

## **NGHIÊN CỨU, PHÂN TÍCH, ĐÁNH GIÁ SƠ BỘ HIỆU QUẢ ĐỐT KÈM KHÍ LNG VỚI HYDRO CHO NHÀ MÁY NHIỆT ĐIỆN KHÍ LNG CÔNG SUẤT ĐIỂN HÌNH 1500MW TẠI VIỆT NAM**

**STUDY, ANALYSIS, AND PRELIMINARY EVALUATION OF THE EFFECTIVENESS OF CO-FIRING LNG WITH HYDROGEN FOR A TYPICAL 1500MW LNG-FIRED THERMAL POWER PLANT IN VIETNAM**

**Đoàn Ngọc Dương, Nguyễn Chiến Thắng, Nguyễn Văn Thọ,  
Nguyễn Thị Minh, Trương Thị Thu Phương, Vũ Văn Nam**

Viện Năng lượng, Bộ Công Thương

Ngày nhận bài: 11/07/2024, Ngày chấp nhận đăng: 29/08/2024, Phản biện: TS. Trịnh Viết Thiệu

### **Tóm tắt:**

Tại Hội nghị thượng đỉnh về biến đổi khí hậu của Liên Hợp Quốc lần thứ 26 (COP26), Việt Nam đã cam kết sẽ đạt mức phát thải ròng bằng "0" vào năm 2050. Theo đó, tại Quyết định số 500/QĐ-TTg đến năm 2050, các nhà máy sử dụng LNG chuyển dần sang sử dụng hydro, tổng công suất 25.400 MW, sản xuất 129,6-136,7 tỷ kWh, cụ thể: Nhiệt điện khí trong nước chuyển chạy hoàn toàn bằng hydro 7.030 MW; Nhiệt điện LNG đốt kèm hydro 4.500-9.000 MW; Nhiệt điện LNG chuyển chạy hoàn toàn bằng hydro 16.400-20.900 MW. Công nghệ đốt kèm khí/LNG với hydro là một con đường tiềm năng để khử các bon trong các nhà máy nhiệt điện khí/LNG bằng cách thay thế nhiên liệu khí/LNG bằng nguồn nhiên liệu hydro xanh không có phát thải CO<sub>2</sub>.

Tại thời điểm hiện tại, chi phí sản xuất hydro xanh có giá tương đối cao (khoảng 6 - 8 USD/kg), tuy nhiên theo các tổ chức quốc tế dự báo chi phí sản xuất hydro xanh có thể giảm xuống dưới 3 USD/kg vào năm 2030 và dưới 2 USD/kg vào năm 2050.

Để đánh giá hiệu quả khi đốt kèm khí LNG với hydro xanh, trong bài báo này nhóm tác giả đã nghiên cứu, phân tích và đánh giá sơ bộ hiệu quả đốt kèm khí LNG với hydro cho nhà máy nhiệt điện công suất điển hình 1500 MW tại Việt Nam cho các kịch bản tỷ lệ trộn và giá hydro xanh. Kết quả nghiên cứu cho thấy khi giá hydro xanh giảm xuống dưới 3 USD/kg và công nghệ tuabin khí đốt kèm hydro được thương mại hóa, khi đốt kèm hydro tỷ lệ đến 100% giá điện có thể chấp nhận được bởi hệ thống điện.

### **Từ khóa:**

Quy hoạch điện VIII, đốt kèm khí LNG với hydro, nhà máy điện LNG, Năng lượng tái tạo, hydro xanh.

### **Abstract:**

At the 26th United Nations Climate Change Conference (COP26), Vietnam committed to achieving net-zero emissions by 2050. Accordingly, Decision No. 500/QĐ oriented that by 2050, LNG-fuelled plants will gradually switch to using hydrogen, with a total capacity of 25,400 MW, producing 129.6-136.7 billion kWh, specifically: 7,030 MW of domestic gas power plants will switch to running entirely on hydrogen; 4,500-9,000 MW of LNG power plants will co-fire LNG and hydrogen; 16,400-20,900 MW of LNG power plant will switch to running entirely on hydrogen. Domestic gas/LNG and hydrogen co-firing technology is a potential path to decarbonize domestic gas/LNG power plants by replacing domestic gas/LNG fuel with a green hydrogen fuel source without CO<sub>2</sub> emissions.

At the present, the cost of green hydrogen production is relatively high (about 6 - 8 USD/kg). However, according to forecasts of international organizations, the cost of green hydrogen production can be reduced to less than 3 USD/kg in 2030 and less than 2 USD/kg in 2050.

To evaluate the effectiveness of co-firing LNG with green hydrogen, in this article the authors have researched, analyzed and evaluated the preliminary effectiveness of co-firing LNG with hydrogen for a typical 1500 MW thermal power plant in Vietnam in some scenarios of green hydrogen price and mixing ratio. Research results show that in the case that the price of green hydrogen falls below 3 USD/kg and gas turbine technology capable of co-firing hydrogen is commercialized, the electricity price when co-firing hydrogen with the ratio up to 100% can be accepted by the power system.

