

CÔNG TY CỔ PHẦN CNG VIỆT NAM (HSX: CNG)
Nguyễn Hữu Thiên Ân

Chuyên viên phân tích

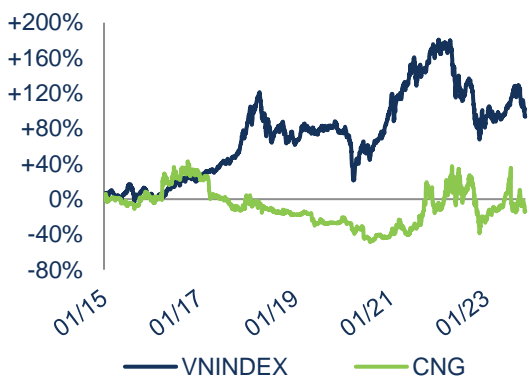
Email: annht2@fpts.com.vn

Điện thoại: 19006446 - Ext: 7582

Phê duyệt báo cáo

Nguyễn Đức Thành Nhân, CFA

Trưởng nhóm Phân tích cơ bản

Diễn biến giá cổ phiếu CNG


Thông tin giao dịch	07/12/2023
Giá hiện tại (đồng/cp)	28.300
Giá cao nhất 52 tuần (đồng/cp)	34.800
Giá thấp nhất 52 tuần (đồng/cp)	16.900
Số lượng CP niêm yết (triệu cp)	35,1
Số lượng CP lưu hành (triệu cp)	35,1
KLGD bình quân 30 ngày (cp)	108.582
% sở hữu nhà nước	56%
Vốn điều lệ (tỷ đồng)	31.004
Vốn hóa (tỷ đồng)	993,3
P/E trailing 12 tháng (lần)	10,7x
EPS trailing 12 tháng (đồng/cp)	2.647,3

Tổng quan doanh nghiệp	
Tên	CTCP CNG Việt Nam
Địa chỉ	Số 475 Nguyễn An Ninh, P9, TP Vũng Tàu, Tỉnh BR-VT, Việt Nam
Doanh thu chính	Khí CNG
Chi phí chính	Khí thiên nhiên đầu vào
Lợi thế cạnh tranh	Thị phần tiêu thụ khí CNG chiếm 74,5% trong năm 2022

Rủi ro chính: Giá LNG trên thị trường giữ mức cao ảnh hưởng đến sản lượng của CNG trong tương lai

Giá thị trường (đồng/cp)	28.300	Khuyến nghị
Giá mục tiêu (đồng/cp)	29.100	THEO DÕI
Chênh lệch:	+2,9%	

GIÁ LNG QUYẾT ĐỊNH TRIỂN VỌNG TĂNG TRƯỞNG

Chúng tôi tiến hành định giá lần đầu cổ phiếu CNG của Công ty Cổ phần CNG Việt Nam, đăng ký giao dịch sàn HSX bằng phương pháp chiết khấu dòng tiền. Chúng tôi đưa ra giá mục tiêu cho cổ phiếu CNG là **29.100 VNĐ/CP**, với kịch bản cơ sở của chúng tôi dựa trên giá nhập LNG giảm bình quân 7,5%/năm trong giai đoạn 2023 – 2030 tiền kèm theo mức chiết khấu 5% do thiếu hụt thông tin về giá đầu vào mảng LNG của CNG ([Xem thêm phần định giá](#)). Chúng tôi khuyến nghị **THEO DÕI** đối với cổ phiếu CNG với mức giá mục tiêu cao hơn **2,9%** so với giá đóng cửa ngày 07/12/2023. Chúng tôi khuyến nghị nhà đầu tư có thể mua vào cổ phiếu CNG với mức giá 23.300 đồng/cp với tỷ suất sinh lời kì vọng đạt 20%.

ĐIỂM NHẤN ĐẦU TƯ:

- **Giá bán khí cạnh tranh giúp CNG mở rộng thị phần trong giai đoạn 2016 - 2022:** ([Xem thêm](#))

Sản lượng tăng trưởng 17,5%/năm và thị phần mở rộng từ mức 44,5% lên 74,6% trong giai đoạn 2016 – 2022 nhờ: (1) Giá bán khí CNG được chiết khấu so với các sản phẩm cung cấp nhiệt lượng khác như LPG và dầu FO và (2) Giá bán khí CNG thấp hơn 8 -10% so với đối thủ cạnh tranh là PGS.

- **Triển vọng tăng trưởng sản lượng tiêu thụ khí khả quan trong dài hạn** ([Xem thêm](#))

Triển vọng tăng trưởng sản lượng tiêu thụ khí của CNG khả quan trong dài hạn ở các nhóm khách hàng, cụ thể:

Nhóm khách hàng VLXD: (1) Hoạt động SXKD của nhóm khách hàng VLXD hồi phục theo mức tăng trưởng ngành xây dựng khiến nhu cầu sử dụng khí tăng, (2) Tiềm năng chuyển dịch cho khu vực phía Bắc của nhóm khách hàng gạch ốp lát chưa được khai phá, (3) Cơ chế điều chỉnh CBAM đẩy nhanh quá trình chuyển dịch nhiên liệu xanh trong nhóm khách hàng thép.

Nhóm khách hàng thực phẩm và giao thông vận tải: hưởng lợi từ triển vọng tăng trưởng cao và chuyển dịch năng lượng xanh.

- **Giá LNG nhập ở mức cao sẽ ảnh hưởng đến khả năng tăng trưởng sản lượng khí của CNG** ([Xem thêm](#))

CNG sẽ bắt đầu kinh doanh sản phẩm LNG vào năm 2024. Hiện tại CNG chưa công bố giá LNG đầu vào nhập từ GAS, tuy nhiên với mức giá LNG cao trên thị trường và chỉ có khả năng giảm mạnh vào năm 2026 nhờ nguồn cung LNG tăng sẽ ảnh hưởng đến tiến độ chuyển dịch sản phẩm của CNG.

Chúng tôi dự phóng tăng trưởng sản lượng tiêu thụ khí của CNG sẽ đạt mức CAGR_{2024 - 2030} = 11,3%/năm tương ứng với mức hoàn thành 80,8% kế hoạch tiêu thụ khí giai đoạn 2022 – 2030 của CNG.

I - TỔNG QUAN DOANH NGHIỆP

1. Sơ lược về doanh nghiệp:

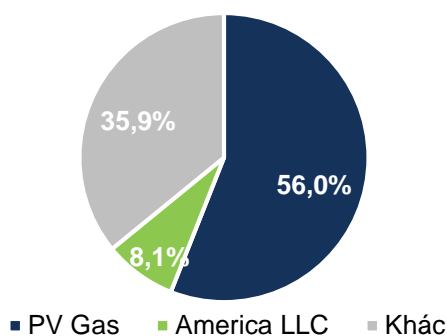
Công ty Cổ Phần CNG Việt Nam (CNG) được thành lập vào ngày 28/05/2007, là đơn vị thành viên của Tổng Công ty Khí Việt Nam (PV Gas). Hiện tại, CNG là doanh nghiệp cung cấp khí thiên nhiên nén – khí CNG có thị phần lớn nhất Việt Nam với sản lượng hàng năm đạt khoảng 300 triệu Sm³ khí CNG, tương đương 74,6% thị phần khí CNG nội địa năm 2022.

2. Lịch sử hình thành và phát triển

Năm	Sự kiện
2007 - 2008	Thành lập và được cấp chứng nhận nhà máy CNG đầu tiên tại BR-VT với CS 30 triệu Sm ³ /năm
2011	Tăng vốn điều lệ lên 203,1 tỷ đồng và niêm yết trên sàn HOSE
2011 - 2014	Nâng công suất nhà máy CNG lên 70 triệu Sm ³ /năm và số lượng khách hàng tăng lên 21, tập trung tại các khu vực Nhơn Trạch, Bình Dương, TP.HCM.
2015	Phát triển ra phía Bắc với Trạm cấp khí Trung tâm KCN Mỹ Phước 3.
2016	PV Gas trở thành cổ đông lớn với tỷ lệ nắm giữ 56% khi mua lại cổ phần từ PV Gas South.
2020 - 2021	Đầu tư trạm nén tại Tiền Hải – Thái Bình với công suất nén đạt 110 triệu Sm ³ /năm, nâng công suất trạm nén Phú Mỹ lên 300 triệu Sm ³ /năm (+80 triệu Sm ³ /năm). Tổng công suất nén khí đạt 410 triệu Sm ³ /năm.
2023	Hoàn thành xây dựng trạm cấp LNG Thuận Đạo tại Long An, đánh dấu bước khởi đầu cho chuỗi dự án LNG trên cả nước.

3. Cơ cấu cổ đông

Biểu đồ 1: Cơ cấu sở hữu của CNG



Tổng Công ty Khí Việt Nam (PV Gas) đang là cổ đông lớn nhất của CNG với tỷ lệ sở hữu 56% sau khi mua lại toàn bộ cổ phiếu từ PV Gas South vào năm 2016.

Cổ đông lớn nước ngoài duy nhất sở hữu CNG là America LLC đang nắm giữ 8,1% cổ phần, còn lại là các cổ đông khác.

Nguồn: CNG

4. Lĩnh vực kinh doanh:

Ngành nghề kinh doanh chính của CNG là sản xuất, vận chuyển, phân phối khí thiên nhiên nén (khí CNG) cho các khách hàng công nghiệp sử dụng nhiệt lượng trong quá trình sản xuất. Mảng khí CNG tăng trưởng nhanh giúp doanh thu của CNG có tốc độ tăng trưởng CAGR = 29,4%/năm trong giai đoạn 2011 – 2022. CNG còn phân phối sản phẩm LPG như phương án thay thế cho khách hàng trong trường hợp thiếu hụt khí CNG hoặc giá khí CNG quá cao. (Mảng LPG chỉ chiếm 1 – 3% doanh thu hàng năm của CNG).

Bên cạnh lĩnh vực khí nén, CNG đang đầu tư vào việc phân phối khí thiên nhiên hóa lỏng (LNG) theo kế hoạch của công ty mẹ PV GAS nhằm bù đắp nguồn khí nội địa suy giảm. Mảng LNG sẽ được chạy thử trong Q4/2023 với trạm tái hóa khí Thuận Đạo và vận hành thương mại trong năm 2024.

II – PHÂN TÍCH HOẠT ĐỘNG KINH DOANH:

1. Các sản phẩm kinh doanh của CNG

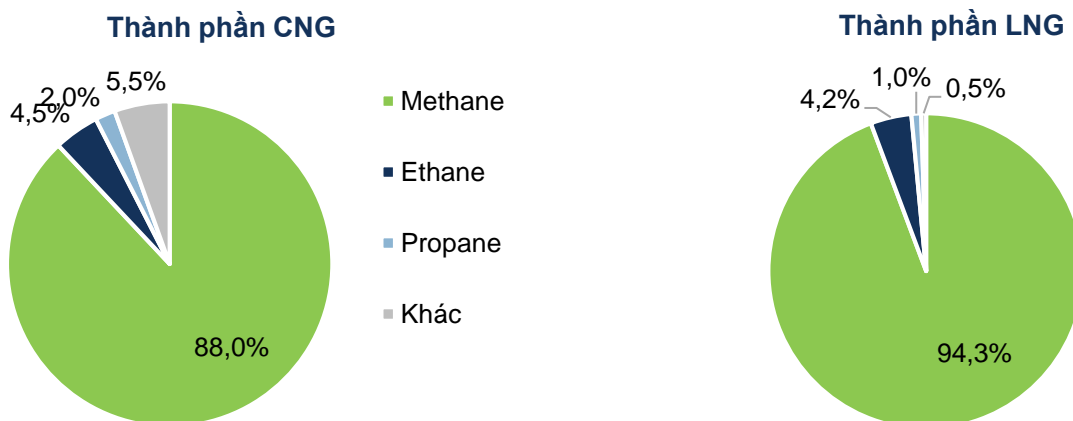
1.1. CNG và LNG là giải pháp vận chuyển khí thiên nhiên đến các khu vực không có kết nối đường ống:

CNG Việt Nam là đơn vị cung cấp khí thiên nhiên (Natural Gas) cho các khách hàng (chủ yếu là các doanh nghiệp trong lĩnh vực sản xuất công nghiệp như thép, gạch ốp lát, thực phẩm,...) không có kết nối đường ống với PV GAS thông qua hình thức khí thiên nhiên nén (Compressed natural gas - CNG) và trong tương lai là khí thiên nhiên hóa lỏng (Liquefied natural gas - LNG).

Khí thiên nhiên sau khi thông qua quá trình làm sạch và loại bỏ tạp chất - được xử lý thêm 1 giai đoạn nữa như tăng áp suất hoặc làm lạnh giúp giảm thể tích từ đó gia tăng hiệu quả vận chuyển khí thiên nhiên đến các khu vực không có kết nối đường ống khí, cụ thể:

- ▶ **Khí thiên nhiên nén - CNG** là khí thiên nhiên nén tới áp suất 200 – 250 barg ở nhiệt độ môi trường để giảm thể tích tồn chứa, tăng hiệu suất và giảm chi phí vận chuyển bằng các phương tiện vận tải đường bộ, đường sắt, đường thủy.
- ▶ **Khí thiên nhiên hóa lỏng - LNG** là sản phẩm khí được hóa lỏng khi làm lạnh sâu đến -162°C . LNG chỉ chiếm 1/600 thể tích so với khí thiên nhiên ở điều kiện tiêu chuẩn (150°C , 1 atm), thuận tiện cho việc tồn chứa, vận chuyển đến các hộ tiêu thụ xa với sức chứa cao gấp 2,4 lần so với CNG. LNG thường được vận chuyển bằng tàu thủy và là giải pháp xuất/nhập khẩu nhiên liệu trên thế giới. PV GAS đang hướng tới nhập khẩu LNG nhằm bù đắp sản lượng khí nội địa sụt giảm.

Biểu đồ 2: Thành phần chính của khí CNG và LNG



Nguồn: CNG, FPTS tổng hợp

Do khí CNG và LNG đều là khí thiên nhiên thương phẩm nên đặc tính hoàn toàn giống với khí thiên nhiên như: (1) thành phần cấu tạo chủ yếu là khí Methane (CH_4); (2) không màu, không mùi vị, nhẹ hơn không khí trong nhiệt độ môi trường; (3) bắt lửa nhanh và (4) tỏa nhiệt tốt với lượng khí CO_2 sinh ra thấp hơn than đá (trên một đơn vị nhiệt lượng).

1.2. Vị thế của khí CNG/LNG so với các nhiên liệu cung cấp nhiệt lượng khác:

Khí CNG và LNG đang được sử dụng để thay thế các loại nhiên liệu đốt truyền thống khác như than đá, dầu FO, dầu DO và LPG,... nhờ vào (1) Các đặc tính vượt trội như: giảm phát thải khí độc vào môi trường, không phát sinh bụi, ít gây hiệu ứng nhà kính và an toàn trong trường hợp rò rỉ (do khí thiên nhiên nhẹ hơn không khí ở nhiệt độ môi trường), (2) Chi phí tỏa nhiệt thấp hơn so với nhiều loại dầu DO/FO và LPG.

(1) Đặc tính vượt trội khi sử dụng khí thiên nhiên là nhiên liệu cung cấp nhiệt lượng:

Giúp máy móc vận hành ổn định và hiệu quả: Khí tự nhiên có thành phần đồng nhất, không có tạp chất và luôn duy trì nhiệt trị ổn định. Trong quá trình đốt khí tự nhiên cháy hoàn toàn và hầu như không thải bụi vào môi trường và gây đóng cặn ở các thiết bị đốt giúp nâng cao hiệu suất, kéo dài được chu kỳ bảo dưỡng và tuổi thọ của thiết bị.

An toàn khi gặp sự cố: Khí tự nhiên có khối lượng riêng nhẹ hơn không khí nên sẽ bốc hơi nhanh chóng khi bị rò rỉ nhờ đó hạn chế tối đa nguy cơ cháy nổ do tích tụ các loại khí thiên nhiên khác như xăng dầu, LPG.

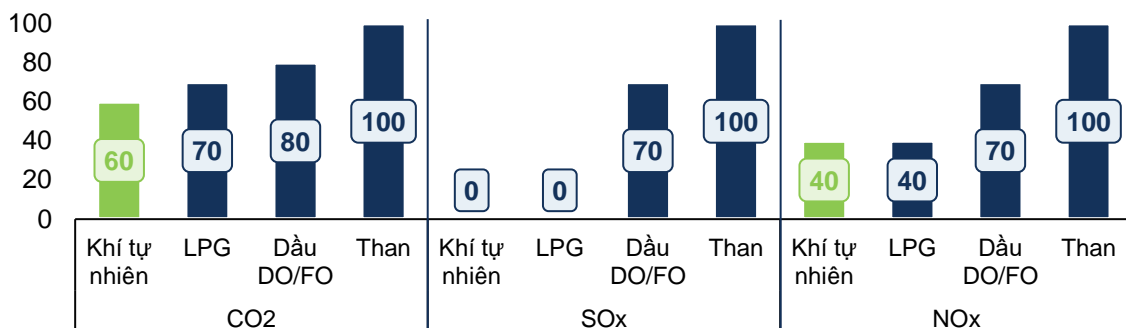
Bảng 1: So sánh độ an toàn của nhiên liệu đốt cháy:

	CNG	LNG	LPG	Xăng dầu
Khả năng bắt lửa khi rò rỉ	Nhẹ hơn không khí, dễ tan vào không khí trong điều kiện thường		Nặng hơn không khí, tích tụ dưới đất và bắt lửa dễ dàng	
Phụ kiện an toàn	Emergency Shut Off Value được cài đặt giúp tự động ngắt dòng để tránh sự rò rỉ khi gặp sự cố			Không có

Nguồn: CNG Việt Nam, FPTS tổng hợp

Giảm phát thải khí độc vào môi trường: Sử dụng khí thiên nhiên làm nhiên liệu đốt giúp làm giảm đến 20% lượng CO₂, 30% lượng NO_x, 70% SO_x so với các nhiên liệu từ dầu và 40% lượng CO₂, 60% lượng NO_x, 100% Sox so với than đá. Nhờ giảm khả năng phát thải, khí tự nhiên sẽ là nguồn năng lượng quan trọng trong quá trình đạt phát thải ròng bằng 0 trong năm 2050 trước khi các nguồn năng lượng sạch hơn như năng lượng tái tạo – năng lượng Hydro có thể đi vào hoạt động hiệu quả. Đối với các doanh nghiệp chế biến thực phẩm, khí thiên nhiên giúp tránh việc nhiễm chéo các chất độc hại trên vào thực phẩm chế biến.

Biểu đồ 3: So sánh phát thải của khí tự nhiên với các loại nhiên liệu đốt khác



Nguồn: CNG Việt Nam, FPTS tổng hợp

(2) Chi phí tỏa nhiệt của khí CNG thấp hơn so với các sản phẩm dầu và LPG:

Chi phí tỏa nhiệt (Đồng/MJ)	2022	9T/2023	Trung bình 2016 - 2023
CNG	195	175	160
LNG	455	358	271
Khí LPG	486	407	367
Dầu DO	420	359	292
Dầu FO	354	303	249
Than đá	333	174	128

Nguồn: FPTS ước tính

Dựa trên giá khí sử dụng nhiên liệu trong nước.

Giá LNG: Lấy từ giá LNG Nhật Bản – đây cũng là giá LNG đại diện cho khu vực Châu Á - TBD

Ngoại trừ than đá, chi phí tỏa nhiệt của khí CNG nhìn chung thấp hơn từ 30 - 40% so với các loại nhiên liệu đốt khác như LPG và dầu DO/FO nhờ khí CNG được nén từ nguồn khí tự nhiên nội địa với chi phí khai thác thấp.

Về chi phí tỏa nhiệt của LNG, nhu cầu nhập khẩu LNG tăng mạnh tại Châu Âu nhằm bù đắp sản lượng khí nhập khẩu qua đường ống Nga đã khiến giá LNG tăng mạnh trong giai đoạn 2022 – 2023 kéo theo chi phí tỏa nhiệt của LNG cao hơn so với các loại xăng dầu như dầu DO và FO. Nhìn chung trong giai đoạn 2016 – 2023, chi phí tỏa nhiệt của LNG tương đương với nhóm dầu DO/FO và thấp hơn so với nhóm LPG.

