

## NGHIÊN CỨU KHẢ NĂNG TÍCH HỢP HYDROGEN XANH VÀO NHÀ MÁY ĐẠM CÀ MAU

Lê Dương Hải<sup>1</sup>, Trương Văn Nhân<sup>1</sup>, Trần Vinh Lộc<sup>1</sup>, Nguyễn Thị Châu Giang<sup>1</sup>  
Nguyễn Huỳnh Hưng Mỹ<sup>1</sup>, Nguyễn Minh Hiếu<sup>2</sup>, Huỳnh Minh Thuận<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Viện Dầu khí Việt Nam

<sup>2</sup>Tổng công ty Phân bón và Hóa chất Dầu khí - CTCP

Email: haield.pvpro@vpi.pvn.vn

<https://doi.org/10.47800/PVJ.2022.12-04>

### Tóm tắt

Xu hướng chuyển dịch năng lượng, giảm phát thải khí gây hiệu ứng nhà kính, sản xuất các sản phẩm xanh (trong đó có hydrogen xanh) đang phát triển trên thế giới và được dự báo sẽ tăng trưởng ở Việt Nam trong giai đoạn sau năm 2030 khi Chính phủ triển khai các cơ chế, chính sách để thực thi cam kết phát thải ròng CO<sub>2</sub> bằng 0 vào năm 2050.

Kết quả nghiên cứu của Viện Dầu khí Việt Nam (VPI) cho thấy Nhà máy Đạm Cà Mau có thể tích hợp sản xuất và sử dụng 10% hydrogen xanh để giảm lượng khí thiên nhiên tiêu thụ, giảm lượng CO<sub>2</sub> phát thải ra môi trường với tổng mức đầu tư sau thuế khoảng 3.209 tỷ đồng (tương đương 137 triệu USD). Để nhà máy có thể đầu tư sản xuất và sử dụng hydrogen xanh, cạnh tranh với hydrogen xám, cần sớm nghiên cứu áp dụng các cơ chế chính sách khuyến khích đầu tư sản xuất xanh như DPPA, thị trường carbon và chính sách thuế carbon, ưu đãi thuế trong đầu tư xây dựng dự án...

**Từ khóa:** Chuyển dịch năng lượng, hydrogen xanh, ammonia xanh, năng lượng tái tạo, Nhà máy Đạm Cà Mau.

### 1. Giới thiệu

Xu hướng chuyển dịch năng lượng đang phát triển mạnh mẽ trên thế giới, đặc biệt là xu hướng điện khí hóa; thúc đẩy sản xuất, sử dụng nhiên liệu xanh, sản phẩm xanh. Hydrogen xanh (GH<sub>2</sub>), ammonia xanh, urea xanh dự kiến sẽ là các sản phẩm được sản xuất và tiêu thụ mạnh trong tương lai khi các thách thức về công nghệ, chi phí sản xuất được giải quyết và các chính sách, giải pháp chống biến đổi khí hậu đi vào thực tế. Sự quan tâm của các công ty đa quốc gia đối với xu hướng chuyển dịch năng lượng (Hình 1) thể hiện ưu tiên hàng đầu về việc triển khai các dự án liên quan đến hydrogen trong vòng 3 - 5 năm tới [1].

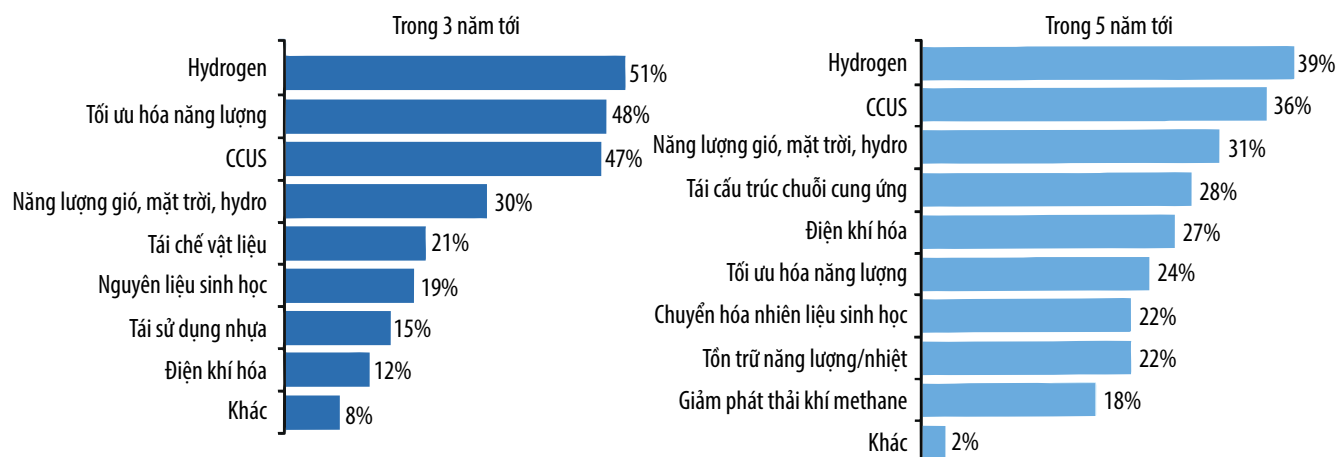
Việt Nam tham gia các công ước về chống biến đổi khí hậu và đang cụ thể hóa cam kết tại COP26 về thực hiện cân bằng phát thải carbon vào năm 2050 [2]. Trong đó, có các mục tiêu liên quan đến việc giảm phát thải khí nhà kính, sản xuất, sử dụng ammonia xanh và hydrogen xanh:

