



BÁO CÁO NGÀNH DẦU KHÍ

MỤC LỤC

I. NGÀNH DẦU KHÍ THẾ GIỚI **03**

II. TRIỂN VỌNG NGÀNH DẦU KHÍ THẾ GIỚI **07**

1. Dự báo cung - cầu dầu thế giới
 2. Dự báo giá dầu thô toàn cầu
 3. Thị trường LNG và LPG toàn cầu
 4. Chuỗi giá trị dầu khí
-

III. TRIỂN VỌNG NGÀNH DẦU KHÍ NỘI ĐỊA 2026 **18**

1. Ngành dầu khí nội địa
 2. Triển vọng 2026 và các chính sách trước xung đột
 3. Tác động của xung đột lên thị trường nội địa
 4. Tác động và triển vọng của từng phân khúc
-

IV. CỔ PHIẾU KHUYẾN NGHỊ **31**

V. PHỤ LỤC **32**



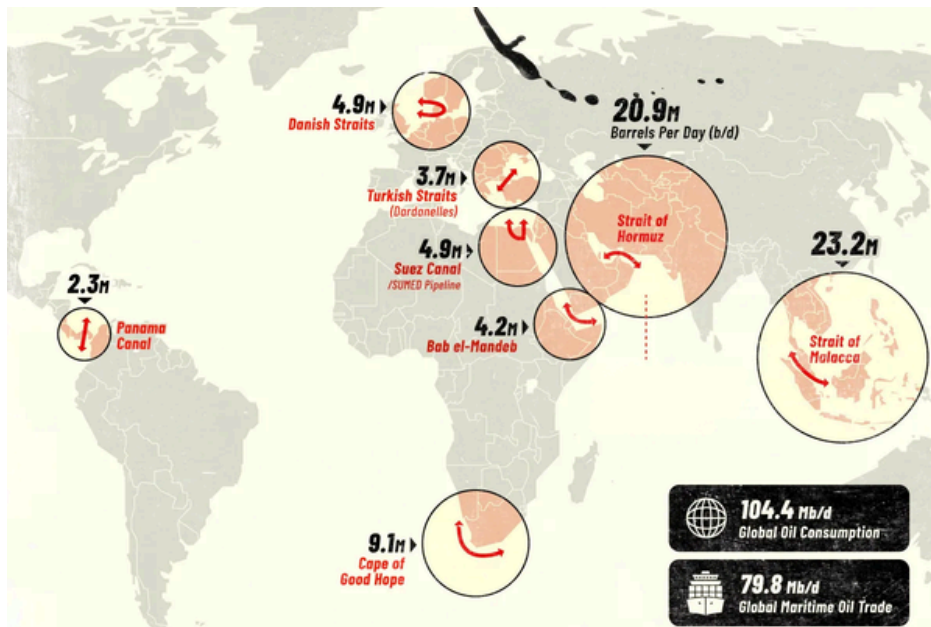
I. NGÀNH DẦU KHÍ THẾ GIỚI

Thương mại dầu mỏ toàn cầu hiện nay tồn tại nhiều điểm nghẽn mang tính cấu trúc, khiến **thị trường trở nên dễ bị ảnh hưởng trước các cú sốc địa chính trị**. Một trong những điểm nghẽn quan trọng nhất là sự phụ thuộc lớn vào các tuyến vận tải chiến lược

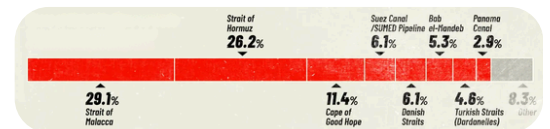
Bên cạnh đó, **thị trường LNG đối mặt với các điểm nghẽn nghiêm trọng hơn do tính chất kém linh hoạt về hạ tầng**. Không giống như dầu thô có thể dễ dàng lưu trữ và chuyển hướng, LNG **phụ thuộc vào chuỗi giá trị phức tạp** gồm nhà máy hóa lỏng, tàu chuyên dụng và các trạm tái khí hóa.

Theo Rystad Energy, phần lớn các tuyến vận tải và nguồn cung năng lượng đều tập trung tại những khu vực có mức độ rủi ro cao về xung đột, khiến các cú sốc không còn mang tính nhất thời mà dần trở thành rủi ro mang tính hệ thống.

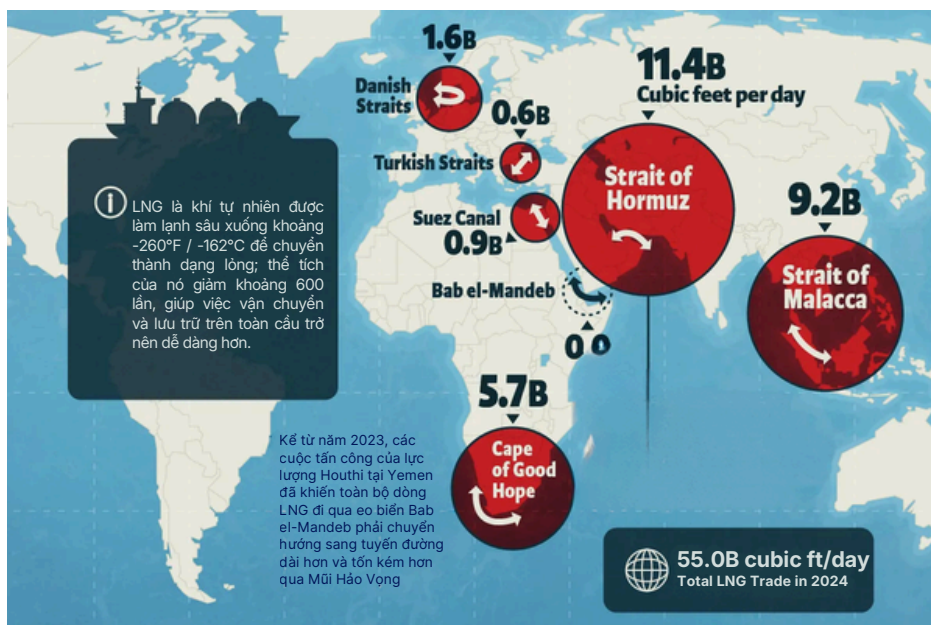
Các điểm nghẽn trong thương mại dầu mỏ toàn cầu



- 84% lượng dầu thô đi qua eo biển Hormuz được vận chuyển tới các thị trường châu Á (Trung Quốc, Ấn Độ, Hàn Quốc).
- Các điểm nghẽn này chiếm tới 91,7% tổng lưu lượng thương mại dầu mỏ vận chuyển bằng đường biển trên toàn thế giới.



Các điểm nghẽn trong thương mại khí tự nhiên hóa lỏng (LNG) toàn cầu



- 54% lượng LNG giao dịch trên toàn thế giới đi qua các điểm nghẽn này.
- Khác với dầu mỏ, LNG không có các tuyến đường ống thay thế, khiến eo biển Hormuz trở thành điểm nghẽn quan trọng nhất đối với thương mại LNG trên thế giới.

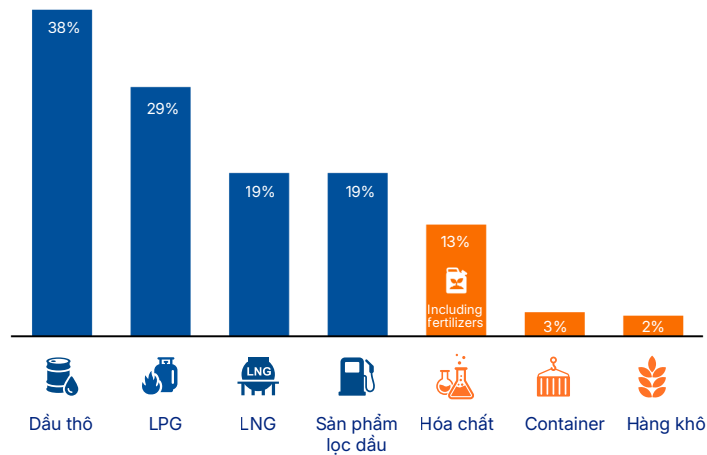


Tháng 3/2026, căng thẳng quân sự ở Trung Đông đặc biệt quanh Eo biển Hormuz đã tác động mạnh đến thị trường năng lượng toàn cầu.

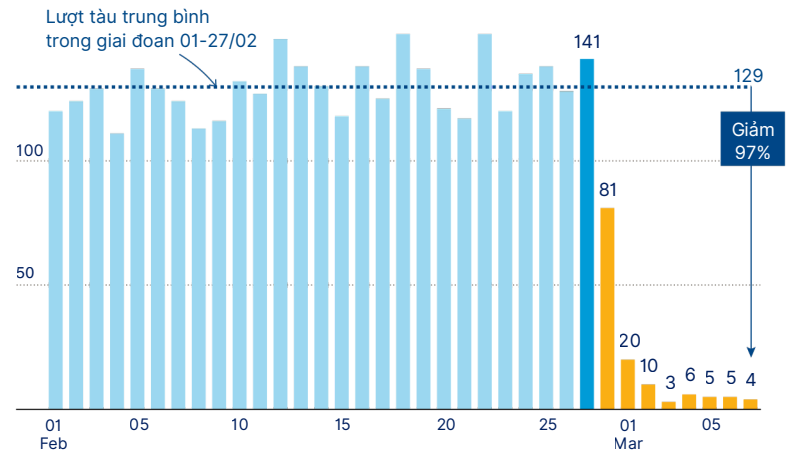
- Dưới cơn sốc địa chính trị mới, giá Brent đã vượt \$80/thùng, với nhiều dự báo cảnh báo có thể lên \$100–200 nếu gián đoạn kéo dài.
- Dòng dầu và khí qua Hormuz (khoảng 20 triệu thùng dầu/ngày và ~11 tỷ ft³ LNG/ngày) bị gián đoạn, đẩy phí vận chuyển và bảo hiểm tăng cao.

Tuy nhiên, **nền tảng cung-cầu cho năm 2026–27 ban đầu vẫn dự báo thặng dư cung:** IEA dự báo sản lượng tăng +2,4 mbđ (đạt ~108,6 mbđ) trong 2026 trong khi nhu cầu chỉ tăng ~0,85 mbđ.

Tỷ trọng khối lượng thương mại đường biển toàn cầu đi qua eo biển Hormuz, một tuần trước khi xung đột xảy ra (%).



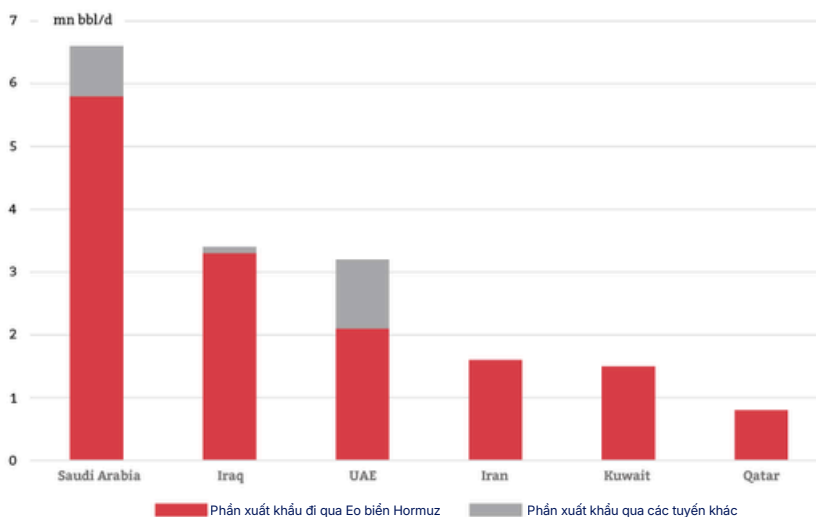
Tổng số lượt tàu thuyền đi qua eo biển Hormuz hàng ngày



- Rystad Energy ước tính ngay cả khi tăng sử dụng các đường ống thay thế, **gián đoạn eo Hormuz cũng sẽ cắt 8–10 mbđ nguồn cung dầu.** JPMorgan cho biết **nếu Hormuz đóng 3–4 tuần, phần lớn các mỏ khai thác tại Iraq, Kuwait... sẽ phải ngừng hoạt động** do bồn chứa đầy, đẩy Brent trên \$100.
- Tác động ngắn hạn: Saudi Arabia đóng lò nóng 20% công suất lọc dầu sau vụ tấn công (giảm xuất dầu nội địa) và Qatar tuyên bố tình trạng bất khả kháng, ngưng khí LNG xuất khẩu. Hàng trăm tàu chở dầu phải neo lại bên ngoài Hormuz. Thị trường xăng dầu chứng kiến premium tăng vọt: giá naphtha tại châu Á lập kỷ lục 4 năm (khoảng \$173/tấn cao hơn Brent) vì nguồn cung gián đoạn.

Gần 90% tổng lượng dầu xuất khẩu từ các quốc gia Vịnh Ba Tư đi qua Eo biển Hormuz

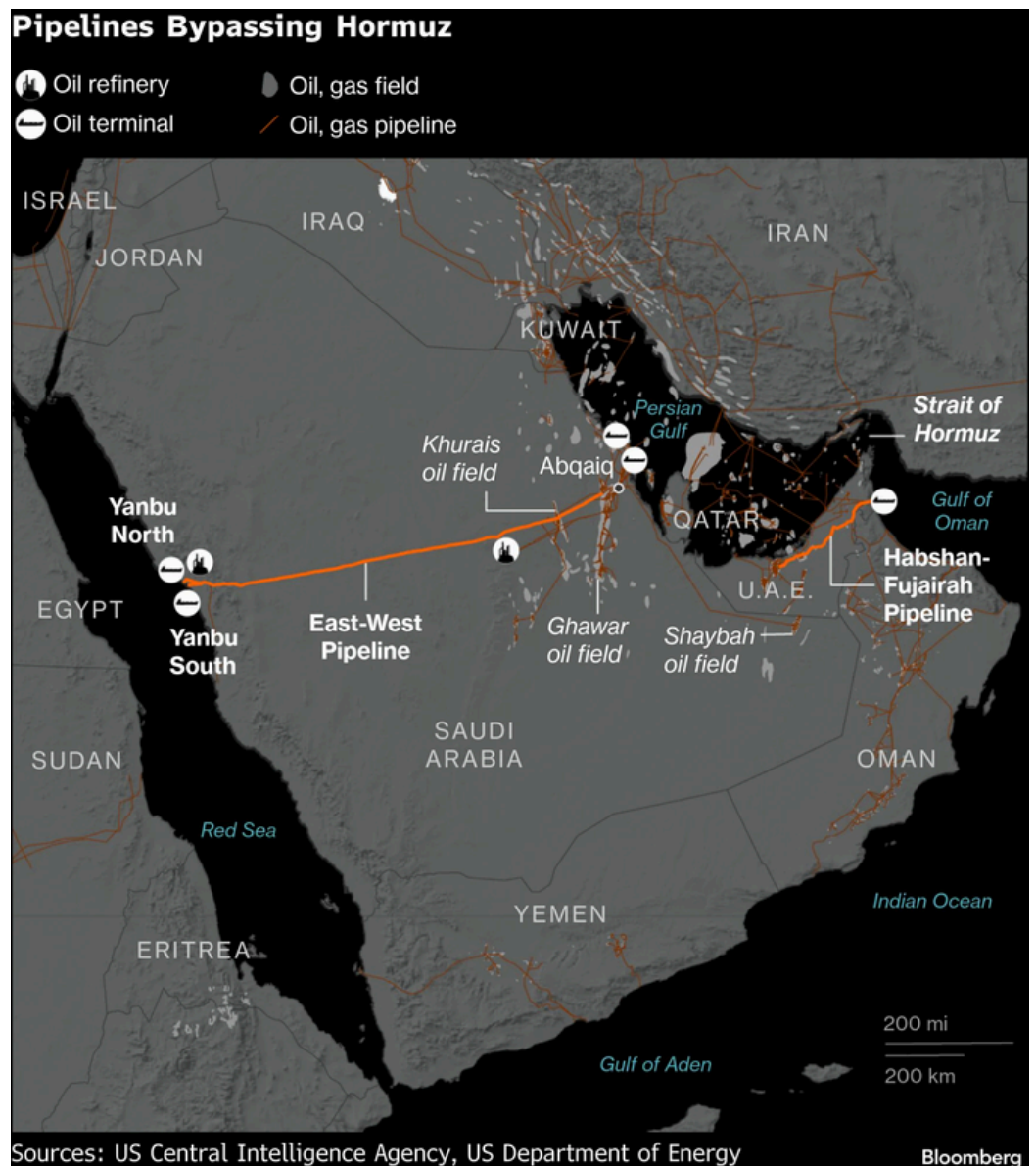
Tỷ trọng vận chuyển qua Eo biển Hormuz trong tổng xuất khẩu của các nước vùng Vịnh:



Nguồn: Center for Strategic and International Studies; Vortexa

Hiện tại chỉ có các đường ống băng qua Saudi-UAE là khả dụng: Saudi Arabia có đường ống Đông-Tây công suất ~5 mbđ (trước đây từng bơm 7 mbđ), UAE có ống Habshan-Fujairah ~1,5 mbđ.

- **Dầu thô:** Hầu hết xuất khẩu Iran, Iraq, Kuwait, Bahrain... đều phụ thuộc Hormuz. Năm 2025, IEA ghi nhận 15 mbđ dầu thô (34% thương mại thế giới) qua Hormuz, trong đó 44% đi về Trung Quốc và Ấn Độ. Cảng dầu lớn của Saudi tại Hormuz bình thường chở ~6-7 mbđ thô/ngày; giờ chỉ còn ~1 mbđ được bơm qua đường ống nội địa (Yanbu) về Địa Trung Hải.
- **Sản phẩm tinh chế:** Khoảng 5 mbđ các sản phẩm (xăng, diesel, naphtha, fuel oil, dầu nhờn) xuất từ vùng này qua Hormuz, chủ yếu sang châu Á. Nếu Hormuz đóng, châu Á khó kiếm dầu diesel thô, phải tìm hàng Mỹ/Châu Phi.
- **LPG/Naphtha:** Hơn 80% LPG Trung Đông đi qua Hormuz tới Ấn Độ và Đông Nam Á. Naphtha xuất khẩu cho Nhiệt-dẫn ở Đông Bắc Á cũng phụ thuộc 54% vào Hormuz. Hạn cung naphtha giờ đây làm suy yếu đà tăng của ngành hóa dầu, khiến lợi nhuận thêm chật vật.
- **Bunkers và dầu nhờn:** Ống Habshan-Fujairah (UAE) thường cung cấp hơn 1 mbđ bunker fuel cho tàu tại Fujairah và Muscat. Do gián đoạn tại Hormuz, các cảng này thiếu nhiên liệu vận tải biển, đẩy giá bunkers toàn cầu lên. Xuất khẩu dầu nhờn và base oils vùng này cũng cạn kiệt.



II. TRIỂN VỌNG NGÀNH DẦU KHÍ THẾ GIỚI

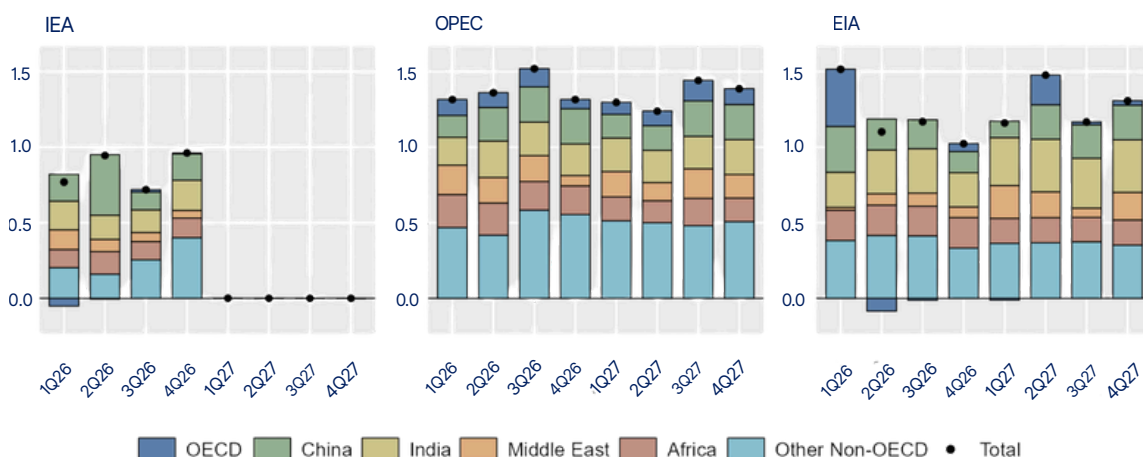
1. Dự báo cung - cầu dầu thế giới

Trước xung đột, nhu cầu dầu được dự báo tăng nhẹ.

