

Dầu khí: Lửa thử vàng

- Giá dầu thô Brent trung bình trong năm 2025 được dự báo sẽ ở mức thấp hơn so với năm 2024 và có thể dao động quanh mức 70 USD/thùng.
- Triển vọng của ngành dầu khí trong năm tới có thể cho thấy sự phân hóa giữa các phân khúc, trong đó chúng tôi cho rằng các doanh nghiệp hoạt động ở thượng nguồn và trung nguồn sẽ có tiềm năng vững chắc nhất.
- Chúng tôi ưa thích PVS và PVT cho chiến lược đầu tư 2025 nhờ các động lực tăng trưởng vững chắc và chịu ảnh hưởng không đáng kể từ biến động giá dầu thô.

Giá dầu thô Brent trung bình năm 2025 được dự báo ở mức 70 USD/thùng

Nhìn sang năm 2025, chúng tôi nhận thấy giá dầu thô có thể tiếp tục đối mặt với những thách thức do nhu cầu dầu tăng từ Ấn Độ không đủ để bù đắp cho nhu cầu yếu từ Trung Quốc và nguồn cung tăng từ các quốc gia ngoài OPEC, đặc biệt là Mỹ. Chúng tôi dự báo dựa trên kịch bản cơ sở là giá dầu thô Brent trung bình ở mức 70 USD/thùng vào năm 2025. Các xung đột địa chính trị có khả năng tiếp diễn, nhưng rủi ro gián đoạn thực sự trong nguồn cung vẫn ở mức hạn chế và sẽ không phải yếu tố hỗ trợ mạnh cho giá dầu.

Triển vọng năm 2025: Bức tranh phân hóa giữa các phân khúc

Ở nhóm thượng nguồn, các dự án trong nước sẽ mang lại khối lượng công việc lớn cho các nhà thầu EPCI, do giá dầu thô có khả năng duy trì cao hơn mức hỗ trợ cho các hoạt động thăm dò khai thác. Các DN khoan có thể gặp khó khăn trong việc đạt tăng trưởng mạnh nếu không nhận giàn khoan mới, vì giá thuê giàn khoan có thể duy trì ở mức ổn định do dư cung. Ở nhóm vận tải dầu khí, giá thuê tàu định hạn ở hầu hết các phân khúc dự kiến sẽ duy trì ổn định hoặc thậm chí giảm. Trong bối cảnh giá mua tàu chở dầu thô ở mức cao, các công ty vận tải dầu có thể tìm kiếm động lực tăng trưởng bằng cách mở rộng đội tàu thông qua các chiến lược linh hoạt hơn.

Đối với các DN phân phối khí trong nước, chuyển đổi sang LNG vẫn là trọng tâm trong năm 2025 và trung hạn do các nguồn khí nội địa đang suy giảm. Các nhà máy lọc dầu có thể đối mặt với triển vọng ảm đạm khi công suất duy trì nhưng biên lợi nhuận lọc dầu (crack spread) bị ảnh hưởng tiêu cực bởi nhu cầu yếu. Đối với các nhà phân phối xăng dầu, những thay đổi trong khung pháp lý và giá dầu ổn định hơn có thể là các yếu tố hỗ trợ cho lợi nhuận năm 2025.

Chúng tôi ưu tiên PVS và PVT cho chiến lược đầu tư năm 2025

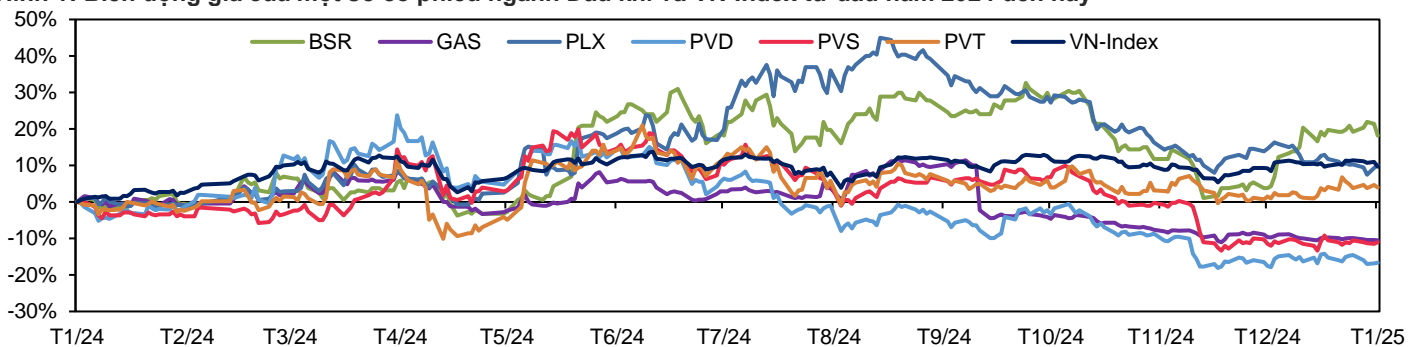
Chúng tôi ưu tiên PVS và PVT cho chiến lược đầu tư năm 2025 nhờ các động lực tăng trưởng vững chắc và chịu ảnh hưởng nhỏ từ biến động giá dầu thô. LN ròng của PVS trong GD 2025-26 được kỳ vọng tăng lần lượt 38.2% và 12.2% svck, nhờ đẩy nhanh tiến độ dự án Lô B và công việc mới từ mảng EPCI điện gió ngoài khơi. Đối với PVT, triển vọng kinh doanh vững chắc trong giai đoạn 2025-2026 trong khi định giá tương đối thấp có thể gợi ý thời điểm thuận lợi để đầu tư vào cổ phiếu. PVT ghi nhận lợi nhuận bất thường từ thanh lý tài sản trong năm 2024, và nếu loại trừ khoản này, lợi nhuận ròng của công ty trong năm 2025 được dự báo tăng 21.6% svck.

Chuyên viên phân tích

Phạm Thị Thanh Huyền

Huyen.PhamThiThanh@mbs.com.vn

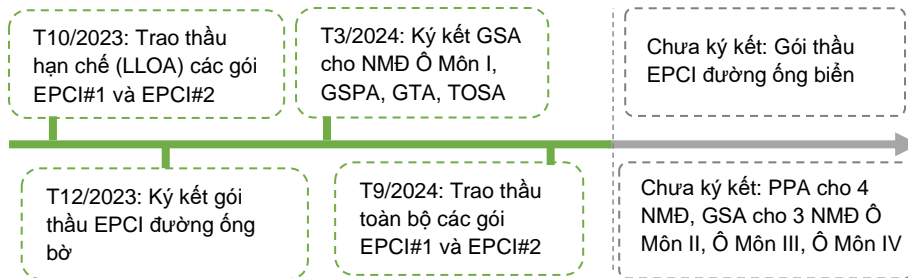
Hình 1: Biến động giá của một số cổ phiếu ngành Dầu khí và VN-Index từ đầu năm 2024 đến nay



Nhìn lại 2024: Một năm nhiều thất vọng

Thượng nguồn - FID cho dự án trọng điểm Lô B – Ô Môn bị trì hoãn, nhưng các hợp đồng EPCI vẫn được ký kết: Trong nửa đầu 2024, một số hợp đồng quan trọng cho quyết định đầu tư cuối cùng (FID) của Lô B đã được ký kết, bao gồm GSPA, GTA, TOSA, và GSA cho Ô Môn I. Các bước tiến đã củng cố niềm tin rằng FID sẽ được phía PVN chấp thuận vào nửa cuối năm 2024, với điều kiện các hợp đồng GSA và PPA còn lại được ký kết. Hiện tại, FID của Lô B dường như đã là một lời hứa bỏ quên trong năm 2024. Tuy nhiên, chúng tôi lưu ý rằng ngay cả khi chưa có FID, các gói thầu EPCI cho dự án vẫn được trao thầu toàn bộ và triển khai, thay thế các hợp đồng hạn chế trước đó và mang lại lượng công việc tồn đọng đáng kể cho các nhà thầu EPCI thượng nguồn.

Hình 2: Chuỗi dự án Lô B – Ô Môn: Các hợp đồng và cột mốc chính



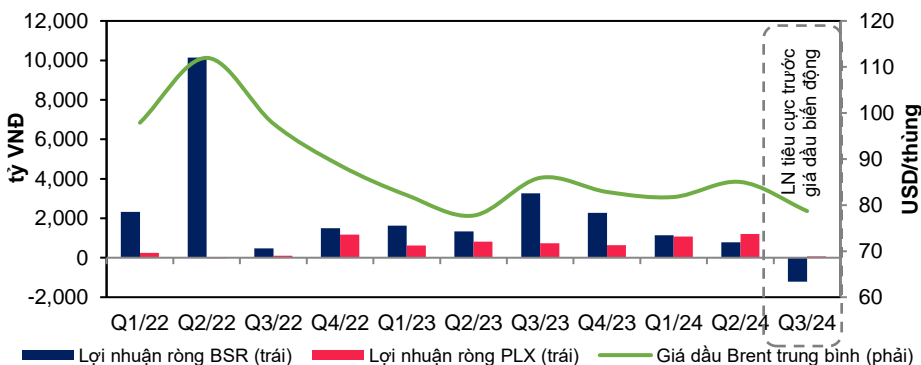
Nguồn: MBS Research tổng hợp

Thượng nguồn – Không có giàn khoan tự nâng mới nào được tiếp nhận: Tại Đại hội cổ đông thường niên năm 2024 của PV Drilling, công ty đã lên kế hoạch mua một hoặc hai giàn khoan tự nâng mới để tận dụng thời cơ thuận lợi của thị trường giàn khoan toàn cầu. Tuy nhiên, kế hoạch này đã không được thực hiện trong năm 2024 vì (1) Thị trường giàn khoan trên thế giới và trong khu vực đang dư cung do Saudi Aramco hoãn kế hoạch mở rộng công suất, trong khi (2) PVD kỳ vọng giàn khoan mới có thể làm việc với các hợp đồng dài hạn ngay lập tức.

Hạ nguồn – Thiếu nguồn cung khí nội địa: Các nhà phân phối khí gặp nhiều khó khăn trong 2024 do thiếu khí tự nhiên từ nguồn cung nội địa. Các mỏ khí chính hiện đang hoạt động đã bước vào giai đoạn suy giảm tự nhiên, đặc biệt là tại Lô 06.1, bể Nam Côn Sơn. PV Gas phải bù đắp sự thiếu hụt này bằng khí tự nhiên hoá lỏng (LNG) được nhập khẩu từ các nguồn khác nhau với giá giao ngay.

Hạ nguồn – Biến động khó lường của giá dầu thô mang lại nhiều thách thức cho các doanh nghiệp lọc dầu và phân phối xăng dầu: Lợi nhuận của các doanh nghiệp lọc dầu và phân phối xăng dầu đều bị ảnh hưởng tiêu cực bởi sự biến động của giá dầu thô do chi phí đầu vào cao nhưng giá bán ra thấp.

Hình 3: Diễn biến giá dầu và lợi nhuận của các doanh nghiệp hạ nguồn



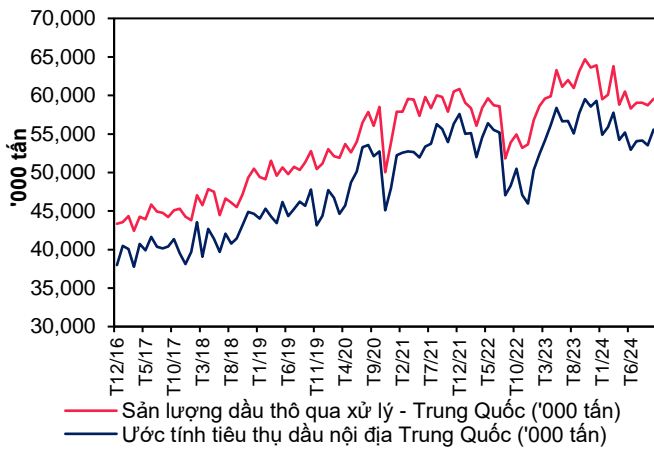
Nguồn: MBS Research tổng hợp

Triển vọng 2025: Lừa thử vàng

Triển vọng giá dầu thô: Nhiều yếu tố đan xen trong bối cảnh lo ngại về nhu cầu thấp

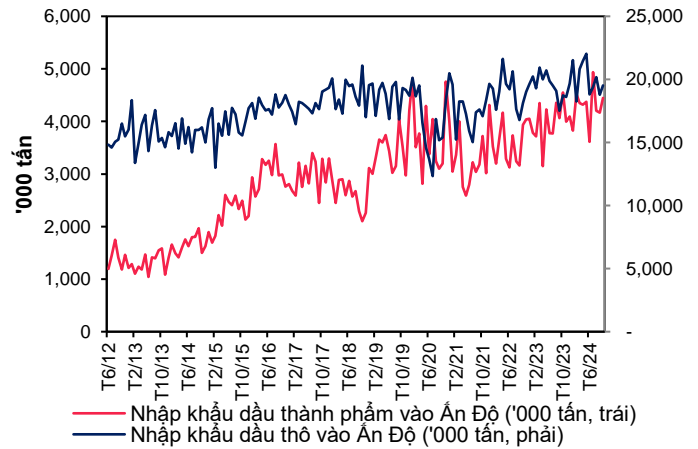
Nhu cầu: Tăng trưởng nhu cầu dầu toàn cầu trong năm 2025 được dự báo chủ yếu đến từ các quốc gia ngoài OECD. Khu vực chính đóng góp vào tăng trưởng tiêu thụ dầu toàn cầu trong năm 2025 có thể không đến từ Trung Quốc như dự đoán trước đó. Tăng trưởng kinh tế chậm lại, sử dụng xe điện gia tăng và tăng cường tiêu thụ khí tự nhiên hoá lỏng có thể hạn chế sự tăng trưởng tiêu thụ dầu tại quốc gia này trong năm tới. Thay vào đó, Ấn Độ dự kiến sẽ trở thành động lực tăng trưởng mới cho tiêu thụ dầu toàn cầu trong năm 2025 nhờ nhu cầu gia tăng đối với nhiên liệu vận tải.

Hình 4: Tiêu thụ dầu tại Trung Quốc có thể đã tạo đỉnh...



