

Báo cáo phân tích lần đầu

GAS · Tổng Công ty Khí Việt Nam – CTCP (PV GAS)

Sàn HOSE · Niêm yết 21/05/2012

TÓM TẮT NHẬN ĐỊNH

GAS là doanh nghiệp hạ tầng khí độc quyền của Việt Nam, sở hữu trọn chuỗi thu gom – vận chuyển – chế biến – phân phối khí và là nhà nhập khẩu LNG thương mại duy nhất đang vận hành. Doanh thu 2025 lập kỷ lục ~135 nghìn tỷ đồng khi LNG cho điện tăng tốc, dù biên gộp giảm về 12,6%. Sáu tháng đầu 2026, doanh thu 81.269 tỷ (+45,8%) và lợi nhuận trước thuế 11.198 tỷ đã chạm ~100% kế hoạch cả năm; biên gộp quý 2 hồi lên 18,0%, cao nhất tám quý. GAS bước vào chu kỳ đầu tư hạ tầng LNG ~3,5 tỷ USD (2026–2030) với bảng cân đối tiền mặt ròng ~42,5 nghìn tỷ đồng. **TCBS Research** đánh giá GAS là cổ phiếu hạ tầng năng lượng phòng thủ với vị thế độc quyền và dòng tiền vững; sau cú nhảy lợi nhuận quý 2 và nhịp tăng giá cuối tháng 8, định giá đã vượt trung bình lịch sử ở cả ba thước đo: P/E trượt **15,9 lần** so với trung bình 22 quý 15,0 lần, P/B **2,9** so với 2,75 và EV/EBITDA **9,2** so với 8,3 lần. Rủi ro nằm ở biên lợi nhuận dao động mạnh và nhạy với đường giá dầu 2027.

LUẬN ĐIỂM CHÍNH

01 Độc quyền hạ tầng khí quốc gia

Đơn vị duy nhất có đủ hệ thống đường ống, xử lý, kho cảng; >70% thị phần LPG. Quy hoạch điện VIII neo 22.524 MW điện LNG tới 2030, là "đơn đặt hàng" chính sách cho hạ tầng của GAS.

03 Bảng cân đối tiền mặt ròng hiếm có

Tiền ròng ~42,5 nghìn tỷ đồng (~21% vốn hóa), Nợ vay/EBITDA 0,2x và Nợ ròng/EBITDA -2,4x – tự tài trợ chu kỳ capex, ít phụ thuộc vay nợ.

02 LNG thay thế khí nội địa suy giảm

Khí cho điện giảm còn 3,1 tỷ m³ (2025) trong khi LNG tái hóa tăng 3,6 lần lên 851 triệu m³; hợp đồng 25 năm cho Nhơn Trạch 3&4 khóa cầu dài hạn.

04 Lợi nhuận 2026 bứt tốc, 2027 chứng lại

TCBS Research dự phóng EPS 2026F **+34,9%** nhờ sản lượng LNG, nhưng 2027F **giảm 11,4%** khi nền giá dầu lùi về ~69 USD.

RỦI RO CHÍNH

01 Giá dầu 2027 đảo chiều giảm

EIA (STEO 08/2026) dự báo Brent hạ từ 86,8 USD (2026) về ~69,4 USD/thùng (2027); IEA ước dư cung 2027 tới ~5 triệu thùng/ngày, giá khí và LPG bám dầu chịu áp lực.

02 Điện LNG chậm hấp thụ

Chỉ 3/13 dự án điện LNG đúng tiến độ; cơ chế chuyển ngang giá khí – điện chưa hoàn chỉnh làm chậm đường cầu LNG.

03 Chu kỳ capex bào mòn dòng tiền tự do

Giải ngân ~3,5 tỷ USD 2026–2030 có thể kéo dòng tiền tự do về quanh 0 ở các năm đỉnh đầu tư; công nợ 2 BOT Phú Mỹ cần theo dõi.

THÔNG TIN GIAO DỊCH

Sàn niêm yết	HOSE
Giá đóng cửa (04/09/2026)	84.000 đ/CP
Vùng 52 tuần	56.000–128.700
Vốn hóa	202.684 tỷ đ
SLCP lưu hành	2.412,9 tr CP
P/E trượt 12T	15,9 lần
P/B	2,9 lần
EV/EBITDA	9,2 lần

CƠ CẤU SỞ HỮU

PVN (Nhà nước)	95,76 %
Nhà đầu tư nước ngoài	~2,0 %
Cổ đông khác	~2,2 %
Free float	~4,2 %

THÔNG TIN TỔ CHỨC

Ngành	Dầu khí – hạ tầng khí
Vốn điều lệ	24.129 tỷ đ
Trụ sở	TP. Hồ Chí Minh
Số nhân viên (31/12/2025)	~2.920
Kiểm toán	Deloitte VN

1. HỒ SƠ DOANH NGHIỆP

GAS – doanh nghiệp hạ tầng khí độc quyền của Việt Nam, đang tái định vị thành nhà phát triển chuỗi LNG quốc gia.

1.1 HỒ SƠ DOANH NGHIỆP

Chỉ tiêu	Chi tiết
Tên đầy đủ	Tổng Công ty Khí Việt Nam – CTCP
Tên tiếng Anh	PetroVietnam Gas JSC (PV GAS)
Mã chứng khoán	GAS · HOSE
Ngày niêm yết	21/05/2012
Vốn điều lệ	24.129 tỷ đồng (14/10/2025)
Số lượng CP lưu hành	2.412,9 triệu CP
Vốn hóa thị trường	~202.684 tỷ đồng
Giá đóng cửa (04/09/2026)	84.000 đ/CP
Vùng giá 52 tuần	56.000 – 128.700 đ/CP
Năm tài chính	01/01 – 31/12
Trụ sở chính	PV GAS Tower, Nhà Bè, TP.HCM
Số nhân viên	~2.920
Đơn vị kiểm toán	Deloitte Việt Nam (2025)

DOANH THU 2025 135.129 Tỷ đồng · +30,5% yoy	LNST CỔ ĐÔNG CÔNG TY MẸ 2025 11.414 Tỷ đồng · +9,8% yoy
EBITDA 2025 15.913 Tỷ đồng · biên 11,8%	EV/EBITDA TRƯỢT 12T 9,2x P/E 15,9x · P/B 2,9x
Cấu trúc sở hữu & thành viên: PVN nắm 95,76% – chi phối chiến lược & capex · Nước ngoài ~2,0% · Khác ~2,2% (free float ~4,2%). Mô hình tổng công ty mẹ – con với 10 công ty con/liên kết trái trên chuỗi khí khô – LNG – LPG – CNG.	

Nguồn: TCBS Research; giá đóng cửa HOSE 04/09/2026; BCTC hợp nhất GAS

1.2 MÔ HÌNH HOẠT ĐỘNG

GAS vận hành chuỗi giá trị khí khép kín: **đầu vào** là khí tự nhiên từ các bể Cửu Long, Nam Côn Sơn, PM3 – Cà Mau cộng LNG/LPG nhập khẩu; **trung nguồn** gồm 3 hệ thống đường ống, 2 nhà máy xử lý khí (Dinh Cố, Nam Côn Sơn), kho cảng LNG Thị Vải và hệ thống kho LPG toàn quốc; **đầu ra** là nhà máy điện, đạm, hộ công nghiệp và thị trường LPG. Quý 2/2026, mảng **khí khô + LNG chiếm ~61% doanh thu** (+97% so cùng kỳ) nhờ Nhơn Trạch 3&4 vận hành thương mại từ 01/01/2026.

Khí khô & LNG Xương sống lợi nhuận. Bán khí cho điện/đạm/công nghiệp qua đường ống + LNG tái hóa từ Thị Vải; hợp đồng LNG 25 năm đầu tiên cho phát điện (Nhơn Trạch 3&4, 1.624 MW).	LPG & kinh doanh quốc tế >70% thị phần LPG nội địa. Kinh doanh quốc tế là trụ cột mới: sản lượng toàn bộ sản phẩm ~3,5 triệu tấn, doanh thu ~45 nghìn tỷ (2025), gấp hơn 7 lần năm 2021.	Dịch vụ khí & vận chuyển Phí ổn định, ít chu kỳ. Vận chuyển khí + condensate ~2,4 nghìn tỷ (2025); CNG, khí thấp áp qua công ty con CNG, PGD; ống thép/bọc ống công trình khí.
--	---	---

Nguồn: BCTC và công bố của PV GAS

1.3 LỊCH SỬ HÌNH THÀNH & PHÁT TRIỂN

- 1990–1998 Đặt nền móng ngành khí**
Thành lập Công ty Khí đốt (20/09/1990) trên cơ sở Ban quản lý công trình Dầu khí Vũng Tàu; 1998 lần đầu sản xuất LPG & condensate tại Việt Nam (GPP Dinh Cố).
- 2002–2007 Hoàn thiện hạ tầng khí nội địa**
Vận hành khí Nam Côn Sơn (2002), hệ thống ống áp thấp (2003); 2007 chuyển mô hình Tổng Công ty mẹ – con.
- 2010–2012 Cổ phần hóa & niêm yết**
IPO tại HOSE (11/2010); chính thức thành công ty cổ phần với vốn điều lệ 18.950 tỷ (05/2011); niêm yết HOSE ngày 21/05/2012.
- 2023 Mở kỷ nguyên LNG**
Kho cảng LNG Thị Vải 1 triệu tấn/năm vận hành (07/2023) – Việt Nam bắt đầu nhập khẩu LNG; tăng vốn điều lệ lên 22.967 tỷ đồng.
- 03/2025 Hợp đồng LNG 25 năm đầu tiên**
Ký hợp đồng cung cấp LNG 25 năm cho nhà máy điện Nhơn Trạch 3&4 (1.624 MW) từ nguồn kho Thị Vải – hợp đồng LNG dài hạn cho phát điện đầu tiên tại Việt Nam.
- 2025 Doanh thu kỷ lục ~1,1% GDP**
Doanh thu hợp nhất ~135 nghìn tỷ (183% kế hoạch, +30%); vốn điều lệ lên 24.129 tỷ; kinh doanh quốc tế thành trụ cột mới.

