Tavanı Regülasyonu	33

3. TÜRKİYE’DE DOĞAL GAZ PİYASASININ REGÜLASYONU.....	39
--	----

3.1. Tarihsel Süreç	46
3.2. 2001 Doğal Gaz Piyasası Kanunu	48
3.3. Regülator: EPDK.....	58
3.4. Yeni Piyasa Yapısı	61
4. TÜRKİYE DOĞAL GAZ PİYASASINDA REGÜLASYONUN ETKİLERİ	80
4.1. Talep Tahmini	83
4.1.1. Literatür Taraması.....	84
4.1.2. Metot.....	87
4.1.3. Metodoloji.....	91
4.1.4. Veri Araştırma	94
4.1.5. Sonuçlar	94
5. SONUÇ.....	103
KAYNAKÇA	108
ÖZGEÇMİŞ.....	113

TABLÖLAR LİSTESİ

Sayfa No

Tablo 1: 1975-2010 Yılları Türkiye Toplam Enerji Tüketimindeki Kaynakların Payı(%)	40
Tablo 2: Yıllar İtibariyle Doğal Gaz Üretimi	44
Tablo 3: 2006-2011 Yılları Doğal Gaz Üretim Miktarları (milyon sm ³).....	63
Tablo 4: 2005-2011 Yılları Doğal Gaz İthalat Miktarı (milyon sm ³)	64
Tablo 5: Sözleşme Devir Miktarları (milyon cm ³).....	65
Tablo 6: İhracat Lisansı Sahibi Şirketler ve İhraç Edilecek Ülkeler.....	68
Tablo 7: Depolama Lisansı Verilen Şirketler.....	69
Tablo 8: 2007-2011 Yılları CNG Satış Miktarları (milyon sm ³)	70
Tablo 9: Yıllar İtibariyle LNG ve BoruHattı ileYapılan İthalat Miktarları (mcm).....	73
Tablo 10: 01.11.2010-31.10.2011 Tarihleri Arasındaki Tüketim Profili.....	78
Tablo 11: Lee ve Strazicich (2003, 2004) Birim Kök Test Sonuçları.....	95
Tablo 12: Hanehalkı Doğal Gaz Talep Denklemi İçin İz Sınaması Sonuçları.....	97
Tablo 13: Hanehalkı Doğal Gaz Talebi İçin Olabilirlik Oranı Test Sonuçları	97
Tablo 14: Hane halkı Doğal Gaz Tüketiminin Uzun Dönem Tahmin Sonuçları.....	98
Tablo 15: Elektrik Üretimi Doğal Gaz Talep Denklemi İz Sınaması Sonuçları.....	100
Tablo 16: Elektrik Üretimi Doğal Gaz Talebi İçin Olabilirlik Oranı Test Sonuçları	101
Tablo 17: Elektrik Üretimindeki Doğal Gaz Tüketiminin Uzun Dönem Tahmin Sonuçları	101

ŞEKİLLER LİSTESİ

	Sayfa No
Şekil 1: Doğal Gaz Endüstri Yapısı.....	6
Şekil 2: Dikey Bütünleşik Yapı	13
Şekil 3: Doğal Gaz Üreticileri Arasındaki Rekabet.....	17
Şekil 4: Açık Erişim ve Toptan Rekabet	18
Şekil 5: Ayırıştırma ve Perakende Rekabetçiliği	20
Şekil 6: Geçiş Modeli: Boru Hattı Taşımacılığının Ayırıştırılması ve Dağıtımda Açık Erişim	21
Şekil 7: Getiri Oranı Regülasyonunda Gelir ve Maliyet İlişkisi	32
Şekil 8: 1975-2011 Yılları Doğal Gaz Tüketimi(milyar sm ³) ve Toplam Enerji Tüketimi İçerisindeki Gelişimi(%)	39
Şekil 9: Elektrik Üretiminde Kullanılan Doğal Gaz Miktarı (mcm)	41
Şekil 10: Doğal Gaz Piyasası Kanunundan Önceki Dikey Bütünleşik Yapı.....	42
Şekil 11: Epdk'nun Doğal Gaz Piyasasındaki Sorumlulukları.....	59
Şekil 12: Doğal Gaz Piyasası Yeni Yapısı	62
Şekil 13: 2011 Yılı Toptan Satış Lisansı Sahibi Üretim Şirketlerinin Üretim Payları	63
Şekil 14: 2008-2011 Ulusal Doğal Gaz Tüketimi İçerisinde LNG Tüketim Payları	66
Şekil 15: 2008-2011 Yılları LNG ve Boru Gazı İthalat Miktarları Payı.....	66
Şekil 16: 2011 Toplam Doğal Gaz Arzının Karşılandığı Kaynakların Payları	67
Şekil 17: 2011 Yılı İthalat Şirketlerinin Piyasa Payları.....	67
Şekil 18: İthalatçı Şirketler ve Üretim Şirketlerinin 2011 yılı Piyasa Payları.....	70
Şekil 19: 2003-2011 Yılları Gaz Arzı Sağlanan Dağıtım Bölgesi Sayıları	74
Şekil 20: 2003-2011 Yılları Arası Doğal Gaz Arzı Sağlanan İller	74
Şekil 21: İhale İle Lisans Alan Şirketlerin Toplam Yatırım Miktarı (milyon TL) 75	
Şekil 22: Dağıtım Bölgeleri Toplam Çelik Şebeke (Km).....	76
Şekil 23: Dağıtım Bölgeleri Toplam Polietilen Şebeke(km).....	76
Şekil 24: 2011 Yılında EPDK'ya Yapılan Tüm Başvuruların Konularına Göre Dağılımı(%)	77
Şekil 25: Dünya Petrol Fiyatları ve Türkiye Doğal Gaz Fiyatları	100

KISALTMALAR

ABD	: Amerika Birleşik Devletleri
ARIMA	: Autoregressive Integrated Moving Average
BCM	: Billiyon Cubic Meter
BG	: Britsih Gas
BM	: Birleşmiş Milletler
BOTAŞ	: Boru Hatları ile Petrol Taşımacılığı Anonim Şirketi
CO₂	: Karbon dioksit
DPT	: Devlet Planlama Teşkilatı
EPDK	: Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu
HDD	: Heating Degree Day
IEA	: International Energy Agency
LNG	: Liquefied Natural Gas
LPG	: Liquefied Petroleum Gas
MCM	: Million Cubic Meter
OECD	: Organization for Economic Co-operation and Development
PİGM	: Petrol İşleri Genel Müdürlüğü
TFP	: Total Factor Productivity
TPAO	: Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı

1. GİRİŞ

İnsanlar hayatlarını sürdürürken her aşamada giderek artan oranda enerjiye ihtiyaç duymaktadırlar. Yıllar geçtikçe farklılaşan ihtiyaçlar ve bunları karşılamada yetersiz kalan kaynaklar kullanılan enerji türünün de değişmesine neden olmuştur.

Enerji ihtiyacını karşılamada kullanılan en önemli enerji kaynakları fosil yakıtlardır. Petrol, doğalgaz ve kömür bilinen başlıca fosil yakıtlardır. 1973 Yom Kippur Savaşı ve 1979 İran Devrimi ile ortaya çıkan iki petrol krizi dünyada petrole olan ilgiyi kısmen azaltmış ve doğal gazın dünya enerji sektörü içindeki payını giderek arttırmıştır. Doğal gaz diğer fosil yakıtlara nazaran daha az kirlilik emisyonuna sahip olması, güvenilir ve kullanımın kolay olması ve az önceki nedenlerden dolayı dünyada önemli bir enerji formu haline gelmiştir.

19. yy boyunca doğal gaz özellikle ışık kaynağı olarak kullanılmıştır. 19. yüzyılın sonlarına doğru elektriğin yükselişi ile doğal gaz lambaları elektrik lambalarına yerini bıraktı. Bu dönüşüm üretilen doğal gazın farklı alanlarda kullanılması arayışlarına yöneltti. Günümüzde doğal gaz sanayide, elektrik üretiminde ve konutlarda çok amaçlı olarak kullanılmaktadır.

Doğal gazın farklı alanlarda kullanılması için üretildiği yerden kullanım alanına taşınması gerekmektedir. Bunun için boru hattı alt yapısı olmadan doğal gazı, çok uzaklara taşımak ya da bir evin ısıtma ihtiyacını karşılamada kullanmak çok zordur. Doğal gazın iletilmesi olanaklı hale geldiğinde doğal gazın kullanım alanları çeşitlendi. Konutları ısıtmada, su ısıtıcılarında (doğal gazlı şofbenler) ve fırınlar gibi ev aletlerinde artan oranda kullanılmaya başlandı. Sanayide üretimde doğal gaz kullanımı yaygınlaştı bununla beraber doğal gaz ısı kazanlarında kullanılarak elektrik üretiminde de kullanılmaya başlandı. İletim altyapıları sayesinde doğal gazın elde edilmesi kolaylaşmış ve popülerliği artan bir enerji formu haline gelmiştir. Bu gelişmeler sonucunda doğal gazın kendine has piyasası oluşmaya başlamıştır.

1980’li yıllarda yaygın olarak ÷lkemizde kullanımına başlanılan doğal gaz, başta elektrik üretimi olmak üzere konut, sanayi ve diğler kullanım alanlarında etkinliğini giderek artırarak günümüzde Türkiye enerji sektörünün birincil kaynaklarından biri konumuna gelmiştir.

IEA üyesi ÷lkeler arasında Türkiye uzun dönem ortalamasında enerji talebi en hızlı artan ÷lke olarak değlerlendirilebilir. Buna rağmen genç ve şehirleşen nüfusuna karşılık enerji kullanımı hala daha düşük seviyelerdedir. Bundan dolayı büyüyen ekonomisine yeterli enerjiyi sağlama ihtiyacı enerji politikalarını hükümetlerin odağı haline getirmiştir.

Arz darboğazlarını engellemek ve hızlı ekonomik büyümeyi sürdürmek için enerji altyapısına, özellikle elektrik ve doğal gaz piyasalarında, büyük yatırımlar yapmak gereklidir. Bu yatırımları cazip hale getirmek için ÷lkeler enerji piyasalarında etkinliği artırıcı ve yeterli teşvikleri sağlayıcı reformlar yapmaları gerekmektedir. Bu bağlamda ortaya çıkan doğal gaz regölasyonu, ekonomik ve sosyal hedefler doğrultusunda ilgili piyasada etkinliği sağlamayı amaçlamıştır.

Türkiye’de reform öncesi dönemde piyasa, 1974’te Irak ham petrolünü taşıma amacıyla kurulan BOTAŞ tarafından şekillendiriliyordu. BOTAŞ’ın piyasadaki dominant rolü rekabete geçişi engellemekteydi. Türkiye’de artan enerji ihtiyacı, çoğalan nüfus ve çevre problemleri gibi etkenler nedeniyle enerji piyasasının çeşitli otoriteler tarafından düzenlenmesi ihtiyacını doğurmuştur. Artan gaz tüketimi, yeterli iç kaynaklarının da olmayışı gaz üretimini ithalata bağımlı hale getirmiş. Rekabetin eksikliği ve ithalata bağımlılık 2001 yılında reformu tetiklemiştir.

Bu tez çalışmasında Türkiye’de doğal piyasasında regölasyon ve rekabetten bahsedilecektir.

Birinci bölümde doğal gaz piyasasının geleneksel ve modern yapısı incelenip doğal gaz piyasasında fiyat regölasyonunda kullanılan yöntemlerden bahsedeceğiz. İkinci bölümde Türkiye’de doğalgaz piyasasının gelişimini, reform süreci öncesindeki ve sonrasındaki yapısını, düzenleyici kurum EPDK’nın politikaları ekonomik perspektiften ele alınacaktır. Üçüncü bölümde 2001 regölasyonu sonrasında doğalgaz talebini ekonometrik yöntemle tahmin etmeye çalışacağız. Bu minvalde uzun ve kısa dönem talep esneklikleri bulunup yorumlanacaktır.

2. DOĞAL GAZ PİYASA YAPISI

Doğal gaz uzun zamandan beri kullanılmasına rağmen son otuz yılda ön plana çıkmıştır. Özellikle çevresel endişelerin önemli global bir mesele haline gelmesinden dolayı endüstri 1980'lerin sonları 1990'ların başlarından itibaren hızlı bir büyüme gerçekleştirmiştir. Doğal gaz tüm kullanım alanları itibariyle bir ülke ekonomisine ciddi anlamda ticari değer kazandıran endüstri segmentlerinden birisidir. 2012 yılı itibariyle doğal gaz global düzeyde ortalama olarak %23,95'lik tüketim oranı (%33,1 petrol, %29,9 kömür) oluşturduğu düşünülürse bu önem daha kolay anlaşılabilir¹. Doğal gaz endüstrisinin tarihsel süreci içerisinde piyasa yapısında, teknolojik gelişmelerin yanında ekonomik ve politik boyutlarında da önemli gelişmeler yaşamıştır.

Bu bölümde doğal gaz piyasasının yapısı ve işleyişi hakkında detaylı bilgi verilecektir. Öncelikle doğal gaz piyasasının geleneksel yapısından bahsedilecektir. Bu yapı içerisinde sıklıkla görülen doğal tekel ve ağ endüstrilerinin yapıların ne olduğu ve doğal gaz endüstrisinde hangi şartlarda ortaya çıktı analiz edilecektir. Dikey bütünleşik yapı ve kamu mülkiyeti konuları da ele alınacaktır.

İkinci olarak Dünya'yı etkisi altına alan liberalizasyon hareketlerinden sonra görülen yeniden yapılandırma ve reform sürecinde ortaya çıkan modern doğal gaz piyasa yapılarının ne şekilde olduğu tartışılacaktır. Bu başlık altında dikey ayrıştırma ve deregülasyon ve rekabet konuları etraflıca incelenecektir.

Son bölüm olarak da doğal gaz piyasasında etkinliği sağlamak açısından regülatörler tarafından uygulanan fiyat regülasyon türleri incelenecektir.

2.1. Doğal Gaz Piyasasının Geleneksel Yapısı

Doğal gaz milyonlarca yıl önce yaşamış canlı kalıntılarının yeraltında yüksek sıcaklık ve basıncın da etkisi ile başkalaşması sonucunda oluşmuştur. Doğal gaz, kaya boşluklarının arasına sıkışmış olarak ya da petrol yataklarının üzerinde gaz

¹ BP. 2013. *Statistical Review of World Energy*.

şeklinde büyük hacimler halinde bulunmaktadır. Doğal gazın büyük bölümü (%70-90'ı) metan gazı adı verilen hidrokarbon bileşiğinden oluşur. Diğer bileşenleri; etan , propan, bütan gazlarıdır. İçeriğinde eser miktarda karbondioksit , azot, helyum ve hidrojen sülfür de bulunur².

Doğal gazı oluşturan hidrokarbon bileşikleri aynı zamanda yeraltındaki petrolün de bileşenleridir. Doğal gaz geçmişte petrol üretimi esnasında ortaya çıkan yararsız bir atık olarak görülmüş ve petrol üretim tesislerinde yakılarak uzaklaştırılmıştır. Günümüzde ise değerli ve stratejik bir enerji kaynağı olarak sıklıkla evlerde ve endüstride kullanılmaktadır³.

Doğal gazın bir enerji kaynağı olarak alternatif alanlarda kullanılabileceğinin fark edilmesinden sonra doğal gaz piyasası yavaş yavaş şekillenmeye başlamıştır. Kuru doğal gaz tüketicilere kullanılmak üzere iletilmesinden önce içeriğindeki ağır hidrokarbon oranlarının azaltılması gerekir. Bu işlem doğal gaz kuyusu başında gerçekleştirilebileceği gibi bu işlem için oluşturulan hususi tesislerde de yapılabilir. Bu işlemler sırasında doğal gaz sıvıları (natural gas liquids, NGL) ayrıştırılabilir. Bunlardan en önemlileri sıvı formda olan bütan ve propan'dır. Bunlara sıvılaştırılmış petrol gazları (liquefied petroleum gas, LPG) denir.

Neredeyse 2400 yıl önce ticari olarak ilk doğal gaz Çinliler tarafından kullanıldığı sanılır. Sığ kuyulardan üretilen doğal gaz bambu ağaçlarından yapılan borularla taşınır, gaz kullanan buharlaştırıcılar vasıtasıyla salamura tuz üretimi için kullanılmış. Kömürden üretilen doğal gaz 17. yüzyılın sonları ve 18. yüzyılın başlarında ABD ve İngiltere'de sokak lambalarında ve evleri aydınlatmada kullanılmıştır. Kaydedilen bir sonraki ticari kullanım ise 1821 yılında gerçekleşmiştir. William Hart Freodonia, New York'ta dokuz metrelik sığ bir kuyuya sondaj yapmış ve ağaçtan boruları kullanarak doğal gazı yerel evlere ve dükkanlara taşımıştır (Kidnay & Parrish, 2006, 1).

Bu tarihten sonra pek çok küçük çaplı ve yerel doğal gaz aktiviteleri gerçekleştirilmekle birlikte büyük ölçekli faaliyetler 20. yüzyılın erken dönemlerinde başlamıştır. Özellikle 2. Dünya Savaşı'ndan sonra ise doğal gazın kullanımında ciddi yükselişler görülmüştür. Özellikle bu yükselişte modern mühendisliğin öncüsünde

² http://tr.wikipedia.org/wiki/Do%C4%9Fal_gaz [12.10.2012]

³ http://tr.wikipedia.org/wiki/Do%C4%9Fal_gaz [12.10.2012]

gerçekleştirilen ve uzun mesafeli ve güvenli taşıma işlemini gerçekleştirebilecek boru hatlarının inşası önemli rol oynamıştır (Kidnay & Parrish, 2006, 1).

Doğal gaz piyasasında üretimden son kullanıcıya arz yönü üretim, boru hattı taşımacılığı, depolama, ticaret ve arz ile dağıtım segmentlerinden oluşmaktadır.

Doğal gaz üretim segmenti araştırma, sondaj, toplama ve üretim aşamalarından oluşmaktadır. Her bir doğal gaz kuyusundan çıkarılan gaz toplanarak boru hattına aktarılacağı terminal gibi yerlere sevk edilir. Bu işlemler toplama olarak adlandırılır.

Firmaların öncelikle sondaj hakkını ve gerekli teknolojik altyapıyı edinmesi gerekir. Bunların ardından araştırma ve sondaj yaparlar. Böylelikle üreticiler doğal gaz üretimini gerçekleştirebilirler. Doğal gaz üreticileri önemli miktarda başlangıç maliyetlerine maruz kalmaktadır ki bunların çoğu batık maliyetlerdir. Tek bir firmanın arama ve sondaj yapması bu endüstride daha makuldür. Bu endüstride etkinlik sağlamak açısından üretim firmaların büyük ölçekli yapıda olması gerekir.

Doğal gaz, üretimi yapılan kuyulardan kullanım alanlarına taşınması gereken bir enerji formudur. Dolayısıyla boru hattı taşımacılığı doğal gazın üreticilerden tüketim alanlarına, şehir girişlerine yüksek basınçlı boru hatları vasıtasıyla taşınması işlemlerini kapsamaktadır. Bu segmentte sabit maliyetlerin çoğu batık ve boru hattının alternatif kullanım alanı olmadığından boru hattı taşımacılığı segmenti doğal monopol özelliği gösterir.

Bazı kullanım alanlarında elektriğin ikamesi olarak görebileceğimiz doğal gazın elektrikten farklı olarak depolanabilme özelliği vardır. Özellikle yüksek talebin olduğu soğuk mevsimlerde arz-talep dengesini sağlamaya yardımcı olabilmektedir. Doğal gazın mevsimsel talep değişimlerinden etkilenmemesi ve arz esnekliğini sağlamak açısından depolama faaliyetleri endüstride iyi bir araçtır.

Toptan veya perakende seviyede arz ticari bir aktivitedir. Tüccarlar ve tedarikçiler çok düşük bir maliyetle yatırımlarını gerçekleştirebilirler bundan dolayı tüccarlar piyasa büyüklüğüne nispeten çok daha küçük olma eğilimindedir. Doğal gaz endüstrisinin bu segmenti rekabetçi olmaya yatkındır.

Doğal gazın dağıtımı, şehir girişinden son kullanıcılara düşük basınçlı boru hatları yardımıyla teslimini, doğal gazın arzını, ölçümlendirilmesini ve tüketim alanlarının oluşturulmasını işlemlerini kapsar. Dağıtım segmentinde iletim işlemlerindeki ölçek ekonomilerinden dolayı doğal monopol olarak nitelendirilir.

Doğal gaz endüstrisinde ilk başlarda piyasa yapısı oldukça basittir. Sınırlı esneklikle ve birkaç seçenekle doğal gaz kullanıcılara dağıtılabiliyordu. Doğal gaz boru hattına sahip şirket gazı üreticilerden alır sahibi olduğu yüksek basınçlı boru hattı sistemi ile taşır, işletir ve büyük kullanıcılara veya yerel dağıtım şirketlerine teslim eder (Newbery, 1999, 356). Bazı ülkelerde ise arama, üretim ve yüksek basınçlı boru hatları ile iletim faaliyeti tek bir firma tarafından sağlanırdı.

Doğal gaz endüstrisindeki doğal tekel özellikleri ve kamu hizmeti sunma zorunluluğundan dolayı endüstride dikey bütünleşik bir yapı mevcuttu (Newbery, 1999, 343). Bu yapıyı basit bir biçimde Şekil 1 vasıtasıyla görebiliriz.



Şekil 1: Doğal Gaz Endüstri Yapısı

Doğal gaz endüstrisinde yüksek maliyetli boru hattı inşası bu hizmeti sunma açısından önemli bir konuma sahiptir. Boru hatlarının piyasadan piyasaya değişen işletim şekli farklılık arz edebilir. Bazı durumlarda özel taşıma şirketi konumunda olabilir. Böyle bir durumda tipik olarak boru hatları doğal gaz arzını sunan üreticilerin mülkiyeti altındadır. Bazı durumlarda ise doğal gazı elinde bulunduranlar ile bu gazı taşımak için sözleşme yapan fakat taşıyıp taşımama konusunda yetkiyi elinde bulunduran sözleşmeli taşıyıcı gibi davranabilir ya da hiçbir ayrımcılığa başvurmeyen genel taşıyıcılar olarak da davranabilirler (Newbery, 1999, 356).

Genellikle endüstrisinin gelişme aşamasında doğal tekel olma ve/veya kamu mülkiyeti altında işletilme firmalara üretimden son kullanıcılara kadar olan süreçte özel bir konum kazandırmaktadır. Rusya doğal gaz endüstrisinde Gasprom şirketinin endüstrinin tüm segmentlerde olması veya 2001 Doğal Gaz Piyasası Kanunu öncesi Türkiye’de BOTAŞ’ın tüm segmentlerde tekel olması bu yapı şekline bir örnek olarak verilebilir.

2.1.1. Doğal Tekel Olarak Doğal Gaz Piyasası

Doğal tekel kavramını açıklamada geleneksel ve modern olmak üzere iki farklı görüş vardır.

Geleneksel görüş “tek bir firmanın üretimde bulunmasının daha az maliyetli olduğu yani ölçek ekonomilerinin varlığının söz konusu olduğu durumlarda “*doğal tekel*” vardır.” şeklindedir. Bir malın piyasa talebinin bir büyük üretici tarafından çok sayıda küçük üreticiye kıyasla daha ucuza karşılanmasına ölçek ekonomileri denir. Ölçek ekonomilerinden kaynaklanan tekel durumuna ise “*doğal tekel*” denir (Ünsal, 2011, 377). Örneğin bir yerleşim merkezine bir tek doğal gaz dağıtım şirketinin, dağıtım boruları ile doğal gaz götürmesi, yüksek sabit maliyetlerden dolayı, bu hizmeti iki ya da daha fazla firmanın yapmasından daha az maliyetli olacağından, bu firma doğal tekel olarak adlandırılır (Çetin, 2012, 51).

Modern görüşün temelleri ilk kez W. Baumol tarafından 1977’de atılmıştır. Bir endüstride tüm piyasa talebini tek bir firma, iki ya da daha fazla firmanın sağlayabileceğinden, birim başına daha düşük maliyetle sağlayabiliyorsa (maliyet fonksiyonları toplamından), bununla birlikte piyasaya girişler doğal olarak cazip değilse ve rekabetçi başka firmaların piyasada kalabilmesi olası değilse (sürdürülebilirlik), piyasadaki tek firma “*doğal tekel*” olarak adlandırılır. O halde modern teori, bir endüstrinin doğal tekel olabilmesi için ölçek ekonomilerinin yeterli olmayacağını, mutlak maliyet avantajı taşıması ve sürdürülebilir olması gerektiğini kabul etmektedir (Çetin, 2011, 23).

Geleneksel görüş ile modern görüş arasındaki temel fark şudur; ilk yaklaşımda tekelin pozitif ölçek ekonomisi aralığında faaliyet göstermesi beklenirken yani maliyet avantajının bir firmaya doğal tekel konumu kazandırdığı, oysa ikinci yaklaşımda, maliyet avantajının doğal tekel için yeterli olmadığı, bunun yanında rekabetçi firmaların piyasaya girişlerinin cazip olmaması gerektiği ve yine piyasada birden fazla firmanın varlığını sürdürebilmesinin mümkün olmaması gerektiği vurgulanmaktadır (Çetin, 2011, 23).

Modern doğal tekel teorisine göre bir endüstrinin doğal tekel olabilmesi için gerekli koşullar, endüstrideki firmanın ölçek ekonomilerine sahip olması değil, maliyet yapısının mutlaka “*alt toplamsal (subadditive)*” olmasıdır. Buradan anlayacağımız şudur: homojen tek bir ürün üreten bir firma her çıktı düzeyinde aynı çıktıyı birden

fazla firmanın üretmesine nazaran daha az maliyetle üretiyorsa o firma “*doğal tek*el”dir. Ayrıca bu “*maliyet üstünlüğü (cost dominance)*” ilişkisi tüm piyasa talep miktarlarında geçerli olmalıdır.

Maliyetlerin alt toplamsal (subadditivity of cost) olması matematiksel olarak şöyle ifade edilir.

Homojen ürünün olduğu, her bir k firmasının q^i çıktısını ürettiği ve toplam çıktının $Q = \sum_k q^i$ olarak verildiği bir piyasayı düşünelim. Her bir firma benzer maliyet fonksiyonu, $C(q^i)$ ’ye sahip olsun. Doğal tekelin maliyet temelli (cost-based) ya da teknik tanımına göre, bir doğal tek

$$C(Q) < C(q^1) + C(q^2) + \dots + C(q^k)$$

eşitsizliği geçerli iken mevcuttur. Çünkü tek bir firmanın üretim yapması, üretimi iki yada daha fazla rekabetçi firma arasında bölüştürülerek yapılmasından daha az maliyetli olur.

Firmanın maliyet fonksiyonu bu davranışı sergiliyorsa Q çıktı düzeyinde “*alt toplamsal*” (Sharkey, 1982, p.2) denir. Eğer firmanın maliyet fonksiyonu tüm Q çıktı düzeyinde de aynı davranışı sergiliyorsa maliyet fonksiyonuna “*global alt toplamsal (globally subadditive)*” denir. Doğal tekelin teknik tanımına göre, doğal tek

Bir endüstri doğal tek

Geleneksel doğal tek

ilgilidir. Bu sermaye varlıklarının alternatif alanlarda veya başka bölgelerde kullanılmaları halinde değerleri, ilk niyet edilen kullanımındaki değerlerinden daha düşük olur. Buna göre batık maliyetli bir yatırımı başka alanda kullanmak değersiz olabilir. Batık maliyetler, uzun dönem neoklasik maliyet fonksiyonunda doğrudan yer almazlar. Ancak batık maliyetler, doğal tekel sorununa teorik ve ampirik olarak kapsamlı bir anlayış sağlamak açısından oldukça önemlidir. Çünkü batık maliyetler, bir endüstride niçin bir tek veya az sayıda birkaç firmanın “doğal olarak” hayatta kaldığını açıklar (Çetin, 2011, 31).

Doğal gaz endüstrisi bir takım teknik bilgi gerektiren ve sermaye yoğun fonksiyonel aktivitelerden oluşmaktadır. Bunlar üretim, toplama, iletim(boru hatları), dağıtım ve son kullanıcıya arz (Teece, 1996 ‘den aktaran Bhattacharyya, 2011, 354).

Üreticiler, doğal gaz üretimine başlamadan önce önemli miktarda başlangıç maliyetine maruz kalmaktadırlar ve bu maliyet genellikle sabit ve riskli olmaktadır. Bunun nedeni arama faaliyetinin doğasından kaynaklandığı gibi sürecin risk içermesinden de kaynaklanmaktadır. Normal olarak büyük bir alan önce bulunur sonrada başarı oranı derinlikli araştırmalar yapıldıkça azalmaya başlar. Aynı şekilde bir alanın geliştirilmesi ve üretimi de maliyetli bir iştir. Onların maliyeti geliştirilecek kuyu sayısına, konumuna, rezerv durumuna ve yüzey altyapısına bağlıdır (Julius and Mashayeki, 1990’dan aktaran Bhattacharyya, 2011, 355). Dolayısıyla üretim şirketleri büyük ölçekli olma eğilimindedirler, buna rağmen piyasa büyüklüğüne nazaran küçük olabilirler (Bhattacharyya, 2011, 355).

İletim üretici ile şehir arasındaki bağlantıyı yüksek basınçlı boru hatları vasıtasıyla kuran aşamadır. İletim tesisleri zorunlu ve endüstrinin benzersiz bölümüdür ve yüksek değere sahiptir (alternatif kullanım sınırlı veya hiç yoktur). İletim tesislerine yatırım büyük olma eğilimindedir. Yatırımın maliyeti boru hattı büyüklüğüne (çapına) dolaylı olarak uzunluk ve zirve talebe de bağlıdır. Bunun sonucu olarak iletimin ortalama maliyeti büyük çıktı miktarlarında azalma eğiliminde olmaktadır. Bu ifade iletim sisteminin doğal tekel özelliğini taşıdığını gösterir. Dolayısıyla tek bir boru hattı piyasada daha iyi hizmet verebilir. Bunun yanında boru hattı bir kez kurulduğunda, artan talep alternatif boru hatlarının gelişmesine olanak sağlayabilir. Bundan dolayı özellikle büyük piyasalarda (Rusya, ABD gibi) bir çok iletim boru hattı bulmak kolaydır (Juris, 1998, 5).

Dağıtım işlemi şehrin dışından son kullanıcıya doğal gazı düşük basınçlı boru hatları kullanarak ulaştırır. Dağıtım yatırımları genel olarak sistemin zirve talebine göre şekillenir ve tüketici büyüklüğüne ve kompozisyonuna bağımlı olarak maliyet çeşitlilik gösterebilir (Julius and Mashayekhi 1990 aktaran Bhattacharyya, 2011, 355). Genel olarak dağıtım sistemi hem ölçek hem de kapsam ekonomilerini gerektirdiği kabul edilir bundan dolayı da “*doğal tekel*” karakteristiğine sahiptir.

İletim ve dağıtım ağlarına yapılacak olan yatırımlar yüksek, esnek olmayan, sürekli ve batık olduğundan yatırımcılar tüketicilerden uzun dönemli taahhütler istemektedir. Üreticiler uzun dönemli ve güvenli sözleşmelerin olmadığı durumlarda doğal gaz üretimine yatırım yapmaya istekli olmayacaklardır. Bu sözleşmeler vasıtasıyla doğal gaz endüstrisinde rekabetçi firmaların piyasaya girişi engellenebilmektedir.

Yukarıda açıklanan özelliklerden dolayı doğal gaz endüstrisinin bazı segmentlerinde faaliyet gösteren firmaların “*doğal tekel*” olması üretimin daha etkin biçimde gerçekleştirilmesine yardımcı olur. Örneğin normal bir piyasada var olan bir boru hattının yanına ikinci bir firma rekabet için gelip alternatif bir boru hattı döşemesinin ekonomik bir rasyoneli yoktur ve kaynak israfına neden olur. Özellikle boru hattı taşımacılığında doğal tekel özelliği ve gelişmemiş ve ya az gelişmiş ülkelerin üretim kısımlarında faaliyet gösteren firmalar doğal tekel özelliği gösterir.

2.1.2. Ağ Endüstrisi Olarak Doğal Gaz Piyasası

Bazı belirgin iktisadi faaliyetler ciddi anlamda fiziksel altyapıya ihtiyaç duymaktadır. Telekomünikasyon, elektrik ve doğal gaz sektörlerinde olduğu gibi üretimin gerçekleştiği yerden son kullanıcıya ulaşması için pek çok noktayı birleştiren adeta bir “ağ gibi örülmüş” altyapının varlığı zaruridir. Böyle bir altyapının varlığından dolayı bu tür endüstrilere “*ağ endüstrileri (network industry)*” denmiştir.

Ağ endüstrileri genellikle sermaye yoğun, büyük ölçekli yatırımlardır ve aynı zamanda ciddi anlamda batık maliyetler söz konusudur. Ağ endüstrileri ölçek ekonomilerini temsil ederler, tüketici dışsallığı üretirler ve kullanıcılarını kendilerine bağımlı hale getirirler. Yani herhangi bir tüketici aldığı hizmeti sağlayan firmayı kolay kolay değiştiremez (Faraco and Coutinho 2012, 721).

Diğer piyasa yapılarının aksine bu tür piyasalarda tek bir firmanın faaliyette bulunması daha etkindir dolayısıyla bu tür ağlar doğal tekel örneği teşkil ederler.

Bu tür tedarikçiler sadece fiziksel anlamda daimi yatırımlarla yüz yüze kalmazlar. Ülkenin uzak köşelerinde, düşük gelirle yaşayan tüketicilere de bu hizmeti götürmek durumundadırlar. Bundan dolayı bu tür kamu hizmetlerinin üniversal olması gerekmektedir (Faraco and Coutinho 2012, 721).

Yukarıda da bahsettiğimiz gibi ağ endüstrilerinin önemli bir özelliği de tüketicilerin tedarikçilerinin kolay kolay değiştirememeleridir. Bu tür endüstrilerdeki firmalar doğal tekel yapısında olduğundan, aldığı hizmetten memnun kalmayan bir tüketicinin yapabileceği tek şey memnuniyetsizliğini yetkili mahkemeye veya düzenleyici kurula iletmek ve sonucunu beklemek olacaktır (Faraco and Coutinho, 2012, 721).

Doğal gaz endüstrisinde ağ endüstrilerinin birçok karakteristik özelliğini taşımaktadır. Üretim kuyusundan son kullanıcıya kadar doğal gazın iletimi pek çok noktayı birbirine bağlayan büyük ve küçük çaplı boru hatlarına ihtiyaç duymaktadır. İletim hatları altyapısının varlığı doğal gaz endüstrisini bir ağ endüstrisi olarak nitelendirilmesini sağlar.

2.1.2.1. Dikey Bütünleşik Yapı

Üst üretim aşaması (upstream) ve alt üretim aşaması (downstream) terimleri genellikle metal, petrol, doğal gaz ve biyoteknoloji endüstrilerinde ortaya çıkan terimlerdir. Bu ve diğer endüstrilerdeki üretim süreçlerini açıklarlar.

Üst üretim aşaması (upstream process) hammaddenin aranması ve çıkartılması aşamasıdır. Bu süreçte maddenin kendisiyle ilgili herhangi bir işlemde bulunulmaz. Örneğin yeraltında veya sualtında bulunan petrol veya doğal gaz rezervlerin varlığı ve bunların yüzeye çıkartılması üst üretim aşamasını simgeler.

Alt üretim aşaması (downstream process) üst üretim sürecinde elde edilen hammaddenin işlenilerek son şeklinin verilmesini içerir. Bu süreç dâhilinde ortaya çıkan ürünün diğer sektörlere, devletlere ya da bireysel müşteriye aktif satışını içerir. Üretilen ürünün çeşidine göre tüketici çeşitlilik gösterebilir. Hangi endüstride olursa olsun bu aşamada tüketicilerle doğrudan bir ilişki vardır. Bu sürece örnek olarak

doğal gazın yeryüzüne çıkarıldıktan sonra içerdiği ağır hidrokarbonlardan arındırılarak son kullanıcıya ulaştırılması verilebilir.

Bu iki açıklamadan sonra dikey bütünleşik yapının tanımını verebiliriz. İki farklı çıktı üreten süreci içeren bir firma eğer 1) yukarı üretim aşamasındaki *tüm* çıktı miktarı aşağı üretim sürecindeki girdi ara malının *tamamını* ve ya *bir kısmını* karşılıyorsa ya da 2) aşağı üretim sürecindeki girdi ara malı miktarının *tamamı* yukarı üretim sürecindeki çıktının *bir kısmı veya tamamından* elde ediliyorsa “dikey bütünleşik (vertically integrated)” denir. Bu ifadeler yukarıdaki iştirakin çıktısının *tamamının* aşağı üretim sürecinde tek bir ara girdinin *tamamı* olarak kullanacağı gibi çok kısıtlayıcı kriteri içermektedir. Buna rağmen her iki tanımlamada yukarı üretim sürecindeki çıktının “*çoğunun*” aşağı üretim sürecinde girdinin “*çoğu*” olarak kullanılacağı durumu ortadan kaldırmaktadır. Bu durumu en iyi tanımlayan “*kısmi*” dikey bütünleşme terimidir çünkü yukarı üretim sürecinde elde edilen çıktı diğer alıcılara satılıyor ve aynı şekilde aşağı üretim sürecinin ihtiyacı olan bazı girdilerin diğer tedarikçilerden sağlanıyor olmasıdır (Perry, 1989, 185).

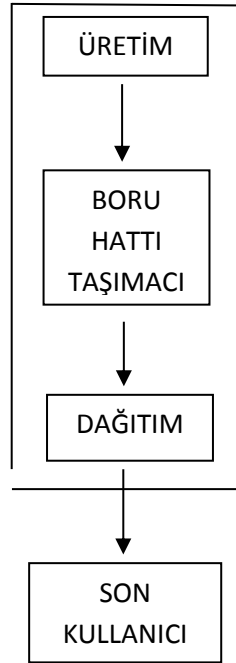
Bundan dolayı dikey bütünleşme nosyonu sözleşme ya da pazar değiş tokuşlarının ortadan kaldırılması bunun yerine de firma sınırları dahilinde iç değiş tokuşun ikame edilmesini içermektedir. Varsayalım ki bir firmanın üst aşamasındaki *tüm* çıktı diğer alıcılara satılmakta ve alt aşamasındaki *tüm* aramalı girdileri diğer tedarikçilerden satın alınmaktadır. Bazı girdilerin alt aşamaya üst aşamadan sonradan yeniden satışı gerçekleştirilse bile biz bu firmaya dikey bütünleşik diyemeyiz. Çünkü burada iç değiş tokuş yoktur sadece sözleşme ya da piyasa değiş tokuşu vardır. Bunu dikey kombinasyon olarak nitelendirebiliriz (Perry, 1989,186).

İç değiş-tokuşun olması dikey bütünleşmenin göstergesi olsa da yeterli olmayabilir. Dikey bütünleşme aynı zamanda mülkiyeti, üretim ve dağıtımın yakın aşamaları üzerinde de tam kontrolü içerir. Özellikle dikey bütünleşik bir firma, firmanın kapsadığı yatırım yapmada, işe alımlarda, üretimde ve dağıtımın tüm karar aşamalarında tamamen bir esnekliğe sahip olmalıdır (Perry, 1989, 185). Şekil 2 dikey bütünleşik yapının nasıl olduğunu basitçe göstermektedir.

Çeşitli piyasa başarısızlıklarının varlığı firmalara dikey bütünleşme için bir teşvik oluşturabilmektedir. Teorik çalışmalar işlem maliyetleri, eksik rekabet, eksik bilgi ve

diğer faktörlerinde etkisiyle bütünleşmeyi cezp edebileceğini göstermiştir (Lieberman, 1991, 451).

Dikey bütünleşme asimetrik bilgi durumunda ortaya çıkabilecek koordinasyon problemlinden ve farklı segmentlerde faaliyet gösteren farklı firmalar arasındaki işlem maliyetlerinden sakınmak için birebirdir. Firmalar böylelikle kendi faaliyetlerini yönetmede ciddi anlamda bir esnekliğe kavuşmuş olacaklardır.



Şekil 2: Dikey Bütünleşik Yapı

Bir mal olarak doğal gaz yüksek sabit maliyetliyle beraber kamu malı niteliği taşıdığından ve muazzam işletme kaldıracına (business leverage) sahip olduğundan dikey bütünleşme için uygun bir ortam oluşturmaktadır. Doğal gaz piyasalarındaki pek çok dikey bütünleşme üretim firmalarının iletim firmaları üzerindeki kontrolü ele geçirmesiyle veya bazen ayrı bir şirketi iletim faaliyetini gerçekleştirmesi için kurması şeklinde görülmektedir (Kazdağlı and Arslan, 2011, 227) .

