

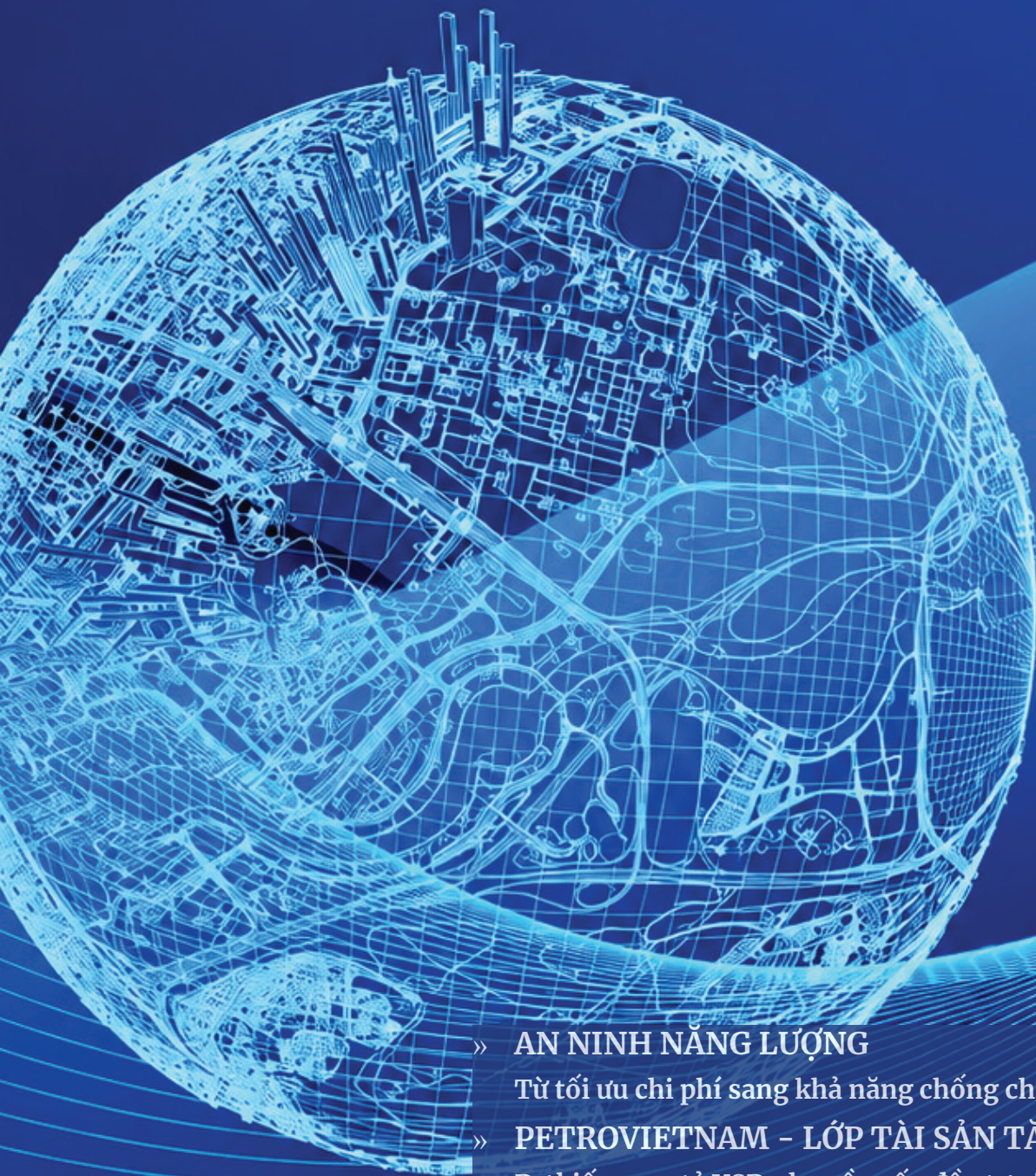


BẢN TIN

CHIẾN LƯỢC

BAN CHIẾN LƯỢC - TẬP ĐOÀN CÔNG NGHIỆP - NĂNG LƯỢNG QUỐC GIA VIỆT NAM

SỐ
3/2026



» **AN NINH NĂNG LƯỢNG**

Từ tối ưu chi phí sang khả năng chống chịu

» **PETROVIETNAM - LỚP TÀI SẢN TĂNG TRƯỞNG MỚI**

Dự kiến 29,2 tỷ USD nhu cầu vốn đầu tư giai đoạn 2026-2030

» **CHUYỂN DỊCH NĂNG LƯỢNG**

Từ “công nghệ mới” sang “mô hình kinh doanh khả thi”



Tài liệu tham khảo nội bộ



4 TỔNG QUAN

6 NĂNG LƯỢNG QUỐC TẾ

7 NĂNG LƯỢNG VIỆT NAM

10 CHIẾN LƯỢC, CHÍNH SÁCH PHÁT TRIỂN NĂNG LƯỢNG MỚI

25 CHIẾN LƯỢC THỰC CHIẾN

28 XU HƯỚNG CÔNG NGHỆ

29 SỰ KIỆN NĂNG LƯỢNG

6

NĂNG LƯỢNG QUỐC TẾ

DẦU THÔ VÀ SẢN PHẨM LỌC DẦU

EIA dự báo Brent trung bình năm 2026 ở mức 91 USD/thùng và giảm về 74 USD/thùng năm 2027.

LNG VÀ KHÍ TỰ NHIÊN

LNG Prime dẫn số liệu EIA cho biết các nhà máy LNG của Mỹ xuất 36 chuyến trong tuần kết thúc ngày 16/09.

ĐỊA CHÍNH TRỊ NĂNG LƯỢNG

Rủi ro Trung Đông trong những tuần cuối tháng 9 không chỉ nằm ở Hormuz.

7

NĂNG LƯỢNG VIỆT NAM

PETROVIETNAM THÚC ĐẨY CÁC DỰ ÁN NĂNG LƯỢNG, LÀM SÂU SẮC HỢP TÁC DOANH NGHIỆP VIỆT NAM – HOA KỲ

Trong khuôn khổ chương trình công tác của Tổng Bí thư, Chủ tịch nước Tô Lâm tại Hoa Kỳ, ngày 23/9/2026, tại New York, Tập đoàn Công nghiệp – Năng lượng Quốc gia Việt Nam (PETROVIETNAM) đã tham gia các hoạt động gặp gỡ doanh nghiệp, định chế tài chính và đối tác năng lượng, qua đó thúc đẩy triển khai các dự án dầu khí, mở rộng cơ hội đầu tư và góp phần làm sâu sắc hợp tác giữa doanh nghiệp Việt Nam – Hoa Kỳ.

8

NĂNG LƯỢNG VÀ DẦU KHÍ TIẾP TỤC LÀ TRỤ CỘT QUAN TRỌNG CỦA QUAN HỆ VIỆT NAM – NGÀ

Trong khuôn khổ chuyến thăm cấp Nhà nước tới Liên bang Nga của Tổng Bí thư, Chủ tịch nước Tô Lâm từ ngày 7-9/9/2026, hai bên đã ra Tuyên bố chung về việc củng cố hơn nữa quan hệ Đối tác chiến lược toàn diện giữa hai nước. Lãnh đạo hai nước tiếp tục khẳng định năng lượng và dầu khí tiếp tục là những trụ cột quan trọng của quan hệ Đối tác chiến lược toàn diện Việt Nam – Nga và mở rộng sang các lĩnh vực năng lượng mới như điện hạt nhân, điện gió, điện khí...

CHIẾN LƯỢC, CHÍNH SÁCH PHÁT TRIỂN NĂNG LƯỢNG MỚI

10

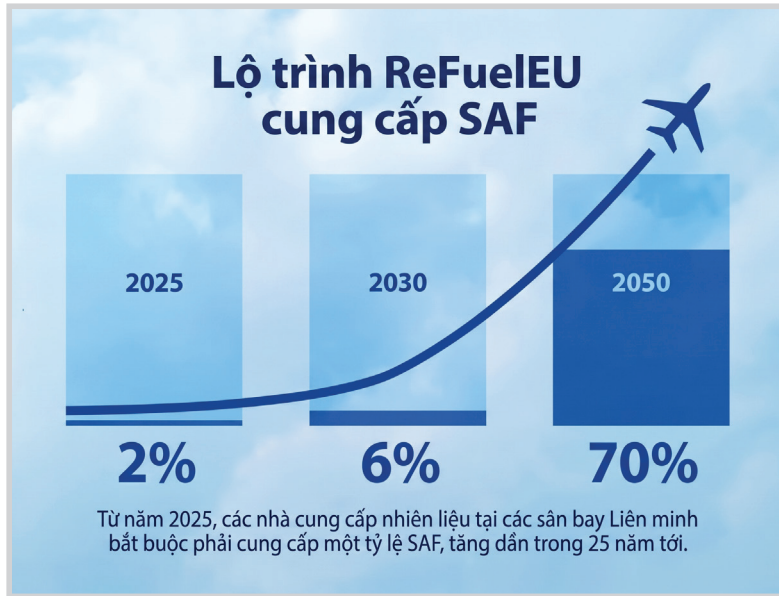
MỸ NƠI QUY ĐỊNH PHÁT THẢI KHÍ NHÀ KÍNH ĐỐI VỚI CÁC NHÀ MÁY ĐIỆN SỬ DỤNG NHIÊN LIỆU HÓA THẠCH

Cơ quan Bảo vệ Môi trường Mỹ (EPA) ký quy định cuối cùng về bãi bỏ một phần các tiêu chuẩn ô nhiễm carbon đối với các tổ máy phát điện sử dụng nhiên liệu hóa thạch.

11

VƯƠNG QUỐC ANH XÁC ĐỊNH HYDROGEN-TO-POWER VÀ CCUS LÀ NGUỒN ĐIỆN LINH HOẠT CARBON THẤP SAU NĂM 2030

Chính phủ Anh cập nhật Clean Flexibility Roadmap, làm rõ hơn vai trò của hydrogen, lưu trữ năng lượng và công nghệ thu giữ, sử dụng và lưu trữ carbon (CCUS) trong hệ thống điện tương lai.



23 CÔNG SUẤT ĐIỆN HẠT NHÂN TOÀN CẦU CÓ THỂ TĂNG HƠN 3 LẦN VÀO NĂM 2060

Theo Cơ quan Năng lượng Nguyên tử Quốc tế, công suất điện hạt nhân của thế giới có thể tăng hơn gấp ba lần vào năm 2060.

CHIẾN LƯỢC THỰC CHIẾN

25 ENI “CHUYỂN DỊCH” BẰNG MÔ HÌNH VỆ TINH VÀ DÒNG TIỀN THẬT

Trong khi các doanh nghiệp năng lượng phải “xoay trục” trong giai đoạn 2024 – 2026, Eni gần như không phải đảo chiều chiến lược. Eni sử dụng mô hình vệ tinh (satellite model), với từng mảng kinh doanh có tiềm năng được tách thành doanh nghiệp chuyên biệt, có ban điều hành riêng và bảng cân đối riêng. Sau đó, Eni bán bớt cổ phần cho nhà đầu tư chiến lược hoặc quỹ tài chính, để có thể vừa mở rộng năng lượng tái tạo và nhiên liệu sinh học, vừa giữ ng ở mức thấp lịch sử và tăng chi trả cho cổ đông.



13 HÀN QUỐC MỞ THỊ TRƯỜNG ĐẦU THẦU ĐIỆN HYDROGEN

Năm 2026 với tổng quy mô 1.430 GWh
Bộ Khí hậu, Năng lượng và Môi trường Hàn Quốc công bố dự thảo điều chỉnh quy mô mua điện thông qua Hydrogen Power Generation Bidding Market năm 2026.

14 ĐẦU TƯ VÀO NĂNG LƯỢNG TÁI TẠO TOÀN CẦU DUY TRÌ ỔN ĐỊNH DÙ ĐỐI MẶT NHIỀU THÁCH THỨC

Tổng vốn đầu tư vào năng lượng tái tạo toàn cầu đạt 327,5 tỷ USD trong 6 tháng đầu năm 2026, tương đương mức của nửa cuối năm 2025 nhưng thấp hơn 21% so với đỉnh thiết lập vào nửa cuối năm 2024.

17 “CÚ SỐC” DẦU MỞ TÁC ĐỘNG MẠNH TỚI THỊ TRƯỜNG HYDROGEN SẠCH

Những biến động của thị trường dầu mỏ trong năm 2026 đã buộc chính phủ các nước trên toàn thế giới phải có cái nhìn mới về hydrogen sạch, bất chấp việc đắt đỏ hơn so với nhiên liệu truyền thống.

19 ABADI LNG VÀ BÀI HỌC THIẾT KẾ TÍCH HỢP LNG CCS

Offshore Energy cho biết Worley đã hoàn thành FEED cho hai gói hạ tầng ngoài khơi liên quan dự án LNG và CCS trị giá khoảng 21 tỷ USD tại Lô Masela.

20 BAYER VÀ NESTE HỢP TÁC SỬ DỤNG DẦU TỪ CẢI DẦU LAI LÀM NHIÊN LIỆU HÀNG KHÔNG BỀN VỮNG

Bayer sẽ hợp tác với nhà sản xuất dầu diesel tái tạo và nhiên liệu hàng không bền vững (SAF) Neste để mở rộng quy mô trồng cây lấy dầu mùa đông phục vụ sản xuất nhiên liệu sinh học thương mại tại Mỹ.

XU HƯỚNG CÔNG NGHỆ

28 CÔNG NGHỆ SẢN XUẤT HYDROGEN BẰNG SMR MỞ RA HƯỚNG ĐI MỚI CHO NGÀNH CÔNG NGHIỆP SẢN XUẤT HYDROGEN

Một nghiên cứu mới của Đại học Michigan cho thấy các lò phản ứng hạt nhân module nhỏ (SMR) có tiềm năng kinh tế lớn nhất không phải trong lĩnh vực phát điện lên lưới mà trong các ngành công nghiệp tiêu thụ nhiều nhiệt và hydrogen như sản xuất ammonia, thép và lọc dầu.

SỰ KIỆN NĂNG LƯỢNG

30 TOTALENERGIES VÀ AMNI PHÊ DUYỆT DỰ ÁN KHÍ IMA TRỊ GIÁ 1,1 TỶ USD TẠI NIGERIA

TotalEnergies EP Nigeria và đối tác Amni International Petroleum Development Company đã quyết định đầu tư khoảng 1,108 tỷ USD vào dự án phát triển mỏ khí Ima ngoài khơi Nigeria.

31 QATARENERGY ĐẨY NHANH CÁC DỰ ÁN MỞ RỘNG LNG KHỔNG LỒ, HƯỚNG TỚI CÔNG SUẤT 142 TRIỆU TẤN/NĂM

QatarEnergy cho biết tàu LNG đầu tiên của dự án mở rộng North Field East (NFE) dự kiến sẽ đi vào vận hành trong nửa đầu năm 2027, bất chấp những ảnh hưởng từ gián đoạn vận tải qua eo biển Hormuz đối với tiến độ cung ứng thiết bị.

33 PLAINS MUA LẠI HỆ THỐNG TRUNG NGUỒN TẠI POWDER RIVER BASIN VỚI GIÁ 585 TRIỆU USD

Plains All American Pipeline LP và Plains GP Holdings đã đạt thỏa thuận mua lại SCM PR II LLC với giá khoảng 585 triệu USD tiền mặt

TỔNG QUAN

Bản tin Chiến lược số 3-2026 phản ánh một bức tranh năng lượng toàn cầu đang chuyển từ tư duy tối ưu chi phí sang ưu tiên đồng thời an ninh cung ứng, khả năng chống chịu và hiệu quả vốn. Rủi ro địa chính trị tại Trung Đông tiếp tục tác động trực tiếp đến dầu thô, sản phẩm lọc dầu và LNG, nhưng điểm nghẽn không chỉ nằm ở giá hàng hóa mà còn ở tuyến vận chuyển, bảo hiểm, năng lực lọc dầu, tồn kho và khả năng thay thế nguồn. Trong bối cảnh đó, quản trị chuỗi cung ứng theo kịch bản, đa dạng hóa nguồn và tăng tính linh hoạt của hợp đồng trở thành yêu cầu chiến lược đối với các doanh nghiệp năng lượng tích hợp.

Tại Việt Nam, trọng tâm đang dịch chuyển từ bảo đảm nhiên liệu theo từng thời điểm sang quản trị rủi ro chủ động cho cả chuỗi dầu - khí - LNG - điện. PETROVIETNAM đồng thời đẩy mạnh hình thành các động lực tăng trưởng mới thông qua mở rộng chuỗi LNG, phát triển các dự án dầu khí và điện khí, tăng cường hợp tác với các tập đoàn năng lượng và định chế tài chính quốc tế. Các thỏa thuận với Chevron, ExxonMobil, Murphy Oil cùng các hoạt động hợp tác tại Pháp và Canada cho thấy yêu cầu ngày càng rõ về kết nối nguồn cung, thị trường, công nghệ và tài chính trong một chiến lược tăng trưởng tích hợp.

Một xu hướng nổi bật khác là chuyển dịch năng lượng bước sang giai đoạn chú trọng tính khả thi của hệ thống và mô hình kinh doanh. Năng lượng tái tạo tiếp tục tăng trưởng nhưng các nút thắt về lưới điện, lưu trữ, cắt giảm công suất phát và hiệu quả đầu tư ngày càng rõ; BESS trở thành hạ tầng quan trọng để tăng tính linh hoạt. Với hydrogen, CCUS và nhiên liệu carbon thấp, kinh nghiệm từ Hàn Quốc, Ấn Độ, Brazil, châu Âu và các dự án như Abadi LNG cho thấy dự án có khả năng tiến nhanh thường gắn với đầu ra cụ thể, hạ tầng dùng

chung, cơ chế giá/hỗ trợ rõ ràng, tiêu chuẩn MRV - chứng nhận và khả năng huy động vốn.

Điện hạt nhân, đặc biệt là lò phản ứng module nhỏ (SMR), tiếp tục được nhiều quốc gia đưa trở lại trong chiến lược an ninh năng lượng và giảm phát thải. Các chương trình hợp tác quốc tế và nghiên cứu mới cho thấy SMR không chỉ được xem như nguồn điện nền mà còn có tiềm năng cung cấp nhiệt và hydrogen carbon thấp cho các ngành lọc dầu, hóa chất, ammonia, thép và trung tâm dữ liệu. Đây là xu hướng cần được PETROVIETNAM theo dõi gắn với năng lực công nghiệp, nhu cầu năng lượng của các tổ hợp hiện hữu và định hướng phát triển các chuỗi giá trị năng lượng mới.

Ở góc độ chiến lược doanh nghiệp, trường hợp Eni cho thấy chuyển dịch năng lượng bền vững cần đi cùng kỷ luật vốn và cấu trúc đầu tư phù hợp. Mô hình vệ tinh, huy động vốn từ đối tác cho các mảng tăng trưởng mới, quản trị danh mục thượng nguồn linh hoạt và xử lý quyết liệt các tài sản kém hiệu quả cho phép Eni vừa duy trì dầu khí như nguồn tạo dòng tiền, vừa mở rộng các lĩnh vực mới mà không làm suy yếu bảng cân đối. Cùng với các diễn biến công nghệ về hydrogen, SAF và các quyết định đầu tư mới trong dầu khí - LNG, thông điệp xuyên suốt là công nghệ mới chỉ tạo giá trị khi được đặt trong một chuỗi giá trị có thị trường, hạ tầng, vốn và mô hình thương mại rõ ràng.

Đối với PETROVIETNAM, các diễn biến trong Bản tin gợi mở ba ưu tiên xuyên suốt: nâng cấp quản trị rủi ro chuỗi cung ứng và danh mục hợp đồng; lựa chọn các dự án tăng trưởng mới theo tiêu chí hiệu quả vốn, đầu ra và khả năng tích hợp với tài sản hiện hữu; đồng thời tận dụng hợp tác quốc tế để tiếp cận nguồn hàng, thị trường, công nghệ và tài chính. Cách tiếp cận này giúp gắn mục tiêu bảo đảm an ninh năng

lượng với yêu cầu tăng trưởng, chuyển dịch năng lượng và xây dựng lớp tài sản mới có khả năng đóng góp thực chất cho PETROVIETNAM trong giai đoạn tới.

HÀM Ý VÀ KIẾN NGHỊ CHO PETROVIETNAM

- Thiết lập cơ chế quản trị rủi ro năng lượng liên thông ở cấp Tập đoàn, kết nối dầu thô, sản phẩm lọc dầu, LNG, khí và điện trên cùng một hệ thống chỉ báo và kịch bản. Bảng điều hành cần theo dõi đồng thời giá, tồn kho, chênh lệch giá sản phẩm lọc dầu so với dầu thô (crack spread), cước vận tải, bảo hiểm chiến tranh, chuyển tải trực tiếp giữa các tàu (ship-to-ship - STS), điều khoản bất khả kháng và lịch tiếp nhận tàu cập cảng, khả năng thay thế nguồn và điều độ điện; trong đó diesel, gasoil và jet fuel cần được coi là các chỉ báo trọng yếu ngang với Brent, WTI, Murban và JKM.

- Rà soát chiến lược bảo đảm nguồn cung và danh mục hợp đồng theo hướng tăng tính linh hoạt và khả năng chống chịu. Đối với dầu thô, condensate, LPG và LNG, cần đánh giá quyền chuyển hướng, thay thế hàng, điểm chuyển giao, trách nhiệm bảo hiểm, xử lý chậm giao và gián đoạn tuyến. Đối với LNG-to-power, cần gắn chiến lược nguồn LNG với hợp đồng mua bán điện (PPA), hợp đồng mua bán/cung cấp khí (GSA), cơ chế chuyển giá nhiên liệu, sản lượng điện hợp đồng (Qc), điều độ và dự phòng nguồn để bảo đảm tính khả thi tài chính của toàn chuỗi.

- Tập trung hình thành 'lớp tài sản tăng trưởng mới' nhưng áp dụng kỷ luật vốn và quản trị danh mục chặt chẽ. Kinh nghiệm Eni cho thấy các lĩnh vực mới không nên chỉ dựa vào dòng tiền từ dầu khí; PETROVIETNAM cần nghiên cứu các cấu trúc đồng đầu tư, liên doanh, huy động vốn từ đối tác chiến lược và định chế tài chính, đồng thời thiết lập tiêu chí hiệu quả vốn và cơ chế đánh giá, sàng lọc hoặc tái cấu trúc các tài sản kém hiệu quả.

- Ưu tiên các dự án năng lượng mới có khả năng tích hợp với chuỗi giá trị và tài sản hiện hữu của PETROVIETNAM. Hydrogen, ammonia, SAF/eSAF, CCUS và BESS cần được sàng lọc tối thiểu theo các điều kiện: khách hàng/bao tiêu rõ ràng, khả năng tận dụng hạ tầng dùng chung, cơ chế giá và doanh thu, MRV/chứng nhận carbon, nguồn vốn và năng lực vận hành. Trước mắt, hydrogen và nhiên liệu carbon thấp nên ưu tiên các ứng dụng tại lọc hóa dầu, phân bón, hóa chất và các phân khúc khó điện khí hóa.