1.4 CƠ CẤU CỔ ĐÔNG & CẤU TRÚC SỞ HỮU

Cổ đông	Số CP (triệu)	Tỷ lệ %	Phân loại
Tập đoàn Công nghiệp - Năng lượng Quốc gia Việt Nam (PVN)	2.310,6	95,76%	Nhà nước
Cổ đông nước ngoài	~48,3	~2,0%	Nước ngoài
Cổ đông trong nước khác	~54,0	~2,2%	Tự do
Tổng lưu hành	2.412,9	100%	

Cơ cấu sở hữu

PVN (Nhà nước)	95,76%
Nước ngoài	~2,0%
Trong nước khác	~2,2%

Free float ~4,2%: PVN nắm quyền chi phối tuyệt đối chiến lược, capex và nhân sự; trọng số trong rổ chỉ số free-float bị giới hạn, giá nhạy với dòng tiền nhỏ. Chưa có kế hoạch thoái vốn công bố – NQ 79-NQ/TW (01/2026) củng cố vai trò doanh nghiệp nhà nước dẫn dắt năng lượng.

Hệ sinh thái của GAS gồm 10 công ty con/liên kết trải trên chuỗi khí: PV Gas International Trading – Singapore (100%), Kho cảng LNG Sơn Mỹ (61%, liên doanh với AES – Mỹ), CNG Việt Nam (56%), PV GAS LPG (51,3%), khí thấp áp PGD (50,5%), Gas South (35,3%)... Cổ tức tiền mặt liên tục từ khi niêm yết năm 2012: 30% → 36% (2022) → **60% (2023)** → 21% + 3% cổ phiếu thưởng (2024) → **25% (2025)**, đã được ĐHĐCĐ ngày 22/05/2026 phê duyệt với tổng mức chi trả ~6.032 tỷ đồng.

1.5 BAN LÃNH ĐẠO & QUẢN TRỊ

1.5.1 HỘI ĐỒNG QUẢN TRỊ

HĐQT gồm 7 thành viên (1 độc lập), toàn bộ là người đại diện vốn PVN, không sở hữu cổ phần đáng kể. Tháng 7/2026 Petrovietnam điều động cùng lúc hai lãnh đạo cao nhất: ông **Nguyễn Thanh Bình miễn nhiệm Chủ tịch HĐQT từ 23/07/2026** (sang PVTrans), ông **Phạm Văn Phong miễn nhiệm Tổng Giám đốc từ 21/07/2026** (giới thiệu sang PVCFC) — cả hai vẫn giữ ghế Thành viên HĐQT. Ông Nguyễn Huy Hoàng phụ trách HĐQT từ 23/07/2026; nhân sự chính thức chờ ĐHĐCĐ bất thường 14/09/2026.

STT	Họ & Tên	Chức danh · phân loại	Bổ nhiệm
1	Nguyễn Thanh Bình	TV HĐQT · nguyên Chủ tịch HĐQT	05/2023 (miễn nhiệm 07/2026)
2	Phạm Văn Phong	TV HĐQT · nguyên Tổng Giám đốc	05/2023 (miễn nhiệm 07/2026)
3	Nguyễn Huy Hoàng	TV HĐQT · phụ trách HĐQT từ 23/07/2026	05/2026
4	Trần Nhật Huy	TV HĐQT	05/2025
5	Trịnh Văn Khiêm	TV HĐQT	05/2025
6	Đỗ Đông Nguyên	TV HĐQT độc lập	04/2018
7	Nguyễn Ngọc Hiếu	TV HĐQT (nguyên Trưởng ban CDS&CNTT PVFCCo)	05/2026

1.5.2 BAN ĐIỀU HÀNH

Vị trí Tổng Giám đốc đang **trống** sau khi ông Phạm Văn Phong miễn nhiệm ngày 21/07/2026. Phó Tổng Giám đốc **Huỳnh Quang Hải phụ trách Ban Tổng Giám đốc kiêm đại diện pháp luật từ 21/07/2026**, cho tới khi kiện toàn tại ĐHĐCĐ bất thường 14/09/2026.

STT	Họ & Tên	Chức danh	Bổ nhiệm
1	Huỳnh Quang Hải	Phó TGD · phụ trách Ban Tổng Giám đốc	02/2020 (phụ trách 07/2026)
2	Phạm Văn Phong	Nguyên Tổng Giám đốc	05/2023 (miễn nhiệm 07/2026)
3	Hoàng Trọng Dũng	Phó Tổng Giám đốc	11/2023
4	Nguyễn Công Luận	Phó Tổng Giám đốc	02/2024
5	Nguyễn Phúc Tuệ	Phó Tổng Giám đốc	02/2024
6	Nguyễn Minh Tuấn	Phó Tổng Giám đốc	06/2025
7	Nguyễn Anh Tuấn	Kế toán trưởng	02/2024

ĐÁNH GIÁ QUẢN TRỊ

Thực thi vượt kế hoạch 2025: doanh thu đạt 183% kế hoạch, LNTT 216%; 6T2026 đạt ~100% kế hoạch LNTT năm. Kế hoạch thường có truyền thống thận trọng.	Kiểm toán sạch liên tục 10 năm liên tiếp 2016–2025 đều nhận ý kiến chấp nhận toàn phần; 2025 quay lại Deloitte sau 5 năm PwC — luân chuyển Big4 định kỳ.	Điểm trừ quản trị Nhân sự biến động dồn dập: tháng 7/2026 cả Chủ tịch và Tổng Giám đốc cùng được điều động, hai ghế chờ kiện toàn 14/09/2026. Quyết định lớn phụ thuộc phê duyệt PVN.
---	---	--

2. PHÂN TÍCH NGÀNH

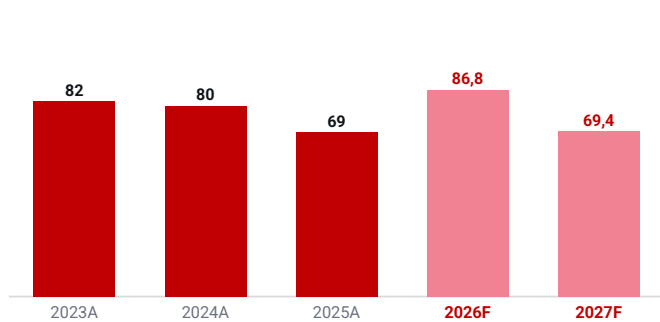
Cú sốc Hormuz đã xảy ra làm đảo chiều đường giá dầu 2026; khung chính sách LNG thuận chiều hiếm có.

2.1 GIÁ NĂNG LƯỢNG – 2026 TĂNG CAO, 2027 HẠ NHIỆT

Khủng hoảng eo biển Hormuz (phong tỏa từ ~28/02/2026) là **sự kiện đã xảy ra**, không còn là kịch bản: Brent tăng vọt từ ~66 USD lên **đỉnh ~120–126 USD/thùng** tháng 3/2026, đưa bình quân quý 2 lên **~102,9 USD** (+54% so cùng kỳ), rồi rơi về **~72,9 USD** chốt phiên 30/06/2026 khi luồng dầu qua Vịnh Ba Tư phục hồi – tháng 6 và quý 2/2026 là tháng và quý giảm mạnh nhất của Brent kể từ 2020. EIA (STEO 08/2026) dự báo Brent bình quân **86,8 USD/thùng năm 2026** (quý 3F ~85,2; quý 4F ~78,0) và hạ về **~69,4 USD năm 2027**; IEA ước dư cung 2027 tới ~5 triệu thùng/ngày. Vùng tham chiếu TCBS Research dùng cho phân tích là **70–95 USD/thùng**. Với GAS, giá bán khí/LPG neo theo dầu FO và Giá hợp đồng (CP) quốc tế: đỉnh giá đã đi qua trong quý 2/2026, nên biên lợi nhuận nửa cuối năm khó giữ được mức cao của quý 2.

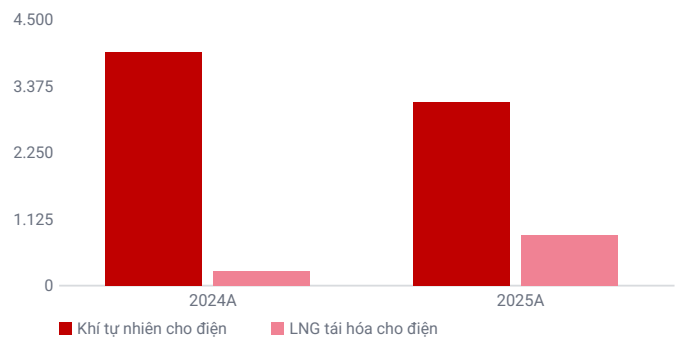
■ Giá dầu Brent trung bình năm

USD/thùng; 2026–2027F theo EIA STEO 08/2026; vùng tham chiếu TCBS Research 70–95



■ Khí cho điện: khí nội địa vs LNG

Triệu m3 quy khí; cơ cấu nguồn khí phát điện của GAS



Nguồn: EIA STEO 08/2026; IEA OMR 06/2026; TCBS Research

Nguồn: PV GAS

2.2 KHUNG CHÍNH SÁCH – "ĐƠN ĐẶT HÀNG" CHO HẠ TẦNG LNG

QHĐ VIII điều chỉnh (QĐ 768, 04/2025)

Mục tiêu 22.524 MW nhiệt điện LNG vào 2030 + 10.861–14.930 MW điện khí nội địa – trực tiếp định hình cầu LNG mà GAS độc quyền hạ tầng nhập khẩu.

NQ 66.6/2025/NQ-CP (10/2025)

Phân quyền cho PVN 5 nhóm phê duyệt đầu khí đến 02/2027 – rút ngắn thủ tục các dự án thượng nguồn cấp khí đầu vào cho chuỗi của GAS.

NQ 79-NQ/TW (01/2026)

Xác định năng lượng là ngành then chốt do doanh nghiệp nhà nước dẫn dắt – hậu thuẫn vị thế PVN/GAS; đồng thời khép lại kỳ vọng thoái vốn Nhà nước trong ngắn hạn.