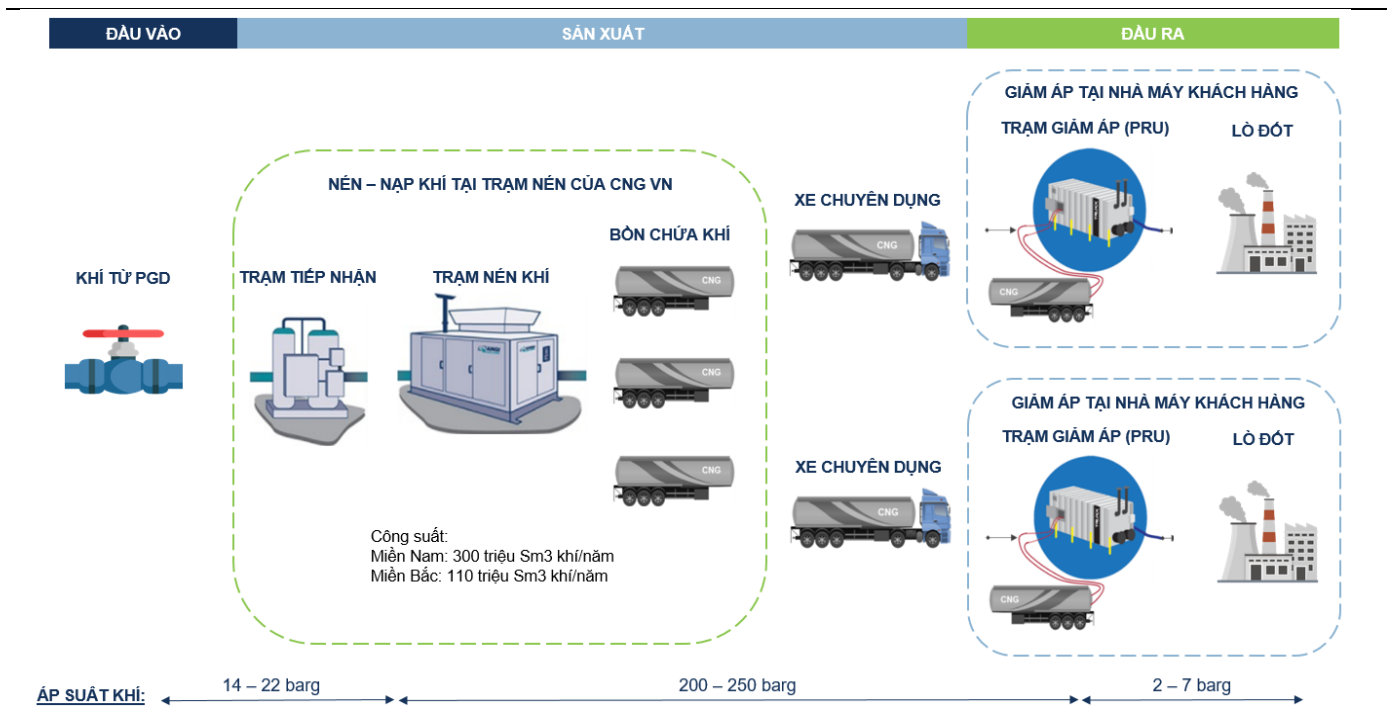
(3) Khả năng cung ứng phụ thuộc nhiều vào cơ sở hạ tầng là nhược điểm của khí CNG/LNG so với các nhiên liệu cung cấp nhiệt lượng khác:

Nhìn chung khả năng cung ứng khí CNG/LNG phụ thuộc rất nhiều vào cơ sở hạ tầng ngành khí, cụ thể:

- ▶ **Khí CNG phụ thuộc vào nguồn khí:** Khí CNG được khai thác từ các mỏ ngoài khơi và nén lên áp suất cao để tăng cường khả năng tồn chứa do đó phạm vi cung cấp hiệu quả của nhiên liệu CNG không thể vượt qua bán kính 200 km hệ thống khí tự nhiên.
- ▶ **Khí LNG phụ thuộc vào hệ thống tồn chứa và yêu cầu tiêu thụ liên tục:** LNG với thể tích nhỏ gấp 600 lần khí tự nhiên thông thường và gấp 2,4 lần so với khí CNG do đó gia tăng phạm vi vận chuyển LNG tới các khu vực không có nguồn khí tự nhiên. Tuy nhiên, sản phẩm LNG là sản phẩm nhập khẩu và yêu cầu nhiệt độ phải được đảm bảo ở mức -162°C trong toàn bộ quá trình vận chuyển và lưu trữ để giữ khí tự nhiên ở trạng thái lỏng. Do đó LNG phụ thuộc vào các hệ thống tồn chứa công nghệ cao là các kho lạnh.

2. Mạng khí CNG: Sản lượng tăng trưởng và thị phần mở rộng trong giai đoạn 2016 – 2022 nhờ giá bán khí cạnh tranh

Hình 1: Mô hình kinh doanh mạng khí CNG



Nguồn: BCTN CNG, FPTS tổng hợp

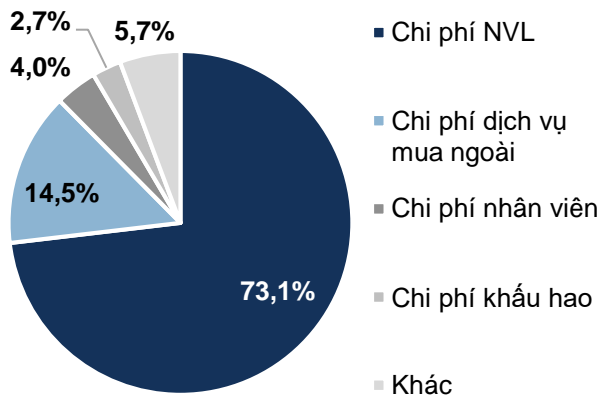
Khí thiên nhiên được tiếp nhận từ hệ thống đường ống sẽ được nén với áp suất cao sau đó được bơm vào các bồn chứa khí. Các bồn chứa khí sẽ được vận chuyển đến khu vực nhà máy của khách hàng (bán kính tối đa 200 km) và kết nối với trạm giảm áp được đặt tại khu vực nhà máy của khách hàng nhằm đưa khí về mức áp suất thông thường. Khí thiên nhiên sau khi được giảm áp sẽ được kết nối với lò đốt nhằm cung cấp nhiệt lượng cho hoạt động sản xuất của khách hàng.

2.1. Đầu vào: Khí thiên nhiên được cung cấp bởi PV GAS với giá đầu vào liên tục tăng trong giai đoạn 2016 – 2022:

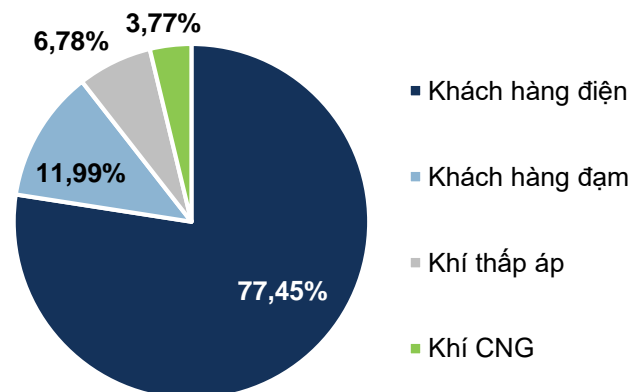
► Khí thiên nhiên được cung cấp bởi PV GAS:

Khí thiên nhiên chiếm phần lớn chi phí sản xuất kinh doanh của CNG. Chi phí nguyên vật liệu chiếm 73,1% trong cơ cấu chi phí SXKD của CNG, chủ yếu là khí thiên nhiên. Nguồn khí thiên nhiên được cung cấp bởi PV GAS (công ty mẹ của CNG) thông qua đường ống của PV GAS D (đơn vị cùng tập đoàn) với nguồn khí tại Miền Nam từ hệ thống Cửu Long, Nam Côn Sơn và miền Bắc từ hệ thống Hàm Rồng – Thái Bình.

Biểu đồ 4: Cơ cấu chi phí SXKD của CNG(*)



Biểu đồ 5: Cơ cấu phân bổ khí của GAS



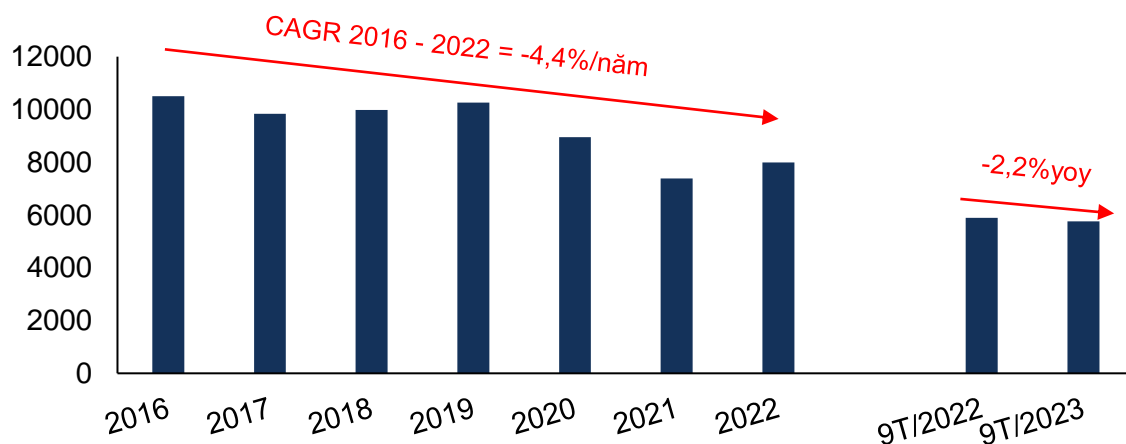
(*) Trung bình giai đoạn 2019 - 2022

Nguồn: CNG, FPT S tổng hợp

Nguồn: PV GAS, FPT S tổng hợp

CNG không phải là ưu tiên về phân phối nguồn khí nội địa. Trong cơ cấu phân phối khí, PV GAS sẽ ưu tiên phân bổ khí giá rẻ lần lượt cho các khách hàng điện (khoảng 77,45% nguồn khí), khách hàng phân đạm (khoảng 11,99% nguồn khí) và cuối cùng là các khách hàng công nghiệp bao gồm khí thấp áp (6,78% nguồn khí) và khí CNG (3,77% nguồn khí). Khí CNG không phải là ưu tiên phân phối khí nội địa do đó tồn tại rủi ro thiếu khí CNG cấp cho nhóm khách hàng công nghiệp khi nguồn cung khí nội địa đang có xu hướng giảm trong giai đoạn 2016 – 2022.

Biểu đồ 6: Nguồn cung khí nội địa của PV GAS suy giảm trong giai đoạn 2016 – 9T/2023



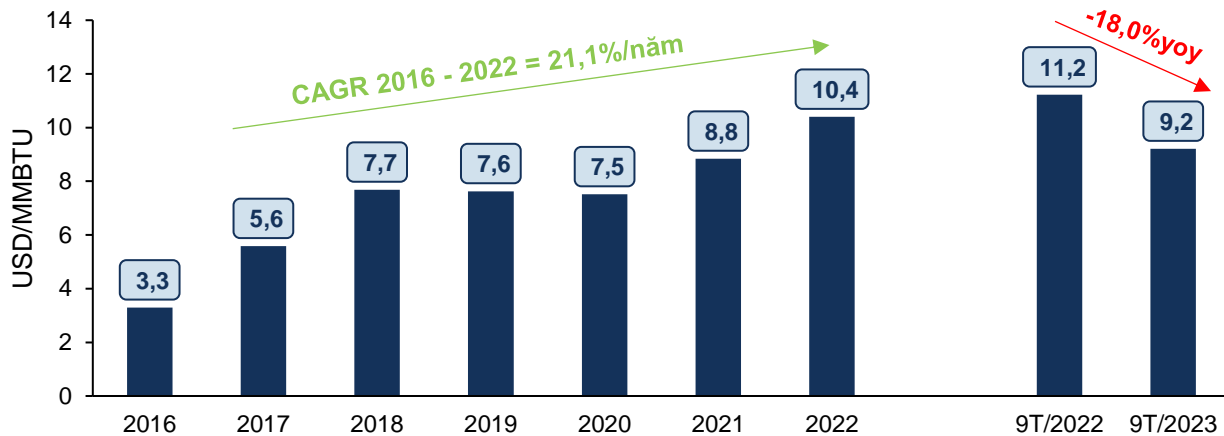
Nguồn: PV GAS, FPT S tổng hợp

► **Giá khí đầu vào tăng trong giai đoạn 2016 – 2022 do nguồn cung khí giá rẻ đã cạn kiệt:**

CNG nhập khí tự nhiên từ PV GAS D với giá đầu vào được chiết khấu theo giá dầu FO (dầu Mazut) với hệ số chiết khấu khoảng 80 – 85% và mức giá sàn được ký kết từng năm.

Tuy được chiết khấu theo giá FO, nhưng giá khí đầu vào của CNG có mức tăng trung bình 21,1% trong giai đoạn 2016 - 2022, từ mức 3,3 USD/MMBTU trong năm 2016 lên mức 10,4 USD/MMBTU trong năm 2022 và không có năm nào giảm dù giá FO trên thị trường giảm trong năm 2019 – 2020 chủ yếu do mức giá sàn tăng khi nguồn cung khí giá rẻ đã cạn kiệt.

Biểu đồ 7: Giá khí đầu vào của CNG



(*) Ước tính dựa trên chi phí mua khí trong kì/sản lượng

Nguồn: CNG, FPTS tổng hợp và ước tính

Giá khí đầu vào tăng trong năm 2016 - 2022 do nguồn cung khí giá rẻ của PV GAS đã cạn kiệt. Hiện tại khí thiên nhiên đến từ hai hệ thống khí Cửu Long và Nam Côn Sơn 1 đang có mức sụt giảm mạnh, đặc biệt trong giai đoạn 2019 – 2023 và được ưu tiên cho sản xuất phân bón và điện. PV GAS bắt đầu cung cấp khí từ hệ thống Nam Côn Sơn 2 cho khách hàng công nghiệp đặc biệt là khí từ mỏ Sao Vàng – Đại Nguyệt với giá khí về bờ khoảng 8 USD/MMBTU từ H2/2020 khiến mặt bằng giá sàn của CNG tăng.

Trong 9T/2023, giá mua khí trung bình đạt 9,2 USD/MMBTU, giảm 18,0% yoy. Giá khí đầu vào giảm chủ yếu do giá dầu FO giảm 19,6% và mức chiết khấu FO vẫn cao hơn mức giá sàn ~ 8 USD/MMBTU.

2.2. Sản xuất: Khí thiên nhiên được nén lên áp suất cao và vận chuyển đến khu vực nhà máy của khách hàng:

Khí thiên nhiên, thông qua đường ống của PV GAS D, đi vào trạm nén với áp suất 22 barg. Khí đi qua các trạm nén được tăng áp suất lên khoảng 200 – 250 barg thành khí nén – khí CNG, và đi vào các bồn chứa chuyên dụng. Khí CNG tại các bồn chứa chuyên dụng, sẽ được vận chuyển đến trạm giảm áp của khách hàng (PRU). Tại khu vực nhà máy của khách hàng, khí CNG được đưa từ xe bồn, thông qua trạm nén PRU, sẽ được giảm áp suất xuống 2 – 7 barg – theo yêu cầu của khách hàng trước khi được đưa vào lò đốt của khách hàng.

Cho đến năm 2021, tổng công suất nén khí của CNG đạt 410 triệu Sm³ khí/năm, công suất từng khu vực lần lượt đạt 300 triệu Sm³ khí/năm tại trạm nén khí Phú Mỹ (Đông Nam Bộ) và 110 triệu Sm³ tại Trạm nén Tiền Hải Thái Bình (Bắc Bộ).

2.3. Đầu ra: Thị trường chính nằm ở miền Nam và nhóm khách hàng chính là nhóm vật liệu xây dựng

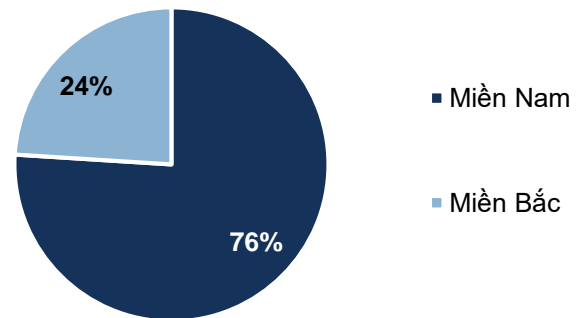
► **Thị trường tiêu thụ chính của CNG là thị trường Miền Nam.**

Do bị khả năng cung ứng khí CNG bị giới hạn về cơ sở hạ tầng đường ống khí nội địa nên địa bàn kinh doanh của CNG chỉ tập trung ở một số khu vực có hệ thống đường ống, cụ thể:

- **Khu vực miền Đông Nam Bộ và các khu vực lân cận** bao gồm Bà Rịa – Vũng Tàu, Bình Dương, Đồng Nai, TP HCM, Bình Thuận, Long An và Bến Tre với nguồn khí đến từ hệ thống khí Nam Côn Sơn.
- **Khu vực miền Bắc** bao gồm Hà Nội, Thái Nguyên, Hải Phòng, Ninh Bình và Thanh Hóa với nguồn khí đến từ hệ thống Tiền Hải – Thái Bình.

Hiện tại nguồn cung khí thiên nhiên tại hệ thống Tiền Hải – Thái Bình không đáp ứng được nhu cầu khí trong khu vực phía Bắc và có khả năng sụt giảm do đó CNG đang cấp bù sản phẩm khí LPG cho một số khách hàng trong năm 2022 – 2023. CNG có kế hoạch chuyển qua sử dụng LNG cho khu vực Miền Bắc trong năm 2024.

Biểu đồ 8: Cơ cấu tiêu thụ khí CNG theo thị trường



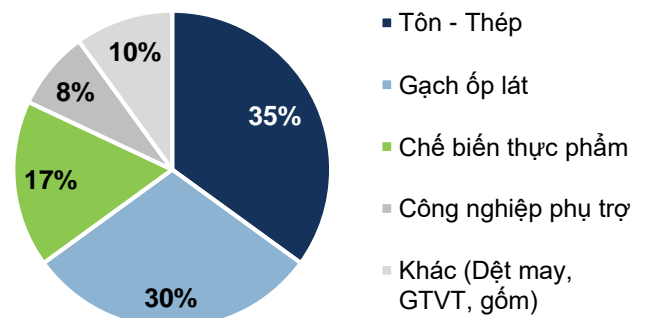
Nguồn: CNG, FPTS tổng hợp

- ▶ **Khách hàng chính tiêu thụ khí của CNG là nhóm khách hàng công nghiệp có sử dụng lò đốt trong sản xuất:**

Các nhóm khách hàng tiêu thụ khí CNG có thể kể đến là nhóm doanh nghiệp Vật liệu xây dựng (Thép - Gạch ốp lát), nhóm Chế biến thực phẩm, và các doanh nghiệp khác (Công nghiệp phụ trợ, dệt may, vận tải, gôm...), cụ thể:

- **Nhóm doanh nghiệp sản xuất vật liệu xây dựng (VLXD) chiếm 65% cơ cấu tiêu thụ.** Trong đó, khí CNG dùng làm nguyên liệu để sản xuất tôn thép là 35% với các khách hàng là Tôn Đông Á, Hòa Phát, SeAh steel, thép Việt Úc,... Sau nhóm Tôn thép là nhóm Gạch ốp lát, chiếm 30% cơ cấu tiêu thụ khí CNG với các khách hàng chính là Viglacera, VLXD Đồng Tâm, Gạch men Ceasar,...
- **Nhóm doanh nghiệp ngành thực phẩm chiếm 17% trong cơ cấu tiêu thụ.** Nhóm doanh nghiệp này sử dụng khí để đun nấu trong quá trình chế biến thực phẩm – đồ uống. CNG đang cung cấp khí nén cho Vinamilk, Friesland Campina, Trung Nguyên Legend, Nestle Việt Nam, Coca-Cola Việt Nam,...
- **Nhóm khác bao gồm:** Các doanh nghiệp dệt may, xe buýt tại Đông Nam Bộ (trừ TPHCM) và Hà Nội.

