

Đánh giá tiềm năng tích hợp pin nhiên liệu hydro vào lưới điện Microgrid Bạch Long Vỹ

Nguyễn Quốc Minh^{1*}, Nguyễn Duy Linh¹, Nguyễn Hoàng Văn Anh¹,
Trần Thị Mai Anh², Nguyễn Thị Hồng Loan²

¹Trường Điện - Điện tử, Đại học Bách khoa Hà Nội;

²Viện Kinh tế và Quản lý, Đại học Bách khoa Hà Nội.

*Email: minh.nguyenquoc@hust.edu.vn

Nhận bài: 12/11/2022; Hoàn thiện: 23/3/2023; Chấp nhận đăng: 10/4/2023; Xuất bản: 28/4/2023.

DOI: <https://doi.org/10.54939/1859-1043.j.mst.86.2023.27-37>

TÓM TẮT

Lưới điện microgrid đang là xu hướng phát triển trên thế giới cũng như ở Việt Nam trong thời gian gần đây. Lưới điện microgrid có ưu điểm là có khả năng tích hợp các nguồn năng lượng tái tạo, thân thiện với môi trường, và đặc biệt phù hợp ở những khu vực đảo xa, nơi mà phương án cấp điện từ đất liền là không khả thi. Tuy nhiên, việc lập kế hoạch và vận hành lưới điện microgrid nhằm tối ưu hóa về chi phí sản xuất đang là nhiệm vụ đầy thách thức. Trong bài báo này, lưới điện microgrid huyện đảo Bạch Long Vỹ được sử dụng làm mô hình nghiên cứu. Ba kịch bản cấp điện cho lưới điện huyện đảo Bạch Long Vỹ được so sánh và đánh giá. Phần mềm Homer được sử dụng để đánh giá các chỉ tiêu kinh tế của các phương án. Kết quả đánh giá cho thấy phương án tích hợp thêm nguồn năng lượng hydrogen vào hệ thống đang hiện hành trên đảo là phương án tối ưu về giá thành sản xuất. Bên cạnh đó, phương án này còn giảm thiểu được lượng khí phát thải từ các máy phát điện diesel.

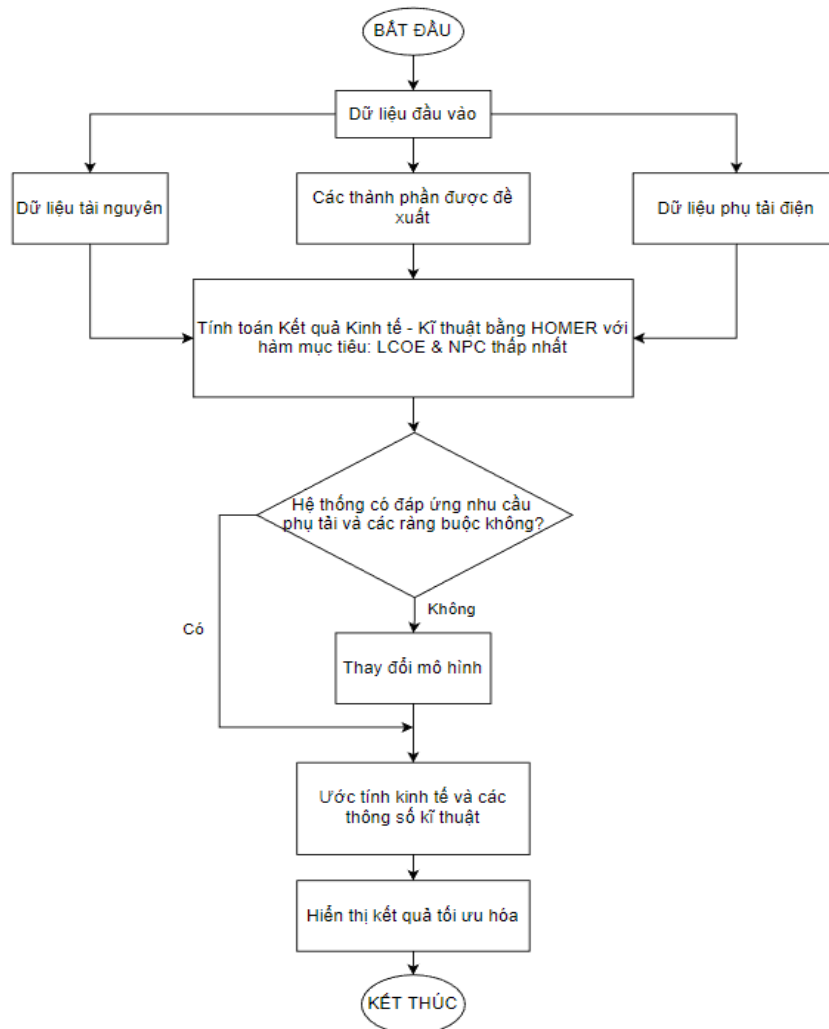
Từ khóa : Microgrid; Năng lượng tái tạo; Pin lưu trữ; Hydrogen; HOMER.