- Mục tiêu giảm phát thải khí nhà kính trong Chiến lược quốc gia về biến đổi khí hậu giai đoạn đến năm 2050 (theo Quyết định số 896/QĐ-TTg ngày 26/7/2022):
  - + Đến năm 2030: Các cơ sở có mức phát thải khí nhà kính hàng năm từ 2.000 tấn CO<sub>2</sub> tương đương trở lên phải thực hiện giảm phát thải khí nhà kính.
  - + Đến năm 2050: Các cơ sở có mức phát thải khí nhà kính hàng năm từ 200 tấn CO<sub>2</sub> tương đương trở lên phải thực hiện giảm phát thải khí nhà kính.
- Các quan điểm xây dựng Quy hoạch phát triển điện lực và định hướng quá trình chuyển đổi nhiên liệu các nhà máy nhiệt điện chạy than, khí tại Việt Nam đến năm 2050 trong Quy hoạch phát triển điện lực quốc gia thời kỳ 2021 - 2030, tầm nhìn đến năm 2045 (Quy hoạch điện VIII theo dự thảo của Bộ Công Thương trình Chính phủ):
  - + Nguồn điện LNG, khí: Các nhà máy điện sử dụng LNG định hướng chuyển dần sang sử dụng nhiên liệu hydrogen sau 10 năm vận hành. Các nhà máy điện khí dự kiến đốt kèm hydrogen từ sau năm 2030, từ tỷ lệ 20%, tăng dần tỷ trọng khi giá thành hydrogen giảm. Dự báo đến năm 2050, các nhà máy nhiệt điện khí sẽ chuyển hoàn toàn sang sử dụng hydrogen.



Ngày nhận bài: 23/9/2022. Ngày phản biện đánh giá và sửa chữa: 23/9 - 27/10/2022.

Ngày bài báo được duyệt đăng: 28/10/2022.



Hình 1. Kết quả khảo sát dự báo các dự án chuyển dịch năng lượng chính được triển khai trong vòng 3 - 5 năm tới.

+ Nguồn điện than: Các nhà máy nhiệt điện than sử dụng công nghệ cũ sẽ dừng hoạt động (dự kiến sau 40 năm vận hành), định hướng chuyển dần sang sử dụng nhiên liệu sinh khối/ammonia sau 20 năm vận hành với tỷ lệ đốt kèm từ 20%, tăng dần lên 100%.

Dự thảo Quy hoạch điện VIII đã ước tính nhu cầu hydrogen để thay thế khí đốt và sản xuất ammonia để thay thế than là khoảng 40 triệu tấn vào năm 2050. Trong đó, khoảng 33 triệu tấn hydrogen xanh được sản xuất bằng công nghệ điện phân từ các nguồn điện gió và điện mặt trời.

Việc giảm phát thải CO<sub>2</sub> là yêu cầu bắt buộc đối với các nhà máy đạm trong tương lai, thị trường hydrogen xanh và ammonia xanh được dự báo sẽ tăng trưởng mạnh. Do đó, cần xem xét, đánh giá khả năng sản xuất, sử dụng nguồn hydrogen xanh thay thế hydrogen xám tại các nhà máy đạm, để từng bước chuẩn bị cho lộ trình sản xuất xanh, giảm phát thải khí gây hiệu ứng nhà kính. Bài báo này nghiên cứu khả năng tích hợp về mặt kỹ thuật công nghệ và đánh giá hiệu quả kinh tế sơ bộ việc sản xuất và sử dụng nguồn hydrogen xanh tại Nhà máy Đạm Cà Mau.

**2. Các nguồn năng lượng tái tạo có thể sử dụng để sản xuất hydrogen xanh tại Nhà máy Đạm Cà Mau**

- Định hướng phát triển nguồn năng lượng tái tạo tại Việt Nam

Hydrogen xanh được sản xuất từ nguồn điện tái tạo qua quá trình điện phân nước. Giai đoạn 2018 - 2020, Việt Nam đã chứng kiến sự phát triển mạnh của năng lượng tái tạo, đặc biệt là điện mặt trời và điện gió, từng bước góp phần vào việc giảm phát thải khí nhà kính và tăng tính chủ động trong việc cung cấp điện tại Việt Nam. Theo dự thảo Quy hoạch điện VIII, điện tái tạo sẽ chiếm vị trí đáng kể trong tổng công suất lắp đặt toàn quốc. Điện gió trên

bờ tăng đạt 14.425 MW (10,7%) vào năm 2030, lên đến 66.050 MW (13,2%) vào năm 2050; điện gió ngoài khơi tăng đạt 4.000 MW (3%) vào năm 2030 lên tới 87.500 MW (17,4%) vào năm 2050; điện mặt trời tập trung đạt 8.736 MW (6,5%) vào năm 2030, lên đến 136.323 MW (27,2%) vào năm 2050. Tỷ trọng điện năng từ các nguồn năng lượng tái tạo (ngoài thủy điện) trong tổng điện năng sản xuất tăng từ 21,6% năm 2030 lên đến 59% năm 2050 [3, 4].

