

TÜRKİYE’NİN GAZ PİYASASINDA MEVCUT DURUM: BOTAŞ, EPIAŞ VE TEDARİK YAPISININ ANATOMİSİ

Yazan: Dr. Mühdan Sağlam

Enerji ve İklim Değişikliği Çalışmaları Merkezi Direktörü

Katkı Verenler:

Sercan Sevgili, Politika Analisti

Anıl Gökçe, TOBB ETÜ İşletme /İktisat Öğrencisi

Bu çalışmada ifade edilen bulgular, yorumlar, sonuçlar, öneriler ve görüşler tamamen yazar(lar)ına aittir. TEPAV’ın resmi görüşü değildir. © TEPAV, aksi belirtilmedikçe her hakkı saklıdır.

İÇİNDEKİLER

Yönetici Özeti	3
Giriş	4
1. Bölüm: Türkiye’nin Doğal Gaz Piyasası: Kurumsal Yapı, Arz Dinamikleri ve Dönüşümün Seyri	4
1.1. Türkiye Doğal Gaz Piyasasının Yapısı: Tüm Yetkiler BOTAŞ’a	5
1.2. Doğal Gaz Arzı, LNG ve Tedarik Yapısının Dönüşümü	8
1.2.1. SSCB’den İran’a Gaz: Türkiye Enerjinin Kalbine Boru Hatlarıyla Bağlanıyor (1987-2000)	9
1.2.2. Pazardan Koridora Uzun Dönemli Kontrattan Spota 2000-2016 Türkiye Gaz Piyasası	9
1.2.3. Esnekleşen Gaz Piyasası ve Jeopolitik Rekabet	11
1.3 Üretim ve Depolama: Stratejik Kapasite Arayışı	16
SONUÇ	18

Şekiller Listesi

Şekil 1: 2024 Yılı Doğal Gaz İthalatında Şirketlerin Payları (%)	6
Şekil 2: Türkiye’den Geçen Doğal Gaz Boru Hatları	11
Şekil 3: 2013-2024 Yılları Arasında, Doğal Gaz İthalatı Gerçekleştiren Şirketlerin Doğal Gazın Türüne Göre İthalat Miktarları (Milyon m ³) ve Payları (%)	12
Şekil 4: 2024 Yılı Kaynak Ülkeler Bazında Türkiye’nin Doğal Gaz İthalatı (%)	14
Şekil 5: Yıllara Göre Doğal Gaz İhracat Miktarları (Milyon m ³)	15
Şekil 6: 2014-2024 Yılları Doğal Gaz Üretim Miktarları (Milyon m ³)	16

Yönetici Özeti

Bu rapor, Türkiye’nin doğal gaz piyasasının mevcut yapısını, kurumsal ve düzenleyici çerçevesini, bölgesel enerji mimarisindeki konumunu ve küresel piyasada ortaya çıkan dönüşümleri bütüncül bir analitik yöntemle incelemektedir. Çalışmanın yöntemi üç temel eksen üzerine kurulmuştur. İlk olarak, uluslararası literatür temel alınarak hub ve gaz merkezi kavramları ayrıştırılmış, bu iki yapının gerektirdiği piyasa şeffaflığı, sözleşme esnekliği, bağımsız düzenleme ve veri bütünlüğü gibi unsurlar uluslararası örneklerle tanımlanmıştır. İkincisi, Türkiye’nin iç piyasa mimarisi BOTAŞ’ın kurumsal rolü, EPİAŞ piyasalarının işleyişi, depolama kapasitesi, kontrat çeşitliliği ve fiyat oluşum mekanizmaları üzerinden değerlendirilmiştir. Son olarak, iklim hedefleri, AB’nin yeni gaz ve hidrojen düzenlemeleri, Doğu Akdeniz ve Orta Doğu’daki koridor rekabeti ve küresel arz talep dengesindeki değişimler Türkiye’nin gaz merkezi vizyonunu etkileyen dış faktörler olarak analiz edilmiştir. Bu yöntem, Türkiye’nin gaz merkezine dönüşme kapasitesini hem içsel dinamikler hem dışsal baskılar ışığında nesnel biçimde değerlendirmeyi mümkün kılmıştır.

Raporun ikinci bölümünde kurulan analitik çerçeve göz önüne alınarak Türkiye’nin iç piyasa mimarisini tüm yönleriyle analiz etmektedir. BOTAŞ’ın iletim, ticaret ve depolama fonksiyonlarını aynı çatı altında bulundurması bölgesel ve uluslararası örneklerle karşılaştırıldığında piyasa şeffaflığı ve rekabet açısından temel bir sınırlılık yaratmaktadır. AB piyasa modelinde iletim sistem operatörlerinin bağımsızlaşması zorunlu bir şartken Türkiye’de bu ayrışma gerçekleşmemiştir. Bu durum, fiyat oluşumunun tam şeffaflığa sahip olmamasına, EPİAŞ’ın rekabetçi bir spot piyasa haline gelememesine ve uluslararası yatırımcıların Türkiye piyasasına güven duymasının sınırlanmasına neden olmaktadır. EPİAŞ’ın doğal gaz piyasasında likidite artmakla birlikte ürün çeşitliliği düşük, işlem hacmi sınırlı ve uluslararası veri sistemlerine entegrasyonu yetersizdir. Bu nedenle EPİAŞ kısa vadede bir fiyat referans noktası işlevi görememektedir. Fiyatların ağırlıklı olarak formüle dayalı, uzun vadeli kontratlar üzerinden belirlenmesi Türkiye’nin piyasa esnekliğini zayıflatmaktadır.

İç mimarinin bir başka bileşeni olan depolama yapısı da piyasa işleyişinde önemli rol oynamaktadır. Silivri ve Tuz Gölü tesislerinin kapasite artışları Türkiye’ye önemli bir stratejik avantaj sağlasa da depolama kullanımının büyük ölçüde BOTAŞ kontrolünde olması, özel sektörün esnekliğini sınırlamaktadır. Depolama, uluslararası hub örneklerinde piyasa oyuncularının fiyat dalgalanmalarına karşı konum aldıkları, risk yönetimi yaptıkları ve ticaret hacmini artırdıkları bir araçtır. Türkiye’de ise depolama henüz ticari bir esneklik mekanizması olarak işlev görmemektedir. Bunun yanında Türkiye’nin LNG altyapısı güçlü bir potansiyeli temsil eder. Aliağa ve Marmara Ereğlisi terminallerinin yanı sıra yüzer LNG terminallerinin (FSRU) devreye girmesi Türkiye’nin tedarik esnekliğini belirgin biçimde artırmıştır. Ancak bu esnekliğin fiyat şeffaflığı ve ticaret hacmine dönüşebilmesi düzenleyici altyapının güçlendirilmesine bağlıdır.

Giriş

Raporun ilk bölümünde hub ve gaz merkezi ayrımı üzerinden kavramsal çerçeve ortaya konmuştu. Bu ikinci bölüm, aynı çerçeveyi Türkiye’nin iç piyasa gerçekliğiyle buluşturmayı amaçlamaktadır. Bu yaklaşımın arka planındaysa bir ülkenin hub ya da işleyen bir gaz merkezi olma iddiası, yalnızca boru hatları, LNG terminalleri veya depolama kapasitesiyle değil; piyasanın kurumsal mimarisi, fiyat oluşum mekanizması, veri şeffaflığı, katılımcı yapısı ve düzenleyici ayırıştırma düzeyiyle yakından ilişkili durumu etkili olmuştur.

Bu bölümde Türkiye doğal gaz piyasasının omurgasını oluşturan BOTAŞ’ın ithalat, iletim, depolama ve fiyatlandırma üzerindeki belirleyici konumu; 4646 sayılı Kanun ile hedeflenen serbestleşmenin neden sınırlı kaldığı; EPIAŞ bünyesindeki spot doğal gaz piyasasının 2024 performansı ve likidite kapasitesi; arz kompozisyonunda LNG’nin yükselen rolü, yeni nesil sözleşmeler, swap mekanizmaları ve ihracatın genişleyen kapsamı birlikte ele alınmaktadır. Ayrıca Sakarya Gaz Sahası ile yerli üretimde yakalanan ivme, Silivri ve Tuz Gölü depolama tesisleri ile FSRU yatırımlarının arz güvenliği açısından yarattığı esneklik değerlendirilerek altyapı kapasitesi ile piyasa işleyişi arasındaki mesafe görünür kılınmaktadır.

Bu çerçevede bölüm, Türkiye’nin son on yılda gaz sistemini teknik ve operasyonel olarak güçlendirdiğini, ancak piyasa yönetimi ve rekabetçi fiyat oluşumu bakımından yapısal sınırların devam ettiğini ortaya koymaktadır. Bir sonraki bölümde ise bu iç mimari, iklim hedefleri ve dışsal dinamiklerle birlikte ele alınacak; AB’nin yeni gaz ve hidrojen düzenlemeleri, menşe doğrulaması ve karbon izleme yükümlülükleri, koridor rekabeti ve küresel LNG arz dalgasının yarattığı risk ve fırsatlar üzerinden Türkiye’nin gaz merkezi vizyonunun dış sınırları tartışılacaktır.