1. ĐẶT VẤN ĐỀ

Các lưới điện nhỏ (microgrid) đã có mặt từ nhiều năm, đồng hành với sự phát triển của các hệ thống điện quốc gia. Đặc điểm chung của lưới điện microgrid là cấp điện cho các khu vực cô lập, không có kết nối với lưới điện truyền tải, như lưới điện trên các khu vực đảo xa. Trước đây, phương án cấp điện chính cho các lưới điện microgrid là sử dụng các máy phát diesel. Trong những thập kỷ gần đây, sự phát triển mạnh mẽ của các nguồn điện phân tán dựa trên các nguồn năng lượng mới và tái tạo như điện gió, điện mặt trời đã tạo ra phương thức cấp điện mới cho các lưới điện microgrid [1-3]. Khái niệm lưới điện microgrid được hiệp hội IEEE định nghĩa cấu thành từ các nguồn điện phân tán. Lưới điện microgrid có thể vận hành ở chế độ độc lập hoặc nối lưới. Trong đó, chế độ vận hành độc lập đặt ra nhiều thách thức, do tính bất định của các nguồn phân tán. Việc sử dụng hệ thống pin lưu trữ năng lượng (BESS) đã góp phần giải quyết được vấn đề bất định của các nguồn điện gió, mặt trời [4-6]. Bên cạnh hệ thống BESS thì pin nhiên liệu hydrogen là công nghệ tích trữ năng lượng đang phát triển mạnh trong thời gian gần đây [7-11]. Việc tận dụng công suất dư thừa từ nguồn điện gió và mặt trời vào lúc thấp điểm để sản xuất hydrogen đem lại tiềm năng lớn trong việc phát triển thêm các nguồn năng lượng tái tạo, nâng cao hiệu suất của hệ thống cũng như giảm lượng phát thải từ các nguồn năng lượng hóa thạch. Với chi phí sản xuất, lắp đặt của pin hydrogen ngày càng giảm thì việc sử dụng tích hợp loại hình lưu trữ năng lượng này trong các lưới điện microgrid mang lại hiệu quả về kinh tế. Trong bài báo này, lưới điện microgrid trên huyện đảo Bạch Long Vỹ, Hải Phòng được lựa chọn làm mô hình nghiên cứu. Ba kịch bản cấp điện được đưa ra so sánh: Kịch bản 1 - Lưới điện có tích hợp các nguồn điện gió, mặt trời, hệ thống pin lưu trữ (lưới điện hiện hành); Kịch bản 2 - Lưới điện hiện hành nhưng thay thế hệ thống BESS bằng Hydrogen; Kịch bản 3 - Lưới điện hiện hành có tích hợp thêm hệ thống pin nhiên liệu hydro. Các kịch bản sẽ được so sánh dựa trên các tiêu chí về vốn đầu tư, lắp đặt, chi phí bảo dưỡng, vận hành, chi phí sản xuất điện năng, và lượng phát thải môi trường của các loại khí độc hại.

2. MÔ HÌNH LƯỚI ĐIỆN MICROGRID

2.1. Giới thiệu phần mềm HOMER



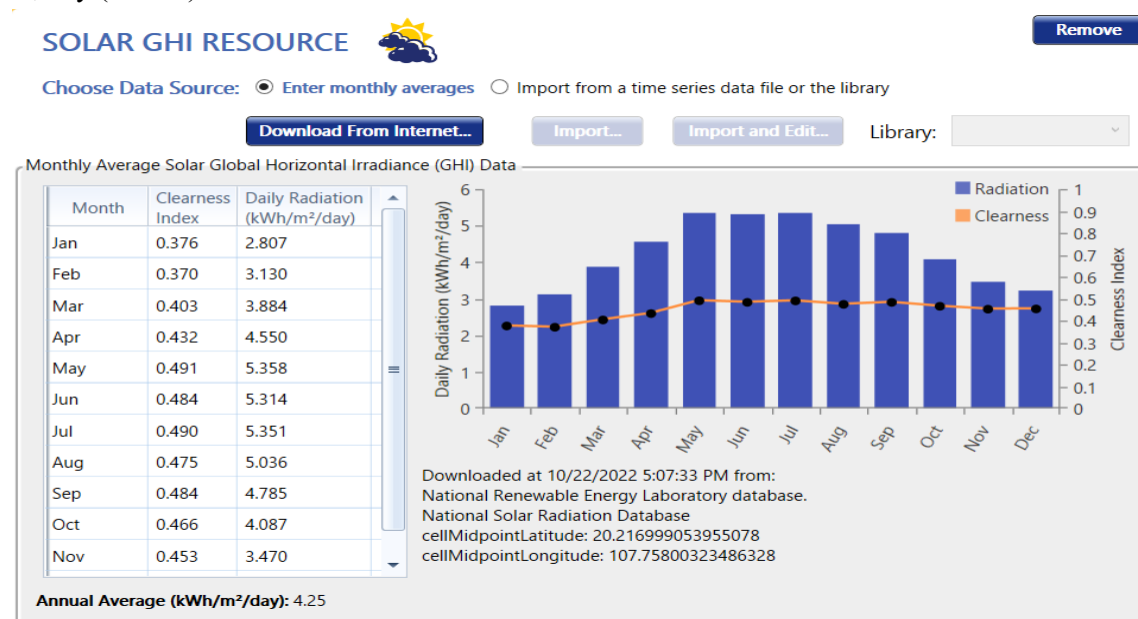
Hình 1. Sơ đồ tiến trình phân tích dữ liệu của HOMER.

HOMER là một phần mềm được xây dựng và phát triển bởi Phòng thí nghiệm Năng lượng tái tạo Quốc gia của Bộ Năng lượng Hoa Kỳ (National Renewable Energy Laboratory – NREL) vào năm 1992. Sau đó được cải tiến, phân phối bởi Homer Energy và trở thành một phần mềm tối ưu hóa lưới điện microgrid. Phần mềm này giúp người dùng tối ưu hóa hệ thống cung cấp năng lượng (điện) hỗn hợp (hybrid) sử dụng nhiều công nghệ khác nhau như tuabin gió, pin mặt trời, máy phát diesel, thủy điện, pin nhiên liệu, ắc quy,... Ngoài việc tối ưu về mặt kinh tế, đảm bảo các yêu cầu kỹ thuật, HOMER còn tính đến tỉ lệ tối đa của năng lượng tái tạo. Tỉ lệ thâm nhập cao hơn của các nguồn năng lượng tái tạo trong lưới điện microgrid là tất yếu vì giá công nghệ năng lượng tái tạo giảm xuống trong khi thị trường, môi trường và chi phí cho nhiên liệu hóa thạch tiếp tục tăng. Dữ liệu đầu vào của HOMER bao gồm các dữ liệu của phụ tải, dữ liệu về thời tiết, giá thành và thông số kỹ thuật của các thiết bị. Sau khi nhập các thông số dữ liệu vào, HOMER sẽ tiến hành mô phỏng và đánh giá tự động tất cả các phương án có thể xảy ra, loại bỏ dần các phương án không phù hợp. Cuối cùng, nó sẽ cho phép người sử dụng lựa chọn hệ thống năng lượng có hiệu quả kinh tế nhất bằng cách so sánh chính xác hàng loạt các trường hợp khác nhau.

