

# Dầu Khí



TẠP CHÍ CỦA TẬP ĐOÀN DẦU KHÍ QUỐC GIA VIỆT NAM - PETROVIETNAM

■ SỐ 12 - 2021

ISSN 2615-9902





#### **TỔNG BIÊN TẬP**

TS. Lê Xuân Huyền

#### **PHÓ TỔNG BIÊN TẬP**

TS. Lê Mạnh Hùng

TS. Phan Ngọc Trung

#### **BAN BIÊN TẬP**

TS. Trịnh Xuân Cường

TS. Nguyễn Anh Đức

ThS. Vũ Đào Minh

ThS. Trần Thái Ninh

ThS. Dương Mạnh Sơn

ThS. Lê Ngọc Sơn

PGS.TS. Lê Văn Sỹ

KS. Lê Hồng Thái

ThS. Bùi Minh Tiến

ThS. Nguyễn Văn Tuấn

ThS. Phạm Xuân Trường

TS. Trần Quốc Việt

#### **THƯ KÝ TÒA SOẠN**

ThS. Lê Văn Khoa

ThS. Nguyễn Thị Việt Hà

#### **THIẾT KẾ**

Lê Hồng Văn

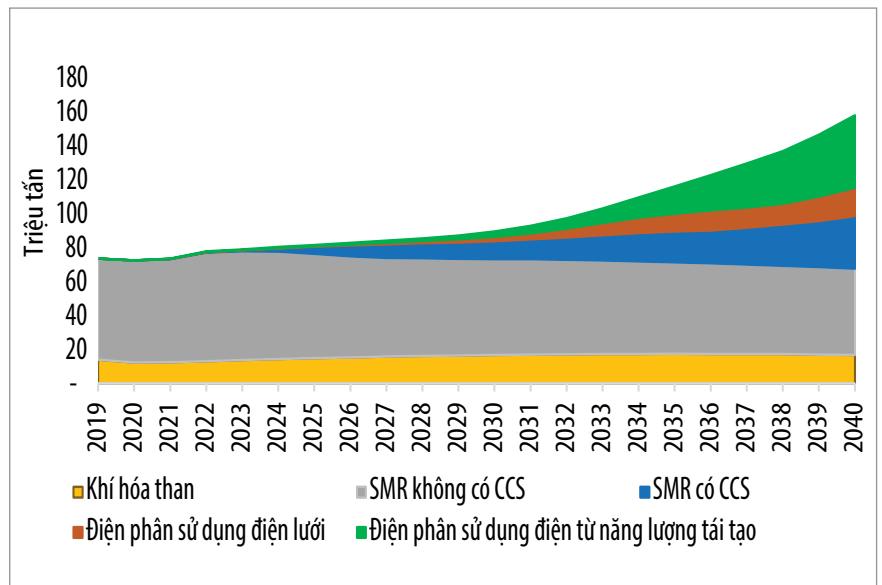
#### **TỔ CHỨC THỰC HIỆN, XUẤT BẢN**

Viện Dầu khí Việt Nam

#### **TÒA SOẠN VÀ TRỊ SỰ**

*Tầng 16, Tòa nhà Viện Dầu khí Việt Nam - 167 Trung Kính, Yên Hòa, Cầu Giấy, Hà Nội*

*Tel: 024-37727108 | 0982288671 \* Fax: 024-37727107 \* Email: tcdk@pvn.vn*



## NGHIÊN CỨU KHOA HỌC



### NĂNG LƯỢNG MỚI

**4.** Tìm kiếm hydrogen tự nhiên trong lòng đất - nguồn năng lượng mới cho tương lai

**15.** Chuỗi cung ứng và các công nghệ sản xuất hydrogen

**23.** Công nghệ sản xuất hydrogen sạch và nguyên/nhiên liệu tổng hợp dựa trên hydrogen

**40.** Thị trường tiềm năng và tác động của sự phát triển hydrogen xanh đến năm 2050 tại Việt Nam

**48.** Công nghệ ứng dụng hydrogen và hệ thống năng lượng thông minh thân thiện với môi trường

**65.** Kinh nghiệm vận hành nhà máy sản xuất hydrogen xanh từ điện gió tại Đức và mô hình áp dụng cho Việt Nam

**70.** Các yếu tố khách quan và chính sách của các quốc gia ảnh hưởng đến sự phát triển của thị trường hydrogen

# Lời giới thiệu



## RESEARCH AND DEVELOPMENT

Prospecting for underground natural hydrogen - new energy for the future .....	4
Hydrogen supply chain and production technology .....	15
Technologies for production of green hydrogen and hydrogen-based synthetic fuels .....	23
Potential market and impact of clean hydrogen development to 2050 in Vietnam .....	40
Hydrogen application technologies and environmentally friendly smart energy system .....	48
Experiences in long-term operation of a green hydrogen production plant using wind power in Germany - a possible model for Vietnam ....	65
Objective factors and policies of countries affecting hydrogen market development .....	70

Hydrogen có vai trò quan trọng trong quá trình chuyển dịch năng lượng, có thể sử dụng trực tiếp ở dạng tinh khiết hoặc là cơ sở để tổng hợp nhiên liệu hydrogen dạng lỏng hoặc khí như methane tổng hợp hoặc diesel tổng hợp cũng như cho các chất mang năng lượng khác như ammonia ( $\text{NH}_3$ ). Hydrogen đang được sử dụng công nghiệp trong các nhà máy lọc hóa dầu, sản xuất đạm, thép, xi măng, điện và giao thông vận tải...

Tuy nhiên, hydrogen chủ yếu đang được sản xuất bằng phương pháp khí hóa than và phương pháp SMR không sử dụng công nghệ thu giữ carbon. Việc phát triển hydrogen vẫn đang đối diện với các thách thức trong chuỗi cung ứng hydrogen từ sản xuất, vận chuyển, tồn trữ, đến các ứng dụng cuối, đặc biệt chi phí sản xuất hydrogen xanh hiện nay còn tương đối cao, tiềm năng sử dụng hydrogen làm nhiên liệu còn gặp rào cản về công nghệ, chi phí sản xuất pin nhiên liệu, động cơ chạy bằng hydrogen...

Trong “Hydrogen Economy Outlook”, Bloomberg dự báo đến năm 2050, hydrogen có thể đáp ứng từ 7 - 24% tổng tiêu thụ năng lượng toàn cầu tùy theo các kịch bản khác nhau. Đến năm 2050, DNV dự báo hydrogen xanh lam (sản xuất bằng phương pháp SMR kết hợp CCS) sẽ chiếm khoảng 18%, hydrogen xanh lá từ điện mặt trời chiếm 16%, từ điện gió trên bờ chiếm 16% và điện gió ngoài khơi chiếm 9% nguồn cung hydrogen. Một số quốc gia và doanh nghiệp năng lượng trên thế giới đã xây dựng chiến lược phát triển hydrogen, chuẩn bị cho việc hình thành nền kinh tế hydrogen trong tương lai.

Đối với Việt Nam, Nghị quyết số 55-NQ/TW ngày 11/2/2020 của Bộ Chính trị đã đề ra nhiệm vụ thực hiện nghiên cứu công nghệ, xây dựng một số đề án thử nghiệm sản xuất và khuyến khích sử dụng năng lượng hydrogen phù hợp với xu thế chung của thế giới. Tại Quyết định số 1658/QĐ-TTg ngày 1/10/2021, Thủ tướng Chính phủ nêu rõ nhiệm vụ nghiên cứu xây dựng cơ chế khuyến khích phát triển nhiên liệu khí hydrogen gắn với điện gió ngoài khơi.

Nhận thức được tầm quan trọng của hydrogen trong xu hướng chuyển dịch năng lượng, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam (PVN) đã xây dựng chương trình nghiên cứu khoa học về phát triển sản xuất, tồn trữ, vận chuyển, phân phối và sử dụng hiệu quả hydrogen tại Việt Nam giai đoạn 2021 - 2025.

Trong số này, Ban biên tập Tạp chí Dầu khí giới thiệu chuyên đề xu hướng phát triển của công nghiệp hydrogen và cơ hội đối với ngành năng lượng Việt Nam. Từ đó, kết hợp với góc nhìn của các chuyên gia, nhà khoa học để công nghệ sản xuất hydrogen hướng đến sạch hơn (không phát thải carbon), bền vững hơn (sử dụng các nguyên/nhiên liệu tái tạo), hiệu quả chuyển đổi tốt hơn (sử dụng các vật liệu mạnh, có độ bền và hiệu suất cao), chi phí hợp lý hơn (vận hành tối ưu) và phù hợp để nâng cấp quy mô và thương mại hóa (thiết kế linh hoạt).

**TỔNG BIÊN TẬP**

Phó Tổng giám đốc  
Tập đoàn Dầu khí Việt Nam

**TS. Lê Xuân Huyền**

## TÌM KIẾM HYDROGEN TỰ NHIÊN TRONG LÒNG ĐẤT - NGUỒN NĂNG LƯỢNG MỚI CHO TƯƠNG LAI

**Nguyễn Anh Đức<sup>1</sup>, Phan Ngọc Trung<sup>2</sup>**

<sup>1</sup>Tập đoàn Dầu khí Việt Nam

<sup>2</sup>Viện Dầu khí Việt Nam

Email: ducna@pvn.vn

<https://doi.org/10.47800/PVJ.2021.12-01>

### Tóm tắt

Hydrogen chiếm 75% các vật chất thông thường theo khối lượng, trên 90% theo số lượng nguyên tử và là nguyên tố phổ biến thứ 3 trên bề mặt trái đất, chủ yếu là ở dạng hợp chất hóa học như nước và hydrocarbon. Hydrogen khi được đốt cháy tạo ra nhiệt và nước, không gây ô nhiễm môi trường và được dự báo là nguồn năng lượng sạch của tương lai.

Hiện nay, hydrogen chỉ được sản xuất công nghiệp chủ yếu thông qua quá trình nhiệt hóa các nguồn nguyên liệu hóa thạch như than, khí tự nhiên và sản xuất từ quá trình điện phân nước. Các phát hiện hydrogen tự nhiên được ghi nhận trên thế giới, đặc biệt là việc thăm dò và phát hiện các tầng chứa hydrogen tương đối tinh khiết, khai thác thử và sử dụng hydrogen để phát điện ở Bourakebougou (Mali) cho thấy khả năng tìm kiếm, khai thác hydrogen tự nhiên trong lòng đất. Bài báo giới thiệu các phát hiện hydrogen trong tự nhiên trên thế giới và đề xuất công tác tìm kiếm hydrogen tự nhiên trong lòng đất ở Việt Nam.

**Từ khóa:** Hydrogen tự nhiên, hệ thống hydrogen, chuyển dịch năng lượng.

### 1. Giới thiệu

Chuyển dịch năng lượng là xu hướng đang diễn ra mạnh mẽ trên thế giới với mục tiêu giảm tiêu thụ năng lượng hóa thạch, sử dụng năng lượng hiệu quả hơn, ít gây ảnh hưởng đến môi trường, biến đổi khí hậu, giảm phát thải khí nhà kính. Hydrogen kết hợp với oxygen không tạo ra khí carbonic, không tạo ra hydrocarbon mạch vòng, không tạo oxide lưu huỳnh, không tạo oxide nitrogen, không tạo ra ozone. Là nguồn nhiên liệu dễ cháy thân thiện với môi trường, cùng với việc sản xuất năng lượng hiệu quả, hydrogen giải quyết được nhiều vấn đề từ ô nhiễm không khí đến sự nóng lên toàn cầu [1].

Hydrogen đóng vai trò rất quan trọng trong chuyển dịch năng lượng. Để đạt được mục tiêu của Hội nghị lần thứ 26 các bên tham gia Công ước khung của Liên hợp quốc về biến đổi khí hậu (COP26) nhằm giới hạn sự gia tăng nhiệt độ toàn cầu ở mức dưới 2 °C và cố gắng giới hạn ở mức dưới 1,5 °C trong thế kỷ XXI so với thời kỳ tiền công nghiệp. Mức phát thải CO<sub>2</sub> trên thế giới từ các hoạt

động năng lượng phải giảm khoảng 60% vào năm 2050 trong bối cảnh dân số thế giới có thể tăng thêm 2 tỷ người. Hydrogen có 7 vai trò chính trong sự chuyển dịch năng lượng gồm: i) Sản xuất điện năng và tích hợp năng lượng tái tạo quy mô lớn; ii) Truyền tải và phân phối năng lượng giữa các khu vực, lĩnh vực sử dụng năng lượng khác nhau; iii) Tích trữ năng lượng để nâng cao tính ổn định của hệ thống; iv) Khử carbon trong lĩnh vực giao thông vận tải; v) Khử carbon trong lĩnh vực sử dụng năng lượng trong công nghiệp; vi) Khử carbon trong lĩnh vực sử dụng năng lượng dân dụng; vii) Cung cấp nguyên liệu sạch cho các quá trình sản xuất công nghiệp.

Cho đến nay, hydrogen được sản xuất công nghiệp thông qua quá trình nhiệt hóa các nguyên liệu hóa thạch như: than, khí tự nhiên (grey hydrogen hay hydrogen “xám”), không tránh khỏi phát thải ra lượng lớn CO<sub>2</sub>. Hydrogen “lam” (blue hydrogen) được sản xuất bằng phương pháp nhiệt hóa hydrocarbon kết hợp công nghệ thu gom và lưu trữ CO<sub>2</sub> (Carbon Capture and Storage - CCS) là giải pháp thay thế cho hydrogen “xám”. Tuy nhiên, việc bổ sung hệ thống thu gom và lưu trữ CO<sub>2</sub> sẽ làm tăng chi phí sản xuất hydrogen khoảng 1,5 lần. Hydrogen xanh (green hydrogen) là sản phẩm thu được từ quá trình điện



Ngày nhận bài: 21/9/2021. Ngày phản biện đánh giá và sửa chữa: 21 - 28/9/2021.

Ngày bài báo được duyệt đăng: 29/11/2021.

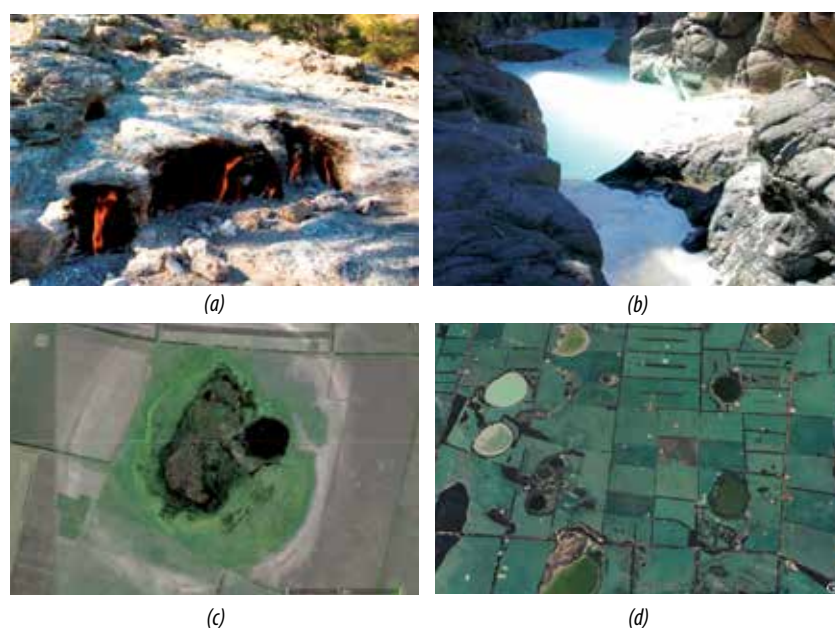
phân nước bằng năng lượng tái tạo thân thiện với môi trường. Điện phân nước thành khí  $H_2$  và  $O_2$  là phản ứng hoàn toàn không phát thải  $CO_2$  nhưng có chi phí khá cao so với 2 phương pháp trên. Tuy nhiên, chi phí này đang có xu hướng giảm nhờ vào sự phát triển công nghệ điện phân và tận dụng năng lượng tái tạo, đặc biệt là điện gió, điện mặt trời. Công nghệ sản xuất hydrogen từ các nguồn nguyên liệu sinh khối, tảo và các chuyển hóa sinh học vẫn đang trong quá trình nghiên cứu, thử nghiệm.

Hydrogen ở trạng thái phân tử ( $H_2$ ) được coi là không tồn tại trong tự nhiên, ngoại trừ ở dạng vết. Là loại khí nhẹ nhất trong số các loại khí, hydrogen khuếch tán nhanh chóng trong không khí, cũng như các vật liệu khác nhau. Do đó, hydrogen nhanh chóng rời khỏi nơi phát sinh và không thể bị giữ tại các bẫy địa chất trong thời gian dài [2].

## 2. Phát hiện hydrogen tự nhiên trên thế giới

Định kiến “hydrogen tự do trong tự nhiên là rất hiếm” ảnh hưởng đến việc phân tích và lấy mẫu và thiết kế hệ thống phát hiện khí hydrogen trong tìm kiếm, thăm dò. Giếng khoan tìm kiếm, thăm dò dầu khí và các khoáng sản khác được khoan vào các bể trầm tích, nhưng đây không phải là nơi có nhiều hydrogen nhất. Mặt khác do tính chất khuếch tán nhanh chóng của hydrogen trong không khí, cũng như trong các vật liệu là khác nhau nên các mẫu có khí hydrogen cần được xử lý theo cách riêng. Hydrogen dễ phản ứng, khi kết hợp với oxygen tạo ra nước không để lại dấu vết tồn tại dưới dạng khí tự do; dễ bị vi sinh vật tiêu thụ/phân hủy [2].

Khí hydrogen rò rỉ từ các hệ thống thủy nhiệt tự nhiên ở các rặng núi trong lòng đại dương được phát hiện từ những năm 70 của thế kỷ trước. Hydrogen cũng được quan sát thấy trên các lục địa ở các đới ophiolite như ở Oman, New Caledonia, Thổ Nhĩ Kỳ, Philippines (Hình 1). Các nghiên cứu của Viacheslav Zgonnik [2] và AFHYPAC [3] chứng minh hydrogen xuất hiện



**Hình 1.** a) Ngọn lửa vĩnh cửu Chimera ở Thổ Nhĩ Kỳ [2], b) Khu vực phát hiện khí có hydrogen màu xanh ở Oman [3], c) Khu vực phát hiện hydro ở hồ Podovoye - vùng Voronezh, Liên bang Nga [3], d) Đảo Kangaroo, Nam Australia nơi phát hiện hàm lượng hydrogen cao (84%) trong khí khoan [4].

trong nhiều đối tượng ở khắp nơi trên thế giới như:

- Trong các rặng núi giữa đại dương ở dạng chất lỏng nhiệt dịch giàu  $H_2$  như ở rãnh Đông Thái Bình Dương (East Pacific Ridge) và rãnh giữa Đại Tây Dương (Mid-Atlantic Ridge) cũng như trong các hệ thống thủy nhiệt trên lục địa như ở Iceland;

- Trong các giếng khoan sâu và siêu sâu nghiên cứu cấu trúc ở độ sâu vài km tại Kola, Ural (Liên bang Nga), Kryvyi Rih (Ukraine);

- Trong khí của các núi lửa như: Etna (ở Sicily, Italy), Augustine và Trident (ở Alaska, Mỹ), Kliuchevskoi (ở Kamchatka, Liên bang Nga)...;

- Trong các khu vực nước có tính kiềm cao (hyperalkaline) liên quan các đới ophiolite-peridotite khác nhau như: Oman và Zambales (Philippines), phía Nam Thổ Nhĩ Kỳ...; trong các ống kimberlite ở Liên bang Nga;

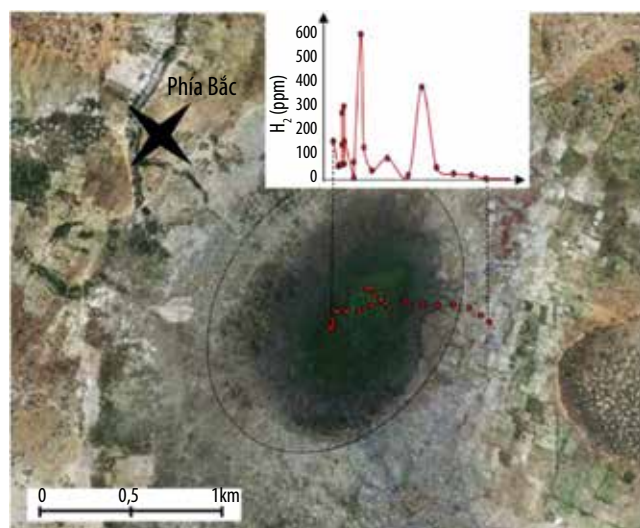
- Trong đới đứt gãy hoạt động lớn như: San Andreas (California, Mỹ), Antera (Nhật Bản);

- Ở nhiều mỏ quặng khác nhau như các mỏ quặng sắt, vàng, uranium, thủy ngân, nickel, đồng và đa kim như niobi-tantali và wolfram-molybdenum khác nhau, đặc biệt là ở Nam Phi và Liên bang Nga;

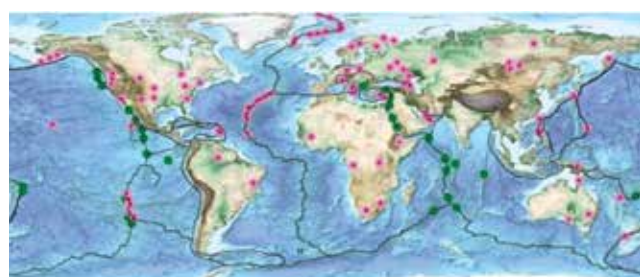
- Ở một số mỏ dầu khí, đặc biệt là ở Mỹ, Liên bang Nga, Belarus, Uzbekistan;

- Ở một số bể chứa than ở Liên bang Nga, Ukraine...; trong các thành tạo muối ở Đức, Liên bang Nga; các đá trầm tích ở Liên bang Nga, Latvia, New Zealand...; trong các đá magma ở Liên bang Nga; trong các đá biến chất ở Mỹ, Phần Lan, Liên bang Nga...;

- Ở dạng thể vùi (bao thể) trong các đá trầm tích, magma, biến chất, mẫu quặng, mẫu than, các thành tạo chứa muối nhiều nơi trên thế giới;



Hình 2. Địa hóa bề mặt trên một cấu trúc hình tròn ở Bourakebougou (Mali) [5].



Hình 3. Dấu hiệu phát thải  $H_2$  (màu đỏ) và  $CH_4$  có nguồn gốc từ phát thải  $H_2$  (màu xanh) [6].

- Ở một số khu vực có các mạch nước tự phun (geysers), suối nước nóng (hot springs), núi lửa bùn (mud volcanoes) như ở Iceland, Liên bang Nga, Mỹ, Nhật Bản...

- Trong các mẫu nước ngầm, mẫu nước ở các mỏ dầu khí ở Liên bang Nga, Belarus...

Hàng trăm cấu trúc địa chất thải ra khí  $H_2$  đã được tìm thấy ở Liên bang Nga, Bắc Carolina (Mỹ), Sao Francisco (Brazil), Azerbaijan, Latvia.... Những cấu trúc này thường có địa hình lõm nông, hình tròn, bán tròn, bề mặt có đường kính từ hàng trăm m đến vài km. Trung tâm là đầm lầy hoặc thậm chí hồ nước. Vùng ngoại vi của các cấu trúc này quan sát thấy sự bạc màu của đất kết hợp với thảm thực vật phát triển bất thường. Các phát hiện chủ yếu có các điều kiện giống nhau: Đi kèm với các khu vực lõm hình tròn đến bán tròn; nằm trong các khu vực có đá móng magma, biến chất tiền Cambrian giàu sắt, nơi có thể xảy ra quá trình oxy hóa  $Fe^{2+}$  và khử  $H_2O$  [2].

Thông tin về các phát hiện hydrogen tự nhiên được thể hiện ở Bảng 1. Tổng hợp theo số liệu thống kê của Viacheslav Zgonnik [2], hàm lượng hydrogen trung bình cao hơn cả (từ 45 - 66%) ở nhóm các phát hiện hydrogen tự nhiên bao gồm: hydrogen dạng thể vùi trong các đá nguồn gốc magma (66,1%), hydrogen đi cùng các đới tách giãn (rift zones) (62,8%), hydrogen dạng thể

vùi (inclusions) phát hiện trong các mẫu đá siêu bazơ (ultrabasic rocks) (55,1%), hydrogen dạng thể vùi trong các mẫu quặng (54%), hydrogen đi cùng các đá magma (53,6%), hydrogen dạng thể vùi (inclusions) phát hiện trong các mẫu đá cổ tiền Cambrian (53,1%), hydrogen trong các ống kimberlite (51,9%), hydrogen đi cùng các đá tiền Cambrian (50,3%), hydrogen đi cùng các thể ophiolite (48,4%), hydrogen đi cùng các đá trầm tích (48,3%), hydrogen dạng thể vùi/bao thể (inclusions) trong các đá trầm tích hay đá biến chất (45%). Hydrogen tự nhiên đi cùng các mỏ dầu khí thuộc nhóm có hàm lượng thấp nhất, trung bình chỉ khoảng 25,5%. Bản đồ vị trí các dấu hiệu phát thải hydrogen và methane có nguồn gốc từ phát thải hydrogen đã được đề cập trong nghiên cứu của Isabelle Moretti, M.E. Webber [6] (Hình 3).

Sự hiện diện của hydrogen trong tự nhiên cho đến nay vẫn được coi là "bí ẩn địa chất". Việc thăm dò và phát hiện các tầng chứa hydrogen tương đối tinh khiết, khai thác thử và sử dụng hydrogen để phát điện từ năm 2020 ở Bourakebougou (Mali) cho thấy khả năng khai thác hydrogen tự nhiên. Kết quả quan trắc trên một cấu trúc hình tròn cho thấy sự rò rỉ hydrogen đều theo hướng lên trên. Hydrogen sinh ra được cho là có nguồn gốc từ tầng móng, vì lượng tương đối lớn helium và argon (gây phóng xạ) đi cùng với hydrogen.

### 3. Phân loại và nguồn gốc các phát hiện hydrogen tự nhiên

Không kể các phát hiện hydrogen trong các mẫu từ các rặng núi và các vị trí khác giữa đại dương, các phát hiện hydrogen được báo cáo chia thành 3 loại chính: hydrogen ở dạng khí tự do, hydrogen ở dạng vật chất trong đá (thể vùi/bao thể - inclusions) và hydrogen là khí hòa tan trong nước [2]. Tuy nhiên trong nhiều trường hợp, rất khó để phân loại rạch ròi.

**Hydrogen tự nhiên dạng khí tự do:** được phát hiện sớm nhất đều liên quan đến ophiolite ở Chimaera, gần Antalya - Thổ Nhĩ Kỳ từ hơn 2500 năm qua và "Los Fuegos Eternos" (ngọn lửa vĩnh cửu) - Philippines từ khoảng 25 năm trước đây. Hydrogen ở dạng khí tự do còn được phát hiện trong hoặc liên quan đến nhiều đối tượng khác như: các loại đá cổ có tuổi tiền Cambrian; giếng khoan siêu sâu (đến 5 km hoặc sâu hơn) nghiên cứu cấu trúc như Kola, Ural (Liên bang Nga)...; trong khí núi lửa; trong các mạch nước phun (geysers), suối nước nóng (hot springs) và hệ thống thủy nhiệt liên quan đến hoạt động của núi lửa như núi lửa bùn (mud volcanoes); các ống kimberlite; mỏ quặng sắt, vàng, uranium, thủy ngân, nickel, đồng và

đa kim như niobi-tantali và wolfram-molybdenum khác nhau; mỏ dầu và khí đốt; bể than; các bể trầm tích; trong các tích tụ muối.

**Hydrogen ở dạng dòng chảy khuếch tán (diffusive flow):** Nhiều nghiên cứu đã chỉ ra rằng hydrogen khuếch tán qua vỏ trái đất để đến bề mặt [2, 7, 8]. Các phép đo khí đất trên bề mặt cho thấy một vùng có nồng độ hydrogen cao bất thường (lên tới 6.000 ppm hay 0,6%) rộng hơn 7.000 km<sup>2</sup> kéo dài tới 85 km về phía tây của một số giếng khoan thăm dò giàu hydrogen ở Kansas, Mỹ. Khu vực có nồng độ hydrogen cao bất thường trong khí đất dường như có liên quan với các dị thường trọng lực và từ tính xác định Hệ thống tách giãn giữa lục địa Bắc Mỹ (North American Mid - Continent Rift System) [2, 9]. Các nghiên cứu gần đây đã xác định được hàng nghìn địa điểm có dòng hydrogen thoát ra ở miền Đông Liên bang Nga [10], dọc theo đồng bằng ven biển Đại Tây Dương của Mỹ [11], Brazil [12], Mali [2], Oman [13], ở dãy núi Alps phía Tây của Pháp và Italy [14].

**Hydrogen liên quan đến các đứt gãy và các khí trơ:** Các đứt gãy chính là kênh dẫn tự nhiên của các lưu thể. Nghiên cứu thực hiện tại hệ thống đứt gãy San Andreas (California) và Duchesne (Utah) ở Mỹ cho thấy nồng độ hydrogen và helium trong đất có mối liên hệ với các đới đứt gãy sâu [15]. Lấy mẫu địa hóa nghiên cứu hydrogen ở Mỹ đã được sử dụng để lập bản đồ đứt gãy liên quan đến các mỏ khoáng sản trong hệ thống đứt gãy Trans - Challis ở Idaho và Carlin Trend ở Nevada. Dữ liệu hydrogen từ hàng trăm phép đo khí đất ở Bắc trung tâm Kansas, Mỹ cho thấy các khe nứt như các đường dẫn cho hydrogen di chuyển thẳng đứng [16]. Nghiên cứu địa vật lý ở khu vực Moscow (Liên bang Nga) cho thấy tương quan giữa nồng độ hydrogen quan sát được và đứt gãy sâu [17].

**Hydrogen ở dạng các chất vùi (bao thể - inclusions):** Hydrogen đã được phát hiện là khí chủ yếu (bị kẹp bên trong đá ở dạng thể vùi/bao thể hoặc ở dạng hấp phụ) trong nhiều loại đá khác nhau như: các mẫu đá cổ tiền Cambrian; các mẫu đá có nguồn gốc magma; các mẫu đá phun trào; các mẫu quặng; các mẫu lấy ở các mỏ than; đá trầm tích, các đá biến chất; mẫu lấy ở các thành tạo muối. Mỗi loại đá giải phóng khí với thành phần đặc trưng.

**Hydrogen hòa tan trong nước ngầm:** Một số lượng đáng kể các trường hợp hydrogen tự nhiên dưới dạng khí hòa tan trong nước ngầm đã được quan sát thấy. Các nghiên cứu ở Liên bang Nga và Liên Xô cũ [18] cho thấy nồng độ hydrogen cao hơn đã được quan sát thấy trong nước ngầm ở nhiều khu vực/đối tượng như: khu vực liên quan đến hoạt động kiến tạo trẻ; miệng núi lửa; liên quan đến các đứt gãy sâu và các khu vực tách giãn. Nồng độ

hydrogen cao tìm thấy trong nước ngầm được lấy mẫu từ đá nứt nẻ ở 24 giếng khoan thăm dò ở Nam Phi [19].

Các nhà nghiên cứu khoa học đã đưa ra nhiều giả thuyết về quá trình thành tạo và nguồn gốc của hydrogen trong vỏ trái đất [2], bao gồm:

- Thoát khí hydrogen nằm sâu trong nhân và lớp (quyển) manti của trái đất (hydrogen trong các mẫu tăng lên theo độ sâu ở các giếng khoan sâu và siêu sâu nghiên cứu cấu trúc. Các mẫu khí từ dự án khoan siêu sâu Kola ở Liên bang Nga, giếng khoan sâu nhất thế giới, rất giàu hydrogen);

- Phản ứng của nước với đá siêu bazơ hoặc serpentinite hóa (nhiều vị trí đã được ghi nhận rõ ràng giàu hydrogen liên quan đến các điểm lộ ophiolite. Phần lớn các nguồn hydrogen địa chất hiện được coi là phản ứng của nước với các khoáng chất được suy đoán là nguồn duy nhất tạo ra hydrogen tự nhiên thông qua quá trình serpentinite hóa hoặc các phản ứng khác);

- Sự tương tác của nước với bề mặt đá tươi bị lộ ra (hydrogen có thể hình thành trong đá từ phản ứng của nước với bề mặt đá tươi dọc theo các đới đứt gãy đang hoạt động hoặc phản ứng giữa các gốc tự do trên bề mặt đá tươi với nước);

- Sự phân hủy các hydroxyl trong cấu trúc mạng tinh thể của khoáng chất (nước tiếp xúc và phản ứng với các khoáng chất chứa Fe (II));

- Phóng xạ tự nhiên của nước (liên quan đến sự phân rã phóng xạ của các nguyên tố có liên quan đến sự thay đổi hóa trị của nguyên tử);

- Phân hủy chất hữu cơ (phân hủy kỵ khí chất hữu cơ, lên men);

- Hoạt động sinh học (phân hủy bởi vi khuẩn cố định nitrogen - nitrogen fixing bacteria, hoạt động của các cộng đồng vi sinh vật có khả năng sinh hydrogen nằm ở độ sâu lớn trong đại dương và trong các vết đứt gãy trong vỏ trái đất...);

- Các hoạt động do con người tạo ra (khí thải ô tô sử dụng nhiên liệu hóa thạch, hydrogen được phát hiện trong các giếng khoan do phản ứng của nước với ống chống, thiết bị khai thác bằng sắt thép...);

- Hydrogen trong khí quyển (do con người, sinh học và phân hóa nước do ánh sáng (water photolysis), cũng như quá trình oxy hóa methane và các hydrocarbon khác);

- Hydrogen hình thành ở các núi lửa và các hệ thống thủy nhiệt (chất thải ra từ núi lửa kể cả hydrogen từ các hệ



thống thủy nhiệt ở các rặng núi giữa đại dương có nguồn gốc núi lửa).

Một số nghiên cứu đã đề xuất nguồn gốc hỗn hợp của hydrogen là sự kết hợp của các yếu tố khác nhau. Sở dĩ có nhiều các giải thích về nguồn gốc của hydrogen là do sự phổ biến của hydrogen, sự hiểu biết chưa đầy đủ về “bản chất và hành vi” của hydrogen. Hydrogen là nguyên tố chính trong phân tử nước, trong nhiều loại khoáng chất, trong cơ thể sống, chất hữu cơ và hydrocarbon.

Ước tính lượng hydrogen tự nhiên phát thải từ các nguồn khác nhau khoảng 1.145 tỷ m<sup>3</sup>/năm, trong đó quá trình oxy hóa của methane và các hydrocarbon khác là các nguồn phát thải lớn nhất. Lượng hydrogen tự nhiên khoảng 1.138 tỷ m<sup>3</sup>/năm cũng bị hấp thụ bởi nhiều yếu tố, trong đó lòng đất là nguồn hấp thụ hydrogen tự nhiên lớn nhất (Hình 4).

**4. Phát hiện tích tụ hydrogen tự nhiên ở Bourakebougou**

Hydrogen tự nhiên được Hydroma Inc. phát hiện ở vùng Bourakébougou (cách Bamako - thủ đô của Mali khoảng 50 km về phía Tây Bắc) vào năm 1987. Hydroma

Inc. (trước đây là Petroma Inc.) - chuyên nghiên cứu, phát triển và khai thác hydrogen tự nhiên, dầu và khí. Hydroma Inc. nắm giữ 100% quyền lợi trong Lô 25 ở Mali có diện tích 43.174 km<sup>2</sup> và có giấy phép hoạt động thăm dò hydrogen trong diện tích 1.264 km<sup>2</sup>. Đây là phát hiện hydrogen tự nhiên lớn đầu tiên trên thế giới, đã khai thác thử hydrogen từ 1 giếng khoan để sản xuất điện cung cấp cho làng Bourakébougou ở Mali mà không phát thải CO<sub>2</sub>.

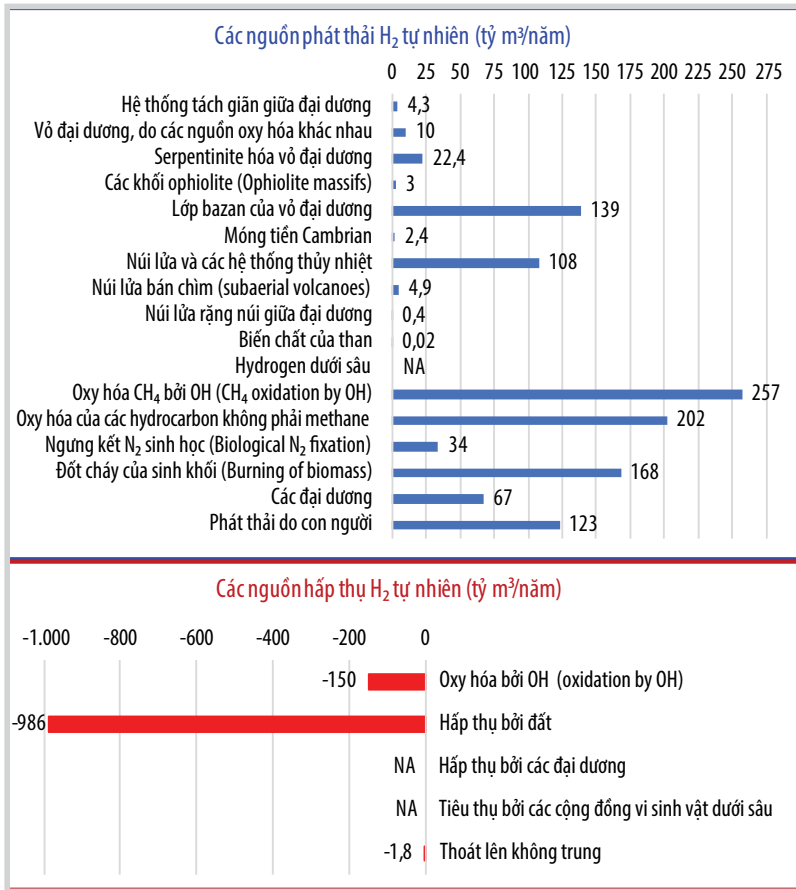
Về phát hiện tích tụ hydrogen tự nhiên ở Bourakebougou (Mali) [5], giếng thăm dò nước Bourakebougou đầu tiên (“Bougou-1”) được khoan năm 1987 trong các thành tạo trầm tích Proterozoic, xen kẹp với các đá dolerite thể bàn (sill) tuổi Triassic. Sự hiện diện của khí hydrogen đáng kể trong tất cả các giếng thăm dò cho thấy sự tồn tại của hệ thống hydrogen tự nhiên lớn. Khí thu được ở độ sâu khoảng 112 m trong giếng khoan Bougou-1 chứa 98% hydrogen (hydrogen gần như tinh khiết) với các dấu vết của nitrogen và methane (1% nitrogen và 1% methane). Hình 5 cho thấy hàm lượng khí có tỷ lệ hydrogen cao nhất trong giếng Bougou-1 (ở Mali), trong khi các điểm rò rỉ hydrogen khác khá lớn trên

*Bảng 1. Tổng hợp các phát hiện hydrogen tự nhiên [2]*

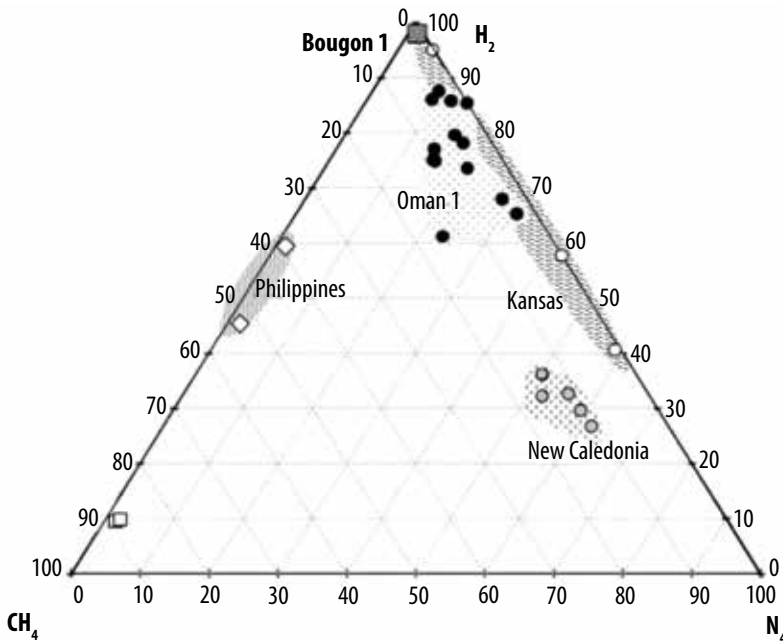
TT	Loại phát hiện	Tổng số lượng phát hiện	Độ sâu (m) từ - đến	Hàm lượng H <sub>2</sub> (%) từ - đến/trung bình	Nguồn gốc (số lượng phát hiện)
1	Các phát hiện hydrogen đi cùng các thể ophiolite	16 (Oman - 5, Philippines - 4, Mỹ - 3, Thổ Nhĩ Kỳ - 2, New Caledonia - 1, Bosnia Herzegovina - 1)		7,5 - 99/48,4%	1. Serpentine hóa? (14) 2. Hỗn hợp khí sinh nhiệt hữu cơ và khí gây dị ứng? (1) 3. Oxy hóa Fe <sup>2+</sup> bởi nước? (1)
2	Các phát hiện hydrogen đi cùng các đới tách giãn (rift zones)	4 (Mỹ - 2, Iceland - 2)		33,7 - 96,3/62,8%	4. Đi cùng hệ thống tách giãn giữa lục địa? (2) 18. Chưa rõ (2)
3	Các phát hiện hydrogen đi cùng các đá tiền Cambrian	10 (Mỹ - 4, Phần Lan - 2, Liên bang Nga - 2, Australia - 2)	290 - 2.300 m	3,9 - 91,8/50,3%	1. Serpentine hóa? (3) 5. Hỗn hợp? (3) 6. Tác động giữa nước và các hợp chất sắt hay đá magma? (1) 18. Chưa rõ (3)
4	Các phát hiện hydrogen đi cùng các đá magma	5 (Liên bang Nga - 5)	40,6 - 3.770 m	20,6 - 80,5/53,6%	5. Hỗn hợp, chủ yếu là vô cơ? (1) 18. Chưa rõ (4)
5	Các phát hiện hydrogen đi cùng các khí do phun trào núi lửa	17 (Iceland - 5, Liên bang Nga - 4, Mỹ - 3, Nhật Bản - 3, Italy - 1, Congo - 1)		6 - 93/38,3%	4. Đi cùng hệ thống tách giãn giữa lục địa? (1) 7. H <sub>2</sub> S tác dụng với nước? (1) 18. Chưa rõ (15)
6	Các phát hiện hydrogen đi cùng các khí từ mạch nước phun (geysers), suối nước nóng (hot springs), núi lửa bùn (mud volcanoes) và các rò rỉ độc lập (standalone seeps)	10 (Iceland - 4, Mỹ - 1, Nhật Bản - 1, Trung Quốc - 1, Pháp - 1, Azerbaijan - 1, El Salvado - 1)		2,4 - 51,4/24,9%	18. Chưa rõ (6)
7	Các phát hiện hydrogen trong các ống kimberlite	2 (Liên bang Nga - 2)	365 - 370 m	48,8 - 58,9/51,9%	18. Chưa rõ (2)

Bảng 1. Tổng hợp các phát hiện hydrogen tự nhiên [2] (tiếp)

TT	Loại phát hiện	Tổng số lượng phát hiện	Độ sâu (m) từ - đến	Hàm lượng H <sub>2</sub> (%) từ - đến/trung bình	Nguồn gốc (số lượng phát hiện)
8	Các phát hiện hydrogen đi cùng các thân quặng	27 (Liên bang Nga - 19, Nam Phi - 4, Ukraine - 2, Uzbekistan - 1, Kazakhstan - 1)	53 - 2.192 m	7,1 - 98,5/42,8%	8. Phản ứng của dòng H <sub>2</sub> trong sét kết (1) 9. Magma? (2) 10. Từ dưới sâu? (1) 18. Chưa rõ (23)
9	Các phát hiện hydrogen đi cùng các mỏ dầu khí	16 (Liên bang Nga - 7, Mỹ - 5, Uzbekistan - 1, Azerbaijan - 1, Estonia - 1, Belorussia - 1)	27 - 2.589 m	6 - 95,2/25,5%	5. Hỗn hợp, chủ yếu là vô cơ? (1) 18. Chưa rõ (15)
10	Các phát hiện hydrogen đi cùng các bể chứa than	8 (Liên bang Nga - 5, Ukraine - 2, Kazakhstan - 1)		10 - 95,4/38,9%	18. Chưa rõ (6)
11	Các phát hiện hydrogen đi cùng các đá trầm tích	26 (Liên bang Nga - 15, Latvia - 2, Mỹ - 2, Kyzgystan - 2, Uzbekistan - 1, Kazakhstan - 1, Ba Lan - 1, New Zealand - 1, Mali - 1)	109 - 5.500 m	4,2 - 98/48,3%	5. Hỗn hợp, chủ yếu là vô cơ? (1) 10. Từ dưới sâu? (3) 11. Sinh học? (1) 18. Chưa rõ (21)
12	Các phát hiện hydrogen đi cùng các thành tạo muối	12 (Đức - 7, Liên bang Nga - 3, Pháp - 1, Đan Mạch - 1)		8,4 - 93/33,4%	5. Hỗn hợp, chủ yếu là vô cơ? (1) 12. Vật chất hữu cơ? (1) 18. Chưa rõ (10)
13	Các phát hiện hydrogen đi cùng đứt gãy	3 (Mỹ - 2, Nhật Bản - 1)		9,4 - 70/30,9%	13. Do các phản ứng của nước với đất đá (các khe nứt còn tươi mới - fresh fractures)? (2) 14. Do các phân tách của Fe(OH) <sub>2</sub> ? (1)
14	Hydrogen dạng thể vùi (inclusions) phát hiện trong các mẫu đá siêu bazơ	3 (Liên bang Nga - 3)		15 - 100/55,1%	18. Chưa rõ (3)
15	Hydrogen dạng thể vùi (inclusions) phát hiện trong các mẫu đá cổ tiền Cambrian	10 (Liên bang Nga - 6, Greenland - 4)		8 - 97,8/53,1%	18. Chưa rõ (10)
16	Hydrogen dạng thể vùi (inclusions) phát hiện trong các mẫu đá có nguồn gốc magma	23 (Liên bang Nga - 20, Gruzia - 1, Canada - 1, Kazakhstan - 1)		5,1 - 100/66,1%	10. Từ dưới sâu? (1) 15. Từ các thể plutonic (xâm nhập sâu)? (3) 18. Chưa rõ (19)
17	Hydrogen dạng thể vùi (inclusions) phát hiện trong các mẫu đá phun trào	7 (Liên bang Nga - 7)		19 - 90,4/36,1%	18. Chưa rõ (7)
18	Hydrogen dạng thể vùi (inclusions) phát hiện trong các mẫu quặng	20 (Nga-11, Canada-2, Uzbekistan-2, Kazakhstan-2, Ukraine-1, Cyprus-1, Gabon-1)		3 - 100/54%	16. Phóng xạ (radiolysis)? (3) 18. Chưa rõ (17)
19	Hydrogen phát hiện trong mẫu lấy ở các mỏ than	11 (Nga-9, Ukraine-1, Kazakhstan-1)		11,4 - 1/29,8%	18. Chưa rõ (11)
20	Hydrogen dạng thể vùi/bao thể (inclusions) trong các đá trầm tích hay đá biến chất	3 (Nga-2, Ukraine-1)		5,2 - 66,6/45%	17. Nội sinh (endogenic)? (2) 18. Chưa rõ (1)
21	Hydrogen dạng thể vùi/bao thể (inclusions) trong các mẫu lấy ở các thành tạo chứa muối	6 (Nga-2, Kazakhstan-2, Ukraine-1, Belarus-1)		1,1 - 34,6/23,2%	18. Chưa rõ (6)
22	Hydrogen phát hiện trong các mẫu nước	54 (Nga-41, Australia-3, Ukraine-3, Canada-2, USA-2, Nam Phi-1, Kazakhstan-1, Ba Lan-1)	407 - 3.350 m	1,8 - 76/20,6%	1. Serpentinite hóa? (2) 5. Hỗn hợp, chủ yếu vô cơ? (1) 10. Dưới sâu? (6) 16. Phóng xạ (radiolysis)? (2) 18. Chưa rõ (43)
23	Hydrogen phát hiện trong mẫu nước thu được ở các mỏ dầu khí	14 (Nga-9, Belarus-4, Kazakhstan-1)	534 - 3.500 m	5,1 - 98/27,9%	18. Chưa rõ (14)



Hình 4. Các nguồn phát thải (trên) và hấp thụ (dưới) H<sub>2</sub> tự nhiên [2].



Hình 5. Biểu đồ tam giác với tỷ lệ tương đối của hydrogen, methane và nitrogen, cho các mẫu khí chứa hydrogen tự nhiên trên thế giới: Oman, Philippines, New Caledonia, Thổ Nhĩ Kỳ (vỏ ri khí); Kansas - Mỹ (thử via giếng khai thác khí) [5].

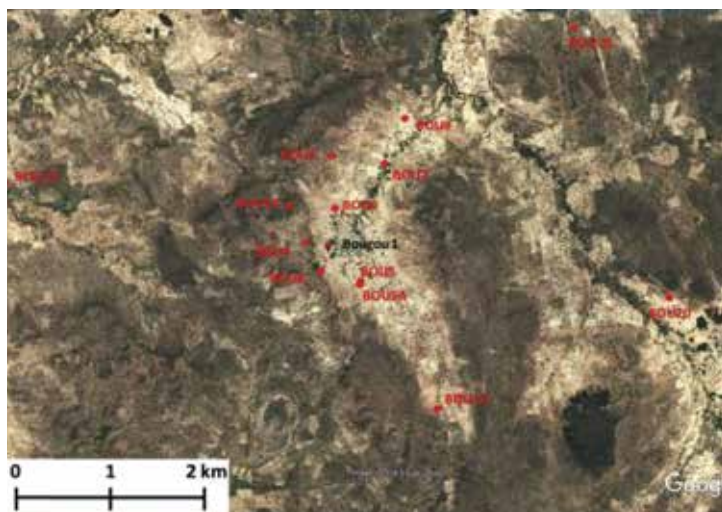
bề mặt trái đất (Oman, Thổ Nhĩ Kỳ, New Caledonia, Philippines) luôn có tỷ lệ methane và nitrogen cao hơn. Dữ liệu địa hóa không cho thấy đã mẹ có tiềm năng dầu khí trong khu vực này.

Chiến dịch thăm dò năm 2017 - 2018 ở Bourakébougou hoàn thành 24 giếng nằm trong bán kính 8 km với độ sâu của các giếng từ 105 - 1807,4 m. Tổng chiều dài lấy mẫu lõi đạt 5,4 km. Những giếng này (Hình 6) có thể ước tính diện tích trữ lượng khí hydrogen xác minh rộng tới 780 km<sup>2</sup>.

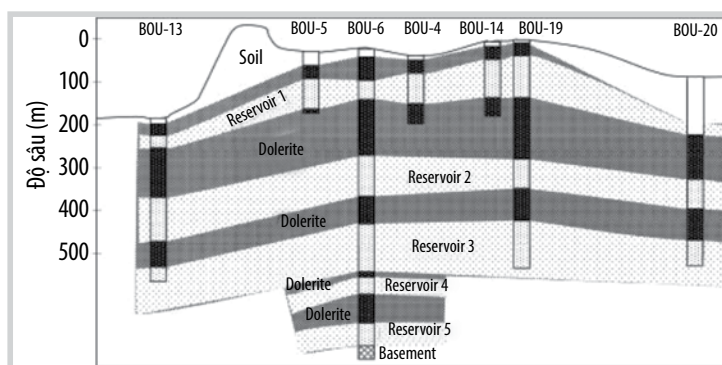
Các trầm tích Neo-Proterozoic đặc trưng bởi đá cát kết, đá sét vôi (marl), bột kết, cuội kết và đá vôi. Nghiên cứu tương đá cho thấy đá carbonate được tạo thành từ calcite, dolomite và siderite. Chỉ có 1 giếng khoan đến tầng móng (Bougou-6) gặp đá móng là đá xâm nhập sâu (plutonic) bao gồm: đá granite, granodiorite, diorite, syenite và aplite. Thành phần khoáng vật gồm các khoáng vật có chứa sắt như magnetite, hematite, pyrite, chalcopryite.

Các giếng khoan thăm dò ở Mali xác nhận dòng hydrogen trong khu vực này. Khí liên tục được phát hiện trong khi khoan các giếng thăm dò với H<sub>2</sub> chiếm ưu thế, tỷ lệ methane thay đổi trong tất cả các giếng khoan thăm dò. Tỷ lệ H<sub>2</sub>/CH<sub>4</sub> nằm trong khoảng từ 10 - 500 (giếng Bougou-1, tỷ lệ là 98). Dấu vết của H<sub>2</sub>S và CO (cả 2 nồng độ trên 1.000 ppm) đã được xác định trong một số giếng thăm dò. Nguồn gốc khí H<sub>2</sub>S được cho là liên quan đến tương tác giữa lưu huỳnh và các hợp chất khác (H<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>O) có thể được tạo ra thông qua hoạt động sinh học ở khu vực nông.

Trên mặt cắt qua các giếng khoan thăm dò đã xác định được ít nhất 5 tầng chứa giàu hydrogen xếp chồng lên nhau trong khu vực (nông nhất là gần 100 m) được phân cách bằng các đá dolerite thể bàn (sills) (Hình 7). Đá chứa chính ở khu vực này là đá carbonate mặc dù hydrogen cũng có mặt trong cát kết và các loại đá khác. Tích tụ hydrogen được quan sát thấy trong tất cả các giếng mới khoan cho thấy phần mở rộng của khu vực là khá lớn (khoảng 8 km). Có thể thấy rằng hệ thống hydrogen đang hoạt động ở khu vực này tạo ra lượng khí đáng kể. Nước được ghi nhận chảy ra từ một số giếng thăm dò với 2 giếng có nước artezi (nước ngầm có áp suất) trào lên bề



Hình 6. Vị trí và số hiệu giếng khoan thăm dò khu vực Bourakebouougou (Mali) [5].



Hình 7. Mặt cắt qua các giếng khoan thăm dò ở mỏ khí H<sub>2</sub> Bourakebouougou [5].

mặt với các bọt khí. Nước dâng lên có thể do sự tích tụ áp suất với khí hòa tan liên kết ở bề mặt. Các tầng chắn là những tập dolerite thể bàn và dăm kết (breccias), mặc dù dăm kết có độ rỗng cao (Hình 8). Độ hòa tan của hydrogen trong nước rất thấp cho thấy bản thân nước là môi trường không thấm (chắn hydrogen).

Tích tụ hydrogen tự nhiên đã chứng minh hoạt động của “Hệ thống hydrogen” rõ ràng ở Mali, mở ra con đường khai thác công nghiệp. Chi phí khai thác 1 kg hydrogen tự nhiên ước tính thấp hơn từ 2 - 10 lần so với chi phí hydrogen được sản xuất công nghiệp, khiến nguồn năng lượng mới này khá hấp dẫn đối với tương lai tiêu thụ năng lượng [5].

Hệ thống hydrogen tự nhiên phát hiện ở Mali được phác thảo và có thể tóm tắt:

- Việc sinh ra hydrogen được cho là xảy ra sâu hơn độ sâu của các tầng chứa hiện tại và chủ yếu có thể được sinh ra từ tầng móng, điều này được chứng minh với sự xuất hiện của lượng lớn helium và argon gây phóng xạ, liên quan đến nitrogen dưới sâu.

- Tích tụ hydrogen ở Mali có thể được giải thích là do sự hiện diện của nhiều tầng chắn là đá dolerite thể bàn (sills). Tuy nhiên, mực nước dường như cũng đóng vai trò như rào chắn, H<sub>2</sub> không hòa tan trong nước ở các tầng nằm nông.

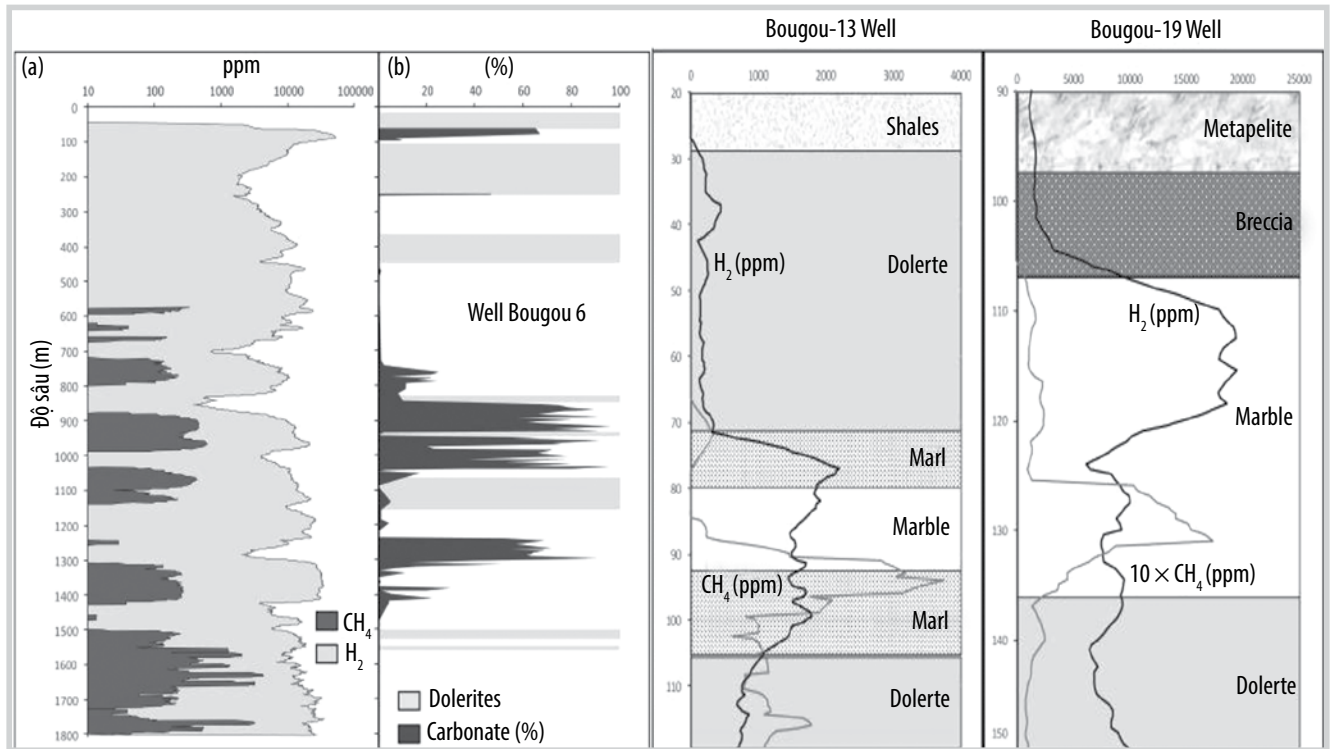
- Một số giếng thăm dò gần đây có cơ chế dòng nước “artezian”, được làm giàu bằng khí hydrogen. Động lực “mạch nước phun” này có thể là do quá trình “thổi khí” (gas lift) và/hoặc áp suất quá cao trong chất lỏng dưới lòng đất. Điều này làm cho nguồn sinh hydrogen tự nhiên trở thành nguồn năng lượng bền vững (không giống như sự tích lũy hydrocarbon hàng triệu năm).

### 5. Khả năng tìm kiếm hydrogen tự nhiên trong lòng đất ở Việt Nam

Việc thiếu số liệu hydrogen có thể là do các kỹ thuật và quy trình phân tích không phù hợp, chưa phát triển các thiết bị đo, lấy mẫu, bảo quản, phân tích mẫu khí (riêng cho hydrogen). Các giếng khoan thăm dò dầu khí và các khoáng sản khác chủ yếu được khoan trong các bể trầm tích, tuy nhiên đây không phải là khu vực “thuận lợi” cho việc sinh, thoát khí hydrogen. Vấn đề gây khó khăn trong việc phát hiện hydrogen là tính chất khuếch tán và hóa học của hydrogen. Là loại khí nhẹ nhất trong số các loại khí, hydrogen khuếch tán nhanh trong không khí, cũng như trong các vật liệu khác nhau. Do đó, hydrogen nhanh chóng rời khỏi nơi phát sinh và không thể bị giữ lại trong các bẫy địa chất trong thời gian dài. Hydrogen rất dễ phản ứng, khi kết hợp với oxygen tạo ra nước, không để lại dấu vết nào về việc nó đã ở đó ngay từ đầu dưới dạng khí tự do. Vì lý do này, các mẫu có khí hydrogen cần được xử lý theo cách cụ thể. Hơn nữa, hydrogen còn bị vi sinh vật tiêu thụ nhanh chóng. Không có quy luật rõ ràng nào về sự phân bố hydrogen ngay cả trong 1 giếng khoan.

Hoạt động tìm kiếm, thăm dò, khai thác dầu khí ở Việt Nam trải rộng trên toàn bộ vùng biển và thềm lục địa Việt Nam kể cả các lô ở vùng nước sâu (trên 500 m nước), xa bờ. Dầu khí đang được khai thác ở 39 mỏ, cụm mỏ thuộc 4 bể trầm tích: Cửu Long, Nam Côn Sơn, Malay - Thổ Chu và Sông Hồng. Hiện chưa thấy mỏ nào có số liệu khí hydrogen. Giống như tình trạng chung của thế giới, công tác thăm dò dầu khí cũng như các khoáng sản khác ở Việt Nam từ trước đến nay chưa có trang thiết bị tìm kiếm hydrogen, chưa chủ định tìm kiếm hydrogen (có thể gọi là bỏ qua hydrogen).