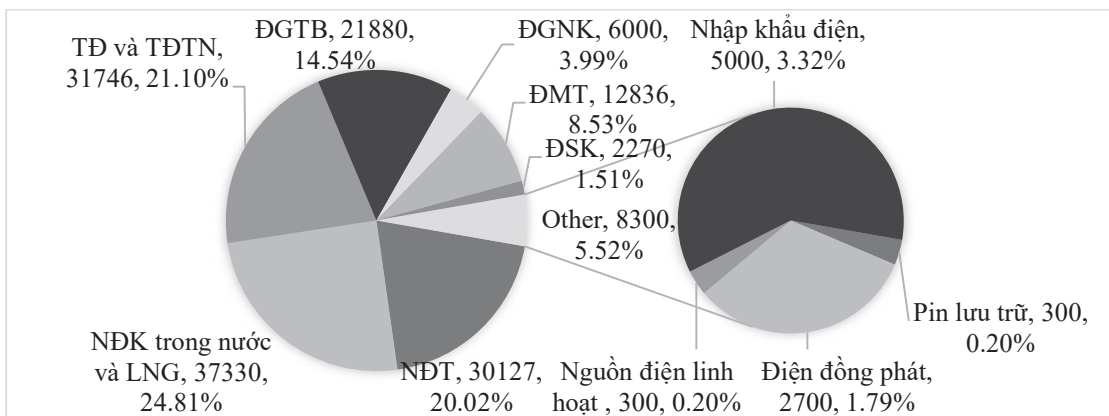
**Keywords:** PDPVIII, Co-firing of LNG with hydrogen, LNG power plant, Renewable energy, green hydrogen.

### 1. ĐẶT VẤN ĐỀ

Tại Hội nghị thượng đỉnh về biến đổi khí hậu của Liên Hợp Quốc lần thứ 26 (COP26), Việt Nam đã cam kết sẽ đạt mức phát thải ròng bằng “0” vào năm 2050. Theo đó, ngày 15/05/2023, Thủ tướng Chính phủ đã ban hành Quyết định số 500/QĐ-TTg phê duyệt Quy hoạch phát triển điện lực quốc gia thời kỳ 2021 - 2030, tầm nhìn đến 2050 (QHĐVIII) [1] với mục tiêu phát triển: Thực hiện thành công chuyển đổi năng lượng công bằng: (i) Phát triển mạnh các nguồn năng lượng tái tạo phục vụ sản xuất điện, đạt tỷ lệ khoảng 30,9-39,2% vào năm 2030, hướng tới mục tiêu tỷ lệ năng lượng tái tạo 47% với điều kiện các cam kết theo Tuyên bố chính trị về thiết lập Quan hệ đối tác chuyển đổi năng lượng công bằng với Việt Nam (JETP) được các

đối tác quốc tế thực hiện đầy đủ, thực chất. Định hướng đến năm 2050 tỷ lệ năng lượng tái tạo lên đến 67,5-71,5%; (ii) Kiểm soát mức phát thải khí nhà kính từ sản xuất điện đạt khoảng 204-254 triệu tấn năm 2030 và còn khoảng 27-31 triệu tấn vào năm 2050. Hướng tới đạt mức phát thải đỉnh không quá 170 triệu tấn vào năm 2030 với điều kiện các cam kết theo JETP được các đối tác quốc tế thực hiện đầy đủ, thực chất. Với định hướng phát triển mạnh điện gió ngoài khơi kết hợp với các loại hình năng lượng tái tạo khác (điện mặt trời, điện gió trên bờ...) để sản xuất năng lượng mới (hydro, amoniac xanh...) phục vụ nhu cầu trong nước và xuất khẩu.

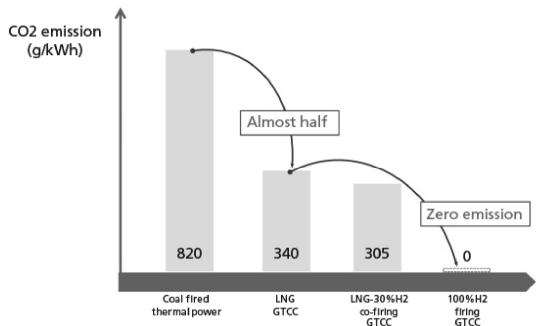
Đối với nguồn nhiệt điện khí nói riêng để thực hiện cam kết trên “thực hiện lộ trình chuyển đổi nhiên liệu sang hydro khi công nghệ được thương mại



Hình 1. Cơ cấu nguồn điện Việt Nam dự kiến năm 2030 [1]

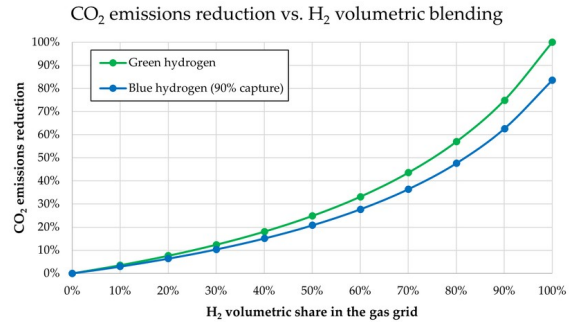
hóa và giá thành phù hợp”. Theo cơ cấu nguồn điện của Việt Nam dự kiến đến năm 2030 như Hình 1, tổng công suất nguồn điện khí thiên nhiên trong nước và LNG chiếm khoảng 37.330MW (tương đương 24,81%).

hiều giải pháp được đưa ra, một trong giải pháp là đốt kèm khí thiên nhiên/LNG với hydro. Khi đốt kèm hydro, tỷ lệ phát thải CO<sub>2</sub> sẽ giảm khi tỷ lệ đốt kèm hydro tăng, với mức giảm phát thải CO<sub>2</sub> tỷ lệ thuận khi tăng tỷ lệ đốt kèm hydro như Hình 3.