Kết luận về khung chính sách – "backlog hạ tầng" nhiều năm cho GAS: QHĐ VIII neo 22.524 MW điện LNG vào 2030, tương ứng nhu cầu nhập ~15–18 triệu tấn LNG/năm, trong khi công suất kho đang vận hành mới 1 triệu tấn. Khoảng cách này là "đơn đặt hàng" cho Thị Vải giai đoạn 2, Sơn Mỹ và 2 kho phía Bắc (~15 triệu tấn quy hoạch) mà GAS mặc định là chủ đầu tư. Chuỗi Lô B (trữ lượng ~107 tỷ m3, sản lượng ổn định ~5,06 tỷ m3/năm) có đường ống ~431 km do chính GAS quản lý, cấp khí cho cụm điện Ô Môn ~3.800 MW; NQ 66.6 rút ngắn phê duyệt thượng nguồn giúp chuỗi giữ mốc dòng khí đầu tiên. Mảnh ghép còn thiếu, đồng thời là rủi ro chính sách lớn nhất, là **ng nghị định chuyển ngang giá khí sang giá điện và bao tiêu sản lượng**: backlog chỉ thành doanh thu khi các nhà máy điện LNG ký hợp đồng dài hạn.

2.3 CÂN ĐỐI CUNG KHÍ – CÂU CHUYỆN CỐT LÕI CỦA GAS

Nguồn khí nội địa đã qua đỉnh: sản lượng khí khô của GAS (đã gồm LNG tái hóa) giảm từ 7,2 tỷ m³ (2023) về 6,2 tỷ m³ (2025), riêng khí tự nhiên cấp cho điện giảm còn 3,1 tỷ m³. Nguồn bổ sung nội địa lớn duy nhất trước 2030 là chuỗi **Lô B – Ô Môn** (capex 12 tỷ USD, trữ lượng 107 tỷ m³, dòng khí đầu tiên mục tiêu cuối 2027), GAS đầu tư đường ống dẫn khí về bờ; rủi ro lớn nhất là EVN chưa cam kết bao tiêu điện nên chuỗi chưa có quyết định đầu tư cuối cùng (FID) đầy đủ. Cá Voi Xanh (150 tỷ m³) đã lùi về ~2030. Khoảng trống cung – cầu vì vậy chỉ có thể lấp bằng **LNG nhập khẩu**, nơi GAS sở hữu kho cảng thương mại duy nhất đang vận hành.

KHÍ KHÔ GAS 2025

6,2tỷ m³ (-14% so 2023)

LNG TÁI HÓA 2025

851triệu m³ (x3,6 lần 2024)

LÔ B – DÒNG KHÍ ĐẦU TIÊN

2027

mục tiêu cuối năm; chưa FID đầy đủ

ĐIỆN LNG ĐÚNG TIẾN ĐỘ

3/13

dự án (số liệu sơ bộ – cần theo dõi)

Nguồn: PV GAS, nangluongvietnam.vn

2.4 MÔ HÌNH LNG HUB – VỊ THẾ NGƯỜI MỞ ĐƯỜNG

PV GAS quy hoạch **4 kho cảng LNG trung tâm tổng công suất ~15 triệu tấn/năm** phục vụ 13 nhà máy điện LNG theo QHĐ VIII: Thị Vải (1→3 triệu tấn, đã tháo nút cổ chai Q2/2026, giai đoạn 2 khung 2026–2030), Sơn Mỹ (liên doanh 61/39 với AES, vốn ~1,34 tỷ USD, chấp thuận chủ trương 07/2023), và 2 kho phía Bắc (mỗi kho ~3 triệu tấn, đang chọn vị trí). Lợi thế người đến trước cộng chi phí chuyển đổi cao của khách hàng điện tạo rào cản gần như tuyệt đối; điểm nghẽn nằm ở phía cầu: tiến độ nhà máy điện và cơ chế chuyển ngang giá khí sang giá điện.

Cạnh tranh & cấu trúc ngành

Khí khô/đường ống: GAS độc quyền tự nhiên 100%. LPG: dẫn đầu >70% thị phần. LNG: chưa có đối thủ có kho cảng vận hành; các dự án kho tư nhân/nước ngoài mới ở giai đoạn đề xuất.

Chu kỳ đầu tư ngành

Tổng vốn các dự án thượng nguồn 2025–2030 ước ~25,7 tỷ USD, dẫn dắt bởi Lô B – Ô Môn (~12 tỷ USD), trong khi sản lượng dầu khai thác nội địa suy giảm ~10%/năm. GAS đồng pha ở trung nguồn với ~3,5 tỷ USD.

Trong chuỗi giá trị ngành, GAS thuộc nhóm **trung nguồn phòng thủ**: dòng tiền và cổ tức ổn định, độ nhạy giá dầu trung bình, khác thượng nguồn (PVD, PVS) và hạ nguồn (BSR, PLX, OIL) vốn biến động mạnh theo crack spread. Về phía cầu, nhu cầu điện tăng nhanh cùng tăng trưởng kinh tế trong khi nguồn khí nội địa co lại buộc hệ thống dựa vào LNG: Nhon Trạch 3&4 (1.624 MW, công suất thiết kế >9 tỷ kWh/năm; thực hiện 6T2026 tương đương ~5,2 tỷ kWh/năm, khoảng 58% thiết kế) là dự án điện LNG đầu tiên vận hành và đã tham gia thị trường điện từ 2026; các dự án theo QHĐ VIII dự kiến đưa nhu cầu LNG qua kho của GAS tăng lên đáng kể.

Kho cảng LNG (mô hình Hub ~15 triệu tấn/năm)	Công suất	Trạng thái
Thị Vải (Bà Rịa – Vũng Tàu)	1 → 3 triệu tấn	Vận hành từ 07/2023; tháo nút cổ chai công suất xong Q2/2026; giai đoạn 2 khung 2026–2030
Sơn Mỹ (Bình Thuận) – liên doanh PV GAS 61% / AES 39%	n/a	Chấp thuận CTĐT 07/2023, tổng vốn ~1,34 tỷ USD; công suất chưa chốt công bố
Kho Bắc Bộ	~3 triệu tấn	Đang chọn vị trí (quy hoạch)
Kho Bắc Trung Bộ	~3 triệu tấn	Đang chọn vị trí (quy hoạch)

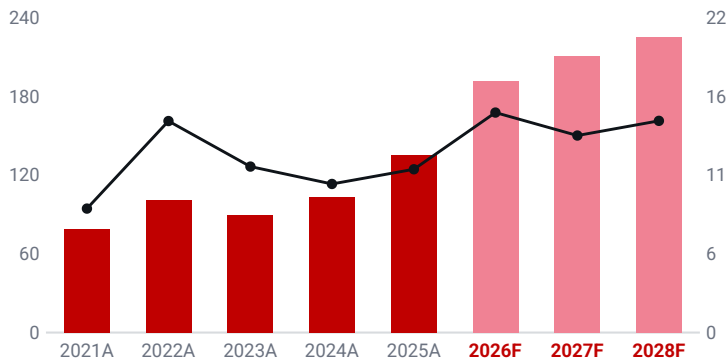
Nguồn: PV GAS; PetroTimes

3. PHÂN TÍCH TÀI CHÍNH

Sản lượng LNG kéo doanh thu lập kỷ lục; đánh đổi là biên lợi nhuận pha loãng theo tỷ trọng kinh doanh mua bán lại.

3.1 KẾT QUẢ KINH DOANH & CƠ CẤU DOANH THU

■ Doanh thu thuần (cột, nghìn tỷ đ – trái) & LNST cổ đông công ty mẹ (đường, nghìn tỷ đ – phải)
2021A–2025A thực hiện; 2026–2028F theo dự phóng TCBS Research

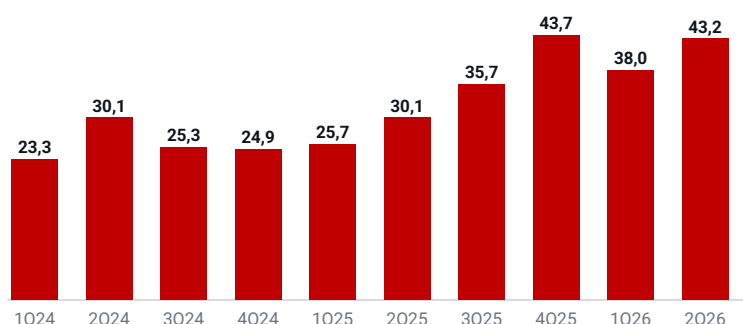


Nguồn: BCTC GAS; dự phóng TCBS Research

Doanh thu theo mảng (tỷ đồng)	2024A	2025A	% YoY	Tỷ trọng 2025
Khí khô + LNG	39.541	52.070	+31,7%	38,5%
LPG	54.924	76.912	+40,0%	56,9%
Vận chuyển khí + condensate	2.750	2.389	-13,1%	1,8%
CNG	4.521	830	-81,6%	0,6%
Condensate	1.001	966	-3,5%	0,7%
Khác (gồm cho thuê VP)	827	1.961	+137,1%	1,5%
Tổng doanh thu thuần	103.564	135.128	+30,5%	100%

Nguồn: Thuyết minh BCTC GAS 2024–2025

■ Doanh thu thuần theo quý
Nghìn tỷ đồng; số thực hiện đến quý 2/2026



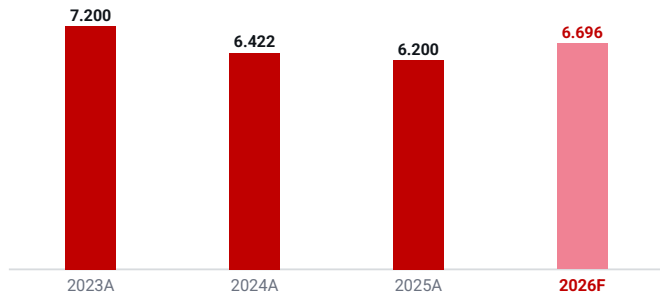
Nguồn: BCTC hợp nhất GAS

Doanh thu 2025 tăng **+30,5%** với cả hai mảng lõi cùng bứt tốc: LPG +40% (giá CP quốc tế cao + sản lượng LPG 4,41 triệu tấn) và khí khô + LNG +31,7% (LNG tái hóa ×3,6 lần). Sang 2026 đà tăng còn mạnh hơn: quý 1 doanh thu 38.020 tỷ (+48% so cùng kỳ) nhưng LNST cổ đông mẹ chỉ 2.945 tỷ (+7%), rồi **quý 2 bứt tốc cả hai chiều** với doanh thu **43.249 tỷ (+43,8%)** và LNST cổ đông mẹ **5.850 tỷ (+23,2%)** – mức lợi nhuận quý cao nhất kể từ 2020. Lũy kế 6 tháng, doanh thu **81.269 tỷ (+45,8%)** và lợi nhuận trước thuế **11.198 tỷ** đã chạm ~100% kế hoạch lợi nhuận cả năm dù mới đi nửa chặng đường, nhất quán với truyền thống đặt kế hoạch thận trọng của GAS.

