Cetvelle Çizilen Koridor

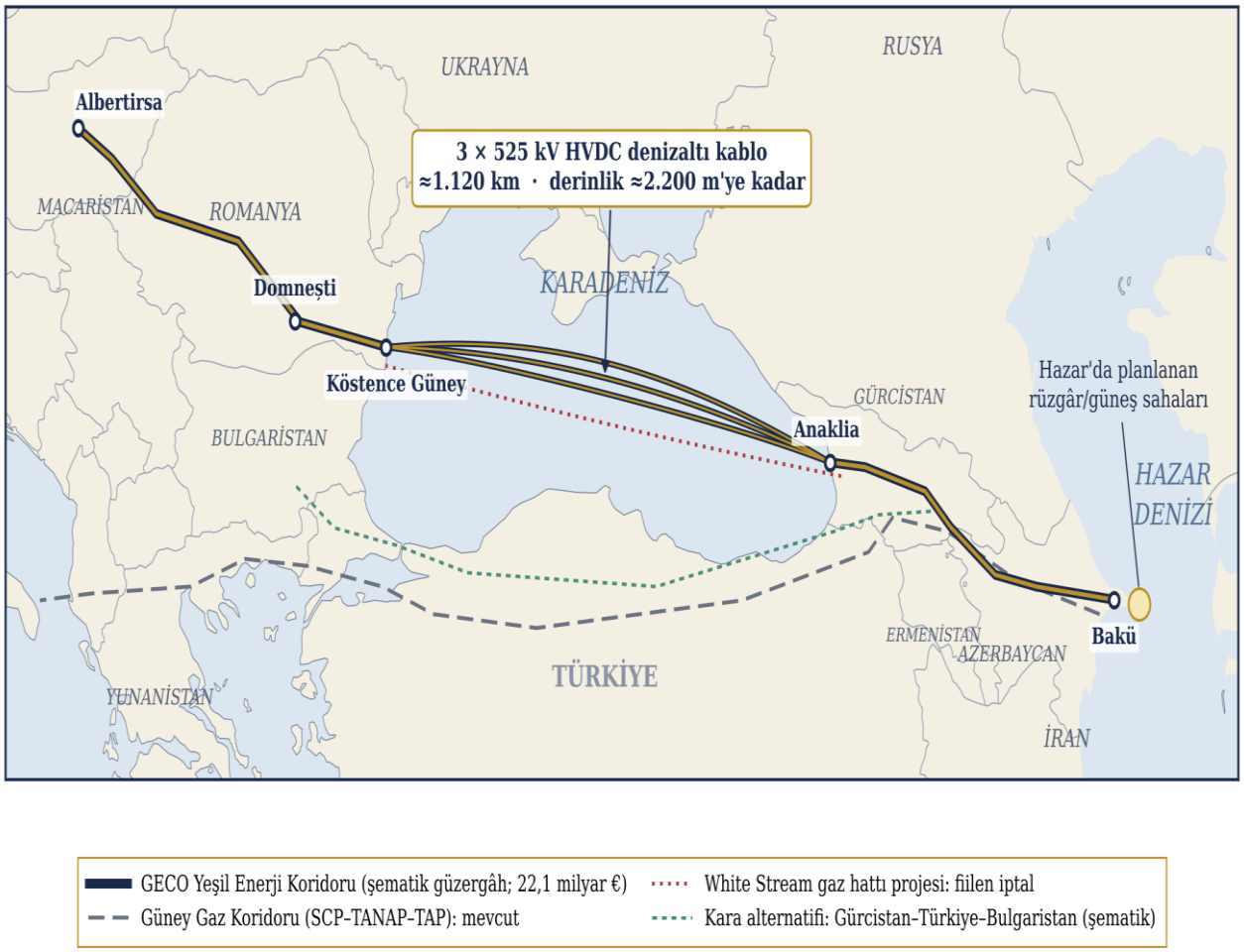
Hazar–Karadeniz–Avrupa Yeşil Enerji Hattı Neden Finanse Edilemez?

Oğuzhan Akyener

Unutulmamalıdır ki, mühendislik kabloyu denizin dibine indirebilir; kabloyu indirecek parayı ise yalnızca fiyat ikna eder.

