

A large yellow and black offshore oil rig stands in the middle of a deep blue ocean under a clear sky. The rig has multiple levels with various structures, including a crane and ladders. The water shows some whitecaps near the base of the rig.

Triển vọng 2026 | Ngành dầu khí

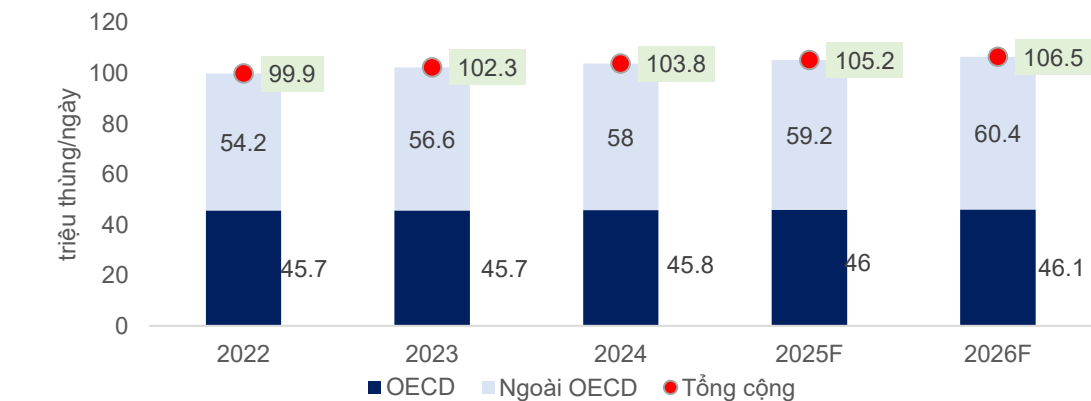
“Mùa xuân đến từ những giếng dầu”

Chuyên viên phân tích:

- Mai Duy Anh (anh.maiduy@mbs.com.vn)

Bức tranh toàn cảnh: Áp lực từ nguồn cung tăng lên trong khi nhu cầu tăng trưởng chậm

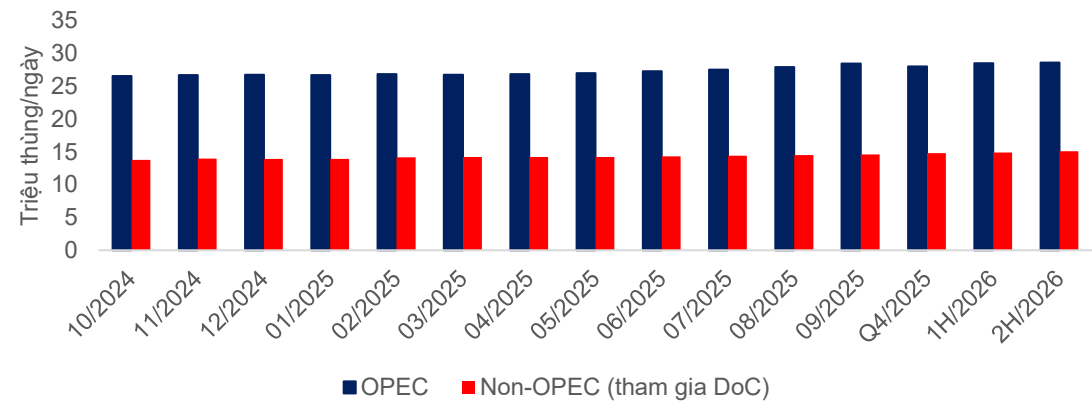
Ước tính nhu cầu dầu toàn cầu



Nguồn: OPEC, MBS Research

- Nhu cầu dầu thô toàn cầu tiếp tục tăng, chủ yếu đến từ các nền kinh tế đang phát triển ở châu Á (Trung Quốc, Ấn Độ) và nhóm ngoài OECD. Ngược lại, nhu cầu tại OECD có xu hướng giảm do chuyển đổi năng lượng, cải thiện hiệu suất và sự phổ biến của xe điện. Điều này tạo nên sự phân hóa rõ rệt: cầu tăng ở phương Đông – giảm nhẹ ở phương Tây. Dự báo năm 2026, nhu cầu toàn cầu tăng khoảng +1.2% svck.
- Về cung, các nước ngoài OPEC tiếp tục là động lực tăng trưởng chính khi sản lượng không bị ràng buộc bởi hạn ngạch, trong khi OPEC Lỗi (Saudi Arabia, UAE, Iraq, Kuwait) đóng vai trò điều tiết nhờ công suất dự phòng lớn và chi phí thấp. Cán cân thị trường phụ thuộc vào tốc độ giảm nhu cầu OECD, đà tăng sản lượng các nước ngoài OPEC và mức độ điều tiết của OPEC Lỗi. Theo IEA, cung dầu toàn cầu 2026 dự kiến tăng ~2.5 triệu thùng/ngày (+2.3% svck).

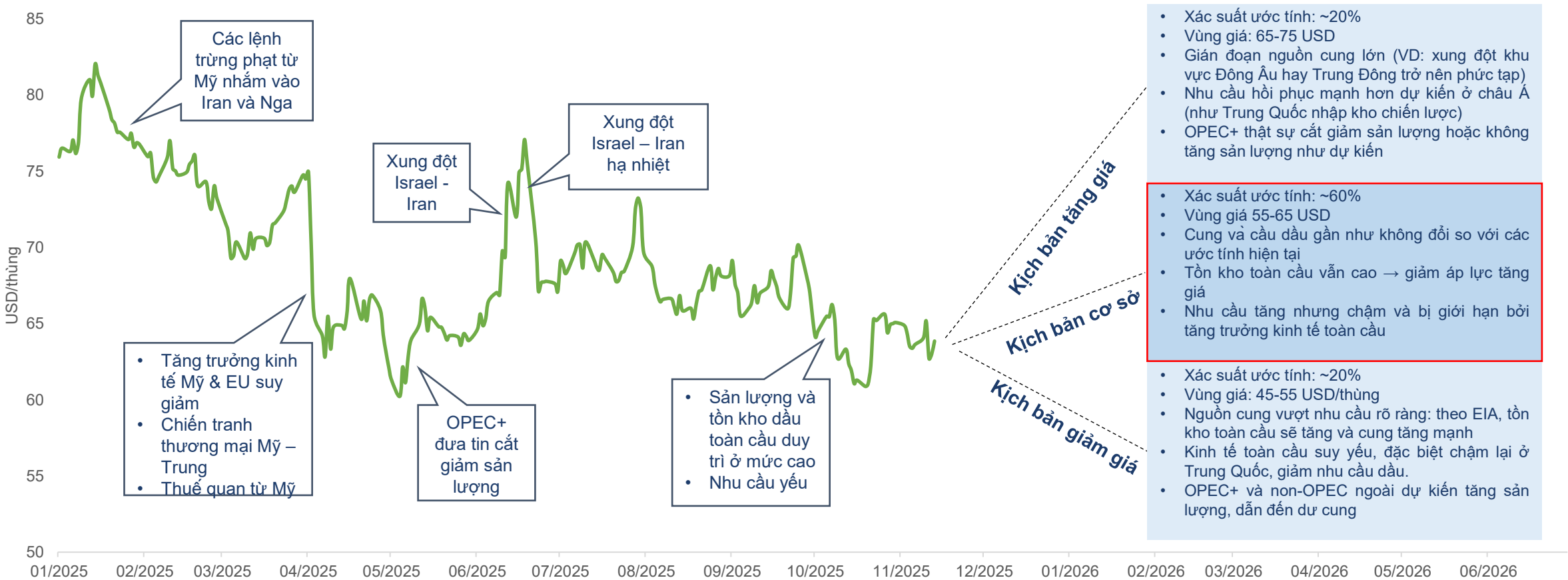
Sản lượng sản xuất dầu thô OPEC và ngoài OPEC



Nguồn: OPEC, MBS Research

	Yếu tố tác động	Đánh giá	Mức độ tác động lên giá dầu
Cung	OPEC duy trì sản lượng cao đến cuối 2025 – nửa đầu 2026	Sản lượng tiếp tục ở mức cao do nhu cầu dự báo tăng nhẹ; OPEC khó cắt giảm sâu vì lo ngại mất thị phần	↓↓
	Các nước ngoài OPEC không giảm sản lượng	Mỹ, Brazil và một số nước ngoài OPEC tiếp tục mở rộng sản xuất, làm nguồn cung toàn cầu dồi dào	↓↓
	Công suất dư thừa OPEC duy trì ở mức cao (3.5–4 triệu thùng/ngày)	Công suất dự phòng lớn cho thấy dư địa tăng cung vẫn còn mạnh	↓↓
	Rủi ro gián đoạn nguồn cung quy mô lớn	Chỉ khi xảy ra sự kiện địa chính trị nghiêm trọng mới có thể kéo giá dầu tăng mạnh	↑↑
Cầu	Tồn kho dầu OECD ở mức rất cao (trên 4 tỷ thùng và tăng lên 4.6 tỷ tháng 8/2025)	Mức tồn kho toàn cầu dư thừa nhẹ, tạo áp lực giảm giá trong 2026	↓↓
	Tăng trưởng nhu cầu dầu toàn cầu 2025–2026 chỉ +1.3% / +1.2%	Tăng trưởng khiêm tốn, không đủ mạnh để hấp thụ hết nguồn cung lớn	↓
	Mỹ và Brazil tăng mạnh sản lượng (Mỹ: +2.7%; Brazil: +10.4%)	Nguồn cung tăng từ 2 quốc gia này làm giảm áp lực tăng giá, bất lợi cho cân bằng cung–cầu	↓↓
	Tích trữ chiến lược của các nước do rủi ro địa chính trị	Tích trữ làm tăng nhu cầu tạm thời nhưng đã đạt mức cao; tác động hỗ trợ giá không quá đáng kể	↑

Bức tranh toàn cảnh: Chúng tôi 55-65 USD dựa trên các dữ liệu tính đến hiện tại



Nguồn: Investing.com, MBS Research

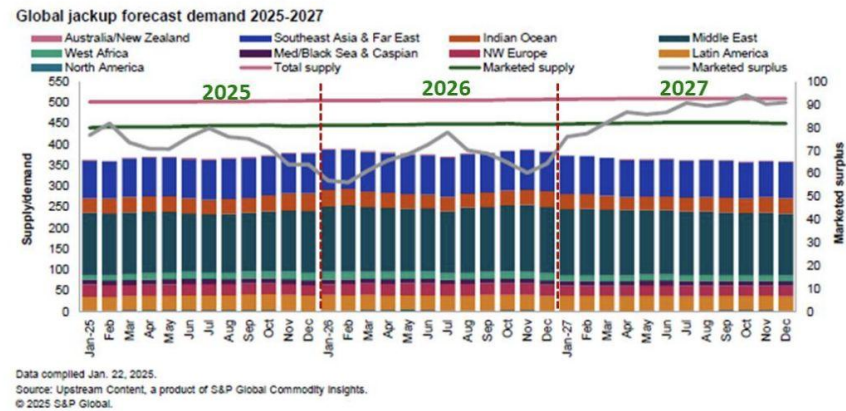
Kịch bản giá dầu dự phóng của một số tổ chức cho năm 2026F:

