



Gaz Merkezi Vizyonu: AB'nin Yeni Enerji Rejimi, Doğu Akdeniz Rekabeti ve Küresel LNG Dalgası Işığında Türkiye'nin Yol Haritası

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

Giriş.....	3
1. Bölüm: Türkiye'nin Doğal Gaz Hedefi Olmak Hedefi: Fırsatlar ve Riskler.....	3
1.1.Türkiye'nin İklim Hedefleri ve Enerji Geçişi: Fırsatların ve Risklerin Dengelemesi	4
1.1.1. Güncel Enerji Güvenliği Konsepti ve Türkiye'nin Gaz Merkezi Vizyonu	4
1.1.2. İklim Hedefleri, Enerji Geçişi ve Gaz Merkezi Hedefi	6
1.2. Sınırlar: AB'nin Yeni Enerji Rejimi ve Türkiye'nin Uyumsuzluğu.....	8
1.3. Türkiye: Zorunlu Geçişten Alternatif Güzergâha.....	11
1.3.1.IMEC: Türkiyesiz bir bağlantı haritası	11
1.3.2.EuroAsia ve EuroAfrica Enterkoneksiyonları: Elektrik diplomasisinin yeni ağı	13
1.3.3. Kıbrıs Anlaşmazlığı: Enerjideki jeopolitik sabite.....	14
1.3.4.Doğu Akdeniz Gaz Forumu (EMGF): Kurumsal dışlanmanın zemini	14
1.3.5.Arap Gaz Boru Hattı ve Kalkınma Yolu: Koridor Rekabeti.....	15
1.4. Küresel Gaz Talebinde Dönüşüm, Arz Dalgası ve Fiyat Riski	15
1.4.1.Küresel Talep: Zirve Bu On Yılda	16
1.4.2. Arz: 2026-2030 LNG Dalgası	16
1.4.3. Fiyat Dinamikleri: Aşağı Yönlü Baskı ve Yüksek Oynaklık	17
1.4.4.Türkiye Açısından Sonuç: LNG Al-Sat Modelinin Daralan Marjı	17
2. Bölüm: Politika Önerileri.....	18
Sonuç	22
Kaynakça.....	24

Tablolar Listesi

Tablo 1: Politika Önerileri.....	21
---	-----------

Şekiller Listesi

Şekil 1: Toplam Sera Gazı Emisyonları (Mt CO₂ eşd.)	6
Şekil 2: Sektörlere Göre Sera Gazı Emisyonları, 2023	6
Şekil 3:IMEC Güzergâh Haritası	12
Şekil 4: EuroAfrica Interconnector Haritası	13

Giriş

Türkiye'nin doğal gazda "merkez ülke" olma hedefi, son yıllarda hız kazanan altyapı yatırımları, tedarik anlaşmaları ve artan giriş kapasitesi sayesinde fiziksel açıdan daha görünür hale gelmiştir. Ancak bu hedefin sürdürülebilir ve işlevsel bir stratejiye dönüşüp dönüşmeyeceği, boru hatları ya da LNG terminallerinin toplamından çok daha fazlasına bağlıdır. Bir ülkeyi gaz merkezine taşıyan asıl zemin, yalnızca gazın geçtiği bir coğrafya olmak değil; fiyatın oluştuğu, ticaretin güven verdiği, kuralların öngörülebilir olduğu ve piyasanın küresel şoklara dayanabildiği bir kurumsal mimari kurabilmektir. Bu çerçevede Türkiye'nin gaz merkezi iddiası, yalnızca iç düzenlemeler ve teknik kapasite üzerinden değil, giderek daha belirleyici hale gelen küresel ve bölgesel dinamikler ışığında değerlendirilmek durumundadır.

Önümüzdeki dönemin temel belirleyicisi, küresel LNG kapasitesinde 2026 sonrasında devreye girmesi beklenen arz dalgası ile Avrupa'da gaz talebinin yapısal olarak gerilemesi arasındaki yeni denge olacaktır. Arz fazlasının kısa vadede ithalatçı ülkeler için maliyet avantajı üretmesi muhtemel görünse de orta ve uzun vadede bu gelişme yeniden ihracat hedefleri açısından rekabeti sertleştiren, marjları daraltan ve fiyat oynaklığını artıran bir piyasa düzenine işaret etmektedir. Bu tablo, Türkiye'nin gaz merkezi hedefini daha fazla hacim üzerinden değil; ticari erişim, piyasa güvenilirliği ve regülasyon uyumu üzerinden yeniden tanımlamasını zorunlu kılmaktadır.

Bu bölüm, Türkiye'nin gaz merkezi vizyonunu hem mümkün kılan fırsatları hem de kırılganlaştıran riskleri birlikte ele alarak hedefin hangi iç ve dış koşullar altında ilerleyebileceğini analiz etmektedir. Bu doğrultuda ilk olarak enerji güvenliği kavramının geçirdiği dönüşüm ve Türkiye'nin resmi politika belgelerinde bu dönüşümün ne ölçüde karşılık bulduğu değerlendirilmektedir. Ardından NDC 3.0 ile görünür hale gelen emisyon azaltım yükümlülükleri ve 2053 net sıfır hedefi çerçevesinde doğal gazın "geçiş yakıtı" niteliğinin Türkiye'nin merkez iddiasını hangi açılardan yeniden sınırlandırdığı tartışılmaktadır. Bunu takiben AB'nin yeni enerji rejiminin yarattığı regülasyonel ve ticari sınırlar, Doğu Akdeniz ve yeni koridor projeleriyle güçlenen "alternatif güzergâh" dinamiği ile küresel arz-talep dönüşümünün fiyat ve kârlılık üzerindeki etkileri birlikte ele alınmaktadır.

Bu bölüm aynı zamanda raporun önceki bölümlerinde ortaya konan tespitleri bir araya getirerek "Türkiye ne yapmalı?" sorusuna yanıt üreten bir politika çerçevesi sunmaktadır. Hub ve gaz merkezi ayrımı üzerinden hedefin kavramsal sınırlarının çizildiği ve iç piyasa yapısı ile yönetim kapasitesinin değerlendirildiği önceki bölümlerdeki bulgular, bu aşamada küresel piyasa koşulları ve AB'nin sıkılaşan enerji mimarisıyla birlikte ele alınmaktadır. Böylece teknik kapasite, piyasa işleyişi, iklim hedefleri ve bölgesel jeopolitik dengelerini birlikte gözetken kısa, orta ve uzun vadeli politika önerileri için analitik zemin oluşturulmaktadır. Sonuç olarak bu yaklaşım, gaz merkezi vizyonunu transit ülke söylemiyle sınırlı bir hedef olmaktan çıkarak piyasa bütünlüğü ve uzun vadeli uyum ekseninde yeniden düşünmeyi amaçlamaktadır.

1. Bölüm: Türkiye'nin Doğal Gaz Hedefi Olmak Hedefi: Fırsatlar ve Riskler

Türkiye'nin son yıllarda attığı adımlar fiziksel altyapı, tedarik anlaşmaları ve gaz akış kapasitesi bakımından olumlu bir tablo sunsa da bir ülkeyi gaz merkezine dönüştüren asıl zeminin yalnızca boru hatları ya da LNG terminalleri olmadığı açıktır. Fiyatların nasıl oluştuğu, küresel arz-talep dengesinin hangi yönde evrildiği, piyasalardaki rekabetin ne kadar sertleştiği ve

bölgesel projelerin Türkiye'nin ticaret alanını nasıl etkilediği gibi dış dinamikler giderek belirleyici hâle gelmektedir.

Önümüzdeki dönemde küresel LNG kapasitesinin hızla genişlemesi, 2026'dan itibaren devreye girecek yeni tesislerle birlikte arzın talep büyümesini geride bırakacağı bir evreye işaret etmektedir. Bu durum kısa vadede Türkiye gibi ithalatçı ülkeler için maliyet avantajı yaratabilecek olsa da orta ve uzun vadede yeniden ihracat hedefi açısından rekabetin keskinleşeceği daha sıkışık bir piyasa düzenine doğru gidildiğini göstermektedir.

Bu tablo, Türkiye'nin gaz merkezi olma iddiasının yalnızca iç düzenlemeler ve teknik kapasiteyle sınırlı olmadığını ortaya koymaktadır. Bu iddianın başarısı; Türkiye'nin enerji güvenliği konseptindeki dönüşümü ne ölçüde yakalayabildiğine, iklim hedefleriyle gaz merkezi vizyonu arasında nasıl bir uyum köprüsü kurduğuna ve AB gaz piyasasında yaşanan dönüşümün Türkiye açısından ne tür pazar sınırları yaratacağına bağlıdır.

Ayrıca IMEC ve Irak Kalkınma Yolu gibi yeni koridor projelerinin ticari akışları nasıl yeniden şekillendireceği ile küresel gaz piyasasının önümüzdeki on yılda nasıl bir fiyatlama ve güç dağılımına evrileceği de bu değerlendirmede belirleyici olacaktır.

Bu bölüm, tam da bu nedenle, Türkiye'nin iddiasını sınanan iç ve dış koşulları masaya yatırarak bir sonraki bölümde ele alınacak olan "Ne yapılabilir?" sorusunun çerçevesine katkı sunacaktır. Değinilen yol haritası uyarınca, "Türkiye'nin doğal gaz merkezi olmasını risk atan faktörler nelerdir?" sorusundan hareketle iç ve dış koşulların belirleyiciliğine odaklanacak ve Türkiye'nin merkez olma iddiasını küresel enerji sisteminin iklim değişikliğiyle mücadeleyi de gözeterek geçirdiği dönüşüm ışığında yeniden değerlendirecektir.

1.1.Türkiye'nin İklim Hedefleri ve Enerji Geçişi: Fırsatların ve Risklerin Dengelemesi

Gaz merkezi tartışmasının güncel dinamikler ve değişen politika koşulları ışığında ele alınabilmesi için yalnızca fiziki altyapı ya da tedarik çeşitliliğine odaklanmak yeterli olmamaktadır; Türkiye'nin enerji güvenliği anlayışının nasıl şekillendiği ve bu yaklaşımın iklim politikalarıyla ne ölçüde uyum gösterdiği de politik bütünlüğün önemli bir parçasını teşkil etmektedir. Enerji güvenliğinin klasik arz temelli tanımı ile enerji dönüşümünün hızlanan gereklilikleri arasındaki ayrışma, doğal gazın sistemdeki konumunu ve merkez olma iddiasının sürdürülebilirliğini doğrudan etkilemektedir. Bu nedenle izleyen alt başlıklarda enerji güvenliği kavramının geçirdiği dönüşüm ele alınmakta, ardından NDC 3.0 ile belirginleşen emisyon azaltım yükümlülükleri ve 2053 net sıfır hedefinin gaz merkezi vizyonunu hangi açılardan yeniden çerçevelemekte olduğu değerlendirilecektir.

1.1.1. Güncel Enerji Güvenliği Konsepti ve Türkiye'nin Gaz Merkezi Vizyonu

Türkiye'nin doğal gazda merkez ülke olma tartışması temelde enerji güvenliğinin nasıl tanımlandığı ve bu yaklaşımın iklim politikaları ile ne ölçüde uyumlu olduğu sorusuna dayanır. Gaz merkezi vizyonunun gerçekçiliği ve sürdürülebilirliği, enerji güvenliği kavramının hangi ana sütunları içerdiği ve hangilerini dışarıda bıraktığı ile doğrudan ilişkilidir.

Enerji güvenliği kavramı 1973 Petrol Krizi'nin ardından uzun yıllar boyunca arz sürekliliği, kaynak çeşitliliği ve fiyat istikrarını odağa alan üç ana sütun üzerinden şekillenmiştir. Ancak iklim değişikliği ile mücadele, özellikle Paris Anlaşması sonrasında, enerji güvenliğini yalnızca bu unsurlar üzerinden tanımlamayı eksik kılan yeni bir dönemi başlatmıştır.¹ Paris Anlaşması

¹ Pınar İpek. (2025). Türkiye'nin Enerji Güvenliği ve Bağlantısallık: Enerji Dönüşümü ve Yeni Enerji Jeopolitiğinde Orta Koridor ve Irak Kalkınma Yolu'nun Önemi. Küresel Stratejik Öngörü. No.5. Global Akademi. s.2 https://www.globacademy.org/wp-content/uploads/2025/10/Pinar-Ipek_SON_7-ekim-2025.pdf

taraf ülkelerin enerji politikalarına “enerji dönüşümü”nü entegre etmelerini zorunlu kılarken güvenliğin düşük karbonlu kalkınma perspektifiyle yeniden inşa edilmesi gerektiğini ortaya koymuştur. İklim alanında yaşanan bu köklü yeniden yapılanma karşında Uluslararası Enerji Ajansı (IEA) enerji güvenliğini tüm enerji kaynaklarına güvenilir ve makul fiyatlarla erişebilme kapasitesi olarak tanımlamakta ve bu erişimin iklim hedefleriyle uyumlu olması gerekliliğini vurgulamaktadır. İklim hedeflerini gözetken bu yeniden tanımlamayla enerji güvenliği hem kesintisiz arzı hem de karbon yoğunluğunun azaltılmasını içeren bütüncül bir politika alanına dönüşmüştür.²

Bugünün gerçekliği içinde enerji güvenliğini basitçe şöyle tanımlanabilir: Enerjinin (kaynağın) güvenilir, makul maliyetlerle ve tek bir tedarikçiye bağımlı kalmadan temin edilmesi, ancak bu sürecin aynı zamanda iklim değişikliğiyle mücadele taahhütleriyle uyumlu ve karbonsuzlaşma yol haritasına entegre biçimde yürütülmesi.

