

Chuyên viên phân tích

Lê Nguyễn Tú Anh

anh.int@shs.com.vn

Khuyến nghị:

Khả quan

Giá hiện tại (28/8/2025): 64.900VND

Giá mục tiêu: **72.500 VND**

% tăng/giảm giá: **+11,8%**

Thông số cơ bản:

Vốn hóa (tỷ VND):	161.410,2
SLCP lưu hành (triệu CP):	2.342,6
KLCP đang niêm yết (triệu CP):	2.342,6
KLGD trung bình 10 phiên (CP):	1.250.218
Giá thấp 52w:	64.855
Giá cao 52W:	72.552
Sở hữu nhà nước:	95,76%
Sở hữu NĐT nước ngoài:	1,82%
Free-float:	5,00%

Diễn biến giá cổ phiếu



Nguồn: SHS Research, FiinProX

	2022	2023	2024
Tổng tài sản	82.662,7	87.754,4	81.854,9
Vốn chủ	61.173,6	65.298,6	61.571,0
Doanh thu	100.723,6	90.014,1	103.603,6
Lãi sau thuế	15.066,4	11.793,1	10.590,1
ROE	30,4%	23,2%	18,7%
ROA	24,0%	16,6%	13,1%
EPS (VND)	7.871,9	6.161,7	5.533,1

KINH DOANH LPG VÀ LNG DẪN DẮT TĂNG TRƯỞNG DOANH THU DÀI HẠN

Sau khi tiến hành định giá lần đầu cổ phiếu GAS của Tổng Công ty Khí Việt Nam bằng cách sử dụng phương pháp chiết khấu dòng tiền (FCFF), SHS đưa ra khuyến nghị Khả quan đối với cổ phiếu GAS, mức giá mục tiêu trong vòng 12 tháng tới là **72.500 VND/cổ phiếu**, cao hơn 11,8% so với mức giá 64.900 ngày 28/08/2025.

- Doanh thu cải thiện và duy trì được đà tăng trưởng trong 2024 và 6T2025, tuy nhiên lợi nhuận vẫn chịu sức ép từ chi phí đầu vào biến động. Lợi nhuận ròng 2025 sẽ được hỗ trợ bởi hoàn nhập dự phòng.
- Tăng trưởng kinh tế vĩ mô sẽ tạo động lực chung cho nhu cầu tiêu thụ năng lượng của cả nước.
- Mảng kinh doanh LPG của GAS trên thị trường quốc tế đang trên đà phát triển (thị phần tại Campuchia ~65%). Thời gian tới thị trường tiêu thụ LPG Campuchia được dự báo CAGR giai đoạn 2021-2040 sẽ đạt 7%/năm nhờ tăng mức độ sử dụng xe tuk-tuk. Ngoài ra, tuyến nhập khẩu từ Việt Nam hiện là trục chi phối nhập LPG của Campuchia.
- GAS giữ vai trò then chốt trong việc phát triển và cung ứng LNG. Tuy hướng tới chuyển đổi cơ cấu năng lượng sang năng lượng tái tạo, LNG vẫn được xem là nguyên liệu chuyển tiếp đóng vai trò quan trọng trong trung hạn. Trong đó, GAS đã có sẵn lợi thế về hạ tầng - cảng LNG Thị Vải đã đi vào hoạt động.
- GAS đã duy trì chính sách cổ tức tiền mặt khá cao và ổn định trong giai đoạn 2012-2023. Năm 2024 do bối cảnh lợi nhuận chịu sức ép nên tỷ lệ trả cổ tức giảm xuống còn 21%. Trong ngắn hạn, dự kiến GAS sẽ duy trì cổ tức ở mức hạn chế để cân bằng dòng tiền hoạt động.

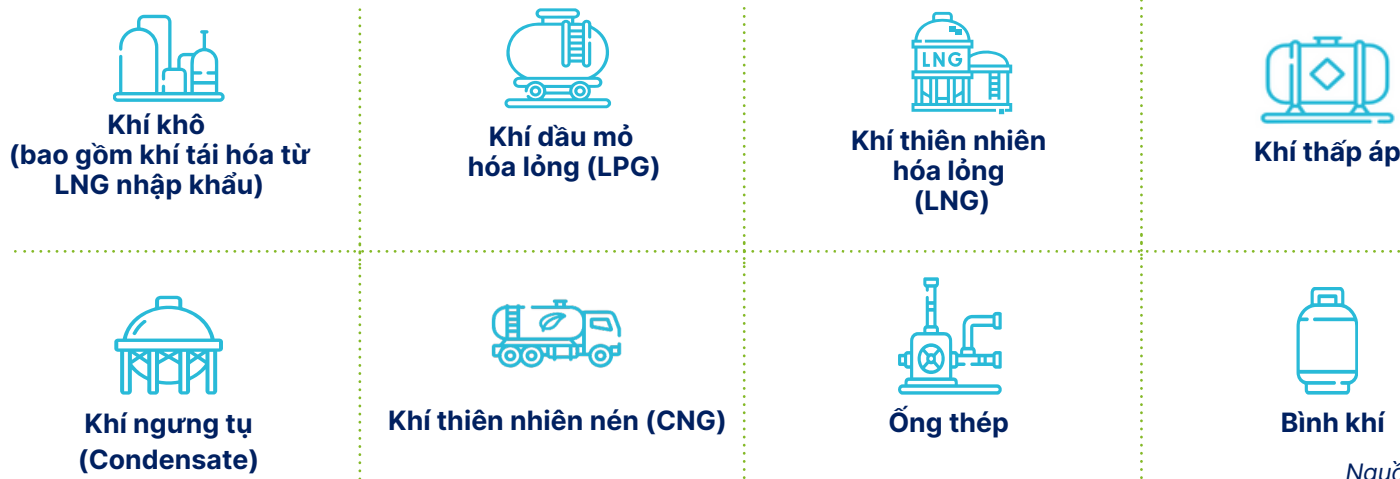
RỦI RO

- Biên lợi nhuận của GAS chưa có tín hiệu cải thiện do áp lực chi phí đầu vào và giá bán bị điều tiết: (1) Giá giao ngay LNG toàn cầu có độ biến động cao; (2) Đối thủ kinh doanh LPG sử dụng chiến lược "giảm giá để lấy thị phần", tạo áp lực trực tiếp lên biên lợi nhuận của GAS.
- Rủi ro phụ thuộc vào EVN và các nhà máy điện: (1) nguy cơ phát sinh rủi ro thanh toán hoặc thay đổi cơ chế giá điện; (2) biên lợi nhuận phụ thuộc vào các hợp đồng mua bán điện - khí với EVN và các nhà máy điện.
- Các dự án dầu khí trong nước đang triển khai bị chậm tiến độ: (1) thủ tục pháp lý kéo dài; (2) rủi ro chính trị, tranh chấp chủ quyền; (3) chậm trễ trong triển khai hạ tầng khí

I. TỔNG CÔNG TY KHÍ VIỆT NAM - CTCP (GAS)

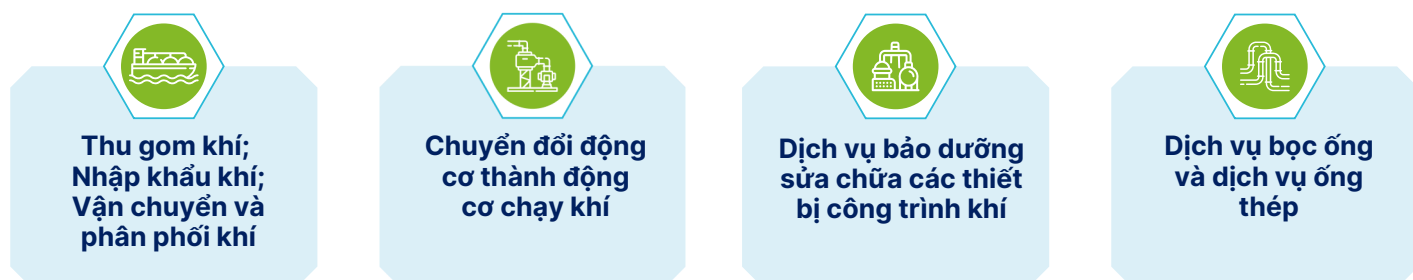
1. Tổng quan công ty và cơ cấu cổ đông

TỔNG CÔNG TY KHÍ VIỆT NAM – CTCP, tiền thân là Công ty Khí đốt, là đơn vị thành viên của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam (PVN). Hoạt động kinh doanh chính của GAS bao gồm thu gom, vận chuyển, tàng trữ, chế biến, xuất nhập khẩu và kinh doanh khí và các sản phẩm liên quan đến khí. GAS hiện đang sản xuất, cung cấp và phân phối:



Nguồn: GAS

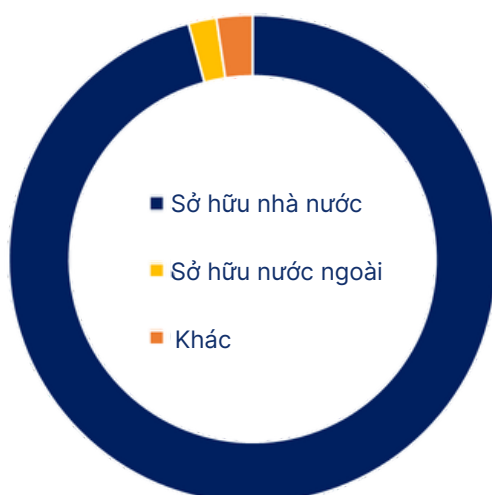
Đồng thời, GAS còn cung cấp các dịch vụ bao gồm:



Nguồn: GAS

Công ty hiện đang vận hành ba hệ thống đường ống dẫn khí chính: Cửu Long và Nam Côn Sơn (khu vực Đông Nam Bộ) và PM3 (khu vực Tây Nam Bộ). Đồng thời, công ty quản lý hai nhà máy xử lý khí (Dinh Cỏ và Nam Côn Sơn), cùng với mạng lưới kho chứa LPG trên toàn quốc.

GAS đã được niêm yết trên Sở giao dịch chứng khoán Thành phố Hồ Chí Minh (HOSE) từ năm 2012.



Nguồn: GAS, SHS Research

Tỷ lệ sở hữu vốn nhà nước tại GAS hiện chiếm 95,76% tổng số cổ phần. Theo quy định mới nhất của Luật Chứng khoán Việt Nam, GAS đang đối mặt với nguy cơ bị hủy niêm yết do không đáp ứng tỷ lệ sở hữu công khai tối thiểu là 10%.

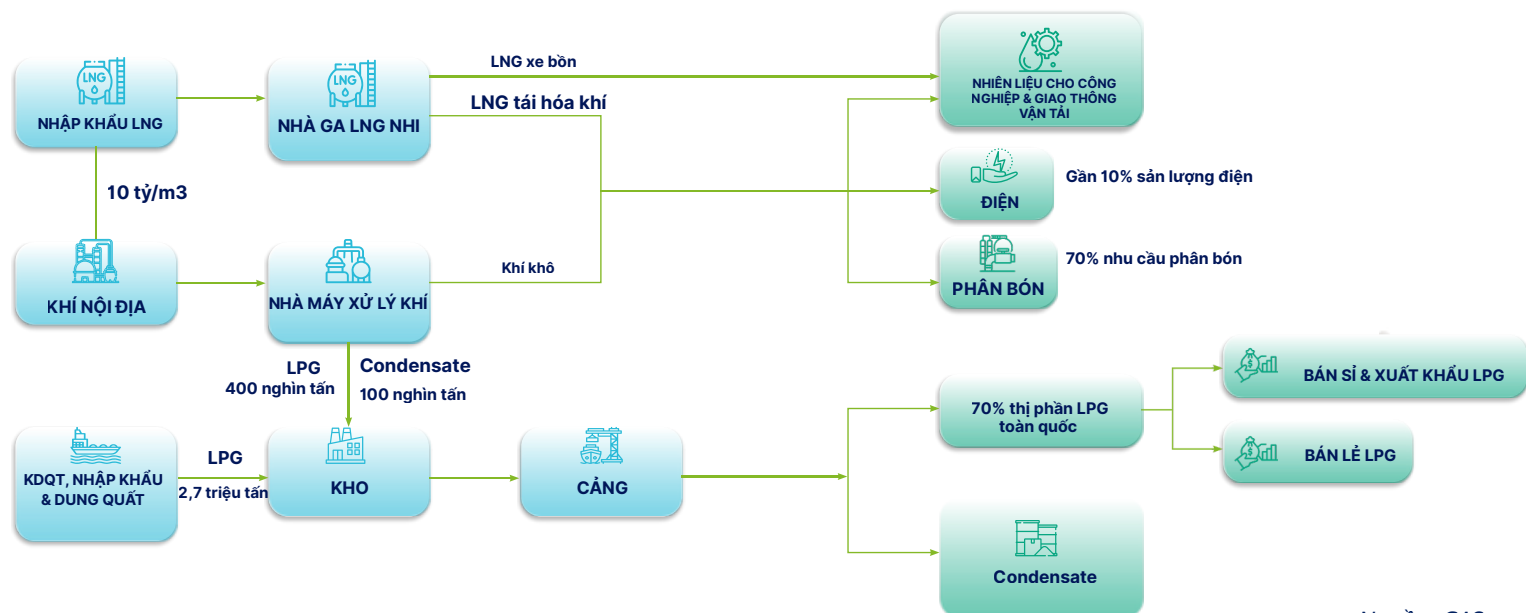
- Hiện công ty đang được hưởng cơ chế chuyển tiếp theo Dự thảo Luật Quản lý vốn nhà nước cho phép các doanh nghiệp nhà nước đang trong quá trình tái cấu trúc được tiếp tục niêm yết.
- Đồng thời, GAS cũng đang triển khai các biện pháp mở rộng tỷ lệ sở hữu công chúng thông qua chia cổ tức bằng cổ phiếu và tăng vốn điều lệ thêm 3%.

2. Cấu trúc hoạt động

GAS được tổ chức theo mô hình công ty mẹ - công ty con. Bên cạnh công ty mẹ, GAS còn hoạt động với 17 đơn vị chuyên môn, 9 chi nhánh cùng 7 công ty con và 2 công ty liên kết.