- IEA dự báo cầu toàn cầu tăng 850 nghìn thùng/ngày năm 2026.
- OPEC và các ngân hàng đánh giá đầu 2026 thế giới vẫn còn nhu cầu tăng khoảng +1.3–1.4 triệu thùng/ngày, đạt ~106.5–107.7 triệu thùng/ngày cuối năm.
- World Bank cảnh báo nhu cầu tăng chậm do xe điện và tăng trưởng Trung Quốc kém. Hiện tại, mức cầu ~106 mbpd (2025) có thể lên ~107 mbpd vào 2026–2027

Tăng trưởng nhu cầu dầu mỏ hàng quý theo khu vực

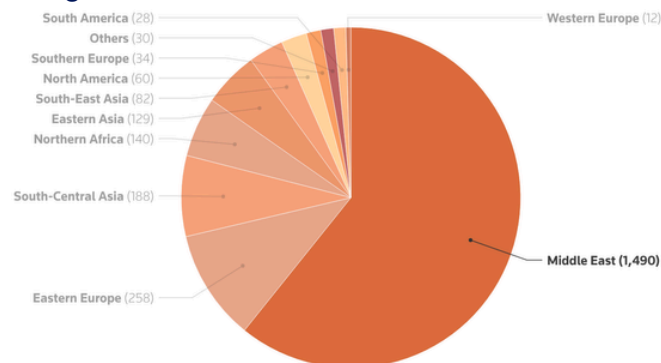
Thay đổi so với cùng kỳ năm trước (triệu thùng/ngày)



Các yếu tố thúc đẩy nhu cầu (2026–2027)

- **Nhiên liệu vận tải:** Nhu cầu dầu mỏ vẫn chủ yếu đến từ xăng và dầu diesel. Nhu cầu nhiên liệu lỏng tăng khoảng 0,5–0,7 triệu thùng/ngày hàng năm trong giai đoạn 2026–2027, chủ yếu từ các nước ngoài OECD (Ấn Độ, Đông Nam Á).
- **Hàng không:** IATA dự báo mức tăng trưởng khoảng 3%/năm về số dặm bay đến 2027, dẫn tới tăng thêm nhu cầu nhiên liệu bay khoảng 0,2–0,3 triệu thùng/ngày. Với mức tiêu thụ nhiên liệu cao hơn vào năm 2026 (do các tuyến đường dài hơn tránh các khu vực xung đột), nhu cầu nhiên liệu máy bay phản lực có thể cao hơn mức cơ bản 0,1 triệu thùng/ngày trong ngắn hạn.
- **Hóa dầu:** Nhu cầu naphtha cho ngành hóa dầu đang mạnh mẽ, tăng khoảng 1,0 triệu thùng/ngày từ năm 2025 đến năm 2027 khi GDP thế giới tăng ~3% mỗi năm. Châu Á (Trung Quốc, Ấn Độ, ASEAN) chiếm khoảng 70% trong số này.

Châu Á nhập khẩu hơn 60% naphtha từ Trung Đông trong 2025



- **Khí công nghiệp và điện:** Châu Á vẫn chiếm ưu thế (dự kiến tăng +5%/năm trong giai đoạn 2026-2027). Việc thay thế khí đốt cho sản xuất điện và sự tăng trưởng của các ngành công nghiệp (phân bón, hóa chất) là cơ sở cho sự gia tăng nhu cầu khí đốt/LNG.

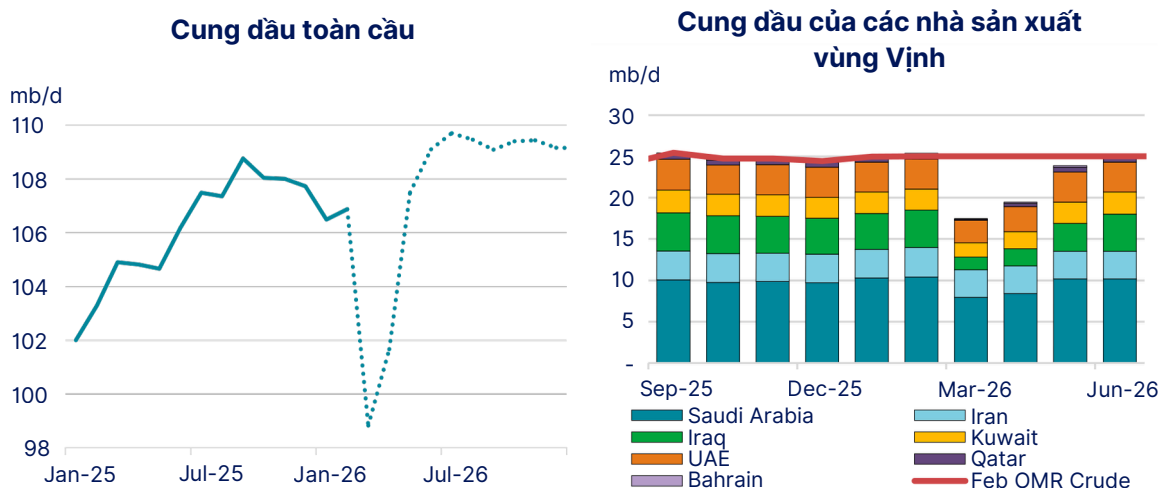
Nếu không có xung đột, tăng trưởng nhu cầu toàn cầu dự kiến duy trì ở mức **vừa phải (~0,8-1,4 triệu thùng/ngày/năm)**, chủ yếu do châu Á và ngành hóa dầu dẫn đầu.

Cú sốc hiện tại không làm thay đổi xu hướng dài hạn của thị trường, khi xe điện và các biện pháp tiết kiệm năng lượng vẫn sẽ dần làm chậm tốc độ tăng nhu cầu dầu trong những năm tới. Tuy nhiên, trong ngắn hạn, khủng hoảng có thể khiến một số ngành tạm thời chuyển sang dùng dầu thay cho khí đốt, đồng thời làm nhu cầu năng lượng giảm nếu suy thoái kinh tế xuất hiện.

Trong tháng 3/2026, nguồn cung dầu toàn cầu được dự báo giảm khoảng 8 mb/d, mặc dù một phần được bù đắp bởi sản lượng cao hơn từ các nhà sản xuất ngoài OPEC+ như Kazakhstan và Nga.

Ngoài thị trường dầu thô, xung đột cũng gây tác động mạnh đến thị trường sản phẩm dầu. Trước chiến tranh, các nước vùng Vịnh xuất khẩu khoảng 3,3 mb/d sản phẩm tinh chế và 1,5 mb/d LPG, nhưng hiện nhiều nhà máy lọc dầu phải giảm công suất hoặc tạm dừng hoạt động do không thể xuất khẩu.

Các nước thành viên của IEA đã thống nhất giải phóng khoảng 400 triệu thùng dầu từ kho dự trữ chiến lược, nhằm bù đắp phần nào sự thiếu hụt nguồn cung trong ngắn hạn và hạn chế biến động giá.



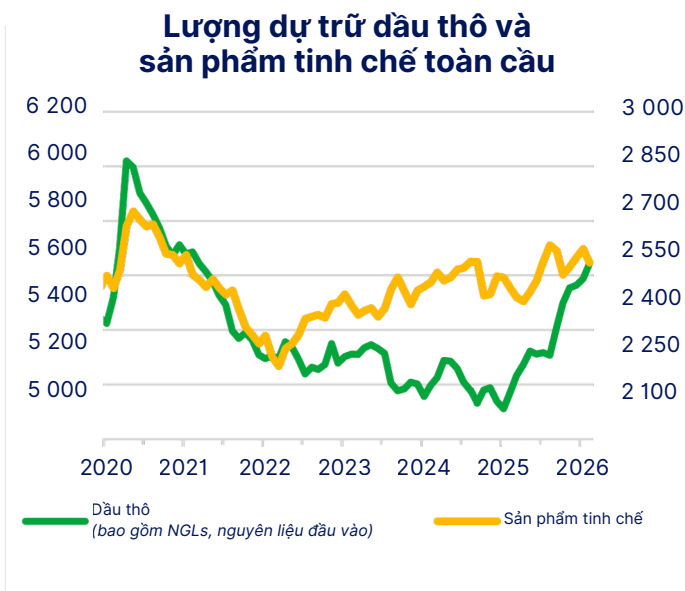
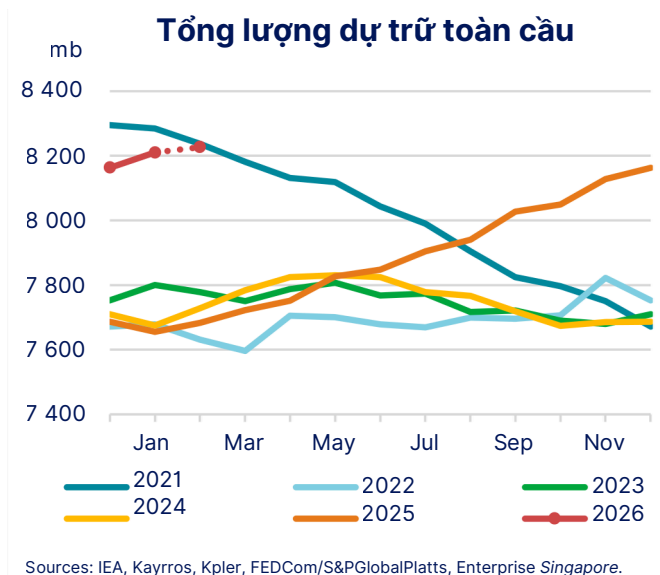
Lưu ý: Giả định rằng các phương án tránh eo biển được sử dụng triệt để từ đầu tháng 3 và dòng chảy đường biển dần trở lại bình thường từ cuối tháng 3.

Sự sụt giảm sản lượng hiện tại chủ yếu đến từ việc đóng cửa tuyến vận tải dầu quan trọng, chứ không phải do phá hủy cơ sở hạ tầng quy mô lớn. Do đó, nếu vận tải qua Hormuz được khôi phục, sản lượng có thể phục hồi tương đối nhanh. Mặc dù thị trường đang chịu cú sốc ngắn hạn, nguồn cung dầu toàn cầu vẫn được dự báo tăng trung bình khoảng 1,1 mb/d trong năm 2026.

Phần tăng trưởng này **gần như đến hoàn toàn từ các nhà sản xuất ngoài OPEC+**:

- **Mỹ (dầu đá phiến):** Sản lượng dầu của Mỹ có thể đạt khoảng 14 triệu thùng/ngày vào năm 2026 (+0,7 triệu thùng/ngày YoY), nhờ mức giá hòa vốn được cải thiện. Ngoài ra, xuất khẩu condensate và NGL của Mỹ (~4 triệu thùng/ngày) cũng góp phần bổ sung nguồn cung chất lỏng cho thị trường toàn cầu. Năng lực xuất khẩu LNG tại Bờ Vịnh Mỹ tiếp tục tăng, với các cơ sở như Sabine Pass LNG Terminal và Cameron LNG Terminal cung cấp khoảng 3,4 bcf/ngày
- **Brazil (các mỏ pre-salt):** Các dự án dầu khí mới tại Brazil (các mỏ tiền muối – pre-salt) dự kiến bổ sung khoảng 0,5 triệu thùng/ngày vào năm 2027.
- **Guyana:** dự án Stabroek Block có thể nâng sản lượng lên khoảng 0,8 triệu thùng/ngày vào năm 2027, so với khoảng 0,5 triệu thùng/ngày năm 2025.
- **Canada (oil sands):** có thể tăng thêm khoảng 0,2 triệu thùng/ngày từ các dự án dầu cát nhờ cải thiện năng lực vận chuyển sau khi nâng cấp đường ống Line 3 Pipeline.

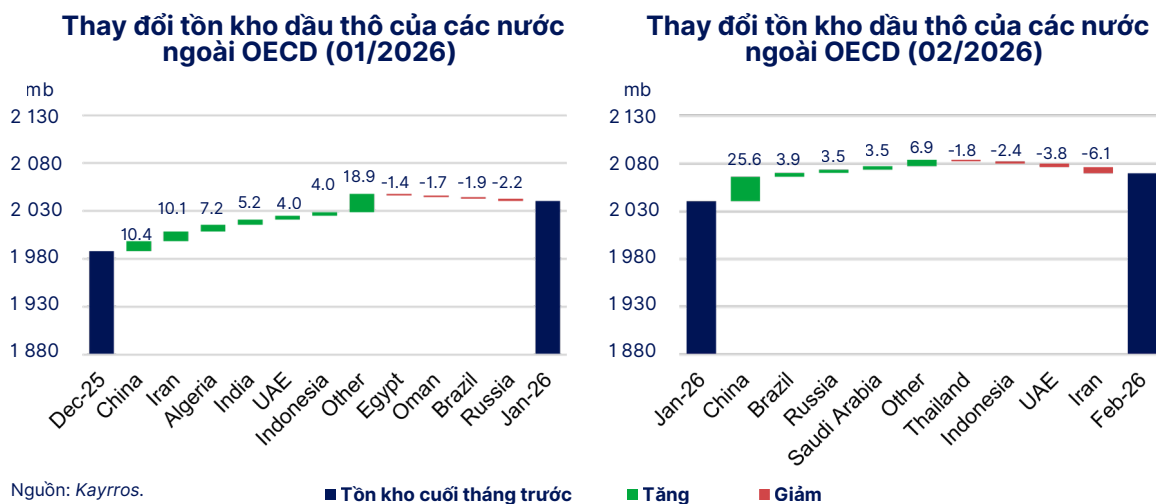
Tổng thể, tăng trưởng từ các nhà sản xuất ngoài OPEC này (khoảng 1,5 triệu thùng/ngày đến năm 2027) sẽ đóng vai trò quan trọng trong việc ổn định nguồn cung toàn cầu.



OPEC+ đã quyết định tăng sản lượng khoảng 206.000 thùng/ngày từ tháng 4/2026, chủ yếu nhằm phản ứng với mức tồn kho thấp. Tuy nhiên, **trong dài hạn OPEC+ được dự báo không tăng mạnh sản lượng** do các nước lớn như Saudi Arabia và United Arab Emirates vẫn khá thận trọng do **rủi ro địa chính trị**. Khu vực này vẫn có công suất dự phòng khoảng 4–5 triệu thùng/ngày, nhưng nếu eo Hormuz vẫn bị gián đoạn thì phần lớn dầu vẫn khó xuất khẩu ra thị trường. Đồng thời, tồn kho dầu toàn cầu có thể tăng 1,9 mb/d trong năm 2026 và 3 mb/d trong năm 2027.

Tổng lượng tồn kho dầu toàn cầu hiện ước tính đạt khoảng 8,2 tỷ thùng, mức cao nhất kể từ năm 2021.

Trong tổng số này, các quốc gia thuộc khối OECD chiếm khoảng một nửa tổng lượng tồn kho, bao gồm cả tồn kho thương mại và dự trữ dầu chiến lược của chính phủ.



Nguồn: Kayrros.

Tồn kho dầu thô tại các quốc gia ngoài OECD tiếp tục xu hướng gia tăng trong giai đoạn đầu năm 2026. Theo Kayrros, tồn kho dầu thô của nhóm này tăng thêm 29,3 triệu thùng, đạt 2.070 triệu thùng vào cuối tháng 2/2026. Mức tăng tồn kho chủ yếu đến từ Trung Quốc, với mức tăng 10,4 triệu thùng trong tháng 1 và tiếp tục tăng 25,6 triệu thùng trong tháng 2.

Đối với tồn kho sản phẩm dầu, 10 nền kinh tế ngoài OECD ghi nhận giảm 12 triệu thùng trong tháng 12/2025, chủ yếu đến từ nhóm middle distillates (dầu diesel và nhiên liệu hàng không) và fuel oil. Sự sụt giảm này phần lớn xuất phát từ xuất khẩu ròng sản phẩm dầu tăng mạnh, khiến tồn kho tại các quốc gia như Saudi Arabia, India, Taiwan và Thailand giảm đáng kể.

2. Dự báo giá dầu thô toàn cầu

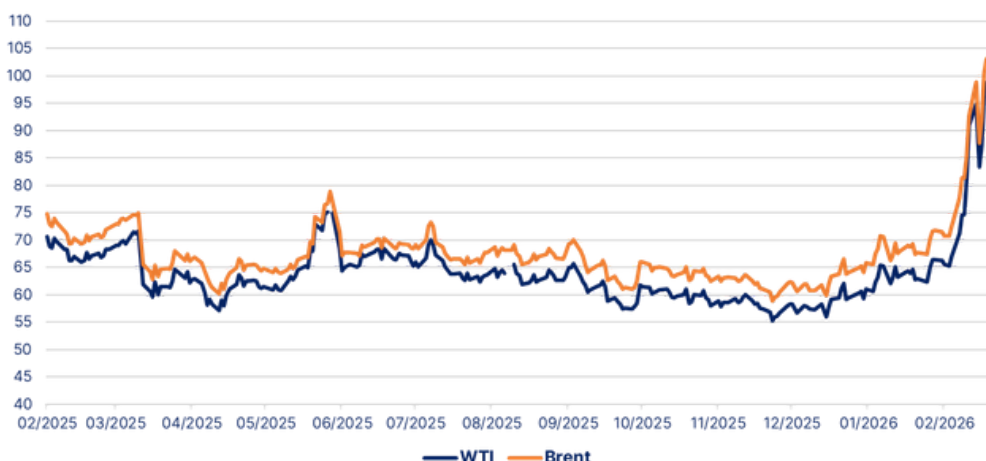
Giá dầu thô toàn cầu biến động mạnh sau khi Mỹ và Israel tiến hành các cuộc không kích vào Iran ngày 28/02. Theo Rystad Energy, chỉ trong hơn một tuần khi eo biển Hormuz bị đóng cửa, hơn 12 triệu thùng dầu tương đương mỗi ngày đã bị ngừng vận chuyển.

Tính đến ngày 17/03/2026, thị trường dầu mỏ vẫn đang trong trạng thái căng thẳng cực độ, với gián đoạn nguồn cung chưa có dấu hiệu cải thiện. Giá dầu duy trì trên mức cao:

- Brent: ~103 USD/thùng
- WTI: ~95-97 USD/thùng

Giá dầu đã tăng hơn 40% kể từ khi chiến tranh bắt đầu, và vẫn dao động mạnh do thông tin chiến sự liên tục thay đổi.

