

FİNANSAL ARAŞTIRMA RAPORU

30 Haziran 2026 finansal sonuçları ve güncel doğal gaz görünümü

Borsa İstanbul kodu: NTGAZ

Rapor tarihi: 18 Ağustos 2026

Ana finansal hüküm

Naturelgaz'ın 2026 ilk yarı performansındaki iyileşme, doğal gaz fiyatlarının yükselmesinden değil; birim faaliyet ekonomisinin, lojistik ve enerji maliyetlerinin ve fiyatlama kalitesinin güçlenmesinden kaynaklandı. Şirket, kiralamarlar dahil net nakde geçti. Buna karşılık kârlılığın kalıcılığı; kış dışındaki dönemlerde birim FAVÖK'ün korunmasına, Şehir Gazı portföyünün yenilenmesine ve Güney Afrika yatırımlarının sermaye disiplinine bağlıdır.

Rapor kapsamı

Şirket kaynaklarındaki 30 Haziran 2026 sınırlı denetimden geçmiş finansal tablolar, faaliyet raporları ve yatırımcı sunumları esas alınmıştır. Tarihsel piyasa değerleri kullanıcı tarafından sağlanan günlük veri dosyasından alınmıştır. Doğal gaz piyasasına ilişkin dış veriler 17-18 Ağustos 2026 itibarıyladır. [13]

Raporun ölçüm zemini

Bu raporda aksi belirtilmedikçe parasal tutarlar Türk lirası (TL) cinsinden ve 30 Haziran 2026 satın alma gücüyle ifade edilmiştir. Türkiye Muhasebe Standardı 29 (TMS 29) uyarınca, dönemsel TL karşılaştırmaları yalnız aynı finansal rapor içindeki düzeltilmiş karşılaştırmalı sütunlar kullanılarak yapılmıştır. 2025 yılı Afrojoule Energy Holdings'ın satın alınması nedeniyle ilk konsolide raporlama yılıdır; önceki dönemler geriye dönük konsolide edilmemiştir. Afrika faaliyetlerinin mevcut finansal etkisi küçük olduğundan, bu kapsam değişikliği Türkiye operasyonlarındaki ana eğilimi bozmamaktadır. [1][4]

FAVÖK; brüt kârdan genel yönetim ve pazarlama giderlerinin çıkarılması, amortisman ve itfanın eklenmesiyle hesaplanmıştır. 2026 ilk yarı FAVÖK'ü 1.395 milyon TL'dir. Şirket tarafından açıklanan FAVÖK 1.398 milyon TL olup aradaki 2,6 milyon TL fark ekonomik değerlendirmeyi değiştirmemektedir. Birim göstergelerde standart metreküp (Sm³) kullanılmıştır. [1]

Yönetici özeti

Karar açısından dört sonuç

Birincisi, 2026 ilk yarı faaliyet iyileşmesi gerçektir ve gaz alım-satım farkından gelmemiştir. İkincisi, bilanço ve nakit üretimi güçlüdür; ancak ilk yarı nakdinin bir bölümü alacak çözülmesine dayanır. Üçüncüsü, 2025'te büyüme Şehir Gazı'na yoğunlaşmışken 2026 ikinci çeyrekte Dökme CNG yeniden büyümeye başlamıştır. Dördüncüsü, Güney Afrika bugün kâr üretmemekte; değerlendirme açısından ayrı ele alınması gereken, sermaye ihtiyacı açıklanmamış bir büyüme seçeneğidir.

Naturel gaz'ın ekonomik özü, doğal gaz fiyatına yönlü pozisyon alan bir emtia ticareti değil; boru hattına erişemeyen tüketicilere sıkıştırma, taşıma, basınç düşürme ve saha ekipmanı üzerinden doğal gaz ulaştırma sermaye yoğun bir altyapı ve lojistik hizmetidir. Hasılatın yaklaşık %98'i doğal gaz satışlarından gelse de ekonomik katma değer gazın kendisinden çok fiziksel teslimat kabiliyetinden doğar. Bu nedenle hasılat doğal gaz fiyatı ve hacimle birlikte oynarken, karar değeri taşıyan performans ölçüleri Sm³ başına brüt kâr, FAVÖK, taşıma ve enerji maliyeti, filo kullanımı ve işletme sermayesidir. [1][2][3]

2026 ilk yarıda toplam hacim %4,6 artarak 204,2 milyon Sm³'e çıktı. Hasılat %8,3, brüt kâr %24,5, FAVÖK %21,1 ve ana ortaklık kârı %21,3 arttı. Brüt kâr marjı %28,1'den %32,3'e, FAVÖK marjı %23,8'den %26,6'ya yükseldi. Hacim büyümesinin kâr artışının çok altında kalması, performansın temel olarak birim kârlılıktan geldiğini gösterir. Üstelik parasal sonuç 2,4 milyon TL kazançtan 130,4 milyon TL kayba dönerek vergi öncesi kârı 132,8 milyon TL aşağı çekti; dolayısıyla ana ortaklık kârındaki artış faaliyet performansını olduğundan güçlü göstermemiş, aksine bir bölümünü perdelemiştir. [1]

Birim ekonomideki iyileşme doğal gaz fiyat hareketiyle açıklanamamaktadır. Doğal gaz satış geliri Sm³ başına %2,0, gaz maliyeti %4,0 yükselirken gaz satış-maliyet farkı 12,18 TL/Sm³ ile değişmedi. Buna karşılık brüt kâr/Sm³ %19,0, FAVÖK/Sm³ %15,8 arttı. Gaz fiyatı şirket için birinci derecede hasılat ve işletme sermayesi değişkenidir; marj değişkeni değildir. Şirketin doğrudan referansları Boru Hatları ile Petrol Taşıma A.Ş. (BOTAŞ) tarifeleri ve kamu ihalelerinde Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu (EPDK) LNG fiyat değişimidir. Dutch Title Transfer Facility (TTF) fiyatı ancak BOTAŞ'ın tedarik maliyeti ve tarife kararları üzerinden dolaylı ve gecikmeli etki yaratır. [1][3][8]

30 Haziran 2026 bilançosu güçlüdür. Nakit 801 milyon TL'ye yükselmiş, banka kredileri 246 milyon TL'ye gerilemiş, kiralama yükümlülükleri 239 milyon TL'ye çıkmıştır. Kiralamalar dahil net nakit 316 milyon TL'dir. İşletme faaliyetlerinden 1,20 milyar TL nakit üretilmiş, 68 milyon TL nakit yatırım harcaması ve 606 milyon TL temettü ödemesine rağmen nakit artmıştır. Bununla birlikte işletme nakdinin 383 milyon TL'si ticari alacak çözülmesinden gelmiştir; bu katkı tekrarlanabilir çekirdek nakit üretimi olarak kabul edilmemelidir. [1]

En önemli sürdürülebilirlik testi yılın ikinci yarısıdır. Şehir Gazı yüksek mevsimsellik taşır ve 2026 ilk yarı hacminin yaklaşık üçte ikisi ilk çeyrekte oluşmuştur. Bununla birlikte ikinci çeyrekte toplam hacmin %8,8, Dökme CNG'nin %14,3 artması ve birim FAVÖK'ün %8 yükselmesi, iyileşmenin yalnız soğuk kış çeyreğine bağlı olmadığını göstermektedir. Brüt kârdaki sıçramanın tamamı FAVÖK'e dönüşmemiştir; pazarlama giderleri ve giderlerin fonksiyonlar arasındaki dağılımı değerlendirmede dikkate alınmalıdır. [1][2][6]

30 Haziran 2026 sonuçlarının özeti

Gösterge	2026 6A	2025 6A	Değişim
Satış hacmi	204,2 mn Sm ³	195,2 mn Sm ³	%4,6
Hasılat	5.239 mn TL	4.838 mn TL	%8,3
Brüt kâr	1.691 mn TL	1.358 mn TL	%24,5
Brüt kâr marjı	%32,3	%28,1	+4,2 puan
FAVÖK	1.395 mn TL	1.152 mn TL	%21,1
FAVÖK marjı	%26,6	%23,8	+2,8 puan
Esas faaliyet kârı	1.152 mn TL	897 mn TL	%28,5
Ana ortaklık kârı	687 mn TL	567 mn TL	%21,3
İşletme faaliyetlerinden nakit	1.198 mn TL	1.112 mn TL	%7,8

Kaynak: 30 Haziran 2026 özet konsolide finansal tabloları ve faaliyet raporu. FAVÖK raporda tanımlanan formülle hesaplanmıştır. [1][2]

1. NTGAZ nasıl para kazanıyor?

Naturelgaz'ın ekonomik işi, doğal gaz fiyatı üzerine yönlü pozisyon almak değil; boru hattının ulaşmadığı tüketicilere doğal gazı sıkıştırma, taşıma, depolama ve müşteri sahası ekipmanı üzerinden ulaştırmaktır. Finansal tablolarda gelirlerin büyük kısmı doğal gaz satışı olarak görünür, çünkü şirket gazı satın alıp müşteriye kendi faturasıyla satar. Ekonomik katma değer ise gaz molekülünden çok, boru hattı bağlantısının yerine geçen fiziksel teslimat hizmetinden doğar. [1][2][3]

Dökme sıkıştırılmış doğal gazda (CNG) şirket, Boru Hatları ile Petrol Taşıma A.Ş. (BOTAŞ) veya yerel dağıtım şirketlerinden aldığı doğal gazı kendi tesislerinde yaklaşık 200 bara kadar sıkıştırır, silindirli taşıma ünitelerine doldurur ve tanker-çekici filosuyla müşteri sahasına götürür. Müşteri sahasındaki basınç düşürme sistemi gazı 4-8 bar aralığında kullanıma verir. Sıvılaştırılmış doğal gazda (LNG) ise gaz tankerle taşınır; müşteriye kurulan stok tankı ve buharlaştırıcı üzerinden kullanıma sunulur. Bu zincir dolum tesisi, kompresör, silindir, tanker, çekici, saha ekipmanı, bakım, rota planlama ve kesintisiz teslimat organizasyonunu birlikte gerektirir. [2][3]

Dökme CNG'de müşteri tabanı sanayi kuruluşları, fabrikalar, asfalt şantiyeleri, madenler, gıda işletmeleri, oteller ve kamu kurumlarından oluşur. Şehir Gazı işinde ise Naturelgaz, boru hattı bulunmayan ilçe ve beldelerde dağıtım şirketlerinin şebekesini CNG ile besler; nihai doğal gaz satışı dağıtım şirketi tarafından yapılır. Şehir Gazı aynı dolum tesislerini, tankerleri ve taşıma ünitelerini kullandığı için yeni bir hacim kanalının ötesinde mevcut altyapının kullanımını yükseltir. Kuyu CNG operasyonları hizmet geliri, Oto CNG doğrudan yakıt satışı, güneş enerjisi santralleri (GES) ise elektrik maliyetinden korunma ve fazla üretimin satışı yoluyla katkı sağlar. Buna karşılık 2026 ilk yarıda Dökme CNG ile Şehir Gazı, 204,2 milyon Sm³ toplam hacmin 203,9 milyon Sm³'ünü oluşturmuştur; mevcut faaliyet hacminin neredeyse tamamı bu iki faaliyete dayanmaktadır. [2][3]