Küresel düzlemde yaşanan bu değişim karşında Türkiye’nin enerji güvenliğini ele alış perspektifi açısından resmi politika belgelerine bakıldığında güçlü bir süreklilik ve aynı ölçüde belirgin bir çelişki dikkat çekmektedir. Belgelerin hemen hepsi 2053 net sıfır hedefine atıf yapmasına rağmen uygulama düzeyinde enerji güvenliği hâlâ arzın sürekliliği, fiyat istikrarı ve yerli kaynak kullanımına dayalı klasik güvenlik anlayışı etrafında şekillenmektedir. Türkiye Ulusal Enerji Planı, bu durumun en görünür örneğidir. Plan enerji dönüşümünü değil, ekonomik büyümeyi ve yerli kaynak kullanımını önelemekte, yerli kömür santrallerinin önemini koruduğunu belirtmekte ve doğal gaz kurulu gücünün 2035’te 35,4 GW’a yükseltilmesini öngörmektedir.³ Belgede, söz konusu artış yenilenebilir kaynakların üretimdeki dalgalanmaların dengelenmesi gerekçesiyle açıklansa da gazın geçici değil, kalıcı bir güvenlik bileşeni olarak görüldüğü anlaşılmaktadır. Başka bir anlatımla gaz üretimde artış ve kömürle ilerleme stratejisi açıktır ki doğrudan enerji güvenliğinin klasik tanımının esas alındığını işaret etmektedir. Enerji güvenliğinin klasik tanımının baz alınmasının bir diğer yansıması, yenilenebilir kaynakların sistemde üstlendiği asli rolle de ilişkilidir. Metin incelendiğinde yenilenebilir yatırımlar dışa bağımlılığın azaltılması ve arz sürekliliğinin sağlanması ekseninde değerlendirilmekte; emisyon azaltımı veya karbonsuzlaşmaya yönelik bir sistematik sunulmamaktadır.

Diğer önemli bir belge olan Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığının 2035 Yenilenebilir Enerji Yol Haritası da güneş ve rüzgar kapasitesinde güçlü artış hedeflese de bu kapasiteyi karbonsuzlaşmanın değil, arz güvenliğinin bir aracı olarak çerçevelemektedir.⁴

Dışişleri Bakanlığının Uluslararası Enerji Stratejisi ise daha dar bir zemine dayanmıştır. Belge, doğal gazı bölgesel nüfuzun bir unsuru olarak ele almakta ve enerji güvenliğini jeopolitik düzlemde tanımlamaktadır. Bu bakış açısında da iklim taahhütleri ikincil bir konumda yer almaktadır.⁵

On İkinci Kalkınma Planında da benzer bir çerçeve mevcuttur. Planda arz güvenliği, yerli gazın ekonomiye kazandırılması ve kaynak çeşitliliğinin artırılması ön planda tutulmakta, fosil yakıtlardan çıkış takvimi veya karbon yoğunluğunu azaltmaya yönelik bir yol haritası

² International Energy Agency. (2022). Energy security in energy transitions. World Energy Outlook 2022.

<https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2022/energy-security-in-energy-transitions>

³ Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı (2022). Türkiye Ulusal Enerji Planı. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı.

https://enerji.gov.tr/Media/Dizin/EIGM/tr/Raporlar/TUEP/Türkiye_Ulusal_Enerji_Planı.pdf

⁴ Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı (2024). Enerji Geçişi: Yenilenebilir Enerji 2035. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı.

https://enerji.gov.tr/Media/Dizin/BHIM/tr/Duyurular/Yenilenebilir%20Enerjide%202035%20Yol%20Haritası%20Lan%20Sunumu_202410221014.pdf

⁵ Dışişleri Bakanlığı. (2025). Türkiye’nin Uluslararası Enerji Stratejisi. Dışişleri Bakanlığı.

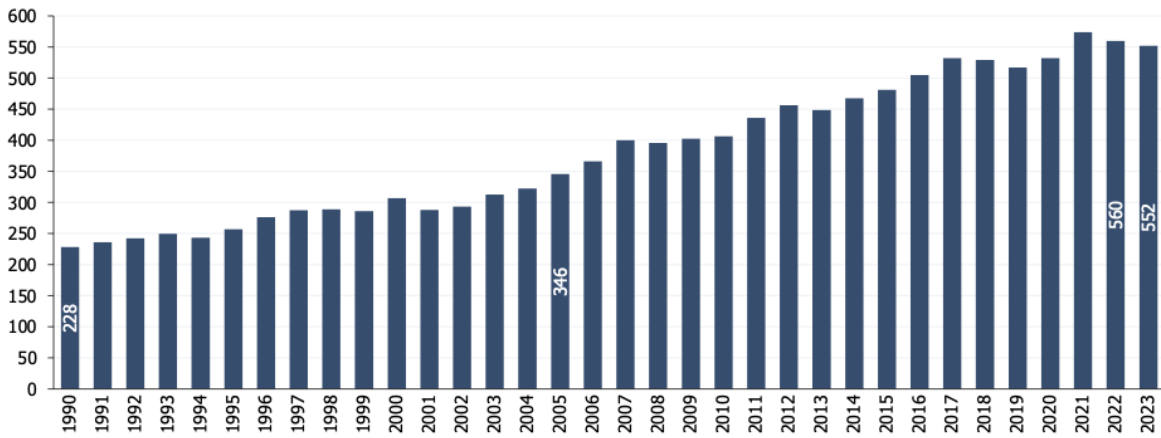
https://www.mfa.gov.tr/turkiye_nin-enerji-stratejisi.tr.mfa

sunulmamaktadır.⁶ Son olarak mercek altına alınan Enerji Verimliliği 2030 Stratejisi de ekonomik tasarruf ve enerji yoğunluğunun azaltılmasını önelemekte, karbonsuzlaşmayı güvenliğin temel bileşenlerinden biri olarak değerlendirmemektedir. Nitekim belgelerdeki bu dar yaklaşım pek çok uzman tarafından da eleştirilmiştir.⁷

1.1.2. İklim Hedefleri, Enerji Geçişi ve Gaz Merkezi Hedefi

Türkiye'nin enerji güvenliği yaklaşımı ve bu zeminde inşa ettiği doğal gaz merkezi vizyonu, 9 Kasım 2025'te açıklanan NDC 3.0 ile daha görünür hâle gelen sınırlar ve zorunluluklar çerçevesinde yeniden değerlendirilmelidir. NDC 3.0 Türkiye'nin 2035 yılına kadar BAU senaryosuna göre 466 Mt CO₂ eşdeğeri azaltım yaparak toplam emisyonları 643 Mt seviyesinde sınırlama taahhüdünde bulunduğunu ortaya koymaktadır.⁸

Şekil 1: Toplam Sera Gazı Emisyonları (Mt CO₂ eşd.)



Kaynak: TÜİK, TEPAV Görselleştirmeleri

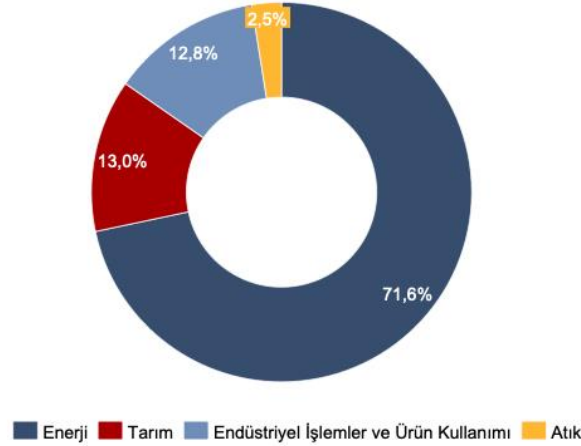
TÜİK verileri incelendiğinde, Şekil 7'nin de gösterdiği üzere Türkiye'nin toplam sera gazı emisyonu 1990'daki 228,4 Mt seviyesinden 2023'te 552,2 Mt'a yükselmiş, böylece yaklaşık yüzde 142 oranında artmıştır. Emisyonlar sektörel olarak ele alındığında enerji sektörünün hem toplam içindeki ağırlığı hem de artış hızının genel eğilimden ayrıştığı görülmektedir.

Şekil 2: Sektörlere Göre Sera Gazı Emisyonları, 2023

⁶ T.C. Cumhurbaşkanlığı Strateji ve Bütçe Başkanlığı (2023). İkinci Kalkınma Planı (2024-2028). T.C. Cumhurbaşkanlığı Strateji ve Bütçe Başkanlığı. https://www.sbb.gov.tr/wp-content/uploads/2023/12/On-Ikinci-Kalkinma-Plani_2024-2028_11122023.pdf ss.105-108.

⁷ T.C. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı. (2024). Enerji Verimliliği Eylem Planı. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı. https://enerji.gov.tr/Media/Dizin/BHIM/tr/Duyurular/TurkiyeninEnerjiVerimliliği2030StratejisiVeUlusalEnerjiVerimliliğiEylemPlanı_202401161407.pdf

⁸ T.C. Çevre, Şehircilik ve İklim Değişikliği Bakanlığı (2025). Republic of Türkiye the Second Nationally Determined Contribution (NDC 3.0). UNFCCC. <https://unfccc.int/sites/default/files/2025-11/The%20Second%20NDC%20of%20Türkiye.pdf>



Kaynak: TÜİK, Tepav Görselleştirmeleri

Şekil 8’de yer alan sektörel dağılım, enerji sektörünün 2023 itibarıyla toplam emisyonların %71,6’sını oluşturduğunu göstermektedir. Bu tablo, Türkiye’nin emisyon profilinin neredeyse tamamına yakınının enerji üretimi ve tüketimi tarafından şekillendiğini ortaya koymaktadır.

Ayrıca enerji sektörü yalnızca toplam emisyonlarda belirleyici konumda değildir; aynı zamanda diğer sektörlerle paralellik gösteren ivmeli bir artış eğilimi de sergilemektedir. Nitekim 1990’a kıyasla enerji sektörü kaynaklı emisyonlar %176 oranında yükselmiştir. Bu durum mevcut enerji sisteminin karbon yoğunluğunun yıllar içinde azalmadığı, aksine artmaya devam ettiği anlamına gelmektedir. Dolayısıyla NDC 3.0 hedeflerinin yakalanması, enerji sektöründe yapısal bir dönüşüm olmadan mümkün görünmemektedir.

Enerji dönüşümü ve iklim hedefleri açısından Türkiye’nin enerji karışımında yenilenebilir kapasitenin artması, bu açıdan önemli bir fırsat sunmaktadır. Enerji Bakanlığı verilerine göre, Türkiye’nin kurulu gücünde yenilenebilir enerjinin payının %60 seviyesine ulaşması uzun dönemli iklim hedefleri bakımından güçlü bir fiziksel altyapı oluşturmaktadır.⁹ Bununla birlikte elektrik üretiminde doğal gazın şebeke esnekliği, puant talebin karşılanması ve arz güvenliği açısından merkezi rolü devam etmektedir. Kurulu güçteki yenilenebilir ağırlığının üretim tarafına aynı ölçüde yansımaması enerji dönüşümünün henüz sistemik bir karbonsuzlaşma aşamasına ulaşmadığını göstermektedir. Bu nedenle Türkiye’nin yenilenebilir potansiyeli kritik bir fırsat alanı yaratmakla birlikte enerji planlamasının NDC 3.0 hedefleri ile daha uyumlu bir ekseninde şekillendirilmesi gerekmektedir.

Türkiye’nin gaz merkezi hedefi açısından belirleyici unsurlardan bir diğeri, doğal gazın enerji sistemindeki rolünü ve gelecekteki sınırlılıklarını doğru okumaktır. Gazın, petrol ve kömüre kıyasla daha düşük karbon yoğunluğuna sahip olması, Türkiye dahil birçok ülkede doğal gazın geçiş yakıtı olarak sınıflandırılmasına yol açmıştır. Ancak doğal gaz neticede bir fosil yakıttır ve Türkiye’nin emisyon profilini belirgin biçimde etkilemeyi sürdürmektedir. Dahası, geçiş yakıtı kavramı doğası gereği geçici bir döneme işaret eder. Enerji dönüşümünün hızlandığı bir süreçte gazın sistemdeki ağırlığının zamanla azalması ve üretim yapısında yenilenebilir kaynakların daha kapsayıcı bir rol üstlenmesi beklenen bir yönelimdir. Bu çerçevede

⁹ T.C. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı (2025). Türkiye’nin Elektrik Kurulu Gücü 120 Bin Megavatı Aştı. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı. <https://enerji.gov.tr/haber-detay?id=21563#:~:text=Toplam%20elektrik%20kurulu%20gücünde%20yenilenebilir,11%2C4'e%20ulaştı.&text=Türkiye'nin%20elektrik%20kurulu%20gücü%2C%20120%20bin%20163%20megavata%20ulaştı>

Türkiye'nin gaz merkezi hedefi yalnızca fiziki altyapı kapasitesi üzerinden değil, doğal gazın uzun vadede sınırlı bir role sahip olduğu enerji sistemine uyum sağlama gerekliliği üzerinden de yeniden değerlendirilmelidir.