Như vậy, có thể thấy rằng nguồn điện tái tạo được dự kiến lắp đặt, sản xuất và tiêu thụ ở Việt Nam đã và sẽ tăng trưởng rất mạnh. Các dự án sử dụng nguồn điện tái tạo để sản xuất hydrogen và ammonia xanh được khuyến khích và không nằm trong Quy hoạch điện VIII.

- Nguồn năng lượng tái tạo tiềm năng tại khu vực

Cà Mau là địa phương có tiềm năng về điện tái tạo lớn ở khu vực Đồng bằng sông Cửu Long. Hiện nay, các nhà máy điện gió tại tỉnh Cà Mau đã được đưa vào vận hành như: Tân Thuận 1, Tân Thuận 2 và Tân An với tổng công suất lắp đặt 100 MW. Công suất này thấp hơn nhiều so với công suất điện gió và điện mặt trời theo quy hoạch (lên đến 11.990 MW vào năm 2030) và công suất tiềm năng kỹ thuật (lên đến 25.323 MW trong đó điện gió 22.621 MW). Công suất điện tái tạo chưa xây dựng còn rất lớn sẽ là cơ hội để các nhà đầu tư xem xét tiềm năng phát triển dự án sản xuất điện tái tạo phục vụ sản xuất các sản phẩm hydrogen xanh, ammonia xanh.

**3. Công nghệ sản xuất hydrogen xanh tích hợp vào Nhà máy Đạm Cà Mau**

Hiện nay, có nhiều công nghệ sản xuất hydrogen từ các nguồn nguyên liệu khác nhau. Tuy nhiên, đối với sản xuất hydrogen xanh, xét về khía cạnh thị phần, mức độ trưởng thành công nghệ... có 2 loại công nghệ chính được ứng dụng chủ yếu là công nghệ điện phân và khí hóa sinh

khối. Công nghệ khí hóa sinh khối hiện nay vẫn còn có hạn chế về kỹ thuật liên quan đến quy mô, tính chất nguồn nguyên liệu đầu vào... và thường được ứng dụng ở khu vực có tiềm năng lớn về sinh khối. Công nghệ điện phân đang dần được ứng dụng rộng rãi trên thế giới.

Đối với công nghệ điện phân, có 4 phương pháp điện phân thông dụng: (i) Điện phân dung môi kiềm (ALK); (ii) Điện phân sử dụng màng trao đổi proton (PEM); (iii) Điện phân sử dụng bình điện phân bằng oxide rắn (SOE) và (iv) Công nghệ sử dụng màng trao đổi anion (AEM). Trong đó, ALK và PEM là 2 công nghệ được sử dụng chủ yếu hiện nay.

Do đã được phát triển sớm, công nghệ ALK hiện nay được sử dụng phổ biến nhất (61%), trong khi đó công nghệ PEM đang cạnh tranh quyết liệt (31%) [5]. Công nghệ PEM có lợi thế hơn so với công nghệ ALK như: khả năng kết nối điện tái tạo, khả năng hỗ trợ cân bằng hệ thống điện, mật độ dòng điện cao hơn, phạm vi hoạt động lớn hơn và độ tinh khiết sản phẩm cao hơn [6]. Công nghệ PEM được duy trì ở chế độ stand-by nên giảm tiêu thụ lượng điện năng khi phải khởi động lại. Bảng 1 so sánh một số đặc điểm vận hành giữa công nghệ PEM và công nghệ ALK [7].

Nhược điểm lớn nhất của PEM là độ bền của các điện cực và chi phí đầu tư cao do sử dụng các nguyên vật liệu như: titanium, iridium, platinum [8]. Mặc dù chi phí đầu tư

**Bảng 1.** Đặc điểm vận hành của công nghệ PEM và ALK. Nguồn: IRENA, 2019

	Công nghệ ALK	Công nghệ PEM
Khoảng phụ tải	15 - 100%	0 - 160%
Khởi động	1 - 10 phút	1 giây - 5 phút
Tăng/giảm lưu lượng	0,2 - 20%/giây	100%/giây
Ngừng máy	1 - 10 phút	Giây

công nghệ PEM cao nhưng với ưu điểm trên và tiềm năng của công nghệ này, công nghệ PEM được dự báo là xu hướng trong tương lai. Sơ đồ công nghệ sản xuất hydro xanh theo công nghệ PEM được thể hiện ở Hình 2.

