

BAŞKENT DOĞALGAZ DAĞITIM GAYRİMENKUL YATIRIM ORTAKLIĞI A.Ş.

TEKNİK DEĞERLENDİRME RAPORU

Revizyon	Tanımı	Tarih	Hazırlayan	Kontrol Eden	Onaylayan
A	İleri Taslak	08.05.2021	Asssystem ENVY takımı	Onur Öztuncer	Kerem Sadıklar
B	Müşteri İncelemesi	10.05.2021	Asssystem ENVY takımı	Onur Öztuncer	Kerem Sadıklar
C	Nihai Versiyon	14.05.2021	Asssystem ENVY takımı	Onur Öztuncer	Kerem Sadıklar
D	Sayfa 48, 67, 69 ve 70'de güncelleme yapılmıştır.	18.05.2021	Asssystem ENVY takımı	Onur Öztuncer	Kerem Sadıklar
E	Sayfa 29, 45, 46 ve 48'de güncelleme yapılmıştır.	20.05.2021	Asssystem ENVY takımı	Onur Öztuncer	Kerem Sadıklar



ASSYSTEM ENVY Enerji ve Çevre Yatırımları A.Ş.

Çetin Emeç Bulvarı 1314. Cadde No: 7

A.Öveçler 06450 ANKARA - TÜRKİYE

Tel: +90 (312) 583 88 00 (Pbx) Faks: +90 (312) 472 67 10

www.asssystemenvy.com

Asssystem ENVY Enerji ve Çevre Yatırımları A.Ş.
Çetin Emeç Bulvarı 1314. Cadde No: 7
A.Öveçler 06450 Ankara / TÜRKİYE
Tel: +90 (312) 583 88 00 Faks: +90 (312) 472 67 10
Başkent V.D. 336 015 7655 Tic. Sic. No: 148212

İÇİNDEKİLER

1	TÜRKİYE DOĞAL GAZ PİYASASI	1
1.1	Türkiye'de Doğal Gaz Piyasasının Yapısı	1
1.1.1	Doğal Gaz Piyasası Faaliyetleri	2
1.1.2	Serbest Tüketici Kavramı	4
1.1.3	4646 Sayılı Kanun Sonrasında BOTAŞ'ın Rolü	5
1.2	Doğal Gaz Talebi	6
1.3	Doğal Gaz Temini	17
1.3.1	Mevcut Uluslararası Gaz Alım Sözleşmeleri	17
1.3.2	Konvansiyonel Gaz Üretimi	23
1.3.3	Türkiye Sıvı Doğal Gaz Piyasası	23
1.4	Doğal Gazın Depolanması	24
1.5	Doğal Gaz Dağıtım Sektörü	26
1.6	Doğal Gaz Fiyatları	28
2	BAŞKENTGAZ TARİFE BİLGİLERİ	30
2.1	Düzenleyici Çerçeve	30
2.1.1	Başkentgaz'ın Birinci Tarife Dönemi (2013 - 2021)	31
2.1.2	Başkentgaz'ın İkinci ve Sonraki Tarife Dönemleri (2022 ve sonrası)	37
2.1.3	Gelecek Tarife Dönemleri için Hesaplanan Sistem Kullanım Bedelleri	43
3	BAŞKENTGAZ DAĞITIM BÖLGESİNE ÖZEL BİLGİLER	43
3.1	Nüfus	43
3.2	İklim	44
3.3	Ekonomi	45
3.4	Abone Sayısı ve Toplam Satış Karşılaştırması	46
3.5	Gaz Tüketim Hacimleri ve Karşılaştırılması	47
3.6	Tahsilat Oranı, Geçici Gaz Kesme ve Acil Durum İstatistikleri	49
3.7	Başkentgaz Operasyon Yapısı	51
3.8	Abone Penetrasyon Oranı ve İç Tesisat İşlemleri	55
3.9	Basınç Ölçüm ve Düşürme İstasyonları (RMS'ler)	57
3.10	Başkentgaz Şebeke Gelişimi	60
3.11	Planlanan Yatırımlar	64
4	EKLER	67
4.1	Yatırım Planı	67
4.2	İşletme Giderleri	68
4.3	Bağlantı Bedelleri	69
4.4	Abone Sayısı, Tüketim Tahmini ve Sistem Kullanım Bedeli	70
4.5	TÜFE Değerleri	71

ŞEKİLLER LİSTESİ:

Şekil 1: BOTAŞ Ana Hatları	1
Şekil 2: Lisans Tipleri (EPDK)	3
Şekil 3: Lisans Adetleri– Aralık 2020 (EPDK).....	3
Şekil 4: Sektör Bazlı Yüzdesel Doğal Gaz Tüketimi (EPDK, 2020)	9
Şekil 5: Farklı Müşteri Sınıflarının Aylık Doğal Gaz Tüketimi, 2020 (EPDK)	9
Şekil 6: Toplam Gaz Tüketimi, Elektrik Üretimi ve Kişi Başına Brüt Birincil Yakıt Tüketimi	11
Şekil 7: GSYİH Büyümesine Karşı Doğal Gaz Tüketim Değişimi (EPDK, OECD Ekonomik Görünüm No: 108 , Aralık 2020)	11
Şekil 8: Yakıta Göre Nihai Enerji Tüketimi (binTEP) (Eurostat, 2020).....	12
Şekil 9: Sektörlere Göre Nihai Enerji Tüketimi (binTEP) (Eurostat, 2020).....	12
Şekil 10: Yakıta Göre Brüt Elektrik Üretimi (GWh) (Eurostat, 2020).....	13
Şekil 11: Türkiye'de Doğal Gaz Tüketimi (EPDK)	14
Şekil 12: Kişi Başına Doğal Gaz Tüketimi, Seçilen Ülkeler (EPDK 2020, BP İstatistik İnceleme Raporu 2020, Eurostat 2020)	15
Şekil 13: 2020 Aylık İthalat Hacimleri (EPDK)	16
Şekil 14: Yeraltı ve LNG Depolama Kapasitesi, 2020 (EPDK)	17
Şekil 15: Uluslararası Boru Hattı Projeleri - 1	18
Şekil 16: Uluslararası Boru Hattı Projeleri - 2 (TANAP'ı gösterir)	18
Şekil 17: Türk Akımı Boru Hattı Projesi	20
Şekil 18: BOTAŞ Gaz Boru Hattı İthalat Sözleşmeleri - operasyonel olanlar (BOTAŞ).....	21
Şekil 19: LNG Terminalleri ve Depolama Tesisleri	25
Şekil 20: Mesken Kullanıcıları için Vergi Hariç Doğal Gaz Fiyatları (Euro/kWh), Temmuz-Aralık 2020 (Eurostat, Nisan 2021)	29
Şekil 21: Doğal Gaz Fiyat Karşılaştırması (Euro/kWh), Temmuz-Aralık 2020 (Eurostat, Nisan 2021)	29
Şekil 22: Doğal Gaz Akışı	31
Şekil 23: Serbest Tüketici ve Tedarik Maliyeti Sınır Değerleri (CNG hariç).....	32
Şekil 24: Başkentgaz Tarife Kırılımı	33
Şekil 25: Başkentgaz Tarife Mekanizması	33
Şekil 26: Son Kullanıcı Tarife Bileşenleri.....	34
Şekil 27: Başkentgaz SKB Harici Gelir Kalemleri (2021).....	36
Şekil 28: İzin Verilen Sermaye Maliyeti	42
Şekil 29: Başkentgaz Lisans Alanı	44
Şekil 30: 2011-2020 Yılları Arasında Gerçekleşen Isıtma Gün Dereceleri.....	45
Şekil 31: Başkentgaz Abone Gelişimi (2012-2020)	47
Şekil 32: 2019 Yılı Konut Abonesi Başına Gaz Dağıtımı (Sm ³) (EPDK, 2020 Sektör Raporu).....	48
Şekil 33: 2018-2020 Yılları Arasında Gerçekleşen Hanebaşı Gaz Tüketimi ile Ortalama Sıcaklık Eğrisi (Sm ³ , °C)	48
Şekil 34: Başkentgaz Organizasyon Şeması	51
Şekil 35: Başkentgaz Merkez Binası - 1.....	51
Şekil 36: Başkentgaz Merkez Binası - 2.....	52
Şekil 37: Gölbaşı RMS - 1	52
Şekil 38: Gölbaşı RMS -2.....	53
Şekil 39: Merkez Depo	53
Şekil 40: Acil Araç Filosu.....	54
Şekil 41: Bakım ve Acil Araçlar	54
Şekil 42: Bina Tarama Ekipleri	55
Şekil 43: Başkentgaz Çelik Hatlar (2020 sonu itibarıyla)	63
Şekil 44: Başkentgaz Polietilen Hatlar (2020 sonu itibarıyla)	64

TABLolar LİSTESİ:

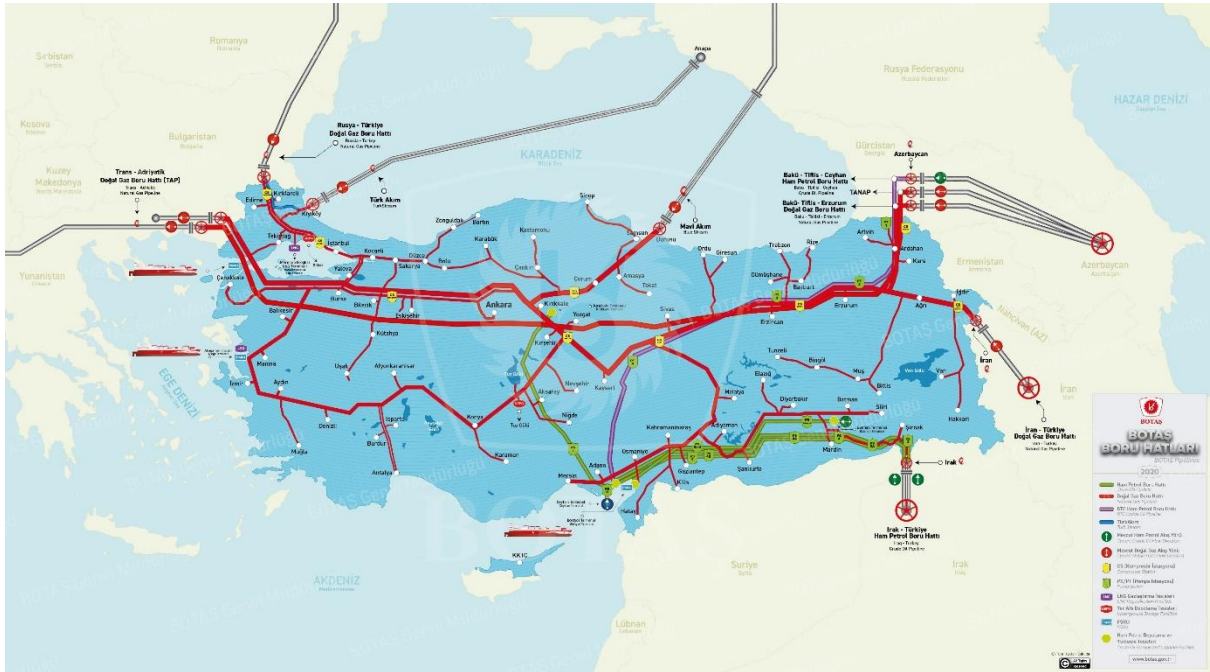
Tablo 1: Serbest Tüketiciler için EPDK Kurul Kararları (EPDK)	4
Tablo 2: Serbest Tüketici ve Tedarik Maliyeti Sınır Değerleri (CNG hariç).....	5
Tablo 3: Sözleşme Tutarları, milyon m ³ / yıl (BOTAŞ)	6
Tablo 4: Birincil Enerji Tüketimi (BP 2020 Dünya Enerjisinin İstatistiksel İnceleme Raporu)	7
Tablo 5: Birincil Enerji Talebinin Yıllık Değişimi, binTEP (BP 2020 Dünya Enerjisinin İstatistiksel İnceleme Raporu).....	7
Tablo 6: Türkiye'de Elektrik Tüketimi (EÜAŞ, EPDK).....	8
Tablo 7: Birincil Enerji Talebinin Sektörel Dağılımı, binTEP (ETKB Mavi Kitap 2016 - son yayım)	8
Tablo 8: EPDK Elektrik Piyasası Sektör Raporu, Aralık 2020	10
Tablo 9: Konutlarda Enerji Kullanımı (katı fosil yakıtlar, TJ) (Eurostat, 2020)	13
Tablo 10: Türkiye'de Doğal Gaz Tüketimi (EPDK)	14
Tablo 11: Kişi Başına Doğal Gaz Tüketimi, Seçilen Ülkeler (EPDK 2020, BP İstatistik İnceleme Raporu 2020, Eurostat 2020)	15
Tablo 12: Uluslararası Boru Hattı Projeleri	19
Tablo 13: BOTAŞ Gaz Alım Sözleşmeleri (BOTAŞ)	20
Tablo 14: Ülkelere Göre Doğal Gaz Alım Miktarları, milyon Sm ³ (EPDK).....	22
Tablo 15: Tedarikçilere Göre Gaz İthalat Miktarları (2020), (EPDK)	23
Tablo 16: LNG Satın Alım Sözleşmeleri (EPDK)	23
Tablo 17: Doğal Gaz Depolama Tesisleri (EPDK).....	24
Tablo 18: AB Ülkeleri Doğal Gaz İthalat ve Üretim Piyasaları Göstergeleri, 2020 (Eurostat)	27
Tablo 19: BOTAŞ Doğal Gaz Satış Fiyat Tarifesi (BOTAŞ)	28
Tablo 20: Sistem Kullanım Bedelleri - Nisan 2021	35
Tablo 21: Başkentgaz Geçici Tarife – SKB Değerleri	36
Tablo 22: Başkentgaz 2022-2036 Sistem Kullanım Bedeli Hesap Sonuçları	43
Tablo 23: Başkentgaz Lisans Alanı Nüfus Bilgisi	44
Tablo 24: Ankara Ortalama Sıcaklık ve Yağış (1991 – 2020)	45
Tablo 25: Abone Sayısına Göre İlk 10 Doğal Gaz Dağıtım Şirketi (EPDK, 2020 Sektör Raporu)	46
Tablo 26: Başkentgaz Abone Gelişimi (2012-2020)	47
Tablo 27: Başkentgaz Doğal Gaz Tüketim (2012-2020)	47
Tablo 28: Toplam Doğal Gaz Satış Miktarı - İlk 10 Doğal Gaz Dağıtım Şirketi (EPDK, 2020 Sektör Raporu) ..	48
Tablo 29: Geçici Gaz Kesintisi Nedenleri (EPDK Sektör Raporları)	50
Tablo 30: Acil Müdahale İstatistikleri (EPDK Sektör Raporları)	50
Tablo 31: Başkentgaz Abone Penetrasyon Oranı	55
Tablo 32: Başkentgaz Sayaç Tipi ve Adetleri	56
Tablo 33: RMS Tipleri	57
Tablo 34: Başkentgaz RMS-A İstasyonları – Özet Bilgi	57
Tablo 35: Başkentgaz RMS-A İstasyonları Sayı ve Kapasiteleri	58
Tablo 36: Başkentgaz RMS-B İstasyonları Sayı ve Kapasiteleri	58
Tablo 37: Başkentgaz RMS-C İstasyonları Sayı ve Kapasiteleri	59
Tablo 38: Başkentgaz RMS-A İstasyonları – Pik Çekişler	60
Tablo 39: Başkentgaz Çelik Şebeke Gelişimi.....	61
Tablo 40: Başkentgaz Polietilen Şebeke Gelişimi	61
Tablo 41: Başkentgaz Servis Hattı Şebeke Gelişimi	62
Tablo 42: Genişleme Bölgeleri – Yatırım Planı	65
Tablo 43: Yatırım Harcamaları (TL).....	67
Tablo 44: Tarife Periyotları Açılış Baz Varlık Tabanı Değerleri (nominal – TL)	67
Tablo 45: İşletme Giderleri (TL).....	68
Tablo 46: Abone Bağlantı Bedelleri (TL)	69
Tablo 47: Sistem Kullanım Bedelleri (2018-2022 Ocak).....	70
Tablo 48: Abone ve Tüketim Tahminleri ve Sistem Kullanım Bedeli Hesap Sonuçları (2022-2036)	70
Tablo 49: Modelde Kullanılan gerçekleşmiş ve öngörülen TÜFE değerleri	71

1 TÜRKİYE DOĞAL GAZ PİYASASI

1.1 Türkiye'de Doğal Gaz Piyasasının Yapısı

Türkiye'de doğal gaz kullanımının başladığı günden bu yana faaliyetler, uzun bir süre sadece Boru Hatları ile Petrol Taşıma A.Ş. (BOTAŞ) aracılığıyla gerçekleşmiştir. 15 Ağustos 1974 tarihinde kurulan BOTAŞ, 1987 yılına kadar ağırlıklı olarak boru hatları ile petrol taşımacılığı gerçekleştirmiştir. Bu tarihten sonra faaliyetlerine doğal gaz taşımacılığı ve doğal gaz ticaretini de eklemiştir. 9 Şubat 1990 tarih ve 20428 sayılı Resmi Gazete yayınlanarak yürürlüğe giren 397 sayılı “Doğal Gazın Kullanımı Hakkında Kanun Hükmünde Kararname (KHK)” ile yetkilendirilen BOTAŞ, doğal gazın ithalatı, dağıtımı (şehir içi dağıtım hariç), satışı ve fiyatlandırmasında tekel statüsüne kavuşmuştur. Bu KHK, 4646 sayılı Doğal Gaz Piyasası Kanunu'nun yayınlandığı 2 Mayıs 2001 tarihine kadar geçerliliğini korumuş, 4646 sayılı Kanun yürürlüğe girdikten sonra ise piyasa özel sektöre açılabilmiştir.

