

PHÁT TRIỂN LƯỚI ĐIỆN SIÊU NHỎ (MICROGRID) KHÔNG PHÁT THẢI TẠI CÁC ĐẢO TIỀN TIÊU CỦA VIỆT NAM: NGHIÊN CỨU ĐIỂN HÌNH TẠI ĐẢO PHÚ QUÝ

Đào Đoàn Duy

Tập đoàn Công nghiệp - Năng lượng Quốc gia Việt Nam (PVN)

Email: duydd@pvn.vn

<https://doi.org/10.47800/PVSI.2025.05-04>

Tóm tắt

Tại các đảo tiền tiêu của Việt Nam, chi phí đầu tư cao cho hạ tầng truyền tải điện từ đất liền ra đảo khiến nhu cầu tiếp cận điện năng chưa được đáp ứng đầy đủ. Do đó, việc phát triển lưới điện nhỏ (microgrid), độc lập tại các đảo là giải pháp cần thiết. Mô hình này mở ra cơ hội đầu tư cho các doanh nghiệp nhằm thúc đẩy các công nghệ năng lượng mới, góp phần phát triển kinh tế - xã hội và đời sống nhân dân tại các khu vực hải đảo. Để đánh giá tính khả thi của mô hình này, nghiên cứu điển hình được thực hiện tại đảo Phú Quý thông qua mô phỏng hệ thống microgrid tích hợp với hydrogen và lưu trữ năng lượng.

Từ khóa: Năng lượng tái tạo, hydrogen, hệ thống lưu trữ năng lượng bằng pin, lưới điện nhỏ, đảo Phú Quý.

1. Giới thiệu

Để đảm bảo hài hòa giữa an ninh năng lượng và các mục tiêu về khí hậu, Việt Nam đang đẩy mạnh điện khí hóa với tỷ trọng ngày càng lớn của các nguồn năng lượng tái tạo như điện gió, điện mặt trời. Theo Quy hoạch phát triển điện lực quốc gia thời kỳ 2021 - 2030, tầm nhìn đến năm 2050 điều chỉnh, Chính phủ đặt mục tiêu phát triển mạnh các nguồn năng lượng tái tạo (không bao gồm thủy điện) phục vụ sản xuất điện, đạt tỷ lệ khoảng 28 - 36% vào năm 2030 và định hướng đến năm 2050 tỷ lệ năng lượng tái tạo lên đến 74 - 75% [1].

Tuy nhiên, sản xuất điện từ năng lượng tái tạo chưa đủ để bảo đảm sự ổn định của hệ thống điện do tính biến động phụ thuộc vào khí hậu, thời tiết. Việc phát triển năng lượng tái tạo cần được thực hiện đồng bộ với việc nâng cấp hệ thống truyền tải điện và triển khai các giải pháp lưu trữ năng lượng. Vì vậy, các công nghệ lưu trữ điện dư thừa vào thời điểm công suất phát cao (khi điều kiện bức xạ mặt trời và gió thuận lợi) và phát điện khi nhu cầu tăng cao hoặc sản lượng điện tái tạo giảm cần được triển khai đồng thời. Các giải pháp lưu trữ năng lượng tiềm năng bao gồm: thủy điện tích năng, hệ thống lưu trữ năng lượng bằng pin (BESS) và hydrogen xanh cùng dẫn xuất với vai trò chất mang năng lượng.

Bên cạnh vai trò nguồn phát điện, hydrogen xanh còn có thể mở rộng ứng dụng các lĩnh vực công nghiệp nặng, giao thông vận tải và xuất khẩu. Chiến lược phát triển năng lượng hydrogen của Việt Nam kỳ vọng sản lượng hydrogen từ năng lượng tái tạo và các quá trình có thu giữ carbon đạt khoảng 100 - 500 nghìn tấn/năm vào năm 2030 và tăng mạnh lên 10 - 20 triệu tấn/năm vào năm 2050 [2]. Để đáp ứng việc sản xuất thêm hydrogen, tỷ trọng năng lượng tái tạo trong tổng cung năng lượng sơ cấp cần đạt mức 15 - 20% vào năm 2030 và khoảng 80 - 85% vào năm 2050 [3].

Tại những khu vực khó tiếp cận lưới điện hoặc có tính chất cô lập như hải đảo hay miền núi, lưới điện... siêu nhỏ (microgrid) được coi là giải pháp quan trọng để tích hợp và khai thác hiệu quả các nguồn năng lượng tái tạo. Microgrid cho phép vận hành độc lập hoặc kết nối linh hoạt với lưới điện quốc gia, nhờ vậy vừa bảo đảm cung ứng điện ổn định, vừa giảm phụ thuộc vào nhiên liệu hóa thạch nhập từ đất liền. Các văn bản như Đề án triển khai Tuyên bố chính trị thiết lập quan hệ đối tác chuyển đổi năng lượng công bằng (JETP) cũng đã nhấn mạnh phát triển mô hình năng lượng này [4], cho thấy tiềm năng nhận được sự hỗ trợ của quốc tế.

Các đảo tiền tiêu ở khu vực Nam Trung Bộ và Nam Bộ là địa điểm lý tưởng để phát triển microgrid nhờ 2 yếu tố: tiềm năng năng lượng tái tạo dồi dào (tốc độ gió, bức xạ mặt trời cao quanh năm) và nhu cầu giảm sự phụ thuộc



Ngày nhận bài: 4/10/2025

Ngày đánh giá và sửa chữa: 4 - 24/10/2025

Ngày duyệt đăng: 24/10/2025

vào năng lượng từ đất liền. Hiện nay, điện trên đảo chủ yếu được cấp máy phát diesel, vừa gây phát thải vừa làm tăng chi phí do phải vận chuyển nhiên liệu từ đất liền [5, 6]. Việc triển khai microgrid tích hợp năng lượng tái tạo, hệ thống lưu trữ năng lượng bằng pin và hydrogen xanh không chỉ giúp bảo đảm cung cấp điện ổn định, nâng cao đời sống người dân trên đảo, mà còn mở ra cơ hội nghiên cứu - thử nghiệm các công nghệ năng lượng mới trong điều kiện thực tiễn đặc thù. Hơn nữa, các dự án tại đảo tiên tiêu còn là hình thức đầu tư xã hội mang tính chiến lược, phát triển cộng đồng địa phương, góp phần khẳng định chủ quyền biển đảo.

Với vị thế là tập đoàn công nghiệp năng lượng quốc gia và định hướng chuyển dịch năng lượng rõ ràng, Petrovietnam có thể xem xét đầu tư triển khai các dự án microgrid tại đảo tiên tiêu, để thực hiện mục tiêu kép:

- Thử nghiệm, trình diễn công nghệ năng lượng tái tạo, hệ thống lưu trữ năng lượng bằng pin và các giải pháp hydrogen xanh trong điều kiện đặc thù. Trong đó, hydrogen xanh là một trong những công nghệ Petrovietnam đang nghiên cứu, có tiềm năng thay thế khí nhiên liệu trong các quá trình đốt tạo năng lượng hoặc phục vụ giao thông vận tải, sản xuất công nghiệp. Dự án này có thể giúp Petrovietnam đánh giá được tương đối

đầy đủ khía cạnh kinh tế, kỹ thuật trong tận dụng năng lượng tái tạo để sản xuất; tồn chứa, sử dụng hydrogen xanh và đánh giá khả năng thay thế nhiên liệu hóa thạch của các loại hình năng lượng sạch.

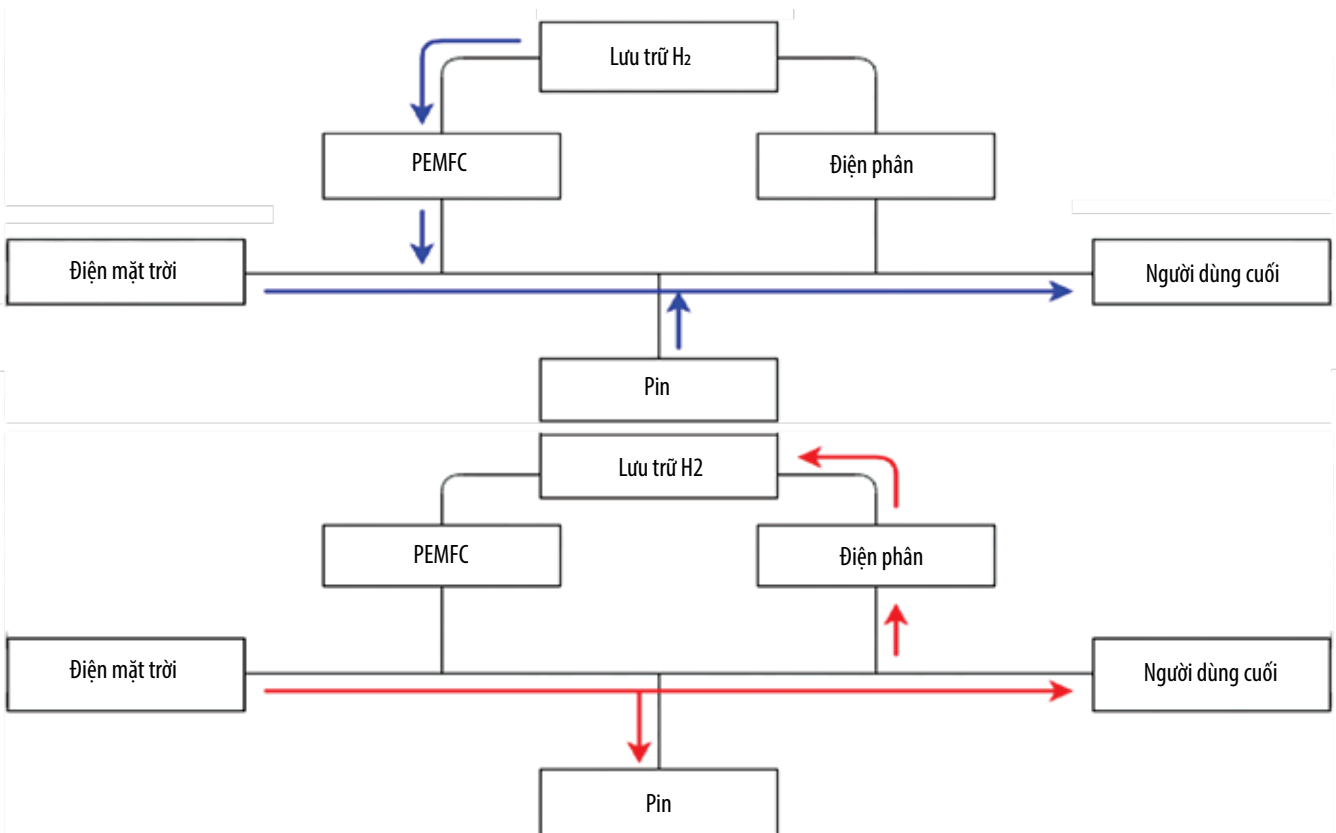
- Dự án tạo ra giá trị xã hội khi hỗ trợ phát triển kinh tế, du lịch, đảm bảo an ninh năng lượng, an sinh xã hội. Sáng kiến này có tiềm năng trở thành dự án ESG mang tính biểu tượng, minh chứng cho quá trình chuyển đổi năng lượng công bằng.

Bài viết giới thiệu tiềm năng và tính khả thi của việc thí điểm mô hình microgrid tích hợp năng lượng tái tạo, hệ thống lưu trữ năng lượng bằng pin và hydrogen xanh tại các đảo tiên tiêu của Việt Nam. Trên cơ sở đó, phân tích các yếu tố kỹ thuật - kinh tế, đánh giá tiềm năng đầu tư xã hội của mô hình này, thể hiện tính “công bằng” trong quá trình chuyển dịch năng lượng.