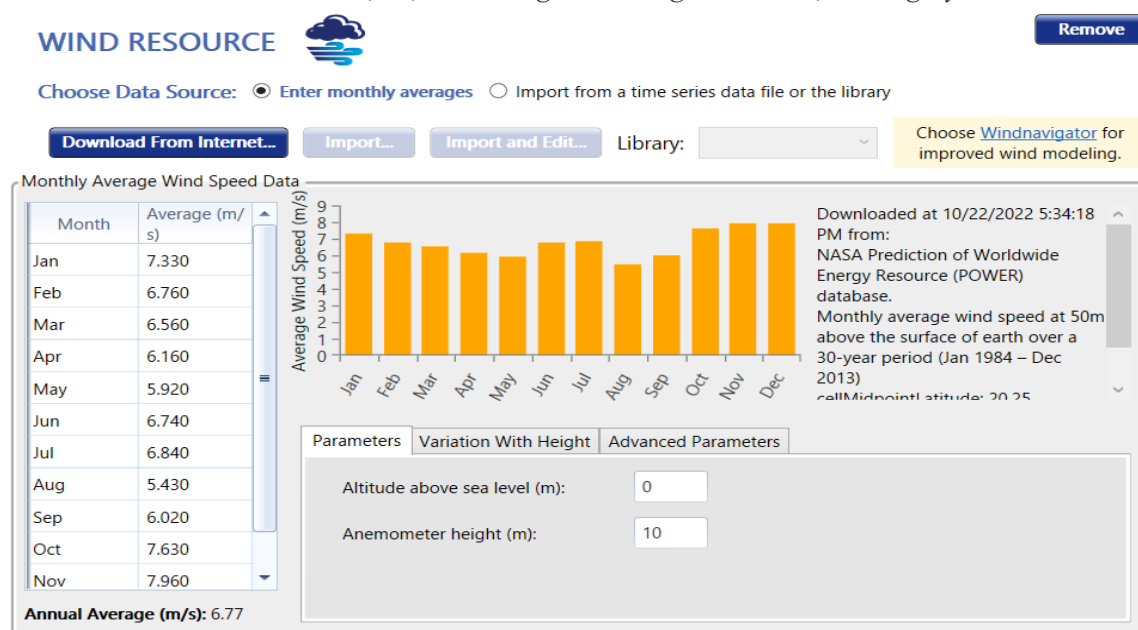
2.2. Dữ liệu đầu vào

Dữ liệu về nhiệt độ, tốc độ gió và bức xạ mặt trời

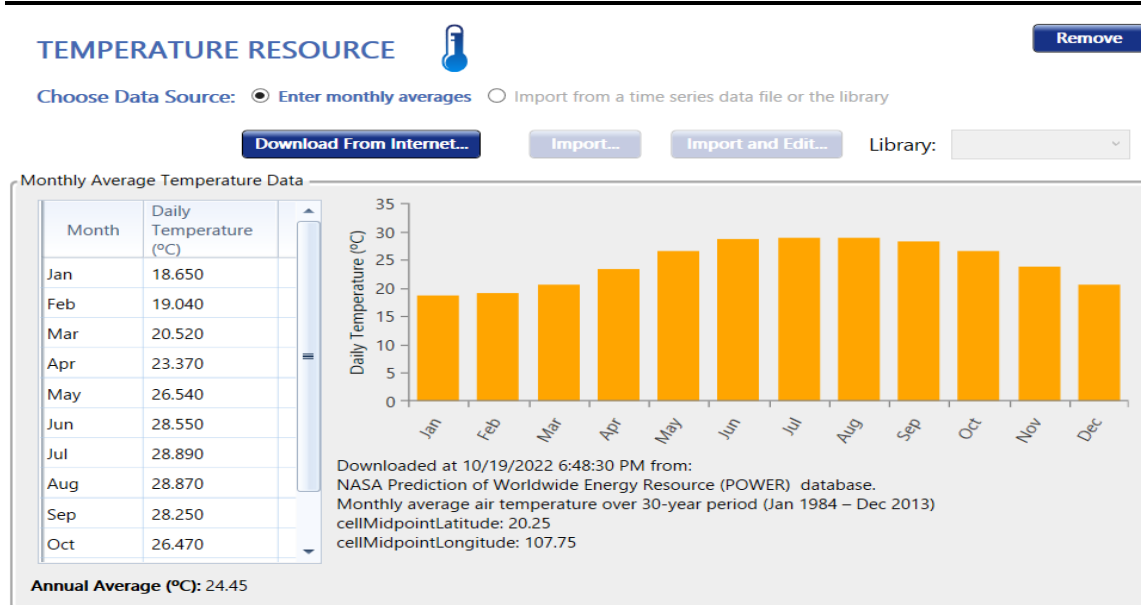
Bạch Long Vĩ là huyện đảo thuộc thành phố Hải Phòng, xa bờ nhất trong vịnh Bắc Bộ, có tọa độ địa lý 20°07'35" và 20°09'36" vĩ độ Bắc; 107°42'15" và 107°44'15" kinh độ Đông, cách hòn Dấu (Hải Phòng) 110 km, cách đảo Hạ Mai (Vân Đồn, Quảng Ninh) 70 km và cách mũi Đại Giác (Ta Chiao) - đảo Hải Nam (Trung Quốc) 130 km. Đảo rộng khoảng 3,1 km², trong đó có 1,8 km² đất tự nhiên, còn lại là thềm đá ngập triều. Hình 2, hình 3 và hình 4 lần lượt thể hiện biểu đồ bức xạ mặt trời, tốc độ gió, nhiệt độ của Bạch Long Vĩ, được lấy từ Cơ quan Hàng không Vũ trụ Mỹ (NASA).



Hình 2. Bức xạ mặt trời trung bình tháng của đảo Bạch Long Vĩ.



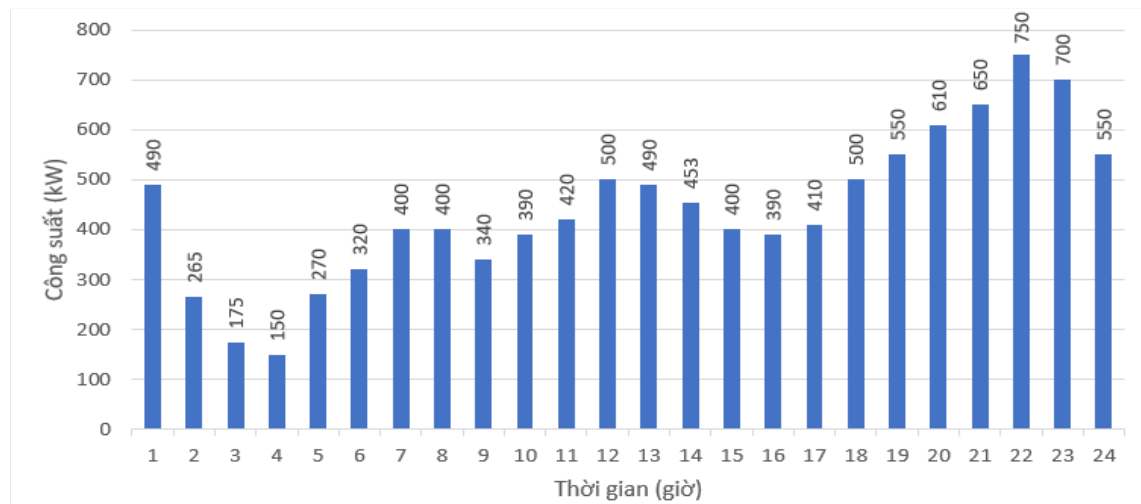
Hình 3. Tốc độ gió trung bình tháng của đảo Bạch Long Vĩ.