BOTAŞ halen iletim sisteminin sahibi ve işletmecisi konumunda olup, ülke genelinde iletim hatları yatırımlarının tamamı BOTAŞ tarafından gerçekleştirilmektedir. Türkiye'ye ilk ithal doğal gazı getiren boru hattı olan Rusya Federasyonu-Türkiye Doğal Gaz Boru Hattı, Malkoçlar üzerinden giriş yaparak Ambarlı, İstanbul, İzmit, Bursa ve Eskişehir rotasını izleyerek Ankara'ya ulaşmıştır. Bu güzergah, Kırklareli, Ambarlı, Pendik, Bursa ve Eskişehir kompresör istasyonlarını içermektedir. Güzergah özelinde, doğal gaz ilk olarak 23 Haziran 1987'de Hamitabat'a, Ağustos 1988'de ise Ankara'ya ulaşmıştır. Doğal gazın ilk getirilmesinden sonra sürekli yapılan yatırımlarla BOTAŞ boru hatları 2019 yılı sonu itibarıyla 18.311 km uzunluğa ulaşmıştır (raporun hazırlandığı tarih itibarıyla BOTAŞ henüz 2020 Faaliyet Raporu'nu yayımlamamıştır). Şebeke üzerinde bulunan 8 (sekiz) kompresör istasyonunda basınçlandırılan doğal gaz, Şekil 1'de kırmızı ile gösterilen iletim hatları ile ülke genelindeki dağıtım noktalarına ulaşmaktadır.



Şekil 1: BOTAŞ Ana Hatları

Ana hatların gelişimi 1980'lerde Rusya Federasyonu hattının Ankara'ya ulaşması ile başlamış, İzmit ve

Karadeniz Ereğli hattının 1996'da tamamlanmasıyla devam etmiştir. 1996 yılında Bursa-Çan hattının yapımının ardından şebeke önce Çan'a, 2000 yılında ise Çanakkale'ye ulaşmıştır. Ağrı - Ankara hattı 2001 yılında tamamlanmıştır. Bu boru hattı öncelikle İran'dan ithal edilen doğalgazın taşınması için tasarlanmış, bunun yanında Kayseri - Konya bağlantısı da gerçekleştirilmiştir. Karacabey - İzmir hattının 2002 yılında tamamlanması ile de ana dağıtım ağı İzmir'e ulaşmıştır.

Türkiye'de şehir içi doğal gaz dağıtımını 1988 yılında BOTAŞ ve ilgili belediyele kapsamında başkent Ankara ile başlamış, sırasıyla İstanbul, Bursa, İzmit ve Eskişehir'de devam etmiştir. 2001 yılında 4646 sayılı kanunun yürürlüğe girmesiyle dağıtım hizmetleri için ihale süreçleri başlamıştır. Eskişehir ve Bursa 2003 yılında özelleştirilmiş, Bursa ihalesini Çalık Holding, Eskişehir ihalesini Kolin İnşaat kazanmıştır. 2009 yılında İzmit Dağıtım A.Ş. (İZGAZ) özelleştirme ihalesini Engie Grup kazanmıştır. Şebekesi özelleştirme öncesi tesis edilmiş iller içinde olan Ankara - Başkent Doğal Gaz Dağıtım A.Ş. (BAŞKENTGAZ) ise 2013 yılında yapılan bir ihale ile Torunlar Gıda'ya devredilmiştir. Hali hazırda İstanbul Doğal Gaz Dağıtım A.Ş. (İGDAŞ) halen belediye tarafından işletilen tek bölgedir.

Daha önce hiç dağıtım şebekesi tesis edilmemiş diğer tüm şehir ve bölgelerin dağıtım ihaleleri de planlanan piyasa yapısına dönüşüm kapsamında, 4646 sayılı kanun ile, 2001 yılında başlamıştır. İlk olarak Sakarya'nın bir ilçesi olan Adapazarı Dağıtım A.Ş. (AGDAŞ) 2001 yılında özelleştirilmiş; ancak ihaleyi kazanan firma gerekli yatırımları yapamadığından hisse senetleri 2003 yılında Erdem Holding'e satılmıştır. AGDAŞ'ı takiben Türkiye genelindeki diğer tüm bölge ve şehirlerin dağıtım ihaleleri hızla devam etmiş ve 2017 sonu itibarıyla sona ermiştir. İhale sürecinde teklifler, en düşük birim hizmet ve amortisman bedeli (BHAB) ve Abone Bağlantı Bedeli (ABB) ücretlerine göre belirlenmiştir. Açık eksiltme yöntemi ile yapılan ihalelerde, birden fazla en düşük miktar olan 0 (sıfır) cent/kWh BHAB teklif eden firma olması durumunda, ihale şartnamesinde belirlenen ve 180 ABD Doları olan ABB ücreti üzerinden açık eksiltme ile kazanan firma belirlenmiştir. Bu sayede, ilk 8 (sekiz) yıl boyunca dağıtılan doğal gazın m3'ü başına en düşük tarifeyi öneren firmalar ihalelerin kazananı olmuştur. Kanun kapsamında ihaleyi kazanan şirketlerin, ilgili şehir, doğal gaz şebeke yatırımlarını yapması gerekmektedir. Bu kapsamda, lisans verilen ilgili dağıtım şirketine yatırıma başlamak için 6 (altı) ay, ilk gaz arzını sağlamak için 18 (onsekiz) ay ve o şehirdeki tüm şebekeyi tamamlamak için 5 (beş) yıl süre tanınmıştır. Bu faaliyetler T.C. Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu (EPDK) tarafından sürekli olarak izlenmekte ve kontrol edilmektedir. Bu model ile doğal gaz dağıtım ağı, Türkiye genelinde özel şirketler tarafından inşa edilmiştir.

1.1.1 Doğal Gaz Piyasası Faaliyetleri

Doğal gaz piyasası faaliyetlerine 2001 yılından itibaren yürürlüğe giren 4646 sayılı Doğal Gaz Piyasası Kanunu köklü değişiklikler getirmiş ve sektörü yeniden tanımlamıştır. Kanunun amacı kısaca şu şekilde belirtilmiştir:

" ... 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..."

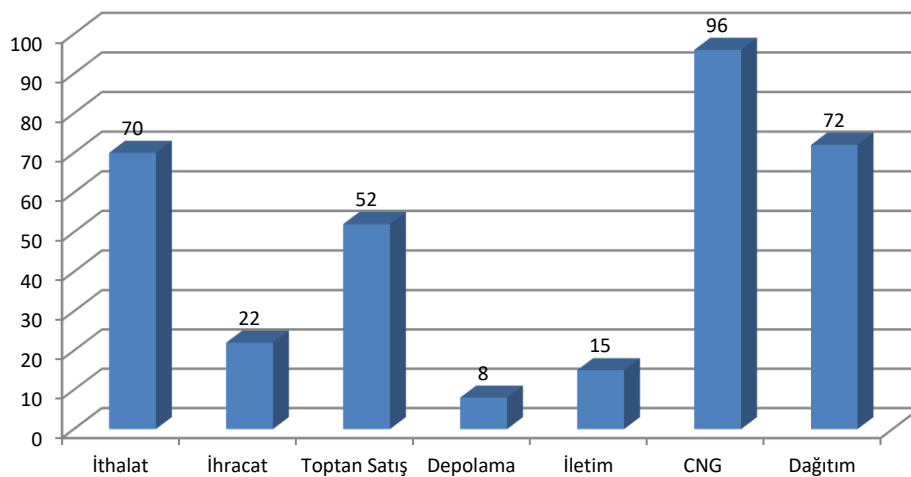
EPDK'nın doğal gaz piyasasının bağımsız düzenleyicisi olarak görevlendirildiği bu kanuna göre doğal gaz piyasasında rol alan şirketlerin faaliyetleri, hakları ve sorumlulukları tanımlanmıştır. Ayrıca, bu kanun çerçevesinde, bu tüzel kişilerin Türk Ticaret Kanunu'na göre tüm mal varlıklarını uhdelelerinde bulunduran bir anonim veya limited şirket olma zorunlulukları vardır.

4646 sayılı Doğal Gaz Piyasası Kanunu, doğal gaz piyasasında yapılabilecek faaliyetleri ithalat, üretim, iletim, depolama, toptan satış, ihracat, dağıtım ve sıkıştırılmış doğal gaz (CNG) dağıtım ve iletimi faaliyetleri olarak sınıflandırmaktadır. Bu şirketlerin her faaliyeti için sorumluluk ve gereklilikleri Doğal Gaz Piyasası Lisans Yönetmeliği'nde belirtilmiştir. Buradaki amaç tekel oluşumunu ortadan kaldırmak ve müşteri haklarını korumaktır.

Kanunda tanımlanan faaliyetlerde bulunan birçok (EPDK verilerine göre 2020 sonu itibariyle toplam 335 adet) lisans sahibi firma bulunmaktadır. Faaliyet alanlarına göre sınıflandırılmış halihazırda yürürlükte olan lisansların sayısı Şekil 2 ve Şekil 3'te görülebilir. 2020 yılı sonu itibarıyla doğal gaz dağıtım lisansı sayısı 72'dir. 2016 yılında iki dağıtım şirketinin birleşmesi sonucu Dağıtım Lisansı sayısı o tarihte 69'dan 68'e düşmüş ve bu, şirketlerden birinin lisansının sona ermesine neden olmuştur. Bu birleşme, iki farklı bölge için doğal gaz dağıtım lisanslarının tek bir tüzel kişilik altında birleştirilmesinin ilk örneğidir.



Şekil 2: Lisans Tipleri (EPDK)



Şekil 3: Lisans Adetleri– Aralık 2020 (EPDK)

1.1.2 Serbest Tüketici Kavramı

Türkiye’de doğal gaz piyasası yapısının en önemli kriterlerinden biri 4646 sayılı Kanunda tanımlanan “Serbest Tüketici” kavramıdır. Kanunun 8. maddesine göre aşağıdakilerin tümü serbest tüketiciler olarak tanımlanmıştır ve bu gerçek ve tüzel kişiler, yurt içinde herhangi bir üretim şirketi, ithalat şirketi, dağıtım şirketi veya toptan satış şirketi ile doğal gaz alım-satım sözleşmesi yapma serbestisine sahiptir:

- *Satın aldığı yıllık doğal gaz miktarı bir milyon m³’ten (yıllar içindeki değişimi Tablo 1’de verilmiştir) daha fazla olan tüketiciler ve kullanıcı birlikleri,*
- *Elektrik enerjisi üretimi için gaz satın alan şirketler,*
- *Elektrik ve ısı enerjisi üreten kojenerasyon tesisleri,*
- *Üretim faaliyetinde kullanılmak üzere, Türkiye’de doğal gaz üreten üretim şirketleri.*

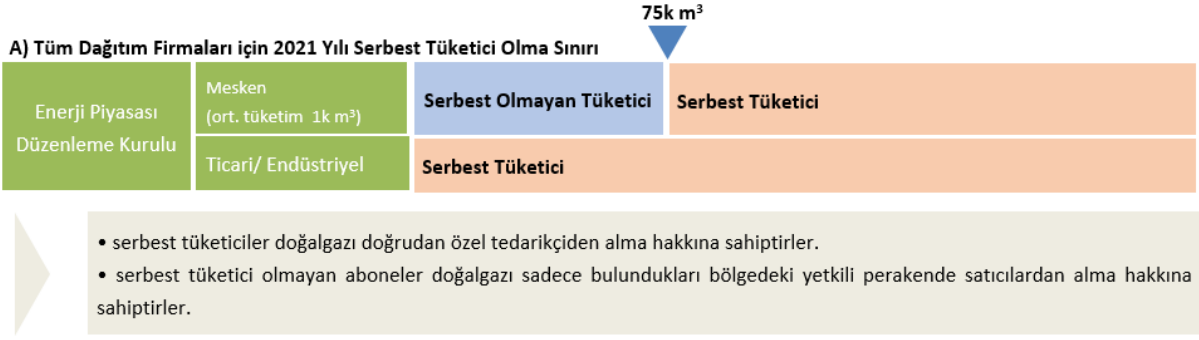
Kanun, serbest tüketici sınırlarını 0 (sıfır) m³’e düşürme amacını öngörmüştür, bu da tüm tüketicilerin sonunda serbest tüketiciler haline gelmesiyle sonuçlanacaktır. Serbest tüketici sınırlarının ilerlemesi Tablo 1’de gösterilmektedir.

Yıl	EPDK Kurul Kararı	Serbest Tüketici Sınırları
2005	408	1.000.000 m ³
2006	629	1.000.000 m ³
2007	1032	1.000.000 m ³
2008	1438	1.000.000 m ³
2009	1896	1.000.000 m ³
2010	2378	800.000 m ³
2011	2966	700.000 m ³
2012	3600	300.000 m ³
2013	4168	Konut tüketicileri (evsel tüketiciler) hariç olmak üzere, tüm tüketiciler serbest tüketici statüsündedir. Konut tüketicileri (evsel tüketiciler) için serbest tüketici olma sınırı 300.000 m ³ ’tür. Serbest tüketici limiti için tek sayaçtan ölçülen tüketim miktarı dikkate alınacaktır.
2014	4793	Konut tüketicileri (evsel tüketiciler) hariç olmak üzere, tüm tüketiciler serbest tüketici statüsündedir. Konut tüketicileri (evsel tüketiciler) için serbest tüketici olma sınırı 100.000 m ³ ’tür. Serbest tüketici limiti için tek sayaçtan ölçülen tüketim miktarı dikkate alınacaktır.
2015	5362	Konut tüketicileri (evsel tüketiciler) hariç olmak üzere, tüm tüketiciler serbest tüketici statüsündedir. Konut tüketicileri (evsel tüketiciler) için serbest tüketici olma sınırı 75.000 m ³ ’tür. Serbest tüketici limiti için tek sayaçtan ölçülen tüketim miktarı dikkate alınacaktır.
2016	5920	Değişmemiştir
2017	6778	Değişmemiştir
2018	7537	Değişmemiştir
2019	8265	Değişmemiştir
2020	8996	Değişmemiştir
2021	9818	Değişmemiştir

Tablo 1: Serbest Tüketiciler için EPDK Kurul Kararları (EPDK)

İş modellerini ve finansalları etkileyen iki temel tüketim eşiği Tablo 2’de gösterilmektedir. Ayrıca EPDK, 4646 Sayılı Kanun kapsamında ihale şartnamesi yoluyla yeni dağıtım lisansları alan dağıtım şirketleri için belirli bir süre dahilinde serbest tüketici limitini belirleme hakkına sahiptir ve bu kapsamdaki şirketlerde Serbest Tüketici Limiti ilk 8 (sekiz) boyunca 15 milyon m³ olarak uygulanmıştır.

İş planını ve finansalları etkileyen iki anahtar tüketici sınır değeri



B) BOTAŞ'tan Doğal Gaz Satın Alan Dağıtım Şirketleri için Doğal Gaz Toptan Satış Fiyatları

BOTAŞ	Serbest Olmayan Tüketici (Mayıs 2021: 1,3155 TL/Sm3 (KDV ve ÖTV hariç))	
	300k m ³	
	Serbest Tüketici -Elektrik Üretimi Amacı Dışındaki Kullanım Kademe 1 (Mayıs 2021: 1,3155 TL/Sm3 (KDV ve ÖTV hariç))	Serbest Tüketici -Elektrik Üretimi Amacı Dışındaki Kullanım Kademe 2 (Mayıs 2021: 1,4714 TL/Sm3 (KDV ve ÖTV hariç))
	Serbest Tüketici -Elektrik Üretimi Amaçlı Kullanım Kademe 1 (Mayıs 2021: 1,6317 TL/Sm3 (KDV ve ÖTV hariç))	Serbest Tüketici -Elektrik Üretimi Amaçlı Kullanım Kademe 2 (Mayıs 2021: 1,6317 TL/Sm3 (KDV ve ÖTV hariç))

Tablo 2: Serbest Tüketici ve Tedarik Maliyeti Sınır Değerleri (CNG hariç)

1.1.3 4646 Sayılı Kanun Sonrasında BOTAŞ'ın Rolü

4646 sayılı kanun BOTAŞ'ın sektördeki tekel statüsünü kaldırılmayı amaçlamış, ancak BOTAŞ'ın dağıtım dışında hakim konumunu değiştirememiştir. Kanun, BOTAŞ'ın gaz alım sözleşmelerinin mülkiyetinin özel sektöre devredilmesini öngörmüştür. BOTAŞ, 2005 yılında 64 lot (16 milyar m³) alım sözleşmesi ihalesi açmıştır. İhale kapsamında Rusya (Gazexport) ile yapılan üç sözleşmenin yanı sıra İran (NIGC), Cezayir LNG (Sonatrach) ve Nijerya LNG (NLNG) sözleşmeleri de yer almaktadır. Çeşitli sözleşmelerin mülkiyetinin piyasa oyuncularına devredilebilmesi için sözleşmeler 250 milyon m³'lük lotlara bölünmüştür. 4 milyar m³'lük 16 lot'tan oluşan 18.02.1998 tarihli Rusya (Gazexport) sözleşmesi ihalesine gelen 37 tekliften 4'ü geçerli sayılmıştır (Shell, Bosphorus Gas, Enerco ve Avrasya Gaz). İmzalanan sözleşmelerin mülkiyetinin devri Temmuz 2007 ile Şubat 2009 tarihleri arasında tamamlanmıştır. Yapılan diğer ihalelere ise ya teklif gelmemiş yada geçersiz teklifler verilmiştir.