Đối chiếu với dấu hiệu, đặc điểm các phát hiện hydrogen tự nhiên trên thế giới, Việt Nam có các khu vực/đối tượng có thể có các điều kiện để



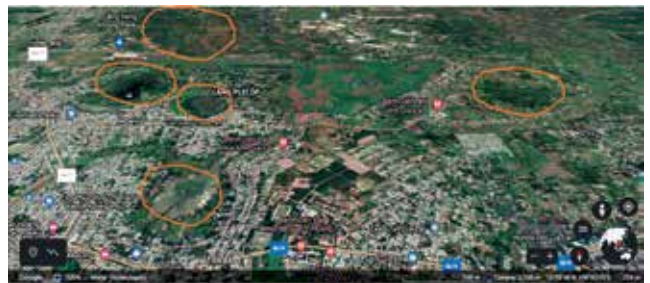
Hình 8. Trái - Tài liệu đo khí (a) và khoáng vật (b) ở giếng khoan sâu nhất Bougou-6 Phải - Đo khí ở các giếng Bougou-13 và 19: hydrogen (đậm) và methane (nhạt) [5].

đánh giá, tìm kiếm hydrogen. Ở ngoài khơi đó là các khu vực dọc theo đới tách giãn Biển Đông hoặc các bể trầm tích có các hoạt động magma xâm nhập, núi lửa trẻ như các bể trầm tích Phú Khánh, bể Cửu Long. Trên đất liền có nhiều khu vực địa hình "lõm" (khá giống như ở các phát hiện hydrogen tự nhiên trên thế giới) xung quang thành phố Pleiku - Núi lửa Chư Đăng Ya (Gia Lai), Plei Roih (Gia Lai), đảo Lý Sơn (Quảng Ngãi) (Hình 9 - 11).

Ngoài ra, ở Việt Nam cũng có nhiều khu vực/đối tượng có thể có tiềm năng nghiên cứu để tìm kiếm hydrogen tương tự các phát hiện hydrogen trên thế giới như: i) các đai (belts) ophiolite cổ (Cao Bằng - Thái Nguyên, Vị Xuyên - Bắc Hà - Mường Khương, Sông Đà, Sông Mã, Dakrong - Đà Nẵng, Tam Kỳ - Phước Sơn, Đông Nam Bộ [20]); ii) các khu vực có các thành tạo biến chất cổ (Địa khối Kon Tum, Fansipan); iii) các mỏ khoáng sản (mỏ sắt Thạch Khê - Hà Tĩnh, mỏ sắt Quý Xa - Lào Cai, mỏ chromite Cổ Định - Thanh Hóa, mỏ vàng Bồng Miêu - Quảng Nam...); iv) các bể than (Quảng Ninh, Thái Nguyên, Na Dương - Lạng Sơn, Đồng bằng sông Hồng...); v) các khu vực có suối khoáng nóng (Kim Bôi - Hòa Bình, Quang Hanh - Quảng Ninh, Kênh Gà - Ninh Bình, Bình Châu - Bà Rịa - Vũng Tàu...).

**6. Kết luận và đề xuất**

Hydrogen có vai trò quan trọng trong chuyển dịch năng lượng và tìm kiếm, thăm dò hydrogen tự nhiên trong lòng đất là lĩnh vực mới trên thế giới. Kiến thức về "hệ thống



Hình 9. Các khu vực địa hình "lõm" ở khu vực Pleiku - Núi lửa Chư Đăng Ya (Gia Lai).



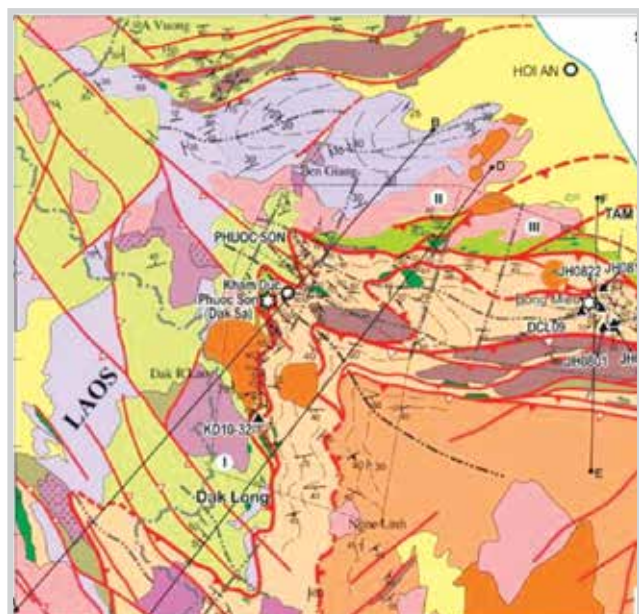
Hình 10. Các khu vực địa hình "lõm" ở Plei Roih (Gia Lai).

hydrogen" đang ở giai đoạn sơ khai, cần được nghiên cứu để tìm hiểu về cơ chế của các quá trình sinh, lưu trữ, dịch chuyển, hiệu quả bẫy, khả năng tích tụ tự nhiên của H<sub>2</sub> trong các đá chứa rỗng thấm và khả năng chặn để ngăn chặn hiệu quả hydrogen thoát ra khỏi đá chứa.

Ở Việt Nam có các khu vực, đối tượng địa chất cả ngoài khơi, trên đất liền có dấu hiệu, đặc điểm tương tự như các khu vực, đối tượng đã có phát hiện hydrogen tự nhiên trong lòng đất trên thế giới. Đây là tiền đề thuận



Hình 11. Các khu vực địa hình "lôm" - miệng núi lửa ở đảo Lý Sơn (Quảng Ngãi).



Hình 12. Đới cắt trượt (shear zone) Tam Kỳ - Phước Sơn [21].

lợi để có thể triển khai tìm kiếm hydrogen tự nhiên trong lòng đất ở Việt Nam trong thời gian tới.

Nhóm tác giả đề xuất cần tiến hành nghiên cứu, đánh giá, lựa chọn các khu vực có đặc điểm địa chất, địa hình - địa mạo phù hợp cho quá trình sinh, tích tụ hydrogen. Các khu vực có tiền đề, dấu hiệu hydrogen tự nhiên như: i) ở ngoài khơi dọc theo đới tách giãn Biển Đông hoặc các bể trầm tích có các hoạt động magma xâm nhập, núi lửa trẻ như các bể trầm tích Phú Khánh, Cửu Long; ii) ở trên đất liền là các khu vực Nam Trung Bộ, Tây Nguyên, Tây Bắc nơi có các hoạt động kiến tạo mạnh mẽ, hệ thống đứt gãy phức tạp, các khu vực có các mỏ khoáng sản kim loại và đá kim... Đồng thời, cần xem xét các tài liệu địa chất chi tiết, các kết quả nghiên cứu địa chất, khoan, phân tích mẫu, đánh giá khả năng tồn tại dấu hiệu hydrogen tự nhiên... từ đó có các hướng triển khai tiếp theo.

### Tài liệu tham khảo

[1] Eric C. Gaucher, "New perspectives in the industrial exploration for native hydrogen", *Elements*, Vol. 16, No. 1, pp. 8 - 9, 2020. DOI: 10.2138/gselements.16.1.8.

[2] Viacheslav Zgonnik, "The occurrence and geoscience of natural hydrogen: A comprehensive review", *Earth-Science Reviews*, Vol. 203, 2020. DOI: 10.1016/j.earscirev.2020.103140.

[3] AFHYPAC, "Natural resources research "L'Hydrogene naturel". [Online]. Available: <https://eosys.fr/wp-content/uploads/2019/10/HYDROGENE-NATUREL.pdf>.

[4] Reza Rezaee, "Natural hydrogen system in Western Australia?", *Preprints*, 2020. DOI: 10.20944/preprints202010.0589.v1.

[5] Alain Prinzhofer, Cheick Sidy Tahara Cissé, and Aliou Boubacar Diallo, "Discovery of a large accumulation of natural hydrogen in Bourakebougou (Mali)", *International Journal of Hydrogen Energy*; Vol. 43, No. 42, pp. 19315 - 19326, 2018. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2018.08.193.

[6] Isabelle Moretti and M.E. Webber, "Natural hydrogen: a geological curiosity or the primary source for a low-carbon future?", *Renewable Matter*, 2021.

[7] J. Guélard, V. Beaumont, V. Rouchon, F. Guyot, D. Pillot, D. Jézéquel, M. Ader, K.D. Newell, and E. Deville, "Natural H<sub>2</sub> in Kansas: Deep or shallow origin?", *Geochemistry, Geophysics, Geosystems*, Vol. 18, No. 5, pp. 1841 - 1865, 2017. DOI: 10.1002/2016GC006544.

[8] Barbara Sherwood Lollar, T.C. Onstott, G. Lacrampe-Couloume, and C.J. Ballentine, "The contribution of the Precambrian continental lithosphere to global H<sub>2</sub> production", *Nature*, Vol. 516, pp. 379 - 382, 2014. DOI: 10.1038/nature14017.

[9] S.K. Johnsgard, "The fracture pattern of North-Central Kansas and its relation to hydrogen soil gas anomalies over the Mid-continental Rift System", *Kansas Geological Survey (KGS) Open-file Report 88-25*, 1988. [https://www.kgs.ku.edu/Publications/OFR/1988/OFR88\\_25/ofr88-25.pdf](https://www.kgs.ku.edu/Publications/OFR/1988/OFR88_25/ofr88-25.pdf).

[10] Nikolay V. Larin, Viacheslav Zgonnik, S.N. Rodina, Eric Philippe Deville, Alain Prinzhofer, and Vladimir N. Larin, "Natural molecular hydrogen seepage associated with surficial, rounded depressions on the European craton in Russia", *Natural Resources Research*, Vol. 24, No. 3, pp. 369 - 383, 2014. DOI: 10.1007/s11053-014-9257-5.

[11] Viacheslav Zgonnik, Valérie Beaumont, Eric Deville, Nikolay Larin, Daniel Pillot, and Kathleen M. Farrell, "Evidence for natural molecular hydrogen seepage associated with Carolina bays (surficial, ovoid depressions on the Atlantic Coastal Plain, Province of the USA)",

*Progress in Earth and Planetary Science*, Vol. 2, No. 31, 2015. DOI: 10.1186/s40645-015-0062-5.

[12] Alain Prinzhofer, Isabelle Moretti, Joao Françolin, Cleuton Pacheco, Angélique D'Agostino, Julien Werly, and Fabian Rupin, "Natural hydrogen continuous emission from sedimentary basins: The example of a Brazilian H<sub>2</sub>-emitting structure", *International Journal Hydrogen Energy*, Vol. 44, No. 12, pp. 5676 - 5685, 2019. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2019.01.119.

[13] Viacheslav Zgonnik, Beaumont Valérie, Nikolay V. Larin, Pillot Daniel, and Eric Philippe Deville, "Diffused flow of molecular hydrogen through the Western Hajar mountains, Northern Oman", *Arabian Journal Geosciences*, Vol. 12, No. 3, 2019. DOI: 10.1007/s12517-019-4242-2.

[14] Elza Dugamin, Laurent Truche, and Frederic Victor Donze, "Natural hydrogen exploration guide", 2019.

[15] V.T. Jones and R.J. Pirkle, "Helium and hydrogen soil gas anomalies associated with deep or active faults", *American Chemical Society (ACS), Atlanta, Georgia, 29 March - 3 April, 1981*.

[16] J.H. McCarthy and T.H. Kiilsgaard, "Soil gas studies along the Trans-Challis fault system near Idaho city, Boise county, Idaho", *U.S. Geological Survey Bulletin 2064-LL*, 2001. DOI: 10.3133/b2064LL.

[17] E.A. Rogozhin, A.V. Gorbatikov, N.V. Larin, and M.Yu Stepanova, "Deep structure of the Moscow

Aulacogene in the western part of Moscow", *Izvetstiya, Atmospheric and Oceanic Physics*, Vol. 46, pp. 973 - 981, 2010. DOI: 10.1134/S0001433810080062.

[18] A.V. Shcherbakov and N.D. Kozlova, "Occurrence of hydrogen in subsurface fluids and the relationship of anomalous concentrations to deep faults in the USSR", *Geotectonics*, Vol. 20, pp. 120 - 128, 1986.

[19] Li-Hung Lin, James Hall, Johanna Lippmann-Pipke, Julie A. Ward, Barbara Sherwood Lollar, Mary F. Deflaun, Randi Rothmel, Duane P. Moser, Thomas M. Gihring, Bianca Mislowack, and T.C. Onstott, "Radiolytic H<sub>2</sub> in continental crust: nuclear power for deep subsurface microbial communities", *Geochemistry, Geophysics, Geosystems*, Vol. 6, No. 7, pp. 1 - 13, 2005. DOI: 10.1029/2004GC000907.

[20] Văn Đức Chương, Văn Đức Tùng và Trần Văn Thắng, "Các thành tạo mafic - siêu mafic trong các đai ophiolit ở Việt Nam", *Tạp chí các khoa học về trái đất*, Tập 23, Số 3, trang 231 - 238, 2001. DOI: 10.15625/0866-7187/23/3/11336.

[21] Hai Thanh Tran, KhinZaw, Jacqueline A. Halpin, Takayuki Manaka, Sebastien Meffre, Chun-KitLai, Youjin Lee, Hai Van Le, and Sang Dinh, "The Tam Ky - Phuoc Son shear zone in Central Vietnam: Tectonic and metallogenic implications", *Goldwana Research*, Vol. 26, No. 1, pp. 144 - 164, 2014. DOI: 10.1016/j.gr.2013.04.008.

## PROSPECTING FOR UNDERGROUND NATURAL HYDROGEN - NEW ENERGY FOR THE FUTURE

Nguyen Anh Duc<sup>1</sup>, Phan Ngoc Trung<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Vietnam Oil and Gas Group

<sup>2</sup>Vietnam Petroleum Institute

Email: ducna@pvn.vn

### Summary

Hydrogen, accounting for 75% of ordinary matter by mass and over 90% by atomic number, is the third most abundant element on the Earth's surface, mainly in the form of chemical compounds such as water and hydrocarbons. When burned, hydrogen gas (H<sub>2</sub>) produces heat and water without causing environmental pollution, thus it is expected to be one of the clean energy sources for the future.

Industrial hydrogen has so far been mainly produced by thermochemical processes of fossil fuels such as coal and natural gas, and insignificantly by electrolysis of water. Recent natural hydrogen discoveries recorded in the world, especially the exploration and discovery of relatively pure underground hydrogen which was extracted and used as fuel for a local power generator in Bourakebougou (Mali), show the possibility of prospecting for underground natural hydrogen. The article provides an overview of natural hydrogen discoveries over the world and gives recommendations on the prospecting for underground natural hydrogen in Vietnam.

**Key words:** Natural hydrogen, hydrogen system, energy transition.

## CHUỖI CUNG ỨNG VÀ CÁC CÔNG NGHỆ SẢN XUẤT HYDROGEN

**Nguyễn Thị Lan Oanh**

Viện Dầu khí Việt Nam

Email: oanhnl@vpi.pvn.vn

<https://doi.org/10.47800/PVJ.2021.12-02>

### Tóm tắt

Hydrogen được dự báo là giải pháp năng lượng cho tương lai nhờ ưu điểm về độ sạch, sự phong phú và hiệu suất chuyển đổi năng lượng cao. Bài báo giới thiệu chuỗi cung ứng và các công nghệ sản xuất hydrogen đang sử dụng hoặc được kỳ vọng trong tương lai cũng như các thách thức cần giải quyết để có thể chuyển đổi thành công sang nền kinh tế hydrogen.

**Từ khóa:** Hydrogen, công nghệ sản xuất, chuỗi cung ứng.

### 1. Giới thiệu

Hydrogen là nguyên tố đơn giản nhất trong bảng tuần hoàn hóa học và phong phú nhất trong vũ trụ. Hydrogen là chất không độc, không màu, không mùi, không vị; dễ cháy (nhưng dễ tan vào môi trường xuống hàm lượng không bắt cháy được), không làm nhiễm bẩn nước ngầm do khả năng ít hòa tan và không gây ô nhiễm không khí hoặc nước.

Cho tới nay, hydrogen tự nhiên trên trái đất xuất hiện chủ yếu ở dạng hợp chất với các nguyên tố khác trong chất lỏng, khí hoặc chất rắn. Hydrogen kết hợp với oxygen tạo thành nước ( $H_2O$ ), chiếm khoảng 70% diện tích trái đất. Hydrogen kết hợp với carbon tạo thành các hợp chất hữu cơ, các hydrocarbon khác nhau có trong khí đốt tự nhiên, than đá và dầu mỏ.

Do năng lượng hoặc nguyên liệu sử dụng mà quá trình sản xuất hydrogen có thể sinh carbon, gián tiếp phát thải khí nhà kính. Tên gọi hydrogen với nhiều màu khác nhau là cách sơ bộ phân biệt mức độ phát thải carbon hay công nghệ sản xuất hydrogen tương ứng được sử dụng. Các màu hydrogen phổ biến là:

- Hydrogen xanh (green) còn gọi là hydrogen "sạch" bởi có hàm lượng phát thải carbon bằng 0, được sản xuất bằng điện phân nước sử dụng các nguồn năng lượng tái tạo. Sản lượng hydrogen sạch hiện nay chiếm tỷ lệ rất nhỏ, nhưng dự báo sẽ tăng lên do chi phí năng lượng tái tạo tiếp tục giảm;

- Hydrogen xanh lam (blue) là hydrogen được tạo ra trong quá trình tương tự như hydrogen xám nhưng carbon đã được cô lập và lưu trữ công nghiệp (carbon capture and sequestration/storage - CCS). Hydrogen xanh lam là giải pháp trong ngắn hạn đến trung hạn vì chi phí hợp lý nhưng lâu dài chi phí sẽ tăng do nguồn khí tự nhiên/than đá ngày càng giảm;

- Hydrogen xanh ngọc (turquoise) được tạo ra từ quá trình nhiệt phân methane - quá trình này tạo ra carbon rắn có thể được sử dụng vào các mục đích khác, do vậy không cần CCS;

- Hydrogen xám (grey) là dạng phổ biến nhất, được tạo ra qua quá trình reforming khí tự nhiên hơi nước (steam methane reforming - SMR), mặc dù vẫn tạo ra khí thải nhưng lượng nhỏ hơn so với hydrogen đen/nâu. Do thuế carbon ngày càng tăng, hydrogen xám ngày nay trở nên kém hấp dẫn;

- Ngoài ra còn có hydrogen vàng (yellow) được tạo ra qua quá trình điện phân nước sử dụng năng lượng hạt nhân, không phát thải carbon, đôi khi còn được gọi là hydrogen hồng (pink). Hydrogen đen hoặc nâu (black/brown) sử dụng than đen (bitumen) hoặc than nâu (than non) trong quá trình sản xuất hydrogen; 2 loại hydrogen này gây hại cho môi trường vì cả  $CO_2$  và CO tạo ra trong quá trình này đều không được thu hồi.





Hiện nay khoảng 96% sản lượng hydrogen là từ công nghệ reforming hơi nước và khoảng 4% từ điện phân [1]. Hình 1 cho thấy các màu hydrogen chủ yếu được sản xuất hiện nay, tùy theo công nghệ sản xuất và nguyên liệu đầu vào.



Ngày nhận bài: 1/10/2021. Ngày phản biện đánh giá và sửa chữa: 1/10 - 11/11/2021.

Ngày bài báo được duyệt đăng: 29/11/2021.



Loại hydrogen	Hydrogen xám	Hydrogen xanh lam	Hydrogen xanh ngọc	Hydrogen xanh
Công nghệ	SMR hoặc khí hóa	SMR hoặc khí hóa có thu giữ carbon (85 - 95%)	Nhiệt phân	Điện phân
Nguyên liệu	Methane hoặc than đá 	Methane hoặc than đá 	Methane 	Điện tái tạo 

SMR: Reforming khí tự nhiên hơi nước  
Hydrogen xanh ngọc là một giải pháp khử carbon có triển vọng

**Hình 1.** Các màu hydrogen cơ bản và công nghệ sản xuất [7].

Hydrogen đang được sử dụng trong công nghiệp chủ yếu như 1 loại nguyên liệu, không phải năng lượng. Hydrogen có nhiều ứng dụng công nghiệp như làm sạch thủy tinh, sản xuất chất bán dẫn, luyện kim, trong công nghiệp dược phẩm, thực phẩm, trong các nhà máy điện và công nghiệp hạt nhân.

Tại các nhà máy chế biến dầu khí, hydrogen được dùng nhiều trong hydrocracking (là quá trình bẻ mạch các hydrocarbon nặng với sự có mặt của chất xúc tác và hydro hóa để tạo ra nhiên liệu tinh chế với các hydrocarbon nhỏ hơn và có tỷ lệ H/C cao) và hydroprocessing (là quá trình hydro hóa các hợp chất lưu huỳnh và nitrogen trong các sản phẩm thành NH<sub>3</sub> và H<sub>2</sub>S để có thể loại bỏ dễ dàng). Trong hóa dầu, hydrogen phản ứng với CO để tạo ra methanol ở áp suất và nhiệt độ cao với sự có mặt của chất xúc tác. 50% sản lượng hydrogen trên thế giới được sử dụng để sản xuất ammonia làm phân bón [2].

Ứng dụng quan trọng nhất của hydrogen hiện nay là làm nhiên liệu đẩy cho tên lửa trong ngành hàng không vũ trụ. Hydrogen cũng được dùng trong các phương tiện giao thông, theo 2 cách: i) làm nhiên liệu trực tiếp trong các động cơ đốt trong và ii) gián tiếp thông qua pin nhiên liệu để sản xuất điện trên ô tô và các thiết bị gia dụng.

Hydrogen được coi là nhiên liệu hữu ích vì có hiệu suất năng lượng cao nhất so với bất kỳ loại nhiên liệu thông thường nào tính theo trọng lượng, gấp khoảng 2 - 3 lần so với xăng [3]. Đây còn là nguồn nhiên liệu không tổn hại môi trường do chất lượng đốt cháy sạch - chỉ tạo ra H<sub>2</sub>O.

Khi nguồn năng lượng hóa thạch ngày càng cạn kiệt, các yêu cầu về mức phát thải khí nhà kính ngày càng khắt khe, mức độ ô nhiễm không khí đô thị ngày càng trầm

trọng... hydrogen được coi là giải pháp năng lượng của tương lai bởi:

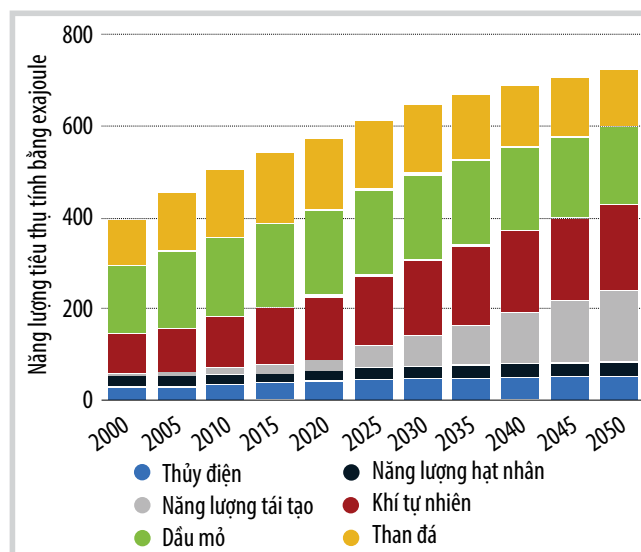
- + Đảm bảo an ninh năng lượng: Hydrogen là phương tiện tiềm năng để lưu trữ và cung cấp năng lượng dồi dào. Khai thác được năng lượng hydrogen làm giảm sự phụ thuộc vào các nguồn tài nguyên dầu, khí - vốn phân bố không đồng đều về địa lý dẫn đến nguồn cung (và giá cả) có thể bị kiểm soát bởi một số quốc gia. Các phương tiện vận hành bằng năng lượng hydrogen làm giảm đáng kể sự phụ thuộc vào các sản phẩm dầu mỏ mà nhiều nước đang phải nhập khẩu;

- + Có tính bền vững: Hydrogen là nguyên tố nhiều nhất trên trái đất và có thể được sản xuất bằng sử dụng các nguồn tái tạo đa dạng sẵn có ở mỗi quốc gia như mặt trời, gió, nước, địa nhiệt...;

- + Chống biến đổi khí hậu: Hydrogen là nhiên liệu không phát thải hoặc có mức phát thải carbon thấp; các phương tiện giao thông có mức phát thải carbon gần bằng 0 nếu sử dụng hydrogen được sản xuất từ các nguồn tái tạo, năng lượng hạt nhân, hoặc kể cả năng lượng hóa thạch (với điều kiện carbon tạo ra được cô lập và lưu trữ);

- + Cải thiện chất lượng không khí: Sử dụng năng lượng hydrogen giảm/loại bỏ các loại khí độc hại (CO, NO<sub>2</sub>...) từ ống xả của các loại phương tiện giao thông.

Ngoài thủy điện, điện mặt trời, điện gió, sinh khối... đang được ứng dụng rộng rãi, các quốc gia trên thế giới đã xây dựng chiến lược phát triển hydrogen. Năng lượng hydrogen dự báo sẽ đóng góp vào sự gia tăng mạnh mẽ mức tiêu thụ năng lượng tái tạo từ sau năm 2030 (Hình 2).



Hình 2. Dự báo tiêu thụ năng lượng tái tạo toàn cầu đến năm 2050 [6].

## 2. Chuỗi cung ứng hydrogen

Các thách thức trong chuỗi cung ứng hydrogen (từ sản xuất, vận chuyển, tồn trữ, đến các ứng dụng cuối) cần được giải quyết đồng bộ, đòi hỏi đầu tư nhiều thời gian, chi phí... trước khi mở rộng quy mô sử dụng hydrogen.

**Sản xuất:** Do hiếm khi được tìm thấy trong tự nhiên dưới dạng tinh khiết nên cần phải có các quá trình công nghệ để tách hydrogen. Nguyên liệu đầu vào và nguồn năng lượng tiêu thụ trong quá trình sản xuất hydrogen sẽ quyết định mức độ phát thải carbon, chi phí sản xuất, khả năng mở rộng quy mô... và do đó đến khả năng thương mại hóa hydrogen thành phẩm. Có công nghệ đã hoàn chỉnh và đang được sử dụng phổ biến như SMR, tuy nhiên để phát triển hydrogen xanh thì cần đầu tư cải tiến công nghệ có sẵn (như SMR kết hợp với CCS), hoặc thử nghiệm các công nghệ mới, sạch hơn (một số đang ở giai đoạn nghiên cứu ban đầu) nhưng đều yêu cầu phải có giá thành sản xuất thấp hơn hiện tại.

**Tồn trữ:** Hiệu suất năng lượng theo thể tích thấp của hydrogen (chỉ bằng 1/4 so với xăng; có nghĩa là để tạo ra cùng mức năng lượng như 1 lít xăng thì cần có ~ 4 lít hydrogen) cùng các tính chất hóa lý của nó khiến việc phát triển công nghệ lưu trữ (và vận chuyển) hydrogen gặp nhiều thách thức. Hydrogen có thể được lưu trữ ở dạng khí, khí nén, hóa lỏng (làm lạnh) và rắn (bằng cách kết hợp hydrogen với các vật liệu rắn thông qua hấp phụ và hấp thụ hóa học và vật lý). Các phương tiện lưu trữ hydrogen là các bình/bồn chuyên dụng chịu áp lực cao - phổ biến nhất hiện nay, và sử dụng các kho chứa ngầm dưới đất (là các tầng chứa nước, các mỏ khí tự nhiên đã cạn kiệt, các hang/vòm muối) phù hợp cho quy mô lưu

trữ lớn trong trung và dài hạn; tồn trữ dạng rắn vẫn ở giai đoạn nghiên cứu ban đầu.

**Vận chuyển:** Hydrogen nén được chuyển theo các đường ống áp lực cao, các xe kéo ống, các toa ống chuyên dụng của tàu hỏa. Hydrogen hóa lỏng được vận chuyển bằng các loại phương tiện chuyên dụng theo đường bộ, xe lửa, tàu biển. Các loại xe chuyên dụng đường bộ phù hợp để vận chuyển khí hydrogen nén/hydrogen hóa lỏng đối với khoảng cách dưới 200 km. Đối với khoảng cách xa và khối lượng lớn, cách hiệu quả nhất là dùng đường ống. Do các tính chất hóa lý của hydrogen mà chi phí làm đường ống vận chuyển hydrogen đắt gấp đôi đường ống vận chuyển khí đốt tự nhiên [4].

**Ứng dụng:** Hydrogen được sử dụng rộng rãi ở nhiều ngành công nghiệp, tuy nhiên ứng dụng hấp dẫn nhất và được kỳ vọng nhất trong tương lai của hydrogen chính là dự trữ năng lượng và dùng cho các phương tiện chạy pin nhiên liệu (fuel cell vehicles, FCV) dù hiện tại ứng dụng này vẫn còn rất hạn chế: 3% doanh số bán xe toàn cầu vào năm 2030 dự kiến sẽ sử dụng nhiên liệu hydrogen và tỷ lệ này có thể đạt 36% vào năm 2050.

## 3. Các công nghệ sản xuất hydrogen

### 3.1. Thách thức chung

Mỗi công nghệ sản xuất hydrogen phải đối mặt với rào cản kỹ thuật nhất định, các thách thức chung cần được nghiên cứu, thử nghiệm và phát triển để mở đường cho việc thương mại hóa thành công hydrogen như một loại năng lượng trong tương lai.

#### 3.1.1. Chất lượng hydrogen

Độ tinh khiết là vấn đề chính đối với bất kỳ hydrogen nào được sử dụng trong pin nhiên liệu trên các phương tiện giao thông. Các chất xúc tác bạch kim dùng trong pin nhiên liệu của xe có thể dễ dàng bị nhiễm bẩn bởi tạp chất trong hydrogen, làm giảm hiệu quả xúc tác. Do đó, công nghệ sản xuất phải tạo ra hydrogen có độ tinh khiết hoàn toàn hoặc phải kết hợp các quy trình tinh chế bổ sung.

#### 3.1.2. Vốn và chi phí hoạt động

Chi phí vốn liên quan đến công nghệ, nguyên liệu, năng lượng để sản xuất hydrogen khiến giá thành hydrogen cao hơn đáng kể so với các nhiên liệu khác (khí tự nhiên, than). Để giảm chi phí này, các nghiên cứu phát triển công nghệ sản xuất hydrogen phải dựa trên nguyên tắc "thiết kế để sản xuất" bằng cách sử dụng vật liệu tốt hơn, đơn giản hóa thiết kế hệ thống để sẵn sàng chuyển

sang sản xuất hàng loạt. Chi phí vận hành sẽ giảm khi các nhà chế tạo thiết bị xác định được các vật liệu cải tiến, chuẩn hóa các bước xử lý, giảm yêu cầu bảo trì và nhân công, tăng cường hiệu suất và tích hợp thiết bị.

3.1.3. Xây dựng các quy chuẩn

Việc kiểm tra, thử nghiệm, chứng nhận và cấp phép cần thiết để chuyển các công nghệ sản xuất hydrogen mới sang giai đoạn sử dụng thương mại cần phải có các bộ quy chuẩn, mã và tiêu chuẩn được xây dựng mới hoặc được sửa đổi đáng kể.

3.1.4. An toàn và kiểm soát

Tuy không độc, nhưng việc hydrogen kết hợp với các chất khác có thể gây nguy hiểm cho sức khỏe hoặc có nguy cơ cháy nổ cao. Các tính chất hóa lý của hydrogen phải được xem xét kỹ lưỡng để đưa ra các tiêu chuẩn an toàn trong quá trình sản xuất và sử dụng. Dù khác với các nhiên liệu phổ biến nhưng hydrogen có thể được sử dụng an toàn khi toàn bộ quá trình sản xuất, tồn trữ, vận chuyển và sử dụng hydrogen đều tuân thủ các yêu cầu nghiêm ngặt nhất với các biện pháp bảo vệ có độ tin cậy được xác thực.

3.2. Các công nghệ sản xuất hydrogen

Hiện có 7 công nghệ chính để sản xuất hydrogen và được chia thành 3 nhóm sau [5]:

- Quá trình nhiệt gồm: Công nghệ reforming khí tự nhiên, công nghệ reforming chất lỏng có nguồn gốc sinh học, công nghệ khí hóa than và sinh khối, và công nghệ nhiệt - hóa (thermochemical). Trong nhóm này, các công nghệ sử dụng năng lượng từ tài nguyên (như than đá hoặc sinh khối) để giải phóng hydrogen chứa trong cấu trúc phân tử hoặc sử dụng nhiệt kết hợp với chu trình hóa học khép kín (công nghệ nhiệt - hóa) để tạo ra hydrogen từ nguyên liệu thô (như nước).

- Quá trình điện phân nước: Trong quá trình điện phân, dòng điện được truyền qua để tách nước thành H<sub>2</sub> và O<sub>2</sub>; tùy thuộc vào nguồn điện được sử dụng, quá trình này có thể đạt đến ngưỡng phát thải khí nhà kính bằng 0.

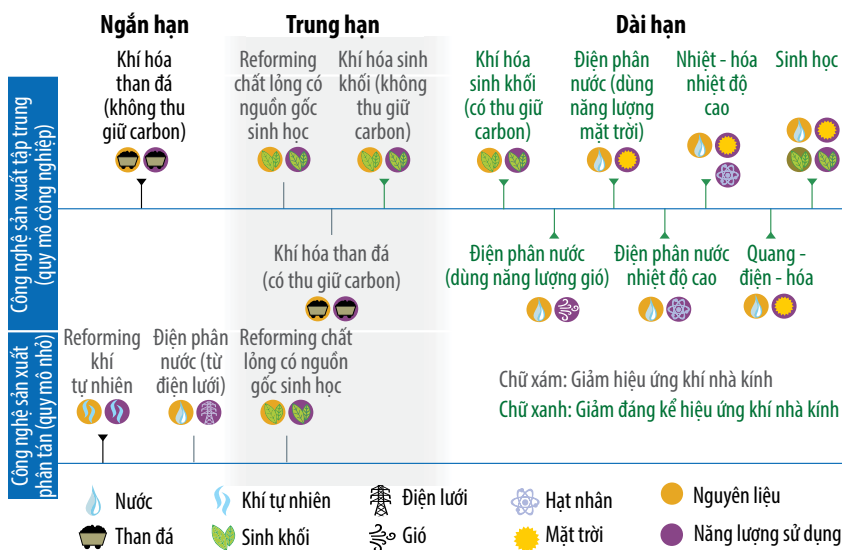
- Quá trình quang phân gồm: Công nghệ quang - điện hóa (photoelectrochemical) và công nghệ sinh học. Quá trình quang phân sử dụng năng lượng ánh sáng để tách nước thành H<sub>2</sub> và O<sub>2</sub>. Đây là các quá trình có tiềm năng sản xuất hydrogen bền vững với mức tác động môi trường thấp, tuy nhiên đang trong giai đoạn nghiên cứu sơ khởi.

Hình 3 cho biết các loại công nghệ sản xuất hydrogen, khả năng ứng dụng trong ngắn - trung và dài hạn, loại năng lượng và nguyên liệu cần cho mỗi công nghệ, phù hợp sử dụng để sản xuất tập trung (quy mô lớn) hay phân tán (quy mô nhỏ, tại các trạm tiếp nhiên liệu...).

3.2.1. Công nghệ reforming khí tự nhiên

Công nghệ này sử dụng hơi nước nhiệt độ cao để reforming khí tự nhiên (SMR) thành H<sub>2</sub> và CO<sub>2</sub>, SMR hiện là công nghệ được sử dụng phổ biến nhất tại các cơ sở sản xuất hydrogen công nghiệp và cung cấp chủ yếu sản lượng hydrogen trên thế giới. Phương pháp này phù hợp vì có thể sản xuất hydrogen thương mại đủ đáp ứng các nhu cầu hiện tại với chi phí hiệu quả. Tuy nhiên, đây được coi là lựa chọn tạm thời/trung gian vì quá trình sản xuất hydrogen vẫn thải ra lượng khí carbon nhất định (dù thấp hơn nhiều so với các công nghệ phụ thuộc xăng) và bị phụ thuộc vào nguồn nhiên liệu hóa thạch đang giảm dần.

SMR tại các trạm tiếp liệu là cách tiếp cận khả thi nhất trong tương lai gần để đưa hydrogen vào thị trường phương tiện vận tải trong thời gian tới - thị trường ban đầu này sẽ giúp xây dựng cơ sở hạ tầng cần thiết để mở rộng việc sử dụng hydrogen. Thách thức của việc áp dụng công nghệ SMR khi sản xuất hydrogen phân tán tại các trạm tiếp liệu là phải giảm quy mô thiết bị để đảm bảo hiệu quả chi phí. Ngoài ra, cần bổ sung hệ thống tích hợp, tối ưu hóa và xác thực công nghệ.



Hình 3. Các công nghệ sản xuất hydrogen, khả năng ứng dụng trong ngắn - trung và dài hạn [5].

### 3.2.2. Công nghệ reforming chất lỏng có nguồn gốc sinh học

Sử dụng nhiệt độ cao tương tự như công nghệ SMR để chuyển đổi chất lỏng có nguồn gốc sinh khối thành hydrogen. Có thể áp dụng quy trình reforming ở nhiệt độ thấp hơn đối với chất lỏng có nguồn gốc sinh học, giúp cải thiện đáng kể hiệu quả hệ thống và giảm chi phí reforming. Một trong số đó là reforming pha nước đang được nghiên cứu ứng dụng.

Nhiều loại nguyên liệu thô sinh học dạng lỏng (đường, ethanol, dầu sinh học) và dòng đường ít tinh chế (như cellulose từ thực vật không ăn được) có thể dùng trong công nghệ này nhưng cần tìm ra chất xúc tác tốt hơn nhằm cải thiện hiệu suất chuyển đổi hydrogen của quá trình.

Trong ngắn hạn, nguyên liệu khả thi nhất cho công nghệ này là ethanol. Trong dài hạn, các nhà máy reforming có thể sử dụng một loạt sinh khối có sẵn quanh năm của địa phương và kỳ vọng trong tương lai có thể xử lý sinh khối trực tiếp thành hydrogen không cần qua bước chuyển đổi thành chất lỏng trung gian.

### 3.2.3. Công nghệ khí hóa than và sinh khối

Quá trình khí hóa có thể phá vỡ nguyên liệu thô có chứa carbon thành các thành phần hóa học của nó. Than hoặc sinh khối được đặt trong điều kiện hơi nước nóng và không khí dưới áp suất và nhiệt độ cao sẽ làm các phân tử vỡ ra và nhờ các phản ứng hóa học sẽ tạo ra CO trộn với H<sub>2</sub> và các hợp chất khí khác. CO sau đó có thể đưa vào quá trình biến đổi khí - nước (water-gas shift, WGS) để sản xuất hydrogen.

Các thiết bị khí hóa than đang được sử dụng thương mại để sản xuất điện, hóa chất và nhiên liệu tổng hợp, nhưng cũng đồng thời tạo ra CO<sub>2</sub>. Những thách thức là tối ưu hóa hệ thống sản xuất hydrogen, xây dựng các quy trình hạ nguồn và phát triển phương pháp thu giữ và lưu trữ carbon tốt hơn với chi phí thấp hơn. Khí hóa sinh khối thay cho than đá giúp giảm thiểu tác động của carbon nhưng sẽ nảy sinh các vấn đề về chi phí cho sinh khối và nguồn cung không ổn định.

Một phương pháp sản xuất cải tiến sạch hơn là đồng khí hóa, sử dụng đồng thời cả than và sinh khối làm nguyên liệu thô. Khí hóa kết hợp than và sinh khối giúp giảm phát thải carbon liên quan đến than, giải quyết các vấn đề chi phí và nguồn cung kém ổn định liên quan đến sinh khối.

### 3.2.4. Công nghệ nhiệt - hóa

Công nghệ nhiệt - hóa sử dụng năng lượng mặt trời để kích hoạt các phản ứng hóa học phân ly H<sub>2</sub>O, tạo ra H<sub>2</sub>

mà không thải ra các khí độc hại. Đây là quy trình khép kín, bền vững do cả nguyên liệu và năng lượng tham gia vào quá trình này đều tái tạo được. Nhiệt độ cao cho phép tốc độ phản ứng cực nhanh và làm tăng tốc sản xuất đáng kể.

Các nghiên cứu cho thấy có hơn 300 chu kỳ phản ứng hóa học có thể xảy ra và đang trong quá trình phân tích, lựa chọn để có thể phát triển và thử nghiệm thêm. Tính khả thi về kinh tế của công nghệ nhiệt - hóa phụ thuộc vào việc xác định các vật liệu có khả năng chống ăn mòn trong điều kiện phản ứng nhiệt - hóa. Các lớp vật liệu tiềm năng gồm kim loại chịu lửa, kim loại phản ứng, siêu hợp kim, gốm sứ, polymer và chất phủ. Tuy nhiên, công nghệ này còn tương đối sơ khai, đòi hỏi nhiều nghiên cứu về hóa học cơ bản và vật liệu.

### 3.2.5. Điện phân nước

So với phương pháp phản ứng hóa học trực tiếp thì hiệu suất tạo hydrogen của điện phân thấp hơn nhưng gần như không gây ô nhiễm/hình thành các sản phẩm phụ độc hại nếu sử dụng năng lượng điện tái tạo (từ địa nhiệt, gió, năng lượng mặt trời và năng lượng hydrogen).

Điện phân nước nhiệt độ thấp không cần nhiều không gian, có thể sử dụng cơ sở hạ tầng điện nước sẵn có. Do vậy, công nghệ điện phân nước có thể dùng để sản xuất hydrogen ngay tại các trạm tiếp nhiên liệu trong ngắn hạn để phát triển các phương tiện sử dụng pin nhiên liệu. Hạn chế chính của công nghệ này là chi phí điện và lượng khí thải carbon phát ra tùy vào năng lượng được sử dụng.

Về lâu dài, để sản xuất quy mô lớn, điện phân nước bằng năng lượng hạt nhân - sử dụng nhiệt từ các lò phản ứng - sẽ hiệu quả hơn bởi có phát thải carbon bằng 0 và quá trình điện phân nhiệt độ cao tiêu thụ điện ít hơn nhiều so với điện phân ở nhiệt độ thấp.

### 3.2.6. Công nghệ quang - điện - hóa

Công nghệ này sử dụng năng lượng mặt trời và 1 lớp vật liệu bán dẫn đặc biệt để phân ly nước trực tiếp. Những chất bán dẫn đặc biệt hấp thụ ánh sáng mặt trời và sử dụng năng lượng ánh sáng để tách hoàn toàn các phân tử nước thành H<sub>2</sub> và O<sub>2</sub>.

Công nghệ quang - điện - hóa sản xuất hydrogen đòi hỏi vật liệu vừa bền, vừa có hiệu quả cao. Các nhà nghiên cứu đang tiếp tục tìm kiếm các vật liệu quang điện và lớp phủ có thể chuyển đổi hiệu quả 1 phổ ánh sáng rộng nhưng vẫn ổn định khi tiếp xúc với chất điện phân.

Tách nước bằng phương pháp quang - điện - hóa tuy

**Bảng 1.** Lợi ích, thách thức và nghiên cứu thử nghiệm cần thiết của các công nghệ sản xuất hydrogen

Quá trình	Công nghệ	Lợi ích cơ bản	Thách thức chủ đạo	Nghiên cứu thử nghiệm cần thiết
<b>Quá trình nhiệt</b>	1 Reforming khí tự nhiên quy mô phân tán	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Là cách tiếp cận khả thi nhất trong ngắn hạn để bắt đầu xây dựng thị trường năng lượng hydrogen</li> <li>▪ Có chi phí sản xuất thấp nhất hiện nay</li> <li>▪ Cơ sở hạ tầng sẵn có</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Chi phí vốn cao</li> <li>▪ Chi phí vận hành bảo dưỡng cao</li> <li>▪ Thiếu các thiết kế để chế tạo</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Nâng cao hiệu suất xúc tác và giảm chi phí</li> <li>▪ Phát triển phương pháp tách/tinh chế có chi phí thấp, hiệu quả cao</li> <li>▪ Kết hợp vận hành các khâu để tăng hiệu quả chi phí</li> <li>▪ Cải thiện hiệu quả tiền xử lý nguyên liệu</li> <li>▪ Tối ưu hóa vận hành để đáp ứng các biến động về nhu cầu</li> <li>▪ Phát triển các thiết kế linh hoạt dạng module reforming bằng cách sử dụng vật liệu chi phí thấp</li> <li>▪ Tự động hóa kiểm soát quy trình</li> <li>▪ Tăng độ tin cậy của thiết bị</li> <li>▪ Giảm thiểu thất thoát năng lượng và đẩy mạnh nhu cầu</li> </ul>
	2 Reforming chất lỏng có nguồn gốc sinh học	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Là phương pháp khả thi nhất để phát triển hydrogen tái tạo trong ngắn hạn</li> <li>▪ Đang có cơ sở hạ tầng cho một số nguyên liệu thô</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Chi phí vốn cao</li> <li>▪ Chi phí vận hành bảo dưỡng cao</li> <li>▪ Thiếu các thiết kế để chế tạo</li> <li>▪ Chất lượng và số lượng nguyên liệu không ổn định</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Tăng năng suất và hiệu quả chuyển đổi hydrogen</li> <li>▪ Phát triển các chất xúc tác để có thể sử dụng công nghệ ở nhiệt độ thấp hoặc pha lỏng</li> <li>▪ Phát triển phương pháp tách/tinh chế có chi phí thấp, hiệu quả cao</li> <li>▪ Tối ưu hóa vận hành để đáp ứng sự thay đổi về nhu cầu</li> <li>▪ Phát triển các thiết kế reforming linh hoạt, dạng module bằng cách sử dụng vật liệu chi phí thấp</li> <li>▪ Đề xuất cách tiết kiệm để đặc trưng hóa sinh khối</li> <li>▪ Xác định nguồn nguyên liệu tốt nhất theo khu vực</li> <li>▪ Đảm bảo chất lượng hydrogen với các nguyên liệu thô khác nhau</li> <li>▪ Tiến xử lý nguyên liệu phù hợp với yêu cầu tinh khiết.</li> </ul>
	3 Khí hóa than và sinh khối	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Ngoài hydrogen còn cung cấp nhiên liệu tổng hợp với chi phí thấp</li> <li>▪ Sử dụng nguyên liệu than dồi dào, giá cả phải chăng</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Chi phí lò phản ứng cao</li> <li>▪ Hiệu suất hệ thống thấp</li> <li>▪ Độ tinh khiết của nguyên liệu không đảm bảo</li> <li>▪ Chưa thu hồi và lưu giữ carbon</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Phát triển phương pháp phân tách/tinh chế có chi phí thấp, hiệu quả cao</li> <li>▪ Cải thiện khả năng chịu tạp chất của chất xúc tác</li> <li>▪ Phát triển các bộ phận hiệu quả và mạnh hơn cho toàn bộ hệ thống</li> <li>▪ Giảm chi phí lưu giữ, chuẩn bị và xử lý nguyên liệu sinh khối</li> <li>▪ Phát triển các phương pháp hiệu quả để thu giữ và lưu trữ carbon</li> <li>▪ Phát triển cách thức tiết kiệm để giám sát chất lượng hydrogen</li> <li>▪ Phát triển các bộ khí hóa kết hợp sử dụng sinh khối/than</li> <li>▪ Tăng nguồn cung sinh khối với giá hợp lý</li> </ul>
	4 Nhiệt - hóa	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Sử dụng nước, năng lượng từ mặt trời hoặc lò phản ứng hạt nhân và các hóa chất tái chế được.</li> <li>▪ Sạch và bền vững</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Chi phí lò phản ứng cao</li> <li>▪ Hiệu quả và tuổi thọ của vật liệu xây dựng không cao</li> <li>▪ Còn đang trong giai đoạn nghiên cứu ban đầu</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Phát triển các vật liệu mạnh, chi phí thấp để chế tạo các thiết bị thu năng lượng mặt trời, chu trình hóa học, lò phản ứng và kho nhiệt</li> <li>▪ Thiết kế các lò phản ứng và thiết bị để sản xuất với chi phí thấp</li> <li>▪ Tối ưu hóa thiết kế hệ thống lưu trữ nhiệt và hóa chất phù hợp sự biến động của năng lượng mặt trời với chi phí thấp hơn</li> <li>▪ Phát triển các mẫu thiết kế thành phần, thiết bị dạng module linh hoạt để sản xuất với khối lượng lớn, chi phí thấp</li> <li>▪ Cải thiện hiệu quả truyền nhiệt cho chu trình hóa học</li> </ul>
<b>Quá trình điện phân</b>	5 Điện phân nước	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Sản xuất hầu như không ô nhiễm nhờ sử dụng năng lượng tái tạo</li> <li>▪ Sử dụng cơ sở hạ tầng hiện có</li> <li>▪ Sử dụng những tiến bộ của pin nhiên liệu</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Chi phí vốn cao</li> <li>▪ Hiệu suất chuyển đổi hydrogen chưa hiệu quả</li> <li>▪ Cần tích hợp với các nguồn năng lượng tái tạo</li> <li>▪ Thiếu các thiết kế để chế tạo</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Phát triển các loại màng mỏng bền và ít tổn kém hơn</li> <li>▪ Phát triển các loại khớp nối bền, chống ăn mòn</li> <li>▪ Phát triển các chất xúc tác hoạt hóa bền, chi phí thấp</li> <li>▪ Thiết kế các kiến trúc mới để sản xuất quy mô lớn</li> <li>▪ Cân bằng năng lực tổn trữ và tốc độ sản xuất để đáp ứng các biến động về nhu cầu</li> <li>▪ Phát triển các hệ thống linh hoạt và có thể mở rộng bằng cách sử dụng vật liệu chi phí thấp hơn</li> <li>▪ Tăng độ tin cậy cho các thiết bị làm việc ở nhiệt độ cao</li> <li>▪ Phát triển các công nghệ sấy khô mới, hiệu quả hơn</li> <li>▪ Phát triển hệ thống điều hòa nước hiệu quả</li> </ul>

**Bảng 1. Lợi ích, thách thức và nghiên cứu thử nghiệm cần thiết của các công nghệ sản xuất hydrogen (tiếp theo)**

Quá trình	Công nghệ	Lợi ích cơ bản	Thách thức chủ đạo	Nghiên cứu thử nghiệm cần thiết
<b>Quá trình quang phân</b>	6 Quang - điện - hóa (sử dụng năng lượng mặt trời để phân ly nước trực tiếp)	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Hoạt động ở nhiệt độ thấp</li> <li>▪ Sạch và bền vững do chỉ sử dụng nước và năng lượng mặt trời</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Hiệu quả của vật liệu quang xúc tác thấp</li> <li>▪ Hiệu quả hệ thống không cao</li> <li>▪ Chi phí lò phản ứng</li> <li>▪ Còn đang trong giai đoạn nghiên cứu ban đầu</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Phát triển các chất quang xúc tác và xúc tác chuyển điện tử bền và hiệu quả</li> <li>▪ Phát triển các vật liệu đa chức năng sẵn có với số lượng lớn và chi phí thấp</li> <li>▪ Phát triển vật liệu ổn định, bền cho các quá trình phụ trợ và lớp phủ...</li> <li>▪ Phát triển kỹ thuật sản xuất để đảm bảo chất lượng đồng nhất</li> <li>▪ Tối ưu hóa thiết kế sản xuất quy mô lớn để giảm chi phí</li> <li>▪ Tự động hóa điều khiển hệ thống, tăng độ tin cậy của thiết bị và giảm thiểu thất thoát năng lượng</li> <li>▪ Giảm mất mát năng lượng ký sinh</li> </ul>
	7 Sinh học (phân ly nước bằng quang - sinh)	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Sạch và bền vững</li> <li>▪ Khả năng chịu nước đa dạng</li> <li>▪ Tự duy trì</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Các vi sinh hiệu quả để sản xuất bền vững</li> <li>▪ Chức năng vi sinh tối ưu trong một sinh vật</li> <li>▪ Tìm kiếm vật liệu phù hợp làm lò phản ứng sinh học</li> <li>▪ Còn trong giai đoạn nghiên cứu ban đầu</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Phát triển chức năng vi sinh nhằm sản xuất bền vững và hiệu quả</li> <li>▪ Xác định và đặc trưng hóa các loại vi sinh mới</li> <li>▪ Phát triển các phương pháp rẽ tiến để phát triển và duy trì vi khuẩn</li> <li>▪ Phát triển vật liệu chi phí thấp, bền với các đặc tính riêng để sử dụng trong lò phản ứng sinh học</li> <li>▪ Tối ưu hóa hệ thống để quản lý sự thay đổi về sản xuất và quản lý chu kỳ liên tục (suốt ngày đêm)</li> <li>▪ Thiết kế quy trình để sản xuất khối lượng lớn với chi phí thấp</li> </ul>

hứa hẹn tiềm năng sản xuất hydrogen bền vững với mức tác động môi trường thấp trong dài hạn nhưng còn trong giai đoạn nghiên cứu ban đầu.

**3.2.7. Công nghệ sinh học**

Là các quá trình sinh học tự nhiên chuyển đổi và lưu trữ năng lượng của ánh sáng mặt trời như hydrogen tái tạo. Các phương thức trao đổi chất để tạo ra hydrogen được tìm thấy trong các vi sinh vật như đơn bào tảo lục, vi khuẩn lam, vi khuẩn quang hợp và một số dạng vi khuẩn lên men sẫm màu.

Các nhà khoa học đang nghiên cứu 4 hoặc 5 cách thức chính sau để tạo ra hydrogen bằng công nghệ sinh học:

- Phương pháp sinh học quang phân từ nước: Quá trình chuyển đổi này tạo ra hydrogen bằng cách sử dụng ánh sáng mặt trời và các vi sinh vật chuyên biệt để tách nước. Tương tự quá trình quang hợp của thực vật, những vi khuẩn này tiêu thụ nước và tạo ra hydrogen như sản phẩm phụ từ các quá trình trao đổi chất. Chuyển đổi quang học rất hứa hẹn về lâu dài, nhưng còn nhiều thách thức liên quan đến các công nghệ di truyền học phân tử cần được giải quyết.
- Phương pháp vi khuẩn quang hợp: Ánh sáng mặt trời là tác nhân để vi khuẩn phân hủy vật liệu hữu cơ, do

đó giải phóng hydrogen. Khí H<sub>2</sub> có thể được tạo ra khi các vi khuẩn tím không lưu huỳnh kết hợp với loại enzyme đặc biệt dưới năng lượng ánh sáng cận hồng ngoại từ mặt trời.

- Phương pháp lên men tối: Vi khuẩn có thể hoạt động trên vật liệu hữu cơ và phân hủy thành hydrogen và các sản phẩm phụ khác mà không cần ánh sáng mặt trời. Quy trình này sử dụng vi khuẩn kỵ khí phát triển trong bóng tối trên chất nền giàu carbohydrate. Những vi khuẩn này phân hủy sinh khối, tương đối rẻ, dồi dào và có hàm lượng carbohydrate cao. Các vấn đề cần nghiên cứu là xác định các chủng vi khuẩn cụ thể có thể trực tiếp lên men hiệu quả vật liệu hữu cơ thành hydrogen và chọn lọc các đột biến để tăng hiệu suất chuyển đổi hydrogen.

- Điện phân có sự hỗ trợ của vi sinh vật: Tế bào điện phân vi sinh sử dụng vi khuẩn để chiết xuất năng lượng hiệu quả từ chất hữu cơ. Khi vi khuẩn phân hủy vật liệu hữu cơ sẽ tạo ra điện áp thấp ở cực dương. Hydrogen được tạo ra tại cực âm - khi được nhúng hoàn toàn và được bổ sung năng lượng rất yếu. Tối ưu hóa môi trường để khai thác quá trình tự nhiên này có thể tạo ra hydrogen với hiệu suất lớn hơn nhiều so với phương pháp điện phân thông thường.

- Phương pháp kết hợp: Con đường sản xuất hydrogen sinh học hứa hẹn nhất là tích hợp một số hoặc tất cả công nghệ trên vào 1 hệ thống duy nhất. Cách tiếp cận tích hợp

này có thể làm giảm bớt đòi hỏi phải vượt qua tất cả rào cản của từng công nghệ riêng lẻ, miễn là hệ thống tổng thể có chi phí cạnh tranh. Các hệ thống tích hợp có thể sử dụng các sản phẩm phụ của một số phương pháp sản xuất làm đầu vào cho những phương pháp khác trong hệ thống gần như khép kín để tạo ra hydrogen ở mỗi giai đoạn.

Quang - điện - hóa và sản xuất hydrogen sinh học là các công nghệ sản xuất hydrogen sạch và tinh khiết từ các nguồn tái tạo dồi dào nhất như nước và ánh sáng mặt trời nhưng công nghệ này vẫn còn sơ khai và cần nghiên cứu chi tiết trước khi thương mại hóa. Bảng 1 phân tích các lợi ích, thách thức và nghiên cứu thử nghiệm cần thiết của các công nghệ sản xuất hydrogen.

#### 4. Kết luận

Hydrogen có vai trò quan trọng trong chiến lược đa dạng hóa nguồn năng lượng của nhiều quốc gia trên thế giới. Nhiều nước đã đưa ra chiến lược/lộ trình phát triển năng lượng hydrogen như Mỹ, Canada, Anh, Nhật Bản, Hàn Quốc, Trung Quốc...

Để đưa hydrogen vào sử dụng thương mại, các công nghệ liên quan đến sản xuất, vận chuyển tồn trữ và ứng dụng đang được đầu tư nghiên cứu, thử nghiệm. Các cải tiến và tìm kiếm mới trong công nghệ sản xuất hydrogen đều hướng đến sạch hơn (không phát thải carbon), bền vững hơn (sử dụng các nguyên/nhiên liệu tái tạo), hiệu quả chuyển đổi tốt hơn (sử dụng các vật liệu mạnh, có độ bền và hiệu suất cao), chi phí hợp lý hơn (vật liệu rẻ tiền, vận hành tối ưu) và phù hợp để nâng cấp quy mô và thương mại hóa (thiết kế linh hoạt). Do chuỗi cung ứng hydrogen là liên hoàn, công nghệ và cơ sở hạ tầng đòi hỏi chi phí vốn cao hơn so với các loại nhiên liệu thông thường nên việc nghiên cứu phát triển công nghệ sản xuất công nghệ và công nghệ tồn trữ, vận chuyển hydrogen là không thể tách rời.

#### Tài liệu tham khảo

[1] Alka Pareek, Rekha Dom, Jyoti Gupta, Jyothi Chandran, Vivek Adepu, and Pramod H. Borse, "Insights into renewable hydrogen energy: Recent advances and prospects", *Materials Science for Energy Technologies*, Vol. 3, pp. 319 - 327, 2020. DOI: 10.1016/j.mset.2019.12.002.

[2] Abdalla M. Abdalla, Shahzad Hossain, Ozan B. Nisfindy, Atia T. Azad, Mohamed Dawood, and Abul K. Azad, "Hydrogen production, storage, transportation and key challenges with applications: A review", *Energy Conversion and Management*, Vol. 165, pp. 602 - 627, 2018. DOI: 10.1016/j.enconman.2018.03.088.

[3] Meiling Yue, Hugo Lambert, Elodie Pahon, Robin Roche, Samir Jemei, and Daniel Hissel, "Hydrogen energy systems: A critical review of technologies, applications, trends and challenges", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 146, 2021. DOI: 10.1016/j.rser.2021.111180.

[4] Xusheng Ren, Lichun Dong, Di Xu, and Baoshan Hu, "Challenges towards hydrogen economy in China", *International Journal of Hydrogen Energy*, Vol. 45, No. 59, pp. 34326 - 34345, 2020. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2020.01.163.

[5] "Hydrogen production: Overview of technology options", 2009. [Online]. Available: [https://www1.eere.energy.gov/hydrogenandfuelcells/pdfs/h2\\_tech\\_roadmap.pdf](https://www1.eere.energy.gov/hydrogenandfuelcells/pdfs/h2_tech_roadmap.pdf).

[6] Statista, "Energy consumption worldwide from 2000 to 2018, with a forecast until 2050". [Online]. Available: <https://www.statista.com/statistics/222066/projected-global-energy-consumption-by-source/>.

[7] Agenda, "Grey, blue, green - why are there so many colours of hydrogen?". [Online]. Available: <https://www.weforum.org/agenda/2021/07/clean-energy-green-hydrogen/>.

## HYDROGEN SUPPLY CHAIN AND PRODUCTION TECHNOLOGY

**Nguyen Thi Lan Oanh**

Vietnam Petroleum Institute

Email: oanhnl@vpi.pvn.vn

### Summary

Hydrogen is forecasted as an energy solution for the future thanks to its advantages of cleanliness, abundance and high energy conversion efficiency. The paper briefly introduces the hydrogen supply chain, hydrogen production technologies prevailing or expected in the future, as well as challenges that need to be addressed for a successful transition to a hydrogen-based economy.

**Key words:** Hydrogen, production technology, supply chain.

## CÔNG NGHỆ SẢN XUẤT HYDROGEN SẠCH VÀ NGUYÊN/NHIÊN LIỆU TỔNG HỢP DỰA TRÊN HYDROGEN

Nguyễn Văn Như<sup>1</sup>, Trương Như Tùng<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Viện Nghiên cứu Năng lượng và Khí hậu, Trung tâm Nghiên cứu Khoa học và Kỹ thuật Juelich, CHLB Đức

<sup>2</sup>Viện Dầu khí Việt Nam

Email: [nguyen3vannhu@yahoo.com](mailto:nguyen3vannhu@yahoo.com)

<https://doi.org/10.47800/PVJ.2021.12-03>

### Tóm tắt

Hydrogen là nguyên/nhiên liệu thiết yếu cho công nghiệp và chuyển đổi năng lượng. Các quy trình để sản xuất hydrogen tùy thuộc vào nguyên liệu thô và nguồn năng lượng được sử dụng. Về tác động của khí hậu, việc sản xuất hydrogen có triển vọng nhất là điện phân nước. Quá trình điện phân tái tạo phụ thuộc vào cường độ carbon của điện và hiệu suất chuyển đổi điện năng đó thành hydrogen.

Xu thế phát triển công nghệ sản xuất hydrogen (từ các nguồn năng lượng thông thường và năng lượng tái tạo) đang diễn ra theo hướng tập trung tối ưu hóa quá trình điện phân nước dùng năng lượng tái tạo bằng cách tăng độ bền vật liệu, tăng công suất, giảm hàm lượng kim loại quý trong chất xúc tác, qua đó giảm giá thành sản xuất.