Diễn biến giá dầu thô (cập nhật 16/03/2026)

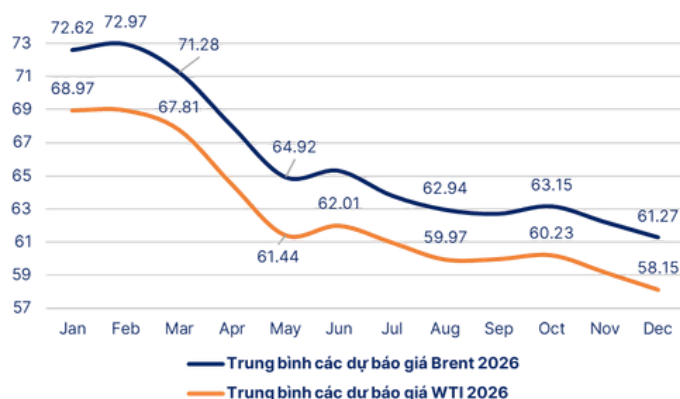


2.1 Triển vọng trước chiến tranh: thị trường dư cung

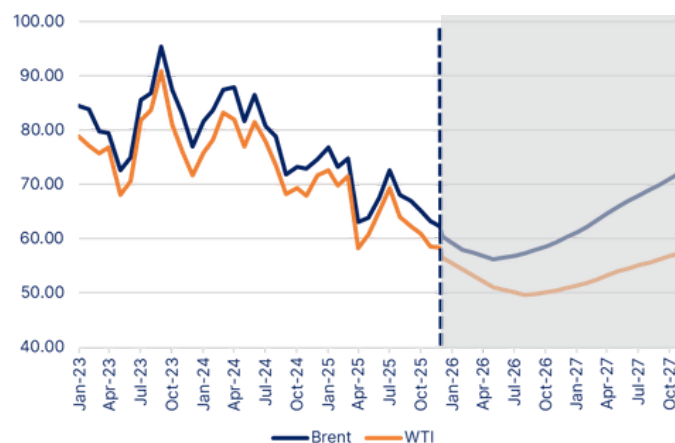
Năm 2026 được dự báo sẽ là giai đoạn dư cung mang tính cấu trúc của thị trường dầu mỏ, khi tốc độ tăng trưởng sản lượng toàn cầu vẫn vượt đáng kể so với nhu cầu.

- Trong kịch bản cơ sở, giá dầu Brent và WTI được dự báo lần lượt bình quân khoảng 61 USD/thùng và 58 USD/thùng trong năm 2026.
- Giá dầu được kỳ vọng chạm đáy vào khoảng giữa năm 2026, khi thị trường bắt đầu phản ánh các cơ chế tái cân bằng, bao gồm tăng trưởng nhu cầu tương đối vững (~1,2 triệu thùng/ngày) và đà tăng nguồn cung ngoài OPEC chậm lại.

Tổng hợp dự báo giá Brent và WTI của Reuters cho 2026 (USD/thùng)



Dự báo giá dầu cho 2026-2027



Theo báo cáo của IEA, nhu cầu dầu toàn cầu năm 2026 chỉ tăng khoảng 850 nghìn thùng/ngày, trong khi nguồn cung dự kiến tăng 2,4 triệu thùng/ngày. Điều này có thể tạo ra dư cung khoảng 3,7 triệu thùng/ngày, tương đương gần 4% nhu cầu toàn cầu.

2.2 Triển vọng sau chiến tranh Iran

Các diễn biến mới nhất cho thấy **rủi ro nguồn cung vẫn đang gia tăng**. Iran đã mở rộng các cuộc tấn công sang các cơ sở dầu khí trong khu vực, bao gồm UAE và Iraq, khiến ít nhất 1 triệu thùng/ngày xuất khẩu bị gián đoạn, đồng thời ảnh hưởng đến hoạt động của các trung tâm logistics quan trọng như cảng Fujairah.

Trong bối cảnh đó, nhiều báo cáo cho thấy **hoạt động vận chuyển qua Hormuz đã bị đình trệ đáng kể**, làm gia tăng lo ngại về một cú sốc nguồn cung quy mô lớn.

Trước tình hình này, các tổ chức tài chính lớn đã nhanh chóng điều chỉnh dự báo giá dầu theo hướng tăng mạnh hơn so với tuần trước. (Xem bảng ở trang sau)

EIA nâng dự báo Brent trung bình 2026 lên ~78,8 USD/thùng, cao hơn so với dự báo trước chiến tranh chỉ khoảng 57–58 USD/thùng. Trong đó, Brent dự kiến duy trì trên 95 USD/thùng trong vài tháng đầu của cuộc xung đột, trước khi giảm dần khi dòng chảy dầu được khôi phục. EIA dự báo giá Brent sẽ giảm xuống dưới 80 USD/thùng vào quý III/2026 và khoảng 70 USD/thùng vào cuối năm 2026.

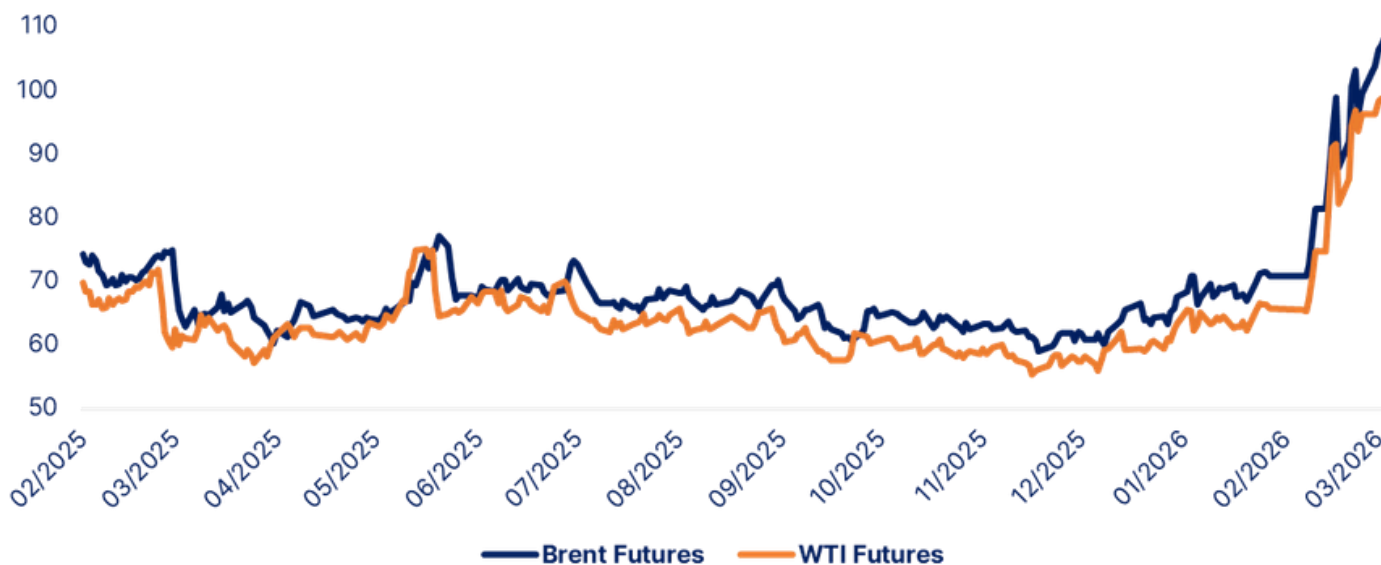
Các tổ chức tài chính lớn đã điều chỉnh dự báo giá dầu

	Brent		WTI		
	2026	2027	2026	2027	
Barclays	\$85	-	-	-	Giả định eo biển Hormuz sẽ trở lại bình thường trong vòng 2-3 tuần. Nếu eo Hormuz mất 4-6 tuần để trở lại bình thường, giá dầu Brent có thể tăng lên 100 USD/thùng.
ANZ	-	-	-	-	Nâng dự báo Brent cho Q1/2026 lên 100 USD/thùng từ mức 90 USD
Goldman Sachs	\$77	\$71	\$72	\$67	Dự kiến Brent trung bình sẽ đạt 75 USD/thùng trong 3 tháng tới và 71 USD/thùng trong 12 tháng tới
BMI	\$70	\$70	\$68	\$68	Dự kiến Brent trung bình sẽ đạt 67 USD/thùng vào Q3/2026 và 69 USD/thùng vào Q4/2026
Citi	\$71	\$64	\$68	\$61	Dự kiến Brent trung bình ở mức 75 USD/thùng trong Q1/2026, 78 USD/thùng trong Q2/2026 và 68 USD/thùng trong Q3/2026
BofA	\$78	\$65	\$73	\$61	Nếu xung đột sớm được giải quyết, giúp khôi phục dòng chảy vào tháng 4, giá Brent có thể về quanh 70 USD/thùng; Nếu gián đoạn kéo dài sang Q2/2026, đẩy giá lên khoảng 85 USD/thùng. Nếu xung đột kéo dài sang nửa cuối năm, giá Brent có thể tăng lên mức “rất cao” khoảng 130 USD/thùng.
HSBC	\$80	\$70	\$76	\$67	
Macquarie	-	-	-	-	Dự báo giá dầu thô có thể tăng lên 150 USD/thùng hoặc cao hơn nếu eo biển Hormuz vẫn tiếp tục đóng cửa trong vài tuần
UBS	\$72	\$70	\$68	\$66	Dự kiến giá sẽ tăng lên trên 100 USD/thùng và rơi vào vùng suy giảm nhu cầu nghiêm trọng hơn ở mức 120 USD/thùng trở lên nếu dòng chảy qua Hormuz vẫn bị gián đoạn

Một trong những đặc điểm đáng chú ý của thị trường dầu mỏ sau xung đột Iran là **sự phân kỳ rõ rệt giữa giá trên thị trường tài chính và giá trên thị trường vật lý**. Hiện tượng này phản ánh sự thay đổi bản chất của cú sốc giá – từ yếu tố tâm lý sang thiếu hụt nguồn cung thực tế.

- **Các hợp đồng tương lai của Brent và WTI hiện đang giao dịch quanh mức 95–105 USD/thùng**. Mức giá này phần lớn phản ánh kỳ vọng của nhà đầu tư về triển vọng trung hạn, bao gồm giả định rằng căng thẳng địa chính trị có thể hạ nhiệt và dòng chảy dầu sẽ dần được khôi phục.
- **Tại thị trường vật lý – đặc biệt là các benchmark như dầu Dubai – đang ghi nhận mức giá cao vượt trội**, có thời điểm lên tới khoảng 150 USD/thùng. Sự gia tăng mạnh này phản ánh tình trạng thiếu hụt nguồn cung thực tế, đặc biệt tại khu vực châu Á.

Giá hợp đồng tương lai của Brent và WTI



Giá trên thị trường vật lý được xác định bởi các giao dịch giao ngay, nơi các nhà máy lọc dầu phải cạnh tranh trực tiếp để đảm bảo nguồn nguyên liệu đầu vào. Khi nguồn cung bị gián đoạn, giá vật lý sẽ phản ứng nhanh và mạnh hơn nhiều so với giá tương lai.

Dầu Dubai có nguồn gốc chủ yếu từ Trung Đông, và là loại dầu mà phần lớn các nhà máy lọc dầu tại châu Á được thiết kế để xử lý. Trong bối cảnh xung đột, **các quốc gia châu Á như Trung Quốc và Ấn Độ đối mặt với tình trạng thiếu hụt nguồn cung trầm trọng do không thể thay thế nguồn dầu này trong ngắn hạn**. Điều này dẫn tới giá dầu Dubai tăng mạnh hơn nhiều so với Brent.

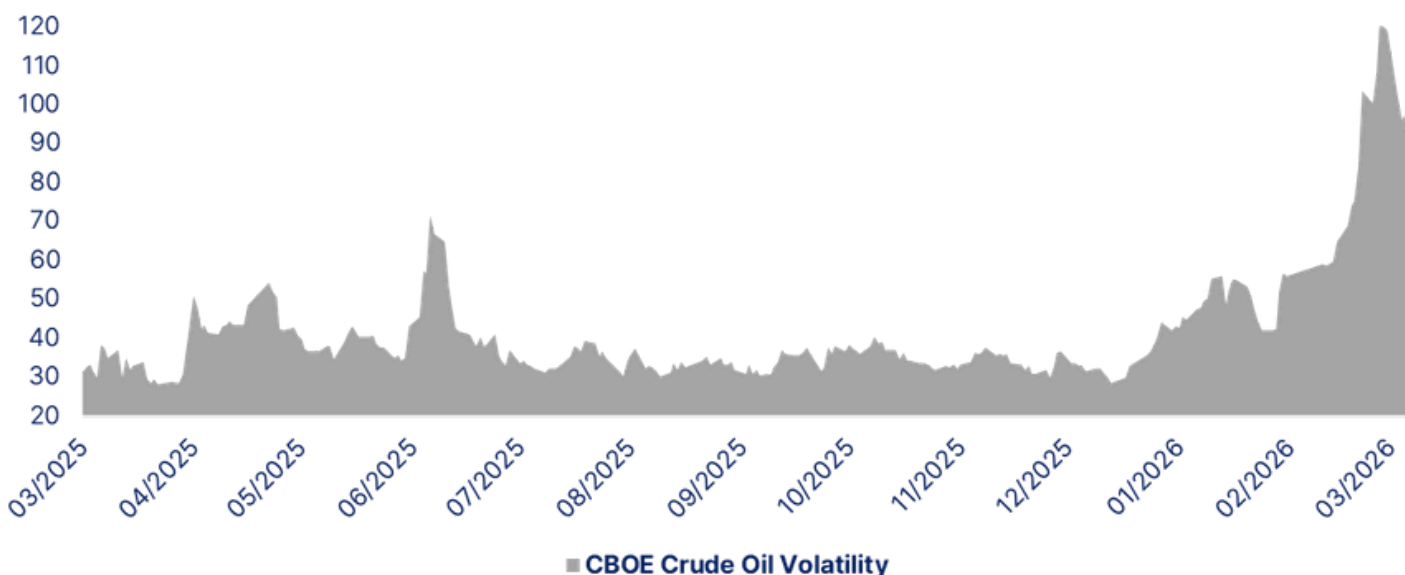
Nếu như đầu tháng 3, giá dầu tăng chủ yếu do lo ngại rủi ro địa chính trị (khoảng 10–20 USD/thùng), thì **hiện tại thị trường đã chuyển sang phản ánh một cú sốc cung thực sự**. Điều này cũng lý giải vì sao rủi ro tăng giá hiện lớn hơn đáng kể so với trước đó.

Tuy nhiên, về trung hạn, phần lớn các tổ chức vẫn giữ quan điểm rằng giá dầu sẽ giảm trở lại nếu xung đột được kiểm soát. Nguyên nhân là do nền tảng cung cầu của thị trường dầu năm 2026 vẫn nghiêng về phía dư cung. Trước khi chiến tranh xảy ra, nhiều dự báo cho rằng nguồn cung toàn cầu có thể vượt cầu vài triệu thùng/ngày, nhờ tăng trưởng mạnh từ Mỹ, Brazil và Guyana. Do đó, nếu dòng chảy dầu được khôi phục, giá dầu có thể quay về vùng 70 USD/thùng vào cuối năm 2026.

Dựa trên các thông tin cập nhật, triển vọng giá dầu hiện có thể được chia thành ba kịch bản.

- Nếu xung đột hạ nhiệt nhanh, giá có thể giảm về 70–80 USD/thùng.
- Trong kịch bản cơ sở mới, khi gián đoạn kéo dài vài tuần đến vài tháng, Brent có thể duy trì trong vùng 85–105 USD/thùng.
- Trong kịch bản xấu hơn khi Hormuz bị đóng hoàn toàn, giá dầu có thể tăng lên 120–150 USD/thùng, thậm chí chạm 200 USD/thùng trong trường hợp cực đoan.

Chỉ số biến động giá dầu thô CBOE



Tổng thể, thị trường dầu hiện đang chuyển từ trạng thái “tăng do kỳ vọng rủi ro” sang “tăng do thiếu hụt nguồn cung thực tế”. Điều này khiến triển vọng ngắn hạn trở nên rất tích cực, trong khi triển vọng trung hạn vẫn phụ thuộc lớn vào việc liệu nguồn cung có được khôi phục hay không.

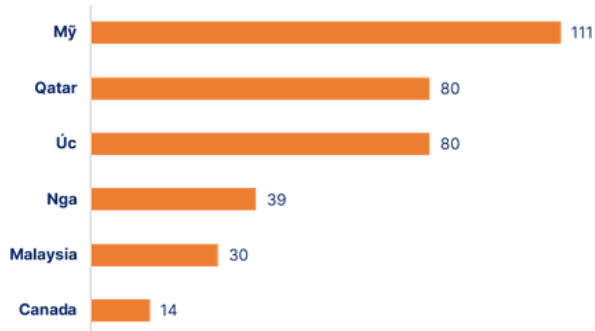
Dự báo giá dầu năm 2026 hiện có biên độ rất rộng và mức độ bất định cao hơn đáng kể so với trước khi chiến tranh xảy ra.

3. Thị trường LNG và LPG toàn cầu

Trong số các phân khúc năng lượng, LNG là thị trường chịu ảnh hưởng mạnh nhất. Nguyên nhân nằm ở cấu trúc cung – cầu kém linh hoạt: nguồn cung LNG phụ thuộc vào các dự án hóa lỏng quy mô lớn và không thể tăng nhanh trong ngắn hạn.

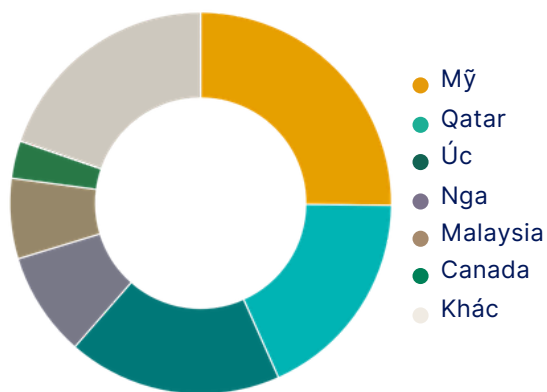
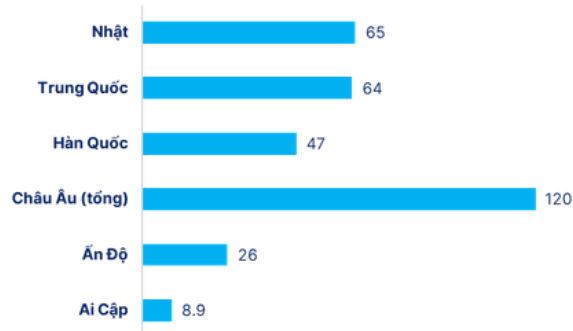
Các nước xuất khẩu hàng đầu thế giới

ĐVT: triệu tấn



Các nước xuất khẩu hàng đầu thế giới

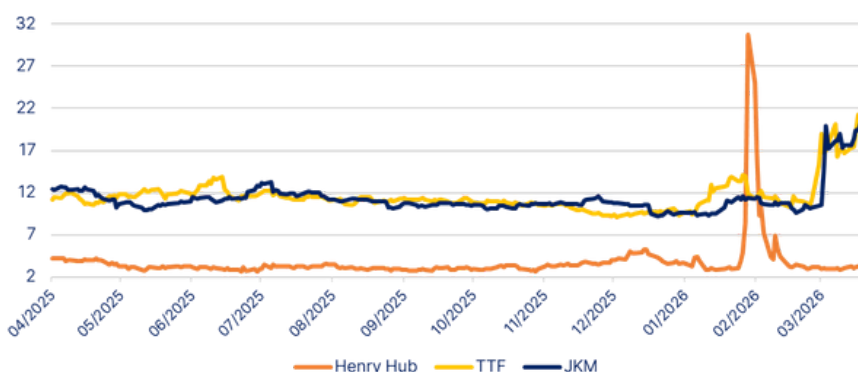
ĐVT: triệu tấn



Việt Nam – nhà xuất khẩu LNG lớn thứ hai thế giới – phải tạm dừng hoạt động tại Ras Laffan, cơ sở chiếm khoảng 20% nguồn cung LNG toàn cầu, đã tạo ra cú sốc lớn cho thị trường khí.

Ngoài yếu tố nguồn cung, thị trường LNG còn chịu áp lực từ logistics. Việc tàu LNG không thể đi qua Hormuz, cùng với chi phí vận chuyển và bảo hiểm tăng mạnh, đã làm gia tăng sự cạnh tranh giữa các khu vực tiêu thụ, đặc biệt là giữa châu Á và châu Âu.

Giá khí đốt tự nhiên của các khu vực



Ngay sau khi xung đột nổ ra, giá khí tại châu Âu đã tăng gần gấp đôi, trong khi giá LNG giao ngay tại châu Á vượt 25 USD/MMBtu.

Châu Âu đang ở vị thế đặc biệt dễ tổn thương khi bước ra khỏi mùa đông với mức tồn kho thấp và cần nhập khẩu LNG để tái tích trữ. Trong bối cảnh nguồn cung bị gián đoạn, khu vực này có thể phải đối mặt với chi phí năng lượng cao hơn đáng kể.