1. Bölüm: Türkiye’nin Doğal Gaz Piyasası: Kurumsal Yapı, Arz Dinamikleri ve Dönüşümün Seyri

Gaz merkezi ile hub arasındaki ayrım, küresel ölçekte farklı biçimlerde inşa edilen doğal gaz piyasalarının işleyişini belirleyen temel unsurlardan biridir. İki kıta arasında köprü konumunda bulunan ve Asya, Ortadoğu, Avrupa ile Doğu Akdeniz’e eşzamanlı erişim sağlayan Türkiye’nin elverişli coğrafi konumu, 2000’lerin başından itibaren “hub olma” tartışmalarının temelini oluşturmuştur. Coğrafyanın getirdiği verili koşullar çerçevesinde Ankara, bir yandan yüksek ithalat bağımlılığını azaltmayı, diğer yandan altyapı kapasitesini geliştirerek tedarik güvenliğini güçlendirmeyi hedeflemiştir. Zaman içinde bu çabalar teknik bir arz güvenliği politikasının ötesine geçmiş; jeopolitik bir strateji niteliği kazanmıştır.

Önceki bölümde ortaya konduğu üzere hub ya da gaz merkezi olma kapasitesi, yalnızca fiziksel altyapıyla değil; ekonomik model ve gaz piyasasının olgunluk düzeyiyle yakından ilişkilidir. Genel tablo değerlendirildiğinde, Türkiye’nin doğal gaz piyasasının yapısal özellikleri, arz kompozisyonundaki dönüşüm ve üretim-depolama kapasitesi, ülkenin hangi modele yakın olduğunu değerlendirmek açısından kritik önemdedir. Bahse konu faktörler uyarınca bu bölümde bu bileşenler ayrıntılı biçimde ele alınacak ve Türkiye’nin hub veya doğal gaz merkezi olma gayreti ana bölümün sunduğu analitik çerçevenin yol göstericiliğinde tartışmaya açılacaktır.

1.1. Türkiye Doğal Gaz Piyasasının Yapısı: Tüm Yetkiler BOTAŞ’a

Türkiye’nin doğal gaz piyasası görünürde serbestleşmiş bir yapıya sahip olsa da fiiliyatta yüksek derecede kamu ağırlıklı bir nitelik taşımaktadır. Bu yapının temel aktörü, 1980’lerin sonundan itibaren doğal gazın ithalatı, iletimi ve satışında merkezi rol üstlenen Boru Hatları ile Petrol Taşıma A.Ş. (BOTAŞ)’tır. 1988 tarihli 350 sayılı Kanun Hükmünde Kararname (KHK) ile doğal gazın ithalatı ve iç piyasada dağıtımında tek yetkili kurum olarak belirlenen BOTAŞ’ın görev alanı, 1990 tarihli 397 sayılı KHK ile daha da genişletilmiştir. Bu düzenlemeler sonucunda doğal gazın (LNG dâhil) ithalatı, iletimi, satış ve fiyatlandırma faaliyetleri hukuken kamu tekelı altında toplanmıştır.

Küresel düzeyde neoliberal ekonomi politikalarının, Türkiye’nin aday ülke olduğu Avrupa Birliğı’nde serbestleşme süreçlerini şekillendirdiğı bilinmektedir. AB’nin enerji piyasasında üretim, dağıtım ve tedarik faaliyetlerinin tek bir şirket altında bütünleşmesine karşı çıkması; özellikle Gazprom’un dikey entegre yapısının AB ile şirket arasında sık sık gerilim yaratmasının başlıca nedenlerinden biridir. Bu dönüşümün bölgesel etkileri doğrultusunda Türkiye de doğal gaz piyasasını yeniden düzenlemek ve BOTAŞ’ın statüsünü dönüştürmek amacıyla 2001 yılında 4646 sayılı Doğal Gaz Piyasası Kanunu’nu kabul etmiştir.¹

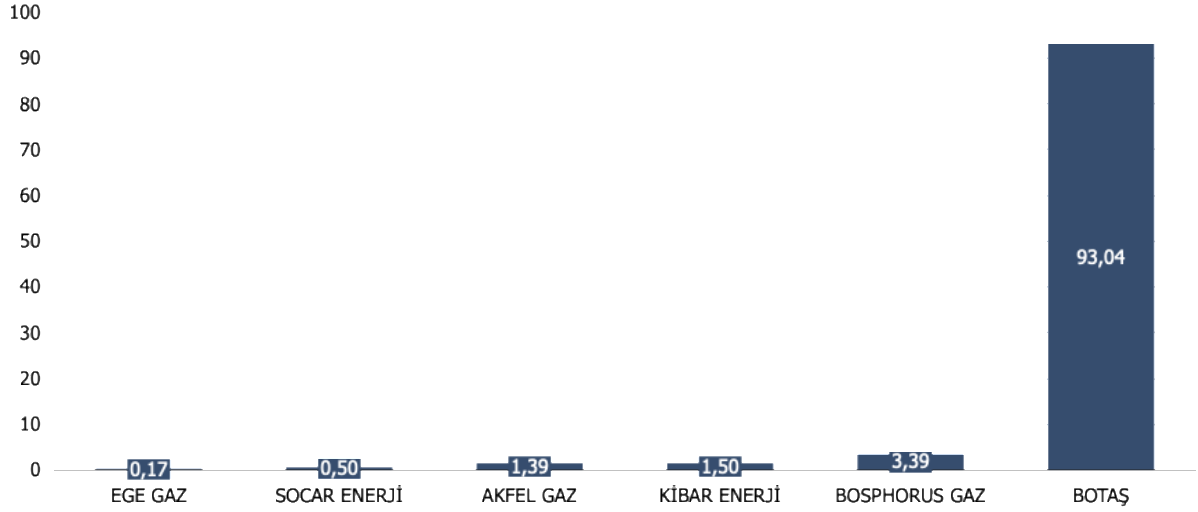
Kanun, BOTAŞ’ta somutlaşan tekel niteliğini hukuken sona erdirmeyi ve piyasanın rekabete açılmasını hedeflemiştir. Doğal gaz faaliyetlerinin iletim, ithalat, ihracat, toptan satış, dağıtım, depolama ve ticaret olmak üzere ayrı kategorilere ayrılması; her bir faaliyetin Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu’ndan (EPDK) alınacak lisanslarla yürütülmesi bu amaca yöneliktir. Bununla birlikte iletim faaliyetinin kamusal bir hizmet olduğu kabul edilmiş; BOTAŞ ulusal iletim şebekesinin sahibi ve işletmecisi olarak konumunu korumuştur.

4646 sayılı Kanun serbestleşme amacını açık biçimde ortaya koymuş olsa da Türkiye’de doğal gaz piyasasının yeterli olgunluğa erişmemiş olması, serbestleşme sürecinin aşamalı ve sınırlı ölçekte hayata geçmesine yol açmıştır. Kanunun yürürlüğe girmesinden sonraki dönemde BOTAŞ’ın piyasadaki belirleyici konumu büyük ölçüde devam etmiş, dönüşüm beklenen ölçüde gerçekleşmemiştir.

Uzun dönemli boru hattı kontratlarının tamamı hâlen BOTAŞ’ın portföyündedir. 1990’lardan bu yana Rusya, İran, Cezayir, Nijerya ve Azerbaycan ile imzalanan tüm uzun vadeli anlaşmalar BOTAŞ tarafından yürütölmekte; özel sektör ise yalnızca spot LNG ithalatı veya sınırlı sayıdaki kısa dönemli lisanslarla piyasaya erişebilmektedir.

LNG altyapısında da benzer bir yapı hâkimdir. Türkiye’nin ilk LNG terminali olan Marmara Ereğlisi Terminali (1994) tamamen BOTAŞ’ın mülkiyetindedir. 2006’da faaliyete geçen Aliğa Egegaz Terminali özel sektör tarafından işletilse de 2016 sonrasında devreye giren FSRU tesislerinin (Etki Liman, Dört Yol, Saros) tamamı BOTAŞ tarafından işletilmektedir. Bu tablo, BOTAŞ’ın hem boru hattı gazında hem de LNG tarafında ithalat ve arz planlamasında fiilî tekel konumunu sürdürdüğünü göstermektedir.

¹ Botaş (2025). Şirket Profili. Botaş. <https://www.botas.gov.tr/Sayfa/sirket-profilii/472>

Şekil 1: 2024 Yılı Doğal Gaz İthalatında Şirketlerin Payları (%)

Kaynak: EPDK, TEPAV Görselleştirmeleri

EPDK verileri uyarınca hazırlanan Şekil 1 incelendiğinde BOTAŞ’ın gaz ithalatında, teminindeki payının %93 düzeyinde olduğu görülmektedir², mercek daha geniş bir zaman aralığına tutulduğundaysa bu payın en fazla %75’e kadar inip, genel olarak %90 seviyesinde tutulduğu görülmektedir. Başka bir anlatımla Türkiye’nin ithal ettiği her 1000 metreküp gazın 900’ü BOTAŞ tarafından alınmıştır. Dolayısıyla BOTAŞ, bir tekel değilse de piyasayı domine eden temel aktör konumundadır, diğer aktörler bir anlamda BOTAŞ’ın bıraktığı az miktardaki gazı kendi aralarında paylaşmaktadır.