Hình 4. Nhiệt độ trung bình tháng của đảo Bạch Long Vỹ.

Dữ liệu phụ tải

Hiện tại, trên đảo có khoảng gần 1.000 người thường xuyên sinh sống và làm việc, trong đó, 68 hộ gia đình với 496 nhân khẩu đăng ký thường trú. Đảo có một âu cảng được đưa vào hoạt động từ năm 2000, bình quân mỗi năm thu hút khoảng 11.000 lượt tàu cá vào tránh gió mùa. Hình 5 thể hiện đồ thị phụ tải của huyện đảo năm 2020. Có thể quan sát thấy rằng, phụ tải cực đại của Bạch Long Vỹ là 750 kW và xảy ra vào buổi tối.







Hình 5. Đồ thị phụ tải huyện đảo Bạch Long Vỹ (Năm 2020).

Dữ liệu về chi phí

Trong nghiên cứu này, để đánh giá về mặt kinh tế cũng như tác động tới môi trường, nhóm sử dụng dữ liệu về chi phí lắp đặt, thay thế, bảo dưỡng, vận hành, chi phí nhiên liệu, và thông số phát thải của các nguồn diesel, pin lưu trữ Lithium-Ion, pin mặt trời, tuabin gió, pin nhiên liệu và bình chứa hydrogen từ bộ năng lượng Hoa Kỳ [12]. Chi phí của các loại nguồn điện và hệ thống lưu trữ được thể hiện ở bảng 1.

Bảng 1. Chi phí các loại nguồn điện và hệ thống lưu trữ.

 <p>Generator</p>	<p>Rated Capacity: 1MW Initial Capital Cost: 189 USD/kW Replacement: 189 USD/kW O&M Cost: 0.05 USD/op.hour Fuel price: 0.59 USD/L</p>	<p>Carbon Monoxide (g/l): 6.5 Unburned Hydrocarbons (g/l): 0.72 Particulate Matter (g/l): 0.49 Nitrogen Oxides (g/l): 58 Lifetime: 55000 hours</p>
 <p>Battery</p>	<p>Type: Lithium – Ion Nominal capacity: 500kW/2MWh Initial Capital Cost: 220 USD/kWh Replacement: 200 USD/kWh O&M Cost: 5 USD/kW/year</p>	<p>Nominal Voltage: 400 V Volts/string Minimum SOC: 10% Lifetime: 15 years</p>
 <p>PV Panel</p>	<p>Rated Capacity: 500kW Initial Capital Cost: 883 USD/kW Replacement: 706.4 USD/kW O&M Cost: 17.8 USD/kW/year</p>	<p>Efficiency at STC: 20.14% Temp. Coefficient: - 0.36%/°C Operating Temp: 45°C Lifetime: 25 years</p>
 <p>Wind Turbine</p>	<p>Manufacturer: EWT Rated Capacity: 1MW Initial Capital Cost: 1325 USD/kW Replacement: 1060 USD/kW O&M Cost: 22 USD/kW/year</p>	<p>Cut-in Speed: 3 m/s Cut-out Speed: 25 m/s Rated Wind Speed: 14.5 m/s Hub Height: 46 m Lifetime: 35 years</p>
 <p>Electrolyzer & Fuel Cell</p>	<p>Type: PEM Electrolyzer Initial Capital Cost: 1000 USD/kW Replacement: 1000 USD/kW O&M Cost: 12 USD/kW/year Lifetime: 25 years</p>	<p>Type: PEM Fuel Cell (PEMFC) Initial Capital Cost: 2800 USD/kW Replacement: 2500 USD/kW O&M Cost: 0.04 USD/op.hour Lifetime: 40000 hours</p>
 <p>Hydrogen Tank</p>	<p>Type: PEM Electrolyser Initial Capital Cost: 1050 USD/kg Replacement: 1000 USD/kg</p>	<p>O&M Cost: 18 USD/kg Lifetime: 25 years</p>

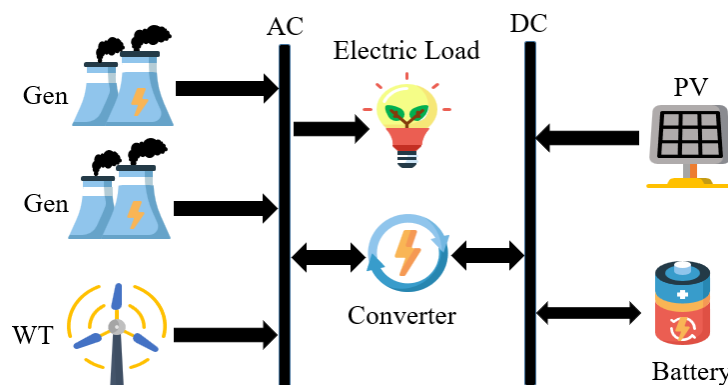
Dự án được đánh giá trong vòng đời 25 năm. Các thiết bị có tuổi thọ thấp hơn giá trị này có thể sẽ được thay thế trong thời gian đánh giá. Ngoài ra, phần mềm HOMER cũng sẽ cân nhắc giá trị còn lại của các thiết bị ở cuối thời gian đánh giá. Nếu thiết bị đó còn chưa hết tuổi thọ thì sẽ được khấu hao và định giá theo tỉ lệ khấu hao hàng năm.

