

## 6. DOĞAL GAZ SEKTÖR GÖRÜNÜMÜ

**Erdinç ÖZEN**  
Elektronik Mühendisi

2019 yılında ülkemizde toplam tüketilen gaz miktarı 44,794 milyar m<sup>3</sup> olarak gerçekleşmiş olup, 2018 yılında 49,3 milyar m<sup>3</sup> olarak gerçekleşen tüketim yaklaşık % 10 oranında azalmıştır. 2017 yılında 53,8 milyar m<sup>3</sup> olarak kaydedilen tüm zamanların en yüksek doğal gaz tüketimi, azalma eğilimine 2018 yılından sonra 2019 yılında da devam etmiştir. Doğal gaz evsel tüketicilerinin önemli oranda artmasına karşın son iki yılda genel tüketimin düşmesinin ana nedeni; elektrik üretiminde doğal gaz payının azalması (ki 2019 yılında bu oran % 19 seviyelerine inmiştir) ve görece yumuşak yaşanan kış mevsimleridir. Su gelirlerinin 2019 yılında iyi seviyede gerçekleşmesi, yenilenebilir enerji kaynaklarının ve sağlanan teşviklerle kömür yakıtlı elektrik üretiminde yaşanan artışlar sonucu elektrik üretiminde doğal gazın payı rekor düzeyde azalmıştır. Sanayide kullanılan doğal gaz miktarı da önceki yıla göre cüzi bir miktar artmıştır.

2019 yılına ait ithalat 45,2 milyar m<sup>3</sup>, yerli üretim ise yaklaşık 474 milyon m<sup>3</sup> düzeyindedir.

### 6.1 2018 VE 2019 YILLARINA İLİŞKİN İTHALAT VE TÜKETİM VERİLERİNİN İRDELENMESİ

Doğal gaz piyasasına dair ithalat, üretim ve tüketim detaylarına ilişkin veriler, bu verilerin tümünün toplandığı tek merci olan EPDK tarafından her yıl yayımlanan sektör raporlarında kamuoyu ile paylaşılmaktadır. Ancak 2019 yılına dair yıllık EPDK Doğal Gaz Sektör Raporu henüz yayımlanmadığı için, bu çalışmamızda bazı detaylı sektörel analizler sadece 2018 yılı için yapılmıştır.

**Tablo 6.1** 2017, 2018 ve 2019 Yılı Sonu İtibarıyla Doğal Gaz Piyasası Genel Görünümü

	Üretim (milyon m <sup>3</sup> )	İthalat (milyon m <sup>3</sup> )	Yurtiçi Satış (Tüketim) (milyon m <sup>3</sup> )	İhracat (milyon m <sup>3</sup> )	TOPLAM ARZ (Üretim + İthalat) (milyon m <sup>3</sup> )	TOPLAM TALEP (Yurtiçi Satışlar + İhracat) (milyon m <sup>3</sup> )
2017*	381,37	55.249,95	53.857,14	630,67	55.631,32	54.487,81
2018*	428,17	50.360,58	49.329,93	673,28	50.788,75	50.003,21
2019**	474	45.207	44.794	763	45.674	45.557

\* Kaynak: EPDK 2018 Yılı Doğal Gaz Sektör Raporu

\*\*EPDK 2019 Aralık Ayı Sektör Raporu

2018 yılında gerçekleşen ithalattaki en büyük ağırlık, yaklaşık % 81 oran ile BOTAS'ın olmuştur. Toplam ithalat içinde özel sektör ithalatçılarının payının artması, piyasanın liberalleşmesi ve rekabetin artması için olmazsa olmaz bir adım olarak nitelenmekle birlikte, geçen süre içinde bu pay beklentilerin aksine azalma eğilimi göstermektedir.

**Tablo 6.2** İthalatçı Şirketlerin 2018 Yılındaki İthalatları ve Toplam İthalat İçindeki Payları [1]

Şirket Unvanı	Toplam Miktar (milyon m <sup>3</sup> )	Payı (%)
Boru Hatları İle Petrol Taşıma A.Ş.	42.631,93	84,65
Enerco Enerji Sanayi ve Ticaret A.Ş.	1.922,88	3,82
Akfel Gaz Sanayi ve Ticaret A.Ş.	1.697,55	3,37
Bosphorus Gaz Corporation A.Ş.	1.551,15	3,08
Batı Hattı Doğalgaz Ticaret A.Ş.	910,39	1,81
Kibar Enerji A.Ş.	820,33	1,63
Ege Gaz A.Ş.	380,12	0,75
Avrasya Gaz A.Ş.	262,39	0,52
Shell Enerji A.Ş.	183,84	0,37
<b>Genel Toplam</b>	<b>50.360,58</b>	<b>100,00</b>

Geçmiş yıllarda BOTAS'ın toplam ithalat içindeki payı % 80 seviyesinde iken, 2018 yılı için ise bu oran % 85 seviyesine çıkmıştır.

2019 yılında ise, takip eden bölümlerde detaylı olarak ele alındığı üzere, özel sektör ithalatçılarının toplam doğal gaz ithalatı içindeki payı rekor düzeyde düşmüş BOTAS'ın payı % 96 seviyesine çıkmıştır. 2019 yılında yukarıdaki tabloda yer alan özel sektör ithalatçı şirketlerinden Avrasya Gaz ve ENERCO'nun hiç ithalatı olmamış, Kibar Enerji, Batı Hattı ve Shell şirketlerinin ithalatları ise çok cüzi seviyelerde kalmıştır (sırasıyla 14, 17 ve 42 milyon m<sup>3</sup>).

LNG ithalatının payı, toplam ithalat içinde giderek artmakta olup, bu oran 2018 yılında % 22,49 olarak gerçekleşmiş, 2019 yılında ise % 28,08 ile en yüksek değerine ulaşmıştır.

**Tablo 6.3** 2013-2019 Yılları Arasında, Doğal Gaz İthalatı Gerçekleştiren Şirketlerin Doğal Gazın Türüne Göre İthalat Miktarları (Milyon Sm<sup>3</sup>) ve Payları (%) [1, 2]

Yıllar	Boru Gazı		LNG		Toplam (Milyon Sm <sup>3</sup> )
	Miktar (Milyon Sm <sup>3</sup> )	Pay (%)	Miktar (Milyon Sm <sup>3</sup> )	Pay (%)	
2013	39.419,44	87,08	5.849,54	12,92	45.268,98
2014	41.981,41	85,22	7.280,87	14,78	49.262,28
2015	40.778,11	84,21	7.648,96	15,79	48.427,08
2016	38.724,48	83,54	7.627,68	16,46	46.352,17
2017	44.484,67	80,52	10.765,28	19,48	55.249,95
2018	39.032,13	77,51	11.328,45	22,49	50.360,58
2019	32.514	71,92	12.693	28,08	45.207

Spot LNG ithalatı, devreye alınan yüzer LNG terminalleri (FSRU) kullanımına paralel olarak giderek artış göstermiş olup, 2018 yılında toplam doğal gaz ithalatı içinde % 10,21'lik bir paya sahip olmuştur. Bu oran 2019 yılında ise 5,258 milyar m<sup>3</sup> Spot LNG ithalatı ile % 11,63 olarak gerçekleşmiştir. 2019 yılında da Katar 2,459 milyar m<sup>3</sup> hacimle Spot LNG ithalatında öne çıkan ülke konumunda olup, ABD'nin 2019 yılında 1,219 milyar m<sup>3</sup> hacimle Spot LNG ithalatında giderek artan payı da dikkat çeken bir unsurdur. [2]

**Tablo 6.4** 2018 Yılı Spot LNG İthalatı (milyon Sm<sup>3</sup>)

Ülke Adı	Miktar
Katar	2.980,60
Nijerya	478,99
ABD	444,23
Trinidad ve Tobago	416,07
Mısır	202,28
Fransa	175,94
Angola	97,11
İspanya	93,16
Norveç	88,26
Ekvator Ginesi	84,82
Cezayir	78,52
<b>Genel Toplam</b>	<b>5.139,98</b>

Sektörel doğal gaz tüketiminde, önceki yıllarda elektrik enerjisi üretimi büyük ağırlık taşıyor iken, 2019 yılı ile birlikte bu alan ilk kez evsel tüketimin altında kalmıştır.

**Tablo 6.5** Doğal Gaz Sektörel Tüketim Miktarları (Milyon m<sup>3</sup>) ve Toplamdaki Payları (%) [3]

	Elektrik	Sanayi	Isınma Amaçlı ve diğer	Toplam
2010	19.698 (%52,60)	10.159 (%27,13)	7.591 (%20,27)	37.447
2011	21.142 (%47,89)	11.682 (%26,46)	11.321 (%25,65)	44.145
2012	21.636 (%47,82)	11.594 (%25,68)	11.971 (%26,50)	45.242
2013	21.053 (%45,8)	11.528 (%25,1)	13.333 (%29)	45.918
2014	23.442 (%48,1)	12.374 (%25,4)	12.901 (%26,5)	48.717
2015	19.010 (%39,6)	14.690 (%30,6)	14.299 (%29,8)	47.999
2016	16.730 (%36)	14.837 (%32)	14.828 (%32)	46.395
2017	20.536 (%38)	13.464 (%25)	19.927 (%37)	53.857
2018	18.198 (%37)	11.988 (%25)	19.143 (%39)	49.329
2019	11.246 (%25)	12.413 (%28)	21.135 (%47)	44.794

Elektrik üretimi içinde doğal gaz yakıtlı santrallerin payı son yıllar içinde en yüksek orana 2014'de % 47,9 ile ulaşmıştı. Bu oran 2017'de % 36,6'ya, 2018'de ise % 30,3'e gerilemiştir. Elektrik üretim kaynakları içinde ithal kömürün ve çeşitli desteklerle yerli kömür ve yenilenebilir enerji kaynaklarının payları yükselmiş ve 2019'da doğal gazın payı % 18,6'a düşmüştür.

**Tablo 6.6** Elektrik Üretiminde Doğal Gaz Yakıtlı Santrallerin Yıllar İtibarıyla Payı [4]

2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
%49,3	%46,5	%45,4	%43,6	%43,8	%47,9	%37,9	%32,5	%36,6	%30,3	%18,6

Doğal gaz altyapısının ulaşmadığı yerlerde kullanılan dökme LNG'nin miktarı, 2011 yılında kaydedilen 1.093 milyon m<sup>3</sup> rekor düzeyinden sonra, dağıtım ağının giderek genişlemesiyle yıllar içinde düşüş yaşamış ve 2016 yılında 573 milyon m<sup>3</sup>, 2018 yılında ise 600 milyon m<sup>3</sup> seviyesinde gerçekleşmiştir.

Araç yakıtı olarak ağırlıklı bir biçimde toplu taşıma araçlarında kullanılan CNG'nin boru hattının henüz ulaşmadığı noktalarda, konut ve sanayi kesimi tüketicileri tarafından da kullanılması yaygınlık kazanmış olup, 2018 yılında 209 milyon m<sup>3</sup> seviyesine ulaşmıştır.

2008 yılında en yüksek üretimin gerçekleştiği 969 milyon m<sup>3</sup> seviyesinden sonra başlayan yerli üretimdeki azalma eğilimi 2017 yılına kadar devam etmiş ve bu yılda 354 milyon m<sup>3</sup> seviyesine düşmüştür. 2018 yılı ile birlikte üretim miktarlarında nispi artışlar kaydedilmiş olup, 2019 yılı gerçekleşmesi 474 milyon m<sup>3</sup> seviyesine ulaşmıştır.