Bir ülkede ithalat ve üretim kadar iç piyasasının yapısı da serbestleşme konusunda önemli ipuçları sunar. Bu bağlam uyarınca Türkiye’deki iletim ve dağıtım altyapısına bakıldığında benzer bir merkezîyetçi yapı söz konusudur. Ulusal iletim şebekesinin tamamı BOTAŞ’ın kontrolü altındadır ve Doğal Gaz Piyasası İletim Şebekesi İşleyiş Yönetmeliği uyarınca üçüncü taraf erişimi (“third-party access”) BOTAŞ’ın onayıyla mümkündür. Şehir içi dağıtım ağları ise 4646 sayılı Kanun gereği 2000’li yıllardan itibaren EPDK ihaleleriyle özel sektöre devredilmiştir. Günümüzde 81 ilde faaliyet gösteren özel dağıtım şirketleri (örneğin Aksa, Enerya, BaşkentGaz, İGDAŞ) piyasada görünür olsa da gazın temin edildiği kaynak, fiyatlama ve iletim koşulları bakımından belirleyici aktör yine BOTAŞ’tır.

Piyasa yapısındaki bu asimetrik denge, fiyatlandırma mekanizmasının büyük ölçüde kamusal müdahaleyle belirlenmesine neden olmaktadır. BOTAŞ, konut tarifelerini düşük tutmak amacıyla çapraz sübvansiyon kullanmakta; bu uygulama sanayi ve elektrik üretiminde maliyet baskısını artırmaktadır. Buradaki mesele, doğal gazın sosyal devlet anlayışı çerçevesinde sübvansiyon edilmesi değildir. Sorun, sübvansiyon sisteminin gelire, hedef kitleye veya açık bir metodolojiye dayanmayan, rasyonelliği net biçimde tanımlanmamış bir yapıda kurgulanmış olmasıdır.

² EPDK (2025). Doğal Gaz Piyasası 2024 Yılı Sektör Raporu. EPDK. s.13. <https://www.epdk.gov.tr/Detay/Icerik/3-0-94/dogal-gazyillik-sektor-raporu>

BOTAŞ’ın bütünleşik yapısı ve uyguladığı çapraz sübvansiyon yöntemi, yalnızca diğer enerji grupları üzerinde değil, kamu bütçesi üzerinde de ilave yük oluşturmakta; piyasa sinyallerinin sağlıklı işlenmesini engellemektedir. Bu nedenle doğal gaz piyasası, yasal olarak rekabete açık görünse de fiiliyatta yarı-regüle, yüksek düzeyde kamusal kontrol altında işleyen bir sistem niteliğini korumaktadır.

Depolama faaliyetlerinde de benzer bir mimari söz konusudur. Türkiye’nin iki ana yeraltı depolama tesisi olan Kuzey Marmara-Değirmenköy (Silivri) ve Tuz Gölü tesislerinin işletmesi BOTAŞ tarafından yürütülmektedir. Silivri Tesisleri’nde sınırlı ölçüde özel sektör erişimi mümkün olmakla birlikte, Tuz Gölü Tesisleri tamamen BOTAŞ kullanımına tahsis edilmiştir. 2024 itibarıyla Silivri’nin kapasitesi yaklaşık 4,6 bcm, Tuz Gölü’nün kapasitesi ise 2025 Kasım itibarıyla 1,7 bcm düzeyindedir; bu toplam hacim Türkiye’nin yıllık tüketiminin yaklaşık %12,6 sine karşılık gelmektedir.³

Türkiye’nin 2018’de kurduğu Enerji Piyasaları İşletme AŞ (EPIAŞ) bünyesindeki Organize Doğal Gaz Toptan Satış Piyasası, Türkiye’nin “hub” iddiası açısından kritik bir kurumsal adımdır. Bu nedenle, EPIAŞ’ın spot doğal gaz piyasasındaki performansını ve 2024 verilerini yakından incelemek yerinde olacaktır.

EPIAŞ’ın Spot Piyasası: Hub Söyleminin Kurumsal Testi

Türkiye’nin 2018’de kurduğu Enerji Piyasaları İşletme AŞ (EPIAŞ) bünyesindeki Organize Doğal Gaz Toptan Satış Piyasası, Türkiye’nin “hub” iddiası açısından kritik bir kurumsal adımdır. Bu nedenle EPIAŞ’ın spot doğal gaz piyasasındaki performansını ve 2024 verilerini incelemek, söz konusu iddianın pratikte ne ölçüde desteklendiğini görmek açısından önemlidir.

EPIAŞ’ın 2024 Faaliyet Raporu, piyasanın beklenen derinliğe ulaşmadığını açık biçimde ortaya koymaktadır. 2024 yılında Spot Doğal Gaz Piyasası’nda eşleşme miktarı yalnızca 378,5 milyon metreküp, eşleşme tutarı ise 4,17 milyar TL olmuştur.⁴ Türkiye’nin yıllık 50 milyar metreküpü aşan gaz tüketimi dikkate alındığında, bu hacim toplam ticaretin son derece küçük bir kısmına karşılık gelmekte; piyasadaki likidite eksikliğin yapısal nitelikte olduğunu göstermektedir.⁵

Satıştaki bu resmi, katılımcı verileri de bu tabloyu doğrulamaktadır. 2024 yılında çeşitli lisans türleriyle faaliyet gösteren 45 organizasyon SGP’ye kayıt yaptırmış; ancak bunların yalnızca 20’si işlem gerçekleştirmiştir. Bu durum, aktif işlem yapanların toplam katılımcıların yalnızca %44,4’ünü oluşturduğu anlamına gelmektedir.

İşlem yoğunluğu açısından da benzer bir iştahsızlık söz konusudur. 2024 yılı boyunca aktif organizasyonlar toplam 29.858 adet teklif vermiş; bu da günlük ortalama 81,6 teklif anlamına gelmektedir. Tekliflerin %40,5’i alış (12.082 adet), %59,5’i satış yönündür (17.776 adet). Ancak her 100 tekliften yalnızca 21’i eşleşmiştir. Yıl genelinde toplam 6.425 eşleşme (günlük ortalama yaklaşık 17 işlem) gerçekleşmiş; kısmi eşleşmelerin payı ise yalnızca %7 olmuştur. Teklif

³ Botaş (2025). Faaliyetler: Doğal Gaz. Botaş. <https://www.botas.gov.tr/Sayfa/dogal-gaz/758>

⁴ EPIAŞ. (2025). 2024 Yılı Faaliyet Raporu. EPIAŞ. https://www.epias.com.tr/wp-content/uploads/2025/04/E24FRp_LR.pdf

⁵ A.g.y.

hacminin bu kadar düşük bir oranda işleme dönüşmesi, likidite ve fiyat oluşumu açısından ciddi bir zafiyete işaret etmektedir.

EPIAŞ aynı dönemde teknik kapasitesini artırmaya yönelik adımlar atmıştır. SGP 2.0 projesi kapsamında “otomatik kontroller”, “bildirimler” ve GDDK (Geriye Dönük Düzeltme Kalem) süreçlerinde iyileştirmeler yapılmış; Vadeli Doğal Gaz Piyasası yazılımı VGPIA projesiyle EPIAŞ bünyesine alınmıştır. Ancak yapılan bu teknik geliştirmeler piyasanın likidite sorununu gidermeye yetmemiş; işlem hacmi, katılımcı çeşitliliği ve fiyat referansı oluşturma kapasitesi bakımından anlamlı bir dönüşüm sağlanamamıştır.

Bu tablo, BOTAŞ’ın tedarik-iletim-depolama zincirinde sürdürdüğü bütünleşik hâkimiyet ve fiyatların büyük ölçüde BOTAŞ tarifeleri tarafından belirlenmesi nedeniyle, piyasanın bağımsız ve rekabetçi bir fiyat mekanizması oluşturamadığını göstermektedir. Sonuç itibarıyla Türkiye’deki spot doğal gaz piyasası, TTF veya NBP benzeri likit hub’ların temel özellikleri olan şeffaf fiyat oluşumu, güçlü gün içi piyasalar ve geniş katılımcı tabanından hâlâ çok uzaktır.

Ortaya çıkan bu kompozisyon, Türkiye’nin doğal gaz piyasasında teknik unsurlardan (iletim, depolama, LNG altyapısı) ticari bileşenlere (boru hattı kontratları, tedarik yapısı ve fiyatlama) uzanan bütün yapının hâlâ BOTAŞ merkezli bir mimari üzerine kurulu olduğunu göstermektedir. Fiyatların büyük ölçüde BOTAŞ tarifelerine bağlı olması, arz zincirinin kritik halkalarında ayrıştırmanın sınırlı kalması ve EPIAŞ bünyesindeki spot doğal gaz piyasasının düşük işlem hacmi ile sınırlı likiditesi, rekabetçi ve şeffaf bir piyasa mekanizmasının gelişmesini engelleyen temel unsurlardır. Bu yapısal bütünlük, yalnızca Türkiye’nin hub olma hedefiyle çelişmekle kalmamakta; aynı zamanda AB enerji piyasalarının gerektirdiği şeffaflık, ayrıştırma ve serbest fiyat oluşumu kriterleriyle uyumun da fiilen gecikmesine neden olmaktadır. Sonuç itibarıyla mevcut mimari hem AB ile entegrasyon perspektifini hem de Türkiye’nin jeopolitik iddialarından biri olan “hub değilse de gaz merkezi olma” vizyonunu sistematik olarak sınırlandırmaktadır.⁶

1.2. Doğal Gaz Arzı, LNG ve Tedarik Yapısının Dönüşümü

Türkiye’nin doğal gaz ile tanışması her ne kadar 1970’lerde Trakya bölgesindeki sınırlı keşiflere uzansa da gazın ulusal ölçekte bir yakıt alternatifi olarak kullanımının başlangıcı 1980’lerin sonuna dayanmaktadır. 1990’lar ise Türkiye’nin gaz diplomasisini kurumsallaştırdığı; farklı tedarikçilerle hem boru hatları hem de LNG üzerinden gaz alımının temelini atan ilk uzun dönemli anlaşmaların yapıldığı bir dönem olmuştur. 2000’lerde hem iç piyasadaki talep artışı hem de imzalanan yeni kontratlarla tedarikçi yelpazesi genişlemiş; uzun vadeli akış düzeni istikrar kazanmıştır.