**4. Phương án kỹ thuật tích hợp hydrogen xanh vào Nhà máy Đạm Cà Mau**

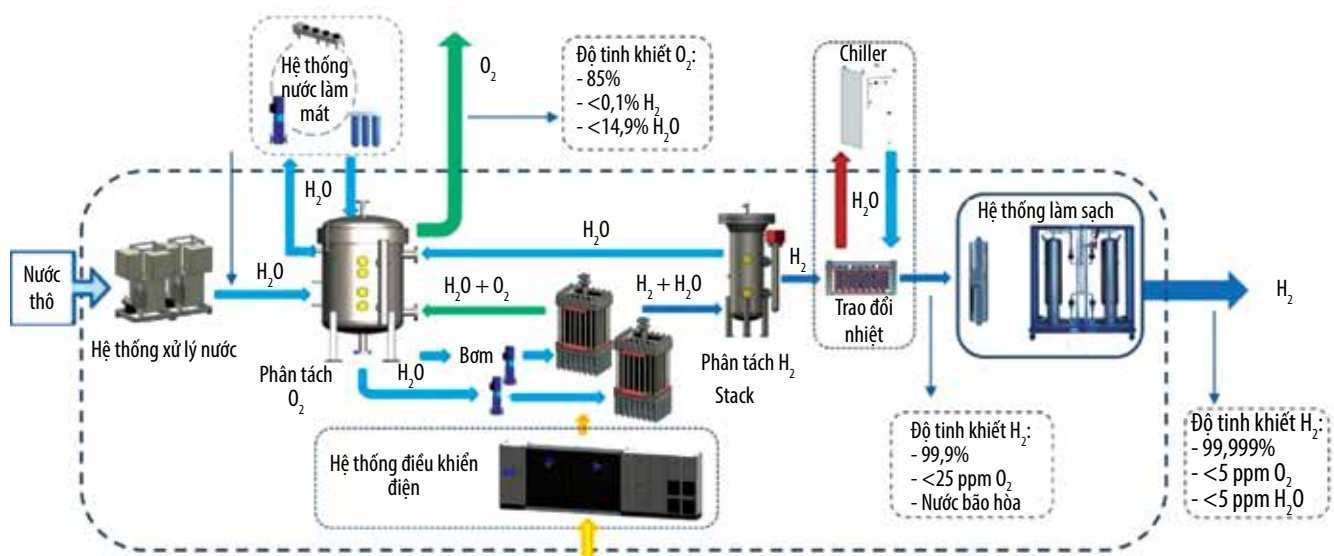
Phương án tích hợp được đề xuất cho Nhà máy Đạm Cà Mau là lắp đặt hệ thống sản xuất hydrogen xanh tại khu đất dành cho mở rộng để chủ động trong việc sản xuất, vận hành và giảm chi phí vận chuyển hydrogen xanh. Giá định cơ chế mua bán điện trực tiếp giữa đơn vị phát điện từ năng lượng tái tạo với khách hàng sử dụng điện (DPPA) được chấp nhận và triển khai nên hệ thống điện cung cấp cho phân xưởng điện phân sẽ được kết nối với điện từ năng lượng tái tạo thông qua mạng lưới điện trung gian của Tập đoàn Điện lực Việt Nam (EVN). Hiện tại, cơ chế này đang trong giai đoạn hoàn thiện để triển khai thí điểm trước khi áp dụng chính thức [9].

Một số giả định tính toán liên quan đến cụm sản xuất hydrogen xanh như sau:

- Thời gian vận hành phân xưởng điện phân là 8.000 giờ đáp ứng số giờ vận hành của Nhà máy Đạm Cà Mau;
- Tiêu hao sản xuất 1 tấn hydrogen xanh tham khảo báo cáo kinh tế kỹ thuật sản xuất hydrogen xanh của IHS Markit [10]:

- + Điện: 51,8 MWh;
- + Nước khử khoáng: 11,1 tấn;

Sơ đồ tích hợp sản xuất hydrogen xanh vào Nhà máy Đạm Cà Mau được thể hiện ở Hình 3.



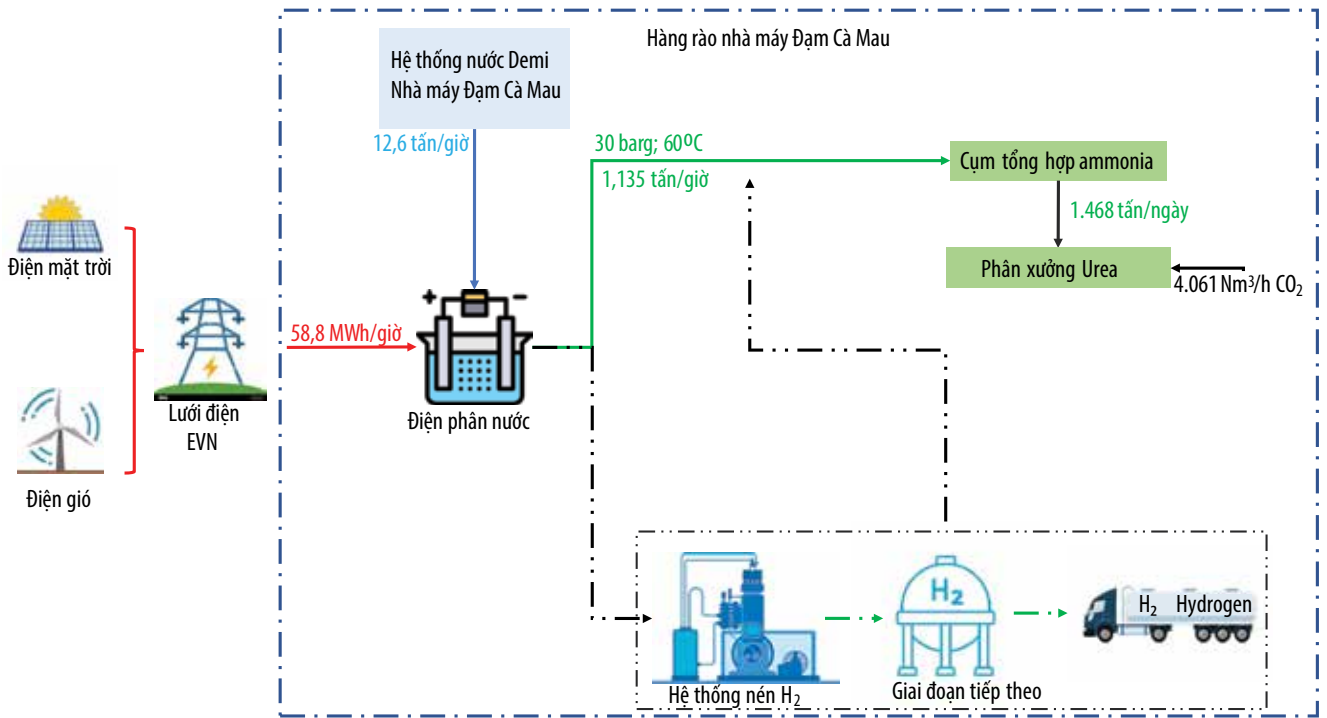
**Hình 2.** Sơ đồ công nghệ sản xuất hydrogen xanh theo công nghệ PEM. Nguồn: Plug Power, 2021.

