Vietnam Journal of Catalysis and Adsorption
Tạp chí xúc tác và hấp phụ Việt Nam

https://jca.edu.vn

Các loại nhiên liệu tái tạo giúp giảm thiểu phát thải cacbon, hướng tới mục tiêu Cacbon Net Zero – Phần 2: Điện, nhiên liệu tổng hợp eFuel – Năng lượng thay thế nhiên liệu tiềm năng

Renewable fuels strengthening carbon reduction towarding Carbon Net Zero commitment – Part 2: Renewable electricity and eFuel - potential alternative energy fuels

Nguyễn Khánh Diệu Hồng[1,*], Đinh Thị Ngọ[2], Nguyễn Đăng Toàn[3]

[1] *Viện nghiên cứu Đào tạo và Phát triển Nhân lực, Liên Hiệp Các hội Khoa học và Kỹ thuật Việt Nam*
[2] *Khoa Kỹ thuật Hóa học, Trường Hóa và Khoa học sự sống, Đại học Bách Khoa Hà Nội, Việt Nam*
[3] *Quỹ Đổi mới sáng tạo Vingroup, Viện nghiên cứu Dữ liệu lớn, Tập đoàn Vingroup*
** Email: khanhdieuhong@gmail.com*

ARTICLE INFO

Received: 04/12/2025
Accepted: 07/03/2026
Published: 30/03/2026

Keywords:
eFuel; renewable electricity; lithium battery; Carbon Net Zero.

ABSTRACT

Achieving Net Zero Carbon requires the adoption of new and alternative renewable electricity and synthetic fuels (eFuels). This paper provides an overview of strategies for reducing carbon emissions through these methodologies. Renewable electricity can be obtained from gas, biomass, fuel cells using different types of feedstock, and rechargeable batteries. Synthetic fuels or eFuels can be produced by combining renewable hydrogen with CO_2, enabling chemical storage of renewable energy and reducing greenhouse gas emissions (GHG). By integrating alternative renewable electricity with eFuel technologies, it is possible to enhance energy flexibility and accelerate progress toward a sustainable, Carbon-Neutral future.

Giới thiệu chung

Trong bài tổng quan trước đây [1], chúng tôi đã đưa ra giới thiệu và xu hướng phát triển của một số dạng nhiên liệu thay thế bao gồm nhiên liệu sinh học, nhiên liệu xanh và nhiên liệu tổng hợp tái tạo. Trong mô hình nhiên liệu thay thế [1], một số loại nhiên liệu khác cũng đóng vai trò quan trọng hướng tới Net Zero, đó là điện và nhiên liệu tổng hợp eFuel (còn gọi là nhiên liệu điện tử/tổng hợp – electrofuel); trong đó, năng lượng điện đóng vai trò nhiên liệu thay thế rất tiềm năng và được phân chia thành 3 loại chính: điện đi từ khí (LPG, LNG) và sinh khối; điện dưới dạng pin nhiên liệu; điện dưới dạng pic sạc. Dưới đây đưa ra các nội dung về tổng quan, nhận định và phân tích vai trò của các loại đó trong tổng thể năng lượng tái tạo nhằm thay thế năng lượng hóa thạch trong hành trình chuyển đổi xanh với mục tiêu Net Zero.

Năng lượng điện tái tạo thay thế

Trên thực tế, năng lượng điện đi từ các nguồn chủ đạo sau được tính là năng lược điện tái tạo [2, 4]: Mặt trời, gió, thủy điện, địa nhiệt và sinh khối; trong đó, năng lượng điện đi từ sinh khối ngày càng nhận được sự quan tâm nhiều hơn và được đánh giá là nguồn sản xuất điện sạch thay thế chủ đạo trong tương lai gần. Như vậy, trong địa hạt năng lượng điện tái tạo, điện đi từ sinh khối chính là loại năng lượng điện thay thế mà xã hội hướng đến.

Một trong các hướng đi thay thế không kém phần quan trọng là chuyển đổi nhiên liệu hóa thạch cũ đối với các nhà máy nhiệt điện [3], nhằm tạo ra nguồn điện sạch hơn, kinh tế hơn – đó chính là điện khí. Điện khí được tạo ra từ nguyên lý sử dụng nhiệt đốt khí thiên nhiên (CNG) hoặc khí hóa lỏng (LNG, LPG) để thay thế cho nhiệt đốt than hay nhiên liệu đi từ dầu

©2026 by the authors. Licensee Vietnam Journal of Catalysis and Adsorption. This article is an open access article distributed under the terms and conditions of the Creative Commons Attribution (CC BY) license (https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/).

https://doi.org/10.62239/jca.2026.001

mỏ. Theo nhiều tài liệu nghiên cứu, việc sử dụng khí tự nhiên để sản xuất điện làm giảm giá thành từ 30 đến 40%, đến từ việc xây dựng nhà máy nhanh hơn và linh hoạt hơn, dễ dàng khởi động hoặc dừng hoạt động; giảm ô nhiễm môi trường do giảm đáng kể lượng SO_x, CO_x, NO_x, PM2.5 trong khí thải - so với đốt than đá, đốt khí chỉ tạo ra 1/2 lượng CO_2 và 1/10 các chất gây ô nhiễm không khí khác (NO_x, SO_x, PM2.5, v.v.).

Như vậy có thể nói, đứng ở phương diện năng lượng điện thay thế cho tương lai, điện sản xuất từ sinh khối và khí nén/khí hóa lỏng là hai hướng đi có tiềm năng lớn.

Điện khí

Trong bối cảnh toàn cầu hướng tới giảm phát thải cacbon và tăng cường an ninh năng lượng, điện khí nổi lên như một nguồn phát điện linh hoạt và hiệu quả. Khí thiên nhiên có lượng phát thải CO_2 thấp hơn so với than và dầu, đồng thời các công nghệ phát điện khí hiện đại cung cấp khả năng điều chỉnh công suất nhanh, giúp cân bằng sản lượng từ các nguồn năng lượng tái tạo biến động.

Theo IEA (Cơ quan Năng lượng Quốc tế - International Energy Agency) [4], nhu cầu năng lượng toàn cầu đạt mức cao kỷ lục mới, với hơn 3/4 mức tăng đến từ các nền kinh tế mới nổi và đang phát triển. Dữ liệu sơ bộ cho thấy nhu cầu khí đã tăng 2,7%, tương đương 115 tỷ m^3 (khoảng 4 EJ) trong năm 2024.

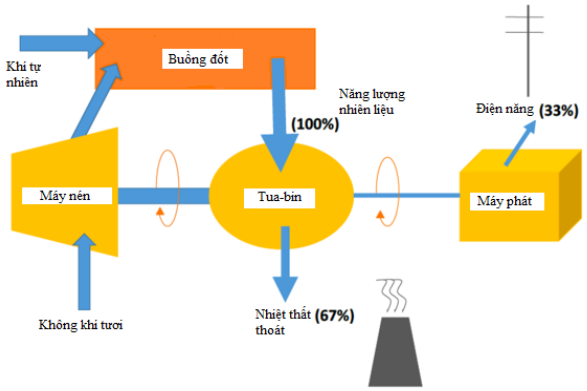
Ưu điểm của các nhà máy điện khí là hiệu suất cao, phát thải thấp nên thân thiện môi trường (ít phát thải CO_2, SO_2, NO_x và hầu như không có tro xỉ); Thời gian xây dựng ngắn (thường chỉ mất 2–3 năm, nhanh hơn so với nhà máy than hoặc thủy điện); Đặc biệt, khả năng khởi động rất nhanh (có thể khởi động và thay đổi công suất nhanh, chỉ sau khoảng 1 giờ, phù hợp để bù tải cho điện gió, điện mặt trời), điều đó phù hợp với xu hướng chuyển dịch năng lượng. Ngoài ra nhà máy điện khí còn có chi phí đầu tư ban đầu thấp hơn so với thủy điện lớn hoặc nhiệt điện than (tính trên mỗi MW công suất); diện tích xây dựng nhỏ (không cần bãi thải xỉ, hồ chứa lớn, phù hợp gần khu dân cư hoặc khu công nghiệp); vận hành và bảo trì đơn giản (ít cần các thiết bị xử lý môi trường phức tạp nên chi phí vận hành thấp hơn). Sau này khi công nghệ phát triển lên một tầm cao mới, đó là nhà máy điện khí sử dụng hỗn hợp khí hóa lỏng và hydro xanh, hiệu quả năng lượng còn tăng cao hơn nữa và sự phát thải khí nhà kính sẽ được giảm một cách triệt để

Điện khí đóng vai trò chủ chốt trong việc hỗ trợ tích hợp các nguồn năng lượng tái tạo biến đổi như điện mặt trời và gió. Có thể kể đến một số công nghệ điện khí điển hình như công nghệ tuabin khí đơn chu trình (Simple Cycle Gas Turbine – SCGT), công nghệ tua bin khí chu trình hỗn hợp (CCGT).

Công nghệ tuabin khí đơn chu trình (SCGT)

Trong công nghệ SCGT (Hình 1), khí thiên nhiên (CNG) hoặc khí hóa lỏng (LNG) được đốt trực tiếp trong buồng đốt, sinh ra khí nóng có áp suất cao. Khí này tác động lên cánh quạt tuabin, chuyển năng lượng nhiệt và áp suất thành cơ năng, rồi dẫn động máy phát điện tạo ra điện năng.

Hiệu suất của công nghệ SCGT dao động trong khoảng 30% - 40%, với công suất máy phát điện từ vài chục tới vài trăm MW. Ưu điểm của công nghệ này có khả năng khởi động nhanh, đơn giản và linh hoạt, chi phí đầu tư thấp, hỗ trợ tích hợp năng lượng tái tạo - có thể chạy phụ tải đỉnh khi sản lượng điện mặt trời hoặc gió giảm. Tuy vậy nhược điểm của công nghệ SCGT là hiệu suất thấp do không tận dụng nhiệt thải, phát thải CO_2 (mặc dù thấp hơn than, nhưng vẫn là nguồn nhiên liệu hóa thạch), chi phí nhiên liệu phụ thuộc vào giá khí thiên nhiên và dễ biến động theo thị trường, không phù hợp cho vận hành nền - SCGT thường dùng cho phụ tải đỉnh hoặc tình huống khẩn cấp, không dùng làm nguồn điện nền lâu dài.



Hình 1. Mô hình công nghệ SCGT

Với những ưu, nhược điểm trên, công nghệ SCGT đóng vai trò như một nguồn linh hoạt cho lưới điện: bù đắp sự biến đổi từ năng lượng mặt trời và gió; điện phụ tải đỉnh: vận hành trong giờ cao điểm, tránh quá tải hệ thống; điện dự phòng khẩn cấp: đảm bảo khả năng cung cấp điện khi các nguồn khác gặp sự cố.

Công nghệ tuabin khí chu trình hỗn hợp (CCGT)

CCGT là công nghệ phát điện trong đó khí thiên nhiên hoặc khí hóa lỏng được đốt trong tuabin khí, sau đó nhiệt thải từ khí nóng được tận dụng để sinh hơi nước chạy tuabin hơi, tạo thành một chu trình kép nhằm tăng hiệu suất tổng thể. Cấu trúc này giúp tận dụng tối đa năng lượng nhiệt từ quá trình đốt, nâng hiệu suất

https://doi.org/10.62239/jca.2026.001

lên mức 55–62%, cao hơn nhiều so với công nghệ SCGT. Nhà máy sử dụng công nghệ CCGT có sông suất từ vài trăm MW tới hơn 1GW. Đặc điểm của công nghệ CCGT là khởi động chậm hơn so với SCGT và thích hợp cho vận hành nền, ổn định, có thể chạy liên tục hàng tuần.

Ưu điểm của CCGT là hiệu suất cao, tiết kiệm nhiên liệu, giảm chi phí vận hành so với SCGT và điện than, phát thải CO_2 thấp hơn so với các công nghệ nhiệt điện truyền thống, vận hành linh hoạt - có thể chạy liên tục làm nguồn điện nền đồng thời đáp ứng nhu cầu tăng phụ tải, tận dụng nhiệt thải nên thân thiện hơn với môi trường so với SCGT. Nhược điểm của công nghệ CCGT bao gồm khởi động chậm hơn SCGT, chi phí đầu tư cao hơn, vận hành và bảo dưỡng phức tạp hơn, và trên thực tế vẫn sử dụng nhiên liệu hóa thạch – tức là vẫn phát thải dương CO_2 dù thấp hơn so với than và dầu mỏ.