Haritaya bakan herkes ilk anda etkileniyor: Bakü'den çıkan bir çizgi Kafkasya'yı boydan boya geçiyor, Anaklia'da denize iniyor, Karadeniz'in ortasından Köstence'ye çıkıyor, oradan Romanya'yı aşıp Budapeşte yakınlarındaki Albertirsa'da son buluyor. Çizgiyi cetvelle çekmek bir dakika sürüyor. Lakin o çizgiyi toplamda yirmi iki milyar avroluk bir yatırıma, dört ülkenin şebekesine bağlantı sistemine, iki bin iki yüz metre derinliğindeki bir deniz yatağına serilecek taşıma hattına ve en komiği tüm bu rotaya sözde sebep; olmayan yeşil elektriğe dönüştürmek ise bambaşka bir iş.

Hazar–Karadeniz–Avrupa Yeşil Enerji Koridoru, 17 Aralık 2022'de Bükreş'te imzalanan stratejik ortaklık anlaşmasının çocuğu; projeyi yürüten Green Energy Corridor Power Company'de (GECO) AzerEnerji, Gürcistan'ın GSE'si, Romanya'nın Transelectrica'sı ve Macaristan'ın MVM'si eşit paya sahip. Temmuz 2026'da onaylanan fizibilite çalışmasına ve GECO'nun ekimde yayımladığı yatırım sunumuna göre toplam bütçe 22,1 milyar avro; bunun 14,3 milyarı iletime, 7,8 milyarı üretim sahalarına gidecek. Her biri 1,3 GW'lık üç hat, yani toplam 3,9 GW, 2032, 2036 ve 2040'ta devreye girecek. AB'ye elektrik ihracatı 2032'de 8 TWh'ten 2040'ta 20 TWh'e çıkacak, yıllık ekonomik katkı da 3 milyar avroyu aşacak. (Haberlerde zaman zaman "boru hattı" diye anılsa da mesele aslında bir kablo hattıdır; hidrojen boru hattı ise ayrıca değerlendirilen diğer tutarsız bir seçenekten ibaret.) Hedefler bunlar. Tabii kanaatimce hiçbiri, bugünkü verilerin ışığında ayakta durmuyor.



Harita: GECO koridorunun şematik güzergâhı; Bakü–Anaklia–Köstence Güney–Albertirsa hattı ile karşılaştırma için Güney Gaz Koridoru, White Stream ve kara alternatifi. Güzergâhlar yaklaşık olup kesin mühendislik koridorunu göstermez. Çizim: TESPAM, GECO sunumu ve basın aktarımlarından derlenmiştir.

Yapılabilir olmakla finanse edilebilir olmak arasında

Önce adil olalım: İtalyan danışman CESI'nin yürüttüğü çalışma, böyle bir kablonun teknik olarak inşa edilebileceğini teyit etti, buna itirazım yok. Mühendislik her şeyi yapar, yeter ki kâğıt üzerindeki paranın bir sahibi, kâğıt üzerindeki elektriğin de bir alıcısı olsun. İtirazım tam da bu iki noktada: "gönderilecek elektrik nerede?", ve "onu bu fiyata kim alacak?".

Nitekim GECO bugün nihai yatırım kararına (FID) giden yol haritasını ve ihale dokümanlarını hazırlıyor. Deniz tabanının jeofizik ve jeoteknik etütlerinin ise Gürcü yetkililerin ifadesiyle bu yıl başlaması bekleniyor. Kamuoyuna yansıyan bilgilerde bir finansman kapanışı ya da bağlayıcı bir alım taahhüdü görünmüyor.

Gönderilecek elektrik nerede?

Rakamları yan yana koyunca ilk tıkanma noktası mal bulma sorunu olarak çıkıyor. AzerEnerji'nin 2026'nın ilk dokuz ayında ürettiği elektrik 18,2 milyar kWh; bunun 15,4 milyarı termik, 2,75 milyarı hidroelektrik santrallerden geldi, güneşin payı ise 45,5 milyon kWh'te kaldı. Dokuz aylık rakamı yıllığa çevirirsek (bu hesap bana ait) 24 TWh dolaylarında bir üretimden söz ediyoruz. Koridorun 2040 hedefi

olan 20 TWh'lik ihracat, yani AzerEnerji'nin bugünkü yıllık üretiminin neredeyse tamamı. Bugünkü dış satış ise cılız. 2026'nın ilk sekiz ayında Rusya, Gürcistan ve İran'a toplam 319 milyon kWh, 16,6 milyon dolarlık elektrik ihraç edildi. Yıllığa vurduğumuzda ise belirlenen hedefin kırk ikide biri.