Vị trí kết nối và cung cấp hydrogen xanh vào Nhà máy Đạm Cà Mau được thể hiện ở Hình 4. Dòng hydrogen xanh sẽ được kết nối với dòng khí tổng hợp bổ sung từ cụm reforming, để làm dòng đầu vào máy nén khí tổng hợp trước khi vào cụm tổng hợp ammonia.

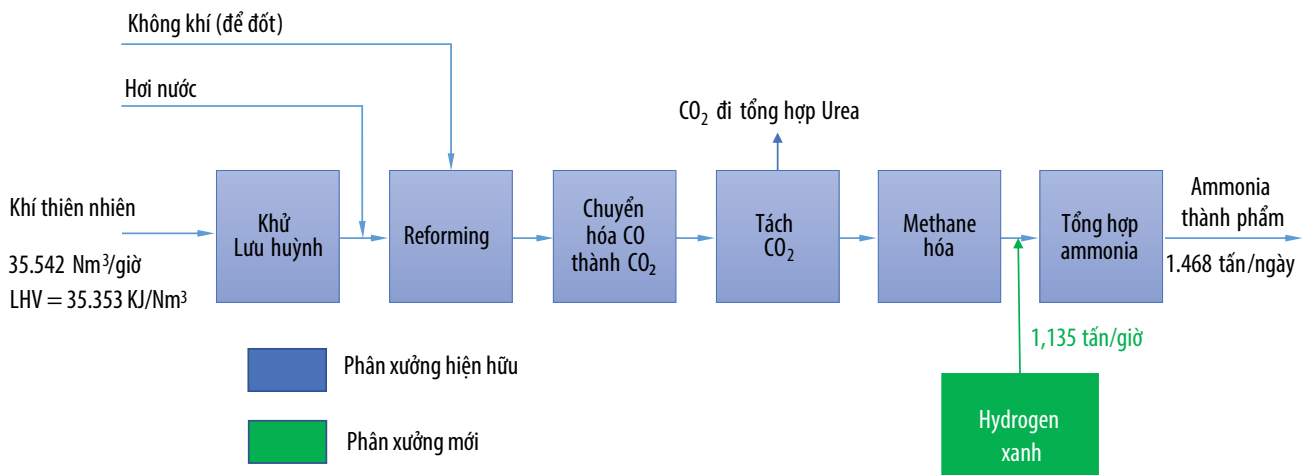
Việc tích hợp sản xuất hydrogen xanh vào Nhà máy Đạm Cà Mau phụ thuộc vào khả năng thay thế nguồn khí thiên nhiên hiện hữu đồng thời hạn chế tối đa việc thay đổi cấu hình, cải hoán và giảm tối thiểu đầu tư mới. Kết quả tính toán được so sánh và đánh giá theo số liệu vận hành của phương án cơ sở (PACS) được xây dựng dựa trên các dữ liệu hoạt động của Nhà máy Đạm Cà Mau vào tháng 8/2019 (đã được cập nhật và đánh giá lại vào tháng 12/2021).

Để tích hợp sản xuất hydrogen xanh vào Nhà máy Đạm Cà Mau hiện hữu, tiến hành mô phỏng quy trình công nghệ và thực hiện các bước giảm tải công suất cụm front-end Phân xưởng ammonia và duy trì lưu lượng dòng khí công nghệ đáp ứng đủ hàm lượng nitrogen đảm bảo công suất cụm tổng hợp ammonia hoạt động đủ tải (1.468 tấn/ngày). Khi đó, lượng hydrogen xám trong khí tổng hợp được sản xuất từ cụm reforming sẽ giảm và được bù bằng hydrogen xanh từ cụm điện phân.

Kết quả đánh giá sơ bộ về mặt kỹ thuật khi tích hợp sản xuất hydrogen xanh vào Nhà máy Đạm Cà Mau và giải pháp khắc phục được thể hiện ở Bảng 2.



Hình 3. Sơ đồ tích hợp sản xuất hydrogen xanh vào Nhà máy Đạm Cà Mau.



Hình 4. Vị trí kết nối hydrogen xanh vào cụm tổng hợp ammonia của Nhà máy Đạm Cà Mau.