Özetlemek gerekirse Türkiye'nin gaz merkezi vizyonu, enerji güvenliğinin klasik arz temelli yaklaşımı ile NDC 3.0 kapsamındaki karbon azaltım hedefleri arasında oluşabilecek uyumsuzluk nedeniyle stratejik bir risk alanı taşımaktadır. Enerji sektörünün toplam emisyonların %71,6'sını oluşturduğu mevcut yapıda gaz talebine dayalı bir merkez stratejisinin enerji dönüşümünün gerektirdiği emisyon azaltım temposuyla çelişmesi hem NDC taahhütlerinin uygulanmasını hem de merkez olma hedefinin sürdürülebilirliğini zayıflatabilir. Dolayısıyla merkez olma çerçevesi, enerji dönüşümü ve karbon yönetimi ile uyumlu bir politika çerçevesine dayanan daha bütüncül bir yaklaşım gerektirmektedir.

Var olan bu tabloya son olarak Türkiye'nin 2026'da COP 31'e ev sahipliği yapması eklenmiştir. Tüm odağın Antalya'ya çevrileceği bu toplantı uyarınca iklim politikalarının uluslararası görünürlüğünü artırmakta ve NDC 3.0 hedefleri ile ulusal enerji politikaları arasındaki uyum ihtiyacını daha da belirgin hale getirmektedir. Bu süreç Türkiye'nin hem emisyon azaltım yükümlülükleriyle tutarlı hem de enerji dönüşümünü hızlandıran bir politika yönelimi geliştirmesini zorunlu kılmaktadır.

Çizilen bu çerçeve üzerinden bir sonraki bölümde Türkiye-AB ilişkilerinde gaz merkezi söyleminin nasıl konumlanacağı sorusu, Brüksel'in yeni mevzuat mimarisi dikkate alınarak Türkiye'nin gaz merkezi vizyonu açısından ortaya çıkan uyum açığı üzerinden yanıtlanacaktır.

1.2. Sınırlar: AB'nin Yeni Enerji Rejimi ve Türkiye'nin Uyumsuzluğu

Türkiye'nin "gaz merkezi" hedefi, nihai olarak Avrupa Birliği'nin enerji piyasalarıyla bütünleşmeye dayanır. Ancak AB'nin 2024-2030 döneminde yürürlüğe soktuğu yeni enerji rejimi, Türkiye açısından hem yapısal hem de hukuki düzeyde bir dizi meydan okuma olarak görülebilir. AB içinde yaşanan enerji krizinin ardından Brüksel, yalnızca arz güvenliğini değil; karbon yoğunluğu, menşe doğrulaması ve piyasa bütünlüğü gibi alanları yeniden tanımlamış, yani gaz sistemini köklü biçimde dönüştürmüştür. Ortaya çıkan bu çerçeve, Türkiye'nin "fiziksel merkez"ten "ticari hub"a geçiş hedefiyle doğrudan bir gerilim yaratmaktadır.

AB, 2024'te yürürlüğe giren Hydrogen and Decarbonised Gas Market Package ile gaz piyasasında köklü bir dönüşüm başlatmıştır. Paket, iletim şebekelerinde düşük karbonlu gazlar, biyometan ve hidrojen karışımlarına öncelikli erişim tanımlamış; altyapılarda açık erişim ve veri paylaşımı yükümlülüklerini genişletmiştir. Nihai hedef, 2040 sonrası için mevcut gaz sistemlerini karbonsuz altyapılara dönüştürmektir. Bu aşamadan sonra AB, artık "gaz piyasası" yerine "dekarbonize gaz sistemi" kavramını kullanmaya geçmiştir.

Bu dönüşüm Türkiye açısından iki temel sonuç üretmektedir. İlk olarak, Türkiye'nin gaz piyasasında karbon ayak izi izleme ve doğrulama sistemleri bulunmadığı için AB standartlarına teknik erişim şimdilik mümkün değildir. İkincisi, Türkiye'nin "fiziksel merkez" rolü, AB'nin hızla düşük karbonlu ve hidrojen temelli altyapıya yönelmesiyle birlikte stratejik ağırlığını kaybetmektedir.

Aynı yıl yürürlüğe giren REMIT II Tüzüğü (Regulation on Wholesale Energy Market Integrity and Transparency)¹⁰ enerji piyasalarında manipülasyon, kapasite raporlaması, veri açıklığı ve

¹⁰ European Union (2011). Regulation (EU) No 1227/2011 Of the European Parliament and of the Council of 25 October 2011 on wholesale energy market integrity and transparency. EUR-Lex. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:32011R1227> European Union (2024). Regulation (EU) 2024/1106 of the European Parliament and of the Council of 11 April 2024 amending Regulations (EU) No 1227/2011 and (EU) 2019/942 as regards improving the Union's protection against market manipulation on the wholesale energy market (Text with EEA relevance). EUR-Lex. <https://eur-lex.europa.eu/eli/reg/2024/1106/oj/eng>

denetim alanlarında yeni standartlar tanımlamıştır. REMIT II ile piyasa katılımcılarına, işlem verilerini Avrupa Enerji Düzenleyicileri Ajansı'na (ACER) bildirme yükümlülüğü getirilmiştir. Türkiye ekseninde duruma yaklaşıldığında EPIAŞ henüz uluslararası tanınırlık kazanmadığı ve ACER veri altyapısına entegre olmadığı için, AB piyasasıyla fiyat ve işlem şeffaflığı temelinde bir bağlantı tesis edilememiştir. Bu eksiklik, Türkiye'nin fiyat referansı üretme iddiasını teknik açıdan zayıflatan bir unsur niteliği taşımaktadır.

Avrupa Komisyonu'nun Kasım 2025 tarihli "Communication on EU Enlargement Policy"¹¹ belgesinde Türkiye, enerji faslında "orta düzeyde hazırlıklı (moderately prepared)" olarak sınıflandırılmıştır; ilerleme seviyesi ise "sınırlı ilerleme (limited progress)" şeklinde kaydedilmiştir. Raporda özellikle şu eksiklikler öne çıkmıştır:

- BOTAŞ'ın ayrıştırılması (unbundling) konusunda somut adım atılmaması,
- Fiyatların piyasa temelli oluşumunun sağlanamaması,
- Perakende serbestleşmenin tamamlanamaması,
- Hydrogen & Gas Package ile uyumlu düzenlemelerin yapılmaması.

Avrupa Parlamentosu'nun Ekim 2025'te kabul ettiği menşe sertifikasyonu düzenlemeleri de bu tabloya eklenmiştir.¹² Belgede, Bulgaristan-Türkiye-Rusya hattındaki Strazha-1 ve Strazha-2 giriş noktalarının "Rus gazı varsayımı" kapsamına alındığı belirtilmiştir. Yeni kural, Türkiye'nin gaz ihracatı ve aktarımında menşe belgesi sunmasını zorunlu kılmıştır; aksi takdirde Türkiye üzerinden Avrupa'ya ulaşan tüm gazın otomatik olarak "Rus menşeli" kabul edileceği hükme bağlanmıştır. Bu düzenleme, Türkiye'nin uzun süredir kullandığı "karışım gaz" (*blended gas*) stratejisinin¹³ alanını fiilen daraltmıştır. Ayrıca ACER ve Avrupa Komisyonu, Türkiye ve Azerbaycan üzerinden gerçekleşen tüm akışların doğrulanması ve izlenmesi yükümlülüğünü üstlenmiş; böylece Türkiye'nin hem yeniden ihracat kapasitesi hem de diplomatik manevra alanı belirgin biçimde sınırlanmıştır.

AB içi belge ve kuralların kesinleştiği bir diğer alan, Yeşil Mutabakat sonrasında AB'nin enerji piyasasına dönük geliştirdiği sınırlayıcı ve dönüştürücü mekanizmalardır. Bu çerçevenin Türkiye üzerindeki etkisi özellikle karbon fiyatlama boyutunda belirginleşmiştir. AB Emisyon Ticaret Sistemi'ne (EU ETS), deniz taşımacılığı, ısıtma ve küçük tesislerin dâhil edilmesiyle 2026'da genişleyen bir kapsama geçecek; sistem 2027 itibarıyla tüm yönleriyle işler hâle gelecektir.¹⁴ ETS kapsamındaki bu genişleme, doğal gazın AB enerji karışımındaki konumunu hızla zayıflatacak bir sonuç yaratacaktır. Kapsamın 2026-2027 döneminde genişlemesiyle birlikte gazın AB enerji karışımındaki payı sistematik biçimde düşebilir. Bu durum, Sınırdaki Karbon Düzenlemesi Mekanizması (CBAM) tam olarak yürürlüğe girdiğinde Türkiye'nin gaz bazlı sanayi üretimini AB pazarına taşıırken karbon maliyeti dezavantajıyla karşı karşıya kalması anlamına gelebilir. Türkiye'nin 2026'da başlayacak ulusal ETS'si AB karbon fiyatıyla uyumlu hâle getirilmezse bu fark doğrudan rekabet gücü kaybına dönüşebilir.

¹¹ European Commission. (2025). Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee And the Committee of The Regions. European Commission. https://enlargement.ec.europa.eu/document/download/eb69a890-40d6-4696-801e-612d51709fdd_en?filename=2025%20Communication%20on%20EU%20Enlargement%20Policy.pdf

¹² European Parliament (2025). Report on the proposal for a regulation of the European Parliament and of the Council on phasing out Russian natural gas imports, improving monitoring of potential energy dependencies and amending Regulation (EU) 2017/1938. European Parliament. https://www.europarl.europa.eu/doceo/document/A-10-2025-0195_EN.html

¹³ Blended gas (karışım gaz) ifadesi, Türkiye'nin ithal ettiği doğal gazı farklı kaynaklardan (örneğin Rusya, Azerbaycan, İran ve LNG) harmanlayarak Avrupa'ya ihraç etme stratejisini tanımlar. Bu yöntem, gazın menşesini belirsizleştirerek ticari esneklik sağlamayı amaçlar.

¹⁴ European Commission. (2023). ETS2: buildings, road transport and additional sectors. European Commission. https://climate.ec.europa.eu/eu-action/carbon-markets/ets2-buildings-road-transport-and-additional-sectors_en

İkincisi, AB'nin yeşil dönüşüm ve enerji verimliliği yatırımları sonucunda Birlik içinde doğal gaz talebi hızlı biçimde düşüşe geçmektedir. Komisyon projeksiyonları, 2030'a kadar AB gaz tüketiminde yaklaşık %35'lik bir gerilemeye işaret etmektedir.¹⁵ Yenilenebilir enerji yatırımlarının ölçek büyütmesi, ısı pompalarının yaygınlaşması ve bina yalıtımı programlarının hızlanmasıyla ısıtma amaçlı gaz talebinin her yıl yaklaşık 7 bcm azalacağı öngörülmektedir.¹⁶ Ayrıca elektrifikasyonun farklı sektörlere yayılması, ısıtma ve deniz taşımacılığı gibi, gazın "marjinal yakıt" niteliğini aşındıran bir başka dinamik haline gelmiştir. Bu eğilim, REPowerEU kapsamında hedeflenen 100 bcm'lik gaz talebi azaltımının da ana bileşenini oluşturmaktadır.¹⁷

Ankara'nın Brüksel odaklı bir gaz merkezi olma hedefini sınırlayan bir diğer etken, Türkiye'nin AB enerji yönetimi mekanizmalarının dışında kalmasıdır. AB, bazı komşu ve aday ülkelerle ortak bir enerji pazarı oluşturmak için kurumsal çerçeveler geliştirmiştir. Bunların en bilinen örneği, Balkan ülkeleri ile Ukrayna'nın da içinde yer aldığı *Energy Community Treaty*'dir.¹⁸ AB'nin enerji müktesebatını aday ülkelere taşıyan bu ana kurumsal araca Türkiye taraf değildir.

Türkiye'nin dışarda kaldığı bu denklem, Ankara için AB enerji iç pazarına entegrasyon için gerekli olan hukuki kanalın bulunmadığı anlamına gelir. Başka bir anlatımla, Türkiye'nin AB enerji düzenlemeleriyle uyumu, kurumsal bir bağlayıcılık yerine, yalnızca siyasi diyalog ve teknik temaslar düzeyinde ilerleyebilmektedir.