Biểu đồ 9: Cơ cấu tiêu thụ khí CNG theo nhóm ngành



(*) Trung bình 2020 – 2022

Nguồn: CNG, FPTS tổng hợp

- ▶ **Giá bán khí đầu ra được chiết khấu theo giá dầu FO và giá khí LPG nhằm khuyến khích khách hàng chuyển đổi nhiên liệu sang khí thiên nhiên**

Chiến lược kinh doanh của CNG hướng tới việc hỗ trợ khách hàng chuyển đổi nhiên liệu cung cấp nhiệt lượng sang khí CNG với giá rẻ hơn so với nhiên liệu cũ do đó sẽ bán khí CNG cho khách hàng với giá chiết khấu 90 – 95% giá dầu FO hoặc giá khí LPG tùy theo những điều kiện của khách hàng bao gồm: (1) Nhiên liệu đốt của khách hàng trước khi chuyển sang sử dụng khí CNG, (2) Sản lượng tiêu thụ và (3) Khoảng cách vận chuyển, ... với công thức:

$$\text{Giá CNG} = \text{Tỷ lệ tham chiếu (\%)} \times \text{Giá FO (dầu Mazut)}$$

Hoặc

$$\text{Giá CNG} = \text{Tỷ lệ tham chiếu (\%)} \times \text{Giá LPG}$$

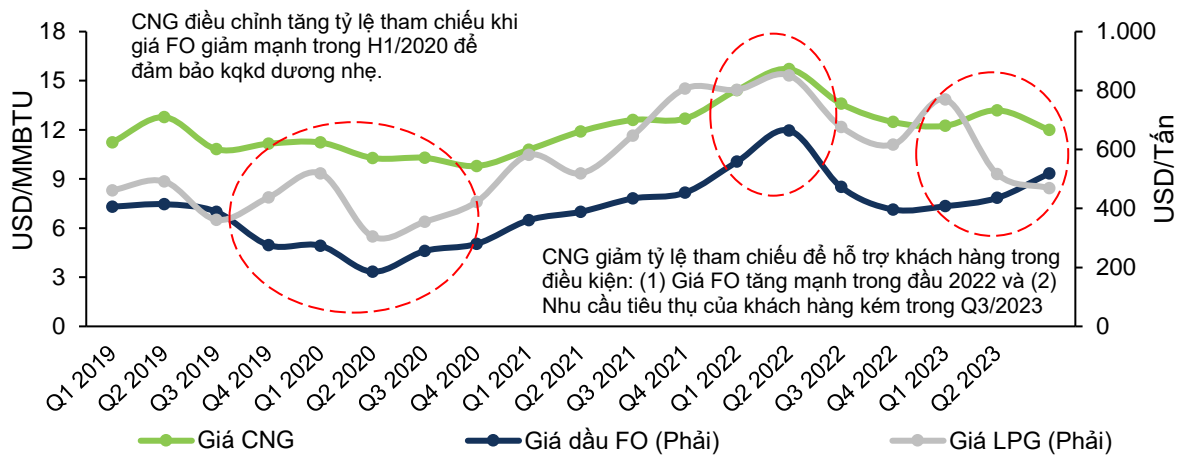
Trong đó:

+ **Tỷ lệ tham chiếu:** Phụ thuộc vào khách hàng dựa trên sản lượng, quãng đường vận chuyển, thường vào khoảng 85 – 95% và cao hơn mức chiết khấu so với giá khí đầu vào.

+ **Giá dầu FO và giá LPG:** là giá bán lẻ được công bố định kỳ bởi Petrolimex.

Dầu FO và khí LPG là sản phẩm của quá trình lọc dầu và giá bán của hai loại nhiên liệu này có độ tương quan rất lớn đến giá dầu thô thế giới ([Phụ lục 1: Tương quan giá các nhiên liệu đốt với giá dầu thô](#)). Việc giá bán khí nén được tính theo giá dầu FO và khí LPG khiến giá bán khí CNG có tương quan rất lớn với giá dầu thô.

Biểu đồ 10: Biến động giá bán khí CNG^(*) so với giá dầu FO và giá khí LPG



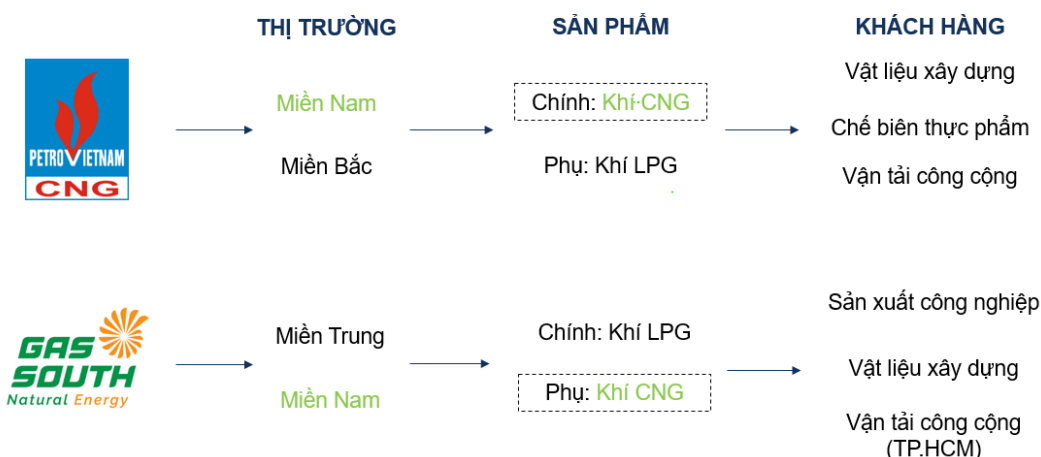
(*) Ước tính dựa trên doanh thu và sản lượng mảng khí CNG
 Nguồn: CNG, Platts, Saudi Aramco, FPTS ước tính

CNG chủ động điều chỉnh tỷ lệ tham chiếu tùy theo điều kiện kinh doanh: Ngoài mức tham chiếu tùy thuộc vào sản lượng, quãng đường vận chuyển của từng khách hàng, CNG chia sẻ rằng tỷ lệ tham chiếu sẽ được đàm phán với khách hàng 3 – 6 tháng/lần và sẽ được đàm phán lại khi có những biến động lớn về diễn biến giá FO và nhu cầu tiêu thụ của khách hàng ảnh hưởng đến sản lượng khí cung cấp, cụ thể: (1) Trong Q4/2019 – H1/2020, giá khí giảm nhẹ hơn giá dầu FO do CNG đã nâng mức tỷ lệ tham chiếu nhằm duy trì kết quả kinh doanh dương nhẹ trong điều kiện giá FO giảm mạnh hơn mức giá sản phẩm đầu vào, (2) Giá khí tăng nhẹ hơn giá dầu FO do CNG giảm tỷ lệ tham chiếu nhằm hỗ trợ khách hàng khi giá FO tăng mạnh trong Q2/2022 và hoạt động sản xuất kinh doanh của khách hàng tiêu cực trong Q3/2023.

2.4. Thị phần khí CNG liên tục mở rộng nhờ chiến lược tiếp cận các khách hàng có nhu cầu chuyển dịch nhiên liệu với giá bán sản phẩm cạnh tranh: ([Quay lại trang bìa](#))

Trên thị trường có 2 đơn vị đang tham gia vào hoạt động kinh doanh khí CNG là CNG và Gas South (PGS), với mức độ cạnh tranh không cao do có sự phân chia phân khúc thị trường để tránh đối đầu trực tiếp, cụ thể:

Hình 2: Biểu đồ phân chia thị trường của hai doanh nghiệp cung cấp khí CNG

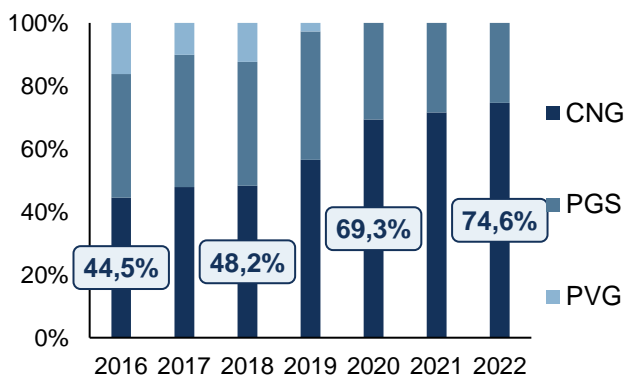


Nguồn: CNG, PGS, FPTS tổng hợp

Trước đây PGS là công ty mẹ của CNG nên cả hai không cạnh tranh trực tiếp mà phân chia thị trường cho nhau. Thị trường cung cấp khí CNG của PGS tập trung vào khu vực TP.HCM với các hộ sản xuất công nghiệp và vận tải công cộng. Sau khi thoái vốn khỏi CNG trong năm 2016, chiến lược hiện tại của PGS là tập trung vào khí LPG do đó mảng khí nén CNG không được PGS đầu tư mở rộng. Sản lượng CNG của PGS chỉ tăng trưởng trung bình 0,3%/năm trong giai đoạn 2016 – 2022 khiến thị phần giảm từ 40,0% năm 2016 xuống còn 25,4% trong năm 2022.

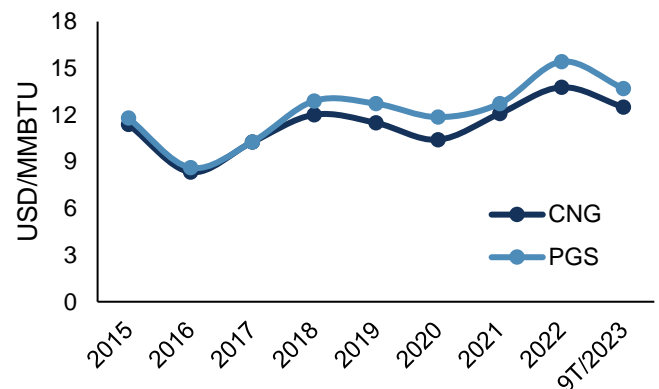
Thị phần của CNG tăng dần trong giai đoạn 2016 – 2022, đạt 74,6% trong năm 2022 nhờ: (1) Mua lại mảng khí CNG của PVG tại Miền Bắc, (2) Tập trung tiếp cận các khách hàng mới (khu vực Đông Nam Bộ) có nhu cầu chuyển dịch từ các nhiên liệu cung cấp nhiệt lượng khác như LPG, xăng dầu, than đá sang khí thiên nhiên với mức giá phải chăng hơn so với nhiên liệu đang sử dụng (chiết khấu giá so với giá dầu FO và LPG) và (3) Giá bán khí của CNG duy trì mức thấp hơn 8 - 10% so với giá bán của PGS nhằm tiếp cận đến nhóm khách hàng mới.

Biểu đồ 11: Thị phần khí CNG tại Việt Nam



Nguồn: PGS, CNG, FPTS ước tính

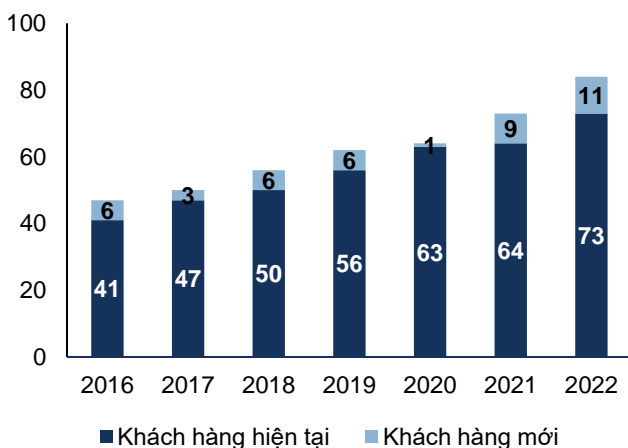
Biểu đồ 12: Giá bán khí CNG của CNG và PGS



Nguồn: PGS, CNG, FPTS ước tính

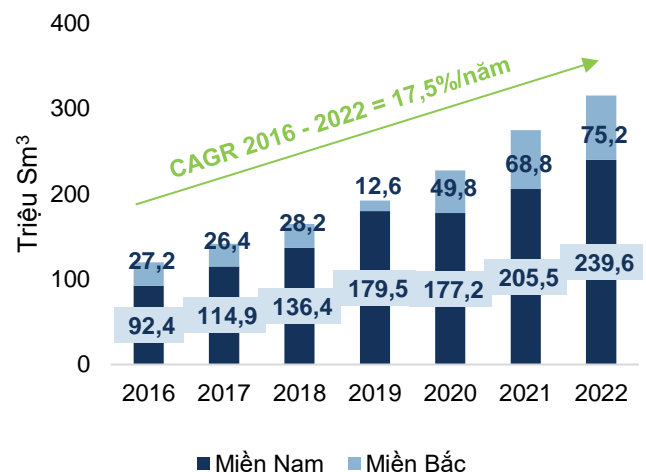
Nhờ giá bán cạnh tranh so với các nhiên liệu khác như xăng dầu và khí LPG, số lượng khách hàng chuyển dịch sang sử dụng khí CNG tăng mạnh trong giai đoạn 2016 – 2022. Khách hàng sử dụng khí CNG tăng từ mức 41 khách hàng đầu 2016 lên 84 khách hàng cho đến hết 2022.

Biểu đồ 13: Số lượng khách hàng sử dụng khí CNG của CNG gia tăng trong giai đoạn 2016 - 2022



Nguồn: CNG, FPTS tổng hợp

Biểu đồ 14: Sản lượng khí CNG tăng trưởng CAGR 17,5%/năm trong giai đoạn 2016 - 2022



Nguồn: CNG, FPTS tổng hợp

Lượng khách hàng sử dụng khí nén gia tăng giúp sản lượng tiêu thụ tăng trưởng tốt, đạt CAGR = 17,5%/năm trong giai đoạn 2016 – 2022, từ 119,6 triệu Sm³ khí trong năm 2016 lên 314,8 Sm³ khí trong năm 2022. Về từng vùng kinh doanh, sản lượng khí CNG có tốc độ tăng trưởng đồng đều ở cả hai khu vực khi tốc độ tăng trưởng tại miền Nam đạt CAGR = 17,2%/năm và miền Bắc đạt CAGR = 18,5%/năm trong giai đoạn 2016 - 2022.

Trong 9T/2023, sản lượng khí CNG giảm, đạt 185,6 triệu Sm³, giảm 22,2% yoy. Sản lượng khí CNG sụt giảm do: (1) hoạt động kinh doanh của nhóm khách hàng VLXD gặp khó khăn do ảnh hưởng từ thị trường bất động sản kém khả quan trong năm 2023 ([Phụ lục 2: Tình hình kinh doanh nhóm khách hàng của CNG](#)) và (2) sản lượng khí về bờ sụt giảm tại khu vực Bắc bộ ảnh hưởng đến khả năng cung cấp khí CNG.

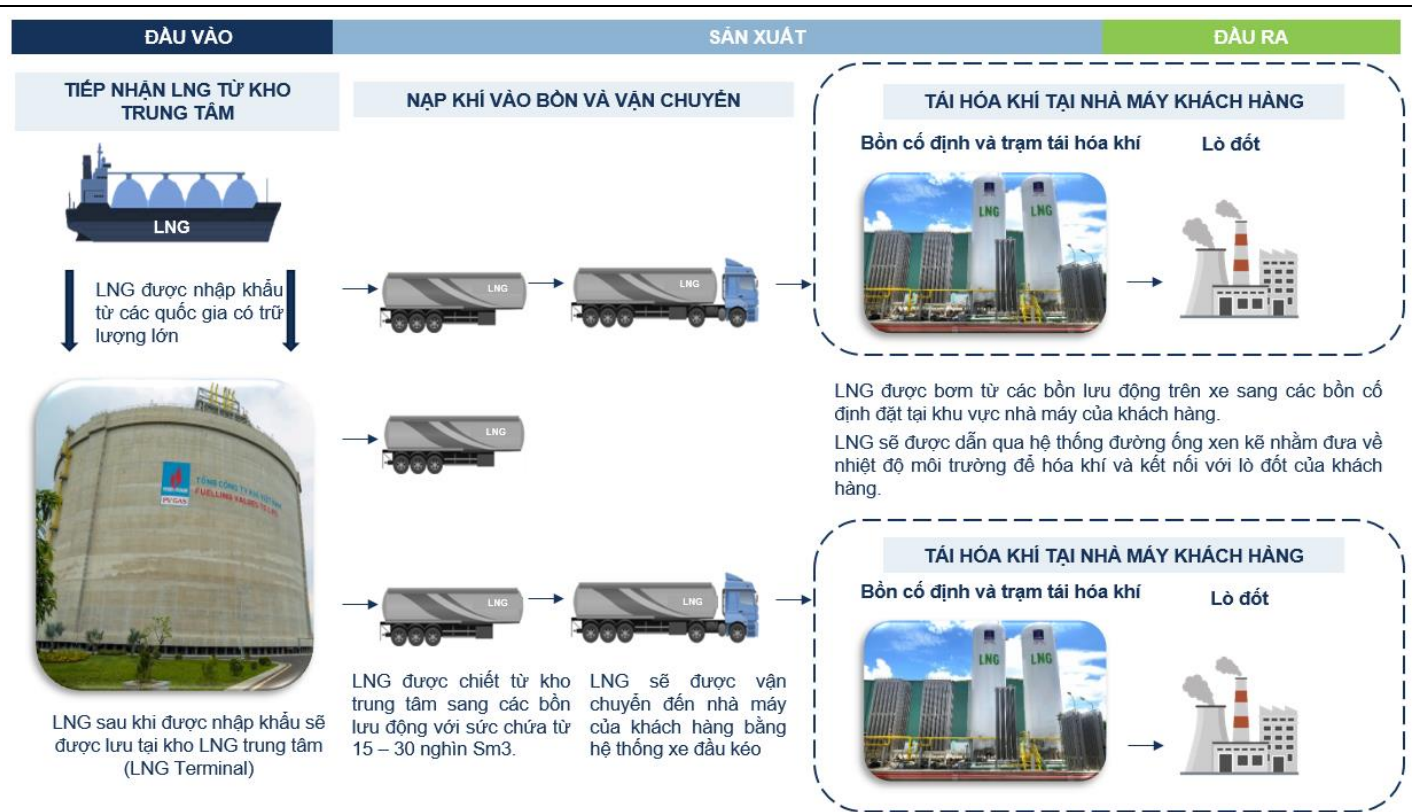
3. Màng LNG: Sản phẩm chính của CNG trong dài hạn

3.1. Mô hình kinh doanh màng LNG:

CNG sẽ bắt đầu tham gia vào kinh doanh sản phẩm khí thiên nhiên hóa lỏng – LNG khi (1) Việt Nam đã tiếp nhận chuyển hàng LNG đầu tiên về đến kho cảng Thị Vải vào tháng 7/2023 và (2) CNG đã hoàn thành trạm tái hóa khí Thuận Đạo (Long An) và đang chuẩn bị cho các công việc chạy thử.

Mô hình kinh doanh sản phẩm LNG của CNG bao gồm tiếp nhận LNG từ kho cảng trung tâm, nạp khí vào bồn và vận chuyển đến các trạm tái hóa khí tại khu vực nhà máy của khách hàng, cụ thể:

Hình 3: Mô hình kinh doanh LNG



Nguồn: CNG, FPTS tổng hợp

► **Đầu vào: CNG nhập LNG tại các kho cảng trung tâm.**

LNG được nhập khẩu về Việt Nam từ các quốc gia xuất khẩu lớn như Mỹ, Qatar, Úc thông qua hình thức vận chuyển bằng tàu chuyên dụng. Sau đó, LNG được tồn trữ tại các kho cảng trung tâm thuộc sở hữu của các doanh nghiệp có giấy phép và đủ điều kiện kinh doanh LNG (theo Nghị định 87/2018/NĐ-CP Nghị định về kinh doanh khí và Nghị định 17/2020/NĐ-CP sửa đổi).