Vai trò của công nghệ CCGT trong hệ thống điện bao gồm là nguồn điện nền hiệu quả, cung cấp công suất ổn định, liên tục; hỗ trợ tích hợp năng lượng tái tạo: có thể điều chỉnh công suất theo biến động của điện mặt trời và gió, mặc dù không nhanh bằng SCGT; giải pháp trung gian trong chuyển dịch năng lượng: CCGT thường được xem là bước chuyển tiếp trước khi thay thế hoàn toàn bằng điện hydro hoặc khí tổng hợp trong tương lai.

Trong số các nhà máy điện khí nổi bật toàn cầu, có thể kể đến nhà máy Surgutskaya GRES-2 (Surgut-2, Nga), với công suất 5.597 MW - đây là một trong những nhà máy điện khí lớn nhất thế giới, sử dụng khí thiên nhiên gồm nhiều tổ máy (một số dùng chu trình CCGT); nhà máy El Burullus Power Plant (Ai Cập) với công suất 4.800 MW, sử dụng công nghệ CCGT với nhiều turbine khí và tuabin hơi cùng hệ thống tạo hơi thu hồi nhiệt (Heat Recovery Steam Generator – HRSG); nhà máy Tatan Power Plant (Đài Loan) với công suất 4.986 MW; nhà máy Futtsu Power Station (Nhật Bản) có công suất 5.040 MW.

Tại Việt Nam, theo số liệu mới nhất năm 2025, tổng công suất các nhà máy nhiệt điện khí/khí hóa lỏng đạt 7.152 MW (khoảng 9% tổng công suất lắp đặt của hệ thống). Trong cơ cấu phát điện năm 2023 - 2024, điện khí đóng góp ~ 11% tổng sản lượng trong lưới điện quốc gia, phân bổ ở vùng Đông Nam Bộ và Đồng bằng sông Cửu Long, chủ yếu dùng khí thiên nhiên (với phần tăng sử dụng LNG). Có thể thấy, nhìn chung điện khí hiện là một phần quan trọng của Việt Nam, tuy chưa phải nguồn chủ đạo; điện khí đang đóng vai trò bổ trợ, linh hoạt cho hệ thống khi nhu cầu phụ tải thay đổi hoặc khi các nguồn tái tạo/thuỷ điện có biến động.

Theo quy hoạch của Bộ Công thương và các kế hoạch phát triển năng lượng quốc gia, Việt Nam dự kiến mở rộng đáng kể công suất điện khí, đến năm 2030 có thể đạt 19.000 MW (từ khoảng 7 - 8 GW hiện nay). Các dự án mới như Nhơn Trạch 3 và 4, Quảng Trạch 2 và và một số nhà máy khác ở miền Trung, miền Nam được ưu tiên nhằm đảm bảo an ninh năng lượng và hỗ trợ chuyển dịch giảm carbon. Tuy nhiên, để phát huy hiệu quả, Việt Nam cần đồng thời đảm bảo nguồn cung LNG ổn định, cơ chế giá hợp lý, chính sách khuyến khích chuyển đổi từ than sang khí, ưu tiên hiệu suất cao, công nghệ hiện đại.

Điện khí là một giải pháp phát điện linh hoạt, hiệu quả và ít phát thải hơn so với các nguồn hóa thạch truyền thống. Với khả năng khởi động nhanh và hiệu suất cao, điện khí đóng vai trò trung tâm trong việc cân bằng hệ thống điện và hỗ trợ tích hợp năng lượng tái tạo. Trong tương lai, việc chuyển đổi sang sử dụng hydro và khí tổng hợp có thể nâng cao tính bền vững, giảm hoàn toàn phát thải CO_2, giúp điện khí trở thành nguồn điện sạch hơn và duy trì vai trò chiến lược trong cơ cấu năng lượng toàn cầu.

Theo Climate and Energy Think Tank và International Energy Agency (CET/IEA) [4]; điện khí tự nhiên chiếm khoảng 22–23% tổng lượng điện toàn cầu; tuy nhiên tỷ lệ này thay đổi theo năm, phụ thuộc vào giá khí, năng lượng tái tạo, và sự thay đổi trong sản xuất của các nước. Ở nước ta, điện khí chiếm khoảng 9–11% tổng sản lượng điện trong những năm gần đây.

Điện sinh khối

Điện sinh khối là công nghệ chuyển hóa năng lượng từ vật liệu hữu cơ thành điện năng. Sinh khối (biomass) là bất kỳ loại vật liệu hữu cơ nào có thể sản xuất năng lượng, bao gồm phế phẩm nông nghiệp như rơm rạ, trấu, vỏ cà phê, vỏ lạc, bã mía, v.v.; chất thải rắn đô thị; cây trồng năng lượng; chất thải công nghiệp và sinh học. Quá trình phát điện từ sinh khối thường bao gồm bốn bước cơ bản: Thu thập và xử lý nguyên liệu: sấy, nghiền, nén thành viên nén; chuyển hóa năng lượng: đốt trực tiếp hoặc chuyển đổi hóa học/vi sinh thành khí/ nhiên liệu lỏng; chuyển thành cơ năng: dùng hơi nước hoặc khí để vận hành tuabin hoặc động cơ.

Ưu điểm của điện sinh khối bao gồm tính tái tạo & bền vững: nguyên liệu có thể trồng lại hoặc thu hồi từ phế phẩm; tính giảm phát thải CO_2; tính tận dụng phế phẩm nông nghiệp, chất thải đô thị; tính hỗ trợ ổn định lưới điện: cung cấp điện cơ sở, bổ sung cho năng lượng gió/mặt trời; tính thúc đẩy kinh tế địa phương. Mặc dù vậy, điện sinh khối vẫn có một số hạn chế và thách thức như hiệu suất phát điện thấp hơn so với

https://doi.org/10.62239/jca.2026.001

than hoặc khí (~20–30%); nguyên liệu phân tán, khó vận chuyển quy mô lớn; phát sinh bụi, SO_x, NO_x nên cần tốn kém chi phí cho hệ thống xử lý khí thải; cần nguồn sinh khối ổn định, nếu không nhà máy có thể thiếu nguyên liệu; chi phí đầu tư ban đầu cao đối với công nghệ khí hóa hoặc các công nghệ hỗn hợp.

Các công nghệ phát điện sinh khối bao gồm: Đốt trực tiếp; khí hóa sinh khối; chuyển hóa hóa sinh học; đốt kết hợp sinh khối với nhiên liệu khác. Trong giai đoạn tương lai gần (2025 – 2030), một số công nghệ đang là xu hướng phát triển: khí hóa kết hợp – vừa cung cấp nhiệt vừa cung cấp điện; đốt hỗn hợp cùng với than/khí giúp giảm phát thải, tận dụng hạ tầng sẵn có; hệ thống lưới điện nhỏ hỗn hợp (điện mặt trời, gió và biomass kết hợp); đồng sản xuất nhiên liệu sinh học và phát điện; số hóa và AI giúp dự báo nhu cầu, tối ưu vận hành, quản lý nguyên liệu và hiệu suất; giảm phát thải: ứng dụng lọc khí, thu hồi lưu huỳnh, bụi và NO_x.

Công nghệ đốt trực tiếp sinh khối phát điện

Đốt trực tiếp sinh khối là quá trình phản ứng oxy hóa hoàn toàn giữa sinh khối và oxy nhằm chuyển hóa năng lượng hóa học trong sinh khối thành nhiệt. Khí nóng sinh ra ở nhiệt độ cao, từ 800–1000 °C, được sử dụng để tạo hơi nước vận hành tua-bin kết nối với máy phát điện [5]. Mọi loại sinh khối đều có thể được đốt để tạo ra lượng nhiệt cần thiết nếu hàm lượng ẩm nhỏ hơn 50%, mặc dù sinh khối gỗ thường được ưu tiên vì sinh ra ít tro hơn so với sinh khối không gỗ [6]. Quy mô các nhà máy sử dụng công nghệ đốt sinh khối dao động từ nhỏ (chủ yếu để sưởi ấm gia đình) đến quy mô công nghiệp lớn, phục vụ phát điện trong khoảng 100 - 3000 MW [6].

Tuy nhiên, sinh khối có giá trị năng lượng trên khối lượng thấp hơn và chứa nhiều hợp chất dễ bay hơi so với nhiên liệu hóa thạch, làm cho hiệu suất năng lượng ở các nhà máy công suất lớn không cao. Trung bình, cần khoảng 1500–2500 kg sinh khối để tạo ra 1 MWh điện, nhưng mức tiêu thụ sinh khối cho mỗi MWh thay đổi lớn tùy thuộc vào hàm lượng ẩm, năng lượng sinh khối và công nghệ sử dụng [7].

Ưu điểm: công nghệ đơn giản: dễ triển khai, vận hành ổn định; sử dụng nguồn năng lượng tái tạo: tận dụng phế thải nông nghiệp, gỗ thải, giảm ô nhiễm môi trường; có thể kết hợp với lưới điện hiện hữu: phát điện cơ sở, bổ sung năng lượng cho các nguồn tái tạo khác.

Nhược điểm: Hiệu suất thấp: khoảng 20–30%, thấp hơn so với nhiệt điện than hoặc khí; giá trị năng lượng trên khối lượng thấp: cần khối lượng lớn để tạo ra điện năng đáng kể; phát sinh tro và khí thải: cần xử lý bụi, SO_x, NO_x; nguyên liệu phân tán: chi phí vận chuyển cao, đòi hỏi kho bãi và chuẩn hóa sinh khối.

Công nghệ khí hóa sinh khối phát điện

Quá trình khí hóa chuyển hóa sinh khối thành nhiên liệu khí (khí tổng hợp – syngas CO + H2) tiện dụng hơn và có nhiệt trị cao hơn trong điều kiện nhiệt độ từ 600–1500 °C, áp suất từ 0,1 – 3,3 MPa, với lượng oxy nghèo để tránh xảy ra quá trình cháy [8-10].

Syngas tạo thành bao gồm chủ yếu hydro, CO và nitơ [11, 12], phụ thuộc vào loại và chất lượng sinh khối, độ ẩm tự nhiên, tác nhân khí hóa, kích thước và mật độ hạt, chất xúc tác, và các điều kiện vận hành như nhiệt độ và áp suất [40]. Các sản phẩm khác ở pha lỏng và rắn lần lượt là hắc ín (tar) và than cốc (char) [12, 13]. Syngas - tùy thuộc chất lượng, có thể được sử dụng để phát điện thông qua tuabin hơi, tuabin khí, hoặc trực tiếp trong pin nhiên liệu [12, 14–17].

Một số đặc điểm chủ yếu của công nghệ khí hóa phát điện: Quy mô phổ biến: 50 kW – 5 MW; hiệu suất phát điện tổng thể: 15–30%; hiệu suất sử dụng năng lượng nhiệt + điện (CHP): 60–80%. Ưu điểm của công nghệ này bao gồm: Sử dụng phụ phế phẩm nông, lâm nghiệp, giảm ô nhiễm đốt rơm rạ; giảm phát thải CO_2 (tính theo vòng đời); chi phí điện thấp ở vùng có nguồn sinh khối rẻ; công nghệ phân tán, phù hợp vùng xa lưới điện; có thể kết hợp cấp nhiệt + phát điện (CHP). Tuy vậy, nhược điểm của công nghệ là: Yêu cầu nguyên liệu đồng đều, khô; khí thải chứa nhiều tar, cần xử lý; nếu công suất quá nhỏ (<20 kW) thường không hiệu quả; hệ thống đòi hỏi vận hành – bảo trì liên tục; chi phí đầu tư lớn hơn máy phát dùng nhiên liệu diesel [17].

