

Hà Nội, ngày 26 tháng 11 năm 2024

**THAM LUẬN
TẠI PHIÊN HỌP NHÓM CÔNG TÁC KỸ THUẬT 5 VỀ THỊ TRƯỜNG NĂNG LƯỢNG**

Thưa các vị khách quý và các đại biểu tham dự Hội nghị

Trước tiên, Tôi xin trân trọng cảm ơn Vụ Dầu khí và Than - Bộ Công Thương đã tổ chức Hội nghị về Thị trường năng lượng nhằm tạo cơ hội cho các Đơn vị/Doanh nghiệp nói chung và Tập đoàn Dầu khí Việt Nam nói riêng được trao đổi, nắm bắt thông tin, chia sẻ những khó khăn và các giải pháp nhằm phát triển các dự án điện khí ở Việt Nam.

Thưa các vị khách quý và các đại biểu tham dự Hội nghị

Nhằm hiện thực hóa cam kết mức phát thải ròng bằng 0 vào năm 2050 tại Hội nghị lần thứ 26 Các bên tham gia Công ước khung của Liên Hiệp Quốc về Biến đổi khí hậu (COP26), Việt Nam đã ban hành Quy hoạch phát triển điện lực quốc gia thời kỳ 2021-2030, tầm nhìn đến năm 2050 (Quy hoạch điện VIII) với mục tiêu chuyển dần từ các nguồn điện phát thải nhiều CO2 sang các nguồn điện xanh, sạch hơn, trong đó các dự án nguồn điện khí đóng vai trò các các nguồn điện trung gian trong quá trình chuyển đổi này.

Từ những kinh nghiệm rút ra trong quá trình triển khai các dự án điện khí của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, trong Hội nghị này tôi xin trình bày tham luận về “*Chiến lược phát triển các dự án điện khí ở Việt Nam: khó khăn, giải pháp và kiến nghị*”. Cụ thể như sau:

I. Nhiệt điện sử dụng khí tự nhiên trong nước

1. Thực trạng

Hiện tại, tổng công suất lắp đặt của các nhà máy điện khí là 6.603 MW, chiếm khoảng 8% tổng công suất lắp đặt của hệ thống điện quốc gia. Tỷ trọng được huy động thực tế của các nhà máy điện khí trong những năm gần đây chỉ được khoảng 45%-55%. Khoảng 70%-80% lượng khí khai thác trong nước được cấp cho các nhà máy điện khí, như vậy, việc phát triển và khai thác các dự án khí thượng nguồn phụ thuộc chủ yếu vào các hộ tiêu thụ là các nhà máy điện.

Với sự phát triển kinh tế đất nước, việc đáp ứng nhu cầu năng lượng ngày càng tăng và giữ ổn định nguồn cung là rất quan trọng. Trong cơ cấu các nguồn điện hiện nay, điện khí và than (chiếm khoảng 37,5% công suất đặt và sản xuất khoảng 56% sản lượng điện của hệ thống) đang đóng vai trò quan trọng trong việc giữ ổn định an ninh năng lượng. Với xu hướng chuyển dịch năng lượng và các cam kết của Việt Nam tại COP 26, nhiệt điện than sẽ không được phát triển thêm, do đó nhiệt điện khí sẽ là nguồn quan trọng để đảm bảo sự ổn định cho nguồn cung điện trong thời gian tới đây. Vì vậy, việc xác định tỷ lệ tối thiểu của loại hình nguồn điện có khả năng cấp ổn định cần được đánh giá cẩn trọng.

Tại QHĐ VIII và Kế hoạch thực hiện QHĐ VIII có 10 dự án nhiệt điện khí tự nhiên trong nước với tổng công suất 7.900 MW được đầu tư phát triển mới đến năm

2030, nâng tổng công suất điện khí tự nhiên trong nước lên 14.930 MW. Các dự án điện khí mới này chủ yếu thuộc chuỗi dự án khí điện Lô B và Cá Voi Xanh. Hiện các nguồn khí hiện hữu đang ở trong giai đoạn suy giảm sản lượng trong khi nguồn khí từ các cấu tạo đã phát hiện của Việt Nam được ước tính sơ bộ có thể thu hồi lên tới hàng trăm tỷ m³. Tuy nhiên các cấu tạo này đều nằm tại các khu vực nước sâu, xa bờ và chưa có cơ sở hạ tầng. Bên cạnh đó việc phát triển khí cần sự đồng bộ tiến độ từ thượng nguồn tới các hộ tiêu thụ cùng với các cơ chế chính sách tổng thể để thúc đẩy và thu hút các nhà đầu tư.