**Tablo 6.7** 2007–2018 Yılları Arasında Yerli Doğal Gaz Üretim Miktarları (Milyon m<sup>3</sup>) [3]

Yıllar	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Miktar	874	969	684	682	759	632	537	479	381	367	354	428	474

## 6.2 DOĞAL GAZ SEKTÖRÜNDE 2018 VE 2019 YILLARINDA GERÇEKLEŞEN FAALİYETLER İLE İLGİLİ DEĞERLENDİRMELER

Doğal gaz sektörü açısından 2018 ve 2019 yıllarında yaşanan en önemli gelişme, talepteki azalış ile birlikte BOTAŞ'ın artan pazar payı olmuştur. BOTAŞ tarafından ithal edilen Spot LNG miktarındaki büyük artışlar, diğer taraftan siyasi iradenin sübvansiyon politikası doğrultusunda BOTAŞ'ın doğal gaz satış fiyatlarının ithalat maliyetlerinin oldukça altında belirlenmesi özel sektör ithalatçılarının payını 2019 yılında % 4 seviyesine kadar geriletmiştir. Dikkate değer bir başka husus ise, BOTAŞ'ın uzun dönemli ve petrol ürünlerine endeksli gaz alım kontratlarında ortaya çıkan fiyatlar ile özellikle 2019 yılı yaz aylarında Avrupa piyasalarındaki başlıca gaz ticaret merkezleri olan İngiltere–NBP ve Hollanda–TTF'de oluşan spot fiyatlar arasında aleyhte oluşan büyük farklılıklardır. Nitekim BOTAŞ'ın ortalama alım maliyetinin 260–280 ABD doları olarak ortaya çıktığı bazı yaz aylarında, adı geçen gaz ticaret merkezlerinde fiyatlar 125 ABD doları seviyesine kadar gerilemiştir. Doğal gaz sektöründe yaşanan gelişmeler aşağıda incelenmektedir.

### 6.2.1 İthalat

2018 yılı başlarında BOTAŞ'ın Dört Yol FSRU terminalinin devreye alınması ve aynı yılın Haziran ayı sonunda TANAP boru hattından BOTAŞ şebekesine Eskişehir Çıkış Noktası'nda Şah Deniz Faz II Anlaşması doğrultusunda gaz sevkiyatının başlaması ile iki yeni ithalat giriş noktası şebekeye dâhil olmuştur.

Gerek Etki Liman ve Dört Yol FSRU terminallerinin kullanımından doğan gereklilikler, gerekse küresel ölçekte LNG arz fazlalığının oluşması ile düşen Spot LNG fiyatlarının etkisi ile BOTAŞ tarafından temin edilen Spot LNG miktarının toplam gaz ithalatı içindeki payının 2018 yılında % 10,21 ve 2019 yılında ise % 11,63 düzeyine çıkması dikkat çeken bir gelişmedir. Bu noktada üzerinde durulması gereken bir diğer husus ise, LNG ithalatına hizmet verebilen terminal sayısının dört adede çıkmış olmasına rağmen, EGEGAZ tarafından gerçekleştirilen çok cüzi ithalat (yılda bir kargo) bir kenara bırakıldığında, 47 adet Spot LNG lisans sahibinden hiçbirisinin henüz LNG ithalatı gerçekleştirilmiş olmamasıdır. BOTAŞ'ın uygulamakta olduğu sübvansiyonlu fiyat politikasının bu sonucu doğurduğu söylenebilir, LNG terminallerinin BOTAŞ dışında kullanımında mevzuat açısından bir engel bulunmamasına rağmen, fiili uygulamada engeller yaratıldığı öne sürülmektedir.

Rusya'dan Batı Hattı ile ithal edilen doğal gaza ilişkin 2012 yılı sonunda gerçekleşen kontrat devrinde sonra BOTAŞ yeni bir kontrat devri gerçekleştirilmemiştir. Boru hatları üzerinden gerçekleştirilen ithalat anlamında anılan tarihten bu yana BOTAŞ Kontratlarının devrine dair bir gelişme kaydedilmiş değildir.

**Tablo 6.8** Rus Batı Hattı Kontrat Miktarları ve Bitiş Tarihleri [5]

Lisans Sahibi	Kontrat Miktarı (milyon m <sup>3</sup> )	Kontrat Bitiş Tarihi
BOTAŞ	4.000	31.12.2021
Enerco	2500	31.12.2021
Avrasya Gaz	500	31.12.2021
Bosphorus Gas Corporation AŞ	750	31.12.2021
Shell	250	31.12.2021
Batı Hattı AŞ	1.000	26.11.2035
Akfel Enerji San. ve Tic. AŞ	2.250	26.11.2035
Bosphorus Gas Corporation AŞ	1.750	26.11.2042
Kibar Enerji AŞ	1.000	26.11.2042

Rus Batı Hattı kontratları sektördeki gelişmeler açısından kritik önemde bir yere sahiptir. Tablo 6.8'de yer aldığı üzere, özel sektör tarafından devir alınmış olan yıllık toplam 10 milyar cm<sup>3</sup> (kontrat metre küp) hacmindeki alım kontratlarında, 2019 yılında çok büyük oranda temerrüde düşülmüş veya hiç gaz çekilmemiştir. 4000 m<sup>3</sup> toplam hacimli özel sektör kontratların vadesinin 2021 yılı sonunda dolacağı dikkate alındığında, ortaya çıkan “al ya da öde” yükümlülüklerinin ne şekilde yerine getirilebileceği soru işaretidir. Öte yandan, GAZPROM EXPORT ile Batı Hattı Doğalgaz AŞ, Akfel Gas AŞ, Avrasya Gas AŞ, Enerco Enerji AŞ ve Kibar Enerji AŞ arasında Stockholm Uluslararası Tahkim Mahkemesi'nde görülen tahkim süreçlerinde doğal gaz ithalat fiyatında iskonto konusunda yaşanan anlaşmazlık konusunda Stockholm Tahkim Organı oy birliği ile Gazprom'u haklı bulmuş ve Türk şirketlerinin yüzde 10,25 indirim talebini reddetmiştir. Gazprom Export, BOTAŞ'a göreceli olarak, bu şirketlere 2015-2016 yılları için yüzde 10,25 daha düşük fiyattan gaz vermişti. Gazprom Export bu karardan vazgeçip indirimde son verince, şirketler 2017 doğal gaz satış fiyatını kabul etmemişler, indirimin sürmesini talep etmişlerdi. Geline ortamda, özel sektör ithalatçılarının tahkim sonrasında oluşan önemli mali yükler ve al ya da öde yükümlülüklerinde temerrütleri ile nasıl baş edecekleri, teslim noktasının Türk Akımı Projesi doğrultusunda Malkoçlar yerine Kıyıköy olarak yeniden belirlenmesine bağlı olarak kontratların yeniden nasıl şekilleneceği merak konusudur.

Ülke ve kaynak bazında yıllara sari olarak ithalat miktarları ve payları Tablo 6.9'da verilmektedir.

**Tablo 6.9** 2008-2019 Yıllarında Ülkeler İtibarıyla Doğal Gaz İthalat Miktar Milyon Sm<sup>3</sup>) ve Paylar (%) [6]

Ülke	Rusya		İran		Azerbaycan		Cezayir		Nijerya		Diğer*		Toplam
	Miktar	Pay	Miktar	Pay	Miktar	Pay	Miktar	Pay	Miktar	Pay	Miktar	Pay	
2008	23.159	62,01	4.113	11,01	4.580	12,26	4.148	11,11	1.017	2,72	333	0,89	37.350
2009	19.473	54,31	5.252	14,65	4.960	13,83	4.487	12,51	903	2,52	781	2,18	35.856
2010	17.576	46,21	7.765	20,41	4.521	11,89	3.906	10,27	1.189	3,13	3.079	8,09	38.036
2011	25.406	57,91	8.190	18,67	3.806	8,67	4.156	9,47	1.248	2,84	1.069	2,44	43.874
2012	26.491	57,69	8.215	17,89	3.354	7,3	4.076	8,88	1.322	2,88	2.464	5,37	45.922

2013	26.212	57,9	8.730	19,28	4.245	9,38	3.917	8,65	1.274	2,81	892	1,97	45.269
2014	26.975	54,76	8.932	18,13	6.074	12,33	4.179	8,48	1.414	2,87	1.689	3,43	49.262
2015	26.783	55,31	7.826	16,16	6.169	12,74	3.916	8,09	1.240	2,56	2.493	5,15	48.427
2016	24.540	52,94	7.705	16,62	6.480	13,98	4.284	9,24	1.220	2,63	2.124	4,58	46.352
2017	28.690	51,93	9.251	16,74	6.544	11,85	4.617	8,36	1.344	2,43	4.804	8,7	55.250
2018	23.642	46,95	7.863	15,61	7.527	14,95	4.521	8,98	1.668	3,31	5.140	10,21	50.361
2019	15.192,50	33,61	7.736,31	17,11	9.584,75	21,20	5.678,35	12,56	2.419,85	5,35	4.595,85	10,17	45.208

\* Spot LNG ithalatının yapıldığı diğer ülkeleri temsil etmektedir.

Yukarıda da değinildiği üzere, Tablo 6.9'da dikkat çeken husus Spot LNG ithalatında görülen büyük artıştır. Bu trendin önümüzdeki birkaç yıl için de devam edeceği, BOTAŞ'ın 2019 yılı Ekim ayı sonlarına doğru çıkmış olduğu Spot LNG alım ihaleleri sonrasında görülmektedir. İhale, BOTAŞ'ın 2020'nin son çeyreği ile 2023 yılının üçüncü çeyrek periyodunu kapsayan dönem için 70 kargoyu kapsayan yaklaşık 7 milyar m<sup>3</sup> gaz karşılığı Spot LNG alımını kapsamaktadır. Anılan dönemde küresel ölçekte LNG arz fazlalığının devam edeceği tahminleri ve alıcılar açısından ortaya çıkan olumlu durumun avantajını kullanmak adına BOTAŞ'ın bu stratejiyi ortaya koyduğu görülmektedir. BOTAŞ tarafından ithal edilen Spot LNG miktarlarındaki yükseliş, diğer taraftan Şah Deniz Faz II gazının da ithalat portföyüne dâhil olması ve buna karşılık talepteki daralma, özel sektör ithalatçıları açısından önümüzdeki dönemin zorluklarla dolu olacağını göstermektedir.

Irak'tan doğal gaz ithalatına ilişkin belirsizlik devam etmektedir. Bununla birlikte, söz konusu ithalatın Türkiye tarafında teknik alt yapısını oluşturacak olan Silopi-Bismil arasında 185 km uzunluğunda 40 inç çaplı boru hattının yapımı tamamlanmıştır. İsrail'in Doğu Akdeniz'deki Tamar ve Leviathan gaz sahalarından Türkiye'ye boru hattı bağlantısı yapma projesi giderek gündemden düşmekle birlikte, 2019 yılının sonlarında Türkiye'den İsrail'e bu sayfanın yeniden açılması konusunda mesaj gittiği şeklinde haberler medyada yer almıştır.

## 6.2.2 Toptan Satış

2018 yılında ülkemizin toplam 50.788,75 milyon Sm<sup>3</sup> olarak gerçekleşen doğal gaz arzının; % 84,12'si BOTAŞ, % 15,25'i ithalat lisansı sahibi diğer şirketlerce, % 0,63'ü ise üretim gerçekleştiren toptan satış şirketlerince karşılanmıştır. 2019 yılına dair kesinleşmemiş verilere göre toplam arz 45.681 milyon Sm<sup>3</sup> olup, bu miktarın % 90'ı BOTAŞ tarafından karşılanmıştır.