Nguồn: Bloomberg, MBS Research ước tính

Hình 5: ... trong khi nhập khẩu dầu tại Ấn Độ đang trên đà tăng



Nguồn: Bloomberg, MBS Research

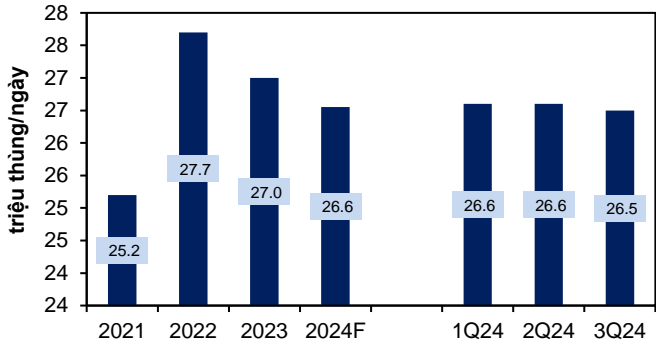
Hình 6: Dự báo của OPEC về nhu cầu dầu thô thế giới

Triệu thùng/ ngày	2023	2024E	% yoy	2025F	% yoy
OECD	45.6	45.8	0.44%	45.9	0.22%
Châu Mỹ	25.0	25.1	0.40%	25.2	0.40%
Châu Âu	13.4	13.5	0.75%	13.5	0.00%
Châu Á – Thái Bình Dương	7.2	7.3	1.39%	7.3	0.00%
Ngoài OECD	56.6	58.2	2.83%	59.7	2.58%
Trung Quốc	16.4	16.8	2.44%	17.1	1.79%
Trung Đông	8.6	8.8	2.33%	9.1	3.41%
Ấn Độ	5.3	5.6	5.66%	5.8	3.57%
Khác	26.3	27.0	2.66%	27.7	2.59%
Tổng cầu thế giới	102.2	104.0	1.76%	105.6	1.54%

Nguồn: OPEC, MBS Research

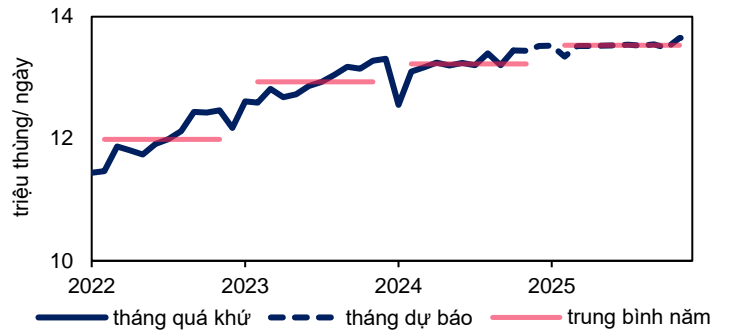
Nguồn cung: Nguồn cung dầu trong năm 2025 được dự báo sẽ tăng với đóng góp chủ yếu từ các quốc gia ngoài OPEC+ như Mỹ và Brazil. Dưới nhiệm kỳ tổng thống lần thứ hai của Donald Trump, Mỹ có khả năng cao sẽ tăng sản lượng khai thác dầu và khí, tạo áp lực giảm giá dầu. Trước đó, OPEC+ đã lên kế hoạch tăng sản lượng bắt đầu từ năm 2025, nhưng dưới sức ép của nhu cầu yếu và nguồn cung tăng từ ngoài khối, tổ chức này đã quyết định gia hạn cắt giảm lượng cho đến tháng 4 năm 2025.

Hình 7: Sản lượng dầu thô sản xuất của OPEC



Nguồn: OPEC, MBS Research

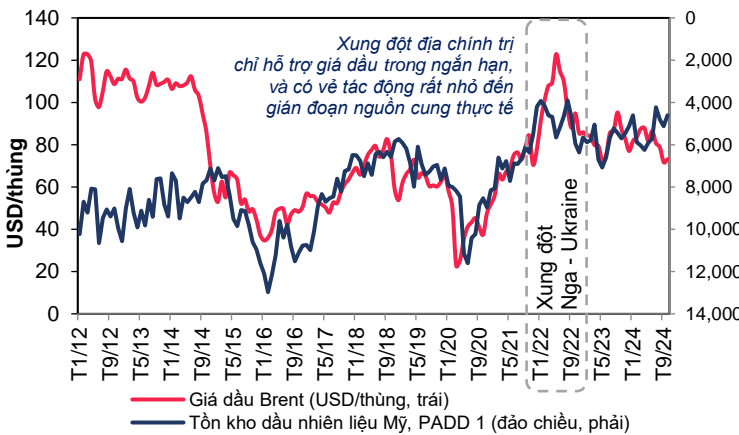
Hình 8: Khai thác dầu thô tại Mỹ trong năm 2025 dự kiến sẽ tăng



Nguồn: EIA, MBS Research

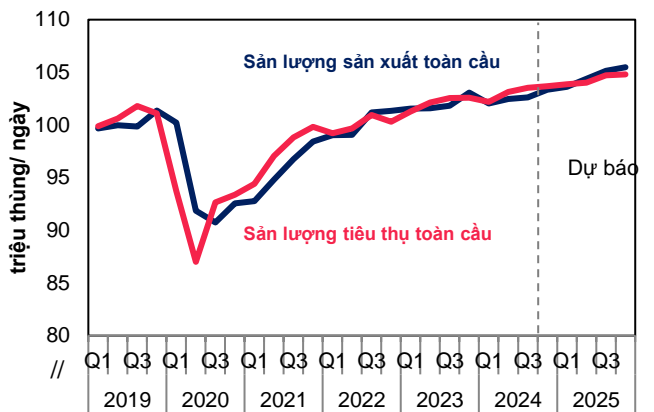
Chúng tôi cho rằng các xung đột chính trị có thể sẽ tiếp diễn trong năm 2025, nhưng nguy cơ thực tế về gián đoạn nguồn cung dầu thô sẽ vẫn rất hạn chế và không phải là yếu tố hỗ trợ mạnh mẽ cho giá dầu trong năm tới, khi lo ngại về nhu cầu yếu có thể bao trùm thị trường.

Hình 9: Tồn kho dầu thô Mỹ liên tục tăng, cho thấy nhu cầu tương đối yếu



Nguồn: Bloomberg, MBS Research

Hình 10: Thị trường dầu thô có thể dư cung vào cuối 2025



Nguồn: EIA, MBS Research

Chúng tôi kỳ vọng giá dầu thô Brent trung bình năm 2025 sẽ ở mức 70 USD/thùng. Dự phóng của chúng tôi thận trọng hơn một chút so với trung bình dự báo vì cho rằng nhiệm kỳ thứ hai của Tổng thống Trump sẽ khiến sản lượng tăng tương đối mạnh và gây áp lực giảm giá lên giá dầu thô.

Hình 11: Dự báo giá dầu Brent trung bình năm 2025 của một số tổ chức

Tổ chức	Dự báo giá dầu Brent trung bình 2025
EIA	74 USD/thùng
JP Morgan	73 USD/thùng
Goldman Sachs	76 USD/thùng
Trung bình	74.3 USD/thùng
MBS Research	70 USD/thùng

Nguồn: MBS Research tổng hợp

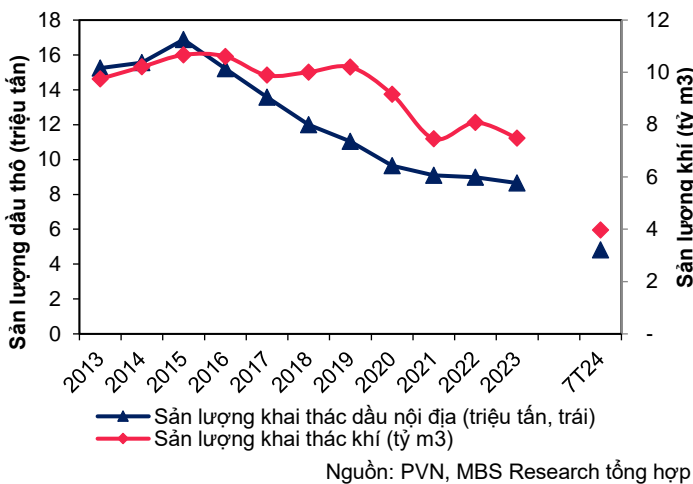
Việc thăm dò các mỏ dầu và khí mới là cấp thiết để đảm bảo an ninh năng lượng quốc gia

Trong năm 2025, trung bình giá dầu thô thấp hơn năm 2024 có thể ảnh hưởng đến lợi nhuận của các doanh nghiệp dầu khí nội địa ở tất cả các phân khúc. Đối với phân khúc thượng nguồn, ảnh hưởng được kỳ vọng tương đối nhỏ, vì mặc dù giá dầu thô trung bình có thể giảm nhưng vẫn duy trì ở mức cao hơn điểm

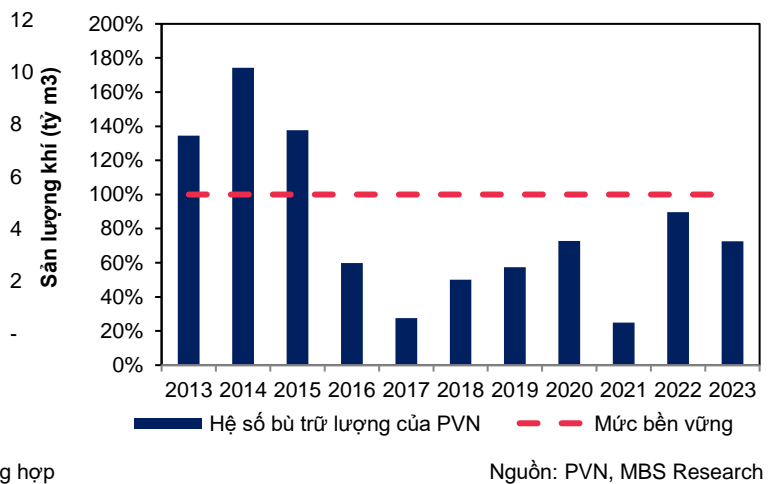
hoà vốn toàn cầu, đảm bảo việc triển khai các dự án thăm dò và khai thác. Đối với phân khúc hạ nguồn, nhu cầu dầu thành phẩm yếu hơn mong đợi trong bối cảnh tăng công suất lọc dầu tại Trung Quốc có thể dẫn đến crack spread thấp, và có thể ảnh hưởng đến lợi nhuận của các DN lọc dầu. Chúng tôi lưu ý rằng mức giá 70 USD/thùng là mức hỗ trợ cho các dự án thượng nguồn, và nếu giá dầu thô giảm xuống dưới mức này, chúng tôi không loại trừ khả năng các hoạt động thăm dò và khai thác bị trì hoãn.

Trong 7 tháng đầu năm 2024, PVN đã khai thác 5.81 triệu tấn dầu và 3.97 tỷ m³ khí, tương ứng hoàn thành 70.9% và 77.8% mục tiêu năm. Các sản lượng này lần lượt tương đương 55.7% và 53.1% sản lượng PVN trong cả năm 2023. Tuy nhiên, có thể thấy sản xuất dầu khí trong nước đang trải qua một xu hướng giảm dài hạn kể từ khi đạt đỉnh vào năm 2015.

Hình 12: Sản lượng dầu và khí khai thác trong nước đang trên đà giảm mạnh từ 2015 đến nay



Hình 13: Hệ số bù trừ lượng (RRR) của PVN đã ở dưới mức bền vững nhiều năm nay, cho thấy sự cần thiết của các mỏ dầu và khí mới



Hệ số bù trừ lượng (RRR) của PVN đã duy trì dưới mức bền vững (100% - 120%) trong 8 năm qua. Hệ số này được tính bằng sản lượng gia tăng trừ lượng dầu khí chia cho sản lượng dầu khí khai thác, và hệ số RRR đạt 100% cho thấy công ty có thể duy trì mức sản xuất hiện tại. RRR thấp cho thấy sự cấp thiết của hoạt động thăm dò và khai thác (E&P) các mỏ dầu khí mới trong nước, và việc thúc đẩy các dự án này sẽ tạo ra nhiều cơ hội cho các doanh nghiệp thượng nguồn (nhà thầu EPCI & công ty khoan).

Triển vọng nhóm Thượng nguồn

Xây lắp hạ tầng dầu khí: Tận dụng mọi cơ hội tại cả thị trường trong nước và quốc tế

Nhu cầu về các mỏ dầu khí mới được dự báo sẽ tạo ra cơ hội cho các nhà thầu EPCI của Việt Nam. Hầu hết các dự án thượng nguồn dầu khí trong nước gần đây đã đạt được những bước tiến đáng kể hướng tới các mốc khai thác dòng dầu hoặc dòng khí đầu tiên, mang lại khối lượng công việc đáng kể cho các doanh nghiệp trong nước. Nếu giá dầu thô duy trì trên mức 70 USD/thùng và các dự án thượng nguồn quốc tế được triển khai, các nhà thầu Việt Nam thậm chí có thể tham gia vào thị trường nước ngoài, tận dụng năng lực đã được chứng minh từ các dự án trước đây. Bên cạnh đó, với sự tương đồng giữa các hợp đồng EPCI dầu khí và các hợp đồng EPCI điện gió ngoài khơi, các nhà thầu này có tiềm năng tham gia vào lĩnh vực năng lượng tái tạo, mang lại cơ hội dài hạn đáng kể trên cả thị trường trong nước và quốc tế. (Phụ lục 1)

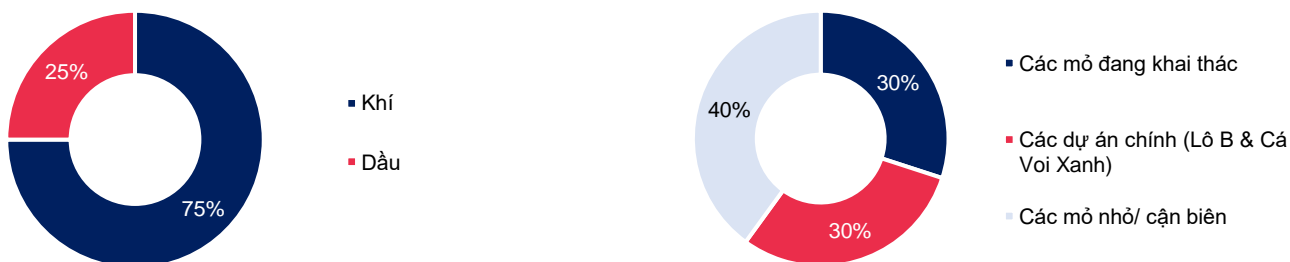
Hình 14: Cập nhật thông tin một số dự án khai thác dầu khí trong nước