Doğal gaz endüstrisinin geleneksel yapısına baktığımızda yukarıda tanımlamış olduğumuz dikey bütünleşik yapının varlığını görürüz. Bu yapının varlığının arkasında kamu malı niteliği, doğal tekel yapısı, kapsam ekonomileri ve işlem maliyetlerinin olduğunu söyleyebiliriz. Ülkeden ülkeye farklılık arz etse de geleneksel yapı üretim, iletim ve dağıtım faaliyetlerinin dikey bütünleşmiş büyük bir firma ya da firmalar tarafından yürütüldüğü şeklindedir.

Bu firmalar gelişmekte olan ÷lkelerde devlet m÷lkiyetinde g÷r÷lmekte, gelişmiş ÷lkelerde ise b÷y÷k özel teşebb÷sler olarak karşımıza çıkmaktadır. Örneğin 1935 yılı itibariyle ABD’de boru hatlarının neredeyse %80’i ÷lkenin dokuz ana holding şirketlerine aittir. Bu şirketler hem üretim hem de dağıtımda yüksek oranda dikey b÷t÷nleşik bir yapıya sahiptir (Hooley, 1968, 31).

1986 yılına kadar İngiltere doğal gaz end÷strisinde de dikey b÷t÷nleşik bir yapı hakimdi. British Gas (BG) kamu m÷lkiyeti altında işletilen, doğal gazın iletilmesinde ve arzında monopold÷. Sadece üretim kısmı rekabete ačíktı ve uluslararası petrol şirketleri tarafından domine edilmişti.

T÷rkiye doğal gaz end÷strisinde de kamu m÷lkiyetindeki BOTAş belli bir dönem dikey b÷t÷nleşik bir yapı olarak tüm üretim süreçlerinde etkin rol almıştır.

2.1.2.2. Kamu M÷lkiyeti

Kamu m÷lkiyeti daha çok kamusal malların olduğu durumlarda ortaya çıkmaktadır. Kamusal mallardan kast rekabetin ve dışlanabilirliğin olmadığı mallardır. Yani kamusal bir mal herhangi bir t÷keticiden tarafından kullanıldığında diğer t÷keticilerin kullanabileceği miktar azalmamakta ve diğer t÷keticilerin kullanmasını engelleyememektedir. Mesela savunma hizmetinden yararlanan bir t÷keticiden diğer t÷keticilerle bu hizmeti kullanmak için rekabet etmez ve kendisi bu hizmeti kullanırken diğerlerinin kullanmasına engel olamaz (Ünsal, 2010, 586).

Kamusal mallar bir kişi ve ya bir grup için ortaya çıksa bile diğer herkes sıfır ek maliyetle bu maldan faydalanabilmektedir. Enerji piyasalarında yeterli ve güvenli enerji arzını sağlamak, uzun dönemli araştırma geliştirme faaliyetlerinin yürüt÷lmesini sağlamak ve diğer ekonomik ve sosyal istenilen çıktıların olmasından kamusal mallar özelliği taşımaktadır. Piyasalar bu tür kamusal malları sağlayamayabilir dolayısıyla devletin bir şekilde bu piyasalara müdahale etmesi gerekir (Bhattacharyya, 2011, 294).

Kamusal malların dışarıda tutulamama özelliğinden kaynaklanan bedavacı sorunu denilen bir problemi vardır. Diğer t÷keticiler için üretilen bir kamusal malı kendi çıkarını düşünen bir t÷keticiden bu malı bedava kullanmak isteyebilmektedir. Bunun sonucunda da malın üretim maliyeti karşılanmaz. Bundan dolayı kar maksimizasyonunu düşünen bir firma bu malı üretmek istemeyecektir. Fakat

hükümet kişileri vergilendirmek suretiyle bu üretimin maliyetini karşılayabildiğinden üretimi gerçekleştirebilir.

Özel teşebbüsler karlı görmediği sektörlerde kamu hizmeti sunmazlar. Bu alanlar özellikle daha önce tanıyı yapmış olduğumuz doğal tekellerin var olduğu alanlardır. 19. yüzyılda Dünya’da neredeyse tüm ülkelerde devlet bu hizmetlerin üretimini ve sunumu üstlenmiştir.

Avrupa Topluluğunda, 1980 öncesi dönemde çoğu hizmet sektörü faaliyetinin ulusal kamu tekelleri tarafından yürütüldüğünü söylemek mümkündür. Bu çerçevede, *de facto* veya *de jure* tekel hakkı bahşedilmiş olan kamu şirketleri, hizmet sektörlerinde alt yapının inşası, alım, satım, ithalat ve ihracatı ile iştigal etmek üzere kurulmuşlardır (Kaya, 2007, 14).

Kamu mülkiyeti ters teşvikleri sınırlandırır. Yani maliyetleri azaltmak için çok az teşvik olduğundan kalitede bir azaltmaya gidilmez. Örneğin şebeke suyunun kamu tarafından sağlanması muhtemelen kirli su problemi ile alakalıdır (Glaeser, 2001, 1).

Doğal tekellerden kaynaklanan problemlerle başa çıkmanın bir yolu da mülkiyeti ve işletme haklarını devlete transfer etmektir. Bu kamu sektörünün üretime dahil olması demektir. Çünkü devlet kar maksimizasyonunu düşünerek hareket etmez, ekonomik artışı maksimum yapmak için faaliyette bulunur.

Enerji piyasalarında doğal monopollerin varlığı, rantın varlığı rekabetçi bir piyasanın oluşmasına engel olmaktadır. Bu nedenle devletin enerji piyasalarına müdahale etmesi veya bu piyasalarda rol alması bir çare olarak görülebilir. Bunların dışında enerji sektörünün modern dünyadaki sosyal, öz kaynak ve güvenlik açısından giderek artan önemi ihmal edilmemelidir. Dolayısıyla piyasa başarısızlıklarının olduğu durum, devletin enerji piyasalarına müdahalesini haklı göstermektedir. Sonuç olarak liberalizasyon (serbestleştirme) hareketlerinin çoğalmasına rağmen hem gelişmiş hem de gelişmekte olan ülkelerde devletin varlığı oldukça yaygındır (Bhattacharyya, 2011).

Pek çok ülkenin doğal gaz endüstrisinde oluşum sürecinde üretim, iletim ve dağıtım aşaması kamu mülkiyeti altında gerçekleşmektedir. Özellikle gelişmemiş ve gelişmekte olan ülkelerde bu durum daha yaygın görülmektedir.

Doğal gaz kamu malı olarak nitelendirilebildiğinden, bu hizmetin ayırım yapmaksızın tüketicilere kesintisiz, uygun kalitede ve fiyattan ulaştırılma gerekliliği vardır.

Tüketicilere doğal gazın ulaştırılması için öncelikli olarak doğal gaz boru hatlarının yani iletim altyapısının mevcut olması gerekmektedir. İletim altyapısı büyük miktarda sermayeye ihtiyaç duyduğundan özel sektörün de bu sermayeden yoksun olduğu durumda devletler aktif rol alarak kalkınma için de önemli olan altyapının hızlı ve güvenilir bir şekilde inşasını gerçekleştirmektedir.

Bir ağ endüstrisi olarak doğal gaz endüstrisi yüksek sabit batık maliyetler ve ölçek ekonomilerinin varlığından dolayı doğal tekel olarak nitelendirilmiştir ve endüstride hizmet sunumu kamu yararı ön planda tutularak dikey bütünleşik ve kamu mülkiyeti altında gerçekleştirilmiştir.

Ayrıca kamu mallarının siyasi anlamda birçok avantaja sahip olması, kamu mülkiyetinden kaynaklanan refah kayıplarına rağmen doğal gaz endüstrisinde de devletleri bu sektörde faaliyette bulunmaya teşvik etmiştir.

2.2. Modern Doğal Gaz Piyasaları

Günümüzde doğal gaz piyasası eskiye nazaran ciddi farklılıklar arz etmektedir. Endüstri daha fazla rekabete açıktır ve daha fazla seçenek barındırmaktadır. Deregülasyon ve yeniden yapılandırma hareketleriyle birlikte yeni piyasalar ortaya çıkmış ve endüstride işletim sistemi değişmiştir. Fiyatların deregüle edilmesi, piyasaya giriş engellerinin hafifletilmesi yeni katılımcıların piyasaya girmelerini teşvik etmiş artan yeni katılımcılarla birlikte endüstride rekabet kendini göstermeye başlamıştır. Artan rekabet sayesinde ortaya çıkan etkin fiyatlar ve geniş özellikli sözleşmeler tüm piyasa katılımcılarına faydalar sağlamıştır.

Deregülasyonlar sonucunda endüstri geleneksel dikey bütünleşik yapıdan merkezi olmayan dikey ve yatay hatlara ayrılmıştır. Bu yeni yapılar rekabeti beraberinde getirmiş ve piyasa katılımcıları arasındaki bağlantıyı çeşitlendirmiştir. Merkeziyetçilikten uzaklaşmanın artmasıyla birlikte regülasyonlar endüstrinin doğal tekel özelliğine sahip boru hattı taşımacılığı ve dağıtım segmentleri üzerinde yoğunlaşmıştır.

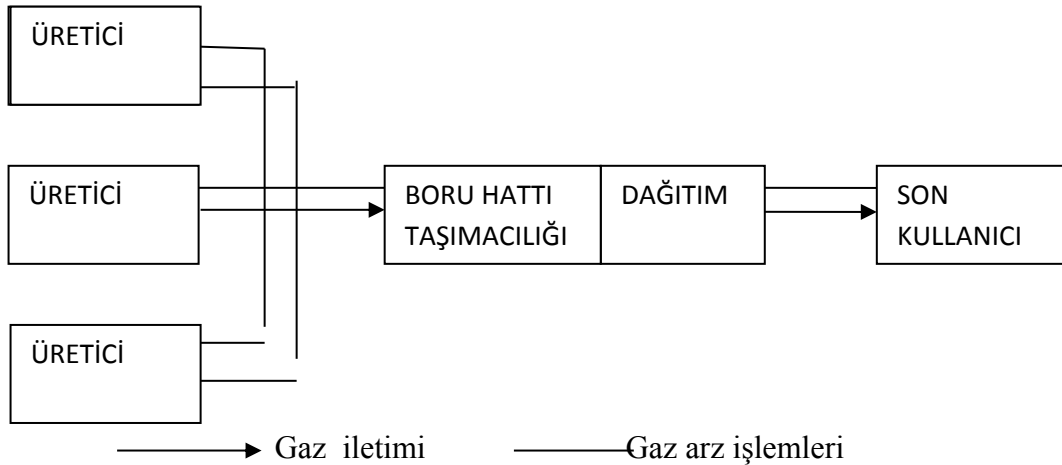
Doğal gazın bir meta olarak ticaretinin yapıldığı doğal gaz piyasası ile doğal gazın boru hatları ile iletiminin ticaretinin yapıldığı iletim piyasası ortaya çıkmıştır. Bu iki piyasanın da etkin işlemesi için rekabet ve serbest erişim önemli role sahiptir.

1984 yılında ABD doğal gaz arzını iletim sistemlerinden ayırmış, doğal gaz üretimi ve toptan satış piyasasını deregülasyona tabi tutmuş, eyalet içi boru hattı taşımacılığında rekabeti getirmiştir.

Birleşik Krallıklar'da hükümetin 1986'da BG'ı özelleştirmesiyle kısmi olarak doğal gaz piyasasını rekabete açmıştır. Daha sonraları toptan satış piyasası oluşturulmuş ve doğal gazın yeniden satışının gerçekleştirilmesine olanak sağlamıştır. Doğal gazın arzı ile boru hattı tamamen ayrıştırılması amaçlanmış ve perakende piyasalarda rekabetin ortaya çıkması sağlanmıştır (Juris, 1989, 4).

Diğer ülkelerde bu iki ana reformcu ülkeyi takip ederek kendi endüstrilerinde bir takım değişiklikler yapmışlardır. Öneğin Arjantin 1992 yılından radikal bir kararla doğal gaz üretim, iletim ve dağıtım birbirinden ayırarak özelleştirmiştir. Böylelikle dağıtım şirketleri ve büyük son kullanıcılar iletim kısmını atlayarak doğal gazı doğrudan üreticiden alma olanağına sahip olmuşlardır (Juris, 1989, 4).

Meksika'da 1993 yılında doğal gaz endüstrisini rekabete açmıştır. Macaristan ise 1994-1995 yıllarında dağıtım şirketlerini ayrıştırmış ve özelleştirmiştir. Pek çok Asya, Avrupa ve Latin Amerika ülkeleri de etkinliği artırmak ve endüstriye yeni yatırımları çekmek amacıyla kendi doğal gaz endüstrilerinde reform gerçekleştirmişlerdir (Juris, 1989, 4).



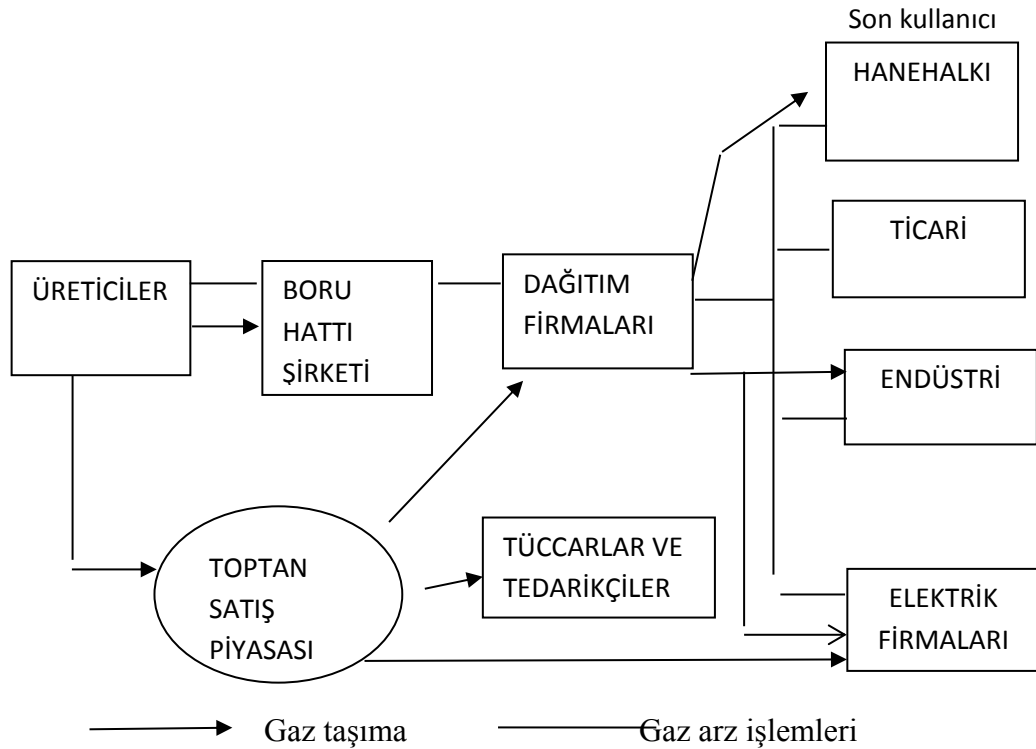
Şekil 3: Doğal Gaz Üreticileri Arasındaki Rekabet

Kaynak: Juris, Andrej. **The Emergence of Markets in the Natural Gas Industry**. (World Bank, 1998)

Yeniden yapılandırma ve deregülasyonlar sonucu ortaya çıkan piyasa yapılarından ilki üretim segmentini geri kalan segmentlerden tamamen ayıran ve üreticiler

arasında rekabeti getiren yapıdır. Şekil 3 bu piyasa yapısının temsilen göstermektedir.

Böyle bir piyasa yapısının var olduğu endüstride sistem şöyle işlemektedir: üreticiler üretmiş oldukları doğal gazın ara segmentlere satışını gerçekleştirirler, bu doğal gazı alan ara segment kuruluşları(boru hattı şirketleri, dağıtım şirketleri) da bu doğal gazı daha sonradan son kullanıcılara satarlar. Üreticiler ve diğerleri arasındaki bu ilişki toptan doğal gaz piyasasının gelişmesine olanak sağlamıştır. Bu modele BG örnek olarak verilebilir. 1986 yılında BG'nın özelleştirilmesinden önce, BG yaklaşık 40 üreticiden doğal gazı daha sonradan yeniden satmak için satın alıyordu (Juris, 1998, 8).



Şekil 4: Açık Erişim ve Toptan Rekabet

Kaynak: Juris, Andrej. **The Emergence of Markets in the Natural Gas Industry**. (World Bank, 1998)

İkinci bir piyasa yapısı da boru hattı taşımacılığına erişimin serbest hale geldiği yani bu segmentin üçüncü şahısların taşıma faaliyetlerine olanak sağlandığı yapıdır (Şekil 4).

Bu yapıda iki çeşit hizmet sunulur. Birincisi doğal gazın son kullanıcılara arz edilmesi, ikincisi ise taşımacılık hizmetleridir. Taşımacılık hizmeti endüstride bulunan büyük ölçekli kullanıcılara ve belli bir miktarın üzerinde alım yapabilecek

olan uygun katılımcılara sunulur. Açık erişim sayesinde yerel dağıtıcılar ve büyük ölçekli son kullanıcılar doğrudan üreticilerle sözleşme yapma imkanına kavuşmuş olur. Pek çok büyük ölçekli kullanıcı kendine lazım olan doğal gazı almak için yerel dağıtıcıları es geçerek doğrudan üreticilerle muhatap olur (Juris, 1998, 8).

Bu modelde bir gaz kuruluşu dikey olarak boru hattı şirketi ve dağıtım şirketi olarak ayrılabilir ve kendi boru hattı ağlarına erişimi diğerleri için olanaklı kılabilir. ABD doğal gaz endüstrisinin 1985 ve 1992 yılları arasındaki durumu bu modele örnek olarak verilebilir. Aynı şekilde Birleşik Krallıklarda BG'nin 1996 yılında gaz tedarikçileri ve boru hattı operatörlerine ayrılmadan önceki durumuda bu şekildedir (Juris, 1998, 9).

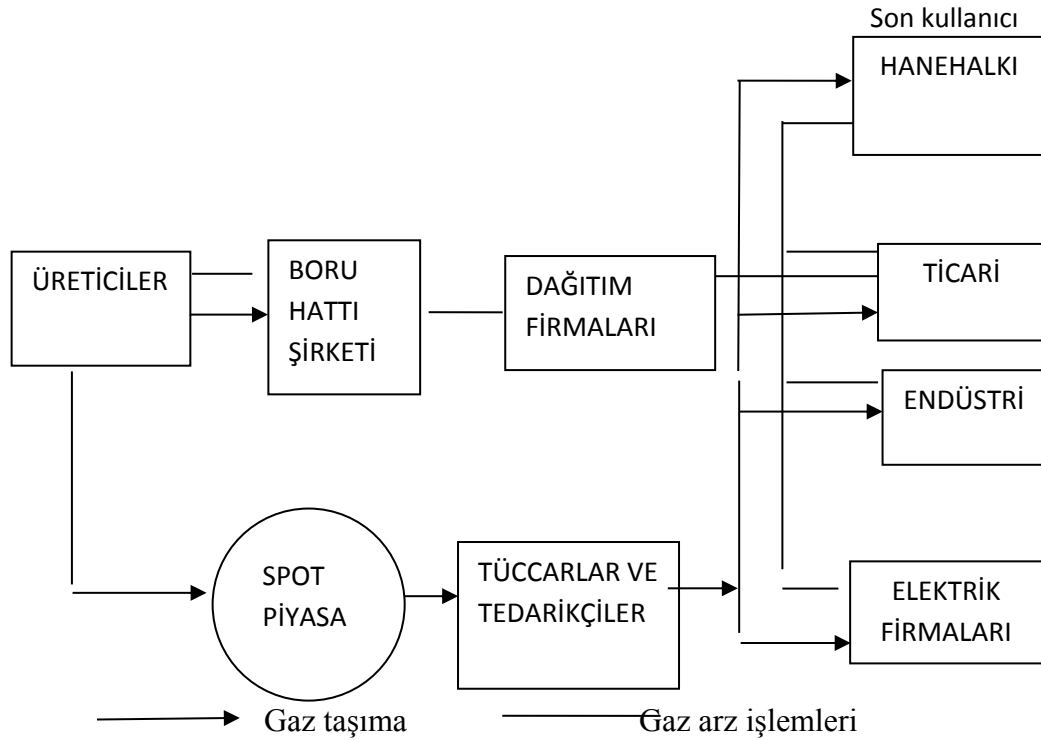
Açık erişim toptan piyasada etkinliği artırmıştır çünkü piyasada daha fazla katılımcı vardır artık. Üreticiler birinci yapıdaki gibi monopson durumuyla karşı karşıya değillerdir. Piyasada daha fazla alıcının olması üreticilere faydalar sağlamaktadır. Dağıtım şirketleri ve büyük son kullanıcılar üretim segmentine doğrudan erişime ve çeşitli doğal gaz arz imkanına sahip olduklarından bu modelden kazanımları olmuştur (Juris, 1998, 9).

Boru hattı şirketleri artık hem kendi hem de üçüncü şahısların doğal gazını taşımak durumunda kaldığından taşıma işlemlerinin koordinasyonu gibi bir güçlkle karşılaşmaktadırlar. Bu işlemlerin zorluluğu piyasa katılımcıları arasındaki işlemlerin optimize edileceği piyasa mekanizmasının devreye girmesiyle aşılabilecektir (Juris, 1998, 9).

Toptan doğal gaz piyasasında işlemler genellikle ikili anlaşmalarla yürütülür fakat katılımcıların artmasıyla karmaşıklaşan işlemler aracılık (intermediation) faaliyetlerinin ortaya çıkmasına neden olmuştur. Doğal gaza ulaşmak ve taşıma hizmetleri bazen karmaşık olabilmektedir ve bazı piyasa katılımcıları için bunlara ulaşmak çok zor hatta maliyetli olabilmektedir. Açık erişimin varlığından kaynaklanan maliyet tasarrufu fırsatlarına rağmen yüksek işlem maliyetleri küçük piyasa katılımcılarının açık erişimden faydalanma isteklerini kırmaktadır. Bu durum ise küçük kullanıcıların taleplerini toplulaştırıp onlar lehine hareket eden aracı kurumları doğurmuştur. Tüccarlar aracılık faaliyetleri için belli bir ücret talep ederler. Aynı zamanda yüklü miktarda alım yaparak doğal gaz ve taşıma hizmetlerinin maliyetlerini düşürme imkanına sahip olurlar (Juris, 1998, 9).

Doğal gaz arzının boru hattı taşımacılığı ve dağıtım faaliyetlerinden ayrıldığı ve doğal gaz piyasalarının tamamen deregüle edildiği piyasa modeli Şekil 5’de temsili olarak gösterilmiştir. Ayrıştırmanın ana amacı toptan gaz piyasasında boru hattı şirketlerinin fiyat dışı ölçülerle rekabeti engellemesinin olanaklı olmasıdır.

Ayrıştırma sayesinde bu durum ortadan kalkmakta ve doğal gaz piyasasında tüm katılımcılar için belli bir düzeyde oynama alanı oluşturmaktadır. Ayrıştırma sayesinde toptan piyasadan doğal gazı satın alıp ara segmentlere satan ve boru hattı ve dağıtım şirketlerinin taşıma hizmetlerinden yararlanabilen büyük sayıda arz şirketlerinin gelişmesine kolaylık sağlanmıştır. Arz şirketleri arasındaki rekabet piyasa mark-up’larını aşağıya çekmekte ve üretim segmentinden son kullanıcıya kadar olan süreçte maliyet kazançlarına imkan sağlamaktadır (Juris, 1998, 10).



Şekil 5: Ayrıştırma ve Perakende Rekabetçiliği

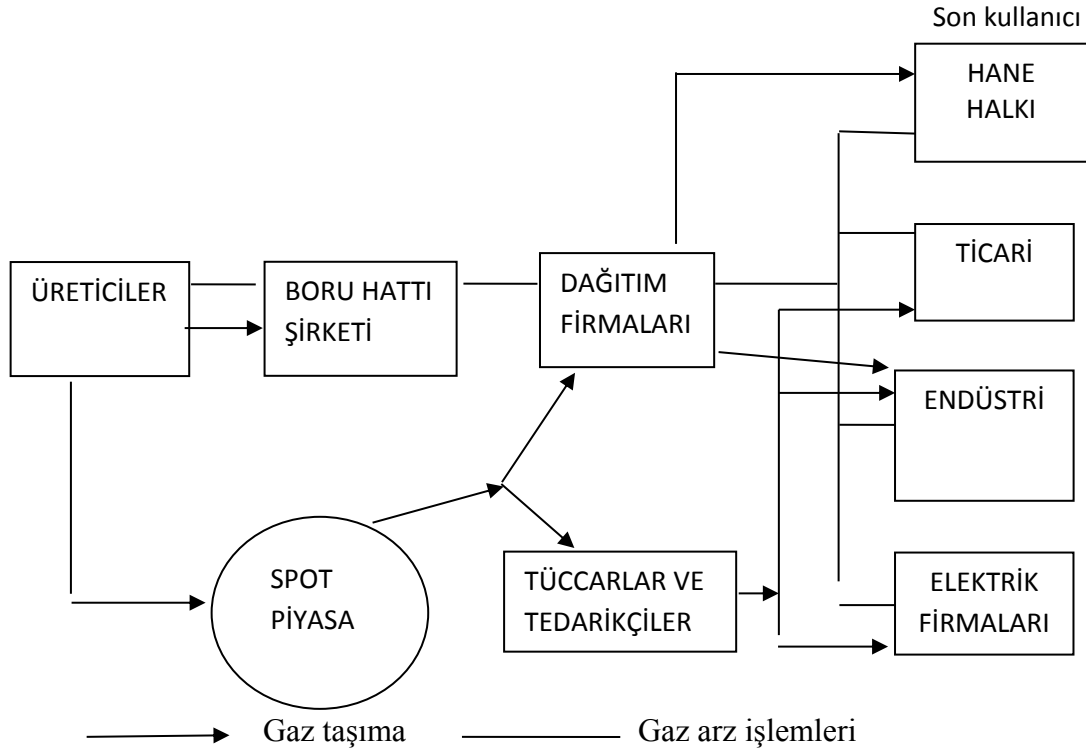
Kaynak: Juris, Andrej. *The Emergence of Markets in the Natural Gas Industry*. (World Bank, 1998)

Bir önceki modele göre daha fazla ticaret ve sözleşme olanakları arayan piyasa katılımcılarının ihtiyaçlarını karşılamak amacıyla bu modelde piyasalar ciddi anlamda dönüşüm geçirmektedir. Doğal gaz kısa dönemde arz ve talep arasında dengeyi sağlamak amacıyla artan oranda kısa dönemli sözleşmelerle ticareti yapılır

hale geliyor bu da piyasa katılımcılarına istedikleri esnekliği sağlamaktadır (Juris, 1998, 10).

Kısa dönem veya spot piyasaların gelişmesi tüm doğal gaz piyasasında etkinliği artırmıştır. Spot piyasalar daha likit hale gelmiştir. Fiyatlar rekabetçi bir piyasada belirlendiğinden doğal gazın kısa dönem marjinal maliyetine yaklaşmıştır. Daha etkin bir fiyatlama olduğundan spot fiyatlar doğal gazın piyasa değerini yansıtmaktadır. Piyasa katılımcıları spot fiyatları ikili gaz arz sözleşmelerinde referans fiyat olarak kullanmaktadırlar (Juris, 1998, 10)

Endüstride kısa dönemli ticaretin yaygın hale gelmesi doğal gazın taşınan hacminde ve fiyatında oynaklığa neden olmuştur. Aynı zamanda taşıma hizmetlerine duyulan talepte de artan oranda bir belirsizlik ortaya çıkarmıştır. Bazı durumlarda talep mevcut boru hattı kapasitesini aşacak seviye de gerçekleşir, bazen bu durum tam tersi olarak cereyan eder. Boru hattı şirketleri böyle durumlar karşısında yüksek güvenilirlikle ve kesilebilir (interruptible) sözleşmelerle doğal gazın satışını gerçekleştirir.



Şekil 6: Geçiş Modeli: Boru Hattı Taşımacılığının Ayırıştırılması ve Dağıtımda Açık Erişim

Kaynak: Juris, Andrej. *The Emergence of Markets in the Natural Gas Industry*. (World Bank, 1998)

Aynı zamanda doğal gaz akış yönetimi (gas flow management) teknikleri kullanarak talep dalgalanmalarını minimize eder ve sistemden gaz akışını maksimuma çıkarır (Juris, 1998, 10).

2.2.1. Dikey Ayırışma

Geleneksel yapıyı karakterize eden, kamu mülkiyeti altında dikey bütünleşik bir yapının daha verimli hizmet sunacağı görüşü teknolojik ilerlemeler ve iktisadi görüşlerdeki değişmelerle birlikte sorgulanmaya başlanmış, kamu mülkiyeti altında işletilen yapılarda ortaya çıkan etkinsizlik ve hükümetlerin regülasyonlarla piyasalara müdahalesinin maliyetli olması piyasalardaki bu geleneksel yapının değişmesi yönünde adımlar atılmasına neden olmuştur.

Değişen iktisadi görüşe göre ağ endüstrileri tüm segmentleri ile artık doğal tekel olarak değerlendirilmiyor bunun yerine farklı segmentlerde farklı iktisadi karakter sergileyen bir yapı olduğu düşüncesi yaygın hale geliyor. Dolayısıyla dikey bütünleşik yapının varlığı en iyi hizmet verme biçimi olmadığı bu yapının değişen koşullara uygun olmadığı ortaya konuyor.

Bu yeni görüşler eşliğinde piyasalarda yeniden yapılandırma sürecine giriliyor. Serbestleştirme ve özelleştirme formunu alan bu reform hareketleri 1980'li yıllarda hız kazanıyor. Endüstrilerdeki bu yeniden yapılandırma süreçlerini genellikle kamu mülkiyeti altındaki firmaların özelleştirilmesi olarak görebiliriz.

Genel itibariyle doğal tekellerin mevcut olduğu durumlarda dikey ayırıştırma gündeme gelmektedir. Dikey ayırıştırma rekabetin teknik olarak mümkün olabildiği yerlerde regülasyon ihtiyacını azaltmak içindir. Rekabetin arzulanmasının nedeni de piyasada var olan etkinsizliğin ortadan kaldırılmak istenmesidir.

Eğer bir endüstride doğal tekel durumu varsa bir bütün olarak bu doğal tekeli rekabete açmak mümkün olmayabilir. Bunun yerine bazı segmentleri dikey ayırıştırma yoluyla rekabete kavuşturmak mümkün olabilmektedir.

Birden fazla firmanın faaliyet göstermesinin etkin olmadığı durumlarda imtiyaz sözleşmeleriyle özelleştirme uygulanmasına yer verilmekte ve rekabet o sektör için askıya alınabilmektedir. Tam tersi durumda ise doğal tekel dikey ve yatay olarak ayırıştırmaya tabi tutulmakta, segmentler birbirinden ayrılarak yeniden yapılandırılma sürecine girilmektedir. Her bir segmentin bulunduğu piyasa oluşturularak bu

piyasalara giriş serbestleştirilmekte ve yeni katılımcıların piyasaya dahil olması sağlanmaktadır. Endüstri bu işlemler sonucunda rekabetle tanışmaktadır.

Piyasadaki mevcut kamu mülkiyetindeki dikey bütünleşik yapıdan kaynaklanan başarısızlıkların üstesinde gelebilmek için mevcut yapının nasıl yeniden şekillendirileceğine karar vermek önemli bir sorundur. İzak Atiyas, uygulanabilecek seçeneklerden bir tanesinin şöyle olduğunu söyler: hakim firma rekabete müsait faaliyetlerden el çektirilir, ve bu faaliyet alanlarına yeni firmaların girmesine izin verilir. Bu modelde, yeni firmaların hakim firmaların hizmetlerinden yararlanması ise, hakim durumun kötüye kullanılmasını önlemek için (muhtemelen) düzenlemeye tabi tutulur. Buradaki seçeneğe dikey ayrıştırma denebilir (Atiyas 2001, 4).

Enerji endüstrileri genellikle dört aşamadan oluşmaktadır. Üretim, iletim, dağıtım ve perakende satış. Bu aşamalar endüstrinin ilk yıllarında çoğu ülkede dikey bütünleşik haldedir. Bu şekilde faaliyet gösteren firmaların kamu mülkiyeti altında olması çok sık rastlanan bir durumdur. Her türlü karar idari mekanizmalar tarafından alınmakta, şirketlerin her türlü kararı regülasyonlara tabi tutulmaktadır.

Doğal gaz endüstrisinde de daha önceden bahsettiğimiz gibi dikey bütünleşik yapı çok sık rastlanan bir durumdur. Bu endüstrinin tamamını rekabete açmak ekonomik olarak etkin sonuçlar vermeyebilir. Mesela bir ülkede taşınan doğal gaz yeteri kadar yüksek miktarlarda değilse iletim kısmını rekabete açmak yüksek batık maliyetler söz konusu olduğundan arzulanan sonuçları vermeyebilir. Piyasaya rekabetin gelmesi isteniyorsa endüstri dikey ayrıştırmaya tabi tutulup üretim, dağıtım gibi potansiyel rekabetin olduğu segmentler rekabete kavuşturulabilir.

2.2.2. Deregülasyon ve Rekabet

Rekabet, piyasadaki normal üstü karları engellemek, etkin olmayan firmaları ve çapraz sübvansiyonları piyasadan dışlamak, kaynakların etkin dağılımı ile tutarlı bir fiyatlama sağlamak, tüketici refahını arttırmak ve tekel gücünü kısıtlamak için en etkili mekanizmadır (Çetin, 2012, 26).

Bir endüstride doğal tekel, dışsallıklar, kamusal mallar ve asimetric bilgi sorunu varsa ve böyle bir piyasa kendi başına bırakılırsa iktisadi etkinlik gerçekleştirilemez ve piyasa başarısızlıkları ortaya çıkar. Rekabetçi piyasa fiyatından yüksek seviyede fiyatlar belirlenir ve tüketici istismarı gündeme gelir. Piyasada etkin üretim

gerçekleştirilemez (Çetin, 2012, 49). Bu durumdan hem üreticiler hem de tüketiciler zarar edebilir.

Böyle bir piyasada amaç regülasyonlar sayesinde rekabeti getirerek etkinliğin sağlanmasıdır. Buradaki rekabetten kasıt mikro iktisat derslerinden öğrendiğimiz tam rekabet değil piyasada rekabetçiliği arttırmak ve piyasaya yerleştirmektir.

Doğal gaz, su, taşımacılık, telekomünikasyon, elektrik gibi alanlarda mal ve hizmet satın alımı çok fazla zaman ve kaynak gerektirir. Bireylerin tek tek bu gibi büyük ölçekli altyapı hizmeti satın almaları olanaklı olmayabilir. İşlemler rekabet altında gerçekleşmeyebilir. Bu durumda devlet müdahalesi ön plana çıkar. Bireyler adına devlet tekel firmalardan uzun dönemli satın alma sözleşmeleri yaparak, almış olduğu büyük miktardaki mal ve hizmeti, tüketicilere kendisi veya regülasyon yoluyla özel sektör firmaları aracılığıyla dağıtmayı sağlayabilir (Çetin, 2012, 28).

Daha çok kamu yararına olan endüstrilerde, örneğin enerji, telekomünikasyon, taşımacılık gibi, piyasa güçlerini kullanarak fiyatları suni olarak artırabilirler endişesini ortadan kaldırmak için ya kamu mülkiyeti altında faaliyet yürütülür ya da ekonomik regülasyona tabi tutulur. Bu endüstrilerde ölçek ekonomileri söz konusudur. Yani üretilen her yeni birim çıktı dolayısıyla maliyetler düşer bunun sonucu olarak da endüstri monopolleşebilir. Bu tür endüstriler daha önceden bahsettiğimiz gibi doğal monopol olarak adlandırılır ve girişler , fiyatlar ve karlar regülasyonlar yoluyla kontrol edilir (Jess, 1997, vii).

Vickers'in 1997'deki makalesinde, regüle edilmiş endüstrilerde rekabet politikalarının üç boyutu olduğunu söyler. Bunlar yapı, liberalizasyon ve davranış regülasyonu. Yapısal politikalar, özelleştirmede firmaların bölünüp bölünmeyeceği, birleşme kontrolleri ve iş kapsamı kısıtlamalarını içerir. Liberalizasyon (serbestleştirme) politikaları yasal giriş bariyerlerinin kaldırılması ile ilgilidir. Davranış regülasyonları ise gizli monopol formundaki kontrolleri ve/veya rekabet politikası önlemlerini, fiyatlama ve dominant firmaların diğer davranışlarının kısıtlanmasını içerir.

Atiyas, eğer bir endüstri rekabete açılacaksa üzerinde karar verilmesi gereken üç temel seçenek olduğunu vurgulamıştır. Birincisi, faaliyeti rekabete açıp açmamak, ikincisi faaliyetin rekabete denetimli açılması, yani rekabete açmak ama girişleri

lisans ve benzeri araçlar yoluyla sınırlamak ve denetlemek. Üçüncüsü tam serbestleştirme (Atiyas, 2001, 4). Makalesinin devamında ise şunları söylemektedir:

“Bu seçenekler arasında karar verirken kullanılabilecek kriterlerden biri rekabet ile regülasyon gereği arasındaki ilişkidir. Potansiyel olarak rekabetçi faaliyetlere girişin serbestleştirilmesinin en önemli sonuçlarından biri bu faaliyetlerde regülasyon ihtiyacının azalmasıdır. Ayrıca bizzat rekabetin kendisi (en azından şirketler arasında karşılaştırma yapma olanağı sağlayarak) enformasyonu arttıracığından, halen gerekli olabilecek regülasyonun daha elverişli bir ortamda yürütülmesine yardımcı olabilir.”

Çetin (2012) kitabında regülasyon ve rekabet arasında bir değiş tokuşun varlığından bahseder ve genellikle rekabetin, regülasyona tercih edilmesinin nedenlerini şöyle sıralar; “rekabetin etkinliği artırması ve teknolojik gelişmeler sonucu elde edilen kazanımların, düşük fiyatlar şeklinde tüketicilere yansması ve karların, piyasaların rekabetçi bir şekilde işlemesi için gerekli rekabetçi girişleri cezpt etmesidir”.

Hakim iktisadi görüş olan neoklasik iktisadın öğretilerine göre tekeller ve tam rekabet altında faaliyette bulunan firmalar teknolojik olarak etkin üretimi gerçekleştirmek isterler. Bu ise firma maliyetlerinin minimum yapılmasıyla başarılabilir. Herhangi bir düzenlemeye tabi tutulmuş endüstrilerde ise firmalar kendi üretim teknolojilerini kendileri belirleyebilmelerine rağmen bu tercihleri devletin fiyatlar, piyasaya giriş ve çıkış üzerindeki kararları ile sınırlandırılmıştır. Rekabetin engellenmediği durumlarda yerleşik firma ve yeni giren firmalar arasındaki rekabet artık ortadan kalkmıştır ve firmaların etkinlik peşinde koşmaları için gerekli olan teşvikten yoksundurlar.

Endüstrilerde deregülasyonla daha etkin sonuçlar alınabileceği hakkında birkaç temel görüş şöyle özetlenebilir.

Birincisi eski görüşe göre regülasyonlar refahı artırır çünkü monopol üzerinde kontrole olanak sağlar. Bu görüş geçerliliğini yitirmiştir çünkü regülasyon ilk olarak firmalar arasındaki rekabeti kısıtlıyor ve endüstrideki bu rekabet azlığı önemli derecede yönetsel gevşeklik ya da X-etkinsizliğe neden oluyor. Dolayısıyla firmalar veri çıktı seviyesinde maliyetlerini minimize etmiyorlar. Endüstri deregüle edildiğinde ise yerleşik firma ve yeni giren firmalar arasındaki sınırsız rekabet endüstriyi bu etkinsizliği ortadan kaldırmaya sevk ediyor ve pazarlama, işletim ve teknolojiye yenilik aramaya itiyor. Nicksel (1996) rekabetçi sayısının artmasıyla

önemli miktarda yüksek toplam faktör verimliliği büyüme oranı arasında bir bağlantı olduğunu söylemiştir (Winston, 1998, 91).

İkinci olarak, kısmi regülasyonlar firmaları etkin olmayan işletim davranışlarına iter. Averch ve Johnson (1962) varsayımsal regülasyon formunun, getiri oranı regülasyonu, regüle edilmiş firmaların girdilerini etkin olmayan biçimde seçtiklerini çünkü regülatörler firmanın karını firmanın sermaye yatırımlarının (taban oran, rate base) yüzdesi olarak belirler dolayısıyla firmalar sermayeye aşırı yatırım yapmaya çok hevesli olurlar. Bu durumu örneklendirirsek: Doğal gaz boru hatlarında fiyat regülasyonları firmaların kendi kapasitelerinin yoğun ve yoğun olmayan periyotlarında etkin pazarlamadan alıkoyar (Winston, 1998, 91).