- EIA: 55 USD (cơ sở), 45-50 USD (giảm giá), 65-70 (tăng giá)
- Goldman Sachs: 50-55 USD (cơ sở), <50 USD (giảm giá), 60-65 (tăng giá)
- J.P. Morgan: 55-60 USD (cơ sở), 50 USD (giảm giá), 65-70 USD (tăng giá)

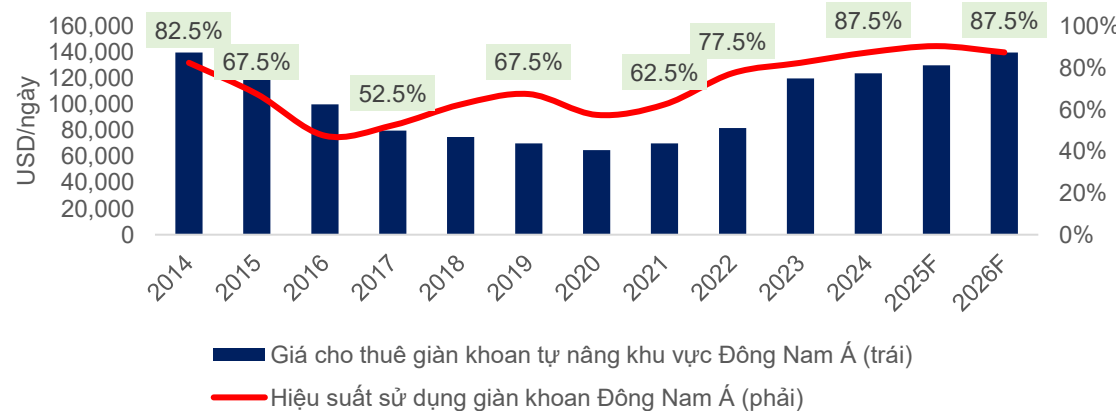
Thượng nguồn: Triển vọng khoan dầu được dẫn dắt bởi nhu cầu châu Á

- Về tổng thể, nhu cầu giàn khoan toàn cầu dự kiến sẽ duy trì ở mức cao và tương đối ổn định trong suốt giai đoạn 2025-2027, dao động quanh mức 370 - 390 giàn. Trong đó, Bắc Mỹ là khu vực đóng góp lớn nhất vào tổng cầu. Nhu cầu Bắc Mỹ duy trì ở mức rất cao và ổn định trong suốt 2025-2027, cho thấy hoạt động khai thác trên thềm lục địa (offshore) vẫn là ưu tiên hàng đầu. Đông Nam Á & Viễn Đông, khu vực hoạt động tập trung của các doanh nghiệp Việt Nam, dự kiến đóng góp một phần đáng kể và ổn định vào tổng cầu (khoảng 40-45 giàn), cho thấy nhu cầu khoan thăm dò và phát triển vẫn được duy trì tốt trong khu vực và tạo động lực tăng cường hoạt động cho các doanh nghiệp vận hành giàn khoan tại Việt Nam.
- Tổng cung giàn khoan tự nâng được dự báo là gần như cố định ở mức khoảng 450 giàn trong toàn bộ giai đoạn 2025-2027. Điều này ngụ ý rằng, số lượng giàn khoan mới được đưa vào hoạt động hoặc giàn khoan cũ được đưa trở lại thị trường là rất hạn chế hoặc bị cân bằng bởi số lượng giàn khoan được loại bỏ. Nguồn cung không có khả năng tăng đột biến nhiều khả năng do chi phí đóng giàn mới cao và thời hạn kéo dài (trung bình 300 triệu USD và 3 năm cho 1 giàn). Thặng dư giàn khoan có dấu hiệu giảm nhẹ trên toàn cầu đến cuối 2027, đặc biệt tại khu vực Đông Nam Á khi nhu cầu khai thác các dự án tăng cao và số lượng giàn khoan gần như không đổi sẽ hỗ trợ cho giá cho thuê giàn khoan tại khu vực này.
- Chúng tôi ước tính giá cho thuê giàn khoan khu vực Đông Nam Á sẽ đạt mức tăng bình quân 9-11%/năm trong 2-3 năm sắp tới do nhu cầu giàn khoan khả quan trong khu vực, nguồn cung mới hạn chế và các khách hàng đang có xu hướng ký các hợp đồng với thời hạn dài hơn dẫn tới thiếu hụt giàn khoan sẵn có.

Ước tính cung và cầu giàn khoan tự nâng các khu vực 2025F-2027F



Triển vọng giá cho thuê và hiệu suất sử dụng giàn khoan khu vực Đông Nam Á

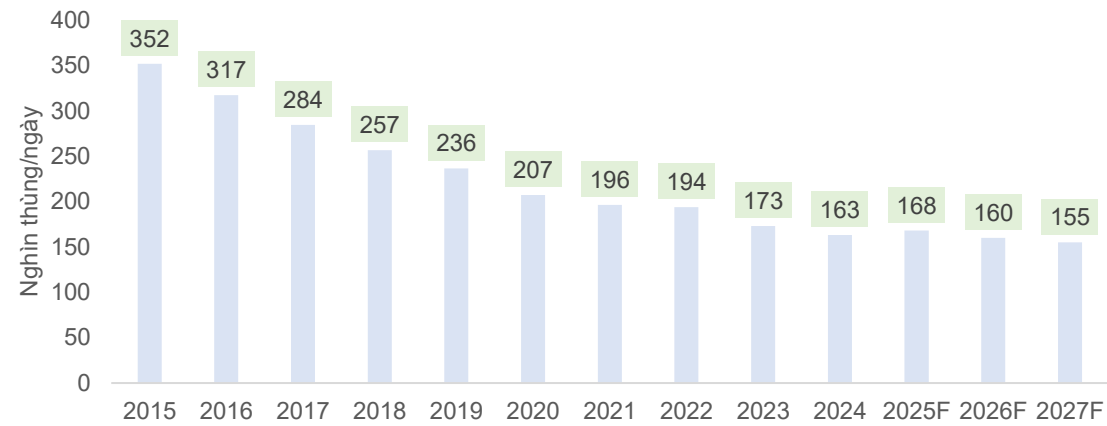


• Nguồn: Rystad Energy, S&P Global, MBS Research

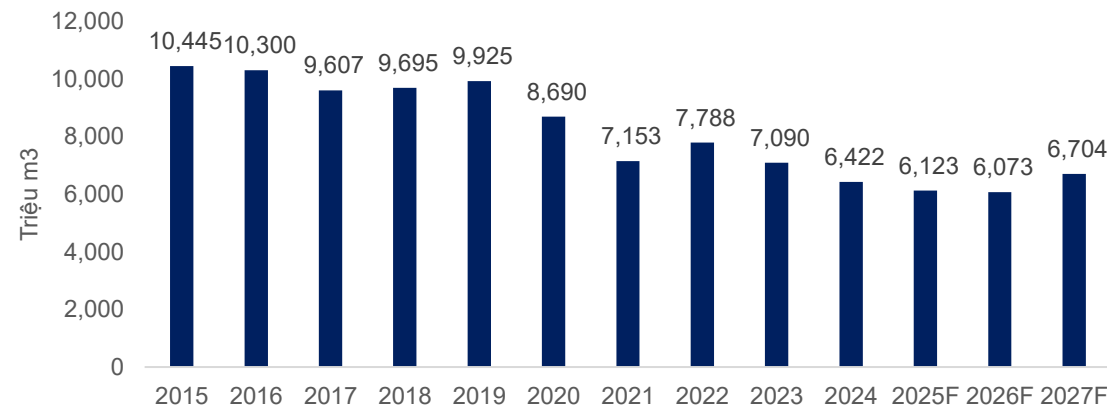
Thượng nguồn: Sản lượng nội địa sụt giảm qua các năm cho thấy tính cấp thiết của các dự án dầu khí mới

- Hiện tại sản lượng dầu thô và khí khô khai thác tại Việt Nam đang sụt giảm với tốc độ đáng lưu ý. Cụ thể, sản lượng dầu thô đã sụt giảm 52.2% từ 2015-2025, sản lượng khí khô giảm 41.4% trong vòng 10 năm. Nguyên nhân chính yếu là do các mỏ chủ lực như Bạch Hổ, Rồng, Sư Tử Đen / Sư Tử Vàng, Tê Giác Trắng... được phát hiện từ năm 1980–2000 hiện đều ở giai đoạn suy giảm tự nhiên do: (1) Áp suất vỉa giảm mạnh, (2) Tỷ lệ nước trong dầu (water-cut) tăng lên >70–80% ở nhiều mỏ và (3) Chi phí duy trì sản lượng (workover / EOR) rất cao. Ngoài ra việc chậm tiến độ FID của các dự án mới trong thời gian qua đã góp phần làm thu hẹp sản lượng khai thác. Tính tới 2025 chỉ có mỏ Tê Giác Trắng là duy trì được quy mô khá nhưng cũng trong xu hướng giảm rõ rệt. Các nguồn thay thế khả thi hiện tại là mỏ Kèn Bầu (Lô 114 – Cá Voi Xanh) – chủ yếu là khí, ít dầu; Sư Tử Trắng GD 2B; Cá Ngừ Vàng; Đại Hùng; Gấu Trắng. Tuy nhiên, các mỏ này đều ở quy mô nhỏ hoặc khí chiếm đa phần, cho thấy Việt Nam gần như không có mỏ dầu đã được khám phá đủ lớn để bù sụt giảm, từ đó đặt ra thách thức phải tìm ra các mỏ mới, nguồn năng lượng thay thế khác hoặc gia tăng nhập khẩu.
- Tương tự, lưu lượng khí cũng sụt giảm ở các mỏ khí chủ lực như Lan Tây, Lan Đỏ, Cá Ngừ Vàng, Sư Tử Trắng, Maylay – Thổ Chu. Trái ngược với dầu hiện chưa có mỏ thay thế chủ chốt nào, sản lượng khí có thể được bù đắp nhờ vào 2 dự án Cá Voi Xanh và Lô B. Đặc biệt, Cá Voi Xanh được đánh giá là mỏ khí nội địa lớn nhất, dự kiến đóng góp 7-10 tỷ m3 khí/năm và khai thác sớm nhất từ 2027-2028. Lô B sẽ có quy mô 5-7 tỷ m3/năm và rất quan trọng đối với các nhà máy điện Ô Môn. Ngoài ra LNG nhập khẩu cũng là một nguồn thay thế khả thi. Có thể thấy, nếu các dự án khí đáp ứng kịp tiến độ thì sẽ có thể đảo ngược xu thế suy giảm này kể từ năm 2027.