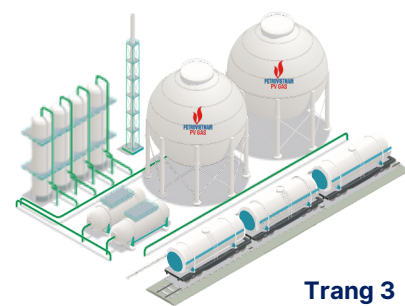
Công ty	Lĩnh vực kinh doanh	Tỷ lệ sở hữu (%)
Công ty con		
CTCP Sản xuất Ống thép Dầu khí Việt Nam	Sản xuất ống thép	99.99
CTCP Phân phối khí thấp áp Dầu khí Việt Nam	Phân phối khí thấp áp	50.5
CTCP CNG Việt Nam	Sản xuất khí thiên nhiên	56
CTCP Kinh doanh LPG Việt Nam	Phân phối khí hóa lỏng	51.31
CTCP Bọc ống Dầu khí Việt Nam	Kinh doanh dịch vụ bọc ống	52.94
CTCP LNG Việt Nam	Sản xuất khí thiên nhiên	51
Công ty TNHH Kho Cảng LNG Sơn Mỹ	Xử lý khí thiên nhiên	61
Công ty liên kết		
CTCP Kinh doanh khí Miền Nam	Phân phối khí hóa lỏng	35.26
Công ty TNHH Khí nhiên liệu Giao thông Vận tải PVGazprom	Kinh doanh khí	29

2. Lĩnh vực kinh doanh



Nguồn: GAS

GAS hoạt động trên toàn quốc, với cơ sở hạ tầng quan trọng tại miền Nam (Vũng Tàu, Bà Rịa, Cà Mau), miền Trung (Phú Yên, Quảng Ngãi) và miền Bắc (Hải Phòng, Quảng Ninh). Công ty thu gom và vận chuyển khí từ các bể chứa ngoài khơi trọng điểm như Nam Côn Sơn, Cửu Long và Mã Lai - Thổ Chu.



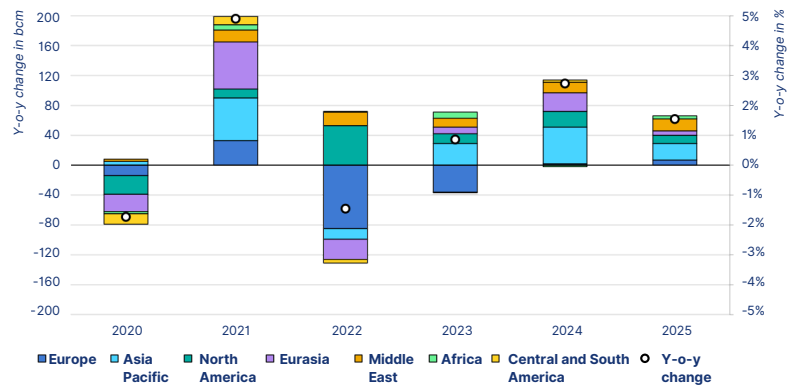
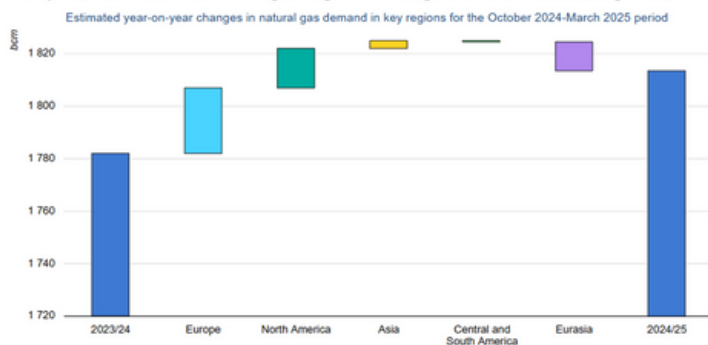
II. THỊ TRƯỜNG KHÍ

1. Thế giới

Trong bối cảnh kinh tế toàn cầu còn nhiều bất ổn, nhu cầu khí thiên nhiên toàn cầu dự kiến sẽ tăng trưởng chậm lại trong năm 2025. Sau cú sốc nguồn cung trong giai đoạn 2022–2023, nhu cầu khí đã phục hồi trở lại vào năm 2024 và tiếp tục tăng trưởng trong mùa đông 2024–2025.

Tuy nhiên, tăng trưởng này chủ yếu ghi nhận tại Châu Âu và Bắc Mỹ, trong khi nhu cầu tại Châu Á sụt giảm do giá LNG giao ngay tăng cao bởi các yếu tố cơ bản thắt chặt và căng thẳng địa chính trị. Cụ thể, nhu cầu khí tại Trung Quốc giảm 2% so với cùng kỳ trong giai đoạn tháng 11/2024 đến tháng 2/2025.

Europe and North America drove global gas demand growth over the 2024/25 gas winter



Source: IEA

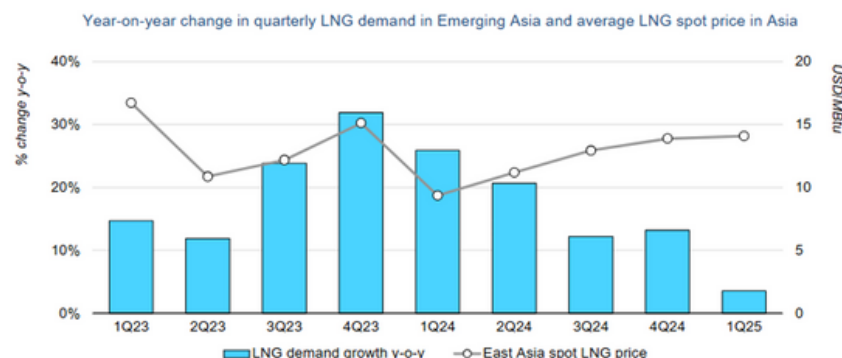
Tổng thể, **tăng trưởng nhu cầu khí toàn cầu năm 2025** ước tính chỉ đạt khoảng **1,5%**. Dù Châu Á vẫn là khu vực đóng góp lớn nhất cho tăng trưởng toàn cầu, nhu cầu khí dự kiến chỉ tăng 2%, giảm mạnh so với mức 5,5% trong năm 2024.

Các nước Châu Á mới nổi

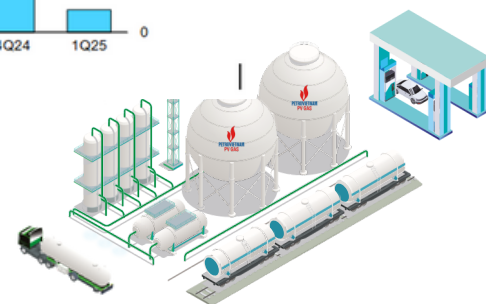
Tại Châu Á mới nổi, tiêu thụ khí tăng nhẹ trong giai đoạn tháng 10/2024 – tháng 3/2025, chủ yếu nhờ nhập khẩu LNG tăng hơn 8% trong bối cảnh sản lượng khí nội địa giảm.

Dự báo trong năm 2025, nhu cầu khí tại các nước Châu Á mới nổi tăng khoảng 2% do chịu ảnh hưởng từ kỳ vọng giá cao và sự chuyển hướng dòng LNG sang Châu Âu, làm giảm nhập khẩu LNG cũng như tiêu thụ khí trong công nghiệp. Tăng trưởng nhu cầu LNG tại khu vực này được dự báo giảm mạnh từ mức 17% năm 2024 xuống dưới 3% trong năm 2025.

Rising spot LNG prices have slowed LNG demand growth in Emerging Asia in recent quarters



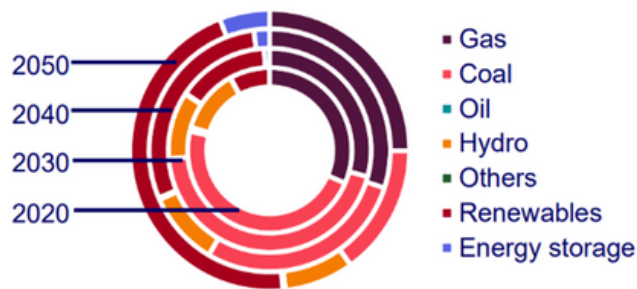
Source: IEA



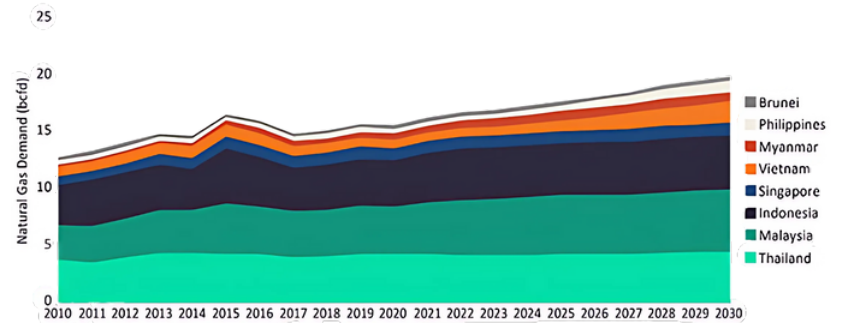
Đông Nam Á

Khí thiên nhiên được định hướng trở thành một phần thiết yếu trong tương lai năng lượng của khu vực Đông Nam Á, với tỷ trọng có thể lên tới 30% trong cơ cấu năng lượng sơ cấp vào năm 2050. Theo Wood Mackenzie, nhu cầu khí tại khu vực sẽ tăng trưởng với tốc độ trung bình 3,1% mỗi năm đến năm 2035. Dự báo đến năm 2032, Đông Nam Á sẽ trở thành khu vực nhập khẩu ròng LNG, với nhu cầu tăng 182% trong vòng 10 năm tiếp theo.

Cơ cấu sản xuất năng lượng của Đông Nam Á tới 2050

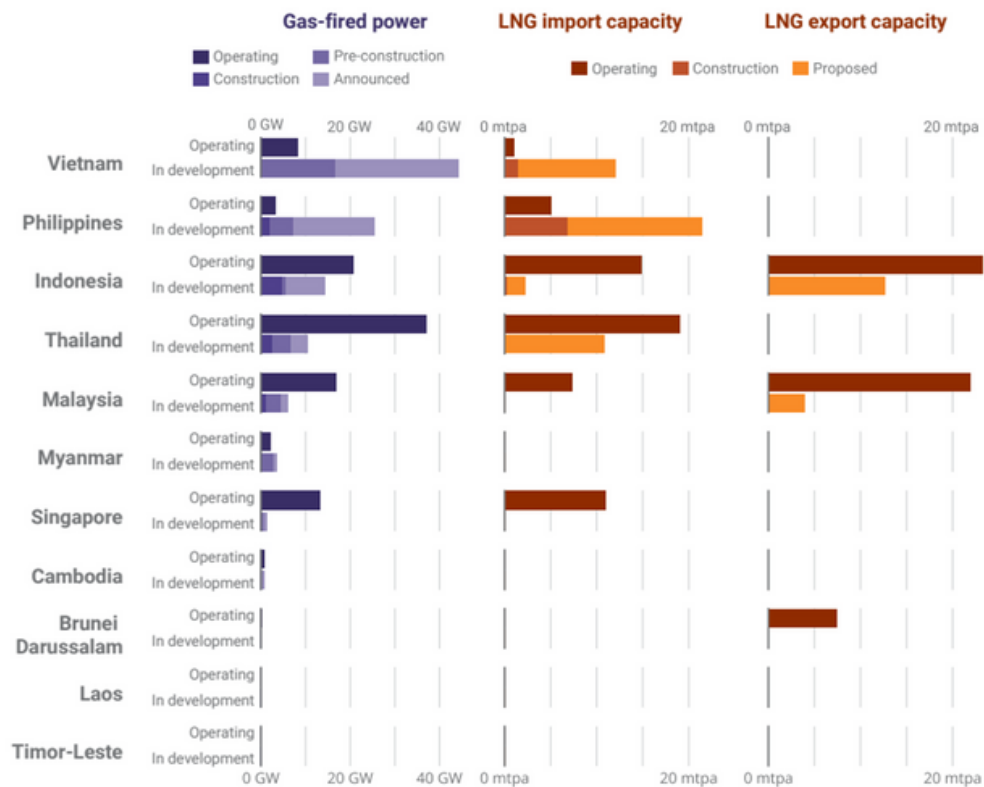


Nhu cầu khí đốt các nước Đông Nam Á (2010-2030)



Theo dữ liệu từ Global Energy Monitor (GEM), các nước **Việt Nam, Philippines, Thái Lan, Indonesia và Malaysia đang dẫn đầu trong làn sóng phát triển ngành khí đốt** tại Đông Nam Á. Hiện khu vực này đang triển khai xây dựng hơn 100 GW công suất điện khí, cùng với năng lực nhập khẩu LNG khoảng 47 triệu tấn/năm và 16,7 triệu tấn/năm năng lực xuất khẩu LNG đang được phát triển.

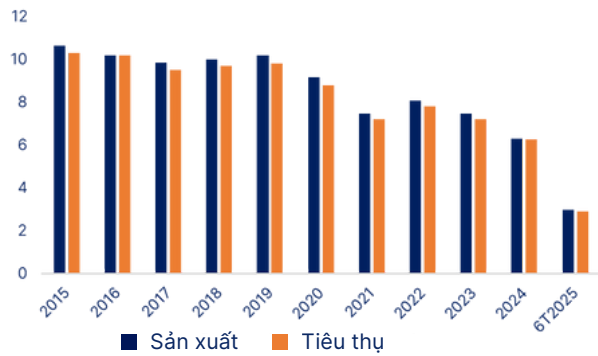
Nếu toàn bộ các dự án này được thực hiện, tổng công suất điện khí của Đông Nam Á sẽ tăng gấp đôi (so với mức hiện tại khoảng 102 GW), năng lực nhập khẩu LNG sẽ tăng thêm 80%, và năng lực xuất khẩu cũng sẽ tăng hơn 30%.



Khu vực này cũng đang cân nhắc số lượng lớn các quyết định đầu tư cuối cùng (FID) trong lĩnh vực khai thác dầu khí, với hơn 20 tỷ m³ công suất khai thác khí mới hàng năm — tương đương tăng thêm 18% so với mức sản lượng hiện tại

2. Việt Nam

Khí tự nhiên nội địa



Việt Nam sở hữu trữ lượng khí thiên nhiên đáng kể, xếp thứ 3 trong khu vực ASEAN. Tính đến năm 2021, trữ lượng khí tự nhiên được chứng minh của Việt Nam đạt 15,6 tỷ m³.

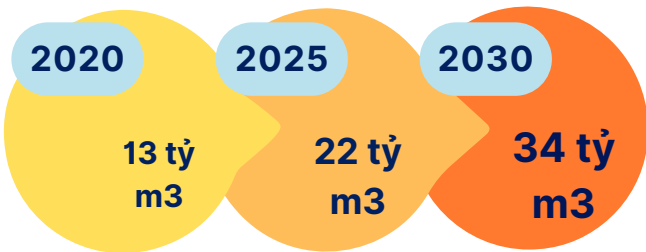
Tuy nhiên, sản lượng khai thác đang có xu hướng giảm, đặc biệt tại các mỏ ngoài khơi, dẫn đến tình trạng thiếu hụt nguồn cung.