Ayrıca, BOTAŞ'ın Rusya Federasyonu ile ithalat lisanslarından birinin süresinin bitmesini takiben EPDK, özel şirketlerin Rusya Federasyonu'ndan toplam 6 milyar m³ doğalgaz ithalatı yapmasına ve bunun yanında 1 Ocak 2013 tarihinden itibaren yeni ithalat lisansları alınmasına izin vermiştir.

Son olarak, 2014 yılında Siyahkalem Mühendislik İnşaat Sanayi ve Ticaret A.Ş., Irak'tan boru hattı gazı ithal etme hakkını elde etmiştir. İhalelerden sonra mülkiyet devri işlemi tamamlanan sözleşmelerin gaz alım bedelleri Tablo 3'te verilmiştir. Sonuç olarak toplam 13 milyar m³ doğalgazın ithalat hakları özel şirketlere devredilmiştir. Ancak kanunda belirtilen BOTAŞ'ın ithalat payını %20'ye düşürme hedefine ulaşamamış ve 2020 yılı sonu itibarıyla uzak bir hedef olarak kalmıştır.

	Şirket	Ülke	Lisans Başlama	Lisans Sonu	Milyon m3
BOTAŞ	BOTAŞ	Azerbaycan	2001	2021	6.600
	BOTAŞ	İran	1996	2026	9.600
	BOTAŞ	Rusya Federasyonu	1998	2021	14.000
	BOTAŞ	Rusya Federasyonu	1997	2028	16.000
	BOTAŞ	Azerbaycan	2013	2068	6.000
	BOTAŞ	Türkmenistan	1999	2036	16.000
2009	SHELL ENERJİ ANONİM ŞİRKETİ	Rusya Federasyonu	2007	2022	250
	BOSPHORUS GAZ CORPORATION ANONİM ŞİRKETİ	Rusya Federasyonu	2007	2022	750
	ENERCO ENERJİ SANAYİ VE TİCARET ANONİM ŞİRKETİ	Rusya Federasyonu	2008	2022	2.500
	AVRASYA GAZ ANONİM ŞİRKETİ	Rusya Federasyonu	2009	2022	500
2011	KİBAR ENERJİ DAĞITIM SANAYİ ANONİM ŞİRKETİ	Rusya Federasyonu	2012	2042	1.000
	AKFEL GAZ SANAYİ VE TİCARET ANONİM ŞİRKETİ	Rusya Federasyonu	2012	2042	2.250
	BATI HATTI DOĞALGAZ TİCARET ANONİM ŞİRKETİ	Rusya Federasyonu	2012	2035	1.000
	BOSPHORUS GAZ CORPORATION ANONİM ŞİRKETİ	Rusya Federasyonu	2012	2042	1.750
2013	SİYAHKALEM DOĞALGAZ İTHALAT İHRACAT VE TİCARET ANONİM ŞİRKETİ	Irak	2013	2039	700 (2014), 1.500 (2015), 2.500 (2016) 3.000 (2017-2039)

Tablo 3: Sözleşme Tutarları, milyon m³ / yıl (BOTAŞ)

Kanunla belirlenen bu hedef, sektördeki firmalar tarafından yakın gelecekte ulaşılamaz olarak değerlendirilmektedir. Benzer şekilde ithalatçı firmalar için de bu düzenlemelerin getirdiği yükümlülükler bulunmaktadır. Bunlardan en önemlisi, ithalatçı firmaların 5 (beş) yıl içinde toplam ithal hacminin %10'unu depolama kapasitesine sahip tesisler inşa etmeye mecbur bırakan yükümlülüktür. Bu yönetmelikte yer alan kararname, BOTAŞ'ın 2020 yılı 43,72 milyar m³ ithalat hacmi (toplam ithalat miktarının yaklaşık %91'i) dikkate alındığında, ithalat faaliyeti yapan özel şirketlere önemli ölçüde yüksek bir yatırım yükümlülüğü getirmektedir.

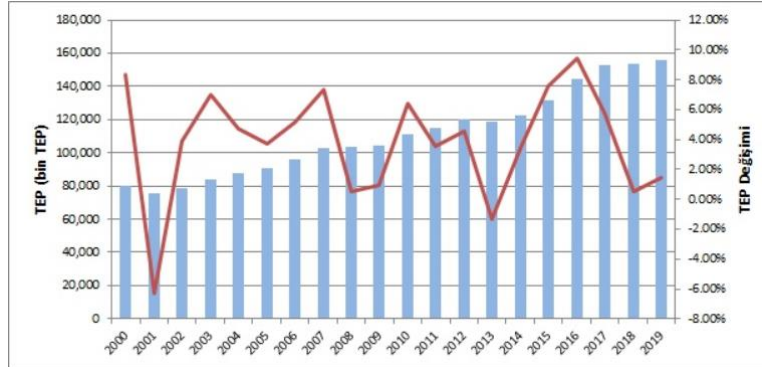
1.2 Doğal Gaz Talebi

Türkiye, hızla artan enerji talebiyle büyüyen birçok ülke arasında yer almaktadır. 2009 ile 2019 yılları arasında, Türkiye'nin birincil enerji talebi %5,44 kümülatif ortalama büyüme göstermiştir. OECD ülkeleri arasında Türkiye, son on yılda en hızlı birincil enerji talebi artışını yaşamıştır. Aynı dönem için Türkiye birincil enerji talebi ve elektrik talebinin yıllık değişimi Tablo 4, Tablo 5 ve Tablo 6'te gösterilmektedir.

Birincil Enerji Tüketimi (exajoule)	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2019 - 2009 Yüzdesel Fark
Avusturya	1.43	1.48	1.39	1.45	1.44	1.38	1.39	1.43	1.47	1.44	1.5	4.90%
Avustralya	5.48	5.5	5.7	5.63	5.67	5.75	5.84	5.88	5.87	6	6.41	16.97%
Belçika	2.64	2.81	2.62	2.52	2.58	2.4	2.44	2.63	2.66	2.59	2.71	2.65%
Kanada	12.74	13.01	13.61	13.47	13.88	14.03	13.99	13.94	14.11	14.35	14.21	11.54%
Şili	1.32	1.33	1.44	1.48	1.49	1.46	1.5	1.57	1.58	1.66	1.66	25.76%
Kolombiya	1.33	1.42	1.49	1.59	1.61	1.7	1.71	1.81	1.84	1.85	1.92	44.36%
Çekya	1.76	1.84	1.8	1.78	1.75	1.71	1.68	1.66	1.73	1.73	1.71	-2.84%
Finlandiya	1.22	1.33	1.24	1.2	1.21	1.16	1.15	1.18	1.14	1.15	1.1	-9.84%
Fransa	10.34	10.65	10.24	10.22	10.31	9.87	9.92	9.76	9.7	9.87	9.6	-7.16%
Almanya	13.15	13.71	13.2	13.37	13.75	13.17	13.4	13.62	13.78	13.44	13.14	-0.08%
Yunanistan	1.43	1.36	1.33	1.26	1.19	1.12	1.13	1.11	1.17	1.16	1.15	-19.58%
Macaristan	0.97	0.99	0.99	0.91	0.87	0.87	0.92	0.93	0.98	0.98	0.99	2.06%
İsrail	0.94	0.99	1.02	1.06	0.98	0.97	1.02	1.04	1.08	1.09	1.13	20.21%
İtalya	7.07	7.28	7.12	6.92	6.59	6.23	6.37	6.43	6.49	6.53	6.37	-9.90%
Japonya	19.83	21.13	20.06	19.92	19.75	19.24	18.97	18.65	18.89	18.84	18.67	-5.85%
Güney Kore	10.16	10.94	11.43	11.54	11.55	11.64	11.87	12.16	12.37	12.55	12.37	21.75%
Meksika	7.1	7.31	7.66	7.71	7.74	7.7	7.69	7.79	7.9	7.83	7.72	8.73%
Hollanda	3.87	4.1	3.92	3.79	3.68	3.47	3.52	3.58	3.53	3.53	3.51	-9.30%
Yeni Zelanda	0.81	0.83	0.83	0.84	0.84	0.88	0.89	0.89	0.91	0.9	0.92	13.58%
Norveç	1.8	1.74	1.76	1.95	1.82	1.87	1.89	1.91	1.92	1.9	1.77	-1.67%
Polonya	3.92	4.18	4.2	4.08	4.09	3.93	3.98	4.15	4.32	4.38	4.28	9.18%
Portekiz	1.03	1.08	1.03	0.94	1.03	1.03	1.03	1.08	1.07	1.08	1.04	0.97%
İspanya	5.97	6.11	6	5.97	5.65	5.54	5.61	5.66	5.74	5.82	5.72	-4.19%
İsveç	2.04	2.16	2.13	2.26	2.12	2.11	2.18	2.14	2.21	2.17	2.24	9.80%
İsviçre	1.26	1.23	1.17	1.23	1.26	1.21	1.18	1.11	1.11	1.13	1.13	-10.32%
İngiltere	8.72	8.94	8.45	8.55	8.51	8.02	8.11	8.01	7.99	7.96	7.84	-10.09%
ABD	89.92	92.97	92.09	89.69	92.1	93.05	92.15	92.02	92.33	95.6	94.65	5.26%
Diğer Avrupa	6.48	6.71	6.55	6.27	6.33	6.12	6.25	6.41	6.53	6.66	6.67	2.93%
OECD ülkeleri	224.69	233.04	230.63	228.16	230.26	228.31	228.75	229.64	231.84	235.39	233.43	3.89%
Türkiye	4.28	4.5	4.81	5.11	5.07	5.23	5.72	6.01	6.37	6.29	6.49	51.64%
Türkiye - yıllık değişim		5.14%	6.89%	6.24%	-0.78%	3.16%	9.37%	5.07%	5.99%	-1.26%	3.18%	

Tablo 4: Birincil Enerji Tüketimi (BP 2020 Dünya Enerjisinin İstatistiksel İnceleme Raporu)

Yıl	Birincil Enerji Talebi (binTEP)	Yüzdesel Değişim
2000	80.500	8,38%
2001	75.402	-6,33%
2002	78.331	3,88%
2003	83.826	7,02%
2004	87.818	4,76%
2005	91.074	3,71%
2006	95.800	5,19%
2007	102.800	7,31%
2008	103.300	0,49%
2009	104.300	0,97%
2010	111.000	6,42%
2011	114.900	3,51%
2012	120.100	4,53%
2013	118.500	-1,33%
2014	122.600	3,46%
2015	131.900	7,59%
2016	144.400	9,48%
2017	152.700	5,75%
2018	153.500	0,52%
2019	155.760	1,47%



Tablo 5: Birincil Enerji Talebinin Yıllık Değişimi, binTEP (BP 2020 Dünya Enerjisinin İstatistiksel İnceleme Raporu)

Yıl	Türkiye Elektrik Tüketimi (GWh)	Büyüme Oranı
2002	132,6	
2003	141,2	% 6,49
2004	150,0	% 6,28
2005	160,8	% 7,18
2006	174,6	% 8,61
2007	190,0	% 8,80
2008	198,1	% 4,26
2009	194,1	% -2,02
2010	210,4	% 8,43
2011	230,3	% 9,44
2012	242,4	% 5,24
2013	246,4	% 1,29
2014	257,2	% 4,07
2015	265,7	% 3,99
2016	279,3	% 4,44
2017	296,7	% 5,23
2018	304,8	% 0,06
2019	303,9	% 3,95
2020	305,48	% 0,36

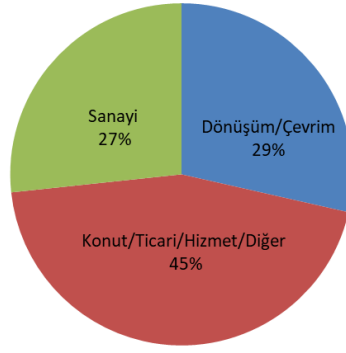
Tablo 6: Türkiye'de Elektrik Tüketimi (EÜAŞ, EPDK)

Enerji talep gruplarının birincil sektörleri / kullanıcıları konut, sanayi, ulaşım, tarım, enerji dışı ve dönüşüm sektörleridir. Bu sektörler arasındaki enerji talebinin dökümü Tablo 7 ve Şekil 4'te gösterilmektedir.

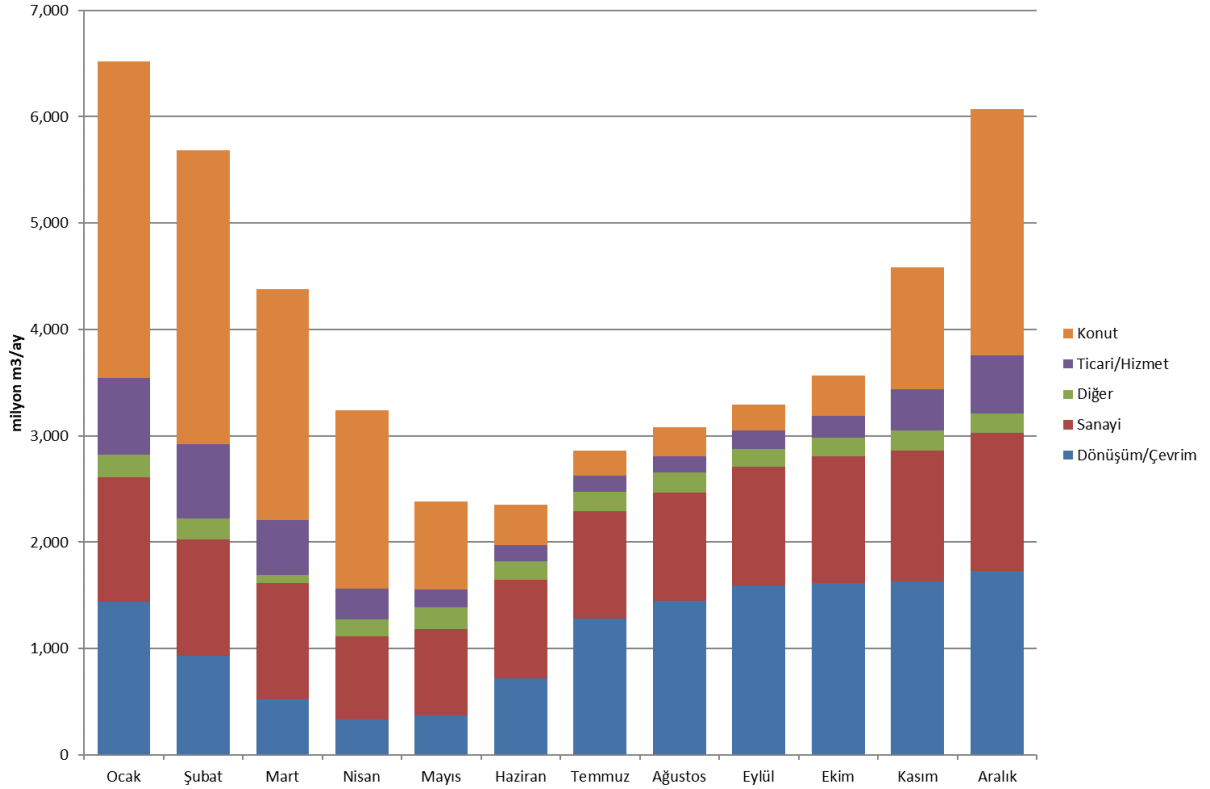
Şekil 5, doğal gaz tüketiminin bir yıl boyunca özellikle konut kullanımına bağlı olarak mevsimselliğini göstermektedir. Tarihsel veriler incelendiğinde, doğalgaz tüketiminde birincil sektörün, kullanılmaya başladığı günden günümüze kadar elektrik santralleri sektörü olduğu görülmektedir. Türkiye'deki doğal gaz tüketimi, en yüksek aylık tüketimin, en düşük aylık tüketimin neredeyse iki katı olmasıyla, önemli bir mevsimsel değişim göstermektedir. Talebin mevsimselliği, esas olarak alan ısıtmasından kaynaklanmaktadır. Mevsimselliğe katkıda bulunan diğer faktör, bölgesel ısıtma için Kombine Isı ve Güç (CHP) tesisatlarında ısı üretimidir. Konut sektörü başta olmak üzere ısıtmada kullanılan tüm doğalgaz kullanan cihazların yaygınlığı en yüksek aylık tüketimin, en düşük aylık tüketimin 12 katı olmasına neden olmaktadır.