Đánh giá sơ bộ cho thấy, trên cơ sở hạn chế tối đa các cải hoán và đầu tư mới, lượng khí thiên nhiên tiêu thụ giảm ~15% (2.331.690 MMBtu/năm theo HHV dựa trên khí nguyên liệu và nhiên liệu cung cấp cho phân xưởng ammonia) và tích hợp ~10% hydrogen xanh so với phương án cơ sở. Kết quả đánh giá này phù hợp với khuyến cáo sơ bộ ban đầu của nhà bản quyền Haldor Topsoe. Tuy nhiên, lượng CO<sub>2</sub> sẽ thiếu khoảng 4.061 Nm<sup>3</sup>/giờ và cần nguồn cung khác để đảm bảo công suất phân xưởng urea chạy đầy tải. Hơi quá nhiệt HHP được sản xuất giảm do giảm nhiên liệu cụm reforming, khi đó, có thể điều chỉnh giảm lượng hơi trích ly và tăng lượng hơi ngưng tụ tại turbine hơi 10-STK-4031 (loại trích ly và ngưng tụ) để bù công suất hơi HHP thiếu hụt. Tiến hành bù hơi HP (~ 51,2 tấn/giờ) theo 1 trong 2 phương án sau:

- Tăng công suất lò hơi HP F29101 hiện hữu từ 70 tấn/giờ lên khoảng 121,2 tấn/giờ. Khi đó, tiêu thụ khí thiên nhiên sẽ tăng.
- Bổ sung hơi HP với lưu lượng khoảng 51,2 tấn/giờ thông qua lò hơi đốt than/biomass.

Khi tích hợp hydrogen xanh với lượng sử dụng lớn hơn 10%, có thể sẽ gặp phải vấn đề kỹ thuật công nghệ như:

- Không đủ nhiệt để đảm bảo nhiệt độ cho cụm reforming sơ cấp (nhiệt độ dòng khí ở đầu ra ~ 740 - 780°C) nhằm đảm bảo độ chuyển hóa CH<sub>4</sub>.
- Không đảm bảo nhiệt độ cho dòng không khí công nghệ (>

**Bảng 2.** Kết quả đánh giá sơ bộ phương án tích hợp hydrogen xanh so với phương án cơ sở tại Nhà máy Đạm Cà Mau

Mô tả	Đơn vị	Giá trị
Lượng hydrogen xanh thay thế khí thiên nhiên hiện hữu (theo năng lượng)	%	15
Lượng hydrogen xám giảm	Nm <sup>3</sup> /giờ	12.719
	kg/giờ	1.135
Hơi HHP thiếu hụt	kg/giờ	35.386
Lượng CO <sub>2</sub> thiếu hụt	Nm <sup>3</sup> /giờ	4.061
Lượng N <sub>2</sub> thiếu hụt	Nm <sup>3</sup> /giờ	0

**Bảng 3.** Tổng mức đầu tư sơ bộ dự án sản xuất và tích hợp hydrogen xanh vào Nhà máy Đạm Cà Mau

TT	Mô tả	Chi phí
		(đồng)
1	Chi phí bồi thường, hỗ trợ và tái định cư	0
2	Chi phí xây dựng	339.075.836.136
3	Chi phí thiết bị	1.424.118.511.773
4	Chi phí quản lý dự án	21.080.259.926
5	Chi phí tư vấn đầu tư xây dựng	246.047.418.701
6	Chi phí khác	378.978.041.225
7	Chi phí dự phòng	289.116.008.131
8	Tổng đầu tư cố định	2.698.416.075.892
9	Tổng mức đầu tư chưa thuế	2.916.987.778.040
10	Thuế giá trị gia tăng	291.698.777.804
11	Tổng mức đầu tư bao gồm thuế giá trị gia tăng	3.208.686.555.844

500°C) thực hiện quá trình cháy hết, sẽ gây dư oxygen và gây ăn mòn cụm thiết bị phía sau.

- Do điều chỉnh STK-4031 để bù lượng hơi HP thay vì HHP (giảm chi phí và tối ưu) nên càng giảm lượng hơi trích ly sẽ càng tăng lượng ngưng tụ. Công suất thiết bị ngưng tụ hơi E-401 khá lớn và gần chạm giá trị thiết kế.

Như vậy, nếu tăng thêm lượng hydrogen xanh được sử dụng, ngoài bổ sung các nhu cầu về CO<sub>2</sub> (đảm bảo công suất urea) và hơi HHP, cần bổ sung thêm các thiết bị gia nhiệt để đảm bảo nhiệt cho các dòng công nghệ đi vào cụm reformer thực hiện phản ứng hiệu quả. Phương án này được đánh giá là không phù hợp vì chi phí đầu tư cao. Trong giai đoạn tiếp theo, cần có đánh giá chi tiết tổng thể Nhà máy Đạm Cà Mau bao gồm các hệ thống phụ trợ để xác định chính xác các thông số kỹ thuật công nghệ của Dự án.

## 5. Hiệu quả kinh tế sơ bộ sử dụng hydrogen xanh tại Nhà máy Đạm Cà Mau

### 5.1. Tổng mức đầu tư sơ bộ

Tổng mức đầu tư của Dự án tích hợp sản xuất hydrogen xanh vào Nhà máy Đạm Cà Mau được thể hiện ở Bảng 3. Tổng mức đầu tư không bao gồm chi phí về đầu tư lò hơi HP của đơn vị cung cấp hơi.

Như vậy, tổng mức đầu tư trước thuế dự kiến khoảng 2.917 tỷ đồng (tương đương khoảng 125 triệu USD), tổng mức đầu tư sau thuế dự kiến khoảng 3.209 tỷ đồng (tương đương khoảng 137 triệu USD).