Sản lượng dầu thô nội địa 2015-2025F



Sản lượng khí khô nội địa 2015-2027F



• Nguồn: Countryeconomy, GAS, MBS Research

Thượng nguồn: Các dự án lớn kỳ vọng tạo ra nguồn cung năng lượng mới cho Việt Nam

- Với nhu cầu bổ sung các dự án mới tại châu Á nói chung và Việt Nam nói riêng, chúng tôi kỳ vọng năm 2026 sẽ tiếp tục chứng kiến các dự án khai thác dầu khí nội địa được thúc đẩy mạnh mẽ hơn năm 2025 do tính cấp thiết để bổ sung nguồn dầu và khí đang cạn kiệt dần. Chúng tôi đánh giá PVS và PVD sẽ là 2 doanh nghiệp thượng nguồn tại Việt Nam sẽ được hưởng lợi tốt nhất từ xu hướng này. Động lực chính thúc đẩy PVD đến từ nhu cầu sử dụng giàn khoan tốt trong nội Á và giá cho thuê neo ở vùng cao, các dự án giếng khoan nội địa. PVS kỳ vọng hưởng lợi từ các hợp đồng FEED và EPC ký kết trong nước, đặc biệt là từ 2 đại dự án Lô B và Cá Voi Xanh.
- Về trữ lượng khí, Cá Voi Xanh có tiềm năng lớn hơn Lô B nhưng lại chậm tiến độ hơn đáng kể. Nguyên nhân là do ExxonMobil vẫn chưa đồng thuận với các vấn đề thương mại và chính sách mà bên Việt Nam đề ra, chứ không phải do các nguyên nhân kỹ thuật. ExxonMobil yêu cầu một mức giá khí hợp lý và một cơ chế bao tiêu (Take-or-Pay) để đảm bảo tính khả thi tài chính. Ngoài ra, ExxonMobil muốn giảm thiểu rủi ro thị trường và đòi hỏi cơ chế chia sẻ rủi ro và cam kết mua (off-take agreement) rõ ràng từ Việt Nam đối với mô hình hợp đồng khí. Những yêu cầu này đều đang được đàm phán và nếu các đàm phán về Thỏa thuận Khung Dự án (Heads of Agreement - HOA) và các thỏa thuận thương mại khác được ký kết trong năm 2026 thì có thể đạt được FID vào năm 2027.

Một số dự án dầu khí nội địa chủ chốt giai đoạn 2025-2026

Tên dự án	Trữ lượng dầu ước tính (triệu thùng)	Trữ lượng khí tự nhiên ước tính (tỷ m3)	Vị trí	Nhà đầu tư	Tổng vốn đầu tư ước tính (tỷ USD)	Cập nhật tiến độ (tới Q4/2025)	Dự phóng tiến độ (2026)
Lô B – Ô Môn	Không đáng kể	107.0	Ngoài khơi Tây Nam Bộ	PVN (Điều hành), MOECO, PTTEP	10-12	Tăng tốc toàn tuyến. Các gói thầu EPCI 1 (Giàn Công nghệ Trung tâm) đã được triển khai (Khởi công 09/2024). Hợp đồng Bọc ống (426 tỷ VND) đã ký.	Tập trung chế tạo và lắp đặt ngoài khơi các hạng mục thượng nguồn, đồng thời triển khai lắp đặt đường ống dẫn khí (PVS, PVB). Dòng khí đầu tiên dự kiến cuối 2026 / giữa 2027.
Cá Voi Xanh	Không đáng kể	141.5	Ngoài khơi Trung Bộ (Quảng Nam/Đà Nẵng)	ExxonMobil (Điều hành), PVN	10-12	Tiếp tục tháo gỡ vướng mắc (cơ chế giá, hạ tầng cảng). Kế hoạch phát triển mỏ (POD) đang chờ phê duyệt. FID chưa được công bố.	n/a
Lạc Đà Vàng	100	Không đáng kể	Ngoài khơi Bà Rịa - Vũng Tàu (Bể Cừu Long)	PVEP (Điều hành), Murphy Oil	0.7-1	Triển khai thi công Giàn Đầu Giếng (WHP). Dự kiến Dòng dầu đầu tiên (First Oil) cuối 2026.	Đẩy mạnh khoan phát triển và hoàn tất kết nối để chuẩn bị khai thác (First Oil).
Sư Tử Trắng Giai đoạn 2B	Không đáng kể	17.05	Lô 15-1, ngoài khơi Bà Rịa - Vũng Tàu (Bể Cừu Long)	PVEP, Perenco, KNOC, SK (CLJOC Điều hành)	1.2	Đã ký Thỏa thuận khung (HOA) 04/2025. PTSC M&C được trao Thư Trao thầu EPCI (Giàn công nghệ 6,500 tấn) vào 07/2025.	Triển khai chế tạo Giàn Công nghệ Trung tâm (CPP). Dự kiến Dòng khí đầu tiên vào Quý III/2026.

• Nguồn: MBS Research tổng hợp

Thương nguồn: Triển vọng phát triển cho ngành từ các cơ chế/chính sách mới

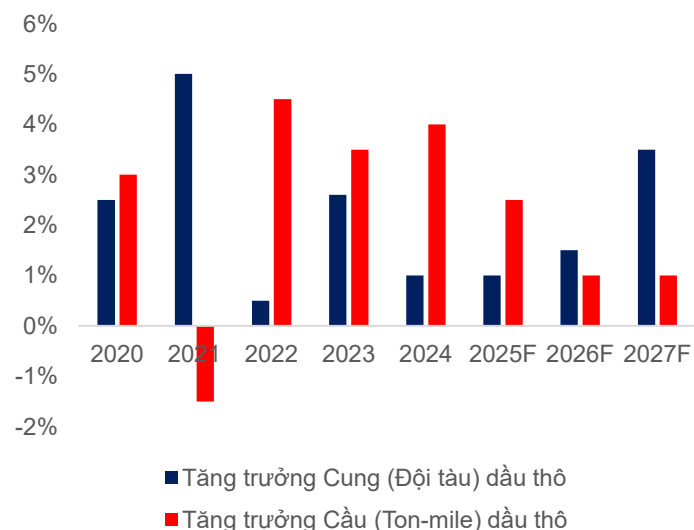
Cơ chế Đề xuất Sửa đổi	Tên Văn bản Gốc (Hiện hành/Cơ sở Pháp lý)	Chi tiết Cơ chế Đề xuất	Mục tiêu Chính sách
1. Nghị định của Chính phủ (Dự thảo: Quy định cơ chế hoạt động và cơ chế tài chính đặc thù đối với PVN)	Nghị định 36/2021/NĐ-CP (về Quản lý Tài chính PVN)	Cho phép xử lý chi phí thăm dò không thành công (dự án đầu tư ra nước ngoài). Tăng phân cấp cho HĐTV PVN quyết định vốn điều lệ bổ sung.	Tăng cường tính tự chủ, linh hoạt tài chính cho PVN, khuyến khích tái đầu tư và thăm dò trong môi trường rủi ro cao.
2. Quyết định của Thủ tướng Chính phủ (Dự kiến cho Chuỗi Khí - Điện Lô B - Ô Môn)	Luật Đầu tư công và Luật Xây dựng (Quy định về đấu thầu, mua sắm)	Cho phép PVN chỉ định thầu hoặc mua sắm vật tư, dịch vụ đặc thù nhằm rút ngắn thời gian thực hiện dự án trọng điểm.	Tối ưu hóa thời gian, đảm bảo dự án trọng điểm quốc gia đạt tiến độ khai thác (dự kiến 2026-2027).
3. Nghị định sửa đổi (Về ưu đãi thuế RRT và Khung Giá Khí)	Nghị định 100/2015/NĐ-CP (về cơ chế tài chính đặc thù dầu khí)	Giảm/miễn Thuế Lợi nhuận Ròng (RRT) và thiết lập cơ chế Giá Khí linh hoạt theo giá dầu thô Brent.	Đảm bảo khả thi kinh tế và thu hút vốn cho các dự án thượng nguồn có rủi ro và chi phí cao, đặc biệt là các dự án khí lớn.
4. Đề án sửa đổi cơ chế tiền lương	Nghị định 51/2016/NĐ-CP và 52/2016/NĐ-CP (về tiền lương, thưởng DNNN)	Xây dựng cơ chế tiền lương đặc thù phù hợp với ngành khai thác khoáng sản và có khả năng cạnh tranh quốc tế.	Giữ chân và thu hút nguồn nhân lực chất lượng cao (kỹ sư, chuyên gia dầu khí) để vận hành các dự án phức tạp.
5. Đề xuất sửa đổi Luật Thuế Tài nguyên	Luật Thuế Tài nguyên (các quy định hiện hành)	Miễn hoặc giảm Thuế Tài nguyên đối với các mỏ có chi phí cao hoặc áp dụng công nghệ nâng cao thu hồi dầu (EOR).	Kéo dài thời gian khai thác, khuyến khích đầu tư vào các mỏ cận biên để tối đa hóa thu hồi tài nguyên quốc gia.
6. Phân cấp Thẩm quyền Quyết định	Nghị định 158/2018/NĐ-CP (quy định về cấp giấy phép thăm dò, phê duyệt kế hoạch)	Tăng thẩm quyền phê duyệt các hạng mục đầu tư, mua sắm vật tư, phê duyệt kế hoạch thăm dò cho cấp Hội đồng Thành viên PVN.	Rút ngắn thời gian giải quyết thủ tục hành chính, đặc biệt cho các mỏ nhỏ, cận biên hoặc các hoạt động thường xuyên.

- Nguồn: MBS Research tổng hợp
 - Các cơ chế và đề xuất sửa đổi trong bảng nhìn chung đều mang tác động tích cực, hướng đến tháo gỡ điểm nghẽn và tăng tính linh hoạt cho PVN cũng như các dự án dầu khí. Việc hoàn thiện cơ chế tài chính giúp PVN tăng tự chủ trong đầu tư các dự án rủi ro, rút ngắn thủ tục chỉ định thầu hỗ trợ các dự án trọng điểm như Lô B – Ô Môn về đích đúng tiến độ, cơ chế ưu đãi thuế RRT và khung giá khí mới tạo điều kiện cải thiện hiệu quả tài chính của các mỏ khí khó, thu hút thêm nhà đầu tư. Bên cạnh đó, việc sửa đổi cơ chế tiền lương giúp giữ chân nhân lực chất lượng cao – yếu tố then chốt trong ngành dầu khí. Các đề xuất liên quan thuế tài nguyên và phân cấp thẩm quyền phê duyệt cũng góp phần khuyến khích khai thác các mỏ có chi phí cao và rút ngắn quy trình hành chính. Nhìn tổng thể, toàn bộ các tiêu chí đều mang tính hỗ trợ mạnh mẽ và tích cực cho sự phát triển của ngành trong giai đoạn tới.