Yıl	Konut	Sanayi	Ulaşım	Tarım	Enerji Dışı	Elek.Üretim	TOPLAM
2000	20.058	24.501	12.008	3.073	1.915	18.945	80.500
2001	18.122	21.324	12.000	2.964	1.638	19.354	75.402
2002	18.463	24.782	11.405	3.030	1.806	18.845	78.331
2003	19.634	27.777	12.395	3.086	2.098	18.836	83.826
2004	20.252	29.358	13.907	3.314	2.174	18.814	87.819
2005	22.923	28.084	13.849	3.359	3.296	19.564	91.075
2006	23.677	30.996	14.994	3.610	4.163	22.201	99.641
2007	24.623	32.466	17.282	3.945	4.430	24.879	107.625
2008	28.323	25.677	16.044	5.174	4.341	26.779	106.338
2009	29.466	25.966	15.916	5.073	4.153	25.565	106.139
2010	28.944	30.703	15.165	5.095	3.459	25.894	109.260
2011	29.974	30.929	15.852	5.756	4.442	27.528	114.480
2012	31.509	30.411	20.753	1.944	4.390	31.086	120.093
2013	31.402	30.137	22.772	1.633	3.479	30.866	120.290
2014	29.675	28.115	24.351	1.896	3.131	36.805	123.973

Tablo 7: Birincil Enerji Talebinin Sektörel Dağılımı, binTEP (ETKB Mavi Kitap 2016 - son yayım)



Şekil 4: Sektör Bazlı Yüzdesel Doğal Gaz Tüketimi (EPDK, 2020)



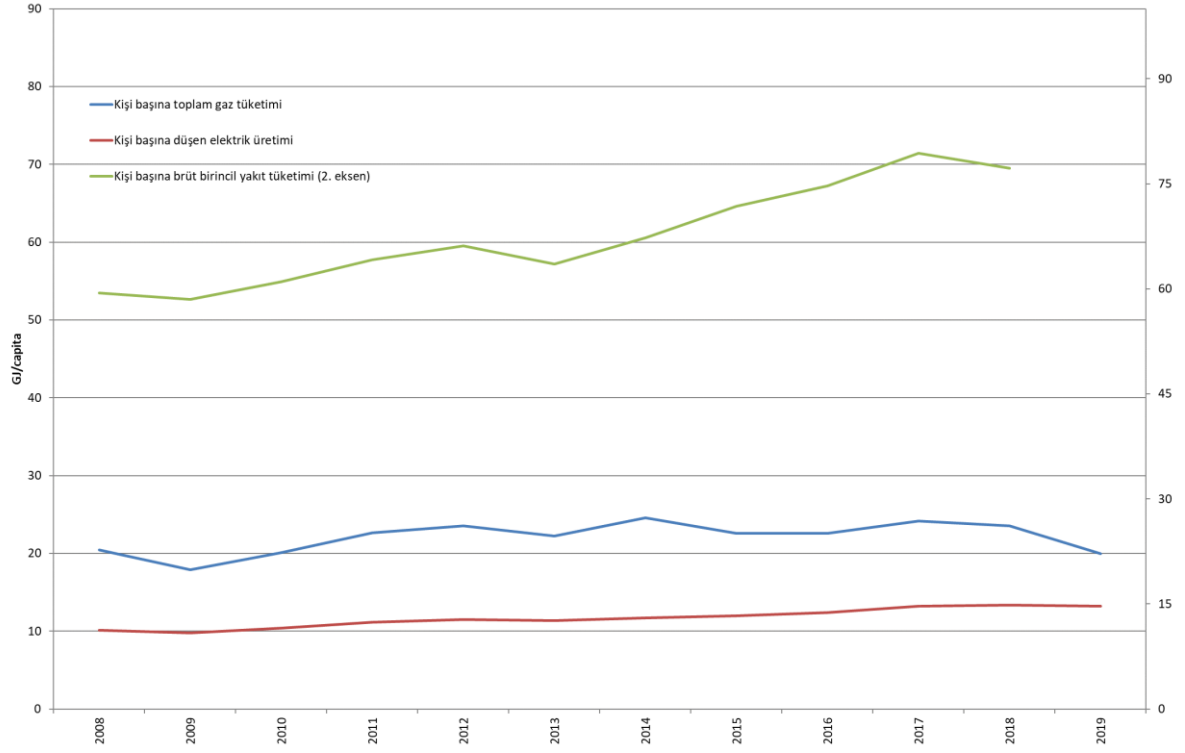
Şekil 5: Farklı Müşteri Sınıflarının Aylık Doğal Gaz Tüketimi, 2020 (EPDK)

Elektrik üretimi yakıt karışımını çeşitlendirmek için Türkiye, son 7 (yedi) yılda elektrik üretim karışımında daha fazla yenilenebilir enerji kaynağını teşvik etme / yatırım yapma kararı almıştır. Kurulu gaz santrali kapasitesinin gelişimi Tablo 8'de görülebilir.

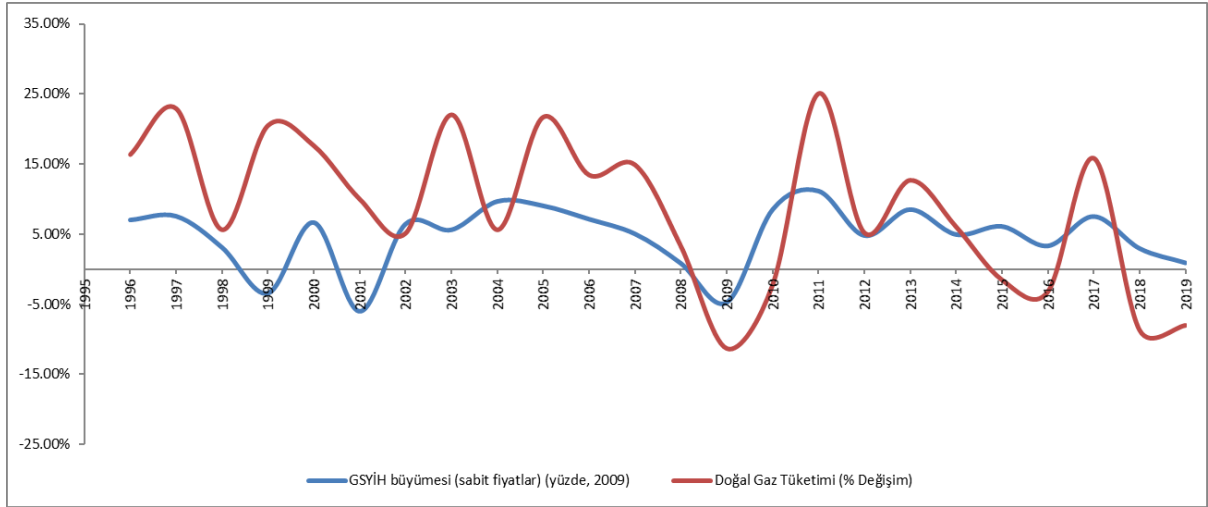
Yıl	Kurulu Gaz Santrali Kapasitesi (MW)
2000	7.454
2001	7.609
2002	10.158
2003	11.975
2004	13.252
2005	14.245
2006	14.786
2007	15.031
2008	15.526
2009	16.963
2010	18.628
2011	19.955
2012	20.997
2013	25.301
2014	26.216
2015	25.610
2016	25.348
2017	26.312
2018	25.770
2019	25.935
2020	25.639

Tablo 8: EPDK Elektrik Piyasası Sektör Raporu, Aralık 2020

Aylık olarak yayımlanan EPDK Elektrik Sektör Raporlarına göre birincil enerji üretiminde doğal gazın payı son yıllarda ivmelenerek artan yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanımına paralel %35-40'lardan 2019'da %19'a kadar, 2020 yılında ise %23'e düşmüştür. Özellikle 2008-2015 yılları arası yapımı artan doğal gaz santralleri nedeniyle doğal gaz kullanımı oldukça artmıştır, fakat yeni finanse edilen doğal gaz santrallerinin olmaması nedeniyle birincil enerji üretimine yaptıkları katkı gittikçe yüzdesel olarak düşmektedir. Dönüşüm/çevrim santralleri dışındaki konut, sanayi, ve ticarethanelerin doğal gaz kullanımı ise şehir içi dağıtım ihalelerinin hızla sonuçlanması nedeniyle yıldan yıla artış göstermektedir. Şekil 6 ve Şekil 7'den görülebileceği gibi, Türkiye'de kişi başına doğal gaz tüketimi (genel olarak) GSYİH artışından daha hızlı artmıştır, ancak Türkiye hala Avrupa ortalamasının altındadır.



Şekil 6: Toplam Gaz Tüketimi, Elektrik Üretimi ve Kişi Başına Brüt Birincil Yakıt Tüketimi
(Eurostat 2020; 2019 yılı için kişi başına brüt birincil yakıt tüketimi verisi henüz yayımlanmamıştır)

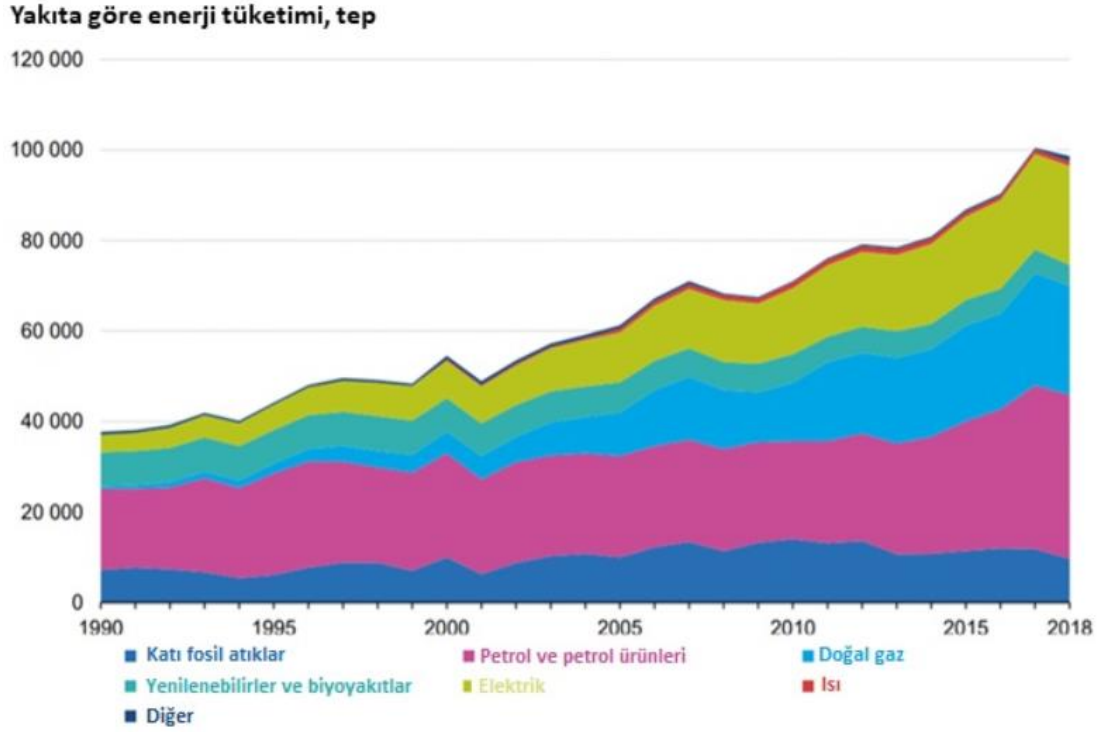


Şekil 7: GSYİH Büyümesine Karşı Doğal Gaz Tüketim Değişimi (EPDK, OECD Ekonomik Görünüm No: 108 , Aralık 2020)

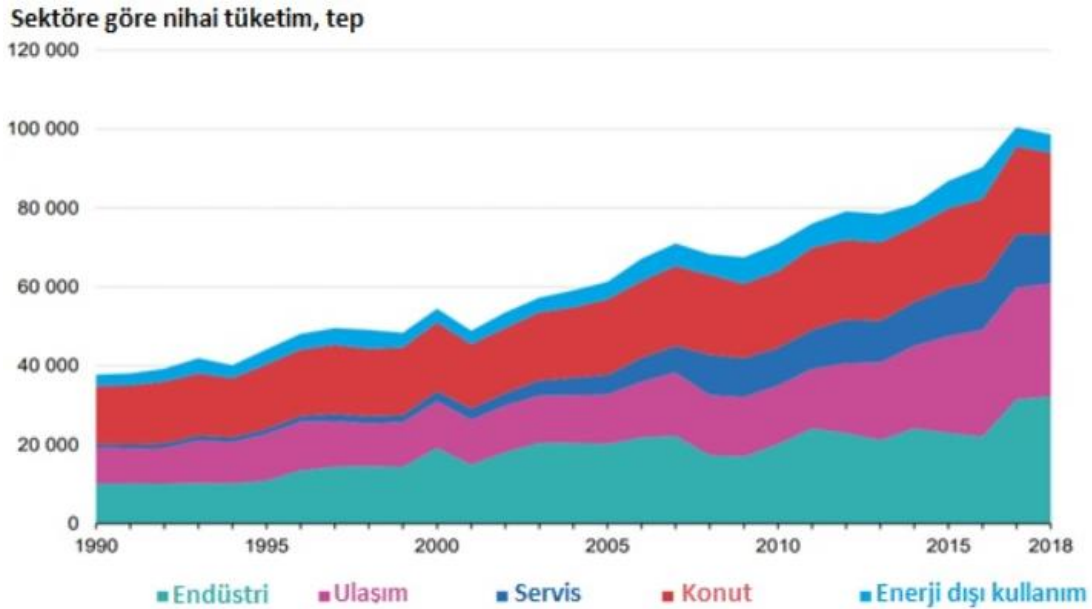
Tarihsel olarak, Türkiye'nin yakıt karışımındaki doğal gaz artışının gücüne katkıda bulunan iki ana faktör:

- konut ve ticari sektörde ısıtmanın katı yakıtlar yerine doğalgaz ile ikame edilmesi; bir başka deyişle, katı yakıtların kullanımı nedeniyle oluşan çevresel olumsuzluklara ve şehirlerdeki hava kirliliğine (özellikle kükürtlü ve azotlu oksitler, vb. gibi) doğal gaz ile ısınmanın çözüm olarak düşünülmesi;
- elektrik üretiminde doğal gaz kullanımının çevresel zorunluluklara uyumu ve ekonomik olarak ilk yatırım maliyetleri ve finansmanındaki avantajları nedeniyle Türkiye'de doğal gazla çalışan elektrik üretiminin güçlü büyümesidir.

Şekil 8, Şekil 9 ve Tablo 9'da yakıt ve sektöre göre nihai enerji tüketimi ve konutlarda enerji kullanımı (katı fosil yakıtlar) görülebilir. Sonuç olarak, doğal gaz Türk enerji karışımındaki en büyük tek birincil yakıttır (bkz. Şekil 10).



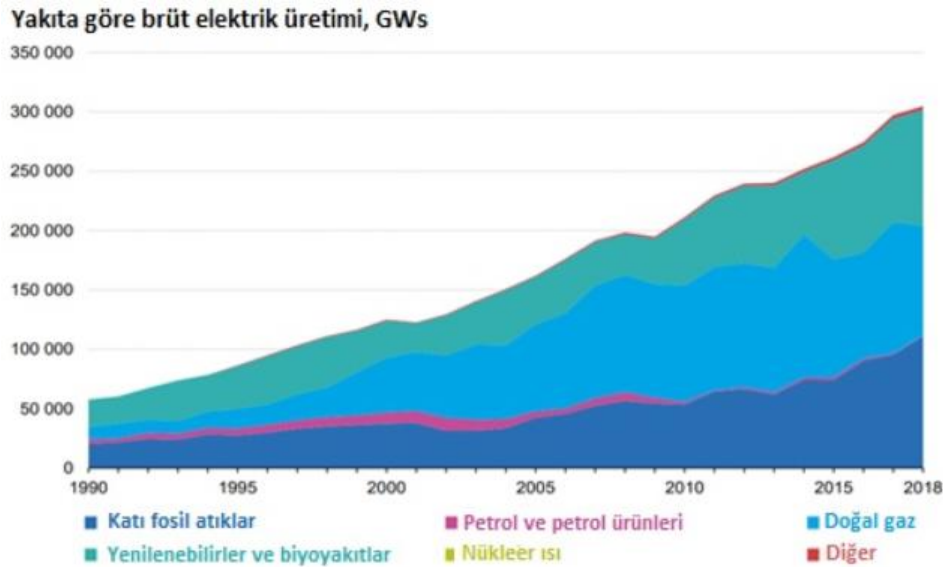
Şekil 8: Yakıta Göre Nihai Enerji Tüketimi (binTEP) (Eurostat, 2020)



Şekil 9: Sektörlere Göre Nihai Enerji Tüketimi (binTEP) (Eurostat, 2020)

Yıl	Konut Enerji Kullanımı (Katı Fosil Yakıtlar, TJ)	Büyüme oranı
2002	63.645	-
2003	75.421	% 18,50
2004	87.535	% 16,06
2005	92.563	% 5,74
2006	83.743	-% 9,53
2007	92.213	% 10,11
2008	104.714	% 13,56
2009	138.965	% 32,71
2010	141.763	% 2,01
2011	126.999	-% 10,41
2012	128.287	% 1,01
2013	90.860	-% 29,17
2014	77.396	-% 14,82
2015	82.408	% 6,48
2016	85.952	% 4,30
2017	82.117	-% 4,46
2018	72.575	-% 11,62

Tablo 9: Konutlarda Enerji Kullanımı (katı fosil yakıtlar, TJ) (Eurostat, 2020)



Şekil 10: Yakıta Göre Brüt Elektrik Üretimi (GWh) (Eurostat, 2020)

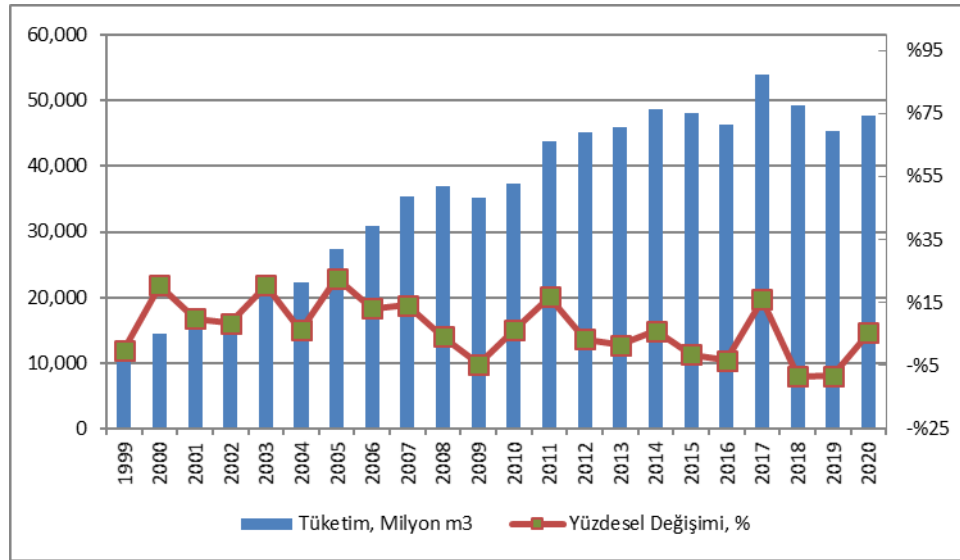
Hem doğalgaz tüketimi hem de doğal gazın enerji kompozisyonundaki payı 2009, 2015, 2016 ve 2018 hariç sürekli artmıştır. Son dönemdeki düşüşlerin ana nedeni hidroelektrik santrallerindeki artan üretilmektedir. Hidroelektrik santraller 2014 yılında Türkiye'nin toplam 252 TWh üretiminin net 40,3 TWh'sini (%16'sını), 2015 yılında toplam 260 TWh üretiminin net 67,6 TWh'sini (%26'sını), 2016 yılında toplam 273 TWh üretiminin net 67,4 TWh'sini (%24,7'sini) ve 2018 itibarıyla toplam 295 TWh üretiminin net 60 TWh'sini (% 20,3'ünü) üretmiştir. Doğal gaz tüketimindeki değişiklikler Tablo 10 ve Şekil 11' de gösterilmiştir.