Resmî tabloda yenilenebilirlerin kurulu güçteki payı yüzde 21,5 (2.170 MW) görünüyor. Ama bunun büyük kısmı eski hidroelektrik santrallerden oluşuyor ve bu alanda ilave potansiyel çok da değil. Rüzgâr 306,5, güneş 378,2 MW civarında bir kurulu güce sahip. İkisi birlikte 700 MW'ın altında kalıyor. Kapasite faktörünü iyimser bir beklenti ile yüzde 30–40 alırsak 20 TWh'i rüzgâr ve güneşle üretmek için 6–8 GW yeni kurulu güç gerekiyor. Yani bugünkünün on katına yakın miktarda bir yatırım hedefleniyor. Hesabı ağırlaştıran bir ayrıntı daha var: 3,9 GW'lık hattın teorik yıllık kapasitesi 34 TWh, 20 TWh'i taşımak ise hattın yüzde 59 oranında sürekli dolu olması demek. Değişken kaynakla bu ancak depolamayla ya da hatta oranla fazladan kurulu güçle mümkün, ikisi de ek maliyet getiriyor.

Ucuz elektriğin paradoksu

Azerbaycan'da elektrik ucuz, üstelik bilinçli biçimde ucuz. Aralık 2024'te kararlaştırılan tarifede hanelere aylık 200 kWh'e kadar 8,4, 300 kWh'e kadar 10, üstü için 15 qəpik uygulanıyor (yaklaşık 5 ile 9 ABD senti arası); sanayi ve tarımda kWh başına 10,6 qəpik, kabaca 6 sent. Tarife Konseyi artışları açıkça doğalgaz maliyetine bağlamıştı; yani fiyatı belirleyen elektrik değil, doğalgaz.

İşte bu tabloyu bütün ilgili faktörler eşliğinde değerlendirince, ilgili yeşil elektriği üretecek olan yenilenebilir yatırımın; özel sektör nezdinde piyasa rekabetinin ürünü olarak değil, devlet kararıyla yürüyen (veya özel sektöre belli teşvikler ve alım garantileri ile kurdurulan ve finansal yükün dolaylı olarak yine kamuya ait olduğu) bir program olabileceğini tahmin edebiliyorum. Mevcut durumda kardeş ülke Azerbaycan'a; Masdar, ACWA Power, BP gibi geliştiriciler hükümetler arası anlaşmalarla ve AzerEnerji'nin alım sözleşmeleriyle yeşil enerji yatırımlarına dahil oluyor. Hiç şüphesiz tüm bunlar değerli yatırımlar. Fakat iç pazarda güneşin ve rüzgârın sübvanse edilmiş gazı kendi başına yendiği bir senaryodan da söz edebilmek pek de mümkün görülmüyor. Ucuz elektrik, ilave (yeni) yenilenebilir yatırımın iştahını da doğal olarak kısıyor. Bakü'nün söylemi de bu okumayı destekliyor: resmî açıklamalara göre ocak–eylül 2026'da yenilenebilir üretim sayesinde 840 milyon metreküp gaz yakılmaktan kurtuldu. Dolayısıyla, ortaya çıkan tablo milyarlarca avroluk yatırımlar yapıp, Avrupa'ya yeşil elektrik taşımaktansa, yeşil yatırımın asıl gerekçesi olarak: Avrupa'ya elektrik satmak değil, iç piyasada yakılacak gazı Avrupa'ya satılacak gaza çevirmek olarak daha makul bir modele revize edilebiliyor. Aynı megavatsaat iki kez satılamayacağı için; ülkenin tükettiği doğalgaz tüketimini azaltıp, ihracata yöneltmek, yeşil elektrik satmaktan daha makul bir pozisyona sahip oluyor. Tabii sorarsanız; "Azerbaycan'ın mevcut potansiyeller de dikkate alındığında doğalgaz üretim kapasitesi ne zaman azalacak?" diye, o da ayrı bir çalışma konusu ve şu anki tablo en geç 2045'lerde üretimin düşmeye başlayacağı (maksimum seviyeye erişilmiş olacağı) yönünde. Bu da eldeki doğalgaz gelirlerinin makul ve sürdürülebilir yatırımlara yönlendirilmesini zorunlu kılıyor. (Tabii bütün bu yeşil elektrik projesinin maliyetini AB karşılayacaksa, bu ballı kaymak olacak! Lakin Eastmed Boru Hattı Projesinde de gördüğümüz gibi böyle bir şey yok.)