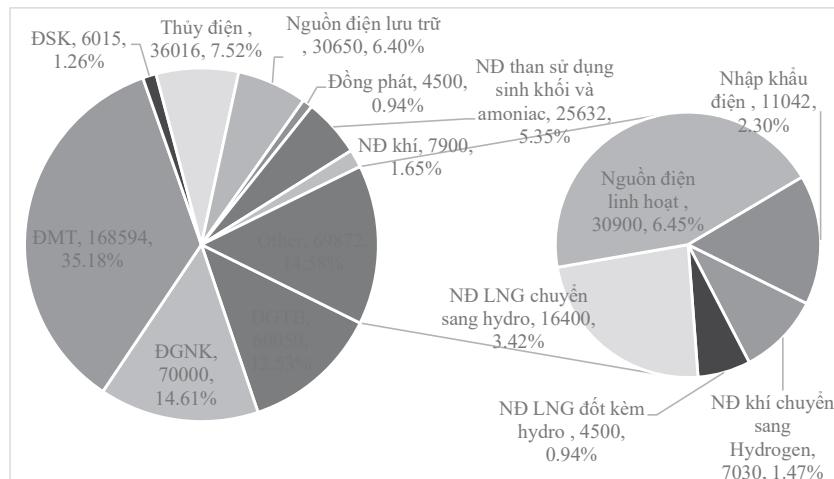
**Hình 2. Phát thải CO<sub>2</sub> của các loại hình nguồn điện [3]**

Nguồn điện khí (khí thiên nhiên trong nước và khí LNG) có thể coi là nguồn điện sạch khi phát thải CO<sub>2</sub> (340 g/kWh) thấp hơn rất nhiều so với nguồn điện than (820 g/kWh) [3]. Tuy nhiên phát thải này vẫn là rất lớn. Để đạt được mục tiêu và cam kết đạt phát thải ròng bằng “0” vào năm 2050, sẽ có rất



**Hình 3. Mối liên hệ tỷ lệ giảm phát thải CO<sub>2</sub> với tỷ lệ đốt kèm hydro với khí thiên nhiên/LNG [4]**

Theo Quyết định 500/QĐ-TTg [1], đến năm 2050, các nhà máy sử dụng LNG chuyển dần sang sử dụng hydro, tổng công suất 25.400 MW, sản xuất 129,6-136,7 tỷ kWh, cụ thể: Nhiệt điện khí trong nước chuyển chạy hoàn toàn bằng hydro 7.030 MW; Nhiệt điện LNG đốt kèm hydro 4.500-9.000 MW; Nhiệt điện LNG chuyển chạy hoàn toàn bằng hydro 16.400-20.900 MW. Cơ cấu nguồn điện Việt Nam đến năm 2050 như Hình 4.



**Hình 4. Cơ cấu nguồn điện Việt Nam dự kiến năm 2050 [1]**

Về công nghệ tuabin khí đốt kèm hydro: Siemens có loại tuabin khí HL-class có thể đốt kèm tới 30% hydro, dự kiến phát triển loại tuabin HL-class này có thể đốt 100% hydro vào năm 2030 [7] GE có hơn 30 tuabin khí có khả năng đốt kèm ít nhất 50% hydro, GE đang tiếp tục nghiên cứu và phát triển tuabin khí loại HA có khả năng đốt kèm hydro với tỷ lệ lên đến 100% [5], [6]. MHPS cũng có loại tuabin khí có thể đốt kèm 30% hydro và dự kiến phát triển loại tuabin khí có thể đốt 100% hydro sẵn sàng vào năm 2025 [8], [9]. Theo đánh giá của IEA dựa trên 11 cấp độ sẵn sàng, công nghệ tuabin khí đốt kèm hydro được đánh giá ở cấp độ thứ 8 – Quy mô thương mại đầu tiên [10].

Như vậy có thể nói rằng đốt kèm hydro trong các nhà máy điện khí thiên nhiên/LNG là một giải pháp phù hợp để giảm phát thải CO<sub>2</sub>, và công nghệ đốt kèm hydro của các hãng tuabin khí cũng đã dần sẵn sàng và thương mại hóa. Tuy nhiên để đánh giá tính hiệu quả về mặt kinh tế, giá thành sản xuất điện, nhóm nghiên cứu đã thực hiện “Nghiên cứu, phân tích, đánh giá sơ bộ hiệu quả đốt kèm khí LNG với hydro cho nhà máy nhiệt điện khí LNG công suất điển hình 1.500 MW tại Việt Nam”.

**2. NGHIÊN CỨU, PHÂN TÍCH VÀ ĐÁNH GIÁ CÁC KỊCH BẢN ĐỐT KÈM HYDRO XANH**

Nhóm nghiên cứu tiến hành nghiên cứu, tính toán và đánh giá hiệu quả đốt kèm khí hydro xanh với LNG cho các kịch bản như sau: Kịch bản 1 (KB1) tỷ lệ đốt kèm 20%, kịch bản 2 (KB2) tỷ lệ đốt kèm 30%, kịch bản 3 (KB3) tỷ lệ đốt kèm 50%, kịch bản 4 (KB4) tỷ lệ đốt kèm 80%, kịch bản 5 (KB5) tỷ lệ đốt kèm 100% (tỷ lệ đốt kèm tính theo nhiệt trị). Trong các tính toán với các kịch bản trên, nhóm nghiên cứu giả định các thông số đầu vào như sau:

**Lượng không khí cấp cho tuabin khí:**

Quá trình cháy nhiên liệu là quá trình phản ứng hoá học giữa các nguyên tố hoá học với oxy và phát ra một lượng nhiệt lớn. Khi đốt nhiên liệu khí thì các chất cháy trong nhiên liệu cũng tiến hành oxy hoá theo các phản ứng hoá học, phương trình như sau:

$$C_nH_m + \left(n + \frac{m}{4}\right)(O_2 + 3,76N_2) = nCO_2 + \frac{m}{2}H_2O + 3,76\left(n + \frac{m}{4}\right)N_2 \tag{1}$$

Thể tích không khí lý thuyết cần thiết để cháy 1 m<sup>3</sup><sub>tc</sub> nhiên liệu khí:

$$V^o = 0,0476 \times [0,5CO + 0,5H_2 + 2CH_4 + 1,5H_2S + \sum \left(n + \frac{m}{4}\right)C_nH_m - O_2], m_{tc}^3 / m_{tc}^3 \tag{2}$$

Dựa trên đặc tính nhiên liệu khí và các tỉ lệ đốt kèm hydro kết quả lượng không khí lý thuyết cần để đốt cháy 1 m<sup>3</sup> nhiên liệu cho quá trình cháy theo bảng phía dưới.

