

# NGHIÊN CỨU NHU CẦU VÀ KHẢ NĂNG CHUYỂN ĐỔI NHIÊN LIỆU TỪ ĐỐT KHÍ SANG ĐỐT HYDRO TẠI CÁC NHÀ MÁY ĐIỆN TUABIN KHÍ Ở VIỆT NAM

● DƯƠNG TRUNG KIÊN - VŨ MINH PHÁP - ĐOÀN NGỌC DƯƠNG

## TÓM TẮT:

Bài viết nghiên cứu khả năng chuyển đổi nhiên liệu từ khí thiên nhiên sang hydro tại các nhà máy điện (NMD) tuabin khí truyền thống trong hệ thống điện (HTĐ) Việt Nam, với mục tiêu hướng đến mức phát thải khí nhà kính (KNK) bằng “0” vào năm 2050, trong khi vẫn có thể duy trì vận hành nhóm các NMD này.

**Từ khóa:** chuyển đổi nhiên liệu, đốt khí, đốt hydro, nhà máy điện, tuabin khí, Việt Nam.

## 1. Đặt vấn đề

Là một trong những nước tiên phong trong thực hiện các cam kết Hội nghị lần thứ 21 Công ước khung của Liên hợp quốc về biến đổi khí hậu (COP 21) (Thỏa thuận Paris) nhằm kiểm soát sự nóng lên toàn cầu, tại Hội nghị COP26, Việt Nam đã công bố cam kết đưa phát thải ròng bằng “0” vào năm 2050. Để đạt được mục tiêu tham vọng này, các bước chính của lộ trình giảm phát thải đã được vạch ra trong bản Chiến lược quốc gia về biến đổi khí hậu giai đoạn đến năm 2050 (Chiến lược Biến đổi khí hậu) do Chính phủ ban hành tháng 7/2022 [1].

Trong số những lĩnh vực đóng góp chủ yếu vào tổng lượng phát thải KNK toàn quốc, ngành Điện là một trong những đối tượng chính phải cắt giảm phát thải trong vài thập kỷ tới, trong đó chủ yếu là các nhà máy điện (NMD) sử dụng nhiên liệu hóa thạch (than, khí). Trong khi hiện nay, các NMD đốt than được quan tâm rất lớn với các nghiên cứu về khả

năng/ giải pháp chuyển đổi nhiên liệu, chuyển đổi mục đích, thậm chí cả kế hoạch đóng cửa thì các NMD đốt khí hiện hữu trong hệ thống điện quốc gia (sử dụng công nghệ tuabin khí chu trình hỗn hợp) ít được quan tâm hơn - mặc dù yêu cầu phải giảm phát thải KNK trong dài hạn cũng là bắt buộc. Theo Quy hoạch phát triển điện lực quốc gia thời kỳ 2021-2030, tầm nhìn đến năm 2050 được Thủ tướng Chính phủ phê duyệt tháng 5/2023 (Quy hoạch điện VIII) [2], nhóm các NMD tuabin khí hiện có được định hướng tiếp tục vận hành trong HTĐ, tuy nhiên phải áp dụng các biện pháp phù hợp về chuyển đổi nhiên liệu để giảm mức phát thải KNK xuống bằng 0 vào năm 2050.

## 2. Hiện trạng các NMD tuabin khí ở Việt Nam và yêu cầu cắt giảm phát thải khí nhà kính

### 2.1. Quy mô nguồn điện trong HTĐ Việt Nam

Đến hết năm 2022, tổng công suất đặt của HTĐ Việt Nam đạt trên 79.350MW (số liệu theo

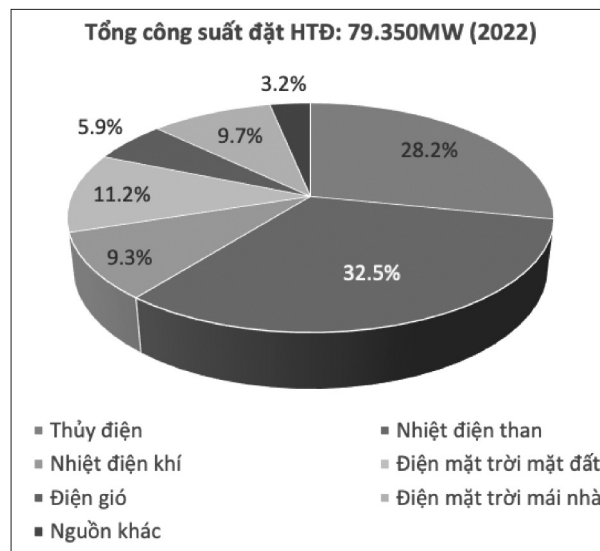
Trung tâm Điều độ HTĐ quốc gia - NLDC<sup>1)</sup>, với quy mô và cơ cấu các nguồn điện như minh họa như tại Hình 1.