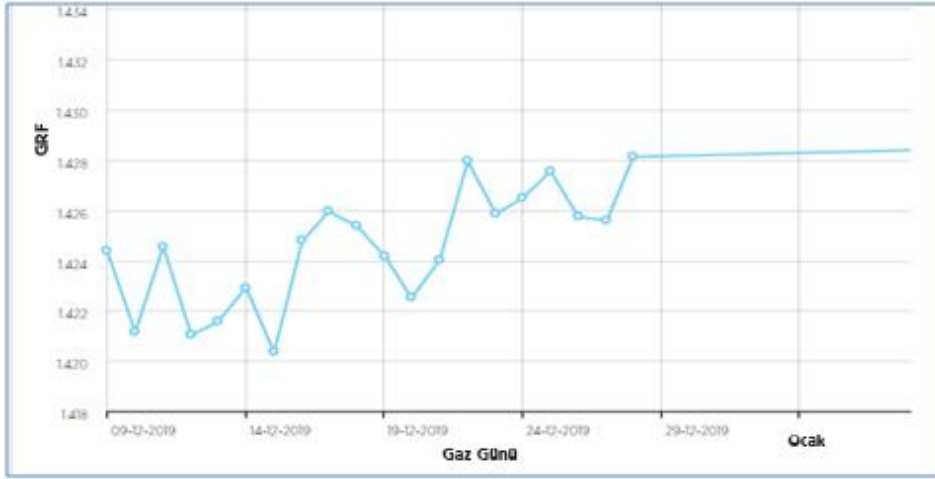
Gazın son kullanıcıya teslim edilmesine değin mülkiyetinin birçok kez el değiştirmesi, fiziki teslim kadar oluşan sanal ticaretin büyüklüğü ve bu çerçevede faaliyet gösteren çok sayıda toptan satış şirketinin varlığı ve etkinliği, liberal ve rekabetçi piyasa yapılarının en önemli göstergeleri arasında yer almaktadır. Bu manada 2018 yılında ve özellikle 2019 yılında büyük bir gerileme yaşanmıştır. EPDK 2018 Yılı Doğal Gaz Sektör Raporu'nda belirtildiği üzere, 2018 yılında 12 taşıtan fiziki olarak ulusal iletim şebekesine doğal gaz girişi sağlamış olup 22 taşıtan ulusal iletim şebekesinden fiziki olarak doğal gaz çıkışı yapmıştır. Bununla birlikte 30 taşıtan sanal ticaret noktalarından doğal gaz girişi sağlamış olup 27 taşıtan yine sanal ticaret noktalarını kullanarak doğal gaz çıkışı yapmıştır. Ulusal Dengeleme Noktası (UDN) ve transfer noktalarında 2018 yılında taşıtanlarca gerçekleştirilen söz konusu

sanal ticaret miktarı ise yaklaşık 15,95 milyar  $\text{Sm}^3$  olmuştur. Oysaki bu miktar 2014 yılında 20 milyar  $\text{m}^3$  olarak gerçekleşmişti. Diğer taraftan 2017 yılında ithalatçı olmayan toptan satış şirketlerinin son kullanıcılara sağlamış oldukları gaz miktarı 5 milyar  $\text{m}^3$  düzeyinden 2018 yılında yarı yarıya azalarak 2,5 milyar  $\text{m}^3$  düzeyine inmiştir. Bu miktarın 2019 yılı içinde çok daha alt bir düzeye (tahminen 1 milyar  $\text{m}^3$ ) düşmüş olduğu öngörülmektedir.

BOTAŞ'ın artan alım maliyetlerini serbest tüketici satış fiyatlarına aynı oranda yansıtma politikası, toptan satış şirketlerinin ticari faaliyetlerini 2019 yılında had safhada azaltmış olup, 2020 yılında durumun çok değişmeyeceği düşünülebilir. Bununla birlikte BOTAŞ'ın elektrik üretim santrallerine 2020 yılında uygulayacağı fiyat tarifesi diğer tedarikçiler açısından kritik bir hâl olacaktır. 2019 yılı Aralık ayı başında Cumhurbaşkanı Recep Tayyip Erdoğan 13 santrali doğrudan, pek çoğunu da dolaylı olarak etkileyen, kömürden elektrik üreten tesislerin emisyonlarını azaltıcı tesisler kurma yükümlülüğünü üç yıl erteleyen yasa değişikliğini veto etti. Bu çerçevede anılan santrallerin 2020 yılında çalıştırılmamaları ve bu nedenle doğacak arz açığının önemli bir bölümünün doğal gaz santralleri tarafından karşılanması halinde, kayda değer bir ek gaz ihtiyacı söz konusu olabilir. BOTAŞ'ın hâlihazırdaki ve potansiyel Spot LNG bağlantıları dikkate alındığında, bu ilave ihtiyacın ne kadarının özel sektör tedarikçileri tarafından karşılanacağı, realitede yine siyasi iradenin kararına bağlı kalacak gibidir.

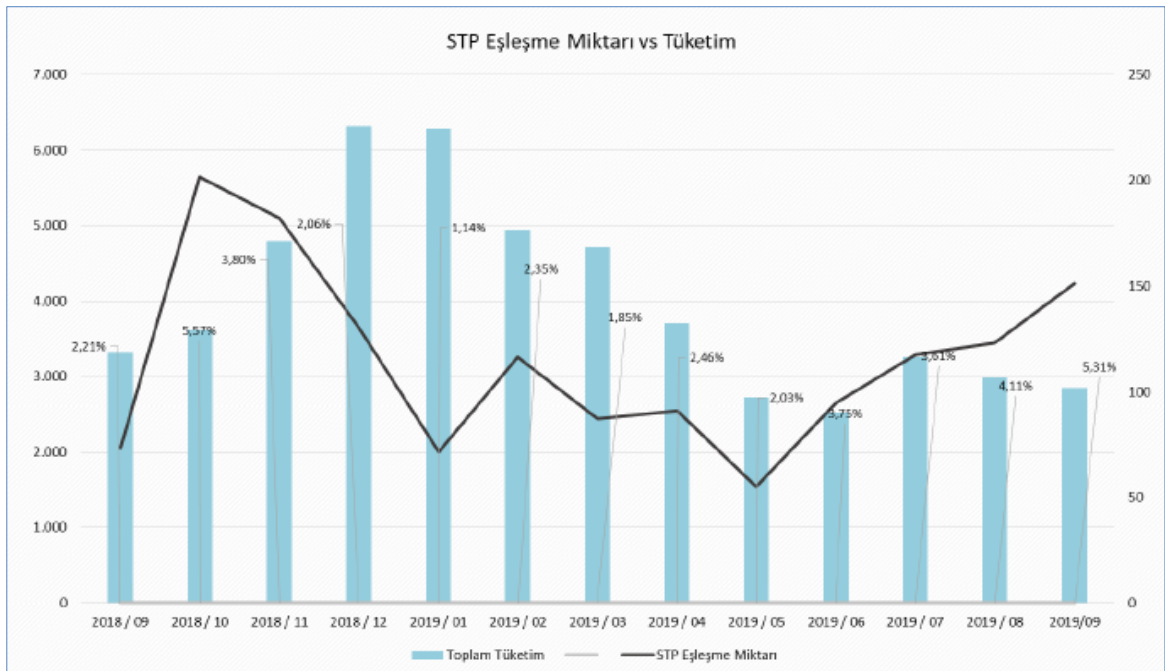
Gerek toptan satış faaliyetlerinin gelişmesi, gerekse Türkiye'nin bir gaz ticaret merkezi olması açısından çok önemli kurumsal bir gelişme, Doğal Gaz Organize Toptan Satış Piyasası'nın (OTSP) 1 Eylül 2018 tarihi itibarıyla faaliyetlerine başlamış olmasıdır. Elektrik sektöründe olduğu üzere EPIAŞ piyasanın operatörü olarak yer almış olup, faaliyetler EPDK gözetiminde sürdürülmektedir. Sürekli Ticaret Platformu olarak adlandırılan gaz ticaret platformu ilk aşamada bir tezgâh üstü piyasada alış ve satış teklif fiyatlarının şeffaf bir şekilde takip edilmesi yoluyla alıcı ve satıcı tarafları bir araya getirmekte olup gaz teslim noktası sanal nokta olan Ulusal Dengeleme Noktası'dır. Ticaret, EPDK'nın belirlemiş olduğu bir tavan fiyatı geçmemek üzere gerçekleşmektedir. BOTAŞ Taşıyıcı vasfıyla sistemde boru hattı yastık gazı (line pack) miktarı ile ilgili belirlenmiş olan referans miktarlar doğrultusunda gaz alım veya satışını yine bu platform üzerinden yapmaktadır. Düzenlemede, Taşıyıcıya "İlave Dengeleyici" olarak tanımlanan bir görev tanımlanmış olup, bu kapsamda gerekli durumlarda sistem dengesini sağlamaya yönelik gaz alımı yapabilmektedir. Tedarikçilerin kendi aralarında gerçekleştirdikleri ikili eşleşmeler ve Taşıyıcının gaz alım/satım işlemleri sırasında ortaya çıkan eşleşme miktarları ve karşılık gelen fiyatların ağırlıklı ortalaması olarak bir Günlük Referans Fiyat (GRF) belirlenmekte olup, bu husus yeni düzenlemenin sağlamış olduğu en önemli gelişme olarak değerlendirilebilir.





Şekil 6.1 EPIAŞ STP'de Gaz Referans Fiyatları, TL/1000 sm<sup>3</sup> [7]

Doğal Gaz Organize Toptan Satış Piyasası'nın 01.09.2018 ile 01.09.2019 arasındaki ilk bir yıllık dönemi incelendiğinde, ikili eşleşmeler doğrultusunda oluşan ticaret hacimlerinin beklentilerin çok altında kaldığı, Taşıyıcının boru hattı stok gazı için yaptığı işlem hacimlerinin büyük yer tuttuğu görülmektedir. Bu durumun temel nedeni, yukarıda bahsedildiği üzere, BOTAŞ'ın anılan dönemdeki çok büyük orandaki pazar payı ve sübvansiyonlu fiyat politikasıdır. Şekil 6.2'de toplam tüketimle OTSP'de oluşan işlem hacminin yüzdesel ilişkisi görülebilmektedir. Piyasanın ilk yılında bu oran ortalama % 2,7 olarak gerçekleşmiştir.



Şekil 6.2 STP İşlem Hacmi-Tüketim İlişkisi [8]

EPIAŞ verilerine göre ilk bir yıl içinde 33 adet katılımcı STP'de işlem yapmış, 22 bin teklif oluşmuş ve 7 bin 159 kere eşleşme gerçekleşmiştir. Taşıtanların ve katılımcıların işlem hacimleri oranına bakıldığında, BOTAŞ'ın % 30 civarında piyasa payı olduğu, diğer katılımcıların % 3-8 arasında payları bulunduğu tespit edilmiştir.

### 6.2.3 Dağıtım

2019 yılı itibarıyla, doğal gaz iletim şebekesi tüm illerimize ulaşmış durumda olup, dağıtım alt yapısı 72 adet lisans sahibi tarafından 81 il merkezinin tümünde ve 551 ilçede sağlanmış durumdadır. 2019 yılı sonunda konut abone sayısı 15,5 milyonu aşmış olup GAZBİR verilerine göre nüfusun % 81'inin doğal gaza erişim imkânı bulunmaktadır. Erişim imkânı olmakla birlikte henüz doğal gaz kullanmayan potansiyel yeni konut abone sayısı ise 15 milyon olarak hesaplanmaktadır. Gerek giderek artan abone sayısı, gerekse elektrik üretiminde doğal gaza olan talebin azalması, ısınma amaçlı doğal gaz tüketiminin giderek ilk sıraya oturacağını düşündürmektedir.

Dağıtım alanında yaşanan önemli gelişmeler arasında Alman enerji şirketi EWE'nin Türkiye'de sahip olduğu iki doğal gaz dağıtım bölgesi (Bursa ve Kayseri) başta olmak üzere enerji faaliyetlerinin tamamının SOCAR'a satışının 2019 yılı Haziran ayında gerçekleşmesi yer almaktadır. Zorlu Grubu tarafından yürütülmekte olan Trakya ve Gaziantep bölgeleri gaz dağıtım lisans faaliyetlerinin de yabancı yatırımcılara devredileceği yönünde bilgiler uzunca bir süredir gündemdedir.



Şekil 6.3 Yıllara Göre İl Bazlı Arz Haritası [9]

### 6.2.4 Yerli Üretim

Mevcut sahalarda gerçekleştirilen üretim 2017 yılı değerlerine göre kısmi bir artış kaydetmiştir. Ancak yerli üretimin toplam arz içindeki payı 2018'de % 0,84, 2019'da ise % 1,04 olmuştur. Bu alanda takip

edilmekte olan başlıca konu, Trakya Bölgesi'nde kayaç gazı (shale gas) aramaları ile ilgilidir. Yatırımcı şirketlerden özellikle Kanada'lı Valuera ve diğer ortaklarının çalışmalarının oldukça ümit verici olduğu sık sık medyada yer almıştır. Test aşamasında olan çalışmaların, sahanın kayaç gazı üretimi için uygun bir yapıda çıkması halinde, yıllık 5–10 milyar m<sup>3</sup> hacmindeki üretim miktarlarının 15–20 yıl boyunca söz konusu olacağı ve üretimin 2023/2024 yıllarında başlayabileceği, Valuera CEO'su tarafından medyada ifade edilmiştir. Projeye ilgiyi artıran başka bir gelişme, dünyanın büyük petrol ve enerji şirketlerinden Equinor'un projeye ortak olduğu haberleriydi. Ancak, projeye ortak olmasıyla ilgileri artıran Equinor'un daha sonra ortaklıktan ayrıldığına dair haberler de yine basında yer almıştır.