3.2 PHÂN TÁCH SẢN LƯỢNG × GIÁ BÁN

■ Sản lượng khí khô tiêu thụ

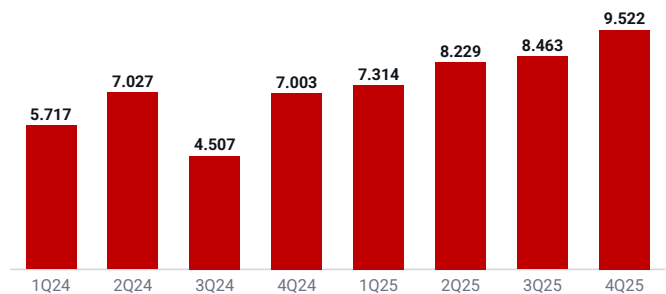
Triệu m³/năm, đã gồm LNG tái hóa (851 triệu m³ năm 2025);
2026F = giá định kịch bản cơ sở (+8%)



Nguồn: PV GAS; giá định TCBS Research

■ Giá bán bình quân khí khô + LNG theo quý

Đồng/m³ (suy ra = doanh thu mảng / sản lượng)



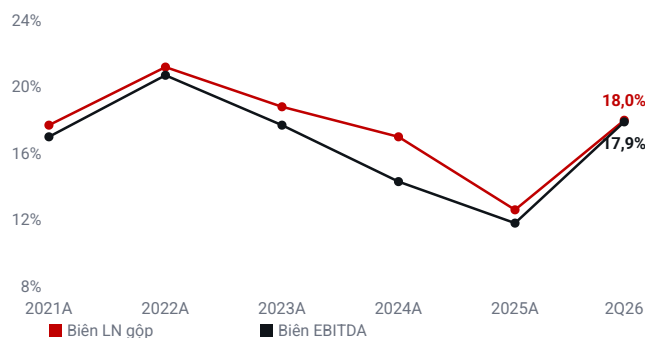
Nguồn: GAS, TCBS Research

Động lực 2025 đến từ **giá thực hiện** nhiều hơn sản lượng: giá bán bình quân khí khô + LNG tăng từ ~6.160 đ/m³ (2024) lên ~8.400 đ/m³ (2025, +36%) – mẫu số 6,2 tỷ m³ đã gồm 851 triệu m³ LNG tái hóa, theo cách doanh nghiệp công bố gộp khí khô + LNG – do tỷ trọng LNG giá cao tăng và giá khí bám dầu leo thang hậu Hormuz, trong khi tổng sản lượng khí khô giảm 3,5%. LPG ngược lại là câu chuyện **sản lượng**: 4,41 triệu tấn (+43%), giá bán gần như đi ngang. Sáu tháng đầu 2026 xác nhận trực sản lượng: Nhon Trạch 3 & 4 phát ~2.601 triệu kWh hoàn toàn bằng LNG do GAS cung cấp; kho Thị Vải tiếp nhận 6 chuyến tàu (~17,15 triệu MMBTU). Điều này có nghĩa: khi giá dầu 2027F hạ, đường doanh thu phụ thuộc vào việc sản lượng LNG có bù kịp phần mất đi do giá hay không.

3.3 CHI PHÍ & BIÊN LỢI NHUẬN

■ Biên lợi nhuận gộp & biên EBITDA

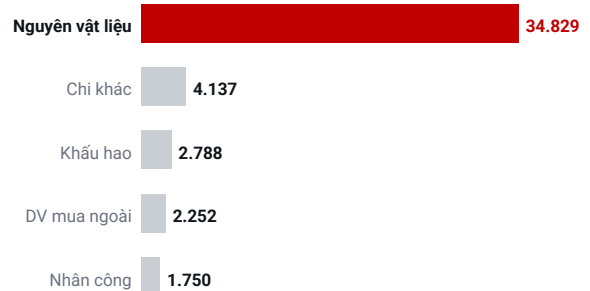
% doanh thu thuần; 2021A–2025A theo năm, bổ sung quý 2/2026



Nguồn: BCTC GAS

■ Cơ cấu chi phí SXKD theo yếu tố 2025A

Tỷ đồng; phần lớn giá vốn là hàng thương mại (khí/LPG mua bán lại) nằm ngoài bảng này



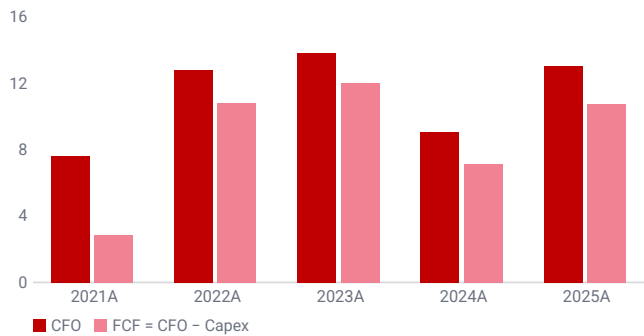
Nguồn: Thuyết minh BCTC GAS 2025

Biên gộp giảm từ đỉnh **21,2% (2022) về 12,6% (2025)** rồi bật lại mạnh trong 2026: quý 2/2026 đạt **18,0%**, cao nhất tám quý, chủ yếu nhờ mảng khí khô và LNG (lợi nhuận gộp 5.525 tỷ, chiếm 71%). Tuy vậy biên của GAS dao động rất rộng, **8,9% đến 18,0% chỉ trong năm quý**, nên 18% khó là mặt bằng bền vững; TCBS Research dự phóng biên gộp cả năm 2026 khoảng 13,0%. Nguyên nhân gốc của xu hướng pha loãng vẫn là cơ cấu sản phẩm: chi phí SXKD theo yếu tố 2025 chỉ ~45,8 nghìn tỷ so giá vốn 118,1 nghìn tỷ, tức phần lớn giá vốn là hàng hóa thương mại biên mỏng. Lưu ý cấu trúc hợp đồng: GAS gánh nghĩa vụ **bao tiêu** ("nhận khí hay trả tiền") với thượng nguồn – 2.123 tỷ đồng chi phí mua khí bao tiêu Lô 05-1b/c đã trả nhưng chưa nhận khí đang treo trên bảng cân đối, tạo rủi ro "kẹt giữa" cam kết đầu vào và cầu đầu ra chưa bao tiêu.

3.4 DÒNG TIỀN, CAPEX & CẤU TRÚC VỐN

■ Dòng tiền HĐKD (CFO) vs dòng tiền tự do (FCF)

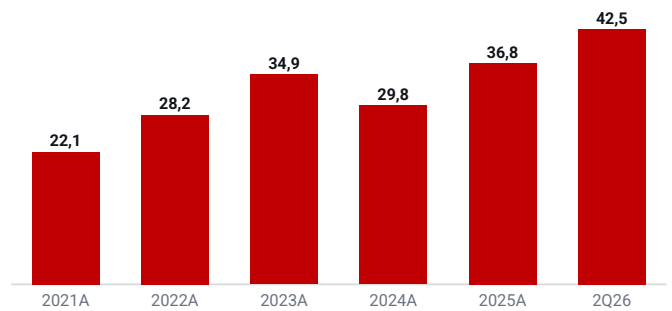
Nghìn tỷ đồng; $FCF = CFO - \text{chi mua sắm TSCĐ}$



Nguồn: BCTC GAS

■ Vị thế tiền mặt ròng

Nghìn tỷ đồng = tiền + tiền gửi có kỳ hạn - nợ vay; 2Q26 là số cuối quý 2/2026



Nguồn: BCTC GAS

GAS chuyển **~82% EBITDA thành CFO** (2025: 13.040/15.913 tỷ) và giữ FCF dương mọi năm nhờ capex thấp (1,8–2,3 nghìn tỷ/năm, 2023–2025). Sau quý 2/2026, vị thế **tiền ròng dày thêm lên ~42,5 nghìn tỷ đồng** (tiền 11,1 + ĐTNH 34,4 – vay 2,9 nghìn tỷ), tương đương **~21% vốn hóa**; tổng tài sản lần đầu vượt 100 nghìn tỷ (102.854 tỷ). CFO quý 2 đạt 7.508 tỷ, bù quý 1 âm 469 tỷ; capex 6 tháng mới ~1,8 nghìn tỷ. Cần theo dõi: phải thu tăng nhanh lên **27,6 nghìn tỷ** cuối quý 2/2026 (+39,7% so cùng kỳ, 116 ngày theo TCBS Research); chu kỳ capex sắp tới sẽ thay đổi cấu trúc này.