Sonuncu olarak regülasyonlar firmaların dışsal şoklara, örneğin durgunluk ya da fiyatlardaki veya faiz oranlarındaki beklenmeyen yüksek değişimlere, efektif cevap vermelerini engeller. Kartel durumundan dolayı regülasyonlarla sınırlı olan bir endüstri bu şoklardan izole edilebilir. Örneğin petrol fiyatları yükseldiğinde regüle edilmiş elektrik firmaları regülatöre fiyatları yükseltmesini isteyebilir. Fakat böyle bir isteği regülatör geri çevirirse eğer, regüle edilmiş firma bu şoka cevap vermede yeterli bir esneklikten yoksundur (Joskow, 1974). Deregüle edilmiş firmalar ise dışsal aksaklıklara daha efektif cevap verebilme kabiliyetlerini kazanırlar (Winston, 1998, 92).

Deregülasyonları takiben piyasaya giriş , çıkış ve birleşmelerin net sonucu fiili piyasalarda rekabetin, ülkedeki endüstri çapında toplam firmaların sayısı ister artsın ister azalsın, daha da yoğunlaşmasıdır. Şirketler doğal gazı satın almak için daha fazla yapıdan ya da pek çok pazarlamacı arasından seçim yaparlar (Winston, 1998, 95). Piyasada rekabet eden pek çok firmanın varlığı eskiye nazaran kullanıcılara daha fazla seçenek sunmaktadır.

Deregülasyon hareketleri endüstrilerde ortaya çıkan piyasa başarısızlıklarından dolayı gündeme gelmektedir. Bu başarısızlıkları ortadan kaldırmak, hem üreticilerin hem de tüketicilerin bu başarısızlıktan etkilenmesini engellemek için karar birimleri endüstrilerde deregülasyona başvurabilir. Bu kararların arkasında ise ekonomik bir mantık olması gerekir. Deregülasyonun ekonomik nedenlerini Bhattacharyya (2011) kitabında aşağıdaki gibi açıklamıştır:

- i. Doğal tekel mantığının itibar kaybetmesi: Kamu mülkiyetinin ve devletin endüstriye müdahalesinin en önemli gerekçesi doğal tekellerin varlığıdır. Fakat gelişen teknoloji ile bu argüman sorgulanmaktadır. Örneğin elektrik üretiminde teknolojik gelişmelerden dolayı kazanımların en üst seviyede olduğu bundan dolayı daha büyük bir sistem kurmanın artık fayda sağlamayacağıdır. Aynı zamanda teknolojik gelişmeler daha küçük kapasiteler kullanarak etkin sonuç almayı sağlamaktadır. Bu durum kombine çevrim modu (combined cycle mode) sistemiyle çalışan gaz tribünleri içinde geçerlidir. Daha küçük boyutlarda konvansiyonel termik santrallerden daha yüksek etkinliğe izin vermektedir. Yenilebilir enerjilerin, özellikle rüzgarın, maliyetleri önemli derecede düşmüştür ve bunları rekabetçi yapmaktadır. Bu faktörlerin hepsi hükümet müdahalesinin doğal tekel argümanını ortadan kaldırmaktadır.
- ii. Regülatör hataları(regulatory failure): gelişmiş ülkelerde bile regülasyon başarısızlıkları ortaya çıkmıştır. Örneğin ABD’de getiri oranı regülasyonu(rate of return regulation) endüstride faaliyette bulunan firmalar açısından en iyi performansı göstermeleri için yeterli teşviki oluşturmadı ve kötü performans sergileyen firmalar için cezalandırıcı mahiyette olamadı. Regülatörler her zaman yeterli bilgi sıkıntısı yaşadılar ve asimetrik bilgi probleminden muzdarip oldular. Bu da mantıklı karar verme sürecini etkiledi.
- iii. Yarışılabilir piyasalar(contestable markets):Giriş ve potansiyel rekabetçi tehdidi yerleşik firmanın disipline edilmesi için kullanılabilir bunun sonucu olarakta rekabetçi piyasa faydaları tüketicilere aktarılabilir. Pek çok enerji endüstrisi yüksek batık maliyetleri içerdiğinden serbest giriş ve çıkışı sağlamak zordur. Bu ise tam yarışılabilir enerji piyasaları ihtimalini azaltır dolayısıyla politika yapıcıları potansiyel rekabetçi olanağını dikkate almalıdırlar.
- iv. Kamu tekellerinin başarısızlıkları: Kamu iktisadi teşebbüsleri Dünya’nın pek çok bölgesinde hala daha önemli rol oynamaktadır. KİT’ler önemli iş kapısıdır ve iç yatırımları büyük oranda bunlar oluşturmaktadır. KİT’lerin problemleri olarak etkileyici performans sergilemezler, düşük fiyatlı ürünler olarak karakterize edilirler , şişirilmiş emek gücü vardır , işletimsel

etkinsizlikler vardır , aşırı talep ve karlı olmayan yatırımların finanse etme zorluğu sıralanabilir.

- v. Ulusal borç problemi: yeniden yapılandırmanın arkasındaki bir önemli gerekçe de enerji projelerinin finansmanının bütçe ile desteklenmesi problemidir, çünkü hükmet veya kamu borçlanması ulusal borç probleminden olumsuz etkilenmektedir.
- vi. Kamusal mal gerekçesinin itibar kaybetmesi: Kamusal mal gerekçesi hükümet müdahalesinin önemli destekçisidir. Fakat bu neden de giderek önemini azaltmaktadır. Bunun üç nedeni vardır (Jaccard, 1995): (1) Bu argüman genellikle kömür ve nükleer enerji için kullanılmaktadır. Çevresel ve güvenlik endişelerinden dolayı bu iki enerji çeşidi önemini kaybetmektedir. Bundan dolayı bu kaynakların geliştirilmesi çabaları düşmüştür.(2) enerji yatırımlarından makro ekonomik faydalar sağlamak daha çok küçük ve modüler teknolojiler üzerine kaymıştır. Bunlar daha az sermaye yoğun ve makro ekonomik olarak daha az yük oluşturmaktadır. (3) Petrol ithalat bağımlılığının önemi 1980'lerden sonra azalmış bu da petrol piyasalarında kontrol için müdahale ihtiyacını azaltmıştır.

2.3. Doğal Gaz Piyasasında Fiyat Regülasyonu

2.3.1. Getiri Oranı Regülasyonu

Getiri oranı regülasyonu ABD, Kanada, Japonya gibi ülkelerde düzenleyici kurumların, doğal tekellerin varlığına dayalı olarak kazanabilecekleri içsel getiri oranının belirlendiği hakim regülasyon biçimidir. Bu regülasyon çeşidinde firmalara adil getiri oranı sağlamak amaçlanmaktadır. Tabii olarak bu amaç güdülürken regüle edilen fiyatlar tüketicileride korumak durumundadır.

Adil getiri oranının belirlenebilmesi için regülatörlerin firmanın maliyetlerini, amortismanlarını, vergilerini ve getiri oranına temel olacak oran tabanını (rate base) bilmelidir. Oran tabanı firma tarafından yapılan yatırımın toplam değeri olarak ifade edilebilir. Getiri oranı hesaplanırken firmaları yatırım yapmaya teşvik edici, piyasa gücü oluşturulmasına izin vermeyecek kadar düşük olmalıdır.

Getiri oranı regülasyonu toplam getiri ile toplam maliyetleri diğer ilgili değişkenleri de göz önüne alarak dengelemeye çalışır. Getiri oranı şu şekilde hesaplanır:

$$\sum_{i=1}^n p_i q_i = \text{Harcamalar} + s.RB$$

Burada p_i , i. malın fiyatı, q_i , i. malın miktarı, n malların sayısı, s , yatırımlar üzerindeki getiri oranı, RB , taban oranını belirtmektedir.

Bu tip regülasyonu iki kısım olarak görebiliriz: oran seviyesi (rate level) regülasyonu ve oran yapısı (rate structure) regülasyonu. Oran seviyesi regülasyonu denklemin sağ kısmı ile ilgilidir ve harcamaların uygunluğuna, getiri oranına ve oran tabanının ne olacağına karar verir. Firmanın maliyetlerini regüle eder. Oran yapısı, tüketiciler tarafından ödenecek oranın yapısıyla ilgilenir. Firmanın kazandığı geliri regüle eder⁴.

Yukarıdaki denklemin harcamalar kısmını açarak şu şekilde de yazabiliriz:

$$\sum_{i=1}^n p_i q_i = E + D + T + s.RB$$

E: işletim maliyetleri(girdi maliyetleri, emek ücreti ve diğer yönetsel maliyetler)

D: yıpranma harcamaları

T: gelir üzerindeki vergi ve diğer vergiler.

Firmalar için optimum fiyatlar belirlenirken maliyetler hakkında tam bilgiye sahip olduğu varsayılır. Bu bilgiyle regülatörler firmanın maliyetlerini karşılayacak yeteri kadar karın üretilmesini sağlayan fiyatları bulmaya çalışırlar. Bu yöntemde fiyatlar, gelirler, çıktı ve maliyetler refahı maksimum yapmak için simültane belirlenir.

Maliyet baskısı altında firma kendi sektörüne uygun regülasyon kuruluşuna fiyatları artırmak için başvurduğunda bir komisyon kurulur ve bu komisyon firmadan neden fiyatların artması gerektiğini savunmasını ister. Firmanın maliyetlerini ve gelirlerini gözlemleyebilmek için bir test yılı seçilir. Tipik olarak bir önceki yıl bu gözlem için kullanılır.

⁴ Detaylı bilgi için bkz. Bhattacharyya (2011) sf. 650

Bu komisyonda dışarıdan müdahaleciler de vardır. Mesela tüketici avukatları, çevreci gruplar. Bunlar fiyatların neden yükselmemesi gerektiğini savunma hakkına sahiptirler.

Geçmiş verilerin kullanılması firmanın maliyet yapısını belirlemede bize kolaylık sağlar fakat maliyet yapısı ortaya konduktan sonra bu yapı gelecekte oluşabilecek durumlara uyumluluk göstermeyebilir. Bu da yöntemin bir dezavantajı olarak görülür. Bu yöntemin genel bir varyasyonu ise “bilinen ve ölçülebilen(known and measurable)” değişikliklere uyumun sağlanmasına izin vermektir. Elektrik sektörü için, yeni satın alma sözleşmeleri veya yeni ana endüstriyel tüketicinin piyasaya dahil olmasından doğan maliyet değişimleri “bilinen ve ölçülebilen” değişiklikler olarak yorumlanabilir. Firma regülatöre maliyet ve satışlardaki değişimleri belirleyebilmesi için yeterli dokümantasyonu sağlamalıdır (Bhattacharyya, 2011, 651).

Bazı durumlarda ise “geleceğe yönelik test periyodu(forward looking test year)” seçilebilir. Bu yöntem firmanın gelecekteki maliyetlerine ve yüklerine dayanarak maliyetlerin ve satışların tahmin edilmesidir. Tahminler yüksek oranda geçmiş verilere dayanmaktadır. Maliyetler öngörülen performansa dayanır fakat bunları önceden belirlemek zordur (Bhattacharyya, 2011, 651).

Karar vereme süreci üç ana adıma bölünebilir. (1) Firmanın maliyetleri gözlemlenir, gereksiz maliyetler elenir. (2) Firma için adil bir getirir oranı belirlenir. (3) Fiyatlar ve fiyatların yapısı, firmanın maliyetlerini karşılayacak yeterli geliri ve adil getiri oranını sağlayacak biçimde belirlenir. İşte bu sürece getiri oranı regülasyonu denmektedir (Berg and Tschirhart , 2011, 298).

İki faktör kullanan ve tek çıktı üreten regüle edilmiş bir firmayı düşünelim. Firma karını şu şekilde belirler:

$$\pi = R - wL - rK - d - T \quad 1$$

L değişken girdiyi temsil eder, emek ya da yakıt(güç şirketleri için) olabilir, K sermaye stokunu olarak adlandırılır. K ve L ‘nin fiyatları sırası ile w ve r , firma bu fiyatları veri olarak almaktadır. R firmanın geliri, miktarla fiyatın çarpımıdır ya da $p(f(K, L))f(K, L)$. d sermaye stokunun yıpranma oranı ve T ’de vergilerdir.

Kar maksimizasyonunu amaçlayan firma yukarıdaki fonksiyonu maksimum yapmaya uğraşacaktır. Fakat firmanın bu davranışı regülatörler tarafından kısıtlanmaktadır. Firmaya izin verilen yeterli getiri oranından daha fazla getiri oranını elde etmesine imkan tanınmaz. Bu durumda firmanın getiri oranı kısıtı şu şekilde olacaktır:

$$\frac{R - wL - d - T}{K - D} \leq s \quad 2$$

Denklemin sol tarafı getiri oranını belirtmektedir ve s 'de regülatör tarafından belirlenen firmaya izin verilen getiri oranıdır. Denklemin sol tarafında bulunan pay işletme gelirlerini, payda ise firmanın oran tabanını belirtir.

Oran tabanı firmanın sermaye stokundan tüm geçmiş periyotlardaki yıpranmanın toplamının çıkarılmasıdır. Regülatörler tarafından belirlenen bu kısıtın uygulanabilmesi için tek bir hesaplama sistemi kullanılmalıdır. Firmaların işletim harcamalarını, sermaye harcamalarını, yıpranması ve vergilerini kategorize ederken tutarlılığı sağlamak çok önemlidir. Tek bir sistem olmazsa eğer hesapların değerlendirilmesi firmadan firmaya farklılık gösterecektir bu da ciddi anlamda zaman kaybına neden olacaktır.

Getiri oranı denklemi gelirlerin giderleri karşılayıp karşılamadığını gösterir. Belirlenen fiyatların etkinliği sağlamak açısından yeterli olup olmadığı hususu kapalıdır. Belirlenen getiri oranı bir dönem boyunca sabit kalmaktadır. Firmalar bu oranın yükseltilmesi için regülatörlere başvuru yapabilmektedirler. Regülatörler de s 'in büyüklüğüne karar verecektir.

Firmalar regülasyon sürecini kendi lehlerine çevirmek için harcamaları hakkında sağlam bilgi sunmayabilir. Dolayısıyla firmanın harcamalarını dikkatli incelemek gerekmektedir. Maliyetlerini olduğundan fazla göstererek regülatörleri yanıltıp alması gerektiğinden daha fazla getiri sağlayabilir. Firmalar aslında tüketicilerin yararına olmayacak gereksiz harcamalar da yapabilirler. Özellikle de böyle maliyetleri getirinin hesaplanmasında dahil edebiliyorlarsa bu tür müsrif davranışlar sergileyebilirler.

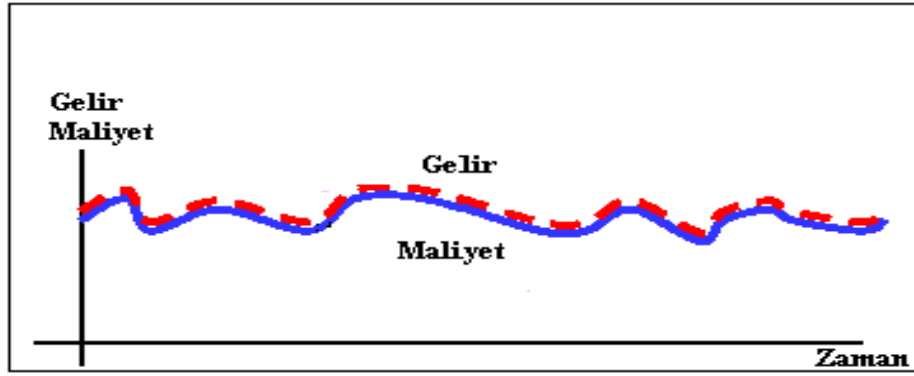
Getiri oranı regülasyonunun bir diğer problemi de firmaların maliyetlerini düşürmesi için yeterli teşviki sağlamamasıdır. Eğer firma maliyetleri tüketicilerine yükleyebiliyorsa maliyetlerini düşürmek için herhangi bir çabada bulunmayacaktır.

Daha az belirgin olan ve aslında istenmeyen bir diğer teşvikte getiri oranı regülasyonu kısıtı altında faaliyette bulunan firmaların çıktı üretmeleri için daha fazla sermayeye yatırım yapmalarıdır. Maliyet azaltıcı olmayan bu davranışın kaynağı regülatörün belirlediği (2) denklemindeki asimetridir. Bu kısıta göre izin verilen gelir , net işletme maliyetleri oran tabanına bağlıdır dolayısıyla ekonomik olarak etkin üretim için ne gerekiyor un ötesinde sermaye düzeyini artırmaya bir teşvik oluşturmaktadır. Bu olgu Averch-Johnson etkisi olarak adlandırılır. A-J etkisi sermayenin aşırı kullanılmasından değerinin düşmesi bundan dolayı firmanın uzun dönem ortalama maliyetlerini arttırmasıyla oluşan refah kaybını ifade etmektedir.

Oran tabanını belirlemek ayrı bir problemi teşkil etmektedir. Firmaların oran tabalarını belirlemek oldukça maliyetlidir. Muhasebe ve kontrol masrafları oldukça yüksek olabilmektedir (Çetin, 2012, 179).

Regülatörler getiri oranının hesaplanmasında firmanın performansına pek dikkat etmemektedirler. Regüle edilmiş yapılarda getiri performansla ilişkili değildir ve bu da piyasadaki oyunculara doğru sinyal üretmez (Bhattacharyya, 2011, 661).

Teknolojik gelişmeler firmalara iş hayatı için yeni fırsatlar getirmekte ve maliyetlerin azaltılması için yeni imkanlar sağlamaktadır. Örneğin elektrik sektöründe firmalar ölçek ekonomilerinden fayda sağlayabilir ve birbirine bağlı iletim mekanizmaları, bir güç havuzu oluşturmak ve değişim anlaşmaları vasıtasıyla üretim tesislerini çeşitlendirebilirler. Bu anlaşmalar firmalara daha büyük üretim tesisleri kullanmalarına olanak sağlar aynı zamanda operasyon maliyetlerini düşür ve yüksek kapasite kullanımını gerçekleştirirler. Rekabetçi piyasada oyuncular anlaşmalar ya da birleşme ve satın almalar aracılığıyla böyle bir şansı elde edebilirler. Buna rağmen geleneksel regülasyon yetersiz teşvikler ve regülasyonun negatif veya pasif doğasından dolayı şirketler arası ilişkiyi temin edemez (Bhattacharyya, 2011, 661).



Şekil 7: Getiri Oranı Regülasyonunda Gelir ve Maliyet İlişkisi

Kaynak: Çetin Tamer, **Regülasyon ve Rekabet Ekonomisi** (İstanbul: İdeal Kültür Yayınları, 2012)

Getiri oranı regülasyonu maliyetler ve gelir üzerinde detaylı bir şekilde eğildiği için zaman almaktadır. Regülatör aynı zamanda kuruluşların mantıklı ve hesaplı olup olmadığını araştırmaya eğilimlidir. Regülatörler kuruluşlara ne yapması ve yapmaması gerektiğini diretebilir. Bundan dolayı bu regülasyon çeşidi müdahalecidir ve serttir (Bhattacharyya 2011).

Firmaların tabi olduğu getiri oranı regülasyonunda maliyet artı kar şeklindeki hesap her dönem firmalara maliyetleri üzerinde bir getiri sağladığından firmalar mali açıdan korunmakta ve herhangi bir risk durumunda olumsuzlukları kolaylıkla bertaraf edebilmektedir.

Yine aynı sebepten dolayı, firmaların gerekli yatırımlar için finansal açıdan sıkıntıya düşmeleri engellenmektedir. Çünkü regülasyonun bu türünün doğası gereği, yatırımlar için sürekli olarak kaynak güvencesi vardır. Bu uygulamanın en önemli üstünlüklerinden birisi de, düzenlemeye tabi tutulan firmanın, Şekil 7’de de gösterildiği gibi, aşırı kar elde etmesinin engellenmesidir.

2.3.2. Fiyat Tavanı Regülasyonu

Getiri oranı regülasyonu, regüle edilmiş endüstrilerde firmalara yetersiz teşvik sunduğu ve yönetimi pahalı olduğu için eleştirilmektedir. Bu regülasyon türüne bir alternatif olarak fiyat tavanı regülasyonu 1980’lerde geliştirilmiş, regülasyon politikalarında yenilikçi bir adımdır.

Piyasa gücüne sahip firmalar piyasadaki baskın rolünü kullanarak fiyatların aşırı oranda belirlenmesini sağlayabilir. Dolayısıyla bu tip firmalar regüle edilmelidir ki bu türlü suiistimaller engellenmiş olabilsin. Regüle edilmemiş firmalar fiyatlarını

karlarını maksimum yapacak düzeyde belirleyerek hem toplumsal kayba hem de satın alma gücünün tüketicilerden firmalara transfer edilmesine neden olmaktadır. Bunların regülatöre maliyeti yüksektir. Regülatörler aynı zamanda firmanın etkin faaliyette bulunmasını da amaçlamaktadırlar. Fiyat tavanı bu tür problemlerle fiyatları sabitleyerek başa çıkmaktadır (Cowan, 2002, 169).

Fiyat tavanı regülasyonu ürün fiyatının zamanlar arası patikasını sabitleyerek firmalara maliyet etkinliğini gerçekleştirmelerine olanak sağlamaktadır. Formülasyon sürecinde aşağıda açıklanacağı gibi regüle edilmiş endüstrilerde firmalar tarafından kontrol edilemeyen faktörler de hesaba katılır. Fiyat tavanı regülasyonunda başlangıç değerleri geleneksel getiri oranı regülasyonundaki gibi belirlenir fakat fiyat tavanı formülünün belirlenmesinden sonraki aşamalar otomatik olarak ayarlanmaktadır. Genellikle belli bir periyod için hesaplanır ve o periyod içerisinde sabit olmaktadır. İngiltere’de fiyatların yeniden değerlendirilmesi dört ya da beş yıl aralıklarla oluyorken, ABD’de bu süre iki yıl olmaktadır.

Fiyatların yeniden değerlendirme sürecinde regülatörler tüketiciler için olabilecek en düşük fiyatı bulmaya çalışırlar ya da regüle edilen firmaların gelecekte uzun dönemde aşırı getiri oranı elde etmemelerini amaçlarlar.

Fiyat tavanı kısaca aşağıdaki gibi hesaplanır:

$$\Delta PCI_t = P_t - X_t + Z_t \quad .3$$

ΔPCI fiyat tavanı indeksi büyüme oranı, P enflasyon faktörü, X , beklenen verimlilik gelişmelerine ayarlanabilen X faktörü, Z , enflasyon ve verimlilik dışında fiyat tavanı indeksi artışına ayarlanan faktördür.

Fiyat endeksi belirlenirken üretici fiyat endeksi (ÜFE, consumer price index, CPI) veya tüketici fiyat endeksi (TÜFE, retail price index, RPI) kullanılır. Bunlardan hareketle fiyat tavanı regülasyonu RPI-X veya CPI-X formülasyonu olarak da bilinmektedir.

Bu formülasyonun arkasında aslında ekonomik teori yatmaktadır. Bir firmanın toplam faktör verimliliğindeki artış oranı, çıktı fiyatları artış oranı ile girdi fiyatları artış oranının arasındaki farka eşittir. Bunu matematiksel olarak şöyle gösterebiliriz:

$$dp = dw - dTFP \pm dZ \quad 4$$

Bu denklemde dp , çıktı fiyatlarındaki değişimi, dw , girdi fiyatlarındaki değişimi, $dTFP$, toplam faktör verimliliğindeki değişimi ve dZ ise dışsal olaylardan kaynaklanan maliyetlerdeki birim değişimi temsil etmektedir. Bu ifade fiyat tavanı denklemi ile benzerlik gösterse de aslında aynı değildir. Fiyat tavanını belirlemede bu denklem tercih edilirse getiri oranı regülasyonu arasında bir fark oluşmamaktadır. Aslında bu denklemi kıyaslayacak bir durumun olması lazımdır ki sağlıklı bir yorum yapılabilir. Bunu içinde firmanın verimliliğini içinde bulunduğu ekonominin genelini verimliliği ile karşılaştırmak lazımdır.

Ekonominin geneli için yukarıdaki faktör verimliliği formülünü uyarlırsak:

$$dp^N = dw^N - dTFP^N \pm dZ^N \quad 5$$

denklemini elde ederiz. Firma ile ekonominin genel durumu kıyaslanırsa eğer yani (4) denkleminde (5) denklemi çıkarılırsa:

$$dp - dp^N = (dw - dw^N) - (dTFP - dTFP^N) \pm (dZ - dZ^N) \quad 6$$

denklemini elde edilir. şimdi bu denklemi bazı matematiksel işlemlerle düzenlersek eğer:

$$dp = dp^N - [(dTFP - dTFP^N) - (dw - dw^N)] \pm (dZ - dZ^N) \quad 7$$

denklemini elde ederiz. Bu denklemde bazı kısaltmalar yaparak şu şekilde yazılabilir:

$$dp = dp^N - X \pm Z \quad 8$$

Görüldüğü gibi (8) denklemi ile (3) denklemi birbirine benzemektedir. Bu denklem şunu ifade etmektedir: regüle edilmiş firmalarda izin verilen fiyat değişimleri (dp), ulusal düzeyde çıktı fiyatlarındaki artış oranından (dp^N) verimlilik faktörünün (X) farkını çıkarılması ve dışsal birim maliyetlerin (Z) eklenmesine eşittir.

Fiyat tavanının bu şekilde hesaplanması cari fiyatlar ile cari birim maliyetler arasındaki farktan kaynaklanan önemli bir teşvik sağlamaktadır. Bu fark ise firmalar maliyetlerini yükselme faktörünün altında tutmaya bir teşvik oluşturur ve sonucunda ortaya çıkan karı elde etmelerini sağlar. Aynı zamanda bu formülasyon regülasyon açısından önemli bir üstünlük sağlamaktadır. Uygulanması kolay ve operasyonel anlamda pahalı değildir.

Bu formül hesaplanırken enflasyon faktörünün (dp^N) seçilmesi önemli bir aşamadır. Kullanılacak olan faktör gelecekteki değişimlere uyumluluk göstermelidir.

Uygulamada geçmiş veriler sıklıkla kullanılmaktadır. Çünkü geçmiş veriler geleceğin iyi bir göstergisi olarak kabul edilebilir. Enflasyonu tahmin etme işlemi hem karmaşıktır, fazla zaman almaktadır hem de manipülasyona açıktır. Geçmiş verilerin kullanılması durumdan ise gerçek sonuçlardan önemli ölçüde farklı sonuçların ortaya çıkma durumu vardır ve bu da sürekli yeniden gözden geçirmeyi gerektirmektedir.

Denklemin diğer bir değişkeni ise X faktörüdür. (7) denkleminden görüldüğü gibi iki kısımdan oluşmaktadır. İlk kısım regüle edilmiş endüstrideki verimlilik ile ekonominin genelindeki verimliliğin farkını ($dTFP-dTFP^N$) yansıtır ve verimlilik farkı olarak adlandırılır. İkinci kısım ise regüle edilmiş endüstrideki girdi fiyatlarındaki değişim ile ekonominin genelindeki girdi fiyatlarındaki değişim arasındaki farkı ($dw-dw^N$) yansıtır ve girdi fiyat farkı olarak adlandırılır. X faktörü, regüle edilmiş endüstrideki verimlilik artışındaki değişim ve girdi fiyatlarındaki değişimi ile ekonominin genelinde meydana gelen verimlilik artışı ve girdi fiyat değişimlerine eşit bekleniyorsa sıfır değerini alacaktır. Eğer regüle edilmiş endüstrideki girdi fiyatları ekonominin genelinden daha yavaş (yada daha hızlı) artıyor ve verimlilik daha hızlı (daha yavaş) büyüyorsa bu durumda X faktörü bu iki bileşenin toplamı olmaktadır. Aksi durumlarda ise birbirlerinin etkilerini zayıflatarak daha düşük bir X faktörünün oluşmasına neden olurlar.

Eğer fiyat tavanı için yüksek bir X faktörü seçilirse tesisin etkin bir şekilde işletilmesi için firma herhangi bir teşvik göremeyecektir tersi durumda yani düşük bir X faktörü durumunda ise tüketiciler orantısız bir şekilde cezalandırılmış olacaktır.

Kısmi faktör verimliliğinden ziyade toplam faktör verimliliğini kullanmak yerinde olacaktır. Aynı zamanda toplam faktör verimliliği yıldan yıla farklılık gösterdiği için yıllık TFP yerine uzun dönem ortalama TFP kullanmak uygun olacaktır.

X faktörünü belirlemede tarihsel yaklaşım ve düzenleyici kıyaslama yaklaşımı (regulatory benchmark approach) olmak üzere iki yaklaşım vardır (Intven, 2000'den aktaran Bhattacharyya, 2011, 699). Tarihsel yaklaşım regüle edilecek firmanın geçmiş performansına dayanır. Geçmiş verimliliğin gelecekte gerçekleşecek verimliliğin iyi bir göstergesi olduğunu kabul eder. Bu metodu Intven (2000) ve Ross (2001)'e göre gelişmekte olan ülkelere uygulamak pek uygun değildir. Çünkü

- Geçmiş dönemlerde tesislerin zayıf performansı muhtemel büyük verimlilik kazanımları olabileceğini söyler.
- Siyasi ve ekonomik istikrarsızlık yanında yetersiz sağlıklı regülasyonlar ve yasal çerçeve eksikliği verimlilik kazanımlarını etkiler
- Veri kalitesi ve miktarı problem olabilir. TFP hesaplamak için uzun veri seti olmayabilir. Benzer şekilde veriler yapısal değişimlere ve ekonomideki ve sektördeki değişimlerden etkilenmiş olabilir ki bu da TFP’de önemli değişimlere ve bozulmalara neden olabilir (Bhattacharyya, 2011, 699).

Düzenleyici kıyaslama yaklaşımı geçmiş verimlilik trendine dayanmaz. Bu ancak endüstri köklü bir değişim geçirmişse ya da geçmişte kötü bir performans sergilemişse söz konusu olur. Böyle bir durumda regülatör bilgilendirilmiş yargıya dayanır bazen de uluslar arası tecrübelerle dayanır. Bu sadece gelişmekte olan ülkeler için uygun olabilir. Genelde regülatörler verimlilik farkının ve girdi fiyat farkının ayrı ayrı belirlenmesine karar verirler.

Denklemin üçüncü değişkeni Z faktörüdür. Fiyat tavanının dışsal şoklara uyum göstermesi için kullanılır. Denklemden Z faktörünün olması endüstride enerji etkinliği artırmak için bir ödül veya cezalandırmak için gerekli altyapıyı sağlar. Regüle edilmiş operatörlerde yasama, yargı ve yönetsel aktivitelerin etkilerini yakalamak için kullanılabilir. Cari fiyatlar ve fiyat tavanı arasındaki farkların ileriye taşınmasına olanak sağlar. Maliyet geçişlerine ve beklenmeyen kazançlara uyum sağlamaya olanak vermektedir.

Z faktörünün denkleme dahil edilmesi, firmaların kontrol edemeyeceği maliyetlerin üstesinden gelmek ve normalde engelleyemeyeceği riski fiyat tavanının teşvik edici özelliğinden yararlanarak azaltmaya yaramaktadır.

Fiyat tavanı regülasyonunun birçok avantajı vardır. Bunlar; teşvik edici, regülasyon sürecinin kolaylaştırılması, büyük fiyat esneklikleri sunması, regülatör müdahalesinin azaltılması ve mikro yönetim olanakları, tüketicilerle kazanımların paylaşılması ve büyük fiyat kesinliği içermektedir (Intven, 2000’den aktaran Bhattacharyya, 2011, 670).

Yöntemin avantajlarının yanında bazı zorluklarının da olduğu söylenebilir. Bunlar (Guasch ve Spiller, 1999’den aktaran Bhattacharyya, 2011, 670):

- Düzenleyici yakalaması (regulatory capture): X faktörünün seçimi tartışma doğurur. Mülkiyet değişimleri sonunda hükümetler özelleştirilmiş kuruluşların ilk başlarda iyi bir getiri kazanmalarının garantilenmesini istemektedir. Diğer yandan regülatörleri aşırı karlara izin verdiği ve maliyetleri tüketicilere yüklediği için eleştirir. Bu zıtlığı dengelemek kolay değildir ve bazen regülatörler kararlarının yanlış olduğu suçlamasıyla karşılaşılır. Eğer regülatörler formülasyon döneminde de müdahalede bulunurlarsa, bu kez firmalar yersiz müdahaleden dolayı tepki gösterirler.

- Maliyet hesaplaması (cost calculations): Regülatörlere kısıtlı maliyet bilgisi gelmektedir. Bununla uygun (feasible) birim maliyetlerin belirlenmesi zordur

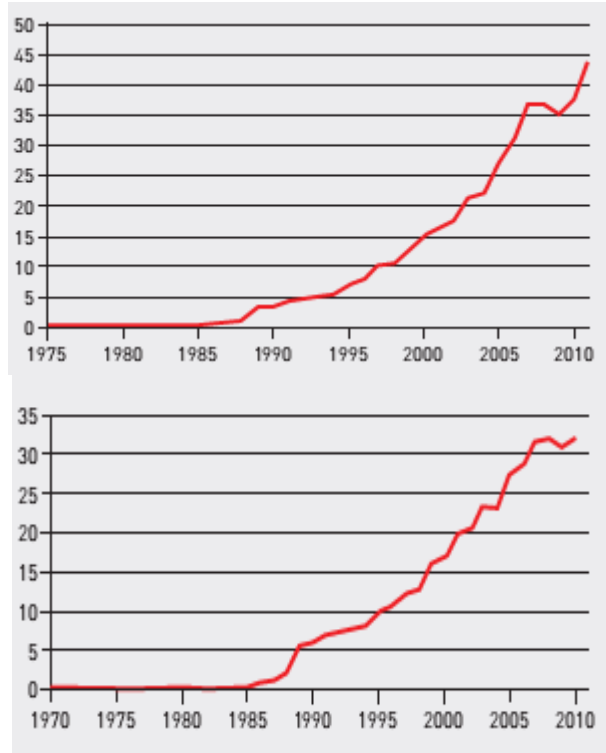
- Regülasyon gecikmesi (regulatory lag): Maliyet düşürme (cost reduction) regülatörün fiyat tavanı indeksini ayarlamasından sonra zamanla düşme eğilimindedir. Bu ise değerlendirme sürecinde biriktirilecek karların tahminini kapalı olarak gerektirmektedir. Eğer regülatör aşırı ya da az tahmin etmişse, regülasyon yaklaşımı uygunsuz olarak ortaya çıkar. Çok sık ayarlama düzenleyici riskini artırırken çok az düzenleme regülatörü etkisizleştirir.

- Yatırımlar üzerinde riskli getiri (risky return on investment): Getiri oranı regülasyonu altında , yatırımcı yatırımlarına yeterli getirinin sağlanmasını ister. Fiyat tavanı mekanizmasında bu yoktur.

3. TÜRKİYE’DE DOĞAL GAZ PİYASASININ REGÜLASYONU

Türkiye’de doğal gaz kullanımı, 1970 yılında Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı (TPAO) tarafından Hamitabat ve Kumrular sahasında keşfedilen doğal gazın 1976 yılında Pınarhisar Çimento fabrikasında kullanılmasıyla başlamıştır.

1980’li yıllarda yaygın olarak kullanımına başlanılan doğal gaz, bu yıllardan itibaren başta elektrik üretimi olmak üzere konut, sanayi ve diğer çeşitli kullanım alanlarında giderek önemini artırmıştır. Günümüzde ise doğal gaz, enerji sektörünün önemli kaynaklarından biri konumuna gelmiştir.



Şekil 8: 1975-2011 Yılları Doğal Gaz Tüketimi (milyar sm³) ve Toplam Enerji Tüketimi İçerisindeki Gelişimi(%)

Kaynak: EPDK, **Doğal Gaz Piyasası: 2011 Yılı Sektör Raporu** (Ankara, 2012), 27

Üretimin başladığı 1976 yılından, 14.02.1986 tarihli Rusya ile yapılan alım-satım anlaşması gereği ithalatın başladığı 1987 yılına değin toplamda yaklaşık 747 milyon m³’lük sınırlı bir üretim ve tüketim miktarına ve toplam enerji tüketimi içinde ihmal edilebilir paylara (Şekil 8) sahip olan doğal gaz, kullanım oranının giderek artması

sonucunda tüketim miktarında ve toplam enerji tüketimindeki payında hızlı artışlar göstermiştir (EPDK, 2011, 26).

Türkiye doğal gaz endüstrisinin ilk piyasa oyuncusu TPAO'dur. 15 Ağustos 1974 tarihinde ise TPAO'ya bağlı olarak BOTAS kurulmuştur. Irak petrolünün Ceyhan'a taşınması faaliyetlerini gerçekleştirme amacıyla kurulan BOTAS 1995 yılına kadar bu işlemleri gerçekleştirmiştir. Bu yılda ise yeniden yapılandırılarak bir kamu iktisadi kuruluşu olarak faaliyetlerine devam etmiştir. Başlangıçta boru hatları ile petrol taşımacılığı yapmakta olan kuruluş 1987 yılından itibaren boru hatları ile doğal gaz taşımacılığı ve doğal gaz ticareti yapmaya başlamıştır. Böylelikle ticari bir hüviyete kavuşmuştur.

Sanayileşme, nüfus ve hızlı şehirleşmeyle birlikte doğal gaz talebi Türkiye'de artmaya başlamıştır. Aşağıdaki tablodan bu durumu daha net görebiliriz. EPDK'nun raporuna göre 1975 yılında petrolün enerji tüketimindeki payı %51,7 iken 2010 yılı itibariyle bu oran %26,7'ye düşmüştür. Buna nazaran doğal gazın 1975 yılında tüketiminin olmadığı, bu yıldan itibaren artan bir trende sahip olduğu ve 2010 yılına gelindiğinde ise enerji tüketimindeki payının %31,9'a çıktığı görülmektedir. Diğer bir enerji kaynağı olan kömürün tüketimdeki payı ise dalgalı bir seyir izlemektedir. Geleceğe ait yapılan tahminlerde doğal gazın enerji tüketimi içerisindeki payının artacağı yönündedir.

Tablo 1: 1975-2010 Yılları Türkiye Toplam Enerji Tüketimindeki Kaynakların Payı(%)

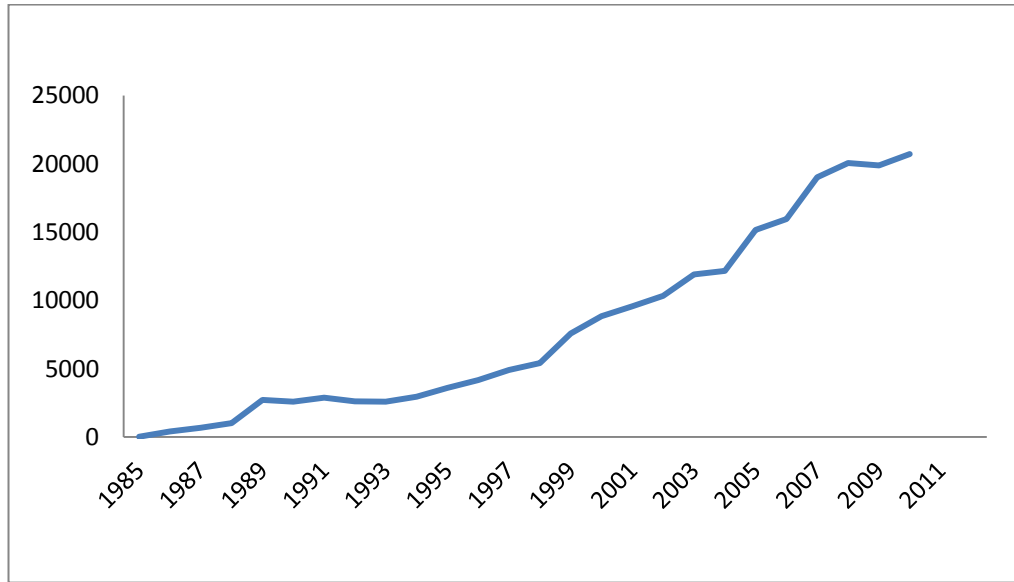
	1975	1980	1985	1990	1995	2000	2005	2010
Doğal Gaz	0	0,1	0,2	5,9	9,9	17,1	27,3	31,9
Petrol	51,7	50,3	46	45,1	46	40,1	35,2	26,7
Kömür	21,5	22,1	21,4	30,9	27,2	30	26,4	30,6
Hidro elektirk	1,9	3,1	2,6	3,8	4,8	3,3	3,7	4,1
Diğer	24,9	24,4	29,8	14,3	12,1	9,5	7,4	6,7

Kaynak: EPDK, **Doğal Gaz Piyasası: 2011 Yılı Sektör Raporu** (Ankara, 2012), 27

Sanayileşmenin sonucu olarak hayatın her alanına yayılan ve hayatı kolaylaştıran birçok aletin (buzdolabı, çamaşır makinesi, asansör, bilgisayar vs..) elektrikle çalışması elektriği insanlar için vazgeçilmez bir noktaya taşımıştır. Bugün elektrikler kesildiğinde “hayatın durduğu” söylemi bunu kanıtlar mahiyettedir. Tüm dünyada olduğu gibi bu durum Türkiye için de geçerlidir. Buna paralel olarak tüketicilerin (endüstri, hane halkları vs..) elektrik talebide yıllara itibariyle artış göstermiştir.