2016 sonrasına gelindiğinde ise küresel gaz jeopolitiğinin sertleştiği, ABD’nin LNG ihracatçısı olarak sahneye çıktığı ve bölgesel güç mücadelesinin enerji piyasalarına daha doğrudan yansıdığı bir dönem başlamıştır. Bu süreç, Türkiye’nin de üretimden iletme, ithalattan potansiyel ihracata uzanan zincirde “gaz merkezi” olma vizyonuna dönük hamlelerini belirginleştirdiği bir çerçeve yaratmıştır.

⁶ TOBB Türkiye Doğal Gaz Meclisi (2024). 2024 -2028 Dönemi Doğal Gaz Sektörüne Dair Öngörüler. TOBB. ss.13-14. <https://www.tobb.org.tr/Documents/yayinlar/2024/202400722-Doğalgazraporu.pdf>

Türkiye’nin 1980’lerden bugüne uzanan gaz tedarik süreci, imzaladığı kontratlar, tedarik çeşitlenmesi ve piyasa yapısındaki dönüşüm bu tarihsel perspektif içinde üç alt dönemde ele alınacak; böylece merkez olma hedefi açısından ithalat-ihracat dengesinin nasıl bir rol oynadığı ortaya konacaktır.

1.2.1. SSCB’den İran’a Gaz: Türkiye Enerjinin Kalbine Boru Hatlarıyla Bağlanıyor (1987-2000)

Türkiye’nin doğal gazla buluşması, 1987’de SSCB’den gelen ilk akışla gerçekleşmiş ve bu tarih Türkiye’nin doğal gaz piyasasının aşamalı biçimde şekillenmeye başladığı dönemin miladı olmuştur. SSCB’nin dağılmasının ardından Rusya bu rolü devralarak Türkiye’ye gaz arzını kesintisiz biçimde sürdürmüştür. Rusya’nın boru hattı üzerinden sağladığı ilk gazı, 1994’te Marmara Ereğlisi LNG terminaline ulaşan ilk LNG kargosuyla Cezayir izlemiştir.

1990’lar, Türkiye’nin doğal gaz piyasasını genişletme eğiliminin doğrudan görüldüğü bir dönem olarak ele alınabilir. Bu yıllarda Rusya ile Mavi Akım, İran ile İran-Türkiye Hattı, Azerbaycan ile Bakü-Erzurum Boru Hattı (Şah Deniz Faz 1) anlaşmaları imzalanmıştır. Bu hatların devreye girmesiyle Türkiye 2007 itibarıyla Rusya’dan iki ayrı hat (Mavi Akım ve Batı Hattı), Azerbaycan’dan (Bakü-Erzurum) ve İran’dan (İran-Türkiye) düzenli gaz akışını başlatmıştır. Aynı şekilde LNG tedarikinde de Cezayir’e ek olarak Türkiye, 1994’te Nijerya ile uzun dönemli LNG kontratı imzalayarak tedarikçi yelpazesini çeşitlendirmiştir.

Bu dönemde kurulan uzun dönemli tedarik modeli, 2000’lere gelindiğinde Rusya-İran-Azerbaycan üçlüsünün boru hattı gazında ağırlık kazandığı; Cezayir-Nijerya ekseninin ise LNG tarafında sürdürülebilir bir çerçeve oluşturduğu dengeli bir yapıya dönüşmüştür. Bugün dahi Türkiye’nin ana boru hattı tedarikçileri bu üç ülke olmaya devam etmektedir.

1.2.2. Pazardan Koridora Uzun Dönemli Kontrattan Spota 2000-2016 Türkiye Gaz Piyasası

2000’lerin başında Türkiye gaz piyasasının bir “anlık resmi” çekilseydi tablo şöyle olurdu: Kuzeydoğudan Rusya’dan 14 bcm gaz taşıyan Batı Hattı; yıllık 10 bcm kapasiteyle Tebriz’den Ankara’ya uzanan İran-Türkiye Hattı; Cezayir ve Nijerya’dan gelen LNG kargolarının Marmara Ereğlisi’ne varışı... Ülkenin dört bir yanını saran hatlar ve Ankara’nın hava kirliliğini belirgin şekilde düşürdüğü bir dönem.

Milenyumun başındaki resimde henüz yer almayan iki boru hattı, 2003 ve 2006’da devreye girerek Türkiye’nin tedarik profilini kökten değiştirmiştir. Rusya ile 1997’de imzalanan Mavi Akım hattından ilk gaz akışı 2003’te gerçekleşmiş; 16 bcm kapasiteli bu hat Rusya’nın Türkiye piyasasındaki ağırlığını daha da artırmıştır. Azerbaycan ile 2001’de imzalanan Bakü-Tiflis-Erzurum (BTE) Hattı ise 2006’da ilk gaz moleküllerini Türkiye’ye ulaştırmış; böylece Türkiye, Batı, kuzey, doğu ve güney eksenlerinde boru hattı ve LNG kapasitesine sahip çok kaynaklı bir yapıya dönüşmüştür.

Tedarikçi çeşitliliğinin arttığı bu dönemde içeride iki kritik gelişme yaşanmıştır. İlki, bir önceki bölümde ayrıntılı incelendiği üzere, Türkiye’nin ilk doğal gaz yasası olan 4646 sayılı Kanun’un 2001’de yürürlüğe girmesidir. Yasanın kabulünden yalnızca iki ay önce kurulan Elektrik Piyasası Düzenleme Kurumu’nun kapsamına gazın da dahil edilmesiyle kurum Enerji Piyasası

Düzenleme Kurumu (EPDK) adını almış; böylece doğal gazda düzenleme kapasitesinin kurumsal temeli atılmıştır.⁷ Bu dönüşümün pratik izdüşümü ise 2009’da yayımlanan ilk 2008 Yılı Doğal Gaz Piyasası Raporu ile görülmüş; söz konusu raporlar günümüzde aylık ve yıllık olarak yayımlanan, enerji verilerinin toplanmasında temel referans haline gelmiştir.

İkinci önemli gelişme arz güvenliği açısından yaşanmıştır. 2006’daki Rusya-Ukrayna transit krizi ile İran’dan gelen gazın kış aylarında beklenenin altında kalması, Ankara’nın enerji güvenliği perspektifini genişletmiştir. Bu dönemde arz esnekliğini artırmak amacıyla 2008’de çıkarılan 5784 sayılı Kanun ile LNG ithalatı BOTAŞ dışındaki piyasa aktörlerine de açılmış⁸; spot LNG ithalatı hukuki zemine oturtulmuş ve tek bir lisansla birden fazla ülkeden alım yapılabilmesinin yolu açılmıştır. Türkiye böylece LNG piyasasına resmen “esnek ithalatçı” olarak dahil olmuştur.