Có thể thấy, tổng công suất lắp đặt các nguồn điện năng lượng tái tạo (NLTT) chủ yếu (điện mặt trời, điện gió) lên đến trên 21GW, chiếm gần 27% tổng công suất đặt của hệ thống. Đây là mức tỷ trọng khá cao, thể hiện mức độ “xanh hóa” mạnh mẽ của HTĐ Việt Nam thời gian qua, nhưng cũng đặt ra nhiều thách thức đối với đơn vị điều hành HTĐ trong việc đảm bảo tính an ninh, an toàn và kinh tế. Bên cạnh các nguồn thủy điện và nhiệt điện than, các NMD tuabin khí có vai trò quan trọng trong HTĐ để đáp ứng nhu cầu hệ thống khi các nguồn NLTT không thể phát (như các NMD mặt trời vào ban đêm), cũng như hỗ trợ vận hành hệ thống do đặc điểm các nguồn NLTT phát không ổn định trong thời gian ban ngày (phụ thuộc thời điểm, thời tiết).

## 2.2. Nhóm các NMD tuabin khí hiện hữu trong HTĐ

Tổng công suất đặt các NMD khí sử dụng công nghệ tuabin khí khoảng xấp xỉ 7000MW, bao gồm 11 nhà máy<sup>2</sup> - tất cả đều lắp đặt ở khu vực miền

**Hình 1: Công suất và cơ cấu các nguồn điện Việt Nam năm 2022 (MW)**



Nam, tiêu thụ khoảng 8 tỷ m<sup>3</sup> khí một năm. Về công nghệ, các nhà máy đều áp dụng chu trình hỗn hợp để nâng cao hiệu suất nhiệt của chu trình phát điện. (Bảng 1)

Về nguồn cấp khí, cụm các NMD Bà Rịa, Phú Mỹ, Nhơn Trạch (Đông Nam bộ) được cấp bằng đường ống từ Nhà máy Xử lý khí Dinh Cố và các

**Bảng 1: Thông tin chính về các nhà máy**

| TT | Nhà máy       | CS đặt <sup>3</sup><br>(MW) | Loại tuabin khí<br>/ Nhà chế tạo | Nguồn khí (bể)        | Năm vận hành   | Chủ sở hữu |
|----|---------------|-----------------------------|----------------------------------|-----------------------|----------------|------------|
| 1  | Bà Rịa        | 390                         | F5, F6                           |                       | 1995 (& trước) | GENCO3     |
| 2  | Phú Mỹ 2.1    | 450                         | GT 13E2 / Alstom                 | Cửu Long/ Nam Côn Sơn | 1997           | GENCO3     |
| 3  | Phú Mỹ 2.1 MR | 440                         | V94.2 / Siemens                  | Cửu Long/ Nam Côn Sơn | 1999           | GENCO3     |
| 4  | Phú Mỹ 1      | 1090                        | 701F / Mitsubishi                | Nam Côn Sơn           | 2001           | GENCO3     |
| 5  | Phú Mỹ 3      | 720                         | V94.3A/ Siemens                  | Nam Côn Sơn           | 2003           | BOT        |
| 6  | Phú Mỹ 4      | 450                         | GT 13E2 / Alstom                 | Cửu Long/ Nam Côn Sơn | 2004           | GENCO3     |
| 7  | Phú Mỹ 2.2    | 720                         | 9001FA/ GE                       | Nam Côn Sơn           | 2005           | BOT        |
| 8  | Cà Mau 1      | 750                         | SGT5-4000F/Siemens               | PM3 CAA & 46CN        | 2008           | PVPower    |
| 9  | Cà Mau 2      | 750                         | SGT5-4000F / Siemens             | PM3 CAA & 46CN        | 2008           | PVPower    |
| 10 | Nhơn Trạch 1  | 450                         | GT13E2/Alstom                    | Nam Côn Sơn           | 2009           | PVPower    |
| 11 | Nhơn Trạch 2  | 750                         | SGT5-4000F / Siemens             | Nam Côn Sơn           | 2011           | PVPower    |
|    | Tổng          | 6960                        |                                  |                       |                |            |