- Chuyển CCS từ hoạt động nghiên cứu sang hình thành lĩnh vực kinh doanh và hạ tầng carbon mới của PETROVIETNAM. Trên cơ sở kết quả hợp tác với JOGMEC đã xác định tiềm năng lưu trữ CO₂ đáng kể tại các bể trầm tích và các khu vực ưu tiên, PETROVIETNAM cần tập trung thúc đẩy Dự án CCS Nghi Sơn – Bắc bể Sông Hồng như dự án tiên phong, từng bước hoàn thiện đặc trưng địa điểm lưu giữ, chuỗi thu giữ – vận chuyển – bơm ép, mô hình thương mại và các điều kiện pháp lý, tài chính để hướng tới triển khai dự án thương mại. Song song, cần xây dựng danh mục các cơ hội CCS tiếp theo trên cơ sở sàng lọc đồng bộ các nguồn phát thải lớn, tiềm năng lưu trữ, khoảng cách vận chuyển và khả năng tận dụng hạ tầng dầu khí hiện hữu. Thực hiện điều tra, đánh giá tổng thể tiềm năng lưu trữ CO₂ tại các bể trầm tích trên thềm lục địa Việt Nam; phân vùng, xếp hạng và xác định thứ tự ưu tiên các khu vực có tiềm năng, làm cơ sở xây dựng quy hoạch, danh mục dự án và định hướng phát triển hạ tầng CCS quốc gia. Qua đó từng bước hình thành các cụm/hub CCS có khả năng tiếp nhận CO₂ từ nhiều nguồn trong nước và nghiên cứu khả năng cung cấp dịch vụ lưu trữ CO₂ xuyên biên giới khi đủ điều kiện. Với lợi thế về địa chất, hoạt động ngoài khơi và hạ tầng – dịch vụ dầu khí, PETROVIETNAM cần chủ động định vị vai trò trong vận chuyển, tiếp nhận, bơm



ép và lưu trữ CO₂, phát triển mô hình dịch vụ lưu trữ CO₂ (CO₂ storage as a service) như một hướng kinh doanh mới; đồng thời phối hợp hoàn thiện khung pháp lý về cấp phép, MRV, cơ chế phí dịch vụ, tín chỉ carbon, phân bổ rủi ro và trách nhiệm dài hạn đối với cơ sở lưu trữ.

- Đối với năng lượng tái tạo, chuyển trọng tâm từ phát triển công suất đơn thuần sang hiệu quả hệ thống và khả năng tích hợp. Các dự án cần đánh giá đồng thời lưới điện, cắt giảm công suất phát điện, khả năng điều độ, lưu trữ và đầu ra. BESS cần được xem xét không chỉ như tài sản lưu trữ mà còn là hạ tầng cung cấp dịch vụ linh hoạt và ổn định hệ thống, đặc biệt tại các tổ hợp năng lượng và phụ tải lớn của PETROVIETNAM.

- Chủ động chuẩn bị năng lực cho điện hạt nhân và SMR theo hướng "theo dõi - xây dựng năng lực - lựa chọn ứng dụng ưu tiên". Trọng tâm trước mắt là hợp tác công nghệ, đào tạo nhân lực, đánh giá mô hình đầu tư và khung pháp lý, đồng thời nghiên cứu các ứng dụng SMR không chỉ cho phát điện mà còn cho nhiệt công nghiệp, hydrogen carbon thấp, lọc hóa dầu, ammonia và trung tâm dữ liệu. Việc tham gia cần bám sát phân công của Chính phủ và định hướng phát triển điện hạt nhân của Việt Nam.

- Chuyển các thỏa thuận và trao đổi hợp tác quốc tế thành danh mục cơ hội

có đầu ra cụ thể. Các quan hệ với Chevron, ExxonMobil, Murphy Oil, TotalEnergies và các đối tác tại Pháp, Canada cần được gắn với các gói công việc như đa dạng hóa nguồn dầu/LNG, thương mại quốc tế, thí điểm dự án CCS, hydrogen, SAF, công nghệ số/AI, điện hạt nhân và thu xếp tài chính; mỗi cơ hội cần xác định đầu mối, mốc tiến độ và kết quả kỳ vọng để nâng hiệu quả triển khai sau ký kết.

- Tăng cường năng lực công nghệ, dữ liệu và chống chịu số cho các tài sản năng lượng trọng yếu. Khi chuỗi dầu - khí - LNG - điện ngày càng tích hợp và phụ thuộc vào dữ liệu thời gian thực, PETROVIETNAM cần gắn quản trị rủi ro chuỗi cung ứng với an ninh mạng đối với các hệ thống công nghệ vận hành, độ tin cậy của hệ thống điều độ, dữ liệu vận hành và khả năng duy trì hoạt động liên tục trong các tình huống gián đoạn.

- Đưa các xu hướng nêu trong Bản tin vào cơ chế theo dõi thực thi Chiến lược của PETROVIETNAM. Một số chỉ báo nên được cập nhật định kỳ gồm mức độ đa dạng hóa nguồn cung, tỷ trọng kinh doanh quốc tế, tiến độ hình thành lớp tài sản tăng trưởng mới, hiệu quả vốn của dự án mới, tỷ lệ dự án có đối tác và thỏa thuận bao tiêu, năng lực LNG và lưu trữ, tiến độ các dự án thí điểm hydrogen - CCUS - SAF/BEES và mức độ sẵn sàng về công nghệ, nhân lực đối với điện hạt nhân/SMR.

NĂNG LƯỢNG QUỐC TẾ

Dầu thô và sản phẩm lọc dầu

EIA dự báo Brent trung bình năm 2026 ở mức 91 USD/thùng và giảm về 74 USD/thùng năm 2027, nhưng giả định này đi kèm điều kiện các dòng chảy Trung Đông phục hồi từng bước. EIA cũng nêu rõ sản lượng dầu bị gián đoạn do các hạn chế liên quan Hormuz và Bab el-Mandeb vẫn có thể tạo biến động ngắn hạn lớn hơn dự báo trung bình. IEA, trong báo cáo thị trường dầu tháng 9, nhấn mạnh tổn thất tập trung vào diesel, gasoil, LPG và nguyên liệu hóa dầu, với tồn kho quan sát toàn cầu giảm mạnh.

Dữ liệu EIA tuần kết thúc 11/09 cho thấy tồn kho dầu thô thương mại Mỹ giảm 0,6 triệu thùng còn 423,4 triệu thùng, xăng tăng 0,8 triệu thùng và sản phẩm chưng cất trung gian tăng 1,6 triệu thùng lên 107,9 triệu thùng. Tuy nhiên, STEO vẫn dự báo tồn kho sản phẩm chưng cất trung gian Mỹ có thể xuống dưới 100 triệu thùng trong tháng 9 và duy trì dưới vùng thấp 5 năm trong phần lớn năm 2027. Điều này củng cố đánh giá rằng sản phẩm lọc dầu là điểm nghẽn đáng theo dõi hơn biến động

giá dầu thô theo ngày.

Đối với PETROVIETNAM, đây là tín hiệu cần đưa diesel, jet fuel, gasoil, crack spread và khả năng nhập khẩu sản phẩm vào cùng bảng điều hành với Brent, WTI, Murban, JKM và cước tàu. BSR, PVOIL, PVTrans, PV GAS và PV Power cần một khung dữ liệu chung cho kịch bản giá, tuyến vận chuyển, bảo hiểm, STS, tồn kho và khả năng điều chỉnh lịch vận hành.

LNG và khí tự nhiên

LNG Prime dẫn số liệu EIA cho biết các nhà máy LNG của Mỹ xuất 36 chuyến trong tuần kết thúc ngày 16/09, không đổi so với tuần trước. Cùng thời điểm, cước spot LNG Atlantic tăng tuần thứ ba liên tiếp lên 25.250 USD/ngày. Al Attiyah Foundation nêu giá LNG giao tháng 10 vào Đông Bắc Á ở khoảng 27 USD/MMBtu, mức cao trong gần bốn năm, do gián đoạn Trung Đông và nhu cầu Nam Á trước mùa đông.

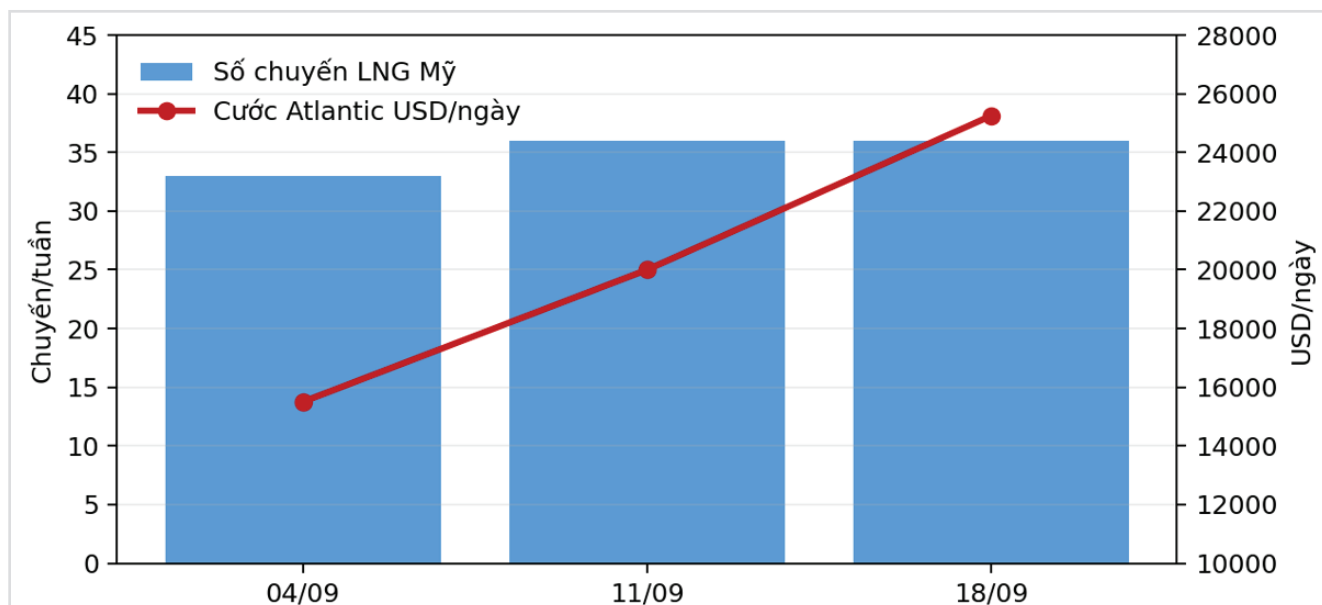
Tín hiệu này có hai mặt. Một mặt, LNG Mỹ tiếp tục là nguồn linh hoạt quan trọng cho châu Á khi nguồn Qatar và Trung Đông gặp rủi ro tuyến. Mặt khác, chi phí vận tải và giá giao ngay cao có thể làm giảm tính hấp dẫn dài hạn của LNG-to-power ở các

thị trường đang phát triển nếu cơ chế PPA, GSA, chuyển giá nhiên liệu, Qc và dự phòng nguồn không đủ rõ. Các hợp đồng trung và dài hạn vì vậy cần được đánh giá theo quyền chuyển hướng, quyền thay thế hàng, phân bổ chi phí bảo hiểm, điều khoản bất khả kháng và lịch slot cảng.

Địa chính trị năng lượng

Rủi ro Trung Đông trong tuần này không chỉ nằm ở Hormuz. EIA ghi nhận xuất khẩu qua Yanbu và tuyến tránh Hormuz bị ảnh hưởng bởi rủi ro Bab el-Mandeb, trong khi các cấu trúc chuyển tải ngoài khơi được sử dụng để duy trì dòng hàng sang châu Á. Al Attiyah Foundation cũng nêu chỉ có bốn tàu hàng hóa đi qua Hormuz trong ngày 17/09, cho thấy dòng chảy vẫn chưa trở lại bình thường.

Với PETROVIETNAM, đây là bài toán thương mại hơn là chỉ an ninh hàng hải. Mỗi hợp đồng mua dầu thô, condensate, LPG hoặc LNG cần được kiểm tra theo điểm chuyển giao, trách nhiệm bảo hiểm, xử lý chậm giao, đo lường chất lượng - số lượng tại STS, kiểm soát trừng phạt và năng lực thay thế hàng.



Tín hiệu LNG trong 3 tuần đầu tháng 9 ổn định về khối lượng nhưng tăng chi phí vận tải theo LNG Prime và EIA

NĂNG LƯỢNG VIỆT NAM

PETROVIETNAM thúc đẩy các dự án năng lượng, làm sâu sắc hợp tác doanh nghiệp Việt Nam – Hoa Kỳ

Trong khuôn khổ chương trình công tác của Tổng Bí thư, Chủ tịch nước Tô Lâm tại Hoa Kỳ, ngày 23/9/2026, tại New York, Tập đoàn Công nghiệp – Năng lượng Quốc gia Việt Nam (PETROVIETNAM) đã tham gia các hoạt động gặp gỡ doanh nghiệp, định chế tài chính và đối tác năng lượng, qua đó thúc đẩy triển khai các dự án dầu khí, mở rộng cơ hội đầu tư và góp phần làm sâu sắc hợp tác giữa doanh nghiệp Việt Nam – Hoa Kỳ.

Nhân dịp này, Tổng Bí thư, Chủ tịch nước Tô Lâm chứng kiến lễ trao các hợp đồng, thỏa thuận hợp tác giữa doanh nghiệp Việt Nam và Hoa Kỳ.

Trong lĩnh vực năng lượng, PETROVIETNAM và Chevron trao thỏa thuận khung hợp tác. Tổng Công ty Lọc hóa dầu Việt Nam (BSR), đơn vị thành viên của PETROVIETNAM và ExxonMobil khu vực châu Á – Thái Bình Dương trao thỏa thuận cung cấp dầu thô.

Theo đó, Thỏa thuận khung giữa PETROVIETNAM và Công ty Chevron tạo khuôn khổ hợp tác chính thức với một tập đoàn năng lượng tích hợp có nguồn hàng, năng lực thương mại, vận tải và mạng lưới hoạt động toàn cầu.

Hợp tác với Chevron có thể hỗ trợ PETROVIETNAM đa dạng hóa nguồn cung dầu thô, LNG, LPG và nguyên liệu cho các nhà máy lọc dầu; tăng tính linh hoạt và khả năng ứng phó trước biến động, gián đoạn nguồn cung; đồng thời mở ra cơ hội hợp tác về hạ tầng nhập khẩu, lưu trữ năng lượng, giải pháp tài chính – thương mại, công nghệ và giảm phát thải.

Bên cạnh đó, Thỏa thuận cung cấp dầu thô giữa Tổng Công ty Lọc hóa dầu



Tổng Bí thư, Chủ tịch nước Tô Lâm cùng lãnh đạo Đảng, Nhà nước chứng kiến lễ trao thỏa thuận khung hợp tác giữa PETROVIETNAM và Chevron.

Việt Nam (BSR) và Exxon Mobil khu vực Châu Á Thái Bình Dương có ý nghĩa rất quan trọng, góp phần hỗ trợ đảm bảo nguồn cung dầu thô cho Nhà máy lọc dầu Dung Quất với khối lượng tối thiểu 2 triệu thùng dầu/năm.

Cũng trong sáng 23/9, Tổng Bí thư, Chủ tịch nước Tô Lâm dự tọa đàm với lãnh đạo các định chế tài chính và quỹ đầu tư Hoa Kỳ. Tại đây, Tổng Giám đốc PETROVIETNAM Lê Mạnh Cường giới thiệu định hướng phát triển, nhu cầu đầu tư và các cơ hội hợp tác của Tập đoàn.

Để hiện thực hóa mục tiêu lọt vào danh sách Fortune Global 500 vào năm 2030, Tổng Giám đốc Lê Mạnh Cường cho biết, PETROVIETNAM cần hình thành một “lớp tài sản tăng trưởng mới” có quy mô đủ lớn trước năm 2030.

Nhu cầu đầu tư của PETROVIETNAM giai đoạn 2026–2030 dự kiến khoảng 29,2 tỷ USD, tăng gấp 4,8 lần so với giai đoạn 2021–2025, với danh mục 99 dự án trong 5 lĩnh vực hoạt động chính.

Trong đó, 4 nhóm đầu tư chủ đạo gồm: thăm dò, khai thác và phát triển mỏ; công nghiệp khí và LNG; lọc hóa dầu và hóa chất; công nghiệp điện và năng lượng tái tạo.

Mục tiêu của PETROVIETNAM là xây dựng các quan hệ hợp tác dài hạn, cùng chia sẻ cơ hội, nguồn lực, kinh nghiệm và lợi ích trên các chuỗi giá trị năng lượng truyền thống cũng như năng lượng mới.

Nhân dịp này, Tổng Giám đốc Lê Mạnh Cường mong muốn các ngân hàng, tổ chức tài chính phát triển, quỹ đầu tư, định chế tín dụng xuất khẩu và các nhà đầu tư quốc tế trở thành những đối tác chiến lược, đồng hành lâu dài với PETROVIETNAM.

Chiều cùng ngày, tại New York, Tổng Bí thư, Chủ tịch nước Tô Lâm đã tiếp ông Eric M. Hambly, Chủ tịch kiêm Tổng Giám đốc điều hành Tập đoàn Murphy Oil.

Trước sự chứng kiến của Tổng Bí thư, Chủ tịch nước Tô Lâm, Tổng Giám đốc PETROVIETNAM Lê Mạnh Cường và ông Eric M. Hambly, Chủ tịch kiêm Tổng Giám đốc điều hành Tập đoàn Murphy Oil đã trao các thỏa thuận liên quan đến Dự án mỏ Lạc Đà Vàng, lô 15-1/05 tại Việt Nam. Đây là các văn kiện có ý nghĩa then chốt trong việc bảo đảm đầu ra và hiện thực hóa giá trị thương mại của toàn bộ sản lượng dầu khí dự kiến từ dự án.

Các thỏa thuận này tạo cơ sở cho việc khai thác và tiêu thụ khoảng 57,4 triệu thùng dầu và 68,8 triệu MMBtu khí đến

năm 2039, với tổng giá trị thương mại ước tính trên 4,1 tỷ USD; đồng thời thiết lập đầy đủ cơ chế lấy dầu, phối hợp bán dầu, mua bán khí và hạ tầng đầu nối – vận chuyển khí.

Qua đó, bộ hợp đồng không chỉ bảo đảm dòng doanh thu dài hạn cho các bên tham gia mà còn là điều kiện quan trọng để đưa sản lượng của dự án ra thị trường và tối ưu hóa giá trị thu hồi từ cả dầu và khí đồng hành.

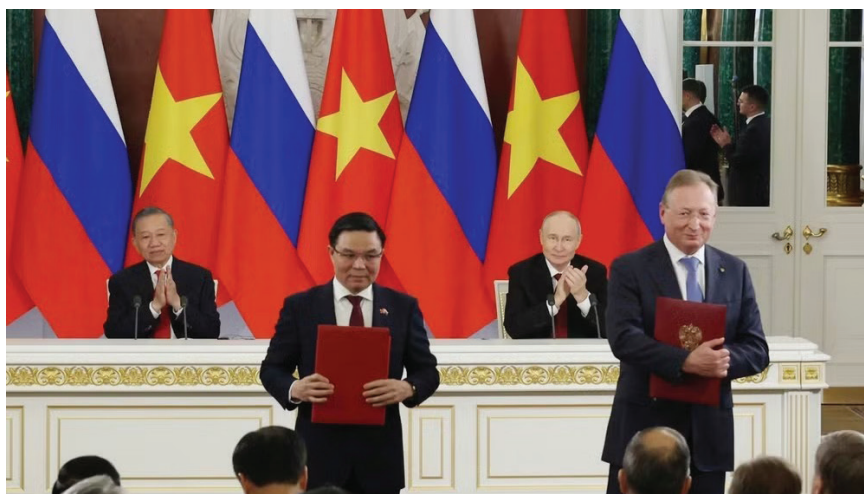
Trước buổi tiếp, Tổng Giám đốc Lê Mạnh Cường và ông Eric M. Hambly đã trao đổi về tiến độ các dự án chung, trọng tâm là phát triển mỏ Lạc Đà Vàng và Hải Sư Vàng. Tại cuộc làm việc, Murphy Oil đánh giá cao sự phối hợp của PETROVIETNAM và các đơn vị thành viên trong tháo gỡ vướng mắc, đẩy nhanh tiến độ dự án.

Tổng Giám đốc Lê Mạnh Cường nhấn mạnh, bảo đảm an ninh năng lượng là yêu cầu thiết yếu, gắn với bảo đảm an ninh quốc gia. Luật Dầu khí (sửa đổi) được Quốc hội khóa XVI thông qua ngày 23/8/2026, tạo hành lang pháp lý thông thoáng hơn để PETROVIETNAM cùng các đối tác triển khai dự án theo tiến độ, nhất là rút ngắn thời gian phê duyệt ODP/FDP (kế hoạch phát triển mỏ). Bên cạnh đó, với mục tiêu bảo đảm an ninh năng lượng quốc gia, Chính phủ đã chỉ đạo PETROVIETNAM xây dựng SPR (kho dự trữ dầu mỏ chiến lược).

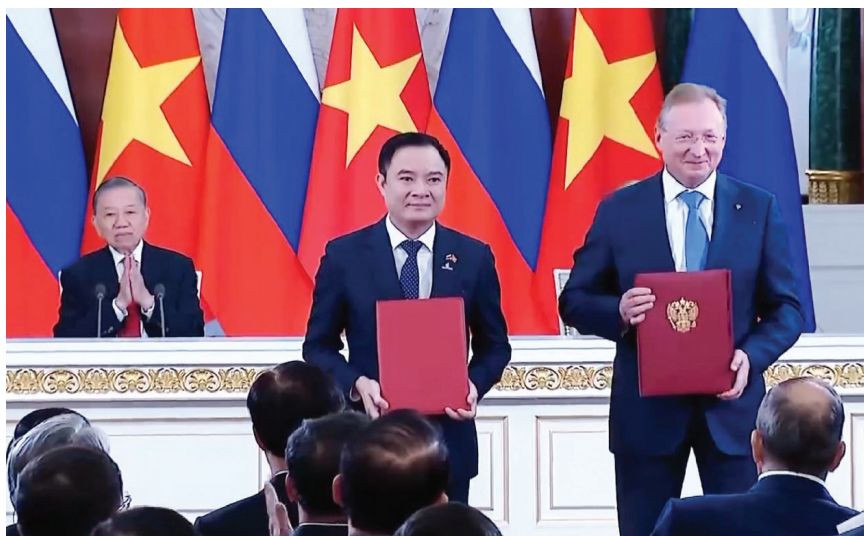
Lãnh đạo PETROVIETNAM và Murphy Oil khẳng định cam kết hợp tác chiến lược để đẩy nhanh các hoạt động thăm dò, phát triển và khai thác tại Việt Nam.