Về triển vọng, thị trường LNG được dự báo sẽ tiếp tục chặt trong ngắn và trung hạn do thiếu hụt nguồn cung và không có khả năng tăng sản lượng nhanh. Trong dài hạn, xung đột có thể thúc đẩy xu hướng đa dạng hóa nguồn cung và gia tăng đầu tư vào LNG từ Mỹ và các khu vực ngoài Trung Đông.

4. Chuỗi giá trị dầu khí

4.1 Thượng nguồn: hưởng lợi từ giá nhưng đối mặt rủi ro

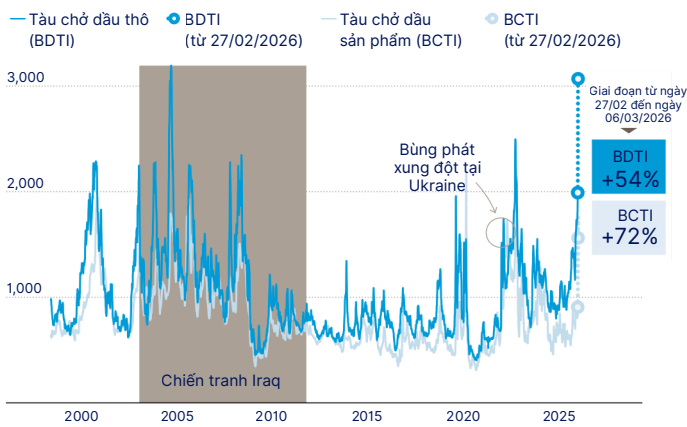
Ở thượng nguồn, **các công ty dầu khí được hưởng lợi từ việc giá năng lượng tăng cao**. Tuy nhiên, lợi ích này bị hạn chế bởi rủi ro gián đoạn hoạt động và giảm sản lượng tại các khu vực xung đột.

Iran, dù chỉ chiếm khoảng 3% sản lượng dầu toàn cầu (~3 triệu thùng/ngày), vẫn có vai trò quan trọng do vị trí địa chính trị và khả năng ảnh hưởng đến tuyến vận chuyển Hormuz.

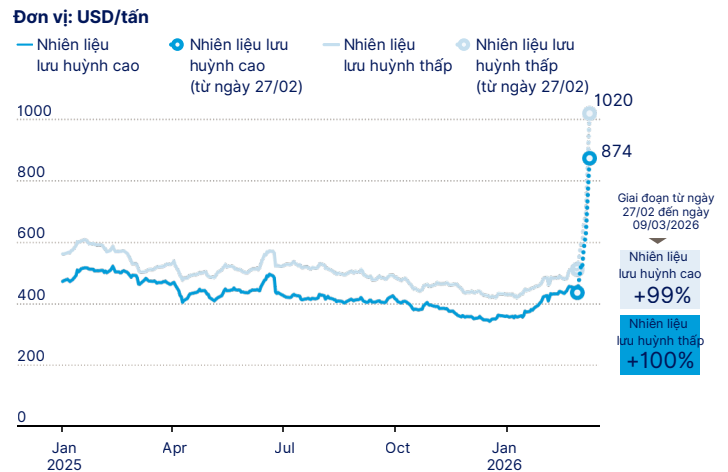
Trong **ngắn hạn, thượng nguồn có thể hưởng lợi từ giá cao**, nhưng trong **trung và dài hạn, rủi ro địa chính trị có thể làm chậm lại các quyết định đầu tư và thay đổi cấu trúc phân bổ vốn toàn cầu**.

4.2 Trung nguồn: điểm nghẽn của toàn chuỗi

Chỉ số Baltic Exchange tàu chở dầu thô (BDTI) và tàu chở dầu sản phẩm (BCTI) theo ngày, 08/1998-6/03/2026



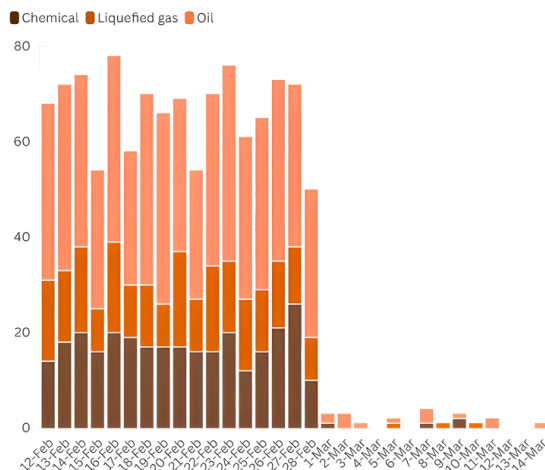
Giá nhiên liệu hàng hải (bunker fuel) tại Singapore theo ngày,



Một trong những yếu tố quan trọng nhất giải thích mức độ nghiêm trọng của cuộc khủng hoảng là vai trò của trung nguồn – đặc biệt là **vận chuyển qua Hormuz**.

Mặc dù sản lượng dầu chưa giảm hoàn toàn, nhưng việc vận chuyển bị gián đoạn đã khiến dầu và khí không thể đến được thị trường. Điều này dẫn tới **tồn kho tại các nước sản xuất tăng cao và buộc các nhà sản xuất phải cắt giảm sản lượng**.

Ngay cả các tuyến thay thế cũng không đảm bảo an toàn. Saudi Arabia đã tăng cường sử dụng đường ống Đông-Tây để vận chuyển dầu ra Biển Đỏ, nhưng tuyến này cũng đối mặt với nguy cơ bị tấn công. UAE sử dụng cảng Fujairah để tránh Hormuz, nhưng cơ sở này cũng đã bị ảnh hưởng bởi các cuộc tấn công bằng drone.

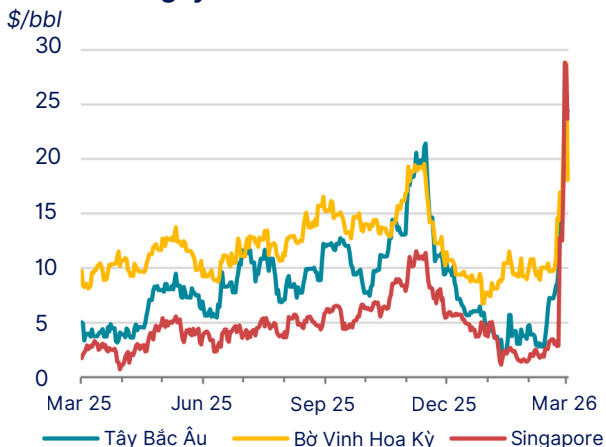


Tổng số lượt tàu thuyền đi qua eo biển Hormuz hằng ngày

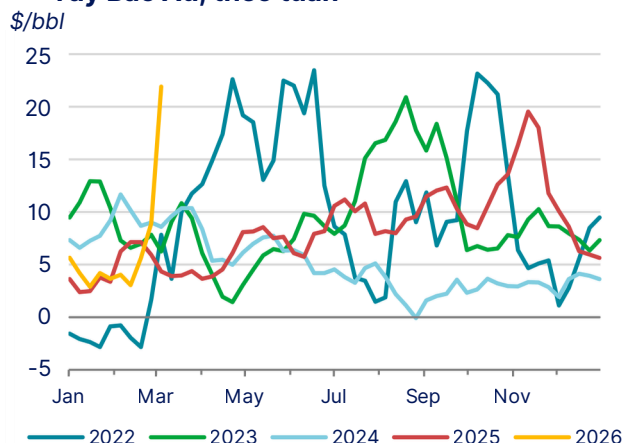
4.3 LPG và sản phẩm lọc dầu

Các sản phẩm dầu khí hạ nguồn cũng chịu ảnh hưởng đáng kể. Giá các sản phẩm như diesel, xăng, nhiên liệu hàng không và naphtha đều tăng mạnh do nguồn cung bị gián đoạn.

Biên lợi nhuận lọc dầu nhẹ – ngọt, theo ngày



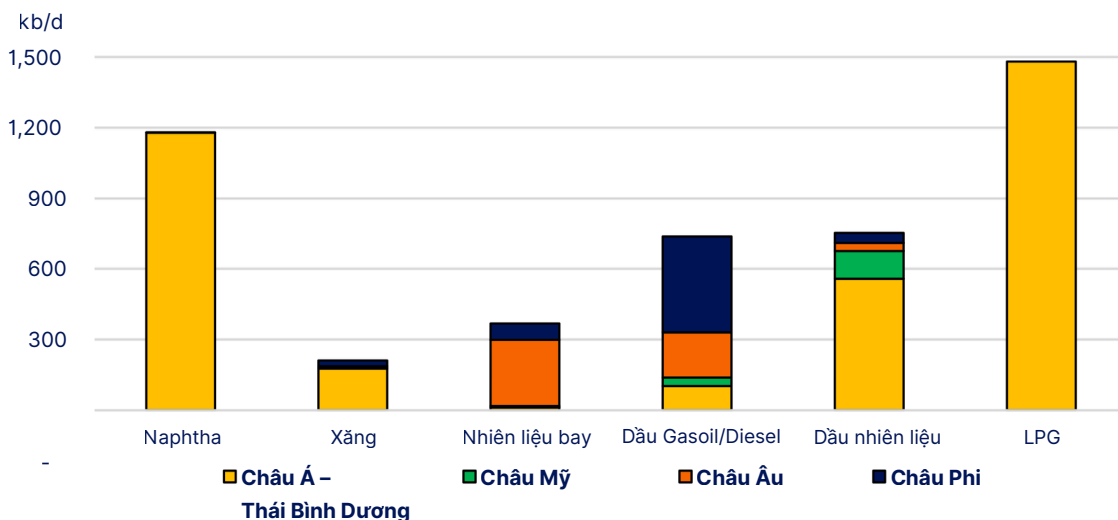
Biên lợi nhuận lọc dầu nhẹ – ngọt khu vực Tây Bắc Âu, theo tuần



Nguồn: Phân tích của IEA dựa trên dữ liệu từ Argus Media Group

Trung Đông là một trong những khu vực xuất khẩu lớn các sản phẩm này, đặc biệt sang châu Á. Khi nguồn cung bị gián đoạn, nhiều quốc gia đã phải thực hiện các biện pháp kiểm soát như hạn chế xuất khẩu hoặc tăng dự trữ nội địa. Ví dụ, Trung Quốc đã yêu cầu các nhà máy lọc dầu lớn tạm dừng xuất khẩu diesel và xăng để đảm bảo nguồn cung trong nước.

Xuất khẩu năm 2025 của khu vực Vịnh Trung Đông, theo sản phẩm và điểm đến



Nguồn: Kpler
Ghi chú: Khối lượng xuất khẩu được tổng hợp theo khu vực điểm đến. Chỉ bao gồm khối lượng xuất khẩu có nguồn gốc từ khu vực Vịnh Trung Đông (bao gồm cả Iran)

Đối với LPG, tác động mang tính “kép”. Do LPG là sản phẩm phụ của cả hoạt động khai thác và lọc dầu, việc gián đoạn ở cả thượng và hạ nguồn đã làm giảm đáng kể nguồn cung. Đồng thời, gián đoạn vận chuyển qua Hormuz cũng phá vỡ các tuyến thương mại LPG từ Trung Đông sang châu Á, làm gia tăng biến động giá và mất cân bằng khu vực.

III. TRIỂN VỌNG VIỆT NAM

Việt Nam – quốc gia nhập khẩu ~50% nhiên liệu tinh chế và 100% LNG/LPG – chịu tác động thông qua chi phí nhập khẩu tăng mạnh, giá nhiên liệu trong nước leo thang và nguồn cung năng lượng bị siết chặt.

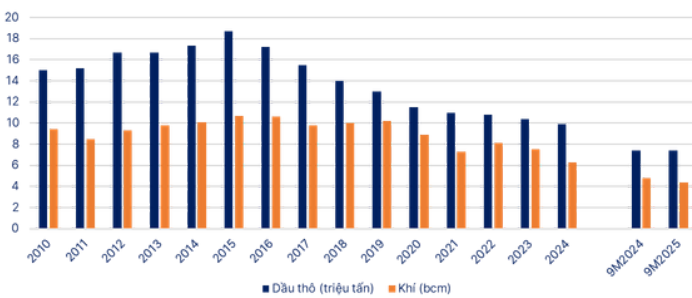
- Thực tế, giá trần xăng và dầu diesel tại Việt Nam đã tăng lần lượt +44% và +59% từ cuối tháng 2 đến giữa tháng 3, dù Chính phủ đã triển khai các biện pháp khẩn cấp (cắt thuế nhập khẩu, trợ cấp, miễn thuế).
- Chi phí vận tải và bảo hiểm tăng mạnh, đẩy giá logistics đi lên; hóa đơn nhập khẩu tăng gây áp lực lên tỷ giá VND. Giá khí/LPG toàn cầu cao và gián đoạn vận chuyển đe dọa thị trường khí nội địa còn non trẻ và nguồn cung nhiên liệu cho sinh hoạt người dân.

1. Ngành dầu khí nội địa

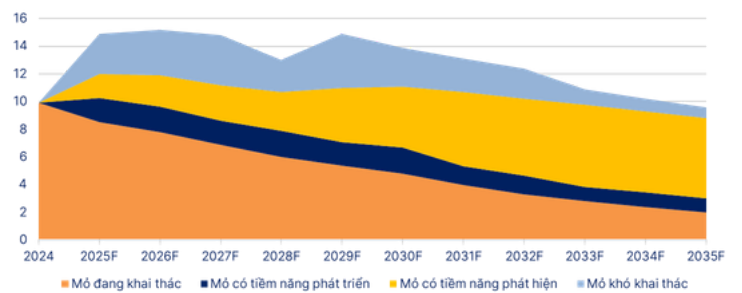
Việt Nam là nhà sản xuất dầu khí lớn thứ ba Đông Nam Á, với trữ lượng đã được chứng minh khoảng ~4,4 tỷ thùng dầu và 12,7 nghìn tỷ feet khối (tcf) khí. Tuy nhiên, sản lượng đang có xu hướng suy giảm: sản lượng dầu thô đã giảm 52% trong giai đoạn 2015–2025, xuống còn 7,8–9,6 triệu tấn (Mt) vào năm 2025, do các mỏ lớn như Bạch Hổ và Sư Tử Đen dần cạn kiệt.

Khối lượng nguồn của PVN ghi nhận sản lượng năm 2025 khoảng ~3,65 Mt quy dầu (đạt 110% kế hoạch), đánh dấu năm đầu tiên tăng trưởng trở lại sau 11 năm suy giảm. Các mỏ chính bao gồm Đại Hùng, Rồng và Cá Tầm, cùng với các dự án mới (như khí – condensate Lô B Ô Môn) nhằm bù đắp đà suy giảm. Kế hoạch năm 2026 của PVN đặt mục tiêu sản lượng ~8–9 Mt dầu và ~6–6,5 tỷ m³ khí, chủ yếu từ các mỏ ngoài khơi hiện hữu.

Sản lượng dầu thô và khí đốt 2010-2025



Mục tiêu sản lượng dầu thô của Việt Nam



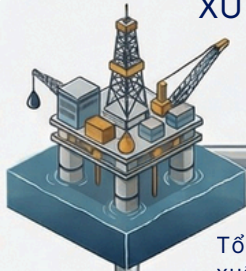
Nhu cầu năng lượng của Việt Nam đang tăng (~3%/năm). Năm 2025, tổng nhu cầu dầu và khí đạt khoảng ~26,65 Mt quy dầu, trong đó 12,21 Mt (~46%) phải nhập khẩu.

Gần một nửa mức tiêu thụ nhiên liệu là dầu diesel (nhu cầu 11,5 Mt, trong đó 56% được cung ứng trong nước); nhu cầu xăng (RON95/E5) khoảng ~5,4 Mt với 77% được sản xuất nội địa.

Nhu cầu nhiên liệu bay (~3,5 Mt) vượt sản lượng trong nước, khiến Việt Nam phụ thuộc nhập khẩu khoảng ~62%. LPG (propane/butane) phụ thuộc nhập khẩu khoảng ~88% (3,6 Mt trên tổng nhu cầu 4,1 Mt), chủ yếu từ Qatar, Indonesia và UAE.

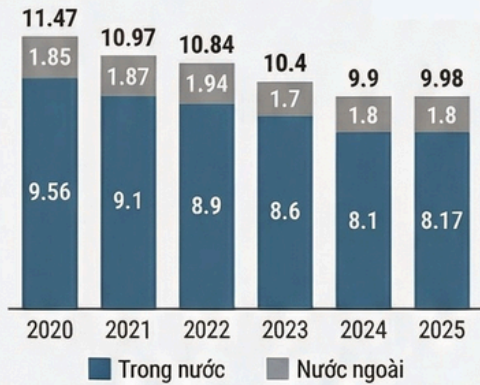
LNG vẫn ở giai đoạn sơ khai: nhu cầu năm 2025 khoảng ~0,8 Mt (4,3 tỷ m³), toàn bộ nhập khẩu (~0,33–0,56 Mt từ Qatar/Indonesia/UAE), chủ yếu phục vụ các nhà máy điện khí mới (Nhơn Trạch 3,4).

TOÀN CẢNH NGÀNH XĂNG DẦU VIỆT NAM: XU HƯỚNG CHUYỂN DỊCH GIAI ĐOẠN 2020-2025



Khai thác dầu thô có xu hướng giảm dần

Tổng sản lượng khai thác giảm xuống dưới ngưỡng 10 triệu tấn. Từ mức 11,47 triệu tấn năm 2020, tổng sản lượng khai thác giảm xuống còn 9,98 triệu tấn vào 2025.



Khai thác trong nước chiếm tỷ trọng chủ đạo nhưng đang thu hẹp: Sản lượng khai thác nội địa giảm từ 9,56 triệu tấn (2020) xuống còn khoảng 8,17 triệu tấn (2025).



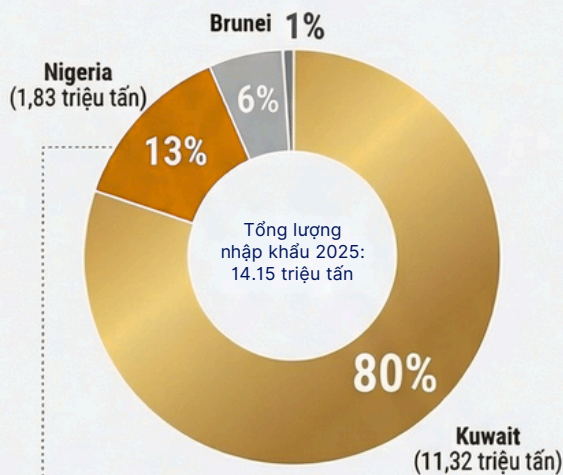
Xuất nhập khẩu dầu thô

Nhập khẩu tăng mạnh để bù đắp thiếu hụt nguồn cung. Xuất khẩu dầu thô giảm xuống mức tối thiểu.



Nguồn mua dầu thô nhập khẩu năm 2025

Việt Nam phụ thuộc rất lớn vào Kuwait, chiếm tới 80% (11,32 triệu tấn) lượng dầu thô mua vào năm 2025

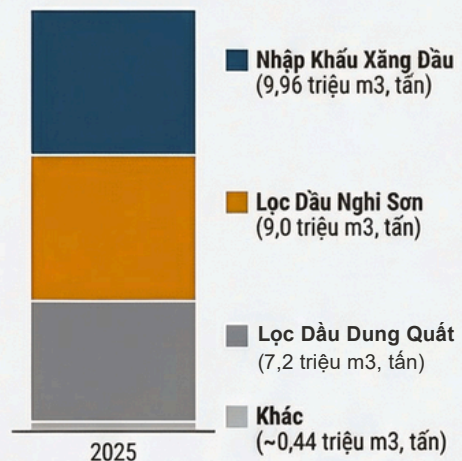


Các nguồn khác bao gồm Nigeria (13%) và Brunei (6%)

Cung ứng xăng dầu thành phẩm trong nước



Tổng nguồn cung xăng dầu đạt 26,6 triệu m³/tấn vào năm 2025.