Trung nguồn: Vận tải dầu khí chịu áp lực từ giá cước thị trường quốc tế

- Năm 2025 nhu cầu tàu dầu thô vượt cung nhờ được hỗ trợ bởi nhu cầu tích trữ kho và đội tàu già hóa của một số quốc gia. Trái lại, mảng vận tải dầu thành phẩm có mức tăng trưởng cung đạt đỉnh (cao nhất 16 năm) gây ra áp lực giảm giá cước nghiêm trọng. Giai đoạn 2026-27F, chúng tôi đánh giá tốc độ giao tàu mới duy trì do lượng đơn đặt hàng còn tồn đọng từ năm 2023-2024 dần được bàn giao, tăng trưởng cầu chậm lại do chuyển dịch năng lượng ở nhiều quốc gia (EU, Trung Quốc) sẽ gây áp lực cho giá cước của cả mảng vận tải dầu thô và dầu thành phẩm.
- Theo Alibrashipping, giá thuê tàu định hạn toàn cầu sẽ gặp áp lực trong 1-2 năm tới do các nguyên nhân (1) Làn sóng giao tàu mới giai đoạn 2024–2026, (2) Hiệu suất sử dụng tàu cao hơn, (3) Tăng trưởng thương mại toàn cầu giảm tốc và (4) Giá dầu giảm, cũng tạo cơ sở để các chủ tàu sẵn sàng chấp nhận mức giá cho thuê thấp hơn để duy trì lợi nhuận ròng và đơn hàng. Chính những nguyên nhân này sẽ có thể làm phần nào sụt giảm doanh thu của các doanh nghiệp vận tải dầu khí trên toàn cầu. Đặc biệt đối với các doanh nghiệp Việt Nam hầu hết chỉ sở hữu các loại tàu vừa và nhỏ (Aframax, MR, Handysize) sẽ có biên lợi nhuận kém khả quan hơn.

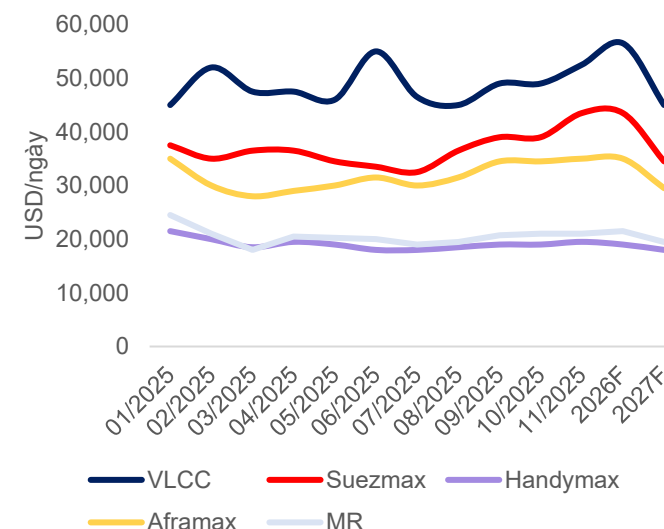
Ước tính tăng trưởng cung-cầu vận tải dầu thô



Ước tính tăng trưởng cung-cầu vận tải dầu thành phẩm



Giá thuê tàu định hạn các loại tàu



• Nguồn: Clarksons Research, Fearnleys, Drewry, MBS Research

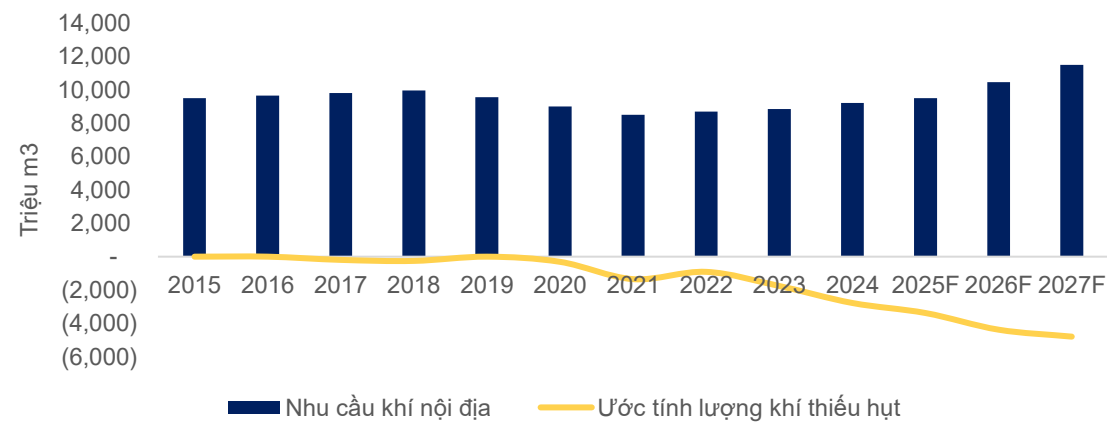
• Nguồn: Clarksons Research, Fearnleys, Drewry, MBS Research

• Nguồn: Alibrashipping, MBS Research

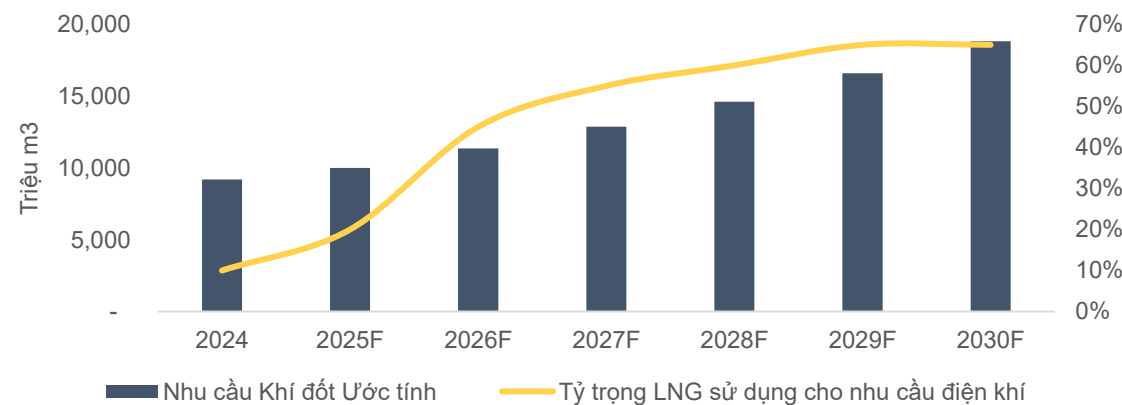
Trung nguồn: Nhu cầu điện khí mở ra câu chuyện tăng trưởng dài hạn cho LNG

- Ước tính nhu cầu khí nội địa năm 2025 đạt mức 9,500 triệu m3 và tiệm cận mức đỉnh đạt được từng ghi nhận vào năm 2018. Nhu cầu chính được thúc đẩy bởi nhu cầu sản xuất điện, kể đến là công nghiệp và phân bón. Trong bối cảnh nhu cầu khí tăng cao khi các mỏ khí lớn nội địa giảm dần đã dẫn tới chênh lệch cung cầu đạt mức cao nhất từ trước đến nay (ước tính thiếu hụt 3,377 triệu m3 khí). Mặc dù các dự án khai thác khí nội địa đang được thúc đẩy nhưng luồng khí đầu tiên vẫn chưa kịp để bù đắp cho đến năm 2027 (dự kiến nhận luồng khí đầu tiên từ Lô B). Một giải pháp thay thế khác đó là nhập khẩu LNG kể từ năm 2023, do đó sự thành công của các dự án lớn như Lô B hay Cá Voi Xanh và việc triển khai các kho cảng LNG là yếu tố sống còn để bù đắp sự cân bằng cho cán cân cung - cầu này.
- Theo QHĐ VIII, đến năm 2030 ước tính công suất điện khí đạt 37,330 MW, tương đương nhu cầu khoảng 18,830 triệu m3 khí đốt. Trong đó nguồn LNG nhập khẩu dự kiến sẽ chiếm khoảng 60-65% (~12,000 triệu m3 → 8 triệu tấn LNG/năm). Nhu cầu tăng đột biến này không phải là nhu cầu tự nhiên mà là nhu cầu có chủ đích theo chiến lược năng lượng quốc gia nhằm thay thế than đá và đảm bảo an ninh năng lượng. Trong đó, nguồn khí khô phục vụ cho điện khí ước tính chiếm ~85% vào năm 2024 và sẽ giảm dần về 30-40% vào năm 2030F, nhường phần cho khí LNG trở thành trụ cột do (1) các nguồn khí nội địa bị giới hạn, (2) tính linh hoạt cao trong lưu trữ và vận chuyển của LNG hóa lỏng, (3) LNG phục vụ cho mục tiêu Net Zero của Việt Nam đến năm 2050 và (4) LNG được nhập khẩu từ nhiều quốc gia trên thế giới, giúp đa dạng hóa nguồn cung, tránh phụ thuộc hoàn toàn vào một khu vực địa lý duy nhất.
- Việc đạt được mức nhu cầu này đồng nghĩa với việc Việt Nam phải thành công trong việc xây dựng các chuỗi dự án điện LNG theo đúng tiến độ QHĐ VIII để đáp ứng việc nhập khẩu và xử lý lượng lớn LNG. Một số dự án tiêu biểu đang được kỳ vọng là kho cảng LNG Thị Vải 2 và LNG Sơn Mỹ.

Nhu cầu khí nội địa và thâm hụt các năm qua



Dự phóng nhu cầu khí dùng cho điện khí và tỷ trọng LNG dùng cho điện khí



• Nguồn: EVN, Bộ Công Thương, GAS, MBS Research

Trung nguồn: Các dự án LNG lần lượt được triển khai để đáp ứng Quy hoạch điện VIII

- Với mục tiêu giảm phát thải và đáp ứng công suất điện khí theo QHĐ VIII, các nhà máy điện LNG đang lần lượt được triển khai trong giai đoạn tới, trong đó Nhơn Trạch 3 dự kiến sẽ COD từ cuối Q4/2025 và Nhơn Trạch 4 vào Q1/2026. Bên cạnh đó, việc đưa vào vận hành các kho cảng LNG mang tính cấp thiết để tiếp nhận và xử lý lượng lớn LNG nhập khẩu nhằm cung cấp cho các nhà máy điện khí sau khi đã COD. Trong đó, dự án LNG Thị Vải giai đoạn 2 và LNG Sơn Mỹ có sự tham gia của GAS được đánh giá là 2 dự án trọng tâm và có tính khả thi cao trong thời điểm hiện tại.