Dự án đầu tư trọng điểm	Quy mô	Sở hữu GAS	Mốc chính
Kho LNG Thị Vải mở rộng 1→3 triệu tấn	n/a	100%	Tháo nút cổ chai xong Q2/2026; giai đoạn 2 khung 2026–2030
Kho cảng LNG Sơn Mỹ (liên doanh AES)	~1,34 tỷ USD	61%	Chấp thuận CTĐT 07/2023; công suất chưa chốt công bố
Đường ống khí Lô B – Ô Môn	chuỗi 12 tỷ USD	trung nguồn	Dòng khí đầu tiên mục tiêu cuối 2027
Tổng đầu tư chiến lược 2026–2030	~3,5 tỷ USD	—	Chưa công bố lịch giải ngân theo năm

Nguồn: PV GAS; tài liệu ĐHCĐ 2026; PetroTimes

Về cấu trúc vốn: kịch bản cơ sở giả định capex ~3.600–4.500 tỷ/năm, thấp hơn nhiều nhịp của kế hoạch công bố; bám đúng kế hoạch thì GAS nhiều khả năng lần đầu vay nợ dự án quy mô lớn — dư địa rất rộng với Nợ vay/EBITDA 0,2 lần và Nợ ròng/EBITDA –2,4 lần.

Nếu capex đi đúng kế hoạch công bố

Kế hoạch 3,5 tỷ USD 2026–2030 ≈ **92.100 tỷ**, tức ~18.400 tỷ/năm nếu chia đều, so với ~20.300 tỷ cho cả 5 năm ở kịch bản cơ sở — chênh **~71.700 tỷ**. Giữ nguyên CFO dự phóng, FCF **âm ba trong năm năm** (lũy kế **–5.196 tỷ** thay vì +66.541 tỷ), tỷ suất FCF 2026F từ 5,9% về **–1,4%**, và toàn bộ 69.162 tỷ tiền & ĐTNH cuối 2030F **bị tiêu hết, còn thiếu ~2.600 tỷ** — GAS buộc phải vay mới hoàn thành được kế hoạch. Chưa có lịch giải ngân theo năm nên chia đều chỉ là giả định minh họa của TCBS Research.

Ba dòng tiền đáng chú ý trong BCTC kiểm toán 2025: (i) **cổ tức đã trả 5.012 tỷ** (2024: 13.872 tỷ — năm cổ tức 60%); (ii) vòng quay tiền gửi có kỳ hạn rất lớn — gửi mới 45.592 tỷ / thu hồi 40.196 tỷ, cho thấy "kho tiền" được quản trị chủ động theo kỳ hạn ngắn; (iii) thu lãi tiền gửi & cổ tức 1.242 tỷ so chi lãi vay 220 tỷ — chênh +1.022 tỷ, ~7% LNTT, là "lá chắn" trước chu kỳ lãi suất tăng.

3.5 BẢNG CHỈ SỐ TÀI CHÍNH CHỌN LỌC

Chỉ tiêu	2022A	2023A	2024A	2025A	2026F	2027F	2028F
Doanh thu thuần (tỷ đ)	100.724	89.954	103.564	135.129	191.883	211.072	225.847
Tăng trưởng doanh thu	+27,5%	-10,7%	+15,1%	+30,5%	+42,0%	+10,0%	+7,0%
EBITDA (tỷ đ)	20.822	15.933	14.770	15.913	21.254	19.028	20.316
Biên EBITDA	20,7%	17,7%	14,3%	11,8%	11,1%	9,0%	9,0%
LNST cổ đông mẹ (tỷ đ)	14.798	11.606	10.398	11.414	15.394	13.642	14.666
EPS (đồng)	6.132	4.809	4.309	4.730	6.379	5.653	6.078
ROE	26,7%	18,7%	16,7%	18,0%	21,7%	17,3%	17,0%
Tiền ròng (tỷ đ)	28.192	34.878	29.837	36.795	42.580	47.740	53.407
FCF = CFO – Capex (tỷ đ)	10.782	11.986	7.110	10.725	12.031	12.170	13.201
Tỷ suất FCF (giá 04/09/2026)	—	—	—	5,3%	5,9%	6,0%	6,5%
P/E (giá 04/09/2026)	—	—	—	15,9x*	13,2x	14,9x	13,8x
EV/EBITDA	—	—	—	9,2x*	7,5x	8,1x	7,3x

Nguồn: GAS, TCBS Research. Bội số tính theo giá đóng cửa 04/09/2026. (*) Chỉ số trượt.

Trong giai đoạn tới, doanh thu và lợi nhuận tuyệt đối của GAS dự phóng tăng đều, nhưng các chỉ số hiệu quả lợi nhuận tiếp tục pha loãng (biên EBITDA từ 20,7% năm 2022 về ~9,0% năm 2028F theo dự phóng TCBS Research). Giá trị của GAS hiện tại nằm ở độ chắc chắn của dòng EBITDA hạ tầng và tiền ròng, không phải từ câu chuyện mở rộng biên.

So với chính lịch sử của GAS, mặt bằng hiện tại là "bình thường mới" sau hai cực trị: 2022 (biên EBITDA 20,7%, ROE 26,7% — đỉnh siêu chu kỳ giá năng lượng) và 2024 (đáy lợi nhuận khi khí nội địa hút nhanh mà LNG chưa kịp bù). Từ 2026, dự phóng TCBS Research cho thấy lợi nhuận bật mạnh một nhịp (+34,9%) rồi lùi 11,4% trong 2027 khi nền giá dầu hạ, sau đó chỉ tăng lại ~6%/năm, dựa chủ yếu vào sản lượng — cấu trúc ít biến động hơn nhưng cũng ít dư địa "bùng nổ" hơn so với giai đoạn nhay giá dầu thuần túy trước đây.

Chất lượng lợi nhuận cao

~82% EBITDA chuyển thành tiền (CFO 13.040/EBITDA 15.913 tỷ, 2025); không có khoản bất thường lớn — năm 2025 thậm chí hoàn nhập nhẹ 194 tỷ dự phòng; lãi tiền gửi ~1,27 nghìn tỷ/năm (~9% LNTT) là dòng thu nhập lặp lại, ít phụ thuộc chu kỳ hàng hóa.

Dư địa đòn bẩy gần như nguyên vẹn

Tổng vay chỉ ~3,0 nghìn tỷ, 100% vay ngân hàng, không trái phiếu doanh nghiệp. Minh họa: nếu chấp nhận Nợ ròng/EBITDA 1,5x — ngưỡng thận trọng của doanh nghiệp hạ tầng — GAS có thể huy động thêm trên 60 nghìn tỷ đồng cho chu kỳ LNG mà không cần phát hành cổ phiếu (giả định minh họa của TCBS Research).

Điểm trừ vận hành nằm ở **vốn lưu động**: số ngày phải thu dao động 124–183 ngày (theo TCBS Research, tính trên tổng phải thu) do đặc thù khách hàng điện, khoản phải thu lên 27,6 nghìn tỷ cuối quý 2/2026 và 2,1 nghìn tỷ chi phí khí bao tiêu đã trả treo trên bảng cân đối. Với quy mô doanh thu hiện tại, mỗi 10 ngày phải thu kéo dài thêm "khóa" khoảng 3,7 nghìn tỷ đồng tiền mặt khỏi dòng tiền tự do — đây là biến số thâm lặng nhưng tác động lên FCF không kém giá dầu, và là lý do khoản mục phải thu nằm trong nhóm chỉ báo theo dõi theo quý ở mục 4.2.

4. TRIỂN VỌNG, RỦI RO & DỰ PHÓNG

Ba trục quyết định 2026–2028: giá dầu 2027, tốc độ hấp thụ LNG của khối điện, và tiến độ Lô B.

4.1 TRIỂN VỌNG & LUẬN ĐIỂM TĂNG TRƯỞNG

Sản lượng LNG là động cơ chính

Nhơn Trạch 3&4 (1.624 MW, công suất thiết kế >9 tỷ kWh/năm) chạy cả năm 2026 với hợp đồng 25 năm; Thị Vải sau khi tháo nút cổ chai, tăng công suất tái hóa ~288 tấn/giờ. LNG tái hóa 851 triệu m³ (2025) còn nhiều dư địa nhân đôi khi giai đoạn 2 và các nhà máy điện mới vào vận hành.

Lô B mở lại đường tăng trưởng khí nội địa

Dòng khí đầu tiên mục tiêu cuối 2027 bổ sung nguồn khí giá tốt và phí vận chuyển qua đường ống mới – đảo chiều xu hướng suy giảm 10 năm của khí nội địa; dự phóng TCBS Research phản ánh một phần vào EPS 2028F +7,5%.

Kinh doanh quốc tế thành trụ cột thứ ba

Sản lượng kinh doanh quốc tế (toàn bộ sản phẩm, không tách riêng LPG) ~3,5 triệu tấn, doanh thu ~45 nghìn tỷ (2025, DN công bố) – gấp hơn 7 lần mức 500 nghìn tấn năm 2021; mục tiêu thị phần 65–75% LPG & LNG toàn quốc 2026–2030 giữ đà tăng sản lượng ngay cả khi giá hàng hóa hạ.

Đệm lợi nhuận từ tiền ròng

~45,5 nghìn tỷ tiền + tiền gửi (quý 2/2026) tạo ~1,3 nghìn tỷ lãi/năm (~9% LNTT) – dòng thu nhập gần như phi rủi ro giúp giảm áp lực lợi nhuận trong giai đoạn đầu tư.

LỘ TRÌNH XÚC TÁC 2026–2028F

Các mốc sự kiện chính cần theo dõi

Mốc kế hoạch/mục tiêu – không phải cam kết; cập nhật theo công bố của DN

01/2026

Nhơn Trạch 3&4 vào thị trường điện (đã vận hành)

2H2026

ĐHĐCĐ bất thường 14/09
kiện toàn nhân sự; ký EPC
Thị Vải GĐ2; nghị định giá khí

Cuối 2027

Dòng khí đầu tiên Lô B – Ô Môn
(mục tiêu)

Q1–Q2/2026

Tháo nút cổ chai Thị Vải;
thử nghiệm hydro Dinh Cố

2027

Thi công cao điểm Sơn Mỹ
& đường ống Lô B

2028

Sản lượng khí nội địa
phục hồi; LNG Thị Vải 3
triệu tấn dần hoàn thiện

Nguồn: TCBS Research; tài liệu ĐHĐCĐ 2026

Nhóm xúc tác gần nhất: **lịch chốt quyền & thanh toán cổ tức 2025** (25% tiền mặt, ~6.032 tỷ – ĐHĐCĐ 22/05/2026 đã phê duyệt), **KQKD bán niên 2026** (lợi nhuận trước thuế 6 tháng 11.198 tỷ, chạm ~100% kế hoạch cả năm), **ĐHĐCĐ bất thường 14/09/2026** kiện toàn ghế Chủ tịch và Tổng Giám đốc, và **khung pháp lý LNG** (nghị định về cơ chế chuyển ngang giá khí – điện). Nhóm xúc tác cấu trúc: ký EPC Thị Vải giai đoạn 2, FID đầy đủ chuỗi Lô B, tiến độ Sơn Mỹ.