### 6.3 MEVZUATLA İLGİLİ GELİŞMELER

2018 yılında doğal gaz mevzuatı ile ilgili yaşanan en önemli gelişme, Organize Toptan Satış Piyasası'nın faaliyetlerine başlamasıdır. Organize Toptan Doğal Gaz Satış Piyasası Yönetmeliği 31/03/2017 tarih ve 30024 sayılı Resmi Gazete'de ve Organize Toptan Doğal Gaz Piyasası İşletim Usul ve Esasları 23/09/2017 tarih ve 30189 sayılı Resmi Gazete'de yayımlanarak yürürlüğe girmişti. Geçen süre içinde piyasa faaliyetlerinin yürütülmesine imkân sağlayacak yazılım EPIAŞ tarafından geliştirilmiş, anılan yazılımın ilgili piyasa oyuncularının katılımı ile 5-6 aylık bir test/deneme sürecinden sonra, Organize Toptan Doğal Gaz Satış Piyasası (OTSP) 01/09/2018 tarihinde faaliyete başlamıştır. Bu aşamada BOTAŞ'ın Şebeke İşleyiş Düzenlemeleri'nde de ilgili değişiklikler yapılmış, BOTAŞ EBT ve EPIAŞ STP arasında gerekli veri transferi entegrasyonu sağlanmıştır. Bu yeni düzenlemelerle birlikte Taşıyıcı vasfıyla BOTAŞ'a iletim faaliyetleri ile ilgili belirli verilerin yayımlanmasına dair şeffaflık, kısa ve orta vade tüketim tahminleri, sistem dengesinin sağlanmasına ilişkin özel "İlave Dengeleyici" vasfı ile birlikte 10 yıllık kapasite genişleme öngörüsü ve buna bağlı yatırım planlarını hazırlama gibi bazı önemli yeni sorumluluklar getirilmiştir.

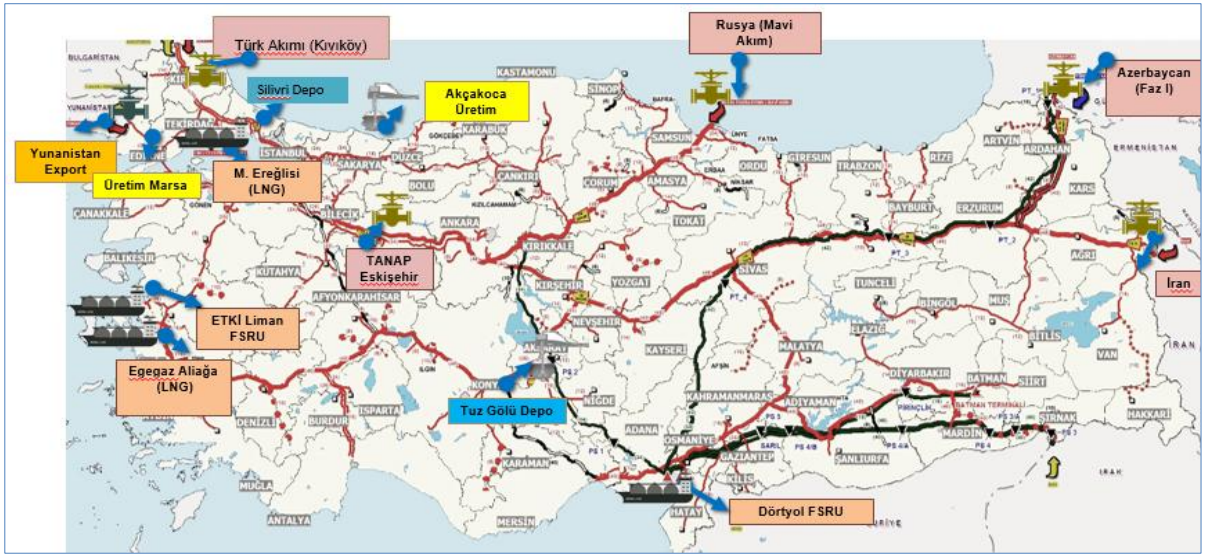
Resmi makamlar tarafından rekabetin artırılması yönünde atılan önemli adımlardan biri olarak nitelenen "Spot Boru Gazı İthalatı Hakkında Usul ve Esaslar", Resmi Gazete'de yayımlanarak 2019 Eylül ayı sonunda yürürlüğe girmiştir. Düzenleme ile kısa vadeli kontratlarla komşu coğrafyalardan daha ucuz gaz alımı yapılabilmesi için sınır ötesi doğal gaz boru hatlarındaki taşıma kapasitesinin bir kısmı spot ithalata ayrılmıştır. Bu doğrultuda EPDK tarafından yeni bir lisanslı faaliyet daha tanımlanmış olup, spot boru gazı ithalatı lisansına sahip şirketlerin, boru hattı üzerinden aylık, üç aylık ve yıllık kontratlarla gaz alabilmeleri hedeflenmiştir. Kurum tarafından yapılacak duyurular sonrasında, talep edilen kapasite miktarlarının, belirli bir katılım bedeli ödeyerek önceden kurumca işletilen elektronik platformda EPDK'ya bildirilmesi ve belirlenen atıl kapasitenin üzerinde talep gelmesi durumunda elektronik platformda yarışma yapılması kurgulanmış olup, bu çerçevede ilk süreç Malkoçlar Giriş Noktası için 20 Aralık 2019 tarihinde sonuçlandırılmak üzere başlatılmıştı. Bununla birlikte düzenlenen bu ilk süreçte hiçbir talep olmamıştır.

2019 yılı sonunda dikkat çekici bir gelişme İletim ve Sevkiyat Kontrol Tarifesi açısından yaşanmıştır. EPDK tarafından Üçüncü Uygulama Dönemi olarak belirlenmiş olan 2020–2022 arasını kapsayacak iletim tarifesi birim bedellerinde önceki yıllara oranla oldukça yüksek artışlar yapılmıştır. BOTAŞ'ın 2020 yılında uygulayacağı iletim hizmet bedeli ise bir önceki yıla göre % 43,6, çıkış kapasite bedeli ise % 102,8 oranında artırılmıştır. 2021 ve 2022 yılları için uygulanacak bedellerin ise, temelde, oluşan enflasyona paralel bir artışla belirleneceği kayıt altına alınmıştır.

Yıllardır gündemde olan Doğal Gaz Piyasası Kanunu'nun günün şartları doğrultusunda yeniden hazırlanması konusunda ise herhangi bir gelişme olmamıştır.

## 6.4 ŞEBEKE YATIRIMLARI

Doğal Gaz İletim Şebekesinin arz ve depolama kapasitelerinin artırılmasıyla yeni giriş noktalarının sisteme dâhil olması mümkün olabilecektir.



Şekil 6.4 Doğal Gaz İletim Şebekesi ve Giriş Noktaları [10]

Elektrik üretiminde doğal gaz payının yüksek olduğu 2018 yılı öncesi soğuk kış günlerinde arzın talebi karşılamama sıkıntısı ile sık sık karşılaşılır, sanayi bölgeleri ve kimi elektrik santrallerine gaz arzının kısıtlanması gibi önlemlerle sistem dengesi korunmaya çalışılırdı. Şebekenin bugünkü günlük arz kapasitesi yaklaşık 325 milyon m<sup>3</sup> olduğundan, bugüne kadar yaşanan en yüksek günlük talep miktarı olan 245 milyonluk seviyeyi karşılama yönünden teknik bir kısıt kalmamış gibi görünmektedir.

**Tablo 6.10** Doğal Gaz İletim Sistemi Giriş Noktaları ve Teknik Arz Kapasiteleri (Milyon Sm<sup>3</sup>)

Boru Hattı İle İthalat	LNG Terminali	Yerli Üretim	Yeraltı Deposu
Kıyıköy-Türk Akımı*/51,4	Marmara Ereğlisi/35,1	TPAO Akçakoca/0,4	BOTAŞ Silivri/25
Durusu -Mavi Akım/47,3	EGEGAZ – Aliğa/39,5	Marsa-Gelibolu/0,3	BOTAŞ Tuz Gölü/20
Türkgözü -Azeri Faz I/21,1	Etki Liman FSRU/20	TEMI-Edirne/0,3	
Bazergan -İran/ 28,6	Dörtöy FSRU**/20,4		
TANAP Eskişehir/16,4			

\*2020 itibarıyla Malkoçlar yerine Kıyıköy Giriş Noktası'nın devrede olacağı varsayılmıştır.

\*\*Aynı FSRU Saros Körfezi'nden giriş yapmak üzere kullanılabilir.

2019 sonu itibarıyla BOTAŞ doğal gaz iletim hatlarının toplam uzunluğu 16.000 km'yi aşmıştır. (Şekil 6.4.) Geçtiğimiz iki yıllık süreçte yeni bir kompresör istasyonu devreye alınmamış olmakla birlikte, mevcut istasyonların bazılarında (Sivas, Hanak, Doğu Beyazıt) ilave ünite ve kapasite artırma yatırımları başlatılmıştır. Taşıma kapasitesinin artırılması açısından önemli bir fayda sağlayacak olan Afyon-Seçköy, Aliğa Pig-Üçpınar Pig ve Demirciler-Adapazarı-Düzce boru hatları (loop hatları) yapımları da tamamlanma aşamasına gelmiştir. TANAP ve Türk Akımı projeleri kapsamında anılan şebekelerin BOTAŞ şebekesi ile bağlantısına dair bağlantı boru hatları, muhtelif OSB'ler ile yerleşim merkezlerine doğal gaz iletim ağının genişletilmesi gibi çalışmalar da aynı dönemde gerçekleşen çalışmalar arasındadır.

Dörtüol FSRU'nun devreye alınması 2018 yılı başında tamamlanmıştır. Saros Körfezi'nden BOTAŞ Şebekesine yeni bir FSRU bağlantısı için de altyapı çalışmaları 2019 yılı içinde başlatılmış olup, 2020 yılı içinde ihale edilerek hazır hale getirilmesi hedeflenmiştir. BOTAŞ'ın kiralama yöntemi yerine bir FSRU gemisi satın alarak, değişen ihtiyaca göre Dörtüol ve Saros Körfezi bölgelerinde dönüşümlü olarak kullanma planı, bu çerçevede sipariş edilen geminin kabulünü yaptığı 2019 yılı Aralık ayında medyaya yansımıştır.

Silivri ve Tuz Gölü Yeraltı Depolama Tesislerinin kapasite artırımlarına dair ihaleler yapılarak sözleşmeye bağlanmıştır. Tuz Gölü Tesisi için daha önce iki faz olarak başlatılan çalışmalardan ilk fazı tamamlanmış olup II. Faz çalışmalarının da 2021 tarihinde tamamlanması hedeflenmiştir. II. Faz'ın tamamlanması ile birlikte 12 kavernalı yapıdaki depolama kapasitesi 1,2 milyar m<sup>3</sup>, geri üretim kapasitesi ise günlük 40 milyon m<sup>3</sup> olacaktır. 2019 yılının Temmuz ayında temeli atılan III. Faz çalışmalarının ise 2024 yılında tamamlanması hedeflenmiş olup, proje tamamlandığında 52 kavernalı, toplam 5,4 milyar m<sup>3</sup> depolama ve günlük 80 milyon m<sup>3</sup> geri üretim kapasitesi ile tuz domları özelinde dünyanın en büyük gaz depolama tesisi olacaktır. Proje ile ilgili finansman desteği Dünya Bankası ile EBRD'den sağlanmış durumdadır.



Şekil 6.5 BOTAŞ Tuz Gölü Yeraltı Depolama Tesisi [10]

Silivri Depolama Tesisi için 17.01.2018 tarihinde sözleşmeye bağlanmış olan kapasite artırım projesinin 2023 yılında tamamlanması hedeflenmiş ise de; 2019 yılı içinde yüklenicinin tasfiye kararname-sinden yararlanarak işi tasfiye etmesi ve projenin tekrar ihale edilmesi, yeni yüklenici seçimi vb. gelişmeler sonrası, projenin bu tarihte tamamlanamayabileceği ifade edilmektedir. Söz konusu projenin de tamamlanması halinde Türkiye yeraltı doğal gaz depolaması, toplam 11 milyar m<sup>3</sup> depolama hacmi ve günlük toplam 155 milyon m<sup>3</sup> geri üretim kapasitesi ile çok önemli bir altyapıya sahip olacaktır.