3. KẾT QUẢ

Các phương án cấp điện

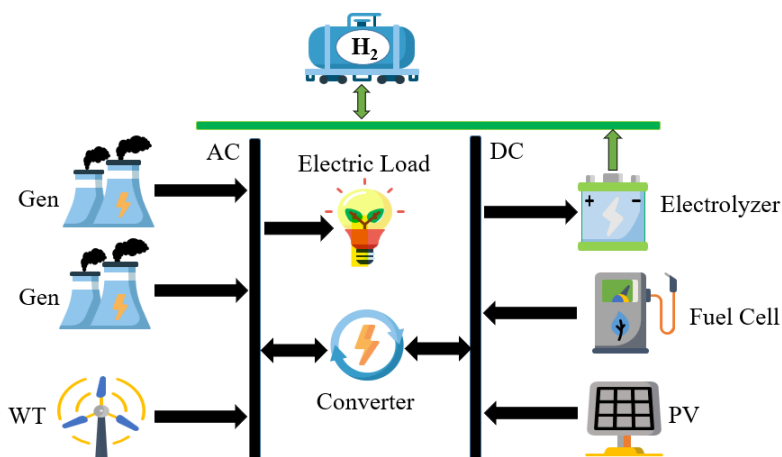
Vào lúc 16h00 ngày 15/04/2022, lưới điện microgrid huyện đảo Bạch Long Vỹ, TP. Hải Phòng được đóng điện. Trong nghiên cứu này, nhóm sẽ phân tích 03 phương án cấp điện khác nhau. Các phương án được mô tả như dưới đây.

- Phương án 1 (S1): Đây là phương án cấp điện đang hiện hành trên đảo. Quy mô đầu tư, xây dựng của dự án này bao gồm: Xây dựng mới 1 tua bin gió với công suất 1 MW; xây dựng mới trang trại điện mặt trời với công suất lắp đặt 504 kWp; lắp đặt mới 2 máy phát điện 1 MW; hệ thống ắc quy lưu trữ 500 kW/2 MWh.



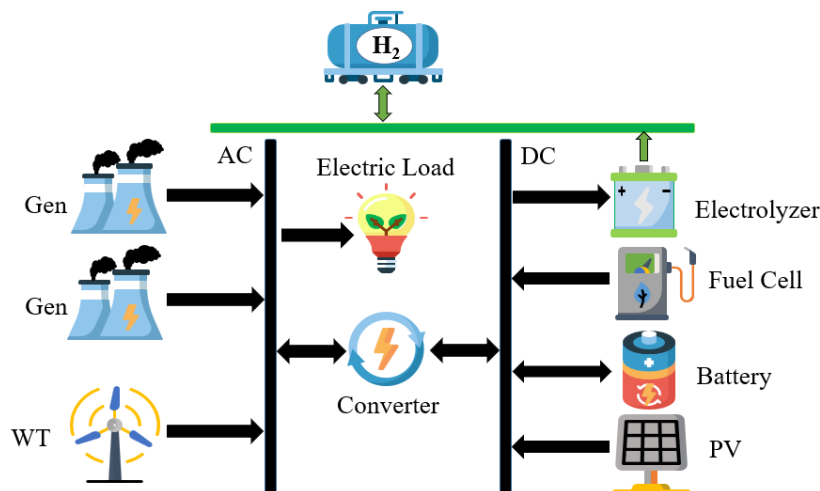
Hình 6. Sơ đồ mô phỏng lưới điện cho phương án 1.

- Phương án 2 (S2): Lưới điện hiện hành như phương án 1 nhưng thay thế hệ thống BESS bằng Hydrogen.



Hình 7. Sơ đồ mô phỏng lưới điện cho phương án 2.

- Phương án 3 (S3): Lưới điện hiện hành như phương án 1, có tích hợp thêm hệ thống pin nhiên liệu hydrogen.



Hình 8. Sơ đồ mô phỏng lưới điện cho phương án 3.

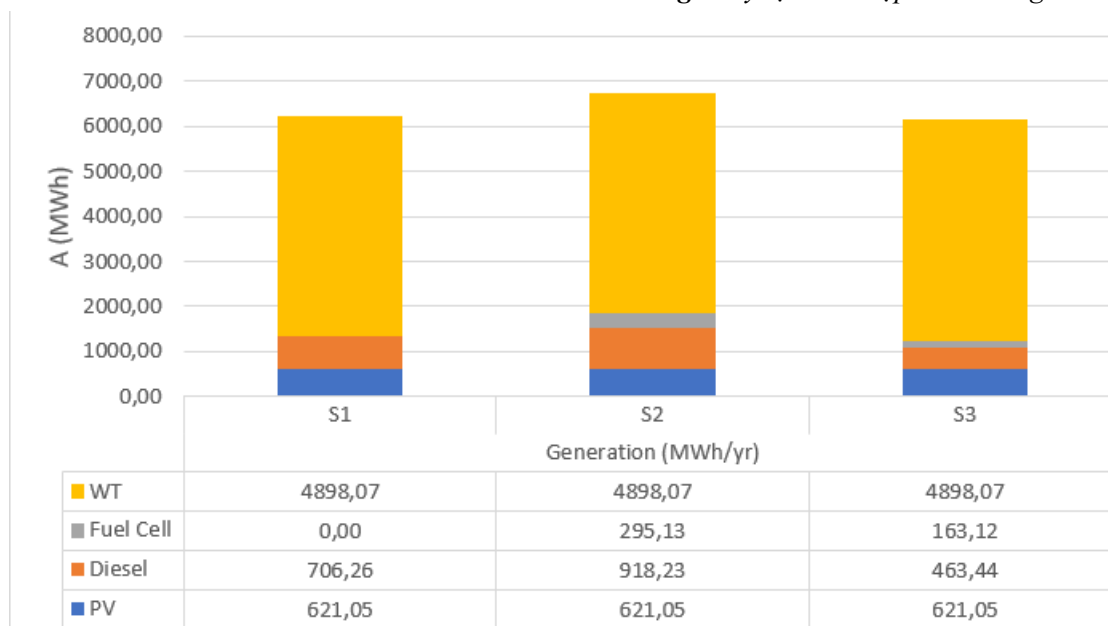
Bảng 2 là kết quả tối ưu cho ba phương án cấp điện. Tổng quan về phương án 1 (S1), giá thành sản xuất điện từ hệ thống này khoảng 0.1257 USD/kW (xấp xỉ 3079 VNĐ/kWh). Kết quả cho thấy chi phí đầu tư cho phương án đang hiện hành này thấp nhất trong cả ba phương án, khoảng 2807513.75 USD. Tuy nhiên, phần điện năng dư thừa trong phương án này rất cao, cỡ 2264814 kWh (chiếm 36.4%) mỗi năm.