Nguồn: Tổng hợp tài liệu [1], [5] và thông tin trên websites nhà máy

trạm phân phối khí khu vực Đông Nam bộ, nguồn khí từ các mỏ tại bể Nam Côn Sơn và Cửu Long. Cụm 2 NMD khí Cà Mau 1, 2 (tại tỉnh Cà Mau) cấp bằng đường ống từ các mỏ bể Malay - Thổ Chu (PM3-CAA), qua trạm xử lý và phân phối khí Cà Mau.

Trong đó, NMD Bà Rịa sử dụng các tuabin khí công suất nhỏ, công nghệ cũ, với tuổi đời đã rất cao (trên dưới 40 năm), hiệu suất thấp, do vậy khó đảm bảo tính kinh tế trong vận hành. Các NMD còn lại đã có tuổi đời khoảng 12-25 năm (trung bình 18 năm), nên nhìn chung đều vận hành ổn định, được quản lý bảo dưỡng sửa chữa đầy đủ, đáp ứng tốt các yêu cầu vận hành trong HTĐ.

Trên thế giới, tuổi thọ vận hành các NMD tuabin khí trung bình khoảng 25 - 30 năm, nếu được bảo dưỡng sửa chữa tốt có thể lên tới 35 - 40 năm hoặc lâu hơn nữa nếu được đầu tư, phục hồi hoặc thay thế nâng cấp (chủ yếu là thay thế tổng thể các bộ phận chịu nhiệt độ cao của thiết bị tuabin khí). Như vậy, để tiếp tục vận hành trong HTĐ đến năm 2050, các NMD tuabin khí hiện hữu trong HTĐ Việt Nam cần sớm xác định và có kế hoạch nâng cấp/ cải tạo đáng kể trong tương lai.

### **2.3. Yêu cầu giảm phát thải khí nhà kính đối với các NMD tuabin khí**

Theo Chiến lược Biến đổi khí hậu, phát thải cho phép của lĩnh vực năng lượng (trong đó chiếm phần lớn là các nguồn nhiệt điện sử dụng nhiên liệu hóa thạch) giảm mạnh từ cao nhất 457 triệu tấn CO<sub>2</sub> tương đương năm 2030 xuống dưới 101 triệu tấn vào năm 2050. Để đáp ứng yêu cầu này, Quy hoạch điện VIII đã tính toán, xác định cơ cấu tối ưu các nguồn điện trong HTĐ đến năm 2050 trên cơ sở giảm mạnh lượng phát thải KNK tại các nhà máy nhiệt điện từ sau năm 2030.

Theo Quy hoạch điện VIII, các NMD tuabin khí hiện hữu trong HTĐ Việt Nam tiếp tục được xác định đóng vai trò quan trọng trong hệ thống đến năm 2050 với nhiệm vụ: (1) đáp ứng nhu cầu phụ tải khi các nguồn NLTT không thể phát (ví dụ, nhà máy ĐMT vào ban đêm), và (2) hỗ trợ vận hành hệ thống do các nguồn NLTT phát không ổn định

trong thời gian ban ngày (thay đổi theo thời điểm, thời tiết) nhờ ưu điểm nổi bật của công nghệ tuabin khí là khả năng tăng giảm tải khá nhanh. Tuy nhiên, để tiếp tục vận hành trong HTĐ, các nguồn nhiệt điện này cần áp dụng các giải pháp để cắt giảm dần phát thải KNK, tiến tới phát thải bằng “0” vào năm 2050. Giải pháp chuyển đổi dần từ nhiên liệu khí thiên nhiên sang dạng nhiên liệu sạch hơn, phát thải ít KNK hơn - như hydro xanh - được coi là một lời giải tiềm năng cho bài toán này.