Sản lượng khí khai thác đã giảm với tốc độ tăng trưởng kép hằng năm (CAGR) -5% kể từ 2013 do các mỏ lớn đã bước vào giai đoạn suy kiệt sau thời gian dài khai thác.

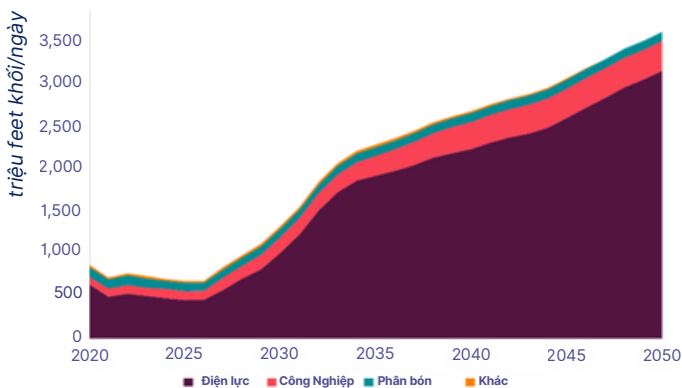
- Nguồn khí phục vụ phát điện tại Việt Nam tập trung chủ yếu ở khu vực phía Nam. Từ 2021-22: khu vực Đông Nam Bộ đã bắt đầu đối mặt với tình trạng thiếu hụt khí. Hiện nay nguồn cung khí ở khu vực này chỉ đạt trung bình 9,5 triệu m³/ngày, đáp ứng khoảng 50% nhu cầu phát điện trong khu vực.
- Năm 2024, tổng hiệu suất tiêu thụ khí của Việt Nam năm 2024 giảm ~10,6% chủ yếu do sự suy giảm đáng kể của nguồn cung khí trong nước.

Nhu cầu tiêu thụ khí sẽ tiếp tục tăng, thúc đẩy bởi các lĩnh vực sản xuất điện, hóa chất, công nghiệp và vận tải

Đạt hơn 34 tỷ m³ vào năm 2030



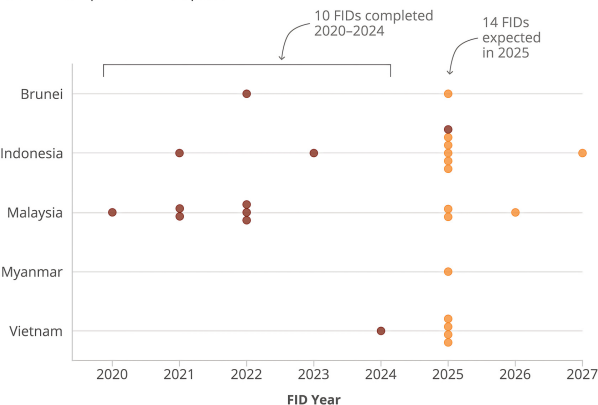
Tăng mạnh đến năm 2050



Việt Nam đang tích cực đẩy mạnh tiến độ khai thác các mỏ tự nhiên mới.

Theo thống kê của Global Energy Monitor (GEM), năm 2025 được đánh giá là năm có nhiều dự án khai thác khí có khả năng đạt FID nhất trong hơn một thập kỷ ở Đông Nam Á. Các dự án này trải rộng ở các nước ASEAN như Indonesia (5), Việt Nam (4), Malaysia (2), Brunei (1) và Myanmar (1).

FID Status ● Completed ● Anticipated



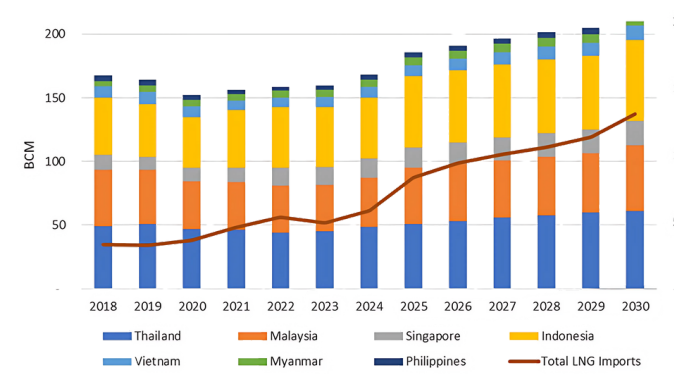
Unit name	Country	Status	Production start year (expected)	Operator	Anticipated peak bcm/y*
Ca Voi Xanh	Vietnam	discovered	2030	ExxonMobil	6.0
Kelidang Cluster	Brunei Darussalam	discovered	2025	Petronas	4.7
Maha	Indonesia	discovered	2026	Eni S.P.A.	2.1
Limbayong	Malaysia	discovered	2025	Petronas Carigali	1.6
Kaliberau Dalam	Indonesia	discovered	2028	Repsol	1.4
Su Tu Trang 2b	Vietnam	in development	2026	Cuu Long Joint Operating Company	1.3
Mako	Indonesia	discovered	2026	Conrad Energy Asia	1.2
Geng North	Indonesia	discovered	2027	Eni S.P.A.	0.9
Lengo	Indonesia	discovered	2027	KrisEnergy	0.7
Nam Du	Vietnam	discovered	2026	Jadestone Energy	0.7
Mahar	Myanmar	discovered	2027	Posco International	0.4
U Minh	Vietnam	discovered	2026	Jadestone Energy	-
Salam-Patawali	Malaysia	discovered	2026	ConocoPhillips	-

Bảng tổng hợp cập nhật tiến độ các dự án phát triển mỏ khí tự nhiên mới tại Việt Nam

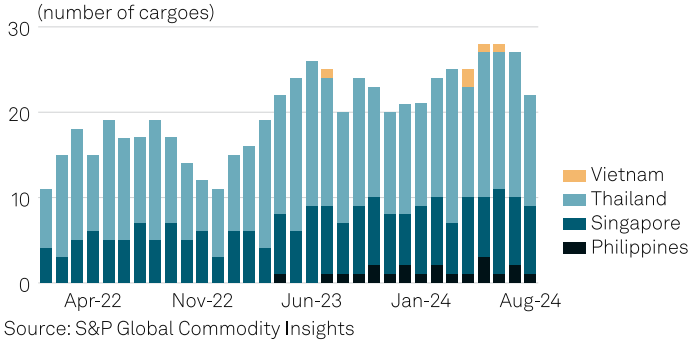
Dự án	Trữ lượng	TMDT (triệu USD)	Tiến độ mới nhất
Kinh Ngư Trắng	2,83 tỷ m3 khí	650	Đã khai thác dầu thương mại đầu tiên ngày 14/07/2025 nhưng chưa có thông báo chính thức về dòng khí đầu tiên.
Lô B - Ô Môn	107 tỷ m3 khí	12.000	EPCI#1 đạt 22%; EPCI#2 đạt 47%; EPC#3 đường ống trên bờ: Ký kết hợp đồng cung cấp FSO với Yinson
Sur Tử Trắng - 2B	17,05 tỷ m3 khí	1.300	Đã ký “Thỏa thuận khung” (HOA) về GSPA ngày 22/04/2025
Cá Voi Xanh	150 tỷ m3 khí	4.600	Việt Nam hiện đang làm việc dứt điểm với Exxon Mobil trong tháng 6/2025.
Nam Du - U Minh	171,3 tỷ m3 khí	N/A	Jadestone đã nộp kế hoạch phát triển mỏ (FDP) vào tháng 3/2025
Kèn Bàu	200-250 tỷ m3 khí	N/A	Hiện tại vẫn đang trong giai đoạn thăm dò, đánh giá trữ lượng.

Bên cạnh đó, **Việt Nam buộc phải đẩy mạnh nhập khẩu LNG** để đảm bảo an ninh năng lượng:

- Từ 2024 khí từ các mỏ nhỏ không đủ cấp cho nhà máy điện mới;
- Theo S&P Global, sản lượng khí nội địa sẽ giảm xuống 5,3-6,8 triệu m3/ngày vào 2025, trong khi nhu cầu khí phát điện khu vực Đông Nam Bộ khoảng 20-22 triệu m3/ngày;
- Đồng thời, lượng khí dự kiến khai thác từ Lô B (khu vực Tây Nam) chỉ đủ cho cụm điện khí Ô Môn 3.800MW và khí từ Cá Voi Xanh dự kiến cũng chỉ đáp ứng cho 5 nhà máy ~750MW tại Dung Quất và Chu Lai.

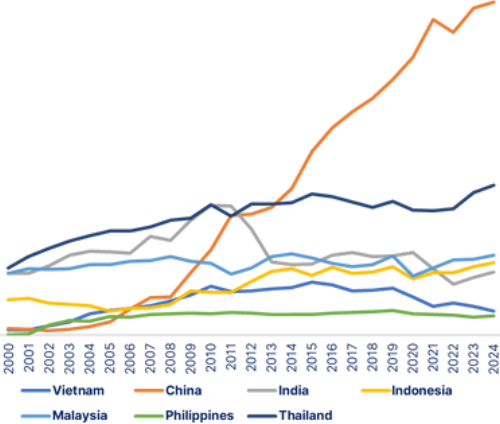


Southeast Asian monthly LNG imports

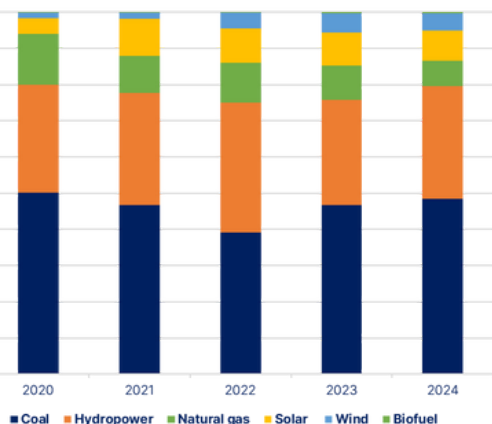


Thị trường LNG Việt Nam hiện tại: Giai đoạn khởi đầu

Nguồn điện từ khí (kWh) của các nước trong khu vực



Cơ cấu phát điện của Việt Nam theo loại năng lượng.



Tiêu thụ LNG còn rất thấp:

Mức tiêu thụ LNG hiện vẫn còn hạn chế do nước ta mới ở giai đoạn đầu tích hợp LNG vào cơ cấu năng lượng. Năm 2024, khí tự nhiên (bao gồm LNG) chiếm khoảng 7,2% sản lượng điện của Việt Nam, tương đương 18,46 tỷ kWh. Bên cạnh đó, tổng tiêu thụ khí tự nhiên đã giảm với tốc độ CAGR 16% kể từ 2020.

Nhập khẩu hiện tại:

- Việt Nam chính thức gia nhập thị trường LNG toàn cầu vào năm 2022 với lô hàng nhập khẩu đầu tiên do GAS mua từ Shell trên thị trường giao ngay.
- Theo Reuters, đến nay mới có 5 lô hàng spot với tổng khối lượng hơn 300.000 tấn LNG được nhập khẩu, chủ yếu qua cảng Thị Vải.

Hạ tầng:

Hiện tại có 2 cảng đang sẵn sàng hoạt động (tổng công suất 4 triệu tấn/năm (MTPA))

CẢNG LNG THỊ VẢI



Công suất:

- Giai đoạn 1: 1 MTPA (0.14 bcf/d);
- Đang nâng công suất lên 3 MTPA

Trạng thái hiện tại:

- Cung cấp khí pha trộn cho nhà máy điện

Hoạt động gần đây:

- Đã nhận hàng từ Indonesia, Qatar, Malaysia, Brunei.
- Cung cấp LNG cho Nhơn Trạch 3 & 4 (1.624 MW, vận hành từ 1/2025).

CẢNG LNG CẢI MÈP



Công suất:

- 3 MTPA

Trạng thái hiện tại:

- Đang trong chạy thử

Hoạt động gần đây:

- Nhận chuyển hàng đầu tiên (~90.000m³) từ dự án Sakhalin-2 (Nga), bốc hàng ngày 10/4/2025 trên tàu Blue Dragon 1. Mua trên thị trường giao ngay; dùng để chạy thử.
- Đây là lần đầu Việt Nam nhập LNG từ Nga trong bối cảnh lệnh trừng phạt của Mỹ.

Các dự án cảng LNG đang phát triển

Dự án	Chủ đầu tư	Công suất	Dự kiến vận hành	Trạng thái
Sơn Mỹ LNG	PV Gas & AES	6	Q1/2027	Đầu tư 3,2 tỷ USD, gắn với 4.500 MW điện khí
Bạc Liêu LNG	Delta Offshore Energy	2	2027	Trì hoãn do vướng PPA và bảo lãnh chính phủ
Hải Lăng LNG	T&T, Hanwha, KOSPO, KOGAS	1,5	2026–2027	Khởi công 2022, tiến độ chậm
Thái Bình LNG (FSRU)	Tokyo Gas, Kyuden, Trường Thành	0,2-0,5	2028–2029	Dự án 2,56 tỷ USD, 1.500 MW điện khí
Vũng Áng LNG	Vingroup, T&T, Hoàng Sơn, Samsung	2,2	2026–2027	Gắn với Vũng Áng III
Northern Vietnam LNG	Excelerate Energy, ITECO	1,2	2027	Xây theo 2 giai đoạn
Thanh Hóa LNG	Nhiều liên danh	1,2	Trước 2030	Dự án 2,4 tỷ USD
Cà Ná LNG	Novatek	97.000 tấn/lượt	2024 (trì hoãn)	Đấu thầu quốc tế từ 2021
Nghi Sơn LNG	Nhiều liên danh	n/a	Trước 2030	Gắn với nhà máy 1.500 MW
Mũi Kê Gà FSRU	ECV, Gunvor, B.Grimm	1,5	2025	Vốn đầu tư 200 triệu USD
Hòn Khoai LNG	n/a	3	2022–2025	Có khả năng chậm tiến độ
Tiến Giang LNG	n/a	4-6	2022–2025	Chưa có thông tin tiến độ
Mỹ Giang LNG	n/a	3	2030–2035	Kế hoạch dài hạn
Cà Hải LNG	n/a	1-3	2030–2035	Có thể trùng với kế hoạch Northern Vietnam LNG
Nam Vân Phong LNG	Petrominex (PLX)	1	2025	Có thể là dự án riêng biệt

Tuy nhiên, lượng nhập khẩu thực tế vẫn thấp hơn nhiều so với công suất do nhu cầu hạn chế và hạ tầng phân phối chưa hoàn thiện.

Hạ tầng phân phối:

- Đường ống Nam Côn Sơn kết nối các mỏ khí phía Nam với các tổ hợp điện và công nghiệp, hỗ trợ phân phối LNG, nhưng hiện đang hoạt động dưới công suất do lượng nhập khẩu thấp.