**Bảng 1. Lượng không khí lý thuyết khi đốt kèm hydro**

TT	Tỉ lệ đốt kèm	Đơn vị	Giá trị
1	Tỉ lệ đốt kèm hydro 0%	m <sup>3</sup> không khí/ m <sup>3</sup> nhiên liệu	10,39
2	Tỉ lệ đốt kèm hydro 20%	m <sup>3</sup> không khí/ m <sup>3</sup> nhiên liệu	8,79
3	Tỉ lệ đốt kèm hydro 30%	m <sup>3</sup> không khí/ m <sup>3</sup> nhiên liệu	7,99
4	Tỉ lệ đốt kèm hydro 50%	m <sup>3</sup> không khí/ m <sup>3</sup> nhiên liệu	6,39
5	Tỉ lệ đốt kèm hydro 100%	m <sup>3</sup> không khí/ m <sup>3</sup> nhiên liệu	2,38

Từ kết quả trên có thể nhận thấy khi tăng tỉ lệ đốt kèm thì lượng không khí yêu cầu cấp cho tuabin khí sẽ có xu hướng giảm.

**Giá thiết bị:**

Lắp mới và cải tạo hệ thống: Theo thông tin từ các nhà cung cấp thiết bị, khi thực hiện đốt kèm hydro các nhà máy có thể cần lắp đặt mới, cải tạo các hệ thống, thiết bị như sau: Hệ thống nhập, tồn chứa hydro, hệ thống cung cấp hydro; Bộ điều khiển hòa trộn khí đốt kèm; Hệ thống điều khiển hòa trộn hydro; Cải tạo vòi đốt, buồng đốt tùy theo tỉ lệ đốt kèm; Hệ thống khử NO<sub>x</sub>; Các hệ thống, thiết bị liên quan khác (an toàn, phòng cháy chữa cháy...), ước tính chi phí lắp mới và cải tạo khi đốt kèm hydro theo các tỷ lệ như đề cập ở trên.

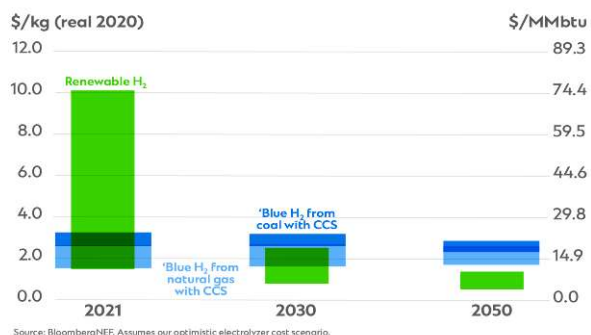
Do đó, giá thiết bị tăng thêm khi đốt kèm tỷ lệ hydro [16] được giá định như sau: Đốt kèm đến 50% hydro, giá thiết bị gói thầu EPC tăng thêm +10%; Đốt kèm đến 80% hydro, giá thiết bị gói thầu EPC tăng thêm +15%; Đốt kèm đến 100% hydro, giá thiết bị gói thầu EPC tăng thêm +20%.

**Giá nhiên liệu:**

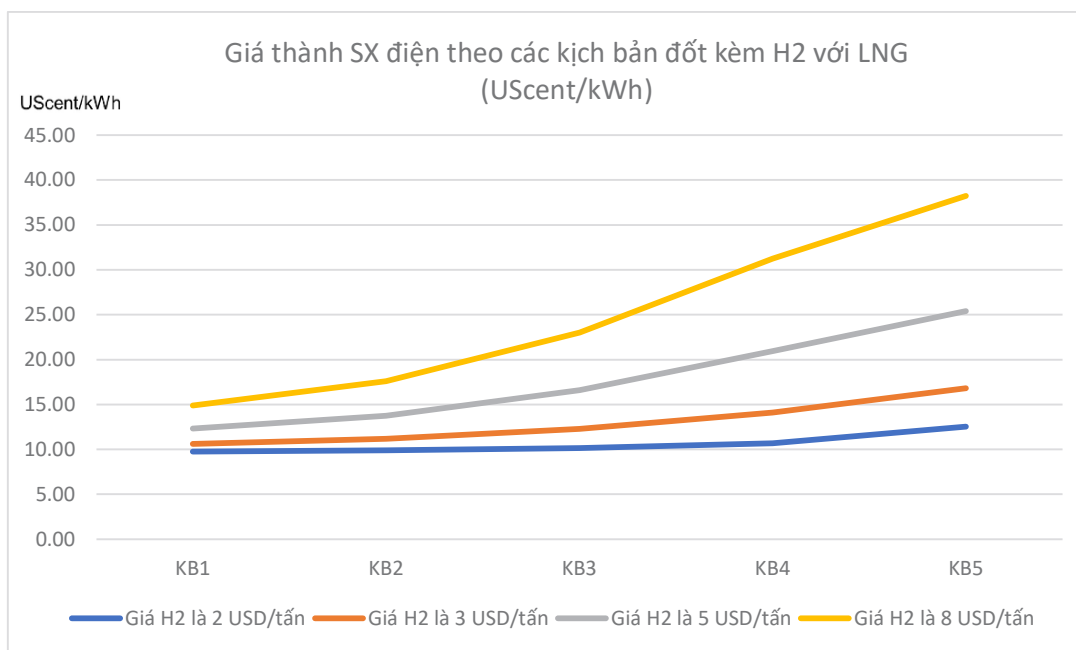
+ Giá khí LNG: Theo dự báo giá LNG trong đề án QHĐ VIII [13], giá LNG tính trung bình cho nhà máy điện giai đoạn 2021 - 2050 là 11,8 USD/triệu Btu.