2. Các khó khăn, vướng mắc

Thời gian phát triển các mỏ khí thiên nhiên thường dài hơn các mỏ dầu do yêu cầu phải có hộ tiêu thụ và có sự cam kết tiêu thụ sản lượng từ các hộ tiêu thụ này. Đối với các mỏ khí tại các khu vực chưa có hạ tầng và hộ tiêu thụ, muốn phát triển được cần được triển khai theo mô hình chuỗi với sự đồng bộ trong tổng thể về tiến độ, công việc cũng như cam kết thương mại từ thượng nguồn, trung nguồn và hạ nguồn nhằm đạt được hiệu quả tổng thể.

Theo Quy hoạch điện VIII, đến 2030 nguồn nhiệt điện khí (gồm khí thiên nhiên và LNG nhập khẩu) chiếm tỷ trọng trên 24% tổng công suất toàn hệ thống phát điện. Tổng nhu cầu khí cho phát điện khoảng 31 tỷ m³/năm, trong đó khí thiên nhiên trong nước khoảng 9,1 tỷ m³/năm, LNG khoảng 22 tỷ m³/năm. Tuy nhiên, việc phát triển các mỏ khí thiên nhiên (đặc biệt là việc phát triển đồng bộ cho các chuỗi dự án khí điện) đang gặp nhiều thách thức, khó triển khai để đáp ứng tiến độ theo Quy hoạch điện VIII.

Hiện nay, tình trạng vận hành các nhà máy nhiệt điện khí trong thời gian vừa qua ở mức thấp, chỉ được khoảng 45 - 55% công suất lắp đặt. Nếu việc này tiếp tục kéo dài không chỉ ảnh hưởng đến khả năng vận hành khai thác ổn định của các mỏ khí ngoài khơi mà còn ảnh hưởng đến nguồn thu ngân sách nhà nước (nếu khí được huy động trong năm 2024 đạt 90% - 100% lượng khí khai thác dự kiến thì thu ngân sách nhà nước đối với thượng nguồn từ khí tăng 1,75 - 2,14 nghìn tỷ đồng/năm. Trường hợp có thêm nguồn khí Lô B từ năm 2027, nếu lượng khí được huy động hết theo khả năng khai thác thì ngân sách Nhà nước sẽ thu được khoảng 24 nghìn tỷ đồng/năm trong giai đoạn bình ổn).

Phát triển, khai thác các mỏ khí trong nước sẽ đem lại nguồn thu rất lớn cho Nhà nước đồng thời góp phần vào đảm bảo an ninh năng lượng do khoảng 80% sản lượng khí khai thác được tiêu thụ bởi các nhà máy điện khí. Tuy nhiên, để phát triển đầu tư các nhà máy điện khí, các dự án thành phần trong chuỗi dự án điện khí còn chưa được đồng bộ do thiếu các cơ chế, chính sách, cụ thể:

- Chưa có quy định chuyển ngang giá và sản lượng khí;
- Chưa có quy định ưu tiên vận hành phù hợp với các ràng buộc nhiên liệu;
- Chưa có cơ chế để có thể phát triển và triển khai các chuỗi dự án điện - khí một cách đồng bộ, nhanh chóng.

