

# SẢN XUẤT HYDRO TỪ CÁC NGUỒN TÁI TẠO VÀ SỬ DỤNG TRONG CÁC NHÀ MÁY CHẾ BIẾN DẦU KHÍ TẠI VIỆT NAM

**Nguyễn Hữu Lương, Nguyễn Thị Châu Giang, Huỳnh Minh Thuận**

Viện Dầu khí Việt Nam

Email: luongnh.pvpro@vpi.pvn.vn

<https://doi.org/10.47800/PVJ.2020.11-04>

## Tóm tắt

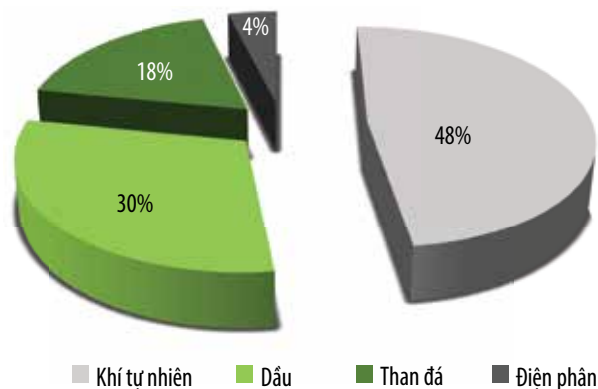
Phát triển hydro từ các nguồn tái tạo là xu thế chung hiện nay. Hai hướng chủ đạo để sản xuất hydro tái tạo là điện phân nước và khí hóa sinh khối. Trong khi công nghệ khí hóa sinh khối đã được thương mại hóa hoàn toàn, công nghệ điện phân nước mới được thương mại hóa một phần. Trong lĩnh vực chế biến dầu khí, để đảm bảo phát triển bền vững và tận dụng được cơ sở hạ tầng sẵn có, các nguồn tái tạo nói chung và hydro tái tạo nói riêng có thể được tích hợp vào các nhà máy lọc - hóa dầu trên cơ sở lợi thế và bối cảnh cụ thể của các nhà máy. Hydro tái tạo cho các Nhà máy Lọc dầu Dung Quất, Liên hợp Lọc hóa dầu Nghi Sơn và Nhà máy Đạm Phú Mỹ có thể được đi từ quá trình điện phân nước biển và nước sông sử dụng năng lượng tái tạo từ gió và mặt trời. Đối với Nhà máy Đạm Cà Mau, hydro tái tạo có thể được cung cấp thông qua quá trình khí hóa sinh khối.

**Từ khóa:** Hydro, chế biến dầu khí, tái tạo, điện phân nước, khí hóa sinh khối, Nhà máy Lọc dầu Dung Quất, Liên hợp Lọc hóa dầu Nghi Sơn, Nhà máy Đạm Cà Mau, Nhà máy Đạm Phú Mỹ.

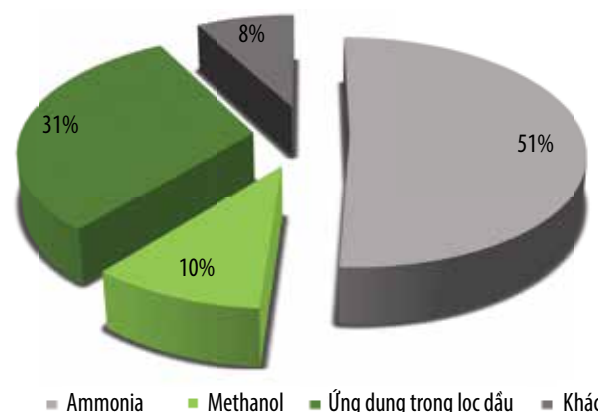
## 1. Giới thiệu

Hydro được xem là nguyên, nhiên liệu "sạch" nhất hiện nay và đóng vai trò quan trọng trong nền kinh tế tương lai khi thay thế các nguồn nhiên liệu hóa thạch. Hiện tại, có khoảng 96% hydro được sản xuất từ nguồn nguyên liệu không thể tái tạo, với khoảng 48% từ khí thiên nhiên, trong đó 30% từ quá trình reforming và 18% từ khí hóa than. Chỉ khoảng 4% được sản xuất bằng phương pháp điện phân nước. Để giải quyết vấn đề cạn kiệt nguồn nguyên liệu hóa thạch và giảm khí nhà kính CO<sub>2</sub>, các phương pháp bền vững sản xuất hydro từ nguồn nguyên liệu có thể tái tạo cần được phát triển [1]. Hình 1 trình bày tỷ trọng các nguồn sản xuất hydro hiện nay.

Hydro có thể được sử dụng làm nhiên liệu hoặc nguyên liệu cho các ngành công nghiệp lọc - hóa dầu. Tổng sản lượng hydro được sản xuất toàn cầu hiện nay khoảng 7,7 EJ/năm (1 EJ = 1018 J) và dự kiến tăng đến 10 EJ/năm vào năm 2050. Ứng dụng chủ yếu của hydro là làm nguyên liệu cho sản xuất ammonia (51%), lọc dầu (31%), sản xuất methanol (10%) và những ứng dụng khác (8%). Hình 2 trình bày tỷ lệ sử dụng hydro trong các lĩnh vực khác nhau. Thị trường



Hình 1. Tỷ trọng các nguồn sản xuất hydro [1]



Hình 2. Tỷ lệ sử dụng hydro trong các lĩnh vực trên thế giới [1]



Ngày nhận bài: 19/8/2020. Ngày phản biện đánh giá và sửa chữa: 19/8 - 23/9/2020.

Ngày bài báo được duyệt đăng: 3/11/2020.

hydro được mong chờ sẽ tăng 5 - 10% mỗi năm cho nhu cầu tiêu thụ trong chế biến những phân đoạn dầu nặng và năng lượng cho mạng giao thông [1].

Tại Việt Nam, hydro chủ yếu được sản xuất và tiêu thụ trong các nhà máy chế biến dầu khí (lọc dầu, đạm). Nguyên liệu cho các nhà máy chế biến dầu khí ngày càng đa dạng dẫn đến nhu cầu hydro ngày càng tăng. Các loại dầu chua (chứa nhiều lưu huỳnh), khí thiên nhiên có hàm lượng CO<sub>2</sub> cao (> 10%) sẽ yêu cầu lượng hydro sử dụng nhiều hơn trong quá trình chế biến để đảm bảo được công suất hoạt động và các tiêu chuẩn môi trường ngày càng nghiêm ngặt. Trong các nhà máy lọc dầu, hydro được sử dụng để xử lý loại bỏ lưu huỳnh và các tạp chất khác (N, O, kim loại...) ra khỏi các dòng nguyên liệu hoặc bán thành phẩm thông qua quá trình xử lý bằng hydro (hydrotreating), khử xúc tác từ dạng oxide sang dạng kim loại hoạt động, hoặc no hóa các hợp chất chưa bão hòa (hydro hóa). Hydro có thể được sản xuất từ các phân xưởng CCR như là một sản phẩm phụ hoặc từ các phân xưởng sản xuất hydro thông qua quá trình steam reforming các loại nguyên liệu hydrocarbon như khí thiên nhiên, LPG, naphtha. Đối với Nhà máy Lọc dầu Dung Quất hiện tại, hydro chủ yếu đi từ phân xưởng CCR. Tuy nhiên, trong tương lai, khi Nhà máy Lọc dầu Dung Quất được nâng cấp mở rộng nhu cầu sử dụng hydro sẽ tăng cao và cần có nguồn hydro bổ sung từ phân xưởng sản xuất hydro (HGU). Đối với Liên hợp Lọc hóa dầu Nghi Sơn, hydro chủ yếu đi từ phân xưởng CCR và phân xưởng sản xuất hydro từ LPG, tỷ lệ nhỏ hydro cũng được thu hồi từ offgas. Theo xu hướng phát triển bền vững, các nguồn tái tạo được tích hợp vào các nhà máy lọc dầu. Trong đó, nguồn hydro tái

tạo là một trong những giải pháp đầy triển vọng nhằm thay thế cho lượng hydro bổ sung đi từ phân xưởng sản xuất hydro của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất sau nâng cấp mở rộng hoặc Nhà máy Lọc dầu Nghi Sơn.

Đối với các nhà máy đạm, hydro được sản xuất chủ yếu từ nguồn nguyên liệu khí thiên nhiên thông qua quá trình reforming hơi nước (steam reforming) để tạo ra hỗn hợp khí tổng hợp syngas (H<sub>2</sub> và CO). Hydro là nguyên liệu cơ bản để tổng hợp ammonia, sau đó được chuyển hóa tiếp để tạo ra sản phẩm urea. Lượng hydro tạo ra từ quá trình reforming có quan hệ mật thiết với hàm lượng CO<sub>2</sub> có trong khí thiên nhiên. Nhà máy Đạm Phú Mỹ và Đạm Cà Mau cung cấp ra thị trường hàng năm 1,6 triệu tấn urea, góp phần đảm bảo an ninh lương thực cho đất nước. Tuy nhiên, với sự suy giảm về sản lượng và chất lượng các nguồn khí trong nước, cũng như xu hướng giá khí tăng đã và đang xảy ra sau một thời gian ổn định, 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, trong tình hình các nguồn khí trong nước có hàm lượng CO<sub>2</sub> ngày càng tăng, việc tìm kiếm nguồn H<sub>2</sub> bổ sung là một yêu cầu cấp thiết. Mặt khác, các nguồn khí thiên nhiên giàu CO<sub>2</sub> của Việt Nam (chiếm hơn nửa tổng trữ lượng khí) là một nguồn cần được xem xét sử dụng hiệu quả. Theo đó, để chế biến được đồng thời thành phần hydrocarbon và CO<sub>2</sub> có trong khí cho mục đích sản xuất đạm, việc đảm bảo nguồn hydro bổ sung là cần thiết. Như vậy, việc tạo ra nguồn hydro bổ sung với chi phí hiệu quả là yêu cầu cốt lõi để sử dụng được các nguồn khí thiên nhiên giàu CO<sub>2</sub> làm nguyên liệu cho nhà máy đạm. Bảng 1 trình bày các nguồn hydro từ các nhà máy lọc hóa dầu tại Việt Nam.

**Bảng 1.** Sản lượng hydro của một số nhà máy lọc hóa dầu tại Việt Nam. Nguồn: VPI, 2020

Nhà máy	Quá trình công nghệ	Sản lượng H <sub>2</sub> (tấn/giờ)
Nhà máy Lọc dầu Dung Quất (hiện tại)	CCR	2,07
Nhà máy Lọc dầu Dung Quất (Nâng cấp mở rộng)	CCR	2,64
	H <sub>2</sub> bổ sung	0,47
Liên hợp Lọc hóa dầu Nghi Sơn	CCR	5,89
	H <sub>2</sub> bổ sung từ LPG	17,43
Nhà máy Đạm Phú Mỹ	Reforming (hiện tại)	12,31
	H <sub>2</sub> bổ sung khi sử dụng nguyên liệu khí thiên nhiên chứa 30% CO <sub>2</sub>	2,05 <sup>(a)</sup>
	Thay thế hoàn toàn nguyên liệu khí thiên nhiên	12,31
Nhà máy Đạm Cà Mau	Reforming (hiện tại)	11,33
	H <sub>2</sub> bổ sung khi sử dụng nguyên liệu khí thiên nhiên chứa 30% CO <sub>2</sub>	1,89 <sup>(a)</sup>
	Thay thế hoàn toàn nguyên liệu khí thiên nhiên	11,33
Tổng sản lượng H <sub>2</sub> tối đa	<b>tấn/năm</b>	<b>396.554 <sup>(b)</sup></b>
	<b>EJ/năm</b>	<b>0,06 <sup>(b)</sup></b>

<sup>(a)</sup> Ước tính trên cơ sở sản lượng H<sub>2</sub> giảm trong syngas khi nguyên liệu chứa 30% CO<sub>2</sub> do sự xảy ra đồng thời của phản ứng dry reforming và steam reforming.

<sup>(b)</sup> Ước tính trên cơ sở nhà máy hoạt động 330 ngày/năm.

Bảng 1 cho thấy nhu cầu hydro hiện tại của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất là 2,07 tấn/giờ và được cung cấp từ phân xưởng CCR. Trong tương lai, khi Nhà máy Lọc dầu Dung Quất được nâng cấp mở rộng lên công suất 8,5 triệu tấn/năm với nguyên liệu là hỗn hợp dầu thô chứa 70% ESPO và 30% Murban, nhu cầu hydro sẽ tăng lên 3,11 tấn/giờ, trong đó, 2,64 tấn/giờ được cung cấp từ phân xưởng CCR và phần còn lại được bổ sung bởi phân xưởng sản xuất hydro thông qua quá trình reforming naphtha hoặc khí thiên nhiên. Liên hợp Lọc hóa dầu Nghi Sơn có nhu cầu sử dụng hydro cao hơn Nhà máy Lọc dầu Dung Quất do sử dụng nguyên liệu là dầu thô Kuwait thuộc loại dầu chua. Theo đó, nhu cầu hydro của Liên hợp Lọc hóa dầu Nghi Sơn được cung cấp bởi các phân xưởng CCR (5,89 tấn/giờ) và phân xưởng sản xuất hydro thông qua quá trình reforming LPG (17,43 tấn/giờ). Đối với Nhà máy Đạm Phú Mỹ và Nhà máy Đạm Cà Mau, lượng hydro hiện tại được đi từ quá trình reforming khí thiên nhiên lần lượt là 12,31 tấn/giờ và 11,33 tấn/giờ. Trong tương lai, nếu các nhà máy đạm sử dụng nguồn nguyên liệu khí thiên nhiên chứa 30% CO<sub>2</sub> thì lượng hydro đi từ quá trình reforming sẽ giảm. Để đảm bảo công suất sản xuất urea như hiện tại (800.000 tấn/năm), cần bổ sung nguồn hydro cho các nhà máy này lần lượt là 2,05 tấn/giờ (Nhà máy Đạm Phú Mỹ) và 1,89 tấn/giờ (Nhà máy Đạm Cà Mau). Các nguồn hydro bổ sung có thể được cung cấp thông qua các quá trình reforming truyền thống các loại nguyên liệu khí thiên nhiên, LPG, naphtha, khí hóa than, sinh khối, hoặc điện phân nước sử dụng năng lượng tái tạo. Trong phạm vi của bài báo này, các công nghệ điện phân nước và khí hóa sinh khối được giới thiệu và đánh giá khả năng áp dụng tại các nhà máy chế biến dầu khí của Việt Nam.