Một số công nghệ khác

Ngoài hai loại công nghệ chính trên, quá trình khí hóa sinh khối phát điện còn có một số loại công nghệ khác:

a) Chuyển hóa hóa sinh học sinh khối để phát điện là nhóm công nghệ sử dụng vi sinh vật để phân hủy sinh khối nhằm tạo ra nhiên liệu sinh học (chủ yếu là biogas hoặc bioetanol), sau đó dùng nhiên liệu này để chạy máy phát điện [18]. Khác với khí hóa sinh khối, chuyển hóa hóa sinh học diễn ra ở điều kiện nhiệt độ thấp, tiết kiệm năng lượng, phù hợp với chất thải ướt. Nguyên liệu cho quá trình này bao gồm chất thải chăn nuôi, bã mía, phụ phẩn nông nghiệp ẩm, rác hữu cơ, bùn thải, qua giai đoạn tiêu hóa kị khí hoặc lên men để tạo ra biogas hoặc bioetanol. Ưu điểm của chuyển hóa hóa sinh học phát điện đó là có thể xử lý chất thải chăn nuôi – hữu cơ giảm ô nhiễm mạnh, sản xuất điện ổn định hơn so với điện gió và điện mặt trời, chi phí vận hành thấp, tạo ra sản phẩm phụ là phân bón hữu cơ; vì thế đây là công nghệ rất phù hợp các vùng nông thôn, trang trại, nhà máy xử lý chất thải.

Nhược điểm của công nghệ này là sinh khối cần có độ ẩm khá cao, không phù hợp với gỗ khô, rơm rạ trừ khi tiền xử lý; tốc độ phân hủy chậm; cần quản lý mùi và an toàn khí CH_4; hiệu suất phát điện thấp hơn so với khí thiên nhiên.

b) Đốt kết hợp sinh khối với nhiên liệu khác (công nghệ co-firing) là công nghệ sử dụng hỗn hợp sinh khối và nhiên liệu truyền thống (than đá, khí tự nhiên) trong cùng một lò đốt hoặc tua-bin để sản xuất điện. Đây là giải pháp phổ biến để giảm phát thải CO_2 và tăng tỷ lệ năng lượng tái tạo mà không cần xây dựng nhà máy điện mới.

Đốt kết hợp nghĩa là trộn sinh khối (mùn cưa, viên nén, trấu, phụ phẩm nông nghiệp) với than đá hoặc nhiên liệu hóa thạch theo một tỷ lệ nhất định: 5–10% sinh khối sẽ giảm phát thải CO_2 với chi phí thấp; 20–30% sinh khối sẽ cần cải tạo lò đốt; 50–100% sinh khối sẽ cần thay đổi đáng kể hệ thống cấp liệu và buồng đốt [18].

Lợi ích của công nghệ co-firing có thể kể đến bao gồm: Giảm CO_2 ròng (vòng đời sinh khối được xem là trung hòa carbon); giảm SO_2, NOx, bụi mịn do sinh khối có hàm lượng lưu huỳnh thấp; tận dụng nhà máy nhiệt điện than hiện hữu nên giúp giảm chi phí; hỗ trợ nông dân và các công ty sản xuất viên nén sinh khối; không phụ thuộc hoàn toàn vào nhiên liệu hóa thạch. Công nghệ này cũng có một số thách thức như với các sinh khối có độ ẩm cao nên sẽ giảm hiệu suất; đặc tính tro khác than nên dễ đóng xỉ; cần cải tạo hệ thống cấp liệu nếu tỷ lệ sinh khối cao; tính ổn định nhiệt của lò đốt thay đổi theo hỗn hợp [18].

c) Sản xuất điện từ sinh khối dựa vào công nghệ pin nhiên liệu là công nghệ gián tiếp, khi kết hợp với sinh khối hoặc nhiên liệu có nguồn gốc sinh khối, pin nhiên liệu trở thành một trong những giải pháp sản xuất điện hiệu suất cao và phát thải thấp. Việc sử dụng sinh khối trong pin nhiên liệu thường không đốt trực tiếp, mà phải chuyển đổi trước để tạo ra hydro, syngas hoặc khí/ nhiên liệu lỏng dễ reforming. Chuỗi chuyển hóa có thể mô tả đơn giản là: Sinh khối → nhiên liệu → pin nhiên liệu → điện [18].

Lợi ích khi kết hợp sinh khối và pin nhiên liệu bao gồm: Trung hòa cacbon theo vòng đời; hiệu suất cao hơn so với đốt truyền thống sử dụng công nghệ tuabin hơi; giảm phát thải NO_x, SO_2, bụi; sản xuất điện phân tán, phù hợp với cụm công nghiệp, trang trại; khả năng kết hợp CHP (heat + power) tăng hiệu quả đến 80–90% [18].

Công nghệ này đối mặt với một số thách thức về mặt kỹ thuật như khí từ sinh khối chứa tar, H_2S, chloride, gây độc cho xúc tác và màng pin; yêu cầu làm sạch khí rất cao; chi phí pin nhiên liệu còn cao; tuổi thọ điện cực và màng giảm khi sử dụng nhiên liệu không tinh khiết [18].

d) Sản xuất điện qua nhiệt phân sinh khối với sơ đồ tổng quát [18]:

Sinh khối → Nhiệt phân → Bio-oil/Biochar/Khí nhiệt phân → Động cơ/Turbine hơi/pin nhiên liệu → Điện

Nhiệt phân sinh khối là quá trình phân hủy nhiệt sinh khối trong điều kiện không có oxy (hoặc rất thiếu oxy) ở nhiệt độ 350–650°C. Quá trình tạo ra ba sản phẩm chính: Bio-oil (dầu sinh học): 40–60%; Biochar (than sinh học): 15–30%; khí nhiệt phân: 10–25%. Các sản phẩm này đều có thể được sử dụng để phát điện trực tiếp hoặc gián tiếp.

Ưu điểm của phát điện bằng nhiệt phân sinh khối bao gồm: Tạo ra bio-oil có thể lưu trữ hỗ trợ công nghệ phát điện ổn định hơn so với điện gió hay điện mặt trời; tận dụng phụ phẩm nông – lâm nghiệp; biochar có giá trị như phân bón cải tạo đất hoặc làm vật liệu hấp phụ; giảm phát thải khí nhà kính theo vòng đời; linh hoạt, phù hợp mô hình phân tán – quy mô nhỏ và trung bình.

Một số thách thức kỹ thuật: Bio-oil chứa nước, axit, gây ăn mòn nên cần xử lý khi đốt; yêu cầu thiết bị làm sạch khí để dùng cho động cơ/tuabin; chi phí thiết bị nhiệt phân nhanh còn cao; chất lượng dầu sinh học không đồng nhất theo nguyên liệu đầu vào.

Theo số liệu từ Báo cáo thống kê năng lượng sinh khối toàn cầu của World Bioenergy Association (WBA), điện sinh khối (tức là điện từ nguồn biomass/bioenergy) chiếm khoảng 8% trong tổng điện được sản xuất từ các nguồn năng lượng tái tạo trên toàn thế giới và tổng lượng điện sinh khối này là khoảng 697 TWh/năm. Tuy nhiên, khi xét trên toàn bộ tổng lượng điện được sản xuất trên thế giới (từ tất cả các nguồn: than, khí, dầu, hạt nhân, thủy điện, gió, mặt trời, biomass…), tỷ lệ điện sinh khối là rất nhỏ, chỉ chiếm khoảng vài phần trăm (thường khoảng 1-2%) của tổng sản lượng điện toàn cầu mà thôi.

Tỷ trọng điện sinh khối ở Việt Nam: Tổng công suất điện sinh khối (kể cả điện rác): khoảng 500–700 MW, chỉ chiếm < 1% tổng công suất nguồn điện quốc gia.

Điện pin nhiên liệu

Pin nhiên liệu là các thiết bị điện hóa, chuyển hóa trực tiếp năng lượng hóa học trong nhiên liệu (hydro, ancol, hydrocacbon, v.v.) thành năng lượng điện, hứa hẹn khả năng phát điện với hiệu suất cao và tác động môi trường thấp. Vì quá trình trung gian tạo ra nhiệt và cơ năng – vốn là đặc trưng của hầu hết các phương pháp phát điện truyền thống – bị loại bỏ, pin nhiên liệu không bị giới hạn bởi các giới hạn nhiệt động học của động cơ nhiệt như hiệu suất Carnot. Thêm vào đó, vì tránh đốt cháy, pin nhiên liệu tạo ra điện năng với

https://doi.org/10.62239/jca.2026.001

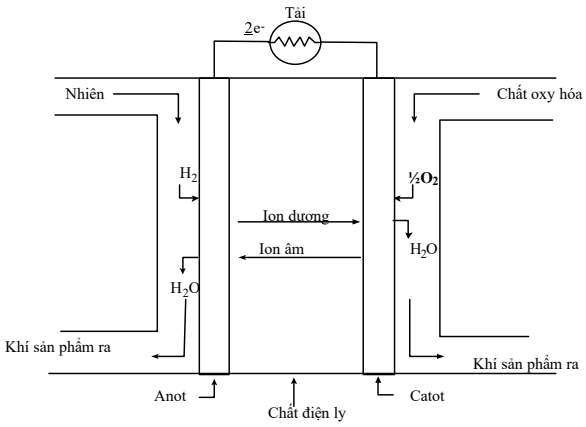
mức phát thải chất ô nhiễm tối thiểu. Tuy nhiên, khác với pin hóa học thông thường, chất khử và chất oxy hóa trong pin nhiên liệu phải được bổ sung liên tục để duy trì hoạt động. Hầu hết các hệ thống điện sử dụng pin nhiên liệu bao gồm một số thành phần:

- Tế bào pin (Unit cells): Nơi diễn ra các phản ứng điện hóa.

- Các khối pin (Stacks): Các tế bào nhiên liệu được kết nối với nhau theo mô-đun, tạo thành các đơn vị có công suất đầu ra mong muốn.

- Các thành phần phụ trợ (Balance of Plant): bao gồm các bộ phận chịu trách nhiệm chuẩn hóa dòng nhiên liệu đầu vào (bao gồm cả bộ xử lý nhiên liệu nếu cần), quản lý nhiệt, và điều hòa điện năng, cùng các chức năng phụ trợ và giao diện khác.

Tế bào pin là trái tim của pin nhiên liệu, nơi chuyển hóa năng lượng hóa học chứa trong nhiên liệu thành năng lượng điện theo phương pháp điện hóa. Về cấu trúc vật lý cơ bản, hay khối xây dựng của một tế bào pin bao gồm lớp điện phân tiếp xúc với cực dương (anot) và cực âm (catot) ở hai phía. Hình 2 minh họa sơ đồ một tế bào đơn, kèm theo hướng dòng dẫn ion và các khí phản ứng/sản phẩm đi qua tế bào.



Hình 2. Cấu trúc cơ bản của một tế bào pin nhiên liệu

Trong pin nhiên liệu điển hình, nhiên liệu (hydro, ancol, hydrocacbon, v.v.) được cung cấp liên tục vào anot, và chất oxy hóa (thường là oxy không khí) được cung cấp liên tục vào catot. Các phản ứng điện hóa diễn ra tại các điện cực tạo ra dòng điện chạy qua điện phân, đồng thời tạo ra dòng điện bổ sung thực hiện công cơ học trên tải. Mô tả phản ứng hóa học đơn giản diễn ra trong pin nhiên liệu như sau (dù sử dụng loại nhiên liệu nào, cuối cùng vẫn có thể quy về nhiên liệu cơ bản là hydro):

- Tại anot: $H_2 + 2OH^- = 2H_2O + 2e^-$

- Tại catot: $O_2 + 2H_2O + 4e^- = 4OH^-$

- Tổng quát: $2H_2 + O_2 = 2H_2O$

Mặc dù pin nhiên liệu giống pin hóa học (battery) ở nhiều khía cạnh, nhưng khác nhau ở một số điểm quan trọng: Pin hóa học là thiết bị lưu trữ năng lượng, trong đó toàn bộ năng lượng có sẵn được lưu trữ bên trong pin (ít nhất là chất khử); khi các chất phản ứng hóa học bị tiêu hao (pin bị xả hết), pin sẽ ngừng tạo ra điện; ngược lại, pin nhiên liệu là thiết bị chuyển hóa năng lượng, trong đó nhiên liệu và chất oxy hóa được cung cấp liên tục. Về nguyên tắc, pin nhiên liệu có thể tạo ra điện miễn là nhiên liệu còn được cung cấp.