II. Nhiệt điện sử dụng LNG

1. Thực trạng

Căn cứ QHĐ VIII và Kế hoạch thực hiện QHĐ VIII, tổng công suất các nguồn điện LNG dự kiến triển khai là 13 dự án. Mục tiêu tới năm 2030 sẽ có khoảng 22.524 MW nhiệt điện LNG, tiêu thụ khoảng 22,5 tỷ m³ khí/năm, tương đương 16,1 triệu tấn LNG/năm (chưa bao gồm phần LNG cấp bù cho các nhà máy điện sử dụng khí tự nhiên trong nước), chiếm 14,9% tổng nguồn điện của hệ thống. Tổng nhu cầu vốn cho các dự

án chưa triển khai khoảng 20 tỷ USD và khoảng 6,3 tỷ USD để xây dựng hệ thống kho chứa, cảng nhập LNG.

Cho đến nay ngoại trừ dự án Nhơn Trạch 3&4 được triển khai, dự kiến đưa vào vận hành vào tháng 5/2025. Với tình hình thực tế triển khai các dự án nhiệt điện LNG trong bối cảnh vẫn còn những vướng mắc trong cơ chế chính sách như thời gian qua, để đạt mục tiêu đưa các dự án vào vận hành như QHĐ VIII là thách thức rất lớn. Các nguồn điện LNG là những nguồn chạy nền chính để đảm bảo vận hành hệ thống điện an toàn và ổn định. Việc tỷ lệ nguồn điện chạy nền đạt thấp đến năm 2030 cùng với các nguồn điện không vào vận hành theo tiến độ tại quy hoạch sẽ đặt ra những khó khăn trong việc đảm bảo an ninh cung ứng điện giai đoạn 2026-2030.

2. Các khó khăn, vướng mắc

a. Đối với kho cảng LNG trung tâm (LNG Hub)

Hiện nay, các chủ đầu tư NMD LNG đang đầu tư theo hướng đầu tư Kho cảng nhập LNG riêng lẻ, phân tán theo cấu hình: “01 Trung tâm Điện lực (NMD) + 01 Kho cảng nhập LNG và tái hóa khí (hoặc FSRU)” làm giảm hiệu quả đầu tư, lãng phí tài nguyên cảng biển và không tối ưu nguồn lực của Việt Nam. Do đó, việc xây dựng các kho cảng LNG trung tâm (LNG Hub) là rất cần thiết nhằm tận dụng các cơ sở hạ tầng công trình khí hiện hữu, tối ưu chi phí đầu tư phát triển hạ tầng nhập khẩu LNG và chi phí vận hành hệ thống, giảm giá thành phát điện, sử dụng hiệu quả tài nguyên mặt đất, mặt biển. Bên cạnh đó, việc đầu tư LNG Hub và hệ thống cấp khí cho các NMD sẽ làm tăng kết nối vùng, đảm bảo tính linh hoạt trong mua việc LNG, đồng thời phát triển công nghiệp sử dụng khí tại các địa phương dọc tuyến ống đi qua.

Theo đánh giá sơ bộ, việc đầu tư dự án Kho cảng LNG có công suất 04 triệu tấn/năm (để cung cấp LNG cho 04 NMD công suất 1.500 MW/01 nhà máy) tổng mức đầu tư (TMĐT) theo các mô hình như sau: (i) mô hình Kho cảng LNG Hub sơ bộ TMĐT khoảng 2,1 tỷ USD; (ii) mô hình Kho LNG riêng lẻ sơ bộ TMĐT khoảng 2,98 tỷ USD. Như vậy, để đảm bảo việc phát triển 15 NMD sử dụng LNG theo Quy hoạch Điện VIII, về khía cạnh kinh tế việc xây dựng LNG Hub sẽ tiết kiệm sơ bộ khoảng 2,8 tỷ USD (25%) tổng chi phí đầu tư xây dựng.

b. Đối với cước phí nhập khẩu, tồn trữ, tái hóa, phân phối LNG

Các chi phí nhập khẩu, tồn trữ, tái hóa và phân phối khí LNG tái hóa là các chi phí khách quan và cần thiết mà chủ đầu tư kho LNG cần được thu hồi đầy đủ để nhập khẩu LNG, tồn trữ, tái hóa, vận chuyển và phân phối từ kho LNG đến các hộ tiêu thụ. Tuy nhiên, do Luật Giá năm 2023 chưa quy định Cước phí nhập khẩu, tồn trữ, tái hóa và phân phối LNG thuộc danh mục hàng hóa do nhà nước định giá dẫn đến việc các bên khó thống nhất mức cước phí vì khác biệt lợi ích giữa chủ đầu tư kho cảng LNG và các nhà máy điện/bên mua điện. Do vậy, việc có các quy định về cước phí nhập khẩu, tồn trữ, tái hóa và phân phối LNG là cần thiết để chủ đầu tư có thể thu hồi vốn khi xây dựng các dự án kho cảng LNG và để chủ đầu tư cùng với các nhà máy điện có cơ sở đàm phán mua bán LNG cho sản xuất điện.