### **3. Khả năng chuyển đổi nhiên liệu sang hydro tại các NMD tuabin khí**

#### **3.1. Nghiên cứu và kinh nghiệm trên thế giới**

##### **3.1.1. Tình hình chung về nghiên cứu, phát triển năng lượng hydro**

Trên thế giới, đã có nhiều nghiên cứu, đánh giá, báo cáo tổng quan về ứng dụng, phát triển năng lượng hydro. Một số quốc gia, đa số là các nước phát triển, sở hữu công nghệ tiên tiến, trong vài năm trở lại đây đã nghiên cứu và xây dựng chiến lược/định hướng, hoặc tầm nhìn cho “kinh tế hydro” (hydrogen economy) của mình như Đức, Nhật Bản, Hàn Quốc, Pháp, Ý, Tây Ban Nha, Anh, Mỹ, Canada,... Trong khu vực, theo thống kê của Tổ chức nghiên cứu khoa học và công nghiệp của khối Thịnh vượng chung (CSIRO)<sup>4</sup>, tháng 3/2022, Trung Quốc đã ban hành kế hoạch trung và dài hạn cho ngành công nghiệp hydro giai đoạn 2021 - 2035, còn Singapore đã có nghiên cứu chiến lược quốc gia về hydro (10/2022).

Đa số các chiến lược/ định hướng này đều dựa trên việc sử dụng hydro xanh - sản xuất từ phương pháp điện phân nước, sử dụng nguồn điện NLTT - là một trong những giải pháp chính của quá trình chuyển dịch năng lượng hướng đến phát thải ròng bằng “0” vào giữa thế kỷ, do nhiên liệu hydro khi cháy không phát thải CO<sub>2</sub>. Nhờ các tiến bộ công nghệ nhanh chóng trong việc nâng cao công suất và hiệu suất các bộ điện phân, cùng với hiệu ứng giảm giá thành điện năng từ các nguồn NLTT như điện gió, điện mặt trời, giá hydro xanh đã liên tục giảm và được kỳ vọng sẽ cạnh tranh được với giá khí thiên nhiên vào cuối thập niên 20 này. Ứng dụng

năng lượng hydro được tính toán chủ yếu cho ngành Giao thông vận tải, Sản xuất công nghiệp (những lĩnh vực khó điện hóa), và sản xuất điện (dùng trong tuabin khí, động cơ đốt trong dùng khí,...).

Theo nghiên cứu của Cơ quan năng lượng quốc tế [3], trong kịch bản đạt được phát thải ròng bằng “0” vào giữa thế kỷ, từ năm 2025, một số NMD tuabin khí và than sẽ bắt đầu đốt phối trộn khí với hydro và amoniac. Nhu cầu hydro cho sản xuất điện, giao thông vận tải và mục đích năng lượng khác sẽ khoảng 90 triệu tấn và 450 triệu tấn vào các năm 2030 và 2050. Đến năm 2050, dự kiến tổng cộng khoảng 410GW nguồn điện tuabin khí và 160GW nguồn nhiệt điện than sẽ đốt phối trộn hoặc đốt hoàn toàn hydro hoặc amoniac. Điện năng sản xuất từ nguồn hydro, amoniac xanh chiếm khoảng 2-3% tổng sản lượng điện toàn cầu trong giai đoạn 2030 - 2050.

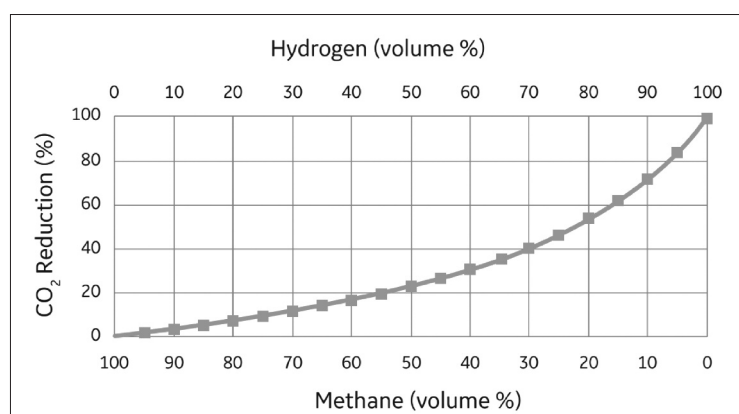
### 3.1.2. Nghiên cứu đốt phối trộn hydro trong tuabin khí