Bài báo giới thiệu những tiến bộ mới nhất trong công nghệ sản xuất hydrogen sạch nhờ các loại năng lượng tái tạo, trong đó tập trung vào công nghệ điện phân nước và điện phân nước biển, kết hợp điện phân và năng lượng mặt trời cũng như sản xuất nguyên nhiên liệu tổng hợp; sản xuất hydrogen từ sinh khối và khí sinh học.

**Từ khóa:** Hydrogen, điện phân nước, điện phân nước biển, sinh khối, khí sinh học, nhiên liệu tổng hợp.

### 1. Giới thiệu

Hydrogen là nguyên/nhiên liệu cho công nghiệp và chuyển đổi năng lượng toàn cầu. Hydrogen và những nhiên liệu giàu hydrogen (như khí tự nhiên và khí sinh học) có thể sử dụng trong pin nhiên liệu để cung cấp năng lượng điện và nhiệt sạch, hiệu quả trong một loạt các ứng dụng năng lượng di động và cố định. Hydrogen là giải pháp thông minh cho sự bền vững của các hệ thống năng lượng trong tương lai vì có thể được sử dụng như vật mang năng lượng và phương tiện lưu trữ trong lưới điện thông minh cũng như các ứng dụng mới khác.

Nhu cầu hydrogen toàn cầu đạt khoảng 90 triệu tấn vào năm 2020, tăng 50% kể từ đầu thiên niên kỷ. Nhu cầu này đến từ công nghiệp lọc dầu và sản xuất hóa chất như ammonia, methanol, chất khử trong sản xuất thép [1]. Có rất nhiều quy trình để sản xuất hydrogen tùy theo nguyên

liệu thô được sử dụng, có thể chia thành 2 loại chính là công nghệ thông thường và công nghệ tái tạo.

Công nghệ thông thường xử lý nhiên liệu hóa thạch gồm các phương pháp reforming hydrocarbon và nhiệt phân. Đây là các phương pháp phát triển và được sử dụng phổ biến nhất để đáp ứng gần như toàn bộ nhu cầu hydrogen hiện tại. Tính đến nay, 48% hydrogen được sản xuất từ khí tự nhiên, 30% từ dầu nặng và naphtha, 18% từ than đá [2, 3]. Ba phương pháp reforming hydrocarbon chủ yếu là quá trình reforming bằng hơi nước (SR), quá trình oxy hóa 1 phần (POX) và quá trình reforming bằng hơi nước nhiệt tự động (ATR).

Công nghệ tái tạo gồm các phương pháp sản xuất hydrogen từ các nguồn tài nguyên tái tạo, từ sinh khối hoặc nước. Phương pháp sử dụng sinh khối làm nguyên liệu có thể được phân thành 2 loại chung là quá trình nhiệt - hóa và sinh học. Công nghệ nhiệt - hóa chủ yếu là quá trình đốt cháy khí hóa nhiệt phân và hóa lỏng. Quá trình sinh học là quá trình quang phân sinh học trực tiếp và gián tiếp lên men quang tối; lên men trong tối; lên men quang tuần tự; liên quan đến các phương pháp có



Ngày nhận bài: 29/10/2020. Ngày phản biện đánh giá và sửa chữa: 29/10 - 22/11/2021.

Ngày bài báo được duyệt đăng: 29/11/2021.

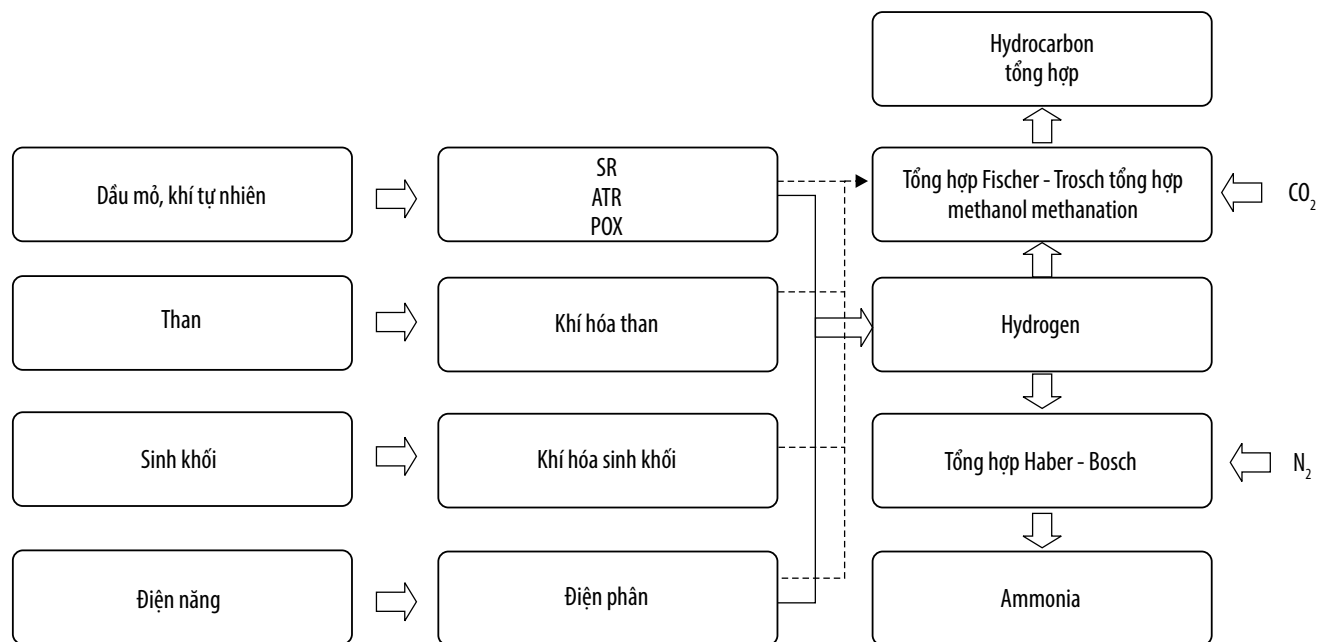


thể tạo ra H<sub>2</sub> thông qua các quá trình tách nước như nhiệt phân, điện phân và quang điện phân sử dụng nước làm nguyên liệu đầu vào duy nhất.

Các công nghệ tiềm năng để sản xuất hydrogen và

các sản phẩm dựa trên hydrogen được trình bày trong Hình 1.

Để chiết xuất hydrogen từ các phân tử khác trong tự nhiên và sử dụng như nhiên liệu trung hòa carbon, cần



Hình 1. Các công nghệ tiềm năng để sản xuất hydrogen và các sản phẩm dựa trên hydrogen [4].

Bảng 1. So sánh các quá trình sản xuất hydrogen [4]

Phương pháp	Hiệu suất (%)	Ưu điểm chính	Nhược điểm chính
SR	74 - 85	Cơ sở hạ tầng đã có, công nghệ phát triển nhất.	Sản phẩm phụ CO <sub>2</sub> phụ thuộc vào nhiên liệu hóa thạch.
POX	60 - 75	Cơ sở hạ tầng đã có, công nghệ đã được chứng minh.	Sản phẩm phụ CO <sub>2</sub> phụ thuộc vào nhiên liệu hóa thạch.
ATR	60 - 75	Cơ sở hạ tầng đã có, công nghệ đã được chứng minh.	Sản phẩm phụ CO <sub>2</sub> phụ thuộc vào nhiên liệu hóa thạch.
Nhiệt phân methane	-	Không phát thải CO <sub>2</sub> , quy trình giảm bước.	Than đen là sản phẩm phụ, phụ thuộc vào nhiên liệu hóa thạch.
Nhiệt phân sinh khối	35 - 50	Nguồn cung cấp nguyên liệu dồi dào và rẻ, trung tính với CO <sub>2</sub> .	Hình thành nhựa hắc ín, sản lượng H <sub>2</sub> thay đổi, dung lượng thay đổi theo mùa và tạp chất nguyên liệu.
Khí hóa sinh khối	-	Nguồn cung cấp nguyên liệu dồi dào và rẻ, trung tính với CO <sub>2</sub> .	Hình thành nhựa hắc ín, sản lượng H <sub>2</sub> thay đổi, dung lượng thay đổi theo mùa và tạp chất nguyên liệu.
Quang phân sinh học	10	Tiêu thụ CO <sub>2</sub> , O <sub>2</sub> là sản phẩm phụ duy nhất hoạt động trong điều kiện nhẹ ôn hòa.	Yêu cầu ánh sáng mặt trời, tốc độ và sản lượng H <sub>2</sub> thấp, đòi hỏi lò phản ứng có thể tích lớn, độ nhạy với O <sub>2</sub> , chi phí nguyên liệu cao.
Lên men trong tối	60 - 80	CO <sub>2</sub> - trung tính, đơn giản, có thể tạo ra H <sub>2</sub> mà không cần ánh sáng, góp phần tái chế chất thải mà không hạn chế O <sub>2</sub> .	Phải loại bỏ acid béo, tốc độ và sản lượng H <sub>2</sub> thấp, yêu cầu thể tích lò phản ứng lớn.
Lên men điều kiện có ánh sáng (photofermentation)	0,1	CO <sub>2</sub> - trung tính, góp phần tái chế chất thải, có thể sử dụng các chất thải hữu cơ và nước thải khác nhau.	Yêu cầu có ánh sáng mặt trời, tốc độ và sản lượng H <sub>2</sub> thấp, hiệu suất chuyển hóa thấp, yêu cầu thể tích lò phản ứng lớn, nhạy với O <sub>2</sub> .
Điện phân nước	40 - 60	Không gây ô nhiễm với các nguồn tái tạo, đã được chứng minh công nghệ, cơ sở hạ tầng đã có, nguồn nguyên liệu dồi dào, O <sub>2</sub> là sản phẩm phụ duy nhất, góp phần tích hợp RES như một lựa chọn lưu trữ điện.	Hiệu quả tổng thể chung thấp, chi phí vốn cao.
Nhiệt phân (thermolysis)	20 - 45	Nguồn nguyên liệu dồi dào, sạch và bền vững, O <sub>2</sub> là sản phẩm phụ duy nhất.	Các nguyên tố độc tính, vấn đề ăn mòn, chi phí vốn cao.
Điện phân nhờ ánh sáng (photo-electrolysis)	0,06	Nguồn nguyên liệu dồi dào, không phát thải, O <sub>2</sub> là sản phẩm phụ duy nhất.	Yêu cầu cần có ánh sáng mặt trời, hiệu suất chuyển đổi thấp, vật liệu quang xúc tác không hiệu quả.

phải bổ sung năng lượng đã được tái tạo để tác động khí hậu tổng thể trở nên trung tính.

Trong thời gian gần đây, màu sắc được dùng để chỉ các nguồn sản xuất hydrogen khác nhau. Màu xám để cập đến việc sản xuất hydrogen từ khí thiên nhiên, màu đen hoặc nâu là từ than đá và than nâu tương ứng. Màu xanh lam thường được sử dụng để sản xuất hydrogen từ nhiên liệu hóa thạch với lượng khí thải CO<sub>2</sub> giảm do sử dụng kỹ thuật cô lập và thu giữ CO<sub>2</sub> (CCS) hoặc ứng dụng chuyển đổi CO<sub>2</sub> để sản xuất nguyên nhiên liệu khác. Màu xanh lá cây là thuật ngữ được áp dụng cho hydrogen được sản xuất từ điện tái tạo. Các quá trình sản xuất hydrogen chính (cả về khía cạnh kỹ thuật và kinh tế) được tóm tắt trong Bảng 1.

Về tác động của khí hậu, việc sản xuất hydrogen có triển vọng nhất là quá trình điện phân nước. Trong quá trình sản xuất này, nước được tách thành H<sub>2</sub> và O<sub>2</sub>. Tuy nhiên, để sản xuất số lượng lớn hydrogen, cần phải có các cơ sở lắp đặt quy mô công nghiệp tiêu thụ lượng điện lớn và hoạt động với các hiệu suất khác nhau.

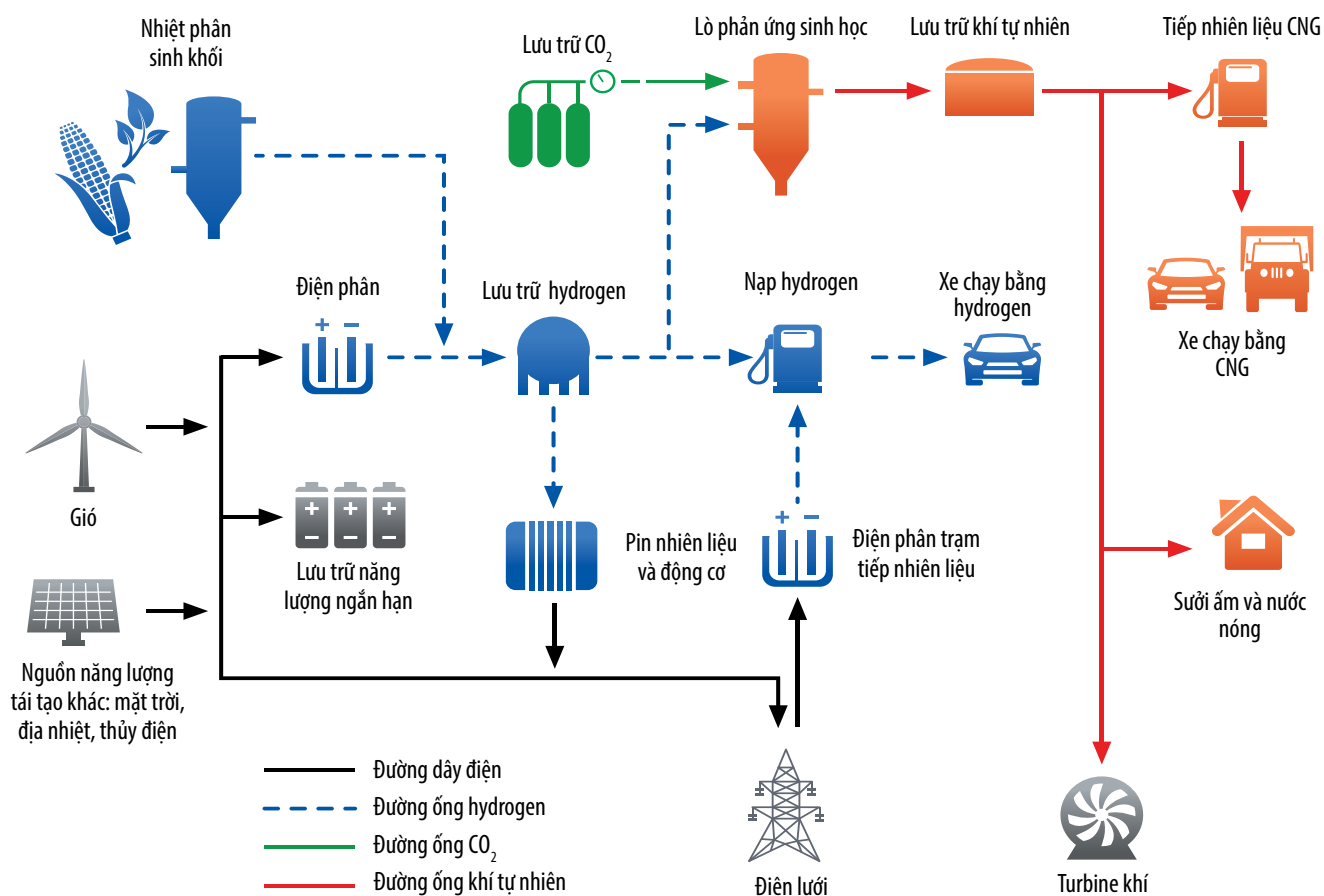
Kết nối trực tiếp năng lượng tái tạo (điện gió, điện mặt trời, thủy điện) với sản xuất hydrogen là cách tốt nhất để

đảm bảo sản xuất hydrogen xanh gần như không phát thải CO<sub>2</sub>. Nếu dùng điện sản xuất từ nguyên liệu hóa thạch sẽ làm tăng thay vì giảm lượng khí thải CO<sub>2</sub>.

Điện phân là công nghệ cốt lõi của các giải pháp chuyển điện thành X (power-to-X) trong đó X có thể là hydrogen, khí tổng hợp hoặc nhiên liệu tổng hợp [5 - 7]. Khi điện phân được kết hợp với điện từ năng lượng tái tạo, việc sản xuất nhiên liệu và hóa chất có thể không còn phụ thuộc vào tài nguyên hóa thạch, mở đường cho một hệ thống năng lượng 100% dựa trên năng lượng tái tạo.

Hình 2 thể hiện các nguồn năng lượng tái tạo có thể tham gia vào hệ thống rộng lớn của 1 quốc gia để sản xuất năng lượng tái tạo và điện tái tạo cho nhu cầu công nghiệp, giao thông và dân dụng.

Trong khi hydrogen có mật độ năng lượng theo trọng lượng (kWh/kg) cao nhất trong tất cả các hóa chất thì mật độ năng lượng theo thể tích (kWh/litre) của hydrogen ở nhiệt độ và áp suất khí quyển (15 °C và 0,1 MPa) lại rất thấp. Do đó, để tạo điều kiện lưu trữ và vận chuyển tầm xa với khối lượng lớn, hydrogen cần được điều chỉnh hoặc chuyển đổi thành dạng mật độ thể tích cao hơn. Các lựa



Hình 2. Sơ đồ mô tả các kịch bản khác nhau để sản xuất hydrogen và điện tái tạo [8].

chọn phù hợp nhất là (i) điều chỉnh áp suất cao khoảng 1.000 bar (hydrogen dạng khí nén  $\text{CGH}_2$ ), (ii) nhiệt độ thấp hóa lỏng (hydrogen  $\text{LH}_2$  hóa lỏng) ở nhiệt độ  $-253^\circ\text{C}$ , (iii) sử dụng chất mang hydrogen hữu cơ lỏng (liquid organic hydrogen carriers - LOHC) và (iv) chuyển đổi thành một chất hóa học có tỷ trọng cao hơn, ví dụ  $\text{NH}_3$ .

Vai trò của hydrogen hóa trong các hệ thống năng lượng thông minh và bền vững trong tương lai có thể được tóm tắt như sau [9]:

- Cho phép tích hợp năng lượng tái tạo hiệu quả trên quy mô lớn: Do đặc tính không ổn định của các nguồn năng lượng tái tạo cần phải cân bằng cung và cầu. Hydrogen có thể được sử dụng để dự trữ năng lượng tái tạo khi dư thừa dưới dạng hóa chất và sử dụng để đáp ứng nhu cầu trong thời gian thiếu hụt;
- Vận chuyển và phân phối năng lượng tái tạo giữa các ngành và khu vực trên thế giới: Hydrogen có thể được sử dụng để chuyển đổi các nguồn năng lượng tái tạo thành năng lượng hóa học và vận chuyển năng lượng đó đến các khu vực và lĩnh vực khác nhau một cách hiệu quả tùy theo bên cung và cầu;
- Lưu trữ hydrogen để tăng khả năng dự trữ năng lượng chiến lược: Hydrogen có mật độ năng lượng cao có thể được lưu trữ trong thời gian dài và dễ vận chuyển, rất phù hợp để phục vụ như bộ phận đệm năng lượng và dự trữ năng lượng chiến lược;

- Giảm khí thải  $\text{CO}_2$  trong giao thông vận tải: Các công nghệ xe chạy bằng khí hydrogen được kỳ vọng sẽ làm việc vận chuyển không phát thải  $\text{CO}_2$  khả thi ngay cả đối với các phương tiện xe tải nặng, xe lửa và tàu thủy;

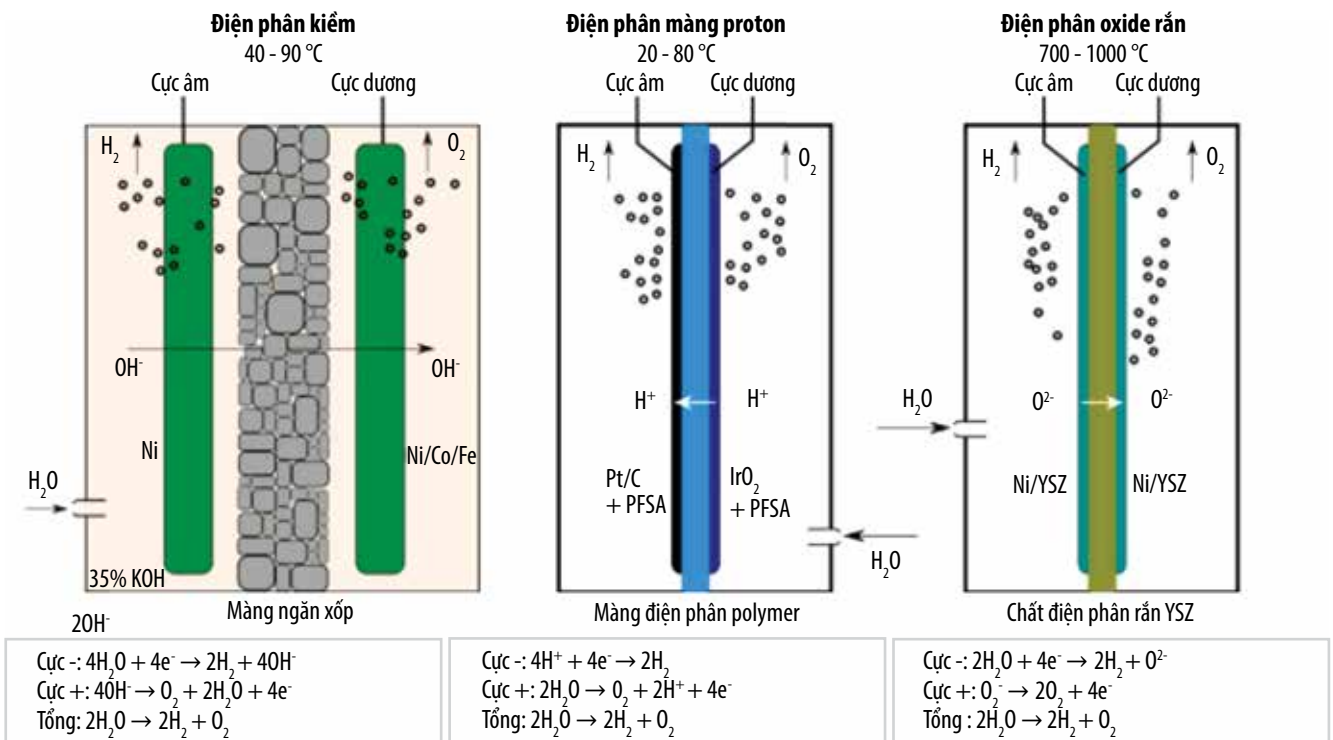
- Giảm khí thải  $\text{CO}_2$  trong sử dụng năng lượng công nghiệp: Các ngành công nghiệp có thể sử dụng hỗn hợp điện và hydrogen xanh để sản xuất hơi nước ở nhiệt độ cao cần thiết cho nhiều quy trình công nghiệp. Ứng dụng hydrogen thay thế than để khử trực tiếp quặng sắt trong sản xuất thép;

- Đóng vai trò là nguyên liệu cho công nghiệp: Carbon từ sinh khối và hydrogen xanh là nguyên liệu chính để sản xuất rất nhiều sản phẩm hóa chất số lượng lớn;

- Giúp giảm khí thải trong hệ thống sưởi hoặc làm mát nhà ở: Hệ thống sưởi cần tích hợp các nguồn năng lượng với các công nghệ mới như máy bơm nhiệt. Khí tự nhiên có thể được thay thế 1 phần bằng hydrogen bền vững vận chuyển qua các đường ống dẫn khí có sẵn.

**2. Công nghệ điện phân**

Sự gia tăng không ngừng về tỷ trọng của các nguồn năng lượng tái tạo nhưng không ổn định (như điện gió, điện mặt trời) làm thay đổi đáng kể mạng lưới năng lượng, nơi điện phân nước bắt đầu đóng vai trò quan trọng trong



Hình 3. Nguyên tắc hoạt động của các loại điện phân nước khác nhau [10].

việc lưu trữ năng lượng ở dạng hydrogen (power-to-H<sub>2</sub>). Đây là thực tế cần giải quyết ở nhiều nước, chẳng hạn như Đức và Đan Mạch đã thực hiện 1 số dự án thử nghiệm quy mô lớn về điện phân nước để dự trữ năng lượng gió dư thừa (nhất là về ban đêm) hay điện mặt trời dư thừa (trong những ngày nắng nóng) dưới dạng hydrogen.

## 2.1. Điện phân H<sub>2</sub>O

Hình 3 là 3 công nghệ điện phân phổ biến nhất với các phản ứng từng phần tương ứng cho phản ứng tiến hóa hydrogen (HER) và phản ứng tiến hóa oxygen (OER). Trong đó cả thiết bị điện phân kiềm và acid (PEM) đều yêu cầu nước lỏng để solvat hóa ion đi qua màng ngăn (kiềm) hoặc màng (PEM). Đối với tế bào pin oxide rắn, O<sup>2-</sup> được vận chuyển qua chất dẫn ion dày đặc gồm ZrO<sub>2</sub> pha trộn với Y<sub>2</sub>O<sub>3</sub> và chỉ xảy ra ở nhiệt độ trong khoảng 650 - 1.000 °C.

Thiết bị điện phân kiềm là công nghệ điện phân hoàn thiện nhất hiện nay, có các dự án quy mô lớn đã đi vào hoạt động và công bố. Điện phân kiềm sử dụng chất điện phân là dung dịch nước chứa khoảng 25 - 35% khối lượng KOH, chạy ở 80 - 90 °C, từ áp suất thường đến áp suất cao tới 200 bar. Chỉ những vật liệu có thể chịu được các điều kiện khắc nghiệt mới được lựa chọn như: màng chắn điện cực bằng thép hoặc bằng amiăng - NiO - hoặc ZrO<sub>2</sub> và vật liệu polymer chống thấm KOH làm khung và hoặc miếng đệm.

Nhiều dự án mới đang lựa chọn thiết kế màng điện phân polymer (PEM). Máy điện phân PEM có thể hoạt động linh hoạt hơn, do đó tương thích hơn với ứng dụng sử dụng điện tái tạo không ổn định. Đối với loại PEM, điều kiện có tính acid được cung cấp bởi màng acid perfluorosulfonic và ionomer; có hiệu điện thế cao ở phía cực dương (quá trình tiến hóa oxygen) sẽ yêu cầu sử dụng các kim loại quý gốc iridium (Ir), bạch kim Pt và sử dụng các thành phần gốc titanium. Yêu cầu về xúc tác là rào cản lớn cho công nghệ này. Sử dụng thiết bị điện phân PEM cần tới 300 kg bạch kim và 700 kg iridium trên mỗi GW. Do đó, nếu PEM cung cấp toàn bộ sản lượng điện vào năm 2030 trong kịch bản không phát thải CO<sub>2</sub> thì nhu cầu về iridium sẽ tăng vọt lên 63.000 tấn gấp 9 lần sản lượng toàn cầu hiện tại [1].

Công nghệ điện phân tế bào oxide rắn (SOEC) hấp dẫn vì hiệu suất chuyển đổi rất lớn 79 - 84% (LHV) là kết quả của quá trình nhiệt động học và động học thuận lợi ở nhiệt độ hoạt động cao hơn. Thiết bị điện phân oxide rắn SOEC cần có nickel (150 - 200 t/GW), zirconium (40 t/GW),

lanthanum (20 t/GW) và yttrium (5 t/GW). Trong thập kỷ tới, những tiến bộ mới trong thiết kế dự kiến làm giảm 1/2 số lượng mỗi kim loại trên, với tiềm năng kỹ thuật tiên tiến có thể giảm lượng nickel xuống dưới 10 t/GW [1].

Ưu điểm nổi trội của công nghệ điện phân PEM là tính linh hoạt rất cao, nhanh thích ứng với nguồn điện cung cấp; của điện phân SOEC là hiệu suất cao và của điện phân kiềm là chi phí thấp.

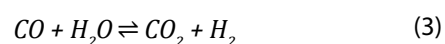
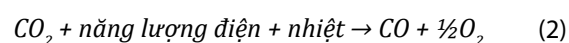
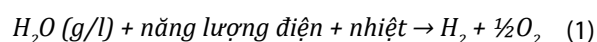
Xu hướng công nghệ sản xuất hydrogen bằng điện phân nước nhằm vào chiến lược tăng hiệu suất, độ bền và giảm chi phí. Tổng quan về các nghiên cứu và triển khai công nghệ điện phân nước có thể tham khảo các tài liệu [1, 10 - 15].

Các thiết bị điện phân cũng có thể được vận hành ở chế độ ngược lại như pin nhiên liệu để chuyển hydrogen trở lại thành điện [16]. Khi đó thiết bị này được gọi là pin nhiên liệu thuận nghịch. Kết hợp với các cơ sở lưu trữ hydrogen giúp cung cấp các dịch vụ cân bằng cho lưới điện để tăng tỷ lệ sử dụng tổng thể của thiết bị. Hệ thống pin nhiên liệu thuận nghịch oxide rắn với công suất 5 kW đã thử nghiệm thành công [17].

## 2.2. Đồng điện phân H<sub>2</sub>O và CO<sub>2</sub>

SOEC có thể được sử dụng để chuyển đổi điện hóa trực tiếp hơi nước (H<sub>2</sub>O), carbon dioxide (CO<sub>2</sub>) hoặc cả 2 bằng một quy trình "đồng điện phân" (co-electrolysis) thành hydrogen (H<sub>2</sub>), carbon monoxide (CO) hoặc khí tổng hợp ((H<sub>2</sub> + CO) tương ứng). Đó là nguyên liệu đầu để chuyển đổi thành nhiên liệu tổng hợp [5, 6].

Đối với đồng điện phân H<sub>2</sub>O và CO<sub>2</sub>, ngoài các phản ứng xảy ra trên điện cực còn có các phản ứng chuyển dịch nước - khí (water-gas shift reaction - WGS), phản ứng methane hóa hoặc phản ứng reforming hơi nước trực tiếp có thể xảy ra trong điện cực nhiên liệu xốp (cực âm) [6]. Hai phương trình tổng thể (1) và (2) biểu diễn quá trình đồng điện phân H<sub>2</sub>O và CO<sub>2</sub>, phản ứng chuyển dịch nước - khí là phản ứng thuận nghịch cũng xảy ra đồng thời trên bề mặt điện cực được biểu diễn trong phương trình (3):



Trong những nghiên cứu mới nhất [18, 19], đồng điện phân hỗn hợp H<sub>2</sub>O và CO<sub>2</sub> ở nhiệt độ cao (700 - 800 °C) có thể tạo ra các chế phẩm khí tổng hợp (H<sub>2</sub> + CO) có tỷ lệ CO : H<sub>2</sub> phù hợp với thiết kế riêng cho các quá trình

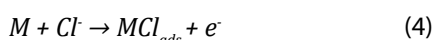
điều chế nhiên liệu tổng hợp tiếp theo. Thành phần khí tổng hợp được xác định chủ yếu bởi tỷ lệ đầu vào H<sub>2</sub>O và CO<sub>2</sub>. Trong quá trình đồng điện phân, chủ yếu hơi nước bị khử điện hóa thành H<sub>2</sub> với hiệu suất Faraday gần bằng 1. Khí CO<sub>2</sub> bị khử bởi phản ứng chuyển dịch nước - khí ngược từ H<sub>2</sub> thành CO. Thành phần khí sản phẩm phù hợp với trạng thái cân bằng nhiệt động của phản ứng (3). Tỷ lệ CO:H<sub>2</sub> được tăng lên bằng cách thêm CO<sub>2</sub>, giảm bằng cách thêm hơi nước vào thiết bị đồng điện phân.

### 2.3. Điện phân nước biển

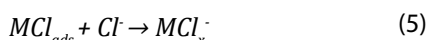
Điện phân nước để tạo ra hydrogen là công nghệ lưu trữ năng lượng tái tạo hấp dẫn. Tuy nhiên, quá trình điện phân nước ngọt quy mô lớn sẽ gây thiếu hụt các nguồn nước quan trọng.

Những thách thức nghiêm trọng nhất trong quá trình tách nước biển được đặt ra bởi các anion clorua (0,5 M trong nước biển). Ở điều kiện acid, thế cân bằng của OER so với điện cực hydrogen bình thường (NHE) chỉ cao hơn so với sự tiến hóa của chlorine 130 mV. Ngay cả với chất xúc tác OER, hoạt tính cao trong chất điện phân kiềm, các anion clorua trong nước biển có thể ăn mòn rất mạnh nhiều chất xúc tác và chất nền thông qua cơ chế hình thành clorua-hydroxide kim loại theo các phương trình (4), (5) và (6) [20]:

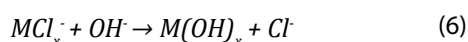
Hấp phụ Cl<sup>-</sup> bởi phân cực bề mặt:



Kết hợp tiếp với Cl<sup>-</sup>:



Chuyển hóa từ chlorid về hydroxide:



Để tránh phụ thuộc vào quá trình khử muối tốn kém, việc phát triển các điện cực chống ăn mòn để tách nước biển thành H<sub>2</sub> và O<sub>2</sub> là rất quan trọng đối với sự tiến bộ của quá trình điện phân nước biển. Tuy nhiên chưa có thành công đột phá trong lĩnh vực này cho đến thời gian gần đây [12].

Kuang và cộng sự [20] Đại học Stanford đã phát triển cực dương dạng xốp nhiều lớp bao gồm lớp xúc tác điện tử hydroxide của nickel và sắt (NiFe) phủ đồng nhất trên lớp nickel sunfua (NiS<sub>x</sub>), được hình thành trên bột Ni xốp (NiFe/NiS<sub>x</sub>-Ni) để điện phân nước biển hoạt động và ổn định. NiFe được lắng đọng điện đồng nhất là chất xúc tác OER có tính chọn lọc cao để tách nước biển kiềm trong khi lớp NiS<sub>x</sub> bên dưới tạo ra lớp xen kẽ dẫn điện và nguồn

lưu huỳnh để tạo ra cực dương giàu anion đa nguyên tử. Các polyanions sulfatecarbonate tích điện âm được tích hợp vào cực dương được tạo ra từ quá trình anode hóa lớp nickel sulfide bên dưới và các ion carbonate trong dung dịch kiềm có tác dụng đẩy lùi các anion Cl<sup>-</sup> trong nước biển và do đó mang lại khả năng chống ăn mòn. Máy điện phân nước biển có thể đạt được mật độ dòng điện 400 mA/cm<sup>2</sup> dưới 2,1 V trong nước biển thực hoặc nước biển tích tụ muối ở nhiệt độ phòng và chỉ cần 1,72 V trong điều kiện điện phân công nghiệp ở 80 °C.

Nhóm tác giả ghép nối cực dương NiFe/NiS<sub>x</sub>-Ni đã hoạt hóa với cực âm Ni-NiO-Cr<sub>2</sub>O<sub>3</sub> có hoạt tính cao với cực âm (HER) để điện phân nước biển kiềm 2 điện cực. Phép đo điện thế quét tuyến tính 3 điện cực của Ni-NiO-Cr<sub>2</sub>O<sub>3</sub> cho thấy rằng quá thế ở mức 0,37 V là cần thiết để tạo ra mật độ dòng điện HER là 500 mA/cm<sup>2</sup>. Kết quả chạy ở 400, 800 và 1.000 mA/cm<sup>2</sup> đều cho thấy hiệu suất tạo oxygen đều gần 100%.

Trong ứng dụng điện phân nước biển thực, muối có thể tích tụ trong chất điện phân nếu nước biển được cấp liên tục vào hệ thống và nước được chuyển hóa thành H<sub>2</sub> và O<sub>2</sub>. Để đạt được mục đích này, nhóm tác giả nghiên cứu các chất điện giải có nồng độ NaCl cao hơn trong nước biển bằng cách sử dụng nước khử ion với 1 M KOH +1 M NaCl hoặc thậm chí +1,5 M NaCl. Quá trình điện phân vẫn ổn định trong hơn 1.000 giờ mà không có hiện tượng ăn mòn hoặc tăng điện áp rõ ràng, cho thấy cực dương hoạt động tốt và ổn định cho quá trình điện phân trong nước có độ mặn cao. Thiết bị với vật liệu như vậy mang đến cơ hội sử dụng nước biển rộng lớn trên trái đất như vật mang năng lượng.

Một khả năng khác điều chế H<sub>2</sub> từ nước biển là quy trình bao gồm thẩm thấu ngược nước biển (SWRO) để điều chế nước ngọt kết hợp với điện phân màng trao đổi proton (PEM). Phân tích của Khan và cộng sự [21] cho thấy có ưu điểm về kinh tế và môi trường khi theo đuổi nghiên cứu và phát triển công nghệ điện phân nước biển trực tiếp mới này. Vì điện phân nước thương mại cần nhiều năng lượng hơn so với SWRO (vốn đầu tư và chi phí vận hành của SWRO được coi là nhỏ). Điều này dẫn đến sự gia tăng không đáng kể chi phí bình đẳng của H<sub>2</sub> (gia tăng <0,1 USD/kg H<sub>2</sub>) và lượng khí thải CO<sub>2</sub> (< 0,1%) từ quy trình kết hợp SWRO-PEM.

### 2.4. Các dự án nghiên cứu và phát triển công nghệ

Nhiều doanh nghiệp quy mô trung bình và khá lớn đang nổi lên trong lĩnh vực thiết bị điện phân nước để

chuẩn bị sẵn sàng cho thị trường hydrogen. Sunfire (Đức) đã có sản phẩm chào hàng về thiết bị điện phân Alkali (sunfire-hylink alkaline) và SOEC (sunfire-hylink SOEC) để thử nghiệm và nghiên cứu phát triển [22]. Các hãng Siemens, ThyssenKrupp, Nel Hydrogen ITM McPhy Cummins và John Cockerill phát triển công nghệ PEM trên quy mô lớn và đã công bố kế hoạch mở rộng năng lực sản xuất của mình. Haldor Topsoe xây dựng cơ sở sản xuất máy điện phân SOEC quy mô lớn để đáp ứng nhu cầu hydrogen xanh [23]. Nhà máy sẽ có công suất sản xuất máy điện phân 500 MW/năm và có thể mở rộng lên 5 GW. Sản phẩm sẽ là máy điện phân quy mô công nghiệp dựa trên công nghệ điện phân nhiệt độ cao SOEC độc quyền của Haldor Topsoe, cung cấp hydrogen với sản lượng lớn hơn 30% so với công nghệ tiêu chuẩn như PEM và điện phân kiềm. Cơ sở sản xuất này sẽ đi vào hoạt động năm 2023.

Công suất toàn cầu của các máy điện phân sản xuất hydrogen từ điện đã tăng gấp đôi trong vòng 5 năm qua và hơn 300 MW vào giữa năm 2021. Khoảng 350 dự án đang được phát triển có thể mang lại công suất toàn cầu lên tới 54 GW vào năm 2030. 40 dự án khác với công suất hơn 35 GW đang trong giai đoạn đầu của quá trình phát triển [1].

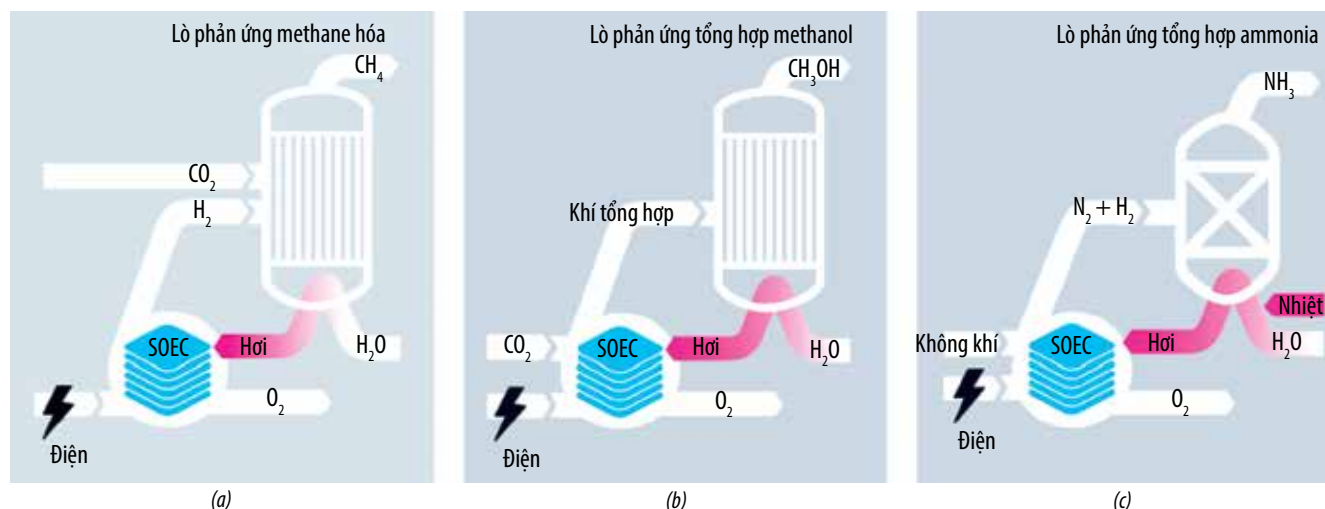
Tiến bộ công nghệ điện phân nước đang dần cải thiện các thông số hiệu suất chính như hiệu suất năng lượng và tính linh hoạt để đáp ứng các phụ tải điện khác nhau. Điện phân PEM cần xúc tác kim loại hiếm và đắt. Để giảm chi phí, Carmo và cộng sự đã nghiên cứu thành công giải pháp tái chế thu hồi kim loại hiếm như Ir và Pt từ các màng trao đổi ion đã qua sử dụng [24]. Hegge và cộng sự đã ứng dụng sợi nano tạo lớp xen kẽ trong cực dương để giảm

lượng iridium mà vẫn đạt hiệu quả cho quá trình điện phân nước PEM [25].

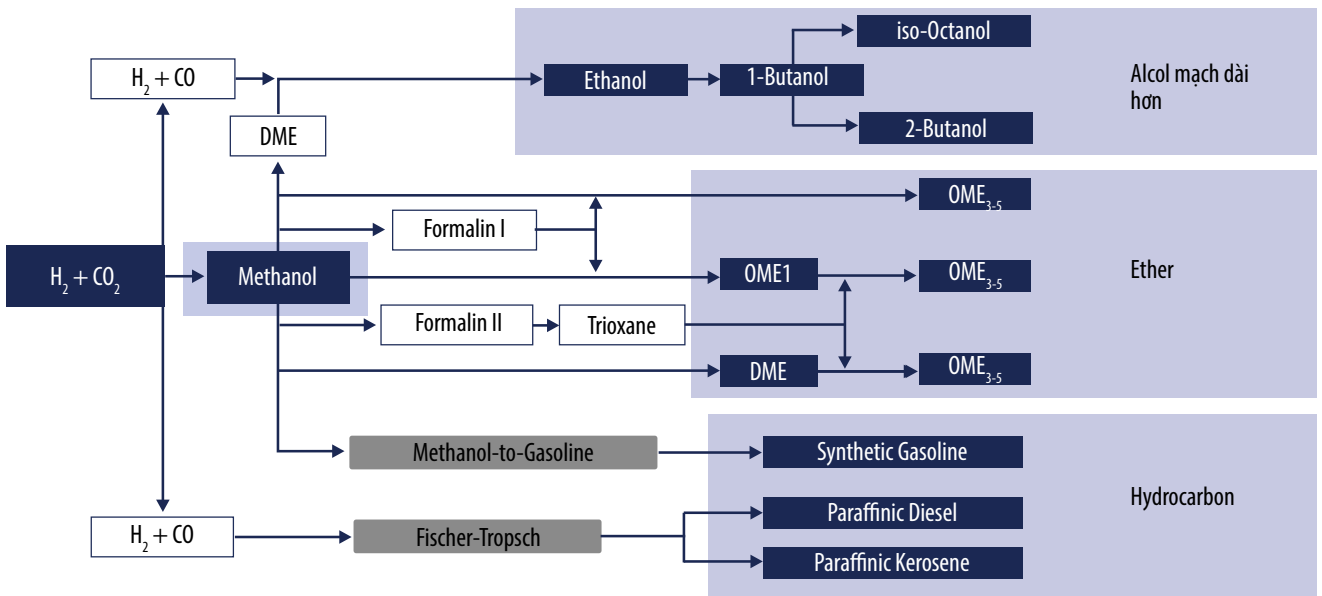
Dự án nghiên cứu lớn tập hợp rất nhiều nhà khoa học và công nghệ của các trường đại học và các doanh nghiệp của Đức là “Kopernikus P2X (power-to-X)” đang hoạt động rất tích cực. Mục tiêu của dự án là phát triển cơ sở công nghệ cho các giải pháp khai thác năng lượng tái tạo để sản xuất hệ thống lưu trữ năng lượng bằng hóa chất, ví dụ như nhiên liệu từ điện phân: electrofuels và các sản phẩm hóa chất phù hợp với yêu cầu kinh tế và xã hội.

Cấu trúc bao quát của dự án Kopernikus P2X được chia thành 3 giai đoạn: từ nghiên cứu cơ bản đến nghiên cứu ứng dụng và nghiên cứu triển khai hướng tới thử nghiệm kỹ thuật. Trong giai đoạn thứ hai dự án “Kopernikus P2X (P2X II)”, 42 đối tác tiếp tục phát triển các công nghệ trong các chuỗi giá trị khác nhau với mục đích đưa chúng đến với thị trường. Hai vector năng lượng được xác định là hydrogen và khí tổng hợp có thể được sử dụng làm cơ sở để tạo ra chuỗi giá trị chuyên dụng cho 3 lĩnh vực ứng dụng của ngành vận tải và hóa chất cơ bản từ điện phân đến sản phẩm cuối cùng hoặc ứng dụng cuối cùng. Kết quả nghiên cứu giai đoạn đầu thu được gồm [26]:

- Giảm thiểu lượng xúc tác kim loại hiếm iridium cần dùng trong điện phân nước mà không ảnh hưởng đến hiệu suất;
- Làm chủ được quá trình đồng điện phân CO<sub>2</sub> và H<sub>2</sub>O với các tỷ lệ CO<sub>2</sub>/H<sub>2</sub>O khác nhau;
- Nghiên cứu phát triển và đưa vào hoạt động hệ thống thiết bị liên hoàn 4 bước để sản xuất ra nhiên liệu lỏng 10 lít/ngày từ điện tái tạo;



Hình 4. Tích hợp hệ thống điện phân oxide rắn với tổng hợp hóa học [11].



Hình 5. Một số lựa chọn sản xuất nhiên liệu tổng hợp power-to-fuel [28].

- Đã tìm ra xúc tác chi phí thấp và hiệu quả cho quá trình dehydro hóa LOHC (chất lưu trữ hydrogen dạng lỏng);
- Sản xuất thành công nhiên liệu phát thải ít CO<sub>2</sub> là oxymethylenether (OME) từ H<sub>2</sub>, CO và methanol với xúc tác chi phí thấp không chứa kim loại quý hiếm.

Việc sử dụng các chất xúc tác điện phân chi phí cao, gồm các kim loại đất hiếm như iridium, ruthenium và bạch kim khiến điện phân nước PEM trở thành lựa chọn kém hấp dẫn. Dự án “RENEW” thuộc chương trình HORIZON do EU tài trợ nhằm tiến hành nghiên cứu và thử nghiệm các chất xúc tác oxy hóa nước để phát triển một chất xúc tác giá rẻ hơn sử dụng nhiều kim loại phong phú hơn như sắt, cobalt và nickel. Những phát hiện của dự án này có khả năng tạo ra sự thay đổi lớn cho ngành năng lượng trên thế giới [27].

**3. Công nghệ sản xuất nguyên/nhiên liệu tổng hợp dựa trên hydrogen (power-to-X = fuel)**

Việc chuyển đổi H<sub>2</sub> và CO<sub>2</sub> thành nguyên/nhiên liệu lỏng (X = liquid) thông qua các quá trình power-to-liquid (PtL) đang được chú ý vì mật độ năng lượng của nguyên nhiên liệu lỏng cao hơn so với khí và dễ lưu trữ vận chuyển. PtL cho phép kết nối lĩnh vực bằng cách thu giữ và sử dụng CO<sub>2</sub>, có thể được sử dụng để sản xuất các sản phẩm có giá trị cho ngành công nghiệp hóa chất. Đối với bước tổng hợp, những thách thức lớn là việc sử dụng trực tiếp CO<sub>2</sub> và vận hành linh hoạt, năng động nhằm cải thiện các lựa chọn thiết kế.

Điện phân là công nghệ cốt lõi của các giải pháp chuyển điện thành X (power-to-X). Hình 4 minh họa sự tích hợp của SOEC với quá trình tổng hợp methane, methanol và ammonia, việc sử dụng nhiệt có lợi từ các quá trình tổng hợp tỏa nhiệt. Nhiệt thoát ra có thể được sử dụng để tạo ra hơi nước cần thiết làm nguyên liệu cho SOEC.

SOEC được tích hợp nhiệt với các tổng hợp hóa học cho phép tái chế CO<sub>2</sub> và H<sub>2</sub>O bị thu giữ thành khí tự nhiên tổng hợp hoặc xăng methanol hoặc ammonia, dẫn đến cải thiện hiệu quả hơn so với các công nghệ điện phân ở nhiệt độ thấp [11].

Trong Hình 4c, để kết hợp với tổng hợp ammonia, khả năng đặc biệt của SOEC để hoạt động như màng ngăn cách oxygen được tận dụng nhờ việc sử dụng nhiệt thay cho nguồn điện có thể được khai thác nhằm loại bỏ sự cần thiết của bộ tách khí đắt tiền để cung cấp nitrogen.

Schemme và cộng sự [28] so sánh về kỹ thuật một số lựa chọn sản xuất nhiên liệu tổng hợp nhờ điện (power-to-fuel) khác nhau liên quan đến sự tiến bộ về công nghệ và hiệu quả cũng như chi phí. Các lựa chọn được khảo sát bao gồm methanol, ethanol, butanol, octanol, DME, OME<sub>3-5</sub> và các hydrocarbon (Hình 5). Kết quả cho thấy chi phí sản xuất H<sub>2</sub> chiếm 58 - 83% tổng chi phí sản xuất nhiên liệu tổng hợp. Do đó khả năng giảm chi phí sản xuất hydrogen trong thời gian tới sẽ có ảnh hưởng quyết định đến việc giảm giá thành sản phẩm cuối cùng.

Đồng điện phân đặc biệt thú vị đối với các quy trình PtL sử dụng khí tổng hợp và việc áp dụng đồng điện phân được thảo luận cho các nhiên liệu methane,

methanol, DME và Fischer-Tropsch-hydrocarbon [28 - 31].

Quá trình tổng hợp trực tiếp methanol từ khí dựa trên CO<sub>2</sub> được thử nghiệm trong các nhà máy thí điểm PtMeOH (Power-to-MeOH) và thậm chí trên quy mô thương mại. Đối với tổng hợp DME trực tiếp và 2 giai đoạn từ CO<sub>2</sub> đã được nghiên cứu, tuy nhiên vẫn còn thiếu các nhà máy thí điểm và lộ trình quy trình tối ưu. Cuối cùng, các nhà máy thử nghiệm nhiên liệu PtFT (power-to-FischerTropsch) dựa trên tổng hợp FT đã được thực hiện nhưng đều bao gồm sự chuyển đổi từ CO<sub>2</sub> sang CO. Việc sử dụng trực tiếp CO<sub>2</sub> trong quá trình tổng hợp FT đang ở giai đoạn đầu và việc phát triển thêm chất xúc tác cũng như thử nghiệm quy mô phòng thí nghiệm là cần thiết [32].

PtL đặt ra thách thức mới cho việc tổng hợp từ các nhà máy quy mô lớn chạy liên tục dựa trên khí tổng hợp, hướng tới các khái niệm quy mô nhỏ linh hoạt hơn với việc sử dụng CO<sub>2</sub> trực tiếp. Các nhà máy thí điểm hiện tại và các khái niệm trong tương lai chỉ ra rằng, sự phát triển của các khái niệm tổng hợp cho PtL quy mô nhỏ theo module chiếm ưu thế hơn cho phép hoạt động phi tập trung gắn với các nguồn năng lượng tái tạo và nguồn CO<sub>2</sub>. Xu hướng này đặc biệt rõ ràng đối với các khái niệm PtL dựa trên FT [32].

Nhìn chung, việc thương mại hóa PtL đòi hỏi tiến bộ hơn nữa của quá trình tổng hợp sản phẩm cùng với những cải tiến trong quá trình điện phân và thu giữ carbon.

Nhà máy power-to-X lớn nhất thế giới sản xuất và hóa lỏng hydrogen xanh với công suất 24 megawatt khi đi vào hoạt động đang hình thành tại khu nhà máy lọc và hóa chất Leuna ở Sachsen-Anhalt của Đức. Nhà máy điện phân theo kế hoạch ban đầu sẽ sản xuất tới 3.200 tấn hydrogen xanh mỗi năm với sự trợ giúp của điện xanh (năng lượng tái tạo) được tạo ra gần đó từ giữa năm 2022 [33].

Mô hình hệ thống sản xuất hydrogen xanh nhờ điện gió đầu tiên "Energiepark

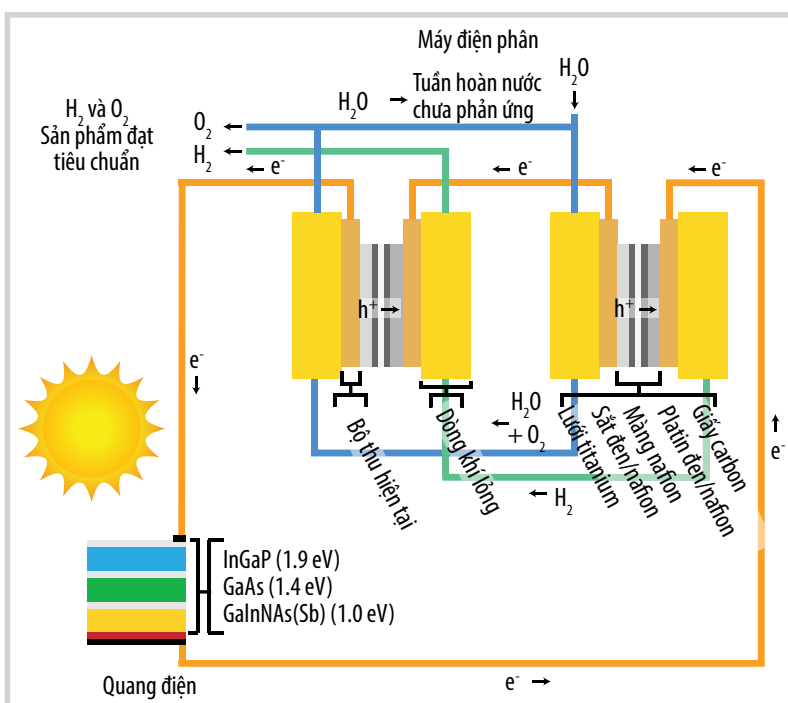
Mainz" (Công viên Năng lượng Mainz) đã được xây dựng và vận hành liên tục nhiều năm tại Mainz, thủ đô tiểu bang Rheinland-Pfalz của Đức là ví dụ ấn tượng về tiến bộ trong nghiên cứu triển khai mạng năng lượng thông minh. Trong vòng 2 năm nay, hệ thống này kết nối hoàn chỉnh các khâu sản xuất hydrogen xanh dùng điện từ 4 turbine gió bằng phương pháp điện phân nước, sau đó sản phẩm hydrogen được sử dụng hoặc làm nhiên liệu bổ sung vào hệ thống khí đốt có sẵn hay được dùng như nhiên liệu lưu trữ và vận chuyển đến nơi tiêu thụ. Hệ thống điện phân PEM có thể khởi động nhà máy (công suất 4 MW) chỉ trong 15 giây và tổng hiệu suất đạt 70,4% [34].

#### 4. Sản xuất hydrogen nhờ ánh sáng mặt trời (solar hydrogen production)

Các công nghệ đầy hứa hẹn để sản xuất hydrogen từ nước và năng lượng ánh sáng mặt trời gồm sản xuất quang điện (PEC) và quang điện - điện phân (PV-EL). Sự khác biệt giữa 2 cách tiếp cận phụ thuộc vào mức độ tích hợp của các hệ thống con (subsystem).

PEC kết hợp hiệu ứng quang điện và điện phân trong 1 thiết bị duy nhất. Ánh sáng bị hấp thụ bởi 1 điện cực quang tạo ra các phân tử tải điện hình thành 1 điện thế với điểm tiếp giáp chất điện phân, tại đó sự tách nước xảy ra. Phương pháp tiếp cận 1 điểm nối để tạo ra hydrogen mà không cần nguồn điện ngoài, sử dụng titanium dioxide (TiO<sub>2</sub>) và bạch kim (Pt) được Fujishima và Honda chứng minh lần đầu tiên vào năm 1972.

Cheng và cộng sự [35] đã nghiên cứu thiết bị quang điện nguyên khối sử dụng Rh và TiO<sub>2</sub> để tách nước trực tiếp với hiệu suất 19%.



**Hình 6.** Sơ đồ thiết bị điện phân PV. Hệ thống điện phân PV gồm 1 pin mặt trời 3 điểm nối và 2 máy điện phân PEM mắc nối tiếp [37].

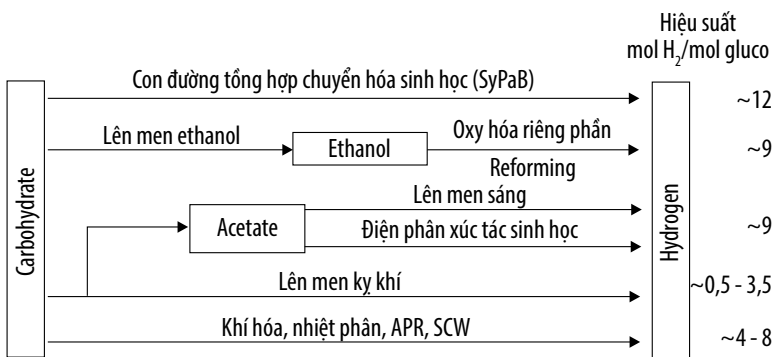


Ngược lại, đối với thiết bị kết nối PV-EL, các phần tử mang quang điện được tách ra bởi 1 mối tiếp giáp bán dẫn - bán dẫn (cả 2 đều là chất rắn) và thường được vận chuyển qua dây dẫn đến 1 điểm tiếp giáp rắn - lỏng riêng biệt, nơi đó diễn ra quá trình tách nước bằng điện phân. Kết hợp PV-EL điển hình là kết hợp các module PV thương mại và bộ điện phân được kết nối trực tiếp hoặc kết nối qua bộ chuyển đổi. PV-EL ở quy mô phòng thí nghiệm đã đạt được hiệu suất lớn hơn 18%, theo lý thuyết có thể tới 41% [36].

Jia và cộng sự đã trình bày 1 hệ thống gồm 2 bộ điện phân màng polymer PEM mắc nối tiếp với 1 pin mặt trời tại 3 điểm nối InGaP/GaAs/GaInNASb tạo ra điện áp đủ lớn để điều khiển cả 2 bộ điện phân mà không cần thêm năng lượng đầu vào (Hình 6). Nồng độ mặt trời được điều chỉnh sao cho điểm công suất cực đại của quang điện phù hợp với công suất hoạt động của bình điện phân để tối ưu hóa hiệu quả hệ thống. Hệ thống đạt được hiệu suất STH trung bình trong 48 giờ là 30%. Những kết quả này chứng minh tiềm năng của hệ thống quang điện - điện phân để lưu trữ năng lượng mặt trời là hiệu quả về chi phí [37].

Nhóm khoa học Đại học Utrecht (Hà Lan) đã phân tích kinh tế kỹ thuật của 2 công nghệ sản xuất hydrogen có hỗ trợ năng lượng mặt trời là hệ thống quang điện (PEC) và đối thủ cạnh tranh chính là hệ thống quang điện được kết nối với máy điện phân nước thông thường (hệ thống PV-EL). Hai công nghệ này được so sánh dựa trên chi phí bình đẳng của hydrogen (LCOH). Đánh giá kỹ thuật cho quy mô thương mại trong tương lai được thực hiện bằng cách xem xét các thiết kế và vật liệu đã được kiểm chứng cho hệ thống PV-EL và ngoại suy cho hệ thống PEC. LCOH cho hệ thống PV-EL ngoài lưới được xác định là 6,22 USD/kg H<sub>2</sub> với hiệu suất năng lượng mặt trời trên hydrogen là 10,9%. Đối với hệ thống PEC có hiệu suất tương tự là 10%, LCOH được tính toán cao hơn, cụ thể là 8,43 USD/kg H<sub>2</sub>. Công trình chứng minh việc sử dụng hệ thống PV-EL được kết nối vào hệ thống năng lượng tương lai linh hoạt hơn và hiệu quả hơn thiết bị PEC vì PV và EL có thể được tối ưu hóa kích thước riêng biệt để phù hợp với nhu cầu của hệ thống năng lượng và lưới điện trong tương lai [38].

Dự án "Sun-to-Liquid" thuộc chương trình HORIZON do EU tài trợ



Hình 7. So sánh sản lượng sản xuất hydrogen từ carbohydrate sinh khối bằng các phương pháp khác nhau [40].

với mục đích chứng minh cơ sở sản xuất nhiên liệu lỏng nhờ năng lượng mặt trời quy mô tiên thương mại ở Mosteles, Tây Ban Nha. Việc phát triển lò phản ứng năng lượng mặt trời và công nghệ cung cấp điện rất quan trọng cho sự thành công của dự án. Các heliostats siêu module được bố trí dày đặc phía trước tháp năng lượng mặt trời cao 15 m và có thể phát ra bức xạ mặt trời tập trung vượt quá 3.000 kW/m<sup>2</sup>. Lò phản ứng gồm chủ yếu cấu trúc gốm xếp cách nhiệt ceria (RPC) đã được mở rộng thành công từ 4 kW lên 50 kW. Trong tháp năng lượng mặt trời, hệ thống đo thông lượng kết hợp với nhiệt lượng kế nước được sử dụng để hiệu chỉnh phương pháp xác định năng lượng mặt trời đi vào lò phản ứng mặt trời và định lượng việc cung cấp điện [39].