Hai nhà máy Nghi Sơn và Dung Quất đóng góp khoảng 16,2 triệu m³/tấn, chiếm hơn 60% tổng nguồn cung xăng dầu toàn quốc năm 2025.

2. Triển vọng 2026 và các chính sách trước xung đột

Chính phủ kỳ vọng sản lượng dầu sẽ ổn định hoặc tăng 5–10% nhờ các dự án mới (khí Lô B Ô Môn, mở rộng Block B-C). Nhu cầu năng lượng dự kiến tăng vừa phải (~3%/năm), phù hợp với tăng trưởng GDP. Chính sách năng lượng của Việt Nam tiếp tục tập trung vào nâng cao tự chủ nguồn cung: kế hoạch 2021–2030 đặt mục tiêu nâng tỷ lệ tự cung nhiên liệu lên ~90% vào năm 2030[28][15], thông qua phát triển thêm nhà máy lọc dầu (Long Sơn, Liên Chiểu), các dự án khí (Block B, Cà Mau 2) và năng lượng tái tạo. Quy hoạch điện VII/8 cũng định hướng khí chiếm 30–35% cơ cấu phát điện vào năm 2030.

Về tài khóa và chính sách trước tháng 3/2026:

- Chính phủ đã thực hiện giảm nhẹ thuế nhiên liệu vào tháng 1/2026 (thuế môi trường giảm một nửa) và duy trì Quỹ bình ổn giá xăng dầu (tích lũy khoảng ~5,6 nghìn tỷ đồng tính đến Q3/2025).
- Thuế nhập khẩu xăng dầu vẫn ở mức MFN tiêu chuẩn (7–10%).
- Chính sách nhiên liệu sinh học yêu cầu sử dụng xăng E5 ethanol, hiện chiếm 100% lượng xăng tiêu thụ trong nước (2,1 Mt E5 A92 năm 2025, được đáp ứng hoàn toàn bởi sản xuất ethanol nội địa).

Chưa có biện pháp đặc biệt nào cho năm 2026 ngoài cơ chế điều hành giá xăng dầu định kỳ.

Thượng nguồn

Hoạt động thăm dò được thúc đẩy nhờ cải cách chính sách

Nghị quyết 70-NQ/TW (08/2025) - định hướng chiến lược:

- Khẳng định dầu khí là trụ cột an ninh năng lượng quốc gia.
- Đặt mục tiêu sản lượng khí 30–35 tỷ m³/năm, tạo “neo chính sách” dài hạn.

Nghị quyết 66.6/2025/NQ-CP (10/2025) - trao quyền cho PVN:

- Phát triển mỏ: PVN được phê duyệt quy hoạch tổng thể & điều chỉnh quy hoạch mỏ.
- Mỏ khai thác sớm: Được điều chỉnh tổng mức đầu tư, kể cả tăng vốn ≤10%.
- Kế hoạch thu dọn mỏ: PVN tự phê duyệt nếu chênh lệch chi phí <20%.
- Phát hiện nhỏ: PVN được phê duyệt trữ lượng với mỏ nhỏ (dầu <30 triệu thùng; khí <30 tỷ m³).

Hoàn thiện Luật Dầu khí năm 2022

Luật Dầu khí 2022 xử lý 3 nút thắt lớn của thượng nguồn:

- Mở rộng nguồn cung
- Giảm rào cản
- Ưu đãi tài chính cho các dự án ưu tiên

Chính phủ dự kiến sửa đổi luật dầu khí 2022 vào 2026:

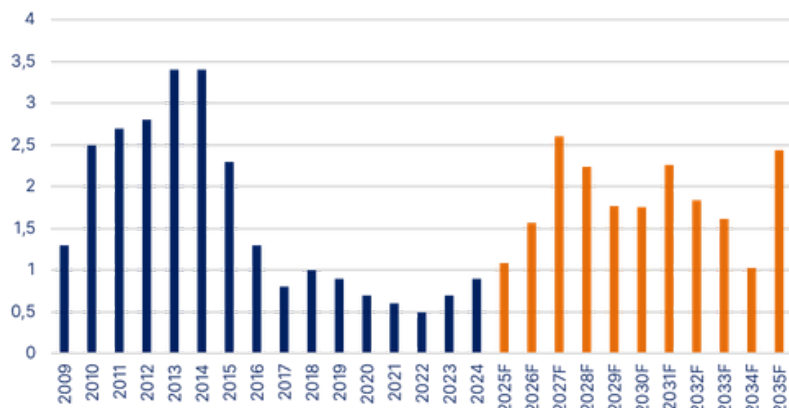
- Làm rõ phân quyền - phân trách nhiệm
- Xử lý các điểm nghẽn phát sinh khi triển khai thực tế

Đọc thêm trong phần Phụ Lục:

- Tóm tắt Dự thảo Luật Dầu khí (sửa đổi) và tác động lên các doanh nghiệp trong chuỗi giá trị dầu khí.
- Đánh giá về chuyển đổi cơ chế quản trị trong hoạt động dầu khí.

Thượng nguồn bước vào chu kỳ đầu tư mới, PVN tăng cường chi tiêu cho các hoạt động E&P

Dự báo CapEx cho hoạt động E&P của thượng nguồn



Tính đến cả năm 2025, PVN duy trì đà đẩy mạnh đầu tư với **tổng vốn giải ngân XDCB ước đạt khoảng ~50-52 nghìn tỷ VNĐ**, hoàn thành ~100% kế hoạch năm. Việc giải ngân thực tế bám sát kế hoạch cho thấy các “nút thắt” về pháp lý và triển khai đã phần nào được tháo gỡ, qua đó tạo nền tảng quan trọng cho chu kỳ tăng trưởng CAPEX thượng nguồn – trung nguồn giai đoạn 2026–2030.

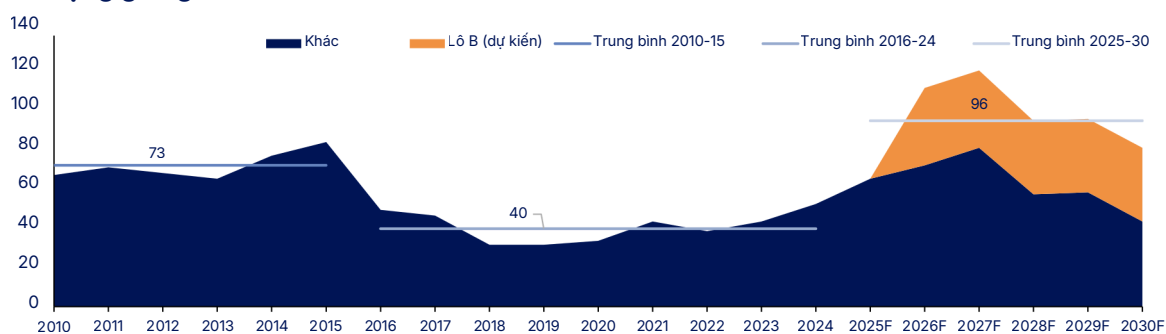
Triển vọng thị trường giàn khoan được dẫn dắt bởi nhu cầu châu Á và nội địa

Triển vọng thị trường giàn khoan năm 2026 được đánh giá tích cực cả ở cấp độ khu vực và nội địa, dựa trên nền tảng cầu duy trì cao trong khi nguồn cung gần như cố định.

- Nhu cầu giàn khoan tự nâng toàn cầu dự kiến dao động ổn định quanh 370–390 giàn trong 2025–2027, với Bắc Mỹ là khu vực đóng góp lớn nhất.
- Đông Nam Á & Viễn Đông duy trì nhu cầu ổn định khoảng 40–45 giàn.

Tổng cung giàn khoan tự nâng toàn cầu gần như đi ngang quanh mức ~450 giàn trong giai đoạn 2025–2027, do chi phí đóng mới rất cao (khoảng 300 triệu USD/giàn) và thời gian chế tạo kéo dài khoảng 3 năm, trong khi số giàn cũ quay lại thị trường bị cân bằng bởi các giàn bị loại bỏ. Theo ước tính, **giá cho thuê giàn khoan tự nâng tại Đông Nam Á có thể tăng bình quân 9–11%/năm trong 2–3 năm tới.**

Số lượng giếng khoan (ước tính)



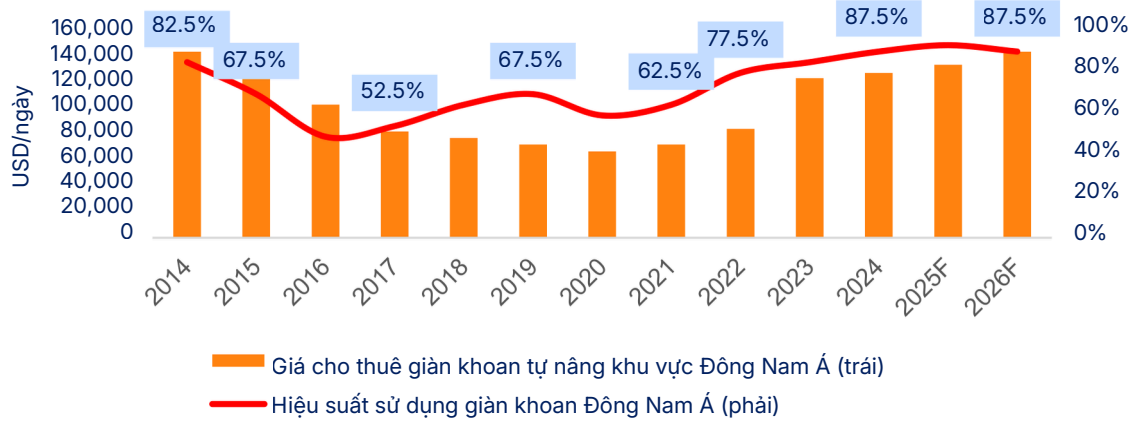
Nguồn: PVN, PVD

Tại Việt Nam, chu kỳ tăng trưởng khoan mới được xác lập rõ ràng hơn từ 2025, với số **lượng giếng khoan dự kiến tăng trung bình lên khoảng 93 giếng/năm giai đoạn 2025–2030**. Động lực chính đến từ việc triển khai các dự án khí – điện lớn như Lô B – Ô Môn và định hướng ưu tiên an ninh năng lượng.

Trong dài hạn, giai đoạn 2026-2030 là thời gian hoạt động chính với số lượng giếng tăng mạnh. Các nhà điều hành đã nộp/đề xuất kế hoạch khoan cho 2026-2030:

- Lô B: tổng số giếng phát triển mở toàn vòng đời là ~45-50 giếng;
- Sư Tử Trắng: kế hoạch 2026–2030 gồm 6–8 giếng;
- Nam Du – U Minh : khoảng 10–12 giếng;
- Chim Sáo – Dưa: đã công bố kế hoạch thêm giếng bổ sung sau khi nhận tài sản từ Harbour Energy.

Triển vọng dayrates và hiệu suất sử dụng giàn khoan khu vực Đông Nam Á



Nguồn: Rystad Energy, S&P Global.

Các dự án dầu khí nội địa

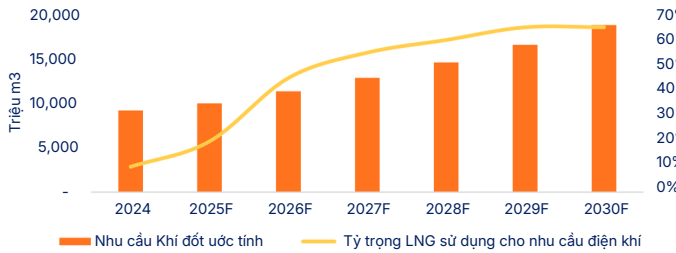
STT	Dự án	Vốn đầu tư (triệu USD)	Trữ lượng	Chủ đầu tư	Tiến độ hiện tại	Dòng dầu/khí dự kiến
Dự án khí						
1	Lô B - Ô Môn	5,2	107 tỷ m3	PVN, PVEP, MOECO, PTTEP	Bắt đầu công việc vào tháng 9/2024. EPCI#1/#2 lần lượt hoàn thành 25%/55% vào cuối tháng 6/2025.	2027
2	Cá Voi Xanh	4,6	150 tỷ m3	Exxonmobil, PVN	QHĐ VIII điều chỉnh dự kiến ngày vận hành thương mại (COD) sẽ rơi vào năm 2030.	2030
3	Sur Tử Trắng - 2B	1,1	17 tỷ m3	Cửa Long JOC, ConocoPhillips, KNOC,...	PVS đã giành hợp đồng EPC vào 07/2025, mục tiêu khai thác dòng khí đầu tiên vào Q4/2027	2027
4	Báo Vàng - Báo Đen	1,3	58 tỷ m3	PVN, Gazprom	QHĐ VIII đặt mục tiêu COD vào 2030	2030
5	Kèn Bầu	N/A	225 tỷ m3	Eni Vietnam B.V., Essar E&P Limited	Đang thăm dò, dự kiến xác nhận dữ lượng vào 2026	N/A
6	Nam Du - U Minh	0,8	5,6 tỷ m3	Jadestone Energy	03/2025: Jadestone đã nộp Kế hoạch phát triển mỏ (FDP) cho PVN phê duyệt	2027
7	Khánh Mỹ - Đầm Dơi	0,3	4,0 tỷ m3	PVEP, PVGAS	05/2024: GAS và PVEP ký biên bản ghi nhớ về thoả thuận mua bán khí	2027
8	Thiện Nga - Hải Âu	0,3	7,4 tỷ m3	Zarubezhneft JSC	05/2025: Zarubezhneft đang chuẩn bị FDP và các thoả thuận quan trọng	2027
9	Kỳ Lân	0,1	1,8 tỷ m3	PVEP, PVGAS	07/2024: GAS và PVEP ký thoả thuận về cung cấp tiêu thụ khí	2032
Dự án dầu						
10	Kinh Ngư Trắng (Nam)	0,7	6 triệu thùng	Vietsopetro, PVEP, AO Zarubezhneft	Đang trong giai đoạn thương mại	Đã khai thác (07/2025)
11	Lạc đà vàng	0,7	100 triệu thùng	Murphy Oil, PVEP, SKI	09/2025: Hoàn thành chân đế LDV-A, dự kiến hoàn hành vào cuối 2026	2026-2027
12	Bunga Aster	0,5	48-84 triệu thùng	Hibiscus O&G Malaysia, PVEP, Petronas	Đang tiến hành đánh giá toàn diện dự án, 04/2025: PVN và Petronas đã gia hạn hợp đồng PSC của lô PM3 CAA thêm 20 năm	2029
13	Hải Sư Vàng	1,9	170-430 triệu thùng	Murphy Oil, PVEP, SKE	Murphy đang tiếp tục thực hiện kế hoạch thăm định từ Q3/2025	2030
14	Lạc Đà Hồng	0,3	30-60 triệu thùng	Murphy Oil, PVEP, SKE	05/2025: phát hiện dầu, Murphy kỳ vọng khai thác dòng dầu đầu tiên trước 2030	2030

Trung Nguồn

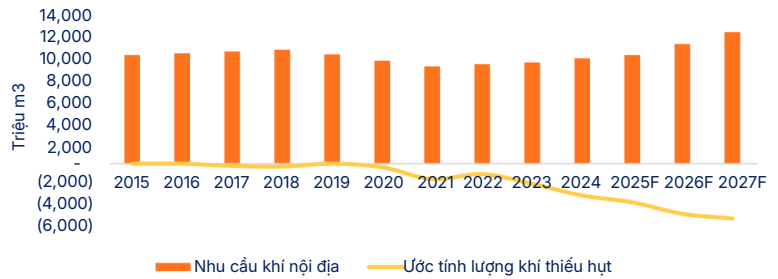
Nhu cầu điện khí mở ra triển vọng dài hạn cho LNG

Theo PDP VIII, đến năm 2030 công suất điện khí đạt khoảng 37,3 GW, tương ứng nhu cầu ~18,8 tỷ m³ khí, trong đó LNG nhập khẩu dự kiến chiếm 60–65% (~12 tỷ m³, tương đương ~8 triệu tấn LNG/năm). Tỷ trọng khí nội địa phục vụ điện khí dự kiến giảm mạnh từ ~85% năm 2024 xuống còn 30–40% vào 2030, nhường vai trò trụ cột cho LNG. Để hiện thực hóa kịch bản này, Việt Nam cần triển khai đúng tiến độ các chuỗi dự án điện LNG và hạ tầng kho cảng, trong đó LNG Thị Vải 2 và LNG Sơn Mỹ là các dự án then chốt.

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

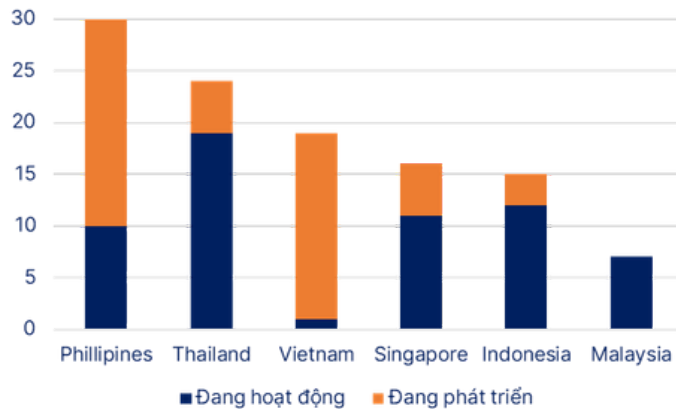


Nhu cầu khí nội địa và thâm hụt qua các năm

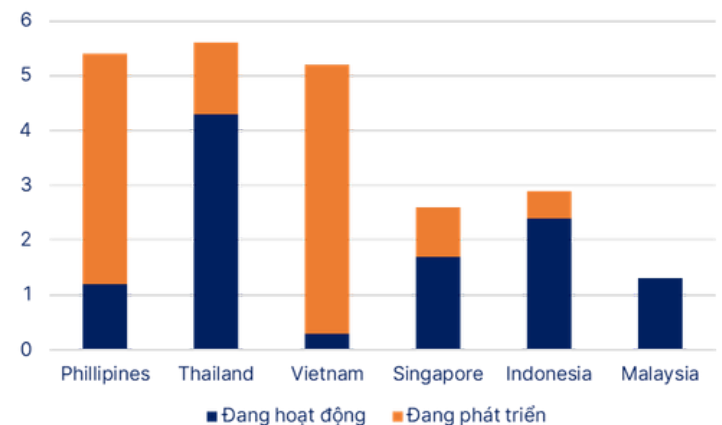


Việt Nam được xem là một trong những động lực chính trong tăng trưởng nhu cầu LNG của Đông Nam Á, đặc biệt trong lĩnh vực phát điện. Để hỗ trợ lộ trình PDP VIII, Chính phủ đã giảm thuế nhập khẩu LNG từ 5% xuống 2% (5/2025) và ký các thỏa thuận cung ứng LNG với Mỹ (3/2025) và Nga (5/2025).

Hạ tầng LNG dự kiến theo công suất (MTPA)



Ước tính CapEx cho các dự án LNG nhập khẩu trong khu vực (tỷ USD)



Hiện tại, LNG vẫn đóng vai trò nguồn điện chuyển tiếp nhằm giảm phụ thuộc vào than và bù đắp sự suy giảm của khí nội địa. Trong ngắn - trung hạn mảng khí LNG dự kiến sẽ phải đối mặt với nhiều khó khăn với sức ép từ hai phía cung cầu ngày càng lớn.

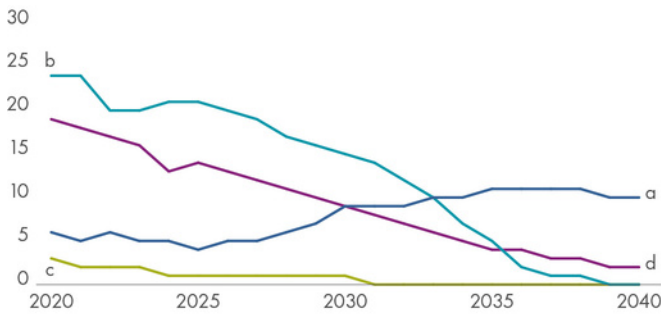
Phần lớn **các dự án LNG quy mô lớn vẫn đang ở giai đoạn tiền khả thi**, chậm lựa chọn nhà đầu tư hoặc chưa công bố hợp đồng mua tua-bin, trong bối cảnh thiếu hụt tua-bin khí toàn cầu với backlog kéo dài và chi phí đặt chỗ cao. Nhiều thỏa thuận ký trước đây với GE hoặc các đối tác quốc tế chỉ mang tính MOU, không phải hợp đồng ràng buộc.