STT	Dự án	Lô	Vị trí	Vốn đầu tư (tr. USD)	Trữ lượng	Nhà đầu tư	Cập nhật	Dòng khí/dầu đầu tiên
1	Lô B - Ô Môn	52/97, 48/95	Malay - Thổ Chu	5186	107 tỷ m ³ khí	PVN, PVEP, MOECO, PTTEP	Đã trao thầu toàn bộ cho các gói thầu EPCI#1, EPCI#2 và EPC đường ống bờ; Chưa ký kết hợp đồng mua bán điện của 4 nhà máy điện & hợp đồng bán khí của 3 NMD, chưa có FID từ phía PVN.	2026 – 2027
2	Cá Voi Xanh	117 - 119	Sông Hồng	4600	150 tỷ m ³ khí	ExxonMobil, PVN	T5/2023: PVN, PVEP và Exxon Mobil đã ký Thỏa thuận khung hợp đồng bán khí (HOA GSA); T7/2024: Tiến độ triển khai dự án không có nhiều thay đổi, Exxon Mobil không ưu tiên triển khai dự án trong GD hiện tại.	2030
3	Sự Tử Tráng - GD 2B	15 - 1	Cửu Long	1300	24 tỷ m ³ khí	Cửu Long JOC, ConocoPhillips, KNOC, SK, Geopetrol	Đang đàm phán hợp đồng phân chia sản phẩm mới (PSC) sau khi hợp đồng hiện tại kết thúc (T9/2025).	2026
4	Nam Du - U Minh	46/07; 51	Malay - Thổ Chu	n/a	171 tỷ m ³ khí	Jadestone Energy - JSE	T1/2024: PVN, PV Gas và JSE đã ký kết thỏa thuận khung mua bán khí mỏ	n/a
5	Thiên Nga - Hải Âu	12/11	Nam Côn Sơn	349	7.5 tỷ m ³ khí	Zarubezhneft - ZNEP	T3/2024: PV Gas và ZNEP ký kết biên bản ghi nhớ về việc mua bán khí; T11/2024: PVEP - ZNEP ký kết khung kết nối lô 12/11 với hệ thống thiết bị lô 11-2	4Q26
6	Báo Vàng - Báo Đen	112 - 113	Sông Hồng	1321	58 tỷ m ³ khí	PVN, Gazprom	Thăm dò	2028
7	Kèn Bầu	114	Sông Hồng	n/a	200 - 250 tỷ m ³ khí	Eni Vietnam B.V; Essar E&P Limited	Thăm dò	2028
8	Lạc Đà Vàng	15/1 - 05	Bể Cửu Long	693	63 triệu thùng dầu	Murphy Oil, PVEP, SK	Q2/2024: PVS ký HĐ EPCIC cho dự án (giá trị ước tính khoảng 245 triệu USD); T10/2024: PTSC M&C và Murphy Cửu Long Bắc tổ chức khởi công giàn xử lý trung tâm.	2026 – 2027
9	Kinh Ngự Tráng - Kinh Ngự Tráng Nam	09-2/09	Bể Cửu Long	650	6 triệu thùng dầu	Vietsopetro, PVEP, AO Zarubezhneft	T6/2024: Hoàn thành khối chân đế giàn trung tâm CPP - Kinh Ngự Tráng (đúng kế hoạch)	2025

Nguồn: MBS Research tổng hợp

Lô B và Cá Voi Xanh là hai dự án trọng điểm nhằm đảm bảo an ninh năng lượng quốc gia trong trung hạn, khi trữ lượng của chúng đóng góp khoảng 30% vào trữ lượng dầu khí còn lại của Việt Nam. Tuy nhiên, trong khi tiến độ của dự án Cá Voi Xanh vẫn không thay đổi, một số hợp đồng EPCI quan trọng của dự án Lô B đã được ký kết và triển khai. Nhận thấy Exxon Mobil không ưu tiên thúc đẩy dự án Cá Voi Xanh trong giai đoạn hiện tại, mọi sự chú ý giờ đây đều hướng về Lô B.

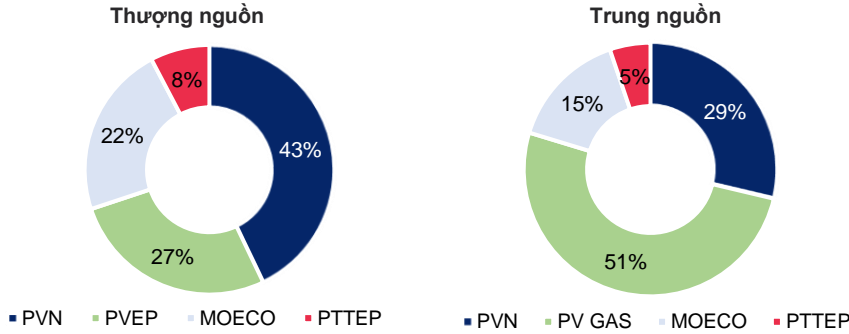
Hình 15: Cơ cấu trữ lượng dầu khí còn lại của Việt Nam



Nguồn: MBS Research tổng hợp

Mặc dù Quyết định đầu tư cuối cùng (FID) của dự án này chưa được PVN phê duyệt, các hợp đồng EPCI quan trọng vẫn được trao vào tháng 9/2024, mang lại khối lượng công việc đáng kể cho các nhà thầu thượng nguồn như PTSC (PVS). Dù toàn ngành dầu khí có thể đối mặt với thách thức từ giá dầu thô thấp và biến động, các nhà thầu thượng nguồn với năng lực mạnh có thể vẫn sẽ duy trì tăng trưởng nhờ khối lượng công việc lớn. Những khó khăn khách quan dường như đang là phép thử cho những doanh nghiệp trong ngành.

Hình 16: Tổng quan chuỗi dự án khí điện Lô B – Ô Môn

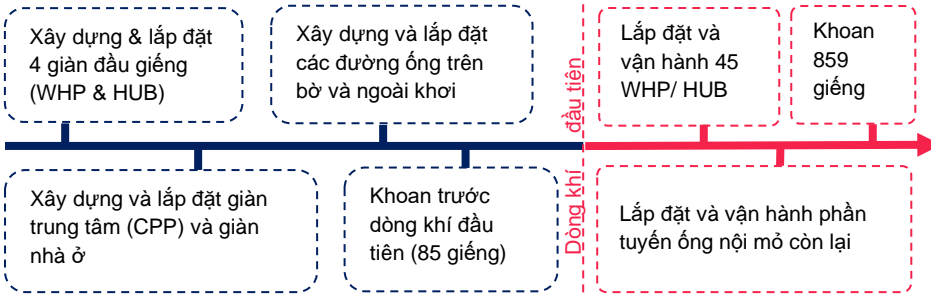


Hạ nguồn

Nhà máy điện	Chủ đầu tư
Ô Môn I	EVNGENCO 2
Ô Môn II	Marubeni-WTO
Ô Môn III	PVN
Ô Môn IV	PVN

Nguồn: MBS Research tổng hợp

Hình 17: Tiến độ các công việc quan trọng của Lô B – Ô Môn



Nguồn: Phú Quốc POC, MBS Research tổng hợp

Hình 18: Các hợp đồng EPCI quan trọng của dự án Lô B

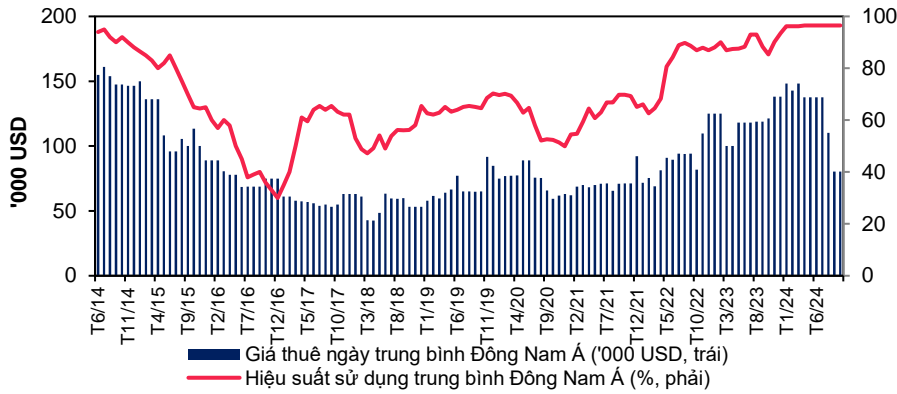
HD	Đơn vị	Giá trị ước tính	Công việc chính	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
EPCI#1	McDermott & PTSC (PVS)	1.1 tỷ USD	Giàn trung tâm, giàn nhà ở, tháp được		LLOA	Trao thầu toàn bộ				
EPCI#2	PTSC M&C	400 triệu USD	4 giàn đầu giếng		LLOA	Trao thầu toàn bộ				
EPCI#3	PTSC & Lilama 18	314 triệu USD	Xây dựng & lắp đặt đường ống dẫn khí trên bờ; Thiết kế và chạy thử toàn bộ dự án		Đã ký kết HĐ					
EPCI#4	n/a	750 triệu USD	Xây dựng & lắp đặt đường ống dẫn khí ngoài khơi		Kỳ vọng ký kết HĐ					

Nguồn: MBS Research tổng hợp

Khoan dầu khí: Chậm nhưng chắc

Gần đây, giá thuê giàn khoan tự nâng trung bình tại Đông Nam Á giảm mạnh, trong khi tỷ lệ tối ưu hóa vẫn cao gần 100%. Việc này có thể do một HĐ mới từ nhà cung cấp giàn chi phí thấp, tuy nhiên chỉ mang tính tham chiếu cho mức giá trung bình khu vực và không ảnh hưởng trực tiếp đến giá thuê ngày của các nhà thầu khoan dài hạn (như PV Drilling).

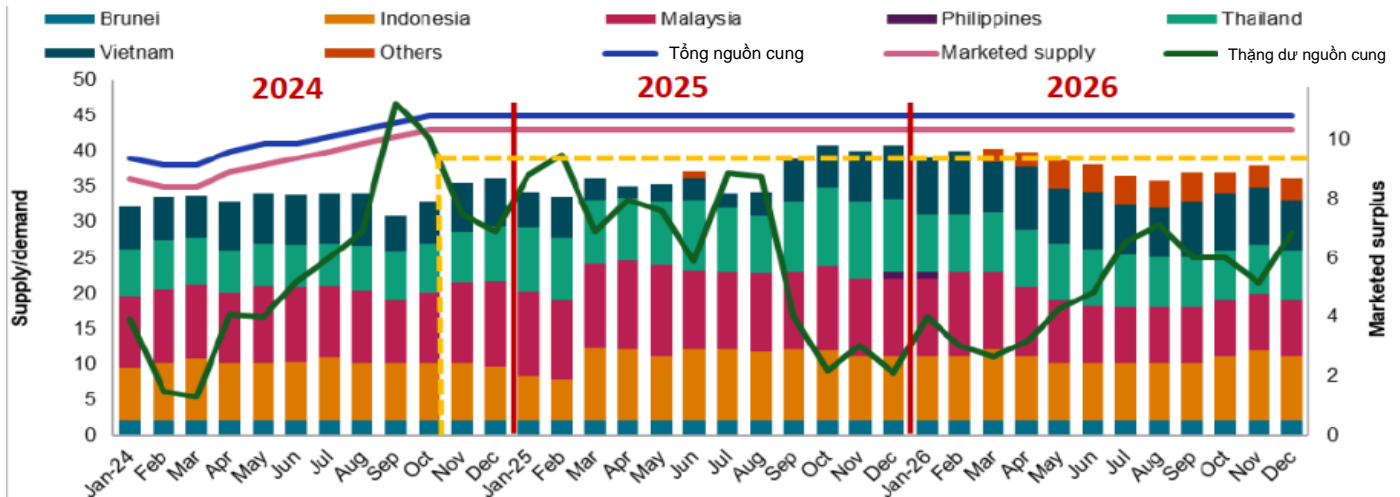
Hình 19: Giá thuê ngày của giàn tự nâng và tỷ lệ tối ưu giàn tại Đông Nam Á



Nguồn: S&P Global, MBS Research

Nhu cầu giàn khoan tự nâng, đặc biệt là ở Đông Nam Á, dự báo vẫn duy trì ổn định trong giai đoạn 2025-2026 nhờ đóng góp từ dự án của các công ty dầu khí quốc gia (NOCs) và gia tăng các dự án thăm dò – khai thác dầu khí ngoài khơi. Trong khi đó, nguồn cung giàn khoan tự nâng tăng trưởng chậm, do các giàn khoan hiện tại đang già hơn và số lượng giàn khoan mới hạn chế do lo ngại về chi phí. Do đó, chúng tôi kỳ vọng giá thuê giàn khoan tự nâng trong khu vực sẽ duy trì ở mức cao.

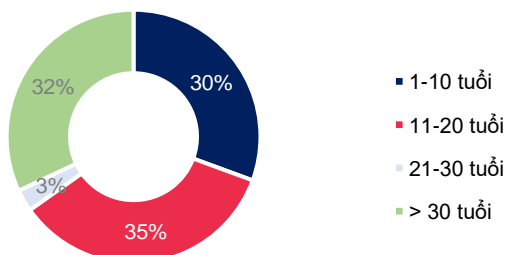
Hình 20: Thặng dư nguồn cung giàn tự nâng Đông Nam Á được kỳ vọng sẽ giảm trong 2 năm tới



Nguồn: S&P Global

Tuy nhiên, do Saudi Aramco đã hoãn kế hoạch mở rộng công suất và gián tiếp tăng thặng dư nguồn cung giàn khoan tự nâng toàn cầu, giá thuê ngày của giàn tự nâng trung bình năm 2025 dự kiến sẽ thấp hơn một chút so với mức trung bình 2024. Các công ty khoan có thể gặp khó khăn trong việc đạt được tăng trưởng mạnh mẽ vào năm tới nếu không có đóng góp từ các giàn khoan mới.

Hình 21: Các giàn hiện tại đang già hóa...