Tại Nhà máy năng lượng mặt trời Sun-to-Liquid ở Mósteles gần Madrid, lần đầu tiên các nhà khoa học đã thành công trong việc sản xuất dầu hỏa từ nguyên liệu thô là nước, carbon dioxide và ánh sáng mặt trời hội tụ trong điều kiện thực tế. Nhà máy gồm 2 công đoạn, đầu tiên khí tổng hợp - hỗn hợp hydrogen và carbon monoxide - được sản xuất nhờ trường gương và tháp năng lượng mặt trời với lò phản ứng nhiệt hóa năng lượng mặt trời dựa trên phản ứng oxy hóa khử ceria không phân cực. Trong công đoạn thứ hai, một nhà máy Fischer-Tropsch được kết nối sẽ chuyển khí tổng hợp thành dầu hỏa lỏng [40].

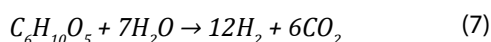
5. Sản xuất hydrogen từ sinh khối

Sinh khối (biomass) là một trong những nguồn tái tạo chính để sản xuất năng lượng, từ phế liệu nông nghiệp, phế thải từ rừng, rác thải từ các ngành công nghiệp khác nhau và rác thải sinh hoạt của hộ gia đình và thành phố. Chuyển đổi sinh khối thành năng lượng có thể được thực hiện theo nhiều cách khác nhau, ví dụ như sản xuất khí sinh học, hydrogen, ethanol và dầu diesel sinh học. Biomass hoạt động như pin tự nhiên lưu trữ năng lượng ánh sáng của mặt trời dưới dạng liên kết hóa học trừ khi không được khai thác. Hai phương pháp chính để sản xuất hydrogen thông qua sinh khối là phương pháp nhiệt - hóa và sinh học [39]. Quá trình nhiệt - hóa bao gồm quá

trình nhiệt phân, khí hóa và hóa lỏng. Sản xuất hydrogen thông qua phương pháp sinh học có thể tái tạo và thân thiện với môi trường. Nhiều loại sinh khối có thể được sử dụng để tạo hydrogen, ví dụ như phụ phẩm nông nghiệp, nước thải hữu cơ, chất thải rắn đô thị. Lên men tối, quang phân giải, quang phân trực tiếp, quang phân gián tiếp và tế bào sinh điện vi sinh vật (MEC) là các phương pháp khác nhau để chuyển sinh khối thành hydrogen.

**5.1. Sản xuất hydrogen từ thực phẩm carbohydrate**

Carbohydrate sinh khối có thể được chuyển đổi thành hydrogen (phương trình 7) bằng cách sử dụng xúc tác sinh học, xúc tác hóa học và sự kết hợp của chúng (Hình 7). Các phản ứng xúc tác hóa học được thực hiện ở các điều kiện phản ứng khắc nghiệt, trong khi xúc tác sinh học được thực hiện ở các điều kiện phản ứng ôn hòa.



Các công nghệ khác nhau được sử dụng để thu được hydrogen từ carbohydrate dùng xúc tác sinh học như: lên men kỵ khí, lên men ethanol, quá trình oxy hóa từng phần và SyPaB không có tế bào.

Xúc tác sinh học là xúc tác qua trung gian của hệ thống sống như vi sinh vật hoặc enzyme protein ở áp suất khí quyển và nhiệt độ môi trường xung quanh. Xúc tác sinh học có ưu điểm như các lò phản ứng sinh học có chi phí năng lượng đầu vào thấp và độ chọn lọc cao. Tuy nhiên, tốc độ phản ứng của xúc tác sinh học thấp hơn. Thẩm phân sinh học là cách tiết kiệm chi phí sản xuất H<sub>2</sub> từ các nguồn hữu cơ có hàm lượng nước cao, ví dụ như nước thải bùn thải...

Chi phí sản xuất hydrogen từ carbohydrate phụ thuộc

vào sản lượng thu được. Trong số đó, phương pháp SyPaB không có tế bào cho năng suất hydrogen cao nhất với chi phí thấp. Ngoài ra, thiết kế đường dẫn của SyPaB không có tế bào có ưu điểm như sử dụng lò phản ứng sinh học ít tốn kém hơn hoặc máy phản ứng sinh học điều kiện phản ứng ôn hòa và tốc độ phản ứng chấp nhận được. Để đạt được hiệu suất tối ưu, các lò phản ứng có thể được sắp xếp song song hoặc nối tiếp, thực hiện các phản ứng ghép đôi hoặc không ghép đôi, và có hình dạng và kích thước bất kỳ.

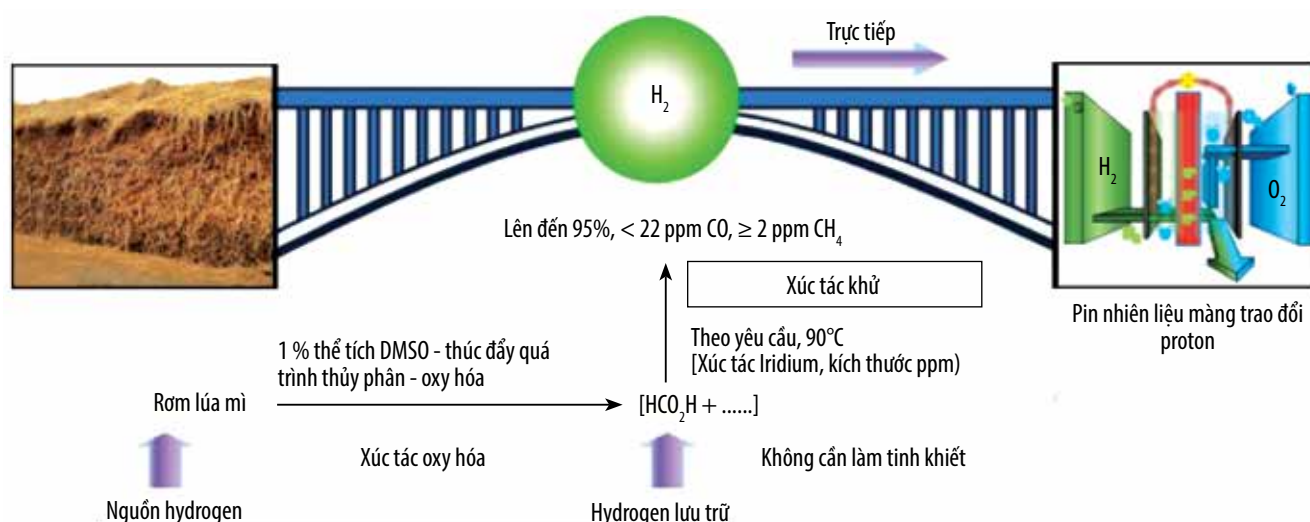
**5.2. Sản xuất hydrogen từ sinh khối không là thực phẩm**

Zhang và cộng sự mô tả 1 lộ trình khử hydrogen có thể áp dụng cho các loại sinh khối không liên quan đến thực phẩm và chất thải hàng ngày như: rơm, lúa mì, ngô, rơm rạ, bã mía, bã cứng, mùn cưa tre và giấy báo. Hiệu suất H<sub>2</sub> lên đến 95% đạt được bằng phản ứng 1 nối 2 bước với chất xúc tác iridium được xác định phân tử 69 ppm mang gốc imidazoline từ acid fomic, lần lượt thu được thông qua phản ứng thủy phân xúc tiến 1% thể tích dimethyl sulfoxide của sinh khối [41]. Sơ đồ quy trình sản xuất H<sub>2</sub> được trình bày trong Hình 8.

Bước đầu tiên của quá trình thủy phân oxy hóa các sinh khối khác nhau: Biomass được đưa vào dung dịch chứa HOAc, MeOH, DMSO, DMSO<sub>2</sub>, 1,4-dioxane, Na<sub>2</sub>SO<sub>4</sub> và NaVO<sub>3</sub>HCO<sub>2</sub>H (pH = 2,25).

Bước thứ hai của quy trình sản xuất H<sub>2</sub>: Hỗn hợp oxy hóa thủy phân thu được được chuyển vào bình phản ứng. Dung dịch nước NaOH (10 mol/l) được thêm vào hỗn hợp phản ứng đến giá trị pH đã chỉ định. Sau đó, bình phản ứng được nối với thiết bị sản xuất H<sub>2</sub>.

H<sub>2</sub> tạo ra được đưa trực tiếp vào pin nhiên liệu (chạy



Hình 8. Mô hình chuyển đổi sinh khối không liên quan đến thực phẩm thành điện qua H<sub>2</sub> [40].

được trong hơn 14 giờ với công suất điện từ 100 - 150 MW). Các sản phẩm phụ không mong muốn như CO và CH<sub>4</sub> không quá 22 và 2 ppm còn CO<sub>2</sub> được thu giữ dưới dạng carbonate.

### 5.3. Sản xuất hydrogen và nhiên liệu sinh học từ khí sinh học

#### 5.3.1. Nâng cấp khí sinh học

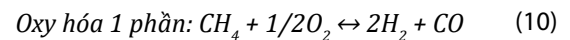
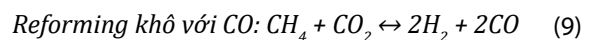
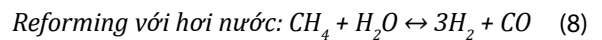
Khí sinh học (biogas) là loại nhiên liệu khí năng lượng cao có nguồn gốc từ quá trình phân hủy kỵ khí. Khí sinh học thô chứa 60% CH<sub>4</sub> và 40% CO<sub>2</sub> có thể được sản xuất bằng cách sử dụng sinh khối thô và chất thải. So với khí tự nhiên, khí sinh học kém hơn về mặt năng lượng do lượng CO<sub>2</sub> cao và các chất gây ô nhiễm khác trong sản phẩm [42]. Nhưng so với nhiên liệu hóa thạch truyền thống, nhiên liệu sản xuất từ khí sinh học có thể giảm chi phí quản lý chất thải và cung cấp nhiên liệu giao thông thân thiện với môi trường.

Để nâng cao hàm lượng năng lượng, khí sinh học cần được nâng cấp để có thể giảm 75 - 200% lượng phát thải CO<sub>2</sub> so với nhiên liệu hóa thạch [43, 44]. Nâng cấp khí sinh học tại chỗ liên quan đến sự tương tác pha lỏng - khí trong bể phản ứng kỵ khí được điều chỉnh theo cách dẫn đến tăng mức khí methane trong khí sinh học tạo thành. Phương pháp nâng cấp tại chỗ là hình thức thêm hóa chất (ví dụ như muối và các nguồn carbon hoặc khí, hoặc bằng cách điều chỉnh một số thông số quá trình (như áp suất và lưu lượng phân hủy) [45]. Việc bổ sung H<sub>2</sub> cho quá trình phân hủy kỵ khí sau khi được thương mại hóa thành công sẽ mở ra một giải pháp mới để nâng cấp khí methane từ các nhà máy khí sinh học.

Đến nay, khí sinh học thường sử dụng trong các ứng dụng có giá trị thấp như sưởi ấm và làm nhiên liệu trong động cơ hoặc thậm chí chỉ cải tạo lò hơi.

#### 5.3.2. Chuyển đổi khí sinh học thành khí tổng hợp, biomethane

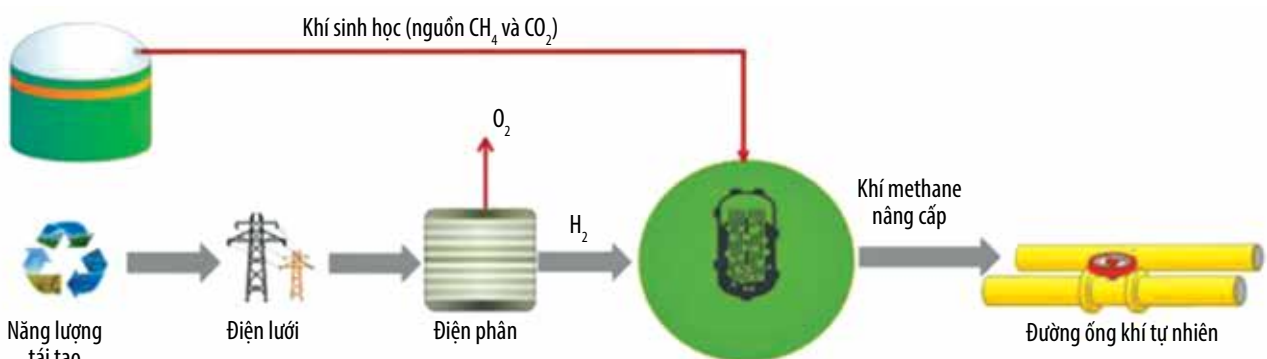
Chiến lược mới là chuyển đổi khí sinh học thành khí tổng hợp (hỗn hợp H<sub>2</sub> và CO), sau đó có thể sử dụng để thu được nhiên liệu lỏng và hóa chất có giá trị gia tăng cao, đặc biệt khi có vai trò của bi-reforming [46] và tri-reforming trong việc thu giữ và sử dụng CO<sub>2</sub>. Những nỗ lực nghiên cứu mới đã khám phá ra các chất xúc tác reforming hiệu quả như được áp dụng cụ thể cho khí sinh học [47]. Các phản ứng tri-reforming của methane bao gồm 3 phản ứng chính theo phương trình (8), (9) và (10):



Với mục đích phát triển và thử nghiệm lò phản ứng màng (MR) để sản xuất hydrogen từ khí sinh học, đã có 1 công trình trong dự án châu Âu BIONICO đánh giá kinh tế kỹ thuật của sản xuất hydrogen từ khí sinh học với các hệ thống reforming hơi nước (SR) và reforming nhiệt tự động (ATR) [48].

Trong số 2 loại biogas được kiểm tra, 1 loại được tạo ra từ bãi chôn lấp và 1 loại được tạo ra bởi bể phân hủy kỵ khí. Hệ thống SR đạt được hiệu suất tối đa tính toán trên LHV là 52% ở 12 bar trong khi ATR là 28% ở 18 bar. Phân tích kinh tế xác định chi phí sản xuất hydrogen khoảng 5 USD/kg hydrogen cho trường hợp SR.

Trong tương lai, các chất xúc tác tiên tiến có hoạt tính cao hơn cần được phát triển để cải thiện quá trình chuyển đổi chất phản ứng. Ngoài ra, điều kiện reforming đối với các chất phản ứng với thành phần khác nhau cần được tối ưu hóa hơn nữa. Các chất phản ứng chưa phản ứng như nước có thể được tái chế để cải thiện tính kinh tế sản xuất. Đánh giá kinh tế và mở rộng quy mô reforming khí sinh học (đặc biệt là tri-reforming) cần được nghiên cứu



Hình 9. Quy trình sản xuất biomethane từ khí sinh học [49].

thêm. Sản phẩm khí tổng hợp từ quá trình tri-reforming là nguyên liệu để điều chế các nhiên liệu sinh học.

Hỗn hợp  $H_2$  và khí sinh học có thể được xử lý trong lò phản ứng khác tạo điều kiện cho quá trình chuyển đổi sinh học xúc tác thành biomethane chất lượng cao (Hình 9). Power-to-gas (PtG) có thể liên kết lưới điện và lưới khí bằng cách sử dụng lượng điện tái tạo dư thừa để sản xuất  $H_2$ . Một hệ thống PtG sử dụng năng lượng tái tạo và khí sinh học gồm 2 bước điện phân và methane hóa (Hình 9).

Dự án "BioRoburplus" thuộc chương trình HORIZON do EU tài trợ sẽ phát triển thiết bị reforming hơi nước tiền thương mại để sản xuất hydrogen bền vững và phi tập trung từ khí sinh học mà không cần loại bỏ  $CO_2$  sơ bộ. Nhà máy thử nghiệm sẽ cung cấp ít nhất  $50 \text{ Nm}^3/\text{giờ}$  ( $107 \text{ kg}$  ngày)  $H_2$  với độ tinh khiết 99,9% và 1,5 bar với hiệu suất 80%. Các cách để đạt được mục tiêu này là: tích hợp nhiệt cao; dùng hấp phụ xoay áp (pressure swing adsorption: PSA) khai thác nhiệt độ để làm nóng sơ bộ thức ăn chăn nuôi; giảm thiểu tiêu thụ điện năng thông qua loại bỏ  $CO_2$  trước PSA [50].

#### 5.4. Sản xuất hydrogen bằng phương pháp nhiệt phân methane

Nhiệt phân methane để sản xuất hydrogen không phát thải  $CO_2$  theo phương trình phản ứng (11) là một công nghệ nổi tiếng năng từ nhiên liệu hóa thạch đến nền kinh tế hydrogen bền vững và tái tạo [51].



Đây là công nghệ mới nổi đang thu hút sự chú ý vì sử dụng điện ít hơn 3 - 5 lần để tạo ra cùng 1 lượng hydrogen ( $38 \text{ KJ/mol } H_2$ ) so với quá trình điện phân nước tạo ra hydrogen xanh ( $283 \text{ KJ/mol } H_2$ ).

Trong quá trình này, khí tự nhiên (methane) được đốt nóng khoảng  $800 \text{ }^\circ\text{C}$  trong điều kiện không có oxygen để tạo ra carbon (than đen) và hydrogen mà không thải  $CO_2$  như phương trình phản ứng (11). Công nghệ này đòi hỏi nhiều nguyên liệu methane (khí tự nhiên) hơn để điều chế cùng 1 lượng hydrogen so với quá trình reforming methane bằng hơi nước, vì hơi nước tạo thêm 1 lượng hydrogen nhất định. Nhiệt độ cao có thể đạt được thông qua các phương tiện thông thường (ví dụ lò nung điện) hoặc sử dụng plasma. Công nghệ này đặc biệt phù hợp ở những nơi có lượng khí tự nhiên lớn và chi phí rất thấp nhưng khả năng lưu trữ  $CO_2$  bị hạn chế.

Sự phân hủy methane đã được nghiên cứu rộng rãi trên các chất xúc tác kim loại (Ni, Co, Fe) và carbon khác nhau. Từ quan điểm công nghiệp chỉ sử dụng chất xúc tác

sắt và carbon là khả thi do chúng không độc hại. Điều này cho phép lưu trữ an toàn hoặc khả năng ứng dụng của sản phẩm carbon, ví dụ như để cải tạo đất và xử lý môi trường. Tuy nhiên, nhiệt độ khắc nghiệt được yêu cầu để thu được sản lượng hydrogen thỏa mãn trên chất xúc tác sắt và carbon [51]. Do đó cần có những nghiên cứu sâu hơn để làm sáng tỏ những vấn đề này.

Hiện tại mức độ sẵn sàng công nghệ (TRL từ 3 - 6) thấp hơn so với SR, ATR và điện phân do vẫn còn rào cản kinh tế kỹ thuật đối với việc mở rộng quy mô [15]. Các công nghệ lò phản ứng mới, tiên tiến đang ở các giai đoạn phát triển thử nghiệm và tiền thương mại khác nhau. Hãng Monolith Materials (ở Hoa Kỳ) sử dụng plasma nhiệt để tạo ra nhiệt độ cao cần thiết. Sau khi vận hành thử nghiệm trong 4 năm, năm 2020 công ty đã đưa 1 nhà máy công nghiệp vào hoạt động (Nebraska) và đang lên kế hoạch xây dựng một nhà máy quy mô thương mại để sản xuất ammonia từ methane. Để chuyển đổi khí sinh học thành hydrogen và graphite, Tập đoàn Hazer (Australia) đang xây dựng nhà máy thử nghiệm công nghệ lò phản ứng tầng sôi có hỗ trợ xúc tác. BASF (Đức) đang phát triển quy trình lò phản ứng tầng sôi được làm nóng bằng điện; hợp tác với RWE triển khai dự án sử dụng điện từ gió ngoài khơi để sản xuất hydrogen bằng điện phân và nhà máy nhiệt phân methane từ năm 2021. Gazprom (Nga) đang phát triển quy trình nhiệt phân methane dựa trên plasma [15].

Một công nghệ mới đáng chú ý là lò phản ứng cột bong bóng lỏng (the liquid bubble column reactor) [52]. Loại lò phản ứng này hoạt động với môi trường nóng chảy như kim loại nóng chảy, hợp kim kim loại nóng chảy hoặc muối nóng chảy. Kim loại và muối nóng chảy hoạt động như chất lỏng truyền nhiệt và tránh chênh lệch nhiệt độ dọc theo lò phản ứng. Hơn nữa, chúng cũng có thể đóng vai trò là chất xúc tác tiềm năng cho phản ứng. Ưu điểm chính của lò phản ứng cột bong bóng lỏng là dễ dàng tách sản phẩm phụ carbon khỏi môi trường lỏng do sự khác biệt về tỷ trọng. Hơn nữa, carbon có độ bay hơi và khả năng hòa tan thấp trong chất lỏng cho phép nó lắng đọng phía trên của môi trường nóng chảy và tạo điều kiện thuận lợi cho việc tách và xử lý.

Carbon (muội than đen) từ quá trình nhiệt phân là sản phẩm phụ được sử dụng trong các ứng dụng khác như vật liệu xây dựng hoặc thay thế than cốc trong luyện thép, hoặc để dùng trong công nghệ làm lốp xe hay làm điện cực...

Dự báo về chi phí sản xuất hydrogen theo công nghệ này còn rất khác nhau phụ thuộc vào giá bán dự kiến của sản phẩm phụ carbon đen theo Bảng 2.

**Bảng 2.** Giá cả tiềm năng cho các sản phẩm carbon (USD/tấn) [53]

Than đen (carbon black)	400 - 2.000
Sợi carbon (carbon fibers)	25.000 - 113.000
Ống nano carbon (carbon nanotubes)	100.000 - 600.000.000

Những thách thức và hạn chế trong các vấn đề kỹ thuật đang thực hiện gồm: làm chủ tốc độ chuyển hóa ở quy mô; sự tắc nghẽn carbon (khắc phục ở quy mô phòng thí nghiệm thông qua quy trình lò phản ứng kim loại lỏng); độ tinh khiết thấp của hydrogen; hiệu suất thấp (khoảng 50%). Ngoài ra còn phát thải dư từ quá trình khai thác methane [15].

**6. Kết luận**

Xu thế phát triển công nghệ hydrogen trên thế giới đang diễn ra theo hướng tập trung tối ưu hóa quá trình điện phân nước dùng năng lượng tái tạo bằng cách tăng độ bền vật liệu, tăng công suất, giảm hàm lượng kim loại quý trong chất xúc tác, qua đó giảm giá thành sản xuất.

Công nghệ điện phân nước biển đột phá nhờ tìm được vật liệu điện cực không bị ăn mòn bởi ion chloride. Các hướng nghiên cứu cũng tìm giải pháp sử dụng sinh khối và khí sinh học kết hợp với năng lượng điện dư thừa để sản xuất hydrogen và các nhiên liệu tổng hợp. Một công nghệ mới khác là nghiên cứu nhiệt phân methane để sản xuất hydrogen không phát thải CO<sub>2</sub>. Đây là một công nghệ nổi tiềm năng từ nhiên liệu hóa thạch đến nền kinh tế hydrogen bền vững và tái tạo mà sử dụng ít năng lượng hơn.

Việt Nam có tiềm năng lớn về gió, ánh nắng mặt trời, nguồn sinh khối ở vùng nhiệt đới cần thiết cho việc phát triển công nghệ hydrogen sạch. Việc quan tâm theo dõi các tiến bộ mới trong công nghệ sản xuất hydrogen trên thế giới có thể giúp định hướng chiến lược về nghiên cứu và phát triển phù hợp với bối cảnh đất nước. Các hướng nghiên cứu và triển khai thử nghiệm tận dụng năng lượng tái tạo như điện phân (đặc biệt là điện phân nước biển), sản xuất nguyên nhiên liệu từ sinh khối, nhiệt phân methane là bước khởi đầu đáng lưu ý để làm chủ công nghệ hydrogen, thích ứng với xu hướng chuyển dịch năng lượng và góp phần bảo vệ môi trường.

**Tài liệu tham khảo**

[1] IEA, "Global hydrogen review 2021", 10/2021. [Online]. Available: <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2021>.

[2] Ibrahim Dincer and Canan Acar, "Review and evaluation of hydrogen production methods for better sustainability", *International Journal of Hydrogen Energy*,

Vol. 40, No. 34, pp. 11094 - 11111, 2015. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2014.12.035.

[3] IEA, "The future of hydrogen: Seizing today's opportunities", 6/2019. [Online]. Available: <https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen>.

[4] Pavlos Nikolaidis and Andreas Poullikkas, "A comparative overview of hydrogen production processes", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 67, pp. 597 - 611, 2017. DOI: 10.1016/j.rser.2016.09.044.

[5] Christopher Graves, Sune D. Ebbesen, Mogens Mogensen, and Klaus S. Lackner, "Sustainable hydrocarbon fuels by recycling CO<sub>2</sub> and H<sub>2</sub>O with renewable or nuclear energy", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 15, No. 1, pp. 1 - 23, 2011. DOI: 10.1016/j.rser.2010.07.014.

[6] Van Nhu Nguyen and Ludger Blum, "Syngas and synfuels from H<sub>2</sub>O and CO<sub>2</sub>: Current status", *Chemie Ingenieur Technik*, Vol. 87, No. 4, pp. 354-375, 2015. DOI: 10.1002/cite.201400090.

[7] Bundesministerium Für Bildung Und Forschung, "Wie das Kopernikus-projekt P2X erneuerbaren strom in kunst- und kraftstoffe, gase und wärme umwandelt". [Online]. Available: <https://www.kopernikus-projekte.de/projekte/p2x/#roadmaps>.

[8] The National Renewable Energy Laboratory, "Renewable electrolysis". [Online]. Available: <https://www.nrel.gov/hydrogen/renewable-electrolysis.html>.

[9] Ibrahim Dincer and Canan Acar, "Smart energy solutions with hydrogen options", *International Journal of Hydrogen Energy*, Vol. 43, No. 18, pp. 8579 - 8599, 2018. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2018.03.120.

[10] Marcelo Carmo and Detlef Stolten, "Chapter 4 - Energy storage using hydrogen produced from excess renewable electricity: Power to hydrogen", *Science and Engineering of Hydrogen-Based Energy Technologies: Hydrogen Production and Practical Applications in Energy Generation*. Academic Press, 2019, pp. 165 - 199.

[11] A. Hauch, R. Küngas, P. Blennow, A.B. Hansen, J.B. Hansen, B.V. Mathiesen, and M.B. Mogensen, "Recent advances in solid oxide cell technology for electrolysis", *Science*, Vol. 370, No. 6513, 2020. DOI: 10.1126/science.aba6118.

[12] Nguyễn Hữu Lương, Nguyễn Thị Châu Giang, và Huỳnh Minh Thuận, "Sản xuất hydrogen từ các nguồn tái tạo và sử dụng trong các nhà máy chế biến dầu khí tại Việt Nam", *Tạp chí Dầu khí*, Số 11, trang 37 - 55, 2020. DOI: 10.47800/PVJ.2020.11-04.

- [13] Hamish Andrew Miller, Karel Bouzek, Jaromir Hnat, Stefan Loos, Christian Immanuel Bernäcker, Thomas Weißgärber, Lars Röntzsch, and Jochen Meier-Haack, "Green hydrogen from anion exchange membrane water electrolysis: A review of recent developments in critical materials and operating conditions", *The Royal Society of Chemistry*, Vol. 4, pp. 2114 - 2133, 2020.
- [14] Pavlos Nikolaidis and Andreas Poulikkas, "A comparative overview of hydrogen production processes", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 67, pp. 597 - 611, 2017.
- [15] Energy Transitions Commission, "Making the hydrogen economy possible: Hydrogen accelerating clean hydrogen in an electrified economy", 4/2021. [Online]. Available: <https://www.energy-transitions.org/publications/making-clean-hydrogen-possible/>. <https://energy-transitions.org/wp-content/uploads/2021/04/ETC-Global-Hydrogen-Report.pdf>.
- [16] Van Nhu Nguyen and L. Blum, "5 - Reversible fuel cells", *Compendium of Hydrogen Energy*, Volume 3: Hydrogen Energy Conversion. Woodhead Publishing, 2016, pp. 115 - 145.
- [17] Roland Peters, Matthias Frank, Wilfried Tiedemann, Ingo Hoven, Robert Deja, Van Nhu Nguyen, Ludger Blum and Detlef Stolten, "Development and Testing of a 5kW-Class Reversible Solid Oxide Cell System", *ECS Transactions*, Vol. 91, No. 1, 2019.
- [18] Trutz Theuer, Dominik Schäfer, Lucy Dittrich, Markus Nohl, Severin Foit, Ludger Blum, Rüdiger-A. Eichel, and L.G.J. De Haart, "Sustainable syngas production by high-temperature co-electrolysis", *Chemie Ingenieur Technik*, Vol 92, pp. 40 - 44, 2020.
- [19] Lucy Dittrich, Markus Nohl, Esther E. Jaekel, Severin Foit, L.G.J. (Bert) De Haart, and Rüdiger-A. Eichel, "High-temperature co-electrolysis: A versatile method to sustainably produce tailored syngas compositions", *Journal of the Electrochemical Society*, Vol. 166, No. 13, 2019.
- [20] Yun Kuang, Michael. J. Kenney, Yongtao Meng, Wei-Hsuan Hung, Yijin Liu, Jianan Erick Huang, Rohit Prasanna, Pengsong Li, Yaping Li, Lei Wang, Meng-Chang Lin, Michael D. McGehee, Xiaoming Sun, and Hongjie D. Dai, "Solar-driven, highly sustained splitting of seawater into hydrohydrogen and oxygen fuels", *PNAS*. DOI: 10.1073/pnas.1900556116.
- [21] M.A. Khan, Tareq Al-Attas, Soumyabrata Roy, Muhammad M. Rahman, Noreddine Ghaffour, Venkataraman Thangadurai, Stephen Larter, Jinguang Hu, Pulickel M. Ajayan, Md Golam Kibria, "Seawater electrolysis for hydrogen production: a solution looking for a problem?", *Energy & Environmental Science*, Vol 14, pp. 4831 - 4839, 2021.
- [22] Christian Geipel, Karl Hauptmeier, Kai Herbrig, Frank Mittmann, Markus Münch, Martin Pötschke, Ludwig Reichel, Thomas Strohbach, Tobias Seidel, and Alexander Surrey, "Stack development and industrial scale-up", *ECS Transactions*, Vol. 91, 2019.
- [23] Ulrik Frøhlke, "Haldor Topsoe to build large-scale SOEC electrolyzer manufacturing facility to meet customer needs for green hydrogen production", 2021. [Online]. Available: <https://blog.topsoe.com/haldor-topsoe-to-build-large-scale-soec-electrolyzer-manufacturing-facility-to-meet-customer-needs-for-green-hydrogen-production>.
- [24] Marcelo Carmo, Gareth P. Keeley, Daniel Holtz, Thomas Grube, Martin Robinius, Martin Müller, and Detlef Stolten, "PEM water electrolysis: Innovative approaches towards catalyst separation, recovery and recycling", *International Journal of Hydrogen Energy*, Vol. 44, pp. 3450 - 3455, 2019. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2018.12.030.
- [25] Friedemann Hegge, Florian Lombeck, Florian Lombeck, Edgar Cruz Ortiz, Luca Bohn, Miriam von Holst, Matthias Kroschel, Jessica Hübner, Matthias Breitwieser, Peter Strasser, and Severin Vierrath, "Efficient and Stable Low Iridium Loaded Anodes for PEM Water Electrolysis Made Possible by Nanofiber Interlayers", *ACS Applied Energy Materials*, Vol. 3, No. 9, pp. 8276 - 8284, 2020. DOI: 10.1021/acsaem.0c00735.
- [26] Florian Ausfelder and Hanna Dura, "3. Roadmap des Kopernikus-Projektes P2X Phase II: Optionen für ein nachhaltiges energie-system mit power-to-x-technologien: Transformation - Anwendungen - Potenziale", 2021. [Online]. Available: [https://www.kopernikus-projekte.de/lw\\_resource/datapool/systemfiles/elements/files/CBE2878A53D522EEE0537E695E868061/live/document/DEC\\_P2X\\_II\\_V06\\_Online\\_small.pdf](https://www.kopernikus-projekte.de/lw_resource/datapool/systemfiles/elements/files/CBE2878A53D522EEE0537E695E868061/live/document/DEC_P2X_II_V06_Online_small.pdf).
- [27] Cordis, "Renewable energy through new electrolysis catalysts for water splitting". [Online]. Available: <https://cordis.europa.eu/project/id/895296>.
- [28] Steffen Schemme, Janos Lucian Breuer, Maximilian Köller, Sven Meschede, Fiona Walman, Remzi Can Samsun, Ralf Peters, and Detlef Stolten, "H<sub>2</sub>-based synthetic fuels: A techno-economic comparison of

alcohol, ether and hydrocarbon production", *International Journal of Hydrogen Energy*, Vol. 45, pp. 5395 - 5414, 2020. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2019.05.028.

[29] Ligang Wang, Mar Pe´rez-Fortes, Hossein Madi, Stefan Diethelm, Jan Van herle, and Fran¸ois Mare´chal, "Optimal design of solid-oxide electrolyzer based power-to-methane systems: A comprehensive comparison between steam electrolysis and co-electrolysis", *Applied Energy*, Vol. 211, pp. 1060 - 1079, 2018. DOI: 10.1016/j.apenergy.2017.11.050.

[30] Riezqa Andika, Asep Bayu Dani Nandiyanto, Zulfan Adi Putra, Muhammad Roil Bilad, Young Kim, Choa Mun Yun, and Moonyong Lee, "Co-electrolysis for power-to-methanol applications", *Renewable Sustainable Energy Reviews*, Vol. 95, pp. 227 - 241, 2018. DOI: 10.1016/j.rser.2018.07.030.

[31] Joshua M. Spurgeon and Bijandra Kumar, "A comparative techno-economic analysis of pathways for commercial electrochemical CO<sub>2</sub> reduction to liquid products", *Energy Environmental Science*, Vol. 11, pp. 1536 - 1551, 2018.

[32] Vincent Dieterich, Alexander Buttler, Andreas Hanel, Hartmut Spliethoff, and Sebastian Fendt, "Power-to-liquid via synthesis of methanol, DME or Fischer-Tropsch-fuels: A review", *Energy & Environmental Science*, 2020. DOI: 10.1039/d0ee01187h.

[33] Solarify, "Weltgr¸o¸ste power-to-X-Anlage in Leuna", 20/1/2021. [Online]. Available: <https://www.solarify.eu/2021/01/20/477-0-weltgroesste-power-to-x-anlage-in-leuna/>.

[34] Energie Park Mainz, "Power-to-gas im energiepark mainz: Bisherige betriebserfahrung, aktueller projektstand und ausblick", 2017. [Online]. Available: [https://www.m-r-n.com/neuigkeiten/2017/20171019-Regionalkonferenz%20Energie%20-%20Umwelt/F3\\_Aichinger\\_Mainz%20E-Park.pdf](https://www.m-r-n.com/neuigkeiten/2017/20171019-Regionalkonferenz%20Energie%20-%20Umwelt/F3_Aichinger_Mainz%20E-Park.pdf).

[35] Wen-Hui Cheng, Matthias H. Richter, Matthias M. May, Jens Ohlmann, David Lackner, Frank Dimroth, Thomas Hannappel, Harry A. Atwater, and Hans-JoachimLewerenz, "Monolithic photoelectrochemical device for direct water splitting with 19% efficiency", *ACS Energy Lett*, Vol. 3, No. 8, pp. 1795 - 1800, 2018. DOI: 10.1021/acsenergylett.8b00920.

[36] M. Reu¸, J. Reul, T. Grube, M. Langemann, S. Calnan, M. Robinius, R. Schlatmann, U. Rau, and D. Stolten, "Solar hydrogen production: A bottom-up analysis of

different photovoltaic-electrolysis pathway", *Sustainable Energy & Fuels*, No. 3, 2019. DOI: 10.1039/C9SE00007K.

[37] Jieyang Jia, Linsey C. Seitz, Jesse D. Benck, Yijie Huo, Yusi Chen, Jia Wei Desmond Ng, Taner Bilir, James S. Harris and Thomas F. Jaramillo, "Solar water splitting by photovoltaic-electrolysis with a solar-to-hydrogen efficiency over 30%", *Nature Communications*, Vol. 7, 2016.

[38] Alexa Grimm, Wouter A. De Jong and Gert Jan Kramer, "Renewable hydrogen production: A techno-economic comparison of photoelectrochemical cells and photovoltaic-electrolysis", *International Journal of Hydrogen Energy*, Vol. 45, No. 43, pp. 22545 - 22555, 2020.

[39] Vaishali Singh and Debabrata Das, "Potential of hydrogen production from biomass", *Science and Engineering of Hydrogen-Based Energy Technologies*, 2019. DOI: 10.1016/B978-0-12-814251-6.00003-4.

[40] Kamlesh Sharma, "Carbohydrate-to-hydrogen production technologies: A mini-review", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 105, pp. 138 - 143, 2019. DOI: 10.1016/j.rser.2019.01.054.

[41] Ping Zhang, Yan-Jun Guo, Jianbin Chen, Yu-Rou Zhao, Jun Chang, Henrik Junge, Matthias Beller, and Yang Li, "Streamlined hydrogen production from biomass", *Nature Catalysis*, Vol. 1, pp. 332 - 338, 2018.

[42] Shiplu Sarker, Jacob J. Lamb, Dag R. Hjelme, and Kristian M. Lien, "Overview of recent progress towards in-situ biogas upgradation techniques", *Fuel*, Vol. 226, pp. 686 - 697, 2018. DOI: 10.1016/j.fuel.2018.04.021.

[43] Jacob Joseph Lamb, "Upgrading biogas to biomethane", *Anaerobic Digestion: From Biomass to Biogas*, 2020. DOI: 10.48216/9788269203325CH9.

[44] Shailey Singhal, Shilpi Agarwal, Shefali Arora, Pankaj Sharma, and Naveen Singhal, "Upgrading techniques for transformation of biogas to bio-CNG: A review", *International Journal Energy Reviews*, Vol. 41, No. 12, pp. 1657 - 1669, 2017. DOI: 10.1002/er.3719.

[45] Daniel Girma Mulat, Freya Mosbæk, Alastair James Ward, Daniela Polag, Markus Greule, Frank Keppler, Jeppe Lund Nielsen, and Anders Feilberg, "Exogenous addition of H<sub>2</sub> for an in situ biogas upgrading through biological reduction of carbon dioxide into methane", *Waste Management*, Vol. 68, pp. 146 - 156, 2017. DOI: 10.1016/j.wasman.2017.05.054.

[46] Camila O. Calgaro and Oscar W. Perez-Lopez, "Biogas dry reforming for hydrogen production over Ni-

M-Al catalysts (M = Mg, Li, Ca, La, Cu, Co, Zn)", *International Journal of Hydrogen Energy*, Vol. 44, No. 33, pp. 17750 - 17766, 2019. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2019.05.113.

[47] Xianhui Zhao, Babu Joseph, John Kuhn, and Soydan Ozcan, "Biogas reforming to syngas: A review", *IScience*, Vol. 23, No. 5, 2020. DOI: 10.1016/j.isci.2020.101082.

[48] Gioele Di Marcoberardino, Dario Vitali, Francesco Spinelli, Marco Binotti, and Giampaolo Manzolini, "Green hydrogen production from raw biogas: A techno-economic investigation of conventional processes using pressure swing adsorption unit", *Processes*, Vol. 6, No. 3, 2018. DOI: 10.3390/pr6030019.

[49] Shiplu Sarker, Anna S.R. Nordgård, Jacob J. Lamb, and Kristian M. Lien, "Chapter 5 - Biogas and hydrogen", *Hydrogen, biomass and bioenergy: Integration pathways for renewable energy applications*. Elsevier, 2020, pp. 73 - 87. DOI: 10.1016/B978-0-08-102629-8.00005-0.

[50] Cordis, "Periodic reporting for period 2 - BIOROBURplus (Advanced direct biogas fuel processor for robust and cost-effective decentralised hydrogen production)". [Online]. Available: <https://cordis.europa.eu/project/id/736272/reporting>.

[51] Nuria Sánchez-Bastardo, Robert Schlögl, Holger Ruland, "Methane pyrolysis for zero-emission hydrogen production: A potential bridge technology from fossil fuels to a renewable and sustainable hydrogen economy", *Industrial & Engineering Chemistry Research*, Vol. 60, pp. 11855 - 11881, 2021.

[52] Brandon José Leal Pérez, José Antonio Medrano Jiménez, Rajat Bhardwaj, Earl Goetheer, Martin van Sint Annaland, and Fausto Gallucci, "Methane pyrolysis in a molten gallium bubble column reactor for sustainable hydrogen production: Proof of concept & techno-economic assessment", *International Journal of Hydrogen Energy*, Vol. 46, pp. 4917 - 4935, 2021. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2020.11.079.

[53] R.A.Dagle, V. Dagle, M.D. Bearden, J. D. Holladay, T.R.Krause, and S. Ahmed, "An overview of natural gas conversion technologies for co-production of hydrogen and value-added solid carbon products", USDOE Office of Energy Efficiency and Renewable Energy (EERE), Transportation Office. Fuel Cell Technologies Office, 2017. DOI: 10.2172/1411934.

## TECHNOLOGIES FOR PRODUCTION OF GREEN HYDROGEN AND HYDROGEN-BASED SYNTHETIC FUELS

**Nguyen Van Nhu<sup>1</sup>, Truong Nhu Tung<sup>2</sup>**

<sup>1</sup>Forschungszentrum Jülich GmbH, Institute of Energy and Climate Research, Germany

<sup>2</sup>Vietnam Petroleum Institute

Email: [nguyen3vannhu@yahoo.com](mailto:nguyen3vannhu@yahoo.com)

### Summary

Hydrogen is an essential material/fuel for industry and energy conversion. The processes for producing hydrogen depend on the raw materials and energy source used. In terms of climate impacts, the most promising hydrogen production method is water electrolysis. The regenerative electrolysis process depends on the carbon intensity of the electricity and the efficiency of converting that electricity into hydrogen.

The development of technologies to extract hydrogen (from conventional and renewable resources) tends to optimise the water electrolysis process using renewable energies by extending material durability, increasing performance efficiency, and reducing precious metal contents in catalysts, thereby lowering the production costs.

The article introduces the latest advances in green hydrogen production technologies using renewable energies, particularly focusing on water and seawater electrolysis, combining electrolysis and solar energy as well as hydrogen-based synthetic fuel production, hydrogen production from biomass and biogas.

**Key words:** Hydrogen, water electrolysis, seawater electrolysis, biomass, biogas, synthetic fuels.



## THỊ TRƯỜNG TIỀM NĂNG VÀ TÁC ĐỘNG CỦA SỰ PHÁT TRIỂN HYDROGEN XANH ĐẾN NĂM 2050 TẠI VIỆT NAM

**Nguyễn Hữu Lương**

Viện Dầu khí Việt Nam

Email: luongnh.pvpro@vpi.pvn.vn

<https://doi.org/10.47800/PVJ.2021.12-04>

### Tóm tắt

Hydrogen có vai trò quan trọng trong quá trình chuyển dịch năng lượng, hướng tới nền kinh tế không phát thải carbon. Hydrogen xanh lam và hydrogen xanh lá là giải pháp đầy tiềm năng để thay thế các nguồn nguyên, nhiên liệu hóa thạch trong các lĩnh vực lọc - hóa dầu, sản xuất đạm, thép, xi măng, điện và giao thông vận tải. Nhu cầu tiềm năng của các loại hydrogen sạch trong các lĩnh vực này cùng với tác động và lợi ích mang lại từ việc phát triển hydrogen đã được đánh giá. Theo đó, thị trường hydrogen tiềm năng có thể đạt sản lượng 22 triệu tấn/năm vào năm 2050. Sự phát triển hydrogen trong các lĩnh vực sẽ tạo ra những thị trường mới với tổng giá trị đạt 100 tỷ USD vào năm 2035 và 1.200 tỷ USD vào năm 2050. Về môi trường, việc thay thế các nguồn nguyên, nhiên liệu hóa thạch bằng hydrogen góp phần giảm 5,4% tổng phát thải CO<sub>2</sub> quốc gia. Để hydrogen phát triển và hoàn thiện chuỗi giá trị tại Việt Nam, việc thiết lập mục tiêu và lộ trình cùng với chính sách phù hợp là cần thiết. Nhận thức được tầm quan trọng của hydrogen đối với hoạt động của lĩnh vực dầu khí và năng lượng nói chung, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam (PVN) đã xây dựng và triển khai chương trình nghiên cứu khoa học về phát triển sản xuất, tồn trữ, vận chuyển, phân phối và sử dụng hiệu quả hydrogen tại Việt Nam trong giai đoạn 2021 - 2025.

**Từ khóa:** Chuyển dịch năng lượng, hydrogen, tác động, thị trường, thuế carbon.

### 1. Vai trò của hydrogen trong quá trình chuyển dịch năng lượng

Năng lượng là lĩnh vực có tốc độ thay đổi nhanh và được quan tâm do có tác động lớn đến môi trường và ảnh hưởng đến an ninh quốc gia. Ngược lại, các lĩnh vực khác cũng tác động đến định hướng phát triển của ngành năng lượng như: môi trường, giao thông vận tải, hóa chất... Trong suốt quá trình phát triển, năng lượng đi từ hình thái sơ khai nhất với việc đốt trực tiếp các nguồn sinh khối cho đến giai đoạn sử dụng than làm nhiên liệu, tiếp đến là phát hiện ra dầu mỏ, rồi khí thiên nhiên cùng với các loại hình cung cấp năng lượng đến từ hạt nhân, gió, mặt trời, thủy điện... Với xu thế giảm thiểu phát thải từ việc sử dụng các loại nhiên liệu hóa thạch, các nền kinh tế mới trên cơ sở methanol hoặc hydrogen đã được đề xuất. Hydrogen được xem là nguồn nguyên, nhiên liệu "sạch" nhất nếu được phát triển từ các nguồn tái tạo. Hình 1 trình

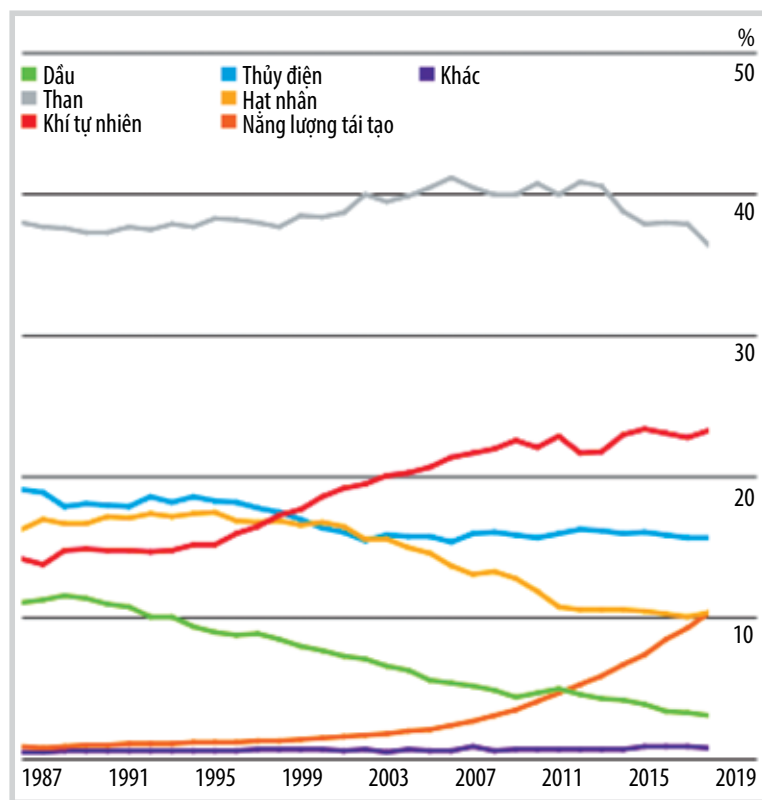
bày tốc độ sử dụng các loại năng lượng của thế giới trong công nghiệp sản xuất điện. Có thể thấy, khí thiên nhiên và năng lượng tái tạo là xu thế phát triển trong khi nhu cầu sử dụng các dạng năng lượng, nhiên liệu khác có xu hướng giảm.

Động lực thúc đẩy sự chuyển dịch năng lượng chính là yêu cầu giảm phát thải CO<sub>2</sub> từ các lĩnh vực hoạt động của con người nhằm chống biến đổi khí hậu. Xu hướng chuyển dịch năng lượng xảy ra trên tất cả các lĩnh vực, có tính đa ngành và dẫn đến những thay đổi cơ bản trong công nghiệp năng lượng nói chung và dầu khí nói riêng. Những thay đổi này đều nhằm tới mục tiêu tăng lợi nhuận, phát triển bền vững và hướng đến nền kinh tế phi carbon (zero carbon) của các ngành công nghiệp nói chung và công nghiệp dầu khí nói riêng. Với lượng khí thải sử dụng gần như bằng không và các nguồn tài nguyên có thể tái tạo, hydrogen có thể được xem là một chất mang năng lượng bền vững lý tưởng. Một số ưu điểm của hydrogen là: (i) hiệu quả chuyển đổi năng lượng cao; (ii) sản xuất từ nước và không tạo khí thải; (iii) trữ lượng rất lớn; (iv) đa dạng các hình thức lưu trữ (ví dụ: khí, chất lỏng hoặc cùng với hydrua kim loại); (v) có khả năng vận chuyển ở khoảng

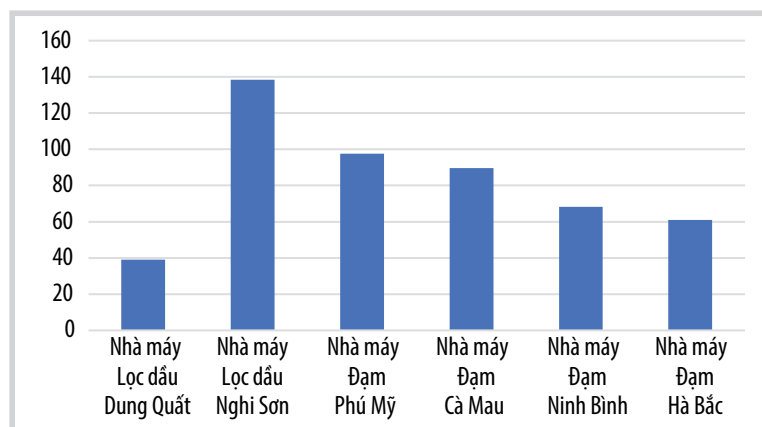


Ngày nhận bài: 4/12/2021. Ngày phản biện đánh giá và sửa chữa: 4 - 24/12/2021.

Ngày bài báo được duyệt đăng: 24/12/2021.



Hình 1. Tốc độ sử dụng các loại năng lượng của thế giới trong công nghiệp sản xuất điện giai đoạn 1987 - 2029 [1].



Hình 2. Sản lượng hydrogen sử dụng tại một số đơn vị nhà máy lọc dầu và sản xuất phân đạm (KTA).

cách xa; (vi) dễ dàng chuyển đổi sang các dạng năng lượng khác; (vii) HHV và LHV cao hơn hầu hết các nhiên liệu hóa thạch có liên quan. Hydrogen có thể được cung cấp từ quá trình điện phân nước và là quá trình đảm bảo được các tiêu chí bền vững và thân thiện với môi trường. Quá trình điện phân nước để thu hydrogen sử dụng các nguồn năng lượng tái tạo được xem là nguồn cung hydrogen chủ yếu trong tương lai. Hiện tại, quá trình sản xuất hydrogen theo con đường điện phân nước chưa được triển khai rộng rãi trong công nghiệp do chi phí sản xuất hydrogen còn cao. Đến năm 2018, trên thế giới mới chỉ có khoảng 4% lượng hydrogen được sản xuất từ điện phân nước. Trong thực tế, với tốc độ phát triển về khoa học kỹ thuật và ứng dụng trong lĩnh vực năng lượng tái tạo, chi phí sản xuất điện từ các nguồn

này ngày càng được hạ thấp. Theo dự báo, giá thành sản xuất điện mặt trời có thể cạnh tranh trực tiếp với điện than từ năm 2020, trong khi với điện gió là từ năm 2025 [2]. Việc sản xuất hydrogen trong công nghiệp nói chung và ngành chế biến dầu khí nói riêng đang dịch chuyển dần từ quá trình reforming khí thiên nhiên truyền thống sang quá trình điện phân nước sử dụng các nguồn năng lượng tái tạo để đảm bảo tính phát triển bền vững.

## 2. Thị trường tiềm năng của hydrogen sạch đến năm 2050 tại Việt Nam

Dưới quan điểm của chuyển dịch năng lượng, hydrogen được gán các nhãn màu khác nhau tùy theo công nghệ sản xuất được sử dụng và mức độ phát thải CO<sub>2</sub> từ quá trình sản xuất hydrogen. Có 4 loại hydrogen phổ biến nhất hiện nay là hydrogen nâu (brown hydrogen), hydrogen xám (grey hydrogen), hydrogen xanh lam (blue hydrogen) và hydrogen xanh lá (green hydrogen). Hydrogen nâu được sản xuất từ than thông qua quá trình khí hóa với lượng phát thải là 20 kg CO<sub>2</sub>/kg H<sub>2</sub>. Hiện tại, hydrogen sử dụng trong công nghiệp được sản xuất chủ yếu từ khí thiên nhiên thông qua quá trình reforming hơi nước và được gọi là hydrogen xám. Mức phát thải của hydrogen xám là 9 kg CO<sub>2</sub>/kg H<sub>2</sub>. Hydrogen xanh lam sẽ được tạo ra nếu 90% lượng CO<sub>2</sub> phát thải từ quá trình sản xuất hydrogen xám được thu hồi và lưu giữ thông qua công nghệ CCS (CO<sub>2</sub> capture and storage). Nếu các loại hydrogen nâu, hydrogen xám và hydrogen xanh lam được sản xuất từ than hoặc khí thiên nhiên và vẫn phụ thuộc vào nguồn nguyên liệu hóa thạch này thì hydrogen xanh lá được sản xuất thông qua quá trình điện phân nước sử dụng các nguồn năng lượng tái tạo như gió, mặt trời, địa nhiệt,... Như vậy, hydrogen xanh lá được xem là loại hydrogen sạch nhất với mức phát thải gần như bằng không và là mục tiêu hướng tới của công nghiệp năng lượng trong tương lai. Trong khi đó, hydrogen xanh lam chính là cầu nối để công nghiệp năng lượng chuyển dần từ hydrogen nâu và hydrogen xám sang hydrogen xanh lá.

Hiện nay, tại Việt Nam, hydrogen xám và hydrogen nâu được sản xuất và sử dụng chủ

yếu tại các nhà máy lọc dầu và sản xuất phân đạm với tổng sản lượng đạt khoảng 500 KTA. Một lượng rất nhỏ hydrogen cũng được sử dụng tại các nhà máy sản xuất thép, kính nổi, điện tử và thực phẩm, chiếm khoảng 0,5% tổng nhu cầu hydrogen hiện tại của Việt Nam. Có thể nói, chuỗi giá trị hydrogen hoàn chỉnh chưa được hình thành tại thị trường Việt Nam trong giai đoạn này. Vì vậy, khi phát triển hydrogen mở rộng ra các lĩnh vực khác, hoàn thiện cơ sở hạ tầng và chuỗi giá trị hydrogen là vấn đề cần được quan tâm. Hình 2 trình bày sản lượng hydrogen sử dụng tại một số đơn vị nhà máy lọc dầu và sản xuất đạm.

Dưới tác động của xu hướng chuyển dịch năng lượng, bên cạnh các lĩnh vực đang sử dụng hydrogen thì các ngành công nghiệp có mức tiêu hao năng lượng và phát thải cao cũng được xem là những lĩnh vực tiềm năng để phát triển hydrogen thay thế cho việc sử dụng nhiên liệu hóa thạch hiện tại. Những ngành công nghiệp tiềm năng này gồm sản xuất điện, thép, xi măng và giao thông vận tải. Đây có thể được xem là những thị trường tiềm năng để phát triển hydrogen sạch trong tương lai tại Việt Nam.

Đối với công nghiệp sản xuất điện, bên cạnh việc phát triển các dạng điện tái tạo (như điện gió, điện mặt trời,...), điện sản xuất từ hydrogen cũng được xem là điện sạch phát triển trong tương lai để thay thế cho các nguồn điện than hiện tại hoặc tại các khu vực không thuận lợi cho việc phát triển năng lượng tái tạo. Đặc biệt, hydrogen có thể được xem là chất mang năng lượng hữu dụng để chuyển năng lượng điện tại các khu vực có nguồn điện tái tạo dư thừa thành hydrogen và hydrogen sẽ được sử dụng để sản xuất điện tại khu vực có nhu cầu về điện. Điện được sản xuất từ hydrogen thông qua công nghệ tế bào nhiên liệu (fuel cell) tại các nhà máy điện tế bào nhiên liệu (fuel cell power plant) với mức tiêu hao 42,3 tấn hydrogen/GWh. Tại Việt Nam, lượng phát thải CO<sub>2</sub> từ sản xuất điện than đang ở mức khoảng 1.200 tấn CO<sub>2</sub>/GWh, cao hơn mức phát thải trung bình của thế giới trong lĩnh vực này (900 - 1.000 tấn CO<sub>2</sub>/GWh) và góp phần vào 50% tổng lượng phát thải quốc gia. Như vậy, khi sử dụng hydrogen xanh là để sản xuất điện thay thế cho điện than thì mức phát thải này có thể được xem là giảm về 0. Đây là mức giảm đáng kể đối với quốc gia có nhu cầu tiêu thụ điện cao như Việt Nam.

Đối với công nghiệp thép, hiện tại, than được sử dụng như là tác nhân khử để chuyển hóa nguyên liệu quặng sắt và là nguyên nhân chính của nguồn phát thải carbon trong quá trình sản xuất thép với mức phát thải là 2,1 tấn CO<sub>2</sub>/tấn thép (cao hơn mức bình quân của thế giới là 1,85 tấn CO<sub>2</sub>/tấn thép) và góp phần vào 17% tổng phát thải của Việt Nam. Tổng sản lượng thép của Việt Nam đạt 25,9

triệu tấn/năm vào năm 2020 và phục vụ cho cả nhu cầu trong nước và xuất khẩu, trong đó, tỷ lệ xuất khẩu khoảng 20%, bao gồm các thị trường châu Á (> 50%) và châu Âu (~10%) [3]. Dưới tác động của xu hướng chuyển dịch năng lượng, các nhà máy sản xuất thép cần chuẩn bị lộ trình "xanh" hóa quy trình sản xuất. Hydrogen có thể được xem là lựa chọn tốt để giảm phát thải cho ngành công nghiệp này. Theo đó, cần khoảng 50 kg hydrogen để sản xuất 1 tấn thép [4]. Gần đây, thị trường châu Âu cũng đã công bố kế hoạch áp dụng thuế carbon đối với các mặt hàng nhập khẩu, trong đó có mặt hàng thép. Đây có thể xem là động lực để các nhà sản xuất thép của Việt Nam áp dụng đổi mới công nghệ theo hướng giảm phát thải và tiến tới sử dụng hydrogen thay cho nguồn than hóa thạch.

Tương tự như công nghiệp thép, sản xuất xi măng là lĩnh vực có mức tiêu hao năng lượng cao và có thể sử dụng hydrogen để thay thế cho nguồn nhiên liệu hóa thạch đang sử dụng. Năm 2019, Việt Nam đứng thứ 3 về sản lượng xi măng và thứ 4 về nhu cầu sử dụng loại vật liệu này trên thế giới. Công nghiệp xi măng góp phần 2% trong GDP quốc gia và 5% trong GDP của công nghiệp và xây dựng. Năm 2020, sản lượng xi măng đạt 105 triệu tấn/năm, phục vụ cho cả nhu cầu tiêu thụ trong nước và xuất khẩu, trong đó, tỷ lệ xuất khẩu là 32% chủ yếu hướng đến thị trường Trung Quốc và các nước thuộc khu vực châu Á (Philippines, Bangladesh,...) [5]. Hiện nay, mức phát thải carbon trung bình của ngành công nghiệp này là 222 kg carbon/tấn xi măng. Để giảm phát thải carbon cho lĩnh vực này, có thể áp dụng công nghệ CCS để thu hồi và lưu giữ CO<sub>2</sub> tạo ra từ quá trình sản xuất xi măng. Tuy nhiên, hiệu quả của việc thu hồi CO<sub>2</sub> sẽ phụ thuộc vào sự sẵn có về cơ sở hạ tầng và quy mô công suất áp dụng công nghệ CCS. Bên cạnh đó, hydrogen được xem là giải pháp đầy tiềm năng để "xanh" hóa lĩnh vực này. Theo đó, cần 45 kg hydrogen để sản xuất 1 tấn xi măng. Hiện nay, việc ứng dụng hydrogen để thay thế cho nhiên liệu hóa thạch trong sản xuất xi măng đang ở giai đoạn đầu của việc hoàn thiện công nghệ.

Giao thông vận tải là lĩnh vực tiềm năng để ứng dụng hydrogen thay cho các loại nhiên liệu hóa thạch truyền thống đang sử dụng (xăng và diesel) với sự phát triển của các loại xe sử dụng tế bào nhiên liệu (fuel cell electric vehicles - FCEVs). FCEVs được xem là thế hệ phương tiện giao thông tiên tiến phát triển sau các loại phương tiện xe điện (battery electric vehicles - BEVs) khoảng 1 thập kỷ [6]. Các loại xe FCEVs được dự báo bùng nổ phát triển tại các khu vực trên thế giới từ giai đoạn 2035 - 2040 trở đi. Đối tượng thay thế của xe FCEVs chính là các loại xe tải hạng

nặng và xe bus đang sử dụng nhiên liệu diesel. Thông thường, mức tiêu hao nhiên liệu của các loại xe này khoảng 30 lít diesel/100 km, tùy thuộc vào công suất động cơ của xe. Theo đó, lượng phát thải của các loại xe truyền thống này là 79 kg CO<sub>2</sub>/100 km. Khi được thay thế bằng xe FCEVs, lượng hydrogen tiêu tốn để duy trì cùng quãng đường là 6 kg hydrogen/100 km. Tại Việt Nam, 1 xe tải hạng nặng tiêu thụ trung bình 10.800 lít diesel/năm, tương đương với 6.480 kg hydrogen/năm khi được thay thế bằng FCEVs.