### 5.2. Hiệu quả kinh tế

Hiệu quả kinh tế của Dự án được xác định dựa trên phần chênh lệch về tăng/giảm các chi phí (cố định và biến đổi) của Nhà máy Đạm Cà Mau hiện hữu và hệ thống thiết bị mới đầu tư trừ đi chi phí đầu tư bổ sung, được xác định theo công thức sau:

$$NPV = \sum_{k=1}^n PV(\Delta chi\ phí) - CP\ \text{đầu\ tư}$$

Trong đó:

n: Vòng đời của dự án;



PV: Hiện giá dòng tiền chênh lệch chi phí của từng năm vận hành.

Các giả định về giá

- Giá khí: Giá khí áp dụng tại Nhà máy Đạm Cà Mau là giá khí mua từ nguồn của Petronas (kể từ năm 2030).

- Giá điện tái tạo mua từ lưới: Giá điện tái tạo sử dụng cho dự án, dự kiến vận hành từ năm 2030, hiện chưa có cơ chế. Để có cơ sở tính toán, giá FIT từ năng lượng mặt trời (7,09 cent/kWh) được sử dụng và trượt giá giảm 1%/năm từ năm 2020 (theo xu hướng giảm suất đầu tư từ năm 2030 - 2050).

- Giá khí CO<sub>2</sub> được giả định thu hồi từ nguồn khói thải của Nhà máy Đạm Cà Mau và ước tính theo giá thành sản xuất CO<sub>2</sub> từ công đoạn thu hồi CO<sub>2</sub> từ khói thải (CDRP) tại Nhà máy Đạm Phú Mỹ.

- Hiệu quả kinh tế

Kết quả tính toán các thông số tài chính của dự án tích hợp sản xuất hydrogen xanh vào Nhà máy Đạm Cà Mau được trình bày ở Bảng 4.

Như vậy, Dự án không đạt hiệu quả về mặt kinh tế khi IRR < IRRmin và NPV âm. Để Dự án hòa vốn (NPV = 0), phân tích độ nhạy cho thấy:

- Giá điện từ năng lượng tái tạo (cung cấp cho phân xưởng điện phân sản xuất hydrogen): Giảm 84% (tức là khoảng 5,36 cent/kWh

vào năm 2030 và trung bình cả dự án là 4,86 cent/kWh).

- Khi giá khí tăng 11% (khoảng 15,91 USD/MMBtu vào năm 2030 hoặc trung bình cả đời dự án là 18,6 USD/MMBtu).

Và để Dự án có hiệu quả (IRR = IRRmin), kết quả phân tích độ nhạy cho thấy:

- Khi giá điện từ năng lượng tái tạo giảm khoảng 69% (tức là trung bình khoảng 4,02 cent/kWh cho cả đời Dự án).

- Khi giá khí tăng 21% (tương đương khoảng 23,1 USD/MMBtu vào năm 2030, và trung bình cả đời Dự án là 26,3 USD/MMBtu).

## 6. Kết luận và khuyến nghị

Sản xuất hydrogen xanh là xu hướng tất yếu của thế giới trong tương lai và việc sản xuất hydrogen xanh tại Cà Mau là khả thi về nguồn điện tái tạo khi khu vực này có tiềm năng lớn về điện gió và điện mặt trời lớn, công suất khai thác hiện còn nhỏ so với quy hoạch.

Xét về mặt kỹ thuật có thể tích hợp 10% hydrogen xanh vào Nhà máy Đạm Cà Mau mà không làm ảnh hưởng lớn đến cấu hình công nghệ của phân xưởng ammonia hiện hữu. Khi đó, cần xem xét các giải pháp để bổ sung nguồn CO<sub>2</sub> và hơi HP thiếu hụt.

Dự án tích hợp có tổng mức đầu tư sau thuế là 3.209 tỷ đồng (tương đương khoảng 137 triệu USD). Đánh giá về mặt kinh tế cho thấy dự án tích hợp hydrogen xanh là chưa khả thi và chỉ nên xem xét khi nguồn điện năng tái tạo giảm mạnh, khoảng 84% hoặc giá khí tăng khoảng 11%.

Để các nhà máy đạm có thể sản xuất và sử dụng hydrogen xanh, cạnh tranh với hydrogen xám thì việc áp dụng các cơ chế chính sách khuyến khích đầu tư sản xuất xanh như DPPA, thị trường carbon và chính sách thuế carbon, ưu đãi thuế trong đầu tư xây dựng... là rất cần thiết.

## Tài liệu tham khảo

[1] Ron Beck, "Optimizing carbon capture, utilization and storage to meet ambitious sustainability goals", *Aspen Technology*, 2022.