Yeni doğal gaz santrallerinin finanse edilmemesi ve kurulmaması dolayısıyla elektrik üretiminde doğal gaza bağımlılık gittikçe azalmaktadır. Ancak, 2020 yılında hidroelektrik santrallerde üretilen toplam elektrik miktarı kuraklığın etkisiyle 2019 yılına oranla %12,1 gerilerken, doğal gaz santrallerinde üretilen elektrik 2019 yılına oranla %21 artış göstermiştir. Bunun gibi ekolojik durumların sonuçları

doğal gazdan elektrik üretiminde etkili olacaktır. Ayrıca, ülke genelinde olduğu gibi Ankara özelinde de konutlarda kullanılan doğal gaz miktarı her yıl artış göstermektedir. Türk hükümeti hem doğal gaz tedarik kaynaklarını çeşitlendirmek hem de elektrik üretim karışımında yenilenebilir enerjinin payını artırmak için adımlar atmaktadır.

Yıl	Tüketim (milyon m ³)	Yüzdesel Değişimi	Enerji Üretiminde Doğal Gazın Payı
1999	12.081	-	% 30,68
2000	14.566	% 20,57	% 36,03
2001	16.027	% 10,03	% 39,05
2002	17.378	% 8,43	% 39,60
2003	20.938	% 20,49	% 45,01
2004	22.272	% 6,37	% 41,49
2005	27.348	% 22,79	% 45,68
2006	30.982	% 13,29	% 46,21
2007	35.394	% 14,24	% 50,01
2008	36.865	% 4,16	% 49,82
2009	35.218	-% 4,47	% 49,51
2010	37.411	% 6,23	% 46,64
2011	43.697	% 16,8	% 45,18
2012	45.241	% 3,53	% 43,12
2013	45.918	% 1,50	% 43,77
2014	48.717	% 6,10	% 47,85
2015	47.999	-% 1,47	% 37,90
2016	46.395	-% 3,34	% 32,16
2017	53.857	% 16,08	% 37,18
2018	49.329	-% 8,41	% 30,88
2019	45.286	-% 8,20	% 18,44
2020	47.721	% 5,38	% 22,71

Tablo 10: Türkiye'de Doğal Gaz Tüketimi (EPDK)

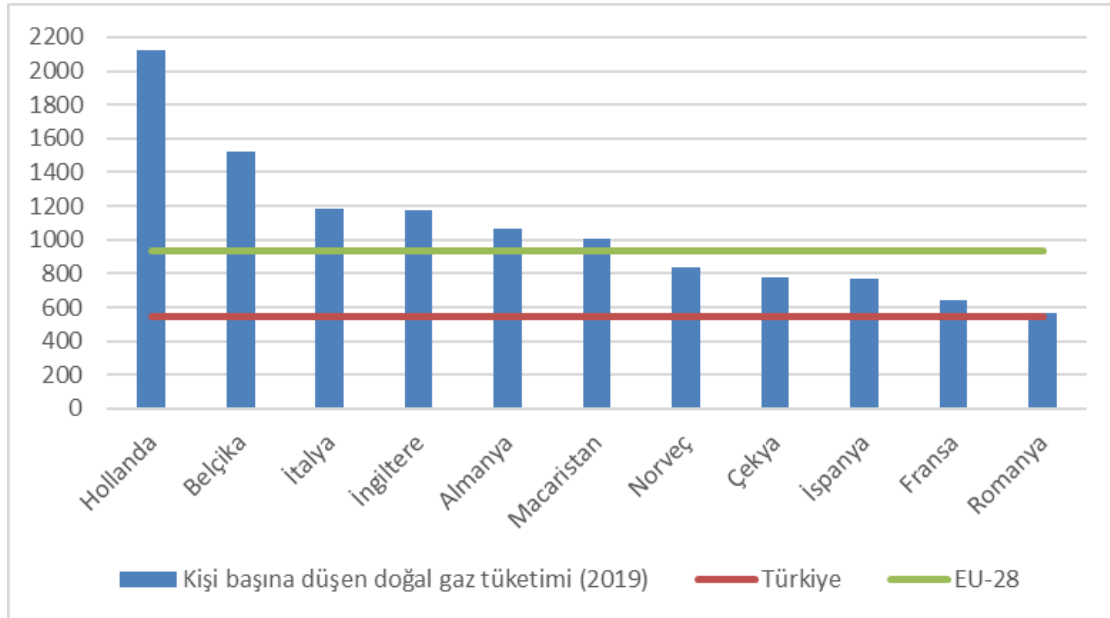


Şekil 11: Türkiye'de Doğal Gaz Tüketimi (EPDK)

Doğal gaz tüketiminin güçlü büyümesi nedeniyle Türkiye, kişi başına toplam doğal gaz tüketimi açısından AB ülkelerinin gerisinde olmasına karşın gittikçe birim tüketim farkını kapatmaktadır (bkz. Tablo 11 ve Şekil 12).

Ülke	Nüfus (2019)	Toplam Doğal Gaz Tüketimi (milyar m ³) (2019)	Kişi Başına Doğal Gaz Tüketimi (m ³)
Hollanda	17.344.874	36,80	2.122
Belçika	11.448.980	17,40	1.520
İtalya	59.729.081	70,80	1.185
İngiltere	66.836.327	78,80	1.179
Almanya	83.092.962	88,70	1.067
Macaristan	9.771.141	9,80	1.003
Norveç	5.347.896	4,50	841
Çekya	10.671.870	8,30	778
İspanya	47.134.837	36,10	766
Fransa	67.248.926	43,40	645
Romanya	19.371.648	10,90	563
Polonya	37.965.475	20,40	537
EU-28 ülkeleri	513.719.507	479,30	933
Türkiye	82.579.440	45,30	549

Tablo 11: Kişi Başına Doğal Gaz Tüketimi, Seçilen Ülkeler (EPDK 2020, BP İstatistik İnceleme Raporu 2020, Eurostat 2020)



Şekil 12: Kişi Başına Doğal Gaz Tüketimi, Seçilen Ülkeler (EPDK 2020, BP İstatistik İnceleme Raporu 2020, Eurostat 2020)

Türkiye'nin doğal gaza olan bağımlılığı ve artan enerji talebi göz önüne alındığında, hükümet rekabetçi ve sürdürülebilir bir enerji sistemine ulaşmak için bir dizi ulusal politikalar geliştirmeye başlamıştır. Bunların ana amaçları aşağıda listelenmiştir:

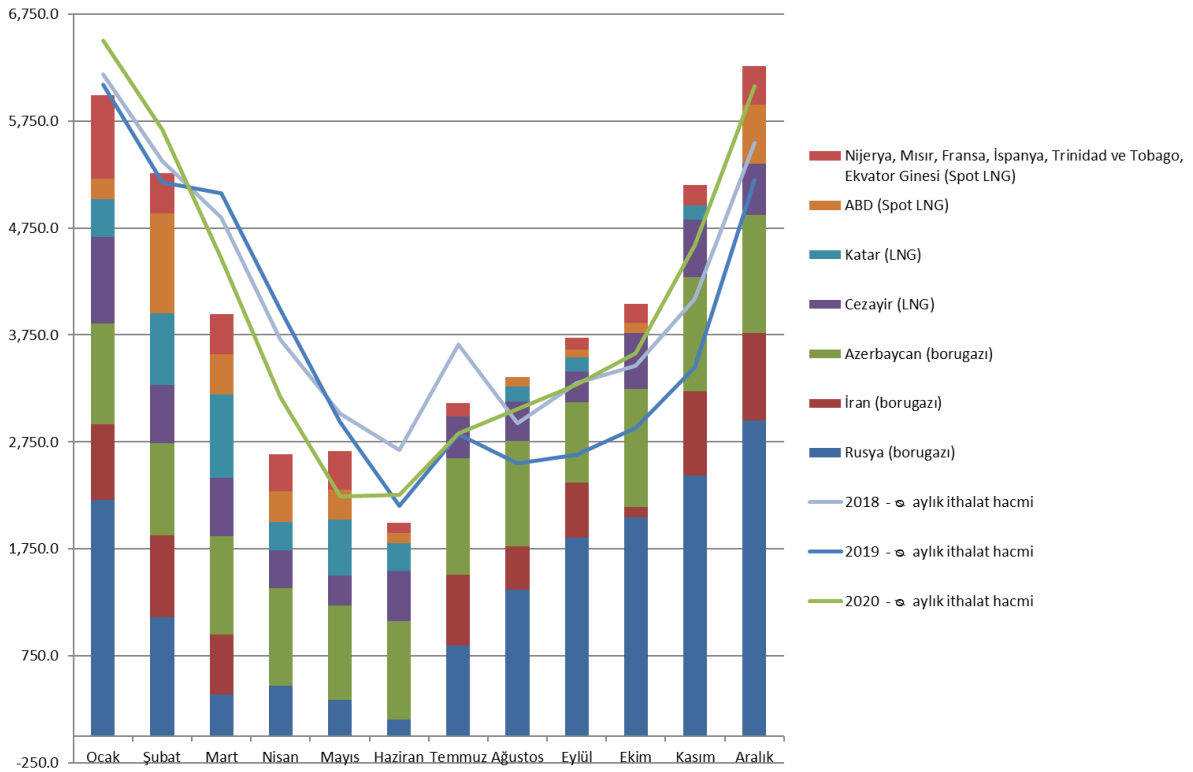
- Yerli ve yenilenebilir enerji kaynaklarının mümkün olan en geniş ölçüde kullanılması,
- Elektrik üretiminde nükleer teknolojinin kullanımı ile ilgili öngörülerin belirlenmesi,
- Ekonominin enerjiye bağımlılığının azaltılmasının desteklenmesi,
- Katı yakıtlar ile üretilen enerjinin atık ve çevresel etkilerini en aza indirilmesi ve ülkenin uluslararası enerji ticaretindeki konumunun güçlendirilmesi.

Bu amaçlara yönelik Türkiye'nin enerji stratejilerindeki 6 farklı politika/planı aşağıda sıralanmıştır:

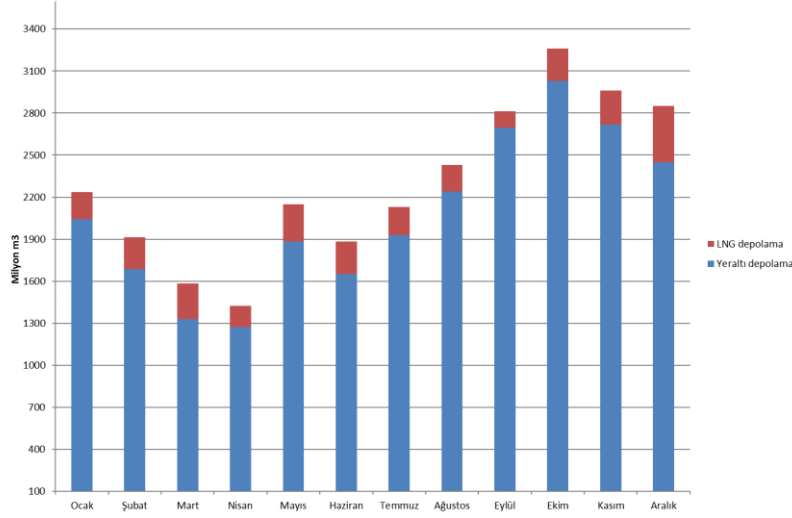
- 10. Ulusal Kalkınma Planı 2014-2018 (06 Temmuz 2013)
- Elektrik Piyasası ve Arz Güvenliği Strateji Belgesi (21 Mayıs 2009)
- Enerji Verimliliği (EV) Stratejisi 2012 - 2023 (2012)

- Ulusal İklim Değişikliği Stratejisi 2010–2023 (2010)
- Ulusal İklim Değişikliği Eylem Planı 2011 - 2023 (Temmuz 2011)
- Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı 2015-2019 Stratejik Planı (2015)

Bir ülkenin gelişmişlik düzeyiyle doğrudan ilişkili olmasa da, kişi başına düşen mesken gaz tüketimi büyük ölçüde iklime bağlıdır ve kömürün doğal gazla ikame edilmesi karbon emisyonlarını azaltmak için istenen bir adımdır. Yukarıda belirtilen politikalar ve planlar enerji karışımında yenilenebilir kaynakları artırmak için bazı hedefler koymaktadır, ancak Türkiye'nin çoğu Avrupa ülkesinden farklı olarak kömürden enerji üretimine yönelik açık bir stratejisi ve çıkış yılı yoktur. Konut ve sanayi sektörlerinde kömür tüketiminin yüzdesi, Şekil 8'den görülebileceği gibi kademeli olarak azalmakta ve Türkiye'nin daha temiz yakıt talebini yansıtmaktadır. Bununla birlikte, 2008 yılından bu yana konut sektöründe kömür tüketiminde geçici olarak keskin bir artış olmuştur ve son zamanlarda normal seviyelere geri dönmüştür (nedenlerden biri, ekonomik olarak güçlü çeken konut tüketicilerine ücretsiz olarak sübvansiyonlu yerli kömürün sağlanmasıdır). Şekil 13, uzun vadeli boru hattı ve LNG (sıvılaştırılmış doğal gaz) sözleşmelerinden ve spot LNG kargolarından aylık ithalat hacimlerini göstermektedir. Şekil 14, yıl boyunca yer altı ve LNG depolama tesislerinin kullanımını göstermektedir. Yeraltı deposu kullanımları, depoya yaz ve sonbaharda (Mayıs-Kasım) yapılan enjeksiyonlarla ve kış ve ilkbaharda (Aralık-Nisan) yapılan geri çekilmelerle tipik bir mevsimsel kullanım modeli göstermektedir. Bunun yanında LNG depolama tesisleri bu döngüsel davranışı sergilememektedir çünkü LNG depolama tesisleri, iletim sistemini daha kısa zaman dilimlerinde sistem basınçlarını toleranslar dahilinde tutmak ve dengelemek için kullanılmaktadır.



Şekil 13: 2020 Aylık İthalat Hacimleri (EPDK)



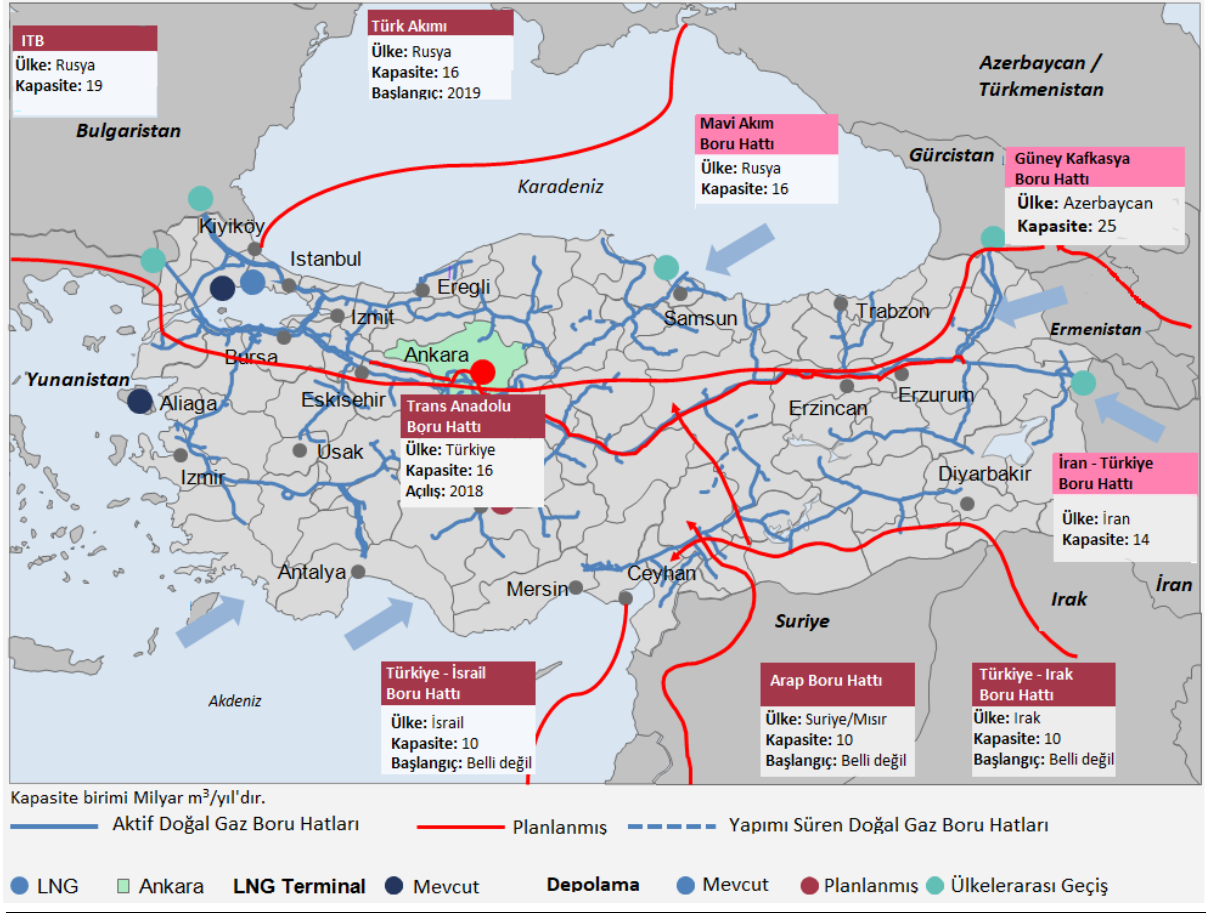
Şekil 14: Yeraltı ve LNG Depolama Kapasitesi, 2020 (EPDK)

1.3 Doğal Gaz Temini

1987 ile 2019 yılları arasında gerçekleşen Rusya'dan kümülatif gaz ithalat hacmi 477 milyar m³ (~% 56), diğer ülkelerden kümülatif gaz ithalatı 367 milyar m³ (~% 43) ve yerli üretim miktarı 15,5 milyar m³ (~% 1) civarındadır. Zengin fosil yakıt rezervlerinin olmaması nedeniyle Türkiye enerji ithal eden bir ülke statüsündedir. Daha önceki bölümlerde de değinildiği gibi, sürekli artan enerji ihtiyacı, ülkenin dışa bağımlılığını da arttırmaktadır. 2003 yılından sonra Türkiye'nin dışa akaryakıt bağımlılık yüzdesi hiçbir zaman %70'in altına düşmemiştir.