+ Giá hydro:

Theo dự báo, chi phí sản xuất hydro xanh có thể giảm xuống dưới 3,0 USD/kg vào năm 2030 và dưới 2,0 USD/kg vào năm 2050.



**Hình 5. Dự báo giá hydro xanh [11]**



**Hình 6. Chi phí sản xuất điện theo các kịch bản đốt kèm hydro với LNG**

Để tính toán mô phỏng, giá hydro được giả định với các trường hợp: 8 USD/ kg (59,5 USD/ Tr.BTU); 5 USD/ kg (37,5 USD/ Tr.BTU); 3 USD/ kg (22,5 USD/ Tr.BTU); 2 USD/ kg (14,9 USD/ Tr.BTU).

**Bảng 2. Đặc tính LNG được sử dụng trong tính toán**

Tính chất (%) mol ở nhiệt độ sôi ở áp suất thường	Thiết kế
N <sub>2</sub>	0,22
CH <sub>4</sub>	91,33
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	5,36
C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	2,14
i C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0,46
n C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0,47
C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0,02
Khối lượng phân tử (kg/kmol)	17,82
Khối lượng riêng (kg/m <sup>3</sup> )	451
Nhiệt trị thấp (kJ/kg)	49.315
Nhiệt trị cao (kJ/kg)	54.551

Nguồn: Tham khảo báo cáo nghiên cứu khả thi dự án LNG Hải Lăng giai đoạn 1

**Các thông số đầu vào khác trong tính toán kinh tế tài chính:**

Các thông số đầu vào khác được giả định tham khảo một dự án nhà máy nhiệt điện LNG điển hình công suất 1.500 MW như sau:

- Hiệu suất phát điện tinh tại 85 % (HHV): 58,40 %<sup>1</sup>;

<sup>1</sup> Để đơn giản hóa trong các tính toán nhóm tác giả giả định hiệu suất không thay đổi trong các kịch bản dù thực tế có thể có những thay đổi.

- Tỷ lệ vốn chủ sở hữu/vốn vay: 25%/75%;
- Lãi suất: 6,4%/năm;
- Thuế suất thuế thu nhập doanh nghiệp bình quân: 5,4%;
- Hệ số chiết khấu i: 7,54%;
- Tuổi thọ dự án: 25 năm;
- Thời gian vận hành: 6.000 giờ/năm.

(Thực tế, do đặc tính của hydro nên khi đốt kèm với khí thiên nhiên/LNG trong tuabin khí có thể có những ảnh hưởng nhất định đến thiết bị do đó thời gian vận hành sẽ bị ảnh hưởng, nên tuổi thọ của thiết bị có thể bị suy giảm so với thiết kế ban đầu)

- Hiệu suất phát điện giả định không thay đổi trong các kịch bản tính toán;
- Các thông số đầu vào khác và tính toán giá bán điện tuân thủ theo Thông tư số 07/2024/TT-BCT ngày 12/4/2024 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định phương pháp, trình tự xây dựng và ban hành khung giá phát điện và các quy định liên quan khác.

**Phương pháp xác định giá thành sản xuất điện:**

Giá thành sản xuất điện được xác định bằng các hàm trong phần mềm excel theo công thức tổng quát sau:

Giá thành sản xuất điện:

$$\frac{\sum_{t=0}^n C_t (1+i)^{-t}}{\sum_{t=0}^n E_t (1+i)^{-t}} \text{ (đ/kWh)}$$

Trong đó:

+ C<sub>t</sub>: Chi phí năm thứ t (bao gồm chi phí đầu tư ban đầu, chi phí vận hành và bảo dưỡng, chi phí nhiên liệu và các chi phí khác) (đồng). Tổng chi

phí cho cả đời dự án được xác định bằng hàm NPV trong excel.

$$C_t = \text{VĐT} + O\&M_t + \text{NLC}_t + \text{NLP}_t + \text{CPK}_t + \text{CPVC}_t$$

Trong đó:

- VĐT: Vốn đầu tư ban đầu.
- O&M<sub>t</sub>: Chi phí vận hành và bảo dưỡng năm t, được tính bằng 6,27%.
- NLC<sub>t</sub>: Chi phí nhiên liệu chính (khí, hydro):
- NLP<sub>t</sub>: Chi phí nhiên liệu phụ (dầu, ...):
- CPK<sub>t</sub>: Chi phí khác gồm: (i) Chi phí sửa chữa bảo dưỡng thường xuyên; (ii) Chi phí vật liệu phụ, chi phí khởi động bao gồm chi phí nhiên liệu, chi phí khác cho khởi động...

- CPVC<sub>t</sub>: Chi phí vận chuyển nhiên liệu chính

+ E<sub>t</sub>: Điện năng thương phẩm (điện năng phát) năm thứ t (kWh), được xác định bằng hàm NPV trong excell. Tổng sản lượng điện thương phẩm cho cả đời dự án được xác định bằng hàm NPV trong excell.

$$E_t = P_t \times T_{\max} \times (1-t_{\text{id}}) \times (1-k_{\text{cs}})$$

Trong đó:

- P<sub>t</sub>: Công suất đầu cực máy phát tại thiết kế được duyệt (kW);
- T<sub>max</sub>: Số giờ vận hành công suất cực đại bình quân nhiều năm của nhà máy (giờ);
- t<sub>id</sub>: Tỷ lệ điện tự dùng và tổn thất máy biến áp tăng áp của nhà máy, tổn thất đường dây từ máy biến áp tăng áp nhà máy đến điểm đấu nối với hệ thống điện quốc gia;
- k<sub>cs</sub>: Tỷ lệ suy giảm công suất được tính bình quân cho toàn bộ đời sống kinh tế của nhà máy điện.
- + i: Hệ số chiết khấu (%)

$$i\% = \frac{I_{\text{csh}}}{I} i_{\text{csh}}\% + \frac{I_v}{I} i_v\% (1 - t\%)$$

Trong đó:

- I<sub>csh</sub>: Tổng vốn chủ sở hữu trong tổng vốn đầu tư dự án.
- I<sub>v</sub>: Tổng vốn vay trong tổng vốn đầu tư dự án.
- I: tổng vốn đầu tư của dự án.
- i<sub>csh</sub>%: tỷ suất sinh lợi của vốn chủ sở hữu.
- i<sub>v</sub>%: tỷ lệ lãi suất của vốn vay.
- t%: thuế suất thuế thu nhập doanh nghiệp.