Vấn đề áp dụng phối trộn hydro với khí thiên nhiên để đốt trong tuabin khí phát điện nhằm cắt giảm phát thải KNK trong khi vẫn tận dụng và duy trì được lượng công suất phát điện hiện có, cũng được một số hãng chế tạo thiết bị (OEM) danh tiếng trên thế giới tích cực nghiên cứu, thử nghiệm trong những năm gần đây, qua đó đã công bố các tiến bộ nhanh chóng về khả năng tăng tỷ lệ đốt phối trộn hydro (tỷ lệ %) với khí thiên nhiên trong các tuabin khí thương mại. Các hãng tiên phong trong lĩnh vực này bao gồm: General Electric (Mỹ), Siemens (Đức), Mitsubishi Power (Nhật Bản), Ansaldo (Ý),... Các nghiên cứu, thử nghiệm chủ yếu tập trung vào các điều chỉnh cần thiết đối với thiết bị phân cứng (buồng đốt tuabin) và hệ thống điều khiển, nhằm giải quyết bài toán đốt hỗn hợp hydro và khí thiên nhiên một cách an toàn, tin cậy và kiểm soát hiệu quả phát thải NOx trong các tuabin khí vốn được thiết kế và chế tạo để đốt khí thiên nhiên. Hiện nay, đa số các hãng chế tạo đều thông báo khả năng đốt phối trộn ít nhất 30 - 50% hydro

(về thể tích) ở tất cả các sản phẩm tuabin khí, một số hãng khẳng định khả năng đốt 100% hydro ở một số dòng tuabin khí thương mại thế hệ mới. Theo báo cáo của tổ chức ETN (European Turbine Network) - một liên minh của nhiều nhà nghiên cứu, chế tạo tuabin khí hàng đầu châu Âu và Bắc Mỹ - các hãng chế tạo tuabin khí lớn trên thế giới đã thống nhất cam kết nghiên cứu phát triển hoặc cải tiến tất cả các thế hệ tuabin khí để có khả năng đốt 100% hydro đến năm 2030 [4].

Một nghiên cứu của GE đã chỉ ra quan hệ giữa tỷ lệ giảm phát thải CO<sub>2</sub> của một thiết bị tuabin khí thế hệ mới, với tỷ lệ đốt phối trộn hydro và khí thiên nhiên (thành phần chủ yếu là khí metan - CH<sub>4</sub>) như tại Hình 2.

**Hình 2: Khả năng giảm phát thải CO<sub>2</sub> khi đốt phối trộn H<sub>2</sub> với khí thiên nhiên trong tuabin khí**



Khả năng cải tạo các tuabin khí đang vận hành với khí thiên nhiên để đốt phối trộn với hydro cũng được tích cực nghiên cứu và thử nghiệm thực tế, như công bố gần đây của một số hãng chế tạo (Mitsubishi Power, Siemens). Hiện nay, một số dự án chuyển đổi nhiên liệu từ khí thiên nhiên sang hydro tại NMD tuabin khí đã và đang được xúc tiến triển khai tại một số nước, như: Mỹ (NMD McDonough-Atkinson, bang Georgia, tuabin khí M501G 265MW, Mitsubishi Power cung cấp công nghệ<sup>5</sup>; NMD Brentwood, Long Island, New York, tuabin khí LM6000 47MW, GE cung cấp công nghệ<sup>6</sup>), Hà Lan (NMD Nuon Magnum, tuabin khí M701F4 440MW, Mitsubishi Power cung cấp công

nghe)<sup>7</sup>, Áo (NMD Donaustadt, tuabin khí SGT5-4000F 325MW, Siemens cung cấp công nghệ)<sup>8</sup>,...

Như vậy, theo cam kết mạnh mẽ của các nhà chế tạo tuabin khí trong nghiên cứu chuyển đổi nhiên liệu sang hydro nhằm đáp ứng các kế hoạch/lộ trình giảm phát thải KNK của rất nhiều quốc gia và tổ chức trên thế giới, cùng với các dự án thử nghiệm trên thực tế đang triển khai ở nhiều giai đoạn, với nhiều công nghệ tuabin khí khác nhau, có cơ sở để khẳng định, công nghệ đốt hydro trong tuabin khí, kể cả nâng cấp cải tạo các hệ thống hiện hữu để chuyển sang đốt hydro, sẽ được thương mại hóa trong vòng 1 thập kỷ tới.