PV GAS là đơn vị đầu tiên có đủ điều kiện nhập khẩu LNG khi được Bộ Công Thương đã ban hành Quyết định số 01/GCNDĐK-BCT chứng nhận đủ điều kiện thương nhân xuất khẩu, nhập khẩu LNG khi hoàn thành xây dựng kho cảng LNG Thị Vải (Bà Rịa – Vũng Tàu) với công suất 1 triệu tấn LNG/năm (1 MMPTA). Trong tương lai, PV GAS đang có kế hoạch đầu tư: (1) Mở rộng công suất kho cảng LNG Thị Vải lên 3 MMPTA, (2) Đầu tư kho LNG Sơn Mỹ (Bình Thuận) với công suất 3,6 MMPTA cho giai đoạn 1, hướng tới mở rộng thị trường cung cấp khí tại miền Trung.

Theo chia sẻ của doanh nghiệp, CNG sẽ tiếp nhận LNG trực tiếp tại kho cảng trung tâm của GAS. Sau đó LNG được chiết từ cảng trung tâm sang các bồn di động (thuộc sở hữu của CNG).

CNG vẫn đang đàm phán giá nhập LNG với PV GAS do vẫn đang trong quá trình chạy thử các trạm LNG, chúng tôi sẽ cập nhật về cách tính giá nhập LNG từ PV GAS khi có thông tin chi tiết hơn.

► **Sản xuất: Quy trình tái hóa khí đơn giản nhờ nhiệt độ môi trường cao**

Sau khi được tiếp nhận tại kho cảng trung tâm và chiết ra các bồn di động, LNG được CNG vận chuyển bằng xe bồn chuyên dụng tới các trạm tái hóa khí tại khu vực nhà máy của khách hàng. Tại đây LNG sẽ được lưu trữ tại các bồn cố định với khả năng giữ nhiệt khoảng 7 ngày – 15 ngày.

CNG sử dụng phương pháp tái hóa khí tự nhiên - là hình thức tái hóa khí đơn giản nhất nhờ điều kiện nhiệt độ môi trường cao tại Việt Nam. Tại bồn cố định, LNG (ở nhiệt độ - 162°C) được gia nhiệt thông qua hệ thống tái hóa khí tự nhiên là các đường ống xen kẽ nằm trên mặt đất nhằm đưa LNG về nhiệt độ môi trường từ đó trở lại thể khí. Sau đó khí thiên nhiên được kết nối với lò đốt và cung cấp nhiệt lượng cho hoạt động sản xuất kinh doanh của khách hàng.

Hiện tại, CNG đang trong quá trình chạy thử trạm tái hóa khí Thuận Đạo (Long An) bao gồm các thiết bị:

- 2 bồn LNG: chứa 25 tấn LNG/bồn (gần 35.000 Sm³ khí/bồn), chi phí đầu tư khoảng 60 nghìn USD/bồn.
- 2 máy hóa hơi tự nhiên: công suất 2000 Sm³/h (Chiếm chi phí không cao do là hình thức tái hóa khí đơn giản).
- 2 bồn di động: chứa 21 tấn/bồn (30.000 Sm³ khí/bồn), chi phí đầu tư khoảng 80 nghìn USD/bồn.

Tổng công suất hoạt động trạm Thuận Đạo ước tính đạt 12.000 tấn LNG/năm với chi phí đầu tư ước tính khoảng đạt 17,2 tỷ đồng.

► **Đầu ra: CNG có kế hoạch thay thế hoàn toàn LNG trong cơ cấu sản phẩm**

LNG là giải pháp về vấn đề thị trường cung cấp khí cho CNG. Với nguồn cung khí nội địa suy giảm, CNG đang có kế hoạch sử dụng LNG nhằm thay thế khí CNG trong cơ cấu sản phẩm trong dài hạn với những đặc tính nổi bật của sản phẩm LNG như: (1) Không phụ thuộc vào nguồn cung khí trong khu vực, (2) Khả năng vận chuyển khí đi xa nhờ sức chứa gấp 2,4 lần so với khí CNG.

Trong kế hoạch kinh doanh giai đoạn 2021 – 2035, CNG đã đề ra các mục tiêu kinh doanh như: (1) Sản lượng khí tăng trưởng bình quân 12 – 14%/năm, (2) Chiếm 60% thị phần cung cấp LNG bằng xe bồn và (3) Sản phẩm chủ lực trong giai đoạn 2025 – 2035 là LNG với tỷ trọng chiếm trên 85% tổng sản lượng và hướng tới ngừng kinh doanh khí CNG.

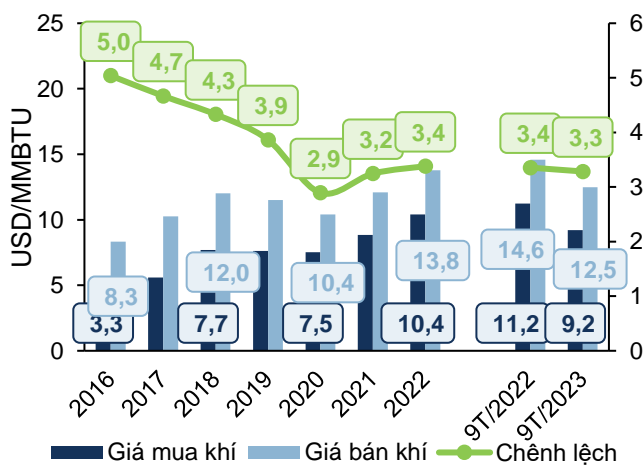
LNG sẽ được cấp song song cho nhóm khách hàng đang tiêu thụ khí CNG trong quá trình chuyển đổi. Theo chia sẻ của CNG, việc chuyển đổi giữa sản phẩm khí CNG và LNG không quá phức tạp vì cả hai đều trở về dạng khí thiên nhiên khi dẫn vào lò đốt của khách hàng. Phương án chuyển đổi là: CNG sẽ xây dựng một trạm tái hóa khí bên cạnh trạm giảm áp hiện hữu tại khu vực nhà máy của khách hàng và chạy song song hai loại khí CNG và LNG. CNG đã đưa vào điều khoản về cung cấp LNG trong hợp đồng cung cấp khí CNG trong các năm trở lại đây.

III – PHÂN TÍCH TÀI CHÍNH

1. Biên lợi nhuận gộp của CNG giảm do chênh lệch giá khí sụt giảm trong 2016 – 2021 và có sự hồi phục từ năm 2022

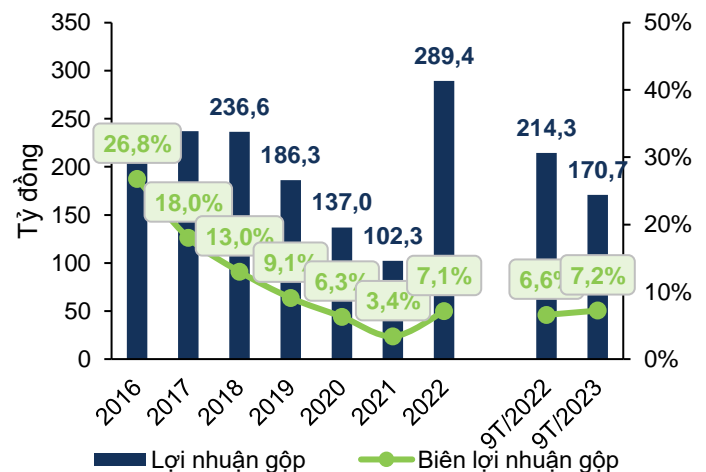
Trong giai đoạn 2016 – 2021, biên lợi nhuận của CNG giảm dần từ mức 26,8% xuống còn 3,4% do chênh lệch giá bán và giá mua khí bị thu hẹp từ mức 5 USD/MMBTU xuống còn 2,9 – 3,4 USD/MMBTU trong giai đoạn 2019 – 2022.

Biểu đồ 15: Chênh lệch giá mua/bán khí CNG



Nguồn: CNG, FPTS tổng hợp và ước tính

Biểu đồ 16: LNG và BLNG của CNG



Nguồn: CNG, FPTS tổng hợp

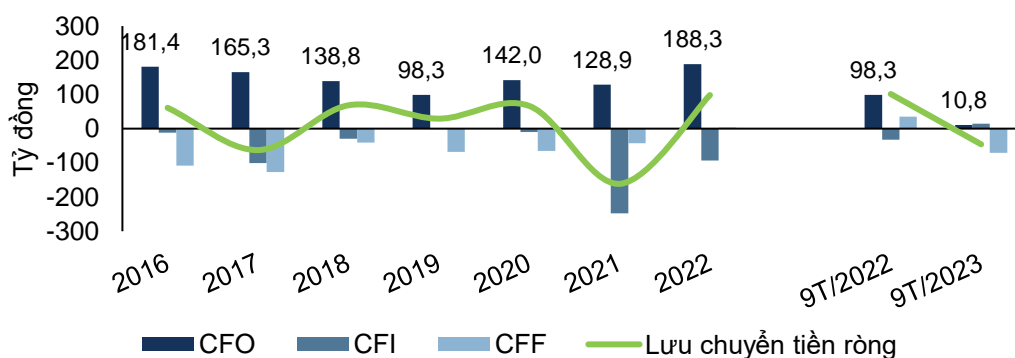
Chênh lệch giá khí đầu vào và đầu ra giảm do (1) Giá khí đầu vào tăng dần trong từng năm khi nguồn cung khí giá rẻ từ PV GAS đang cạn kiệt và (2) Giá khí đầu ra biến động theo giá dầu FO/ giá khí LPG nhằm hỗ trợ khách hàng chuyển dịch sang sử dụng khí CNG.

Trong giai đoạn 2022 – 9T/2023, mức biên lợi nhuận nhìn chung cải thiện về mức 6 – 7% nhờ mức chênh lệch cải thiện dần từ mức dưới 3 USD/MMBTU sang 3,3 – 3,4 USD/MMBTU. Chênh lệch cải thiện nhờ giá dầu FO giữ mức giá cao giúp giá bán khí tăng mạnh hơn giá khí đầu vào.

2. Dòng tiền hoạt động kinh doanh ổn định và cơ cấu tài chính lành mạnh là động lực cho CNG thúc đẩy đầu tư cho giai đoạn phát triển tiếp theo:

Dòng tiền hoạt động kinh doanh chính của CNG luôn dương trong giai đoạn 2016 – 2022 nhờ hoạt động kinh doanh ổn định.

Biểu đồ 17: Dòng tiền hoạt động của CNG



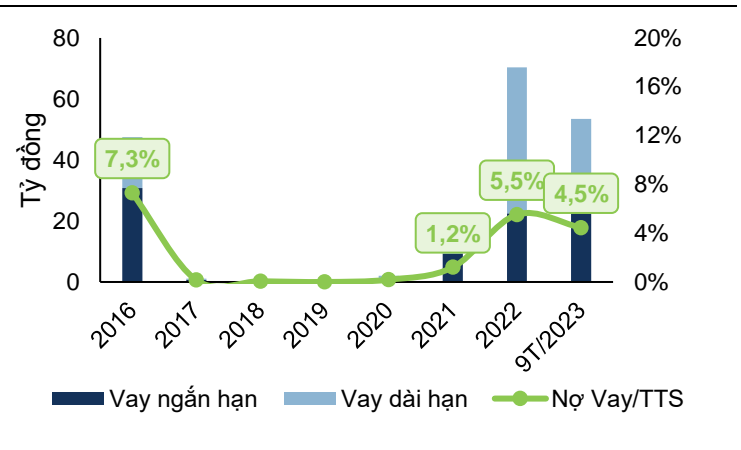
Nguồn: CNG, FPTS tổng hợp

Trong 9T/2023 dù kết quả kinh doanh của CNG nhìn chung vẫn khả quan so với giai đoạn 2019 – 2021 tuy nhiên dòng tiền hoạt động kinh doanh của CNG chỉ đạt mức 10,8 tỷ trong 9T/2023 do: (1) CNG tăng khoản phải thu khoảng 37 tỷ do chia sẻ khó khăn với khách hàng và (2) Giảm khoản phải trả với PV GAS D khoảng 53 tỷ.

Cơ cấu nợ vay của CNG giữ mức thấp. Sau năm 2017, CNG đã hoàn thành trả các khoản vay đầu tư ban đầu kể từ năm 2011 kèm theo dòng tiền hoạt động kinh doanh ổn định giúp CNG không sử dụng nợ vay trong giai đoạn 2018 – 2020. Trong giai đoạn 2021 – 2022 CNG bắt đầu sử dụng nợ vay trở lại chủ yếu để tài trợ cho (1) Dự án nâng công suất cấp khí thêm 80 triệu Sm³ khí tại Đông Nam Bộ và (2) Dự án xây dựng trụ sở chính. Nợ vay ngắn hạn trên BCTC đến từ nợ vay dài hạn đến hạn của hai khoản vay trên.

Với 2 dự án trên, tỷ lệ nợ vay/TTS của CNG chỉ đạt mức 4,5% trong 9T/2023 mang lại khả năng lớn cho việc huy động vốn vay cho giai đoạn đẩy mạnh đầu tư mảng LNG trong tương lai.

Biểu đồ 18: Cơ cấu nợ vay của CNG



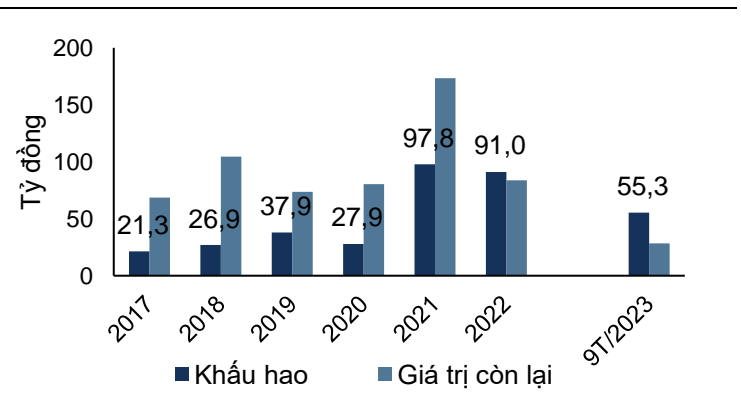
Nguồn: CNG, FPTS tổng hợp

3. Khấu hao sản xuất mảng CNG giảm trong năm 2024 giúp cải thiện lợi nhuận gộp

Trong năm 2021, khấu hao sản xuất của CNG tăng mạnh từ mức 27,9 tỷ đồng lên 97,8 tỷ đồng chủ yếu đến từ khoảng đầu tư mở rộng công suất nén khoảng 190 tỷ đồng. CNG thực hiện khấu hao khoản mục này trong 3 năm và kết thúc vào năm 2023 do CNG không còn coi CNG là sản phẩm chính trong dài hạn.

Chúng tôi ước tính, lợi nhuận gộp của CNG sẽ được cải thiện khoảng 63 tỷ (~25,2% lợi nhuận gộp ước tính cho năm 2024).

Biểu đồ 19: Khấu hao sản xuất và giá trị còn lại



Nguồn: CNG, FPTS tổng hợp

IV – TRIỂN VỌNG KINH DOANH VÀ DỰ PHÓNG

Là nhiên liệu phục vụ cho hoạt động sản xuất kinh doanh của khách hàng, triển vọng tăng trưởng sản lượng khí thiên nhiên CNG/LNG phụ thuộc rất lớn vào: (1) Triển vọng sản xuất kinh doanh và chuyển đổi nhiên liệu của khách hàng và (2) Khả năng cung ứng sản phẩm của CNG.

1. Triển vọng của nhóm khách hàng tiêu thụ khí thiên nhiên CNG/LNG [\(Quay lại trang bìa\)](#)

Về triển vọng sản xuất kinh doanh từng khách hàng, chúng tôi đánh giá cao tiềm năng tăng trưởng nhu cầu tiêu thụ khí thiên nhiên của nhóm VLXD nhất trong giai đoạn 2024 – 2030 đến từ: (1) Đây là nhóm khách hàng mục tiêu của CNG, (2) Tăng trưởng ngành xây dựng giúp hoạt động SXKD nhóm VLXD tăng trưởng và (3) Nhu cầu chuyển dịch sang sử dụng khí thiên nhiên nhằm tăng chất lượng và giảm phát thải CO₂, cụ thể:

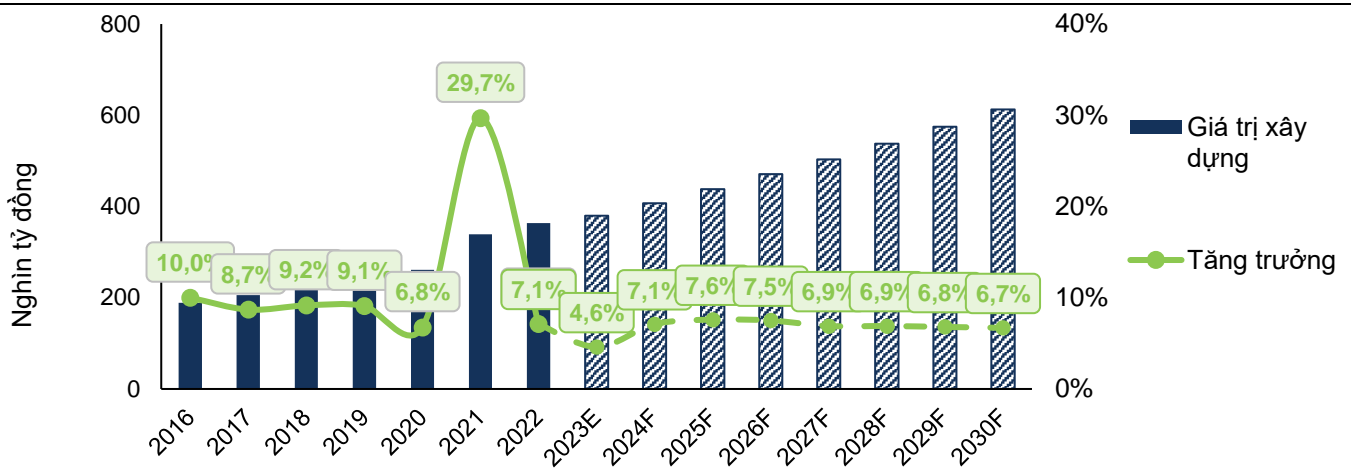
1.1. Hoạt động SXKD của nhóm khách hàng VLXD phục hồi theo mức tăng trưởng của ngành xây dựng:

Tăng trưởng ngành xây dựng hồi phục vào năm 2024 và giữ mức tăng trưởng trung bình 7,0%/năm trong 2025 - 2030. Theo dự báo của BMI, tăng trưởng thực ngành xây dựng Việt Nam ước tính tăng trưởng 4,6% yoy trong năm 2023, thấp hơn với mức trung bình 8,5%/năm trong giai đoạn 2016 – 2019 do khó khăn của ngành bất động sản ảnh hưởng đến nhu cầu xây dựng.

BMI dự báo tăng mức tăng trưởng trong giai đoạn 2024 – 2025 nhờ kì vọng ảnh hưởng tiêu cực của ngành bất động sản giảm bớt và đầu tư cơ sở hạ tầng công cộng tiếp tục hỗ trợ tăng trưởng. Trong dài hạn BMI dự báo tăng

trường ngành xây dựng đạt trung bình 7%/năm nhờ: (1) Kỳ vọng nền kinh tế tăng trưởng mạnh và (2) Thu hút đầu tư tư nhân và nước ngoài vào lĩnh vực cơ sở hạ tầng.