2. Tổng quan về lưới điện siêu nhỏ

2.1. Khái niệm

Lưới điện siêu nhỏ là hệ thống điện cục bộ bao gồm nhưng không giới hạn các nguồn phát phân tán như điện mặt trời, điện gió, diesel, cùng với BESS. Các thành phần này được quản lý bằng hệ thống điều khiển thông minh,



Hình 1. Minh họa hệ thống microgrid [18].

giúp microgrid có thể hoạt động như thực thể thống nhất trong việc cung cấp điện. Điểm nổi bật của microgrid là tính linh hoạt vận hành, có thể kết nối và đồng bộ với lưới điện chính để trao đổi năng lượng khi cần, hoặc tách rời và tự vận hành độc lập trong trường hợp lưới chính mất điện hay khi chi phí truyền tải quá cao [7].

Microgrid mang lại nhiều lợi ích cho những khu vực biệt lập như hải đảo: giảm sự phụ thuộc vào nhiên liệu nhập khẩu, nâng cao độ tin cậy và khả năng chống chịu trước thiên tai, đồng thời tối ưu hóa việc tích hợp năng lượng tái tạo có tính biến động như mặt trời và gió. Vì vậy, microgrid ngày càng được coi như giải pháp hạ tầng quan trọng để hỗ trợ các quốc gia trong tiến trình giảm phát thải và giảm ô nhiễm không khí [7]. Tuy vậy, microgrid cũng có hạn chế về chi phí đầu tư ban đầu cao, có thể dao động khoảng 2 - 5 triệu USD/MW tùy công nghệ và vị trí triển khai [8].

Trong khi BESS mang lại hiệu quả cao cho việc cân bằng cung - cầu ngắn hạn, công nghệ này bị giới hạn về dung lượng và chi phí khi cần lưu trữ lâu dài. Hydrogen xanh bổ sung cho BESS bằng cách cho phép lưu trữ năng lượng tái tạo dư thừa với quy mô lớn và thời gian dài hơn, đảm bảo cung cấp điện ổn định cho các đảo trong những giai đoạn ít gió hoặc nắng. Ngoài ra, hydrogen xanh có thể được khai thác đa mục đích ngoài điện năng, như cung cấp nhiên liệu sạch cho giao thông hoặc thậm chí là sản xuất công nghiệp, nhờ đó mở rộng giá trị của microgrid và giảm phụ thuộc vào diesel dự phòng [9 - 11].

Hệ thống microgrid tích hợp năng lượng tái tạo, lưu trữ bằng BESS và hydrogen xanh có thể vận hành như hệ thống khép kín không phát thải. Trong cấu hình này, năng lượng tái tạo là nguồn phát điện chính, BESS đảm nhận vai trò điều hòa ngắn hạn và ổn định lưới, còn hydrogen xanh được sản xuất từ phần điện dư thừa thông qua điện phân và lưu trữ để tái phát điện bằng pin nhiên liệu (fuel cell) hoặc turbine khí năng lượng tái tạo suy giảm. Các nghiên cứu về microgrid đảo cho thấy mô hình này giúp đạt tới mức cung cấp điện bền vững và gần như không phát thải, đồng thời mở rộng ứng dụng hydrogen xanh cho giao thông và công nghiệp địa phương [12, 13].

2.2. Một số mô hình microgrid đã được triển khai trên thế giới

Để có cơ sở thiết kế hệ thống microgrid tại các đảo của Việt Nam, 3 mô hình đã triển khai trên thế giới sẽ được lựa chọn phân tích về: Điều kiện tự nhiên, quy mô dân cư; nhu cầu sử dụng năng lượng và cấu hình hệ thống; kết quả triển khai.

Ba khu vực được sử dụng để phân tích gồm: La Réunion - SAGES/Cirque de Mafate Microgrid (EDF/ PowiDian/SIDELEC); Calistoga Resiliency Center, Mỹ - Energy Vault; Denham, Tây Australia - Denham Hydrogen Demonstration Plant (Horizon Power, ARENA tài trợ).

2.2.1. La Réunion - SAGES/Cirque de Mafate Microgrid (EDF/ PowiDian/SIDELEC)

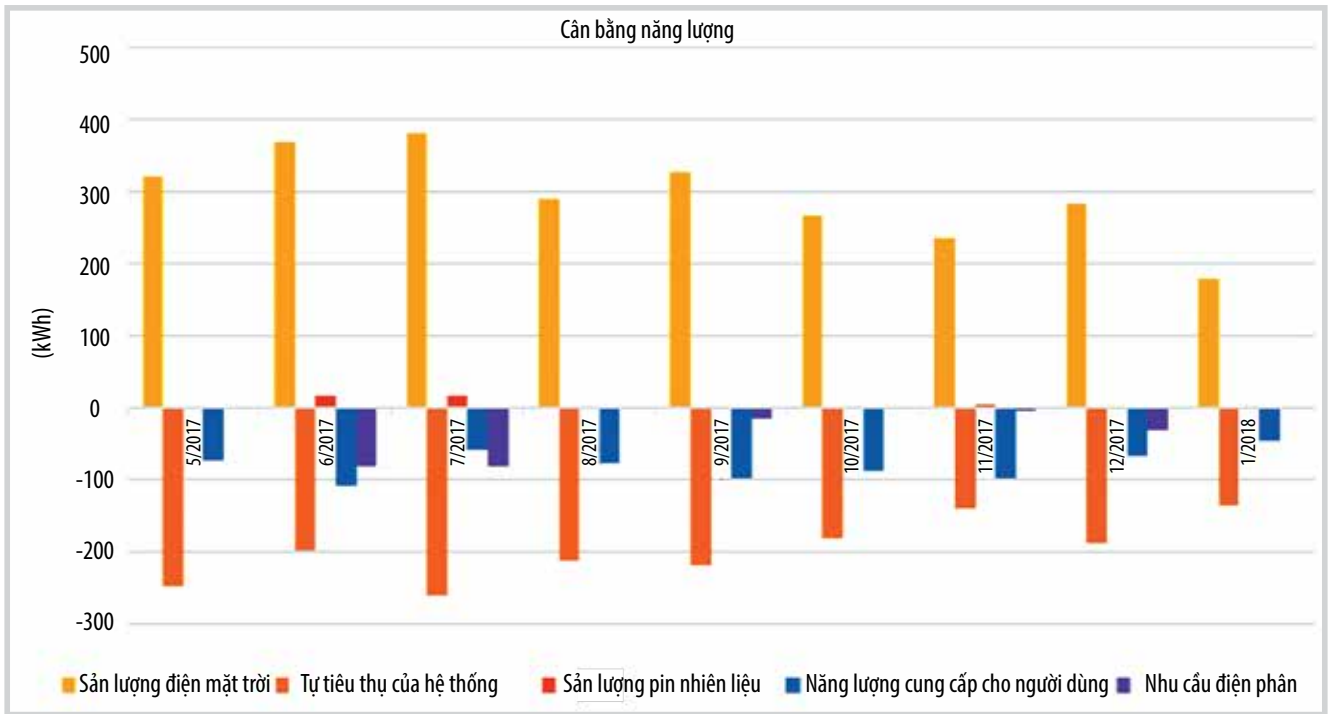
La Réunion là đảo núi lửa thuộc Pháp, nằm ở Ấn Độ Dương, cách Madagascar khoảng 700 km về phía đông và cách Mauritius khoảng 200 km. Địa hình đảo rất phức tạp, nổi bật với Piton des Neiges (3.070 m) và Piton de la Fournaise, một trong những núi lửa hoạt động mạnh nhất thế giới [14]. Tổng diện tích đảo khoảng 2.500 km² (LUPM - Mafate microgrid presentation). Tuy nhiên, diện tích khả dụng để phát triển hạ tầng năng lượng rất hạn chế do núi dốc, rừng, khu bảo tồn [15].

La Réunion có tiềm năng bức xạ mặt trời cao, với tổng số giờ nắng hàng năm từ 1.400 - 2.500 giờ, và có thể đạt tới 2.900 giờ/năm ở vùng thấp dưới 400 m. Bức xạ mặt trời trong mùa hè tại các khu vực ven biển có thể vượt 6,5 kWh/m²/ngày [16]. Tuy nhiên, do mây, địa hình, bức xạ dao động mạnh theo giờ và ngày, đòi hỏi phải có hệ thống lưu trữ và quản lý năng lượng linh hoạt [17]. Về gió, đảo chịu ảnh hưởng thường xuyên của gió Mậu dịch Đông - Đông Nam, có tiềm năng điện gió lớn ở ven biển và các sườn mở, nhưng phân bố không đồng đều do núi che chắn [14].

Vành đai núi Mafate (Cirque de Mafate) nằm ở trung tâm đảo La Réunion, là nơi sinh sống của khoảng 700 cư dân. Với địa hình núi non hiểm trở, bị chia cắt hoàn toàn và không có đường ô tô tiếp cận, khu vực này được UNESCO công nhận là Di sản thiên nhiên thế giới. Do điều kiện địa mạo đặc thù, Mafate không thể kết nối với lưới điện quốc gia và trong nhiều năm chỉ phụ thuộc vào máy phát điện diesel để cung cấp điện. Ở giai đoạn thí điểm, dự án microgrid chỉ cấp điện cho một cụm phụ tải công cộng (trường học, trạm y tế, văn phòng quản lý rừng) và một số hộ dân điển hình. Hồ sơ tiêu thụ điện được xây dựng dựa trên dữ liệu đo từ 3 hộ gia đình, sau đó phân loại thành 14 nhóm phụ tải theo công suất đỉnh và năng lượng hằng ngày [18].

Hệ thống microgrid ở đây gồm thành phần như sau:

- PV 8 - 8,7 kWp;
- Pin lithium-ion 15,6 - 16 kWh cho lưu trữ ngắn hạn;
- Một chuỗi hydrogen gồm điện phân, bình chứa



Hình 2. Bảng cân bằng năng lượng của hệ thống tại hệ thống SAGE [18].

~1,1 m³ (tương đương ~3 kg H₂) và pin nhiên liệu công suất 2,5 - 5 kW.

Chiến lược vận hành được xây dựng theo nguyên tắc ưu tiên khai thác trực tiếp nguồn điện mặt trời để cấp cho tải, đồng thời sử dụng pin lithium-ion để cân bằng các dao động ngắn hạn trong ngày. Khi sản lượng điện mặt trời (PV) vượt nhu cầu tức thời, phần điện dư sẽ được đưa vào điện phân nước để sản xuất hydrogen xanh, lưu trữ trong các bình áp suất trung bình. Hydrogen xanh sau đó trở thành nguồn dự trữ năng lượng dài ngày và chỉ được huy động khi xảy ra thiếu hụt sản lượng kéo dài, đặc biệt trong các tháng mùa đông của Nam bán cầu khi bức xạ mặt trời giảm đáng kể. Cách tiếp cận này cho phép phân tách rõ vai trò của từng công nghệ lưu trữ: Pin xử lý biến động trong ngày, trong khi hydrogen xanh đảm nhận nhiệm vụ đảm bảo năng lượng trong các giai đoạn kéo dài nhiều ngày [18].