### 3.2. Nhu cầu và khả năng chuyển đổi sang đốt hydro tại các NMD tuabin khí trong hệ thống điện Việt Nam

#### 3.2.1. Vấn đề nguồn cung khí đốt

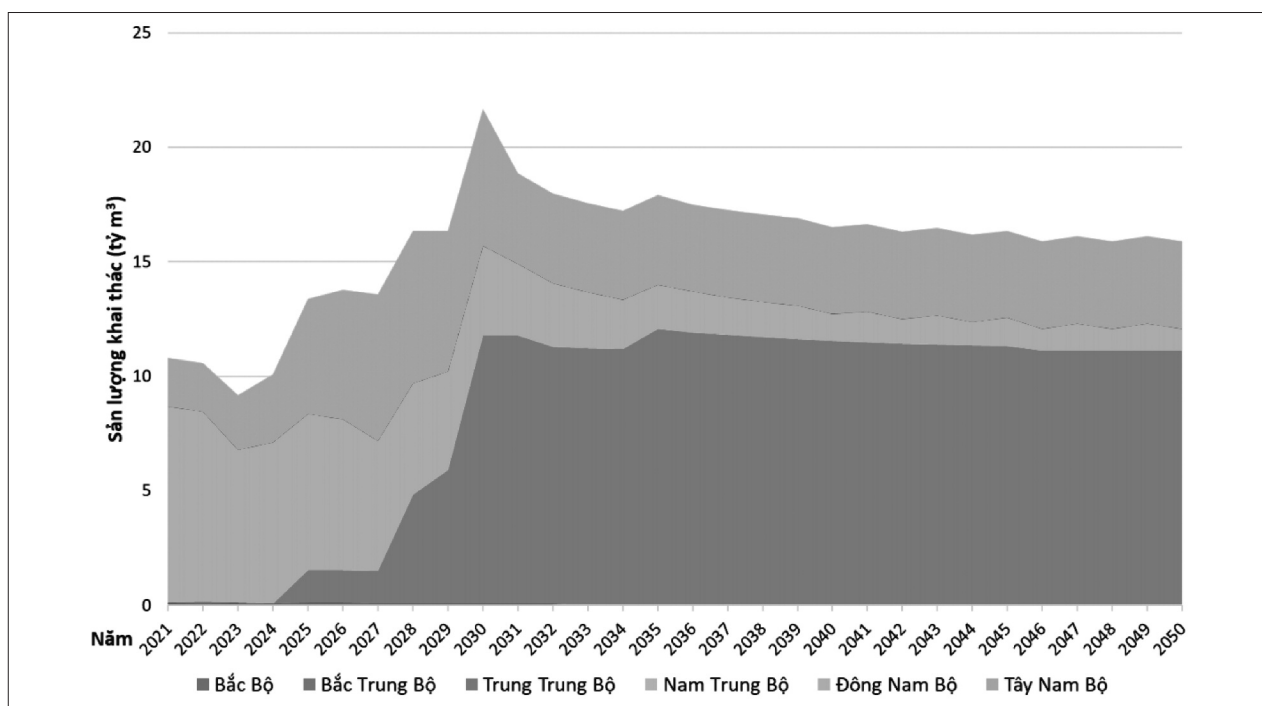
Hiện nay, nguồn cấp khí thiên nhiên từ các mỏ khí nội đã qua mức đỉnh và đang dần suy giảm. Theo [5], nguồn khí nội Đông Nam bộ dự kiến sẽ giảm dần sản lượng từ trên 8 tỷ m<sup>3</sup>/năm (2021) xuống còn khoảng 4 tỷ m<sup>3</sup>/năm (2030) và chỉ còn 1-2 tỷ m<sup>3</sup>/năm (giai đoạn 2040-2050) như thể hiện

trong Hình 3. Các mỏ khí nội mới đang trong quá trình chuẩn bị đầu tư hoặc nghiên cứu thăm lượng (Lô B, Cá Voi Xanh, Kền Bàu) chỉ đủ cung cấp cho các NMD tuabin khí mới sẽ xây dựng ở Tây Nam bộ và miền Trung. Trong trung hạn, với các NMD tuabin khí khu vực Đông Nam bộ, Quy hoạch điện VIII định hướng nhập khẩu khí thiên nhiên hóa lỏng (LNG) để cấp bù cho sự thiếu hụt nguồn cung khí nội Đông Nam bộ trong giai đoạn từ năm 2026 - 2030 trở đi. Tuy vậy, trong dài hạn (sau năm 2030), do các yêu cầu giảm phát thải KNK đối với các NMD khí như đã nêu trên, việc nghiên cứu chuyển đổi nhiên liệu dần sang sử dụng hydro là thật sự cần thiết và có ý nghĩa, vừa giúp giảm lượng LNG nhập khẩu cho phát điện, đồng thời giảm phát thải KNK.