Nguồn: S&P Global, MBS Research

Hình 22: ... nhưng số lượng giàn đóng mới hạn chế do thặng dư cung

	2014 (đỉnh)	2024E	2025F	2026F
Tổng cung hiện tại	453	435	436	444
Số giàn đang đóng mới	141	1	8	3
Tỷ lệ giàn đang đóng/ Tổng cung	31.1%	0.2%	1.8%	0.7%

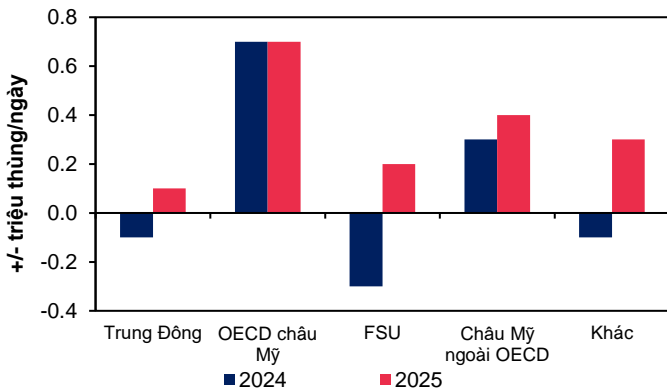
Nguồn: S&P Global, MBS Research

Triển vọng nhóm Trung nguồn

Vận tải dầu khí: Tìm kiếm động lực tăng trưởng từ việc mở rộng

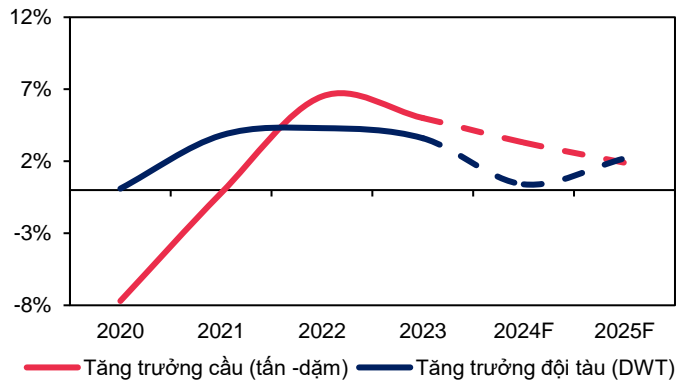
Tàu dầu thô – Các yếu tố hỗ trợ chính vẫn duy trì: Do châu Âu có khả năng tiếp tục áp đặt các lệnh trừng phạt đối với Nga và gia tăng nhập khẩu dầu thô từ Trung Đông, nhu cầu đối với tàu dầu thô được hỗ trợ bởi sự tăng trưởng trong thương mại đường dài từ Đại Tây Dương sang châu Á và tăng trưởng nhu cầu dầu thô toàn cầu. Hơn nữa, khi nguồn cung dầu thô tăng tại châu Mỹ trong khi công suất lọc dầu tăng ở châu Á, nhu cầu vận chuyển dầu thô có thể tăng tương ứng nhờ sự mất cân bằng này. Theo quan điểm của chúng tôi, giá cước thuê tàu theo thời gian đối với tàu chở dầu thô sẽ duy trì ở mức cao trong năm 2025.

Hình 23: Dự báo tăng trưởng nguồn cung dầu thô theo khu vực



Nguồn: BIMCO, MBS Research

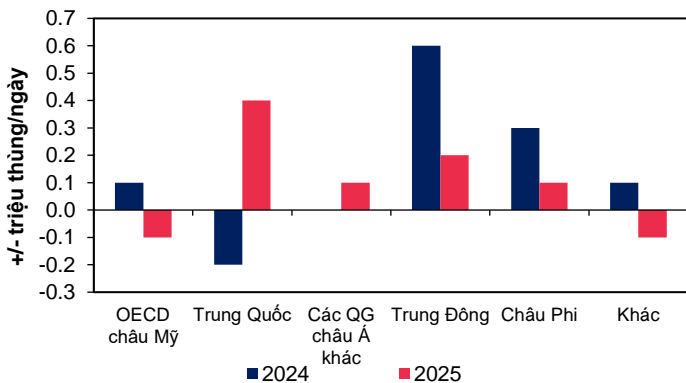
Hình 24: Dự báo tăng trưởng cung – cầu tàu dầu thô thế giới



Nguồn: Clarkson, MBS Research

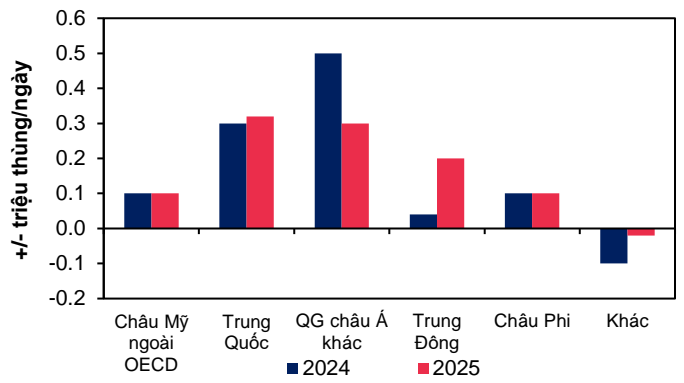
Tàu dầu/hoá chất – Lo ngại về giá cước thuê tàu giảm: Về nguồn cung, thị trường tàu chở dầu/ hoá chất sôi nổi hơn kết hợp với đội tàu già hơn đã khuyến khích nhiều khoản đầu tư vào việc đóng mới tàu. Tăng trưởng đội tàu được dự báo sẽ nhanh hơn trong năm 2025 nhờ các đơn hiện tại đến hạn giao tàu. Về nhu cầu, chúng tôi cho rằng tàu chở dầu/ hoá chất không được hưởng lợi từ sự mất cân bằng ngày càng tăng giữa Đại Tây Dương và Thái Bình Dương như thị trường tàu chở dầu thô. Cả công suất lọc dầu lẫn nhu cầu dầu sản phẩm cuối cùng đều tăng chủ yếu ở châu Á, điều này không tạo ra sự mất cân bằng dẫn đến tăng khoảng cách di chuyển.

Hình 25: Công suất lọc dầu năm 2025 được dự báo tăng chủ yếu ở châu Á...



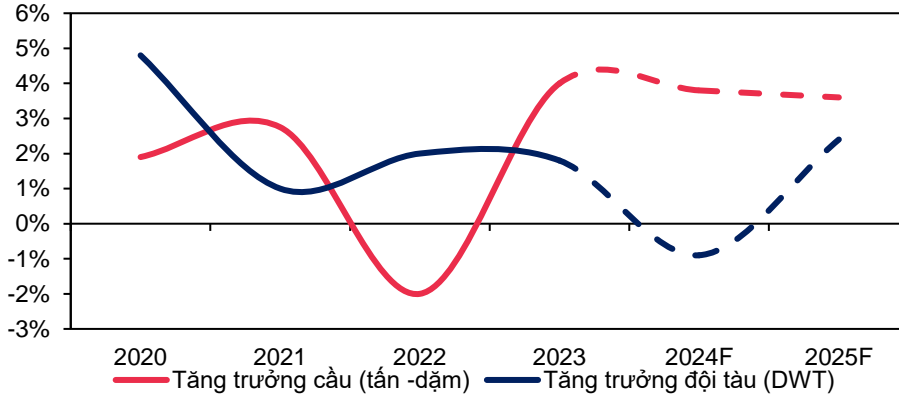
Nguồn: BIMCO, MBS Research

Hình 26: ... và tương tự với nhu cầu dầu cuối cùng, điều này sẽ không làm tăng khoảng cách vận chuyển



Nguồn: BIMCO, MBS Research

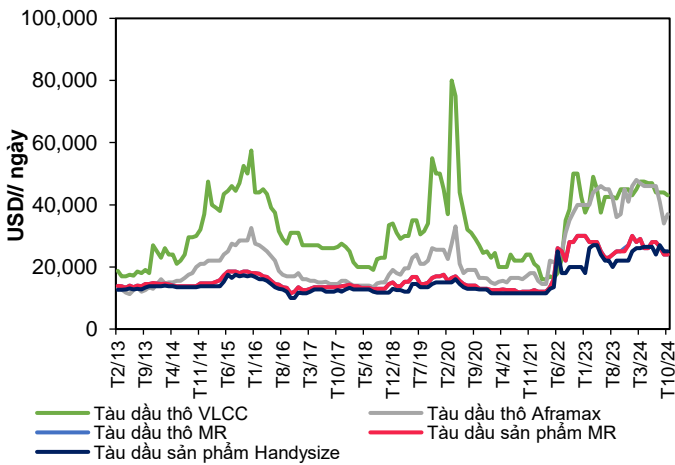
Hình 27: Dự báo tăng trưởng cung - cầu tàu dầu thành phẩm - hóa chất



Nguồn: Clarkson, MBS Research

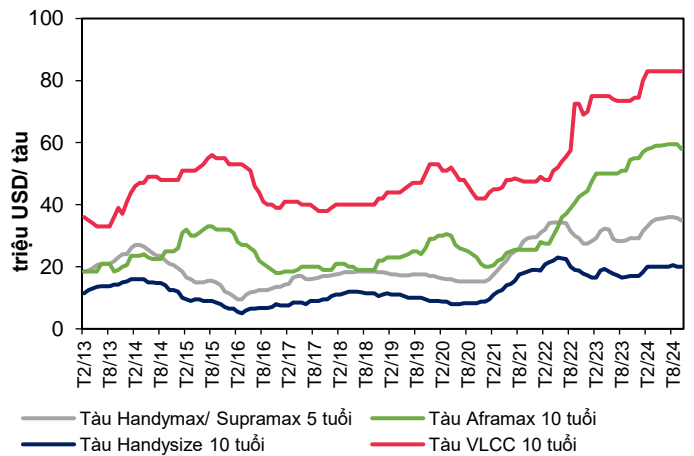
Giá tàu dầu thô ở mức cao có thể gây thách thức cho việc mở rộng ở phân khúc này, nhưng vẫn còn cơ hội ở các phân khúc tàu chở dầu sản phẩm/ hoá chất và tàu hàng rời. Giá tàu chở dầu ở hầu hết các loại đã đạt mức cao nhất trong 13 năm, được hỗ trợ bởi nhu cầu vận chuyển dầu ngày càng tăng và sự tăng trưởng chậm của đội tàu toàn cầu. Giá tàu chở dầu thô cỡ rất lớn (VLCC) hiện ở mức hơn 80 triệu USD cho tàu 10 năm tuổi, trong khi tàu Aframax có thể có giá hơn 55 triệu USD cho tàu 10 năm tuổi. Mức giá cao của các tàu chở dầu thô cỡ lớn (VLCC) và tàu Aframax đã khiến một số công ty vận tải dầu khí không thể mở rộng đội tàu chở dầu thô như kế hoạch trước đó. Mức giá cho các tàu chở dầu thô được dự báo sẽ duy trì ở mức cao trong 3 năm tới, đặc biệt là đối với VLCC, do tốc độ xây lắp và bàn giao tàu diễn ra chậm.

Hình 28: Giá cước thuê tàu định hạn của một số loại tàu



Nguồn: Bloomberg, MBS Research

Hình 29: Giá tàu VLCC & Aframax liên tục tăng, trong khi giá tàu Handysize & Handymax đã tương đối ổn định từ nền cao của năm 2022



Nguồn: Bloomberg, MBS Research

Trong bối cảnh giá cước thuê tàu ổn định (hoặc thậm chí giảm) ở hầu hết các phân khúc nhưng giá tàu chở dầu thô lại cao, chúng tôi cho rằng các công ty vận tải dầu sẽ tìm kiếm động lực tăng trưởng bằng cách áp dụng các chiến lược mở rộng linh hoạt hơn, kèm theo sự chuyển dịch dần về loại tàu được mua. Kế hoạch có thể bao gồm việc chuyển từ mở rộng tàu VLCC sang mua mới tàu chở dầu/ hoá chất/ LPG tầm trung hoặc cỡ nhỏ.

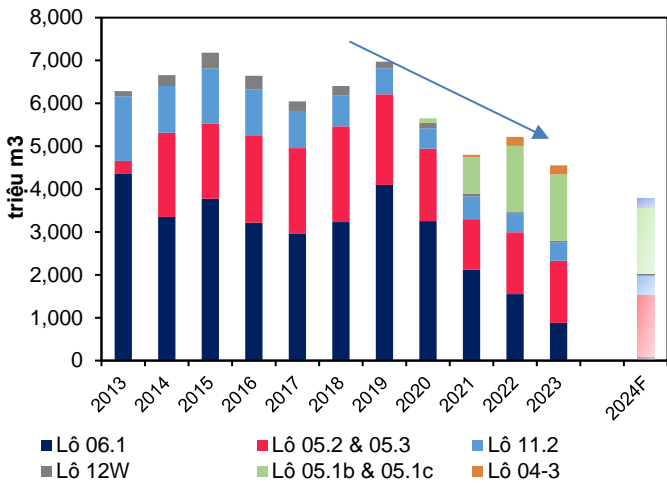
Triển vọng nhóm Hạ nguồn

Phân phối khí: Tiếp tục tập trung vào chuyển đổi sang LNG

Thiếu cung khí nội địa do sản lượng suy giảm từ các mỏ đang khai thác, và không có mỏ khí lớn đi vào hoạt động trong giai đoạn 2025F-2026F

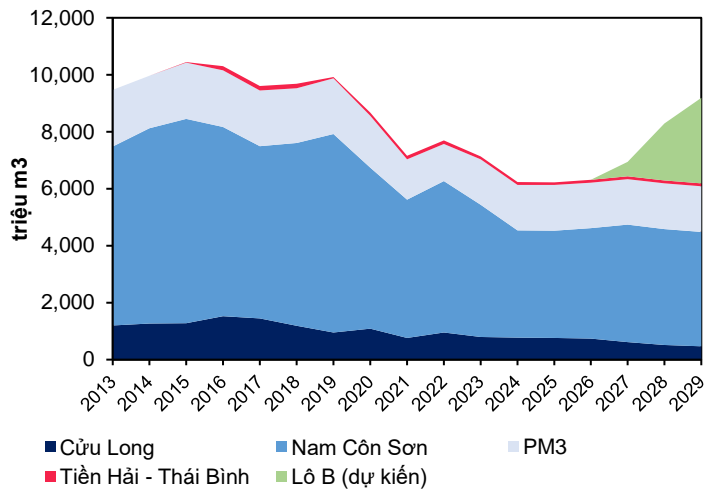
Các doanh nghiệp phân phối khí có thể phải tìm nguồn khí ngoài các nguồn khí nội địa để đáp ứng nhu cầu của khách hàng, khi sản lượng từ một số mỏ khí nội địa đang giảm mạnh, đặc biệt là tại bể khí Nam Côn Sơn (Lô 06.1). Chúng tôi kỳ vọng rằng chỉ khi dự án Lô B có dòng khí đầu tiên, sản lượng khí nội địa mới thực sự cải thiện. Trong tương lai gần (giai đoạn 2025-2026), một số mỏ khí mới có thể đạt mốc dòng khí đầu tiên, có thể kể đến Thiên Nga – Hải Âu (kỳ vọng dòng khí đầu tiên: 2026, kỳ vọng sản lượng hàng năm: 600 triệu m³), nhưng các mỏ này là không đủ để đáp ứng nhu cầu của khách hàng nội địa trong dài hạn.