Para hesabı

14,3 milyar avroluk iletim kalemini 3,9 GW'a böldüğünüzde megavat başına 3,67 milyon avro çıkıyor. Bunu yüzde 6–10 sermaye maliyeti ve 40 yıllık ömürle yıllıklandırıp 20 TWh'e bölerseniz yalnızca iletim megavatsaat başına 55 ile 80 avro ediyor. Üretim kalemini de eklediğinizde 93 ile 131 avroya çıkıyorsunuz. Hat yılda 12 TWh taşıyabilirse rakam 155–218 avroya fırlıyor.

Senaryo	Sermaye maliyeti %6	Sermaye maliyeti %8	Sermaye maliyeti %10
Yılda 20 TWh · yalnızca iletim	55	67	80
Yılda 20 TWh · iletim + üretim	**93**	**111**	**131**
Yılda 12 TWh · yalnızca iletim	91	112	134
Yılda 12 TWh · iletim + üretim	155	186	218

Tablo: Hat ucunda teslim maliyeti, €/MWh. Yazarın kaba hesabı: iletim 14,3 milyar € (40 yıl, %1 işletme gideri), üretim 7,8 milyar € (25 yıl, %2 işletme gideri); hat kayıpları, kıyı bağlantıları ve Azerbaycan içi şebeke güçlendirmeleri dahil değildir.

Şimdi bu ön hesaptan sonra yukarıdaki tabloyu bir yatırım bankacısının değil, bir enerji ekonomistinin kaba hesabı olarak okuyun. Buna karşılık Azerbaycan'ın bugün fiilen elde ettiği ihracat fiyatı, 2025'in ilk on bir ayında megavatsaat başına yaklaşık 57, 2026'nın ilk sekiz ayında yaklaşık 52 dolar (resmî dış ticaret değerini hacme böldüm). Dolar–avro farkını bir kenara bıraksak bile, hattın ucundaki fiyat ile Bakü'nün cebine giren fiyat arasında iki ile üç kat arası bir makas var. Üstelik Avrupa'nın kendi güneşi de durmuyor: Romanya'da OMV Petrom üç güneş parkını işletmeye aldı, Masdar Yunanistan'da büyük bir güneş santrali satın aldı. Teslim edilen elektrik, kıtanın kendi güneşiyle yarışmak zorunda kalacak.

Yıllık "3 milyar avroyu aşan ekonomik katkı" iddiası ise ayrıca düşündürüyor. 20 TWh'in megavatsaat başı 100 avrodan toptan değeri 2 milyar avro eder; öyle görünüyor ki 3 milyarlık rakam bir nakit akışı değil, toplumsal fayda hesabı. Bankanın kapısına ise nakit akışı götürülüyor.

Karadeniz'in dibi ve Gürcistan'ın şebekesi

Diğer taraftan teknik olarak zemin de pürüzlü. Bugün işleyen en uzun denizaltı güç kablosu olan North Sea Link, 720 kilometrede 1,4 GW taşıyor ve en fazla 700 metre derinlikte yatıyor. GECO'nun sunumundaki üç kablonun her biri yaklaşık 1.120 kilometre ve derinlik 2.200 metreye kadar iniyor. Karadeniz ayrıca dünyanın en büyük oksijensiz havzası: 150–200 metrenin altında çözünmüş oksijen yok, hidrojen sülfür var; GECO'nun kendi sunumu da bunu not ediyor. İki kilometre derinlikte, böyle bir ortamda arıza onarımının nasıl yapılacağı ve bölgesel riskin sigorta primlerine, dolayısıyla finansman şartlarına nasıl yansıyacağı, kanaatimce henüz cevaplanmamış sorular.

Diğer taraftan transit ülke konumundaki Gürcistan'ı da incelemek gerekiyor. Gürcistan'da elektrik üretim sisteminin ağırlığını hidroelektrik oluşturuyor. İthalat ise büyün oranda Rusya'dan sağlanıyor (2025'te ithal ettiği elektriğin yüzde 60'ından fazlası Rusya'dan geldi). Türkiye'ye az da olsa ihracat yapılıyor. Tabii Mayıs 2026'da ihracat; Türkiye'deki fiyatların düşmesi yüzünden yüzde 73 geriledi ve Gürcistan

Elektrosistemi bazı santrallerin üretimini kısmak zorunda kaldı. Dolayısıyla, "yeşil köprü"nün ortasında yer alan ülke, bahar sonunda oluşan hidroelektrik fazlasını bile rahat ihraç edemiyor.