#### 3.2.2. Khả năng chuyển đổi sang đốt phối trộn hydro tại các NMD tuabin khí

Như đã tóm lược ở trên, về mặt công nghệ đốt nhiên liệu, khả năng chuyển đổi sang đốt phối trộn hydro với khí thiên nhiên trong các NMD tuabin khí (hiện hữu) ở Việt Nam sẽ thực hiện được trong tương lai. Việc chuyển đổi hướng đến mục tiêu chính là duy trì được vận hành của đội hình các NMD tuabin

**Hình 3: Dự kiến sản lượng khai thác khí giai đoạn đến năm 2050**



khí hiện hữu mà không phải đầu tư thay thế bằng các nguồn điện mới, đắt tiền khác trong khi đáp ứng yêu cầu giảm phát thải KNK đối với các nhà máy. Trong phạm vi rộng hơn, chuyển đổi từ khí thiên nhiên sang hydro tại các NMD cũng phụ thuộc vào các yếu tố bên ngoài, như: hạ tầng tồn trữ và vận chuyển, nguồn cung (sản xuất trong nước từ các nguồn điện NLTT hay nhập khẩu), và giá hydro.

Xét từ góc độ kỹ thuật - kinh tế, phần lớn các NMD tuabin khí hiện hữu của Việt Nam sẽ đạt đến tuổi thọ vận hành trung bình (25 - 30 năm) trong vòng 10 năm tới - đồng nghĩa với việc phải thực hiện các công việc nâng cấp cải tạo lớn để kéo dài tuổi thọ vận hành đến mốc mục tiêu là năm 2050. Việc xem xét kết hợp nâng cấp cải tạo để đồng thời chuyển đổi sang đốt phối trộn, tiến tới đốt hoàn toàn bằng hydro khi công nghệ và giá cả cho phép rất cần được các cơ quan quản lý nhà nước và các chủ sở hữu đặt ra và nghiên cứu kỹ lưỡng, toàn diện.

#### 4. Kết luận

Chuyển dịch năng lượng theo hướng giảm dần sử dụng nhiên liệu hóa thạch, giảm phát thải khí nhà kính và tăng cường khai thác các nguồn năng lượng tái tạo cho phát điện là xu hướng chung, không thể đảo ngược trên thế giới, cũng như tại Việt Nam. Hướng đến đạt được cam kết đưa phát thải ròng bằng “0” vào năm 2050, các nhà máy

nhà nhiệt điện trong hệ thống điện Việt Nam được định hướng chuyển đổi dần từ đốt than, đốt khí sang các dạng nhiên liệu ít phát thải hoặc không phát thải trên cơ sở bám sát các tiến bộ về khoa học công nghệ và tính thương mại hóa của các giải pháp trên bình diện quốc tế. Đây là chủ trương lớn, đúng đắn, định hướng cho sự phát triển của ngành Điện, ngành Năng lượng nói riêng, cũng như cả nền kinh tế dựa trên các-bon thấp nói chung.

Như đã phân tích trong các nội dung nêu trên, việc chuyển đổi từ đốt khí thiên nhiên sang đốt hydro (xanh) tại các NMD tuabin khí giải quyết được 2 vấn đề thực tiễn có ý nghĩa quan trọng với ngành Điện Việt Nam trong tương lai trung và dài hạn, đó là: (1) tiếp tục duy trì vận hành các nguồn điện quan trọng này trong khi vẫn đáp ứng được yêu cầu giảm phát thải KNK của HTĐ, và (2) hạn chế khả năng phải nhập khẩu khí thiên nhiên để cấp bù cho nguồn khí nội đang suy giảm nhanh, đồng nghĩa với việc giảm bớt phụ thuộc vào năng lượng nhập khẩu. Yêu cầu đặt ra cho các chủ sở hữu cũng như các cơ quan hữu quan là cần sớm có các nghiên cứu, tính toán, xây dựng kế hoạch chuyển đổi nhiên liệu phù hợp, khả thi, có chi phí thấp nhất đối với HTĐ, đồng thời bám sát và đồng bộ với lộ trình phát triển của thị trường các-bon tại Việt Nam ■

#### TÀI LIỆU TRÍCH DẪN:

<sup>1</sup><https://www.nldc.evn.vn/FullNewsg/200/Cong-suat-huy-dong/default.aspx>.