Một số dự án LNG hiện tại:

STT	Tên dự án	Loại hình	Chủ đầu tư	Vốn đầu tư ước tính (Tỷ USD)	Công suất ước tính	Dự kiến Vận hành	Trạng thái FID (Cập nhật)
1	Kho cảng LNG Thị Vải (Bà Rịa - Vũng Tàu)	Kho cảng (Giai đoạn 1)	PV GAS (GAS)	0.285	1 triệu tấn/năm	Đã vận hành (2023)	Đã hoàn thành (FID đạt 2019/2020)
2	Kho cảng LNG Thị Vải Mở rộng	Kho cảng (Giai đoạn 2)	PV GAS (GAS)	0.36	3 triệu tấn/năm	2028 – 2029	Đang chuẩn bị/Xem xét
3	Nhà máy điện Nhơn Trạch 3 & 4 (Đồng Nai)	Nhà máy điện	PV Power (PVN)	1.4	1.500 MW	2025 – 2026	Đã hoàn thành (Đang thi công EPC)
4	Kho cảng LNG Sơn Mỹ (Bình Thuận)	Kho cảng	Liên danh PV GAS, Edison, Total Energies	n/a	3.6 - 6.0 triệu tấn/năm	2028 – 2030	Đang chuẩn bị (Phụ thuộc NMD Sơn Mỹ)
5	Nhà máy điện Sơn Mỹ I & II (Bình Thuận)	Nhà máy điện	Liên danh PV GAS, Edison, Total Energies	4.5	4.500 MW	2028 – 2030	Đang chuẩn bị (Chờ Thỏa thuận Khung)
6	Nhà máy điện LNG Quảng Ninh (Quảng Ninh)	Nhà máy điện	JERA (Nhật) / Tokyo Gas (Nhật)	2.0	1.500 MW	2028 – 2029	Đang chuẩn bị/Xem xét
7	Nhà máy điện LNG Long An I & II (Long An)	Nhà máy điện	Vinacapital (đề xuất)	3.0	3.000 MW	2028 – 2030	Đang chuẩn bị/Xem xét
8	Nhà máy điện LNG Quảng Trạch II (Quảng Trị)	Nhà máy điện	EVN (hoặc chuyển đổi)	2.0	1.500 MW	2029 – 2030	Đang chuẩn bị/Xem xét
9	Nhà máy điện LNG Thái Bình (Thái Bình)	Nhà máy điện	Liên danh Tokyo Gas (Nhật), Kyuden (Nhật)	n/a	1.500 MW	2029 – 2030	Đang chuẩn bị/Xem xét
10	Nhà máy điện LNG Hải Lăng - Giai đoạn 1 (Quảng Trị)	Nhà máy điện	Liên danh Tập đoàn T&T	n/a	1.500 MW	2029 – 2030	Đang chuẩn bị/Xem xét

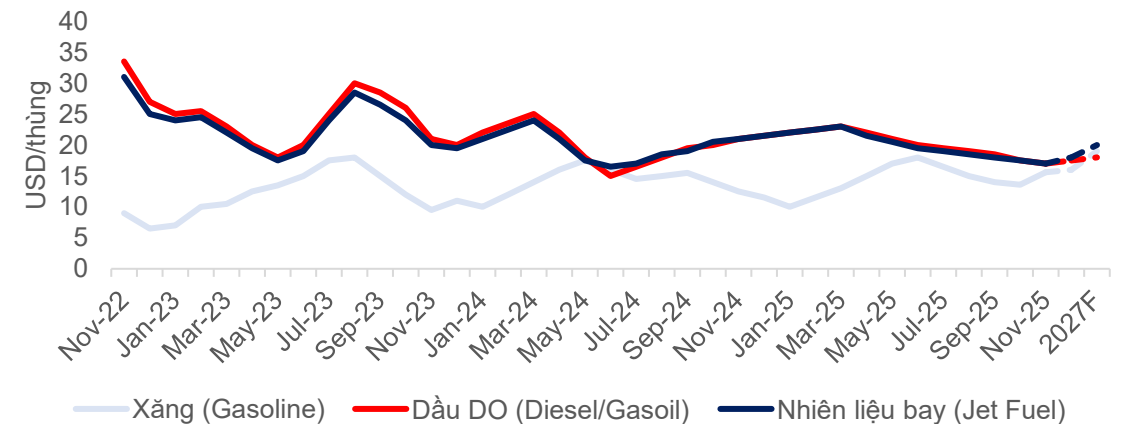
• Nguồn: MBS Research tổng hợp

Hạ nguồn: Crack spread xăng phục hồi trong khi dầu và nhiên liệu bay tiếp tục gặp khó

- Crack spread dầu trong năm 2025 giảm chủ yếu bắt nguồn từ việc thừa cung khi các nhà máy lọc dầu mới đi vào hoạt động và mở rộng công suất, đặc biệt là ở Trung Quốc và Trung Đông. Điều này làm tăng nguồn cung diesel ra thị trường Châu Á, giúp giảm bớt tình trạng thâm hụt nguồn cung đã đẩy giá lên cao sau các sự kiện địa chính trị. Bước sang 2026, mức crack spread dự kiến dao động trong vùng 16-20 USD/thùng, mức sụt giảm chậm lại. Thị trường đạt mức cân bằng mới khi nguồn cung mới đã hấp thụ. Sự biến động sẽ phụ thuộc vào tốc độ tăng trưởng công nghiệp toàn cầu. Năm 2027, crack spread dầu dự báo dao động tương tự năm 2026 khi xu hướng dài hạn chung là giảm dần nhưng tạm thời vẫn duy trì mức cao do nhu cầu công nghiệp vẫn mạnh (trừ khi kinh tế suy thoái) và khả năng thiếu hụt nhiên liệu ở thị trường Châu Âu.
- Crack spread nhiên liệu bay (jet fuel) cũng cùng xu hướng thu hẹp trong năm 2025 dựa trên nhu cầu du lịch hàng không vẫn mạnh, đặc biệt ở Châu Á, nhưng phần lớn sự phục hồi hậu đại dịch đã diễn ra. Các nhà máy lọc dầu có khả năng chuyển đổi sản xuất linh hoạt giữa diesel và jet fuel (hai sản phẩm tương đồng). Khi crack spread diesel giảm, một số nhà máy có thể tối ưu hóa để tăng sản xuất jet fuel, làm tăng nguồn cung chung. Năm 2026, crack spread jet fuel nhìn chung cũng sẽ dao động đồng pha với dầu trong khung 16-20 USD/thùng, dưới điều kiện nhu cầu hàng không tiếp tục tăng nhưng với tốc độ bình thường hóa. Crack spread Jet Fuel sẽ tiếp tục có mối tương quan chặt chẽ với Diesel. Năm 2027, crack spread nhiên liệu bay nhiều khả năng nằm trong vùng 18-24 USD/thùng nhờ vào sự phục hồi và tăng trưởng của ngành du lịch hàng không quốc tế, đặc biệt tại châu Á và chưa bị ảnh hưởng nhiều bởi chuyển đổi xanh như xăng dầu.

- Crack spread xăng phục hồi trong năm 2025 nhờ yếu tố mùa vụ khi nhu cầu xăng đạt đỉnh vào mùa lái xe tại Bắc bán cầu (Quý 2 và Quý 3). Các nhà máy lọc dầu ở Châu Á sẽ tăng cường xuất khẩu sang các thị trường này, kéo crack spread lên. Tồn kho xăng ở các khu vực tiêu thụ lớn (như Mỹ) đôi khi duy trì ở mức thấp, tạo cơ hội cho xuất khẩu xăng từ Châu Á, đặc biệt là từ Trung Quốc và Ấn Độ. Năm 2026 dự kiến vẫn sẽ chứng kiến sự biến động khó lường từ crack spread xăng theo mùa vụ (10-18 USD/thùng), dự tính tiếp tục chu kỳ tăng mạnh vào Quý 2-Quý 3 (mùa lái xe) và giảm vào Quý 4-Quý 1. Biên lợi nhuận sẽ duy trì ở mức hấp dẫn hơn so với trước đại dịch. Năm 2027, crack spread xăng ước tính 14-20 USD/thùng theo xu hướng hồi phục nhẹ nhưng nhìn chung khó có sự bứt phá mạnh do nguồn cung lọc dầu mới và sự chuyển dịch xe điện (EV) bắt đầu có tác động.

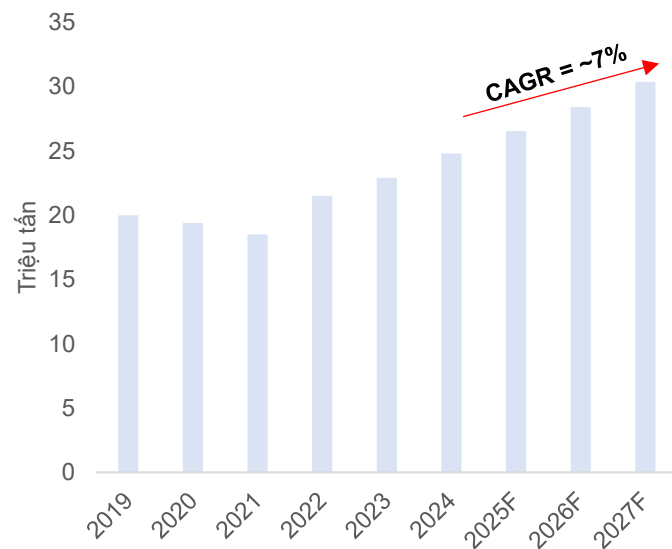
Diễn biến crack spread châu Á theo các dòng sản phẩm



• Nguồn: Tradingview, MBS Research

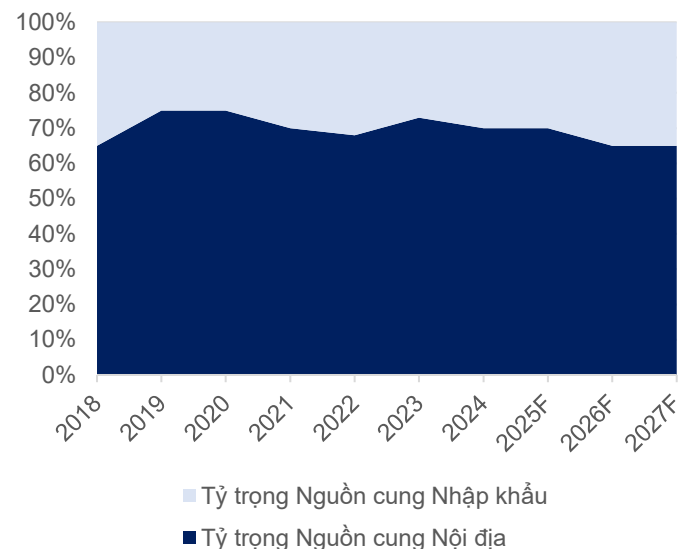
Hạ nguồn: Định vị nhu cầu tiêu thụ xăng dầu thị trường nội địa