30 Haziran 2026 itibarıyla şirketin 14 endüstriyel CNG dolum tesisi, 2 Oto CNG istasyonu, Sakarya'da üretim ve tasarım merkezi, 57.326 CNG silindiri, 565 tanker, 67 çekici ve 47 endüstriyel kompresörü bulunmaktadır. LNG tarafında 6 kara tankeri, 31 stok tankı ve 142 buharlaştırıcıyla 15 müşteri sahasına hizmet verilmektedir. Maddi duran varlıklar ile kullanım hakkı varlıkları toplamı 6,17 milyar TL'ye ve toplam varlıkların %77'sine ulaşmaktadır. Rekabet üstünlüğü yalnız lisanslardan değil; tesislerin coğrafi yayılımı, rota yoğunluğu, taşıma kapasitesi, müşteri sahası ekipmanları ve operasyon bilgisinin birlikte oluşturduğu fiziksel ağıdan doğmaktadır. [1][2]

Kazancın ekonomik kaynağı

2026 ilk yarıdaki 5,24 milyar TL hasılatın 5,13 milyar TL'si doğal gaz satışlarından, 55,4 milyon TL'si operasyonel hizmet ve kiralamalardan, 49,6 milyon TL'si GES gelirlerinden oluşmuştur. Muhasebe hasılatının yaklaşık %98'inin gaz satışı olması, şirketin ekonomik olarak bir emtia tüccarı olduğu anlamına gelmez. Gazın tedarik bedeli satış fiyatına büyük ölçüde taşınan yüksek tutarlı bir geçiş kalemidir; şirketin yarattığı değer sıkıştırma, taşıma, hazır bulundurma, saha yatırımı ve teslimat hizmetidir. Kuyu CNG, Oto CNG, LNG ve GES mevcut ölçekte tamamlayıcı faaliyetlerdir; ayrı bir kâr motoru değildir. [1]

Bir standart metre-küp satıştan yaratılan faaliyet katkısı kabaca; müşteri fiyatından doğal gaz tedarik maliyeti, sıkıştırma elektriği, taşıma ve akaryakıt, taşıma nakliye, bakım, personel ve saha ekipmanı maliyetlerinin çıkarılmasıyla oluşur. Bu nedenle NTGAZ'ın kârını belirleyen başlıca değişkenler satılan hacim, Şehir Gazı-Dökme CNG karması, ortalama taşıma mesafesi, tesis ve filo doluluk oranı, dışarıdan alınan nakliye, enerji maliyeti ve

sözleşmelerdeki fiyat geçişinin kalitesidir. Hacim büyüdüğünde tesis, kompresör ve filo gibi sabit varlıkların maliyeti daha geniş bir satış tabanına yayılır; rota yoğunluğunun ve kendi filo kullanımının artması da Sm^3 başına maliyeti düşürebilir.

Şehir Gazı'nın ekonomik önemi bu kapasite kullanım etkisinde belirgindir. 2026 Haziran itibarıyla 130 yerleşime ve yaklaşık 1,4 milyon nüfusa hizmet verilmektedir. Yerleşim sayısı 2025 sonundaki 141'den 130'a gerilemesine rağmen Şehir Gazı hacminin büyümesi, yerleşim sayısından çok yerleşim büyüklüğü, abone yoğunluğu, hava koşulları ve tüketimin belirleyici olduğunu göstermektedir. Boru hattına geçen yerleşimlerin taşımali gaza ihtiyacı sona erdiğinden şirketin ihale portföyünü sürekli yenilemesi gerekir. Şehir Gazı bu nedenle hem güçlü bir kapasite kullanım ve hacim kaynağı hem de mevsimsellik ve ihale yenileme riski taşıyan bir faaliyettir. [2][3][5]

Şirket ayrı raporlanabilir faaliyet bölümleri bulunmadığını açıklamaktadır. Ortak tesis ve filo kullanımı bu sunumu ekonomik olarak anlaşılır kılmakla birlikte analitik bir sınır yaratır: Şehir Gazı ile Dökme CNG'nin ayrı brüt kârı, sermaye getirisi ve sözleşme bazında kârlılığı açıklanamamaktadır. Bu nedenle Çaykur ve dağıtım şirketi sözleşmelerinin hacmi bilinse de birim kâr katkıları; GES'in öz tüketim yoluyla önlediği elektrik maliyeti ve iş kolları arasındaki tam marj farkı mevcut belgelerle hesaplanamamaktadır. [1][2]

Doğal gaz fiyatı neden marjı otomatik artırmaz?

Şirket doğal gazı BOTAŞ veya yerel dağıtım şirketlerinden BOTAŞ'ın CNG/LNG müşterileri için yayımladığı tarifelerle tedarik eder. Kamu ihalesine bağlı olmayan müşterilerde gaz maliyeti ve ilgili sistem bedelleri satış fiyatına doğrudan yansıtılır. Kamu ihalesine bağlı müşterilerde ise Enerji Piyasası Düzenleme Kurumunun (EPDK) aylık LNG ortalama fiyat değişim oranı esas alınır. Bu nedenle NTGAZ'ın doğrudan sözleşmesel fiyat referansı Hollanda gaz ticaret merkezi Title Transfer Facility (TTF) değil, Türkiye'deki BOTAŞ tarifeleri ve EPDK endeksidir. TTF ancak BOTAŞ'ın ithalat maliyeti ve tarife kararları üzerinden dolaylı ve gecikmeli etki yaratabilir. [3][8]

Gaz fiyatı yükseldiğinde müşteriye kesilen fatura artar; aynı anda satılan gazın maliyeti de yükselir. Maliyet geçişi eksiksiz ve zamanında çalışıyorsa şirketin TL cinsinden hizmet katkısı korunabilir, fakat yalnız gaz pahalandığı için genişlemek zorunda değildir. Hatta aynı mutlak hizmet katkısı daha yüksek hasılatla bölündüğünde brüt kâr veya FAVÖK marjı yüzde olarak gerileyebilir. Bu nedenle doğal gaz fiyatındaki artış hasılatı mekanik biçimde büyütürken, kârı belirleyen esas unsur gaz dışı birim maliyetler ile sözleşme fiyatlamasının tedarik maliyetini ne ölçüde ve ne hızda karşıladığıdır.

2026 ilk yarı verisi bu mekanizmayı doğrudan doğrulamaktadır. Doğal gaz satış geliri Sm^3 başına %2,0, gaz maliyeti %4,0 yükselmiş; gaz satış geliri ile gaz maliyeti arasındaki fark 12,18 TL/ Sm^3 ile değişmemiştir. Buna karşılık brüt kâr/ Sm^3 6,96 TL'den 8,28 TL'ye, FAVÖK/ Sm^3 5,90 TL'den 6,83 TL'ye çıkmıştır. Başka bir ifadeyle son dönemdeki birim kârlılık artışı gaz fiyatından veya gaz alım-satım farkının genişlemesinden değil; gaz dışı faaliyet maliyetleri, ürün karması, fiyatlama kalitesi ve kapasite kullanımındaki net iyileşmeden doğmuştur. [1][2]

Yüksek ve hızlı değişen gaz fiyatı bazı dönemlerde marjı desteklemek yerine baskılayabilir. Kamu ihalelerinde EPDK endeksi ile şirketin fiilî BOTAŞ maliyetinin güncellenme zamanı veya değişim oranı farklılaşırsa geçici baz ve zamanlama farkı oluşur. Daha yüksek gaz bedeli aynı hacmi finanse etmek için daha fazla işletme sermayesi gerektirir, ticari alacakların TL tutarını büyütür ve özellikle sanayi müşterilerinde tüketim esnekliğini artırabilir. NTGAZ için en olumlu fiyat ortamı mutlak olarak yüksek gaz fiyatı değil; düzenli maliyet geçişi, sınırlı oynaklık, güçlü hacim ve kontrol altında tutulan lojistik maliyetlerin birlikte gerçekleşmesidir.

Pazar konumu: liderlik güçlü, toplam pay 2025'te geriledi

Şirket verilerine göre 2025 taşımali doğal gaz pazarı 1,09 milyar Sm^3 'e ulaşmış, pazar %19,5 büyümüştür. Naturelgaz'ın toplam hacmi aynı yıl %10,7 artmıştır. Yatırımcı sunumundaki sayısal seri toplam pazar payını 2024'te %36, 2025'te %34 göstermektedir. Yıllık faaliyet raporundaki "pazar payını artırdı" ifadesi bu rakamlarla uyumlu değildir. Doğru hüküm, toplam taşımali gaz payının sınırlı ölçüde gerilediği; buna karşılık CNG'de yaklaşık %74-76 payla açık liderliğin korunduğudur. [3][5]

Bu liderlik iki yönlü sonuç yaratır. Yaygın tesis ve filo ağı ölçek, rota yoğunluğu ve ihale erişimi avantajı sağlar. Diğer taraftan CNG'de zaten çok yüksek paya sahip olunması, büyümenin yalnız pazar payı kazanımından gelmesini zorlaştırır; taşımali gaz pazarının büyümesi, yeni kullanım alanları ve mevcut müşterilerde tüketim artışı daha belirleyici hale gelir.

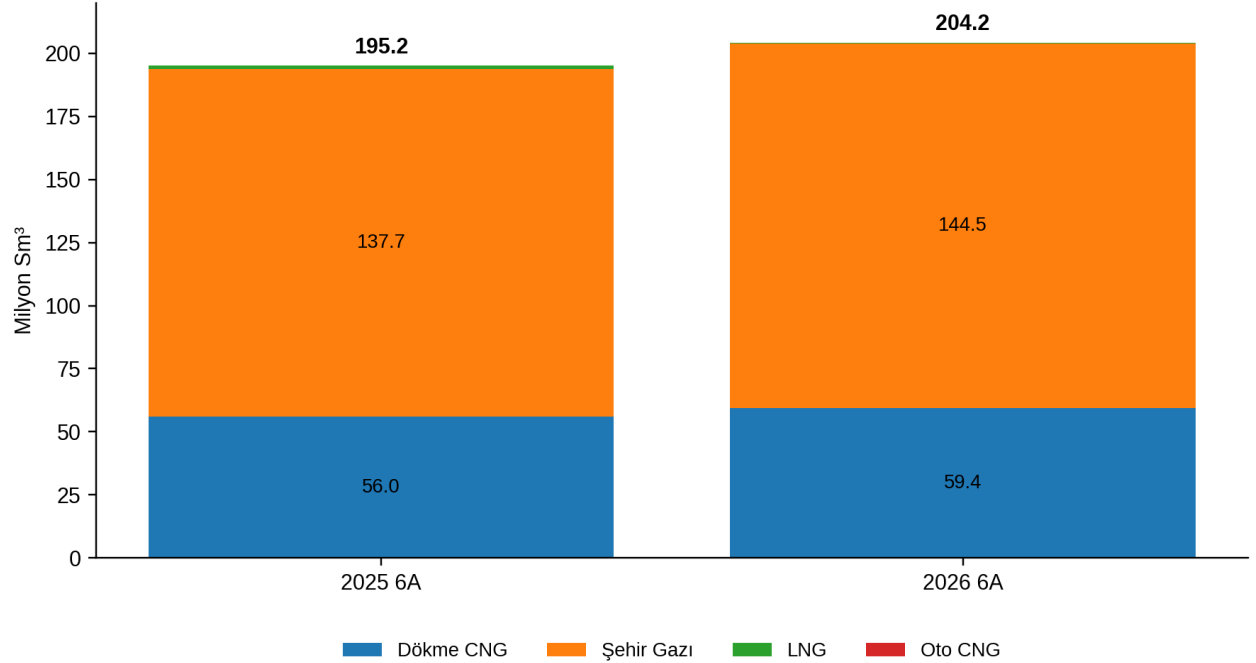
2. Hacim ve ürün karması: 2026 büyümesi daha dengeli hale geliyor