Năng lượng và dầu khí tiếp tục là trụ cột quan trọng của quan hệ Việt Nam – Nga

Trong khuôn khổ chuyến thăm cấp Nhà nước tới Liên bang Nga của Tổng Bí thư, Chủ tịch nước Tô Lâm từ ngày 7-9/9/2026, hai bên đã ra Tuyên bố chung về việc củng cố hơn nữa quan hệ Đối tác



Lễ trao Giấy chứng nhận đăng ký đầu tư giữa PETROVIETNAM và Tổ hợp nhà thầu Zarubezhneft Asia, Vietsovpetro, PVEP - Ảnh TTXVN



Chủ tịch HĐQT PETROVIETNAM Lê Ngọc Sơn cùng lãnh đạo Zarubezhneft trao Thỏa thuận khung giữa PETROVIETNAM và Zarubezhneft

chiến lược toàn diện giữa hai nước.

Lãnh đạo cấp cao hai nước khẳng định năng lượng và dầu khí tiếp tục là những trụ cột quan trọng của quan hệ Đối tác chiến lược toàn diện Việt Nam – Nga và mở rộng sang các lĩnh vực năng lượng mới như điện hạt nhân, điện gió, điện khí...; nhất trí trong giai đoạn phát triển mới cần đưa khoa học – công nghệ, đổi mới sáng tạo và chuyển đổi số trở thành một động lực mới của quan hệ Đối tác chiến lược toàn diện; nâng cao chất lượng, đa dạng hóa các tuyến vận tải bảo đảm chuỗi cung ứng, thúc đẩy phát triển kinh tế – xã hội bền vững; đưa khoa học,

công nghệ, đổi mới sáng tạo và chuyển đổi số thực sự trở thành trụ cột và động lực chính của quan hệ song phương; mở rộng nghiên cứu chung, ứng dụng và chuyển giao công nghệ trong các lĩnh vực trí tuệ nhân tạo, công nghệ số, công nghệ sinh học, vật liệu mới, lượng tử, công nghệ vũ trụ và tự động hóa.

Điểm nhấn quan trọng trong chuyến thăm là Lễ trao các văn kiện hợp tác giữa hai nước dưới sự chứng kiến của Tổng Bí thư, Chủ tịch nước Tô Lâm và Tổng thống Vladimir Putin. Trong số các văn kiện được trao, có nhiều nội dung liên quan trực tiếp đến PETROVIETNAM và các đơn vị thành

viên, bao quát từ hoạt động dầu khí cốt lõi đến dự trữ năng lượng và công nghệ mới.

Giấy chứng nhận đăng ký đầu tư giữa PETROVIETNAM và Tổ hợp nhà thầu Zarubezhneft Asia, Vietsovpetro, PVEP. Văn kiện này tiếp tục tạo cơ sở để các bên triển khai hoạt động đầu tư, phát huy năng lực và kinh nghiệm của từng đối tác trong lĩnh vực tìm kiếm, thăm dò và khai thác dầu khí.

Thỏa thuận khung giữa PETROVIETNAM và Zarubezhneft về hợp tác nghiên cứu phương án đầu tư xây dựng hệ thống dự trữ dầu thô chiến lược tại Việt Nam. Trong bối cảnh thị trường năng lượng thế giới thường xuyên biến động, nguy cơ gián đoạn chuỗi cung ứng ngày càng hiện hữu, xây dựng năng lực dự trữ dầu thô là yêu cầu có ý nghĩa đặc biệt đối với việc củng cố khả năng tự chủ và sức chống chịu của nền kinh tế.

Đặc biệt, trong lĩnh vực khoa học công nghệ, PETROVIETNAM và RosatomAT đã trao Thỏa thuận phát triển dự án thành lập Trung tâm công nghệ bồi đắp và chuyển giao công nghệ sản xuất mực in 3D. Đây là một bước tiến mới trong hợp tác công nghệ giữa hai bên, trong đó công nghệ sản xuất bồi đắp (additive manufacturing), thường được biết đến phổ biến hơn với tên gọi công nghệ in 3D, được định hướng ứng dụng trực tiếp vào các nhu cầu sản xuất, bảo dưỡng và sửa chữa thiết bị của ngành nhiên liệu - năng lượng.

Theo đó, trung tâm có thể hỗ trợ sản xuất nhanh các chi tiết có cấu trúc phức tạp phục vụ thiết bị khoan, thiết bị bơm; rút ngắn thời gian dừng sản xuất nhờ khả năng tạo mẫu nhanh; đồng thời ứng dụng công nghệ bồi đắp trong phục hồi, sửa chữa thiết bị và chế tạo các sản phẩm có kích thước lớn.

Bên cạnh đó, Thỏa thuận hợp tác đầu tư giữa Tổng công ty Thăm dò Khai thác



Thứ trưởng Bộ Công Thương Nguyễn Việt Sơn chủ trì cuộc họp đánh giá tình hình cung cầu và giá nhiên liệu sơ cấp các tháng còn lại năm 2026 và năm 2027

Dầu khí (PVEP) và Zarubezhneft Asia mở thêm dự địa để hai doanh nghiệp nghiên cứu, triển khai các cơ hội đầu tư mới. Đây là bước cụ thể hóa chủ trương tiếp tục mở rộng khu vực hoạt động, nâng cao hiệu quả các dự án hiện hữu và tìm kiếm những dự án dầu khí tiềm năng tại Việt Nam, Liên bang Nga cũng như thị trường thứ ba.

Các văn kiện được trao trong chuyến thăm cấp Nhà nước của Tổng Bí thư, Chủ tịch nước Tô Lâm lần này là bước cụ thể hóa quan trọng những định hướng chiến lược của lãnh đạo hai nước. Qua đó, năng lực và dầu khí tiếp tục khẳng định vai trò trụ cột bền vững, đồng thời mở ra không gian hợp tác rộng lớn hơn, góp phần đưa quan hệ Đối tác chiến lược toàn diện Việt Nam – Liên bang Nga phát triển ngày càng sâu sắc, thực chất và hiệu quả.

Quản trị rủi ro nhiên liệu sơ cấp

Ngày 17/9/2026, Bộ Công Thương tổ chức họp đánh giá cung cầu và giá nhiên liệu sơ cấp cho các tháng còn lại năm 2026 và năm 2027. Thông điệp chính là nguồn cung xăng dầu, than và khí cho điện cơ bản được bảo đảm trong phần còn lại của năm 2026, nhưng năm 2027 cần chuyển mạnh sang quản trị rủi ro chủ động, đa dạng hóa nguồn cung, duy trì dự phòng hợp lý và gắn kế hoạch nhiên liệu với phương thức vận hành hệ thống điện.

Đây là cơ sở chính sách quan trọng cho PETROVIETNAM. Trong điều kiện LNG, dầu thô và sản phẩm đều chịu rủi ro tuyến, kế hoạch cung ứng của PV GAS, BSR, PVOIL, PV Power và PVTrans cần được kết nối với vận hành hệ thống điện, tồn kho chiến lược, hợp đồng nhập khẩu và cơ chế báo cáo sớm.

PV GAS và chuỗi LNG

PV GAS công bố định hướng tăng trưởng 2026-2030 với mục tiêu doanh thu hợp nhất đến 2030 khoảng 205.000-250.000 tỷ đồng, hoạt động kinh doanh quốc tế trên 30% và sản phẩm, dịch vụ mới trên 25%. PV GAS cũng được định hướng tập trung đầu tư các hệ thống LNG trung tâm, mở rộng sang năng lượng xanh và năng lượng mới, đồng thời nghiên cứu cơ hội ở thượng nguồn và hạ nguồn.

Dự án LNG Quỳnh Lập đạt thêm mốc tổ chức khi Công ty Cổ phần Điện LNG Quỳnh Lập tổ chức đại hội cổ đông lần thứ nhất ngày 18/09. Các nhiệm vụ tiếp theo gồm hoàn thiện thủ tục, lựa chọn nhà thầu, thu xếp vốn và chuẩn bị đàm phán hợp đồng mua bán điện. Đây là điểm then chốt vì khả năng thu xếp tài chính của điện khí LNG phụ thuộc trực tiếp vào cấu trúc PPA, giá nhiên liệu, điều độ, tài chính và nguồn LNG.

CHIẾN LƯỢC, CHÍNH SÁCH PHÁT TRIỂN NĂNG LƯỢNG MỚI

CHÂU MỸ

**Mỹ nối quy định phát thải khí nhà kính đối
với các nhà máy điện sử dụng nhiên liệu hóa
thạch**

Ngày 14/9/2026, Cơ quan Bảo vệ Môi trường Mỹ (EPA) ký quy định cuối cùng về bãi bỏ một phần các tiêu chuẩn ô nhiễm carbon đối với các tổ máy phát điện sử dụng nhiên liệu hóa thạch. Đồng thời, EPA đề xuất một bước đi rộng hơn nhằm hủy bỏ các tiêu chuẩn khí nhà kính còn lại đối với lĩnh vực phát điện theo Mục 111 của Đạo luật Không khí sạch.

Việc bãi bỏ một phần các quy định năm 2024 đã được ban hành dưới dạng quy định cuối cùng, trong khi đề xuất xóa bỏ toàn bộ các yêu cầu khí nhà kính còn lại mới ở giai đoạn đề xuất và chưa phải quy định cuối cùng tại thời điểm tháng 9/2026. Theo EPA, cơ quan này ước tính quy định bãi bỏ một phần có thể giảm đáng kể chi phí tuân thủ đối với ngành điện; tuy nhiên đây là ước tính của chính EPA và tác động kinh tế thực tế còn phụ thuộc quá trình triển khai và diễn biến thị trường.

Thay đổi này có ý nghĩa đáng kể đối với cơ cấu nguồn điện của Mỹ. Các nhà máy điện than và khí tự nhiên sẽ chịu áp lực tuân thủ carbon thấp hơn so với khuôn khổ năm 2024, qua đó có thể kéo dài vai trò của nguồn điện nhiệt trong hệ thống, đặc biệt ở các khu vực đặt ưu tiên cao cho độ tin cậy và khả năng cung cấp công suất nền.

Về phương diện chiến lược, động thái tháng 9 cho thấy chính sách năng lượng Mỹ đang đặt trọng tâm nhiều hơn vào an ninh cung cấp, khả năng chi trả và năng lực phát điện có thể điều độ. Tuy vậy, việc EPA đề xuất tiếp tục bãi bỏ các tiêu chuẩn



Mỏ khí lớn nhất nước Mỹ Marcellus. Ảnh: Rangeresources

còn lại vẫn phải trải qua quy trình pháp lý và hành chính trước khi có thể tạo ra thay đổi đầy đủ đối với khung quản lý phát thải của ngành điện.

Brazil đồng thời hoàn thiện khung pháp lý cho hydrogen carbon thấp và CCUS

Ngày 12/8/2026, Brazil ban hành 2 nghị định quan trọng liên quan trực tiếp đến các công nghệ giảm phát thải công nghiệp: Nghị định số 13.096/2026 về hydrogen phát thải carbon thấp và Nghị định số 13.095/2026 về thu giữ, vận chuyển và lưu trữ địa chất CO₂.

Nghị định 13.096 cụ thể hóa khung pháp lý về hydrogen được thiết lập từ năm 2024, bao gồm Chính sách quốc gia về hydrogen phát thải thấp, hệ thống chứng nhận hydrogen của Brazil, cơ chế ưu đãi REHIDRO và Chương trình phát triển hydrogen phát thải thấp PHBC. Theo Bộ Tài chính Brazil, việc phân bổ ưu đãi thuế trong PHBC sẽ gắn với các yêu cầu về môi trường, công nghệ, công nghiệp, kinh tế và tiến độ triển khai thực tế của dự án.

Trong khi đó, Nghị định 13.095 thiết lập điều kiện quản lý đối với hoạt động thu giữ CO₂, vận chuyển bằng đường ống và lưu trữ địa chất. Khung pháp lý đặt ra các

nguyên tắc về an toàn môi trường và vận hành, truy xuất nguồn gốc, tính bổ sung và tính lâu dài của lượng phát thải được giảm hoặc loại bỏ.

Việc Brazil gần như đồng thời hoàn thiện quy định cho hydrogen và CCUS có ý nghĩa chiến lược đáng kể. Hydrogen carbon thấp có thể được sản xuất theo nhiều tuyến công nghệ khác nhau, trong khi CCS có thể hỗ trợ giảm phát thải trong lọc hóa dầu, hóa chất, thép, xi măng hoặc một số quá trình sản xuất hydrogen sử dụng nhiên liệu hóa thạch.

Như vậy, Brazil đang phát triển một hệ sinh thái chính sách carbon thấp liên kết hydrogen – CO₂ – công nghiệp, thay vì triển khai các công nghệ này như những thị trường hoàn toàn độc lập.

CHÂU ÂU

EU chuyển trọng tâm chính sách sang điện hóa, lưu trữ và hạ tầng hydrogen – CO₂

Liên minh châu Âu (EU) mới đây liên tiếp đưa ra các chính sách cho thấy trọng tâm chuyển dịch năng lượng đang dịch chuyển từ việc đơn thuần gia tăng công suất năng lượng tái tạo sang điện hóa nhu cầu cuối cùng và xây dựng hạ tầng hệ thống.



EU công bố Thỏa thuận ba bên về lưu trữ năng lượng, qua đó nhấn mạnh vai trò của các công nghệ lưu trữ trong việc tích hợp tỷ trọng ngày càng cao của điện gió và điện mặt trời, tăng khả năng linh hoạt và độ tin cậy của hệ thống điện.

Ủy ban châu Âu mở đợt tiếp nhận hồ sơ cho các dự án hạ tầng hydrogen, điện phân và vận chuyển – lưu trữ CO₂ muốn được xem xét công nhận là Project of Common Interest (PCI) hoặc Project of Mutual Interest (PMI). Với nhóm CO₂, thời gian nhận hồ sơ kéo dài đến ngày 30/9/2026.

Ủy ban châu Âu tiếp tục công bố Electrification Action Plan, nhằm thúc đẩy điện hóa trong công nghiệp, giao thông, tòa nhà và các lĩnh vực sử dụng năng lượng cuối cùng. Cùng ngày, đề xuất COM(2026)600 về hóa đơn điện tương lai cũng được đưa ra, trong đó xem xét giảm một số khoản phí lưới điện, thuế đối với các ngành sử dụng nhiều năng lượng, thúc đẩy đồng hồ thông minh và hạn chế tình trạng điện bị đánh thuế bất lợi hơn khí tự nhiên.

Các động thái trên cho thấy chính sách của EU đang thay đổi. Khi công suất tái tạo

tăng, điểm nghẽn ngày càng nằm ở lưới điện, lưu trữ, khả năng điều chỉnh nhu cầu, hydrogen và hạ tầng vận chuyển CO₂. Vì vậy, giai đoạn tiếp theo của chuyển dịch năng lượng châu Âu sẽ phụ thuộc ngày càng lớn vào năng lực tích hợp hệ thống thay vì chỉ tốc độ xây dựng nguồn điện tái tạo.

Vương quốc Anh xác định hydrogen-to-power và CCUS là nguồn điện linh hoạt carbon thấp sau năm 2030

Chính phủ Anh cập nhật Clean Flexibility Roadmap, làm rõ hơn vai trò của hydrogen, lưu trữ năng lượng và công nghệ thu giữ, sử dụng và lưu trữ carbon (CCUS) trong hệ thống điện tương lai. Văn bản được cập nhật ngày 13/7 nhấn mạnh rằng sau năm 2030, các nguồn điện có khả năng điều độ và phát thải carbon thấp như hydrogen-to-power (H2P) được kỳ vọng sẽ từng bước thay thế một phần vai trò của các nhà máy khí tự nhiên không áp dụng biện pháp giảm phát thải.

Theo lộ trình, H2P có lợi thế ở khả năng cung cấp điện liên tục trong nhiều ngày hoặc nhiều tuần, bổ sung cho pin và các công nghệ lưu trữ dài hạn. Để tạo thị trường, Chính phủ Anh đang phát triển

mô hình hỗ trợ riêng cho hydrogen-to-power, đồng thời tiếp tục xem xét khả năng cho các dự án H2P tham gia Capacity Market. Chính phủ dự kiến cập nhật văn bản này trước cuối năm 2026 và sẽ thúc đẩy cơ sở pháp lý cho mô hình kinh doanh H2P khi chương trình lập pháp cho phép.

Power CCUS cũng được xác định là một nguồn điện carbon thấp có thể vận hành liên tục, hỗ trợ hệ thống trong những thời điểm nguồn điện gió và mặt trời không đáp ứng đủ nhu cầu. Như vậy, Anh không định hướng hệ thống điện chỉ dựa trên renewable cộng với pin, mà phát triển danh mục đa công nghệ gồm renewable, BESS, lưu trữ dài hạn, hydrogen-to-power và power CCUS.

Về chiến lược, cách tiếp cận của Anh phản ánh một thay đổi quan trọng trong hoạch định năng lượng: giá trị của một công nghệ không chỉ được đánh giá theo mức phát thải mà còn theo khả năng cung cấp công suất linh hoạt và bảo đảm an ninh hệ thống. Điều này cũng mở ra không gian phát triển mới cho hạ tầng khí, hydrogen và CO₂ hiện hữu hoặc được chuyển đổi trong tương lai.

CHÂU Á

Trung Quốc ban hành Kế hoạch hành động tiết kiệm năng lượng và giảm carbon giai đoạn 2026 - 2028

Cơ quan Năng lượng Quốc gia Trung Quốc (NEA) ban hành Kế hoạch hành động về tiết kiệm năng lượng và giảm carbon trong lĩnh vực năng lượng giai đoạn 2026 - 2028, đánh dấu bước điều chỉnh đáng chú ý trong chính sách chuyển dịch năng lượng của nước này. Kế hoạch đặt mục tiêu đến năm 2028, tỷ trọng năng lượng phi hóa thạch trong tiêu thụ năng lượng tăng trung bình khoảng 1 điểm phần trăm mỗi năm, đồng thời nâng cao hiệu suất của hệ thống năng lượng truyền thống.

Đối với nhiệt điện than, Trung Quốc sẽ từng bước đóng cửa một số tổ máy công suất từ 300 MW trở xuống khi đủ điều kiện, đồng thời thúc đẩy cải tạo các tổ máy 600 MW theo công nghệ siêu tới hạn và trên siêu tới hạn. Tỷ trọng công suất nhiệt điện than đạt mức hiệu suất năng lượng chuẩn được đặt mục tiêu tăng khoảng 15 điểm phần trăm vào năm 2028.

Điểm đáng chú ý là kế hoạch không tách biệt hoàn toàn năng lượng truyền thống với năng lượng mới. Các mỏ than, dầu khí được khuyến khích phát triển theo hướng phát thải thấp, tăng điện hóa và sử

dụng năng lượng sạch. Chính sách cũng thúc đẩy CCUS, nâng cao hiệu quả lọc dầu, thay thế từng phần hydrogen nguồn gốc hóa thạch bằng hydrogen xanh và tăng cường tích hợp nguồn điện tái tạo, lưu trữ năng lượng và lưới điện thông minh.

Cách tiếp cận này cho thấy Trung Quốc tiếp tục coi than, dầu khí và các tài sản năng lượng hiện hữu là một bộ phận của quá trình chuyển dịch, nhưng yêu cầu các ngành này phải được cải thiện mạnh về hiệu suất, điện hóa và giảm phát thải. Về chiến lược, mô hình của Trung Quốc đang chuyển từ “thay thế năng lượng truyền thống” sang tích hợp năng lượng truyền thống với công nghệ carbon thấp, qua đó đồng thời xử lý ba yêu cầu: an ninh năng lượng, hiệu quả kinh tế và mục tiêu giảm carbon.

Nhật Bản sử dụng dự trữ dầu và hỗ trợ giá năng lượng để ứng phó rủi ro nguồn cung

Nhật Bản đã triển khai các biện pháp nhằm tăng khả năng chống chịu của hệ thống năng lượng trước biến động nguồn cung và giá nhiên liệu quốc tế.

Bộ Kinh tế, Thương mại và Công nghiệp Nhật Bản (METI) quyết định tiếp tục duy trì việc giảm nghĩa vụ dự trữ dầu bắt buộc của khu vực tư nhân thêm 15 ngày, từ 70 ngày xuống 55 ngày. Biện

pháp được duy trì trong khoảng 1 tháng, trong bối cảnh Nhật Bản tăng cường tìm kiếm nguồn dầu thô thay thế. METI cho biết triển vọng mua dầu trong tháng 7 đã được cải thiện đáng kể nên chưa cần tiến hành đợt giải phóng dự trữ quốc gia tiếp theo tại thời điểm đó.

Song song với chính sách bảo đảm nguồn cung, METI phê duyệt các cơ chế cho phép doanh nghiệp điện và khí giảm giá cho khách hàng trong thời gian sử dụng từ tháng 7 đến tháng 9/2026. Mức hỗ trợ đối với điện hạ áp lần lượt là 3,5 yen/kWh trong tháng 7, 4,5 yen/kWh trong tháng 8 và 3,5 yen/kWh trong tháng 9; đối với khí đô thị tương ứng là 14, 18 và 14 yen/m³.

Trong dài hạn, Nhật Bản cũng tiếp tục củng cố vai trò của điện hạt nhân. METI và Cơ quan Năng lượng Nguyên tử Quốc tế ký Biên bản hợp tác về phát triển năng lượng hạt nhân và xây dựng năng lực, trong đó bao gồm lò phản ứng module nhỏ (SMR) và công nghệ hạt nhân tiên tiến.

Chuỗi chính sách này cho thấy Nhật Bản đang theo đuổi đồng thời 3 mục tiêu: bảo đảm nguồn nhiên liệu trước mắt, giảm tác động giá năng lượng đối với nền kinh tế và duy trì lựa chọn hạt nhân cho an ninh năng lượng dài hạn.





Hàn Quốc mở thị trường đấu thầu điện hydrogen năm 2026 với tổng quy mô 1.430 GWh

Bộ Khí hậu, Năng lượng và Môi trường Hàn Quốc công bố dự thảo điều chỉnh quy mô mua điện thông qua Hydrogen Power Generation Bidding Market năm 2026. Theo đề xuất, thị trường điện hydrogen sạch sẽ mở thầu 500 GWh, trong khi thị trường điện hydrogen thông thường có quy mô 930 GWh.

Cơ chế đấu thầu điện hydrogen của Hàn Quốc được xây dựng theo Luật Thúc đẩy kinh tế hydrogen và quản lý an toàn hydrogen. Hệ thống chia thị trường thành hai nhóm dựa trên loại nhiên liệu và đặc tính phát thải: thị trường hydrogen sạch và thị trường hydrogen thông thường.

Động thái này đáng chú ý vì Hàn Quốc đang chuyển chính sách hydrogen từ giai đoạn đặt mục tiêu phát triển ngành sang giai đoạn tạo nhu cầu có tổ chức thông qua cơ chế đấu thầu điện. Thay vì chỉ hỗ trợ đầu tư vào sản xuất hydrogen hoặc thiết bị, Chính phủ sử dụng thị trường mua điện để tạo đầu ra cho nhiên liệu

hydrogen và các dẫn xuất hydrogen trong lĩnh vực phát điện.