Biểu đồ 20: Dự phóng giá trị ngành xây dựng (*) trong giai đoạn 2023 – 2030



(*) So sánh với năm 2010

Nguồn: GSO, BMI, FPTS tổng hợp

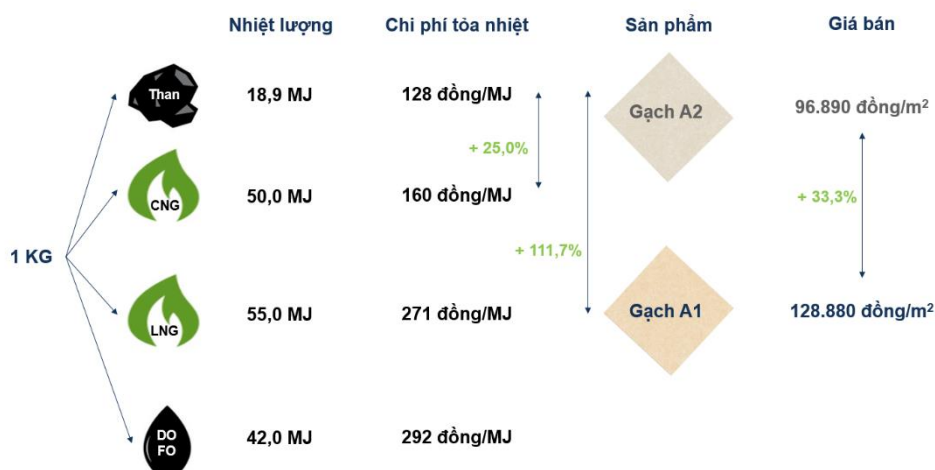
Với dự phóng tăng trưởng ngành xây dựng quay trở lại trong năm 2024 và giữ mức tăng trưởng trung bình 7%/năm trong giai đoạn 2025 – 2030, chúng tôi cho rằng hoạt động sản xuất kinh doanh của nhóm VLXD sẽ hồi phục từ đó giúp sản lượng cấp khí của CNG hồi phục trở lại trong năm 2024 và tăng trưởng ổn định trong giai đoạn 2025 – 2030.

► **Nhóm khách hàng gạch ốp lát: Tiềm năng chuyển đổi nhiên liệu cung cấp nhiệt lượng tại phía Bắc chưa được khai phá**

Sử dụng khí thiên nhiên làm nhiên liệu cung cấp nhiệt lượng giúp các doanh nghiệp gạch ốp lát nâng cao chất lượng sản phẩm.

Trong quá trình nung gạch, các doanh nghiệp có thể sử dụng khí tự nhiên hoặc than đá làm nhiên liệu cung cấp nhiệt lượng cho lò nung. Mặc dù than đá có chi phí thấp hơn khí tự nhiên nhưng khí tự nhiên có một số ưu điểm so với than như (1) Tỏa nhiệt đều và (2) Không gây bụi than bám lên bề mặt gạch, giúp tăng chất lượng sản xuất. Với ưu điểm trên, sử dụng khí tự nhiên làm nhiên liệu cung cấp nhiệt lượng giúp các doanh nghiệp sản xuất gạch ốp lát sản xuất được nhiều gạch A1 với chất lượng cao hơn.

Hình 4: So sánh chi phí và chất lượng sản phẩm gạch ốp lát giữa các nhiên liệu nung



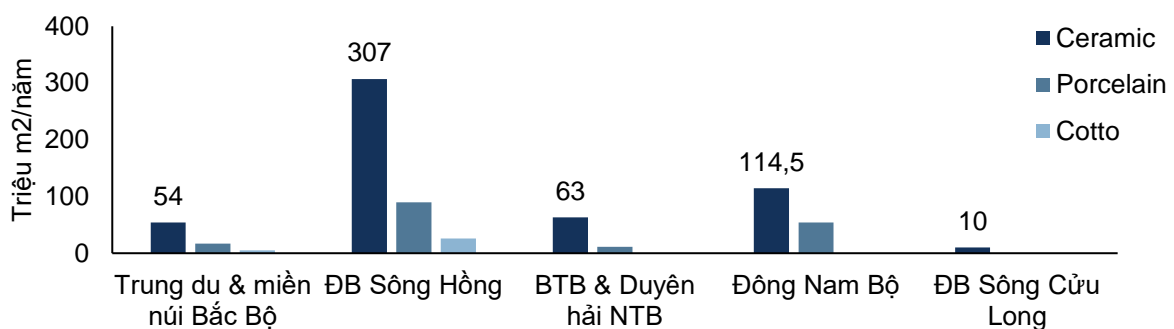
Nguồn: FPTS tổng hợp và ước tính

Chúng tôi ước tính, chênh lệch giá giữa gạch ốp lát loại A1 và A2 đã vào khoảng 30 – 35% do đó sản xuất gạch bằng khí CNG đang có lợi hơn so với than đá.

Tiềm năng chuyển dịch nhiên liệu cung cấp nhiệt lượng cho khu vực phía Bắc chưa được khai phá:

ĐB Sông Hồng và Đông Nam Bộ là hai khu vực có năng lực sản xuất lớn nhất cả nước với tỉ trọng lần lượt đạt 56,3% và 22,4% tổng công suất thiết kế gạch ốp lát cả nước. Việc đặt nhà máy gần nguồn nhiên liệu nhằm tiết giảm chi phí như cao lanh và tràng thạch là nguyên nhân chính dẫn tới sự hình thành các trung tâm sản xuất gạch ốp lát này. Nhiên liệu cung cấp nhiệt lượng cũng được phân chia rõ rệt theo khu vực, trong đó nhóm miền Bắc sử dụng than nhờ gần với nguồn than trong nước và nhóm miền Nam sử dụng khí CNG nhờ cơ sở hạ tầng ngành khí phát triển.

Biểu đồ 21: Phân bổ công suất thiết kế ngành gạch ốp lát theo vùng miền (2019)



Nguồn: Hiệp hội gốm sứ Việt Nam, FPTs research

Nhu cầu chuyển dịch sang sử dụng khí CNG của các doanh nghiệp phía Bắc đang ngày càng cao nhờ: (1) Nhu cầu sản phẩm gạch A1 với chất lượng cao ngày càng gia tăng do có hiệu quả kinh tế cao hơn và (2) Nguồn cung than nhiệt tại miền Bắc đang sụt giảm khiến các doanh nghiệp phải nhập khẩu than với chi phí cao hơn chi phí than trong nước.

Hiện tại các doanh nghiệp gạch ốp lát phía Bắc chưa chuyển đổi hoàn toàn sang sử dụng khí CNG mà đang sử dụng song song với than đá do cơ sở hạ tầng ngành khí tại khu vực miền Bắc chưa đủ khả năng cung cấp khí CNG đều đặn cho các doanh nghiệp.

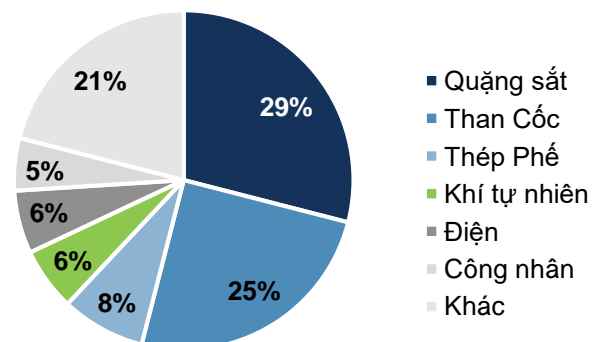
- **Nhóm khách hàng Thép: Cơ chế điều chỉnh biên giới Carbon (CBAM) thúc đẩy quá trình chuyển đổi năng lượng của nhóm khách hàng thép:**

Thay đổi nhiên liệu có thể giúp các doanh nghiệp sản xuất thép giảm lượng CO2 phát thải

Nhiệt lượng là yếu tố quan trọng trong hầu hết các khâu sản xuất thép như: tạo gang lỏng - sản xuất phôi thép, đúc liên tục, cán thép và tạo hình dạng thép vì hầu hết công đoạn sản xuất đều yêu cầu sản phẩm gang/thép phải giữ mức nhiệt độ nhất định tại từng công đoạn.

Về quá trình sản xuất thép thô theo công nghệ lò thổi BOF trên thế giới, trong công đoạn tạo gang lỏng, để sản xuất 1 tấn thép thành phẩm, có thể thêm 170 m3 khí thiên nhiên vào quá trình luyện gang nhằm tiết kiệm khoảng 10% lượng than cốc (có chi phí đắt hơn so với khí thiên nhiên) và giảm 4 – 5% lượng CO2 phát thải.

BD 22: Cơ cấu chi phí luyện phôi thép bằng lò BOF



Nguồn: Steelonthenet, FPTs tổng hợp

Khả năng cung ứng khí chưa đáp ứng được nhu cầu chuyển dịch nhiên liệu. Tại Việt Nam, công suất sản xuất gang lỏng từ lò cao đạt 13 triệu tấn thép/năm và sử dụng 100% than cốc để cung cấp nhiệt lượng do hạ tầng

ngành khí trong nước chưa đủ điều kiện đáp ứng được việc cung cấp khí cho các lò cao (cần 2,1 tỷ m³ khí, tương đương với hơn 1/3 lượng khí thiên nhiên nội địa trong năm 2022 để chuyển đổi nhiên liệu cho các lò cao).

Các doanh nghiệp sản xuất thép đang chuyển đổi dần sang sử dụng khí thiên nhiên tại các công đoạn sau của chuỗi giá trị. Ngoài quá trình tạo gang lỏng, hầu hết các công đoạn sản xuất thép khác chỉ cần gia nhiệt do đó có thể thay đổi hoàn toàn nhiên liệu cung cấp nhiệt lượng sang khí tự nhiên để giảm phát thải CO₂. Tại Việt Nam, các công đoạn sản xuất này đều đang sử dụng dầu FO là nhiên liệu cung cấp nhiệt lượng chính và các doanh nghiệp đang chuyển dịch 1 phần sang sử dụng CNG trong các công đoạn tạo hình cuối cùng như sản xuất ống thép, tôn mạ, container,...

Cơ chế điều chỉnh biên giới Carbon (CBAM) đẩy nhanh quá trình chuyển dịch nhiên liệu trong tương lai:

Cơ chế CBAM do EU ban hành là một chính sách thương mại về môi trường bao gồm các khoản thuế carbon đối với hàng hóa nhập khẩu vào thị trường các nước thuộc EU dựa trên cường độ phát thải khí CO₂ trong quy trình sản xuất tại nước sở tại ([Phụ lục 3: CBAM là gì?](#)). Hiện tại CBAM đang ở giai đoạn chuyển tiếp (1/10/2023 – 31/12/2025) và đang áp dụng lên các mặt hàng sắt thép, nhôm, điện, xi măng, phân bón và hydrogen.

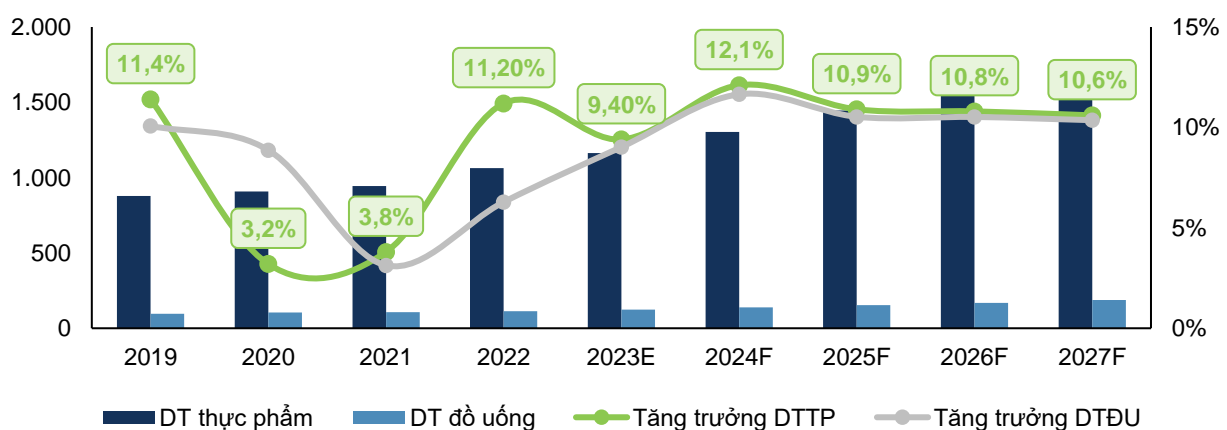
Các doanh nghiệp thép Việt Nam phải lên kế hoạch giảm lượng khí thải carbon trong sản xuất giúp sản phẩm tăng tính cạnh tranh trong tương lai. Khi cơ chế CBAM được vận hành (bắt đầu từ 2026), các nhà nhập khẩu Châu Âu phải mua chứng chỉ CBAM dựa trên lượng CO₂ phát thải khi sản xuất sản phẩm thép tại quốc gia sản xuất với đơn vị là EU/tấn CO₂. Việc phải mua chứng chỉ phát thải sẽ khiến chi phí nhập khẩu thép tại quốc gia có lượng phát thải CO₂ cao không còn hấp dẫn các nhà nhập khẩu Châu Âu - ảnh hưởng đến nhu cầu tiêu thụ. Chúng tôi cho rằng cơ chế CBAM sẽ thúc đẩy các doanh nghiệp sản xuất thép tại Việt Nam chuyển sang sử dụng khí thiên nhiên ở các công đoạn cao hơn trong chuỗi giá trị với mục tiêu tiết giảm lượng CO₂ thải ra.

1.2. Nhóm khách hàng thực phẩm: Tiếp tục giữ mức tăng trưởng cao

Khí thiên nhiên giúp ngăn lây nhiễm chéo chất độc hại trong quá trình sản xuất thực phẩm và đồ uống. Đối với các doanh nghiệp thực phẩm, khí thiên nhiên chủ yếu dùng làm nhiên liệu cung cấp nhiệt lượng trong quá trình chế biến sản phẩm. Khí thiên nhiên có chi phí tỏa nhiệt thấp hơn so với LPG và xăng dầu giúp doanh nghiệp giảm giá thành sản phẩm. Bên cạnh đó, khí thiên nhiên có thành phần ổn định, cháy hoàn toàn nên giúp các doanh nghiệp tránh tình trạng nhiễm chéo các chất độc hại như SO_x, NO_x, như xăng dầu và LPG sang thực phẩm chế biến. Với lợi thế trên, hiện nay đã có nhiều doanh nghiệp chế biến thực phẩm đồ uống lớn trong nước ưu tiên sử dụng khí thiên nhiên trong quá trình sản xuất.

BMI dự phóng tăng trưởng doanh thu ngành thực phẩm đồ uống tại Việt Nam sẽ đạt 12,1% yoy trong năm 2024 và mức tăng trưởng sẽ tiếp tục giữ mức cao khoảng 10,6 – 10,9%/năm trong giai đoạn 2024 – 2027 nhờ (1) Nhân khẩu học thuận lợi, (2) tốc độ đô thị hóa và thu nhập bình quân đầu người gia tăng, (3) Sự phát triển của ngành bán lẻ hiện đại và (4) Sự trở lại của du lịch quốc tế.

Biểu đồ 23: Dự phóng tăng trưởng mảng F&B Việt Nam



Nguồn: GSO, BMI, FPTSc tổng hợp

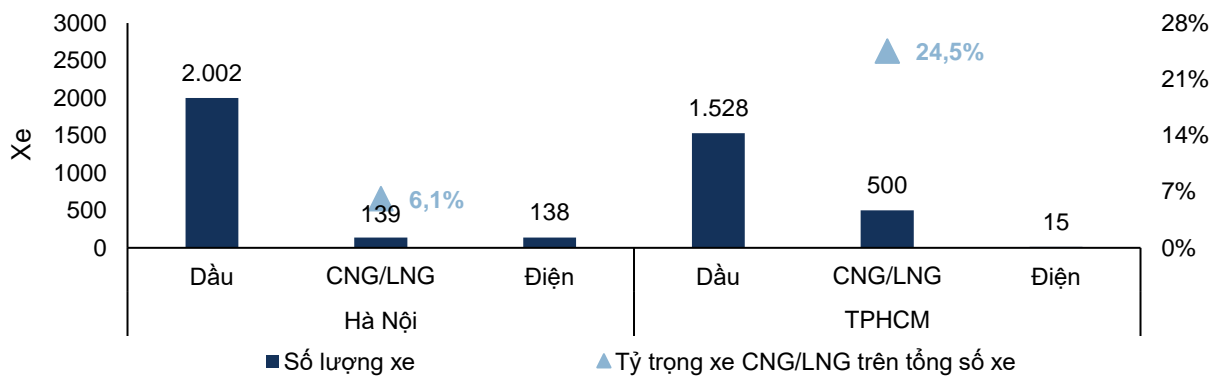
Nhu cầu ngành thực phẩm đồ uống gia tăng giúp các doanh nghiệp đẩy mạnh hoạt động sản xuất công nghiệp các mặt hàng thực phẩm – đồ uống, từ đó giúp gia tăng nhu cầu nhiên liệu cho chế biến thực phẩm đồ uống trong giai đoạn 2024 – 2027.

1.3. Nhóm khách hàng giao thông vận tải: khả quan nhờ lộ trình chuyển đổi năng lượng xanh đối với giao thông đô thị:

Xe buýt sử dụng khí tự nhiên từ CNG/LNG được xem là giải pháp giao thông đô thị xanh: Xe buýt dùng khí CNG/LNG làm nhiên liệu có ưu điểm tiết kiệm chi phí (đối với khí CNG) 20 – 25% so với các xe buýt dùng dầu DO, kèm theo đó là lượng phát thải khí CO₂ giảm 20% và hầu như không gây bụi và khói đen.

Triển vọng xe buýt sử dụng khí thiên nhiên khả quan nhờ lộ trình chuyển đổi năng lượng xanh của Chính Phủ. Nhằm hướng tới phát thải ròng khí CO₂ về “0” vào năm 2050 theo cam kết của chính phủ, lộ trình chuyển đổi năng lượng xanh đối với giao thông đô thị đã được phê duyệt theo Quyết định số 876/QĐ-TTg. Hiện tại, các Sở GTVT thuộc các thành phố trực thuộc trung ương đã đề ra kế hoạch chuyển đổi dần nhiên liệu của các xe buýt, trong đó: Từ năm 2025, 100% xe buýt thay thế, đầu tư mới sử dụng điện, năng lượng xanh. Từ năm 2030, tỉ lệ phương tiện sử dụng điện, năng lượng xanh đạt tối thiểu 50% và 100% xe taxi thay thế, đầu tư mới sử dụng điện, năng lượng xanh. Đến năm 2050, 100% xe buýt, xe taxi sử dụng điện, năng lượng xanh.

Biểu đồ 24: Số lượng xe buýt phân theo nhiên liệu sử dụng (T9/2023)



Nguồn: Sở GTVT Hà Nội và Hồ Chí Minh, FPTs tổng hợp

Thị trường chính của nhóm khách hàng giao thông vận tải của CNG là ở thị trường Hà Nội với lượng xe buýt chạy bằng khí CNG chỉ chiếm 6,1% tổng lượng xe buýt do đó tiềm năng thay thế là rất lớn. Sở GTVT Hà Nội đang nỗ lực nghiên cứu chuyển đổi phương tiện. Dự kiến, giai đoạn 1 từ năm 2025 - 2030, Hà Nội sẽ có tỷ lệ chuyển đổi trung bình đạt 7,73%/năm, số lượng xe được chuyển đổi trung bình từ 157 xe/năm. Giai đoạn 2, từ năm 2031-2035, Hà Nội có tỷ lệ chuyển đổi trung bình đạt 8,0%/ năm, số lượng xe được chuyển đổi là 162 xe/năm.

2. Triển vọng mảng CNG: Sản lượng khí giảm dần trong dài hạn do nguồn khí về bờ giảm

Chúng tôi cho rằng triển vọng kinh doanh mảng CNG sẽ có sự hồi phục trong năm 2024 về cả sản lượng và giá bán nhờ mức nền thấp trong năm 2023. Trong dài hạn, chúng tôi cho rằng kết quả kinh doanh mảng CNG sẽ giảm dần do CNG đang có kế hoạch sử dụng LNG thay thế cho sản lượng khí CNG đang cung cấp cho khách hàng khi: (1) Sản lượng khí nội địa đang sụt giảm và (2) Tiếp cận đến các khách hàng ở vị trí xa hơn và không có khả năng tiếp cận với khí CNG do đó triển vọng tăng trưởng sản lượng từ sau năm 2024 của CNG đến từ sản phẩm LNG.