Bir de işin bizi doğrudan ilgilendiren yanı var. Kablonun Türkiye'nin münhasır ekonomik bölgesinden de geçeceği yazılıyor. Oysa koridorun ortakları arasında Türkiye yok. Dolayısıyla Türkiye kardeş ülke Azerbaycan'ın hatırına bu projeye izin de verse, çoklu soru işaretlerini giderebilecek bir durum halen gözükmüyor.

Aslında Azerbaycan Cumhurbaşkanı Aliyev de 12 Ağustos 2026'da bizzat bu dinamiklerle ilgili çok gerçekçi bazı ifadeler kullanıyor. Diyor ki: "Azerbaycan şebekesinin Avrupa'ya bugün açılan tek mevcut yolu Gürcistan ve Türkiye üzerinden geçiyor." Dolayısıyla gerçekten bir elektrik yolu aranıyorsa en ucuz kablo, zaten yerinde duran ve kademeli genişletilebilen karadaki hatlar olacağı gerçeği bir kez daha gözler önüne seriliyor. Bu bağlamda Türkiye'yi dışarıda bırakıp denizin ortasından geçen ayrı bir koridorun siyasi gerekçesi, ekonomik gerekçesinden daha güçlü görünüyor.

Tabii deniz rotasından vazgeçip, çok daha uygun maliyetli olacak kara hattına odaklansak da yine değişmeyen bir şey karşımıza çıkıyor: Azerbaycan'da gönderilecek bol ve ucuz elektrik bulunamıyor!

Hidrojen için de elektrik hesabı tutmuyor

Fizibilite çalışması kapsamında Bakü–Albertirsa arasında paralel bir hidrojen boru hattı da değerlendirilmiş. Bu bağlamda (hedef boru hattı çapına göre) yılda 100 bin ile 950 bin ton arası (3,3–31,7 TWh) yeşil hidrojen taşınması planlanıyor. Yatırım hedefi ise 6,6 ile 13 milyar avro civarında. En büyük seçenekteki 950 bin ton yeşil hidrojen için, yüzde 65 civarı bir elektroliz verimiyle, 49 TWh dolayında elektrik gerekiyor. Bu da AzerEnerji'nin bugünkü yıllık üretiminin iki katına tekabül ediyor. Dolayısıyla hidrojen hattını da elektrik kablosunu da doldurmak, bugünkü üretimin kabaca üç katı miktarınca yeşil elektrik üretmek anlamına geliyor. Borunun yalnızca sermaye yükü ise (yüzde 7 ile 40 yıl üzerinden bir hesaplama yapıldığında) en az kilogram başına yaklaşık 1, en çok yaklaşık 5 avro ediyor. Bu da zaten üretimi maliyetli olan hidrojenin AB piyasalarında satılamaması sonucunu doğuruyor. Diğer taratan Azerbaycan'ın kendi hidrojen stratejisinde de, karbon yakalama hedeflerinin işe yaradığı takdirde, en maliyet-etkin seçeneğin mavi hidrojen olduğu neticesini de ortaya koyuyor.

Gaz borusu da çare değil

"Madem kablo olmuyor, gaz borusu çekelim" diyecekler için de cevap tahmin edilebileceği üzere hazır. Bu güzergâhta denenmiş bir proje var, adı: White Stream. Supsa'dan Köstence'ye yaklaşık 1.100 kilometre, 2.000 metreye varan derinlik, maliyet tahmini 4,5 milyar avro civarı. Dört yıldan uzun süredir hiçbir ilerleme olmadığı için 2025 itibarıyla fiilen iptal sayılıyor. Neden mi? Çünkü mesele boru değil, molekül.

Azerbaycan'ın doğalgaz üretimi 2025'te 51,5 milyar metreküp oldu; bir önceki yıla göre yalnızca yüzde 2,4 artış. AB'ye giden miktar 12–12,8 milyar metreküp arasında (kaynaklar küçük bir fark veriyor) ve TAP'ın kapasitesi 12 milyar metreküpe ulaşmış durumda. AB'ye taahhüt edilen miktar yıllık 20 milyar