2025'te toplam hacim %10,7 artarak 359,1 milyon Sm³'e ulaşmıştı. Büyümenin tamamına yakını Şehir Gazı'ndan gelmiş; Şehir Gazı hacmi tablo değerleriyle %27,4 artarken Dökme CNG %9,2 gerilemişti. 2026 ilk yarıda toplam hacim büyümesi %4,6'ya yavaşladı; fakat Dökme CNG %6,0, Şehir Gazı %4,9 büyüdü. Bu, 2025'teki tek kanallı büyümenin kısmen dengelendiğini gösterir. LNG ve Oto CNG'deki sert yüzdesel düşüşler ekonomik olarak tali kalmaktadır; iki ürün 2026 ilk yarı hacminin yalnızca yaklaşık %0,2'sidir. [2][5]

Ürün	2026 6A	2025 6A	Değişim	2026 payı
Dökme CNG	59,4 mn Sm ³	56,0 mn Sm ³	%6,0	%29,1
Şehir Gazı	144,5 mn Sm ³	137,7 mn Sm ³	%4,9	%70,7
LNG	0,32 mn Sm ³	1,42 mn Sm ³	-%77,4	%0,16
Oto CNG	0,04 mn Sm ³	0,07 mn Sm ³	-%43,7	%0,02
Toplam	204,2 mn Sm³	195,2 mn Sm³	%4,6	%100,0

Kaynak: 30 Haziran 2026 faaliyet raporu. [2]

Satış hacmi büyüdü; ürün karması yüksek ölçüde değişmedi



Grafik 1. Satış hacmi ve ürün karması

Kaynak: Naturel Gaz 30 Haziran 2026 faaliyet raporu; milyon Sm³. [2]

Mevsimsellik ve ikinci çeyrek sinyali

Şehir Gazı ısınma talebine duyarlı olduğu için ilk çeyrek ağırlığı yüksektir. 2026 ilk çeyrekte 134,6 milyon Sm³ toplam hacim ve 113,0 milyon Sm³ Şehir Gazı satışı gerçekleşmiştir. Böylece ilk çeyrek, ilk yarı toplam hacminin %66'sını ve Şehir Gazı hacminin %78'ini oluşturmuştur. İlk yarı rakamlarının doğrudan yıllıklandırılması bu nedenle şirketin ekonomik profilini olduğundan güçlü gösterir. [2][6]

İkinci çeyrek tek başına daha dengeli bir görünüm sunmaktadır. Toplam hacim %8,8, Dökme CNG %14,3 ve Şehir Gazı %5,5 artmıştır. Çay İşletmeleri Genel Müdürlüğü ile imzalanan, Mayıs-Aralık 2026 dönemini kapsayan 29,1 milyon Sm³'lük sözleşme Dökme CNG toparlanmasını desteklemektedir. Sözleşme hacmi 2025 toplam satışının %8,1'ine eşittir; fakat fiyat ve birim marj açıklanmadığından hacim görünürlüğü ile kâr görünürlüğü aynı değildir. [1][2]

Aralık 2025'te Trakyagaz ile 23 yerleşime 2026-2030 arasında toplam 57,4 milyon Sm³ CNG tedariki için sözleşme yapılmıştır. Beş yıllık toplam hacim 2025 yıllık satışının yaklaşık %16'sına, yıllık ortalama ise %3,2'sine karşılık gelir. Dağılımın yıllara eşit olup olmadığı ve fiyatlandırma koşulları açıklanmadığı için bu sözleşme de kârdan çok hacim devamlılığı bakımından değerlendirilmelidir. [5]

2025 içindeki büyüme hızı ne söylüyor?

Toplam hacim büyümesi 2025 ilk yarıda %25,1, ilk dokuz ayda yaklaşık %15,6 ve yıl sonunda %10,7 olmuştur. Bu seyir, güçlü kış ve Şehir Gazı etkisinin yıl ilerledikçe normalleştiğini gösterir. 2026 ilk yarıdaki %4,6 büyüme düşük görünse de ikinci çeyrekteki %8,8 artış ve Dökme CNG toparlanması, yılın geri kalanında büyüme kompozisyonunun 2025'e göre daha dengeli olabileceğine işaret etmektedir. Bu bir yönetim hedefi değil, mevcut dönem verilerinden çıkarımdır. [2][5][7]

3. Kârlılık: 2026 ilk yarı iyileşmesinin niteliği daha yüksek

2025 yılında hasılat %6,0, brüt kâr %11,8 ve FAVÖK %14,2 artmış; hacim %10,7 büyümüşü. FAVÖK/Sm³ yalnız %3,1 yükseldiği için 2025 kâr artışının ana sürücüsü hacimdi. Ana ortaklık kârı %88,2 artmış görünse de parasal sonuç 291,6 milyon TL kayıptan 146,6 milyon TL kazanca dönmüş, vergi öncesi kâra 438,2 milyon TL olumlu katkı sağlamıştı. Bu nedenle 2025 ana ortaklık kârındaki sıçrama tekrarlanabilir faaliyet artışını olduğundan büyük göstermektedir. [4]

2026 ilk yarıda durum tersine dönmüştür. Hacim %4,6 artarken FAVÖK %21,1 ve FAVÖK/Sm³ %15,8 yükselmiştir. Parasal sonuç 130,4 milyon TL kayba dönmüş ve kâr büyümesini baskılamıştır. Dolayısıyla 2026 ana ortaklık kârındaki %21,3 artışın faaliyet kalitesi, 2025'teki %88'lik artıştan daha yüksektir. [1]

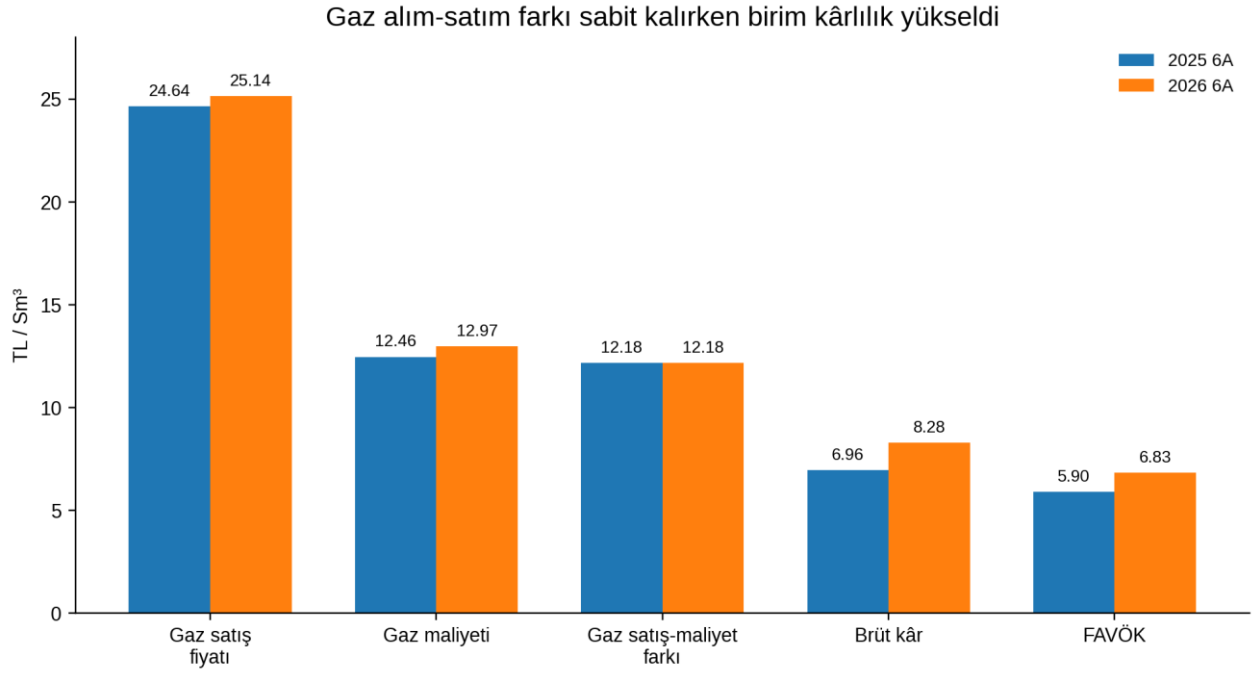
Kârlılık göstergesi	2026 6A	2025 6A	Değişim
Brüt kâr / Sm ³	8,28 TL	6,96 TL	%19,0
FAVÖK / Sm ³	6,83 TL	5,90 TL	%15,8
Brüt kâr marjı	%32,3	%28,1	+4,2 puan
FAVÖK marjı	%26,6	%23,8	+2,8 puan
Esas faaliyet kâr marjı	%22,0	%18,5	+3,5 puan
Ana ortaklık kâr marjı	%13,1	%11,7	+1,4 puan

Kaynak: 30 Haziran 2026 finansal tabloları ve faaliyet raporu; FAVÖK raporda tanımlanan formülle hesaplanmıştır. [1][2]

Gaz fiyatı değil, gaz dışı faaliyet ekonomisi iyileşti

2026 ilk yarıda doğal gaz satış geliri 5,13 milyar TL, satılan doğal gaz maliyeti 2,65 milyar TL'dir. Hacme bölündüğünde gaz satış fiyatı 25,15 TL/Sm³, gaz maliyeti 12,97 TL/Sm³ ve satış-maliyet farkı 12,18 TL/Sm³ olur. Karşılaştırmalı dönemde bu fark yine 12,18 TL/Sm³'tür. Buna rağmen brüt kâr/Sm³ 6,96 TL'den 8,28 TL'ye, FAVÖK/Sm³ 5,90 TL'den 6,83 TL'ye çıkmıştır. Kârlılık artışını gaz alım-satım farkına bağlayan açıklama verilerle uyuşmaz. [1]

Yıllık veri de aynı sonucu destekler. 2025'te gerçekleşen doğal gaz satış fiyatı Sm³ başına %4,5 düşmüş, gaz maliyeti %8,9 gerilemiş; gaz satış-maliyet farkı yalnız %0,9 ve brüt kâr/Sm³ %1 artmıştır. Doğal gazın mutlak fiyatı ile birim brüt kâr arasında istikrarlı yönlü bir ilişki yoktur. Veri serisi az sayıda karşılaştırılabilir dönem içerdiği ve TMS 29 ile mevsimsellik nedeniyle heterojen olduğu için istatistiksel korelasyon katsayısı vermek yanıltıcı olacaktır. Ekonomik test ise nettir: hasılat gaz fiyatına duyarlı, birim kârlılık ise esas olarak hizmet ve maliyet verimliliğine duyarlıdır. [1][4]



Grafik 2. Birim gelir, gaz maliyeti ve faaliyet kârlılığı

Kaynak: Naturel Gaz 30 Haziran 2026 finansal tabloları ve faaliyet raporu; hesaplamalar rapor yazarı tarafından yapılmıştır. [1][2]