### **Kết quả tính toán như sau: hình 6**

#### **Nhận xét:**

Theo tính toán trong đề án QHĐ VIII [13], chi phí điện năng bình quân phần nguồn điện là 10,2 - 10,4 cent/kWh giai đoạn 2021 – 2030 và 11,7 - 13,2 cent/kWh giai đoạn 2021 – 2050.

Từ kết quả tính toán với các kịch bản (Hình 5) cho thấy với giá hydro khoảng 3 USD/kg (22,5 USD/Tr.BTU), chi phí sản xuất điện trung bình của nhà máy điện LNG 1.500 MW các kịch bản là 13,01 cent/kWh nằm trong dải chi phí điện bình quân của hệ thống dự báo cho giai đoạn 2021 – 2050 (11,7 – 13,2 cent/kWh).

Với giá hydro khoảng 2 USD/kg (14,9 USD/Tr.BTU) chi phí sản xuất điện trung bình của nhà máy điện LNG 1.500 MW các kịch bản là 10,62 cent/kWh, thấp hơn chi phí điện năng bình quân của hệ thống dự báo cho giai đoạn 2021 – 2050 (11,7 – 13,2 cent/kWh).

Với giá hydro từ 5 USD/kg (37,5 USD/Tr.BTU), chi phí sản xuất điện của nhà máy điện LNG 1500MW là 17,81 cent/kWh cao hơn chi phí điện năng bình quân của hệ thống dự báo cho giai đoạn 2021 – 2050 (11,7 – 13,2 cent/kWh).

Như vậy, có thể đánh giá rằng với giá hydro khoảng dưới 3 USD/kg có thể thực hiện đốt kèm hydro ở tỷ lệ lên đến 100% chi phí hệ thống điện có thể chấp nhận được, và theo [11] dự báo giá hydro xanh sau năm 2030 có thể giảm xuống dưới 3 USD/kg. Ngoài ra khi thị trường CO<sub>2</sub> đưa vào vận hành, hiệu quả kinh tế của nhà máy điện khí có thể tăng thêm từ chi phí bù khi giảm phát thải CO<sub>2</sub>. Những thách thức về việc sử dụng nhiên liệu hydro trong buồng đốt tuabin khí là do sự khác biệt tính chất giữa hydro và các loại nhiên liệu hydrocarbon truyền thống, khi đó chế độ vận hành của thiết bị thay đổi (khắc nghiệt hơn), tuổi thọ của thiết bị có thể sẽ bị suy giảm dẫn đến giảm tính tin cậy trong vận hành. Trong trường hợp nhà máy điện giảm thời gian vận hành sẽ làm tăng giá điện.

**Bảng 3. Ước tính khối lượng CO<sub>2</sub> có thể giảm được khi đốt kèm hydro**

Tỉ lệ đốt kèm hydro theo lượng nhiệt	Giai đoạn 2030		Giai đoạn 2050	
	Công suất các nhà máy điện LNG chuyển sang hydro (MW) [1]	Lượng CO <sub>2</sub> giảm (triệu tấn/năm)	Công suất các nhà máy điện LNG chuyển sang hydro (MW)	Lượng CO <sub>2</sub> giảm (triệu tấn/năm)
20%	4.480	9,14	5.080	10,36
30%	6.720	13,71	7.620	15,54
50%	11.200	22,85	12.700	25,91
80%	17.920	36,56	20.320	41,45
100%	22.400	45,70	25.400	51,82

*Ghi chú: Số giờ vận hành 1 năm là 6000h, suất phát thải CO<sub>2</sub> của nhà máy điện LNG điển hình 340 g/kWh. Tổng công suất các nhà máy điện khí LNG theo Quy hoạch điện VIII là 22.4000 MW (năm 2030) và 25.400 MW (năm 2050).*

**Đánh giá những rủi ro và thách thức của việc triển khai đốt kèm hydro trong nhà máy điện LNG:**

Nhưng khó khăn chính là công nghệ đốt kèm hydro hiện nay trên thế giới chưa hoàn thiện (đang nghiên cứu và phát triển bởi các hãng). Đối với mức độ sẵn sàng của công nghệ, hiện nay tuabin khí đốt hydro mới đạt đến cấp độ 9/11 theo phương pháp đánh giá của IEA [14]. Chưa có nhà máy điện nào ở Việt Nam cải tiến, thử nghiệm đốt kèm hydro và có đánh giá về tính kinh tế, kỹ thuật, cũng như các ảnh hưởng tác động đến con người, môi trường, thiết bị.

Mặt khác, khả năng cung cấp nhiên liệu hydro ở trong nước còn hạn chế, nguồn hydro hiện nay chủ yếu cung cấp cho ngành phân đạm (sử dụng hydro xám).

Bên cạnh đó, việc tăng tỉ lệ đốt kèm, sẽ dẫn đến tăng chi phí đầu tư và vận hành do cần phải tiến hành nghiên cứu, thay thế các thiết bị, cũng như hiện nay chuỗi cung ứng hydro hiện chưa được hình thành và phát triển nên việc đảm bảo cung cấp đủ nhiên liệu thay thế cho LNG để vận hành ổn định nhà máy điện khí thực hiện chuyển đổi nhiên liệu là một thách thức lớn. Đồng thời, khi chuyển đổi nhiên liệu sẽ làm giá điện tăng lên, ảnh hưởng đến phát triển kinh tế xã hội và đời sống người dân.