Đo đạc thực nghiệm trong giai đoạn 2019 - 2022 cho thấy, hệ thống PV kết hợp với pin lithium-ion đã đáp ứng tới 80 - 90% nhu cầu điện quanh năm, thể hiện tại Hình 2. Dung lượng pin ~16 kWh đủ để đảm bảo cung cấp điện trong 1 - 2 ngày nắng yếu liên tiếp. Tuy nhiên, trong các tháng mùa đông của Nam bán cầu (đặc biệt tháng 6 - 7), khi cường độ bức xạ trung bình giảm xuống dưới 4 kWh/m²/ngày, thời gian nắng rút ngắn và nhu cầu không thể bù đắp hoàn toàn bằng pin, thì pin nhiên liệu được kích hoạt để cung cấp khoảng 10 - 20% phần điện thiếu hụt.

Với khoảng 3 kg hydrogen lưu trữ (~100 kWh năng lượng hóa học, tương đương 50 - 55 kWh điện hữu ích ở hiệu suất 50%), hệ thống có thể vận hành pin nhiên liệu liên tục 10 - 20 giờ, đủ để duy trì phụ tải thiết yếu cho cộng đồng.

Bên cạnh đó, Hệ thống quản lý năng lượng (EMS) cho phép giám sát dữ liệu thời gian thực ở độ phân giải một phút, tối ưu quyết định nạp - xả pin và sản xuất - sử dụng hydrogen xanh. Kết quả này chứng minh microgrid SAGES có thể hoàn toàn loại bỏ diesel trong vận hành thử nghiệm, đồng thời khẳng định vai trò của hydrogen như một giải pháp lưu trữ mùa vụ (seasonal storage), bổ sung cho pin vốn chỉ đáp ứng được chu kỳ ngắn hạn [18, 19].

2.2.2. Calistoga Resiliency Center, Mỹ - Energy Vault

Calistoga, nằm trong Quận Napa của California, có điều kiện khí hậu lý tưởng cho việc triển khai năng lượng mặt trời, với khoảng 3.042 giờ nắng mỗi năm, tương đương 8,3 giờ mỗi ngày. Mức bức xạ mặt trời trung bình hàng ngày đạt 8,3 kWh/m²/ngày trong mùa hè, cung cấp tiềm năng lớn cho các hệ thống điện mặt trời [20]. Tuy nhiên, khu vực này cũng phải đối mặt với nguy cơ cháy rừng cao, với khoảng 51% diện tích nằm trong các khu vực có nguy cơ cháy rừng từ cao đến rất cao. Các sự kiện cháy rừng gần đây, như đám cháy Pickett Fire vào năm 2025, đã gây thiệt hại lớn về tài sản và gián đoạn nguồn cung điện [21].

Với nguy cơ cháy rừng và nhu cầu điện tăng cao, đặc biệt trong mùa hè, việc triển khai microgrid tại Calistoga giúp đảm bảo cung cấp điện liên tục cho cộng đồng trong các tình huống khẩn cấp. Microgrid kết hợp PV, BESS và fuel cell sẽ cung cấp điện ổn định khi lưới điện chính bị gián đoạn, đồng thời giảm thiểu sự phụ thuộc vào nguồn năng lượng hóa thạch, tạo ra giải pháp năng lượng bền vững và linh hoạt [22].

Calistoga có khoảng 1.600 khách hàng của Pacific Gas and Electric Company (PG&E) sinh sống trong khu vực trung tâm và xung quanh. Thị trấn này thường xuyên đối mặt với các sự kiện mất điện do cháy rừng và thời tiết cực đoan, dẫn đến việc PG&E phải thực hiện biện pháp cắt điện tạm thời vì lý do an toàn công cộng (PSPS).

Để giải quyết vấn đề này, Energy Vault và PG&E đã hợp tác triển khai Calistoga Resiliency Center, một hệ thống microgrid lai ghép đầu tiên trên thế giới kết hợp giữa pin lithium-ion và pin nhiên liệu hydrogen. Hệ thống này có công suất đỉnh 8,5 MW và dung lượng lưu trữ 293 MWh, đủ cung cấp ít nhất 48 giờ điện liên tục cho cộng đồng trong các sự kiện mất điện do cháy rừng hoặc thời tiết cực đoan, giúp giảm thiểu tác động của các biện pháp cắt điện tạm thời mà PG&E thực hiện để bảo đảm an toàn [22].

Cấu hình hệ thống gồm: Công suất đỉnh (8,5 MW); dung lượng lưu trữ (293 MWh); 4 pin lithium-ion (BESS) cung cấp năng lượng tức thời, hỗ trợ điều chỉnh phụ tải ngắn hạn và khởi động lại lưới (black-start); kho chứa hydrogen lạnh (~80.000 gallon, khoảng 303.000 lít); 6 pin nhiên liệu; hệ thống quản lý năng lượng VaultOS™ (điều phối tất cả các thành phần, đảm bảo vận hành liền mạch và tối ưu hóa phụ tải).

Tăng cường khả năng chống chịu: Microgrid tại Calistoga có thể hoạt động độc lập khi lưới điện chính gặp sự cố, nhờ vào các công nghệ như pin lithium-ion và pin nhiên liệu. Điều này cung cấp một giải pháp linh hoạt và đáng tin cậy trong bối cảnh các sự kiện thời tiết cực đoan đang gia tăng, cụ thể là cháy rừng tại California.

2.2.3. Denham, Tây Australia - Denham Hydrogen Demonstration Plant

Denham là thị trấn ven biển nhỏ thuộc vùng Shark Bay, bang Tây Australia, cách Perth khoảng 800 km về phía Bắc. Địa hình tương đối bằng phẳng thấp, thuận lợi cho lắp đặt các công trình năng lượng tái tạo trên mặt đất. Với vị trí ven biển, thị trấn có điều kiện tiếp nhận bức xạ mặt trời dồi dào, đồng thời hưởng lợi từ gió biển ổn định. Khu vực Denham có khí hậu bán khô hạn ven biển. Nhiệt độ

trung bình năm vào khoảng 26,5°C, với những ngày hè có thể vượt quá 45°C, trong khi mùa đông hiếm khi xuống dưới 10°C. Lượng mưa trung bình hằng năm rất thấp, khoảng 228 mm, chủ yếu tập trung thành những trận mưa ngắn hạn, không đều [23].

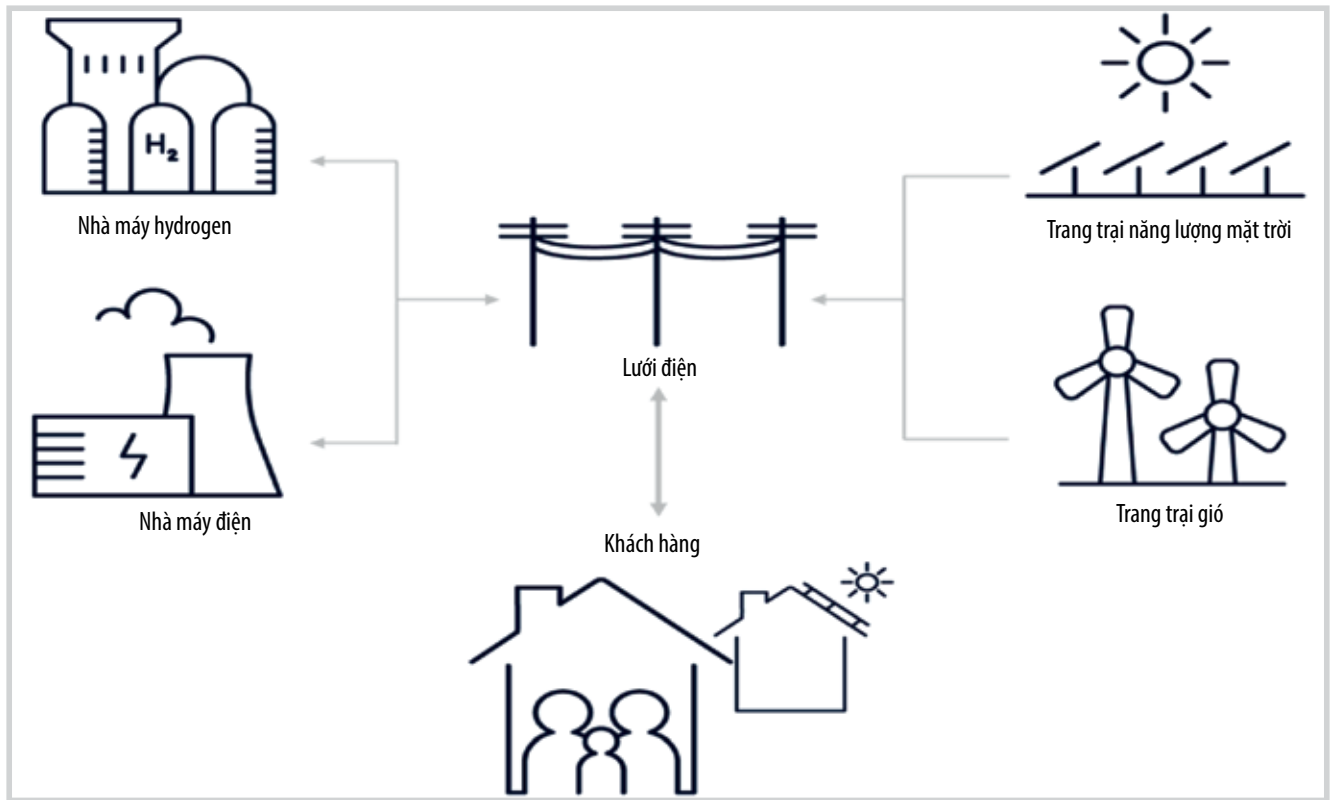
Denham được đánh giá có bức xạ mặt trời trung bình cao, tương đương với phần lớn vùng Tây Australia - nơi có mức bức xạ toàn cầu hàng năm thuộc loại cao nhất thế giới. Denham có trung bình 3.608,33 giờ nắng mỗi năm [24], bức xạ mặt trời trung bình khoảng 6,08 kWh/m²/ngày [25].

Thị trấn Denham là trung tâm hành chính của khu vực Shark Bay, bang Tây Australia, với dân số khoảng 849 người [26]. Về nhu cầu phụ tải, hệ thống điện tại Denham vận hành độc lập như một microgrid, với sản lượng điện tiêu thụ hằng năm vào khoảng 5 GWh và công suất phụ tải đỉnh ~1,7 MW. Đặc điểm dân số nhỏ, cộng với biến động theo mùa do khách du lịch, khiến nhu cầu điện của Denham có tính dao động cao: phụ tải nền ổn định cho khoảng vài trăm hộ gia đình, nhưng tăng rõ rệt trong mùa cao điểm du lịch khi hàng nghìn lượt khách tập trung tại thị trấn và các cơ sở lưu trú, nhà hàng, dịch vụ hỗ trợ [27].

Trước khi triển khai dự án hydrogen, thị trấn Denham vận hành một microgrid tách biệt khỏi lưới điện quốc gia. Hệ thống truyền thống dựa chủ yếu vào diesel với tổng công suất tổ máy khoảng 2,6 MW, kết hợp với một phần năng lượng tái tạo gồm điện gió (1 × 330 kW và 2 × 230 kW Enercon), điện mặt trời 640 kWp/500 kVA, và hệ thống pin lưu trữ 1,5 MW/1,7 MWh để san bằng phụ tải ngắn hạn [27].

Dự án Denham Hydrogen Demonstration Plant, do Horizon Power triển khai với sự tài trợ của ARENA, đã bổ sung một cụm công nghệ hydrogen tích hợp nhằm thay thế một phần vai trò của diesel. Cấu hình thí điểm gồm: Điện mặt trời (705 kWp/600 kVA, chuyên dụng để sản xuất điện cho điện phân); hệ điện phân PEM (348 kW, sử dụng điện mặt trời dư thừa để tách nước sản xuất hydrogen); kho chứa hydrogen xanh (khoảng 12.600 lít ở áp suất tới 300 bar); pin nhiên liệu (100 kW, tái phát điện từ hydrogen xanh đã lưu trữ); diesel và BESS vẫn được duy trì làm nguồn dự phòng và cân bằng tức thời trong microgrid.