Maliyet iyileşmesinin kaynakları ve sınırları

Satışların maliyeti yalnız %2,0 artarken hasılat %8,3 büyümüştür. Satılan gaz maliyeti 215 milyon TL yükselmiş; buna karşılık satışların maliyeti içindeki gaz dışı giderler toplamı yaklaşık 147 milyon TL gerilemiştir. Taşeron ulaşım maliyeti 274 milyon TL'den 220 milyon TL'ye, bakım-onarım 53 milyon TL'den 27 milyon TL'ye ve elektrik 109 milyon TL'den 98 milyon TL'ye düşmüştür. Akaryakıt gideri ise 37 milyon TL'den 57 milyon TL'ye çıkmıştır. Hacmin büyüdüğü bir dönemde taşeron taşıma, bakım ve elektriğin reel olarak düşmesi, 2025'te yapılan filo, tesis ve GES yatırımlarının operasyonel karşılık üretmeye başladığı görüşünü destekler. [1][5]

Bu sonucun bir sunum sınırı vardır. Satışların maliyetindeki personel ve amortisman toplamı 104 milyon TL azalırken, pazarlama ve genel yönetim giderlerindeki personel ve amortisman yaklaşık 94 milyon TL yükselmiştir. Toplam personel gideri %1,3 artmış, toplam amortisman ve itfa %6,4 azalmıştır. Bu dağılım, brüt kâr marjındaki 4,2 puanlık artışın yaklaşık 1,8 puanını mekanik olarak açıklayabilecek büyüklüktedir. Ancak esas faaliyet kârının %28,5 ve FAVÖK'ün %21,1 artması, iyileşmenin gider fonksiyonları arasındaki dağılımdan ibaret olmadığını gösterir. Normalleştirilmiş bir bakışla dahi brüt marjın önemli ölçüde yükseldiği sonucuna varılır. [1]

Gaz maliyeti hariç net nakit faaliyet yükünü yaklaşık olarak "hasılat eksi gaz maliyeti eksi FAVÖK" ile ölçtüğümüzde toplam tutar %4,5, Sm³ başına tutar %8,8 gerilemektedir. Bu türetilmiş ölçü, sınıflandırma etkilerinden daha az etkilendiği için verimlilik kazanımının FAVÖK seviyesinde de bulunduğunu teyit eder; fakat hizmet ve GES gelirleri ayrı maliyetlerle eşleştirilmediğinden tam bir faaliyet maliyeti birimi olarak görülmemelidir.

GES katkısı: gerçek maliyet koruması, sınırlı bağımsız kâr

Konya'daki 2,4 megavat pik (MWp) GES 2023'te, Muş'taki 18,43 MWp GES Temmuz 2025'te devreye girmiştir. Muş santralinin yıllık yaklaşık 33,7 bin megavatsaat üretmesi ve öncelikle şirketin elektrik ihtiyacını karşılaması planlanmıştır. 2026 ilk yarıda 49,6 milyon TL GES geliri ve 27,0 milyon TL GES gideri kaydedilmiş, görünür brüt katkı 22,6 milyon TL olmuştur. Öz tüketim sayesinde satın alınmayan elektriğin maliyeti ayrıca açıklanmadığı için toplam fayda bunun üzerindedir. [1][2]

Bununla birlikte GES, 333 milyon TL'lik brüt kâr artışının ana açıklaması değildir. Görünür GES katkısı esas faaliyet kârındaki 255 milyon TL artışın küçük bir bölümünü oluşturur. Ekonomik olarak GES'i ayrı büyüme segmentinden çok, CNG üretiminin enerji maliyetini ve fiyat oynaklığını azaltan bir işletme varlığı olarak değerlendirmek daha doğrudur.

İkinci çeyrek: iyileşme kış dışına taşındı, fakat brüt kâr kadar güçlü değil

Gösterge	2026 2Ç	2025 2Ç	Değişim
Satış hacmi	69,6 mn Sm ³	64,0 mn Sm ³	%8,8
Hasılat	1.970 mn TL	1.759 mn TL	%12,0
Brüt kâr	484 mn TL	341 mn TL	%41,9
FAVÖK	331 mn TL	282 mn TL	%17,5
Esas faaliyet kârı	210 mn TL	131 mn TL	%60,5
Ana ortaklık kârı	90 mn TL	74 mn TL	%20,3

Kaynak: 30 Haziran 2026 finansal tablolarındaki doğrudan 1 Nisan-30 Haziran sütunları; FAVÖK raporda tanımlanan formülle hesaplanmıştır. [1]

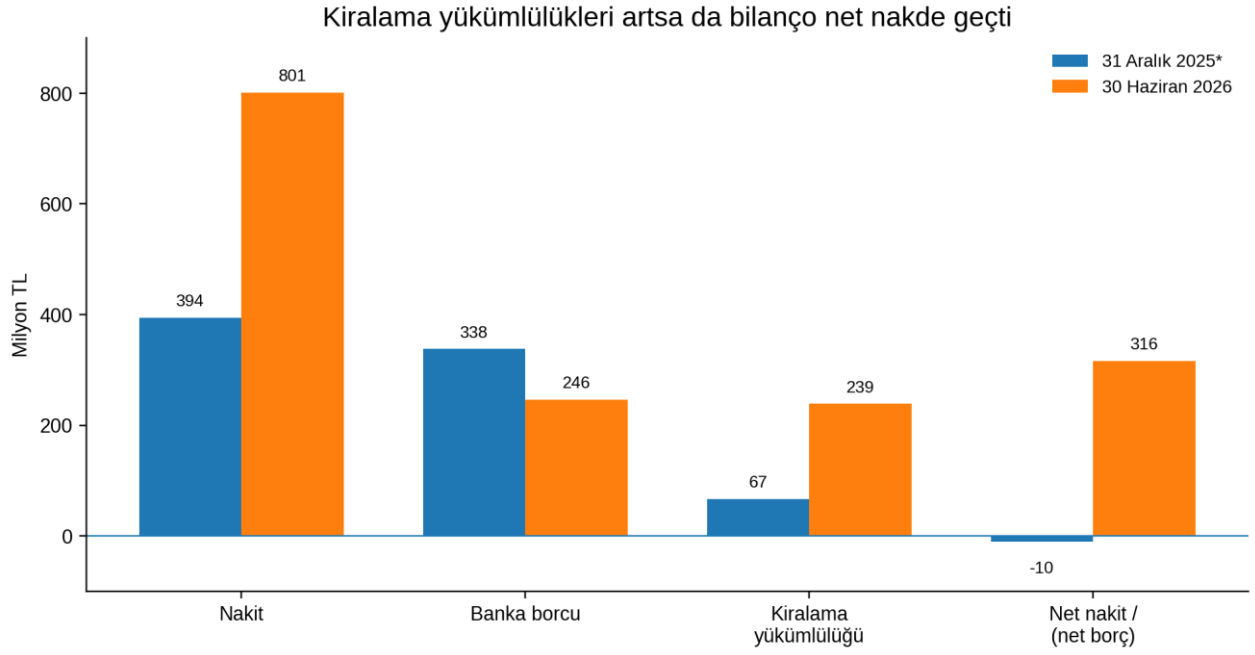
İkinci çeyrekte brüt kâr/Sm³ %30,4 artarken FAVÖK/Sm³ yaklaşık %8 yükselmiştir. Pazarlama giderlerindeki artış, brüt kâr kazanımının önemli bir bölümünü emmiştir. Parasal sonuç 65,0 milyon TL kazançtan 80,2 milyon TL kayba dönmüş; bu nedenle esas faaliyet kârı %60,5 artmasına rağmen vergi öncesi kâr %15,7 gerilemiştir. İkinci çeyrek verisi iki açıdan önemlidir: faaliyet iyileşmesi yalnız kış mevsimine bağlı değildir, fakat brüt marj artışının tamamı tekrarlanabilir FAVÖK'e dönüşmemektedir. [1]

4. Bilanço ve nakit: finansal dayanıklılık belirgin biçimde güçlendi

30 Haziran 2026'da toplam varlıklar 8,01 milyar TL, özkaynaklar 6,00 milyar TL'dir. Özkaynakların varlıklara oranı %74,9'dur. Dönen varlıklar kısa vadeli yükümlülüklerin 1,99 katıdır; 2025 sonu düzeltilmiş karşılaştırmasında oran 1,53'tü. Uzun vadeli yükümlülüklerin 783 milyon TL'si ertelenmiş vergi yükümlülüğüdür. Bilanço banka borcundan çok özkaynak ve faaliyet yükümlülükleriyle finanse edilmektedir. [1]

Bilanço göstergesi	30 Haziran 2026	31 Aralık 2025*	Değişim
Nakit ve nakit benzerleri	801 mn TL	394 mn TL	+407 mn TL
Banka kredileri	246 mn TL	338 mn TL	-92 mn TL
Kiralama yükümlülükleri	239 mn TL	67 mn TL	+172 mn TL
Net nakit / (net borç)	316 mn TL	(10) mn TL	+326 mn TL
Ticari alacaklar	746 mn TL	1.344 mn TL	-598 mn TL
Ticari borçlar	525 mn TL	777 mn TL	-252 mn TL
Cari oran	1,99x	1,53x	+0,46x

* 31 Aralık 2025 bakiyeleri 30 Haziran 2026 satın alma gücüne taşınmıştır. Net nakit, nakitten banka kredileri ve kiralama yükümlülüklerinin çıkarılmasıyla hesaplanmıştır. [1]



Grafik 3. Nakit, finansal borç ve net nakit pozisyonu

Kaynak: Naturel Gaz 30 Haziran 2026 finansal tabloları; milyon TL. [1]

İşletme sermayesi nakdi destekledi

İşletme faaliyetlerinden elde edilen nakit 1,20 milyar TL'ye ulaşmış ve FAVÖK'ün %86'sına karşılık gelmiştir. Ticari alacakların 1,34 milyar TL'den 746 milyon TL'ye gerilemesi nakit akışına 383 milyon TL katkı sağlamıştır. Ticari alacak vadesi 40 günden 36 güne inmiş; ticari borç vadesi 45 günde kalmıştır. Ticari alacaklar, stoklar ve ticari borçlarla hesaplanan net işletme sermayesi yaklaşık 664 milyon TL'den 335 milyon TL'ye gerilemiştir. [1]

Alacak çözülmesi tek başına çıkarıldığında işletme nakdi yaklaşık 815 milyon TL'dir; bu tutar yine ana ortaklık kârının üzerindedir. Dolayısıyla güçlü nakit dönüşümü yalnız tek seferlik tahsilattan ibaret değildir. Bununla birlikte 383 milyon TL'lik aynı büyüklükte bir alacak çözülmesinin her dönemde tekrarlanması mümkün değildir. 2026 ikinci yarıda hacim ve gaz fiyatı yükselirse işletme sermayesinin yeniden nakit kullanması beklenebilir.