Quy mô 500 GWh đối với hydrogen sạch cũng cho thấy chính sách đang được triển khai theo hướng từng bước, thay vì hình thành ngay một thị trường có quy mô rất lớn. Cách tiếp cận này cho phép cơ quan quản lý kiểm nghiệm giá thành, mức độ sẵn sàng của nguồn cung nhiên liệu và năng lực thực tế của các dự án trước khi mở rộng quy mô.

Về chiến lược năng lượng, mô hình của Hàn Quốc có thể được xem là thử nghiệm quan trọng đối với việc chuyển hydrogen từ một loại nhiên liệu tiềm năng thành hàng hóa năng lượng có cơ chế mua bán và tín hiệu giá cụ thể, đặc biệt trong lĩnh vực phát điện có thể điều độ.

Ấn Độ thúc đẩy mô hình "Electrolyser as a Service" để giảm rào cản đầu tư hydrogen xanh

Bộ Năng lượng Mới và Tái tạo Ấn Độ (MNRE) công bố Model Service Agreement for Electrolyser as a Service – EaaS, bổ sung công cụ thị trường mới

trong khuôn khổ phát triển hydrogen xanh của nước này.

Mô hình EaaS cho phép năng lực điện phân được cung cấp dưới dạng dịch vụ thay vì yêu cầu mọi doanh nghiệp sản xuất hoặc sử dụng hydrogen phải trực tiếp đầu tư và sở hữu hệ thống electrolyser. Về nguyên tắc kinh tế, cách tiếp cận này có thể giúp phân bổ chi phí đầu tư ban đầu sang các doanh nghiệp chuyên vận hành thiết bị, qua đó tạo điều kiện cho nhiều nhóm khách hàng công nghiệp tiếp cận hydrogen mà không cần tự phát triển toàn bộ hạ tầng sản xuất.

Đồng thời, MNRE tiếp tục triển khai Renewable Energy Research and Technology Development Programme trong giai đoạn tài chính 2026 - 2027 đến 2030 - 2031, nhằm duy trì hoạt động nghiên cứu, phát triển và thương mại hóa các công nghệ năng lượng tái tạo. Ngoài ra, các quy định đối với danh mục nhà sản xuất và thiết bị được phê duyệt tiếp tục được cập nhật gần đây, phản ánh việc Ấn Độ gắn chính sách triển khai năng lượng sạch với phát triển chuỗi cung ứng trong nước.

Điểm đáng chú ý trong chính sách năng lượng mới của Ấn Độ là sự chuyển dịch từ hỗ trợ công nghệ riêng lẻ sang xây dựng mô hình kinh doanh và hệ sinh thái công nghiệp. Với hydrogen xanh, bài toán không chỉ còn là sản xuất được hydrogen mà là giảm CAPEX, phân bổ rủi ro và hình thành khách hàng sử dụng thực tế. Vì vậy, EaaS có thể trở thành công cụ hiệu quả đối với các ngành thép, lọc hóa dầu, phân bón và hóa chất – những lĩnh vực được xem là thị trường tiềm năng lớn cho hydrogen carbon thấp.

Australia đề xuất dành tới 20% lượng khí xuất khẩu cho thị trường trong nước

Ngày 10/9/2026, Chính phủ Australia công bố dự thảo Luật về Domestic Gas Reservation Scheme, đánh dấu bước tiến quan trọng trong nỗ lực tăng bảo đảm nguồn cung khí và kiểm soát rủi ro giá năng lượng trong nước. Theo đề xuất, Australia có thể dành tối đa khoảng 20% lượng khí xuất khẩu để cung cấp cho thị trường nội địa.

Chính phủ ước tính cơ chế này có thể đưa thêm tới khoảng 200 petajoule khí mỗi năm vào thị trường trong nước. Theo thông cáo của Chính phủ, con số này cao hơn mức thiếu hụt tiềm tàng lên tới khoảng 140 PJ được Australian Energy Market Operator dự báo trong một số kịch bản. Đây là số liệu và đánh giá do Chính phủ Australia công bố trong quá trình tham vấn dự thảo.

Theo kế hoạch hiện tại, thủ tục xin giấy phép dự kiến bắt đầu từ ngày 1/1/2027, trong khi nghĩa vụ cung cấp khí cho thị trường nội địa dự kiến áp dụng từ ngày 1/1/2028 nhằm phù hợp hơn với chu kỳ ký kết hợp đồng của doanh nghiệp. Gói dự thảo bao gồm Domestic Gas Reservation Bill, dự luật sửa đổi liên quan và các thay đổi đối với Gas Market

Code. Thời hạn lấy ý kiến kết thúc ngày 24/9/2026.

Chính sách này có ý nghĩa đặc biệt với các nhà sản xuất và xuất khẩu LNG. Australia đang tìm cách cân bằng hai mục tiêu: duy trì vị thế xuất khẩu khí trên thị trường quốc tế nhưng đồng thời bảo đảm người tiêu dùng và ngành công nghiệp trong nước không bị thiếu nguồn cung hoặc phụ thuộc hoàn toàn vào giá quốc tế.

Xu hướng này cũng cho thấy an ninh năng lượng nội địa ngày càng có khả năng trở thành điều kiện trực tiếp đối với chính sách xuất khẩu LNG, thay vì chỉ được xử lý thông qua cơ chế thị trường.

1. NĂNG LƯỢNG TÁI TẠO

Đầu tư vào năng lượng tái tạo toàn cầu duy trì ổn định dù đối mặt nhiều thách thức

Tổng vốn đầu tư vào năng lượng tái tạo toàn cầu đạt 327,5 tỷ USD trong 6 tháng đầu năm 2026, tương đương mức của nửa cuối năm 2025 nhưng thấp hơn 21% so với đỉnh thiết lập vào nửa cuối năm 2024. Dù vậy, xu hướng phát triển dài hạn của năng lượng tái tạo vẫn được duy trì bất chấp những thay đổi chính sách tại các thị trường trọng điểm như Mỹ và Trung Quốc.

Đáng chú ý, dòng vốn vào các dự án điện mặt trời và điện gió trên bờ quy mô lớn đang chậm lại do nhà đầu tư ngày càng thận trọng với các rủi ro về doanh thu và hiệu quả đầu tư. Điện mặt trời quy mô lớn chịu ảnh hưởng mạnh nhất khi tổng vốn đầu tư giảm 20% so với cùng kỳ, xuống còn 75,4 tỷ USD, mức thấp nhất kể từ giai đoạn bùng nổ thị trường năm 2021. Nguyên nhân chủ yếu đến từ tình trạng cắt giảm công suất (curtailment), giá điện suy giảm do nguồn cung tăng nhanh và hiện tượng quá tải lưới điện tại nhiều quốc gia như Trung Quốc, Brazil và một số nước châu Âu.

Trong bối cảnh đó, các dự án tích hợp nguồn điện tái tạo với hệ thống lưu trữ năng lượng bằng pin (battery energy storage systems - BESS) đang trở thành xu hướng đầu tư nổi bật. Trong nửa đầu năm 2026, nhóm dự án này thu hút mức vốn kỷ lục 25 tỷ USD, gần gấp đôi so với 6 tháng cuối năm 2025 và gấp ba lần so với cùng kỳ năm trước. Mỹ và Australia tiếp tục là hai thị trường dẫn đầu về phát triển mô hình điện tái tạo kết hợp lưu trữ.

Tại Mỹ, đầu tư vào năng lượng tái tạo tăng mạnh 54% so với cùng kỳ năm trước, đưa nước này trở thành thị trường lớn thứ hai thế giới sau Trung Quốc. Sự tăng trưởng này chủ yếu được thúc đẩy bởi việc các chủ đầu tư đẩy nhanh tiến độ dự án để tận dụng các cơ chế ưu đãi thuế hiện hành, đồng thời đáp ứng nhu cầu điện gia tăng nhanh từ các trung tâm dữ liệu và hạ tầng số. Đầu tư vào điện mặt trời đạt mức kỷ lục 45,8 tỷ USD, tăng 41%, trong khi đầu tư vào điện gió tăng hơn gấp đôi, lên 13,8 tỷ USD.

Đầu tư toàn cầu vào điện gió đạt 92,3 tỷ USD trong nửa đầu năm 2026, giảm 27% so với cùng kỳ năm trước. Trong đó, điện gió ngoài khơi giảm sâu tới 72% do kết quả đấu thầu kém khả quan trong giai đoạn 2024-2025, cùng với áp lực từ chi phí đầu tư và chi phí vốn gia tăng. Ngược lại, điện gió trên bờ tại châu Âu vẫn duy trì đà tăng trưởng tích cực. Đức, Romania và Serbia ghi nhận mức đầu tư cao kỷ lục nhờ các đợt đấu thầu dự án gần đây.

Về phân bố khu vực, Trung Quốc chỉ chiếm khoảng 25% tổng vốn đầu tư năng lượng tái tạo toàn cầu trong nửa đầu năm 2026, giảm đáng kể so với mức trên 50% của năm 2022. Điều này phản ánh sự điều chỉnh kỳ vọng doanh thu của các nhà phát triển dự án sau các cải cách trên thị trường điện.

Bên cạnh đó, một số thị trường nổi bật gồm:

- Việt Nam ghi nhận mức tăng đầu tư gấp 4 lần nhờ các mục tiêu phát triển năng lượng tái tạo đầy tham vọng và việc triển khai các cơ chế đấu thầu nguồn điện sạch mới, giúp Việt Nam lấy lại vị thế dẫn đầu khu vực. Cùng với Malaysia và Philippines, tổng đầu tư năng lượng tái tạo tại Đông Nam Á đã vượt 12 tỷ USD.

- Nigeria chứng kiến sự bùng nổ của điện mặt trời quy mô nhỏ khi giá nhiên liệu tăng cao làm tăng sức cạnh tranh của điện mặt trời và hệ thống lưu trữ.

- Trung Á vượt mốc 4 tỷ USD đầu tư trong hai kỳ liên tiếp nhờ hoạt động phát triển điện gió trên bờ mạnh mẽ tại Kazakhstan.

- Brazil đưa đầu tư vào nhiên liệu sinh học toàn cầu lên 7,7 tỷ USD, mức cao nhất kể từ năm 2008, nhờ các chính sách hỗ trợ trong nước và nhu cầu ngày càng tăng từ thị trường quốc tế.

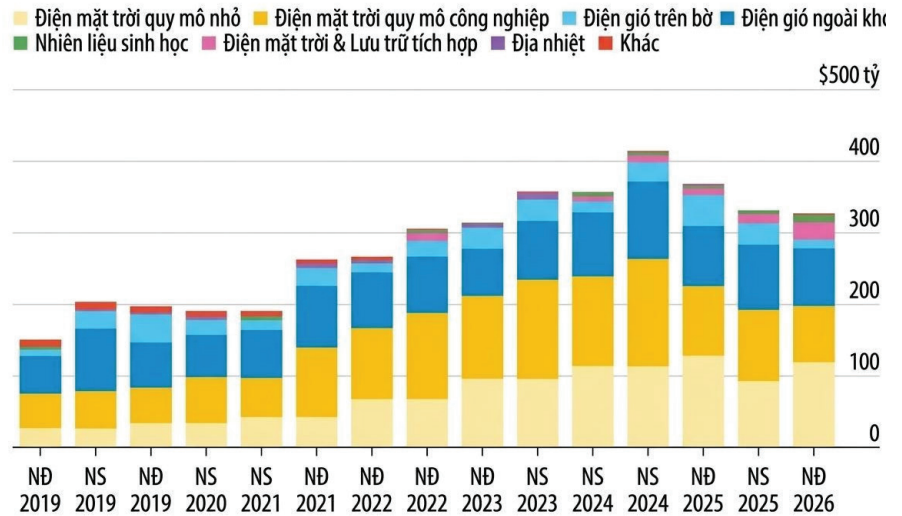
Mặc dù công suất năng lượng tái tạo mới đưa vào vận hành trong năm 2026 được dự báo giảm nhẹ so với năm 2025, đánh dấu lần suy giảm đầu tiên trong hơn một thập kỷ, BloombergNEF nhận định đây chỉ là sự điều chỉnh tạm thời. Từ năm 2027, tốc độ bổ sung công suất năng lượng tái tạo toàn cầu được kỳ vọng sẽ phục hồi và tăng trưởng trở lại.

IRENA: Thế giới cần tăng gấp đôi tốc độ phát triển năng lượng tái tạo để đạt mục tiêu năm 2030

Cơ quan Năng lượng Tái tạo Quốc tế (IRENA) nhận định thế giới vẫn có khả năng đạt mục tiêu tăng gấp ba công suất năng lượng tái tạo vào năm 2030, song tốc độ phát triển cần được đẩy mạnh đáng kể trong những năm tới. Theo báo cáo Theo dõi tiến độ tăng gấp

Kỷ lục đầu tư vào các dự án kết hợp điện mặt trời và lưu trữ nửa đầu năm 2026

Đầu tư mới toàn cầu vào năng lượng tái tạo



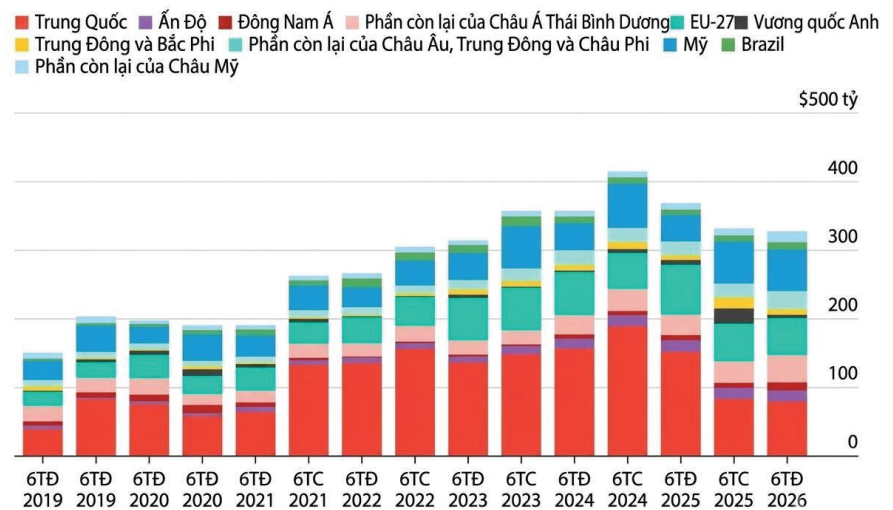
Ghi chú: Đầu tư điện mặt trời quy mô nhỏ là sự kết hợp giữa chi tiêu của người tiêu dùng và tài trợ tài sản. Điện mặt trời quy mô công nghiệp bao gồm các dự án quang điện (PV) và nhiệt điện mặt trời. "Khác" bao gồm sinh khối và chất thải, thủy điện nhỏ và năng lượng biển.

Nguồn: BloombergNEF

BloombergNEF

Đầu tư năng lượng tái tạo ngoài Trung Quốc đạt mức kỷ lục

Vốn đầu tư mới toàn cầu vào năng lượng tái tạo, theo khu vực



Ghi chú: EU-27 để cập đến Liên minh Châu Âu.

Nguồn: BloombergNEF

BloombergNEF

ba công suất năng lượng tái tạo và gấp đôi hiệu quả năng lượng vào năm 2030 của IRENA, công suất năng lượng tái tạo bổ sung hằng năm toàn cầu cần tăng lên khoảng 1.200 GW trong giai đoạn 2026-2030, gần gấp đôi mức hiện nay.

Báo cáo cho biết năm 2025, thế giới đã bổ sung thêm 693 GW công suất năng lượng tái tạo, nâng tổng công suất lắp đặt lên 5,15 TW, mức tăng trưởng cao nhất từ trước đến nay. Tuy nhiên, tốc

độ này vẫn chưa đủ để đạt mục tiêu 11,2 TW công suất năng lượng tái tạo vào năm 2030 đã được các quốc gia thống nhất tại COP28. Nếu duy trì xu hướng hiện tại, tổng công suất toàn cầu có thể chỉ đạt khoảng 10,6 TW vào cuối thập kỷ, thấp hơn mục tiêu đề ra khoảng 600 GW.

IRENA đánh giá điện mặt trời sẽ tiếp tục là động lực chính của quá trình chuyển dịch năng lượng toàn cầu. Trong năm 2025, điện mặt trời đóng góp khoảng 513 GW công suất

mới, tương đương ba phần tư tổng công suất năng lượng tái tạo được bổ sung trên toàn thế giới. Dự kiến đến năm 2030, điện mặt trời sẽ chiếm khoảng 42% tổng công suất năng lượng tái tạo toàn cầu, cao hơn bất kỳ công nghệ năng lượng sạch nào khác.

Theo IRENA, triển vọng phát triển mạnh mẽ của điện mặt trời đến từ thời gian triển khai ngắn, chuỗi cung ứng đã hoàn thiện, mức độ chấp nhận cao của xã hội và chi phí sản xuất điện ngày càng cạnh tranh. Đây là những yếu tố giúp mục tiêu tăng gấp ba công suất năng lượng tái tạo vào năm 2030 vẫn được xem là khả thi. Tuy nhiên, tổ chức này nhấn mạnh các quốc gia cần ban hành những chính sách linh hoạt và mạnh mẽ hơn để duy trì đà tăng trưởng hiện nay.

Bên cạnh đó, báo cáo chỉ ra rằng lưới điện đang trở thành nút thắt lớn nhất đối với quá trình phát triển năng lượng tái tạo. Hiện khoảng 2,5 TW các dự án năng lượng tái tạo trên thế giới đang chờ được đấu nối vào hệ thống điện, khiến nhiều dự án bị chậm tiến độ hoặc không thể triển khai.

Để giải quyết vấn đề này, IRENA ước tính thế giới cần đầu tư khoảng 1.000 tỷ USD mỗi năm cho hạ tầng lưới điện trong giai đoạn 2026-2030, cao hơn gấp đôi mức đầu tư của năm 2025. Đồng thời, hệ thống lưu trữ năng lượng bằng pin được xem là giải pháp quan trọng nhằm nâng cao tính linh hoạt của hệ thống điện và hỗ trợ tích hợp quy mô lớn điện gió, điện mặt trời vào lưới điện.

Phát biểu về báo cáo, Tổng Thư ký Liên Hợp Quốc António Guterres cho rằng các kỷ lục mới về năng lượng tái tạo đang liên tục được thiết lập, cho thấy cuộc cách mạng năng lượng sạch đang tăng tốc trên phạm vi toàn cầu. Tuy nhiên, thế giới cần hành động nhanh hơn để tháo gỡ các rào cản về đầu tư, hạ tầng và lưới điện, đồng thời giảm sự phụ thuộc vào nhiên liệu hóa thạch.

Theo IRENA, việc mở rộng năng lượng tái tạo, đẩy mạnh điện hóa và đầu tư đồng bộ



Lượng pin lưu trữ được lắp đặt của Mỹ tăng trưởng mạnh đạt kỷ lục trong Quý II/2026

vào lưới điện cùng hệ thống lưu trữ sẽ là những yếu tố quyết định để hiện thực hóa mục tiêu chuyển dịch năng lượng toàn cầu vào năm 2030.

Mỹ lập kỷ lục mới về lưu trữ năng lượng bằng pin

Ngành lưu trữ năng lượng của Mỹ tiếp tục tăng trưởng mạnh khi lượng pin lưu trữ được lắp đặt trong quý II/2026 đạt mức cao nhất từ trước tới nay. Theo báo cáo của Hiệp hội Công nghiệp Năng lượng Mặt trời Mỹ (SEIA) và Benchmark Mineral Intelligence, trong ba tháng từ tháng 4 đến tháng 6/2026, Mỹ đã đưa vào vận hành thêm 20,2 GWh công suất lưu trữ bằng pin, đủ để đáp ứng nhu cầu điện trong một ngày của khoảng 700.000 hộ gia đình.

Kết quả này đưa Mỹ vào lộ trình đạt khoảng 71 GWh công suất pin lưu trữ mới trong năm 2026, tăng 20% so với năm 2025. Động lực tăng trưởng chủ yếu đến từ việc giá pin ngày càng giảm và nhu cầu bổ sung hệ thống lưu trữ để hỗ trợ sự phát triển nhanh của các nguồn năng lượng tái tạo như điện mặt trời và điện gió trên bờ.

Các dự án pin quy mô lớn nối lưới điện tiếp tục đóng vai trò chủ đạo. Trong quý II, Mỹ có thêm 7 dự án pin quy mô

trên 1 GWh đi vào vận hành, góp phần tạo nên mức tăng trưởng kỷ lục của thị trường. Theo các chuyên gia, chỉ một số dự án lớn đã tạo ra phần lớn công suất mới được bổ sung trong giai đoạn này.

Bên cạnh các hệ thống quy mô lớn, nhóm pin lưu trữ "sau công tơ" phục vụ doanh nghiệp và người tiêu dùng cũng ghi nhận tăng trưởng. Trong đó, các trung tâm dữ liệu (data center) là động lực chính của phân khúc thương mại, chiếm khoảng 75% số pin lưu trữ mới được lắp đặt.

Tuy nhiên, thị trường pin lưu trữ hộ gia đình lại có dấu hiệu chững lại. Báo cáo dự báo lượng pin lưu trữ lắp đặt tại các hộ dân trong năm 2026 có thể giảm khoảng 16% so với năm trước. Nguyên nhân chủ yếu là chương trình ưu đãi thuế hỗ trợ lắp đặt pin gia đình đã hết hiệu lực từ năm 2025. Dù vậy, các chuyên gia cho rằng phân khúc này có thể phục hồi vào cuối thập kỷ khi nhu cầu dự phòng điện và tự tiêu thụ điện mặt trời tiếp tục gia tăng.

Một xu hướng đáng chú ý khác là nỗ lực phát triển chuỗi cung ứng pin nội địa của Mỹ. Hiện phần lớn các hệ thống lưu trữ năng lượng tại Mỹ vẫn sử dụng cell pin được sản xuất tại Trung Quốc. Tuy nhiên, các chính sách thuế quan và yêu

cầu về tỷ lệ nội địa hóa trong các chương trình ưu đãi mới đang thúc đẩy các doanh nghiệp mở rộng sản xuất trong nước. Nhiều nhà máy sản xuất pin mới dự kiến đi vào hoạt động trong những năm tới, dù năng lực sản xuất nội địa có thể chưa đáp ứng hoàn toàn nhu cầu thị trường trước năm 2030.

Các chuyên gia nhận định lưu trữ năng lượng đang trở thành một trong những lĩnh vực phát triển năng động nhất của ngành năng lượng Mỹ, đóng vai trò ngày càng quan trọng trong việc tích hợp các nguồn điện tái tạo vào hệ thống điện và bảo đảm độ ổn định của lưới điện trong quá trình chuyển dịch năng lượng.

Dự án lưu trữ năng lượng Waratah Super Battery của Australia vận hành toàn công suất

Ngày 28/9/2026, Akaysha Energy thông báo dự án lưu trữ năng lượng Waratah Super Battery (WSB) tại bang New South Wales đã chính thức vận hành ở toàn bộ công suất thiết kế 850 MW/1.680 MWh sau khi nhận được phê duyệt cuối cùng từ Australian Energy Market Operator (AEMO).