Với cấu hình này, dự án được thiết kế để đáp ứng khoảng 20% nhu cầu điện của Denham, tương đương cấp điện cho ~100 hộ gia đình, đồng thời dự kiến giảm tiêu thụ khoảng 140.000 lít diesel/năm khi vận hành đầy đủ. Khi vận hành ở công suất tối đa 100 kW, hệ thống pin nhiên liệu tiêu thụ 6,57 H₂ kg/giờ, hệ thống này sản xuất được trung bình 12,44 kWh điện/kg hydrogen xanh [27].



Hình 3. Minh họa hệ thống tại Denham [27].

Hệ thống hydrogen tại Denham có thể thay thế vai trò của diesel trong microgrid, đồng thời cung cấp dữ liệu vận hành thực tế cho việc mở rộng các mô hình năng lượng tái tạo + BESS + hydrogen tới các khu vực xa trung tâm hoặc đảo biệt lập. Tổng vốn đầu tư cho dự án này khoảng 9,3 triệu AUD, trong đó ARENA tài trợ 2,6 triệu AUD [27].

3. Nghiên cứu mô hình microgrid tại đảo Phú Quý thông qua mô phỏng hệ thống microgrid tích hợp với hydrogen và lưu trữ năng lượng

3.1. Đầu tư năng lượng sạch tại các đảo tiên tiêu của Việt Nam

Trước đây, việc phát điện tại các đảo trước khi có lưới điện quốc gia chủ yếu dựa vào các tổ máy diesel quy mô nhỏ. Từ năm 2001, Phú Quốc chỉ có trạm phát điện diesel công suất khoảng 3 MW, công suất 6 triệu kWh/năm cung cấp điện cho 4.252 hộ tiêu thụ ở thị trấn Dương Đông và xã An Thới. Đến năm 2013, công suất điện được nâng lên 24,7 MW, cung cấp 55 triệu kWh/năm cho 13.000 khách hàng [6].

Để đảm bảo an ninh năng lượng, việc kết nối lưới điện quốc gia cho các đảo có dân số lớn là điều kiện bắt buộc. Tuy nhiên, việc kéo cáp ngầm vượt biển đòi hỏi chi phí rất lớn, thường lên đến hàng nghìn tỷ đồng cho mỗi dự án. Điển hình là dự án đưa điện lưới ra Côn Đảo, có tổng mức

đầu tư hơn 4.900 tỷ đồng, gồm hơn 103 km đường dây và cáp ngầm, được khởi công năm 2023 và hoàn thành năm 2025 [28]. Trong khi đó, dự án đưa điện lưới ra Phú Quốc gồm tuyến cáp ngầm 110 kV Hà Tiên - Phú Quốc có tổng chiều dài gần 57 km, trong đó 26,5 km cáp ngầm dưới biển, được đưa vào vận hành ngày 6/2/2014 có tổng mức đầu tư hơn 2.336 tỷ đồng, giúp đưa điện lưới quốc gia ra đảo lớn nhất Việt Nam.

Với chi phí cao như vậy, chỉ những đảo có quy mô dân số lớn và tiềm năng phát triển kinh tế - du lịch mới có thể được đầu tư kéo lưới. Mặt khác, sự phát triển của các đảo này cũng thúc đẩy phụ tải sử dụng điện. Tại Phú Quốc, EVNSPC tiếp tục phải đầu tư đồng bộ hệ thống nguồn và lưới điện trên đảo với tổng vốn hơn 7.080 tỷ đồng cùng với đường dây 220 kV Kiên Bình - Phú Quốc với tổng mức đầu tư lên đến 2.212 tỷ đồng để có thể đáp ứng nhu cầu điện đến năm 2035 [6]. Trong khi đó, các đảo có quy mô nhỏ về diện tích, dân số, có khoảng cách xa bờ vẫn phải tự vận hành hệ thống điện độc lập.

Mặt khác, Việt Nam có tiềm năng lớn về năng lượng tái tạo mà các đảo có thể khai thác để giảm phụ thuộc vào hệ thống diesel lẫn lưới điện quốc gia. Việt Nam có tiềm năng rất lớn về năng lượng mặt trời và gió, đặc biệt ở khu vực phía Nam. Theo báo cáo Framework Assessment for the Promotion of Solar Energy in Vietnam, cường độ

bức xạ tại khu vực Nam Bộ có thể đạt khoảng 5,5 kWh/m²/ngày, cao nhất cả nước [29]. Bên cạnh đó, nghiên cứu của UNDP (2023) cho thấy vùng ven biển Nam Trung Bộ và Nam Bộ có tốc độ gió trung bình 6 - 7 m/s ở độ cao 80 - 100 m, tạo điều kiện thuận lợi cho phát triển điện gió ngoài khơi quy mô thương mại [30].

Trên cơ sở đó, việc phát triển microgrid tích hợp năng lượng tái tạo, BESS và hydrogen xanh có thể coi là hướng đi bền vững cho các đảo và vùng ven biển phía Nam. Mô hình này giúp giảm phụ thuộc vào diesel và lưới điện quốc gia, đồng thời nâng cao độ tin cậy và hiệu quả vận hành. Nghiên cứu tại đảo An Bình đã chứng minh mô hình PV-Diesel có thể vận hành hiệu quả và giảm đáng kể nhiên liệu hóa thạch [6]. Việc bổ sung BESS và tận dụng nguồn năng lượng tái tạo dư thừa để sản xuất hydrogen xanh là bước phát triển tiếp theo, phù hợp với Chiến lược năng lượng hydrogen quốc gia cũng như Tuyên bố chính trị về Quan hệ đối tác Chuyển đổi năng lượng công bằng (JETP), trong đó Chính phủ xác định phát triển lưới điện nhỏ và siêu nhỏ, mở rộng cấp điện cho vùng sâu, vùng xa và hải đảo là một nhiệm vụ trọng tâm để bảo đảm tiếp cận năng lượng công bằng cho mọi người dân [2, 4].

Vì công nghệ BESS và hydrogen xanh còn tương đối mới ở Việt Nam, các đảo có quy mô nhỏ, phụ tải độc lập và nhu cầu điện không quá lớn sẽ là khu vực lý tưởng để triển khai thí điểm. Việc thí điểm này cho phép đánh giá mức độ ổn định của hệ thống, chi phí đầu tư - vận hành, cũng như khả năng tiết kiệm nhiên liệu và giảm phát thải trong điều kiện thực tế.

Ở góc độ xã hội, việc phát triển microgrid năng lượng tái tạo và hydrogen xanh tại các đảo còn có ý nghĩa vượt ra ngoài phạm vi kinh tế - kỹ thuật. Đây là hình thức đầu tư vì cộng đồng giúp giảm phụ thuộc vào điện lưới quốc gia và nhiên liệu diesel nhập khẩu, đồng thời bảo đảm quyền tiếp cận năng lượng sạch, ổn định và giá hợp lý cho những đối tượng thường chịu thiệt thòi về hạ tầng như tại hải đảo. Đặc biệt, ở góc độ an ninh - chủ quyền quốc gia, việc đầu tư năng lượng cho hải đảo không chỉ là nhu cầu dân sinh mà còn là nhiệm vụ chính trị chiến lược. Hệ thống điện độc lập, ổn định giúp duy trì hiện diện dân sự, kinh tế và quốc phòng trên các đảo tiền tiêu, qua đó tăng cường khả năng tự chủ năng lượng và an ninh hạ tầng trong khu vực biên giới biển.

3.2. Nghiên cứu mô hình microgrid tại đảo Phú Quý

Đảo Phú Quý thuộc tỉnh Lâm Đồng (trước đây là Bình Thuận), cách đất liền khoảng 56 hải lý (~120 km). Đảo Phú Quý có số giờ nắng từ 2.700 - 2.900 giờ/năm và bức xạ

mặt trời trung bình 5 - 5,4 kWh/m²/ngày. Tốc độ gió thấp nhất vào tháng 5 và tháng 6 (4 m/s), cao nhất vào tháng 7 và tháng 8 (lên tới 11 m/s), trung bình đạt khoảng 7,1 m/s ở độ cao 100 m; mật độ năng lượng gió dao động từ 91 - 810 W/m². Đây là khu vực có tiềm năng năng lượng tái tạo cao nhất Việt Nam, đặc biệt thích hợp để phát triển các dự án điện gió và điện mặt trời, song cũng đòi hỏi hệ thống năng lượng trên đảo phải có khả năng chống ăn mòn và vận hành ổn định trong môi trường gió mạnh và độ ẩm cao [31, 32].

Đảo Phú Quý có khoảng 30.000 dân [31]. Trước năm 2014, đảo Phú Quý chỉ được cấp điện 16 - 18 giờ/ngày bằng các tổ máy diesel nhỏ, chi phí cao và phụ thuộc hoàn toàn vào nhiên liệu vận chuyển từ đất liền. Từ ngày 1/7/2014, hệ thống điện gió - diesel - mặt trời do EVNSPC đầu tư đã cấp điện 24/24 giờ [32]. Hiện tổng công suất nguồn đạt 16,8 MW gồm: 10 MW diesel, 6 MW điện gió (3) turbine Vestas V80) và 0,8 MWp điện mặt trời.

Sản lượng điện hàng năm của đảo Phú Quý đã tăng trưởng từ 7,8 - 11,5%/năm và đã đạt 26,477 GWh vào năm 2022. Trong khi đó, phụ tải dự kiến sẽ tăng lên 8,4 MW vào năm 2025. Thông qua hệ thống điều khiển tích hợp, tỷ lệ phát điện từ năng lượng tái tạo/diesel hiện nay trên đảo Phú Quý đạt tỷ lệ 80/20 [31, 33, 34]. Đây là cơ sở để tiếp tục đầu tư vào hạ tầng năng lượng sạch, tiến tới phát điện không phát thải và đưa diesel trở thành nguồn dự phòng.

Nghiên cứu này trình bày hệ thống microgrid với 100% năng lượng sạch, không phát thải khí nhà kính, trong đó máy phát điện diesel chỉ được sử dụng trong tình huống bất khả kháng. Để đánh giá kinh tế - kỹ thuật, phần mềm HOMER được sử dụng để mô phỏng và phân tích các điều kiện vận hành của hệ thống.

3.2.1. Sản lượng điện dự kiến năm 2025

Dựa trên sản lượng điện thương phẩm tại đảo Phú Quý năm 2022 đạt 26,477 GWh, với tốc độ tăng trưởng trung bình giai đoạn 2014 - 2022 dao động từ 7,8 - 11,5%/năm, nghiên cứu này giả định tốc độ tăng trưởng sản lượng điện của đảo Phú Quý tiếp tục duy trì ổn định ở mức trung bình 9%/năm trong giai đoạn 2023 - 2025. Theo đó, sản lượng điện dự kiến của năm 2025 được tính toán đạt xấp xỉ 34,3 GWh.