Giống như hệ thống BESS, bản chất của pin nhiên liệu hydro chính là một hệ thống lưu trữ và chuyển đổi năng lượng. Việc thay thế BESS bằng hệ thống lưu trữ này giúp cho lượng điện năng bị thất thoát trong phương án 2 (S2) giảm xuống chỉ còn 1943207 kWh/năm (khoảng 28.9%). Tuy nhiên, kết quả mô phỏng cho thấy việc thay thế này không phải là giải pháp hiệu quả về mặt chi phí. Các chỉ tiêu về kinh tế như chi phí đầu tư, thay thế, vận hành, nhiên liệu, chi phí hiện tại ròng (NPC) và giá thành sản xuất kinh doanh điện (LCOE) của phương án này là cao nhất khi so sánh với hai phương án còn lại. Hơn nữa, đây còn là phương án có lượng phát thải khí nhà kính rất cao (11115603 kg CO₂) mỗi năm, gây ô nhiễm môi trường nhất. Điều này mâu thuẫn với chính ưu điểm của hệ thống Hydrogen là không phát thải và không tốn chi phí nhiên liệu trong quá trình vận hành. Lý giải cho vấn đề trên, chính là sự tốc độ huy động công suất của hệ thống Hydrogen thấp hơn nhiều so với hệ thống BESS bởi quá trình ngược của công nghệ Hydrogen còn phải trải qua giai đoạn trung gian tại pin nhiên liệu (Fuel Cell). Do vậy, vào những giờ cao điểm đêm hay những thời điểm nguồn năng lượng tái tạo xâm nhập thấp, các máy phát diesel trong S2 vẫn là nguồn huy động chính để đáp ứng yêu cầu của phụ tải. So sánh các kết quả ở bảng 3 cho thấy tỷ lệ tham gia vào cấp điện của diesel là cao nhất, khoảng 13,6%.

Từ những đánh giá trên, ý tưởng về việc tích hợp hệ thống lưu trữ lại giữa Battery và Hydrogen ra đời. Do có sự hỗ trợ của hệ thống hybrid này, lượng điện năng bị thất thoát trong phương án 3 (S3) giảm xuống chỉ còn 1668131 kWh/năm (khoảng 27.1%). Cùng với đó, sự phụ thuộc vào các máy phát diesel trong S3 cũng giảm đi khá nhiều (chỉ còn cỡ 7,54%). Điều này đồng nghĩa với việc lượng lớn khí phát thải sẽ được cắt giảm nếu như lưới điện tại kịch bản 3 được đưa vào vận hành. Theo thống kê từ bảng 2, các chỉ số phát thải từ S3 chỉ bằng khoảng 50% khi so với S2 và 64% khi so với S1. So với giá thành sản xuất điện của S1 là 0.1257 USD/kWh (khoảng 2982 VNĐ/số điện) thì S3 chỉ còn 0.1118 USD/kWh, tương đương 2652 VNĐ/số điện. Ngoài ra, đây còn là phương án có chi phí hiện tại ròng thấp nhất, chỉ khoảng 9262712 USD. Một chỉ tiêu kinh tế quan trọng khác là số tiền hoàn vốn khi dự án kết thúc. Dựa trên cơ sở đánh giá này thì số tiền hoàn vốn của S3 là 765173.90 USD, cũng vượt trội hơn hẳn so với S1 (517252.60 USD), như vậy, có thể thấy rằng, S3 cho tỉ lệ hoàn vốn cao gấp rưỡi S2.

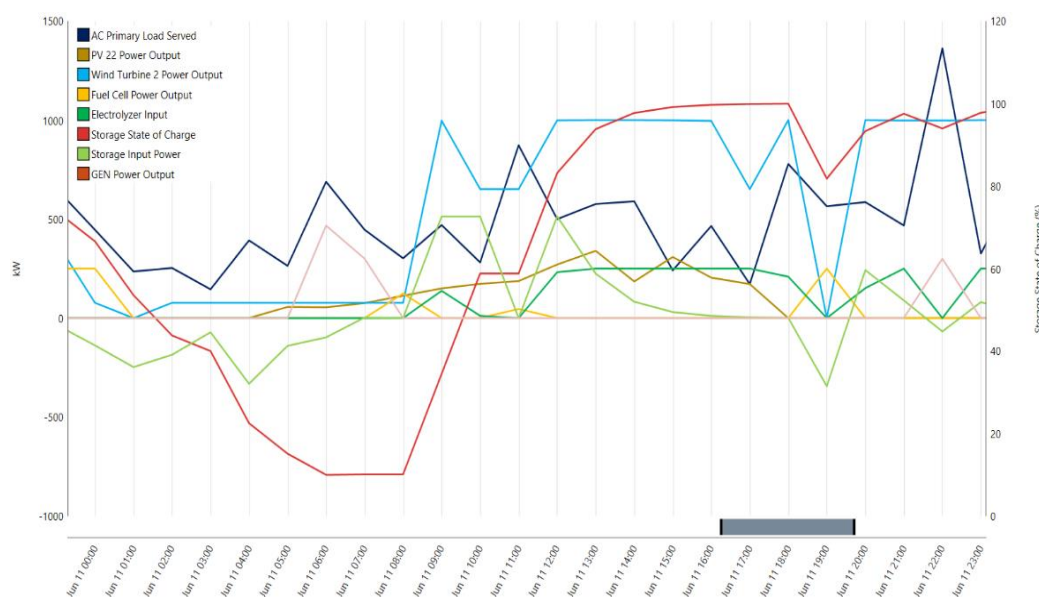
Bảng 2. Kết quả đánh giá các chỉ tiêu kinh tế và môi trường của các phương án cấp điện.