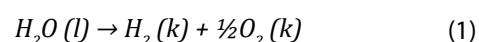
## 2. Công nghệ sản xuất hydro tái tạo

Trong công nghiệp, hydro có thể được sản xuất thông qua con đường reforming hơi nước truyền thống từ các nguồn nguyên liệu hydrocarbon như khí thiên nhiên, LPG, naphtha hoặc thông qua các phân xưởng công nghệ trong nhà máy lọc dầu như CCR (reforming xúc tác), PDH (dehydro hóa propane)... Để đáp ứng nhu cầu phát triển bền vững, các nguồn nguyên/nhiên liệu hóa thạch được thay thế dần bởi các nguồn tái tạo. Theo đó, việc sản xuất hydro được dịch chuyển dần sang quá trình điện phân nước sử dụng các nguồn năng lượng tái tạo. Đây là phương pháp sản xuất hydro "sạch" và thân thiện nhất với môi trường, được dự báo là con đường chủ đạo để sản xuất hydro cho các ngành công nghiệp và nhiên liệu trong tương lai. Như vậy, hydro tái tạo chính là hình thức lưu trữ năng lượng, đặc biệt là năng lượng tái tạo trong

thời điểm có mức tiêu thụ thấp. Đối với khu vực có sẵn nguồn sinh khối, hydro có thể được sản xuất thông qua quá trình khí hóa sinh khối.

### 2.1. Điện phân nước

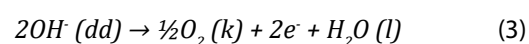
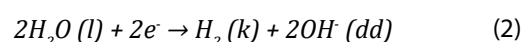
Điện phân là phương pháp mà trong đó nước được phân tách thành hydro và oxy dưới tác dụng của dòng điện:



Hiện nay, có 3 phương pháp điện phân thông dụng gồm: điện phân dung môi kiềm, điện phân sử dụng màng trao đổi proton và điện phân sử dụng điện cực bằng oxide rắn.

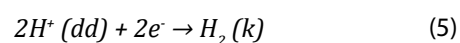
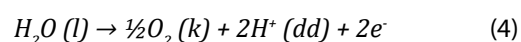
#### 2.1.1. Điện phân dung môi kiềm (Alkaline electrolysis)

Điểm nổi bật của phương pháp điện phân kiềm là được nghiên cứu khá kỹ và có phạm vi triển khai thương mại lớn. Trong công nghệ này, hệ thống điện phân được cấu thành bởi 1 cặp điện cực được ngâm trong dung dịch kiềm, thường là KOH ở nồng độ 25 - 30% và được ngăn cách bởi màng ngăn. Ở cực âm, nước được phân tách ra để tạo thành H<sub>2</sub> và giải phóng các anion hydroxide đi qua màng ngăn và tái tổ hợp ở cực dương để tạo thành O<sub>2</sub> theo các phản ứng sau:



#### 2.1.2. Điện phân sử dụng màng trao đổi proton (PEM electrolysis)

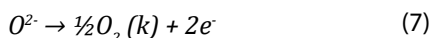
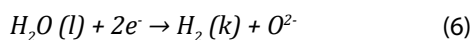
Trong phương pháp này, chất điện phân là màng polymer có tính acid cho phép trao đổi các proton (H<sup>+</sup>). Ở cực dương, nước bị oxy hóa thành O<sub>2</sub> và giải phóng các proton chảy qua màng và bị khử ở cực âm tạo thành H<sub>2</sub> theo các phản ứng sau [2]:



#### 2.1.3. Điện phân sử dụng điện cực bằng oxide rắn (solid oxide electrolysis - SOE)

Cả 2 phương pháp điện phân kiềm và PEM đều là điện phân ở nhiệt độ thấp (LTE). Trong khi đó, phương pháp điện phân sử dụng điện cực bằng oxide rắn được thực hiện ở nhiệt độ cao (HTE). Theo phương pháp này, quá trình điện phân hơi nước ở nhiệt độ cao mang lại hiệu quả cao hơn so với các công nghệ trước đây; có khả năng sử dụng nhiệt thải thay cho một phần năng lượng điện tiêu thụ [3, 4]. Mặc dù vậy, công nghệ này chưa sẵn sàng để

được thương mại hóa vì có vấn đề về độ bền của hệ thiết bị phản ứng do điều kiện thực hiện khắc nghiệt. Các phản ứng xảy ra ở cực âm và cực dương như sau:



### 2.1.4. So sánh các công nghệ điện phân nước

Các phương pháp điện phân chính có đặc tính khác nhau và các giai đoạn phát triển khác nhau. Do đã được phát triển từ lâu đời, các hệ thống điện phân kiềm hiện nay được sử dụng phổ biến nhất, mặc dù các mô hình PEM đang cạnh tranh quyết liệt. Trong Bảng 2, PEM có lợi thế quan trọng so với alkaline (ALK) liên quan đến mật độ dòng điện cao hơn, phạm vi hoạt động lớn hơn và độ tinh khiết của hydro thu được cao hơn [5]. Nhược điểm lớn nhất của công nghệ điện phân PEM nằm ở độ bền của các bộ phận [6] và chi phí cao hơn liên quan đến các thành phần tiếp xúc trong hệ thống được chế tạo trên cơ sở titan, chẳng hạn như các tấm lưỡng cực. Mặc dù có hiệu quả cao hơn, công nghệ điện phân SOE vẫn đang trong giai đoạn phát triển để thương mại hóa nên nhóm tác giả không phân tích sâu. Hiệu quả của công nghệ điện phân SOE đạt gần 100% (trong thực tế, có thể đạt tới giá trị 90%) tạo ra sự quan tâm đến việc cải thiện độ bền và chi phí [7]. Tuy nhiên, các bộ điện phân SOE vẫn chưa đạt đến trạng thái thương mại hóa [8].

PEM có lợi thế quan trọng, do đó, được dự kiến cải thiện hơn trong tương lai. Điện phân bằng màng proton có thể hoạt động linh hoạt hơn so với công nghệ ALK hiện tại. Công nghệ này có phạm vi hoạt động lớn hơn (có thể cung cấp hydro cho ngành công nghiệp, bổ sung vào mạng lưới khí trong khi vẫn có thể cung cấp dịch vụ phụ

trợ khác), mật độ dòng điện và độ tinh khiết cao hơn [5], tuổi thọ của hệ điện phân này cũng khá dài. Đồng thời, hệ thống PEM có thể được duy trì ở chế độ stand-by nên chỉ tiêu thụ lượng điện năng tối thiểu, hoạt động trong thời gian ngắn và công suất cao hơn (trên 100%) [7, 8]. Tuy nhiên, nhược điểm lớn nhất của chất điện phân PEM nằm ở độ bền của các bộ phận [2] và chi phí cao hơn liên quan đến các thành phần tiếp xúc được chế tạo trên cơ sở titan, ví dụ như các tấm lưỡng cực [7]. Bảng 3 so sánh các thông số vận hành của 2 loại hệ thống điện phân PEM và ALK.

Mặc dù giá thành của PEM cao hơn nhưng với các ưu điểm đã đề cập, trong những năm gần đây, công nghệ điện phân màng trao đổi proton (PEM) đã dẫn đầu trong sản xuất máy điện phân so với công nghệ điện phân kiềm (alkaline). Năm 2016, công ty H2B2 đã giới thiệu tại thị trường Mỹ và Tây Ban Nha công nghệ sản xuất hydro bằng điện phân nước sử dụng thiết bị điện phân kiểu PEM. H2B2 có thể cung cấp các hệ thiết bị sản xuất hydro với nhiều mức công suất khác nhau: nhỏ (0,5 - 5 Nm<sup>3</sup>/giờ), trung bình (10 - 105 Nm<sup>3</sup>/giờ) và lớn (100 - 580 Nm<sup>3</sup>/giờ). Hình 3 cho thấy trong tương lai gần, thị trường sử dụng hệ thống điện phân PEM sẽ chiếm ưu thế do các sự cải tiến nhanh chóng về công nghệ và các ưu điểm trên.

### 2.1.5. Chi phí sản xuất hydro từ điện phân nước

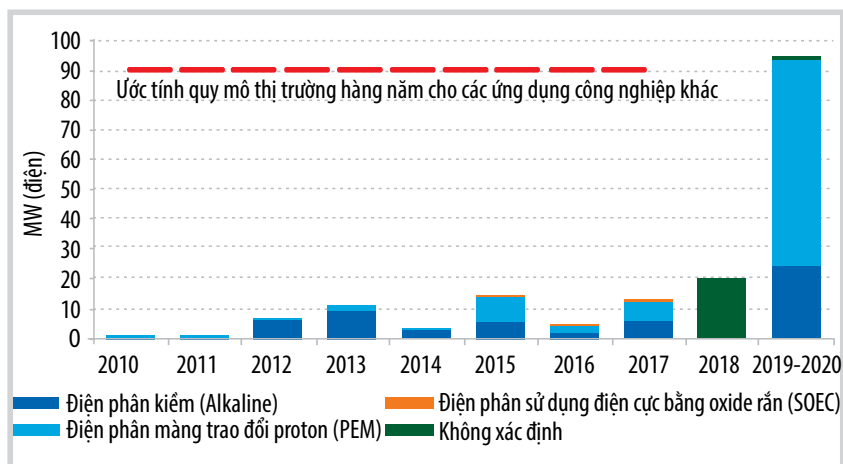
Một trong các yếu tố quan trọng thúc đẩy sự phát triển sản xuất hydro từ các nguồn tái tạo là tính cạnh tranh về hiệu quả kinh tế khi so sánh với hydro truyền thống đi từ các nguồn hóa thạch. Chi phí sản xuất hydro tái tạo phụ thuộc chủ yếu vào giá điện, hiệu suất điện phân và chi phí đầu tư, trong đó, chi phí điện có thể chiếm đến 60% giá thành sản xuất hydro. Theo IRENA, hydro sản xuất từ điện có thể cạnh tranh nếu giá điện giảm xuống dưới 30

**Bảng 2.** So sánh các công nghệ điện phân nước hiện nay [9]

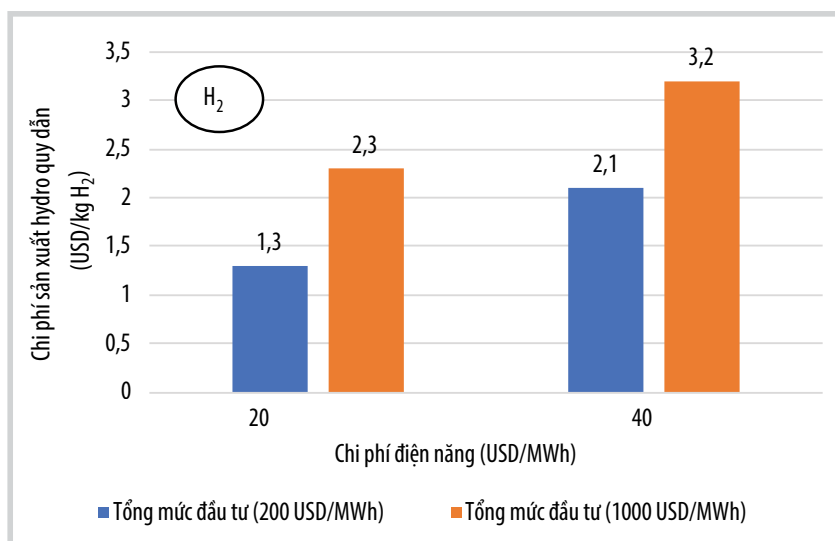
Đặc tính	Đơn vị	Kiềm	PEM	SOE
Độ phổ biến		Đã thương mại hóa rộng rãi	Đã thương mại hóa	R&D
Nhiệt độ của tế bào điện phân	°C	60 – 80	50 – 80	900 – 1.000
Áp suất của tế bào điện phân	bar	< 30	< 30	< 30
Mật độ dòng	A/cm <sup>2</sup>	< 0,45	1 – 2	0,3 – 1
Điện thế của tế bào điện phân	V	1,8 – 2,4	1,8 – 2,2	0,95 – 1,3
Hiệu suất điện hóa	%	62 – 82	67 – 82	81 – 86
Năng lượng tiêu thụ riêng	kWhN/m <sup>3</sup>	4,2 – 4,8	4,4 – 5,0	2,5 – 3,5
Diện tích của tế bào điện phân	m <sup>2</sup>	3 – 3,6	< 0,13	< 0,06
Sản lượng hydro mỗi ngày	Nm <sup>3</sup> /giờ	< 1.400	< 400	< 10
Độ bền của các ngăn	Nghìn giờ	55 – 120	60 – 100	8 – 20
Độ bền của hệ điện phân	Năm	20 – 30	10 – 20	-
Độ tinh khiết của hydro	%	< 99,8	99,999	-
Thời gian khởi động hệ	Phút	15	< 15	> 60
Suất đầu tư	EUR/kW	800 – 1.500	1.400 – 2.100	> 2.000

**Bảng 3.** Điều kiện vận hành của PEM và ALK [10]

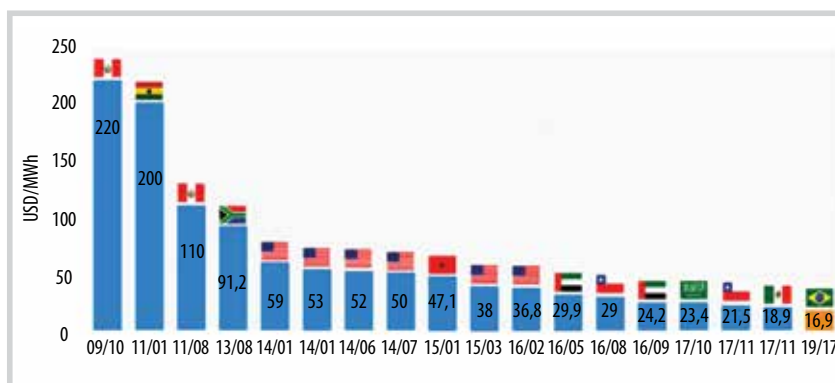
	ALK	PEM
Khoảng phụ tải	15 – 100%	0 – 160%
Thời khởi động	1 – 10 phút	1 – 5 phút
Tăng/giảm lưu lượng	0,2 – 20%/giờ	100%/giờ
Ngừng máy	1 – 10 phút	Giây



**Hình 3.** Thị trường phát triển các loại hệ thống điện phân trong tương lai gần. Nguồn: IEA



**Hình 4.** Chi phí sản xuất hydro quy dẫn (LCOH) bằng phương pháp điện phân nước tại Đan Mạch [11]



**Hình 5.** Chi phí trung bình cho 1 đơn vị sản phẩm H<sub>2</sub> ở các mức giá điện đầu vào khác nhau và chi phí đầu tư cho hệ điện phân khác nhau. Nguồn: Wood Mackenzie

USD/MWh (3 cent/KWh) hoặc nếu chi phí đầu tư giảm đáng kể [11] (Hình 4).

Chi phí sản xuất H<sub>2</sub> bằng phương pháp điện phân nước có thể cạnh tranh với phương pháp truyền thống (reforming hơi nước khí thiên nhiên) nếu có thể giảm được chi phí đầu tư (CAPEX) và giảm giá điện đầu vào. Mỹ, thị trường điện năng lượng mặt trời lớn thứ hai thế giới, hiện tại đang sở hữu hợp đồng mua bán điện (PPA) với giá thấp hơn 25 USD/MWh. Trên thế giới, thậm chí còn có các hợp đồng PPA điện năng lượng mặt trời với mức giá thấp hơn và có xu hướng giảm nhanh (Hình 5).

Sự phát triển của sản xuất điện từ năng lượng tái tạo thậm chí còn có thể dẫn đến giá điện âm. Điều này tạo điều kiện thuận lợi cho giải pháp sản xuất H<sub>2</sub> từ điện, để giúp cân bằng hệ thống điện lưới, tận dụng các thời điểm giá điện thấp.