## 6.5 BÖLGESEL PROJELER

Gerek dünyada doğal gaz tüketimi açısından belli başlı ülkeler içinde yer alması, gerekse konvansiyonel doğal gaz kaynakları açısından dünyadaki belli başlı üretici ülkeler ile Avrupa arasında bir köprü konumunda olması, Türkiye'nin küresel enerji arenasında etki sahibi olma adına en önde görünen vasıflarıdır. Rusya ile Avrupa Birliği arasında doğal gaz ile ilgili ilişkiler, buna ABD'nin müdahil olma tavrı, Doğu Akdeniz sahalarında büyük potansiyele sahip görünen gaz sahalarının nasıl paylaşılacağı, üretilen gazın ne şekilde değerlendirilebileceği; öte yandan İran ve Hazar bölgesindeki üreticilerin Avrupa pazarına ulaşma istekleri gibi yakın bölgemizdeki doğal gaz ile ilgili stratejiler Türkiye'nin konumunu önemli hale getirmektedir. Bununla birlikte, Türkiye'nin uzun yıllardır ulusal vizyonu olarak ortaya konan bir bölgesel gaz merkezi olma idealini yakından etkileyecek olan yeni enerji politikalarının Avrupa Birliği'nde giderek ağırlık kazandığı gözlenmektedir.

### 6.5.1 Şah Deniz Faz II – TANAP Projesi

2011 yılı Ekim ayında Türk ve Azeri hükümetleri arasında bir Hükümetlerarası Anlaşma ve onun altında BOTAS ve SOCAR arasında imzalanan gaz alım-satım anlaşmasıyla Şahdeniz Faz II gazının 6 milyar m<sup>3</sup>'lük kısmının Türkiye'ye satılması, 10 milyar m<sup>3</sup>'lük kısmının ise Yunanistan ve Bulgaristan'a transit olarak taşınması ve altyapı olarak BOTAS'ın mevcut İletim Şebekesinin (yatırımlarla kapasitesi artırılarak) kullanılması kararları alınmakla birlikte, Türkiye kısmı için münhasır bir boru hattı yapılabilmesi opsiyonu da ortaya konmuştu. Nitekim daha sonra Türk ve Azeri hükümetleri "Trans Anatolia Pipeline Project-TANAP" olarak adlandırılan münhasır boru hattı yapımı konusunda mutabakata varmışlar ve konuya dair Hükümetlerarası Anlaşma ile Ev Sahibi Ülke Anlaşması'nı 2012 yılı Haziran ayında imzalamıştı. Bu gelişmelerin ardından, Şahdeniz Konsorsiyumu, Avrupa tarafında taşıma hizmeti için revize edilen NABUCCO (NABUCCO West) ile TAP (Trans Adriatic Pipeline) projelerini iki aday proje olarak belirlemiş, nihai süreçte ise 2013 yılı Haziran ayı sonunda güzergâh olarak Yunanistan-Arnavutluk-İtalya'yı belirleyen TAP projesini seçmişti. 2013 yılı Aralık ayında ilgili tüm tarafların yatırım kararı alması ile Şah Deniz Faz II gaz üretimi ile Türkiye ve Avrupa arasında değer zinciri oluşturulmasına dair çalışmalar son evresine girmişti.

2018 yılı Haziran ayı sonu itibarıyla TANAP projesinde; Gürcistan sınırından Eskişehir'e kadar (yaklaşık 1.330 km) 56 inç'lik hat tamamlanarak devreye alınmış ve Eskişehir-Seyitgazi Çıkış Noktası üzerinden BOTAS şebekesine gaz sevkiyatına başlanmıştır. Günlük azami 5,5 milyon m<sup>3</sup> olarak başlayan gaz arzı plato döneminde 16,4 milyon m<sup>3</sup> seviyesine çıkacaktır.

Eskişehir'den Yunanistan sınırına kadar da (yaklaşık 500 km) 48 inç olarak inşa edilen boru hattı da 2019 yılı son çeyreğinde devreye alınmıştır. Bununla birlikte, TAP sisteminin tamamlanmamış olması

nedeniyle, Avrupa'ya gaz sevkiyatı henüz başlamamış, 2020 yılı içinde de başlayabilmesi henüz kesinlik kazanmamıştır.

### 6.5.2 Türk Akımı Projesi

01/12/2014 tarihinde Rusya Devlet Başkanı Putin tarafından, Rusya'nın Güney Akımı Projesi yerini alacak proje olarak takdim edilen Türk Akımı Projesi ile Rusya'nın Avrupa'ya sevk etmeyi planladığı yıllık 60 milyar m<sup>3</sup>'lük gaz ihracat altyapısının Türkiye üzerinden geçirilmesinin planlandığı haberi, 2014 yılında küresel doğal gaz ticareti açısından en önemli gelişme olarak gündeme yerleşmişti.

Türkiye ve Rusya arasında 2015 yılında yaşanan uçak krizi bu projede duraklamaya yol açmış, ilişkilerin normal seyrine dönmesi ile projeye ilişkin Hükümetlerarası Anlaşma 10 Ekim 2016 tarihinde imzalanmıştı. Bu anlaşmada yer alan bazı özel hükümler aşağıda verilmektedir.

- Türk Akımı boru hattı taşıma kapasitesi ilk etapta 31,5 milyar m<sup>3</sup> olarak belirlenmiş olup, bu kapasite Karadeniz altına inşa edilecek iki paralel hat ile sağlanacaktır.
- Söz konusu kapasitenin yarısı Türkiye'ye gaz sevkiyatı, diğer yarısı Avrupa'ya gaz sevkiyatı için ayrılacaktır.
- Deniz altı boru hatları Rusya tarafından inşa edilip işletilecektir. Kara kısmında ise iki hat inşa edilecek olup, bunlardan birincisi BOTAŞ şebekesine bağlanacaktır (Kara Kısmı-1). Bu hat BOTAŞ tarafından inşa edilip işletilecektir. Diğer hat (Kara Kısmı-2) ise Avrupa'ya gaz sevkiyatı için kullanılacak olup, hattın yapımı ve işletmesi Türk ve Rus taraflarının eşit (% 50'şer) hisse sahibi olacağı kurulacak bir şirket tarafından gerçekleştirilecektir.
- BOTAŞ ile mevcut Batı Hattı bağlantısına dair gaz alım anlaşma hükümleri bu çerçevede revize edilecektir.

Avrupa'ya gaz sevkiyatında kullanılacak olan Kara Kısmı-2 ile ilgili dikkat çekici nokta, hattın kapasite kullanımının tamamen Rus tarafının iradesine bırakılmış olmasıdır.

2019 yıl sonu itibarıyla deniz hatları ile birlikte, deniz çıkışındaki Kıyıköy gaz kabul terminali ve kara boru hatları yapımı tamamlanmıştır. Hükümetlerarası Anlaşma'da Avrupa çıkışının hangi ülke olacağı yer almamış olmakla birlikte geçen süreç içinde bu ülkenin Bulgaristan olarak belirlendiği görülmüş ve Kara Kısmı-2 boru hattının yapımı da anlaşmada kurulması öngörülen şirket tarafından gerçekleştirilmiştir. "Türk Akımı Doğal Gaz Taşıma AŞ" adıyla kurulan şirketin Türk ve Rus taraflarını temsil edecek genel müdür ve diğer yönetici kadro atamaları yapılmıştır.

Projenin kamuoyuna sunulduğu ilk dönemde Avrupa'ya gaz sevkiyatı için yıllık 60 milyar m<sup>3</sup> gibi bir kapasite öngörüsü ortaya konularak, Ukrayna üzerinden taşınan Rus gazının tamamen bu rotaya aktarılacağı ve Ukrayna ile gaz transit anlaşmasının 2019 yılı sonunda sona ereceği belirtilerek, etkilenecek ülkelerin buna göre hazırlık yapmaları gereği Rus tarafınca dile getirilmişti. Ancak süreç içinde bu miktar 15,75 milyar m<sup>3</sup> düzeyine düşürülmüş olup, bu hacmin de önümüzdeki en az 5 yıllık süreç içinde ne kadarının realize olacağı belirli değildir. Nitekim Rusya ve Ukrayna tarafları Avrupa Komisyonu'nun da gözetimi altında uzun süredir devam ettirdikleri yeni bir transit anlaşması görüşmelerini 2019 yılı Aralık ayının ikinci yarısında sonuca bağlamışlardır. Medyaya aksettği şekliyle, yeni anlaşma ile Rusya, Ukrayna üzerinden Avrupa'ya 2020 yılında 65 milyar metreküp

doğal gaz gönderecektir. 2021-2024 arasındaki dönemde ise Ukrayna üzerinden transit geçecek doğal gaz miktarı yıllık 40 milyar metreküp olacaktır. Yapılan açıklamalarda, anlaşmanın 10 yıla kadar uzatılma opsiyonu bulunduğu da yer almıştır. Yeni transit gaz anlaşmasının ve tarife metodolojisinin Avrupa Birliği Müktesebatına uygun olarak geliştirildiği AB Enerji Birliği (EU Energy Union) Başkanı Sevcovic tarafından ifade edilmiştir.

İlgili ülke liderlerinin demeçlerine göre Türk Akımı Projesi'nin rotası, Bulgaristan-Sırbistan-Macaristan-Avusturya güzergâhı olup, her ülkede ilgili operatörler gerekli yatırımları yapacaktır.. İlk etapta Bulgaristan-Türkiye sınırından Sırbistan sınırına uzanacak yaklaşık 440 km boru hattı yapım ihalesi 2018 yılı başlarında yapılmış ancak gecikmeli olarak 2019 yılı üçüncü çeyreğinde sözleşmeye bağlanmıştır. Sırbistan tarafında ise 2019 yılı Aralık ayı sonlarına doğru TürkAkım Doğalgaz Boru Hattı'nın Sırbistan bölümünün tamamlandığı ve gaz akışının Nisan ayından önce başlayacağı demeci medyada yer almıştır. 400 km uzunluğunda ve yıllık 14 milyar m<sup>3</sup> taşıma kapasitesi olduğu söylenen söz konusu boru hattının operatörü, çoğunluk hissesi GAZPROM'a ait olan Gastrans'ın AB regülasyonlarından muaf tutulduğu, resmi olarak enerji regülasyon kurumu AERS tarafından deklare edilmiştir. Bununla birlikte, AB enerji müktesebatını uygulamayı kabul eden bölge ülkelerinin katılımı ile oluşan Energy Community üyesi ve AB üyelik sürecinde bir ülke olan Sırbistan'ın böyle bir muafiyet veremeyeceği gerek AB gerekse Energy Community yetkilileri tarafından ifade edilmiştir.

Projeyi yakından ilgilendiren bir gelişme, AB'nin 3. Gaz Direktifi'nde üçüncü ülkelerle yapılacak yeni boru hattı projelerine dair özel hükümlerin 2019 yılı Mayıs ayında yapılan bir zeyilname ile yer almasıdır. EC 2019/692 referans kodlu revize direktifin Rusya'nın Nord Stream II ve Türk Akımı projelerini yakından etkileyeceği görülmektedir. Nitekim yeni düzenleme üçüncü ülkelerden AB üyesi ülkelere irtibatlanacak gaz boru hatları konusunda Avrupa Komisyonu'na geniş yetkiler tanımakta, pratikte muafiyet mekanizmasını ortadan kaldırmakta ve böyle bağlantıların kapsamındaki anlaşmaların tamamen AB gaz mevzuatı kapsamındaki düzenlemelere bağlı olarak şekillendirilmesini gerektirmektedir. Rusya tarafının ise, Rus gazını Avrupa'ya taşıması öngörülen boru hatlarını finanse ederken söz konusu hatlarda kapasite kullanımına dair muafiyet alma konusunda ısrarlı olacağı tecrübelerle dayanarak öngörüldüğünden, bundan sonraki süreçte Türk Akımı ile ilgili Rusya'nın takip edeceği politika merak konusudur.