Aşağıdaki şekilde elektrik üretiminde kullanılan doğal gazın yıllar itibariyle gelişimini görmekteyiz.

Türkiye’de doğal gazdan elektrik üretilmeye başlanmasından itibaren doğal gazın enerji tüketimi içerisindeki payının artmasının başlıca nedenlerinden biri bu elektrik ihtiyacının artmasıdır. 1985 yılında 18 milyon m³ doğal gaz elektrik üretimi için kullanılmışken 2010 yılı sonunda bu rakam 20708 milyon m³’e çıkmıştır (IEA, 2012). 2011 yılında gerçekleştirilen elektrik üretimin neredeyse yarısı olan %45,4’lük kısmı doğal gazdan kaynaklanmaktadır. 2012 yılı Ocak-Eylül arası kesinleşmiş verilere göre ise bu dönemde elektrik üretimi içinde doğal gazın payı %41,6’dır. Şekil 9 bize elektrik üretiminde kullanılan doğal gaz miktarının yıllar itibariyle gelişimini göstermektedir.

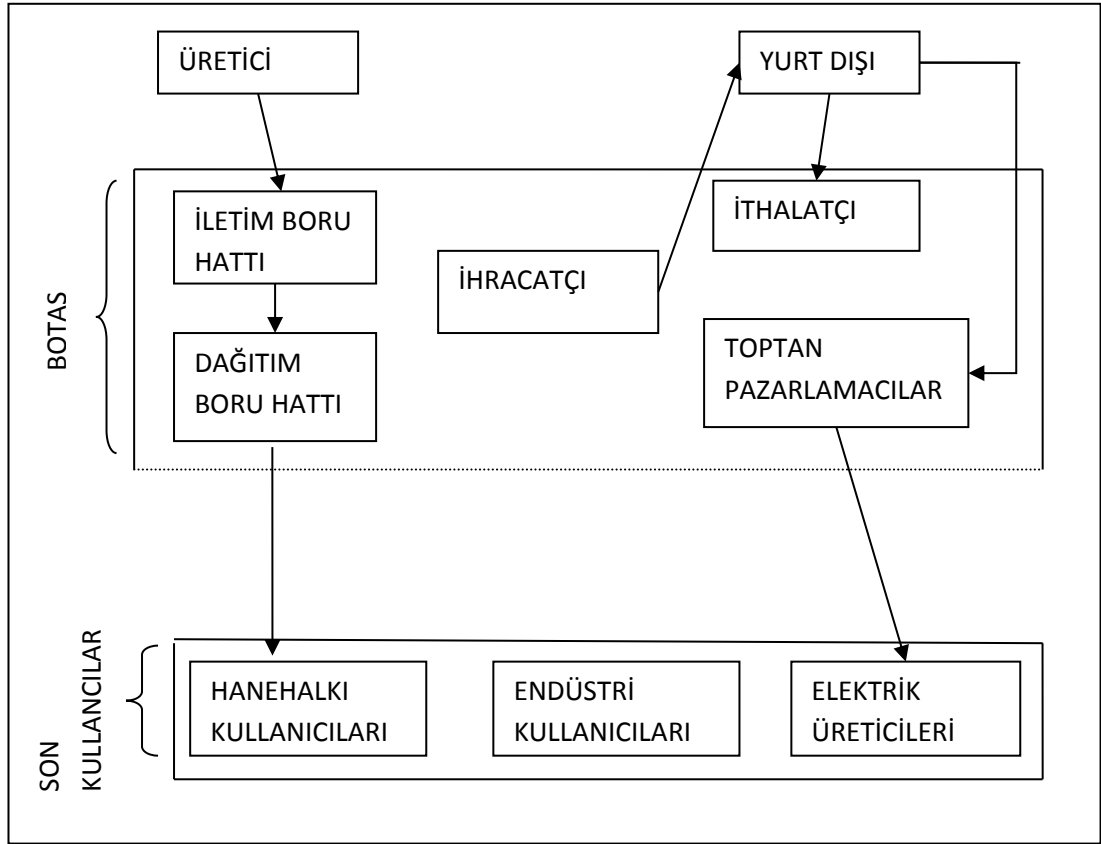


Şekil 9: Elektrik Üretiminde Kullanılan Doğal Gaz Miktarı (mcm)

Hava kirliliğinin önemli bir problem olduğu ve hükümet projeksiyonlarına göre mevcut durumun devam etmesi halinde karbon emisyonlarının ciddi anlamda artması endişeleri temiz bir kaynak olan doğal gaz talebinin artmasının ikinci nedeni olarak sayılabilir.

Ayrıca Türkiye’nin coğrafik konumunu iyi bir şekilde kullanarak zengin petrol ve gaz alanlarına sahip Azerbaycan, İran, Irak, Rusya ve Türkmenistan ile Avrupa arasında bir bağ kurup enerji transit ülkesi olma çabaları da bu alana olan ilgiyi artırmaktadır. Böylelikle hem doğal gaz arz çeşitliliğini sağlamış olacak hem de arz güvenliği açısından avantajlı bir duruma gelecektir.

Türkiye doğal gaz piyasası için 4646 sayılı Doğal Gaz Piyasası Kanunu dönüm noktasıdır. Buradan hareketle piyasayı bu yasanın yürürlüğe girdiği 2001 yılı öncesi ve sonrası diye ikiye ayırabiliriz.



Şekil 10: Doğal Gaz Piyasası Kanunundan Önceki Dikey Bütünleşik Yapı

Kaynak Atıyas, İzak, Tamer Çetin, Gürçan Gülen, *The Reform of Natural Gas Market in Turkey* (New York: Springer, 2012), 66

Türkiye’de doğal gaz piyasasının yapısına baktığımızda ilk başlarda doğal gaz endüstrisi 1980’li, 1990’lı yıllarda kamu mülkiyeti altında diğer pek çok ülkelerdeki gibi doğal tekel ve dikey bütünleşik bir yapı mevcuttu. Bu yapıyı Şekil 10 gibi betimleyebiliriz.

Piyasaya baktığımızda BOTAŞ’ın iletim, dağıtım, ithalat, ihracat ve toptan satış kısmında tekel olduğu görülmektedir. Bu tekel yapısı devlet eliyle oluşturulmuş bir yapıdır. Birinci bölümde de bahsettiğimiz gibi piyasada yapının bu şekilde olmasının ardında rasyonel bir mantık vardır. Bununla tek bir firmanın üretimde bulunmasının pek çok firmanın üretimde bulunmasına nazaran daha az maliyetle işi kotarabilmesi olduğudur. Ölçek ekonomilerin varlığını gösteren bu durum ortalama maliyetin çıktı miktarının artmasıyla birlikte azalmasını simgelemektedir.

Kamu mülkiyeti bu tür sektörlerde halkın çıkarlarının korunması için gereklidir. Hükümetler monopolcülerin yaptıkları gibi fırsatçı davranışlarda bulunmak istemezler daha çok halkın çıkarlarını göz önünde bulundurmak isterler. Bununla beraber sektörde tek bir firmanın bulunması sektördeki diğer segmentler arasında iletişimin daha iyi tesis edilmesini sağlamaktadır. Bu yapıya göre endüstride ithalat, toptan satış, iletim ve depolama faaliyetleri tek bir şirket olan BOTAS tarafından yürütülmekteydi. Bu faaliyetlerin yanında BOTAS, doğal gaz boru hattı ve bununla ilgili yapım işlerini yürütmekte, uzun dönemli doğal gaz alım-satım sözleşmeleri yapmakta, gerek gördüğü zamanlarda da spot piyasalardan da doğal gaz alımını gerçekleştirmektedir. Buna rağmen BOTAS doğal gazın kullanımını hane halklarına ulaştırmada ve dengeli bir piyasa yapısı oluşturma yetersiz kalmaktaydı (I. Atiyas, Cetin, and Gulen, 2012, 65).

Endüstrinin genelinde tekel olan firma aynı zamanda Bursa ve Eskişehir’de şehir içi dağıtım faaliyetlerini de yürütmekteydi. Şehir içi dağıtım faaliyeti Ankara, İstanbul ve İzmit’te ise belediye iştirakleri olan EGO, İGDAŞ, İZGAZ tarafından gerçekleştirilmekteydi.

Özel ve kamu mülkiyetindeki dağıtım şirketleri doğal gazın şehir içi dağıtımını gerçekleştirebilmelerine rağmen, BOTAS’ı es geçerek diğer tedarikçilerden doğal gaz ithal edemezler. Toptan satışa rekabeti getirme reformların ana etkenlerinden biridir (I. Atiyas, Cetin, and Gulen, 2012, 65).

Endüstride faaliyetlerin çoğunun BOTAS tarafında yürütülmesi, piyasada kamu mülkiyetine dayanan monopolistik bir durum ortaya çıkarmaktaydı. Monopollerin karakteristiği gereği rekabetin olmadığı böyle durumlarda fiyatlar ve hizmet kalitesi piyasa mekanizması dışındaki faktörlere göre belirlenebilmektedir. Bu yapı aynı zamanda rekabetin piyasada oluşmasının de en büyük engelleyicisiydi. Piyasaya rekabeti getirme isteği rekabetçi piyasa reformuna olan ihtiyacı artırmıştır.

Diğer bir etken ise arz ve talep arasındaki mevsimsel değişimler ve doğal gaz tüketiminin ithalata bağımlı olmasıdır (I. Atiyas, Cetin, and Gulen, 2012, 65). Türkiye’nin iç üretiminin talebi karşılamada yetersiz olması ve ispatlanan rezerv oranının düşük olması ithalata bağımlılığın ana nedeni olarak görülebilir. Tablo 2 bize doğal gaz iç üretimini göstermektedir.

Doğal gaza olan talebin giderek artması karşısında, doğal gaz alım satımından sorumlu olan BOTAŞ Rusya, İran, Türkmenistan, Azerbaycan, Nijerya ve Cezayir gibi ülkelerle uzun dönemli anlaşmalar yapmıştır. Fakat piyasadaki devlet tekeli konumundan dolayı BOTAŞ yeterli kaynak çeşitliliği ile etkin bir şekilde talebi dengelemede başarılı olamamıştır (I. Atiyas, Cetin, and Gulen, 2012, 66).

Tablo 2:Yıllar İtibariyle Doğal Gaz Üretimi

Yıllar	Yıllar İtibariyle Türkiye Doğal Gaz Üretimi (milyon sm ³)
1999	731
2000	639
2001	311
2002	378
2003	560
2004	707
2005	896
2006	948
2007	874
2008	969
2009	687
2010	682
2011	760

Kaynak: EPDK, **Doğal Gaz Piyasası: 2011 Yılı Söktör Raporu** (Ankara, 2012), 30

İthalata olan yüksek bağımlılıktan dolayı mevsimsel olarak dalgalanan doğal gaz talebine yetişebilmek özellikle de yeterli depolama tesislerinin yokluğu durumunda ciddi bir endişe kaynağı olmuştur. Doğal gaz anlaşması yapılan ülkeler ekonomik ve/veya politik nedenlerden dolayı taahhüt ettikleri hacimde doğal gazı vermeyebilirler. Örneğin Ukrayna ve İran 2006 yılında Türkiye'ye olan doğal gaz ithalatını kestiler. Bu şekilde ortaya çıkabilecek arz kıtlıkları piyasa yapısının hassas olduğuna işaret etmektedir ve mevcut sistemin devamlılığını sorgulamaktadır (I. Atiyas, Cetin, and Gulen, 2012, 66).

Bu tür arz kesintilerinin üstesinden depolama tesisleri inşa edilerek gelinilebilir. Depolama sadece arz kesintisine yardımcı bulunmaz, fiyatlardaki değişimi düzeltmek için de iyi bir araçtır. BOTAŞ'ın monopolistik yapısı altında depolama kapasitesi yavaş gelişme göstermekteydi (I. Atiyas, Cetin, and Gulen, 2012, 66).

Diğer bir problem ise doğal gaz ve elektrik piyasalarının birbirine bağımlılığıdır. 2000'li yılların başlarında doğal gazın %62' si elektrik jeneratörlerine satılmıştır. Bu

miktar günümüzde ise %51'dir. Böyle bir bağımlılık doğal gaz arzının bozulduğu zamanlarda elektrik kesintisi riskini beraberinde getirmektedir. Bu durumun üstesinde gelmek için Türkiye'de jeneratörler çok ve güvenli doğal gaz kaynağına sahip olmalıdırlar. Bu anlamda bağımsız güç üreticilerin (Independent Power Producers, IPPs) 1980'ler sonrası ortaya çıkması ve 2001'de yapılan elektrik piyasası reformu doğal gaz piyasasında da bir reformun yapılmasının gerekliliğine işarette bulunmaktadır (I. Atiyas, Cetin, and Gulen, 2012, 66).

Türkiye'nin stratejik konumu doğal gaz piyasası için bir avantaj oluşturduğundan bahsetmiştik. Zengin arz kaynaklarına sahip olan ülkelerle batı arasında enerji koridoru olmak için Nabucco ve Güney Kafkas projeleri gibi büyük projeler yapılmaktadır. Aynı zamanda Türkiye pek çok ülkeden doğal gaz ithal edebilecek bir konuma sahiptir. Türkiye'nin batı ile doğu arasında bir enerji koridoru olma çabasında rekabetçi bir doğal gaz piyasasının varlığı önemli derecede yardım edici olacaktır.

Türkiye'de doğal gaz piyasası reformunun arkasında AB doğal gaz direktifi ile uyumlu olma da diğer bir nedendir. Türkiye Avrupa Birliğine (AB) tam üyelik için aday ülke konumundadır. Birliğe girmek için düzenleyici kuruluşların yapısı AB ile uyumlu olmak zorundadır. Buna göre doğal gaz piyasasındaki düzenleyici çerçeve Avrupa parlamentosunun ve Konseyinin Haziran 2003 tarihli 2003/55/EC direktifi ile bağdaşmak durumundadır. Bu direktif doğal gaz iç piyasasında genel kuralları oluşturmayı ve üye ve muhtemel üye ülkeler için artan rekabeti sağlamayı amaçlamaktadır (I. Atiyas, Cetin, and Gulen, 2012, 66).

Uluslararası düzlemde gerçekleşen bir dizi politik, finansal ve teknik faktörlerin birleşmesi artık doğal gaz endüstrisinin dikey bütünleşik bir yapıda faaliyette bulunması gerektiği düşüncesinin doğru olmadığına yöneltmiştir. Bilgi ve iletişim teknolojilerindeki ilerlemeler dikey bütünleşik yapının etkinlik açısından başarılı olmadığı argümanını ön plana çıkardı aynı zamanda gelişmekte olan ülkelerdeki firmaların zayıf performans göstermesi de doğal gaz endüstrilerindeki mevcut piyasa yapısının sürdürülebilir olmadığına altını çizmiştir.

Türkiye'nin geneline baktığımızda 1990'lı yıllara kadar kamu hizmetleri genel itibariyle devlet teşekkülüdür. Mali krizler, yetersiz yatırımlar, zayıf hizmet kalitesi, rant aramanın negatif etkisi ve dışsal baskılar reform hareketlerinin ivme

kazanmasını sağlamıştır. Aynı saiklerin doğal gaz endüstrisindeki reformlarda da geçerli olduğu söylenebilir (Çetin and Oguz, 2007, 3859).

Türkiye doğal gaz piyasasını reforma götüren bir dizi neden saydık. Bunları kısaca özetlersek; kamu mülkiyeti altındaki gaz operatörlerinin zayıf performans göstermesi, doğal gaz hizmetlerine yeterli derecede erişimin olmaması ve arz güvenliğinin sağlanamaması olarak sırlayabiliriz.

3.1. Tarihsel Süreç

Doğal gaz endüstrisi faaliyetlerinin başlamasından günümüze kadar pek çok değişim geçirmiştir. Bunlardan en önemli olanı 18.04.2001 tarihli 4646 sayılı “Doğal Gaz Piyasası Kanunu ”dur. Bu kanunun yürürlüğe girmesinden sonra 2003 tarihli 4918, 2005 tarihli 5367, 2007 tarihli 5669, 2008 tarihli 5784 ve 2011 tarihli 6111 sayılı kanunlarla değişime tabi tutularak son halini almıştır.

Türkiye doğal gaz sektörüne ilişkin hukuki süreç, 350 sayılı Kanun Hükmünde Kararname (KHK)’nin 1988 yılında yürürlüğe girmesiyle başlamıştır. Bu KHK ile 7/7871 sayılı Kararnameye istinaden 15.08.1974 tarihinde TPAO’nun bağlı ortaklığı olarak boru hatları ile petrol taşımacılığı faaliyeti yapmak üzere kurulmuş olan BOTAŞ, doğal gazın ithali alanında yetkilendirilen tek kuruluş olarak belirlenmiştir. 02.01.1990 tarih ve 397 sayılı Doğal Gazın Kullanımı Hakkında KHK ile 350 sayılı KHK yürürlükten kaldırılmış ve doğal gazın (sıvılaştırılmış hali dahil) ithali, satış fiyatının tespiti ve ülke içinde dağıtım yetkisi BOTAŞ’a verilmiştir (EPDK, 2011, 28).

Tarihte geriye gittiğimizde, 6326 sayılı Petrol Yasasına göre çıkarılan 6327 Sayılı Yasa ve 3803 Sayılı Kararname ile özel hukuk bölümlerine tabi bir Anonim Ortaklık olarak 1954 yılında TPAO kurulmuştur. TPAO’nın ana görevi petrol ve doğal gaz sahalarının kamu adına ve özel hukuk hükümlerine göre işletmektir. Kuyularda üretilen ham petrolün tali boru hatları ile terminallere, doğal gazı ise tüketim bölgelerine taşımaktır (DPT, Sekizinci Beş Yıllık Kalkınma Planı, 2011, 17). Böylelikle Türkiye’de doğal gaz ile ilgili ilk faaliyetler TPAO’nın kurulması ile başlamıştır.

27 Ağustos 1973 yılında Irak Cumhuriyeti hükümetiyle yapılan ham petrol boru hattı (HPBH) anlaşmasından bir yıl sonra, 15 Ağustos 1974 tarihinde 7/7871 sayılı

kararname ile TPAO'ya bağılı olarak BOTAS kurulmuştur. Doğal gaz ili ilgili faaliyetler artık yeni kurulan BOTAS tarafından yürütülecektir (BOTAS, 2010, 16).

1984 yılının şubat ayında 2929 sayılı kanun gereğı Batman-Dörtöl HPBH'nın işletimi BOTAS'a devredilmiştir.

233 sayılı Kamu İktisadi Teşebbüsleri Hakkında KHK'nın yürürlüğe girmesi ile BOTAS'ın ana sözleşmesi bu kararname hükümlerine uygun olarak tanzim edilmiş ve 14.01.1985 tarih ve 1178 sayılı Ticaret Sicili Gazetesinde yayımlanmıştır. Haziran 1987 yılına kadar petrol taşıma faaliyetlerini gerçekleştiren BOTAS bu tarihte Türkiye'ye ilk gaz ithalini gerçekleştirmiş ve bu gazın ticaretini yapmaya başlamıştır (BOTAS, 2010, 16).

9 Şubat 1990 tarihli ve 397 Sayılı Doğal Gazın Kullanımı Hakkında Kanun Hükümünde Kararnamenin Resmi Gazete'de yayımlanması ile doğal gaz faaliyetlerinin yürütüleceğı çerçeve belirlenmiş oldu. Buna göre doğal gazın ithali, dağıtımı (şehir dağıtımı hariç), satışı ve fiyatlandırılması yetkisi BOTAS'a verilmiştir. Böylelikle piyasada BOTAS devlet eliyle oluşturulmuş tekel konuma gelmiştir (BOTAS, 2010, 16).

1995 yılının Şubat ayında BOTAS, TPAO'dan ayrılarak Kamu İktisadi Teşebbüsü konumunda Anonim Şirket olarak yeniden yapılandırılmıştır (BOTAS, 2010, 16).

17.04.1995 tarih ve 22261 sayılı Resmi Gazete'de yayımlanarak BOTAS'ın ana statüsü belirlenmiştir. Belirtilen çerçeve dahilinde şirketin faaliyet alanları; Türkiye içinde ve dışında her türlü petrol, petrol ürünleri ve doğal gaz boru hatları inşa etmek, ettirmek, 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 gazın teminine arama, sondaj, üretim, taşıma, depolama ve rafinaj gibi tüm petrol ameliyelerini yapmak şeklinde sıralanabilir (BOTAS, 2010, 19)

2 Ağustos 1990'da Irak'ın Kuveyt'i işgal etmesiyle başlayan körfez savaşında Birleşmiş Milletler (BM)'in uyguladığı ambargo ile Ağustos 1990'da işletmeye kapatılan Irak-Türkiye HPBH, BM'in 14.04.1995 tarih ve 986 sayılı kararı ile sınırlı petrol sevkiyatı için 16.12.1996 tarihinde tekrar işletmeye alınmıştır (BOTAS, 2010, 22).

Mayıs 2001 yılında 4646 sayılı Doğal Gaz Piyasası Kanunu Resmi gazetede yayımlandı. Bu kanunla doğal gaz piyasasının liberalleşmesinin ilk adımı atılmış oldu.

Hükümetlerin enerji politikasının ülkenin ekonomik gelişmesine katkıda bulunacak şekilde tam uyumlu bir politika olmalıdır. Dolayısıyla sürdürülebilir enerji politikaları vasıtasıyla rekabetçi ve çevre dostu enerjinin sağlanmasını garanti altına alması gereklidir. Bundan dolayı hükümet enerji üretimi, iletimi ve son tüketimi için yeni teknolojilerin gelişmesini vurgulamıştır. 1997 yılında enerji ar-ge harcamalarında kamu fonları 3 katı kadar artarak 1609 milyar TL'ye çıkmıştır. Fonlamada en büyük artışta fosil yakıtlara olan ar-ge'ye ayrılan miktardadır (IEA, 1999, 169)

1998 Mayıs ayında “Ulusal Enerji Teknoloji Politikası” adında bir çalışma başlatılmış, Enerji ve Tabi Kaynaklar Bakanlığından uzmanlar, kamu ve özeldeki enerji uzmanları ve akademisyenlerden bir ekip oluşturulmuştur. Çalışma teknolojik gelişmeler yanında yasal ve kurumsal çerçeve hakkında da uğraşmış ve ar-ge çabalarının güçlendirilmesine vurgu yapmıştır. Bu çalışmada aşağıdaki kararlar alınmıştır:

- Enerji tasarrufunu geliştirmek, etkinliği artırmak ve yeni teknolojilerin kullanılması

- Enerji etkinlik yasasının mümkün olduğunca parlamentoda oylanması

- Hangi enerji etkin teknolojilerin Türkiye için daha uygun olduğunu seçen tavsiye makamında bir komite kurulmalı ve bu teknolojilerin piyasada kullanılmasını sağlamalı. Ulusal enerji tasarruf merkezi bu komitenin sekreteri olmalı

- Enerji üretiminde çevre dostu teknolojilerden yana olunmalı

- Yenilebilir enerji kaynaklarının kullanımı artırılmalı ar-ge çabalarını artırmakla ve mevcut sübvansiyonlar bu amaçla uyumlu olmalı.

3.2. 2001 Doğal Gaz Piyasası Kanunu

Doğal gazın kaliteli, sürekli, ucuz, rekabete dayalı esaslar çerçevesinde çevreye zarar vermeyecek şekilde tüketicilerin kullanımına sunulması için, doğal gaz piyasasının serbestleştirilerek mali açıdan güçlü, istikrarlı ve şeffaf bir doğal gaz

piyasasının oluşturulması ve bu piyasada bağımsız bir düzenleme ve denetimin sağlanması amacı ile 14.04.2001 tarihinde 4646 sayılı Doğal Gaz Piyasası Kanunu yapılmıştır. 02.05.2001 tarihinde 24390 sayılı Resmi Gazete’de kanun yayımlanmıştır.

Bu kanun, doğal gazın ithali, iletimi, dağıtımı, depolanması, pazarlanması, ticareti ve ihracatı ile bu faaliyetlere ilişkin tüm gerçek ve tüzel kişilerin hak ve yükümlülüklerini kapsar.

Bu kanunun içeriğinde doğal gazın ne olduğu, üretim, iletim, işletmeci, dağıtım, tüketici türlerine kadar doğal gaz piyasasında mevcut tüm faaliyetlerin ve katılımcıların tanımlaması yapılmıştır.

Endüstride faaliyette bulunmak isteyen tüzel kişilerin gerekli lisansları almaları şart koşulmuştur. Şirketlerin lisans alabilmek için Kuruma yaptıkları başvuru sonrasında en fazla altmış gün içerisinde Kurum tarafından cevap verilecektir. Kurulun lisans talebine ret cevabı vermesi durumunda ise gerekçe ile beraber reddetme kararı başvuru sahibine bildirilir.

Bu kanun çerçevesinde doğal gaz piyasasında faaliyet alanları ithalat, üretim, iletim, doğal gazın depolanması, toptan satış, doğal gazın ihracı, doğal gazın şehir içi dağıtımı, sıkıştırılmış doğal gaz dağıtımı ve iletimi olarak belirlenmiştir.

ithalat

Doğal gazın ithalat yoluyla temin edilmesi ithalat lisansına göre yapılır. Kanun’un 4a maddesi gereğince İthalat lisansının alınması için başvuruda bulunan tüzel kişilerde;

- 1) İthalat yapacak teknik ve ekonomik güce sahip olunması,
- 2) İthal edilecek doğal gazın kaynağı, rezervleri, üretim tesisleri ve iletim sistemi hakkında kesin bilgi ve garantinin bulunması,
- 3) Her sene ithal edilecek doğal gazın yüzde onu kadar bir miktarı beş yıl içerisinde ulusal topraklarda depolama imkanına sahip olunması hususunda depolama faaliyeti yapacak tüzel kişilerden Kurumca belirlenen taahhüt ve garantilerin alınması,

4) Ulusal iletim sisteminin gelişmesine ve güvenliğine katkıda bulunabilme yeterliliğine sahip olması, bu amaçla sistemin gelişmesini gerçekleştirecek tüzel kişilerin yatırımlarına ekonomik destek sağlayabilmesi, şartları aranmaktadır.

Yapılacak olan her bir ithalat bağlantısı için ayrı ayrı lisans almak ve sözleşmelerdeki tüm maddelerin kuruma bildirmesi zorunludur. İthalat yoluyla temin edilen doğal gaz yurt içindeki toptan satış şirketlerine veya ihracatçı şirketlere satış sözleşmeleri ile devredebildikleri gibi serbest tüketicilere ve ihracat lisansı almak kaydıyla yurt dışına pazarlayabilirler

Böylelikle ithalat lisansı alan şirketler toptan satış piyasasında toptan satış lisansı almadan faaliyette bulunmalarına izin verilmiştir. Herhangi bir ithalatçı şirketin, ithalat yoluyla temin ettiği yıllık doğal gaz miktarı, Kurumca belirlenecek cari yıla ait ulusal gaz tüketim tahmininin yüzde yirmisini aşamaz.

İthalat lisansı almak için başvuruda bulunan şirketlerden istenen durumların ne olduğu biraz kapalı kalmıştır. Özellikle teknik ve ekonomik güç 'ten kasıtın ne olduğu önemlidir. Çünkü doğal gaz piyasasına girmek isteyen firmalar bu ölçütlere göre değerlendirmelerini yapacaklardır. Bu hususlar ilk olarak 2002 de yürürlüğe giren daha sonra da 2004, 2006, 2007 ve 2008 yıllarında üzerinde değişiklik yapılan doğal gaz piyasasında faaliyet gösteren veya gösterecek tüzel kişilere verilecek lisanslara ilişkin usul ve esasların belirlendiği Doğal Gaz Piyasası Lisans Yönetmeliği'nde ortaya konmuştur.

Bu yasa ile lisans almak için kimlerin, nasıl ve nereye başvuracakları belirlenmiştir. Yasanın 10. maddesinde ise lisans verilirken Kurumun yapacağı inceleme ve değerlendirmede dikkat edilecek hususlar şu şekilde sıralanmıştır;

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

Kurum tarafında verilen lisanslar yönetmeliğin 14. ve 15. Maddelerinde belirtilen hususlar dahilinde tadil edilebilir veya 10-30 yıl arasında yenilebilir.

Lisans başvurusunda bulunan tüzel kişilerde aranan şartlardan biride her sene ithal edilecek doğal gazın yüzde onu kadar bir miktarı beş yıl içerisinde ulusal topraklarda depolama imkanına sahip olunması idi. Eğer firmalar bunu gerçekleştiremezse Kurul kararı ile iki yıl gibi bir ek süre verilebilmektedir.

Bu lisans yönetmeliğindeki düzenleme ithalatçı firmaların 4646 Sayılı Kanun'a bağımlılığını esnetmektedir. Türkiye'nin depolama imkanlarının yetersiz olduğu göz önünde bulundurularak bir değerlendirme yapılırsa bu düzenlemenin makul olduğu görülmektedir. Örneğin 2011 yılı itibariyle Türkiye'de toplam ithal edilen doğal gaz miktarı 43905 mcm, depolama miktarı da Değirmenköy 4,0 mcm/gün ve Kuzey Marmara 16,0 mcm/gün olmak üzere toplam 20 mcm/gün olduğu göz önünde bulundurursak konu daha net anlaşılacaktır.

İthalatçı firmalara getirilen diğer bir kısıtta, ithal yoluyla elde edilen doğal gaz miktarının Kurumca belirlenen cari yıla ait ulusal gaz tüketim tahmininin yüzde yirmisini aşmamasıdır. Her bir firmanın azami sınırlarda faaliyette bulunduğu varsayılırsa piyasada beş firmanın faaliyette bulunacağını söyleriz. Böylelikle bu düzenleme ile en az beş piyasa oyuncusunun varlığıyla rekabetin tesisi amaçlanmaktadır.

Doğal Gaz Piyasası Kanun'un Geçici 2. Maddesinde belirtildiğine göre BOTAŞ'ın doğal gaz alım sözleşmesi yaptığı ülkelerle ile bu sözleşmelerin süresi dolmadan hiçbir ithalatçı firma yeni gaz alım sözleşmesi yapamaz. İstisna olarak ise yurt içi arz açığının olduğu durumlarda ithalat yapımına izin verilmiştir.

Diğer yandan BOTAŞ'ın sözleşme yapmadığı ülkelere ithalat yapılmasına Kurul, piyasada rekabeti tesis edebilmek için gerekli hususlar çerçevesinde izin verebilmektedir. Fakat bu ithalatın gerçekleşmesi için EPDK, 13.04.2006 tarih ve 725 sayılı Kurul Kararı ile BOTAŞ'tan söz konusu ithalatın yapılmasının mevcut sözleşme ve ihracat bağlantılarından doğan yükümlülüklerini ifa etmesine engel teşkil etmeyeceği veya bu miktarda doğal gazın sisteme girmesi halinde ciddi ekonomik ve mali güçlüklerle yol açılmayacağına ilişkin görüş talep etmektedir.

arama ve üretim

4646 Sayılı Kanunun 4b maddesi gereğince doğal gaz arama ve üretim faaliyetleri 6326 sayılı Petrol Kanununa göre yapılır ve piyasa faaliyetinden sayılmaz.

Üretim şirketleri, ürettikleri gazı toptan satış lisansı almak kaydıyla toptan satış şirketlerine, ithalatçı şirketlere, dağıtım şirketlerine veya serbest tüketicilere pazarlayabilir. Üretici şirketler bu satış miktarının Kurumca cari yıla ilişkin olarak belirlenecek ulusal tüketim tahmininin yüzde yirmisini geçmemek kaydıyla doğrudan serbest tüketicilere, geri kalan doğal gazı ise, ithalatçı şirketler, dağıtım şirketleri veya toptan satış şirketleri vasıtasıyla piyasaya sunabilir. Üretim şirketleri, ihracatçı lisansı almak kaydıyla ürettiği gazı ihraç da edebilir. İletim şirketlerinin altyapısı kullanılarak yapılan taşıma ve teslim sözleşmeleri ile üretilen doğal gaz taşınır.

depolama

Depolama faaliyetleri yürütecek olan tüzel kişiler kanun çerçevesinde belirlenen hususlara uymakla yükümlüdür. Bu faaliyet kolu için de lisanslama getirilmektedir. İşletme ruhsatı olan şirketler Petrol İşleri Genel Müdürlüğünün onayını aldıktan sonra Kuruma başvuru yapabilmektedir. Lisans almak için başvuran tüzel kişilerde;

a) Depolama yapacak teknik ve ekonomik yeterliliğe sahip olmak,

b) Tasarrufları altında bulunacak depolama kapasitelerinin tümünü sistemin eşgüdümlü ve güvenli bir tarzda işlemesine yardımcı olacak şekilde idare edeceklerini taahhüt etmek,

c) Tasarrufları altında bulunacak depolama kapasitelerinin sistem elverişli olduğu takdirde, tarafsız ve eşit bir şekilde hizmete sunulacağını taahhüt etmek,

şartları aranır.

6326 sayılı Kanuna göre, işletme ruhsatına sahip şirketlerin doğal gaz ürettiği yer altı doğal gaz arz yatağını, depolama amacı ile kullanmak üzere Petrol İşleri Genel Müdürlüğünün onayının alınmasını müteakip Kuruma başvurusu halinde, Kurul tarafından uygun görüldüğü takdirde, işletme ruhsatının ilgili bölümü depolama lisansına çevrilir. Tabi bunun olabilmesi içinde başvuruda bulunan üretim

şirketlerinin depolama için yeterli hususlara sahip olduklarını belgelemeleri gerekmektedir. Şirket, depolama faaliyetine başladığı takdirde, depolama faaliyetini, muhasebesini ayırtırmak suretiyle üretim faaliyetinden ayrı olarak yürütür.

Depolama şirketlerine yapılan taleplerin reddedilmesi ve bu durumun Kuruma haber verilmesi halinde Kurum yaptığı incelemeler sonunda yayımlanan usul ve esaslar ile lisans şartlarının ihlal edildiğini tespit ederse, depolama şirketi talep edilen hizmeti vermeye mecbur edilebilir.

toptan satış

Toptan satış faaliyetinde bulunmak isteyen şirketler Kuruldan zorunlu tutulan lisansı almak için doğal gazı nereden temin edeceğini, hangi taşıma koşulları ile satış yapacağını, yeterli teknik ve ekonomik gücünün bulunduğunu ve sistemin emniyetli bir şekilde işlemesine yardımcı olmak amacıyla, gerekli depolama kapasitelerine sahip olduğunu göstermesi ve ayrıca, yönetmeliklerde belirtilen diğer taahhüt ve garantileri de vermesi gerekir.

Toptan satış faaliyetlerinin gerçekleştirilmesi için yasal çerçeve bu kanunda belirlenmiştir. Tüketicilere güvenilir ve taleplerini karşılayacak şekilde doğal gaz satışı gerçekleştirmek için şirketlere yükümlülükler getirilmektedir. Toptan satış şirketlerinin satışını yaptığı doğal gaz miktarı Kurumca belirlenen cari yıl ulusal tüketim tahmininin yüzde yirmisini geçemez. Bu durumda piyasada toptan satış şirketlerinin herhangi birine piyasa gücü olma izni verilmemekte ve piyasada rekabetin yerleşmesine yardımcı olunmaktadır.

Dağıtım şirketlerine satış yapan toptan satış şirketleri müşterilerin mevsimsel azami doğal gaz çekişlerini karşılamak için gerekli arz planlamasını yapmak ve depolama tedbirlerini almak ve bu amaçla depolama şirketleri ile yapacakları kira sözleşmelerini Kuruma ibraz etmek zorundadırlar. Depolama önlemlerinin alınması için lisansın verildiği tarihten itibaren beş yıllık bir süre tanınır, yeterli düzeye ulaşamazsa Kurul kararı ile iki yıla kadar uzatılabilir.

Serbest tüketicilere satışta toptan satış şirketleri mevsimlik, günlük ve saatlik esneklik limitleri dahilinde gaz girişini sağlamak mecburiyetindedir.

İthalatçı firmaların toptan satış yapabilmelerine rağmen toptan satış firmaları ithalat yapmak için ithalatçı lisansı almak durumundadırlar.

Toptan satış miktarına ulusal tüketim tahmininin yüzde yirmisi kadar bir sınırlama getirilmekle beraber yurt çapında herhangi bir bölgesel sınırlama getirilmeksizin toptan satış gerçekleştirilebilir.

Serbest tüketici ve dağıtım şirketlerine yapılan satışta depolama kapasite yükümlülükleri farklılık göstermektedir. Dağıtım kısmına daha fazla önem verildiği görülmektedir. Dağıtım şirketlerine yapılan satışta ilgili yükümlülük yedi yıl ile sınırlandırılmışken, serbest tüketicilere yapılan satışta herhangi bir sınırlama getirilmemektedir. Herhangi bir arz kıtlığı durumunda ise serbest tüketicilerin daha fazla etkileneceği açıktır. Serbest tüketicilerinde elektrik üreticileri ve sanayi kesimi olduğu hatırlanırsa bu durumdan ekonomi olumsuz etkilenebilecektir denilebilir.

ihracat

Doğal gazın ihracatını yapmak isteyen tüzel kişiler kanunda belirlenen hususları taşıyorlarsa lisanslama alabilmekte ve bu lisans olmadan ihracat yapamamaktadırlar.

dağıtım

Şehir içi doğal gaz dağıtım hizmeti, Doğal Gaz Piyasası Kanunun 4g maddesi gereği Kurum tarafından açılacak ihaleyi kazanan şirkete mahalli doğalgaz dağıtım şebekesinin mülkiyeti de dahil olmak üzere şehrin gelişmişlik düzeyi, tüketim kapasitesi ve kullanıcı sayısı gibi hususlar dikkate alınarak Kurum tarafından belirlenecek lisans süresi için verilir.

Kurumun belirlediği şehir için ihale ilanı resmi gazetede ilan edilir. İhaleyi kazanan şirkete dağıtım lisansı verilir. O şehirde dağıtımda tek yetkin şirket unvanını alır. Belirlenen süre dolmadan bir yıl önce şirket kuruma müracaat edip sürenin uzatılmasını isteyebilir. Bu durumda kurum şirketin teknik ve ekonomik gücü, müşterilerin memnuniyeti gibi bir dizi hususları inceleyerek ikinci kez dağıtım lisansı verebilir.

Kurum, dağıtım faaliyetlerinin yönlendirir, denetler, izler ve gerektiğinde bu hizmetleri, masrafları dağıtım şirketine ait olmak üzere, bu Kanuna tabi sertifika sahibi gerçek ve tüzel kişilerden satın alabilir.

Dağıtım şirketleri talebin yeterli olduğu şehirlerde sevkiyat kontrol merkezi kurmalıdırlar. Tüketicilerin talebi halinde bu tüketicileri sisteme bağlamakla yükümlüdürler. Ancak şirketin kullandığı sistem bağlantı yapmaya imkan veren

kapasitede olmasına ve tüketicinin de kendi üzerine düşen kısmını yapmasına bağlıdır. Firmalar yetki alanlarındaki tüketicilerin iç tesisatlarının uygun olup olmadığını kendileri veya yetki verdikleri şirketler vasıtasıyla denetlerler. Uygun görülmeyen durumlarda gaz vermeyebilirler veya mevcut verilen gazı kesebilirler.

Kuruldan dağıtım lisansı alan şehir içi dağıtım şirketi, yetki aldığı şehirde bulunan belediye veya belediye şirketini sermaye koyma şartı aranmaksızın, yüzde on nispetinde dağıtım şirketine ortak olmaya davet etmek zorundadır. Kurum, belediye veya belediye şirketinin hisse almaması veya en az bir yönetim kurulu üyeliğine hak kazanılmayacak oranda hisse alması halinde, 6762 sayılı Türk Ticaret Kanununun 275 inci maddesine göre belediyeye şirket yönetim ve denetim kurullarında temsil hakkı verecek düzenlemelerin yapılmasını, şehir içi dağıtım şirketinden isteyebilir.