Temettü ve serbest nakit kapasitesi

2025'te işletme faaliyetlerinden 1,55 milyar TL nakit elde edilmiş, 1,08 milyar TL maddi ve maddi olmayan duran varlık yatırımı yapılmış ve 462 milyon TL temettü ödenmiştir. İşletme nakdi eksi nakit yatırım harcaması yaklaşık 465 milyon TL ile temettüyü ancak karşılamıştır. 2025, güçlü faaliyet nakdi üreten fakat yoğun yatırım ve dağıtım nedeniyle nakit tamponu yaratmayan bir yıldır. [4]

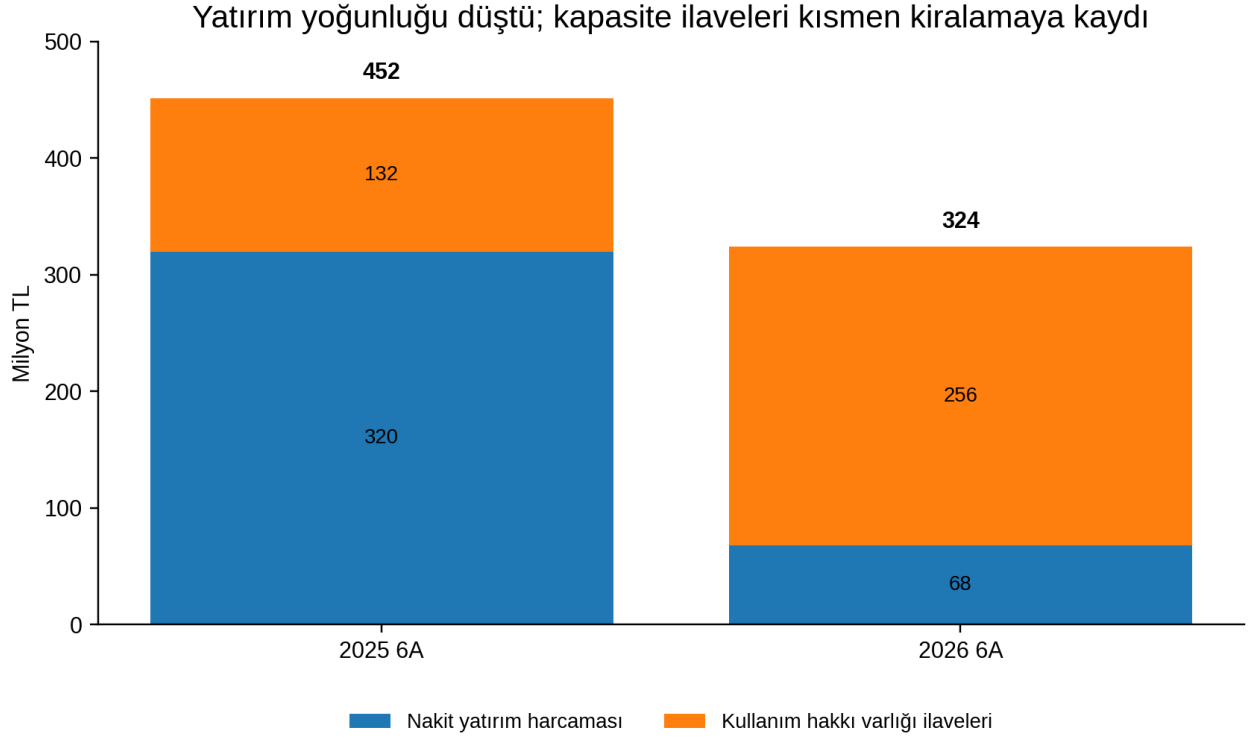
2026 ilk yarıda işletme nakdi eksi nakit yatırım harcaması 1,13 milyar TL, kiralama anapara ödemesi sonrasında yaklaşık 1,06 milyar TL'dir. 606 milyon TL temettü ödemesi sonrasında dahi yaklaşık 457 milyon TL nakit artışı kalmıştır. Bu sonuç hem güçlü faaliyet performansına hem alacak çözülmesine hem de büyük GES ve tesis yatırımlarının tamamlanmasıyla nakit yatırım harcamasının düşmesine dayanır. Mevcut bilanço temettü kapasitesi bakımından güçlüdür; sürdürülebilir dağıtım düzeyi, işletme sermayesinin normalleşmesi ve Güney Afrika sermaye ihtiyacı görülmeden yalnız ilk yarı nakdiyle belirlenmemelidir. [1]

5. Yatırım harcaması ve kiralamalar: yatırım bitmedi, finansman biçimi değişti

Nakit yatırım harcaması 2025 ilk yarıdaki 320 milyon TL'den 2026 ilk yarıda 68 milyon TL'ye gerilemiştir. Bu tek başına okunduğunda yatırım döneminin sona erdiği düşünülebilir. Aynı dönemde Türkiye Finansal Raporlama Standardı 16 (TFRS 16) kapsamındaki kullanım hakkı varlığı ilaveleri 132 milyon TL'den yaklaşık 256 milyon TL'ye yükselmiştir. Nakit yatırım ve kullanım hakkı ilaveleri birlikte değerlendirildiğinde ekonomik varlık ilavesi 452 milyon TL'den 324 milyon TL'ye gerilemiş; düşüş %79 değil yaklaşık %28 olmuştur. [1]

Kiralama yükümlülükleri 67 milyon TL'den 239 milyon TL'ye, kiralama faiz gideri 15,8 milyon TL'den 33,7 milyon TL'ye çıkmıştır. Bu artış bilanço gücünü bozacak ölçekte değildir; net nakit hesabına kiralamalar dahil edilmiştir. Yine de faaliyet kapasitesinin bir bölümü satın alma yerine kiralama yoluyla büyütüldüğünden, gelecek dönemlerde yalnız

nakit yatırım harcamasını izlemek şirketin gerçek yatırım yoğunluğunu eksik gösterecektir. Yeni kiralamaların taşıt, bina ve arsa kırılımı açıklanmamıştır. [1]



Grafik 4. Nakit yatırım ve kullanım hakkı varlığı ilaveleri

Kaynak: Naturel Gaz 30 Haziran 2026 finansal tabloları; milyon TL. Kullanım hakkı ilaveleri dipnot hareketlerinden alınmıştır. [1]

2025'te Gaziantep tesisi, Muş GES, çekici ve taşıma ünitesi yatırımlarının tamamlanması; 2026 ilk yarıda taşeron ulaşım, elektrik ve bakım maliyetlerindeki düşüşle yön olarak uyumludur. Bu, sermaye harcamasının operasyonel verimliliğe dönüştüğünü düşündürmektedir. Yatırımların ayrı proje getirileri ve geri ödeme süreleri açıklanmadığından, nedensellik proje bazında hesaplanamamaktadır.

6. Doğal gaz fiyat duyarlılığı ve 2026-2027 kış görünümü

Doğrudan fiyat referansı TTF değil BOTAŞ ve EPDK'dır

Şirket doğal gazı BOTAŞ veya yerel dağıtım şirketlerinden, BOTAŞ'ın CNG/LNG müşterileri için yayımladığı toptan satış tarifeleriyle tedarik etmektedir. Kamu ihalesine bağlı olmayan müşterilerde BOTAŞ gaz maliyeti, sistem kullanım bedeli ve vergiler doğrudan satış fiyatına yansıtılmaktadır. Kamu ihalesine bağlı müşterilerde EPDK'nın aylık LNG ortalama fiyat değişim oranı dikkate alınmaktadır. Bu mekanizma, doğal gaz maliyetinin orta vadede müşteriye aktarılmasını destekler; kamu ihalelerinde endeks ile fiilî maliyet arasında zamanlama ve baz farkı riski bırakır. [3]

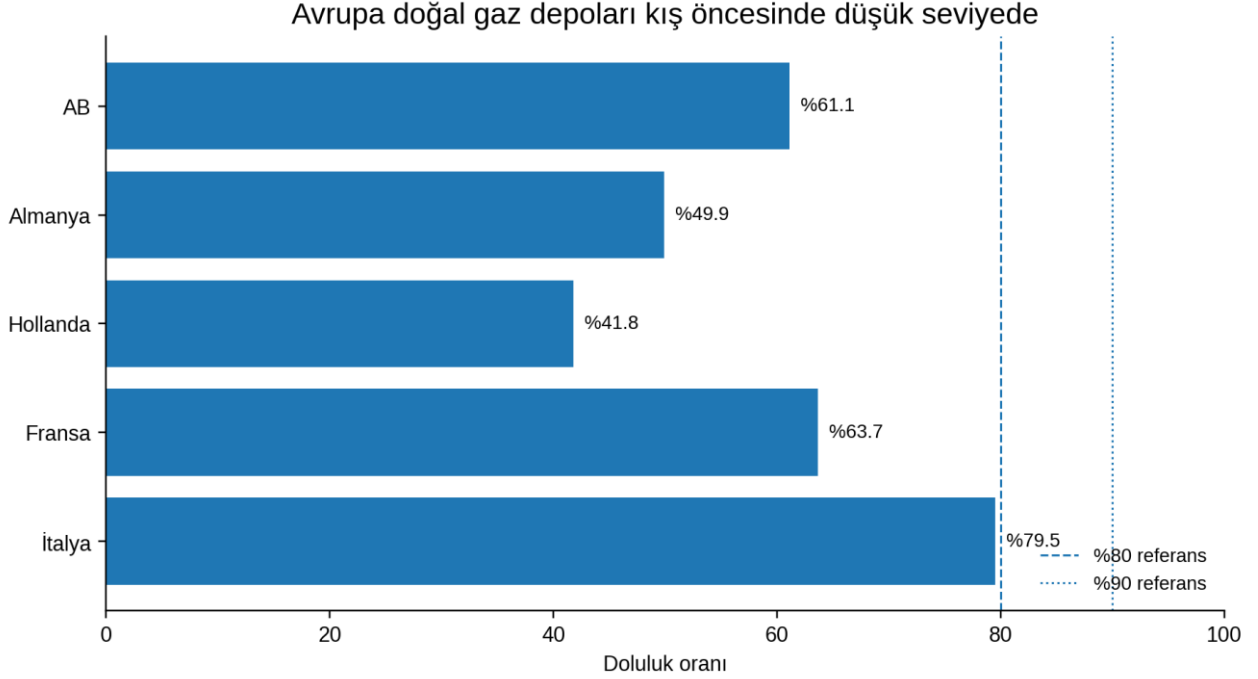
BOTAŞ'ın 4 Nisan 2026'dan geçerli tarifesi kullanım kategorisine göre farklı CNG ve LNG fiyatları içerir. Naturel Gaz'ın müşteri karmasının bu kategorilere dağılımı açıklanmadığı için tek bir BOTAŞ fiyat serisini şirketin ortalama tedarik maliyeti kabul etmek doğru değildir. TTF ise Türkiye tarifesine otomatik ve eşzamanlı bağlanan bir sözleşme referansı değildir. Avrupa fiyatları BOTAŞ'ın ithalat maliyeti ve tarife kararları üzerinden dolaylı etki yaratabilir. [8]

Doğal gaz fiyatı yükselirse ne olur?

Nominal hasılat ve işletme sermayesi büyür. Fiyat geçişi düzenli çalışırsa orta vadeli birim marj korunabilir. Hızlı ve oynak artışlarda kamu ihale endeksi ile tedarik maliyeti arasındaki zamanlama farkı geçici marj baskısı yaratabilir. Dökme CNG müşterilerinde yüksek enerji fiyatı talep esnekliği riski doğurabilir. Şehir Gazı'nda ise kârlılık için fiyat seviyesinden çok kış sıcaklığı ve hacim belirleyicidir.