**2.1.6. Các vấn đề tồn tại và phương pháp giảm chi phí khi sử dụng công nghệ điện phân nước**

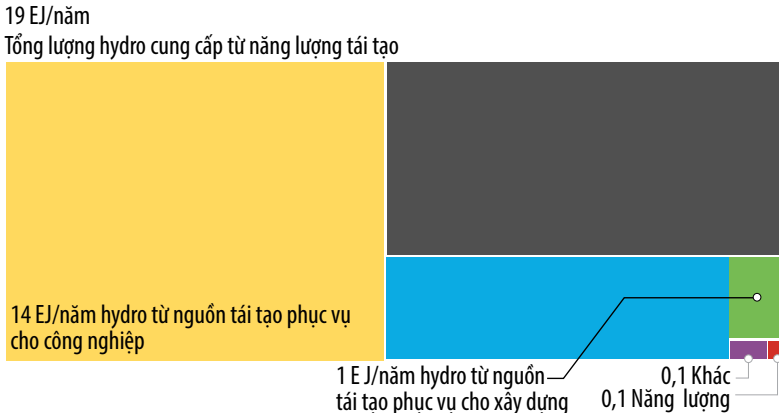
Những yêu cầu kỹ thuật cần cải thiện đối với hai công nghệ điện phân nước đã phát triển thương mại (Alkaline và PEM) được trình bày trong Bảng 4.

Bên cạnh đó, vấn đề cốt lõi liên quan đến tài chính trong việc triển khai công nghệ điện phân nước cũng được chỉ ra. Quan trọng nhất là phải giảm được chi phí sản xuất hydro. Báo cáo phân tích của IRENA cho thấy, đến năm 2050, hydro có khả năng cung cấp gần 29 EJ trong nhu cầu năng lượng toàn cầu, 2/3 trong số đó sẽ đến từ các nguồn tái tạo (Hình 6).

Vào năm 2050, 14 EJ của hydro tái tạo sẽ được tiêu thụ trong lĩnh vực sản xuất công nghiệp, chủ yếu là trong các phân ngành sắt, thép và amoniac. Trong lĩnh vực vận tải, hydro có thể được sử dụng trong các xe điện chạy bằng pin nhiên liệu (FCEV), chủ yếu để vận chuyển hàng hóa công kênh và vận

**Bảng 4.** Các yếu tố kỹ thuật cần cải thiện đối với công nghệ alkaline và PEM [12]

<b>Alkaline</b>	<b>PEM</b>
Giảm thiểu khoảng cách giữa các điện cực để giảm tổn thất điện trở.	Chế tạo màng bền hơn về mặt cơ học và hóa học.
Vật liệu mới cho màng.	Sử dụng chất xúc tác khác thích hợp hơn iridium.
Tăng nhiệt độ để thúc đẩy độ dẫn điện và cải thiện động học phản ứng tại các điện cực.	Chống ăn mòn và độ dẫn điện thấp của các lớp thụ động làm suy giảm các bộ thu lưỡng cực ở cực dương.
Sử dụng vật liệu điện tử để giảm giá trị quá mức tại các điện cực.	Giảm độ khuếch tán trong pha rắn của màng để sản phẩm độ tinh khiết cao hơn.



**Hình 6.** Dự báo nguồn cung hydro vào năm 2050 [11]

tải hành khách. Ngành giao thông vận tải sẽ là khu vực sử dụng hydro tái tạo lớn thứ hai (sau ngành công nghiệp) khoảng 4 EJ mỗi năm vào năm 2050. Trong lĩnh vực nhiên liệu dân dụng, hydro có thể được pha trộn với khí thiên nhiên hoặc kết hợp để tạo ra khí methane tổng hợp và được vận chuyển trong mạng lưới khí. Mạng lưới khí sẽ hoạt động như một phương tiện lưu trữ quy mô lớn, cung cấp và phân phối điện tái tạo với chi phí thấp [11].

Chi phí vốn trả trước có thể rất lớn để xây dựng cơ sở hạ tầng cho sản xuất hydro như đầu tư hệ thống điện phân, hạ tầng giao thông và lưu trữ sản phẩm. Những chi phí này cùng với mức thuế cao đối với điện làm cho chi phí sản xuất hydro bằng quá trình điện phân tăng lên. Do đó, chi phí công nghệ và cơ sở hạ tầng phải liên tục giảm, trong khi các khung pháp lý và thị trường hiện tại phải được điều chỉnh hoặc thiết kế lại để phù hợp với tiềm năng của giải pháp sản xuất H<sub>2</sub> từ điện (Power to H<sub>2</sub> - P2H<sub>2</sub>). Chi phí sản xuất hydro từ quá trình điện phân hiện nằm trong khoảng 2,4 - 6,7 EUR/kg tùy thuộc vào mỗi quốc gia và các thông số vận hành khác nhau so với 1,3 - 1,33 EUR/kg thông qua quy trình reforming hơi nước khí thiên nhiên [13]. Trong đó, riêng chi phí điện đã chiếm một phần chính trong tổng chi phí sản xuất hydro từ điện phân và phụ thuộc vào diện tích lắp đặt, số giờ vận hành (load hours) và địa điểm đặt hệ thống điện phân. Mặc dù chi phí điện trung bình bằng 30% tổng chi phí sản xuất hydro, nhưng trong một số trường hợp có thể lên tới 60% [14]. Có thể đánh giá mức độ hiệu quả của việc sản xuất hydro dựa trên thông số chi phí sản xuất hydro quy dẫn (Levelised cost of hydrogen - LCOH (USD/kg H<sub>2</sub>)). LCOH biểu hiện chi phí cho mỗi đơn vị H<sub>2</sub> sản xuất trong toàn bộ vòng đời trung bình của công nghệ gồm: chi phí đầu tư ban đầu, nhiên liệu, chi phí bảo dưỡng, vận hành và ngừng hoạt động. LCOH tỷ lệ thuận với hệ số tải (load factor) của quá

trình điện phân. Hệ số tải càng cao thì tỷ lệ chi phí cố định càng thấp và tỷ lệ chi phí điện trong LCOH càng cao. Chi phí cho điện năng thấp hơn sẽ nâng cao hiệu quả chi phí của việc sản xuất hydro bằng phương pháp điện phân, ví dụ bằng cách sử dụng năng lượng tái tạo dư thừa hoặc bằng cách đặt các nhà máy điện phân hydro ở các vị trí có chi phí điện tái tạo rất thấp [10].

**2.1.7. Áp dụng công nghệ điện phân và các dự án đang được triển khai**

Một số dữ liệu thực tế liên quan đến công nghệ điện phân sản xuất hydro được đưa ra ở Bảng 5. Các số liệu cho thấy tỷ trọng H<sub>2</sub> được sản xuất từ quá trình điện phân nước còn rất nhỏ nhưng được dự báo sẽ tăng lên nhanh trong thời gian tới do chính sách thay thế từng phần cho nhiên liệu hóa thạch đang được các quốc gia phát triển hoạch định. Các động lực chính để giảm chi phí gồm: công nghệ sản xuất điện phân, cải thiện hiệu suất và việc sử dụng năng lượng tái tạo chi phí thấp. Nhờ cải tiến về kỹ thuật, chi phí sản xuất bằng công nghệ PEM và alkaline ngày càng trở nên cạnh tranh hơn trong khi các chi phí đầu tư cho cơ sở hạ tầng cũng được dự báo sẽ giảm đáng kể (từ 50 - 80%).

Đồng thời, để chi phí sản xuất hydro thấp hơn, cần giảm CAPEX và giá thành điện đầu vào. Chi phí điện thấp hơn từ năng lượng tái tạo sẽ đóng góp phần lớn trong việc giảm chi phí hoạt động. Kể từ năm 2010, chi phí điện phân đã giảm 60%, từ 10 - 15 USD/kg xuống còn 4 - 6 USD/kg. Điện gió giảm 60% chi phí từ nay cho đến năm 2030. Ngoài ra, một số quốc gia cũng sử dụng phương án tăng quy mô sản xuất để giảm chi phí cung ứng. CAPEX dự kiến giảm gần 60 - 80% trong

sản xuất và cải tiến công nghệ với quy mô sản xuất lớn vào năm 2030 [15]. Mặt khác, sự cải tiến trong sử dụng tài nguyên tái tạo cũng làm cho hiệu quả sản xuất hydro cao hơn. Ví dụ, năng lượng mặt trời kết hợp năng lượng gió ở Chile sẽ làm giảm chi phí sản xuất hydro tới 1,4 USD/kg vào năm 2030 [15].

Đã có các quốc gia tiên phong trong việc sản xuất hydro từ điện phân nước và sử dụng nguồn năng lượng này cho nhiều mục đích. Một số dự án đã triển khai trên thế giới như sau:

- Tại Iceland, nhà máy sản xuất methanol với quy mô công suất 5 triệu lít/năm đã được vận hành từ năm 2012. Các nguyên liệu cung cấp cho nhà máy gồm: CO<sub>2</sub> được thu hồi từ khói thải của nhà máy điện địa phương và H<sub>2</sub> được cung cấp từ quá trình điện phân nước sử dụng năng lượng địa nhiệt là nguồn năng lượng sẵn có tại khu vực này. Ước tính cho thấy chi phí sản xuất hydro bằng con đường điện phân nước sử dụng năng lượng địa nhiệt thấp hơn 20% so với con đường sản xuất hydro truyền thống trong công nghiệp thông qua quá trình steam reforming khí thiên nhiên. Như vậy, đây là quá trình đã được thương mại hóa về công nghệ và hiệu quả kinh tế của quá trình chủ yếu phụ thuộc vào giá của nguồn năng lượng sử dụng cho quá trình điện phân nước.

- ENGIE và các đối tác đã thực hiện dự án lưu trữ năng lượng hydro ở Pháp mang tên GRHYD. Vì Pháp đặt mục tiêu đáp ứng 23% tổng mức tiêu thụ năng lượng của người dùng cuối từ các nguồn tái tạo vào năm 2020, dự án GRHYD có kế hoạch chuyển đổi năng lượng dư thừa được tạo ra từ các nguồn năng lượng tái tạo thành hydro. Hydro được pha trộn với khí tự nhiên để tạo ra hythane và sau đó

được sử dụng với cơ sở hạ tầng hiện có. Dự án nhằm mục đích chứng minh các lợi thế kỹ thuật, kinh tế, môi trường và xã hội của việc trộn hydro với khí tự nhiên như một giải pháp năng lượng bền vững. Hythane đang được đưa vào mạng lưới phân phối khí tự nhiên của Le Petit Village và cũng được đưa đến trạm tiếp nhiên liệu xe khí tự nhiên ở Dunkirk [16].

- Tổ chức The Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking (FCH JU) đang hỗ trợ các hoạt động nghiên cứu, phát triển công nghệ và trình diễn các công nghệ pin nhiên liệu và hydro ở châu Âu, với mục đích đẩy nhanh quá trình thương mại hóa các công nghệ này. Dự án HyBalance là một trong số dự án thuộc FCH JU [17] với mục đích chứng minh việc sử dụng hydro trong hệ thống năng lượng ở Đan Mạch. Năng lượng gió dư thừa được sử dụng để sản xuất hydro bằng phương pháp điện phân, giúp cân bằng lưới điện. Hydro sau đó được sử dụng trong lĩnh vực giao thông và công nghiệp ở Hobro, Đan Mạch. Dự án sẽ giúp xác định các nguồn doanh thu tiềm năng từ hydro và thay đổi môi trường pháp lý cần thiết để cải thiện tính khả thi tài chính của P2H<sub>2</sub>.

- Năm 2017, Enel bắt đầu vận hành một mạng lưới vi mô ở Chile gồm một cơ sở điện mặt trời công suất tối đa 125 kW kết hợp với hệ thống lưu trữ năng lượng công suất tối đa 582 kWh, sử dụng pin lithium-ion (132 kWh) và hệ thống P2H<sub>2</sub> (450 kWh). Hệ thống lưới vi mô này có thể cung cấp 24 giờ năng lượng sạch mà không cần bất kỳ hệ thống dự phòng năng lượng nào dựa trên động cơ diesel. Ưu điểm chính của hệ thống là có thể hoạt động cho cả hệ thống đấu lưới và không đấu lưới và có thể được di chuyển theo địa lý để cung cấp năng lượng tại bất kỳ địa

**Bảng 5.** Một số kết quả thực tế liên quan đến sản xuất H<sub>2</sub> từ điện phân [10]

Thông số	Một số kết quả thực tế và mục tiêu
Tỷ lệ H <sub>2</sub> được sản xuất bởi quá trình điện phân	4% H <sub>2</sub> toàn cầu được sản xuất thông qua điện phân (còn lại là sản xuất từ nhiên liệu hóa thạch).
Chi phí sản xuất H <sub>2</sub> từ điện phân	- Chi phí sản xuất H <sub>2</sub> từ điện phân thông qua công nghệ PEM năm 2017: 6,7 EUR/kg H <sub>2</sub> ; có khả năng giảm xuống 4,1 EUR/kg H <sub>2</sub> năm 2025; - CAPEX của công nghệ PEM dự đoán giảm từ 1.200 EUR/kW (2017) xuống 700 EUR/kW (2025); - CAPEX của công nghệ alkaline dự đoán giảm từ 750 EUR/kW (2017) xuống 480 EUR/kW (2025).
Chi phí cơ sở hạ tầng sản xuất H <sub>2</sub> (sản xuất và phân phối)	- Ước tính hiện tại: 8 - 10 USD/kg; - Dự đoán tương lai gần: 2 - 4 USD/kg.
Các quốc gia chủ yếu ứng dụng P2H <sub>2</sub>	Dự án P2H <sub>2</sub> được đặt tại Australia, Canada, Chile, Đan Mạch, Pháp, Đức, Nhật, Anh và Hoa Kỳ.
Một số quốc gia đặt mục tiêu đưa H <sub>2</sub> vào giao thông vận tải	Trung Quốc, Pháp, Đức, Hà Lan, Nhật, Hàn Quốc, Hoa Kỳ và Anh.
Dự báo nhu cầu H <sub>2</sub> trong tương lai	- Thế giới: Tổng nhu cầu H <sub>2</sub> sẽ tăng từ 8 EJ hiện tại đến 29 EJ năm 2025; - Châu Âu: đạt 2,8 GW từ điện phân đến năm 2025; - Nhật: Đưa ra mục tiêu năm 2030: đạt 300.000 tấn/năm.

Nguồn: IRENA 2018, Tractebel, ENGIE Hincico 2017 (giả được ghi nhận chỉ ở thị trường châu Âu), CORFO 2018, IRENA 2019, METI 2017.

điểm nào - cộng đồng nhỏ, trại... Dự án chứng minh rằng hydro có thể giúp cung cấp phương án dự phòng năng lượng trong các hệ lưới điện siêu nhỏ, vốn được hỗ trợ bởi các máy phát điện diesel [18, 19].