Ngoài rủi ro chuỗi cung ứng, **các dự án LNG còn đối mặt vấn đề về khả năng thu xếp tài chính**, bao gồm: chưa chốt PPA, cơ chế bao tiêu điện tối thiểu 65% trong tối đa 10 năm chưa đáp ứng kỳ vọng của nhà tài trợ vốn, thiếu bảo lãnh thanh toán và chuyển đổi ngoại tệ, cùng yêu cầu ký quỹ dự thầu cao.

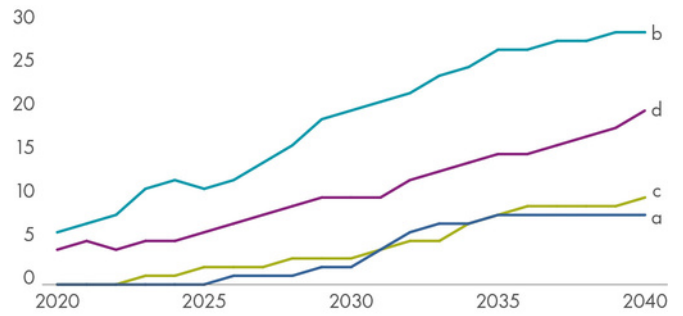
Trong bối cảnh giá LNG biến động mạnh, các yếu tố này khiến việc huy động vốn trở nên đặc biệt khó khăn.

Đông Nam Á lượng sản xuất khí nội địa và LNG nhập khẩu theo quốc gia

Sản xuất khí nội địa (mtpa)



LNG nhập khẩu (mtpa)

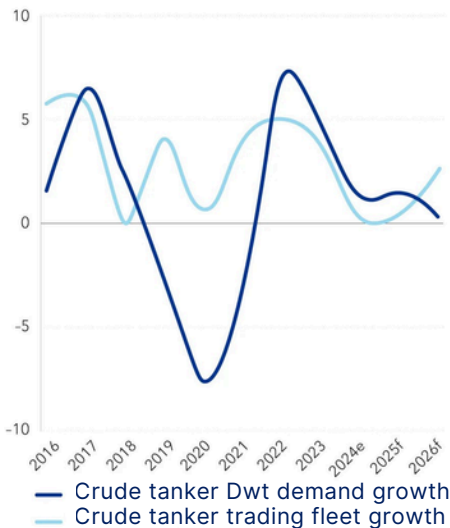


a Vietnam b Thailand c Philippines d Bangladesh
 Nguồn: Wood Mackenzie, Investment Horizon Outlook 2025.

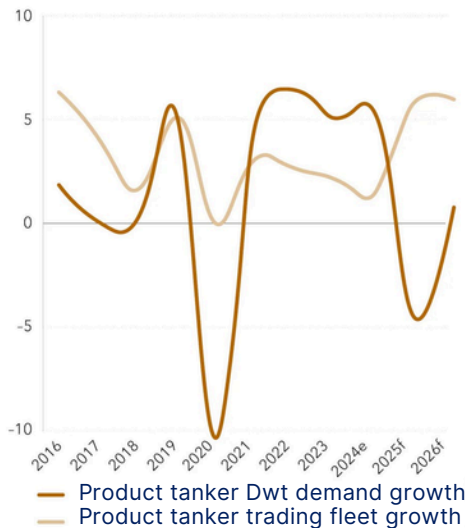
a Vietnam b Thailand c Philippines d Bangladesh

Vận tải dầu khí

Cung - cầu tàu chở dầu thô (% YoY)



Cung - cầu tàu chở dầu sản phẩm (% YoY)



Triển vọng 2026–2030 nhìn chung tích cực nhưng phân hóa mạnh.

Tàu chở dầu thô và khí nhìn chung tốt hơn, còn tàu chở dầu sản phẩm sẽ dần bước vào pha bình thường hóa từ 2027 trở đi. Lý do là thị trường bước vào 2026 với cước còn cao nhờ tàu già, nguồn cung tàu bị siết bởi các lệnh trừng phạt và các tuyến chạy dài hơn.

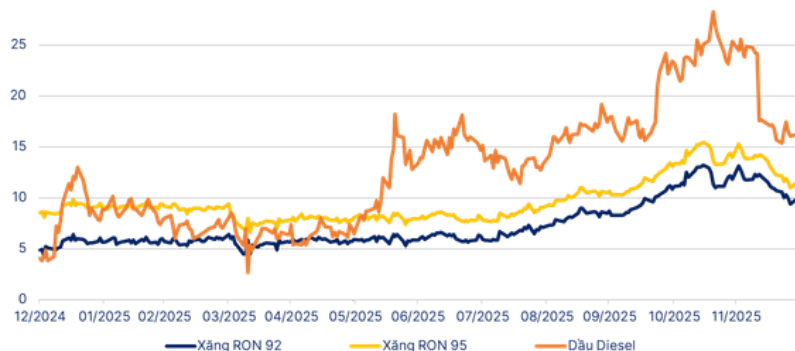
Giai đoạn 2026–2030, thị trường vận tải dầu khí tại Đông Nam Á và Việt Nam có triển vọng tích cực nhưng phân hóa:

- **Khu vực ASEAN với nhu cầu dầu tiếp tục tăng ổn định nhờ tăng trưởng kinh tế và dân số**, trong khi sản lượng nội địa suy giảm sẽ là động lực tăng trưởng tonne-mile do phụ thuộc nhập khẩu năng lượng ngày càng lớn, trong bối cảnh dòng chảy thương mại bị kéo dài bởi yếu tố địa chính trị, cước vận chuyển sẽ được giữ ở mức tốt ít nhất đến 2026–2027;
- **Trong dài hạn, tăng trưởng sẽ chậm lại** khi nhu cầu sản phẩm dầu mỏ dần đạt đỉnh. Ngoài ra, nguồn cung tàu đang đối mặt với tình trạng già hóa đội tàu + orderbook thấp. Theo DNV, tỷ lệ orderbook tanker hiện chỉ ~10% đội tàu (thấp hơn nhiều so với chu kỳ trước), trong khi quy định môi trường (EEXI, CII) khiến nhiều tàu cũ phải giảm tốc hoặc rời thị trường. Điều này giúp giữ cước ở mức cao trong 2026–2027, trước khi nguồn cung tàu mới tăng dần từ 2028.

Tại Việt Nam, nhu cầu vận tải được hỗ trợ bởi xu hướng tăng nhập khẩu dầu và đặc biệt là LNG, với vai trò trung tâm của PV GAS trong phát triển hạ tầng LNG, đồng thời các doanh nghiệp như PVTrans đang mở rộng đội tàu và quốc tế hóa để tận dụng thị trường toàn cầu; do đó, tàu chở dầu thô và LNG có triển vọng tốt, trong khi tàu chở dầu sản phẩm sẽ tăng chậm lại sau 2027 do công suất lọc dầu nội địa và xu hướng chuyển dịch năng lượng.

Hạ Nguồn

Biến động biên lợi nhuận lọc xăng RON 92/95 và dầu diesel trong 2025



Diesel vẫn là sản phẩm chiếm tỷ trọng lớn nhất trong cơ cấu tiêu thụ và sản xuất, cả tại châu Á và Việt Nam.

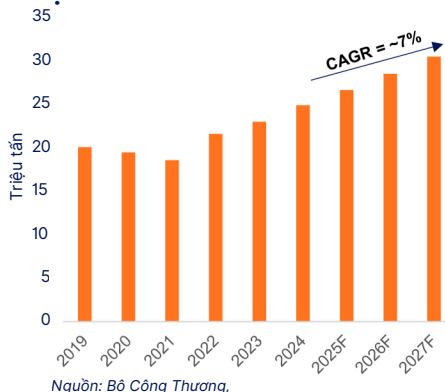
- Điểm khác biệt giai đoạn 2025–2026 là diesel không còn là sản phẩm dẫn dắt crack spread.
- Nguồn cung mới từ Trung Quốc khiến diesel trở thành sản phẩm “dễ bị điều tiết” thông qua xuất khẩu.

Nhiên liệu bay Jet A1: 2026, crack spread jet fuel được dự báo dao động trong vùng 16–20 USD/thùng, phản ánh nhu cầu hàng không tiếp tục tăng nhưng đã bình thường hóa.

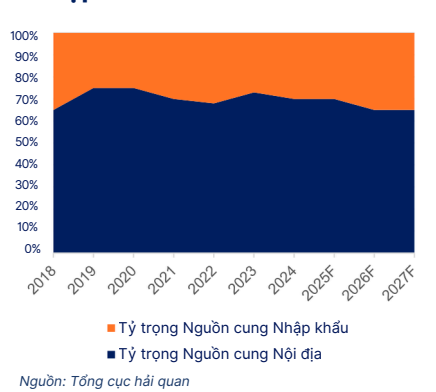
Xăng: Giai đoạn 2026–2027, crack spread xăng được dự báo biến động mạnh theo mùa (khoảng 10–18 USD/thùng năm 2026 và 14–20 USD/thùng năm 2027), khó có đột phá dài hạn do nguồn cung lọc dầu mới và tác động của xe điện.

Tiêu thụ xăng dầu nội địa tiếp tục tăng trưởng dương

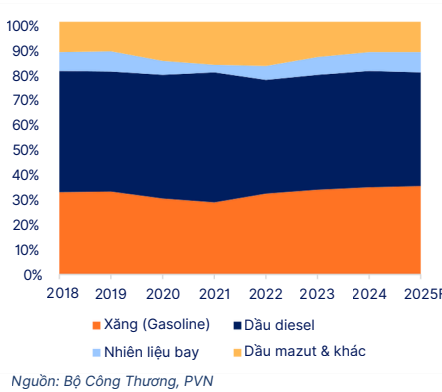
Dự phóng tiêu thụ xăng dầu tại Việt Nam



Tỷ trọng nguồn xăng dầu nội địa & nhập khẩu



Tỷ trọng tiêu thụ các sản phẩm xăng dầu nội địa



Đông Nam Á vẫn duy trì vị thế là khu vực có tăng trưởng nhu cầu xăng dầu ròn nhờ tăng trưởng kinh tế, đô thị hóa và sự phục hồi mạnh của vận tải, hàng không và logistics. Tuy nhiên, **từ sau 2026, tốc độ tăng trưởng này bắt đầu chậm lại** do xe điện thâm nhập nhanh, tiêu chuẩn khí thải ngày càng khắt khe và định hướng chính sách giảm phụ thuộc vào nhiên liệu nhập khẩu dẫn tới biên lợi nhuận hạ nguồn phân hóa mạnh.

Tại Việt Nam, nhu cầu tiêu thụ xăng dầu được dự báo tăng trưởng hai chữ số vào năm 2026, nhờ nền kinh tế mở rộng, hoạt động sản xuất công nghiệp và logistics gia tăng, cùng với sự phục hồi hoàn toàn của hàng không và du lịch quốc tế. Cơ cấu tiêu thụ đang dịch chuyển rõ rệt khi xăng và nhiên liệu bay tăng nhanh hơn dầu diesel, phản ánh sự gia tăng của tầng lớp trung lưu, ô tô cá nhân và nhu cầu di chuyển. Tuy nhiên, cơ cấu sản phẩm của các nhà máy lọc dầu hiện tại, đặc biệt là Dung Quất và Nghi Sơn, vẫn thiên về diesel do hạn chế công nghệ, tạo ra độ lệch cung – cầu ngày càng rõ và đặt ra yêu cầu cấp thiết về nâng cấp, tối ưu hóa sản phẩm trong giai đoạn tới.

3. Tác động của xung đột lên thị trường nội địa

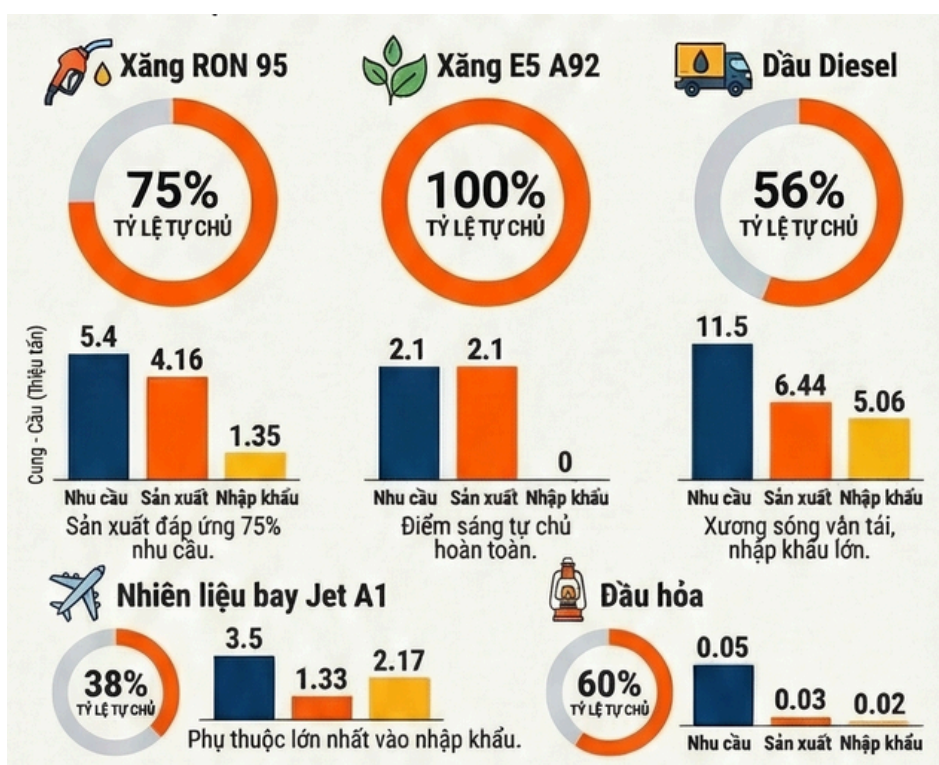
Các thay đổi chính sách sau xung đột

Chính sách	Trước xung đột	Sau xung đột (tháng 3/2026)	Tác động chính
Thuế nhập khẩu	7–10% (MFN)	Giảm về 0% theo ND 72/2026	Giảm chi phí nhập khẩu, hạ áp lực giá nội địa
Thuế nhiên liệu	Áp dụng đầy đủ (thuế môi trường, TTĐB)	Miễn thuế môi trường (đ4k/l xăng, đ2k/l dầu) và TTĐB (đ1k/l)	Giảm trực tiếp giá bán lẻ
Quỹ bình ổn giá	Tích lũy (~đ5,6 nghìn tỷ)	Bắt đầu chi trợ cấp (đ4k/l xăng, đ5k/l dầu)	Kim giá ~đ8.000/lít
Cơ chế điều chỉnh giá	Điều chỉnh định kỳ (chu kỳ cố định)	Cho phép điều chỉnh ngoài chu kỳ khi giá thế giới tăng >7%[30]	Tăng tính linh hoạt, phản ứng nhanh với thị trường
Dự trữ năng lượng	Chưa có dự trữ chiến lược rõ ràng	Khuyến khích tăng tồn kho (đặc biệt diesel)	Tăng khả năng chống sốc ngắn hạn
Đa dạng hóa nguồn cung	Phụ thuộc lớn vào Trung Đông	Tăng nhập LNG từ Mỹ, xem xét dầu Nga, kết nối khu vực.	Giảm rủi ro gián đoạn nguồn cung

Giá Brent tăng từ khoảng ~\$84 (cuối tháng 2) lên ~\$119 vào đầu tháng 3. Điều này cũng khiến giá trần xăng/dầu tại Việt Nam theo đó cũng tăng mạnh. **Trong 1-11/3, giá bán lẻ trong nước tăng +44% đối với xăng và +59% đối với dầu diesel.** Mức tăng này trực tiếp đẩy chi phí sản xuất – kinh doanh và lạm phát lên cao, đồng thời buộc Chính phủ phải điều chỉnh ngân sách ngay lập tức.

Các tuyến vận chuyển dầu phải đi vòng qua châu Phi, khiến thời gian hành trình gần như tăng gấp đôi. **Cước vận tải tàu dầu VLCC tăng mạnh (ước tính +20–50%).** Phí bảo hiểm hàng hải tại khu vực Vịnh cũng tăng vọt do các cuộc tấn công. Đối với Việt Nam, điều này khiến **chi phí nhập khẩu tăng vọt (đặc biệt đối với các hợp đồng giao ngay).** Các doanh nghiệp vận tải đường bộ đã bắt đầu áp dụng phụ phí nhiên liệu (Phụ phí container được ghi nhận có thể lên tới đ100.000 khi giá diesel vượt đ30.000/lít).

Nguồn nhập khẩu chính	
Xăng RON 95	Singapore (35%), Hàn Quốc (30%), Malaysia (20%)
Dầu Diesel	Singapore (40%), Hàn Quốc (25%), Malaysia (20%)
Nhiên liệu bay	Hàn Quốc (45%), Singapore (30%), Trung Quốc (10%)

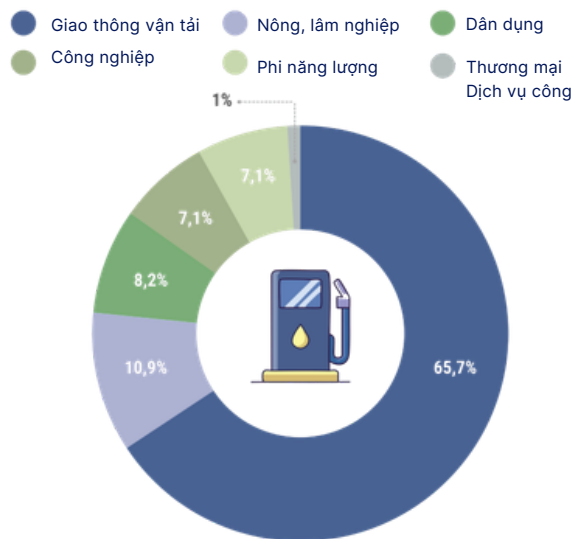


Việt Nam nhập khẩu khoảng ~45% nhu cầu diesel và ~25% xăng. Nhiều lô hàng từ Singapore/Hàn Quốc đang trên đường khi khủng hoảng xảy ra, có thể bị trì hoãn hoặc hủy. **Các nhà máy lọc dầu trong nước (Dung Quất, Nghi Sơn) phải gánh thêm áp lực cung ứng.** Việc điều chỉnh tuyến vận chuyển từ Trung Đông (ví dụ đi vòng qua Panama) là quá chậm để giải quyết trong ngắn hạn. Điều này làm gia tăng áp lực lên dự trữ nhiên liệu chiến lược của Việt Nam (hiện chỉ khoảng 20–30 ngày).

Cung ứng xăng dầu trong nước



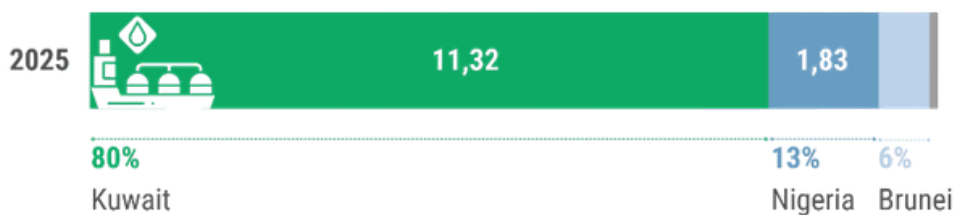
Lĩnh vực sử dụng xăng dầu nhiều nhất



Việt Nam là một trong những thị trường tiêu thụ xăng dầu lớn tại Đông Nam Á, với **nhu cầu ước tính khoảng 550.000 – 600.000 thùng/ngày**. Tuy nhiên **sản lượng khai thác dầu thô trong nước hiện chỉ khoảng 180.000 – 200.000 thùng/ngày**, thấp hơn rất nhiều so với nhu cầu, và đang có xu hướng suy giảm.