Cơ chế giá bán và giá vốn mua khí tại Việt Nam

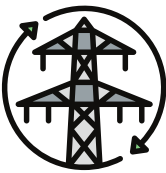
Khí tự nhiên trong nước

Cơ chế giá chung:

- Lộ trình thị trường khí (2021-2025): giữ nguyên cơ chế hiện tại
- Giai đoạn 2026-2030: chuyển sang thị trường hạ nguồn cạnh tranh với quyền truy cập hạ tầng cho bên thứ ba.

Cơ chế giá bán:

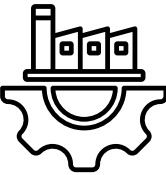
Nhà máy điện:



Giá bán = Max [46% MFO, giá miệng giếng] + vận chuyển (bao gồm lợi nhuận)

- Giá bán khí là 46% giá dầu nhiên liệu trung bình hoặc giá miệng giếng (GMG) cộng với chi phí vận chuyển thuế quan, đảm bảo doanh nghiệp phân phối vẫn có lợi nhuận trong thời gian giá dầu biến động mạnh.
- Chi phí vận chuyển được xác định theo từng đường ống khí.

Công nghiệp:



Cũ

Giá bán = Max [100% HSFO, giá miệng giếng] + vận chuyển (bao gồm lợi nhuận)

Mới

Giá bán = Dựa trên giá LPG/FO

Bán cho công ty con: 80-90% LPG/FO.
Bán cho khách hàng CN: 90-95% LPG/FO

Phân bón



Giá bán = 46% MFO + phí vận chuyển

Trợ giá cho các doanh nghiệp đạm đã kết thúc từ 2018, từ 2019 đã áp dụng cơ chế thị trường.

Cơ chế giá đã tiến hóa theo hướng cạnh tranh và tích hợp LNG, nhưng vẫn giữ neo MFO/HSFO và sự kiểm soát của Nhà nước.



Khí LPG:

Giá bán = Giá LPG nhập khẩu + chi phí + VAT + phân phối

Cơ chế giá mua:

Bể khí	Cơ chế	Giá mua cơ bản	Khách hàng
Cử Long	Cố định	Giá miệng giếng, trượt giá 2%/năm	Điện lực; Đạm Phú Mỹ (DPM)
Nam Côn Sơn	Cố định	Giá miệng giếng, trượt giá 2%/năm	Điện lực
Malay-Thổ Chu	Thả nổi	MAX [46% MFO; giá miệng giếng]	Điện lực, Đạm Cà Mau (DCM)
Thái Bình	Thả nổi	MAX [46% MFO; giá miệng giếng]	Khu công nghiệp

Khí LNG nhập khẩu

Cơ chế giá chung
Đến 08/2025, Việt Nam chưa có công thức tính giá LNG riêng biệt có định mà được tích hợp vào chi phí sản xuất điện:

Cơ chế
“pass-through”

Luật Điện lực và Nghị định 56:

- Chi phí nhiên liệu cho LNG được tính vào giá điện trong PPA

Chi phí = giá LNG nhập + chi phí tái hoá khí + phí vận chuyển

Bảo lãnh
tiêu thụ

Nghị định 100:

- Đảm bảo tối thiểu 65% sản lượng điện hàng năm từ các dự án điện LNG được mua trong 10 năm
- Nhà đầu tư phải cam kết sản lượng đầu ra tối thiểu, với EVN là bên mua.

Thuế

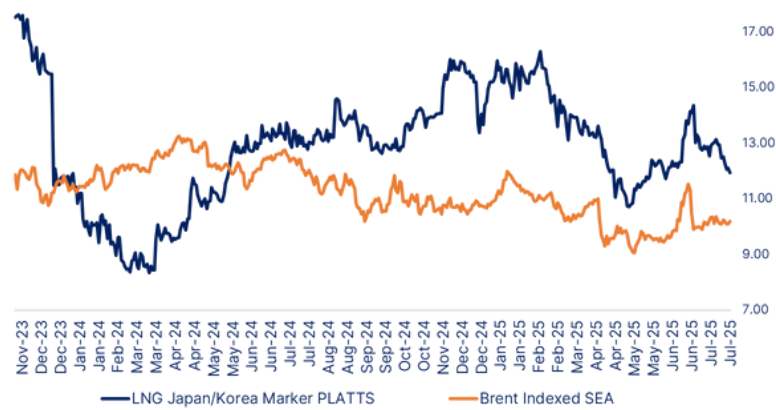
Nghị định 73/2025:

- Giảm thuế nhập khẩu từ 5% xuống 2%
- Thuế VAT với LNG là 10%, không áp thuế xuất khẩu cho LNG tái xuất.

Chỉ số
tham chiếu
và
hợp đồng

- Mua giao ngay: gắn với chỉ số JKM (Japan Korea Marker)
- Hợp đồng dài hạn: thường gắn với Brent (hệ số 10-13%) hoặc kết hợp JKM + phí cố định

(đang đàm phán hợp đồng dài hạn với Qatar, Exxonmobil)



Quốc gia	Cơ chế giá	Chỉ số chuẩn	Triển vọng
Thái Lan	EGAT quản lý; Hợp đồng dài hạn + mua giao ngay; Thuế carbon 2025	JKM/Brent kết hợp	Nhập 10–12 triệu tấn/năm; đa dạng nguồn (Úc, Mỹ); nhu cầu +5%/năm, nhưng NLTT (51% năm 2037) hạn chế tăng LNG
Lào	Không có cơ chế LNG	N/A	Không đáng kể; không dự báo nhập LNG 2025
Malaysia	Petronas quản lý; chủ yếu xuất LNG nhưng có nhập bổ sung; giá theo thị trường có trợ giá	JKM/Brent kết hợp	Nhập 3–5 triệu tấn/năm cho điện; xuất ~25 triệu tấn/năm; có thể thành nước nhập ròng 2030
Indonesia	PLN quản lý; Trần giá 6 USD/MMBtu cho tiêu dùng; Thuế carbon 2025	Trần giá; JKM	Nhập 2–4 triệu tấn/năm; ưu tiên nội địa; nhập khu vực tăng; biofuel thay thế 40% LNG 2025

III. KẾT QUẢ KINH DOANH

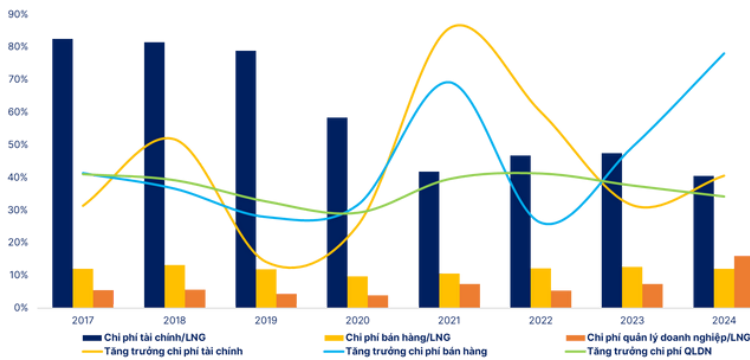
1. Cả năm 2024

Doanh thu thuần 2024 đạt 103.603,6 tỷ VND (+15,1% YoY) với lợi nhuận sau thuế giảm 10,2%, đạt 10.590,1 tỷ VND.

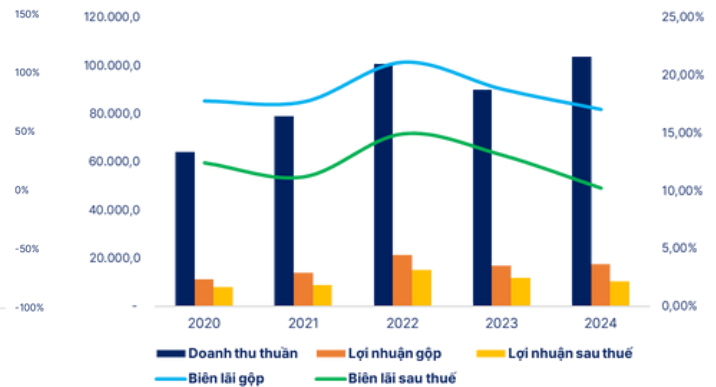
Doanh thu trong giai đoạn 2020-2024 tăng trưởng ổn định với CAGR ~12%. tăng trưởng doanh thu 2024 tới từ tăng sản lượng LPG lên 2,4 triệu tấn, giá LPG duy trì cao, bổ sung thêm kho chứa và bán LNG ra miền Bắc từ tháng 9/2024.

Biên gộp ghi nhận 17%, giảm 9,4% so với 2023. Biên lợi nhuận ròng đạt 10,2% giảm 10% so với 2023.

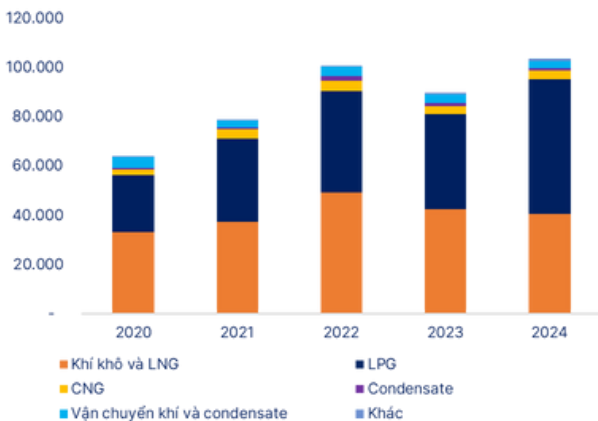
Tỷ lệ chi phí/ lợi nhuận gộp



Kết quả kinh doanh theo năm



Cơ cấu doanh thu theo mảng kinh doanh

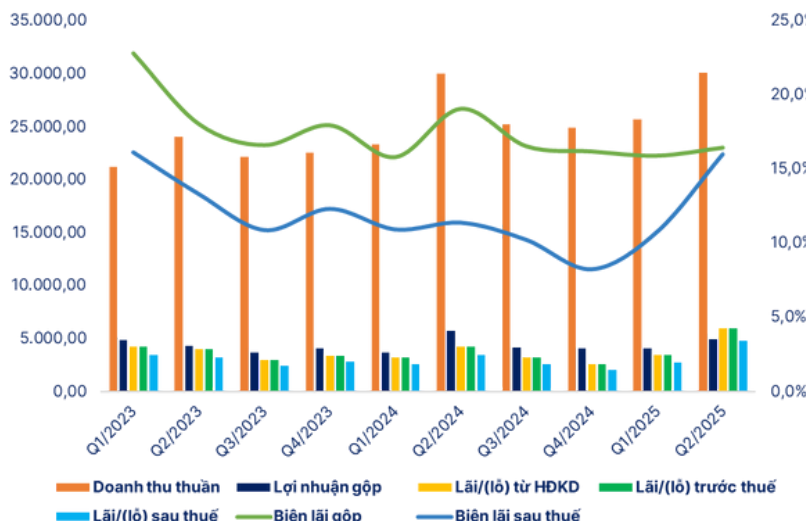


- Chi phí tài chính đã giảm đáng kể trong những năm gần đây, chỉ chiếm 40% lợi nhuận gộp 2024 (giảm từ 58% năm 2020).
- Chi phí bán hàng duy trì ổn định ở mức thấp, dao động trong mức 10-13% của lợi nhuận gộp. Bên cạnh đó, chi phí quản lý doanh nghiệp tăng 116,8% góp phần thu hẹp biên lợi nhuận ròng.

Nhìn chung doanh thu GAS tăng trưởng tốt trong bối cảnh kinh tế phục hồi và nhu cầu năng lượng gia tăng. Tuy nhiên, **lợi nhuận chịu sức ép từ chi phí gia tăng dẫn tới biên lợi nhuận bị thu hẹp.**

2. 6T2025

Kết quả kinh doanh GAS theo quý



Kết quả Q2/2025

- Doanh thu thuần đạt 30.080 tỷ VND** (gần như đi ngang so với Q2/2024) do sự bù trừ của sản lượng LPG tăng (+16% YoY) và sụt giảm sản lượng khí khô (-15,3% YoY) cùng giá FO giảm (-14% YoY)
- Lợi nhuận gộp đạt 4.954 tỷ VND** (-13,7% YoY).
=> Biên lợi nhuận gộp của GAS giảm từ 19,09% xuống 16,47%.
- Lãi sau thuế ghi nhận 4.809 tỷ VND** (+41% YoY, cao nhất 13 quý gần nhất). Tăng trưởng chủ yếu đến từ hoàn nhập 1.634 tỷ VND dự phòng, (các khoản nợ từ POW, PGV và các nhà máy BOT như Phú Mỹ 2.2 & 3).

6T2025:

- **Doanh thu thuần ghi nhận 55.756 tỷ VND (+4,5% YoY) theo đó lợi nhuận sau thuế đạt 7.571 tỷ VND (+27% YoY).**

=> Đến hiện tại, GAS đã hoàn thành 75% kế hoạch doanh thu và vượt 43% kế hoạch lợi nhuận 2025.

Kinh doanh khí khô, LNG và LPG chiếm 95,1% tổng doanh thu 6T2025. Trong đó, hoạt động trong nước đóng góp 62.988 tỷ VND (chiếm 112,9% tổng doanh thu trước loại trừ nội bộ) và hoạt động tại Singapore đạt 2.796 tỷ VND, chiếm 5% cơ cấu doanh thu

Cập nhật tình hình các dự án trọng điểm:



Mở rộng nâng công suất kho chứa LNG Thị Vải:

- Mục tiêu: nâng sức chứa từ 1 triệu tấn lên 3 triệu tấn/năm
- Tiến độ: GAS đã phê duyệt dự án đầu tư vào tháng 5/2025
- Dự kiến hoàn thành: 2029

Kho cảng nhập khẩu LNG Sơn Mỹ

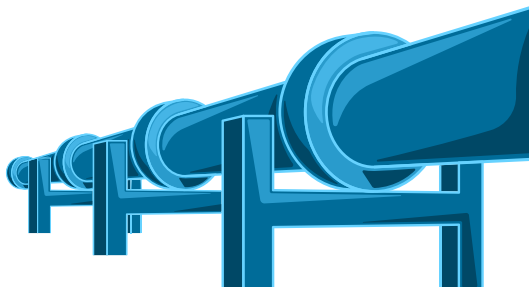
- Tiến độ: Công ty LNG SM đang hoàn thiện các thủ tục phê duyệt dự án đầu tư theo quy định.
- Dự kiến hoàn thành: Đồng bộ bởi tiến độ các Nhà máy điện Sơn Mỹ

Kho LNG

- Bắc Bộ: Đã trình UBND tỉnh Nam Định đề nghị thực hiện dự án tháng 3/2025;
- Bắc Trung Bộ: Đã trình UBND tỉnh Hà Tĩnh cập nhật đề xuất thực hiện dự án đầu tư vào tháng 7/2025.

Kho cảng PVGas Hải Phòng

- Tiến độ: Đã trình sơ chấp thuận chủ trương đầu tư và nhà đầu tư Dự án vào T4/2025.