Rus gazından çıkış sürecinde AB'nin kendi içinde LNG altyapısını güçlendirmesi, Türkiye'nin enerji güvenliği denklemindeki konumunu da yeniden tanımlayan bir diğer başlıktır. Örneklerle açıklamak gerekirse REPowerEU kapsamında geliştirilen yeni LNG terminalleri, özellikle Alexandroupolis LNG ve Revithoussa genişlemesi, AB'nin arz çeşitliliğini artırarak Türkiye'nin transit rolünü "yedek güzergâh" seviyesine çekmiştir. Bu yeniden yapılanma, Ankara'nın uzun süredir vurguladığı "alternatifsiz koridor" pozisyonu, teknik bir zorunluluktan çok jeopolitik öneme dayanan bir argümana indirgemıştır.

Özetle AB'nin yeni enerji rejimi Türkiye açısından üç temel sınır oluşturmaktadır:

- **Regülasyonel sınır:** BOTAŞ'ın kurumsal ayrıştırmasının (unbundling) hayata geçirilmemesi ve EPIAŞ'ın AB piyasasıyla veri bütünlüğü sağlayamaması.
- **Uyum açığı:** Hydrogen & Decarbonised Gas Package, REMIT II ve AB karbon fiyatlama standartlarıyla uyumun tesis edilmemesi.
- **Jeopolitik sınır:** Rus gazına bağımlılığın sürmesi, Energy Community'nin dışında kalınması ve AB'nin LNG altyapısını çeşitlendirmesiyle Türkiye'nin "zorunlu ortak" olmaktan çıkıp "tercihli güzergâh" konumuna gerilemesi.

Temel nitelikleri verilen bu yapılanma ve dönüşüm, Türkiye'nin AB enerji piyasalarına erişimini teknik, hukuki ve jeopolitik üç düzeyde sınırlandırmıştır. AB gaz piyasasına giriş kapısı artık

¹⁵ Eurostat. (2025). *Energy statistics - an overview*. Eurostat. https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Energy_statistics_-_an_overview

¹⁶ Epha (2023). Heat Pumps in Europe: Key Facts & Figures. Epha. https://www.ehpa.org/wp-content/uploads/2023/06/Heat-Pump-Key-Facts-May-2023_compressed.pdf International Energy Agency. (2025.) Energy Sistem: Heating-Overview. IEA. <https://www.iea.org/energy-system/buildings/heating>

¹⁷ International Energy Agency. (2025). Global Energy Review: Natural Gas. IEA. <https://www.iea.org/reports/global-energy-review-2025/natural-gas>

¹⁸ AB ile Batı Balkanlar, Gürcistan, Ukrayna, Moldova arasında ortak bir enerji pazarı kurma hedefine sahip olan Energy Community Treaty, 2006'da imzalandı. Antlaşma, AB'nin enerji müktesebatını (elektrik, gaz, yenilenebilir, çevre, rekabet vb.) Batı Balkanlar, Ukrayna, Moldova ve Gürcistan gibi ülkelere yaymak için kurduğu bir çerçeve niteliği taşıyor. Detaylı bilgi için bkz: European Union. (2006). Energy Community Treaty. Eur-Lex. <https://eur-lex.europa.eu/EN/legal-content/summary/the-energy-community-treaty.html>

yalnızca fiziki kapasiteye değil; karbon politikası, veri şeffaflığı ve yönetim standartlarına uyuma bağlı hâle gelmiştir. Türkiye bu alanlarda ilerleme kaydetmediği sürece, “gaz merkezi” iddiası fiyat referansı yaratamayan, esasen fiziksel bir geçiş noktası niteliğini aşmakta zorlanan bir çerçevede kalacaktır.

1.3. Türkiye: Zorunlu Geçişten Alternatif Güzergâha

Türkiye’nin bulunduğu coğrafi konum, uzun yıllar boyunca yalnızca ekonomi ve ticarete değil, enerji diplomasisinde de “coğrafi zorunluluk” ilkesine dayanmıştır. Enerji kaynaklarının doğuda, talep merkezlerinin batıda yer aldığı klasik denklem, Türkiye’yi vazgeçilmez bir geçiş ülkesi olarak konumlandırmış; bu konumun gaz merkezi hedefi açısından doğal bir avantaj sunduğu düşünülmüştür.

Son dönemde ise Doğu Akdeniz, Orta Doğu ve Güney Avrupa ekseninde ortaya çıkan yeni enerji ve ulaşım projeleri, bu stratejik zemini aşındıran sonuçlar üretecek niteliktedir. Yani, Türkiye artık yalnızca transit bir koridor değil, alternatif güzergâhlarla birlikte değerlendirilen seçeneklerden biri hâline gelme riskiyle yüz yüze kalmıştır.

Pusuladaki bu değişim, küresel gaz ticaretinin artan likiditesiyle doğrudan bağlantılıdır. Likiditedeki artışla beraber piyasalar coğrafyadan ziyade erişilebilirlik, fiyat, esneklik ve sözleşme çeşitliliği üzerinden şekillenmeye başlamıştır. Dahası, boru hattı merkezli jeopolitik rekabet, yerini fiyat şeffaflığına, kontrat esnekliğine ve ticari erişime dayalı piyasa gücüne bırakmaktadır. Böylece transit ülkelerin stratejik değeri sabit olmaktan çıkmakta, pazarların çeşitlenmesiyle birlikte “coğrafi zorunluluk” yerini giderek “ticari tercih”e bırakmaktadır.

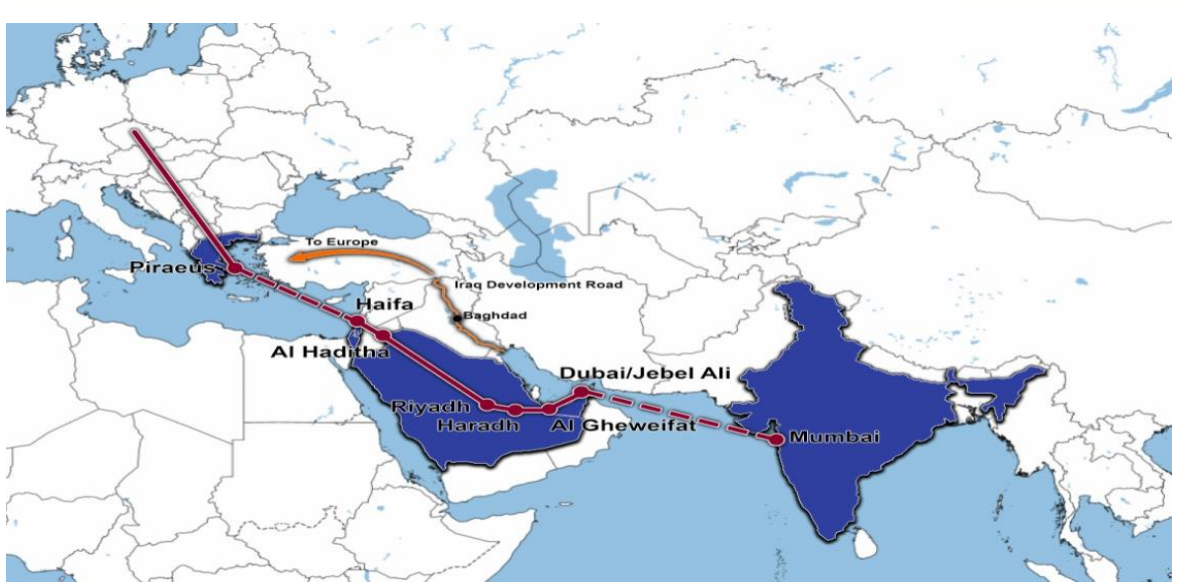
Türkiye açısından bu eğilim, gaz merkezi vizyonunun yalnızca fiziksel kapasiteyle değil, çevresindeki alternatif oluşum ve güzergâhların yarattığı dışsal risklerle birlikte değerlendirilmesini zorunlu kılmaktadır. Bu nedenle, bölgenin enerji ve ulaşım mimarisindeki yeni yönelimleri incelemek, yalnızca gaz politikası bakımından değil, Türkiye’nin enerji, ekonomi ve ticaret hedeflerinin hangi koşullarda karşılık bulabileceğini anlamak açısından da elzemdir.

1.3.1.IMEC: Türkiyesiz bir bağlantı haritası

2023’te G20 Zirvesi’nde açıklanan Hindistan-Orta Doğu-Avrupa Koridoru (IMEC), Türkiye’nin “tüm yolların kesiştiği transit ülke” konumunun artık tartışmalı hâle geldiğini gösteren en somut örneklerden biri niteliğindedir. ABD, AB, Hindistan, Suudi Arabistan ve BAE tarafından desteklenen bu koridor, Şekil 9’da gösterildiği üzere Basra Körfezi’nden başlayıp Arap Yarımadası ve Akdeniz üzerinden Avrupa’ya uzanan güzergaha dayanmakta olup Türkiye’yi dışarıda bırakmaktadır. Hattın enerji ayağındaysa yeşil hidrojen taşımacılığı, elektrik enterkoneksiyonu ve LNG akışları yer almaktadır.¹⁹

¹⁹ Hussain A. ve Shafer N. (2025). The India-Middle East-Europe Economic Corridor: Connectivity in an era of geopolitical uncertainty. Atlantic Council. <https://www.atlanticcouncil.org/in-depth-research-reports/report/the-india-middle-east-europe-economic-corridor-connectivity-in-an-era-of-geopolitical-uncertainty/>

Şekil 3: IMEC Güzergâh Haritası



Kaynak: TEPAV Görselleştirmeleri

IMEC'in bu yapısı, hem Çin'in Kuşak-Yol Girişimi'ne hem de Türkiye'nin Orta Koridor stratejisine alternatif bir güzergâh ortaya koymaktadır.²⁰ Hindistan'dan Suudi Arabistan'a, oradan İsrail ve GKRY üzerinden Avrupa'ya uzanan hat, Türkiye'nin uzun süredir temel dayanak olarak kullandığı "coğrafi zorunluluk" tezini de fiilen geçersiz kılmaktadır. Böylelikle, Ankara'nın enerji diplomasisinde kritik bir dayanak olan "vazgeçilmez transit ülke" yaklaşımı yerini etrafı alternatif güzergâhlarla çevrili bir bölgesel aktör konumuna dönüşme riskiyle karşı karşıya bırakmaktadır.

Bu dönüşümün somutlaşmasının en güncel örneği ise GKRY-İsrail arasında Kasım 2025'te imzalanan enerji mutabakatıdır. Larnaka açıklarından AB pazarına gaz ihracatını hedefleyen bu anlaşma, maliyetine rağmen EastMed²¹ hattının yeniden canlandırılmasına dönük girişimlerin devam ettiğini göstermektedir. EastMed'in ekonomik olarak zayıf bir proje olmasına rağmen siyasi açıdan "Türkiye'siz bir enerji mimarisi" kurma niyeti taşıdığı açıktır.

IMEC'in daha geniş çerçeveden bakıldığında GKRY-İsrail-Yunanistan üçlüsü arasında hem doğal gaz hem de elektrik bağlantılarına dayanan yeni bir jeopolitik eksen ortaya çıkardığı görülmektedir. Üstelik bu yapı, AB tarafından stratejik öncelikli proje olarak tanımlanmakta; Doğu Akdeniz'de enerjiye dayalı yeni bir denge oluşumunu beraberinde getirmektedir.

²⁰ Ergezer E. B. (2024). 2023 Dış Politika Raporu. TEPAV. https://tepav.s3.eu-west-1.amazonaws.com/upload/files/1704704453-6.Dis_Politika_Raporu.pdf

²¹ Eastern Mediterranean (EastMed) Boru Hattı Projesi, İsrail ve GKRY açıklarındaki gazın Girit üzerinden Yunanistan'a, oradan Avrupa'ya taşınmasını hedefleyen; yüksek maliyeti ve jeopolitik riskleri nedeniyle uzun süredir tartışmalı olan bir Doğu Akdeniz gaz boru hattı girişimidir. Detaylı bilgi için bkz: Depa International Project (2014). Eastern Mediterranean Interconnecting Pipeline (EastMed).Depa. <https://depa-int.gr/en/interconnector-pipeline-eastmed/>

1.3.2.EuroAsia ve EuroAfrica Enterkoneksiyonları: Elektrik diplomasisinin yeni ağı

EuroAsia²² ve EuroAfrica²³ enterkoneksiyonları, Doğu Akdeniz'in elektrik boyutunda Türkiye'yi devre dışı bırakan yeni bir altyapı mimarisi ortaya koymaktadır. İsrail-GKRY-Yunanistan ile Mısır-GKRY-Yunanistan hatlarından oluşan bu iki proje, AB'nin TEN-E listesinde "öncelikli altyapı" olarak tanımlanmakta ve Brüksel'in bölgede Türkiye dışı bir elektrik coğrafyası inşa etme eğilimini kurumsallaştırmaktadır.