Được xây dựng trên khu vực từng là nhà máy nhiệt điện than Lake Munmorah đã ngừng hoạt động, Waratah Super Battery hiện là một trong những hệ thống lưu trữ năng lượng bằng pin lớn và mạnh nhất thế giới. Dự án bắt đầu vận hành một phần từ mùa hè năm 2025 và hiện đã đạt công suất tối đa. Khi hoạt động hết công suất, hệ thống có khả năng cung cấp điện cho khoảng 340.000 hộ gia đình tại thời điểm nhu cầu phụ tải cao nhất.

Không chỉ đóng vai trò là cơ sở lưu trữ điện năng quy mô lớn, Waratah Super Battery còn tích hợp hệ thống bảo vệ và duy trì ổn định lưới điện do Transgrid phát triển. Hệ thống này hoạt động như một "bộ giảm xóc khổng lồ" cho lưới điện, giúp phản ứng nhanh trước các sự cố như cháy rừng, cây đổ hoặc sét đánh, qua đó nâng cao độ tin cậy của hệ thống điện bang New South Wales.

Dự án được phát triển sau khi Akaysha Energy, doanh nghiệp lưu trữ năng lượng được quỹ đầu tư BlackRock hậu thuẫn, trúng thầu của chính quyền bang vào năm 2022. Dự án đã thu hút hơn 1 tỷ AUD vốn đầu tư tư nhân, tương đương khoảng 703 triệu USD.

Ông Nick Carter, Tổng Giám đốc điều hành Akaysha Energy, cho biết doanh nghiệp hiện tập trung khai thác vai trò của Waratah trong việc hỗ trợ xây dựng một hệ thống điện New South Wales đáng tin cậy hơn, an toàn hơn và sử dụng tỷ trọng năng lượng tái tạo ngày càng cao.

Việc đưa vào vận hành toàn bộ công suất Waratah Super Battery cho thấy lưu trữ năng lượng bằng pin đang trở thành hạ tầng thiết yếu trong quá trình phát triển điện gió và điện mặt trời quy mô lớn. Các dự án pin cỡ GW không chỉ giúp cân bằng cung cầu điện theo thời gian thực mà còn thay thế một phần vai trò ổn định hệ thống trước đây của các nhà máy nhiệt điện truyền thống.

2. HYDROGEN

"Cú sốc" dầu mỏ tác động mạnh tới thị trường hydrogen sạch

Những biến động của thị trường dầu mỏ trong năm 2026 đã buộc chính phủ các nước trên toàn thế giới phải có cái nhìn mới về hydrogen sạch, bất chấp việc đắt đỏ hơn so với nhiên liệu truyền thống.

Giám đốc điều hành Air Liquide, ông François Jackow, cho biết tập đoàn này



Vận hành toàn bộ công suất Waratah Super Battery có khả năng cung cấp điện cho khoảng 340.000 hộ gia đình tại thời điểm nhu cầu phụ tải cao nhất.

đã có các cuộc thảo luận với giới chức tại Brussels (EU), Pháp, Hà Lan, Nhật Bản và Hàn Quốc về việc sử dụng hydrogen sạch làm giải pháp thay thế nhiên liệu hóa thạch, kể từ khi cuộc tấn công của Mỹ và Israel vào Iran khiến giá dầu khí leo thang.

Theo ông Jackow, các quốc gia nhập khẩu năng lượng đã "chi tiêu vượt mức" hơn 100 tỷ USD do giá nhiên liệu tăng vọt chỉ trong hai tháng đầu tiên của cuộc xung đột (bắt đầu từ tháng 2). Điều này càng thúc đẩy tính cấp bách của việc giảm bớt sự phụ thuộc vào nhiên liệu hóa thạch. Khoản chi tiêu vượt mức này bao gồm sự gia tăng hóa đơn nhập khẩu và chi phí cho các gói cứu trợ như cắt giảm thuế và trợ cấp năng lượng.

"Hydrogen không chỉ là cách để khử carbon mà còn là yếu tố then chốt đảm bảo an ninh năng lượng," ông Jackow chia sẻ với tờ Financial Times. "Vài tỷ USD cần thiết để thực sự thúc đẩy hệ sinh thái hydrogen dường như rất nhỏ bé so với tổng chi phí mà chúng ta phải gánh chịu mỗi khi xảy ra khủng hoảng."

Theo Báo cáo thường niên của Hydrogen Council, 130 tỷ USD đã được cam kết đầu tư cho các dự án hydrogen sạch, trong đó 90% dự án đang được xây dựng hoặc đã đi vào hoạt động. Đáng chú ý, 2/3 số giám đốc điều hành trong ngành được khảo sát đồng ý rằng an ninh và sự tự cường năng lượng là những động lực lớn nhất làm dấy lên sự quan tâm trở lại đối với loại nhiên liệu này.

Hiện nay, hydrogen được sử dụng rộng rãi trong các nhà máy lọc dầu và sản xuất phân bón. Tuy nhiên, nó cũng có thể được dùng làm nơi lưu trữ năng lượng và cung cấp nhiên liệu cho phương tiện giao thông. "Chúng ta không thể điện khí hóa mọi thứ," ông Jackow nhấn mạnh. "Đó là lúc hydrogen phát huy vai trò tại các ngành công nghiệp khó điện khí hóa như



lọc hóa dầu và vận tải". Ông cũng lấy ví dụ về việc Hàn Quốc đang rất tích cực triển khai hydrogen cho đội xe buýt của nước này.

Dù vậy, ngành công nghiệp này vẫn đang đối mặt với nhiều thách thức. Hầu hết hydrogen hiện được sản xuất từ khí tự nhiên và phát thải CO₂. Để có hydrogen xanh (thân thiện với môi trường nhất), người ta phải dùng năng lượng tái tạo để tách nước thành hydrogen và oxy, nhưng phương pháp này lại tốn kém nhất. Do "những thách thức dai dẳng về chi phí", ngành công nghiệp này đang chững lại ở nhiều quốc gia, ngoại trừ Trung Quốc.

Theo Hydrogen Council, hơn một nửa công suất hydrogen sạch đang được lên kế hoạch hiện nằm ở Trung Quốc. Ông Jackow cảnh báo sự tập trung này có thể giúp Trung Quốc giành được vị thế thống trị nếu châu Âu không tăng tốc các kế hoạch của mình: "Thế giới đã từng chứng kiến kịch bản tương tự với xe điện. Chúng ta phải xây dựng nhiều chuỗi cung ứng, chúng ta cần chủ quyền và sự tự cường".

Đối với PETROVIETNAM, sự bùng nổ quan tâm toàn cầu đối với hydrogen sạch hiện nay chủ yếu được thúc đẩy bởi các động lực chính trị như an ninh năng lượng và mục tiêu ESG hơn là sự cạnh tranh thực sự về giá thành. Mặc dù các hình thức trợ cấp hay tín dụng ưu đãi có thể giúp các

dự án vượt qua rào cản tài chính trong giai đoạn đầu, nhưng hiệu quả kinh tế dài hạn và một thị trường tiêu thụ ổn định mới là cốt lõi quyết định sự sống còn. Do đó, PETROVIETNAM cần bám sát chiến lược tích hợp, ưu tiên phát triển các dự án hydrogen gắn liền với chuỗi giá trị sẵn có và thị trường đầu ra cụ thể như ammonia, urea, methanol, khâu lọc hóa dầu, hoặc làm nhiên liệu cho các phân khúc vận tải khó điện khí hóa nhằm giảm thiểu tối đa rủi ro thiếu hụt hợp đồng bao tiêu.

Áo - OMV tiếp tục dự án electrolyzer 140 MW sau khi Masdar rút lui

Tập đoàn dầu khí Áo OMV vừa thông báo sẽ tiếp tục triển khai dự án sản xuất hydrogen tại nước này một mình, sau khi công ty năng lượng tái tạo quốc doanh Masdar (Abu Dhabi) bất ngờ tuyên bố rút lui khỏi liên doanh.

Theo thỏa thuận được công bố vào tháng 11/2025, Masdar dự kiến sẽ rót hàng trăm triệu Euro vào dự án. Dù đối tác bất ngờ thay đổi kế hoạch, OMV khẳng định dự án vẫn sẽ diễn ra bình thường. Dự án có tổng mức đầu tư ước tính khoảng 600 triệu Euro (tương đương 689 triệu USD) và hiện đã cơ bản thu xếp xong nguồn vốn. Ngân hàng Đầu tư Châu Âu (EIB) đã cam kết cung cấp khoản vay 450 triệu Euro, cùng với đó là cam kết hỗ trợ tài

chính công từ chính phủ Áo.

Theo thông tin ban đầu, OMV cho biết quyết định rút lui của Masdar xuất phát từ những thay đổi trong chiến lược của Abu Dhabi. Hiện phía Masdar chưa đưa ra bình luận chính thức nào.

Dự án nhà máy điện phân này có công suất 140 megawatt, dự kiến chính thức vận hành vào cuối năm 2027. Khi đi vào hoạt động, nhà máy sẽ cung cấp lên tới 23.000 tấn hydrogen xanh mỗi năm. Đây sẽ là cơ sở sản xuất hydrogen lớn nhất tại Áo và nằm trong top 5 nhà máy lớn nhất toàn châu Âu.

Bất chấp việc Masdar rút khỏi dự án, OMV cho biết họ vẫn đang duy trì mối quan hệ đối tác chiến lược chặt chẽ với Abu Dhabi. Công ty dầu mỏ quốc gia ADNOC của Abu Dhabi hiện đang nắm giữ 24,9% cổ phần tại OMV. Mới đây, hai tập đoàn cũng đã tiến hành sáp nhập mảng kinh doanh hóa chất dưới thương hiệu Borouge International, tạo nên nhà sản xuất nhựa lớn thứ tư trên thế giới.

Đối với PETROVIETNAM, đây là ví dụ tốt để tham khảo về cách thu xếp vốn cho dự án hydrogen ở Việt Nam. Các khoản hỗ trợ hoặc vốn vay ưu đãi chỉ giúp dự án khởi

động lúc đầu. Về lâu dài, điều quan trọng nhất vẫn là phải có đầu ra tiêu thụ ổn định và mang lại lợi nhuận thực tế.

3. CCUS

Abadi LNG và bài học thiết kế tích hợp LNG CCS

Dự án Abadi LNG tại Indonesia là một trường hợp đáng theo dõi vì tích hợp an ninh nguồn cung và giảm phát thải ngay trong thiết kế hạ tầng. Offshore Energy cho biết Worley đã hoàn thành FEED cho hai gói hạ tầng ngoài khơi liên quan dự án LNG và CCS trị giá khoảng 21 tỷ USD tại Lô Masela. Phạm vi bao gồm khoảng 150 km hạ tầng subsea, đường ống xuất khí và đường ống CCS. Dự án dự kiến sản xuất khoảng 9,5 triệu tấn LNG mỗi năm và tích hợp CCS để hỗ trợ mục tiêu net zero 2060 của Indonesia.

Khi CO₂ được thiết kế cùng đường ống khí, cảng, xử lý khí, quyền lưu trữ và MRV, dự án có cơ hội giảm rủi ro thiết kế lại, thuận lợi hơn trong thu xếp vốn và dễ chứng minh giá trị carbon thấp với khách hàng LNG. Đây là mô hình phù hợp cho các trung tâm như Dung Quất, Thị Vải - Cái Mép, Cà Mau hoặc các cụm khí - điện - phân bón, nếu có cơ sở địa chất lưu trữ

hoặc phương án vận chuyển CO₂.

Kinh nghiệm từ dự án Abadi LNG cho thấy có thể đưa CO₂ transport, storage, MRV và trách nhiệm dài hạn vào nghiên cứu tiền khả thi của các trung tâm công nghiệp - năng lượng. Hai là dùng năng lực ngoài khơi, đường ống, cảng và dịch vụ kỹ thuật làm lợi thế cạnh tranh trong CCS, thay vì coi CCS là lĩnh vực hoàn toàn mới. Ba là ưu tiên hợp tác với các đối tác có kinh nghiệm thiết kế chuỗi tích hợp, nhưng giữ quyền học hỏi kỹ thuật và quản lý giao diện dự án.

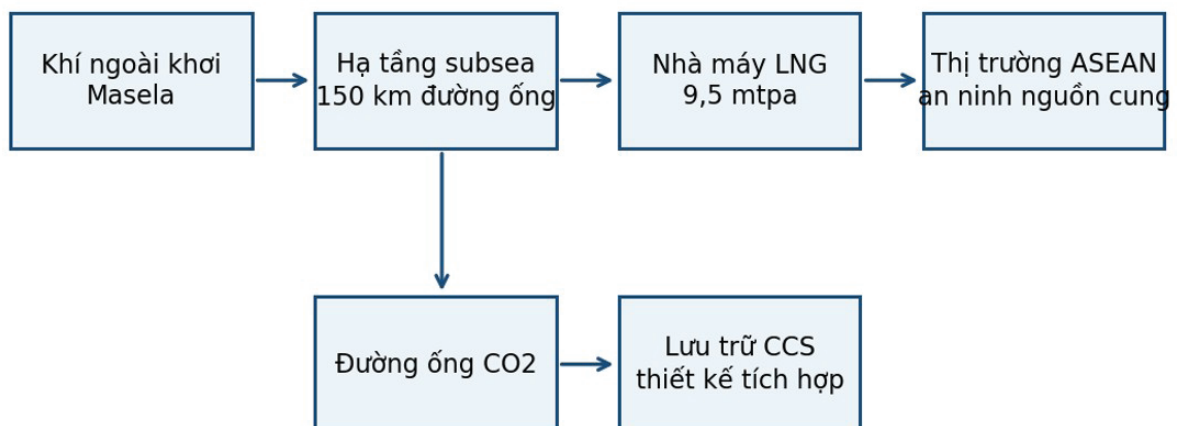
4. NHIÊN LIỆU CARBON THẤP

Đức, Áo và Luxembourg triển khai cơ chế đấu giá chung thúc đẩy nhiên liệu hàng không bền vững eSAF

Đức, Áo và Luxembourg vừa công bố triển khai cơ chế đấu giá hai chiều nhằm hỗ trợ sản xuất và tiêu thụ nhiên liệu hàng không bền vững tổng hợp (eSAF), loại nhiên liệu được sản xuất từ hydrogen xanh và carbon bền vững.

Theo cơ chế mới, chính phủ các nước sẽ đóng vai trò kết nối giữa bên sản xuất và bên mua eSAF thông qua một hệ thống đấu giá cạnh tranh. Khoảng chênh lệch giữa giá bán mà nhà sản xuất yêu cầu và

Abadi LNG cho thấy LNG và CCS cần được thiết kế như một chuỗi hạ tầng



Mô hình khái quát chuỗi LNG tích hợp CCS từ dự án Abadi

giá mua mà thị trường chấp nhận sẽ được bù đắp bằng nguồn hỗ trợ của Nhà nước, qua đó thúc đẩy các quyết định đầu tư vào lĩnh vực này.

Trong khuôn khổ chương trình, Đức cam kết dành tối đa 2 tỷ EUR cho cơ chế hỗ trợ, trong khi Áo và Luxembourg mỗi nước đóng góp tối đa 60 triệu EUR.

Một trong những mục tiêu quan trọng của sáng kiến là giải quyết bài toán vốn đang cản trở các dự án eSAF. Các nhà sản xuất thường cần các hợp đồng bao tiêu dài hạn để bảo đảm hiệu quả tài chính, trong khi các hãng hàng không và khách hàng nhiên liệu lại chủ yếu ký các hợp đồng ngắn hạn. Cơ chế đấu giá mới được kỳ vọng sẽ thu hẹp khoảng cách này và tạo điều kiện thúc đẩy các dự án quy mô thương mại.

Phát biểu về chương trình, Steffen Bilger, Bộ trưởng Giao thông Liên bang Đức, cho biết châu Âu không chỉ cần những mục tiêu tham vọng đối với eSAF mà còn cần đầu tư vào năng lực sản xuất công nghiệp. Theo ông, sự phối hợp giữa Đức, Áo và Luxembourg là minh chứng cho hiệu quả của hợp tác châu Âu trong việc tạo môi trường thuận lợi hơn cho các quyết định đầu tư vào một công nghệ có tiềm năng lớn trong tương lai.

Ba quốc gia này cũng là những thành viên sáng lập của eSAF Early Movers' Coalition, liên minh được thành lập cuối năm 2025 nhằm thúc đẩy thị trường eSAF tại châu Âu. Chương trình hỗ trợ mới hiện vẫn cần được Ủy ban châu Âu (European Commission) phê duyệt theo quy định về trợ cấp nhà nước trước khi chính thức triển khai.

Bayer và Neste hợp tác sử dụng dầu từ cải dầu lai làm Nhiên liệu Hàng không Bền vững

Tập đoàn y tế và nông nghiệp Bayer sẽ làm việc với nhà sản xuất dầu diesel tái tạo và nhiên liệu hàng không bền vững



Bayer và Neste hợp tác sử dụng dầu từ cải dầu lai làm Nhiên liệu Hàng không Bền vững

(SAF) Neste để mở rộng quy mô trồng cây lấy dầu mùa đông phục vụ sản xuất nhiên liệu sinh học thương mại tại Mỹ. Theo thỏa thuận chung này, Bayer đặt mục tiêu mở rộng diện tích trồng nguyên liệu cải dầu mùa đông, được lai tạo để sản xuất dầu có cường độ carbon thấp sử dụng trong lĩnh vực giao thông vận tải như một hỗn hợp nhiên liệu thay thế. Neste sẽ hỗ trợ những nỗ lực này bằng cách mở rộng các kênh chuỗi cung ứng nhiên liệu sinh học toàn cầu cho nguồn nguyên liệu hạt có dầu của Bayer.

Hiệp hội Cải dầu Mỹ cho biết hạt cải dầu cho sản lượng dầu khoảng 45% khi ép, so với đậu nành – một trong những nguyên liệu làm dầu diesel sinh học phổ biến nhất – chỉ ở mức 18%. Thương hiệu hạt giống cải dầu lai mùa đông "newgold" của Bayer, được phát triển cho các thị trường đòi hỏi hàm lượng dầu cao và cường độ carbon thấp, sẽ là trung tâm của mối quan hệ hợp tác này tại khu vực Southern Great Plains.

Bayer dự kiến ra mắt dòng cây trồng newgold, được thiết kế để có khả năng chịu rét vào mùa đông. Newgold dự kiến sẽ trình làng vào mùa thu năm 2027 để đáp ứng nhu cầu nhiên liệu sinh học tái

tạo đang ngày càng tăng trên toàn cầu.

"Trong thời điểm căng thẳng địa chính trị, nhu cầu đảm bảo an ninh và khả năng phục hồi năng lượng trong khi khử carbon cho ngành giao thông vận tải dẫn đến nhu cầu về nhiên liệu tái tạo ngày càng tăng," Frank Terhorst, giám đốc chiến lược và tính bền vững của bộ phận khoa học cây trồng thuộc Bayer, cho biết trong một tuyên bố.

SAF, được làm từ sinh khối và tài nguyên phế thải, hiện chiếm chưa đến 1% tổng lượng nhiên liệu máy bay được sử dụng trên toàn thế giới. Mặc dù không nhằm mục đích thay thế ngay lập tức nhiên liệu máy bay phản lực hóa thạch, SAF đóng vai trò như một yếu tố khử carbon trên khắp các lĩnh vực giao thông vận tải có lượng phát thải cao. Ngành hàng không toàn cầu tiêu thụ gần 100 tỷ gallon nhiên liệu máy bay mỗi năm.

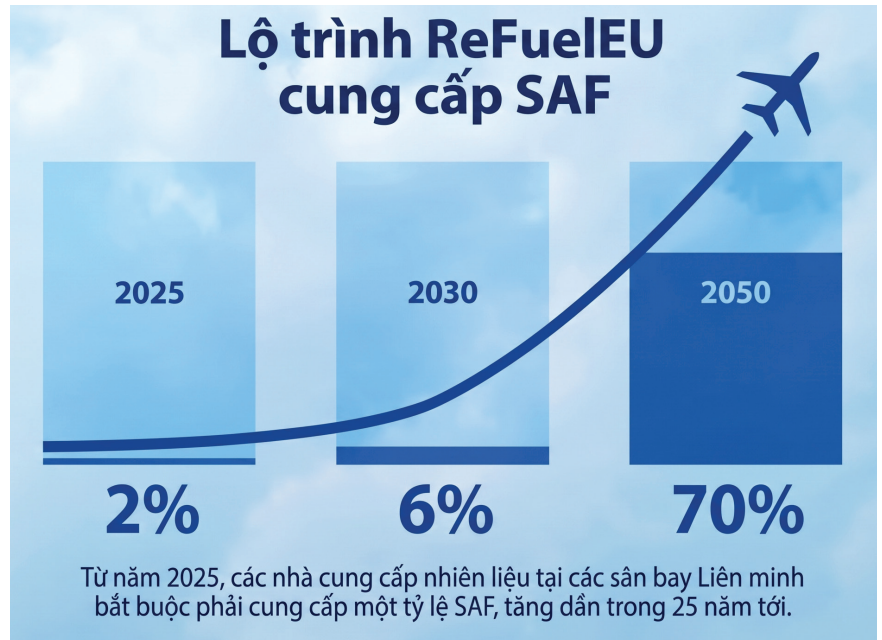
Các dữ liệu mà Bayer trích dẫn trong các ghi chú của công ty từ Cơ quan Thông tin Năng lượng Hoa Kỳ (EIA) và các số liệu nội bộ của công ty nhấn mạnh rằng nhu cầu nhiên liệu sinh học toàn cầu ước tính sẽ tăng gần gấp ba lần, đạt khoảng 40 tỷ gallon vào năm 2040. Nhiên liệu sinh học có thể được sản xuất từ các vật liệu hữu cơ

tái tạo, chẳng hạn như cải dầu mùa đông, đóng vai trò then chốt trong quá trình chuyển đổi năng lượng sạch của ngành giao thông vận tải.

"Việc tối đa hóa sự đóng góp của các loại nguyên liệu thô mới để hỗ trợ tăng trưởng năng lượng tái tạo đòi hỏi sự hợp tác chuỗi cung ứng cởi mở," theo Artturi Mikkola, Phó chủ tịch cấp cao phụ trách tìm kiếm và giao dịch nguyên liệu thô cho các sản phẩm tái tạo tại Neste. "Bằng cách xây dựng các chuỗi giá trị mạnh mẽ, chúng ta có thể biến những đổi mới nông nghiệp thành hiện thực có thể mở rộng cho người trồng trọt và thị trường năng lượng."

Quá trình sản xuất SAF và dầu diesel tái tạo của Neste đang mở rộng trên khắp ba châu lục. Công ty dự kiến công suất sản xuất năng lượng tái tạo của mình sẽ đạt 6,8 triệu tấn mỗi năm vào năm 2027.