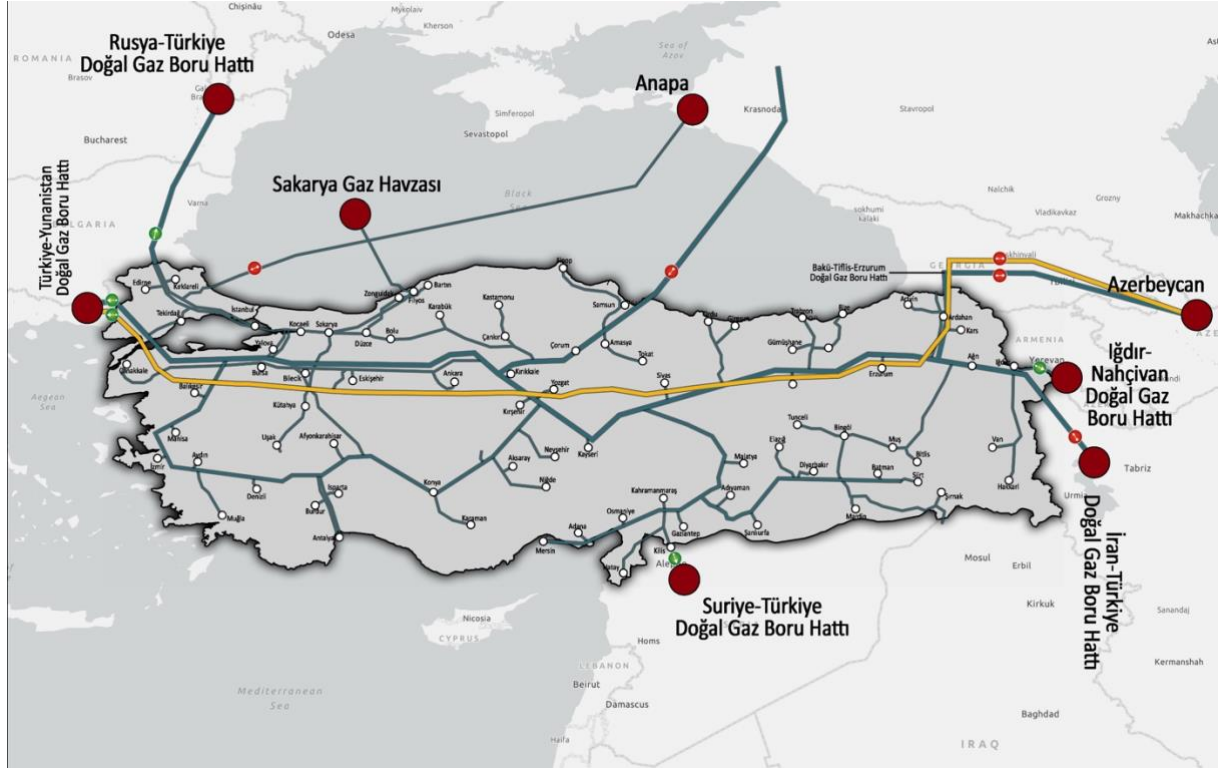
Türkiye’nin zaten düzenlemenin geldiği dönemde önce de gaz alması, bu düzenlemenin etkisini anlamayı zorlaştırdığı açıktır. Açıklamak gerekirse; BOTAŞ, 1994’ten bu yana LNG ithal etmekle birlikte Cezayir ve Nijerya’dan yapılan alımlar uzun dönemli kontratlara dayanmıştır. Buna karşın düzenleme, anlık ihtiyaç uyarınca atık bir manevralara alan açarak talep arz dengesinin dengesini korumayı amaç edinmiştir. Bu nedenle spot LNG ithalatı, bir ilki temsil etmiştir. Marmara Ereğlisi LNG Terminali’nde kapasite bulunmadığı için ilk spot kargolar özel sektör tarafından işletilen Egegaz/Aliağa Terminali üzerinden kabul edilmiştir. 2009’daki ilk spot alımın ardından LNG’nin Türkiye’nin gaz sepetindeki payı kademeli olarak artmaya başlamıştır.

Gaz piyasasında boru hattı ve LNG akışları sürerken, Türkiye 2012’de Azerbaycan ile imzaladığı TANAP (Trans-Anadolu Doğal Gaz Boru Hattı) Anlaşması ile bu kez doğrudan bir koridor ve aracı ülke konumuna geçmiştir. Ankara, sahip olduğu coğrafi konumun sunduğu avantajı kullanırken boru hattı bağlantılarını genişletmiş, aynı zamanda bölgesel dengeleri gözetmiştir. TANAP, Türkiye’ye yıllık 6 bcm, Avrupa’ya ise TAP üzerinden 10 bcm gaz aktarılmasını öngörmektedir. Hat, Haziran 2018’de Eskişehir’de ilk gaz akışıyla devreye girmiş; 2020 sonunda ise Avrupa bağlantısı tamamlanmıştır.

TANAP, Türkiye’nin yalnızca kendi iç piyasasına gaz sağlaması değil, Avrupa’ya doğrudan transit geçiş sunması bakımından da bir dönüm noktasıdır. Bu gelişmeyi kısa süre içinde Türkiye’nin bir diğer komşusu olan Rusya da takip edecektir.

⁷ EPDK.(2025). Tarihçe. EPDK. <https://www.epdk.gov.tr/Detay/Icerik/1-1167/tarihce>

⁸ TBMM (2008). Elektrik Piyasası Kanunu ve Bazı Kanunlarda Değişiklik Yapılmasına Dair Kanun. Resmi Gazete. Mad. 20. <https://resmigazete.gov.tr/eskiler/2008/07/20080726-1.htm>

Şekil 2: Türkiye’den Geçen Doğal Gaz Boru Hatları

Kaynak: BOTAŞ, TEPAV Görselleştirmeleri

Rusya’nın Türkiye ve Avrupa pazarına yönelik boru hattı stratejisinin arka planında, 2006 ve 2008’de Ukrayna ile yaşanan transit krizleri ile 2014’teki Maidan olayları ve Kırım’ın ilhakı belirleyici olmuştur. Bu gelişmeler, Moskova’nın Ukrayna’yı devre dışı bırakan alternatif bir transit modeline yönelmiştir. 2010’da akışa başlayan Kuzey Akım I hattı bu stratejinin ilk somut örneği olmakla birlikte, Rusya’nın başka bir güzergâh üzerinden hem Türkiye’ye hem de Avrupa’ya doğrudan gaz aktarımına yönelmesinin ikinci ve daha kritik adımı, Türkiye ile imzalanan TürkAkım I ve TürkAkım II anlaşmalarında görülmüştür.

Hatların inşası 2019 sonunda tamamlanmış, her iki hat da Ocak 2020’de faaliyete geçmiştir. TürkAkım I hattı Türkiye’ye yıllık 15,75 bcm gaz akışı sağlarken, TürkAkım II hattı Türkiye’nin deniz sınırları üzerinden Avrupa’ya doğrudan Rus gazı aktarılmasına imkân tanımış; böylece Türkiye, TANAP’ın ardından ikinci kez bölgesel bir enerji koridoru olarak konumunu pekiştirmiştir.

Şekil 2’de görüldüğü üzere, 2020 sonuna gelindiğinde Türkiye üzerinden Rusya kaynaklı iki hat, Azerbaycan kaynaklı iki hat ve İran kaynaklı bir hat geçmektedir. Farklı dönemlerde devreye giren bu boru hatları birlikte değerlendirildiğinde, Türkiye’nin çok kaynaklı tedarik yapısı ile coğrafi konumunun sunduğu stratejik avantajı kurumsallaştırdığı görülmektedir.

1.2.3. Esnekleşen Gaz Piyasası ve Jeopolitik Rekabet

2010’ların ortasından itibaren küresel LNG ticaretindeki genişleme, Türkiye’nin ithalat sepetini de doğrudan dönüştürmüştür. 2010’da toplam ithalatın yaklaşık %17’sini oluşturan LNG payı,

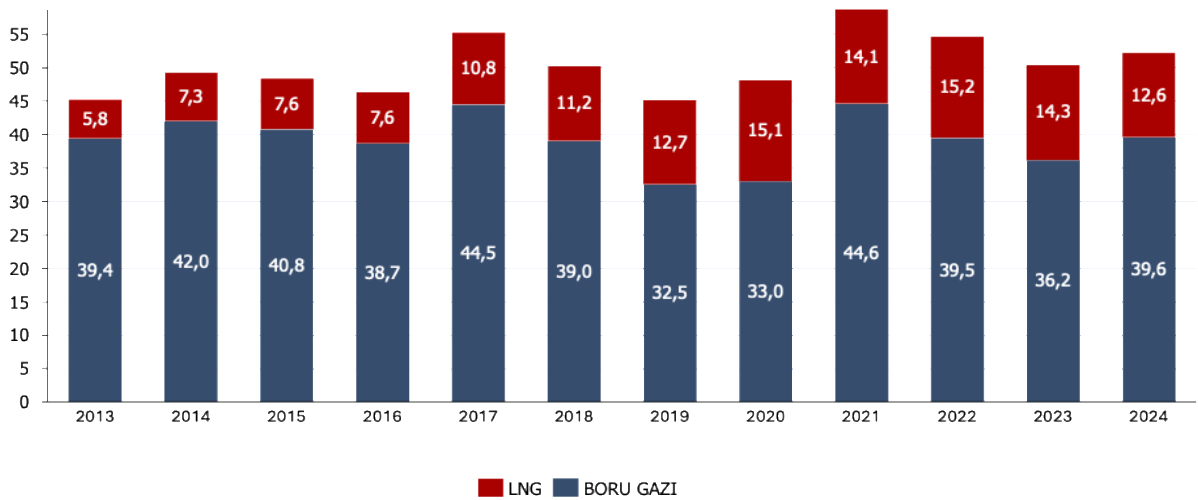
2015’e gelindiğinde %20 bandına yükselmiştir. Bu dönemde Katar ve Avrupa spot piyasalarının sisteme girmesiyle LNG yalnızca arzın tamamlayıcısı olmaktan çıkmış, arz güvenliğinin aktif ve stratejik bir bileşeni haline gelmiştir. 2016 sonrasında devreye alınan FSRU yatırımları (özellikle Aliğa ve Dörtöl tesisleri) bu eğilimi daha da güçlendirmiş; LNG, elektrik üretimi ve sanayide kısa vadeli dengeleme aracı olarak kullanılmaya başlanmıştır.

2016 sonrası dönemde Türkiye’nin doğal gaz yolculuğunda iki gelişme belirleyici olmuştur: (i) LNG altyapı yatırımlarının hızlanması, (ii) ABD’nin küresel LNG tedarikçisi olarak piyasaya geri dönüşü. İçeride, FSRU yatırımları ve kısa vadeli ithalat kontratları Türkiye’nin gaz sistemine önemli bir esneklik kazandırmıştır. Marmara Ereğlisi ve Aliğa terminallerine ek olarak, Dörtöl ve Saros’ta devreye alınan yüzer LNG depolama ve yeniden gazlaştırma tesisleri (FSRU) arz güvenliği açısından yeni bir kapasite katmanı yaratmıştır. Dörtöl FSRU 2018’de, Saros FSRU ise 2024’te işletmeye alınmış olup Saros Terminali yıllık 4,5 bcm yeniden gazlaştırma kapasitesiyle BOTAŞ’ın işlettiği üçüncü aktif FSRU konumundadır. Bu yatırımlar sayesinde Türkiye, LNG’yi yalnızca tamamlayıcı bir tedarik unsuru olarak değil, arz güvenliğinin operasyonel bir dayanağı olarak konumlandırmıştır.