- H<sub>2</sub> Future là một dự án sản xuất hydro của FCH JU [20]. Theo đó, một hệ thống điện phân 6 MW đã được Siemens lắp đặt tại nhà máy sản xuất thép Voestalpine Linz ở Áo. Dự án nhằm mục đích nghiên cứu sử dụng các chất điện phân để cung cấp các dịch vụ cân bằng lưới như: dự trữ sơ cấp, thứ cấp, đồng thời cung cấp hydro cho nhà máy thép. Hydrogen được sản xuất bằng điện trong giờ thấp điểm để tận dụng giá điện sử dụng theo thời gian [21].

- Với dự án REFHYNE của FCH JU, hệ thống điện phân 10 MW được lắp đặt tại một nhà máy lọc dầu lớn ở Rheinland, Đức nhằm mục đích cung cấp hydro cần thiết cho các hoạt động của nhà máy lọc dầu. Hệ thống điện phân được hoạt động bằng điện thay vì khí đốt tự nhiên. Sản xuất hydro bằng điện được tạo ra từ các nguồn năng lượng tái tạo có thể giúp giảm đáng kể lượng khí thải CO<sub>2</sub> từ nhà máy lọc dầu Shell Rheinland. Ngoài ra, hệ thống điện phân cũng dự kiến sẽ cân bằng lưới điện bên trong của nhà máy lọc dầu và cung cấp dịch vụ dự trữ cho các nhà khai thác hệ thống truyền tải của Đức [22].

- Năm 2018, ThyssenKrupp (Đức) đã công bố thương mại hóa thành công công nghệ sản xuất hydro thông qua quá trình điện phân nước có thể áp dụng ở quy mô công suất công nghiệp [23]. Vào tháng 5/2020, 6 công ty vận tải của Đan Mạch đã tuyên bố thành lập liên minh để phát triển dự án sản xuất hydro sạch [24]. Theo kế hoạch, quyết định đầu tư sẽ được đưa ra trong năm 2021, hoạt động xây dựng sẽ được bắt đầu vào năm 2023, dự kiến đến năm 2027 sẽ có sản phẩm thương mại và năm 2030, dự án sẽ đạt được toàn công suất với 250.000 tấn hydro và nhiên liệu sạch để cung cấp ra thị trường.

Việc sản xuất hydro 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 sự phát triển bền vững. Một số dự án theo xu hướng công nghệ điện phân nước đã và đang được triển khai có tính hiệu quả chủ yếu phụ thuộc vào chi phí năng lượng tiêu tốn cho quá trình điện phân. Đối với Việt Nam, khi hàm lượng CO<sub>2</sub> trong khí thiên nhiên của nguyên liệu cho các nhà máy đạm có xu hướng tăng dần, việc tìm kiếm các nguồn hydro bổ sung là nhiệm vụ quan trọng và cấp thiết. Là một quốc gia có tiềm năng lớn các nguồn năng lượng tái tạo (gió, mặt trời), việc đánh giá khả năng áp dụng công nghệ điện phân nước để sản xuất

hydro, từ đó, xác định cơ hội đầu tư triển khai công nghệ này để tạo ra nguồn hydro bổ sung cho các nhà máy đạm có phần vốn góp của PVN cần được thực hiện.

## **2.2. Quang phân xúc tác**

Bên cạnh việc phát triển điện mặt trời, năng lượng mặt trời cũng có thể được sử dụng trực tiếp trong một số lĩnh vực. Gần đây, các nhóm nghiên cứu đã công bố kết quả của việc ứng dụng quá trình xúc tác quang hóa để sản xuất hydro từ nước [25], cho thấy đây là hướng đi tiềm năng (Hình 7).

Để quá trình tách nước xảy ra, vật liệu xúc tác (trong điều kiện phản ứng) phải đạt được năng lượng tối thiểu của vùng cấm lớn hơn 1,23 eV. Một thử thách khác là các chất xúc tác bán dẫn chỉ vận hành ở vùng tử ngoại, vùng chỉ chiếm 4% tổng năng lượng mặt trời. Do đó, năng lượng vùng cấm của vật liệu chất bán dẫn cần nhỏ hơn 3 eV để xúc tác có thể hoạt động trong vùng nhìn thấy. Một số xúc tác quang hóa có bandgap phù hợp cho tách nước: Au-CdS (2,40 eV), CdS (2,40 eV), CdS/Ta<sub>2</sub>O<sub>5</sub> (2,40 eV), Cd<sub>0,4</sub>Zn<sub>0,6</sub>S (2,40 eV), Cd<sub>0,8</sub>Zn<sub>0,2</sub>S/S15 (2,23 eV), Cr/N-SrTiO<sub>3</sub> (2,39 eV), K<sub>2</sub>Ti<sub>4</sub>O<sub>9</sub> (2,40 eV), Pd-gardenia-TiO<sub>2</sub> (2,30 eV), Pt-PdS-CdS (2,40 eV), RuO<sub>2</sub>/MgFe<sub>2</sub>O<sub>4</sub>/Pt (2,00 eV), SrTiO<sub>3</sub>:Ni/Ta/La (2,16 eV), TiO<sub>2</sub>-NiS (2,06 eV) [26]. Gần đây, các chất bán dẫn kết hợp với vật liệu carbon hay kim loại quý hiếm có thể đáp ứng tốt hơn trong vùng nhìn thấy. Một số muối sulfur, nitrua và không kim loại hứa hẹn là xúc tác quang hóa tốt trong vùng ánh sáng nhìn thấy [27]. Một số loại xúc tác quang hóa đang được nghiên cứu và phát triển được trình bày trong Bảng 6.

Hiện tại, theo con đường này, hiệu suất quang hóa để chuyển hóa nước thành hydro dưới tác dụng của ánh sáng cho thấy vẫn còn khá thấp (< 3%) và các nỗ lực nhằm cải thiện hiệu quả của quá trình đang tập trung vào việc tìm kiếm các loại vật liệu xúc tác hiệu quả hơn để nâng cao hiệu suất quang hóa đạt mức có thể thương mại hóa (> 10%). Nếu được phát triển thành công thì có thể xem đây là hình thức lưu trữ hữu hiệu năng lượng mặt trời dưới dạng H<sub>2</sub>.

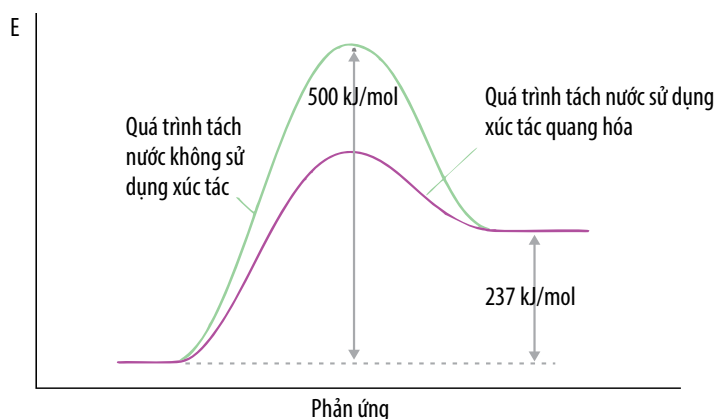
## **2.3. Quá trình kết hợp quang hóa - điện phân**

Các quá trình quang hóa và điện phân cũng có thể được thực hiện kết hợp trong quá trình sản xuất hydro, trong đó, bức xạ mặt trời đóng vai trò cung cấp năng lượng cho hệ thống điện phân hoặc/và xúc tác tại điện cực của hệ thống điện phân. Có 3 phương án kết hợp gồm: tích hợp hoàn toàn (A), tích hợp một phần (B) và không tích hợp (C) (Hình 8).



Hệ thống điện phân tích hợp hoàn toàn với năng lượng mặt trời mang lại hiệu quả phân tách nước cao nhất. Thiết bị tích hợp đầu tiên của Khaselev và các cộng sự sử dụng GaInP2/GaAs năm 1998 cho hiệu suất quang hóa hơn 10%. Luo và các cộng sự đã lai ghép tế bào quang điện perovskite với NiFe oxide như xúc tác điện hóa cho hiệu suất đến 12,3%. Bonke và các cộng sự gần đây sử dụng tế bào quang điện GaInP/GaAs/Ge và điện cực Ni cho hiệu suất quang hóa đạt 22,4%, cao nhất hiện nay. Mặc dù hiệu suất của hệ thống

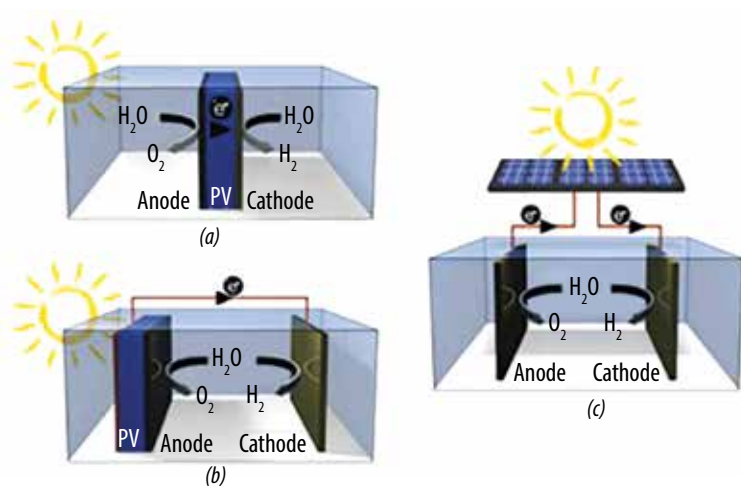
điện phân tích hợp mang lại hiệu quả vượt quá yêu cầu cho sản xuất hydro công nghiệp (được đề nghị cao hơn 10%), việc chế tạo hệ thống điện phân theo kiểu tích hợp này vẫn tương đối phức tạp và đắt tiền. Vì thế, giá thành sản xuất hydro theo phương pháp dùng năng lượng mặt trời vẫn còn khoảng cách xa với phương pháp truyền thống. Tuy nhiên, hydro sản xuất từ phương pháp này có độ tinh khiết rất cao, có thể ứng dụng cho nhu cầu nhất định như: nhiên liệu cho xe hơi, pin nhiên liệu [28].



Hình 7. Yêu cầu về năng lượng cần cho quá trình sản xuất H<sub>2</sub> từ nước theo con đường xúc tác quang hóa [26]

### 2.4. Khí hóa sinh khối ở điều kiện plasma

Bên cạnh quá trình điện phân nước, hydro cũng có thể được sản xuất thông qua quá trình khí hóa sinh khối. Hiện nay, một số công nghệ khí hóa sinh khối với mục đích sản xuất hydro đã được thương mại hóa như: công nghệ khí hóa tầng sôi kép DFB, công nghệ khí hóa MILENA [29]. Nói chung, công nghệ này có thể được xem xét áp dụng tại những khu vực có tiềm năng về sinh khối và thường được áp dụng ở quy mô công suất lớn. Việt Nam là 1 nước nông nghiệp với lượng sinh khối thải bỏ hàng năm trên 60 triệu tấn [30], do đó, con đường khí hóa để tạo hydro cũng là 1 lựa chọn để triển khai, đặc biệt tại các khu vực có sẵn nguồn sinh khối như Đồng bằng sông Cửu Long. Hình 9 trình bày sơ đồ nguyên tắc của một nhà máy sản xuất H<sub>2</sub> bằng công nghệ khí hóa sinh khối DFB tại Áo.



Hình 8. Các phương án kết hợp năng lượng mặt trời vào hệ thống điện phân nước: thiết bị (a) tích hợp hoàn toàn, (b) tích hợp một phần, (c) không tích hợp [28]

Mặc dù đã được thương mại hóa, công nghệ khí hóa sinh khối vẫn tồn tại một số nhược điểm như: hỗn hợp khí tạo thành còn chứa nhiều sản phẩm phụ không mong muốn, hệ thống thiết bị có kích thước lớn. Với động lực thúc đẩy từ nền kinh tế hydro, công nghệ khí hóa sinh khối đã

Bảng 6. Một số loại xúc tác quang hóa cho quá trình sản xuất H<sub>2</sub> từ nước đang được nghiên cứu và phát triển [27]

Xúc tác quang hóa	Chênh lệch năng lượng (eV)	Bước sóng
TiO <sub>2</sub> (anatase)-TiO <sub>2</sub> (rutile)	2,78	λ > 300
Tantalates-NiO	3,6 – 4,0	λ > 310
Perovskites-NiOx	3,2 – 4,7	λ < 350
Noble metal/TiO <sub>2</sub> -CdS	N/A	λ > 400
(Ga <sub>0,88</sub> Zn <sub>0,12</sub> )(No <sub>0,88</sub> O <sub>0,12</sub> )-Rh <sub>2-x</sub> Cr <sub>x</sub> O <sub>3</sub>	2,6	λ > 400
Cu <sub>1,94</sub> S-Zn <sub>x</sub> Cd <sub>1-x</sub> S (0 ≤ x ≤ 1)	2,57 – 3,88	λ > 420
CdS-ZnS	N/A	λ > 420
CdSe/CdS-MoS <sub>3</sub>	1,75 – 2,44	450
MoS <sub>2</sub> /CuInS <sub>2</sub>	N/A	λ > 420
Cu <sub>2</sub> O/CuO	1,54 – 2,01	λ > 400
Ni <sub>3</sub> N/CdS	2,54	λ > 420
BaZrO <sub>3</sub> /BaTaO <sub>2</sub> N	1,8	λ > 420