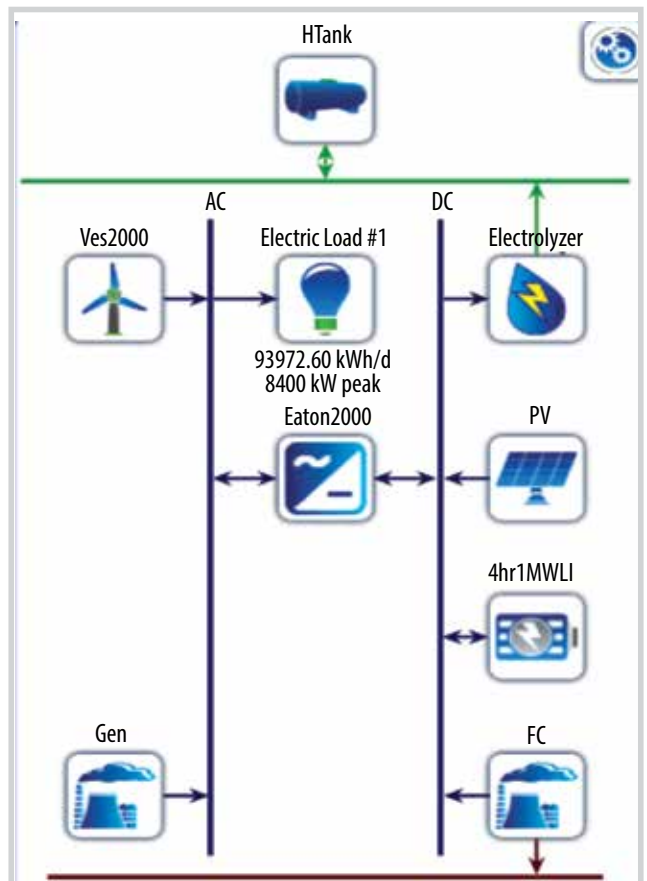
Theo công thức $E = P_{\max} \times LF \times 8.760$ giờ, nhu cầu điện lý thuyết của đảo Phú Quý đạt khoảng 29,4 GWh/năm. Tuy nhiên, khi tính đến tổn thất điện năng trên lưới phân phối - mức trung bình năm 2022 là 6,25% [35] - nhu cầu điện thực tế cần huy động ước tính khoảng 31,3 GWh. Kết quả



Hình 4. Mô tả phụ tải của đảo Phú Quý.

này phản ánh cân bằng hợp lý giữa tăng trưởng phụ tải, hiệu suất vận hành và điều kiện tự nhiên đặc thù tại đảo Phú Quý.

- Phụ tải theo mùa
 - + Mùa hè (tháng 3 - 9): Nhiệt độ trung bình dao động từ 28 - 30°C, với độ ẩm tương đối khoảng 75%. Nhu cầu điện tăng cao do sử dụng các thiết bị làm mát như điều hòa và quạt. Phụ tải đạt đỉnh vào khoảng 12 - 15 giờ, khi ánh sáng mặt trời mạnh nhất và các thiết bị tiêu thụ điện hoạt động tối đa.
 - + Mùa đông (tháng 10 - 2): Nhiệt độ giảm xuống khoảng 24 - 26°C, với độ ẩm tương đối khoảng 80%. Nhu cầu điện chủ yếu phục vụ chiếu sáng và sinh hoạt, với phụ tải cao vào buổi sáng sớm và buổi tối.
- Phụ tải theo giờ trong ngày
 - + Buổi sáng (6 - 9 giờ): Phụ tải tăng nhẹ do hoạt động sinh hoạt buổi sáng;
 - + Giữa ngày (9 - 15 giờ): Phụ tải đạt đỉnh, đặc biệt vào khoảng 12 - 15 giờ, khi nhu cầu sử dụng điện cho các thiết bị làm mát cao nhất;
 - + Chiều tối (15 - 18 giờ): Phụ tải giảm dần khi ánh sáng mặt trời yếu dần và nhu cầu làm mát giảm;



Hình 5. Hệ thống microgrid đề xuất tại đảo Phú Quý.

+ Buổi tối (18 - 21 giờ): Phụ tải tăng nhẹ trở lại do nhu cầu chiếu sáng và sinh hoạt buổi tối;

+ Ban đêm (21 - 6 giờ): Phụ tải giảm thấp nhất, chỉ còn các thiết bị duy trì hoạt động cơ bản.

Dựa trên số liệu vận hành thực tế, công suất phụ tải cực đại của hệ thống điện đảo Phú Quý năm 2025 được dự báo đạt 8,4 MW. Dữ liệu phụ tải chi tiết 8.760 giờ theo từng giờ trong năm được xây dựng và đưa vào phần mềm mô phỏng HOMER nhằm xác định đặc trưng vận hành của hệ thống như Hình 4. Kết quả mô phỏng cho thấy hệ số phụ tải trung bình đạt khoảng 0,47, cao hơn so với các nghiên cứu quốc tế về hệ thống microgrid vùng đảo, trong đó hệ số phụ tải phổ biến dao động từ 0,35 - 0,45 tùy theo cấu hình nguồn và đặc điểm phụ tải [36, 37].

Theo công thức, nhu cầu điện lý thuyết của đảo đạt

khoảng 29,4 GWh/năm. Tuy nhiên, khi tính đến tổn thất điện năng trên lưới phân phối - mức trung bình năm 2022 là 6,25% [35] - nhu cầu điện thực tế cần huy động ước tính sẽ cần khoảng 31,3 GWh, phù hợp với mức tăng trưởng và sản lượng điện như đã trình bày ở trên. Kết quả này phản ánh cân bằng hợp lý giữa tăng trưởng phụ tải, hiệu suất vận hành và điều kiện tự nhiên đặc thù tại đảo Phú Quý.

3.2.2. Hệ thống microgrid đề xuất tại đảo Phú Quý

- Tăng công suất năng lượng tái tạo

Để đạt được năng lượng 100% không phát thải, cần phải tăng công suất năng lượng tái tạo để tạo năng lượng sạch vào các thiết bị lưu trữ và phát trở lại vào các thời điểm điều kiện thời tiết không thuận lợi.

- Hệ thống lưu trữ năng lượng (BESS)

Bảng 1. Kết quả mô phỏng hệ thống microgrid tại đảo Phú Quý.

TT	Thành phần	Công suất	Chi phí đầu tư ban đầu	Vai trò	Ghi chú
1	Điện gió	6 MW	Hiện có	Sản xuất 26.905 MWh điện	
2	Điện mặt trời	15.230 MWp	7.614.862 USD	Sản xuất 25.650 MWh điện	Châu Á có lợi thế chi phí rõ rệt, với điện mặt trời PV khoảng 500 USD/kW và điện gió trên đất liền khoảng 850 USD/kW. Trong giai đoạn 2024 và 2029, chi phí tổng cộng của điện mặt trời PV dự kiến sẽ giảm xuống dưới 400 USD/kW tại châu Âu và châu Á, trong khi vẫn cao hơn 600 USD/kW ở các khu vực khác trên thế giới [38].
3	BESS	10 MW/40 MWh	6.000.000 USD	Sạc/xả 8.428 MWh điện	Năm 2024, chi phí trung bình toàn cầu cho hệ thống lưu trữ năng lượng dao động từ 165 USD/kWh đến 148 USD/kWh. Tại Trung Quốc, giá thành thấp hơn khoảng 40% so với mức trung bình toàn cầu và đã giảm từ 48% (đối với hệ thống lưu trữ 4 giờ). Mức giá thấp hơn tại Trung Quốc chủ yếu do chuỗi cung ứng đã được thiết lập vững chắc và năng lực sản xuất lớn, tạo ra sự cạnh tranh mạnh mẽ trong thị trường nội địa, duy trì áp lực giảm giá trong những năm tới [38].
4	Điện phân hydrogen	2 MW	3.500.000 USD	Sản xuất 101.340 kg hydrogen	Năm 2023, CAPEX cho một hệ thống điện phân hoàn chỉnh và chi phí dự phòng dao động trong khoảng 2.000 USD/kW đối với công nghệ điện phân kiềm alkaline và 2.450 USD/kW đối với điện phân màng trao đổi proton (PEM). Các hệ thống điện phân kiềm sản xuất tại Trung Quốc có chi phí đầu tư thấp hơn so với các hệ thống tương đương được sản xuất tại châu Âu hoặc Bắc Mỹ, với chi phí chỉ khoảng 750 - 1.300 USD/kW [39].
5	Pin nhiên liệu	1 MW	1.500.000 USD	Sản xuất 1.693 MWh điện	Chi phí hệ thống pin nhiên liệu cho nguồn điện cố định là 1.200 -2.500 USD/kW, với độ bền hoạt động 40.000 - 80.000 giờ [40].
6	Tank chứa hydrogen	1.000 kg	600.000 USD	Lưu trữ hydrogen	Đối với lưu trữ hydrogen dạng nén như tại các trạm nạp nhiên liệu, sử dụng các bồn chứa áp suất cao phù hợp với trạm có công suất 1.000 kg hydrogen/ngày, thì một bồn chứa 1.000 kg hydrogen có thể có chi phí khoảng 600.000 USD [41].
7	Diesel	10 MW	Hiện có	Sử dụng trong trường hợp khẩn cấp khi các nguồn tái tạo không đủ	

Để giảm sự phụ thuộc vào diesel và tăng tính ổn định cho hệ thống khi năng lượng tái tạo không đủ cung cấp (ví dụ vào ban đêm hoặc khi không có gió), cần bổ sung một hệ thống lưu trữ năng lượng bằng pin.

- Điện phân H₂ và pin nhiên liệu

Hydrogen xanh cũng được sản xuất với vai trò chất mang năng lượng, giúp duy trì tính ổn định của hệ thống khi sản lượng từ gió và mặt trời không đủ.

3.2.3. Mô phỏng hệ thống microgrid tại đảo Phú Quý

Kết quả mô phỏng hệ thống microgrid tại đảo Phú Quý thể hiện tại Bảng 1.

Hình 6 và 7 cho thấy sản lượng điện rất lớn, lên tới gần 52 GWh được tạo ra từ năng lượng gió và mặt trời. Điều này phù hợp với điều kiện tự nhiên tại đảo Phú Quý như đề cập ở trên.

Hình 8 và 9 cho thấy trong 1 năm hệ thống sản xuất được khoảng 89.451 kg hydrogen xanh, sau đó được chuyển đổi thành điện năng tại pin nhiên liệu để bù đắp sản lượng điện thiếu hụt trong thời điểm nguồn năng lượng tái tạo không đủ đáp ứng phụ tải.