Từ mô hình hợp tác giữa Bayer và Neste, PETROVIETNAM có thể rút ra bài học quan trọng rằng phát triển nhiên liệu hàng không bền vững (SAF) không chỉ là vấn đề công nghệ chế biến mà còn là xây dựng chuỗi giá trị nguyên liệu từ đầu nguồn. Do đó, cần sớm nghiên cứu và phát triển các nguồn nguyên liệu SAF trong nước như dầu ăn thải, phụ phẩm nông nghiệp, cây dầu năng lượng và sinh khối, đồng thời xây dựng các liên kết giữa doanh nghiệp năng lượng, nông nghiệp, logistics và hàng không. PETROVIETNAM cần chuẩn bị lộ trình dài hạn cho cả SAF sinh học và e-SAF từ hydrogen xanh kết hợp với CO₂ thu giữ, tận dụng lợi thế năng lượng tái tạo của Việt Nam. Trong bối cảnh nhu cầu nhiên liệu sinh học được dự báo tăng mạnh và SAF hiện vẫn chiếm dưới 1% tiêu thụ nhiên liệu hàng không toàn cầu, việc chủ động xây dựng chuỗi cung ứng nguyên liệu carbon thấp sẽ tạo lợi thế cạnh tranh quan trọng cho PETROVIETNAM trong tương lai.



EU vượt mục tiêu SAF ngay trong năm đầu thực hiện ReFuelEU Aviation

Cơ quan An toàn Hàng không Liên minh châu Âu (European Union Aviation Safety Agency - EASA) vừa công bố báo cáo thường niên đầu tiên về việc triển khai quy định ReFuelEU Aviation, cho thấy thị trường nhiên liệu hàng không bền vững (SAF) tại châu Âu đang phát triển nhanh hơn dự kiến.

Theo báo cáo, năm 2025 là năm đầu tiên các quốc gia thành viên thực hiện nghĩa vụ pha trộn SAF theo quy định của EU. Kết quả cho thấy tỷ lệ SAF trong tổng lượng nhiên liệu hàng không cung cấp tại các sân bay EU đạt 2,8%, vượt đáng kể mức tối thiểu 2% bắt buộc theo mục tiêu ReFuelEU Aviation.

Các nhà cung cấp đã phân phối tổng cộng 39,3 triệu tấn nhiên liệu hàng không tại các sân bay trong EU trong năm 2025, trong đó SAF đạt 1,1 triệu tấn. So với năm 2024, lượng SAF tiêu thụ đã tăng gần 6 lần, từ 193.000 tấn lên 1,1 triệu tấn. Đáng chú ý, 84% lượng SAF sử dụng tại EU được sản xuất ngay trong khu vực, cho thấy năng lực sản xuất nội khối đang được cải

thiện nhanh chóng.

Mạng lưới cung ứng SAF cũng được mở rộng đáng kể. Trong năm 2025, SAF đã được cung cấp tại 121 sân bay thuộc toàn bộ 27 quốc gia thành viên EU, tăng mạnh so với chỉ 33 sân bay vào năm 2024. Đồng thời, số quốc gia có cơ sở sản xuất SAF đang hoạt động hoặc đã công bố kế hoạch đầu tư đã tăng lên 18 nước.

Theo đánh giá của EASA, những kết quả này cho thấy EU hiện đang đi đúng lộ trình để đạt mục tiêu nâng tỷ lệ pha trộn SAF lên 6% vào năm 2030 theo quy định ReFuelEU Aviation.

Báo cáo cũng ghi nhận những tiến triển trong lĩnh vực nhiên liệu hàng không tổng hợp (eSAF). Năm 2025 chứng kiến việc đưa vào vận hành nhà máy trình diễn eSAF đầu tiên tại châu Âu, đồng thời có khoảng 50 dự án eSAF đang chờ quyết định đầu tư cuối cùng (FID).

Để thúc đẩy đầu tư, tám quốc gia thành viên EU đã thành lập liên minh eSAF Early Movers Coalition. Trong khuôn khổ sáng kiến này, Đức, Áo và Luxembourg sẽ triển khai chương trình đấu giá hỗ trợ eSAF với tổng nguồn vốn hơn 2,1 tỷ EUR,

nhằm thu hẹp khoảng cách chi phí giữa nhiên liệu tổng hợp và nhiên liệu hàng không truyền thống.

Phát biểu về báo cáo, Apostolos Tzitzikostas, Ủy viên phụ trách Giao thông bền vững và Du lịch của EU, cho rằng việc vượt mục tiêu SAF ngay trong năm đầu tiên triển khai là minh chứng cho thấy châu Âu đang tiến tới một ngành hàng không sạch hơn và có năng lực cạnh tranh cao hơn. Ông nhấn mạnh khung chính sách của EU đang tạo ra những kết quả thực tế trong việc mở rộng sản xuất và sử dụng nhiên liệu hàng không bền vững trên toàn khối.

Đối với PETROVIETNAM, đây là cơ sở để theo dõi các cơ hội phát triển nhiên liệu hàng không carbon thấp, đặc biệt là các giải pháp SAF từ sinh khối, eSAF từ hydrogen xanh kết hợp thu hồi carbon và các chuỗi giá trị nhiên liệu tổng hợp phục vụ xuất khẩu sang những thị trường có yêu cầu giảm phát thải ngày càng nghiêm ngặt như Liên minh châu Âu.

Nova Pangaea hướng tới sản xuất SAF quy mô thương mại từ sinh khối phế thải

Công ty công nghệ nhiên liệu bền vững của Anh Nova Pangaea Technologies vừa hoàn thành thành công các thử nghiệm vận hành kéo dài tại nhà máy thử nghiệm ở Teesside, đánh dấu bước tiến quan trọng trong lộ trình thương mại hóa nhiên liệu hàng không bền vững (SAF) sản xuất từ sinh khối phế thải.

Theo doanh nghiệp, các thử nghiệm sử dụng phế phẩm gỗ mềm từ ngành chế biến gỗ đã duy trì hoạt động liên tục và ổn định tới 72 giờ, đồng thời đạt hiệu suất sản xuất vượt mức mục tiêu đề ra. Kết quả này tiếp tục xác nhận tính khả thi của công nghệ sau các thử nghiệm quy mô nhỏ được thực hiện trong năm 2025.

Nova Pangaea hiện đang hợp tác với British Airways và LanzaJet trong Project Speedbird, dự án hướng tới sản xuất nhiên



Nhà máy thử nghiệm công nghiệp đặt tại Teesside của Nova Pangaea Technologies

liệu hàng không có thể đạt mức phát thải carbon âm (carbon-negative) từ nguồn sinh khối phế thải địa phương. Doanh nghiệp đồng thời có kế hoạch xây dựng bốn cơ sở tại Anh để sản xuất bioethanol làm nguyên liệu đầu vào cho SAF.

Trọng tâm của công nghệ là quy trình REFNOVA, cho phép chuyển đổi các loại sinh khối và phụ phẩm như dăm gỗ, mùn cưa hoặc rơm rạ thành ethanol. Ethanol sau đó được nâng cấp thành SAF hoặc diesel tái tạo. Bên cạnh nhiên liệu, quá trình còn tạo ra biochar, một sản phẩm phụ có khả năng lưu giữ carbon lâu dài, giúp toàn bộ quy trình có thể loại bỏ nhiều CO₂ khỏi khí quyển hơn lượng phát thải tạo ra.

Trong đợt thử nghiệm mới nhất, nhà máy đã xử lý tới 3 tấn nguyên liệu mỗi ngày. Công ty dự kiến tiếp tục thực hiện thêm các thử nghiệm trong năm tới nhằm hoàn thiện thiết kế của nhà máy thương mại đầu tiên.

Ông Stewart Stewart, Tổng Giám đốc điều hành của Nova Pangaea Technologies, cho biết kết quả thử nghiệm đã củng cố niềm tin của các nhà đầu tư vào khả năng xây dựng nhà máy thương mại đầu tiên của doanh nghiệp. Ông cũng nhấn mạnh rằng việc tận dụng nguồn sinh khối phế thải dồi dào có thể góp phần gia tăng sản

lượng SAF, nâng cao an ninh năng lượng và tạo ra ngành công nghiệp mới với giá trị kinh tế cao, đồng thời giảm phát thải từ nhiên liệu hóa thạch.

Đến nay, Nova Pangaea đã huy động hơn 21 triệu bảng Anh từ các nhà đầu tư, trong đó có International Airlines Group (IAG), PXN Ventures, Mercia Ventures và các chương trình hỗ trợ của Chính phủ Anh dành cho nhiên liệu tiên tiến.

Theo kế hoạch, Project Speedbird có thể đạt sản lượng khoảng 90.000 tấn SAF và diesel tái tạo mỗi năm, đồng thời giúp giảm tới 541.800 tấn CO₂ mỗi năm trên cơ sở đánh giá vòng đời phát thải. Dự án sử dụng công nghệ Alcohol-to-Jet của LanzaJet, chuyển đổi ethanol thế hệ hai từ phụ phẩm nông nghiệp và sinh khối gỗ thành nhiên liệu hàng không bền vững.

Đối với PETROVIETNAM, đây là kinh nghiệm đáng tham khảo trong việc nghiên cứu các chuỗi giá trị SAF từ phụ phẩm nông nghiệp, sinh khối và chất thải hữu cơ tại Việt Nam. Với lợi thế về nguồn sinh khối từ ngành nông nghiệp và nhu cầu nhiên liệu hàng không carbon thấp ngày càng gia tăng tại châu Âu và châu Á, mô hình sản xuất SAF từ ethanol sinh học có thể là một hướng phát triển tiềm năng trong trung và dài hạn.

5. NĂNG LƯỢNG HẠT NHÂN

Công suất điện hạt nhân toàn cầu có thể tăng hơn 3 lần vào năm 2060

Theo Cơ quan Năng lượng Nguyên tử Quốc tế (IAEA), công suất điện hạt nhân của thế giới có thể tăng hơn gấp ba lần vào năm 2060. Nguyên nhân là ngày càng nhiều quốc gia xem điện hạt nhân là giải pháp để đáp ứng nhu cầu điện ngày càng tăng, bảo đảm an ninh năng lượng và giảm phát thải carbon. Đồng thời, các lò phản ứng module nhỏ (SMR) được kỳ vọng sẽ trở thành nguồn điện sạch mới quan trọng trong tương lai.

Đây là năm thứ sáu liên tiếp IAEA nâng dự báo về triển vọng phát triển điện hạt nhân toàn cầu. Nếu các báo cáo trước chỉ dự báo đến năm 2050 thì năm nay phạm vi dự báo đã được kéo dài đến năm 2060.

Đến cuối năm 2025, thế giới có 413 lò phản ứng điện hạt nhân đang vận hành với tổng công suất 377,1 GW. Trong kịch bản tăng trưởng cao, công suất điện hạt nhân toàn cầu có thể đạt 1.045 GW vào năm 2050 và tiếp tục tăng lên 1.284 GW vào năm 2060, tương đương khoảng 3,4 lần so với năm 2025. Ngay cả trong kịch bản thận trọng, công suất điện hạt nhân vẫn có thể tăng lên 696 GW vào năm 2060, gần gấp đôi hiện nay.

Để hiện thực hóa tiềm năng điện hạt nhân, thế giới cần tăng cường đầu tư vào các dự án điện hạt nhân mới cũng như kéo dài tuổi thọ vận hành của các lò phản ứng hiện có.

Mặc dù sản lượng điện hạt nhân năm 2025 tăng 1,1% so với năm trước, đạt 2.689,1 TWh, tốc độ này vẫn thấp hơn mức tăng trưởng điện năng toàn cầu là 2,7%. Vì vậy, tỷ trọng điện hạt nhân trong tổng sản lượng điện thế giới đã giảm từ 8,7% xuống còn 8,4%.



Nhà máy điện hạt nhân Rooppur, Bangladesh (Ảnh: JSC Atomstroyexport)

Báo cáo cho thấy khu vực Trung Quốc và Đông Á sẽ là động lực tăng trưởng lớn nhất của ngành điện hạt nhân trong tương lai. Trong kịch bản tăng trưởng cao, công suất điện hạt nhân của khu vực này có thể tăng từ 114 GW năm 2025 lên 407 GW vào năm 2060, trong khi sản lượng điện hạt nhân tăng gần 5 lần.

IAEA dự báo các lò phản ứng module nhỏ (SMR) sẽ phát triển mạnh trong những thập kỷ tới. Trong kịch bản tăng trưởng cao, SMR có thể chiếm 28% tổng công suất điện hạt nhân mới được bổ sung đến năm 2060; trong kịch bản thấp là 23%. Con số này cao hơn đáng kể so với dự báo trước đây.

Bắc Mỹ được dự báo là thị trường phát triển SMR mạnh nhất, với khoảng 60% công suất điện hạt nhân mới đến từ SMR. Tại Đông Nam Á, Mỹ Latinh và Caribe, tỷ lệ này có thể đạt khoảng 40%.

Báo cáo của IAEA cho thấy điện hạt nhân đang trở thành một trong những trụ cột quan trọng của hệ thống năng lượng carbon thấp toàn cầu. Đối với PETROVIETNAM, đây là tín hiệu cho thấy cần mở rộng nghiên cứu từ chuỗi giá trị dầu khí truyền thống sang các lĩnh vực

năng lượng hạt nhân, đặc biệt là SMR. Bên cạnh đó, cần theo dõi sát các mô hình kết hợp điện hạt nhân với sản xuất hydrogen, ammonia và nhiên liệu tổng hợp (e-fuels) nhằm chuẩn bị cho các chuỗi giá trị năng lượng carbon thấp trong dài hạn. Trong bối cảnh nhu cầu điện quốc gia tăng nhanh và mục tiêu phát thải ròng bằng "0" vào năm 2050, điện hạt nhân có thể trở thành một cấu phần quan trọng trong chiến lược bảo đảm an ninh năng lượng quốc gia, đồng thời mở ra các lĩnh vực kinh doanh mới cho PETROVIETNAM.

Mỹ, Nhật Bản và Hàn Quốc thúc đẩy triển khai SMR toàn cầu

Bên lề kỳ họp Đại hội đồng Liên Hợp Quốc tại New York, Mỹ đã công bố một loạt sáng kiến hợp tác quốc tế nhằm đẩy nhanh phát triển và triển khai lò phản ứng module nhỏ (SMR), phản ánh xu hướng ngày càng rõ nét của các nền kinh tế lớn trong việc xem điện hạt nhân là giải pháp bảo đảm an ninh năng lượng và hỗ trợ mục tiêu phát thải thấp.

Theo thông báo của Bộ Ngoại giao Mỹ, Mỹ, Nhật Bản và Hàn Quốc đã thống nhất triển khai Kế hoạch thực hiện (Implementation Plan) cho Biên bản ghi

nhớ hợp tác về phát triển SMR tại các quốc gia thứ ba. Biên bản này được ba bên ký kết tại Ankara vào tháng 7/2026 và hướng tới xây dựng các chương trình hợp tác cụ thể nhằm hỗ trợ triển khai các cụm lò SMR để đáp ứng nhu cầu điện ngày càng tăng trên toàn cầu.

Mỹ cho biết sáng kiến này không chỉ phục vụ các mục tiêu năng lượng mà còn gắn với lợi ích an ninh chiến lược của ba nước thông qua việc mở rộng thị trường công nghệ hạt nhân dân sự theo các tiêu chuẩn cao về an toàn, an ninh và không phổ biến vũ khí hạt nhân.

Cũng trong khuôn khổ sự kiện, Christopher Landau, Thứ trưởng Ngoại giao Mỹ, đã tham dự lễ ký kết một thỏa thuận hợp tác công nghiệp giữa GE Vernova (Mỹ), Hitachi (Nhật Bản), Samsung C&T (Hàn Quốc) và SGE (Ba Lan) nhằm thúc đẩy triển khai công nghệ lò phản ứng BWRX-300 SMR tại châu Âu.

Theo các bên tham gia, liên danh quốc tế này hướng tới cung cấp nguồn điện nền ổn định cho hàng triệu người dân châu Âu, đồng thời thúc đẩy hơn 150 tỷ USD đầu tư vào các dự án điện hạt nhân trong những năm tới.

BWRX-300 là một trong những thiết kế SMR nhận được nhiều sự quan tâm nhất hiện nay. Công nghệ này được kỳ vọng giúp giảm chi phí đầu tư, rút ngắn thời gian xây dựng so với các nhà máy điện hạt nhân truyền thống và phù hợp với nhu cầu mở rộng công suất theo từng giai đoạn.

Đối với Việt Nam, sự hình thành các liên minh công nghệ SMR giữa Mỹ, Nhật Bản, Hàn Quốc và các đối tác châu Âu cho thấy thị trường điện hạt nhân thế hệ mới đang phát triển nhanh hơn dự báo. Trong bối cảnh Việt Nam khởi động lại chương trình điện hạt nhân, SMR có thể trở thành một lựa chọn cần theo dõi do có quy mô

đầu tư linh hoạt hơn so với các nhà máy điện hạt nhân truyền thống.

Thổ Nhĩ Kỳ và Mỹ hợp tác thúc đẩy triển khai công nghệ lò phản ứng module nhỏ (SMR)

Mỹ và Thổ Nhĩ Kỳ vừa ký thỏa thuận hợp tác nhằm đẩy nhanh quá trình phát triển điện hạt nhân thế hệ mới tại Thổ Nhĩ Kỳ thông qua công nghệ lò phản ứng module nhỏ (SMR). Theo thông báo của World Nuclear News, Cơ quan Thương mại và Phát triển Mỹ (USTDA) sẽ tài trợ chương trình hỗ trợ kỹ thuật cho TÜNAŞ, doanh nghiệp phát triển điện hạt nhân thuộc sở hữu nhà nước của Thổ Nhĩ Kỳ, nhằm xây dựng lộ trình pháp lý, thể chế và tài chính phục vụ triển khai SMR trong khu vực tư nhân.

Trước đó, Bộ trưởng Năng lượng Thổ Nhĩ Kỳ đã đặt mục tiêu đưa vào vận hành 5.000 MW công suất SMR vào năm 2050, bên cạnh kế hoạch phát triển 12 lò phản ứng hạt nhân quy mô lớn. Chương trình hỗ trợ của Mỹ sẽ xác định các yêu cầu về chính sách, cơ chế đầu tư và quy định pháp lý cần thiết để đưa SMR vào thị trường, đồng thời đề xuất các điều chỉnh đối với hệ thống quy định hạt nhân hiện hành của Thổ Nhĩ Kỳ.

Theo Bộ Năng lượng và Tài nguyên Thiên nhiên Thổ Nhĩ Kỳ, nghiên cứu kéo dài một năm sẽ đánh giá các thiết kế SMR của bốn doanh nghiệp Mỹ cùng năm thiết kế lò phản ứng thế hệ IV của Mỹ từ các góc độ kỹ thuật, kinh tế, cấp phép và quản lý an toàn. Kinh phí chương trình vào khoảng 2 triệu USD, trong đó USTDA tài trợ phần hỗ trợ kỹ thuật.

Ông Thomas Hardy, Phó Giám đốc USTDA, cho biết mục tiêu của chương trình là tạo điều kiện để Thổ Nhĩ Kỳ triển khai SMR trong tương lai, qua đó tăng cường an ninh năng lượng đồng thời mở ra cơ hội cho các doanh nghiệp công nghệ hạt nhân của Mỹ.

Về phía Thổ Nhĩ Kỳ, Bộ trưởng Năng lượng Alparslan Bayraktar khẳng định nước này quyết tâm đa dạng hóa cơ cấu năng lượng nhằm thực hiện mục tiêu phát thải ròng bằng 0 vào năm 2053 và tăng cường độc lập năng lượng. Theo ông, bên cạnh các nhà máy điện hạt nhân quy mô lớn, Thổ Nhĩ Kỳ sẽ tiếp tục nghiên cứu và phát triển những công nghệ phù hợp nhất với nhu cầu trong nước, bao gồm SMR.

Hiện nay, nhà máy điện hạt nhân đầu tiên của Thổ Nhĩ Kỳ là Akkuyu Nuclear Power Plant gồm bốn tổ máy VVER-1200 do Rosatom xây dựng đang trong quá trình thi công tại tỉnh Mersin. Ngoài hợp tác với Mỹ, TÜNAŞ cũng đã ký các biên bản ghi nhớ với Korea Electric Power Corporation (KEPCO) và Candu Energy của Canada về phát triển dự án, chuyển giao công nghệ, đánh giá địa điểm và huy động vốn cho các chương trình điện hạt nhân tương lai.

Kinh nghiệm của Thổ Nhĩ Kỳ cho thấy việc phát triển SMR không chỉ phụ thuộc vào công nghệ mà còn cần chuẩn bị sớm khung pháp lý, cơ chế tài chính, quy trình cấp phép và nguồn nhân lực. Đây cũng là những nội dung Việt Nam sẽ cần quan tâm khi xem xét các lựa chọn điện hạt nhân trong tương lai.

Đối với PETROVIETNAM, xu hướng này cho thấy SMR đang dần trở thành một giải pháp năng lượng được nhiều quốc gia nghiên cứu nhằm cung cấp điện nền ổn định cho công nghiệp, sản xuất hydrogen và các trung tâm dữ liệu. Việc theo dõi sát các mô hình triển khai SMR của Mỹ, Thổ Nhĩ Kỳ và các quốc gia mới phát triển điện hạt nhân sẽ giúp đánh giá các cơ hội hợp tác công nghệ và đầu tư trong dài hạn.

CHIẾN LƯỢC THỰC CHIẾN

Eni “chuyển dịch” bằng mô hình vệ tinh và dòng tiền thật

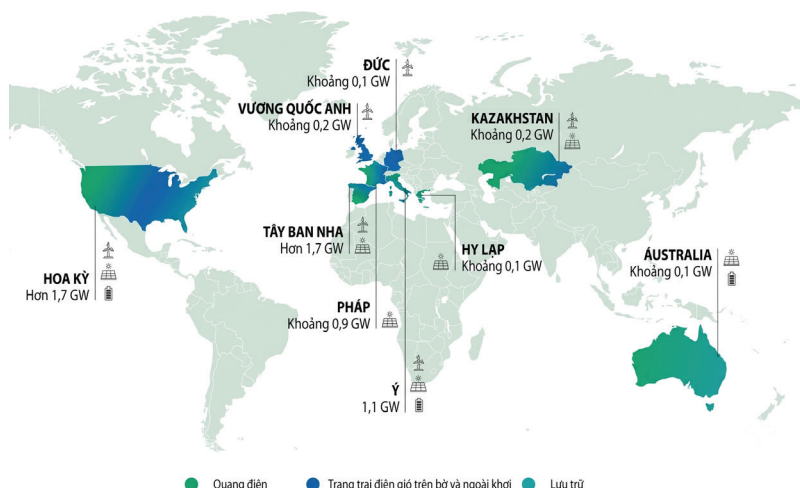
Trong khi các doanh nghiệp ngành năng lượng phải “xoay trục” trong giai đoạn 2024 - 2026, Eni gần như không phải đảo chiều chiến lược. Eni sử dụng mô hình vệ tinh (satellite model), với từng mảng kinh doanh có tiềm năng được tách thành doanh nghiệp chuyên biệt, có ban điều hành riêng và bảng cân đối riêng. Sau đó, Eni bán bớt cổ phần cho nhà đầu tư chiến lược hoặc quỹ tài chính, để có thể vừa mở rộng năng lực tái tạo và nhiên liệu sinh học, vừa giữ nợ ở mức thấp lịch sử và tăng chi trả cho cổ đông.