Şekil 4: EuroAfrica Interconnector Haritası



Kaynak: EuroAfrica Interconnector Project, TEPAV Görselleştirmeleri

Şekil 10'da da gösterildiği üzere proje, Doğu Akdeniz'den Avrupa'ya elektrik akışının 2.000 MW kapasiteli denizaltı kabloları üzerinden yönlendirilmesini temel almaktadır. Bu durum, Türkiye'nin Avrupa elektrik sistemiyle şebeke entegrasyonunu **fiilen zayıflatan** bir sonuç üretmektedir.

Bu enterkoneksiyon mimarisi, GKRY-İsrail-Yunanistan üçlüsü arasında yeni bir elektrik eksenini oluşturarak Türkiye'siz bir Doğu Akdeniz enerji düzeninin güçlenmesine olanak vermektedir. AB'nin projeyi stratejik öncelikli yatırım olarak sınıflandırması, bu eksenin jeopolitik ağırlığını artırmakta ve Türkiye'nin bölgedeki enerji görünürlüğünü aşındıran yeni bir denge ortaya koymaktadır.

²² European Commission (2022). Commission participates in launch of EuroAsia Electricity Interconnector. European Commission. https://commission.europa.eu/projects/ending-energy-isolation-project-common-interest-euroasia-interconnector_en

²³ Offshoreenergy (2022). TSO chiefs meet to discuss EuroAfrica Interconnector. Offshoreenergy. <https://www.offshore-energy.biz/tso-chiefs-meet-to-discuss-euroafrica-interconnector/>

1.3.3. Kıbrıs Anlaşmazlığı: Enerjideki jeopolitik sabite

Doğu Akdeniz’de Mısır ve İsrail’in gerçekleştirdiği büyük gaz keşifleri, bölgedeki enerji faaliyetlerinin hızla yoğunlaşmasına yol açarken diğer aktörlerin de bölgeye yönelik ilgisini artırmıştır. Ancak Türkiye ve KKTC açısından Kıbrıs Meselesi, Doğu Akdeniz enerji denkleminin hem tarihsel arka planını hem de günümüzde geçerliliğini koruyan temel sınırlayıcı unsurunu oluşturmaktadır.

GKRY’nin 2010 sonrasında ilan ettiği Münhasır Ekonomik Bölge (MEB), Türkiye ve KKTC’nin kıta sahanlığı iddialarıyla doğrudan çakışmaktadır. GKRY’nin TotalEnergies ve Eni gibi şirketlere ruhsat vermesi, Türkiye’nin deniz yetki alanlarıyla örtüşen sahalarda fiili bir alan daralması yaratmış; bu durum, Ankara ile Lefkoşa arasındaki gerilimi artıran bir etken haline gelmiştir. AB’nin söz konusu ruhsatlandırma süreçlerini “üye devletin egemen hakları” çerçevesinde tanıması ise, anlaşmazlığın teknik bir tartışmanın ötesine geçerek AB düzeyinde kurumsal bir pozisyona dönüşmesine neden olmuştur.²⁴ Son olarak GKRY ile Lübnan arasında 2007’de imzalanan ancak yürürlüğe girmeyen MEB anlaşması, 26 Kasım 2025’te yeniden imzalanmıştır.²⁵

Oluşan bu denklem uyarınca Türkiye, AB’nin Doğu Akdeniz enerji stratejisinde giderek daha belirgin şekilde dışarıda bırakılan bir konuma itilmiştir. Üstelik, IMEC ve EastMed gibi projeler, GKRY’nin MEB üzerinden kurduğu denklem, bu dışlanmayı yalnızca teknik altyapı tasarımlarıyla değil, aynı zamanda egemenlik temelli bir bölgesel mimariyle pekiştirmektedir.

Bu nedenle Kıbrıs meselesi, mevcut enerji jeopolitiğinde yalnızca siyasi bir ihtilaf değil; Türkiye’nin Doğu Akdeniz enerji diplomasisinde karşısına çıkan kalıcı ve yapısal bir sınır çizgisi niteliği taşımaktadır.

1.3.4. Doğu Akdeniz Gaz Forumu (EMGF): Kurumsal dışlanmanın zemini

2019’da kurulan East Mediterranean Gas Forum (EMGF), Mısır, İsrail, GKRY, Yunanistan, İtalya, Ürdün ve Filistin’in katılımıyla Doğu Akdeniz’de enerji yönetişimini kurumsal bir çerçeveye oturtmuştur. AB ve ABD’nin gözlemci statüsünde yer aldığı bu yapı, Türkiye’nin davet edilmediği bir bölgesel platform niteliği taşımaktadır.

EMGF, bölgedeki toplam üretim kapasitesinin sınırlı olmasına rağmen enerji alanındaki teknik koordinasyonu, ticaret planlamasını ve altyapı stratejilerini ortak bir şemsiye altında toplamayı başarmıştır. Türkiye’nin bu yapının dışında kalması ise Doğu Akdeniz enerji diplomasisinin ağırlıklı olarak ikili ve parçalı müzakerelere dayanmasına yol açmakta; bunun sonucunda Ankara’nın AB ile enerji alanında kurumsal düzeyde eşgüdüm geliştirme imkânı belirgin şekilde daralmaktadır.

²⁴ Arisan Eralp N. (2025). Kıbrıs’ta İki Devlet: Konfederasyon?. TEPAV. https://tepav.s3.eu-west-1.amazonaws.com/upload/files/1763613804107-0.Kbrsta_iki_devlet_konfederasyon.pdf

²⁵ T.C. Dışişleri Bakanlığı (2025). C-21, 27 Kasım 2025, Dışişleri Bakanlığı Sözcüsü Öncü Keçeli’nin Lübnan ile Güney Kıbrıs Rum Yönetimi Arasında İmzalanan Münhasır Ekonomik Bölge Sınırlandırma Anlaşması Hakkındaki Soruya Cevabı. T.C. Dışişleri Bakanlığı. https://www.mfa.gov.tr/sc_-21_-disisleri-bakanligi-sozcusu-oncu-keceli-nin-lubnan-ile-guney-kibris-rum-yonetimi-arasinda-imzalanan-munhasir-ekonomik-bolge-sinirlendirma-anlasmasi-hk-sc.tr.mfa

1.3.5.Arap Gaz Boru Hattı ve Kalkınma Yolu: Koridor Rekabeti

Mısır, Ürdün, Suriye ve Lübnan üzerinden geçen Arap Gaz Boru Hattı, teknik olarak aktif olmasına rağmen güvenlik, altyapı zafiyetleri ve bölgesel kırılğanlıklar nedeniyle kapasitesinin önemli bir kısmını kullanamamaktadır. Bununla birlikte hattın 2024 itibarıyla yeniden faaliyete geçmesi dikkate değerdir. Ayrıca İsrail'den Ürdün ve Mısır'a yönelen gaz akışı da bu hattın bağlantıları üzerinden gerçekleşmektedir. Kapasitesi sınırlı olsa da hattın, IMEC'in enerji ayağıyla birleşebilecek bir potansiyel taşıdığı da göz ardı edilmemelidir.

Öte yandan Türkiye, Irak Kalkınma Yolu (Development Road) projesini önceliklendirmektedir. Basra'yı Türkiye üzerinden Mersin Limanı'na bağlamayı hedefleyen bu girişim, enerji eksenli değil; ağırlıklı olarak lojistik odaklı bir koridor tasarımıdır. Bağdat'ın projede Çin ve Körfez sermayesini öne çıkarması ise Türkiye'nin enerji aktöründen daha çok lojistik ortak rolüne kayma ihtimalini artırmaktadır. Böylece Türkiye ile Arap dünyası arasında iki farklı koridor paradigması belirginleşmektedir: Enerji koridorları ve taşımacılık koridorları.

IMEC, EastMed, EuroAsia, EMGF ve Arap Gaz Boru Hattı gibi girişimlerin ortak özelliği, Türkiye'yi enerji arz zincirlerinin merkezinden çevresine iten bir bölgesel mimari oluşturmalarıdır. Bu girişimlerin her biri teknik olarak Türkiye'yi bypass etse de ortaya çıkan sonuç, daha derin bir jeopolitik dönüşüme işaret etmektedir:

Değinilen bu proje ve hatlar göz önüne alındığında Türkiye artık enerji güvenliği denkleminde “zorunlu güzergâh” değil, “seçenekli aktör” olarak ele alınmaktadır. Ankara'nın uzun süredir dış politikasının temel bileşeni olan “enerji transit üstünlüğü” argümanı da böylece giderek zayıflamaktadır.

Bu eğilim tersine çevrilmedikçe Türkiye'nin “gaz merkezi” vizyonu, dış faktörlerin belirlediği sınırlamalar içinde kalan bir hedef olmayı sürdürecektir. Bununla birlikte, KKTC'de çözüm yanlısı bir yönetimin iş başına gelmesi ve Mısır ile Ürdün'le normalleşme adımlarının atılması, Türkiye'ye bölgesel enerji diplomasisinde dengeleyici bir pozisyon üstlenme imkânı sunmaktadır. Ankara'nın Doğu Akdeniz'de “çatışan değil eklemlenen” bir yaklaşım benimsemesi, IMEC ve EastMed gibi projelerle rekabeti azaltarak tamamlayıcı koridorlara dönüşüm ihtimalini de güçlendirebilir.

Yeni dönemde koridorlar arasındaki rekabet yalnızca enerji akışlarını değil, küresel ticaretin yönünü de belirleyen temel unsur haline gelmektedir. Türkiye açısından avantaj, enerji geçişindeki konumunun yanı sıra ticaret akışlarında jeoekonomik esneklik üretme kapasitesidir. Ancak bu avantajın sürdürülebilirliği, dış dinamiklerin yanı sıra Türkiye'nin kendi enerji piyasasında kurumsal güvenilirliği güçlendirme kabiliyetine doğrudan bağlıdır.

1.4. Küresel Gaz Talebinde Dönüşüm, Arz Dalgası ve Fiyat Riski

Türkiye'nin gaz merkezi vizyonunun sürdürülebilirliği, güncel koşullarda yalnızca bölgesel stratejiler ve jeopolitik dengelerle değil, küresel piyasanın yapısal eğilimleriyle de şekillenmektedir. 2020'lerin ortasında hem talep cephesinde yavaşlama hem de arz tarafında tarihin en büyük LNG kapasite artışı dikkat çekmektedir. Bu iki eğilim, önümüzdeki beş yıl boyunca gaz piyasasında kârlılığı daraltacak ve fiyat oluşumunda yüksek oynaklık üretecektir. Bu nedenle gaz merkezi vizyonunu küresel arz, talep ve fiyat dinamikleri üzerinden okumak, vizyonun jeo-ekonomik mantığını daha net ortaya koymaktadır.

4.4.1.Küresel Talep: Zirve Bu On Yılda

Uluslararası Enerji Ajansı'nın Dünya Enerji Görünümü 2025 (IEA WEO-2025) raporuna göre, küresel doğal gaz talebi 2024'te kısa süreli bir artış göstermiş ve yaklaşık **115 bcm** yükselmiştir; bu artışın **yüzde 75'i** **gelişmekte olan ekonomilerden** kaynaklanmıştır.²⁶ Gelişmiş ekonomilerde ise talep, **elektrifikasyon, verimlilik ve ısıtma dönüşümü** nedeniyle gerilemektedir. Avrupa'da sanayi üretiminin zayıf seyri ve yenilenebilir enerjinin elektrik üretimindeki artan ağırlığı, gaz talebini dönemsel olmaktan ziyade yapısal olarak aşağı çekmektedir.

IEA, mevcut politikalar ve yapısal değişimler uyarınca küresel talebin **bu on yılda zirve yapacağını**, ardından temiz enerji teknolojilerinin yaygınlaşmasıyla birlikte **yavaş bir gerileme eğilimine** gireceğini öngörmektedir.²⁷ Benzer biçimde OIES'in 2025 üçüncü çeyrek raporu da Avrupa'daki gaz talebinin "geçici değil, yapısal" olarak azaldığını teyit etmektedir.²⁸

Bu tablo, Türkiye'nin yeniden ihracat (re-export) hedefi açısından genişleyen değil, **daralan bir Avrupa pazarı** anlamına gelmektedir.

1.4.2. Arz: 2026-2030 LNG Dalgası

Küresel gaz piyasalarında hesapların ve projeksiyonların güncellenmesine neden olan bir diğer beklenti LNG'de beklenen arz dalgasıdır. Süreci yakından takip eden pek çok uluslararası kuruluş, 2026'dan itibaren ABD, Katar, Kanada, Nijerya ve Mozambik projelerinin devreye girmesiyle küresel LNG kapasitesinin 2030'a kadar yaklaşık 300 bcm artacağını öngörmektedir.²⁹ Öyle ki bu artışın çapı, IEA tarafından "tarihin en büyük LNG arz dalgası" olarak tanımlanmıştır.³⁰

Benzer yukarı yönlü ivme yüzer LNG (FLNG) projelerinde de görülmektedir. Rystad Energy'ye göre FLNG kapasitesi 2030'a kadar üç katına çıkarak 42 milyon ton/yıl düzeyine ulaşacaktır.³¹ Bu ek kapasite küresel arzı güçlendirmekle kalmamakta, bunun yanı sıra spot piyasalarda rekabeti keskinleştirmekte ve fiyat baskısını artırmaktadır. Nitekim Shell'in LNG Outlook 2025 raporu da arz artışının eşzamanlı olarak arz güvenliği ve fiyat baskısı üreteceğini doğrulamaktadır.³²

²⁶ IEA(2025). World Energy Outlook 2025. IEA. s. 214. <https://iea.blob.core.windows.net/assets/5306bae2-1f99-402f-8d14-542bfa0ae96e/WorldEnergyOutlook2025.pdf>

²⁷ A.g.y.