Results/Scenarios		S1	S2	S3
Component	PV Panel Capacity (kW)	500	500	500
	DG1 Capacity (kW)	1000	1000	1000
	DG2 Capacity (kW)	1000	1000	1000
	Li-ion Battery Capacity (kW)	500	–	500
	Fuel Cell Capacity (kW)	–	400	250
	Electrolyser Capacity (kW)	–	300	250
	Hydrogen Tank Capacity (kg)	–	200	150
	Wind Turbine Capacity (kW)	1000	1000	1000
Cost Summary	Net Present Cost (NPC) (\$)	10413990	14967040	9262712
	Levelized COE (\$/kWh)	0.1257	0.1807	0.1118
	Capital Costs (\$)	2807513.75	3969038.06	3950060.75
	Operating Costs (\$)	3246884.55	512484.40	2741218.79
	Salvage (\$)	517252.60	1063300.61	765173.90
	Replacement (\$)	499942.51	1932770.27	526503.15
	Fuel (\$)	4376897.79	5364880.69	2810103.45
Electrical	Renewable Fraction (%)	81.7	76.2	88
	Excess Electricity (%)	36.4	28.9	27.1
	Excess Elec (kWh/yr)	2264814	1943207	1668131
Emissions	Carbon Dioxide (kg/yr)	910304	1115603	584343
	Carbon Monoxide (kg/yr)	2247	2869	1506
	Unburned Hydrocarbons (kg/yr)	249	318	167
	Particulate Matter (kg/yr)	169	216	114
	Sulfur Dioxide (kg/yr)	2216	2716	1423
	Nitrogen Oxides (kg/yr)	20050	25603	13440

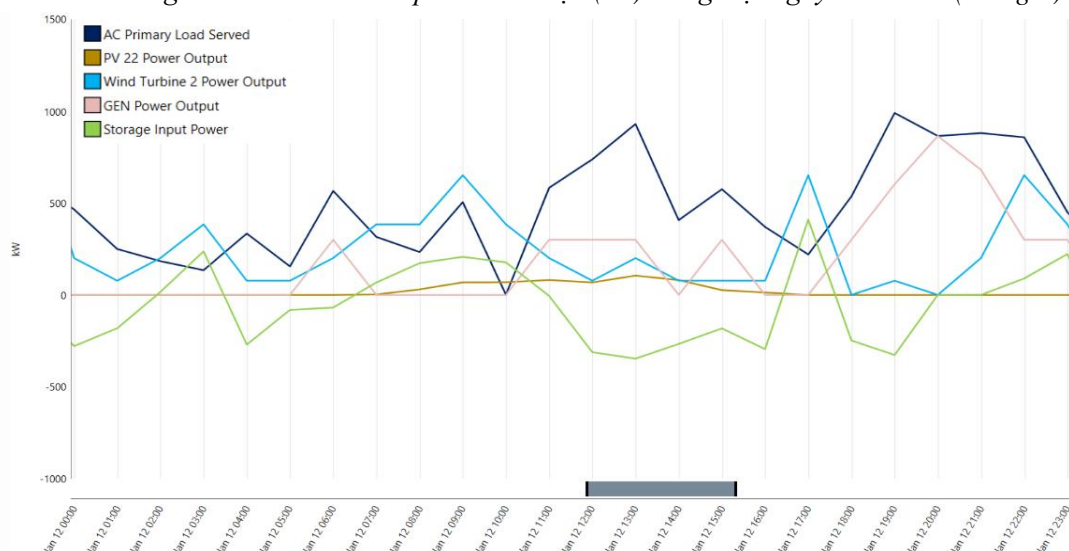
Bảng 3. Tỷ lệ xâm nhập của các nguồn điện.

Khả năng đáp ứng tải khi tích hợp Hydrogen

Hình 9 thể hiện đồ thị điển hình của phương án 3 trong tháng 6. Đây là một ngày điển hình với tỉ lệ xâm nhập của các nguồn năng lượng tái tạo rất cao. Mô phỏng hàng giờ cho thấy trong khoảng từ 11 giờ đến 17 giờ chiều, cả gió và mặt trời đều phát lượng công suất rất cao, có lúc đạt đỉnh. Một phần năng lượng từ các nguồn năng lượng tái tạo này được cấp cho các phụ tải, phần lớn lượng còn lại được sử dụng để cấp cho thiết bị điện phân nước nhằm mục đích sản xuất hydro và lưu trữ trong hệ thống BESS. Vào buổi sáng (từ 2 giờ đến 8 giờ), khi mà bức xạ mặt trời chưa xuất hiện và công suất phát của turbine gần như chạm đáy, hệ thống lưu trữ, pin nhiên liệu cùng với diesel được khởi động để đáp ứng nhu cầu tiêu thụ điện tăng cao của các hộ dân trên đảo.



Hình 9. Công suất của các thành phần lưới điện (S3) trong một ngày điển hình (tháng 6).

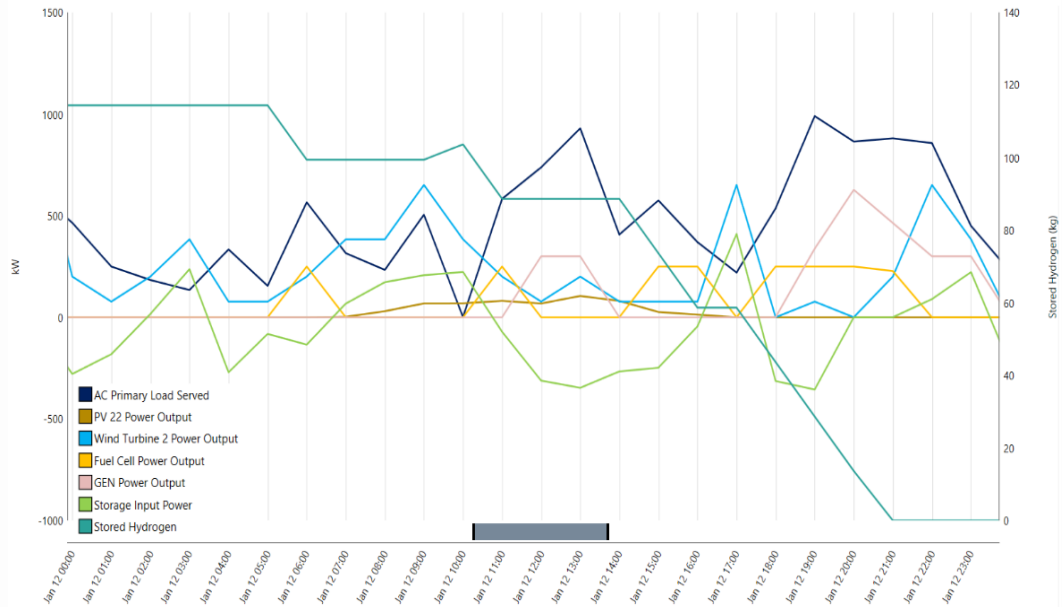


Hình 10. Công suất của các thành phần lưới điện (S1) trong một ngày điển hình (tháng 1).

Ngoài các ưu điểm đã được đề cập ở trên thì hệ thống Hydrogen còn có lợi thế về mặt thời gian lưu trữ. Để minh họa rõ cho ưu điểm này, đồ thị mô tả công suất các phần tử của phương án

cấp điện 2 và 3 được xét trong cùng ngày điển hình trong tháng 1. Hình 10 cho thấy, khi tỉ lệ xâm nhập của các cửa gió và mặt trời thấp, không đủ để đáp ứng phụ tải thì phần lớn lượng công suất cần huy động để bù vào phần năng lượng bị thiếu hụt sẽ đến từ các máy phát diesel.

