

DẦU KHÍ



KHOA HỌC, CÔNG NGHỆ VÀ ĐỔI MỚI SÁNG TẠO PETROVIETNAM

ĐẶC SAN CỦA TẬP ĐOÀN DẦU KHÍ VIỆT NAM

■ SỐ 2/2024

ISSN 3030-4075

PETROVIETNAM Số 2 - 2024





TRƯỞNG BAN BIÊN TẬP

TS. Lê Xuân Huyền

PHÓ TRƯỞNG BAN BIÊN TẬP

TS. Lê Mạnh Hùng

ThS. Lê Ngọc Sơn

BAN BIÊN TẬP

TS. Trịnh Xuân Cường

TS. Nguyễn Anh Đức

ThS. Vũ Đào Minh

ThS. Trần Thái Ninh

ThS. Dương Mạnh Sơn

PGS.TS. Lê Văn Sỹ

KS. Lê Hồng Thái

ThS. Bùi Minh Tiến

ThS. Nguyễn Văn Tuấn

BAN TRỊ SỰ

ThS. Lê Văn Khoa

ThS. Nguyễn Thị Việt Hà

ThS. Nguyễn Trung Đạt

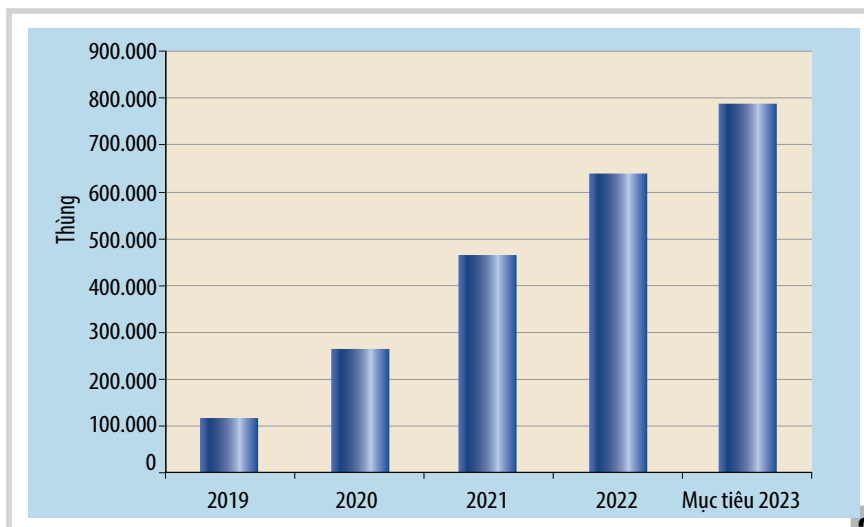
TỔ CHỨC THỰC HIỆN

Viện Dầu khí Việt Nam

BAN TRỊ SỰ

Tầng 16, Tòa nhà Viện Dầu khí Việt Nam - 167 Trung Kính, Yên Hòa, Cầu Giấy, Hà Nội

Tel: 024-37727108 | 0982288671 * Fax: 024-37844156 * Email: tcdk@pvn.vn



21



4. Xu hướng chuyển dịch năng lượng và các giải pháp ứng phó của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam

21. Xu hướng chuyển dịch năng lượng và kinh nghiệm thực hiện xanh hóa của một số nhà máy lọc hóa dầu trên thế giới

31. Phát triển điện gió ngoài khơi tại Việt Nam: Cơ hội, rào cản và giải pháp chính sách



41. Các công cụ chính sách hỗ trợ và tạo đòn bẩy để phát triển ngành điện gió Việt Nam từ kinh nghiệm của một số nước trên thế giới

51. Thị trường carbon: Kinh nghiệm của các doanh nghiệp dầu khí trên thế giới và đề xuất cho Tập đoàn Dầu khí Việt Nam

60. Nghiên cứu phương pháp tính dấu chân carbon cho một số sản phẩm dầu khí ở Việt Nam



70. Phí dịch vụ môi trường rừng: Từ lý thuyết đến thực tiễn áp dụng tại các nhà máy điện lực dầu khí

79. Phát triển hệ thống năng lượng xanh và đảm bảo hiệu quả chi phí

LỜI GIỚI THIỆU

Cơ quan Năng lượng Quốc tế (IEA) dự báo đầu tư vào lĩnh vực năng lượng trên toàn cầu trong năm 2024 dự kiến lần đầu tiên sẽ vượt mốc 3 nghìn tỷ USD, trong đó 2 nghìn tỷ USD dành cho đầu tư công nghệ và cơ sở hạ tầng năng lượng sạch. Ngành công nghiệp năng lượng đang đối mặt với xu hướng chuyển dịch năng lượng nhằm giảm phát thải carbon từ các hoạt động, hướng đến mục tiêu đạt phát thải ròng bằng “0” (net-zero emission) vào năm 2050.

Thực hiện Kết luận số 76-KL/TW ngày 24/4/2024 của Bộ Chính trị, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam (Petrovietnam) đang tập trung xây dựng chiến lược phát triển đến năm 2030, tầm nhìn đến năm 2050, với định hướng trở thành tập đoàn công nghiệp - năng lượng quốc gia gắn với phát triển, nâng cao hiệu quả hoạt động trong các lĩnh vực năng lượng truyền thống; tham gia chuỗi giá trị năng lượng mới, năng lượng tái tạo, đặc biệt là điện gió ngoài khơi, điện gió ven biển, hydrogen, ammonia, chuỗi cung ứng nhập khẩu, kinh doanh LNG, sản xuất thiết bị năng lượng... gắn với lợi thế của ngành dầu khí.

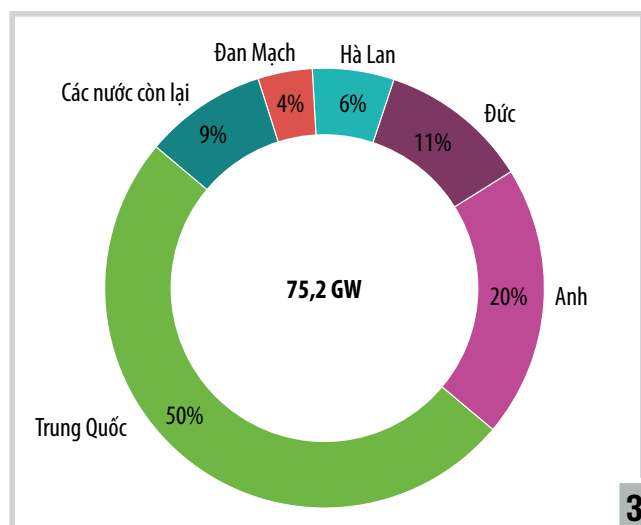
Trong số này, Đặc san Dầu khí - Khoa học, công nghệ và đổi mới sáng tạo tập trung phân tích các xu hướng chuyển dịch năng lượng gồm: tiết kiệm năng lượng, phát triển năng lượng tái tạo, điện khí hóa, thu hồi, sử dụng và lưu trữ carbon (CCS/CCUS) và phát triển hydrogen; đánh giá tác động của chuyển dịch năng lượng đối với ngành công nghiệp dầu khí; định hướng chuyển dịch năng lượng của các tập đoàn dầu khí trên thế giới và các giải pháp chính ứng phó của Petrovietnam; kinh nghiệm thực hiện xanh hóa của một số nhà máy lọc hóa dầu trên thế giới; cơ hội, rào cản và giải pháp chính sách phát triển điện gió ngoài khơi ở Việt Nam; kinh nghiệm của các doanh nghiệp dầu khí trên thế giới về phát triển thị trường carbon; nghiên cứu phương pháp tính dấu chân carbon cho một số sản phẩm dầu khí ở Việt Nam...

Ban Biên tập hy vọng với góc nhìn của các chuyên gia, nhà khoa học cùng các giải pháp về quản lý, quản trị, công nghệ sẽ giúp các doanh nghiệp tận dụng lợi thế để phát triển mở rộng chuỗi giá trị hoạt động theo hướng phát triển hiệu quả và bền vững, đồng thời, tạo cơ hội phát triển liên kết chuỗi giữa các đơn vị, đảm bảo quá trình chuyển dịch năng lượng không chỉ khả thi về kỹ thuật mà còn đảm bảo hiệu quả kinh tế.

TRƯỞNG BAN BIÊN TẬP
Phó Tổng giám đốc
Tập đoàn Dầu khí Việt Nam



TS. Lê Xuân Huyền



30

- Energy transition trends and response solutions for the Vietnam oil and gas group**4**
- Energy transition trends and greenization experience of some oil refineries and petrochemical plants**21**
- Offshore wind power development in Vietnam: Opportunities, barriers, and policy solutions**31**
- Policy tools to support and leverage the development of Vietnam's wind power industry from experience of some pioneering countries worldwide**41**
- Carbon market: Experience of global oil and gas enterprises and orientation for the Vietnam Oil and Gas Group**51**
- Carbon footprint calculation method for petroleum products in Vietnam**60**
- Payment for forest environmental services: From theory to practice in Petrovietnam power plants ...**70**

XU HƯỚNG CHUYỂN DỊCH NĂNG LƯỢNG VÀ CÁC GIẢI PHÁP ỨNG PHÓ CỦA TẬP ĐOÀN DẦU KHÍ VIỆT NAM

Nguyễn Hữu Lương, Nguyễn Đại Long

Viện Dầu khí Việt Nam

Email: luongnh.pvpro@vpi.pvn.vn

<https://doi.org/10.47800/PVSI.2024.02-01>

Tóm tắt

Ngành công nghiệp năng lượng đang đối mặt với xu hướng chuyển dịch năng lượng nhằm giảm phát thải carbon từ các hoạt động, hướng đến mục tiêu đạt phát thải ròng bằng "0" (net-zero emission) vào năm 2050. Các xu hướng chính bao gồm: (1) Tiết kiệm năng lượng, (2) Phát triển năng lượng tái tạo, (3) Điện khí hóa, (4) CCS/CCUS và (5) Phát triển hydrogen. Đối với Tập đoàn Dầu khí Việt Nam (Petrovietnam), các xu hướng chuyển dịch năng lượng, tạo ra thách thức, cần có những bước đi phù hợp để giảm thiểu phát thải carbon từ các hoạt động dầu khí, đồng thời tạo ra các cơ hội để mở rộng chuỗi giá trị hoạt động nhằm hướng đến phát triển hiệu quả và bền vững.

Để vượt qua những thách thức đặt ra trong bối cảnh chuyển dịch năng lượng, Petrovietnam cần thiết lập lộ trình với các mục tiêu và kế hoạch cụ thể để thực hiện các nhóm giải pháp chuyển dịch năng lượng trên cơ sở kết hợp: (1) Nhóm giải pháp góp phần giảm thiểu phát thải carbon từ các hoạt động dầu khí nhằm hướng đến mục tiêu đạt phát thải ròng bằng "0" vào năm 2050; (2) Nhóm giải pháp phát triển mở rộng chuỗi giá trị hoạt động phù hợp với xu hướng chuyển dịch năng lượng và đảm bảo phát triển bền vững; và (3) Nhóm giải pháp "chuyển dịch công bằng" nhằm đảm bảo quyền lợi của người lao động, đồng thời, thúc đẩy quá trình chuyển dịch năng lượng diễn ra thuận lợi và hiệu quả. Để hiện thực hóa các mục tiêu và kế hoạch nói trên, việc huy động tổng lực trong và ngoài Petrovietnam là cần thiết. Petrovietnam cần đưa các mục tiêu này vào chiến lược và có kế hoạch triển khai, theo dõi và cập nhật định kỳ tình hình thực hiện.

Từ khóa: CCUS, chuyển dịch năng lượng, hydrogen, net zero, Petrovietnam.

1. Giới thiệu

Năng lượng là một trong những lĩnh vực có tốc độ thay đổi nhanh chóng và được quan tâm do có quan hệ mật thiết đến nhiều lĩnh vực khác, bao gồm cả môi trường và an ninh quốc gia. Ngược lại, các lĩnh vực khác như môi trường, giao thông vận tải, hóa chất... cũng tham gia tác động đến định hướng phát triển của ngành năng lượng. Trong lịch sử phát triển của mình, năng lượng đã đi từ hình thái sơ khai nhất với việc đốt trực tiếp các nguồn sinh khối cho đến giai đoạn sử dụng than làm nhiên liệu, kế đến là phát hiện ra dầu mỏ, khí thiên nhiên cùng với các loại hình cung cấp năng lượng đến từ hạt nhân, gió, mặt trời, thủy điện... Cho đến gần đây, với xu thế giảm thiểu phát thải từ việc sử dụng các loại nhiên liệu hóa thạch, các nền kinh tế mới trên cơ sở methanol hoặc hydrogen đã được đề xuất. Hydrogen được xem là nguồn

nguyên, nhiên liệu "sạch" nhất nếu được phát triển từ các nguồn tái tạo. Khí thiên nhiên và năng lượng tái tạo là xu thế phát triển trong khi nhu cầu sử dụng các dạng năng lượng/nhiên liệu khác có xu hướng giảm.

Petrovietnam là đơn vị hoạt động hàng đầu trong lĩnh vực dầu khí và năng lượng nói chung. Chuỗi giá trị dầu khí Petrovietnam trải dài từ các hoạt động tìm kiếm, thăm dò, khai thác, vận chuyển, chế biến, tồn trữ và phân phối. Có thể thấy rằng, xu hướng chuyển dịch năng lượng đã tác động đến các lĩnh vực hoạt động chính của Petrovietnam. Những tác động có thể thấy là: sự sụt giảm giá xuất khẩu dầu thô, sản lượng tiêu thụ nhiên liệu giảm, yêu cầu nâng cao chất lượng sản phẩm lọc dầu, sự thuận lợi hơn của việc nhập khẩu LNG [1], nhu cầu đảm bảo nhiên liệu cho các nhà máy đạm, cơ hội đầu tư lĩnh vực điện tái tạo... Đây không chỉ là thách thức mà còn là cơ hội để Petrovietnam có thể khẳng định bước tiến trong một giai đoạn phát triển mới, hướng tới nền kinh tế giảm phát thải carbon. Việc nắm



Ngày nhận bài: 27/9/2023. Ngày phản biện đánh giá và sửa chữa: 27/9/2023 - 5/4/2024.

Ngày bài báo được duyệt đăng: 24/4/2024.

bắt các xu hướng và đánh giá tác động đến hoạt động của Petrovietnam để đưa ra những giải pháp ứng phó, cả chủ động và bị động, là cấp thiết trong bối cảnh hiện nay.

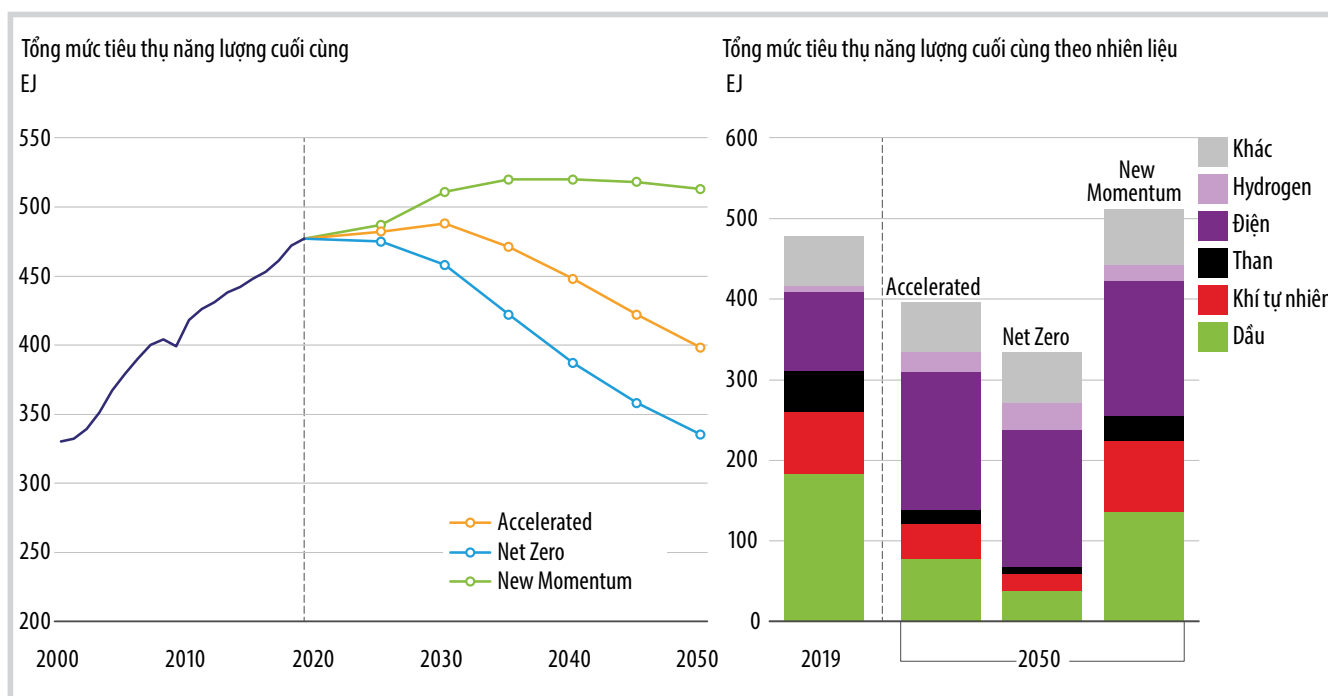
2. Tác động của chuyển dịch năng lượng đối với ngành công nghiệp dầu khí

Công nghiệp dầu khí đã thay đổi đáng kể trong vòng 10 năm qua. Ngành công nghiệp dầu khí đang phải đối mặt với các thách thức lớn như giảm nhu cầu nguyên/nhiên liệu hóa thạch [1], chi phí khai thác dầu khí ngày càng tăng, các tiêu chuẩn về bảo vệ môi trường ngày càng nghiêm ngặt. Song những công nghệ mới về sản xuất năng lượng xanh, sạch hơn đang liên tục ra đời và ngày càng hoàn thiện hơn giúp giảm giá thành sản xuất đang tạo ra cơ hội mới cho các doanh nghiệp dầu khí xem xét, tái cơ cấu danh mục đầu tư theo hướng phát triển năng lượng xanh. Mặc dù phát triển năng lượng xanh đang là xu hướng và nhu cầu về dầu mỏ không còn tăng trưởng cao như trước nhưng dầu khí vẫn được xem là nguồn cung năng lượng ổn định trong thập kỷ tới [2]. Để duy trì tăng trưởng và phát triển bền vững, các doanh nghiệp cần xem xét, điều chỉnh chiến lược kinh doanh cho phù hợp và xây dựng danh mục đầu tư đảm bảo cân bằng, hợp lý giữa việc duy trì hoạt động khai thác, sản xuất, chế biến dầu khí, phân phối sản phẩm cùng với việc đầu tư và chuyển đổi, thích nghi dần vào nguồn năng lượng sạch. Các doanh nghiệp cần tận dụng tốt khả năng cạnh tranh, kinh nghiệm sẵn có về năng lượng hóa thạch và cơ hội đổi mới để xây dựng danh mục đầu tư phù

hợp và linh hoạt, nhằm ứng phó với những biến động và xu hướng thay đổi trong tương lai.

2.1. Thăm dò, khai thác dầu khí

Theo xu hướng chuyển dịch năng lượng, yêu cầu “sạch hóa” nguồn cung năng lượng đã dẫn tới sự giảm mạnh nhu cầu dầu thô, đồng thời, yêu cầu áp dụng các giải pháp công nghệ mới để theo dõi và giảm thiểu lượng phát thải khí nhà kính trong quá trình khai thác dầu khí. Trong lĩnh vực thăm dò và khai thác dầu khí, các hoạt động nên được ưu tiên là công tác gia tăng sản lượng và khai thác nguồn khí thiên nhiên bằng các công nghệ mới và hiệu quả do chi phí khai thác ngày càng tăng, thu hẹp dần hoạt động khai thác dầu thô. Áp dụng các công nghệ giảm thiểu rò rỉ methane, phát thải CO₂, tích hợp và sử dụng các nguồn năng lượng tái tạo trong các hoạt động khai thác dầu khí, chuyển đổi số cho các doanh nghiệp khai thác và đào tạo cho người lao động về các lĩnh vực năng lượng mới. Cho đến năm 2050, với kịch bản phát triển năng lượng bền vững từ các tổ chức và đơn vị như IEA, DNV, BP... bức tranh năng lượng thế giới vẫn là hỗn hợp của nhiều dạng năng lượng, trong đó, dầu khí vẫn chiếm một vai trò nhất định như là nguồn cung năng lượng sơ cấp trong các hoạt động của xã hội loài người [2 - 4]. Sự chi phối của các hoạt động sử dụng năng lượng, yếu tố thiên tai, dịch bệnh, sự phát triển các nguồn năng lượng tái tạo... có thể dẫn đến tình trạng mất cân bằng cung - cầu dầu khí. Do đó, các doanh nghiệp dầu khí cần



Hình 1. Nhu cầu năng lượng theo 3 kịch bản của BP: Tăng tốc (Accelerated), Phát thải ròng bằng 0 (Net Zero) và Động lực mới (New Momentum) [1].

xây dựng chiến lược phát triển phù hợp, linh hoạt, cân đối các nguồn cung để thích ứng được với nhu cầu đa dạng của thị trường trong tương lai.

2.2. Chế biến dầu khí

Xu hướng chuyển dịch năng lượng đã dẫn đến giảm nhu cầu tiêu thụ các loại nhiên liệu lỏng truyền thống (xăng, dầu diesel...) do sự phát triển các loại phương tiện sử dụng điện và nhiên liệu sạch như xe điện (EV - electric vehicle) và xe điện dùng pin nhiên liệu (FCEV - fuel cell electric vehicle), dẫn đến tăng dần nhu cầu các loại nhiên liệu mới như nhiên liệu sinh học và hydrogen [1]. Để đón đầu được sự phát triển của các loại phương tiện giao thông thế hệ mới như xe điện và xe sử dụng nhiên liệu hydrogen, các nhà máy lọc dầu có thể xem xét chiến lược phát triển các sản phẩm hóa dầu, hydrogen và các loại nhiên liệu sinh học như là các sản phẩm mới của mình. Như vậy, để thích ứng với xu hướng chuyển dịch năng lượng và đảm bảo phát triển bền vững, hiệu quả, các nhà máy lọc dầu cần cải tiến, nâng cấp công nghệ để tạo ra được cơ cấu sản phẩm linh động phù hợp với sự thay đổi của thị trường theo hướng giảm nhiên liệu truyền thống bằng cách tăng sản phẩm hóa dầu. Trong bối cảnh này, các nhà máy lọc dầu cần chủ động phát triển theo định hướng linh hoạt hóa các nguồn nguyên liệu và sản phẩm, phát triển các sản phẩm hóa dầu, tích hợp các nguồn tái tạo và tối ưu hóa hoạt động sản xuất để nâng cao năng lực hoạt động và cạnh tranh thông qua các công nghệ 4.0. Hoạt động tích hợp các nguồn tái tạo và CCUS (thu hồi, lưu trữ và sử dụng CO₂) cũng cần được đẩy mạnh phát triển và đánh giá chi tiết hơn về nhu cầu tiêu thụ CO₂ và khả năng tồn trữ tùy vào mỗi quốc gia do liên quan đến các chính sách mới như thuế carbon nếu các sản phẩm được xuất khẩu.

2.3. Vận chuyển, tồn trữ và phân phối nguyên liệu và sản phẩm dầu khí

Khâu này hoạt động phụ thuộc vào các lĩnh vực khai thác và chế biến dầu khí. Trong hoạt động vận chuyển khí đường dài, sự phát triển của các công nghệ hóa lỏng khí và phương pháp vận chuyển đã dẫn đến sự giảm đáng kể chi phí sản xuất và vận chuyển khí thiên nhiên hóa lỏng (LNG), đây là yếu tố quan trọng để thúc đẩy thị trường khí theo xu hướng chuyển dịch, cung cấp khí cho các quốc gia có nhu cầu nhập khẩu khí không có tiềm năng dồi dào về năng lượng tái tạo hay khí thiên nhiên. Sự phát triển hydrogen từ các nguồn năng lượng tái tạo cũng yêu cầu sự phát triển về mặt công nghệ bao gồm vận chuyển và tồn

trữ hydrogen. Các trạm phân phối xăng dầu cũng cần được cải hoán để có thể phân phối đồng thời các loại nhiên liệu truyền thống và những dạng năng lượng mới. Đây là cơ hội để khâu phân phối sản phẩm dầu khí truyền thống có thể mở rộng chuỗi giá trị và đối tượng khách hàng. Với nhiều kinh nghiệm về cung cấp, phân phối năng lượng, các công ty dầu khí có thể tận dụng và thích nghi nhanh đối với quá trình chuyển đổi nguồn năng lượng mới như năng lượng tái tạo, điện khí hóa, nhiên liệu sinh học...

3. Một số định hướng chuyển dịch năng lượng của các tập đoàn dầu khí trên thế giới

3.1. Eni [5]

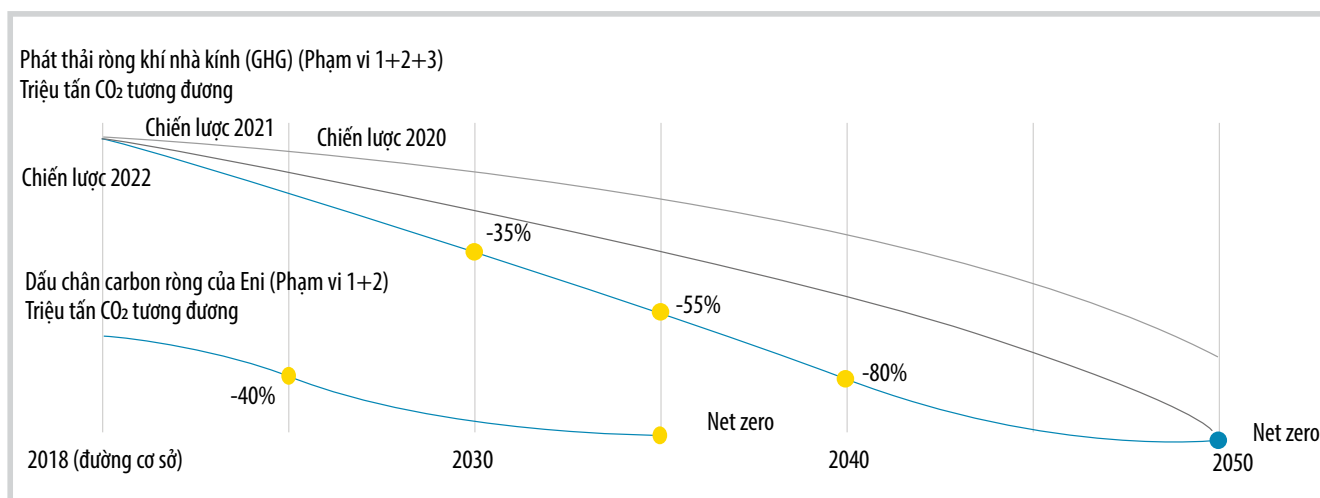
Eni là công ty năng lượng tích hợp chiều dọc (intergrated energy company) từ thăm dò, phát triển khai thác, vận chuyển, lọc hóa dầu, sản xuất điện và phân phối sản phẩm lọc hóa dầu, phân phối điện. Việc tích hợp chiều dọc cho phép Eni tạo ra sức mạnh tổng hợp trong hoạt động và tối ưu chi phí, đồng thời nắm bắt được các cơ hội mới. Hiện tại, để đảm bảo hoạt động bền vững cũng như đáp ứng các chính sách về môi trường ngày càng khắt khe, Eni đã đặt tham vọng trở thành tập đoàn hàng đầu trong lĩnh vực năng lượng xanh và đạt mục tiêu "net zero" vào năm 2050. Hình 1 trình bày lộ trình giảm phát thải đến năm 2050 của Eni.

Để đạt được mục tiêu giảm phát thải và phát triển kinh doanh bền vững, Eni đã đưa ra các giải pháp cụ thể để phát triển kinh doanh như sau:

- Giải pháp năng lượng mới: tăng công suất lắp đặt điện xanh lên 15 GW vào năm 2030, cung cấp cho hơn 15 triệu khách hàng, đạt 60 GW năm 2050; tăng công suất nhà máy lọc dầu sinh học lên đến 6 triệu tấn vào thập niên tiếp theo; công suất hydrogen đạt khoảng 4 triệu tấn năm 2050; thương mại hóa phản ứng hợp hạch từ tính (magnetic fusion) trong 10 năm tiếp theo; tăng vốn đầu tư phân phối lên 30% cho các giải pháp năng lượng mới vào năm 2025, 60% năm 2030 và lên tới 80% năm 2040.

- Thăm dò và khai thác: Eni đặt mục tiêu tăng trưởng khai thác dầu khí trung bình với tốc độ hàng năm là 3% và đến năm 2025 đạt sản lượng khai thác khoảng 1,9 triệu thùng/ngày. Tăng dần tỷ trọng khí đến 60% vào năm 2030 và hơn 90% sau năm 2040, trong khi sản lượng dầu sẽ giảm trong trung và dài hạn.

- Sản xuất khí bền vững: Sản xuất khí bền vững là một trong những hoạt động chính của Eni trong tương lai. Khối lượng LNG theo hợp đồng dự kiến sẽ vượt quá 15 triệu tấn/năm vào năm 2025. Eni đã xác lập mục tiêu bảo



Hình 2. Lộ trình giảm phát thải đến năm 2050 của Eni [6].

tồn rừng và triển khai các dự án thu gom và lưu trữ CO₂ để đạt trên 40 triệu tấn CO₂/năm vào năm 2050. Sản xuất điện từ khí kết hợp với các dự án thu và lưu trữ CO₂ đóng vai trò bổ sung cho năng lượng tái tạo.

- **Lọc dầu:** Chuyển đổi dần các nhà máy lọc dầu truyền thống của Eni ở Italy theo hướng tập trung vào các công nghệ mới để sản xuất các sản phẩm không carbon thông qua hoạt động tái chế chất thải và sử dụng các nguồn nguyên liệu sinh học. Eni đặt mục tiêu tăng công suất lọc dầu sinh học lên 6 triệu tấn/năm ở thập niên tiếp theo, trong đó không sử dụng dầu cò từ năm 2023 (trước thời hạn 7 năm so với yêu cầu của EU). Hiện nay, Eni đã đưa vào kế hoạch thực hiện việc chuyển đổi sang nguyên liệu sinh học, không sử dụng dầu cò, tại 2 nhà máy lọc dầu xanh Venice và Gela (Italy) từ năm 2023.

- **Thị trường:** Eni thực hiện cải hoán trạm xăng dầu truyền thống thành trạm dịch vụ bán hàng, chỉ phân phối các loại nhiên liệu bền vững thế hệ mới và cung cấp các loại hình dịch vụ có tính khác biệt. Đến năm 2050, Eni sẽ mở rộng lên đến hơn 160.000 điểm sạc xe điện trên toàn thế giới.

- **Hóa chất:** Chuyển đổi dần các nhà máy hiện tại để sản xuất nhiều loại sản phẩm đặc trưng hơn, tăng cường sử dụng các công nghệ sản xuất nhựa sinh học và tái chế các loại nhựa thải.

3.2. BP [7]

BP hoạt động trong 3 lĩnh vực kinh doanh chính: thượng nguồn, hạ nguồn và năng lượng tái tạo. BP là một trong những tập đoàn đi đầu trong xu hướng chuyển dịch năng lượng trên thế giới, bắt đầu từ năm 2005. Trong năm 2020, BP đã công bố chính sách cải tổ từ tập đoàn dầu khí

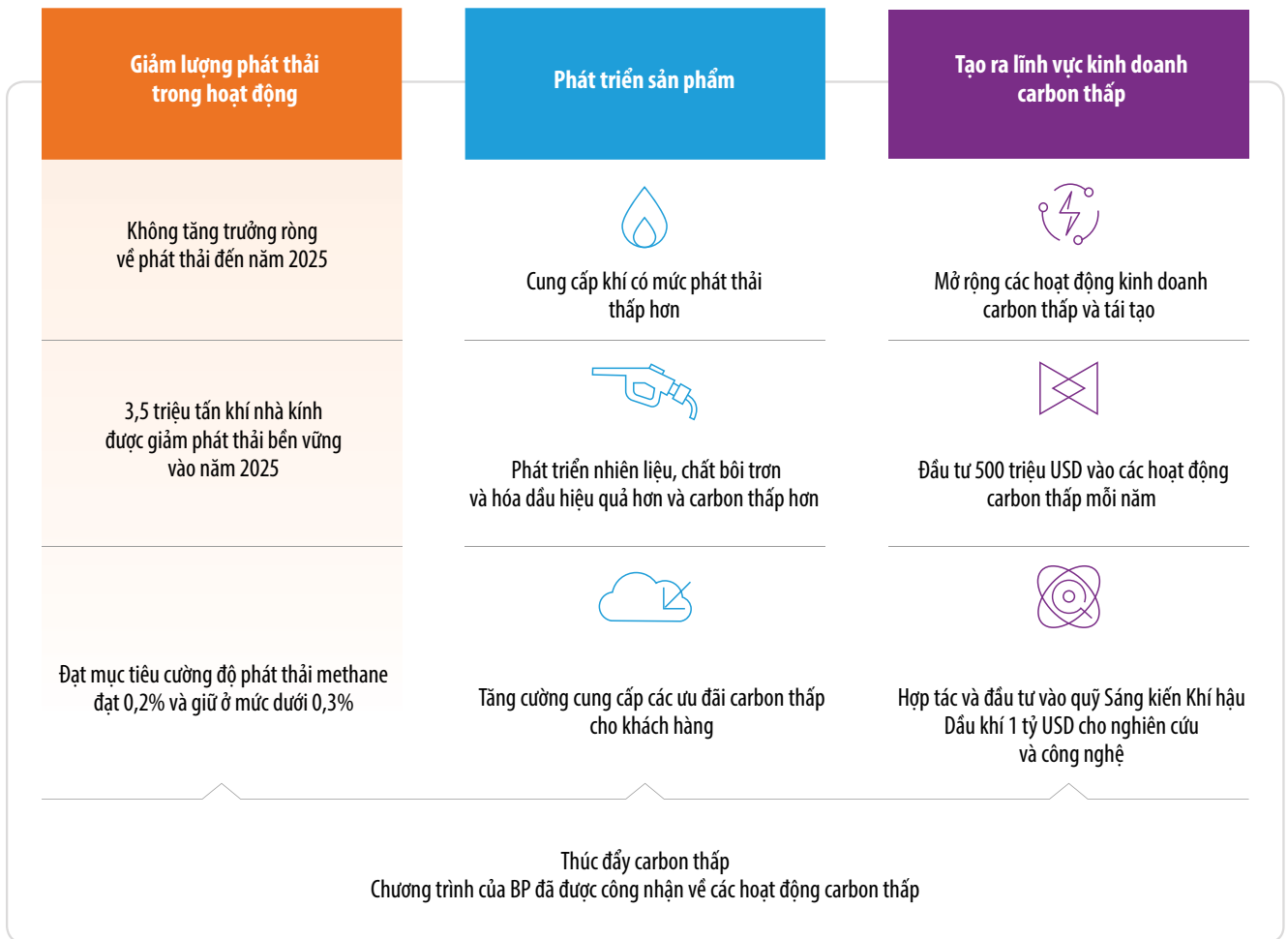
tích hợp để trở thành tập đoàn năng lượng tích hợp và đạt “zero carbon” vào năm 2050. Chiến lược của BP xoay quanh các định hướng thu hẹp hoạt động trong lĩnh vực năng lượng hóa thạch, đẩy mạnh phát triển khí và tăng đầu tư vào năng lượng tái tạo. Theo đó, BP đã và đang triển khai các giải pháp sau:

- BP tập trung tối ưu hóa năng lượng trong quá trình sản xuất hiện tại nhằm giảm tiêu hao năng lượng. Đối với các hoạt động kinh doanh phát thải carbon thấp, BP tập trung thúc đẩy phát triển công nghệ khử carbon, các công nghệ phát hiện rò rỉ khí methane, công nghệ sản xuất hydrogen và năng lượng tái tạo. Ngoài ra, BP còn chú trọng đầu tư vào kỹ thuật số nhằm tăng hiệu quả hoạt động cho BP và khách hàng.

- Cơ cấu tổ chức của BP bao gồm 3 nhóm: sản xuất và vận hành; khách hàng và sản phẩm; năng lượng khí và carbon thấp:

- **Sản xuất và vận hành:** điều hành hoạt động kinh doanh hydrocarbon an toàn và hiệu quả; tìm kiếm và phát triển các nguồn hydrocarbon với lựa chọn khai thác tập trung chủ yếu vào các mỏ hiện tại gần bờ; vận hành tài sản sản xuất dầu và khí bao gồm các hoạt động khai thác dầu khí trên bờ với lợi nhuận cao và phát thải carbon thấp tại Hoa Kỳ; vận hành nhà máy lọc dầu, kho cảng và đường ống; triển khai năng lực kỹ thuật trên các hoạt động kinh doanh carbon thấp và hydrocarbon.

- **Khách hàng và sản phẩm:** lấy khách hàng là động lực cho mô hình kinh doanh và nền tảng dịch vụ mới để cung cấp tiện ích, di động và sản phẩm năng lượng và dịch vụ của tương lai. Điều này được thực hiện thông qua việc đa dạng hóa các cửa hàng bán lẻ của BP, phát triển kinh



Hình 3. Mục tiêu cắt giảm phát thải của BP [1].

doanh trạm sạc xe điện, bán dầu nhớt Castrol/dầu nhờn và dòng e-fluid thông qua nhiều kênh phân phối; phát triển kinh doanh nhiên liệu hàng không, kinh doanh lọc dầu và thương mại, tối ưu hóa toàn bộ chuỗi nhiên liệu tích hợp.

- Khí và năng lượng carbon thấp: tạo ra các giải pháp năng lượng carbon thấp, thúc đẩy phát triển công nghệ khử carbon và các bước tiến tiềm năng vào chuỗi giá trị mới như hydrogen và CCS. Tạo ra giá trị thông qua việc tích hợp kinh doanh khí và LNG; năng lượng gió trên bờ và ngoài khơi; mua 50% cổ phần tại Lightsource BP; phát triển điện sinh học và nhiên liệu sinh học thông qua 50% cổ phần tại BP Bunge Bioenergia; phát triển hydrogen và CCS...

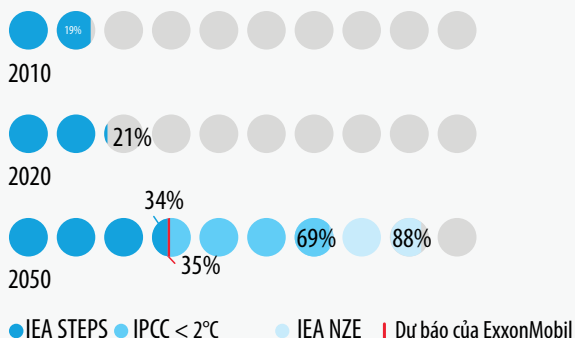
3.3. ExxonMobil [8]

ExxonMobil là công ty dầu khí tích hợp, hoạt động trong các lĩnh vực từ thượng nguồn (thăm dò, khai thác dầu khí và LNG), trung và hạ nguồn (lọc dầu, sản xuất, vận chuyển, thương mại và buôn bán các sản phẩm dầu khí, sản xuất dầu gốc và dầu nhờn thành phẩm), hóa chất cơ bản (olefins, aromatics, PE, PP) và các hóa chất đặc thù.

ExxonMobil có kế hoạch dẫn đầu trong quá trình chuyển dịch năng lượng nhờ vào sự linh hoạt trong các danh mục đầu tư và tối đa hóa lợi nhuận. ExxonMobil cam kết đạt phát thải ròng bằng "0" trong tương lai bằng cách tận dụng kinh nghiệm dày dặn của mình để đáp ứng những thách thức lớn và phức tạp để phát triển các giải pháp nâng cao trên quy mô lớn ở các lĩnh vực có phát thải cao nhất của nền kinh tế. ExxonMobil đạt mục tiêu giảm phát thải ròng khí nhà kính Phạm vi 1 và 2 trong toàn bộ hoạt động trước năm 2050 bằng các giải pháp bao gồm: đo lường hiệu quả năng lượng, giảm thiểu methane, nâng cấp máy móc thiết bị và giảm thiểu việc rò rỉ và đốt bỏ khí. Các cơ hội khác bao gồm đồng phát điện - hơi và điện phân hóa, sử dụng năng lượng tái tạo và năng lượng phát thải thấp cũng được xem xét. Về công nghệ, ExxonMobil hướng đến việc phát triển và ứng dụng các công nghệ phát thải carbon thấp như: thu hồi và tồn trữ carbon, hydrogen và nhiên liệu sinh học. Bên cạnh đó, Tập đoàn cũng tận dụng thế mạnh để phát triển và ứng dụng các công nghệ khác như:

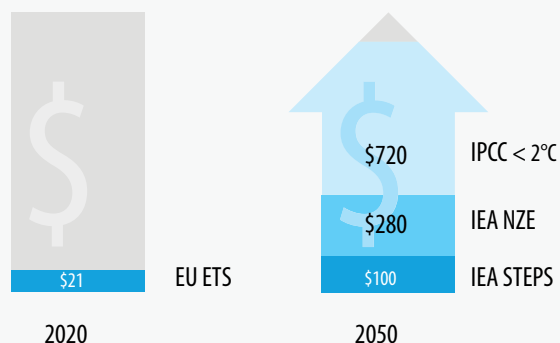
Tỷ lệ năng lượng sơ cấp không phát thải

% nhu cầu năng lượng sơ cấp không phát thải

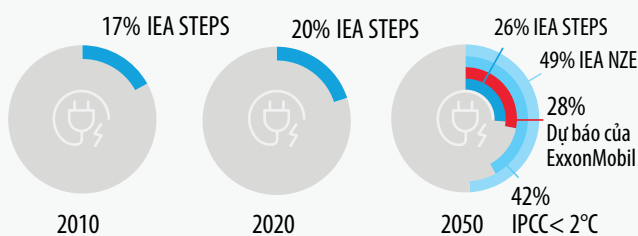


Giá CO₂

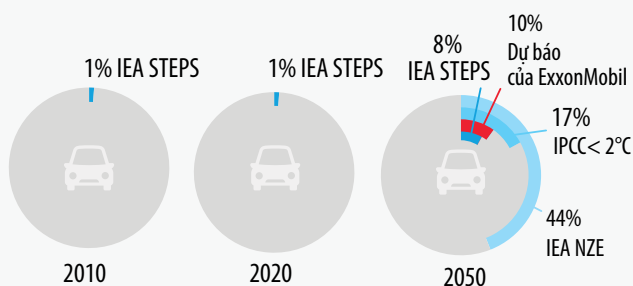
USD/tấn CO₂ năm 2022 (giá trị thực tế)



Tỷ lệ điện trong nhu cầu năng lượng cuối cùng

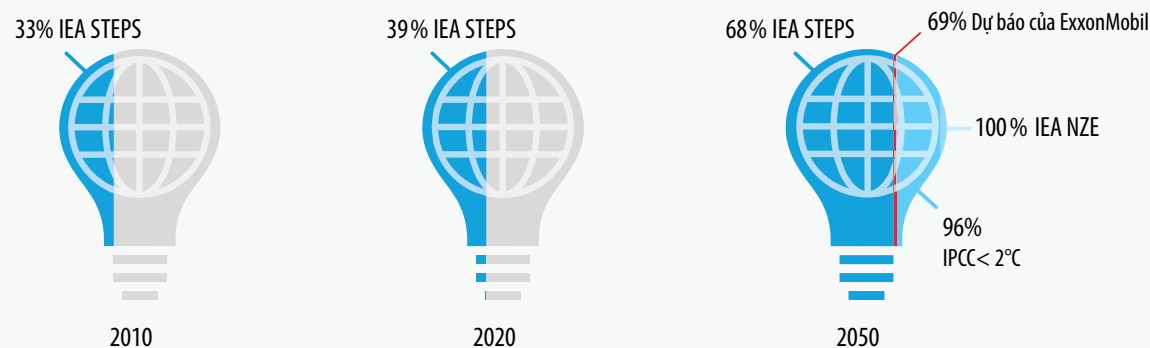


Tỷ lệ điện trong giao thông vận tải



Tỷ lệ sản xuất điện carbon thấp

% năng lượng carbon thấp



Hình 4. Biểu đồ biểu diễn các kịch bản đến 2050 của IEA, ExxonMobil, IPCC [8].

- Hợp tác với các cổ đông để phát triển công nghệ phát hiện rò rỉ trong khi vẫn nâng cấp các cơ sở thiết kế và loại bỏ các thiết bị dẫn động bằng khí nén. Giảm phát thải khí methane hơn nữa nhờ triển khai các phương pháp và công nghệ tiên tiến, bao gồm các vệ tinh, mạng lưới cảm biến rò rỉ trên không và mặt đất.

- Tham gia vào thị trường xe điện bằng cách sản

xuất các sản phẩm dầu nhờn hiệu suất cao cho bánh răng, ổ trục và quản lý nhiệt cho xe điện mang thương hiệu Mobil EV.

- Công nghệ tái chế từ rác thải nhựa cho phép ExxonMobil có thể thu hồi rác thải nhựa để chế biến thành nguyên liệu thô sử dụng trong sản xuất nhựa nguyên sinh và các sản phẩm hàng ngày. Không có giới hạn kỹ thuật

rõ ràng nào về số lần một sản phẩm nhựa có thể được sử dụng trong quá trình này. Từ năm 2021, ExxonMobil đã xây dựng phân xưởng tái chế rác thải nhựa lớn nhất ở Bắc Mỹ với công suất 30.000 tấn/năm và dự kiến sẽ mở rộng quy mô lên đến 500.000 tấn/năm vào cuối năm 2026.

3.4. Petronas [9]

Petronas vừa là cơ quan quản lý tài nguyên dầu khí của Malaysia, vừa là một thực thể đầu tư kinh doanh. Đạo luật phát triển dầu khí (Petroleum Development Act - PDA) của Malaysia từ năm 1974 trao cho Petronas "toàn bộ quyền sở hữu, sự độc quyền, các quyền hạn, sự tự do và các đặc quyền ưu đãi" trong hoạt động thăm dò, khai thác, lựa chọn nhà thầu, thu nhận dầu khí trên bờ và ngoài khơi Malaysia. Petronas có quyền đầu tư kinh doanh phát triển các hoạt động hạ nguồn, thực hiện kinh doanh chế biến dầu khí, lọc dầu, sản xuất các sản phẩm hóa dầu từ dầu và khí, vận chuyển phân phối sản phẩm dầu khí,... trong khuôn khổ cơ chế chính sách và chịu sự điều tiết giám sát của Chính phủ. Năm 2020, Petronas đã công bố kỳ vọng đạt mức phát thải ròng bằng "0" vào năm 2050. Theo đó, Petronas đã tập trung vào các giải pháp chính như sau:

- Tăng cường các giải pháp công nghệ carbon thấp, các hoạt động nghiên cứu phát triển và quy trình đổi mới để tối đa hóa hiệu quả và hướng tới không phát thải vào năm 2050;
- Tăng cường các hoạt động nghiên cứu và phát triển trong công nghệ thu giữ và lưu trữ carbon (CCS) để quản lý hiệu quả việc phát triển của lĩnh vực có phát thải CO₂ cao;
- Áp dụng các công nghệ tăng cường sản lượng khai thác, tăng hệ số thu hồi dầu, công nghệ khai thác ở vùng nước sâu, thu hồi CO₂... trong các hoạt động khai thác và chế biến dầu khí của Petronas.

3.5. PTT [10]

Petroleum Authority of Thailand (PTT) tập trung vào hoạt động kinh doanh gồm: khai thác dầu khí, kinh doanh khí, than đá, dầu và thương mại quốc tế về dầu thô, condensate, LPG, sản phẩm lọc dầu, sản phẩm hóa dầu và các hàng hóa khác như dầu cọ thô và năng lượng sinh khối. Trong lĩnh vực chế biến dầu khí, PTT đang phát triển lĩnh vực lọc hóa dầu, kinh doanh bán lẻ và dầu thô và kinh doanh hóa dầu. Ngoài ra, PTT cũng tham gia vào các lĩnh vực sản xuất điện và phụ trợ, kinh doanh năng lượng mới, khoa học và đời sống, và các lĩnh vực kinh

doanh mới khác: Cung cấp và lắp đặt hệ thống robot và tự động hóa cho các khách hàng công nghiệp; vận hành các giải pháp/dịch vụ công nghệ nâng cao hiệu quả tổng thể cho các thiết bị và máy móc công nghiệp; đầu tư vào kinh doanh đám mây công cộng (public cloud), cung cấp các dịch vụ công nghệ thông tin bao gồm lưu trữ dữ liệu, xử lý và quản lý dữ liệu cho các tổ chức cũng như cho tập đoàn PTT. Từ năm 2018, PTT đã ban hành chiến lược ứng phó với sự thay đổi của khí hậu và đang triển khai các giải pháp chính như sau:

- Phát triển các giải pháp sáng tạo và kỹ thuật số để tăng cường hỗ trợ của công nghệ thông tin cho các hoạt động kinh doanh khác nhau của PTT thông qua PTT Digital Solution Co., Ltd.;
- Nghiên cứu các công nghệ thu hồi và sử dụng CO₂ để sản xuất các sản phẩm có giá trị gia tăng cao cho các vật liệu tương lai;
- Sử dụng công nghệ thu hồi và sử dụng khí xả (flare gas) cùng với CCS, tối đa sử dụng năng lượng tái tạo như điện gió, điện mặt trời và khám phá dạng năng lượng mới của tương lai như hydrogen để sử dụng ngoài giàn khai thác.

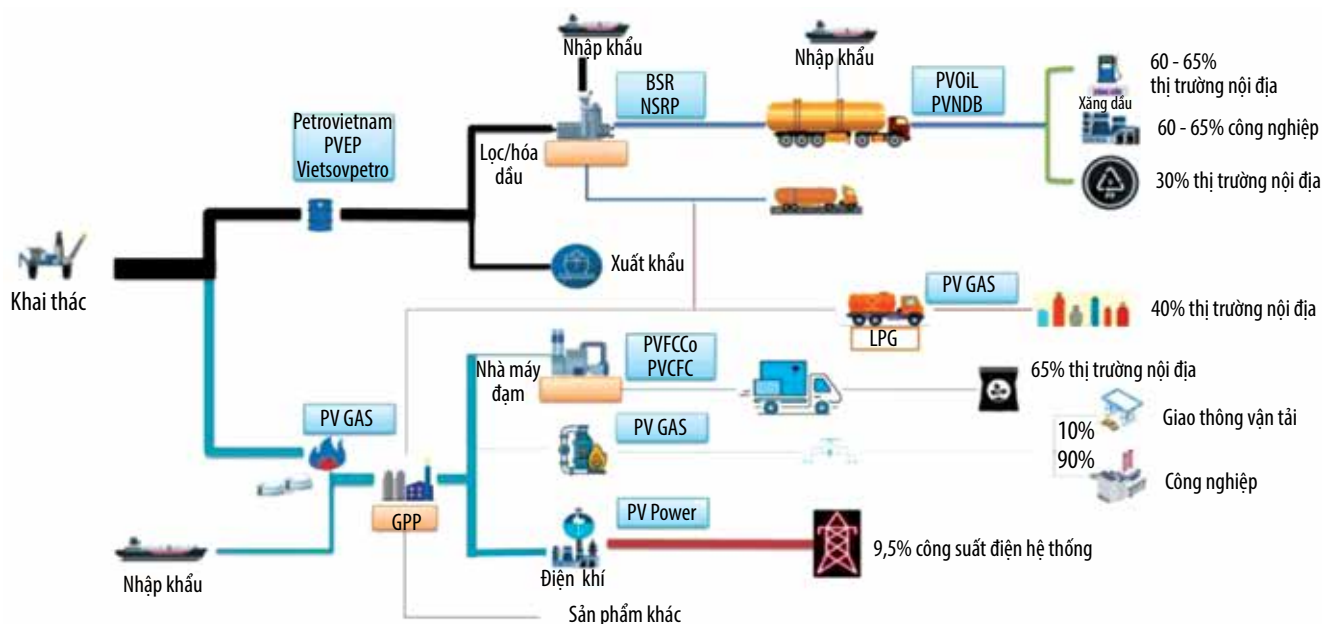
4. Định hướng một số giải pháp chính của Petrovietnam nhằm ứng phó xu hướng chuyển dịch năng lượng

4.1. Tác động của xu hướng chuyển dịch năng lượng đến hoạt động của Petrovietnam

Sau 49 năm xây dựng và phát triển, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã có đóng góp quan trọng trong việc đảm bảo an ninh năng lượng quốc gia, góp phần thúc đẩy phát triển kinh tế - xã hội, công nghiệp hóa, hiện đại hóa và hội nhập quốc tế. Các lĩnh vực hoạt động bao gồm: (i) thăm dò khai thác dầu khí, (ii) công nghiệp khí, (iii) công nghiệp điện, (iv) chế biến dầu khí, tồn trữ, phân phối sản phẩm dầu khí, (v) dịch vụ kỹ thuật dầu khí. Các hoạt động của Tập đoàn cũng trải dài trên cả 3 khâu hoạt động trong chuỗi giá trị dầu khí, bao gồm:

- Lĩnh vực thượng nguồn: hoạt động thăm dò, khai thác dầu khí; dịch vụ dầu khí và kinh doanh dầu thô, khí;
- Lĩnh vực trung nguồn: hoạt động vận chuyển khí đường ống, đường bộ và đường biển;
- Lĩnh vực hạ nguồn: hoạt động lọc dầu, chế biến khí, khí điện và phân phối, bán lẻ sản phẩm xăng dầu, sản phẩm khí.

Hình 5 trình bày chuỗi giá trị hoạt động hiện tại của



Hình 5. Chuỗi giá trị hoạt động hiện tại của Petrovietnam.

Petrovietnam. Hiện tại, doanh thu của Tập đoàn tập trung chủ yếu ở khâu thượng nguồn. Trong chuỗi giá trị khí, nguồn thu tập trung ở dòng doanh thu khí bán cho điện.

Petrovietnam đóng vai trò quan trọng trong việc thực hiện các nhiệm vụ kinh tế - chính trị - đối ngoại của quốc gia trong lĩnh vực dầu khí, đóng góp lớn cho ngân sách Nhà nước, đảm bảo an ninh năng lượng của quốc gia. Sự chuyển dịch năng lượng ảnh hưởng trực tiếp đến hoạt động sản xuất kinh doanh của Petrovietnam.

Theo Quy hoạch tổng thể về năng lượng quốc gia thời kỳ 2021 - 2030, tầm nhìn đến năm 2050 [11], nhu cầu năng lượng cuối cùng vào năm 2050 dạng điện tăng gấp 4 lần và dạng khí tăng gần 9 lần so với năm 2020. Như vậy, Petrovietnam và các đơn vị thành viên, với vai trò là đơn vị cung cấp khí, sản xuất điện và nhiên liệu lỏng trong nước, cần tận dụng được các cơ hội, tận dụng các lợi thế cạnh tranh để vượt qua các thách thức với những bước đi phù hợp, hướng tới phát triển bền vững trong công nghiệp dầu khí và năng lượng nói chung.

Lĩnh vực tìm kiếm, thăm dò và khai thác dầu khí

Chuyển dịch năng lượng làm giảm nhu cầu sử dụng nhiên liệu hóa thạch khi thay thế bằng các loại năng lượng tái tạo dẫn đến giá dầu thô có nhiều biến động và ở mức thấp, trong khi các hoạt động liên quan đến khí ngày càng được đẩy mạnh, tạo ra động lực thúc đẩy nhu cầu sử dụng khí thông qua các con đường điện khí và hóa dầu. Điều này tạo ra đồng thời những cơ hội và thách thức cho Petrovietnam. Theo dự báo, sản lượng khai thác dầu và khí

đến năm 2045 (kịch bản cơ sở), đến năm 2030, sản lượng khí đưa về bờ có thể đạt >16 tỷ m³/năm, trong đó, tỷ lệ sản lượng khai thác khí/khai thác dầu là 65/35 và đến 2045, tỷ lệ sản lượng khai thác khí/khai thác dầu là 80/20. Đây là yếu tố mang tính cơ hội cho Petrovietnam khi chuyển dần tỷ trọng trong lĩnh vực khai thác từ dầu sang khí dưới tác động của xu hướng dịch chuyển năng lượng. Mặt khác, công tác thu xếp vốn với các tổ chức tín dụng/ngân hàng cho các dự án khí mới gặp nhiều khó khăn (do khí là nhiên liệu hóa thạch). Vì vậy, với các dự án khí mới có hàm lượng CO₂ cao (Cá Voi Xanh 30%, Lô B 20%...), cần xây dựng thêm phương án thu hồi và tồn trữ carbon, để thuận lợi cho công tác thu xếp vốn, đồng thời tạo tín chỉ carbon, giao dịch mua bán trên thị trường carbon. Petrovietnam có thể xem xét khả năng tận dụng hệ thống khai thác dầu khí đã ngừng sử dụng để sản xuất điện gió ngoài khơi cung cấp điện cho các giàn khai thác ngoài khơi và sản xuất hydrogen xanh. Các mỏ sau khai thác có thể được tận dụng cho các mục đích chuyển dịch năng lượng như tồn trữ CO₂ để không chỉ đạt mục tiêu giảm phát thải và còn phát triển thêm mô hình kinh doanh giảm phát thải. Ngoài ra, quá trình khai thác và vận hành các mỏ dầu khí dẫn đến rò rỉ khí methane và đốt bỏ khí đồng hành. Petrovietnam cũng cần có phương án tối ưu các thiết bị ngoài giàn, đo đếm và quản lý rò rỉ khí methane cũng như thu hồi khí đồng hành để hạn chế đốt bỏ.

Lĩnh vực công nghiệp khí

Sản lượng khí PVGAS cung cấp chủ yếu cho các nhà máy điện (khoảng 80%), 2 nhà máy đạm (khoảng 10%)

và các hộ công nghiệp (thị trường bán lẻ khí) thông qua hệ thống khí thấp áp và CNG chiếm khoảng 10% (tương ứng khoảng 1 tỷ m³/năm). Hiện nay thị trường bán lẻ khí tập trung chủ yếu tại khu vực Đông Nam Bộ, ngoài ra, thị trường tại khu vực Bắc Bộ có quy mô nhỏ (khoảng 100 - 150 triệu m³/năm) do sản lượng cung cấp hạn chế từ mỏ Thái Bình. Trong khi đó, nguồn cung khí nội địa giá thấp đang suy giảm nhanh, tạo áp lực tìm kiếm nguồn cung mới. Đồng thời, xu hướng chuyển đổi nhiên liệu của các nhà máy điện sang đốt kèm hydrogen và xu hướng sản xuất ammonia xanh của các nhà máy đạm cũng đặt ra thách thức và cơ hội mới cho PVGAS để có thể tham gia vào thị trường sản xuất hydrogen và ammonia xanh cũng như tìm kiếm thị trường mới cho khí nhằm tạo động lực cho công tác bán lẻ khí, tránh phụ thuộc vào các hộ tiêu thụ điện. Việc chế biến sâu khí để sản xuất hóa dầu cũng là một hướng đi PVGAS cần nghiên cứu thực hiện để tăng giá trị sử dụng khí.

Hiện nay, PVGAS đang xây dựng hạ tầng để nhập khẩu và phân phối LNG. Tuy nhiên, chủ trương của Nhà nước là khuyến khích và tạo điều kiện cho các thành phần kinh tế, đặc biệt là kinh tế tư nhân tham gia phát triển năng lượng. Do đó, theo Quy hoạch tổng thể về năng lượng quốc gia thời kỳ 2021 - 2030, tầm nhìn đến năm 2050, để đáp ứng nhu cầu nguyên liệu cho các nhà máy điện khí/LNG, sẽ xuất hiện các dự án kho LNG quan trọng quốc gia (ngoài kho chứa LNG của các nhà máy điện trong Quy hoạch phát triển điện lực quốc gia thời kỳ 2021 - 2030, tầm nhìn đến năm 2050 [12]), trong đó, có nhiều dự án có vốn đầu tư nước ngoài dẫn đến cạnh tranh về giá khí giữa các kho cảng LNG lớn, FSRU và khí trong nước. Petrovietnam/PVGAS không còn là nhà cung cấp độc quyền khí thiên nhiên cho khách hàng công nghiệp. Đồng thời, việc năng lượng tái tạo phát triển mạnh mẽ (ưu tiên huy động) tại khu vực Nam Bộ sẽ ảnh hưởng lớn đến huy động khí cho các nhà máy điện. Vì vậy, Petrovietnam cần kiến nghị các cơ chế/chính sách nhằm ưu tiên huy động khí trong nước, phát triển nguồn điện LNG một cách hợp lý, đồng thời đẩy mạnh phát triển các trung tâm LNG với quy mô đủ lớn trên cơ sở có tính đến sự chuyển đổi nhiên liệu sang hydrogen của các nhà máy điện khí trong tương lai và tiêu thụ tối đa khí khai thác trong nước. Để phát triển LNG, Petrovietnam có thể xem xét ưu tiên tìm kiếm các nguồn khí nhập khẩu thông qua việc sử dụng các cơ sở hạ tầng sẵn có, thúc đẩy quan hệ quốc tế để có được nguồn nhập khẩu khí (LNG, CNG) từ các nước có nguồn cung và thuận lợi về thương mại, vận tải, đồng thời, hoàn thiện hệ thống đồng bộ cung cấp khí thiên nhiên, LNG, CNG, LPG, DME (dimethyl ether) trên phạm vi toàn quốc đáp ứng nhu cầu nhiên liệu cho

năng lượng, phân bón, công nghiệp, giao thông vận tải và sinh hoạt dân dụng. Ngoài ra, trước xu hướng chuyển dịch năng lượng và sự phát triển của nền kinh tế hydrogen, cần có những đánh giá cụ thể về khả năng sử dụng cơ sở hạ tầng hiện hữu của khí tự nhiên cho hydrogen với chi phí cải tạo hợp lý. Các cơ sở hạ tầng mới để vận chuyển khí thiên nhiên có thể được thiết kế và xây dựng phù hợp cho hydrogen trong tương lai.

Lĩnh vực công nghiệp điện

Lĩnh vực công nghiệp điện của Petrovietnam được hình thành từ năm 2001, gắn với quá trình nghiên cứu đầu tư các dự án nhiệt điện khí Cà Mau 1&2. Đến nay, công nghiệp điện là một trong năm lĩnh vực sản xuất kinh doanh cốt lõi của Petrovietnam, là mắt xích quan trọng tạo nên chuỗi giá trị gia tăng hoàn chỉnh của ngành dầu khí Việt Nam từ khâu tìm kiếm thăm dò, khai thác - khí - điện - chế biến - dịch vụ dầu khí. Tập đoàn đã đưa vào vận hành an toàn, hiệu quả 4 nhà máy nhiệt điện khí, 2 nhà máy thủy điện, 3 nhà máy nhiệt điện than với tổng quy mô công suất khoảng 6.605 MW, tương đương khoảng 9,5% công suất đặt hệ thống quốc gia năm 2020, trở thành một trong những nhà cung cấp điện năng lớn nhất trong toàn hệ thống, góp phần đảm bảo an ninh năng lượng quốc gia.

Quy hoạch phát triển điện lực quốc gia thời kỳ 2021 - 2030, tầm nhìn đến năm 2050 có lựa chọn phương án phát triển nguồn điện với định hướng hạn chế các nguồn điện sử dụng nhiên liệu hóa thạch, phát triển điện từ năng lượng tái tạo, tăng tỷ lệ đốt kèm hydrogen, nhưng vẫn đảm bảo tỷ trọng nguồn chạy nền cần thiết. Như vậy, dưới tác động của xu hướng chuyển dịch năng lượng, nhu cầu điện tại Việt Nam ngày càng tăng, có thể thấy được các ảnh hưởng sau đến lĩnh vực công nghiệp điện của Petrovietnam:

- Nhà máy điện than: việc sở hữu các nhà máy điện than sẽ gây một số cản trở cho Petrovietnam khi cần huy động vốn từ các ngân hàng/tổ chức tín dụng. Vì vậy, Petrovietnam cần xem xét cổ phần hóa, rút vốn tại các nhà máy điện than và nghiên cứu công nghệ đốt kèm nhiên liệu sinh khối và ammonia.

- Nhà máy điện tái tạo: tỷ lệ năng lượng tái tạo sẽ gia tăng mạnh mẽ trong cơ cấu nguồn điện của Việt Nam. Petrovietnam cần nhanh chóng nghiên cứu đẩy mạnh việc đầu tư các nhà máy điện tái tạo, đặc biệt là các nhà máy điện gió ngoài khơi. Với thuận lợi từ nguồn cung dồi dào từ các nguồn năng lượng tái tạo trong nước, cơ sở hạ tầng và nguồn tiêu thụ sẵn có, Petrovietnam có nhiều lợi thế

ạnh tranh khi phát triển năng lượng tái tạo. Việc phát triển các dự án điện từ năng lượng tái tạo mới cần được xem xét kết hợp với việc sản xuất hydrogen xanh và ammonia xanh để hạn chế việc đẩy nổi lên lưới điện quốc gia. Có thể xem xét kết hợp năng lượng tái tạo vào các nhà máy điện hiện hữu của Petrovietnam và áp dụng các công nghệ mới để giảm phát thải CO₂, thu hồi CO₂ từ khí thải để phục vụ sản xuất hóa chất và nhiên liệu mới, methanol, DME... Bên cạnh đó, đây là lĩnh vực mới trong chuỗi hoạt động của Petrovietnam, vì vậy, Petrovietnam cần có chiến lược tiếp cận với lộ trình cụ thể theo định hướng kết hợp năng lượng tái tạo vào các cơ sở hoạt động hiện hữu. Theo đó, trong giai đoạn đầu (đến năm 2030), phát triển năng lượng tái tạo nên tập trung vào triển khai các dự án điện mặt trời áp mái tại các không gian sẵn có của cơ sở hoạt động sản xuất, mua lại các dự án điện tái tạo đã và đang vận hành, đồng thời nghiên cứu khả năng phát triển các dự án điện gió ngoài khơi thông qua hình thức góp vốn với các nhà đầu tư nước ngoài. Về dài hạn (đến năm 2050), với sự phát triển của công nghệ và ưu thế về kinh nghiệm trong hoạt động khai thác dầu khí trên biển, Petrovietnam có thể phát triển các dự án điện gió ngoài khơi với công suất lớn nhằm cung cấp điện cho nhu cầu tiêu thụ ngoài giàn và/hoặc kết hợp với sản xuất hydrogen xanh/ammonia xanh.

- Nhà máy điện khí: Các nguồn khí giá thấp đang suy giảm, các nguồn khí mới bổ sung lại có giá cao. Điều này tạo ra thách thức đối với các nhà máy điện khí của Petrovietnam trong việc tham gia thị trường điện. Tuy nhiên, với định hướng gia tăng các nhà máy điện khí trong cơ cấu nguồn điện hệ thống điện Việt Nam, đây sẽ là cơ hội để Petrovietnam tận dụng kinh nghiệm vận hành và đầu tư xây dựng các nhà máy điện khí, tiếp tục triển khai đầu tư xây dựng các nhà máy điện khí mới trên cơ sở có đốt kèm hydrogen, đáp ứng nhu cầu hệ thống điện, đồng thời đem lại giá trị gia tăng cho hoạt động sản xuất kinh doanh của Tập đoàn. Đối với các nhà máy điện LNG đang đầu tư xây dựng như Nhơn Trạch 3 & 4, Quảng Ninh, cần nghiên cứu phương án để tăng tỷ lệ đốt kèm hydrogen và chuyển đổi hẳn sang nhiên liệu hydrogen. Việc tham gia đầu tư các dự án điện LNG cần cần nhắc kỹ lưỡng, tính toán hiệu quả kinh tế kỹ thuật trong điều kiện phải chuyển đổi nhiên liệu hydrogen theo lộ trình.

- Nhu cầu xanh hóa các nhà máy điện hiện hữu: Trong bối cảnh diễn ra xu hướng dịch chuyển năng lượng, việc "xanh hóa" và tích hợp các nguồn tái tạo vào các nhà máy điện cần được quan tâm. Nhiều "công nghệ xanh" đã và đang phát triển trong lĩnh vực năng lượng, góp phần nâng cao hiệu quả hoạt động và đảm bảo phát triển bền

vững cho các nhà máy điện. Hiện nay, các "công nghệ xanh" có thể được chia thành 4 nhóm, bao gồm: (1) Công nghệ/Giải pháp kỹ thuật nâng cao hiệu quả sử dụng năng lượng; (2) Công nghệ lưu trữ năng lượng khi nhu cầu sử dụng thấp và sử dụng lại khi nhu cầu cao; (3) Công nghệ thu hồi, lưu giữ và chuyển hóa khí thải; và (4) Công nghệ sản xuất điện từ các nguồn tái tạo (gió, mặt trời, sinh khối...). Đây là cơ hội và đồng thời cũng là thách thức để các nhà máy điện có phần vốn góp của Petrovietnam nghiên cứu áp dụng tại đơn vị. Các đơn vị cần xây dựng được mục tiêu và lộ trình cụ thể về việc nâng cao hiệu quả sử dụng năng lượng và "xanh hóa" hoạt động.

Lĩnh vực chế biến dầu khí

Trong lĩnh vực chế biến dầu khí, các nhà máy chế biến dầu khí có phần vốn góp của Petrovietnam bao gồm: Nhà máy Lọc dầu Dung Quất, Liên hợp Lọc hóa dầu Nghi Sơn, Nhà máy Đạm Phú Mỹ, Nhà máy Đạm Cà Mau và Nhà máy sơ sọt Đình Vũ. Hiện nay, sản phẩm nhiên liệu và đạm của các nhà máy đáp ứng 60 - 65% (không tính sơ sọt) nhu cầu thị trường trong nước, trong khi sản phẩm hóa dầu còn ở mức khiêm tốn, chỉ cung cấp được 20% thị trường.

• Các nhà máy đạm

Xuất phát từ mục tiêu bảo vệ môi trường, nền nông nghiệp cũng hướng tới sản xuất nông nghiệp "xanh, sạch, an toàn, bền vững". Theo đó, xu hướng dịch chuyển sản phẩm từ phân bón vô cơ sang phân bón hữu cơ cũng đang diễn ra trong ngành nông nghiệp, ảnh hưởng trực tiếp đến hoạt động sản xuất kinh doanh của các nhà máy đạm của Petrovietnam. Các nhà máy đạm cần nghiên cứu những tác động, đánh giá những ảnh hưởng, từ đó đưa ra các giải pháp nhằm đa dạng hóa sản phẩm, cũng như xây dựng mô hình phân phối phù hợp, để tránh cạnh tranh nhau giữa sản phẩm đạm Phú Mỹ và đạm Cà Mau. Mặt khác, các mục tiêu về giảm phát thải khí nhà kính cũng đặt ra cho các nhà máy đạm bài toán cần thực hiện để thu hồi khí có giá trị trong dòng khí thải (như CO₂ làm nguyên liệu thực phẩm). Ngoài ra, trong tình hình các nguồn khí trong nước có hàm lượng CO₂ ngày càng tăng, việc tìm kiếm nguồn hydrogen bổ sung là một yêu cầu cần thiết. Bên cạnh đó, việc thiếu hụt nguồn cung khí nội địa giá thấp thúc đẩy các nhà máy đạm nghiên cứu ứng dụng công nghệ mới để sản xuất hydrogen xanh và ammonia xanh, kết hợp với các nhà máy sản xuất năng lượng tái tạo để tạo nên hệ thống chuỗi bổ sung nguyên/nhiên liệu cho quá trình sản xuất bù đắp lượng khí thiếu hụt. Vấn đề đặt ra cho các nhà máy đạm khi tích hợp sản xuất hydrogen xanh vào nhà máy là hiệu quả kinh tế của sản

xuất hydrogen xanh, các ảnh hưởng về công nghệ và vận hành, vị trí đưa hydrogen xanh vào nhà máy cũng cần được đánh giá đầy đủ và chi tiết.

Mục tiêu về giảm tiêu hao năng lượng và tăng cường sử dụng năng lượng hiệu quả và tiết kiệm được đặt ra không chỉ riêng cho các nhà máy đạm mà còn cho tất cả các nhà máy chế biến dầu khí. Đối với hoạt động chế biến dầu khí, chi phí năng lượng thường chiếm tỷ trọng khá lớn trong chi phí vận hành của các nhà máy sản xuất khâu sau, chính vì vậy, việc giảm tiêu hao năng lượng sẽ giúp các đơn vị tiết giảm chi phí vận hành, nâng cao hiệu quả sản xuất kinh doanh. Nhìn chung, việc tối ưu hóa và giảm tiêu hao năng lượng vẫn được thực hiện thường xuyên ở các nhà máy này. Tuy nhiên, các giải pháp vẫn còn rời rạc và cần có lộ trình dài hạn với các mục tiêu, giải pháp và có các đánh giá cụ thể hơn qua từng năm thực hiện. Có thể thấy, tiềm năng sử dụng năng lượng hiệu quả và tiết kiệm tại các nhà máy chế biến dầu khí có thể được cải thiện giảm 0,5 - 1%/năm. Đây là cơ hội để các nhà máy nâng cao hiệu quả hoạt động, đảm bảo hoạt động ổn định, hiệu quả và phát triển bền vững.

- Các nhà máy lọc hóa dầu

Nguồn cung dầu thô và nhu cầu sản phẩm xăng dầu: Sự ra đời của xe điện và các chính sách đẩy mạnh phát triển phương tiện giao thông chạy bằng xe điện sẽ tạo môi trường cạnh tranh lớn đối với sản phẩm xăng dầu. Trong khi đó, sản lượng khai thác dầu đang trên đà suy giảm mạnh, dẫn đến trong tương lai, các nhà máy lọc hóa dầu phải nhập khẩu dầu thô với số lượng lớn. Giá dầu thô thế giới không ổn định ảnh hưởng đến giá nguyên liệu dầu thô - làm giảm biên lợi nhuận của các nhà máy lọc dầu. Theo Quyết định số 876/QĐ-TTg ngày 22/7/2022 và Quyết định số 893/QĐ-TTg ngày 26/7/2023 của Thủ tướng Chính phủ [11, 13], chuyển dịch năng lượng tác động đến nhu cầu xăng dầu như sau:

- Trong giai đoạn 2022 - 2035: Chuyển dịch năng lượng chưa tác động rõ ràng đến nhu cầu xăng dầu của Việt Nam, dự báo nhu cầu xăng Việt Nam tiếp tục tăng trưởng và khả năng đạt đỉnh sớm vào những năm 2030 - 2035;

- Giai đoạn dài hạn 2035 - 2050: Chuyển dịch năng lượng sẽ diễn ra sâu rộng trên phạm vi toàn cầu, kéo theo sự sụt giảm về nhu cầu sử dụng các sản phẩm xăng dầu, đặt ra cho các nhà máy lọc dầu phải nâng cao chất lượng sản phẩm đồng thời chuyển dịch cơ cấu sản phẩm theo hướng tăng dần tỷ trọng sản phẩm hóa dầu, hóa chất, giảm tỷ trọng các sản phẩm nhiên liệu truyền thống, tăng cường phát triển các sản phẩm có nhu cầu cao của giai

đoạn chuyển dịch năng lượng như H₂, các sản phẩm nhựa cho ô tô điện và ô tô sử dụng pin H₂...

Tỷ lệ lọc dầu/hóa dầu: Hiện tại, các nhà máy lọc dầu có phần góp vốn của Petrovietnam đang hoạt động trên cơ sở tích hợp lọc - hóa dầu. Bên cạnh các sản phẩm nhiên liệu lỏng truyền thống (LPG, xăng, diesel, dầu hỏa và nhiên liệu máy bay), các nhà máy này cũng sản xuất các sản phẩm hóa dầu như polypropylene (PP) và aromatic (BTX). Tuy nhiên, mức độ tích hợp hóa dầu hiện tại còn rất hạn chế với tỷ lệ hóa dầu/nhiên liệu trong cơ cấu sản phẩm chỉ khoảng 3% (Nhà máy Lọc dầu Dung Quất) đến 15% (Liên hợp Lọc hóa dầu Nghi Sơn). Trong các nhà máy lọc dầu hiện đại, tỷ lệ hóa dầu/nhiên liệu có thể đạt đến 25% hoặc cao hơn nếu có tích hợp bổ sung các nguồn nguyên liệu khí và naphtha. Để đáp ứng xu hướng về thị trường, các nhà máy lọc dầu có phần vốn góp của Petrovietnam cần nghiên cứu tăng cường quá trình tích hợp lọc - hóa dầu để nâng cao tỷ lệ hóa dầu/nhiên liệu đạt > 20%. Do đó, thách thức đặt ra là các nhà máy lọc dầu cần phải nâng cao tính linh hoạt trong cấu hình công nghệ để tăng khả năng sản xuất hóa dầu.

Sự phát hiện gần đây các mỏ khí với trữ lượng lớn ở khu vực miền Trung (Cá Voi Xanh, Kèn Bầu...) tạo ra nguồn cung khí và condensate, một nguyên liệu lý tưởng để phát triển hóa dầu. Cũng theo Quy hoạch tổng thể về năng lượng thời kỳ 2021 - 2030, tầm nhìn đến năm 2050, phát triển hóa dầu có thể được thực hiện thông qua các dự án nâng cấp mở rộng Nhà máy Lọc dầu Dung Quất hoặc xây mới Tổ hợp Lọc hóa dầu Đông Nam Bộ (giai đoạn 2021 - 2030) và nâng cấp mở rộng Liên hợp Lọc hóa dầu Nghi Sơn hoặc nâng cấp mở rộng Tổ hợp Lọc hóa dầu Đông Nam Bộ (giai đoạn 2031 - 2050). Ngoài ra, xu hướng nhà máy lọc dầu sinh học cũng đang được các tập đoàn lớn trên thế giới áp dụng để chuyển đổi các nhà máy lọc dầu truyền thống thành các nhà máy lọc dầu sinh học. Sự phát triển này sẽ được thực hiện cùng với việc gia tăng nguồn nguyên liệu thô từ phế thải và phế liệu và tích hợp không cạnh tranh chuỗi sản xuất nguyên liệu nông sản với sản xuất lương thực, chẳng hạn như phụ phẩm chế biến nông nghiệp, cây trồng không dùng để làm thực phẩm hoặc thức ăn gia súc và các loại cây trồng xen kẽ với cây trồng nông nghiệp. Vấn đề được đặt ra là cần tìm kiếm nguồn nguyên liệu sinh học có nguồn cung ổn định, lâu dài và không cạnh tranh với chuỗi lương thực.

Yêu cầu về môi trường: Chuyển dịch năng lượng với lộ trình giảm phát thải khí nhà kính về 0 đến năm 2050 đặt ra mục tiêu cho các nhà máy lọc dầu nghiên cứu và áp dụng các giải pháp để giảm thiểu, thu hồi, tồn chứa

và sử dụng CO₂ trong tất cả các công đoạn sản xuất đặc biệt trước thực trạng nguồn nguyên liệu cho các nhà máy chế biến dầu khí ngày càng đa dạng. Theo xu hướng phát triển bền vững, các nguồn tái tạo được tích hợp vào các nhà máy lọc dầu. Trong đó, nguồn hydrogen xanh là một trong những giải pháp đầy triển vọng nhằm thay thế lượng hydrogen bổ sung đi từ phân xưởng sản xuất hydrogen của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất sau nâng cấp mở rộng hoặc Liên hợp Lọc hóa dầu Nghi Sơn. Trong một số trường hợp, các nhà máy lọc dầu có thể phát triển sản phẩm hydrogen xanh để cung cấp ra thị trường khi có nhu cầu. Nguồn hydrogen này có thể là hydrogen thu hồi từ các phân xưởng sản xuất hydrogen trong nhà máy kết hợp với các giải pháp thu hồi và tồn trữ CO₂ (CCS) hoặc từ các nguồn hydrogen sản xuất từ năng lượng tái tạo tích hợp với nhà máy lọc dầu.

Lĩnh vực dịch vụ dầu khí

Dưới tác động của xu hướng chuyển dịch năng lượng, lĩnh vực dịch vụ dầu khí chịu tác động từ hoạt động của các đơn vị thuộc khâu khác. Các đơn vị trong lĩnh vực này cần phát triển các dịch vụ kỹ thuật chất lượng cao, có thể mạnh, nâng cao năng lực đáp ứng nhu cầu dịch vụ dầu khí trong nước và nước ngoài, đồng thời mở rộng sang các dịch vụ hướng đến/cung cấp cho ngành năng lượng tái tạo (theo dự kiến phát triển mạnh trong tương lai) như điện gió, điện mặt trời, hydrogen xanh, ammonia xanh... Đối với lĩnh vực phân phối sản phẩm xăng dầu, hiện tại, Tổng công ty Dầu Việt Nam - CTCP (PVOIL) là đơn vị đứng thứ hai, chiếm 20% thị phần phân phối nhiên liệu trong nước. Trong tương lai gần, PVOIL ít chịu tác động, tuy nhiên, cần chuẩn bị đón đầu xu thế phát triển xe điện, xe hydrogen trong tương lai. Cùng với xu hướng giảm về sự tiêu thụ các loại nhiên liệu lỏng truyền thống (xăng, dầu), là sự xuất hiện các dạng năng lượng/nhiên liệu mới dùng trong giao thông như điện và hydrogen. Với vai trò là đơn vị phụ trách khâu phân phối dầu thô và các sản phẩm dầu của Petrovietnam, PVOIL cần có sự chuẩn bị để đón đầu xu hướng này, tận dụng lợi thế của cơ sở hạ tầng sẵn có, kết hợp, liên kết với các đơn vị trong ngành để tích hợp vào chuỗi giá trị dầu khí.

4.2. Một số giải pháp chính của Petrovietnam ứng phó xu hướng chuyển dịch năng lượng

Các xu hướng chuyển dịch năng lượng tạo ra đồng thời thách thức và cơ hội đối với sự phát triển của Petrovietnam. Một mặt, Petrovietnam cần tối ưu hóa và đổi mới công nghệ trong các hoạt động sản xuất để đảm bảo giảm dần phát thải CO₂ từ các hoạt động, phù hợp với xu hướng chung của ngành công nghiệp và góp phần vào

mục tiêu chung về đạt phát thải ròng bằng "0" vào năm 2050 như Thủ tướng Chính phủ đã cam kết tại Hội nghị COP26 và NDC cập nhật (2022). Theo đó, Petrovietnam cần xây dựng được nhóm các giải pháp góp phần giảm phát thải CO₂ từ các hoạt động của mình. Mặt khác, bối cảnh chuyển dịch năng lượng cũng đang tạo ra những cơ hội để Petrovietnam có thể tận dụng lợi thế để mở rộng chuỗi giá trị hoạt động, tham gia vào các lĩnh vực hoạt động mới theo xu thế phát triển bền vững, hướng đến mục tiêu phát triển Petrovietnam thành một tập đoàn năng lượng quốc gia.

Petrovietnam đang triển khai thực hiện 12 nhóm nhiệm vụ liên quan đến năng lượng tái tạo; giảm phát thải khí nhà kính; sử dụng tiết kiệm và hiệu quả năng lượng; hydrogen; ammonia; hệ thống pin/sạc, lưu trữ năng lượng, xanh hóa các nhà máy điện than, CCS/CCUS; truyền thông đào tạo; hỗ trợ kỹ thuật và tài chính các dự án liên quan chuyển dịch năng lượng; công tác nghiên cứu phát triển (R&D). Để thực hiện các nhiệm vụ này, Petrovietnam cần khuyến khích khai thác tối đa nguồn tài nguyên trong nước, đẩy nhanh tiến độ triển khai các dự án nhằm tối ưu hóa chi phí. Vì vậy, với nhóm nhiệm vụ của lĩnh vực thăm dò khai thác, Petrovietnam sẽ tập trung vào các giải pháp đẩy nhanh tìm kiếm, thăm dò, khai thác, trong đó tập trung nghiên cứu sử dụng năng lượng tái tạo trong khai thác dầu khí. Bên cạnh đó, xây dựng thêm phương án CCUS để tạo thuận lợi cho công tác thu xếp vốn tại một số dự án khí, đồng thời tạo tín chỉ carbon, giao dịch mua bán trên thị trường carbon. Mặt khác, Petrovietnam tập trung phát triển thị trường, sản xuất bồn chứa vận chuyển, triển khai sử dụng điện mặt trời tại các nhà máy như Lọc dầu Dung Quất, ưu tiên thay đổi công nghệ, xanh hóa nhà máy, điện gió ngoài khơi, tập trung đánh giá thị trường của chuyển dịch năng lượng với từng nhóm sản phẩm dịch vụ, xây dựng danh mục đầu tư chuyển dịch năng lượng.

Là tập đoàn dầu khí quốc gia hoạt động xuyên suốt trong các khâu thượng, trung và hạ nguồn của công nghiệp dầu khí, Petrovietnam có thể phát triển liên kết chuỗi giữa các đơn vị thành viên để tạo ra sức mạnh tổng hợp trong quá trình chuyển dịch năng lượng. Theo đó, Petrovietnam có thể tập trung vào 3 nhóm giải pháp: (1) tối ưu hóa các hoạt động hiện tại để giảm chi phí, tăng sức cạnh tranh, đồng thời, giảm thiểu sự phát thải carbon ra môi trường thông qua các giải pháp như tiết kiệm năng lượng, ngăn ngừa rò rỉ methane, thu hồi và lưu trữ hoặc sử dụng CO₂ phát thải từ các hoạt động sử dụng năng lượng hóa thạch; (2) tìm kiếm cơ hội phát triển mở rộng chuỗi giá trị hoạt động phù hợp với xu hướng chuyển dịch năng lượng

nhu năng lượng tái tạo, trạm sạc cho xe điện, hydrogen sạch...; và (3) thực thi giải pháp “chuyển dịch công bằng” nhằm đảm bảo quyền lợi của người lao động, đồng thời, thúc đẩy quá trình chuyển dịch năng lượng diễn ra thuận lợi và hiệu quả. Có thể thấy rằng, các hoạt động hiện tại của Petrovietnam trong hoạt động khai thác dầu khí, vận chuyển khí và sử dụng hydrogen trong các nhà máy chế biến dầu khí sẽ rất thuận lợi cho việc phát triển điện gió ngoài khơi và năng lượng hydrogen. Bên cạnh đó, chuỗi giá trị của dầu khí cũng khá tương đồng với chuỗi giá trị của quá trình thu hồi và lưu trữ hoặc sử dụng CO₂. Do đó, với các lợi thế về kinh nghiệm hoạt động trong lĩnh vực dầu khí, Petrovietnam không những có thể thực hiện các hoạt động chuyển dịch năng lượng cho chính mình mà cũng có thể cung cấp dịch vụ ra bên ngoài trong các lĩnh vực điện gió ngoài khơi, thu hồi và lưu trữ hoặc sử dụng CO₂ và phát triển năng lượng hydrogen.

Nhóm giải pháp góp phần giảm phát thải CO₂ từ hoạt động của Petrovietnam

- Tiết kiệm và sử dụng hiệu quả năng lượng

Trong chuyển dịch năng lượng, tiết kiệm và sử dụng hiệu quả năng lượng luôn là một giải pháp được ưu tiên hàng đầu do không những góp phần vào việc giảm phát thải CO₂ mà còn nâng cao hiệu quả hoạt động và cải thiện lợi nhuận cho hoạt động sản xuất kinh doanh, đặc biệt là đối với những đơn vị hoạt động trong lĩnh vực năng lượng như Petrovietnam. Hướng về mục tiêu đạt phát thải ròng bằng "0" vào năm 2050, giải pháp về tiết kiệm và sử dụng hiệu quả năng lượng có thể đóng góp khoảng gần 40% lượng giảm phát thải [14] và có thể được thực hiện trong tất cả các lĩnh vực đang sử dụng năng lượng. Trong Dự thảo Chiến lược phát triển Petrovietnam, Petrovietnam cũng đã đặt ra mục tiêu đạt mức tiết kiệm năng lượng 3 - 5% trong giai đoạn đến 2030 và 2050. Theo đó, các đơn vị thuộc Petrovietnam luôn ý thức được việc tăng cường sử dụng hiệu quả năng lượng trong sản xuất phải là một hoạt động thường xuyên và liên tục. Bên cạnh đó, các giải pháp về thu hồi khí đồng hành, tận dụng khí permeate, chống rò rỉ khí methane, giảm thiểu hao hụt bay hơi hydrocarbon... cũng đã được các đơn vị chú trọng. Các hoạt động này có thể góp phần giảm phát thải khoảng 0,5 triệu tấn CO₂ tương đương/năm [15].

- Phát triển chuỗi giá trị hydrogen

Việt Nam có tiềm năng phát triển cả hydrogen lam và hydrogen xanh. Việc ứng dụng hydrogen sạch vào các lĩnh vực sẽ mang lại nhiều lợi ích cho nền kinh tế của Việt Nam.

Gần đây, hydrogen đã được đưa vào Quy hoạch phát triển điện lực quốc gia thời kỳ 2021 - 2030, tầm nhìn đến năm 2050 (Quyết định số 500/QĐ-TTg ngày 15/5/2023) [12] và Quy hoạch tổng thể quốc gia về năng lượng thời kỳ 2021-2030, tầm nhìn đến năm 2050 (Quyết định số 893/QĐ-TTg ngày 26/7/2023) [11] như là một nguồn năng lượng sạch. Theo đó, đến năm 2030, Việt Nam phấn đấu đạt sản lượng hydrogen sạch khoảng 100.000 - 200.000 tấn/năm và tăng lên 10 - 20 triệu tấn/năm vào năm 2050, tương đương 5 - 10% nhu cầu năng lượng cuối của Việt Nam. Đối với lĩnh vực điện, theo mục tiêu đặt ra trong Quy hoạch phát triển điện lực quốc gia thời kỳ 2021 - 2030, tầm nhìn đến năm 2050, toàn bộ công suất điện than và khí của Việt Nam sẽ được xanh hóa gần như hoàn toàn vào năm 2050 thông qua giải pháp đốt phối trộn với ammonia, sinh khối hoặc hydrogen. Chính phủ cũng đã đưa ra mục tiêu xanh hóa gần như hoàn toàn lĩnh vực giao thông vận tải vào năm 2050 thông qua các giải pháp phát triển xe điện và sử dụng năng lượng xanh theo Quyết định số 876/QĐ-TTg ngày 22/7/2022 [13].

Petrovietnam có thể tận dụng lợi thế về cơ sở hạ tầng và kinh nghiệm của mình trong hoạt động khai thác và vận chuyển dầu khí để sản xuất hydrogen xanh trên cơ sở phát triển điện gió ngoài khơi để điện phân nước thành hydrogen và vận chuyển hydrogen vào bờ trên cơ sở hệ thống vận chuyển khí hiện hữu. Mặt khác, Petrovietnam có thể tích hợp hydrogen xanh vào các cơ sở hoạt động đang có trong lĩnh vực sản xuất điện, phân bón (đạm), nhà máy lọc dầu và giao thông vận tải. Trong lĩnh vực điện, hydrogen có thể được đồng đốt trong các nhà máy điện khí/LNG hoặc chuyển hóa thành NH₃ để đồng đốt trong nhà máy điện than. Theo Quy hoạch phát triển điện lực quốc gia thời kỳ 2021 - 2030, tầm nhìn đến năm 2050 [12], các nhà máy điện than sẽ được chuyển đổi sang đồng đốt với NH₃ sau 20 năm hoạt động và các nhà máy điện LNG chuyển sang đồng đốt với hydrogen sau 10 năm hoạt động. Đến năm 2050, các nhà máy điện than/LNG truyền thống sẽ được chuyển đổi sang đốt hoàn toàn nhiên liệu NH₃ hoặc hydrogen. Trong lĩnh vực phân bón, các nhà máy đạm có phần vốn góp của Petrovietnam (Nhà máy Đạm Phú Mỹ và Nhà máy Đạm Cà Mau) có thể tích hợp được hydrogen xanh vào nhà máy hiện hữu ở mức < 10% mà không cần thực hiện cải hoán lớn về mặt công nghệ. Các nhà máy đạm có thể xây dựng lộ trình để xanh hóa dần việc sản xuất NH₃ và phân urea, hướng đến sản xuất được NH₃ xanh không những phục vụ cho nhu cầu sản xuất urea mà còn mở rộng cung cấp cho các đối tượng khách hàng từ các lĩnh vực điện và giao thông vận tải.

- CCS/CCUS

Bên cạnh các giải pháp về tiết kiệm năng lượng, chuyển đổi nhiên liệu, phát triển/tích hợp năng lượng tái tạo, CCS/CCUS đóng vai trò quan trọng trong việc giảm phát thải CO₂. Theo ước tính của IEA (2020), trong các giải pháp nhằm hướng đến mục tiêu đạt phát thải ròng bằng "0" vào 2050, CCS/CCUS đóng góp khoảng 23 - 25% [16]. Bên cạnh các giải pháp lưu trữ CO₂ trong các cấu tạo địa chất phù hợp (mỏ muối, mỏ dầu khí sau giai đoạn khai thác, tầng nước ngầm...) hoặc sử dụng cho quá trình tăng cường thu hồi dầu (EOR), nhiều nghiên cứu và phát triển đã được thực hiện nhằm sử dụng khí CO₂ như một nguồn nguyên liệu để sản xuất nhiên liệu và hóa chất. Theo xu hướng phát triển bền vững, các nguồn nguyên liệu CO₂ (và H₂O) được tập trung nghiên cứu. Cùng với sự kết hợp của các nguồn năng lượng tái tạo vào quá trình chuyển hóa của CO₂ và H₂O, sản phẩm thu được thật sự có thể được xem là "sạch". Trong lĩnh vực năng lượng và hóa chất, ngoài hướng ứng dụng CO₂ trong công tác khai thác dầu khí nhằm nâng cao hiệu quả thu hồi dầu, một trong các hướng được quan tâm hiện nay là chuyển hóa CO₂ và H₂O thành methanol, DME hoặc nhiên liệu. Methanol và DME có thể được sử dụng làm nhiên liệu thay thế cho nhiên liệu hóa thạch truyền thống hoặc nguyên liệu cơ bản cho các quá trình tổng hợp hóa dầu. Hiện nay, các công nghệ sản xuất methanol hoặc methane từ nguồn CO₂ đã bắt đầu được thương mại hóa với các nhà cung cấp bản quyền công nghệ như Haldor Topsoe, Air Liquide... Việc phát triển các nguồn năng lượng và nguyên liệu tái tạo đem lại những lợi ích cơ bản cho quá trình chuyển hóa CO₂ và góp phần hoàn thiện chuỗi giá trị CCUS.

- Trồng rừng và các giải pháp khác

Tín chỉ carbon rừng được tạo ra từ các hoạt động dự án giảm phát thải khí nhà kính như giảm mất rừng và suy thoái rừng; tăng cường bể hấp thụ từ hoạt động trồng rừng, tái trồng rừng và tái tạo thảm thực vật và hoạt động tăng cường quản lý rừng. Chủ rừng có thể quy đổi diện tích rừng đang quản lý, bảo vệ ra lượng hấp thụ khí CO₂, ra tín chỉ carbon và có thể bán tín chỉ này tại thị trường carbon qua cơ chế giảm phát thải khí nhà kính. Theo tính toán của Bộ Nông nghiệp và Phát triển Nông thôn, lượng giảm phát thải và tăng hấp thụ carbon từ rừng của Việt Nam giai đoạn 2014 - 2018 so với giai đoạn tham chiếu 1995 - 2010 khoảng 40 triệu tấn/năm. Con số này hoàn toàn có thể đưa ra thương mại hóa.

Tại Thông báo số 254/TB-VPCP ngày 5/6/2024 [17], Bộ Nông nghiệp và Phát triển Nông thôn có trách nhiệm

báo cáo Thủ tướng Chính phủ xem xét, quyết định ban hành Nghị định sửa đổi, bổ sung một số điều của Nghị định số 156/2018/NĐ-CP ngày 16/11/2018 theo trình tự, thủ tục rút gọn, để kịp thời khắc phục khoảng trống pháp lý, giải quyết các vướng mắc trong thực tiễn, ảnh hưởng đến tiến độ thực hiện các dự án đầu tư có sử dụng rừng, nhất là các dự án đầu tư công. Theo Cục Lâm nghiệp, Bộ Nông nghiệp và Phát triển Nông thôn đã xây dựng cơ chế chuyển quyền carbon, trong đó dự thảo Nghị định có bổ sung quy định chi tiết về việc thí điểm chi trả dịch vụ hấp thụ và lưu giữ carbon rừng. Đây là cơ sở pháp lý cho việc giao dịch tín chỉ carbon rừng của Việt Nam.

Nhóm giải pháp tạo xu hướng phát triển mới phù hợp với xu hướng chuyển dịch năng lượng

- Đẩy mạnh hoạt động khai thác dầu khí trong ngắn hạn và trung hạn

Theo dự báo, nhu cầu dầu toàn cầu sẽ giảm dần, khí tự nhiên sẽ vượt qua dầu mỏ để trở thành 1 trong những nguồn năng lượng sơ cấp lớn nhất. Để đáp ứng với sự thay đổi đó, trong trung hạn, Petrovietnam vẫn coi hoạt động tìm kiếm, thăm dò và khai thác dầu khí là hoạt động kinh doanh cốt lõi. Petrovietnam tiếp tục đánh giá, đầu tư linh hoạt các dự án tìm kiếm thăm dò và khai thác dầu khí với chi phí cạnh tranh đồng thời đẩy nhanh tốc độ đưa các dự án đang triển khai vào phát triển khai thác. Cụ thể:

- Tối ưu chi phí đầu tư phát triển và khai thác mỏ, hạ giá thành để tăng tính cạnh tranh của sản phẩm khí tự nhiên, phát triển và đưa các mỏ đã có phát hiện khí vào khai thác sớm; kiến nghị các cơ chế/chính sách nhằm ưu tiên huy động khí trong nước, coi việc sử dụng tối đa nguồn khí trong nước là quan điểm phát triển năng lượng quốc gia, nhằm đảm bảo lợi ích quốc gia, đồng thời bảo vệ chủ quyền đất nước;

- Đề xuất với Nhà nước các chính sách về thuế để khuyến khích đầu tư vào lĩnh vực tìm kiếm, thăm dò, khai thác dầu khí nhằm tận thu nguồn tài nguyên quốc gia trong điều kiện chuyển dịch năng lượng diễn ra nhanh chóng, khuyến khích nghiên cứu áp dụng các giải pháp nâng cao thu hồi dầu, khí tại các mỏ;

- Nghiên cứu sử dụng hiệu quả nguồn khí tự nhiên có hàm lượng CO₂ cao để có thể nhận lợi ích đồng thời từ việc (i) sử dụng nguồn hydrocarbon nêu trên; (ii) sử dụng CO₂ và (iii) chúng chỉ giảm phát thải (khi thị trường bán chứng chỉ giảm phát thải hồi phục).

- Phát triển công nghiệp khí và LNG trong ngắn hạn và trung hạn

Để đáp ứng nhu cầu khí sẽ tăng cao trong tương lai, Petrovietnam đặt ra mục tiêu giữ vững vị trí nhà cung cấp hàng đầu trên thị trường khí Việt Nam. Cụ thể:

- Xây dựng chiến lược/chính sách đảm bảo nguồn cung khí ổn định cho thị trường các khách hàng tiêu thụ khí hiện hữu;
- Nghiên cứu triển khai đầu tư xây dựng các hạ tầng công nghiệp khí mới; các hạ tầng liên kết các hệ thống khí tại khu vực thị trường nhằm tăng sự chủ động trong việc điều tiết tiêu thụ khí;
- Đầu tư xây dựng có hiệu quả các cơ sở hạ tầng nhập khẩu khí/LNG trên phạm vi toàn quốc trên cơ sở bám sát thị trường tiêu thụ khí;
- Tổ chức nghiên cứu/khảo sát thị trường, thực hiện marketing để mở rộng quy mô thị trường và đối tượng khách hàng sử dụng khí.
- Xanh hóa lĩnh vực điện và phát triển năng lượng tái tạo

Nhu cầu điện trên thế giới cũng như tại Việt Nam sẽ tiếp tục tăng mạnh trong những năm tới, Petrovietnam đặt ra mục tiêu giữ vững vị thế số 1 trong lĩnh vực điện khí, tích cực tham gia đầu tư phát triển các dự án sử dụng năng lượng tái tạo, là một trong những nhà cung cấp điện năng lớn nhất trong toàn hệ thống. Cụ thể:

- Nghiên cứu và triển khai các giải pháp để xanh hóa các nhà máy điện than;
- Tập trung đầu tư, phát triển các dự án nhiệt điện khí (bao gồm khí trong nước và LNG nhập khẩu);
- Tích cực tham gia đầu tư phát triển các dự án năng lượng tái tạo trên cơ sở tận dụng lợi thế của Petrovietnam, đặc biệt là trong lĩnh vực điện gió ngoài khơi và sản xuất hydrogen;
- Tham gia thị trường phát điện cạnh tranh, thị trường bán buôn điện cạnh tranh và thị trường bán lẻ điện cạnh tranh một cách hiệu quả.
- Phát triển sản xuất hóa dầu, hydrogen sạch và các sản phẩm thân thiện với môi trường

Để thích nghi với xu hướng giảm dần nhu cầu tiêu thụ nhiên liệu hóa thạch trên toàn cầu, trong lĩnh vực chế biến dầu khí, các đơn vị hoạt động trong lĩnh vực khâu sau của Petrovietnam có thể định hướng phát triển theo hướng kéo dài chuỗi chế biến sâu, đa dạng hóa và nâng cao chất lượng sản phẩm. Cụ thể:

- Tập trung phát triển lĩnh vực hóa dầu (bao gồm cả

hóa dầu từ khí), hóa chất để nâng cao giá trị gia tăng sản phẩm dầu khí. Tận dụng vị trí địa lý và cơ sở hạ tầng các trung tâm chế biến dầu khí đã được đầu tư để phát triển các nhà máy theo chuỗi chế biến sâu, linh hoạt cơ cấu sản phẩm, tăng dần tỷ trọng sản phẩm hóa dầu/sản phẩm nhiên liệu, phù hợp với xu hướng của thị trường trong bối cảnh diễn ra chuyển dịch năng lượng;

- Nghiên cứu đầu tư phát triển các sản phẩm mới có giá trị gia tăng cao, tham gia vào chuỗi sản xuất cung ứng tại Việt Nam, trong khu vực và trên thế giới như hydrogen sạch, SAF (nhiên liệu hàng không bền vững), nhựa sinh học;
- Các đơn vị khâu sau chủ động nghiên cứu tìm các giải pháp để thay thế/bổ sung nguồn nguyên liệu thiếu hụt bằng các nguồn nguyên liệu/năng lượng ổn định khác (dầu thô, năng lượng/nguyên liệu tái tạo, LPG, LNG, tái chế chất thải...).
- Tham gia vào chuỗi giá trị mới của các sản phẩm/dịch vụ phù hợp với xu hướng chuyển dịch năng lượng

Trước xu hướng chuyển dịch năng lượng đang diễn ra trên toàn cầu, các đơn vị thuộc Petrovietnam hoạt động trong lĩnh vực cung cấp dịch vụ dầu khí cần đặt ra mục tiêu:

- Tiếp tục giữ vững thị phần các dịch vụ dầu khí truyền thống, đảm bảo hiệu quả kinh tế cao;
- Phát triển các dịch vụ kỹ thuật chất lượng cao, có thể mạnh, đồng thời mở rộng sang các dịch vụ hướng đến/cung cấp cho ngành năng lượng tái tạo như: tham gia vào chuỗi giá trị sản xuất điện gió ngoài khơi, vận chuyển LNG và phát triển hệ thống trạm sạc điện và nạp hydrogen cho phương tiện giao thông vận tải.

Nhóm các giải pháp "chuyển dịch công bằng"

Sự diễn ra quá trình chuyển dịch năng lượng sẽ gây tác động sâu sắc đến nhiều mặt của xã hội và nền kinh tế. Bên cạnh các yếu tố về hiệu quả kỹ thuật, kinh tế và môi trường, các tác động về mặt xã hội và người lao động cũng cần được quan tâm. Có thể thấy rằng, quá trình chuyển dịch năng lượng sẽ dẫn đến sự phát triển và áp dụng các công nghệ xanh mới và thân thiện với môi trường, do đó, sẽ tạo thêm việc làm và cải thiện chất lượng sống của người dân. Bên cạnh đó, những giải pháp công nghệ mới như hydrogen sẽ tạo điều kiện phân phối năng lượng đến nhiều khu vực mà trước đây, do điều kiện về cơ sở hạ tầng, không thể phát triển lưới điện, góp phần cải thiện mức độ công bằng trong việc thụ hưởng kết quả

của xu hướng chuyển dịch năng lượng. Mặt khác, sự thay đổi về mặt công nghệ sẽ tạo ra vấn đề dôi dư lao động và nhu cầu đào tạo lại hoặc đào tạo mới để người lao động có thể tiếp tục tham gia vào hoạt động sản xuất trong bối cảnh mới. Vì vậy, trong các nhiệm vụ triển khai về chuyển dịch năng lượng của Petrovietnam, nhiệm vụ về đào tạo nguồn nhân lực là một giải pháp không thể thiếu, không những góp phần đảm bảo “chuyển dịch công bằng” mà đồng thời tạo điều kiện thúc đẩy quá trình chuyển dịch năng lượng diễn ra thuận lợi và hiệu quả.

5. Kết luận

Ngành công nghiệp năng lượng đang đối mặt với xu hướng chuyển dịch năng lượng nhằm giảm phát thải carbon từ các hoạt động, hướng đến mục tiêu đạt phát thải ròng bằng "0" vào năm 2050. Các xu hướng chính bao gồm: (1) Tiết kiệm năng lượng, (2) Phát triển năng lượng tái tạo, (3) Điện khí hóa, (4) CCS/CCUS và (5) Phát triển hydrogen. Đối với Petrovietnam, với vai trò là một tập đoàn quốc gia hoạt động trong tất cả các khâu của lĩnh vực dầu khí, các xu hướng chuyển dịch năng lượng, một mặt, tạo ra thách thức buộc Petrovietnam cần có những bước đi phù hợp để giảm thiểu phát thải carbon từ các hoạt động dầu khí, mặt khác, tạo ra các cơ hội cho Petrovietnam mở rộng chuỗi giá trị hoạt động nhằm hướng đến phát triển hiệu quả và bền vững. Petrovietnam cần xây dựng chiến lược phát triển trên cơ sở tận dụng các thế mạnh và cơ hội của Petrovietnam để vượt qua các thách thức đặt ra trong bối cảnh chuyển dịch năng lượng. Do đó, Petrovietnam cần thiết lập một lộ trình với các mục tiêu và kế hoạch cụ thể để thực hiện các giải pháp chuyển dịch năng lượng trên cơ sở kết hợp 2 khía cạnh:

- Nhóm giải pháp góp phần giảm thiểu phát thải carbon từ các hoạt động dầu khí của Petrovietnam nhằm hướng đến mục tiêu đạt phát thải ròng bằng "0" vào năm 2050, bao gồm các giải pháp về (1) Tiết kiệm và sử dụng hiệu quả năng lượng, (2) Phát triển và tích hợp hydrogen sạch vào chuỗi giá trị hoạt động (điện, đạm và giao thông vận tải), (3) CCS/CCUS và (4) Trồng rừng/mua tín chỉ carbon;

- Nhóm giải pháp phát triển mở rộng chuỗi giá trị hoạt động phù hợp với xu hướng chuyển dịch năng lượng và đảm bảo phát triển bền vững, bao gồm các giải pháp về (1) Đẩy mạnh hoạt động khai thác dầu khí trong ngắn và trung hạn, (2) Phát triển công nghiệp khí và LNG trong ngắn và trung hạn, (3) Xanh hóa lĩnh vực điện và phát triển năng lượng tái tạo, (4) Phát triển sản xuất hóa dầu, hydrogen sạch và các sản phẩm thân thiện với môi

trường và (5) Tham gia vào chuỗi giá trị mới của các sản phẩm/dịch vụ phù hợp với xu hướng chuyển dịch năng lượng.

Ngoài ra, Petrovietnam cũng cần chú trọng đến nhóm giải pháp “chuyển dịch công bằng” nhằm đảm bảo quyền lợi của người lao động, đồng thời, thúc đẩy quá trình chuyển dịch năng lượng diễn ra thuận lợi và hiệu quả. Để hiện thực hóa các mục tiêu và kế hoạch nói trên, việc huy động tổng lực trong và ngoài Petrovietnam là cần thiết. Petrovietnam cần đưa các mục tiêu này vào chiến lược và có kế hoạch triển khai, theo dõi và cập nhật định kỳ tình hình thực hiện.

Các đơn vị thuộc Petrovietnam, đã và đang thực hiện một số giải pháp nhằm nâng cao hiệu quả hoạt động đồng thời góp phần làm giảm phát thải CO₂, là cơ sở để triển khai các bước tiếp theo phù hợp với xu hướng chuyển dịch năng lượng. Trong bối cảnh diễn ra xu hướng chuyển dịch năng lượng, các đơn vị thuộc Petrovietnam có thể lựa chọn các giải pháp phù hợp với lĩnh vực hoạt động của mình để giảm phát thải CO₂, tận dụng lợi thế để phát triển mở rộng chuỗi giá trị hoạt động một cách bền vững, đồng thời, tạo cơ hội phát triển liên kết chuỗi giữa các đơn vị trong Tập đoàn, hình thành nên sức mạnh tổng hợp trong bối cảnh mới của ngành năng lượng.

Tài liệu tham khảo.

[1] BP, “Energy outlook”, 7/2023. [Online]. Available: <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/energy-outlook/bp-energy-outlook-2023.pdf>.

[2] BP, “Energy outlook”, 2022. [Online]. Available: <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/energy-outlook/bp-energy-outlook-2022.pdf>.

[3] IEA, “World energy outlook”, 10/2022. [Online]. Available: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2022>.

[4] DNV, “Energy transition outlook”, 2023. [Online]. Available: <https://www.dnv.com/energy-transition-outlook/about/>.

[5] Trương Như Tùng, Nguyễn Hữu Lương và Hoàng Thị Đào, “Chiến lược phát triển của Eni đến năm 2050”, *Tạp chí Dầu khí*, Số 7, 2020.

[6] Eni, “Eni for 2021 - Carbon neutrality by 2050”, 2021. [Online]. Available: <https://www.eni.com/assets/documents/eng/just-transition/2021/eni-for-2021->

carbon-neutrality-2050-eng.pdf.

[7] BP, "Advancing the energy transition", 2018. [Online]. Available: <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/sustainability/group-reports/bp-advancing-the-energy-transition.pdf>.

[8] ExxonMobil, "Advancing climate solutions", 2023. [Online]. Available: <https://corporate.exxonmobil.com/-/media/global/files/advancing-climate-solutions-progress-report/2023/2023-advancing-climate-solutions-progress-report.pdf>.

[9] Petronas, "Energy transition strategy", 2022. [Online]. Available: <https://www.petronas.com/integrated-report-2022/assets/pdf/PIR2022-PETRONAS-Energy-Transition-Strategy.pdf>.

[10] PTT, "Powering life with future energy and beyond", 2022.

[11] Thủ tướng Chính phủ, "Quy hoạch tổng thể quốc gia về năng lượng thời kỳ 2021 - 2030, tầm nhìn đến năm 2050", Quyết định số 893/QĐ-TTg ngày 26/7/2023.

[12] Thủ tướng Chính phủ, "Quy hoạch phát triển điện lực quốc gia thời kỳ 2021 - 2030, tầm nhìn đến năm 2050", Quyết định số 500/QĐ-TTg ngày 15/5/2023.

[13] Thủ tướng Chính phủ, "Chương trình hành động về chuyển đổi năng lượng xanh, giảm phát thải khí carbon và khí methane của ngành giao thông vận tải", Quyết định số 876/QĐ-TTg ngày 22/7/2022.

[14] IEA, "Energy technology perspectives 2020", 2020. [Online]. Available: <https://www.iea.org/reports/energy-technology-perspectives-2020>.

[15] Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, "Kế hoạch hành động giảm thiểu, thích ứng với biến đổi khí hậu của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam giai đoạn 2018 - 2030", Quyết định số 2128/QĐ-DKVN ngày 19/4/2019.

[16] IEA, "World energy outlook", 2020. [Online]. Available: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2020>.

[17] Văn phòng Chính phủ, "Thông báo kết luận của Phó Thủ tướng Trần Lưu Quang tại cuộc họp về hoàn thiện quy định pháp luật về chuyển mục đích sử dụng rừng sang mục đích khác theo quy định tại khoản 5 điều 248 Luật Đất đai năm 2024 và Luật Lâm nghiệp năm 2017", Thông báo số 254/TB-VPCP ngày 5/6/2024..

ENERGY TRANSITION TRENDS AND RESPONSE SOLUTIONS FOR THE VIETNAM OIL AND GAS GROUP

Nguyen Huu Luong, Nguyen Dai Long

Vietnam Petroleum Institute

Email: luongnh.pvpro@vpi.pvn.vn

Summary

The energy industry is facing a shift towards energy transition to reduce carbon emissions from activities, aiming to achieve net-zero emissions by 2050. The main trends include (1) Energy conservation, (2) Renewable energy development, (3) Electrification, (4) CCS/CCUS, and (5) Hydrogen development. For the Vietnam Oil and Gas Group (Petrovietnam), these energy transition trends not only create challenges that require appropriate steps to minimize carbon emissions from oil and gas activities, but also, create opportunities to expand the value chain of operations towards efficient and sustainable development. To overcome these challenges, Petrovietnam needs to establish a roadmap with specific goals and plans to implement energy transition solution groups based on a combination of: (1) Solutions to reduce carbon emissions from oil and gas activities towards the goal of achieving net-zero emissions by 2050; (2) Solutions to develop and expand the value chain in line with energy transition trends and ensuring sustainable development; and (3) "Just transition" solutions to protect workers' rights and promote a smooth and effective energy transition process. Mobilizing total resources within and outside Petrovietnam is crucial to realizing the above goals and plans. Petrovietnam needs to incorporate these objectives into its strategy and have plans for implementation, monitoring, and periodic updates on progress.

Key words: Energy transition, CCS/CCUS, hydrogen, Petrovietnam.

XU HƯỚNG CHUYỂN DỊCH NĂNG LƯỢNG VÀ KINH NGHIỆM THỰC HIỆN XANH HÓA CỦA MỘT SỐ NHÀ MÁY LỌC HÓA DẦU TRÊN THẾ GIỚI

Nguyễn Hữu Lương¹, Lê Hồng Nguyên¹, Lê Thanh Thanh²

¹Viện Dầu khí Việt Nam

²Trường Đại học Dầu khí Việt Nam

Email: nguyenlh.pvpro@vpi.pvn.vn

<https://doi.org/10.47800/PVSI.2024.02-02>

Tóm tắt

Ngành công nghiệp lọc hóa dầu đang đối mặt với những thách thức chưa từng có khi vừa phải đáp ứng nhu cầu ngày càng tăng về nhiên liệu vừa phải giải quyết yêu cầu cấp thiết về giảm khí thải carbon. Bài báo tập trung đánh giá tiềm năng chuyển đổi của các nhà máy lọc hóa dầu trên thế giới đến năm 2050 với sự thay đổi đáng kể về sản phẩm, công nghệ và nguyên liệu để đạt được tính bền vững và giảm lượng khí thải. Bài báo cũng giới thiệu kinh nghiệm thực hiện xanh hóa của một số nhà máy lọc hóa dầu trên thế giới với xu hướng chuyển dịch sang sử dụng nguyên liệu sinh học; sản xuất hydrogen xanh; thu hồi và lưu trữ carbon; chuyển đổi, mở rộng trên cơ sở các quy trình hiện có và sử dụng công nghệ tiên tiến.

Từ khóa: Phát thải carbon, chuyển dịch năng lượng, nguyên liệu dựa trên sinh học, hydrogen xanh, CO₂.

1. Giới thiệu

Trong bối cảnh nhu cầu năng lượng ngày càng tăng và áp lực về biến đổi khí hậu ngày càng trầm trọng, việc nghiên cứu và hiểu rõ về xu hướng chuyển đổi năng lượng đang trở thành vấn đề cần được quan tâm hàng đầu. Ngành công nghiệp lọc hóa dầu toàn cầu đang đối diện với các thách thức vô cùng phức tạp khi phải thỏa mãn nhu cầu ngày càng tăng về nhiên liệu, đồng thời phải giảm thiểu lượng khí thải carbon trên toàn thế giới đến năm 2050... do đó cần thiết phải có những giải pháp để chuyển đổi các nhà máy lọc hóa dầu để đảm bảo tính bền vững và giảm lượng khí thải. Trong nghiên cứu này, nhóm tác giả sẽ phân tích tiềm năng chuyển đổi của một số nhà máy lọc hóa dầu trên thế giới đến năm 2050 với sự thay đổi đáng kể về sản phẩm, công nghệ và nguyên liệu để đạt được tính bền vững và giảm lượng khí thải, đồng thời đưa ra những kinh nghiệm thực hiện xanh hóa của các công ty, nhà máy lọc hóa dầu trên thế giới.

2. Xu hướng chuyển dịch năng lượng trên thế giới

Quá trình chuyển dịch năng lượng ở thế kỷ XXI là con đường hướng tới chuyển đổi ngành năng lượng toàn cầu

với mục tiêu giảm phát thải carbon để giảm thiểu biến đổi khí hậu. Quá trình khử carbon yêu cầu tất cả các lĩnh vực đều phải chuyển đổi, trong đó, lĩnh vực năng lượng đòi hỏi phải có hành động khẩn cấp nhất với quy mô toàn cầu, bao gồm một số giải pháp như: năng lượng tái tạo, tiết kiệm năng lượng, sử dụng nguyên liệu thay thế, thu hồi và lưu giữ carbon... Sự chuyển dịch năng lượng vẫn đang trong quá trình định hình nhưng sẽ là một chủ đề lớn trên thế giới hiện nay. Trong lịch sử phát triển xã hội loài người, từ than rồi đến xăng dầu thay nhau trở thành nguồn năng lượng, nhiên liệu chính để phục vụ các cuộc cách mạng công nghiệp trước đây và cả hiện tại. Trong tương lai, điện tái tạo và các nguồn năng lượng sạch được dự báo sẽ chiếm tỷ trọng lớn nhất trong tỷ trọng năng lượng tiêu thụ cuối. Toàn bộ các hoạt động trong lĩnh vực năng lượng hiện tại và tương lai đều hướng tới một nền kinh tế phát thải carbon thấp với đích đến cuối cùng là không phát thải carbon. Điều này đã được định hướng tại Thỏa thuận chống biến đổi khí hậu tại Hội nghị lần thứ 21. Theo đó, Công ước khung Liên hiệp quốc về biến đổi khí hậu (COP21) tại thủ đô Paris (Pháp) đã được thông qua vào ngày 12/12/2015 bởi 195 quốc gia và vùng lãnh thổ. Nội dung chính của Thỏa thuận bao gồm: (1) Đạt mức phát thải lớn nhất càng sớm càng tốt và hạ thấp mức phát thải vào nửa sau của thế kỷ này; và (2) Giữ nhiệt độ toàn cầu không tăng quá 2°C và nỗ lực giới hạn mức tăng



Ngày nhận bài: 25/3/2024. Ngày phân biên đánh giá và sửa chữa: 25/3 - 22/4/2024.

Ngày bài báo được duyệt đăng: 24/4/2024.

ở mức 1,5°C. Thỏa thuận đã đạt được ngưỡng thông qua với hơn 55 quốc gia đại diện cho ít nhất 55% lượng phát thải khí nhà kính của thế giới đã phê chuẩn Thỏa thuận này. Tại COP26 năm 2021, 197 quốc gia tham gia Công ước khung của Liên hợp quốc về biến đổi khí hậu cũng đã thông qua Hiệp ước khí hậu tại Glasgow, Scotland (Vương quốc Anh) nhằm tái khẳng định duy trì mục tiêu hạn chế mức tăng nhiệt độ toàn cầu ở ngưỡng 1,5°C theo Thỏa thuận Paris và cam kết "tăng tốc các nỗ lực hướng tới giảm thiểu điện than và loại bỏ trợ cấp dành cho nhiên liệu hóa thạch có hiệu suất kém". Mục tiêu này đòi hỏi phải cắt giảm lớn lượng khí thải CO₂ nhanh chóng và bền vững, bao gồm giảm 45% lượng phát thải CO₂ vào năm 2030 so với mức năm 2010 và về "0" vào khoảng giữa thế kỷ, cũng như giảm sâu phát thải các khí nhà kính khác. Ngày 20/11/2022, Hội nghị lần thứ 27 các bên tham gia Công ước khung của Liên hợp quốc về biến đổi khí hậu (COP27), do Ai Cập đăng cai tổ chức tại thành phố Sharm El-Sheikh, đã thông qua thỏa thuận khí hậu tổng quát cuối cùng của COP27 tại phiên toàn thể bế mạc. Điều khoản đáng chú ý nhất trong thỏa thuận chung tại COP27 là việc các nước nhất trí thành lập quỹ "Tổn thất và Thiệt hại" để bù đắp cho các nước đang phát triển chịu ảnh hưởng nặng nề của hiện tượng thời tiết cực đoan do biến đổi khí hậu gây ra.

Các nhà máy lọc hóa dầu trên thế giới đang hướng tới việc sử dụng nguyên liệu sinh học, sản xuất hydrogen xanh, thu hồi và lưu trữ carbon và cải hoán/mở rộng các quy trình hiện có cùng với việc áp dụng các công nghệ tiên tiến. Một số nhà máy lọc hóa dầu đã kết hợp các hướng trên để tối đa hóa giá trị nguyên liệu thô đồng thời giảm lượng khí thải carbon.

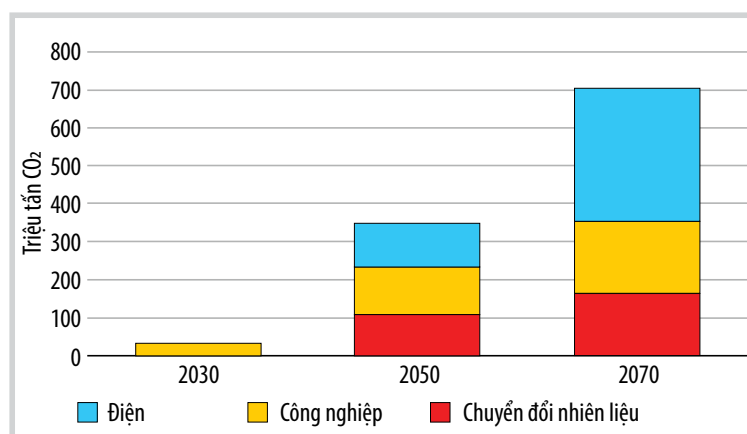
Để giảm khí thải carbon, các nhà máy lọc dầu trong tương lai có thể sử dụng các nguyên liệu tái tạo như sinh khối, mỡ động vật, dầu ăn đã qua sử dụng, dầu thực vật khác... Với các giải pháp thay thế bền vững này, các nhà máy lọc dầu có thể giảm đáng kể lượng khí nhà kính và góp phần giải quyết các thách thức về biến đổi khí hậu, có thể kể tới Nhà máy Lọc dầu Preemraff Lysekil ở Thụy Điển hay dự án chuyển đổi dầu diesel sinh học Vertex Energy Inc., Houston, Mỹ. Nhà máy Lọc dầu Preemraff Lysekil đã sử dụng nguyên liệu đầu vào là dầu nhiệt phân dựa trên sinh khối bằng công nghệ của Honeywell UOP LLC để sản xuất nhiên liệu sinh học với lượng carbon thấp [1]. Còn trong dự án chuyển đổi dầu diesel sinh học, phân xưởng hydrocracking của Nhà máy Lọc dầu Mobile (trước đây sản xuất olefin làm nguyên liệu sản xuất hóa dầu) sau khi được chuyển đổi, thiết bị hydrocracking sẽ có khả năng xử lý nhiều loại nguyên liệu sinh học bao gồm đậu nành

và đậu ngô, mỡ động vật, dầu thực vật phế thải và nhiều nguyên liệu khác [2].

Trong tương lai, nhà máy lọc dầu có thể tự sản xuất hydrogen, thu hồi và lưu trữ khí thải CO₂. Đây là một tiến bộ đáng kể để đạt được sự bền vững và giảm lượng khí thải của ngành công nghiệp lọc hóa dầu. Bằng cách đầu tư vào các công nghệ như sản xuất hydrogen từ điện phân và thu khí trực tiếp, các nhà máy lọc dầu có thể giảm thiểu sự phụ thuộc vào các nguồn bên ngoài và giảm lượng khí thải carbon. Hydrogen sạch có thể được sử dụng như một nguồn năng lượng sạch hơn, đồng thời thu hồi và lưu trữ CO₂ giúp giảm lượng khí thải và góp phần giảm thiểu biến đổi khí hậu. Nhiều công ty dầu khí đã bắt đầu đưa việc sản xuất hydrogen sạch vào các chiến lược và đầu tư giảm phát thải carbon của họ. Dự án H21 North of England của Cadent, Equinor và Northern Gas Networks đã tạo điều kiện thuận lợi cho quá trình chuyển đổi toàn cầu sang nền kinh tế hydrogen bền vững 100% dự kiến vào năm 2100. Dự án này liên quan đến việc sử dụng các công nghệ phù hợp và kế hoạch sản xuất hydrogen cụ thể và trọng tâm chính của dự án là giai đoạn trước năm 2050. Với ước tính giảm được 12,5 triệu tấn khí thải CO₂ mỗi năm, dự án H21 cho thấy tiềm năng đáng kể của việc chống biến đổi khí hậu và cải thiện chất lượng không khí trong khu vực [3]. NorthH2 của Hà Lan là dự án sản xuất hydrogen lớn ở châu Âu được ra mắt vào năm 2020 sử dụng năng lượng gió ngoài khơi để sản xuất hydrogen xanh [4].

Bên cạnh đó, việc sử dụng công nghệ thu hồi và lưu trữ carbon (CCS) đã trở thành giải pháp đầy hứa hẹn để giảm thiểu phát thải khí nhà kính và giải quyết các thách thức về biến đổi khí hậu trong các ngành công nghiệp. CCS là sự kết hợp của các công nghệ thu giữ và lưu trữ CO₂ sâu dưới lòng đất, ngăn không cho CO₂ thải vào khí quyển. Bằng phương pháp này, lượng CO₂ thu được dự kiến sẽ tăng lên khoảng 35 triệu tấn vào năm 2030, 350 triệu tấn vào năm 2050 và hơn 700 triệu tấn vào năm 2070 ở châu Âu trong Hiệp ước phát triển bền vững (Hình 1).

Trong lĩnh vực xử lý khí tự nhiên, 2 nhà máy LNG triển khai công nghệ CCS trong các hoạt động thượng nguồn để tách CO₂ khỏi khí tự nhiên trước khi được đưa thu giữ và tồn trữ là Snøhvit LNG ở Na Uy và Gorgon LNG ở Australia. Quy trình CCS được triển khai tại Snøhvit cho thấy mức giảm đáng kể khí thải, 700.000 tấn CO₂ mỗi năm khi mở hoạt động hết công suất - tương đương với lượng khí thải do 280.000 ô tô tạo ra [6]. Gorgon là dự án CCS quan trọng ở Australia, tập trung vào việc giảm lượng khí CO₂ thải ra môi trường từ nhà máy chế biến khí tự nhiên, đồng thời tối đa hóa hiệu quả sử dụng năng lượng. Với



Hình 1. CCUS ở châu Âu trong Hiệp ước phát triển bền vững [5].

khả năng lưu trữ hơn 100 triệu tấn CO₂ trong suốt vòng đời của dự án, dự án Gorgon là một bước tiến quan trọng hướng tới sản xuất LNG bền vững [7].

Ngoài ra, CCS cũng có thể giúp thương mại hóa các mỏ khí chứa nhiều CO₂, nơi nồng độ CO₂ có thể lên tới 50%. Hiện tại, 14 trong số 19 cơ sở CCS quy mô lớn đang hoạt động sử dụng CO₂ để gia tăng sản lượng dầu (EOR) là phương pháp lưu trữ CO₂ vĩnh viễn. Dự án Port Arthur CCS đã triển khai thành công công nghệ CCS với mục đích giảm phát thải, tăng cường thu hồi dầu và sản xuất nhiên liệu đốt sạch hơn. Dự án đã đạt 3 triệu tấn CO₂ thu được để bơm qua EOR vào tháng 7/2016 và 4 triệu tấn vào tháng 9/2017 [8 - 10].

Bên cạnh đó, việc mở rộng và tối ưu hóa các quy trình, công nghệ cũng có vai trò quan trọng trong việc đạt được mục tiêu sản xuất sạch hơn. Các quy trình công nghệ như hydrocracking có thể được chuyển đổi để nâng cao hiệu quả sử dụng năng lượng và giảm lượng khí thải. Thông qua việc phát triển chất xúc tác tiên tiến và tối ưu hóa quy trình, các nhà máy lọc dầu có thể giảm thiểu tác động môi trường của các quy trình này đồng thời tối đa hóa sản lượng sản phẩm. Dự án năng lượng sinh học Great Falls nhằm cải tạo lại phân xưởng hydrocracking hiện có để sản xuất dầu diesel sinh học và xây dựng một nhà máy hydrogen xanh - sản xuất H₂ và O₂ bằng cách điện phân nước [10].

Trong lĩnh vực hóa dầu, vào năm 2018, White Energy và Occidental đã công bố kế hoạch thu giữ lượng khí thải CO₂ từ các cơ sở sản xuất ethanol của White Energy ở Trung Tây Hoa Kỳ. Trọng tâm của dự án này là thu giữ CO₂ tại các cơ sở sản xuất ethanol của White Energy ở Hereford và Plainview, Texas, đồng thời vận chuyển đến khu vực Permian, nơi Occidental sẽ sử dụng khí này trong các hoạt động tăng cường thu hồi dầu (EOR). Các cơ sở sản xuất ethanol do White Energy vận hành sản xuất khoảng 250 triệu gallon ethanol hàng năm, do đó có thể cung cấp tới 700.000 tấn CO₂ cho EOR [11]. White Energy sản xuất ethanol thông qua quá trình lên men đường và tinh bột. CO₂ là sản phẩm phụ của quá trình này. Sau khi ngưng tụ nước, CO₂ được tách ra, nén lại và bán cho Occidental. Sau đó,

Occidental vận chuyển CO₂ qua các đường ống và bơm vào các bể chứa dầu để tăng cường thu hồi dầu. Đồng thời, quá trình EOR cũng xử lý được phần lớn CO₂, đảm bảo lưu trữ lâu dài dưới lòng đất. Chi phí vốn của dự án ước tính khoảng 150 triệu USD và sẽ được sử dụng chủ yếu để đầu tư máy nén, hệ thống tách nước và đường ống CO. Occidental đã hợp tác với Carbon Engineering để cung cấp công nghệ thu giữ CO₂ trực tiếp từ không khí (DAC) độc quyền. Phương pháp này đã được chứng minh trên quy mô công nghiệp. Công nghệ thu giữ CO₂ trực tiếp từ khí quyển đã giải quyết vấn đề giảm khí thải CO₂ của các ngành công nghiệp từ lâu đã gặp khó khăn trong việc khử carbon như vận tải đường bộ, vận tải biển, hàng không vũ trụ và vận tải đường sắt. Việc sử dụng CCS trong sản xuất ethanol, được minh họa bởi sự hợp tác của White Energy với Occidental, chứng minh khả năng tồn tại và lợi ích của việc thu hồi và sử dụng carbon trong ngành lọc hóa dầu. Dự án không chỉ giúp giảm lượng khí thải CO₂ trong quá trình sản xuất ethanol mà còn thúc đẩy việc sử dụng CO₂ thu được một cách có trách nhiệm và bền vững.

Ngoài việc cải thiện các quy trình hiện có, các nhà máy lọc hóa dầu phải áp dụng công nghệ mới để thúc đẩy quá trình chuyển đổi bền vững. Công nghệ chu trình Allam tận dụng khí tự nhiên hoặc các nguồn nhiên liệu hóa thạch khác để sản xuất điện mà không phát thải khí carbon nhờ quy trình đặc biệt gọi là quá trình oxy-hydrocarbon (Allam Cycle) được phát triển bởi NetPower. Mặc dù được xem là tiềm năng trong việc giảm thiểu tác động lên môi trường, có khả năng tái sử dụng CO₂ và có thể áp dụng trong các nhà máy điện và các ngành công nghiệp khác để tạo ra điện và sản xuất nhiên liệu sạch nhưng công nghệ chu trình Allam vẫn đang trong quá trình phát triển, thử nghiệm và cần nghiên cứu, đánh giá thêm để đảm bảo tính khả thi và hiệu quả của công nghệ trong thực tế [12].

3. Kinh nghiệm thực hiện xanh hóa các nhà máy lọc hóa dầu trên thế giới

Xanh hóa các nhà máy lọc hóa dầu có vai trò quan trọng trong nỗ lực giảm thiểu tác động

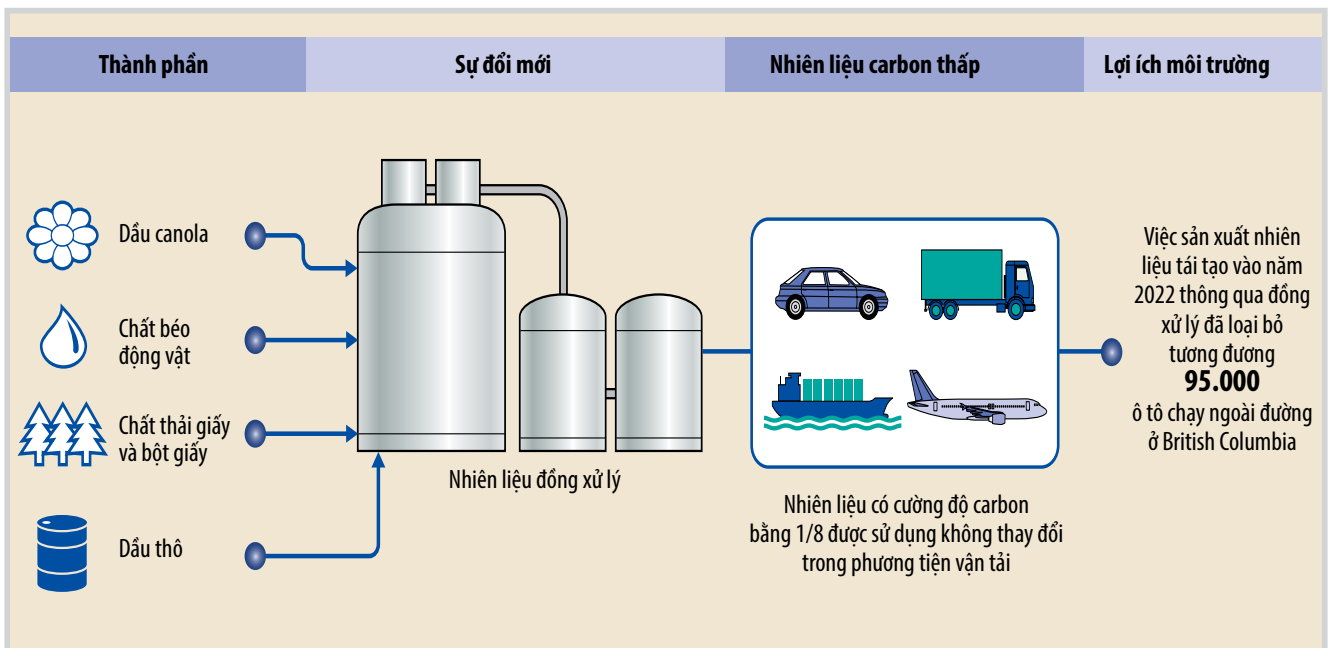
của ngành công nghiệp dầu mỏ đối với môi trường và biến đổi khí hậu. Một số kinh nghiệm và phương pháp đã được thực hiện xanh hóa ở một số nhà máy lọc hóa dầu trên thế giới được trình bày như bên dưới.

3.1. Tối đa hóa việc kết hợp sử dụng nguồn nguyên liệu tái tạo tại thiết bị cracking xúc tác (FCC)

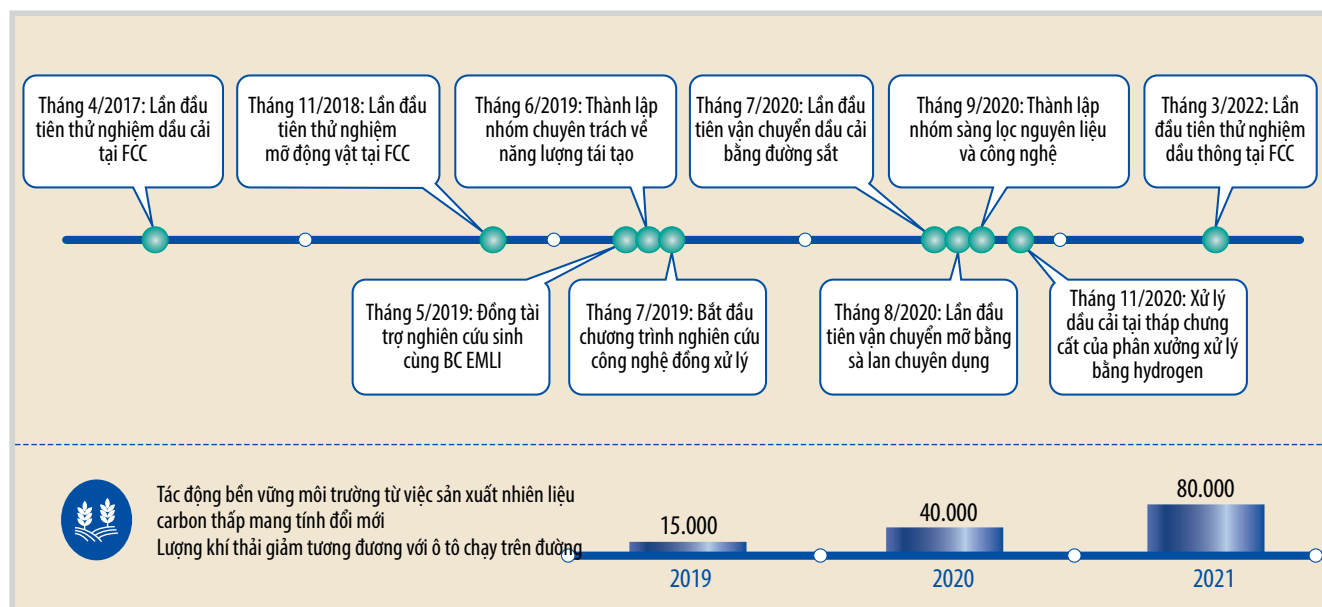
Phân xưởng cracking xúc tác là một trong những nguồn phát thải carbon lớn nhất trong các nhà máy lọc hóa dầu [9, 13]. Quá trình cracking xúc tác là quá trình chính để chuyển các hydrocarbon mạch dài trong dầu thô thành các sản phẩm mạch ngắn có giá trị hơn như xăng, propane, butane, olefin và dầu nhiên liệu. Để thực hiện quá trình này, cần sử dụng nhiệt và xúc tác zeolite. Trong quá trình cracking, coke được hình thành và tích tụ trên xúc tác dẫn đến giảm hoạt tính xúc tác. Để khôi phục hoạt tính của xúc tác, lớp coke cần được đốt cháy hay còn được gọi là quá trình tái sinh xúc tác. Quá trình này đã tạo ra một lượng khá lớn khí CO₂. Theo số liệu thống kê và ước tính, năm 2018, các phân xưởng FCC đã phát thải khoảng 42,4 triệu tấn CO₂ từ 81 cơ sở, trung bình khoảng 305.000 tấn mỗi cơ sở. Để giảm tác động môi trường của hoạt động lọc dầu, cần giảm thiểu phát thải và tối ưu hóa, cải tiến quá trình, công nghệ cracking [14]. Việc tiếp cận được nguồn nguyên liệu tái tạo sẽ tạo điều kiện thuận lợi nhằm giảm lượng phát thải CO₂ tại các nhà máy lọc hóa dầu.

Các nhà máy lọc hóa dầu đang tiến đến việc xử lý nguồn nguyên liệu tái tạo thông qua nhiều phương pháp khác nhau như: xây dựng các phân xưởng sản xuất diesel

tái tạo hoặc nhiên liệu máy bay bền vững mới; thực hiện xử lý đồng thời nguồn nguyên liệu tái tạo tại các phân xưởng xử lý bằng hydrogen hoặc tại các phân xưởng cracking xúc tác. Ngoài ra, một số trường hợp chuyển đổi, cải hoán các hệ thống, thiết bị hiện có để xử lý một phần nguồn nguyên liệu tái tạo. Tuy nhiên, việc xác định và đảm bảo nguồn cung cấp nguyên liệu tái tạo đáng tin cậy, ổn định cho các nhà máy lọc hóa dầu là thách thức cần giải quyết. Ngoài ra, quy định của các chính phủ có thể khác nhau dẫn đến sự không chắc chắn trên thị trường và tình trạng một số nơi xử lý nguồn nguyên liệu tái tạo có thể sinh lời trong khi ở những nơi khác thì không. Tại Burnaby (thuộc tiểu bang British Columbia, Canada), Parkland được chính phủ ủng hộ cho dự án sử dụng nguồn nguyên liệu tái tạo tại một phân xưởng cracking xúc tác. Trong đó, chính quyền tiểu bang ủng hộ nghiên cứu về lựa chọn các phân xưởng sử dụng nhiên liệu sinh học, trong khi đó hình phủ Canada đang phát triển các tiêu chuẩn riêng cho nhiên liệu sinh học. Bên cạnh đó, Parkland có chương trình hợp tác nghiên cứu với các trường đại học và doanh nghiệp như Đại học British Columbia hỗ trợ nghiên cứu sử dụng nguyên liệu sinh học, còn Công ty Grace đang triển khai hợp tác với Parkland để thử nghiệm việc sử dụng thí điểm nguyên liệu tái tạo tại FCC của một số nhà máy. Ngoài ra, Parkland hợp tác với nhà cung cấp nguyên liệu tái tạo uy tín Metro Vancouver của Canada để hỗ trợ nhà máy thử nghiệm chuyển hóa chất thải thành nguyên liệu sinh học. Hình 2 trình bày sơ đồ phân xưởng sử dụng các nguồn nguyên liệu sinh học để sản xuất ra nhiên liệu sạch, thân thiện với môi trường [15].



Hình 2. Sơ đồ phân xưởng sử dụng nhiên liệu sinh học [15].



Hình 3. Tiến trình thời gian thử nghiệm của Parkland [15].

Bảng 1. Ưu điểm và nhược điểm của quá trình kết hợp công nghệ (co-processing) so với xây dựng phân xưởng mới (renewable diesel plant)

Quy trình	Ưu điểm	Nhược điểm
Co-processing	<ul style="list-style-type: none"> Sử dụng cơ sở hạ tầng hiện có với vốn đầu tư thấp. Thời gian xây dựng ngắn. Có thể tận dụng nguồn nguyên liệu tái tạo. 	<ul style="list-style-type: none"> Thu được sản phẩm hỗn hợp. Khó theo dõi sản lượng. Công nghệ mới và do Parkland đang dẫn đầu về đổi mới và nghiên cứu nên có rủi ro về kỹ thuật dẫn đến có thể ảnh hưởng đến chuỗi cung ứng. Giới hạn pha trộn 5% SAF.
Renewable diesel plant	<ul style="list-style-type: none"> Có thể sản xuất nhiên liệu máy bay bền vững (SAF) cùng với dầu diesel tái tạo. Sử dụng 100% nguồn nguyên liệu tái tạo. Hiệu suất sản xuất của công nghệ đã được biết rõ. 	<ul style="list-style-type: none"> Đòi hỏi vốn đầu tư cao. Thời gian xây dựng dài hơn.

Khi nguyên liệu tái tạo được sử dụng tại một nhà máy lọc hóa dầu, lượng carbon phát thải sẽ thấp hơn, trong một số trường hợp thấp hơn đến 80% so với việc sử dụng nguyên liệu thông thường và có thể được sử dụng trong các phương tiện giao thông mà không cần thực hiện bất kỳ cải hoán nào. Vào năm 2017, Parkland đã thực hiện thử nghiệm thương mại đầu tiên với dầu cải tại phân xưởng cracking xúc tác FCC (Hình 3).

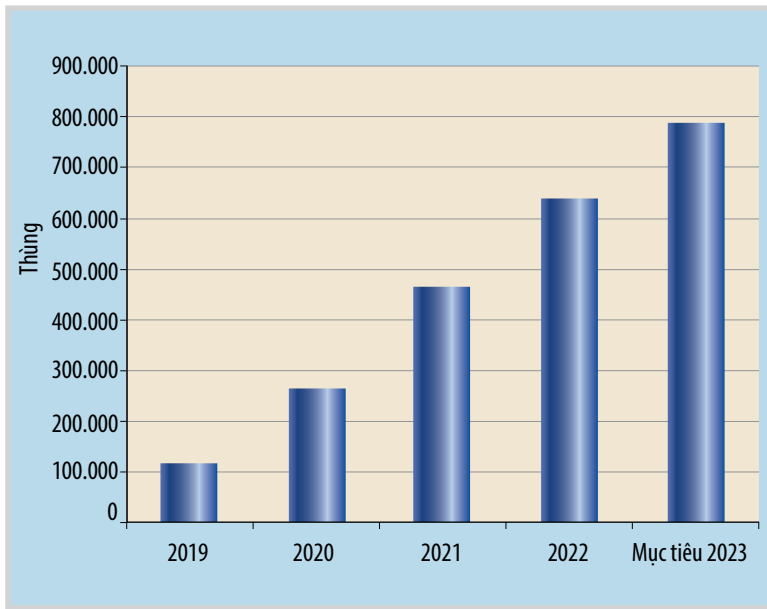
Cũng từ năm 2017, Parkland đã tăng dần việc sử dụng nguyên liệu tái tạo tại FCC. Tại Nhà máy Lọc dầu Parkland hiện nay, việc sử dụng nguồn nguyên liệu tái tạo tại FCC được duy trì với mức trên 10% thể tích và thường vượt quá 20% thể tích (Hình 4). Dự kiến đến năm 2026, Parkland đặt mục tiêu giảm lượng khí nhà kính lên đến 1 triệu tấn mỗi năm, tương đương với phát thải của hơn 350.000 chiếc ô tô. Để thực hiện mục tiêu này, Parkland đang nỗ lực để tăng cường việc sử dụng nguồn nguyên liệu tái tạo lên 40% thể tích tại FCC trong 4 năm tới và đặt mục tiêu xa hơn là xử lý 100% nguồn nguyên liệu tái tạo tại FCC.

Khi xác định được việc sử dụng nguồn nguyên liệu tái tạo trong sản xuất sẽ mang lại lợi ích kinh tế và tìm kiếm nguồn cung cấp nguyên liệu tái tạo đáng tin cậy cho nhà máy lọc dầu, cần giải quyết các vấn đề đặt ra như sau:

- Lựa chọn nguyên liệu tái tạo tại FCC hay xây dựng phân xưởng sản xuất diesel tái tạo mới?
- Phương pháp để quản lý rủi ro các hoạt động phát sinh từ việc xử lý nguồn nguyên liệu tái tạo?
- Tuân thủ các quy định và sử dụng vốn/nguyên liệu một cách hiệu quả nhất?

Để giải quyết vấn đề này, Parkland đã so sánh ưu điểm và nhược điểm của 2 quy trình đồng chế biến (co-processing) và đầu tư phân xưởng sản xuất diesel tái tạo mới (Bảng 1).

Do mức độ khan hiếm so với nguyên liệu thông thường tại Bắc Mỹ, các nghiên cứu về nguồn nguyên liệu tái tạo thường được các doanh nghiệp xem như là các bí



Hình 4. Năng suất của thiết bị cracking xúc tác tại Parkland [15].

quyết riêng, dẫn đến các nhà máy lọc dầu không dễ dàng tìm kiếm đủ thông tin và hiểu rõ việc sử dụng đồng thời 2 nguồn nguyên liệu tái tạo và hóa thạch tại phân xưởng cracking xúc tác. Sự thiếu hụt thông tin này kết hợp với mục tiêu tận dụng tối đa cơ sở hạ tầng hiện có và giảm thiểu rủi ro khiến cho các nhà máy lọc dầu gặp nhiều khó khăn trong việc sử dụng đồng thời 2 nguồn nguyên liệu tái tạo và hóa thạch. Xác định được vai trò quan trọng của kỹ thuật và nghiên cứu trong việc xử lý nguồn nguyên liệu tái tạo tại các phân xưởng cracking xúc tác FCC, Parkland và Grace đã ký "Thỏa thuận hợp tác năng lượng tái tạo" vào tháng 7/2021 để triển khai các quy trình thử nghiệm, quyền sở hữu phát triển xúc tác cũng như việc sử dụng dịch vụ nghiên cứu và phát triển. Thỏa thuận này giúp loại bỏ các rào cản về công nghệ này thông qua các cam kết lâu dài của 2 doanh nghiệp với mục tiêu thúc đẩy sự hiểu biết và khả năng sử dụng nguồn nguyên liệu tái tạo tại thiết bị FCC trên toàn thế giới.

Một số nhà máy lọc hóa dầu đã sử dụng kết hợp các hướng trên để tối đa hóa giá trị nguyên liệu thô trong quá trình lọc dầu và đồng thời giảm lượng khí thải carbon như: Dự án North West Redwater Partnership trong dự án Nhà máy lọc dầu Sturgeon ở Alberta, Canada; dự án chuyển đổi sản xuất diesel sinh học tại phân xưởng hydrocracking của Nhà máy lọc dầu Mobile sẽ cho phép xử lý các nguyên liệu sinh học đa dạng, góp phần sản xuất dầu diesel tái tạo. Để sử dụng các nguyên liệu sinh học và các công nghệ mới tiên tiến, Nhà nước cần có các quy định và chính sách hỗ trợ các hoạt động bền vững; doanh nghiệp cần đầu tư đáng kể vào công tác nghiên cứu, phát triển và triển khai mạnh mẽ trên thực tế.

3.2. Kinh nghiệm trong việc áp dụng công nghệ thu hồi, sử dụng và lưu trữ carbon

Theo số liệu thu thập, các quy trình công nghệ lọc hóa dầu là

nguồn gây phát thải carbon cao thứ hai, chiếm khoảng 34% lượng khí thải của toàn ngành dầu khí, trong đó phân xưởng cracking xúc tác và phân xưởng Reforming mê-tan có hơi nước (SMR) được cho là 2 công nghệ có nguồn phát thải carbon lớn nhất. Vì 2 công nghệ này tạo ra nguồn phát thải lớn nhất nên công nghệ CCUS là lựa chọn giảm thiểu tốt nhất cho đến hiện tại. Các nhà máy sản xuất hydrogen trong tương lai có thể tránh phát thải hoàn toàn bằng cách sử dụng điện phân thay vì sử dụng công nghệ SMR. Các nghiên cứu đã chỉ ra tiềm năng giảm thiểu phát thải carbon của CCUS với tỷ lệ thu hồi 90% lượng khí thải từ quá trình sản xuất, ước tính khả năng giảm khoảng 56 triệu tấn CO₂ mỗi năm [14].

Công nghệ CCUS bao gồm việc tách CO₂ ra khỏi dòng khí thải của quá trình sản xuất hoặc đốt cháy, sau đó có thể sử dụng hoặc lưu trữ CO₂ để tránh thải ra môi trường. Việc triển khai công nghệ CCUS đối mặt với nhiều thách thức, bao gồm kỹ thuật, chi phí đầu tư và vận hành, cũng như khả năng lưu trữ an toàn và bền vững của CO₂. Tuy nhiên, công nghệ CCUS vẫn là phương pháp quan trọng trong cuộc chiến chống biến đổi khí hậu và giúp giảm thiểu tác động của phát thải khí nhà kính lên môi trường [14].

Mặc dù CCUS đóng vai trò quan trọng trong việc thực hiện chuyển dịch năng lượng nhưng việc triển khai vẫn chưa thể tiến xa - chỉ có khoảng 20 cơ sở CCUS thương mại trên toàn thế giới. Kế hoạch cho hơn 30 cơ sở CCUS thương mại đã được thông báo trong những năm gần đây. Vào năm 2020, chính phủ và các doanh nghiệp Mỹ đã cam kết đầu tư hơn 4,5 tỷ USD cho CCUS [16]. Có nhiều yếu tố có thể giải thích tại sao triển khai CCUS diễn ra chậm, trong đó chi phí cao là một trong những lý do thường được đề cập nhiều nhất. Các nhận định thường cho rằng CCUS quá đắt đỏ, không thể cạnh tranh với điện gió và năng lượng mặt trời, đặc biệt khi chi phí của các loại năng lượng này đã giảm đáng kể trong thập kỷ qua. Đồng thời, các chính sách về biến đổi khí hậu - bao gồm giá carbon - chưa đủ mạnh để làm cho CCUS trở nên hấp dẫn về mặt kinh

tế. Tuy nhiên, việc bác bỏ công nghệ dựa trên lý do chi phí sẽ bỏ lỡ những điểm mạnh độc đáo của công nghệ này, khả năng cạnh tranh trong các lĩnh vực có liên quan đến phát thải carbon cũng có thể là tiềm năng để CCUS trở thành phương pháp quan trọng trong các giải pháp giảm phát thải khí carbon.

Trong báo cáo mới đây, IEA đã xác định 4 ứng dụng quan trọng mà CCUS có thể đóng góp vào quá trình chuyển đổi sang năng lượng sạch [17]:

- CCUS có thể được tích hợp vào các nhà máy điện và cơ sở công nghiệp hiện đang phát thải ước tính khoảng 8 tỷ tấn CO₂ vào năm 2050 - tương đương khoảng 1/4 tổng lượng phát thải hàng năm của ngành năng lượng hiện tại.
- CCUS có khả năng xử lý khí thải trong các lĩnh vực mà có ít lựa chọn khác, như sản xuất xi măng, thép, hóa chất, cũng như việc sản xuất nhiên liệu tổng hợp để sử dụng trong vận chuyển đường dài.
- CCUS cho phép sản xuất hydrogen có lượng carbon thấp từ các nguồn nhiên liệu hóa thạch ở những khu vực đặc biệt trên thế giới.
- CCUS có khả năng loại bỏ CO₂ từ khí quyển bằng cách kết hợp với năng lượng tái tạo hoặc trực tiếp thu giữ từ không khí.

Đóng góp của CCUS vào quá trình chuyển đổi sang năng lượng sạch sẽ không thể tránh khỏi sự khác biệt đáng kể tại các quốc gia và vùng lãnh thổ khác nhau. Thời gian, cách thức và địa điểm mà CCUS được áp dụng phụ thuộc vào nhiều yếu tố khác nhau, bao gồm: công suất và thời gian hoạt động của các nhà máy hiện có; nguồn nguyên liệu năng lượng trong nước (cả hóa thạch và tái tạo); chi phí và mức độ sẵn sàng của các công nghệ carbon thấp thay thế; tính khả dụng và khoảng cách đến các nguồn lưu trữ CO₂ từ nguồn phát thải và sự chấp nhận của công chúng đối với CCUS. Mức độ tham vọng về chống biến đổi khí hậu và ảnh hưởng của các chính sách liên quan cũng sẽ là những yếu tố quan trọng trong việc xác định vai trò của CCUS tại từng quốc gia.

Các yếu tố quốc gia và khu vực thuận lợi cho triển khai CCUS gồm:

- Chính sách và quy định: Các chính sách và quy định hỗ trợ, bao gồm khuyến khích tài chính, tiêu chuẩn khí thải và các khung pháp lý cho CCUS, có thể thúc đẩy việc triển khai công nghệ này.
- Tích hợp với nguồn năng lượng tái tạo: Các khu vực có nguồn năng lượng tái tạo dồi dào, chẳng hạn như gió

và năng lượng mặt trời, có thể tận dụng để cung cấp cho quá trình CCUS.

- Kết cấu công nghiệp: Các ngành công nghiệp có lượng khí CO₂ phát thải lớn như sản xuất điện hoặc luyện kim có thể tận dụng CCUS để giảm lượng khí thải.
- Khoảng cách đến nguồn lưu trữ: Các khu vực gần các nguồn lưu trữ an toàn và thích hợp để lưu trữ khí CO₂ như các lớp đất dưới lòng đất, có thể dễ dàng triển khai CCUS.
- Cơ sở hạ tầng hiện có: Các khu vực có cơ sở hạ tầng phù hợp, chẳng hạn như đường ống vận chuyển hoặc thiết bị lưu trữ khí CO₂, giúp giảm chi phí triển khai CCUS: Tận dụng các đường ống dầu mỏ hoặc khí đốt hiện có để vận chuyển khí CO₂; triển khai công nghệ hấp thụ và lưu trữ khí CO₂ tại các nhà máy sản xuất điện than hoặc điện khí để giảm khí thải; sử dụng CCUS tại các nhà máy lọc hóa dầu để thu giữ và lưu trữ khí CO₂ tạo ra trong quá trình sản xuất.
- Ưu đãi tài chính: Các hỗ trợ tài chính, bao gồm cả các khoản đầu tư công và khuyến mãi thuế, có thể hỗ trợ việc triển khai CCUS.
- Cam kết của chính phủ và doanh nghiệp: Sự ủng hộ từ phía chính phủ và doanh nghiệp về việc triển khai CCUS có thể đẩy nhanh quá trình này.
- Tính phù hợp với chiến lược khí nhà kính: CCUS có thể điều chỉnh với các chiến lược giảm khí nhà kính của quốc gia hoặc khu vực.

Những yếu tố này có thể ảnh hưởng đến sự thúc đẩy và triển khai công nghệ CCUS tại cấp quốc gia và khu vực.

3.3. Kinh nghiệm trong xanh hóa thông qua tái chế chất thải

Cùng với xu hướng chuyển dịch năng lượng, các hoạt động sản xuất nói chung cũng hướng đến nền kinh tế tuần hoàn với hoạt động tái chế để nâng cao hiệu quả sản xuất, giảm mức tiêu hao nguyên vật liệu, giảm thiểu chất thải và bổ sung nguồn nguyên liệu, góp phần đảm bảo phát triển bền vững. Các giải pháp về sản xuất nhiên liệu hàng không bền vững (SAF) từ nguyên liệu dầu thực vật đã qua sử dụng (UCO) và thu hồi và lưu giữ/sử dụng CO₂ (CCUS) cũng là những giải pháp thuộc nhóm xanh qua tái chế chất thải. Ngoài ra, trong nhóm giải pháp này, các nhà máy lọc dầu có thể xem xét thêm 2 hướng: (1) tái chế nhựa phế thải thông qua quá trình cracking hoặc nhiệt phân để sản xuất nhiên liệu và hóa chất; và (2) sử dụng CO₂ thu hồi từ khí thải để nuôi trồng vi tảo làm nguyên liệu để sản



Hình 5. Dự án điện phân hydrogen Refhyne 10 MW của Shell tại Nhà máy Lọc dầu Rhineland, Đức [18].

xuất các loại nhiên liệu và hóa chất. Đối với hướng (1), mặc dù một số công nghệ chế biến nhựa thải đã được thương mại hóa, song việc đảm bảo nguồn nguyên liệu nhựa phế thải là một vấn đề quan trọng cần giải quyết, đồng thời, có thể xem xét kết hợp với giải pháp CCUS khi triển khai. Đối với hướng (2), hiện tại, chi phí hấp thụ CO₂ sử dụng vi tảo (ABECCS) vẫn còn cao hơn so với các phương pháp truyền thống khác. Theo Colin M. Beal et al. (2018), chi phí cho ABECCS đạt khoảng 280 USD/tấn CO₂, gấp gần 6 lần so với phương pháp hấp thụ amine truyền thống (50 USD/tấn CO₂).

3.4. Kinh nghiệm sử dụng năng lượng tái tạo để sản xuất hydrogen xanh trong nhà máy lọc dầu

Việc sản xuất hydrogen trong công nghiệp nói chung và ngành chế biến dầu khí nói riêng đang dịch chuyển dần từ quá trình reforming khí thiên nhiên truyền thống sang quá trình điện phân nước sử dụng các nguồn năng lượng tái tạo để đảm bảo sự phát triển bền vững. Một số dự án theo xu hướng công nghệ điện phân nước đã và đang được triển khai có tính hiệu quả chủ yếu phụ thuộc vào chi phí năng lượng tiêu tốn cho quá trình điện phân. Shell là một trong những hãng đi tiên phong trong việc sản xuất GH₂ tại nhà máy lọc dầu. Dự án Refhyne sản xuất 1.300 tấn GH₂ mỗi năm với công suất máy điện phân 10 MW tại Nhà máy Lọc dầu Rheinland ở Wesseling, Cologne, Đức đã đi vào hoạt động vào tháng 7/2021. Công nghệ sử dụng cho dự án này là điện phân nước và dùng máy điện phân (Electroliser) dạng PEM (Polymer Electrolyte Membrane) sử

dụng năng lượng mặt trời và gió từ các nhà máy điện tái tạo của Shell. Shell đang triển khai kế hoạch mở rộng dự án để tăng công suất từ 10 MW lên 100 MW, tại địa điểm Rheinland, gần Cologne, nơi Shell cũng có kế hoạch sản xuất nhiên liệu hàng không bền vững (SAF) bằng cách sử dụng năng lượng tái tạo và sinh khối trong tương lai. Nhà máy có tổng mức đầu tư khoảng 20 triệu EUR (tương đương khoảng 23,7 triệu USD) trong đó có một nửa được tài trợ từ Liên minh châu Âu.

Theo thông tin từ Shell (Đức), giá GH₂ vẫn cao gấp 5 lần giá hydrogen hóa thạch, nhưng giá này có thể giảm một nửa bằng cách gia tăng quy mô và sử dụng hiệu quả chuỗi cung ứng, còn lại sẽ được bù đắp bằng các biện pháp can thiệp chính sách để hỗ trợ giá năng lượng tái tạo và giá carbon. Dự án này đã được đưa vào vận hành thực tế và công nghệ đã được kiểm chứng tại Nhà máy Lọc dầu Rheinland của Shell [18].

4. Kết luận

Nhà máy lọc hóa dầu theo xu hướng chuyển dịch năng lượng nhằm đáp ứng yêu cầu về sản xuất bền vững và thân thiện với môi trường sẽ tập trung vào việc chuyển hướng sang sử dụng nguyên liệu sinh học; sản xuất hydrogen xanh; thu hồi và lưu trữ

carbon; chuyển đổi, mở rộng trên cơ sở các quy trình hiện có và sử dụng công nghệ tiên tiến.

Để đạt được sự chuyển đổi của các nhà máy lọc dầu vào năm 2050 nhiều thách thức và vấn đề được đặt ra. Các nhà máy lọc hóa dầu đang tiến tới việc xử lý nguồn nguyên liệu tái tạo thông qua nhiều phương pháp, trong đó có thể kể đến như: xây dựng các phân xưởng sản xuất diesel tái tạo hoặc nhiên liệu máy bay bền vững mới; thực hiện xử lý đồng thời nguồn nguyên liệu tái tạo tại các phân xưởng xử lý bằng hydrogen hoặc các phân xưởng cracking xúc tác. Bên cạnh đó, một số trường hợp thực hiện việc cải hoán, chuyển đổi các hệ thống thiết bị hiện có để xử lý một phần nguồn nguyên liệu tái tạo. Tuy nhiên, việc xác định và đảm bảo nguồn cung cấp nguyên liệu tái tạo ổn định, đáng tin cậy cho các nhà máy lọc hóa dầu thường gặp phải những khó khăn nhất. Ngoài ra, các quy định của các chính phủ có thể khác nhau, điều này góp phần tạo ra một môi trường thương mại không chắc chắn, dẫn đến tình trạng một số nơi xử lý nguồn nguyên liệu tái tạo có thể sinh lời trong khi ở những nơi khác thì không. Việc áp dụng các nguyên liệu sinh học và các công nghệ mới tiên tiến đòi hỏi đầu tư đáng kể vào nghiên cứu, phát triển và triển khai. Các nhà máy lọc hóa dầu sẽ cần có các chính sách khuyến khích và hỗ trợ các hoạt động bền vững. Sự hợp tác giữa các bên liên quan trong ngành, Chính phủ và các tổ chức nghiên cứu sẽ rất quan trọng để thúc đẩy sự đổi mới và vượt qua các rào cản đối với sự thay đổi.

Tài liệu tham khảo

- [1] NS Energy, "Preemraff Lysekil refinery", 25/2/2020. [Online]. Available: <https://www.nsenegybusiness.com/projects/preemraff-lysekil-refinery/>.
- [2] Oil and Gas Journal, "Vertex increases Q1 capex for renewable diesel conversion project", 14/4/2023. [Online]. Available: <https://www.ogj.com/refining-processing/refining/optimization/article/14292421/vertex-increases-q1-capex-for-renewable-diesel-conversion-project>.
- [3] Northern Gas Networks, "H21 North of England", 26/11/2018. [Online]. Available: <https://www.northerngasnetworks.co.uk/event/h21-launches-national/>.
- [4] RWE, "NortH2: A green hydrogen hub in Northwest Europe". [Online]. Available: <https://www.rwe.com/en/research-and-development/hydrogen-projects/north2/>.
- [5] Pantelis Capros, Alessia De Vita, Nikos Tasios, D. Papadopoulos, Pelopidas Siskos, E. Apostolaki, M. Zampara, L. Paroussos, K. Fragiadakis, and N. Kouvaritakis, "EU Energy, transport and GHG emissions trends to 2050 - Reference scenario 2013", 16/12/2013. [Online]. Available: https://energy.ec.europa.eu/system/files/2014-10/trends_to_2050_update_2013_0.pdf.
- [6] Offshore Technology, "Snøhvit gas field", 21/7/2002. [Online]. Available: <https://www.offshore-technology.com/projects/snohvit-field>.
- [7] Chevron, "Gorgon project overview", 25/9/2012. [Online]. Available: <https://chevroncorp.gcs-web.com/static-files/a41474b4-3776-4ebc-8c3d-d691d8dd82f8>.
- [8] Carolyn Preston, "The carbon capture project at air products' port Arthur hydrogen production facility", 14th Greenhouse Gas Control Technologies Conference, Melbourne, 21 - 26 October 2018. DOI: 10.2139/ssrn.3365795.
- [9] EPA, "Facility level information on GreenHouse gases tool (FLIGHT)", 2018. [Online]. Available: <https://ghgdata.epa.gov/ghgp/main.do#>.
- [10] Robert Brelford, "Calumet lets EPC contract for Montana renewable diesel project", 8/9/2021. [Online]. Available: <https://www.ogj.com/refining-processing/refining/operations/article/14209922/calumet-lets-epc-contract-for-montana-renewable-diesel-project>.
- [11] White Energy, "Occidental petroleum and white energy to study feasibility of capturing CO₂ for use in enhanced oil recovery operations", 19/6/2018. [Online]. Available: <https://www.white-energy.com/occidental-petroleum-and-white-energy-to-study-feasibility-of-capturing-co2for-use-in-enhanced-oil-recovery-operations/>.
- [12] Sonal Patel, "NET power's first allam cycle 300-MW Gas-Fired project will be built in Texas", 10/11/2022. [Online]. Available: <https://www.powermag.com/net-powers-first-allam-cycle-300-mw-gas-fired-project-will-be-built-in-texas/>.
- [13] Güleç Fatih, Will Meredith, and Colin E. Snape, "Progress in the CO₂ capture technologies for fluid catalytic cracking (FCC) units - A review", *Frontiers in Energy Research*, Volume 8, 2020. DOI: 10.3389/fenrg.2020.00062.
- [14] H el ene Pilorg e, Noah McQueen, Daniel Maynard, Peter Psarras, Jiajun He, Tecl e Rufael, and Jennifer Wilcox, "Cost analysis of carbon capture and sequestration of process emissions from the U.S. industrial sector", *Environmental Science & Technology*, Volume 54, Issue 12, pp. 7524 - 7532, 2020. DOI: 10.1021/acs.est.9b07930.

[15] Stefan Brandt, Drey Holder, and Gary Lee, "Maximising renewable feed co-processing at an FCC", *PTQ*, Volume 28, Issue 4, pp. 66 - 69, 2023. [Online]. Available: <https://ptqmagazines.digitalrefining.com/view/919358758/71/>.

[16] Adam Baylin-Stern and Niels Berghout, "Is carbon capture too expensive?", 17/2/2021. [Online]. Available: <https://www.iea.org/commentaries/is-carbon-capture-too-expensive>.

[17] IEA, "Energy technology perspective 2020", 2020. [Online]. Available: <https://www.iea.org/reports/energy-technology-perspectives-2020>.

[18] Refhyne, "Shell starts up Europe's largest PEM green hydrogen electrolyser", 2/7/2021. [Online]. Available: <https://www.refhyne.eu/shell-starts-up-europes-largest-pem-green-hydrogen-electrolyser>.

ENERGY TRANSITION TRENDS AND GREENIZATION EXPERIENCE OF SOME OIL REFINERIES AND PETROCHEMICAL PLANTS

Nguyen Huu Luong¹, Le Hong Nguyen¹, Lê Thanh Thanh²

¹Vietnam Petroleum Institute

²PetroVietnam University

Email: nguyenlh.pvpro@vpi.pvn.vn

Summary

The global oil refining and petrochemical industry is facing unprecedented challenges when it comes to meeting the increasing demand for fuel while addressing the urgent need to reduce carbon emissions.

This paper provides specific examples of the transformation potential of oil refineries worldwide by 2050, with significant changes in products, processes, and materials to achieve sustainability and reduce carbon emissions. Additionally, the authors also present experience in implementing greenization of companies and oil refineries around the world in the focus of transitioning to bio-based feedstock usage; green hydrogen production; carbon capture, utilization, and storage; converting and expanding the existing processes; and employing advanced technologies.

Key words: Carbon emission, energy transition, bio-based feedstocks, green hydrogen, CO₂.

PHÁT TRIỂN ĐIỆN GIÓ NGOÀI KHƠI TẠI VIỆT NAM: CƠ HỘI, RÀO CẢN VÀ GIẢI PHÁP CHÍNH SÁCH

Phạm Quý Ngọc¹, Dư Văn Toán²

¹Viện Dầu khí Việt Nam

²Viện Khoa học Môi trường biển và Hải đảo, Bộ Tài nguyên và Môi trường

Email: ngocpq@vpi.pvn.vn

<https://doi.org/10.47800/PVSI.2024.02-03>

Tóm tắt

Với đường bờ biển dài và nguồn tài nguyên gió dồi dào, Việt Nam có thể đạt tiềm năng kỹ thuật điện gió ngoài khơi gần 600 GW, đóng góp quan trọng vào đảm bảo an ninh năng lượng và giảm phát thải carbon. Kinh nghiệm từ các nước đi đầu như Vương quốc Anh, Đan Mạch, Đức, Trung Quốc cho thấy cần thiết phải có chính sách hỗ trợ mạnh mẽ, đồng bộ và phối hợp chặt chẽ giữa các bên liên quan.

Bài báo phân tích tiềm năng, cơ hội của Việt Nam trong phát triển điện gió ngoài khơi, đồng thời chỉ ra các thách thức và “rào cản” cần sớm được tháo gỡ như: thiếu khung pháp lý đồng bộ, cơ chế đấu thầu và giá điện chưa phù hợp, hạ tầng kỹ thuật và chuỗi cung ứng chưa sẵn sàng, năng lực nội tại về công nghệ, nguồn nhân lực còn hạn chế.

Trên cơ sở đó, nhóm tác giả đề xuất các nhóm giải pháp bao gồm: hoàn thiện khung pháp lý, xây dựng cơ quan quản lý đầu mối, ban hành chính sách ưu đãi, đầu tư nghiên cứu và phát triển nguồn nhân lực, quy hoạch không gian biển, tăng cường hợp tác quốc tế và tranh thủ các nguồn lực tài chính xanh, nâng cao nhận thức và sự tham gia của cộng đồng.

Từ khóa: Điện gió ngoài khơi, năng lượng tái tạo, quy hoạch không gian biển, chuỗi cung ứng, hợp tác quốc tế.

1. Giới thiệu

Điện gió ngoài khơi đã trở thành nguồn năng lượng tái tạo quan trọng trên toàn cầu trong 3 thập kỷ qua. Tính đến cuối năm 2023, tổng công suất lắp đặt điện gió ngoài khơi toàn cầu đã đạt 75,2 GW, tăng gần 17% so với năm 2022 [1]. Các quốc gia dẫn đầu về phát triển điện gió ngoài khơi hiện nay là Trung Quốc, Vương quốc Anh, Đức, Hà Lan và Đan Mạch. Theo dự báo của Hội đồng Năng lượng Thế giới (WEC), đến năm 2050, điện gió ngoài khơi có thể đáp ứng khoảng 10% nhu cầu điện năng của toàn thế giới, với tổng công suất lắp đặt lên tới 1.000 GW [2].

Việt Nam được đánh giá là quốc gia có tiềm năng rất lớn về phát triển điện gió ngoài khơi với đường bờ biển dài hơn 3.260 km và tốc độ gió trung bình 7 - 11 m/s [3]. Theo kết quả khảo sát của Ngân hàng Thế giới, tiềm năng kỹ thuật của điện gió ngoài khơi ở Việt Nam lên tới gần 600 GW, gấp nhiều lần tổng công suất của hệ thống điện

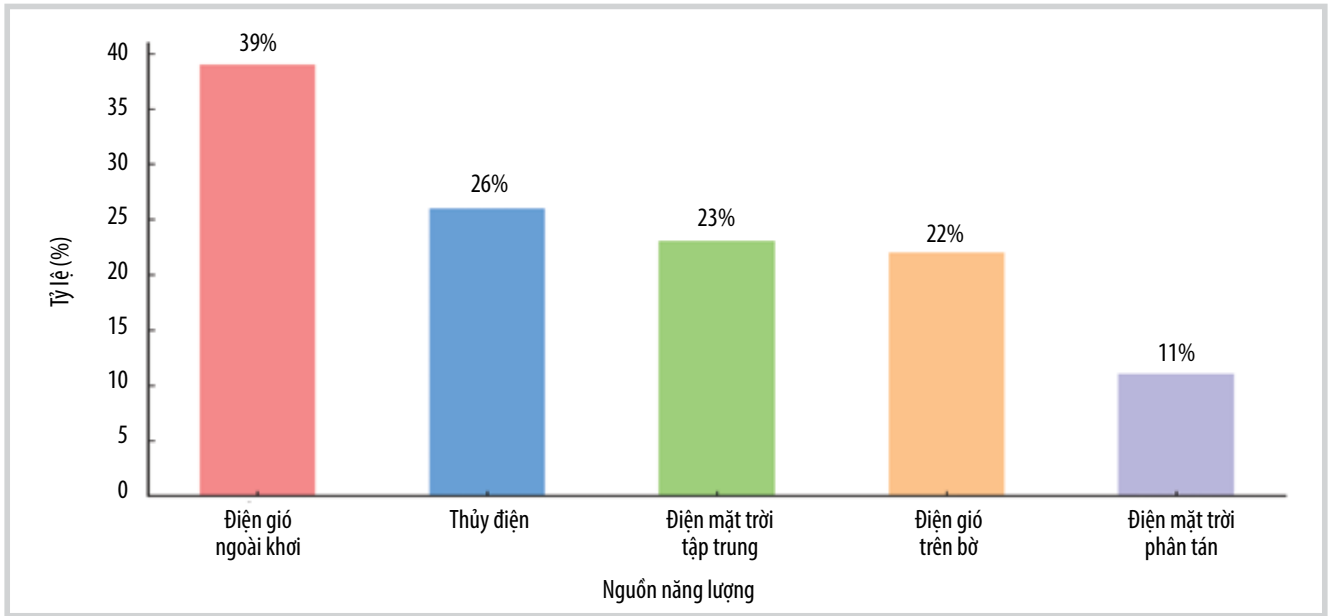
quốc gia hiện tại [4]. Điện gió ngoài khơi sẽ góp phần đảm bảo an ninh năng lượng quốc gia, giảm sự phụ thuộc vào nhiên liệu nhập khẩu và thực hiện cam kết của Chính phủ phát thải ròng bằng 0 vào năm 2050. Đặc biệt, việc phát triển điện gió ngoài khơi còn có ý nghĩa quan trọng trong việc khẳng định chủ quyền và quyền chủ quyền của Việt Nam trên biển.

Mặc dù có tiềm năng lớn và thuận lợi trong phát triển điện gió ngoài khơi, Việt Nam đang đối mặt với thách thức lớn, trong đó “rào cản” chính là thiếu cơ chế và chính sách. Bên cạnh đó, chưa có khung pháp lý toàn diện và quy hoạch không gian biển quốc gia cũng gây trở ngại cho quá trình triển khai phát triển dự án điện gió ngoài khơi. Với những lợi thế và cơ hội to lớn, Việt Nam cần có những bước đi vững chắc, kịp thời tận dụng tiềm năng điện gió ngoài khơi để trở thành một quốc gia đi đầu trong lĩnh vực năng lượng tái tạo ở khu vực Đông Nam Á. Việc hoạch định chiến lược phát triển điện gió ngoài khơi có hệ thống và toàn diện sẽ đặt nền móng cho sự phát triển bền vững, nâng cao khả năng cạnh tranh của nền kinh tế và đóng góp tích cực cho mục tiêu ứng phó với biến đổi khí hậu toàn cầu.

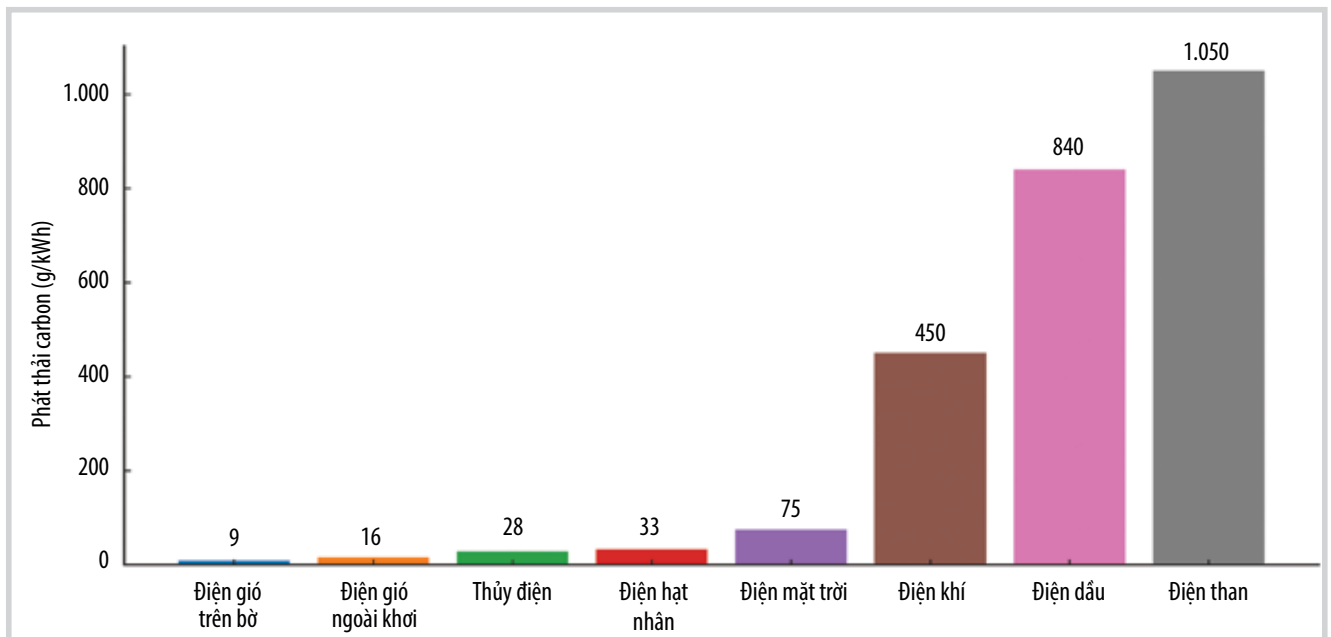


Ngày nhận bài: 10/4/2024. Ngày phản biện đánh giá và sửa chữa: 10 - 19/4/2024.

Ngày bài báo được duyệt đăng: 24/4/2024.



Hình 1. Tỷ trọng điện gió ngoài khơi trong các nguồn điện tái tạo, năm 2050 [5].



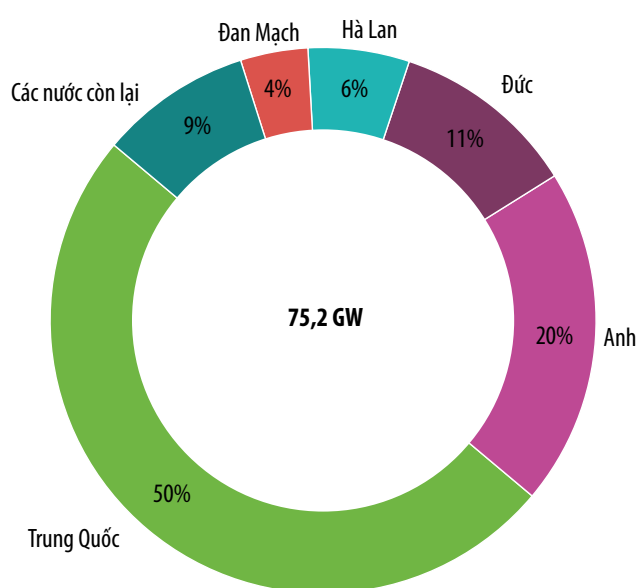
Hình 2. Lượng khí thải carbon từ 1 kWh điện [5].

2. Điện gió ngoài khơi và chính sách phát triển chung trên thế giới

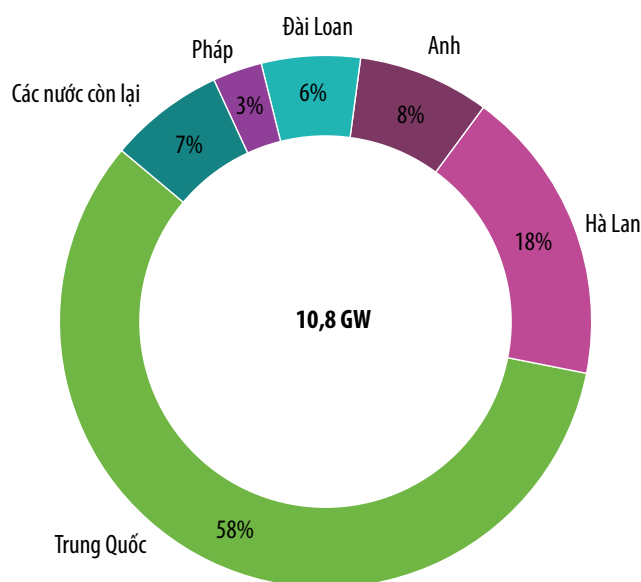
Xu hướng chung thế giới nỗ lực giảm khí thải nhà kính để giải quyết vấn đề biến đổi khí hậu tạo ra nhu cầu hướng tới các dạng năng lượng tái tạo có hàm lượng carbon thấp. Theo báo cáo của Tổ chức Năng lượng Tái tạo Thế giới (IRENA), các nguồn điện năng lượng tái tạo có thể tạo ra 130.000 TWh điện mỗi năm, cao hơn gấp đôi nhu cầu tiêu thụ điện toàn cầu hiện nay [5]. Trong đó, điện gió ngoài khơi vào năm 2050 có thể chiếm đến gần 40% sản lượng điện năng lượng tái tạo trên toàn cầu (Hình 1).

Điện gió ngoài khơi cùng với điện gió trên bờ gây phát thải khí nhà kính rất thấp so với các nguồn điện đang sử dụng, chỉ vào khoảng hơn 10 gC₂/1kWh, bằng 1/100 so với điện than (Hình 2).

Công nghệ chuyển đổi gió trên biển thành điện năng nhờ các turbine gió có công suất lớn lên đến 16 - 20 MW, được chế tạo với tuổi thọ cao hơn lên đến 25 - 30 năm, giá thành giảm nhanh và phù hợp với điều kiện khắc nghiệt trên biển. Điện gió ngoài khơi là hình thức khai thác sức gió ngoài biển để biến thành điện năng và cung cấp cho mạng lưới truyền tải điện trên bờ. Trang



Hình 3. Tổng công suất lắp đặt điện gió ngoài khơi của các quốc gia đến cuối năm 2023 [1].



Hình 4. Tổng công suất điện gió ngoài khơi được lắp đặt mới trong năm 2023 và tỷ lệ tại các quốc gia [1].

trại điện gió ngoài khơi đầu tiên trên thế giới Vinderby công suất 4,95 MW ở ngoài khơi Lolland, Đan Mạch được đưa vào vận hành năm 1991, đã chính thức ngừng hoạt động, được tháo dỡ vào năm 2017, sau 26 năm hoạt động [6]. Điện gió ngoài khơi đã được triển khai trên quy mô lớn ở Trung Quốc, Đan Mạch, Đức, Hà Lan, Vương quốc Anh. Đối với nhiều quốc gia, điện gió ngoài khơi đã khẳng định vị thế là một lựa chọn phát điện quy mô lớn, sạch và đáng tin cậy, với những lợi thế như:

- Là giải pháp đột phá nhằm đảm bảo an ninh năng lượng quốc gia, giảm sự phụ thuộc vào các nguồn nhiên liệu nhập khẩu, giảm phát thải chất ô nhiễm và khí nhà kính.

- Tạo thêm việc làm, thúc đẩy phát triển kinh tế, xã hội của địa phương và cải thiện đời sống của người dân. Khi các nhà máy điện gió ngoài khơi đi vào hoạt động tạo thêm việc làm chất lượng cao từ nguồn nhân lực trong nước.

- Phục hồi dần hệ sinh thái biển để trở thành khu bảo tồn thiên nhiên nhờ cấu trúc móng dưới nước của các turbine gió ngoài khơi có thể hoạt động như các rạn san hô nhân tạo, thu hút một số loài nhuyễn thể và cá nhỏ, tác động trực tiếp đến chuỗi thức ăn của các loài sinh vật lớn.

Theo thống kê của Hội đồng Năng lượng gió toàn cầu (GWEC), lũy kế đến cuối năm 2023, tổng công suất lắp đặt điện gió ngoài khơi trên toàn cầu đạt 75,2 GW, trong đó đứng đầu là Trung Quốc (37,6 GW) chiếm 50%, Vương quốc Anh (13,6 GW) chiếm 20%, Đức (8 GW) chiếm 11%, Hà Lan (4,5 GW) chiếm 6%, Đan Mạch (3 GW) chiếm 4%. 5 quốc gia trên chiếm đến 91% trong tổng công suất lắp đặt điện gió ngoài khơi toàn cầu; các quốc gia còn lại, trong đó có Việt Nam, chỉ chiếm có 9% [1].

Tổng công suất lắp đặt điện gió ngoài khơi phát triển nhanh trên phạm vi toàn cầu và đạt 15 GW trong năm 2021, 10 GW trong năm 2022 và gần 11 GW trong năm 2023. Riêng năm 2023, Trung Quốc chiếm 58% trong tổng công suất lắp đặt mới điện gió ngoài khơi trên toàn cầu, sau đó đến Hà Lan với 18%, Vương quốc Anh 8%, Đài Loan 6%, Pháp 3% và các quốc gia còn lại chiếm tỷ lệ 7% [1].

Theo dự báo của Cơ quan Năng lượng Quốc tế (IEA), vào năm 2040 sẽ có 1.000 tỷ USD đầu tư vào lĩnh vực điện gió ngoài khơi, trong đó châu Á chiếm hơn 60%. Tổng công suất lắp đặt điện gió ngoài khơi của Trung Quốc từ 4 GW (2019) đến nay đã tăng lên hơn 37,6 GW (vượt tổng công suất điện gió ngoài khơi của châu Âu), dự báo sẽ đạt 110 GW vào năm 2040 và 350 GW vào năm 2050.

Chính sách và đạo luật về năng lượng tái tạo của một số quốc gia như Trung Quốc, Đan Mạch, Vương quốc Anh, Đức được đánh giá là khá tiên tiến và toàn diện. Các nước này đều có luật năng lượng tái tạo và thúc đẩy phát triển năng lượng tái tạo nói chung và điện gió ngoài khơi nói riêng từ những năm 2000 nên đã đạt được một số thành tựu đáng kể. Năm 2021, Australia ban hành đạo luật riêng cho điện gió ngoài khơi.

Đặc biệt, Đan Mạch có kế hoạch tiêu thụ điện từ năng lượng gió ngoài khơi đạt 50% vào năm 2030, Vương quốc Anh đã xây dựng được dự án điện gió ngoài khơi lớn nhất thế giới. Tuy nhiên, việc triển khai các dự án điện gió ngoài khơi cũng gặp phải khó khăn và thách thức như: tranh chấp quyền sở hữu đất đai, tài nguyên biển và vấn đề liên quan đến bảo vệ môi trường. Do đó, cần có sự hợp tác giữa các quốc gia và các tổ chức quốc tế để xây dựng hệ thống hành lang pháp lý và chính sách phù hợp cho phát triển điện gió ngoài khơi, đồng thời đảm bảo quyền lợi của các bên liên quan và bảo vệ môi trường.

Gần đây, các quốc gia có chính sách cụ thể cho điện gió ngoài khơi gồm cơ quan đầu mối quản lý cấp phép điện gió ngoài khơi (Mỹ là Cục Năng lượng Đại dương - BOEM, Australia là Cục Năng lượng và Biến đổi Khí hậu) và 1 số đạo luật, chiến lược phát triển về điện gió ngoài khơi.

Các quốc gia đi đầu trong phát triển điện gió ngoài khơi như Đan Mạch, Vương Quốc Anh, Đức đã áp dụng nhiều chính sách hỗ trợ hiệu quả. Đan Mạch, quốc gia tiên phong, đã ban hành Đạo luật về Điện gió ngoài khơi từ năm 1991, thiết lập cơ chế đấu thầu cạnh tranh và hỗ trợ tài chính cho các dự án [7]. Vương quốc Anh cũng đưa ra Đạo luật Năng lượng từ năm 2013 với mục tiêu cụ thể cho điện gió ngoài khơi, kèm theo cơ chế hỗ trợ giá (CfD) [8]. Chính phủ Đức thông qua Luật Năng lượng Tái tạo (EEG) với cơ chế feed-in-tariff ưu đãi cho điện gió ngoài khơi từ năm 2000 [9].

Các nước này cũng tạo thuận lợi về quy hoạch không gian biển, đầu tư lưới điện, chuỗi cung ứng và logistics. Đan Mạch xây dựng atlas gió, quy hoạch các khu vực tiềm năng và hạ tầng kết nối. Vương quốc Anh thiết lập các vùng dự án, đầu tư nâng cấp lưới truyền tải. Đức đưa ra quy hoạch tích hợp các trang trại điện gió trên biển [10].

Về công nghệ, các nước này đều chú trọng đầu tư nghiên cứu và phát triển các giải pháp tiên tiến như turbine công suất lớn (10 - 15 MW), nền móng nổi cho vùng nước sâu, hệ thống lưu trữ năng lượng [11]. Chính sách ưu đãi và tài trợ của nhà nước đã thúc đẩy sự tham gia của các viện nghiên cứu, trường đại học và sự hợp tác với các nhà sản xuất turbine hàng đầu như: Vestas, Siemens Gamesa, GE.

Tuy nhiên, việc mở rộng quy mô điện gió ngoài khơi cũng đặt ra nhiều thách thức cho các quốc gia. Vấn đề về chi phí đầu tư ban đầu cao, quá trình cấp phép phức tạp và xung đột với các bên liên quan (như ngư dân, vận tải biển) là những rào cản chính [12]. Việc tích hợp một lượng

lớn điện gió ngoài khơi vào hệ thống điện cũng đòi hỏi nâng cấp đáng kể cơ sở hạ tầng lưới điện, tăng khả năng dự phòng và linh hoạt của các nguồn phát khác. Bên cạnh đó, tác động môi trường như tiếng ồn, thay đổi sinh thái biển cần được giám sát và giảm thiểu [13].

Để vượt qua các thách thức này, việc hoàn thiện khung pháp lý, thu hút đầu tư tư nhân, tăng cường hợp tác khu vực và quốc tế được xem là những giải pháp quan trọng. Kinh nghiệm từ các quốc gia đi đầu sẽ là bài học quý cho Việt Nam trong quá trình phát triển điện gió ngoài khơi trong thời gian tới.

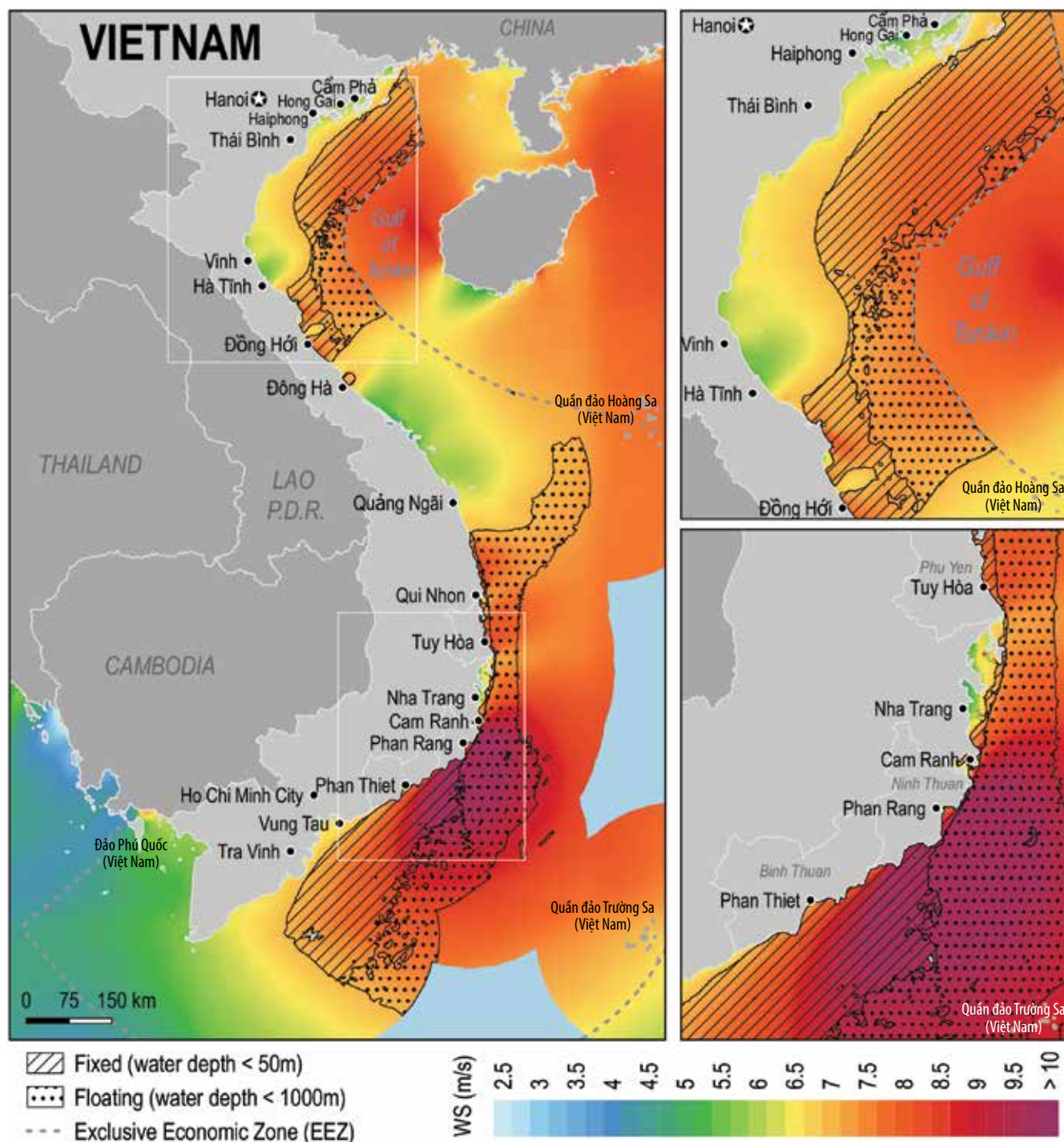
3. Cơ hội và thách thức khi phát triển điện gió ngoài khơi tại Việt Nam

3.1. Cơ hội

Việt Nam đang đứng trước nhiều cơ hội và điều kiện thuận lợi để phát triển điện gió ngoài khơi với tiềm năng to lớn cả về tự nhiên và định hướng chính sách. Trước hết, cam kết mạnh mẽ của Việt Nam tại Hội nghị lần thứ 26 các bên tham gia Công ước khung của Liên hợp quốc về biến đổi khí hậu (COP26) về đạt mức phát thải ròng bằng 0 vào năm 2050 đã thể hiện quyết tâm chính trị cao trong việc chuyển dịch sang nền kinh tế xanh và năng lượng sạch. Điều này phù hợp với xu hướng chung trên toàn cầu về tập trung phát triển các nguồn năng lượng tái tạo, đặc biệt là điện gió và điện mặt trời. Chính sách này mở ra cơ hội phát triển điện gió ngoài khơi tại Việt Nam trong bối cảnh nhu cầu năng lượng ngày càng tăng cao.

Việt Nam được thiên nhiên ưu đãi với tiềm năng điện gió ngoài khơi vô cùng dồi dào. Hình 5 thể hiện bản đồ phân bố tốc độ gió ngoài khơi và khoanh vùng tiềm năng điện gió ngoài khơi cho móng cố định và móng nổi [4]. Theo đánh giá sơ bộ, tổng công suất kỹ thuật có thể lên tới xấp xỉ 600 GW, gấp hàng chục lần tổng công suất các nguồn điện hiện có của cả nước. Trong đó, khoảng 261 GW là các dự án gió ngoài khơi với nền móng cố định tại các vùng biển có độ sâu dưới 50 m và 338 GW với các dự án sử dụng công nghệ nền móng nổi cho độ sâu lớn hơn 50 m [4]. Nhiều khu vực ven biển có tốc độ gió trung bình trên 10 m/s, rất phù hợp cho các nhà máy điện công suất lớn. Đây là lợi thế tự nhiên đáng kể cho phép Việt Nam phát triển điện gió ngoài khơi với quy mô rộng lớn và dài hạn.

Đảng và Nhà nước Việt Nam đã thể hiện sự quan tâm đặc biệt và định hướng nhất quán về đẩy mạnh khai thác tiềm năng kinh tế biển nói chung và điện gió ngoài khơi



Hình 5. Tiềm năng điện gió ngoài khơi của Việt Nam [4].

nói riêng thông qua hàng loạt nghị quyết, chiến lược then chốt trong thời gian gần đây. Điển hình là Nghị quyết số 36-NQ/TW ngày 22/10/2018 của Bộ Chính trị về Chiến lược phát triển bền vững kinh tế biển Việt Nam đến năm 2030, tầm nhìn 2045 đã xác định "năng lượng tái tạo và các ngành kinh tế biển mới" là một trụ cột đột phá. Tiếp đó, Nghị quyết số 55-NQ/TW ngày 11/2/2020 về định hướng Chiến lược phát triển năng lượng quốc gia của Việt Nam đến năm 2030, tầm nhìn đến năm 2045 nhấn mạnh

việc "xây dựng các chính sách hỗ trợ và cơ chế đột phá cho phát triển điện gió ngoài khơi gắn với triển khai thực hiện Chiến lược biển Việt Nam". Đây là cơ sở quan trọng để các bộ, ngành và địa phương xây dựng và triển khai các chương trình hành động cụ thể. Chính phủ đã ban hành Nghị quyết số 26/NQ-CP ngày 5/3/2020 về Kế hoạch tổng thể và Kế hoạch 5 năm thực hiện Nghị quyết 36-NQ/TW ngày 22/10/2018 của Hội nghị lần thứ 8 Ban Chấp hành Trung ương Đảng khóa XII về Chiến lược phát triển bền

Bảng 1. Danh sách các dự án và công suất theo các tỉnh (nguồn Quy hoạch điện VIII)

TT	Địa phương đăng ký	Số dự án đề xuất	Công suất (MW)
1	Quảng Ninh	2	6.000
2	Hải Phòng	5	16.200
3	Thái Bình	2	3.700
4	Nam Định	1	12.000
5	Thanh Hóa	1	5.000
6	Hà Tĩnh	2	1.050
7	Quảng Bình	5	4.109
8	Quảng Trị	4	3.600
9	Bình Định	7	8.600
10	Phú Yên	8	3.350
11	Ninh Thuận	27	29.802
12	Bình Thuận	10	30.200
13	Bà Rịa - Vũng Tàu	7	6.160
14	Trà Vinh	7	10.300
15	Sóc Trăng	4	4.900
16	Vĩnh Long	2	400
17	Bến Tre	9	7.460
18	Bạc Liêu	10	5.255
19	Kiên Giang	1	236
20	Cà Mau	6	8.500
Tổng		120	166.822

vững kinh tế biển Việt Nam đến năm 2030, tầm nhìn đến năm 2045; Nghị quyết số 140/NQ-CP ngày 2/10/2020 để ban hành Chương trình hành động của Chính phủ thực hiện Nghị quyết số 55-NQ/TW ngày 11/2/2020 của Bộ Chính trị về định hướng Chiến lược phát triển năng lượng quốc gia của Việt Nam đến năm 2030, tầm nhìn đến năm 2045, tạo hành lang pháp lý đồng bộ và thống nhất từ trung ương đến địa phương.

Hàng loạt quyết định cụ thể gần đây của Thủ tướng Chính phủ đã đặt ra các mục tiêu, nhiệm vụ và giải pháp cụ thể cho các bộ, ngành triển khai thực hiện các định hướng nói trên. Chiến lược tăng trưởng xanh giai đoạn 2021-2030 (Quyết định 1658/QĐ-TTg) xác định các ngành kinh tế xanh ưu tiên bao gồm năng lượng tái tạo. Quyết định 841/QĐ-TTg năm 2023 đưa việc phát triển bền vững ngành năng lượng, cải thiện khả năng tiếp cận nguồn năng lượng bền vững, đáng tin cậy thành một trụ cột trong lộ trình thực hiện các mục tiêu phát triển bền vững của Việt Nam (SDGs). Đặc biệt, Quy hoạch phát triển điện lực quốc gia thời kỳ 2021 - 2030, tầm nhìn đến năm 2050 (Quy hoạch điện VIII) được Chính phủ phê duyệt tại Quyết định số 500/QĐ-TTg ngày 15/5/2023 đã xác định cụ thể các chỉ tiêu về tăng tỷ trọng điện gió ngoài khơi với mục tiêu 6 GW vào năm 2030 và 70 - 91 GW vào năm 2050 [14]. Chính phủ đã phê duyệt kế hoạch thực hiện Quy hoạch điện VIII, trong đó xác định lộ trình cho các dự án trọng điểm [15]. Những quyết sách này cho thấy quyết tâm chính trị cao và cam kết cụ thể của Chính phủ về phát triển điện gió ngoài khơi trong thời gian tới.

Kết quả phân tích của Ngân hàng Thế giới cho thấy triển vọng tích cực về tính khả thi và hiệu quả đầu tư cho điện gió ngoài khơi. Từ năm 2012 đến nay, suất đầu tư có xu hướng giảm mạnh, từ mức 255 USD/MWh xuống còn khoảng 80 USD/MWh. Với đà giảm giá như vậy, chi phí điện gió ngoài khơi có thể chỉ còn khoảng 58 USD/MWh vào năm 2030. Điều này cho thấy khoảng cách chi phí so với các nguồn điện truyền thống ngày càng được rút ngắn, từ đó thể hiện tính cạnh tranh ngày càng cao và tiềm năng thương mại hóa của điện gió ngoài khơi. Đây sẽ là yếu tố quan trọng thu hút sự tham gia đầu tư của khối tư nhân và quốc tế. Trong kịch bản cao của Ngân hàng Thế giới, công suất điện gió ngoài khơi lắp đặt của Việt Nam có thể đạt 70 GW vào năm 2050, đưa Việt Nam trở thành quốc gia đứng thứ 3 tại châu Á, chỉ sau Trung Quốc và Nhật Bản [4].

Việt Nam đã và đang hình thành khung pháp lý nhất định liên quan đến hoạt động trên biển và các dự án điện gió, tạo điều kiện cho việc triển khai sâu hơn các dự án điện gió ngoài khơi trong thời gian tới. Luật Biển Việt Nam năm 2012, Luật Tài nguyên và Môi trường biển và hải đảo năm 2015 đã đặt nền tảng cho các hoạt động thăm dò, khai thác kinh tế trên vùng biển của Việt Nam. Nghị định số 51/2014/NĐ-CP ngày 21/5/2014 của Chính phủ quy định việc giao các khu vực biển nhất định cho tổ chức, cá nhân khai thác, sử dụng tài nguyên biển, nay được thay thế bởi Nghị định số 11/2021/NĐ-CP ngày 10/2/2021. Quyết định số 37/2011/QĐ-TTg được sửa đổi bởi Quyết định 39/2018/QĐ-TTg cũng đã đưa ra các cơ chế hỗ trợ quan trọng cho phát triển điện gió như ưu đãi thuế, đất đai, giá mua điện... Thông tư số 02/2019/TT-BCT của Bộ Công Thương cũng hướng dẫn cụ thể về quy trình, thủ tục phát triển các dự án điện gió. Gần đây, Bộ Tài nguyên và Môi trường đã hoàn thiện dự thảo nghị định bổ sung về hồ sơ, trình tự thẩm định, cấp giấy phép các hoạt động quan trắc, đánh giá tài nguyên biển. Những văn bản pháp quy này sẽ tạo hành lang pháp lý ban đầu để các chủ thể tham gia vào thị trường điện gió ngoài khơi Việt Nam.

Nhìn chung, điện gió ngoài khơi tại Việt Nam có tiềm năng và điều kiện rất thuận lợi để

cất cánh trong giai đoạn tới. Với tiềm năng tự nhiên phong phú, chủ trương và định hướng nhất quán của Đảng và Nhà nước, cùng với những cam kết chính trị mạnh mẽ về chống biến đổi khí hậu, giảm phát thải carbon, cơ hội cho phát triển điện gió ngoài khơi là rất lớn. Bên cạnh đó, nếu xu hướng giá thành tiếp tục giảm và nền tảng pháp lý tiếp tục được cải thiện thì sự hấp dẫn của thị trường điện gió ngoài khơi Việt Nam sẽ còn gia tăng hơn nữa. Tuy nhiên, để tận dụng hiệu quả tiềm năng và vận hội này, cần phải giải quyết tốt những thách thức và rào cản đang tồn tại, thông qua các biện pháp đồng bộ từ hoàn thiện thể chế đến huy động nguồn lực.

Bảng 1 cung cấp thông tin về số lượng dự án và công suất (MW) của các nhà máy điện gió của 20 địa phương đã đăng ký phát triển trong Quy hoạch điện VIII. Số lượng dự án điện gió ngoài khơi đăng ký từ 1 - 27 dự án ở mỗi tỉnh. Ninh Thuận có số lượng dự án lớn nhất với 27 dự án, tiếp theo là Bình Thuận và Bạc Liêu cùng có 10 dự án. Kiên Giang và Nam Định có số dự án ít nhất, chỉ với 1 dự án.

Quy mô công suất cũng có sự chênh lệch lớn giữa các tỉnh, dao động từ 236 MW ở Kiên Giang đến 30.200 MW ở Bình Thuận. Ngoài Bình Thuận, các tỉnh đăng ký công suất điện gió ngoài khơi lớn là Ninh Thuận (29.802 MW), Trà Vinh (10.300 MW), Bà Rịa - Vũng Tàu (6.160 MW), Bình Định (8.600 MW).

Tổng cộng cả nước có 120 dự án nhà máy điện gió ngoài khơi đã được đăng ký với tổng công suất 166.822 MW. Bảng 1 cho thấy tiềm năng phát triển nguồn năng lượng tái tạo từ điện gió ngoài khơi ở nhiều địa phương ven biển của Việt Nam, đặc biệt là ở các tỉnh thuộc khu vực Nam Trung Bộ và Nam Bộ.

3.2. Thách thức

Mặc dù có nhiều tiềm năng và cơ hội, việc phát triển điện gió ngoài khơi ở Việt Nam vẫn đang đối mặt với không ít rào cản và thách thức từ nhiều khía cạnh khác nhau.

3.2.1. Về hành lang pháp lý

Khung pháp lý và chính sách dành riêng cho điện gió ngoài khơi vẫn còn thiếu và chưa đồng bộ. Việt Nam chưa có văn bản quy phạm pháp luật cụ thể nào điều chỉnh lĩnh vực này, mà chỉ mới được đề cập chung chung trong Quy hoạch điện VIII năm 2023. Luật Biển Việt Nam 2012 tuy có quy định chung về việc giao khu vực biển cho tổ chức, cá nhân khai thác tài nguyên, nhưng chưa có hướng dẫn riêng về giao khu vực biển để phát triển các dự án năng lượng tái tạo như điện gió.

Tương tự, Luật Tài nguyên, Môi trường biển và hải đảo 2015 mới chỉ đề cập đến hoạt động nghiên cứu khoa học trên biển của đối tượng nước ngoài, nhưng chưa bao quát việc khảo sát, xây dựng các dự án kinh tế biển nói chung và điện gió ngoài khơi nói riêng có vốn đầu tư tư nhân. Luật Bảo vệ Môi trường 2020 thiếu các quy định và hướng dẫn đặc thù về thủ tục đánh giá tác động môi trường cho các dự án năng lượng tái tạo trên biển. Thiếu một khung pháp lý đồng bộ và chi tiết đã tạo ra những khoảng trống và điểm nghẽn khiến các bên liên quan lúng túng trong việc cấp phép, xây dựng, thẩm định và triển khai dự án.

Do đặc thù chi phí đầu tư ban đầu rất lớn, điện gió ngoài khơi đòi hỏi các chính sách ưu đãi, hỗ trợ đặc biệt hơn so với các dự án năng lượng tái tạo trên bờ. Tuy nhiên, Việt Nam vẫn chưa có cơ chế giá điện riêng, ưu đãi về thuế, phí, tiền thuê đất biển hay các hỗ trợ tài chính dài hạn dành cho các dự án điện gió xa bờ. Ngoài ra, rào cản hành chính và quy trình thủ tục đầu tư, xây dựng còn khá phức tạp và kéo dài do liên quan đến nhiều bộ ngành và quy định chồng chéo.

Công tác quy hoạch và đánh giá tiềm năng chưa thực sự đồng bộ và hiệu quả. Quy hoạch không gian biển quốc gia vẫn chưa được phê duyệt, nên các khu vực ưu tiên cho phát triển điện gió ngoài khơi chưa được xác định và phân bố rõ ràng. Việc lập quy hoạch phát triển điện lực vì thế cũng thiếu căn cứ về mặt không gian và chưa tích hợp được với các quy hoạch ngành, lĩnh vực khác trên biển. Ngoài ra, số liệu đo gió, đánh giá địa chất, địa hình và các yếu tố kỹ thuật khác phục vụ quy hoạch còn chưa đầy đủ, hệ thống và chính xác. Sự phối hợp giữa các cơ quan Nhà nước trong đánh giá, thống nhất các vùng biển phù hợp cần phải cải thiện hơn nữa.

Cơ sở hạ tầng kỹ thuật cho việc hòa lưới điện cũng như chuỗi cung ứng và dịch vụ hậu cần cho điện gió ngoài khơi còn hạn chế. Lưới truyền tải điện hiện nay chưa được quy hoạch để đáp ứng nhu cầu tích hợp nguồn điện gió lớn và ở xa bờ trong tương lai, đòi hỏi cần đầu tư nâng cấp. Hạ tầng cảng biển, đường giao thông, kho bãi tại những khu vực ven biển tiềm năng chưa đáp ứng yêu cầu kỹ thuật khắt khe cho hoạt động lắp đặt, vận hành và bảo trì các nhà máy điện gió ngoài khơi quy mô lớn. Kinh nghiệm trong lĩnh vực dự án điện gió ngoài khơi quy mô lớn còn mới mẻ đối với các nhà cung cấp dịch vụ hàng hải, khảo sát và thi công trên biển. Những yếu tố này gây khó khăn và rủi ro cho việc triển khai các dự án điện gió quy mô lớn cũng như làm tăng đáng kể chi phí đầu tư.

Sự phối hợp liên ngành và chia sẻ trách nhiệm giữa

các bộ, ngành trong thực thi chính sách còn nhiều vướng mắc, cũng sẽ gây khó khăn cho việc phát triển điện gió ngoài khơi. Bộ Công Thương cho rằng nhà đầu tư phải chịu mọi rủi ro khi tiến hành khảo sát do quy hoạch chưa cụ thể, đồng thời còn nhiều điểm chưa rõ như thẩm quyền cấp phép khảo sát, chấp thuận chủ trương đầu tư và thiếu quy định về điều kiện cho nhà đầu tư nước ngoài. Bộ Quốc phòng yêu cầu điều chỉnh quy mô dự án nếu chồng lấn khu vực quốc phòng và lưu ý đến an toàn hàng hải. Bộ Công an nhận định các quy định hiện hành chưa cho phép tổ chức nước ngoài khảo sát và chưa quy định rõ về trình tự, thủ tục chấp thuận, quản lý hoạt động khảo sát trên biển. Bộ Ngoại giao nhấn mạnh sự cần thiết phải tuân thủ các quy định về an ninh cảng biển và hoạt động của nước ngoài trên vùng biển Việt Nam. Bộ Giao thông Vận tải không đồng tình cấp phép khảo sát tại các khu vực chồng lấn với luồng hàng hải quốc gia. Bộ Nông nghiệp và Phát triển Nông thôn cũng lưu ý hoạt động khảo sát không được làm ảnh hưởng tới các khu bảo tồn và nuôi trồng thủy sản. Những quan điểm chưa thống nhất giữa các bộ, ngành cho thấy cần thiết nâng cao hơn nữa vai trò điều phối và năng lực xử lý các vấn đề liên ngành của các cơ quan quản lý Nhà nước về điện gió ngoài khơi.

3.2.2. Vướng mắc về kỹ thuật

Việc phát triển điện gió ngoài khơi tại Việt Nam còn có một số rào cản kỹ thuật cần sớm được giải quyết. Việt Nam hiện chưa có quy chuẩn cụ thể về diện tích khu vực biển được phép sử dụng để khảo sát, đánh giá tiềm năng dự án trên một đơn vị công suất (ha/MW). Trong khi đó, yêu cầu này có thể khác biệt đáng kể tùy thuộc vào đặc điểm từng vùng biển như tốc độ gió, độ sâu, chất lượng nền địa chất và loại turbine được sử dụng. Việc xác định công suất tối ưu cho một dự án cũng đang bị bỏ ngỏ do thiếu hướng dẫn và tiêu chí phù hợp. Quy mô dự án quá nhỏ sẽ không đủ sức hấp dẫn các nhà đầu tư lớn, trong khi quy mô quá lớn lại gây khó khăn cho hệ thống truyền tải.

Việt Nam chưa có kế hoạch dài hạn về tổng công suất điện gió ngoài khơi dự kiến khảo sát trong từng giai đoạn quy hoạch để đảm bảo tính khả thi và phù hợp với chỉ tiêu đề ra. Tiêu chí lựa chọn nhà phát triển dự án cũng chưa được định hình rõ ràng, dẫn đến khó khăn trong việc sàng lọc các đơn vị có năng lực, kinh nghiệm và cam kết cần thiết. Công tác quy hoạch các vùng biển triển vọng cho phát triển điện gió cần được đầu tư bài bản hơn nữa để làm cơ sở định hướng cho các nhà đầu tư và cơ quan quản lý.

Những rào cản về kỹ thuật cho thấy cần thiết phải

ngiên cứu kỹ lưỡng và ban hành các quy định, tiêu chuẩn kỹ thuật mang tính chuyên biệt cho điện gió ngoài khơi.

3.2.3. Các vướng mắc khác

Các cơ quan quản lý Nhà nước vẫn chưa có cách hiểu thống nhất về việc cho phép hay không cho phép các tổ chức, cá nhân nước ngoài tham gia khảo sát tiềm năng gió, địa chất và địa hình trên vùng biển Việt Nam. Sự thiếu rõ ràng này gây khó khăn cho các nhà đầu tư quốc tế khi muốn tham gia thị trường, đồng thời hạn chế khả năng học hỏi kinh nghiệm và công nghệ từ các quốc gia đi trước.

Các quy định chi tiết về hồ sơ, trình tự, thủ tục và thời gian chấp thuận cho các hoạt động điều tra, khảo sát và đánh giá tài nguyên biển còn chưa có hướng dẫn cụ thể, khiến quá trình xin cấp phép kéo dài, chậm tiến độ dự án.

Các quy định hiện hành chưa có hướng dẫn rõ ràng về cách xử lý trong trường hợp nhiều chủ thể cùng đề xuất khảo sát chồng lấn trên cùng một khu vực biển. Các bên có được phép cùng thực hiện hay phải lựa chọn một đơn vị duy nhất thông qua đấu thầu.

Thời gian tối đa để các cơ quan chức năng xem xét và chấp thuận hồ sơ xin khảo sát gió, địa chất, địa hình và đánh giá tác động môi trường chưa được quy định rõ, dẫn đến việc chậm trễ trong khâu phê duyệt, gia tăng chi phí và rủi ro cho nhà đầu tư.

Ngoài ra, việc cấp giấy phép khảo sát cũng cần ghi rõ thời hạn có hiệu lực cụ thể để tạo tính ổn định và yên tâm cho nhà đầu tư triển khai dự án. Tuy nhiên, điều này vẫn còn thiếu trong các văn bản quy phạm pháp luật có liên quan.

Việt Nam chưa có yêu cầu bắt buộc về việc chủ đầu tư phải nộp báo cáo kết quả khảo sát cho cơ quan chấp thuận, cũng như nội dung và thời điểm gửi báo cáo. Vì vậy, các cơ quan nhà nước gặp khó khăn trong việc nắm bắt thông tin, kiểm tra, giám sát tiến độ và chất lượng khảo sát.

4. Kết luận và kiến nghị

Trên cơ sở phân tích cơ hội và thách thức khi phát triển điện gió ngoài khơi ở Việt Nam, nhóm tác giả đề xuất các nhóm giải pháp trọng tâm sau:

Thứ nhất, cần hoàn thiện khung pháp lý đồng bộ và chuyên biệt cho phát triển điện gió ngoài khơi. Trước mắt, cần ưu tiên sửa đổi, bổ sung những quy định còn chồng chéo, bất cập trong Luật Điện lực, Luật Năng lượng tái tạo, Luật Tài nguyên, Môi trường biển và hải đảo và các văn

bản hướng dẫn. Đặc biệt, cần sớm ban hành Nghị định riêng về cấp phép khảo sát tiềm năng, lập dự án và khai thác điện gió ngoài khơi, trong đó quy định rõ trình tự, thủ tục, thời gian và trách nhiệm của các bên liên quan. Về lâu dài, cần xem xét xây dựng Nghị quyết của Quốc hội về cho phép thí điểm phát triển điện gió ngoài khơi và Luật chuyên biệt về điện gió ngoài khơi để tạo hành lang pháp lý vững chắc.

Thứ hai, cần nghiên cứu ban hành cơ chế, chính sách ưu đãi dài hạn để khuyến khích đầu tư tư nhân trong nước và quốc tế. Các chính sách này cần bao gồm cơ chế đấu thầu cạnh tranh và giá mua điện ưu đãi riêng biệt, hỗ trợ về thuế, phí, tiền thuê mặt nước biển, cơ chế bảo lãnh tín dụng và các quỹ phát triển dành riêng cho điện gió ngoài khơi. Bên cạnh đó, cần các chính sách khuyến khích chuyển giao công nghệ, nội địa hóa sản xuất thiết bị và phát triển chuỗi cung ứng trong nước cho ngành công nghiệp điện gió ngoài khơi.

Thứ ba, cần thành lập cơ quan quản lý Nhà nước đầu mối, trực thuộc Chính phủ để chỉ đạo thống nhất công tác xây dựng chiến lược, quy hoạch tổng thể về điện gió ngoài khơi cấp quốc gia. Cơ quan này cũng chịu trách nhiệm cấp phép và hỗ trợ các dự án theo cơ chế một đầu mối phối hợp với các bộ, ngành và địa phương liên quan để tháo gỡ các vướng mắc và rút ngắn quy trình, thời gian thực hiện dự án.

Thứ tư, cần thành lập các trung tâm nghiên cứu, đào tạo và chuyển giao công nghệ, tăng cường hợp tác với các nước có nền công nghiệp điện gió ngoài khơi phát triển; xây dựng các chương trình đào tạo bài bản về kỹ thuật, quản lý dự án điện gió ngoài khơi để chủ động về nguồn nhân lực chất lượng cao cho lĩnh vực này.

Thứ năm, công tác quy hoạch phát triển điện gió ngoài khơi cần đi trước một bước, tạo nền tảng định hướng cho các nhà đầu tư. Cần khẩn trương phê duyệt và triển khai Quy hoạch không gian biển quốc gia, trong đó xác định rõ các vùng biển ưu tiên cho phát triển năng lượng tái tạo. Quy hoạch này phải được lồng ghép và thống nhất với các quy hoạch ngành khác như quy hoạch bảo tồn biển, giao thông, khai khoáng, du lịch, an ninh quốc phòng... Cơ sở dữ liệu về gió, địa chất, môi trường biển cũng cần được số hóa và công khai rộng rãi cho các bên liên quan khai thác, sử dụng.

Thứ sáu, cần kiên trì, nhất quán trong việc thu hút và sử dụng hiệu quả các nguồn lực tài chính quốc tế cho phát triển điện gió ngoài khơi. Việt Nam cần chủ động tham gia và tận dụng các chương trình, quỹ hỗ trợ của các tổ

chức quốc tế và các nước phát triển cho chuyển dịch năng lượng tái tạo; tích cực kêu gọi đầu tư nước ngoài, đặc biệt là các quốc gia có kinh nghiệm và tiềm lực đầu tư vào các dự án điện gió trên biển; huy động các nguồn vốn xanh, trái phiếu xanh, vốn hỗ trợ công nghệ sạch... cũng sẽ góp phần quan trọng hiện thực hóa các mục tiêu đề ra.

Thứ bảy, Việt Nam cần chủ động tham gia tích cực hơn nữa vào mạng lưới hợp tác quốc tế về phát triển điện gió ngoài khơi; chia sẻ thông tin, học hỏi kinh nghiệm quản lý, kiến tạo chính sách và triển khai dự án thực tiễn từ các quốc gia đi đầu như Vương quốc Anh, Đan Mạch, Đức và Trung Quốc...

Tài liệu tham khảo

[1] Global Wind Energy Council, "Global offshore wind report 2024", 2024. [Online]. Available: <https://gwec.net/global-offshore-wind-report-2024/>.

[2] World Energy Council, "World energy scenarios: Composing energy futures to 2050", 2024.

[3] Cục Điện lực và Năng lượng tái tạo - Bộ Công Thương và Cục Năng lượng Đan Mạch, "Báo cáo Triển vọng năng lượng Việt Nam - Đường đến phát thải ròng bằng không", 2024.

[4] World Bank, "Offshore wind roadmap for Vietnam", 2021. [Online]. Available: <https://documents1.worldbank.org/curated/en/261981623120856300/pdf/Offshore-Wind-Development-Program-Offshore-Wind-Roadmap-for-Vietnam.pdf>.

[5] International Renewable Energy Agency (IRENA), "Global renewables outlook", 2020. [Online]. Available: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Apr/IRENA_Global_Renewables_Outlook_2020.pdf.

[6] UK Department for Business, Energy & Industrial Strategy, "Offshore wind Sector Deal", 2020. [Online]. Available: <https://www.gov.uk/government/publications/offshore-wind-sector-deal/offshore-wind-sector-deal>.

[7] German Federal Ministry for Economic Affairs and Energy, "Offshore wind energy act (WindSeeG)", 2020.

[8] WindEurope, "Our energy, our future: How offshore wind will help Europe go carbon-neutral", 2019. [Online]. Available: <https://windeurope.org/wp-content/uploads/files/about-wind/reports/WindEurope-Our-Energy-Our-Future.pdf>.

[9] IEA, "Offshore wind outlook 2019". [Online].

Available: <https://www.iea.org/reports/offshore-wind-outlook-2019>

[10] IRENA, "Fostering a blue economy: Offshore renewable energy". [Online]. Available: <https://www.irena.org/publications/2020/Dec/Fostering-a-blue-economy-Offshore-renewable-energy>.

[11] Helen Helen Bailey, Kate L. Brookes, and Paul M. Thompson, "Assessing environmental impacts of offshore wind farms: Lessons learned and recommendations for the future", *Aquatic Biosystems*, Volume 10, Issue 1, pp. 1 - 13, 2014. DOI: 10.1186/2046-9063-10-8.

[12] Ban Chấp hành Trung ương, "Phát triển bền vững kinh tế biển Việt Nam đến năm 2030, tầm nhìn đến năm 2045", Nghị quyết số 36-NQ/TW ngày 22/10/2018.

[13] Ban Chấp hành Trung ương, "Định hướng Chiến lược phát triển năng lượng quốc gia của Việt Nam đến năm 2030, tầm nhìn đến năm 2045", Nghị quyết số 55-NQ/TW ngày 11/2/2020.

[14] Thủ tướng Chính phủ, "Phê duyệt Quy hoạch phát triển điện lực quốc gia thời kỳ 2021 - 2030, tầm nhìn đến năm 2050", Quyết định số 500/QĐ-TTg ngày 15/5/2023.

[15] Thủ tướng Chính phủ, "Phê duyệt Kế hoạch thực hiện Quy hoạch phát triển điện lực quốc gia thời kỳ 2021 - 2030, tầm nhìn đến năm 2050", Quyết định 262/QĐ-TTg ngày 1/4/2024.

OFFSHORE WIND POWER DEVELOPMENT IN VIETNAM: OPPORTUNITIES, BARRIERS, AND POLICY SOLUTIONS

Pham Quy Ngoc¹, Du Van Toan²

¹Vietnam Petroleum Institute

²Vietnam Institute of Seas and Islands

Email: ngocpq@vpi.pvn.vn

Summary

With an extensive coastline and abundant wind resources, Vietnam can achieve an offshore wind technical potential of nearly 600 GW, significantly contributing to ensuring energy security and reducing carbon emissions. Experience from leading countries such as the UK, Denmark, Germany, and China shows the need for strong and synchronous support policies and close coordination among stakeholders.

The study analyzes the potential, opportunities, challenges and barriers in developing offshore wind power in Vietnam. These challenges and barriers need to be removed, such as the lack of a synchronous legal framework, inappropriate bidding mechanisms and electricity prices, unready technical infrastructure and supply chains, and limited domestic capacity in technology and human resources.

On that basis, the authors propose 8 groups of solutions: completing the legal framework, establishing a focal management agency, promulgating incentive policies, investing in research and development of human resources, spatial planning for marine space, strengthening international cooperation, leveraging green financial resources and raising community awareness and engagement.

Key words: Offshore wind power, renewable energy, marine spatial planning, supply chain, international cooperation.

CÁC CÔNG CỤ CHÍNH SÁCH HỖ TRỢ VÀ TẠO ĐÒN BẮY ĐỂ PHÁT TRIỂN NGÀNH ĐIỆN GIÓ VIỆT NAM TỪ KINH NGHIỆM CỦA MỘT SỐ NƯỚC TRÊN THẾ GIỚI

Nguyễn Thu Hà, Đào Diệp Vân

Viện Dầu khí Việt Nam

Email: hant@vpi.pvn.vn

<https://doi.org/10.47800/PVSI.2024.02-04>

Tóm tắt

Bài báo giới thiệu lộ trình phát triển của ngành công nghiệp điện gió ngoài khơi trong việc giảm phát thải carbon và thúc đẩy năng lượng tái tạo; đề cập đến các cơ chế chính sách ưu tiên phát triển điện gió ngoài khơi như ưu đãi thuế, hỗ trợ tài chính và thiết lập khu kinh tế đặc biệt cho năng lượng tái tạo cũng như các yếu tố tác động quan trọng khác như chính sách hỗ trợ minh bạch, cam kết mạnh mẽ của chính phủ và sự hợp tác giữa các bên liên quan,... ở các quốc gia đi đầu trong lĩnh vực này như Đan Mạch, Đức và Anh. Trên cơ sở phân tích những công cụ chính sách và thách thức hiện có, các tác giả đề xuất các biện pháp cải thiện như thiết lập khung chính sách rõ ràng, tăng cường đầu tư vào cơ sở hạ tầng, đẩy mạnh nghiên cứu phát triển (R&D), tạo điều kiện thuận lợi cho các nhà đầu tư trong phát triển điện gió ngoài khơi ở Việt Nam.

Từ khóa: Khung pháp lý, chính sách, điện gió ngoài khơi, chính sách phát triển điện gió ngoài khơi, phát triển điện gió ngoài khơi ở Việt Nam.

1. Giới thiệu

Ngành công nghiệp điện gió ngoài khơi thế giới cho đến ngày nay được chia thành 5 giai đoạn phát triển, từ khởi đầu với các công nghệ sơ khai đến hiện tại với những bước tiến lớn trong công nghệ và quy mô dự án [1 - 6]:

- Giai đoạn khởi đầu (trước năm 1990): Công nghệ ban đầu được phát triển với những turbine gió đầu tiên xuất hiện ở Đan Mạch và Mỹ, nhưng chỉ sản xuất điện ở quy mô nhỏ.

- Giai đoạn triển khai thí điểm hay giai đoạn phát triển công nghệ (1900 - 2000): Turbine gió được phát triển với công suất lớn hơn hệ thống BOP được cải thiện; chính sách hỗ trợ năng lượng tái tạo bắt đầu xuất hiện, mở đường cho khả năng thương mại.

- Giai đoạn mở rộng quy mô hay giai đoạn thương mại hóa (2000 - 2010): Nhiều trang trại gió được xây dựng ở khu vực châu Âu và châu Mỹ; nhiều quốc gia ban hành chính sách hỗ trợ và ưu ái cho điện gió ngoài khơi, thúc đẩy sự phát triển.

- Giai đoạn phát triển toàn diện (2010 - 2020): Công suất turbine lên đến 5 MW; các dự án phát triển mạnh ở khu vực châu Á, đặc biệt là Trung Quốc và Ấn Độ, các chính sách quốc tế về cam kết giảm phát thải thúc đẩy phát triển ngành.

- Giai đoạn tối ưu hóa và bền vững (năm 2020 đến nay): Công suất turbine tăng gấp 2 giai đoạn trước; các trang trại gió phát triển ở quy mô lớn với công nghệ mới như AI, IoT để tối ưu hóa vận hành.

Công nghiệp điện gió đang phát triển mạnh mẽ và sẽ tiếp tục đóng vai trò quan trọng trong quá trình chuyển đổi sang năng lượng tái tạo và giảm biến đổi khí hậu. Một số quốc gia như Đan Mạch, Anh, Hà Lan, Bỉ, Đức đã đặt nền móng cho ngành này (Hình 1).

Sự phát triển công nghiệp điện gió ngoài khơi được tạo động lực mạnh mẽ từ:

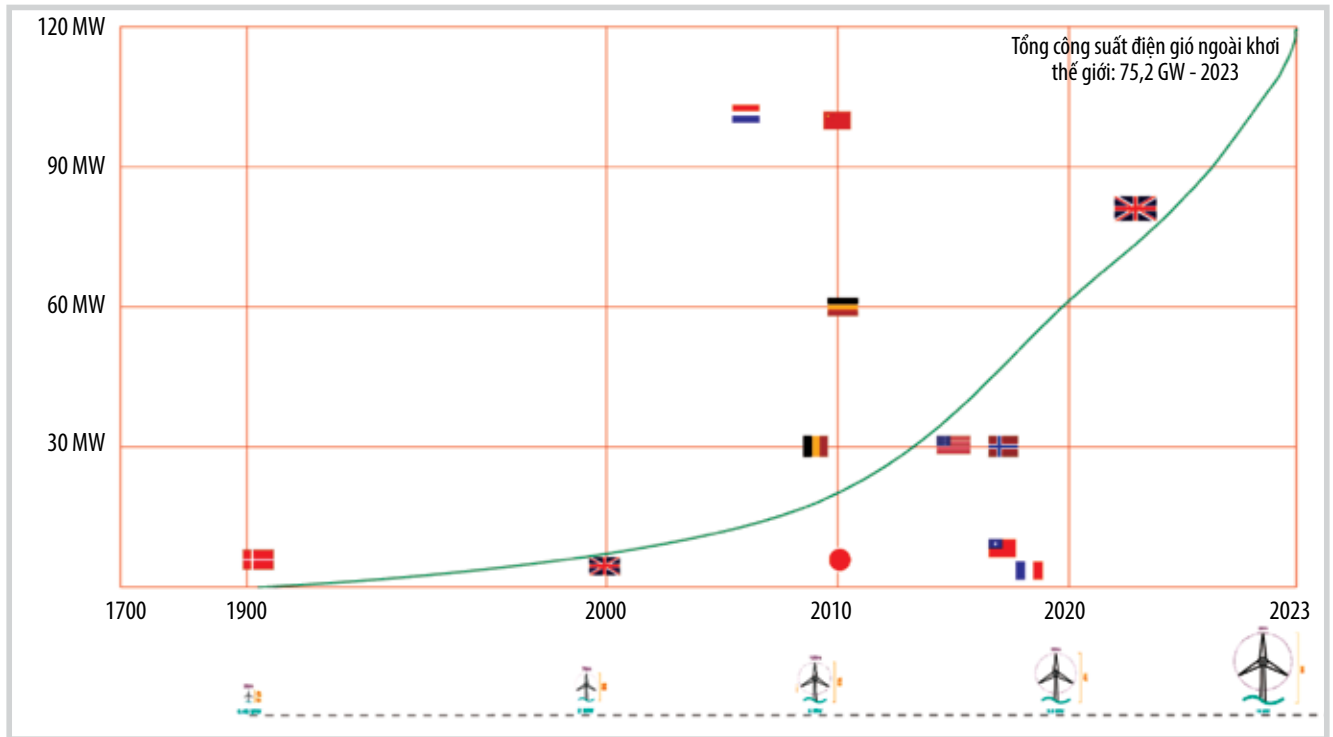
- Công nghệ đột phá - turbine gió không cánh quạt;
- Quy mô đang dần mở rộng toàn cầu, đặc biệt là các nước đang phát triển;

- Mục tiêu tập trung giảm tác động môi trường của các quốc gia.



Ngày nhận bài: 7/3/2024. Ngày phản biện đánh giá và sửa chữa: 7 - 28/3/2024.

Ngày bài báo được duyệt đăng: 24/4/2024.



Hình 1. Các giai đoạn phát triển ngành công nghiệp điện gió thế giới từ năm 1970 đến nay [7 - 10].

Tính đến cuối năm 2023, công suất điện gió ngoài khơi mới được bổ sung đạt 10,8 GW, nâng tổng công suất điện gió ngoài khơi toàn cầu lên 75,2 GW. Có thể thấy rằng ngành điện gió ngoài khơi đã phát triển mạnh trong 1 thập kỷ trở lại đây nhờ vào các động lực thúc đẩy từ: Nhu cầu năng lượng gia tăng; công nghệ tiên tiến và giảm chi phí; cam kết quốc tế về môi trường; an ninh năng lượng; yêu cầu về giảm phát thải carbon và biến đổi khí hậu. Bên cạnh đó, chính sách hỗ trợ như giảm thuế, tín dụng thuế và trợ giá đã khuyến khích sự phát triển, tăng cường tài chính cho các dự án.

Theo phân tích của BloombergNEF, thị trường điện gió ngoài khơi dự kiến sẽ đạt mức tăng trưởng chưa từng có trong năm 2024, với công suất lắp đặt mới đạt 18,3 GW, tăng đáng kể so với mức tăng trưởng 10,7 GW của năm 2023 [11]. Sự tăng trưởng này được thúc đẩy bởi sự gia tăng của các thị trường mới nổi, đặc biệt là tại Mỹ, Pháp và Đài Loan.

2. Chính sách ưu tiên phát triển điện gió ngoài khơi trên thế giới hiện nay

Chính sách hỗ trợ và phát triển của quốc gia có vai trò quan trọng trong việc thúc đẩy đầu tư, nghiên cứu, và triển khai các dự án điện gió ngoài khơi.

Những dự án điện gió ngoài khơi có chi phí đầu vào sản xuất cao hơn đáng kể so với những dự án nguồn điện khác, do đó, rất cần chính sách hỗ trợ để có thể tham gia

vào thị trường điện. Kinh nghiệm thực tiễn từ các quốc gia đã phát triển điện gió ngoài khơi cho thấy mô hình phát triển, cơ chế hỗ trợ tài chính, quy trình đấu thầu và cấp phép khảo sát độc quyền có tác động rất lớn đến tốc độ phát triển điện gió ngoài khơi.

Trong đó, giữa các mô hình phát triển điện gió ngoài khơi có sự khác biệt:

- Mô hình “phát triển nhanh” - thí điểm: Lựa chọn một dự án thí điểm quy mô lớn, hoặc áp dụng một nhóm các cơ chế đặc biệt dành cho công suất nhất định, giúp các dự án được triển khai nhanh chóng thông qua giải quyết rào cản về chính sách; thị trường nhanh chóng đạt được quy mô triển khai đủ lớn để giảm chi phí sản xuất điện quy dẫn và tránh bị trì hoãn do hệ thống pháp lý chưa ổn định.

- Mô hình “phát triển mở cửa” (open door): Mô hình này có ưu điểm khuyến khích các nhà phát triển cạnh tranh để giành quyền khai thác các địa điểm dự án; cho phép các nhà phát triển tự lựa chọn địa điểm thực hiện dự án. Tuy vậy, mô hình này có thể dẫn đến các vấn đề về môi trường và xã hội nếu không có quy định chặt chẽ.

- Mô hình “cạnh tranh một bước” - đấu thầu cạnh tranh: Chính phủ sẽ bước đầu xác định các khu vực có thể phát triển dự án, thường dựa trên các tiêu chí về môi trường và xã hội; sau đó các đơn vị phát triển có thể đấu thầu giành quyền khai thác các khu vực mà Chính phủ đã lựa chọn. Các nhà thầu nộp đề xuất kỹ thuật và tài chính

1 lần duy nhất; các đề xuất này được xem xét và đánh giá dựa trên các tiêu chí đã được xác định trước. Ưu điểm của mô hình này là tiết kiệm thời gian và nguồn lực.

- Mô hình “cạnh tranh hai bước” - đấu thầu cạnh tranh: Chính phủ sẽ xác định các địa điểm phát triển dự án cụ thể và mời đấu thầu. Các đơn vị trúng thầu địa điểm phát triển dự án, sau đó tiếp tục đấu thầu cho các khoản hỗ trợ tài chính. Ưu điểm của mô hình này là tạo điều kiện cho việc tương tác và làm rõ yêu cầu kỹ thuật của 2 bên; cho phép điều chỉnh kỹ thuật trước khi nộp đề xuất tài chính; giảm thiểu tác động môi trường và xã hội, nhưng yêu cầu sự tham gia cao của Chính phủ và có thể mất thời gian do thực hiện nhiều bước.

Sự tham gia của các bên liên quan trong mô hình cạnh tranh 1 bước và 2 bước có sự khác biệt về quy trình đấu thầu, xin cấp phép và được mô tả ở Hình 2.

Ở từng mô hình phát triển thị trường, vai trò của các nhà hoạch định chính sách và cụ thể là các công cụ chính sách đóng vai trò rất quan trọng đối với 1 ngành công nghiệp mới. Phát triển năng lượng gió ngoài khơi trên toàn cầu được thúc đẩy bởi các cơ chế chính sách đa dạng, phản ánh các điều kiện địa lý, kinh tế và môi trường khác nhau của từng quốc gia. Các khoản hỗ trợ tài chính hấp dẫn, chắc chắn và rõ ràng giúp các nhà phát triển điện gió ngoài khơi có thể dễ dàng tính toán được dòng doanh thu, từ đó có thể đưa ra quyết định đầu tư cuối cùng. Một số cơ chế hỗ trợ tài chính phổ biến gồm:

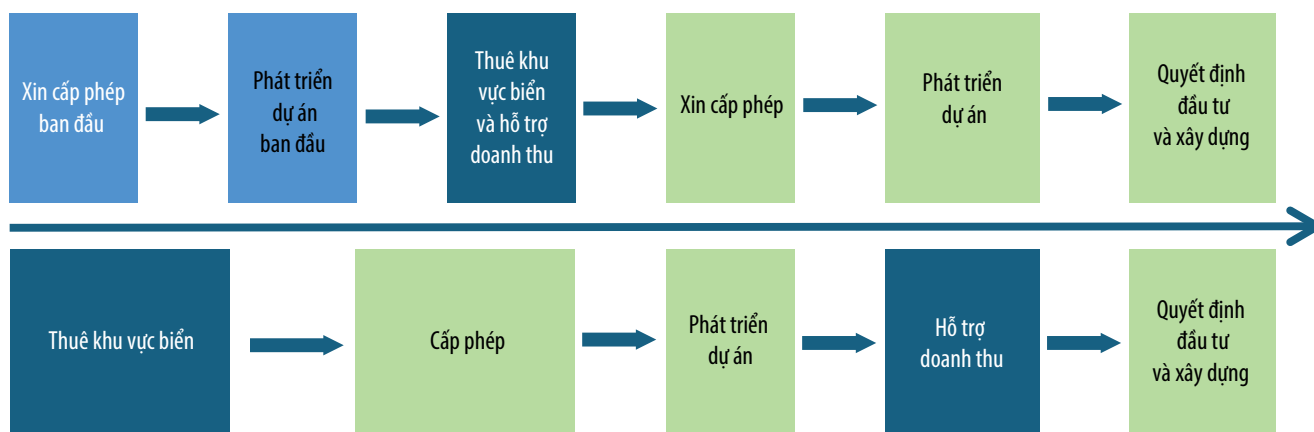
(1) Cơ chế đấu thầu CFD - Contract for difference: Đây là thỏa thuận giữa nhà sản xuất điện và chính phủ,

trong đó các nhà sản xuất điện từ nguồn năng lượng tái tạo cung cấp một lượng lớn điện theo thời gian dưới dạng hợp đồng thông qua “giá điện đảm bảo” (Strike price) được ước tính trước và thỏa thuận trong hợp đồng và thành phần “giá thị trường điện”. Lợi thế của cơ chế là: đảm bảo giá điện gió ngoài khơi giảm về dài hạn; giúp tạo môi trường cạnh tranh giữa các nhà đầu tư; đảm bảo 1 phần thu nhập ổn định cho các nhà đầu tư năng lượng tái tạo; và chính phủ có thể kiểm soát lộ trình phát triển năng lượng tái tạo và giảm khí thải nhà kính. Tuy nhiên, cơ chế này cũng có hạn chế như: khó xác định mức giá trúng thầu; rủi ro cho chính phủ nếu giá trúng thầu quá cao.

(2) Feed-in-Tariff: Giá FiT là một giá cố định được trả cho các nhà sản xuất năng lượng tái tạo cho mỗi đơn vị điện sản xuất và đưa vào lưới điện. Giá FiT do chính phủ quy định và cố định cho mỗi dạng năng lượng tái tạo. Ưu điểm của cơ chế là mang lại nguồn doanh thu ổn định và giảm rủi ro cho nhà đầu tư từ đó thúc đẩy đầu tư vào điện gió ngoài khơi tạo lập thị trường. Tuy nhiên, điểm hạn chế là chính phủ sẽ phải đối mặt với chi phí cho nguồn điện tái tạo cao nếu giá FiT quá cao; không tạo được sự cạnh tranh giữa các nhà phát triển.

(3) Tín chỉ năng lượng tái tạo - Chứng nhận năng lượng tái tạo (RO): Nhà sản xuất điện nhận được một số lượng tín chỉ năng lượng tái tạo (ROCs) trên mỗi đơn vị sản lượng MWh. Các nhà cung cấp điện trên thị trường buộc phải mua một lượng tín chỉ nhất định được chính phủ giao dựa trên số lượng điện cung cấp trên thị trường của nhà cung cấp đó. Ưu điểm của tín chỉ RO là giúp tăng nhu cầu sử dụng năng lượng tái tạo cũng như: điện gió

Mô hình cạnh tranh 1 bước



Mô hình cạnh tranh 2 bước

Chính phủ thực hiện
 Đơn vị phát triển thực hiện
 Đấu thầu/lựa chọn cạnh tranh

Hình 2. Mô hình cạnh tranh 1 bước và 2 bước. Nguồn: VPI tổng hợp (2022).

ngoài khơi nói riêng và các nhà phát triển dự án có thêm nguồn doanh thu. Tuy nhiên RO lại không đủ mức hấp dẫn để khuyến khích nhà đầu tư và việc thực hiện sẽ khó thực hiện nếu không có hệ thống quy định chặt chẽ.

(4) Trợ cấp chính phủ: Chính phủ sẽ trợ cấp khoản tiền thưởng dựa trên mỗi đơn vị sản lượng điện được sản xuất bởi đơn vị phát triển năng lượng tái tạo. Trợ cấp sẽ hỗ trợ các nhà phát triển có thêm nguồn doanh thu/hoặc nguồn vốn cho đầu tư; tuy nhiên trợ cấp lại làm tăng chi phí trong giỏ chi tiêu của chính phủ.

Với mỗi cơ chế dựa vào ưu điểm và hạn chế sẽ được các nhà hoạch định chiến lược áp dụng cho các giai đoạn khác nhau của thị trường tùy thuộc vào mục tiêu của chính phủ đó (mục tiêu mở rộng thị trường; mục tiêu về môi trường...).

3. Kinh nghiệm phát triển công nghiệp điện gió ngoài khơi trên thế giới

Kinh nghiệm từ các quốc gia tiên phong về điện gió ngoài khơi như Đan Mạch (chiến lược về công nghệ), Vương quốc Anh và Đức cho thấy cần có chiến lược phát triển tổng thể (chính sách, R&D, hạ tầng kỹ thuật) và bền vững (Hình 3). Một yếu tố quan trọng nữa là sự hợp tác quốc tế và chia sẻ kinh nghiệm giữa các quốc gia, điều kiện pháp lý và tài chính thuận lợi cùng với sự tham gia của các bên liên quan.

Mặc dù đã có thành công ban đầu, tuy nhiên điện gió vẫn là ngành công nghiệp mới, do đó cần kết hợp các gói chính sách và công cụ đòn bẩy phù hợp với bối cảnh và mục tiêu phát triển của từng quốc gia.

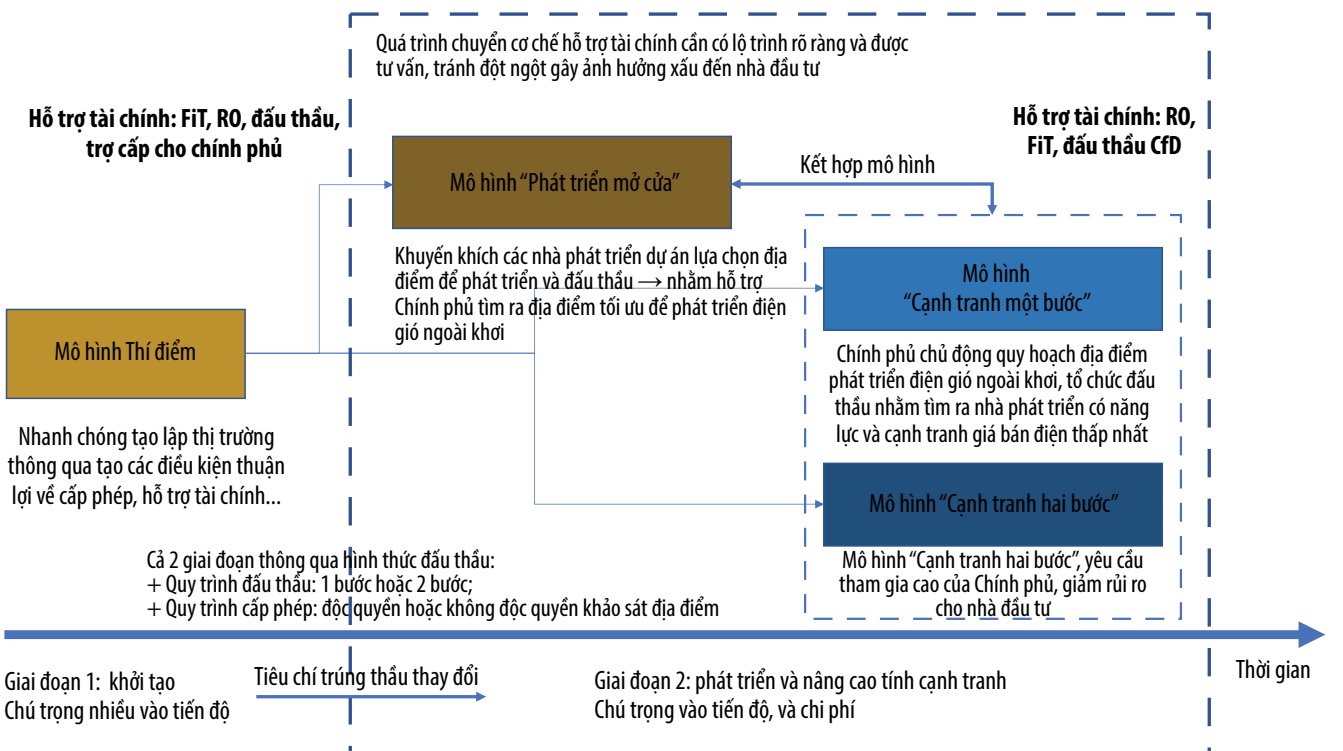
3.1. Chính sách phát triển thị trường

Ở giai đoạn khởi đầu tạo lập thị trường, các quốc gia có xu hướng sử dụng các biện pháp bình ổn doanh thu nhằm giảm rủi ro về biến động giá trên thị trường.

Sang đến giai đoạn thị trường phát triển, có 2 xu hướng can thiệp khác nhau từ phía các chính phủ: Giảm sự can thiệp của chính phủ và để các nhà đầu tư đối mặt với rủi ro thị trường như Đức, Hà Lan; vẫn giữ các công cụ can thiệp thị trường giúp giảm rủi ro cho nhà đầu tư như Anh, Trung Quốc.

Nhìn chung, các quốc gia tham khảo đều đã áp dụng các cơ chế chính sách hỗ trợ tài chính nhằm phát triển điện gió ngoài khơi. Hình 4 là sơ đồ về các mốc thời gian áp dụng hỗ trợ tài chính của các nước.

Tùy vào sự phân bổ giá bán buôn, rủi ro về giá đối với nhà thầu tham gia chào giá có thể ở mức thấp (giá bán buôn tương đối gần với giá thầu) hoặc cao (giới hạn thanh toán có tính ràng buộc). Các thị trường tạo lập cần nhiều hỗ trợ để khuyến khích và giảm rủi ro cho công nghệ, điều này cần thiết để thực hiện các dự án đầu tiên của quốc gia. Khi các thị trường đã phát triển, giảm bù giá/hỗ trợ giá (có

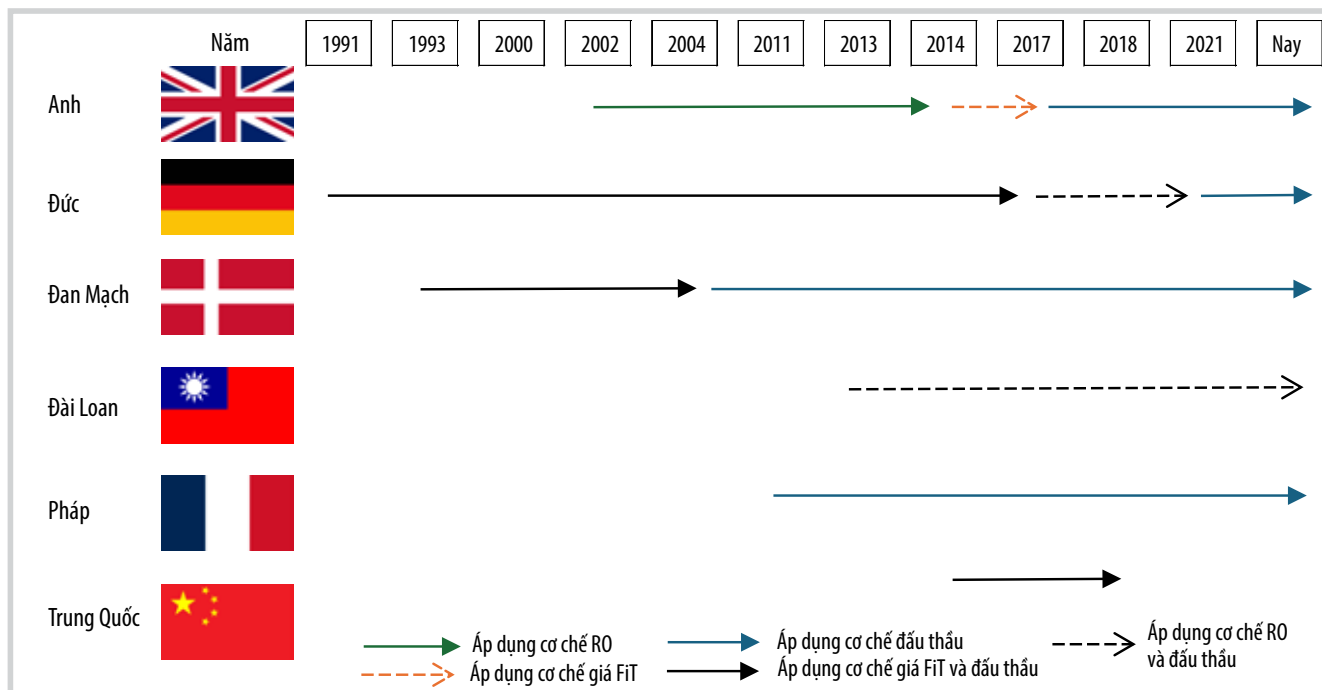


Hình 3. Mô hình phát triển nguồn điện gió ngoài khơi. Nguồn: VPI tổng hợp (2022).

những quốc gia giảm về 0) sẽ làm tăng rủi ro cho các nhà phát triển và cơ chế chuyển sang trao quyền xây dựng dự án (có lợi nhuận).

Dưới đây là tổng hợp những bài học kinh nghiệm về thực thi các gói hỗ trợ nhằm phát triển ngành công nghiệp điện gió ngoài khơi thế giới:

- Áp dụng các cơ chế trong giai đoạn đầu để tạo lập và khuyến khích thị trường phát triển;
- Lựa chọn mô hình thị trường phát triển phù hợp với hành lang pháp lý được xây dựng đầy đủ, rõ ràng và minh bạch;
- Sự tham gia, phối hợp của các cơ quan chính phủ.



Hình 4. Các giai đoạn áp dụng hỗ trợ tài chính của các nước. Nguồn: VPI tổng hợp (2023).

Bảng 3. Bài học kinh nghiệm về các gói hỗ trợ phát triển điện gió ngoài khơi

Quốc gia	Phát triển từ năm	Mô hình thị trường hiện tại	Các công cụ chính sách đã được áp dụng	Cơ quan quản lý	Bài học kinh nghiệm
Vương quốc Anh (UK)	2000 (dự án Blyth, 4 MW)	- Đấu thầu cạnh tranh - Hình thức phi tập trung, đấu thầu 2 giai đoạn	RO CFD (giá hỗ trợ bù đắp)	- Bộ An ninh Năng lượng và Net Zero (DESNZ): Chịu trách nhiệm về các chính sách và sáng kiến liên quan đến an ninh năng lượng và quá trình chuyển dịch năng lượng; - Crown Estate and Crown Estate Scotland: Quản lý cấp phép khai thác đáy biển; - Cơ quan Thương mại và Dịch vụ Hoàng gia: tham gia quản lý trong ngành điện.	- Tạo lập được thị trường thành công khi sử dụng cơ chế RO. - Tiêu chí lựa chọn giai đoạn "Tạo lập": Khả năng thực hiện dự án, đem lại lợi ích cho chuỗi cung ứng và lao động địa phương, khả năng tài chính; - Phân tách công nghệ thành các nhóm với ngân sách và công suất phân bổ riêng đảm bảo hỗ trợ đa dạng công nghệ và tối ưu hóa tiềm năng đổi mới.
Đức	2010 (Alpha Ventus, 30 MW)	- Đấu thầu cạnh tranh - Hình thức đấu thầu 1 giai đoạn	FiTs giảm dần CFD (giá hỗ trợ bù đắp) Thưởng tiến độ (Sprinter Bonus) Quy định tỷ lệ điện tái tạo trong cơ cấu kinh doanh của đơn vị bán buôn điện	- Cơ quan mạng lưới Liên bang: Quy định và quản lý thị trường điện, bao gồm cả việc mua sắm điện; - Bộ Kinh tế và Hành động Khí hậu Liên bang: Giám sát việc quản lý năng lượng tái tạo ở Đức; - Cơ quan Hàng hải và Thủy văn Liên bang: Chịu trách nhiệm phê duyệt và quản lý các hoạt động ngoài khơi.	- Cơ chế FiTs hỗ trợ tạo lập thị trường thành công; - Giá đấu thầu không trợ cấp: Kích hoạt bởi lưới truyền tải của TSO; Chính phủ tiến hành công việc phát triển ban đầu; CPPA và thị trường bán buôn điện ổn định và tự do hóa; - Cơ chế thưởng tiến độ: Đảm bảo lộ trình phát triển; khuyến khích chuỗi cung ứng. - Quy định một tỷ lệ điện tái tạo nhất định trong cơ cấu của đơn vị bán điện.

Quốc gia	Phát triển từ năm	Mô hình thị trường hiện tại	Các công cụ chính sách đã được áp dụng	Cơ quan quản lý	Bài học kinh nghiệm
Đan Mạch	1991 (Vindeby, 5 MW)	- Đấu thầu cạnh tranh - Hình thức đấu thầu 1 giai đoạn	FiT cố định hoàn thuế từ thuế carbon và 1 phần thuế năng lượng Tiêu chuẩn năng lượng tái tạo RPS CFD (giá hỗ trợ bù đắp)	- Cơ quan Năng lượng Đan Mạch (DEA): Chịu trách nhiệm quản lý thị trường điện, bao gồm các khía cạnh như luật pháp, xây dựng khung pháp lý và giám sát việc sản xuất, truyền tải và phân phối điện; - DEA (Energistyrelsen): Đồng thời quản lý và giám sát các sáng kiến năng lượng tái tạo; - DEA thực hiện cả việc cấp phép khai thác biển.	- Cơ chế FiTs và RSP hỗ trợ tạo lập thị trường thành công; - Hệ thống chứng chỉ xanh TGCs xanh: Yêu cầu mua 20% điện năng từ nguồn tái tạo. - Quy trình cấp phép 1 cửa (DEA): Tinh gọn và thuận tiện; - Tham vấn giữa cơ quan quản lý và các nhà đầu tư tiềm năng với thiết kế đấu thầu linh hoạt làm tăng mức độ tham gia các cuộc đấu thầu; - Chương trình năng lượng tái tạo từ 1979: Hỗ trợ tài chính cho lắp đặt, chủ yếu cho điện gió trên bờ.
Đài Loan	2017 (Formosa1 giai đoạn 1, 8 MW)	Đấu thầu để nhận FiT	FiTs cố định	- Công ty Điện lực Đài Loan (Taipower): là doanh nghiệp nhà nước đóng vai trò trung tâm trong thị trường điện lực cả nước; - Bộ Kinh tế (MoEA): Chịu trách nhiệm quản lý và phát triển năng lượng tái tạo; - Cục Năng lượng (BoE): Quản lý cấp phép khai thác biển.	- Sử dụng cơ chế FiTs cố định để tạo lập thị trường; - Tiêu chí đấu thầu: Kỹ thuật 60% và khả năng tài chính 40%; - Mục tiêu công suất lớn và FiT ở giai đoạn đầu để hỗ trợ xây dựng chuỗi cung ứng. Với các dự án thí điểm FiT có thể lên đến 50% CAPEX; - Kế hoạch nội địa sau khi được chọn.
Pháp	2018 (Floatgen, 2 MW)	Đấu thầu và quy trình đối thoại cạnh tranh	FiTs (không có dự án nào được áp dụng) CFD (giá hỗ trợ bù đắp)	- Ủy ban Điều tiết Năng lượng (CRE): Chịu trách nhiệm giám sát thị trường điện bán buôn; - Bộ Chuyển đổi Sinh thái (MTE) chịu trách nhiệm quản lý năng lượng tái tạo; - Tổng cục Hàng hải, Nghề cá và Nuôi trồng thủy sản: Cấp phép khai thác hàng hải.	- Trì hoãn tạo lập thị trường do thiếu cơ chế FiT và yêu cầu nội địa hoá cao. - Tiêu chí lựa chọn thầu: giá chào thầu, lợi ích cho chuỗi cung ứng vào lao động địa phương, tác động môi trường; - Tiêu chí đánh giá: Giá dự thầu 40%, quy hoạch công nghiệp bao gồm các dự án liên kết với các công ty địa phương 40%, tác động môi trường 20%. Tiêu chí sau khi sửa đổi: Giá mua điện và năng lực kế hoạch tài chính 80%, tối ưu hóa khu vực 20%; - Hợp lý hóa quy trình cấp phép và áp dụng: Chính sách giấy phép môi trường duy nhất; - Quy trình đối thoại cạnh tranh giúp điều chỉnh hồ sơ thầu chính xác hơn.
Trung Quốc	2010 (Shanghai Donghai Bridge, 100 MW)	Đấu thầu cạnh tranh	Hợp đồng nhượng quyền FiTs Renewable Portfolio Standard (RPS) - tiêu chuẩn năng lượng tái tạo	- Ủy ban Năng lượng Quốc gia (National Energy Commission, NEC) quản lý hoạt động mua bán điện và năng lượng tái tạo; - Bộ Tài nguyên, Bộ quản lý Biển quốc gia xây dựng chính sách, soạn thảo luật, quy định về phát triển kinh tế biển và sử dụng tài nguyên biển; - Cơ quan năng lượng địa phương và Cơ quan quản lý biển địa phương quản lý về cấp phép các dự án điện gió ngoài khơi.	- Phát triển nhanh chóng nhờ cơ chế FiT thúc đẩy thị trường; - Thất bại khi áp dụng cơ chế hợp đồng nhượng quyền chủ yếu do đặt giá thầu thấp, bên cạnh đó một phần do thiếu kinh nghiệm và phối hợp các bộ phận; - Giai đoạn thắt chặt tiêu chuẩn chất lượng thiết bị dựa vào các chính sách hỗ trợ chung của chính phủ đưa ra bài học kinh nghiệm để thúc đẩy chuỗi cung ứng nội địa.

3.2. Chính sách khác về hỗ trợ phát triển chuỗi cung ứng điện gió ngoài khơi

Hai chính sách lớn được xem là công cụ hữu ích hỗ trợ

cho phát triển chuỗi cung ứng là: Chính sách Cảng tự do xanh (Green FreePort) và Chương trình Quan hệ đối tác chuyển đổi năng lượng công bằng (Just Energy Transition Partnership - JETP).

Bảng 4. Kinh nghiệm thiết kế đấu thầu

	Số lượng vòng đấu thầu	PPA/bao tiêu	Quyền đầy biển	Giấy phép xây dựng	Kết nối lưới điện	Nhiều dự án	Đấu thầu tuần tự
Vương quốc Anh	4	Có	Không	Không	Không	Có	Có
Đức	3	Có	Không	Không	Có	Có	Không
Đan Mạch	8	Có	Có	Có	Có	Không/có	Không
Đài Loan	2	Có	Không	Không	Không	Có	Không
Pháp	5	Có	Có	Không	Không	Có/không	Không
Trung Quốc	7	Có	Không	Không	Không	-	-

Bảng 5. Các gói hỗ trợ phát triển điện gió ngoài khơi

	Nhà phát triển	Nhà cung ứng	Nhà bán buôn	Chính phủ
RO	Đối tượng hưởng ưu đãi (nhu cầu sản lượng được đảm bảo)	Thúc đẩy phát triển gián tiếp	Đối tượng được quy định	Kích cầu điện gió ngoài khơi
RPS TGC (thị trường mua bán chứng chỉ xanh)	Đối tượng hưởng ưu đãi (nhu cầu sản lượng được đảm bảo)	Thúc đẩy phát triển gián tiếp	Đối tượng được quy định	Kích cầu điện gió ngoài khơi Điều kiện cần hình thành và quy định thị trường chứng chỉ năng lượng tái tạo
FiT	Đối tượng hưởng ưu đãi Đối tượng được quy định	Thúc đẩy phát triển gián tiếp		Chấp nhận rủi ro tài chính
CFD (1 chiều, 2 chiều)	Đối tượng hưởng ưu đãi Đối tượng được quy định			Rủi ro tài chính giảm
Thưởng tiến độ	Đối tượng hưởng ưu đãi Đối tượng được quy định	Thúc đẩy phát triển gián tiếp		
Miễn thuế	Đối tượng hưởng ưu đãi Đối tượng được quy định			Điều kiện cần quy định thuế phát thải, thuế năng lượng

Green FreePort với trọng tâm đặc biệt phát triển bền vững và năng lượng tái tạo, không chỉ cung cấp các ưu đãi về thuế và hải quan (như Freeport thông thường) mà còn thúc đẩy các ngành công nghiệp xanh và thân thiện với môi trường. Các cảng tự do xanh thường được đặt gần các cơ sở sản xuất năng lượng tái tạo như các dự án điện gió ngoài khơi và hỗ trợ các công ty trong ngành năng lượng xanh. Green FreePort đóng vai trò quan trọng trong việc thúc đẩy phát triển các trang trại gió trên biển thông qua cung cấp môi trường thuận lợi cho việc sản xuất, lắp đặt và/hoặc tái xuất khẩu các bộ phận turbine gió. Các Green FreePort này giúp giảm chi phí và thách thức về hậu cần liên quan đến các dự án điện gió ngoài khơi. Một số quốc gia như Anh và Scotland, đã tận dụng khái niệm về FreePort để thúc đẩy ngành công nghiệp điện gió bằng cách thiết lập các cảng tự do với mục tiêu phát triển lĩnh vực điện gió ngoài khơi, nhằm tăng cường sản xuất trong nước các bộ phận turbine gió và hỗ trợ mục tiêu chuyển đổi sang năng lượng tái tạo rộng lớn hơn.

Bài học kinh nghiệm của Scotland là mô hình Cảng tự do xanh được thành lập dựa trên 4 mục tiêu chính: thúc đẩy tái tạo và tạo việc làm chất lượng cao, thúc đẩy quá trình giảm phát thải CO₂ và chuyển đổi công bằng sang nền kinh tế Net Zero, thành lập các trung tâm thương mại và đầu tư toàn cầu, và phát triển môi trường đổi mới sáng

tạo. Các cảng tự do xanh ở Scotland là các khu vực kinh tế đặc biệt nhằm khuyến khích đầu tư và phát triển lĩnh vực năng lượng tái tạo, đặc biệt là các trang trại gió ngoài khơi.

Just Energy Transition Partnership (JETP) là sáng kiến quốc tế nhằm hỗ trợ các quốc gia trong quá trình chuyển đổi năng lượng công bằng và bền vững. Chương trình này tập trung hỗ trợ các quốc gia phát triển các chiến lược và kế hoạch để chuyển từ năng lượng hóa thạch sang năng lượng tái tạo, đồng thời đảm bảo rằng quá trình chuyển đổi này không để lại tác động tiêu cực đến kinh tế và xã hội. Với mục tiêu giảm phát thải carbon bằng cách thúc đẩy sử dụng năng lượng tái tạo, các hoạt động của JETP bao gồm cung cấp tài trợ và đầu tư cho các dự án năng lượng tái tạo và cơ sở hạ tầng liên quan; hỗ trợ các quốc gia trong việc xây dựng và triển khai chính sách và chiến lược chuyển đổi năng lượng; khuyến khích đổi mới và phát triển công nghệ trong lĩnh vực năng lượng tái tạo; và hỗ trợ các chương trình đào tạo và phát triển kỹ năng cần thiết cho lĩnh vực năng lượng tái tạo.

4. Hiện trạng công cụ chính sách hỗ trợ cho phát triển điện gió ngoài khơi ở Việt Nam và đề xuất

Việt Nam sở hữu tiềm năng gió ngoài khơi dồi dào, ước tính khoảng 475 GW (thậm chí có thể lên đến 900 GW), tập trung chủ yếu ở khu vực Trung Bộ, Nam Trung

Bộ và một phần duyên hải Bắc Bộ. Điều này cho thấy khả năng cung cấp năng lượng khổng lồ, góp phần giải quyết nhu cầu năng lượng ngày càng tăng của đất nước, đồng thời giảm sự phụ thuộc vào nhiên liệu hóa thạch, bảo vệ môi trường. Việt Nam nằm sát đường hàng hải quốc tế, với vị trí địa lý thuận lợi cho việc vận chuyển, kết nối và xuất khẩu điện. Việc kết nối lưới điện với các quốc gia lân cận cũng dễ dàng hơn, mở ra cơ hội hợp tác phát triển năng lượng khu vực. Việt Nam có các văn bản làm cơ sở phát triển các chính sách cho điện gió ngoài khơi, đưa ra những cam kết quốc tế mạnh mẽ về phát triển năng lượng tái tạo, giảm phát thải khí nhà kính và hướng tới nền kinh tế xanh [12 - 26]. Những cam kết này là động lực thúc đẩy Chính phủ và các cơ quan liên quan đẩy mạnh đầu tư và phát triển điện gió ngoài khơi, góp phần nâng cao vị thế quốc tế và thu hút đầu tư nước ngoài.

Cơ chế FIT (Feed-in Tariff - giá mua điện cố định) từng là động lực thúc đẩy phát triển điện gió ở Việt Nam, với cam kết mua điện cố định trong thời gian nhất định. Tuy nhiên, thời hạn áp dụng FIT theo Quyết định số 39/2018/QĐ-TTg ngày 10/9/2018 đã kết thúc vào ngày 1/11/2021. Để hỗ trợ các dự án đang triển khai, Chính phủ đã quyết định gia hạn thời hạn FIT cho một số dự án điện gió. Song, từ năm 2022, Việt Nam đã chuyển hướng sang cơ chế đấu thầu để lựa chọn các dự án điện gió mới, giúp tạo ra thị trường năng lượng tái tạo năng động hơn và giảm áp lực lên ngân sách. Hiện tại, FIT vẫn áp dụng cho một số dự án đã được cấp phép trước năm 2022, trong khi cơ chế đấu thầu đang được triển khai cho các dự án mới, đặc biệt là điện gió ngoài khơi.

Bên cạnh tiềm năng và cơ hội, Việt Nam cũng phải đối mặt với nhiều thách thức trong việc phát triển ngành công nghiệp điện gió ngoài khơi. Trong đó, vấn đề pháp lý vẫn là rào cản lớn đối với việc phát triển điện gió ngoài khơi ở Việt Nam. Quy hoạch không gian biển quốc gia chưa được phê duyệt, thiếu định hướng phát triển năng lượng tái tạo ở một số vùng, khiến việc triển khai dự án gặp nhiều khó khăn. Luật Đầu tư năm 2020 chưa rõ ràng về thẩm quyền đối với dự án điện gió ngoài khơi, gây vướng mắc trong việc giao khu vực biển, xác định dự án có sử dụng đất hay không, cũng như việc khai thác tài nguyên thiên nhiên cho dự án. Các quy định về tiếp cận thị trường, điều kiện đầu tư, kinh doanh, hình thức đầu tư cho lĩnh vực này còn thiếu sót, đặc biệt là cơ chế PPP. Hơn nữa, quy định về việc đo đạc, khảo sát trên biển, cấp phép, quản lý các hoạt động đánh giá tài nguyên biển phục vụ cho dự án điện gió cũng chưa rõ ràng, chưa có quy định cụ thể về các điều kiện để làm chủ đầu tư. Việc phân loại dự án điện

gió ngoài khơi cũng chưa được làm rõ, gây khó khăn cho việc thẩm định đầu tư. Phạm vi quản lý hành chính và cấp phép xây dựng của tỉnh đối với dự án điện gió ngoài khơi cũng chưa được xác định rõ ràng. Cần khẳng định rõ ràng “năng lượng gió trên biển” là tài nguyên biển và thuộc phạm vi điều chỉnh của Luật Tài nguyên môi trường biển và hải đảo để tạo cơ sở pháp lý vững chắc cho việc phát triển điện gió ngoài khơi ở Việt Nam.

Về mặt kỹ thuật, Việt Nam chưa có quy định rõ ràng về diện tích biển được phép sử dụng cho đo gió, quy định về công suất tối đa của mỗi dự án, và công suất dự kiến để khảo sát; chưa có tiêu chí cụ thể để lựa chọn nhà phát triển dự án, gây khó khăn cho việc lựa chọn các đơn vị có năng lực và kinh nghiệm phù hợp. Đối với Quy hoạch vùng biển, hiện chưa có quy hoạch rõ ràng về các vùng biển tiềm năng, vùng xuất khẩu điện gió, vùng sản xuất hydrogen xanh... làm hạn chế khả năng phát triển đồng bộ và khai thác tối ưu tiềm năng điện gió ngoài khơi.

Vấn đề tài chính cũng đang là rào cản cho sự hình thành và phát triển thị trường điện gió ngoài khơi. Chi phí đầu tư cho điện gió ngoài khơi cao hơn nhiều so với điện gió trên bờ do yêu cầu về công nghệ, xây dựng hạ tầng, bảo trì... Việt Nam vẫn chưa có những chính sách khuyến khích đầu tư hấp dẫn như ưu đãi thuế, hỗ trợ lãi suất, bảo lãnh tín dụng... để thu hút các nhà đầu tư trong và ngoài nước. Các dự án điện gió ngoài khơi thường đối mặt với nhiều rủi ro như rủi ro về thiên tai, rủi ro về môi trường, rủi ro về chính sách... khiến nhiều nhà đầu tư ngại đầu tư vào lĩnh vực này.

Việt Nam chưa có nhiều kinh nghiệm trong việc phát triển điện gió ngoài khơi, thiếu đội ngũ chuyên gia, kỹ sư có trình độ cao về thiết kế, thi công, vận hành, bảo trì... Năng lực sản xuất trong nước còn hạn chế, phụ thuộc nhiều vào công nghệ và thiết bị nhập khẩu, dẫn đến chi phí cao và khó kiểm soát chất lượng.

Ngày 3/7/2024, Chính phủ đã ban hành Nghị định số 80/2024/NĐ-CP quy định về cơ chế mua bán điện trực tiếp (DPPA) giữa đơn vị phát điện năng lượng tái tạo với khách hàng sử dụng điện lớn [26], truyền tải theo 2 lựa chọn: dùng lưới quốc gia hoặc lưới riêng. Cơ chế này tạo thêm nhiều “người mua” tiềm năng cho điện gió, bên cạnh EVN, giúp giải quyết tình trạng nguồn điện tái tạo bị ứ đọng và thúc đẩy đầu tư. Việc tạo ra thị trường cạnh tranh giữa các nhà máy điện gió với EVN giúp tối ưu hóa lợi nhuận cho các dự án điện gió ngoài khơi, thu hút đầu tư và thúc đẩy công nghệ. Đồng thời, cơ chế DPPA giúp các doanh nghiệp xuất khẩu dễ dàng tiếp cận điện gió, tạo điều kiện

để chứng nhận xanh cho sản phẩm, nâng cao sức cạnh tranh trên thị trường quốc tế.

Tuy nhiên, cơ chế DPPA cũng đặt ra một số thách thức. Sự gia tăng nguồn điện tái tạo do cơ chế này tạo ra có thể gây áp lực lớn cho lưới điện, đòi hỏi sự điều chỉnh và quản lý phù hợp để đảm bảo an ninh năng lượng và phát triển bền vững. Để giải quyết tình trạng này, cần có cơ chế kiểm soát chặt chẽ, cân bằng nguồn cung và đảm bảo tính ổn định của hệ thống điện. Ngoài ra, việc triển khai DPPA cũng cần đi kèm với những cơ chế hỗ trợ phù hợp để giảm thiểu rủi ro cho các nhà đầu tư và thúc đẩy sự phát triển bền vững của ngành công nghiệp điện gió ngoài khơi.

5. Kết luận và kiến nghị

Để phát triển điện gió ngoài khơi, Việt Nam cần xây dựng chiến lược phát triển tổng thể ngành điện gió ngoài khơi, đồng thời tháo gỡ những vướng mắc pháp lý và chính sách:

5.1. Hoàn thiện khung pháp lý

- Cơ chế thí điểm: Triển khai cơ chế thí điểm cho điện gió ngoài khơi, đồng thời nghiên cứu, hoàn thiện các hành lang pháp lý đi kèm như quy hoạch không gian biển, quy trình cho thuê mặt biển, quy trình đấu thầu.

- Cơ chế ưu đãi: Áp dụng cơ chế FIT dựa trên thành công của điện mặt trời và điện gió trên bờ, gần bờ. Đồng thời, cần nghiên cứu triển khai cơ chế RO và RPS một cách phù hợp để thúc đẩy thị trường điện năng lượng tái tạo phát triển một cách bền vững.

- Hỗ trợ đầu tư: Đảm bảo giá mua điện, công suất kết nối lưới điện, thời gian nối lưới và các đảm bảo khác cho nhà đầu tư. Thành lập quỹ phát triển để hỗ trợ các dự án điện gió ngoài khơi, đảm bảo năng lực của nhà khảo sát và các nghĩa vụ cần thiết.

- Hoàn thiện và ban hành các văn bản hướng dẫn thi hành các văn bản luật, nghị định nhằm tạo cơ sở pháp lý vững chắc, khuyến khích cho các nhà đầu tư.

5.2. Tăng cường nội địa hóa

- Khuyến khích nội địa hóa: Đưa nội địa hóa vào tiêu chí đấu thầu cho các dự án điện gió ngoài khơi.

- Xây dựng lộ trình: Ban hành tỷ lệ nội địa hóa phù hợp với từng giai đoạn, chi tiết cho từng khâu của dự án để doanh nghiệp nội địa có kế hoạch đầu tư phát triển nguồn lực.

- Phát triển cơ sở hạ tầng: Xây dựng các Cảng tự do xanh và cơ chế vận hành để hỗ trợ cơ chế, tài chính cho các dự án điện gió ngoài khơi.

Bên cạnh đó, việc thành lập các Green Freeport, triển khai gói hỗ trợ JETP, cùng sự tham vấn hợp tác giữa các Bộ liên ngành là những giải pháp quan trọng để thúc đẩy phát triển điện gió ngoài khơi ở Việt Nam.

Tài liệu tham khảo

[1] International Energy Agency (IEA), "Wind energy roadmap", 2009. [Online]. Available: <https://origin.iea.org/reports/wind-energy-roadmap>.

[2] European Wind Energy Association (EWEA), *Wind energy - The facts: A guide to the technology, economics and future of wind power*, 1st edition. Routledge, 2009.

[3] World Bank, "Going global: Expanding offshore wind to emerging markets", 2019. [Online]. Available: <https://documents1.worldbank.org/curated/en/716891572457609829/pdf/Going-Global-Expanding-Offshore-Wind-To-Emerging-Markets.pdf>.

[4] IRENA, "Offshore renewable energy: Technology and innovation", 2019.

[5] International Energy Agency, "Offshore wind outlook", 2020.

[6] U.S. Department of Energy, "Offshore wind market report", 2022.

[7] World Bank, "New roadmap shows potential for 21GW of offshore wind by 2040 in the Philippines", 20/4/2022. [Online]. Available: <https://www.worldbank.org/en/news/press-release/2022/04/20/new-roadmap-shows-potential-for-21gw-of-offshore-wind-by-2040-in-the-philippines>.

[8] Global Wind Energy Council (GWEC), "Global offshore wind report", 2021. [Online]. Available: <https://gwec.net/global-offshore-wind-report-2021/>.

[9] Global Wind Energy Council (GWEC), "Global offshore wind report", 2022. [Online]. Available: <https://gwec.net/gwecs-global-offshore-wind-report/>.

[10] Global Wind Energy Council (GWEC), "Global offshore wind report", 2024. [Online]. Available: <https://gwec.net/global-wind-report-2024/>.

[11] BloombergNEF, "1H 2024 offshore wind market outlook: Course correct", 12/6/2024. [Online]. Available: <https://about.bnef.com/blog/1h-2024-offshore-wind-market-outlook-course-correct/.2024>.

[12] Ban Chấp hành Trung ương, “Nghị quyết Hội nghị lần thứ tám Ban chấp hành Trung ương Đảng khóa XII về Chiến lược phát triển bền vững kinh tế biển Việt Nam đến năm 2030, tầm nhìn đến năm 2045”, Nghị quyết số 36-NQ/TW ngày 22/10/2018.

[13] Ban Chấp hành Trung ương, “Nghị quyết của Bộ Chính trị về định hướng chiến lược phát triển năng lượng quốc gia của Việt Nam đến năm 2030, tầm nhìn đến năm 2045”, Nghị quyết số 55-NQ/TW ngày 11/2/2020.

[14] Quốc hội, “Luật Điện lực”, Luật số 28/2004/QH11, ngày 3/12/2024

[15] Quốc hội, “Luật Biển Việt Nam”, Luật số 18/2012/QH13, ngày 21/6/2012.

[16] Quốc hội, “Luật sửa đổi, bổ sung một số điều của Luật Xây dựng”, Luật số 62/2020/QH14 ngày 17/6/2020.

[17] Quốc hội, “Luật Tài nguyên, môi trường biển và hải đảo”, Luật số 82/2015/QH13 ngày 25/6/2015.

[18] Quốc hội, “Luật Bảo vệ môi trường”, Luật số 72/2020/QH14 ngày 17/11/2020.

[19] Quốc hội, “Bộ luật Hàng hải Việt Nam”, Luật số 95/2015/QH13 ngày 25/11/2015.

[20] Thủ tướng Chính phủ, “Chiến lược quốc gia về

tăng trưởng xanh giai đoạn 2021 - 2030, tầm nhìn 2050”, Quyết định số 1658/QĐ-TTg ngày 1/10/2021.

[21] Thủ tướng Chính phủ, “Chiến lược bảo vệ môi trường quốc gia đến năm 2030, tầm nhìn đến năm 2050”, Quyết định số 450/QĐ-TTg ngày 13/4/2022.

[22] Thủ tướng Chính phủ, “Quy hoạch phát triển điện lực quốc gia thời kỳ 2021 - 2030 tầm nhìn đến năm 2050”, Quyết định số 500/QĐ-TTg ngày 15/5/2023.

[23] Thủ tướng Chính phủ, “Quy hoạch tổng thể về năng lượng quốc gia thời kỳ 2021 - 2030 tầm nhìn đến năm 2050”, Quyết định số 893/QĐ-TTg ngày 26/7/2023.

[24] Thủ tướng Chính phủ, “Đề án triển khai Tuyên bố chính trị thiết lập quan hệ đối tác chuyển đổi năng lượng công bằng”, Quyết định số 1009/QĐ-TTg ngày 31/8/2023.

[25] Thủ tướng Chính phủ, “Chiến lược năng lượng quốc gia Việt Nam đến năm 2030 tầm nhìn đến năm 2045”, Quyết định số 215/QĐ-TTg ngày 1/3/2024.

[26] Thủ tướng Chính phủ, “Quy định về cơ chế mua bán điện trực tiếp giữa đơn vị phát điện năng lượng tái tạo với khách hàng sử dụng điện lớn”, Nghị định số 80/2024/NĐ-CP ngày 3/7/2024.

POLICY TOOLS TO SUPPORT AND LEVERAGE THE DEVELOPMENT OF VIETNAM'S WIND POWER INDUSTRY FROM EXPERIENCE OF SOME PIONEERING COUNTRIES WORLDWIDE

Nguyen Thu Ha, Dao Diep Van

Vietnam Petroleum Institute

Email: hant@vpi.pvn.vn

Summary

The article introduces the development roadmap for the offshore wind power industry, emphasizing its importance in reducing carbon emissions and promoting renewable energy. It describes the current priority policies for offshore wind power development, including tax incentives, financial support, and the establishment of special economic zones for renewable energy. The article also highlights key success factors such as transparent support policies, strong government commitments, and collaboration among stakeholders in pioneering countries like Denmark, Germany, and the UK.

Regarding the current situation in Vietnam, the authors analyze existing policy instruments and challenges in developing offshore wind power, and then propose improvement measures such as establishing a clear and comprehensive policy framework, enhancing investment in infrastructure and R&D, as well as creating more favorable conditions for domestic and foreign investors in this field.

Key words: Legal framework, offshore wind power, offshore wind power development policies, offshore wind power development in Vietnam.

THỊ TRƯỜNG CARBON: KINH NGHIỆM CỦA CÁC DOANH NGHIỆP DẦU KHÍ TRÊN THẾ GIỚI VÀ ĐỀ XUẤT CHO TẬP ĐOÀN DẦU KHÍ VIỆT NAM

Phạm Thị Hạnh¹, Nguyễn Hoài Nam¹, Vũ Minh Pháp¹, Nguyễn Hồng Anh¹, Phạm Văn Duy¹
Nguyễn Quang Ninh¹, Nguyễn Thị Thu Hương¹, Nguyễn Đăng Khoa²

¹Viện Khoa học Công nghệ Năng lượng và Môi trường, Viện Hàn lâm Khoa học và Công nghệ Việt Nam

²Viện Dầu khí Việt Nam

Email: phamthihanh@istee.vast.vn

<https://doi.org/10.47800/PVSI.2024.02-05>

Tóm tắt

Để giải quyết các vấn đề liên quan đến biến đổi khí hậu, Liên hợp quốc đã xác định việc trao đổi tín chỉ carbon được coi là một trong những công cụ quan trọng nhất trong việc giảm phát thải khí nhà kính. Thông qua thị trường carbon, các công ty dầu khí trên thế giới tham gia có thể tăng cường giảm phát thải khí nhà kính một cách hiệu quả và tiết kiệm. Việt Nam đã có khung chiến lược và mục tiêu nhằm thúc đẩy giảm phát thải trong các lĩnh vực khác nhau. Trong những năm tới, định giá carbon sẽ đóng vai trò quan trọng trong việc khuyến khích giảm phát thải trong các lĩnh vực phát thải cao, giúp Việt Nam đạt được mục tiêu phát thải ròng bằng "0" vào năm 2050. Tuy nhiên, thị trường carbon là lĩnh vực mới và các doanh nghiệp trong nước nói chung và Tập đoàn Dầu khí Việt Nam (Petrovietnam) nói riêng chưa có nhiều kinh nghiệm tham gia giao dịch tín chỉ carbon. Nội dung bài báo phân tích kinh nghiệm trao đổi tín chỉ carbon của một số doanh nghiệp dầu khí điển hình trên thế giới, từ đó đề xuất định hướng tham gia thị trường carbon cho Petrovietnam.

Từ khóa: Chương trình giao dịch phát thải nội bộ, dầu khí, khí nhà kính, phát thải CO₂, thị trường carbon.

1. Giới thiệu

Nhằm giải quyết các vấn đề liên quan đến biến đổi khí hậu, Liên hợp quốc đã tổ chức nhiều hội nghị về biến đổi khí hậu để tìm ra các phương án hiệu quả và thiết thực nhất. Theo đó, việc trao đổi tín chỉ carbon được coi là một trong những công cụ quan trọng nhất trong việc giảm nhẹ phát thải khí nhà kính [1].

Tín chỉ carbon là sự chứng nhận hay đại diện cho quyền phát thải ra 1 tấn CO₂ hoặc 1 tấn CO₂ tương đương (quy đổi từ tấn khí nhà kính khác sang tấn khí CO₂), gắn liền với giá trị giảm hay đền bù cho lượng khí nhà kính phát thải. Tín chỉ carbon là một loại mặt hàng mới được tạo ra khi thực hiện các hoạt động cắt giảm phát thải hoặc hấp thụ khí nhà kính trong quá trình thực hiện Nghị định thư Kyoto hay thông qua các hoạt động hợp tác giữa các nước, các tổ chức trong nước và quốc tế có liên quan. Tín chỉ carbon được theo dõi và giao dịch giống như bất kỳ loại hàng hóa khác, do đó, thị trường trao đổi tín chỉ carbon còn được gọi là "thị trường carbon" [2]. Trên

thực tế, thị trường carbon [3] trên thế giới tồn tại dưới 3 hình thức: (i) thị trường carbon quốc tế trong khuôn khổ Công ước khung của Liên hợp quốc về biến đổi khí hậu (UNFCCC); (ii) thị trường carbon quốc tế tự nguyện; (iii) thị trường carbon nội địa.

Chính phủ đã phê duyệt Thỏa thuận Paris thực hiện Công ước khung của Liên hợp quốc về biến đổi khí hậu tại Nghị quyết số 93/NQ-CP ngày 31/10/2016, cam kết đạt mức phát thải ròng bằng "0" vào năm 2050 và loại bỏ dần sử dụng than vào năm 2040. Việt Nam đã đệ trình Đóng góp dự kiến do quốc gia tự quyết định (INDC) cho Ban thư ký UNFCCC vào năm 2015 và cập nhật NDC vào năm 2020 và năm 2022. Theo bản NDC cập nhật lần hai lên Ban thư ký UNFCCC vào ngày 8/11/2022, bằng nguồn ngân sách Nhà nước, vốn vay, đầu tư của doanh nghiệp trong và ngoài nước, đóng góp và đầu tư của người dân, Việt Nam đặt mục tiêu giảm 15,8% tổng lượng phát thải khí nhà kính vào năm 2030 so với BAU (business as usual), tương đương với 146,3 triệu tấn CO₂ tương đương. Khi được quốc tế cung cấp thêm tài chính phù hợp và đầy đủ thông qua các khoản viện trợ không hoàn lại, phần ưu đãi trong vốn vay, các nguồn tài chính, công nghệ và tăng cường năng lực theo các cơ chế hợp tác quốc tế song phương và



Ngày nhận bài: 26/3/2024. Ngày phân biên đánh giá và sửa chữa: 27/3 - 8/4/2024.

Ngày bài báo được duyệt đăng: 24/4/2024.

đa phương, đặc biệt trong khuôn khổ thực hiện UNFCCC và Thỏa thuận Paris, Việt Nam có thể nâng tổng mức đóng góp về giảm phát thải thành 43,5% vào năm 2030 so với BAU, tương đương với 403,7 triệu tấn CO₂ tương đương.

Luật Bảo vệ Môi trường sửa đổi được ban hành năm 2020 là cơ sở pháp lý cho sự phát triển của thị trường carbon trong nước. Thị trường carbon sẽ là một phần quan trọng trong cơ cấu chính sách của Việt Nam nhằm đạt được mục tiêu NDC năm 2030 và phát thải ròng bằng "0" vào năm 2050. Nghị định số 06/2022/NĐ-CP của Chính phủ về việc Quy định giảm nhẹ phát thải khí nhà kính và bảo vệ tầng ô-dôn ngày 7/1/2022 đã thiết lập một số yếu tố kỹ thuật cơ bản cho sự hình thành thị trường carbon trong tương lai.

Các cơ sở phát thải thực hiện các nghĩa vụ theo quy định tại Luật Bảo vệ Môi trường, Nghị định số 06/2022/NĐ-CP và các văn bản pháp lý liên quan. Trong khi đó, năng lực kỹ thuật như thực hiện tính toán hạn ngạch, xây dựng hệ thống đo lường, giám sát và báo cáo theo tiêu chuẩn quốc tế được công nhận, thiết kế dự án tạo tín chỉ carbon... của các đơn vị còn hạn chế bởi thị trường carbon là lĩnh vực mới và các doanh nghiệp trong nước nói chung và Petrovietnam nói riêng chưa có nhiều kinh nghiệm tham gia giao dịch tín chỉ carbon. Bài báo phân tích kinh nghiệm trao đổi tín chỉ carbon của các doanh nghiệp dầu khí trên thế giới, từ đó đề xuất định hướng tham gia thị trường carbon cho Petrovietnam.

2. Kinh nghiệm tham gia thị trường carbon

2.1. BP

- Mục tiêu của việc thiết lập hệ thống giao dịch phát thải (ETS) nội bộ

Tháng 5/1997, Giám đốc điều hành BP đã tuyên bố BP sẽ giảm phát thải khí nhà kính, trở thành công ty dầu mỏ quốc tế lớn đầu tiên công khai thừa nhận mối đe dọa của biến đổi khí hậu toàn cầu. BP đã đặt mục tiêu năm 2010 cắt giảm lượng phát thải 10% so với mức phát thải năm 1990 và thiết lập một hệ thống ETS nội bộ, trong đó các đơn vị kinh doanh riêng lẻ của BP có thể giao dịch hạn ngạch phát thải với nhau để từ đó Tập đoàn BP đạt được mục tiêu chung về giảm phát thải. Đến tháng 3/2002, BP công bố công ty đã đạt được mục tiêu 10% - sớm hơn 7 năm so với kế hoạch, đồng thời tạo ra 650 triệu USD giá trị cổ phần mới. Hiệu quả xuất sắc của chương trình kiểm soát phát thải của BP đến từ sự thành công trong việc thiết lập hệ thống ETS nội bộ. Do đó, kinh nghiệm tiên phong của BP đã được các quốc gia và các công ty

khác cân nhắc và học hỏi khi áp dụng các hệ thống ETS nội bộ [4].

- Tổ chức và thiết kế hệ thống ETS nội bộ đầu tiên trên thế giới

BP đã thành lập nhóm chuyên trách việc tổ chức ETS nội bộ để báo cáo cho Nhóm chỉ đạo khí hậu, cơ quan cấp điều hành chịu trách nhiệm về chính sách khí hậu của BP. Nhóm chuyên trách chịu trách nhiệm về các chiến lược tổng thể - thiết lập các quy tắc của ETS nội bộ, phân bổ hạn ngạch và đảm bảo tính tuân thủ của các đơn vị thành viên. Các thành viên của nhóm chuyên trách được thành lập từ 4 phân khúc kinh doanh của BP (Thăm dò và Sản xuất, Lọc dầu và Tiếp thị, Khí đốt - Năng lượng và Năng lượng tái tạo, và Hóa chất). Nền tảng giao dịch thực tế được phát triển bởi các đơn vị giao dịch dầu mỏ, những đơn vị sử dụng mạng nội bộ của BP làm phương tiện để người mua và người bán đặt giá thầu và thị trường sẽ khớp lệnh.

Mỗi đơn vị thành viên (BU) chỉ định một nhân viên chịu trách nhiệm giao dịch trên sàn ETS nội bộ. Phần lớn các nhân viên chịu trách nhiệm giao dịch của các BU đến từ khối kinh doanh chứ không phải nhân viên HSE (Sức khỏe, An toàn và Môi trường). Vì mục đích thuế, tiền mua bán hạn ngạch sẽ không được giao dịch về mặt vật lý, nhưng các BU đã báo cáo "thu nhập" và "chi phí" liên quan đến giao dịch cùng với các tài khoản khác của họ, điều này cho phép đánh giá BU theo các tiêu chí tài chính truyền thống như lợi nhuận trên vốn sử dụng (ROCE). Các quyết định lập kế hoạch quan trọng nhất của nhóm chuyên trách liên quan đến hạn mức phát thải và phân bổ hạn ngạch phát thải giữa các BU.

- Vận hành ETS nội bộ

BP bắt đầu kế hoạch giao dịch thí điểm giữa 12 đơn vị thành viên lớn vào mùa thu năm 1998. Lượng giao dịch rất ít và nhóm chuyên trách tập trung vào các vấn đề khác ngoài hiệu quả của giao dịch - chẳng hạn như các quy tắc phân bổ hạn ngạch phát thải, các buổi giới thiệu để giúp lãnh đạo BU nhận thức được vấn đề biến đổi khí hậu và thiết lập cơ chế giao dịch. Toàn bộ Tập đoàn bắt đầu giao dịch trong ETS nội bộ vào năm 2000. Mục tiêu giảm 1% trong năm đó cuối cùng dễ dàng đạt được vì 2 lý do. Đầu tiên, những thay đổi đơn giản trong quá trình vận hành có thể cắt giảm lượng phát thải tương đối, ví dụ như đốt bỏ khí tự nhiên. Khí tự nhiên bao gồm chủ yếu là methane, một loại khí nhà kính mạnh nhưng tồn tại tương đối ngắn. Việc giảm lượng khí methane được xả bỏ cũng như cắt giảm CO₂ từ đốt phóng tán là những yếu tố chính góp

phần giảm phát thải vào các năm 1999, 2000 và 2001. Thứ hai, hạn mức cho năm 2000 dựa trên dự đoán về lượng phát thải BU, sau đó được chứng minh là không chính xác. Các BU mới đã đánh giá quá cao tốc độ triển khai các hoạt động phát thải mới, dẫn đến hạn mức quá lỏng lẻo. Trong năm 2000, BP đã giao dịch 2,7 triệu tấn giảm phát thải (khoảng 3,5% tổng số hạn ngạch được phân bổ) với mức giá trung bình là 7,60 USD/tấn CO₂.

Khi hệ thống ETS nội bộ thu thập được thông tin thực tế về chi phí thực hiện các biện pháp giảm nhẹ, nhóm chuyên trách đã điều chỉnh hạn mức chính xác hơn. Theo quy định mới, mỗi BU được cấp 91% mức phát thải so với năm cơ sở (1998) và nhóm chuyên trách đã từ bỏ việc "chia sẻ gánh nặng để tăng trưởng". Do đó, bất kỳ hoạt động kinh doanh mới nào sẽ không còn được phân bổ hạn ngạch tự do nữa mà thay vào đó sẽ cần phải mua hạn ngạch trên thị trường của BP. Hơn nữa, vào năm 2001, nhóm chuyên trách đã điều chỉnh việc phân bổ hạn ngạch theo quý. Nhóm chuyên trách cũng ngừng việc thực hiện phân bổ hạn ngạch theo dự báo cho lượng phát thải của từng BU. Thay vào đó, lượng phát thải thực tế trong quá khứ sẽ được lấy làm cơ sở cho việc phân bổ hạn ngạch. Hạn mức chặt chẽ hơn đã tạo ra động lực mạnh mẽ hơn cho các BU thúc đẩy việc giảm phát thải, cũng như khiến nhiều đơn vị đã sử dụng hết lượng hạn ngạch được phân bổ. Và, các đơn vị thành viên đã bắt ngờ khi giá hạn ngạch bắt đầu tăng, đặc biệt là vào khoảng cuối Quý II khi các BU phải báo cáo lượng phát thải khí nhà kính như một phần trong kết quả hoạt động định kỳ hàng quý. Đến cuối năm 2001, 4,5 triệu tấn (khoảng 5% tổng lượng khí thải) CO₂ đã được giao dịch, với mức giá trung bình là 39,63 USD. BP đã kết thúc năm với lượng phát thải khí nhà kính thấp hơn 10,6% so với mức cơ bản năm 1990, giảm 9,6 triệu tấn CO₂ tương đương. Trên cơ sở NPV, BP ước tính rằng họ đã tiết kiệm được hơn 650 triệu USD thông qua việc giảm lượng khí thải và đốt khí (khí sau đó có thể được bán) và nhờ tăng hiệu quả sử dụng năng lượng.

- Khó khăn trong việc triển khai hệ thống ETS nội bộ
- + ETS không được ủng hộ là một chính sách khí hậu

Sau khi tuyên bố ủng hộ phong trào giảm phát thải khí nhà kính, BP phải đối mặt với câu hỏi làm thế nào để thực hiện cam kết của mình một cách tốt nhất.

Một trong những lý do BP chọn ETS làm giải pháp là mong muốn chống lại chính sách dựa trên tiêu chuẩn hoặc dựa trên thuế carbon. Ở châu Âu vào thời điểm đó, các chính phủ ưa thích 2 phương pháp này hơn là ETS. Thực tế, kinh nghiệm quốc tế duy nhất với ETS quy mô

lớn là ở Mỹ, theo Đạo luật Không khí Sạch năm 1990 sửa đổi, Mỹ đã triển khai giao dịch thương mại để kiểm soát lượng khí thải sulfur dioxide, nguyên nhân hàng đầu gây ra mưa acid (Mỹ cũng đã thử nghiệm các cơ chế trao đổi đối với một số loại ô nhiễm không khí ở địa phương, chì và một số chất thải khác). Hầu hết các chính phủ châu Âu đều phản đối kế hoạch do Mỹ đề xuất về giao dịch phát thải quốc tế. Thay vào đó, dự thảo của EU về Kyoto đã hình dung ra một loạt các "chính sách và biện pháp" phức tạp chứ không phải giao dịch phát thải.

Đối với BP, giao dịch phát thải là giải pháp được ưa chuộng nhất và việc ủng hộ rõ ràng con đường đó bằng hành động của chính mình có thể giúp ấn định kết quả trong các quyết định chính sách quan trọng đang được tranh luận, đặc biệt là ở châu Âu vào cuối những năm 1990.

+ Thiếu kiến thức về ETS

Tại thời điểm đó, ETS là một thuật ngữ, một cơ chế quá mới và không nhiều người biết về ETS. Vì vậy để trước hết tổ chức được ETS nội bộ, BP cần làm cho chính những đơn vị thành viên và nhân viên của mình hiểu được cơ chế này. Để làm được điều đó, BP hợp tác với Quỹ Environmental Defense Fund (EDF, ngày nay là "Environmental Defense"). EDF là tổ chức kinh doanh chuyên nghiệp về môi trường ở Mỹ, hợp tác với nhiều công ty khác và đầu tư rất nhiều vào các nghiên cứu kiểm soát ô nhiễm thân thiện với thị trường, các cơ chế dựa trên thị trường, đặc biệt là ETS. EDF đã giúp các nhà quản lý chủ chốt của BP làm quen với ETS bằng cách tổ chức các hội thảo về giao dịch cho BP, đặc biệt chú ý đến các chủ đề như hệ thống giám sát, quy tắc giao dịch và thực thi, cũng như tuân thủ.

+ Thiếu cơ sở hạ tầng cho ETS

Năm 1997, BP đã chính thức chọn ETS là giải pháp kiểm soát phát thải. Quyết định đó ngay lập tức tạo ra nhu cầu lắp đặt cơ sở hạ tầng cho ETS, đặc biệt là hệ thống thu thập dữ liệu phát thải tạo thành nền tảng của bất kỳ hệ thống ETS đáng tin cậy nào. Vào thời điểm đó, công ty chưa có tiêu chuẩn thống nhất để kiểm kê và báo cáo lượng phát thải khí nhà kính. BP đã phát triển một quy trình báo cáo kiểm kê CO₂, và đến cuối năm 1997 đã kiểm kê lượng phát thải khí nhà kính cho các năm 1990, 1994, 1995 và 1996. Tuy nhiên, dữ liệu này chưa được kiểm toán độc lập - điều cần thiết đảm bảo tính tin cậy cho công tác kiểm kê. Để chuẩn bị cho hoạt động ETS nội bộ, BP đã hoàn thành việc kiểm kê lượng khí thải toàn Tập đoàn cho năm 1998 (dữ liệu năm 1990 cũng được tính toán lại) và dữ liệu này đã được kiểm toán bên ngoài

vào năm 1999. Việc thiếu số liệu kiểm kê đáng tin cậy là điều bình thường trong ngành vào thời điểm đó; ví dụ, khi BP sáp nhập với Amoco vào năm 1998, họ nhận thấy rằng dữ liệu của Amoco cũng không đủ tin cậy cho việc tham gia ETS.

- Thiết lập hạn mức và hạn ngạch

Việc đặt ra hạn mức và hạn ngạch giảm phát thải không chỉ đòi hỏi sự đánh giá kỹ lưỡng mà còn là một nhiệm vụ phức tạp. BP cần phải cân đối để đặt ra một mức giảm có ý nghĩa, thực chất, mà không làm ảnh hưởng lớn đến bài toán kinh doanh của các công ty con và cả Tập đoàn. Để đặt ra giới hạn, vào cuối năm 1997 và đầu năm 1998, BP đã thăm dò ý kiến các đơn vị kinh doanh về mức giảm phát thải có thể đạt được mà không phải chịu thêm quá nhiều chi phí. Trong khi các BU chỉ ước tính mức giảm phát thải khoảng 6 - 7% nhưng BP đã quyết định mức 10% sau khi xác định rằng Tập đoàn có thể dễ dàng vượt qua ước tính của các BU nếu tập trung nỗ lực cho việc giảm phát thải.

2.2. Shell

- STEPS - Hệ thống giao dịch hạn ngạch phát thải Shell

Vào năm 2000, Shell đã thí điểm Hệ thống giao dịch hạn ngạch phát thải Shell - STEPS (Shell Tradable Emission Permit System), một hệ thống giao dịch nội bộ các hạn ngạch phát thải khí nhà kính, để giúp đáp ứng mục tiêu giảm phát thải nhà kính và chuẩn bị cho Hệ thống giao dịch phát thải của châu Âu (EU-ETS) bắt đầu vào năm 2005 [5].

Hoạt động kinh doanh của Shell được chia thành 3 lĩnh vực chính: Thượng nguồn (thăm dò và sản xuất dầu khí truyền thống); Tích hợp khí đốt (sản xuất và phân phối khí tự nhiên hóa lỏng và sản xuất các sản phẩm khí thành dạng lỏng, thăm dò và khai thác khí đốt tự nhiên, đầu tư vào các giải pháp năng lượng carbon thấp); Hạ nguồn (chế biến và tiếp thị).

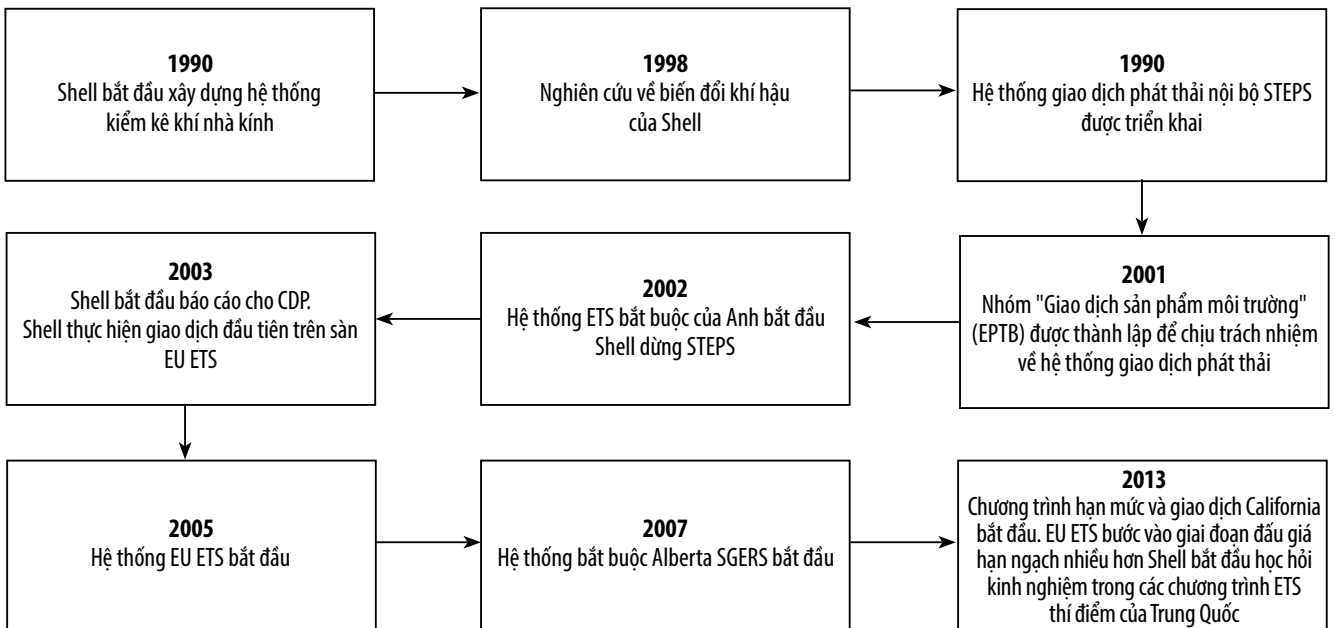
Các thành viên của Tập đoàn Shell được cấp hạn ngạch, mỗi hạn ngạch trị giá 100 tấn CO₂ hoặc lượng khí methane tương đương. Những hạn ngạch này tương đương 98% lượng khí thải mà các thành viên Tập đoàn Shell phát thải vào năm 1998 (dữ liệu gần nhất), qua đó họ cam kết giảm 2% lượng phát thải trong 3 năm tiếp theo [6].

STEPS hoạt động thông qua một trang web nội bộ do Shell Energy, đơn vị kinh doanh năng lượng châu Âu của Tập đoàn quản lý. Việc áp dụng STEPS sẽ giải quyết 30% tổng lượng khí thải của Tập đoàn. Các doanh nghiệp hóa chất, lọc dầu, thăm dò và sản xuất từ Bắc Mỹ, châu Âu và Australia đều tham gia hệ thống này [6].

Những cơ sở tham gia có thể đạt được mục tiêu của mình theo 2 cách: mua hạn ngạch từ các đơn vị khác, hoặc đầu tư vào hoạt động kinh doanh của mình để giảm lượng khí thải và sau đó bán bớt hạn ngạch dư thừa. Vì số lượng hạn ngạch có hạn nên lượng khí thải chung của Tập đoàn Shell sẽ giảm dần theo thời gian [6].

Hình 1 thể hiện các mốc thời gian đối với sự chuẩn bị của Shell cho việc tham gia thị trường carbon.

- Khó khăn trong việc triển khai hệ thống ETS nội bộ



Hình 1. Các mốc thời gian về quá trình tham gia thị trường carbon của Shell.

+ Tham gia ETS tại nhiều khu vực khác nhau, với các quy định khác nhau

Kể từ đầu những năm 2000, Shell đã tham gia các hệ thống ETS khác nhau. Hệ thống ETS đầu tiên Shell tham gia là Chương trình Giao dịch Phát thải của Vương quốc Anh (2002 - 2007), một sáng kiến tự nguyện được triển khai vào năm 2002. Sau đó, Shell tham gia nhiều hơn vào các chương trình bắt buộc, chẳng hạn như Chương trình Giao dịch Phát thải của Liên minh châu Âu (EU ETS) từ năm 2005, thay thế cho chương trình Giao dịch Phát thải của Vương quốc Anh; Hệ thống giảm phát thải khí nhà kính của Alberta (năm 2007 đến nay); chương trình giao dịch phát thải của California (năm 2013 đến nay); và Sáng kiến Khí nhà kính khu vực (RGGI) (năm 2009 đến nay).

Các khuôn khổ pháp lý đa dạng và ngày càng phát triển giữa các khu vực pháp lý thể hiện sự phức tạp mà Shell phải đối mặt trong việc quản lý sự tham gia các hệ thống giao dịch phát thải của mình. Cân bằng các yêu cầu đa dạng này và duy trì khả năng thích ứng trong bối cảnh luôn thay đổi là thách thức trọng tâm khi Shell cố gắng đáp ứng các cam kết và nghĩa vụ về môi trường của mình.

+ Không thể bao gồm toàn bộ đơn vị thành viên của Tập đoàn

Chương trình STEPS gặp phải nhiều thách thức trong quá trình thực hiện. Thứ nhất, tính chất tự nguyện của chương trình đã dẫn tới tỷ lệ tham gia tương đối thấp giữa các đơn vị của Shell. Các đơn vị chọn tham gia có xu hướng là những đơn vị có thể đạt được mức giảm phát thải với chi phí thấp hơn, khiến một phần đáng kể hoạt động của Tập đoàn không được bao gồm trong STEPS. Mức độ tham gia thấp này khiến việc đạt được các mục tiêu giảm phát thải mong muốn trong toàn Tập đoàn trở nên khó khăn.

+ Thừa hạn ngạch trên thị trường

Một thách thức khác xuất hiện khi một số đơn vị thành viên tìm kiếm và nhận được các khoản hạn ngạch bổ sung từ trụ sở chính của Shell. Điều này dẫn đến nguồn cung hạn ngạch vượt quá lượng cầu trong chương trình STEPS làm giao dịch giảm mạnh. Khối lượng giao dịch thấp làm suy yếu tính hiệu quả của chương trình thiết lập một hệ thống giao dịch phát thải mạnh mẽ và đủ tin cậy trong Shell. Chương trình phải đối mặt với tình thế tiến thoái lưỡng nan khi phải cân bằng tính linh hoạt của từng đơn vị với nhu cầu quản lý phát thải tập trung, cũng như mức giảm phát thải mong muốn của cả Tập đoàn.

+ Vấn đề thuế giữa các khu vực khác nhau

Bên cạnh các thách thức trên, một vấn đề quan trọng

nảy sinh trong bối cảnh Shell vận hành trên phạm vi quốc tế. Việc mua bán tài chính các khoản hạn ngạch nội bộ xuyên biên giới giữa các công ty con ở các quốc gia khác nhau sẽ phát sinh nghĩa vụ thuế tại nhiều khu vực. Do đó, chương trình STEPS đã phải hạn chế giao dịch hạn ngạch và áp dụng cơ chế giao dịch theo mô hình Scorecard. Mặc dù chương trình STEPS không đạt được đầy đủ tất cả các mục tiêu dự kiến nhưng nó đã mang lại những hiểu biết sâu sắc và kinh nghiệm thực tế có giá trị giúp Shell chuẩn bị tốt hơn cho các sáng kiến giao dịch phát thải trong tương lai. Những thách thức này đã mang lại kinh nghiệm quý giá và nền tảng để Shell tiếp tục cải tiến chiến lược tham gia các thị trường ETS.

2.3. PetroChina

- Cơ hội

Khi tham gia thị trường carbon, dưới sự ràng buộc của các mục tiêu carbon nội địa và cam kết quốc tế, áp lực phải tăng cường hệ thống bảo vệ môi trường trong các ngành liên quan đồng thời với các chi phí về bảo vệ môi trường sẽ ngày càng gia tăng. Lợi thế của các công ty con như CNPC (Trung Quốc) là công nghệ, tài chính và khả năng chống chịu rủi ro. Đối với các công ty có năng lực yếu hơn, nhiều rủi ro như không thể thực hiện chuyển đổi và nâng cấp công nghệ bởi chi phí tham gia thị trường carbon và chi phí bảo vệ môi trường làm tăng áp lực dòng tiền dẫn đến khả năng hoạt động suy giảm.

Hơn nữa, các công ty hàng đầu có nhiều khả năng nhận được các chính sách hỗ trợ của chính phủ nhờ công nghệ, quy mô và các thế mạnh khác, điều này càng làm gia tăng khoảng cách và sự phân hóa bậc giữa các doanh nghiệp (Matthew Effect).

- Các rủi ro và thách thức

Thách thức về chuyển đổi và nâng cấp hệ thống là dễ nhận thấy nhất. Điều này làm gia tăng chi phí vốn của doanh nghiệp và có thể dẫn đến mức nợ nặng, ảnh hưởng khả năng tín dụng của doanh nghiệp.

Gánh nặng của doanh nghiệp khi tham gia thị trường carbon là đảm bảo các mục tiêu về môi trường cũng như tăng cường tính minh bạch trong hoạt động. Báo cáo Môi trường, Xã hội và Quản trị năm 2022 của PetroChina đã chỉ ra các vấn đề trong quản lý phát triển bền vững và tích hợp môi trường, xã hội và quản trị (ESG) [7]. Công ty cần phải xây dựng các mục tiêu trung và dài hạn cũng như các chỉ số định lượng cho các vấn đề ESG, bao gồm các hệ thống và năng lực quản trị, chuyển đổi xanh và carbon thấp, phát thải khí nhà kính, quản lý tài nguyên. Để tăng

tính minh bạch trong đánh giá hiệu quả hoạt động hàng năm, công ty cũng cần tiến hành đánh giá độc lập các chỉ số hiệu suất ESG.

- Kinh nghiệm của PetroChina khi triển khai hệ thống "kiểm soát kép" khí thải carbon.

CNPC cũng đồng thời thông qua cơ chế họp hàng tháng để nghiên cứu, triển khai và thúc đẩy công việc, tiếp tục tăng cường quản lý rủi ro liên quan đến khí hậu, cải thiện hệ thống kiểm soát khí thải carbon và phát triển ngành công nghiệp carbon thấp, cải thiện việc cung cấp năng lượng sạch, tăng cường nâng cao năng lực quản lý và đào tạo kỹ năng cho toàn bộ nhân viên, đồng thời tích cực tham gia hợp tác ngành dầu khí toàn cầu về biến đổi khí hậu.

Thách thức khi hoạt động trong thị trường carbon của CNPC là vừa phải chú ý đến lượng khí thải carbon và dấu chân carbon (carbon footprint) trong hoạt động sản xuất, đồng thời phải tiếp tục cải tiến hệ thống quản lý khí thải carbon, triển khai tăng cường kiểm soát phát thải khí nhà kính, các biện pháp quản lý thương mại carbon, các biện pháp quản lý đánh giá máy đo lượng khí thải carbon của hệ thống phát thải khí nhà kính, các biện pháp quản lý dự án tự nguyện giảm phát thải khí nhà kính và thiết lập hệ thống thể chế phát thải carbon nội bộ. Gánh nặng về hệ thống quản lý tài sản carbon cũng là một điểm đáng lưu ý. Công ty tập trung nguồn lực để phát triển và xây dựng nền tảng quản lý và kiểm soát tài sản carbon; Tăng cường quản lý tập trung tài sản carbon, chuẩn hóa việc quản lý và kiểm soát hiệu suất của các doanh nghiệp trong thị trường carbon, thúc đẩy quản lý tiêu chuẩn hóa tài sản carbon và phát triển các dự án tài sản carbon, tích cực tuân theo chính sách dự án giảm phát thải tự nguyện cấp quốc gia, đồng thời khuyến khích các chi nhánh (công ty con) và đơn vị trực thuộc đẩy mạnh phát triển các dự án giảm phát thải tự nguyện cấp quốc gia.

- Trong lĩnh vực hợp tác và góp phần chống biến đổi khí hậu:

CNPC đã tham gia thị trường giao dịch khí thải carbon quốc gia của Trung Quốc ngay từ những ngày đầu chính thức vận hành tháng 7/2021. Khi phạm vi ngành của thị trường carbon mở rộng và cơ chế định giá tiếp tục được cải thiện, ngành hóa dầu nói chung đang phải đối mặt với áp lực ngày càng tăng trong việc giảm lượng khí thải. Thị trường giao dịch carbon, tài chính carbon và các thị trường khác cũng như các công cụ tài chính liên quan đến tài sản carbon có thể gây quỹ để giảm phát thải của doanh nghiệp và nâng cao hiệu quả. Do quy trình sản xuất phức

tạp, nhiều loại sản phẩm và điều chỉnh sản xuất thường xuyên, các công ty hóa dầu thường thiếu các phương pháp và công cụ quản lý kế toán tài sản carbon có hệ thống và hoàn thiện, đồng thời phải đối mặt với những thách thức trong việc cải thiện khả năng quản lý tài sản carbon của mình.

2.4. Kinh nghiệm xây dựng, thiết kế và tham gia thị trường carbon

Kinh nghiệm của 3 doanh nghiệp dầu khí điển hình (BP, Shell, PetroChina) khi vận hành thị trường carbon nội bộ đều gặp phải thách thức về việc xác định mức phân bổ hạn ngạch cho các đơn vị thành viên trong thời gian đầu vận hành thị trường. Mức phân bổ được đưa ra vẫn còn lỏng lẻo, không tạo động lực nhiều cho các cơ sở áp dụng chuyển đổi các công nghệ sạch. Nguyên nhân do hệ thống thu thập dữ liệu vẫn chưa được xây dựng chặt chẽ. Xây dựng một hệ thống đo đạc, thu thập dữ liệu rõ ràng hay các tiêu chuẩn thống nhất về kiểm kê và báo cáo lượng phát thải khí nhà kính của doanh nghiệp là yêu tố then chốt để xây dựng được hệ thống ETS hiệu quả và đáng tin cậy. Từ đó, việc thiết lập các hạn mức và phân bổ hạn ngạch sẽ được chính xác và hiệu quả hơn. Ngoài ra, các doanh nghiệp cần đầu tư nghiên cứu thiết kế kế hoạch giảm nhẹ, áp dụng các công nghệ giảm phát thải, tính toán và phân tích lợi ích-chi phí sao cho phù hợp với tiềm lực kinh tế, kỹ thuật của doanh nghiệp và cân bằng được với mức hạn ngạch được phân bổ. Hệ thống quy định pháp lý và chính sách của hệ thống ETS phải đảm bảo nghiêm ngặt liên quan đến việc giao dịch và quản lý các tín chỉ carbon. Các chính sách cần phải cân nhắc đến các tiêu chuẩn quốc tế và cách thức áp dụng trong từng quốc gia để đảm bảo rằng các hoạt động carbon mang lại lợi ích thực cho môi trường và xã hội. Việc thúc đẩy các tiêu chuẩn chung và các quy tắc giao dịch trên toàn cầu sẽ giúp tạo ra thị trường ổn định và tối ưu thời gian cho việc thực hiện các thủ tục, quy trình để tránh gặp phải tình trạng mà Shell phải đối mặt do các khuôn khổ pháp lý đa dạng và ngày càng phát triển giữa các thị trường. Các doanh nghiệp thì cần nắm chắc và tuân thủ các tiêu chuẩn và quy định pháp lý liên quan đến giảm thiểu khí nhà kính và tham gia vào thị trường carbon bao gồm cả các quy định về đo lường, báo cáo và xác minh giảm khí nhà kính (MRV), triển khai các biện pháp giảm thiểu khí nhà kính và sử dụng các công nghệ sạch để hạn chế phát thải, đảm bảo trang bị các kiến thức về quản lý rủi ro để sẵn sàng đối phó với các biến động về giá carbon và các thay đổi chính sách.

Đơn vị tư vấn đã phối hợp với Petrovietnam và Viện Dầu khí Việt Nam (VPI) thực hiện khảo sát các doanh nghiệp Petrovietnam về hiểu biết và nhu cầu nâng cao năng lực đối với thị trường carbon và các quy định liên quan nhằm đánh giá về yêu cầu đối với năng lực và quản lý cần có của các đơn vị thuộc Petrovietnam khi tham gia thị trường carbon dựa trên kinh nghiệm quốc tế. Phiếu khảo sát được chia thành 3 phần chính và 1 phụ lục, với cấu trúc như sau: Phần I: Thông tin tổng quát của doanh nghiệp; Phần II: Hiểu biết chung về thị trường carbon và các quy định liên quan tại Việt Nam; Phần III: Kỹ thuật quản lý của Petrovietnam liên quan đến phát thải khí nhà kính; Phụ lục: Các thông tin khác. Với các câu hỏi đánh giá mức độ nhận biết, các đơn vị sẽ phải tự đánh giá mức độ hiểu biết của mình từ 1 đến 5, với 1 là hiểu rõ, 2 là hiểu cơ bản, 3 là có biết, 4 là có nghe và 5 là chưa được trang bị kiến thức về chủ đề. Kết quả khảo sát cho thấy các đơn vị trực thuộc Petrovietnam có hiểu biết nhất định về các vấn đề liên quan đến kiểm kê khí nhà kính, giảm nhẹ phát thải khí nhà kính và thị trường carbon. Số điểm đánh giá trung bình độ hiểu biết của các doanh nghiệp Petrovietnam về thị trường carbon và tín chỉ carbon là 2,79, tương đương với mức có biết sơ bộ. Mức độ hiểu biết của các doanh nghiệp về các cơ chế, quy định tại Việt Nam cũng gần tương đồng, với mức điểm là 2,73. Đối với kiểm kê khí nhà kính, giảm nhẹ phát thải khí nhà kính và hệ thống MRV, các doanh nghiệp còn mới được tiếp cận, thể hiện qua số điểm trung bình là 3,22. Từ kết quả khảo sát, có thể thấy các doanh nghiệp Petrovietnam vẫn còn khoảng trống về lĩnh vực kiểm kê khí nhà kính, giảm nhẹ phát thải khí nhà kính, các cơ chế thị trường carbon. Trong đó, các doanh nghiệp Petrovietnam cần chú trọng kiểm kê khí nhà kính với đặc thù doanh nghiệp và chuẩn bị kế hoạch giảm nhẹ phát thải khí nhà kính; hệ thống MRV và thị trường carbon trong tương lai.

3. Bài học kinh nghiệm nâng cao mức độ sẵn sàng tham gia thị trường carbon của Petrovietnam

Từ việc tổng kết kinh nghiệm xây dựng, thiết kế và tham gia thị trường carbon của 3 công ty dầu khí, kết hợp với tổng quan đánh giá về yêu cầu đối với năng lực và quản lý cần có, nhóm tác giả đề xuất các bài học kinh nghiệm bao gồm việc trang bị và cập nhật thông tin cũng như xây dựng năng lực cho các đơn vị trực thuộc để sẵn sàng tham gia thị trường carbon.

3.1. Nâng cao mức độ sẵn sàng tham gia thị trường carbon

Công tác đào tạo, nâng cao nhận thức và năng lực cho các đơn vị trực thuộc Petrovietnam có vai trò quan

trọng trong quá trình chuẩn bị và tham gia vào thị trường carbon. Các nội dung đào tạo chính bao gồm: Đóng góp do quốc gia tự quyết định NDC; Quản lý kiểm kê và phát thải khí nhà kính; Định mức phát thải, hạn ngạch phát thải và phân bổ hạn ngạch; Thị trường carbon và sự khác nhau giữa các thị trường.

Những kiến thức này là cơ sở quan trọng để các đơn vị trực thuộc Petrovietnam có thể tham gia vào thị trường carbon và đóng góp vào mục tiêu giảm phát thải và tham gia vào nền kinh tế carbon.

Kinh nghiệm quốc tế cũng chỉ ra rằng các nội dung, vấn đề sau đây là cần thiết để các cán bộ, nhân viên của các cơ sở tuân thủ (cơ sở phát thải lớn hoặc cơ sở tham gia thị trường carbon trong tương lai) cần nắm bắt rõ và có thể thực hành có hiệu quả khi tham gia giao dịch phát thải khí nhà kính:

- Phân biệt thị trường carbon tuân thủ và tự nguyện;
- Thuế carbon so với cơ chế giao dịch cap and trade;
- Nghĩa vụ tuân thủ các yêu cầu liên quan đến giảm phát thải khí nhà kính;
- Các công cụ tuân thủ (hệ thống giám sát, báo cáo và xác minh (MRV)...) cho cơ sở sản xuất;
- Bù đắp phát thải;
- Phát thải khí nhà kính trong điều kiện phát triển thông thường;
- Kỹ năng giao dịch trên thị trường, bao gồm việc xác định vị thế giao dịch giá lên hoặc giá xuống (long/short) và hiểu rõ đường cong chi phí biên giảm phát thải (MACC);
- Thị trường đấu giá, trao đổi khí thải và giao dịch phi tập trung.

Trong mối liên hệ với các trách nhiệm môi trường, xã hội, tuân thủ các cam kết quốc tế về biến đổi khí hậu, việc nâng cao sự chuẩn bị sẵn sàng tham gia thị trường carbon có ý nghĩa quan trọng, trong đó cần lưu ý đến yếu tố duy trì cảm nhận tích cực của công chúng và thương hiệu của doanh nghiệp. Đây là khía cạnh quan trọng, theo kinh nghiệm quốc tế, bao gồm: Tầm nhìn; thương hiệu, sự tương tác với cổ đông, áp lực từ nhà đầu tư ESG, liên kết với thương hiệu xanh hơn, áp lực từ cộng đồng...

Nhìn chung, các đơn vị cần chuẩn bị và đưa ra chiến lược phát triển dài hạn, nhằm đảm bảo hiệu quả khi tham gia vào thị trường carbon. Ngược lại, nếu không chuẩn bị kỹ, đơn vị có thể sẽ phải đối mặt với những vấn đề cả về mặt tuân thủ giảm phát thải lẫn thương hiệu trên thị trường.

3.2. Một số gợi ý xây dựng năng lực cho các doanh nghiệp để tham gia thị trường carbon trong tương lai

- Chuẩn bị tốt hơn cho nghĩa vụ tuân thủ mục tiêu giảm phát thải ngày càng chặt chẽ với hệ thống giao dịch phát thải

Hạn mức phát thải cho các hệ thống ETS hay mức hạn ngạch phân bổ cho các doanh nghiệp sẽ giảm dần theo thời gian. Điều này có thể tạo ra áp lực đối với các doanh nghiệp phải thực hiện các biện pháp giảm phát thải để tuân thủ các quy định của ETS. Để đảm bảo tuân thủ và tránh việc thiếu hụt hạn ngạch, các doanh nghiệp cần phải có kế hoạch giảm phát thải rõ ràng và chi tiết cho từng năm. Kế hoạch này bao gồm việc xác định các nguồn phát thải, áp dụng các biện pháp giảm phát thải, cải tiến công nghệ như tiết kiệm năng lượng và công nghệ sạch, đánh giá tác động của các biện pháp này đối với phát thải, và xác định mục tiêu cụ thể để giảm lượng phát thải. Ngoài ra, các doanh nghiệp cũng cần có khả năng theo dõi và báo cáo quá trình thực hiện kế hoạch giảm phát thải này để tuân thủ các quy định của ETS.

Tuy nhiên, việc đầu tư vào các công nghệ và cơ sở hạ tầng mới để giảm thiểu khí thải đối với các đơn vị thuộc lĩnh vực khai thác dầu khí sẽ đòi hỏi một khoản chi phí đầu tư ban đầu rất lớn và có thể tạo ra áp lực tài chính, việc giảm thiểu khí thải có thể ảnh hưởng đến hiệu quả sản xuất của các doanh nghiệp, đặc biệt là trong ngành công nghiệp dầu khí, nơi mà việc tối ưu hóa vận hành và giảm chi phí sản xuất rất quan trọng. Những nỗ lực giảm thiểu khí thải có thể tăng chi phí sản xuất và ảnh hưởng đến khả năng cạnh tranh của các công ty dầu khí trên thị trường. Điều này có thể gây ra áp lực gia tăng để duy trì giá cả cạnh tranh. Do đó, việc thiết kế kế hoạch giảm phát thải phù hợp với tiềm năng kinh tế - kỹ thuật của các đơn vị là việc cần được triển khai và nghiên cứu thật kỹ lưỡng.

- Doanh nghiệp cần đảm bảo tuân thủ các quy định, hạn ngạch phát thải được phân bổ bởi cơ quan quản lý

Khi tham gia các hệ thống giao dịch phát thải, các doanh nghiệp cần xác định rõ chế tài và hình phạt áp dụng khi không tuân thủ các quy định. Thông thường, các hệ thống ETS có quy định rất nghiêm khắc để đảm bảo tính hiệu quả của các biện pháp kiểm soát phát thải khí nhà kính.

Ngoài việc phải nộp phạt, doanh nghiệp vi phạm còn phải nộp bổ sung số lượng hạn ngạch tương ứng với phát thải không tuân thủ. Điều này có thể gây ra tình trạng thiếu hụt hạn ngạch và đặt doanh nghiệp trong tình thế

khó khăn, phải tìm cách mua thêm nhiều hạn ngạch trên thị trường trong năm tiếp theo hoặc thực hiện các biện pháp cải tiến tốn kém để giảm lượng phát thải nhanh nhất. Ngoài các hình phạt tài chính và việc nộp bổ sung hạn ngạch, thông tin về việc vi phạm của doanh nghiệp cũng có thể bị công khai. Điều này có thể gây ảnh hưởng đến thương hiệu của doanh nghiệp và gây mất lòng tin của cộng đồng, khách hàng và nhà đầu tư. Vì vậy, các doanh nghiệp cần xây dựng chiến lược quản lý phát thải khí nhà kính rõ ràng và chi tiết. Điều này bao gồm việc đảm bảo có đủ hạn ngạch để tuân thủ mục tiêu, đồng thời phát triển các biện pháp cải tiến công nghệ và tăng cường quản lý phát thải để giảm thiểu rủi ro vi phạm quy định của ETS.

- Cần có nhân lực chuyên trách về quản lý phát thải và tham gia thị trường carbon

Để đảm bảo sự tuân thủ hiệu quả trong hệ thống ETS, việc thành lập bộ phận chuyên trách về quản lý phát thải và tham gia thị trường carbon là rất cần thiết. Bộ phận này cần được đào tạo và nâng cao năng lực, để hiểu rõ hệ thống ETS và các yêu cầu liên quan.

Một trong những hoạt động quan trọng của bộ phận này là ước tính lượng phát thải khí nhà kính của Tập đoàn trong 1 năm cụ thể. Việc này là cơ sở để xác định lượng hạn ngạch cần mua bổ sung để đảm bảo tuân thủ các quy định của ETS. Đặc biệt, việc đưa ra các dự báo có thể giúp Tập đoàn quản lý tốt lượng hạn ngạch và tránh việc phải mua bổ sung ở mức giá cao do thiếu hụt hạn ngạch. Thời điểm mua bổ sung hạn ngạch cũng là yếu tố quan trọng. Thị trường carbon là thị trường biến động, giá của hạn ngạch có thể biến đổi theo thời gian. Việc mua hạn ngạch vào đúng thời điểm có thể giúp doanh nghiệp tiết kiệm chi phí. Bộ phận chuyên môn cần theo dõi thị trường và thời điểm mua bổ sung hạn ngạch để tối ưu hóa chi phí. Ngoài việc quản lý hạn ngạch, bộ phận này cũng cần hiểu rõ về các biện pháp công nghệ và tiết kiệm năng lượng để giảm lượng phát thải.

4. Kết luận và khuyến nghị

Kinh nghiệm từ các tập đoàn dầu khí lớn trên thế giới đã chứng minh tầm quan trọng của việc chuẩn bị sẵn sàng trước khi tham gia hệ thống ETS. Việc này bao gồm nâng cao năng lực của nhân viên và chiến lược tổ chức một sàn giao dịch phát thải nội bộ giữa các doanh nghiệp trong tập đoàn. Các tập đoàn này đã thực hiện những bước tiên phong trong việc xây dựng hệ thống ETS nội bộ và thu được những kết quả đáng kể.

BP đã thành công khi tổ chức hệ thống ETS nội bộ, từ đó giúp giảm phát thải của các doanh nghiệp thành viên và cả Tập đoàn, thậm chí vượt mục tiêu đề ra. Shell cũng đã thực hiện tổ chức hệ thống STEPS nội bộ, với mục tiêu tương tự. Cả BP và Shell đã bắt đầu triển khai hệ thống ETS nội bộ từ những năm đầu thế kỷ XX, cho phép họ tích lũy nhiều bài học kinh nghiệm quý báu và tạo ra các tiêu chuẩn và quy trình hiệu quả trong việc quản lý phát thải và giao dịch carbon.

Như vậy, Petrovietnam có thể xây dựng một lộ trình để triển khai và ngừng vận hành hệ thống ETS nội bộ khi đánh giá rằng các đơn vị thành viên đã đủ kinh nghiệm để tham gia thị trường carbon bắt buộc. Điều này có thể là một cách tiếp cận hợp lý để tối ưu hóa quá trình chuyển đổi và đảm bảo sự liên tục trong việc quản lý phát thải và tham gia các thị trường phát thải khí nhà kính.

Tài liệu tham khảo

[1] Adelphi, "Emissions trading: Basic principles and experiences in Europe and Germany". [Online]. Available: <https://adelphi.de/en/publications/emissions-trading-basic-principles-and-experiences-in-europe-and-germany>.

[2] International Carbon Action Partnership (ICAP), "Emissions trading worldwide: Status report [Online]. Available: <https://icapcarbonaction.com/en/publications/emissions-trading-worldwide-2024-icap-status-report>.

[3] International Carbon Action Partnership (ICAP), "Emissions trading in practice: A handbook on design and implementation (2nd edition)". [Online]. Available: <https://icapcarbonaction.com/en/publications/emissions-trading-practice-handbook-design-and-implementation-2nd-edition>.

[4] David G. Victor and Joshua C. House, "BP's emissions trading system", *Energy Policy*, Volume 34, Issue 15, pp.2100-2112, 2006. DOI: 10.1016/j.enpol.2005.02.014.

[5] Center for Climate and Energy Solutions (C2ES), "The business of pricing carbon - How companies are pricing carbon to mitigate risks and prepare for a low-carbon future", 2017. [Online]. Available: <https://www.c2es.org/document/the-business-of-pricing-carbon-how-companies-are-pricing-carbon-to-mitigate-risks-and-prepare-for-a-low-carbon-future/>.

[6] Edie Newsroom, "Shell launches its own emissions trading scheme", 2000. [Online]. Available: <https://www.edie.net/shell-launches-its-own-emissions-trading-scheme/>.

[7] PetroChina, "Environmental, Social and Governance Report", 2022. [Online]. Available: <https://www.petrochina.com.cn/ptr/xhtml/images/shyhj/2022esgen.pdf>.

CARBON MARKET: EXPERIENCE OF GLOBAL OIL AND GAS ENTERPRISES AND ORIENTATION FOR THE VIETNAM OIL AND GAS GROUP

**Pham Thi Hanh¹, Nguyen Hoai Nam¹, Vu Minh Phap¹, Nguyen Hong Anh¹, Pham Van Duy¹
Nguyen Quang Ninh¹, Nguyen Thi Thu Huong¹, Nguyen Dang Khoa²**

¹Institute of Science and Technology for Energy and Environment, Vietnam Academy of Science and Technology

²Vietnam Petroleum Institute

Email: phamthihanh@istee.vast.vn

Summary

In recent years, to solve problems related to climate change, the United Nations (UN) has determined the exchange of carbon credits as one of the most important tools in mitigating greenhouse gas emissions. Through the carbon market, global oil and gas companies can effectively and economically reduce greenhouse gas emissions. Vietnam also has a strategic framework and targets to promote emissions reduction in different sectors. In the coming years, carbon pricing will play an important role in incentivizing mitigation in high-emissions sectors, helping Vietnam achieve its net zero emissions target by 2050. However, the carbon market is a new field, and domestic enterprises in general and the Vietnam Oil and Gas Group (Petrovietnam) in particular do not have much experience participating in carbon credit trading. This article analyzes the carbon credit trading experiences of leading oil and gas enterprises worldwide, thereby proposing an orientation for Petrovietnam's participation in the carbon market.

Key words: Internal emission trading system, oil and gas, greenhouse gas, CO₂ emissions, carbon market.

NGHIÊN CỨU PHƯƠNG PHÁP TÍNH DẤU CHÂN CARBON CHO MỘT SỐ SẢN PHẨM DẦU KHÍ Ở VIỆT NAM

Vũ Xuân Hoàn¹, Nguyễn Trọng Nghĩa¹, Nguyễn Thanh Mai¹, Trần Đức Hòa¹, Hoàng Anh¹, Đỗ Xuân Trường¹, Nguyễn Đăng Khoa²

¹Công ty CP RCEE-NIRAS

²Viện Dầu khí Việt Nam

Email: nghia.nguyen@rcee.org.vn

<https://doi.org/10.47800/PVSI.2024.02-06>

Tóm tắt

Tập đoàn Dầu khí Việt Nam (Petrovietnam) là đơn vị tiên phong trong Bộ Công Thương đã xây dựng và phê duyệt kế hoạch hành động giảm thiểu, thích ứng với biến đổi khí hậu giai đoạn 2018 - 2030 với mục tiêu giảm phát thải khí nhà kính 15,55 triệu tấn CO₂ tương đương đến năm 2025 và 23,53 triệu tấn CO₂ tương đương đến năm 2030. Nghiên cứu này nhằm hỗ trợ Petrovietnam xây dựng phương pháp tính dấu chân carbon cho một số sản phẩm từ dầu khí theo tiêu chuẩn quốc tế, từ đó đưa ra các phương án giảm phát thải khí nhà kính.

Từ khóa: Dấu chân carbon, phát thải khí nhà kính, điện than, xăng dầu, urea.

1. Giới thiệu

Việt Nam là một trong những thành viên tích cực trong thỏa thuận về giảm phát thải khí nhà kính với mục tiêu là giảm sự nóng lên toàn cầu [1]. Tại Hội nghị chống biến đổi khí hậu lần thứ 26 tại Glasgow, Scotland (COP26), Việt Nam và gần 150 quốc gia cam kết đưa lượng phát thải ròng về mức "0" vào năm 2050. Mục tiêu của Việt Nam đạt được mức phát thải nhất định vào năm 2030 là khó khăn mặc dù Việt Nam nhận thức đầy đủ về các mối đe dọa do sự phức tạp của khí hậu gây ra [2]. "Xanh hóa" ngành công nghiệp urea sử dụng nhiều carbon có khả năng giảm đáng kể lượng CO₂ trong khí quyển. Mục tiêu thụ năng lượng cơ bản để sản xuất urea xanh trong tương lai sẽ đạt 27 - 204 MJ/kg urea, thông qua nhiệt, điện hoặc quang hóa [3].

Quá trình phát triển kinh tế mạnh mẽ đã khiến Việt Nam trở thành một trong những quốc gia có tốc độ tăng phát thải khí nhà kính nhanh nhất trong các nước đang phát triển. Kiểm kê khí nhà kính quốc gia được công bố gần nhất là năm 2016, tổng lượng phát thải/hấp thụ khí nhà kính tại Việt Nam là 316.734 nghìn tấn CO₂ tương đương. Quá trình công nghiệp và sử dụng sản phẩm chiếm 14,6%. Cường độ khí nhà kính của ngành công nghiệp Việt Nam là 43,5g CO₂ tương đương/MJ, cao hơn gần 20% so với châu Âu. Với vai trò quan trọng của

xuất khẩu trong tăng trưởng kinh tế của Việt Nam và mức tiêu thụ năng lượng và cường độ carbon cao của ngành công nghiệp, các nhà xuất khẩu Việt Nam có thể bị ảnh hưởng xấu bởi các chính sách mua sắm mới do các quốc gia nhập khẩu có liên quan đưa ra nhằm vào chuỗi cung ứng như yêu cầu của cơ chế điều chỉnh biên giới carbon (CBAM). Các quốc gia kết hợp tiêu chí phát thải khí nhà kính thấp vào các tiêu chuẩn mua sắm của họ có nghĩa là các sản phẩm phát thải nhiều carbon được sản xuất tại Việt Nam có thể gặp bất lợi so với các sản phẩm phát thải ít carbon từ các quốc gia khác. Chính phủ Việt Nam đã có kế hoạch giới thiệu một hệ thống giao dịch phát thải khí nhà kính quốc gia cho các nguồn phát thải khí nhà kính lớn và do đó đang nỗ lực thiết lập các yêu cầu báo cáo phát thải khí nhà kính cấp cơ sở và tạo ra cơ sở hạ tầng thể chế để hỗ trợ báo cáo và xác minh phát thải khí nhà kính của doanh nghiệp. Ngoài ra, Chính phủ Việt Nam đang tìm hiểu các phương án để giới thiệu hệ thống dán nhãn và chứng nhận carbon cho các sản phẩm - tập trung vào các sản phẩm có hồ sơ phát thải nhiều carbon và có khả năng cao là mục tiêu của các yêu cầu công bố khí nhà kính tự nguyện và bắt buộc.

Ngành năng lượng sẽ tạo ra 73,1% tổng lượng phát thải ròng trong năm 2030 theo kịch bản cơ sở với mức phát triển trung bình. Theo kịch bản nếu chỉ có nguồn lực trong nước, tổng lượng phát thải của lĩnh vực năng lượng sẽ ít hơn trong kịch bản cơ sở, nhưng tỷ trọng phát thải của lĩnh vực năng lượng trong tổng lượng phát thải sẽ tăng lên 78,5% trong năm 2030. Trong kịch bản có điều



Ngày nhận bài: 7/4/2024. Ngày phản biện đánh giá và sửa chữa: 7 - 17/4/2024.

Ngày bài báo được duyệt đăng: 24/4/2024.

kiện với hỗ trợ quốc tế, đến năm 2030, tổng mức giảm phát thải sẽ là 43,5% so với kịch bản cơ sở, tỷ trọng phát thải của lĩnh vực năng lượng trong tổng lượng phát thải ròng sẽ là 86,1%. Để có thể thực hiện các hành động cụ thể theo hướng giảm thiểu biến đổi khí hậu, Petrovietnam cần xây dựng các tiêu chuẩn và phương pháp luận hợp lý để định lượng tác động của biện pháp giảm phát thải đã thực hiện. Dấu chân carbon sản phẩm là một trong những chỉ số có thể được dùng để định lượng phát thải carbon trên một đơn vị sản phẩm và đo lường hiệu quả các biện pháp giảm phát thải.

Về ứng phó với biến đổi khí hậu, Petrovietnam đặt mục tiêu giảm phát thải khí nhà kính 15,55 triệu tấn CO₂ tương đương đến năm 2025 và 23,53 triệu tấn CO₂ tương đương đến năm 2030. Petrovietnam đã có các hoạt động nhằm khảo sát, đánh giá xu hướng và khả năng thực hiện báo cáo khí nhà kính cấp cơ sở và sản phẩm của các công ty trong các lĩnh vực sử dụng nhiều carbon. Nghiên cứu này được thực hiện nhằm hỗ trợ Petrovietnam xây dựng phương pháp tính dấu chân carbon cho một số sản phẩm theo tiêu chuẩn quốc tế bao gồm khai thác dầu thô, urea, điện than và xăng dầu. Nghiên cứu sẽ đưa ra các phương án giảm phát thải khí nhà kính, đóng góp vào việc hoàn thành các mục tiêu Petrovietnam đã đặt ra. Phạm vi dấu chân carbon được tính từ khai thác và sản xuất các sản phẩm trên.

Một số tiêu chuẩn dấu chân carbon được quốc tế

công nhận có thể hướng dẫn quá trình kiểm kê và báo cáo khí nhà kính, giúp các tổ chức nhận diện các nguồn phát thải chính để từ đó cải thiện những biện pháp xa hơn, hướng tới bảo vệ môi trường. Những tiêu chuẩn dẫn đầu chân carbon phổ biến và được chấp nhận trên trường quốc tế là GHG Protocol, PAS 2050, và ISO [4].

GHG Protocol là tiêu chuẩn được thương mại hóa cho việc dán nhãn carbon, được xây dựng trên nền tiêu chuẩn ISO cho hoạt động phân tích vòng đời (LCA) và phiên bản đầu tiên của PAS 2050. Công cụ này cung cấp những quy chuẩn quốc tế và hướng dẫn cụ thể về việc đánh giá phát thải khí nhà kính và báo cáo khí nhà kính. Những phương pháp đánh giá của GHG Protocol giống với PAS 2050 và các ranh giới hệ thống bao gồm cả phương pháp “cradle-to-gate” (bao gồm lượng phát thải và loại bỏ để tạo ra sản phẩm đến nơi sản phẩm rời khỏi tổ chức/doanh nghiệp) và phương pháp “cradle-to-grave” (bao gồm lượng phát thải và loại bỏ được tạo ra trong toàn bộ vòng đời của sản phẩm).

PAS 2050 là tiêu chuẩn kiểm kê khí nhà kính đầu tiên cho các sản phẩm và dịch vụ, được phát triển bởi Bộ Môi trường, Lương thực và các vấn đề nông thôn Vương quốc Anh, BSI và Carbon Trust. PAS 2050 cung cấp hướng dẫn nhất quán cho việc đánh giá khí nhà kính của một sản phẩm. Phiên bản đầu tiên của PAS 2050 được xuất bản năm 2008, tái bản năm 2011, dựa vào hướng dẫn LCA và ISO 14040 & 14044. Tiêu chuẩn bao gồm những yêu cầu

Bảng 1. So sánh 3 tiêu chuẩn GHG Protocol, PAS 2050 và ISO14067 [5, 6]

Tiêu chuẩn	Mục tiêu và quy mô	Các đặc điểm quan trọng
GHG Protocol	<ul style="list-style-type: none"> - Cung cấp các chỉ định về đánh giá và báo cáo khí nhà kính. - Bao quát cả việc đánh giá và giao tiếp. - Sử dụng ranh giới “cradle-to-grave” và “cradle-to-gate”. - Không bao gồm quy tắc danh mục sản phẩm. 	<ul style="list-style-type: none"> - Tài nguyên chất lượng cao. - Đảm bảo uy tín cao. - Độ rõ ràng cao. - Có sự tham gia hiệu quả của các đối tác.
PAS 2050	<ul style="list-style-type: none"> - Xây dựng một hướng dẫn đồng bộ về việc đánh giá khí nhà kính của một sản phẩm. - Chỉ bao gồm công việc đánh giá. - Sử dụng ranh giới “cradle-to-grave” và “cradle-to-gate”. - Không bao gồm quy tắc danh mục sản phẩm. 	<ul style="list-style-type: none"> - Có độ rõ ràng cao hơn trong xử lý các thành phần tái chế được. - Có độ nhất quán trong đánh giá khí nhà kính việc kiểm kê và báo cáo công chúng. - Không bao gồm các giá trị carbon sinh học cho thực phẩm và thức ăn chăn nuôi.
ISO Standards (14046-1:2018)	<ul style="list-style-type: none"> - Cung cấp khuôn khổ LCA xác định quy mô, phân tích bản kiểm kê, đánh giá và hiểu được tác động. - Chuẩn hóa quá trình định lượng khí nhà kính và việc truyền tải được kết quả của nó. - Bao gồm đánh giá và truyền tải. - Sử dụng ranh giới “cradle-to-grave”, “cradle-to-gate”, “gate-to-gate”. - Bao gồm quy tắc danh mục sản phẩm. 	<ul style="list-style-type: none"> - Cải thiện hiệu năng của các sản phẩm, các giai đoạn khác nhau trong vòng đời của sản phẩm. - Hỗ trợ quá trình ra quyết định ở các mục như phân định quyền ưu tiên, tạo chiến lược và thiết kế sản phẩm. - Xác định các ranh giới, định lượng hóa và báo cáo kiểm kê khí nhà kính. - Sự nhất quán và minh bạch tốt hơn. - Có sẵn quy trình các bước để truyền tải được kết quả dưới khuôn mẫu tiêu chuẩn. - Bao gồm xử lý rác thải và tái chế.

đánh giá phát thải khí nhà kính gây ra bởi hàng hóa và dịch vụ, chuẩn hóa phương pháp đánh giá phát thải khí nhà kính trong vòng đời của một số sản phẩm và dịch vụ, đưa ra các yêu cầu cụ thể như định nghĩa và phân vùng ranh giới hệ thống.

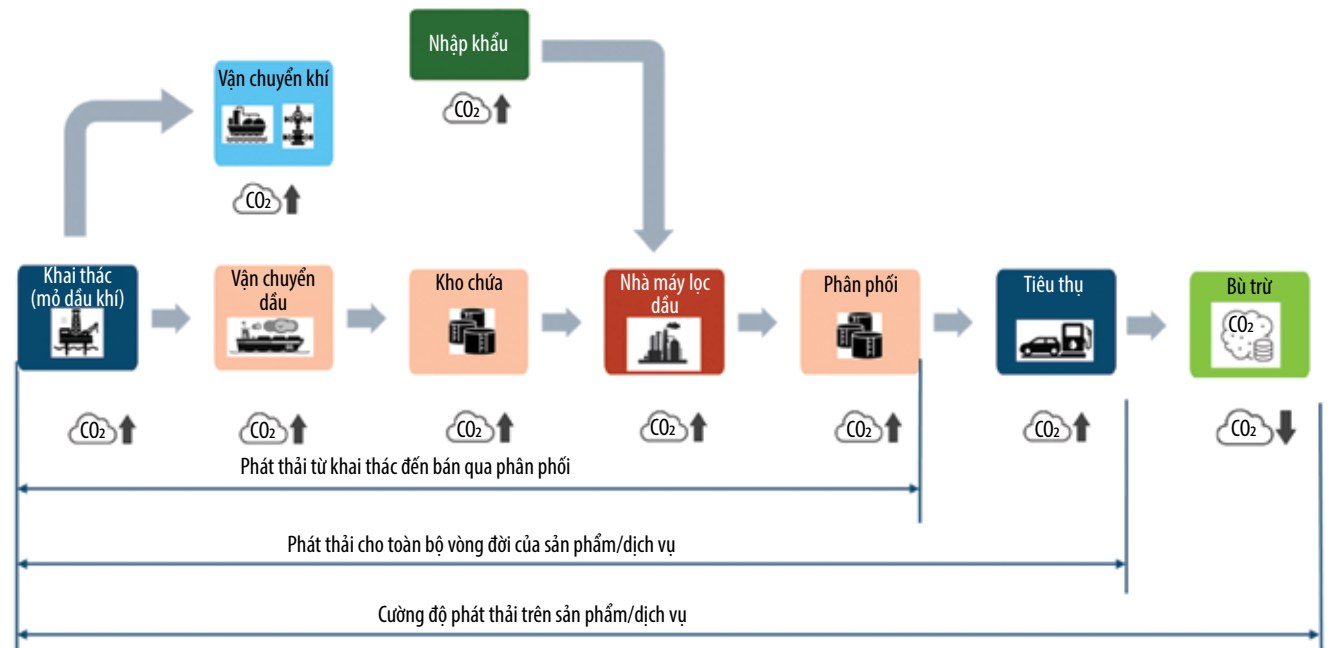
ISO có những tiêu chuẩn được chấp nhận trên trường quốc tế cho việc định lượng dấu chân carbon của sản phẩm. Một số tiêu chuẩn được sử dụng rộng rãi nhất cho những yêu cầu thông số dấu chân carbon và các hướng dẫn gồm có ISO 14040:2009 (Quản lý môi trường - Đánh giá vòng đời của sản phẩm - Nguyên tắc và khuôn khổ); ISO 14044:2011 (Quản lý môi trường - Đánh giá vòng đời của sản phẩm - Yêu cầu và hướng dẫn) và ISO 14067: 2020 (Khí nhà kính - Dấu vết carbon của sản phẩm - Yêu cầu và hướng dẫn định lượng).

Nghiên cứu này sẽ tập trung đánh giá việc quản lý phát thải khí nhà kính ở mức độ sẵn sàng để có thể tính dấu chân carbon cho các sản phẩm của Petrovietnam. Nghiên cứu cũng sẽ rà soát một số tiêu chuẩn tính toán dấu chân carbon theo sản phẩm, được áp dụng trên phạm vi quốc tế (như Vương quốc Anh, Đài Loan, Hàn Quốc, Thái Lan và Nhật Bản), từ đó đưa ra các bài học kinh nghiệm để tính toán dấu chân carbon đối với các sản phẩm của Petrovietnam.

2. Phương pháp nghiên cứu

2.1. Phương pháp tính dấu chân carbon

Để báo cáo lượng phát thải giữa các doanh nghiệp với nhau, phương pháp “cradle-to-gate” là phù hợp nhất.



Hình 1. Vòng đời một sản phẩm trong công nghiệp dầu khí [7].

Đây có thể là phương pháp tiềm năng cho bối cảnh của Việt Nam nếu nó tập trung vào những lĩnh vực liên quan tới xuất khẩu. Ranh giới của tính toán cho phần sản phẩm năng lượng theo thông thường bao gồm lượng phát thải được tạo ra hoặc loại bỏ trong toàn bộ vòng đời của sản phẩm. Hệ thống ranh giới này đặc biệt quan trọng trong ngành công nghiệp dầu và khí đốt, vì các lượng khí thải quan trọng nhất xảy ra hạ nguồn ở giai đoạn đốt cháy. Hình 1 mô tả vòng đời một sản phẩm trong công nghiệp dầu khí.

2.2. Xác định phạm vi phát thải

Phạm vi phát thải được xác định và áp dụng theo tiêu chuẩn GHG Protocol. Phạm vi phát thải bao gồm 3 phạm vi như sau.

Phát thải khí nhà kính trực tiếp (Phạm vi 1): Kiểm kê khí nhà kính Phạm vi 1 liên quan đến phát thải trực tiếp (đốt nhiên liệu, phát tán). Trong hoạt động dầu khí, các hoạt động trong Phạm vi 1 bao gồm phát thải do đốt nhiên liệu và phát thải trong quá trình sản xuất. Nguồn phát thải bao gồm ít nhất là các nguồn phát thải sau: lò hơi, đầu đốt, turbine, buồng đốt, động cơ, đuốc đốt, thiết bị gia nhiệt và thiết bị xử lý khí thải của quá trình sản xuất, và bất kỳ thiết bị hoặc máy móc nào khác sử dụng nhiên liệu, liên quan đến các hoạt động của cơ sở, bao gồm thiết bị hoặc máy móc có động cơ đốt được sử dụng cho mục đích vận chuyển. Lượng khí thải được tính từ các hoạt động thường xuyên và các sự kiện bất thường, bao gồm cả việc khởi động/ngừng hoạt động và các tình huống khẩn cấp trong suốt thời gian báo cáo, bao gồm khí thải

từ phương tiện vận chuyển. Lượng khí thải được tính gồm quá trình đốt cháy nhiên liệu tại cơ sở, kể cả việc cung cấp nhiệt hoặc điện cho các cơ sở khác (không tính lượng khí thải liên quan đến việc mua nhiệt hoặc điện từ các cơ sở khác vào báo cáo phát thải).

Phát thải khí nhà kính gián tiếp qua năng lượng (Phạm vi 2): Kiểm kê khí nhà kính Phạm vi 2 liên quan đến phát thải gián tiếp (sử dụng năng lượng được mua từ bên ngoài). Trong hoạt động dầu khí, Phạm vi 2 chủ yếu là tiêu thụ điện từ các tòa nhà văn phòng, cơ sở khai thác dầu khí hoặc nhà máy không có hệ thống hơi/nhiệt/khí nén. Trong trường hợp các cơ sở khai thác hoặc nhà máy có hoạt động mua năng lượng bên ngoài như điện và hơi thì vẫn được tính vào phát thải trong Phạm vi 2.

Phát thải khí nhà kính gián tiếp khác (Phạm vi 3): Kiểm kê khí nhà kính Phạm vi 3 là tính toán tất cả nguồn khí thải từ gián tiếp khác phát sinh từ chuỗi giá trị của doanh nghiệp. Lượng phát thải carbon từ chuỗi giá trị có thể chiếm khá lớn, đến 80 - 90% đối với một số ngành nghề, bởi nếu không bao gồm Phạm vi 3, có khả năng tổ chức sẽ bỏ lỡ nhiều cơ hội để thúc đẩy các đối tác trong chuỗi giá trị cùng cải thiện. Phạm vi 3 gồm 15 thành phần chia ra làm 2 phạm vi hoạt động. Các thành phần của các hoạt động trước nhà máy bao gồm dịch vụ và hàng hóa được mua (purchased goods and services), hàng hóa vốn (capital goods), nhiên liệu và các hoạt động liên quan đến nhiên liệu (fuel and energy related activities), vận chuyển và phân phối (transportation and distribution), rác thải sinh ra từ hoạt động vận hành (waste generated in operation), công tác (business travel), nhân viên đi lại (employee commuting), tài sản cho thuê (leased assets). Các thành phần sau nhà máy bao gồm: vận chuyển và phân phối (transportation and distribution), xử lý các sản phẩm đã bán (processing of sold products), sử dụng các sản phẩm đã bán (use of sold products), xử lý cuối vòng đời của sản phẩm đã bán (end-of-life treatment of sold products), tài sản cho thuê (leased assets), nhượng quyền (franchises) và đầu tư (investments). Việc áp dụng với Petrovietnam có thể thực hiện được tuy nhiên cần thực hiện thống nhất giữa các đơn vị trong Tập đoàn và đối tác.

2.3. Xác định hệ số phát thải khí nhà kính

Hệ số phát thải của một loại khí nhà kính cụ thể biểu thị bằng tấn nhiên liệu đốt/đơn vị dữ liệu hoạt động, lý tưởng là tấn nhiên liệu đốt/TJ nhiên liệu. Ngoài ra, cũng có thể là tấn khí nhà kính/tấn nhiên liệu hoặc tấn khí nhà kính/m³ nhiên liệu tùy thuộc vào loại nhiên liệu.

Các loại hệ số phát thải có thể áp dụng như sau:

Hệ số phát thải mặc định quốc tế: Hệ số phát thải khí nhà kính được sử dụng trong Hướng dẫn kiểm kê khí thải của các hoạt động dầu khí theo Quyết định số 445/QĐ-DKVN ngày 25/1/2022. Các hệ số phát thải trong hướng dẫn được xây dựng từ các tổ chức uy tín trong công nghiệp dầu khí như Viện Dầu khí Mỹ (API), Hiệp hội Khai thác Dầu khí ngoài khơi Vương quốc Anh (UKOOA) và các tổ chức lớn như USEPA, IPCC.

Hệ số phát thải quốc gia: Hệ số phát thải khí nhà kính quốc gia áp dụng cho kiểm kê khí nhà kính được Bộ Tài nguyên và Môi trường ban hành theo Quyết định số 2626/QĐ-BTNMT ngày 10/10/2022 về việc công bố danh mục hệ số phát thải phục vụ kiểm kê khí nhà kính. Hệ số phát thải lưới điện Việt Nam năm 2021 được Cục Biến đổi khí hậu, Bộ Tài nguyên và Môi trường thông báo theo Công văn số 1278/BĐKH-TTBVTOD ngày 31/12/2022.

Hệ số phát thải riêng của từng cơ sở: Hệ số phát thải riêng có thể được sử dụng cho các nguồn năng lượng và vật liệu cụ thể, thay vì sử dụng các giá trị toàn cầu hoặc của quốc gia. Điều này có thể được cho phép và thực sự được khuyến khích nếu dẫn đến kết quả chính xác hơn, theo các quy tắc của MRV bằng các phương pháp luận và phân tích cụ thể (lấy mẫu) hàm lượng carbon của nhiên liệu. Việc thông qua các hệ số phát thải cụ thể cần phải minh bạch và có thể kiểm chứng được. Cách tiếp cận xác định các hệ số phát thải riêng theo từng bước sau: (1) sử dụng các giá trị mặc định toàn cầu được áp dụng cho tất cả các cơ sở và có thể so sánh được với các giá trị quốc tế; (2) sử dụng các hệ số phát thải quốc gia đối với Việt Nam thay vì các giá trị mặc định, nhất là trong trường hợp các hệ số này khác đáng kể so với mức trung bình toàn cầu, và (3) các doanh nghiệp và cơ sở có thể tự tính toán, chứng minh cho tính đúng đắn hệ số phát thải riêng bằng cách xem xét hàm lượng carbon và năng lượng trong nguyên liệu/nhiên liệu đầu vào và đầu ra và các giá trị đặc thù của cơ sở. Hệ số phát thải là do doanh nghiệp tự chọn và có thể điều chỉnh. Petrovietnam đã ban hành hệ số phát thải. Trong nghiên cứu này, nhóm tác giả đã sử dụng bộ hệ số phát thải của Petrovietnam và hệ số phát thải quốc gia theo Quyết định số 2626/QĐ-BTNMT ngày 10/10/2022.

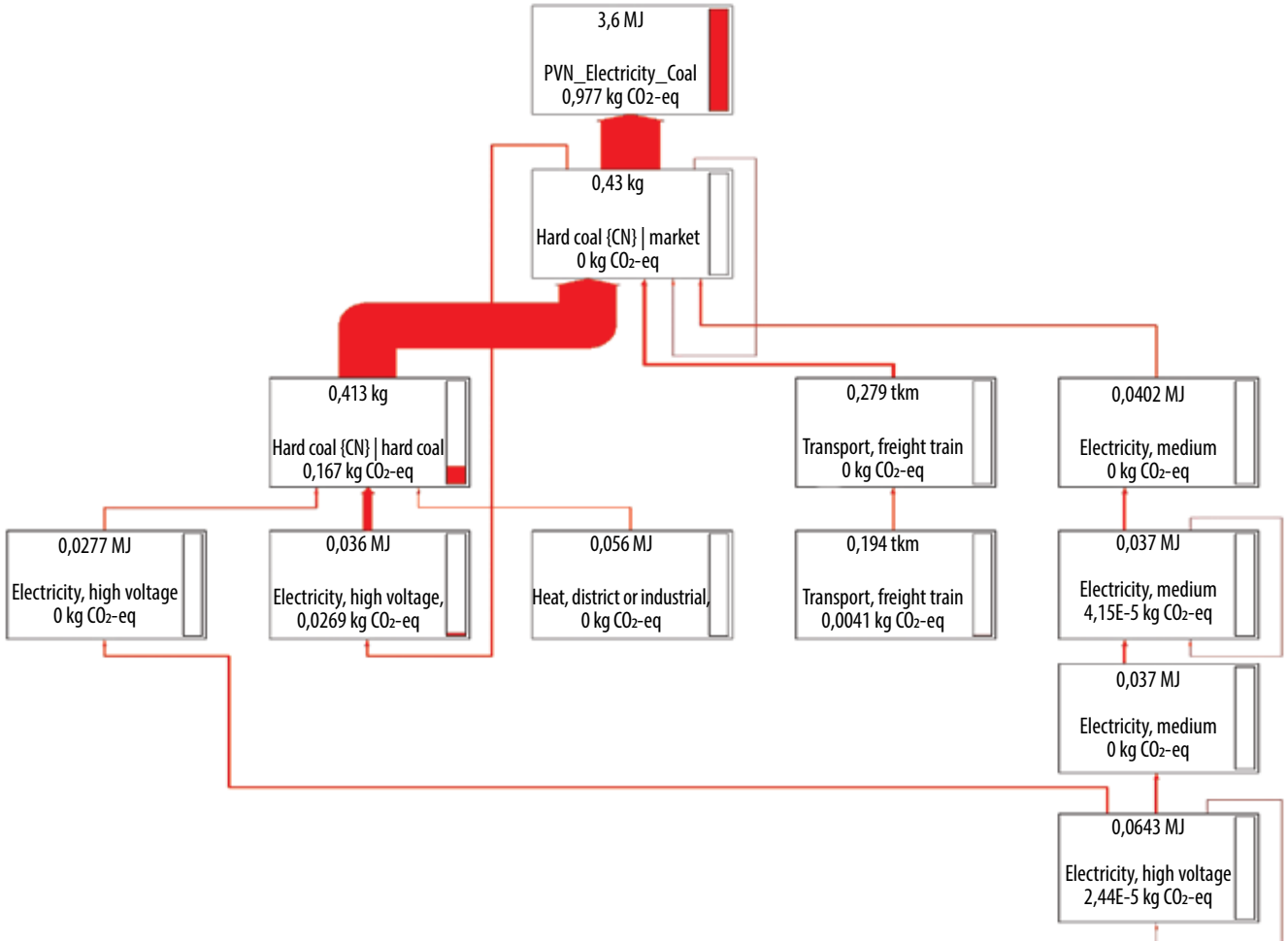
2.4. Phần mềm SimaPro

SimaPro đã được phát triển từ năm 1990 bởi Pre Sustainability (Hà Lan) và hiện nay là một trong những phần mềm LCA hàng đầu, được sử dụng ở hơn 80 quốc gia. SimaPro cung cấp một khuôn khổ toàn diện dựa trên

Bảng 2. Kết quả tính dấu chân carbon cho các sản phẩm của Petrovietnam

Sản phẩm	Có trong danh mục Quyết định số 01/2022/QĐ-TTg ngày 18/1/2022	Năm 2022			Tổng phát thải khí nhà kính (tấn CO ₂ tương đương/năm) ¹	Cường độ phát thải
		CO ₂ (tấn)	CH ₄ (tấn)	N ₂ O (tấn)		
Dầu thô	Có	888.101	1.730	58,6	948.814	0,23
Urea	Có	518.340	9,2	0,9	518.838	0,57
Điện than	Có	3.219.464	36,2	3,4	3.221.382	0,97

¹Hệ số phát thải của CO₂ = 1, CH₄ = 25, N₂O = 298.

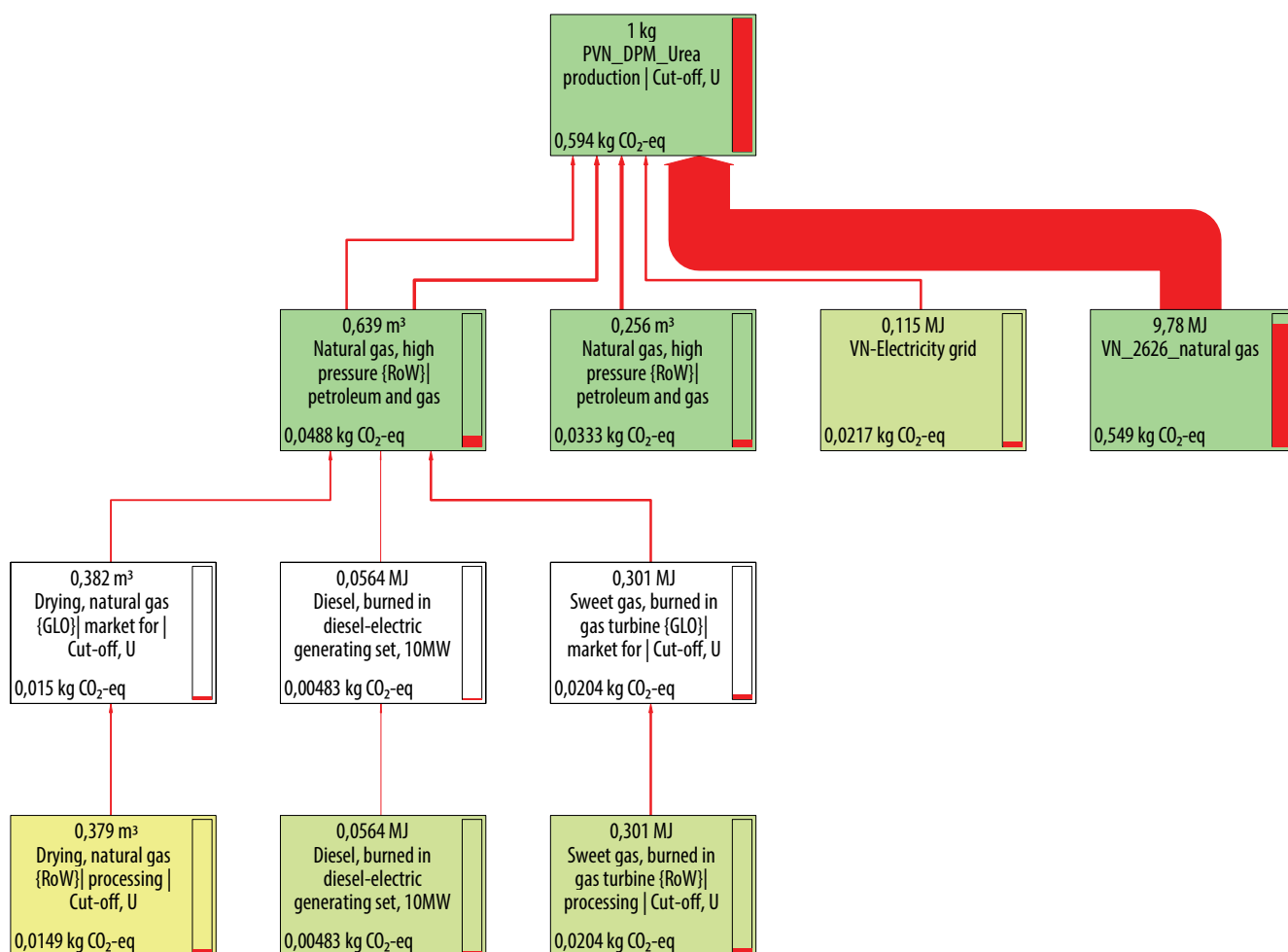


Hình 2. Kết quả tính dấu chân carbon cho sản phẩm dầu thô.

cơ sở khoa học và đảm bảo tính minh bạch để thực hiện đánh giá vòng đời sản phẩm với cơ sở dữ liệu toàn diện về dữ liệu kiểm kê vòng đời (life cycle inventory data) chứa dữ liệu về hàng nghìn vật liệu và quy trình, giúp thu thập và phân tích dữ liệu trong suốt vòng đời của sản phẩm để dàng hơn. Người dùng có thể sử dụng SimaPro để khám phá các khía cạnh khác nhau của mô hình LCA, tìm hiểu về tác động của từng chất liệu, quy trình...

Bên cạnh đó, SimaPro cho phép người dùng mô hình hóa và phân tích các vòng đời phức tạp một cách có hệ thống và đo lường tác động của sản phẩm và dịch vụ của mình qua tất cả các giai đoạn trong vòng đời. Người dùng

có thể tùy chỉnh mô hình LCA bằng cách điều chỉnh các tham số và đầu vào theo các yếu tố khu vực hoặc ngành khác nhau, từ đó lập được báo cáo LCA phù hợp với các ứng dụng cụ thể. SimaPro cho phép người dùng tạo các báo cáo tùy chỉnh tóm tắt kết quả LCA của họ một cách rõ ràng và ngắn gọn, giúp các bên liên quan dễ dàng hiểu được kết quả của LCA hơn và đưa ra quyết định sáng suốt hơn. Phần mềm SimaPro không giới hạn điều kiện biên cho sản phẩm được tính dấu chân carbon. Người sử dụng có thể xây dựng và khai báo theo phạm vi và nhu cầu báo cáo của doanh nghiệp. Phần mềm SimaPro phù hợp cho 4 doanh nghiệp áp dụng để tính toán dấu chân carbon với khả năng bổ sung số liệu cho các hoạt động tương tự.



Hình 3. Kết quả tính dấu chân carbon cho sản phẩm urea.

3. Kết quả tính dấu chân carbon cho các sản phẩm dầu thô, urea và điện than

Bảng 2 tóm tắt kết quả tính dấu chân carbon cho các sản phẩm dầu thô, urea và điện than năm 2022 của Petrovietnam; tổng lượng phát thải và cường độ phát thải. Các sản phẩm dầu thô, urea và điện than đều nằm trong Danh mục của Quyết định số 01/2022/QĐ-TTg ngày 18/1/2022 của Thủ tướng Chính phủ về việc Ban hành danh mục lĩnh vực, cơ sở phát thải khí nhà kính phải thực hiện kiểm kê khí nhà kính. Số liệu tính toán dấu chân carbon được tính toán theo số liệu đầu vào do các cơ sở sản xuất cung cấp và các số liệu mặc định. Tổng phát thải các khí nhà kính của dầu thô là 948.814 tấn CO₂ tương đương/năm, của urea là 518.838 tấn CO₂ tương đương/năm và điện than là 3.221.382 tấn CO₂ tương đương/năm.

3.1. Sản phẩm dầu thô

Hình 2 mô tả kết quả tính dấu chân carbon cho sản phẩm dầu thô sử dụng phần mềm SimaPro. Tổng lượng phát thải khí nhà kính là 0,236 kg CO₂ tương đương/kg

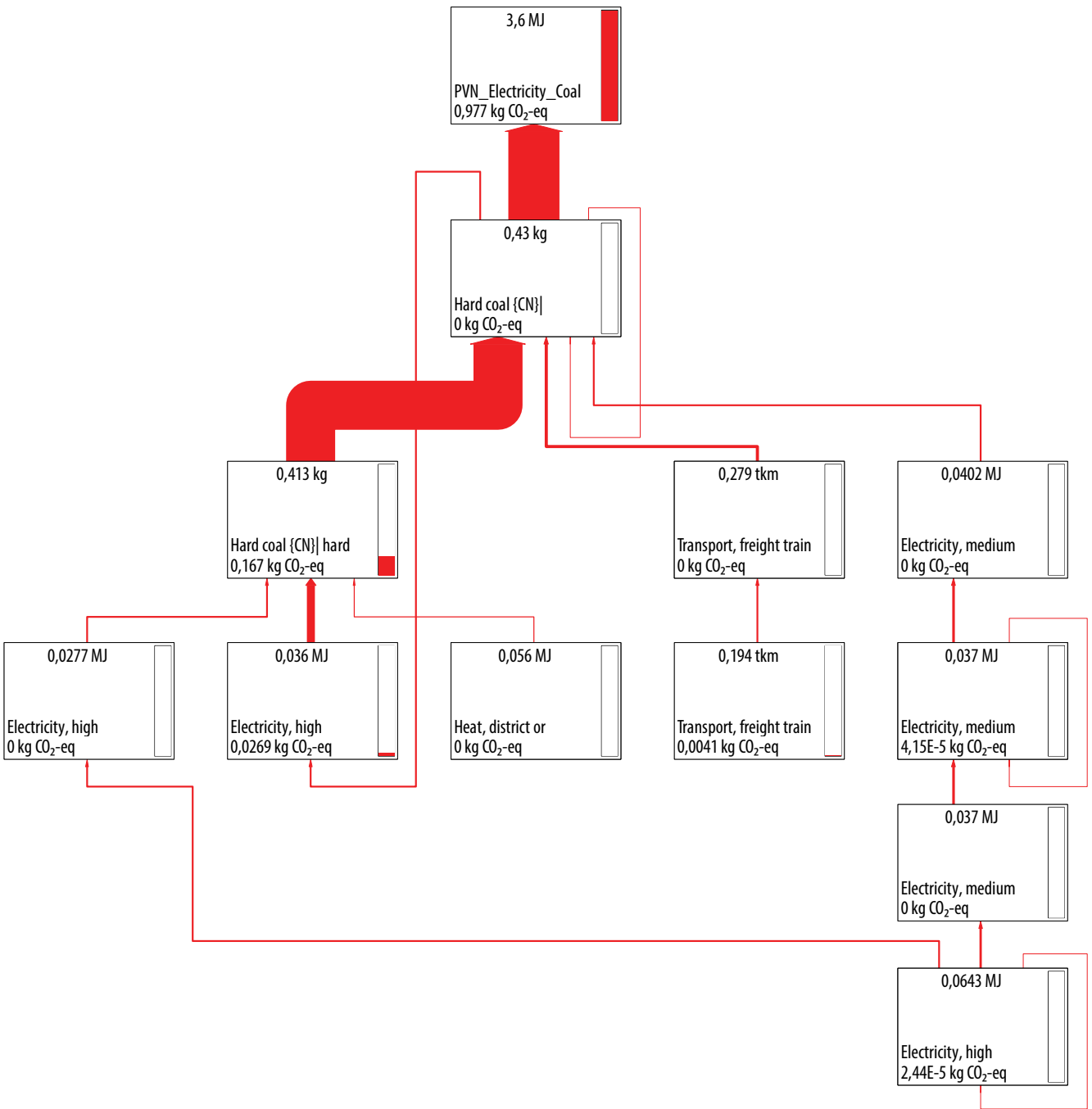
dầu thô. Trong đó, đóng góp chính cho phát thải của dầu thô là do quá trình xử lý khí và chạy turbine khí. Quá trình này phát thải khí nhà kính 0,206 kg CO₂ tương đương/kg dầu thô, chiếm 87% tổng lượng phát thải. Còn lại các quá trình khác như khai thác, phát điện, xử lý khí chiếm khoảng 13%.

3.2. Sản phẩm urea

Hình 3 biểu diễn kết quả dấu chân carbon cho sản phẩm đạm urea. Dấu chân carbon cho sản phẩm đạm là 0,594 kg CO₂ tương đương/kg urea. Đóng góp chính cho phát thải carbon từ khí thiên nhiên, hóa chất, và điện lưới. Trong đó khí thiên nhiên đóng góp nhiều nhất 0,549 kg CO₂ tương đương/kg đạm urea, khoảng 92,4%. Việc sử dụng điện lưới chiếm khoảng 3,6% trong khi quá trình thu hồi CO₂ giúp giảm gần 10% lượng carbon ẩn chứa trong sản phẩm.

3.3. Sản phẩm điện than

Hình 4 mô tả kết quả dấu chân carbon của sản phẩm điện than. Tổng phát thải khí nhà kính là 0,977 kg CO₂



Hình 4. Kết quả tính dấu chân carbon cho sản phẩm điện than.

tương đương/kWh hoặc 0,35 kg CO₂ tương đương/MJ điện than. Trong đó, nguồn đóng góp chính cho phát thải khí nhà kính đến từ khai thác than chiếm khoảng 30%, quá trình chế biến than 13%, còn lại đến trực tiếp từ đốt than phát điện.

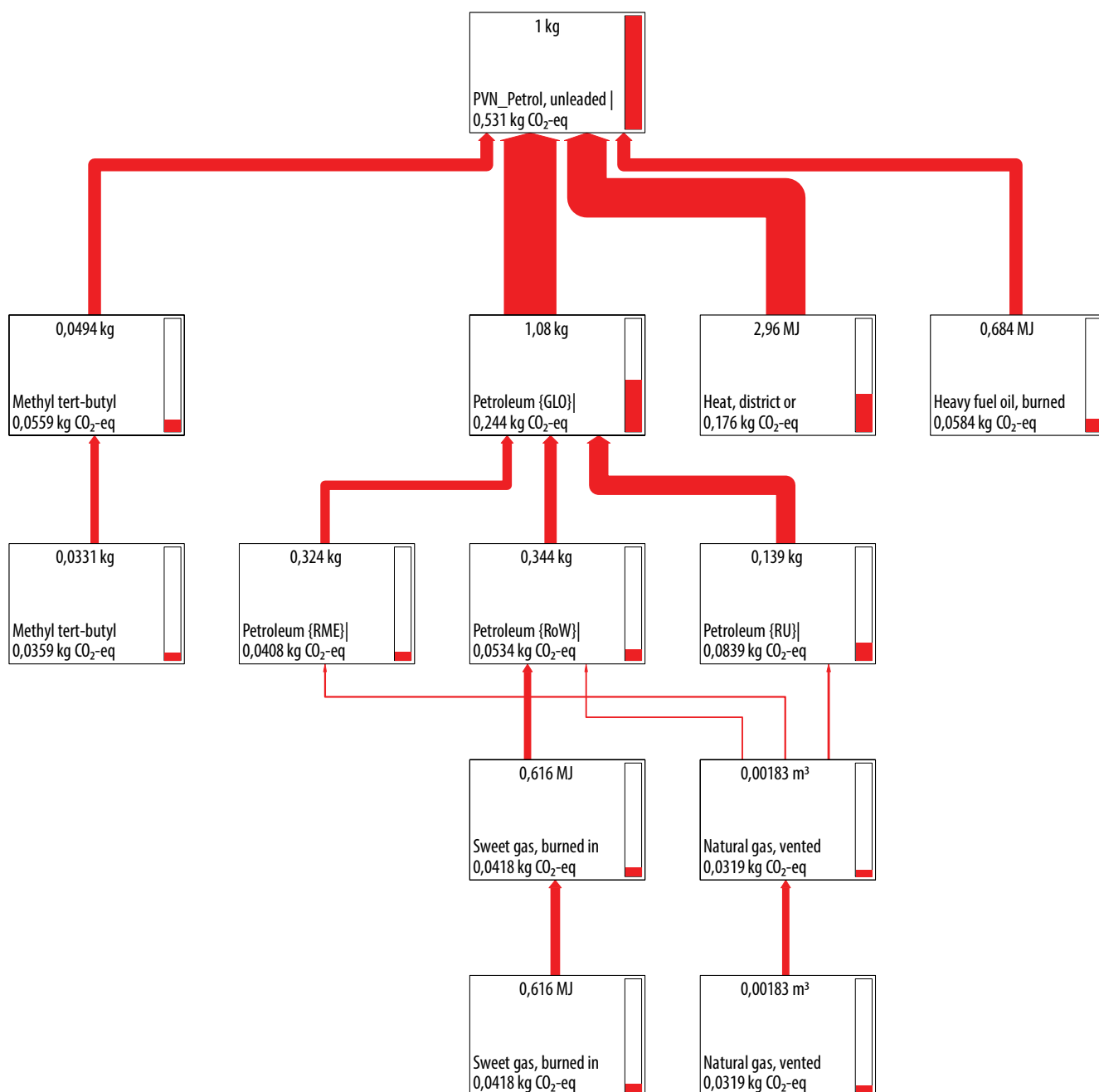
3.4. Sản phẩm xăng không chì

Tổng phát thải khí nhà kính của sản phẩm xăng không chì là 0,583 kg CO₂ tương đương/kg xăng (Hình 5). Trong đó hoạt động khai thác phát thải 0,1285 kg CO₂ tương

đương/kg xăng, hoạt động chế biến ngoài giàn khoan chiếm 0,055 kg CO₂ tương đương/kg xăng, còn lại là hoạt động chế biến trong nhà máy chiếm 0,331 kg CO₂ tương đương/kg xăng.

3.5. Thảo luận

Bảng 3 so sánh kết quả tính dấu chân carbon của nhóm tác giả với một số nghiên cứu đã công bố khác. Các kết quả được so sánh có cùng ranh giới theo phương pháp “cradle-to-gate”. Các kết quả tính toán cho thấy sự



Hình 5. Kết quả tính dấu chân carbon cho sản phẩm xăng không chì.

Bảng 3. So sánh kết quả dấu chân carbon với một số nghiên cứu khác

Sản phẩm	Dấu chân carbon		Tài liệu tham khảo
	Nghiên cứu này (kg CO ₂ tương đương)	Nghiên cứu khác (kg CO ₂ tương đương)	
Dầu thô (kg)	0,236	0,35	[8]
Đạm (kg)	0,594	0,450	[9]
Điện than (kWh)	0,977	0,66 - 1,30	[10]
Xăng (kg)	0,583	0,591	[11]

tương đồng nhất là đối với sản phẩm điện than và xăng. Kết quả dấu chân carbon cho sản phẩm dầu thô và urea của Petrovietnam thấp hơn so với nghiên cứu tham chiếu.

Sự khác biệt có thể đến từ nhiều nguyên nhân như loại sản phẩm, điều kiện khai thác, công nghệ sản xuất hay nguồn nguyên liệu.

4. Kết luận

Việc tính dấu chân carbon có nhiều lợi ích đối với doanh nghiệp trong Petrovietnam. Việc xác định và định lượng được các nguồn phát thải sẽ giúp doanh nghiệp/Tập đoàn có thể quản lý và đưa ra các biện pháp giảm phát thải hiệu quả và tiết kiệm nhất. Việc công khai dữ liệu về dấu chân carbon cũng sẽ cải thiện hình ảnh, tăng tính cạnh tranh và tính minh bạch của sản phẩm cũng như doanh nghiệp. Với xu thế thị trường ưa chuộng những sản phẩm/doanh nghiệp thân thiện với môi trường, nhu cầu về thông tin dấu chân carbon sẽ tăng dần từ cả phía người tiêu dùng và phía nhà đầu tư. Ngoài ra, dấu chân carbon sẽ trở thành một trong những yêu cầu để thâm nhập thị trường quốc tế. Cùng với việc Luật Bảo vệ Môi trường 2020 có hiệu lực, việc kiểm kê khí nhà kính sẽ trở thành bắt buộc đối với gần 2.000 doanh nghiệp tại Việt Nam. Đồng thời, với Điều 139 về việc thúc đẩy tổ chức và phát triển thị trường carbon trong nước, những doanh nghiệp đã tiếp cận sớm và thực hiện đánh giá dấu chân carbon hay kiểm kê khí nhà kính sẽ sẵn sàng với quy định này, và có lợi thế khi tham gia thị trường carbon trong nước mới mẻ.

Để báo cáo lượng phát thải từ doanh nghiệp đến doanh nghiệp (business to business, B2B) có thể áp dụng cho các lĩnh vực thị trường xuất khẩu, cách tiếp cận theo phương pháp “cradle-to-gate” có thể là phương pháp phù hợp nhất và được cân nhắc cho bối cảnh của Petrovietnam. Điều này có khả năng sẽ bao gồm Phạm vi 1 (phát thải trực tiếp) và Phạm vi 2 (phát thải gián tiếp) và trong một số trường hợp, phát thải từ thượng nguồn (Phạm vi 3). Mô hình LCA kết hợp có thể giúp tận dụng và sử dụng tất cả thông tin có sẵn để ước tính dấu chân carbon tốt nhất. Cả 3 tiêu chuẩn GHGP, PAS 2050 và ISO đều được quốc tế chấp nhận. Đánh giá tổng quan cho thấy việc tiến hành đánh giá dấu chân carbon cho sản phẩm của các nhà máy, doanh nghiệp thuộc Petrovietnam đều có thể thực hiện. Tuy nhiên, sự hạn chế của cơ sở dữ liệu sẵn có cũng như hệ thống thu thập và năng lực xử lý số liệu dẫn đến phạm vi tính toán và độ chính xác của kết quả cuối cùng có sự biến động tương đối rộng. Để đạt được kết quả tính toán đáng tin cậy hơn và có thể được chấp nhận rộng rãi thì các số liệu cần được xác nhận và kiểm toán.

Tài liệu tham khảo

[1] Hop Thi Nguyen, Si Van Nguyen, Van-Huan Dau, Anh Tuan Huu Le, Khuong Vinh Nguyen, Dan Phuoc Nguyen, Xuan-Thanh Bui, and Ha Manh Bui, "The

nexus between greenhouse gases, economic growth, energy and trade openness in Vietnam", *Environmental Technology & Innovation*, Volume 28, 2022. DOI: 10.1016/j.eti.2022.102912.

[2] Trung Kien Tran, Chia-Yang Lin, Yu-Te Tu, Nam Tien Duong, Thuy Dung Pham Thi, and Khamdamov Shoh-Jakhon, "Nexus between natural resource depletion and rent and COP26 commitments: Empirical evidence from Vietnam", *Resources Policy*, Volume 85, 2023. DOI: 10.1016/j.resourpol.2023.104024.

[3] Chengliang Mao, Jaewon Byun, Hamish W. MacLeod, Christos T. Maravelias, and Geoffrey A. Ozin, "Green urea production for sustainable agriculture", *Joule*, Volume 8, Issue 5, pp. 1224 - 1238, 2024. DOI: 10.1016/j.joule.2024.02.021.

[4] Chai Tew Ang and Norhashimah Morad, "LCA, Ecolabelling and carbon footprint as Product Environment Assessment Tool (P.E.A.T) in Malaysian perspective", *World Applied Sciences Journal*, Volume 24, Issue 9, pp. 1261 - 1270, 2013. DOI:10.5829/idosi.wasj.2013.24.09.582.

[5] Greenhouse Gas Protocol, "Corporate standard". [Online]. Available: <https://ghgprotocol.org/corporate-standard>.

[6] Meike Gunther, Caroline M Saunders, and Peter R. Tait, "Carbon labeling and consumer attitudes", *Carbon Management*, Volume 3, Issue 5, pp. 445 - 455, 2012. DOI: 10.4155/cmt.12.50.

[7] Carbon Trust, "Product carbon footprint label". [Online]. Available: <https://www.carbontrust.com/what-we-do/assurance-and-certification/product-carbon-footprint-label>.

[8] Yash Dixit, Hassan El-Houjeiri, Jean-Christophe Monfort, Liang Jing, Yiqi Zhang, James Littlefield, Wennan Long, Christoph Falter, Alhassan Badahdah, Joule Bergerson, Raymond L. Speth, and Steven R. H. Barrett, "Carbon intensity of global crude oil trading and market policy implications", *Nature Communications*, Volume 14, 2023. DOI: 10.1038/s41467-023-41701-z.

[9] Dia Milani, Ali Kiani, Nawshad Haque, Sarabjit Giddey, and Paul Feron, "Green pathways for urea synthesis: A review from Australia's perspective", *Sustainable Chemistry for Climate Action*, Volume 1, 2022. DOI: 10.1016/j.scca.2022.100008.

[10] Roberto Turconi, Alessio Boldrin, and Thomas Astrup, "Life cycle assessment (LCA) of electricity

generation technologies: Overview, comparability and limitations", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volume 28, pp. 555 - 565, 2013. DOI: 10.1016/j.rser.2013.08.013.

[11]Mattias Eriksson and Serina Ahlgren, "LCAs of petrol and diesel - A literature review", 2013. [Online]. Available: https://pub.epsilon.slu.se/10424/17/ahlgren_s_and_eriksson_m_130529.pdf

CARBON FOOTPRINT CALCULATION METHOD FOR PETROLEUM PRODUCTS IN VIETNAM

Vu Xuan Hoan¹, Nguyen Trong Nghia¹, Nguyen Thanh Mai¹, Tran Duc Hoa¹, Hoang Anh¹, Do Xuan Truong¹, Nguyen Dang Khoa²

¹RCEE-NIRAS Joint Stock Company

²Vietnam Petroleum Institute

Email: nghia.nguyen@rcee.org.vn

Summary

The Vietnam Oil and Gas Group (Petrovietnam) has developed and approved an action plan to mitigate and adapt to climate change for the 2018 - 2030 period. Goals, tasks and actions are set to respond to climate change. Petrovietnam targets the greenhouse gas emission reduction of 15.55 million tons of CO₂ equivalent by 2025 and 23.53 million tons of CO₂ equivalent by 2030. This research aims to support Petrovietnam in developing a method to calculate carbon footprints for a number of oil and gas products according to international standards, thereby providing solutions to reduce greenhouse gas emissions.

Key words: Carbon footprint, urea, energy, greenhouse gas emissions, natural gas.

PHÍ DỊCH VỤ MÔI TRƯỜNG RỪNG: TỪ LÝ THUYẾT ĐẾN THỰC TIỄN ÁP DỤNG TẠI CÁC NHÀ MÁY ĐIỆN LỰC DẦU KHÍ

Từ Vi Sa

Tập đoàn Dầu khí Việt Nam

Email: satv@pvn.vn

<https://doi.org/10.47800/PVSI.2024.02-07>

Tóm tắt

Báo cáo của Quỹ Bảo vệ và Phát triển rừng Việt Nam cho thấy, trong hơn 10 năm qua, tổng số tiền chi trả dịch vụ môi trường rừng đạt hơn 25.000 tỷ đồng [1]. Trong đó, các nhà máy điện có vốn góp của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam (Petrovietnam) đã đóng góp trên 260 tỷ đồng phí dịch vụ môi trường rừng. Tuy nhiên, các nhà máy điện nói chung đều gặp khó khăn khi phải tự chi trả dịch vụ môi trường rừng bằng nguồn kinh phí sản xuất kinh doanh mà chưa được hạch toán vào giá điện.

Bài viết tập trung đánh giá các nguyên tắc lý thuyết, chính sách hiện hành và hiệu quả của cơ chế chi trả dịch vụ môi trường rừng, tập trung vào trường hợp các nhà máy điện lực dầu khí. Kết quả nghiên cứu cho thấy cần tiếp tục cải tiến chính sách để cân bằng giữa mục tiêu bảo vệ môi trường và hiệu quả kinh doanh của doanh nghiệp, đặc biệt cần giải quyết vấn đề tính chi phí dịch vụ môi trường rừng vào giá điện trong hợp đồng mua bán điện.

Từ khóa: Phí dịch vụ môi trường rừng, nhà máy điện, kinh tế môi trường, phát triển bền vững.

1. Giới thiệu

Tổ chức Hợp tác và Phát triển OECD (Organization for Economic Co-operation and Development) đã đưa ra định nghĩa về phát triển bền vững là sự phát triển cân bằng giữa các yếu tố kinh tế, xã hội và môi trường [2].

Kinh tế môi trường nghiên cứu các vấn đề môi trường từ góc nhìn và phương pháp phân tích của kinh tế học phục vụ việc xây dựng chính sách và thiết kế các công cụ kinh tế để điều chỉnh hành vi của các bên liên quan trên thị trường, hướng đến mục tiêu cân bằng giữa tăng trưởng kinh tế, nâng cao phúc lợi xã hội và bảo vệ môi trường [3]. Trong kinh tế môi trường, chất lượng môi trường được coi là một loại hàng hóa dịch vụ, có tổng giá trị kinh tế gồm giá trị sử dụng và giá trị không sử dụng (Hình 1).

Giá trị sử dụng gồm giá trị sử dụng trực tiếp, được đo lường thông qua sản lượng (ví dụ giá trị sử dụng trực tiếp của rừng được đo lường thông qua sản lượng gỗ khai thác...); giá trị sử dụng gián tiếp, được đo lường thông qua lợi ích thu được (ví dụ giá trị sử dụng gián tiếp của

rừng là điều hòa không khí); và giá trị lựa chọn, được lựa chọn khai thác, sử dụng trong tương lai. Giá trị không sử dụng gồm giá trị lưu truyền (ví dụ giá trị từ sự mong muốn bảo tồn các loài động thực vật) và giá trị tồn tại (giá trị này phụ thuộc vào nhận thức của mỗi cá nhân đối với một hệ sinh thái, nguồn tài nguyên nào đó) [4]. Điều đặc biệt là hàng hóa/dịch vụ môi trường có giá trị không sử dụng, và giá trị không sử dụng có thể lớn hơn giá trị sử dụng rất nhiều. Để quản lý môi trường, tài nguyên hiệu quả, không nên bỏ qua giá trị không sử dụng của hàng hóa/dịch vụ khi hoạch định chính sách.

Có thể thấy, tổng giá trị của một loại hàng hóa chất lượng môi trường gồm nhiều giá trị thành phần, khó có thể định giá bằng phương pháp truyền thống là xác định dựa trên sự cân bằng thị trường. Để lượng hóa các giá trị này cần nhiều phương pháp khác nhau (lưu ý: giá trị sau định giá mang tính tương đối), ví dụ phương pháp chi phí du lịch (travel cost method - TCM)¹, phương pháp xác định chi tiêu bảo vệ (defensive expenditure - DE)², phương pháp

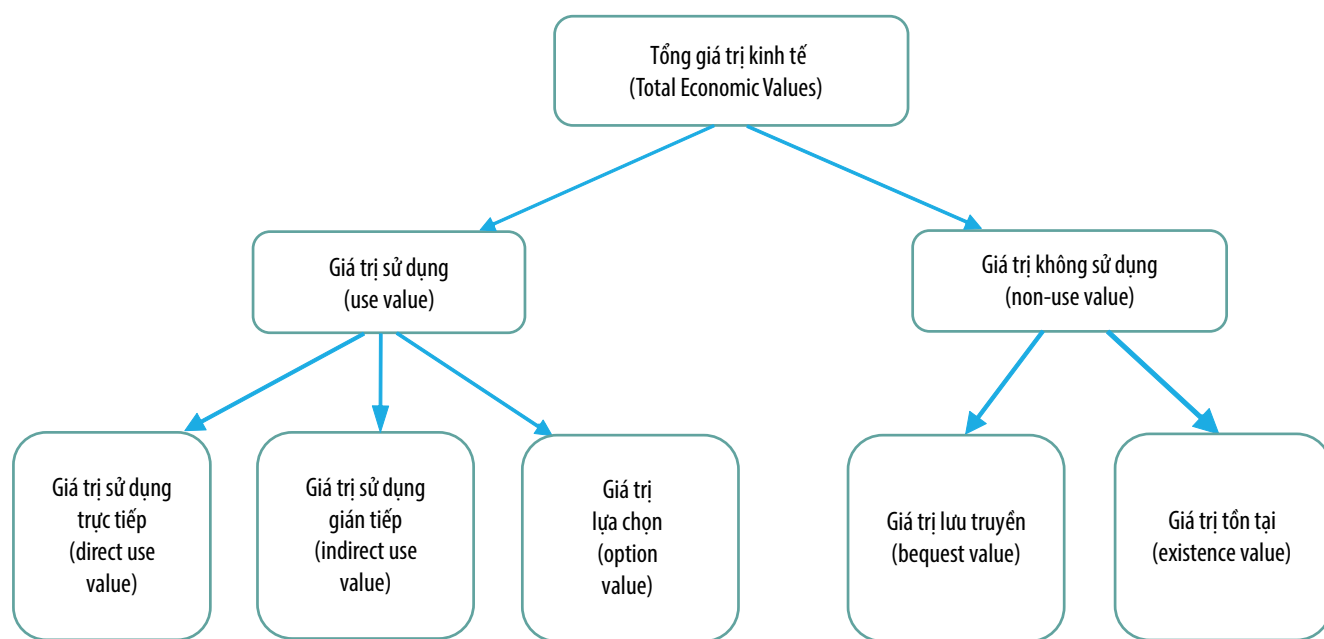


Ngày nhận bài: 29/2/2024. Ngày phân biên đánh giá và sửa chữa: 29/2 - 7/4/2024.

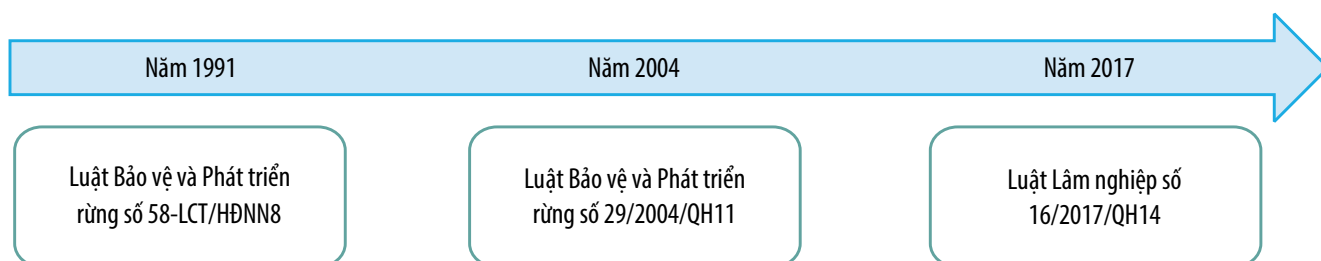
Ngày bài báo được duyệt đăng: 24/4/2024.

¹ Phương pháp chi phí du lịch (TCM) đánh giá nhu cầu hưởng thụ cảnh quan môi trường, dựa trên thị trường đại diện thể hiện qua sự bộc lộ ưa thích của người tiêu dùng, sử dụng chi phí để làm đại diện cho giá.

² Phương pháp xác định chi tiêu bảo vệ (DE): Khi đối mặt với sự biến đổi của môi trường, người tiêu dùng có xu hướng mua hàng hóa và dịch vụ để phòng ngừa các tác động.



Hình 1. Tổng giá trị kinh tế của một loại hàng hóa chất lượng môi trường/dịch vụ môi trường [5].



Hình 2. Quá trình xây dựng chính sách liên quan đến dịch vụ môi trường rừng [6 - 8].

đánh giá sự hưởng thụ (hedonic price method - HPM)³, phương pháp đánh giá mức sẵn lòng chi trả (willingness to pay - WTP)⁴, phương pháp đánh giá mức sẵn lòng chấp nhận (willingness to accept - WTA)⁵ [4]...

Việc đưa ra tổng giá trị kinh tế của hàng hóa chất lượng môi trường và xác định rõ các giá trị thành phần của loại hàng hóa đặc thù này đã tạo tiền đề để lượng hóa các giá trị, phục vụ việc quản lý, bảo vệ cũng như khai thác sử dụng hiệu quả hàng hóa chất lượng môi trường, các dịch vụ của môi trường, hệ sinh thái.

Chi trả dịch vụ môi trường là sự cam kết tham gia hợp đồng trên cơ sở tự nguyện giữa người mua và người bán về một dịch vụ môi trường đã được xác định rõ. Đây là cơ chế chi trả dựa trên nguyên tắc người được hưởng lợi phải trả tiền cho các lợi ích hay dịch vụ mà người đó tiếp

nhận. Các nguyên tắc cần được các bên đáp ứng trong quá trình thực hiện cơ chế này là: tính khả thi (realistic); sự tự nguyện tham gia của các bên (voluntary); sự kiểm tra, giám sát việc thực hiện (conditional) [5].

Dịch vụ môi trường rừng là loại hình được xác định chính thức trong hệ thống văn bản pháp luật của Việt Nam. Quá trình xây dựng chính sách liên quan đến dịch vụ môi trường rừng được thể hiện ở Hình 2.

Quyết định số 380/QĐ-TTg ngày 10/4/2008 của Thủ tướng Chính phủ quy định chính sách thí điểm chi trả dịch vụ môi trường rừng. Hai dự án thí điểm đầu tiên được triển khai tại tỉnh Lâm Đồng và tỉnh Sơn La đem lại kết quả khả quan, cho thấy khả năng tích cực về việc mở rộng mô hình này. Năm 2010, Chính phủ ban hành Nghị định số 99/2010/NĐ-CP ngày 24/9/2010 về chính sách chi trả

³ Phương pháp đánh giá hưởng thụ (HPM) dựa trên giá mà người tiêu dùng trả cho hàng hóa thị trường liên quan đến các đặc tính môi trường. Có thể nghiên cứu cấu trúc chênh lệch giá để suy ra giá trị mà người tiêu dùng gán cho những đặc tính đó.

⁴ Giá sẵn lòng chi trả (WTP) thể hiện ở mức giá (tối đa) mà người tiêu dùng sẵn lòng chi trả để được hưởng lợi ích từ một sự thay đổi nào đó - quyền sở hữu không thuộc đối tượng bị ảnh hưởng.

⁵ Giá sẵn lòng chấp nhận (WTA) thể hiện mức giá (tối thiểu) mà người tiêu dùng sẵn lòng chấp nhận để từ bỏ việc hưởng lợi từ một thay đổi nào đó - quyền sở hữu thuộc đối tượng bị ảnh hưởng.

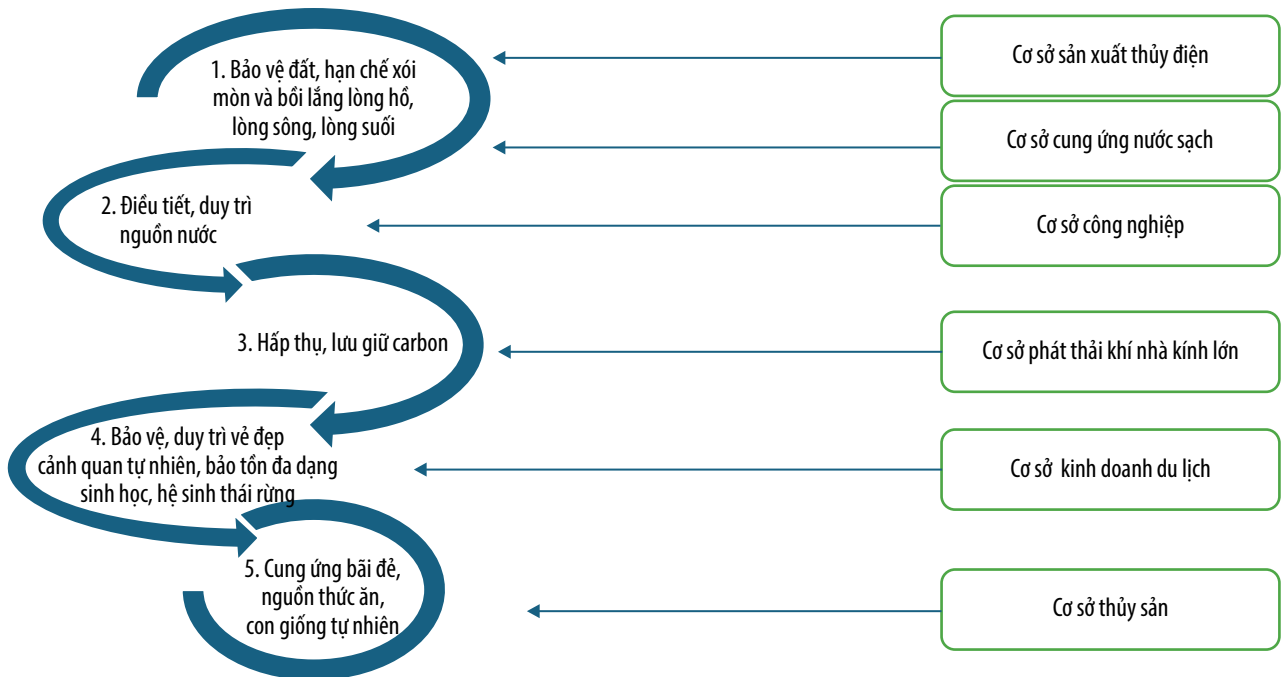
dịch vụ môi trường rừng nhằm triển khai trên phạm vi cả nước. Đây là bước đột phá quan trọng do đã thiết lập được cơ chế tài chính mang tính đổi mới [9]. Bộ Nông nghiệp và Phát triển Nông thôn lần lượt ban hành các thông tư hướng dẫn, cụ thể như: phương pháp xác định tiền chi trả dịch vụ môi trường rừng (Thông tư số 80/2011/TT-BNNPTNT ngày 23/11/2011), trình tự, thủ tục nghiệm thu thanh toán tiền chi trả dịch vụ môi trường rừng (Thông tư số 20/2012/TT-BNNPTNT ngày 7/5/2012), nguyên tắc, phương pháp xác định diện tích rừng trong lưu vực phục vụ chi trả dịch vụ môi trường rừng (Thông tư số 60/2012/TT-BNNPTNT ngày 9/11/2012)...

Quỹ Bảo vệ và Phát triển rừng Việt Nam, trực thuộc Bộ Nông nghiệp và Phát triển Nông thôn được thành lập ngày 28/11/2008 theo Quyết định số 114/2008/QĐ-BNN. Các Quỹ Bảo vệ và Phát triển rừng ở các địa phương cũng được thành lập⁶. Đến năm 2016, đã có 33 trên tổng số 63 tỉnh thiết lập Quỹ Bảo vệ và Phát triển rừng. Việc thành lập và xây dựng quy chế hoạt động của các Quỹ Bảo vệ và Phát triển rừng cấp tỉnh là nền tảng trong việc quản lý thu chi tiền chi trả cho dịch vụ môi trường rừng ở các địa phương.

Năm 2017, Luật Lâm nghiệp số 16/2017/QH14 được Quốc hội thông qua (gồm 12 chương, 108 điều), trong đó

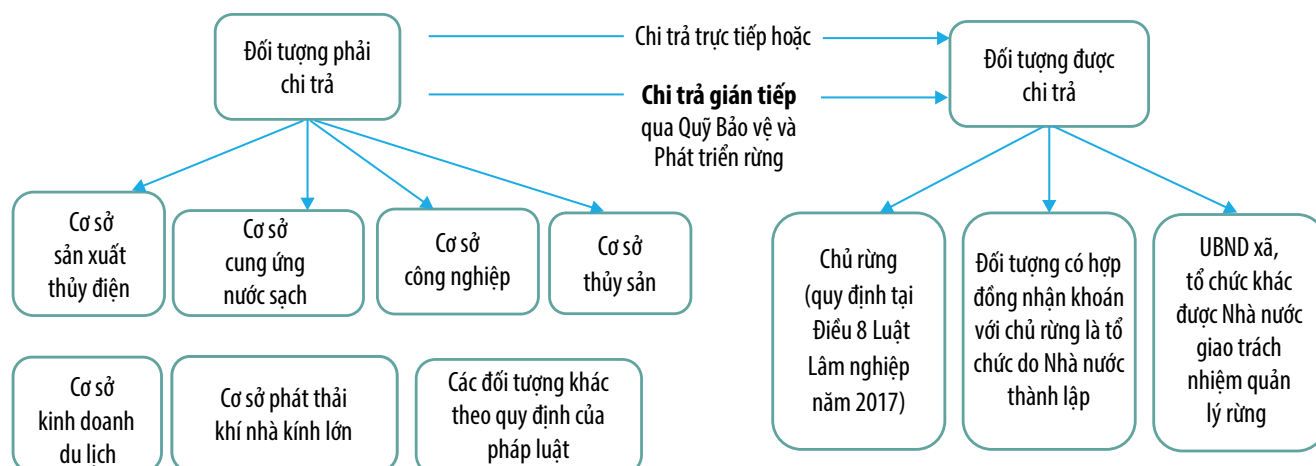
Giá trị rừng được định nghĩa là tổng giá trị các yếu tố cấu thành hệ sinh thái rừng và các giá trị môi trường rừng tại một thời điểm, trên một diện tích rừng xác định (khoản 12, Điều 2), Dịch vụ môi trường rừng là hoạt động cung ứng các giá trị sử dụng của môi trường rừng (khoản 23, Điều 2) đồng thời làm rõ các loại dịch vụ môi trường mà rừng cung cấp (Hình 3). Các nghị định, thông tư hướng dẫn được ban hành để tiếp tục hoàn thiện khung pháp lý, ví dụ Nghị định số 156/2018/NĐ-CP ngày 16/11/2018 của Chính phủ quy định chi tiết thi hành một số điều của Luật Lâm nghiệp; Thông tư số 04/2018/TT-BTC ngày 17/1/2018 của Bộ Tài chính về việc hướng dẫn quản lý và sử dụng tiền dịch vụ môi trường rừng...

Đối tượng phải chi trả tiền dịch vụ môi trường rừng gồm: (i) Cơ sở sản xuất thủy điện phải chi trả tiền dịch vụ về bảo vệ đất, hạn chế xói mòn, và bồi lắng lòng hồ, lòng sông, lòng suối, điều tiết và duy trì nguồn nước cho sản xuất thủy điện; (ii) Cơ sở sản xuất và cung ứng nước sạch phải chi trả tiền dịch vụ về điều tiết và duy trì nguồn nước cho sản xuất nước sạch; (iii) Cơ sở sản xuất công nghiệp phải chi trả tiền dịch vụ về điều tiết và duy trì nguồn nước cho sản xuất công nghiệp; (iv) Tổ chức, cá nhân kinh doanh dịch vụ du lịch sinh thái, nghỉ dưỡng, giải trí phải chi trả tiền dịch vụ về bảo vệ, duy trì vẻ đẹp cảnh quan tự nhiên,



Hình 3. Các loại dịch vụ môi trường rừng và các đối tượng phải chi trả phí dịch vụ môi trường rừng [8].

⁶ Năm 2008: Quỹ Bảo vệ và Phát triển rừng tỉnh Đắk Nông. Năm 2009: Quỹ Bảo vệ và Phát triển rừng tỉnh Lai Châu. Năm 2011: Quỹ Bảo vệ và Phát triển rừng tỉnh Nghệ An, Kon Tum, Thừa Thiên Huế, Bình Thuận, Lào Cai. Năm 2012: Quỹ Bảo vệ và Phát triển rừng tỉnh Đồng Nai, Điện Biên, Gia Lai, Quảng Nam, Bình Định, Bình Phước, Cao Bằng, Đắk Lắk, Tuyên Quang, Quảng Trị, Ninh Thuận, Phú Yên. Năm 2013: Quỹ Bảo vệ và Phát triển rừng tỉnh Quảng Ngãi, Hà Tĩnh, Thái Nguyên. Năm 2014: Quỹ Bảo vệ và Phát triển rừng tỉnh Tây Ninh. Năm 2015: Quỹ Bảo vệ và Phát triển rừng tỉnh Quảng Ninh. Năm 2016: Quỹ Bảo vệ và Phát triển rừng tỉnh Ninh Bình...



Hình 4. Đối tượng phải và đối tượng/được chi trả, hình thức chi trả phí dịch vụ môi trường rừng [8].

bảo tồn đa dạng sinh học hệ sinh thái rừng; (v) Tổ chức cá nhân hoạt động sản xuất kinh doanh gây phát thải khí nhà kính lớn phải chi trả tiền dịch vụ về hấp thụ và lưu giữ carbon của rừng; (vi) Cơ sở nuôi trồng thủy sản phải chi trả tiền dịch vụ cung ứng bãi đẻ, nguồn thức ăn, con giống tự nhiên, nguồn nước và các yếu tố từ môi trường, hệ sinh thái rừng cho nuôi trồng thủy sản; (vii) Các đối tượng khác theo quy định của pháp luật (Điều 63, Luật Lâm nghiệp năm 2017).

Đối tượng được chi trả tiền dịch vụ môi trường rừng bao gồm: Chủ rừng được quy định tại Điều 8 Luật Lâm nghiệp năm 2017 gồm: (1) Ban quản lý rừng đặc dụng, ban quản lý rừng phòng hộ; (2) Tổ chức kinh tế bao gồm doanh nghiệp, hợp tác xã, liên hiệp hợp tác xã và tổ chức kinh tế khác được thành lập và hoạt động theo quy định của pháp luật, trừ trường hợp quy định tại khoản 7 Điều này; (3) Đơn vị thuộc lực lượng vũ trang nhân dân được giao rừng; (4) Tổ chức khoa học và công nghệ, đào tạo, giáo dục nghề nghiệp về lâm nghiệp; (5) Hộ gia đình, cá nhân trong nước; (6) Cộng đồng dân cư; (7) Doanh nghiệp có vốn đầu tư nước ngoài được Nhà nước cho thuê đất để trồng rừng sản xuất. Tổ chức, hộ gia đình, cá nhân, cộng đồng dân cư có hợp đồng nhận khoán bảo vệ và phát triển rừng với chủ rừng là tổ chức do Nhà nước thành lập. Ủy ban nhân dân cấp xã và tổ chức khác được Nhà nước giao trách nhiệm quản lý rừng theo quy định của pháp luật (Điều 63 Luật Lâm nghiệp năm 2017).

Có 2 hình thức chi trả dịch vụ môi trường rừng: (i) Bên sử dụng dịch vụ trả tiền trực tiếp cho bên cung ứng hoặc (ii) Bên sử dụng dịch vụ trả tiền cho bên cung ứng ủy thác qua Quỹ Bảo vệ và Phát triển rừng. Nhà nước khuyến khích áp dụng chi trả trực tiếp cho tất cả các trường hợp nếu bên cung ứng và bên sử dụng dịch vụ môi trường rừng tự thỏa thuận trên cơ sở mức tiền chi trả dịch vụ do

Chính phủ quy định (Điều 63, Luật Lâm nghiệp năm 2017).

Nếu Luật Bảo vệ và Phát triển rừng năm 1991 mới chỉ dừng lại ở việc phân loại các chức năng cơ bản của rừng (rừng phòng hộ, rừng đặc dụng, rừng sản xuất); thì Luật Bảo vệ và Phát triển rừng năm 2004 đã chi tiết hóa vai trò của rừng trong đời sống xã hội (bảo vệ nguồn nước, bảo vệ đất, điều hòa khí hậu, bảo tồn nguồn gene...). Luật Lâm nghiệp năm 2017 là việc quy định cụ thể về 6 dịch vụ môi trường rừng kèm theo cơ chế chi trả phí dịch vụ môi trường rừng (bao gồm đối tượng được/phải chi trả, hình thức chi trả...). Ngay khi Luật có hiệu lực, các văn bản hướng dẫn cũng được ban hành kịp thời, các đơn vị chức năng được thành lập (Quỹ Bảo vệ và Phát triển rừng ở Trung ương và địa phương) để hỗ trợ việc thực hiện chính sách. Để đánh giá hiệu quả thực thi chính sách, phần tiếp theo của bài báo sẽ tìm hiểu việc chi trả phí dịch vụ môi trường rừng tại một số nhà máy điện của Petrovietnam, gồm 2 nhà máy thủy điện và 2 nhà máy điện khí.

2. Phí dịch vụ môi trường rừng tại các nhà máy điện lực dầu khí

Một số đơn vị trực thuộc, đơn vị thành viên của Tổng công ty Điện lực Dầu khí Việt Nam - CTCP (PV Power) là đối tượng phải chi trả dịch vụ môi trường rừng theo quy định tại Nghị định số 156/2018/NĐ-CP gồm:

- Công ty Điện lực Dầu khí Nhơn Trạch quản lý vận hành Nhà máy Nhiệt điện khí Nhơn Trạch 1 tại tỉnh Đồng Nai (công suất 450 MW, sản lượng điện bình quân 2,5 tỷ kWh/năm).
- Công ty CP Điện lực Dầu khí Nhơn Trạch 2 quản lý vận hành Nhà máy Nhiệt điện khí Nhơn Trạch 2 tại tỉnh Đồng Nai (công suất 750 MW, sản lượng điện bình quân 4,5 tỷ kWh/năm).

Bảng 1. Phí dịch vụ môi trường rừng các nhà máy điện đã chi trả qua các năm [9]

Nhà máy	Nhà máy nhiệt điện khí Nhơn Trạch 1 (Đồng Nai)	Nhà máy nhiệt điện khí Nhơn Trạch 2 (Đồng Nai)	Nhà máy thủy điện Đakdrinh (Quảng Ngãi, Kon Tum)	Nhà máy thủy điện Hủa Na (Nghệ An)
	Phát điện thương mại			
Năm	Tháng 8/2009	Tháng 10/2011	Năm 2014	Tháng 3/2013
Phí dịch vụ môi trường rừng (VNĐ)				
2011	1	1	-	-
2012	2	2	-	-
2013	3	3	-	1
2014	4	4	6.939.140.000	2
2015	5	5	10.054.456.000	3
2016	6	6	9.291.151.160	4
2017 (Luật Lâm nghiệp được thông qua)	7	7	16.341.688.520	5
2018	8	8	15.255.977.040	6
2019 (Luật Lâm nghiệp có hiệu lực)	9	19.491.414.700	15.543.319.320	20.156.228.964
2020	24.170.688.000	15.363.939.750	18.097.505.532	18.132.570.180
2021	6.519.331.450	12.575.078.850	22.321.234.440	18.744.574.680
2022	3.201.414.750	4.424.589.450	6.880.927.860	3.156.435.288
Tổng	33.891.434.200	51.855.022.750	120.725.399.872	60.189.809.112

n Số năm Nhà máy đã phát điện thương mại.

- Năm Nhà máy chưa phát điện thương mại.

- Công ty CP Thủy điện Hủa Na quản lý vận hành Nhà máy Thủy điện Hủa Na tại tỉnh Nghệ An (công suất 180 MW, sản lượng điện bình quân 717 triệu kWh/năm).

- Công ty CP Thủy điện Đakdrinh quản lý vận hành Nhà máy Thủy điện Đakdrinh công suất 125 MW, sản lượng điện bình quân 541 triệu kWh/năm).

Mức chi trả tiền dịch vụ môi trường rừng áp dụng đối với cơ sở sản xuất thủy điện là 36 đồng/kWh điện thương phẩm. Sản lượng điện để tính tiền chi trả dịch vụ môi trường rừng là sản lượng điện của các cơ sở sản xuất thủy điện bán cho bên mua điện theo hợp đồng mua bán điện. Mức chi trả tiền dịch vụ môi trường rừng đối với cơ sở sản xuất công nghiệp có sử dụng nước từ nguồn nước là 50 đồng/m³. Khối lượng nước để tính tiền chi trả dịch vụ môi trường rừng là khối lượng nước cơ sở sản xuất công nghiệp đã sử dụng, tính theo đồng hồ đo nước hoặc theo lượng nước được cơ quan có thẩm quyền cấp phép hoặc theo chứng từ mua bán nước giữa cơ sở sản xuất công nghiệp với đơn vị kinh doanh nước (khoản 1 và khoản 3 Điều 59 Nghị định số 156/2018/NĐ-CP). Thời gian chi trả tính từ ngày 1/1/2011 (đối với những trường hợp bên sử dụng dịch vụ môi trường rừng hoạt động sau ngày 1/1/2011 thời điểm chi trả được tính từ ngày có hoạt động sản xuất kinh doanh) (Phụ lục VI Nghị định số 156/2018/NĐ-CP).

Nhà máy Thủy điện Đakdrinh có đập tạo hồ chứa nước trên sông Đakdrinh huyện Sơn Tây, tỉnh Quảng Ngãi còn hồ nước chủ yếu nằm trên địa phận phía Đông huyện Kon Plong, tỉnh Kon Tum. Nhà máy thực hiện nộp phí dịch vụ môi trường rừng từ năm 2014 khi bắt đầu vận hành thương mại và có thống kê số tiền chi trả theo từng năm (Bảng 1). Tính đến năm 2022, tổng số tiền chi trả là 120.725.399.872 đồng.

Nhà máy Thủy điện Hủa Na tại địa bàn xã Đồng Văn, huyện Quế Phong, tỉnh Nghệ An, bắt đầu đóng phí từ năm 2019 khi Luật Lâm nghiệp có hiệu lực, thực hiện nộp phí dịch vụ môi trường rừng cho 6 năm kể từ năm 2013 khi bắt đầu vận hành thương mại. Tính đến năm 2022, tổng số tiền chi trả là 60.189.809.112 đồng (đã bao gồm tiền truy nộp cho 6 năm).

Nhà máy Nhiệt điện khí Nhơn Trạch 1 sử dụng nước sông Lòng Tàu và sông Đồng Tranh của tỉnh Đồng Nai, bắt đầu đóng phí từ năm 2020, thực hiện truy nộp cho 9 năm kể từ khi vận hành thương mại năm 2011. Tính đến năm 2022 tổng số tiền chi trả là 33.891.434.200 đồng (đã bao gồm tiền truy nộp cho 9 năm).

Nhà máy Nhiệt điện khí Nhơn Trạch 2 sử dụng nước sông Lòng Tàu và sông Đồng Tranh của tỉnh Đồng Nai, bắt đầu đóng phí từ năm 2019 kể từ khi Luật Lâm nghiệp có

hiệu lực, thực hiện truy nộp cho 8 năm kể từ khi vận hành thương mại năm 2011. Tính đến năm 2022, tổng số tiền chi trả là 51.855.022.750 đồng (đã bao gồm tiền truy nộp cho 8 năm).

Trong quá trình thực hiện, “các nhà máy đều gặp khó khăn chung đối với chi phí thực hiện tiền dịch vụ môi trường rừng. Nguyên nhân là do các đơn vị phải tự chi trả bằng nguồn kinh phí sản xuất kinh doanh mà chưa hạch toán được vào giá điện. PV Power và các đơn vị đã nhiều lần làm việc với Công ty Mua bán điện (EPTC)/Tập đoàn Điện lực Việt Nam (EVN) đồng thời gửi công văn cho Cục Điều tiết Điện lực, Bộ Công Thương để đưa chi phí này vào giá điện. Tuy nhiên, số tiền đã đóng chưa được đưa vào giá điện của Hợp đồng mua bán điện. Điều này làm ảnh hưởng đến hiệu quả sản xuất kinh doanh của các công ty” [9]. Kiến nghị của các doanh nghiệp về việc phí dịch vụ môi trường rừng cần được hạch toán vào giá điện hoàn toàn phù hợp với quy định tại Điều 62, Luật Lâm nghiệp năm 2017 “Tiền chi trả dịch vụ môi trường rừng là một yếu tố trong giá thành sản phẩm, hàng hóa, dịch vụ của bên sử dụng dịch vụ môi trường rừng”.

Mặc dù Luật Lâm nghiệp số 16/2017/QH14 và Nghị định số 156/2018/NĐ-CP của Chính phủ quy định chi tiết thi hành một số điều của Luật Lâm nghiệp đã có hiệu lực, song các khó khăn, vướng mắc nói trên đối với các doanh nghiệp nói chung và doanh nghiệp điện lực dầu khí nói riêng vẫn chưa được giải quyết.

Để tìm hiểu về cách thức chuyển phí dịch vụ môi trường rừng vào giá thành sản phẩm tới người tiêu dùng cuối cùng, tác giả đã nghiên cứu trường hợp có sự tương đồng - đó là chính sách về phí bảo vệ môi trường đối với nước thải. Luật Bảo vệ môi trường số 72/2020/QH14, sau đó là Nghị định số 53/2020/NĐ-CP của Chính phủ ngày 5/5/2020 đưa ra các quy định về phí bảo vệ môi trường đối với nước thải một cách rõ ràng, tạo điều kiện thuận lợi cho các bên liên quan thực hiện. Và kể từ ngày 1/7/2020 khi Nghị định số 53/2020/NĐ-CP có hiệu lực, phí bảo vệ môi trường đối với nước thải sinh hoạt đã được người tiêu dùng thanh toán cùng với tiền sử dụng nước sạch theo hóa đơn giá trị gia tăng (tiền nước).

Như vậy có thể thấy, Nghị định số 53/2020/NĐ-CP do Bộ Tài chính xây dựng đã hướng dẫn chi tiết việc thực hiện chính sách về phí bảo vệ môi trường đối với nước thải. Theo đó, người tiêu dùng cuối cùng nộp phí cho đơn vị cung cấp hàng hóa (nước sạch) - được gọi là tổ chức thu phí. Tổ chức thu phí kê khai, nộp số tiền phí thu được theo tháng, quyết toán năm với cơ quan thuế theo quy định pháp luật về quản lý thuế.

Trong nghiên cứu này, phí dịch vụ môi trường rừng - được hướng dẫn thi hành tại Nghị định số 156/2018/NĐ-CP (gồm 7 chương, 92 điều) ngày 16/11/2018 của Chính phủ - được xây dựng căn cứ Luật Tổ chức Chính phủ ngày 19/6/2015, Luật Lâm nghiệp ngày 15/11/2017, và theo đề nghị của Bộ trưởng Bộ Nông nghiệp và Phát triển Nông thôn. Trong đó, chương 5 tập trung hướng dẫn các doanh nghiệp chi trả phí dịch vụ môi trường rừng và quản lý/sử dụng tiền dịch vụ môi trường rừng... Tuy nhiên, Luật Lâm nghiệp số 16/2017/QH14 quy định: “Tiền chi trả dịch vụ môi trường rừng là một yếu tố trong giá thành sản phẩm, hàng hóa, dịch vụ của bên sử dụng dịch vụ môi trường rừng” (khoản 4, Điều 62 Luật Lâm nghiệp số 16/2017/QH14) lại chưa được đề cập đến trong Nghị định số 156/2018/NĐ-CP. Điều này thể hiện sự thiếu thống nhất giữa các văn bản pháp luật cũng như thiếu vắng sự phối hợp giữa các cơ quan Nhà nước, bộ ngành có liên quan (Bộ Nông nghiệp và Phát triển Nông thôn, Bộ Tài chính) trong việc ban hành văn bản pháp luật. Đây chính là điểm mấu chốt tạo ra sự bất cập, gây khó khăn cho doanh nghiệp.

Theo quan điểm của tác giả, việc chuyển phí dịch vụ môi trường rừng vào giá thành sản phẩm tới người tiêu dùng cuối cùng là hộ dân, các đối tượng sử dụng điện... có thể thực hiện tương tự trường hợp phí bảo vệ môi trường đối với nước thải sinh hoạt. Người tiêu dùng thanh toán phí dịch vụ môi trường rừng cùng với tiền sử dụng điện theo hóa đơn bán hàng cho doanh nghiệp cung cấp điện. Việc này chỉ có thể thực hiện khi có văn bản hướng dẫn của Bộ Tài chính - là cơ quan quản lý Nhà nước về các vấn đề liên quan trong đó có quản lý các loại phí và lệ phí theo Luật Phí và lệ phí số 97/2015/QH13 ngày 25/11/2015.

Như vậy, Bộ Tài chính là cơ quan có thể xử lý vướng mắc hiện tại cho doanh nghiệp thuộc phạm vi điều chỉnh của Điều 63 Luật Lâm nghiệp năm 2017 nói chung.

Căn cứ thẩm quyền và trách nhiệm của Bộ Tài chính đã được quy định tại Luật và Lệ phí số 97/2015/QH13, các doanh nghiệp cần kiến nghị Bộ Tài chính ban hành văn bản quy phạm pháp luật về phí dịch vụ môi trường rừng để đảm bảo “Tiền chi trả dịch vụ môi trường rừng là một yếu tố trong giá thành sản phẩm, hàng hóa, dịch vụ của bên sử dụng dịch vụ môi trường rừng” (khoản 4, Điều 62 Luật Lâm nghiệp số 16/2017/QH14).

3. Kết quả và thảo luận

Theo lý thuyết của Sven Wunder [5], 3 nguyên tắc để cơ chế chi trả dịch vụ môi trường vận hành hiệu quả là (i) tính khả thi, (ii) sự tự nguyện tham gia của các bên và (iii) sự kiểm tra, giám sát việc thực hiện. Chi trả dịch vụ

môi trường rừng được thực hiện thí điểm tại một số địa phương từ năm 2008, áp dụng trên phạm vi toàn quốc từ năm 2010. Từ năm 2017 đến nay, với những quy định rõ ràng trong Luật Lâm nghiệp và thực tế triển khai cho thấy các chính sách đã được ban hành và áp dụng cơ bản đảm bảo các nguyên tắc trên trong suốt quá trình thực hiện.

Về nguyên tắc tự nguyện tham gia của các bên, sự tự nguyện được hình thành với điều kiện các bên được cung cấp đầy đủ thông tin và được tham gia vào quá trình xây dựng chính sách, đặc biệt là được tư vấn kỹ về dự thảo hợp đồng chi trả dịch vụ môi trường rừng. Bên cung cấp dịch vụ sẽ nhận khoản chi trả với cam kết cung ứng chất lượng môi trường rừng theo quy định, "phải bảo đảm diện tích rừng được bảo vệ và phát triển theo quy hoạch, kế hoạch quản lý đối với từng loại rừng được cơ quan Nhà nước có thẩm quyền phê duyệt" (Điều 65 Luật Lâm nghiệp năm 2017). Bên sử dụng dịch vụ môi trường rừng sẽ chi trả mức phí theo quy định hoặc "điều chỉnh tiền chi trả trong trường hợp bên cung ứng không đảm bảo đúng diện tích rừng hoặc làm suy giảm chất lượng, trạng thái rừng" (Điều 64 Luật Lâm nghiệp năm 2017). Việc tuyên truyền, nâng cao nhận thức về chính sách, việc cung cấp thông tin đầy đủ, chính xác cũng như các điều khoản hợp đồng được trao đổi, cân nhắc kỹ lưỡng đã, đang và sẽ là cơ sở đảm bảo sự tự nguyện tham gia của các bên.

Mức chi trả tiền dịch vụ môi trường rừng được quy định tại Điều 59 Nghị định số 156/2018/NĐ-CP ngày 16/11/2018. Theo đánh giá của cơ quan Nhà nước, mức chi trả này không tác động nhiều đến tính cạnh tranh, hiệu quả sản xuất kinh doanh của doanh nghiệp cũng như chi tiêu của các hộ gia đình (nếu chi phí được chuyển vào giá thành điện - nước thương phẩm). Mức chi trả tiền dịch vụ môi trường rừng áp dụng đối với cơ sở sản xuất thủy điện là 36 đồng/kWh điện thương phẩm. Mức chi trả tiền dịch vụ môi trường rừng đối với cơ sở sản xuất công nghiệp có sử dụng nước từ nguồn nước là 50 đồng/m³. Trên thực tế, các nhà máy điện lực dầu khí chi trả tiền dịch vụ môi trường rừng trung bình khoảng 3 - 6 tỷ đồng hoặc có khi lên đến 9 - 15 tỷ đồng mỗi năm phụ thuộc sản lượng điện (đối với nhà máy thủy điện) hoặc khối lượng nước sử dụng (đối với nhà máy nhiệt điện). Khoản chi phí này do chưa được đưa vào giá thành sản phẩm đã làm "ảnh hưởng đến hiệu quả sản xuất kinh

doanh" [9]. Đây thực sự là vướng mắc cần được tháo gỡ giữa cơ quan quản lý Nhà nước và doanh nghiệp.

Theo quan điểm của Trung tâm Nghiên cứu Lâm nghiệp Quốc tế (Center for International Forestry Research, CIFOR) "nếu chuyển khoản phí dịch vụ môi trường rừng vào giá thành sản phẩm tới người tiêu dùng cuối cùng là hộ dân, các đối tượng sử dụng điện, nước..., thì có nghĩa là các doanh nghiệp sử dụng dịch vụ môi trường rừng sẽ không phải có trách nhiệm trong việc gìn giữ và nâng cao chất lượng nguồn tài nguyên thiên nhiên mang lại lợi ích cho công việc kinh doanh của họ" [9].

Cũng theo CIFOR, cơ chế chi trả dịch vụ môi trường rừng tại Việt Nam có sự khác biệt với định nghĩa ban đầu: phải là một giao dịch tự nguyện giữa người cung cấp và người sử dụng. Tại Việt Nam, mức chi trả được thiết lập bởi chính phủ "Tiền chi trả dịch vụ môi trường rừng là một yếu tố trong giá thành sản phẩm, hàng hóa, dịch vụ của bên sử dụng dịch vụ môi trường rừng" (Khoản 4, Điều 62 Luật Lâm nghiệp năm 2017), theo đó, dịch vụ môi trường rừng được chi trả dưới dạng thuế hoặc phí sử dụng điện nước [8]. Tuy nhiên, điều quan trọng không phải là so sánh chi trả dịch vụ môi trường rừng trong thực tế có giống với lý thuyết mà nên tập trung xem xét việc thực hiện hiệu quả chính sách hiện hành [10]. Đánh giá hiệu quả của chính sách trong bối cảnh này có thể dựa trên tiêu chí: người mua và người bán thực hiện hợp đồng để đạt mục tiêu cuối cùng là đảm bảo chất lượng môi trường rừng được duy trì liên tục và ổn định.

Mặc dù theo Luật Lâm nghiệp năm 2017, Nhà nước khuyến khích áp dụng chi trả trực tiếp⁷ cho các trường hợp (Điều 63 Luật Lâm nghiệp năm 2017), trên thực tế, các nhà máy điện lực dầu khí đều lựa chọn hình thức thanh toán gián tiếp - ủy thác qua Quỹ Bảo vệ và Phát triển rừng cấp tỉnh do đây được coi là hình thức thuận tiện cho doanh nghiệp. Quỹ là bên trung gian, kết nối và hỗ trợ bên mua (các doanh nghiệp) và bên cung cấp dịch vụ (các tổ chức, cá nhân). Quỹ có trách nhiệm chi trả đúng đối tượng cung cấp dịch vụ môi trường rừng, xác định diện tích rừng được chi trả⁸, kiểm tra giám sát việc thực hiện cung ứng dịch vụ, tạm ứng, thanh toán, nghiệm thu, quyết toán và các thủ tục liên quan...

⁷ Đối với hình thức chi trả trực tiếp: Bên cung ứng dịch vụ môi trường rừng ký hợp đồng với bên sử dụng dịch vụ môi trường rừng, trong đó xác định loại dịch vụ, mức chi trả, thời gian chi trả, phương thức chi trả. Mức chi trả không thấp hơn mức chi trả được quy định tại Điều 59 của Nghị định này. Hợp đồng chi trả dịch vụ môi trường rừng được lập thành 4 bản, bên cung ứng dịch vụ môi trường rừng giữ 1 bản, bên sử dụng dịch vụ môi trường rừng giữ 1 bản, Quỹ Bảo vệ và Phát triển rừng cấp tỉnh giữ 1 bản, Sở Nông nghiệp và Phát triển Nông thôn giữ 1 bản (Điều 64 khoản 1 Nghị định số 156/2018/NĐ-CP).

⁸ Căn cứ xác định diện tích rừng được chi trả là: 1. Kết quả điều tra, kiểm kê rừng theo chu kỳ; 2. Kết quả theo dõi diễn biến rừng hàng năm; 3. Bản đồ lưu vực nơi cung ứng dịch vụ môi trường rừng; 4. Kết quả chi trả dịch vụ môi trường rừng của năm trước liền kề (Điều 60 Nghị định số 156/2018/NĐ-CP).

Với hình thức chi trả gián tiếp nói trên thì doanh nghiệp sẽ phải trả chi phí trung gian cho Quỹ Bảo vệ và Phát triển rừng Việt Nam để Quỹ điều phối theo quy định tại Điều 70 Nghị định số 156/2018/NĐ-CP về sử dụng tiền dịch vụ môi trường rừng, trong đó bên cung ứng dịch vụ môi trường rừng là đối tượng cuối cùng được chi trả sau khi đã trừ các chi phí quản lý, chi phí hoạt động, chi phí dự phòng liên quan của Quỹ trung ương và địa phương [11, 12].

Đối với doanh nghiệp, hình thức chi trả gián tiếp là hợp lý thay vì tự thực hiện trực tiếp, bởi ủy thác qua Quỹ, doanh nghiệp không phải trực tiếp gặp gỡ một hoặc nhiều người cung cấp để ký kết hợp đồng và theo dõi việc thực hiện. Nếu tự triển khai những công việc này, doanh nghiệp sẽ phải tiêu tốn nguồn lực nhất định (nhân công, thời gian, thiết bị đo đạc/giám sát...) trong khi các địa phương có chức năng và đã được hướng dẫn thực hiện công tác giám sát, đánh giá việc cung cấp dịch vụ môi trường rừng (Điều 61 Nghị định số 156/2018/NĐ-CP) [11, 12].

Hàng hóa chất lượng môi trường là hàng hóa đặc biệt, gồm nhiều giá trị thành phần. Có những giá trị của môi trường mà các cá nhân có thể cùng hưởng lợi, không ai có thể ngăn cản được người khác hưởng lợi từ hàng hóa dịch vụ đó [4]. Ví dụ, mọi người đều sử dụng và hưởng lợi từ giá trị sử dụng gián tiếp của rừng là điều hòa không khí. Đây là một điển hình của hiện tượng ngoại ứng (externalities) - các tác động không được tính đến trong hệ thống hạch toán kinh tế, dẫn đến vấn đề người ăn theo (free rider problem) - các đối tượng không phải chi trả cho hàng hóa/dịch vụ họ sử dụng/hưởng lợi. Điều này tạo ra sự khác biệt giữa giá trị thị trường và giá trị xã hội, ngăn thị trường đạt điểm cân bằng hiệu quả xã hội [4].

Tại Hình 3, với 5 loại dịch vụ môi trường được cung cấp thì có 6 đối tượng phải chi trả cho các dịch vụ đó là: Cơ sở sản xuất thủy điện; cơ sở sản xuất và cung ứng nước sạch; cơ sở sản xuất công nghiệp; tổ chức, cá nhân kinh doanh dịch vụ du lịch sinh thái, nghỉ dưỡng; tổ chức, cá nhân hoạt động sản xuất, kinh doanh gây phát thải khí nhà kính lớn; cơ sở nuôi trồng thủy sản. Trong khi có những đối tượng khác được hưởng lợi từ dịch vụ môi trường rừng mà không/chưa phải chi trả. Ví dụ, đối với dịch vụ hấp thụ lưu

giữ carbon của rừng, đến nay vẫn chưa có quy định cụ thể về việc chi trả cho dịch vụ này⁹. Hay như đối với dịch vụ bảo tồn đa dạng sinh học của rừng, các đối tượng hưởng lợi tiềm năng có thể là ngành y học, dược liệu hoặc các tổ chức nghiên cứu khoa học cả trong nước và quốc tế. Đối với dịch vụ điều tiết, duy trì nguồn nước cho sản xuất, ngoài danh mục các cơ sở sản xuất công nghiệp¹⁰ phải chi trả [13] các cơ sở sản xuất nông nghiệp cũng có thể là đối tượng hưởng lợi cần chi trả phí dịch vụ môi trường rừng... Do danh mục khách hàng tiềm năng và giá dự kiến chưa được xác định rõ, đầy đủ trong các văn bản pháp luật nên dẫn đến thực tế là số tiền người cung ứng nhận được ít hơn mức kỳ vọng. Một trong những lý do cơ bản là cơ chế chi trả chưa tính đủ, chưa huy động đủ nguồn tiền từ các người mua tiềm năng. Trong trường hợp các người mua được xác định rõ ràng, đầy đủ, đặc biệt là người mua quốc tế (đối với dịch vụ hấp thụ carbon, tổ chức nghiên cứu, bảo tồn quốc tế đối với dịch vụ bảo tồn đa dạng sinh học...) thì số tiền người cung ứng nhận được từ việc cung cấp nhiều hơn một dịch vụ môi trường rừng riêng lẻ (gói dịch vụ môi trường rừng) - sẽ có thể đạt mức cao hơn hiện tại, đáp ứng kỳ vọng. Đây sẽ thực sự là động lực khuyến khích người cung ứng duy trì ngày càng tốt hơn chất lượng môi trường [11, 12].

4. Kết luận

Chi trả dịch vụ môi trường rừng được xem là bước đột phá quan trọng về chính sách trong ngành lâm nghiệp Việt Nam. Ba nguyên tắc để cơ chế chi trả dịch vụ môi trường rừng vận hành hiệu quả là: (i) tính khả thi; (ii) sự tự nguyện tham gia của các bên; (iii) sự kiểm tra, giám sát việc thực hiện về cơ bản đã được đảm bảo trong suốt quá trình thực hiện. Quỹ Bảo vệ và Phát triển rừng đóng vai trò như bên điều phối, quản lý có hiệu quả việc chi trả đã góp phần làm nên sự thành công của chính sách. Các nhà máy điện lực dầu khí đã tiến hành trả phí dịch vụ môi trường rừng đúng quy định. Tuy nhiên, khoản chi phí này do chưa được đưa vào giá thành sản phẩm đã làm "ảnh hưởng đến hiệu quả sản xuất kinh doanh". Đây thực sự là vướng mắc cần được tháo gỡ giữa doanh nghiệp và cơ quan quản lý Nhà nước trong thời gian tới. Điều đó cho thấy, trải qua quá trình áp dụng thực tế, các chính sách - được hiện thực

⁹ Bộ Nông nghiệp và Phát triển Nông thôn đang tổ chức thí điểm, sau đó sẽ tổng kết, trình Chính phủ quy định chi tiết đối tượng, hình thức chi trả, mức chi trả, quản lý, sử dụng tiền chi trả (Điều 57 Nghị định số 156/2018/NĐ-CP).

¹⁰ Danh mục các cơ sở công nghiệp có sử dụng nước từ nguồn nước: 1. Cơ sở Chăn nuôi công nghiệp; 2. Khai thác than cứng và than non; 3. Khai thác quặng kim loại; 4. Khai khoáng khác (đá, cát, sỏi, đất sét); 5. Sản xuất, chế biến thực phẩm; 6. Sản xuất đồ uống; 7. Sản xuất sản phẩm thuốc lá; 8. Dệt (sản xuất sợi, vải dệt thoi và hoàn thiện sản phẩm dệt; hàng dệt khác); 9. Sản xuất trang phục; 10. Sản xuất da và các sản phẩm có liên quan; 11. Chế biến gỗ và sản xuất sản phẩm từ gỗ, tre, nứa; sản xuất sản phẩm từ rơm, rạ và vật liệu tẻ bện; 12. Sản xuất giấy và sản phẩm từ giấy; 13. Sản xuất than cốc, sản phẩm dầu mỏ tinh chế; 14. Sản xuất hóa chất và sản phẩm hóa chất; 15. Sản xuất thuốc, hóa dược và dược liệu; 16. Sản xuất sản phẩm từ cao su và plastic; 17. Sản xuất sản phẩm từ khoáng phi kim loại khác; 18. Sản xuất kim loại, sản phẩm từ kim loại đúc sẵn; 19. Sản xuất và phân phối điện, khí đốt, nước nóng, hơi nước và điều hòa không khí (sản xuất nhiệt điện than, nhiệt điện khí; khí đốt; nước đá); 20. Ngành nghề công nghiệp khác có sử dụng nước từ nguồn nước [13].

hóa từ các khái niệm lý thuyết - vẫn cần tiếp tục được cải tiến hướng tới mục tiêu phát triển bền vững của doanh nghiệp, các tổ chức, cá nhân trong xã hội; đồng thời bảo vệ và gìn giữ các nguồn tài nguyên thiên nhiên.

Tài liệu tham khảo

[1] Cổng thông tin điện tử Quốc hội, “Quy định cụ thể hơn về nguyên tắc chi trả dịch vụ môi trường rừng”, 11/8/2023.

[2] Tracey Strange and Anne Bayley, *Sustainable development, linking economy, society, environment*. OECD, 2008. DOI: 10.1787/9789264055742-en.

[3] David Pearce, “An intellectual history of environmental economics”, *Annual Review of Energy and the Environment*, Volume 27, pp. 57 - 81, 2002. DOI: 10.1146/annurev.energy.27.122001.083429.

[4] Olivier Vardakoulis, “Valuing the environment in economic terms”, New Economics Foundation (NEF). [Online]. Available: <https://www.nefconsulting.com/wp-content/uploads/2014/10/Valuing-the-environment-in-economic-terms-briefing.pdf>

[5] Sven Wunder, “Payments for environmental services: Some nuts and bolts”, *CIFOR Occasional Paper No. 42*, 2005.

[6] Quốc hội, “Luật Bảo vệ và phát triển rừng”, Luật số 58-LCT/HĐNN8 ngày 12/8/1991.

[7] Quốc hội, “Luật Bảo vệ và phát triển rừng”, Luật số 29/2004/QH11 ngày 3/12/2004.

[8] Quốc hội, “Luật Lâm nghiệp”, Luật số 16/2017/QH14 ngày 15/11/2017.

[9] Tổng công ty Điện lực Dầu khí Việt Nam, “Báo cáo về việc thực hiện quy định pháp luật về thuế, phí bảo vệ môi trường”, Công văn số 809/ĐLDK-ATSKMT ngày 23/5/2022.

[10] Phạm Thu Thủy, Karen Bennett, Vũ Tấn Phương, Jake Brunner, Lê Ngọc Dũng, và Nguyễn Đình Tiến, “Chi trả dịch vụ môi trường rừng tại Việt Nam: Từ chính sách đến thực tiễn”, Báo cáo chuyên đề 98, Bogor, Indonesia, Center for International Forestry Research (CIFOR), 2013.

[11] Chính phủ, “Quy định chi tiết thi hành một số điều của Luật Lâm nghiệp”, Nghị định số 156/2018/NĐ-CP ngày 16/11/2018.

[12] Chính phủ, “Nghị định sửa đổi, bổ sung một số điều của Nghị định số 156/2018/NĐ-CP của Chính phủ quy định chi tiết thi hành một số điều của Luật Lâm nghiệp”, Nghị định số 27/2024/NĐ-CP ngày 6/3/2024.

[13] Chính phủ, “Quy định phí bảo vệ môi trường đối với nước thải”, Nghị định số 53/2020/NĐ-CP ngày 5/5/2020.

[14] Quốc hội, “Luật Bảo vệ môi trường”, Luật số 72/2020/QH14 ngày 17/11/2020.

[15] Quốc hội, “Luật Phí và lệ phí”, Luật số 97/2015/QH13, ngày 25/11/2015.

PAYMENT FOR FOREST ENVIRONMENTAL SERVICES: FROM THEORY TO PRACTICE IN PETROVIETNAM POWER PLANTS

Tu Vi Sa

Vietnam Oil and Gas Group

Email: satv@pvn.vn

Summary

According to Vietnam Forest Protection and Development Fund’s report, over the past 10 years, the total payment for forest environmental services has reached more than 25,000 billion VND [1]. Of this amount, power plants with capital contribution from Vietnam Oil and Gas Group (Petrovietnam) have contributed over 260 billion VND in forest environmental service fees. However, power plants in general have to face common difficulties when having to pay for forest environmental service fees from their own production and business funds without being able to account for it into electricity prices.

The article focuses on evaluating theoretical principles, current policies, and the effectiveness of the forest environmental service payment mechanism, concentrating on the case of oil and gas power plants. Research results indicate the need to continue improving policies to balance environmental protection goals and business efficiency, especially the need to solve the issue of incorporating forest environmental service costs into electricity prices in power purchase agreements.

Key words: Forest environmental service fees, power plant, environmental economics, sustainable development.

PHÁT TRIỂN HỆ THỐNG NĂNG LƯỢNG XANH VÀ ĐẢM BẢO HIỆU QUẢ CHI PHÍ

Báo cáo “Triển vọng năng lượng Việt Nam - Đường đến phát thải ròng bằng không” do Cục Điện lực và Năng lượng tái tạo, Bộ Công Thương phối hợp với Cục Năng lượng Đan Mạch xây dựng, với sự hỗ trợ của Đại sứ quán Đan Mạch tại Việt Nam [1], đã đưa ra 23 thông điệp và khuyến nghị chính hướng tới mục tiêu: (1) phát triển hệ thống năng lượng xanh và đảm bảo hiệu quả chi phí; (2) đảm bảo an ninh cung cấp điện trong quá trình chuyển đổi năng lượng xanh; (3) thúc đẩy hiệu quả tổng hợp của hệ thống năng lượng bằng cách kết hợp nhiên liệu tái tạo và hydrogen; (4) chuyển đổi năng lượng xanh trong ngành giao thông vận tải; (5) xây dựng ngành công nghiệp hiệu quả về chi phí và sử dụng ít năng lượng hơn; (6) hỗ trợ về xã hội và môi trường trong quá trình chuyển đổi năng lượng công bằng.

1. Khuyến nghị hướng tới mục tiêu phát triển hệ thống năng lượng xanh và đảm bảo hiệu quả chi phí

1.1. Chuyển đổi năng lượng xanh mang lại hiệu quả chi phí cho Việt Nam

Theo phân tích tối ưu hóa chi phí các lộ trình phát triển hệ thống năng lượng của Việt Nam trong tương lai, quá trình chuyển đổi xanh không chỉ khả thi về mặt kỹ thuật mà còn hiệu quả về mặt kinh tế. Ngay cả khi không có mục tiêu giảm phát thải khí nhà kính rõ ràng (Kịch bản cơ sở - BSL), tổng phát thải vẫn đạt đỉnh vào năm 2030 và giảm dần sau đó. Hơn nữa, lượng phát thải khí nhà kính hàng năm dự kiến vào năm 2050 sẽ thấp hơn 21% so với lượng phát thải được ghi nhận vào năm 2022.

Để đạt được mục tiêu phát thải ròng bằng 0 theo cam kết của Việt Nam công bố tại COP26, Việt Nam cần tiếp tục nghiên cứu các biện pháp nhằm cắt giảm đáng kể lượng phát thải bắt đầu ngay từ bây giờ, đặc biệt là trong ngành điện (Kịch bản Phát thải ròng bằng 0 - NZ). Mục tiêu giảm phát thải ở mức cao hơn vào năm 2050 là khả thi (Kịch bản Phát thải ròng bằng 0+, có mục tiêu giảm phát thải cao hơn - NZ+) được khuyến nghị để có thể bù đắp trong trường hợp mức phát thải của lĩnh vực sử dụng đất và lĩnh vực nông nghiệp không đạt được như đã nêu trong Chiến lược quốc gia về biến đổi khí hậu.

Khuyến nghị: Khuyến khích giảm phát thải CO₂ thông qua các cơ chế thị trường.

- Cơ chế hạn ngạch CO₂ (Cơ chế mua bán phát thải) cần đảm bảo phù hợp với các mục tiêu tham vọng đến

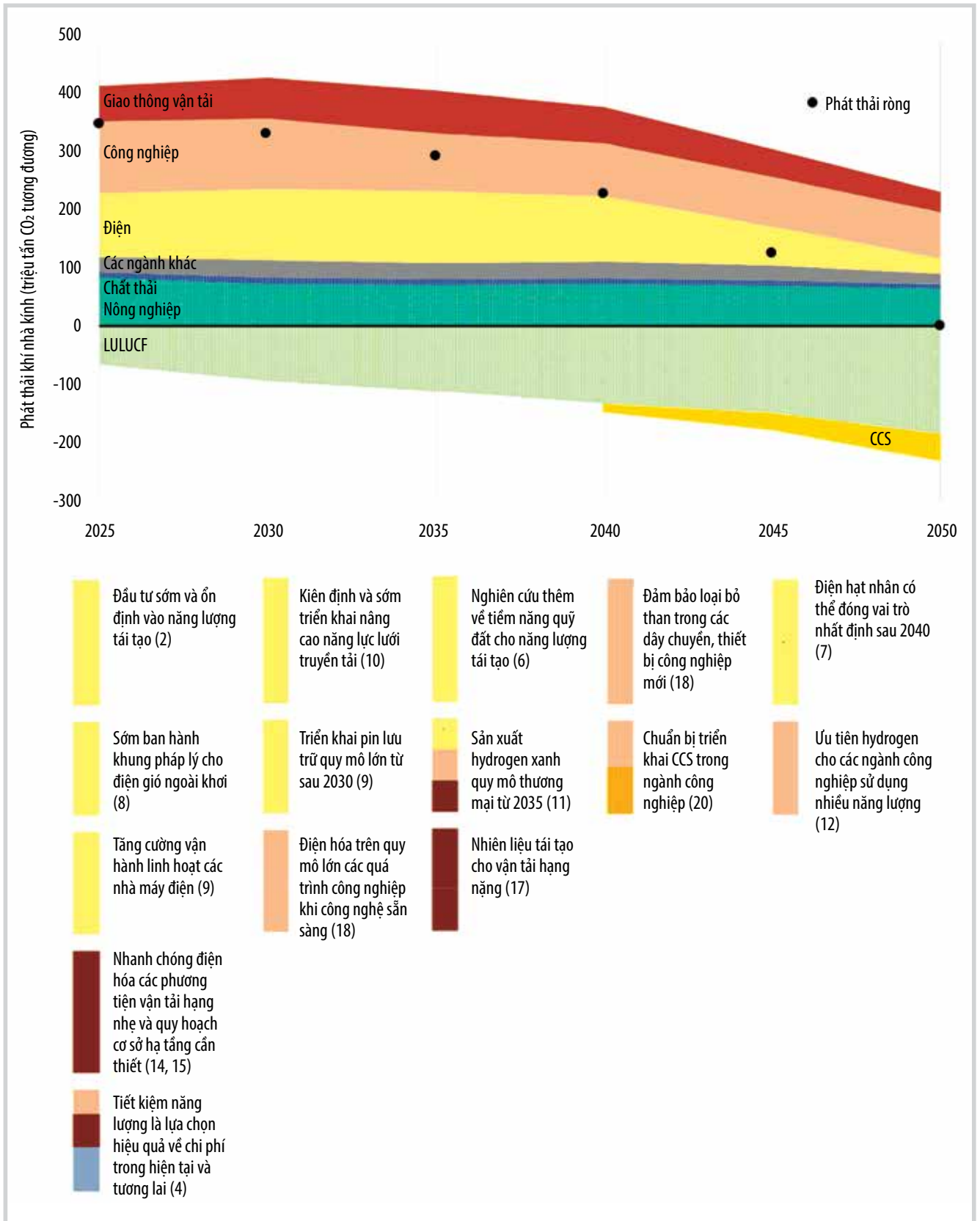
năm 2030 và 2035 đối với ngành điện và công nghiệp và là một công cụ kinh tế quan trọng để hỗ trợ cắt giảm phát thải trong ngắn hạn.

- Xem xét đặt ra các mục tiêu cao hơn nhằm đưa mức phát thải đỉnh của toàn hệ thống năng lượng về trước năm 2035 và phù hợp với các mục tiêu JETP cho ngành điện vào năm 2030. Ngoài ra, nên cân nhắc tăng mục tiêu giảm phát thải của ngành năng lượng đến năm 2050 cao hơn mục tiêu phát thải ròng bằng 0 chung của toàn xã hội.

1.2. Cần đầu tư sớm và ổn định vào năng lượng tái tạo

Quy hoạch phát triển điện lực quốc gia thời kỳ 2021 - 2030, tầm nhìn đến năm 2050 [2] đưa ra mục tiêu đặc biệt tham vọng trong phát triển dài hạn, tập trung mở rộng đáng kể quy mô năng lượng tái tạo sau năm 2030. Tuy nhiên, để đạt được mục tiêu phát thải ròng bằng 0 vào năm 2050 một cách hiệu quả về mặt chi phí, Việt Nam nên tăng cường thu hút đầu tư vào lĩnh vực năng lượng tái tạo từ trước năm 2030, với nhu cầu điện tăng thêm sẽ được đáp ứng chủ yếu bằng nguồn điện từ năng lượng tái tạo kể từ năm 2025.

Theo kết quả tính toán từ mô hình với kịch bản NZ, hiệu quả về chi phí trong dài hạn có thể đạt được nếu từ nay đến năm 2030 Việt Nam lắp đặt thành công khoảng 56 GW năng lượng tái tạo (17 GW điện gió trên bờ và 39 GW điện mặt trời). Cơ sở cho khuyến nghị này là các khoản đầu tư vào nguồn điện năng lượng tái tạo trước năm 2030 sẽ phải thay thế bằng các khoản đầu tư lớn



Hình 1. Tóm tắt các khuyến nghị chính và đề xuất thời gian thực hiện đến năm 2050, trên cơ sở lượng phát thải khí nhà kính được dự báo trong kịch bản NZ [1].

và lãng phí vào các dự án nhiệt điện chỉ vận hành trong 10 - 15 năm trước khi phải loại bỏ dần hoặc vận hành ở mức tải thấp để tuân thủ các mục tiêu giảm phát thải theo cam kết.

Khuyến nghị: Đưa ra các mục tiêu tham vọng cho phát triển năng lượng tái tạo trong ngắn hạn, đồng thời giảm thiểu rủi ro và chậm trễ trong việc phê duyệt các dự án năng lượng tái tạo. Các bước sau đây có thể giúp giảm rủi ro cho các nhà đầu tư, qua đó giảm chi phí vốn cho năng lượng tái tạo:

- Hỗ trợ thúc đẩy đầu tư sớm và có chọn lọc vào năng lượng tái tạo thông qua việc hoàn thiện và triển khai các khung pháp lý bao gồm cơ chế đấu thầu, cơ chế mua bán điện trực tiếp (DPPA) và các điều khoản trong hợp đồng mua bán điện.
- Phân tích và đề xuất cơ chế hỗ trợ thích hợp khi cắt giảm nguồn điện năng lượng tái tạo.

1.3. Chuyển đổi cơ cấu kinh tế theo hướng giảm tỷ trọng các ngành sử dụng nhiều năng lượng sẽ giúp đạt được tăng trưởng xanh và hiệu quả hơn về chi phí

Kịch bản tăng trưởng xanh (GG) cho thấy Việt Nam có thể đạt được tăng trưởng xanh bền vững và hiệu quả hơn về chi phí bằng việc tái cấu trúc nền kinh tế theo hướng ưu tiên phát triển dịch vụ, giảm các lĩnh vực sử dụng nhiều năng lượng và tăng các lĩnh vực sản xuất có giá trị gia tăng cao sử dụng ít năng lượng. Định hướng này giúp giảm tổng cầu năng lượng, qua đó tiết kiệm đầu tư vào phát triển hệ thống năng lượng mà vẫn đạt được các mục tiêu tăng trưởng kinh tế và các mục tiêu khí hậu.

Khuyến nghị:

- Xem xét điều chỉnh cấu trúc mô hình tăng trưởng và phát triển kinh tế của Việt Nam theo định hướng nền kinh tế với tăng trưởng cao hơn từ khu vực dịch vụ và các ngành công nghiệp sử dụng ít năng lượng.
- Đặt ra các mục tiêu tăng trưởng kinh tế cho các phân ngành thuộc lĩnh vực sản xuất, trong đó ưu tiên sản xuất các sản phẩm có giá trị cao như ô tô, điện tử, pin, quang điện, chip và chất bán dẫn...
- Hỗ trợ tái cơ cấu lực lượng lao động bằng cách xây dựng chiến lược đào tạo dài hạn và đào tạo lại kỹ năng cho người lao động, tập trung triển khai các chương trình đào tạo kỹ năng cho lĩnh vực sản xuất các sản phẩm có giá trị cao.

1.4. Sử dụng năng lượng hiệu quả là lựa chọn giúp đạt mục tiêu phát thải ròng bằng 0 hiệu quả về chi phí

Từ năm 2020 - 2050, nhu cầu năng lượng trung bình của ngành công nghiệp sẽ tăng khoảng từ 4 - 7 lần tùy theo kịch bản, trong đó kịch bản GG có mức tăng trưởng nhu cầu năng lượng thấp hơn. Trong các ngành dân dụng và dịch vụ, nhu cầu năng lượng được dự báo sẽ tăng lên 150% vào năm 2050 và đóng góp khoảng 18 - 24% tổng nhu cầu điện của cả nước. Theo dự báo, chậm nhất vào năm 2040, tất cả các dây chuyền sản xuất công nghiệp hiện có sẽ được thay thế bằng các quá trình và công nghệ mới hiệu quả hơn. Do đó, sử dụng năng lượng hiệu quả là giải pháp mang lại hiệu quả về mặt chi phí trong các ngành công nghiệp, dân dụng và dịch vụ. Tuy nhiên, để đạt được tối đa tiềm năng tiết kiệm năng lượng, cần có cơ chế khuyến khích phù hợp và các giải pháp để tăng mức độ tuân thủ chính sách.

Khuyến nghị:

- Khuyến khích đầu tư vào các quá trình hiệu quả hơn trong tất cả các lĩnh vực. Đặc biệt cần đầu tư vào các quá trình hiệu quả nhất trong lĩnh vực công nghiệp nặng, như xi măng, thép để giúp đạt được mục tiêu phát thải ròng bằng 0.
- Phân tích và lượng hóa các rào cản phi tài chính đối với hoạt động đầu tư vào lĩnh vực công nghiệp, dịch vụ và dân dụng để khuyến nghị các chính sách phù hợp.

1.5. Tích hợp năng lượng tái tạo trong ngành điện là điều kiện cần cho quá trình chuyển đổi xanh của ngành giao thông vận tải

Theo Chiến lược Giao thông xanh [3], ngành giao thông sẽ cần nguồn điện xanh cho quá trình chuyển đổi xanh trong ngắn hạn để phát triển phương tiện giao thông điện. Tuy nhiên, nếu ngành điện không có kế hoạch tương ứng để phát triển và tích hợp các nguồn điện từ năng lượng tái tạo thì giải pháp mang tính liên ngành sẽ không phát huy hiệu quả. Điều này được thể hiện trong kịch bản Giao thông xanh (GT), trong đó ngành điện phát triển xanh chậm hơn trong khi ngành giao thông yêu cầu chuyển đổi nhanh chóng sang nhiên liệu điện phân và nhiên liệu xanh khác dẫn đến chi phí cao hơn để đạt được mục tiêu phát thải ròng bằng 0 vào năm 2050.

Khuyến nghị: Đảm bảo sự đồng bộ trong quá trình chuyển đổi giữa ngành điện và giao thông bằng cách hài hòa các mục tiêu tích hợp năng lượng tái tạo trong ngành điện với các mục tiêu giao thông đầy tham vọng.

2. Khuyến nghị đảm bảo an ninh cung cấp điện trong quá trình chuyển đổi năng lượng xanh

2.1. Tăng cường khai thác tiềm năng sử dụng đất cho điện gió trên bờ và điện mặt trời phù hợp với mục tiêu phát thải ròng bằng 0 vào năm 2050

Kịch bản NZ đòi hỏi dành quỹ đất lớn hơn cho điện mặt trời mặt đất, với tiềm năng công suất điện mặt trời được giả định gấp đôi so với kịch bản BSL. Trường hợp không bổ sung được thêm quỹ đất thì điện mặt trời mái nhà là một giải pháp cần tính đến.

Khuyến nghị:

- Thực hiện nghiên cứu các khu vực đất đai có thể sử dụng đa mục đích (nông nghiệp và năng lượng), để bổ sung quỹ đất tiềm năng cho năng lượng tái tạo có tính đến bối cảnh địa phương và nhu cầu nông nghiệp.
- Xây dựng các tiêu chuẩn và quy định cụ thể nhằm thúc đẩy điện mặt trời áp mái nối lưới.

2.2. Năng lượng hạt nhân có thể đóng vai trò hỗ trợ quan trọng cho năng lượng tái tạo trong dài hạn trong các kịch bản giảm phát thải cao

Điện hạt nhân có vai trò nhất định trong việc thực hiện mục tiêu phát thải ròng bằng 0 và có thể trở thành một phần của cơ cấu nguồn điện tối ưu về chi phí vào năm 2050 theo kịch bản NZ. Với kịch bản có mục tiêu khí hậu cao hơn (kịch bản NZ+), kéo theo nhu cầu điện tăng cao, công suất điện hạt nhân lên tới khoảng 28 GW vào năm 2050.

Khuyến nghị: Nghiên cứu sâu hơn về vai trò của điện hạt nhân trong hệ thống điện tương lai, bao gồm đa dạng hóa loại hình nguồn điện, vận hành an toàn và ổn định hệ thống điện với tỷ trọng nguồn điện năng lượng tái tạo cao.

2.3. Sớm ban hành khung pháp lý và các quy định, hướng dẫn để triển khai các dự án điện gió ngoài khơi

Trong kịch bản NZ, điện gió ngoài khơi dự kiến sẽ hoạt động vào năm 2035 với công suất sẽ tăng lên 84 GW trong 15 năm tiếp theo cho đến năm 2050. Quá trình đầu tư và xây dựng trang trại điện gió ngoài khơi cần thời gian dài từ 6 - 10 năm. Do vậy, để đạt được quy mô điện gió ngoài khơi theo Quy hoạch điện 8 và những mục tiêu cao hơn, cần sớm ban hành khung pháp lý cũng như các quy định, hướng dẫn để đảm bảo tốc độ triển khai, bao gồm quy hoạch không gian biển, khung giá và quy trình cấp phép rõ ràng. Đồng thời, sớm thực hiện các nghiên cứu về các vị trí đầu nối khả dụng, hạ tầng cảng biển,

chuỗi cung ứng và sự sẵn sàng của lực lượng lao động. Sớm triển khai các dự án điện gió ngoài khơi thí điểm theo định hướng trong Quy hoạch điện 8 để tích lũy kinh nghiệm, giảm thiểu rủi ro và chi phí, cũng như nâng cao nhận thức cho các cơ quan có thẩm quyền và tăng niềm tin cho nhà đầu tư.

Khuyến nghị: Sớm ban hành khung pháp lý và các quy định, hướng dẫn cụ thể là điều kiện tiên quyết để triển khai hiệu quả và kịp thời các dự án điện gió ngoài khơi.

2.4. Cải thiện hiệu suất của hệ thống điện bằng các giải pháp tăng cường tính linh hoạt và ưu tiên thực hiện giải pháp theo từng giai đoạn

Nhu cầu điện gia tăng nhanh chóng nhằm đáp ứng các yêu cầu phát triển của nền kinh tế đồng thời với cam kết phát thải ròng bằng 0 đòi hỏi Việt Nam cần phải mở rộng công suất của nguồn và lưới điện với tỷ trọng lớn năng lượng tái tạo trong cơ cấu nguồn. Để phù hợp với quá trình chuyển đổi này, tính linh hoạt là một trong những yếu tố then chốt giúp tăng hiệu suất của hệ thống điện và cho phép tích hợp hiệu quả các nguồn điện từ năng lượng tái tạo. Một số biện pháp đảm bảo vận hành linh hoạt hệ thống điện bao gồm: nâng cấp lưới truyền tải, đầu tư hệ thống lưu trữ năng lượng, vận hành linh hoạt các nguồn nhiệt điện.

Tất cả biện pháp trên đều cần thiết và khả thi để thực hiện ở Việt Nam, tuy nhiên cần cân nhắc mức độ ưu tiên theo từng giai đoạn để đạt được hiệu quả kinh tế cao nhất. Kết quả phân tích mô hình cho thấy đầu tư vào lưới điện truyền tải với quy mô phù hợp và tăng cường vận hành linh hoạt các nhà máy nhiệt điện than là các biện pháp hiệu quả nhất về mặt chi phí trong giai đoạn từ nay đến năm 2035, sau đó pin lưu trữ năng lượng cũng sẽ trở nên hiệu quả về chi phí.

Việc vận hành linh hoạt các nhà máy nhiệt điện than có thể đạt được bằng cách ban hành cơ chế phù hợp để tăng khả năng phối hợp vận hành hiệu quả của các nhà máy nhiệt điện than với các nhà máy điện năng lượng tái tạo, qua đó giảm được chi phí chung của hệ thống do giảm khối lượng đầu tư vào lưới truyền tải và pin lưu trữ năng lượng hiện đang có giá thành cao. Bên cạnh đó, cần tăng cường các chương trình đào tạo nhân viên quản lý vận hành nhằm tăng cường vận hành linh hoạt các nhà máy điện.

Khuyến nghị:

- Các biện pháp hỗ trợ vận hành linh hoạt sẽ có tác dụng đảm bảo tính ổn định và tăng hiệu quả của hệ thống

điện. Xem xét áp dụng các biện pháp thị trường cho các dịch vụ phụ trợ để khuyến khích tăng độ linh hoạt.

- Xem xét áp dụng mức mang tải tối thiểu và tăng tốc độ điều chỉnh dải công suất cho các nhà máy nhiệt điện hiện hữu và đang đầu tư để tạo cơ sở và động lực tăng cường khả năng vận hành linh hoạt cho nhà máy nhiệt điện.

- Thực hiện các thử nghiệm để tích lũy kinh nghiệm và kiến thức về chi phí cần thiết cũng như các rào cản khác nhằm tăng cường tính linh hoạt của nhà máy nhiệt điện.

- Xây dựng khung pháp lý để hỗ trợ triển khai hệ thống lưu trữ điện với quy mô lớn sau năm 2030.

2.5. Kiên định và sớm triển khai nâng cao năng lực lưới điện truyền tải

Theo kết quả phân tích mô hình, việc tăng cường công suất truyền tải liên vùng từ 27 GW hiện tại lên 48 GW vào năm 2030 là rất quan trọng, là một trong những điều kiện tiên quyết để đảm bảo an ninh cung cấp điện với tỷ trọng năng lượng tái tạo cao. Trong kịch bản NZ, việc đầu tư đường truyền tải HVDC (đường dây cao áp một chiều) công suất 1 GW từ miền Trung ra miền Bắc được bắt đầu vào năm 2030. Trong dài hạn, kết nối HVDC trở thành một phần quan trọng của hệ thống truyền tải, cho phép kết nối nguồn năng lượng tái tạo lớn đến các trung tâm phụ tải. Đến năm 2050, dự kiến công suất truyền tải liên

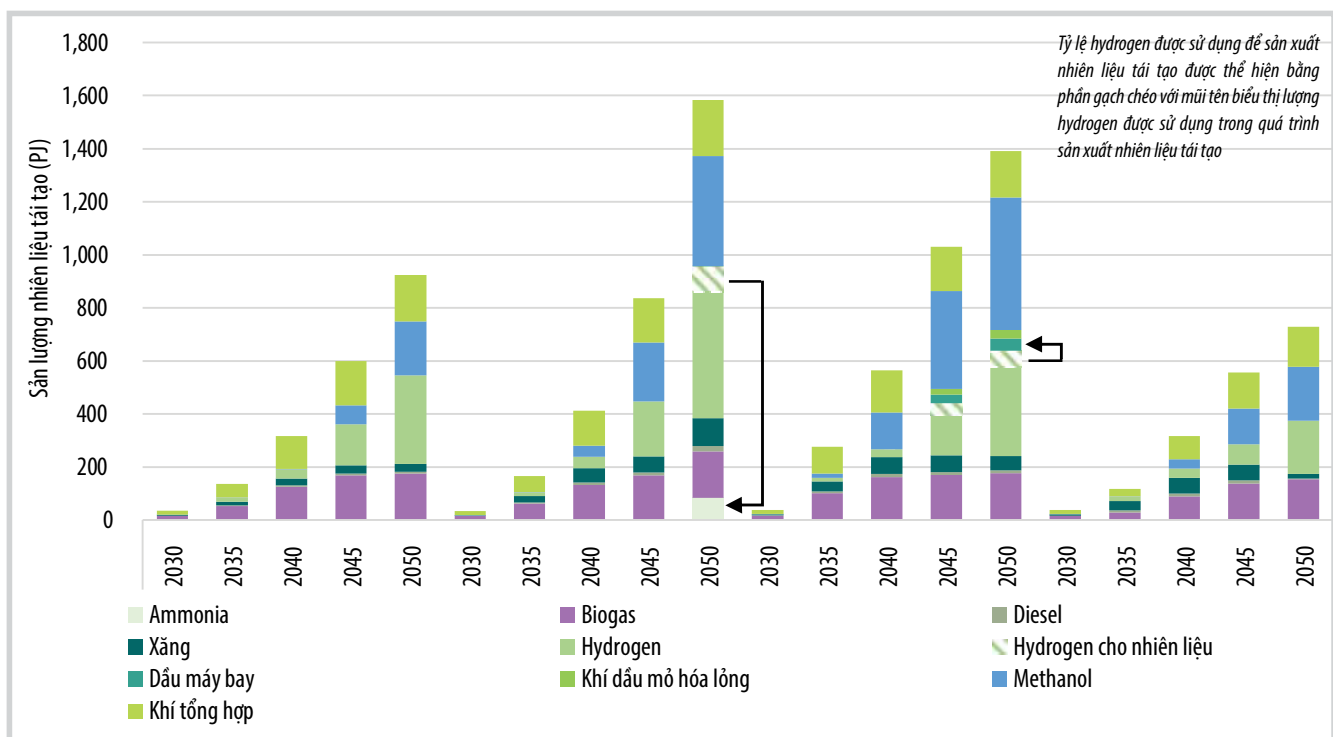
vùng sẽ tăng gấp ba lần với vai trò đáng kể của các đường truyền tải HVDC.

Khuyến nghị: Xây dựng kế hoạch mở rộng và nâng cấp lưới truyền tải, bao gồm kết nối HVDC để đạt gấp 3 lần công suất truyền tải liên vùng vào năm 2050 so với hiện nay.

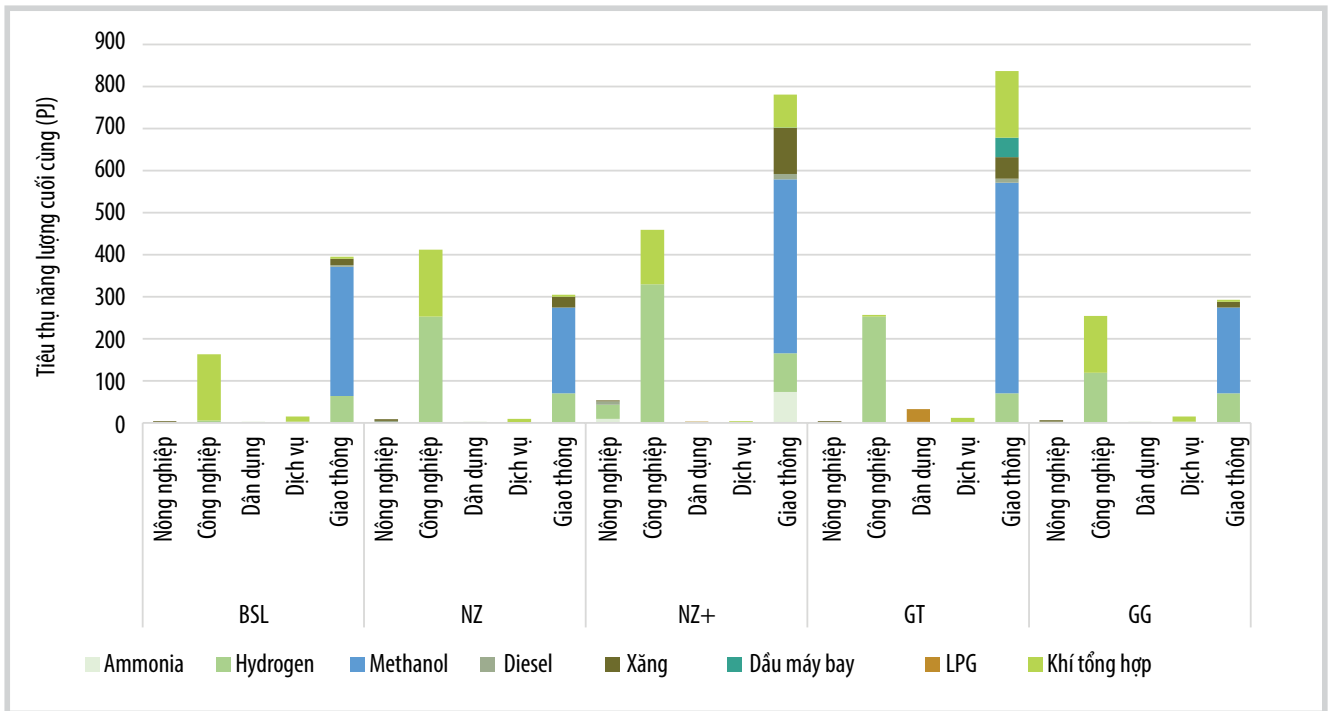
3. Khuyến nghị về giải pháp thúc đẩy hiệu quả tổng hợp của hệ thống năng lượng bằng cách kết hợp nhiên liệu tái tạo và hydrogen

Bắt đầu từ năm 2030, có thể thấy sự gia tăng đáng kể trong sản xuất một số loại nhiên liệu dựa trên năng lượng tái tạo trong các kịch bản (Hình 2). Khí sinh học từ quá trình phân hủy kỵ khí tăng lên nhanh chóng trong tất cả các kịch bản, đến mức toàn bộ tiềm năng được sử dụng trong ngành công nghiệp và giao thông vận tải (khi nâng cấp lên khí tổng hợp), điều đó cho thấy công nghệ này có một lộ trình phát triển mạnh mẽ. Tổng nguồn cung nhiên liệu tái tạo trong kịch bản NZ đạt mức cao nhất khoảng 923 PJ/năm vào năm 2050. Trong tất cả các kịch bản khác, sản lượng nhiên liệu tái tạo thậm chí còn tăng hơn nữa để tuân thủ các mục tiêu giảm phát thải nghiêm ngặt hơn (đặc biệt đối với kịch bản NZ+ và GT).

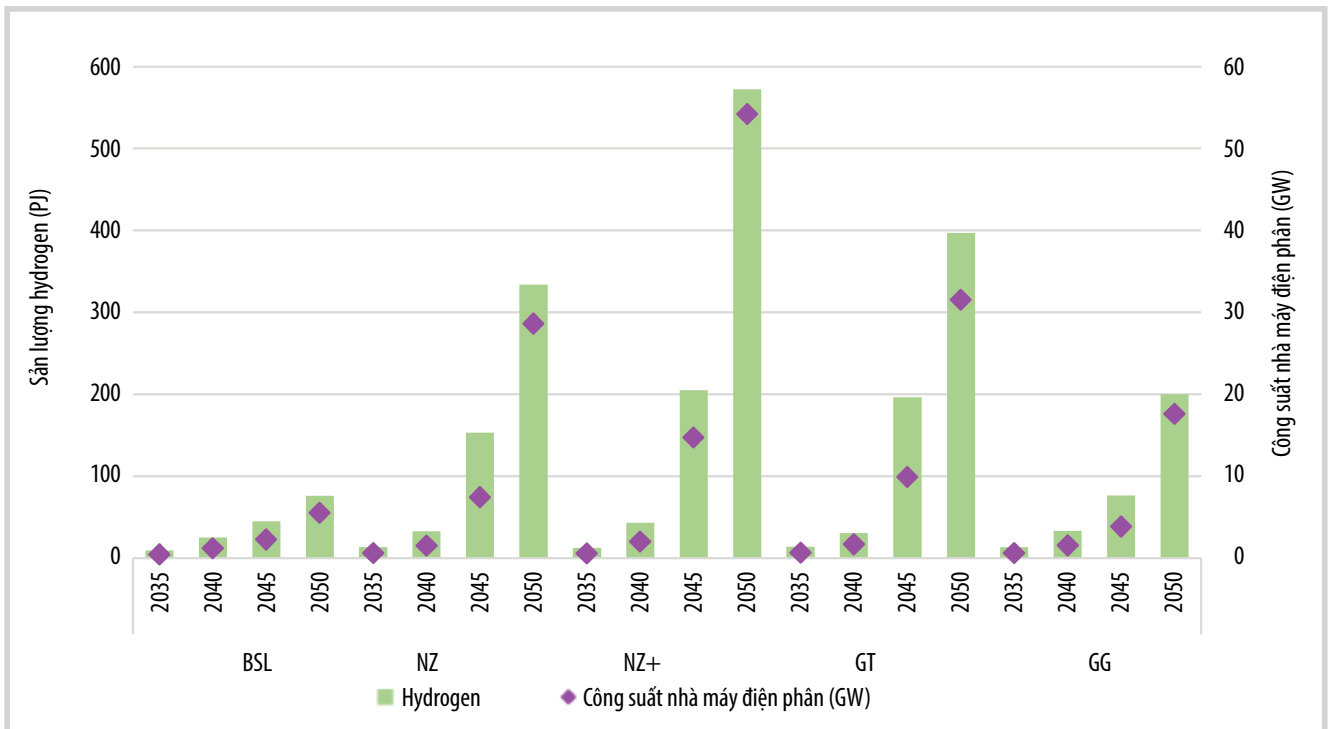
Khi xem xét việc tiêu thụ nhiên liệu tái tạo, bao gồm hydrogen và ammonia giữa các ngành vào năm 2050 (Hình 3), ngành công nghiệp là ngành tiêu dùng lớn nhất,



Hình 2. Sản lượng nhiên liệu tái tạo theo các kịch bản [1].



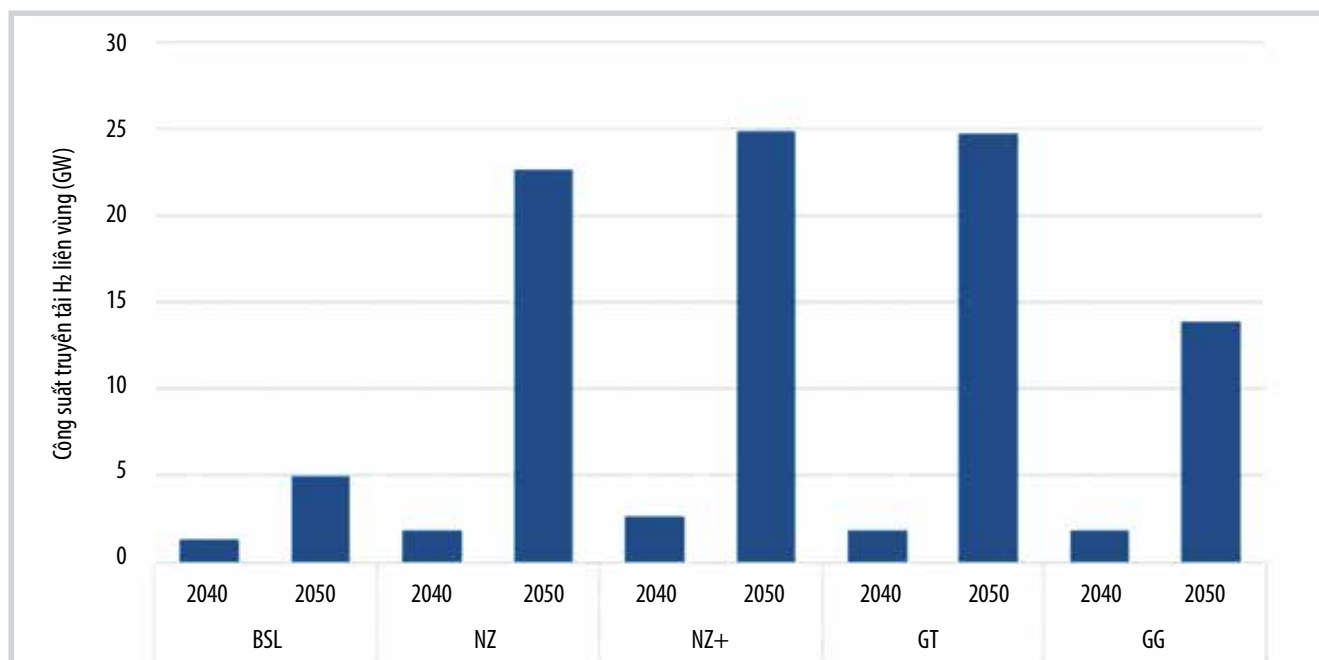
Hình 3. Sử dụng nhiên liệu tái tạo ở người dùng cuối (không bao gồm sinh khối rắn) trong các ngành vào năm 2050 [1].



Hình 4. Sản xuất hydrogen xanh và công suất các nhà máy điện phân được lắp đặt trong các kịch bản [1].

chủ yếu là hydrogen và khí tổng hợp tái tạo, giúp giảm phát thải trong các tiểu ngành công nghiệp như sản xuất phân bón và thép. Ngành giao thông vận tải tiêu thụ hầu hết các nhiên liệu tái tạo để sử dụng trong các phân khúc vận tải hạng nặng như hàng hải và hàng không, đặc biệt là methanol tái tạo và một lượng nhỏ hydrogen được dùng trong hàng hải. Điều đáng chú ý là trong tất cả các kịch

bản chính và kịch bản biến thể được phân tích, không có loại nhiên liệu tái tạo nào được sử dụng trong ngành điện, các nhiên liệu này chỉ được dùng trong các lĩnh vực khó điện hóa và khử carbon, ví dụ trong các quá trình công nghiệp và vận tải hạng nặng. Tuy nhiên, nếu dự phòng được triển khai cho hệ thống điện thì hydrogen có thể được sử dụng cho mục đích dự phòng chiến lược.



Hình 5. Đầu tư vào đường ống hydrogen trong kết nối liên vùng và theo các kịch bản [1].

Nhu cầu sản xuất hydrogen ở quy mô thương mại bắt đầu xuất hiện từ năm 2035 trong tất cả các kịch bản, với 9 - 13 PJ (80 - 110.000 tấn), ở mức thấp nhất theo chỉ tiêu đặt ra cho năm 2030 trong Chiến lược hydrogen [4]. Theo kịch bản BSL, sản lượng hydrogen tăng liên tục, đạt 76 PJ vào năm 2050 (Hình 4). Trong khi đó, sản lượng hydrogen tăng theo thời gian ở mức lớn hơn rất nhiều trong tất cả các kịch bản NZ. Trong kịch bản NZ, hơn 330 PJ (2,8 triệu tấn) hydrogen xanh được sản xuất vào năm 2050. Trong kịch bản NZ+, nhu cầu hydrogen cao hơn đáng kể so với kịch bản NZ, đạt 573 PJ vào năm 2050. Ngoài ra, đây cũng là kịch bản duy nhất trong đó một phần hydrogen (17%) được sử dụng để sản xuất ammonia xanh (83 PJ vào năm 2050) cho lĩnh vực vận tải biển.

Trong các kịch bản, tất cả hydrogen đều được sản xuất bằng phương pháp điện phân, đòi hỏi đầu tư khoảng 30 GW các nhà máy điện phân trong kịch bản NZ và 55 GW trong kịch bản NZ+ vào năm 2050. Quá trình chuyển đổi điện thành hydrogen có tổn thất đáng kể: dựa trên cân bằng năng lượng của pin điện phân kiềm 100 MW có hiệu suất 66,5% (EREA & DEA, 2023) [5]. Để đáp ứng nhu cầu sản xuất hydrogen xanh, cần tổng cộng 13,6 TWh (tương ứng với 48,8 PJ) điện vào năm 2040 và 133 TWh vào năm 2050, tương ứng với 11% tổng nhu cầu điện trong kịch bản NZ. Do tổn thất năng lượng lớn và chi phí đầu tư công nghệ cao, việc sản xuất hydrogen sẽ chỉ được triển khai khi không có giải pháp thay thế khả thi nào khác.

Bảng 1. Chi phí đầu tư của 3 hệ thống truyền tải điện khác nhau so với đường ống hydrogen. Chi phí được chuẩn hóa trên mỗi GW/km, bao gồm các trạm HVDC ở khoảng cách 150 km (Energinet, 2020)

TT		Chi phí đầu tư mới dự kiến (triệu USD/GW/km)
1	HVDC (2 GW)	4,03
2	Đường dây ngầm 150 kV (0,26 GW)	1,37
3	Hệ thống truyền tải trên không (2 x 400 kV) (2 x 1,9 GW)	0,58
4	Đường ống hydrogen 36 inch (10 GW)	0,18

Nhu cầu hydrogen được giả định là sẽ được phân bố tương tự như nhu cầu điện trong 7 vùng hiện tại, do đó Bắc Bộ và Đông Nam Bộ là các vùng có nhu cầu lớn nhất. Phân tích cho thấy rằng việc sản xuất hydrogen không nhất thiết phải nằm ở những vùng có nhu cầu lớn. Điều này là do sự khác biệt đáng kể về chi phí giữa việc xây dựng hệ thống truyền tải điện và truyền tải hydrogen. Sử dụng dữ liệu từ Đan Mạch, chi phí vốn để truyền tải điện đắt hơn từ 5 đến 15 lần so với truyền tải hydrogen (Bảng 1).

Do tiềm năng tiết kiệm chi phí đáng kể này, mô hình tối ưu hóa chọn đặt các nhà máy điện phân để sản xuất hydrogen gần các khu vực có tiềm năng năng lượng tái tạo lớn (điện mặt trời, điện gió và thủy điện) như Nam Trung Bộ và Tây Nguyên và từ đó vận chuyển hydrogen đến các trung tâm tiêu thụ giả định gần các thành phố lớn của Việt Nam. Vì vậy, có thể thấy đầu tư vào các đường ống hydrogen theo xu hướng tương tự như đầu tư vào các nhà máy điện phân (Hình 5).

Trong kịch bản BSL, nhu cầu đường ống hydrogen khá khiêm tốn chỉ khoảng 5 GW vào năm 2050, trong khi ở kịch

bản NZ cần đến 23 GW. Do những tác động đáng kể của việc mở rộng quy mô chưa được tính toán đầy đủ vào quá trình tối ưu hóa đầu tư, việc Việt Nam đầu tư vào các đường ống lớn hơn giữa các vùng khác nhau sẽ khả thi hơn, tùy thuộc vào nhu cầu dự báo dài hạn. Ví dụ, trong kịch bản NZ, ngay từ ban đầu nên xây dựng các đường ống có công suất lớn hơn cần thiết để kết nối giữa các trung tâm sản xuất điện phân và các trung tâm nhu cầu ở miền Bắc và miền Nam, các đường ống này sau đó có thể được kết nối với các đường ống được đầu tư bổ sung đến miền Trung, từ đó kết nối hai hệ thống và cho phép sử dụng hết công suất. Một yếu tố liên quan khác cần xem xét khi phát triển đường ống truyền tải hydrogen trong vùng là địa điểm của các cơ sở công nghiệp tiêu thụ nhiều năng lượng có nhu cầu về hydrogen. Mặc dù ảnh hưởng về vị trí địa lý của các cơ sở công nghiệp chưa được phân tích trong báo cáo này, nhưng có thể thấy sẽ tiết kiệm được chi phí đường ống truyền tải hydrogen nếu các cơ sở công nghiệp có nhu cầu hydrogen được xây dựng ở các vùng có công suất năng lượng tái tạo và hydrogen cao.

Bên cạnh việc vận chuyển hydrogen, khả năng lưu trữ, ở cả 2 dạng kho ngầm và bể thép quy mô lớn là hạ tầng cần thiết khi hydrogen trở thành một phần quan trọng của hệ thống năng lượng. Ở đây, các kho ngầm sẵn có trong vùng cần được xem xét khi quy hoạch cơ sở hạ tầng truyền tải hydrogen. Trong nghiên cứu này, chỉ các bể thép được đưa vào tối ưu hóa mô hình dựa trên các chi phí giả định từ Cẩm nang công nghệ của EREA và DEA [5], do sự không chắc chắn về chi phí và khả năng sẵn có của các kho lưu trữ dưới lòng đất. Cần phải có các phân tích chi tiết hơn về kế hoạch đầu tư tối ưu vào cơ sở hạ tầng hydrogen, bao gồm các phân tích chi tiết về các địa điểm lưu trữ tiềm năng.

3.1. Sản xuất và vận chuyển hydrogen từ năng lượng tái tạo sẽ có hiệu quả chi phí từ năm 2035

Trong dài hạn, Việt Nam sẽ cần nguồn hydrogen xanh đáng kể để khử carbon trong ngành giao thông và công nghiệp. Ngoài mục đích nói trên, mức độ sử dụng hydrogen dự kiến sẽ được giới hạn ở khoảng 1 - 5% tổng mức tiêu thụ nhiên liệu (tùy theo kịch bản) do chi phí sản xuất trong nước cao và chi phí nhập khẩu thậm chí còn cao hơn.

Nhu cầu hydrogen trong tương lai được giả định phân bố tương tự như tại các khu vực có nhu cầu cao hiện nay, do đó chủ yếu ở các khu vực phía Bắc và phía Nam. Tuy nhiên, phân tích cho thấy sẽ hiệu quả hơn về mặt chi phí nếu đặt cơ sở sản xuất hydrogen gần các nguồn

năng lượng tái tạo dồi dào và việc thiết lập hệ thống vận chuyển hydrogen bằng đường ống sẽ mang lại lợi ích kinh tế và giảm nhu cầu đầu tư vào lưới truyền tải điện trong dài hạn.

Khuyến nghị:

- Việc xây dựng cơ sở hạ tầng hydrogen gồm sản xuất, truyền tải, phân phối và lưu trữ sẽ có hiệu quả chi phí từ 2035.
- Nghiên cứu vị trí tiềm năng của địa điểm sản xuất hydrogen gần với nguồn năng lượng tái tạo và cơ sở tiêu thụ, và khả năng kết hợp với phương thức vận chuyển hydrogen bằng đường ống nhằm giảm nhu cầu đầu tư lưới điện truyền tải trong dài hạn.

3.2. Ưu tiên sử dụng hydrogen trong các lĩnh vực khó giảm phát thải hơn là sử dụng hydrogen để sản xuất điện

Dự kiến Việt Nam sẽ cần hydrogen xanh ở quy mô lớn bắt đầu từ những năm 2040, đạt sản lượng 334 PJ vào năm 2050 (kịch bản NZ), hoặc trên 573 PJ (kịch bản NZ+). Các phân tích cho thấy việc sử dụng hydrogen xanh và các dẫn xuất mang lại hiệu quả về mặt chi phí trong các lĩnh vực khó giảm phát thải hoặc không thể điện hóa trực tiếp như công nghiệp nặng, vận tải biển và hàng không; không hiệu quả về chi phí khi sử dụng làm nhiên liệu để phát điện. Trong các phân ngành công nghiệp như sản xuất sắt, thép và xi măng, hydrogen có thể góp phần đạt được mục tiêu giảm phát thải, tuy nhiên chỉ từ những năm 2040, khi công nghệ đã chín muồi. Hơn nữa, quá trình sản xuất hydrogen trong nước bằng công nghệ điện phân có thể góp phần tận dụng nguồn năng lượng tái tạo tại địa phương, qua đó giảm sự phụ thuộc vào nhiên liệu nhập khẩu.

Khuyến nghị:

- Ưu tiên sử dụng hydrogen xanh trong các ngành công nghiệp nặng, như sản xuất xi măng, sắt thép, cũng như trong vận tải biển và hàng không thông qua sự kết hợp giữa việc thiết lập mục tiêu và các biện pháp thị trường, như cơ chế hạn ngạch carbon, thuế carbon và tín chỉ carbon.
- Triển khai các dự án thí điểm trước năm 2035 trong các ngành khó khử carbon nhằm tích lũy kinh nghiệm và kiến thức trước khi triển khai mở rộng.

3.3. Sử dụng tài nguyên sinh khối và sản xuất khí sinh học một cách bền vững

Sinh khối đóng vai trò quan trọng để loại bỏ sử dụng

than trong công nghiệp do chỉ có một số lượng hạn chế các lựa chọn khả thi khác, ví dụ gia nhiệt ở nhiệt độ cao. Sinh khối cũng được dùng để sản xuất methanol sinh học thông qua quá trình khí hóa sinh khối, khí tự nhiên tổng hợp và dầu diesel sinh học cho giao thông vận tải hạng nặng. Việc sử dụng sinh khối trong ngành điện không mang lại hiệu quả về mặt chi phí xét từ góc độ hệ thống, vì sinh khối là nguồn tài nguyên hạn chế và kém cạnh tranh hơn so với các giải pháp sử dụng năng lượng tái tạo khác và năng lượng hạt nhân để sản xuất điện.

Các phân tích xem xét tiềm năng sinh khối bền vững vào khoảng 1.719 PJ vào năm 2050; tuy nhiên, ước tính về tiềm năng và chi phí vẫn chưa chắc chắn vì có thể thay đổi trong sử dụng đất và các tác động của biến đổi khí hậu, bao gồm nhu cầu nước, mực nước biển dâng và các yếu tố khác. Những yếu tố này làm tăng rủi ro nếu phụ thuộc nhiều vào sử dụng sinh khối. Do đó, cần có những quy định và hướng dẫn cụ thể về tạo nguồn, thu gom, chế biến và sử dụng sinh khối. Hơn nữa, trong tất cả các kịch bản, tiềm năng khí sinh học lên tới 176 PJ nên được tận dụng để giảm lượng phát thải trong nông nghiệp và đảm bảo nguồn cung cấp nhiên liệu tin cậy ở khu vực nông thôn.

Khuyến nghị:

- Ưu tiên sử dụng sinh khối một cách bền vững trong ngành công nghiệp và giao thông hơn là trong ngành điện.
- Nghiên cứu xây dựng các quy định, hướng dẫn sản xuất, thu gom, chế biến và sử dụng tài nguyên sinh khối, bao gồm giải pháp sản xuất khí sinh học, nếu phù hợp.

4. Khuyến nghị về giải pháp chuyển đổi năng lượng xanh trong ngành giao thông vận tải

4.1. Nhanh chóng điện hóa các phương tiện vận tải hạng nhẹ và sử dụng nhiên liệu tái tạo trong các phân khúc vận tải hạng nặng để giảm tác động đến khí hậu và môi trường một cách hiệu quả về chi phí

Cần tập trung điện hóa các phân khúc vận tải hạng nhẹ vì giải pháp này mang lại hiệu quả về mặt chi phí, kể cả trong kịch bản BSL. Chuyển đổi sang phương tiện chạy điện (ví dụ như ô tô điện, xe máy điện, cũng như xe van và xe buýt) không chỉ là một biện pháp giảm tác động khí hậu mà còn mang lại cơ hội giảm chi phí y tế và môi trường liên quan đến ô nhiễm không khí, đặc biệt là ở khu vực thành thị. Điện hóa toàn bộ ô tô và xe máy vào năm 2050 là lựa chọn tối ưu về chi phí trong tất cả các kịch bản phân tích, với sự thay đổi đáng kể

về nguồn cung phương tiện bắt đầu từ năm 2030. Tuy nhiên, phương tiện giao thông điện (BEV) nên được xem xét đưa ngay vào quá trình chuyển đổi để cân nhắc các yếu tố như quán tính và hành vi trong quyết định mua sắm của các hộ gia đình.

Khuyến nghị:

- Xem xét đặt mục tiêu 50% phương tiện giao thông hạng nhẹ sử dụng pin vào năm 2030 và 90% vào năm 2040.
- Cân nhắc cơ chế khuyến khích trong ngắn hạn (ví dụ trợ giá) khi mua phương tiện hạng nhẹ sử dụng pin, nhất là xe 2 bánh, cũng như có giá điện phù hợp tại các trạm sạc xe điện.
- Xem xét ưu tiên sử dụng hydrogen và nhiên liệu điện phân cho các phân khúc vận tải hạng nặng (xe tải chở hàng, hàng không và vận tải biển).

4.2. Quy hoạch cơ sở hạ tầng cần thiết cho điện hóa ngành giao thông vận tải

Trong bối cảnh phát triển công nghệ toàn cầu và chi phí phương tiện giao thông điện dự kiến sẽ giảm, tại Việt Nam, nhu cầu của người tiêu dùng đối với xe điện 2 và 4 bánh sẽ tăng rất nhanh trong thập kỷ này. Tuy nhiên, cơ sở hạ tầng lưới điện và quy hoạch đô thị địa phương của Việt Nam hiện chưa được chuẩn bị sẵn sàng đáp ứng yêu cầu của quá trình chuyển đổi đó. Nhu cầu điện cho lĩnh vực vận tải sử dụng phương thức điện hóa sẽ tăng mạnh trong tương lai, cần khoảng 380 TWh điện vào năm 2050 theo kịch bản NZ, tăng lên mức 408 TWh trong kịch bản GT. Tương ứng, mức độ điện hóa trên tất cả các phân khúc giao thông vận tải sẽ tăng mạnh từ mức chiếm 0,4% tỷ trọng nhiên liệu vào năm 2022 lên đáp ứng 44% nhu cầu năng lượng trong giao thông vận tải vào năm 2050 trong kịch bản NZ.

Khuyến nghị:

- Nghiên cứu xây dựng chiến lược đầu tư cấp quốc gia và cấp tỉnh để phát triển cơ sở hạ tầng sạc xe điện theo tiêu chuẩn quốc tế.
- Tích hợp hạ tầng sạc xe điện, bao gồm tăng cường năng lực lưới điện phân phối cho trạm sạc, vào quy hoạch đường bộ và quy hoạch tỉnh, thành phố, đô thị trước 2030.

4.3. Đảm bảo đủ cơ sở hạ tầng để thúc đẩy chuyển đổi sang phương tiện giao thông công cộng và đường sắt điện hóa

Các kịch bản NZ giả định rằng chuyển đổi phương

thức đóng vai trò chủ chốt trong việc giảm tổng nhu cầu năng lượng cần thiết cho vận chuyển hành khách và hàng hóa trong tương lai ở Việt Nam. Đặc biệt, việc chuyển từ phương tiện cá nhân sang đường sắt đô thị ở các khu vực đô thị chính để vận chuyển hành khách, và chuyển một phần nhu cầu vận tải đường bộ, đường biển và hàng không sang đường sắt để vận chuyển hành khách và hàng hóa có thể giảm tối thiểu 9% tổng mức tiêu thụ nhiên liệu trong ngành giao thông vận tải khi so sánh giữa kịch bản BSL và NZ. Quá trình chuyển đổi phương thức được dự báo dựa trên các kế hoạch nâng cấp cơ sở hạ tầng đường sắt, bao gồm hệ thống đường sắt cao tốc Bắc - Nam phục vụ nhu cầu vận tải hành khách và hàng hóa.

Những khoản đầu tư cơ sở hạ tầng như vậy cần được lập kế hoạch và thực hiện kịp thời, đồng thời phải có cơ chế khuyến khích để thúc đẩy sự chuyển đổi từ các phương thức hiện tại sang các phương thức vận tải hành khách và hàng hóa mới.

Khuyến nghị: Sớm có lộ trình cụ thể cho việc đầu tư xây dựng hệ thống đường sắt chạy điện, phù hợp với các mục tiêu giao thông, cả về quy mô và thời gian, cùng với các cơ chế khuyến khích cần thiết để thúc đẩy sử dụng phương tiện giao thông công cộng.

4.4. Nhiên liệu tái tạo sẽ đóng vai trò quan trọng trong các phân khúc vận tải hạng nặng

Theo kết quả phân tích mô hình, hydrogen xanh sản xuất trong nước sẽ cạnh tranh về chi phí từ những năm 2040. Nhu cầu sử dụng nhiên liệu điện phân bao gồm hydrogen và nhiên liệu sinh học trong các phân khúc vận tải phi đường bộ không thể điện hóa trực tiếp, như hàng không và vận tải biển, sẽ lên tới khoảng 65 - 90 PJ vào năm 2050 trong các kịch bản NZ. Hơn nữa, methanol và ammonia có thể đóng một vai trò lớn trong vận tải hàng hải và các phương tiện vận tải hạng nặng, với tổng nhu cầu lên tới 500 PJ trong các kịch bản GT và NZ+ vào năm 2050.

Khuyến nghị: Phát triển sản xuất và ưu tiên sử dụng nhiên liệu điện phân bao gồm hydrogen và nhiên liệu sinh học cho lĩnh vực vận tải biển và hàng không.

5. Khuyến nghị để có một ngành công nghiệp hiệu quả về chi phí và sử dụng ít năng lượng hơn

5.1. Điện hóa tất cả các quá trình công nghiệp khi công nghệ sẵn sàng

Vào năm 2050, điện có thể chiếm 58 - 73% năng lượng

tiêu thụ cuối cùng của các ngành công nghiệp, tùy theo kịch bản. Sử dụng điện là một trong những giải pháp có chi phí thấp nhất để tăng hiệu suất và giảm phát thải, đặc biệt khi sử dụng điện thay thế các nhiên liệu truyền thống. Do các ngành công nghiệp đang phát triển nhanh chóng, việc chuyển đổi cần được thực hiện mạnh mẽ và tập trung vào các phân ngành có mức tiêu thụ năng lượng lớn và có tiềm năng giảm phát thải thông qua sử dụng điện hoặc sinh khối để thay thế than.

Khuyến nghị:

- Nghiên cứu xây dựng cơ chế chính sách hỗ trợ chuyển đổi các dây chuyền sản xuất công nghiệp sang sử dụng điện sớm nhất có thể.

- Xem xét quy định bắt buộc sử dụng điện đối với các quá trình cụ thể khi xây dựng cơ sở mới hoặc chuyển đổi sang sử dụng thiết bị mới. Giải pháp này có thể bao gồm việc xây dựng lộ trình thực hiện chuyển đổi sử dụng điện trong công nghiệp từ cơ chế tự nguyện sang bắt buộc.

- Loại bỏ sử dụng than cho mục đích cung cấp năng lượng trong đầu tư dây chuyền hoặc thiết bị công nghiệp mới từ năm 2030 và tiến tới không sử dụng than trong các ngành công nghiệp từ năm 2040 trừ khi kết hợp các biện pháp thu giữ và lưu trữ carbon.

5.2. Tập trung chuyển đổi nhiên liệu của các phân ngành công nghiệp phát thải cao

Các phân ngành công nghiệp nặng như sắt, thép và xi măng hiện chiếm tỷ trọng lớn trong tổng tiêu thụ năng lượng của ngành công nghiệp tại Việt Nam. Tuy nhiên, tỷ trọng của các phân ngành này trong tổng tiêu thụ năng lượng của ngành công nghiệp có thể giảm từ 42% xuống còn 23 - 25% vào năm 2050. Hơn nữa, các lĩnh vực này cũng chiếm tỷ trọng phát thải khí nhà kính lớn nhất, không bao gồm phát thải liên quan đến các quá trình công nghiệp.

Lượng phát thải lên tới 69 triệu tấn trong kịch bản BSL vào năm 2050, và giảm xuống còn 20 triệu tấn trong kịch bản NZ.

Khuyến nghị: Tập trung vào các ngành công nghiệp khó giảm phát thải, áp dụng các biện pháp sử dụng năng lượng tiết kiệm và hiệu quả, chuyển đổi nhiên liệu sang điện và sinh khối cũng như thúc đẩy sản xuất vật liệu xây dựng bền vững hơn.

- Nghiên cứu thực hiện thí điểm quá trình sản xuất xi măng phát thải carbon thấp hoặc không phát thải carbon.

Từ năm 2030, nghiên cứu áp dụng cơ chế hỗ trợ sản xuất thép xanh sử dụng điện và hydrogen xanh thay cho than.

- Thúc đẩy sử dụng năng lượng tiết kiệm và hiệu quả trong ngành xi măng và nghiên cứu trợ giá cho việc chuyển đổi sang thiết bị sử dụng năng lượng hiệu quả.

- Xây dựng và triển khai các chương trình giáo dục chuyên sâu tập trung vào quá trình chuyển đổi của các phân ngành phát thải cao nhất.

- Hỗ trợ các ngành công nghiệp của Việt Nam đáp ứng yêu cầu của các cơ chế quản lý carbon theo thông lệ quốc tế, như cơ chế Điều chỉnh biên giới carbon (CBAM), nhằm hỗ trợ quá trình chuyển đổi xanh dài hạn của Việt Nam.

5.3. Chuẩn bị cho nhu cầu thu giữ và lưu trữ carbon (CCS) trong các phân ngành được chọn

Kịch bản NZ bao gồm các khoản đầu tư hệ thống CCS để hấp thụ gần 50 triệu tấn CO₂ vào năm 2050. Do đó, để đáp ứng mục tiêu phát thải ròng bằng 0, CCS là một giải pháp công nghệ cho Việt Nam, mặc dù giải pháp này được sử dụng chủ yếu trong công nghiệp từ năm 2040 (với dự kiến 88% CO₂ được thu giữ vào năm 2050) chứ không ưu tiên áp dụng trong các nhà máy điện vì rất tốn kém.

Khuyến nghị:

- Nên sớm bắt đầu chuẩn bị cho áp dụng lưu trữ CO₂ từ năm 2030.

- CCS nên được ưu tiên cho các mục đích công nghiệp và có thể nghiên cứu tính khả thi của sử dụng CCS trong giải pháp đốt rác.

- Các cơ sở sản xuất xi măng và ammonia mới từ năm 2030 nên chuẩn bị sẵn sàng cơ sở thu giữ carbon để xử lý khí thải.

6. Khuyến nghị giải pháp hỗ trợ về xã hội và môi trường trong quá trình chuyển đổi năng lượng công bằng

6.1. Quá trình chuyển đổi năng lượng xanh cần lực lượng lao động có kiến thức và kỹ năng

Để hỗ trợ quá trình tăng trưởng của lĩnh vực năng lượng tái tạo, Việt Nam nên khuyến khích mở rộng giáo dục về công nghệ năng lượng sạch. Cụ thể, việc triển khai và vận hành các nhà máy năng lượng tái tạo, với công suất dự kiến hơn 590 GW điện mặt trời và điện gió vào năm 2050 theo kịch bản NZ mang lại nhiều cơ hội việc làm mới trong nước và đòi hỏi phải có lực lượng lao động có kiến thức và kỹ năng phù hợp. Đào tạo lực lượng lao động hiện

tại về các công nghệ mới, như điện gió, điện mặt trời và pin, cũng như tính linh hoạt của hệ thống điện cũng là một phần quan trọng trong nhiệm vụ chuẩn bị lực lượng lao động cho quá trình chuyển đổi.

Khuyến nghị:

- Tăng cường đào tạo, trang bị kiến thức và kỹ năng cho khu vực học thuật và lực lượng lao động để đáp ứng yêu cầu chuyển đổi xanh và tăng trưởng kinh tế bền vững.

- Xây dựng và hoàn thiện các giáo trình đào tạo từ cơ bản đến chuyên sâu về năng lượng tái tạo và thị trường năng lượng, bao gồm các khía cạnh về pháp lý, công nghệ, kỹ thuật, và kinh tế.

6.2. Kiểm kê ô nhiễm không khí trong sản xuất và sử dụng năng lượng để có các biện pháp cải thiện sức khỏe cộng đồng và đẩy nhanh quá trình chuyển đổi xanh

Không khí ô nhiễm do chứa các thành phần PM_{2.5}, SO₂ và NO_x vượt mức quy định gây ra tác động tiêu cực đối với sức khỏe con người kéo theo những hậu quả đối với cả nền kinh tế và môi trường. Một số nghiên cứu cho thấy ô nhiễm không khí phần lớn đến từ giao thông vận tải, điện và công nghiệp, vốn là các lĩnh vực vẫn tiếp tục sử dụng nhiên liệu hóa thạch cho đến năm 2050. Kiểm kê ô nhiễm không khí để xác định nguồn và mức độ ô nhiễm qua đó thúc đẩy các giải pháp giảm thiểu ô nhiễm. Điện hóa quy mô lớn có thể giúp giảm hơn 50% mức độ ô nhiễm không khí và các hậu quả tiêu cực đi kèm vào năm 2050 so với mức hiện nay. Tuy nhiên, quá trình khử carbon trong ngành vận tải hạng nặng khó hơn do một số nhiên liệu tái tạo như dầu diesel sinh học và methanol sinh học vẫn góp phần gây ô nhiễm không khí.

Khuyến nghị: Mở rộng mạng lưới quan trắc chất lượng không khí cũng như tiến hành các nghiên cứu, kiểm kê để xác định mức độ và tác động của ô nhiễm chi tiết theo từng ngành, lĩnh vực và đưa ra biện pháp giảm thiểu kèm theo lộ trình thực hiện.

6.3. Đốt rác thải phát điện mang lại nhiều lợi ích về xã hội và môi trường

Xử lý rác thải bằng biện pháp chôn lấp gây hậu quả nghiêm trọng về xã hội và môi trường, đặc biệt tiềm ẩn nguy cơ cao về ô nhiễm đất và nguồn nước ngầm. Để tận dụng tài nguyên rác và bảo vệ môi trường, cần giảm tối đa lượng rác thải chôn lấp đồng thời tăng cường hệ thống quản lý và xử lý chất thải hiệu quả, trong đó ưu tiên công tác thu gom và phân loại rác thải cho tái chế và phát điện.

Nhà máy đốt rác để sản xuất điện công nghệ hiện đại là biện pháp giúp cải thiện sức khỏe cộng đồng, mang lại tác động tích cực đối với môi trường địa phương, giảm lượng phát thải khí nhà kính đáng kể so với biện pháp chôn lấp, tận dụng tài nguyên hiệu quả để phát triển bền vững.

Khuyến nghị: Xem xét sửa đổi quy định pháp luật theo hướng không cho phép chôn lấp chất thải cháy được hoặc có khả năng tái chế. Tăng cường thu gom và phân loại rác thải để tái chế và phát điện.

Hồng Minh (giới thiệu)

Tài liệu tham khảo

[1] Cục Điện lực và Năng lượng tái tạo (EREA) và Cục Năng lượng Đan Mạch (DEA), “Báo cáo Triển vọng năng lượng Việt Nam - Đường đến phát thải ròng bằng không”, 2024.

[2] Thủ tướng Chính phủ, “Quy hoạch phát triển điện lực quốc gia thời kỳ 2021 - 2030, tầm nhìn đến năm 2050”, Quyết định số 500/QĐ-TTg ngày 15/5/2023.

[3] Thủ tướng Chính phủ, “Chương trình hành động về chuyển đổi năng lượng xanh, giảm phát thải khí carbon và khí methane của ngành giao thông vận tải”, Quyết định số 876/QĐ-TTg ngày 22/7/2022.

[4] Thủ tướng Chính phủ, “Chiến lược phát triển năng lượng hydrogen của Việt Nam đến năm 2030, tầm nhìn đến năm 2050”, Quyết định 165/QĐ-TTg ngày 7/2/2024.

[5] Cục Điện lực và Năng lượng tái tạo (EREA) và Cục Năng lượng Đan Mạch (DEA), “Cảm nang công nghệ Việt Nam về lưu trữ điện năng, nhiên liệu tái tạo, Power-to-X”, 2023.

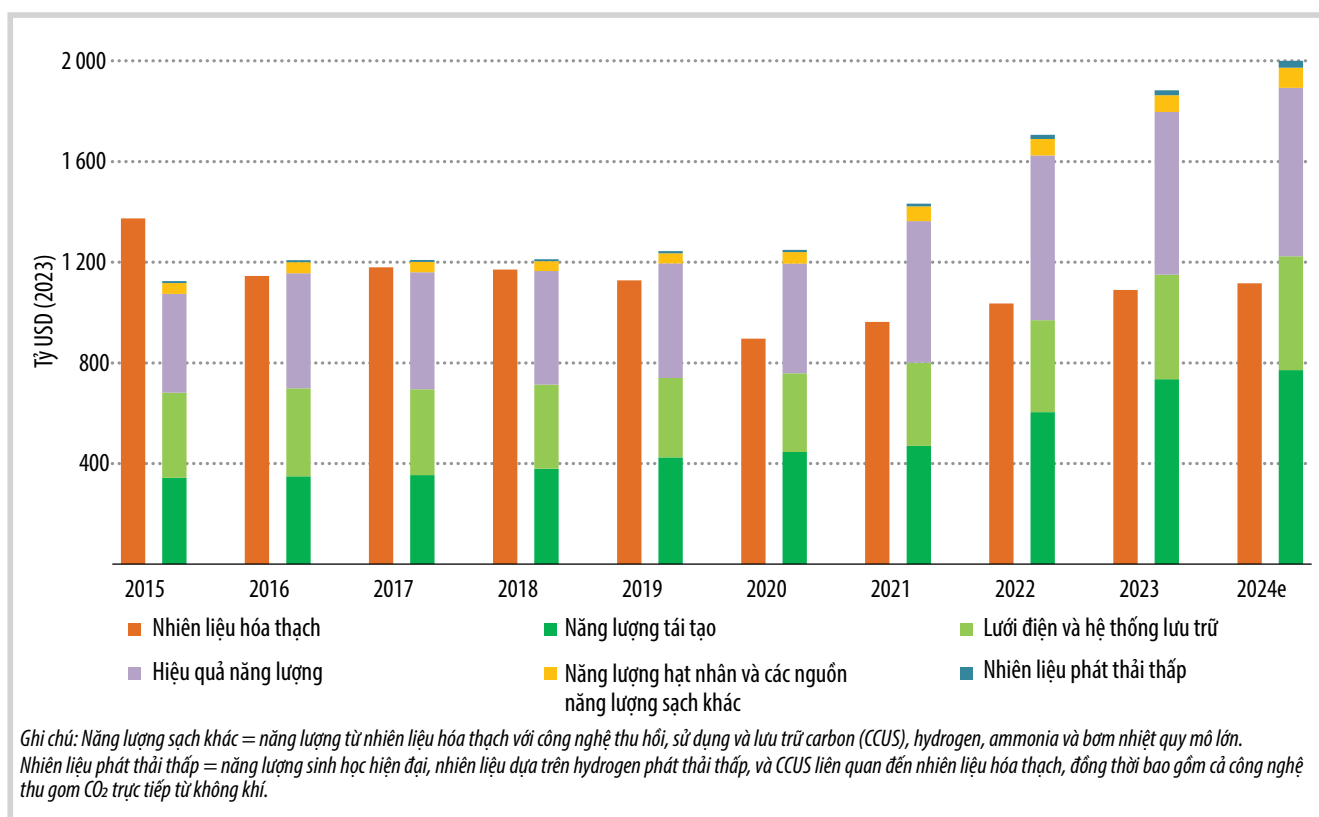
ĐẦU TƯ NĂNG LƯỢNG TOÀN CẦU NĂM 2024 LẦN ĐẦU TIÊN VƯỢT 3 NGHÌN TỶ USD

Báo cáo “Đầu tư năng lượng toàn cầu năm 2024” của Cơ quan Năng lượng Quốc tế (IEA) [1] phân tích dòng vốn đầu tư trong lĩnh vực năng lượng, đánh giá rủi ro và cơ hội trong các lĩnh vực, hiệu quả năng lượng, nghiên cứu và phát triển, áp lực chi phí và lãi suất, các chiến lược đang được các nền kinh tế lớn áp dụng nhằm thúc đẩy sản xuất năng lượng sạch... Trên cơ sở phân tích tình hình đầu tư năng lượng ở 10 nền kinh tế và khu vực chính, IEA đưa ra các giải pháp cần thiết nhằm đạt được các mục tiêu COP28 để tăng gấp 3 công suất năng lượng tái tạo và tăng gấp đôi tốc độ cải thiện hiệu quả năng lượng vào năm 2030.

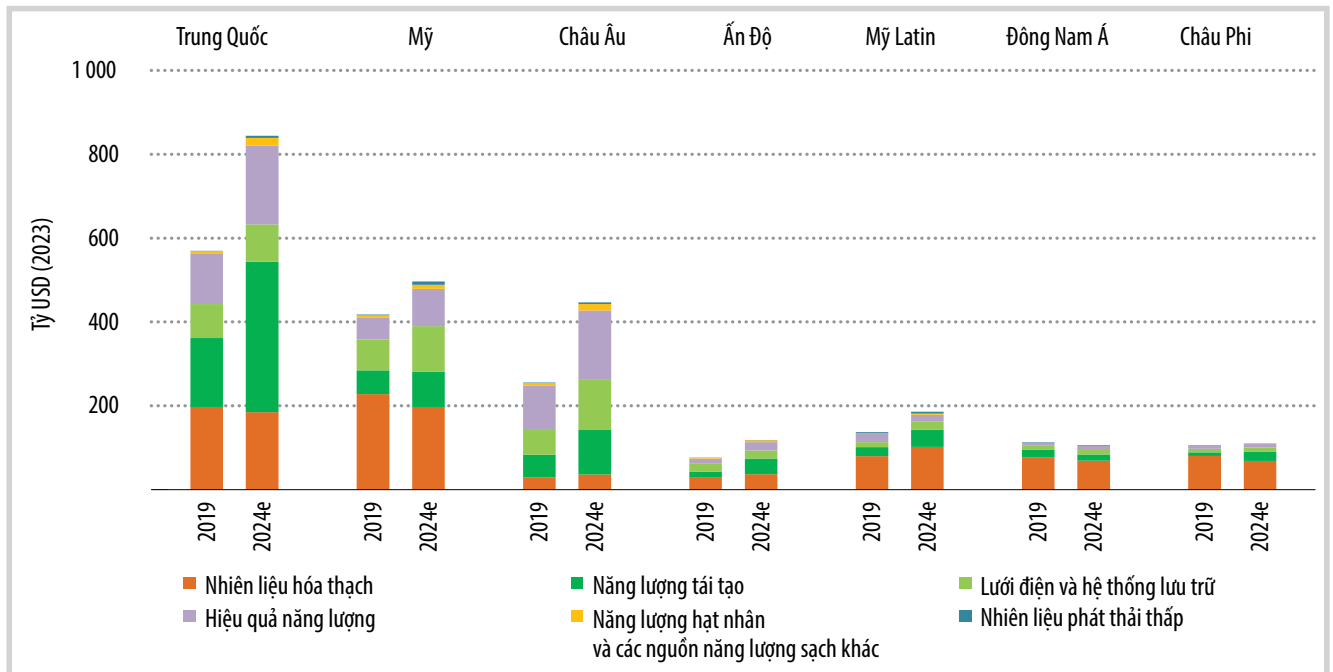
Đầu tư vào lĩnh vực năng lượng trên toàn cầu trong năm 2024 dự kiến lần đầu tiên sẽ vượt mốc 3 nghìn tỷ USD, trong đó 2 nghìn tỷ USD dành cho công nghệ và cơ sở hạ tầng năng lượng sạch. Đầu tư vào năng lượng sạch đã tăng tốc kể từ năm 2020, và đầu tư cho lĩnh vực năng lượng tái tạo, lưới điện và lưu trữ hiện cao hơn đầu tư cho dầu khí và than đá.

Chi phí tấm pin năng lượng mặt trời đã giảm 30% trong 2 năm qua, giá khoáng sản và kim loại quan trọng cho quá trình chuyển dịch năng lượng cũng giảm mạnh, đặc biệt là các kim loại cần thiết cho sản xuất pin.

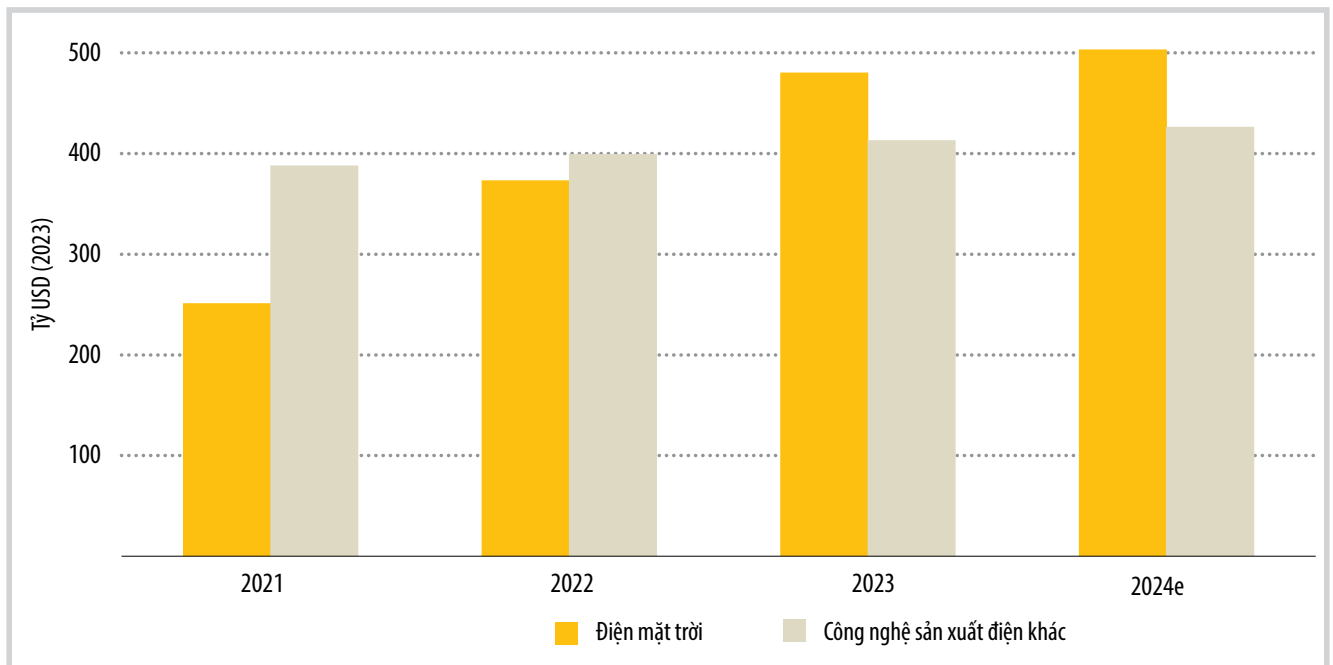
IEA dự báo đầu tư vào lĩnh vực năng lượng sạch sẽ đạt gần 320 tỷ USD trong năm 2024, tăng hơn 50% kể từ năm 2020. Ấn Độ, Brazil, một số quốc gia ở khu vực Đông Nam



Hình 1. Xu hướng đầu tư toàn cầu vào năng lượng sạch và nhiên liệu hóa thạch trong giai đoạn 2015 - 2024 (ước tính) [1].



Hình 2. Đầu tư vào lĩnh vực năng lượng theo quốc gia và khu vực [1].



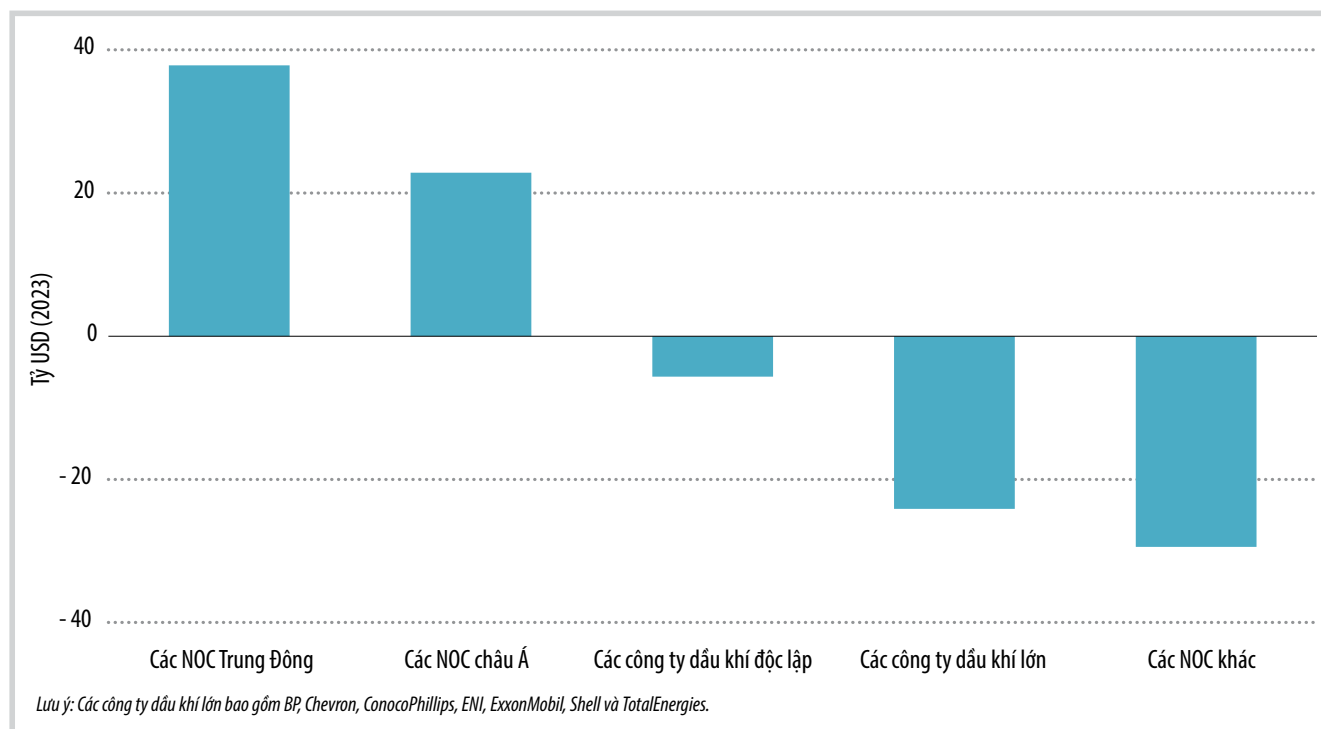
Hình 3. Đầu tư vào điện mặt trời và các công nghệ sản xuất điện khác trong giai đoạn 2021 - 2024 [1].

Á và châu Phi áp dụng các sáng kiến chính sách mới, đầu thầu công khai, cơ sở hạ tầng lưới điện được cải thiện. Đầu tư vào lĩnh vực năng lượng sạch của châu Phi trong năm 2024 ước đạt hơn 40 tỷ USD, gần gấp đôi so với năm 2020.

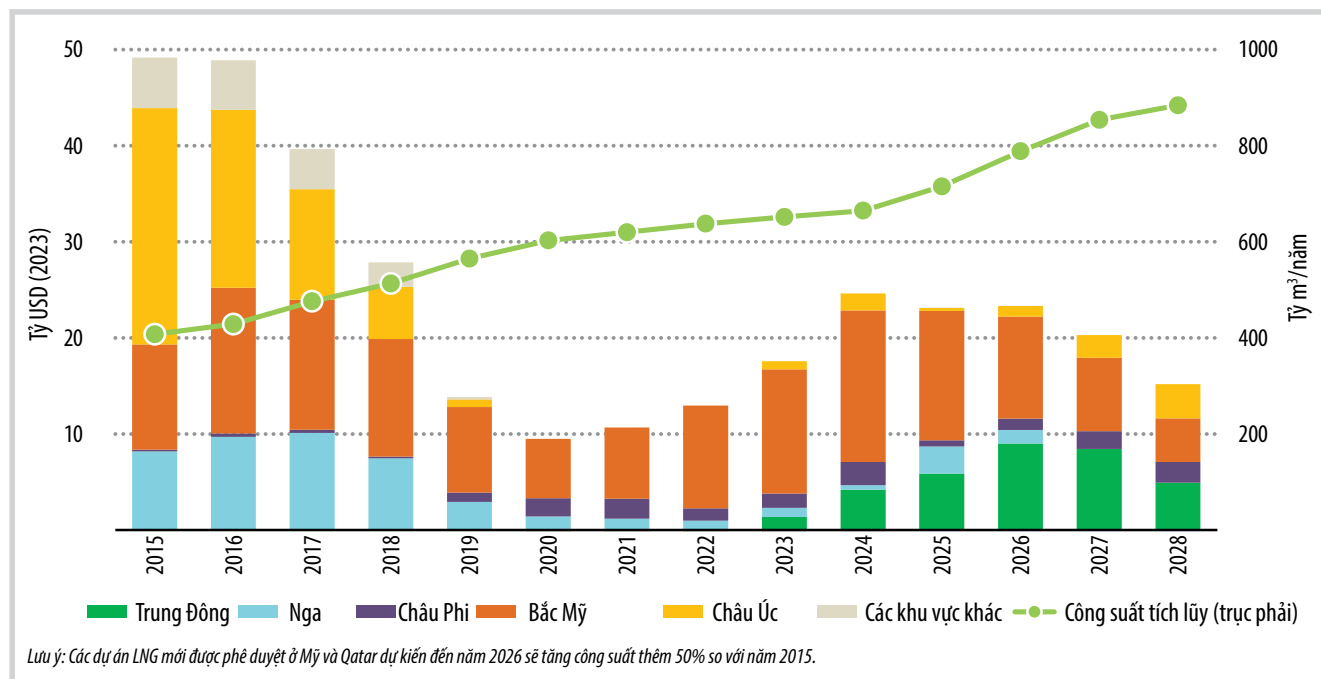
Đầu tư vào điện mặt trời (PV) dự kiến vượt 500 tỷ USD trong năm 2024, lớn hơn đầu tư vào các nguồn phát điện khác cộng lại. Mặc dù tăng trưởng có thể giảm nhẹ trong năm 2024 do giá module PV giảm, năng lượng mặt trời vẫn là trung tâm của quá trình chuyển đổi ngành điện.

Vào năm 2023, 1 USD đầu tư vào điện gió và điện mặt trời tạo ra sản lượng gấp 2,5 lần so với 1 USD đầu tư cho cùng công nghệ vào 1 thập kỷ trước.

Nếu tỷ lệ đầu tư giữa năng lượng sạch và năng lượng hóa thạch không giảm phát thải chỉ đạt khoảng 2:1 vào năm 2015, thì đến năm 2024, tỷ lệ này dự kiến sẽ đạt 10:1. Đầu tư vào năng lượng hạt nhân dự kiến đạt 80 tỷ USD trong năm 2024 (gần gấp đôi mức đầu tư năm 2018), chiếm tỷ trọng 9% trong tổng đầu tư năng lượng sạch.



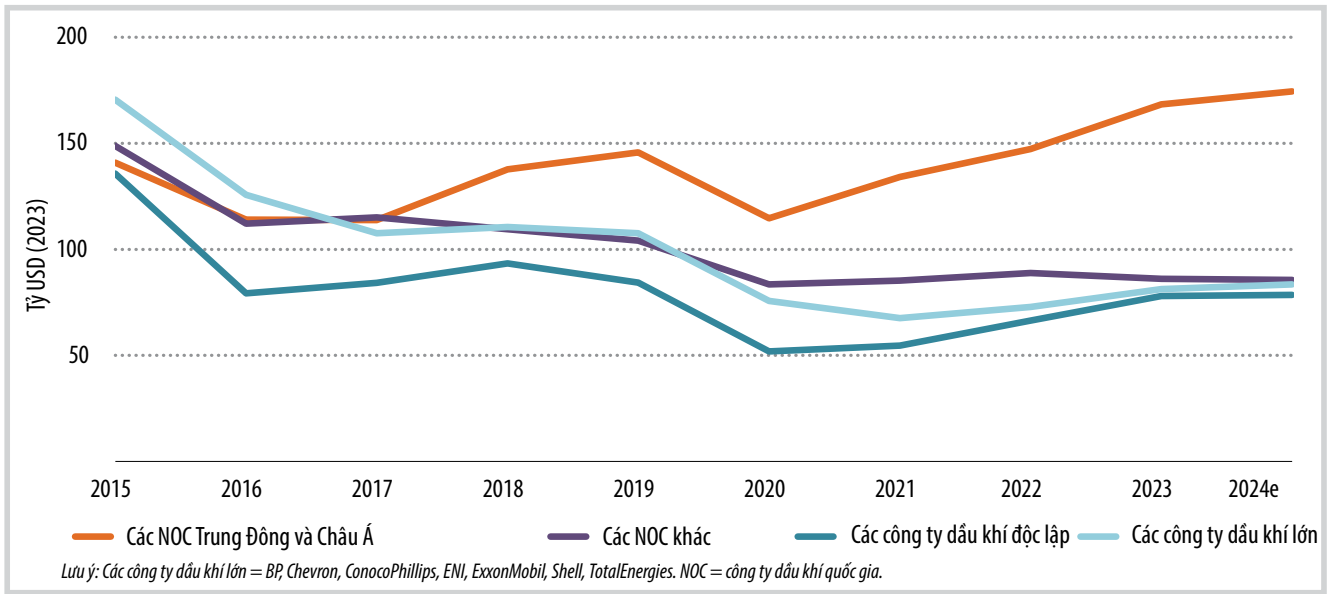
Hình 4. Đầu tư vào lĩnh vực thượng nguồn giai đoạn 2017 - 2024 [1].



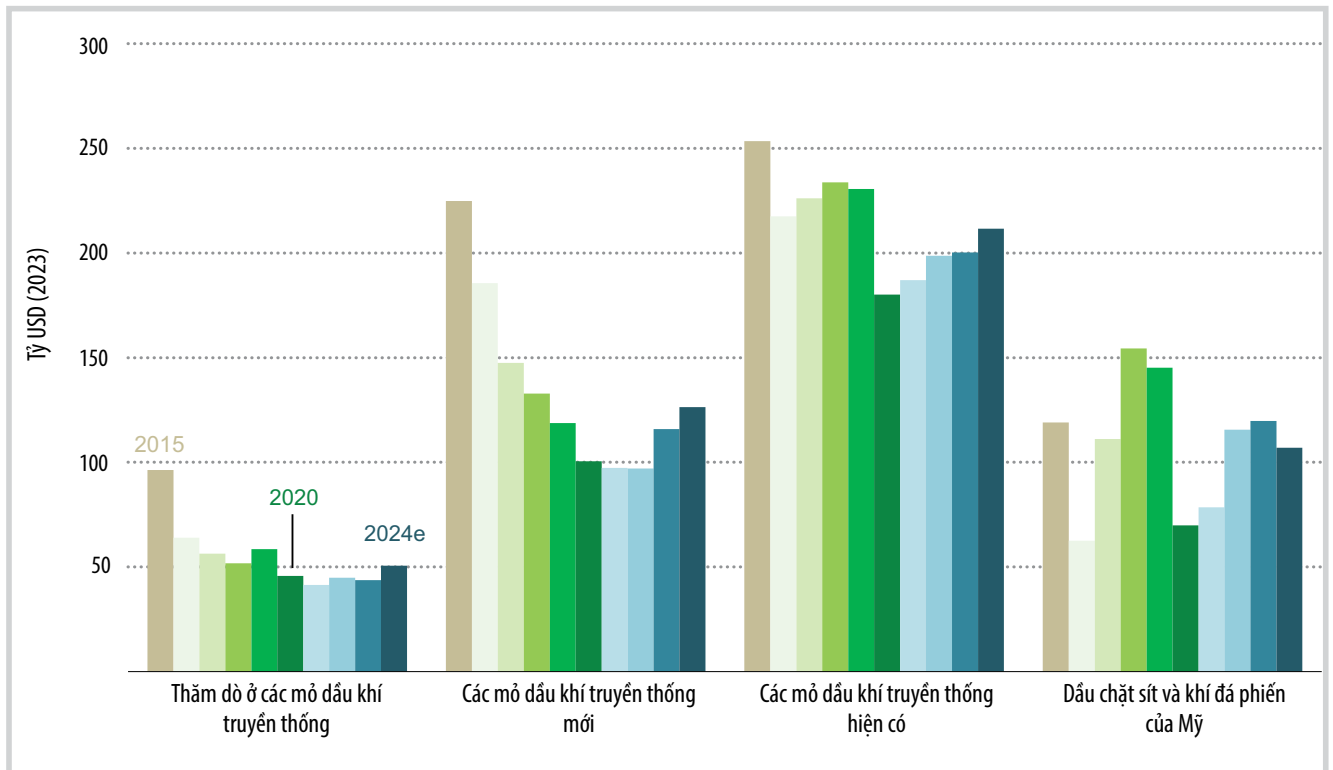
Hình 5. Đầu tư và công suất tích lũy về hóa lỏng LNG trong giai đoạn 2015 - 2028 [1].

IEA cho rằng lưới điện trở thành “nút thắt cổ chai” cho quá trình chuyển dịch năng lượng, dự kiến được đầu tư 400 tỷ USD trong năm 2024, thúc đẩy bởi các chính sách và nguồn tài trợ mới ở châu Âu, Mỹ, Trung Quốc và Mỹ Latin. Các nền kinh tế phát triển và Trung Quốc chiếm 80% trong tổng đầu tư cho lưới điện trên toàn cầu. Đầu tư vào pin lưu trữ đang tăng lên và dự kiến vượt 50 tỷ USD trong năm 2024. Đầu tư cho lĩnh vực năng lượng sạch gia tăng do có động

lực từ các mục tiêu giảm phát thải, tiến bộ công nghệ, an ninh năng lượng (đặc biệt là ở Liên minh châu Âu), và các nền kinh tế lớn đang triển khai chiến lược mới để thúc đẩy sản xuất năng lượng sạch. Các nhà hoạch định chính sách cần cân bằng chi phí và lợi ích của các chương trình này để tăng cường khả năng phục hồi của chuỗi cung ứng năng lượng sạch trong khi vẫn duy trì lợi ích từ thương mại.



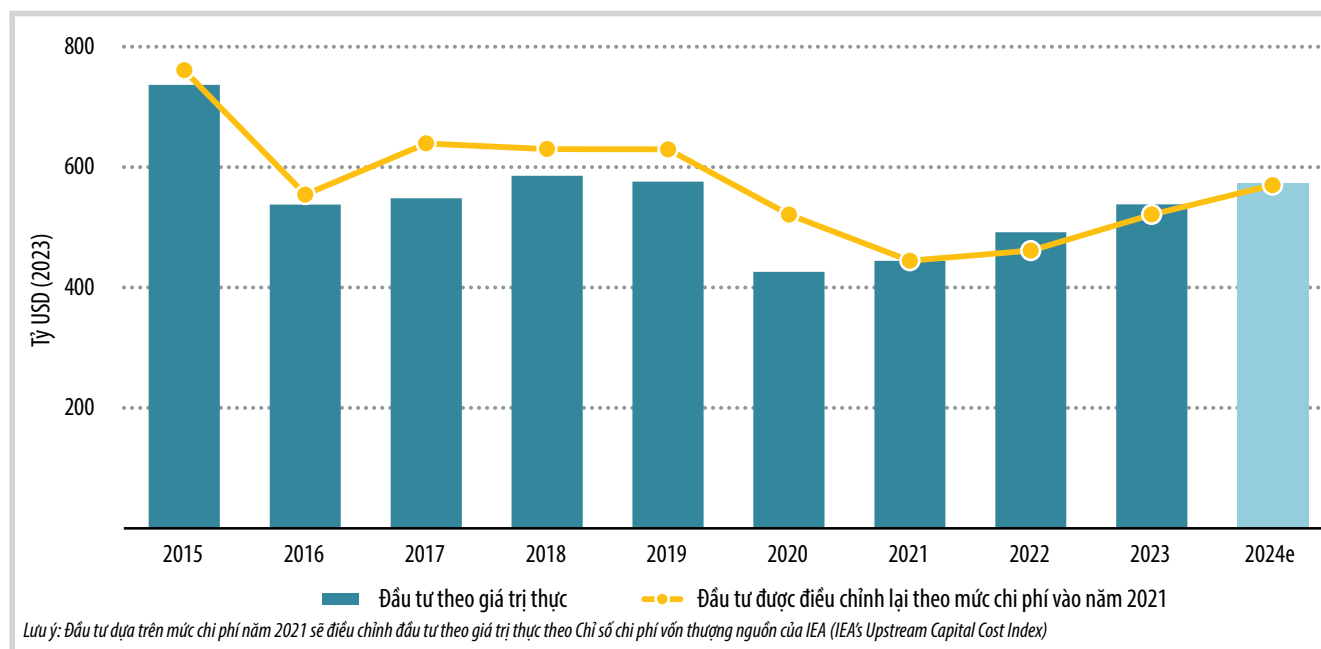
Hình 6. Đầu tư vào lĩnh vực thượng nguồn của các công ty dầu khí giai đoạn 2015 - 2024 [1].



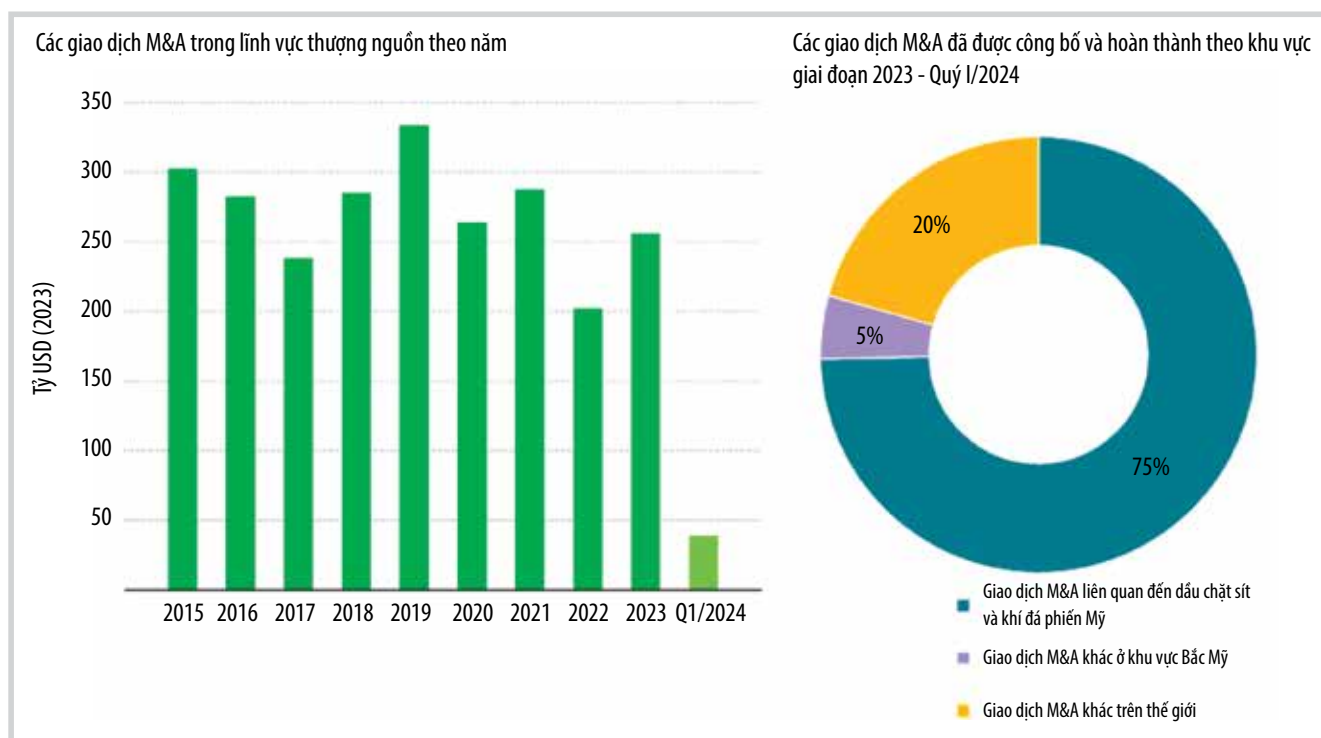
Hình 7. Đầu tư vào lĩnh vực thượng nguồn theo hoạt động và loại mỏ [1].

Tại Mỹ, đầu tư vào lĩnh vực năng lượng sạch dự kiến tăng vượt 300 tỷ USD trong năm 2024, gấp 1,6 lần mức đầu tư của năm 2020 và vượt xa giá trị đầu tư vào nhiên liệu hóa thạch. Liên minh châu Âu đầu tư 370 tỷ USD cho lĩnh vực năng lượng sạch, trong khi Trung Quốc dự kiến sẽ chi gần 680 tỷ USD trong năm 2024, được hỗ trợ bởi thị trường nội địa lớn và tăng trưởng nhanh chóng của 2 ngành công nghiệp mới là pin mặt trời, pin lithium và xe điện.

Tính toán của IEA dựa trên phân tích của S&P, Bloomberg LP, Rystad Energy và báo cáo thường niên của 73 doanh nghiệp dầu khí, chiếm khoảng 70% sản lượng toàn cầu. Đầu tư vào lĩnh vực tìm kiếm thăm dò khai thác dầu khí dự kiến sẽ tăng 7% vào năm 2024, đạt 570 tỷ USD, sau khi tăng 9% vào năm 2023 (Hình 4). Trong giai đoạn 2017 - 2024, các công ty dầu khí quốc gia (NOC) ở khu vực Trung Đông và châu Á đã gia tăng đầu tư hơn 50% trong



Hình 8. Đầu tư vào lĩnh vực thượng nguồn theo giá trị thực và điều chỉnh lại theo mức chi phí năm 2021, giai đoạn 2015 - 2024 [1].



Hình 9. Hoạt động M&A trong lĩnh vực thượng nguồn giai đoạn 2015 - Quý I/2024 [1].

khi các doanh nghiệp tư nhân giảm gần 20%. Các NOC này dự kiến sẽ chiếm hơn 40% trong tổng đầu tư vào lĩnh vực thượng nguồn trong năm 2024, so với chưa đến 25% vào năm 2015. Trong đó, PetroChina đầu tư thăm dò các mỏ truyền thống, phát triển các mỏ dầu nặng và các mỏ khí đốt; Saudi Aramco mở rộng quy mô sản xuất khí và phát triển các mỏ khí chưa mới ở UEA.

Các mỏ hiện có chiếm khoảng 40% tổng đầu tư vào

lĩnh vực thượng nguồn, trong khi 33% tổng đầu tư dành cho các mỏ mới và thăm dò, 27% còn lại dành cho dầu khí đá phiến.

Trong giai đoạn 2021 - 2023, gần 130 tỷ USD đã được đầu tư cho các dự án thăm dò dầu khí thông thường, trong đó hơn một nửa được đầu tư cho các dự án ở Trung Quốc, Bắc Mỹ, Na Uy và Liên bang Nga - nhưng những phát hiện lớn nhất được tìm thấy ở Guyana (trong khu vực Stabroek)

và Namibia. Đầu tư cho lĩnh vực tìm kiếm thăm dò dự kiến sẽ tăng thêm 15% trong năm 2024, chủ yếu tập trung ở Trung Quốc và Bắc Mỹ.

Đầu tư vào dầu khí đá phiến ở Mỹ đã đạt đỉnh vào năm 2018 - 2019, ở mức khoảng 130 tỷ USD/năm và đã quay đầu giảm trong bối cảnh ngành dầu khí cắt giảm chi phí đáng kể. Hoạt động dự kiến sẽ duy trì ở mức ổn định vào năm 2024 nhưng đầu tư sẽ giảm nhẹ, do việc giảm chi phí và M&A được kỳ vọng sẽ mang lại hiệu quả hơn. Sự gia tăng lợi nhuận cũng đã thúc đẩy làn sóng sáp nhập và mua lại (M&A), đặc biệt là các doanh nghiệp dầu khí đá phiến ở Mỹ chiếm 75% tổng số hoạt động M&A trong năm 2023 (Hình 9).

Đầu tư vào lĩnh vực năng lượng sạch của các doanh nghiệp dầu khí đã tăng lên khoảng 30 tỷ USD trong năm 2023 (trong đó chỉ có 1,5 tỷ USD là của NOC), nhưng con số này chỉ chiếm chưa đến 4% tổng đầu tư toàn cầu vào lĩnh vực năng lượng sạch.

Một làn sóng đầu tư mới dự kiến sẽ diễn ra trong ngành LNG trong những năm tới khi các dự án LNG mới được phê duyệt, dẫn đầu bởi Mỹ và Qatar, có thể tăng công suất xuất khẩu LNG toàn cầu lên 50% (Hình 5). Hiện

tại, triển vọng về nguồn cung khí đốt dồi dào chưa kích hoạt phản ứng lớn hơn nữa trong chuỗi giá trị. Tổng công suất điện khí mới được phê duyệt và được đưa vào hoạt động vẫn ổn định ở mức 50 - 60 GW/năm.

Đầu tư vào nhiên liệu ít phát thải chỉ chiếm 1,4% trong tổng đầu tư cho nhiên liệu hóa thạch (so với khoảng 0,5% cách đây 1 thập kỷ). Một số lĩnh vực đang tăng trưởng nhanh chóng. Đầu tư vào điện phân hydrogen đã tăng lên khoảng 3 tỷ USD/năm. Đầu tư vào nhiên liệu hàng không bền vững đạt 1 tỷ USD, trong khi 800 triệu USD dành cho các dự án thu giữ trực tiếp (tăng 140% so với năm 2023). Khoảng 20 dự án thu hồi, sử dụng và lưu trữ carbon (CCUS) quy mô thương mại ở 7 quốc gia đã đưa ra quyết định đầu tư cuối cùng (FID) vào năm 2023; 110 cơ sở thu giữ, vận chuyển và lưu trữ carbon khác có thể đưa ra quyết định đầu tư cuối cùng trong năm 2024.

Hồng Hạnh (giới thiệu)

Tài liệu tham khảo

[1] International Energy Agency (IEA), "World energy investment 2024", 6/2024. [Online]. Available: <https://www.iea.org/reports/world-energy-investment-2024>.