Pin nhiên liệu được phân loại dựa trên loại điện phân và nhiên liệu, điều này quyết định phản ứng tại điện cực và loại ion mang dòng điện qua điện phân. Theo Appleby và Foulkes [19], về lý thuyết, bất kỳ chất nào có khả năng bị oxi hóa và có thể cung cấp liên tục dưới dạng chất lỏng đều có thể được sử dụng làm nhiên liệu tại catot của pin nhiên liệu. Tương tự, chất oxy hóa có thể là bất kỳ chất lỏng nào có thể bị khử với tốc độ đủ cao. Mặc dù việc sử dụng trực tiếp nhiên liệu thông thường trong pin nhiên liệu là lý tưởng, nhưng hầu hết các pin nhiên liệu đang được phát triển ngày nay sử dụng hydro dạng khí, hoặc khí tổng hợp giàu hydro làm nhiên liệu. Hydro có tính phản ứng cao tại cực âm, và có thể được sản xuất từ nhiều loại nhiên liệu hóa thạch và tái tạo khác nhau, cũng như thông qua quá trình điện phân. Vì lý do thực tiễn tương tự, chất oxy hóa phổ biến nhất là oxy dạng khí, có thể lấy trực tiếp từ không khí.

Phân loại pin nhiên liệu

loại phổ biến nhất của pin nhiên liệu dựa trên loại chất điện ly sử dụng trong tế bào pin, bao gồm:
- Pin nhiên liệu điện phân polymer (PEFC – Polymer Electrolyte Fuel Cell).
- Pin nhiên liệu kiềm (AFC – Alkaline Fuel Cell).
- Pin nhiên liệu axit photphoric (PAFC – Phosphoric Acid Fuel Cell).
- Pin nhiên liệu cacbonat nóng chảy (MCFC – Molten Carbonate Fuel Cell).
- Pin nhiên liệu oxit rắn (SOFC – Solid Oxide Fuel Cell).

Nhiệt độ vận hành và tuổi thọ sử dụng của pin quyết định tính chất lý-hóa và nhiệt-cơ học của vật liệu sử dụng trong các thành phần của pin (ví dụ: điện cực, điện phân, interconnect, collector dòng điện, v.v.). Điện phân dạng nước bị giới hạn ở nhiệt độ khoảng 200°C hoặc thấp hơn, do áp suất hơi cao và suy giảm nhanh ở nhiệt độ cao hơn. Nhiệt độ vận hành cũng ảnh hưởng quan trọng đến mức độ xử lý nhiên liệu cần thiết: Ở pin nhiên liệu nhiệt độ thấp, toàn bộ nhiên liệu phải được chuyển hóa thành hydro trước khi vào pin. Ngoài ra, chất xúc tác cực âm (chủ yếu là platinum) dễ bị nhiễm độc bởi CO. Ở pin nhiên liệu nhiệt độ cao,

https://doi.org/10.62239/jca.2026.001

CO và thậm chí CH_4 có thể được chuyển hóa nội bộ thành hydro hoặc được oxi hóa trực tiếp theo phản ứng điện hóa.

Song song với việc phân loại theo loại chất điện ly, một số pin nhiên liệu còn được phân loại theo loại nhiên liệu sử dụng:

- Pin nhiên liệu ancol trực tiếp (Direct Alcohol Fuel Cells – DAFC): DAFC (thường sử dụng metanol nên có thể được gọi là pin nhiên liệu metanol trực tiếp – DMFC) sử dụng ancol trực tiếp mà không cần quá trình reforming. Thông thường, đây là loại pin nhiên liệu PEFC, trong đó metanol hoặc các loại ancol khác được sử dụng trực tiếp, chủ yếu cho ứng dụng di động.

- Pin nhiên liệu cacbon trực tiếp (Direct Carbon Fuel Cells – DCFC): Trong DCFC, cacbon rắn (thường từ than, cốc dầu mỏ hoặc sinh khối) được sử dụng trực tiếp tại catot, không cần bước khí hóa trung gian. Các công nghệ sử dụng điện phân oxit rắn, cacbonat nóng chảy hoặc kiềm đang được phát triển. Nhiệt động học của các phản ứng trong DCFC cho phép chuyển hóa năng lượng với hiệu suất rất cao. Vì vậy, nếu công nghệ này có thể phát triển thành các hệ thống thực tiễn, nó có thể tác động đáng kể đến sản xuất điện dựa trên than.

Song song với việc phân loại theo loại chất điện ly, một số pin nhiên liệu còn được phân loại theo loại nhiên liệu sử dụng (Bảng 1):

- PEFC: Điện ly qua màng trao đổi ion, dẫn proton rất tốt. Chất lỏng duy nhất trong pin là nước, do đó vấn đề ăn mòn gần như không có. Điện cực thường là cacbon phủ xúc tác bạch kim cho cả catot và anot, với liên kết giữa các tế bào bằng cacbon hoặc kim loại. Nhiệt độ vận hành bị giới hạn dưới 100°C, thường là 60–80°C. Do đó, cần sử dụng khí giàu H_2 với lượng CO tối thiểu hoặc không có CO, vì CO gây độc cho xúc tác ở nhiệt độ thấp. PEFC được phát triển cho nhiều mục đích, đặc biệt là nguồn điện chính cho xe pin nhiên liệu (FCV). Đầu tư vào PEFC trong thập kỷ qua vượt trội so với các loại pin khác. Dù PEFC cho ứng dụng cố định đã phát triển, hiện các nhà phát triển tập trung vào ô tô và thiết bị di động.

- AFC: Chất điện ly dung dịch KOH đậm đặc (85%) cho nhiệt độ cao (~250°C) hoặc dung dịch KOH loãng (35–50%) cho nhiệt độ thấp (<120°C), giữ trong ma trận amiăng. Nhiều chất xúc tác được dùng (Ni, Ag, oxit kim loại, spinel, kim loại quý). Pin AFC phát triển từ 1960, dùng trên tàu vũ trụ Apollo, thành công trong không gian nhưng ứng dụng trên Trái Đất bị hạn chế vì nhạy cảm với CO_2.

- PAFC: Chất điện ly là axit photphoric đậm đặc 100%, nhiệt độ vận hành 150–220°C. Ở nhiệt độ thấp, dẫn ion kém, Pt cực âm dễ bị nhiễm CO. Ma trận giữ axit thường là silicon cacbua, chất xúc tác Pt cả hai điện cực. PAFC chủ yếu cho ứng dụng cố định với hàng trăm hệ thống đã được thử nghiệm tại Mỹ và Nhật.

- MCFC: Sử dụng chất điện lý là cacbonat kiềm giữ trong ma trận gốm $LiAlO_2$. Nhiệt độ vận hành 600–700°C, ion cacbonat dẫn điện. Điện cực bao gồm Ni (anot) và NiO (catot). Nhiều loại hydrocarbon có thể được sử dụng thông qua quá trình reforming.

- SOFC: Điện ly qua môi trường oxit kim loại rắn, thường là ZrO_2 và ổn định Y_2O_3. Nhiệt độ vận hành lên tới 600–1000°C, ion oxy dẫn điện. Anot là Co-ZrO_2 hoặc Ni-ZrO_2, còn catot là Sr-$LaMnO_3$. Một số công nghệ mới giảm nhiệt độ xuống 650–850°C nhờ màng mỏng và catot cải tiến. SOFC phát triển rộng rãi nhờ hiệu suất cao, vật liệu rẻ, phù hợp cho cố định, di động, phụ trợ cho xe, ứng dụng đặc biệt.

Bảng 1. Các loại pin nhiên liệu đã, đang được chế tạo, sử dụng và phát triển

Thông số	AFC	PEMFC	DMFC	PAFC	MCFC	SOFC
Nhiệt độ hoạt động, °C	<100	60 ± 120	60 ± 120	160 ± 220	600 ± 800	* 800 ± 1000 * 500 ± 600
Ứng dụng	Giao thông, Không gian, Quân sự, Hệ thống lưu trữ năng lượng	-	-	CHP cho các hệ thống điện phân tán	CHP cho các hệ thống điện phân tán và giao thông (tàu, thuyền…)	-
Công suất thực tế	Nhà máy nhỏ 5–150 kW	Nhà máy nhỏ 5–250 kW	Nhà máy nhỏ 5 kW	Nhà máy nhỏ - vừa 50 kW – 11 MW	Nhà máy nhỏ 100 kW – 2 MW	Nhà máy nhỏ 100–250 kW
Ion tải điện	OH^-	H^+	H^+	H^+	$CO3^{2-}$	O^{2-}

Nói chung, đặc trưng chung của pin nhiên liệu là có hiệu suất cao, tác động môi trường thấp (khí thải gần như bằng 0); hiệu suất hiện tại: 30–55% (LHV), trong khi các chu trình hỗn hợp với tuabin có thể đạt tới

https://doi.org/10.62239/jca.2026.001

>70% LHV; phát thải thấp, ví dụ PAFC thấp phát thải NOx <1 ppm, CO = 4 ppm, khí hữu cơ <1 ppm; nhiệt từ phản ứng điện hóa có thể tái sử dụng; ít phụ thuộc vào qui mô, nhà máy nhỏ hoạt động với hiệu suất giống như nhà máy lớn. Nhược điểm chính của pin nhiên liệu hiện nay là tuổi thọ và độ tin cậy chưa cao, chi phí cao và thiếu cơ sở hạ tầng nhiên liệu sử dụng trong pin.

Xử lý để tạo ra hydro cho pin nhiên liệu

Hydro là nhiên liệu chính cho pin nhiên liệu. Tuy nhiên, việc lưu trữ hydro là một vấn đề lớn. Hydro có thể được lưu trữ trong các vật liệu như ống nano, sợi cacbon, hydride kim loại và nhiều hợp chất hóa học khác. Ngoài ra, hydro cũng có thể được lưu trữ trong ancol hoặc hydrocarbon, ví dụ metanol hoặc metan, sau đó chuyển hóa thành khí giàu hydro bằng nhiều phương pháp.

Các quy trình chính để sản xuất hydro bao gồm: Partial Oxidation (POX) – Oxy hóa một phần; Catalytic Steam Reforming (CSR) – Reforming hơi nước xúc tác; Autothermal Reforming (ATR) – Reforming tự nhiệt.

Việc sản xuất khí clo (Cl_2) từ natri clorua (NaCl) cũng có thể tạo ra hydro như một sản phẩm phụ. Điện phân nước là một trong số ít quy trình không phụ thuộc nhiên liệu hóa thạch để tạo hydro. Đây cũng là phương pháp sạch nhất, thu được hydro và oxy tinh khiết. Hydro cũng có thể sinh ra từ các nguồn khác như amoniac (NH_3), hydrazin (N_2H_4), sợi cacbon và hydrid kim loại.

a) Tổng hợp hydro từ ancol

Ancol, đặc biệt metanol, có thể lưu trữ hydro rất tốt. Metanol dễ vận chuyển, an toàn hơn so với hydro khí. Metanol được sản xuất từ khí tự nhiên, sẵn có nhưng chi phí cao hơn so với hydro.

- Tổng hợp H_2 theo phương pháp POX: Xúc tác Pd/ZnO, chọn lọc cao đối với hydro (~40%):

$$CH_3OH + 1/2O_2 \rightarrow CO_2 + 2H_2 (\Delta H^0 = -667\ \text{kJ/mol})$$

- Tổng hợp H_2 theo phương pháp SR: Xúc tác thường dùng là Cu/ZnO, phản ứng trong thiết bị tầng cố định:

$$CH_3OH \rightarrow CO + 2H_2$$

$$CO + H_2O \rightarrow CO_2 + H_2 (\Delta H^0 = -41{,}2\ \text{kJ/mol})$$

$$CH_3OH + H_2O \rightarrow CO_2 + 3H_2 (\Delta H^0 = 49\ \text{kJ/mol})$$

- Tổng hợp H_2 theo phương pháp ATR:

$$CH_3OH \rightarrow CO + 2H_2$$

b) Tổng hợp hydro từ hydrocacbon

- Tổng hợp H_2 theo phương pháp CSR: CSR là quy trình chính sản xuất hydro và syngas, rẻ và hiệu quả năng lượng hơn POX hoặc khí hóa than. Phản ứng tổng quát:

$$C_nH_m + nH_2O \rightarrow nCO + (n + m/2)H_2$$

Xúc tác: thường là kim loại nhóm VIII (Ni hoạt động nhất). Hydrocacbon thường chứa tạp chất có thể độc cho xúc tác, đặc biệt lưu huỳnh (S), do đó cần xử lý khử lưu huỳnh trước.