Avrupa depoları düşük, fakat ana senaryo kışlık değil

Gas Infrastructure Europe verisine göre 17 Ağustos 2026 sabahı Avrupa Birliği depoları 690,7 teravatsaat ile %61,1 doludur. Almanya %49,9, Hollanda %41,8, Fransa %63,7 ve İtalya %79,5 seviyesindedir. Kuzeybatı Avrupa'daki düşük stok, hava ve arz haberlerine fiyat duyarlılığını artırmaktadır. [9]



Grafik 5. Avrupa doğal gaz depolama seviyeleri, 17 Ağustos 2026

Kaynak: Gas Infrastructure Europe, AGSI+, 17 Ağustos 2026 06:00 CEST. [9]

Mevcut dolum hızı aynı kalırsa %80 civarı bir kış başlangıcı ulaşılabilir, %90 ise daha güçlü LNG arzı gerektirir. Avrupa Birliği Enerji Düzenleyicileri İşbirliği Ajansı (ACER), 2025 düzeyindeki LNG ithalatının %80 hedefi için yeterli olabileceğini; %90'a ulaşmak için LNG ithalatının yaklaşık %13 artırılması gerektiğini hesaplamaktadır. Yaz-kış fiyat farkının daralması depolama teşvikini zayıflatmaktadır. [10]

Uluslararası Enerji Ajansı (IEA), Mart-Haziran 2026 döneminde Katar ve Birleşik Arap Emirlikleri LNG yüklemelerinin yıllık 35 milyar metreküp düştüğünü, Körfez dışı üretimdeki 27 milyar metreküplük artışın kaybın yaklaşık dörtte üçünü telafi ettiğini bildirmektedir. IEA ana tahmini, Hürmüz Boğazı'nın üçüncü çeyrekte tamamen açılmasını ve zarar görmeyen tesislerin dördüncü çeyrek başında normalleşmesini varsayar. Gecikme, 2026-2027 dengesini daha sıkı hale getirecektir. [11]

17 Ağustos kapanış verilerinde Eylül 2026 TTF kontratı yaklaşık 61 avro/MWh düzeyindedir; kış kontratları da kabaca aynı banttadır. Yatay sayılabilecek eğri, düşük stok ve jeopolitik riskin fiyatlara önemli ölçüde girdiğini; piyasanın ana senaryoda kış boyunca sürekli hızlanan bir fiyat patlaması öngörmediğini gösterir. [12]

Kış fiyat senaryosu ve NTGAZ etkisi

Senaryo	TTF kış ortalaması	Temel varsayım	NTGAZ etkisi
Ana senaryo	55-75 €/MWh	Körfez akışları sonbaharda kademeli normalleşir; AB depoları yaklaşık %75-85; normal veya sınırlı soğuk kış.	Hasılat ve işletme sermayesi yüksek kalır. Düzenli BOTAŞ/EPDK geçişiyle birim marj korunabilir; soğuk hava Şehir Gazı hacmini destekler.
Düşük fiyat	35-50 €/MWh	LNG arzı hızlı normalleşir; güçlü yenilenebilir üretim ve ılıman kış.	Nominal hasılat ve işletme sermayesi geriler. FAVÖK açısından asıl olumsuzluk fiyat düşüşü değil, ılıman havanın Şehir Gazı hacmini azaltmasıdır.
Stres	75-100+ €/MWh	Körfez toparlanması gecikir veya yeni kesinti olur; soğuk hava ve ilave arz sorunu birlikte görülür.	Maliyet geçişi orta vadede koruma sağlar; kısa vadede ihale endeksi, tahsilat ve işletme sermayesi baskısı artar. Dökme CNG talebinde esneklik riski yükselebilir.

Senaryolar şirket yönlendirmesi değildir; 17-18 Ağustos 2026 tarihli GIE, ACER, IEA ve ICE verilerinden türetilmiş analitik aralıklardır. [9][10][11][12]

Naturel gaz açısından en olumlu kombinasyon düşük gaz fiyatı değil; soğuk hava, düzenli BOTAŞ/EPDK fiyat geçişi ve sınırlı oynaklıktır. En olumsuz kombinasyon ise ılıman hava, yüksek ve hızlı değişen gaz fiyatı ve kamu ihale

fiyatlamasında gecikmedir. H1 2026 verisi, yüksek gaz fiyatının doğrudan marj genişlemesi yaratmadığını somut biçimde göstermektedir.

7. Güney Afrika ve büyüme seçenekleri: mevcut kârdan ayrı değerlendirilmelidir

Naturelgaz Ekim 2025'te Afrojoule Energy Holdings'in %60'ını edinmiştir. Afrojoule, LNG Hub'ın %30,5'ine sahiptir; böylece Naturelgaz'ın LNG Hub'daki etkin ekonomik payı %18,3'tür. LNG Hub kontrol edilen bağlı ortaklık değil, önemli etki bulunan ve özkaynak yöntemiyle muhasebeleştirilen iştiraktır. Bazı faaliyet raporu ifadeleri dolaylı kontrol izlenimi verse de finansal tablo sınıflandırması açıktır. [1][4][5]

LNG Hub, Güney Afrika'nın Richards Bay bölgesinde küçük ölçekli kara bazlı LNG depolama ve dağıtım projesi geliştirmektedir. Faaliyete başlangıç 2028 ilk yarısı için öngörülmektedir. Şirket Şubat 2026 itibarıyla yatırım kapsamında 1,4 milyon ABD doları ödeme yaptığını açıklamıştır. 30 Haziran 2026'da özkaynak yöntemiyle değerlendirilen yatırım 16,9 milyon TL, LNG Hub'dan diğer alacak 41,8 milyon TL ve ilk yarı iştirak zararı 1,7 milyon TL'dir. Kontrol gücü olmayan paylara düşen zarar 4,4 milyon TL'dir. Mevcut sonuçlara etkisi önemsizdir. [1][2]

Projenin toplam bütçesi, borç-özkaynak finansman oranı, uzun vadeli alım veya satış anlaşmaları, terminal kapasitesi ve Naturelgaz'ın azami sermaye yükümlülüğü açıklanmamıştır. Şirket bağlantılı başka bir yatırım fırsatına ilişkin işlemlerin sürdüğünü ancak sonuçlanmadığını da belirtmiştir. Bu nedenle Güney Afrika yatırımı bugün FAVÖK'e katkı sağlayan bir iş kolu değil; 2027-2028 döneminde sermaye tahsisi, finansman ve proje yürütme riski yaratabilecek bir opsiyondur. [2]

Değerleme mimarisi

Şirket için tek konsolide çarpan yaklaşımı ekonomik gerçeği kısmen gizleyebilir. Türkiye CNG ve Şehir Gazı ağı mevcut FAVÖK ve nakit üretiminin çekirdeğidir. Net nakit ayrı bir değer unsurudur. GES esas olarak çekirdek operasyonun maliyet korumasıdır. Güney Afrika ise mevcut kârdan bağımsız, gerçekleşme ve sermaye koşulları açıklanmamış bir büyüme seçeneğidir. Enerji Piyasaları İşletme A.Ş.'deki %0,67 pay mevcut ölçekte tali kalmaktadır. Dolayısıyla olası bir parçaların toplamı yaklaşımında çekirdek Türkiye faaliyetleri, net nakit ve Güney Afrika yatırımı ayrı ele alınmalıdır; mevcut belgeler Güney Afrika için güvenilir bir değer üretmeye yeterli değildir.

Güney Afrika'ya bugünkü faaliyet çarpanını uygulamak, henüz başlamamış kârı mevcut sonuç gibi gösterecektir. Yatırımı sıfır değerlemek ise ödenmiş sermaye ve gelecekteki opsiyon değerini yok sayar. Kanıtların izin verdiği yaklaşım, bugünkü yatırılmış tutar ve açıklanan yükümlülükleri ayrı göstermek; proje bütçesi ve ticari sözleşmeler açıklanana kadar ek opsiyon değerini nicelleştirmemektir.

8. Taahhütler, koşullu yükümlülükler ve riskler

Doğal gaz alım taahhüdü

1 Ocak 2026 itibarıyla yıllık doğal gaz alım taahhüdü 277,3 milyon Sm³tür; bu miktar 2025 toplam satış hacminin yaklaşık %77'sine eşittir ve 2025 sonundaki 310,8 milyon Sm³ taahhüitten düşüktür. Taahhüt tedarik güvenliği ve kazanılmış sözleşmelerle uyumludur. Talebin zayıflaması halinde miktar uyumsuzluğu riski yaratabilir. Asgari alım cezası, toleranslar ve fiyat koşulları açıklanmadığı için aşağı yönlü finansal etki hesaplanamamaktadır. Taahhütler için verilen toplam teminat mektubu 306,7 milyon TL'dir. [1]

Kur ve finansman riski

Banka kredilerinin tamamı ABD doları ve avro cinsindedir ve kurdan korunma aracı bulunmamaktadır. Yabancı paraların TL karşısında %10 değer kazanmasının vergi öncesi kâra olumsuz etkisi 24,6 milyon TL olarak hesaplanmıştır. Bu tutar ilk yarı FAVÖK'ünün yaklaşık %1,8'idir; bilanço açısından yönetilebilir, fakat sıfır olmayan bir risktir. Kiralama yükümlülüklerindeki artışın faiz giderine yansması da izlenmelidir. [1]

Geçmiş dönem fiyat revizyonu riski

2016-2018 doğal gaz alım sözleşmelerinden kaynaklanan geriye dönük fiyat revizyonu ihtimali sürmektedir. Üst tedarik zincirindeki tahkim kararları yurt dışı tedarikçi lehine sonuçlanmış ve Naturelgaz için yaklaşık 2,4 milyon ABD doları fiyat farkı doğma riski ortaya çıkmıştır. Şirkete fatura veya açık rücu talebi ulaşmamış, hukuki süreç tamamlanmamış ve yönetim çıkışı muhtemel görmediği için karşılık ayrılmamıştır. Mevcut bilanço büyüklüğünde şirketin ana finansal hükmünü değiştirmez; ancak risk artık yalnız teorik bir sözleşme ihtilafı değildir. [1]

Ana risklerin finansal önemi

Risk / belirsizlik	Finansal kanal	Mevcut hüküm
Şehir Gazı mevsimselliği ve ihale yenileme	Hacim, tesis kullanımı, birim FAVÖK	Yüksek önem. 130 yerleşim sayısı tek başına yeterli değildir; tüketim ve yeni ihale kazanımı belirleyicidir.
BOTAŞ/EPDK fiyat geçişi	Brüt kâr, işletme sermayesi	Orta-yüksek önem. Mutlak gaz fiyatından çok geçiş hızı ve endeks farkı önemlidir.
Dökme CNG talebi	Hacim ve ürün dengesi	2026 ikinci çeyrek toparlanması olumlu; yüksek enerji fiyatında sanayi talebi esnekliği risk yaratabilir.
Kiralama ile kapasite büyümesi	Borç, faiz, serbest nakit	Yönetilebilir. Net nakit güçlü; yatırım yoğunluğu yalnız nakit yatırım harcamasıyla ölçülmemelidir.
Güney Afrika	Gelecekteki sermaye ihtiyacı ve proje riski	Cari kâra etkisi düşük, orta vadeli belirsizliği yüksek. Bütçe ve finansman açıklanmamıştır.
Segment kârlılığı açıklanmaması	Analitik görünürlük	İş kolları bazında marj ve sermaye getirisi hesaplanamıyor; ana faaliyet hükmü FAVÖK ve birim ekonomiyle kuruluyor.