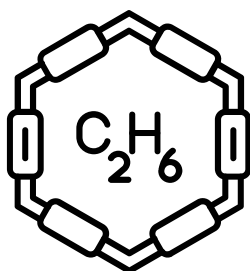


Đường ống thu gom, vận chuyển khí mỏ Sư Tử Trắng:

- Tiến độ: Đang lập kế hoạch triển khai cập nhật FS đồng bộ với tiến độ dự án thượng nguồn
- Dự kiến hoàn thành: 2028

Đường ống cấp khí cho các NMĐ Long An 1 & 2

- Tiến độ: Đang thực hiện các thủ tục đất đai liên quan đến hành lang tuyến ống; lập báo cáo nghiên cứu tiền khả thi dự án



Tách Ethane tại Dinh Cố

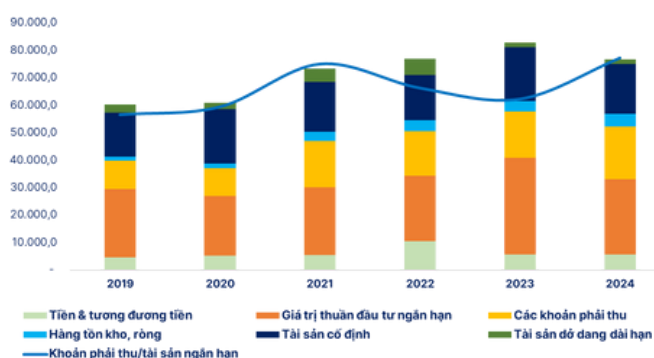
- Tiến độ: Đang tiếp tục làm việc với các Sở, ngành địa phương tỉnh Bà Rịa - Vũng Tàu về phương án tuyến.
- Dự kiến hoàn thành: 2028

3. Tình hình tài chính

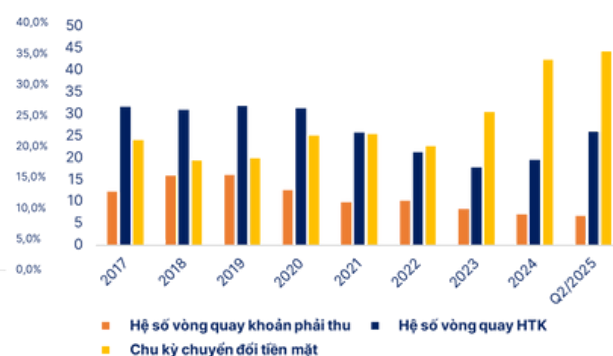
Tài sản ngắn hạn chiếm ~70%: tập trung chính ở giá trị đầu tư ngắn hạn và các khoản phải thu.

- Giá trị đầu tư ngắn hạn (chủ yếu là tiền gửi có kỳ hạn) chiếm tỷ trọng lớn (~40%) và tăng mạnh trong giai đoạn 2022-2024
- Các khoản phải thu có xu hướng tăng mạnh từ 2021. Đến 2024 và 6T2025, khoản phải thu chiếm ~20-23% tổng tài sản.
- Hàng tồn kho có xu hướng tăng sau 2020, kéo dài vòng quay vốn lưu động.

Cơ cấu tài sản



Hiệu suất hoạt động



- Hệ số vòng quay khoản phải thu giảm xuống còn 5 lần vào Q2/2025, cho thấy thời gian thu hồi nợ kéo dài hơn.

=> Chu kỳ chuyển đổi tiền mặt tăng từ 25 ngày lên 45 ngày, làm giảm thanh khoản và tăng rủi ro vốn lưu động.

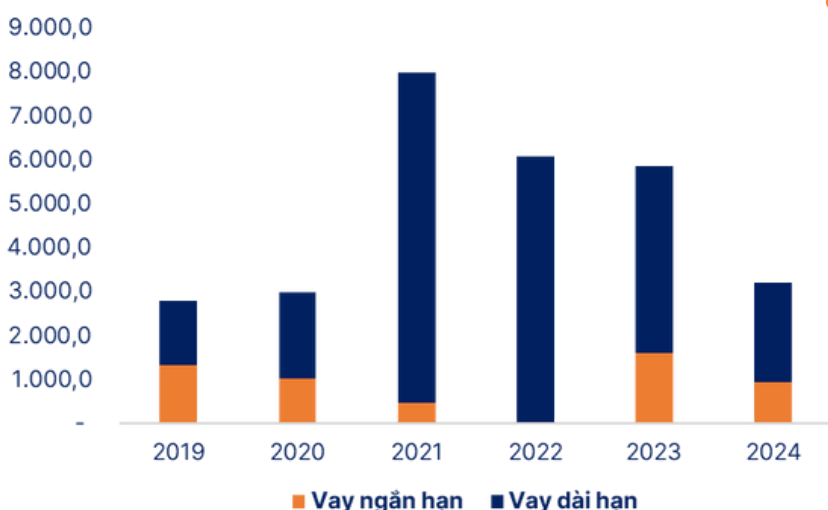
Năm 2024, chi phí nợ xấu tăng nhanh do EVN chậm thanh toán cho các nhà máy điện do không thống nhất được chi phí vận chuyển đường ống dẫn khí Phú Mỹ - TP.HCM. Kế hoạch xử lý đến 31/12/2024 đặt mục tiêu giảm nợ xấu xuống còn 0,38% tổng tài sản.

Tổng giá gốc nợ xấu tại 30/06/2025 là 1.616 tỷ VND, giảm từ 5.669 tỷ VND tại 01/01/2025.

=> Điều này cho thấy GAS đã xử lý khoảng 70-80% nợ xấu trong nửa đầu năm 2025, thu hồi hoặc ghi giảm khoảng 108 tỷ VND, đạt tỷ lệ thu hồi 19%.

Tuy nhiên, đến 30/06/2025, nợ xấu còn lại 458 tỷ VND (~0,5% tổng tài sản) cho thấy **tiến độ xử lý chậm hơn kế hoạch**, do ảnh hưởng từ biến động giá khí và chậm trễ từ các bên thứ ba như BCT (chỉ xử lý 50% khối lượng nợ).

Cơ cấu nợ vay



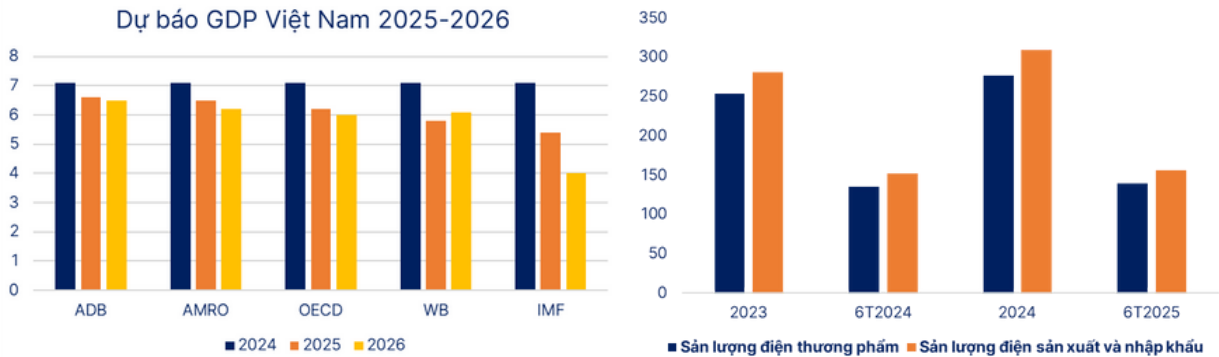
Sức khỏe tài chính của PV GAS (GAS) hiện ở mức lành mạnh và an toàn.

- Nợ vay ngắn hạn hầu như không đáng kể, còn nợ vay dài hạn giảm xuống còn khoảng 2-3% năm 2024. GAS gần như hoạt động chủ yếu bằng vốn tự có, ít phụ thuộc vào đòn bẩy tài chính.
- Tuy nhiên, do ít sử dụng đòn bẩy nên mức sinh lời trên vốn chủ (ROE) khó bứt phá mạnh so với những doanh nghiệp tận dụng vốn vay để mở rộng. Ngoài ra, việc duy trì lượng tiền mặt và đầu tư tài chính ngắn hạn lớn có thể làm giảm hiệu quả sử dụng vốn nếu không được đầu tư sinh lời tốt.

IV. LUẬN ĐIỂM ĐẦU TƯ

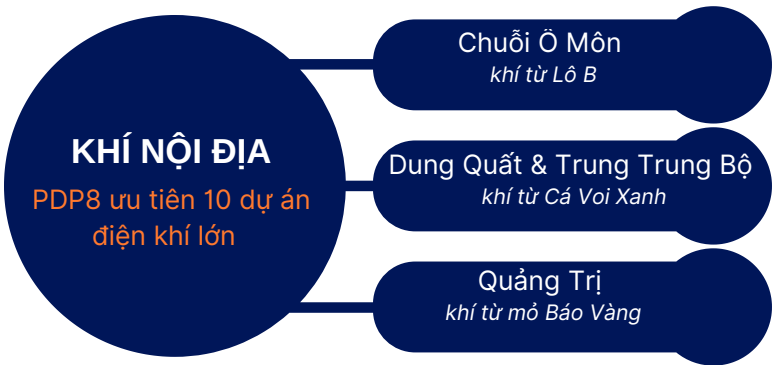
1. Kinh tế vĩ mô

Trong ngắn hạn, kinh tế Việt Nam tiếp tục duy trì mức tăng trưởng khá cao, với GDP năm 2024 tăng khoảng 7%, dự báo 2025 ở mức 6–6,5%. Các động lực chính đến từ sản xuất chế biến chế tạo, giải ngân đầu tư công, và xuất khẩu phục hồi.

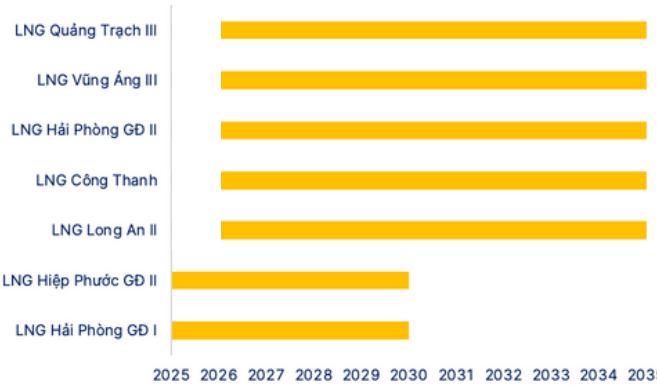


Sự phục hồi của công nghiệp và bất động sản kéo theo nhu cầu điện, khí và nhiên liệu tăng mạnh. Theo EVN, sản lượng điện thương phẩm nửa đầu 2024 tăng 13%, trong đó điện công nghiệp chiếm tỷ trọng lớn nhất. Đây là tín hiệu trực tiếp cho thấy nhu cầu khí khô và LNG trong sản xuất điện, đạm, công nghiệp sẽ tăng tương ứng. Tuy nhiên, nguồn cung khí nội địa từ các mỏ truyền thống (Lan Tây – Lan Đỏ, PM3 Cà Mau) đã giảm, khiến Việt Nam phải bổ sung nhập khẩu LNG.

Trong dài hạn, bức tranh năng lượng Việt Nam chịu tác động từ xu hướng chuyển dịch sang năng lượng sạch. Tháng 4/2025, quyết định số 768/QĐ-TTg đã được ban hành để điều chỉnh Quy hoạch điện VIII (PDP8). Trong đó, khí LNG tiếp tục giữ vai trò trọng yếu trong cơ cấu năng lượng Việt Nam.



LNG được xem là nguồn thay thế chính cho than trong 10 năm tới



Hạn chế mở rộng nhiệt điện than:

- PDP8 giới hạn phát triển than ở mức 5 nhà máy (4.000 MW);
 - Lộ trình loại bỏ dần đến năm 2050.
- => Gia tăng vai trò của khí và LNG trong cân bằng hệ thống điện.

NGẮN HẠN

Tăng trưởng doanh thu từ mảng LNG và dịch vụ kho cảng.

DÀI HẠN

- Động lực tăng trưởng kinh doanh dài hạn khi hệ thống kho LNG Thị Vải và Sơn Mỹ hoàn thiện
- => GAS sẽ nắm vai trò trung tâm trong hạ tầng khí của Việt Nam.

2. Hoạt động thương mại LPG vẫn còn dư địa phát triển

GAS đang đóng vai trò là nhà sản xuất, nhập khẩu, và kinh doanh LPG hàng đầu Việt Nam. Nắm giữ 70% thị phần bán buôn cả nước và 9% thị phần bán lẻ.

Giá bán LPG tại Việt Nam chủ yếu tham chiếu theo giá CP Saudi Aramco:



$$\text{Giá nhập khẩu LPG} = (\text{CP Saudi Aramco} + \text{Premium}) * (1 + \text{Thuế nhập khẩu}) * (1 + \text{Thuế VAT}) * \text{USD/VND}$$

Trong đó:

- CP Saudi Aramco: giá tham chiếu quốc tế;
- Premium: phụ phí nhập - cước tàu, bảo hiểm, các chi phí liên quan;
- Thuế nhập khẩu: thường nêu 5% trên (CP + Premium) - thực tế có thể thấp hơn nếu có ưu đãi từ FTA;
- Thuế VAT: 10% tính trên giá sau thuế nhập khẩu;
- USD/VND: tỷ giá chuyển đổi.

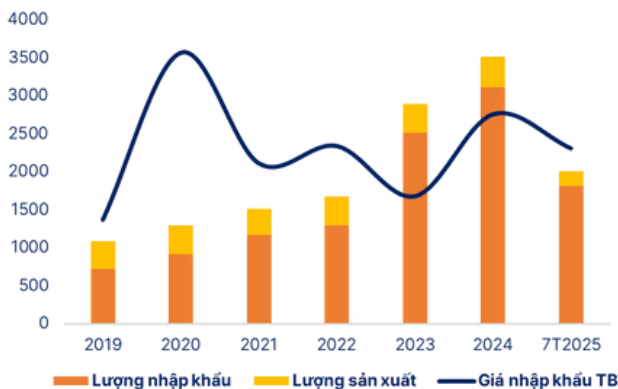


$$\text{Giá bán lẻ} = \text{Giá LPG nhập khẩu} + \text{Chi phí nội địa} + \text{Chi phí hệ thống phân phối} + \text{Thuế VAT}$$

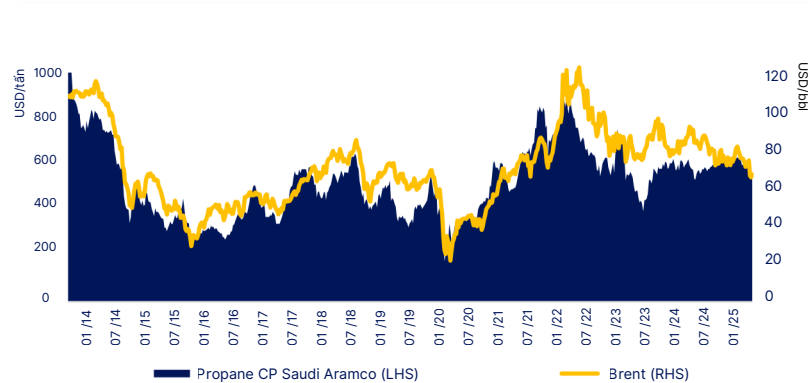
Trong đó:

- Chi phí nội địa: chi phí quản lý, sản xuất, khấu hao, v.v.