Bir şehirde bir dağıtım şirketinin varlığı ekonomik olarak rasyonel olacağından her bir şehirdeki şirket monopol konumu kazanacaktır. Bunun olumsuz etkilerini arındırmak için Kurum dağıtım şirketlerini ciddi anlamda denetlemektedir. Ayrıca şehir içi dağıtım firmaları ülke çapında sadece iki şehirde dağıtım lisansına sahip olabilirler fakat şehirlerin nüfus ve gelişmişlik durumu, tüketim kapasitesine bağlı olarak Kurul kararıyla bu sayı artırılabilir. Böylelikle bölgeler bazında farklı dağıtım şirketlerinin faaliyette bulunulması tercih edilmektedir.

İletim

4646 sayılı Kanunun 4h maddesinde sıkıştırılmış doğal gaz dağıtım ve iletimi ile ilgili hususlar belirtilmiştir. Buna göre, doğal gazın kuyu başı, ulusal iletim şebekesi veya şehir içi dağıtım sisteminden satın alınıp sıkıştırılması ve basınçlı kaplara doldurulması, sıkıştırılmış haldeki doğal gazın şehirler arasındaki özel vasıtalarla taşınması ve iletim şebekelerinin ulaşamadığı yerlerde basıncının düşürülerek satılması faaliyetlerini yapacak tüzel kişilerin, bu faaliyetler için Kuruldan lisans almaları zorunludur. Bu faaliyeti yapacak tüzel kişilerin, lisans almak için ilgili yönetmeliklerde yer alan şartlara uymaları yanında, yapacakları faaliyet kapsamında yer alacak tesis ve ekipmanların Türk Standartlarına ve/veya Avrupa Birliğince kabul edilen standartlara uygun ve güvenli olacağını garanti etmesi şartı aranır.

İletim şirketleri sisteme dahil olmak isteyen kullanıcıları Kurum tarafında tespit edilen kriterler çerçevesinde on iki ay içerisinde en uygun şebekeye bağlamakla yükümlüdürler. Eğer sisteme dahil olma talebi reddedilirse bu durum tüketiciler

tarafından Kuruma bildirilebilir. Kurum yapacağı incelemeler sonucu herhangi bir yönetmelik ihlali varsa, Kurulun vereceği karara göre kullanıcının sisteme girişi yapılır.

4(c) 9 maddesi gereğince mevcut, planlanan ve yapımı devam etmekte olan ulusal iletim şebekesi BOTAŞ'a ait sayılmaktadır. İletim şirketlerince mevcut hatlarla bağlantılı sistem oluşturacak şekilde inşa edilecek iletim amaçlı yeni boru hatları mülkiyeti kendilerine ait olmak üzere yatırım yapan diğer iletim şirketlerince işletilir. İletim şirketlerinin diğer hak ve yükümlülükleri çıkarılacak yönetmeliklerle belirlenir.

Doğal gaz piyasasının üçüncü bölümü rekabetin korunması ve geliştirilmesi, bilgi verme, hesap ayrışımı, serbest tüketicinin belirlenmesi ve sisteme girişte istisnai hallere ayrılmıştır.

07.12.1994 tarihli ve 4054 sayılı Rekabetin Korunması Hakkında Kanun'da öngörülen rekabet özgürlüğü, hakim durumun kötüye kullanılmaması, birleşme ve devir almaya ilişkin hususlar, doğal gaz piyasasında faaliyet gösterecek tüzel kişilere de uygulanır.

Türkiye'deki üretim şirketleri hariç olmak kaydıyla hiçbir tüzel kişi, Kurumun cari yıla ait olarak belirlediği ulusal doğal gaz tüketim tahmininin yüzde yirmisinden fazlasını satamaz. Dikey bütünleşme yoluyla rekabetin engellenmemesi için piyasada faaliyette bulunan herhangi bir tüzel kişi kendi faaliyet alanı dışındaki tüzel kişilerden sadece birine iştirak edebilecek; ancak ayrı bir şirket kuramayacaktır.

Piyasada Faaliyette bulunan her bir firma Kurumun istediği her türlü bilgiyi vermekle yükümlüdür. 7b maddesinde bu bilgilerin kapsamı detaylıca belirtilmektedir.

Kanunun 8. Maddesinde serbest tüketiciler sınıflandırılmaktadır. Buna göre;

- 1) Satın aldığı yıllık doğal gaz miktarı bir milyon metreküpten daha fazla olan tüketiciler ve kullanıcı birlikleri,
- 2) Elektrik enerjisi üretimi için gaz satın alan şirketler,
- 3) Elektrik ve ısı enerjisi üreten kojenerasyon tesisleri,

4) Üretim faaliyetinde kullanılmak üzere, Türkiye’de doğal gaz üreten üretim şirketleri,

serbest tüketici statüsündedir.

Kurul ayrıca bütün tüketiciler serbest tüketici olana kadar her yıl serbest tüketici olma sınırlarını yeniden belirler.

Kurul, sadece lisans verilme aşamasında olmak üzere, şehirlerin gelişmişlik durumu, gaz tüketimi ve şehirlerde alt yapı yatırımlarının teşvik edilmesi amacıyla, serbest tüketici olmak için aranan yıllık tüketim miktarının sınırını tespit etmeye yetkilidir.

Sisteme giriş talebinde bulunulduktan sonra bağlantının olmaması, kapasite yetersizliği, hizmet yükümlülükleri veya mevcut sözleşmeler nedeniyle sisteme giriş talebi reddedilebilir. Bu durumdan Kurumun derhal haberdar edilmesi gerekmektedir.

Tarifelerle ilgili hükümler Kanun’un 11. Maddesinde yer almaktadır. Bağlantı tarifi, iletim ve depolama tarifi, toptan satış tarifi ve perakende satış tarifi olmak üzere dört tür tarife çeşidi tanımlanmaktadır. Bu tarifelerle ilgili ayrıntılı düzenlemeler ise 26.09.2002 tarihinde yürürlük kazanan Doğal Gaz Piyasası Tarifeler Yönetmeliğinde yer almaktadır.

Bağlantı tarifeleri kurumca belirlenen esaslar dahilinde taraflar arasında serbestçe belirlenmektedir. Aboneler Kurum ve dağıtım şirketi arasında belirlenen sabit bağlantı tarifeleri uygulanır. İletim veya dağıtım sistemine bağlantı için eşit durumda olan serbest tüketiciler arasından ayırım yapılmaması esastır.

İletim ve sevkiyat kontrolüne ait tarifeleri Kurum belirler. İletim mesafesi, taşınacak gazın miktarı ve Kurumun öngördüğü diğer faktörler tarifelerde dikkate alınır. Tarifeler temin edilen doğal gazın nakli için iletim şebekesinden yararlanan eşit durumda olan tüm kullanıcılar arasında fark gözetilmeden uygulanacak fiyatları, hükümleri ve tarife şartlarını içerir. Transit iletim ve yurt içi iletim tarifelerini farklı usul ve esaslara göre Kurumun tespit etmeye yetkisi vardır.

Depolama tarifeleri depolama şirketi ile bu hizmeti satan alana arasında serbestçe belirlenir.

İletim ve depolama şirketleri ekonomik, verimli ve güvenli işletmecilik hizmeti verdiklerini Kuruma göstermek zorundadırlar.

Kurum toptan satış tarifelerinde esas alınacak hususları belirler, satış fiyatları ise doğal gaz alım satımı yapan taraflar arasında serbestçe belirlenir. Ne var ki, rekabetin oluşmadığı gerekçesiyle Kurum Tarifeler Yönetmeliği'nin Geçici İkinci Maddesi'ne dayanarak 2007 yılının sonuna kadar toptan satış tarifesini belirlemeye devam etmiştir.

Dağıtım şirketinin birim gaz alım fiyatı, birim hizmet bedeli, amortisman bedelleri ve diğer faktörlerden meydana gelecek olan perakende satış fiyatları ve tarife esasları Kurumca belirlenir. . Belirlenen perakende satış fiyatının dışında tüketicilerden herhangi bir ad altında ücret talep edilemez. Perakende satış tarifeleri enflasyon ve diğer hususlar göz önüne alınarak, dağıtım şirketlerinin Kuruma başvurusu halinde yeniden tespit edilebilir. Kurum bu fiyatların tespitinde hizmet maliyeti, yatırıma imkân sağlayacak makul ölçüde kârlılık ve piyasada cari olan doğal gaz alış fiyatlarını ve benzeri durumları dikkate alır. Kurulun onayladığı tarifelerin hüküm ve şartları, bu tarifelere tâbi olan tüm gerçek ve tüzel kişileri bağlar.

3.3. Regülatör: EPDK

İlk olarak 03.03.2001 tarihli ve 4628 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu ile idari ve mali özerkliğe sahip elektrik piyasasında yetkili düzenleyici kuruluş olarak kurulan kurum Elektrik Piyasası Kurumu adını almıştır. Daha sonra 4646 sayılı Doğal Gaz Piyasası Kanunu'nda yapılan düzenleme ile Enerji Piyasası Düzenleme kurumu (EPDK) adını almıştır. EPDK, Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığına bağlı kamu tüzel kişiliğini haizdir.

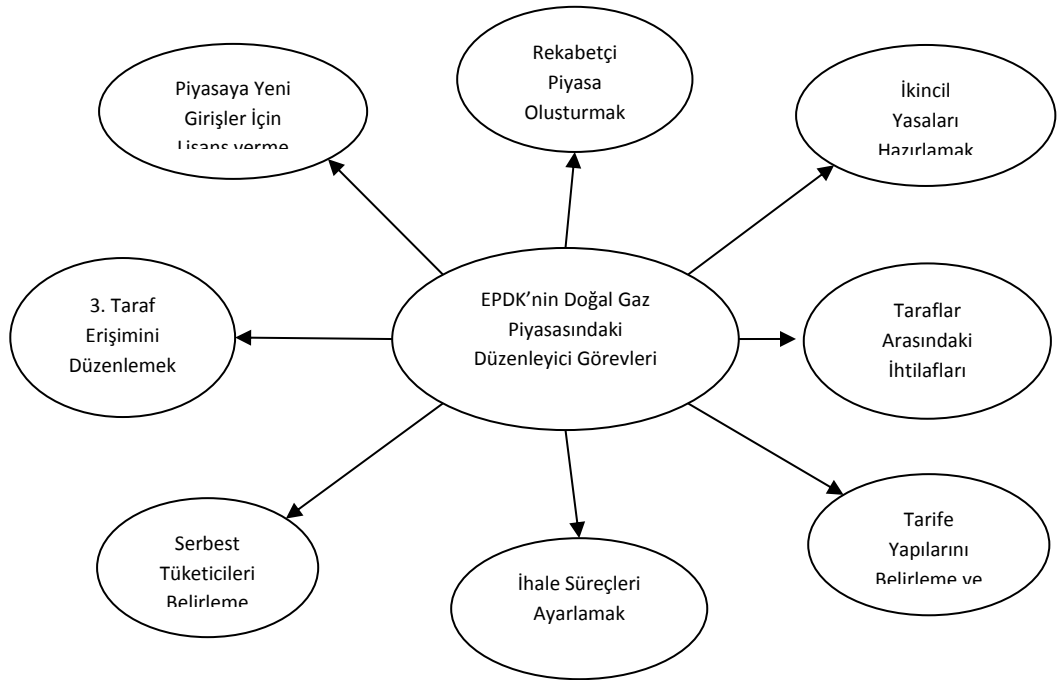
EPDK, 4628 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu (2001), 4646 sayılı Doğal Gaz Piyasası Kanunu (2001), 5015 sayılı Petrol Piyasası Kanunu (2003), 5307 sayılı Sıvılaştırılmış Petrol Gazları (LPG) Piyasası Kanunu (2005) ile kendisine verilen görevleri ifa eden ve yetkilerini kullanan bir kurumdur.

EPDK, 4646 sayılı Doğal Gaz Piyasası Kanun'unda doğal gaz piyasasındaki tek yetkili regülatör olarak tanımlanmaktadır ve piyasaya ait tüm düzenleme ve denetimlerde esas alınacak yasal çerçeveyi belirler. Düzenleme ve denetim faaliyetlerinde EPDK, temel olarak etkinlik ve verimliliğin sağlanması, isabetli ve sağlıklı kararlar alınmasını amaçlar. Bu amaca yönelik olarak piyasadaki tüm faaliyet

alanlarında bulunan firmalardan doğru ve güvenilir piyasa verileri zamanında kurum tarafından toplanır.

Kurum piyasa katılımcılarından belli dönemler itibariyle sistematik olarak topladığı bilgileri derler, düzenler, tasnif eder, analiz eder sonunda da raporlar oluşturarak piyasa katılımcıları ve tüm kamuoyuyla paylaşır. Bilgilerin paylaşılmasına Kurum çok özen göstermektedir.

Yukarıda bahsedilen Kanunlar ile elektrik, doğal gaz, petrol ve LPG'nin; yeterli, kaliteli, sürekli, düşük maliyetli ve çevreyle uyumlu bir şekilde tüketicilerin kullanımına sunulması için, rekabet ortamında özel hukuk hükümlerine göre faaliyet gösterebilecek, mali açıdan güçlü, istikrarlı ve şeffaf bir enerji piyasasının oluşturulması ve bu piyasada bağımsız bir düzenleme ve denetimin sağlanması Kurumun ana amacıdır⁵.



Şekil 11: EPDK'nın Doğal Gaz Piyasasındaki Sorumlulukları

Kaynak : Çetin Tamer, Fuat Oğuz, **The Reform in the Turkish Natural Gas Market: A Critical Evaluation** (Energy Policy, 2007), 3861.

EPDK'nın doğal gaz ile ilgili görevleri Doğal Gaz Piyasası Kanunda belirlenmiştir. Kanuna göre, doğal gaz piyasasında rekabetin tesis edilebilmesi için gerekli tüm düzenlemeleri yapmak ve uygulamaktır. Piyasadaki tüm faaliyet alanlarında geçerli

⁵ <http://www.epdk.gov.tr/index.php/epdk-hakkinda>

olacak lisansların verilmesinden ve tarifelerin belirlenmesinden sorumludur. Piyasadaki sistemlerin düzgün şekilde işlemesi için gerekli bütün incelemeleri yapmak, ilgili kanun maddelerini ihlal eden bir durumla karşılaşılnca gerekli müeyyideleri uygulamak bu kurumun başlıca görevlerindendir.

Doğal gaz piyasasında EPDK'nın görev ve sorumlulukları şunlardır:

- a) Doğal gaz piyasa faaliyetlerine ilişkin plan, politika ve uygulamalarla ilgili Kurum görüş ve önerilerini belirlemek.
- b) Doğal gaz piyasa faaliyetlerine ilişkin doğrudan taraf olunan uluslararası anlaşmalardan doğan hak ve yükümlölüklerin ifası için, Kuruma düşen görevlere ilişkin kararları almak.
- c) Doğal Gaz Piyasası Kanunu ile Kuruma yetki verilen konularda, doğal gaz piyasa faaliyetlerine ilişkin her türlü düzenlemeleri onaylamak ve bunların yürütölmesini sağlamak.
- ç) Doğal gaz piyasası içerisinde rekabetin hiç veya yeterince oluşmadığı alanlarda, fiyat ve tarife teşekkölüne ilişkin usul ve esasları düzenlemek.
- d) 4646 sayılı Kanunda belirlenen faaliyetlere ilişkin tarifeleri onaylamak veya tarife revizyonları hakkında karar almak.
- e) 4646 sayılı Kanunun uygulanması ile ilgili olarak lisans sahipleri arasında çıkacak ihtilaflara ilişkin olarak bu Kanunun ve tarafların ilgili lisanslarının hükümleri çerçevesinde çözüm önerisinde bulunmak.
- f) 4646 sayılı Kanunda belirtilen diğer görevleri yerine getirmek ve yetkileri kullanmak.
- g) 4646 sayılı Kanunda yer alan hükümler dahilinde özel hallerde uygulamaya konulabilecek sınırlama ve yükümlölüklerin tespiti ile fiyat belirlemesine yönelik kararları almak.
- h) Doğal gaz piyasası faaliyetleri ile ilgili denetleme, ön araştırma ve soruşturma işlemlerinin yürütölmesi, yetkisi dahilinde ceza ve yaptırımları uygulamak ve dava açmak da dahil olmak üzere her türlü adli ve idari makama başvuru kararlarını almak.

i) Doğal Gaz Piyasası Kanununun uygulanması ile ilgili olarak tüzel kişiler ile tüketiciler arasında çıkacak ihtilafları çözmek.

3.4. Yeni Piyasa Yapısı

2001 Doğal Gaz Piyasası kanunu ithalat, ihracat, iletim, toptan satış, şehir içi dağıtım, depolama alanlarında yasal bir çerçeve çizmek, adil, şeffaf ve rekabetçi bir doğal gaz piyasası geliştirmek, piyasa faaliyetlerini ayrıştırmak ve monopolistik yapıyı engellemek, piyasayı yeni girişler için açık hale getirmek ve bağımsız bir düzenleyici otoritenin oluşmasını amaçlamıştır. Kısaca doğal gaz piyasasının liberalizasyonu amaçlanmıştır diyebiliriz.

Bu bağlamda Türkiye doğal gaz piyasasında gerçekleşen reform hareketlerinin sonrasında piyasa yapısı eskiye nazaran ciddi anlamda değişim geçirmiştir. Yasa ile ilk olarak BOTAŞ'ın piyasada dağıtım, depolama, satış ve ithalat üzerindeki monopol yapısı kaldırılmıştır (Şekil 12). Aşağıdaki şekil yeni piyasa yapısının de jure (kanunen) ve de facto (gerçekte) farkını göstermektedir.

Kanun BOTAŞ'ın dikey bütünleşik tüzel kişiliğinin 2009 yılına kadar devam etmesine müsaade etmiştir. 2009 yılından sonra ise iletim, depolama ve ticaret olarak üçe bölünmüş, iletim kısmının kamu tüzel kişiliğinde devam etmesine diğer sektörlerin ise özelleştirilmesine karar vermiştir. Ne var ki 2010 yılı itibarıyla BOTAŞ, Türkiye'ye ithal edilen doğal gazın % 84,1'ini diğer bir deyişle, toplam 38bcm olan ithalatın 32 bcm'ini gerçekleştirmiştir.

BOTAŞ'ın toplam yıllık ithalat miktarı yıllık ulusal tüketimin yüzde yirmisine düşürmek için, mevcut doğal gaz alım veya satım sözleşmelerinin kısmi veya bütün olarak tüm hak ve yükümlülüklerini özel sektöre devretmesi gerekir. BOTAŞ'ın transfer edeceği miktar Kanunun yürürlüğe girdiği tarihte alım taahhüdünde bulunulan toplam doğal gaz miktarının yüzde onundan daha az olamaz.

6326 sayılı Petrol Kanunu göre yapılan doğal gaz arama ve üretim faaliyetleri, Petrol İşleri Genel Müdürlüğü (PİGM) tarafından verilen arama ve işletme ruhsatları kapsamında gerçekleştirilmekte olup piyasa faaliyetinden sayılmamıştır. Üretim faaliyetleri EPDK'nın denetimi altında değildir.

Doğal gaz rezervlerinin kısıtlı olması üretim faaliyetlerin gelişmesini sınırlandırmıştır. Bu kapsamda Kurumdan toptan satış lisansı almış olan

TPAO,

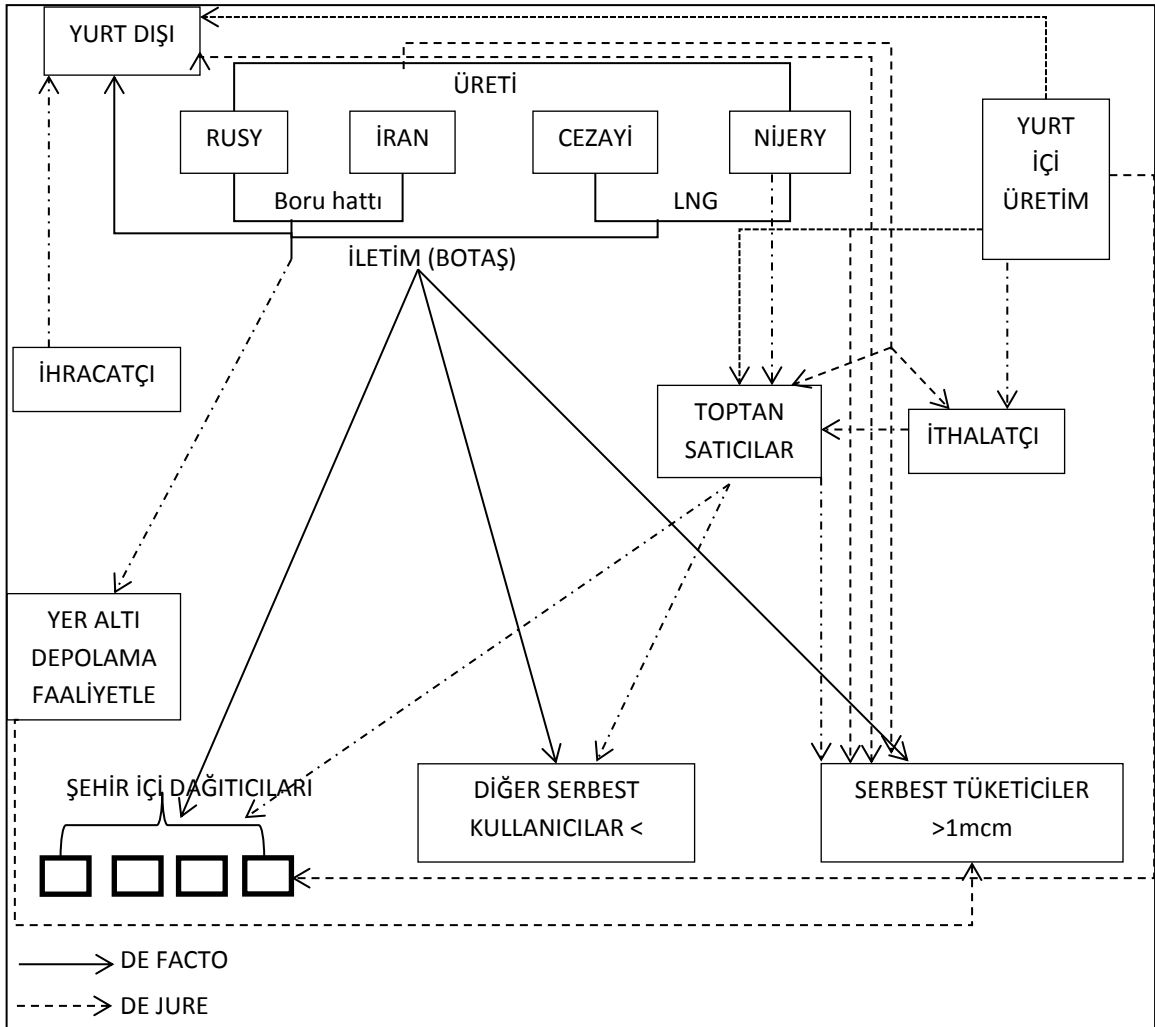
Amity Oil International Pty Limited (Merkezi Avustralya-Türkiye İstanbul şubesi),

Thrace Basın Natural Gas Corporation (Ankara Türkiye şubesi),

Foinavon Energy Inc (Merkezi: Kanada) Türkiye-Ankara şubesi,

Tiway Turkey Limited (Ankara Türkiye şubesi),

Petrol Ofisi Arama Üretim Sanayi ve Ticaret A.ş. ve



Kaynak : Çetin Tamer, Fuat Oğuz, *The Reform in the Turkish Natural Gas Market: A Critical Evaluation* (Energy Policy, 2007), 3862.

Transatlantic Exploration Mediterranean Int. Pty. Ltd. (Merkezi: Avustralya)
Türkiye İstanbul şubesi

Petrogas Petrol Gaz ve Petrokimya Ürünleri İnşaat Sanayi ve Ticaret A.Ş.

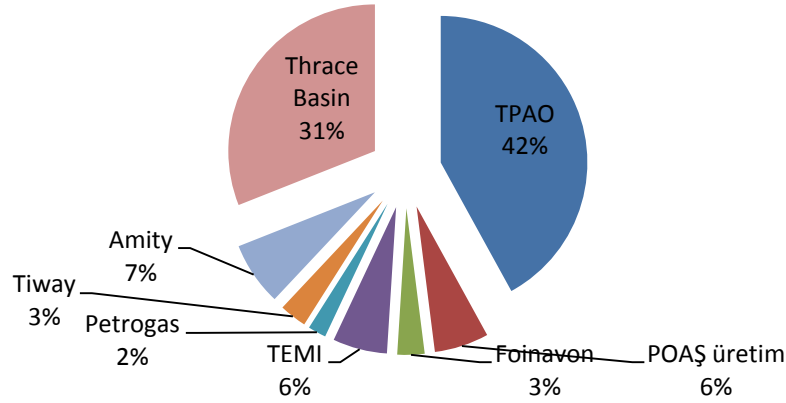
şirketlerince Güney Doğu Anadolu, Trakya ve Batı Karadeniz bölgelerinde üretilen doğal gaz, üretim bölgelerinde bulunan sınai ve ticari kuruluşlara, dağıtım şirketlerine ve toptan satış şirketlerine sunulmaktadır.

Tablo 3: 2006-2011 Yılları Doğal Gaz Üretim Miktarları (milyon m³)

Yıllar	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Miktar	948	874	969	687	682	760

Kaynak: EPDK, **Doğal Gaz Piyasası: 2011 Yılı Sektör Raporu** (Ankara, 2012), 30

Bu şirketler tarafından 2011 yılında gerçekleştirilen 760 milyon m³'lük doğal gaz üretiminin önemli miktardaki kısmı; TPAO ve Thrace Basın Natural Gas Corporation şirketleri tarafından gerçekleştirilmiştir. Şekil 13 2011 yılında gerçekleştirilen üretimin şirketlere göre paylarını göstermektedir.



Şekil 13: 2011 Yılı Toptan Satış Lisansı Sahibi Üretim Şirketlerinin Üretim Payları

Kaynak: EPDK, **Doğal Gaz Piyasası: 2011 Yılı Sektör Raporu** (Ankara, 2012), 31

Türkiye'nin doğal gaz iç üretiminin tüketimini karşılamakta yetersiz olduğunu söylemiştik. Bunun nedeni hem arama faaliyetlerinin düşük seviyede olması hem de yeterli oranda ispatlanmış kaynak tabanının (resource base) olmamasıdır. Artan enerji talebi ve yetersiz iç üretim arz talep arasındaki açığın ithalat aracılığıyla

kapatılmasını zorunlu kılmıştır. Tablo 4 2005-2011 yılları arasında gerçekleşen doğal gaz ithalatının ülkelere göre miktarları gösterilmiştir.

Tablo 4: 2005-2011 Yılları Doğal Gaz İthalat Miktarı (milyon sm³)

Yıllar	Rusya	İran	Azerbaycan	Cezayir	Nijerya	Spot LNG	Toplam
2005	17.524	4.248	0	3.786	1.013	0	26.571
2006	19.316	5.594	0	4.132	1.1	79	30.221
2007	22.762	6.054	1.258	4.205	1.396	167	35.842
2008	23.159	4.113	4.58	4.148	1.017	333	37.35
2009	19.473	5.252	4.96	4.487	903	781	35.856
2010	17.576	7.765	4.521	3.906	1.189	3.079	38.036
2011	25.406	8.19	3.806	4.156	1.248	1.069	43.874

Kaynak: EPDK, **Doğal Gaz Piyasası: 2011 Yılı Sektör Raporu** (Ankara, 2012), 31

Yeni yasayla birlikte ithalat yapacak firmalara lisans alma koşulu getirilmiştir. Yeterli gereklilikleri sağlayan firmalara ithalat lisansı Kurum tarafından verilmektedir. İthalat lisansı alan ithalatçıların doğal gazı toptan piyasaya, serbest tüketicilere veya ihracatçılara satmaya hakları vardır. Temin edilen doğal gazın miktarı yıllık ulusal gaz tüketim tahmininin yüzde yirmisi ile sınırlandırılıp piyasa gücü oluşturulmasına izin verilmemiştir.

1986 yılında BOTAŞ ile Gazprom Export Limited Liability Company ile imzalanan doğal gaz alım satım anlaşması 31.12.2011 tarihinde sona ermiştir. İlgili mevzuat gereğince BOTAŞ'ın sahip olduğu 18.04.2003 tarih ve DİT/131-09/012 sayılı ithalat lisansı, Enerji Piyasası Düzenleme Kurulu'nun 26.10.2011 tarih ve 3475/8 sayılı Kararı ile sona erdirilmiştir. Kanun'un Geçici ikinci maddesine göre bu tarihten sonraki yeni ithalat sözleşmelerine esas ithalat lisansı verilebilmesi ve bu amaçla doğal gaz piyasasında rekabetçi bir ortam oluşturmak maksadıyla 26.10.2011 tarih ve 3476 sayılı Kanun Kararı alınmıştır.

Bu Kanun 4 üncü maddesi kapsamında 26 adet tüzel kişilik ithalat lisansı almak için başvuruda bulunmasına rağmen, Kanun'da belirtilen ithalat lisansı almak için gerekli "İthal edilecek doğal gazın kaynağı, rezervleri, üretim tesisleri ve iletim sistemi hakkında kesin bilgi ve garantinin bulunması" hükmünü gerekliliklerini süre içerisinde EPDK'ya sunamadıklarından dolayı tüm başvurular iade edilmiştir.

Kanunda ön görülen sözleşme devri mekanizması BOTAŞ'ın 30.11.2005 tarihinde 6 adet alım sözleşmesi için 6 ayrı ihaleye çıkmasıyla başlamıştır. Bu ihalelerde 250

milyon cm³'lük lotlar üzerinden 64 lota karşılık gelen 16 milyar cm³/yıl miktardaki kısım devir edilmiştir. Bu ihalelerden geçerli olanları Tablo 5'te verilmiştir.

Tablo 5: Sözleşme Devir Miktarları (milyon cm³)

Lisans Sahibi	Miktar
Shell Enerji A.Ş.	250
Bosphorus Gaz Corporation A.Ş.	750
Enerco Enerji San. Tic. A.Ş.	2500
Avrasya Gaz A.Ş.	500

Kaynak: EPDK, Doğal Gaz Piyasası: 2011 Yılı Söktör Raporu
(Ankara,2012), 33

Söz konusu şirketlerden Shell Enerji A.Ş. Aralık 2007'de, Bosphorus Gaz Corporation A.Ş. 3 Ocak 2009'da, Enerco Enerji Sanayi ve Ticaret A.Ş. ve Avrasya Gaz A.Ş. ise Nisan 2009'da ithalat faaliyetine başlamış bulunmaktadır (EPDK, 2011, 33)

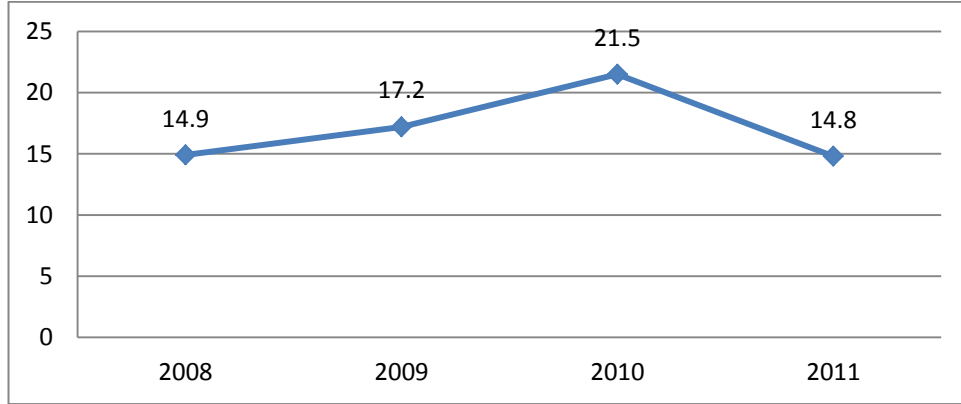
Arz kaynaklarını çeşitlendirmek ve arz güvenliğini sağlamak açısından boru hatları ile iletimin yanında ekonomik ve teknik nedenlerden dolayı doğal gaz -162 °C 'ye kadar soğutularak hacmi 600 kata kadar küçültülen sıvılaştırılmış doğal gaz (LNG (Liquified Natural Gas)) ithali yapılarak da doğal gaz temin edilebilmektedir. Bu işlem özel yapım LNG tankerleri ile yapılmaktadır.

İlk olarak BOTAŞ tarafından 1988 yılında imzalan anlaşma kapsamında 1994 yılından itibaren Cezayir'den LNG alımına başlanmıştır. 1995 yılında imzalanan alım anlaşması kapsamında ise 1999 yılından itibaren Nijerya'dan LNG alımına başlamıştır.

5786 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu ve Bazı Kanunlarda Değişiklik Yapılmasına Dair Kanun'da LNG ithalatı tüm piyasa katılımcıları için serbestleştirilmiştir. Daha önceden düzenlenmemiş olan spot LNG ithalatı düzenleme altına alınmış ve ayrıca tek bir ithalat (Spot LNG) lisansı kapsamında birden fazla ülkeden ithalat yapılabilmesinin önü açılmıştır.

Yeni piyasa Kanunundan sonraki dönemlerde doğal gaz tüketimi içerisindeki LNG'nin payı Şekil 14'te gösterilmiştir. Belli bir artıştan sonra 2011 yılında LNG

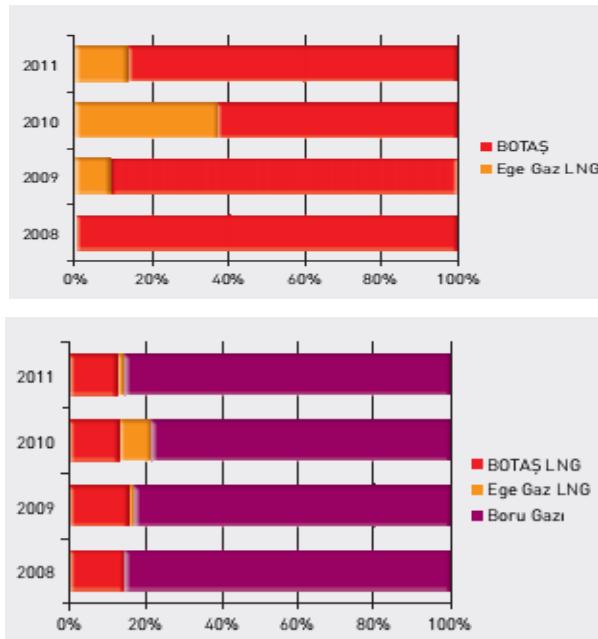
ithalatının düşmesinde uluslararası düzlemde meydana gelen LNG talep artışının LNG fiyatlarını artırması ve Türkiye'nin de bu durumdan etkilenmesi olarak bakabiliriz.



Şekil 14: 2008-2011 Ulusal Doğal Gaz Tüketimi İçerisinde LNG Tüketim Payları

Kaynak: EPDK, Doğal Gaz Piyasası: 2011 Yılı Söktör Raporu (Ankara, 2012), 34

Şekil 15'te ise ulusal gaz tüketiminin boru hattı gazı ile LNG ithalat miktarlarını ve BOTAŞ ile Ege Gaz A.Ş.'in şirket bazında payları gösterilmektedir.

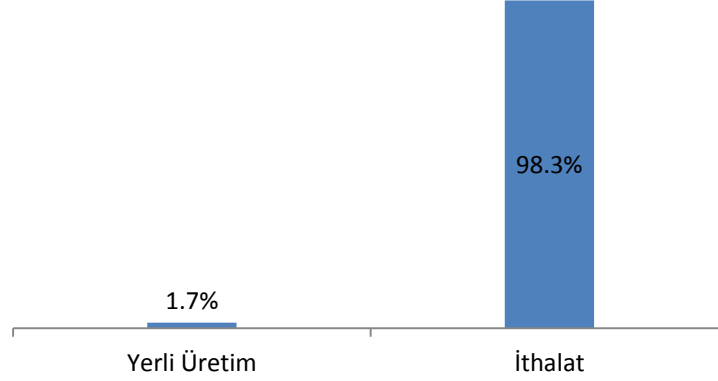


Şekil 15: 2008-2011 Yılları LNG ve Boru Gazı İthalat Miktarları Pay Değişimi ve LNG İthalatını Gerçekleştiren Şirketlerin Payları

Kaynak: EPDK, Doğal Gaz Piyasası: 2011 Yılı Söktör Raporu (Ankara, 2012), 35

Türkiye'de doğal gaza olan talep Dünya ile paralel olarak her geçen gün artmaktadır. Artan talep yerli üretim tarafından karşılanmadığı için ithalat devreye girmektedir.

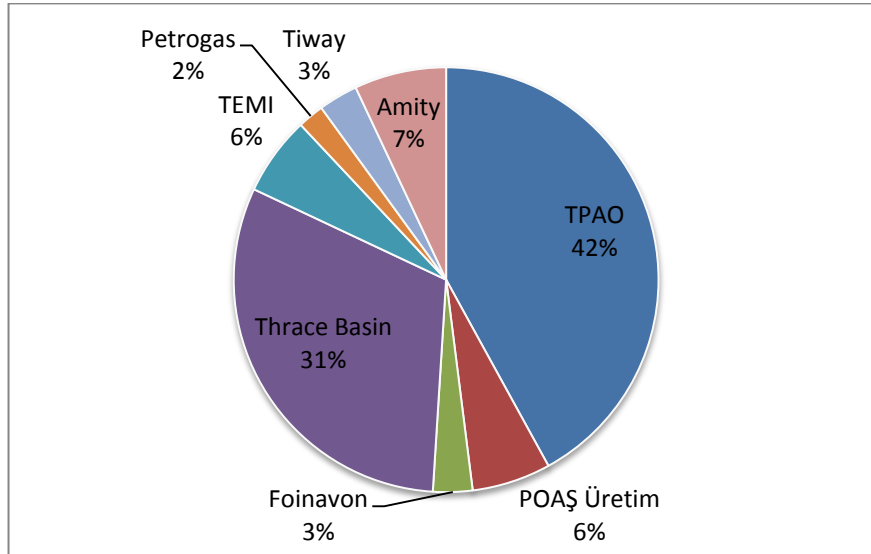
2011 yılı itibariyle Türkiye'ye de doğal gaz arzının %1,7'lik kısmı yurt içindeki üretimlerden karşılanmışken %98,3'ü ithalat tarafından karşılanmıştır (Şekil 16).



Şekil 16: 2011 Toplam Doğal Gaz Arzının Karşılandığı Kaynakların Payları

Kaynak: EPDK, **Doğal Gaz Piyasası: 2011 Yılı Söktör Raporu** (Ankara, 2012), 36

İthalat lisansı alan şirketlerin 2011 yılında gerçekleştirmiş oldukları ithalatın piyasa payları ise Şekil 17'de gösterilmiştir.



Şekil 17: 2011 Yılı İthalat Şirketlerinin Piyasa Payları

Kaynak: EPDK, **Doğal Gaz Piyasası: 2011 Yılı Söktör Raporu** (Ankara, 2012), 37

Yurt dışına doğal gaz ihracatı ilk BOTAŞ tarafından 2007 yılında 31 mcm ile başlamıştır. 2008 yılında 435 mcm, 2009 yılında 708 mcm olarak gerçekleşen doğal gaz ihracatı 2010 yılında azalarak 649 mcm'e düşmüştür. 2011 yılı itibariyle bu rakamın 713 mcm olacağı öngörülmektedir (EIA, 2012).

BOTAŞ'ın yanında Kurumdan ihracat lisansı alan üç tane özel şirket vardır. Bu şirketler lisanslarında belirtilen ülkeler dahilinde ihracat faaliyetini gerçekleştirebilirler. Aşağıdaki tabloda ihracat lisansı alan ve hangi ülkeye ihracat yapacağı bilgileri verilen şirketler gösterilmiştir.

İhracat lisansı alan şirketler arasından halihazırda sadece BOTAŞ faaliyette bulunmaktadır. BOTAŞ, lisansı çerçevesinde Yunanistan'a doğal gaz ihracatı gerçekleştirmektedir. 23 Şubat 2003 tarihinde imzalanan Hükümetler arası Anlaşma ve 23 Aralık 2003 tarihinde BOTAŞ ile DEPA (Dimosia Epichirisi Paroxis Aeriou-Yunanistan) arasında imzalanan Doğal Gaz Alım Satım Anlaşması sonrası Temmuz 2005'te inşaatına başlanan Türkiye-Yunanistan Doğal Gaz Boru Hattı'nın tamamlanması ile 18.11.2007 tarihinde Yunanistan'a doğal gaz ihracatına başlanmıştır. Azeri Şah Deniz-1 sahasından alınan gazın Yunanistan'a satılmasına ilişkin Alım Satım Anlaşması yıllık 750 milyon cm³' lük bir sevkiyatı içermektedir.