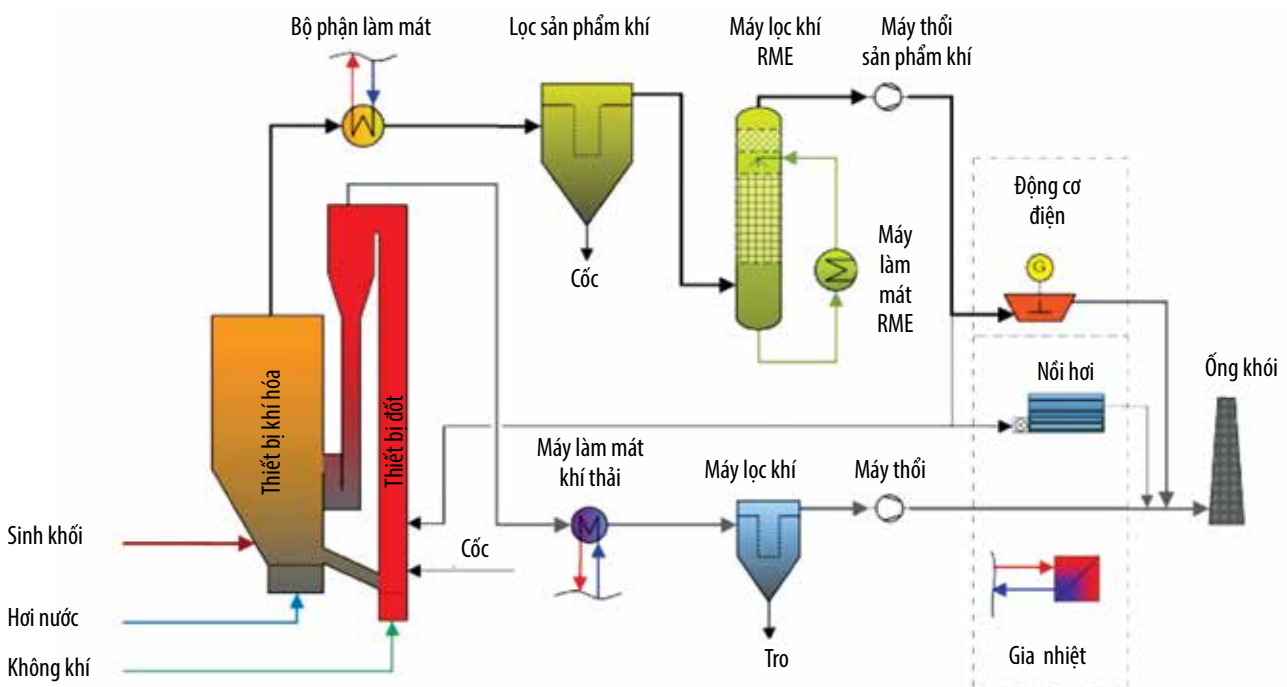
cải tiến để khắc phục các nhược điểm trên. Từ năm 2005, nguồn năng lượng plasma đã được xem xét tích hợp vào quá trình khí hóa [31]. Quá trình khí hóa trong điều kiện plasma giúp thu nhỏ kích thước hệ thống thiết bị và nâng cao độ chọn lọc sản phẩm mong muốn, do đó, có thể được thực hiện hiệu quả ở quy mô công suất không lớn lắm. Nguồn năng lượng plasma có thể được tạo ra ở công suất 90 - 160 kW và quá trình khí hóa được thực hiện ở nhiệt độ 1.100 - 1.400 °C với tác nhân khí hóa là O<sub>2</sub> hoặc CO<sub>2</sub>. Trong quá trình khí hóa plasma, thành phần của sản phẩm (syngas) có thể được kiểm soát bởi các yếu tố: năng lượng plasma, lưu lượng nguyên liệu, nhiệt độ khí hóa, tác nhân khí hóa. Nói chung, để hiệu suất thu hydro cao, tác nhân khí hóa nên sử dụng là CO<sub>2</sub> hoặc hỗn hợp CO<sub>2</sub> - O<sub>2</sub>. Năng lượng plasma có thể đi từ các nguồn điện tái tạo, vì vậy, có thể xem đây là hình thức trữ năng lượng khi cung vượt cầu. Hình 10 trình bày sơ đồ nguyên tắc của một hệ thống khí hóa sử dụng kết hợp plasma và hơi.

Hiện tại, công nghệ khí hóa plasma vẫn còn được triển khai ở quy mô hạn chế và chủ yếu áp dụng để xử lý chất thải. Điều này có lẽ chủ yếu do hiệu quả mang lại từ những ưu đãi trong lĩnh vực xử lý chất thải. Ở quy mô công nghiệp, quá trình khí hóa plasma chủ yếu được cung cấp bởi 4 nhà bản quyền công nghệ gồm: Westinghouse, Europlasma, Tetronics and Phoenix Solutions Company (PSC) [32]. Một số nhà máy xử lý chất thải sử dụng công nghệ khí hóa plasma đã được triển khai tại Nhật Bản với các mức công suất khác nhau như: 166 tấn/ngày (Yoshi,

2000), 165 tấn/ngày (Utashinai, 2002) và 28 tấn/ngày (Mihama và Mikata, 2002). Ngoài ra, cũng có hệ thống khí hóa plasma ở quy mô thử nghiệm được xây dựng thí điểm tại Canada bởi PlascoEnergy Group và tại Anh bởi Advanced Plasma Power [33]. Tuy nhiên, cùng với sự phát triển về công nghệ, con đường sản xuất hydro thông qua quá trình khí hóa plasma là một lựa chọn đáng được quan tâm. Gần đây, SG H<sub>2</sub> Energy đã công bố thương mại hóa công nghệ sản xuất hydro tái tạo thông qua quá trình khí hóa rác sử dụng công nghệ plasma. Theo SG H<sub>2</sub> Energy, giá thành sản xuất hydro theo phương pháp này khoảng 2 USD/kg và hoàn toàn có thể cạnh tranh được với các nguồn hydro truyền thống.

**2.5. So sánh ưu, nhược điểm của các quá trình sản xuất hydro tái tạo**

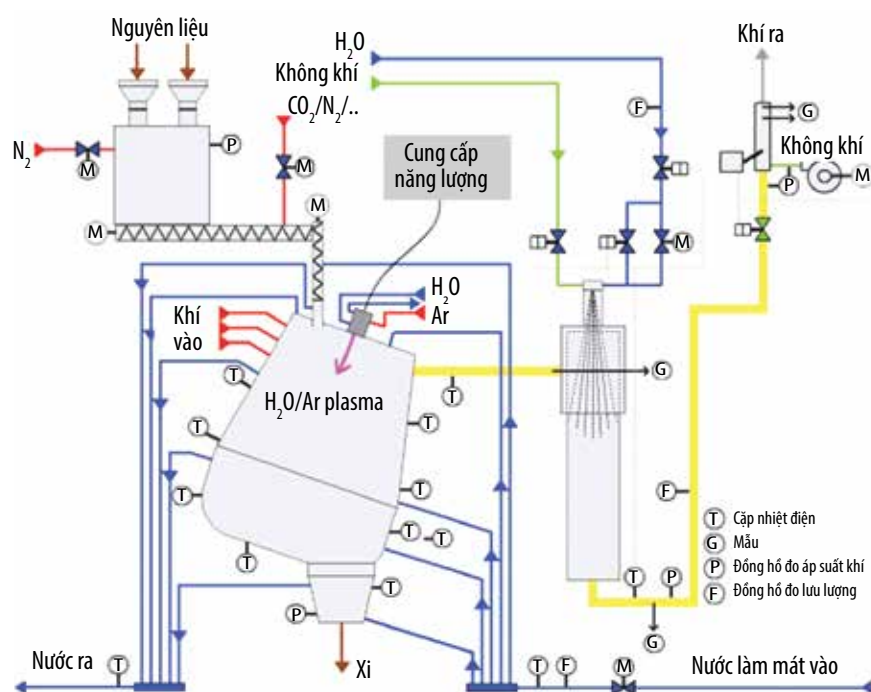
So với quá trình sản xuất hydro truyền thống từ reforming hơi nước khí thiên nhiên, các quá trình sản xuất hydro tái tạo có ưu điểm về mặt môi trường và phát triển bền vững. Mỗi quá trình đều có ưu, nhược điểm riêng và có tính đặc thù khi áp dụng trong từng điều kiện cụ thể. Nhìn chung, các quá trình sản xuất hydro tái tạo sẽ trở nên cạnh tranh hơn khi chi phí sản xuất năng lượng tái tạo ngày càng giảm. Có thể hình dung bức tranh năng lượng trong tương lai là một hỗn hợp của các loại năng lượng khác nhau và được phát triển dựa trên ưu thế của từng khu vực. Bảng 7 trình bày ưu, nhược điểm của một số quá trình sản xuất hydro.



Hình 9. Sơ đồ nguyên tắc của một nhà máy sản xuất H<sub>2</sub> bằng công nghệ khí hóa sinh khối DFB tại Áo [29]

Hiện tại, ở quy mô công nghiệp, hydro vẫn chủ yếu được sản xuất theo phương pháp reforming hơi nước khí thiên nhiên truyền thống. Chi phí sản xuất hydro từ sinh khối có thể thấp hơn nhưng phụ thuộc vào sự sẵn có của nguồn nguyên liệu tại khu vực triển khai dự án. Hydro sản xuất từ quá trình điện phân nước sử dụng năng lượng tái tạo, nói chung, có giá thành cao gấp 2 - 3 lần so với giá hydro hiện tại sản xuất trong công nghiệp. Bảng 8 trình bày so sánh chi phí sản xuất hydro theo các phương pháp khác nhau.

Như vậy, có thể thấy, hydro tái tạo được sản xuất theo phương pháp khí hóa có giá thành thấp nhất và hoàn toàn có thể cạnh tranh được với hydro đi từ phương pháp reforming khí thiên nhiên. Tuy nhiên, phương pháp này chỉ phù hợp đối với khu vực dồi dào nguồn cung sinh khối. Đối với những khu vực khác,



Hình 10. Sơ đồ nguyên tắc hệ thống khí hóa sử dụng kết hợp plasma và hơi [31]

Bảng 7. Ưu, nhược điểm của các quá trình sản xuất hydro [34, 35]

	Reforming	Khí hóa	Quang hóa	Điện phân
<b>Nguyên liệu</b>	Khí thiên nhiên, LPG, naphtha...	Sinh khối	Nước	Nước
<b>Ưu điểm</b>	- Chi phí sản xuất thấp; - Công nghệ đã phát triển và hoàn thiện; - Kinh nghiệm triển khai thực tế; - Sự sẵn có về cơ sở hạ tầng.	- Chi phí sản xuất thấp; - Chi phí nguyên liệu thấp; - Công nghệ đã được thương mại hóa.	- Sự sẵn có về nguyên liệu; - Điều kiện thực hiện phản ứng êm dịu; - Thân thiện với môi trường, đảm bảo phát triển bền vững.	- Sự sẵn có về nguyên liệu; - Có thể được kết hợp cùng với quá trình nghiên cứu phát triển fuel cell; - Tận dụng kinh nghiệm về quá trình và thiết bị điện phân đã được phát triển lâu đời; - Thân thiện với môi trường, đảm bảo phát triển bền vững.
<b>Nhược điểm</b>	- Đi từ nguyên liệu hóa thạch; - Vấn đề nguyên liệu khí thiên nhiên có hàm lượng CO <sub>2</sub> cao (> 30%).	- Chi phí đầu tư cao; - Yêu cầu về đảm bảo nguồn cung lớn, ổn định; - Vấn đề kiểm soát chất lượng nguyên liệu và độ chọn lọc sản phẩm; - Vấn đề lưu trữ nguyên liệu và xử lý khí thải.	- Độ chuyển hóa thấp; - Chi phí thiết bị cao; - Vấn đề về độ bền và hiệu quả hoạt động của xúc tác; - Đang trong giai đoạn nghiên cứu phát triển, chưa thương mại hóa.	- Yêu cầu về chất lượng nước đầu vào; - Chi phí năng lượng tiêu tốn; - Chi phí đầu tư cao. - Đang trong giai đoạn thử nghiệm, bán thương mại.

hydro đi từ điện phân nước sử dụng các nguồn năng lượng tái tạo từ gió và mặt trời là lựa chọn khả thi.

### 3. Nguyên liệu và năng lượng trong sản xuất hydro tái tạo tại Việt Nam

Để triển khai quá trình sản xuất hydro tái tạo ở quy mô công nghiệp, các vấn đề sau cần được xem xét:

- Nguồn nước cung cấp cho quá trình điện phân: về nguyên tắc, nguồn nước trước khi đi vào hệ thống điện phân cần được xử lý sơ bộ để loại bỏ các khoáng chất, tạp chất rắn. Tùy thuộc vào nguồn sẵn có tại địa phương triển khai dự án mà các nguồn nước sông hoặc nước biển có thể được sử dụng. Sự hiện diện của các ion trong nước biển gây ra sự phá hủy hệ thống điện cực và cần được loại bỏ. Một số nhóm nghiên cứu trên thế giới đang tập trung phát triển hệ thống điện phân có thể hoạt động trực tiếp với nguồn nước biển, mở ra khả năng sử dụng hiệu quả nguồn tài nguyên vô tận này.

- Nguồn sinh khối cung cấp cho quá trình khí hóa: nguồn cung sinh khối cần phải được đảm bảo để

nhà máy khí hóa có thể hoạt động ổn định. Theo đó, các vấn đề thu gom, vận chuyển và tiền xử lý nguyên liệu sinh khối cần được quan tâm đúng mức.

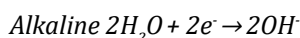
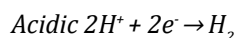
- Nguồn năng lượng tái tạo: tập trung vào 2 dạng năng lượng tái tạo phổ biến nhất là điện gió và điện mặt trời.

Một số định hướng về việc sử dụng nguồn nước sông, nước biển, sinh khối cùng với các dạng năng lượng tái tạo từ điện gió và điện mặt trời được giới thiệu. Đây là nguồn mà Việt Nam có ưu thế khi triển khai phát triển các nguồn tái tạo để phục vụ đời sống và sản xuất, đặc biệt là trong công nghiệp lọc - hóa dầu.

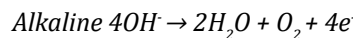
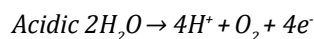
**3.1. Nước biển**

Trong quá trình nghiên cứu sản xuất hydro, điện phân nước biển là hướng đi rất được quan tâm. Về cơ bản, có 2 phương pháp để thực hiện quá trình điện phân nước biển. Lựa chọn đầu tiên là khử muối hoàn toàn nước mặn để loại bỏ các tạp chất nhằm thu được nước cất. Nước cất này sau đó có thể được điện phân trong các tế bào điện phân, điện phân bằng dung dịch kiềm hoặc điện phân truyền thống. Nhược điểm của phương pháp này là chi phí đầu tư ban đầu cho hệ thống thiết bị lọc nước và vấn đề môi trường phát sinh do việc xử lý muối dư được loại bỏ trong quá trình khử muối. Lựa chọn thứ hai là thiết kế hệ thống có khả năng sử dụng nước biển tự nhiên để thực hiện quá trình điện phân. Thách thức lớn nhất là hiện tượng phân rã, ăn mòn của nước biển gây ra bởi các anion clorua (nồng độ khoảng 0,5 M trong nước biển) đối với hệ thống điện cực [20]. Các phản ứng tại các điện cực như sau [22]:

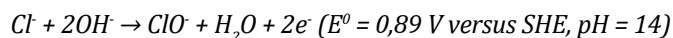
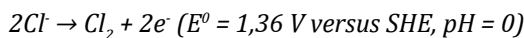
- Ở cực âm (cathode):



- Ở cực dương (anode):



- Sự ảnh hưởng của ion clorua trong quá trình điện phân:



SHE: Standard Hydrogen Electrode (điện cực hydro chuẩn).

Bên cạnh đó còn vấn đề về ăn mòn cathode và phá hủy cathode dưới tác dụng của các ion kim loại và phi kim, các vi khuẩn cũng như các hạt rắn siêu nhỏ [4]. Điều này không chỉ hạn chế khả năng điện phân trực tiếp nước biển mà còn đòi hỏi cần phải có hệ thống lọc. Hiện nay, công nghệ sử dụng màng trao đổi ion (proton hoặc anion) được sử dụng rộng rãi và có khả năng khắc phục vấn đề này. Tuy nhiên, nồng độ của các ion, hạt rắn và vi khuẩn kể trên thay đổi theo vị trí địa lý của vùng nước biển dẫn đến sự phức tạp cho hệ thống lọc màng tích hợp. Gần đây, các nhà nghiên cứu đã thử nghiệm khả năng phủ lớp hợp kim có tác dụng chống ăn mòn lên điện cực của hệ thống điện phân để giảm thiểu tác dụng của các tác nhân gây ăn mòn từ nước biển. Năm 2017, nhóm nghiên cứu của Đại học Columbia (Mỹ) đã thử nghiệm mô hình thực tế điện phân nước biển sử dụng năng lượng mặt trời để thu hydro. Từ lý thuyết và kết quả nghiên cứu thực tế, tính đến thời điểm hiện tại, chưa có quá trình điện phân nước biển nào được thương mại hóa và bảo đảm tính hoạt động ổn định lâu dài với hiệu suất cao. Những kết quả đột phá thu được đều dừng ở quy mô R&D và chưa sẵn sàng cho sự triển khai ở quy mô lớn hơn [23].