Dự phóng tiêu thụ xăng dầu tại Việt Nam



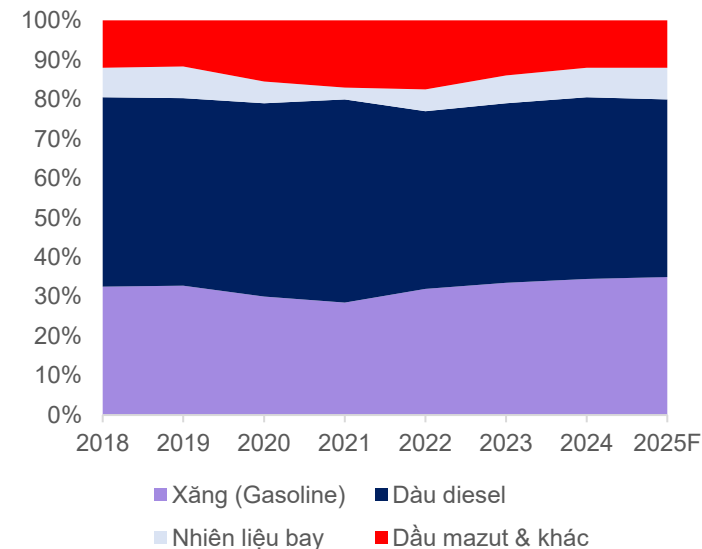
• Nguồn: Bộ Công Thương, MBS Research

Tỷ trọng nguồn xăng dầu nội địa & nhập khẩu



• Nguồn: Tổng cục hải quan, MBS Research

Tỷ trọng tiêu thụ các sản phẩm xăng dầu nội địa



• Nguồn: Bộ Công Thương, PVN, MBS Research

- Tiêu thụ xăng dầu tại Việt Nam tiếp tục tăng trưởng dương từ 2024 và dự báo đạt mức hai chữ số vào 2026, nhờ nền kinh tế và công nghiệp mở rộng. Xu hướng này đảm bảo đầu ra ổn định cho các nhà máy lọc dầu trong nước (BSR, Nghi Sơn) và các nhà phân phối lớn (PLX, PV Oil), đồng thời mở ra cơ hội cho PVN xem xét mở rộng công suất lọc hóa dầu.
- Hai nhà máy Dung Quất và Nghi Sơn vận hành ổn định giúp Việt Nam tự chủ 70–75% nhu cầu xăng dầu từ 2019, tăng cường an ninh năng lượng. Tuy nhiên, nhập khẩu 25–30% vẫn cần thiết để cân đối chủng loại và làm dự phòng, đặc biệt khi nguồn cung nội địa gặp sự cố. Với việc các mỏ dầu trong nước suy giảm, tỷ trọng nhập khẩu có thể tăng dần trong tương lai.
- Từ 2018 đến nay, Xăng và Nhiên liệu bay đã gia tăng tỷ trọng trong cơ cấu tiêu thụ, phản ánh sự mở rộng của tầng lớp trung lưu, ô tô cá nhân và hàng không/du lịch, dù Diesel vẫn chiếm chủ đạo. Các nhà máy hiện thiên về sản xuất Diesel do công nghệ cũ trong khi nhu cầu Xăng/Jet tăng nhanh, khiến việc nâng cấp công nghệ để tối ưu sản phẩm trở nên cấp thiết.

Hạ nguồn: Dự thảo luật kinh doanh xăng dầu 2025 mở đường cho các nhà phân phối uy tín

Tiêu chí	Hiện hành (NĐ 95/2021/NĐ-CP & 83/2014)	Dự thảo Nghị định mới (2025)	Đánh giá tác động
Cơ chế điều hành giá	Điều hành giá theo công thức Giá cơ sở có sự can thiệp của Quỹ Bình ổn giá (BOG).	Chuyển sang cơ chế Giá trần (hoặc giá tối đa). Doanh nghiệp tự xác định giá bán lẻ trong biên độ giá trần này.	Hưởng lợi: Thương nhân đầu mối lớn (PLX, OIL). Có quyền tự chủ định giá linh hoạt hơn, phản ứng nhanh hơn với thị trường, cải thiện biên lợi nhuận (do có thể bán sát giá trần hoặc điều chỉnh kịp thời).
Chi phí định mức (đầu mối & bán lẻ)	Do Bộ Công Thương & Bộ Tài chính ấn định cố định (ví dụ: chi phí định mức xăng E5 RON92 ~1,250 đ/lít; RON95 ~1,050 đ/lít). Không được linh hoạt điều chỉnh theo vùng hay hiện trạng thị trường.	Nhà nước công bố mức Chi phí kinh doanh định mức khởi điểm và sau đó điều chỉnh hằng năm theo Chỉ số giá tiêu dùng (CPI). Rà soát, tính toán lại toàn bộ 3 năm/lần.	Hưởng lợi: Thương nhân đầu mối lớn (PLX, OIL, BSR). Chi phí được cập nhật sát thực tế hơn (theo CPI), giúp công thức giá cơ sở phản ánh tốt hơn biến động chi phí thực tế của doanh nghiệp. Tăng tính minh bạch và tránh thiệt thòi cho doanh nghiệp khi chi phí tăng.
Lợi nhuận định mức	Hiện cố định 300 đồng/lít	Chuyển sang cơ chế Giá trần/Giá tối đa. Doanh nghiệp tự quyết định giá bán lẻ (trong biên độ giá trần), đồng nghĩa với việc tự quyết định biên lợi nhuận của mình.	Hưởng lợi: Thương nhân đầu mối được tự chủ hoàn toàn về lợi nhuận (tính bằng chênh lệch giữa Giá trần và Giá bán thực tế của họ). Có thể cải thiện đáng kể biên lợi nhuận nếu tối ưu hóa chi phí.
Chi phí vận chuyển nội địa & phụ phí nhập khẩu	Bộ quy định theo mức chuẩn trung bình (ví dụ: 300–500 đ/lít tùy vùng), không phản ánh chi phí thực tế từng khu vực.	Dự thảo cho phép điều chỉnh linh hoạt theo từng tuyến vận chuyển, cảng nhập, chi phí bảo hiểm và phụ phí nhập khẩu thực tế.	Hưởng lợi: Các doanh nghiệp lớn có hệ thống logistics riêng (PVOIL, Petrolimex Tanker, kho ngoại quan) sẽ tiết kiệm được chi phí vận chuyển → tăng chênh lệch lợi nhuận.
Giá xăng dầu thế giới/Giá nhập khẩu (CIF)	Tính theo giá trung bình của kỳ điều hành trước (thường là 10 ngày).	Về cơ bản giữ nguyên, vẫn sử dụng giá thế giới bình quân (thường là giá Platts Singapore) và áp dụng tỷ trọng nguồn nhập khẩu và nguồn trong nước để tính giá thành phẩm.	Trung lập: Dự thảo vẫn giữ nguyên cấu phần quan trọng này, nhưng tần suất công bố giá cơ sở rút ngắn 7 ngày/lần (từ 10 ngày/lần) giúp giá bán phản ánh kịp thời hơn biến động giá thế giới.
Quỹ Bình ổn giá (BOG) và Thuế	Thuế: Thuế nhập khẩu, Thuế TTĐB, Thuế BVMT, Thuế VAT (cố định). Quỹ BOG: Chi phí/Khoản trích lập BOG (thay đổi theo từng kỳ).	Thuế: Vẫn là cấu phần cố định. Quỹ BOG: Loại bỏ Quỹ BOG khỏi cơ chế điều hành giá hàng ngày/tuần. Chỉ được kích hoạt trong trường hợp biến động giá cực lớn (theo Luật Giá).	Hưởng lợi: Doanh nghiệp giảm bớt thủ tục liên quan đến BOG, vốn không bị "đóng băng" trong Quỹ. Thiệt hại: Người tiêu dùng đối mặt với biến động giá nhanh hơn do không còn Quỹ BOG làm công cụ điều tiết hiệu quả.
Tần suất điều hành giá	10 ngày/lần (3 lần/tháng), theo dữ liệu giá dầu thế giới trung bình 10 ngày.	Rút ngắn xuống 7 ngày/lần, sát hơn với biến động thị trường quốc tế.	Hưởng lợi: Các doanh nghiệp kịp thời điều chỉnh giá theo biến động thế giới sát hơn.
Quyền mua bán của Thương nhân Phân phối	Thương nhân Phân phối được mua xăng dầu của Thương nhân đầu mối và Thương nhân Phân phối khác	Dự thảo ban đầu hạn chế Thương nhân Phân phối chỉ được mua từ Thương nhân đầu mối, không được mua bán lẫn nhau. (Dự thảo sau có thể xem xét nói lỏng lại).	Hưởng lợi: Thương nhân đầu mối lớn (PLX, OIL). Giảm thiểu tầng nấc trung gian, củng cố vai trò chi phối chuỗi cung ứng, tăng cường kiểm soát thị phần. Thiệt hại: Thương nhân Phân phối nhỏ và Đại lý cấp dưới sẽ mất đi nguồn cung linh hoạt (thị trường thứ cấp), chiết khấu có thể thấp hơn và đối mặt với nhiều thách thức sinh tồn.
Mặt hàng công bố giá cơ sở	Quy định các mặt hàng phổ biến.	Đề xuất điều chỉnh chi tiết cách thức Bộ Công Thương xác định các mặt hàng tiêu dùng phổ biến để công bố giá cơ sở.	Hưởng lợi: Tăng tính minh bạch và sát thực tế hơn trong việc điều hành giá các mặt hàng chủ lực, tránh thiếu sót.
Cơ chế kiểm soát & công khai thông tin	Bộ quản lý trực tiếp, thông tin giá cơ sở và cấu phần do Liên Bộ công bố.	Doanh nghiệp được quyền công khai giá cơ sở, biên lợi nhuận, chi phí định mức riêng trên website.	Trung tính: yêu cầu minh bạch hơn nhưng cũng giúp các doanh nghiệp lớn khẳng định uy tín và vị thế thị trường.

• Nguồn: MBS Research tổng hợp

Hạ nguồn: Nhiều dự án hạ nguồn được đầu tư giúp tạo ra triển vọng trong năm 2026 cho các doanh nghiệp

- Năm 2026 được dự báo là một cột mốc chuyển giao quan trọng đối với ngành hạ nguồn dầu khí Việt Nam, đánh dấu sự chuyển dịch mạnh mẽ từ mô hình tập trung vào nhiên liệu truyền thống sang đa dạng hóa hóa dầu và năng lượng mới. Chúng tôi đánh giá trọng tâm năm 2026 sẽ nằm ở sự ổn định của nguồn cung nội địa và sự bứt phá của ngành hóa dầu.
- Tổ hợp Hóa dầu Miền Nam (LSP) dự kiến đi vào vận hành thương mại sẽ là bước ngoặt, giúp tăng đáng kể năng lực sản xuất nguyên liệu nhựa và hóa chất cơ bản, trực tiếp giải quyết vấn đề "chiều sâu chế biến thấp" và giảm phụ thuộc vào nguồn nhập khẩu. Dự án Nâng cấp, Mở rộng Lọc hóa dầu Dung Quất (BSR) dự kiến sẽ được khởi công hoặc đẩy nhanh tiến độ thu xếp vốn, khẳng định chiến lược thích nghi với nguồn dầu thô nhập khẩu ngày càng chua và nặng trong bối cảnh nguồn dầu ngọt nhẹ nội địa suy giảm, đồng thời nâng cao chất lượng sản phẩm lên tiêu chuẩn Euro V. Các nhà phân phối lớn như Petrolimex (PLX) sẽ tiếp tục mở rộng chuỗi Trạm dừng nghỉ trên cao tốc và hệ thống Trạm sạc xe điện. Sự tích hợp này không chỉ mở rộng thị phần, giúp PLX đa dạng hóa nguồn doanh thu, mà còn đảm bảo PLX duy trì vị thế là nhà cung cấp năng lượng toàn diện trong kỷ nguyên năng lượng xanh đang mở ra.