²⁸ Farren B. (2025). Quarterly Gas Market Review: Europe storage refill limits price declines. The Oxford Institute for Energy Studies. s. 22. <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2025/10/OIES-Quarterly-Gas-Review-Issue-30.pdf>

²⁹ IEA.(2025). New data resource tracks global LNG liquefaction capacity additions as markets gear up for record wave of new projects. IEA. <https://www.iea.org/news/new-data-resource-tracks-global-lng-liquefaction-capacity-additions-as-markets-gear-up-for-record-wave-of-new-projects>

IEA(2025). World Energy Outlook 2025. IEA. s. 214. <https://iea.blob.core.windows.net/assets/5306bae2-1f99-402f-8d14-542bfa0ae96e/WorldEnergyOutlook2025.pdf>

³⁰ IEA. (2025). Global Energy Review 2025. IEA. <https://iea.blob.core.windows.net/assets/909b7120-1cbd-439a-a9da-e971a4419977/GlobalEnergyReview2025.pdf>

³¹ Ramesh Kaush ve Diğerleri. (2025). Global FLNG capacity to more than triple by 2030. Rystad Energy. <https://www.rystadenergy.com/news/global-flng-capacity-to-triple-2030>

³² Shell. (2025). LNG Outlook 2025. Shell. <https://www.shell.com/what-we-do/oil-and-natural-gas/liquefied-natural-gas-lng/lng-outlook-2025.html>

1.4.3. Fiyat Dinamikleri: Aşağı Yönlü Baskı ve Yüksek Oynaklık

Temelde her emtiada olduğu gibi, arz ve talep dinamikleri doğal gaz fiyatları için de belirleyici olmaya devam etmektedir. Yukarıda özetlenen arz dalgası ile talepteki zayıflamanın birleşimi, gaz fiyatlarında orta vadeli bir düşüş eğilimi ve kronik oynaklık üretmektedir.

IEA'nın fiyat projeksiyonlarına göre Avrupa'da gaz fiyatları 2030'lar boyunca düşük seyredecek; AB toptan fiyatları 2024'te 10.3 USD/MBtu iken 2035'te STEPS senaryosunda 6.5 USD/MBtu'ya gerileyecektir³³ CPS senaryosunda fiyatların 9.1 USD/MBtu, NZE senaryosunda ise 4.2 USD/MBtu olması beklenmektedir.

Buna karşın arz dalgasının devreye giriş süreleri, bakım gecikmeleri, LNG rotalarındaki boğaz ve kanal riskleri, altyapı arızaları ve Asya talebindeki kısa dönemli sıçramalar, piyasanın yüksek oynaklığının devam etmesine neden olacaktır. Nitekim sadece IEA değil, OIES ve Wood Mackenzie gibi kurum ve şirketlerin öngörülleri de 2026-2028 arasında piyasada orta düzeyde düşüş, ardından ise belirgin oynaklık yaşanacağı konusunda hemfikirdir.³⁴ Bu analizlerin işaret ettiğiyse piyasa dengesi için belirleyici unsurun, Asya talebindeki esneklik olacağı yönündedir. Piyasa yapısındaki bu arz talep şekillenmesi, oynaklık ve arz dalgasındaki artış, her ülke gibi Türkiye'yi de özellikle gaz merkezi olma projeksiyonunu etkileyecektir.

1.4.4. Türkiye Açısından Sonuç: LNG Al-Sat Modelinin Daralan Marjı

Küresel arz fazlası ve Avrupa'daki talep düşüşü, Türkiye'nin al-sat (re-export) modelini doğrudan etkilemektedir. Avrupa'da fiyatlarının düşmesi Türkiye'nin elde ettiği marj farkını daraltmakta, AB'nin menşe doğrulama zorunlulukları ise re-export işlemlerinin maliyetini artırmaktadır. Bu noktada 2026-2030 döneminde arz fazlası ve düşük fiyat eğilimi, Türkiye'nin gaz merkezine dayalı stratejisinin ekonomik sürdürülebilirliğini sınavacağı açıktır.

Bu nedenle Türkiye açısından kârlılığın korunması:

- Kontrat portföyünün yeniden yapılandırılmasına,
- Daha yüksek esneklik içeren teslim hükümlerine,
- Spot ve uzun vadeli portföy dengesinin optimize edilmesine,
- Piyasa şeffaflığı ve veri düzeninin güçlendirilmesine

bağlı hale gelmektedir.

IEA'nın ortaya koyduğu “arz fazlası + düşük fiyat + yüksek oynaklık” kombinasyonu, Türkiye'nin gaz merkezi hedefini, teknik olarak imkanı kılssa da, ekonomik olarak daha düşük marjlı ve rekabetçi bir gelecekle karşı karşıya bırakmaktadır.

Bir bütün olarak bu bölünün ele aldığı faktörler göz önüne alındığında; Türkiye'nin gaz merkezi hedefi, yalnızca ulusal kapasite ve kurumsal reformlarla değil, aynı zamanda küresel gaz piyasasında yaşanan dönüşüm ve bölgesel enerji coğrafyasındaki yeniden yapılanmalarla eş

³³ IEA(2025). World Energy Outlook 2025. IEA. s. 108-109. <https://iea.blob.core.windows.net/assets/5306bae2-1f99-402f-8d14-542bfa0ae96e/WorldEnergyOutlook2025.pdf>

³⁴ Fulwood M. Honore A. ve diğerleri (2025). The Global Outlook for Gas Demand in a \$6 World. Oxford Institute for Energy Studies. OIES Paper: NG 202. <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2025/10/NG202-The-Global-Outlook-for-Gas-Demand-in-a-6-World.pdf>
Schmitt L. (2025). Gas and LNG in 2025: a commodity trader's guide. Wood Mackenzie. <https://www.woodmac.com/news/opinion/gas-and-lng-in-2025-a-commodity-traders-guide>

anlı şekillenmektedir. Açıklamak gerekirse; AB'nin enerji rejimini köklü biçimde değiştiren düzenlemeleri, Doğu Akdeniz'de Türkiye'yi dışarıda bırakan altyapı projeleri, IMEC ve Irak Kalkınma Yolu gibi alternatif koridorların güçlenmesi ve küresel LNG arzındaki tarihsel genişleme, Türkiye'nin jeoekonomik hareket alanını daraltan eşzamanlı dışsal baskılar üretmektedir. Bu ise Türkiye'yi "coğrafi zorunluluk" söylemine dayalı klasik transit ülke pozisyonundan çıkarmakta ve giderek seçenekli güzergâhlar arasında değerlendirilen bir aktör kategorisine itmektedir.

Bu tablo, Türkiye'nin gaz merkezi iddiasının sürdürülebilirliğinin artık dış koşulların nasıl yönetildiğine bağlı olduğunu da işaret etmektedir. Bununla beraber, AB ile enerji yönetişimi alanında uyum sürecinin hızlandırılması, EPIAŞ'ın şeffaflık ve veri entegrasyonu kapasitesinin güçlendirilmesi, menşe doğrulama rejimlerine uyum, bölgesel enerji diplomasisinde çatışmacı değil "eklemlenen" bir yaklaşımın benimsenmesi ve LNG ticaretinde esnek portföy yönetiminin geliştirilmesi, Türkiye'nin bu rekabetçi ortamda cazibesini korumasını mümkün kılabilir. Aksi halde küresel arz fazlası, Avrupa'da talep düşüşü ve alternatif koridorların yarattığı jeopolitik denge, Türkiye'nin gaz merkezi vizyonunu "fiziksel kapasiteye sahip ancak fiyat belirleyiciliği sınırlı" bir modelle sınırlı kalmasına sınırlandırılmasına neden olabilir.

2. Bölüm: Politika Önerileri

Bu raporun 2.1 ve 2.2 bölümlerinde ayrıntılı biçimde ele alınan hub-gaz merkezi ayrımı ile 3.1 ve 3.2 bölümlerinde değerlendirilen piyasa yapısı ve yönetim çerçevesi birlikte düşünüldüğünde, Türkiye'nin uluslararası hub niteliği taşıyan piyasa işleyişinden kısmen ayrıştığı; buna karşılık sürdürülebilir bir gaz merkezi vizyonu için gerekli kurumsal ve teknik dönüşümün henüz gelişmekte olduğu görülmektedir.

Bu çerçevede Türkiye'nin "gaz merkezi" vizyonu, artık yalnızca fiziksel kapasiteye dayanan bir hedef olmaktan çıkmış; giderek daha karmaşık bir düzenleyici alan, sertleşen küresel rekabet koşulları ve AB'nin sıkılaştıran piyasa standartlarıyla şekillenen çok katmanlı bir dönüşüm sürecine dönüşmüştür. Dış ve iç koşulların çizdiği çerçeve uyarınca politika önerileri, teknik altyapı kadar yönetim kalitesini, piyasa işleyiş mekanizmalarını ve Türkiye'nin bölgesel enerji mimarisindeki konumlanmasını, iklim hedeflerini ve enerji güvenliğini birlikte ele alan bütüncül bir yaklaşım gerektirmektedir. Aşağıda sunulan yol haritası, bu değişimi de dikkate alarak Türkiye'nin orta vadede rekabetçi, şeffaf ve ticari temeli güçlü bir gaz merkezi modeline geçebilmesi için gerekli kısa, orta ve uzun vadeli adımları ortaya koymaktadır.

• Kurumsal Uyum ve Yönetişim

Kısa Vadeli Adım (0-18 ay):

Gaz iletim, depolama ve ticaret faaliyetlerinin mali hesap ayırıştırmasına geçilmesi. Bu düzenleme ilgili kamu kurumları ve düzenleyici birimlerce uygulandığında şebeke yönetimi daha tarafsız bir görünüme kavuşacak, tarifelerde şeffaflık artacak ve uluslararası piyasalara güven veren bir yönetim algısı oluşacaktır.

Orta Vadeli Adım (18 ay-4 yıl):

İletim ve ticaret faaliyetlerinin hukuki çerçevesinin birbirinden ayrılmasına yönelik aşamalı bir takvim oluşturulması. Bu dönüşüm hayata geçtiğinde piyasa katılımcıları için rekabet koşulları

güçlenecek, Türkiye'nin bölgesel gaz ticaretindeki güvenilirliği artacak ve EPIAŞ'ın fiyat referansının uluslararası tanınırlığı desteklenecektir.

- **Enerji Güvenliğinin İklim Hedefleriyle Uyumlu Biçimde Güncellenmesi**

Kısa Vadeli Adım:

Resmî politika belgelerinde enerji güvenliğinin hâlen ağırlıklı olarak arz sürekliliği ve fiyat istikrarı üzerinden tanımlanması, NDC 3.0 kapsamındaki emisyon azaltım yükümlülükleriyle uyumsuzluk yaratmaktadır. Bu nedenle kısa vadede enerji güvenliği yaklaşımı karbon yoğunluğunun azaltılması, yenilenebilir bütünleşmesi ve elektrifikasyon temelli bir dönüşüm perspektifiyle güncellenmelidir. Bu güncelleme, hem ulusal planlama belgelerinde tutarlılık sağlayacak hem de enerji güvenliği kararlarının iklim politikalarıyla çelişmesini önleyecektir.

Orta Vadeli Adım:

Türkiye'nin gaz merkezi hedefinin uzun vadeli bir fosil yakıt talep stratejisine dönüşmesini önlemek için, gaz merkezi vizyonu NDC 3.0 kapsamında ortaya konan emisyon azaltım yükümlülükleriyle uyumlu biçimde yeniden tasarlanmalıdır. Bu kapsamda doğal gazın sisteme sağladığı esneklik korunmakla birlikte gazın “kalıcı bir temel kaynak” değil “geçiş dönemi yakıtı” niteliğine uygun politikalar geliştirilmelidir. Orta vadede bu yaklaşım, piyasa reformlarının ve altyapı yatırımlarının karbon yönetimi kriterleriyle birlikte ele alınmasını sağlayacaktır.

Uzun Vadeli Adım:

Enerji dönüşümünün derinleşeceği uzun vadede Türkiye'nin gaz merkezi vizyonunun yalnızca boru hatları ve LNG altyapısına değil, düşük karbonlu gazlar, sertifikasyon mekanizmaları, menşe doğrulaması ve şeffaf veri akışına dayanan yeni piyasa düzenine uyumlu hale getirilmesi gerekmektedir. Bu geçiş, AB'nin Hydrogen and Decarbonised Gas Market Package ve menşe doğrulaması düzenlemeleriyle teknik uyumu güçlendirecek; Türkiye'nin ticari erişimini koruyacak ve gaz merkezi vizyonunu enerji dönüşümünün gerektirdiği yeni koşullarla uyumlu bir stratejik modele dönüştürecektir.