**3.2. Nước sông**

Nhiều nhà máy của Việt Nam nằm trong khu vực gần sông nên có thể xem xét nước sông là nguồn sử dụng cho quá trình điện phân nhằm cung cấp hydro cho nhu cầu của các nhà máy này. Ở các nhà máy đạm, lượng nước khử khoáng (demi-water) và nước ngọt (fresh water) có thể được tận dụng để điện phân nhằm tạo ra hydro. Đối với Nhà máy Đạm Phú Mỹ, sông Thị Vải là nguồn nước dồi dào, pH = 6,7, có thể xem xét điện phân để

**Bảng 8.** Chi phí sản xuất hydro theo các phương pháp khác nhau [5, 34]

Phương pháp	Nguồn năng lượng	Nguyên liệu	Chi phí đầu tư (triệu USD)	Chi phí sản xuất H <sub>2</sub> (USD/kg)
Steam reforming (có thu hồi và lưu trữ C)	Nhiên liệu hóa thạch	Khí thiên nhiên	226,4	2,27
Steam reforming (không thu hồi hoặc lưu trữ C)	Nhiên liệu hóa thạch	Khí thiên nhiên	180,7	2,08
Khí hóa sinh khối	Hơi từ năng lượng nội bộ	Sinh khối	6,4 – 149,3	1,77 – 2,05
Điện phân sử dụng năng lượng mặt trời	Năng lượng mặt trời	Nước	12,0 – 54,5	5,78 – 23,27
Điện phân sử dụng năng lượng gió	Năng lượng gió	Nước	499,6 – 504,8	5,89 – 6,03
Quang - điện phân	Năng lượng mặt trời	Nước	Chưa có ước tính quy mô thương mại	10,36

sản xuất hydro, cung cấp nguồn nguyên liệu thay thế dài hạn trong việc sản xuất NH<sub>3</sub>. Bảng 9 và 10 trình bày một số chỉ tiêu cơ bản của chất lượng nước sông Thị Vải trước và sau khi xử lý (khử khoáng).

### 3.3. Sinh khối

Sinh khối (biomass) là thuật ngữ mô tả bất kỳ vật liệu nào có nguồn gốc thực vật gồm: các loại cây cối, cỏ và sản phẩm phụ thu hoạch từ mùa vụ nông nghiệp cũng như phân động vật và chất thải rắn sinh học thành thị. Sinh khối có thể được tận dụng để sản xuất nhiệt, hơi, điện hoặc chuyển hóa thành nhiên liệu lỏng và khí tổng hợp. Việt Nam là một nước nông nghiệp, do đó, nguồn sinh khối tạo ra từ các loại phụ phẩm trong hoạt động nông nghiệp rất lớn, ước tính đạt trên 60 triệu tấn/năm [30]. Bốn loại sinh khối phổ biến tại Việt Nam, là nguồn nguyên liệu tiềm năng cho các quá trình chuyển hóa thành nguyên, nhiên liệu sinh học gồm: rơm rạ, vỏ trấu, lõi bắp và bã mía. Với lợi thế là một nước nông nghiệp, Việt Nam có nguồn sinh khối dồi dào và ổn định. Tuy nhiên, các nguồn sinh khối này lại phân bố rộng khắp cả nước (Bảng 11) và tốn

**Bảng 9.** Một số chỉ tiêu cơ bản của chất lượng nước sông Thị Vải

Chỉ tiêu	Nước sông
pH	6,4 – 7,7
Độ cứng toàn phần theo CaCO <sub>3</sub> (phần triệu)	5.640
Calcium (mg/l)	370
Mg <sup>2+</sup> (mg/l)	1.150
Na <sup>+</sup> + K <sup>+</sup> (mg/l)	8.000
NH <sub>4</sub> <sup>+</sup> (mg/l)	< 1
Sulfate + sulfite (mg/l)	2.600
Cl <sup>-</sup> (mg/l)	23.700
SiO <sub>2</sub> (mg/l)	7

**Bảng 10.** Chỉ tiêu nước khử khoáng tại Nhà máy Đạm Phú Mỹ

Chỉ tiêu	Nước khử khoáng
Độ pH	6,5 – 7,0
Độ đục (mS/cm)	< 0,2
Silica như SiO <sub>2</sub> (ppm)	< 0,02
Na <sup>+</sup> (ppm)	< 0,02
Cl <sup>-</sup> (mg/l)	< 0,1

**Bảng 11.** Sản lượng và sự phân bố khu vực của các phụ phẩm nông nghiệp

Đơn vị: Triệu tấn

TT	Phụ phẩm	Sản lượng	Đồng bằng sông Hồng	Trung du và miền núi phía Bắc	Bắc Trung Bộ và duyên hải miền Trung	Tây Nguyên	Đông Nam Bộ	Đồng bằng sông Cửu Long
1	Rơm rạ	15,5	2,7	1,2	2,4	0,4	0,5	8,3
2	Trấu	6,7	1,2	0,5	1,1	0,2	0,2	3,5
3	Lõi ngô	3,1	0,3	1,0	0,6	0,7	0,3	0,2
4	Bã mía	3,2	0,03	0,2	1,2	0,4	0,4	1,0
	<b>Tổng</b>	<b>28,5</b>	<b>4,23</b>	<b>2,9</b>	<b>5,3</b>	<b>1,7</b>	<b>1,4</b>	<b>13,0</b>

Nguồn: VPI, 2013

kém chi phí cho quá trình thu gom lượng lớn. Vì vậy, trong thực tế, các quá trình chuyển hóa sinh khối chỉ thuận lợi khi được triển khai ở quy mô nhỏ và trung bình.

Trong các khu vực sản xuất nông nghiệp của Việt Nam, Đồng bằng sông Cửu Long là khu vực tạo ra sản lượng sinh khối cao nhất. Vì vậy, đây là khu vực tiềm năng để xem xét áp dụng công nghệ sản xuất hydro tái tạo từ quá trình khí hóa sinh khối để cung cấp cho các nhà máy trong khu vực. Hiện tại, công nghệ khí hóa sinh khối cho phép tạo ra khoảng 50 kg hydro từ 1 tấn sinh khối (với giả thiết thành phần H trong sinh khối là 6% và hiệu suất khí hóa đạt 80%).

### 3.4. Điện từ năng lượng gió

Điện từ năng lượng gió ít tác động đến môi trường nhất. Năm 2012, khoảng 282.275 MW điện năng đã được tạo ra từ năng lượng gió, đáp ứng khoảng 2% nhu cầu điện trên thế giới. Theo Quy hoạch của Bộ Công Thương, Cà Mau với hơn 90.000 ha để phát triển điện gió ở các địa phương ven biển với tổng công suất dự kiến trên 3.600 MW [37]. Mỹ, Trung Quốc, Đức, Tây Ban Nha và Ấn Độ sản xuất hơn 73% điện từ gió trên thế giới. Vì năng lượng gió có thể thay đổi khác nhau theo thời tiết, trong khi công suất điện năng cần được điều khiển theo chu kỳ sử dụng, năng lượng thừa có thể được dự trữ ở dạng khí hydro. Phòng thí nghiệm năng lượng tái tạo quốc gia (NREL) của Mỹ đã thiết kế pilot hệ thống turbine gió - bình điện phân nước và sản xuất khoảng 20 kg hydro/ngày. Giá sản xuất hydro từ quá trình này khoảng 5,50 USD/kg và dự kiến sẽ giảm xuống 2 USD/kg bởi lắp đặt turbine gió cải tiến trong năm 2017. Ngoài ra, phương pháp sản xuất hydro này có thể cạnh tranh được với phương pháp từ dầu khí khi giá của hệ thống giảm xuống còn 0,015 USD/kWh [36]. Hình 11 trình bày sơ đồ phức hợp sản xuất điện và hydro từ năng lượng gió.

### 3.5. Điện từ mặt trời

Việt Nam có tiềm năng về bức xạ mặt trời khá tốt, đặc biệt là khu vực phía Nam. Cường độ bức xạ mặt trời hàng ngày khoảng 5 - 5,5 kWh/m<sup>2</sup>/ngày, tương đương với Thái

Lan, là quốc gia có phát triển mạnh về năng lượng mặt trời. Sự phân bố bức xạ mặt trời tại Việt Nam không đồng đều, thay đổi theo vị trí địa lý, tháng và thời điểm trong ngày [37]. Các tiêu chí cần được xem xét đối với các địa điểm lắp đặt trang trại điện mặt trời:

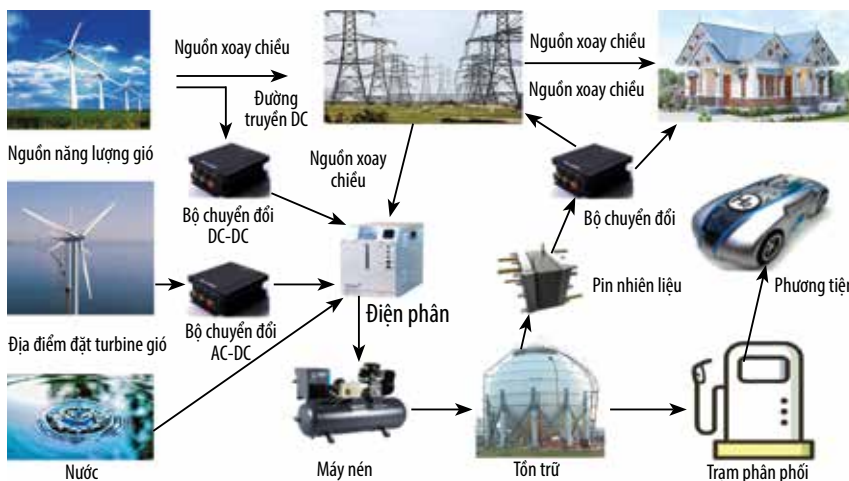
- Cường độ bức xạ mặt trời: > 4 kWh/m<sup>2</sup>/ngày;
- Khoảng cách đến đường giao thông: < 2 km;
- Khoảng cách đến lưới điện: < 5 km;
- Độ dốc mặt bằng: < 5°.

Dựa trên các tiêu chí trên thì diện tích đất phù hợp để lắp đặt trang trại điện mặt trời tại Việt Nam là 672 km<sup>2</sup>, tương ứng sản xuất được 56.027 MWp và chủ yếu tập trung ở khu vực miền Nam Việt Nam (Bảng 12). Bên cạnh đó, tiềm năng về năng lượng mặt trời sản xuất từ điện mặt trời áp mái đạt khoảng 150 MWp vào năm 2030 (Bảng 13). Chi phí đầu tư của năng lượng mặt trời tại Việt Nam được trình bày trong Bảng 14. Trong thực tế, các nhà máy điện gió thường có công suất lớn, trong khi trang trại điện mặt trời có thể được triển khai ở các quy mô công suất khác nhau.

Trong điều kiện của Việt Nam, với sự giới hạn về diện tích trong đất liền, việc lựa chọn mô hình phát triển năng lượng mặt trời trên mặt nước (gần hoặc xa bờ) có thể được xem xét. Với tình trạng phát triển của công nghệ sản xuất điện mặt trời ngoài khơi trên thế giới hiện nay, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam có thể xem xét lựa chọn các nhà cung cấp bản quyền công nghệ uy tín khi đầu tư phát triển hướng này. Theo đó, các lợi thế về sự sẵn có cơ sở vật chất kỹ thuật ngoài khơi của các đơn vị khâu đầu (như Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro") có thể được phát huy. Việc tạo ra nguồn năng lượng thay thế vừa có hiệu quả kinh tế, vừa đảm bảo về mặt môi trường cũng sẽ tạo tiền đề cho sự phát triển của các lĩnh vực có liên quan trong ngành năng lượng và chế biến dầu khí như: sản xuất hiệu quả nguồn hydro từ nước để cung cấp cho các dự án lọc hóa dầu, phát triển các loại phương tiện giao thông sử dụng điện.

**3.6. Chi phí sản xuất năng lượng tái tạo tại Việt Nam**

Kết quả của nghiên cứu từ nhóm Liên minh Năng lượng Bền vững Việt Nam (VSEA) thực hiện vào năm 2017 cho thấy, để phát triển các nguồn năng



Hình 11. Sơ đồ phức hợp sản xuất điện và hydro từ năng lượng gió [36]

lượng tái tạo, việc áp dụng chi phí môi trường (external cost) cho các nguồn năng lượng sử dụng là cần thiết. Việc bỏ qua thành phần chi phí này đã tạo ra bức tranh bất hợp lý, dẫn đến giảm khả năng cạnh tranh của các nguồn năng lượng tái tạo so với các nguồn năng lượng truyền thống từ nhiên liệu hóa thạch. Xét thời điểm năm 2017, khi không áp dụng chi phí môi trường cho các nguồn năng lượng, giá sản xuất điện gió và điện mặt trời cao hơn điện than (Hình 12). Với sự tiến bộ kỹ thuật, giá điện mặt trời có thể cạnh tranh với điện than từ năm 2020 (Hình 13) và điện gió cạnh tranh được từ năm 2025 (Hình 14). Tuy nhiên, khi có xét đến chi phí môi trường, điện gió và mặt trời có thể cạnh tranh được với điện than ngay từ thời điểm hiện nay (Hình 15).

Tại Việt Nam, chi phí sản xuất điện mặt trời đang thấp hơn điện gió. Điện mặt trời cũng đang được hưởng giá mua ưu đãi. Hiện tại, khi không xét đến chi phí môi trường, giá điện gió và mặt trời vẫn còn cao hơn điện than. Với tiến bộ kỹ thuật, chi phí sản xuất điện gió và mặt trời sẽ giảm dần, đến năm 2020 thì điện mặt trời có thể cạnh tranh trực tiếp được với điện than và đến năm 2025 thì điện gió cạnh tranh được với điện than. Tuy nhiên, nếu Chính phủ xem xét áp dụng chi phí môi trường đối với tất cả các nguồn năng lượng sử dụng thì các nguồn năng lượng tái tạo hoàn toàn có thể cạnh tranh được với các nguồn năng lượng truyền thống từ nhiên liệu hóa thạch. Khi phát triển điện từ các nguồn năng lượng tái tạo, vấn đề cần được quan tâm và giải quyết đồng bộ là việc đưa điện tái tạo vào hệ thống lưới điện và truyền tải điện của quốc gia.