Tên dự án	Vốn đầu tư (tỷ đồng)	Chủ đầu tư/Sở hữu	Loại hình Dự án	Công suất Dự kiến	Tiến độ dự án	Vấn đề giải quyết khi hoàn thành dự án	Đánh giá
Nâng cấp, Mở rộng NMLD Dung Quất	~31,235	BSR (Công ty Lọc hóa dầu Bình Sơn)	Sản xuất & Chế biến	Tăng từ 6.5 lên 7.6 Triệu tấn/năm	Đang trong giai đoạn chuẩn bị đấu thầu/thu xếp vốn: Đã hoàn thành hồ sơ tiền khả thi/nghiên cứu khả thi cập nhật. Dự kiến khởi công vào cuối năm 2025 hoặc đầu năm 2026.	1. Thích nghi nguồn Dầu thô: Chế biến được nhiều loại dầu thô nhập khẩu hơn (thay vì chủ yếu xử lý dầu ngọt nhẹ từ Bạch Hổ). 2. Gia tăng chất lượng Sản phẩm: Sản xuất xăng dầu tiêu chuẩn Euro V.	Cần thiết cấp bách để BSR duy trì cạnh tranh và thích nghi với sự suy giảm dầu thô nội địa.
Chuỗi Trạm dừng nghỉ/Dịch vụ trên Cao tốc	n/a	PLX (Petrolimex)	Phân phối & Thương mại	Tùy quy mô từng trạm (Thương mại/Phân phối)	Đang trong quá trình thi công xây dựng và dự kiến sẽ hoàn thành trạm ở Thanh Hóa đầu tiên.	1. Mở rộng Thị phần: Tận dụng hạ tầng giao thông mới. 2. Đa dạng hóa Dịch vụ: Cung cấp nhiên liệu, trạm sạc điện, và dịch vụ phi xăng dầu.	Tăng trưởng chiến lược trong bối cảnh hạ tầng giao thông phát triển. Tối ưu hóa chuỗi giá trị bán lẻ.
Hệ thống Trạm Sạc Xe điện (EV Charging)	n/a	PLX (Petrolimex)	Phân phối & Chuyển đổi	n/a	Đã hợp tác Vinfast về các trạm sạc dưới hình thức cho thuê mặt bằng. Đã hoàn thành thí điểm trạm thay pin cho xe điện 2 bánh.	Chuyển đổi Năng lượng: Tận dụng mạng lưới trạm xăng dầu hiện có để cung cấp dịch vụ sạc điện, thích nghi với xu hướng xe điện.	Dự án đón đầu xu hướng, đảm bảo PLX giữ vững vị thế là nhà cung cấp năng lượng đa dạng.
Tổ hợp Hóa dầu Miền Nam (LSP)	~142,444	SCG (Thái Lan) & Các đối tác	Hóa dầu & Vật liệu	1.6 Triệu tấn/năm Olefins	Giai đoạn Chạy thử (Commissioning) và Khởi động (Start-up): Đã hoàn thành phần lớn cơ khí và đang tiến hành kiểm tra, chạy thử từng phần (Utilities, phân xưởng chính). Dự kiến vận hành thương mại (COD) vào cuối năm 2025 hoặc đầu năm 2026.	Tăng giá trị gia tăng: Cung cấp nguyên liệu nhựa cơ bản (PE, PP), giảm phụ thuộc vào nhập khẩu nguyên liệu hóa dầu.	Dự án đột phá, giúp Việt Nam chuyển mình thành trung tâm sản xuất hóa dầu.

• Nguồn: MBS Research tổng hợp

Dự phóng KQKD 2025-26 các doanh nghiệp trong danh mục theo dõi

Tỷ đồng	PVD			PVT			PVS			PLX			BSR			GAS		
	2025	2026	2027	2025	2026	2027	2025	2026	2027	2025	2026	2027	2025	2026	2027	2025	2026	2027
Doanh thu	9,382	9,163	9,433	14,687	15,569	16,268	31,140	46,945	43,704	273,017	278,527	291,339	137,068	115,687	127,870	123,090	116,778	125,222
%svck	1.0%	-2.3%	2.9%	25.2%	6.0%	4.5%	31.0%	50.8%	-6.9%	-3.9%	2.0%	4.6%	11.4%	-15.6%	10.5%	24.6%	-9.5%	7.2%
LN gộp	2,224	2,609	2,711	2,368	2,628	2,823	1,292	1,707	1,833	15,562	19,218	20,976	4,386	6,749	7,916	16,783	21,604	22,916
Biên LN gộp (%)	23.7%	28.5%	28.7%	16.1%	16.9%	17.4%	4.1%	3.6%	4.2%	5.7%	6.9%	7.2%	3.2%	5.8%	6.2%	13.6%	18.5%	18.3%
EBITDA	2,514	2,755	2,862	3,442	3,718	3,887	679	1,041	1,425	3,726	5,013	5,244	5,052	7,628	8,659	19,817	19,416	20,291
Biên EBITDA (%)	26.8%	30.1%	30.3%	23.4%	23.9%	23.9%	2.2%	2.2%	3.3%	1.2%	1.8%	1.8%	3.7%	6.6%	6.8%	16.1%	16.6%	16.2%
LN ròng	1,010	1,241	1,385	1,060	1,220	1,225	1,399	1,445	1,518	2,596	2,858	3,108	3,430	4,977	5,536	12,250	14,099	14,892
%svck	24.0%	43.4%	11.6%	-3.2%	8.9%	0.4%	30.8%	3.3%	5.0%	-10.2%	10.1%	8.7%	443.6%	45.1%	11.2%	17.8%	15.1%	5.6%
EPS (đ/cp)	2,098	2,203	2,911	2,978	3,426	3,440	2,928	3,023	3,176	2,008	2,209	2,402	685	994	1,106	5,229	6,018	6,357
BVPS (đ/cp)	30,592	32,893	38,449	24,059	26,985	29,919	29,684	31,028	32,475	18,521	16,838	15,255	11,440	11,954	12,527	28,943	31,573	33,547
Tiền mặt ròng/cổ phiếu (đ/cp)	427	3,940	7,966	-6,649	-9,127	-11,458	26,979	26,818	27,816	11,866	16,043	21,630	6,967	6,751	4,597	14,252	16,407	17,976
Nợ/VCSH	0.5	0.4	0.4	0.7	0.7	0.7	1.4	1.8	1.7	2.0	2.1	2.5	0.7	0.8	1.0	0.3	0.3	0.3
Tỷ suất cổ tức (%)	1.4%	1.4%	1.4%	4.3%	4.3%	4.3%	2.1%	2.1%	2.1%	4.4%	4.4%	4.4%	0.0%	0.0%	0.0%	5.0%	6.4%	6.4%
ROAE (%)	7.1%	6.9%	7.9%	13.0%	13.4%	12.1%	10.1%	10.0%	10.0%	9.5%	11.2%	13.2%	6.0%	8.3%	8.8%	18.1%	19.1%	18.9%
ROAA (%)	4.7%	4.9%	5.6%	5.0%	5.2%	4.7%	3.9%	3.5%	3.3%	3.2%	3.5%	3.8%	3.6%	4.7%	4.4%	13.2%	14.6%	14.2%

• Nguồn: MBS Research

Chiến lược đầu tư 2026: Chúng tôi lựa chọn GAS, PVS và BSR

Cổ phiếu	Khuyến nghị	Định giá (VNĐ/cp)	Luận điểm đầu tư
GAS	Khả quan	82,300	- Chúng tôi kỳ vọng trong ngắn hạn dự án Sư Tử Trắng GD 2B sẽ bù đắp phần nào nguồn cung khí cho GAS trước khi công ty nhận luồng khí đầu tiên từ Lô B Ô Môn. - GAS đã bắt đầu ghi nhận doanh thu kinh doanh khí LNG vào cuối 2023, chúng tôi dự phóng đây sẽ là một trong những trụ cột tạo đà cho KQKD của doanh nghiệp trong dài hạn, với nhu cầu thúc đẩy điện khí theo QHĐ VIII, GAS đóng vai trò chủ đạo và tiên phong trong lĩnh vực cung cấp khí LNG cho các nhà máy điện khí vận hành bền vững. - GAS đang có mức định giá thấp hơn đáng kể so với mức bình quân P/E lịch sử 5 năm, tạo một biên an toàn hợp lý để đầu tư vào doanh nghiệp trong giai đoạn này.
PVS	Khả quan	43,700	- Chúng tôi kỳ vọng năm 2026 sẽ là điểm rơi ghi nhận doanh thu mảng M&C của PVS đến từ các dự án nội địa như Lô B – Ô Môn (ghi nhận các gói EPCI 1-2-3-4), Lạc Đà Vàng 1, Sư Tử Trắng giai đoạn 2B và hợp đồng xây lắp cho dự án LNG Thị Vải giai đoạn 2. - Với việc thành công triển khai Lô B – Ô Môn và tiềm năng lớn từ mảng điện gió ngoài khơi, thị trường được kỳ vọng sẽ định giá lại PVS và sẽ được xem xét ngang hàng với các nhà thầu năng lượng lớn trong khu vực, từ đó mở ra tiềm năng tăng trưởng đáng kể về giá cổ phiếu. - Bên cạnh các dự án EPCI có tính chu kỳ, PVS duy trì một nền tảng dịch vụ lõi cực kỳ ổn định và sinh lời. Các hợp đồng cho thuê tàu chứa và xử lý dầu thô (FSO/FPSO) và dịch vụ Duy tu Bảo dưỡng (O&M) cho các công trình dầu khí là nguồn thu nhập cố định, có tính lặp lại cao và biên lợi nhuận gộp hấp dẫn. Việc gia hạn và ký mới các hợp đồng này với các nhà điều hành lớn như Vietsovetro đảm bảo PVS có một dòng tiền chất lượng cao và bền vững, tạo bộ đệm tài chính vững chắc.
BSR	Khả quan	19,500	- Động thái chia cổ tức bằng cổ phiếu tỷ lệ 61.5% trong năm 2025 sẽ đảm bảo cho kế hoạch triển khai Dự án NCMR nhà máy lọc dầu Dung Quất, dự kiến sẽ giúp nâng công suất của nhà máy lên 15% (từ 148,000 thùng/ngày lên 171,000 thùng/ngày), sản phẩm đầu ra sẽ đáp ứng tiêu chuẩn Euro 5. Sau khi nâng cấp kỳ vọng các sản phẩm phức tạp hơn sẽ giúp BSR cải thiện biên lợi nhuận trong dài hạn, đồng thời nhà máy cũng tăng khả năng đa dạng hóa nguyên liệu đầu vào khi cho phép xử lý được nhiều loại dầu thô khác nhau (dầu chua, dầu nặng, dầu hàm lượng lưu huỳnh cao) thay vì phụ thuộc chủ yếu vào dầu ngọt, nhẹ như trước đây → Mở rộng nguồn cung, giảm rủi ro khi thị trường dầu biến động hoặc nguồn cung truyền thống bị gián đoạn. - Nhu cầu tiêu thụ xăng dầu của nền kinh tế nội địa giúp giữ công suất lọc hóa dầu của BSR và đảm bảo tiêu thụ sản phẩm đầu ra tích cực.