Việt Nam được xem là quốc gia có tiềm năng về phát triển các loại hydrogen sạch, bao gồm hydrogen xanh lam và hydrogen xanh lá. Gần đây, với sự phát hiện các mỏ khí lớn trong nước cùng với việc phát triển công nghiệp LNG trên toàn thế giới, hydrogen xanh lam có thể được xem là bước chuyển tiếp từ hydrogen nâu và hydrogen xám sang hydrogen xanh lá. Một số khu vực địa chất tại thềm lục địa Việt Nam được đánh giá là địa điểm lý tưởng để chôn lấp CO<sub>2</sub>, đặc biệt là tại các mỏ dầu khí đã ngưng khai thác. Bên cạnh đấy, CO<sub>2</sub> cũng được xem là giải pháp để tăng cường hệ số thu hồi dầu tại các khu vực dầu khí đang khai thác thông qua công nghệ thu hồi, sử dụng hoặc tồn trữ CO<sub>2</sub> (CCUS). Mặt khác, Việt Nam cũng được đánh giá là khu vực có tiềm năng cao về các nguồn năng lượng tái tạo, bao gồm gió, mặt trời, sinh khối... Ước tính tiềm năng khai thác điện gió của Việt Nam có thể lên đến 512 GW và 35 GW điện mặt trời. Đây là nguồn tài nguyên lý tưởng để sản xuất hydrogen xanh lá. Cho đến nay, hydrogen nói chung và hydrogen sạch nói riêng chưa được đưa vào trong quy hoạch phát triển năng lượng quốc gia. Tuy nhiên, dưới tác động của xu hướng chuyển dịch năng lượng toàn cầu, Chính phủ đã có những bước khởi động hướng tới một nền kinh tế phát triển bền vững với các cam kết về mức cắt giảm phát thải carbon (NDC, 2020) cũng như mục tiêu phát triển năng lượng tái tạo và giảm phát thải trong lĩnh vực năng lượng (Nghị quyết số 55-NQ/TW của Bộ Chính trị, 2020). Tại Hội nghị thượng đỉnh về chống biến đổi khí hậu toàn cầu COP26, Thủ tướng Chính phủ đã cam kết Việt Nam, cùng với các quốc gia khác trên thế giới, sẽ hướng tới nền kinh tế không phát thải carbon vào năm 2050. Theo đó, hydrogen được xem giải pháp để phát triển năng lượng sạch và được đưa vào dự thảo Quy hoạch phát

triển năng lượng quốc gia của Việt Nam. Có thể thấy, đây là những bước đi khởi đầu đầy triển vọng để mở ra thị trường tiềm năng cho việc phát triển hydrogen tại Việt Nam. Một lộ trình và mục tiêu phát triển hydrogen cần được xây dựng tại Việt Nam, trước hết là cho các lĩnh vực tiềm năng, gồm các ngành công nghiệp lọc - hóa dầu, đạm, thép, điện, xi măng và giao thông vận tải. Với giả định hydrogen bắt đầu được áp dụng thí điểm cho các lĩnh vực tiềm năng từ năm 2025, đến năm 2030, 1 - 2% hydrogen sẽ được thay thế cho nhu cầu nguyên, nhiên liệu hóa thạch của những lĩnh vực này và đến năm 2050, tỷ lệ sử dụng hydrogen đạt 20 - 30% thì thị trường hydrogen sạch tại Việt Nam có thể đạt khoảng 22 triệu tấn/năm vào năm 2050, tương ứng 2,8% nhu cầu hydrogen của thế giới. Hình 3 trình bày dự báo nhu cầu hydrogen sạch cho các lĩnh vực tiềm năng vào các năm 2035 và 2050 tại Việt Nam.

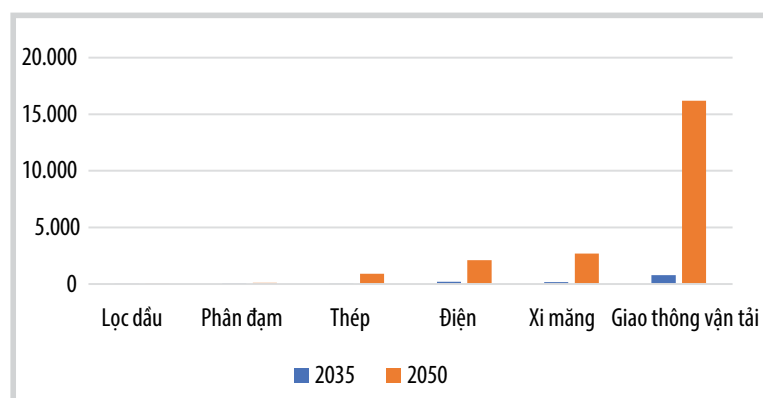
Có thể thấy rằng, nhu cầu hydrogen lớn nhất đến từ lĩnh vực giao thông vận tải, kế tiếp là xi măng, điện và thép, rồi đến các ngành lọc - hóa dầu và sản xuất đạm. Sự phát triển hydrogen trong các lĩnh vực này sẽ đóng góp giảm 5,4% tổng lượng phát thải quốc gia vào năm 2030. Không những thế, sự phát triển hydrogen tại Việt Nam cũng sẽ tạo điều kiện phát triển các yếu tố về kinh tế, xã hội và các ngành công nghiệp liên quan.

### 3. Tác động và lợi ích của việc phát triển hydrogen sạch tại Việt Nam

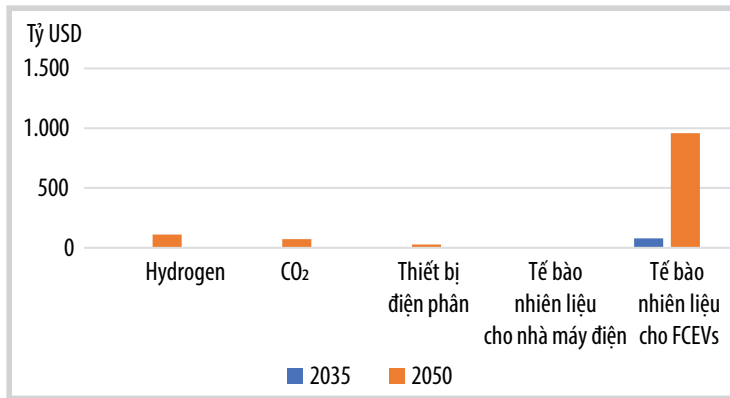
Việc phát triển hydrogen tại Việt Nam mang lại lợi ích nhiều mặt về kinh tế, xã hội, môi trường và các khía cạnh khác. Các tác động này mang tính tương hỗ và tác động lẫn nhau, tạo ra môi trường thuận lợi để hydrogen và toàn bộ nền kinh tế - xã hội của quốc gia cùng phát triển.

#### 3.1. Kinh tế

Cùng với việc hoàn thiện chuỗi giá trị của hydrogen tại Việt Nam, việc phát triển hydrogen sẽ tạo ra được những thị trường tiềm năng mới, bao gồm: trao đổi phát thải CO<sub>2</sub>, thiết bị điện phân phục vụ cho công nghiệp sản xuất hydrogen xanh lá và tế bào nhiên liệu phục vụ



Hình 3. Dự báo nhu cầu hydrogen sạch cho các lĩnh vực tiềm năng vào năm 2035 và 2050 tại Việt Nam (KTA).



**Hình 4.** Giá trị của các thị trường tiềm năng khi phát triển hydrogen vào các năm 2035 và 2050 tại Việt Nam (tỷ USD).

cho nhà máy sản xuất điện và phương tiện giao thông. Ước tính tổng giá trị mang lại từ các thị trường tiềm năng này đạt gần 100 tỷ USD vào năm 2035 và 1.200 tỷ USD vào năm 2050. Hình 4 trình bày giá trị của các thị trường tiềm năng khi phát triển hydrogen vào các năm 2035 và 2050 tại Việt Nam.

Việc phát triển hydrogen cũng sẽ góp phần tạo ra hình ảnh Việt Nam là quốc gia “xanh”, thu hút đầu tư từ nước ngoài và phát triển du lịch. Trong tương lai, Việt Nam cũng có thể được phát triển thành một điểm “hydrogen hub” của khu vực và xuất khẩu hydrogen xanh lá từ nguồn năng lượng tái tạo dồi dào.

**3.2. Xã hội**

Sự hình thành các thị trường mới tiềm năng sẽ kéo theo sự gia tăng về nhu cầu lao động. Một nghiên cứu đã chỉ ra rằng khi chuyển đổi từ nền kinh tế trên cơ sở các nguồn năng lượng hóa thạch sang nền kinh tế bền vững trên cơ sở các nguồn năng lượng tái tạo, 62.000 - 92.000 việc làm có thể được tạo ra mỗi năm, cao gấp gần 3 lần so với nền kinh tế truyền thống dựa trên nguồn năng lượng hóa thạch. Bên cạnh đó, người dân tại các khu vực hẻo lánh, nơi mà đường truyền tải điện gặp khó khăn để thiết lập, giờ đây có thể tiếp cận được các nguồn điện sạch từ hydrogen được sản xuất ngay tại khu vực địa phương, cơ sở hạ tầng của khu vực được phát triển, giúp đảm bảo được sự công bằng xã hội và nâng cao chất lượng cuộc sống. Quan trọng hơn, ý thức về phát triển bền vững của người dân cũng sẽ được cải thiện thông qua việc sản xuất và sử dụng các nguồn điện sạch hàng ngày.

**3.3. Môi trường**

Theo cam kết của Chính phủ trong NDC (2020), Việt Nam sẽ cắt giảm không điều kiện 9% lượng phát thải CO<sub>2</sub> và 27% với sự hỗ trợ của quốc tế vào năm 2030. Sự phát triển hydrogen theo “lộ trình” giả định như trong phần 2 của bài viết sẽ góp phần làm giảm 5,4% tổng lượng phát thải quốc gia. Đây cũng là bước đi đầy hứa hẹn, hướng tới nền kinh tế không phát thải carbon vào năm 2050 như cam kết của Thủ tướng Chính phủ tại Hội nghị COP26. Hydrogen

không chỉ là nguồn năng lượng sạch mà còn được xem là nguồn nguyên liệu thay thế bền vững trong nhiều lĩnh vực khác nhau. Theo đó, hydrogen trở thành công cụ hiệu quả để loại bỏ phát thải carbon trong nhiều ngành khác nhau như: lọc - hóa dầu, sản xuất phân đạm, thép, xi măng, điện, giao thông vận tải...

**3.4. Các khía cạnh khác**

Việt Nam trở thành một quốc gia nhập khẩu năng lượng từ năm 2015 [7] trong khi được đánh giá là quốc gia có nguồn tài nguyên dồi dào để sản xuất hydrogen xanh lam và hydrogen xanh lá. Sự phát triển hydrogen sạch không những góp phần đảm bảo an ninh năng lượng quốc gia mà còn tạo ra phương thức sử dụng tài nguyên quốc gia hiệu quả hơn. Trên cơ sở cam kết phát triển Việt Nam xanh, sạch và bền vững của Chính phủ với cộng đồng quốc tế, vị thế chính trị của Việt Nam ngày càng được cải thiện và trở thành điểm đến hấp dẫn cho các đầu tư “xanh”. Thông qua đó, Việt Nam cũng sẽ có cơ hội để tiếp nhận các công nghệ tiên tiến, các quỹ phát triển xanh và trở thành mắt xích trong chuỗi phát triển xanh toàn cầu.

**4. Chính sách phát triển hydrogen sạch tại Việt Nam**

Hydrogen là con đường tắt yếu để cung cấp nguồn nguyên, nhiên liệu thay thế bền vững cho các lĩnh vực khác nhau để phục cho các hoạt động của con người. Tuy nhiên, tại thời điểm hiện tại, chi phí sản xuất các loại hydrogen xanh lam và hydrogen xanh lá vẫn còn cao hơn so với các loại hydrogen truyền thống như hydrogen xám và hydrogen nâu. Theo ước tính của Viện Dầu khí Việt Nam (VPI), cho đến năm 2025, chi phí sản xuất hydrogen xanh lam và hydrogen xanh lá tại Việt Nam vẫn cao gấp lần lượt 1,3 và 2,1 lần so với hydrogen xám. Để hydrogen sạch có thể phát triển và dần hoàn thiện tại Việt Nam, việc thực thi các chính sách hỗ trợ từ Chính phủ là cần thiết nhằm đảm bảo tính cạnh tranh của các nguồn hydrogen sạch. Các chính sách hỗ trợ cho việc phát triển hydrogen có thể được chia thành 2 nhóm chính:

- Giảm rủi ro đối với nhà đầu tư:
- + Đưa hydrogen vào quy hoạch năng lượng

**Bảng 1. Kế hoạch triển khai chương trình phát triển sản xuất, tồn trữ, vận chuyển, phân phối và sử dụng hiệu quả hydrogen tại Việt Nam giai đoạn 2021 - 2025.**

Mục tiêu	Mục tiêu định lượng để đánh giá (KPI)	Nhiệm vụ	Sản phẩm cần đạt				
			2022	2023	2024	2025	
<p>- Phát triển sản xuất hydrogen từ các nguồn tái tạo và cơ sở hạ tầng để tàng trữ/lưu giữ, vận chuyển, phân phối hydrogen tại Việt Nam;</p> <p>- Tích hợp nguồn hydrogen vào các nhà máy chế biến dầu khí có phần vốn góp của PVN;</p> <p>- Phát triển nhiên liệu mới trên cơ sở nguồn hydrogen;</p> <p>- Đề xuất lộ trình và giải pháp triển khai hiệu quả các dự án sản xuất và ứng dụng hydrogen trong chuỗi giá trị của PVN.</p>	<p>Thực nghiệm công nghệ sản xuất hydrogen sạch: 1 công nghệ nhiệt phân CH<sub>4</sub> để sản xuất hydrogen xanh lam và 1 công nghệ điện phân nước biển để sản xuất hydrogen xanh lá.</p>	<p>Xác định công nghệ sản xuất hydrogen phù hợp với điều kiện Việt Nam.</p>	<p>Công nghệ sản xuất hydrogen hiệu quả và phù hợp với điều kiện Việt Nam.</p>				
		<p>Phát triển công nghệ nhiệt phân khí thiên nhiên và sản xuất thử nghiệm hydrogen xanh lam với công suất 1 m<sup>3</sup>/giờ.</p>	<p>- Đối tác hợp tác về công nghệ; - Địa điểm thử nghiệm.</p>	<p>Bản vẽ thiết kế và chế tạo hệ thống pilot sản xuất hydrogen công suất 1 m<sup>3</sup>/giờ.</p>	<p>Hệ thống pilot sản xuất hydrogen công suất 1 m<sup>3</sup>/giờ.</p>	<p>- Sản xuất thử nghiệm 100 m<sup>3</sup> hydrogen; - Độ ổn định công nghệ; - Chi phí sản xuất hydrogen.</p>	
		<p>Xây dựng hệ thống pilot và sản xuất thử nghiệm hydrogen xanh lá từ nước biển với công suất 1 m<sup>3</sup>/giờ.</p>	<p>- Đối tác hợp tác về công nghệ; - Địa điểm thử nghiệm.</p>	<p>Bản vẽ thiết kế và chế tạo hệ thống pilot sản xuất hydrogen công suất 1 m<sup>3</sup>/giờ.</p>	<p>Hệ thống pilot sản xuất hydrogen công suất 1 m<sup>3</sup>/giờ.</p>	<p>- Sản xuất thử nghiệm 100 m<sup>3</sup> hydrogen; - Độ ổn định công nghệ; - Chi phí sản xuất hydrogen.</p>	
	<p>Đánh giá khả năng tích hợp hydrogen tái tạo vào 1 nhà máy chế biến dầu khí của PVN.</p>	<p>Đề xuất định hướng phát triển hydrogen trong lĩnh vực chế biến dầu khí của PVN.</p>	<p>- Vai trò của hydrogen trong chế biến dầu khí; - Cơ hội và thách thức đối với phát triển hydrogen trong chế biến dầu khí; - Định hướng phát triển hydrogen trong lĩnh vực chế biến dầu khí của PVN.</p>				
		<p>Đánh giá khả năng tích hợp hydrogen tái tạo vào 1 nhà máy chế biến dầu khí của PVN.</p>		<p>- Đối tượng tích hợp; - Hiện trạng hoạt động; - Tiềm năng về nguồn hydrogen tái tạo; - Sự phù hợp về công nghệ và cơ sở hạ tầng.</p>	<p>- Phương án công nghệ phù hợp để tích hợp hydrogen tái tạo vào nhà máy hiện hữu; - Đánh giá hiệu quả kinh tế - kỹ thuật; - Lộ trình "xanh" hóa nhà máy.</p>		
	<p>Thực nghiệm tích hợp hydrogen vào chuỗi giá trị của PVN: 1 thử nghiệm phối trộn hydrogen với khí thiên nhiên và ứng dụng tại nhà máy điện khí.</p>		<p>Xác định công nghệ tàng trữ, vận chuyển, phân phối hydrogen phù hợp với điều kiện của Việt Nam.</p>	<p>Công nghệ tàng trữ, vận chuyển, phân phối hydrogen phù hợp với điều kiện Việt Nam.</p>			
<p>Đánh giá khả năng tích hợp hydrogen vào chuỗi giá trị của PVN.</p>			<p>- Chuỗi giá trị của PVN; - Hiện trạng cơ sở hạ tầng của PVN; - Cơ hội tích hợp hydrogen vào chuỗi giá trị của PVN.</p>				
<p>Thử nghiệm phối trộn hydrogen với khí thiên nhiên và ứng dụng tại nhà máy điện khí có phần vốn góp của PVN.</p>			<p>- Địa điểm thử nghiệm; - Tỷ lệ phối trộn; - Phương án công nghệ và thi công.</p>	<p>Hệ thống sản xuất hydrogen và đầu nối vào hệ thống đường ống hiện hữu.</p>	<p>Sản xuất thử nghiệm trong 100 giờ và báo cáo hiệu quả kinh tế, kỹ thuật và môi trường.</p>		

quốc gia để tạo ra khung cơ sở pháp lý và danh mục ưu tiên cho các dự án phát triển hydrogen và các lĩnh vực liên quan;

- + Thực thi các chính sách thuế suất ưu đãi như giảm 50% thuế thu nhập doanh nghiệp trong 10 năm đầu, miễn thuế nhập khẩu thiết bị và phụ tùng phục vụ sản xuất và phát triển chuỗi giá trị của hydrogen, giảm 50% phí thuê đất, hỗ trợ tài chính cho nguồn nguyên liệu đầu vào và sản lượng hydrogen sạch, ưu tiên dành các quỹ đất, cam kết tiêu thụ hydrogen sạch cho các dự án công,...

- + Phát triển các tiêu chuẩn, quy chuẩn kỹ thuật và quy định an toàn, đảm bảo phát triển đồng bộ chuỗi giá trị hydrogen;

- Tạo ra nhu cầu sử dụng hydrogen trong nền kinh tế quốc gia:

- + Hỗ trợ tài chính đối với các dự án phát triển cơ sở hạ tầng phục vụ phát triển chuỗi giá trị hydrogen;

- + Phối hợp với các đơn vị sản xuất và thương mại xe FCEVs để có chính sách ưu đãi, hỗ trợ tài chính đối với người mua xe;

- + Ưu đãi các loại thuế phí liên quan đến việc sở hữu xe FCEVs như: giảm thuế tiêu thụ đặc biệt, phí trước bạ xe, phí đăng kiểm xe,...

- + Áp dụng thuế CO<sub>2</sub> đối với các loại nhiên liệu hóa thạch, đảm bảo hydrogen sạch có thể cạnh tranh được với nhiên liệu hóa thạch truyền thống. Theo đó, tại Việt Nam, mức thuế CO<sub>2</sub> 100 USD/tấn CO<sub>2</sub> có thể được xem xét áp đặt để các loại hydrogen xanh lam và hydrogen xanh lá có thể cạnh tranh được với các nguồn hóa thạch truyền thống trong các lĩnh vực sản xuất điện và giao thông vận tải.

**5. Chương trình nghiên cứu khoa học phát triển sản xuất, tồn trữ, vận chuyển, phân phối và sử dụng hiệu quả hydrogen sạch tại Việt Nam**

Hiện tại, công nghiệp dầu khí vẫn là nguồn cung năng lượng chủ yếu, chiếm trên 50% nguồn cung năng lượng sơ cấp. Dưới tác động của xu hướng chuyển dịch năng lượng, công nghiệp dầu khí là lĩnh vực trước hết bị tác động, nhưng cũng tạo ra cơ hội dẫn đầu các hoạt động chuyển dịch năng lượng. Có thể thấy tồn tại đồng thời thách thức và cơ hội đối với công nghiệp dầu khí. Sự thay đổi nhu cầu năng lượng về cả chất lượng và số lượng chắc chắn dẫn tới những biến đổi sâu sắc trong hoạt động từ thượng nguồn đến hạ nguồn của công nghiệp dầu khí. Theo xu hướng chuyển dịch năng lượng, yêu cầu về “sạch hóa” nguồn

cung năng lượng đã dẫn tới sự giảm nhu cầu dầu thô và tăng nhu cầu sử dụng khí thiên nhiên, đồng thời, tạo ra áp lực áp dụng các giải pháp công nghệ để theo dõi và giảm thiểu lượng phát thải khí gây hiệu ứng nhà kính trong quá trình khai thác dầu khí. Đối với hoạt động chế biến dầu khí, xu hướng chuyển dịch năng lượng đã dẫn đến giảm nhu cầu tiêu thụ các loại nhiên liệu lỏng truyền thống và tăng dần nhu cầu các loại nhiên liệu mới như nhiên liệu sinh học và hydrogen. Để đón đầu sự phát triển của các loại phương tiện giao thông thế hệ mới như xe điện và xe sử dụng hydrogen, các nhà máy lọc dầu có thể xem xét chiến lược phát triển các sản phẩm hóa dầu, hydrogen và các loại nhiên liệu sinh học như là các sản phẩm mới. Nhận thức được vai trò quan trọng của hydrogen trong cơ cấu năng lượng của tương lai cũng như ảnh hưởng của sự phát triển hydrogen đến hoạt động của lĩnh vực dầu khí, PVN đã ban hành Quyết định số 3379/QĐ-DKVN ngày 17/6/2021 về việc phê duyệt khung “Chương trình nghiên cứu khoa học dài hạn giai đoạn 2021 - 2025 của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam”, bao gồm 6 khung chương trình dài hạn, trong đó có chương trình về phát triển sản xuất, tồn trữ, vận chuyển, phân phối và sử dụng hiệu quả hydrogen [8, 9]. Trên cơ sở đó, kế hoạch triển khai chương trình với các mục tiêu, nội dung và sản phẩm cụ thể đã được xây dựng. Bảng 1 trình bày chi tiết kế hoạch triển khai của chương trình này trong giai đoạn 2021 - 2025.

**6. Kết luận và kiến nghị**

Hydrogen giữ vị trí quan trọng trong quá trình chuyển dịch năng lượng, hướng tới nền kinh tế không phát thải carbon. Hydrogen xanh lam và hydrogen xanh lá là giải pháp tiềm năng để thay thế cho các nguồn hóa thạch trong các lĩnh vực lọc - hóa dầu, sản xuất phân đạm, thép, xi măng, điện và giao thông vận tải. Theo đó, thị trường hydrogen tiềm năng có thể đạt sản lượng 22 triệu tấn/năm vào năm 2050. Sự phát triển hydrogen trong các lĩnh vực cũng sẽ tạo ra những thị trường mới với tổng giá trị đạt 100 tỷ USD vào năm 2035 và 1.200 tỷ USD vào năm 2050. Về môi trường, việc thay thế các nguồn nguyên/nhiên liệu hóa thạch bằng hydrogen đã góp phần giảm 5,4% tổng phát thải CO<sub>2</sub> quốc gia. Bên cạnh các giá trị về lợi ích kinh tế và môi trường, sự phát triển hydrogen còn tạo ra các tác động hữu ích khác đối với sự phát triển xã hội, khoa học công nghệ, thu hút đầu tư và đảm bảo an ninh năng lượng. Để hydrogen phát triển và hoàn thiện chuỗi giá trị tại Việt Nam, việc thiết lập mục tiêu và lộ trình cùng với chính sách phù hợp là cần thiết. Nhận thức được tầm quan trọng của hydrogen đối với hoạt động của lĩnh vực dầu khí và năng lượng nói chung, PVN đã ban hành

chương trình khung và xây dựng kế hoạch triển khai chương trình nghiên cứu khoa học dài hạn về phát triển sản xuất, tồn trữ, vận chuyển, phân phối và sử dụng hiệu quả hydrogen tại Việt Nam trong giai đoạn 2021 - 2025. Sản phẩm dự kiến của chương trình sẽ góp phần phát triển PVN hiệu quả và bền vững trong xu hướng chuyển dịch năng lượng.

### Tài liệu tham khảo

- [1] BP, "Statistical review of world energy", 69<sup>th</sup> edition, 2020.
- [2] GreenID, "Analysis of future generation capacity scenarios for Vietnam", 2017.
- [3] Huyền Trang và Đức Quyền, "Báo cáo thị trường thép năm 2020", Vietnambiz, 2021.
- [4] Briefing and European Parliament, "The potential of hydrogen for decarbonising steel production", 2020.
- [5] VCBS, "Cement industry outlook report", 2021.
- [6] Research on Batteries, "Charging stations for electric vehicles and evaluation of hydrogen impact on PVOIL's production and business", VPI, 2021.
- [7] Nguyen Huu Luong, "Current status of hydrogen production and uses in PVN", 4<sup>th</sup> Asia Pacific Meeting on Near Surface Geoscience & Engineering, 2021.
- [8] Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, "Phê duyệt khung Chương trình nghiên cứu khoa học dài hạn giai đoạn 2021 - 2025 của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam", Quyết định số 3379/QĐ-DKVN ngày 17/6/2021.
- [9] Nguyễn Hữu Lương, Nguyễn Thị Châu Giang, và Huỳnh Minh Thuận, "Sản xuất hydro từ các nguồn tái tạo và sử dụng trong các nhà máy chế biến dầu khí tại Việt Nam", Tạp chí Dầu khí, 11, trang 37 - 55, 2020. DOI: 10.47800/PVJ.2020.11-04.

## POTENTIAL MARKET AND IMPACT OF CLEAN HYDROGEN DEVELOPMENT TO 2050 IN VIETNAM

**Nguyen Huu Luong**  
Vietnam Petroleum Institute  
Email: luongnh.pvro@vpi.pvn.vn

### Summary

Hydrogen plays an important role in the energy transition towards a zero-carbon economy. Blue hydrogen and green hydrogen are potential sources to replace fossil materials and fuels in the fields of refining - petrochemical, production of fertiliser, steel, cement, electricity, and transportation. The potential demand for clean hydrogen in these areas has been evaluated along with the impacts and benefits of hydrogen development. Accordingly, the potential hydrogen market can reach an output of 22 million tons/year by 2050. The development of hydrogen in the fields will create new markets with a total value of USD 100 billion in 2035 and USD 1,200 billion in 2050. In terms of the environment, replacing fossil materials and fuels with hydrogen reduces the total national CO<sub>2</sub> emissions by 5.4%. In order to develop and complete the hydrogen value chain in Vietnam, it is necessary to set goals and roadmaps along with appropriate policies. Recognising the importance of hydrogen to the operation of the oil and gas and energy sectors in general, the Vietnam Oil and Gas Group (PVN) has developed a scientific research programme on the development of production, storage, transportation, distribution, and efficient use of hydrogen in Vietnam in the 2021 - 2025 period.

**Key words:** Energy transition, hydrogen, impact, market, carbon tax.



## CÔNG NGHỆ ỨNG DỤNG HYDROGEN VÀ HỆ THỐNG NĂNG LƯỢNG THÔNG MINH THÂN THIỆN VỚI MÔI TRƯỜNG

Nguyễn Văn Như<sup>1</sup>, Trương Như Tùng<sup>2</sup>, Đinh Văn Thịnh<sup>3</sup>, Nguyễn Việt Anh<sup>4</sup>

<sup>1</sup>Viện Nghiên cứu Năng lượng và Khí hậu, Trung tâm Nghiên cứu Khoa học và Kỹ thuật Juelich, Đức

<sup>2</sup>Viện Dầu khí Việt Nam

<sup>3</sup>Senior Experten Service (SES), Bonn, Đức

<sup>4</sup>Siemens Energy AG, Đức

Email: [nguyen3vannhu@yahoo.com](mailto:nguyen3vannhu@yahoo.com)

<https://doi.org/10.47800/PVJ.2021.12-05>

### Tóm tắt

Biến đổi khí hậu và sự cạn kiệt nhiên liệu hóa thạch là nguyên nhân chính khiến các quốc gia trên thế giới xây dựng và triển khai chiến lược chuyển dịch năng lượng. Là nhiên liệu đốt sạch (chỉ tạo ra hơi nước), hydrogen sẽ đóng vai trò quan trọng trong quá trình chuyển đổi năng lượng hóa thạch sang sử dụng năng lượng không phát thải CO<sub>2</sub>. Bài báo giới thiệu tiến bộ về công nghệ ứng dụng hydrogen trong giao thông vận tải, công nghiệp và sản xuất điện; các thách thức về công nghệ và an toàn hydrogen, rào cản trong nhận thức của xã hội và đề xuất kiến nghị nhằm phát triển công nghệ hydrogen và hệ thống năng lượng thông minh thân thiện với môi trường.

**Từ khóa:** Ứng dụng hydrogen, pin nhiên liệu, giao thông vận tải, sản xuất điện, hệ thống năng lượng thông minh.

### 1. Giới thiệu

Hydrogen được xem là nguyên tố then chốt trong việc chuyển đổi năng lượng trên thế giới. Hydrogen có thể sử dụng trực tiếp ở dạng tinh khiết hoặc là cơ sở để tổng hợp nhiên liệu hydrogen dạng lỏng, khí như methane tổng hợp hoặc diesel tổng hợp cũng như cho các chất mang năng lượng khác như ammonia (NH<sub>3</sub>). Hiện nay, hydrogen được sử dụng công nghiệp chủ yếu trong các nhà máy lọc dầu và sản xuất ammonia; sản xuất methanol, sản xuất thép cũng như các hóa chất khác [1].

Trong lĩnh vực dân dụng, hydrogen được sử dụng trong các ứng dụng dựa trên pin nhiên liệu gọi là hệ thống kết hợp sưởi và điện (CHP - combined heat and power). Công nghệ màng điện phân proton (PEMFC - proton exchange membrane fuel cells) và pin nhiên liệu oxide rắn (SOFC - solid oxide fuel cells) thường được sử dụng nhất. Cả 2 pin nhiên liệu trong CHP đều có thể được điều khiển bằng nhiệt hoặc điện và có thể được triển khai dưới dạng CHP nhỏ hoặc vi mô do kích thước nhỏ gọn của chúng. Nhiên liệu cho PEMFC là hydrogen nguyên chất trực tiếp. Nhiên liệu

cho SOFC có thể là hydrogen, khí tự nhiên, khí sinh học hoặc hỗn hợp của chúng. Quá trình chuyển hóa thành hydrogen diễn ra bên trong thiết bị SOFC. Nếu nhiệt tạo ra có nhiệt độ đủ lớn, hệ thống này cũng có thể cung cấp khả năng làm mát thông qua quá trình hấp phụ.

Trong lĩnh vực giao thông vận tải, hydrogen đặc biệt quan trọng trong việc giảm thiểu phát thải khí CO<sub>2</sub> và cung cấp lượng năng lượng lớn. Các phương tiện sử dụng pin nhiên liệu (FCEV- fuel cell electric vehicle) như: xe bus, xe chở khách đường dài và xe lửa, các phương tiện tàu thủy là những ứng dụng lớn của hydrogen trong tương lai.

Hydrogen được sử dụng để sản xuất điện vì có thể được chuyển đổi thành điện năng bằng quá trình đốt cháy hoặc nhờ pin nhiên liệu. Quá trình đốt cháy hydrogen trực tiếp có thể diễn ra trong động cơ đốt trong (ví dụ trong các loại ô tô và turbine). Sản xuất điện dựa trên pin nhiên liệu chủ yếu được triển khai dưới dạng hệ thống cung cấp điện liên tục vào lưới điện cũng như cung cấp nguồn điện dự phòng độc lập.

Bài báo giới thiệu các tiến bộ mới nhất trong công nghệ ứng dụng hydrogen thân thiện với môi trường cho các ngành giao thông vận tải, công nghiệp và sản xuất điện; các rào cản về công nghệ, an toàn và chấp



Ngày nhận bài: 29/10/2021. Ngày phản biện đánh giá và sửa chữa: 29/10 - 17/11/2021.

Ngày bài báo được duyệt đăng: 29/11/2021.

nhận xã hội, từ đó để xuất phát triển công nghệ hydrogen tại Việt Nam.

## 2. Ứng dụng hydrogen và nhiên liệu dựa trên hydrogen cho giao thông vận tải

Quá trình giảm thiểu khí thải CO<sub>2</sub> trong giao thông vận tải là thách thức lớn nhất trong ứng phó với biến đổi khí hậu. Vận tải tạo ra khoảng 23% lượng khí thải toàn cầu từ quá trình đốt cháy hydrocarbon của năng lượng hóa thạch với các phương tiện giao thông đường bộ, hàng hải, hàng không. Các chất ô nhiễm như khí NO<sub>x</sub>, SO<sub>x</sub> thải ra từ các phương tiện giao thông rất lớn, ảnh hưởng lớn đến sức khỏe cộng đồng, đòi hỏi phải có các nguồn năng lượng sạch hơn [2].

Để giải quyết vấn đề này, các nỗ lực tập trung vào pin điện (battery), pin nhiên liệu (fuel cell) chạy bằng hydrogen cùng các cải tiến về hiệu suất (phát triển và tối ưu xe hybrid) và chuyển đổi nhiên liệu như sử dụng nhiên liệu sinh học hoặc khí tự nhiên thay vì xăng.

Hình 1 so sánh phát thải khí nhà kính từ các phương tiện vận tải sử dụng pin nhiên liệu và phương tiện vận tải truyền thống sử dụng động cơ đốt trong. Có thể thấy rằng đối với các phương tiện vận tải sử dụng pin nhiên liệu, lượng phát thải khí nhà kính thấp hơn, khoảng 225 g CO<sub>2</sub>/km nếu là hydrogen được sản xuất bằng reforming khí tự nhiên và có thể giảm xuống 125 g CO<sub>2</sub>/km nếu là hydrogen được sản xuất bằng điện phân sử dụng điện gió. Trong khi đó, với các phương tiện sử dụng động cơ đốt trong truyền thống, mỗi km hành trình sẽ phát thải lượng CO<sub>2</sub> cao hơn, ở mức gần 250 g CO<sub>2</sub>/km.

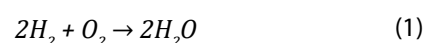
### 2.1. Pin nhiên liệu cho giao thông vận tải

Ưu điểm của pin nhiên liệu là mật độ năng lượng cao phù hợp cho việc vận chuyển quy mô lớn, phạm vi di chuyển xa và thời gian nạp nhiên liệu ngắn. Lợi thế lớn hơn của việc chuyển sang hệ thống giao thông sử dụng nhiên liệu hydrogen là “nguồn lưu trữ điện” từ nguồn năng lượng tái tạo cung cấp điện không ổn định (dao động theo thời gian) dưới dạng hóa chất ổn định. Theo các chuyên gia, hydrogen là chất mang năng lượng duy nhất có tiềm năng thay thế nhiên liệu hóa thạch trong giao thông đường bộ trong dài hạn.

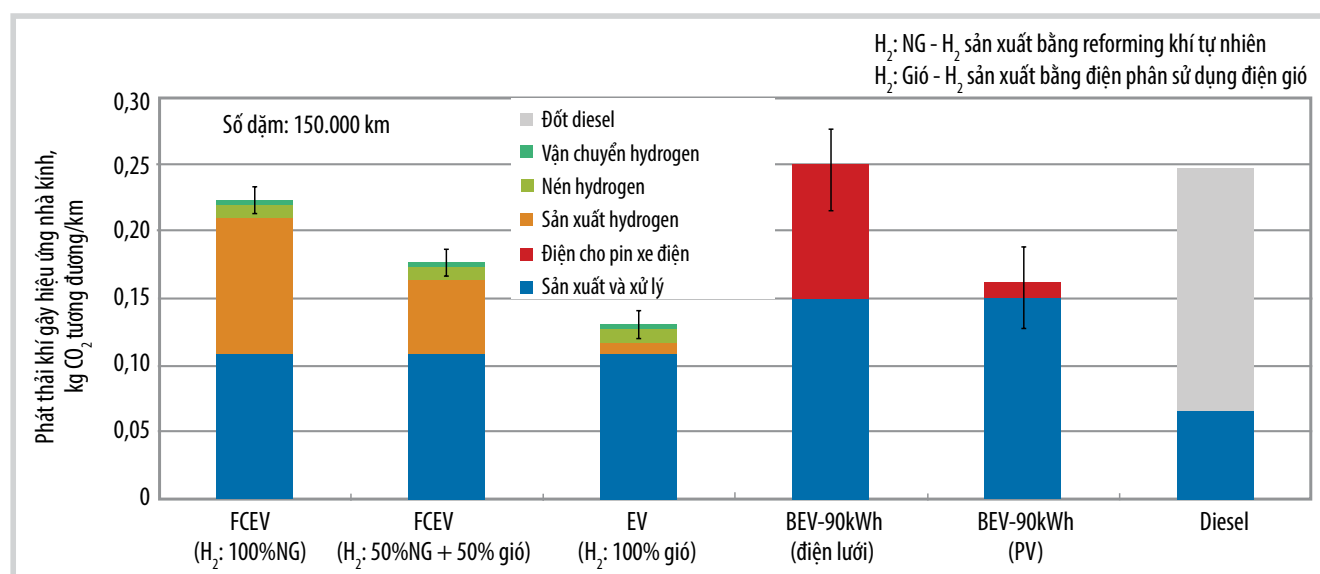
Pin nhiên liệu có cấu tạo đơn giản gồm 3 lớp nằm cạnh nhau: (i) điện cực nhiên liệu (cực dương), (ii) chất điện phân dẫn ion và (iii) điện cực oxygen (cực âm) được thể hiện trong Hình 2.

Về phương diện hóa học, tế bào pin nhiên liệu là phản ứng ngược lại của quá trình điện phân. Pin nhiên liệu hoạt động trên nguyên tắc: nhiên liệu và không khí (oxygen) được ngăn cách vật lý bởi chất điện phân cách điện. Các nửa phản ứng diễn ra tại điện cực ở 2 bên của chất điện phân, việc vận chuyển ion xảy ra qua chất điện phân. Các điện tử được giải phóng đi từ cực dương qua mạch điện bên ngoài về cực âm và tạo ra năng lượng điện có thể sử dụng.

Phương trình (1) biểu diễn phản ứng hóa học tổng thể xảy ra trong pin nhiên liệu sử dụng hydrogen:



Vì 1 tế bào pin riêng lẻ chỉ tạo được điện thế rất thấp nên tùy theo điện thế cần dùng mà nhiều pin được ghép



Hình 1. Phát thải khí nhà kính từ hoạt động giao thông giai đoạn 2020 - 2030 [3].

lại với nhau, tức là chồng lên nhau theo số lượng cần thiết. Hai loại pin nhiên liệu được ứng dụng phổ biến nhất cho giao thông vận tải là pin nhiên liệu màng trao đổi proton (PEMFC) và pin nhiên liệu oxide rắn (SOFC).

Pin nhiên liệu PEMFC với chất điện phân là màng polymer phải được bão hòa với nước để proton đã solvat hóa di chuyển được trong chất điện phân nhưng không cho các điện tử đi qua. Sự kết hợp của nước và acid sulfonic là rất cần thiết cho phép các proton đi vào màng dễ dàng. PEMFC là loại được thương mại hóa nhiều nhất hiện nay do nhiệt độ hoạt động thấp (50 - 100 °C), thời gian khởi động ngắn và dễ sử dụng chất oxy hóa (không khí trong khí quyển). Những đặc điểm này làm cho PEMFC trở nên lý tưởng cho các giải pháp vận chuyển di động. Nhược điểm của PEMFC là yêu cầu cần xúc tác Pt trong vật liệu điện cực và dễ bị hỏng khi tiếp xúc với CO.

Pin nhiên liệu SOFC với chất điện phân oxide rắn thường là zirconia được ổn định bởi yttria (YSZ). Các vật liệu này có độ dẫn ion thích hợp trong khoảng 650 - 1.000 °C. SOFC có đặc tính cực kỳ hấp dẫn đối với việc sử dụng trong giao thông vận tải đó là không yêu cầu kim loại nhóm bạch kim đắt và hiếm trong vật liệu điện cực. Đặc biệt, SOFC có thể sử dụng nhiên liệu không chỉ hydrogen mà cả

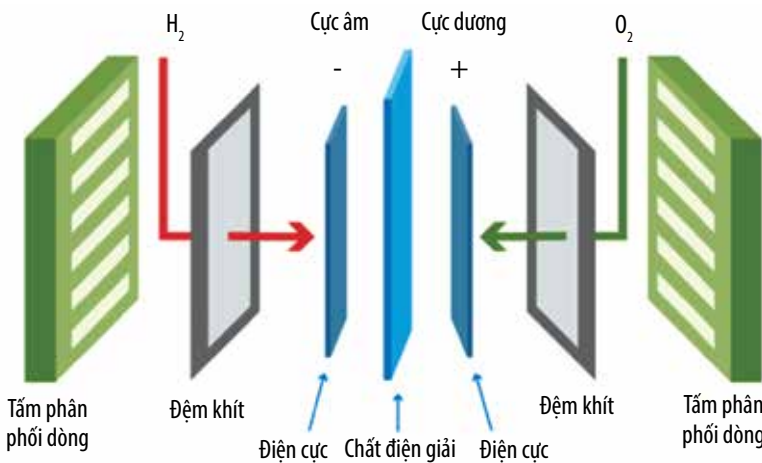
hydrocarbon với hiệu suất cao, chịu được tạp chất trong nhiên liệu. Ngay cả khi sử dụng nhiên liệu hydrocarbon, các SOFC hiện đại nhất có hiệu suất hệ thống là 50% và có thể đạt đến mục tiêu trên 65%, cao hơn đáng kể hiệu suất PEMFC (thường là khoảng 36 - 45%) khi dùng hydrogen [2].

Một ví dụ điển hình về việc sử dụng nhiên liệu khác ngoài hydrogen trong SOFC là Nissan công bố xe chạy pin nhiên liệu oxide rắn đầu tiên trên thế giới bằng bio-ethanol với quãng đường dài 600 km [5].

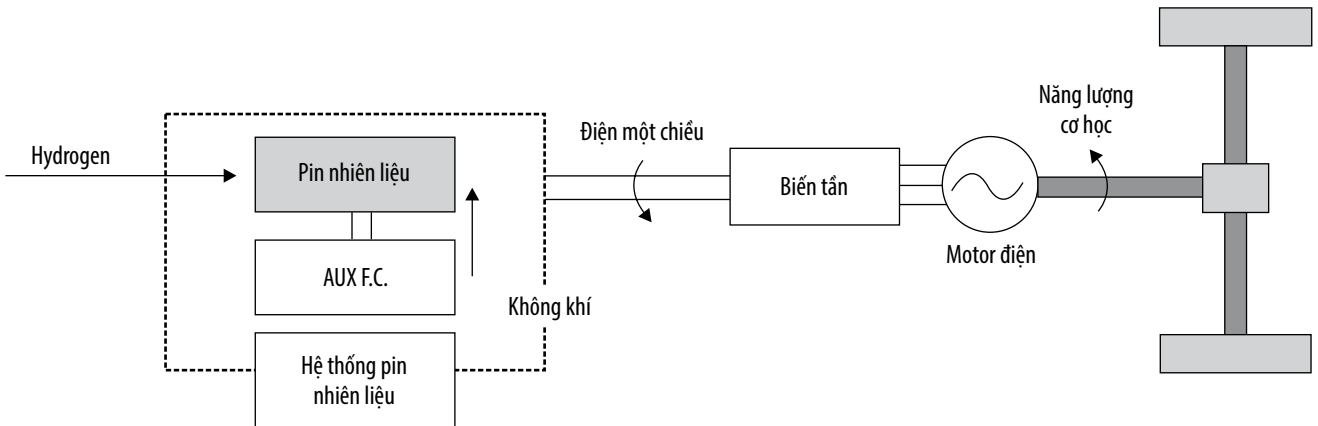
Với hệ thống ethanol sinh học, lượng khí thải CO<sub>2</sub> được trung hòa từ quá trình quang hợp, tạo thành nhiên liệu sinh học với chu trình trung hòa carbon có lượng CO<sub>2</sub> tổng thể gần như không tăng.

Trong lĩnh vực giao thông vận tải, các phương tiện chạy bằng pin nhiên liệu (FCEV) có lợi thế quyết định so với các lựa chọn xe chạy bằng pin điện (BEV - battery electric vehicle), phù hợp cho việc vận chuyển quy mô lớn, khoảng cách lớn, mật độ công suất cao, thời gian tiếp nhiên liệu ngắn và có khối lượng nhỏ hơn.

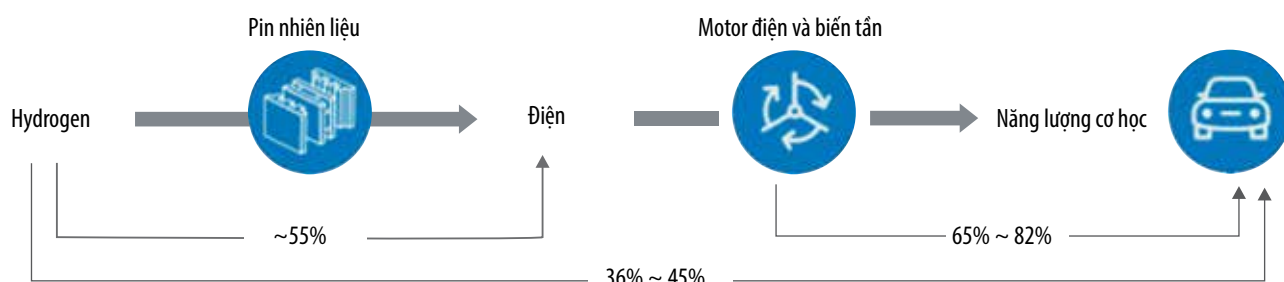
Mục đích của pin nhiên liệu cho giao thông vận tải là cung cấp lực đẩy cho phương tiện một cách trực tiếp hoặc gián tiếp. Các lĩnh vực ứng dụng sau đây đang được phát triển: (1) xe nâng hàng, xe máy hạng nhẹ (light duty vehicle - LDV); (2) xe bus và xe tải; (3) xe lửa và xe điện; (4) phà, tàu chở hàng và thuyền loại nhỏ; (5) máy bay hạng nhẹ có người lái;



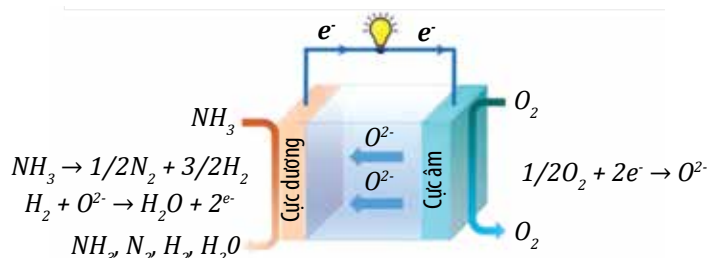
Hình 2. Cấu tạo của pin nhiên liệu [4].



Hình 3. Sơ đồ hệ thống truyền lực đối với ô tô chạy bằng pin nhiên liệu.



Hình 4. Hiệu suất năng lượng của FCEV.



Hình 5. Sơ đồ minh họa về pin nhiên liệu SOFC sử dụng ammonia trực tiếp [6].

(6) máy bay không người lái (unmanned aerial vehicle - UAV); (7) tàu ngầm không người lái dưới đáy biển (unmanned underwater vehicle - UUV).

Sơ đồ hệ thống truyền lực trong FCEV được mô phỏng trong Hình 3. Hiệu suất năng lượng của FCEV được biểu diễn trong Hình 4.

SOFC có thể là công nghệ khả thi với tiến bộ dự kiến về hiệu suất trong vài năm tới. Đối với cực dương cần cải tiến xúc tác cũng như khả năng chịu carbon và lưu huỳnh. Đối với cực âm, việc tính toán thiết kế là hết sức quan trọng khi vật liệu trở nên phức tạp hơn với sự gia tăng số lượng các phần tử và các cấu trúc khác nhau nên cần thay đổi kích thước nano của bề mặt điện cực. Trong chất điện phân, dùng vật liệu mới trong chất điện phân thích hợp ở nhiệt độ thấp hơn sẽ cho phép tăng cường khả năng sử dụng SOFC trong giao thông vận tải [2].

Những tiến bộ mới nhất trong pin nhiên liệu ammonia trực tiếp dựa trên nguyên tắc của pin nhiên liệu SOFC được Jeerh và cộng sự công bố [6]. Các tác giả đã so sánh ưu và nhược điểm của các pin nhiên liệu ammonia trực tiếp khác nhau (Hình 5) dựa trên các nguyên tắc vận hành và đã chứng minh mức độ gần gũi của loại công nghệ này trong việc tích hợp với các ứng dụng tương lai trong lĩnh vực giao thông vận tải. Hiện nay, các thách thức như lựa chọn vật liệu, chuyển đổi NO<sub>x</sub>, mật độ công suất nhỏ và độ bền vẫn đang được khắc phục.

Ứng dụng quan trọng của pin nhiên liệu, đặc biệt là SOFC, là thiết bị nguồn phụ điện APU (auxiliary power unit). Thử nghiệm quy mô đầy đủ sớm nhất được hoàn thành vào năm 2010 là sử dụng APU trên xe tải để cung cấp điện cho các dịch vụ trên xe khi dừng qua đêm. Hệ thống tương tự đã được AVL (Austria) phát triển và lắp đặt trên một chiếc xe tải Volvo với kết quả tương đương [7].

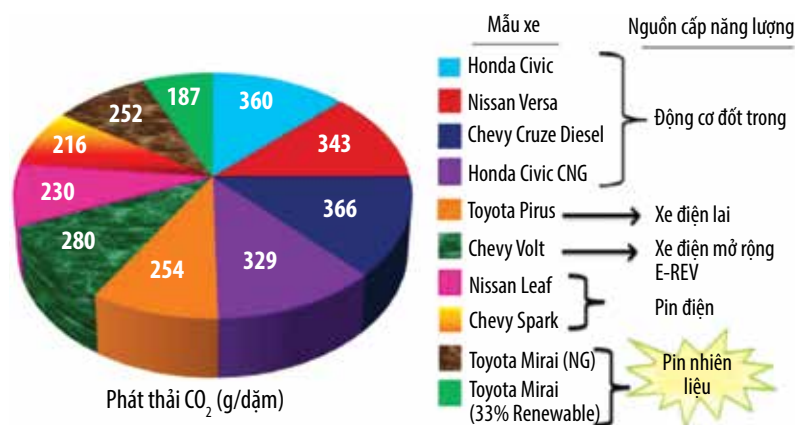
Các hệ thống lớn hơn cũng đã được xây dựng. Các hãng Thyssen Krupp và Sunfire đang phát triển SOFC 50 kW chạy bằng dầu. Việc chế tạo thử nghiệm thiết bị 50 kW bắt đầu vào cuối năm 2015 tại Nhà máy đóng tàu ThyssenKrupp Marine Systems ở Kiel. Vào năm 2016, giai đoạn thử nghiệm đã chứng minh hiệu suất điện tổng thể của hệ thống là 55% và sử dụng nhiên liệu là 73% [8].

Ngoài ứng dụng hydrogen trong FCEV, hướng nghiên cứu ứng dụng hydrogen trong động cơ đốt trong đang được triển khai. KEYOU (Đức) đang nghiên cứu phát triển động cơ đốt trong dùng hydrogen với phương pháp công nghệ phù hợp gồm van phun nhiên liệu dạng khí hiệu quả, tuần hoàn khí thải mà không có thay đổi lớn đối với động cơ đốt trong cơ bản. So với các nhiên liệu thông thường, hydrogen có hàm lượng năng lượng cao nhất. Trong quá trình đốt cháy do KEYOU phát triển, hydrogen cháy với oxygen trong không khí để tạo thành nước mà không có khí thải CO<sub>2</sub> [9].

## 2.2. Giao thông đường bộ

Tổng lượng phát thải CO<sub>2</sub> của các kiểu xe ô tô khác nhau được thể hiện trong Hình 6. Trong đó các kiểu xe ô tô sử dụng động cơ đốt có lượng khí thải CO<sub>2</sub> nhiều hơn so với xe ô tô chạy bằng pin nhiên liệu FC (Toyota) [10].

Pin nhiên liệu PEMFC đã đạt đến trạng thái sẵn sàng về công nghệ khi các doanh nghiệp sản xuất ô tô lớn (gồm Toyota, Honda và Hyundai) đang cho thuê thương mại và bán xe điện dùng pin nhiên liệu (FCEV) có thể chạy được quãng đường tối đa từ 500 - 600 km cho 1 lần nạp nhiên liệu. Các FCEV này khẳng định tốc độ xe, phạm vi lái và độ bền vượt trội so với động cơ đốt trong thông thường (ICE) và trong các trường hợp đều tốt hơn xe điện chạy pin (BEV).



Hình 6. So sánh phát thải khí CO<sub>2</sub> từ các loại xe ô tô khác nhau [10].

Những thách thức đối với PEMFC cần được giải quyết là hiệu suất, độ bền và chi phí ở mật độ dòng điện cao. Những vấn đề này dự kiến sẽ được giải quyết trong thập kỷ tới, trong thời gian đó cơ sở hạ tầng hydrogen cần được triển khai rộng rãi [11].

Chi phí của pin nhiên liệu ô tô đã giảm 70% kể từ năm 2008 nhờ tiến bộ công nghệ và doanh số bán xe điện chạy bằng pin nhiên liệu ngày càng tăng. Nhờ những nỗ lực của Hàn Quốc, Mỹ, Trung Quốc và Nhật Bản, số lượng FCEV trên đường đã tăng hơn 6 lần, từ 7.000 vào năm 2017 lên hơn 43.000 vào giữa năm 2021. Trong năm 2017, các FCEV đều là xe du lịch. Đến nay, 1/5 là xe bus và xe tải cho thấy sự chuyển dịch sang phân khúc đường dài, nơi hydrogen có thể cạnh tranh tốt hơn với xe điện. Tuy nhiên, tổng số FCEV vẫn thấp hơn nhiều so với con số ước tính khoảng 11 triệu xe điện BEV hiện nay.

So với xe BEV thì phương tiện giao thông FCEV hạng nặng (150 - 400 kW) có lợi thế hơn hẳn bởi khả năng mở rộng của pin nhiên liệu về cả công suất và năng lượng bằng cách tăng kích thước và tăng số ngăn xếp pin nhiên liệu (stack) hoặc bình chứa hydrogen với trọng lượng bổ sung nhỏ hơn nhiều so với pin lithium-ion. Việc triển khai thương mại các phương tiện giao thông hạng nặng như xe tải đòi hỏi ít đầu tư cơ sở hạ tầng hơn vì cần ít trạm tiếp nhiên liệu hơn do các tuyến đường dành riêng đã quy định sẵn. Tuy nhiên, các chu kỳ truyền động và điều kiện hoạt động khác nhau của các phương tiện hạng nặng cũng như tuổi thọ dài đòi hỏi cần cải thiện đáng kể về độ bền và tập trung nhiều hơn vào hiệu suất nhiên liệu so với xe hạng nhẹ [12].

Theo nghiên cứu của Samsun và cộng sự [13], tính đến cuối năm 2020 có 34.804 xe chạy pin nhiên liệu thuộc tất cả các loại đã hoạt động trên toàn thế giới, bao gồm ô tô chở khách (đến 9 chỗ ngồi), xe bus, xe thương mại hạng nhẹ đến 3,5 tấn, xe tải hạng trung và xe tải hạng nặng.

Hơn 40.000 FCEV đã có mặt trên toàn cầu vào cuối tháng 6/2021. Nguồn cung tăng trung bình 70% hàng năm trong giai đoạn 2017 - 2020; riêng năm 2020, tăng trưởng chỉ còn 40% do đại dịch Covid-19 [1]. Việc triển khai FCEV toàn cầu tập trung phần lớn vào các loại xe chở khách hạng nhẹ (passenger light duty vehicle - PLDV), chiếm 74% trong số các FCEV đã đăng ký vào năm 2020. Ba mẫu PLDV pin nhiên liệu thương mại

đang bán trên thị trường (Hyundai NEXO, Honda Clarity và Toyota Mirai thế hệ thứ 2). Xe bus mặc dù đã được triển khai sớm hơn và thử nghiệm với số lượng các mẫu pin nhiên liệu lớn hơn nhưng hiện chỉ chiếm 16% trong tổng số FCEV [1]. Gần 95% xe FCEV ở Trung Quốc là xe tải chạy pin nhiên liệu với hơn 3.100 chiếc đã đi vào hoạt động vào năm 2020.

Số lượng các phương tiện nhiều nhất là ở Hàn Quốc, tiếp theo là Mỹ, Trung Quốc và Nhật Bản. Sự phân bố cho thấy 65% xe ở châu Á, tiếp theo là 27% ở Bắc Mỹ và 8% ở châu Âu. Cơ cấu phương tiện chủ yếu là xe du lịch (74,5%), tiếp theo là xe bus (16,2%) và xe tải hạng trung (9,1%). Xe nâng FC đang trong giai đoạn thương mại, đặc biệt là ở Mỹ với 25.000 chiếc [13].

Daimler Truck AG và Volvo hợp tác phát triển sản xuất và thương mại hóa hệ thống pin nhiên liệu cho vận tải đường dài. Cùng với IVECO OMV và Shell, cả 2 doanh nghiệp cũng đã ký thỏa thuận H2Accelerate để hợp tác triển khai xe tải hydrogen quy mô lớn ở châu Âu [1].

Ceres Power và Weichai Power hợp tác phát triển hệ thống xe bus cho Trung Quốc dùng kỹ thuật pin nhiên liệu SOFC và khí nén thiên nhiên (compressed natural gas) [14, 15].

Cơ sở hạ tầng trạm tiếp nhiên liệu hydrogen (hydrogen refueling station - HRS) trên toàn thế giới đang phát triển chậm hơn so với tốc độ phát triển FCEV. Số lượng HRS tăng trung bình hàng năm là gần 20% trong giai đoạn 2017 - 2020. Tỷ lệ số FCEV trên số HRS đang tăng lên, đặc biệt ở các quốc gia có doanh số FCEV cao nhất. Năm 2020, tỷ lệ này đạt 200 FCEV trên 1 HRS ở Hàn Quốc và 150:1 ở Mỹ so với 30:1 ở Nhật Bản. Vào cuối năm 2020, 540 HRS đã đi vào hoạt động gồm cả các cơ sở lắp đặt công cộng và tư nhân. Một phân tích cho thấy HRS chủ yếu tập trung ở châu Á với tổng số 278 trạm, tiếp theo là châu Âu với 190 và 68 ở Bắc Mỹ. Quốc gia có số lượng HRS cao nhất là Nhật Bản (137), Đức có vị trí thứ 2 (90) và Trung Quốc

đúng thứ 3 (85) trong bảng xếp hạng này [13]. Áp suất tiếp nhiên liệu của trạm thay đổi tùy theo thị trường xe được phục vụ. Ở các quốc gia công nghiệp, các trạm phân phối hydrogen có áp suất ở 700 bar để phục vụ cho ô tô chạy bằng pin nhiên liệu. Tại Trung Quốc, các trạm phân phối hydrogen phục vụ xe bus và xe tải có áp suất 350 bar [1].

### 2.3. Giao thông đường sắt

Trong trường hợp việc điện khí hóa trực tiếp các đường dây điện cho hệ thống đường sắt gặp khó khăn hoặc quá tốn kém, việc triển khai các ứng dụng đường sắt dùng công nghệ hydrogen và pin nhiên liệu có thể giúp giảm khí thải CO<sub>2</sub>.

Vào năm 2018, dịch vụ thương mại đầu tiên của tàu chở khách chạy bằng pin nhiên liệu hydrogen (do Alstom phát triển) đã bắt đầu tuyến đường dài 100 km ở Đức. Hai tàu Alstom (Đức) đã chạy tổng cộng được 180.000 km.

Vào năm 2020, tàu chạy bằng pin nhiên liệu hydrogen đã được đưa vào phục vụ hành khách thường xuyên ở Austria và các thử nghiệm đã bắt đầu ở Vương quốc Anh và Hà Lan. Một số quốc gia châu Âu như Đức, Pháp, Italy và Vương quốc Anh đã đặt hàng loại tàu chạy pin nhiên liệu hydrogen. Trong đó, Đức dự kiến đưa 27 tàu chạy bằng hydrogen vào vận hành từ năm 2022 [1].

Các quốc gia khác như Trung Quốc, Hàn Quốc, Nhật Bản, Canada và Mỹ đang quan tâm đến tàu chạy bằng pin nhiên liệu hydrogen. Ngoài loại tàu chở khách, tuyến xe điện chạy bằng hydrogen và đầu máy chuyển mạch cũng đang trong các giai đoạn phát triển.

### 2.4. Giao thông đường thủy

Ngành hàng hải phát thải khoảng 2,5% lượng khí thải carbon toàn cầu tương đương với 940 triệu tấn/năm [16].

Van Biert và cộng sự [17] trình bày tổng quan về các dự án nghiên cứu về ứng dụng pin nhiên liệu cho ngành hàng hải liên quan đến hiệu quả, tác động đến an toàn môi trường và kinh tế.

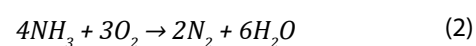
Hoạt động thương mại của phà sử dụng pin nhiên liệu dự kiến sẽ bắt đầu vào năm 2021 tại Mỹ và Na Uy. Các tàu thủy chạy bằng nhiên liệu hydrogen có kế hoạch triển khai trong vài năm tới là tàu chở khách và tàu kéo có công suất pin nhiên liệu từ 600 kW đến 3 MW. Ngoài ra, EU đang có kế hoạch xây dựng phà chạy pin nhiên liệu hydrogen với công suất 23 MW [1].