“Vốn” cho chuyển dịch năng lượng

Chuyển dịch năng lượng cần vốn và thời gian hoàn vốn dài. Trong khi đó, cổ đông đòi hỏi cổ tức ổn định và hiệu quả vốn cao. Eni lựa chọn duy trì lĩnh vực truyền thống tạo tiền để trả cho cổ đông. Lĩnh vực mới được tách ra, gọi vốn bên ngoài và phải tự tài trợ phần lớn kế hoạch tăng trưởng.

Số liệu năm 2025 cho thấy cách tiếp cận này đứng vững ngay cả khi giá dầu yếu. Dòng tiền hoạt động (CFFO) đạt 12,5 tỷ EUR, vượt kế hoạch khoảng 1,5 tỷ EUR sau khi điều chỉnh theo kịch bản giá. Nợ ròng giảm gần 3 tỷ EUR trong năm, đưa hệ số đòn bẩy (gearing) proforma về 14%, mức thấp trong lịch sử của Eni. Sản lượng dầu khí bình quân đạt 1,73 triệu thùng quy dầu/ngày, vượt kế hoạch đề ra. Đáng chú ý, 2 mảng chuyển dịch chính là Plenitude và Enilive cùng tạo ra khoảng 2 tỷ EUR lợi nhuận hoạt động (EBIT) proforma điều chỉnh. Điều này cho thấy mảng mới đã bắt đầu đóng góp lợi nhuận thực, chứ không chỉ tiêu tốn vốn.

Riêng Quý IV/2025, Eni thu về 1,73 tỷ EUR ròng từ các giao dịch danh mục, chủ yếu do Ares đầu tư vào Plenitude và GIP đầu tư vào mảng thu giữ carbon (CCUS). Nói cách khác, nợ giảm không chỉ nhờ kinh doanh tốt, mà còn nhờ bán cổ phần ở các mảng mới.



Eni đang quản lý khoảng 290 nhà máy điện quy mô tiện ích (Utility Scale) trên toàn cầu

Chiến lược 3 trụ cột và mô hình vệ tinh

Kế hoạch chiến lược 2026 - 2030 được Eni công bố ngày 19/3/2026, có thể khái quát thành 3 trụ cột.

- Thăm dò - khai thác. Eni coi dầu khí là nền tảng của chiến lược. Từ năm 2014, tập đoàn đã phát hiện hơn 11 tỷ thùng quy dầu, riêng năm 2025 khoảng 900 triệu thùng. Sản lượng báo cáo dự kiến tăng 3 - 4% mỗi năm đến 2030. Điểm đặc biệt là mô hình thăm dò kép (dual exploration model). Eni không nhất thiết tự phát triển mọi phát hiện. Một phần được bán sớm khi giá trị đã rõ, giúp thu tiền về và giảm rủi ro. Cách làm này đã mang về cho Eni hơn 13 tỷ USD kể từ năm 2013. Khoảng 60% phát hiện từ năm 2014 đã được đưa vào khai thác hoặc bán.

- Chuyển dịch là doanh nghiệp độc lập, tự tài trợ: Plenitude (năng lượng tái tạo, bán lẻ điện - khí, sạc xe điện) và Enilive (lọc sinh học, bán lẻ nhiên liệu) được Eni vận hành như 2 công ty riêng. Vốn các nhà đầu tư tài chính rót vào 2 doanh nghiệp này với tổng giá trị doanh nghiệp trên 23 tỷ EUR. Mục tiêu đến 2030 đều được Eni lượng hóa. Plenitude nâng công suất tái tạo từ 5,8 GW lên khoảng 15 GW,

EBITDA từ 1,3 tỷ EUR (2026) lên trên 2,5 tỷ EUR. Enilive nâng EBITDA từ 1,1 tỷ EUR lên 3 tỷ EUR, với tỷ suất sinh lời trên vốn (ROACE) trên 15%.

- Kỷ luật vốn và chính sách chi trả gắn với kịch bản giá: Đầu tư bình quân dưới 6 tỷ EUR/năm, thấp hơn khoảng 2 tỷ EUR so với kế hoạch trước. Tính cả các giao dịch danh mục, đầu tư ròng còn khoảng 5 tỷ EUR/năm. Gearing proforma được giữ trong khoảng 10 - 15%, tỷ lệ chi trả nâng lên 35 - 45% CFFO. Eni còn công bố trước quy tắc chia sẻ phần dư khi giá cao. Khi giá dầu Brent lên đến 90 USD/thùng, 60% dòng tiền vượt kế hoạch được dùng để mua lại cổ phiếu. Khi giá dầu Brent vượt trên 90 USD/thùng, hoặc khi giá khí hay biên lợi nhuận vượt ngân sách 50%, toàn bộ phần dư được trả thành cổ tức đặc biệt.

Ba trụ cột này gắn chặt với nhau. Thăm dò dầu khí tạo ra tiền và tài sản có thể bán sớm. Vệ tinh gọi vốn bên ngoài để tăng trưởng. Kỷ luật vốn giữ nợ thấp và biến phần dư thành lợi ích cho cổ đông.

Kết quả sản xuất kinh doanh của Eni trong Quý II/2026 đạt mức tốt nhất trong nhiều năm. Theo công bố ngày



Eni được cấp giấy phép thăm dò mới tại bể Kutei giàu tiềm năng của Indonesia.

29/7/2026, EBIT điều chỉnh proforma toàn tập đoàn đạt 5,38 tỷ EUR, gấp đôi cùng kỳ và tăng 52% so với Quý I/2026. Lợi nhuận ròng điều chỉnh đạt 2,3 tỷ EUR, cũng tăng hơn gấp đôi. Dòng tiền hoạt động trước biến động vốn lưu động đạt 4,47 tỷ EUR, tăng 61% so với mức 2,77 tỷ EUR của cùng kỳ.

Dòng tiền này đủ để tài trợ toàn bộ 1,84 tỷ EUR đầu tư hữu cơ trong quý. Đồng thời, Eni chi trả 1,35 tỷ EUR cho cổ đông, gồm 0,79 tỷ EUR cổ tức còn lại của năm 2025 và 0,56 tỷ EUR mua lại cổ phiếu. Sau các khoản chi này, nợ ròng cuối tháng 6 ở mức 11,3 tỷ EUR và gearing proforma là 10%, tức mức đáy của khung mục tiêu 10 - 15%. Về vận hành, sản lượng đạt 1,79 triệu thùng quy dầu/ngày, tăng cơ sở 11% so với cùng kỳ.

Cơ cấu lợi nhuận theo mảng cho thấy một bức tranh không khác nhiều so với BP: thượng nguồn vẫn là động cơ lợi nhuận chính. Mảng thăm dò – khai thác đạt 4,77 tỷ EUR EBIT điều chỉnh proforma, tăng 97% so với cùng kỳ và chiếm gần 90% lợi nhuận hoạt

động của toàn tập đoàn. Mảng khí, LNG và điện đạt 0,50 tỷ EUR, trong đó riêng hoạt động khí và LNG tăng 46% so với cùng kỳ.

Các mảng chuyển dịch đóng góp nhỏ hơn nhưng tăng nhanh. Enilive đạt 0,29 tỷ EUR, tăng hơn gấp đôi nhờ mảng lọc sinh học và diễn biến thị trường thuận lợi. Plenitude đạt 0,23 tỷ EUR, tăng 70% so với cùng kỳ. Tính chung nửa đầu năm, hai mảng này đạt 1,1 tỷ EUR EBITDA điều chỉnh và đều được đánh giá đang đạt hoặc vượt mục tiêu năm. Ngược lại, các mảng truyền thống kém hiệu quả vẫn chưa thoát khó khăn. Lọc dầu chỉ lãi 0,08 tỷ EUR sau khi lỗ ở cùng kỳ, còn hóa chất (Versalis) vẫn lỗ khoảng 0,07 tỷ EUR dù mức lỗ đã giảm 65%.

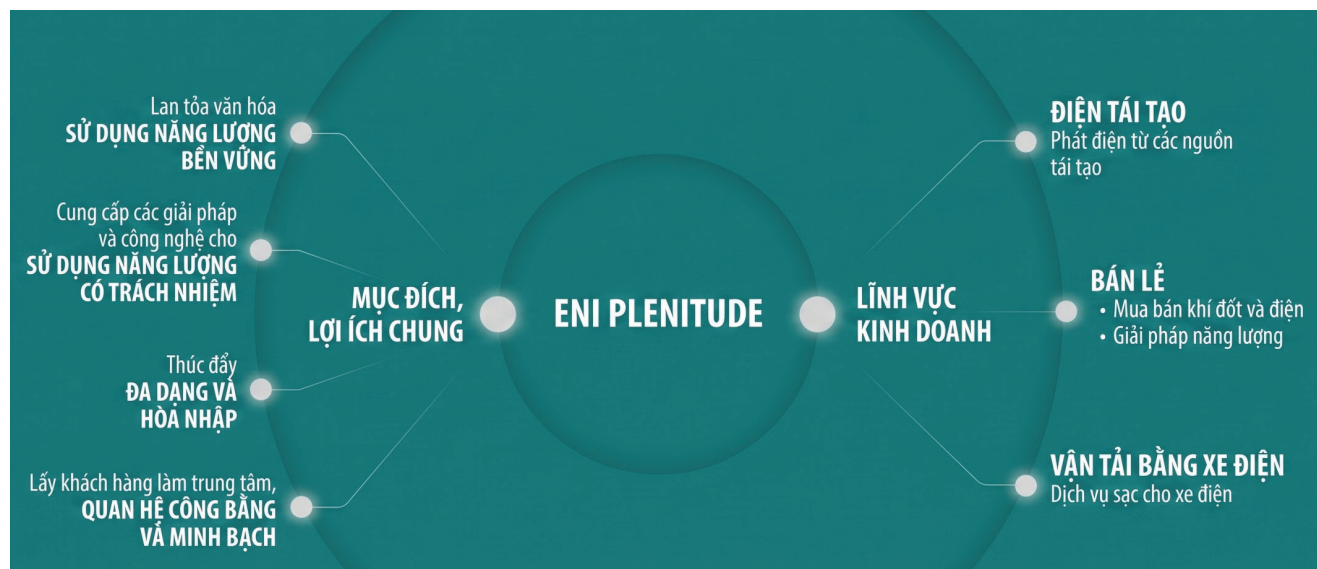
Song song với kết quả kinh doanh, mô hình vệ tinh tiếp tục được triển khai liên tục. Ở thượng nguồn, Eni thành lập liên doanh Searah với Petronas, góp tài sản tại Indonesia và Malaysia; liên doanh này đóng góp ngay vào dòng tiền và sản lượng Quý II. Tập đoàn cũng ký thỏa thuận hợp tác dài hạn với một

đơn vị do Ares quản lý cho một danh mục thượng nguồn gắn với hạ tầng, theo đó đối tác góp 2 tỷ USD, dự kiến giải ngân trong Quý III. Bên cạnh đó, Eni gần hoàn tất việc bán 10% mỏ Baleine (Bờ Biển Ngà) và dự kiến bán nốt 10% cổ phần còn giữ tại các lô Kutei (Indonesia) trong năm 2026.

Ở mảng chuyển dịch, Eni chuẩn bị tách Plenitude khỏi báo cáo hợp nhất trong Quý III/2026 nhưng vẫn giữ 65% cổ phần. Kế hoạch này đi kèm đợt tăng vốn không theo tỷ lệ sở hữu trị giá 1,5 tỷ EUR. Mảng thu giữ carbon đã huy động được tài trợ từ một nhóm ngân hàng quốc tế, và Eni cũng thỏa thuận thành lập liên doanh giao dịch năng lượng toàn cầu với Mercuria.

Tách tác động giá khỏi tác động chiến lược. Eni nhấn mạnh lợi nhuận tăng nhanh hơn giá dầu. Tuy vậy, cần đọc số liệu này thận trọng. Brent bình quân Quý II/2026 khoảng 104 USD/thùng, so với 81 USD/thùng ở Quý I, do xung đột Trung Đông.

Eni đã nâng dự báo CFFO năm 2026 từ 11,5 tỷ EUR (kế hoạch, Brent 70 USD) lên 15 tỷ EUR (Brent 85 USD, biên lọc dầu 14 USD/thùng thay vì 6 USD). Theo Eni, cải thiện thực chất so với độ nhạy giá chỉ khoảng 0,7 tỷ EUR. Như vậy, khoảng 2,8 tỷ EUR trong mức tăng 3,5 tỷ EUR, tức khoảng



Mô hình kinh doanh của Eni.

80%, đến từ kịch bản giá (tính toán của tác giả từ số liệu Eni công bố).

Bài học kinh nghiệm từ mô hình của Eni cho thấy cách một doanh nghiệp năng lượng lớn thiết kế cấu trúc vốn để vừa giữ nền tảng dầu khí, vừa mở rộng sang lĩnh vực mới mà không làm yếu bảng cân đối.

Bài học thứ nhất là trả lời rõ câu hỏi "vốn đầu tư cho lĩnh vực mới". Các lĩnh vực mới như điện gió ngoài khơi, hydrogen hay lưu trữ năng lượng đều cần vốn lớn. Nếu tất cả đều được tài trợ từ dòng tiền dầu khí, danh mục sẽ phình to trong khi nguồn lực cho nhiệm vụ cốt lõi bị chia nhỏ. Cách của Eni là tách mảng mới thành pháp nhân có cấu trúc vốn riêng, để đối tác chiến lược cùng góp vốn và cùng chịu rủi ro.

Bài học thứ hai là dùng giao dịch cổ phần để định giá và làm minh bạch. Khi đối tác bên ngoài bỏ tiền mua cổ phần, giá trị của mảng mới được kiểm chứng bằng giá thật, không chỉ bằng kế hoạch. PETROVIETNAM có nhiều đơn vị thành viên đã niêm yết, nên đã có sẵn một phần nền tảng để áp dụng tư duy này: mỗi mảng mới cần có "giá tham chiếu" và cam kết hiệu quả vốn

công khai.

Bài học thứ ba là thăm dò – khai thác cũng có thể quản trị theo danh mục. Mô hình thăm dò kép của Eni cho thấy không phải phát hiện nào cũng cần tự phát triển đến cùng. Bán sớm một phần quyền lợi giúp thu hồi vốn thăm dò, giảm rủi ro phát triển và giải phóng nguồn lực cho các dự án có giá trị cao hơn.

Bài học thứ tư là hợp tác khu vực để tạo quy mô. Liên doanh Searah giữa Eni và Petronas gộp tài sản ở Indonesia và Malaysia thành một nền tảng tăng trưởng chung. Với PETROVIETNAM, hợp tác theo vùng tại Đông Nam Á, dựa trên hạ tầng khí và thị trường LNG, có thể là cách mở rộng không gian tăng trưởng mà không phải một mình gánh toàn bộ vốn.

Bài học thứ năm là quy tắc sử dụng "lợi nhuận bất thường" phải được công bố trước. Eni cam kết trước sẽ dùng 60% hay 100% phần dư khi giá vượt kế hoạch, và năm 2026 đã làm đúng như vậy. Với một doanh nghiệp nhà nước, tinh thần tương tự có thể là quy tắc rõ ràng về tỷ lệ trích lập quỹ đầu tư, trả nợ và nộp ngân sách khi giá

dầu cao. Nhờ đó, lợi nhuận bất thường không bị tiêu hết vào những khoản đầu tư thiếu cần thiết.

Bài học thứ sáu là tài sản yếu phải được xử lý thẳng thắn. Eni không dùng mô hình vệ tinh để che giấu mảng kém hiệu quả. Tập đoàn đóng cửa các cracker hóa dầu thua lỗ, chuyển đổi mặt bằng sang lọc sinh học và sản xuất pin. Tái cấu trúc cứng là điều kiện để mô hình mới đáng tin.

Điều kiện để áp dụng mô hình vệ tinh là khung pháp lý về quản lý và chuyển nhượng vốn nhà nước tại doanh nghiệp, đặc biệt là quy trình định giá và bán cổ phần cho đối tác. Điều kiện thứ hai là độ sâu của thị trường vốn và mức độ quan tâm của nhà đầu tư chiến lược, quỹ hạ tầng đối với lĩnh vực năng lượng tại Việt Nam. Điều kiện thứ ba là năng lực quản trị các công ty con độc lập, gồm ban điều hành chuyên nghiệp, cơ chế đãi ngộ gắn với hiệu quả và thỏa thuận cổ đông rõ ràng. Điều kiện cuối cùng, cũng là khác biệt lớn nhất giữa PETROVIETNAM và Eni, là yêu cầu cân bằng mục tiêu thương mại với vai trò bảo đảm an ninh năng lượng quốc gia.

PETROVIETNAM có thể rút ra một công thức: lấy dầu khí làm nguồn tiền, lấy đối tác làm nguồn vốn cho cái mới, lấy giao dịch thị trường làm thước đo giá trị, và lấy quy tắc phân phối minh bạch làm cam kết với chủ sở hữu.

XU HƯỚNG CÔNG NGHỆ MỚI

Công nghệ sản xuất hydrogen bằng SMR mở ra hướng đi mới cho ngành công nghiệp sản xuất hydrogen

Một nghiên cứu mới của Đại học Michigan công bố trên tạp chí Nature Communications cho thấy các lò phản ứng hạt nhân module nhỏ (SMR) có tiềm năng kinh tế lớn nhất không phải trong lĩnh vực phát điện lên lưới mà trong các ngành công nghiệp tiêu thụ nhiều nhiệt và hydrogen như sản xuất ammonia, thép và lọc dầu.

Điểm nổi bật của nghiên cứu là đánh giá vai trò của SMR trong sản xuất hydrogen giúp giảm vốn đầu tư ban đầu, rút ngắn thời gian xây dựng và có thể đồng thời cung cấp điện năng, nhiệt công nghiệp và hydrogen carbon thấp.. Khác với điện phân nước thông thường chỉ sử dụng điện năng, SMR có khả năng cung cấp cả điện và nhiệt độ cao cho quá trình tách phân tử nước thành hydrogen và oxy. Việc tận dụng nhiệt hạt nhân giúp nâng cao hiệu suất năng lượng, giảm tiêu thụ điện và hạ giá thành sản xuất hydrogen.

Nhóm nghiên cứu đã xây dựng mô hình tối ưu hóa để đánh giá khả năng triển khai SMR tại 34 nhà máy ammonia, 9 nhà máy thép, 47 nhà máy lọc dầu và 955 cơ sở công nghiệp sử dụng nhiệt quá trình tại Mỹ. Kết quả cho thấy sản xuất hydrogen là ứng dụng mang lại hiệu quả kinh tế cao nhất cho SMR. Hydrogen sử dụng cho sản xuất ammonia có thể đạt biên lợi nhuận khoảng 300%, trong khi các dự án cung cấp hydrogen cho nhà máy lọc dầu đạt biên lợi nhuận trên 50%; ngành thép đạt khoảng 20%.

Nghiên cứu cũng cho thấy SMR có lợi thế đặc biệt đối với ngành lọc dầu. Các nhà máy lọc dầu hiện nay tiêu thụ lượng lớn hydrogen trong các quá trình



Nhà máy phát điện hạt nhân Palisades ở South Haven, Michigan, thuộc sở hữu của Holtec International.

hydrocracking, hydrotreating và sản xuất nhiên liệu sạch. Việc thay thế hydrogen sản xuất từ khí thiên nhiên bằng hydrogen từ SMR có thể giúp giảm đáng kể lượng phát thải CO₂ đồng thời hạn chế sự phụ thuộc vào biến động giá nhiên liệu hóa thạch.

Một kết quả đáng chú ý khác là SMR hiện chưa đủ khả năng cạnh tranh về giá với điện gió, điện mặt trời hoặc các lò phản ứng nước nhẹ quy mô lớn như AP1000 trên thị trường điện bán buôn. Vì vậy, trong giai đoạn đầu phát triển, ứng dụng tối ưu của SMR được xác định là cung cấp nhiệt công nghiệp và sản xuất hydrogen thay vì chỉ phát điện lên lưới.

Các nhà nghiên cứu nhận định rằng nếu được triển khai rộng rãi trong các ngành ammonia, thép, lọc dầu và công nghiệp sử dụng nhiệt, SMR có thể giúp giảm khoảng 8% lượng phát thải carbon công nghiệp của Mỹ trong giai đoạn triển khai đầu tiên và tới 14% trong giai đoạn tiếp theo.

Xét dưới góc độ công nghệ, nghiên cứu cho thấy hướng phát triển triển vọng nhất của SMR trong tương lai là trở

thành nguồn cung cấp nhiệt và hydrogen carbon thấp cho các tổ hợp lọc hóa dầu, hóa dầu và sản xuất ammonia, thay vì chỉ đóng vai trò là một nguồn phát điện truyền thống.

Infinium ra mắt nền tảng mSAF, mở rộng sản xuất nhiên liệu hàng không carbon thấp từ methane

Ngày 21/9/2026, Infinium đã công bố nền tảng nhiên liệu hàng không bền vững mới mang tên mSAF (methane-based Sustainable Aviation Fuel), sử dụng khí methane từ nhiều nguồn khác nhau để sản xuất nhiên liệu hàng không carbon thấp. Động thái này đánh dấu bước mở rộng quan trọng của Infinium bên cạnh dòng sản phẩm eSAF hiện được sản xuất từ hydrogen và CO₂.

Theo Infinium, mSAF có thể sử dụng nhiều nguồn nguyên liệu như khí tự nhiên tái tạo (RNG), biogas, khí đồng hành bị đốt bỏ (flare gas) và các dòng khí methane phù hợp khác. Công nghệ mới cho phép mở rộng phạm vi triển khai dự án sang nhiều địa điểm hơn, đồng thời tận dụng các nguồn methane hiện đang



được thu hồi tại bãi chôn lấp rác, trang trại chăn nuôi, nhà máy xử lý nước thải và các hệ thống khai thác khí trên khắp Bắc Mỹ, châu Âu và châu Á.

Robert Schuetzle, Tổng Giám đốc điều hành Infinium, cho biết ngành hàng không sẽ cần nhiều con đường công nghệ khác nhau để đáp ứng nhu cầu nhiên liệu carbon thấp trong tương lai. Theo ông, nền tảng mSAF giúp doanh nghiệp tận dụng công nghệ đã được thương mại hóa để phát triển thêm các dự án nhiên liệu carbon thấp bên cạnh hoạt động eSAF đang tăng trưởng mạnh.

Về công nghệ, mSAF sử dụng nền tảng tổng hợp Fischer-Tropsch độc quyền của Infinium, vốn đã được ứng dụng trong các dự án e-fuels thương mại của doanh nghiệp. Điểm mới nằm ở việc

bổ sung công nghệ reforming methane bằng điện (eSMR) thay cho phương pháp reforming truyền thống dùng nhiên liệu khí để tạo nhiệt.