- Tổng hợp H_2 theo phương pháp POX: Hydrocacbon (metan, propan...) tỏa nhiệt một phần, cung cấp nhiệt cho các phản ứng khác (thường kết hợp reforming hơi nước). Phản ứng chính:

$$CH_4 + 1/2O_2 \rightarrow CO + 2H_2$$

$$CH_4 + O_2 \rightarrow CO_2 + 2H_2$$

Xúc tác sử dụng: Ni/Al_2O_3, $Ni/La/Al_2O_3$, $Fe/La/Al_2O_3$.

- Tổng hợp H_2 theo phương pháp ATR: Metan tạo ra H_2 ở 850 °C, kết hợp POX và CSR. Độ chuyển hóa metan có thể đạt 60–65%; độ chọn lọc hydro ~80%.

- Tổng hợp H_2 theo phương pháp cracking propan thông qua phản ứng sau:

$$C_3H_8 \rightarrow 3C + 4H_2 (\Delta H^0 = 103{,}8\ \text{kJ/mol})$$

- Tổng hợp H_2 theo phương pháp khí hóa than thông qua phản ứng sau:

$$C + H_2O \rightarrow CO + H_2$$

- Tổng hợp H_2 từ nguồn khác, ví dụ amoniac hay điện phân nước.

Sản xuất điện từ pin sạc

Pin lithium-ion (Lithium Battery - LIB) đã trở thành một công nghệ then chốt trong quá trình chuyển đổi sang tương lai năng lượng bền vững, nhờ vai trò quan trọng của chúng trong xe điện, thiết bị điện tử di động, tích hợp năng lượng tái tạo và lưu trữ năng lượng quy mô lưới điện. Mặc dù được ứng dụng rộng rãi, pin lithium-ion vẫn phải đối mặt với nhiều thách thức cấp bách, chẳng hạn các vấn đề an toàn, sự khan hiếm nguyên liệu thô, tác động môi trường và khó khăn trong xử lý pin khi hết vòng đời.

Pin lithium-ion nổi bật nhờ mật độ năng lượng cao, tức là lượng năng lượng có thể lưu trữ trên một đơn vị thể tích lớn. Đặc tính này cho phép lưu trữ nhiều năng lượng trong kích thước nhỏ gọn và khối lượng nhẹ, khiến chúng rất phù hợp cho các thiết bị di động, xe điện và các hệ thống lưu trữ năng lượng cố định [20-23].

Sơ lược về nguyên lý hoạt động của pin sạc LIB

Pin LIB hoạt động dựa trên sự dịch chuyển thuận nghịch của ion lithium (Li^+) giữa hai điện cực trong quá trình sạc và xả. Thành phần chính của pin LIB bao gồm:
- Cực âm (anot): Than chì (Graphite)
- Cực dương (catot): Hợp chất lithium kim loại ($LiCoO_2$, $LiFePO_4$, NMC...)
- Chất điện ly: Dung dịch muối lithium ($LiPF_6$...) trong dung môi hữu cơ

https://doi.org/10.62239/jca.2026.001

- Màng ngăn (Separator): Cách điện, cho ion Li^+ đi qua

Trong quá trình sạc, nguồn điện ngoài cung cấp năng lượng, electron bị kéo từ catot đến anot qua mạch ngoài, còn ion Li^+ di chuyển từ catot đến anot qua chất điện ly; theo đó, pin tích trữ năng lượng điện thành năng lượng hóa học. Trong quá trình xả, pin cấp điện cho tải (động cơ, thiết bị, v.v.), electron di chuyển từ anot sang catot qua mạch ngoài, ion Li^+ di chuyển từ anot qua catot qua chất điện ly; theo đó pin chuyển hóa năng lượng hóa học thành điện năng.

Phản ứng hóa học xảy ra trong quá trình hoạt động của pin LIB có thể được mô tả như sau:

Trong quá trình sạc:

- Tại catot:

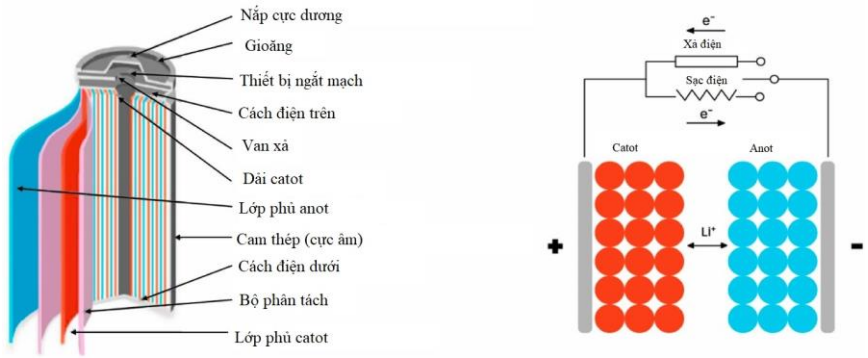
$$LiCoO_2 \rightarrow Li_{1-x}CoO_2 + xLi^+ + xe^-$$

- Tại anot:

$$xLi^+ + xe^- + C_6 \rightarrow Li_xC_6$$

Trong quá trình xả, phản ứng diễn ra theo chiều ngược lại. Có thể thấy một số điểm quan trọng của pin LIB bao gồm: Ion Li^+ không bị tiêu hao, chỉ di chuyển qua lại; electron chỉ đi qua mạch ngoài, tạo dòng điện; điện áp danh định mỗi tế bào pin khoảng 3,6–3,7 V.

Trong thực tế chế tạo, pin LIB có thể được thiết kế khác nhau để tạo ra điện áp và cấu trúc mong muốn. Hình 3 mô tả mặt cắt của một pin LIB hình trụ điển hình, minh họa các hoạt động cơ bản của một tế bào LIB cũng như cách các điện cực được xếp lớp và quấn cuộn [24]. Điều này rất cần thiết cho các ứng dụng yêu cầu công suất cao, chẳng hạn như tăng tốc xe điện và các ứng dụng lưu trữ năng lượng quy mô lưới với thời gian phản hồi nhanh [25].



Hình 3. Mặt cắt cấu trúc của một tế bào pin LIB điển hình

Pin sạc LIB và tiềm năng lưu trữ năng lượng

Công nghệ pin lithium-ion đã tạo ra một cuộc cách mạng trong các hệ thống lưu trữ năng lượng, khiến lưu trữ năng lượng bền vững trở thành yếu tố thiết yếu đối với xã hội hiện đại. Kể từ năm 1991, pin lithium-ion đã được sử dụng trong các hệ thống lưới điện cố định, thiết bị điện tử di động và xe điện. Việc tích hợp năng lượng tái tạo với các hệ thống pin lithium-ion quy mô lớn mang lại nhiều cơ hội cho lưu trữ năng lượng bền vững. Một nghiên cứu của Diouf và Pode chỉ ra rằng LIB có tiềm năng đáp ứng đầy đủ nhu cầu lưu trữ năng lượng trong ngành xe điện — tuy nhiên vẫn cần phát triển thêm để đạt mật độ năng lượng và công suất cần thiết cho ngành này [26].

Theo báo cáo của Marvin và cộng sự, các hệ thống lưu trữ năng lượng quy mô lớn sử dụng LIB ngày càng phổ biến. Chúng có thể được triển khai trong các mạng lưới điện ở châu Âu, Trung Đông và châu Phi. Hiệu suất khứ hồi ấn tượng, tính khả thi về kinh tế ở từng khu vực và chi phí lưu trữ đang giảm liên tục là các yếu tố thúc đẩy việc ứng dụng rộng rãi, góp phần chuyển đổi dần sang sản xuất điện phi tập trung dựa trên nguồn năng lượng tái tạo [27].

Năm 2024, sản lượng LIB toàn cầu đạt khoảng 12 tỷ đơn vị, giảm nhẹ so với 13 tỷ đơn vị năm 2023 nhưng vẫn cao hơn ~52 % so với 2013. Tổng giá trị sản xuất đạt khoảng 150,6 tỷ USD. Tốc độ tăng trưởng trung bình giai đoạn 2013–2024 khoảng 3,9 %/năm về lượng và 6,5 %/năm về giá trị. Theo các dự báo khác, sản xuất pin 2,5 TWh/năm vào 2023 và dự kiến đạt khoảng 7.000 GWh/năm vào 2030 nếu tính cả các kế hoạch mở rộng nhà máy. Như vậy, ngành pin LIB đã phát triển mạnh trong thập kỷ qua và tiếp tục mở rộng về công suất sản xuất, với dự báo nhu cầu liên tục tăng cho xe điện và lưu trữ năng lượng [28, 29].

Châu Á – Thái Bình Dương chiếm ưu thế lớn trong sản xuất LIB, đóng góp khoảng 75 % công suất sản xuất toàn cầu vào 2023, dự kiến giảm nhẹ còn khoảng 70 % vào 2030 nhưng vẫn chiếm phần lớn. Trung Quốc hiện là trung tâm sản xuất pin lớn nhất thế giới, chiếm >80 % thị phần toàn cầu. Quan trọng hơn, Trung Quốc kiểm soát đáng kể cả chuỗi giá trị, từ nguyên liệu thô, tinh luyện đến cell pin, module và tái chế. Các khu vực khác như Hàn Quốc, Nhật Bản, châu Âu, Bắc Mỹ cũng tăng cường đầu tư xây nhà máy nhưng vẫn thua xa về quy mô so với Trung Quốc.

https://doi.org/10.62239/jca.2026.001

Sự tăng trưởng của xe điện cũng là một trong những động lực mạnh mẽ cho sự phát triển của pic sạc nói chung và LIB nói riêng. LIB được sử dụng rộng rãi nhất trong xe điện (EV), chiếm phần lớn nhu cầu toàn cầu hiện nay. EV tăng trưởng nhanh thúc đẩy nhu cầu cell pin LIB quy mô lớn, đặc biệt là các loại pin năng lượng cao và tuổi thọ dài.

Theo một số báo cáo [28, 29], xu hướng tương lai của sản xuất LIB bao gồm:

- Mở rộng công suất và đa dạng hóa sản xuất: Dự báo tới 2030, công suất sản xuất pin LIB có thể tăng hơn 3 lần so với mức 2023, với mở rộng nhanh tại châu Âu và Bắc Mỹ ngoài khu vực Châu Á. Các quốc gia ngoài Trung Quốc đang đầu tư vào "gigafactory" sản xuất pin để giảm phụ thuộc nhập khẩu và phát triển ngành nội địa.

- Công nghệ mới: Pin thế hệ mới như LIB rắn (solid-state) và silicon-anod hướng tới mật độ năng lượng cao hơn, an toàn hơn và tuổi thọ dài hơn, dự kiến sẽ ảnh hưởng đến cấu trúc sản xuất trong thập kỷ tới.

Những khía cạnh cần cải thiện và phát triển

Mặc dù LIB được ứng dụng trong nhiều lĩnh vực khác nhau, nhưng mật độ năng lượng của chúng vẫn có thể cao hơn. Một nghiên cứu gần đây của Fang Haoyu đã chỉ ra các yếu tố góp phần làm hạn chế mật độ năng lượng của LIB. Nghiên cứu tóm tắt những nhược điểm của từng thành phần pin ảnh hưởng đến mật độ năng lượng [30].

Ngoài hiệu suất kỹ thuật, tính khả thi về kinh tế của LIB cũng là yếu tố quan trọng trong các hệ thống năng lượng tương lai. Một trong những chỉ số quan trọng là Chi phí Lưu trữ Bình quân (LCOS), đại diện cho tổng chi phí trong suốt vòng đời của hệ thống lưu trữ năng lượng chia cho tổng lượng điện mà hệ thống cung cấp. Mặc dù chi phí đầu tư ban đầu cao, LIB thường có LCOS cạnh tranh nhờ hiệu suất cao, tính mô-đun và chi phí giảm dần. Tuy nhiên, các yếu tố như suy giảm tuổi thọ chu kỳ, chi phí vận hành và thiết kế hệ thống ảnh hưởng đáng kể đến LCOS. Khi tỷ lệ sử dụng năng lượng tái tạo tăng, LCOS trở thành chỉ số quan trọng để đánh giá tính bền vững kinh tế của giải pháp lưu trữ năng lượng [31, 32].