2.1. Giá khí hồi phục trong 2024 theo giá dầu trước khi giảm dần trong giai đoạn 2025 – 2030 khiến chênh lệch giá mua bán khí giảm.

Chúng tôi dự phóng giá dầu Brent giảm trong năm 2023 tuy nhiên vẫn giữ ở mức cao, đạt 83,5 USD/thùng (-17,3% yoy) với những luận điểm: (1) Nhu cầu tiêu thụ dầu thô tăng trưởng chậm do triển vọng kinh tế thế giới ảm đạm và (2) Nguồn cung thắt chặt do OPEC + đồng thuận cắt giảm sản lượng.

Trong năm 2024, chúng tôi dự phóng giá dầu đạt 91,2 USD/thùng (+9,2% yoy) nhờ (1) Nhu cầu dầu thô tăng trưởng nhờ tình hình kinh tế khả quan với mức lãi suất thấp hơn năm 2023 và (2) Nguồn cung dầu thô được thắt chặt bởi OPEC + cho đến hết 2024. ([Phụ lục 4: Dự báo giá dầu của các tổ chức trên thế giới](#))

Chúng tôi dự phóng giá dầu sẽ giảm nhẹ trong dài hạn, đạt 70 USD/thùng trong giai đoạn 2025 – 2030 do chúng tôi cho rằng mức giá dầu khó có khả năng giảm mạnh khi: (1) Vốn đầu tư vào lĩnh vực khai thác dầu khí tại Mỹ và các quốc gia đang phát triển giảm (do chuyển đổi năng lượng), (2) Nguồn dầu thô giá rẻ dần được khai thác hết khiến chi phí khai thác dầu thô trong tương lai tăng, bắt buộc giá dầu phải giữ mức cao mới có thể thúc đẩy đầu tư mới vào khai thác dầu khí, đặc biệt tại khu vực Đông Nam Á, với chi phí khai thác dầu khí bình quân hiện tại khoảng 60 – 65 USD/thùng.

Với diễn biến giá dầu trên, chúng tôi dự phóng giá dầu FO và giá LPG theo phương pháp hồi quy tuyến tính với giá dầu Brent với kết quả cụ thể:

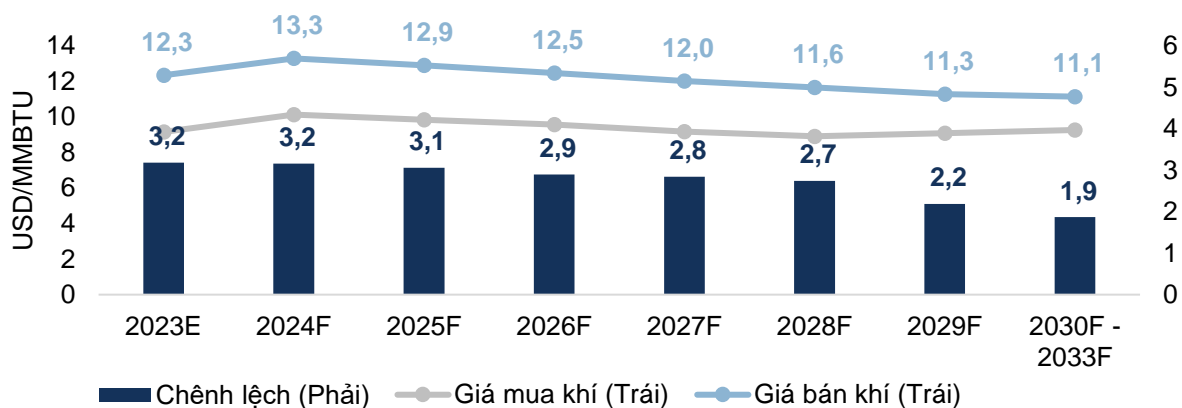
Sản phẩm dự phóng	2023E	2024F	2025F	2026F	2027F	2028F	2029F	2030F - 2033F
Dầu Brent (USD/thùng)	83,5	91,2	87,3	83,8	80,0	76,5	73,3	70,0
%yoy	-17,3%	9,2%	-4,3%	-4,0%	-4,5%	-4,4%	-4,2%	-4,5%
Dầu FO (USD/Tấn)	453,0	495,0	475,0	457,0	438,0	420,0	400,0	387,0
%Yoy	-15,7%	9,3%	-4,0%	-3,8%	-4,2%	-4,1%	-4,8%	-3,3%
CP LPG (USD/Tấn)	630,0	687,0	670,0	642,3	619,3	598,1	578,8	558,8
%Yoy	-16,9%	9,0%	-2,5%	-4,1%	-3,6%	-3,4%	-3,2%	-3,4%

Nguồn: FPTTS dự phóng

► Dự phóng giá mua bán khí CNG và CNG:

Với dự phóng giá dầu FO và giá LPG trên, chúng tôi dự phóng bán khí CNG đạt 12,3 USD/MMBTU (-10,6% yoy) trong năm 2023. Trong năm 2024, với kịch bản giá dầu FO và giá LPG tăng nhẹ theo giá dầu, chúng tôi dự phóng giá bán khí đạt 13,3 USD/MMBTU (+ 7,7% yoy).

Biểu đồ 25: Dự phóng giá mua bán khí CNG của CNG



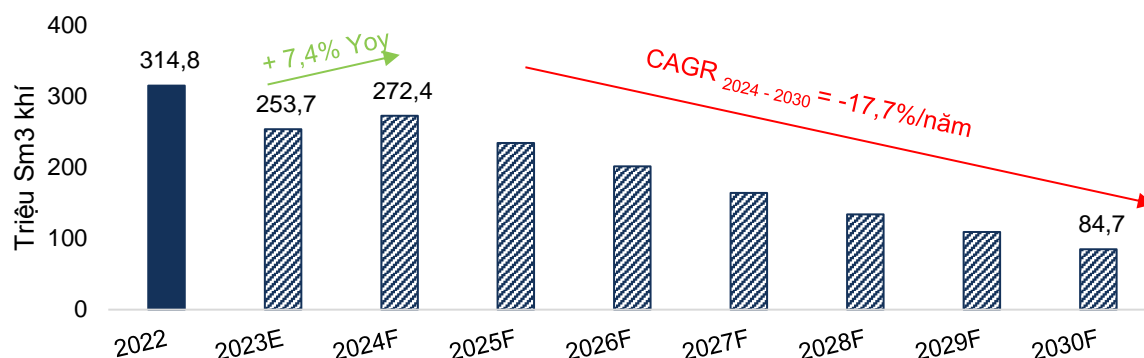
Nguồn: CNG, FPTTS dự phóng

Về chênh lệch giá mua bán khí CNG, chúng tôi cho rằng mức chênh lệch giá sẽ vẫn giữ mức cao trong giai đoạn 2023 – 2024 nhờ giá mua khí đầu vào tính theo chiết khấu dầu FO vẫn giữ mức cao hơn mức giá sàn. Chênh lệch giá khí sẽ giảm dần khi CNG sẽ phải sử dụng mức giá sàn (tăng dần 2%/năm) bắt đầu từ năm 2025.

2.2. Sản lượng khí tăng 7,4% trong năm 2024 trước khi sụt giảm bình quân 17,7%/năm trong giai đoạn 2024 - 2030

Về sản lượng, chúng tôi dự phóng sản lượng khí CNG tiêu thụ trong năm 2023 đạt 253,7 triệu Sm³ khí, giảm 19,4% yoy do hoạt động kinh doanh của nhóm khách hàng VLXD bị ảnh hưởng bởi thị trường bất động sản ảm đạm trong năm 2023.

Với kỳ vọng tăng trưởng xây dựng quay trở lại, chúng tôi dự phóng sản lượng khí CNG tiêu thụ sẽ đạt 272,4 triệu tấn (+7,4% yoy) trong 2024 trước khi ghi nhận mức sụt giảm bình quân 17,7%/năm trong giai đoạn 2024 – 2030 do sản lượng khí nội địa sụt giảm.

Biểu đồ 26: Dự phóng sản lượng khí CNG trong giai đoạn 2023 - 2033


Nguồn: FPTSS dự phóng

3. Mạng LNG: Giá LNG nhập khẩu giữ mức cao ảnh hưởng lớn đến khả năng tăng trưởng sản lượng của CNG ([Quay lại trang bìa](#))

3.1. Triển vọng tăng trưởng sản lượng phụ thuộc rất lớn vào khả năng cung cấp LNG:

Sản phẩm LNG sẽ được cung cấp trong năm 2024: Theo chia sẻ của CNG, ngoài khách hàng KCN Thuận Đạo, doanh nghiệp đang có kế hoạch cung cấp LNG cho 3 khách hàng mới với sản lượng khí tương đối lớn ngay trong năm 2024 là: Gạch men Hà Thanh (Đồng Tháp); Gạch men Catalan (Bắc Ninh) và xí nghiệp Buýt Hà Nội. Hiện tại CNG đã hoàn thành các hạng mục đầu tư trong kế hoạch năm 2023 với 9 bồn LNG cố định và 2 bồn vận chuyển LNG với tổng mức đầu tư khoảng 16,3 tỷ đồng, với hoàn toàn nguồn vốn chủ sở hữu. CNG chia sẻ rằng sẽ sử dụng vốn vay để đầu tư vào các dự án LNG khi mạng LNG bước vào giai đoạn tăng trưởng mạnh, tùy vào giá bán LNG trên thị trường và khả năng cung cấp LNG trong nước.

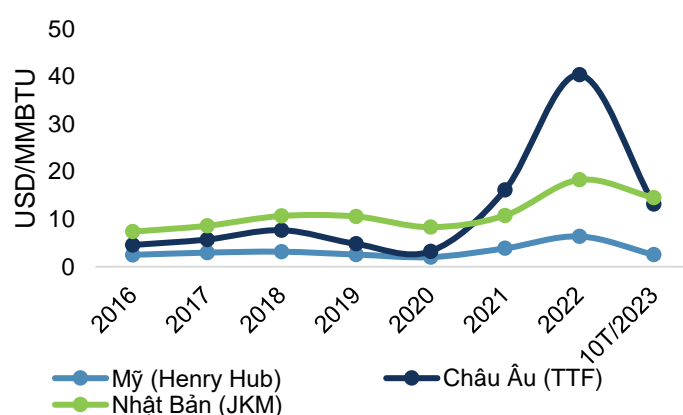
CNG dự định đẩy mạnh cấp LNG cho khu vực phía Bắc thay cho nguồn cung khí sụt giảm: Về phương án vận chuyển LNG ra khu vực phía Bắc, CNG đang cân nhắc 2 phương án bao gồm: (1) Vận chuyển LNG từ khu vực cảng LNG Thị Vải và (2) Nhập khẩu nguyên kiện bao gồm 1 bồn chứa LNG từ các kho trung tâm trong khu vực như Trung Quốc, Singapore,... và trao đổi kiện mới khi sử dụng hết. Về phương án cuối cùng, chúng tôi sẽ tiếp tục cập nhật trong các báo cáo sau.

Giá LNG là yếu tố quyết định sản lượng tiêu thụ LNG của CNG do: (1) Chiến lược kinh doanh của CNG là giúp các doanh nghiệp chuyển đổi nhiên liệu sản xuất sang sản phẩm khí tự nhiên với chi phí cạnh tranh hơn và (2) LNG sẽ được cung cấp song song với các nhiên liệu mà khách hàng đang sử dụng nên sản lượng tiêu thụ sẽ được khách hàng tính toán dựa trên hiệu quả về chi phí.

3.2. Giá LNG nhập khẩu sẽ giữ mức cao cho đến năm 2026 là khó khăn chính trong quá trình cung cấp LNG

Giá LNG biến động mạnh do thiếu hụt nguồn cung khí nhu cầu nhập khẩu lớn đến từ Châu Âu: Trong giai đoạn 2021 – 2023, giá LNG tại các khu vực trên thế giới tăng mạnh do nguồn cung khí thiếu hụt khi: (1) Thiếu các dự án đầu tư mở rộng công suất LNG trong giai đoạn 2020 – 2022 và (2) Nguồn cung khí từ đường ống của Nga sang Châu Âu bị gián đoạn do sự cố đường ống vào 2021 và chiến tranh Nga – Ukraine trong năm 2022.

Nga cắt giảm sản lượng khí đến Châu Âu thông qua đường ống khiến các quốc gia trong khu vực Châu Âu phải tăng cường nhập khẩu LNG từ các khu vực khác trên thế giới như Mỹ, Úc và Qatar khiến giá LNG tăng mạnh từ tháng 9/2021 – nay.

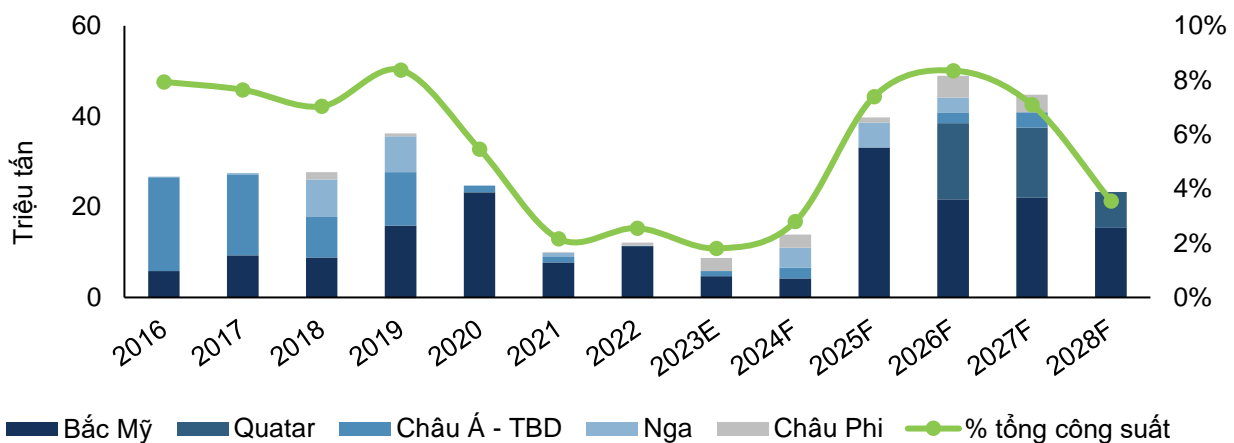
Biểu đồ 27: Giá LNG tại một số thị trường chính


Nguồn: Worldbank, FPTSS dự phóng

Giá LNG đang cao hơn so với giá khí CNG hiện tại đang cung cấp cho khách hàng. LNG tại thị trường Nhật Bản (đại diện cho khu vực Châu Á – TBD) có giá trung bình khoảng 14,5 USD/MMBTU trong 10T/2023, cao hơn 59,1% so với mức trung bình 9,1 USD/MMBTU trong giai đoạn 2016 – 2020 và cao hơn so với giá bán CNG trung bình của CNG (khoảng 12,5 USD/MMBTU trong 9T/2023) dù chưa tính đến thuế nhập khẩu, chi phí lưu kho, tái hóa khí,...

Tình hình thiếu hụt nguồn cung LNG có thể kéo dài đến năm 2026 khiến giá LNG giữ mức cao trong giai đoạn 2024 – 2025: Theo dự báo của IGU, giá LNG sẽ tiếp tục giữ mức cao trong giai đoạn 2023 – 2025 do nguồn cung chưa thể đáp ứng nhu cầu tăng mạnh tại Châu Âu. Làn sóng nguồn cung LNG mới sẽ chỉ diễn ra sau năm 2026 khi các dự án hóa lỏng khí tự nhiên của Mỹ và Qatar hoàn thành xây dựng và đi vào vận hành thương mại trong giai đoạn 2026 – 2028 khiến chênh lệch cung cầu giảm và kéo giá LNG giảm theo.

Biểu đồ 28: Dự phóng gia tăng công suất hóa lỏng(*) theo năm trong giai đoạn 2023 – 2028

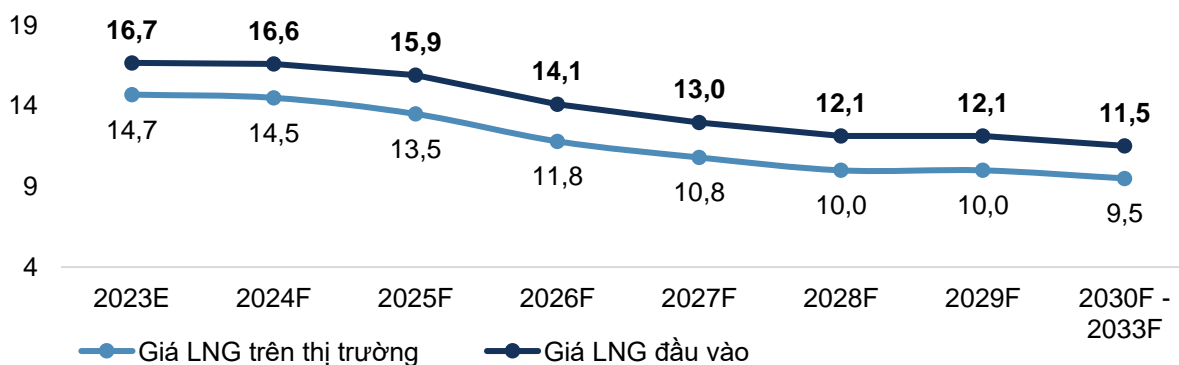


(*) Dựa trên các dự án có FID trên thế giới

Nguồn: IGU, LNG HUB, FPT S tổng hợp và ước tính

Với triển vọng nguồn cung vẫn thắt chặt trong ngắn hạn, chúng tôi cho rằng giá LNG giao ngay dành cho khu vực Châu Á – Thái Bình Dương sẽ khó có khả năng về lại mức giá dưới 10 USD/MMBTU trong giai đoạn 2024 – 2025. Hiện tại giá LNG trên thị trường trong 10T/2023 đạt 14,5 USD/MMBTU, chúng tôi dự phóng giá LNG tại thị trường Châu Á – TBD sẽ đạt mức giảm bình quân 7,5%/năm trong giai đoạn 2023 – 2030, trong đó giá LNG sẽ giảm nhẹ trong giai đoạn 2023 – 2025 chủ yếu từ nhu cầu LNG giảm khi giá cao, tuy nhiên vẫn giữ mức cao do thiếu hụt các dự án đầu tư LNG mới. Giá LNG sẽ giảm mạnh kể từ sau năm 2026 nhờ công suất sản xuất LNG gia tăng tại Qatar và Mỹ trong giai đoạn 2026 – 2029.

Biểu đồ 29: Dự phóng giá LNG đầu vào của CNG



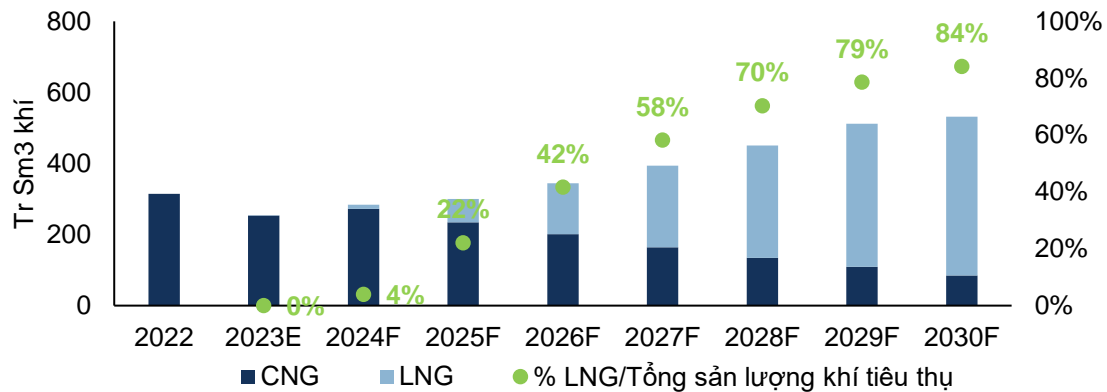
Nguồn: Worldbank, FPT S tổng hợp

Chúng tôi ước tính giá LNG đầu vào của CNG sẽ cao hơn từ 2 – 2,5 USD/MMBTU so với giá LNG trên thị trường với các giá định: (1) Thuế nhập khẩu và thuế VAT; (2) Lợi nhuận định mức 5% cho PV GAS.