9. Önümüzdeki 2-3 yıl: ekonomik yön ve ana değişkenler

Naturel gaz'ın önümüzdeki 2-3 yıldaki en olası ekonomik yönü, Türkiye'deki çekirdek faaliyetlerinde orta hızda hacim büyüyen; birim kârlılık korunabildiği ölçüde FAVÖK'ü hacimden daha hızlı artan bir taşımalı doğal gaz altyapı ve lojistik şirketi olmaktır. 2026 ilk yarıda hacim yalnız %4,6 artarken FAVÖK'ün %21,1 yükselmesi bu operasyonel kaldıraç potansiyelini gösterdi. Baz senaryoda birim FAVÖK'ün 2025'in üzerinde kalması, fakat 2026 ilk yarıdaki yüksek seviyenin tamamının kalıcı olmaması daha gerçekçi görünmektedir. [1][2]

2026-2027: asıl sınav birim kârlılığın kalıcılığıdır

2026 ilk yarıdaki maliyet iyileşmesinin önemli bölümü faaliyet kaynaklıdır. Hacim artarken taşeron ulaşım, bakım-onarım ve elektrik giderleri reel olarak gerilemiş; kendi filo kullanımı, rota optimizasyonu, 2025'te tamamlanan tesis ve GES yatırımları ekonomik karşılık üretmeye başlamıştır. Bununla birlikte brüt kârdaki artışın tamamı FAVÖK'e dönüşmemiş, özellikle ikinci çeyrekte pazarlama giderleri yükselmiştir. Bu nedenle gelecek iki yılda izlenecek temel kârlılık ölçüsü brüt marj değil, standart metreküp (Sm³) başına FAVÖK'tür. [1]

FAVÖK'ün hacimden hızlı büyümeye devam etmesi için taşeron taşımanın düşük tutulması, yeni kapasitenin ağırlıklı olarak kendi filoyla çalıştırılması, GES katkısının elektrik maliyetini sınırlaması ve pazarlama giderlerinin hacimden daha hızlı artmaması gerekir. İkinci çeyrekte toplam hacmin %8,8, Dökme CNG'nin %14,3 artması ve FAVÖK/Sm³'ün geçen yılın üzerinde kalması, iyileşmenin yalnız soğuk geçen ilk çeyrekte gelmediğine ilişkin en güçlü kanıttır. [1][2]

Hacim büyümesi: yüksek pazar payı nedeniyle portföy kalitesi belirleyici

Naturel gaz CNG pazarında yaklaşık %74 payla açık liderdir. Bu ölçek tesis, filo ve ihale erişiminde önemli avantaj sağlar; ancak zaten yüksek paya sahip olunması, büyümenin yalnız rakiplerden pay almaya dayanmasını zorlaştırır. Önümüzdeki dönemde hacmi taşımalı doğal gaz pazarının büyümesi, yeni kullanım alanları, mevcut müşterilerde tüketim ve kazanılan ihalelerin büyüklüğü belirleyecektir. [3][5]

Dökme CNG daha az mevsimseldir ve sanayi aktivitesine daha doğrudan bağlıdır. 2026 ikinci çeyrekteki %14,3'lük büyüme ve Çaykur sözleşmesi, 2025'teki daralmanın ardından toparlanma ihtimalini güçlendirmiştir. Şehir Gazı ise mevcut tesis ve taşıma ağına kullanımını artırarak güçlü operasyonel kaldıraç sağlar; buna karşılık hava koşullarına, ihale yenilemelerine ve yerleşimlerin boru hattına bağlanmasına bağlıdır. Hizmet verilen yerleşim sayısı 2025 sonundaki 141'den Haziran 2026'da 130'a gerilerken hacmin büyümeye devam etmesi, yerleşim sayısından çok yerleşim büyüklüğü, abone yoğunluğu ve tüketimin belirleyici olduğunu göstermektedir. [2][3][5]

Sağlıklı üç yıllık büyüme, yerleşim sayısının kesintisiz artmasından değil; boru hattına geçen veya düşük hacimli yerlerin yerine daha yüksek tüketimli ihalelerin alınmasından ve Dökme CNG'nin yeniden istikrarlı büyüme kanalı haline gelmesinden gelecektir.

Fiyatlandırma, nakit dönüşümü ve sermaye tahsis

Doğal gaz fiyatı şirketin marjını otomatik olarak artırmaz. Kamu ihalesine bağlı olmayan müşterilerde gaz maliyeti ve ilgili bedeller satış fiyatına doğrudan yansıtılırken, kamu ihalelerinde EPDK'nın aylık LNG fiyat değişimi kullanılır. Önümüzdeki dönemde kârlılığı gazın mutlak fiyatından çok maliyet geçişinin hızı, endeks ile fiili BOTAŞ maliyeti arasındaki zamanlama farkı ve lojistik giderler belirleyecektir. Yüksek gaz fiyatı aynı hacim için daha fazla işletme sermayesi gerektirdiğinden, öngörülebilir fiyatlandırma ve tahsilat kalitesi yüksek fiyat seviyesinden daha değerlidir. [3]

Bilanço 30 Haziran 2026'da güçlüdür ve şirket kiralamalar dahil net nakit taşımaktadır. Buna rağmen ilk yarı işletme nakdinin 383 milyon TL'si ticari alacak çözülmesinden gelmiş, kullanım hakkı varlığı ilaveleri yükselmiştir. Bu nedenle önümüzdeki 2-3 yılda asıl finansal test, FAVÖK'ün işletme sermayesi, nakit yatırım ve kiralama ödemeleri sonrasında ne ölçüde serbest nakde dönüştüğüdür. Temettü, Türkiye'deki kapasite yatırımları ve Güney Afrika için oluşabilecek özkaynak ihtiyacı aynı nakit havuzundan finanse edilecektir. [1][4]

Güney Afrika: 2026-2027'de kâr değil, 2028 sonrası için opsiyon

Naturelgaz'ın LNG Hub'daki dolaylı ekonomik payı %18,3'tür ve projenin faaliyete başlangıcı 2028'in ilk yarısı için öngörülmektedir. Bu nedenle Güney Afrika'nın 2026-2027'de konsolide kârın ana sürücüsü olması beklenmemelidir; bu dönem daha çok proje geliştirme ve sermaye ihtiyacının belirginleşeceği dönemdir. Toplam yatırım bütçesi, borç-özkaynak dengesi, kapasite, uzun vadeli satış anlaşmaları ve Naturelgaz'ın azami yükümlülüğü açıklanmadan proje çekirdek kazanç tahminine dahil edilmemelidir. [4][5]

Üç yıllık senaryo çerçevesi

Baz senaryo. Türkiye faaliyetlerinde orta düzeyde hacim büyümesi, 2025'in üzerinde fakat 2026 ilk yarı zirvesinin altında normalleşen birim FAVÖK, güçlü ancak işletme sermayesine bağlı olarak dalgalanan nakit üretimi ve 2028'e kadar Güney Afrika'dan anlamlı kâr katkısı gelmemesidir.

Olumlu senaryo. Dökme CNG büyümesinin kalıcı hale gelmesi, Şehir Gazı portföyünün yüksek hacimli ihalelerle yenilenmesi, kendi filo ve GES yatırımlarının birim maliyetleri aşağıda tutması ve Güney Afrika projesinin sınırlı özkaynak ihtiyacıyla uzun vadeli satış sözleşmelerine bağlanmasıdır. Bu durumda FAVÖK birkaç yıl boyunca hacimden daha hızlı büyüebilir.

Olumsuz senaryo. Ilıman kışlar ve boru hattı dönüşümleri Şehir Gazı hacmini azaltır, 2026'daki birim kârlılık kazanımı geri verilir, işletme sermayesi yeniden nakit tüketir ve Güney Afrika yüksek sermaye gerektirir. Bu durumda bilanço gücü sürse bile kâr ve serbest nakit büyümesi belirgin biçimde yavaşlar.

Hükmü değiştirecek gelişmeler

- Dökme CNG hacminin 2026 ikinci yarı ve 2027'de büyümeyi sürdürmesi ve FAVÖK/Sm³'ün 2025 seviyesinin belirgin üzerinde kalması, faaliyet iyileşmesinin yapısal olduğu hükmünü güçlendirir.
- Şehir Gazı'nda yerleşim sayısı azalırken toplam hacim ve yerleşim başına tüketimin büyümeye devam etmesi, portföy kalitesinin sayısal genişlemeden daha önemli olduğunu teyit eder.
- Ticari alacakların yeniden hızla yükselmesi ve işletme nakdinin FAVÖK'ün belirgin altında kalması, ilk yarı nakit gücünün önemli ölçüde geçici olduğunu gösterir.
- Kullanım hakkı varlığı ilaveleri ve kiralama yükümlülüklerinin artmaya devam etmesi, düşük görünen nakit yatırım harcamasının şirketin gerçek yatırım yoğunluğunu eksik yansıttığını teyit eder.
- Güney Afrika için toplam bütçe, proje finansmanı, uzun vadeli satış sözleşmesi veya ek sermaye yükümlülüğünün açıklanması, sermaye tahsisi ve değerlendirme mimarisini maddi biçimde değiştirir.

10. Değerleme: ana çarpan FD/FAVÖK olmalıdır

Naturelgaz için ana değerlendirme rasyosu Firma Değeri/FAVÖK (FD/FAVÖK) olmalıdır. Şirketin ekonomik değeri doğal gazın fatura fiyatından çok tesis ve filo kullanımı, hacim, rota yoğunluğu ve Sm³ başına faaliyet katkısından doğar. Bu nedenle doğal gaz tedarik bedelinin hasılatı şişirebildiği FD/Satışlar, TMS 29 parasal sonuç ve ertelenmiş verginin etkilediği F/K ve yeniden değerlendirme farklarının bulunduğu PD/DD ancak ikincil kontrol ölçüleridir.

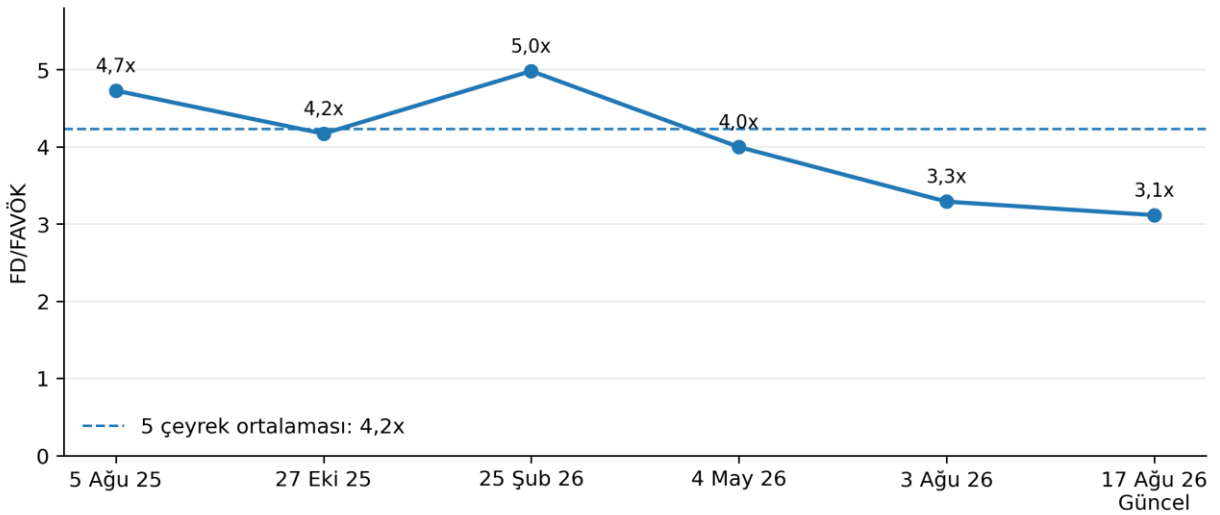
Değerleme mimarisi üç parçalı kurulmalıdır: Türkiye'deki çekirdek CNG ve Şehir Gazı faaliyetleri ileri 12 aylık normalleştirilmiş FAVÖK ile; kiralama yükümlülükleri dahil net nakit ayrı bir değer unsuru olarak; henüz FAVÖK üretmeyen Güney Afrika yatırımı ise proje bazlı ve risk ayarlı biçimde değerlendirilmelidir. Bu rapor hedef çarpan veya hedef fiyat belirlememektedir.