Một số vấn đề của LIB cần được cải thiện và phát triển trong tương lai:

- Ổn định điện hóa: Trong các chu kỳ sạc và xả, chất điện ly và điện cực trải qua các phản ứng hóa học và thay đổi cấu trúc, có thể hình thành lớp màng điện phân rắn (SEI), cản trở hiệu suất pin do làm tăng điện trở trong, giảm dung lượng và hạn chế điện áp tối đa [31, 33].
- Hạn chế vật liệu [34, 35].
- Những quan ngại về an toàn: LIB sử dụng chất điện phân hữu cơ dễ cháy, tiềm ẩn rủi ro an toàn. Các biện pháp nâng cao tính an toàn có thể làm tăng trọng lượng và thể tích pin, đồng thời ảnh hưởng đến mật độ năng lượng [36, 37].
- Chi phí: Pin Li-ion, một trong những công nghệ chủ chốt trong lưu trữ năng lượng, phải đối mặt với chi phí cao do quá trình sản xuất khó lường, bao gồm biến thể hóa học, cơ học và điện tử [38-41]. Chi phí cao đến từ nguyên liệu thô, quy trình, R&D, quy mô, hạn chế tài nguyên, môi trường, v.v. [42-44].

Những tiến bộ gần đây của LIB

a) Những tiến bộ trong phát triển vật liệu điện cực

Gần đây, các nhà nghiên cứu đang tích cực khám phá lại các công nghệ pin ion natri (NIB) trước đây ít được chú ý cũng như các vật liệu điện cực khác, nhằm đánh giá tiềm năng của chúng như một giải pháp bổ trợ cho LIB. Điều này mở ra những cơ hội lớn cho nghiên cứu và thương mại hóa vật liệu điện cực tiên tiến [45, 46].
Hiện nay, nhiều nghiên cứu đang tập trung tối ưu hóa silicon và phospho đen/đỏ trong vai trò điện cực âm của LIB năng lượng cao, nhằm cải thiện độ dẫn điện của vật liệu, giảm phân cực và nâng cao độ ổn định hóa học, ổn định nhiệt của anot. Nhu cầu liên tục trong việc tối ưu hóa vật liệu điện cực đã mở đường cho sự phát triển của các vật liệu điện cực có chi phí hợp lý cho LIB [47, 48].

b) Thiết kế chất điện ly

Tốc độ sạc ngày càng nhanh trong lĩnh vực xe điện. Gần đây, các nghiên cứu đã chứng minh rằng việc sử dụng dung dịch chất điện ly có nồng độ cao có thể làm tăng khả năng sạc–xả nhanh. Điều này đã tạo ra cơ hội thương mại lớn cho nghiên cứu và thiết kế chất điện ly trong LIB [49, 50]. Chất điện phân thể rắn (SSE) cũng là một bước phát triển quan trọng so với chất điện ly lỏng truyền thống, mang lại độ an toàn cao hơn do giảm nguy cơ rò rỉ và cháy nổ, đồng thời mở ra khả năng tăng mật độ năng lượng [51]. Nhiều loại SSE khác nhau như sunfua, oxit và polyme, v.v. đang được nghiên cứu tích cực [52, 53].

Các vật liệu catot dung lượng cao như các oxit đa lớp giàu niken, vật liệu giàu lithium cho thấy tiềm năng lớn trong việc nâng cao mật độ năng lượng [54–56].

c) Đổi mới trong kiến trúc và thiết kế pin

Nhu cầu ngày càng tăng đối với LIB sạc dung lượng cao và hình dạng linh hoạt đã kích hoạt sự phát triển các cấu trúc pin, vật liệu và phương pháp chế tạo mới. Những tiến bộ trong sản xuất như in 3D, quy trình tổng hợp hai bước đơn giản, kiến trúc đan xen và cải tiến cấu trúc dạng tổ ong được xem là các đổi mới quan trọng, xuất phát từ mục tiêu nâng cao hiệu suất lưu trữ năng lượng của pin lithium-ion [57, 58]. Các

hướng đi này đã và đang tạo ra những cơ hội lớn cả về nghiên cứu khoa học lẫn phát triển kinh tế.

Hiện nay, lượng điện thế giới đang sử dụng điện để sạc cho các phương tiện giao thông điện (EVs – electric vehicles) chiếm chưa tới 1% tổng lượng điện, nhưng dự kiến sẽ tăng rất nhanh, cho đến năm 2035 sẽ đạt khoảng 6–8% tổng tiêu thụ điện toàn cầu.

Nhiên liệu tổng hợp eFuel

Giới thiệu chung về eFuel

Nhiên liệu tổng hợp hay eFuel (electro-fuel) là loại nhiên liệu tổng hợp từ khí CO_2 và H_2O bằng các quá trình điện hóa hoặc hóa học, sử dụng nguồn năng lượng tái tạo (như điện mặt trời, điện gió). EFuel có thể ở dạng xăng tổng hợp, diesel tổng hợp, metanol, etanol, hoặc khí tổng hợp.

Efuel được sản xuất không từ dầu mỏ, mà từ các nguyên liệu cơ bản như: CO_2 (thu hồi từ khí thải hoặc không khí), H_2O, năng lượng tái tạo (điện gió, mặt trời, thủy điện) để tách (điện phân) H_2O thành H_2. EFuel có tính chất tương đương hoặc gần tương đương với xăng/diesel truyền thống, nên có thể sử dụng trong động cơ đốt trong hiện đại mà không cần hoặc chỉ cần điều chỉnh nhỏ.

Quá trình tổng thể thường bao gồm các bước chính:

- Tách nước tạo hydro thông qua quá trình điện phân: Sử dụng điện năng lượng tái tạo để điện phân nước thành hydro và oxy. Hydro và oxy được sản xuất từ quá trình này gọi là hydro và oxy sạch.
- Thu hồi CO_2 từ các nguồn khí thải công nghiệp hoặc thu trực tiếp từ không khí.
- Tổng hợp hóa học có xúc tác: Hai thành phần H_2 và CO_2 được đưa vào quá trình tổng hợp Fischer-Tropsch thông qua phản ứng tổng quát với CO cũng được tạo ra từ CO_2. Sản phẩm cuối cùng tạo thành là hydrocacbon và có thể nâng cấp để thành xăng, diesel hay nhiên liệu phản lực:

$$CO_2 + H_2 \rightarrow CO + H_2O$$
$$(2n+1)H_2 + nCO \rightarrow C_nH_{2n+2} + nH_2O$$

- Tinh chế thành nhiên liệu: Sau quá trình tổng hợp, sản phẩm được tinh chế và phân đoạn theo loại: eGasolin, eDiesel, eKerosen, eMetanol, v.v.

Ưu điểm của eFuel bao gồm: Tính tương thích cao: nó có thể sử dụng trong động cơ đốt trong hiện tại và do đó giảm chi phí đầu tư hạ tầng mới; trung hòa cacbon vì CO_2 được thu hồi và tái sử dụng dẫn đến giảm phát thải CO_2 ròng nếu toàn chu trình sử dụng năng lượng tái tạo; dễ lưu trữ và vận chuyển do eFuel ở dạng lỏng, dễ sử dụng như xăng/diesel truyền thống, đồng thời có ưu điểm hơn hẳn hydro về mặt mật độ năng lượng/khối lượng và hạ tầng hiện có.

Tuy nhiên, eFuel cũng có một số nhược điểm quan trọng: Chi phí sản xuất cao do quá trình điện phân H_2 và thu CO_2 từ không khí đều tốn nhiều năng lượng và chi phí, nên hiện nay giá thành eFuel cao hơn xăng/diesel truyền thống; hiệu suất tổng hợp hiện vẫn còn thấp, chỉ khoảng 40–60% (tùy công nghệ) – hiệu suất này thấp hơn so với pin sạc là trên 80% từ nguồn điện đến bánh xe. Xem Bảng 2:

Bảng 2. So sánh eFuel với các nhiên liệu từ công nghệ khác

Tiêu chí	e-fuel	Xăng/diesel truyền thống	Hydrogen	Pin EV
Nhu cầu hạ tầng mới	thấp	thấp	cao	cao
Phát thải CO_2 nếu dùng NLTT	gần 0	cao	0	0
Mật độ năng lượng	cao	cao	thấp (khí)	cao (pin EV)
Chi phí hiện tại	cao	thấp	rất cao	trung bình

Tương lai, eFuel có nhiều ứng dụng rất tiềm năng, có thể kể đến như hàng không với nhiên liệu eKerosen (eSAF) - giải pháp khả thi nhất để giảm phát thải ở ngành hàng không; hàng hải với các loại nhiên liệu eDiesel và eMetanol sử dụng cho tàu thuyền, giảm lưu huỳnh và CO_2; với các động cơ đốt trong thông dụng do xe hiện nay có thể dùng eFuel mà không cần thay đổi lớn, tạo bước chuyển tiếp sang nền kinh tế cacbon thấp.

Nhiên liệu eFuel là một trong những lựa chọn quan trọng để giảm phát thải carbon cho các ngành phụ thuộc vào nhiên liệu lỏng truyền thống. Mặc dù chi phí và hiệu suất hiện tại chưa cạnh tranh với pin EV hoặc hydrogen, tiềm năng ứng dụng rộng trong ngành vận tải nặng, hàng không và công nghiệp khiến efuel tiếp tục là hướng nghiên cứu – phát triển quan trọng trong chiến lược năng lượng sạch, hướng tới mục tiêu Net Zero.

Nguyên liệu để tổng hợp eFuel

a) Hydro

Hiện nay, khoảng 70–80 triệu tấn H_2 được sản xuất hàng năm phục vụ mục đích công nghiệp, chủ yếu dùng trong lọc dầu, sản xuất amoniac, hoặc làm nguyên liệu sản xuất phân bón [59]. Việc sử dụng H_2 như nhiên liệu còn hạn chế. Nguồn eHydro được sản xuất từ quá trình điện phân nước (điện tái tạo) với các công nghệ đã được phân tích trong phần trước.

Bản thân eHydro có thể được xem như một eFuel độc lập hoặc nguyên liệu thô cho các eFuel khác, có thể dùng trong công nghiệp, dân dụng và giao thông,

thậm chí trộn với CH_4 để giảm CO_2 [60, 61]. Thách thức chính là chi phí, phụ thuộc vào giá điện và hiệu suất điện phân. Khi nguồn điện tái tạo rẻ hơn, H_2 xanh sẽ ngày càng đóng vai trò quan trọng [62]. Các nhà sản xuất H_2 công nghiệp lớn gồm ITM Power PLC, Linde PLC, Engie SA, Air Liquide SA, và The Messer Group GmbH [59].

b) CO_2

CO_2 phát sinh từ nguồn tự nhiên và nguồn nhân tạo (nhiên liệu hóa thạch 87%, thay đổi đất đai 9%, công nghiệp 4%) [63–66]. Sản xuất eFuel từ CO_2 có thể lấy được từ nguồn phát thải các nhà máy thông qua quá trình CCUS (Carbon Capture Utilization and Storage) [72-74] hoặc thu trực tiếp từ không khí thông qua quá trình DAC (Direct Air Capture).

c) N_2

N_2 kết hợp với H_2 để tạo NH_3. Khi dùng eHydro sẽ tạo ra sản phẩm là eNH_3. N_2 được tách từ không khí bằng các công nghệ như chưng cất cực lạnh, màng thấm và áp suất dao động (PSA). Chưng cất lạnh là phương pháp tiết kiệm nhất, tiêu thụ 0,11 kWh/kg N_2 [70, 71].

d) Điện năng

Điện năng cần thiết cho tất cả các giai đoạn sản xuất eFuel: điện phân H_2, tách N_2, thu CO_2, và tổng hợp eFuel, với các ước tính sơ bộ như sau: Điện phân H_2: 45–73 kWh/kg(H_2); tách N_2: ~0,11 kWh/kg(N_2); sản xuất 1 kg NH_3: ~9 kWh cho H_2, 0,09 kWh cho N_2; thu CO_2 bằng DAC/CCUS: 1,45 kWh/kg(CO_2); tổng hợp nhiên liệu (FT): ~0,5 kWh/kg sản phẩm cuối [70, 71].

Do điện năng cần tiêu thụ với lượng lớn, cần lấy từ nguồn tái tạo để đảm bảo eFuel trung hòa khí nhà kính. Các nhà máy eFuel cần điện tái tạo giá rẻ và vận hành 3000–4000 giờ công suất đầy đủ/năm để hiệu quả. Ví dụ, ở Đức hiện chỉ đạt ~1500 h/năm, trong khi cung vượt cầu ở châu Âu chỉ ~10%/năm. Để cung cấp 50% nhiên liệu hàng không châu Âu năm 2050, cần điện tái tạo tương đương 1/4 tổng sản lượng hiện tại; cho xe tải 50%, cần thêm hơn 1/3. Do đó, đầu tư lớn và hạ tầng điện tái tạo đủ mạnh là điều kiện tiên quyết để eFuel đóng góp thực sự vào giảm phát thải khí nhà kính [72].