Sản lượng LPG và giá nhập khẩu trung bình



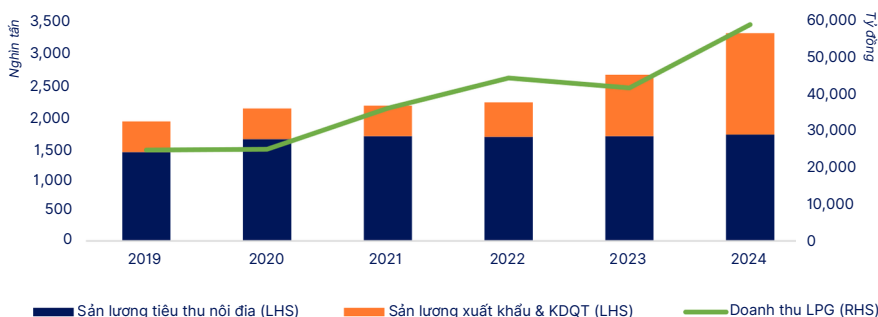
Giá CP Saudi Aramco & Brent



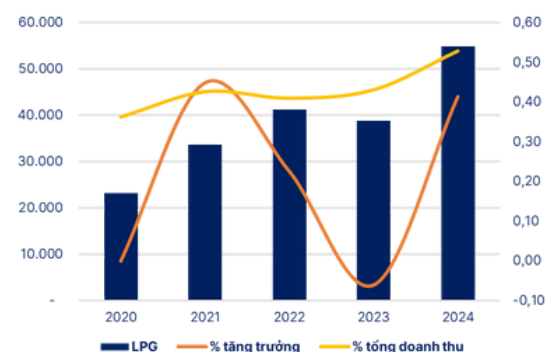
Trong năm 2024, mảng LPG của PV GAS ghi nhận mức tăng trưởng mạnh mẽ. Cụ thể, sản lượng LPG kinh doanh đạt 2.34 triệu tấn, tăng 33% so với năm 2023, và đóng góp tới 53% tổng doanh thu hợp nhất. Tuy nhiên, biên lợi nhuận gộp mảng này chỉ ở mức 6%, phản ánh đặc thù cạnh tranh cao và giá bán phụ thuộc nhiều vào biến động giá CP/FOB quốc tế.

5T2025, GAS đã kinh doanh trên 1,3 triệu tấn LPG, trong đó hơn 0,6 triệu tấn là xuất khẩu quốc tế, đạt khoảng 69% kế hoạch cả năm.

Sản lượng xuất khẩu dẫn dắt tăng trưởng sản lượng mảng LPG



Doanh thu LPG 2020-2024



Trên thị trường quốc tế, GAS đang đáp ứng hơn 65% nhu cầu LPG thị trường Campuchia

- PVGas Trading - đơn vị thành viên của GAS đã mở rộng hoạt động xuất khẩu LPG sang Campuchia từ năm 2010.
- Việt Nam có lợi thế về vị trí địa lý khi có đường biên giới thuận lợi với Campuchia, giúp giảm chi phí logistics so với các nhà cung cấp khác trong khu vực.

Thị trường LPG Campuchia - phụ thuộc gần như hoàn toàn vào nhập khẩu:

- Nhu cầu tiêu thụ LPG tại Campuchia trong những năm gần đây ghi nhận mức tăng trưởng ổn định nhờ mở rộng nền kinh tế đồng thời với quá trình đô thị hoá và công nghiệp hoá.

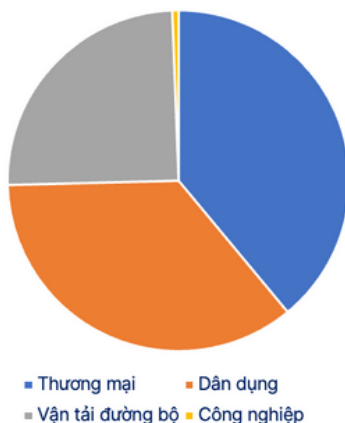


- **Tăng trưởng CAGR giai đoạn 2019-2023 là 3,8%/năm**, tốc độ tăng trưởng đã chậm lại và có dấu hiệu bão hoà so với 2009-2019 (~20%/năm).
- **Năm 2024, Campuchia đã chi 334 triệu USD để nhập khẩu LPG (+42% yoy)**, trong khi đó, dầu diesel và xăng chỉ tăng trưởng 7% và 11%.

ERIA dự báo **CAGR giai đoạn 2021-2040 sẽ đạt 7%/năm** (cao hơn mức trung bình thế giới ~3%), nhờ sự gia tăng đột biến của xe tuk-tuk và đô thị hoá gia tăng dịch chuyển năng lượng than củi sang LPG.

Nhu cầu chủ yếu tới từ dân dụng/đô thị hoá và thương mại (chiếm ~75% tổng cầu), tạo nền tảng tăng trưởng ổn định cho tiêu thụ LPG.

Cơ cấu khu vực tiêu thụ LPG



- LPG hiện là nguồn năng lượng chủ yếu phục vụ cho nấu nướng, sưởi ấm và đặc biệt là sản xuất công nghiệp quy mô nhỏ.

=> Tỷ lệ hộ gia đình sử dụng LPG thay thế củi, than đang tăng nhanh nhờ chính sách khuyến khích của Chính phủ Campuchia.

Tiêu thụ LPG tại Campuchia cũng do mở rộng sử dụng xe 3 bánh (tuk-tuk) - nhập từ Ấn Độ:

- Tại Phnom Penh ~80% doanh số bán LPG là cho xe tuk-tuk.

=> riêng tiêu thụ của tuk-tuk đã chiếm 17-20% tổng tiêu thụ LPG quốc gia.

Triển vọng nhu cầu LPG của Campuchia:

NGẮN HẠN

1-3 năm: Tác động cục bộ lớn ở đô thị và các điểm du lịch do số lượng EV hiện tại của Campuchia còn rất nhỏ, hạ tầng sạc /hoán pin còn hạn chế, tuk-tuk truyền thống vẫn chiếm áp đảo số lượng.

TRUNG HẠN

3-10 năm: Trong bối cảnh chính phủ hỗ trợ chính sách thuế và hạ tầng cho EV tỉ lệ chuyển đổi tuk-tuk sang EV tăng nhanh, ảnh hưởng tới một phần lớn tiêu thụ LPG.

DÀI HẠN

Đến năm 2040: Cân bằng lại cơ cấu tiêu thụ LPG - tuy nhu cầu LPG chung vẫn sẽ tăng trưởng nhưng tỉ trọng tiêu thụ của mảng giao thông vận tải sẽ giảm.

Việt Nam có vị trí địa lý thuận lợi trong vận chuyển LPG cho Campuchia

LPG được nhập khẩu và Campuchia theo 4 nguồn:

Cảng Sihanoukville



21,5% thị phần nhập khẩu
Chi phí: ~45-46 USD/tấn

Cảng Mekong



7,5% thị phần nhập khẩu
Chi phí: ~40 USD/tấn

Xe bồn từ Việt Nam



65,4% thị phần nhập khẩu
Chi phí: ~40 USD/tấn

Xe bồn từ Thái Lan



5,8% thị phần nhập khẩu
Chi phí: ~96USD/tấn

ERIA xác định tuyến nhập khẩu LPG từ Việt Nam sang Campuchia là 1 trong những trục chi phối

- Hơn 65% LPG nhập khẩu từ Việt Nam được chuyển phát bằng xe bồn đường bộ
=> Không yêu cầu kho đầu mối phía Campuchia, hàng từ Việt Nam được chở thẳng tới các trạm chiết nạp và bán lẻ.
- Cụm kho cảng LPG tập trung ở khu vực Bà Rịa - Vũng Tàu/Đông Nam Bộ là “cửa ngõ xuất khẩu” thuận lợi nhất sang Campuchia.
=> Rút ngắn vòng quay phương tiện, hỗ trợ giá vốn logistics. Đồng thời lợi thế khoảng cách giúp doanh nghiệp Việt Nam chủ động nguồn cung, phản ứng nhanh với biến động nhu cầu.
- GAS có nguồn cung LPG ổn định từ hợp đồng dài hạn với Saudi Aramco từ 6/2021 và hệ thống kho cảng, trạm thiết nạp và năng lực phân phối đủ rộng.

Nguồn cung từ Thái Lan đang bị gián đoạn trong ngắn hạn

Diễn biến từ 6/2025, Campuchia đã tạm ngừng nhập nhiên liệu & khí đốt từ Thái Lan do căng thẳng biên giới.

=> Nếu kéo dài, cửa cho nguồn từ Việt Nam mở rộng thêm (ít nhất trong ngắn hạn)

3. Cơ hội bứt phá từ nhập khẩu LNG giai đoạn 2026–2030

GAS giữ vai trò then chốt trong việc phát triển và cung ứng LNG, vừa để thay thế dần khí tự nhiên trong nước đang suy giảm, vừa đáp ứng yêu cầu đảm bảo an ninh năng lượng quốc gia. Bối cảnh vĩ mô và hạ tầng hiện tại là nền tảng cho cơ hội:

- Cảng Thị Vải đã vận hành: Phase 1 ~ 1 MPTA, tối đa 1,5 MPTA; đang nâng cấp lên ~3 MPTA;
- Cảng Cái Mép (~3 MPTA, mở rộng lên ~6 MPTA) đang trong giai đoạn chạy thử sẽ nâng tổng công suất nhập khẩu LNG của Việt Nam;
- Quy hoạch năng lượng PDP 8 (điều chỉnh): nhà máy điện khí vẫn là bước chuyển giao quan trọng trong dịch chuyển cơ cấu năng lượng.



LNG được coi là nhiên liệu chuyển tiếp

Chính phủ đã sửa đổi PDP8 (tháng 4–5/2025) để tăng tỷ trọng năng lượng tái tạo (đặc biệt onshore/offshore wind).

	Mục tiêu PDP8 (MW)	Mục tiêu PDP8 điều chỉnh (tối đa) (MW)	Thay đổi (%)
Điện gió trên bờ/gần bờ	21,880	38,029	73.8%
Điện gió ngoài khơi	6,000	17,032	183.9%
Điện mặt trời	12,836	73,416	472.0%
Sinh khối và rác thải phát điện	2,270	4,836	113.0%
Thủy điện	29,346	34,667	18.1%
Thủy điện tích năng	2,400	6,000	150.0%
Điện hạt nhân	0	6,400	0.0%
Lưu trữ năng lượng bằng pin	300	16,300	5333.3%
Nhiệt điện than	30,127	31,055	3.1%
Khí trong nước	14,930	14,930	0.0%
Khí thiên nhiên hóa lỏng (LNG)	22,400	22,524	0.6%
Nhập khẩu	5,000	12,100	142.0%

Tỷ trọng năng lượng tái tạo tăng mạnh nhưng tính biến thiên của điện mặt trời/gió vẫn cần nguồn điều chỉnh và dự phòng nhanh
=> nhà máy điện khí (bao gồm LNG) đóng vai trò “bù” cho hệ thống.

Theo kịch bản cung ứng điện Việt Nam giai đoạn 2025-2026:

Năm 2025:

- Sản lượng điện cả năm dự kiến ~331,4 tỷ kWh (+7,39% YoY)
- Nửa cuối năm hệ thống cơ bản đáp ứng đủ, tuy nhiên vẫn cần dự phòng huy động nhiệt điện dầu hoặc điện khí LNG để bù phụ tải giờ cao điểm.

=> Điện khí chưa phải xương sống nhưng vẫn đóng vai trò nguồn linh hoạt.

Năm 2026: 3 kịch bản điện theo Cục Điện Lực

Kịch bản	Tăng trưởng phụ tải	Đặc điểm
Cơ sở	10-12%	GDP ~6,5 - 7%, thời tiết bình thường
Cao	13-14%	GDP >7%, nắng nóng kéo dài
Cực đoan	>15%	GDP đột phá, thời tiết cực đoan trên diện rộng

Nếu phụ tải tăng >13% sẽ dẫn tới điện khí sẽ phải huy động mạnh để giữ lưới điện ổn định.

Nhu cầu tiêu thụ điện Việt Nam giai đoạn 2025-2027 dự kiến tăng trưởng 8-9% năm.

Trong khi thủy điện gần như đã hết dư địa mở rộng, than trong nước cũng đã cạn kiệt dần và nhiều dự án nhiệt điện than bị loại bỏ/dừng cấp phép để cam kết Net Zero 2050.

2025

Nhập LNG thương mại cho Nhơn Trạch 3&4, chạy thử và phát điện chính thức

2026

Nhu cầu LNG tăng khi thêm dự án Long An I & II, Bạc Liêu LNG bắt đầu khởi động

2027

Một loạt các dự án khác dự kiến hoàn thiện, năng tổng công suất điện lên 10-13 GW

LNG sẽ đóng vai trò nguồn linh hoạt, dự phòng quan trọng cho hệ thống (đặc biệt miền Nam) trong H2/2025; từ 2026–2027 có thể chuyển thành nguồn tiêu thụ lớn hơn nếu phụ tải tăng theo kịch bản cao.