Vấn đề của thị trường xăng dầu Việt Nam nằm ở cấu trúc cung – cầu mất cân đối mang tính dài hạn.

Nguồn nhập khẩu dầu thô của Việt Nam



Ở khâu lọc hóa dầu, hai nhà máy chủ lực là **NMLD Dung Quất và NMLHD Nghi Sơn hiện đáp ứng khoảng 70% nhu cầu** xăng dầu trong nước. Tuy nhiên, mức “tự chủ” này mang tính tương đối, bởi cả hai nhà máy đều **phụ thuộc đáng kể vào dầu thô nhập khẩu**.

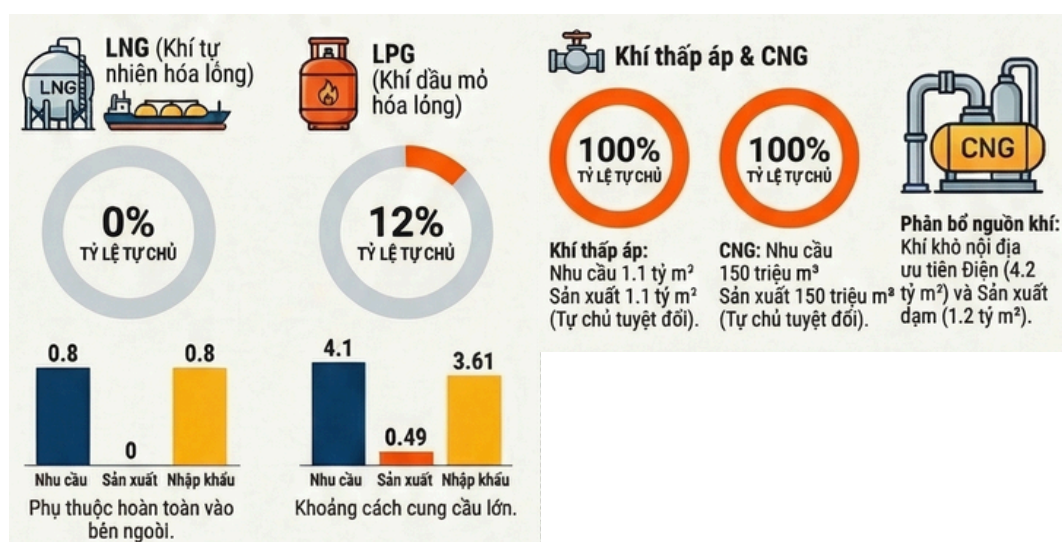
Ngoài ra, Việt Nam vẫn phải **phụ thuộc đáng kể vào nhập khẩu xăng dầu thành phẩm**, đặc biệt là khoảng 45% nhu cầu diesel và ~25% nhu cầu xăng. Phần lớn các lô hàng này đến **từ các trung tâm năng lượng khu vực như Singapore và Hàn Quốc**. Khi khủng hoảng Trung Đông xảy ra, các chuyến hàng đang trên đường có thể bị trì hoãn, thậm chí gián đoạn, làm gia tăng rủi ro thiếu hụt nguồn cung trong ngắn hạn.

Cấu trúc này tạo ra một dạng “phụ thuộc kép” đối với thị trường Việt Nam.

- Việt Nam phụ thuộc vào giá dầu thô toàn cầu, vốn chịu ảnh hưởng trực tiếp từ các biến động địa chính trị, đặc biệt tại Trung Đông.
- Việt Nam còn phụ thuộc vào nguồn cung sản phẩm trong khu vực, từ các trung tâm lọc hóa dầu châu Á – những nơi cũng phụ thuộc vào dầu thô Trung Đông.

Điều này khiến các **cú sốc tại các tuyến vận tải chiến lược như Eo biển Hormuz có thể lan truyền nhanh chóng đến thị trường trong nước**, không chỉ qua kênh giá mà còn qua nguy cơ thiếu hụt nguồn cung vật lý.

Qatar đã đóng cửa nhà máy Ras Laffan (chiếm ~20% nguồn cung LNG toàn cầu) sau các cuộc tấn công bằng drone. Không có tàu chở LNG đi qua Hormuz kể từ ngày 1/3 và Qatar tuyên bố bất khả kháng, khiến giá LNG giao ngay tại châu Á tăng gấp đôi lên ~25 USD/MMBtu vào ngày 4/3.



Nhu cầu LNG của Việt Nam (cho các nhà máy Nhơn Trạch) sẽ phải đối mặt với mức chi phí tăng gấp đôi nếu thị trường phục hồi chậm, hoặc thiếu hụt nguồn cung nếu gián đoạn kéo dài.

Tương tự, thị trường LPG cũng trở nên căng thẳng. Reuters cho biết các chuyến hàng LPG từ Trung Đông đã được chuyển hướng sang Mỹ, khiến người mua châu Á gặp khó khăn. **Việt Nam nhập khẩu ~3,6 Mt LPG/năm (~90% nhu cầu), chủ yếu từ Qatar/UAE;** bất kỳ gián đoạn nào từ khu vực này sẽ buộc phải tìm nguồn thay thế khẩn cấp (Malaysia, Nga) với chi phí cao hơn. Tồn kho LPG hiện tại (nội địa + nhập khẩu) chỉ đủ đáp ứng ~1-2 tuần nhu cầu; gián đoạn kéo dài có thể gây thiếu hụt tạm thời.

4. Tác động và triển vọng của từng phân khúc

Thượng nguồn

Tác động trực tiếp được dự báo ở mức tối thiểu:

- Các mỏ dầu ngoài khơi của Việt Nam (Biển Đông) nằm xa khu vực xung đột nên hoạt động khai thác vẫn diễn ra bình thường. PVN đã đạt kết quả thượng nguồn kỷ lục năm 2025, nhờ giá cao và phát hiện thêm trữ lượng mới; xu hướng này có thể tiếp tục.
- Đối với khí, các dự án khí lớn như Lô B Ô Môn sẽ bắt đầu đóng góp sản lượng trong giai đoạn 2026-2027.

Nếu giá dầu/khí toàn cầu tăng mạnh sẽ giúp tăng doanh thu tổng của doanh nghiệp. Tuy nhiên, chi phí vận hành (nhiên liệu cho giàn khoan, thi công) cũng gia tăng. Xung đột có thể thúc đẩy đầu tư nhằm đảm bảo trữ lượng. **PVN dự kiến tăng đầu tư giai đoạn 2026–2030 (~2 tỷ USD/năm).** Các dự án như Cà Mau 2 (trạm nén khí, 2023–2026) và khí Vũng Tàu (8 Mt/năm từ 2027) vẫn triển khai tương đối ổn định. PVEP duy trì khoan 8–10 giếng/năm, với mục tiêu gia tăng 10–15 Mt trữ lượng. Giá cao giúp việc đầu tư trở nên hiệu quả hơn. Tuy nhiên, **nếu tình hình xấu đi nghiêm trọng, một số hoạt động không cấp thiết có thể bị trì hoãn do rủi ro và chi phí tăng,** dù hiện tại chưa có dấu hiệu ảnh hưởng.

Trung nguồn

Hệ thống đường ống trong nước (Nam Côn Sơn, PM3, Cà Mau) vận hành ổn định. Dòng khí từ Malaysia/Nhật Bản (phục vụ điện và phân bón) không bị gián đoạn. Việt Nam không có đường ống dầu xuyên biên giới, nên không chịu ảnh hưởng trực tiếp. Tuy nhiên, các kế hoạch bảo trì hoặc mở rộng có thể bị trì hoãn nếu thiết bị nhập khẩu chậm do gián đoạn logistics toàn cầu.

Các cảng như Bà Rịa, Dung Quất đang hoạt động trong điều kiện rủi ro cao hơn.

- Dầu thô nhập khẩu (thường qua Singapore hoặc Trung Đông) đến chậm hơn và chi phí cao hơn. Ví dụ, một tàu chở dầu 100.000 DWT từ Ả Rập có thể phải trả thêm ~15.000 USD phí vận chuyển.
- Tàu LPG và LNG cũng bị ảnh hưởng: các chuyến tàu LNG trong tương lai sẽ đối mặt với chi phí thuê tàu cao hơn (~50% so với bình thường) và thời gian chờ lâu hơn nếu tuyến vận tải vẫn bất ổn.



Năng lực lưu trữ dầu thô và sản phẩm tinh chế của Việt Nam còn hạn chế (chỉ đủ ~4 tuần). Tuy nhiên, nhờ sản xuất trong nước chiếm ~75%, hệ thống vẫn có khả năng phản ứng nhanh. Hiện tại, cơ quan quản lý đang khuyến khích doanh nghiệp tăng tồn kho, tạm thời giảm xuất khẩu.

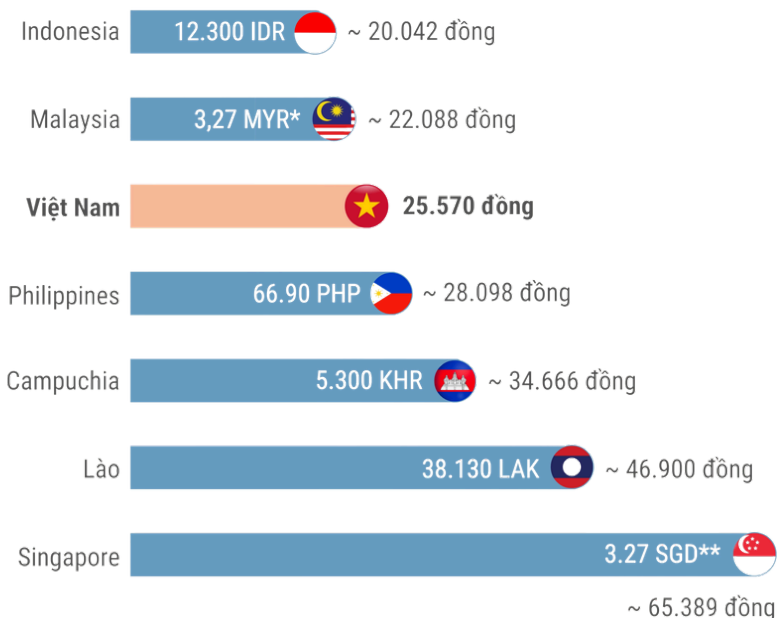
Trong ngắn hạn, trung nguồn hưởng lợi từ chi phí vận tải tăng và nhu cầu dự trữ cao hơn khi các quốc gia tăng cường an ninh năng lượng. Trong trung và dài hạn, động lực chính đến từ LNG và hạ tầng khí. Việt Nam đang đẩy mạnh điện khí để giảm phụ thuộc vào dầu mỏ, tạo dư địa tăng trưởng cho vận chuyển và phân phối khí. Tuy nhiên, rủi ro vẫn tồn tại nếu xung đột kéo dài làm giảm dòng chảy thương mại hoặc chi phí vận tải tăng quá mạnh.

Hạ nguồn

Dung Quất và Nghi Sơn có thể sản xuất ~15 Mt nhiên liệu/năm (xăng, diesel, kerosene, LPG). Sau xung đột, các nhà máy sẽ ưu tiên thị trường trong nước. Nếu nguồn dầu thô nhập khẩu bị gián đoạn, họ có thể tạm giảm xuất khẩu hoặc điều chỉnh cơ cấu sản phẩm.

Biên lợi dầu toàn cầu (đặc biệt diesel) tăng mạnh do căng thẳng tại Trung Đông. Dung Quất và Nghi Sơn có thể hưởng lợi về giá trị trên mỗi thùng. BSR đã đạt lợi nhuận kỷ lục trong Q4/2025 và xu hướng này có thể tiếp diễn. Dù đã có các biện pháp giảm thuế, giá bán nội địa vẫn tăng, giúp cải thiện doanh thu. Lợi nhuận ròng năm 2025 của BSR khoảng ~\$82 triệu; biên lợi nhuận cao năm 2026 có thể giúp con số này tăng gấp đôi nếu duy trì công suất.

Giá mỗi lít xăng Việt Nam so với ASEAN Đến ngày 14/3



* 1,99 MYR ~ 13.000 đồng sau trợ cấp Chính phủ

** Singapore không có chính sách trợ giá năng lượng

Nguồn: Bộ Công Thương, Cục Hải quan, IEA



Việt Nam là thị trường xăng dầu có sự quản lý của Nhà nước, nhưng giá vẫn được điều chỉnh linh hoạt theo biến động quốc tế.

Dựa trên mô hình kinh tế lượng (sử dụng dữ liệu hàng tháng giai đoạn 2011–2025), kết quả cho thấy **giá xăng dầu trong nước có mối liên hệ chặt chẽ với giá dầu thế giới.** Trong ngắn hạn, nếu giá dầu thế giới tăng 10% thì giá xăng trong nước thường tăng khoảng 6–9%.

Xung đột Trung Đông cho thấy điều này khi giá dầu Brent tăng khoảng 20–25% từ cuối tháng 2 đến giữa tháng 3, giá xăng A95 tại Việt Nam tăng khoảng 12% chỉ trong vài tuần. Điều này cho thấy phần lớn mức tăng đã được truyền vào giá bán lẻ khá nhanh (khoảng 80–90% trong vòng 2–3 tuần). Với dầu diesel, mức truyền dẫn thấp hơn một chút (khoảng 70–80%) do được hỗ trợ nhiều hơn từ thuế và quỹ bình ổn.

So với các nước khác, mức độ “truyền dẫn giá” của Việt Nam là tương đối cao.

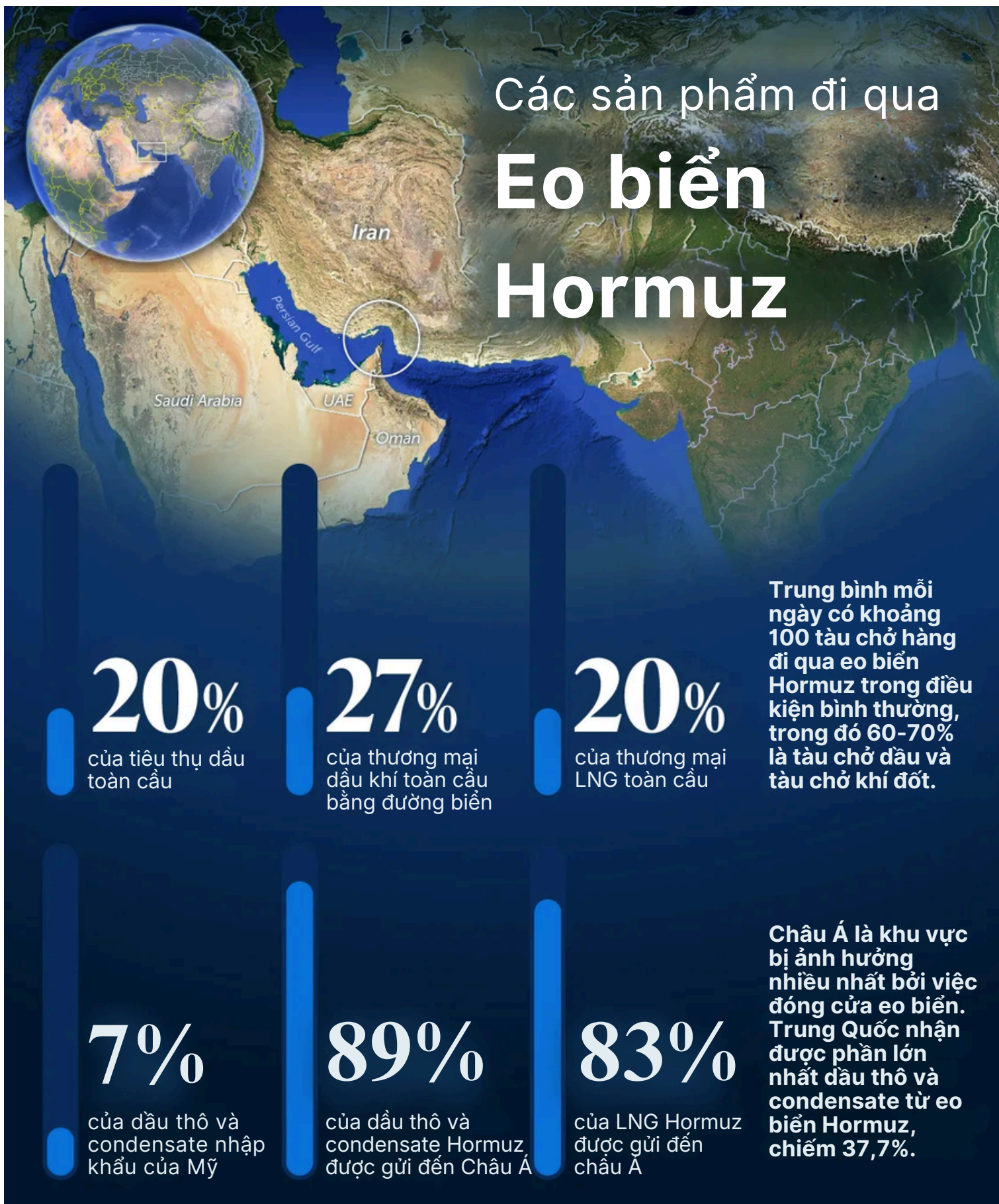
Giá xăng dầu trong nước (do Nhà nước điều tiết) đã tăng mạnh nhưng vẫn thấp hơn ~đ2.000–5.000/lít so với giá thị trường nhờ giảm thuế và trợ cấp.

- Trong kịch bản nhẹ, người tiêu dùng chỉ chịu mức tăng vừa phải.
- Nếu xung đột kéo dài, quỹ bình ổn (~đ4–5k/lít hỗ trợ) có thể cạn, buộc giá phải tăng thêm 20–30% so với đầu năm 2026. Cơ chế điều chỉnh linh hoạt (vài ngày/lần) sẽ khiến giá nội địa phản ánh sát hơn biến động Brent.