Hình 30: Sản lượng khí từ bể khí Nam Côn Sơn đang suy giảm rất nhanh



Nguồn: MBS Research tổng hợp

Hình 31: Không mỏ khí lớn nào dự kiến đi vào hoạt động trong GD 2025-2026



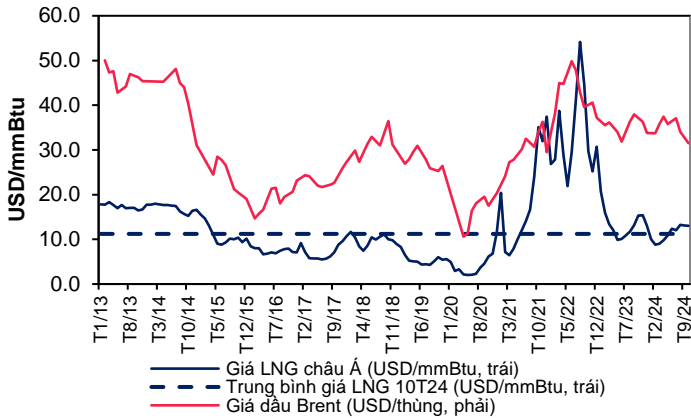
Nguồn: MBS Research tổng hợp

Chuyển đổi sang điện khí LNG sẽ là trọng tâm trong trung hạn

Tổng công suất điện khí LNG sẽ đạt mức 22,400 MW vào năm 2030, chiếm 14.9% tổng công suất điện của Việt Nam, theo Quy hoạch Điện 8 (QHĐ8). Quá trình chuyển đổi năng lượng này cần nhiều nỗ lực lớn trong nhập khẩu LNG trong trung hạn.

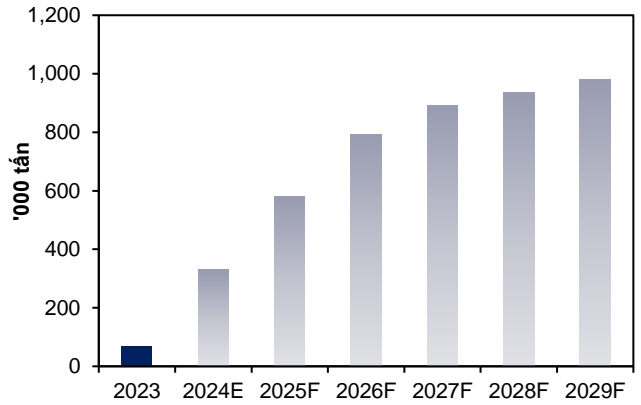
Do giá khí từ các mỏ khí nội địa đang gia tăng trước bối cảnh các mỏ khí mới chậm đi vào hoạt động, trong khi nguồn cung LNG dự kiến gia tăng khiến giá LNG ở mức hợp lý hơn, chúng tôi cho rằng giá LNG nhập khẩu sẽ có khả năng cạnh tranh với giá khí nội địa ít nhất đến hết năm 2026. Giá LNG nhập khẩu trong giai đoạn 2025-2026 được kỳ vọng ở mức 13 USD/mmBtu (đã bao gồm ước tính chi phí vận chuyển và tái hóa khí). Các đơn vị phân phối LNG với các hợp đồng cung cấp LNG cho các nhà máy điện sẽ được hưởng lợi trong trung hạn nhờ xu hướng này. Chúng tôi kỳ vọng sản lượng LNG nhập khẩu về kho Thị Vải sẽ đạt mức 560 tấn trong năm 2025 khi 2 nhà máy điện Nhơn Trạch 3 và Nhơn Trạch 4 đi vào hoạt động. (Phụ lục 2)

Hình 32: Giá LNG tương đối ổn định sau mức đỉnh năm 2022



Nguồn: Bloomberg, MBS Research

Hình 33: Dự báo sản lượng LNG nhập khẩu về kho Thị Vải



Nguồn: MBS Research dự phóng

Hình 34: Một số kho LNG tại Việt Nam

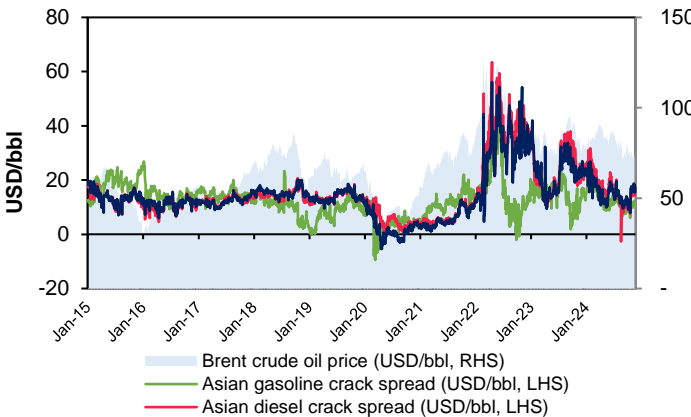
Kho cảng LNG	Công suất (tr. tấn/ năm)	Chủ đầu tư	Thời gian HĐ
Kho cảng LNG Thị Vải GD 1	1.0	GAS	2023
Kho cảng LNG Hải Linh	3.4	Hai Linh, AG&P	2024
Kho cảng LNG Sơn Mỹ GD 1	3.6	GAS, AES	2027
Kho cảng LNG Hải Lăng	1.5	T&T Group, Hanwha, KOGAS	2026
Kho cảng LNG Bạc Liêu	3.0	Delta Offshore Energy	n/a
Kho cảng LNG Hải Phòng	2.0	ExxonMobil	n/a
Kho cảng LNG Long An	3.5	Millennium	n/a
Kho cảng LNG Quảng Ninh GD1	1.5	POW, COLAVI, Tokyo Gas	n/a
Kho cảng LNG Cà Ná	1.5	Gulf Energy, T&T Group	n/a

Nguồn: MBS Research tổng hợp

Lọc dầu: Triển vọng hoạt động SXKD tương đối âm ảm

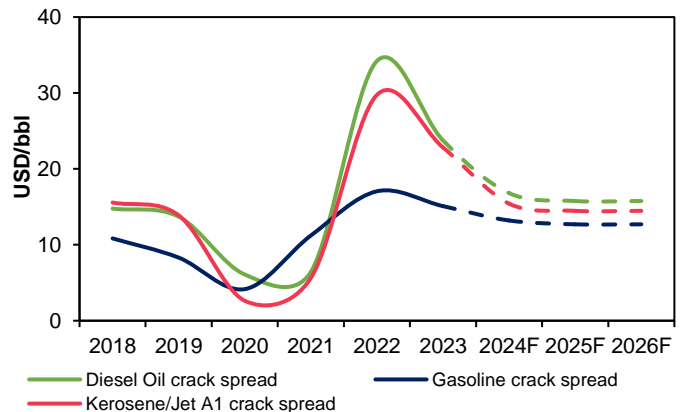
Các doanh nghiệp lọc dầu thiếu động lực tăng trưởng mạnh khi công suất duy trì ổn định và crack spread có thể bị ảnh hưởng tiêu cực do nhu cầu thấp: Chúng tôi không kỳ vọng crack spread sẽ tăng mạnh trong trung hạn do công suất lọc dầu toàn cầu đang tăng dần từ nay đến 2028, với kế hoạch tăng chủ yếu đến từ Trung Quốc, Ấn Độ và Trung Đông, có thể dẫn đến tăng nguồn cung xăng dầu toàn cầu, Bên cạnh đó, các xung đột địa chính trị có dấu hiệu hạ nhiệt cũng đã phần nào giảm bớt quan ngại của thị trường về việc gián đoạn nguồn cung xăng dầu thế giới.

Hình 35: Asian crack spread remains gloomy due to weak demand



Nguồn: Bloomberg, MBS Research

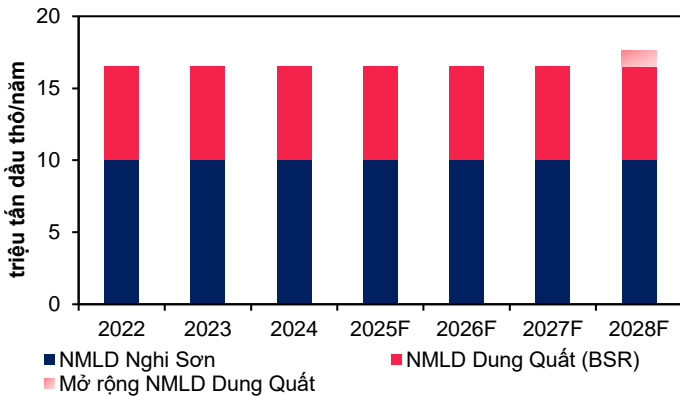
Hình 36: Our forecast on reference Asian crack spreads



Nguồn: MBS Research dự phóng

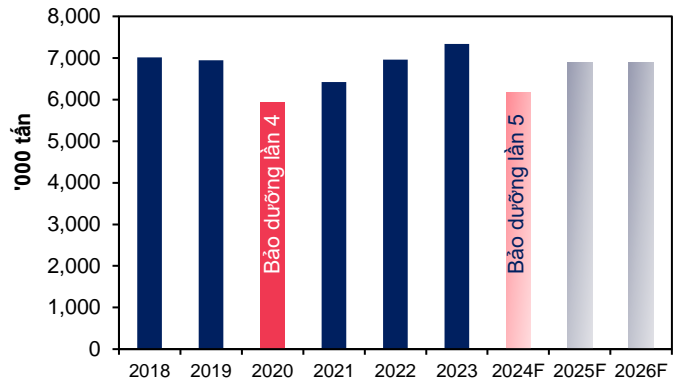
Công suất lọc dầu nội địa duy trì ổn định trong giai đoạn 2025-2026, tức là các doanh nghiệp lọc dầu nội địa khó có động lực tăng trưởng lợi nhuận thực sự từ tăng công suất (trừ việc BSR không bảo dưỡng nhà máy lọc dầu Dung Quất trong năm 2025, có thể dẫn đến tăng trưởng sản lượng từ mức nền thấp của 2024). Dự án nâng cấp và mở rộng NMLD Dung Quất của BSR, dự kiến hoàn thành vào Q3/2028, sẽ tăng công suất lọc dầu của doanh nghiệp thêm 15% và tăng chất lượng các sản phẩm đầu ra. Theo đó, chúng tôi kỳ vọng crack spread của BSR sẽ gần tương đương với mức crack spread của khu vực kể từ năm 2029, khi dự án hoàn thiện.

Hình 37: Công suất lọc dầu của VN dự kiến đi ngang đến 2028



Nguồn: MBS Research tổng hợp

Hình 38: Dự phóng sản lượng của BSR sau bảo dưỡng



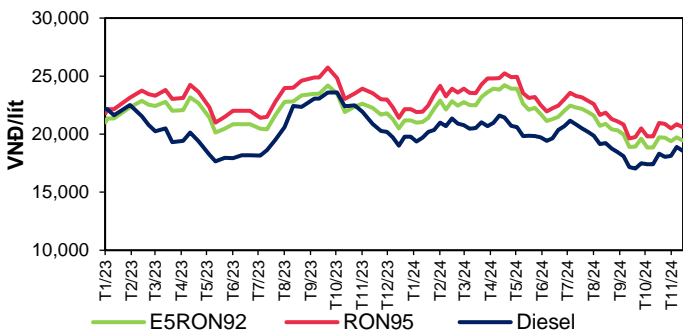
Nguồn: MBS Research dự phóng

Kinh doanh xăng dầu: Hỗ trợ từ mặt pháp lý thúc đẩy triển vọng kinh doanh

Các doanh nghiệp phân phối xăng dầu dự kiến sẽ hưởng lợi từ Nghị định mới về Kinh doanh xăng dầu: Nghị định mới về Kinh doanh Xăng dầu dự kiến sẽ có hiệu lực vào năm 2025 với một số thay đổi quan trọng, bao gồm: (1) điều chỉnh phương thức xác định chi phí kinh doanh định mức (dựa trên Chỉ số giá tiêu dùng - CPI, được xem xét ba năm một lần hoặc trong trường hợp có biến động bất thường), và (2) hỗ trợ các doanh nghiệp kinh doanh xăng dầu chủ động hơn trong việc quyết định giá bán lẻ xăng dầu, tạo điều kiện thuận lợi cho việc điều chỉnh dựa trên chi phí thực tế phát sinh.

Chi phí kinh doanh định mức cho các doanh nghiệp kinh doanh xăng dầu đã được điều chỉnh tăng kể từ ngày 01/07/2024. Việc điều chỉnh này cho phép các DN kinh doanh xăng dầu trong nước phản ánh chính xác hơn chi phí kinh doanh thực tế vào giá bán đầu ra, trong bối cảnh chi phí thường xuyên biến động. Điều này sẽ hỗ trợ cải thiện lợi nhuận cho hầu hết các nhà phân phối xăng dầu. Ngoài ra, các công ty có cơ sở vật chất tốt và thị phần lớn có thể hưởng lợi nhiều hơn từ những thay đổi này, do chi phí trên lít có thể thấp hơn nhờ lợi thế quy mô.