Aynı dönemde küresel düzlemde ABD’nin ihracat yasağını kaldırmasıyla birlikte LNG piyasasında yeni bir fiyat ve tedarik eksenı oluşmuştur. Jeopolitik rekabetin sertleştiği bu ikinci fazda, LNG arz çeşitliliğindeki artış, gemi teknolojisinin gelişmesi, nakliyat maliyetlerinin görece olarak düşmesi ve LNG terminallerinin ithalatçı ülkelerde daha kolay inşa edilebilir hâle gelmesi Türkiye dâhil pek çok ülkenin hem kontrat yapılarına hem de doğal gaz tedarik stratejilerine doğrudan yansımıştır.

Şekil 3’te görüldüğü üzere, 2013’te yalnızca 5,8 bcm düzeyinde olan LNG ithalatı, 2024’te 12,6 bcm seviyesine çıkarak iki kattan fazla artmıştır. Şekil aynı zamanda 2014’ten bugüne Türkiye’nin toplam gaz ithalatı, LNG ithalatı ve boru hattı gazı ithalatı arasındaki ayrışmayı da göstermekte; LNG’nin ithalat sepetindeki payının nasıl istikrarlı biçimde yükseldiğini ortaya koymaktadır.

Şekil 3: 2013-2024 Yılları Arasında, Doğal Gaz İthalatı Gerçekleştiren Şirketlerin Doğal Gazın Türüne Göre İthalat Miktarları (Milyon m³) ve Payları (%)



Kaynak: EPDK, TEPAV Görselleştirmeleri

Türkiye’nin LNG sözleşmelerinin 2020 sonrasındaki temel niteliği, boru hattı kontratlarındaki 20 yıl ve üzeri sürelerden farklı olarak daha esnek ve ortalama 10 yıllık periyotlara dayanmasıdır. Türkiye’nin ilk LNG tedarikçisi olan Cezayir ile yapılan 1988 tarihli anlaşmanın 20 yılı aşan süresi 2024’te sona ermiş; Türkiye sözleşmeyi yıllık 4,4 bcm olmak üzere üç yıllığına yenilemiştir. Cezayir’den LNG akışı bu çerçevede 2027 sonunda sona erecektir. Umman hariç 10 yıllık yeni sözleşmelerin büyük kısmı geleneksel olarak devlet şirketleriyle değil, piyasa yapıları daha serbest olan ülkelerdeki şirketlerle yapılmış; 2023-2025 arasında İngiltere, ABD, Umman, Japonya, Mısır, Shell, Exxon ve BP ile imzalanan anlaşmalarla Türkiye yeniden ihracat hakkı da elde etmiştir.

Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanı Alparslan Bayraktar’ın açıklamalarına göre Türkiye, 2024 itibarıyla yıllık 75 bcm doğal gaz akışını yönetebilecek bir altyapıya sahiptir ve bunun 25 bcm’lik kısmını Avrupa pazarlarına yönlendirebilecek esnekliktedir. Türkiye’nin orta vadeli hedefi ise 2035’e kadar toplam gaz akış kapasitesini 100 bcm düzeyine çıkarmaktır.⁹

Bu kapasite artışında Türkiye’nin son yıllarda hızlanan LNG sözleşmeleri doğrudan bağlantılıdır. Açıklamak gerekirse Türkiye, ilk olarak 2024’te ExxonMobil ile 10 yıllık bir LNG anlaşması imzalamış ve bu anlaşmanın 2027’de devreye girmesi öngörülmüştür. Aynı yıl BOTAŞ ile Shell arasında yapılan 10 yıllık anlaşmaysa yıllık 1.6 bcm LNG alımını içermektedir. Bu anlaşmada teslim noktasının doğrudan Türkiye değil, BOTAŞ’ın önceden belirlediği limanlar olarak tanımlanması, Türkiye’nin gazı yeniden ihraç edebilmesine olanak tanımaktadır. 2023-2025 döneminde İngiltere, ABD, Umman, Japonya, Mısır ve büyük küresel şirketlerle yapılan anlaşmalar ve yeniden ihraç hakkının tanınmasıyla Türkiye’nin toplam LNG portföyü genişlemiş; altyapı ve kontrat kapasitesi birlikte değerlendirildiğinde ülke esnek bir ithalat-ihracat mimarisine kavuşmuştur.

LNG piyasasında son yıllarda ortaya çıkan bu esneklik ve arz çeşitliliği, Türkiye’nin boru hatları üzerinden aldığı gazın sözleşme koşullarında da müzakere gücünü artırmıştır. 2025’te Rusya ile yapılacak Mavi Akım sözleşmesi yenileme sürecinde ve 2026’da İran ile yürütülecek benzer müzakerelerde Türkiye, genişleyen LNG tedarik kapasitesini bir kaldıraç olarak kullanarak al-veya-öde şartlarının yumuşatılması, yeniden ihraç hakkının tanınması ve fiyat formüllerinin güncel piyasa koşullarına uyarlanması gibi daha esnek koşullar talep etmektedir.

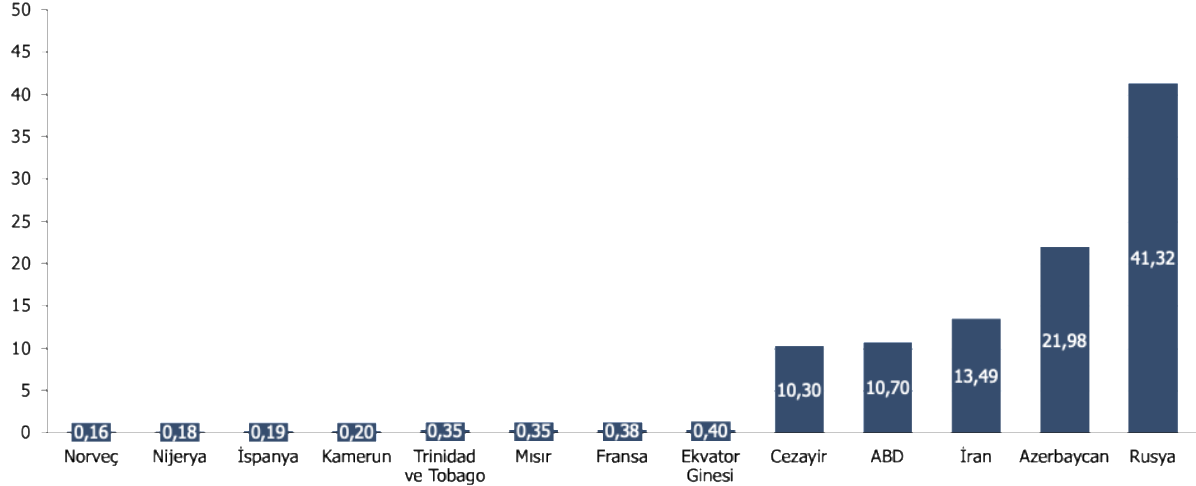
Bu genel görünüm, Türkiye’nin 2035 hedefine esnek sözleşmeler ve çeşitlendirilmiş tedarik altyapısıyla ilerleyen bir yönelim benimsediğini ortaya koymaktadır.

Enerji piyasaları, özellikle petrol ve doğal gaz, ekonomik dengeler kadar küresel ilişkilerden ve jeopolitik gelişmelerden de hızla etkilenen alanlardır. Bu durumun en güncel örneği, 2022’den bu yana süren Ukrayna Savaşı sırasında Rusya-AB ve Rusya-ABD ilişkilerinde açık biçimde görülmüştür. Türkiye, bu dönemde AB ve ABD yaptırımlarına katılmamış; iç politika ve arz güvenliği gerekçeleriyle Rusya ile enerji ilişkilerini sürdürmüştür. Cumhurbaşkanı Erdoğan’ın Eylül 2025’teki Washington ziyareti sırasında ABD Başkanı Donald Trump’ın “Ukrayna’ya bir adım atmak istiyorsanız, Rusya’dan gaz ve petrol alımını bitirin” açıklaması, büyük güç rekabetinin enerji tedariki üzerinde nasıl doğrudan baskı oluşturduğunu göstermiştir. Türkiye, böylesi bir talebin geleceğini öngörerek Rusya’dan alıma devam etme ihtiyacını vurgulamış;

⁹ Bayraktar A. (2024). Minister Bayraktar Speaks at Gastech2024. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı. <https://enerji.gov.tr/news-detail?id=21362>

aynı zamanda ABD’nin Türkiye pazarındaki payını artırmaya imkân tanıyan adımlar atarak denge politikasını güçlendirmeye çalışmıştır.