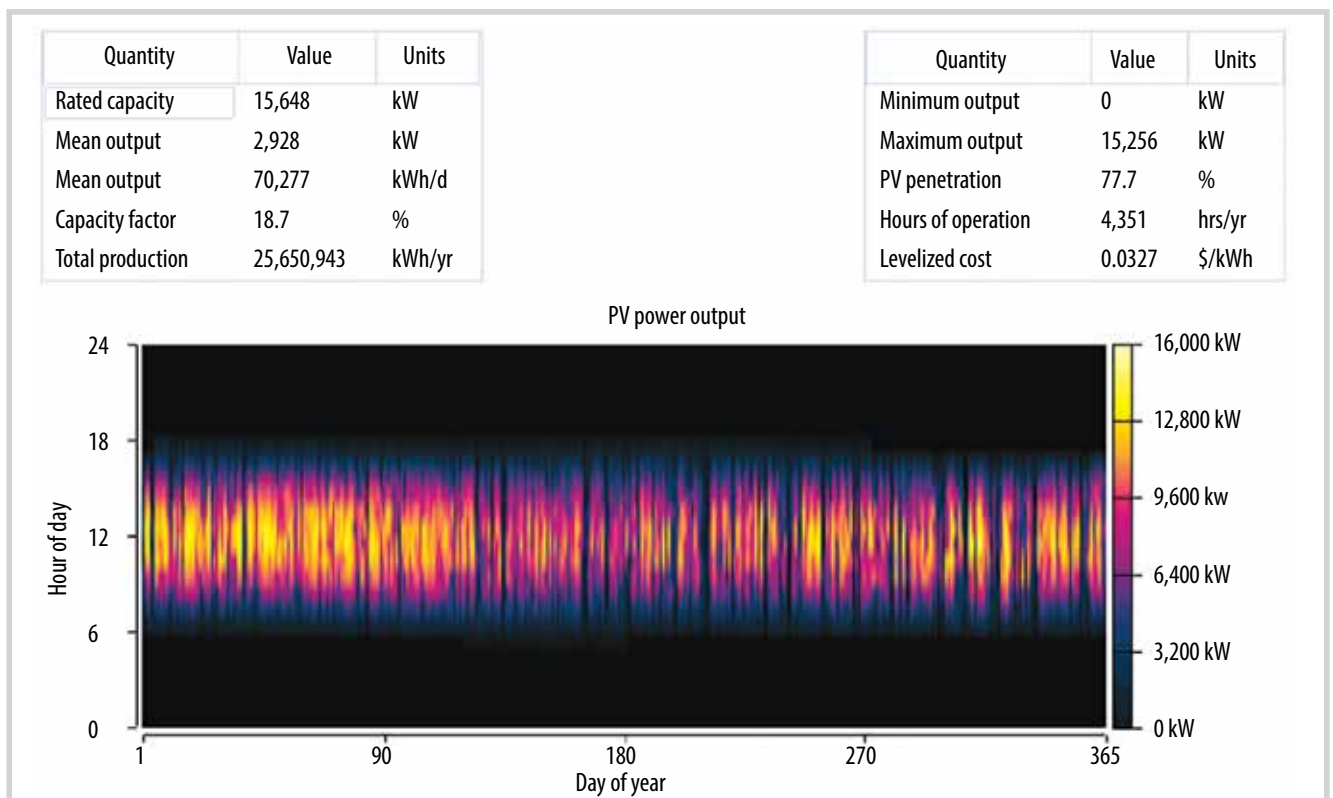
Hình 10 cho thấy lượng điện sạch xả của BESS khoảng 4,6 GWh, bù đắp cho sản lượng điện bị thiếu hụt.

Với hệ thống này, chi phí điện năng quy dẫn (LCOE) dự kiến đạt 0,088 USD/kWh, tương đương với 2.340 đồng/kWh, thấp hơn đáng kể so với giá điện trên đảo hiện nay. Hệ thống microgrid mô phỏng tại đảo Phú Quý cần đầu tư ban đầu khoảng 19,2 triệu USD, tương đương với khoảng 505,5 tỷ đồng nhưng sẽ loại bỏ gần như toàn bộ chi phí nhiên liệu diesel trong quá trình vận hành. Vì vậy, việc phát triển các nguồn điện sạch có thể đem lại lợi ích lâu dài về cả kinh tế và môi trường.

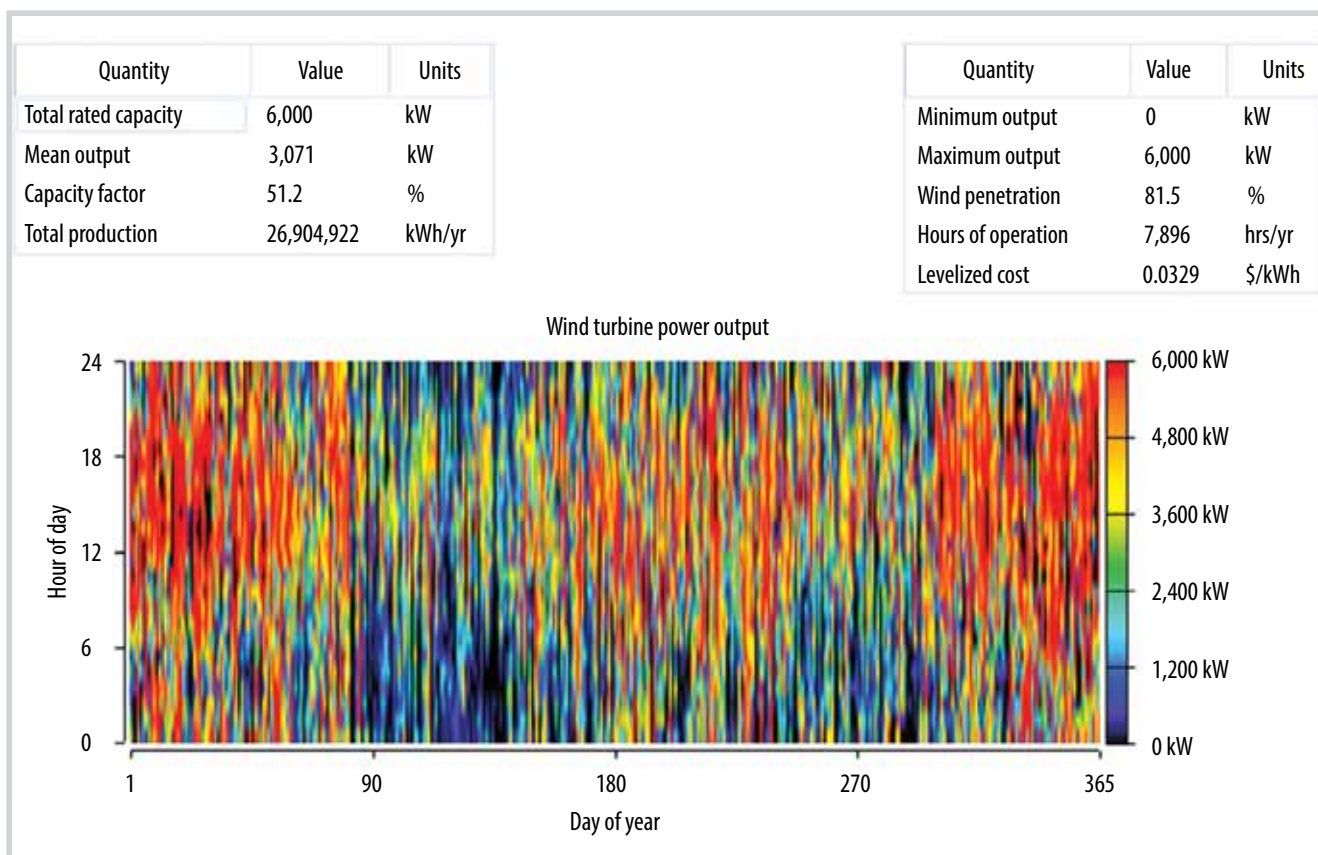
Mặc dù vậy, hệ thống cũng cho thấy có khoảng 14,4 GWh điện dư thừa, chiếm khoảng 27,1%. Việc gia tăng các thiết bị lưu trữ như BESS hoặc điện phân - pin nhiên liệu để lưu trữ lượng điện này sẽ làm tăng chi phí đầu tư. Trong khi đó, giá điện cũng tăng lên và có thể đạt mức trên 0,1 USD/kWh, tương đương với 2.633 đồng/kWh. Mặc dù vậy, sản lượng điện dư này vẫn hữu ích nếu đảo Phú Quý có thêm phụ tải vào ban ngày, ví dụ như phát triển hạ tầng xe điện - trạm sạc, hệ thống lọc nước biển thành nước ngọt...

3.3. Hạn chế của nghiên cứu

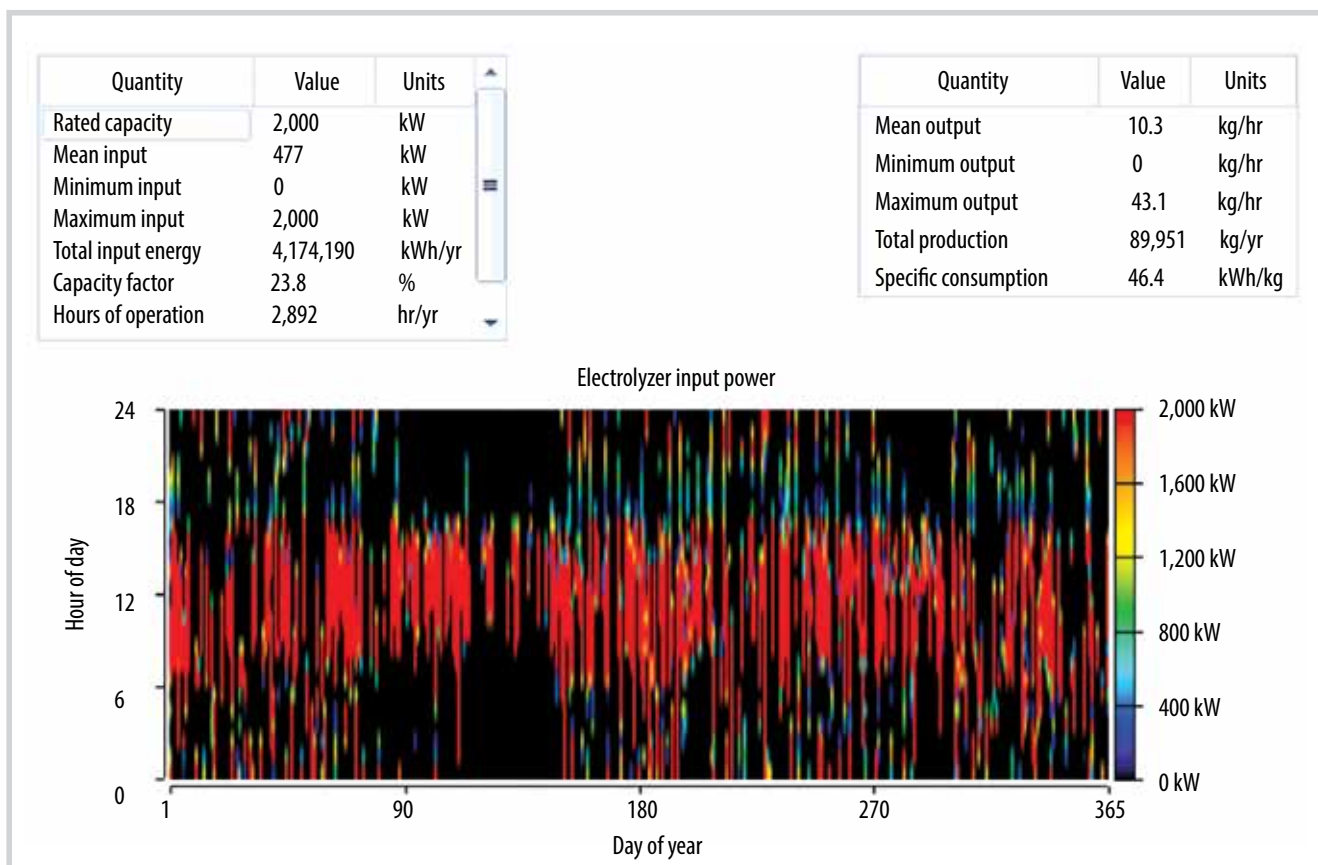
Nghiên cứu này dựa trên phương pháp mô phỏng, do đó tồn tại các hạn chế xuất phát từ giả định và đơn giản hóa trong quá trình thiết lập mô hình. Dữ liệu đầu vào về phụ tải điện, tiềm năng năng lượng tái tạo và thông số kỹ thuật của các thiết bị được thu thập từ nguồn dữ