4.2 MA TRẬN RỦI RO (XÁC SUẤT × TÁC ĐỘNG)

Các rủi ro trọng yếu xếp từ cao → thấp theo xác suất × tác động, kèm yếu tố giảm thiểu. Màu sắc phản ánh mức độ ưu tiên theo dõi; xác suất là đánh giá định tính của TCBS Research dựa trên EIA/IEA, BCTC kiểm toán và các báo cáo ngành.

Rủi ro (cao → thấp)	Xác suất	Tác động	Phân tích chuyên sâu	Yếu tố giảm thiểu
① Giá dầu 2027 đảo chiều giảm	45%	CAO	EIA (STEO 08/2026) dự báo Brent hạ từ 86,8 USD (2026) về ~69,4 USD/thùng (2027) ; IEA ước nguồn cung 2027 bật lên ~110,3 triệu thùng/ngày so cầu ~105,3, tạo dư cung ~5 triệu thùng/ngày . Giá bán khí bám dầu FO và LPG theo Giá hợp đồng (CP) quốc tế giảm trực tiếp vào doanh thu; đây là biến số tác động mạnh nhất tới lợi nhuận 2027, và dự phóng cơ sở đã phản ánh một phần khi hạ lợi nhuận 2027F 10,4%.	Cơ chế giá một phần cost-plus ở khí nội địa; hợp đồng LNG kỳ hạn dài thay mua giao ngay; tăng trưởng sản lượng LNG/LPG quốc tế bù một phần hiệu ứng giá.
② Điện LNG chậm hấp thụ & pháp lý chưa hoàn chỉnh	40%	CAO	Chỉ 3/13 dự án điện LNG đúng tiến độ ; cơ chế chuyển ngang giá khí – điện và bao tiêu sản lượng vẫn đang xây dựng. GAS đồng thời gánh nghĩa vụ bao tiêu đầu vào ("nhận khí hay trả tiền") (2.123 tỷ chi phí khí bao tiêu Lô 05-1b/c đã trả nhưng chưa nhận khí) – rủi ro "kẹt giữa" cam kết đầu vào và cầu đầu ra chưa bao tiêu.	Hợp đồng 25 năm Nhơn Trạch 3&4 có cam kết sản lượng; Tổng Giám đốc trực tiếp vận động chính sách; đa dạng hóa sang hộ công nghiệp và kinh doanh quốc tế.
③ Lô B – Ô Môn chậm FID / dòng khí đầu tiên	35%	CAO	EVN chưa cam kết bao tiêu điện nên chuỗi chưa có FID đầy đủ ; EPCI#1/#2 mới đạt ~22%/20% (10/2025). Nếu dòng khí đầu tiên trượt khỏi mốc cuối 2027, đường tăng trưởng khí nội địa và phí vận chuyển đường ống mới của GAS lùi tương ứng, ảnh hưởng EPS 2028F.	NQ 66.6/2025 phân quyền PVN rút ngắn thủ tục; cam kết chính trị cao (an ninh năng lượng); LNG nhập khẩu là phương án thay thế nguồn cung mà GAS cũng hưởng lợi.

4.2 MA TRẬN RỦI RO (XÁC SUẤT × TÁC ĐỘNG) – TIẾP THEO

Rủi ro (cao → thấp)	Xác suất	Tác động	Phân tích chuyên sâu	Yếu tố giảm thiểu
④ Capex chu kỳ LNG bào mòn dòng tiền tự do	50%	TB	Kế hoạch đầu tư chiến lược ~3,5 tỷ USD (2026–2030) chưa công bố lịch giải ngân; nếu giải ngân đều ~17–18 nghìn tỷ/năm, FCF các năm đỉnh capex có thể về quanh 0, thu hẹp dư địa cổ tức.	Tiền ròng ~42,5 nghìn tỷ (cuối quý 2/2026); dư địa vay rất lớn (Nợ vay/EBITDA 0,2x; Nợ ròng/EBITDA -2,4x, không trái phiếu); có thể điều tiết tiến độ dự án theo cầu điện LNG.
⑤ Lãi suất phi rủi ro tăng & tỷ giá USD/VND	40%	TB	Trái phiếu Chính phủ 10 năm vẫn quanh ~4,5%, vùng đỉnh 3 năm (08/2026). Lạm phát hạ nhiệt nhưng chưa an toàn. Chênh lệch Tỷ suất FCF – lãi suất phi rủi ro chỉ còn +1,2 điểm %. LNG nhập và capex định giá USD tạo rủi ro tỷ giá.	Suất cổ tức dự phóng tăng dần (3,0% năm 2026F → 4,0% năm 2030F); doanh thu quốc tế ~45 nghìn tỷ tạo đối ứng ngoại tệ một phần.
⑥ Công nợ khách hàng điện – 2 BOT Phú Mỹ	35%	TB	BCTC kiểm toán 2025: nợ xấu gộp 3.443 tỷ, đã dự phòng 2.332 tỷ (~68%); riêng Năng lượng Mê Kông 1.011 tỷ và BOT Phú Mỹ 3.888 tỷ. Phải thu ngắn hạn lên 27.567 tỷ tại quý 2/2026 (+39,7% so cùng kỳ; 116 ngày).	Vị thế đàm phán trong hệ sinh thái PVN/EVN; trích lập theo tuổi nợ đã ở mức thận trọng (49% → 68% trong 2025).
⑦ Khoảng trống quản trị & thanh khoản cổ phiếu	30%	TB	Ghế Chủ tịch HĐQT và Tổng Giám đốc cùng trống từ 7/2026, chờ kiện toàn tại ĐHĐCĐ bất thường 14/09/2026; quyết định lớn phụ thuộc phê duyệt của PVN (95,76%). Free float ~4,2% khiến thanh khoản mỏng, giá dễ biến động.	Người phụ trách điều hành đã được chỉ định ngay; lịch ĐHĐCĐ đã ấn định.

CHỈ BÁO THEO DỐI THEO QUÝ

Giá & nguồn cung

EIA STEO & IEA OMR cập nhật hàng tháng; tình trạng eo Hormuz; giá Giá hợp đồng (CP) LPG quốc tế.

Sản lượng & dự án

Sản lượng LNG tái hóa cho Nhơn Trạch 3&4; ký EPC Thị Vải giai đoạn 2; FID chuỗi Lô B; nghị định chuyển ngang giá khí – điện.

Chất lượng tài sản

Trích lập bổ sung công nợ 2 BOT Phú Mỹ; phải thu ngắn hạn 27,6 nghìn tỷ tại quý 2/2026 (116 ngày).

Định giá & vĩ mô

Lợi suất Trái phiếu Chính phủ 10 năm (~4,5%); cổ tức 2025 đã duyệt 2.500 đ/cp, chưa chốt quyền; kết quả ĐHĐCĐ 14/09/2026.

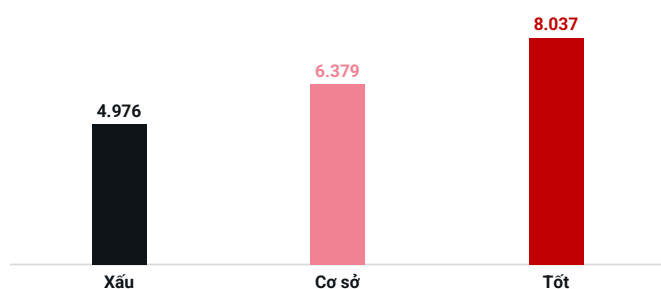
4.3 DỰ PHÓNG – KỊCH BẢN CƠ SỞ & ĐỘ NHẠY

Kịch bản cơ sở (dự phóng TCBS Research)	2025A	2026F	2027F	2028F
Doanh thu thuần (tỷ đ)	135.129	191.883	211.072	225.847
EBITDA (tỷ đ)	15.913	21.254	19.028	20.316
LNST cổ đông mẹ (tỷ đ)	11.414	15.394	13.642	14.666
EPS (đồng)	4.730	6.379	5.653	6.078
Tăng trưởng EPS	+9,8%	+34,9%	-11,4%	+7,5%

Nguồn: Dự phóng TCBS Research

■ EPS 2026F theo 3 kịch bản

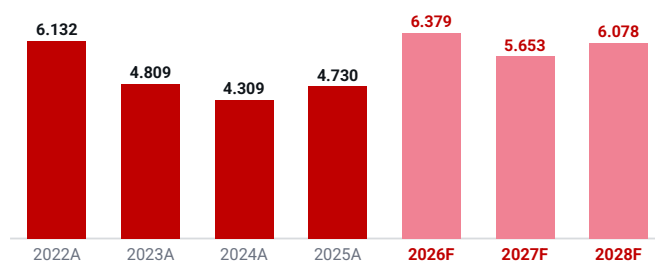
Đồng/cp; dải độ nhạy -22%/+26% quanh kịch bản cơ sở, phản ánh biến động giá dầu và sản lượng LNG



Nguồn: Kịch bản cơ sở = dự phóng TCBS Research; dải độ nhạy là giả định TCBS Research

■ EPS thực hiện & dự phóng

Đồng/cp, 2022A-2028F



Nguồn: Dự phóng TCBS Research

Sau KQKD quý 2, TCBS Research nâng mạnh dự phóng 2026: EPS **6.379 đồng (+34,9%)**, tương ứng lợi nhuận sau thuế cổ đông mẹ 15.394 tỷ, tức nửa cuối năm còn ~6,6 nghìn tỷ (+70% so cùng kỳ). Ngược lại, TCBS Research hạ dự phóng 2027 xuống **EPS 5.653 đồng (-11,4%)** khi nền giá dầu lùi về ~69 USD và biên gộp cơ từ ~13% về ~11%. Biên độ độ nhạy vẫn rộng, khoảng **4.976 đ đến 8.037 đ** (-22%/+26% quanh kịch bản cơ sở), phản ánh đòn bẩy kép giữa giá dầu và sản lượng LNG. Kế hoạch của chính doanh nghiệp (LNTT 11,2 nghìn tỷ) đã bị vượt ngay sau 6 tháng, nhất quán với truyền thống đặt kế hoạch bảo thủ. Điểm khác biệt so với đầu năm: nửa đầu 2026 đã **chốt sổ**, nên rủi ro dự phóng dồn hết vào nửa cuối năm: **TCBS Research dự phóng nửa cuối năm biên gộp lùi về ~11,4%**, trong bối cảnh EIA dự báo Brent quý 3 và quý 4/2026 lùi về ~85,2 và ~78,0 USD/thùng sau khi đạt bình quân ~102,9 USD trong quý 2.