Tablo 6: İhracat Lisansı Sahibi Şirketler ve İhraç Edilecek Ülkeler

Lisans Sahibi	Ülke	Başlangıç Tarihi	Bitiş Tarihi
DEMİRÖREN EGL GAZ TOPTAN TİCARET ANONİM ŞİRKETİ	Yunanistan	12.04.2012	12.04.2027
TMAK NATURAL GAS İHRACAT TİCARET LİMİTED ŞİRKETİ.	Makedonya	22.03.2012	22.03.2042
EGE GAZ ANONİM ŞİRKETİ	Yunanistan	11.11.2010	11.11.2040
LİQUEFİED NATURAL GAS İHRACAT TİCARET LTD.ŞTİ.	Yunanistan	27.10.2010	27.10.2040
SETGAZ DOĞALGAZ İTHALAT İHRACAT VE TOPTAN SATIŞ ANONİM ŞİRKETİ	Bulgaristan	08.04.2010	08.04.2040
BORU HATLARI İLE PETROL TAŞIMA A.Ş.	Yunanistan	06.04.2004	06.04.2014

Kaynak: EPDK, **Doğal Gaz Piyasası: 2011 Yılı Söktör Raporu** (Ankara, 2012), 37

Doğal gazın arzında mevsimlik ve günlük değişimlerle başa çıkabilmek ve sistemin düzgün işlemesini sağlamak amacıyla depolama tesislerine ihtiyaç duyulmaktadır. Türkiye'de depolama lisansı verilen şirketler Tablo 7'de belirtilmiştir.

EPDK 28.03.2012 tarihinde onayladığı Silivri Depolama faaliyetlerinin temel kullanım ilke ve prosedürlerine göre üçüncü tarafların erişimi kolaylaştırılmıştır ve kapasite ayırımı 20.04.2012'de TPAO'nun ilanı ile başlamıştır.

Bu tesislerin dışında devam eden bir yer altı doğal gaz depolama projesi de bulunmaktadır. Tuz gölünün altına yapılması planlanan depo 2015 yılında tamamlanacak ve 40 milyon m³ doğal gaz depolama kapasitesine sahip olacaktır.

Doğal gaz piyasasının serbestleştirilmesinden sonra pek çok firma toptan satış lisansı alıp bu piyasada faaliyet göstermektedir. Kanun gereği ithalatçı firmalar toptan satış lisansı almadan da bu piyasada faaliyet gösterebilmektedir.

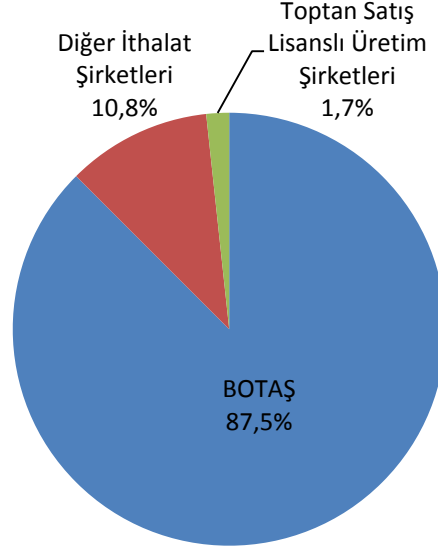
Tablo 7: Depolama Lisansı Verilen Şirketler

Unvan	Lisans Türü	Başlangıç T.	Bitiş T.	Yer	Kapasite
BORU HATLARI İLE PETROL TAŞIMA A.Ş.	Depolama Lisansı (Yer Altı)	27.06.2007	27.06.2037	Sultanhanı/ Aksaray	255000 m ³ LNG
TÜRKİYE PETROLLERİ ANONİM ORTAKLIĞI	Depolama Lisansı (Yer Altı)	18.04.2003	18.04.2033	Silivri/ İstanbul	280000 m ³ LNG
BORU HATLARI İLE PETROL TAŞIMA A.Ş.	Depolama Lisansı (LNG)	04.04.2003	04.04.2013	Marmara Ereğlisi/ Tekirdağ	2661000000 m ³
EGE GAZ ANONİM ŞİRKETİ	Depolama Lisansı (LNG)	04.04.2003	04.04.2033	Aliaga/İzmir	1500000000 m ³

Kaynak: EPDK, **Doğal Gaz Piyasası: 2011 Yılı Söktör Raporu** (Ankara, 2012), 39

Kanun'un çıktığı dönemdeki arz talep koşulları ve BOTAŞ'ın uzun dönemli anlaşmalardan kaynaklanan yükümlülüklerinin doğrudan sonucu olarak Kanunda sözleşme devri modeli öngörülmüştür. Fakat sözleşmelerin özel sektöre devri 2011 yılı sonu itibariyle pek ilerleme göstermemiştir. Şekil 18'de gösterildiği gibi doğal gaz tüketiminin %87,5'lik kısmı piyasanın ana tedarikçi olan BOTAŞ tarafından karşılanmıştır. Sözleşme devri mekanizması sonucu piyasa tedarikçisi olan dört şirket ile ithalat (spot LNG) lisansı sahibi şirketlerin piyasadaki payları toplamı %10,8, toptan satış lisansı sahibi üretim şirketlerinin payları ise %1,7 olarak gerçekleşmiştir (EPDK, 2011, 41).

BOTAŞ'ın piyasadaki payı yıllar itibariyle düşse de yine de piyasadaki dominant rolünü kaybetmemiştir.



Şekil 18: İthalatçı Şirketler ve Üretim Şirketlerinin 2011 yılı Piyasa Payları

Kaynak: EPDK, **Doğal Gaz Piyasası: 2011 Yılı Söktör Raporu** (Ankara, 2012), 41

Boru hatlarıyla taşıdığı doğal gazı toptan piyasasında kullanıcılarına sunan şirketlerin 2011 yılı itibariyle piyasaya sundukları doğal gazın miktarı ulusal tüketimin ancak %1,75’lik kısmı kadardır. LNG ile gerçekleştirilen doğal gaz satışın ulusal tüketim içerisindeki payı ise %1,5’tir.

Diğer bir form olan sıkıştırılmış doğal gaz (Compressed Natural Gas, CNG) miktarlarına baktığımızda giderek artan bir eğilimin olduğunu görmekteyiz. CNG lisansına sahip şirketler, doğal gazı kuyu başı, ulusal iletim şebekesi veya şehir içi dağıtım sisteminden, tedarikçilerden satın alıp sıkıştırıp, basınçlı kaplara koyarak özel araçlar vasıtasıyla taşıyıp satışını gerçekleştirmektedir. Toptan piyasada faaliyette bulunan CNG lisanslı şirketlerin 2007-2011 yılları arasında gerçekleştirmiş oldukları satış miktarları aşağıdaki tabloda verilmiştir.

Tablo 8: 2007-2011 Yılları CNG Satış Miktarları (milyon sm³)

Yıllar	2007	2008	2009	2010	2011
Oran	%1,5	%1,3	%1,3	%1,5	%1,5

Kaynak: EPDK, **Doğal Gaz Piyasası: 2011 Yılı Söktör Raporu** (Ankara, 2012), 42

Boru hattı ile iletim faaliyetleri sadece BOTAŞ tarafından gerçekleştirilmektedir. “Kanun gereği, BOTAŞ’ın yatay bütünleşmiş tüzel kişiliğe uygun olarak yeniden yapılandırılması sonucunda ortaya çıkacak şirketlerden iletim faaliyeti yapan şirketin kamu niteliğinin devam edeceği öngörülmektedir” (EPDK, 2011).

Rekabetin kurumsallaşması için üçüncü tarafların şebekeye erişimi çok önemlidir. Yeni yasa ile birlikte üçüncü tarafların iletim hatlarına erişimi kolaylaştırılmıştır. Kanun, iletim şirketini erişim talebinde bulunan yasal kullanıcıyı bir yıl içerisinde en uygun sisteme bağlamakla yükümlü kılmıştır. 2001 Kanun’a göre var olan, planlanan ve yapım aşamasındaki iletim hatları BOTAŞ’ın mülkiyeti altındadır ve doğal gazın taşınması için imtiyaz hakkına sahiptir.

BOTAŞ doğal tekel konumunu iletim hatlarında sürdürmekte olup ithalat, toptan satış, üretim ve ihracat alanlarına faaliyette bulunan firmalara iletim hizmetini sunmaktadır. BOTAŞ aynı zamanda üreticiler, serbest tüketiciler, depolama firmaları ve diğer iletim şirketleri ile teslimat sözleşmeleri yapmaktadır.

2012 yılında doğal gaz iletim hatları 12215 km uzunluğa ulaşmıştır. Ana iletim hatlarından başlıcaları şunlardır:

-Rusya Federasyonu-Türkiye Doğal Gaz Ana İletim Hattı: uzunluğu 845 km olup Bulgaristan sınırında Malkoçlar’dan girip, Ambarlı, İstanbul, İzmit, Bursa, Eskişehir güzergâhını takip ederek Ankara’ya ulaşır. Hattın Trakya Bölgesindeki kısmı 1987’de, geri kalan bölümü ise 1988 yılında işletmeye alınmıştır.

- Doğu Anadolu Doğal Gaz Ana İletim Hattı: Yaklaşık 1491 km. uzunluğunda olan Doğu Anadolu Doğal Gaz Ana İletim Hattı Doğubayazıt’tan başlayıp, Erzurum, Sivas ve Kayseri üzerinden Ankara’ya uzanmakta, bir branşman da Kayseri, Konya üzerinden Seydişehir’e ulaşmaktadır. Başta İran olmak üzere doğudaki kaynaklardan alınacak doğal gazın taşınması amaçlanmıştır.

-Rusya - Samsun - Ankara Doğal Gaz İletim Hattı (Mavi Akım): 2003 yılında işletmeye alınan, Mavi Akım Projesi’nin Türkiye topraklarındaki kısmı Samsun’dan başlayarak Amasya, Çorum, Kırıkkale üzerinden Ankara’ya ulaşmakta, Polatlı yakınlarında Malkoçlar-Ankara iletim hattı ile birleşmektedir.

-Türkiye – Yunanistan Doğal Gaz Boru Hattı: AB Komisyonu INOGATE (Interstate Oil and Gas Transport to Europe) Programı çerçevesinde, Hazar Havzası, Rusya, Orta Doğu, Güney Akdeniz ülkeleri ve diğer uluslararası kaynaklardan sağlanacak doğal gazın Türkiye ve Yunanistan üzerinden, Avrupa pazarlarına nakli için Güney Avrupa Gaz Ringi Projesi’nin ilk halkasıdır. 2018 yılında

Yunanistan-İtalya bağlantısının da devreye alınmasıyla İtalya pazarına da erişim imkânı sağlanacaktır. Proje kapsamında, plato seviyede Yunanistan’a 3,6

bcm/yıl ve İtalya'ya 8 bcm/yıl olmak üzere toplam 11,6 bcm/yıl hacmindeki gazın Hazar kaynaklarından sağlanarak Türkiye üzerinden taşınması planlanmaktadır. Projenin kara kesimi Gümölcine (Komotini)'den Yunan Adriyatik kıyısına kadar 592 km, deniz geçişi kesimi ise 212 km. uzunluğunda olup, azami derinlik 1.450 m olarak öngörülmektedir.

- Azerbaycan – Türkiye Doğal Gaz Boru Hattı (Şahdeniz): Azerbaycan'da üretilecek olan doğal gazın Gürcistan üzerinden Türkiye'ye taşınması amacıyla BOTAŞ ve SOCAR (Azerbaycan Devlet Petrol Şirketi) arasında 2001 yılında anlaşma imzalanmıştır. Boru Hattı 2007 yılında işletmeye alınmıştır.

Bu ana iletim hatlarının yanında farklı uzunluk ve çapta iletim hatları da bulunmaktadır.

BOTAŞ'ın mevcut iletim hatlarına ek olarak enerji koridoru olma amacıyla çeşitli ülkelerle anlaşmalı yapmış olduğu bir takım projeler de bulunmaktadır. Bunlardan en önemlileri Nabucco projesidir.

Bu proje ile Orta Doğu ve Hazar Bölgesi doğal gaz rezervlerinin Avrupa'ya taşınması amaçlanmaktadır. Türkiye-Bulgaristan-Romanya-Macaristan-Avusturya boyunca uzanan bu boru hattı Avusturya'nın Avrupa'da doğal gaz dağıtım noktası olmasından faydalanılarak Batı Avrupa'daki doğal gaz talebine cevap vermek istenmektedir. Yıllık taşıma kapasitesi 31 bcm olan boru hattının 2512 km'si ülkemizde olmak üzere toplam 3825 km'lik bir boru hattıdır.

Şah Deniz Faz II Projesi'nde üretilecek doğal gazın Türkiye içerisinde müstakil Anadolu Geçişli Doğal Gaz Boru Hattı (TANAP) projesi ile Nabucco birleştirilip Azerbaycan gazının Avrupa'ya taşınmasına yönelik çalışmalar yapılmış gerekli imzalar atılmıştır.

Sadece boru hatlarıyla doğal gaz taşınmamaktadır. LNG lisansı alınarak da doğal gaz taşıma işlemi gerçekleştirilebilmektedir. Doğal gaz piyasasında boru hattı taşımacılığında BOTAŞ tek kurum olmasına karşılık LNG taşımacılığın birçok özel şirket faaliyet gösterebilmektedir. 2012 yılı itibariyle Kurum'dan LNG lisansı alan 19 firma bulunmaktadır

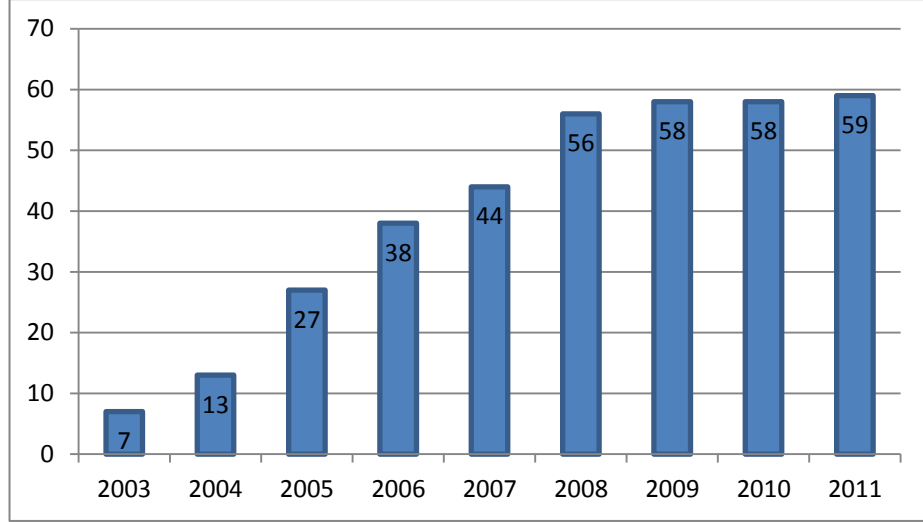
Tablo 9: Yıllar İtibariyle LNG ve BoruHattı ileYapılan İthalat Miktarları (mcm)

Yıllar	LNG	Boru Hattı
1994	351	4962
1995	1318	5563
1996	2509	5530
1997	2998	6586
1998	3347	6547
1999	3337	8699
2000	4298	10082
2001	4825	10929
2002	4879	12231
2003	4561	16089
2004	4133	17599
2005	4801	21772
2006	5309	24910
2007	5768	30064
2008	5498	31655
2009	6171	29685
2010	8175	29862
2011	6474	37431

Kaynak: EPDK, **Doğal Gaz Piyasası: 2011 Yılı Söktör Raporu** (Ankara, 2012)

2001 Kanun’u ve Kanun’a dayanarak hazırlanan ikincil mevzuatlarla doğal gaz dağıtım ihaleleri düzenlenmiş ve dağıtım faaliyetinin özel sektöre devredilmesi sağlanmıştır. Kurum tarafından açılan şehir içi dağıtım ihaleleri sonrası günümüzde 64 adet dağıtım lisansı verilmiştir. İhale edilecek dağıtım lisansların varlığını da göz önünde bulundurursak bu sayı ilerleyen yıllarda artacaktır.

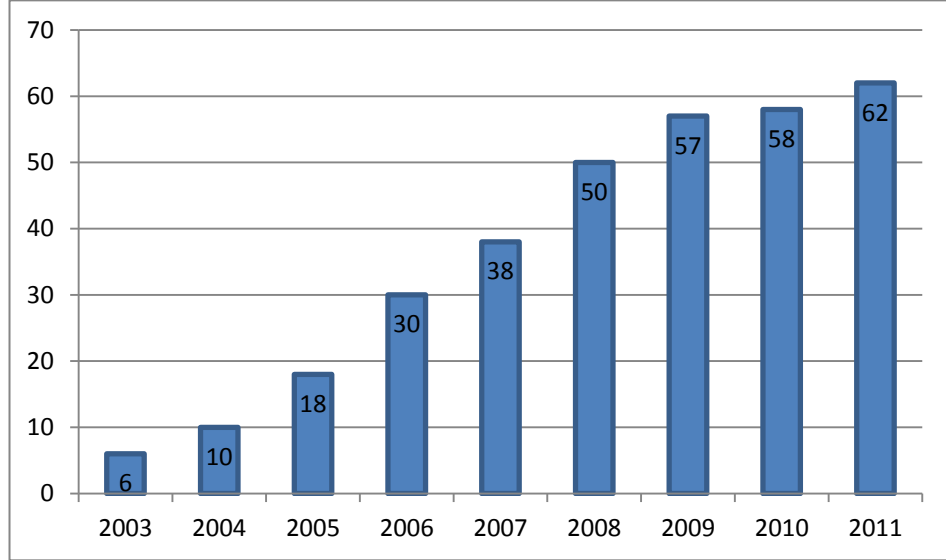
2001 yılında Türkiye’de sadece 6 ilde doğal gaz kullanılıyorken 2011 yılına gelindiğinde dağıtım lisansı alan şirket sayısı 62’ye, doğal gaz arzı sağlanan dağıtım bölgesi 59’a çıkmıştır (Şekil 19).



Şekil 19: 2003-2011 Yılları Gaz Arzı Sağlanan Dağıtım Bölgesi Sayıları

Kaynak: EPDK, **Doğal Gaz Piyasası: 2011 Yılı Söktör Raporu** (Ankara, 2012), 45

2011 yılı sonu itibariyle toplam 62 ilde konut ve sanayiye doğal gaz arzı sağlanmaktadır. Doğal gaz arzı henüz sağlanmayan illere de ise BOTAŞ tarafından yapılacak boru hatlarının tamamlanmasından sonra bu iller için Kurum tarafından dağıtım ihaleleri açılacak ihalelerin alınmasıyla bu illere de doğal gaz arzı sağlanmış olacaktır.

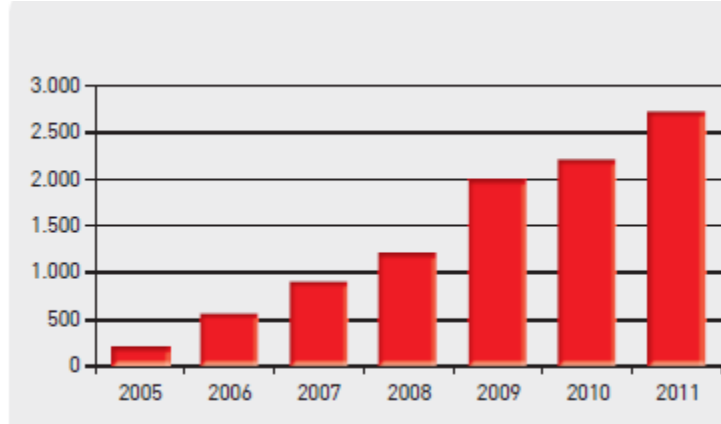


Şekil 20: 2003-2011 Yılları Arası Doğal Gaz Arzı Sağlanan İller

Kaynak: EPDK, **Doğal Gaz Piyasası: 2011 Yılı Sektör Raporu** (Ankara, 2012), 45

2011 yılı sonuna kadar; dağıtım ihalelerinin gerçekleştirilerek dağıtım lisansı almış olan şirketler tarafından lisansları kapsamındaki dağıtım bölgelerinde gerçekleştirilmiş toplam yatırım tutarı 2,7 milyar TL'yi aşmış olup, inşa edilen çelik

boru hattı uzunluğu yaklaşık 3.540 km, polietilen boru hattı uzunluğu ise yaklaşık 27.320 km'yi bulmaktadır. Bu dağıtım bölgelerinde yaklaşık 48.400 kişiye doğrudan ve dolaylı istihdam sağlanmış, yaklaşık 2.200.000 abone sayısına ulaşılmıştır.



Şekil 21: İhale İle Lisans Alan Şirketlerin Toplam Yatırım Miktarı (milyon TL)

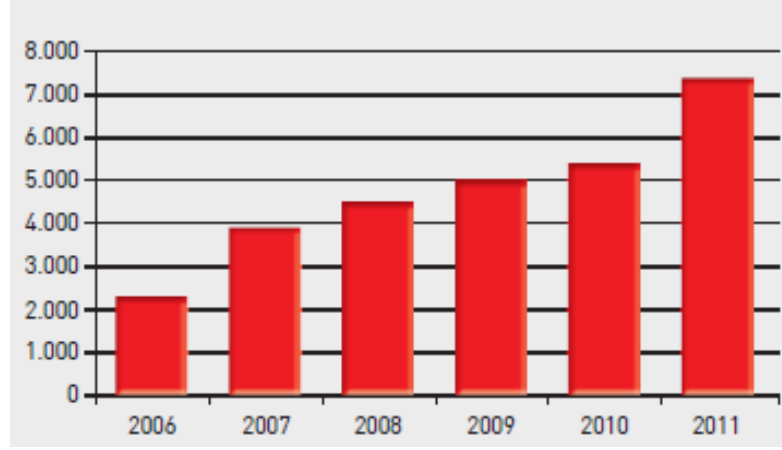
Kaynak: EPDK, **Doğal Gaz Piyasası: 2011 Yılı Sektör Raporu** (Ankara, 2012), 57

Kanun öncesinde doğal gaz kullanan 7 dağıtım bölgesinde ise; yaklaşık 3.850 km çelik boru hattı, 28.870 km polietilen boru hattı inşa edilmiş, yapılan toplam yatırım tutarı yaklaşık 5 milyar TL'yi aşmış ve 29 bin kişiye doğrudan ve dolaylı istihdam sağlanmıştır. Söz konusu bölgelerde yaklaşık 6.900.000 abone sayısına ulaşılmıştır.

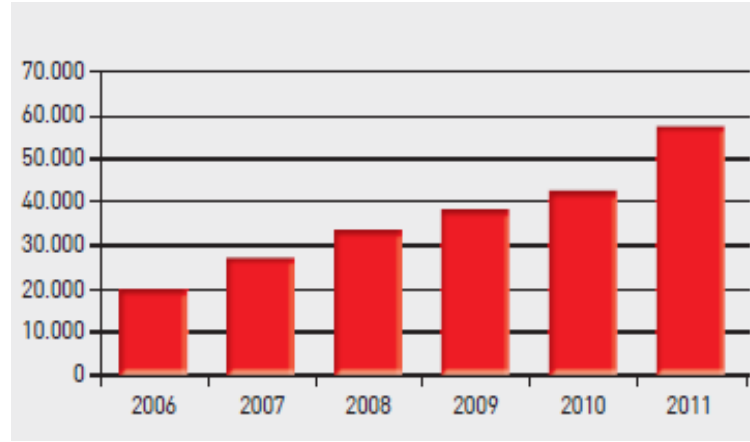
2011 yılı sonu itibariyle Türkiye'deki tüm doğal gaz dağıtım bölgelerinde yaklaşık;

- 7.400 km çelik boru hattına,
- 56.200 km polietilen boru hattına,
- 9.100.000 abone sayısına,
- 77.800 kişiye doğrudan ve dolaylı istihdama,
- 7,9 milyar TL toplam yatırım tutarına,

erişilmiştir.



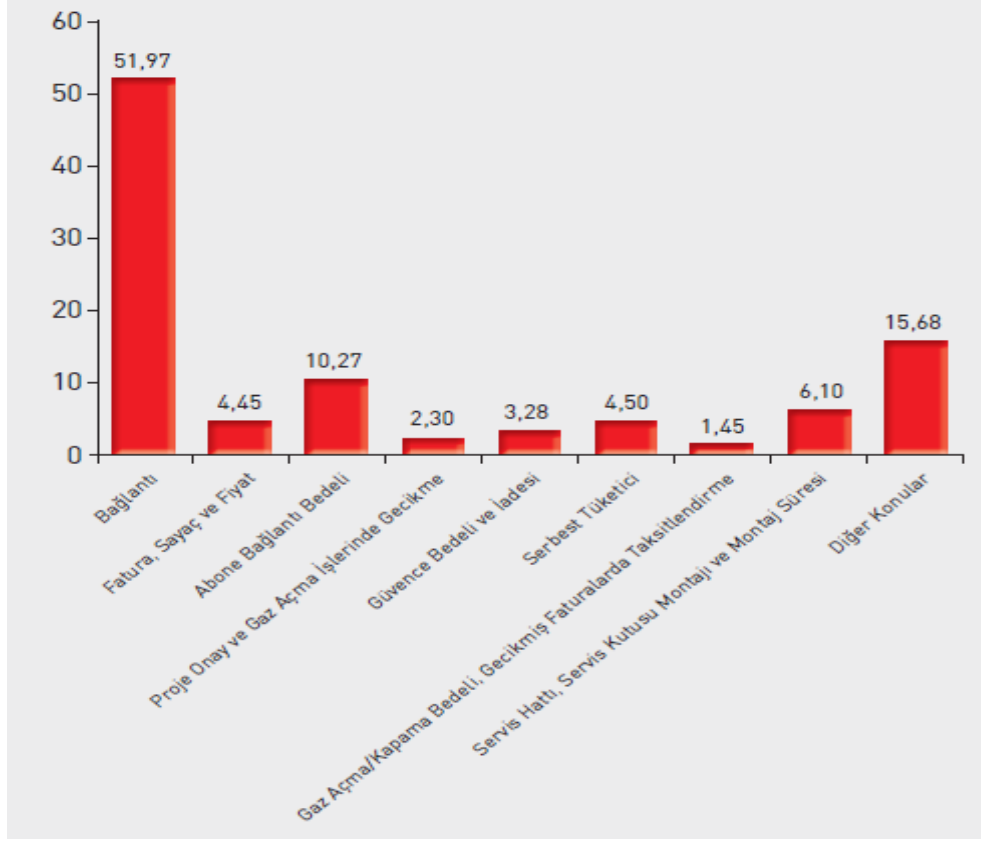
Şekil 22: Dağıtım Bölgeleri Toplam Çelik Şebeke (Km)



Şekil 23: Dağıtım Bölgeleri Toplam Polietilen Şebeke(km)

Kaynak: EPDK, **Doğal Gaz Piyasası: 2011 Yılı Sektör Raporu** (Ankara, 2012), 47,48

2011 Kanunu EPDK'ya dağıtım ihalelerini verdiği şirketlerin faaliyetlerini denetleme görevini de vermektedir. EPDK, müşterilerin doğal gaz arzında yaşadıkları sıkıntıları Bilgi Edinme Hakkı Kanunu çerçevesinde ele alıp gerekli incelemeleri yapmayı ihmal etmemektedir. Kuruma iletilen sorunların genelini dağıtım şirketleri ile yaşanan problemler oluşturmaktadır. Her bir şikayet mevzuata uygun olarak değerlendirilip ilgili dağıtım şirketinden gerekli bilgi, belge ve açıklama istenmekte, ortada bir hatalı uygulama varsa düzeltilmekte ve şikayeti yapan kullanıcıya gerekli bilgi verilmektedir.



Şekil 24: 2011 Yılında EPDK'ya Yapılan Tüm Başvuruların Konularına Göre Dağılımı(%)

Kaynak: EPDK, **Doğal Gaz Piyasası: 2011 Yılı Sektör Raporu** (Ankara, 2012), 59

2011 yılı içerisinde dağıtım şirketleri tarafından toplam 1.203.155 adet abonelik yapılmış olup, bu aboneliklerin yaklaşık %93'ü konut, %4'ü ticarethane, %2'si resmi daire, sanayi ve diğer aboneliklerden oluşmaktadır.

Dağıtım şirketleri tarafından 2011 yılı içerisinde yapılan yeni aboneliklerle birlikte , 2011 yılı sonu itibariyle ulaşılan toplam abone sayısının türlere göre dağılımı yaklaşık %90 konut, %8 ticarethane ve geriye kalan %2 'lik kısım resmi daire, sanayi ve diğer abonelik şeklinde gerçekleşmiştir.

57 dağıtım şirketinin dağıtım bölgelerindeki müşterilerinin 01.11.2010-31.10.2011 tarihleri arasında tüketilen miktarların analizi yapılmış ve aşağıdaki tablo elde edilmiştir. En yoğun tüketimin 100.000 sm³/yıl ve 700.000 sm³/yıl üzerindeki aralıklarda olduğu görülmüştür. Sırasıyla toplam tüketim içindeki payları %54,89 ve %38,65 olarak gerçekleşmiştir. 100.000-700.000 sm³/yıl aralığında tüketilen doğal gaz miktarın en büyük kısmı 100.000-200.000 sm³/yıl aralığında gaz tüketen müşterilerce tüketilmiştir. En az tüketim aralığı ise 600.001-700.000 sm³/yıl ve

500.001-600.000 sm³/yıl olduğu tespit edilmiştir. Yapılan analiz sonuçları Tablo 10'da özetlenmiştir.

Tablo 10: 01.11.2010-31.10.2011 Tarihleri Arasındaki Tüketim Profili

Tüketim Miktarı Aralığı(sm³/yıl)	Tüketim Miktarı Aralığındaki Yüzdesi
.....<100.000	54,89
100.000-200.000	2,56
200.001-300.000	1,13
300.001-400.000	0,83
400.001-500.000	0,71
500.001-600.000	0,62
600.001-700.000	0,61
700.001<.....	38,65
Genel Toplam	100,0

Kaynak: EPDK, **Doğal Gaz Piyasası: 2011 Yılı Sektör Raporu** (Ankara, 2012), 63

Kurulun bütün tüketiciler serbest tüketici olana kadar her yıl serbest tüketici olma sınırlarını yeniden belirleyeceğini 2001 Kanunu bölümünde söylemiştik. Bu anlamda 2010 yılında yapılan çalışmaya göre 1.000.000 sm³ olan serbest tüketici olma sınırı 800.000 sm³ 'e düşürülmüştür. 2011 yılı analizi ışığında ise doğal gaz piyasasında serbest tüketicilere 2012 yılı boyunca uygulanacak serbest tüketici olma sınırı 300 000 sm³ olarak belirlenmiştir.

01.01.2010-31.12.2010 ve 01.01.2011-31.12.2011 tarihleri arasındaki iki dönem incelenerek serbest tüketicilerin tedarikçilerini seçme oranı ve tedarikçilerden doğal gaz alan serbest tüketicilerin tüketimlerinin toplam serbest tüketicilerinin tüketimlerine oranı hesaplanmıştır.

Bu hesaplamalar sonunda birinci dönemde serbest tüketicilerinin tedarikçilerini seçme oranının %14,10 olduğu, tedarikçilerden doğal gaz alan serbest tüketicilerin aldığı doğal gaz miktarının, serbest tüketiciler tarafından satın alınan toplam doğal gazın %79'una tekabül ettiği görülmüştür. İkinci dönemde ise bu rakamlar sırasıyla %13,99 ile %83 olarak gerçekleşmiştir.

Bu analizler ışığında yapılan yorumda ise yüksek miktarda doğal gaz satın alan serbest tüketiciler kendi tedarikçilerini seçme eğiliminde, düşük doğal gaz satın alan serbest tüketiciler ise dağıtım şirketlerinden doğal gaz alma eğiliminde olduğu söylenmektedir. Bu tercihlerin pek çok nedeni olmakla beraber genel itibari ile yüksek doğal gaz tüketimine sahip serbest tüketicilerin, düşük doğal gaz

tüketicilerine oranla tedarikçilerle pazarlık gücünün fazla olması ve piyasada bilgi eksikliği veya bilgi asimetrisi vb. nedenler görülebilir (EPDK,2011,65).

4. TÜRKİYE DOĞAL GAZ PİYASASINDA REGÜLASYONUN ETKİLERİ

Doğal gazın Türkiye’de kullanımı 1980’li yıllara denk gelir ve bu açıdan oldukça genç veya olgunlaşmamış bir endüstri yapısına sahip olduğu söylenebilir. Bununla birlikte 2001 yılında yapılan reformlarla dünya doğal gaz piyasası eğilimlerine uygun hareket etmeye çalışan bir piyasa yapısına kavuşma amacı güdülmektedir. Bu bölümde Türkiye doğal gaz piyasasında gerçekleştirilen yeniden yapılanma süreçleri eşliğinde doğal gaz talep denklemi tahmin edilecektir.

Türkiye’de doğal gaz 1980’li yıllardan itibaren başta elektrik üretimi olmak üzere, sanayi ve konutlarda giderek artan oranda kullanılmaya başlanmıştır. Doğal gaz piyasasında reformun gerçekleştiği yılda birincil enerji arz miktarları arasında doğal gazın payı %13,37 iken 2011 yılına gelindiğinde bu oran artarak %36,80’e yükselmiştir⁶. 2000’li yıllar boyunca da doğal gaz kullanımı %96 oranında artmıştır. Bu artışın arkasında doğal gazın temiz ve güvenli olması, teknoloji ile beraber alt yapıların gelişip yaygınlaşması gibi nedenler bulunmaktadır.

Türkiye’de 1990-1998 yılları arasında yıllık birincil doğal gaz talebi büyüme oranı %15,5 olarak gerçekleşmiş, 1999’da ise bu oran %18,4’e çıkmıştır. Hükümet 1999 ve 2005 yılları arasında çok yüksek oranda olmak üzere yaklaşık %26’lık doğal gaz talebi büyüme oranı beklemektedir⁷. Bu artış doğal gaz piyasasını hükümetin enerji politikalarında odağı haline getirmektedir.

Reform öncesi Türkiye doğal gaz piyasasında BOTAŞ tek hakim firmaydı. Kamu mülkiyetinde dikey bütünleşik bir firma olarak üretim, iletim, ithalat, dağıtım ve depolama segmentlerindeki arama, boru hattı inşası, uzun dönemli gaz alım-satım anlaşmaları ve spot piyasalardan doğal gaz alımı gibi faaliyetleri gerçekleştirmekle yükümlüydü. 2001 yılında yapılan Doğal Gaz Piyasası Kanunu ile BOTAŞ’ın bu segmentlerdeki kanunen verilmiş olan monopol hakkı firmayı dikey ayırtırmaya tabi tutarak elinden alınmıştır.

⁶ IEA, Natural Gas Information (Paris, 2011)

⁷ IEA, Enerji Policies of Iea Countries 2001:Turkey Review (Paris, 2001)

Sektörün ilk yıllarında iktisadi olarak mantıklı olan kamu mülkiyetinde dikey bütünleşik bir yapı doğal tekeller ve ağ endüstrileri hakkında değişen iktisadi görüşle beraber sorgulanmaya başlanmıştır. Ağ endüstrilerinde tüm segmentlerin farklı karakter sergileyebileceği dolayısıyla dikey bütünleşik bir yapıdan ziyade segmentlerin dikey ayrıştırmaya tabi tutulup potansiyel rekabetin olabileceği segmentlere rekabetin getirilmesi görüşü yaygınlaşmıştır.

Dünya'ya koştur olarak Türkiye'de de doğal gaz piyasasının gelişmesiyle beraber bu geleneksel yapı etkin olmayan sonuçlar ortaya çıkarmıştır. BOTAŞ gerektiği gibi doğal gaz hizmetini konut kullanıcılarına kadar genişletememiş ve sağlam bir pazar oluşturmada yetersiz kalmıştır. Ayrıca piyasadaki mevcut monopolistik yapıdan dolayı rekabet engellenmekte ve piyasada bir reformun gerçekleştirilmesi ihtiyacını ortaya çıkarmaktadır (I. Atiyas, Cetin, and Gulen, 2012, 65).

Türkiye doğal gaz piyasası açısından doğu arz kaynakları ile batı talebi arasında köprü vazifesi görebilecek biçimde stratejik olarak önemli bir konumda bulunmaktadır. Bu iki bölge arasında enerji koridoru olabilecek bir potansiyele sahiptir. Doğal gaz arz kaynaklarını birçok ülkeye genişletebilir ve bu durum rekabetçi bir doğal gaz piyasasına kavuşmada yardımcı olabilir. Daha fazla tedarikçi manasına gelen kaynak çeşitliliği doğal gaz piyasasında rekabeti tesis etmek için önemli bir avantaj oluşturmaktadır.

Doğal gazın güvenli ve sürekli bir şekilde temin edilebilmesi tüm ülkeler için olduğu gibi Türkiye için de doğal gaz politikaları dizaynında ilk sıralarda yer almaktadır. Yaşanabilecek herhangi bir arz kesintisinde yeterli depolama imkanının olmamasından dolayı tüketicilerin mağdur olacağı açıktır. 1999'da 8bcm ile neredeyse toplam birincil doğal gaz talebinin %64'ü elektrik üreticilerinden gelmektedir⁸. Elektrik üretiminin bu şekilde yüksek oranda doğal gaza bağımlı olması herhangi bir nedenle yaşanacak arz kesintisi durumunda güç kesintilerinin de olacağını ve bununla ekonomiyi olumsuz etkileyebileceği anlayışı arz güvenliğini sağlama adına yapılacak çalışmaları motive etmektedir.

İç üretimin yetersiz olmasından dolayı Türkiye doğal gaz talebinin neredeyse %98'lik bir kısmını ithalat yoluyla karşılamaktadır⁹. Rusya, İran, Azerbaycan, Cezayir ve Nijerya gibi ülkelerden boru hatları ve LNG gemileriyle doğal gaz

⁸ IEA, Enerji Policies of Iea Countries 2001:Turkey Review (Paris, 2001)

⁹ IEA, Natural Gas Information (Paris, 2012)

temin edilmektedir. Bu ülkeler arasında %57'lik oranı ile Rusya baş ithalatçı ülkedir¹⁰. Doğal gaz alım satım anlaşmaları uzun dönemli olduğundan kısa dönemde gerçekleşen ithalatçı ülke lehine olan değişimler göz ardı edilebilmektedir.

Ayrıca Türkiye'nin bu derece yüksek oranda ithalata bağımlı olması dışsal şoklar karşısında doğal gaz piyasasını hassaslaştırmaktadır. Nitekim 2006 yılında Ukrayna ve İran'ın doğal gaz arzını kısımları sistemin ne kadar hassas olduğunun tartışılmasında neden olmuştur. Yukarıda da değindiğimiz gibi yeterli depolama tesislerinin de yapılmamış/yapılamamış olması bu tür durumlarda talebi karşılamada güçlükler çıkarmaktadır.

Dünya nüfusundaki artışlara paralel olarak ekonomik büyüme çabaları sanayileşme sonrası dönemde çevre kirliliğini gün yüzüne çıkarmıştır. Bir yandan refah artarken diğer yandan yaşanılabilir bir çevrenin tesis edilmesi meselesinin global düzeyde bir endişe kaynağı olması enerji politikalarında daha temiz kaynakların kullanımı teşvike yönlendirmiştir. Bu nedenle fosil yakıtlar arasında CO₂ salınımı en az olan doğal gazın kullanımının yaygınlaştırılması adına piyasadaki olumsuzlukların ortadan kaldırılması hedef alınmıştır.

Yukarıda sayılan birçok nedenden dolayı Türkiye 2001 yılında Doğal gaz piyasasında yapısal bir değişikliğe gitmiştir. Adil, şeffaf ve rekabetçi bir doğal gaz piyasası oluşturulmasının yasal çerçevesi belirlenmiştir. Üretim, iletim, dağıtım ve depolama faaliyetlerindeki BOTAŞ'ın de jure tekel hakkı dikey ayrıştırmaya tabi tutularak elinden alınmıştır. 2001 yılındaki Elektrik Piyasası Kanunu ile bağımsız düzenleyici kurum olarak kurulan EPDK, doğal gaz piyasasındaki aktivitelerin düzenlenmesinden sorumlu tutulmuştur.