Trái ngược với trường hợp trong phương án cấp điện 1, phần lớn điện năng thiếu hụt sẽ được hệ thống lưu trữ bù đắp. Giảm đáng kể thời gian vận hành của các máy phát diesel. Qua đó tiết kiệm được chi phí nhiên liệu, đồng thời cũng giảm cả tỉ lệ phát sinh khí thải gây ô nhiễm môi trường.



Hình 11. Công suất của các thành phần lưới điện (S3) trong một ngày điển hình (tháng 1)

4. KẾT LUẬN

Trong nghiên cứu này, các số liệu về vận hành hệ thống điện độc lập của huyện đảo Bạch Long Vĩ được thu thập và tính toán, mô phỏng tính khả thi của việc tích hợp pin nhiên liệu hydro. Việc đánh giá các phương án cấp điện đề ra đã cho thấy hệ thống trong phương án 3 là một cách tiếp cận đầy hứa hẹn trong tương lai. Kết quả cho thấy rằng, mặc dù chi phí đầu tư ban đầu cho dự án là 3950060.75 USD (~ 98 tỉ VNĐ), cao hơn phương án 1 cỡ khoảng 1,1 trUSD. Song nếu xét đến hết thời gian nghiên cứu của dự án (25 năm) thì đây lại là phương án có chi phí vận hành (2741218.79 USD/năm), chi phí hiện tại ròng (926712 USD/năm) và chi phí sản xuất điện năng (0.1118 USD/kWh) thấp nhất. Ngoài ra, đây là phương án rất thân thiện với môi trường, lượng khí thải sau khi lắp đặt Hydrogen giảm tới 36%. Việc tích hợp thêm hệ thống Hydrogen, ngoài các chỉ tiêu đánh giá được đề cập đến trong bài báo, cũng cần phải xét đến tính ổn định cho toàn hệ thống khi vận hành. Bên cạnh đó, chiến lược kiểm soát hệ thống này cũng cần được đánh giá để có thể tối ưu lượng điện năng bị thất thoát. Các vấn đề này cần được làm rõ trong những nghiên cứu tiếp theo.

TÀI LIỆU THAM KHẢO

- [1]. J. G. de Matos, F. S. F. e Silva and L. A. d. S. Ribeiro, "Power Control in AC Isolated Microgrids With Renewable Energy Sources and Energy Storage Systems," in IEEE Transactions on Industrial Electronics, vol. 62, no. 6, pp. 3490-3498, (2015).
- [2]. B K. Rahbar, C. C. Chai and R. Zhang, "Energy Cooperation Optimization in Microgrids With Renewable Energy Integration," in IEEE Transactions on Smart Grid, vol. 9, no. 2, pp. 1482-1493, (2018).
- [3]. M. H. Saeed, W. Fangzong, B. A. Kalwar and S. Iqbal, "A Review on Microgrids' Challenges & Perspectives," in IEEE Access, vol. 9, pp. 166502-166517, (2021).

- [4]. T. -T. Ku and C. -S. Li, "Implementation of Battery Energy Storage System for an Island Microgrid With High PV Penetration," in *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 57, no. 4, pp. 3416-3424, (2021).
- [5]. H. Lee, K. Kim, J. Kim and J. H. Park, "A Frequency control using multiple BESS in islanded Microgrid," *2019 IEEE 17th International Conference on Industrial Informatics (INDIN)*, pp. 1531-1535, (2019).
- [6]. D. Das, H. V.M. and C. Kumar, "BESS-PV Integrated Islanded Operation of ST-based Meshed Hybrid Microgrid," *2020 IEEE 9th International Power Electronics and Motion Control Conference (IPEMC2020-ECCE Asia)*, pp. 2122-2128, (2020).
- [7]. F. Garcia-Torres and C. Bordons, "Optimal Economical Schedule of Hydrogen-Based Microgrids With Hybrid Storage Using Model Predictive Control," in *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 62, no. 8, pp. 5195-5207, (2015).
- [8]. L. Valverde, F. Rosa and C. Bordons, "Design, Planning and Management of a Hydrogen-Based Microgrid," in *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, vol. 9, no. 3, pp. 1398-1404, Aug. 2013.
- [9]. L. Valverde, C. Bordons and F. Rosa, "Integration of Fuel Cell Technologies in Renewable-Energy-Based Microgrids Optimizing Operational Costs and Durability," in *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 63, no. 1, pp. 167-177, (2016).
- [10]. W. Pei, X. Zhang, W. Deng, C. Tang and L. Yao, "Review of Operational Control Strategy for DC Microgrids with Electric-hydrogen Hybrid Storage Systems," in *CSEE Journal of Power and Energy Systems*, vol. 8, no. 2, pp. 329-346, (2022).
- [11]. M. Chen, Z. Shen, L. Wang and G. Zhang, "Intelligent Energy Scheduling in Renewable Integrated Microgrid With Bidirectional Electricity-to-Hydrogen Conversion," in *IEEE Transactions on Network Science and Engineering*, vol. 9, no. 4, pp. 2212-2223, (2022).
- [12]. Dawood, F.; Shafiullah, G.M.; Anda, M. "Stand-Alone Microgrid with 100% Renewable Energy: A Case Study with Hy-brid Solar PV-Battery-Hydrogen". *Sustainability*, 12, 2047, (2020).

ABSTRACT

Evaluating the potential of integrating hydrogen fuel cells into the Bach Long Vy Microgrid

Microgrid develops rapidly in the world as well as in Vietnam recently. Microgrid has the advantage of being able to integrate renewable energy sources, environmentally friendly, and especially suitable in remote island areas where the option of supplying electricity from the mainland is not feasible. However, the planning and operation of the microgrid to optimize production costs is a challenging task. In this paper, the microgrid of Bach Long Vy island district is used as the research model. Three power supply scenarios for Bach Long Vy island district's power grid are compared and evaluated. Homer software is used to evaluate the economic factors of proposed scenarios. The evaluation results show that the option of integrating hydrogen storage into the current system on the island is the optimal option in terms of production costs. In addition, this option also reduces emissions from diesel generators.

Keywords: Microgrid; Renewable energy; Energy storage; Homer; Hydrogen.