- **Regülasyonel Uyum ve Piyasa Şeffaflığı**

Kısa Vadeli Adım:

Menşe doğrulaması ve karbon izleme-doğrulama altyapısının kurulmasına yönelik ön hazırlıkların başlatılması. Bu çerçeve tamamlandığında AB piyasalarına erişimin önündeki teknik engeller azalacak ve re-export modelindeki hukuki belirsizlikler ortadan kalkacaktır.

Orta Vadeli Adım:

Doğal gaz mevzuatının AB'nin Hydrogen and Decarbonised Gas Market Package ile REMIT II standartlarıyla uyumlaştırılması. Bu uyum süreci tamamlandığında Türkiye'nin Avrupa enerji piyasasıyla teknik entegrasyonu güçlenecek, fiyat şeffaflığı ile veri bütünlüğü artacak ve Türkiye gaz akışından çok gaz ticaretinde tanınan bir aktöre dönüşebilecektir.

- **Finansal ve Piyasa Mekanizmaları**

Kısa Vadeli Adım:

Gaz piyasasında fiyat oynaklığını azaltan türev ürünlerin (forward, swap, hedging) devreye alınması. Bu araçlar uygulamaya geçtiğinde re-export marjlarını daraltan riskler sınırlanacak ve piyasanın oynaklığı karşı dayanıklılığı artacaktır.

Orta Vadeli Adım:

Ulusal Emisyon Ticaret Sistemi devreye girdiğinde karbon maliyet farkını dengeleyici mekanizmaların oluşturulması. Bu mekanizmalar geliştirildiğinde gaz bazlı sanayinin AB ile rekabet gücü korunacak ve enerji yoğun sektörlerin uyum maliyetleri yönetilebilir hale gelecektir.

- **Teknik Entegrasyon ve Esneklik**

Orta Vadeli Adım:

LNG terminalleri ve ulusal iletim şebekesinin hidrojen ve düşük karbonlu gaz karışımlarını taşıyabilecek teknik standartlara uyarlanması. Bu dönüşüm altyapı kurumlarınca tamamlandığında Türkiye'nin 2030 sonrası enerji ticaretindeki rekabet gücü korunacak ve TEN-E çerçevesiyle uyum güçlenecektir.

Uzun Vadeli Adım (4-10 yıl):

Karbonsuz gaz altyapısının bölgesel entegrasyona açık hale getirilmesi. Bu adımlar atıldığında Türkiye'nin enerji ağları içindeki tamamlayıcı aktör niteliği güçlenecek ve ülke gaz ticaretinde sürdürülebilir bir rol üstlenebilecektir.

- **Diplomatik ve Bölgesel Eşgüdüm**

Kısa Vadeli Adım:

Doğu Akdeniz'de Mısır, Ürdün ve KKTC ile düzenli enerji diyalogu mekanizmasının kurulması. Bu mekanizma işletildiğinde Türkiye'nin dışlanmışlık algısı zayıflayacak ve bölgesel enerji mimarisinde tamamlayıcı aktör rolü güçlenecektir.

Orta Vadeli Adım:

IMEC, EastMed ve EuroAfrica gibi projelerle rekabet etmek yerine, bağlantı noktası sağlayan tamamlayıcı bir model geliştirilmesi. Bu yaklaşım benimsendiğinde Türkiye'nin coğrafi avantajı diplomatik esneklikle birleşecek ve enerji diplomasisi ikili gerilimlerden çok kurumsal entegrasyona dayanacaktır.

- **Küresel Piyasa Dinamiklerine Uyum**

Kısa Vadeli Adım:

LNG kontrat portföyünün esnek fiyat formülleriyle yeniden yapılandırılması. Bu düzenleme uygulandığında 2026 sonrası beklenen arz dalgasına karşı fiyat riskleri azalacak ve re-export marjları korunabilir hale gelecektir.

Orta Vadeli Adım:

Spot ve uzun vadeli kontrat oranlarının dengeli bir portföy yapısına kavuşturulması. Bu yapıya geçildiğinde Türkiye fiyat oynaklığına daha dayanıklı bir gaz ticareti modeline sahip olacak; arz güvenliği ile ticari kârlılık arasında daha sağlıklı bir denge tesis edilecektir.

Tablo 1: Politika Önerileri

Politika Alanı	Kısa Vadeli Adım (0–18 ay)	Orta ve Uzun Vadeli Adım (18 ay–4 yıl / 4–10 yıl)
Kurumsal Uyum ve Yönetişim	Gaz iletim, depolama ve ticaret faaliyetlerinin mali hesap ayrıştırmasına geçilmesi. Bu uygulama şebeke yönetimini tarafsızlaştırır, tarifelerde şeffaflığı artırır ve uluslararası güven algısını güçlendirir.	İletim ve ticaret faaliyetlerinin hukuki çerçevesinin ayrıştırılması için takvim oluşturulması. Bu dönüşüm rekabeti artırır, Türkiye'nin ticaret güvenilirliğini yükseltir ve EPIAŞ fiyat referansının tanınırlığını destekler.
Enerji Güvenliğinin İklim Hedefleriyle Uyumlu Biçimde Güncellenmesi	Resmî politika belgelerinde enerji güvenliğinin hâlen ağırlıklı olarak arz sürekliliği ve fiyat istikrarı üzerinden tanımlanması, NDC 3.0 kapsamındaki emisyon azaltım yükümlülükleriyle uyumsuzluk yaratmaktadır. Bu nedenle kısa vadede enerji güvenliği yaklaşımı karbon yoğunluğunun azaltılması, yenilenebilir bütünleşmesi ve elektrifikasyon temelli bir dönüşüm perspektifiyle güncellenmelidir. Bu güncelleme, hem ulusal planlama belgelerinde tutarlılık sağlayacak hem de enerji güvenliği kararlarının iklim politikalarıyla çalışmasını önleyecektir.	Türkiye'nin enerji güvenliği yaklaşımının iklim politikalarıyla olan uyumsuzluğunu gidermek için kısa vadede enerji güvenliği tanımının karbon yoğunluğunu azaltma hedefleriyle uyumlu biçimde güncellenmesi, orta vadede gaz merkezi vizyonunun NDC 3.0 kapsamındaki emisyon azaltım yükümlülüklerine göre yeniden tasarlanması ve uzun vadede gaz merkezinin düşük karbonlu piyasa yapılarıyla entegrasyonunu sağlayacak sertifikasyon, menşe doğrulaması ve veri şeffaflığı mekanizmalarının kurulması gerekmektedir; bu adımların hayata geçirilmesiyle Türkiye hem NDC taahhütleriyle uyumlu bir enerji güvenliği yaklaşımı geliştirecek hem de gaz merkezi vizyonunu uzun vadede sürdürülebilir bir zemine oturtacaktır.
Regülasyonel Uyum ve Piyasa Şeffaflığı	Menşe doğrulaması ve karbon izleme doğrulama altyapısı için hazırlıkların başlatılması. Bu adım AB piyasalarına erişim engellerini azaltır ve re export belirsizliklerini ortadan kaldırır.	Doğal gaz mevzuatının AB Gas Market Package ve REMIT II ile uyumlaştırılması. Bu süreç teknik entegrasyonu güçlendirir, fiyat şeffaflığını artırır ve Türkiye'nin ticaret rolünü pekiştirir.
Finansal ve Piyasa Mekanizmaları	Forward, swap ve hedging gibi türev ürünlerin devreye alınması. Bu araçlar re export risklerini sınırlar ve fiyat oynaklığına karşı dayanıklılığı artırır.	ETS devreye girdiğinde karbon maliyet farkını dengeleyici mekanizmaların tasarlanması. Bu yapı sanayinin AB ile rekabet gücünü korur ve uyum maliyetlerini yönetilebilir hale getirir.
Teknik Entegrasyon ve Esneklik	-	LNG terminalleri ve iletim şebekesinin hidrojen ve düşük karbonlu gaz karışımlarına uyarlanması. Bu dönüşüm, 2030 sonrası rekabet gücünü korur ve TEN E çerçevesiyle uyumu artırır. Uzun vadede karbonsuz gaz altyapısının bölgesel entegrasyona açılması, Türkiye'nin tamamlayıcı rolünü güçlendirir.
Diplomatik ve Bölgesel Eşgüdüm	Mısır, Ürdün ve KKTC ile düzenli enerji diyalogu mekanizması kurulması. Bu adım dışlanmışlık algısını azaltır ve Türkiye'nin bölgesel mimarideki tamamlayıcı rolünü güçlendirir.	IMEC, EastMed ve EuroAfrica projeleriyle rekabet etmek yerine bağlantı sağlayan tamamlayıcı modeller geliştirilmesi. Bu yaklaşım coğrafi avantajı diplomatik esneklikle birleştirir ve kurumsal entegrasyona dayalı bir enerji diplomasisi oluşturur.

Politika Alanı	Kısa Vadeli Adım (0–18 ay)	Orta ve Uzun Vadeli Adım (18 ay–4 yıl / 4–10 yıl)
Küresel Piyasa Dinamiklerine Uyum	LNG kontrat portföyünün esnek fiyat formülleriyle yeniden yapılandırılması. Bu adım 2026 sonrası arz dalgasına karşı fiyat risklerini azaltır ve re export marjlarını korur.	Spot ve uzun vadeli kontratların dengeli bir portföy yapısına kavuşturulması. Bu yapı Türkiye'yi fiyat oynaklığına dayanıklı bir modele geçirir ve arz güvenliği ile ticari karlılık arasında sağlıklı bir denge kurar.

Sonuç

Türkiye'nin hub olma kapasitesi uluslararası kriterler dikkate alındığında ciddi yapısal sınırlılıklarla karşı karşıyadır. Şöyle ki fiziksel altyapı yatırımlarında artış olmasına karşın piyasa işleyişinin zayıf olması, yönetim kalitesinin sınırlı kalması ve veri şeffaflığının yetersizliği Türkiye'nin AB örnekleriyle kıyaslanabilir bir hub niteliğine ulaşmasını güçleştirmektedir. Bununla birlikte gaz merkezi vizyonu, enerji güvenliği ve ekonomik çeşitlenme açısından önemini koruyan stratejik bir hedef olmaya devam etmektedir. Ne var ki bu vizyonun jeopolitik avantaja ve transit ülke söylemine fazlasıyla bağımlı olması, değişen bölgesel dengeler ve yeni bağlantısallık projeleri nedeniyle sürdürülebilirliğini yitirme riskiyle karşı karşıyadır. Dolayısıyla “coğrafi zorunluluk” argümanı artık tek başına açıklayıcı ve cazip bir temel sunmamaktadır. Bu yeni koşullar karşında Türkiye'nin merkez iddiasının geleceği fiziksel kapasiteden çok kurumsal güvenilirlik ve piyasa bütünlüğü tarafından belirlenmektedir.

AB'nin gaz piyasası düzenlemeleri, menşe doğrulaması mekanizmaları ve piyasa şeffaflığına ilişkin yeni yükümlülükleri giderek daha sıkı bir rekabet alanı yaratmaktadır. Buna ek olarak küresel talepte gerileme, 2026 sonrasında devreye girecek LNG arz dalgası ve sertleşen fiyat oynaklığı Türkiye'nin geleneksel enerji diplomasisinin sunduğu manevra alanını belirgin biçimde daraltmaktadır. Piyasadaki bu dönüşüm ve beklentiler, Türkiye'nin daha fazla gaz hacmi üzerinden stratejik avantaj yaratma kapasitesi sınırlanmaktadır. Değinilen değişim karşında avantajını korumaysa şeffaf, izlenebilir ve regülasyon uyumlu bir ticaret yapısının oluşturulmasına bağlıdır.

Öte yandan enerji güvenliği yaklaşımının iklim politikalarıyla bütünleşmemiş olması ve doğal gazın geçiş yakıtı niteliğinin göz ardı edilmesi, gaz merkezi vizyonunun uzun vadeli sürdürülebilirliği açısından ayrı bir zorluk ortaya çıkarmaktadır. Üstelik enerji sisteminin artan karbon yoğunluğu emisyon azaltım hedeflerinin gerektirdiği dönüşüm temposuyla uyumlu değildir. Dolayısıyla gaz talebine dayalı bir merkez stratejisinin kalıcı bir değer üretebilmesi ancak karbon yönetimi, yenilenebilir entegrasyonu ve esneklik kapasitesini birlikte ele alan bütüncül bir politika yaklaşımı ile mümkün olabilecektir.

Mevcut tablo, bugünkü haliyle sürdürülebilir bir gaz merkezi stratejisi sunmamaktadır. Türkiye'nin bölgesel bir enerji ticaret aktörüne dönüşebilmesi için piyasa entegrasyonunun derinleştirilmesi, kurumsal reform kapasitesinin güçlendirilmesi ve AB standartlarıyla uyumlu bir piyasa yapısının oluşturulması gerekmektedir. Bu adımlar atılmazsa artan düzenleyici baskılar karşısında Türkiye'nin yüksek hacimli, fakat düşük marjlı bir ticaret modeline sıkışma riski büyüyecektir.