Doğal gazın şehirlere dağıtımını kamu ve özel şirketler üstlenebilirler fakat yerel dağıtıcılar BOTAŞ'ı es geçerek doğal gazı ithal edemezler. Doğal gaz piyasasında rekabet tesisi için alt aşamalardaki tüketicilerin üst aşamadaki gaz tedarikçilerine hiçbir bölge kısıtlaması olmadan ve kendi tedarikçilerini kendilerinin seçebilme yasal haklarının olması gerekmektedir (Doane ve Spulber, 1994). Ayrıca kaynak çeşitliliğinin sağlanması doğal gaz piyasasında rekabet için önemli bir kısımdır (Gallick, 1993).

¹⁰ IEA, Natural Gas Information (Paris, 2012)

Bu nedenden dolayı kanun ile birlikte tüm segmentler ayrılmış ve her bir segmente faaliyette bulunmak isteyenler için lisans alma koşulu getirilmiştir. Lisans alma süreci EPDK tarafında düzenlenen ihalelerle gerçekleştirilmesi kararlaştırılmıştır. Bu sayede farklı piyasa aktivitelerinde farklı oyuncuların faaliyette bulunmaları sağlanarak rekabetin gelişmesine katkıda bulunmak amaçlanmıştır. Aynı zamanda üçüncü tarafların iletim ve dağıtım ağlarına erişimi sağlanmış, fiyatlar ve tariflere ayrımcı olmayan koşullar altında EPDK tarafından regüle edilmesi kararlaştırılmıştır.

4.1. Talep Tahmini

Sosyal ve ekonomik refahın iyileşmesinde enerjinin hayati bir önemi vardır. Enerjiden yoksunluk ekonomik büyümede duraklamaya ve yaşam standartlarında azalmaya neden olabilmektedir. Sanayileşme ile beraber dünya ekonomik olarak ciddi anlamda değişim geçirmiştir ve yaşam standartlarında önemli gelişmeler görülmüştür.

Bu değişime en büyük katkı ise yeni teknolojilerin gelişmesiyle insan gücü ile mekanik gücün yer değiştirmesidir. Bu verimlilikte ciddi anlamda yeni fırsatlar ortaya çıkarmıştır. Örneğin petrol ürünlerini tüketen içten yanmalı motorlar ve motorlu araçların keşfi ile insanların ve malların taşınması daha da kolaylaştı sonuça bu da piyasaları birbirine bağlayarak büyük fırsatlar doğurdu (Hunt and Evans, 2009, 89).

Enerji, ona sahip olunduğu için tüketilmez, sermaye ile birlikte üretim sürecinde bir girdi olarak kullanılır. Ulaşım, mal ve hizmet üretimi, belli bir yaşam konforunu elde etmek için talep edilmektedir. Dolayısıyla enerji türev bir taleptir. Tüketici profilleri, lokasyon, teknoloji seviyesi farklılıkları enerji ihtiyacını şekillendirmekte ve enerji talep analizini etkilemektedir.

Enerji tüketimine başlamadan önce karar vericilerin üç aşamalı karar verme süreci vardır. Bunlardan ilki gerekli sermaye stokuna yatırım yapıp yapmama kararıdır. Sermaye stokundan kasıt enerjiyi kullanabilen cihazlardır. Bu karar çoğunlukla parasal faktörler tarafından belirlenmektedir. Kişilerin gelirlerinin miktarı ve düzenliliği, paranın alternatif kullanımları ve diğer rekabetçi ihtiyaçlar aleyhine gelirin belli bir kısmını ticari enerji kullanımına ayırmaya istekli olma karar vermede

önemli etkiye sahiptir (Bhattacharyya, 2011, 28). Eğer sermaye stokuna yatırım yapılmaz ise herhangi bir enerji tüketimi için talep oluşmaz.

İkinci aşamada ise belirli bir tip sermaye stokunu seçme yani alternatif enerji türleri varsa aralarından hangisinin kullanılacağına kararı verilir. Üçüncü aşamada ise seçilen enerji formundan faydalanma seviyesi belirlenir. Bu karar tüketicilerin tercihlerine göre değişmektedir. Bu tercihlerde dışsal faktörlere bağlıdır.

Mikro iktisadi açıdan enerji talebini, enerjinin fiyatı, rekabetçi ve tamamlayıcı malların fiyatları, tüketicilerin gelirleri, zevkler ve tercihler oluşturmaktadır. Burada enerji talebi ile enerji tüketimi arasında bir ayırımı yapılabilmektedir. Enerji talebi klasik mikro iktisat teorisinden bilindiği gibi yukarıda sayılan faktörler arasındaki ilişkiyi yansıtmaktadır. Enerji tüketimi ise enerjinin satın alınmasından sonra tüketilmeye başlanmasıyla ortaya çıkmaktadır.

Enerji talebi kullanıcılarına göre değişik nedenlerden kaynaklanmaktadır. Hane halkı kesimi için enerji talebi ısınma, yemek pişirme, seyahat etme gibi ihtiyaçlarının giderilmesini arzu ettiklerinden dolayı kaynaklanmaktadır ve enerji için yapılan toplam harcamandan en büyük faydayı sağlama amaçlanmaktadır. Bir diğer deyişle enerji talebi hane halkı kullanıcıları için fayda maksimizasyon problemi şeklini almaktadır. Sanayi ve ticari kullanıcılar ise diğer mal ve hizmetlerin üretiminde bir girdi olarak kullanmak için enerjiyi talep etmektedir. Bu kesim için ana amaç ise üretimin toplam maliyetini minimize etmektedir, yani problem bu kesimde bir maliyet minimizasyon problemidir.

4.1.1. Literatür Taraması

1970'lerdeki petrol krizleri sonrasında enerji üzerine yapılan çalışmalarda ciddi bir artışın olduğu görülmektedir. Bu çalışmaların arkasında dört ana motivasyon olduğunu görülebilir. Birincisi enerji talebinin fiyat ve gelir değişimlerine ne şekilde cevap verdiğini bulma ki bu enerji politika analizinde çok önemlidir. Mesela vergilerin arttırılmasının nasıl sonuçlar doğuracağını ön görebilmek politika yapıcıların işlerini kolaylaştırmaktadır. İkincisi gelecekteki enerji talebinin ne şekilde olacağını tahmin etmek. Üçüncüsü bazen bir ekonomide enerji, sermaye ve emek gibi davrandığında enerji yoksa üretimde olmayacağı kabulü vardır. Bu aşamada ise üretimde hangi enerjinin ikame edileceği sorusu ön plana çıkmaktadır. Dördüncüsü sera gazları emisyonları ve iklim değişimleri üzerine artan endişelerin

enerji üretimi ve tüketimi ile ilişkili olmasından dolayı enerji nasıl azaltılabilir ya da daha az emisyonu sahip enerji formlarına nasıl geçilebilir sorusunun cevabını bulmak (Hunt and Evans, 2009, 112).

Ekonometrik yöntemlerin zamanla geliştirilmesi ile ve daha fazla verinin elde edilme olanağının sağlanmasıyla birlikte doğal gaz talep denklemini tahmin etme yöntemleri çeşitlenmiştir. Aşağıdaki tablo bize doğal gaz talep denklemini tahmin eden çalışmalardan bazılarını göstermektedir.

Balestra ve Nerlove (1966) çalışmalarında konut ve ticari sektör kullanıcıları için dinamik doğal gaz talep modelini geliştirmişlerdir. Doğal gaz gibi tüketimi cihaz stokuna bağlı olan malların tüketildiği piyasalarda tüketici davranışlarının dinamik mekanizma ile tanımlanabileceği üzerinde durmuşlardır. 36 ABD eyaletinin 60 yıllık havuzlaştırılmış örneklem üzerinden parametrelerin nokta tahmini gazlı cihazların inanılmaz negatif bir yıpranma oranına sahip olduğunu söylemiştir. Gazlı aletlerin (özellikle fırınları) tahmin edilen yıllık yıpranma oranı %5 bulunmuştur. Talebin net uzun dönem fiyat ve gelir esneklikleri sırasıyla 0,63 ve 0,62 olarak tahmin edilmiş, kısıtlanmamış durumda ise 0,63 ve 0,44 olarak bulunmuştur.

Bloch (1980) New Jersey Twin Rivers'deki 151 aileden edindiği veriler ile konut doğal gaz talebi belirleyicilerini araştırmıştır. 1971-1976 dönemlerinin kış aylarını kapsayan veri setinde Bloch doğal gaz talebini, doğal gazın gerçek fiyatı, HDD sayıları ve zaman trendinin bir fonksiyonu olarak ifade etmiştir. Sonuçlara göre HDD katsayısı birden büyük bulunmuştur. Yani konut içi sıcaklığı ve termostat dış ortam sıcaklığı ile ters olarak ayarlanmaktadır. Gerçek doğal gaz fiyatları katsayısı negatif ve birden küçük olarak (-0,666)-(-0,583) aralığında bulunmuştur. Aynı zamanda zaman trendinin kat sayısında negatif bulunmuştur.

Beierlen ve diğerleri (1981) görünürde ilişkisiz bağlaşım (seemingly unrelated regression) modelini kullanarak ABD'nin kuzeydoğu bölgelerinde konut doğal gaz talebini tahmin etmeye çalışmışlardır. 1967-1977 dönemi kapsayan çalışmanın sonuçlarına göre kısa ve uzun dönem talebin fiyat esnekliğini -0,053 ile -3,42 olarak bulmuşlardır. Talebin gelir esnekliği ise istatistiksel olarak anlamlı çıkmamıştır. Elektrik fiyatlarının konut doğal gaz talebine pozitif bir etkisi varken petrol fiyatlarının negatif bir etkisi bulunmuştur.

Barnes ve diğerleri (1982) 1972-1973 Tüketici Harcama Anketinden edindiği hane halkı verileri ile konut doğal gaz talebini gazlı aletler stoku ve hane halklarının demografik profilleri ile ilişkili olarak araştırmıştır. Araç değişkenler tekniğini kullanarak kısa dönem fiyat esnekliğini -0,682 olarak bulmuştur.

Maddala ve diğerleri (1997) 1970 ile 1990 dönemini kapsayan 49 ABD eyaleti için konut doğal gaz talep esnekliklerini elde etmeye çalışmışlardır. Konut doğal gaz talebi kişi başı gerçek gelir, gerçek konut doğal gaz fiyatı, gerçek konut elektrik fiyatı ve ısıtma ve soğutma derece günlerinin fonksiyonu olarak belirlenmiştir. Fiyat esnekliğinin kısa dönem için -0,092 ile -0,117 aralığında, uzun dönem için ise -0,289 ile -1,358 aralığında olduğunu bulmuşlardır. Talebin gelir esnekliğinin ise kısa dönemde 0,048 ile 0,307 aralığında uzun dönemde ise -0,425 ile 0,491 aralığında değiştiğini bulmuşlardır.

Cerruti (2000) çalışmasında Maddala (1997)'nin önerdiği değişikliklerle Swamy (1974) tarafında geliştirilen panel şehir veri seti kullanarak dinamik rassal değişkenler modeli ile konut elektrik ve doğal gaz talep esnekliklerini tahmin etmiştir. Ortalama olarak geçmiş tüketim etkilerinin elektrik için uzun dönem talep esnekliğinin kısa dönemin 1,34 katı olduğunu doğal gaz için 1,58 olduğunu göstermektedir. Gelirin talebi önemli bir şekilde etkilemediğini bulmuşlar ve bunun son kullanıcı için yüksek gerekliliğe ve konut enerji talebinin artık doyuma ulaştığına yorumlamışlardır.

Krichene (2002), dünya ham petrol ve doğal gaz piyasalarının 1918-1999 yıllarını kapsayan periyotta incelemiştir. 1918-1973 ve 1973-1999 dönemleri için arz ve talep esnekliklerini tahmin etmeye çalışmıştır. İlk dönem için petrol ve gaz fiyatlarının durağan sonraki dönem için değişken olmasını 1973 petrol şokunun piyasa yapısında meydana getirdiği değişimin yansıması olarak yorumlamıştır. Talebin fiyat esnekliğini düşük buna rağmen talebin gelir esnekliğini yüksek bulmuştur. Arzın fiyat esnekliği de aynı zamanda düşük bulunmuştur.

Toksarı (2007) Türkiye için enerji talebinin belirleyicilerini karınca kolonisi optimizasyonu (Ant Colony Optimization, ACO) tekniğini kullanarak incelemiştir. Üç farklı senaryo için 2006-2025 yılları arasındaki enerji talebini tahmin etmişlerdir. EPDK'nin yaptığı çalışmaya kıyasla ACOEDE tahmin hatalarının en küçük olduğu

görülmüştür. Karesel ACOEDE modelinin ekonomik dalgalanmalara daha iyi uyumlu olduğu sonucu bulunmuştur.

Yoo ve diğerleri (2009) Seul için konut doğal gaz talep denklemini örneklem seçimi modeli kullanarak tahmin etmeyi amaçlamışlardır. Tahmin sonuçlarına göre evin büyüklüğü, apartmanda oturma kukla değişkeni, iç odada yatağa sahip olma kukla değişkeni ve gelir değişkenlerinin etkileri pozitif olarak bulunmuştur. Diğer yandan ise fert sayısı ve doğal gazın fiyatının talep üzerinde negatif bir etkiye sahip olduğu saptanmıştır.

Azadeh ve diğerleri (2010), uyarlamalı ağ tabanlı bulanık çıkarım sistemi(Adaptive Network-Based Fuzzy Inference System, ANFIS) yöntemiyle 22/12/2007 ile 30/06/2008 dönemleri arasındaki İran'ın kısa dönem doğal gaz talebini tahmin etmişlerdir.

Türkiye'de doğal gaz kullanımının giderek artan bir trende sahip olduğunu belirten Erdoğan (2010) makalesinde bu talebin karakteristiğine odaklanmış ve sektörel olarak kısa ve uzun dönem talebin gelir ve fiyat esnekliklerini tahmin etmeye çalışmıştır. Bu talebin gelecek büyümesi ARIMA modellemesi kullanılarak öngörülmüş ve resmi projeksiyonlar ile karşılaştırılmıştır. Yaptığı çalışmada Türkiye'de doğal gaz talep esnekliklerinin oldukça düşük olduğunu bulmuş bu durumun ise kullanıcıların monopol bir yapı ile karşı karşıya olmalarından kaynaklandığını söylemiştir.

4.1.2. Metot

Enerji talep analizinde kullanılan ekonometrik yaklaşım ekonomik temellere dayanmaktadır. Fiyat ve politika değişimlerinin etkilerini anlamada bize yardımcı olan pek çok metot vardır. Ekonometrinin gelişmesiyle beraber bu yöntemlerde farklılık göstermektedir. Genel olarak ise aşağıda anlatılan yöntem enerji talep analizlerinde kullanılmaktadır¹¹.

$$Q_i = \sum_{k=1}^M R_{ki} A_{ki} \quad 9$$

Fisher ve Kaysen (1962)'in yukarıdaki modeline göre her bir i yakıt tipinin toplam tüketimi, her bir k tip cihazın tüketimlerinin toplamı olarak ifade edilmiştir. Burada

¹¹ Detaylı bilgi için bkz Bhattacharyya (2011) ve Hunt ve Evans (2009)

bir cihazın yakıt tüketimi, o cihaza ait sermaye stoku (A) ile kullanım kapasitesinin (R) çarpımından elde edilir.

Yapısal model yukarıdaki enerji talep fonksiyonunu cihaz stoku ve kullanım oranı olarak ikiye ayırmakta ve aşağıdaki gibi ifade etmektedir:

$$\begin{aligned} A_i &= f_1(P_i, P_j, P_a, Y, X) \\ R_i &= f_2(P_i, Y, Z) \end{aligned} \quad 9$$

Burada P_i , i yakıtın fiyatı, P_j , j rekabetçi yakıtın fiyatı, P_a , cihazın fiyatı, Y gelir veya çıktı(ara kullanıcılar için), X ve Z diğer ilgili değişkenlerdir.

Yapısal model yukarıdaki talep fonksiyonunu eşanlı olarak tahmin etmektedir. Bu denklemin tahmin edilmesi için sermaye stoku ile ilgili her zaman edinilmesi kolay olmayan bilgiyi gerektirdiğinden indirgenmiş enerji tüketim modellerini kullanmak daha kolay olmaktadır. İndirgenmiş formdaki modeller enerji talep analizinde yaygın olarak kullanılmaktadır. İndirgenmiş formda statik modeli (10) denklemini (9) denklemi içine koyarak aşağıdaki denklem olarak elde ederiz.

$$Q_i = k(P_i, P_j, P_a, Y, X, Z) \quad 11$$

(11) denklemi bize sermaye stoku ile talep arasında anında uyarlanma sürecinin olduğunu söylemektedir. Diğer bir deyişle bu şu manaya gelmektedir; eğer yakıt talebi artarsa, sermaye stoku sihirli bir şekilde eşleşme seviyesine yükselir. Bundan dolayı bu tip bir model kısa ve uzun dönem uyarlanma arasındaki ayrımı yakalayamaz.

Dinamik modeller ise bu anında uyarlama süreci gevşetmektedir. Kısmi stok uyarlama modellerinde ise cihaz stoku, kullanım süresinin bitişi ve yeni kapasite eklemedeki zaman gecikmelerinden dolayı hızlı bir şekilde ayarlanmaz.

Genellikle arzulan talep ve fiili talep arasında bir ayrım yapılır. Arzulanan tüketim Q_t^* cari fiyat ve diğer değişkenlere bağlı olarak şöyle belirlenebilir:

$$Q_t^* = a' + b'P_t + c'Z_t + e_t' \quad 12$$

Herhangi bir periyotta, fiili tüketim bilgi yetersizliği, teknolojik kısıtlar ve diğer faktörlerden dolayı arzulan seviyeye tamamen uyarlanmaz. Uyarlanma mekanizması ise arzulan ve fiili tüketimi ilişkilendirdiği kabul edilir:

$$Q_t - Q_{t-1} = g(Q_t^* - Q_{t-1}), \quad 0 < g < 1$$

Fiyat değişimleri sonucu tüketiciler başlangıç tüketimlerinden arzulanan tüketime doğru kısmen geçiş yapacağını söyler. g ne kadar bire yakın olursa uyarlanma o kadar hızlı olmaktadır. Yukarıdaki Q_t^* denklemini uyarlanma mekanizması içerisine yazar ve denklemi düzenlersek aşağıdaki denklemi elde ederiz:

$$Q_t = a'g + b'gP_t + c'gZ_t + (1-g)Q_{t-1} + ge'_t \quad 13$$

Bu denklem yeniden düzenlenerek aşağıdaki gibi de yazılabilir:

$$Q_t = a + bP_t + cZ_t + dQ_{t-1} + e_t \quad 14$$

Bu denklem sadece gözlemlenebilen değişken Q ve onun gecikmeli değerlerini içermektedir. Gecikme teriminin katsayısı bize uyarlanma katsayısını vermektedir. Bu denklem kısa ve uzun dönem katsayıları belirlemede kullanılabilir.

Yukarıdaki aynı metodu kullanarak elde edilen ve empirik çalışmalarda en yaygın kullanılan denklem formu aşağıdaki gibidir:

$$\log E_t^* = a + b \log P_E + c \log Y_t + d \log X_t \quad 15$$

Bu denklemde E^* optimal uzun dönem enerji talep miktarı, P_E enerji fiyatı, Y kişi başına gelir, X talebi etkilediği düşünölen değişken veya değişkenler kümesi, a, b, c, d ise tahmin edilecek olan katsayılardır. Bu tip belirleme hem fiyat değişimlerine hem de gerçek aktivitelerin etkisine doğrudan izin verdiği için avantajlıdır. Toplam son enerji talebi, sektörel enerji talebi (endüstri, ulaşım, hane halkı...vb) analizlerinde bu tip bir denklem uygulanmaktadır.

(15) denklemindeki b ve c katsayıları enerji talebinin fiyat ve gelir esnekliklerini belirtmektedir. Yukarıdaki denklem ekonomik temelleri enerji talebinin fiyat ve gelire bağlı olduğu $E_t = aP_E^b Y_t^c X_t^d$ formundaki Cobb-Douglas tipi fonksiyon olduğu kabul edilerek elde edilir. Cobb-Douglas tipi talep fonksiyonun log-lineer formu fiyat ve gelir esnekliğini direk tahmin eder ve enerji talep analizini yapmada iyi bir uyum sağlar.

Bu tip temel modele daha fazla bağımsız değişken ekleyerek genişletilebilir. Nüfus, sermaye stoku, iklim ve diğer alternatif enerjilerin fiyatları talebi daha iyi açıklama adında eklenebilir. Genellikle bağımlı değişkenin gecikmeli değeri veya fiyat ya da

gelirin gecikmeleri eklenmiş olsa bile, sermaye stok değişimlerinin ve/ya alışkanlıklarının dışsal değişkenlerdeki değişimlere talebin uyarlanması gecikmelere neden olabilmektedir. Bu etkiyi tespit edebilmenin en popüler yolu daha önceden de bahsedilen $(\ln E_t - \ln E_{t-1}) = \gamma(\ln E_t^* - \ln E_{t-1})$ formundaki kısmi uyarlanma mekanizmasını kullanmaktır.

$$\log E_t = \gamma a + \gamma b \ln P_E + \gamma c \ln Y_t + \gamma d \ln X_t + (1 - \gamma) \ln E_{t-1} \quad 16$$

Burada a, b, c katsayıları uzun dönem esneklikleri vermekte, $\gamma a, \gamma b, \gamma c$ ' ler ise kısa dönem ilgili esneklikleri vermektedir. Bu denklem t dönemindeki toplam enerji talebinin sadece aynı periyottaki gerçek enerji fiyatı, gelir ve diğer faktörler tarafından belirlenmediği aynı zamanda bir önceki dönem enerji talep seviyesine de bağlı olduğunu söyler.

Doğal gaz da bir enerji kaynağı olmasından dolayı yukarıda talep analizinde belirlenen genel çerçeve aynen geçerli olmaktadır. Doğal gaza olan talep kullanıcılara göre değişik nedenlerden kaynaklanabilir. Evsel tüketimde doğal gaz talebi genellikle ortam ısıtması, sıcak su edinimi ve yemek pişirme kaynaklı olmakta Ticari ve sanayi kesiminde ise doğal gaz üretim sürecinde bir girdi olarak talep edilmektedir. Matematiksel olarak bu iktisadi ilişkiyi aşağıdaki gibi ifade edebiliriz:

$$\begin{aligned} q_t^{ngh} &= f_1(p_t^{ngh}, y_t^{hh}, p_t^{oilp}, re_t) \\ q_t^{nge} &= f_2(p_t^{nge}, y_t, p_t^{coalp}, re_t) \end{aligned} \quad 17$$

Bu denklemdeki değişkenler aşağıda tanımlanmıştır:

q_t^{ngh} : Hane halkı doğal gaz tüketim miktarının doğal logaritması

q_t^{nge} : Elektrik üretiminde kullanılan doğal gaz miktarının doğal logaritması

p_t^{ngh} : Hane halkı doğal gaz birim fiyatının doğal logaritması

p_t^{nge} : Elektrik üretiminde kullanılan doğal gazın birim fiyatının doğal logaritması

p_t^{oilp} : Dünya petrol fiyatlarının doğal logaritması

p_t^{coalp} : Elektrik üretiminde kullanılan kömürün fiyatının doğal logaritması

y_t^{hh} : Kişi başına düşen gelirin doğal logaritması

y_t : Gayri safi yurtiçi hasılanın doğal logaritması

re_t : Reel döviz kurunun doğal logaritması

Yaygın bir şekilde doğal gaz talep denklemlerinde daha önceden de açıkladığımız gibi doğal gazın fiyatı ve gelir değişkenleri temel olarak bulunmaktadır. Bunun yanında açıklayıcılığı arttırmak için talebi etkilediği düşünülen değişkenler X olarak gösterilmiştir. Bu X değişken veya değişkenler kümesi sektörden sektöre (sanayi, hane halkı, elektrik üretimi...vs), ülkeden ülkeye değişebilmektedir.

Türkiye çok az yerli kaynaklara sahip olduğundan doğal gaz tüketiminde %97-98 oranında ithalata bağımlıdır. Bundan dolayı Türkiye’de doğal gaz talebinin belirleyicileri arasında dünya petrol fiyatlarının ve reel döviz kurunun olduğunu düşündüğümüzden talep denklemi içerisinde bu değişkenleri dahil ediyoruz.

4.1.3. Metodoloji

Bu bölümde yukarıda örtük olarak belirlenen talep fonksiyonları Johansen ve diğerleri (2000) yapısal kırılmalı eş bütünleşme testi kullanılarak tahmin edilecektir. Yukarıdaki denklemde ilişkisi olması beklenen değişkenler arasındaki uzun dönem ilişkinin varlığını test etmeden önce bu değişkenlerin zaman serileri özelliklerini incelemek gerekmektedir.

Bilindiği gibi zaman serileri analizinde değişkenlerin durağan olduğu kabul edilmektedir. Eğer değişkenler durağan değilse aralarında bir ilişki olmamasına rağmen bir ilişkinin varlığı tespit edilebilir. Bu durum aslında sahte regresyon problemidir ve tahmin edilen parametreler bizi yanlış sonuçlara götürebilir. Değişkenlerin durağan olmama problemi fark alınarak ortadan kaldırılabilir fakat böyle bir durumda ise değişkenler arasındaki uzun dönem denge ilişkisi bir kayba neden olmaktadır (Silk & Joutz, 1997).

Değişkenlerin durağan olup olmadıklarını Dickey ve Fuller (1979, 1981) tarafından sunulan Geliştirilmiş Dickey Fuller (ADF) birim kök testi ve Phillips ve Perron (1988)’un önerdiği Phillip-Perron (PP) birim kök testi ile analiz edilebilir. Değişkenler geniş bir zaman dilimini kapsıyorsa ve bir veya birkaç yapısal kırılmadan şüpheleniliyorsa bu testler bize yanlış sonuçlar verebilmektedir. Buradaki analizimizde değişkenlerin zaman serileri özelliklerini sınamada Lee ve Strazicich

(2003, 2004) tarafından geliştirilen çoklu yapısal kırılmalı birim kök testini kullanmak en uygun sonucu verecektir.

Lee ve Strazicich (2003, 2004)'te önerilen Minimum Lagrange çarpanı (LM) birim kök testi, Perron (1989)'un belirtmiş olduğu Model A (Crash Model) ve Model C (Changing Level and Growth Model) ile birlikte Schmidt ve Phillips (1992)'in birim kök testlerinin geliştirilmiş versiyonudur. LM birim kök testi

$$\Delta y_t = d' \Delta Z_t + \phi \tilde{S}_{t-1} + \sum_{i=1}^p \gamma_i \Delta \tilde{S}_{t-i} + \eta_t \quad t = 1, 2, \dots, T \quad 18$$

regresyonundan elde edilir. Burada Z_t dışsal değişkenler, $S_t = y_t - \tilde{\psi}_x - Z_t \tilde{\delta} \quad t = 2, \dots, T$, $\tilde{\delta}$ Δy_t 'nin ΔZ_t üzerine kurulan regresyondaki katsayılar, $\tilde{\psi}_x = y_1 - Z_1 \tilde{\delta}$, ve y_1 ve Z_1 sırasıyla y_t ve Z_t 'nin birinci gözlem değerleridir. $\Delta \tilde{S}_{t-i}$ 'nin gecikmeli değerleri regresyondaki serisel ilgileşimi (serial correlation) düzeltmek için eklenmiştir. Model A, $t \geq T_{Bj} + 1$, $j = 1, 2$ için $D_{jt} = 1$ aksi halde sıfır olan $Z_t = [1, t, D_{1t}, D_{2t}]'$ şeklinde tanımlanan düzeydeki kırılmalara izin verir. T_{Bj} kırılmanın olduğu periyodu belirtmektedir. Model C ise $t \geq T_{Bj} + 1$, $j = 1, 2$ için $DT_{jt} = t$ aksi taktirde sıfır olan $Z_t = [1, t, D_{1t}, D_{2t}, DT_{1t}, DT_{2t}]'$ şeklinde belirlenmiş iki değişken ekleyerek düzey ve trendde kırılmalara izin vermektedir. Birim kök hipotezi (18) denkleminde $\tilde{\tau}$ ifade edilen ϕ 'nin t rasyosu aracılığıyla test edilir. Kırılma oranını $\lambda_j = TB_j / T$ olarak ifade edersek LM test istatistiği

$$LM = \inf_{\lambda} \tilde{\tau}(\lambda) \quad 19$$

olarak belirlenir. Model A ve Model C için kritik değerler tablosu Lee ve Strazicich (2003,2004)'te verilmiştir. Eğer serilerde kırılma yok ise kritik değerler Schmidt ve Phillips (1992)'te belirtilenlerle aynıdır.

Değişkenlerin durağan oldukları test edildikten sonra aralarındaki olası uzun dönem ilişkisi eş bütünleşme testi ile araştırılacaktır. Johansen (1988) eş bütünleşme testi zaman serileri verilerinde yapısal kırılmanın olduğu durumlarda uygulanamadığından alternatif bir yöntem olan vektör hata düzeltme (VECM) temelli eş bütünleşme

analizinin hafif değişik bir versiyonu olan Johansen ve diğerleri (2000) prosedürü kullanılmıştır.

(17) talep denklemleri için $Y_t' = [P_t^{ngh} \ y_t^{hh} \ P_t^{oilp} \ RE_t]$ ve $Y_t' = [P_t^{nge} \ Y_t \ P_t^{coalp} \ RE_t]$ olmak üzere r sayıda eş bütünleşme vektörü içeren bir vektör olarak tanımlanırsa, Johansen ve diğerleri (2000) tarafından önerilen model VECM biçiminde aşağıdaki gibi ifade edilebilir.

$$\Delta Y_t = \alpha \begin{bmatrix} \beta \\ \gamma \end{bmatrix}' \begin{bmatrix} Y_{t-1} \\ tE_t \end{bmatrix} + \mu E_t + \sum_{i=1}^{k-1} \Gamma_i \Delta Y_{t-i} + \sum_{i=1}^k \sum_{j=2}^q \Psi_{j,i} D_{j,t-i} + \sum_{m=1}^d \Phi_m W_{m,t} + \varepsilon_t \quad 20$$

Burada $t = \dots, -1, 0, 1, \dots$ olmak üzere Δ , birinci fark işlemcisi, k , gecikme sayısı, $E_t = [E_{1t} \ E_{2t} \ \dots \ E_{qt}]'$, $T_{j-1} + k \leq t \leq T_j$ ($j = 1, \dots, q$) için $E_{j,t} = 1$ diğerleri sıfır olarak kabul edilen q adet kukla değişken vektörüdür. Burada dikkat edilirse $E_{j,t}$ etkin alt örneğinin ilk k gözlemi sıfıra eşitlenmektedir. $D_{j,t-i}$, j -nci dönemdeki i -nci gözlem için eğer $t = T_{j-1} + i$ ($j = 1, \dots, q$) ise $D_{j,t-i} = 1$ diğerleri sıfır olan etki kukla değişkenleridir. Müdahale kukla değişkeni $W_{m,t}$ ($m = 1, \dots, d$) Hendry ve Mizon (1993)'un önerisi doğrultusunda, kalıntıları normalleştirmek için modele katılmaktadır. β , $(p \times r)$ boyutlu uzun dönem denge ilişkisini gösteren eş bütünleşme vektörü, α ise $(p \times r)$ boyutlu uzun dönem dengesine doğru uyarlanma hızını gösteren katsayı vektörüdür. $\gamma = [\gamma_1 \ \gamma_2 \ \dots \ \gamma_q]'$, $q \times r$ boyutlu uzun dönem trend katsayılarının vektörüdür. $i = 1, \dots, k-1$ olmak üzere Γ_i , $p \times p$ boyutlu, $j = 2, \dots, q$, $i = 1, \dots, k$ ve $m = 1, \dots, d$ olmak üzere $\mu = [\mu_1 \ \mu_2 \ \dots \ \mu_q]$, $p \times q$ boyutlu, $\Psi_{j,i}$, $q \times 1$ boyutlu ve Φ_m , $q \times 1$ boyutlu kısa dönem parametre vektörleridir.

Her bir alt örnek dönemi için, $\beta'Y_t + \gamma'tE_t$ düzey ve trend kırılması etrafında durağanlığı göstermektedir. Denklem (20)'de, $\beta'Y_t$ eş bütünleşme ilişkisinin trend ve düzeyinin dönemden döneme farklılık gösterdiği doğrusal trend modeli, $H_1(r)$, olarak adlandırılır. Burada dikkat edilirse $\alpha\beta' = \Pi_{p \times p}$ ve $\alpha\gamma' = \alpha[\gamma_1, \dots, \gamma_q] = [\Pi_1, \dots, \Pi_q]_{p \times q}$ olmak üzere eğer $\text{rank}(\Pi_1, \Pi_2, \dots, \Pi_q) \leq r$ ise her

bir alt örnekte belirlenimsel bileşen hem durağan dışılık hem de eş bütünleşme ilişkisi için doğrusaldır. Doğrusal trend modelindeki r adet eş bütünleşme vektörünün varlığı için sınanan önsav $H_l(r)$: $\text{rank}(\Pi, \Pi_1, \Pi_2, \dots, \Pi_q) \leq r$ şeklindedir. Kanonik ilgileşim (CanCor),

$$\text{CanCor} \left\{ \Delta Y_t, \begin{bmatrix} Y_{t-1} \\ tE_t \end{bmatrix} \middle| E_t, \Delta Y_{t-1}, \Delta Y_{t-2}, \dots, \Delta Y_{t-(k-1)}, D_{j,t-i}, W_{m,t}, \begin{matrix} i=1, \dots, k \\ j=2, \dots, q \\ m=1, \dots, d \end{matrix} \right\} \quad 21$$

kullanılarak $1 \geq \hat{\lambda}_1 \geq \dots \geq \hat{\lambda}_p \geq 0$ kareli örnek kanonik ilgileşim değerleri tahmin edilerek $H_l(p)$ alternatifine karşı r eş bütünleşme ilişkisi $H_l(r)$ önsavı için olabilirlik oranı sınaması (iz sınaması),

$$LR\{H_l(r)|H_l(p)\} = -T \sum_{i=r+1}^p \ln(1 - \hat{\lambda}_i) \quad 22$$

olmaktadır (Johansen ve diğerleri, 2000).

4.1.4. Veri Araştırma

Bu çalışmada kullandığımız veri seti çeyrek yıllık gözlemleri içermekte ve 1989:1-2010:4 dönemlerini kapsamaktadır. Gayri safi yurt içi hasıla IEA ve OECD veri tabanından edinilmiş, milyon ABD doları cinsinden yıllık seviyelerde ve mevsimsel olarak düzeltilmiştir. Bu verileri kullanarak her yılın çeyreklik verileri o yılın yıl ortası nüfus oranına bölünmüş ve kişi başına düşen gelir hesaplanmıştır. Yıl ortası nüfus verileri ise TÜİK veri tabanından sağlanmıştır. Dünya petrol fiyatları yine IEA ve OECD veri tabanından elde edilmiş varil başına ABD doları cinsindendir. Reel döviz kuru verileri TCMB veri tabanından sağlanmıştır. Doğal gaz tüketim miktarları, birim fiyatları, kömür fiyatları IEA veri tabanından sağlanmıştır. Analize tüm değişkenler doğal logaritması alınarak dahil edilmiştir.

4.1.5. Sonuçlar

Değişkenler arasındaki uzun dönem ilişkisini belirlemeden önce Lee ve Strazicich (2003,2004) tarafından önerilen ve birden çok yapısal kırılmaya izin veren minimum LM birim kök testi ile değişkenlerin zaman serisi özellikleri sınanmış ve sonuçlar Tablo da sunulmuştur.

Tablo 11’de görülen sonuçlara göre tüm değişkenler düzey değerlerinde durağan değildir ve aynı zamanda serilerde yapısal kırılmaların olduğu görülmektedir. Yapısal kırılmaların gerçekleştiği zamanlar genellikle kriz zamanları olduğu dikkat çekmektedir.

Tablo 11: Lee ve Strazicich (2003, 2004) Birim Kök Test Sonuçları

Seriler	Model	Gecikme	Kırılma Zamanı	λ_1	λ_2	t-stat	Kritik D.*
q_t^{ngh}	c	8	1995-01 2008-03	0,284091	0,897727	-5,4775	-5,71
q_t^{nge}	c	8	1998-01 2004-04	0,420455	0,727273	-5,2364	-5,65
p_t^{ngh}	c	0	1993-03 2005-01	0,215909	0,75	-4,6341	-5,71
p_t^{nge}	c	2	1998-01 2007-01	0,420455	0,829545	-4,1215	-5,65
y_t^{hh}	c	1	2001-03 2008-02	0,579545	0,875	-4,1996	-5,73
y_t	c	2	2001-03 2008-02	0,579545	0,875	-4,2911	-5,73
p_t^{oilp}	c	0	1998-04 2008-04	0,420455	0,875	-4,2564	-5,65
p_t^{coalp}	c	1	1996-03 2003-01	0,352273	0,647727	4,8418	-5,67
re_t	c	1	1993-03 2003-03	0,215909	0,647727	-5,1373	-5,74

* %5 anlamlılık düzeyindeki kritik değerler Lee ve Strazicich (2003, 2004) ve Schmidt ve Phillips (1992)’den elde edilmiştir.

1994 yılının başlarında Cumhuriyet tarihinin en büyük cari açığı ve kamu açığı bu yılın Nisan ayında düşülen krizin nedeni olmuştur. Bu dönemde döviz kuru neredeyse ikiye katlanmıştır. Nitekim re_t değişkenin birim kök sonuçlarına bakıldığında bu krizin bir kırılma olarak bulunduğu görülmektedir. Doğal gazda ithalata bağımlı olduğumuzdan dolayı q_t^{ngh} ev p_t^{ngh} değişkenlerinde de bu kriz bir kırılma olarak tespit edilmiştir.

1998 yılında ise Asya ekonomilerinde bir kriz görülmektedir. Bu kriz global düzeye erişmese bile Çin, Japonya ve Rusya gibi büyük ekonomileri derinden etkilemiştir. Rusya'nın bu yılda ayrı bir kriz yaşaması bu ülkelerle ticaret yapan Türkiye'de de piyasalarda sorunlar ortaya çıkarmıştır.

1999 yılında meydana gelen deprem sanayi bölgesi olan Marmara'yı vurmuş, Türkiye ekonomisini sarsmıştır.

Türkiye ile IMF arasında 2000 yılının başlarında Enflasyonu Düşürme Programı olarak adlandırılan stand-by anlaşması imzalamıştır. Bu anlaşma sonrası ülkeye sermaye girişi olmaya başlamış fakat enflasyon istenildiği gibi hızlı bir şekilde düşmemiştir. Yerel paranın reel olarak değerlendirilmeye başlaması, ithalatın artması ve dış açıkların kaygı verici boyutlara büyümesine neden olmuştur. Kasım 2000 yılında da bankaların likidite talepleri ciddi anlamda artmıştır. Bu gelişmeler sonunda Ekimde %39 olan gecelik faiz Kasım ayında %95'e, Aralık ayında ise %183'e çıkmıştır. 19 Şubat 2001 'de yaşana siyasi kriz ile mali piyasalar daha da kötüleşmiştir. Yerel paranın değer kaybetmemesi için gecelik faizler astronomik oranlara çıkarılmış, yoğun döviz talebi nedeni ile MB'nin döviz rezervleri azalmaya başlamıştır. TL'nin döviz karşısında dalgalanmaya bırakılması ile 1 ABD doları 680 milyon TL'den yıl sonunda 1.450 milyon TL'ye kadar çıkmıştır.

2005 yılında enerji fiyatlarının keskin bir şekilde arttığı görülmektedir. Aynı durum 2008 yılı içinde geçerlidir. Petrol fiyatları bu dönemde 120 ABD dolarının üzerine çıkmıştır. Ayrıca bu dönemde finansal piyasalarda global bir kriz olmuştur. Doğal gaz piyasasında ise otomatik fiyatlandırma dönemi başlamıştır.

Serilerin durağanlığının araştırılması aşamasında genellikle krizleri yapısal kırılmalar olarak tahmin eden birim kök testleri sonucunda değişkenler arasındaki uzun dönem ilişkisi uzun dönemde düzey ve trend kırılmalarını içeren $H_l(r)$ modeli çerçevesinde hane halkı için 1993:03-2005:01 kırılma çiftini ve elektrik üretimi için

1998:01-2007:01 kırılma çiftini kabul eden Johansen ve diğerleri (2000) eş bütünleşme analizi ile tespit edilmektedir.

Uygun gecikme uzunluğunu belirlemek için kullanılan Akaike Bilgi Kriteri (AIC)'nin minimum değeri hane halkı talep denklemi için $k=2$, elektrik üretimi talep denklemi için ise $k=3$ gecikme uzunluğunda bulunmuştur.

Tablo 12 bize hane halkı doğal gaz talep denklemi için yapısal kırılmalı eş bütünleşme analizi sonucu bir ($r=1$) eş bütünleşme vektörünün olduğunu söylemektedir. Yani değişkenler arasında uzun dönemli bir ilişki söz konusudur.