Mevcut ve geçmişte oluşan çarpanlar

Aşağıdaki çarpanlar son beş finansal raporun açıklandığı günlük kapanış piyasa değeri ile o rapor itibarıyla son 12 aylık finansallar kullanılarak hesaplanmıştır. Güncel satır 17 Ağustos 2026 piyasa değerini, 30 Haziran 2026 son 12 aylık finansalları ve aynı tarihli net nakit pozisyonunu kullanır. Firma değeri, piyasa değerine kiralamalar dahil net borcun eklenmesiyle; F/K ana ortaklık kârı ve PD/DD ana ortaklığa ait özkaynaklar üzerinden hesaplanmıştır. [1][4][6][7][13]

Tarih	Finansal dönem	Piyasa değeri (mn TL)	Firma değeri (mn TL)	FD/FAVÖK	F/K	PD/DD	FD/Satışlar
5 Ağu 2025	2025/6	7.700	7.464	4,7x	10,3x	1,84x	1,04x
27 Eki 2025	2025/9	6.879	6.936	4,2x	8,4x	1,52x	0,91x
25 Şub 2026	2025/12	8.466	8.475	5,0x	9,4x	1,68x	1,07x
4 May 2026	2026/3	8.715	8.208	4,0x	8,0x	1,43x	0,92x
3 Ağu 2026	2026/6	7.707	7.391	3,3x	6,5x	1,28x	0,76x
17 Ağu 2026 Güncel	2026/6	7.314	6.998	3,1x	6,2x	1,22x	0,72x

Kaynak: Naturelgaz finansal raporları ve kullanıcı tarafından sağlanan ntgaz_saip.xlsx. Piyasa değerleri ilgili bilanço açıklama günü kapanışı; güncel değer 17 Ağustos 2026 kapanışıdır. Tutarlar yuvarlanmıştır. [1][4][6][7][13]



Grafik 6. Son beş bilanço açıklaması ve güncel FD/FAVÖK

Kaynak: Naturelgaz finansal raporları ve ntgaz_saip.xlsx; hesaplamalar rapor yazarı tarafından yapılmıştır. [1][4][6][7][13]

17 Ağustos 2026 itibarıyla NTGAZ 3,1x son 12 aylık FD/FAVÖK ile işlem görmektedir. Bu oran son beş bilanço açıklama günündeki 4,2x ortalamasının yaklaşık %26, 4,2x medyanının yaklaşık %25 altındadır ve incelenen serinin en düşük seviyesidir. Güncel F/K 6,2x, PD/DD 1,22x ve FD/Satışlar 0,72x'tir. 3 Ağustos 2026'daki son bilanço açıklama gününde FD/FAVÖK 3,3x iken, izleyen iki haftada piyasa değerindeki gerileme güncel çarpanı 3,1x'e indirmiştir.

Çarpan daralması yalnız hisse fiyatı düşüşünden kaynaklanmamıştır. 5 Ağustos 2025 ile 3 Ağustos 2026'da piyasa değeri yaklaşık 7,7 milyar TL ile benzer seviyedeysen, şirket net nakit pozisyonunu güçlendirmiş ve son 12 aylık FAVÖK tabanı büyümüştür; böylece FD/FAVÖK 4,7x'ten 3,3x'e gerilemiştir. Piyasanın aynı nominal piyasa değerine daha yüksek faaliyet kârı ve daha güçlü bilanço karşılığında daha düşük çarpan verdiği görülmektedir.

Düşük çarpan nasıl okunmalı?

3,1x FD/FAVÖK şirketin kendi yakın dönem geçmişine göre belirgin bir iskontoya işaret eder; ancak bu oran tek başına değer artışı sonucu doğurmaz. Son 12 aylık FAVÖK, yüksek mevsimsel hacme sahip 2026 ilk çeyreğini ve ilk yarıdaki güçlü birim kârlılığı içerir. İlk yarı FAVÖK'ünü ikiyle çarpmak veya mevcut son 12 aylık tutarı değişmeden ileri taşımak şirketin normal kazanç kapasitesini yüksek gösterebilir. Değerleme açısından kritik payda ileri 12 aylık normalleştirilmiş FAVÖK'tür.

F/K'daki 6,2x seviye düşük görünmekle birlikte ana ortaklık kârı parasal kazanç/kayıp ve vergi kalemlerinden önemli ölçüde etkilenmektedir. PD/DD'nin 1,22x olması fiziksel varlık tabanına yakın bir fiyatlamaya işaret eder; fakat yeniden değerlendirme farkları ve varlık kullanım oranı nedeniyle defter değeri ekonomik değer için taban oluşturmaz. FD/Satışlar ise gaz tedarik bedelinin müşteriye yansıtılan geçiş kalemi olması nedeniyle şirket ucuzluğunu ölçmekte zayıftır.

Çarpanın yeniden yükselmesi için en güçlü kanıtlar; 2026 ikinci yarı ve 2027'de FAVÖK/Sm³'ün korunması, Dökme CNG büyümesinin sürmesi, işletme nakdinin alacak çözülmesi olmadan da FAVÖK'e yakın kalması ve Güney Afrika sermaye ihtiyacının sınırlı veya proje finansmanı ile karşılanması olacaktır. Tersine birim kârlılığın normalleşmesi, işletme sermayesinin yeniden nakit tüketmesi veya yüksek Güney Afrika özkaynak ihtiyacı mevcut düşük çarpanın kalıcı olmasını açıklayabilir.

11. Sonuç

Nihai finansal hüküm

Naturel gaz'ın çekirdek Türkiye faaliyetleri ekonomik olarak güçlenmiş, bilanço net nakde dönmüş ve hisse kendi son beş bilanço açıklama günündeki ortalamasının belirgin altında bir FD/FAVÖK'e gerilemiştir. Değerleme tezinin özü doğal gaz fiyatının yükselmesi veya düşük görünen F/K değil; Sm³ başına FAVÖK'ün korunması, Dökme CNG ile Şehir Gazı portföyünün dengeli büyümesi ve FAVÖK'ün serbest nakde dönüşmesidir. Güney Afrika bugünkü kârın parçası değil, 2028 sonrası için ayrı değerlendirilmesi gereken bir opsiyondur.

Baz senaryoda şirket önümüzdeki 2-3 yılda orta hızda hacim büyüyen, birim kârlılığı 2025'in üzerinde fakat 2026 ilk yarı zirvesinin altında normalleşen ve güçlü bilançosunu koruyan bir yapı gösterir. Bu senaryoda kâr büyümesi hacim büyümesinin üzerinde kalabilir; fakat 2026 ilk yarı performansının tamamını yıllıklaştırmak doğru değildir.

Güncel 3,1x son 12 aylık FD/FAVÖK, yakın dönem geçmişine göre düşük bir fiyatlamadır. Bu iskontonun ekonomik fırsata dönüşmesi, ikinci yarı ve 2027 sonuçlarının mevcut FAVÖK tabanını doğrulamasına bağlıdır. Karar açısından izlenecek en önemli üç gösterge Dökme CNG hacmi, FAVÖK/Sm³ ve alacak çözülmesinden arındırılmış işletme nakdidir; Güney Afrika bütçesi ve finansmanı ise değerlendirme sonucunu değiştirebilecek ayrı bir sermaye tahsisi değişkenidir.

Hesaplama ve kaynak notları

Rapor hedef fiyat, hedef çarpan veya hisse tavsiyesi üretmemektedir. Değerleme bölümü yalnız mevcut ve tarihsel çarpanları, bunların ekonomik anlamını ve sonucu değiştirecek faaliyet değişkenlerini gösterir. Oran ve birim hesapları aşağıdaki şirket kaynaklarındaki raporlanan tutarlardan türetilmiştir.

FAVÖK = Brüt kâr - genel yönetim giderleri - pazarlama giderleri + amortisman ve itfa. Net nakit = nakit ve nakit benzerleri - banka kredileri - kiralama yükümlülükleri. Firma değeri = piyasa değeri + net borç. Geçmiş çarpanlarda piyasa değeri ilgili finansal raporun açıklandığı gün kapanışından; son 12 aylık finansallar ve net borç ise ilgili raporun satın alma gücüyle ifade edilen tutarlardan alınmıştır. F/K ana ortaklık kârını, PD/DD ana ortaklığa ait özkaynakları kullanır. Tüm dönemsel TL karşılaştırmaları aynı rapor içindeki TMS 29 düzeltilmiş sütunlardan yapılmıştır.

Şirket kaynakları

- [1] Naturelgaz Sanayi ve Ticaret A.Ş. ve Bağlı Ortaklığı, 30 Haziran 2026 tarihinde sona eren altı aylık hesap dönemine ait özet konsolide finansal tablolar - Sınırlı denetim raporu, 3 Ağustos 2026.
- [2] Naturelgaz, 1 Ocak-30 Haziran 2026 ara dönem faaliyet raporu - Operasyonel göstergeler, yatırımlar, sözleşmeler ve dönem sonrası olaylar.
- [3] Naturelgaz, 30 Haziran 2026 yatırımcı sunumu - İş modeli, fiyat mekanizması, pazar payı ve faaliyet göstergeleri.
- [4] Naturelgaz, 31 Aralık 2025 konsolide finansal tablolar ve bağımsız denetçi raporu - Yıllık finansallar, FAVÖK mutabakatı ve nakit akışı.
- [5] Naturelgaz, 2025 yönetim kurulu yıllık faaliyet raporu - Pazar, hacim, yatırım ve Güney Afrika açıklamaları.
- [6] Naturelgaz, 31 Mart 2026 özet konsolide finansal tabloları ve ara dönem faaliyet raporu - İlk çeyrek hacmi, kârlılık ve mevsimsellik.
- [7] Naturelgaz, 30 Haziran 2025 ve 30 Eylül 2025 faaliyet/finansal raporları - 2025 içi hacim ve kârlılık eğilimi.

Dış piyasa kaynakları - 17-18 Ağustos 2026

- [8] [BOTAŞ - 4 Nisan 2026 tarihinden itibaren geçerli doğal gaz toptan satış fiyat tarifesi](#) - CNG ve LNG müşteri tarifeleri.
- [9] [Gas Infrastructure Europe - AGSI+ depolama verileri](#) - 17 Ağustos 2026, 06:00 CEST.
- [10] [ACER - The EU will need higher LNG imports to refill gas storage ahead of winter](#) - 7 Temmuz 2026.
- [11] [International Energy Agency - Gas Market Report, Q3 2026, executive summary](#) - 7 Temmuz 2026.
- [12] [Intercontinental Exchange - Dutch TTF Natural Gas Futures](#) - 17 Ağustos 2026 kontrat verileri.

Piyasa değeri verisi

- [13] Kullanıcı tarafından sağlanan ntgaz_saip.xlsx - NTGAZ günlük piyasa değeri, bilanço açıklama tarihleri ve finansal dönem eşleştirmeleri; son veri 17 Ağustos 2026 kapanışıdır.

Bu rapor kamuya açıklanmış bilgilerden hazırlanmıştır. Yatırım tavsiyesi, alım-satım önerisi veya getiri taahhüdü değildir.