1.3.1 Mevcut Uluslararası Gaz Alım Sözleşmeleri

Türkiye'nin enerji ithalatında önemli bir yere sahip olan doğal gaz, ilk alım anlaşmasının imzalanmasıyla 1986 yılında ithal edilmeye başlanmıştır. İlk satın alma anlaşmasının ardından, BOTAŞ birkaç anlaşma daha imzalamış ve ülkenin ithalat portföyünü çeşitlendirmeyi hedeflemiştir. Bu anlaşmalarla satın alınan doğal gaz, doğal gazın formuna bağlı olarak boru hatları veya LNG gemileri vasıtasıyla Türkiye'ye ulaşmaktadır. Son 15 yılda Türkiye, arz güvenliğini arttırmak için yeni uluslararası projelerde aktif olarak yer almaktadır. Mevcut boru hatları ve yapımı yakında tamamlanacak uluslararası projeler Şekil 15 ve Şekil 16'da gösterilmektedir.



Şekil 15: Uluslararası Boru Hattı Projeleri - 1



Şekil 16: Uluslararası Boru Hattı Projeleri - 2 (TANAP'ı gösterir)

Şekil 15'te kırmızı ile gösterilen Rusya Federasyonu-Türkiye, Mavi Akım, Şah Deniz, Türkiye - İran ve Türkiye - Yunanistan ve TANAP hatları halihazırda faaliyettedir. Türkiye - Yunanistan boru hattı dışında, Türkiye tüm bu uluslararası boru hatlarından gaz almaktadır. Güney Avrupa Gaz Halkası Projesi kapsamında Yunanistan'a ve ardından İtalya'ya doğalgaz sağlamak üzere inşa edilecek hat Şekil 16'da gösterilmiştir. Bu uluslararası boru hattı projelerinin geçmişi Tablo 12'de açıklanmaktadır.

1	25 yıllık olan bu sözleşme kapsamında 1987'den beri doğal gaz taşınmaktadır. 840 km uzunluğundaki hat, Bulgaristan üzerinden Türkiye'ye girerek Ankara'ya ulaşmaktadır. 1998 yılından bu yana yıllık maksimum 6 milyar m ³ sınırına ulaşılmıştır.
Rusya Federasyonu - Türkiye	
2	1.494 km uzunluğundaki bu hat, Doğu Beyazıt'dan Türkiye'ye girmektedir ve İran gazının ithalatı için yapılmıştır. Maksimum kapasite 9,6 milyar m ³ /yıl'dır.
Doğu Anadolu	
3	2003 yılında devreye alınmış ve 25 yıllık bir sözleşmedir. Karadeniz altından gelip Samsun'da yer üstüne çıkmaktadır. Bu hat Ankara'ya kadar uzanmakta olup kapasitesi 16 milyar m ³ /yıl'dır.
Mavi Akım	
4	Güney Avrupa Gaz Ringi kapsamında doğal gazı Türkiye üzerinden Avrupa'ya ulaştırmaktadır. Doğal gaz dağıtımına 2007 yılında başlamış ve kapasitesi 3,6 milyar m ³ /yıl'dır.
Türkiye - Yunanistan	
5	Azerbaycanı gazını Gürcistan üzerinden Türkiye'ye ulaştırmak için yapılmıştır. Teslimat, 15 yıllık bir satın alma sözleşmesi kapsamında 2007 yılında başlamıştır. Bu hattın kapasitesi 6,6 milyar m ³ /yıl'dır.
Azerbaycan – Türkiye (Faz-1)	
6	Türkmen gazının Hazar Denizi - Azerbaycan - Gürcistan güzergahı üzerinden taşınması için tasarlanmıştır. Her ne kadar 16 milyar m ³ /yıl alım anlaşması imzalanmış olsa da proje askıya almıştır.
Türkmenistan - Türkiye	
7	Mısır doğalgazını dağıtmak için tasarlanmıştır. Çerçeve anlaşması ve Mutabakat Muhtırası 2004 ve 2006 yıllarında imzalanmış olmasına karşın, projenin gerçekleştirilmesi için henüz bir adım atılmamıştır.
Mısır - Türkiye	
8	1996 yılında, Irak doğal gaz sahalarının geliştirilmesi amacıyla 10 milyar m ³ /yıl kapasiteli bir anlaşma imzalanmıştır. Ancak bölgesel istikrarsızlıklar nedeniyle proje askıya alınmıştır.
Irak - Türkiye	
9	Orta Doğu ve Hazar Denizi doğal gazını taşımak için tasarlanmış ve uluslararası 6 proje ortağı bulunmaktadır. BOTAŞ hattın sahiplerinde biridir, ancak proje 2013 yılında iptal edilmiştir.
NABUCCO	
10	TANAP Projesi'nin amacı, Azerbaycan'ın Şah Deniz-2 gaz sahasından ve Hazar Denizi'nin diğer bölgelerinde üretilen doğal gazı başta Türkiye olmak üzere Avrupa'ya taşımaktır. TANAP Projesi, Güney Kafkasya Boru Hattı (SCP) ve Trans-Adriyatik Boru Hattı (TAP) ile birlikte Güney Gaz Koridorunun unsurlarını oluşturmaktadır. Yıllık kapasitesi 16 milyar m ³ /tör (6 milyar m ³ Türkiye'ye, 10 milyar m ³ Avrupa'ya taşınmaktadır).
TANAP	
11	Düzenlenmiş bir doğal gaz boru hattının çalışma adı olan Türk Akımı (bkz. Şekil 17), Boru hattı Rusya'nın Anapa yakınlarındaki Russkaya kompresör istasyonunda başlamaktadır ve Türkiye'deki iniş noktası Kırklareli ilinin Vize ilçesine bağlı Kırıkköy'dür. Boru hattının açık deniz kısmı, maksimum 2.200 m derinlikle Karadeniz yatağını geçmektedir ve uzunluğu 910 km'dir. Boru hattının kapasitesi yıllık 31,5 milyar m ³ /tör (15,75 milyar m ³ Türkiye'ye, 15,75 milyar m ³ Avrupa'ya taşınmaktadır).
Türk Akımı	

Tablo 12: Uluslararası Boru Hattı Projeleri



Şekil 17: Türk Akımı Boru Hattı Projesi

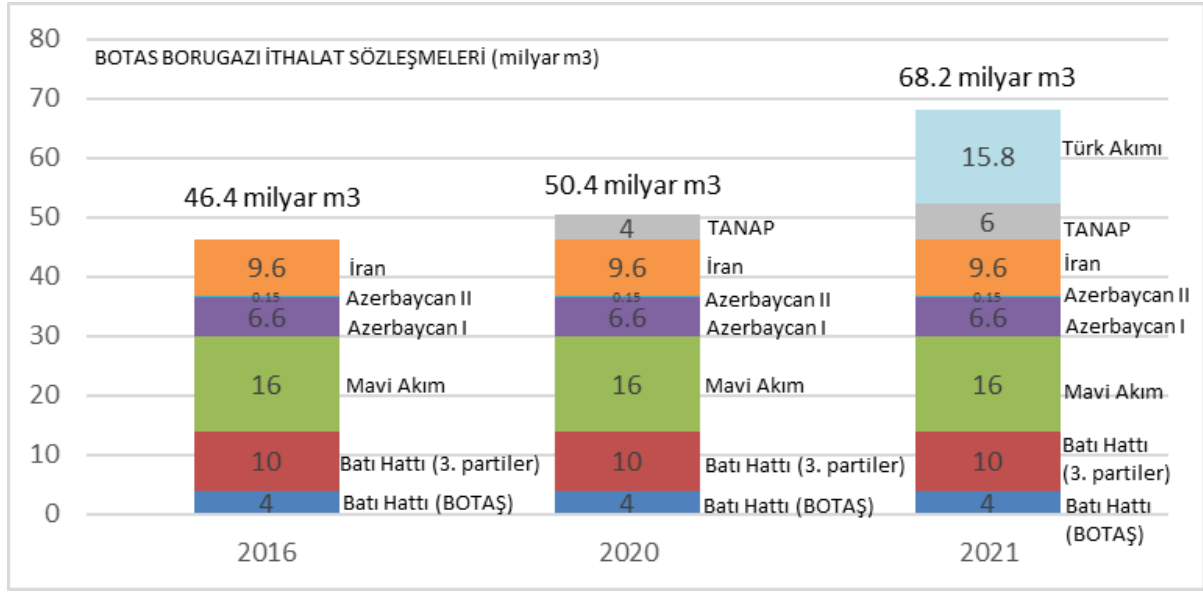
Türkiye'deki doğal gazın büyük bir kısmı halen BOTAŞ tarafından ithal edilmektedir. BOTAŞ tarafından imzalanan satın alma sözleşmeleri kapsamında çeşitli ülkelerden temin edilen sıvı veya gaz haldeki doğal gaz, yukarıda belirtilen boru hatları ve LNG terminalleri vasıtasıyla Türkiye'ye ulaşmaktadır. BOTAŞ'ın gaz alım sözleşmeleri Tablo 13'de listelenmiştir.

Ülke	İlk Gaz	Zaman (Yıl)	Sözleşme Tarihi	Bitiş tarihi	Maksimum Kapasite (milyar m ³ /yıl)
Cezayir - LNG	1994	30	04.04.1988	2024	4,4
Rusya (Batı Hattı)	1998	23	18.02.1998	2021	14
Nijerya - LNG	1999	22	09.11.1995	2021	1,3
İran	2001	25	08.08.1996	2026	9,6
Rusya (Mavi Akım)	2003	25	15.12.1997	2028	16
Türkmenistan	- *	30	21.05.1999	2036	15,6 *
Azerbaycan (Faz-I)	2001	20	12.03.2001	2021	6,6
Azerbaycan (TANAP)	2019	49	19.03.2013	2068	6
Rusya (Türk Akımı)	2021	50	10.10.2016	2071	15,75

Tablo 13: BOTAŞ Gaz Alım Sözleşmeleri (BOTAŞ)

* sözleşme 2006 yılında imzalanmasına karşı yatırım başlamamıştır

Türk Akım ve TANAP ile bağlantılı sözleşme hacimleri dikkate alındığında, boru hattı bağlantılı uzun vadeli sözleşmeler kapsamındaki maksimum ithalat hacmi, 2016 yılında yıllık bazda 46,4 milyar m³'ten 2021 yılında 68,2 milyar m³'e yükselmiştir (bkz.Şekil 18). Türkmenistan ile sözleşme halen yürürlüktedir, ancak Azerbaycan ile Türkiye arasındaki boru hattı kapasitesi yetersizliği nedeniyle hiçbir zaman gaz ihraç edilmemiştir. Doğal gazın ilk ithal edildiği 1987 yılından bu yana, yıllık alım miktarlarının çeşitli ithalat kaynakları arasındaki dağılımını gösteren geçmiş veriler Tablo 14'te verilmiştir. Türkiye'nin en büyük tedarikçisi tarihsel olarak Rusya olmasına karşın özellikle TANAP sayesinde ithalat miktarlarında Azeri payı gittikçe artmaktadır.



Şekil 18: BOTAŞ Gaz Boru Hattı İthalat Sözleşmeleri - operasyonel olanlar (BOTAŞ)

* Azerbaycan-II , Bakü-Tiflis-Ceyhan Boru Hattı'nın işletilmesi için yakıt gazı olarak kullanılacak çok küçük bir miktar (0,15 milyon m³) gaz alım anlaşmasıdır.

Yıl	Rusya	İran	Cezayir	Nijerya*	Azerbaycan	Spot*	TPAO	Toplam	Yıllık büyüme oranı
1987	432						88	520	
1988	1.136						42	1.178	% 126,5
1989	2.986						116	3.102	% 163,3
1990	3.246						111	3.357	% 8,2
1991	4.031						66	4.097	% 22,0
1992	4.430						31	4.461	% 8,9
1993	4.952						23	4.975	% 11,5
1994	4.657		418				2	5.077	% 2,1
1995	5.560		1.058			240		6.858	% 35,1
1996	5.524		2.436			80		8.040	% 17,2
1997	6.574		3.300					9.874	% 22,8
1998	6.549		2.767			580	148	10.044	% 1,7
1999	8.697		2.964	69		300	294	12.324	% 22,7
2000	10.082		3.594	704			151	14.531	% 17,9
2001	10.928	114	3.626	1.198				15.866	% 9,2
2002	11.574	660	3.721	1.139				17.094	% 7,7
2003	12.459	3.461	3.795	1.107				20.822	% 21,8
2004	14.102	3.497	3.182	1.016				21.797	% 4,7
2005	17.524	4.248	3.815	1.013			136	26.736	% 22,7
2006	19.315	5.594	4.211	1.100			87	30.307	% 13,4
2007	22.753	6054	4.205	1.396	1.258		40	35.706	% 17,8
2008	22.961	4.113	4.148	1.017	4.580	333		37.152	% 4,0
2009	19.473	5,252	4.487	903	4.960	781		35.856	% -3,5
2010	17.576	7.765	3.906	1.189	4.521	3.079		38.036	% 6,1
2011	25.406	8.190	4.156	1.248	3.806	1.069		43.874	% 15,3
2012	26.491	8.215	4.076	1.322	3.354	2.464		45.922	% 4,7
2013	26.212	8.730	3.917	1.274	4.245	892		45.269	-% 1,4
2014	26.975	8.932	4.179	1.414	6.074	1.689		49.262	% 8,8
2015	26.783	7.826	3.916	1.240	6.169	2.493		48.427	-% 1,7
2016	24.540	7,705	4.284	1.220	6.480	2.123		46.352	-% 4,3
2017	28.690	9.251	4.617	1.344	6.544	4.804		55.250	% 19,2
2018	23.642	7.863	4.521	1.668	7.527	5.139		50.360	- % 8,9
2019	15.192	7.736	5.628		9.584	7.015		45.157	-% 10,3
2020	16.178	5.321	5.573		11.548	9.505		48.125	% 6,6

Tablo 14: Ülkelere Göre Doğal Gaz Alım Miktarları, milyon Sm³ (EPDK)

* 2019 ve 2020 yıllarında Nijerya, Katar, Mısır, Amerika ve diğerleri Spot olarak birleştirilmiştir.

- 1987 ve 2020 arasında, Rusya dan kümülatif gaz ithalat hacmi 477 milyar m³ (~%56), diğer ülkelerden kümülatif gaz ithalatı 367 milyar m³ (~%43) ve yerli üretim miktarı 15,5 milyar m³ (~%1) civarındadır.

	2018		2019		2020	
Firma	Hacim (milyon Sm ³)	Yüzde (%)	Hacim (milyon Sm ³)	Yüzde (%)	Hacim (milyon Sm ³)	Yüzde (%)
BOTAŞ	42.632	84,65%	43.592	96,42%	43.717	90,84%
Enerco	1.923	3,82%	0	0,00%	0	0,00%
Akfel	1.698	3,37%	1.067	2,36%	1.412	2,93%
Bosphorus Gaz	1.551	3,08%	186	0,41%	2.289	4,76%
Batı Hattı	910	1,81%	17	0,04%	0	0,00%
Kibar Enerji	820	1,63%	14	0,03%	128	0,27%
Ege Gaz	380	0,75%	294	0,65%	266	0,55%
Avrasya Gaz	262	0,52%	0	0,00%	99	0,21%
Shell	184	0,37%	42	0,09%	213	0,44%
Engie	262	0,52%	0	0,00%	0,71	0,00%
Toplam	50.360	100%	45.211	100%	48.125	100%

Tablo 15: Tedarikçilere Göre Gaz İthalat Miktarları (2020), (EPDK)

1.3.2 Konvansiyonel Gaz Üretimi

Türkiye'de BOTAŞ tarafından satın alınan ve sonrasında tüketilen doğal gazın tamamına yakını ithal edilmektedir. EPDK'nın 2019 Yıllık Sektör Raporu'na (son yayın) göre, tüketim ihtiyacının sadece %1'i yurtiçi sahalardan karşılanırken, dışa bağımlılık %99'un üzerindedir. 2018 yıl sonu itibarıyla Türkiye'de kümülatif 0,474 milyar m³ doğal gaz üretimi gerçekleştirilmiştir.