Bản đồ dự án kho cảng LNG và dự án điện LNG

Vietnam

North region^{o*}

4500MW, 2036-2040
8500MW, 2041-2045

Quang Ninh I

1500MW, 2026-2030

Hai Phong I

Phase 1&2: 750MW, 2026-2030
Phase 3&4: 1500MW, 2031-2035
Phase 5&6: 1500MW, 2036-2040

Thai Binh¹

Phase 1: 750MW, 2026-2030
Phase 2&3: 1500MW, 2031-2035
Phase 4&5: 1500MW, 2036-2040
Phase 6: 750MW, 2041-2045

Nghi Son²

Phase 1: 800MW, 2026-2030
Phase 2: 800MW, 2031-2035
Phase 3&4: 1600MW, 2036-2040
Phase 5&6: 1600MW, 2041-2045

Son My I

2250MW, 2026-2030, EDF, Kyushu, Sojiz, Thai Binh Duong Corporation

Son My II

2250MW, 2026-2030, AES

Long An I

1500MW, 2026-2030

Long An II

1500MW, 2031-2035

Nhon Trach

Phase 3&4: 1500MW, 2021-2025, PVPower

Hiep Phuoc

1200MW, 2021-2025

Tan Phuoc I⁶

Phase 1: 750MW, 2036-2040
Phase 2*: 750MW, 2036-2040

Bac Lieu

Phase 1: 800MW, 2021-2025, Delta Offshore Energy PTE. LTD
Phase 2,3,4: 2400MW, 2026-2030, Delta Offshore Energy PTE. LTD

Key

Name of the Project

Capacity, Planned COD, Investor (if available)

● LNG terminal projects planned under the Draft Plan

● LNG-to-power plant projects planned under the PDP VIII

Quang Ninh II⁴

1500MW, 2036-2040

Hai Phong LNG Terminal

0.5-1 million ton(s)/year, 2026-2030
1-3 million ton(s)/year, 2031-2050

Hai Phong II

1600MW, 2031-2035

Thanh Hoa⁵

Phase 1&2: 1600MW, 2031-2035
Phase 3&4: 1600MW, 2036-2040
Phase 5&6: 1600MW, 2041-2045

Hai Lang^{*}

1500MW, 2036-2040
1500MW, 2041-2045

Chan May^{*}

1500MW, 2041-2045

Ca Na³

1500MW, 2031-2035

Son My LNG terminal supplying gas to Southeast region, integrated terminal of LNG-to-power plant

3 million ton(s)/year, 2026-2030
3 million ton(s)/year, 2031-2050

Son My LNG terminal supplying gas to power plants and industrial households

1 million ton(s)/year, 2026-2030
1 million ton(s)/year, 2031-2050

Thi Vai LNG terminal (phase 2)

2-5 million ton(s)/year, 2021-2025

Long Son LNG terminal

3 million ton(s)/year, 2021-2025

Long Son⁷

1500MW, 2036-2040

Phu My 3.1^{*}

850MW, 2036-2040

Floating storage regasification unit and port for import of LNG
1 million ton(s)/year, 2021-2025

Tay Nam Bo LNG terminal

1-3 million ton(s)/year, 2026-2030

Expanding Tay Nam Bo LNG terminal
1-3 million ton(s)/year, 2031-2050

1 In the high scenario, planned COD of phase 2&3&4 (Thai Binh project) with the total capacity of 2250MW is 2031-2035 and phase 5&6 with the total capacity of 1500MW is 2036-2040.

2 In the high scenario, planned COD of both phase 1&2 of Nghi Son is 2026-2030 and planned COD of phase 3&4 is 2031-2035

3 In the high scenario, planned COD of Ca Na is 2026-2030

4 In the high scenario, planned COD of Quang Ninh II is 2031-2035

5 In the high scenario, planned COD of phase 3&4&5&6 of Thanh Hoa project is 2036-2040.

6 In the high scenario, Tan Phuoc I has the capacity of 800 MW and planned COD is 2031-2035.

7 In the high scenario, planned COD of Long Son is 2031-2035

8 The specific address for this project have not yet been clarified under the PDP8

* Additional projects in case of high scenario

Quyết định 1313/QĐ-BCT (13/05/2025) - quyết định mức tối đa khung giá phát điện sử dụng LNG.

Chính phủ đã ban hành cơ chế khung giá và nguyên tắc pass-through nhằm giảm thiểu rủi ro biến động giá LNG

Chỉ tiêu	Đặc điểm
Khung giá phát điện tối đa 2025	P_max = 3.327,42 VND/kWh (chưa VAT)
Suất tiêu hao nhiệt (heat-rate) ở 85% tải	HR = 6.330,17 BTU/kWh
Giá LNG nhập khẩu tham chiếu	14,05 USD/MMBtu
Chi phí vận chuyển/regas (tạm tính)	2,589272 USD/MMBtu
Tỷ giá tham chiếu	25.670 VND/USD



Giá nhiên liệu tính cho 1 kWh (USD/kWh) = (Giá LNG CIF + Chi phí vận chuyển/regas) * (Heat rate BTU/kWh) / 1.000.000.

Tổng giá phát điện gồm: nhiên liệu (fuel) + chi phí vận hành & khấu hao & chi phí khác (non-fuel). Khung P_max là giới hạn tổng này.

Tuy nhiên khung giá trần này vẫn khiến các nhà đầu tư lo ngại về tính sinh lời của các dự án điện LNG.

- Chi phí nhiên liệu quy đổi cho điện LNG khoảng 2.704 VND/kWh, trong khi giá trần bán điện khoảng 3.327 VND/kWh.
- Phần còn lại cho chi phí vận hành, bảo dưỡng, khấu hao, tài chính và lợi nhuận chỉ khoảng **624 VND/kWh**.

=> Biên độ thu hẹp biên lợi nhuận của các doanh nghiệp kinh doanh điện LNG.

Đối với PV GAS, tác động chính nằm ở biên lợi nhuận từ hoạt động bán LNG (thường sẽ cộng thêm phí margin và phí dịch vụ). Nếu cơ chế pass-through được triển khai đầy đủ, PV GAS có thể duy trì mức lợi nhuận ổn định, do giá bán LNG được điều chỉnh theo giá quốc tế.

GAS có lợi thế thực tế về hạ tầng, tăng khả năng thành doanh thu dài hạn

Kho cảng LNG Thị Vải

- GAS đã ký hợp đồng dài hạn (25 năm) cung cấp LNG cho 2 nhà máy điện Nhơn Trạch 3 & 4 => Đảm bảo đầu ra ổn định, giảm rủi ro không thu hồi vốn (CAPEX)
- Kho cảng có thể bán dịch vụ hạ tầng ngoài hoạt động phân phối trực tiếp LNG cho nhà máy điện.



Slot booking:
Cho các nhà nhập khẩu/trader thuê quyền cập cảng & xả LNG vào



Regasification:
Tái hóa khí hộ để bơm vào lưới cho khách hàng mua lại.



Truck loading, bunkering:
Bơm nạp LNG cho xe bồn hoặc tàu chạy LNG.

=> Các cảng LNG trên thế giới đều hoạt động theo mô hình “multi-user facility”, mô hình này sẽ vừa tối ưu công suất (giảm idle capacity), vừa đa dạng hóa doanh thu.



Dự án Nhà máy Điện Nhơn Trạch 3 và 4 đã hoàn thành hơn 98% tiến độ và dự kiến phát điện thương mại vào tháng 10 và 12/2025.

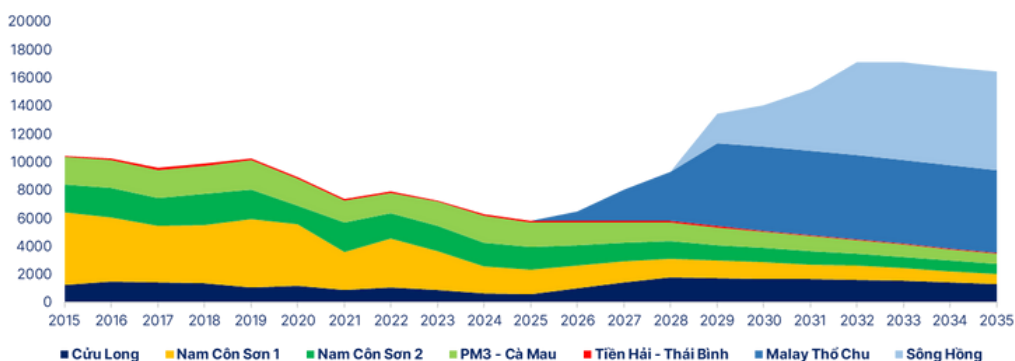
=> GAS là đơn vị chủ lực cung ứng LNG nên sẽ hưởng lợi trực tiếp từ nhu cầu khí cho phát điện. Đồng thời, Nhơn Trạch 3 & 4 đi vào hoạt động giúp ổn định đầu ra cho LNG.

4. Các mỏ khí trọng điểm sắp đi vào hoạt động sẽ giúp tăng cường nguồn khí nội địa đáng kể trong 2–3 năm tới

Sau nhiều năm thiếu hụt nguồn khí, các mỏ khí trọng điểm đang được gấp rút triển khai.

*

- Giai đoạn từ nay đến 2027, một loạt dự án sẽ hoàn tất xây dựng và đi vào khai thác, gồm: Lô B; Sư Tử Trắng 2B; Kinh Ngư Trắng & Kinh Ngư Trắng Nam; Thiên Nga Hải Âu; Đại Hùng pha 3; Nam Du – U Minh; Khánh Mỹ – Đầm Dơi.

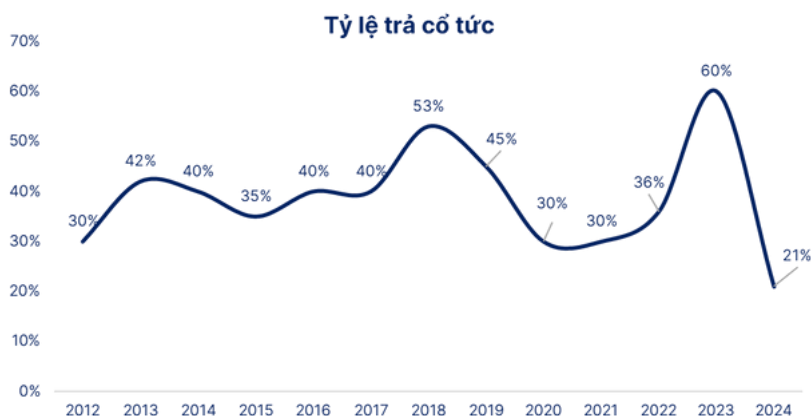


Cuối năm 2027, mỏ khí Lô B với trữ lượng khoảng 107 tỷ m³ sẽ bắt đầu đi vào khai thác và dần đạt sản lượng ổn định 5 tỷ m³/năm từ 2030. Đây là mức sản lượng rất lớn, đủ bù đắp sự suy giảm ở các mỏ hiện hữu.

Đối với GAS, điều này mang lại cú hích lớn về sản lượng khí thu gom, xử lý và phân phối – ước tính có thể tăng thêm 70–80% so với hiện nay.

- Doanh thu và lợi nhuận của công ty cũng trở nên ổn định hơn nhờ hợp đồng mua bán khí dài hạn, biên lợi nhuận ít bị ảnh hưởng bởi biến động giá LNG.
- Ngắn hạn, GAS khó có tăng trưởng đột biến do áp lực đầu tư. Về trung – dài hạn, khi Lô B và các mỏ khí mới đi vào khai thác, công ty sẽ có nguồn cung ổn định, dòng tiền bền vững hơn.

5. Chính sách cổ tức ổn định, duy trì tỷ lệ chi trả tiền mặt cao



Trong nhiều năm qua, GAS duy trì chính sách cổ tức tiền mặt khá ổn định và ở mức cao.

Đáng chú ý, năm 2023 GAS nâng tỷ lệ chi trả lên 60%, cao nhất trong gần một thập kỷ. Năm 2024, tỷ lệ chi trả cổ tức giảm xuống còn 21% – do bối cảnh lợi nhuận chịu sức ép khi giá khí đầu vào biến động, nhu cầu tiêu thụ trong nước chưa bứt phá và công ty cần ưu tiên nguồn vốn cho các dự án LNG cũng như hạ tầng khí dài hạn.

Với dự phóng doanh thu và lợi nhuận năm 2025 không có động lực tăng trưởng đột biến, khả năng nâng tỷ lệ cổ tức trở lại mức cao như giai đoạn trước là khá hạn chế. Do đó, triển vọng **cổ tức của GAS trong ngắn hạn nhiều khả năng sẽ duy trì ở mức khiêm tốn**, chủ yếu nhằm cân bằng giữa lợi ích cổ đông và nhu cầu giữ lại lợi nhuận để phục vụ cho chiến lược đầu tư trung – dài hạn.

V. RỦI RO

Rủi ro về biên lợi nhuận giảm:

Biên lợi nhuận gộp của GAS gần đây có dấu hiệu suy giảm và chưa cải thiện chủ yếu do giá vốn tăng, phản ánh áp lực chi phí đầu vào (nhập LNG, LPG) trong khi giá bán bị điều tiết:

- **Giá giao ngay LNG toàn cầu có độ biến động cao** (spot JKM tăng lên ~70USD/MMBtu năm 2022) → ảnh hưởng tăng lên giá đầu vào của doanh nghiệp. Nếu GAS phải bù đắp nhu cầu bằng LNG nhập khẩu với số lượng lớn trong giai đoạn này (chưa có hợp đồng LNG dài hạn với giá ổn định), chi phí đầu vào có thể sẽ tăng nhanh, biên lợi nhuận bị nén vì giá bán nội địa khó điều chỉnh kịp.
- Sự tham gia ngày càng nhiều của các doanh nghiệp trong nước và nước ngoài vào thị trường LPG Việt Nam, cùng với **chiến lược “giảm giá để lấy thị phần”, đang tạo áp lực trực tiếp lên biên lợi nhuận của GAS.**

Mảng LPG chiếm tỷ trọng lớn trong doanh thu hợp nhất của GAS, do đó bất kỳ sự suy giảm nào trong biên lợi nhuận cũng sẽ tác động rõ rệt đến kết quả kinh doanh.

Rủi ro phụ thuộc đáng kể vào EVN và các nhà máy điện:

- Trong bối cảnh EVN đang chịu áp lực tài chính với khoản lỗ lớn, cùng với việc chính sách giá điện liên tục được điều chỉnh dẫn tới **nguy cơ phát sinh rủi ro thanh toán hoặc thay đổi cơ chế giá điện;**
- Về phân phối LNG, GAS cũng sẽ **phụ thuộc vào các hợp đồng mua bán điện - khí với EVN và các nhà máy điện.**

Nếu EVN chậm thanh toán hoặc hạ giá mua điện, khả năng chi trả cho khí cũng sẽ bị ảnh hưởng, kéo theo rủi ro tăng cao trong các khoản phải thu, làm suy giảm dòng tiền hoạt động, ảnh hưởng đến thanh khoản và gián tiếp đến chính sách cổ tức của GAS.

Rủi ro chính sách, pháp lý và điều tiết giá

Ngành khí tại Việt Nam chịu sự quản lý rất chặt chẽ của Nhà nước, đặc biệt trong việc định giá khí bán cho các lĩnh vực trọng yếu như điện và đạm.

- **Tính bất ổn trong khung pháp lý và khung giá cho bán khí vẫn hiện hữu.**

Một sự thay đổi chính sách đột ngột, chẳng hạn áp khung giá bán thấp hơn kỳ vọng, có thể làm giảm ngay lập tức doanh thu và lợi nhuận.