Bên cạnh ứng dụng pin nhiên liệu hydrogen cho các phương tiện nhỏ, pin nhiên liệu sử dụng ammonia trực

tiếp (Hình 5) có một số ứng dụng cho ngành hàng hải [5, 18]. Tuy FC ammonia có lợi thế về hiệu suất, việc phát triển và triển khai trên quy mô lớn sẽ mất nhiều thời gian hơn so với việc sử dụng ammonia trong động cơ đốt trong ICE [18].

Xu hướng nghiên cứu ứng dụng NH<sub>3</sub> làm nhiên liệu cho động cơ đốt trong cỡ lớn chạy trên biển đang thu hút sự chú ý đặc biệt. Ammonia xanh (được sản xuất từ năng lượng tái tạo) có thể được sử dụng trong động cơ đốt trong để loại bỏ khí thải CO<sub>2</sub> của tàu thủy [19].

Phản ứng tổng thể của quá trình đốt cháy ammonia là [20]:



Hiệu suất của quá trình đốt ammonia nguyên chất còn thấp nhưng việc trộn ammonia với các nhiên liệu khác (như hydrogen) có thể giúp khắc phục đặc tính bất lợi khó cháy và cải thiện hiệu suất [18, 21, 22]. Động cơ đốt nhiên liệu kép (ammonia-hydrogen) sẽ là hướng đi khả thi nhất để ammonia thâm nhập vào lĩnh vực hàng hải.

Ammonia là chất mang năng lượng không chứa carbon nhưng khí thải đốt cháy có thể gây hại cho môi trường nếu chưa được xử lý. Khí thải NO<sub>x</sub> có thể được loại bỏ thông qua các quá trình xử lý khí thải thông thường. Phát thải N<sub>2</sub>O từ quá trình đốt ammonia là mối quan tâm lớn. Các quy định nghiêm ngặt về phát thải N<sub>2</sub>O cần được thiết lập để đảm bảo rằng các động cơ ammonia tương thích với mục tiêu dài hạn là khử carbon trong vận tải biển. Do đó, N<sub>2</sub>O có thể được tích hợp trong các chính sách định giá carbon hoặc hạn chế thông qua các tiêu chuẩn phát thải. Do đặc điểm rủi ro của N<sub>2</sub>O, việc sử dụng có thể không áp dụng được trong tất cả các phân đoạn của lĩnh vực hàng hải, ví dụ như tàu chở khách.

Dự kiến 100 động cơ hàng hải chạy bằng nhiên liệu ammonia sẽ được sản xuất sớm nhất là vào năm 2023 và cung cấp các gói trang bị thêm ammonia cho các tàu hiện có từ năm 2025. Methanol được chứng minh là nhiên liệu cho lĩnh vực hàng hải và tương đối lâu dài hơn so với hydrogen và ammonia. Với khả năng tương thích với các động cơ hàng hải hiện có, methanol có thể là giải pháp ngắn hạn để giảm lượng khí thải vận chuyển nhưng ammonia lại cung cấp tiềm năng khử carbon lớn hơn [1].

### 2.5. Giao thông vận tải hàng không

Theo thống kê của Hội đồng Quốc tế về Giao thông Vận tải sạch (The International Council on Clean Transportation - ICCT), vận chuyển hành khách đã tạo ra

khoảng 85% lượng khí thải CO<sub>2</sub> trong thương mại hàng không. Năm 2019, con số này lên tới 785 triệu tấn (Mt) CO<sub>2</sub>. Từ năm 2013 đến năm 2019, lượng khí thải CO<sub>2</sub> liên quan đến vận tải hành khách tăng 33% [16].

Trong tương lai, nhiều cấu hình điện sẽ xuất hiện nhiều hơn cho máy bay. Các bộ phận phụ trợ của máy bay thông thường được biết đến là nguyên nhân tạo ra ô nhiễm không khí và gây tiếng ồn. Bằng cách sử dụng pin nhiên liệu làm nguồn APU hoạt động trên phương tiện hàng không, ô nhiễm không khí và tiếng ồn được giảm bớt [23].

Không giống như khối nguồn phụ (APU) hiện có, bộ năng lượng pin nhiên liệu oxide rắn có thể hoạt động trong suốt chuyến bay để tiết kiệm tối đa nhiên liệu.

Lợi ích mong đợi của việc ứng dụng hệ thống pin nhiên liệu là: lượng khí thải thấp - giảm đáng kể NO<sub>x</sub> trên mặt đất và trong chuyến bay; hiệu suất cao; tiết kiệm nhiên liệu - giảm tới 75% nhiên liệu trên mặt đất và giảm 30% nhiên liệu trong chuyến bay; giảm tiếng ồn - tiềm năng tuyệt vời để giảm tiếng ồn trên mặt đất.

ATAG cho biết tiềm năng sử dụng pin nhiên liệu hydrogen cho các đường bay lên đến 1.600 km, công nghệ đốt cháy hydrogen cho các chuyến bay ngắn và có khả năng cho các đường bay trung bình. Giải sử công nghệ được phát triển thành công, pin nhiên liệu hydrogen có thể được sử dụng trong 75% chuyến bay thương mại nhưng chỉ chiếm 30% trong nhiên liệu cho ngành hàng không. Về mặt kỹ thuật, quá trình đốt cháy hydrogen có thể được sử dụng cho các chuyến bay dài hơn, có khả năng đạt gần 95% chuyến bay và 55% lượt tiêu thụ nhiên liệu nhưng sẽ cần thiết bị để giảm thiểu phát thải NO<sub>x</sub>. Nhiên liệu hàng không bền vững gồm nhiên liệu dựa trên hydrogen và nhiên liệu sinh học cần thiết để giảm khí CO<sub>2</sub> trong thời gian gần nhất [1].

Airbus đang nghiên cứu phát triển các mẫu máy bay sử dụng hydrogen có sức chứa lên đến 200 hành khách và tầm bay 3.700 km với mục tiêu có 1 máy bay thương mại vào năm 2035. ZeroAvia có kế hoạch đưa ra thị trường 1 máy bay hydrogen thương mại đầu tiên với tầm bay 900 km vào năm 2024. Universal Hydrogen phát triển các giải pháp lưu trữ hydrogen và bộ chuyển đổi cho máy bay thương mại.

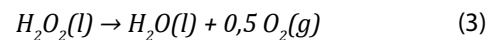
Boeing gần đây đã hợp tác với CSIRO để công bố lộ trình sử dụng hydrogen trong lĩnh vực hàng không, xem xét các cơ hội sử dụng hydrogen cho máy bay và các phương tiện vận tải khác hoạt động tại sân bay (xe bus,

taxi và xe chở hàng). Các thách thức kỹ thuật cần giải quyết gồm: các bể chứa đông lạnh trọng lượng nhẹ và phát triển cơ sở hạ tầng cung cấp hydrogen (có thể là các đường ống dẫn khí hóa lỏng tại chỗ hoặc lân cận) và trạm tiếp nhiên liệu lỏng có công suất lớn [1].

**2.6. Ứng dụng cho tàu ngầm**

Pin nhiên liệu hoạt động được cần phải có oxygen, song lượng oxygen cần thiết nặng gấp 8 lần hydrogen. Nếu chứa oxygen trong tàu ngầm thì tàu có trọng tải quá lớn không điều chỉnh được độ nổi (lúc chìm lúc nổi). Mới đây, Viện Kỹ thuật Quân sự Na Uy (FFI) đã thử nghiệm thành công dùng H<sub>2</sub>O<sub>2</sub> là nguồn cung cấp oxygen cho tàu ngầm tự lái khi dùng pin nhiên liệu [24].

H<sub>2</sub>O<sub>2</sub> là chất lỏng, có thể đựng trong các túi nhựa dẻo nằm phía ngoài vỏ tàu và chịu được áp suất cao khi độ sâu lớn. Bên trong tàu ngầm có thiết bị phản ứng để tạo oxygen từ H<sub>2</sub>O<sub>2</sub> theo phương trình (3):



Đây là tiến bộ quan trọng về giải pháp lưu trữ oxygen nhẹ mà không phụ thuộc vào độ sâu. Việc cung cấp oxygen nguyên chất làm tăng hiệu quả của pin nhiên liệu. Pin nhiên liệu cần thiết kế nhỏ gọn hơn cho phù hợp tốc độ dòng oxygen nhỏ hơn so với không khí (trong không khí, lượng oxygen chỉ chiếm 20%). Cả 2 yếu tố (pin nhiên liệu nhỏ hơn và tốc độ dòng oxygen nhỏ hơn) đều góp phần làm tăng mật độ tổng năng lượng.

Pin nhiên liệu và hydrogen có tiềm năng lớn thúc đẩy tương lai ngành giao thông vận tải. Châu Âu, Mỹ, Nhật Bản, Trung Quốc... đã nắm bắt xu hướng này và có chính sách phát triển chuỗi cung ứng công nghệ pin nhiên liệu và cơ sở hạ tầng. Do các đặc điểm như tái nạp nhiên liệu nhanh tương tự như xe dùng động cơ đốt trong (ICEV - internal combustion engine vehicle), mật độ năng lượng cao (tức là trọng lượng thấp hơn BEV), FCEV là giải pháp hấp dẫn cho các loại xe tải hạng nặng và xe thương mại. Ước tính tổng chi phí sở hữu (TCO - total cost of ownership) của các FCEV sẽ giảm gần 50% trong 10 năm tới do giá hệ thống pin nhiên liệu giảm, giá sản xuất hydrogen từ năng lượng tái tạo giảm cũng như sự phát triển của cơ sở hạ tầng hydrogen. FCEV chứng minh mức phát thải nhà kính thấp nhất so với BEV và ICEV, đồng thời cho thấy tiềm năng cao nhất để cải thiện bầu khí quyển do tăng cường sử dụng năng lượng tái tạo trong sản xuất hydrogen.

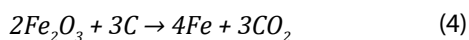
### 3. Những tiến bộ về ứng dụng hydrogen trong công nghiệp

#### 3.1. Công nghệ sản xuất thép “xanh” ở châu Âu

Tại châu Âu, có khoảng 170 triệu tấn thép thô được sản xuất mỗi năm [25]. Với tình trạng công nghệ hiện tại mỗi tấn thép sản xuất phát thải ra môi trường khoảng 1,85 tấn CO<sub>2</sub> [26], công nghiệp sản xuất thép chiếm 4% tổng lượng lượng phát thải CO<sub>2</sub> và chiếm 22% lượng phát thải CO<sub>2</sub> trong công nghiệp ở châu Âu [27].

Thép chủ yếu được sản xuất bằng phương pháp sử dụng lò cao - lò thổi oxygen (BF-BOF - blast furnace - basic oxygen furnace) và lò hồ quang điện (EAF - electric arc furnace), trong đó phương pháp BF-BOF chiếm 60% trong công nghệ sản xuất thép ở châu Âu.

Trong công nghệ BF-BOF truyền thống carbon kết hợp với oxy trong quặng sắt tạo ra sắt kim loại và khí CO<sub>2</sub> theo phản ứng hóa học đơn giản (4) sau:



Như vậy nếu theo công nghệ này cứ một tấn sắt được sản xuất từ quặng sắt thì trung bình có 2,21 tấn CO<sub>2</sub> được phát ra.

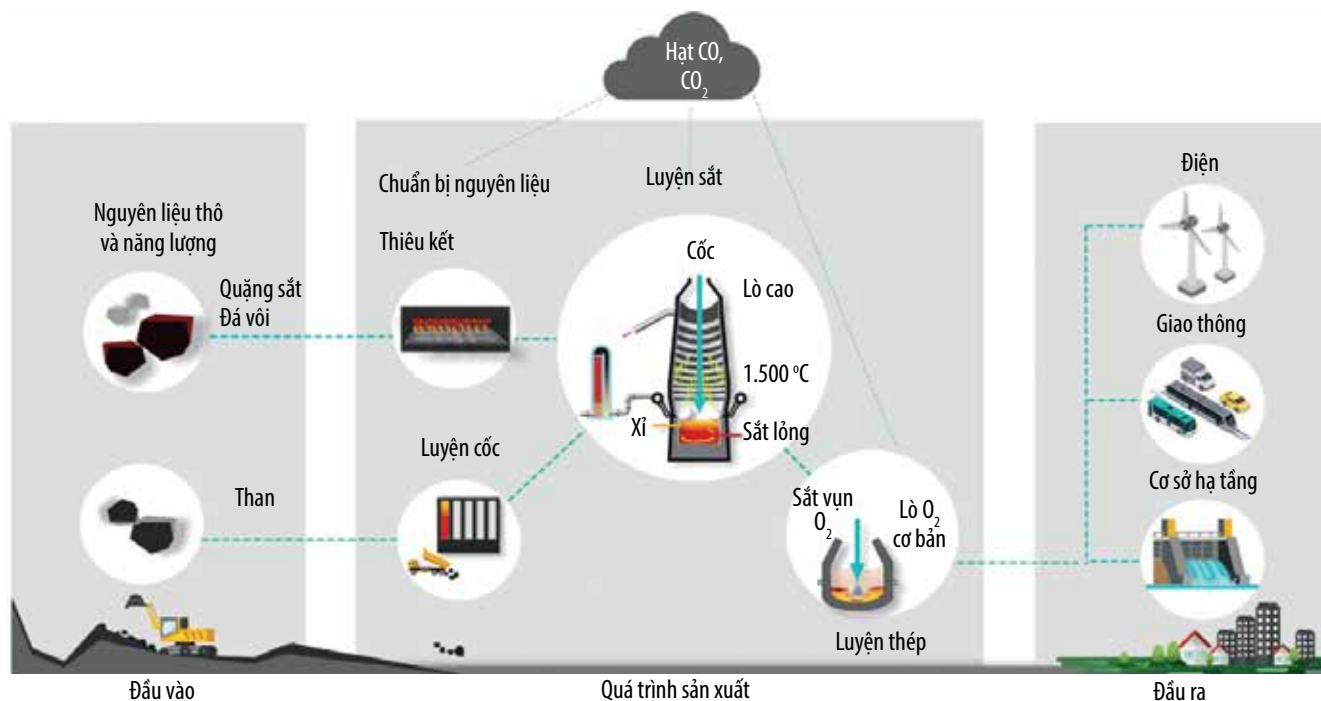
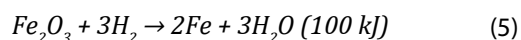
Trong số các giải pháp nhằm giảm phát thải CO<sub>2</sub> trong công nghiệp sản xuất thép, công nghệ thu hồi, lưu giữ carbon (CCS - carbon capture and storage) được áp dụng để thu giữ carbon tại một số điểm nguồn trong quá trình sản xuất (như lò cao, lò luyện cốc) với hiệu quả giảm phát

thải cao nhất chỉ đạt khoảng 80% [26]. So với việc sử dụng CCS, công nghệ khử trực tiếp sử dụng hydrogen xanh và kết hợp với lò hồ quang điện có hiệu quả giảm phát thải CO<sub>2</sub> cao hơn. Ứng dụng hydrogen trong công nghiệp sản xuất thép được tiếp cận theo hướng làm chất khử thay cho carbon. Khi hydrogen được sử dụng làm chất khử, sản phẩm khí của quá trình khử oxide sắt thành sắt là hơi nước thay vì khí CO<sub>2</sub> khi sử dụng than làm chất khử, góp phần giảm phát thải CO<sub>2</sub> trong quá trình sản xuất thép. Hydrogen có thể được ứng dụng trong công nghiệp sản xuất thép theo 2 cách sau:

- Sử dụng hydrogen làm chất khử phụ trong BF-BOF hay còn gọi là H<sub>2</sub>-BF;
- Sử dụng hydrogen làm chất khử duy nhất trong quá trình khử trực tiếp, gọi là H<sub>2</sub>-DRI.

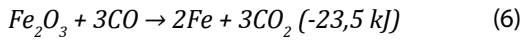
##### 3.1.1. H<sub>2</sub>-BF - giảm phát thải CO<sub>2</sub> trong công nghiệp sản xuất thép

Trong quá trình sản xuất thép theo phương pháp BF-BOF (Hình 7), CO<sub>2</sub> được phát thải từ lò cao BF và lò luyện cốc. Lò luyện cốc có vai trò sản xuất than cốc cung cấp nhiệt và đóng vai trò chất khử trong lò cao. Sử dụng hydrogen làm nhiên liệu và chất khử góp phần giảm phát thải CO<sub>2</sub>. Phản ứng khử oxide sắt thành sắt khi sử dụng tác nhân khử là hydrogen và than được thể hiện trong phản ứng (5) và (6):



Hình 7. Sản xuất thép theo phương pháp BF-BOF [27].





Phản ứng khử với tác nhân khử CO là phản ứng tỏa nhiệt trong khi đó phản ứng với tác nhân khử H<sub>2</sub> là phản ứng thu nhiệt. Bên cạnh ưu điểm phát thải ra H<sub>2</sub>O thay vì CO<sub>2</sub>, sử dụng hydrogen trong quá trình sản xuất thép tồn tại nhược điểm là nhu cầu tiêu thụ năng lượng cao hơn. Vì lý do kỹ thuật, hydrogen không thể thay thế hoàn toàn than do đó công nghệ H<sub>2</sub>-BF thường được xem là bước chuyển tiếp hướng đến công nghệ H<sub>2</sub>-DRI.

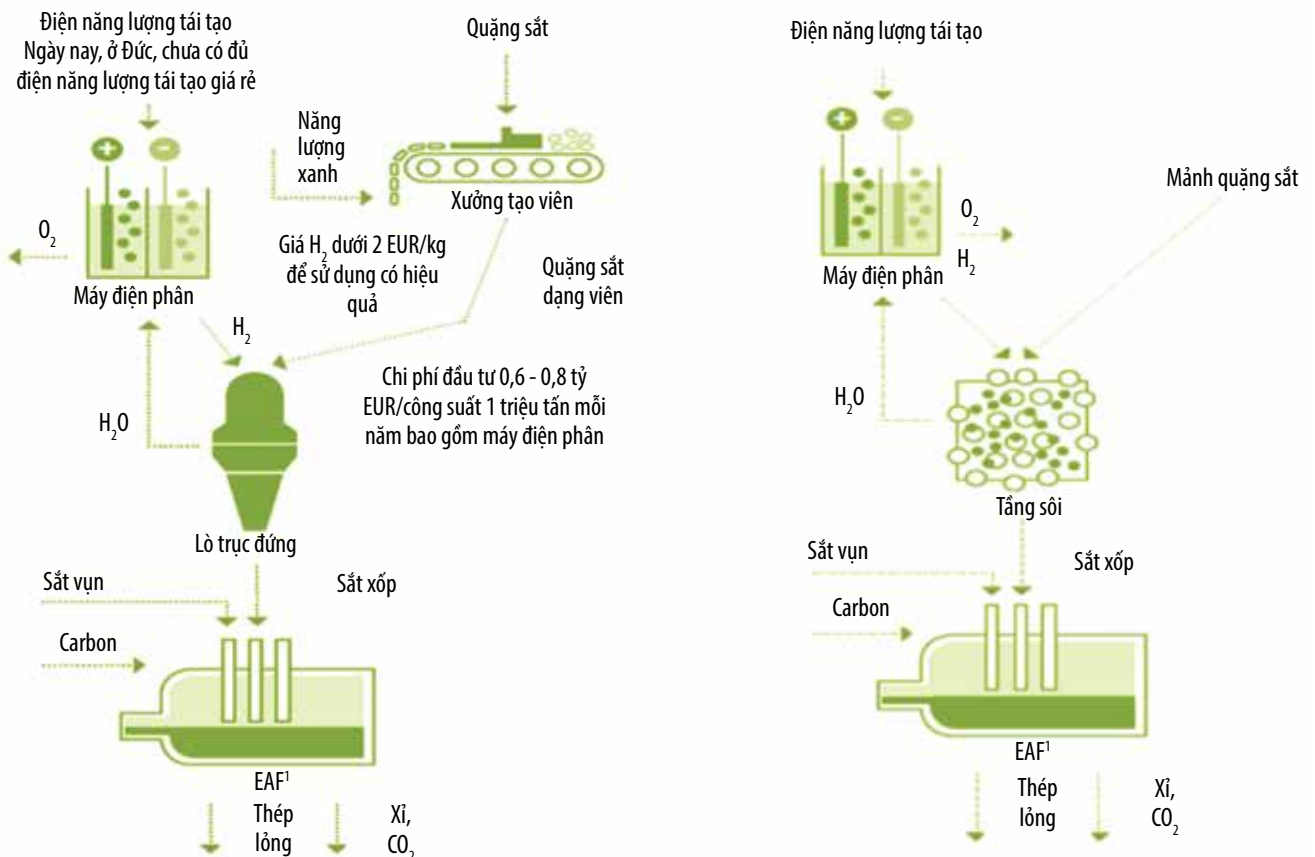
Một số nhà máy tại châu Âu dự kiến sử dụng công nghệ H<sub>2</sub>-BF trong quá trình sản xuất thép [27]. Có doanh nghiệp sử dụng hydrogen được sản xuất từ quá trình điện phân nước sử dụng điện năng lượng tái tạo, có nơi sẽ sử dụng hydrogen xám trong khi chờ hydrogen xanh sẵn có về số lượng và giá phù hợp. Tùy thuộc vào nguồn gốc hydrogen sử dụng mà hiệu quả giảm phát thải CO<sub>2</sub> sẽ khác nhau. Khi sử dụng hydrogen xanh, hiệu quả giảm phát thải CO<sub>2</sub> cao nhất, đạt 21% [27] (tức phát thải khoảng 1,063 tấn CO<sub>2</sub> trên 1 tấn kim loại nóng được sản xuất), trong khi sử dụng hydrogen xám thấp hơn 10 lần (chỉ đạt 2,1%) hiệu quả giảm phát thải CO<sub>2</sub>. Trong trường hợp sử dụng kết hợp công nghệ CCS, tức sản xuất hydrogen lam

thì hiệu quả giảm phát thải CO<sub>2</sub> có thể đạt tương tự như sử dụng hydrogen xanh.

Như vậy điều kiện tối ưu nhất để giảm phát thải CO<sub>2</sub> bằng công nghệ H<sub>2</sub>-BF là sử dụng hydrogen xanh sản xuất từ quá trình điện phân nước sử dụng điện năng lượng tái tạo. Tuy nhiên, hydrogen không thể thay thế toàn bộ than nên thép được sản xuất trong trường hợp này vẫn chưa thể gọi là thép “xanh”.

### 3.1.2. DR-EAF - giảm phát thải CO<sub>2</sub> trong công nghiệp sản xuất thép

Đối với công nghệ DR-EAF, hydrogen được sử dụng làm chất khử khử quặng sắt ở trạng thái rắn (được gọi là khử trực tiếp direct reduced iron - DIR), phương trình phản ứng (5), tạo ra sắt xốp. Sắt xốp sau đó được đưa vào lò hồ quang điện, sử dụng các điện cực tạo ra dòng điện nung chảy sắt xốp và sản xuất thép. Quá trình sản xuất thép này vẫn cần lượng carbon nhất định từ bột than, khí methane sinh học hoặc các nguồn carbon sinh học khác. Vì vậy, nếu quá trình sử dụng toàn bộ hydrogen xanh và điện năng lượng tái tạo thì vẫn phát thải khoảng 53 kg CO<sub>2</sub> trên mỗi tấn thép được sản xuất [28].



Hình 8. Quy trình sản xuất thép theo con đường DR-EAF [28].

Hình 8 thể hiện quá trình sản xuất thép theo phương pháp DR-EAF sử dụng lò trực đứng hoặc lò phản ứng tầng sôi với hydrogen xanh là chất khử duy nhất.

Công nghệ khử trực tiếp sắt không phải là công nghệ mới, đã được thương mại hóa từ cuối những năm 1960, tuy nhiên không phải sử dụng hydrogen tinh khiết. Một số dự án DIR tại châu Âu (đang ở các giai đoạn lập kế hoạch đến vận hành thử nghiệm) chủ yếu sử dụng công nghệ DIR kết hợp với EAF, còn lại sử dụng kết hợp DIR-BF-BOF. Do chưa sẵn sàng về số lượng và giá bán hydrogen xanh mà việc sử dụng hydrogen xanh vẫn còn rất hạn chế [28].

Tùy thuộc vào tác nhân khử được sử dụng và phương án kết hợp DIR mà hiệu quả giảm phát thải CO<sub>2</sub> sẽ khác nhau, trong đó [28]:

- DRI-EAF sử dụng khí tự nhiên sẽ phát thải 0,95 tấn CO<sub>2</sub> trên mỗi tấn thép;
- DIR-EAF sử dụng hydrogen từ điện phân nước bằng điện lưới thì phát thải 0,175 tấn CO<sub>2</sub> trên mỗi tấn thép;
- DIR-EAF sử dụng hydrogen xanh cho hiệu quả giảm phát thải rất cao, lên đến 95%. Với công suất DIR dự kiến ở châu Âu là 20,45 triệu tấn/năm thì cần thiết sử dụng 66 TWh năng lượng điện mỗi năm, chiếm khoảng 28% công suất năng lượng tái tạo ở Đức năm 2019.

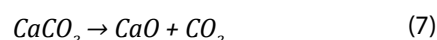
Như vậy, có thể thấy rằng công nghệ DIR-EAF sử dụng hydrogen xanh giảm phát thải CO<sub>2</sub> rất hiệu quả. Tuy nhiên, với tỷ lệ năng lượng tái tạo vẫn còn hạn chế như hiện nay,

sản xuất thép sử dụng DIR bằng hydrogen xanh khó chiếm lĩnh 100% sản lượng thép của châu Âu vào năm 2050.

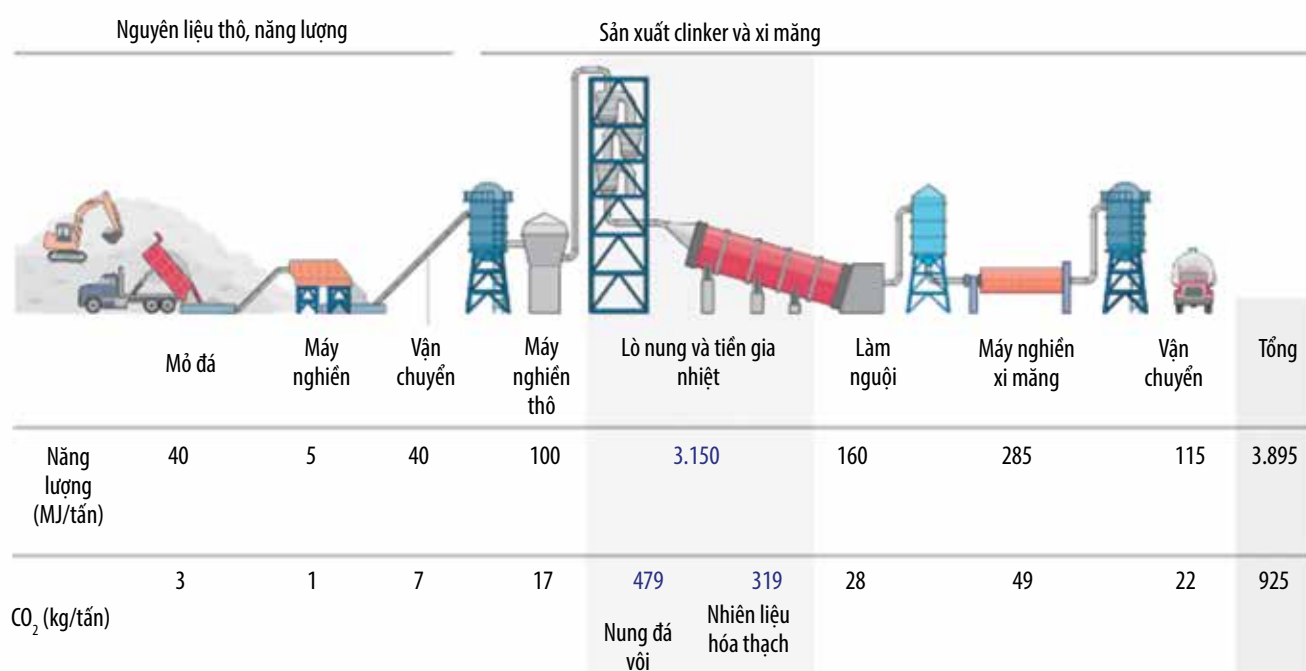
### 3.2. Ứng dụng hydrogen trong công nghiệp sản xuất xi măng

Sản lượng sản xuất xi măng trên thế giới tăng dần qua các năm, từ 3,27 tỷ tấn năm 2010 đến 4,1 tỷ tấn năm 2020 trong đó sản lượng xi măng ở các quốc gia châu Âu là 0,2 tỷ tấn [29]. Sản xuất xi măng phát thải lượng lớn CO<sub>2</sub> trong công nghiệp, chiếm 7%, sau công nghiệp sản xuất thép. Trung bình 1 tấn xi măng được sản xuất sẽ phát thải khoảng 0,9 tấn CO<sub>2</sub> [30]. Như vậy, trong năm 2020, công nghiệp sản xuất xi măng trên toàn thế giới đã phát thải khoảng 3,7 tỷ tấn CO<sub>2</sub>, trong đó 0,18 tỷ tấn CO<sub>2</sub> phát thải từ châu Âu. Công nghiệp sản xuất xi măng có lượng phát thải CO<sub>2</sub> cao nhất tính trên đơn vị doanh thu, lên đến 6,9 kg/USD doanh thu, cao gấp 5 lần so với công nghiệp sản xuất thép [30].

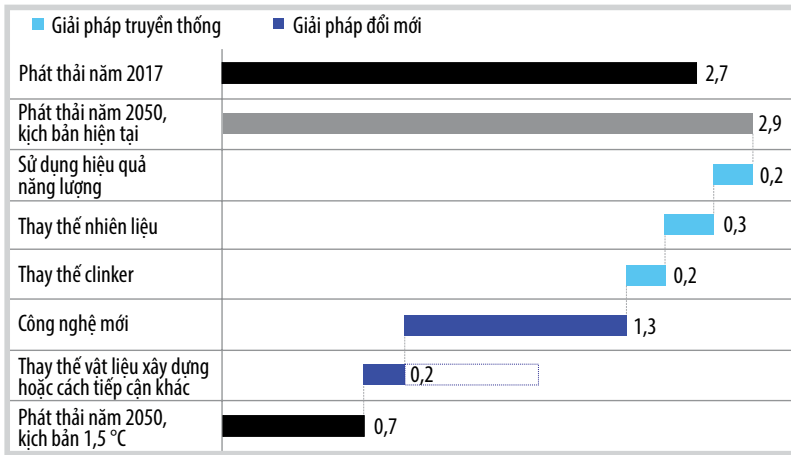
Phát thải CO<sub>2</sub> trong công nghiệp sản xuất xi măng chủ yếu đến từ các công đoạn, quy trình sản xuất xi măng (Hình 9), đặc biệt là quá trình đốt nhiên liệu để cung cấp năng lượng và quá trình nung đá vôi xảy ra theo phản ứng (7) [31]. Tỷ lệ phát thải CO<sub>2</sub> giữa 2 quá trình này là 40:60.



McKinsey dự báo đến năm 2050, ngành công nghiệp sản xuất xi măng có thể giảm 75% lượng khí thải so với năm 2017. Lượng khí thải giảm chủ yếu nhờ các tiến bộ về



Hình 9. Quy trình sản xuất xi măng [30].



Hình 10. Phương pháp giảm phát thải CO<sub>2</sub> trong công nghiệp sản xuất xi măng (GtCO<sub>2</sub>) [30].

công nghệ (như công nghệ thu giữ, sử dụng và lưu trữ carbon), ngoài ra do sử dụng tiết kiệm năng lượng, thay thế clinker (Hình 10) [30].

Một số phương pháp giảm phát thải CO<sub>2</sub> trong công nghiệp sản xuất xi măng như:

- Chuyển đổi sử dụng lò nung xi măng từ lò ướt sang lò khô. Sản xuất clinker trong lò khô hiện đại giảm tiêu thụ năng lượng 85% so với lò ướt, thay thế tất cả các lò ướt bằng các lò khô có công nghệ tiên tiến hiện đại [32], có thể cải thiện 10% phát thải vào năm 2050;
- Thay thế clinker: Clinker là thành phần cơ bản của xi măng, theo Lộ trình của IEA và CSI, hàm lượng clinker trung bình hiện tại là 0,65 cần được giảm xuống 0,6 để có thể đáp ứng Thỏa thuận Paris nhằm duy trì mức tăng nhiệt độ toàn cầu ở mức dưới 2 °C. Các nguyên liệu thay thế clinker như xỉ lò cao, tro bay hoặc đá vôi cho hiệu quả giảm phát thải CO<sub>2</sub> khoảng 10% là thay thế clinker;
- Áp dụng công nghệ CCS: áp dụng các công nghệ tiên tiến đóng vai trò chính trong giảm phát thải CO<sub>2</sub> đối với công nghiệp sản xuất xi măng [34].

Bên cạnh đó, người ta ước tính rằng 10% lượng khí thải CO<sub>2</sub> trong công nghiệp sản xuất xi măng đến từ vận chuyển và năng lượng điện cần thiết để vận hành máy móc thiết bị. Một nhà máy xi măng tiêu chuẩn công suất 3.000 tấn/ngày sẽ tiêu thụ từ 20 - 25 MW điện [33]. Thay thế nhiên liệu truyền thống sử dụng trong sản xuất xi măng bằng hydrogen xanh hoặc điện năng lượng tái tạo góp phần cải thiện 15% phát thải đến năm 2050.

**3.3. Ứng dụng hydrogen trong sản xuất điện**

Theo Cơ quan Năng lượng Quốc tế (International Energy Agency - IEA), điện là nguồn phát thải CO<sub>2</sub> lớn thứ 3 trên thế giới. Khoảng 64,5% điện năng sản xuất thông qua việc đốt nhiên liệu hóa thạch. Phát thải CO<sub>2</sub> trong sản xuất điện đến từ quá trình đốt than hoặc khí tự nhiên để vận hành các nồi hơi (cung cấp hơi cho các turbine hơi) hay các turbine khí. Bên cạnh phát thải CO<sub>2</sub>, quá trình sản xuất điện còn phát thải các khí acid như SO<sub>x</sub>, NO<sub>x</sub> gây tác động xấu đến chất lượng không khí và ảnh hưởng đến đời sống con người.

Hydrogen có thể góp phần giảm phát thải CO<sub>2</sub> trong lĩnh vực năng lượng bằng cách (1) hoạt động như một hệ thống lưu trữ năng lượng với máy điện phân và pin nhiên liệu; (2) thay thế trực tiếp nhiên liệu hóa thạch quá trình sản xuất điện. Hydrogen và nhiên liệu có nguồn gốc từ nó như NH<sub>3</sub> có thể thay thế trực tiếp khí tự nhiên trong các nhà máy nhiệt điện khí hay sử dụng NH<sub>3</sub> thay thế cho than trong các nhà máy nhiệt điện than. Việc sử dụng hydrogen thay cho nhiên liệu hóa thạch không chỉ góp phần giảm phát thải CO<sub>2</sub> mà còn loại bỏ hoàn toàn các tạp chất khác trong khói thải của nhà máy điện như SO<sub>x</sub>, hydrocarbon dễ bay hơi, thủy ngân... Tuy nhiên, cần lưu ý đến vấn đề về NO<sub>x</sub> trong khí thải khi sử dụng NH<sub>3</sub> để thay thế nhiên liệu hóa thạch. Trong trường hợp này, thiết bị cần phải sửa đổi để hạn chế tạo ra NO<sub>x</sub> trong quá trình đốt cũng như cần loại bỏ ra khỏi sản phẩm cháy thông qua quá trình xử lý bằng xúc tác.

Các hãng cung cấp turbine hàng đầu thế giới như Siemens hay GE cũng có các động thái trong việc sử dụng turbine hydrogen với lộ trình hướng tới chạy turbine 100% hydrogen như turbine 9F.05 của hãng GE đã được sử dụng thành công kết hợp vận hành hỗn hợp nguyên liệu khí tự nhiên và hydrogen tại EnergyAustralia. Hiện nay, có một số dự án ứng dụng hydrogen trong sản xuất điện đang được xây dựng, có thể kể đến như Ballard Power Systems và đối tác là Hydrogen de France đang xây dựng nhà máy điện hydrogen công suất đa Megawatt CEOG tại Guiana, Pháp [35]; Nhà cung cấp điện eRex xây dựng nhà máy điện thương mại chạy bằng hydrogen đầu tiên đặt tại Yamanashi, Nhật Bản, với công suất 360 kW dự kiến đi vào hoạt động vào tháng 3/2022 [36].

**4. Những thách thức đối với hydrogen xanh**

Biến đổi khí hậu đang là vấn đề toàn cầu, là thách thức đối với các chính phủ và các ngành công nghiệp. Nhằm đáp ứng

các cam kết chống biến đổi khí hậu, các khu vực/chính phủ đã thúc đẩy các ngành công nghiệp phải cắt giảm phát thải khí gây hiệu ứng nhà kính (CO<sub>2</sub>). Chính vì vậy, hydrogen xanh trở thành nguồn năng lượng quan trọng trên thế giới và là yếu tố trung tâm cùng với thu giữ CO<sub>2</sub> (carbon capture) trong các kịch bản để duy trì nhiệt độ trái đất tăng không quá 2 °C đến năm 2050.

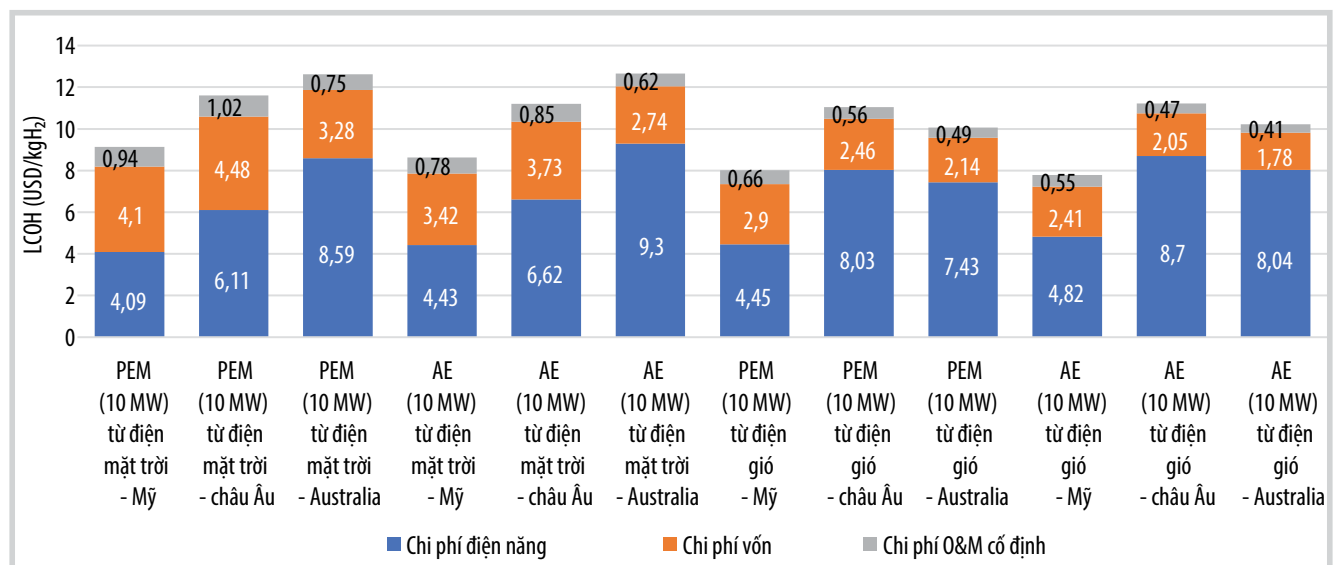
Mặc dù đóng vai trò quan trọng trong nền kinh tế khử carbon, việc sản xuất, sử dụng và thương mại hóa hydrogen xanh vẫn đang đối mặt với các thách thức kinh tế, kỹ thuật về chi phí, cơ sở hạ tầng, an toàn công nghệ và thách thức xã hội về chấp nhận công nghệ hydrogen xanh.

**4.1. Thách thức về chi phí và cơ sở hạ tầng**

Chi phí sản xuất hydrogen xanh có thể được định lượng bằng chi phí bình quân hóa (LCOH - leverlised cost of hydrogen), gồm các chi phí: điện, đầu tư và các chi phí vận hành cố định. Trong đó, chi phí điện chiếm tỷ trọng cao nhất, chiếm khoảng 50 - 55% [37]. Giá điện năng lượng tái tạo sẽ khác nhau tùy vào từng khu vực địa lý và phụ thuộc vào tiềm năng năng lượng tái tạo của khu vực đó. Như vậy, các quốc gia có tiềm năng về năng lượng tái tạo sẽ có lợi thế về mặt chi phí trong sản xuất hydrogen xanh, như Australia, Trung Quốc, Chile, Đức, Morocco và Vương quốc Anh. Hình 11 thể hiện giá LCOH hydrogen xanh được ước tính trong điều kiện công nghệ và hệ thống điện năng lượng tái tạo năm 2020 tại châu Âu, Mỹ và Australia đối với quy mô công suất 10 MW cho phương pháp điện phân màng proton, điện phân kiềm sử dụng điện gió và điện mặt trời.

Có thể thấy rằng LCOH thấp nhất tại Mỹ, dao động trong khoảng 7,78 - 9,13 USD/kg, trong khi đó tại châu Âu và Australia lần lượt là 11,05 - 11,61 USD/kg và 10,06 - 12,66 USD/kg. Các phương pháp sản xuất hydrogen truyền thống từ nguyên liệu hóa thạch (gọi là hydrogen xám) thì giá hydrogen LCOH khoảng 1 - 2 USD/kg [39] và dự báo mức giá này sẽ không thay đổi ít nhất đến năm 2030. Đối với các phương pháp sản xuất truyền thống, giá hydrogen phụ thuộc vào giá nguyên liệu theo từng khu vực và thời điểm. Đối với phương pháp SMR, giá hydrogen sẽ dao động phụ thuộc vào giá khí tự nhiên, ước tính tiêu tốn khoảng 5 tấn khí tự nhiên cho 1 tấn sản phẩm hydrogen. Như vậy, giá hydrogen xanh đang cao hơn ít nhất gấp 4 lần so với hydrogen xám. Sử dụng điện phân nước thì chi phí điện chiếm phần lớn chi phí sản xuất hydrogen xanh, do đó chi phí sản xuất hydrogen xanh có thể giảm đáng kể nếu nguồn năng lượng điện tái tạo sẵn sàng về giá cả và số lượng. Một nghiên cứu đã sử dụng phương pháp Monte Carlo dự đoán giá hydrogen xanh và cho rằng giá LCOH hydrogen xanh sẽ giảm trong 10 năm tới. Vào năm 2030, giá hydrogen được sản xuất bằng phương pháp SMR là thấp nhất, tiếp đến là SMR kết hợp với thu hồi, lưu trữ carbon, và phương pháp khí hóa than. Hydrogen sản xuất bằng các phương pháp này có giá dưới 3 USD/kg. Trong khi đó, giá hydrogen sản xuất bằng phương pháp điện phân dao động trong khoảng 4 - 8 USD/kg tùy vào khu vực.

Ở thời điểm hiện tại, quy mô điện phân sản xuất hydrogen xanh còn rất nhỏ, công suất lớn nhất chỉ đạt 10 MW (Nhà máy điện phân đặt tại Fukushima), tương đương với sản lượng 900 tấn hydrogen/năm. Trong khi



Hình 11. Giá hydrogen xanh LCOH tại châu Âu, Mỹ và Australia trong điều kiện công nghệ và hệ thống điện năng lượng tái tạo năm 2020 [38].

đó, hydrogen sản xuất bằng phương pháp truyền thống như reforming hơi nước khí tự nhiên đã hình thành trong thời gian dài, công nghệ trưởng thành và quy mô công suất lớn, như xưởng sản xuất hydro của Nhà máy Lọc dầu Nghi Sơn có công suất khoảng 145 nghìn tấn/năm. Để hydrogen có thể trở thành yếu tố trung tâm trong nền kinh tế khử carbon, quy mô sản xuất hydrogen xanh phải tăng mạnh trong vòng 30 năm tới. Bên cạnh tăng cường phát triển năng lượng tái tạo, tăng quy mô điện phân và cải tiến công nghệ điện phân cũng có tác động đáng kể đến chi phí hydrogen. Xét về mặt quy mô nhà máy điện phân, tăng quy mô nhà máy từ 1 MW lên 20 MW có thể giảm chi phí hơn 1/3 [40]. Về mặt công nghệ, tăng số lượng ngăn xếp cùng với quy trình tự động trong các cơ sở sản xuất quy mô GW có thể giảm chi phí sản xuất hydrogen [40]. Trước năm 2030, xuất hiện các dự án quy mô lớn như: Nhà máy điện phân tại Saudi Aramco công suất 4 GW (tương đương 238 nghìn tấn/năm) [41] hay Dự án AREH (Tây Australia) với công suất 23 GW (tương đương 1.752 nghìn tấn/năm) [42]. Động lực chính để tăng trưởng hydrogen xanh là giảm chi phí và tăng hiệu quả điện phân. Bên cạnh các chính sách hỗ trợ của các chính phủ, để giá LCOH hydrogen xanh có thể giảm xuống 2 USD/kg thì giá điện năng lượng tái tạo phải đạt mức 0,03 USD/kWh.

Bên cạnh vấn đề chi phí, mở rộng quy mô thị trường hydrogen cũng gặp phải rào cản về cơ sở hạ tầng, đặc biệt là cơ sở hạ tầng liên quan đến vận chuyển, lưu trữ và phân phối. Để có thể đáp ứng nhu cầu ngày càng tăng của hydrogen xanh, đòi hỏi đầu tư và xây dựng mạng lưới truyền tải, phân phối và lưu trữ điện năng cũng như hệ thống điện phân, hệ thống đường ống hydro và hệ thống tiếp nhiên liệu hydro. Theo Cơ quan Năng lượng Quốc tế, đến năm 2030, sản xuất hydro xanh đạt 88 triệu tấn mỗi năm, có thể tiêu tốn 2,4 nghìn tỷ USD và 1.238 GW điện năng lượng tái tạo.

Một yếu tố khác góp phần thúc đẩy sự phát triển hydrogen xanh là việc đánh thuế carbon. Bloomberg NEF nhận định, mức thuế carbon cần được áp dụng đối với ngành thép (50 USD/tấn CO<sub>2</sub>), xi măng (78 USD/tấn CO<sub>2</sub>), hóa chất (78 USD/tấn CO<sub>2</sub>) [43]. Việc đánh thuế carbon sẽ giúp hydrogen xanh cạnh tranh được với các nhiên liệu đầu vào của các ngành công nghiệp.

**4.2. Thách thức về an toàn công nghệ hydrogen**

Bảng 1 trình bày các thông số an toàn cơ bản của hydrogen so với các chất đốt khác như methanol, methane, propane và xăng.

Theo Bảng 1, so với các nhiên liệu khác, hydrogen dễ cháy trong phạm vi nồng độ rất rộng (giới hạn 4% - 77 vol.%). Khi bị đốt cháy trong không khí, hydrogen phát ra ngọn lửa khó nhìn thấy dưới ánh sáng ban ngày vì có bức xạ nhiệt thấp và thành phần tia cực tím cao. Khi hình thành một hỗn hợp hydrogen/oxygen 2:1 và khi nhiệt độ đến khoảng 600 °C, phản ứng cháy có thể dẫn đến sự lan truyền bùng nổ của hỗn hợp khí (gọi là khí nổ) do thể tích hơi nước tạo ra tăng cao hơn nhiều so với hỗn hợp hydrogen/oxygen ban đầu. Tương tự, hydrogen có thể dẫn đến phản ứng tỏa nhiệt bùng nổ trong hỗn hợp khí có chứa hydrogen và khí chlor hoặc fluor với sản phẩm hydroclorid hoặc hydroflorid.

Việc xử lý hydrogen nói chung đòi hỏi sự cẩn thận và đặc biệt tuân thủ các quy định an toàn, tối thiểu sau:

- Tiêu chuẩn an toàn cho sản xuất, lưu trữ, phân phối và sử dụng hydrogen vì hydrogen cũng như các chất khí đốt khác như: khí tự nhiên, khí hóa lỏng... nên các tiêu chuẩn, codes cho khí đốt, cũng được áp dụng (ISO, IEC, ATEX...), thêm vào đó là các tiêu chuẩn đặc biệt riêng tại các quốc gia và riêng cho hydrogen (Bảng 2) [45].

*Bảng 1. Các thông số an toàn cơ bản của hydrogen so với các chất đốt [44]*

Thông số an toàn	Đơn vị	Hydrogen (H <sub>2</sub> )	Methanol (CH <sub>3</sub> OH)	Methane (CH <sub>4</sub> )	Propane (C <sub>3</sub> H <sub>8</sub> )	Xăng (C <sub>7</sub> H <sub>16</sub> )
Giới hạn nổ dưới *	Vol.%	4,0	6,0	4,4	1,7	<b>1,1</b>
Giới hạn nổ trên *	Vol.%	77,0	50 (ở 100°C)	17,0	10,8	<b>6,7</b>
Thành phần của chất cháy trong hỗn hợp cháy *	Mol.%	29,5	(12,2)	9,5	4,0	<b>(1,9)</b>
Năng lượng đánh lửa tối thiểu *	mJ	0,017	0,14	0,29	0,24	<b>0,24</b>
Nhiệt độ tự cháy * theo tiêu chuẩn DIN 51794	°C	560	440	595	470	<b>220</b>
Vận tốc cháy tối đa (dạng dòng tầng)	cm/s	360 (ở 40 Vol. %)	43	37	47	<b>30</b>
Nhiệt độ ngọn lửa	°C	2.050	1.870	1.950	1.925	<b>2.030</b>
<b>Nhiệt trị riêng</b>	<b>MJ/kg</b>	<b>120</b>	<b>19,95</b>	<b>50</b>	<b>46,2</b>	<b>42 - 44</b>

(\*) Nguồn: Chemsafe, Dechema e.V.

Khi xây dựng các quy định và tiêu chuẩn cho hydrogen, Việt Nam cần lưu ý điều kiện đặc thù như: khí hậu nóng ẩm, không khí biển ăn mòn...

- Để tránh phản ứng khí nổ, khi làm việc với hydrogen, nên lấy mẫu hỗn hợp khí oxygen/hydrogen thường xuyên;

- Do nhẹ hơn không khí khoảng 14 lần, hydrogen bốc hơi nhanh chóng trong không gian mở. Do là khí rất nhẹ và là phân tử rất nhỏ, hydrogen có khả năng khuếch tán cao, có thể khuếch tán vào môi trường khác, đi qua nhiều vật liệu xốp hoặc thậm chí kim loại. Do độ khuếch tán cao của hydrogen, cần phải sử dụng các vật liệu đặc biệt đối với các bình chứa (như thép hoặc lớp phủ austenit có các lớp phủ cản khuếch tán). Các vật liệu composite hiện đại có thể bảo vệ chống lại sự khuếch tán hydrogen với vật liệu phủ mặt thích hợp [46];

- Công nghệ hóa lỏng giúp dễ dàng lưu trữ, vận chuyển hydrogen. Bình chứa áp lực được sử dụng phổ biến nhất có độ an toàn cao và được lắp van giảm áp, tránh các nguồn bắt lửa. Do nhẹ hơn không khí nên hydro được lưu trữ ngoài trời. Nếu phải lưu trữ trong không gian kín, cần lắp đặt hệ thống thông gió tốt với các thiết bị cảnh báo rò rỉ khí [46];

- Hydrogen khi được trộn vào khí đốt tự nhiên như là khí đốt hỗ trợ, thì các đặc tính an toàn (giới hạn cháy nổ, nồng độ oxygen giới hạn, áp suất nổ tối đa, chỉ số tăng áp theo thời gian và trị số khe tối thiểu để cản lửa cháy ngược) của hỗn hợp khí không bị ảnh hưởng đáng kể khi lượng bổ sung hydrogen đến nồng độ 10% thể tích [47];

- Để đạt các yêu cầu về an toàn và được cấp phép xây lắp, vận hành nhà máy sản xuất, lưu trữ, phân phối hay vận chuyển hydrogen, cần thực hiện các bước phân tích và xác định các biện pháp an toàn (như sử dụng phương pháp HAZOP, LOPA, hay các phương trình phần mềm HyRAM) [45];

- Thường xuyên cập nhật thông tin mới nhất về an

toàn công nghệ hydrogen từ: International Conference on Hydrogen Safety (Hysafe), Center for Hydrogen Safety Conference, International Conference on Hydrogen Safety and Security. Các sự cố trong ngành công nghiệp hydrogen cần được nghiên cứu để rút kinh nghiệm như: U.S. Center for Hydrogen [48], European Process Safety Centre (EPSC) [49], International Association for Hydrogen Safety, HySafe...

### 4.3. Thách thức về chấp nhận xã hội đối với công nghệ hydrogen

Hydrogen xanh là năng lượng sạch của tương lai. Qua các cuộc thảo luận rộng rãi ở Đức về năng lượng tái tạo từ turbine gió cho thấy, sự chấp nhận hydrogen xanh rộng rãi và vững chắc của xã hội rất cần thiết để đưa 1 dạng năng lượng mới vào đời sống người dân [50]. Đối với hydro cũng tương tự như vậy.

Dữ liệu khảo sát về hydrogen được thực hiện tại Đức năm 2021 [51, 52] cho thấy, người tiêu dùng có nghe đến hydro xanh, nhưng chỉ có 25% biết ít nhiều chi tiết về sử dụng hydrogen trong xe hơi qua dạng fuel cell (FCBV), nhưng không rõ hydrogen có thể sử dụng trong các lĩnh vực khác (như hóa học, luyện thép, xi măng, chế tạo thủy tinh...). Tuy nhiên, người tiêu dùng Đức ủng hộ Chính phủ đầu tư vào công nghệ hydrogen, vì công nghệ này có thể tạo ra việc làm mới, thúc đẩy tăng trưởng kinh tế và sử dụng an toàn như các nhiên liệu hóa thạch khác. Khảo sát ở Nhật Bản về ý kiến sử dụng hydrogen thay thế xăng trong xe hơi cho thấy tỷ lệ đánh giá mối nguy hiểm của hydrogen và xăng trong xe ngang nhau (40%) [45].

Tại Việt Nam, nếu hydrogen được trộn vào khí đốt như loại năng lượng hỗ trợ, khả năng lớn là người tiêu dùng sẵn sàng chấp nhận sử dụng. Muốn đạt tới sự chấp nhận rộng rãi của xã hội trong tương lai, cần cung cấp đầy đủ thông tin về hydrogen xanh đến người tiêu dùng qua 1 kế hoạch mang tính lâu dài, có hệ thống và bắt đầu ngay

**Bảng 2.** Các tiêu chuẩn an toàn cho sản xuất, lưu trữ, phân phối và sử dụng hydrogen

ISO/TC 197 Hydrogen Technologies (20 nước công nhận)	Tổng quát về hệ thống và thiết bị cho sản xuất, lưu trữ, chuyên chở và đo đạc hệ thống hydrogen	IEC/TC 105	Tổng quát về sử dụng hydrogen cho pin nhiên liệu (lĩnh vực giao thông)
ISO 15916 (2015)	Các hướng dẫn quốc tế về việc xử lý và lưu trữ an toàn hydrogen ở thể khí và lỏng	IEC 62282-2- 100 đến IEC 62282-9- 102 ED1)	Các tiêu chuẩn cho Fuel Cell gồm nhiều lĩnh vực về an toàn và môi trường
ISO 11114-4	Bình chứa trụ vận chuyển hydrogen	ASME Article KD-10	Bình chứa áp hydrogen
ISO 19880 (2019)	Yêu cầu về an toàn và hiệu suất đối với các trạm hydrogen nén cho ô tô	SAE J2579	Hệ thống đốt khí hydrogen
ISO/WD TR 15916	Yêu cầu cơ bản cho an toàn hệ thống hydrogen	CSA CHMC1 CSA HPIT1	Phương pháp thử nghiệm khí hydrogen Hệ thống hydrogen dùng cho xe tải

càng sớm càng tốt. Kế hoạch này kết hợp nhiều tác động tổng hợp trên nhiều mặt [50]:

- Hệ thống chính trị: Phổ biến các chính sách về mục tiêu và giá hỗ trợ phát triển hydrogen xanh sản xuất từ năng lượng tái tạo (gió, mặt trời, sinh khối...) nhằm thay thế dần nhiên liệu hóa thạch (ví dụ bằng giá FIT);

- Cộng đồng: Tổ chức thông tin rộng rãi về lợi ích hydrogen trong việc giảm lượng khí thải CO<sub>2</sub>, bảo vệ môi trường, giảm nhiệt độ để bảo vệ bầu khí quyển... với mục tiêu là tạo sự tin cậy lâu dài của cộng đồng đối với hydrogen;

- Khoa học kỹ thuật: Cập nhật và phát triển công nghệ hydrogen tiên tiến tại các quốc gia đang đi đầu về công nghệ hydrogen xanh như châu Âu, Bắc Mỹ, Australia và châu Á (Trung Quốc, Hàn Quốc, Nhật Bản)...

- Kinh tế: Sản xuất và xây dựng hệ thống phân phối hydrogen, sử dụng công nghệ trong nước, phân tích ưu điểm và rủi ro trong việc đầu tư sản xuất hydrogen xanh, giá cả và tính cạnh tranh với các dạng nhiên liệu khác như khí đốt, xăng, điện từ than... trên thị trường.

## **5. Kết luận và kiến nghị**

Xu thế ứng dụng và phát triển công nghệ hydrogen trên toàn thế giới đang diễn ra mạnh mẽ. Các quốc gia đi đầu về hydrogen trên thế giới đang xây dựng chính sách mở để phát triển công nghệ, tiến tới làm chủ chuỗi giá trị hydrogen trên phạm vi toàn cầu.

- Đối với chiến lược phát triển năng lượng trong tương lai gần, Việt Nam cần nghiên cứu và đưa công nghệ tiên tiến vào sản xuất hydrogen và khí tổng hợp (H<sub>2</sub> + CO) như “khí hóa than + hơi nước”, “khí hóa” sinh khối, để sản xuất nhiệt, điện với mục đích thay thế cho việc “đốt đơn thuần” bởi các nhà máy nhiệt điện thông thường có hiệu suất thấp và sản sinh khí thải CO<sub>2</sub> ảnh hưởng xấu đến môi trường.

- Nghiên cứu phương pháp sản xuất hydrogen bằng nhiệt phân khí tự nhiên để tiến tới áp dụng vào Việt Nam.

- Về mặt ứng dụng: áp dụng công nghệ tiên tiến sử dụng hydrogen trong công nghiệp như dùng hydrogen khử quặng sắt trực tiếp trong công nghệ sản xuất thép thay thế dần công nghệ dùng than hiệu suất thấp và ô nhiễm môi trường hiện nay.

- Trong công nghệ sản xuất hydrogen xanh cần có lộ trình gồm các bước sau:

- + Tiến hành thành lập “Tổ hợp hydrogen xanh” gồm

các cơ sở trong nước sẽ sử dụng hydrogen xanh (dầu khí, năng lượng tái tạo, thép, xi măng, xe hơi...) để tạo nguồn lực tổng hợp quốc gia.

- + Hợp tác xây dựng 1 - 2 dự án thí điểm sản xuất hydrogen xanh dùng điện từ năng lượng tái tạo (tận dụng tài nguyên gió và ánh sáng mặt trời sẵn có ở Việt Nam), công suất nhỏ khoảng 4 - 10 MW sử dụng công nghệ điện phân nước PEM và kiềm.

- + Nghiên cứu các công nghệ sản xuất hydrogen tiên tiến trên thế giới, áp dụng trong điều kiện đặc thù của Việt Nam.

- + Cung cấp đầy đủ thông tin về hydrogen xanh đến người dân để tăng cường sử dụng dạng năng lượng mới này.

- Việt Nam cần đẩy mạnh hợp tác, khai thác, huy động các nguồn lực trong và ngoài nước để kết nối, đánh giá xu thế công nghệ và tiến tới hợp tác chuyển giao công nghệ, từ đó có cơ hội làm chủ công nghệ hydrogen xanh trong tương lai gần.

## **Tài liệu tham khảo**

[1] IEA, “Global hydrogen review, technology report”, 2021.

[2] Paul Boldrin and Nigel P. Brandon, “Progress and outlook for solid oxide fuel cells for transportation applications”, *Nature Catalysis*, Vol. 2, pp. 571 - 577, 2019.

[3] André Sternberg, Christoph Hank, and Christopher Matthias Hebling, “Greenhouse gas emissions for battery electric and fuel cell electric vehicles with ranges over 300 kilometers”.

[4] Nedstack, “PEM-FCS stack technology”.

[5] Nissan, “Nissan unveils world’s first solid-oxide fuel cell vehicle”, 2016.

[6] Georgina Jeerh, Mengfei Zhang, and Shanwen Tao, “Recent progress in ammonia fuel cells and their potential applications”, *Journal of Materials Chemistry A*, Vol. 9, pp. 727 - 752, 2021. DOI: 10.1039/D0TA08810B.

[7] Juergen Rechberger, Andreas Kaupert, Jonas Hagerskans, and Ludger Blum, “Demonstration of the first European SOFC APU on a heavy-duty truck”, *Transportation Research Procedia*, Vol. 14, pp. 3676 - 3685, 2016. DOI: 10.1016/j.trpro.2016.05.442.

[8] Pedro Nehter, Barbara Wildrath, Ansgar Bauschulte, and Keno Leites, “Diesel based SOFC demonstrator for

maritime applications", *ECS Transactions*, Vol. 78, No. 1, pp. 171 - 180, 2017. DOI: 10.1149/07801.0171ecst.

[9] Keyou, "Es gibt genügend Gründe, Verbrennungsmotor und Wasserstoff zu kombinieren".