3.3. Kỳ vọng sản lượng khí cung cấp sẽ tăng trưởng từ năm 2026 khi giá LNG giảm về mức phù hợp

Với dự phóng, giá LNG đầu vào của CNG sẽ đạt khoảng 14,1 USD/MMBTU trong năm 2026, đây là mức giá khí chấp nhận được với các khách hàng công nghiệp do đó chúng tôi cho rằng năm 2026 mới là năm đẩy mạnh tiêu thụ sản phẩm LNG, chậm hơn 2 năm so với kế hoạch ban đầu của CNG.

Biểu đồ 30: Dự phóng sản lượng khí của CNG trong giai đoạn 2023 – 2030F



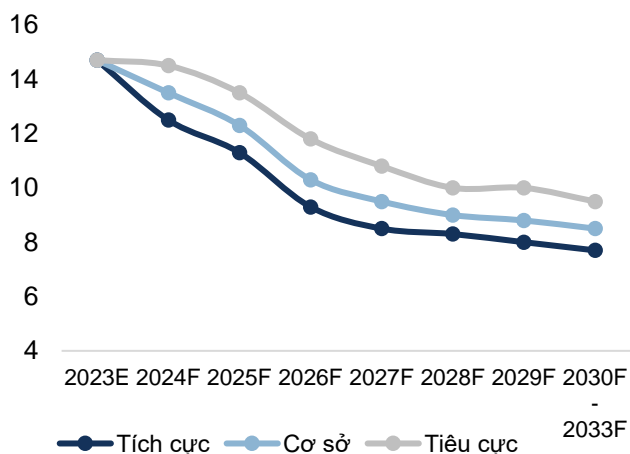
Nguồn: FPT S dự phóng

Chúng tôi dự phóng sản lượng khí tiêu thụ của CNG sẽ đạt mức CAGR₂₀₂₄₋₂₀₃₀ = 11,3%/năm nhờ sản lượng LNG tăng trong giai đoạn 2026 – 2030. Với dự phóng trên, tỷ lệ LNG tiêu thụ đạt 84% trong cơ cấu tiêu thụ sản phẩm của CNG trong năm 2030 và CNG sẽ hoàn thành 80,8% kế hoạch giai đoạn 2026 – 2030 đã đề ra trong đại hội cổ đông năm 2022.

3.4. Dự phóng tăng trưởng sản lượng theo kịch bản giá LNG:

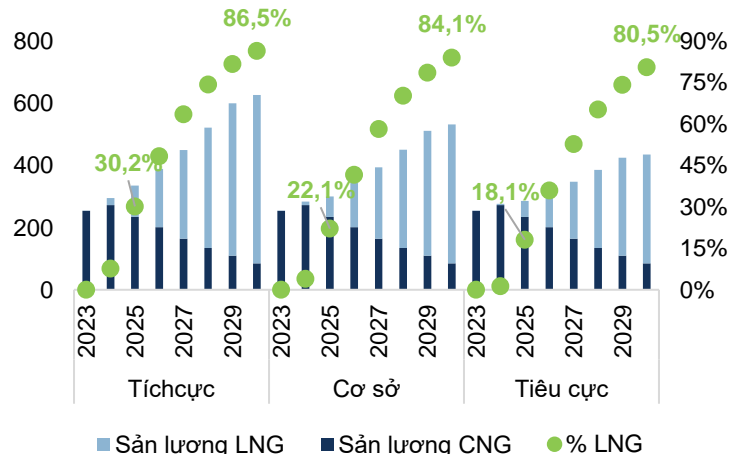
Giá LNG sẽ có tác động lớn đến triển vọng tiêu thụ khí của CNG trong giai đoạn 2024 – 2030 do đó chúng tôi dự phóng thêm 2 kịch bản với giá mức độ giảm của giá LNG khác nhau:

Biểu đồ 31: Dự phóng giá LNG theo kịch bản



Nguồn: FPT S dự phóng

Biểu đồ 32: Dự phóng sản lượng theo kịch bản



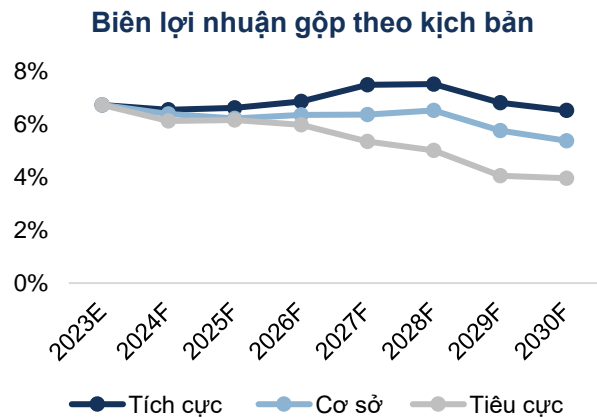
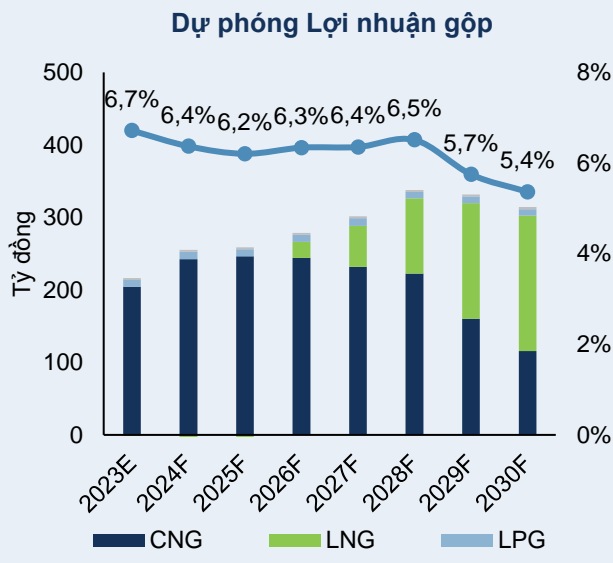
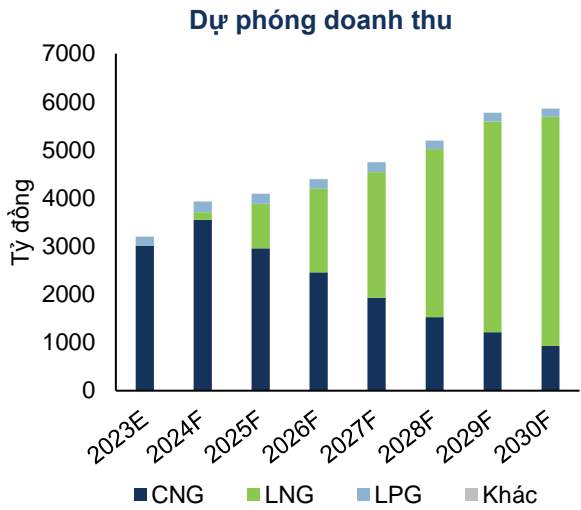
Nguồn: FPT S dự phóng

- (1) Kịch bản tích cực: Giá LNG trên thị trường sẽ có mức giảm cao hơn (khoảng 8,8%/năm)** so với kịch bản cơ sở. Với mức giá giảm mạnh hơn, CNG sẽ có khả năng mở rộng sản phẩm LNG trong năm 2025. Chúng tôi dự phóng sản lượng khí tiêu thụ của CNG sẽ đạt mức CAGR₂₀₂₄₋₂₀₃₀ = 13,36%/năm, và hoàn thành 95% kế hoạch kinh doanh giai đoạn 2026 - 2030 của CNG.
- (2) Kịch bản tiêu cực: Giá LNG trên thị trường có mức giảm hơn (khoảng 6,0%/năm)** so với kịch bản cơ sở. Với mức giá giảm nhẹ hơn, chúng tôi dự phóng sản lượng tiêu thụ của CNG sẽ đạt mức CAGR₂₀₂₄₋₂₀₃₀ = 7,85%/năm, và hoàn thành 69% kế hoạch kinh doanh 2026 – 2030 của CNG.

V – KẾT QUẢ DỰ PHÓNG:

Dựa trên những phân tích về triển vọng kinh doanh, chúng tôi sử dụng kịch bản cơ sở để dự phóng kết quả kinh doanh của CNG trong giai đoạn 2023 – 2030F như sau:

Chỉ tiêu	Giá định
Doanh thu	<p>Doanh thu thuần năm 2023 đạt 3.199,9 tỷ đồng, giảm 23,5% yoy do: (1) Giá bán khí CNG giảm 10,6%, (2) Sản lượng khí CNG tiêu thụ giảm 19,4% và được bù đắp một phần bởi sản lượng LPG. Doanh thu thuần giai đoạn 2024 – 2030 được dự phóng có mức tăng trưởng CAGR = 6,9%/năm, trong đó:</p> <p>Mảng CNG: Doanh thu giảm trung bình 20%/năm do sản lượng giảm 17,7%/năm và giá bán khí giảm dần theo giá dầu FO trong giai đoạn 2024 – 2030.</p> <p>Mảng LNG: Doanh thu tăng trưởng trung bình 75,1%/năm trong giai đoạn 2024 – 2030 và đặc biệt tăng mạnh sau năm 2026 nhờ sản lượng tăng trưởng mạnh, chiếm 84% cơ cấu tiêu thụ sản phẩm của CNG trong năm 2030.</p>
Lợi nhuận gộp	<p>Lợi nhuận gộp trong năm 2023 đạt 214,9 tỷ đồng (-27,2% YoY), tương ứng với biên lợi nhuận gộp đạt 6,71%. Lợi nhuận gộp giảm so với cùng kỳ do giá bán khí và sản lượng khí giảm trong năm 2023.</p> <p>Giai đoạn 2024 – 2025: Chúng tôi dự phóng biên lợi nhuận giảm nhẹ chủ yếu do: (1) dự phóng kết quả kinh doanh mảng LNG âm ảnh hưởng đến biên lợi nhuận.</p> <p>Giai đoạn 2026 – 2028: BLNG cải thiện nhẹ nhờ mảng kinh doanh LNG hiệu quả hơn khi giá LNG giảm, chúng tôi dự phóng biên lợi nhuận của mảng LNG sẽ đạt lần lượt 1,3%/2,2%/3% trong các năm.</p> <p>Giai đoạn 2028 – 2030: Lợi nhuận gộp giảm chủ yếu do lợi nhuận gộp mảng CNG giảm mạnh khi chênh lệch giá khí giảm, lợi nhuận gộp mảng LNG trong giai đoạn này đạt 3,6 – 4,0%.</p>
Dự phóng kịch bản	<p>Mức biên lợi nhuận gộp trong từng kịch bản sẽ có sự phân hóa dựa vào thời điểm đẩy mạnh mảng LNG.</p> <p>Trong đó với kịch bản tích cực, biên lợi nhuận gộp bắt đầu tăng trở lại trong năm 2025 khi mảng LNG có lợi nhuận.</p> <p>Với kịch bản tiêu cực, biên lợi nhuận gộp của CNG sẽ có xu hướng giảm dần trong giai đoạn 2024 – 2030 do mảng LNG tăng trưởng chậm, không đủ bù đắp cho tốc độ sụt giảm của mảng CNG.</p>



VI – ĐỊNH GIÁ VÀ KHUYẾN NGHỊ

Chúng tôi tiến hành định giá cổ phiếu CNG bằng phương pháp chiết khấu dòng tiền FCFE và FCFF với trọng số 50:50 cho kịch bản cơ sở của chúng tôi. Chúng tôi chiết khấu kết quả định giá thêm 5% do thiếu hụt thông tin về giá LNG đầu vào của CNG. Với triển vọng tăng trưởng sản lượng bị ảnh hưởng bởi giá LNG biến động mạnh trên thị trường, chúng tôi khuyến nghị **THEO DÕI** cổ phiếu CNG với giá mục tiêu là **29.100 đồng/cp, cao hơn 2,9%** so với mức giá đóng cửa ngày 07/12/2023.

KẾT QUẢ ĐỊNH GIÁ

STT	Phương pháp	Kết quả	Trọng số
1	Chiết khấu dòng tiền tự do doanh nghiệp (FCFF)	29.538	50%
2	Chiết khấu dòng tiền tự do vốn chủ sở hữu (FCFE)	28.677	50%
Bình quân các phương pháp định giá		29.108	

GIÁ ĐỊNH TRONG MÔ HÌNH

Giá định mô hình	Giá trị	Giá định mô hình	Giá trị
WACC	14,7%	Phần bù rủi ro	10,9%
Chi phí sử dụng nợ	9,9%	Hệ số beta	1,2
Chi phí sử dụng VCSH	15,2%	Tăng trưởng dài hạn	1,0%
Lãi suất phi rủi ro	2,5%	Thời gian dự phóng	11 năm

KẾT QUẢ ĐỊNH GIÁ CHIẾT KHẤU DÒNG TIỀN

Tổng hợp định giá FCFF	
Tổng giá trị hiện tại của dòng tiền doanh nghiệp và giá trị cuối cùng (Tỷ VNĐ)	687
(+) Tiền và đầu tư tài chính (Tỷ VNĐ)	475
(-) Vay nợ (Tỷ VNĐ)	70
(-) Lợi ích cổ đông thiểu số (Tỷ VNĐ)	0
Giá trị vốn chủ sở hữu (Tỷ VNĐ)	1.091
Số cổ phiếu lưu hành (Triệu cp)	35
Kết quả định giá (VNĐ/cp)	31.093
<i>Chiết khấu thiếu hụt thông tin</i>	<i>5%</i>
Giá mục tiêu (VNĐ/cp)	29.538

Tổng hợp định giá FCFE	
Tổng giá trị hiện tại của dòng tiền chủ sở hữu và giá trị cuối cùng (Tỷ VNĐ)	585
(+) Tiền và đầu tư tài chính (Tỷ VNĐ)	475
(-) Lợi ích cổ đông thiểu số (Tỷ VNĐ)	0
Giá trị hiện tại của VCSH (Tỷ VNĐ)	1.060
Số cổ phiếu lưu hành (Triệu cp)	35
Giá mục tiêu (VNĐ/cp)	30.187
<i>Chiết khấu thiếu hụt thông tin</i>	<i>5%</i>
Giá mục tiêu (VNĐ/cp)	28.677

KẾT QUẢ DỰ PHÓNG THEO KỊCH BẢN: [\(Quay lại\)](#)

Kịch bản	Tích cực	Cơ sở	Tiêu cực
Giá mục tiêu (VNĐ/CP)	35.187	29.108	22.349
Tăng giảm với giá hiện tại	25,60%	4,0%	-20,20%

VII – TÓM TẮT BÁO CÁO TÀI CHÍNH:

HĐKD	2022	2023F	2024F	2025F
Doanh thu thuần	4.185	3.200	3.820	3.932
- Giá vốn hàng bán	3.890	2.985	3.571	3.682
Lợi nhuận gộp	295	215	249	250
- Chi phí bán hàng	36	27	32	32
- Chi phí quản lý DN	109	89	104	107
+ Lợi nhuận khác	(0)	18	1	1
+ Lợi nhuận CTLD/CTLK	0	0	0	0
Lợi nhuận HĐKD	150	117	114	111
- (Lỗ)/lãi HĐTC	8	13	15	15
LN trước thuế, lãi vay	158	130	130	127
- Chi phí lãi vay	4	6	5	4
Lợi nhuận trước thuế	154	124	125	123
- Thuế TNDN	36	25	26	25
Lợi nhuận sau thuế	118	98	99	98
Lợi nhuận sau thuế Cty mẹ	118	98	99	98
EPS (đ)	3.946	2.721	2.743	2.706

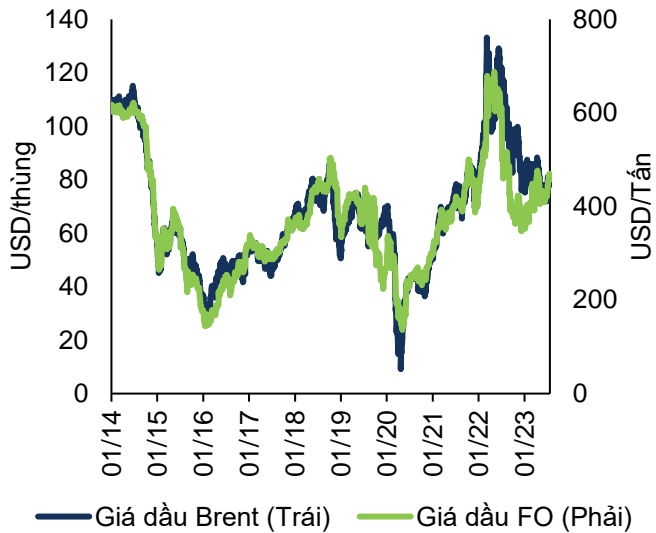
Khả năng sinh lợi	2022	2023F	2024F	2025F
Tỷ suất lợi nhuận gộp	7,1%	6,7%	6,5%	6,3%
Tỷ suất LNST	2,8%	3,1%	2,6%	2,5%
ROE DuPont	49,5%	44,0%	45,3%	40,2%
ROA DuPont	9,2%	7,9%	7,8%	7,1%
Tỷ suất EBIT/doanh thu	3,8%	4,1%	3,4%	3,2%
LNST/LNTT	76,4%	79,5%	79,5%	79,5%
LNTT / EBIT	97,5%	95,3%	96,4%	97,2%
Vòng quay tổng tài sản	17,6x	14,3x	17,4x	16,2x
Đòn bẩy tài chính	1,0x	1,0x	1,0x	1,0x

Chỉ số TK/đòn bẩy TC	2022	2023F	2024F	2025F
Thanh toán hiện hành	1	2	2	2
Thanh toán nhanh	1	2	2	2
Thanh toán tiền mặt	1	1	1	1
Nợ / Tài sản	1	0	0	0
Nợ / VCSH	1	1	1	1
Nợ ngắn hạn / VCSH	1	1	1	1
Nợ dài hạn / VCSH	0	0	0	0
Khả năng TT lãi vay	39	21	28	36

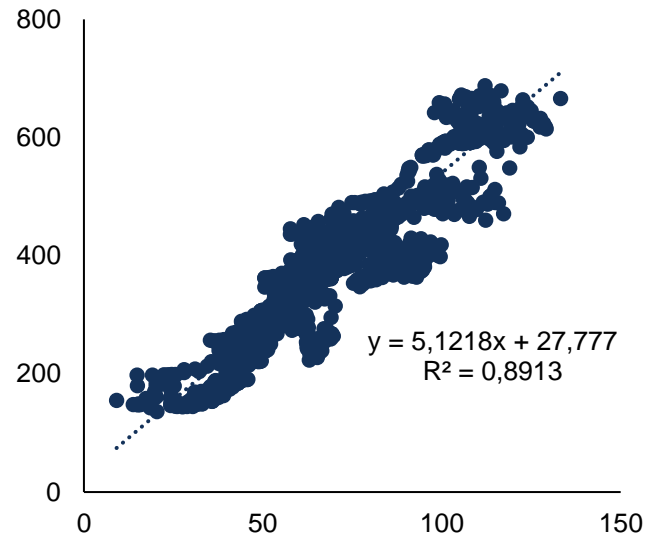
Hiệu quả vận hành	2022	2023F	2024F	2025F
Số ngày phải thu	41	47	38	40
Số ngày tồn kho	6	6	5	5
Số ngày phải trả	58	67	53	57
Thời gian luân chuyển tiền	(11)	(13)	(10)	(11)
COGS/hàng tồn kho	62	54	67	63