**4. Đánh giá khả năng triển khai và định hướng áp dụng tại các nhà máy lọc dầu và nhà máy đạm tại Việt Nam**

Việt Nam có ưu thế phát triển các nguồn năng lượng tái tạo để phục vụ

**Bảng 12.** Tiềm năng năng lượng mặt trời để xây dựng trang trại điện mặt trời của Việt Nam [37]

Bức xạ năng lượng mặt trời	Khu vực phù hợp (km <sup>2</sup> )	Công suất (MWp)
Thấp (4 - 4,5 kWh/m <sup>2</sup> /ngày)	70,7	5.891
Trung bình (4,5 - 5 kWh/m <sup>2</sup> /ngày)	171,1	14.255
Cao (5 - 5,5 kWh/m <sup>2</sup> /ngày)	430,6	35.880
<b>Tổng</b>	<b>672,3</b>	<b>56.027</b>

**Bảng 13.** Tiềm năng năng lượng mặt trời từ điện mặt trời áp mái tại Việt Nam [37]

Khu vực	Công suất (MWp)	
	2020	2030
Phía Bắc	5	20
Trung tâm	10	30
Phía Nam	20	100
<b>Tổng</b>	<b>35</b>	<b>150</b>

**Bảng 14.** Chi phí đầu tư và vận hành trang trại điện mặt trời và điện mặt trời áp mái tại Việt Nam [37]

Công nghệ	Thời gian đầu tư	Capex (1.000 USD/MW)	Opex (1.000 USD/MW/năm)
Trang trại điện mặt trời	2017 - 2020	1.000	18
	2021 - 2025	900	18
	2026 - 2030	800	18
Điện mặt trời áp mái	2017 - 2020	1.200	21
	2021 - 2025	1.100	21
	2026 - 2030	1.000	21

hoạt động đời sống và sản xuất. Trong công nghiệp chế biến dầu khí, trên cơ sở tận dụng cơ sở vật chất sẵn có của các nhà máy lọc - hóa dầu (đường ống, bể chứa, các thiết bị công nghệ và phụ trợ...), hệ thống cảng, kho bãi,..., việc tích hợp các nguồn tái tạo vào các nhà máy lọc hóa dầu rất thuận lợi, góp phần nâng cao hiệu quả hoạt động sản xuất mà còn đảm bảo phát triển bền vững trong lâu dài. Theo đó, định hướng phát triển tích hợp các nguồn tái tạo sẽ được đề xuất dựa trên các lợi thế và bối cảnh cụ thể của từng nhà máy lọc - hóa dầu. Trong khuôn khổ của bài viết này, các nhà máy sau được xem xét:

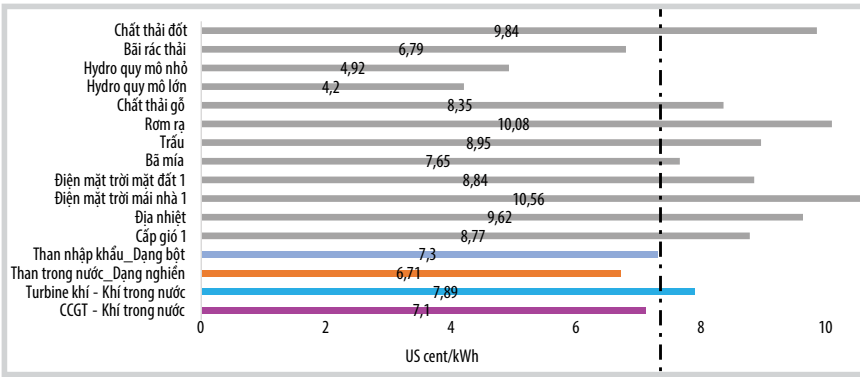
- Nhà máy Lọc dầu Dung Quất;
- Liên hợp Lọc hóa dầu Nghi Sơn;
- Nhà máy Đạm Phú Mỹ;
- Nhà máy Đạm Cà Mau.

Đối với Nhà máy Lọc dầu Dung Quất hiện tại, nguồn hydro từ phân xưởng CCR đã đủ để cung cấp cho nhu cầu sử dụng nội bộ. Trong tương lai, khi Nhà máy Lọc dầu Dung Quất chế biến nguyên liệu có hàm lượng lưu huỳnh cao hơn, nâng cao tiêu chuẩn chất lượng sản phẩm nhiên liệu và/hoặc nâng công suất, cần có nguồn hydro bổ sung từ phân xưởng sản xuất hydro. Đối với Liên hợp Lọc hóa dầu Nghi Sơn, do chế biến nguyên liệu dầu thô Kuwait có hàm lượng lưu huỳnh cao, ngoài nguồn hydro đi từ phân xưởng CCR, còn có nguồn hydro bổ sung đi từ phân xưởng HGU thông qua quá trình reforming LPG. Các nguồn hydro bổ sung này đều có thể được xem xét thay thế bằng các nguồn hydro tái tạo.

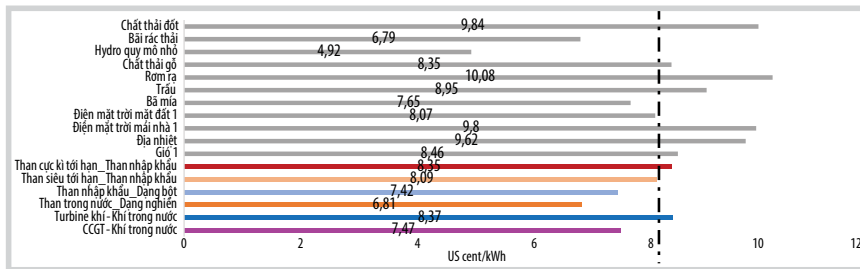
Đối với Nhà máy Đạm Phú Mỹ và Nhà máy Đạm Cà Mau, thông qua quá

trình reforming khí thiên nhiên, hydro được tạo ra và làm nguyên liệu cho quá trình sản xuất NH<sub>3</sub> để từ đó sản xuất phân urea. Trong tương lai, khi nguồn nguyên liệu khí thiên nhiên thay đổi với hàm lượng CO<sub>2</sub> cao (> 10%), các nhà máy đạm có thể xem xét nguồn hydro bổ sung đi từ hydro tái tạo và dần tiến tới thay thế hoàn toàn nguyên liệu khí thiên nhiên bằng các nguồn H<sub>2</sub> và CO<sub>2</sub> tái tạo. Hydro đi từ sinh khối có thể xem xét được áp dụng tại khu vực có sẵn nguồn sinh khối như Nhà máy Đạm Cà Mau. Sản lượng sinh khối hiện tại của khu vực Đồng bằng sông Cửu Long (khoảng 13 triệu tấn/năm, Bảng 11) hoàn toàn đáp ứng được nhu cầu sản xuất hydro tái tạo của Nhà máy Đạm Cà Mau (1,8 triệu tấn sinh khối/năm). Vì vậy, Nhà máy Đạm Cà Mau có thể xem xét triển khai phương án này. Đối với Nhà máy Đạm Phú Mỹ, có thể xem xét thay thế một phần hoặc toàn bộ nguyên liệu khí thiên nhiên bằng nguồn hydro tái tạo đi từ quá trình điện phân nước sông Thị Vải. Hydro tái tạo được sản xuất thông qua quá trình điện phân nước có tính kinh tế phụ thuộc chủ yếu vào chi phí đầu tư và giá năng lượng đầu vào. Các quy trình tốt nhất hiện nay để điện phân nước cho hiệu suất 70 - 80%. Theo đó, để tạo ra 1 kg hydro (có năng lượng là 143 MJ/kg hoặc khoảng 40 kWh/kg) thì cần 50 - 55 kWh điện [18]. Bảng 15 trình bày nhu cầu về nguồn nước và năng lượng tiêu thụ khi triển khai sản xuất hydro tái tạo từ quá trình điện phân nước tại một số nhà máy lọc - hóa dầu tại Việt Nam.

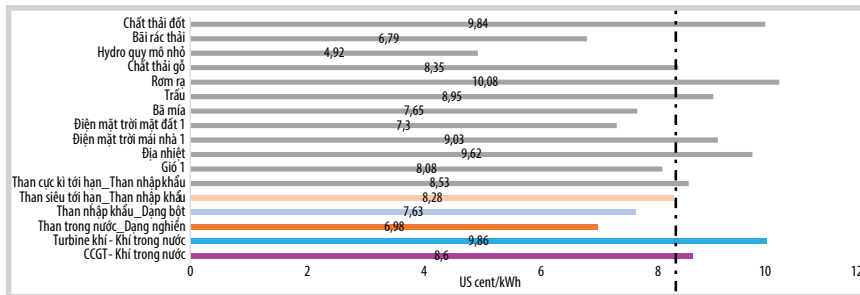
Hiện tại, chi phí sản xuất hydro tại Nhà máy Lọc dầu Dung Quất từ phân xưởng CCR gần 30.000 đồng/kg H<sub>2</sub>. Chi phí sản xuất hydro bổ sung thông qua quá trình reforming khí thiên nhiên cao hơn 20% so với hydro đi từ phân xưởng CCR. Trong khi đó, với giá điện gió, mặt trời tại Việt Nam xấp xỉ 1.700 đồng/kWh, nếu xem rằng giá thành sản xuất hydro từ quá trình điện phân chủ yếu đi từ chi phí điện tiêu thụ thì ước tính khoảng 85.000 đồng/kg H<sub>2</sub>, tức gấp 2,5 lần chi phí sản xuất hiện tại. Như vậy, để có thể tích hợp hydro tái tạo vào các nhà máy lọc - hóa dầu của Việt Nam,



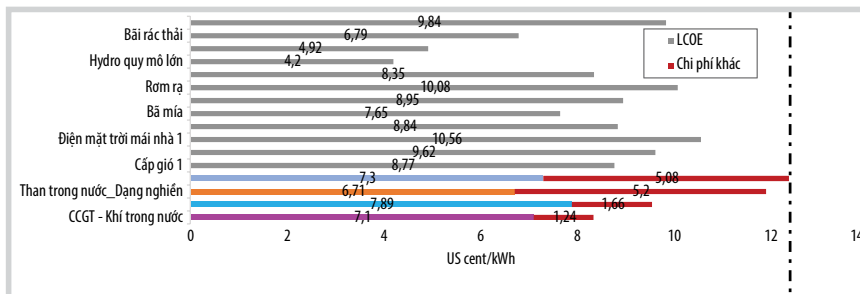
**Hình 12.** So sánh giá điện sản xuất từ các nguồn khác nhau vào năm 2017 [37]



**Hình 13.** So sánh giá điện sản xuất từ các nguồn khác nhau vào năm 2020 [37]



**Hình 14.** So sánh giá điện sản xuất từ các nguồn khác nhau vào năm 2025 [37]



**Hình 15.** So sánh giá điện sản xuất từ các nguồn khác nhau (có tính đến chi phí môi trường) vào năm 2017 [37]

việc giảm chi phí (giá) năng lượng đầu vào là một vấn đề cần được giải quyết. Khi giá điện gió, mặt trời giảm xuống còn < 700 đồng/kWh (~3 cent/kWh) thì hydro tái tạo hoàn toàn cạnh tranh được với các nguồn hydro truyền thống. Với sự phát triển của khoa học công nghệ, chi phí sản xuất điện từ các nguồn tái tạo đang ngày càng rẻ hơn. Dự báo điện mặt trời có thể cạnh tranh trực tiếp với các nguồn điện hóa thạch từ năm 2020 và điện gió sẽ cạnh tranh được từ năm 2025. Mặt khác, đối với Nhà máy Đạm Cà Mau, với lợi thế nằm trong khu vực có sẵn nguồn sinh khối, việc lựa chọn hướng đi dài hạn từ nguồn hydro tái tạo thông qua quá trình khí hóa sinh khối có nhiều thuận lợi và mang lại lợi ích về nhiều mặt: (1) nguồn cung sinh khối tại chỗ hoàn toàn đáp ứng được để thay

thế hoàn toàn nguồn hydro hiện tại đi từ khí thiên nhiên; (2) công nghệ khí hóa sinh khối đã được thương mại hóa; (3) chi phí sản xuất hydro từ khí hóa sinh khối nói chung thấp hơn so với từ quá trình reforming khí thiên nhiên; và (4) có thể phát triển được chuỗi giá trị hoàn chỉnh của hydro tái tạo: hoạt động nông nghiệp → sinh khối → hydro → phân bón → hoạt động nông nghiệp.

**5. Kết luận và kiến nghị**

Để đảm bảo an ninh năng lượng và bảo vệ môi trường, năng lượng tái tạo đang được các quốc gia trên thế giới quan tâm. Tùy điều kiện riêng của từng khu vực, các dạng năng lượng tái tạo khác nhau được phát triển. Nhìn chung, chính sách phát triển năng lượng tái tạo của các quốc gia, các tập đoàn dầu khí luôn mang tính đa dạng và chủ yếu tập trung vào các nguồn năng lượng gió, mặt trời và sinh khối.

Đối với Việt Nam, năng lượng tái tạo đã được Đảng và Chính phủ quan tâm và đưa vào các chiến lược, định hướng phát triển năng lượng tại Việt Nam. Đây là yếu tố quan trọng để thu hút các nhà đầu tư trong và ngoài nước vào lĩnh vực này. Nghị quyết số 55-NQ/TW ngày 11/2/2020 của Bộ Chính trị về định hướng Chiến lược phát triển năng lượng quốc gia của Việt Nam đến năm 2030, tầm nhìn đến năm 2045 đã chỉ đạo cần ưu tiên khai thác, sử dụng triệt để và hiệu quả các nguồn năng lượng tái tạo. Đây là cơ sở nhằm định hướng đưa các dạng năng lượng gió, mặt trời và sinh khối vào cơ cấu phát triển năng lượng tại Việt Nam. Theo đó, các nguồn năng lượng tái tạo (không tính thủy điện) sẽ đáp ứng 21% tổng nhu cầu điện của Việt Nam vào năm 2030.

Phát triển hydro từ các nguồn tái tạo là một xu thế tất yếu hiện nay. Hai



**Bảng 15.** Nhu cầu về nguồn nước và năng lượng tiêu thụ khi triển khai sản xuất hydro tái tạo từ quá trình điện phân nước tại một số nhà máy lọc hóa dầu tại Việt Nam

Nhà máy	Quá trình công nghệ	Sản lượng H <sub>2</sub> (tấn/giờ)	Lượng điện cần tiêu thụ (MWh/năm) <sup>(a), (b)</sup>	Lượng nước yêu cầu (tấn/năm) <sup>(b)</sup>
Nhà máy Lọc dầu Dung Quất (Nâng cấp mở rộng)	H <sub>2</sub> bổ sung	0,47	186.120	33.502
Nhà máy Lọc dầu Nghi Sơn	H <sub>2</sub> bổ sung từ LPG	17,43	6.902.280	1.242.410
Nhà máy Đạm Phú Mỹ	H <sub>2</sub> bổ sung khi sử dụng nguyên liệu khí thiên nhiên chứa 30% CO <sub>2</sub>	2,05 <sup>(c)</sup>	811.800	146.124
	Thay thế hoàn toàn nguyên liệu khí thiên nhiên	12,31	4.874.760	877.457
Nhà máy Đạm Cà Mau	H <sub>2</sub> bổ sung khi sử dụng nguyên liệu khí thiên nhiên chứa 30% CO <sub>2</sub>	1,89 <sup>(c)</sup>	748.440	134.719
	Thay thế hoàn toàn nguyên liệu khí thiên nhiên	11,33	4.486.680	807.602
<b>Tổng lượng tiêu thụ tối đa hàng năm</b>			<b>16.449.840</b>	<b>2.960.971</b>

(a) Ước tính trên cơ sở chi phí năng lượng tiêu tốn để sản xuất 1 kg H<sub>2</sub> là 50 kWh;  
 (b) Ước tính trên cơ sở số ngày hoạt động là 330 ngày/năm;  
 (c) Ước tính trên cơ sở sự giảm sản lượng H<sub>2</sub> trong syngas khi nguyên liệu chứa 30% CO<sub>2</sub> do sự xảy ra đồng thời của phản ứng dry reforming và steam reforming.