1.3.3 Türkiye Sıvı Doğal Gaz Piyasası

1988 yılında Cezayir ile yapılan anlaşma ile Türkiye LNG ithalatına başlamış ve bunu takiben 1995 yılında Nijerya ile başka bir anlaşma daha yapılmıştır. Bu anlaşmalarla ilgili bilgiler Tablo 16'te verilmiştir.

	Maksimum kapasite (milyar m ³ /yıl)	Sözleşme Tarihi	Dönem (Yıl)	Gaz Teslim Tarihi
Cezayir	4	14.04.1988	20	1994
Nijerya	1,2	09.11.1995	22	1999

Tablo 16: LNG Satın Alım Sözleşmeleri (EPDK)

Türkiye'nin ilk LNG terminali BOTAŞ tarafından Marmara Ereğlisi'nde inşa edilmiştir. 1994 yılında devreye alınan terminal, 685.000 m³/saat sürekli enjeksiyon kapasitesine ve yıllık 13,5 milyar m³ kapasiteye sahiptir. Terminalde her biri 85.000 m³ kapasiteli 3 LNG depolama tankı ve 40.000 m³ ila 130.000 m³ kapasiteli gemilerin yanaşabildiği 300 m uzunluğunda iskeleli bir liman bulunmaktadır.

Türkiye'deki ikinci LNG terminali, 2006 yılında Aliğa'da 14,6 milyar m³ kapasite ile Ege Gaz tarafından inşa edilmiştir. Bu terminalde her biri 140.000 m³ kapasiteye sahip 2 adet LNG depolama tankı bulunmaktadır. Terminalin liman sistemi, piyasadaki mevcut tüm LNG gemileri için uygun derinliğe sahiptir.

Özel sektöre ait LNG terminallerinin faaliyete geçmesinin ardından, hem BOTAŞ hem de piyasadaki diğer şirketler tarafından LNG ithalatı ve spot LNG faaliyetleri Temmuz 2008'de yayınlanan 5784 sayılı

Kanun ile düzenlenmiştir. Bu düzenleme ile 70 şirket 2020 yılı sonuna kadar LNG İthalat (uzun vadeli ve SPOT LNG) Lisansı almıştır. 2016 yılında, Kolin İnşaat tarafından İzmir Aliğa'da inşa edilen 4x140.000 m³ kapasiteli Etki LNG terminali, tesis edilen üçüncü ve büyük kapasiteli LNG terminalidir ve 2045 yılına kadar faaliyette olması planlanmıştır.

1.4 Doğal Gazın Depolanması

Doğal gaz, gaz şeklinde veya sıvılaştırılmış olarak taşınabilir. Doğal gazın yer altında veya yer üstünde depolanması, günlük ve mevsimsel değişikliklerin karşılanması ve azaltılmış veya durmuş doğal gaz tedarik senaryolarında oluşabilecek açığın karşılanması ve dolayısıyla istikrarlı bir çalışma sistemine sahip olunması için zorunludur. Türkiye, şu anda yıllık tüketiminin yaklaşık %10'unu depolama kapasitesine sahipken, diğer AB ülkelerindeki depolama kapasitesi genellikle yıllık tüketimin yaklaşık %20'sine eşittir.

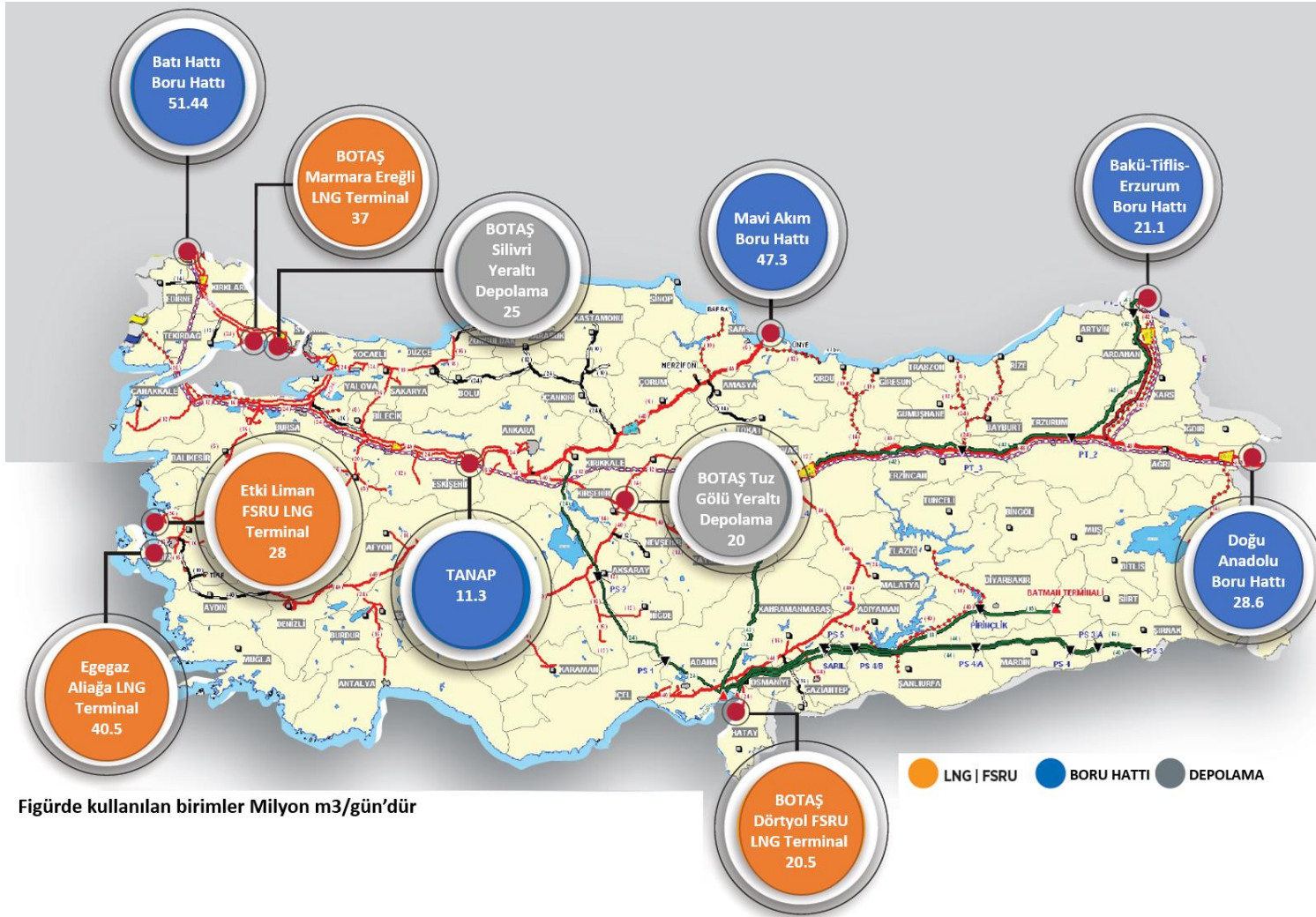
Silivri-Değirmenköy Yeraltı Depolama Tesis 2,84 milyar m³ kapasiteli mevcut en büyük doğal gaz depolama tesisidir. BOTAŞ'tan verilen sipariş ile, TPAO (Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı) tarafından yapılmış ve 2007 yılında devreye alınmıştır. İkinci depolama tesisi, Tuz Gölü bölgesinde ve 1 milyar m³ kapasitesinde olup, kapasitesinin 2023 yılına kadar 5,4 milyar m³'e çıkarılması planlanmaktadır.

BOTAŞ'ın Silivri ve Sultanhanı'ndaki iki yer altı doğal gaz depolama tesisinin yanı sıra 2 adet LNG terminali (Egegaz Aliğa İzmir, 40,5 milyon m³ /gün ve BOTAŞ Marmara Ereğlisi, 37 milyon m³ /gün) ve 2 FSRU LNG Terminali (Etki İzmir, 28 milyon m³ /gün ve BOTAŞ Dörtöl 20,5 milyon m³ /gün) bulunmaktadır. Tarsus'da bulunan Toren ve Gaz Depo yer altı doğal gaz depolama tesisleri ise yapım aşamasındadır. Halihazırda ve yapımı devam etmekte olan doğal gaz depolama tesisleri ile ilgili bilgiler Şekil 19 ve Tablo 17'de verilmektedir.

Şirket Adı	Tesis Tipi	Tesis Lokasyonu	Lisans Tarihleri	Depolama Kapasitesi
BOTAŞ	LNG	Marmara Ereğlisi / Tekirdağ	2013 - 2023	255.000 m ³ (3x85.000)
EGE GAZ A.Ş.	LNG	Aliğa / İzmir	2003 - 2033	280.000 m ³ (2x140.000)
BOTAŞ	Yeraltı	Silivri / İstanbul	2016 - 2046	2.840.000.000 m ³
BOTAŞ	Yeraltı	Sultanhanı / Aksaray	2007 - 2037	1.000.000.000 m ³
BOTAŞ	LNG (FSRU)	Dörtöl / Hatay	2017 - 2047	263.000 m ³
ETKİ (Kolin)	LNG (FSRU)	Aliğa / İzmir	2015 - 2045	560.000 m ³ (4x140.000)
TOREN (Bendis)*	Yeraltı	Tarsus / Mersin	2014 - 2044	3.000.000.000 m ³
GAZ DEPO (Bendis)*	Yeraltı	Tarsus / Mersin	2014 - 2044	1.000.000.000 m ³

Tablo 17: Doğal Gaz Depolama Tesisleri (EPDK)

* yapımı devam etmektedir.



Figürde kullanılan birimler Milyon m³/gün'dür

Şekil 19: LNG Terminalleri ve Depolama Tesisleri¹

¹ Aliğa'da ETKİ ve EGEGAZ olmak üzere 2 adet LNG depolama terminali bulunmaktadır. Kaynak: T.C. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı

1.5 Doğal Gaz Dağıtım Sektörü

4646 sayılı Doğal Gaz Piyasası Kanunu yürürlüğe girmeden önce doğal gaz dağıtımını belediye şirketleri ve BOTAŞ tarafından yapılmaktaydı. Bu kapsamda belediye şirketleri tarafından sadece Ankara, İstanbul ve İzmit'te, BOTAŞ tarafından Bursa ve Eskişehir'de şehir dağıtım şebekeleri kurulmuştur. 2001 yılında EPDK, 4646 sayılı kanunu yayınlamış ve 2003 yılında ise “Doğal Gaz Piyasası Reformu” olarak kendisine ait ikincil düzenlemeyi yapmıştır. Piyasa yapısına geçiş süreci, 4646 sayılı kanun ile ön görülerek 2003 yılında şebekesi olmayan şehirler için dağıtım ihalelerine başlanmıştır.

İhalelerin temel amaçları; "Sistem Kullanım Bedeli (SKB: Doğal gazın kWh başına dağıtım ve / veya temini için dağıtım şirketi ücreti)" ile ilgili bölgeye yatırım yapmak, inşa edilen şebekeyi işletmek ve yine ilgili bölgede perakende doğal gaz satışını yapmaktır. İhale şartnamelerinde, teklif edilen SKB'nin 8 (sekiz) yıl süreyle sabit tutulacağı ve bu sürenin bitiminden sonra “Fiyat Tavanı” yöntemine göre yeniden belirleneceği yayınlanmıştır.

Perakende Satış Fiyatı : Doğal Gaz Alım Ücreti + Özel Tüketim Vergisi (ÖTV) + Sistem Kullanım Bedeli (SKB) + Katma Değer Vergisi (KDV) .

Bugün itibarıyla dağıtım lisansı sahibi tüzel kişi şirketi sayısı 72'dir. EPDK tarafından yapılan ihalelerde AKSA ve Ahlatçı sırasıyla 21 ve 12 dağıtım şirketi ile en yüksek bölge sayısını elde etmiştir. Ayrıca Akmercan'ın halihazırda 10 adet dağıtım lisansı bulunmaktadır.

Tablo 18, 2019 yılı (son yayın) için 30 Avrupa Ülkesi için ülkeye doğal gaz getiren kuruluşların sayısını, en az %5 pazar payına sahip kuruluşların sayısını ve en büyük üretim ve gaz ithal eden şirketlerin pazar paylarını göstermektedir.

	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	Δ (2019 - 2003)	2003	2019	Δ (2019 - 2003)	2019
Avusturya	5	4	5	5	6	6	8	15	6	6	6	46	46	41	48	55	54	49	1	3	2	:
Belçika	4	4	3	3	3	4	4	4	15	18	19	22	23	24	23	21	21	17	1	5	4	%31.40
Bosna Hersek	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	1	2	2	2	2	2	2	-	:	2	2	%79.50
Bulgaristan	2	4	4	4	4	4	4	3	3	5	6	6	5	4	4	4	9	7	1	1	0	c
Hırvatistan	1	1	1	1	1	1	2	2	2	5	5	6	4	7	9	7	8	7	1	3	2	%44.50
Çekya	6	2	6	7	8	10	10	24	17	29	26	27	36	36	24	20	26	20	1	5	4	%31.80
Danimarka	3	1	1	1	1	1	2	2	:	:	:	:	:	:	:	:	:	-	2	:	-	:
Estonya	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	2	1	1	1	1	1	1	-1	2	1	-1	%100.00
Finlandiya	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	1	1	0	%100.00
Fransa	10	13	13	15	12	14	14	16	13	20	29	29	29	29	29	36	40	30	1	3	2	%46.70
Almanya	27	27	20	20	19	19	20	22	31	38	30	24	23	26	26	25	25	-2	5	:	-	:
Yunanistan	1	1	1	1	1	1	1	3	:	:	2	2	:	3	6	6	9	8	1	4	3	%40.60
Macaristan	10	10	6	6	9	11	18	22	28	30	23	29	40	34	40	48	52	42	4	4	0	%43.70
İrlanda	8	7	8	10	14	11	11	13	16	13	14	12	13	10	11	10	9	1	4	6	2	%29.80
İtalya	23	26	38	38	36	39	43	63	75	85	77	78	82	73	70	64	74	51	4	3	-1	%47.60
Letonya	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	6	12	16	15	1	3	2	%57.20
Litvanya	4	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	6	6	8	5	6	7	3	3	3	0	%58.90
Lüksemburg	2	2	2	2	2	2	3	4	5	4	3	4	4	6	5	5	5	3	1	2	1	%78.60
Kuzey Makedonya	:	:	1	1	1	1	1	1	2	4	5	6	6	4	4	4	2	2	:	2	2	%77.50
Hollanda	c	c	c	c	c	c	c	c	c	c	c	c	c	c	c	c	c	-	c	c	-	c
Polanya	11	11	13	15	16	16	19	17	19	22	30	47	58	66	48	36	35	24	1	2	1	%87.60
Portekiz	1	1	1	1	1	2	5	7	5	6	7	8	8	7	9	9	11	10	1	4	3	%59.50
Romanya	4	13	12	13	16	16	15	19	19	18	19	20	15	16	18	23	26	22	4	4	0	%41.40
Sırbistan	:	:	:	:	:	:	:	:	3	:	3	3	3	2	2	2	2	2	:	2	2	%84.00
Slovakya	1	1	1	1	2	3	7	7	7	8	8	10	11	8	9	10	10	9	1	3	2	%59.30
Slovenya	2	2	2	2	3	4	4	4	4	5	7	8	8	8	9	5	6	4	1	3	2	%73.50
İspanya	12	14	15	14	13	19	17	18	18	19	25	32	32	29	32	31	33	21	4	6	2	%33.80
İsveç	1	1	1	1	1	2	1	2	1	1	1	1	1	1	:	1	1	0	1	1	0	%100.00
Türkiye	6	7	4	4	7	7	12	13	14	14	17	18	18	18	19	19	15	9	1	1	0	c (96% - EPDK)
İngiltere	32	24	23	26	23	27	27	25	23	23	27	29	29	23	23	-	-	-	6	-	-	-

c gizli bilgi

: veri yok

Tablo 18: AB Ülkeleri Doğal Gaz İthalat ve Üretim Piyasaları Göstergeleri, 2020 (Eurostat)

Eurostat tarafından sağlanan başka bir veri setinde ise 9 ülkede (Estonya, Finlandiya, Bulgaristan, Polonya, Letonya, Sırbistan, Moldova, Bosna Hersek ve Türkiye), ithal edilen doğal gazın en az %80'inin en fazla 2 kuruluş tarafından getirildiği görülmektedir. En liberal piyasalarda (İrlanda, Portekiz, Slovenya, Slovakya, Danimarka, Romanya, Hollanda, Yunanistan ve Belçika) ise ithal doğal gazın en az %70'inin 5 veya 6 ana kuruluş tarafından getirildiği gözlemlenmektedir. Türkiye'de doğal gaz ithalatı için piyasa liberalizasyonu istenilen noktada olmamakla birlikte, AB'nin mevcut yapısı içinde mevcut şartların kabul edilebilir olduğu düşünülmektedir.

1.6 Doğal Gaz Fiyatları

BOTAŞ, yasal olarak tedarik maliyetini uzun vadeli sözleşmelerinden müşterilerine yansıtma hakkına sahiptir ve halen Türkiye'de hakim ithalat ve toptan satış şirkettir. Türk hükümeti, Doğal Gaz Piyasası Kanunu'nda herhangi bir ithalat lisanslı şirketin azami payını %20'yi geçmeyecek şekilde belirlemiştir. Hükümet, BOTAŞ'ın pazar payını azaltmak için 2007 ve 2009 yıllarında bir sözleşme devir programı başlatmıştır. Ancak, BOTAŞ halen yaklaşık %91'lik bir pazar payına sahiptir.