metreküp. Lakin üretimin geride kalması ve hızla büyüyen iç talep karşısında bu rakam da şüpheli. Ülke zaman zaman iç talebi dengelemek için Rusya ve İran'dan gaz almak zorunda kalabildi. Yani Karadeniz'in dibine boru döşemek mesele değil. Ortada fazladan gaz yokken milyarlarca avroluk yatırım yapmak mantıklı değil. NABUCCO projesi de (kara güzergahı olmasına rağmen) bu yüzden ölü doğdu ve başarısız bir proje olarak anılarda kaldı. Mevcut Güney Gaz Koridoru'nu büyütmek için gerekenler ise kara tarafında: kompresör istasyonları ve Güney Kafkasya Boru Hattı'nda ek hatlar inşa etmek. Bunlar, iki kilometre derinlikteki bir deniz geçişiyle kıyaslanamayacak kadar ucuz ve bilinen işler. Üstelik bu gazın bir kısmı zaten Türkiye'ye ve Gürcistan'a gidiyor (2025'in ilk dokuz ayında sırasıyla 7,3 ve 1,6 milyar metreküp); kısıtlı mal, ihracatla iç talep arasında pay ediliyor.

Diğer taraftan bu kadar olmaza bir de, olmayacak boru hattından, olmayan yeşil hidrojeni taşıma zorunluluğu ekleniyor.

Cetvele dönersek

Başa dönelim: o cetvelle çizilmiş çizgiye. Bugünkü verilerin ışığında bu koridoru savunmanın tek yolu, onu ticari bir proje olarak değil siyasi bir mesaj olarak okumak; Brüksel'e "Hazar'dan geliyoruz", Bakü'ye "Avrupa'nın yeşil tedarikçisisiniz" diyen bir jest olarak.

Jestin değerini inkâr etmem. Yalnız jestin faturası yirmi iki milyar avro ve faturayı kimin ödeyeceği hâlâ yazılı değil. Bana kalırsa atılacak adımlar, sırayla şunlar:

- Bağlayıcı alım sözleşmeleri ve bir fiyat mekanizması olmadan nihai yatırım kararına gidilmemeli;
- Üretim önce iç piyasada gazı ikame edecek biçimde büyütülmeli, ihracat bunun üzerine kademeli kurulmalı;
- Elektrik için Gürcistan–Türkiye–Bulgaristan kara bağlantıları modüler biçimde güçlendirilmeli ve Türkiye bu çerçevenin merkezinde olmalı;
- Hidrojen hattı, somut alıcı sözleşmeleri olmadan ciddiye alınmamalı;
- Gazda eldeki TANAP–TAP hattının kompresörlerle genişletilmesi, deniz altı boru hattı fikrinin önüne geçmeli.

Velhasıl, yirmi iki milyar avroluk koridor henüz bir niyet beyanı seviyesinde. Niyet beyanıyla yatırım kararı arasındaki mesafe ise bazen Anaklia ile Köstence arasındaki 1.120 kilometreden daha uzun dahi olabiliyor…

VERİ NOTU VE KAYNAKLAR

Veriler 2 Kasım 2026 itibarıyla derlenmiştir. “Yazarın hesabı” denilen rakamlar (yıllıklandırma, kapasite faktörü, elektroliz verimi, ihracat birim fiyatı, kg başına boru maliyeti) kamuya açık verilerden ve yukarıdaki varsayımlarla yapılmış kaba tahminlerdir; yatırım değerlendirmesi yerine geçmez.

GECO bütçe, hat sayısı, takvim, derinlik, hidrojen seçenekleri: Balkan Green Energy News (29 Ekim 2026); Report.az (24 Ekim 2026); Interfax (26 Ekim 2026); Trend (24 Ekim 2026). Tarihsel ve teknik arka plan: IEEE Spectrum (Black Sea Energy Corridor).

AzerEnerji üretimi ve kurulu güç: Trend (14 Ekim 2026). Elektrik ihracatı ve ithalatı: Trend (28 Ekim 2026; 2025 verileri için Trend). Gaz tasarrufu: Trend (20 Ekim 2026). Yurt içi tarifeler: Azerbaycan Tarife (Fiyat) Konseyi kararı, 29 Aralık 2024 (regulator.gov.az; Trend).

Gürcistan elektrik ticareti: Interfax (26 Mayıs 2026); GBC/Galt & Taggart (Mayıs 2026). Cumhurbaşkanı Aliyev’in açıklaması: Imedi (12 Ağustos 2026). Azerbaycan gazı ve Güney Gaz Koridoru: OilPrice.com (Ocak 2026); Caspian Post; Report.az (TANAP/TAP, Ekim 2025); APA (2025 AB gaz arzı). White Stream: Global Energy Monitor (GEM Wiki). Hidrojen stratejisi: Report.az (Şubat 2025).