Konuyu yakından etkileyebilecek bir başka gelişme ise 2019 yılı Aralık ayında ABD'nin Kuzey Akım II ve Türk Akımı boru hattı projelerine dair aldığı yaptırım kararı olmuştur. ABD Başkanı Donald Trump'ın imzalamasıyla TürkAkım ve Kuzey Akım II Doğalgaz Boru Hatları'nı inşa eden şirketlere yönelik yaptırımlar resmen yürürlüğe girmiş olup, yaptırımlar, boru hatlarının inşasında yer alan şirketleri, özel olarak da deniz seviyesinden 30 metre ve daha fazla derinliğe boru döşemede kullanılan gemilerin sahibi kişi ve şirketleri, bunların ABD'ye girişlerinin engellenmesi ve mal varlıklarına el konulmasını içermektedir. ABD'nin Rus gazına AB'nin yüksek oranda bağlı olmaması konusunda uzun yıllardır takip etmekte olduğu politikanın son yansıması olan bu kararın Türk Akımı projesini doğrudan tehdit eder vasıfta olup olmadığı soru işaretidir.

### 6.5.3 Doğu Akdeniz Bölgesi Doğal Gaz Yatakları

Doğu Akdeniz bölgesinde kanıtlanmış üretilebilir doğal gaz rezervinin ne kadar olabileceği konusunda genel kabul görmüş bir detaylı çalışma henüz tespit edilmemiş olmakla birlikte, mevcut çalışmalar



ışığı altında bugüne değin keşfedilen gaz yataklarının toplam hacminin yaklaşık 5 trilyon m<sup>3</sup> seviyesinde olduğu ve bu hacmin 15 trilyon m<sup>3</sup> seviyesine kadar çıkabileceği söylenebilmektedir.[11] Bölgede kıyıdaş her bir ülkenin deniz yetki alanlarının belirlenmesi konusunda İsrail, Mısır, Kıbrıs Rum Yönetimi arasındaki, Yunanistan'ın adaların deniz yetki alanları konusunda takip ettiği tezler doğrultusunda şekillenmiş anlaşmalar, Türkiye tarafından tanınmamıştır. Bununla birlikte, ihtilafa konu olan bölgeler dışında kalan İsrail'in Tamar üretim sahasında 2013, Leviathan üretim sahasında 2015, Mısır'ın Zohr üretim sahasında ise 2017 yılında üretimler başlamıştı.

Konuya dair 2019 yılı başlarında yaşanan bir gelişme, Akdeniz'e kıyısı olan yedi ülke, Kıbrıs, Yunanistan, İsrail, İtalya, Ürdün, Filistin ve Mısır tarafından oluşturulan Doğu Akdeniz Gaz Forumu'nun oluşturulması oldu.

Türkiye'nin içinde yer almadığı bu forumun amacı, bölgesel bir doğal gaz piyasası oluşturmak ve rekabetçi fiyatlar sunabilmek için altyapı maliyetlerini azaltmak olarak ortaya konulmuştur. Gaz Forum'un merkezinin Mısır'ın başkenti Kahire'de olması kararlaştırılmış olup, Gaz Forum'un 2019 yılı Eylül ayında Kahire'de yapılan toplantısında Türkiye, Lübnan ve Suriye'den temsilciler yer almamıştır.

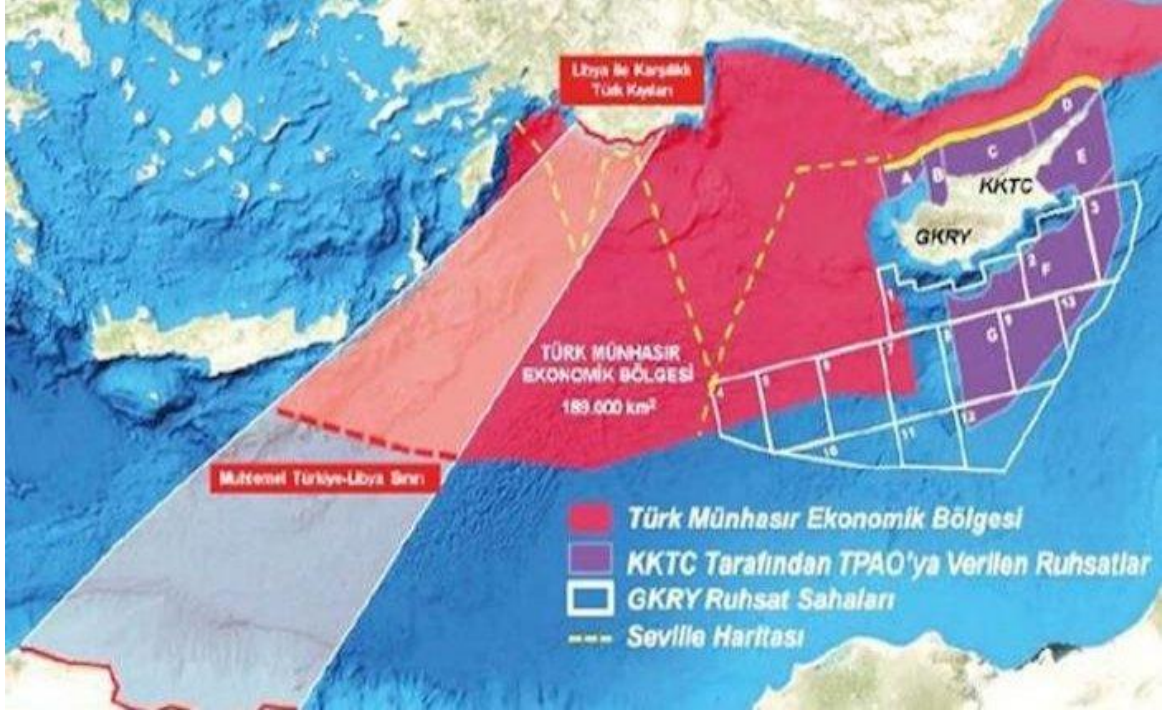
İsrail'in Tamar ve Leviathan sahalarında üreteceği kendi tüketim fazlası gazı bir deniz boru hattı bağlantısı ile Türkiye ve Türkiye üzerinden Avrupa'ya ihracı projesi, uzun süredir konuşuluyor olmasına karşın, fikir aşamasından öteye geçememiştir. Geline nokta, İsrail ile Mısır arasında 15 yılı ve 85 milyar m<sup>3</sup> hacmi kapsayan bir anlaşmaya varılmış olup, Leviathan sahasından Mısır'ın Sina bölgesine deniz altı boru hattı yoluyla gaz ihracı 2020 yılı Ocak ayı itibarıyla başlamıştır..

Türkiye, Kıbrıs Rum Devleti'nin tek taraflı olarak deklare ettiği münhasır ekonomik bölge tanımlamalarını kabul etmediği için, buna tepki olarak, ihtilaf konusu bölgelerde varlık gösterme politikası gütmüş; ilk olarak sismik arama gemisi Barbaros Hayreddin Paşa'yı Nisan 2017'de Doğu Akdeniz'e göndermiştir. Türkiye 2019'un başından itibaren bölgedeki faaliyetlerini yoğunlaştırmış olup, ilk sondaj gemisi Fatih'i Mayıs ayının başında Kıbrıs adasının batısına göndermiştir. Bundan sonra ikinci hamle Haziran ayının sonunda sondaj gemisi Yavuz'un gönderilmesiyle gelmiştir. ABD'nin Türkiye'nin bu girişimlerinin kaygı yarattığı şeklindeki demeçleri ve Türkiye karşıtı tutumunun yanı sıra Avrupa Birliği'nin de Türkiye'nin Doğu Akdeniz'deki faaliyetlerine karşı yaptırım uygulama kararını vermesine karşın, Türkiye bu stratejiden vazgeçmemiş ve dördüncü gemi olarak, sismik araştırma gemisi Oruç Reis'i de bölgeye göndermiştir.

Diğer taraftan Kuzey Kıbrıs Türk Cumhuriyeti ile Rum kesimi arasında gerek kaynakların paylaşımı gerekse ilgili müzakerelerde Türk tarafının da yer alması konularında iki taraf arasında yıllardır yürütülen müzakereler bir sonuca ulaşmamıştır.

2019 Ekim ayı sonlarında Türkiye ile Libya arasında Doğu Akdeniz'de münhasır ekonomik bölgelerin belirlenmesine dair kritik bir adım atılmış ve taraflar, Türkiye'nin tezleri doğrultusunda deniz yetki alanlarını belirleyen anlaşmayı imzalamıştır. 'Deniz Yetki Alanlarının Sınırlandırılmasına İlişkin Muhtabakat Muhtırası' ile Türkiye'nin Marmaris-Fethiye-Kaş kıyı hattı ile Libya'nın Derne-Tobruk ve Bordiya kıyı hattı komşu olmuştur. Anlaşmaya göre, Türkiye bu alanda petrol ve doğal gaz arama ve sondajı için ruhsatlandırma da yapabilecektir. Türkiye'nin ilk Münhasır Ekonomik Bölgesi'ni belirler nitelikteki bu muhtıra, TBMM'de 6 Aralık 2019 tarihinde onaylanarak kanunlaşmış ve yürürlük kazanmıştır. Anlaşmaya dair uluslararası ilgili çevrelerden tepkiler tahmin edildiği üzere olumsuz mahi-

yette olmakla birlikte, Türkiye'nin bu adımla, İsrail, Yunanistan, Kıbrıs Rum Yönetimi ve Mısır'ın oluşturmaya çalıştıkları statükoyu kırma yolunda önemli bir hamle yaptığı da kabul edilmektedir.



**Şekil 6.6** Türkiye ile Libya Arasındaki Anlaşma Sonrasında Türkiye ve Yunanistan Tezlerine Göre Paylaşımlar [12]

Her ne kadar Doğu Akdeniz bölgesinin üretilebilir doğal gaz rezervlerinin büyük potansiyel vaat ettiği geniş bir kabul görse de, büyük çaplı bir üretimin küresel gaz pazarında rekabetçi fiyatlarla sunulup sunulamayacağı ve bu çerçevede geliştirilecek projelerin kredi alabilir mahiyette olup olamayacağı tartışma konusudur. Söz konusu potansiyelin küresel pazara arzına ilişkin başlıca şu üç seçenek dile getirilmektedir:

- 1- Bir deniz boru hattı ile Türkiye'de ve Türkiye üzerinden Avrupa'da tüketime sunulması.
- 2- Mısır'daki gaz sıvılaştırma terminallerine aktarılarak buradan LNG formunda dünya pazarlarına arz edilmesi.
- 3- "East Med Pipeline" olarak adlandırılan ve güzergâhı Girit Adası, Yunanistan ana karası ve İtalya olarak belirlenen, uzunca bir kesimi derin denize yerleştirilecek bir boru hattı ile Avrupa pazarına sunulması (Şekil 6.7).



Şekil 6.7 Doğu Akdeniz’de Üretilen Gazın Potansiyel İletim Güzergâhları [13]

Doğu Akdeniz bölgesinde üretilen doğal gazın küresel pazarlara sunulabilmesinde, Türkiye güzergâhlı geliştirilecek projenin en rantabl proje olacağı ilgili tüm taraflarca kabul edilmekle birlikte, ilgili taraflar ve Türkiye arasında münhasır ekonomik bölge paylaşımlarında yaşanan uyuşmazlık nedeniyle bu opsiyonun Türkiye ile Mısır ve İsrail arasındaki ilişkilerin düzelmediği sürece öne çıkması hayli zor görülmektedir.

İkinci seçenek olan, gazın Mısır’ın LNG ihraç terminalleri üzerinden dünya pazarlarına sevk edilmesi daha çok kabul gören bir seçenek olarak durmaktadır. Mısır, Doğu Akdeniz’de yüksek üretim potansiyeli, yüksek gaz tüketimi ve giderek artan LNG ihraç kapasitesi ile öne çıkmış ülke konumunda olup, küresel yatırımcıların giderek daha fazla ilgisini çekmektedir. Nitekim, 2018 yılında Avrupa Birliği ile Mısır arasında enerji alanında özel strateji işbirliğine dair bir Mutabakat Zaptı (Memorandum of Understanding on a Strategic Partnership on Energy Between the European Union and The Arab Republic of Egypt) imzalanmıştır. Türkiye’nin son iki yıldır Mısır’dan Spot LNG ithalatı yapmakta olduğu da kayda değer bir husustur.

Öte taraftan, yüksek maliyetine rağmen Doğu Akdeniz Doğal Gaz Boru Hattı, “East Med Pipeline” projesi, Avrupa Komisyonu tarafından belirlenen “Projects of Common Interest” (Ortak Çıkar Projeleri) listesi içinde yer almakta ve Birliğin projeye desteği ifade edilmektedir. Güney Kıbrıs, Yunanistan, İsrail ve İtalya, AB Komisyonu’nun huzurunda, Doğu Akdeniz Boru Hattı için 2017 yılında işbirliği anlaşması imzalamışlardır. Gerçekçi bir proje olmadığı yaygın şekilde kabul görmeye birlikte, önemli bir gelişme 2019 yılı sonuna doğru yaşanmış olup İsrail, Güney Kıbrıs ve Yunanistan yetkilileri anlaşmayı 2 Ocak 2020 tarihinde imzalamışlardır.