<sup>2</sup>Theo Quy hoạch điện VIII, giai đoạn 2026 - 2030 dự kiến sẽ đưa vào vận hành các NMD tuabin khí chu trình hỗn hợp mới sử dụng khí nội tại cụm Ô Môn (khí Lô B) và tại Miền Trung (khí Cá Voi Xanh). Do tiến độ và công nghệ các dự án này còn chưa rõ, vì vậy không được xem xét trong nghiên cứu này.

<sup>3</sup>Công suất lắp đặt theo dòng (class) tuabin được sử dụng, theo đó phổ biến là các dòng TBK thế hệ E (công suất khoảng 140-150MW) và thế hệ F (công suất khoảng 230-250MW). Công suất thực tế của nhà máy có thể lớn hơn (nhờ các giải pháp nâng công suất đã triển khai trong quá trình vận hành).

<sup>4</sup><https://research.csiro.au/hyresource/policy/international/>

<sup>5</sup><https://hydrogen-central.com/mitsubishi-power-georgia-power-epri-complete-worlds-largest-hydrogen-fuel-blending-plant-mcdonough-atkinson/>

<sup>6</sup><https://www.diesलगasturbine.com/news/power-plants-of-the-world-a-hydrogen-pilot-by-ge/8027273.article>

<sup>7</sup><https://gasturbine-world.com/mitsubishi-power-hydrogen-gas-turbine-technology/>

<sup>8</sup><https://www.siemens-energy.com/global/en/news/magazine/2022/donaustadt-hydrogen-trial.html>

**TÀI LIỆU THAM KHẢO:**

1. Chính phủ (2022). *Chiến lược quốc gia về biến đổi khí hậu giai đoạn đến năm 2050*.
2. Viện Năng lượng (2023). *Quy hoạch phát triển điện lực quốc gia thời kỳ 2021-2030, tầm nhìn đến năm 2050*.
3. EIA (2022). *World Energy Outlook 2022*.
4. ETN Global (2022). *Hydrogen Deployment In Centralised Power Generation - A Techno-economic Case Study*.
5. Viện Năng lượng, (2023). *Quy hoạch tổng thể về năng lượng quốc gia thời kỳ 2021 - 2030, tầm nhìn đến năm 2050 (dự thảo tháng 4/2023)*.

**Ngày nhận bài: 25/5/2023**

**Ngày phản biện đánh giá và sửa chữa: 3/6/2023**

**Ngày chấp nhận đăng bài: 10/6/2023**

*Thông tin tác giả:*

**1. TS. DƯƠNG TRUNG KIÊN<sup>1</sup>**

**2. TS. VŨ MINH PHÁP<sup>2</sup>**

**3. ThS. ĐOÀN NGỌC DƯƠNG<sup>3</sup>**

<sup>1</sup>Trường Đại học Điện lực

<sup>2</sup>Viện Khoa học năng lượng

<sup>3</sup>Viện Năng lượng

**A STUDY ON THE DEMAND AND POSSIBILITY  
OF FUEL CONVERSION FROM GAS TO HYDROGEN  
AT GAS TURBINE POWER PLANTS IN VIETNAM**

● Ph.D **DUONG TRUNG KIEN<sup>1</sup>**

● Ph.D **VU MINH PHAP<sup>2</sup>**

● Master. **DOAN NGOC DUONG<sup>3</sup>**

<sup>1</sup>Electric Power University

<sup>2</sup>Institute of Energy Science

<sup>3</sup>Institute of Energy

**ABSTRACT:**

This paper studies the possibility of shifting from natural gas to hydrogen at conventional gas turbine power plants in the Vietnamese power system in order to achieve the goal of Net Zero Emissions by 2050 while still using these gas turbine power plants.

**Keywords:** fuel conversion, gas burning, hydrogen burning, power plant, gas turbines, Vietnam.