Şekil 4: 2024 Yılı Kaynak Ülkeler Bazında Türkiye’nin Doğal Gaz İthalatı (%)



Kaynak: EPDK, TEPAV Görselleştirmeleri

Şekil 4’ün net biçimde işaret ettiği gibi Türkiye’nin 2024 yılındaki toplam gaz ithalatında tedarikçilerin payları Rusya için %41,3, ABD için %10,7 düzeyindedir. Washington’ın baskısına karşı Türkiye, Rusya ile ilişkileri tamamen koparmadan ABD gazına kapı açarak tedarik dengesini yeniden şekillendirmiştir. Bu çerçevede ABD merkezli Mercuria ve Woodside ile biri 20 yıl, diğeri 10 yılı kapsayan ve toplamda 76 bcm büyüklüğe ulaşan iki LNG anlaşması imzalanmıştır. Mercuria anlaşması 2026’da; Woodside anlaşması ise 2030’da devreye girecektir. Bu iki anlaşma da hesaba katıldığında ABD’nin Türkiye gaz piyasasındaki payının Rusya’ya yaklaşması, Rusya’nın payının ise orta vadede belirgin biçimde düşmesi beklenmektedir. Dahası, devam eden Mavi Akım sözleşme görüşmelerinde yeniden ihracat izni elde edilmesi hâlinde, ABD’den alınan LNG ile birlikte Türkiye’nin gaz yeniden ihracat kapasitesinde anlamlı bir artış gerçekleşmesi mümkündür.

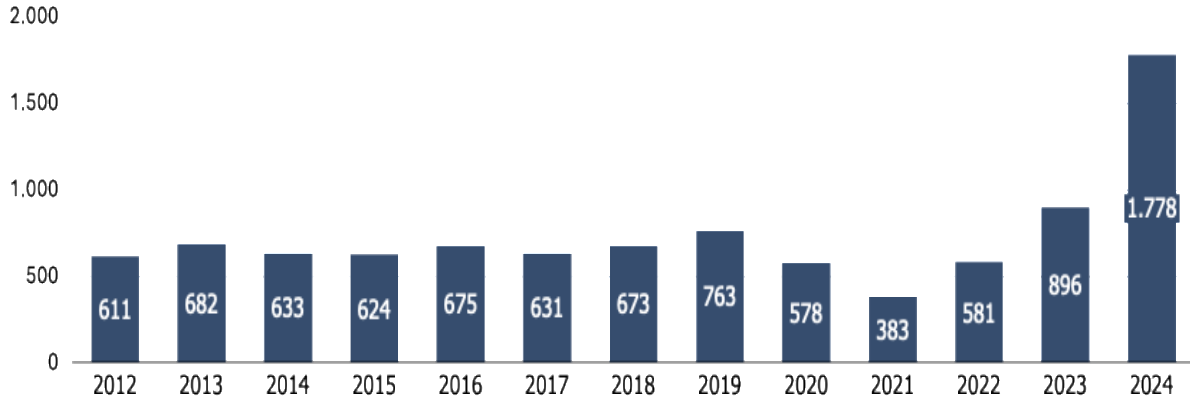
2023 sonrasında Türkiye’nin ithalat politikasında dikkat çeken bir diğer gelişme ise SWAP anlaşmalarının devreye girmesidir. Yapılan iki SWAP düzenlemesi, gaz piyasasındaki dönüşümün önemli ayaklarından biri hâline gelmiştir. 2020’de Azerbaycan ile yapılan SWAP anlaşması kapsamında İğdır üzerinden Nahçıvan’a yıllık 730 milyon metreküp gaz taşınmaktadır. Uzun yıllardır Türkiye’nin gündeminde olan Türkmen gazı ithalatı ise İran üzerinden gerçekleştirilen SWAP mekanizmasıyla mümkün olmuştur. 1998’de başlayan görüşmeler 2025’te sonuçlanmış ve yıllık 1 bcm gazın İran hattı üzerinden Türkiye’ye erişimi sağlanmıştır. Son olarak Ağustos 2025’te Türkiye-Suriye Boru Hattı devreye girmiş ve yıllık 2 bcm Azerbaycan gazının SWAP yoluyla iletimi başlamıştır.¹⁰

¹⁰ Socar (2025). Azerbaycan Gazının Türkiye Üzerinden Suriye’ye İhracatı Başladı. Socar.

<https://www.socar.com.tr/basin-bultenleri/azerbaycan-gazinin-turkiye-uzerinden-suriyeye-ihracati-basladi>

Her ne kadar SWAP kapsamında taşınan miktar Türkiye’nin güncel toplam gaz tüketiminin yaklaşık yüzde 2’sine karşılık gelse de bu adım Türkiye’nin sınırı olmayan bir ülkeden, LNG’den farklı bir yöntemle gaz tedarik edebilmesi açısından bir “ilk” niteliği taşımaktadır.

Şekil 5: Yıllara Göre Doğal Gaz İhracat Miktarları (Milyon m³)



Kaynak: EPDK, TEPAV Görselleştirmeleri

Türkiye gaz piyasasında görülen bir diğer önemli değişim 2023 itibarıyla ihracat politikasında belirgin bir genişleme yaşanmasıdır. Bu dönemde BOTAŞ, Bulgaristan, Macaristan, Romanya ve Moldova’nın da aralarında bulunduğu ülkelere yönelik ihracat anlaşmaları yaparak Güney Gaz Koridoru bağlamında yeni bir ticaret hattı oluşturmuştur. Ayrıca 2007’den bu yana faaliyette olan boru hattı üzerinden Yunanistan’a yapılan gaz akışı da sürmektedir. Şekil 5’te görüldüğü üzere Türkiye’nin doğal gaz ihracatı, bu anlaşmaların etkisiyle 2024 yılında bir önceki yıla göre %98,3 artarak 1,77 bcm’ye ulaşmış; bunun 1,5 bcm’lik kısmı Bulgaristan’a aktarılmıştır.

Türkiye’nin özellikle Rusya’dan gaz alan ülkelere yönelik ihracat anlaşmaları ve toplam ihracat hacmindeki bu genişleme, gaz merkezi olma perspektifinin kademeli biçimde uygulamaya konduğunu göstermektedir. Bununla birlikte mevcut ihracatın %90’dan fazlası hâlâ boru hatları üzerinden sağlanmaktadır. ExxonMobil, Shell ve diğer ABD’li tedarikçilerle yapılan LNG anlaşmalarının devreye girmesiyle birlikte Türkiye’nin LNG temelli ihracat kapasitesinin de artması beklenmektedir.

Bu bölümde ortaya konan görünüm; Türkiye’nin 2016 sonrasında doğal gaz politikasını daha esnek, daha çeşitlendirilmiş ve uluslararası piyasa dinamiklerine daha duyarlı bir çerçeveye taşıdığını göstermektedir. LNG altyapısının genişlemesi, FSRU yatırımları, yeniden ihracat hakkı içeren yeni nesil sözleşmeler ve ABD dahil çok sayıda tedarikçiyle yapılan anlaşmalar, Türkiye’nin hem arz güvenliğini güçlendiren hem de boru hatları görüşmelerinde pazarlık gücünü artıran önemli adımlardır.

Ancak bu olumlu tabloya rağmen, bu yeni anlaşmaların fiyat yapıları, teslim koşulları, referans endeksleri ve alım garantilerinin kapsamı kamuoyunca bilinmemektedir. Tedarikçi çeşitliliği artmış görünse de “çeşitlendiriyorsun ama hangi maliyetle?” sorusu henüz tam anlamıyla yanıt bulamamıştır. Bu nedenle mevcut eğilimler umut verici olmakla birlikte, Türkiye’nin gaz tedarik

politikasının uzun vadeli sürdürülebilirliği büyük ölçüde şeffaflık, maliyet etkinliği ve ticari risk yönetimi gibi alanlarda atılacak adımlara bağlıdır.

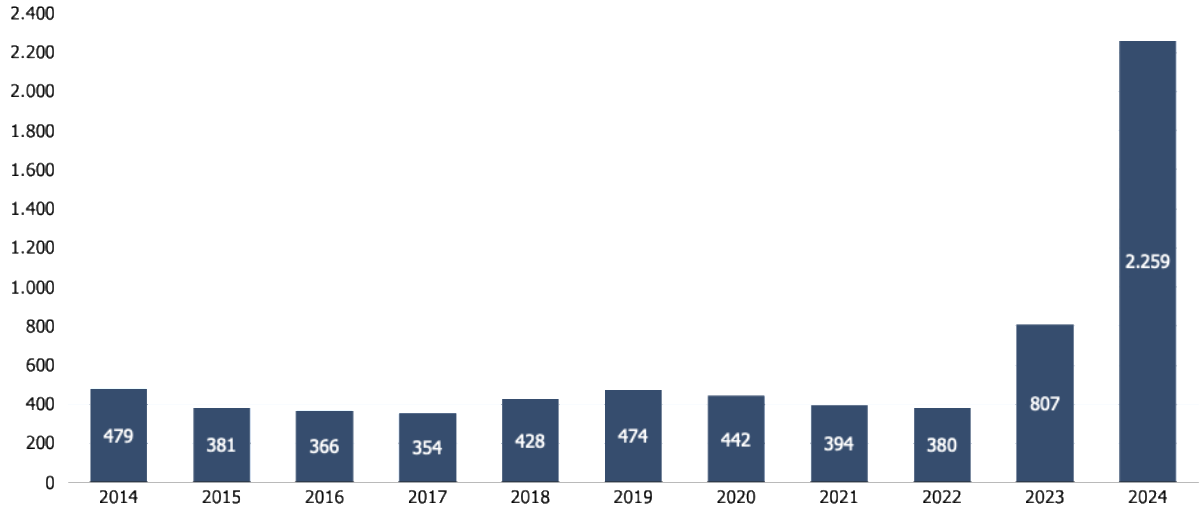
Sonuç olarak, Türkiye’nin 2020’ler boyunca attığı adımlar gaz merkezi vizyonunu tamamen gerçekleştirmese de bu vizyona daha yakın bir altyapı, daha geniş bir sözleşme seti ve daha güçlü bir müzakere zemini oluşturmuştur. Ancak nihai başarı, çeşitlenmiş tedarik yapısının ekonomik akla uygun biçimde işletilmesine; yani yalnızca daha çok kaynaktan değil, daha uygun koşullarla gaz temin edilmesine bağlı olacaktır.