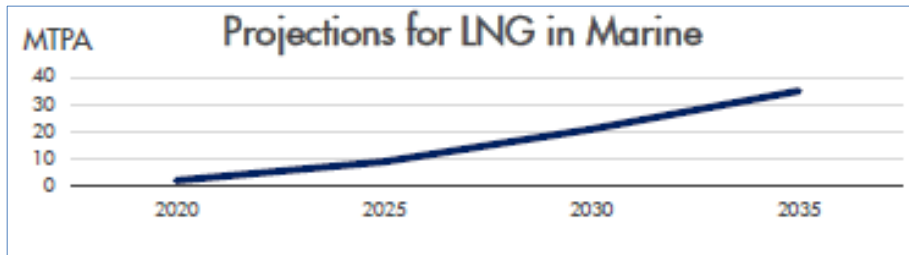
### 6.5.4 Küresel LNG Ticareti ile İlgili Gelişmeler

Büyük kapasiteli LNG kargo gemilerinin, doğal gaz ticaretinde talep noktalarına kolaylıkla erişimi anlamında boru hatlarıyla sevkiyata göre sağlamış oldukları esneklik nedeniyle, ilave sıvılaştırma ve tekrar gazlaştırma maliyetlerine rağmen, LNG küresel doğal gaz ticaretinde giderek ağırlıklı bir rol almaktadır. Mevcut durumdaki LNG arz fazlalığı da beraberinde LNG alım-satım ilişkilerinin giderek spot veya kısa dönemli ticaret ve referans piyasalarda oluşan fiyatlar bazında kurulmasını getirmiş, bugüne değin ağırlıklı olarak uygulanmış olan petrol türevlerine endeksli fiyatlar ve uzun dönemli anlaşmalar, küresel LNG ticaretinde giderek daha az yer bulabilmeye yüz tutmuştur. Konuya dair en çarpıcı gelişme, en büyük LNG pazarı olan Güney Doğu Asya pazarındaki LNG fiyatlarının önceki dönemlere göre yarı yarıya gerilemiş olmasıdır. Uluslararası Enerji Ajansı'nın tahminlerine göre 2040 yılına gelindiğinde, LNG ticaretinde uzun dönemli ve petrol türevlerine endeksli fiyat anlaşmalarının payı, toplam içinde % 20 düzeyinin altına inecektir. Yine aynı kuruluşun tahminlerine göre 2030 yılına gelindiğinde, küresel gaz ticaretinde LNG'nin payı boru hatları ile yapılan ticaretin payını geçmiş olacaktır.

**Tablo 6.11** Küresel Gaz Ticaretinde Boru Hatları ve LNG Sevkiyatlarının Karşılaştırılması [14]

World	Trade (bcm)				As a share of production			
	2000	2018	2030	2040	2000	2018	2030	2040
LNG	136	352	598	729	5%	9%	13%	13%
Pipeline	378	436	528	549	15%	11%	11%	10%
World	514	788	1 126	1 278	20%	20%	24%	24%
Sustainable Development			1 071	993			25%	26%

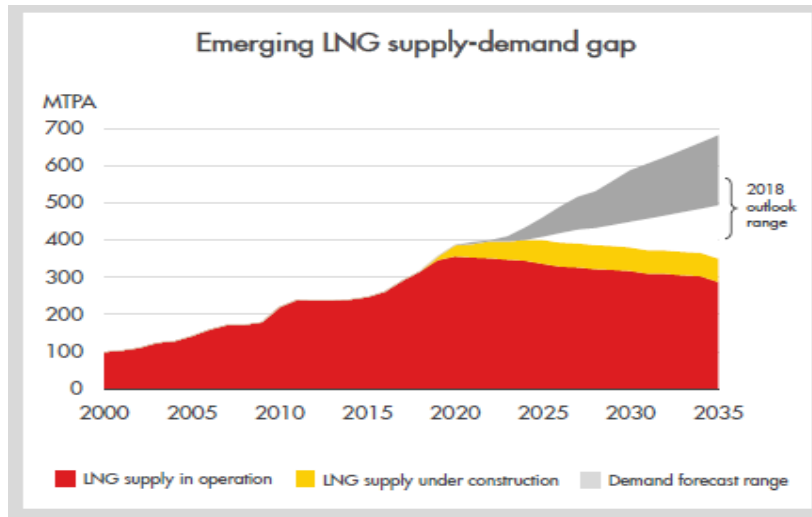
LNG'nin düşük karbon emisyonlu bir yakıt vasfıyla ulaştırma sektöründe iki alanda giderek yer bulması beklenmektedir. Bunlardan birincisi, ağır tonajlı kara taşıtları, diğeri deniz ulaştırma ve yük gemileridir. Özellikle deniz taşımacılığında 2020 yılı itibarıyla LNG'nin yakıt olarak kullanımında bir ivmelenme beklenmekte olup, konu Uluslararası Denizcilik Örgütü (IMO) tarafından konulmuş ve 2020 yılı başı itibarıyla uygulamaya geçecek olan ve kükürt salımına bir tavan getiren norm ile ilgilidir. Bu doğrultuda deniz taşıtlarında günümüzde yıllık 1 milyar m<sup>3</sup> miktarı bulmayan LNG yakıt kullanım miktarı, birçok çalışmanın benzer tahmini doğrultusunda, 2040 yılına gelindiğinde 40 milyar m<sup>3</sup> düzeyini bulacaktır.



**Şekil 6.8** LNG'nin Deniz Araçlarında Kullanımına Dair Talep Tahmini [15]

Ülkemizde yoğun TIR taşımacılığındaki potansiyel nedeniyle LNG ikmal istasyonları ile ilgili yatırımlar başlamıştır. Deniz taşımacılığında da Türkiye'nin konumu itibarıyla, LNG yükleme faaliyetinin gelişme potansiyeli olduğu düşünülmektedir.

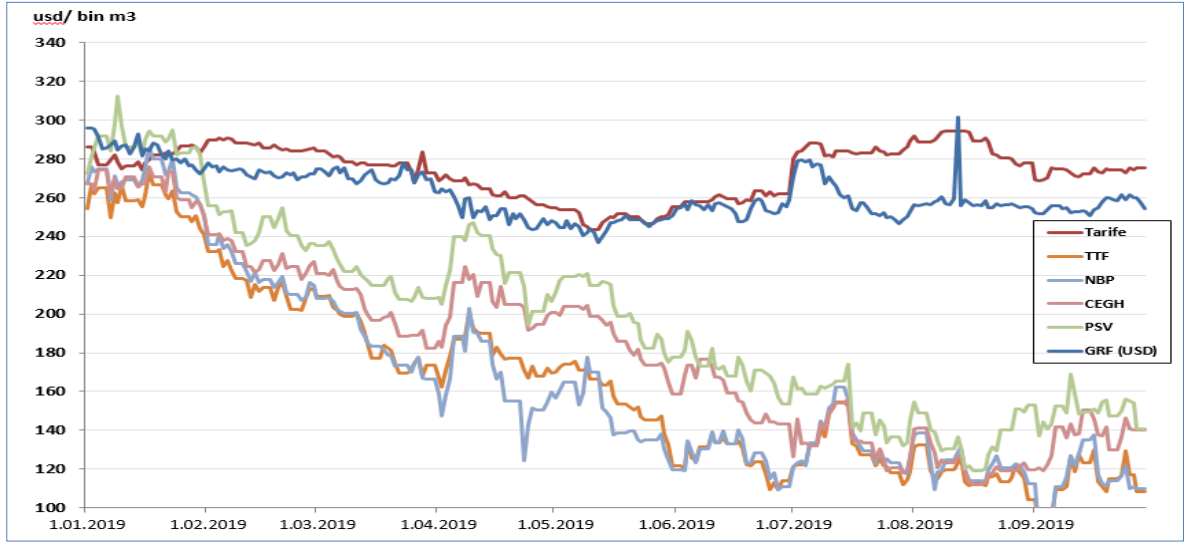
2025 yılına kadar küresel LNG ticaretinde bir arz fazlalığı olacağı tahmin edilmekle birlikte, yeni doğal gaz sıvılaştırma tesisleri ile ilgili yatırımlara dair bir belirsizlik görülmektedir. Zira, küresel pazarlardaki fiyatların belli bir seviye üzerinde oluşacağına dair kuvvetli öngörüler olmadıkça, yüksek yatırım bedelli LNG üretim tesisleri ile ilgili yatırım kararları alınmamaktadır. Uzun dönemde LNG talebinin artması olasılığı karşısında aynı oranda arz kapasitesi olup olmayacağı hususu bir soru işareti olarak durmaktadır.



Şekil 6.9 Küresel LNG Arz-Talep Aralığı Milyon Ton/Yıl [15]

## 6.6 TÜRKİYE’NİN DOĞAL GAZ TİCARETİNDEKİ BÖLGESEL ROLÜ VE YENİ GAZ İTHALAT ANLAŞMALARINA İLİŞKİN DEĞERLENDİRMELER

2018-2019 döneminde Türkiye doğal gaz sektörü açısından en çarpıcı gelişme, siyasi iradenin yönlendirmesiyle, BOTAŞ’ın maliyetinin altında fiyatlarla, yani zararına gaz satışı ve bunun sonucunda özel şirketlerin pazar paylarının % 20 seviyesinden % 4 seviyelerine düşmesi olmuştur. Gelir seviyesi düşük geniş halk kitlelerini ezdirmeme veya yerli sanayicinin uluslararası arenada rekabet şansını güçlendirme gibi gerekçelere dayandırılabilir bu sübvansiyon politikalarının gerçekte ülke ve halk için bir yarar sağlayıp sağlamadığı bir tartışma konusudur. Türkiye gibi doğal gaz için neredeyse tamamen ithalat bağımlısı ülkelerin ithalat faturasını azaltmalarının yolu, her şeyden önce menşe ülke çeşitliliği ve gazın gazla rekabetinin sağlandığı bir piyasa yapısından geçmektedir. Nitekim 2019 yılı yaz aylarında Türkiye'nin doğal gaz alım maliyeti 1000 m<sup>3</sup> başına 300 ABD doları düzeyine yakın iken, Hollanda'nın TTF ve İngiltere'nin NBP gaz borsalarında referans fiyatlar 120 ABD dolarına kadar düşmüştür.