Theo Infinium, việc sử dụng điện tái tạo để cung cấp nhiệt cho quá trình sản xuất giúp giảm đáng kể phát thải carbon trong chuỗi giá trị, đồng thời tăng hiệu suất chuyển hóa carbon từ nguyên liệu đầu vào thành nhiên liệu thành phẩm. Công nghệ này hiện đang được triển khai tại dự án Project Roadrunner ở bang Texas, nơi được giới thiệu là cơ sở reforming methane bằng điện quy mô lớn nhất thế giới.

Infinium nhấn mạnh rằng không phải mọi dự án mSAF đều có cùng mức phát thải carbon. Cường độ carbon của sản phẩm sẽ phụ thuộc vào nguồn

methane đầu vào, tỷ lệ rò rỉ khí methane, nguồn điện sử dụng và khả năng truy xuất nguồn gốc của từng dự án. Do đó, doanh nghiệp sẽ thực hiện đánh giá vòng đời phát thải và chứng nhận carbon riêng cho từng dự án theo các tiêu chuẩn hiện hành.

Trong quá trình xây dựng nền tảng mSAF, Infinium đã hợp tác với tổ chức nghiên cứu năng lượng và khí hậu RMI. Theo Bryan Fisher, Giám đốc điều hành của RMI, biogas và khí tự nhiên tái tạo đang nổi lên như những nguồn nguyên liệu quan trọng cho các ngành khó giảm phát thải, trong đó có nhiên liệu hàng không. Tuy nhiên, lợi ích khí hậu chỉ có thể được bảo đảm khi đi kèm hệ thống kiểm kê phát thải vòng đời, truy xuất nguồn gốc và chứng nhận đáng tin cậy.

SỰ KIỆN NĂNG LƯỢNG

TotalEnergies và Amni phê duyệt dự án khí Ima trị giá 1,1 tỷ USD tại Nigeria

TotalEnergies EP Nigeria và đối tác Amni International Petroleum Development Company đã đưa ra quyết định đầu tư cuối cùng (FID) đối với dự án phát triển mỏ khí Ima ngoài khơi Nigeria với tổng vốn đầu tư khoảng 1,108 tỷ USD, đánh dấu bước tiến mới trong chiến lược phát triển khí tự nhiên của Nigeria và khu vực Tây Phi.

Mỏ khí Ima nằm trên hai giấy phép ngoài khơi OML 112 và OML 117, được phát hiện cùng tích tụ dầu Ima trước đây. Theo thông tin từ Amni, dự án sở hữu khoảng 1,28 Tcf khí không đồng hành đã được xác nhận độc lập và được thiết kế đạt sản lượng đỉnh khoảng 350 triệu feet khối khí/ngày (MMscfd), tương đương hơn 60.000 thùng dầu quy đổi/ngày, duy trì trong ít nhất 8 năm.

Dự án sẽ được phát triển bằng một

giàn khai thác ngoài khơi kết nối với tổ hợp hóa lỏng khí Nigeria LNG thông qua đường ống dài 22 km. Thiết kế dự án áp dụng nguồn điện từ bờ, không đốt bỏ khí (zero flaring) và triển khai hệ thống giám sát rò rỉ methane thường trực nhằm giảm phát thải khí nhà kính.

Khí đầu tiên dự kiến được khai thác vào tháng 10/2028. Khi đi vào vận hành, mỏ Ima được kỳ vọng cung cấp khoảng 1/3 nhu cầu khí nguyên liệu cho dự án mở rộng Nigeria LNG Train 7. Dự án Train 7 sẽ nâng công suất hóa lỏng của Nigeria LNG từ 22 triệu tấn LNG/năm lên khoảng 30 triệu tấn/năm.

Ông Nicolas Terraz, Chủ tịch Khối Thăm dò và Khai thác của TotalEnergies, cho biết sau dự án Ubeta được phê duyệt năm 2024, Ima tiếp tục chứng minh khả năng phát triển các nguồn khí có chi phí thấp và phát thải thấp tại Nigeria, tận dụng các cơ chế khuyến khích mà Chính phủ Nigeria dành cho các dự án khí không đồng hành.

Trong dự án Ima, TotalEnergies giữ vai trò điều hành với 40% lợi ích tham gia, trong khi Amni nắm 60%. Đối với Amni, dự án là một phần trong chiến lược nâng công suất khai thác lên khoảng 250.000 thùng dầu quy đổi/ngày vào năm 2031.

Dự án Ima cho thấy việc phát triển các mỏ khí không đồng hành quy mô vừa, gắn với hạ tầng khí và LNG sẵn có, có thể là hướng đi hiệu quả trong bối cảnh nhu cầu LNG khu vực châu Á tiếp tục tăng. Đối với PETROVIETNAM, đây là kinh nghiệm đáng tham khảo trong việc tối ưu hóa các phát hiện khí ngoài khơi thông qua mô hình "hạ tầng dẫn dắt phát triển mỏ" (infrastructure-led development), giúp rút ngắn thời gian thương mại hóa nguồn tài nguyên và nâng cao hiệu quả đầu tư. Đồng thời, việc tích hợp các giải pháp giảm phát thải methane và không đốt bỏ khí cũng phản ánh xu hướng phát triển các dự án khí phát thải thấp đang được nhiều nhà đầu tư quốc tế ưu tiên.



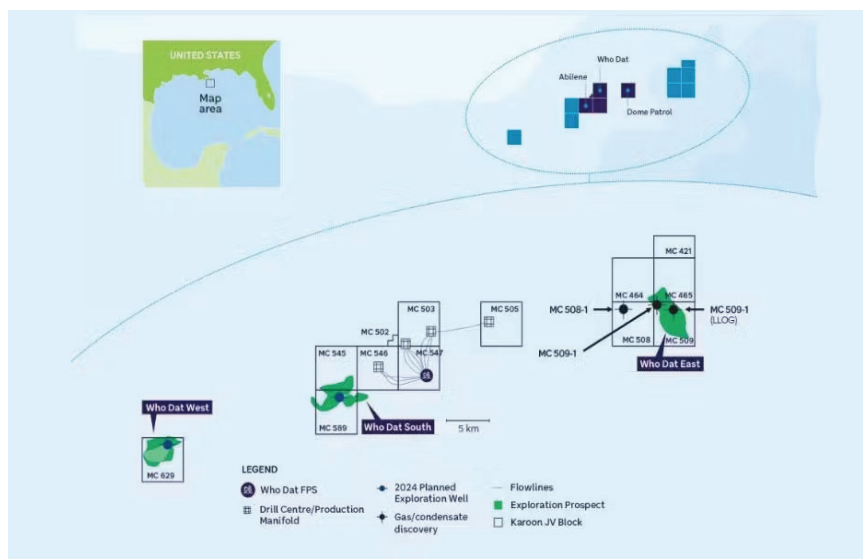
Tại Nigeria, TotalEnergies hiện đang tham gia điều hành khai thác các dự án trọng điểm ngoài khơi PML 2, 3, 4; OML 99, 100, 102 cùng dự án trên đất liền OML 58.

TotalEnergies phê duyệt phát triển toàn diện mỏ khí Absheron ngoài khơi Azerbaijan

TotalEnergies đã đưa ra quyết định đầu tư cuối cùng (FID) cho giai đoạn phát triển toàn diện mỏ khí và condensate Absheron tại biển Caspi ngoài khơi Azerbaijan, đánh dấu một trong những dự án khí tự nhiên quan trọng nhất tại khu vực biển Caspi trong giai đoạn hiện nay. Mỏ nằm cách thủ đô Baku khoảng 100 km về phía Đông Nam và được ước tính chứa khoảng 140 tỷ m³ khí có thể thu hồi.

Giai đoạn phát triển đầu tiên của Absheron đã đi vào khai thác từ năm 2023 với công suất khoảng 1,5 tỷ m³ khí/năm và 12.000 thùng condensate/ngày. Dự án phát triển toàn diện mới được phê duyệt sẽ nâng tổng công suất khai thác của mỏ lên 6 tỷ m³ khí/năm (6 bcm/năm) và 47.000 thùng condensate/ngày. Sản lượng thương mại dự kiến bắt đầu từ năm 2029. Theo thông tin công bố của TotalEnergies, khí khai thác sẽ phục vụ cả thị trường nội địa Azerbaijan và xuất khẩu sang Thổ Nhĩ Kỳ thông qua hệ thống đường ống hiện có kết nối Azerbaijan với thị trường khí châu Âu.

Dự án sẽ được phát triển bằng 4 giếng khai thác ngầm dưới biển, kết nối với bờ thông qua đường ống dưới biển tích hợp các hệ thống tự động hóa tiên tiến. Khí sau đó sẽ được xử lý tại một nhà máy trên bờ mới, sử dụng điện hoàn toàn nhằm giảm tiêu thụ năng lượng và hạn chế phát thải khí nhà kính. TotalEnergies cho biết cường độ phát thải Scope 1 và Scope 2 của dự án dự kiến dưới 4 kg CO₂e/boe, thuộc nhóm các dự án khí có cường độ phát thải thấp trên thế giới. TotalEnergies là nhà điều hành với 35% lợi ích tham gia. Các đối tác gồm SOCAR (35%) và XRG, công ty thành viên của ADNOC (30%).



Tổ hợp khai thác Who Dat bao gồm các mỏ Who Dat, Dome Patrol và Abilene cùng các cơ sở hạ tầng liên quan

LLOG trao hợp đồng hạ tầng ngầm cho dự án Who Dat East tại Vịnh Mexico

Công ty LLOG Exploration, hiện là công ty thành viên của Harbour Energy, đã trao hợp đồng cho Subsea7 nhằm thực hiện các hạng mục hạ tầng ngầm cho dự án phát triển mỏ Who Dat East tại khu vực Vịnh Mexico.

Theo thông báo, phạm vi công việc bao gồm chế tạo, vận chuyển và lắp đặt khoảng 29 km hệ thống ống pipe-in-pipe kết nối với hệ thống khai thác nổi Who Dat Floating Production System (FPS), cùng với việc lắp đặt cáp điều khiển (umbilical) và các thiết bị kiểm soát dưới biển. Dự án Who Dat East nằm tại lô MC 509-1 ở độ sâu nước khoảng 1.300 m, trong khi hệ thống FPS hiện hữu của mỏ Who Dat được đặt tại khu vực Mississippi Canyon 547 ở độ sâu khoảng 3.100 feet. Subsea7 cho biết công tác quản lý dự án và thiết kế kỹ thuật sẽ được triển khai ngay tại văn phòng Houston, còn hoạt động ngoài khơi dự kiến bắt đầu từ năm 2028.

Trước đó, vào tháng 8/2026, LLOG Exploration đã phê duyệt phát triển mỏ Who Dat East. Dự án bao gồm hoàn thiện giếng phát hiện Who Dat East được khoan

năm 2024, xây dựng tuyến ống dài 29 km kết nối về FPS hiện hữu, lắp đặt hệ thống điều khiển dưới biển và thực hiện một số nâng cấp nhỏ cho cơ sở xử lý nổi. Sản lượng đầu tiên dự kiến đạt được trong nửa cuối năm 2028. Trong liên doanh phát triển Who Dat East, LLOG Exploration là nhà điều hành với 40% lợi ích tham gia, cùng các đối tác Karoon USA (40%) và Westlawn Americas Offshore (20%).

QatarEnergy đẩy nhanh các dự án mở rộng LNG khổng lồ, hướng tới công suất 142 triệu tấn/năm

QatarEnergy cho biết tàu LNG đầu tiên của dự án mở rộng North Field East (NFE) dự kiến sẽ đi vào vận hành trong nửa đầu năm 2027, bất chấp những ảnh hưởng từ gián đoạn vận tải qua eo biển Hormuz đối với tiến độ cung ứng thiết bị.

Phát biểu tại Qatar Economic Forum Special Edition ở New York, Bộ trưởng Năng lượng Qatar kiêm Tổng Giám đốc điều hành QatarEnergy, Saad al-Kaabi, cho biết tàu đầu tiên của dự án NFE có công suất 8 triệu tấn LNG/năm, thuộc dự án mở rộng NFE với tổng công suất thiết kế 32 triệu tấn LNG/năm. Ông lưu ý rằng thời điểm vận hành các tàu tiếp theo sẽ phụ thuộc

vào mức độ kéo dài của các ảnh hưởng liên quan đến eo biển Hormuz.

Bên cạnh đó, ông Al-Kaabi cho biết hai dây chuyền LNG tại Ras Laffan, tương đương khoảng 17% công suất LNG hiện nay của Qatar, bị hư hại trong thời kỳ xung đột với Iran sẽ cần khoảng 3 năm để sửa chữa hoàn toàn. Trong khi đó, một dây chuyền khí thành nhiên liệu lỏng (GTL) bị ảnh hưởng dự kiến sẽ hoạt động trở lại từ quý I/2027.

Theo kế hoạch, một số tàu thuộc NFE sẽ lần lượt đi vào sản xuất trong năm 2027, còn dự án mở rộng North Field South (NFS) với công suất 16 triệu tấn LNG/năm được kỳ vọng bắt đầu vận hành từ năm 2028.

Các dự án NFE và NFS là một phần trong chương trình mở rộng tổng thể mỏ khí North Field, cùng với dự án North Field West. Khi hoàn thành, toàn bộ chương trình sẽ nâng công suất LNG của Qatar từ 77 triệu tấn/năm hiện nay lên 142 triệu tấn/năm, củng cố vị thế quốc gia xuất khẩu LNG hàng đầu thế giới.

Ngoài các dự án trong nước, ông Al-Kaabi cũng cập nhật tiến độ dự án Golden Pass LNG tại Mỹ, liên doanh giữa QatarEnergy và ExxonMobil. Sau khi xuất chuyển hàng LNG đầu tiên vào tháng 4/2026, dự án công suất 18 triệu tấn/năm dự kiến đạt toàn bộ công suất vào năm 2028 khi Train 2 và Train 3 đi vào hoạt động.

Ông Al-Kaabi cũng nhấn mạnh rằng dù từng xuất hiện đề xuất xây dựng đường ống xuất khẩu khí tránh eo biển Hormuz, phương án này không có nhiều ý nghĩa kinh tế trong bối cảnh chương trình mở rộng North Field đang được triển khai. Theo ông, Qatar có thể nhanh chóng khôi phục hoạt động bình thường chỉ trong vài tuần sau khi việc lưu thông qua Hormuz được nối lại hoàn toàn.



Mỹ đề xuất bãi bỏ đánh giá môi trường riêng lẻ để đẩy nhanh phát triển dầu khí tại Alaska

Cục Quản lý Đất đai Mỹ (BLM) đã công bố dự thảo quy định mới nhằm đơn giản hóa quy trình cấp phép dầu khí tại National Petroleum Reserve-Alaska (NPR-A), khu dự trữ dầu khí lớn nhất của liên bang Mỹ. Đề xuất này thay thế cơ chế đánh giá môi trường riêng cho từng dự án bằng một khung đánh giá chung áp dụng cho nhiều dự án đủ điều kiện.

Theo dự thảo, các dự án phát triển dầu khí trong NPR-A sẽ không cần thực hiện đánh giá môi trường riêng theo từng trường hợp nếu đáp ứng những tiêu chí nhất định. Thay vào đó, các dự án sẽ được xem xét theo một khuôn khổ môi trường tiêu chuẩn được xây dựng dựa trên hơn 20 năm dữ liệu và kinh nghiệm quản lý khu vực này.

Một trong những điểm đáng chú ý nhất là BLM sẽ có 60 ngày để đưa ra quyết định phê duyệt hoặc phê duyệt có điều kiện sau khi nhận được hồ sơ đầy đủ. Quy định cũng nêu rõ thời hạn hai tháng này sẽ có hiệu lực ưu tiên so với các yêu cầu thủ tục khác có thể làm chậm quá trình ra quyết định. Sau khi được phê duyệt, doanh nghiệp phải bắt đầu xây dựng dự án trong vòng 4 năm.

Cơ chế mới chỉ áp dụng cho các địa điểm sản xuất nằm trong phạm vi 25 dặm

(khoảng 40 km) từ cơ sở hạ tầng dầu khí cố định hiện hữu và nằm ngoài các khu vực cấm phát triển bề mặt ("no surface occupancy"), ngoại trừ các trường hợp đặc biệt được cho phép trong kế hoạch quản lý đã được phê duyệt.

Đồng thời, BLM cũng công bố các phần đầu tiên của Báo cáo đánh giá tác động môi trường (EIS) hỗ trợ cho quy định mới. Báo cáo xem xét 120 đánh giá môi trường đã được thực hiện trong NPR-A giai đoạn 1998-2026, bao gồm 10 báo cáo EIS quy mô lớn và 110 đánh giá môi trường (EA) đối với các dự án nhỏ hơn.

Ông Steve Pearce, Giám đốc BLM, cho rằng việc phát triển tài nguyên có trách nhiệm không nên bị trì hoãn bởi các thủ tục trùng lặp. Theo ông, quy trình mới vẫn duy trì các tiêu chuẩn môi trường nghiêm ngặt nhưng tạo tính dự báo tốt hơn cho nhà đầu tư và giúp đẩy nhanh tiến độ triển khai dự án.

Đề xuất được đưa ra trong bối cảnh hoạt động thăm dò và phát triển dầu khí tại Alaska đang phục hồi mạnh. Cuộc đấu giá quyền thuê khai thác tại NPR-A hồi tháng 3/2026 đã đạt mức kỷ lục với 164,7 triệu USD doanh thu và 187 lô nhận được hồ sơ dự thầu, là cuộc đấu giá đầu tiên kể từ năm 2019. Các công ty lớn như Shell, ExxonMobil và ConocoPhillips đều tham gia tích cực.

CNOOC UK gia hạn thỏa thuận EPC 5 năm với Worley cho các mỏ ngoài khơi Biển Bắc

CNOOC International UK đã gia hạn thêm 5 năm thỏa thuận khung về dịch vụ kỹ thuật, mua sắm và xây dựng (EPC) với Worley, bảo đảm duy trì hỗ trợ kỹ thuật cho danh mục tài sản ngoài khơi của công ty tại Thềm lục địa Anh (UK Continental Shelf - UKCS).

Theo thỏa thuận mới, Worley sẽ tiếp tục cung cấp các dịch vụ EPC cho các tài sản chủ lực của CNOOC tại Biển Bắc, bao gồm các mỏ Scott, Buzzard và Golden Eagle. Phạm vi công việc trải dài từ kỹ thuật, mua sắm, xây dựng, chạy thử, hoàn thiện công trình cho đến các hoạt động thu dọn và tháo dỡ mỏ khi kết thúc vòng đời khai thác.

Thỏa thuận bao phủ cả các hạng mục thay thế thiết bị đơn giản theo phương thức "like-for-like" lẫn các chương trình cải hoán mỏ đang khai thác (brownfield modifications) có độ phức tạp cao và các dự án mở rộng quy mô lớn hơn.

Việc gia hạn hợp đồng phản ánh chiến lược tiếp tục khai thác hiệu quả các tài sản hiện hữu tại Biển Bắc trong bối cảnh nhiều mỏ dầu khí của Anh đang bước vào giai đoạn trưởng thành. Thay vì tập trung hoàn

toàn vào các dự án mới, các nhà vận hành đang tăng cường đầu tư vào tối ưu hóa sản lượng, kéo dài tuổi thọ mỏ và chuẩn bị cho các chương trình decommissioning trong tương lai.

Plains mua lại hệ thống trung nguồn tại Powder River Basin với giá 585 triệu USD

Plains All American Pipeline LP và Plains GP Holdings đã đạt thỏa thuận mua lại SCM PR II LLC (Silver Creek Midstream) từ các quỹ thuộc Tailwater Capital và The Energy and Minerals Group với giá khoảng 585 triệu USD tiền mặt. Thương vụ nhằm mở rộng hiện diện của Plains tại lưu vực Powder River Basin (PRB), một trong những khu vực dầu đá phiến đang phát triển của Mỹ.

Theo Willie Chiang, Chủ tịch kiêm Tổng Giám đốc điều hành của Plains, đây là một thương vụ mang tính chiến lược đối với hệ sinh thái trung nguồn của công ty tại khu vực Rocky Mountains. Ông cho rằng Powder River Basin vẫn còn nguồn tài nguyên khai thác lớn, được hỗ trợ bởi tồn kho vị trí khoan đáng kể và triển vọng tăng trưởng sản lượng trong nhiều năm tới.

Silver Creek hiện sở hữu và vận hành một hệ thống thu gom dầu thô tích hợp quy mô lớn trải rộng trên các quận Converse, Campbell, Johnson và Natrona

của bang Wyoming. Hệ thống này kết nối trực tiếp với mạng lưới hiện hữu của Plains thông qua các trung tâm vận chuyển dầu thô Guernsey và Fort Laramie.

Các tài sản được mua lại bao gồm:

- Khoảng 600 dặm (gần 965 km) đường ống thu gom và vận chuyển dầu thô.
- Công suất vận hành hơn 350.000 thùng/ngày.
- Kho chứa với dung tích khoảng 1,2 triệu thùng.
- Quyền lợi 49% không điều hành trong liên doanh Powder River Gateway Joint Venture do Tallgrass Energy dẫn dắt, đơn vị vận hành các đường ống Iron Horse và Powder River Express.

Plains cho biết các tài sản này hiện phục vụ khoảng 125.000 thùng dầu/ngày, được hỗ trợ bởi cơ sở khách hàng đa dạng, khoảng 915.000 mẫu Anh diện tích cam kết dài hạn và các hợp đồng có thời hạn trung bình còn lại trên 8 năm.

Dự kiến sau khi hoàn tất vào quý IV/2026, thương vụ sẽ giúp Plains tăng cường khả năng kết nối từ các khu vực khai thác tại Powder River Basin tới hệ thống vận chuyển đường dài đưa dầu thô tới trung tâm lưu trữ và giao dịch Cushing, Oklahoma.

Sự kiện nổi bật Quý III/2026

Hội nghị, hội thảo	Thời gian	Địa điểm
Workshop "HPHT and deepwater wells: Drilling challenges, technologies and applications"	23 - 24/6/2026	Jakarta, Indonesia
SPE Europe Energy Conference and Exhibition	23 - 25/6/2026	Swissotel the Bosphorus, Istanbul, Turkey
Workshop "Maximising returns through effective management of mature assets in brownfield"	30/6 - 1/7/2026	Bandar Seri Begawan, Brunei
Technology and innovative thinking for unlocking stranded gas resources	21 - 22/7/2026	Kuala Lumpur, Malaysia
SPE/IADC Asia Pacific Drilling Technology Conference and Exhibition (APDT)	5 - 6/8/2026	The Westin Resort Nusa Dua, Bali, Indonesia
SPE Subsea Well Intervention Symposium	25 - 27/8/2026	Galveston Island Convention Center, Texas, USA
Gastech Exhibition & Conference	14 - 17/9/2026	Bangkok, Thailand

Thông tin liên hệ:

Ban Chiến lược, Tập đoàn Công nghiệp - Năng lượng Quốc gia Việt Nam, Số 18 Láng Hạ, Phường Giảng Võ, Hà Nội | Email: banchienluocpvn@pvn.vn.