**Bảng 4.** Báo cáo tài chính phương án tích hợp sản xuất hydrogen xanh vào Nhà máy Đạm Cà Mau.

Hạng mục	Đơn vị	Giá trị trung bình năm
Doanh thu	tỷ đồng	1.502,4
Doanh thu từ khí thiên nhiên được thay thế	tỷ đồng	1.463,2
Doanh thu từ nước HHP BFW giảm sau khi dùng hydrogen xanh	tỷ đồng	39,2
Chi phí	tỷ đồng	1.271,2
Chi phí mua hơi nước HP từ đối tác	tỷ đồng	242,6
Chi phí tiêu thụ điện tái tạo cho phân xưởng điện phân	tỷ đồng	919,1
Chi phí nước demi cấp cho phân xưởng điện phân	tỷ đồng	3,5
Chi phí nước sông làm mát cấp cho phân xưởng điện phân	tỷ đồng	4,4
Chi phí CO <sub>2</sub> nhập từ bên ngoài	tỷ đồng	101,6
Chi phí khác	tỷ đồng	-
Lợi nhuận trước thuế bao gồm lãi vay, thuế và chưa trừ khấu hao (EBITDA)	tỷ đồng	231,1
Khấu hao	tỷ đồng	131,9
Lợi nhuận trước lãi vay và thuế (EBIT)	tỷ đồng	99,2
Lãi vay	tỷ đồng	52,6
Lợi nhuận trước thuế (EBT)	tỷ đồng	46,6
Thu nhập chịu thuế	tỷ đồng	195,8
Thuế thu nhập doanh nghiệp	tỷ đồng	39,2
Lợi nhuận sau thuế	tỷ đồng	7,4
Hiệu quả kinh tế		
IRR	%	2,5%
NPV	tỷ đồng	-1.255
NPV @ IRRmin	tỷ đồng	-1.711
Thời gian thu hồi vốn		17 năm 9 tháng

[2] Cục Biến đổi khí hậu, “Chiến lược quốc gia về biến đổi khí hậu giai đoạn đến năm 2050: Thích ứng với biến đổi khí hậu và thực hiện mục tiêu phát thải ròng bằng “0” là cơ hội để phát triển bền vững, ưu tiên cao nhất trong các quyết sách phát triển”, 30/7/2022. [Online]. Available: <http://www.dcc.gov.vn/tin-tuc/3814/Chien-luoc-quoc-gia-ve-bien-doi-khi-hau-giai-doan-den-nam-2050-Thich-ung-voi-bien-doi-khi-hau-va-thuc-hien-muc-tieu-phat-thai-rong-bang-0-la-co-hoi-de-phat-trien-ben-vung,-uu-tien-cao-nhat-trong-cac-quyet-sach-phat-trien.html>.

[3] Bộ Công Thương, “Tờ trình về việc phê duyệt Đề án Quy hoạch phát triển điện lực quốc gia thời kỳ 2021 - 2030, tầm nhìn đến năm 2050”, Tờ trình số 6328/TTr-BCT, 13/10/2022.

[4] Marco Breu, Antonio Castellano, Jonathan Deffarges, và An Nguyễn, “Capturing the wind: Renewable energy opportunities in Vietnam”, McKinsey&Company, 1/11/2021. [Online]. Available: <https://www.mckinsey.com/industries/electric-power-and-natural-gas/our-insights/capturing-the-wind-renewable-energy-opportunities-in-vietnam>.

[5] IEA, “Global Hydrogen Review 2021”, 2022.

[6] Seyed Ehsan Hosseini and Mazlan Abdul Wahid, “Hydrogen production from renewable and sustainable energy resources: Promising green energy carrier for clean development”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 57, pp. 850 - 866, 2016. DOI: 10.1016/j.rser.2015.12.112.

[7] IRENA, “Innovation landscape brief: Renewable power-to-hydrogen”, 2019.

[8] Aldo Saul Gago, Jörg Bürkle, Philipp Lettenmeier, Tobias Morawietz, Michael Handl, Renate Hiesgen, Fabian Burggraf, Pilar Angel Valles Beltran and Kaspar Andreas Friedrich, “Degradation of proton exchange membrane (PEM) electrolysis: The influence of current density”, *ECS Transactions*, Vol. 86, No. 13, 2018.

[9] Báo Điện tử Chính phủ, “Thí điểm mua bán điện trực tiếp giữa đơn vị phát điện với khách sử dụng điện lớn”, 2022. [Online]. Available: <https://baochinhphu.vn/thi-diem-mua-ban-dien-truc-tiep-giua-don-vi-phat-dien-voi-khach-su-dung-dien-lon-102220509160349789.htm>.

[10] IHS Markit, “PEP Yearbook”, 2021.

## THE POSSIBILITY OF INTEGRATING GREEN HYDROGEN INTO CA MAU FERTILIZER PLANT

**Le Duong Hai<sup>1</sup>, Truong Van Nhan<sup>1</sup>, Tran Vinh Loc<sup>1</sup>, Nguyen Thi Chau Giang<sup>1</sup>  
Nguyen Huynh Hung My<sup>1</sup>, Nguyen Minh Hieu<sup>2</sup>, Huynh Minh Thuan<sup>1</sup>**

<sup>1</sup>Vietnam Petroleum Institute

<sup>2</sup>Petrovietnam Fertilizer and Chemicals Corporation

Email: [haield.pvpro@vpi.pvn.vn](mailto:haield.pvpro@vpi.pvn.vn)

### Summary

The trend of energy transition, reduction of greenhouse gas emissions reduction and production of green products production including green hydrogen is strongly developing in the world and is expected to grow in Vietnam after 2030 when the Vietnamese Government implements mechanisms and policies to implement fulfill the commitment to achieve net zero CO<sub>2</sub> emissions by 2050.

According to VPI's research results, Ca Mau Fertilizer Plant can integrate the production and use of 10% green hydrogen to reduce natural gas consumption and CO<sub>2</sub> emissions with the total after-tax investment of about 3,209 billion VND (equivalent to about 137 million USD). In order for the plants to invest in production and use of green hydrogen, competing with gray hydrogen, it is necessary to have mechanisms and policies to promote the production and consumption of green hydrogen such as DPPA, carbon market and carbon tax policy, tax incentives in project construction investment.

**Key words:** Integration, green hydrogen, renewable energy, Ca Mau Fertilizer Plant.