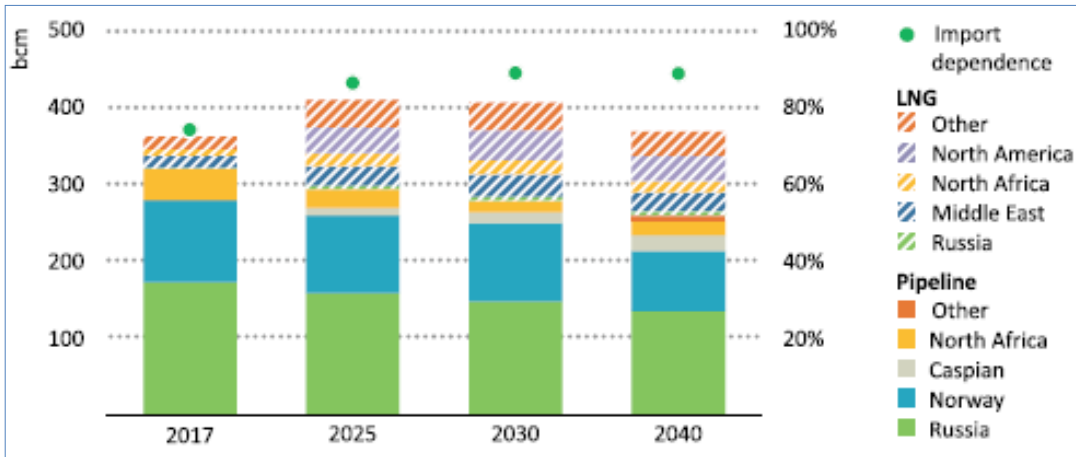
Şekil 6.10 2019 Yılı İlk Üç Çeyreğinde Türkiye ve Avrupa Gaz Borsalarında Oluşan Fiyatlar[16]

Şekil 6.10'da Türkiye aleyhine görülen büyük farkın nedeni, Türkiye'nin kontrat hacminin çok büyük kısmının uzun vadeli ve fiyatın çeşitli petrol ürünlerine endeksli olmasıdır. Menşe ülke çeşitliliği ve yakınlığı açısından Avrupa ülkelerine göre oldukça avantajlı konumda olan Türkiye'nin, önümüzdeki yakın dönemde sona erecek olan Rus Batı Hattı'ndaki 8 milyar m<sup>3</sup>'lük kısım, 6.6 milyar m<sup>3</sup>'lük Azeri Şah Deniz Faz I gibi kontratların yenilenmesinde artık bir yapı değişikliğine gidilmesi gerektiğini Şekil 6.10'daki grafik güzel bir şekilde gerekçelendirmektedir. İletim şebekesi arz kapasitesinin artırılması, ihtiyaca göre çalıştığı bölge değiştirilebilecek iki adet FSRU'nun devrede olması, depolama kapasitesinde sağlanmakta olan büyük artışlar Türkiye'nin herhangi bir menşe ülkeye miktar ve konum olarak bağımlı olmamasını sağlamış durumda iken, bu avantajını yeni gaz kontratlarında fiyat düşümü anlamında ne kadar kullanabileceği soru işaretidir. Rekabetçi bir gaz piyasası dinamikleri altında ve pazar paylaşımının çok oyuncuya dağıldığı bir yapıda böylesi bir tereddüt söz konusu olmayacak iken, ülkemiz özelinde yeni gaz alım kontratlarının koşulları ilgili piyasa oyuncularının müzakereleri sonucu değil, devlet başkanları düzeyinde yürütülen ve paket içine başka unsurların da dâhil olduğu çok boyutlu müzakereler sonucu belirlenecek gibi görünmektedir. Nitekim özel sektörden tedarikçilerin 2019 yılında karşı karşıya kaldığı "al yada öde" taahhütlerindeki temerrütler, hiç ilgisi olmadığı halde BOTAŞ'ın GAZPROM ile yeni kontrat sürecinde yer bulması ve nihayetinde devlet başkanları Erdoğan ve Putin arasında yürütülecek müzakerelerin bir parçası olacak gibi görünmektedir.

Gerek şebeke altyapısının güçlü hale gelmesinin sağlanması gerekse EPIAŞ yönetiminde bir organize toptan satış piyasasının işlev kazanarak bu piyasada günlük referans gaz fiyatının belirleniyor olması; uzun yıllardır Türkiye'nin enerji alanında en fazla dile getirilen vizyonu olarak duran bir gaz ticaret merkezi vasfı kazanabilmesi yolunda çok önemli adımlar olarak değerlendirilebilecek olmakla birlikte, siyasi iradenin müdahaleleri sonrasında neredeyse tek oyunculu bir yapının ortaya çıkması, sözü edilen kazanımların etkisini söndürmektedir. Öte yandan, Avrupa Birliği'nin son yıllarda takip ettiği enerji politikaları, Birlik doğal gaz talebinin giderek azalma göstereceğini ortaya koymaktadır. Özellikle dünya genelinde üretim sahalarındaki proseslerde atmosfere salınan metan gazı küresel ısınmaya etki anlamında hayli negatif bir konuma sahip olup, AB'nin doğal gaza ilişkin yeni değerlendirmesi de

eskisinden farklı olarak çevre dostu olmayan bir yakıt şeklindedir. “Karbondan Arındırma” başlığı altında şekillenen ve doğal gaz dâhil olmak üzere her türlü fosil yakıt kullanımının azaltılmasının hedeflendiği bu yeni süreçte, biyogaz ve biyometan gibi yakıtların giderek daha çok kullanımı, yenilenebilir enerjinin anlık üretim fazlalıklarının başta suyun elektrolizi yoluyla hidrojen elde etmek için kullanımı (Power to Gas), bu çerçevede hidrojen ve biyogazın iletim ve dağıtımında mevcut doğal gaz altyapısının kullanılması gibi konular giderek ağırlık kazanmaktadır. Gaz şebekelerinin, yenilenebilir enerjiden sağlanan üretim fazlalıklarını depolamak amacıyla yönelik olarak, gaz ve elektrik şebekelerinin entegre bir biçimde kullanılmalarını hedefleyen yeni AB enerji müktesebatının 2020 yılı içinde yayımlanması beklenmektedir.

Küresel LNG arzında sağlanan artışlarla, LNG'nin giderek boru gazı ile rahat rekabet edebilir hale gelmesi, AB genelinde LNG gazlaştırma terminallerinin sayı ve kapasitelerinin giderek artması, gelecekte AB gaz ihtiyacının önemli bölümünün LNG üzerinden sağlanacağını göstermektedir. Bu tabloya göre, doğal gaz üretiminin sürekli arttığı Rusya'nın AB'ye olan gaz ihracının günümüzle aynı seviyede kalması durumunda dahi, AB'nin Türkiye ve Doğu Akdeniz gibi AB'nin Güney Gaz Koridoru (Southern Gas Corridor) başlığı altında grupladığı ve destek verdiği boru hatları üzerinden sağlamaya ihtiyaç duyacağı gaz miktarı yıllık 20–30 milyar m<sup>3</sup> seviyesini geçmemektedir.



Şekil 6.11 Avrupa Birliği'nin Doğal Gaz Tedarik Projeksiyonu [17]

Gelinen noktada, Türkiye'nin bölge ülkeleri ile doğal gaz ticaretine ilişkin hedef ve beklentilerini, günümüz gerçekleri doğrultusunda yeniden şekillendirmesi gerekli görülmektedir. Görünen odur ki, Avrupa coğrafyasına Türkiye üzerinden sevk edilebilecek gaz miktarları, geçmiş yıllardaki beklenti ve tahminlerin çok altında bir potansiyele sahiptir. Yaşanan tecrübeler, Hükümetler Arası Anlaşmalar altında, uzun yılları kapsayan biçimde şekillenen doğal gaz alım kontratlarıyla birlikte gaz transit boru hattı projelerinin, imzaya bağlandıkları tarihte akılcı görünmekle birlikte, çok hızlı değişen şartlar karşısında bu vasıflarını kısa sürede yitirebildiğini göstermiştir. Diğer taraftan, TANAP ve Türk Akımı gibi gaz transit projeleri tek yönlü akış şartıyla gerçekleştiğinden, Avrupa Birliği ile gaz ticaretinde Türkiye'nin bir gaz merkezi olma hedefine önemli bir katkısı olmamaktadır. Türkiye'nin bir gaz ticaret merkezi haline gelebilmesi için Bulgaristan ve Yunanistan şebekeleri ile BOTAS şebekesinin bağlandığı noktalarda teknik kapasitenin artırılması, bu noktalarda iki yönlü gaz akışına imkân verecek anlaşmaların yapılması, atılması gereken başlıca adımlar olarak görülmektedir.

Doğal gaz arz güvenliğinin sağlanması adına geçmiş dönemlerde belki zorunlu görünen al ya da öde taahhütlü ve uzun dönemli gaz alım kontratları, bölgemizdeki menşe ülke çeşitliliği ve ülkemiz şebe-

kesinin giderek gelişen arz olanakları dikkate alındığında, artık kaçınılması gereken bir seçenek durumundadır. Diğer taraftan, İran, Rus (Mavi Akım) ve Azeri (Faz I) gaz alım anlaşmaları tahtında satıcı durumundaki ülkelerin yapmış oldukları yatırımlar çoktan kendilerini amorti etmiş durumda olup anlaşmaların vadeleri dolduğunda yeniden uzun dönemli olarak uzatılmasının bir gerekçesi kalmayacaktır.

Doğal Gaz Piyasası Kanunu'nun yayımlandığı 2001 yılından bu yana sektör bileşenlerinin kazandığı deneyim ve BOTAŞ'ın sektörü yönlendiren etkinliği göz önüne alındığında, doğal gaz ithalatı ve toptan satışında özel sektörün varlığının, arz güvenliğinin risk altına girmesi ve fiyatların yükselmesi gibi sonuçlar vereceği endişeleri artık pek geçerli durumda değildir. Her durumda, ülkenin gaz ithalat hacimlerinin büyük bir kısmının siyasi iradenin yönlendirmesi ile uzun dönemli ve al ya da öde temelli kontrata bağlanmasının, ülke çıkarları açısından daha büyük riskleri beraberinde getirebileceği de dikkate alınmalıdır.

Ülkemizdeki dar gelirli aile sayısının yüksek olması nedeniyle, hükümetlerin uygulamış olduğu sübvansiyon politikaları anlaşılabilir olmakla birlikte, bu destekten ihtiyacı olmayan kesimlerin de yararlanması ve bütçe kaynaklarının dar gelirli konut abonelerinin dışında ticari ve sanayi işletmelerinin maliyetin çok altında fiyatlarla gaz temin etmesi için kullanımının önlenmesi de önemlidir. Söz konusu dar gelirli kitlenin tüketimi genel tüketim içinde küçük bir kısım tutmakla birlikte, söz konusu sübvansiyona ihtiyaç duymayacak gelir düzeyindeki insanlar ve ticari işletmeler de bundan yararlanmaktadır. Halen çok büyük piyasa payı olan BOTAŞ'ın maliyetinin altında fiyatla gaz satışı yerine, yalnızca desteğe ihtiyaç duyan fakir halk kesimlerinin yararlanacağı mekanizmalar ortaya konulmalıdır. Sadece bu adım dahi, gaz referans fiyatları açısından Türkiye'deki organize piyasanın uluslararası bir referans haline gelmesini ve giderek Avrupa'nın gelişmiş gaz borsaları ile entegre olmasında önemli bir aşama kat edilmesini sağlayabilecektir. Nitekim, petrol ürünlerine endeksli fiyat mekanizmalarından uzaklaşmanın en önemli araçları, belirli gaz borsalarında gerçekleşen referans fiyatlar olup, Türkiye'deki organize toptan satış piyasasındaki referans gaz fiyatlarının yeni gaz ithalat anlaşmalarında yer bulması arzu edilen bir gelişme olacaktır.

## KAYNAKÇA

1. EPDK 2018 Doğal Gaz Sektör Raporu.
2. EPDK 2019 Aralık Ayı Doğal Gaz Sektör Raporu.
3. EPDK Doğal Gaz Sektör Raporları.
4. TEİAŞ ve EİGM raporları.
5. EPDK Sektör Raporları, Medya.
6. BOTAŞ ve EPDK Doğal Gaz Sektör Raporları.
7. EPIAŞ Şeffaflık Platformu.
8. EPIAŞ Sunumu, 13.Doğal Gaz Ticaret Forumu (15 Ekim 2019).
9. GAZBİR 2018 Doğal Gaz Sektör Raporu.
10. BOTAŞ.
11. Sohbet Karbuz, Bilkent Enerji Notları.
12. Medya.
13. Necdet Pamir, Doğu Akdeniz Paneli Sunumu, ODTÜ Mezunlar Derneği, 14 Aralık 2019.
14. Uluslararası Enerji Ajansı "World Energy Outlook 2019".
15. Shell LNG Outlook 2019.
16. PETFORM sunumu, 2019 Doğal Gaz Ticaret Forumu.
17. Uluslararası Enerji Ajansı " World Energy Outlook 2018".



## ÖZGEÇMİŞ



**Erdinç ÖZEN**  
oerdinc62@gmail.com

*ODTÜ Elektrik-Elektronik Mühendisliği Bölümünden 1985 yılında mezun oldu. 1988–2011 yılları arasında BOTAŞ'ta doğal gaz iletim faaliyetleri ile ilgili Başmühendis, Bakım-Onarım Müdürlüğü ve Bölge Müdür Yardımcılığı gibi görevlerde bulundu. 2003 yılından bu yana ağırlıklı çalışma alanı doğal gaz sektörü ile ilgili regülasyon, ikili anlaşmalar ve şebeke işleyiş düzenlemeleri gibi konular üzerine yoğunlaşmıştır. BOTAŞ'tan emeklilik sonrasında TANAP projesinde Ticari Operasyonlar Müdürü olarak 6 yıl görev yapan Erdinç Özen, halen serbest danışman olarak çalışma hayatını sürdürmektedir.*