Nguồn: VPI, 2020

hướng đi chủ đạo để sản xuất hydro tái tạo là điện phân nước và khí hóa sinh khối. Công nghệ khí hóa sinh khối đã được thương mại hóa và sẽ phát huy lợi thế khi áp dụng tại các khu vực có sẵn nguồn sinh khối. Trong khi đó, công nghệ sản xuất hydro từ điện phân nước đã được thương mại hóa một phần và triển khai với quy mô công suất khác nhau ở nhiều nơi trên thế giới. Chi phí sản xuất H<sub>2</sub> bằng phương pháp điện phân nước sẽ cạnh tranh được với phương pháp truyền thống (reforming hơi nước khí thiên nhiên) nếu có thể giảm được chi phí đầu tư (CAPEX) và giảm giá thành điện đầu vào. Công nghệ PEM và alkaline ngày càng trở nên cạnh tranh hơn trong khi các chi phí đầu tư cho cơ sở hạ tầng cũng được dự báo sẽ giảm đáng kể (từ 50 - 80%). Công nghệ điện phân nước biển hiện tại vẫn chưa được thương mại hóa do khó khăn về kỹ thuật và chi phí rất cao. Các nghiên cứu xoay quanh vấn đề này nhằm giải quyết các vấn đề kỹ thuật và giảm chi phí vẫn đang được triển khai. Hệ thống điện phân tích hợp với quá trình quang hóa sử dụng năng lượng mặt trời được thấy là phương pháp hiệu quả về kỹ thuật để sản xuất hydro. Điện gió và mặt trời sẽ có hiệu quả chi phí tốt hơn so với điện than vào năm 2030 đối với 20 GW công suất đầu tiên tại các địa điểm có tiềm năng tốt nhất. Mặc dù các dự án điện gió và điện mặt trời tốt nhất có tính cạnh tranh cao, các dự án này đòi hỏi chi phí đầu tư ban đầu cao hơn so với sản xuất điện truyền thống.

Hiện nay, PVN đã phát triển gần như hoàn thiện chuỗi khai thác, thu gom, xử lý, sản xuất và phân phối các sản phẩm dầu khí từ nguồn tài nguyên dầu khí trong nước. Dự địa để gia tăng trữ lượng và sản lượng dầu khí trong nước của PVN không còn lớn. Về dài hạn, PVN vẫn là tập đoàn hoạt động trong lĩnh vực sản xuất và cung cấp năng lượng

là chính, vì vậy tiếp tục mở rộng phạm vi hoạt động của PVN trong lĩnh vực năng lượng là hợp lý. Mặt khác, với cơ sở hạ tầng hiện tại (Nhà máy Lọc dầu Dung Quất, Liên hợp Lọc hóa dầu Nghi Sơn, Nhà máy Đạm Cà Mau, Nhà máy Đạm Phú Mỹ) và sự sẵn có các nguồn tái tạo tại các khu vực đặt nhà máy (năng lượng gió, mặt trời, sinh khối, sông và biển), các nhà máy có phần vốn góp của PVN có được lợi thế nhất định khi tích hợp các nguồn tái tạo vào các nhà máy hiện hữu để nâng cao hiệu quả hoạt động, đồng thời đảm bảo phát triển bền vững đối với chuỗi hoạt động khâu sau. Theo đó, các định hướng tích hợp hydro tái tạo sau có thể được xem xét như sau: Nhà máy Lọc dầu Dung Quất áp dụng điện phân nước biển sử dụng năng lượng từ điện gió, điện mặt trời; Liên hợp Lọc hóa dầu Nghi Sơn áp dụng điện phân nước biển sử dụng năng lượng từ điện gió, điện mặt trời; Nhà máy Đạm Phú Mỹ áp dụng điện phân nước sông sử dụng năng lượng từ điện mặt trời; Nhà máy Đạm Cà Mau áp dụng khí hóa sinh khối.

**Tài liệu tham khảo**

[1] IRENA, *Renewable capacity highlights*, 2019.  
 [2] Marcelo Carmo, David L.Fritz, Jürgen Mergel, and Detlef Stolten, "A comprehensive review on PEM water electrolysis", *International Journal of Hydrogen Energy*, Vol. 38, No. 12, pp. 4901 - 4934, 2013. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2013.01.151.  
 [3] S.Giddey, S.Badwal, and A.Kulkarni, "Review of electrochemical ammonia production technologies and materials", *International Journal of Hydrogen Energy*, Vol. 38, No. 34, pp. 14576 - 14594, 2013. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2013.09.054.  
 [4] M.Laguna-Bercero, "Recent advances in high

temperature electrolysis using solid oxide fuel cells: A review", *Journal of Power Sources*, Vol. 203, pp. 4 - 16, 2012. DOI: 10.1016/j.jpowsour.2011.12.019.

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

[6] Aldo Saul Gago, Jörg Bürkle, Philipp Lettenmeier, Tobias Morawietz, Michael Handl, Renate Hiesgen, Fabian Burggraf, Pilar Angel Valles Beltran, and Kaspar Andreas Friedrich, "Degradation of proton exchange membrane (PEM) electrolysis: The influence of current density", *ECS Transactions*, Vol. 86, pp. 695 - 700, 2018. DOI: 10.1149/08613.0695ecst.

[7] Sergio Yesid Gómez and Dachamir Hotza, "Current developments in reversible solid oxide fuel cells", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 61, pp. 155 - 174, 2016. DOI: 10.1016/j.rser.2016.03.005.

[8] Sukhvinder P.S.Badwal, Sarbjit Giddey, and Christopher Munnings, "Emerging technologies, markets and commercialization of solid-electrolytic hydrogen production", *Wiley Interdisciplinary Reviews: Energy and Environment*, Vol. 7, No. 3, 2018. DOI: 10.1002/wene.286.

[9] Alexander Buttler and Hartmut Spliethoff, "Current status of water electrolysis for energy storage, grid balancing and sector coupling via power-to-gas and power-to-liquids: A review", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 82, pp. 2440 - 2454, 2018. DOI: 10.1016/j.rser.2017.09.003.

[10] IRENA, "Innovation landscape brief: Renewable Power-to-Hydrogen", 2019. [Online]. Available: [https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Sep/IRENA\\_Power-to-Hydrogen\\_Innovation\\_2019.pdf](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Sep/IRENA_Power-to-Hydrogen_Innovation_2019.pdf).

[11] IRENA, "Global energy transformation: The REmap transition pathway", 2019. [Online]. Available: [www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Apr/IRENA\\_GET\\_REmap\\_pathway\\_2019.pdf](http://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Apr/IRENA_GET_REmap_pathway_2019.pdf).

[12] Martín David, Carlos Ocampo-Martínez, and Ricardo Sánchez-Peña, "Advances in alkaline water electrolyzers: A review", *Journal of Energy Storage*, Vol. 23, pp. 392 - 403, 2019. DOI: 10.1016/j.est.2019.03.001.

[13] Tractebel, Engie and Hincio, "Study on early business cases for H<sub>2</sub> in energy storage and more broadly Power to H<sub>2</sub> Applications", Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking, 2017.

[14] Chris Ainscough, David Peterson, and Eric Miller, "Hydrogen production cost from PEM electrolysis", 2014.

[15] IRENA, "Hydrogen from renewable power technology outlook for the energy transition", 2018.

[16] ENGIE, "The GRHYD demonstration project", 2018. [Online]. Available: <https://www.engie.com/en/businesses/gas/hydrogen/power-to-gas/the-grhyd-demonstration-project>.

[17] Fuel Cells and Hydrogen (FCH), "Hybalance inaugurates and advanced facility for the production of green hydrogen". [Online]. Available: <https://www.fch.europa.eu/news/hybalance-inaugurates-advanced-facility-production-green-hydrogen>.

[18] Enel Chile S.A., "Enel operates world's first "plug and play" micro-grid powered by solar pv and hydrogen-based storage in Chile", 31/5/2017. [Online]. Available: <https://www.enel.cl/en/meet-enel/media/news/d201705-enel-operates-worlds-first-plug-and-play-micro-grid-powered-by-solar-pv-and-hydrogen-based-storage-in-chile.html>.

[19] L. Brasington, "European utilities support UN Development Goals", Cleantech Group, 2018. [Online]. Available: <https://www.cleantech.com/european-utilities-support-un-development-goals/>.

[20] Eva Maria Plunger, "H<sub>2</sub> future hydrogen meeting future needs of low carbon manufacturing value chains", *Programme Review Days 2018, Brussels, 14 - 15 November 2018*. [Online]. Available: [https://www.fch.europa.eu/sites/default/files/documents/ga2011/6\\_Session%206\\_H2FUTURE%20%28ID%204811834%29.pdf](https://www.fch.europa.eu/sites/default/files/documents/ga2011/6_Session%206_H2FUTURE%20%28ID%204811834%29.pdf).

[21] European Commission, "Hydrogen meeting future needs of low carbon manufacturing value chains", 2017. [Online]. Available: <https://cordis.europa.eu/project/rcn/207465/reporting/en>.

[22] FCH JU, "Project REFHYNE", Fuel Cell and Hydrogen Joint Undertaking, 2018. [Online]. Available: [www.fch.europa.eu/project/clean-refinery-hydrogeneurope](http://www.fch.europa.eu/project/clean-refinery-hydrogeneurope).

[23] Greencarcongress, "Thyssenkrupp offering large-scale water electrolysis", 27/7/2018. [Online]. Available: <https://www.greencarcongress.com/2018/07/20180728-tk.html>.

[24] Andreas Franke, "Danish companies plan 1.3-GW green hydrogen project to fuel transport". [Online]. Available: <https://www.spglobal.com/platts/en/market-insights/latest-news/electric-power/052620-danish-companies-plan-13-gw-green-hydrogen-project-to-fuel-transport>.

- [25] H.Ahmad, S.K.Kamarudin, L.J.Minggu, and M.Kassim, "Hydrogen from photo-catalytic water splitting process: A review", *Renewable and Sustainable Energy Review*, Vol. 43, pp. 599 - 610, 2015. DOI: 10.1016/j.rser.2014.10.101.
- [26] Ryu Abe, "Recent progress on photocatalytic and photoelectrochemical water splitting under visible light irradiation", *Journal of Photochemistry and Photobiology C: Photochemistry Reviews*, Vol. 11, pp. 179 - 209, 2010. DOI: 10.1016/j.jphotochemrev.2011.02.003.
- [27] Tahereh Jafari, Ehsan Moharreri, Alireza Shirazi Amin, Ran Miao, Wenqiao Song and Steven L.Suib, "Photocatalytic water splitting - The untamed dream: A review of recent advances", *Molecules*, Vol. 21, No. 7, pp. 900, 2016. DOI: 10.3390/molecules21070900.
- [28] Rengui Li, "Latest progress in hydrogen production from solar water splitting via photocatalysis, photoelectrochemical, and photovoltaic-photoelectrochemical solutions", *Chinese Journal of Catalysis*, Vol. 38, No. 1, pp. 5 - 12, 2017. DOI: 10.1016/S1872-2067(16)62552-4.
- [29] Matthias Binder, Michael Kraussler, Matthias Kuba, and Markus Luisser, "Hydrogen from biomass gasification", *IEA Bioenergy*, 2018.
- [30] Binh M.Q.Phan, Long T.Duong, Viet D.Nguyen, Trong B.Tran, My H.H.Nguyen, Luong H.Nguyen, Duc A.Nguyen, and Loc C.Luu, "Evaluation of the production potential of bio-oil from Vietnamese biomass resources by fast pyrolysis", *Biomass and Bioenergy*, Vol. 62, pp. 74-81, 2014. DOI: 10.1016/j.biombioe.2014.01.012.
- [31] Milan Hrabovsky, "Chapter 3: Thermal plasma gasification of biomass", *Progress in Biomass and Bioenergy Production*, Shahid Shaukat (Eds.), IntechOpen, 2011. DOI: 10.5772/18234.
- [32] Frédéric Fabry, Christophe Rehm, Vandad-Julien Rohani, and Laurent Fulcheri, *Waste Gasification by Thermal Plasma: A Review, Waste and Biomass Valorization*, Vol. 4 (3), pp. 421 - 439, 2013. DOI: 10.1007/s12649-013-9201-7.
- [33] Bryan Sims, "Proving out plasma gasification". [Online]. Available: <http://biomassmagazine.com/articles/2144/proving-out-plasma-gasification>.
- [34] 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.
- [35] Ibrahim Dincer and Canan Acar, "Review and evaluation of hydrogen production methods for better sustainability", *International Journal of Hydrogen Energy*, Vol. 40, pp. 11094 - 11111, 2015. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2014.12.035.
- [36] Javier Dufour, David P.Serrano, Jose L.Gálvez, Jovita Moreno, and Antonio González, "Hydrogen production from fossil fuels: life cycle assessment of technologies with low greenhouse gas emissions", *Energy & Fuels*, Vol. 25, No. 5, pp. 2194 - 2202, 2011. DOI: 10.1021/ef200124d.
- [37] Nguyen Quoc Khanh, "Analysis of future generation capacity scenarios for Vietnam", *GreenID*, 2017.
- [38] Jason Gregory, *Game engine architecture*. CRC Press, 2018.

## HYDROGEN PRODUCTION FROM RENEWABLE RESOURCES FOR USE IN REFINERIES AND PETROCHEMICAL PLANTS IN VIETNAM

**Nguyen Huu Luong, Nguyen Thi Chau Giang, Huynh Minh Thuan**

Vietnam Petroleum Institute

Email: luongnh.pvpro@vpi.pvn.vn

### Summary

Renewable hydrogen is a trending development nowadays. The two main routes for its production are water electrolysis and biomass gasification. Biomass gasification is a fully commercialised technology while water electrolysis is still an unmaturing technology. In the downstream sector, for their sustainable development and making full use of available infrastructure, renewable hydrogen can be introduced to refineries and petrochemical plants on the basis of their advantages and conditions. For Dung Quat Refinery, Nghi Son Refinery and Petrochemical Complex, and Phu My Fertilizer Plant, renewable hydrogen can be obtained by water electrolysis using wind and/or solar energy. For Ca Mau Fertilizer Plant, biomass can be considered as the potential feedstock for hydrogen production using gasification technology.

**Key words:** Hydrogen, petroleum processing, renewable, water electrolysis, biomass gasification, Dung Quat Refinery, Nghi Son Refinery and Petrochemical Complex, Ca Mau Fertilizer Plant, Phu My Fertilizer Plant.