c. Giá thành sản xuất điện tăng do không có Qc dài hạn

Lượng khí mua hàng năm được tính toán dựa trên sản lượng điện dự kiến phát ra trong năm. Với đặc thù mua LNG phải cam kết sử dụng 100% lượng khí mua, Qc chính là điều kiện tiên quyết để chủ đầu tư nhà máy điện lập đầu bài đi mua LNG dài hạn. Về phía bên mua điện, lo ngại giá LNG cao dẫn tới bên mua điện không muốn thỏa thuận Qc

dài hạn. Việc không có Qc dài hạn dẫn đến bên bán điện không có cơ sở để cam kết khối lượng LNG dài hạn và chỉ có thể xem xét mua LNG theo hợp đồng dài hạn (term) với khối lượng nhỏ, tối thiểu (khoảng 20 - 30 % sản lượng điện phát bình quân nhiều năm) và phần còn lại sẽ mua theo chuyên (spot). Điều này sẽ làm tăng giá điện lên cao, ảnh hưởng tới thị trường điện Việt Nam và không đảm bảo được sản lượng điện phát khi hệ thống yêu cầu. Theo tính toán sơ bộ, ảnh hưởng của tỷ lệ mua term : spot lên giá điện như sau:

Phương án	1	2	3	4	5
Tỷ trọng mua LNG term : spot	20:80	60:40	70:30	80:20	90:10
Tỷ lệ tăng giá điện	173%	131%	121%	110%	100%

Nhận xét: Nếu không có Qc dài hạn, bên bán điện chỉ mua term ở mức 20% (PA 1), theo tính toán sơ bộ giá điện có thể cao hơn tới 73% so với mua term 90% (PA 5).

III. Đề xuất, kiến nghị

Để đảm bảo triển khai các dự án nhiệt điện khí theo kế hoạch đề ra, trên cơ sở những phân tích, đánh giá nêu trên, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam kiến nghị một số cơ chế/quy định như sau:

- Cơ chế xây dựng các dự án nhiệt điện sử dụng khí thiên nhiên, khí thiên nhiên hoá lỏng theo chuỗi gắn với kho cảng khí hoá lỏng trung tâm, để tận dụng cơ sở hạ tầng hiện hiệu và hiệu quả tổng thể nguồn thu của nhà nước.
- Cơ chế bảo đảm huy động các dự án nhiệt điện sử dụng khí thiên nhiên trong nước tối đa theo khả năng cấp khí và các ràng buộc về nhiên liệu.
- Cơ chế bảo đảm các nhà máy nhiệt điện sử dụng khí thiên nhiên hoá lỏng và khí thiên nhiên nhập khẩu được bên mua điện cam kết sản lượng điện hợp đồng tối thiểu dài hạn đảm bảo ràng buộc về nguồn nhiên liệu.
- Cơ chế chuyển ngang giá và sản lượng khí làm nhiên liệu đầu vào, phản ánh đầy đủ các chi phí đầu tư và sản xuất cho các dự án điện khí.
- Quy định cụ thể về cước phí nhập khẩu, tồn trữ, tái hóa và phân phối khí thiên nhiên hoá lỏng.

Trên đây tôi vừa trình bày thực trạng, khó khăn, vướng mắc và một số kiến nghị đề nghị nhanh quá trình triển khai các dự án điện khí trong Quy hoạch điện lực quốc gia.

Xin kính chúc quý vị đại biểu dồi dào sức khỏe, hạnh phúc, chúc Hội nghị thành công tốt đẹp.

Xin trân trọng cảm ơn./.