Hình 39: Giá xăng dầu giảm trong Q3/24 theo biến động giá thế giới



Nguồn: Bộ Công Thương, MBS Research

Hình 40: Thay đổi chi phí định mức cho các DN kinh doanh xăng dầu

STT	Chi phí KD định mức (VNĐ/ lít)	Từ 07/10/2022	Từ 30/6/2023	Từ 01/7/2024
1	RON 95	1,050	1,080	1,140
2	Diesel	1,000	1,030	1,170
3	Kerosene	950	950	1,180
4	Mazut oil	544	360	430

Nguồn: MBS Research tổng hợp

Hình 41: Một số thay đổi chính trong các bản dự thảo cho Nghị định Kinh doanh Xăng dầu mới

TT	Vấn đề	Quy định hiện tại	Nội dung tại Dự thảo 2	Nội dung tại Dự thảo 3 & 4	Đánh giá
1	Dự trữ lưu thông xăng dầu	Thương nhân đầu mỗi kinh doanh xăng dầu và thương nhân đầu mỗi sản xuất xăng dầu có tổ chức hệ thống phân phối xăng dầu phải đảm bảo ổn định mức dự trữ xăng dầu bắt buộc tối thiểu bằng 20 ngày cung ứng, tính theo sản lượng tiêu thụ nội địa bình quân 1 ngày của năm trước liền kề, cả về cơ cấu chủng loại.	Thương nhân đầu mỗi kinh doanh xăng dầu và thương nhân đầu mỗi sản xuất xăng dầu có tổ chức hệ thống phân phối xăng dầu phải duy trì dự trữ lưu thông xăng dầu (...) tối thiểu bằng 30 ngày cung ứng, tính theo sản lượng tiêu thụ nội địa bình quân 1 ngày của năm trước liền kề, cả về cơ cấu chủng loại.	Thương nhân đầu mỗi kinh doanh xăng dầu phải duy trì dự trữ lưu thông xăng dầu quy định tại khoản 1 Điều này tối thiểu bằng 20 ngày cung ứng, tính theo sản lượng tiêu thụ nội địa bình quân của thương nhân trong 1 ngày của năm trước liền kề, cả về cơ cấu chủng loại.	Dự thảo 3 giữ nguyên mức dự trữ tối thiểu so với quy định hiện tại, giảm 10 ngày so với nội dung tại Dự thảo 2. Nếu mức dự trữ tối thiểu giữ nguyên, chi phí kinh doanh trên sản lượng cũng giữ nguyên, không ảnh hưởng tiêu cực tới các thương nhân đầu mỗi (nếu tăng thêm 10 ngày, ước tính chi phí tăng khoảng 100 VNĐ/lít)
2	Nguyên tắc điều chỉnh giá bán xăng dầu	Giá cơ sở được xác định dựa trên các yếu tố hình thành giá tổng hợp từ các nguồn xăng dầu sản xuất trong nước, nhập khẩu; làm căn cứ để cơ quan nhà nước xác định giá điều hành (...), là căn cứ cho việc quyết định giá bán lẻ xăng dầu trong nước (riêng dầu mazut là giá bán buôn).	Thương nhân đầu mỗi kinh doanh xăng dầu và thương nhân phân phối xăng dầu được quyền quyết định giá bán buôn. Căn cứ vào tình hình thực tế tại doanh nghiệp, thương nhân đầu mỗi kinh doanh xăng dầu và thương nhân phân phối xăng dầu quyết định giá bán lẻ xăng dầu (riêng dầu mazut là bán buôn) trong hệ thống phân phối của mình phù hợp với chi phí phát sinh thực tế tại doanh nghiệp và không cao hơn giá bán xăng dầu tối đa theo quy định.	Giá bán buôn, giá bán lẻ xăng dầu trong và ngoài hệ thống được thương nhân đầu mỗi kinh doanh xăng dầu, thương nhân phân phối xăng dầu quyết định không cao hơn giá bán xăng dầu theo công thức quy định tại Điều 34 Nghị định này. (...) Giá mua bán nhiên liệu hàng không do các thương nhân tự thỏa thuận với các đối tác theo cơ chế thị trường, không phải thực hiện quy định tại khoản 1, 2, 3, 4 Điều này và Điều 34, 35 Nghị định này.	(1) Giúp thương nhân chủ động hơn trong quyết định giá bán lẻ xăng dầu, dễ dàng điều chỉnh nếu có chi phí thực tế phát sinh. (2) Không còn đề cập tới "giá cơ sở", thương nhân có quyền bán xăng dầu với giá thấp hơn giá bán tối đa theo công thức giá quy định. (3) Giảm thời gian, quy trình tính toán và công bố định kỳ các chi phí của thương nhân. (4) Cơ chế riêng cho giá nhiên liệu hàng không - phụ thuộc hoàn toàn vào cung cầu và đàm phán giữa các bên.
3	Công thức giá bán xăng dầu	Giá cơ sở = Giá nguồn nhập khẩu * Tỷ trọng nguồn nhập khẩu + Giá nguồn trong nước * Tỷ trọng nguồn trong nước <i>Trong đó: Giá từ nguồn nhập khẩu = Giá thế giới + Chi phí vận chuyển (đưa từ cảng nước ngoài về cảng Việt Nam ± premium) + Chi phí KD định mức + Trích lập bình ổn giá + Lợi nhuận định mức + Thuế, phí khác;</i> <i>Giá từ nguồn trong nước = Giá thế giới ± premium + Chi phí vận chuyển (đưa từ NMLD về cảng) + Chi phí KD định mức + Trích lập bình ổn giá + Lợi nhuận định mức + Thuế, phí khác</i>	Giá bán xăng dầu tối đa = Giá xăng dầu thế giới * Tỷ giá ngoại tệ + Thuế nhập khẩu + Thuế tiêu thụ đặc biệt + Thuế bảo vệ môi trường + Thuế giá trị gia tăng + Chi phí kinh doanh định mức + Lợi nhuận định mức của doanh nghiệp	Giá bán xăng dầu tối đa = Chi phí tạo nguồn + Chi phí kinh doanh định mức + Lợi nhuận định mức + Thuế giá trị gia tăng. Trong đó: Chi phí tạo nguồn = (Giá sản phẩm xăng dầu thế giới ± premium)* tỷ giá ngoại tệ + Chi phí vận tải, bảo hiểm, hao hụt, bốc dỡ + Chi phí thuế (thuế nhập khẩu, thuế tiêu thụ đặc biệt, thuế bảo vệ môi trường).	(1) Không còn phân tách giá từ nguồn nhập khẩu và giá từ nguồn trong nước; (2) Không trích lập bình ổn giá trong công thức giá bán xăng dầu tối đa. (3) Dự thảo 3&4 bổ sung lại premium vào công thức giá bán trong khi công thức tại dự thảo 2 có thể coi là không được đưa vào --> Dự thảo 3 bám sát giá thực tế hơn do premium thực tế luôn ở mức dương và khá cao.

TT	Vấn đề	Quy định hiện tại	Nội dung tại Dự thảo 2	Nội dung tại Dự thảo 3 & 4	Đánh giá
4	Chi phí kinh doanh định mức; Điều 34: Công thức giá bán xăng dầu	Chi phí kinh doanh xăng dầu định mức được xác định trên cơ sở báo cáo chi phí thực tế phát sinh của các thương nhân đầu mỗi kinh doanh xăng dầu. Định kỳ trước ngày 01 tháng 07 hàng năm, Bộ Tài chính thông báo chi phí kinh doanh định mức để Bộ Công Thương áp dụng, tính toán trong công thức giá cơ sở xăng dầu.	Chi phí kinh doanh, lợi nhuận định mức của doanh nghiệp được tính theo các mức tối đa như sau: (1) Phương án 1: Chi phí kinh doanh, lợi nhuận định mức được quy định theo giá trị tuyệt đối, khoảng từ 1,800 - 2,500 đồng/lít, kg xăng dầu tùy từng chủng loại (2) Chi phí kinh doanh, lợi nhuận định mức biến đổi theo tỷ lệ % theo biến động giá xăng dầu thế giới.	Chi phí kinh doanh định mức hàng năm được điều chỉnh tăng, giảm theo chỉ số giá tiêu dùng CPI thực tế bình quân của năm trước do Tổng cục Thống kê công bố. Định kỳ 3 năm/lần , Bộ Công Thương chủ trì, phối hợp các bộ, ngành có liên quan rà soát, công bố chi phí kinh doanh định mức được sử dụng làm gốc, phù hợp với tình hình thực tế để thương nhân thực hiện.	Hỗ trợ doanh nghiệp trong nước phản ánh nhanh hơn sự biến động của các chi phí chính trong kinh doanh vào giá bán lẻ, trong khi không tốn quá nhiều công sức rà soát toàn bộ các khoản chi phí.
5	Thời gian điều chỉnh các khoản mục liên quan	Premium: Định kỳ 3 tháng; Chi phí vận chuyển định mức: Định kỳ 3 tháng; Chi phí kinh doanh định mức: Hàng năm; Giá bán xăng dầu: 7 ngày một lần	Premium: n/a; Chi phí vận chuyển định mức: n/a; Chi phí kinh doanh định mức: Phương án 1: n/a; Phương án 2: điều chỉnh 7 ngày một lần; Giá bán xăng dầu: 7 ngày hoặc 15 ngày một lần	Premium: Định kỳ hàng quý (Dự thảo 3: định kỳ 7 ngày một lần theo ngày có giá giữa 2 kỳ công bố giá) ; Chi phí vận chuyển định mức: Định kỳ 3 tháng; Chi phí kinh doanh định mức: điều chỉnh hàng năm; rà soát và công bố chi phí gốc định kỳ 3 năm 1 lần. Giá bán xăng dầu: 7 ngày một lần	(1) Giữ nguyên chu kỳ điều hành giá là 7 ngày một lần, các doanh nghiệp đã quen với chu kỳ này và giá bán lẻ xăng dầu tiệm cận thị trường thế giới hơn; (2) Giữ nguyên kỳ điều chỉnh Premium so với quy định hiện tại (thay vì điều chỉnh thường xuyên như Dự thảo 3).

Nguồn: MBS Research tổng hợp

Chiến lược đầu tư: Chúng tôi ưa thích PVS và PVT

Dự phóng KQKD một số doanh nghiệp trong ngành giai đoạn 24F-26F

Hình 42: Dự phóng KQKD một số doanh nghiệp trong ngành giai đoạn 24F-26F

tỷ VNĐ	PVS			PVD			PVT		
	2024F	2025F	2026F	2024F	2025F	2026F	2024F	2025F	2026F
Doanh thu	21,126	32,257	43,026	8,279	7,085	7,697	10,850	11,499	11,921
% svck	9.0%	52.7%	33.4%	42.6%	-14.4%	8.6%	13.5%	6.0%	3.7%
Lợi nhuận gộp	1,124	1,603	2,097	1,765	1,795	2,015	2,403	2,512	2,539
Biên lợi nhuận gộp	5.3%	5.0%	4.9%	21.3%	25.3%	26.2%	22.1%	21.8%	21.3%
EBITDA	4	377	548	1,926	2,012	2,289	3,627	3,844	4,013
Biên EBITDA	0.0%	1.2%	1.3%	23.3%	28.4%	29.7%	33.4%	33.4%	33.7%
Lợi nhuận ròng	995	1,375	1,542	612	645	758	1,111	1,165	1,200
% svck	-3.1%	38.2%	12.2%	4.7%	5.4%	17.5%	14.3%	4.9%	3.0%
EPS (VNĐ/cp)	2,081	2,876	3,226	1,101	1,160	1,363	3,433	3,600	3,709
BVPS (VNĐ/cp)	27,838	29,261	30,908	27,536	28,783	30,239	24,656	28,179	31,839
Tiền mặt ròng/CP (VNĐ/cp)	19,010	19,912	22,327	7,997	10,066	10,893	11,488	15,584	20,357
Nợ/VCSH	14.0%	14.1%	13.7%	19.4%	25.7%	22.8%	58.2%	52.1%	47.5%
Tỷ suất cổ tức	2.1%	2.1%	2.1%	0.0%	1.3%	1.3%	2.3%	3.3%	3.3%
ROAE (%)	7.6%	10.1%	10.7%	4.1%	4.1%	4.6%	15.0%	13.6%	12.4%
ROAA (%)	3.7%	4.9%	4.8%	2.7%	2.7%	3.0%	6.0%	5.8%	5.5%

tỷ VNĐ	GAS			BSR			PLX		
	2024F	2025F	2026F	2024F	2025F	2026F	2024F	2025F	2026F
Doanh thu	92,894	92,304	95,561	115,227	124,348	124,829	277,986	262,747	267,737
% svck	3.3%	-0.6%	3.5%	-21.8%	7.9%	0.4%	1.5%	-5.5%	1.9%
Lợi nhuận gộp	16,566	16,514	17,022	2,719	3,728	3,779	16,349	16,438	16,472
Biên lợi nhuận gộp	17.8%	17.9%	17.8%	2.4%	3.0%	3.0%	5.9%	6.3%	6.2%
EBITDA	14,847	15,720	16,887	3,669	4,584	4,689	4,996	6,405	6,068
Biên EBITDA	16.0%	17.0%	17.7%	3.2%	3.7%	3.8%	1.8%	2.4%	2.3%
Lợi nhuận ròng	10,598	11,202	12,044	1,997	2,911	2,753	3,121	3,673	3,718
% svck	-8.7%	5.7%	7.5%	-76.9%	45.8%	-5.4%	10.1%	17.7%	1.2%
EPS (VNĐ/cp)	4,614	4,877	5,244	644	939	888	2,412	2,839	2,873
BVPS (VNĐ/cp)	26,215	29,051	32,260	18,839	19,455	20,021	21,199	22,152	23,135
Tiền mặt ròng/CP (VNĐ/cp)	16,339	18,355	19,520	8,667	10,451	8,634	9,966	11,400	12,932
Nợ/VCSH	12.0%	11.8%	10.9%	8,667	24.1%	25.5%	61.0%	55.4%	50.5%
Tỷ suất cổ tức	2.8%	2.8%	2.8%	1.3%	1.3%	1.3%	2.5%	3.7%	3.7%
ROAE (%)	17.1%	17.7%	17.1%	3.4%	4.9%	4.5%	11.7%	13.1%	12.7%
ROAA (%)	12.2%	12.4%	12.2%	2.3%	3.4%	3.0%	3.9%	4.6%	4.7%