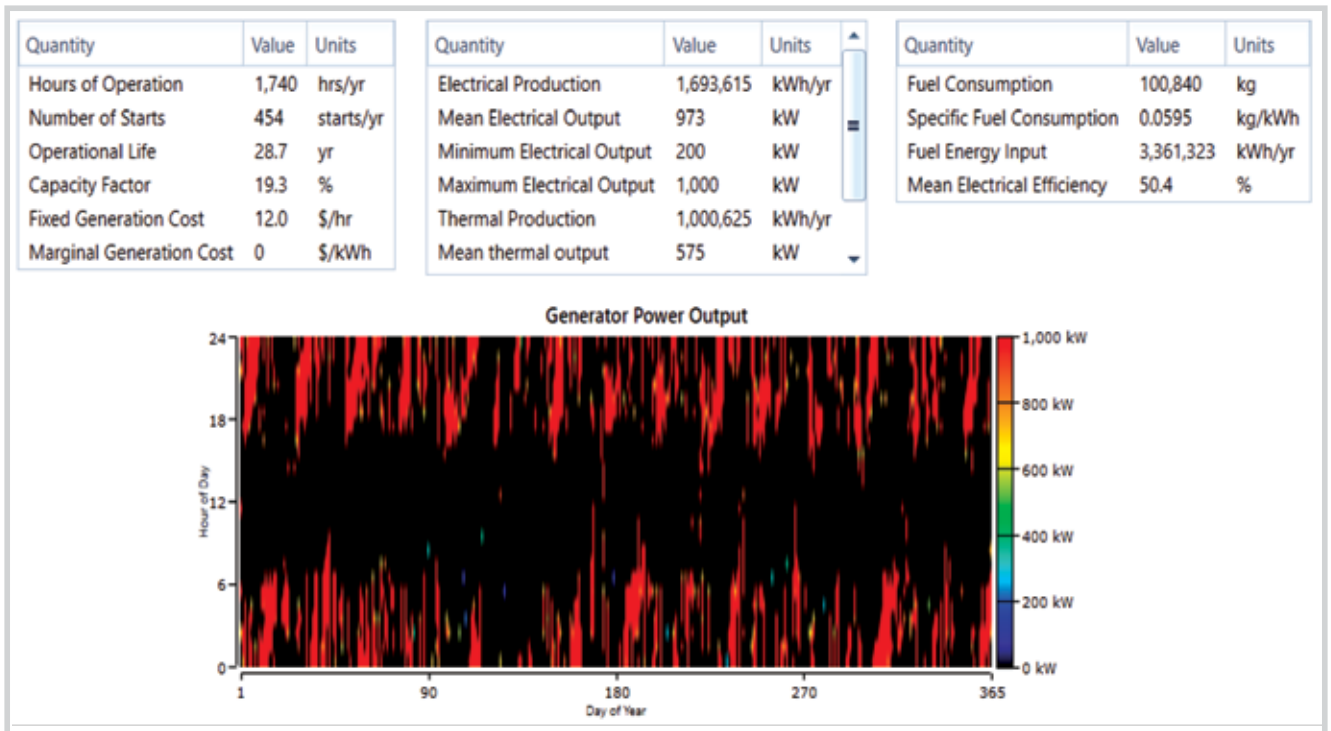
Hình 6. Sản lượng điện mặt trời của hệ thống microgrid tại đảo Phú Quý.



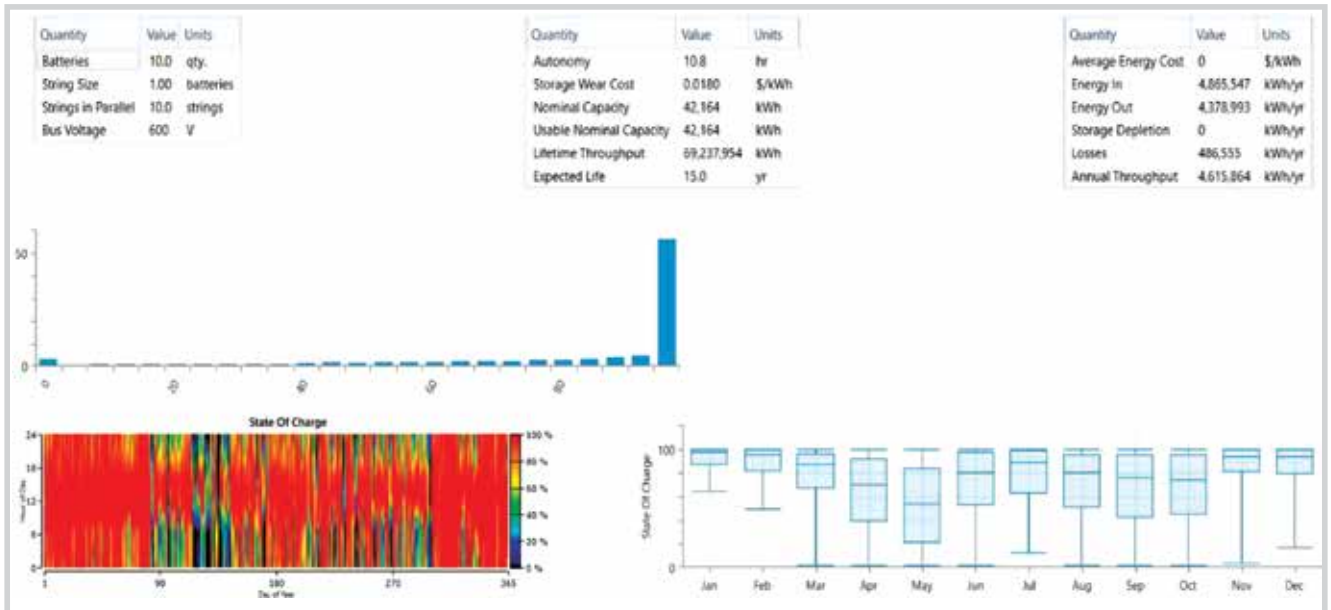
Hình 7. Sản lượng điện gió của hệ thống microgrid tại đảo Phú Quý.



Hình 8. Sản xuất hydrogen xanh từ điện phân.



Hình 9. Phát điện từ pin nhiên liệu của hệ thống microgrid tại đảo Phú Quý.

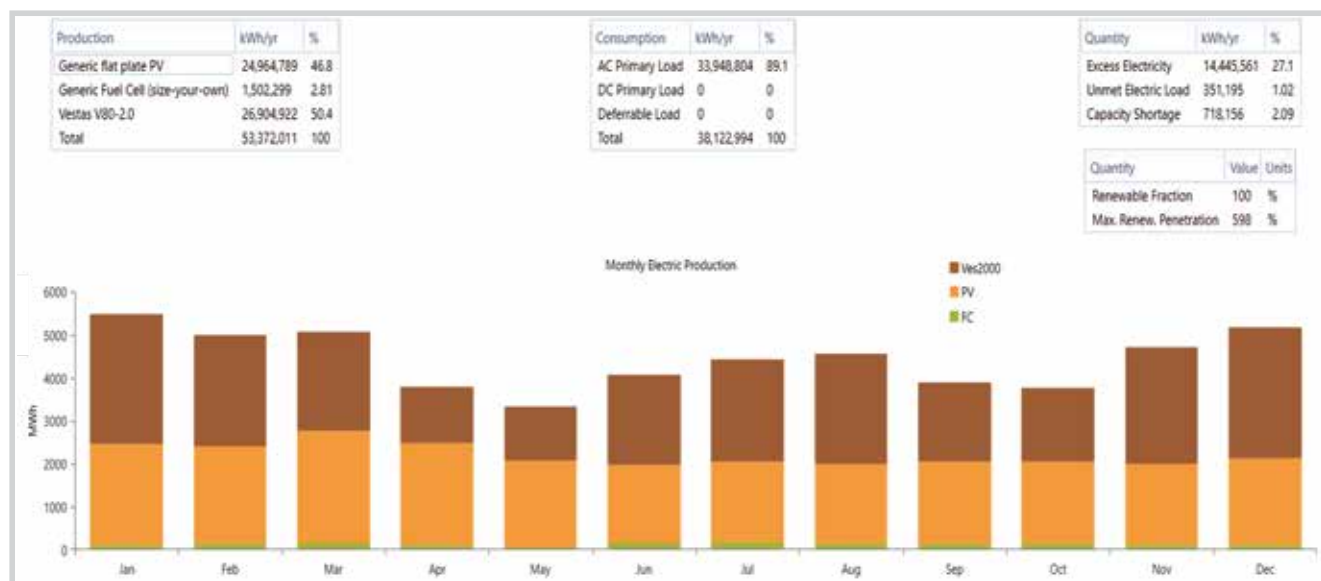


Hình 10. Sạc/xả điện từ BESS của hệ thống microgrid tại đảo Phú Quý.

liệu thứ cấp và cơ sở dữ liệu mở do chưa có số liệu đo đạc thực địa tại đảo Phú Quý. Các tham số kỹ thuật của công nghệ hydrogen (như hiệu suất điện phân, pin nhiên liệu, tuổi thọ thiết bị và mức độ suy giảm hiệu suất) được tham khảo từ tài liệu quốc tế, có thể chưa phản ánh chính xác điều kiện vận hành tại Việt Nam. Ngoài ra, phần mềm mô phỏng HOMER giả định hệ thống vận hành với hiệu suất ổn định và điều độ tối ưu, chưa mô tả đầy đủ đặc tính động học (dynamic behavior), suy giảm hiệu suất

theo thời gian hay biến động công suất tức thời giữa các nguồn năng lượng tái tạo và hệ thống chuyển đổi lưu trữ hydrogen trong điều kiện thực tế.

Bên cạnh đó, các chỉ số kinh tế - kỹ thuật của mô hình phụ thuộc đáng kể vào các giả định về chi phí đầu tư ban đầu, chi phí thay thế và chi phí vận hành - bảo trì. Các thông số này được lựa chọn dựa trên nguồn dữ liệu công khai mang tính tham chiếu, do đó chưa phản ánh chính xác cấu trúc chi phí thực tế trong điều kiện đặc thù của



Hình 11. Kết quả sản xuất điện theo tháng của hệ thống.

khu vực hải đảo. Mô hình cũng chưa tích hợp các yếu tố tài chính và chính sách thực tế như: chi phí logistics, biến động giá năng lượng theo thời gian, hay các cơ chế hỗ trợ tài chính xanh và ưu đãi đầu tư. Hơn nữa, kết quả của nghiên cứu mang tính đặc thù cho điều kiện của đảo Phú Quý, không có kết quả tương tự cho các khu vực hải đảo khác có quy mô phụ tải, tiềm năng năng lượng tái tạo và hạ tầng khác biệt. Vì vậy, các kết quả mô phỏng chỉ mang tính tham khảo, hỗ trợ cho việc đánh giá tiềm năng và hoạch định chính sách trong giai đoạn đầu.

4. Kết luận

Đầu tư hệ thống năng lượng tái tạo tích hợp với BESS và hydrogen xanh tại các đảo tiền tiêu, đặc biệt ở khu vực ngoài khơi Nam Trung Bộ và Nam Bộ, là giải pháp tiềm năng để cung cấp năng lượng sạch với chi phí thấp hơn trong dài hạn. Nghiên cứu điển hình tại đảo Phú Quý cho thấy LCOE có thể đạt 0,088 USD/kWh, tương đương với 2.340 đồng/kWh, thấp hơn đáng kể so với giá điện trên đảo hiện nay. Doanh nghiệp có thể đầu tư thử nghiệm và tối ưu hóa các công nghệ mới trong hệ thống lưới điện độc lập có quy mô vừa phải, làm cơ sở cho việc triển khai hệ thống năng lượng sạch quy mô lớn hơn trong tương lai. Quan trọng hơn, phát triển hệ thống năng lượng bền vững tại các đảo tiền tiêu giúp nâng cao chất lượng cuộc sống của người dân, góp phần khẳng định sự hiện diện và bảo vệ chủ quyền quốc gia tại các vùng biển xa bờ.