Chiến lược đầu tư 2026: Chúng tôi lựa chọn GAS, PVS và BSR

Cổ phiếu	Khuyến nghị	Định giá (VNĐ/cp)	Luận điểm đầu tư
PVD	Khả quan	28,700	- Nhu cầu giàn khoan, đặc biệt là giàn khoan tự nâng, tại khu vực Đông Nam Á đang bước vào vùng cao điểm sau nhiều năm trì hoãn đầu tư và tạm dừng khai thác. Nhu cầu này được thúc đẩy bởi sự phục hồi hoạt động đầu tư thăm dò và khai thác (ERP), nhiều quốc gia trong khu vực (Indonesia, Việt Nam, Malaysia, Brunei) đang đẩy mạnh hoạt động khai thác để đảm bảo an ninh năng lượng nội địa. - Trong bối cảnh nguồn cung dầu khí nội địa sụt giảm và nhu cầu năng lượng ngày càng tăng, Việt Nam đang đẩy mạnh tái khởi động các dự án thượng nguồn quy mô lớn sau thời gian dài trì hoãn. Một số dự án tiêu biểu kỳ vọng có thể khởi công khai thác sớm như Lạc Đà Vàng, Sư Tử Trắng – GĐ 2B, Kèn Bầu, Thiên Nga – Hải Âu đều tạo ra cơ hội để PVD thực hiện cung cấp giàn khoan tự nâng và các dịch vụ kỹ thuật sau khi các giàn khoan kết thúc hợp đồng hiện hữu sắp tới. - Giàn khoan PVD XIII và IX được ký mới từ Q4/2025 và Q1/2026 với mức giá cải thiện được kỳ vọng sẽ là động lực giúp PVD gia tăng hiệu suất sử dụng giàn và doanh thu mảng dịch vụ khoan trong năm 2026
PVT	Khả quan	22,000	- Nhu cầu thế giới được dự báo tăng chậm hơn cung tàu giai đoạn 2026-2027 theo IEA làm tăng áp lực lên giá vận chuyển bằng tanker, tuy nhiên ở Nội Á vẫn được hỗ trợ bởi nhà máy lọc và nhu cầu nhiên liệu nội địa (Việt Nam, Indonesia, Thái Lan, Philippines) - các dự án lọc/hóa dầu mới ở khu vực Đông Nam Á làm tăng nhu cầu vận chuyển sản phẩm và dầu thô nội vùng. Khoảng 80-90% đội tàu của PVT hoạt động trên tuyến Châu Á – Thái Bình Dương và Trung Đông do đó chúng tôi dự báo doanh nghiệp vẫn sẽ tiếp tục đạt hiệu suất hoạt động khả quan. - Mảng doanh thu vận tải của PVT kỳ vọng tiếp tục tăng trưởng với CAGR ~8.4% nhờ hưởng lợi từ nhu cầu tàu hóa chất duy trì tăng đều do mở rộng thương mại hoá chất ở châu Á, phân khúc này có biên tốt hơn vận tải hàng rời và ít cạnh tranh hơn so với thị trường dầu thô.
PLX	Khả quan	43,200	- Tiêu thụ xăng dầu thị trường nội địa khả quan sẽ là cú hích hỗ trợ cho hoạt động kinh doanh của PLX vốn có tỷ trọng doanh thu kinh doanh xăng dầu > 90%. - Dự thảo luật kinh doanh xăng dầu 2025 kỳ vọng ban hành trong năm 2026 sẽ giúp PLX linh hoạt hơn trong việc quyết định mức giá cơ sở, từ đó cải thiện biên lợi nhuận tích cực hơn. Ngoài ra, với các quy định mới, các nhà bán lẻ quy mô nhỏ sẽ gặp khó khăn trong việc duy trì thị phần và mở ra cơ hội cho những đầu mối lớn, có kinh nghiệm và hệ thống chuyên nghiệp như PLX gia tăng vị thế của mình.

Bảng so sánh các doanh nghiệp cùng ngành

Tên công ty	Mã CP	Giá thị trường	Giá mục tiêu	Khuyến nghị	Vốn hóa	P/E (x)		P/BV (x)		ROA (%)		ROE (%)		EV/EBITDA (x)	
	Bloomberg	Nội tệ	Nội tệ		tr USD	2025F	2026F	2025F	2026F	2025F	2026F	2025F	2026F	2025F	2026F
Khoan dầu															
Tổng CTCP Khoan và Dịch vụ khoan dầu khí	PVD VN	26,050	28,700	Khả quan	568	12.4	11.8	0.9	0.8	4.7	4.7	7.1	6.9	8.6	7.9
Velesco Energy Bhd	VEB MK	0.25	n/a	n/a	400	5.6	4.8	0.9	0.8	7.0	8.0	15.0	17.0	3.8	3.5
Valaris Ltd	VAL US	59.9	n/a	n/a	4,200	12.2	9.5	1.1	1.1	3.5	4.1	8.5	10.2	6.7	6.1
Transocean	RIG US	4.4	n/a	n/a	4,900	-17.8	-14.9	0.9	0.8	-4.0	-3.5	-12.0	-10.0	7.5	6.8
Trung bình					2,517	3.1	2.8	1.0	0.9	2.8	3.3	4.7	6.0	6.7	6.1
Vận chuyển khí															
Tổng Công ty Khí Việt Nam	GAS VN	64,000	82,300	Khả quan	5,876	12.0	10.7	2.2	2.0	14.0	14.5	19.1	19.5	9.4	9.6
PTT PCL	PTT TB	31.5	n/a	n/a	28,400	10.5	9.5	1.1	1.0	4.5	5.0	10.5	11.1	5.7	5.1
Indraprastha Gas	IGL IN	185.0	n/a	n/a	3,100	16.5	15.0	2.5	2.3	10.0	11.0	17.5	18.5	10.0	9.0
China Gas Holdings	384 HK	8.3	n/a	n/a	5,720	8.5	7.5	0.8	0.7	3.5	4.0	9.0	10.0	7.0	6.0
Trung bình					10,774	11.9	10.7	1.7	1.5	8.0	8.6	14.0	14.8	8.0	7.4
Lọc dầu															
CTCP Lọc Hóa dầu Bình Sơn	BSR VN	15,200	19,500	Khả quan	3,152	36.7	15.3	1.3	1.3	3.7	4.9	6.1	8.5	5.5	3.6
Chevron Corp	CVX US	150.0	n/a	n/a	304,540	12.0	10.5	1.7	1.6	6.0	6.5	14.0	15.0	7.0	6.5
IRPC PCL	IRPC TB	1.0	n/a	n/a	1,050	9.0	8.0	0.8	0.7	3.0	3.5	6.0	7.0	4.5	4.0
Trung bình					102,914	19.2	11.3	1.3	1.2	4.2	5.0	8.7	10.2	5.7	4.7

• Dữ liệu cập nhật ngày 05/12/2025 Nguồn: Bloomberg, MBS Research

Bảng so sánh các doanh nghiệp cùng ngành

Tên công ty	Mã CP	Giá thị trường	Giá mục tiêu	Khuyến nghị	Vốn hóa	P/E (x)		P/BV (x)		ROA (%)		ROE (%)		EV/EBITDA (x)	
						2025F	2026F	2025F	2026F	2025F	2026F	2025F	2026F	2025F	2026F
	Bloomberg	Nội tệ	Nội tệ		tr USD	2025F	2026F	2025F	2026F	2025F	2026F	2025F	2026F	2025F	2026F
Xây lắp dầu khí															
Tổng CTCP dịch vụ kỹ thuật Dầu khí Việt Nam	PVS VN	32,400	43,700	Khả quan	645	11.1	10.7	1.1	1.1	3.9	3.5	10.1	10.0	15.0	9.8
Subsea 7 S.A.	SUBC NO	188.8	n/a	n/a	60,900	14.0	12.5	1.9	1.8	5.0	5.5	10.5	11.5	8.0	7.0
Saipem S.p.A.	SPM IM	2.4	n/a	n/a	5,400	15.0	12.0	2.0	1.8	4.0	5.0	10.0	12.0	6.5	5.5
TechnipFMC plc	FTI US	46.0	n/a	n/a	12,400	16.0	13.5	1.8	1.6	5.0	6.0	11.0	13.0	8.0	7.0
Trung bình					26,233	15.0	12.7	1.9	1.7	4.7	5.5	10.5	12.2	7.5	6.5
Vận tải dầu khí															
Tổng CTCP Vận tải dầu khí	PVT VN	18,900	22,000	Khả quan	337	6.3	5.5	0.8	0.7	5.0	5.2	13.0	13.4	4.8	4.4
Frontline Ltd.	FRO	23.4	n/a	n/a	5,766	7.5	6.5	1.4	1.3	10.0	12.0	20.0	23.0	4.5	4.0
Scorpio Tankers Inc	STNG	55.9	n/a	n/a	2,850	5.0	4.5	1.2	1.1	15.0	16.0	28.0	30.0	3.5	3.0
Teekay Group	TNK	55.2	n/a	n/a	800.68	8.0	7.0	1.1	1.0	6.0	7.0	12.0	14.0	5.0	4.5
Trung bình					2,438	6.7	5.9	1.1	1.0	9.0	10.1	18.3	20.1	4.5	4.0
Kinh doanh xăng dầu															
Tập đoàn xăng dầu Việt Nam	PLX VN	34,400	43,200	Khả quan	1,714	7.8	5.4	1.9	2.0	6.8	9.4	22.9	35.9	10.0	6.5
S-Oil Corp	010950 KS	80,500	n/a	n/a	11,000	6.0	5.5	0.7	0.6	5.0	6.0	10.0	12.0	4.0	3.5
Eneos Holdings Inc	5020 JP	1,052	n/a	n/a	18,500	7.0	6.0	0.5	0.5	4.0	4.5	8.0	9.0	5.0	4.5
Trung bình					10,405	6.9	5.6	1.0	1.0	5.3	6.6	13.6	19.0	6.3	4.8

• Dữ liệu cập nhật ngày 05/12/2025 Nguồn: Bloomberg, MBS Research

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 ở dưới mức -15%

Khuyến nghị đầu tư ngành

KHẢ QUAN	Các cổ phiếu trong ngành có khuyến nghị Khả quan, tính trên cơ sở vốn hóa thị trường gia quyền
TRUNG LẬP	Các cổ phiếu trong ngành có khuyến nghị Trung lập, tính trên cơ sở vốn hóa thị trường gia quyền
KÉM KHẢ QUAN	Các cổ phiếu trong ngành có khuyến nghị Kém khả quan, tính trên cơ sở vốn hóa thị trường gia quyền

KHỐI NGHIÊN CỨU CTCP CHỨNG KHOÁN MB

Giám đốc Khối Nghiên cứu	Trưởng phòng			
<i>Trần Thị Khánh Hiền</i>	<i>Nguyễn Tiến Dũng</i>			
Vĩ mô – Chiến lược thị trường	Ngân hàng – Dịch vụ tài chính	Bất động sản – VLXD	Công nghiệp – Năng lượng	Bán lẻ - Tiêu dùng
<i>Nghiêm Phú Cường</i>	<i>Đinh Công Luyến</i>	<i>Nguyễn Minh Đức</i>	<i>Nguyễn Hà Đức Tùng</i>	<i>Nguyễn Quỳnh Ly</i>
<i>Ngô Quốc Hưng</i>	<i>Phạm Thị Thanh Hường</i>	<i>Lê Hải Thành</i>	<i>Mai Duy Anh</i>	Logistics-Vật liệu cơ bản
<i>Đinh Hà Anh</i>		<i>Phạm Thị Thanh Huyền</i>		<i>Võ Đức Anh</i>