Các loại eFuel và công nghệ sản xuất

a) eMetan

EMetan có thể được sản xuất thông qua quá trình metan hóa CO_2, trong đó hydro phản ứng với CO_2. Quy trình sản xuất eMetan kết hợp điện phân và metan hóa [72]. Hydro được sản xuất từ điện phân nước, sau đó phản ứng với CO_2 trong lò phản ứng theo phản ứng Sabatier:

$$CO_2 + 4H_2 \rightarrow CH_4 + 2H_2O$$

Trong quá trình này, CO_2 được nén ở áp suất 5–50 bar và đưa vào lò metan hóa ở nhiệt độ 250–400 °C, chuyển hóa thành CH_4. EMetan có thể được đưa vào mạng lưới khí đốt hiện có, sử dụng làm nhiên liệu cho xe chạy bằng khí tự nhiên hoặc dùng trong công nghiệp và phát điện. Một ví dụ là dự án Audi e-gas tại Đức, cơ sở lớn nhất thế giới sản xuất eMetan, sản xuất khoảng 1.000 tấn metan tổng hợp mỗi năm, phân phối qua cơ sở hạ tầng hiện có tới các trạm nạp khí nén.

b) eMetanol

EMetanol có thể sản xuất từ sinh khối, sử dụng phế thải nông nghiệp, biogas, hoặc rác thải đô thị. Hiện nay, metanol vẫn chủ yếu sản xuất từ khí tổng hợp trên xúc tác $Cu/ZnO/Al_2O_3$ ở nhiệt độ 200–300 °C và áp suất 50–100 bar. EMetanol được sản xuất bằng hydro hóa CO_2 trong lò phản ứng xúc tác cố định đoạn nhiệt, với xúc tác chứa Cu, Zn và các chất phụ gia như Al, Zr, Cr, Si, B, Ga [72]. Các phản ứng chính:

$$CO_2 + 3H_2 \rightarrow CH_3OH + H_2O$$
$$CO + H_2O \rightarrow H_2 + CO_2$$
$$CO + 2H_2 \rightarrow CH_3OH$$

Một số nhà máy eMetanol: Nhà máy tại Iceland sử dụng CO_2 từ điện địa nhiệt (hiệu suất 0,42) và Mef CO_2 tại Đức (2019) dùng CO_2 từ nhiệt điện than và hydro PEM, sản xuất 500 tấn/năm.

c) eDME

Dimetyl ete (DME - CH_3OCH_3) là dạng ete đơn giản nhất, dễ sử dụng mặc dù ở trạng thái khí, có thể hóa lỏng ở áp suất thấp như LPG [72]. DME ban đầu là sản phẩm phụ của quá trình tổng hợp metanol áp suất cao, hiện chủ yếu sản xuất bằng cách khử nước metanol trong quy trình tổng hợp hai giai đoạn. Emetanol cũng có thể tổng hợp trực tiếp từ khí tổng hợp qua Fischer–Tropsch (FT):

$$2CO_2 + 6H_2 \rightarrow CH_3OCH_3 + 3H_2O$$

EDME dùng cho động cơ diesel nén, cần điều chỉnh nhẹ động cơ và hệ thống phun nhiên liệu để có thể sử dụng hiệu quả.

d) eDiesel, eKerosen, eGasolin

Các quá trình sản xuất eDiesel, eKerosen và eGasolin gọi chung là PtL (Power-to-Liquid), thường sử dụng H_2 và CO để tạo nhiên liệu lỏng qua tổng hợp Fischer–Tropsch, hoặc dùng metanol trung gian qua quá trình MTG (Metanol-to-Gasolin).

$$2CH_3OH \rightarrow CH_3–O–CH_3 + H_2O$$
$$CH_3–O–CH_3 \rightarrow (CH_2)_2 + H_2O$$
$$0.5n(CH_2)_2 \rightarrow C_nH_{2n}$$
$$C_nH_{2n} + H_2 \rightarrow C_nH_{2n+2}$$
$$(2n+1)H_2 + nCO \rightarrow C_nH_{2n+2} + H_2O$$

https://doi.org/10.62239/jca.2026.001

e) eAmoniac

Khoảng 80% NH_3 sản xuất ra ngày nay được sử dụng làm phân bón, còn lại sản xuất hóa chất, nhựa, sợi tổng hợp, chất nổ [72]. NH_3 vẫn chủ yếu sản xuất từ nhiên liệu hóa thạch (~98%), gọi là brown amoniac, chiếm ~1,8% phát thải CO_2 toàn cầu, thông qua phương pháp Haber–Bosch ở nhiệt độ 400–450 °C, áp suất 150–200 bar, xúc tác Fe. Tỷ lệ H_2/N_2 tối ưu: 2:1–3:1, chuyển hóa 25–35% mỗi lần.

$$N_2 + 3H_2 \rightarrow 2NH_3$$

eAmoniac hay amoniac xanh được sản xuất từ từ hydro xanh. Các công ty sản xuất NH_3 chính: CF Industries, Yara, Nutrien, OCI Nitrogen, OSTCHEM. ADNOC (UAE) dự kiến nhà máy blue amoniac 1000 kt/năm.

Lộ trình sản xuất eFuel trên thế giới

Trên thế giới, nhiều quốc gia đã ban hành lộ trình sản xuất và sử dụng eFuel, có thể tóm tắt như sau [73, 74]:

- Ở quy mô toàn cầu:
+ Các loại E-fuel: Ediesel, Emetan, Ekerosen, e-amoniac, các loại khác.
+ 2024: thị trường efuel đạt trị giá 8,75 tỷ USD.
+ 2025: 11,74 tỷ USD.
+ 2032: 87,92 tỷ USD.
+ Tỷ lệ tăng trưởng kép hằng năm dự báo: 33,33%.
- Lộ trình tại một số quốc gia khác (Theo IEA):
+ Mỹ có lộ trình phát triển thị trường eFuel đến năm 2032: thị trường efuel đạt trị giá 31,36 tỷ USD; với nhu cầu tiêu thụ khoảng 5,5 triệu tấn/năm.
+ Châu Âu: Nhu cầu eFuel đạt trên 7 triệu tấn/năm vào năm 2030.
+ Trung Quốc: Không rõ, nhưng nhu cầu hydrogen tái tạo (bao gồm cả mục đích sử dụng để sản xuất eFuel) đạt khoảng 8,6 triệu tấn/năm vào năm 2030.
+ Phần còn lại của thế giới: Chỉ đạt khoảng 3,3 triệu tấn/năm vào năm 2030.

Phương thức giảm phát thải cacbon của điện tái tạo thay thế và nhiên liệu tổng hợp (eFuel) để đạt mục tiêu Carbon Net Zero

Như vậy, từ tất cả các phân tích, tổng quan đã đưa ra ở phần II và III có thể thấy rằng, để đạt được mục tiêu giảm phát thải cacbon và tiến tới Cacbon Net Zero, một số phương thức quan trọng đã được tính đến, bao gồm sử dụng năng lượng điện tái tạo và sử dụng các loại nhiên liệu eFuel. Việc lý giải và đưa ra cơ chế giảm phát thải cacbon của loại hình năng lượng tái tạo này có thể được tóm tắt trong các phần sau đây:

Năng lượng điện tái tạo thay thế

Điện là trung tâm trong chuỗi sản xuất eFuel vì H_2 và nhiều nhiên liệu tổng hợp khác được tạo ra từ điện. Các phương thức giảm phát thải chính bao gồm:

- Chuyển đổi sang nguồn điện tái tạo: Sử dụng năng lượng mặt trời, gió, thủy điện, địa nhiệt thay cho điện từ nhiên liệu hóa thạch. Khi điện dùng để điện phân nước tạo hydrogen (H_2), năng lượng đầu vào là không phát thải CO_2, giúp giảm phát thải của cả chuỗi sản xuất efuel; nên có thể thấy, sử dụng càng nhiều năng lượng điện, sự phát thải khí nhà kính càng giảm

- Tối ưu hóa lưu trữ và quản lý công suất: Sử dụng H_2 hoặc các loại eFuel để lưu trữ năng lượng.

- Khi sản xuất eMetan, eMetanol hay eDiesel, điện dư thừa có thể chuyển hóa thành nhiên liệu, giảm nhu cầu đốt nhiên liệu hóa thạch.

Nhiên liệu tổng hợp eFuel

Efuel là nhiên liệu tổng hợp từ CO_2 và H_2, cho phép giảm phát thải theo các cơ chế:

- Sử dụng CO_2 như nguồn nguyên liệu: eFuel sẽ tận dụng CO_2 từ khí thải công nghiệp, nhà máy điện than hoặc trực tiếp từ không khí; phản ứng tổng hợp "ngăn" CO_2 thoát ra môi trường, biến CO_2 từ khí thải thành nhiên liệu. Điều này có nghĩa là, lượng nhiên liệu eFuel tạo ra càng nhiều, lượng CO_2 càng giảm.

- Sản xuất bằng hydro xanh: Hydro dùng trong phản ứng được tạo ra bằng điện phân nước, không phát thải CO_2; Khi kết hợp với CO_2 tái sử dụng, chu trình eFuel gần như khép kín cacbon, nghĩa là lượng CO_2 phát thải khi đốt nhiên liệu bằng lượng CO_2 đã hấp thụ khi sản xuất (đây chính là Net Zero).

- Thay thế nhiên liệu hóa thạch trực tiếp: eFuels như eDiesel, eKerosen, eGasoline có thể sử dụng trong động cơ hiện tại mà không cần thay đổi hạ tầng lớn; khi thay thế diesel hay xăng truyền thống, phát thải ròng CO_2 giảm tương đương với lượng nhiên liệu hóa thạch bị thay thế.

- Tối ưu hóa quá trình tổng hợp: Sử dụng phản ứng đoạn nhiệt và hiệu suất cao giúp giảm năng lượng tiêu hao, giảm gián tiếp phát thải từ điện; phát triển các loại xúc tác có độ chọn lọc cao (Fe, Co, Cu/Zn) để tăng hiệu quả chuyển hóa CO_2 và H_2 thành nhiên liệu mong muốn.

Kết luận

Trong bài tổng quan này, nhóm tác giả đã trình bày một hệ thống các loại năng lượng và nhiên liệu thay thế hướng tới mục tiêu Cacbon Net Zero, đó là điện và nhiên liệu tổng hợp eFuel. Để đạt mục tiêu Carbon Net Zero, việc kết hợp năng lượng điện tái tạo và nhiên liệu tổng hợp (eFuels) đóng vai trò then chốt trong việc giảm phát thải cacbon từ ngành năng lượng và giao thông vận tải.

https://doi.org/10.62239/jca.2026.001

Một cách tóm lược, sử dụng năng lượng điện từ các nguồn tái tạo để sản xuất hydro và các loại nhiên liệu tổng hợp eFuel là phương thức chính giúp giảm phát thải ròng CO_2. Hydro xanh tạo ra từ điện phân nước bằng điện tái tạo, khi kết hợp với CO_2 thu hồi từ khí thải công nghiệp hoặc trực tiếp từ không khí, cho phép sản xuất eFuel. Đây là chu trình này gần như khép kín và đóng góp trực tiếp vào mục tiêu Cacbon Net Zero.

Sự kết hợp giữa điện tái tạo, pin nhiên liệu, pin sạc và eFuel tạo ra một chuỗi sản xuất và cung ứng năng lượng bền vững, vừa cung cấp năng lượng linh hoạt, vừa đảm bảo giảm phát thải ròng CO_2, từ đó đóng góp quan trọng vào việc đạt Net Zero trên toàn cầu. Việc phát triển đồng bộ các công nghệ này là hướng đi chiến lược để chuyển đổi năng lượng và vận tải sang mô hình bền vững, sạch hơn và hiệu quả hơn; đó chính là quá trình chuyển đổi xanh trong lĩnh vực năng lượng và nhiên liệu của thế giới.