Sonuç olarak Türkiye'nin gaz merkezi hedefine ulaşması, siyasi söylemlerden çok teknik kapasiteye; fiziksel altyapıdan çok yönetişime; transit ülke iddiasından çok piyasa bütünlüğüne bağlıdır. Enerji güvenliğinin iklim hedefleriyle uyumlu biçimde yeniden tanımlanması, gazın geçiş niteliğinin kabul edilmesi ve düşük karbonlu piyasa yapılarıyla entegrasyonu mümkün kılacak

sertifikasyon ile doğrulama mekanizmalarının oluşturulması bu dönüşümün temel koşullarıdır. Türkiye bu yönde ilerlediği takdirde yalnızca transit ülke olmanın ötesine geçerek gerçekten referans üreten bir bölgesel ticaret merkezi haline gelebilir. Var olan bu gerçekliğe kulak tıkandığındaysa bu vizyonun ekonomik ve stratejik sürdürülebilirliği daha da zayıflayacaktır.

Kaynakça

- 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>
- Arısan Eralp N. (2025). Kıbrıs'ta İki Devlet: Konfederasyon? .TEPAV. https://tepav.s3.eu-west-1.amazonaws.com/upload/files/1763613804107-0.Kbrsta_iki_devlet_konfederasyon.pdf
- Bayraktar A. (2024). Minister Bayraktar Speaks at Gastech2024. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı. <https://enerji.gov.tr/news-detail?id=21362>
- Bayraktar. A. (2025). En Büyük Doğal Gaz Keşfinin 5’inci Yılı. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı. <https://enerji.gov.tr/haber-detay?id=21555>
- ECD/IEA (2013). Developing Gas Trading Hubs in Asia. International Energy Agency. <https://www.iea.org/reports/developing-gas-trading-hubs-in-asia>
- Ehpa (2023). Heat Pumps in Europe: Key Facts & Figures.Epha. https://www.ehpa.org/wp-content/uploads/2023/06/Heat-Pump-Key-Facts-May-2023_compressed.pdf
- EPDK (2025). Doğal Gaz Piyasası 2024 Yılı Sektör Raporu. EPDK. <https://www.epdk.gov.tr/Detay/Icerik/3-0-94/dogal-gazyillik-sektor-raporu>
- EPDK.(2025). Tarihçe. EPDK. <https://www.epdk.gov.tr/Detay/Icerik/1-1167/tarihce>
- Ergezer E. B. (2024). 2023 Dış Politika Raporu. TEPAV. https://tepav.s3.eu-west-1.amazonaws.com/upload/files/1704704453-6.Dis_Politika_Raporu.pdf
- European Commission (2022). Commission participates in launch of EuroAsia Electricity Interconnector. European Commission. https://commission.europa.eu/projects/ending-energy-isolation-project-common-interest-euroasia-interconnector_en
- European Commission. (2023). ETS2: buildings, road transport and additional sectors. European Commission. https://climate.ec.europa.eu/eu-action/carbon-markets/ets2-buildings-road-transport-and-additional-sectors_en
- European Commission. (2025). Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee And the Committee of The Regions.European Commission. https://enlargement.ec.europa.eu/document/download/eb69a890-40d6-4696-801e-612d51709fdd_en?filename=2025%20Communication%20on%20EU%20Enlargement%20Policy.pdf
- European Parliament (2025). Report on the proposal for a regulation of the European Parliament and of the Council on phasing out Russian natural gas imports, improving monitoring of potential energy dependencies and amending Regulation (EU) 2017/1938. European Parliament. https://www.europarl.europa.eu/doceo/document/A-10-2025-0195_EN.html
- European Union (2011). Regulation (EU) No 1227/2011 Of the European Parliament and of the Council of 25 October 2011 on wholesale energy market integrity and transparency. EUR-Lex. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:32011R1227>
- European Union (2024). Regulation (EU) 2024/1106 of the European Parliament and of the Council of 11 April 2024 amending Regulations (EU) No 1227/2011 and (EU) 2019/942 as regards improving the

Union's protection against market manipulation on the wholesale energy market (Text with EEA relevance). EUR-Lex. <https://eur-lex.europa.eu/eli/reg/2024/1106/oj/eng>

European Union. (2006). Energy Community Treaty. Eur-Lex. <https://eur-lex.europa.eu/EN/legal-content/summary/the-energy-community-treaty.html>

Eurostat. (2025). *Energy statistics - an overview*. Eurostat. https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Energy_statistics_-_an_overview

Farran B. ve Handerson J. (2025). Geopolitics of Gas -The Limits of Leverage. The Oxford Institute for Energy Studies Energy Insight. No. 173. <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2025/11/Insight-173-Geopolitics-of-Gas-The-Limits-of-Leverage.pdf>

Farren B. (2025). Quarterly Gas Market Review: Europe storage refill limits price declines. The Oxford Institute for Energy Studies. s. 22. <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2025/10/OIES-Quarterly-Gas-Review-Issue-30.pdf>

Fulwood M. Honore A. ve diğerleri (2025). The Global Outlook for Gas Demand in a \$6 World. The Oxford Institute for Energy Studies. OIES Paper: NG 202. <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2025/10/NG202-The-Global-Outlook-for-Gas-Demand-in-a-6-World.pdf>

Goldman M. (2010). Petrostate: Putin, Power, and the New Russia. Oxford University Press.

Heather, P. (2012). Continental European Gas Hubs: Are They Fit for Purpose?. The Oxford Institute for Energy Studies (OIES). NG63. <https://www.oxfordenergy.org/publications/continental-european-gas-hubs-are-they-fit-for-purpose/>

Hussain A. ve Shafer N. (2025). The India-Middle East-Europe Economic Corridor: Connectivity in an era of geopolitical uncertainty. Atlantic Council. <https://www.atlanticcouncil.org/in-depth-research-reports/report/the-india-middle-east-europe-economic-corridor-connectivity-in-an-era-of-geopolitical-uncertainty/>

Hussain A. ve Shafer N. (2025). The India-Middle East-Europe Economic Corridor: Connectivity in an era of geopolitical uncertainty. Atlantic Council. <https://www.atlanticcouncil.org/in-depth-research-reports/report/the-india-middle-east-europe-economic-corridor-connectivity-in-an-era-of-geopolitical-uncertainty/>

IEA. (2025). Global Energy Review 2025. IEA. <https://iea.blob.core.windows.net/assets/909b7120-1cbd-439a-a9da-e971a4419977/GlobalEnergyReview2025.pdf>

IEA.(2025). New data resource tracks global LNG liquefaction capacity additions as markets gear up for record wave of new projects. IEA. <https://www.iea.org/news/new-data-resource-tracks-global-lng-liquefaction-capacity-additions-as-markets-gear-up-for-record-wave-of-new-projects>

IEA(2025). World Energy Outlook 2025. IEA. <https://iea.blob.core.windows.net/assets/5306bae2-1f99-402f-8d14-542bfa0ae96e/WorldEnergyOutlook2025.pdf>

International Energy Agency. (2022). Energy security in energy transitions. World Energy Outlook 2022. <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2022/energy-security-in-energy-transitions>

International Energy Agency. (2025). Global Energy Review: Natural Gas. IEA. <https://www.iea.org/reports/global-energy-review-2025/natural-gas>

International Energy Agency.(2025.) Energy Sistem: Heating-Overview. IEA. <https://www.iea.org/energy-system/buildings/heating>

İpek P. (2025). Türkiye’nin Enerji Güvenliği ve Bağlantısallık: Enerji Dönüşümü ve Yeni Enerji Jeopolitiğinde Orta Koridor ve Irak Kalkınma Yolu’nun Önemi. Küresel Stratejik Öngörü. No.5. Global Akademi. https://www.globacademy.org/wpcontent/uploads/2025/10/Pinar-Ipek_SON_7-ekim-2025.pdf

Joutz, F. L. ve Trost, R. P. (2016). Price Discovery in the U.S. Natural Gas Market: Evidence from Henry Hub Futures and Spot Prices. Energy Economics. V. 58. Ss. 355-364.

Offshoreenergy (2022). TSO chiefs meet to discuss EuroAfrica Interconnector.Offshoreenergy. <https://www.offshore-energy.biz/tso-chiefs-meet-to-discuss-euroafrica-interconnector/>

Öğütçü M. (2023). Yeni Dünya Düzeninde Enerji Savaşları. Destek Yayınları.

Özdemir V. (2022). Enerji ve Güvenliği ve Doğal Gaz Piyasaları. Pankuş Yayınları.

Ramesh K. ve Diğerleri. (2025). Global FLNG capacity to more than triple by 2030. Rystad Energy. <https://www.rystadenergy.com/news/global-flng-capacity-to-triple-2030>

Rutland P. (2015). Petronation? Oil, gas and national identity in Russia,” Post-Soviet Affairs, 31: 1, ss. 66-89.

Schmitt L. (2025). Gas and LNG in 2025: a commodity trader’s guide. Wood Mackenzie. <https://www.woodmac.com/news/opinion/gas-and-lng-in-2025-a-commodity-traders-guide>

Shell. (2025). LNG Outlook 2025. Shell. <https://www.shell.com/what-we-do/oil-and-natural-gas/liquefied-natural-gas-lng/lng-outlook-2025.html>

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>

Stern, J. (2014). The Role of Gas Hubs in Europe. The Oxford Institute for Energy Studies (OIES), Presentation Paper, February 2014.

T.C. Cumhurbaşkanlığı Strateji ve Bütçe Başkanlığı (2023). İkinci Kalkınma Planı (2024-2028). T.C. Cumhurbaşkanlığı Strateji ve Bütçe Başkanlığı. https://www.sbb.gov.tr/wp-content/uploads/2023/12/On-Ikinci-Kalkinma-Plani_2024-2028_11122023.pdf ss.105-108

T.C. Çevre, Şehircilik ve İklim Değişikliği Bakanlığı (2025). Republic of Türkiye the Second Nationally Determined Contribution (NDC 3.0). UNFCCC. <https://unfccc.int/sites/default/files/2025-11/The%20Second%20NDC%20of%20Türkiye.pdf>

T.C. Dışişleri Bakanlığı (2025). C-21, 27 Kasım 2025, Dışişleri Bakanlığı Sözcüsü Öncü Keçeli’nin Lübnan ile Güney Kıbrıs Rum Yönetimi Arasında İmzalanan Münhasır Ekonomik Bölge Sınırlandırma Anlaşması Hakkındaki Soruya Cevabı. T.C. Dışişleri Bakanlığı. https://www.mfa.gov.tr/sc_-21_-disisleri-bakanligi-sozcusu-ocnu-keceli-nin-lubnan-ile-guney-kibris-rum-yonetimi-arasinda-imzalanan-munhasir-ekonomik-bolge-sinirlandirma-anlasmasi-hk-sc.tr.mfa

T.C. Dışişleri Bakanlığı. (2025). Türkiye’nin Uluslararası Enerji Stratejisi. T.C. Dışişleri Bakanlığı. https://www.mfa.gov.tr/turkiye_nin-enerji-stratejisi.tr.mfa

T.C. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı (2022). Türkiye Ulusal Enerji Planı. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı. https://enerji.gov.tr/Media/Dizin/EIGM/tr/Raporlar/TUEP/Türkiye_Ulusal_Enerji_Planı.pdf

T.C. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı (2024). Enerji Geçişi: Yenilenebilir Enerji 2035. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı. https://enerji.gov.tr/Media/Dizin/BHIM/tr/Duyurular/Yenilenebilir%20Enerjide%202035%20Yol%20Haritasi%20Lansman%20Sunumu_202410221014.pdf

T.C. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı. (2024). Enerji Verimliliği Eylem Planı. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı. https://enerji.gov.tr/Media/Dizin/BHIM/tr/Duyurular/TürkiyeninEnerjiVerimliliği2030StratejisiVeUlusalEnerjiVerimliliğiEylemPlanı_202401161407.pdf

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

TÜİK. (2025). Sera Gazı Emisyon İstatistikleri (1990-2023). TÜİK. <https://data.tuik.gov.tr/Bulten/Index?p=Sera-Gazi-Emisyon-Istatistikleri-1990-2023-53974#:~:text=Sera%20gazi%20envanteri%20sonuçlarına%20göre,CO2%20eşd.%20olarak%20hesaplandı>

U.S. Energy Information Administration (2025). Henry Hub Natural Gas Spot Price Overview. https://www.eia.gov/dnav/ng/ng_pri_fut_s1_d.htm

Woroniuk, D. Ve Diğerleri (2019). European Gas Hubs: How Strong is Price Correlation? The Oxford Institute for Energy Studies (OIES), NG148. <https://www.oxfordenergy.org/publications/european-gas-hubs-how-strong-is-price-correlation/>