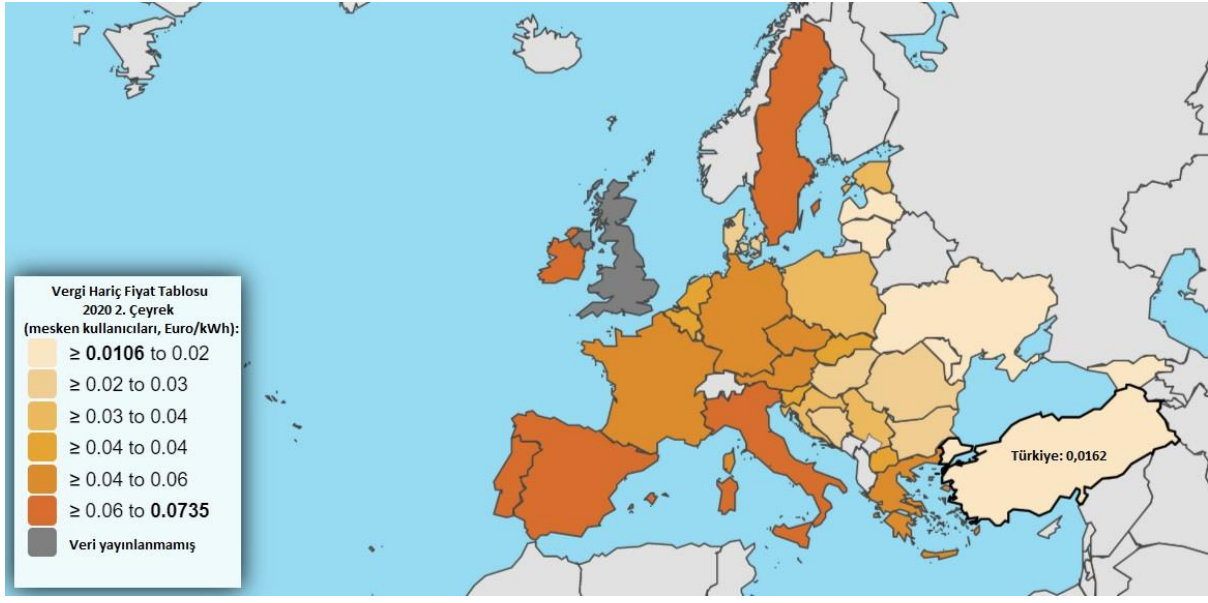
BOTAŞ'a ait sözleşmelerin 3. partilere devirleri olmadan ve/veya yeni ithalat sözleşmeleri yapılmadan BOTAŞ'ın pazar payının azalması zaman içinde ancak kademeli olarak (talebin artması ve BOTAŞ sözleşmelerinin sonlanmasıyla) gerçekleşebilecektir. Ocak 2015 – Nisan 2021 tarihlerini kapsayan BOTAŞ satış fiyatları Tablo 19'de sunulmaktadır.

Yıl	Sektör	Ocak	Şubat	Mart	Nisan	Mayıs	Haziran	Temmuz	Ağustos	Eylül	Ekim	Kasım	Aralık
2021	Abone	1,264169	1,276811	1,289579	1,302475								
	Sanayi	1,414000	1,428140	1,442421	1,456845								
	Elektrik	1,414000	1,428140	1,442421	1,456845								
2020	Abone	1,251652	1,251652	1,251652	1,251652	1,251652	1,251652	1,251652	1,251652	1,251652	1,251652	1,251652	1,251652
	Sanayi	1,550000	1,550000	1,550000	1,550000	1,550000	1,550000	1,400000	1,400000	1,400000	1,400000	1,400000	1,400000
	Elektrik	1,600000	1,600000	1,600000	1,600000	1,600000	1,600000	1,400000	1,400000	1,400000	1,400000	1,400000	1,400000
2019	Abone	0,890014	0,890014	0,890014	0,890014	0,890014	0,890014	0,890014	1,060363	1,251652	1,251652	1,251652	1,251652
	Sanayi	1,351527	1,351527	1,351527	1,351527	1,351527	1,351527	1,351527	1,550000	1,550000	1,550000	1,550000	1,550000
	Elektrik	1,550000	1,550000	1,550000	1,550000	1,550000	1,550000	1,650000	1,650000	1,600000	1,600000	1,600000	1,600000
2018	Abone	0,763615	0,763615	0,763615	0,763615	0,763615	0,763615	0,763615	0,832340	0,907251	0,988904	0,988904	0,988904
	Sanayi	0,800000	0,800000	0,800000	0,877600	0,877600	0,877600	0,877600	1,000464	1,140529	1,351527	1,351527	1,351527
	Elektrik	0,800000	0,800000	0,800000	0,877600	0,877600	0,877600	0,877600	1,312200	1,700000	1,700000	1,550000	1,550000
2017	Abone	0,763615	0,763615	0,763615	0,763615	0,763615	0,763615	0,763615	0,763615	0,763615	0,763615	0,763615	0,763615
	Sanayi	0,704145	0,704145	0,704145	0,704145	0,704145	0,704145	0,704145	0,704145	0,704145	0,704145	0,704145	0,704145
	Elektrik	0,704145	0,704145	0,704145	0,704145	0,704145	0,704145	0,704145	0,704145	0,704145	0,704145	0,704145	0,704145
2016	Abone	0,848461	0,848461	0,848461	0,848461	0,848461	0,848461	0,848461	0,848461	0,848461	0,763615	0,763615	0,763615
	Sanayi	0,782383	0,782383	0,782383	0,782383	0,782383	0,782383	0,782383	0,782383	0,782383	0,704145	0,704145	0,704145
	Elektrik	0,782383	0,782383	0,782383	0,782383	0,782383	0,782383	0,782383	0,782383	0,782383	0,704145	0,704145	0,704145
2015	Abone	0,848461	0,848461	0,848461	0,848461	0,848461	0,848461	0,848461	0,848461	0,848461	0,848461	0,848461	0,848461
	Sanayi	0,782383	0,782383	0,782383	0,782383	0,782383	0,782383	0,782383	0,782383	0,782383	0,782383	0,782383	0,782383
	Elektrik	0,782383	0,782383	0,782383	0,782383	0,782383	0,782383	0,782383	0,782383	0,782383	0,782383	0,782383	0,782383

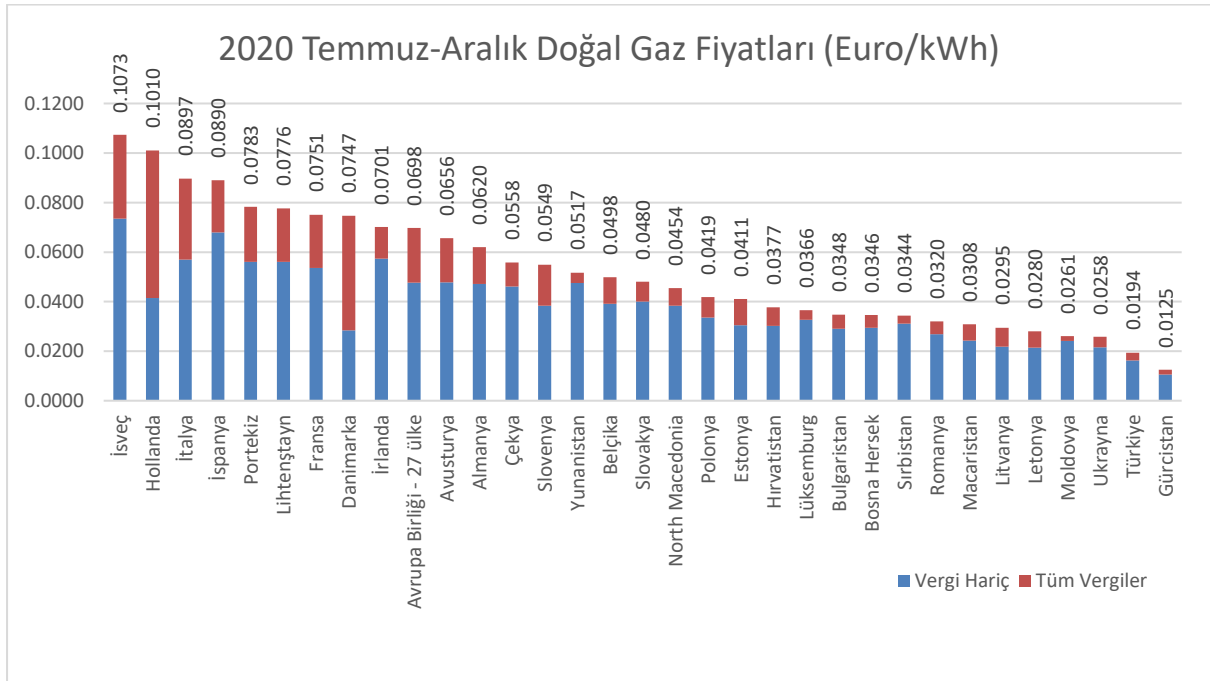
KDV, ÖTV ve Sistem Kullanım Bedeli hariç fiyatlardır.

Tablo 19: BOTAŞ Doğal Gaz Satış Fiyat Tarifesi (BOTAŞ)

Şekil 20 ve Şekil 21'de de Türkiye ve Avrupa'daki mesken kullanıcılarının Euro bazında vergi hariç ve vergi dahil doğal gaz fiyat karşılaştırması yer almaktadır.



Şekil 20: Mesken Kullanıcıları için Vergi Hariç Doğal Gaz Fiyatları (Euro/kWh), Temmuz-Aralık 2020 (Eurostat, Nisan 2021)



Şekil 21: Doğal Gaz Fiyat Karşılaştırması (Euro/kWh), Temmuz-Aralık 2020 (Eurostat, Nisan 2021)

2 BAŞKENTGAZ TARİFE BİLGİLERİ

2.1 Düzenleyici Çerçeve

Doğal gaz dağıtım tarifeleri için EPDK tarafından benimsenen ve uygulanan fiyat tavanı metodolojisi ve fiyat artışı (bundan sonra mark-up olarak kullanılacaktır) modeli kullanılmaktadır. Aşağıdaki paragraflarda bu metodolojinin temel parametreleri olan gelir gereksinimi ve kar marjı değerlendirmelerini açıklanmaktadır. Başkentgaz özelinde 2013 - 2021 yılları arasında ABD dolarına sabitlenmiş tarife uygulanmış, fakat 2022 itibarıyla tarife belirleme metodolojisi tüm diğer dağıtım firmalarıyla aynı şekilde hesaplanıp uygulanacaktır.

Mark-Up Tavanı: Firmanın yıllık ihtiyaç duyduğu gelir gereksinimi her yıl hesaplanır, hesaplanan gelir gereksinimi satış tahminine bölünerek birim marj belirlenir ve TÜFE (tüketici fiyat endeksi) güncellemeleri ile müşterilere uygulanır. 30.05.2019 tarih ve 8647-2 sayılı EPDK Kurul Kararı ile tüketim bazlı müşteri gruplarında öngörülen ve gerçekleşen satışlar arasında $\pm\%$ 7'lik bir fark olması durumunda EPDK tarife döneminin geri kalanında tarifeyi değiştirme hakkına sahiptir.

Genel Gelir Değerlendirmeleri: Özetle,

Yıllık Gelir Gereksinimi = *(Ortalama Düzenlenmiş Varlık Tabanı (ODVT) x Yıl Ortası İzin Verilen Reel Makul Getiri Oranı (RMGO) + İtfa + Yatırım Düzeltmesi + İşletme Giderleri + İşletme Sermayesi Giderleri.*

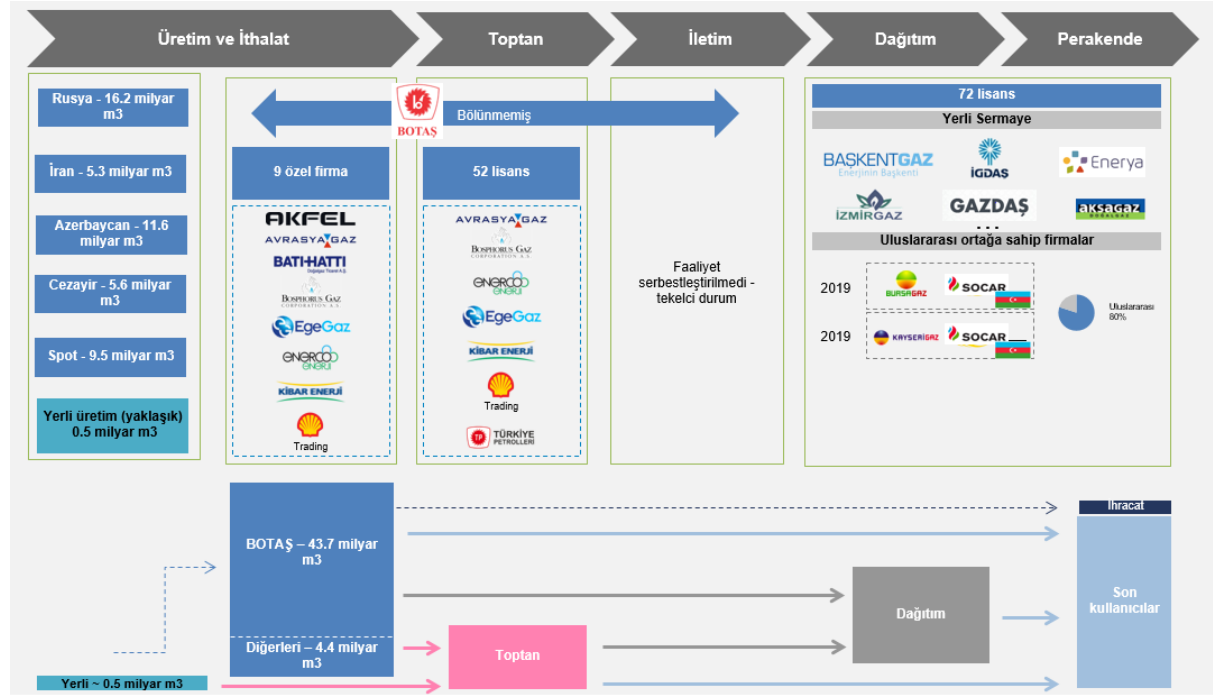
Ortalama Düzenlenmiş Varlık Tabanı (ODVT), her bir tarife yılı için tarife yılı yılbaşı ve yılsonu düzenlenmiş varlık tabanlarının aritmetik ortalaması alınarak bulunan ve gelir gereksinimi hesaplamalarında kullanılan tarifeye esas tutarı ifade etmektedir.

Nominal makul getiri oranı (NMGO), düzenlenmiş varlık tabanını oluşturan yatırım harcamalarının finansmanında kullanılan kaynakların maliyetleri ve piyasa riskleri dikkate alınarak ağırlıklı ortalama sermaye maliyeti (AOSM) yöntemiyle hesaplanan getiri oranı olup, reel makul getiri oranı (RMGO) ise nominal makul getiri oranı'nın enflasyon etkisinden arındırılması ile bulunan oranı ifade etmektedir. Reel makul getiri oranının hesaplamasında kullanılan değişkenlere ilişkin varsayımlar Kurul tarafından piyasalardaki borçlanma maliyetleri ile sermaye getirisi beklentisi dikkate alınarak belirlenir. RMGO, NMGO'nun beklenen enflasyon kullanılarak reel hale getirilmesiyle hesaplanmaktadır.

Vergi öncesi yıl ortası izin verilen reel makul getiri oranı EPDK tarafından %13,415 (yıl sonu değeri = %14,38), itfa süresi ise 22 yıl olarak belirlenmiştir. İlgili hesaplamalar Bölüm 2.1.2'nin altında verilmiştir.

İşletme giderleri ise geçmiş dönemdeki tahakkuklarına ve önümüzdeki dönemde oluşacak abone/genişleme eğilimlerine göre belirlenmektedir ve bir gelir aracı olarak hedeflenmemiştir. Aynı tarife döneminde işletme giderlerini hedeflerin altında tutarak fazladan gelir elde etmek mümkündür, ancak bunun iki dezavantajı vardır: (i) takip eden tarife dönemi için işletme giderleri daha düşük belirlenecektir ve (ii) faaliyetlerin sürdürülebilirliği sektöre uğrayabilecektir. Bu nedenlerden dolayı, işletme giderleri ve işletme giderlerinin bir türevi olan işletme sermayesi giderlerini tüketiciye direkt yansıtmak dağıtım şirketleri tarafından benimsenmiştir ve uygulanmaktadır.

Şekil 22’de doğal gaz dağıtım şirketleri için 2020 yılında oluşan doğal gaz akışı özetlenmiştir.



Şekil 22: Doğal Gaz Akışı

2.1.1 Başkentgaz'ın Birinci Tarife Dönemi (2013 - 2021)

Başkentgaz hisselerinin %100'ünün "hisse satışı" yöntemiyle özelleştirilme ihalesi 2013 yılında Torunlar Gıda tarafından 1,162 milyar ABD Doları bedelle kazanılmış, hisse devri ise şartname gereği sadece enerji faaliyetleri ile iştigal eden ve bu amaçla kurulan Torunlar Enerji Sanayi ve Ticaret A.Ş. (Torunlar Enerji)'ye yapılmıştır. Diğer özelleştirme ihalelerinden farklı olarak, Ankara'da 2012 itibariyle halihazırda 1.477.103 aboneye gaz arzı sağlayan toplam 9.957 km (1.472 km çelik hat, 5.158 km PE hat, 3.327 km Servis Hattı) uzunluğunda bir dağıtım ağı mevcut olduğundan, Torunlar Enerji son 8 (sekiz) yıldır bir yandan dağıtım faaliyetlerine devam ederken, bir yandan da şehir dağıtım şebekesini yenilemek, genişletmek ve tamamlamak için yatırımlarını sürdürmektedir. Şekil 23 serbest tüketici, kaynak kullanımı ve fiyatlandırma eşiklerini göstermektedir: