



# Một số khó khăn và đề xuất giải pháp phát triển điện khí thiên nhiên hóa lỏng tại Việt Nam

PHẠM QUỐC KHÁNH

Hiệp hội Năng lượng Việt Nam

*Nghị Quyết số 55/NQ-TW của Bộ Chính trị ngày 11/2/2020 về định hướng chiến lược phát triển năng lượng quốc gia đến năm 2030, tầm nhìn đến năm 2045 đã đề ra nhiệm vụ phát triển công nghiệp khí “Ưu tiên đầu tư hạ tầng kỹ thuật phục vụ nhập khẩu và tiêu thụ khí thiên nhiên hóa lỏng (LNG)”; đồng thời “Chú trọng phát triển nhanh nhiệt điện khí sử dụng LNG, đưa điện khí dần trở thành nguồn cung cấp điện năng quan trọng, hỗ trợ cho điều tiết hệ thống”. Ngoài ra, Quy hoạch phát triển điện lực quốc gia thời kỳ 2021 - 2030, tầm nhìn đến năm 2050 (Quy hoạch điện VIII) cũng xác định rõ quan điểm “Giảm tối đa các nhà máy nhiệt điện than nhằm giảm phát thải khí CO<sub>2</sub>; xem xét chuyển đổi một số nguồn điện sử dụng nhiên liệu than sang khí thiên nhiên hóa lỏng LNG”... Tuy nhiên, chuyển dịch sang hướng phát triển năng lượng xanh, sạch, trong đó có điện khí LNG là việc làm không dễ, bởi các dự án LNG thường đòi hỏi nguồn vốn lớn. Trong khi đó, khuôn khổ pháp lý về LNG của Việt Nam hiện chưa hoàn thiện; chưa có bộ tiêu chuẩn kỹ thuật liên quan, địa điểm thiết kế, xây dựng, vận hành và cơ sở hạ tầng phục vụ cho LNG nhập khẩu... Vì vậy, rất cần sự vào cuộc của các cơ quan chức năng nhằm tiếp tục cụ thể hóa hành động, chính sách và tổ chức thực hiện, góp phần từng bước tháo gỡ khó khăn, vướng mắc, đẩy mạnh sản xuất, phát triển điện khí LNG trong tương lai.*

## 1. SỬ DỤNG LNG GÓP PHẦN GIẢM THIỂU TÁC ĐỘNG LÊN MÔI TRƯỜNG

LNG là khí thiên nhiên, trong đó thành phần chủ yếu là CH<sub>4</sub> (chiếm 95%), được làm lạnh tại nhiệt độ -162°C để chuyển sang thể lỏng, sức chứa cao hơn rất nhiều so với khí thiên nhiên nén (CNG), thuận tiện cho việc tồn chứa và vận chuyển. Tại nơi tiêu thụ, LNG được tái hóa khí trở lại thành khí đốt và đưa vào sử dụng tương tự các loại nhiên liệu thông thường, phục vụ mục đích tiêu thụ điện, công nghiệp, khu đô thị, dân cư... Hiện nay, LNG được sử dụng rộng rãi ở nhiều lĩnh vực, đặc biệt thay thế khí khô, phục vụ cho nhu cầu khí của các nhà máy điện. Tại nhiều quốc gia, than đá, dầu mỏ, khí đốt tự nhiên là ba loại nhiên liệu hóa thạch được sử dụng phổ biến để phát triển điện, trong đó, điện khí LNG là loại năng lượng kỳ vọng giúp giảm phát thải các-bon, giảm thiểu tối đa tác động tiêu cực lên môi trường và bầu khí quyển. Ngoài ra, điện khí LNG còn có ưu điểm linh hoạt, đảm bảo nguồn cung không bị gián đoạn do yếu tố thời tiết... Đây được xem là giải pháp góp phần phát triển năng lượng gắn liền với BVMT.

LNG khi đốt cháy tạo ra ít hơn 40% lượng khí thải CO<sub>2</sub> so với than đá và ít hơn 30% so với dầu mỏ, đồng thời giảm tới 90% lượng NOx. Với khả năng lưu trữ năng lượng lớn, giảm lượng khí thải độc hại, LNG đã trở thành một giải pháp thân thiện với môi trường và tiết kiệm chi phí đáng kể. LNG là khí thiên nhiên hóa lỏng được chuyển từ dạng khí sang dạng lỏng để thuận tiện cho quá trình vận chuyển. Khi

chuyển từ trạng thái khí sang lỏng thì thể tích của khí thiên nhiên sẽ giảm đi 600 lần (bằng 1/600 lần so với thể tích khí thiên nhiên và chứa chủ yếu thành phần methane).

Hiện nay, khí LNG được ứng dụng bởi 5 ngành chính: (i) Trong giao thông vận tải, sử dụng làm nhiên liệu thay thế cho DO và FO. Điện khí/LNG sạch hơn 1/2 phát thải so với điện than truyền thống, là bước chuyển tiếp từ than sang năng lượng tái tạo; (ii) Trong hóa chất/hóa dầu, dùng để sản xuất phân bón, các loại nhựa, xơ, sợi...; (iii) Trong công nghiệp, LNG phù hợp làm nhiên liệu cung cấp năng lượng cho sản xuất thép, xi măng, gốm... LNG là một loại nguyên liệu đốt sạch, sản sinh lượng khí thải CO<sub>2</sub> ít hơn đáng kể so với các loại nhiên liệu hóa thạch truyền thống. LNG cũng hiệu quả hơn các dạng khí tự nhiên khác vì tiêu tốn ít năng lượng để làm lỏng và vận chuyển trên khoảng cách dài. Với nhu cầu ngày càng tăng về năng lượng bền vững, nhiều ngành công nghiệp đang chuyển sang sử dụng LNG như một cách để giảm lượng khí thải các-bon và tuân thủ quy định pháp luật. (iv) Trong xây dựng, LNG là một nguồn nhiên liệu sạch hơn nhiều so với dầu diesel truyền thống, có nghĩa là sử dụng LNG sẽ phát thải ít khí thải độc hại hơn tại các công trường xây dựng. Thiết bị xây dựng chạy bằng LNG giúp tiết kiệm nguồn kinh phí đáng kể, do chi phí nhiên liệu thấp hơn và tuổi thọ động cơ lâu hơn. LNG cũng có thể sử dụng tại các công trường xây dựng ở vùng sâu, vùng xa, nơi các nguồn nhiên liệu khác không dễ dàng tiếp cận. (v) Trong logistics vận tải, LNG là một nguồn nhiên liệu



▲ Kho cảng LNG Thị Vải do Tổng Công ty Khí Việt Nam (PV GAS) đầu tư xây dựng tại khu công nghiệp Cái Mép, thị xã Phú Mỹ, tỉnh Bà Rịa - Vũng Tàu

sạch hơn cho tàu vận tải, sản xuất ra lượng lưu huỳnh và chất thải rắn đáng kể ít hơn so với dầu DO truyền thống. Tàu chạy bằng LNG sẽ tiết kiệm nhiên liệu, không gây tiếng ồn so với tàu truyền thống. Với sự thúc đẩy toàn cầu về vận tải bền vững, nhiều công ty đang chuyển sang sử dụng LNG như một cách để tuân thủ các quy định và giảm thiểu tác động lên môi trường.

Những năm gần đây, khi biến đổi khí hậu ngày càng tác động rõ nét đến môi trường sống trên Trái đất, nguồn phát thải ô nhiễm đã được chú trọng giảm thiểu, việc sử dụng nhiên liệu hóa thạch truyền thống (than đá, dầu thô) ngày một hạn chế, con người đang hướng tới sử dụng những dạng nhiên liệu bền, sạch, ít gây ô nhiễm môi trường hơn. Về nhu cầu thị trường khí ở Việt Nam, bao gồm khí tự nhiên nội địa và khí LNG nhập khẩu giai đoạn 2030 - 2050, dự kiến cơ cấu nguồn cung khí từ nguồn mỏ trong nước sẽ chiếm từ 40% - 45%; nhu cầu khí nhập khẩu LNG giao động từ 55% - 60%. Nhu cầu sử dụng LNG tập trung tại 4 lĩnh vực: Sản xuất điện; công nghiệp; sản xuất phân bón và hóa dầu.

## 2. KHÓ KHĂN TRONG PHÁT TRIỂN ĐIỆN KHÍ LNG TẠI VIỆT NAM

Theo Quy hoạch điện VIII đã được Thủ tướng phê duyệt tại Quyết định số 500/QĐ-TTG ngày 15/5/2023, dự kiến đến năm 2030, tổng quy mô công suất các dự án nhà máy điện khí được đầu tư xây dựng và đưa vào vận hành là 30.424 MW với 23 dự án, trong đó tổng công suất nhà máy điện khí sử dụng khí khai thác trong nước là 7.9000 MW (10 dự án); tổng công suất nhà máy điện sử dụng LNG là 22.524 MW (13 dự án),

tiêu thụ khoảng 22,5 tỷ m<sup>3</sup> khí/năm, tương đương 16,1 triệu tấn LNG/năm (chưa bao gồm phần LNG cấp bù cho các nhà máy điện khí đang hoạt động có tổng công suất 14.930 MW), chiếm 14,9% tổng nguồn điện của cả nước. Tính đến hết năm 2023, tình hình đầu tư xây dựng như sau: 1 nhà máy đã đưa vào vận hành năm 2015 (Nhà máy nhiệt điện Ô Môn I, công suất 660 MW, hiện tại sử dụng nhiên liệu dầu và sẽ chuyển sang sử dụng nhiên liệu khí sau khi có khí từ mỏ Lô B); 1 dự án đang xây dựng (Nhà máy nhiệt điện Nhơn Trạch 3 và Nhơn Trạch 4, công suất 1.624 MW, tiến độ đạt trên 86%, sử dụng khí LNG từ kho cảng LNG Thị Vải); 18 dự án đang trong quá trình chuẩn bị đầu tư xây dựng (9 dự án sử dụng khí khai thác trong nước, tổng công suất 7.240 MW và 9 dự án sử dụng khí LNG, tổng công suất 16.4000 MW); 2 dự án đang lựa chọn nhà đầu tư, tổng công suất 4.500 MW; 1 dự án điện gió ngoài khơi được sự cho phép của Thủ tướng Chính phủ để khảo sát và nghiên cứu tiền khả thi với đối tác Singapore. Những dự án điện khí có thể đưa vào vận hành thương mại trước năm 2030 gồm: Các dự án điện trong Trung tâm điện lực Ô Môn, Nhơn Trạch 3, Nhơn Trạch 4, Hiệp Phước, tổng công suất là 6.634 MW. Những dự án còn lại chỉ có thể đưa vào vận hành đến năm 2030 nếu hoàn thành đàm phán hợp đồng PPA và thu xếp vốn vay trước năm 2027. Đối với những dự án điện khí thuộc chuỗi khí - điện (Lô B, Cá Voi Xanh), còn phụ thuộc vào tiến độ của dự án thượng nguồn để đảm bảo hiệu quả chung của cả chuỗi dự án.

Tuy nhiên, điện khí LNG đang phải đối mặt với nhiều khó khăn, thách thức:



*Thứ nhất, việc xây dựng cơ sở hạ tầng phục vụ cho nhập khẩu LNG hiện tại còn thiếu để đảm bảo mục tiêu đặt ra trong Quy hoạch điện VIII:* Việt Nam vẫn chưa có cơ chế hay quy định cụ thể cho việc phát triển điện khí LNG; chưa có quy định/tiêu chuẩn trong việc xây dựng kho cảng và nhập khẩu khí LNG. Việc xây dựng nhà máy điện LNG cũng đòi hỏi phải gắn vị trí kho cảng nhập LNG, trong khi kho cảng nhập LNG lại yêu cầu phải xây dựng gần cảng nước sâu để phục vụ cho tàu LNG trọng tải lớn. Vì vậy, cùng với yêu cầu vị trí xây dựng có thể đấu nối vào lưới truyền tải thì yêu cầu liên quan đến kho cảng LNG cũng đang là thách thức cho nhà đầu tư. Hiện nay, PV GAS là DN đầu tiên và duy nhất được cấp Giấy chứng nhận đủ điều kiện thương nhân xuất khẩu, nhập khẩu LNG.

Ngoài ra, việc chưa xem xét có chính sách để kết nối hạ tầng nhập khẩu LNG và các nhà máy điện sẽ không tối ưu được nguồn lực, giảm hiệu quả đầu tư, lãng phí tài nguyên cảng biển của Việt Nam. Kinh nghiệm thực tế từ các nước cho thấy, cơ sở hạ tầng nhập khẩu và kho chứa LNG thường được đầu tư tập trung thành các kho cảng trung tâm với quy mô lớn để đảm bảo có thể cung cấp LNG cho các nhà máy điện, hộ công nghiệp tại những khu vực lân cận thông qua hệ thống đường ống. Mô hình này không chỉ giảm thiểu chi phí đầu tư mà còn mang lại nhiều lợi ích quan trọng cho các bên tham gia trong quá trình vận hành.

*Thứ hai, khó khăn về quy hoạch:* Theo Quy hoạch điện VIII, đến năm 2030 có 13 nhà máy điện khí LNG được đưa vào vận hành theo mô hình mỗi nhà máy điện một kho cảng nhập khẩu LNG. Tuy nhiên, nhiều ý kiến cho rằng mô hình này dẫn đến việc không thể tận dụng hết nguồn lực hạ tầng sẵn có, lãng phí tài nguyên cảng biển, khó kết nối tạo thành một hệ thống hạ tầng LNG tổng thể chung. Bên cạnh đó, hệ thống đường ống khí hiện nay chỉ tập trung ở khu vực Đông Nam bộ và một hệ thống nhỏ ở Bắc bộ, không bảo đảm liên kết vùng

*Thứ ba, khó khăn về vốn đầu tư:* Theo Trung tâm Cơ sở hạ tầng toàn cầu (Global Infrastructure Hub), Việt Nam cần trung bình ít nhất 25 tỷ USD mỗi năm cho chi tiêu cơ sở hạ tầng trong 20 năm tới, trong đó năng lượng chiếm gần 45%. Quy mô 22.524 MW điện LNG đòi hỏi vốn đầu tư khoảng 20 tỷ USD, tương đương gần 500 nghìn tỷ đồng. Những vướng mắc trong đàm phán hợp đồng mua bán điện PPA (hợp đồng mua khí gas) giữa chủ đầu tư với công ty mua bán điện (EVN EPTC) dẫn đến khó khăn trong thu xếp tài chính triển khai dự án trước bối cảnh Chính phủ đã ngừng cung cấp bảo lãnh.

Viện Kinh tế năng lượng và phân tích tài chính (IEEFA) nhận định, khó khăn về chính sách, nguồn vốn, thị trường khiến cho đầu tư nhiệt điện khí LNG không dễ dàng. Quy trình cấp phép của các dự án LNG tại Việt Nam được đánh giá là phức tạp. Mô hình BOT và nhà máy điện độc lập (IPP) cho lĩnh vực điện khí LNG không còn dễ dàng. IEEFA cho biết, giới đầu tư nước ngoài đã bày tỏ lo ngại khi Luật Đầu tư theo phương thức PPP có hiệu lực từ ngày 1/1/2021, bắt buộc áp dụng luật Việt Nam để giải thích hợp đồng và không quy định cụ thể về bảo lãnh Chính phủ đối với nghĩa vụ thực hiện hợp đồng của các DN nhà nước như Tập đoàn Điện lực Việt Nam (EVN). Luật Đầu tư không quy định rõ việc cung cấp cam kết bảo lãnh của Chính phủ hay chuyển đổi ngoại tệ. Các dự án nhiệt điện khí LNG thuộc dạng IPP cũng sẽ phải tuân theo một hợp đồng mua bán điện (PPA) mẫu được điều chỉnh bởi pháp luật Việt Nam. Theo đó, nhà máy điện sẽ phải cạnh tranh trên thị trường bán buôn và chỉ được bao tiêu với số lượng hạn chế từ EVN. Bên cạnh đó, khung pháp lý về BOT và IPP đều không tương thích với điều khoản hợp đồng mà các chủ đầu tư dự án nhiệt điện khí LNG đang yêu cầu để đảm bảo khả năng vay vốn cho dự án. Các nhà đầu tư nguồn điện thường dựa chủ yếu vào nguồn vốn vay, chiếm 70 - 80% tổng vốn đầu tư nên họ phải có phương án đầu tư, vận hành đảm bảo hoàn vốn và có lãi, nhằm thuyết phục được bên cho vay.

*Thứ tư, khó khăn về cơ chế mua bán khí và điện:* Với đặc thù sử dụng nhiên liệu LNG nhập khẩu bằng tàu chuyên dụng và vận chuyển từ các nước như Mỹ, Nga, Ôxtrâyliya hay Trung Đông nên việc phát triển dự án điện LNG nhập khẩu cần có cơ chế về sản lượng điện hợp đồng Qc (hợp đồng bao tiêu), phù hợp với khối lượng khí. Cùng với đó, việc ký kết các hợp đồng mua bán khí dài hạn và ấn định khối lượng khí hàng năm là yêu cầu tiên quyết để có được nguồn khí LNG giá hợp lý, đảm bảo cho dự án điện LNG nhập khẩu hoạt động ổn định, hiệu quả. Ngoài ra, thời điểm xác định khối lượng LNG mua bán cho năm tới trên thị trường quốc tế được xác định vào tháng 8 hàng năm, trong khi để vận hành hệ thống điện và tính toán các nguồn sẽ huy động bao nhiêu cho năm tiếp theo lại được xác định vào tháng 12 hàng năm. Vì vậy, DN có nhà máy điện khí LNG gặp thách thức khi đàm phán mua LNG dài hạn vì không rõ khối lượng phát sinh năm sau.

Theo quy định và cơ chế vận hành thị trường điện hiện nay, các dự án điện LNG chưa có cơ chế cụ thể để khuyến khích đầu tư phục vụ việc vận hành ổn định lưới điện. Sản lượng điện mua hàng năm Qc cho nhà máy điện khí LNG chưa có quy định nên không thống



nhất được với bên mua điện EVN. Trong khi đó, tại Báo cáo khả thi (FS), nhà đầu tư căn cứ quy định tạm xác định số giờ vận hành phát điện là 6.000 giờ/năm và số năm vận hành là 25 năm để tính toán hiệu quả dự án. Do vậy, kết quả vận hành sau này có thể không đạt được như dự kiến trong FS. Điển hình như thực tế triển khai sau cấp phép Dự án Điện khí LNG Bạc Liêu với giá điện chỉ khoảng 7 UScent/kWh, song chủ đầu tư yêu cầu hàng loạt cam kết về chuyển đổi ngoại tệ, bảo đảm nghĩa vụ thanh toán cho EVN và bồi thường thiệt hại khi chấm dứt PPA, chuyển giá khí LNG sang giá bán điện, bao tiêu sản lượng điện... Tuy nhiên, nếu bao tiêu sản lượng cho tất cả các dự án điện khí LNG thì sẽ phá vỡ nguyên tắc thị trường điện, hạn chế cạnh tranh và làm tăng giá điện.

*Thứ năm, khó khăn về giá:* IEEFA cũng cho rằng, giá điện khí chắc chắn sẽ không rẻ, vì vậy, cần sớm hình thành cơ chế giá điện vận hành theo thị trường với chi phí nhiên liệu chuyển cho bên tiêu thụ chi trả, hoặc thông qua việc vận động sử dụng điện tiết kiệm bằng cách đề xuất tăng giá bán lẻ điện trong khi chi phí biên của điện mặt trời, điện gió và các giải pháp pin tích trữ sẽ ngày càng giảm trong dài hạn. Tuy nhiên điều này lại không thể xảy ra với LNG và nhiệt điện khí LNG.

Các quy định hiện hành của Nhà nước về giá điện bao gồm: (i) Quy định của Luật Giá (Luật số 16/2023/QH15 ngày 19/6/2023, có hiệu lực từ ngày 1/7/2024), giá bán điện thuộc Phụ lục 2, Danh mục hàng hóa, dịch vụ do Nhà nước định giá và thực hiện theo quy định của pháp luật về điện lực; (ii) Luật Điện lực hiện hành (Luật số 28/2004/QH11 ngày 3/12/2004, đã được sửa đổi, bổ sung một số điều tại các năm 2012, 2018, 2022) thì giá bán điện được quy định tại Điều 31 và Điều 62 của Luật này. Trong đó, giá bán lẻ điện được xây dựng căn cứ khung giá của mức giá bán lẻ điện bình quân, cơ chế điều chỉnh giá và cơ cấu biểu giá bán lẻ điện do Thủ tướng Chính phủ quy định phù hợp với cấp độ phát triển của thị trường điện lực. Đối với điện khí LNG, cần phải có một khung giá điện riêng được xây dựng trên các yếu tố cấu thành giá điện khí LNG như chi phí đầu tư nhà máy điện, chi phí vận hành tiêu chuẩn, giá LNG... Hiện tại, Bộ Công Thương vẫn chưa ban hành khung giá phát điện cho các Nhà máy điện khí LNG thì việc cam kết tổng sản lượng mua điện hàng năm (Qc) và bao tiêu sản lượng khí hàng năm cũng khiến nhà đầu tư lo hiệu quả của dự án. Bởi việc cam kết sản lượng điện phát và tiêu thụ khí hàng năm là rất quan trọng, là cơ sở để các ngân hàng xem xét tài trợ tín dụng cho dự án cũng như mua được nguồn LNG giá tốt thông qua hợp đồng mua LNG dài hạn để giá điện rẻ hơn.

## 2. GIẢI PHÁP PHÁT TRIỂN ĐIỆN KHÍ LNG TRONG THỜI GIAN TỚI

Để hiện thực hóa mục tiêu phát triển nhiệt điện khí theo quy hoạch điện VIII, Việt Nam cần thực hiện đồng bộ các giải pháp, trong đó tập trung vào các nhóm giải pháp trọng tâm sau:

*Thứ nhất,* cần sớm hoàn thiện hành lang pháp lý và cơ chế chính sách, nhất là các quy định, quy chuẩn, tiêu chuẩn về kỹ thuật, thương mại, tài chính... làm cơ sở để đầu tư xây dựng kho cảng LNG mới, hiện đại, theo tiêu chuẩn quốc tế. Để làm được điều này, cần phải nghiên cứu, sửa đổi, bổ sung các Điều và Nghị định hướng dẫn dưới Luật, nhằm bảo đảm, thống nhất với Luật Đầu tư, Luật Đấu thầu và những Luật khác có liên quan về: (i) Điều chỉnh quy hoạch và đầu tư phát triển điện lực; (ii) Hoàn thiện quy định về thị trường điện, điều kiện hoạt động điện lực; (iii) Hướng dẫn cơ chế giá điện; (iv) Cơ chế mua bán trực tiếp điện khí LNG và điện gió ngoài khơi, các quy định về xuất khẩu điện; (v) Quy định/hướng dẫn trong việc đấu nối và đường dây tải điện đối với những công trình hạ tầng phục vụ phát triển các dự án năng lượng mới như điện khí LNG. Đồng thời, cần rà soát, bổ sung hướng dẫn nội dung về kiểm đếm phát thải khí CO<sub>2</sub> và quy định, điều kiện quy đổi khí phát thải trong Luật BMVT năm 2020; nghiên cứu, bổ sung hướng dẫn có liên quan đến cơ chế thuế phí đối với đầu tư, vận hành các dự án điện khí LNG; bổ sung tiêu chuẩn phát thải, khung thuế phí mua bán khí phát thải CO<sub>2</sub>, làm cơ sở cho đơn vị cũng như cơ quan quản lý thực hiện. Cập nhật, sửa đổi, bổ sung, hướng dẫn cụ thể tại các Luật Đầu tư, Đấu thầu, Đất đai, Tài nguyên môi trường Biển và hải đảo... nhằm giải quyết vướng mắc, khó khăn trong đầu tư dự án điện nói chung, điện khí LNG nói riêng.

*Thứ hai,* đảm bảo cân đối cung cầu và hiệu quả đầu tư của chuỗi dự án. Nghiên cứu phát triển thị trường điện theo sát với mục tiêu trong Quy hoạch phát triển năng lượng quốc gia đến năm 2030, tầm nhìn đến năm 2050 và Quy hoạch điện VIII. Trong đó, cần thúc đẩy sự phát triển thị trường khí LNG cạnh tranh, hiệu quả, xây dựng tập trung, đồng bộ khu công nghiệp/nhà máy có quy mô tiêu thụ điện đủ lớn cùng với việc triển khai các dự án kho cảng và nhà máy điện khí LNG. Đồng thời, đẩy nhanh nghiên cứu, đánh giá tính khả thi, nâng công suất/đầu tư mới những dự án kho cảng LNG để kịp thời đáp ứng nhu cầu nhiên liệu cho phát điện theo Quy hoạch. Phát triển, xây dựng, vận hành, khai thác hạ tầng kỹ thuật quốc gia về điện khí LNG theo mô hình kho cảng LNG trung tâm (LNG Hub) để cấp nhiên liệu chung cho toàn bộ nhà máy điện sử dụng LNG, nhằm tiết giảm chi phí cho tất cả mọi khâu, góp phần



giảm giá thành sản xuất điện từ nguồn LNG nhập khẩu và tận dụng tối ưu tài nguyên điện tích cảng biển, mặt nước cho mục đích khai thác, phát triển các ngành kinh tế khác. Ngoài ra, sớm công khai cơ chế nhập khẩu và bố trí (phân bổ, quy hoạch) các nhà máy điện khí trên quy mô cả nước để giảm giá thành vận chuyển nhiên liệu, cũng như khả năng hấp thụ nguồn nhiên liệu LNG của nhà máy điện.

*Thứ ba*, xây dựng cơ chế giá điện phù hợp. Trong bối cảnh thế giới có nhiều thay đổi khó lường, giá nhiên liệu khí hóa lỏng biến động thất thường, chiếm tỷ lệ từ 70 - 80% giá thành điện năng sản xuất, việc xây dựng cơ chế giá điện phù hợp để thích nghi với những thay đổi giá nhiên liệu, nhưng không tác động quá lớn tới giá bán lẻ điện là thách thức rất lớn với Việt Nam. Do đó, Chính phủ cần xem xét, sửa đổi Quyết định số 24/2017/QĐ-TTg ngày 30/6/2017 của Thủ tướng Chính phủ về quy định cơ chế điều chỉnh mức giá bán lẻ điện bình quân, làm cơ sở để điều hành giá điện linh hoạt, chu kỳ ngắn hơn và tính được đúng, đủ giá cả các yếu tố đầu vào của giá thành cung cấp điện. Bộ Công Thương cần xây dựng, ban hành khung giá phát điện cho các nhà máy điện khí LNG; xây dựng kế hoạch cam kết tổng sản lượng điện mua hàng năm từ phía EVN và bao tiêu sản lượng khí hàng năm làm cơ sở để các ngân hàng xem xét cấp tín dụng, giúp dự án mua được nguồn LNG giá tốt thông qua hợp đồng mua LNG dài hạn.

*Thứ tư*, các cơ quan chức năng sớm ban hành bộ tiêu chuẩn kỹ thuật liên quan đến địa điểm, thiết kế, xây dựng và vận hành cơ sở hạ tầng phục vụ nhập khẩu khí LNG; tăng tốc xây dựng chính sách cho ngành công nghiệp LNG đồng bộ và xuyên suốt (bao gồm phát triển hạ tầng LNG theo mô hình Kho cảng trung tâm - LNG Hub); cơ chế chuyển ngang giá khí LNG tái hóa từ hợp đồng mua bán khí sang hợp đồng mua bán điện; phê duyệt cước phí qua kho và đường ống đưa LNG đến nhà máy điện; nguyên tắc phân bổ LNG nhập khẩu cùng với các nguồn khí nội địa cho nhà máy điện... Đây là cơ sở pháp lý quan trọng để các nhà đầu tư quốc tế cũng như tư nhân yên tâm đầu tư vốn phát triển điện khí LNG. Đồng thời, chú ý cân nhắc lộ trình chuyển đổi nhiên liệu của các nhà máy điện từ khí trong nước và LNG sang hydro với tiến độ phù hợp, tạo điều kiện thuận lợi và đủ thời gian thu hồi vốn cho đầu tư phát triển dự án khí trong nước, cũng như dự án LNG; nghiên cứu triển khai các dự án sản xuất hydro xanh, amoniac xanh để cung cấp cho khách hàng nội địa và xuất khẩu phù hợp với xu hướng chuyển dịch năng lượng hướng đến tăng trưởng xanh, phát triển bền vững (PTBV) theo cam kết sẽ trung hòa các-bon vào năm. Ngoài ra, cần đẩy mạnh công tác thông tin, tuyên

truyền, xúc tiến đầu tư và phát triển các dịch vụ hỗ trợ đầu tư, tư vấn, hỗ trợ tư pháp... nhằm hỗ trợ chủ đầu tư trong quá trình nắm bắt thông tin, pháp lý và ra quyết định, triển khai dự án đầu tư điện khí.

*Thứ năm*, cần cập nhật, sửa đổi Điều lệ tổ chức hoạt động và Cơ chế tài chính của các tập đoàn kinh tế nhà nước trong lĩnh vực năng lượng như Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, Tập đoàn Điện lực Việt Nam, Tập đoàn Than - Khoáng sản Việt Nam theo hướng đảm bảo các DN có đầy đủ cơ sở pháp lý để cam kết thực hiện dự án. Trong đó bao gồm quy định, hướng dẫn về điều kiện thu xếp vốn đối với những dự án không được cấp bảo lãnh Chính phủ, tạo điều kiện cho DN, chủ đầu tư, nhất là DN nhà nước có thể vay/huy động vốn cho dự án lớn được thế chấp tài sản với chủ thể tại hợp đồng mua bán khí LNG hoặc giao dịch Pháp luật - Kinh tế - Thương mại trong chuỗi dự án điện LNG và các hộ tiêu thụ điện, nhằm tháo gỡ nút thắt về vấn đề bảo lãnh Chính phủ đối với các dự án điện.

**Kết luận:** LNG được coi là “nhiên liệu cầu nối” trong quá trình chuyển dịch từ năng lượng hóa thạch sang các loại nhiên liệu xanh, sạch, thân thiện với môi trường, đảm bảo mục tiêu an ninh năng lượng cho sự PTBV của các quốc gia. Việc phát triển điện khí LNG tại Việt Nam sẽ góp phần bảo đảm an ninh năng lượng quốc gia, hướng đến mục tiêu đạt phát thải ròng bằng “0” vào năm 2050. Để tiếp tục thu hút mọi nguồn lực đầu tư tham gia phát triển điện khí LNG trong thời gian tới, Việt Nam cần thực hiện đồng bộ các giải pháp nhằm tạo dựng môi trường đầu tư hấp dẫn. Đồng thời, sớm hoàn thiện hành lang pháp lý, làm cơ sở để triển khai xây dựng, sử dụng hạ tầng liên quan đến khí LNG, bao gồm quy định, quy chuẩn, tiêu chuẩn về kỹ thuật, thương mại, tài chính. Dưới sự lãnh đạo của Đảng, Nhà nước, Quốc hội và Chính phủ, kỳ vọng ngành năng lượng sẽ thực hiện thắng lợi các mục tiêu ngắn hạn, trung hạn và dài hạn đã được phê duyệt trong Chiến lược năng lượng quốc gia, Quy hoạch tổng thể về năng lượng quốc gia thời kỳ 2021 - 2030, tầm nhìn đến năm 2050 và Quy hoạch phát triển điện VIII của Thủ tướng Chính phủ ■

#### TÀI LIỆU THAM KHẢO:

1. Luật Điện lực số 28/2004/QH11 ngày 3/12/2004.
2. Luật Đầu tư số 61/2020/QH14 ngày 17/6/2020.
3. Luật BVMT số 72/2020/QH14 ngày 17/11/2020.
4. Luật Đấu thầu số 22/2023/QH15 ngày 23/6/2023.
5. Nghị Quyết số 55/NQ-TW của Bộ Chính trị ngày 11/2/2020 về định hướng chiến lược phát triển năng lượng quốc gia đến năm 2030, tầm nhìn đến năm 2045.
6. Quyết định số 500/QĐ-TTg ngày 15/5/2023 của Thủ tướng Chính phủ về việc phê duyệt Quy hoạch phát triển điện VIII.