Nguồn: MBS Research dự phóng

Hình 43: Chúng tôi ưa thích PVS và PVT cho chiến lược đầu tư năm 2025

Mã	Giá mục tiêu (VNĐ)	KN	Đánh giá
PVS	47,300	KHẢ QUAN	<ul style="list-style-type: none"> - PVS đã được trao thầu toàn bộ các hợp đồng EPCI#1 và EPCI#2 thuộc dự án Lô B – Ô Môn, thay vì trao thầu hạn chế trước đó. Điều này sẽ giúp đẩy nhanh tiến độ triển khai dự án và tăng doanh thu của mảng Cơ khí và Xây lắp (M&C). - Biên lợi nhuận gộp mảng M&C được dự báo sẽ cải thiện trong năm 2025 nhờ: (1) đóng góp từ các dự án dầu khí trong nước như Lô B – Ô Môn và Lạc Đà Vàng, lĩnh vực mà PVS có kinh nghiệm tốt, và (2) hiệu quả hoạt động các dự án điện gió ngoài khơi cải thiện sau khi tích lũy kinh nghiệm từ các dự án trước đây. Biên lợi nhuận gộp dự kiến của mảng M&C trong năm 2025 là 2.2%, cao hơn 0.7 điểm phần trăm so với biên lợi nhuận gộp dự kiến năm 2024. - Chúng tôi kỳ vọng lợi nhuận ròng của PVS trong giai đoạn FY25-26F sẽ tăng lần lượt 38.2% và 12.2%, nhờ vào tiến độ được đẩy nhanh của dự án Lô B và lượng công việc mới từ các hợp đồng EPCI trong lĩnh vực điện gió ngoài khơi. Việc trì hoãn FID và các gói thầu hạn chế của dự án Lô B đã cản trở doanh nghiệp đạt mức tăng trưởng đáng kể trong năm 2024, nhưng khi các gói thầu được trao toàn bộ, hiệu ứng tích cực sẽ rõ ràng hơn trong năm sau (2025).
PVT	34,200	KHẢ QUAN	<ul style="list-style-type: none"> - Nhu cầu tấn – dậm tăng (do cung dầu thô tăng tại châu Mỹ nhưng công suất lọc dầu tăng tại châu Á) có thể hỗ trợ duy trì giá cước tàu dầu thô ổn định ở mức cao trong GD 2024-2025. Điều này có thể giúp biên lợi nhuận gộp mảng vận tải dầu thô của PVT trong GD FY24F-26F đạt lần lượt 35.2%, 34.9% và 33.7%. - Tốc độ mở rộng đội tàu được kỳ vọng sẽ cải thiện trong GD 2025-2026 nhờ kế hoạch mở rộng linh hoạt và giá cả ổn định của tàu chở dầu/hóa chất cũng như tàu hàng rời. Nếu môi trường thuận lợi hiện tại được duy trì, đội tàu của PVT có thể mở rộng lên 72 tàu vào 2029, với đóng góp chính đến từ tàu chở dầu/hóa chất. - Chúng tôi kỳ vọng lợi nhuận ròng của PVT tăng lần lượt 14.3%, 4.9% và 3.0% trong giai đoạn 2024-2026F. Chúng tôi cũng lưu ý rằng PVT đã ghi nhận khoản lợi nhuận bất thường từ việc thanh lý tàu (153 tỷ đồng) trong năm 2024. Nếu loại trừ khoản này, tăng trưởng lợi nhuận ròng của PVT trong năm 2025 được dự báo đạt 21.6% so với cùng kỳ năm trước. Hiện tại, cổ phiếu đang giao dịch với EV/EBITDA trailing là 4.63x, thấp hơn mức trung bình 3 năm (5.16x) và mức trung bình 5 năm (4.99x). Với định giá tương đối thấp và triển vọng kinh doanh vững chắc trong giai đoạn 2024-2026F, đây có thể là thời điểm thuận lợi để đầu tư vào cổ phiếu.
PVD	27,000	TRUNG LẬP	<ul style="list-style-type: none"> - Nhu cầu trong khu vực đối với giàn khoan tự nâng (jack-up) trong những năm tới được dự báo sẽ duy trì ở mức cao nhờ các dự án dầu khí thượng nguồn được triển khai bởi các công ty dầu khí quốc gia (NOCs). Chúng tôi kỳ vọng trung bình giá thuê ngày giàn khoan tự nâng của PVD sẽ ổn định ở mức lần lượt 96,800 USD/ngày, 94,800 USD/ngày, và 94,800 USD/ngày trong giai đoạn 2024-2026F. - Giàn khoan tự nâng mới của PVD dự kiến sẽ bắt đầu đóng góp vào kết quả kinh doanh từ Q4/2025, chậm hơn so với kỳ vọng trước đó (Q2/2025), và sẽ chỉ đóng góp ở mức khiêm tốn vào lợi nhuận gộp của PVD trong năm tới. Giàn khoan mới này có thể bù đắp phần nào sự sụt giảm đóng góp vào lợi nhuận gộp của PVD do việc tạm dừng hoạt động của giàn PVD 11 trong năm 2025. Ngoài ra, chúng tôi cũng không kỳ vọng tăng trưởng đột phá ở mảng dịch vụ giếng khoan trong năm tới, do tất cả các giàn khoan tự nâng hiện đang hoạt động tại các thị trường nước ngoài. - Lợi nhuận ròng của PVD được dự báo tăng lần lượt 4.7%, 5.4%, và 17.5% trong giai đoạn 2024-2026F. Với giàn khoan tự nâng mới là động lực chính cho tăng trưởng năm 2026. Trong năm 2025, cổ phiếu có vẻ thiếu động lực tăng trưởng mạnh nếu giàn khoan mới được bàn giao vào cuối năm. Nếu giàn khoan này bắt đầu hoạt động sớm hơn (Q2/2025), chúng tôi kỳ vọng lợi nhuận ròng của PVD trong năm 2025 sẽ tăng 15.5% so với cùng kỳ năm trước.
GAS	77,500	TRUNG LẬP	<ul style="list-style-type: none"> - Sản lượng khí từ các mỏ nội địa đang khai thác có dấu hiệu suy giảm và các mỏ khí còn lại có giá tương đối cao, do đó việc phân phối và sử dụng khí tự nhiên hóa lỏng (LNG) là cần thiết để đảm bảo an ninh năng lượng quốc gia. Sản lượng LNG của GAS dự kiến sẽ tăng mạnh từ năm 2025, khi các nhà máy nhiệt điện Nhơn Trạch 3 và 4 đi vào hoạt động. Sản lượng LNG nhập về trong giai đoạn FY25-26F dự kiến tương đương lần lượt 56.0% và 79.4% tổng công suất của Kho cảng LNG Thị Vải giai đoạn 1. - Trong 9 tháng đầu năm 2024, GAS đã trích lập khoảng VND 1.25 tỷ cho các khoản phải thu khó đòi từ Mekong Energy, BOT Phú Mỹ 3 và Nhà máy Nhiệt điện Phú Mỹ. Chúng tôi cho rằng khoản trích lập này có thể liên quan đến đường ống khí Phú Mỹ 3 và thay đổi cơ chế cung cấp khí. Chúng tôi không kỳ vọng khoản trích lập này sẽ được hoàn nhập vào năm 2025. - Chúng tôi dự báo tăng trưởng lợi nhuận ròng của GAS trong giai đoạn FY24F-26F sẽ lần lượt là -8.7%, 5.7% và 7.5%. Nếu không có khoản trích lập cho các khoản phải thu khó đòi, tăng trưởng lợi nhuận ròng của GAS trong năm 2024 dự kiến đạt 5.1%.
BSR	25,600	TRUNG LẬP	<ul style="list-style-type: none"> - Trong ngắn hạn (FY25-26F), chúng tôi không kỳ vọng mức chênh lệch giá (crack spread) tại châu Á sẽ tăng mạnh do nguồn cung lọc dầu toàn cầu đang dần tăng lên và cầu tiêu thụ sản phẩm cuối cùng vẫn yếu. Tuy nhiên, BSR vẫn có động lực tăng trưởng dài hạn nhờ dự án nâng cấp và mở rộng, dự kiến sẽ đi vào hoạt động từ Q3/2028, nâng tổng công suất thêm 15% và tăng khả năng lọc được các sản phẩm với độ phức tạp cao hơn. Dự kiến, crack spread của BSR sẽ tương đương mức trung bình trong khu vực kể từ năm 2029 khi dự án nâng cấp mở rộng hoàn tất. - Việc BSR dự kiến lên sàn HOSE (HSX) vào đầu năm 2025 có thể sẽ hỗ trợ công ty tăng khả năng xuất hiện trong các chỉ số quan trọng, thu hút sự quan tâm từ nhà đầu tư trong nước và quốc tế cũng như giúp nâng cao hệ số định giá. - Chúng tôi dự báo lợi nhuận ròng của BSR trong năm 2024 sẽ giảm 76.9% so với cùng kỳ năm trước do crack spread thấp đáng kể trong Q3/2024, và sản lượng thấp do bảo dưỡng, nhưng sẽ tăng 45.8% svck vào năm 2025 nhờ sản lượng cải thiện (kết thúc đợt bảo dưỡng) và giá dầu thô đầu vào và đầu ra ổn định hơn.
PLX	46,100	TRUNG LẬP	<ul style="list-style-type: none"> - Sản lượng xăng dầu của PLX dự kiến sẽ giữ ổn định ở mức cao, được hỗ trợ bởi việc tăng thị phần từ các thương nhân bán buôn đã bị thu hồi giấy phép, mặc dù tổng tiêu thụ xăng dầu trong nước có thể không tăng mạnh nếu quá trình phục hồi kinh tế diễn ra chậm hơn dự kiến. - Những thay đổi trong khung pháp lý dự kiến sẽ cho phép các nhà phân phối xăng dầu như PLX có quyền kiểm soát lớn hơn trong việc thiết lập giá bán và phản ánh chính xác hơn chi phí thực tế vào giá bán đầu ra, từ đó hỗ trợ duy trì biên lợi nhuận tốt trong trường hợp có biến động lớn về chi phí kinh doanh thực tế. - Biên lợi nhuận gộp có thể cải thiện từ năm 2025 khi các chi phí kinh doanh định mức trong công thức giá xăng dầu cơ sở tăng từ tháng 7/2024. Tuy nhiên, tác động của việc này được kỳ vọng sẽ rõ ràng hơn trong năm 2025 khi trong Q3/2024, giá dầu biến động theo hướng giảm làm tăng chi phí đầu vào và ảnh hưởng tiêu cực đến lợi nhuận do độ trễ của kỳ điều chỉnh giá bán. Chúng tôi kỳ vọng biên lợi nhuận gộp của PLX trong giai đoạn FY24-26F đạt lần lượt 5.9%, 6.3% và 6.2%, và tăng trưởng lợi nhuận ròng lần lượt là 10.1%, 17.7% và 1.2%.

Nguồn: MBS Research

Hình 44: So sánh một số doanh nghiệp trong ngành

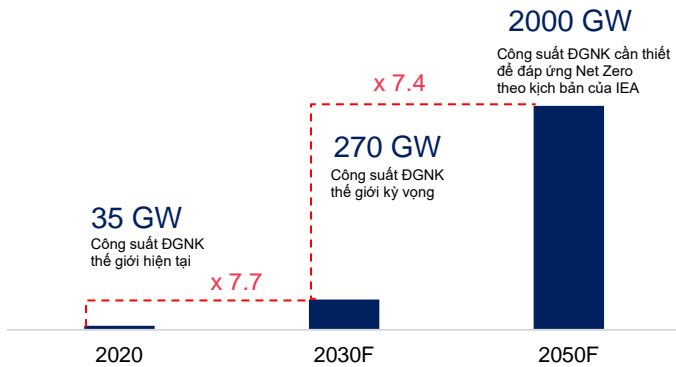
Kịch bản cơ sở: Giá dầu Brent TB 2025 = 70 USD/thùng	Mã cp	Giá mục tiêu	Khuyến nghị	Vốn hóa	P/E (x)		P/B (x)		ROA%		ROE (%)	
					2024F	2025F	2024F	2025F	2024F	2025F	2024F	2025F
Doanh nghiệp		VNĐ/cp		Tỷ VNĐ								
Tổng CTCP Dịch vụ Kỹ thuật Dầu khí	PVS	47,300	Khả quan	16,203	16.3	11.8	1.2	1.2	3.7	4.9	7.6	10.1
Tổng CTCP Khoan và Dịch vụ Khoan Dầu khí	PVD	27,000	Trung lập	16,676	21.8	20.7	0.9	0.8	2.7	2.7	4.1	4.1
Tổng Công ty Khí Việt Nam	GAS	77,500	Trung lập	177,538	15.0	14.2	2.6	2.4	12.2	12.4	17.1	17.7
Tổng CTCP Vận tải Dầu khí	PVT	34,200	Khả quan	10,307	7.9	7.6	1.1	1.0	6.0	5.8	15.0	13.6
CTCP Lọc Hóa dầu Bình Sơn	BSR	25,600	Trung lập	71,622	37.3	25.6	1.3	1.2	2.3	3.4	3.4	4.9
Tập đoàn Xăng dầu Việt Nam (Petrolimex)	PLX	46,100	Trung lập	52,221	16.8	14.2	1.9	1.8	3.9	4.6	11.7	13.1
Trung bình					19.2	15.7	1.5	1.4	5.2	5.6	9.8	10.6

Nguồn: MBS Research

Phụ lục

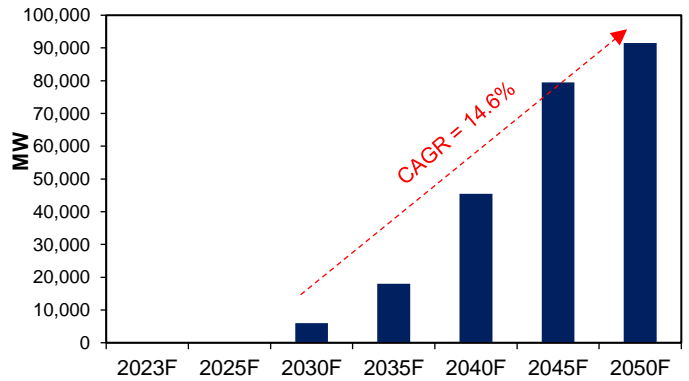
Phụ lục 1: Các dự án EPCI điện gió ngoài khơi & Cơ hội mới cho PVS

Hình 45: Công suất điện gió ngoài khơi thế giới để đáp ứng Net Zero



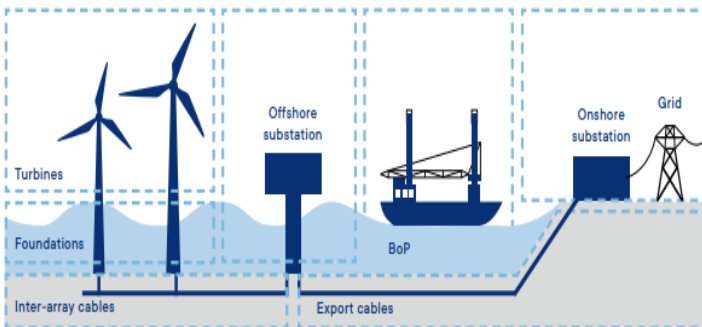
Nguồn: IEA, MBS Research

Hình 46: Công suất điện gió ngoài khơi tại VN theo Quy hoạch Điện 8



Nguồn: QHĐ8, MBS Research

Hình 47: Cấu trúc một dự án điện gió ngoài khơi điển hình



Nguồn: Green Giraffe, MBS Research

Hình 48: Các HĐ EPCI điện gió ngoài khơi đã công bố của PVS

Dự án ĐGNK	Đối tác	Công việc của PVS	Giá trị ước tính (tr. USD)	Thời gian dự kiến
Hai Long	Semco Maritime	EPC cho 2 trạm biến áp ngoài khơi	90	2022 - 2024
Greater Changhua 2b & 4	Ørsted	33 chân đế điện gió ngoài khơi	300	2023 - 2025
Baltica 2	Semco Maritime	EPC cho 4 trạm biến áp ngoài khơi	200	2023 - 2026
Fengmiao	Semco Maritime	EPC cho các trạm biến áp ngoài khơi	200	2024 - 2026