Tablo 12: Hanehalkı Doğal Gaz Talep Denklemi İçin İz Sınaması Sonuçları

$H_0 (H_1)$	$Model H_1(r)^*$
$r=0 (r \geq 1)$	180,72 (0,00001)
$r=1 (r \geq 2)$	94,40 (0,15521)
$r=2 (r \geq 3)$	57,15 (0,43053)
$r=3 (r \geq 4)$	27,81 (0,75975)
$r=4 (r \geq 5)$	9,96 (0,81387)

* Prantez içerisindekiler anlamlılık düzeylerini belirtmektedir.

Zayıf dışsallık hipotezleri, hane halkı doğal gaz tüketimi için reddedilirken, birim fiyatı, kişi başına düşen gelir, dünya petrol fiyatları ve reel döviz kuru için reddedilememektedir. Bu sonuçlar bize hanehalkı doğal gaz tüketiminin içsel olduğunu söyler (Tablo 13).

Hane halkı doğal gaz tüketim değişkeninin içsel olarak bulunması ve eş bütünleşme vektörü uzayında yer alan diğer değişkenlerin dışsal olması normalizasyon işleminin hangi değişken üzerinden yapılacağına da açıklık getirmektedir. q_t^{ngh} değişkeni üzerinden yapılan normalizasyon sonrası uzun dönem katsayıları Tablo 14'de verilmiştir.

Tablo 14'te gösterilen değişkenler arasındaki yapısal kırılmaları da dahil eden uzun dönem ilişkisi için tüm seriler logaritmik formda kullanıldığından tahmin edilen katsayılar uzun dönem elastikiyetler olarak yorumlanabilir.

Tablo 13: Hanehalkı Doğal Gaz Talebi İçin Olabilirlik Oranı Test Sonuçları

	<i>Boş Hipotez</i>	<i>LR-İstatistikleri</i>
<i>Zayıf Dışsallık:</i>		
q_t^{ngh}	$\alpha_{q^{ngh}} = 0$	46,820 (0,000)
p_t^{ngh}	$\alpha_{p^{ngh}} = 0$	2,597 (0,107)
p_t^{oil}	$\alpha_{p^{oil}} = 0$	0,001 (0,969)
re_t	$\alpha_{re} = 0$	0,691 (0,406)
y_t^{ngh}	$\alpha_y = 0$	0,073 (0,786)
<i>Uzun Dönem Kırılmaları:</i>		
1993:3	$\gamma_1 = \gamma_2$	10,907 (0,001)
2005:1	$\gamma_2 = \gamma_3$	4,766 (0,029)

Not: Marjinal anlamlılık düzeyleri parantez içerisinde verilmektedir.

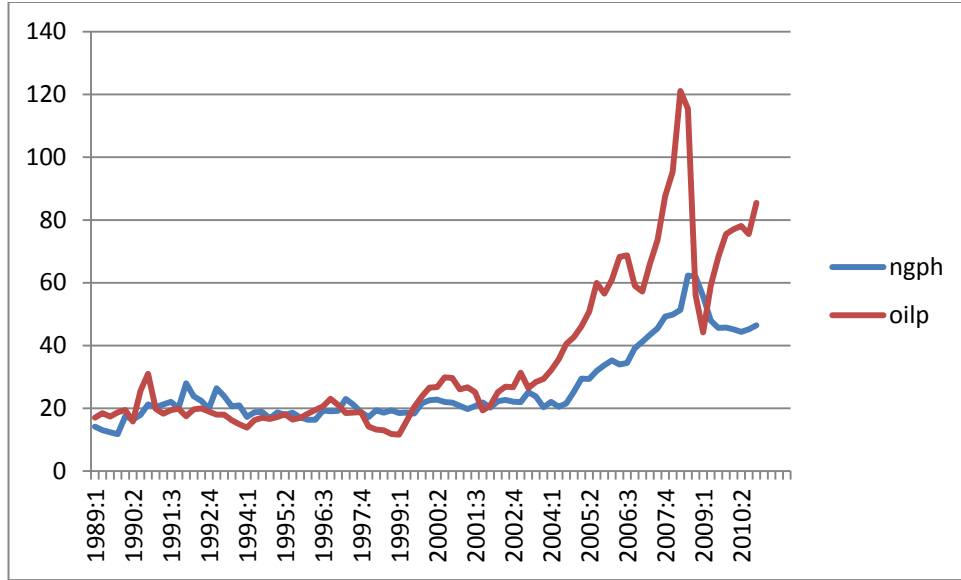
Tablo 14'den elde edilen bulgulara göre hane halkı doğal gaz talebinin fiyat esnekliği, -0,1709'dur. Bu uzun dönem esnekliği yansıtmaktadır ve beklendiği gibi düşük çıkmıştır. Çünkü hane halkı seviyesinde doğal gaz, ısınma amaçlı olarak kullanılmakta ve Türkiye'de hane halklarının doğal gazlaşması ile birlikte alternatif enerji kaynaklarından ısınma yerine, doğal gazla ısınmaya geçiş, hane halkları için doğal gazı zorunlu mal haline getirmekte ve fiyatından bağımsız bir talep durumu ortaya çıkarmaktadır.

Tablo 14: Hane halkı Doğal Gaz Tüketiminin Uzun Dönem Tahmin Sonuçları (1993:03-2005:01 Kırılma Çifti İçin)

q_t^{ngh}	p_t^{ngh}	y_t^{hh}	p_t^{oilp}	re_t	tE_1	tE_2	tE_3
1,0000	-0,1709	2,3417	0,1297	-1,2440	0,1639	0,0311	0,0116

İkinci bulgu, talebin gelir esnekliğidir. 2,3417 esneklik değeri, hane halkı kullanıcılarının doğal gaza olan talebinin, gelirdeki değişime karşı duyarlılığının aynı yönlü ve esnek olduğunu göstermektedir. Bu bulgu da piyasanın gelişimiyle

uyumludur. Çünkü doğal gazda özellikle 2001 reformu sonrasında 81 ilden 62'ine doğal gaz götürülmesi ve Türkiye'de kişi başına milli gelirin aynı dönemde artması, eş anlı olarak gerçekleşmiştir¹². Bu durum, doğal gaz talebinin, gelire duyarlılığının yüksek olmasını getirmektedir.



Şekil 25: Dünya Petrol Fiyatları ve Türkiye Doğal Gaz Fiyatları

Üçüncü bulgu, hane halkı talebi ile dünya petrol fiyatları arasındaki ilişkiyi açıklamaktadır. Normal olarak bu ilişkinin yönünün negatif olması beklenir. Çünkü dünya petrol fiyatlarında artışın, doğal gaz fiyatlarına yansımaları ve bunun da talebi daraltması beklenir. Ancak Türkiye'de, petrol fiyatları ile hane halkı doğal gaz talebi arasında doğru yönlü bir ilişki ortaya çıkmıştır. Bu bulgu, açıkça dünya petrol fiyatlarındaki artışın, doğal gaz fiyatlarına yansıtılmadığını göstermektedir (Şekil 25). Nitekim, Türkiye doğal gaz piyasasında, dünya petrol fiyatlarında artış olmasına karşın, bunun fiyatlara yansımadığını gösteren bir trend söz konusudur. Örneğin 2005 yılında dünya petrol fiyatlarında çok sert bir artış ortaya çıkmasına karşın, bu değişim, Türkiye'de doğal gaz fiyatlarına yansıtılmamıştır.

Petrol fiyatları ile doğal gaz talebi arasındaki bu etkileşim, Türkiye'de doğal gazın politik olarak manipüle edildiğini göstermektedir. Çünkü 2008 yılına kadar doğal gaz fiyatları, Türkiye'de sıkı bir şekilde regüle edilmekteydi ve BOTAŞ'ın görev zararı pahasına uzun süre fiyatlar artırılmamıştı. Nihayet 2008'de maliyet temelli

¹² 2003 yılında 6 ile doğal gaz arzı sunulurken 2011 yılı itibarıyla 62 ile doğal gaz arzı sağlanmaktadır (EPDK,2011)

fiyatlamaya geçilmesiyle bu durum değişmiştir. Nitekim bu durum yapısal kırılmalı birim kök testimizde de bir kırılma tarihi olarak karşımıza çıkmaktadır.

Döviz kurlarındaki değişimin doğal gaz tüketimi üzerine etkisini gösteren, re_t değeri, -1,2440 olarak bulunmuştur. Bu bulguya göre döviz kurları ile doğal gaz talebi arasındaki ilişkinin yönü, beklendiği gibi çıkmıştır. Ayrıca esnekliğin 1'den büyük çıkması, döviz kurlarındaki artışın, talep üzerindeki etkisinin yüksek olduğunu göstermektedir. Buna göre ithalata bağımlı doğal gaz üzerinde döviz kurlarının etkisinin, petrol fiyatlarındaki değişimden daha yüksek olduğunu göstermektedir. Bu sonuç, Türkiye'de politikacıların doğal gaz fiyatlarını regüle ederken, petrol fiyatlarındaki değişimi fiyatlara yansıtmadığını, ama döviz kurlarındaki değişimi yansıttığını göstermektedir.

Bunlara ilave olarak anlamlı bulunun hane halkı doğal gaz tüketimine ait ayarlanma katsayısı uzun dönem dengesizliklerin her çeyrekte yaklaşık %21'nin giderileceğini göstermektedir.

Tablo 15 ise bize elektrik tüketiminde doğal gaz talebi için Johansen ve diğerleri (2000) eş bütünleşme analizi sonuçlarını vermektedir. Elde edilen sonuçlara göre bir ($r=1$) adet eş bütünleşme vektörü bulunmuştur. Dolayısıyla elektrik üretiminde tüketilen doğal gaz miktarı ile doğal gazın birim fiyatı, elektrik üretiminde kullanılan kömürün fiyatı, GSYH ve reel döviz kuru arasında uzun dönemli bir ilişki söz konusudur.

Tablo 15: Elektrik Üretimi Doğal Gaz Talep Denklemi İz Sınaması Sonuçları

$H_0(H_1)$	Model $H_1(r)^*$
$r=0(r \geq 1)$	150,44 (0,00516)
$r=1(r \geq 2)$	101,44 (0,05789)
$r=2(r \geq 3)$	60,47 (0,30645)
$r=3(r \geq 4)$	26,85 (0,80853)
$r=4(r \geq 5)$	12,26 (0,65886)

* Prantez içerisindeki değerler anlamlılık düzeylerini belirtmektedir.

Zayıf dışsallık sıfır hipotezleri, q_t^{nge} değişkeni için reddedilirken diğer değişkenler için reddedilmemektedir. Bu sonuç bize q_t^{nge} değişkeninin içsel olduğunu ve normalizasyonun bu değişken üzerinden yapılacağını gösterir. Tablo 16’da normalize edilmiş uzun dönem katsayılar görülmektedir.

Tablo 16: Elektrik Üretimi Doğal Gaz Talebi İçin Olabilirlik Oranı Test Sonuçları

	<i>Boş Hipotez</i>	<i>LR-İstatistikleri</i>
<i>Zayıf Dışsallık:</i>		
q_t^{nge}	$\alpha_{q^{nge}} = 0$	4,648 (0,031)
p_t^{nge}	$\alpha_{p^{nge}} = 0$	0,222 (0,638)
re_t	$\alpha_{re} = 0$	1,223 (0,269)
y_t	$\alpha_{y_t} = 0$	1,013 (0,314)
p_t^{coalp}	$\alpha_{p^{coalp}} = 0$	0,436 (0,509)
<i>Uzun Dönem Kırılmaları:</i>		
1998:1	$\gamma_1 = \gamma_2$	10,587 (0,001)
2007:1	$\gamma_2 = \gamma_3$	9,165 (0,029)

Not: Marjinal anlamlılık düzeyleri parantez içerisinde verilmektedir.

Elektrik üretiminde doğal gaz talebinin, gelir esnekliği 0.2566’dır. Bu bulgu, hanehalkı kullanıcıları için doğal gaz talebinin gelire duyarlılığı ile uyumludur ve beklendiği gibi yüksektir. Burada da gelir esnekliğinin yüksek çıkmasının nedeninin, aynı dönemde Türkiye’de gerçekleşen doğal gazlaşma oranındaki ve milli gelirdeki artış olduğu tahmin edilmektedir.

Tablo 17: Elektrik Üretimindeki Doğal Gaz Tüketiminin Uzun Dönem Tahmin Sonuçları (1998:01-2007:01 Kırılma Çifti İçin)

q_t^{nge}	p_t^{nge}	y_t	p_t^{coalp}	re_t	tE_1	tE_2	tE_3
1,0000	- 0,4561	0,2566	0,0501	- 0,4083	0,0019	0,0164	0,0233

Elektrik üretiminde kullanılan doğal gaz talebinin fiyat esnekliği, hane halkı doğal gaz talep esnekliğine göre yüksek çıkmıştır. Bu bulgu da beklenen bir sonuçtur ve bunun, elektrik üretiminde kullanılan birincil enerji kaynaklarının, gittikçe daha fazla oranda kullanımından kaynaklandığı tahmin edilmektedir. Zira Türkiye’de 2001 reformu sonrasında hem elektrik hem de doğal gaz piyasalarının yeniden yapılandırılması, elektrik üretimindeki doğal gaz oranının, 2002’de %66,66’lardan bugün itibarıyla %45 seviyelerine gerilemesine neden olmuştur (BOTAŞ, 2011). Elde edilen esneklik değeri uzun dönem esneklik sonucu olduğu için elektrik ve doğal gaz piyasalarındaki bu değişimin, doğal gazdan elektrik üreticilerinin gittikçe, alternatif birincil enerji kaynaklarının ikame etkisi nedeniyle, doğal gaz fiyatına hassas hale gelmesi olarak yorumlanabilir. Bu bulgu, Türkiye enerji piyasalarında doğal gazın geleceği açısından yorumlanacak olursa, elektrik üretiminde birincil enerji kaynaklarının çeşitlendirilmesi devam ederse, doğal gazda ithalat bağımlısı olmanın dezavantajlarından gelecekte korunabileceğimiz anlamına gelmektedir. Özellikle nükleerden elektrik üretimine geçilmesi halinde, bu esneklik değerinin daha da yüksek çıkması tahmin edilmektedir.

Elektrik üretiminde kullanılan doğal gaz talebinin, kömür fiyatına duyarlılığını gösteren esneklik değeri, 0,0501 olarak bulunmuştur. Kömür, elektrik üretiminde doğal gazın ikamesi olarak düşünüldüğü için aradaki ilişkinin yönünün pozitif olması, ikame ilişkisini doğrulamaktadır. Bununla birlikte ilişkinin derecesinin düşük olmasının nedeninin, kömürün elektrik üretimindeki payının, doğal gazın payına göre çok düşük olmasından kaynaklandığı tahmin edilmektedir.

Son olarak re_t , elektrikte doğal gaz kullanımı için döviz kurlarının etkisini göstermektedir ve ilişkinin yönü beklendiği gibi negatiftir. Bununla birlikte elde edilen değer -0,4083’tür. Bu sonuç, elektrik kullanımında doğal gaza bağımlılığın derecesinin yüksek olduğunu göstermektedir. Döviz kurlarındaki artış, elektrik kullanımında doğal gaza olan talebi azaltmaktadır. Bununla birlikte hem doğal gazda ithalata bağımlılık nedeniyle, elektrik kullanımında doğal gaz talebi, döviz kurlarından etkilenmekte, hem de elektrik kullanımında birincil enerji kaynağı olarak doğal gaza bağımlılık, döviz kurlarında artışın etkisinin çok yüksek olmasını engellemektedir. Elde edilen bulgu, tam olarak bu durumu yansıtmaktadır.

5. SONUÇ

Sanayileşmenin gelişmesi ile beraber enerji tüketimi dünyada olduğu gibi Türkiye’de de artmıştır ve artmaya da devam edecektir. Doğal gaz kullanımı itibariyle diğer fosil yakıtlardan daha avantajlı olması özellikle evsel tüketimde diğer enerji formlarına tercih edilebilir olması nedeniyle son yıllarda ön plana çıkmıştır. 1980’li yıllarda yaygın olarak ülkemizde kullanımına başlanılan doğal gaz, başta elektrik üretimi olmak üzere konut, sanayi ve diğer kullanım alanlarında etkinliğini giderek artırarak günümüzde Türkiye enerji sektörünün birincil kaynaklarından biri konumuna gelmiştir.

Çevresel kaygıların önemli global bir mesele haline geldiği günümüzde ülkeler doğal gaz kullanımının yaygınlaşması adına enerji politikalarını bu yönde belirlemektedirler. Türkiye IEA üyesi ülkeler arasında uzun dönem ortalamasında enerji talebi en hızlı artan ülke olarak değerlendirilse bile genç ve şehirleşen nüfusuna karşılık enerji kullanımı hala daha düşük seviyelerdedir. Bundan dolayı büyüyen ekonomisine yeterli enerjiyi sağlama ihtiyacı enerji politikalarını hükümetlerin odağı haline getirmiştir.

Bu çalışmanın amacı Türkiye doğal gaz piyasasında gerçekleştirilen reform eşliğinde piyasa yapısını incelemektir. Bu amaçla ilk bölümde doğal gaz piyasa yapısı analiz edilmiş ardından da Türkiye doğal gaz piyasasının geçirmiş olduğu evrim incelenmiştir.

Reform öncesi Türkiye doğal gaz piyasasında BOTAŞ’ın tek hakim firma olduğu görülmektedir. Kamu mülkiyetinde dikey bütünleşik bir firma olarak üretim, iletim, ithalat, dağıtım ve depolama segmentlerindeki arama, boru hattı inşası, uzun dönemli gaz alım-satım anlaşmaları ve spot piyasalardan doğal gaz alımı gibi faaliyetleri gerçekleştirmekle yükümlüydü.

Sektörün ilk yıllarındaki kamu mülkiyetinde dikey bütünleşik yapının doğal tekeller ve ağ endüstrileri hakkında değişen iktisadi görüşle birlikte etkinliği tartışılmaya

başlanmıştır. Mevcut yapının piyasada etkin faaliyette bulunamaması, doğal gaz kullanımının geniş kitlelere yeterince yaygınlaştırılamaması doğal gaz piyasasında yapı değişikliğine gidilmesinde önemli rol oynamıştır.

Doğal gaz üretiminin talebi karşılayacak seviyede olmamasından dolayı yüksek derecede ithalata bağımlılık arz güvenliği sorununu doğurmuştur. Türkiye'nin zengin ortadoğu arz kaynaklarına yakın olması kaynak çeşitliliği açısından bir avantaj oluştururken mevcut yapıda bu kaynak çeşitliliği sağlanamamış olması, ayrıca Avrupa ile Doğu arasında enerji koridoru olma isteği piyasada bir reformu gerektirmektedir.

Doğal gazın kaliteli, sürekli, ucuz, rekabete dayalı esaslar çerçevesinde çevreye zarar vermeyecek şekilde tüketicilerin kullanımına sunulması için, doğal gaz piyasasının serbestleştirilerek mali açıdan güçlü, istikrarlı ve şeffaf bir doğal gaz piyasasının oluşturulması ve bu piyasada bağımsız bir düzenleme ve denetimin sağlanması amacı ile 14.04.2001 tarihinde 4646 sayılı Doğal Gaz Piyasası Kanunu yapılmıştır. 02.05.2001 tarihinde 24390 sayılı Resmi Gazete 'de kanun yayımlanmıştır.

Bu amaçla 2001 yılında yapılan Doğal Gaz Piyasası Kanunu ile BOTAŞ'ın piyasadaki kanunen verilmiş olan monopol hakkı, firmayı dikey ayrıştırmaya tabi tutarak elinden alınmıştır. Ayrıca bu kanun EPDK'yı doğal gaz piyasasındaki tek yetkili regülatör olarak tanımlamış ve piyasaya ait tüm düzenleme ve denetimlerde esas alınacak yasal çerçeveyi belirlemekle yetkili kılmıştır.

Piyasada faaliyette bulunmak isteyen tüzel kişilerin faaliyette bulunmak istediği alanda gerekli lisansları almaları şart koşulmuştur. Böylelikle piyasaya dışarıdan katılımcıların girmesine olanak sağlanmıştır.

Piyasada rekabeti tesis etme adına ithalat, arama ve üretim, toptan satış, depolama gibi faaliyetlerde Kurumca belirlenen cari yıl ulusal tüketim tahmininin yüzde yirmisini geçmeyecek şekilde faaliyette bulunulmaya izin verilmiştir. Böylelikle faaliyette bulunacak herhangi bir şirkete piyasa gücüne sahip olma izni verilmemektedir. BOTAŞ boru hattı taşımacılığında monopol olarak bırakılmıştır fakat üçüncü taraf erişimlerine izin verilerek diğer firmaların faaliyetleri kolaylaştırılmıştır.

Piyasa reformunun bir parçası olarak gaz dağıtım segmenti özelleştirilmiş ve dağıtım ağı genişletilmiştir. Dağıtım şirketleri doğal gazı en az iki farklı kaynaktan almalıdır ve hiçbirisi toplam miktarın yarısından fazlasını sağlamamalıdır. Fakat BOTAŞ'ın toptan satışta dominant rolünü sürdürdükçe dağıtım şirketlerinin bu yükümlülüğe uygun davranması pek de mümkün görünmemektedir.

Günümüzde mevcut duruma baktığımızda kanunla amaçlanan hedeflere tam olarak ulaşıldığı söylenememektedir. Mevcut durumda piyasa paylarına baktığımızda BOTAŞ'ın hakim durumunu devam ettirdiği görülmektedir.

Türkiye doğal gaz piyasasında yaşanan yapısal değişimler eşliğinde son bölümde doğal gaz talebi ampirik olarak tahmin edilmiştir. 1989:1-2010:4 dönemleri kapsayan veri seti ile hane halkı ve elektrik üreticileri için uzun dönem doğal gaz talep denklemi yapısal kırılmalar izin verilen Johansen ve diğerleri (2000) eş bütünleşme yöntemi ile tahmin edilmiştir.

Uzun dönem tahmininde önce zaman serileri özelliklerinden olan durağanlık araştırılmıştır. Bunun için kırılmalı birim kök testi uygulanmıştır. Serilerde bulunan kırılmalar genellikle Türkiye'deki kriz dönemleri olmakla birlikte Türkiye'nin doğal gazda ithalat bağımlı olmasından dolayı petrol fiyatlarında görülen ciddi artışların olduğu dönemler de kırılma olarak bulunmuştur.

Hane halkı için elde edilen bulgulara göre hane halkı doğal gaz talebinin uzun dönem fiyat esnekliği beklendiği gibi düşük, -1,709, yani fiyattan bağımsız bir talep durumu ortaya çıkmıştır. Çünkü hane halkları için doğal gaz ısınmada zorunlu bir mal haline gelmiştir.

Uzun dönem gelir esnekliği ise talep ile aynı yönlü ve esnek çıkmıştır. Bu bulgu da piyasanın gelişimiyle uyumludur. Çünkü doğal gazda özellikle 2001 reformu sonrasında 81 ilden 62'ine doğal gaz götürülmesi ve Türkiye'de kişi başına milli gelirin aynı dönemde artması, eş anlı olarak gerçekleşmiştir.

Üçüncü bulgu ile hane halkı talebi ile dünya petrol fiyatları arasındaki ilişkiyi yansıtmaktadır. Normal olarak negatif olması gereken bu ilişki pozitif olarak, 0,1297 bulunmuştur. Bu durum dünya petrol fiyatları artarken bu artışın Türkiye hane halkı doğal gaz fiyatlarına yansıtılmadığı anlamına gelmektedir. Bu etkileşim, Türkiye'de doğal gazın politik olarak manipüle edildiğini göstermektedir.

Talebin döviz kuru esnekliği beklendiği gibi negatif ve birden büyük, -1,2440 çıkmıştır. Buna göre ithalata bağımlı doğal gaz üzerinde döviz kurlarının etkisinin, petrol fiyatlarındaki değişimden daha yüksek olduğunu göstermektedir. Bu sonuç, Türkiye’de politikacıların doğal gaz fiyatlarını regüle ederken, petrol fiyatlarındaki değişimi fiyatlara yansıtmadığını, ama döviz kurlarındaki değişimi yansıttığını göstermektedir.

Elektrik üretimi için elde edilen bulgulara göre uzun dönem fiyat esnekliği hane halkı fiyat esnekliğine göre yüksek çıkmıştır. Bu bulgu da beklenen bir sonuçtur ve bunun, elektrik üretiminde kullanılan birincil enerji kaynaklarının, gittikçe daha fazla oranda kullanımından kaynaklandığı tahmin edilmektedir.

Elektrik üretiminde doğal gaz talebinin, gelir esnekliği 0,2566’dır. Bu bulgu, hane halkı kullanıcıları için doğal gaz talebinin gelire duyarlılığı ile uyumludur ve beklendiği gibi yüksektir. Burada da gelir esnekliğinin yüksek çıkmasının nedeninin, aynı dönemde Türkiye’de gerçekleşen doğal gazlaşma oranındaki ve milli gelirdeki artış olduğu tahmin edilmektedir.

Elektrik üretiminde kullanılan doğal gaz talebinin, kömür fiyatına duyarlılığını gösteren esneklik değeri, 0,0501 olarak bulunmuştur. Kömür, elektrik üretiminde doğal gazın ikamesi olarak düşünüldüğü için aradaki ilişkinin yönünün pozitif olması, ikame ilişkisini doğrulamaktadır. Bununla birlikte ilişkinin derecesinin düşük olmasının nedeninin, kömürün elektrik üretimindeki payının, doğal gazın payına göre çok düşük olmasından kaynaklandığı tahmin edilmektedir.

Son olarak $\ln RE_t$, elektrikte doğal gaz kullanımı için döviz kurlarının etkisini göstermektedir ve ilişkinin yönü beklendiği gibi negatiftir. Bununla birlikte elde edilen değer - 0,4083’tür. Bu sonuç, elektrik kullanımında doğal gaza bağımlılığın derecesinin yüksek olduğunu göstermektedir. Döviz kurlarındaki artış, elektrik kullanımında doğal gaza olan talebi azaltmaktadır.

Türkiye artan talebini karşılamak için gerekli arzı sağlayacak yatırımlara hız vermelidir. Bu yatırımları cazip hale getirecek piyasa yapısına sahip olmak için gerekli reformları hızlı bir şekilde gerçekleştirmelidir.

Yüksek derecede ithalata bağımlılıktan dolayı arz güvenliği endişesini gidermek adına alternatif arz kaynaklarına yönelmeli ve arzı çeşitlendirmelidir. Türkiye arz

kaynaklarını çeşitlendirmenin yanında aynı zamanda depolama faaliyetlerini genişletmeye odaklanmalıdır.

Kanun’da belirtilen sözleşme devirlerinin iyi yönetilememesi sonucu varlığını devam ettiren sözleşmeler piyasaya giriş engeli oluşturmaktadır. Bundan dolayı 4646 sayılı Kanun’da belirtilen sözleşme devirleri gibi piyasada rekabeti tesis amaçlı alınan hükümlerin uygulanmasında kararlı bir tavır sergilenmeli ve BOTAŞ’ın mevcut önemli derecedeki piyasa payı azaltılmalıdır.

Avrupa ile doğu arasında enerji köprüsü olmak için Türkiye’den geçecek olan alternatif boru hattı projelerine hız vermelidir.

Elektrik üretiminde ve sanayide yoğun bir şekilde doğal gaz kullanımı arz güvenliğinin diğer bir boyutunu oluşturmaktadır. Yüksek orandaki bağımlılığı azaltmak için özellikle elektrik üretiminde hidroelektrik, kömür ve yenilenebilir enerji kaynaklarına yönelerek kaynak çeşitliliğinin sağlanması gerekmektedir.

KAYNAKÇA

- Al-Sahlawi, Mohammed A. 1989. The Demand for Natural Gas: A Survey of Price and Income Elasticities. **The Energy Journal**. c.10. s.1: 77-90.
- Atiyas, İ. 2001. Ne İçin ve Nasıl Regülasyon. **TESEV'in Devletin Düzenleyici Görevleri Konulu Konferansı** , 10 Aralık 1999. İstanbul.
- Atiyas, İzak, Tamer Çetin, Gürcan Gülen. 2012. The Reform of Natural Gas Market in Turkey. **Reforming Turkish Energy Markets: Political Economy, Regulation and Competition in the search for Energy Policy**. ed. İzak Atiyas, Tamer Çetin, Gürcan Güler, New York: Springer: 63-102.
- AVERCH, Harvey, Leland L. JOHNSON. 1962. Behavior of the Firm Under Regulatory Constraint. **The American Economic Review**. c.52. s.5: 1052-1069.
- Azadeh, A., S. M. Asadzadeh, A. Ghanbari. 2010. An Adaptive Network-Based Fuzzy Inference System for Short-term Natural Gas Demand Estimation:Uncertain and Complex Environments. **Energy Policy**. c.38. s.3:1529-1536.
- Balestra Pietro, Marc Nerlove. 1996. Pooling Cross Section and Time Series Data in the Estimation of A Dynamic Model: The Demand for Natural Gas. **Econometrica**. s.34. s.3:585-612.
- Barnes, Rorberta, Robert Gillingham, Robert Hagemann. 1982. The Short-Run Residential Demand for Natural Gas. **Energy Journal** 3:59-72.
- Beierlein James G, James W. Dunn, James C. McConnon. 1981. The Demand for Electricity and Natural Gas in the Northeastern United States. **The Review of Economics and Statistics**. c.63:403-8.
- Berndt, Ernst R., G. Campbell Watkins. 1977. Demand for Natural Gas: Residential and Commercial Markets in Ontario and British Columbia. **Canadian Journal of Economics**. c.10. s.1: 97-111.
- Berg, Sanford V., John Tschirhart. 1998. **Natural Monopoly Regulation: Princibles and Practice**. Cambridge: Cambridge University Press.
- Bhattacharyya, Subhes. 2011. **Energy Economics:Concept, Issues, Markets and Governance**. England: Springer.

- Blattenberger, Gail R., Lester D. Taylor, Robert K. Rennhack. 1983. Natural Gas Availability and the Residential Demand for Energy. **The Energy Journal**. c.4. s.1:23–45.
- Bloch, Farrel E. 1980. Residential demand for natural gas. **Journal of Urban Economics**. c.7. s.3:371–83.
- Bohi, Douglas R. 1981. **Analyzing Demand Behavior: A Study of Energy Elasticities**. Baltimore: Johns Hopkins University Press.
- BOTAŞ. 2010. **2010 Faaliyet Raporu**. Ankara
- Cowan, Simon. 2002. Price-cap regulation. **Swedish Economic Policy Review**. c.9.s.2: 167–188.
- Çetin, Tamer. 2012. **Regülasyon ve Rekabet Ekonomisi**. İstanbul:İdeal Kültür.
- Çetin, Tamer, Fuat Oguz. 2007. The Reform in the Turkish Natural Gas Market: A Critical Evaluation. **Energy Policy**. c.35. s.7: 3856–3867.
- Devlet Planlama Teşkilatı. 2001. **Uzun Vadeli Strateji ve Sekizinci Beş Yıllık Klakınma Planı 2001-2005**. Ankara
- Dickey, David A., Wayne A. Fuller. 1979. Distribution of the Estimators for Autoregressive Time Series With a Unit Root. **Journal of the American Statistical Association**. c.74. s.366a 427-431.
- _____. 1981. The Likelihood Ratio Statistics for Autoregressive Time Series with a Unit Root. **Econometrica**. c.49. s.4: 1057-1072.
- Doane, Michael J., Daniel F. Spulber. 1994. Open access and the evolution of the US spot market for natural gas. **Journal of Law and Economics**. c.37.s.2: 477–517.
- EPDK. 2012. **Doğal Gaz Piyasası:2011 Sektörel Raporu**. Ankara
- EPK. 2001. **Doğal Gaz Piyasası Kanunu 4646**. Ankara
- Erdogdu, Erkan. 2010. Natural Gas Demand in Turkey. **Applied Energy**. c.87. s.1: 211-219.
- Faraco, Alexandre Ditzel, Diogo R. Coutinho. 2007. Network Industry Regulation: Between Flexibility and Stability. **Seattle Journal for Social Justice**. c.5 s.2: 721–753.
- Fisher, Franklin M., Carl Kaysen. 1962. **A study in econometrics: the demand for electricity in the United States**. North-Holland: Amsterdam.
- Garcia-Cerrutti, L. Miguel. 2000. Estimating elasticities of residential energy demand from panel county data using dynamic random variables models with heteroskedastic and correlated error terms. **Resource and Energy Economics**. c.22. s.4: 355-366.

- GUASCH, José Luis. 1999. **Managing the Regulatory Process: Design, Concepts, Issues and the Latin America and Caribbean Story**. World Bank: Washington
- Glaeser, Edward L. 2001. Public Ownership in the American City. **National Bureau of Economic Research**. no. w8613.
- Hendry, David F., Grayham E. Mizon. 1993. Evaluating Dynamic Econometric Models by Encompassing the VAR. **Models, Methods and Applications of Econometrics**. ed. Peter CB. Phillips, Oxford: Basil Blackwell: 272–300.
- Herbert, John H. 1986. Data Analysis and the Estimation of Aggregate Natural Gas Demand per Customer. **Journal of Economic & Social Measurement**. c.14. s.1:65–74.
- Hooley, Richard W. 1968. **Financing the Natural Gas Industry, the Role of Life Insurance Investment Policies**. New York: AMS Press
- Hunt, Lester C., and Joanne Evans. 2009. **International Handbook on the Economics of Energy**. UK: Edward Elgar Publishing
- Intven, Hank, 2000. **Telecommunication Regulation Handbook**. World Bank: Washington.
- IEA. 1999. **Energy Policies of IEA Countries:1999**. Paris
- _____. 2001. **Energy Policies of IEA Countries:2001 Review**. Paris
- _____.2005. **Energy Policies of IEA Countries:Turkey Review**. Paris.
- _____. 2011. **Natural Gas Information**. Paris.
- _____. 2012. **Natural Gas Information**. Paris.
- Jaccard, Mark. 1995. Oscillating Currents: The Changing Rationale for Government Intervention in the Electricity Industry. **Energy Policy**. c.23. s.7:579–592
- Jess, Margaret. 1997. Restructuring Energy Industries : Lessons from Natural Gas. **Natural Gas Montly May 1997**.
- Johansen, Søren. 1988. Statistical Analysis of Cointegration Vectors. **Journal of Economic Dynamics and Control**. c.12. s.2: 231–254.
- Johansen, Søren, Katarina Juselius. 1990. Maximum Likelihood Estimation and Inference on Cointegration with Application to the Demand for Money, **Oxford Bulletin of Economics and Statistics**. c.52. s.:169–210.
- Johansen, Søren, Rocco Mosconi. Bent Nielsen. 2000. Cointegration Analysis in the Presence of Structural Breaks in the Deterministic Trend. **The Econometrics Journal**. c.3. s.2: 216–249.

- Johansen, Søren. 2005. The Interpretation of Cointegrating Coefficients in the Cointegrated Vector Autoregressive Model. **Oxford Bulletin of Economics and Statistics**. c.67. s.1: 93–104.
- Joskow, Paul L. 1974. Inflation and Enviromental Concern: Structural Change in the Process of Public Utility Price Regulation. **Journal of Law & Economics**. c.17: 291.
- Joskow, Paul L. 1995. The New Institutional Economics: Alternative Approaches: Concluding Comment. **Journal of Institutional and Theoretical Economics**. c.151. s.1:248-259.
- Juris, Andrej. 1998. The Emergence of Markets in the Natural Gas Industry. **World Bank Policy Research Working Paper**. 1895
- _____. 1998. Development of Natural Gas and Pipeline Capacity Markets in the United States. **World Bank Policy Research Working Paper**.1897.
- _____. 1999. Competition in the Natural Gas Industry: The Emergence of Spot, Financial, and Pipeline Capacity Markets. **World Bank Policy Research Working Paper** .
- Kazdağlı, Hasan, Özgür Arslan. 2011. Tackling with Natural Monopoly in Electricity and Natural Gas Industries. **Financial Aspects in Energy**. ed: André Dorsman, Wim Westerman, Mehmet Baha Karan, Özgür Arslan, Berlin, Heidelberg: Springer: 213–231.
- Kaya, Bağdagül. "Avrupa Birliği Elektrik ve Doğal Gaz Piyasalarında Rekabet ve Türkiye'ye Yansımaları". Yüksek Lisans Tezi. Ankara Üniversitesi Sosyal Bilimler Enstitüsü, 2007.
- Kidnay, J. Arthur, R. William Parrish. 2006. **Fundamentals of Natural Gas Processing**, New York: CRS Press.
- Krichene, N. 2002. World Crude Oil and Natural Gas: A Demand and Supply Model. **Energy Economics**. c.24. s.6:557-576.
- Lee, Junsoo, Mark C. Strazicich. 2003. Minimum Lagrange Multiplier Unit Root Test with Two Structural Breaks. **Review of Economics and Statistics**. c.85. s.4:1082–1089.
- Lee, Junsoo, Mark C. Strazicich. 2004. Minimum LM Unit Root Test With One Structural Break. Manuscript, Department of Economics, Appalachian State University.
- Lee, Ray-Shine, Nsrvikar Singh. 1994. Patterns in Residential Gas and Electricity Consumption: An Econometric Analysis. **Journal of Busines and Economic Statistics**. c.12.s.2:233-241.
- Lieberman, Marvin B. 1991. Determinants of Vertical Integration: An Empirical Test. **The Journal of Industrial Economics**. c.39.s.5: 451–466.

- Maddala, G.S., Robert P. Trost, Hongyi Li, and Frederick Joutz. 1997. Estimation of Short- Run and Long-Run Elasticities of Energy Demand from Panel Data Using Shrinkage Estimators. **Journal of Business & Economic Statistics**. c.15. s.1: 90-100.
- Newbery, David M. 1999. **Privatization, Restructuring and Regulation of Network Utilities**. London, England: The MIT Press.
- Perron, Pierre. 1989. The Great Crash, the Oil Price Shock and the Unit Root Hypothesis. **Econometrica**. c.57. s.6:1361-1401.
- Perry, Martin K. 1989. Vertical Integration:Determinants and Effects. **Handbook of Industrial Organization Volume 1**. ed: Richard Schmalensee and Robert Willing, North-Holland: 183–255.
- Phillips, Peter C.B., Pierre Perron. 1988. Testing for a Unit Root in Time Series Regression. **Biometrika**. c.75. s.2:335-346.
- ROS, Agustín J. 2001. Principles and Practice of Price Cap Regulation: An Application to the Peruvian Context. **National Economic Research Associates**. Washington.
- Schmidt, Peter, Peter C.B. Phillips. 1992. LM Tests for a Unit Root in the Presence of Deterministic Trends. **Oxford Bulletin of Economics and Statistics**. c.54. s.3: 257–287.
- Sharkey, William W.. 2008. **The Theory of Natural Monopoly**. New York: Cambridge Books.
- Swamy, Paravastu AVB. 1974. Linear models with random coefficients. **Frontiers in Econometrics**. ed. Paul Zarembka, Newyork: Academic Press: 143–168.
- Winston, Clifford. 1998. U . S . Industry Adjustment to Economic Deregulation. **Journal of Economic Perspectives**. c.12.s.3: 89–110.
- Tinic, Seha M., B. M. Harnden, and C. T. L. Janssen. 1973. Estimation of Rural Demand for Natural Gas. **Management Science**. c.20. s.4-Part-II: 604-616.
- Toksarı, M. Duran. "Ant Colony Optimization Approach to Estimate Energy Demand of Turkey. **Energy Policy**. c.35. s.8: 3984-3990.
- Ünsal, Erdal. 2011. **Mikro İktisat**. İmaj Yayıncılık: Bursa.
- Verhulst, Michael J. 1950. The Theory of Demand Applied to the French Gas Industry. **Econometrica**. c.18. s.1:45–55.
- Yoo, Seung-Hoon, Hea-Jin Lim, and Seung-Jun Kwak. 2009. Estimating the Residential Demand Function for Natural Gas in Seoul with Correction for Sample Selection Bias. **Applied Energy**. c.86. s.4: 460-465.

ÖZGEÇMİŞ

Fatih Yüksel 03.05.1985 tarihinde Bursa’da doğdu. Haşim İşcan İlköğretim okulunu (1999) ve Çelebi Mehmet (YDA) lisesini (2003) bitirdikten sonra Yıldız Teknik Üniversitesini Matematik bölümünden 2009 yılında mezun olmuştur. 2010 yılında Muğla Sıtkı Koçman Üniversitesi Sosyal Bilimler Enstitüsünde Araştırma Görevlisi olarak işe başlamıştır. Halen Yıldız Teknik Üniversitesi İktisat Bölümünde Araştırma Görevlisi olarak görev yapmaktadır.