IV. CỔ PHIẾU KHUYẾN NGHỊ

Phân khúc	Mã cổ phiếu	Luận điểm đầu tư
Thượng nguồn	PVS	<ul style="list-style-type: none"> Thượng nguồn dầu khí nội địa hưởng lợi từ cải cách chính sách. Nghị quyết 70-NQ/TW khẳng định vai trò trụ cột của ngành dầu khí tạo nền tảng chính sách dài hạn. Nghị quyết 66.6/2025/NQ-CP trao thêm quyền cho PVN trong phê duyệt, điều chỉnh và triển khai dự án, giúp đẩy nhanh tiến độ và giảm rủi ro thực thi. Đồng thời, dự kiến sửa đổi Luật Dầu khí 2022 theo hướng tháo gỡ nút thắt, môi trường đầu tư thượng nguồn dự kiến được cải thiện đáng kể. Doanh thu giai đoạn 2025-2026 dự kiến tăng trưởng mạnh mẽ nhờ đóng góp từ các dự án trọng điểm. EPC Lô B, EPC Lạc Đà Vàng, các dự án điện gió ngoài khơi, Sư Tử Trắng – Giai đoạn 2B,... các dự án này đang bước vào giai đoạn thi công cao điểm. Sau đó, mảng kinh doanh FSO sẽ tạo dòng doanh thu dài hạn từ 2027 sau khi ghi nhận dòng dầu khí thương mại PVS bước vào chu kỳ tăng trưởng trung-dài hạn mới với kế hoạch đầu tư lớn giai đoạn 2026–2030 (nhu cầu vốn: 27.699 tỷ đồng). Việc chia cổ tức bằng cổ phiếu sau gần một thập kỷ cho thấy doanh nghiệp ưu tiên giữ lại tiền mặt để phục vụ các dự án quy mô lớn, tạo dòng tiền bền vững.
	PVD	<ul style="list-style-type: none"> PVD đưa thêm 2 giàn khoan mới vào hoạt động: PVD VIII vận hành từ 9/2025 và PVD IX dự kiến vận hành 4/2026, ước tính sẽ đóng góp lớn vào doanh thu và lợi nhuận. Giá thuê ngày giàn Jackup dự kiến duy trì ở mức cao trong ngắn - trung hạn do thiếu hụt giàn đạt chất lượng trong khu vực. 2026 dự phóng giảm nhẹ do điều chỉnh giá trong khu vực nhưng dài hạn vẫn khá thuận lợi với mức tăng kỳ vọng 15%. Chu kỳ E&P trong nước phục hồi mạnh, PVD có thêm các hợp đồng khoan từ các mỏ Lô B - Ô Môn, Nam Du - U Minh, Sư Tử Trắng 2B... Nhu cầu khoan nội địa tạo ra khối lượng việc ổn định cho PVD trong giai đoạn 2026-2030. Nghị quyết 66.6 giúp tháo gỡ thủ tục hành chính và đẩy nhanh tiến độ thực hiện các dự án dầu khí trọng điểm, từ đó tạo điều kiện để PVD cải thiện hoạt động, tăng doanh thu và lợi nhuận bền vững.
Trung nguồn	GAS	<ul style="list-style-type: none"> Mảng kinh doanh LPG của GAS trên thị trường quốc tế đang trên đà phát triển (thị phần tại Campuchia ~65%). Thời gian tới thị trường tiêu thụ LPG Campuchia được dự báo CAGR giai đoạn 2021-2040 sẽ đạt 7%/năm nhờ tăng mức độ sử dụng xe tuk-tuk. Ngoài ra, tuyến nhập khẩu từ Việt Nam hiện là trục chi phối nhập LPG của Campuchia. GAS giữ vai trò then chốt trong việc phát triển và cung ứng LNG. Tuy hướng tới chuyển đổi cơ cấu năng lượng sang năng lượng tái tạo, LNG vẫn được xem là nguyên liệu chuyển tiếp đóng vai trò quan trọng trong trung hạn. Trong đó, GAS đã có sẵn lợi thế về hạ tầng - cảng LNG Thị Vải đã đi vào hoạt động. GAS đã duy trì chính sách cổ tức tiền mặt khá cao và ổn định trong giai đoạn 2012-2023. Năm 2024 do bối cảnh lợi nhuận chịu sức ép nên tỷ lệ trả cổ tức giảm xuống còn 21%. Trong ngắn hạn, dự kiến GAS sẽ duy trì cổ tức ở mức hạn chế để cân bằng dòng tiền hoạt động.
	PVT	<ul style="list-style-type: none"> Chiến lược mở rộng và trẻ hóa đội tàu dịch vụ. PVT liên tục tiếp nhận tàu mới trong năm 2025, nâng tổng năng lực vận tải thêm 17% dự kiến sẽ phản ánh vào KQKD trong năm 2026. Độ tuổi tàu của PVT bình quân từ 5-10 năm, trẻ hơn đáng kể so với mức trung bình toàn cầu, tăng năng lực cạnh tranh của doanh nghiệp. PVT đặt mục tiêu nâng quy mô đội tàu lên ~100 chiếc vào 2030. PVT nắm giữ vị thế chi phối mảng vận tải dầu thô trong nước và lợi thế cạnh tranh tại thị trường khu vực. 80-90% đội tàu hoạt động tại tuyến Châu Á – Thái Bình Dương và Trung Đông, nơi nhu cầu lọc hóa dầu nội vùng mạnh mẽ. Ngoài ra, PVT còn đẩy mạnh mảng tàu hóa chất và dầu thành phẩm – phân khúc có biên lợi nhuận tốt, ít cạnh tranh. Thị trường tàu chở dầu dự kiến phục hồi. Giá cho thuê tàu dài hạn đang có dấu hiệu phục hồi sau giai đoạn chậm chạp. Phân khúc tàu hàng rời cỡ nhỏ (Handy/SMAX) đã cải thiện trung bình khoảng 20% YTD, giúp mảng này có khả năng có lời trở lại vào năm 2026.
Hạ nguồn	BSR	<ul style="list-style-type: none"> Doanh thu 2026 dự kiến sẽ được hỗ trợ bởi tăng trưởng nhu cầu cả trong và ngoài nước. Thị trường trong nước tiếp tục phục hồi với tiêu thụ xăng dầu. Thị trường quốc tế trong khu vực đang bị siết sản lượng do các nhà máy trong khu vực bước vào giai đoạn bảo dưỡng hoặc dừng hoạt động. Dự án nâng cấp NMLD Dung Quất được dự báo sẽ tăng công suất nhà máy thêm 15% đồng thời nâng chất lượng sản phẩm đầu ra của nhà máy. Lợi nhuận dài hạn dự kiến cải thiện nhờ (i) chi phí đầu vào thấp hơn, (ii) sản phẩm có giá trị cao, (iii) sản lượng tăng. BSR sở hữu cơ cấu tài chính lành mạnh với cơ cấu vốn an toàn và dư địa tài chính còn lớn để dùng vốn vay. Dòng tiền hoạt động ổn định đảm bảo dự án đầu tư nâng cấp không làm gián đoạn hoạt động kinh doanh.

V. PHỤ LỤC



V. PHỤ LỤC

DẦU ĐƯỢC VẬN CHUYỂN NHƯ THẾ NÀO?

Khối lượng dầu thô và các sản phẩm dầu mỏ vận chuyển qua các điểm nghẽn toàn cầu

Tổng cộng 104,4 triệu thùng/ngày dầu thô và sản phẩm dầu được vận chuyển trên toàn cầu trong nửa đầu năm 2025

Vận chuyển đường biển – 79,8 triệu thùng/ngày

Eo biển Malacca

- Kết nối Ấn Độ Dương và Thái Bình Dương
- Là tuyến đường ngắn nhất giữa Trung Đông và các thị trường đang tăng trưởng tại Đông Á, Đông Nam Á
- Là điểm nghẽn quan trọng nhất tại châu Á – châu Đại Dương

23.2

Mũi Hảo Vọng

9.1

Các tuyến vận tải biển khác

6.6

Kênh đào Suez và đường ống SUMED

4.9

Eo biển Đan Mạch

4.9

Eo biển Hormuz

- Nằm giữa Oman và Iran
- Kết nối Vịnh Ba Tư với biển Ả Rập
- Có độ sâu và độ rộng đủ cho tàu chở dầu lớn nhất thế giới
- Là một trong những điểm nghẽn quan trọng nhất toàn cầu

20.9

Bab el-Mandeb

4.2

Eo biển Đan Mạch

3.7

Kênh đào Panama

2.3

Vận chuyển ngoài đường biển – 24,6 triệu thùng/ngày

Bao gồm:

- Đường ống dẫn dầu
- Vận chuyển đường bộ, đường sắt
- Các hình thức khác không qua đường biển

24.6

Các điểm nghẽn là những tuyến đường hẹp trên các tuyến hàng hải quan trọng toàn cầu. Chúng đóng vai trò then chốt đối với thương mại và an ninh năng lượng, do khối lượng lớn dầu mỏ và khí tự nhiên hóa lỏng (LNG) đi qua các khu vực này mỗi ngày.

V. PHỤ LỤC

1. Dự thảo Luật Dầu khí (sửa đổi)

Dưới đây là tóm tắt 05 nhóm chính sách (mục chính) của Luật sửa đổi và so sánh với Luật hiện hành (năm 2022 - ô xám):

1. Hoàn thiện, đơn giản hóa thủ tục và tăng cường phân quyền	
<p>Các nội dung kỹ thuật quan trọng phải trình Bộ Công Thương thẩm định và Thủ tướng Chính phủ phê duyệt.</p>	<p>Nhóm 1: PVN phê duyệt dựa trên thẩm định của Bộ Công Thương (PSC, FDP dự án lớn).</p> <p>Nhóm 2: PVN tự thẩm định và phê duyệt toàn diện cho báo cáo trữ lượng nhỏ (<30 triệu m³ dầu/30 tỷ m³ khí) hoặc báo cáo adjusted RAR có biến động <=30% (ngoại trừ dự án PVN là nhà điều hành/chủ đầu tư).</p>
2. Bổ sung, hoàn thiện quy định về hợp đồng dầu khí (PSC)	
<p>Chưa có quy định cụ thể về việc hợp nhất hợp đồng, nhận lại diện tích đã hoàn trả, hay việc xử lý cam kết công việc vì lý do quốc phòng</p>	<ul style="list-style-type: none"> Bổ sung các loại hợp đồng khai thác tận thu dầu khí, mỏ nhỏ, mỏ cận biên hoặc mỏ nước sâu, phức tạp; Cho phép hợp nhất các hợp đồng đối với mỏ liền kề, cho phép nhà thầu nhận lại diện tích đã trả để thăm dò thêm nếu phát hiện tiềm năng mới; Quy định rõ giai đoạn chuyển giao giữa hợp đồng cũ và mới; Cho phép chuyển đổi hoặc miễn giảm cam kết công việc trong trường hợp bất khả kháng
3. Hoàn thiện các quy định về ưu đãi đầu tư	
<p>Có quy định ưu đãi mỏ cận biên nhưng khó khả thi. Chưa có ưu đãi cho công nghệ nâng cao hệ số thu hồi dầu (EOR) và thu giữ carbon</p>	<ul style="list-style-type: none"> Sửa đổi bộ điều kiện đánh giá (dựa trên RAR, ODP, FDP, IRR) để áp dụng ưu đãi thực tế hơn; Bổ sung mức độ ưu đãi cụ thể cho các dự án áp dụng công nghệ EOR; Ưu đãi CCS/CCUS: bổ sung chính sách ưu đãi thuế cho hoạt động thu giữ và lưu trữ carbon; Đảm bảo thống nhất với Luật Đầu tư 2025 và ổn định pháp luật về thuế
4. Phát triển chuỗi giá trị dầu khí và năng lượng ngoài khơi	
<p>Chưa có quy định về cơ chế ưu tiên dịch vụ kỹ thuật cao và năng lượng ngoài khơi gắn với dầu khí</p>	<ul style="list-style-type: none"> Thiết lập hàng rào kỹ thuật để ưu tiên sử dụng dịch vụ, hàng hóa và nhân sự Việt Nam. Quy định khung pháp lý cho các dự án điện gió ngoài khơi, địa nhiệt, hydrogen nằm trong các lô dầu khí, cho phép chia sẻ và tận dụng hạ tầng, dữ liệu khảo sát của ngành dầu khí; Xử lý vướng mắc khâu trung và hạ nguồn gắn với thượng nguồn, đơn giản hóa thủ tục đầu tư đường ống dẫn khí.
5. Khung pháp lý cho giảm phát thải và lưu trữ carbon (CCS/CCUS)	
<p>Hoàn toàn chưa có quy định về giảm phát thải khí nhà kính và lưu trữ carbon trong hoạt động dầu khí</p>	<ul style="list-style-type: none"> Tận dụng mỏ cận kiệt: Cho phép sử dụng các mỏ dầu hết hạn hoặc giếng khoan không có tiềm năng để lưu giữ CO₂; Thương mại hóa carbon: Quy định cơ chế khuyến khích thương mại hóa hoạt động thu giữ carbon và mua bán tín chỉ carbon trong hợp đồng dầu khí.

Tác động tới các doanh nghiệp dầu khí nội địa:

(1) Doanh nghiệp dịch vụ kỹ thuật cao (PVS, PVD)

- Hưởng lợi trực tiếp từ chính sách ưu tiên hàng hóa – dịch vụ trong nước và việc mở rộng chuỗi giá trị dầu khí – năng lượng ngoài khơi.
- Có cơ hội nâng cấp vai trò từ thầu phụ lên tổng thầu EPC/EPCI, đặc biệt trong điện gió ngoài khơi, hạ tầng CCS và hydrogen.

(2) Doanh nghiệp thượng nguồn & vận hành mỏ (PVEP, Vietsovpetro)

- Cơ chế hợp nhất PSC, ưu đãi mỏ cận biên và EOR giúp cải thiện hiệu quả kinh tế dự án, kéo dài tuổi thọ mỏ.
- Giảm rủi ro gián đoạn khai thác nhờ quy định chuyển tiếp hợp đồng rõ ràng.

(3) Doanh nghiệp trung – hạ nguồn (khí, vận chuyển, xử lý)

- Được hưởng lợi gián tiếp từ chuỗi dự án mới đặc biệt là đường ống khí, LNG, hạ tầng kết nối điện gió ngoài khơi;
- Thủ tục đầu tư được đơn giản hóa giúp đẩy nhanh tiến độ dự án.

V. PHỤ LỤC

2.Đánh giá về chuyển đổi cơ chế quản trị trong hoạt động dầu khí

Bộ Công Thương tập trung vào quản lý nhà nước về chính sách, bảo đảm quốc phòng và an ninh năng lượng. **PVN tự phê duyệt các ngưỡng kỹ thuật** (như thay đổi RAR =<30% hay vốn FDP < 10%) **sẽ rút ngắn thời gian chuẩn bị đầu tư từ 6-12 tháng**, giúp nhà thầu nắm bắt nhanh chóng các biến động giá dầu thế giới.

Bảng so sánh cơ chế quản trị thượng nguồn

Nhóm nhiệm vụ	Cơ chế Luật 2022 (Tiền kiểm)	Cơ chế Dự thảo sửa đổi (Hậu kiểm/Phân cấp)
Điều tra cơ bản	Thủ tướng/Bộ Công Thương phê duyệt mọi bước chi tiết	PVN phê duyệt đề cương, dự toán chi tiết dựa trên ý kiến thẩm định của Bộ Công Thương.
Lựa chọn nhà thầu	Quy trình nhiều tầng nấc, áp dụng cả hình thức chào thầu cạnh tranh chưa sát thực tế.	PVN phê duyệt kế hoạch và kết quả lựa chọn nhà thầu; bỏ hình thức chào thầu cạnh tranh không phù hợp.
Phát triển mỏ (ODP/FDP)	Bộ Công Thương phê duyệt hầu hết các điều chỉnh.	PVN phê duyệt ODP và FDP mỏ nhỏ (<30 triệu m3 dầu/30 tỷ m3 khí). Phê duyệt điều chỉnh FDP nếu vốn tăng <10% (không thêm giàn).
Báo cáo trữ lượng (RAR)	Thẩm quyền tập trung cấp Bộ.	PVN phê duyệt điều chỉnh RAR nếu thay đổi tổng lượng tại chỗ =< 30% so với lần phê duyệt gần nhất.
Thu dọn công trình	Quy trình phê duyệt kéo dài, phụ thuộc cấp quản lý hành chính.	PVN phê duyệt điều chỉnh kế hoạch thu dọn nếu biến động dự toán chi phí =< 20%.

Đánh giá quyền tự chủ và trách nhiệm của PVN trong bối cảnh phân cấp tối đa

Theo danh mục phân cấp mới, thẩm quyền của PVN được chia làm 2 nhóm:

- **Phê duyệt trên cơ sở ý kiến thẩm định của Bộ Công Thương:** nội dung hợp đồng dầu khí (PSC); gia hạn thời hạn hợp đồng; chuyển nhượng quyền lợi tham gia; kế hoạch khai thác sớm mỏ dầu khí; kế hoạch xử lý mỏ/lô khi hết hạn hợp đồng.
- **PVN chịu trách nhiệm toàn diện (Tự thẩm định và phê duyệt):** báo cáo RAR điều chỉnh (= <30%); ODP/FDP cho các mỏ nhỏ (dưới 30 triệu m3 dầu hoặc 30 tỷ m3 khí); điều chỉnh FDP/Kế hoạch thu dọn công trình trong ngưỡng biến động cho phép (vốn tăng <10% hoặc dự toán thu dọn =<20%).

PVN không còn thuần túy là đơn vị khai thác tài nguyên mà trở thành đơn vị dẫn dắt chuỗi giá trị năng lượng mới bao gồm: Hydrogen trắng, địa nhiệt, điện gió ngoài khơi và thu giữ carbon (CCS). Quyền tự chủ này là "phép thử" năng lực quản trị; nếu vận hành tốt, PVN sẽ tạo ra sức hút lớn với các nhà đầu tư nước ngoài nhờ cơ chế ra quyết định nhanh, minh bạch và chuyên nghiệp.

Cơ hội Quản trị và Phát triển Chuỗi giá trị Năng lượng mới

Việc sửa đổi Luật Dầu khí tạo ra hành lang pháp lý chưa từng có cho các mảng dịch vụ kỹ thuật cao và năng lượng sạch, hiện thực hóa các cam kết Net Zero vào năm 2050.

1. **Dịch vụ kỹ thuật cao:** Theo Kết luận số 76-KL/TW, lĩnh vực dịch vụ kỹ thuật cao phải trở thành mũi nhọn của ngành. Thực tế cho thấy doanh thu dịch vụ hiện đã chiếm tới 17% tổng doanh thu Tập đoàn, ngang ngửa với doanh thu từ khai thác thượng nguồn.
 - **Nội địa hóa:** Áp dụng chính sách ưu tiên sử dụng dịch vụ và nhân sự nội địa theo Nghị quyết 70-NQ/TW tăng tỷ lệ nội địa hóa trong các gói thầu EPC quy mô lớn.
 - **Tiêu chí kỹ thuật:** Thiết lập hàng rào kỹ thuật phù hợp thông lệ quốc tế để bảo hộ doanh nghiệp dịch vụ trong nước trước sự cạnh tranh của các nhà thầu ngoại.
2. **Tích hợp đa năng lượng và hạ tầng dùng chung:** Khung pháp lý mới cho phép tận dụng các mỏ đã hết hạn hoặc hạ tầng hiện hữu cho các mục đích mới
 - **CCS/CCUS:** Biến các mỏ cạn kiệt thành nơi lưu trữ carbon, tạo ra nguồn thu mới từ tín chỉ carbon.
 - **Năng lượng ngoài khơi:** Chia sẻ dữ liệu khảo sát địa chất dầu khí cho các dự án điện gió ngoài khơi, địa nhiệt và hydrogen trắng để tối ưu hóa tài sản quốc gia trên biển

HỆ THỐNG KHUYẾN NGHỊ

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

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

Nằm giữa: Kỳ vọng tăng giá đến 10% trong khoảng thời gian 12 tháng

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

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

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

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

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

Nguyễn Minh Hạnh

Giám đốc Trung tâm Phân tích

Lê Nguyễn Tú Anh

Chuyên viên phân tích

TUYÊN BỐ MIỄN TRỪ

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

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

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

Mọi thông tin xin vui lòng liên hệ:

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

Trụ sở chính tại Hà Nội

Số 43 Lý Thường Kiệt, P. Cửa Nam,
Thành phố Hà Nội, Việt Nam.

Tel: (84-24)-3818 1888

Fax: (84-24)-3818 1688

Email: contact@shs.com.vn

Chi nhánh Đà Nẵng

Tầng 2, Tòa nhà SHB Đà Nẵng, số 06
Nguyễn Văn Linh, P.Hải Châu, TP Đà Nẵng.

Tel: (84-511)-352 5777

Fax: (84-511)-352 5779

Email: contact-dn@shs.com.vn

Chi nhánh Hà Nội

Tầng 1-5, Tòa nhà Unimex Hà Nội, Tòa nhà SHS,
Số 41 Ngô Quyền, phường Cửa Nam, Tp. Hà Nội

Tel: (84-24)-3818 1888

Fax: (84-24)-3818 1688

Email: contact@shs.com.vn

Chi nhánh Hồ Chí Minh

Tầng 6, Cao ốc văn phòng HDTC, số 36 Bùi Thị Xuân,
Phường Bến Thành, Thành phố Hồ Chí Minh, Việt Nam.

Tel: (84-8)-3915 1368

Fax: (84-8)-3915 1369

Email: contact-hcm@shs.com.vn



SHS

Kiến tạo tài chính thịnh vượng

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



Website: shs.com.vn



Tel: 1900 63 8588



Email: hotrokhachhang@shs.com.vn



GIAO DỊCH NGAY CÙNG SHS

App trading: SH Smart

Bảng giá: sboard.shs.com.vn

Web trading: shsmart.shs.com.vn