CĐKT	2022	2023F	2024F	2025F
Tổng tài sản ngắn hạn	1.036	1.003	1.111	1.143
+ Tiền và đầu tư ngắn hạn	475	575	599	617
+ Các khoản phải thu	471	360	430	442
+ Hàng tồn kho	63	48	58	59
+ Tài sản ngắn hạn khác	26	20	24	25
Tổng tài sản dài hạn	238	210	228	259
+ Nguyên giá TSCĐHH	1.105	1.185	1.238	1.316
+ Khấu hao lũy kế	(931)	(1.041)	(1.078)	(1.128)
+ Giá trị còn lại TSCĐHH	174	144	160	188
+ Nguyên giá TSCĐVH	45	50	55	60
+ Khấu hao lũy kế	(9)	(11)	(13)	(16)
+ Giá trị còn lại TSCĐVH	37	40	42	45
+ Đầu tư tài chính dài hạn	0	0	0	0
+ Tài sản dài hạn khác	10	10	10	10
Tổng tài sản	1.273	1.213	1.339	1.402
Nợ ngắn hạn	706	543	615	624
+ Phải trả người bán	616	473	566	583
+ Vay và nợ ngắn hạn	23	25	27	10
+ Nợ ngắn hạn khác				
Nợ dài hạn	66	44	21	30
+ Vay và nợ dài hạn	48	26	3	11
+ Nợ dài hạn khác	18	18	18	18
Tổng nợ	706	543	615	624
Vốn chủ sở hữu	567	670	725	778
+ Thặng dư	2	2	2	2
+ Vốn điều lệ	270	351	351	351
+ LN chưa phân phối	128	130	165	199
+ Khác	167	187	207	227
Cổ đông thiểu số	0	0	0	0
Tổng cộng nguồn vốn	1.273	1.213	1.339	1.402

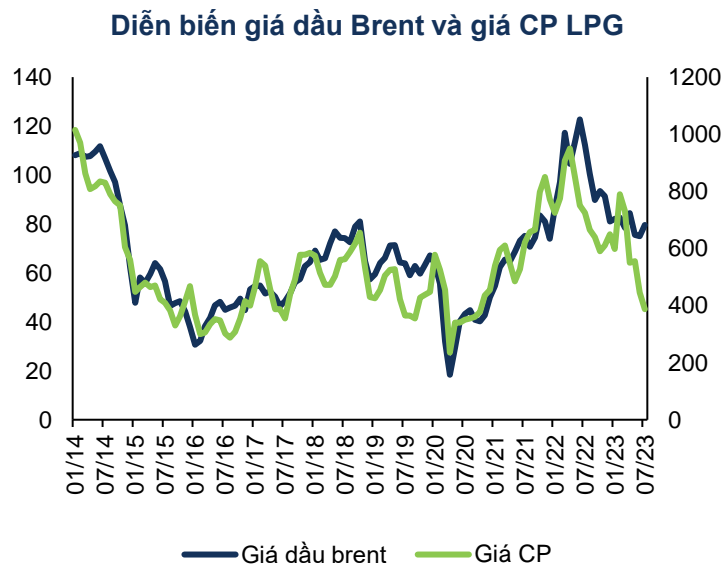
Lưu chuyển tiền tệ	2022	2023F	2024F	2025F
Lợi nhuận sau thuế CTY mẹ	118	98	99	98
LCTT hoạt động kinh doanh	188	181	134	138
LCTT hoạt động đầu tư	(93)	(85)	(58)	(83)
LCTT hoạt động tài chính	3	3	(51)	(38)
LCTT trong kì	98	100	25	17

VIII – PHỤC LỤC:
Phụ lục 1: Tương quan giá các nhiên liệu đốt với giá dầu thô: [\(Quay lại\)](#)
► Dầu FO so với giá dầu Brent:
BD 33 : Diễn biến giá dầu FO so với giá dầu Brent


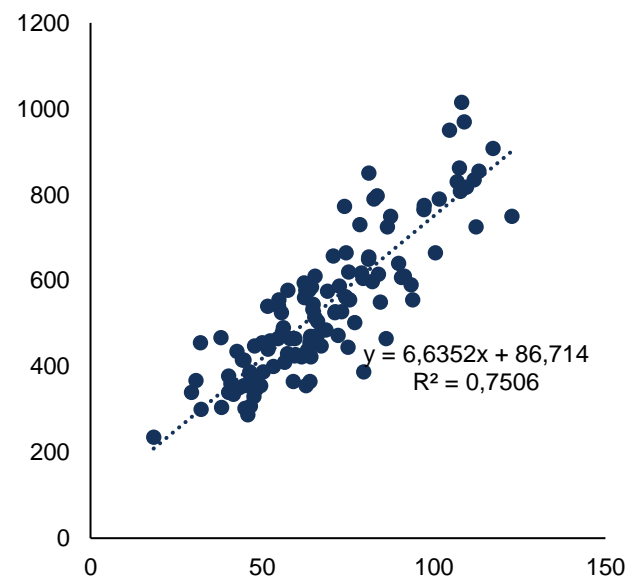
Nguồn: MOIT, EIA, FPTS tổng hợp

BD 34: Biểu đồ phân tán giá FO theo giá dầu Brent


Nguồn: FPTS ước tính

► Khí LPG so với giá dầu Brent:
BD 35: Diễn biến giá LPG so với giá dầu Brent


Nguồn: MOIT, EIA, FPTS tổng hợp

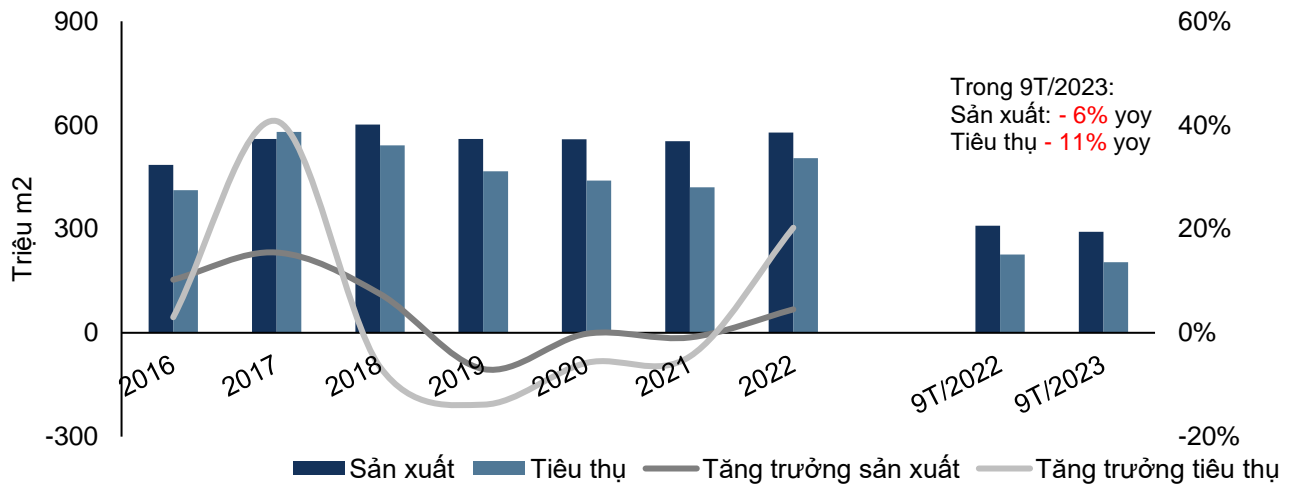
BD 36: Biểu đồ phân tán giá LPG theo giá Brent


Nguồn: FPTS ước tính

Phụ lục 2: Tình hình kinh doanh nhóm khách hàng của CNG: [\(Quay lại\)](#)

Tình hình kinh doanh nhóm khách hàng của CNG trong năm 2023 chủ yếu kém tích cực hơn cùng kỳ do triển vọng nền kinh tế yếu với lãi suất cao và mảng BĐS kém khả quan, cụ thể:

Nhóm khách hàng Gạch ốp lát:

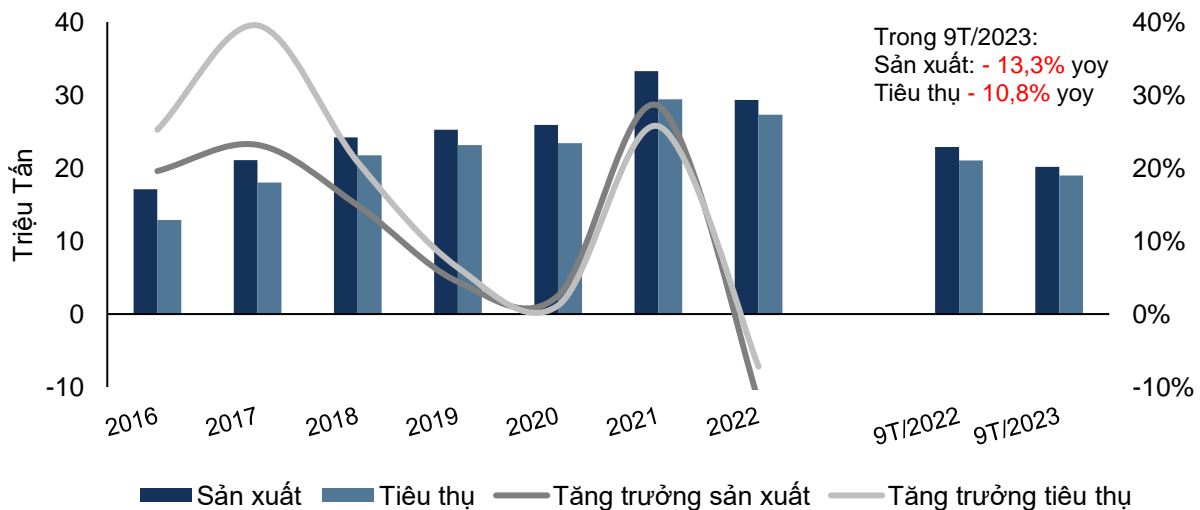
Biểu đồ 37: Sản lượng sản xuất và tiêu thụ gạch ốp lát tại Việt Nam 2016 – 9T/2023


Nguồn: Ceramic World, Hiệp hội xây dựng FPTS tổng hợp

Giai đoạn 2016 - 2022 ngành gạch ốp lát trong nước đang cho thấy tín hiệu bão hòa khi chỉ đạt mức tăng trưởng trung bình khoảng 3,5%/năm. Mức tăng trưởng thấp đến từ: (1) Cạnh tranh khi các doanh nghiệp đẩy mạnh đầu tư vào sản xuất trong năm 2014 khiến nguồn cung dư thừa và (2) Tốc độ tăng trưởng ngành bất động sản chậm lại.

Trong năm 2023, sản lượng sản xuất và tiêu thụ gạch ốp lát tiếp tục giảm lần lượt 6% yoy và 11% yoy do nhu cầu vật liệu xây dựng nhìn chung sụt giảm do thị trường bất động sản gặp khó khăn.

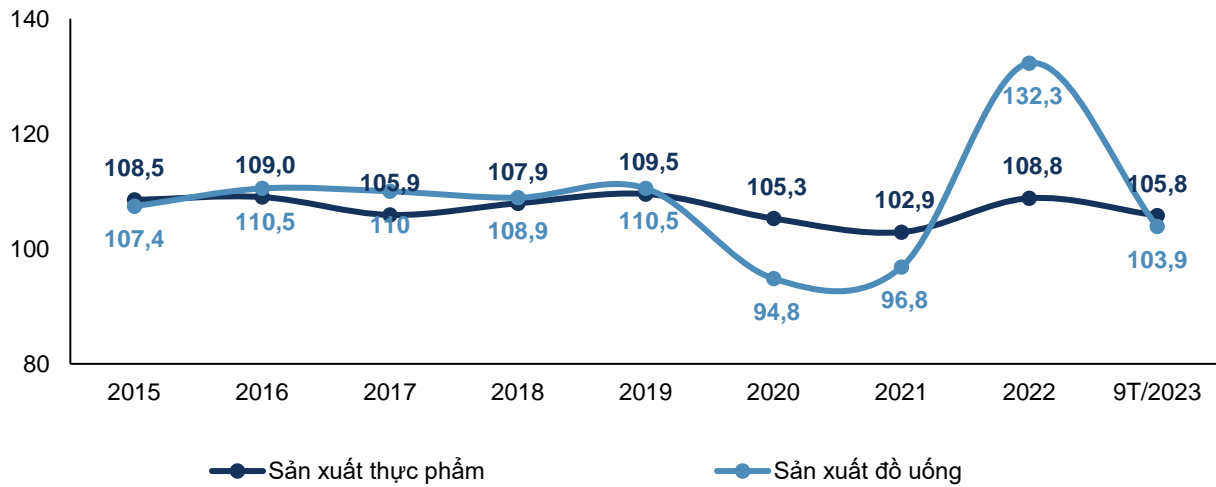
Nhóm khách hàng thép

Biểu đồ 38: Sản lượng sản xuất và tiêu thụ ngành thép tại Việt Nam 2016 – 9T/2023


Nguồn: VSA, FPTS tổng hợp

Ngành thép Việt Nam có mức tăng trưởng tốt trong giai đoạn 2016 – 2022, trong đó tốc độ tăng trưởng sản lượng sản xuất và tiêu thụ trung bình tăng hằng năm.

Trong 9T/2023, ngành thép có kết quả kinh doanh tiêu cực khi sản lượng thép sản xuất và tiêu thụ lần lượt giảm 13,3% yoy và 10,8% yoy. Kết quả kinh doanh tiêu cực chủ yếu đến từ nhu cầu xây dựng kém khi tình hình ngành BĐS kém khả quan.

Nhóm thực phẩm và đồ uống:
Biểu đồ 39: Chỉ số sản xuất ngành thực phẩm và đồ uống Việt Nam


Nguồn: GSO, FPTS tổng hợp

Tình hình kinh doanh của ngành thực phẩm vẫn có mức tăng trưởng trong năm 2023 tuy nhiên tăng trưởng khá thấp so với trung bình giai đoạn 2015 – 2019 đặc biệt mảng sản xuất đồ uống tăng trưởng chậm lại chủ yếu đến từ sản lượng tiêu thụ nhóm đồ uống có cồn giảm mạnh khi nền kinh tế yếu.

Phụ lục 3: CBAM là gì? [\(Quay lại\)](#)

Cơ chế điều chỉnh biên giới carbon (CBAM) là một công cụ chính sách được thiết kế để giải quyết nguy cơ rò rỉ carbon liên quan đến hàng nhập khẩu vào Liên minh châu Âu (EU). CBAM nhằm mục đích ngăn chặn rò rỉ carbon bằng cách đảm bảo rằng chi phí carbon của hàng hóa nhập khẩu tương đương với chi phí carbon do các nhà sản xuất EU chịu theo Hệ thống Thương mại Phát thải của EU (EU ETS). Cơ chế này giúp tạo ra một sân chơi bình đẳng cho các ngành công nghiệp của EU và khuyến khích giảm lượng khí thải carbon trên toàn thế giới. Về bản chất, CBAM sẽ đánh thuế carbon đối với tất cả hàng hóa nhập khẩu vào thị trường các nước thuộc Liên minh Châu Âu (EU) dựa trên cường độ phát thải khí nhà kính trong quy trình sản xuất tại nước sở tại.

Về cơ chế cụ thể, nhà nhập khẩu trong EU sẽ theo Cơ chế CBAM đăng ký với cơ quan quản lý trong nước và mua chứng chỉ CBAM. Giá của chứng chỉ dựa vào giá tín chỉ phát thải hàng tuần của Hệ thống thương mại khí thải của Liên minh châu Âu (EU ETS). Nhà nhập khẩu trong EU kê khai hàm lượng phát thải trong hàng nhập khẩu và giao nộp số lượng tín chỉ tương ứng của mỗi năm. Nếu nhà nhập khẩu chứng minh được giá carbon đã được thanh toán khi sản xuất hàng nhập khẩu, lượng phát thải tương ứng có thể được khấu trừ.

Các mốc thời gian:

- **Ngày 16/05/2023:** Quy định (EU) 2023/956 ngày 10/5/2023 của Ủy ban Châu Âu về Thiết lập Cơ chế điều chỉnh biên giới carbon tại EU (CBAM) bắt đầu có hiệu lực.
- **Giai đoạn chuyển tiếp 01/10/2023 – 31/12/2025:** Trong giai đoạn này, các nhà nhập khẩu có nghĩa vụ báo cáo theo quy định tại Điều 33, 34 và 35 của Quy định (EU) 2023/956. Đồng thời, các nhà nhập khẩu sẽ phải báo cáo vào cuối mỗi quý phát thải được ghi trong hàng hóa CBAM mà không phải thanh toán mức chi phí điều chỉnh, dành thời gian cho việc hoàn thiện hệ thống. Thông tin cụ thể cần được báo cáo theo từng lĩnh vực trong phạm vi của CBAM như sau:
- **Giai đoạn mua chứng chỉ phát thải và mở rộng ngành hàng 01/01/2026:** các công ty sẽ có nghĩa vụ báo cáo lượng khí thải carbon của mình và nộp 'thuế' carbon hiện hành. Bước đầu tiên là đăng ký trở thành người khai báo CBAM.

Phạm vi sản phẩm: Hiện tại bao gồm 6 mặt hàng Xi Măng, Sắt Và Thép, Nhôm, Phân Bón, Điện Và Hydro.

Phụ lục 4: Dự báo giá dầu của các tổ chức trên thế giới: [\(Quay lại\)](#)

	2023	2024F	%yoy	Cập nhật
EIA	83,99	93,2	11,0%	Tháng 11-2023
Wood Mackenzie	84,40	90,3	7,0%	Tháng 11-2023
Bank of America^(*)	83,6	90	7,7%	Tháng 11-2023
Barclays^(*)	83,6	93,0	11,2%	Tháng 11-2023
Goldman Sachs^(*)	83,6	91,5	9,4%	Tháng 11-2023
Trung bình	83,6	91,6	9,6%	Tháng 11-2023
FPTS	83,6	91,2	9,1%	Tháng 11-2023

(*): Giá dầu 2023 dựa trên kịch bản giá dầu của FPTS để ước tính mức tăng trưởng YoY
 Nguồn: FPTS tổng hợp

Tuyên bố miễn trách nhiệm

Các thông tin và nhận định trong báo cáo này được cung cấp bởi FPTTS dựa vào các nguồn thông tin mà FPTTS coi là đáng tin cậy, có sẵn và mang tính hợp pháp. Tuy nhiên, chúng tôi không đảm bảo tính chính xác hay đầy đủ của các thông tin này.

Nhà đầu tư sử dụng báo cáo này cần lưu ý rằng các nhận định trong báo cáo này mang tính chất chủ quan của chuyên viên phân tích FPTTS. Nhà đầu tư sử dụng báo cáo này tự chịu trách nhiệm về quyết định của mình.

FPTTS có thể dựa vào các thông tin trong báo cáo này và các thông tin khác để ra quyết định đầu tư của mình mà không bị phụ thuộc vào bất kỳ ràng buộc nào về mặt pháp lý đối với các thông tin đưa ra.

Báo cáo này không được phép sao chép, phát hành và phân phối dưới bất kỳ hình thức nào nếu không được sự chấp thuận của FPTTS. Xin vui lòng ghi rõ nguồn trích dẫn nếu sử dụng các thông tin từ báo cáo này.

Tại thời điểm thực hiện báo cáo phân tích, FPTTS nắm giữ 0 cổ phiếu CNG, người phê duyệt và chuyên viên phân tích không nắm giữ cổ phiếu nào của doanh nghiệp này.

Các thông tin có liên quan đến chứng khoán khác hoặc các thông tin chi tiết liên quan đến cổ phiếu này có thể được xem tại <https://ezsearch.fpts.com.vn> hoặc sẽ được cung cấp khi có yêu cầu chính thức

Bản quyền © 2010 Công ty chứng khoán FPT

**Công ty Cổ phần Chứng khoán FPT
Trụ sở chính**

52 Lạc Long Quân, Phường Bưởi,
Quận Tây Hồ, Hà Nội, Việt Nam.

ĐT: 1900 6446

Fax: (84.24) 3 773 9058

**Công ty Cổ phần Chứng khoán FPT
Chi nhánh Tp.Hồ Chí Minh**

Tầng 3, 136-138 Lê Thị Hồng Gấm,
Quận 1, TP. Hồ Chí Minh, Việt Nam.

ĐT: 1900 6446

Fax: (84.28) 6 291 0607

**Công ty Cổ phần Chứng khoán FPT
Chi nhánh Tp.Đà Nẵng**

100, Quang Trung, Phường Thạch
Thang, Quận Hải Châu, TP. Đà
Nẵng, Việt Nam.

ĐT: 1900 6446

Fax: (84.236) 3553 888