Ngoài ra, theo đánh giá công nghệ sản xuất, lưu trữ và phân phối hydro hiện tại vẫn chưa đủ hiệu quả và chưa sẵn sàng để triển khai hydro quy mô lớn. Các vấn đề công nghệ cần tiếp tục được giải quyết

là độ bền vật liệu và rò rỉ. Độ bền của cơ sở hạ tầng (hệ thống lưu trữ, truyền tải, phân phối) rất quan trọng trong việc giảm chi phí và an toàn cho người dùng cuối. Hydro là một loại khí rất dễ cháy, có thể rò rỉ từ đường ống hoặc bể chứa, gây lo ngại về an toàn và tăng chi phí bảo trì. [15]

### **3. KẾT LUẬN VÀ KIẾN NGHỊ**

Để đạt được mục tiêu/cam kết giảm phát thải ròng bằng “0” vào năm 2050, ngoài các giải pháp khác nhau được áp dụng, đối với nhà máy nhiệt điện khí/LNG đốt kèm hydro là một giải pháp phù hợp để cắt giảm phát thải CO<sub>2</sub> và khi giá hydro xanh giảm xuống dưới 3 USD/kg và công nghệ tuabin khí đốt kèm hydro được thương mại hóa, giá điện khi đốt kèm hydro đến 100% có thể chấp nhận được.

Kiến nghị các Bộ ngành, các cơ quan quản lý nhà nước xem xét, xây dựng và ban hành các cơ chế khuyến khích cho các nhà máy nhiệt điện khí/LNG chuyển đổi sang đốt hydro và đầu tư phát triển hạ tầng cung cấp hydro đến các hộ sử dụng

Các nhà máy điện khí/LNG nghiên cứu, đánh giá hiện trạng và xây dựng kế hoạch chuyển sang đốt hydro phù hợp với tình hình thực tế, cũng như định hướng trong phát triển nguồn điện và cắt giảm phát thải CO<sub>2</sub> theo cam kết của Việt Nam, đồng thời đảm bảo an ninh cung cấp điện, hiệu quả kinh tế-xã hội và môi trường.

Trong phạm vi nghiên cứu, bài báo mới chỉ tập trung nghiên cứu, tính toán về hiệu quả kinh tế việc đốt kèm hydro trong các nhà máy điện LNG điển hình. Các dữ liệu sử dụng trong nghiên cứu được thu thập từ báo cáo nghiên cứu khả thi, một số dữ liệu được giả định trên kinh nghiệm của nhóm tác giả.

Đốt kèm hydrogen thay thế dần nguồn khí và LNG đã được định hướng trong QHĐ VIII. Tuy nhiên trong tương lai, Việt Nam cần có nghiên cứu, thí nghiệm cụ thể đốt trộn hydrogen với khí LNG đối với nhà máy điển hình đang vận hành để đánh giá chi tiết về mặt kỹ thuật, thiết bị, an toàn, hiệu quả kinh tế, môi trường để có các giải pháp phù hợp nhằm đem lại hiệu quả kinh tế, giảm phát thải khí nhà kính và đảm bảo an ninh năng lượng.

Phát triển công nghệ đốt trộn hydro với khí LNG hiện đối mặt với nhiều rào cản, và thách thức từ nguồn cung cấp, vận chuyển lưu trữ, giá, công nghệ kỹ thuật, an toàn, để phát triển thành công Việt Nam cần có nghiên cứu và đề xuất các cơ chế chính sách để khắc phục các rào cản, thách thức trên. Trong các nghiên cứu tiếp theo nhóm tác giả sẽ nghiên cứu các rào cản và thách thức trong phát triển công nghệ đốt trộn hydro và khí LNG cũng như đưa ra gợi ý các chính sách khuyến khích cho Việt Nam.

Nhóm tác giả cảm ơn Bộ Công Thương đã thông qua đề tài I305 hỗ trợ thực hiện nghiên cứu này.

### **TÀI LIỆU THAM KHẢO**

- [1]. Thủ tướng Chính Phủ (2023). Quyết định số 500/QĐ-TTg ký ngày 15/05/2023 của Thủ tướng phê duyệt Quy hoạch phát triển điện lực quốc gia thời kỳ 2021 – 2030, tầm nhìn đến 2050.
- [2]. Standard Chartered (2021), Pricing the promise of green hydrogen. Đường dẫn tài liệu: <https://www.sc.com/en/feature/pricing-promise-of-green-hydrogen/>
- [3]. Mitsubishi Power (2018), The hydrogen gas turbine, successfully fired with a 30% fuel mix, is a major step towards a carbon-free society. Đường dẫn tài liệu: [https://power.mhi.com/special/hydrogen/article\\_1](https://power.mhi.com/special/hydrogen/article_1)