Tài liệu tham khảo

[1] Thủ tướng Chính phủ, “Điều chỉnh Quy hoạch phát triển điện lực quốc gia thời kỳ 2021 - 2030, tầm nhìn đến năm 2050”, Quyết định số 768/QĐ-TTg ngày 15/4/2025.

[2] Thủ tướng Chính phủ, “Chiến lược phát triển năng lượng hydrogen của Việt Nam đến năm 2030, tầm nhìn đến năm 2050”, Quyết định số 165/QĐ-TTg ngày 7/2/2024.

[3] Thủ tướng Chính phủ, “Quy hoạch tổng thể về năng lượng quốc gia thời kỳ 2021 - 2030, tầm nhìn đến năm 2050”, Quyết định 893/QĐ-TTg ngày 26/7/2023.

[4] Thủ tướng Chính phủ, “Đề án triển khai Tuyên bố chính trị thiết lập quan hệ đối tác chuyển đổi năng lượng công bằng”, Quyết định số 1009/QĐ-TTg ngày 31/8/2023.

[5] Nguyễn Hồng Việt Phương, Nguyễn Bình Nam, Huỳnh Văn Luật, Võ Quang Hải, Lê Quốc Cường, và Trương Đình Minh Đức, “Chiến lược điều khiển công suất của hệ thống lưu trữ pin cho huyện đảo Phú Quý”, Tạp chí Khoa học và Công nghệ - Đại học Đà Nẵng, Tập 19, Số 4.2, 2021.

[6] Hang Thi-Thuy Le, Eleonora Riva Sanseverino, Ninh Quang Nguyen, Maria Luisa Di Silvestre, Salvatore Favuzza, Binh Doan Van, and Rossano Musca, “Critical assessments of the potential for integrating renewable energy into isolated grids on Vietnamese islands: The case of the An-Binh grid”, *Energies*, Volume 16, Issue 5, 2023. DOI: 10.3390/en16052475.

[7] U.S. Department of Energy, “Microgrid overview”, 1/2024. [Online]. Available: https://www.energy.gov/sites/default/files/2024-02/46060_DOE_GDO_Microgrid_Overview_Fact_Sheet_RELEASE_508.pdf.

[8] Kaitlyn Bunker, Stephen Doig, Kate Hawley, and Jesse Morris, “Renewable microgrids: Profiles from islands and remote communities across the globe”, 11/2015. [Online]. Available: <https://rmi.org/wp-content/>

uploads/2017/04/Islands_Microgrid_Profiles_Islands_Global_Remote_Communities_CaseStudy_2015.pdf.

[9] International Energy Agency, "The future of hydrogen: Seizing today's opportunities", 2019. [Online]. Available: https://iea.blob.core.windows.net/assets/9e3a3493-b9a6-4b7d-b499-7ca48e357561/The_Future_of_Hydrogen.pdf.

[10] Fabian Radner, Nadine Strobl, Markus Köberl, Franz Winkler, Klaus Esser, and Alexander Trattner, "Off-grid hydrogen production: Analysing hydrogen production and supply costs considering country-specifics and transport to Europe", *International Journal of Hydrogen Energy*, Volume 80, pp. 1197-1209, 2024. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2024.07.142.

[11] International Renewable Energy Agency, "Hydrogen: A renewable energy perspective", 2019. [Online]. Available: https://www.h2it.it/wp-content/uploads/2019/11/IRENA_Hydrogen_2019.pdf.

[12] Furat Dawood, GM Shafullah, and Martin Anda, "Stand-Alone microgrid with 100% renewable energy: A case study with hybrid solar PV-battery-hydrogen", *Sustainability*, Volume 12, Issue 5, 2020. DOI: 10.3390/su12052047.

[13] Davide Trapani, Paolo Marocco, Domenico Ferrero, Karen Byskov Lindberg, Kyrre Sundseth, and Massimo Santarelli. "The potential of hydrogen-battery storage systems for a sustainable renewable-based electrification of remote islands in Norway", *Journal of Energy Storage*, Volume 75, 2024. DOI: 10.1016/j.est.2023.109482.

[14] Qi Li, Miloud Bessafi, and Peng Li, "Intermittency study of global solar radiation under a tropical climate: case study on Reunion island", *Scientific Reports*, Volume 11, Issue 1, pp. 1 - 14, 2021. DOI: 10.1038/s41598-021-91639-9.

[15] European Regional Development Fund, "Mafate micro grid project - ERDF Project 2019-2022 - Reunion island HEPHAD 2019". [Online]. Available: <https://www.lupm.in2p3.fr/users/qcd/talk-hepmad19/francou.pdf>.

[16] Qi Li, Miloud Bessafi, and Peng Li, "Mapping prediction of surface solar radiation with linear regression models: Case study over reunion island", *Atmosphere*, Volume 14, Issue 9, 2023. DOI: 10.3390/atmos14091331.

[17] Qi Li, Miloud Bessafi, and Peng Li, "Intermittency study of global solar radiation under a tropical climate: case

study on reunion island", *Scientific Reports*, Volume 11, Issue 1, pp. 1 - 14, 2021. DOI: 10.1038/s41598-021-91639-9.

[18] Davide Beretta, Philippe Moçotéguy, Matthieu Limagne, and Jean-Emmanuel Boucher, "A 100% renewable isolated μ -grid in Mafate", *CIRE2018 Ljubljana Workshop*, Ljubljana, Slovenia, 7 - 8 June 2018.

[19] Energy storage Europe Association, "EDF stores renewable energy with batteries and hydrogen to make an isolated village completely energy autonomous", 2018. [Online]. Available: <https://ease-storage.eu/news/edf-stores-renewable-energy-with-batteries-and-hydrogen-to-make-an-isolated-village-completely-energy-autonomous/>.

[20] Weather Spark, "Climate and average weather year round in calistoga, California, United States". [Online]. Available: <https://weatherspark.com/y/590/Average-Weather-in-Calistoga-California-United-States-Year-Round>.

[21] Jessica Flores and Julie Johnson, "Pickett fire napa county: Nearly 4,000 acres burned as smoke fouls north bay air quality", 2025 [Online]. Available: <https://www.sfchronicle.com/california-wildfires/article/pickett-fire-napa-calistoga-size-air-quality-20872590.php>.

[22] EnergyVault, "Calistoga resiliency center project", 2024. [Online]. Available: <https://www.energyvault.com/projects/calistoga>.

[23] Shark Bay World Heritage Area, "Climate". [Online]. Available: <https://www.sharkbay.org/about/climate/>.

[24] Solarquotes, Solar Power, and Battery Systems, "Denham, WA, 6537". [Online]. Available: <https://www.solarquotes.com.au/location/denham-6537-wa/>.

[25] Climate-Data, "Denham climate (Australia): Data and graphs for weather & climate in Denham". [Online]. Available: <https://en.climate-data.org/oceania/australia/western-australia/denham-25872/>.

[26] Your Investment Property Magazine, "Denham, 6537: Market report". [Online]. Available: <https://www.yourinvestmentpropertymag.com.au/top-suburbs/wa/6537-denham>.

[27] Horizon Power, "Denham hydrogen demonstration project: Construction and commissioning report", 2024. [Online]. Available: <https://arena.gov.au/assets/2024/06/PUBLIC-Denham-H2-Demo-Cons-and-Comm-Report-1.pdf>.

- [28] Quynh T. Tran, Kevin Davies, and Saeed Sepasi, "Isolation microgrid design for remote areas with the integration of renewable energy: A case study of Con Dao island in Vietnam", *Clean Technologies*, Volume 3, Issue 4, pp. 804 - 820, 2021. DOI: 10.3390/cleantechnol3040047.
- [29] Rainer Brohm, "A market survey and stakeholder mapping of the Vietnamese solar energy sector", 2015. [Online]. Available: <https://www.esp.org.vn/wp-content/uploads/Framework-Assessment-for-the-Promotion-of-Solar-Energy-in-Vietnam-1.pdf>.
- [30] United Nations Development Programme (UNDP), "Assessment of wind energy technical potential", 2025. [Online]. Available: https://www.undp.org/sites/g/files/zskgke326/files/2025-09/print_assessment_of_wind_energy_technical_potential_justified.pdf.
- [31] Nguyễn Hoàng Phương, Võ Việt Cường, Nguyễn Ngọc Âu, và Trần Thái An, "Phương thức vận hành mới hệ thống phát điện diesel - gió cho đảo Phú Quý", *Tạp chí Khoa học và Công nghệ - Đại học Đà Nẵng*, Tập 19, Số 5.1, 2021.
- [32] Trần Quang Năng và Trần Thị Thanh Hải, "Đánh giá tiềm năng tài nguyên năng lượng gió mực 100 m trên lãnh thổ Việt Nam", *Tạp chí Khoa học Biến đổi Khí hậu*, Số 33, trang 12 - 23, 2025. DOI: 10.55659/2525-2496/33.110635.
- [33] EVN, "Technology application in power grid operation on Phu Quy island district", 2023.
- [34] EVN, "Workshop design - operate - automate power systems for sustainable energy transition", 2023.
- [35] EVN, "Báo cáo kết quả thực hiện kế hoạch năm 2023 mục tiêu, nhiệm vụ kế hoạch năm 2024", 2023.
- [36] Energy Sector Management Assistance Program (ESMAP), "Energy storage for mini grids: Status and projections of battery deployment", 2024. [Online]. Available: https://www.esmap.org/Energy_Storage_for_Mini_Grids.
- [37] Mini-Grids Partnership (MGP), "State of the global mini-grids market report 2024", 2024. [Online]. Available: https://minigrids.org/wp-content/uploads/2024/08/SOTM-Report-2024_EN_vFc.pdf.
- [38] International Renewable Energy Agency (IRENA), "Renewable power generation costs in 2024", 2025. [Online]. Available: <https://www.irena.org/Publications/2025/Jun/Renewable-Power-Generation-Costs-in-2024>.
- [39] International Energy Agency (IEA), "Global hydrogen review 2024". [Online]. Available: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/89c1e382-dc59-46ca-aa47-9f7d41531ab5/GlobalHydrogenReview2024.pdf>.
- [40] U.S. Department of Energy, "Hydrogen and fuel cell technologies office multi-year program plan", 2024. [Online]. Available: <https://www.energy.gov/sites/default/files/2024-05/hfto-mypp-fuel-cell-technologies.pdf>.
- [41] Andrew Burke, Joan Ogden, and Lewis Fulton, "Hydrogen storage and transport: Technologies and costs", 2024 [Online]. Available: https://escholarship.org/content/qt83p5k54m/qt83p5k54m_noSplash_8bb1326c13cfb9aa3d0d376ec26d3e06.pdf?t=s9oa2u.

DEVELOPMENT OF ZERO-EMISSION MICROGRIDS FOR VIETNAM'S OFFSHORE ISLANDS: A CASE STUDY OF PHU QUY ISLAND

Dao Doan Duy

Vietnam National Industry - Energy Group (PVN)

Email: duydd@pvn.vn

Summary

In Vietnam's outlying islands, the high investment costs associated with building transmission infrastructure from the mainland have prevented a comprehensive solution to electricity access. Therefore, developing independent island microgrids is a practical and necessary approach. This model creates opportunities for developers in emerging energy technologies, thereby helping to advance socio-economic development and improving living conditions for island communities. To assess its feasibility, a case study was conducted for Phu Quy island using simulations of a microgrid architecture integrating hydrogen and energy storage.

Key words: Renewables, hydrogen, BESS, microgrid, Phu Quy island.