Kịch bản tốt – điều kiện kích hoạt

- + Hormuz tái căng thẳng giữ Brent >100 USD kéo dài; LPG/Giá hợp đồng (CP) neo cao.
- + Nhơn Trạch 3&4 huy động tối đa; thêm nhà máy điện LNG ký hợp đồng dài hạn với Thị Vải.
- + FID đầy đủ chuỗi Lô B trong 2026; nghị định chuyển ngang giá ban hành sớm.

Kịch bản xấu – điều kiện kích hoạt

- Dư cung dầu 2027 đến sớm; Brent về 65-70 USD ngay trong 2H2026.
- Điện LNG tiếp tục chậm – LNG giá cao khó cạnh tranh than/tái tạo, sản lượng không bù được giá.
- Lô B lùi dòng khí đầu tiên sang 2028+; công nợ BOT phải trích lập thêm.

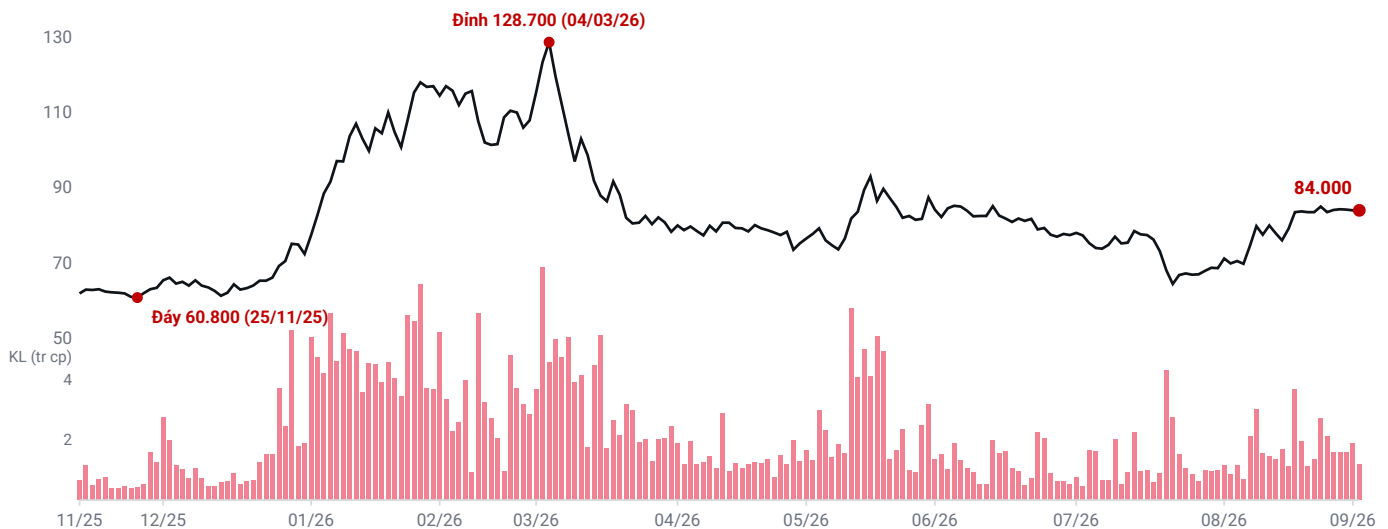
5. ĐỊNH GIÁ CỔ PHIẾU (TƯƠNG ĐỐI)

5.1 DIỄN BIẾN GIÁ & ĐỊNH GIÁ P/E · P/B LỊCH SỬ

Giá GAS đi trọn một chu kỳ kỳ vọng trong 200 phiên: gấp 2,1 lần từ đáy **60.800 đ** (25/11/2025) lên đỉnh **128.700 đ** (04/03/2026) theo sóng dầu khí hậu Hormuz, rồi trả lại phần lớn mức tăng khi Brent hạ nhiệt và lợi suất Trái phiếu Chính phủ lên đỉnh 3 năm. Nhịp điều chỉnh kéo dài tới đầu tháng 8, xuống **69.900 đ** (04/08), sau đó hồi liên tục lên **84.000 đ** (04/09/2026, vốn hóa ~203 nghìn tỷ) nhờ KQKD quý 2 và dòng tiền quay lại nhóm dầu khí. Thanh khoản bình quân 3 tháng ~1,35 triệu CP/phiên là mỏng so vốn hóa, hệ quả của free float ~4,2%.

■ Giá cổ phiếu & khối lượng giao dịch GAS – 200 phiên gần nhất

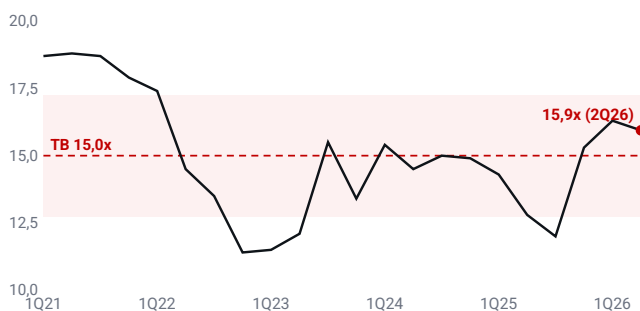
Giá đóng cửa (nghìn đồng) · KLGD (triệu cp/ngày) · 200 phiên đến 04/09/2026



Nguồn: TCBS tổng hợp

■ P/E lịch sử

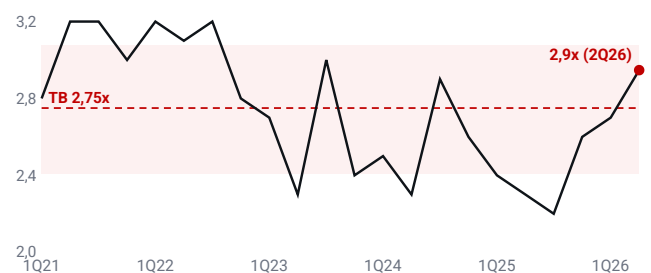
Lần · trung bình ± 1 độ lệch chuẩn · 22 quý đến 2Q26



Nguồn: TCBS Research

■ P/B lịch sử

Lần · trung bình ± 1 độ lệch chuẩn · 22 quý đến 2Q26



Nguồn: TCBS Research

Tổng hợp định giá lịch sử: tính theo giá đóng cửa 04/09/2026, GAS đã đắt hơn chính mình trong quá khứ trên **cả ba thước đo**: P/E trượt 12 tháng **15,9x** so với trung bình 22 quý 15,0x, P/B **2,9x** so với 2,75x, và EV/EBITDA **9,2x** so với trung bình 8,3x giai đoạn 2021–2025. Nhịp tăng 8% trong hai tuần cuối tháng 8 đã đẩy cả ba bội số qua vùng trung bình, dù EPS trượt 12 tháng đã tăng từ 4.808 lên **5.269 đồng** nhờ quý 2 đột biến. Bội số dự phóng cũng không còn co nhanh như bản tháng 7: EV/EBITDA 7,5x năm 2026F nhưng bật lại 8,1x năm 2027F khi EBITDA giảm, rồi mới lùi dần về 6,1x năm 2030F.

5.2 ĐỊNH GIÁ SO SÁNH – NHÓM HẠ TẦNG KHÍ KHU VỰC

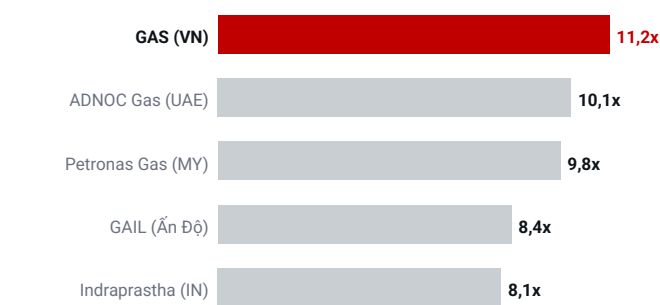
Nhóm so sánh phù hợp với GAS là các doanh nghiệp **hạ tầng khí trong khu vực** (xử lý, đường ống, kho cảng, bán khí), thay vì nhóm dầu khí trong nước vốn khác biệt lớn về mô hình: **Petronas Gas** (Malaysia, gần GAS nhất), **ADNOC Gas** (UAE), **GAIL** và **Indraprastha Gas** (Ấn Độ).