Nguồn: MBS Research dự phỏng

Hình 49: Các cảng tiềm năng cho hoạt động EPCI điện gió ngoài khơi của Việt Nam

TT	Cảng	Phù hợp cho xây lắp	Phù hợp cho sản xuất
1	Bến cảng Nhà máy tàu biển Hyundai - Vinashin (Nam Vân Phong)	Phù hợp với nâng cấp nhỏ	Phù hợp với nâng cấp nhỏ
2	Vietsovpetro (Vũng Tàu)	Phù hợp với nâng cấp nhỏ	Phù hợp với nâng cấp nhỏ
3	Tân Cảng Cát Lái (Hồ Chí Minh)	Phù hợp với nâng cấp nhỏ	Phù hợp với nâng cấp nhỏ
4	Tiên Sa (Đà Nẵng)	Phù hợp với nâng cấp nhỏ	Phù hợp với nâng cấp nhỏ
5	Cảng PTSC (Vũng Tàu)	Phù hợp với nâng cấp nhỏ	Phù hợp với nâng cấp nhỏ
6	Tân Cảng Cái Mép (Bà Rịa)	Phù hợp với nâng cấp nhỏ	Phù hợp với nâng cấp nhỏ
7	Tổng hợp Thị Vải (Phú Mỹ - BRVT)	Phù hợp với nâng cấp trung bình	Phù hợp với nâng cấp trung bình
8	SITV (Phú Mỹ)	Phù hợp với nâng cấp trung bình	Phù hợp với nâng cấp trung bình
9	Cam Ranh (Khánh Hòa)	Phù hợp với nâng cấp trung bình	Phù hợp với nâng cấp trung bình
10	PTSC Phú Mỹ (Phú Mỹ - BRVT)	Phù hợp với nâng cấp trung bình	Phù hợp với nâng cấp trung bình
11	PTSC Đình Vũ (Hải Phòng)	Phù hợp với nâng cấp trung bình	Phù hợp với nâng cấp trung bình
12	VICT (HCM)	Không phù hợp	Phù hợp với nâng cấp trung bình
13	Hiệp Phước (HCM)	Không phù hợp	Phù hợp với nâng cấp trung bình
14	Nghệ Tĩnh (Vinh)	Phù hợp với nâng cấp lớn	Phù hợp với nâng cấp lớn
15	Dương Đông (Phú Quốc)	Phù hợp với nâng cấp lớn	Phù hợp với nâng cấp lớn

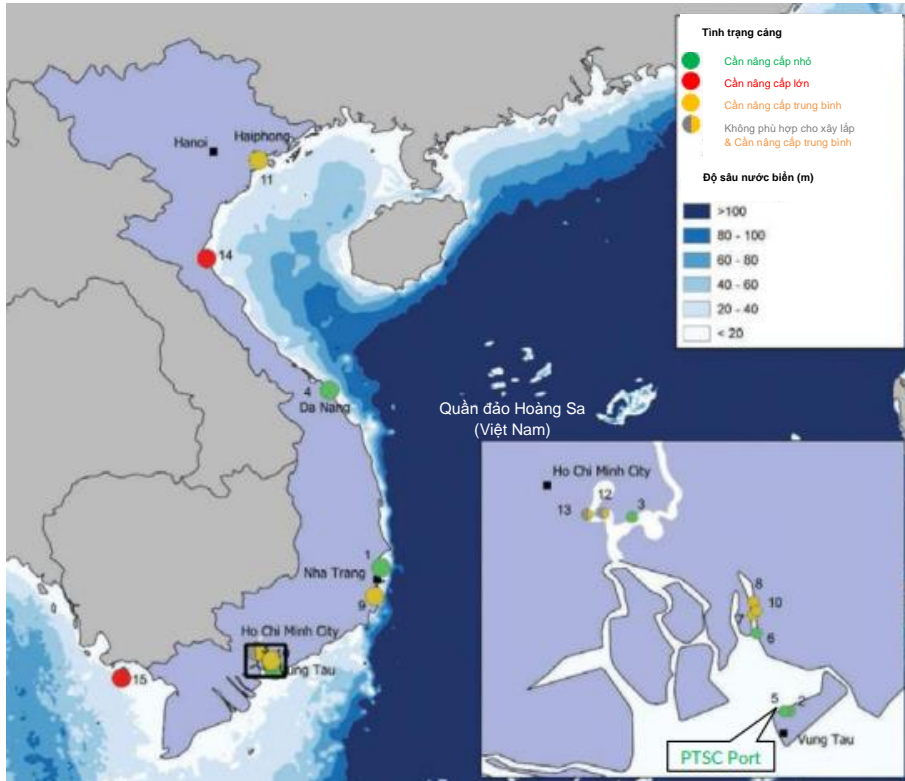
Phù hợp với nâng cấp nhỏ: Chi phí nâng cấp <= 5 triệu USD

Phù hợp với nâng cấp lớn: Chi phí nâng cấp >= 10 triệu USD

Phù hợp với nâng cấp trung bình: 5 triệu USD <= Chi phí nâng cấp <= 10 triệu USD

Nguồn: PTSC M&C, MBS Research

Hình 50: Vị trí cảng PTSC (phù hợp cho cả xây lắp và sản xuất với chi phí nâng cấp nhỏ)



Nguồn: PTSC M&C, MBS Research

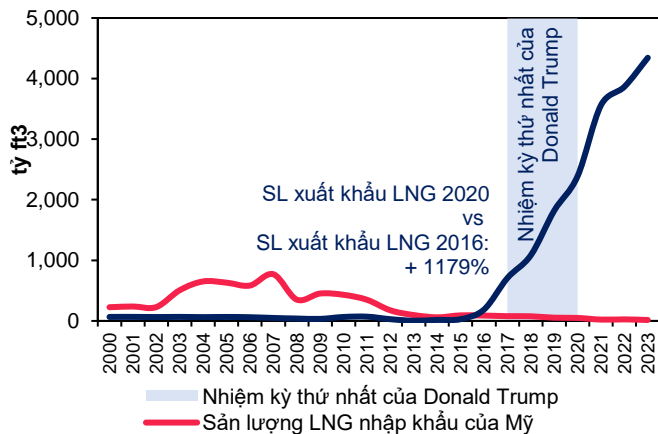
Phụ lục 2: Nhiệm kỳ thứ hai của Tổng thống Trump và thị trường khí hóa lỏng (LNG)

Xuất khẩu LNG của Mỹ tăng mạnh trong giai đoạn 2016-2020: Khởi đầu từ một quốc gia không sản xuất LNG vào đầu năm 2016, xuất khẩu LNG của Mỹ đã tăng đáng kể trong giai đoạn 2016-2020 và hiện nay trở thành quốc gia xuất khẩu LNG lớn nhất thế giới. Nguồn khí từ Mỹ là một nguồn khí giá rẻ lớn có thể được xuất khẩu để đáp ứng nhu cầu ngày càng tăng toàn cầu.

Lệnh tạm dừng cấp phép xuất khẩu LNG mới dưới thời Tổng thống Biden: T1/2024, Biden đã ra lệnh tạm dừng cấp phép xuất khẩu LNG mới để nghiên cứu tác động môi trường. Lệnh tạm dừng áp dụng cho các dự án đã được đề xuất nhưng chưa được Bộ Năng lượng (DOE) cấp phép, và các dự án có kế hoạch xuất khẩu sang các quốc gia không thuộc thỏa thuận thương mại tự do. Nếu không có giấy phép xuất khẩu, các nhà phát triển không thể tiến hành các kế hoạch xây dựng kéo dài nhiều năm cho các dự án mới.

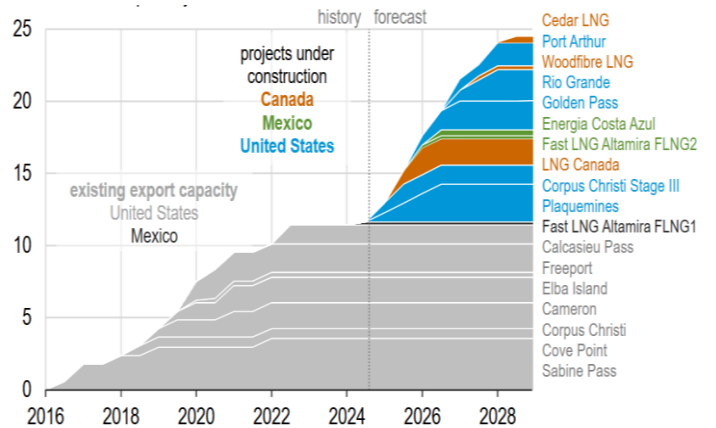
Trump có khả năng sẽ dỡ bỏ lệnh tạm dừng cấp phép xuất khẩu LNG trong nhiệm kỳ tổng thống thứ hai: Nhóm chuyên gia quyền lực của Tổng thống đắc cử Donald Trump đang chuẩn bị một gói năng lượng toàn diện, bao gồm việc dỡ bỏ lệnh tạm dừng cấp phép xuất khẩu LNG của Joe Biden và phê duyệt nhanh chóng các giấy phép còn lại. Điều này sẽ làm tăng thêm khối lượng xuất khẩu LNG của Mỹ trong 4 năm tới.

Hình 51: Sản lượng LNG xuất khẩu của Mỹ tăng mạnh dưới nhiệm kỳ thứ nhất của Trump



Nguồn: EIA, MBS Research

Hình 52: Công suất LNG xuất khẩu tại Bắc Mỹ theo dự án (2016-2028F) (tỷ ft3/ ngày)



Nguồn: EIA

LNG của Mỹ là cần thiết cho khu vực Châu Á: Theo Wood Mackenzie, nếu giá LNG cao, các quốc gia như Việt Nam, Bangladesh, Philippines, Indonesia và Malaysia sẽ không thể thực hiện kế hoạch chuyển đổi sang năng lượng điện khí. Với vị trí dẫn đầu và khả năng mở rộng của Mỹ trong thị trường LNG, LNG của Mỹ dường như là nguồn cung cấp dài hạn và có giá cả phải chăng cho các quốc gia khu vực Châu Á – Thái Bình Dương.

MIỄN TRỪ TRÁCH NHIỆM

Báo cáo này được viết và phát hành bởi Khối Nghiên cứu - Công ty Cổ phần Chứng khoán MBS (MBS). Thông tin trình bày trong báo cáo dựa trên các nguồn được cho là đáng tin cậy vào thời điểm công bố song MBS không chịu trách nhiệm hay bảo đảm nào về tính chính xác, tính đầy đủ, tính kịp thời của những thông tin này cho bất kỳ mục đích cụ thể nào. Những quan điểm trong báo cáo này không thể hiện quan điểm chung của MBS và có thể thay đổi mà không cần thông báo trước. Báo cáo này được phát hành chung, bất kỳ khuyến nghị nào trong tài liệu này không liên quan đến các mục tiêu đầu tư cụ thể, tình hình tài chính và nhu cầu cụ thể của bất kỳ người nhận cụ thể nào. Báo cáo này và tất cả nội dung là sản phẩm sở hữu của MBS; người nhận không được phép sao chép, tái xuất bản dưới bất kỳ hình thức nào hoặc phân phối lại toàn bộ hoặc một phần, cho bất kỳ mục đích nào mà không có sự đồng ý trước bằng văn bản của MBS.

HỆ THỐNG KHUYẾN NGHỊ ĐẦU TƯ MBS

Khuyến nghị đầu tư cổ phiếu

Khuyến nghị đầu tư của MBS được xây dựng dựa trên khả năng sinh lời dự kiến của cổ phiếu, được tính bằng tổng của (i) chênh lệch phần trăm giữa giá mục tiêu và giá thị trường tại thời điểm công bố báo cáo, và (ii) tỷ suất cổ tức dự kiến. Trừ khi được nêu rõ trong báo cáo, các khuyến nghị đầu tư có thời hạn đầu tư là 12 tháng.

KHẢ QUAN	Khả năng sinh lời của cổ phiếu từ 15% trở lên
TRUNG LẬP	Khả năng sinh lời của cổ phiếu nằm trong khoảng từ -15% đến 15%
KÉM KHẢ QUAN	Khả năng sinh lời của cổ phiếu thấp hơn -15%

Khuyến nghị đầu tư ngành

KHẢ QUAN	Các cổ phiếu trong ngành có khuyến nghị Mua tính trên cơ sở vốn hóa thị trường gia quyền
TRUNG LẬP	Các cổ phiếu trong ngành có khuyến nghị Giữ, tính trên cơ sở vốn hóa thị trường gia quyền
KÉM KHẢ QUAN	Các cổ phiếu trong ngành có khuyến nghị Bán, tính trên cơ sở vốn hóa thị trường gia quyền

CÔNG TY CỔ PHẦN CHỨNG KHOÁN MB (MBS)

Được thành lập từ tháng 5 năm 2000 bởi Ngân hàng TMCP Quân đội (MB) với tên gọi tiền thân là Công ty CP chứng khoán Thăng Long, Công ty CP Chứng khoán MB (MBS) là một trong 6 công ty chứng khoán đầu tiên tại Việt Nam. Sau nhiều năm phát triển, MBS đã trở thành một trong những công ty chứng khoán hàng đầu Việt Nam, liên tục đứng trong Top 10 thị phần tại cả hai Sở Giao dịch (Hồ Chí Minh và Hà Nội).

Địa chỉ:

Tòa nhà MB, 21 Cát Linh, Đống Đa, Hà Nội

Tel: + 8424 7304 5688 - Fax: +8424 3726 2601

Website: www.mbs.com.vn

KHỐI NGHIÊN CỨU CTCP CHỨNG KHOÁN MB

Giám đốc Khối Nghiên cứu

Trần Thị Khánh Hiền

Trưởng phòng

Nguyễn Tiến Dũng

Vĩ mô & Chiến lược thị trường

Nghiêm Phú Cường

Ngô Quốc Hưng

Đinh Hà Anh

Võ Đức Anh

Ngân hàng – Dịch vụ Tài chính

Đinh Công Luyện

Nguyễn Đức Hào

Bất động sản

Nguyễn Minh Đức

Lê Hải Thành

Công nghiệp – Năng lượng

Nguyễn Hà Đức Tùng

Phạm Thị Thanh Huyền

Dịch vụ - Tiêu dùng

Nguyễn Quỳnh Ly

Nguyễn Phương Anh