1.3 Üretim ve Depolama: Stratejik Kapasite Arayışı

Türkiye’nin doğal gaz hikâyesi, 1970’te TAPO tarafından Trakya Havzası’nda gerçekleştirilen Hamidabat keşfi, aynı dönemdeki Değirmenköy ve Poyraz sahalarıyla birlikte Türkiye’nin ilk doğal gaz üretimiyle başlamıştır. Ancak dönemin sınırlı iletim altyapısı ve gazın düşük ekonomik değeri nedeniyle üretim uzun süre bölgesel kullanımlarla sınırlı kalmıştır.

1980’lerin ortası ve 1990’larda Trakya’daki yeni sahaların (Hayrabolu, Batı Marmara, Umurca) devreye girmesi üretimi artırmış; 1987’de SSCB’den boru hattı akışının başlamasıyla yerli gaz ulusal sisteme entegre edilmiştir. Buna rağmen 2000’ler boyunca yerli üretim 0,4-0,8 bcm bandında kalmış; 2010’larda ise Türkiye tüketiminin %1’inin altına düşmüştür.

Şekil 6: 2014-2024 Yılları Doğal Gaz Üretim Miktarları (Milyon m³)



Kaynak: EPDK, TEPAV Görselleştirmeleri

Bu tabloyu kökten değiştiren gelişme, 2020’de Karadeniz’de keşfedilen 710 bcm’lik Sakarya Gaz Sahası’dır. Sahadan ilk gaz 2023’te Filyos üzerinden sisteme verilmiş, 2024 itibarıyla üretim 2,3 bcm düzeyine ulaşmıştır. Sakarya Sahası’ndaki üretim miktarı tüketimin yaklaşık %6’sına karşılık gelmektedir.¹¹ Şekil 6 incelendiğinde yerli üretimin, 2020 sonrası Sakarya Gaz Sahası devreye girdikçe belirgin biçimde arttığını görülmektedir. Enerji Bakanlığı’nın açıklamalarına göre bugün 4 milyon hanenin ihtiyacı Sakarya’dan karşılanmakta olup bunun

¹¹ EPDK (2025). Doğal Gaz Piyasası 2024 Yılı Sektör Raporu. EPDK. s.13.

<https://www.epdk.gov.tr/Detay/Icerik/3-0-94/doğal-gazyillik-sektor-raporu>

2028’de bunun 16 milyon haneye çıkması hedeflenmektedir.¹² Sakarya keşfi yerli üretim açısından tarihi bir eşik yaratmakla birlikte, hacimsel olarak Türkiye’nin arz güvenliği sorununu kökten çözecek büyüklüğe ulaşmış değildir.

Türkiye’nin arz güvenliği politikasında depolama, yerli üretimden daha merkezi bir yer tutmaktadır. İlk büyük tesis olan Kuzey Marmara-Değirmenköy (Silivri), 1999’da BOTAŞ-TPAO iş birliğiyle planlanmış, 2007’de devreye alınmış ve 2023 itibarıyla kapasitesi 1 bcm’den 4,6 bcm’ye çıkmıştır. Silivri bugün “Avrupa’nın deniz altındaki en büyük depolama tesisi” olarak anılmaktadır.

İkinci büyük tesis Tuz Gölü Yeraltı Depolama Tesisi, 2017’de faaliyete geçmiştir. 2024 faiz itibarıyla tesiste 1,2 bcm depolama kapasitesi, günlük 40 milyon m³ enjeksiyon ve 80 milyon m³ geri üretim kapasitesi bulunmaktadır. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanı Bayraktar’ın 23 Kasım 2025’te yaptığı açıklamaya göre Tuz Gölü Yeraltı Depolama Tesisi’nin kapasitesi 1,7 bcm’ye çıkmıştır.¹³

Son kapasite artırımıyla beraber her iki tesis birlikte değerlendirildiğinde Türkiye’nin toplam depolama kapasitesi 6,3 bcm olup, bu miktar yıllık tüketimin %12,6’sına denk gelmektedir. Depolamanın tamamı BOTAŞ mülkiyetindedir.

2016 sonrası dönemde devreye alınan Aliğa (Etki Liman) ve Dörtöl (BOTAŞ) FSRU tesisleri, Türkiye’nin kısa vadeli LNG ithalat kapasitesini önemli ölçüde artırmıştır. 2024’te işletmeye giren Saros FSRU ise 4,5 bcm/yıl yeniden gazlaştırma kapasitesiyle üçüncü aktif FSRU olarak sisteme dahil olmuştur. Bu tesisler, özellikle kış aylarında tüketim artışlarını dengeleyerek Türkiye’nin arz güvenliğinde operasyonel bir “esneklik katmanı” yaratmıştır.

Sonuç olarak, TAPO’nun 1970’lerde başlattığı yerli üretim arayışı uzun yıllar boyunca sınırlı kalmış olsa da Sakarya Gaz Sahası ile ilk kez ölçekli bir ulusal üretim ivmesi yakalanmıştır. Depolama tarafındaysa BOTAŞ öncülüğünde kurulan Silivri ve Tuz Gölü tesisleri, Türkiye’nin enerji güvenliği stratejisinde en kritik bileşenler haline gelmiştir. Ancak üretim, depolama ve FSRU kapasitesinde yaşanan artışlara rağmen Türkiye’nin doğal gaz arz güvenliği politikası, hâlen yüksek oranda ithalata bağımlı yapısının ötesine geçebilmiş değildir.

Üretim ve depolama kapasitesi bir bütün olarak değerlendirildiğinde Türkiye’nin yerli üretiminde, Sakarya Gaz Sahası gibi önemli bir eşik yakalanmış; depolama ve FSRU yatırımlarıyla arz güvenliği altyapısı güçlendirilmiştir. Ancak bu olumlu resimde bazı eksiklikler de mevcuttur. İlk olarak yerli üretim hâlâ toplam tüketimin çok küçük bir bölümünü karşılamaktadır. İkincisi, depolama kapasitesi artmış olsa da karar alma ve işletme tekeli BOTAŞ’tadır. Son olarak FSRU’lar esneklik yaratmış olsa da piyasa yapısının rekabetçi dönüşümü sınırlıdır.

¹² Bayraktar, A. (2025). En Büyük Doğal Gaz Keşfinin 5’inci Yılı. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı. <https://enerji.gov.tr/haber-detay?id=21555>

¹³ Altuntaş M. (2025). Türkiye kışa hazır: Doğal gaz depolama kapasitesi 6,3 milyar metreküpe ulaştı. Enerji Haber. <https://enerjihaber.com/turkiye-kisa-hazir-dogal-gaz-depolama-kapasitesi-63-milyar-metrekupe-ulasti>

SONUÇ

Bu bölümde ortaya konan tablo, Türkiye’nin son on yılda doğal gaz altyapısı ve tedarik çeşitliliği açısından önemli bir kapasite artışı sağladığını göstermektedir. LNG altyapısının genişlemesi, FSRU yatırımları, yeniden ihracat hakkı içeren yeni nesil sözleşmeler, swap düzenekleri ve artan ihracat hacmi, Türkiye’ye arz güvenliği ve müzakere gücü açısından kayda değer bir esneklik kazandırmıştır. Buna karşılık doğal gaz piyasasının kurumsal mimarisi, ithalat, iletim, depolama ve fiyatlama başlıklarında hâlen büyük ölçüde BOTAŞ merkezli bir yapı üzerine kuruludur.

Bu yapı, fiziksel kapasite ile piyasa işleyişi arasındaki mesafenin açılmasına neden olmaktadır. Fiyatların büyük ölçüde kamusal tarifelerle belirlenmesi, EPIAŞ spot piyasasının düşük likiditesi ve sınırlı katılımcı tabanı, rekabetçi ve şeffaf bir fiyat oluşumunun gelişmesini engellemektedir. Dolayısıyla Türkiye, altyapı açısından bir enerji koridoru kimliğini güçlendirmiş olsa da piyasa yönetişi bakımından işleyen bir ticaret merkezi niteliğine henüz ulaşabilmiş değildir.

Bu iç piyasa tablosu, Türkiye’nin gaz merkezi vizyonunun yalnızca teknik ve ticari değil; aynı zamanda düzenleyici uyum, yönetim kalitesi ve dış koşullarla birlikte değerlendirilmesi gerektiğini ortaya koymaktadır. Bir sonraki bölümde, iklim hedefleri, Avrupa Birliği’nin yeni gaz ve hidrojen düzenlemeleri, küresel LNG arz dalgası ve jeopolitik rekabetin Türkiye’nin bu vizyonunu nasıl sınırlandırdığı ele alınacaktır.