Doanh nghiệp (sàn)	Mô hình chính	P/E (x)	EV/EBITDA (x)	P/B (x)	ROE trượt 12T
GAS – PV Gas (HOSE)	Trọn chuỗi khí + LNG độc quyền	15,9	11,2	2,95	18,7% [†]
GAS – điều chỉnh tiền ròng	Trừ thêm tiền gửi có kỳ hạn	–	9,2	–	–
Petronas Gas (Bursa Malaysia)	Xử lý khí + đường ống + tiện ích	20,3	9,8	2,34	12,5%
ADNOC Gas (ADX, UAE)	Xử lý & bán khí, LNG	17,1	10,1	2,89	17,2%
Indraprastha Gas (NSE, Ấn Độ)	Phân phối khí đô thị & CNG	15,8	8,1	1,87	13,9%
GAIL India (NSE)	Đường ống + kinh doanh khí	11,7	8,4	1,30	8,7%
Trung vị 4 đối thủ khu vực		16,5	9,1	2,11	13,2%

Nguồn: GAS theo giá đóng cửa 04/09/2026, P/E và P/B theo TCBS Research. Đối thủ theo StockAnalysis, cập nhật số liệu mới nhất tại tháng 8/2026, số trượt 12 tháng.
EV/EBITDA dòng đầu tính cùng cách với đối thủ: EV = vốn hóa + nợ vay – tiền và tương đương tiền. Dòng “điều chỉnh tiền ròng” trừ thêm tiền gửi có kỳ hạn – cơ sở dùng ở mục 5.1 khi so GAS với chính GAS, không dùng để so chéo.
(†) ROE của GAS là số trượt 12 tháng tại quý 2/2026; bảng 3.5 và phụ lục ghi 18,0% cho năm 2025A.

■ EV/EBITDA trượt 12T – các đối thủ hạ tầng khí khu vực

Lần; GAS theo giá 04/09/2026, đối thủ 08/2026 – cùng cách tính



Nguồn: TCBS Research; StockAnalysis 08/2026 (đối thủ khu vực)

So với nhóm hạ tầng khí khu vực, **chỉ P/E của GAS là không còn đắt**: 15,9 lần so trung vị 16,5 lần. Hai thước đo còn lại đều cao hơn – **EV/EBITDA 11,2 lần** trên cùng cách tính với đối thủ, vượt trung vị 9,1 lần khoảng **23%**, và **P/B 2,95 lần**, **cao hơn trung vị 2,11 lần khoảng 40%**. Phần bù P/B có cơ sở: **ROE 18,7%** tốt nhất nhóm, vượt ADNOC Gas (17,2%) và bỏ xa trung vị 13,2%. Đổi lại, cổ tức tiền mặt 2025 (2.500 đ/cp, ~3,0% thị giá) thấp hơn mặt bằng khu vực do đang dồn vốn đầu tư, và cổ phiếu tự do chuyển nhượng chỉ ~4,2% so mức phổ biến 20–50%, khiến thanh khoản mỏng và giá dễ biến động.

Phần định giá trên đây thuần túy là **định giá tương đối** (so lịch sử và so các đối thủ khu vực) nhằm cung cấp bối cảnh; số liệu các đối thủ là tổng hợp từ các nguồn tham khảo, chưa chuẩn hóa kế toán giữa các thị trường.

Phụ lục – Mô hình tài chính & dự phóng theo năm · 2021–2030

Đơn vị: tỷ đồng (trừ các dòng tỷ lệ, lần, %, số ngày) · Cột 2026–2030 là số liệu dự phóng

Chỉ tiêu	THỰC HIỆN					DỰ PHÓNG · TCBS				
	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Số lượng cổ phiếu (triệu)	2.412,9	2.412,9	2.412,9	2.412,9	2.412,9	2.412,9	2.412,9	2.412,9	2.412,9	2.412,9
P/E (lần)	17,9	11,4	13,4	14,9	15,3	13,2	14,9	13,8	13,1	12,4
EPS (đồng/cp)	3.594	6.132	4.809	4.309	4.730	6.379	5.653	6.078	6.416	6.775
P/B (lần)	3,0	2,8	2,4	2,6	2,6	2,7	2,5	2,3	2,1	1,9
BVPS (đồng/cp)	21.175	24.806	26.543	24.968	27.474	31.353	34.180	37.219	40.427	43.815
EV/EBITDA (lần)	9,9	6,8	7,6	8,5	8,7	7,5	8,1	7,3	6,7	6,1
ROE	17,4%	26,7%	18,7%	16,7%	18,0%	21,7%	17,3%	17,0%	16,5%	16,1%
Biên lợi nhuận gộp	17,7%	21,2%	18,8%	17,0%	12,6%	13,0%	11,0%	11,0%	11,0%	11,0%
Biên lợi nhuận hoạt động	13,1%	17,7%	14,3%	11,6%	9,7%	9,6%	7,6%	7,6%	7,6%	7,6%
Biên lợi nhuận ròng	11,0%	14,7%	12,9%	10,0%	8,4%	8,0%	6,5%	6,5%	6,5%	6,6%
Doanh thu / Tài sản	1,0	1,2	1,0	1,3	1,4	1,7	1,7	1,7	1,7	1,6
(Vay – Tiền) / Vốn CSH	-0,42	-0,46	-0,53	-0,48	-0,54	-0,55	-0,57	-0,59	-0,60	-0,62
Nợ phải trả / Vốn CSH	0,51	0,35	0,34	0,33	0,38	0,46	0,47	0,46	0,44	0,43
EBIT / Lãi vay (lần)	34,1	52,8	38,0	37,7	60,8	77,3	67,3	72,0	75,6	79,4
Vay / EBITDA (lần)	0,6	0,3	0,4	0,2	0,2	0,1	0,2	0,1	0,1	0,1
Số ngày phải thu	149	141	183	159	124	48	54	55	55	55
Số ngày tồn kho	14	17	20	18	14	12	13	13	13	13
Capex / Tài sản cố định	26%	12%	9%	11%	15%	22%	22%	22%	22%	22%
Doanh thu thuần	78.992	100.724	89.954	103.564	135.129	191.883	211.072	225.847	237.139	248.996
Tăng trưởng doanh thu	—	+28%	-11%	+15%	+30%	+42%	+10%	+7%	+5%	+5%
EBITDA	13.447	20.822	15.933	14.770	15.913	21.254	19.028	20.316	21.351	22.437
LNST cổ đông công ty mẹ	8.673	14.798	11.606	10.398	11.414	15.394	13.642	14.666	15.484	16.349
Tăng trưởng lợi nhuận	+10%	+71%	-22%	-10%	+10%	+35%	-11%	+8%	+6%	+6%
Tiền & đầu tư ngắn hạn	30.100	34.275	40.754	33.062	39.767	45.552	50.712	56.379	62.558	69.162
Phải thu ngắn hạn	16.920	16.191	16.865	19.098	24.881	29.671	32.638	34.923	36.669	38.502
Hàng tồn kho	3.241	4.102	3.945	4.599	4.399	6.220	7.000	7.490	7.864	8.257
Tổng tài sản	78.768	82.663	87.754	81.855	93.568	112.707	123.103	132.942	142.610	152.821
Vay ngắn hạn	485	45	1.605	934	1.440	1.440	1.440	1.440	1.440	1.440
Vay dài hạn	7.510	6.038	4.271	2.291	1.532	1.532	1.532	1.532	1.532	1.532
Tổng vay	7.995	6.083	5.876	3.225	2.972	2.972	2.972	2.972	2.972	2.972
Tổng nợ phải trả	26.575	21.489	22.456	20.284	25.915	35.694	39.269	41.775	43.701	45.738
Vốn chủ sở hữu	52.193	61.174	65.299	61.571	67.653	77.013	83.834	91.167	98.909	107.083
Cân đối vốn dài hạn	34.833	43.164	47.246	42.715	49.329	59.566	66.126	73.006	80.103	87.656
Dòng tiền tự do (FCF)	2.848	10.782	11.986	7.110	10.725	12.031	12.170	13.201	14.135	15.004

Nguồn: BCTC hợp nhất GAS, TCBS Research. EV/EBITDA tính theo EV = vốn hóa + nợ vay – tiền và tiền gửi có kỳ hạn (2021–2025 theo vốn hóa cuối mỗi năm; 2026–2030F theo giá 04/09/2026). EPS/BVPS lịch sử đã điều chỉnh hồi tố theo 2.412,9 triệu CP hiện hành. Số ngày phải thu tính trên tổng phải thu (khách hàng và phải thu khác) nên cao hơn nếu chỉ lấy dòng “Phải thu ngắn hạn”. TCBS Research giả định capex tăng dần ~3.600–4.500 tỷ đồng/năm từ 2026 – chậm hơn kế hoạch đầu tư 3,5 tỷ USD giai đoạn 2026–2030 mà doanh nghiệp đã công bố; nếu giải ngân đúng nhịp kế hoạch, dòng tiền tự do và số dư tiền ở bảng trên sẽ thấp hơn đáng kể.

© **Techcom Securities** | Tầng 27, Tầng 28 và Tầng 29, Tòa C5 D'Capitale, số 119 Trần Duy Hưng, Phường Yên Hòa, Thành phố Hà Nội |
Hotline: 1900 23 23 66 | www.tcbs.com.vn

Để không bỏ lỡ các báo cáo phân tích mới nhất từ TCBS Research, Quý khách vui lòng đăng ký địa chỉ email qua link sau: **Đăng ký**.

Mọi góp ý về báo cáo phân tích, Quý khách vui lòng gửi về địa chỉ **research.feedback@tcbs.com.vn**. Chúng tôi xin chân thành cảm ơn.

Tuyên bố miễn trừ trách nhiệm:

Thông tin trong báo cáo được tổng hợp từ các nguồn TCBS đánh giá là đáng tin cậy tại thời điểm phát hành, nhưng TCBS không bảo đảm tính chính xác hoặc đầy đủ. Các nhận định phản ánh quan điểm của TCBS tại thời điểm phát hành và có thể thay đổi.

Báo cáo chỉ nhằm mục đích tham khảo, không phải khuyến nghị đầu tư. Nhà đầu tư tự đánh giá và chịu trách nhiệm đối với quyết định của mình. Hiệu quả trong quá khứ không bảo đảm kết quả trong tương lai; đầu tư luôn có rủi ro, kể cả mất vốn.

Trong phạm vi pháp luật cho phép, TCBS không chịu trách nhiệm đối với tổn thất phát sinh từ việc sử dụng báo cáo. Báo cáo thuộc sở hữu của TCBS; mọi sao chép, trích dẫn hoặc phân phối lại phải được TCBS chấp thuận bằng văn bản.