- [4]. Noussan, M.; Raimondi, P.P.; Scita, R.; Hafner, M (2021). The Role of Green and Blue Hydrogen in the Energy Transition: A Technological and Geopolitical Perspective. <https://doi.org/10.3390/su13010298>
- [5]. GE, Hydrogen as a fuel for gas turbines\_A pathway to lower CO2.
- [6]. GE, Std Presentation\_H2gen\_Nov22.
- [7]. Siemens Energy, A Decade In The Making – Siemens Energy HL-class Now Delivers Power To The Grid.
- [8]. MHPS, Latest information of Mitsubishi Power Gas Turbines.
- [9]. Mitsubishi Heavy Industries (2021), Hydrogen Power Generation Handbook.
- [10]. IEA (2023), Energy Technology Perspectives - Clean Energy Technology Guide.
- [11]. BloombergNEF (2020), Hydrogen Economy Outlook. 2020. Đường dẫn: <https://data.bloomberglp.com/professional/sites/24/BNEF-Hydrogen-Economy-Outlook-Key-Messages-30-Mar-2020.pdf>.
- [12]. Razvan Carlanescu, Marius Enache, Raluca Maier, Andreea Alcea, Raluca Condruz, Cristian Stoica and Madalina Ghilvacs, Calculation of the main parameters involved in the combustion process of CH4-H2 mixtures at different proportions, E3S Web of Conferences 180, 2020.
- [13]. Viện Năng lượng (2023), Đề án Quy hoạch phát triển điện lực quốc gia thời kỳ 2021 – 2030, tầm nhìn đến năm 2050.
- [14]. IEA (2023), ETP Clean Energy Technology Guide, IEA, Paris <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tools/etp-clean-energy-technology-guide>
- [15]. Zenon Ziobrowski and Adam Rotkegel (2024), Assessment of Hydrogen Energy Industry Chain Based on Hydrogen Production Methods, Storage, and Utilization
- [16]. <https://doi.org/10.3390/en17081808>
- [17]. S. Öberg, M. Odenberger, and F. Johnsson (2022), “Exploring the competitiveness of hydrogen-fueled gas turbines in future energy systems,” *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 47, no. 1, pp. 624–644.
- [18]. doi: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2021.10.035>

**Giới thiệu tác giả:**



Tác giả Đoàn Ngọc Dương tốt nghiệp đại học ngành kỹ thuật nhiệt năm 1996 tại Trường Đại học Bách khoa Hà Nội, nhận bằng Thạc sĩ ngành quản trị kinh doanh năm 2010 tại Trường Đại học Quốc gia Hà Nội. Hiện nay tác giả là Phó Cục trưởng Cục Điện lực và Năng lượng tái tạo, Bộ Công Thương.

Lĩnh vực nghiên cứu: Nghiên cứu cơ chế, chính sách, công nghệ phát triển ngành năng lượng; Nghiên cứu công nghệ, năng lượng tái tạo, pin lưu trữ; Nghiên cứu, chuyển dịch năng lượng.



Tác giả Nguyễn Chiến Thắng tốt nghiệp đại học ngành kỹ thuật nhiệt năm 1995 tại Trường Đại học Bách khoa Hà Nội, nhận bằng Thạc sĩ ngành công nghệ nhiệt năm 2009, nhận bằng Tiến sĩ ngành kỹ thuật nhiệt năm 2017, tại Trường Đại học Bách khoa Hà Nội. Hiện nay tác giả Giám đốc Trung tâm Tư vấn Nhiệt điện – Điện hạt nhân, Viện Năng lượng, Bộ Công Thương.

Lĩnh vực nghiên cứu: Nghiên cứu cơ chế, chính sách công nghệ phát triển ngành năng lượng; Nghiên cứu công nghệ nhiệt điện, năng lượng tái tạo, công nghệ các bon thấp.



Tác giả Nguyễn Văn Thọ tốt nghiệp đại học ngành công nghệ nhiệt năm 2003 tại Trường Đại học Bách khoa Hà Nội, nhận bằng Thạc sĩ ngành công nghệ nhiệt năm 2017 tại Trường Đại học Bách khoa Hà Nội. Hiện nay tác giả công tác tại Trung tâm Tư vấn Nhiệt điện – Điện hạt nhân, Viện Năng lượng, Bộ Công Thương.

Lĩnh vực nghiên cứu: Nghiên cứu cơ chế-chính sách phát triển ngành năng lượng; Nghiên cứu công nghệ nhiệt điện, hydro xanh; Nghiên cứu, ứng dụng công nghệ các bon thấp.



Tác giả Nguyễn Thị Minh, tốt nghiệp đại học ngành kinh tế năng lượng năm 2005 tại Trường Đại học Bách khoa Hà Nội, nhận bằng Thạc sĩ ngành quản trị kinh doanh năm 2007 tại Trường Đại học Bách khoa Hà Nội. Hiện nay tác giả công tác tại Trung tâm Tư vấn Nhiệt điện – Điện hạt nhân, Viện Năng lượng, Bộ Công Thương.

Lĩnh vực nghiên cứu: Nghiên cứu cơ chế-chính sách phát triển ngành năng lượng; Tính toán tổng mức đầu tư và phân tích hiệu quả dự án nhà máy nhiệt điện, năng lượng tái tạo; Nghiên cứu tính toán giá điện



Tác giả Trương Thị Thu Phương, tốt nghiệp đại học ngành kinh tế năng lượng năm 2000 tại Trường Đại học Bách khoa Hà Nội. Hiện nay tác giả công tác tại Trung tâm Tư vấn Nhiệt điện – Điện hạt nhân, Viện Năng lượng, Bộ Công Thương.

Lĩnh vực nghiên cứu: Nghiên cứu cơ chế-chính sách phát triển ngành năng lượng; Tính toán tổng mức đầu tư và phân tích hiệu quả dự án nhà máy nhiệt điện, năng lượng tái tạo; Nghiên cứu tính toán giá điện



Tác giả Vũ Văn Nam tốt nghiệp đại học ngành công nghệ nhiệt năm 2013 tại Trường Đại học Bách khoa Hà Nội, nhận bằng Thạc sĩ ngành công nghệ nhiệt năm 2016 tại Trường Đại học Bách khoa Hà Nội. Hiện nay tác giả công tác tại Trung tâm Tư vấn Nhiệt điện – Điện hạt nhân, Viện Năng lượng, Bộ Công Thương.

Lĩnh vực nghiên cứu: Nghiên cứu cơ chế-chính sách phát triển ngành năng lượng; Thiết kế nhà máy nhiệt điện, năng lượng tái tạo; Nghiên cứu phát triển hydro xanh: Nghiên cứu, ứng dụng công nghệ tăng hiệu suất, tiết kiệm năng lượng, giảm phát thải (khí thải, nước thải), công nghệ các bon thấp.