[10] Rosalin Rath, Piyush Kumar, Smita Mohanty, and Sanjay Kumar Nayak, "Recent advances, unsolved deficiencies, and future perspectives of hydrogen fuel cells in transportation and portable sectors", *International Journal of Energy Research*, Vol. 43, No. 15, pp. 1 - 25, 2019. DOI: 10.1002/er.4795.

[11] Bruno G. Pollet, Shyam S. Kocha, and Iain Staffell, "Current status of automotive fuel cells for sustainable transport", *Current Opinion in Electrochemistry*, Vol. 16, pp. 90 - 95, 2019. DOI: 10.1016/j.coelec.2019.04.021.

[12] David A. Cullen, K.C. Neyerlin, Rajesh K. Ahluwalia, Rangachary Mukundan, Karren L. More, Rodney L. Borup, Adam Z. Weber, Deborah J. Myers, and Ahmet Kusoglu, "New roads and challenges for fuel cells in heavy-duty transportation", *Nature Energy*, Vol. 6, pp. 462 - 474, 2021.

[13] Remzi Can Samsun, Laurent Antoni, Michael Rex, and Detlef Stolten, "Deployment status of fuel cells in road transport: 2021 update", *Energy & Environment Band*, Vol. 542, 2021.

[14] S. Barrett, "Ceres, Weichai plan SOFC range-extender for China bus market", *Fuel Cells Bulletin*, Vol. 2018, No. 6, pp. 10, 2018. DOI: 10.1016/S1464-2859(18)30212-8.

[15] FuelCellsWorks, "Ceres power and weichai power develop first prototype fuel cell range extended for Chinese bus market", 5/9/2019.

[16] Brandon Graver, Dan Rutherford, and Sola Zheng, "CO<sub>2</sub> emissions from commercial aviation", 2020.

[17] L. Van Biert, M. Godjevac, K. Visser, and P.V. Aravind, "A review of fuel cell systems for maritime applications", *Journal of Power Sources*, Vol. 327, pp. 345 - 364, 2016. DOI: 10.1016/j.jpowsour.2016.07.007.

[18] Nick Ash and Tim Scarbrough, "Sailing on Solar - Could green ammonia decarbonise international shipping?", *Environmental Defense Fund*, 2019.

[19] Öko-Institut Berlin, "Ammonia as a marine fuel: Risks and perspectives", 2021.

[20] Hideaki Kobayashi, Akihiro Hayakawa, K.D. Kunkuma A. Somarathne, and Ekenechukwu C. Okafor, "Science and technology of ammonia combustion",

*Proceedings of the Combustion Institute*, Vol. 37, No. 1, pp. 109 - 133, 2019. DOI: 10.1016/j.proci.2018.09.029.

[21] Kyunghwa Kim, Gilltae Roh, Wook Kim, and Kangwoo Chun, "A preliminary study on an alternative ship propulsion system fueled by ammonia: Environmental and economic assessments", *Journal of Marine Science and Engineering*, Vol. 8, No. 3, 2000. DOI: 10.3390/jmse8030183.

[22] Niels de Vries, "Safe and effective application of ammonia as a marine fuel", TU Delft Mechanical, Maritime and Materials Engineering, 2019.

[23] M.D. Fernandes, S.T. de P. Andrade, V.N. Bistrizki, R.M. Fonseca, L.G. Zacarias, H.N.C. Goncalves, A.F. de Castro, R.Z. Dominiques, and T. Matencio, "SOFC-APU systems for aircraft: A review", *International Journal of Hydrogen Energy*, Vol. 43, No. 33, pp. 16311 - 16333, 2016. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2018.07.004.

[24] Helge Weydahl, Martin Gilljam, Torleif Lian, Tom Cato Johannessen, Sven Ivar Holm, and Jon Øistein Hasvold "Fuel cell systems for long-endurance autonomous underwater vehicles - Challenges and benefits", *International Journal of Hydrogen Energy*, Vol. 45, No. 8, pp. 5543 - 5553, 2020. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2019.05.035.

[25] Eurofer, "European steel in figures 2020", 2020.

[26] Bellona, "Climate action in the steel industry", 2021.

[27] Bellona, "Hydrogen in steel production: What is happening in Euro - part one", 2021.

[28] Bellona, "Hydrogen in steel production: what is happening in Euro - part two", 2021.

[29] Statista, "Major countries in worldwide cement production from 2010 to 2020", 2021.

[30] Thomas Czigler, Sebastian Reiter, Patrick Schulze, and Ken Somers, "Laying the foundation for zero-carbon cement", 2020.

[31] CleanTechnica, "Reducing emissions from cement & steel production".

[32] Visvesh Sridharan, "Future of cement: Low-carbon technologies and sustainable alternatives", 15/5/2020.

[33] Stephen B. Harrison, "Deep decarbonisation of cement: Oxyfuel burners and hydrogen electrolyzers show the way", 15/2/2021.

[34] Bellona, "Climate action in the cement industry: Factsheet", 2020.



- [35] Ballard, "Ballard & HDF energy announce world's first multi-megawatt scale baseload hydrogen power plant", 7/10/2021.
- [36] Nekkei Asia, "Japan's first commercial hydrogen power plant to open near Mount Fuji", 21/4/2021.
- [37] T. Nguyen, Z. Abdin, T. Holm, and W. Merida, "Grid-connected hydrogen production via large-scale water electrolysis", *Energy conversion and management*, Vol. 200, pp. 112-108, 2019. DOI: 10.1016/j.enconman.2019.112108. DOI: 10.1016/j.enconman.2019.112108.
- [38] Zhiyuan Fan, Emeka Ochu, Sarah Braverman, Yushan Lou, Griffin Smith, Amar Bhardwaj, Jack Brouwer, Colin McCormick, and Julio Friedmann, "Green hydrogen in a circular carbon economy: Opportunities and limits", Columbia Center for Global Energy Policy, 2021.
- [39] Alex Zapantis, "Blue hydrogen", 2021.
- [40] IRENA, "Green hydrogen cost reduction: Scaling up electrolyzers to meet the 1.5 °C climate goal", 2020.
- [41] Power Technology, "Saudi Arabia moves on \$5bn hydrogen project", 2021.
- [42] InterContinental Energy, "Asian renewable energy hub".
- [43] VNEEP, "Hydro xanh" có thể đáp ứng 24% tiêu thụ năng lượng toàn cầu vào năm 2050", 2020.
- [44] Störfall-Kommission (SFK), "Bericht: Anwendung der Wasserstoff - Technologie Eine Bestandsaufnahme", 2002.
- [45] A.V. Tchouvelev and S.P. de Oliveira, "Chapter 6: Regulatory Framework, Safety Aspects, and Social Acceptance of Hydrogen Energy Technologies", *Science and Engineering of Hydrogen-Based Energy Technologies: Hydrogen Production and Practical Applications in Energy Generation*. Academic Press, 2019.
- [46] Jörg Adolf, Christoph H. Balzer, Jurgen Louis, Uwe Schabla, Manfred Fishedick, Karin Arnold, Andreas Pastowski, and Dietmar Schüwer, "Shell hydrogen study - Energy of the future", Shell Deutschland Oil GmbH, 2017.
- [47] V. Schröder and E. Aska, "Sicherheitstechnische Eigenschaften von Erdgas-Wasserstoff-Gemischen", Bundesanstalt für Materialforschung und-prüfung (BAM), 2016.
- [48] AICHE, "The center for hydrogen safety".
- [49] EPSC, "EPSC - European Process Safety Centre".
- [50] Johann Jakob Häußermann, Juliane Renno, "Prospektives Akzeptanzmanagement bei H<sub>2</sub>-projekten".
- [51] Wilfried Konrad, Rainer Kuhn, Sarah-Kristina Wist, and Bianca Witzel, "Einstellungen in Deutschland zu Wasserstofftechnologien: Ergebnisse von Repräsentativbefragungen in der Übersicht", 2021.
- [52] René Zimmer, "Auf dem Weg in die Wasserstoffgesellschaft", 2013.

## HYDROGEN APPLICATION TECHNOLOGIES AND ENVIRONMENTALLY FRIENDLY SMART ENERGY SYSTEM

**Nguyen Van Nhu<sup>1</sup>, Truong Nhu Tung<sup>2</sup>, Dinh Van Thinh<sup>3</sup>, Nguyen Viet Anh<sup>4</sup>**

<sup>1</sup>Forschungszentrum Jülich GmbH, Institute of Energy and Climate Research, Germany

<sup>2</sup>Vietnam Petroleum Institute

<sup>3</sup>Senior Experten Service (SES), Bonn, Germany

<sup>4</sup>Siemens Energy AG, Germany

Email: nguyen3vannhu@yahoo.com

### Summary

Climate change and fossil fuel depletion are the main reasons for many countries around the world to develop and implement energy transition strategies. Being a very clean burning fuel (generating steam only), hydrogen will play an important role in the transition from fossil energy to CO<sub>2</sub>-free energy. The paper introduces recent advances of hydrogen technology applied in transportation, industry, and power generation in the world; challenges regarding hydrogen safety and technology; barriers in social perception; and some recommendations for the development of hydrogen technology and environmentally friendly smart energy systems in Vietnam.

**Key words:** Hydrogen applications, fuel cells, transportation, power generation, smart energy system.

## KINH NGHIỆM VẬN HÀNH NHÀ MÁY SẢN XUẤT HYDROGEN XANH TỪ ĐIỆN GIÓ TẠI ĐỨC VÀ MÔ HÌNH ÁP DỤNG CHO VIỆT NAM

**Đinh Văn Thịnh**

Senior Experten Service (SES), Bonn, Đức

Email: [tdinhvan@web.de](mailto:tdinhvan@web.de)

<https://doi.org/10.47800/PVJ.2021.12-06>

### Tóm tắt

Hydrogen được dự báo sẽ đóng vai trò hàng đầu trong quá trình chuyển dịch năng lượng, được coi là “nhiên liệu xanh của thế kỷ XXI”. Bài báo giới thiệu quá trình sản xuất, lưu trữ, vận chuyển và tiêu thụ (khí đốt, nhiên liệu xe bus, kỹ thuật công nghệ) hydrogen xanh và qua quá trình vận hành liên tục của Energiepark Mainz - Một nhà máy sản xuất hydrogen đầu tiên từ điện gió với công suất 6 MW tại CHLB Đức. Trên cơ sở đó, phân tích các cơ hội và các điểm cần lưu ý khi áp dụng mô hình của Energiepark Mainz trong chiến lược sản xuất hydrogen xanh tại Việt Nam.

**Từ khóa:** Hydrogen, Energiepark Mainz, Đức.

### 1. Giới thiệu

Hydrogen là nguồn năng lượng không tạo ra khí thải carbon, có trữ lượng dồi dào và tiềm năng thay thế nhiên liệu hóa thạch. Hiện nay có 2 phương pháp chính để sản xuất hydrogen gồm nhiệt hóa khí methane (steam-methane reforming) và điện phân (electrolysis). Điện dùng cho điện phân lấy từ năng lượng mặt trời hoặc năng lượng gió là phương pháp tiên tiến và được xem là sạch nhất hiện nay vì không phát thải khí nhà kính.

Hydrogen xanh có vai trò quan trọng trong quá trình chuyển đổi năng lượng của Đức. Hệ thống sản xuất hydrogen xanh đầu tiên được xây dựng là Energiepark Mainz, đặt tại Mainz-Hechtheim (Mainz là thủ đô của tiểu bang Rheinland-Pfalz của Đức).

Energiepark Mainz có tổng mức đầu tư 17 triệu EUR, trong đó Chính phủ Đức hỗ trợ khoảng 50%. Hệ thống Energiepark Mainz bắt đầu thiết kế từ năm 2010 với sự hợp tác nghiên cứu của các tổ chức lớn/trường đại học gồm Mainz Stadtwerke AG (cung cấp điện gió dư thừa và phân phối sản phẩm hydrogen xanh), Siemens AG (cung cấp, lắp đặt hệ thống điện phân nước bằng PEM (Proton Exchange Membrane), Linde AG (lưu trữ, chuyên chở khí hydrogen hóa lỏng) và Đại học Khoa học Ứng dụng Rhein Main (đọc, nghiên cứu kết quả vận hành).

Tiến trình xây dựng Energiepark Mainz kéo dài 5 năm gồm các bước sau: Phát triển ý tưởng sản xuất hydrogen xanh (2012); nghiên cứu, chuẩn bị địa điểm xây dựng (2013); sản xuất và lắp đặt hệ thống điện phân nước PEM (2014); đưa vào vận hành (2015); vận hành thử nghiệm, nghiên cứu (2016); vận hành thương mại (2017).

Hệ thống Energiepark Mainz kết nối hoàn chỉnh các khâu sản xuất hydrogen xanh dùng điện từ năng lượng tái tạo (turbine gió) bằng phương pháp điện phân nước PEM. Sau đó, sản phẩm hydrogen được sử dụng hoặc như nhiên liệu bổ sung (20% công suất) vào hệ thống khí đốt tự nhiên có sẵn hoặc được dùng như nhiên liệu lưu trữ (bình chứa) hay nhiên liệu cho giao thông (qua xe tải) (Hình 1). Theo thống kê, 80% sản lượng hydrogen xanh được sử dụng cho kỹ thuật công nghệ và giao thông (xe bus công cộng). Thiết kế của Energiepark Mainz được trình bày trong Hình 2 - 7 và Bảng 1.

### 2. Kết quả vận hành

Energiepark Mainz vận hành liên tục, không xảy ra sự cố từ năm 2015. Nhà máy bảo đảm các khâu giao diện giữa hệ thống năng lượng turbine gió, bộ sản xuất hydrogen xanh PEM, hệ thống lưới điện và khí đốt. Toàn bộ hệ thống của Energiepark Mainz được thử nghiệm hàng tuần với các thông số vận hành thay đổi để xác định giải pháp tối ưu theo thị trường tiêu thụ. Các kết quả đạt được sau 2 năm vận hành thử nghiệm:



Ngày nhận bài: 28/10/2021. Ngày phản biện đánh giá và sửa chữa: 29/10 - 1/11/2021.

Ngày bài báo được duyệt đăng: 29/11/2021.

**- Bảo đảm vận hành liên tục:**

- + Nhà máy sử dụng năng lượng dư thừa từ điện gió để sản xuất hydrogen. Do năng lượng gió không ổn định và không liên tục, Energiepark Mainz sử dụng bộ điện phân PEM có thể khởi động cho vận hành liên tục 4 MW chỉ trong 15 giây;
- + Việc khởi động bộ điện phân linh hoạt là chìa khóa để giải quyết sự dao động theo thời gian của turbine điện gió, giúp nhà máy vận hành ổn định;
- + Công suất Energiepark Mainz thích nghi nhanh chóng mức độ cao, vì tính linh hoạt cao, có thể hỗ trợ hệ thống điện.

**- Hiệu suất:**

- + Hiệu suất nhà máy (tính trên trị số phát nhiệt thô của hydrogen = 3,54 kWh/Nm<sup>3</sup> hay 39,41 kWh/kg) và công suất sản phẩm hydrogen xanh (Nm<sup>3</sup>/giờ) tùy thuộc phạm vi tải phần từ 0 - 6.000 kW (gồm các công suất chính 2 MW, 4 MW và 6 MW) được thể hiện trong Hình 8;
- + Chi tiết tổn thất năng lượng của từng thành phần thiết bị được đo tại tải phần 2 MW. Theo đó, tổn thất năng lượng cao nhất tại bộ điện phân PEM (22,9%), các bộ phận khác như trạm biến thế, máy nén khí... mất tổng cộng 6,7%. Tổng hiệu suất năng lượng được xác định bằng 70,4% tại tải phần 2MW (Hình 9).

**- Sử dụng sản phẩm hydrogen:**

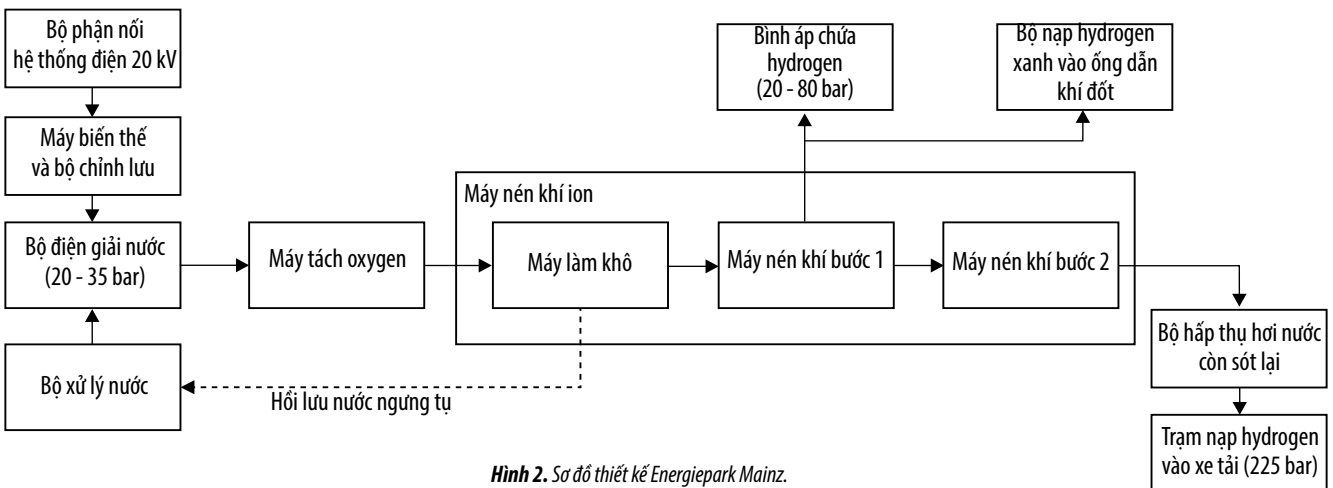
- + Hydrogen xanh được nạp vào hệ thống khí đốt có sẵn từ 2% và có thể tăng ngay lập tức tới 5% thể tích (theo luật khí đốt của Đức: hydrogen chỉ được nạp vào hệ thống khí đốt tối đa 10%). Kết quả đo chỉ số khí đốt Wobble (kWh/m<sup>3</sup>) và trị số phát nhiệt (kWh/m<sup>3</sup>) cho thấy không ảnh hưởng đến thiết bị sử dụng.
- + Nhà máy có thể cung cấp hydrogen linh hoạt tùy theo nhu cầu tiêu thụ khí thay đổi: Khả năng phân phối linh hoạt và lượng lưu trữ hydrogen cao;
- + Áp suất hydrogen vận hành có thể được giữ tới 60 phút tránh được tổn thất khi nhu cầu thay đổi.

**- Hiệu quả kinh tế:**

- + Tổng mức đầu tư Energiepark Mainz



Hình 1. Sơ đồ toàn bộ kế hoạch Energiepark Mainz [1].



Hình 2. Sơ đồ thiết kế Energiepark Mainz.

**Bảng 1.** Thông số thiết kế hệ thống thiết bị của Energiepark Mainz

Hệ thống	Thiết bị	Công suất thiết kế
Điện gió	4 turbine điện gió của Mainz Stadtwerke AG.	4 × 2 MW = 8 MW.
Trạm biến thế	Điện một chiều của SINAMICS.	
Điện phân nước (Hình 3)	3 bộ điện phân PEM (Proton Exchange Membrane) • Công suất vận hành • Công suất vận hành tối đa • Công suất hydrogen tối đa • Áp suất sản phẩm hydrogen.	Siemens, loại SYLIZER 200 • 4 MW • 6 MW • 1.050 Nm <sup>3</sup> /giờ • 35 bar.
Nén khí hydrogen xanh (Hình 4)	Máy nén piston thủy lực 2 bậc của Linde AG, có thể nạp hydrogen vào bình chứa áp lực hay vào xe tải.	• Dung chất lỏng ion bit kín và làm lạnh • Thay đổi công suất tải nhanh • Hiệu suất cao tại các tải phần.
Lưu trữ khí hydrogen và làm khô (Hình 5)	Hai bình chứa khí (có thể có ẩm) dưới áp suất tối đa 80 bar.  Làm khô bằng 2 thiết bị TSA chuyển đổi (Temperature Swing Adsorption).	2 × 82 m <sup>3</sup> ; dung lượng: 780 kg; tối đa 1.000 kg (33 MWh) [2]  • Hàm lượng khí vào: 0,5 % O <sub>2</sub> ; 3% H <sub>2</sub> O • Hàm lượng khí ra: 0,0002% O <sub>2</sub> ; 0,0005% H <sub>2</sub> O
Nạp khí hydrogen xanh vào 1 bộ dẫn khí đốt tự nhiên (20% tổng sản lượng hydrogen xanh) (Hình 6)	Cung cấp khí hỗ trợ cho Thành phố gần Energiepark Mainz (1.000 hộ gia đình).	Nạp tối đa 10% hydrogen (theo luật Đức về khí đốt); Áp suất: 7 - 9 bar.
Chuyên chở hydrogen trong xe tải, cung cấp cho trạm nạp hydrogen của xe bus	Trạm nạp hydrogen cho xe tải.	Nạp hydrogen tự động bằng ống mềm.
An toàn công nghệ	Các thiết bị đo, cảnh báo khí hydrogen rò rỉ bên trong khu vực nhà máy kín. Các thiết bị quan trọng như máy nén khí piston, bồn chứa khí, trạm bơm hydrogen vào xe tải đều được thiết kế an toàn theo tiêu chuẩn và kinh nghiệm của hãng Linde AG.	Các bộ báo động rò rỉ hydrogen được gắn tại các nơi cần thiết (hệ thống PEM, cửa thông gió tòa nhà [3]).
Điều khiển nhà máy	Phòng điều khiển tự động trung tâm (Hình 7).	



**Hình 3.** Hệ thống PEM của Siemens [4].



**Hình 4.** Container máy nén hydrogen xanh [4].



**Hình 7.** Phòng điều khiển tự động của Energiepark Mainz [4].



**Hình 5.** Khu lưu trữ sản phẩm hydrogen xanh và làm khô [4].



**Hình 6.** Nạp khí hydrogen xanh vào hệ thống dẫn khí đốt tự nhiên [4].

khoảng 17 triệu EUR, trong đó Bộ Kinh tế và Năng lượng Liên bang Đức (BMWi) hỗ trợ khoảng 50%.

+ Cho đến nay, Energiepark Mainz chưa công bố chính thức giá sản phẩm hydrogen xanh. Ngoài giá sản xuất, giá thành sản phẩm hydrogen xanh tùy thuộc vào yếu tố khác như tải phần, thời gian vận hành, các khoản thuế đánh vào sản phẩm nhiên liệu của chính phủ Đức...

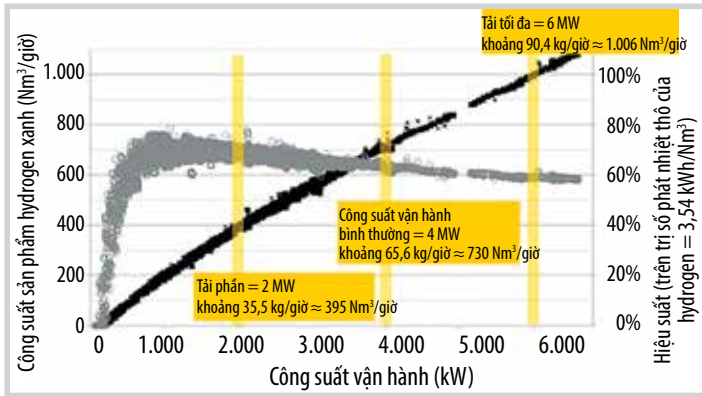
+ Đến nay, Energiepark Mainz đã hòa vốn, tuy giá hydrogen xanh hiện tại chưa cạnh tranh được với giá hydrogen từ các nguồn khác trên thị trường

[3, 5]. Theo tài liệu của Quốc hội Đức [6], giá sản xuất hydrogen xanh năm 2019 dao động từ 15 - 18 Ct/kWh, trung bình khoảng 16,5 Ct/kWh (= 5,5 EUR/kg) [6].

Sau giai đoạn thử nghiệm, kết quả cho thấy Energiepark Mainz có thể phát triển để cung cấp hydrogen thương mại. Các doanh nghiệp tham gia gồm Stadtwerke Mainz và Linde AG tiếp tục hợp tác từ năm 2018 do:

- Kết quả trong thời gian thử nghiệm chứng minh Energiepark Mainz đủ điều kiện cho vận hành thương mại;

- Các đối tác tin tưởng mục tiêu sử dụng năng lượng tái tạo để sản xuất



**Hình 8.** Biểu đồ công suất và hiệu suất Energypark Mainz đo được theo các tải phân 2 MW, 4 MW và 6 MW (2015).

hydrogen (Power-to-H) như là một nhiên liệu thay thế sẽ thành công về lâu dài và nhu cầu thị trường hydrogen xanh ngày càng tăng;

- Tin tưởng vào sự hỗ trợ của chính phủ Đức;
- Mục tiêu tiếp theo là giá sản xuất hydrogen cạnh tranh được với các nhiên liệu hóa thạch.

Tuy nhiên, khi đầu tư vào xây dựng dự án hydrogen xanh có thể có rủi ro/yếu điểm như:

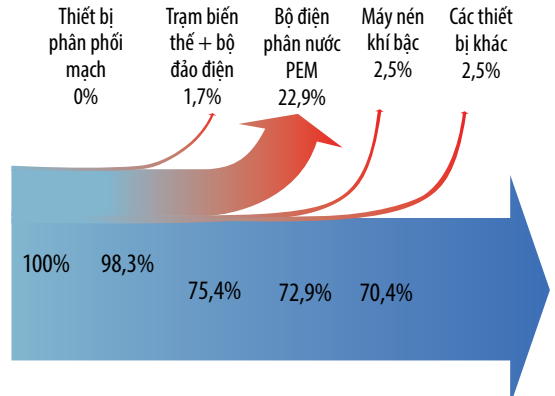
- Thị trường hydrogen xanh như là một hệ thống năng lượng hỗ trợ phát triển tiêu cực dẫn đến chi phí tăng;
- Giá dầu và khí giảm, cạnh tranh với giá hydrogen sản xuất bằng phương pháp steam reforming;
- Vấn đề trong vận hành các thiết bị chính (như máy nén) khi thời gian sử dụng thiết bị hạn chế khiến doanh thu giảm;
- Giá điện từ năng lượng tái tạo thay đổi hướng tiêu cực do luật pháp, chính sách giá cả của chính quyền khiến chi phí tăng.

**3. Kết luận**

Công nghệ hydrogen xanh đang được các quốc gia tích cực triển khai như một trong những giải pháp để giảm phát thải khí nhà kính, chống biến đổi khí hậu, tạo ra thị trường mới và công việc mới. Nhiều quốc gia đang khẳng định vai trò đầu tàu về công nghệ hydrogen xanh trong tương lai như Đức, Hàn Quốc, Nhật Bản...

Với kết quả vận hành thực tế thành công, Energypark Mainz có thể là mô hình mẫu cho Việt Nam áp dụng công nghệ sản xuất hydrogen xanh từ năng lượng tái tạo (gió, mặt trời) với hệ thống điện phân nước như:

- Energypark Mainz tận dụng nguồn điện dư thừa của các turbine gió khi lưới điện không thể nạp hay quá tải do tính dao động của loại năng lượng tái tạo này. Nhà máy ứng dụng công nghệ điện phân PEM có khả năng khởi động vận hành rất nhanh (15 giây lên công suất 4 MW), có tính linh hoạt cao.
- Hệ thống hydrogen xanh hoàn chỉnh gồm các khâu:



**Hình 9.** Biểu đồ tổn thất năng lượng từng thành phần thiết bị của Energypark Mainz đo với tải phân 2 MW.

+ Sản xuất: Hệ thống sử dụng năng lượng tái tạo (turbine gió trên bờ) để sản xuất hydrogen xanh (và sản phẩm phụ oxy dùng cho y tế hay kỹ thuật công nghệ) với công nghệ điện phân phổ biến hiện nay như: PEM, Alkaline Electrolysis (AKL) hay Solide Oxide Electrolysis (SOE);

+ Lưu trữ: Sử dụng máy nén khí 2 bậc để lưu trữ hydrogen (bình chứa);

+ Vận chuyển: Nạp vào hệ thống khí đốt có sẵn hay qua xe tải;

+ Sử dụng: Chuyên chở từ bình chứa bằng xe tải tới nơi tiêu thụ (trạm nạp hydrogen cho xe bus hoặc xưởng) hoặc sử dụng như khí hỗ trợ cho hệ thống khí đốt có sẵn.

- Energypark Mainz có công suất nhỏ 6 MW, thích hợp cho thử nghiệm vận hành và đo đạc các thông số cần thiết (vận hành ở các tải phân, tính dao động của turbine gió, thị trường tiêu thụ...). Qua đó giúp tối ưu hóa các thông số vận hành trong điều kiện Việt Nam (gió, nhiệt độ, nguồn nước (biển), thiết bị lưu trữ và vận chuyển), thu thập kinh nghiệm vận hành trên thực tế, đào tạo nhân lực chuyên môn cho tương lai.

- Liên kết các doanh nghiệp cùng rút kinh nghiệm tối ưu do công nghệ hydrogen xanh:

- + Năng lượng tái tạo (turbine gió trên bờ, ngoài khơi);
- + Nhập khẩu, sản xuất và phát triển thiết bị điện phân như: PEM, AKL hay SOE;
- + Kỹ thuật công nghệ khí đốt (bình lưu trữ, máy nén khí, đường ống dẫn khí đốt, trạm nạp hydrogen).

Việc liên kết xây dựng có thể là bước khởi đầu tiến tới hình thành 1 "Hiệp hội hydrogen" như đã thực hiện tại châu Âu, Trung Quốc (gồm các doanh

nghiệp, viện nghiên cứu, trường đại học, cơ quan tài chính...) với mục tiêu phát triển công nghệ hydrogen để tạo sức mạnh tổng hợp quốc gia.

Tuy nhiên, khi áp dụng mô hình này tại Việt Nam cần lưu ý:

- Tăng hiệu suất của nhà máy: Hiệu suất tổng năng lượng nhà máy đo ở 2 MW chỉ ở khoảng 70,4%, tức là khoảng 30% nhiệt bị mất khi nhà máy vận hành ở công suất thấp. Tổn thất năng lượng chủ yếu nằm ở bộ điện phân PEM. Bộ điện phân vì vậy đang được phát triển để tăng hiệu suất nhà máy và giảm chi phí.

- Vốn đầu tư: Liên kết các đơn vị liên quan đến công nghệ sản xuất, lưu trữ, vận chuyển và tiêu thụ hydrogen xanh (điện, năng lượng tái tạo gió trong bờ và ngoài khơi, dầu khí, thép, phân đạm, xi măng...) cùng có chung mục tiêu chọn hydrogen xanh trong 10 - 15 năm tới như là chiến lược cắt giảm khí nhà kính.

- Chọn địa điểm thích hợp để xây dựng nhà máy hydrogen xanh như có sẵn hay gần nguồn năng lượng gió; hệ thống đường ống dẫn khí đốt để nạp hydrogen xanh như nhiên liệu hỗ trợ; thị trường tiêu thụ hydrogen như các nhà máy lọc dầu (Dung Quất, Nghi Sơn), nhà máy phân bón, đạm (Phú Mỹ).

- Ủng hộ của Nhà nước: Bên cạnh vốn đầu tư của các doanh nghiệp trong nước, đầu tư từ nước ngoài, cần có sự hỗ trợ tích cực của Nhà nước (về chính sách, vốn đầu tư) trong quá trình khởi động công nghệ hydrogen xanh. Với công suất nhỏ (4 - 6 MW) có thể giảm thiểu rủi ro về mặt kinh tế (do đánh giá vai trò hydrogen xanh là nhiên liệu chính trong tương lai để giảm khí nhà kính, Đức đã thiết lập Chiến lược hydrogen quốc gia và xác định lộ trình và

tài chính cho chiến lược này với tổng mức đầu tư lên đến 9 tỷ EUR (riêng Energiepark Mainz, BMWi đã hỗ trợ khoảng 50% vốn đầu tư).

- Ngoài giá sản xuất, giá thành sản phẩm hydrogen xanh cần sự hỗ trợ về giá hay thuế ưu đãi trong giai đoạn đầu, tương tự như giá FIT cho điện gió và mặt trời.

### Tài liệu tham khảo

[1] Energie Park Mainz, "Hier weht Innovationsgeist!", 2018. [Online]. Available: [https://www.energiepark-mainz.de/fileadmin/user\\_upload/energiepark-mainz-broschuere-2018.pdf](https://www.energiepark-mainz.de/fileadmin/user_upload/energiepark-mainz-broschuere-2018.pdf).

[2] Linde, "Wasserstoff als Energiespeicher". [Online]. Available: [https://www.linde-gas.de/de/innovations/energy\\_storage/hydrogen\\_energy\\_storage/index.html](https://www.linde-gas.de/de/innovations/energy_storage/hydrogen_energy_storage/index.html).

[3] J. Aichinger, "Das Power to Gas im Energiepark Mainz- Betriebserfahrung und Ausblick", *Energiepark Mainz*, 2019.

[4] Energie Park Mainz, "Pictures". [Online]. Available: <https://www.energiepark-mainz.de/en/project/pictures/>.

[5] Zeitung für Kommunale Wirtschaft (ZfK), "Energiepark Mainz produziert grünen Wasserstoff für Busse", 2020. [Online]. Available: <https://www.zfk.de/mobilitaet/e-mobilitaet/energiepark-mainz-produziert-gruenen-wasserstoff-fuer-busse>.

[6] Wirtschaftliche Dienst and Deutsche Bundestag, "Kosten der Produktion von grünem Wasserstoff", 2020. [Online]. Available: <https://www.bundestag.de/resource/blob/691748/01a954b2b2d7c70259b19662ae37a575/WD-5-029-20-pdf-data.pdf>.

## EXPERIENCES IN LONG-TERM OPERATION OF A GREEN HYDROGEN PRODUCTION PLANT USING WIND POWER IN GERMANY - A POSSIBLE MODEL FOR VIETNAM

**Dinh Van Thinh**

Senior Experten Service (SES), Bonn, Germany

Email: [tdinhvan@web.de](mailto:tdinhvan@web.de)

### Summary

Hydrogen is considered as "the green fuel of the 21<sup>st</sup> century" and forecasted to play a leading role in the energy transition. The article introduces the processes of green hydrogen production in Energiepark Mainz, the first wind power hydrogen production plant with a capacity of 6 MW in Germany. The article describes the production, storage, transportation, and consumption (gas, fuel for bus and industries) of green hydrogen through the continuous operation of the plant. Based on that, the author analyses opportunities and challenges when applying Energiepark Mainz's model to the green hydrogen production strategy in Vietnam.

**Key words:** Hydrogen, Energiepark Mainz, Germany.

## CÁC YẾU TỐ KHÁCH QUAN VÀ CHÍNH SÁCH CỦA CÁC QUỐC GIA ẢNH HƯỞNG ĐẾN SỰ PHÁT TRIỂN CỦA THỊ TRƯỜNG HYDROGEN

**Phạm Bá Nam, Nghiêm Thị Ngoan, Đào Minh Phượng, Nguyễn Thị Lan Oanh, Tạ Hiền Trang, Trần Linh Chi**

Viện Dầu khí Việt Nam

Email: nampb@vpi.pvn.vn

<https://doi.org/10.47800/PVJ.2021.12-07>

### Tóm tắt

Đến năm 2050, hydrogen xanh lam (sản xuất bằng phương pháp SMR có sử dụng công nghệ CCS thu giữ CO<sub>2</sub>) sẽ chiếm khoảng 18%, hydrogen xanh lá từ điện mặt trời chiếm 16%, từ điện gió trên bờ chiếm 16% và điện gió ngoài khơi chiếm 9% nguồn cung hydrogen. Nhu cầu hydrogen toàn cầu được dự báo sẽ tăng lên khoảng 158 triệu tấn vào năm 2040 [1].

Bài báo phân tích các yếu tố khách quan (quy mô, cơ cấu nền kinh tế, các rào cản về công nghệ và xã hội) và chính sách, chiến lược của các quốc gia ảnh hưởng đến sự phát triển của thị trường hydrogen.

**Từ khóa:** Hydrogen, thị trường, chính sách, chiến lược.

### 1. Giới thiệu

Nguồn cung hydrogen toàn cầu đạt 72 triệu tấn năm 2020 và dự báo sẽ tăng lên 158 triệu tấn vào năm 2040. Trong đó, 70% sản lượng được dùng làm nguyên liệu sản xuất hóa chất, hơn 20% cho lọc dầu, 7% cho luyện kim, chỉ khoảng 1% được dùng làm nhiên liệu cho giao thông vận tải. Hiện tại, hydrogen chủ yếu được sản xuất từ các nguồn nguyên liệu khí thiên nhiên và than [1].

Theo DNV, hydrogen chủ yếu đang được sản xuất bằng phương pháp khí hóa than (coal gasification) và phương pháp SMR (steam methane reforming) không sử dụng công nghệ thu giữ carbon CCS (carbon capture storage). Đến năm 2050, hydrogen xanh lam (sản xuất bằng phương pháp SMR kết hợp CCS) sẽ chiếm khoảng 18%, hydrogen xanh lá từ điện mặt trời chiếm 16%, từ điện gió trên bờ chiếm 16% và điện gió ngoài khơi chiếm 9% nguồn cung hydrogen [1] (Hình 1).

Năm 2019, các quốc gia xuất khẩu hydrogen hàng đầu là Hà Lan (trị giá 66,4 triệu USD, sản lượng 481,3 triệu m<sup>3</sup>), Canada (trị giá 57,8 triệu USD), Bỉ (15,5 triệu USD, sản lượng 76,5 triệu m<sup>3</sup>), Mỹ (trị giá 8,6 triệu USD), Đức (trị giá 6,9 triệu USD, sản lượng 15,2 triệu m<sup>3</sup>). Cũng trong năm

này, các quốc gia nhập khẩu hydrogen lớn nhất gồm Bỉ (trị giá 60,2 triệu USD), Mỹ (trị giá 58 triệu USD, sản lượng 320,2 triệu m<sup>3</sup>), Pháp (trị giá 8,5 triệu USD), Đức (trị giá 6,3 triệu USD, sản lượng 16,3 triệu m<sup>3</sup>), Hà Lan (trị giá 4,8 triệu USD, sản lượng 11,3 triệu m<sup>3</sup>) [2].

Theo IHS, hydrogen chiếm 2% tổng cơ cấu năng lượng toàn cầu trong năm 2019. Đến năm 2050, tỷ trọng này có thể là 5% theo kịch bản thông thường và 8% theo kịch bản nâng cao.

### 2. Một số rào cản ảnh hưởng đến sự phát triển thị trường hydrogen

Hiện nay, hydrogen chủ yếu được dùng trong công nghiệp hóa chất và lọc dầu, chỉ khoảng 1% sản lượng được dùng làm nhiên liệu. Vì thế, quy mô thị trường hydrogen phụ thuộc rất lớn vào sự tăng trưởng nhu cầu các sản phẩm hóa chất và lọc dầu. Tiềm năng sử dụng hydrogen như nhiên liệu cho giao thông vận tải dù rất lớn nhưng gặp nhiều thách thức về công nghệ/chi phí sản xuất pin nhiên liệu/động cơ chạy bằng hydrogen cũng như hệ thống lưu trữ, vận chuyển và cơ sở hạ tầng trạm sạc hydrogen (đối với phương tiện đường bộ).

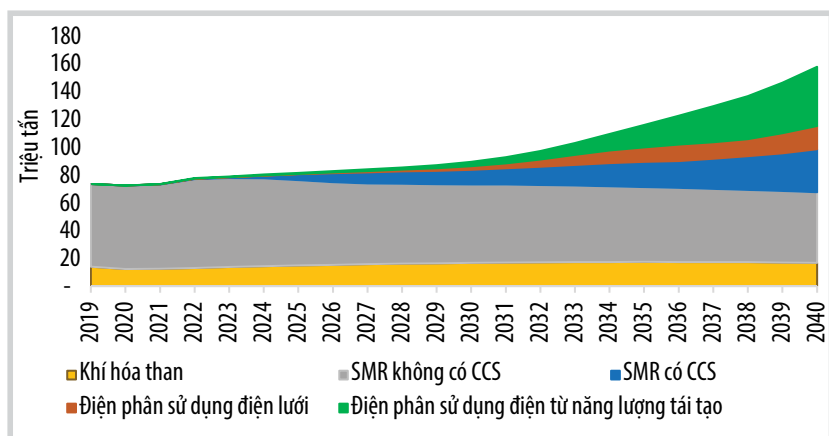
#### 2.1. Quy mô kinh tế ngành và quốc gia

Quy mô nền kinh tế quốc gia là yếu tố quan trọng quyết định khả năng phát triển của thị trường hydrogen.

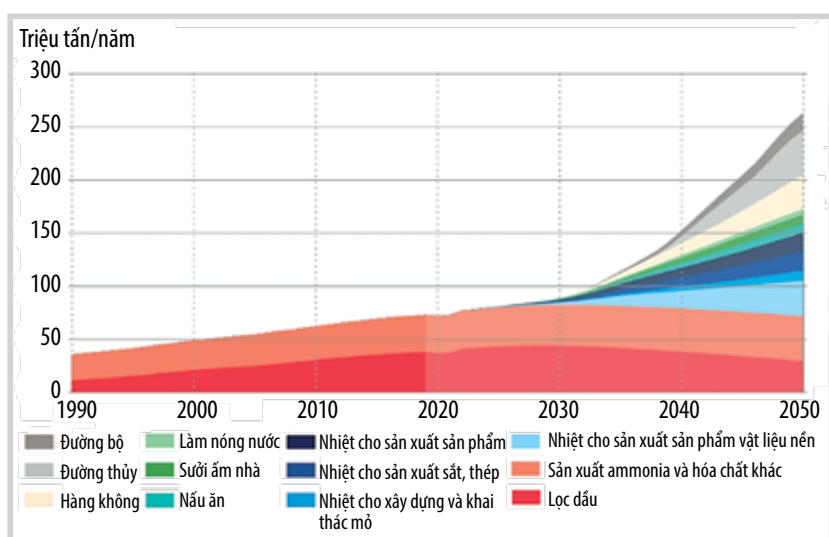


Ngày nhận bài: 8/11/2021. Ngày phân biên đánh giá và sửa chữa: 8/11 - 11/12/2021.

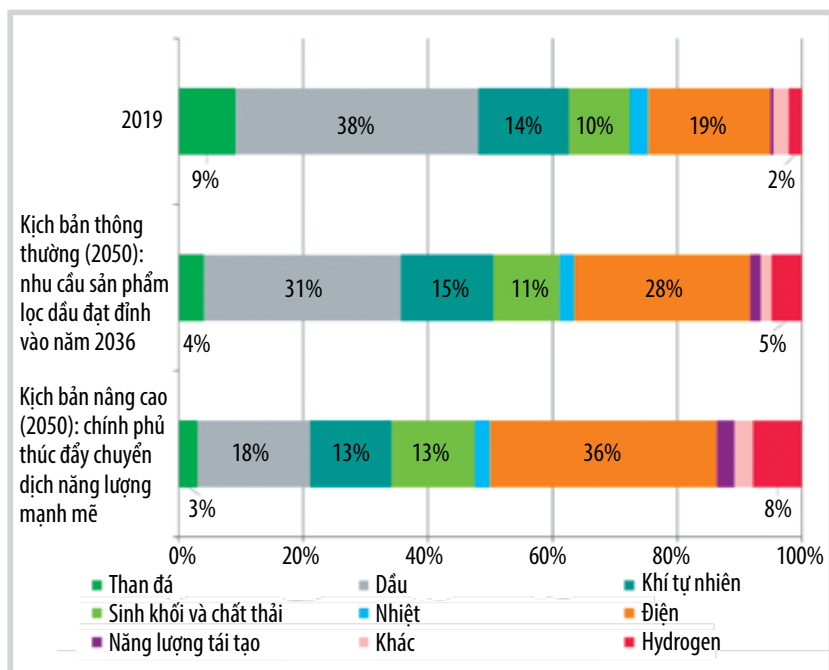
Ngày bài báo được duyệt đăng: 13/12/2021.



Hình 1. Nguồn cung hydrogen toàn cầu theo nguồn nguyên liệu sản xuất [1].



Hình 2. Nhu cầu hydrogen toàn cầu theo ngành [3].



Hình 3. Cơ cấu năng lượng cuối cùng toàn cầu đến năm 2050 [4].

Tại Italy, chi phí vốn (CAPEX) cho sản xuất và lưu trữ hydrogen sản xuất bằng phương pháp điện phân nước tương đối cao (2,5 - 6,4 EUR/kg H<sub>2</sub>), ảnh hưởng tiêu cực đến việc đầu tư vào hydrogen tại Italy. Quốc gia này cũng không được đánh giá là khu vực có tiềm năng kinh doanh hydrogen có lãi. Xét về quy mô nền kinh tế, Italy có mức đầu tư công thấp so với các quốc gia thành viên EU khác. Cụ thể, đầu tư công của Italy năm 2018 là 2,1% tổng sản phẩm quốc nội (GDP), trong khi khu vực sử dụng đồng Euro có mức đầu tư công trung bình là 2,4% (Pháp 3,4%, Đức 2,4%, Hà Lan 3,3%, Thụy Điển 4,9%).

Sự phát triển của hydrogen không chỉ phụ thuộc vào đầu tư của tư nhân mà còn chịu ảnh hưởng quan trọng của đầu tư công trong dài hạn. Chi phí vận hành nhà máy sản xuất hydrogen (OPEX) cũng cho thấy thách thức về điện năng tiêu thụ cho quá trình điện phân nước, lưu trữ hydrogen và các thiết bị phụ trợ khác (ví dụ: máy nén). Bên cạnh đó, máy điện phân và các thiết bị khác cần được bảo trì thường xuyên [5].

## 2.2. Công nghệ

### 2.2.1. Sản xuất

Hiện tại, hydrogen chủ yếu được sản xuất trên toàn thế giới là hydrogen xám (grey hydrogen) - sản xuất bằng phương pháp SMR từ khí tự nhiên hoặc khí hóa than không bao gồm CCS. Phương pháp này có chi phí thấp nhất, khoảng 1,5 EUR/kg tùy thuộc vào giá than hoặc khí tự nhiên. Tuy nhiên, hydrogen xám gặp thách thức trong việc giảm phát thải CO<sub>2</sub> do trong quá trình sản xuất vẫn tạo ra khoảng 9,3 kg CO<sub>2</sub>/kg H<sub>2</sub>. Hydrogen xanh dương (blue hydrogen) sử dụng phương pháp SMR kết hợp CCS có thể khắc phục nhược điểm của phương pháp sản xuất hydrogen xám nhưng làm tăng chi phí sản xuất H<sub>2</sub> lên khoảng 2 EUR/kg H<sub>2</sub>. Hydrogen xanh lá (green hydrogen) là giải pháp lâu dài trong việc giảm phát



thải CO<sub>2</sub> vì không sử dụng nhiên liệu hóa thạch và dùng điện tái tạo để tách các phân tử nước thành hydrogen và oxygen. Tuy nhiên, đây cũng là phương pháp đắt nhất với chi phí hiện nay khoảng 2,5 - 5,5 EUR/kg H<sub>2</sub> [6]. Mức giá sản xuất hydrogen xanh lá có thể giảm đến mức thấp nhất khi xây dựng nhà máy ở các địa điểm có khả năng tiếp cận với các nguồn năng lượng tái tạo chi phí thấp.

Theo Hội đồng Hydrogen (Hydrogen Council) và McKinsey & Company, khi công nghệ sản xuất, phân phối và lưu trữ hydrogen phát triển, giá thành sản xuất hydrogen giảm xuống khoảng 2 USD/kg, chi phí vận chuyển từ nơi sản xuất đến trạm tiếp hydrogen/khách hàng cuối cùng ≤ 3 USD/kg, các ngành công nghiệp sẽ đi đầu trong việc sử dụng hydrogen thay thế cho nhiên liệu truyền thống. Ví dụ, với chi phí sản xuất hydrogen xanh dương và xanh lá ở mức 1,6 - 2,3 USD/kg, hydrogen có thể thay thế dầu diesel (DO) trong lĩnh vực giao thông vận tải đối với các phương tiện xe bus, tàu. Với thuế carbon 100 USD/tấn, hydrogen xanh dương có thể được sử dụng thay thế dầu DO trong các ngành giao thông vận tải (xe hạng nặng) và sản xuất thép [7].

2.2.2. Vận chuyển

Hydrogen có thể được vận chuyển đến quãng đường xa bằng đường ống hoặc tàu. Vận chuyển hydrogen bằng đường ống là cách phổ biến trong nhiều thập kỷ. Ví dụ, Air Liquide vận chuyển hydrogen qua đường ống dẫn trong nhiều thập kỷ từ Hà Lan qua Bỉ về phía Bắc của Pháp. Cơ sở hạ tầng đường ống dẫn khí đốt tự nhiên hiện có được sử dụng nhằm vận chuyển hydrogen, đường ống PE hoặc PVC cũng có thể tái sử dụng để vận chuyển hydrogen. Các công ty cơ sở hạ tầng khí đốt của châu Âu từ 21 quốc gia đã đưa ra quyết định vào tháng 4/2021 về lộ trình xây dựng đường ống vận chuyển hydrogen khắp châu Âu; các đường ống dẫn khí 20, 36 và 48 inch có thể vận chuyển tương ứng 2 GW, 5 GW và 15 GW hydrogen. Chi phí vận chuyển của hệ thống đường ống này - gồm 75% đường ống dẫn khí đốt chuyển đổi và 25% đường ống hydrogen xây mới, 5.000 giờ hoạt động đầy tải mỗi năm - vào khoảng 0,16 EUR/kg H<sub>2</sub>/1.000 km (tương đương 5 USD/MWh/1.000 dặm), đây là mức phí vận chuyển cao nhất

bằng đường ống so với các dạng nhiên liệu khác trong khi công suất và tốc độ dòng chảy thấp nhất (Bảng 1).

Đối với đường biển, hydrogen có thể được vận chuyển bằng tàu dưới dạng hydrogen lỏng, hoặc chuyển nó thành ammonia (NH<sub>3</sub>), hoặc liên kết hydrogen với chất mang hydrogen hữu cơ lỏng (LOHC).

Hydrogen lỏng có ưu điểm là có thể vận chuyển được bằng tàu biển và xe tải trên đường bộ đến các trạm tiếp nhiên liệu. Vận chuyển bằng xe tải có thể chở được lượng hydrogen lỏng gấp 4 - 10 lần hydrogen nén. Vận chuyển ammonia bằng tàu biển là một chuỗi cung ứng hoàn thiện và được ngành công nghiệp phân bón và hóa chất sử dụng. LOHC có thể được vận chuyển bằng tàu và được lưu trữ trong các thùng dầu. LOHC có thể được vận chuyển trong đất liền bằng đường ống, tàu thủy, đường sắt hoặc xe tải. Một số cảng đang phát triển cơ sở hạ tầng nhập khẩu hydrogen như cảng Rotterdam ở Hà Lan với sản lượng là 20 triệu tấn (788 TWh) hydrogen vào năm 2050 [8].

2.2.3. Lưu trữ

Việc lưu trữ hydrogen được xem là hoạt động đảm bảo nguồn cung trong tương lai khi hydrogen trở nên phổ biến và rẻ hơn. Hydrogen có thể được lưu trữ dưới dạng khí, lỏng, hoặc dưới dạng các hợp chất hóa học. Lưu trữ hydrogen dưới dạng khí thường yêu cầu bình áp suất cao (áp suất bình 350 - 700 bar, tương đương 5.000 - 10.000 psi). Lưu trữ hydrogen dưới dạng lỏng yêu cầu nhiệt độ lạnh vì điểm sôi của hydrogen ở áp suất khí quyển là -252,8 °C. Cả 2 phương pháp này có chi phí cao hơn so với lưu trữ khí tự nhiên (áp suất 200 - 250 bar, nhiệt độ lạnh yêu cầu ở mức -161 °C).

Trên quy mô lớn, lưu trữ hydrogen đã được nén trong các hang muối là công nghệ hiệu quả nhất về kinh tế hiện nay. Tại Mỹ và Anh đã xây dựng các hang muối để lưu trữ hydrogen trong nhiều thập kỷ. Trong 1 hang muối điển hình, hydrogen có thể được lưu trữ ở áp suất lên đến 200 bar. Khả năng lưu trữ của 1 hang muối lên tới 6.000 tấn hydrogen (tương đương 236,6 GWh) với tổng chi phí bao gồm đường ống, máy nén và xử lý khí vào khoảng 100 triệu EUR.

Bảng 1. Chi phí vận chuyển bằng đường ống quy đổi giữa các dạng năng lượng và hóa chất [8]

	Điện	Dạng lỏng			Dạng khí	
	HVDC	Dầu thô	Methanol	Ethanol	Khí tự nhiên	Hydrogen
Dòng chảy (amps, kg/s)	6.000	1.969	1.863	1.859	368,9	69,54
Công suất thực tế (MW)	2.656	91.941	37.435	50.116	17.391	8.360
Chi phí vốn (triệu USD/dặm)	3,9	1,47	1,92	1,92	1,69	1,38
Chi phí quy đổi (USD/MWh/1.000 dặm)	41,5	0,77	2,2	1,7	3,7	5

Hiện nay, châu Âu có tiềm năng rất lớn trong việc lưu trữ hydrogen trong các hang muối với tổng công suất hang muối trên bờ ước tính lên đến 23.200 TWh (trong đó 7.300 TWh có khoảng cách xa bờ tối đa là 50 km. Công suất lưu trữ tại các hang muối ngoài khơi lớn hơn công suất trên bờ, ước tính đạt 61.800 TWh.

**2.3. Hiệu suất thấp**

Trên cơ sở khối lượng, hydrogen có hàm lượng năng lượng gần gấp 3 lần xăng với 120 MJ/kg (hàm lượng năng lượng của xăng là 44 MJ/kg). Tuy nhiên, trên cơ sở thể tích, hydrogen lỏng chỉ đạt 8 MJ/L trong khi xăng đạt 32 MJ/L.

Để vượt qua các thách thức này trong ngắn hạn có thể tập trung vào dự trữ khí nén, sử dụng các bình áp suất tiên tiến làm bằng vật liệu tổng hợp, có khả năng đạt áp suất 700 bar, với mục đích chính là giảm chi phí hệ thống. Trong dài hạn, cần tập trung vào (i) lưu trữ hydrogen lạnh hoặc nén lạnh, với mật độ hydrogen tăng lên và (ii) công nghệ lưu trữ hydrogen dựa trên vật liệu, bao gồm chất hấp thụ, hóa chất, vật liệu lưu trữ hydrogen và hydrite kim loại [9].

**2.4. Xã hội**

Sự chấp nhận của xã hội là nền tảng cho sự phát triển của “nền kinh tế hydrogen”. Khái niệm “nền kinh tế hydrogen” hiện chưa được phổ biến rộng rãi trong cộng đồng. Trên thực tế, vai trò của hydrogen đối với thị trường năng lượng đang giới hạn ở giới chuyên môn hoặc các bên liên quan trong lĩnh vực năng lượng [5].

**3. Hiện trạng thị trường và chính sách phát triển hydrogen của các quốc gia trên thế giới**

Bên cạnh các yếu tố khách quan về nền kinh tế, công nghệ hydrogen và xã hội, yếu tố quan trọng khác góp phần thúc đẩy nhanh chóng sự phát triển của thị trường

hydrogen là yếu tố chính sách đầu tư, khuyến khích của chính phủ. Yếu tố này trong nhiều trường hợp có thể định hình thị trường cũng như quyết định mức độ tăng trưởng của hydrogen.

**3.1. Australia**

Hydrogen đang chiếm tỷ lệ nhỏ nhưng quan trọng trong các quy trình công nghiệp của Australia. Sản lượng hydrogen hiện tại của quốc gia này vào khoảng 650 nghìn tấn/năm, chủ yếu sản xuất bằng phương pháp SMR sử dụng khí tự nhiên và được dùng làm nguyên liệu cho các nhà máy sản xuất ammonia (≈ 65%), nguyên liệu cho quá trình lọc dầu (≈ 35%) và các ứng dụng khác (không đáng kể) [10]. Theo nghiên cứu của Arena (Australian Renewable Energy Agency), Australia có tiềm năng xuất khẩu hydrogen với sản lượng hơn 3 triệu tấn/năm, trị giá 10 tỷ USD/năm vào năm 2040 [11].

**3.2. Anh**

Năm 2019, khoảng 700 nghìn tấn hydrogen được sản xuất và tiêu thụ tại Anh. Đến năm 2050, sản lượng tiêu thụ hydrogen ở Anh được dự báo lên tới 3 - 19 triệu tấn. Phần lớn lượng hydrogen của Anh hiện nay được sản xuất bằng phương pháp nhiệt hóa khí methane, không sử dụng công nghệ thu hồi, sử dụng hoặc tồn trữ CO<sub>2</sub> (CCUS), với lượng CO<sub>2</sub> phát thải đạt 10 - 12 kg CO<sub>2</sub>/kg H<sub>2</sub>. Hydrogen được sử dụng chủ yếu làm nguyên liệu trong quá trình lọc dầu và sản xuất ammonia trong phân bón [14].

**3.3. Canada**

Canada đứng trong Top 10 nhà sản xuất hydrogen lớn nhất thế giới theo đánh giá của Bộ Tài nguyên Canada, với sản lượng 3 triệu tấn/năm, chủ yếu được sản xuất bằng công nghệ SMR phục vụ cho hoạt động lọc dầu và sản xuất phân đạm [15].

*Bảng 2. Chính sách phát triển thị trường hydrogen của Australia*

Quốc gia	Loại chính sách	Nội dung
Australia	Mục tiêu, chiến lược	Tháng 11/2019, Australia đã đưa ra Chiến lược hydrogen quốc gia với mục tiêu đưa nước này trở thành nhà sản xuất lớn trên toàn cầu trong ngành công nghiệp hydrogen vào năm 2030. Chiến lược đưa ra 57 hành động ban đầu để phát triển nền kinh tế hydrogen quốc gia và quốc tế thông qua sản xuất quy mô lớn và xuất khẩu. Kế hoạch này bao gồm sản xuất hydrogen sử dụng nhiên liệu hóa thạch có kết hợp CCS và điện phân H <sub>2</sub> sử dụng điện tái tạo [12]; Trong cam kết Công nghệ phát thải thấp (Low Emissions Technology Statement) của Chính phủ Australia năm 2020 đã đưa ra mục tiêu ưu tiên sản xuất hydrogen sạch (clean hydrogen) với giá dưới 2 USD/kg H <sub>2</sub> [13].
	Chính phủ hỗ trợ tài chính	Chính phủ Australia đã cam kết đầu tư 700 triệu AUD cho sự phát triển của ngành công nghiệp hydrogen kể từ năm 2018 đến nay [12].
	Hợp tác quốc tế	Hợp tác với Nhật Bản để xuất khẩu hydrogen hóa lỏng sạch; Hợp tác với Hàn Quốc trong việc sản xuất hydrogen; Hợp tác với Singapore, Mỹ, Anh trong việc thúc đẩy các công nghệ phát thải thấp, bao gồm hydrogen [13].