Rủi ro tỷ giá và gián đoạn chuỗi cung ứng quốc tế

Hoạt động nhập khẩu LNG và LPG của GAS chủ yếu được thanh toán bằng USD

- **VND mất giá sẽ trực tiếp làm tăng chi phí quy đổi,** gây áp lực lên biên lợi nhuận.
- **Chuỗi cung ứng quốc tế trong lĩnh vực LNG vốn phức tạp,** phụ thuộc vào các tàu chuyên dụng và cơ sở hạ tầng vận chuyển. Bất kỳ sự gián đoạn nào đều có thể khiến chi phí nhập khẩu tăng cao, đặc biệt trong các hợp đồng mua bán spot.

Điều này tác động tới chi phí hoạt động đồng thời gia tăng rủi ro về thanh khoản và kế hoạch dự phòng tài chính.

Rủi ro triển khai các mỏ khí lớn và yếu tố địa chính trị/hạ tầng biển

Mỏ Cá Voi Xanh (trữ lượng ước tính ~150 tỷ m³) nhiều năm qua liên tục bị trì hoãn do vướng mắc về kỹ thuật, pháp lý và các yếu tố địa chính trị tại Biển Đông.

- Theo Global Energy Monitor và The Investor, **khả năng khai thác thương mại trước năm 2030 là khá thấp.**

Việc chậm trễ triển khai các mỏ khí nội địa như Cá Voi Xanh đồng nghĩa với nguồn cung trong nước không được bổ sung như kỳ vọng, khiến Việt Nam phải gia tăng nhập khẩu LNG.

VI. DỰ BÁO KẾT QUẢ KINH DOANH 2025

Năm 2025, GAS đặt kế hoạch tổng doanh thu 73.995 tỷ VND (-29,6% YoY) và lợi nhuận trước thuế 6.643 tỷ VND (-49,6% YoY).

Theo kết quả kinh doanh bán niên, doanh thu thuần ghi nhận 55.756 tỷ VND (+4,5% YoY) hoàn thành 75% kế hoạch. Lợi nhuận sau thuế đạt 7.571 tỷ VND (+27% YoY) vượt 43% kế hoạch lợi nhuận 2025.

Khí khô (bao gồm LNG):

Sản lượng khí khô nội địa năm 2025 dự kiến sẽ kém khả quan hơn 2024 do sản lượng từ các mỏ liên tục suy giảm và có tốc độ nhanh hơn dự phóng.

- Tuy nhiên, dự án nhà máy điện LNG Nhơn Trạch 3 & 4 dự kiến phát điện thương mại vào tháng 10-12/2024 sẽ đóng góp vào doanh thu LNG.
- Bên cạnh đó, USD tăng giá so với VND sẽ hỗ trợ doanh thu của GAS do phần lớn các hợp đồng bán khí đã được ký bằng USD.

LPG:

Theo số liệu 6T2025, sản lượng LPG tiêu thụ (bao gồm XNK và kinh doanh quốc tế) đã đạt 89% kế hoạch năm. Theo đó, giá bán LPG tăng sẽ đồng thời hỗ trợ doanh thu mảng LPG.

Sau 6T2025, biên lợi nhuận gộp của GAS chưa cải thiện, tiếp tục suy giảm (-7,2% so với cùng kỳ). Trong đó, cân nhắc Bộ Công Thương đã điều chỉnh giá nhập LNG cao hơn dự kiến, lợi nhuận gộp của GAS sẽ tiếp tục bị thu hẹp.

Lợi nhuận sau thuế sẽ được hỗ trợ bởi khoản hoàn nhập dự phòng - giảm chi phí quản lý.
Năm 2025, chúng tôi doanh thu thuần đạt 107.392 tỷ VND (+3,7% YoY) và lợi nhuận sau thuế đạt 11.565 tỷ VND (+9,2% YoY).

tỷ VND	2024	6T2025	%YoY	2025F	%YoY
Doanh thu thuần	103.604	55.779	4,5%	107.392	3,7%
Khí khô và LNG	40.480	24.323	5,3%	43.982	8,6%
LPG	54.875	28.604	7,4%	56.422	2,8%
CNG	3.517	426	-71,1%	1.680	-52,2%
Condensate	1.001	553	-5,1%	1.056	5,5%
Vận chuyển khí	2.750	1.139	7,6%	3.388	23,2%
Khác	941	735	136,6%	864	-8,2%
Lợi nhuận gộp	17.654,4	9.043,5	-4,1%	17.368,5	-4,5%
Biên lợi nhuận gộp	17,0%	16,2%		16,2%	
Doanh thu tài chính	1.736,6	758,7	-16,4%	1.644,2	-5,3%
Chi phí tài chính	(660,1)	(218,1)	-46,8%	(439,6)	-33,4%
SG&A	(5.612,3)	(204,2)	-91,9%	(4.166,3)	-28,5%
Lợi nhuận trước thuế	13.172,1	9.410,5	27,0%	14.483,2	10,0%
Thuế thu nhập DN	(2.582)	(1.839,1)		(2.918,2)	
Lợi nhuận sau thuế	10.590,1	7.571,4	27,0%	11.565,0	9,2%
Biên lợi nhuận ròng	10,2%	13,6%		10,3%	
EPS (VND/cp)	5.533,1	3.162		4.819,1	

VII. ĐỊNH GIÁ CỔ PHIẾU

Để xác định giá trị hợp lý của cổ phiếu GAS, SHS sử dụng phương pháp chiết khấu dòng tiền FCFF. Theo đó, giá trị hợp lý của cổ phiếu GAS là: 72.500 VND/cổ phiếu, +11,8% so với giá 64.900 VND/cổ phiếu vào ngày 28/8/2025.

Các giả định

Chỉ tiêu	Lợi suất
Lãi suất phi rủi ro	3,7%
Beta	0,98
Phần bù rủi ro thị trường	8,4%
Chi phí sử dụng VCSH	12,18%
Chi phí sử dụng vốn vay	7,1%
Thuế suất	19,9%
WACC	11,64%
Tăng trưởng dài hạn	2%

Kết quả định giá

FCFF	Giá trị (tỷ VND)
Tổng giá trị hiện tại của dòng tiền	141.217,3
(-) Nợ ngắn và dài hạn	3.224,6
(+) Tiền và tương đương tiền, đầu tư tài chính ngắn hạn	33.062,0
(-) Lợi ích cổ đông không kiểm soát	200,4
Giá trị vốn chủ sở hữu	170.854,3
Số lượng cổ phiếu lưu hành	2.342.673,0
Giá mục tiêu (VND/cp)	72.500

PHỤ LỤC 1

Bảng cân đối kế toán				
Tỷ VND	2023	2024	2025F	2026F
Tài sản ngắn hạn	62.217,7	57.290,5	57.914,0	51.944,7
Tiền và tương đương tiền	5.668,9	5.568,0	7.703,8	1.759,8
Đầu tư ngắn hạn	35.084,7	27.494,0	25.595,3	23.873,5
Các khoản phải thu	16.865,3	19.098,4	19.019,9	20.587,5
Hàng tồn kho	3.944,5	4.599,0	4.765,6	4.969,1
Tài sản khác	654,4	531,1	829,4	754,8
Tài sản dài hạn	25.536,7	24.564,4	28.468,3	38.534,3
Phải thu dài hạn	318,1	531,3	369,2	453,9
Tài sản cố định	19.532,1	18.221,6	17.987,2	18.851,6
Đầu tư dài hạn	429,7	430,1	431,2	431,4
Tài sản khác	5.256,7	5.381,4	9.680,6	18.797,5
Tổng tài sản	87.754,4	81.854,9	86.382,3	90.479,0
Nợ ngắn hạn	14.972,0	14.575,5	15.922,4	17.077,5
Phải trả ngắn hạn	7.138,0	6.037,0	7.536,6	7.794,6
Người mua trả tiền trước	119,2	270,6	191,4	213,8
Vay nợ ngắn hạn	1.604,8	933,8	1.000,1	1.360,7
Nợ khác	6.110,1	7.334,1	7.194,3	7.708,3
Nợ dài hạn	7.483,9	5.708,4	6.977,3	6.816,1
Vốn chủ sở hữu	65.298,6	61.571,0	63.482,5	66.585,5
Vốn góp	22.967,4	23.426,7	23.426,7	23.426,7
Thặng dư vốn cổ phần	0,3	0,3	0,3	0,3
Lợi nhuận giữ lại	16.879,8	9.553,0	10.462,3	11.156,2
Vốn khác	24.201,3	27.267,8	28.371,8	30.705,9
Lợi ích cổ đông thiểu số	1.249,9	1.323,2	1.221,4	1.296,3
Tổng nguồn vốn	87.754,5	81.854,9	86.382,3	90.479,0

Báo cáo kết quả kinh doanh				
Tỷ VND	2023	2024	2025F	2026F
Doanh thu thuần	89.953,9	103.564,1	107.124,4	112.407,9
Giá vốn bán hàng	(73.029,0)	(85.909,8)	(89.799,2)	(92.814,7)
Lợi nhuận gộp	16.924,9	17.654,4	17.325,3	19.593,2
Doanh thu tài chính	2.272,9	1.736,6	1.640,1	1.533,0
Chi phí tài chính	(586,7)	(660,1)	(438,5)	(458,2)
Lãi/lỗ từ công ty liên doanh	26,7	37,8	34,9	37,0
Chi phí hoạt động	(4.018,7)	(5.612,3)	(4.776,5)	(6.123,6)
Thu nhập khác, ròng	20,4	15,7	41,3	28,6
Lợi nhuận trước thuế	14.639,6	13.172,1	13.826,6	14.610,0
Thuế TNDN	(2.846,5)	(2.582,0)	(2.785,9)	(2.939,5)
Lợi nhuận sau thuế	11.793,1	10.590,1	11.040,6	11.670,5

Các chỉ số tài chính				
Tỷ VND	2023	2024	2025F	2026F
Chỉ số định giá				
SLCP lưu hành (triệu CP)	2.342.673	2.342.673	2.342.673	2.342.673
EPS (VND)	6161,7	5533,1	4819,1	4981,7
Chỉ số sinh lời				
Biên LN gộp	18,8%	17,0%	16,2%	17,4%
Biên LN ròng	13,1%	10,2%	10,3%	10,4%
ROE	23,2%	18,7%	17,5%	18,4%
ROA	16,6%	13,1%	13,0%	13,8%
Chỉ số đòn bẩy				
Tỷ số nợ vay/tổng tài sản	0,34	0,26	0,26	0,25
Tỷ số nợ vay/VCSH	0,51	0,35	0,34	0,33
Hệ số TT hiện hành	3,10	4,46	4,16	3,93
Hệ số TT nhanh	2,84	4,04	3,85	3,58

HỆ THỐNG KHUYẾN NGHỊ

Tăng tỷ trọng: Kỳ vọng tăng giá từ 20% trở lên trong khoảng thời gian 12 tháng

Khả quan: Kỳ vọng tăng giá từ 10% - 20% trong khoảng thời gian 12 tháng

Nắm giữ: Kỳ vọng tăng giá đến 10% trong khoảng thời gian 12 tháng

Kém khả quan: Kỳ vọng giảm giá đến 20% trong khoảng thời gian 12 tháng

Giảm tỷ trọng: Kỳ vọng giảm giá 20% trở lên trong khoảng thời gian 12 tháng

Cần lưu ý: Đây là những mã cổ phiếu có những thông tin bất thường hay có giao dịch bất thường... có ảnh hưởng trọng yếu đến doanh nghiệp. (Mục tiêu cung cấp thông tin cho nhà đầu tư)

Không khuyến nghị: Bộ phận nghiên cứu đang hoặc sẽ nghiên cứu cổ phiếu này nhưng không đưa ra khuyến nghị hay giá mục tiêu vì lý do chủ quan hoặc chỉ để tuân thủ các qui định của luật và/hoặc chính sách công ty trong các trường hợp nhất định tránh các xung đột lợi ích, ví dụ như SHS đang thực hiện tư vấn chiến lược, IPO...

Chưa khuyến nghị: Khuyến nghị đầu tư và giá mục tiêu cho cổ phiếu không được đưa ra do chưa có đủ thông tin cơ sở để xác định khuyến nghị đầu tư hoặc giá mục tiêu. Khuyến nghị đầu tư hoặc giá mục tiêu trước đó, nếu có, không có hiệu lực đối với cổ phiếu này.

TUYÊN BỐ MIỄN TRỪ

Tất cả những thông tin nêu trong báo cáo nghiên cứu này đã được xem xét cẩn trọng, tuy nhiên Công ty Cổ phần Chứng khoán Sài Gòn - Hà Nội (SHS) không chịu bất kỳ một trách nhiệm nào đối với tính chính xác của những thông tin được đề cập đến trong báo cáo. Các quan điểm, nhận định và đánh giá trong báo cáo này là quan điểm cá nhân của các chuyên viên phân tích mà không đại diện cho quan điểm của SHS.

Báo cáo này chỉ nhằm mục tiêu cung cấp thông tin, không phải và sẽ không được hiểu là một lời đề nghị hoặc một lời mời chào để thực hiện bất cứ giao dịch chứng khoán hoặc công cụ tài chính nào khác. Người đọc chỉ nên sử dụng báo cáo nghiên cứu này như là một nguồn thông tin tham khảo. SHS không chịu trách nhiệm về bất cứ kết quả nào phát sinh từ việc sử dụng nội dung của báo cáo dưới mọi hình thức.

Dữ liệu tài chính được cung cấp bởi Bloomberg và FiinGroup.

Mọi thông tin xin vui lòng liên hệ:

Phòng Phân tích - Công ty Cổ Phần Chứng khoán Sài Gòn - Hà Nội

Trụ sở chính tại Hà Nội

Tầng 1-5, Tòa nhà Unimex Hà Nội, Số 41 Ngô Quyền, Cửa Nam, Hoàn Kiếm, Hà Nội
Tel: 84.24.38181888
Fax: 84.24.38181688
Email: contact@shs.com.vn

Chi nhánh Hồ Chí Minh

Tầng 3, Cao ốc Sài Gòn Metropolitan, 235 Đồng Khởi, Phường Bến Nghé, Quận 1, TP HCM
Tel: 84.28.39151368
Fax: 84.28.39151369
Email: contact-hcm@shs.com.vn

Chi nhánh Đà Nẵng

Tầng 8, Tòa nhà Thành Lợi 2, Số 03 Lê Đình Lý, Phường Vĩnh Trung, Quận Thanh Khê, Thành phố Đà Nẵng
Tel: 84.236.3525777
Fax: 84.236.3525779
Email: contact-dn@shs.com.vn



CÔNG TY CỔ PHẦN CHỨNG KHOÁN SÀI GÒN - HÀ NỘI (SHS)



Website: shs.com.vn



Tel: 84.24.38181888



Email: contact@shs.com.vn



GIAO DỊCH NGAY CÙNG SHS

App trading: SHTrading

Bảng giá: sboard.shs.com.vn

Web trading: trading.shs.com.vn