Tài liệu tham khảo

1. D.T. Ngo, N.K.D. Hong, N.D. Toan, J. Catal. Adsorpt., 14(3) (2025) 1-16. https://doi.org/10.62239/jca.2025.031
2. L.S. Paraschiv, Energy Rep., 9 (2023) 535-544. https://doi.org/10.1016/j.egyr.2023.07.024
3. L.R. Amjith, et al., Chemosphere, 293 (2022) 133579. https://doi.org/10.1016/j.chemosphere.2022.133579
4. IEA, World Energy Outlook 2021 (2021). Available at: www.iea.org/reports/world-energyoutlook-2021.
5. A. Evans, V. Strezov, T.J. Evans, Renew. Sustain. Energy Rev., 14(5) (2010) 1419–1427. https://doi.org/10.1016/j.rser.2010.01.010
6. E. Porpatham, A. Ramesh, B. Nagalingam, Fuel, 95 (2012) 247–256. https://doi.org/10.1016/j.fuel.2011.10.059
7. G. Kumari, S.K. Karmee, Handbook of Biofuels, Elsevier (2022) 435–451. https://doi.org/10.1016/B978-0-12-822810-4.00022-1
8. P. Adams, T. Bridgwater, A. Lea-Langton, et al., Greenhouse Gases Balances of Bioenergy Systems, Academic Press (2018) 107–139. https://doi.org/10.1016/B978-0-08-101036-5.00008-2
9. D.J. Roddy, C. Manson-Whitton, Comprehensive Renewable Energy, Elsevier (2012) 133–153. https://doi.org/10.1016/B978-0-08-087872-0.00514-X
10. G. Akolgo, F. Kemausuor, E.O. Essandoh, et al., Int. J. Eng. Sci. Appl., 3 (2019) 4.
11. N. Recca, Gasification Technology for Clean, Cost-Effective Biomass Electricity Generation (1997). Available at: https://www.nrel.gov/docs/legosti/fy97/22315.pdf
12. V.S. Sikarwar, M. Zhao, P. Clough, et al., Energy Environ. Sci., 9(10) (2016) 2939–2977. https://doi.org/10.1039/C6EE00935B
13. S. Pang, Biotechnol. Adv., 37(4) (2019) 589–597. https://doi.org/10.1016/j.biotechadv.2018.11.004
14. N. Zhou, J. Zhou, L. Dai, et al., Bioresour. Technol., 314 (2020) 123756. https://doi.org/10.1016/j.biortech.2020.123756
15. J.A. Ruiz, M.C. Juárez, M.P. Morales, et al., Renew. Sustain. Energy Rev., 18 (2013) 174–183. https://doi.org/10.1016/j.rser.2012.10.021
16. R. Toonssen, N. Woudstra, A.H.M. Verkooijen, J. Power Sources, 194(1) (2009) 456–466. https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2009.05.044
17. C. Athanasiou, F. Coutelieris, E. Vakouftsi, et al., Int. J. Hydrog. Energy, 32(3) (2007) 337–342. https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2006.06.048
18. Neeraj, S. Yadav, Microalgal Biomass for Bioenergy Applications, Woodhead Publishing (2024) 3-22. https://doi.org/10.1016/B978-0-443-13927-7.00001-3
19. J. Appleby, F.R. Foulkes, Fuel Cell Handbook, Van Nostrand Reinhold, New York (1993).
20. H. Heimes, S. Wennemar, A. Kampker, G. Bockey, Production Process of a Lithium-Ion Battery Cell, RWTH Aachen University, Aachen (2023).
21. S. Singh, et al. (Eds.), Digital Twins, Simulation, and the Metaverse, Springer, Cham (2024) 363-393.
22. W. Qu, J. Li, R. Zhang, S. Liu, J. Bao, J. Intell. Manuf., 35 (2024) 2021-2043. https://doi.org/10.1007/s10845-023-02081-9
23. M.J. Peng, J.Q. Zhou, T.T. Han, et al., Rare Met., 43 (2024) 2527-2535. https://doi.org/10.1007/s12598-023-02609-1
24. M. Mann, S. Babinec, V. Putsche, Energy storage grand challenge: energy storage market report, National Renewable Energy Lab (NREL), Golden, CO (2020).
25. H. Deng, K.E. Aifantis, Rechargeable ion batteries: materials, design and applications of li-ion cells and beyond, Wiley-VCH (2023) 83–103. https://doi.org/10.1002/9783527836703.ch4
26. M. Killer, M. Farrokhseresht, N.G. Paterakis, Appl. Energy, 260 (2020) 114166. https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.114166
27. S.P. Ayeng'o, T. Schirmer, K.P. Kairies, et al., Sol. Energy, 162 (2018) 140–152. https://doi.org/10.1016/j.solener.2017.12.049
28. Energy Transition Partnership, Phase 1 Report (2025). Available at: http://energytransitionpartnership.org/wp-content/uploads/2025/08/20250402_Phase-1-report_EN1.pdf (accessed 10 March 2026).
29. M. Clemente, P. Maharjan, M. Salazar, T. Hofman, Int. J. Life Cycle Assess., (2025). https://doi.org/10.1007/s11367-025-02541-9
30. T. Kalogiannis, et al., J. Energy Storage, 48 (2022) 103847. https://doi.org/10.1016/j.est.2021.103847
31. B.D. McCloskey, et al., J. Phys. Chem. Lett., 3(20) (2012) 3043–3047. https://doi.org/10.1021/jz301359t
32. C.F. Marchiori, et al., Chem. Mater., 32(17) (2020) 7237–7246. https://doi.org/10.1021/acs.chemmater.0c01489
33. C. Mikolajczak, M. Kahn, K. White, R.T. Long, Lithium-ion batteries hazard and use assessment, Springer Science & Business Media, New York (2012).

34. M. Walter, M.V. Kovalenko, K.V. Kravchyk, New J. Chem., 44(5) (2020) 1677–1683. https://doi.org/10.1039/C9NJ05682C
35. P.V. Chombo, Y. Laoonual, J. Power Sources, 478 (2020) 228649. https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2020.228649
36. A.A. Kebede, T. Kalogiannis, J. Van Mierlo, M. Berecibar, Renew. Sustain. Energy Rev., 159 (2022) 112213. https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.112213
37. W. Li, A. Dolocan, P. Oh, et al., Nat. Commun., 8(1) (2017) 14589. https://doi.org/10.1038/ncomms14589
38. G. Graeber, V.S. Thatipamula, Beyond lithium-ion batteries: shaping the transition to sustainable electrochemical energy storage, Springer, Cham (2022).
39. N. Nitta, F. Wu, J.T. Lee, G. Yushin, Mater. Today, 18(5) (2015) 252–264. https://doi.org/10.1016/j.mattod.2014.10.040
40. M.F. Niri, et al., Energy AI, 7 (2022) 100129. https://doi.org/10.1016/j.egyai.2021.100129
41. N.K. Salakjani, P. Singh, A.N. Nikoloski, Miner. Process. Extr. Metall. Rev., 41(5) (2020) 335–348. https://doi.org/10.1080/08827508.2019.1643343
42. G. Sankaran, S. Venkatesan, IOP Conf. Ser. Earth Environ. Sci., 1042(1) (2022) 012012. https://doi.org/10.1088/1755-1315/1042/1/012012
43. N. Florin, E. Dominish, Sustainability evaluation of energy storage technologies, Institute for Sustainable Futures (2017).
44. A.C. Luntz, J. Voss, K. Reuter, J. Phys. Chem. Lett., 6(22) (2015) 4599–4604. https://doi.org/10.1021/acs.jpclett.5b02352
45. K. Chayambuka, G. Mulder, D.L. Danilov, P.H. Notten, Adv. Energy Mater., 10(38) (2020) 2001310. https://doi.org/10.1002/aenm.202001310
46. Y.S. Hu, Y. Lu, ACS Energy Lett., 4(11) (2019) 2689–2690. https://doi.org/10.1021/acsenergylett.9b02190
47. L. Du, X. Cheng, F. Gao, et al., Chem. Commun., 55(45) (2019) 6365–6368. https://doi.org/10.1039/C9CC02134E
48. X. Wang, S. Li, Z. Zhang, et al., Nano Energy, 89 (2021) 106353. https://doi.org/10.1016/j.nanoen.2021.106353
49. E.R. Logan, J.R. Dahn, Trends Chem., 2(4) (2020) 354–366. https://doi.org/10.1016/j.trechm.2020.01.011
50. J. Huang, F. Liang, M. Hou, et al., Appl. Mater. Today, 20 (2020) 100750. https://doi.org/10.1016/j.apmt.2020.100750
51. S. Li, Z. Yang, S.B. Wang, et al., Commun. Mater., 5(1) (2024) 44. https://doi.org/10.1038/s43246-024-00482-8
52. H. Bai, X. Zhu, H. Ao, et al., J. Energy Chem., 90 (2024) 518–539. https://doi.org/10.1016/j.jechem.2023.11.004
53. X. Zheng, Z. Cai, J. Sun, et al., J. Energy Storage, 58 (2023) 106405. https://doi.org/10.1016/j.est.2022.106405
54. W. Li, X. Liu, Q. Xie, et al., Chem. Mater., 32(18) (2020) 7796–7804. https://doi.org/10.1021/acs.chemmater.0c02398
55. M. Zhang, M. Lv, D. Zhang, et al., J. Alloys Compd., 909 (2022) 164712. https://doi.org/10.1016/j.jallcom.2022.164712
56. T.N. Pham, J. Ko, V.K.H. Bui, et al., Appl. Surf. Sci., 532 (2020) 147435. https://doi.org/10.1016/j.apsusc.2020.147435
57. W. Mao, W. Yue, Z. Xu, et al., ACS Appl. Mater. Interfaces, 12(35) (2020) 39282–39292. https://doi.org/10.1021/acsami.0c11282
58. T. Georgi-Maschler, B. Friedrich, R. Weyhe, et al., J. Power Sources, 207 (2012) 173–182. https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2012.01.152
59. V. Ram, S.R. Salkuti, Energies, 16(6) (2023) 2834. https://doi.org/10.3390/en16062834
60. D. Mahajan, K. Tan, T. Venkatesh, et al., Energies, 15(10) (2022) 3582. https://doi.org/10.3390/en15103582
61. M.A. Habib, G.A.Q. Abdulrahman, A.B.S. Alquaity, N.A.A. Qasem, Alex. Eng. J., 100 (2024) 182–207. https://doi.org/10.1016/j.aej.2024.05.030
62. T. Galimova, M. Ram, D. Bogdanov, et al., Renew. Sustain. Energy Rev., 183 (2023) 113420. https://doi.org/10.1016/j.rser.2023.113420
63. K.O. Yoro, M.O. Daramola, Advances in Carbon Capture, Woodhead Publishing, Cambridge (2020) 3–28.
64. X.L. Yue, Q.X. Gao, Adv. Clim. Chang. Res., 9 (2018) 243–252. https://doi.org/10.1016/j.accre.2018.12.003
65. L. Bruhwiler, et al., Second State of the Carbon Cycle Report (SOCCR2), U.S. Global Change Research Program, Washington, DC (2018) 42–70.
66. CO2 Human Emissions, How do Human CO2 Emissions Compare to Natural CO2 Emissions? https://www.che-project.eu/news/how-do-human-co2-emissions-compare-natural-co2-emissions (2024).
67. T. Wilberforce, A.G. Olabi, E.T. Sayed, et al., Sci. Total Environ., 761 (2021) 143203. https://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2020.143203
68. Global CCS Institute, Global Status of CCS 2022 (2023). https://www.globalccsinstitute.com/resources/global-status-of-ccs-2022/
69. T. Wilberforce, A. Baroutaji, B. Soudan, et al., Sci. Total Environ., 657 (2019) 56–72. https://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2018.11.424
70. T.L. Hardenburger, M. Ennis, Kirk-Othmer Encyclopedia of Chemical Technology, John Wiley & Sons, London (2000).
71. A. Sánchez, M. Martín, Sustain. Prod. Consum., 16 (2018) 176–192. https://doi.org/10.1016/j.spc.2018.08.001
72. S. Dell'Aversano, C. Villante, K. Gallucci, G. Vanga, A. Di Giuliano, Energies, 17(16) (2024) 3995. https://doi.org/10.3390/en17163995
73. Fortune Business Insights, E-Fuel Market Size, Share & Industry Analysis (2024). https://www.fortunebusinessinsights.com/e-fuel-market-109586
74. IEA, Renewable hydrogen and e-fuel demand, 2030 (2024). https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/renewable-hydrogen-and-e-fuel-demand-main-case-2030