**Bảng 3. Chính sách phát triển thị trường hydrogen của Anh [14]**

Quốc gia	Loại chính sách	Nội dung
Anh	Mục tiêu, chiến lược	<p>Anh đã xuất bản Sách trắng về Năng lượng, trong đó bao gồm mục tiêu đạt 5 GW hydrogen carbon thấp vào năm 2030 (và 1 GW vào năm 2025) cũng như các đề xuất cho các cụm công nghiệp sử dụng công nghệ CCUS;</p> <p>Chính phủ Anh kỳ vọng hydrogen sẽ chiếm 20 - 35% tổng năng lượng tiêu thụ tại Anh vào năm 2050 trong các lĩnh vực: cung cấp nhiệt, công nghiệp nặng, vận tải đường bộ, hàng không và hàng hải;</p> <p>Tháng 11/2020, Thủ tướng Anh đã công bố Kế hoạch 10 điểm (Ten-point Plan) để hỗ trợ cuộc cách mạng công nghiệp xanh với khoản đầu tư của chính phủ trị giá 12 tỷ GBP. Một trong những điểm đó là hỗ trợ sản xuất hydrogen carbon thấp để sử dụng trong công nghiệp, giao thông vận tải, điện và hộ gia đình. Một mục tiêu là phát triển thị trấn hoàn toàn bằng hydrogen đầu tiên vào năm 2030;</p> <p>Hydrogen cũng được sử dụng phổ biến nhằm giảm phát thải carbon từ phương tiện giao thông công cộng, đặc biệt là xe bus. Wrightbus hiện đã sản xuất được xe bus sử dụng pin nhiên liệu hydrogen và cam kết sẽ cho ra mắt 3.000 xe tại Anh vào năm 2024.</p>
	Hỗ trợ của chính phủ thông qua luật, quy định, cơ chế...	<p>Hydrogen được định nghĩa là “khí” trong Đạo luật Khí (Gas Act - 1986). Hiện có rất ít luật cụ thể liên quan đến hydrogen nên các dự án hydrogen thường định hướng theo bối cảnh pháp lý hiện hành áp dụng cho khí nói chung.</p>
	Chính phủ hỗ trợ tài chính	<p>Tháng 3/2021, Cơ quan R&amp;D (Anh) và Cơ quan Nghiên cứu &amp; Sáng kiến của Anh đã trao 171 triệu GBP tài trợ cho 9 dự án hydrogen;</p> <p>Tháng 5/2021, Chính phủ Anh công bố gói tài trợ trị giá 166,5 GBP nhằm thúc đẩy công nghệ và sự phát triển cách mạng công nghiệp xanh, trong đó, 60 triệu GBP được phân bổ để hỗ trợ phát triển hydrogen có hàm lượng carbon thấp và mở rộng quy mô các giải pháp hiệu quả cho sản xuất hydrogen bằng phương pháp điện phân;</p> <p>Năm 2020, Chính phủ Anh cam kết hỗ trợ 90 triệu GBP để giúp khử carbon cho các hộ gia đình và ngành công nghiệp nặng. Trong đó, 70 triệu GBP dành để tài trợ cho 2 nhà máy sản xuất hydrogen carbon thấp quy mô lớn: 1 trên sông Mersey và 1 ở Aberdeen;</p> <p>Vào năm 2017, Chương trình hydrogen cho giao thông vận tải của Anh đã công bố quỹ trị giá 23 triệu GBP để tăng số lượng HRS và triển khai FCEV. Giai đoạn 1 của chương trình đã cung cấp 8,8 triệu GBP tài trợ cho 4 HRS và hơn 190 FCEV mới. Giai đoạn 2 đang cung cấp 14 triệu GBP cho 5 dự án để triển khai 5 HRS mới, 73 FCEV và 33 xe bus điện chạy bằng pin nhiên liệu.</p>

**Bảng 4. Chính sách phát triển thị trường hydrogen của Canada**

Quốc gia	Loại chính sách	Nội dung
Canada	Mục tiêu, chiến lược	<p>Tháng 12/2020, Canada đã công bố Chiến lược hydrogen quốc gia, trong đó đặt ra lộ trình phát triển hydrogen carbon thấp (phát thải ít hoặc không phát thải khí nhà kính) đạt mục tiêu không phát thải carbon vào năm 2050. Chiến lược này thảo luận về việc sử dụng hydrogen carbon thấp trong nước để vận chuyển, sản xuất điện, nhiệt cho công nghiệp và xây dựng, làm nguyên liệu cho công nghiệp. Chiến lược cũng đưa ra mục tiêu của Canada là trở thành nước xuất khẩu hydrogen trong top 3 thế giới. Đến năm 2030, mục tiêu tổng tiêu thụ đạt 4 triệu tấn H<sub>2</sub>/năm. Đến năm 2050, mục tiêu sản xuất 20 triệu tấn H<sub>2</sub>/năm, có hơn 5 triệu FCEV và 31% nhu cầu hệ thống năng lượng của Canada được đáp ứng bằng hydrogen [12].</p>
	Chính phủ hỗ trợ tài chính	<p>Từ tháng 1/2016, chính phủ liên bang và tiểu bang của Canada bắt đầu tài trợ cho các trạm tiếp nhiên liệu hydrogen qua ngân sách quốc gia. Năm 2016 và 2017, Chính phủ Canada đã cam kết chi 96,4 triệu CAD trong vòng 6 năm giúp triển khai các bộ sạc, trạm tiếp nhiên liệu khí tự nhiên và trạm tiếp nhiên liệu hydrogen. Thông qua chương trình này, chính phủ sẽ đài thọ tới 50% chi phí cho các trạm tiếp nhiên liệu hydrogen (lên tới 1 triệu CAD cho mỗi trạm). Trong ngân sách năm 2019, 130 triệu CAD được cấp thêm cho chương trình nhằm hỗ trợ mục tiêu đạt 100% doanh số bán xe mới là xe không phát thải (ZEV) vào năm 2040 [12].</p> <p>Chính phủ Canada đưa ra kế hoạch tăng giá carbon thêm 15 USD/năm bắt đầu từ năm 2023, đạt 170 USD/tấn CO<sub>2</sub>/năm vào năm 2030 [16].</p>

**3.4. Trung Quốc**

Hiện nay, Trung Quốc là nhà sản xuất và tiêu thụ hydrogen lớn nhất thế giới. Từ năm 2010, sản lượng hydrogen của Trung Quốc tăng trưởng ở mức 6,8%/năm. Năm 2019, mặc dù sản lượng hydrogen đạt 22 triệu tấn [17, 18], Trung Quốc vẫn cần nhập khẩu tới 753 m<sup>3</sup>

hydrogen, từ thị trường Nhật Bản, Mỹ và các nước khác trong khu vực châu Á [19].

Không giống nhiều quốc gia khác sử dụng phương pháp SMR, Trung Quốc sử dụng than là nguyên liệu chính để sản xuất hydrogen qua quá trình oxy hóa một phần (partial oxidation - POX) [17, 18] và chỉ 3% sản lượng

**Bảng 5. Chính sách phát triển thị trường hydrogen của Trung Quốc [12, 14]**

Quốc gia	Loại chính sách	Nội dung
Trung Quốc	Mục tiêu, chiến lược	Mặc dù là quốc gia sản xuất và tiêu thụ hydrogen hàng đầu trên thế giới, Trung Quốc đang thúc đẩy sự phát triển của FCEV và chưa đưa ra chiến lược cụ thể đối với dạng năng lượng này. Hiện tại, đã có 16 tỉnh và thành phố của Trung Quốc đưa ra chiến lược 5 năm về hydrogen. Trong đó, Bắc Kinh đưa ra mục tiêu tăng tốc quy hoạch và xây dựng các trạm nhiên liệu hydrogen. Tỉnh Giang Tô đưa ra mục tiêu phát triển các loại xe sử dụng pin nhiên liệu hydrogen và cơ sở hạ tầng sử dụng hydrogen [21]; Tháng 12/2016, Trung Quốc đặt mục tiêu sẽ có 50.000 FCEV và hơn 300 trạm nạp nhiên liệu H <sub>2</sub> (Hydro Refueling Stations - HRS) vào năm 2025. Mục tiêu đến năm 2030 sẽ có hơn 1 triệu FCEV và 1.000 HRS, 1/2 trong số đó sẽ được cung cấp nhiên liệu hydrogen sản xuất từ các nguồn tái tạo.
	Chính phủ hỗ trợ tài chính	Kể từ năm 2017, đầu tư của Trung Quốc vào các dự án hydrogen trong nước đã vượt 250 tỷ CNY. Trong nửa đầu năm 2019, có tới 70 dự án đầu tư trong nước trong lĩnh vực năng lượng hydrogen và pin nhiên liệu, bao gồm các khoản đầu tư hàng chục tỷ CNY và 50 dự án với số vốn đầu tư công vượt quá 90 tỷ CNY. Hơn 1/3 số doanh nghiệp trung ương đã nằm trong cơ cấu của toàn bộ chuỗi công nghiệp hydrogen, từ sản xuất, lưu trữ, vận chuyển đến tiêu thụ hydrogen; Cam kết đầu tư 50 triệu USD cho phát triển hydrogen trong năm 2021; Vào tháng 9/2020, Chính phủ Trung Quốc cam kết sẽ hỗ trợ tài chính cho các cụm thành phố để phát triển cơ sở hạ tầng FCEV. Tổng số tiền tài trợ có thể lên đến khoảng 11,9 tỷ CNY (1,7 tỷ USD) trong vòng 4 năm tới.
	Hỗ trợ của chính phủ thông qua luật, quy định, cơ chế...	Trung Quốc hiện có 12 tiêu chuẩn quốc gia và 2 tiêu chuẩn ngành về an toàn năng lượng hydrogen; 4 tiêu chuẩn quốc gia, 3 tiêu chuẩn ngành và 1 tiêu chuẩn địa phương về thử nghiệm chất lượng khí; 2 tiêu chuẩn quốc gia và 3 tiêu chuẩn ngành về lọc khí; 33 tiêu chuẩn quốc gia về bình chứa hydrogen; 19 tiêu chuẩn quốc gia về giao thông vận tải; 8 tiêu chuẩn quốc gia về trạm tiếp liệu hydrogen và 8 tiêu chuẩn quốc gia về hệ thống pin nhiên liệu.

hydrogen được sản xuất bằng phương pháp điện phân. Phần lớn sản lượng hydrogen này được sử dụng trong công nghiệp và hóa chất (như sản xuất ammonia). Bên cạnh đó, Trung Quốc đang đẩy mạnh tiêu thụ phương tiện sử dụng hydrogen (FCEV) [17]. Tính đến tháng 6/2020, Trung Quốc có khoảng 7.000 FCEV và 62 trạm nhiên liệu hydrogen [20].

Theo Liên minh Hydrogen Trung Quốc (China Hydrogen Alliance), đến năm 2025, ngành năng lượng hydrogen của nước này sẽ đạt giá trị 1 nghìn tỷ CNY (152,6 tỷ USD). Đến năm 2030, nhu cầu hydrogen của Trung Quốc sẽ đạt 35 triệu tấn, đáp ứng ít nhất 5% hệ thống năng lượng của Trung Quốc [21].

### 3.5. Pháp

Hiện nay, sản lượng hydrogen của Pháp đạt khoảng 900 nghìn tấn/năm và phát thải từ sản xuất hydrogen đạt xấp xỉ 10 triệu tấn CO<sub>2</sub>, chiếm 2 - 3% tổng lượng CO<sub>2</sub> phát thải toàn quốc. Pháp sản xuất hydrogen chủ yếu bằng phương pháp SMR (chiếm khoảng 41%) ~ 59% sản lượng hydrogen là sản phẩm của quá trình lọc dầu và điện phân (Chloralkali); sản lượng từ điện phân không đáng kể.

Tại Pháp, 50% H<sub>2</sub> được dùng làm nguyên liệu sản xuất phân bón, còn lại được sử dụng trong công nghiệp lọc dầu, hóa chất và luyện kim.

Việc xây dựng mạng lưới hydrogen vào giữa những năm 2020 là tiền đề cho mạng lưới truyền tải hydrogen

liên kết các thung lũng hydrogen khác nhau của châu Âu với chiều dài tổng cộng 6.800 km vào năm 2030. Và dự kiến có thể phát triển thành một mạng lưới hydrogen có tổng chiều dài 23.000 km được coi là “xương sống hydrogen” của châu Âu với 75% đường ống dẫn khí đốt tự nhiên hiện có đã được chuyển đổi và lắp đặt bổ sung 25% đường ống hydrogen mới [14].

### 3.6. Đức

Năm 2019, Đức tiêu thụ khoảng 1,65 triệu tấn hydrogen, với 85% sản lượng được sử dụng trong công nghiệp hóa chất (chủ yếu sản xuất ammonia và methanol) và lọc dầu.

Tiêu thụ hydrogen trong lĩnh vực giao thông vận tải tại Đức không đáng kể. Tính đến năm 2018, quốc gia này chỉ có 515 FCEV và khoảng 90 trạm nhiên liệu hydrogen tính đến cuối năm 2020.

Tại Đức, hydrogen chủ yếu được sản xuất từ nhiên liệu hóa thạch. Năm 2019, 45% sản lượng hydrogen là từ dầu thô như một sản phẩm của quá trình lọc dầu, 33% từ khí tự nhiên và 7% từ quá trình điện phân chloralkali; hydrogen sản xuất bằng phương pháp điện phân nước chỉ chiếm dưới 1%.

### 3.7. Mỹ

Mỹ đang sản xuất hydrogen với sản lượng đạt khoảng 10 triệu tấn/năm [22], với 99% được sản xuất

**Bảng 6. Chính sách phát triển thị trường hydrogen của Pháp [14]**

Quốc gia	Loại chính sách	Nội dung
Pháp	Mục tiêu quốc gia	Nằm trong kế hoạch phục hồi sau Covid-19 trị giá 100 tỷ EUR vào tháng 9/2020, Pháp đã công bố kế hoạch đầu tư 7 tỷ EUR cho hydrogen xanh lá, 2 tỷ EUR từ kế hoạch này sẽ được phân bổ vào năm 2022 và còn lại cho đến năm 2030. Kế hoạch này cũng bao gồm mục tiêu đạt 6,5 GW công suất điện phân hydrogen vào năm 2030; Pháp đưa ra mục tiêu đạt được tỷ lệ 10% hydrogen không carbon sử dụng trong công nghiệp vào ngày 31/12/2023, sau đó từ 20 - 40% vào ngày 31/12/2028. Đối với các trạm tiếp nhiên liệu hydrogen, các mục tiêu khả hạn chế: đạt 100 trạm vào ngày 31/12/2023 và 400 - 1.000 trạm vào ngày 31/12/2028.
	Chính phủ hỗ trợ tài chính	Pháp đã quyết định tăng tốc các khoản đầu tư vào phát triển hydrogen carbon thấp, cụ thể sẽ giải ngân khoản đầu tư 7 tỷ EUR trước khi kết thúc năm 2030 theo Chiến lược quốc gia về phát triển hydrogen carbon thấp ngày 8/9/2020, trong đó, 2 tỷ EUR được giải ngân trước khi kết thúc năm 2022 trong khuôn khổ của kế hoạch phục hồi hậu Covid- 19.
	Hỗ trợ của chính phủ thông qua luật, quy định, cơ chế...	Hiện tại ở Pháp, CRE là cơ quan quản lý có thẩm quyền duy nhất đối với các dự án nghiên cứu phát triển hydrogen tại Pháp; Ngày 11/1/2021, Chính phủ đã công bố thành lập Hội đồng Hydrogen Quốc gia, là cơ quan trao đổi giữa Nhà nước và các bên liên quan; Để hỗ trợ phát triển máy điện phân hydrogen đạt 6,5 GW vào năm 2030, Chính phủ Pháp đang khởi động đấu thầu hỗ trợ tài chính cho các dự án hydrogen. Đơn đăng ký cho các dự án quy mô nhỏ (1 - 20 MW) được chấp nhận đến tháng 9/2021 và sẽ đủ điều kiện để được tài trợ từ 25 - 45% chi phí và hỗ trợ thêm 10% đối với các dự án sử dụng năng lượng tái tạo hoặc các hợp đồng mua bán điện dài hạn. Các dự án quy mô lớn có thể xin trợ cấp từ 25 - 60% chi phí và việc áp dụng sẽ được chấp nhận cho đến cuối năm 2022.
	Thúc đẩy FCEV	Vào tháng 6/2018, Chính phủ Pháp đã đưa ra kế hoạch thúc đẩy phương tiện hydrogen bao gồm 5.000 FCEV thương mại hạng nhẹ, 200 FCEV hạng nặng và 100 trạm tiếp nhiên liệu hydrogen (sử dụng hydrogen sản xuất trong nước) vào năm 2023. Đến năm 2028, mục tiêu sẽ có 20.000 - 50.000 xe thương mại hạng nhẹ, 800 - 2.000 xe hạng nặng và 400 - 1.000 trạm tiếp nhiên liệu hydrogen.

**Bảng 7. Chính sách phát triển thị trường hydrogen của Đức [14]**

Quốc gia	Loại chính sách	Nội dung
Đức	Mục tiêu, chiến lược	Tháng 6/2020, Bộ Kinh tế và Năng lượng Liên bang Đức đã ban hành Chiến lược hydrogen quốc gia tập trung vào việc sử dụng hydrogen xanh lá cụ thể gồm các mục tiêu đạt 5 GW công suất điện phân hydrogen vào năm 2030 và thêm 5 GW vào năm 2040. Điều này tương ứng với tổng sản lượng hydrogen xanh lá là 14 TWh vào năm 2030, khoảng 14% so với 90 - 110 TWh dự kiến vào năm 2030.
	Chính phủ hỗ trợ tài chính	Trong ngân sách liên bang năm 2021, Chính phủ Đức cam kết chi 9 tỷ EUR cho các nghiên cứu liên quan đến hydrogen; Vào tháng 10/2019, Bộ Giáo dục và Nghiên cứu Đức đã cam kết chi 300 triệu EUR vào năm 2023 cho nghiên cứu hydrogen xanh lá cơ bản và 180 triệu EUR khác đã được cam kết cho nghiên cứu công nghệ hydrogen nói chung.
	Hỗ trợ của chính phủ thông qua luật, quy định, cơ chế...	Ở Đức hiện không có cơ quan quản lý chuyên trách về các dự án hydrogen. Các dự án hydrogen được quản lý theo quy định hiện hành của thị trường khí đốt và điện do Cơ quan Mạng lưới Liên bang BNetzA ở các bang phụ trách; Việc xây dựng và vận hành cơ sở sản xuất hydrogen phải thực hiện thủ tục xin cấp phép theo Luật kiểm soát khí thải Liên bang, Luật đánh giá tác động môi trường và Sắc lệnh về sự cố nguy hiểm; Chính phủ Đức đã thành lập một Hội đồng Hydrogen Quốc gia gồm 26 chuyên gia cấp cao từ kinh tế, khoa học và xã hội dân sự để tư vấn và hỗ trợ Ủy ban Nhà nước thông qua các đề xuất và kiến nghị hành động trong việc thực hiện và nâng cao chiến lược hydrogen.
	Chương trình nghiên cứu và phát triển	Chương trình Đổi mới Quốc gia (Germany's National Innovation Programme - NIP) của Đức về Công nghệ hydrogen và pin nhiên liệu tài trợ cho hoạt động nghiên cứu, phát triển hydrogen và pin nhiên liệu trong 3 lĩnh vực: vận tải, văn phòng phẩm và các thị trường đặc biệt (bao gồm logistics, giải trí và du lịch...). Giai đoạn đầu tiên của NIP bao gồm 1 dự án lên kế hoạch lắp đặt 50 trạm tiếp nhiên liệu hydrogen trên khắp đất nước. Trong giai đoạn NIP 2 (2016 - 2026), đến năm 2019, Bộ Giao thông Vận tải và Cơ sở Hạ tầng Đức đã phân bổ 250 triệu EUR cho nghiên cứu và phát triển hydrogen.

bằng phương pháp SMR, 4% bằng phương pháp khí hóa than và 1% bằng phương pháp điện phân. Hydrogen chủ yếu được sử dụng trong quá trình lọc dầu và sản xuất

hóa chất như ammonia, methanol... Tỷ lệ nhỏ hydrogen được dùng trong sản xuất kim loại, thực phẩm, điện và thủy tinh [23].

**Bảng 8. Chính sách phát triển thị trường hydrogen của Mỹ**

Quốc gia	Loại chính sách	Nội dung
Mỹ	Mục tiêu, chiến lược	<p>Chính phủ liên bang Mỹ không đề ra mục tiêu xe chạy bằng hydrogen. Tuy nhiên, California và 1 số tiểu bang khác chấp nhận các quy định chặt chẽ về chất lượng không khí trong giao thông vận tải. Các tiểu bang có tiêu chuẩn hoặc chương trình ZEV gồm: Connecticut, Maine, Maryland, Massachusetts, New Jersey, New York, Oregon, Rhode Island, Vermont và Washington.</p> <p>Tháng 7/2020, Bộ Năng lượng Mỹ đã phát hành chiến lược hydrogen để tạo điều kiện cho nền kinh tế carbon thấp. Trên cơ sở các công nghệ hydrogen hiện có, Bộ Năng lượng Mỹ đưa ra kế hoạch hỗ trợ nghiên cứu và phát triển hydrogen.</p>
	Hỗ trợ tài chính đã hoặc dự kiến cung cấp	Bộ Năng lượng Mỹ (DOE) thông báo đang tài trợ khoảng 64 triệu USD cho 18 dự án liên quan đến hydrogen trong năm 2020. Trước đó, 40 triệu USD đã được đầu tư cho hydrogen trong năm 2019.
California	Mục tiêu toàn bang	<p>Tháng 12/2020, tiểu bang đặt ra mục tiêu đầu tư 20 triệu USD cho đến khi xây dựng được 100 HRS. California dự kiến sẽ có khoảng 48.000 FCEV vào năm 2025 và mục tiêu của bang là 1 triệu FCEV và 1.000 HRS vào năm 2030;</p> <p>Tháng 9/2020, thống đốc bang California đã ký lệnh hành pháp yêu cầu tất cả xe du lịch và xe tải mới bán trong bang phải là xe không phát thải vào năm 2035. Ngoài ra, 100% xe hạng trung và hạng nặng trong bang phải không phát thải vào năm 2045 nếu khả thi. Việc triển khai FCEV có thể sẽ đóng vai trò quan trọng trong việc đáp ứng các mục tiêu này.</p>
	Hỗ trợ của bang thông qua luật, quy định, cơ chế...	Tiêu chuẩn nhiên liệu carbon thấp của California (LCFS) có hiệu lực từ tháng 1/2011 giúp khử carbon trong lĩnh vực giao thông vận tải. LCFS đặt ra các mục tiêu giảm phát thải (GHG) đối với nhiên liệu bán ra thị trường California hoặc mua "chứng chỉ giảm carbon" từ các doanh nghiệp đã và đang thực hiện giảm carbon.

**Bảng 9. Chính sách phát triển thị trường hydrogen của Hàn Quốc [14, 24]**

Quốc gia	Loại chính sách	Nội dung
Hàn Quốc	Mục tiêu, chiến lược	<p>Vào tháng 1/2019, Chính phủ Hàn Quốc đã công bố Lộ trình thúc đẩy nền kinh tế hydrogen bao gồm việc tăng cường hydrogen sử dụng trong lĩnh vực giao thông vận tải cũng như lĩnh vực năng lượng;</p> <p>Chính phủ đặt mục tiêu có 80.000 FCEV và 310 HRS vào năm 2022 và 1,8 triệu FCEV vào năm 2030. Ngoài ra sẽ có 40.000 xe bus FCEV và 30.000 xe tải FCEV (tăng từ 2.000 xe bus vào năm 2022) và 1.200 trạm tiếp nhiên liệu hoạt động vào năm 2040. Chính phủ cũng đang đặt mục tiêu sản xuất 15 GW pin nhiên liệu để phát điện vào năm 2040, 7 GW trong số đó sẽ được xuất khẩu;</p> <p>Xây dựng thử nghiệm 1 dự án điện gió ngoài khơi cùng với sản xuất hydrogen công suất 1 MW vào năm 2022; 1 nhà máy quy mô GW vào năm 2030 kết hợp 1 kho chứa sản xuất nổi và bộ phận hạ tải như đã được sử dụng thành công trong lĩnh vực dầu mỏ và LNG; Chính phủ đặt mục tiêu có 1.000 doanh nghiệp chuyên về hydrogen vào năm 2040.</p>
	Chính phủ hỗ trợ tài chính	<p>Hội nghị thượng đỉnh kinh doanh hydrogen Hàn Quốc đã công bố khoản đầu tư 43,3 nghìn tỷ KRW (tương đương 36,3 tỷ USD) vào chuỗi giá trị hydrogen đến năm 2030;</p> <p>Tháng 1/2021, Chính phủ Hàn Quốc đã công bố kế hoạch phân bổ 1,4 nghìn tỷ KRW vào năm 2021 nhằm hỗ trợ các ph ương tiện thân thiện với môi trường, bao gồm 365,5 tỷ KRW cho trợ cấp FCEV và HRS. Trong suốt năm 2021, chính phủ đặt mục tiêu trợ cấp lên tới 121.000 BEV và 15.000 FCEV, đồng thời lắp đặt 31.500 bộ sạc EV và 54 HRS;</p> <p>Trong tháng 7/2020, Chính phủ Hàn Quốc đã công bố khoản đầu tư 73,4 nghìn tỷ KRW (tương đương 61,3 tỷ USD) cho các dự án mở rộng nguồn cung cấp các phương tiện hydrogen, phát triển công nghệ sản xuất hydrogen và xây dựng các thành ph ố hydrogen;</p> <p>Năm 2019, Chính phủ Hàn Quốc đã công bố kế hoạch phân bổ 1 nghìn tỷ KRW vào năm 2020 cho các khoản trợ cấp hỗ trợ các phương tiện thân thiện với môi trường, bao gồm 360 tỷ KRW cho trợ cấp FCEV và HRS;</p> <p>Vào tháng 6/2018, Bộ Thương mại, Công nghiệp và Năng lượng Hàn Quốc đã công bố sẽ đầu tư 2,6 nghìn tỷ KRW thông qua các quan hệ đối tác công - tư vào năm 2022 để hỗ trợ sự tăng trưởng của nền kinh tế FCEV, bổ sung 125 tỷ KRW cho nghiên cứu và phát triển pin nhiên liệu.</p>
	Hỗ trợ của chính phủ thông qua luật, quy định, cơ chế...	<p>Hàn Quốc là 1 trong số ít quốc gia ban hành luật chuyên biệt về hydrogen, trong đó quy định các vấn đề liên quan đến toàn bộ chuỗi cung ứng hydrogen bao gồm: sản xuất, vận chuyển, phân phối, sử dụng, xuất nhập khẩu hydrogen; kiểm soát, giám sát các vấn đề an toàn...</p> <p>Chính phủ Hàn Quốc đã ban hành các văn bản quan trọng làm cơ sở cho thị trường hydrogen phát triển như Lộ trình kinh tế hydrogen (ban hành tháng 1/2019) và đặc biệt là Luật thúc đẩy kinh tế hydrogen và quản lý an toàn hydrogen (ban hành tháng 2/2020). Đây là khung pháp lý chủ chốt điều chỉnh ngành công nghiệp hydrogen thay thế cho Luật khuyến khích phát triển, sử dụng và phổ biến năng lượng mới và tái tạo.</p>

### 3.8. Hàn Quốc

Năm 2019, sản lượng hydrogen của Hàn Quốc đạt 130 nghìn tấn với khoảng 90% đến từ quá trình cracking naphtha và 9% từ quá trình SMR [24].

Hàn Quốc hiện nay là quốc gia có số lượng FCEV đang hoạt động cao nhất, đạt 14.500 chiếc, chiếm 33% tổng số FCEV trên toàn cầu (tăng từ 29% vào năm 2020). Tính đến năm 2021, Hàn Quốc có khoảng 88 trạm tiếp nhiên liệu hydrogen [14].

**Bảng 10.** Chính sách phát triển thị trường hydrogen của Nhật Bản

Quốc gia	Loại chính sách	Nội dung
Nhật Bản	Mục tiêu, chiến lược	Vào tháng 3/2019, Chính phủ Nhật Bản đã công bố Lộ trình Chiến lược thứ 3 cho hydrogen và pin nhiên liệu với mục tiêu tăng sản lượng sản xuất hydrogen lên 3 triệu tấn/năm vào năm 2030 và 20 triệu tấn/năm vào năm 2050, đồng thời tìm cách giảm chi phí hydrogen xuống khoảng 1/3 mức hiện tại vào năm 2030 [25]. Khung thời gian được đưa ra trong chiến lược này bao gồm ứng dụng công nghệ về lưu trữ và vận chuyển hydrogen từ nước ngoài vào năm 2022, sản xuất hydrogen đạt quy mô tối đa vào năm 2030 và sử dụng hydrogen không carbon quy mô lớn trong nước vào năm 2050. Chiến lược hydrogen cơ bản năm 2017 đưa ra kế hoạch cho các khu vực công và tư nhân để giúp Nhật Bản trở thành quốc gia dựa trên hydrogen vào năm 2050. Chiến lược hydrogen cơ bản (Japan's Basic Hydro Strategy) gồm các mục tiêu tăng FCEV ở Nhật Bản từ 200.000 vào năm 2025 lên 800.000 vào năm 2030, HRS từ 320 vào năm 2025 lên 900 vào năm 2030, 1.200 xe bus FCV vào năm 2030.
	Chính phủ hỗ trợ tài chính	Cơ quan R&D quốc gia của Nhật Bản đang tài trợ cho các dự án hydrogen nhằm thiết lập chuỗi cung ứng hydrogen quy mô lớn (với mức đầu tư 2,7 tỷ USD) và tạo ra hydrogen xanh (700 triệu USD). Nguồn tài trợ đến từ Quỹ Green Innovation trị giá 20 tỷ USD là 1 trong những chính sách quan trọng trong chiến lược tăng trưởng xanh của quốc gia này [25]. Trong năm 2020, Chính phủ Nhật Bản đã tài trợ 247 triệu USD cho các phương tiện sử dụng hydrogen và pin nhiên liệu; 40 triệu USD cho pin nhiên liệu dân dụng và đổi mới pin nhiên liệu; 52,5 triệu USD cho nghiên cứu và phát triển pin nhiên liệu; 30 triệu USD cho nghiên cứu, phát triển cơ sở hạ tầng cung cấp hydrogen; 120 triệu USD cho các trạm tiếp nhiên liệu FCEV; 141 triệu USD để phát triển chuỗi cung ứng hydrogen sử dụng các nguồn mới ở nước ngoài và 15 triệu USD cho phát triển công nghệ sản xuất, lưu trữ và sử dụng hydrogen.
	Hỗ trợ của chính phủ thông qua luật, quy định, cơ chế...	Nhật Bản chưa có luật cụ thể về việc sử dụng hydrogen. Hiện nay, hydrogen được điều chỉnh như 1 loại khí áp suất cao theo Luật an toàn khí áp suất cao, gồm các yêu cầu kỹ thuật và an toàn về sản xuất, lưu trữ, vận chuyển [14].

### 3.9. Nhật Bản

Do tài nguyên hạn chế, Nhật Bản đã có chiến lược phát triển xã hội dựa trên hydrogen ngay từ những năm 1990 để giảm phụ thuộc vào nhiên liệu hóa thạch nhập khẩu cũng như giảm phát thải carbon. Nhật Bản đã ban hành nhiều văn bản pháp lý quan trọng làm cơ sở triển khai các lộ trình và kế hoạch để sớm đạt đến nền kinh tế hydrogen. Từ năm 2015, Nhật Bản đã bắt đầu giai đoạn phát triển hydrogen lần thứ 3 (giai đoạn 1 vào đầu những năm 1990 và giai đoạn 2 vào năm 2000) [14].

Hiện nay, sản lượng sản xuất hydrogen của Nhật Bản đạt khoảng 2 triệu tấn/năm [25]. Quốc gia này hiện có 3.800 phương tiện sử dụng pin nhiên liệu và 135 trạm sạc hydrogen trên cả nước [26]. Nhật Bản là quốc gia giới thiệu pin nhiên liệu gia dụng (pin nhiên liệu oxide rắn, SOFC) ra thị trường đầu tiên trên thế giới, vào năm 2009. Tính đến đầu năm 2019, có khoảng 274.000 pin nhiên liệu đã được sử dụng [14].

#### 3.10. Khu vực Đông Nam Á

Tại khu vực Đông Nam Á, các chính sách cũng như dự án liên quan đến hydrogen đang trong giai đoạn khởi động. Singapore và Malaysia là 2 quốc gia đi đầu về hydrogen. Singapore đặt mục tiêu trở thành trung tâm sản xuất hydrogen từ khí tự nhiên trong thời gian tới, đồng thời nghiên cứu mở rộng quy mô sử dụng hydrogen xanh lam hoặc hydrogen xanh lá. Bang Sarawak (Malaysia)

đang thực hiện thương mại hóa hydrogen xanh lá sử dụng nguồn thủy điện dồi dào của quốc gia, đây cũng là cơ hội tốt nhất để triển khai hydrogen xanh lá trên quy mô lớn.

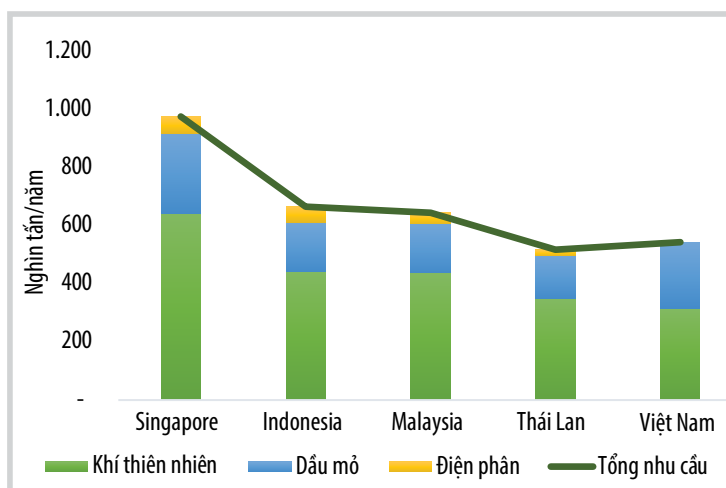
Hydrogen ở khu vực Đông Nam Á chủ yếu được sử dụng làm nguyên liệu cho công nghiệp. Phương pháp hiện tại để sản xuất hydrogen chủ yếu là SMR, tạo ra hydrogen xám (Bảng 11). Singapore có nhu cầu về hydrogen xám cao nhất trong khu vực để đáp ứng nhu cầu lọc dầu và hóa dầu của nước này. Tiếp theo là Indonesia, Malaysia và Thái Lan sử dụng hydrogen chủ yếu trong các nhà máy lọc dầu. Mặc dù hydrogen được coi là nhiên liệu sạch, quá trình sản xuất hydrogen xám vẫn thải ra CO<sub>2</sub>. Do đó, các quốc gia đang nghiên cứu các phương pháp khác nhau để thu giữ, lưu trữ và sử dụng CO<sub>2</sub>.

Ở Việt Nam, hydrogen chủ yếu được sản xuất và tiêu thụ ngay trong các nhà máy lọc dầu và nhà máy đạm. Hydrogen được sản xuất và tiêu thụ tại các nhà máy lọc dầu trong các quá trình xử lý lưu huỳnh (hydrotreating) nhằm đảm bảo chất lượng nguyên liệu đầu vào cho các phân xưởng hạ nguồn và để đảm bảo yêu cầu chất lượng thương phẩm. Đối với các nhà máy đạm, hydrogen được sử dụng tổng hợp ammonia làm nguyên liệu sản xuất urea. Nguồn sản xuất hydrogen và lượng tiêu thụ tại các nhà máy lọc dầu, nhà máy đạm của Việt Nam gồm: Nhà máy Lọc dầu Dung Quất, Nhà máy Lọc dầu Nghi Sơn, Nhà máy Đạm Phú Mỹ, Nhà máy Đạm Cà Mau, Nhà máy Đạm Ninh Bình và Nhà máy Đạm Hà Bắc. Ngoài ra, từ sau năm

**Bảng 11. Chính sách hydrogen tại Đông Nam Á [27]**

Lĩnh vực/hoạt động		Singapore	Malaysia	Indonesia	Thái Lan
Công nghiệp	Nghiên cứu và hợp tác	☑	☑	☑	☑
	Thí điểm và thử nghiệm	☑	☑	☑	☑
Điện	Nghiên cứu và hợp tác	☑		☑	☑
	Thí điểm và thử nghiệm	☑		☑	☑
Hàng hải	Nghiên cứu và hợp tác	☑			
	Thí điểm và thử nghiệm	☑			
Giao thông vận tải	Nghiên cứu và hợp tác	☑	☑		☑
	Thí điểm và thử nghiệm	☑	☑		
Nhập khẩu hydrogen		☑			
Xuất khẩu hydrogen			☑		
Mục tiêu quốc gia		☑		☑	☑

☑ Đã bắt đầu    ☑ Đã đưa ra mục tiêu



**Hình 4. Lượng sản xuất hydrogen của Việt Nam và các nước trong khu vực [27].**

2021, khi Nhà máy sản xuất polypropylene (PP) của Hyosung đi vào hoạt động, có thể cung cấp cho thị trường thêm khoảng 20 nghìn tấn hydrogen mỗi năm.

Các chính sách, hoạt động ban đầu của một số quốc gia trong khu vực Đông Nam Á:

### 3.10.1. Singapore

Năm 2020, Singapore đã công bố chiến lược phát thải thấp trong dài hạn, trong đó đưa ra các giải pháp carbon thấp thay thế mới nổi như hydrogen cho lĩnh vực năng lượng tương lai của đất nước. Đến nay, Singapore cũng đã ký các thỏa thuận với Australia về công nghệ phát thải thấp và hydrogen xanh lá với Chile và New Zealand. Trong dài hạn, mục tiêu của Singapore là sản xuất hydrogen xanh lá. Tuy nhiên, việc đạt được sản xuất hydrogen xanh trên quy mô lớn là thách thức do nguồn năng lượng tái tạo hạn chế của nước này. Do đó, Singapore đang xem xét nhập khẩu hydrogen carbon thấp dù điều này đòi hỏi sự thích ứng về cơ sở hạ tầng.

Tháng 6/2019, Tập đoàn khí Linde (Singapore) đã ký thỏa

thuận dài hạn với ExxonMobil Asia Pacific Pte. Ltd. để mở rộng khu liên hợp khí hóa hiện có tại đảo Jurong, tích hợp tổ hợp này với dự án của ExxonMobil để sản xuất và cung cấp thêm hydrogen và khí tổng hợp (synthetic gas). Việc xây dựng khu phức hợp đã được bắt đầu với mục tiêu hoàn thành vào cuối năm 2023. Cả 2 hoạt động mở rộng của Linde và ExxonMobil giúp tăng nhu cầu khí hydrogen và khí tổng hợp của lĩnh vực công nghiệp trong ngắn hạn của Singapore. Tuy nhiên, để hydrogen được coi là nguồn carbon thấp, phương pháp sản xuất cần phải thay đổi.

Hoạt động nghiên cứu và hợp tác giữa các cơ quan chính phủ và các doanh nghiệp đang được triển khai tại Singapore. Quốc gia này đang nghiên cứu tính khả thi của việc sản xuất hydrogen bằng nhiều phương pháp. Hydrogen xanh dương sử dụng CCS có thể xem là phương thức phù hợp nhất với Singapore hiện nay. Mặc dù quốc gia này thiếu diện tích để thu giữ CO<sub>2</sub>, các quốc gia láng giềng như Malaysia và Indonesia có các mỏ khí rỗng có thể là nơi thích hợp để lưu trữ khí nhà kính.

### 3.10.2. Indonesia

Pertamina (Indonesia) đang chạy thử nghiệm nhà máy hydrogen công suất 37 tấn/năm tích hợp với nhà máy địa nhiệt tại Lampung. Dự án sẽ bắt đầu vận hành vào năm 2021. HDF Energy, doanh nghiệp tiên phong về hydrogen đã đề xuất nhà máy điện hydrogen tái tạo hỗn hợp ở tỉnh Đông Nusa Tenggara, Indonesia. Dự án đòi hỏi 7 - 8 MW công suất điện mặt trời cung cấp điện cho lưới điện vào ban ngày và 1 - 2 MW từ



kho chứa hydrogen vào ban đêm. Trong khi dự án vẫn đang trong giai đoạn sơ bộ, chủ đầu tư đã nhận được sự hỗ trợ từ Bộ trưởng Bộ Kế hoạch Phát triển Quốc gia và chính quyền địa phương.

Bên cạnh đó, hoạt động nghiên cứu và phát triển trong công nghệ thu giữ và lưu trữ carbon đang diễn ra ở Indonesia và Malaysia. Vào năm 2021, Pertamina's Power & New Renewable Energy (NRE), Japan Petroleum Exploration (JAPEX), và LEMIGAS đã ký 1 biên bản thỏa thuận (MOU) để nghiên cứu việc bơm CO<sub>2</sub> vào mỏ dầu Sukowati ở Đông Java. Pertamina cũng đã ký MOU với ExxonMobil để nghiên cứu công nghệ này.

### 3.10.3. Malaysia

Tại Malaysia, Petronas đã thuê Xodus để thiết kế kỹ thuật cho dự án thu giữ carbon Kasawari ngoài khơi bờ biển Sarawak. Sarawak cũng là nơi có tiềm năng sản xuất hydrogen xanh lá quy mô lớn tốt nhất tại khu vực Đông Nam Á. Quốc gia này sở hữu nguồn thủy điện phong phú và là nơi có nhiều mỏ khí đốt đã cung cấp nhiên liệu cho nhà máy hóa lỏng Bintulu trong nhiều thập kỷ. Điều này, cùng với nhu cầu điện năng thấp trong tiểu bang, đã thu hút các tập đoàn đầu tư vào nguồn điện giá rẻ để sản xuất hydrogen xanh lá và xanh dương. Tại Sarawak, giá điện bán lẻ hiện tại là 67 USD/MWh. Trong mô hình chi phí điện năng theo IHS, chi phí điện được quy đổi nằm trong khoảng từ 38 USD/MWh đối với quang điện mặt trời (PV) đến 46 USD/MWh đối với thủy điện quy mô lớn vào năm 2030. Ở mức độ như vậy, mức giá này là hấp dẫn đối với nhà đầu tư sản xuất hydrogen xanh lá. Theo IHS, mức giá xuất khẩu hydrogen lỏng sang Nhật Bản dao động từ 4,3 USD/kg đến 5,0 USD/kg (32 - 38 USD/MMBtu). Ngoài ra, Petronas cũng đã bắt tay với Itochu của Nhật Bản để nghiên cứu tính khả thi của việc xây dựng 1 nhà máy hóa dầu trị giá 1,3 tỷ USD ở trung tâm Alberta, Canada, để xuất khẩu hydrogen xanh sang thị trường châu Á. Do mối quan tâm ngày càng tăng về hydrogen trên toàn cầu, đặc biệt là ở châu Âu và Nhật Bản, kỳ vọng vào liên doanh mới này là rất cao.

Sarawak là địa phương đầu tiên xây dựng nhà máy sản xuất hydrogen tích hợp thí điểm trạm nhiên liệu trong khu vực. Liên doanh này được vào năm 2019 để hỗ trợ kế hoạch năng lượng xanh của tiểu bang. Một trạm tiếp nhiên liệu được xây dựng bởi Sarawak Energy hợp tác với Linde Malaysia với tư cách là nhà thầu và nhà cung cấp công nghệ. Nhà máy sản xuất 47 tấn hydrogen/năm và có thể cung cấp nhiên liệu cho 5 xe bus và 10 xe ô tô chạy pin nhiên liệu mỗi ngày.

Ngoài ra, vào tháng 11/2020, Petronas đã ký MOU với Sarawak Energy ngay sau khi công bố mục tiêu trung hòa carbon năm 2050. Thỏa thuận được thực hiện để thử nghiệm sản xuất hydrogen thương mại và chuỗi cung ứng giá trị ở châu Á.

### 3.10.4. Thái Lan

Tại Thái Lan, quá trình phát triển hydrogen bắt đầu từ năm 2015 với dự án thí điểm sử dụng pin nhiên liệu hydrogen như một phần của hệ thống microgrid ở Chiang Mai. "The Phi Suea House Energy System" là dự án nhiều hộ gia đình lần đầu tiên được cung cấp năng lượng hoàn toàn bằng năng lượng mặt trời kết hợp với hệ thống lưu trữ hydrogen ở Đông Nam Á. Năm 2018, EGAT (Thái Lan) bắt đầu vận hành nhà máy hybrid hydrogen gió với công suất 24 MW. Gần đây nhất, PTT đã thành lập Tập đoàn Hydrogen Thái Lan để tập trung vào năng lượng thay thế cho nền kinh tế tuần hoàn carbon thấp ở Thái Lan. Những sáng kiến này là động lực cho việc triển khai hydrogen trong ngành điện của Thái Lan.

### 3.10.5. Philippines

Bộ Năng lượng Philippines và Star Scientific Limited đã nghiên cứu tiềm năng hydrogen vào năm 2021. Trong kế hoạch phát triển năng lượng mới nhất của Philippines, các kịch bản năng lượng sạch tập trung vào năng lượng tái tạo và khí tự nhiên và chưa bao gồm hydrogen.

### 3.10.6. Việt Nam

Tại Nghị quyết số 55-NQ/TW ngày 11/2/2020, Bộ Chính trị đã đặt ra nhiệm vụ "Thực hiện nghiên cứu công nghệ, xây dựng một số đề án thử nghiệm sản xuất và khuyến khích sử dụng năng lượng hydrogen phù hợp với xu thế chung của thế giới".

Tại Quyết định số 1658/QĐ-TTg ngày 1/10/2021, Thủ tướng Chính phủ đã phê duyệt Chiến lược quốc gia về tăng trưởng xanh giai đoạn 2021 - 2030, tầm nhìn 2050, trong đó nêu rõ nhiệm vụ của Bộ Công Thương về nghiên cứu xây dựng cơ chế khuyến khích phát triển nhiên liệu khí hydrogen gắn với điện gió ngoài khơi.

Ngày 4/10/2021, Enterprize Energy và các nhà đầu tư từ châu Âu đã đề xuất với Chính phủ Việt Nam lập Dự án đầu tư Thăng Long Wind 2 (TLW2) sản xuất hydrogen từ điện phân nước biển phục vụ xuất khẩu tại khu vực dự án điện gió ngoài khơi Thăng Long (mũi Kê Gà, tỉnh Bình Thuận) với quy mô 2.000 MW, tổng mức đầu tư khoảng 5 tỷ USD, thời gian triển khai dự kiến từ 2022 - 2030.

Năm 2021, GICON và Viện Dầu khí Việt Nam (VPI) đã ký MOU hợp tác về năng lượng tái tạo và sản xuất hydrogen. Tập đoàn Dầu khí Việt Nam (PVN) đã tổ chức Tọa đàm “Xu hướng phát triển của công nghiệp hydrogen và triển vọng phát triển cho PVN” để phân tích xu hướng phát triển của công nghiệp hydrogen trên thế giới và chiến lược phát triển hydrogen của các quốc gia, tập đoàn năng lượng, dầu khí trên thế giới, khu vực, đánh giá các thuận lợi, khó khăn cũng như cơ hội phát triển của PVN trong lĩnh vực năng lượng hydrogen nói chung và hydrogen “xanh” nói riêng.

#### 4. Kết luận

Nhiều quốc gia trên thế giới đang đầu tư vào nghiên cứu, phát triển năng lượng hydrogen trong nhiều lĩnh vực và tham vọng đạt được phát thải ròng không carbon thông qua sử dụng hydrogen, bên cạnh các dạng năng lượng khác.

Tại khu vực Đông Nam Á, các quốc gia ngày càng quan tâm đến kiểm soát khí thải carbon, trong đó hydrogen là lựa chọn tiềm năng để thay thế nhiên liệu truyền thống. Một số quốc gia đã cam kết các nguồn lực để tài trợ cho nghiên cứu và phát triển hydrogen, khả năng sử dụng hydrogen trên quy mô lớn sẽ rõ ràng hơn trong vài năm tới. Singapore, Malaysia, Indonesia và Thái Lan đã thiết lập các dự án hydrogen thử nghiệm. Singapore đang mở rộng sản xuất hydrogen xám và đang hướng tới hydrogen carbon thấp. Việc phát triển hydrogen ở bang Sarawak (Malaysia) được IHS đánh giá là lựa chọn tốt nhất để phát triển quy mô lớn, nhờ vào sự phong phú của tài nguyên thiên nhiên.

Hydrogen được xem là năng lượng của tương lai, giúp giảm phát thải khí nhà kính và được kỳ vọng thay thế năng lượng hóa thạch. Tuy nhiên, vẫn còn các nguyên nhân khách quan và chủ quan khiến hydrogen chưa phát triển như tiềm năng. Cụ thể, các yếu tố liên quan đến quy mô, cơ cấu nền kinh tế, các rào cản về công nghệ và xã hội là tác nhân khách quan; yếu tố về chính sách, chiến lược của chính phủ là tác nhân chủ quan ảnh hưởng đến sự phát triển của thị trường hydrogen. Việt Nam cần xây dựng lộ trình, chính sách cũng như các dự án thử nghiệm để thúc đẩy thị trường dạng năng lượng này.

#### Tài liệu tham khảo

- [1] DNV, "Energy transition outlook 2021", 2021.  
 [2] World Intergrated Trade Solution, "Hydrogen exports by country in 2019".

[3] IEA, "Future of hydrogen", 2019.

[4] IHS, "Global hydrogen balance: Outlook to 2050", 2021.

[5] Cesare Sacconi, Marco Pellegrini, and Alessandro Guzzini, "Analysis of the existing barriers for the market development of power to hydrogen (P2H) in Italy", *Energies*, Vol. 13, No. 18, 2020. DOI:10.3390/en13184835.

[6] European Parliament, "EU hydrogen policy: Hydrogen as an energy carrier for a climate-neutral economy", 2021. [Online]. Available: [https://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/BRIE/2021/689332/EPRS\\_BRI\(2021\)689332\\_EN.pdf](https://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/BRIE/2021/689332/EPRS_BRI(2021)689332_EN.pdf).

[7] Hydrogen Council, "Hydrogen insights: A perspective on hydrogen investment, market development and cost competitiveness", 2021.

[8] Hydrogen Europe, "Hydrogen - a carbon-free energy carrier and commodity", 2021.

[9] Office of Energy Efficiency & Renewable Energy, "Hydrogen storage". [Online]. Available: <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/hydrogen-storage>.

[10] Advisian, "Australian hydrogen market study: Sector analysis summary", 2021.

[11] ARENA, "Hydrogen energy". [Online]. Available: <https://arena.gov.au/renewable-energy/hydrogen/>.

[12] IHS Markit Hydrogen and Renewable Gas Forum, "Hydrogen policy tracker", 2021.

[13] Australian Government, "Growing Australia's hydrogen industry," [Online]. Available: <https://www.industry.gov.au/policies-and-initiatives/growing-australias-hydrogen-industry>.

[14] CMS, "Facing the Future of Hydrogen: An International Guide", November 2021.

[15] "Hydrogen strategy for Canada: Seizing the opportunities for hydrogen - A call to action", 2020. [Online]. Available: [https://www.nrcan.gc.ca/sites/www.nrcan.gc.ca/files/environment/hydrogen/NRCan\\_Hydrogen-Strategy-Canada-na-en-v3.pdf](https://www.nrcan.gc.ca/sites/www.nrcan.gc.ca/files/environment/hydrogen/NRCan_Hydrogen-Strategy-Canada-na-en-v3.pdf).

[16] Paula Olexiuk, Sander Duncanson, Jessica Kennedy, Jesse Baker, Coleman Brinker, and Storme Mckop, "Federal government announces Canada's hydrogen strategy", 2020. [Online]. Available: <https://www.osler.com/en/resources/regulations/2020/federal-government-announces-canada-s-hydrogen-strategy>.

[17] Kevin Jianjun TU, "Prospects of a hydrogen economy with Chinese characteristics", 2020. [Online]. Available: [https://www.ifri.org/sites/default/files/atoms/files/tu\\_china\\_hydrogen\\_economy\\_2020\\_1.pdf](https://www.ifri.org/sites/default/files/atoms/files/tu_china_hydrogen_economy_2020_1.pdf).

[18] Michal Meidan, "China's emerging hydrogen strategy", 2021. [Online]. Available: <https://www.ispionline.it/en/pubblicazione/chinas-emerging-hydrogen-strategy-30431#N1>.

[19] WITS, "China hydrogen imports by country in 2019". [Online]. Available: <https://wits.worldbank.org/trade/comtrade/en/country/CHN/year/2019/tradeflow/Imports/partner/ALL/product/280410>.

[20] Now-gmbh.de, "Factsheet: Hydrogen and fuel cell technology in China".

[21] Nikkei Asia, "China's hydrogen roadmap: 4 things to know", 2021. [Online]. Available: <https://asia.nikkei.com/Spotlight/Caixin/China-s-hydrogen-roadmap-4-things-to-know>.

[22] US Department of energy, "Hydrogen production". [Online]. Available: <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/hydrogen-production>.

[23] Office of Fossil Energy - United States Department of Energy, "Hydrogen strategy: Enabling a low-carbon economy", 2020. [Online]. Available: [https://www.energy.gov/sites/prod/files/2020/07/f76/USDOE\\_FE\\_Hydrogen\\_Strategy\\_July2020.pdf](https://www.energy.gov/sites/prod/files/2020/07/f76/USDOE_FE_Hydrogen_Strategy_July2020.pdf).

[24] UK's Department for International Trade, "The hydrogen economy South Korea: Market intelligence report", 2021.

[25] Jane Nakano, "Japan's hydrogen industrial strategy", Center for strategic & international studies, 2021. [Online]. Available: <https://www.csis.org/analysis/japans-hydrogen-industrial-strategy>.

[26] New Zealand Embassy in Tokyo, "Japan: Strategic hydrogen roadmap", 30/10/2020. [Online]. Available: <https://www.mfat.govt.nz/trade/mfat-market-reports/market-reports-asia/japan-strategic-hydrogen-roadmap-30-october-2020/>.

[27] IHS, "Southeast Asia takes initial steps in hydrogen development", 2021.

---

## OBJECTIVE FACTORS AND POLICIES OF COUNTRIES AFFECTING HYDROGEN MARKET DEVELOPMENT

**Pham Ba Nam, Nghiem Thi Ngoan, Dao Minh Phuong, Nguyen Thi Lan Oanh, Ta Hien Trang, Tran Linh Chi**

Vietnam Petroleum Institute

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

### Summary

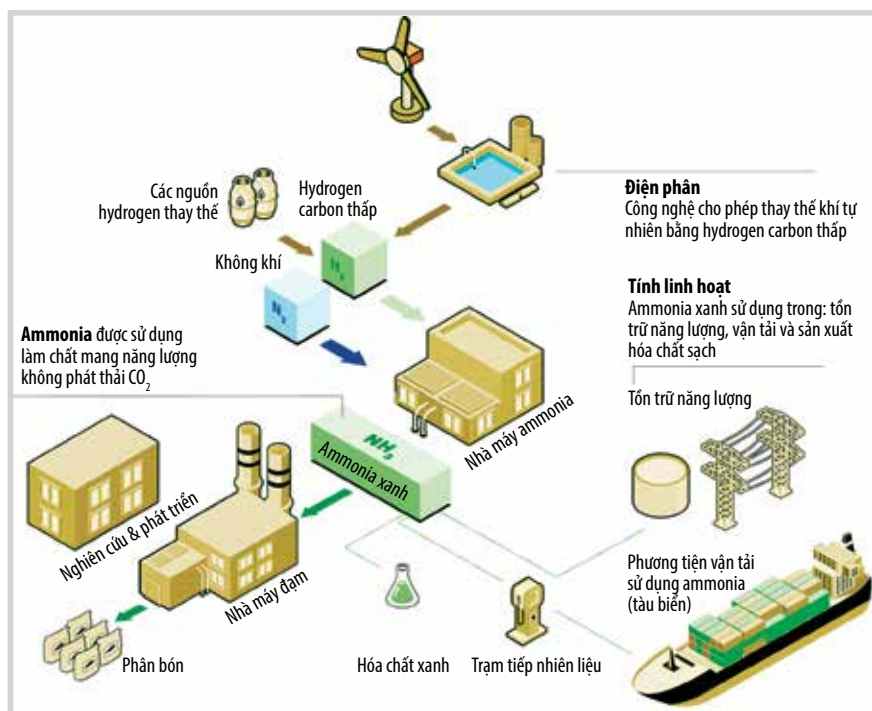
By 2050, blue hydrogen (produced by SMR method using CCS technology to capture CO<sub>2</sub>) will make up about 18% of hydrogen supply, whilst green hydrogen from solar power will account for 16%, from onshore wind power 16% and offshore wind power 9%. Global hydrogen demand is forecasted to increase to about 150 million tons by 2040 [1].

The article analyses the objective factors (i.e. size and structure of the economy, technological and social barriers) and policies of countries that affect hydrogen market development.

**Key words:** Hydrogen, market, policy, strategy.

# ĐA DẠNG HÓA NGUỒN NGUYÊN LIỆU TRƯỚC XU HƯỚNG CHUYỂN DỊCH NĂNG LƯỢNG

Việc thay thế khí nguyên liệu bằng hydrogen là giải pháp cần thiết giúp các nhà máy sản xuất phân bón chủ động ứng phó với tình trạng sản lượng khí tự nhiên suy giảm, giá khí cao và thích ứng xu hướng chuyển dịch từ năng lượng hóa thạch sang năng lượng xanh.



Hình 1. Mô hình sản xuất ammonia xanh từ hydrogen [3].

Đối với các nhà máy đạm, hydrogen đang được sản xuất chủ yếu từ khí thiên nhiên thông qua quá trình reforming hơi nước (steam reforming) để tạo ra hỗn hợp khí tổng hợp syngas ( $H_2$  và  $CO$ ). Hydrogen là nguyên liệu cơ bản để tổng hợp ammonia, sau đó được chuyển hóa tiếp để tạo ra sản phẩm urea. Lượng hydrogen tạo ra từ quá trình reforming có quan hệ mật thiết với hàm lượng  $CO_2$  có trong khí thiên nhiên.

Theo nghiên cứu của Viện Dầu khí Việt Nam (VPI), với sự suy giảm về sản lượng và chất lượng các nguồn khí trong nước, cũng như xu hướng giá khí tăng, đòi hỏi các đơn vị phải xem xét, tìm kiếm giải pháp đa dạng hóa nguồn nguyên liệu nhằm đảm bảo hoạt động ổn định, hiệu quả và bền vững. Về lâu dài, khi các nguồn khí trong nước có hàm lượng  $CO_2$  ngày càng tăng, việc tìm kiếm nguồn hydrogen bổ sung là yêu cầu cấp thiết. Mặt khác, các nguồn khí thiên nhiên giàu  $CO_2$  của Việt Nam (chiếm hơn nửa tổng trữ lượng khí) là 1 nguồn cần được xem xét sử dụng hiệu quả. Việc bổ sung nguồn hydrogen với chi phí hiệu quả là yêu cầu cốt lõi để sử dụng được các nguồn khí thiên nhiên giàu  $CO_2$  làm nguyên liệu cho nhà máy đạm [1]. Giải pháp này mở ra hướng đi mới cho các nhà máy đạm có phần vốn góp của PVN giúp tối ưu chuyển hóa các nguồn khí có hàm lượng  $CO_2$  cao (như "permeate gas" từ Nhà máy xử lý khí Cà Mau, khí Lô B, khí Thiên Ưng/Đại Hùng) [2].

Kết quả nghiên cứu của VPI cho thấy, lượng hydrogen hiện tại đi từ quá trình reforming khí thiên nhiên lần lượt

Tại Hội nghị thượng đỉnh về biến đổi khí hậu của Liên hợp quốc lần thứ 26 (COP26), các quốc gia tập trung thảo luận để đưa ra các chính sách hiện thực hóa Thỏa thuận Paris nhằm duy trì mức tăng nhiệt độ toàn cầu dưới  $2^\circ C$ , phấn đấu dưới  $1,5^\circ C$  trong thế kỷ XXI so với thời kỳ tiền công nghiệp, không phát thải ròng (net zero) trong giai đoạn 2050 - 2100 và đảm bảo Quỹ hỗ trợ 100 tỷ USD/năm cho các quốc gia đang phát triển giảm phát thải khí nhà kính và khắc phục hậu quả biến đổi khí hậu.

Các giải pháp chính để nhiệt độ toàn cầu tăng ít hơn  $2^\circ C$  so với thời kỳ tiền công nghiệp là: tăng tỷ trọng điện trong tổng tiêu thụ năng lượng cuối cùng từ 20%

hiện nay lên 50%; giảm sử dụng than; tăng sử dụng khí thiên nhiên và năng lượng tái tạo kèm lưu trữ trong phát điện, đẩy nhanh sản xuất và sử dụng hydrogen xanh lam hoặc xanh lá trong giao thông vận tải và công nghiệp, tăng cường thu hồi, sử dụng hoặc tồn trữ  $CO_2$  (CCUS).

Tại Việt Nam, hydrogen chủ yếu được sản xuất và tiêu thụ trong các nhà máy chế biến dầu khí (lọc dầu, đạm). Nguyên liệu đầu vào của các nhà máy chế biến dầu khí thay đổi đa dạng dẫn đến nhu cầu hydrogen ngày càng tăng. Các loại dầu chua (chứa nhiều lưu huỳnh), khí thiên nhiên có hàm lượng  $CO_2$  cao ( $> 10\%$ ) sẽ cần sử dụng lượng hydrogen nhiều hơn trong quá trình chế biến để đảm bảo công suất vận hành tối ưu và các tiêu chuẩn về môi trường.



là 12,31 tấn/giờ (Nhà máy Đạm Phú Mỹ) và 11,33 tấn/giờ (Nhà máy Đạm Cà Mau). Trong tương lai, nếu các nhà máy đạm sử dụng nguồn nguyên liệu khí thiên nhiên chứa 30% CO<sub>2</sub> thì lượng hydrogen đi từ quá trình reforming sẽ giảm. Để đảm bảo công suất sản xuất urea như hiện tại (800.000 tấn/năm), Nhà máy Đạm Phú Mỹ cần bổ sung thêm 2,05 tấn hydrogen/giờ, Nhà máy Đạm Cà Mau cần bổ sung 1,89 tấn hydrogen/giờ [1].

Xu hướng chuyển đổi sang sử dụng hydrogen sạch để sản xuất ammonia xanh đã và đang giúp giải quyết các thách thức công nghệ trong sản xuất phân bón hiện nay (Hình 1) [3]. Trên cơ sở các nghiên cứu về kỹ thuật, công nghệ, phương án tồn trữ và vận chuyển hydrogen, các nhà máy đạm cần sớm nghiên cứu các phương án bổ sung hydrogen (từ bên ngoài) vào dây chuyền công nghệ hiện hữu; mô phỏng công nghệ, tính toán hiệu quả kinh tế... trên cơ sở đặc thù giá khí và điều kiện tự nhiên của khu vực.

Nhà máy Đạm Phú Mỹ được PVFCCo đưa vào vận hành thương mại từ năm 2004, với công suất thiết kế 800.000 tấn urea/năm và 540.000 tấn ammonia/năm, sử dụng công nghệ của Haldor Topsoe (Đan Mạch) để sản xuất khí ammonia và công nghệ sản xuất urea của Snamprogetti (Italy). Sau hơn 17 năm vận hành an toàn, ổn định, Nhà máy Đạm Phú Mỹ đã cán mốc sản lượng trên 13 triệu tấn urea, góp phần quan trọng đảm bảo an ninh năng lượng và an ninh lương thực quốc gia.

**Thúy Hằng**

**Tài liệu tham khảo**

[1] Nguyễn Hữu Lương, Nguyễn Thị Châu Giang, và Huỳnh Minh Thuận, “Sản xuất hydro từ các nguồn tái tạo và sử dụng trong các nhà máy chế biến dầu khí tại Việt Nam”, *Tạp chí Dầu khí*, 11, trang 37 - 55, 2020. DOI: 10.47800/PVJ.2020.11-04.

[2] Lê Đình Chiển, “Hydro trong xu hướng chuyển dịch năng lượng và khả

**Theo Bảng xếp hạng VNR500 năm 2021, PVFCCo lần thứ 15 liên tiếp nằm trong Top 500 Doanh nghiệp lớn nhất Việt Nam. Cụ thể, PVFCCo đứng ở vị trí 122 trong Bảng xếp hạng xếp theo lợi nhuận tốt nhất và vị trí thứ 159 trong Bảng xếp hạng theo doanh thu. Với kết quả này, PVFCCo vẫn tiếp tục giữ vững vị thế là doanh nghiệp dẫn đầu Việt Nam trong nhóm ngành sản xuất và kinh doanh phân bón.**

năng sản xuất hydro từ nguồn năng lượng tái tạo”, *Diễn đàn Công nghệ và Năng lượng Việt Nam 2020*, 17/9/2020.

[3] Fertilizers Europe, “Paving the way to green ammonia and low carbon fertilizers”, 2020. [Online]. Available: <https://www.fertilizerseurope.com/wp-content/uploads/2020/07/Paving-the-way-to-green-ammonia-and-low-carbon-fertilizers-digital.pdf>.