

EVALUATION OF OPTIMAL MICROGRID CONFIGURATIONS USING HOMER SOFTWARE: A CASE STUDY AT A VIETNAMESE INDUSTRIAL PLANT

Nguyen Ngoc Van

Electric Power University

ARTICLE INFO		ABSTRACT
Received:	10/9/2025	In Vietnam, with the need of shifting to the green and sustainable production, the issue of integrating renewable energy sources, energy storage systems as well as adopting microgrid solutions in the power grid of industrial plants is imperative. In which, the planning process and techno-economic assessment of microgrid configurations can be considered as a core step. This study conducts a techno-economic analysis of microgrid configurations for an industrial plant in Hanoi with the objective of optimizing the net present cost. By leveraging HOMER software simulation in combination with a techno-economic assessment, the results of this work indicate that, in Hanoi, integrating a wind power system into an industrial microgrid is not as economically effective as integrating a solar power system and an energy storage system. Moreover, even the most economically optimal configuration still produces surplus electricity which underscores the necessity for effective strategies to manage and utilize this excess energy.
Revised:	30/11/2025	
Published:	30/11/2025	
KEYWORDS		
Microgrid		
Renewable energy		
BESS		
HOMER		
Microgrid planning		

ĐÁNH GIÁ CÁC CẤU HÌNH LƯỚI ĐIỆN SIÊU NHỎ TỐI ƯU BẰNG PHẦN MỀM HOMER: TRƯỜNG HỢP NGHIÊN CỨU TẠI NHÀ MÁY CÔNG NGHIỆP VIỆT NAM

Nguyễn Ngọc Văn

Trường Đại học Điện lực

THÔNG TIN BÀI BÁO		TÓM TẮT
Ngày nhận bài:	10/9/2025	Tại Việt Nam, với nhu cầu chuyển dịch sang sản xuất xanh và bền vững, vấn đề tích hợp các nguồn năng lượng tái tạo, hệ thống tích trữ năng lượng và áp dụng giải pháp lưới điện siêu nhỏ vào lưới điện tại các nhà máy công nghiệp là cần thiết. Trong đó, quá trình quy hoạch và đánh giá kinh tế kỹ thuật lưới điện siêu nhỏ có thể xem là một bước cốt lõi. Nghiên cứu này thực hiện phân tích kinh tế kỹ thuật các cấu hình lưới điện siêu nhỏ cho nhà máy công nghiệp tại Hà Nội với mục tiêu tối ưu chi phí hiện tại ròng. Bằng cách sử dụng phần mềm HOMER kết hợp với các phân tích đánh giá, nghiên cứu cho thấy, tại Hà Nội, việc tích hợp điện gió vào lưới điện siêu nhỏ nhà máy chưa đem lại hiệu quả so với tích hợp điện mặt trời và hệ thống tích trữ năng lượng. Ngoài ra, một cấu hình tối ưu về kinh tế vẫn sản sinh lượng năng lượng dư đòi hỏi phải có giải pháp tận dụng hiệu quả lượng năng lượng này.
Ngày hoàn thiện:	30/11/2025	
Ngày đăng:	30/11/2025	
TỪ KHÓA		
Lưới điện siêu nhỏ		
Năng lượng tái tạo		
BESS		
HOMER		
Quy hoạch lưới điện siêu nhỏ		

DOI: <https://doi.org/10.34238/tnu-jst.13578>

Email: vannn@epu.edu.vn

<http://jst.tnu.edu.vn>

451

Email: jst@tnu.edu.vn

1. Giới thiệu

Hiện nay, trong bối cảnh chuyển dịch năng lượng và nhu cầu về hệ thống năng lượng ổn định, linh hoạt, việc áp dụng giải pháp lưới điện siêu nhỏ (microgrid – MG) trên thế giới nói chung và ở Việt Nam nói riêng đóng vai trò quan trọng. Khả năng tích hợp các nguồn và tải đa dạng trong MG, đặc biệt là các nguồn năng lượng tái tạo, giúp giảm tiêu thụ điện từ lưới điện truyền thống, tiết giảm chi phí năng lượng, giảm phát thải, tăng cường tự chủ năng lượng, đồng thời cung cấp tiềm năng tối ưu doanh thu từ việc bán năng lượng và/hoặc dịch vụ phụ trợ khi tham gia vào thị trường điện và có cơ chế phù hợp [1], [2]. Ngoài các lợi ích trên, tại các nhà máy công nghiệp ở Việt Nam, xu hướng áp dụng giải pháp MG cũng góp phần thúc đẩy sản xuất xanh, nâng cao hình ảnh thương hiệu và góp phần vào mục tiêu đưa mức phát thải ròng về 0 vào năm 2050.

Với tiềm năng điện mặt trời (PV) hứa hẹn và sở hữu diện tích mái nhà xưởng lớn, việc tích hợp điện mặt trời vào hệ thống năng lượng tại các nhà máy công nghiệp tại Việt Nam đã và đang diễn ra. Một số hệ thống nổi bật đã đi vào vận hành có thể kể đến như hệ thống điện mặt trời 2,38 MWp tại nhà máy Samsung Bắc Ninh, hệ thống điện mặt trời 7,02 MWp tại công ty dệt Hà Nam hoặc hệ thống PV 4 MWp tại VSIP Hải Phòng... Ngoài ra, việc tích hợp năng lượng tái tạo cũng dẫn tới nhu cầu phát triển các hệ thống tích trữ năng lượng (ESS). Tại Việt Nam, một số hệ thống tích trữ năng lượng bằng ắc quy (BESS) đã đi vào vận hành có thể kể đến như hệ thống BESS 2257 kWh ở tòa nhà PECC2 Innovation Hub, hệ thống BESS có công suất 312 kW và dung lượng 432 kWh tại Tổng công ty Điện lực TP.HCM (EVNHCMC)...

Bên cạnh tiềm năng và các ưu điểm hứa hẹn, các thách thức trong việc triển khai MG gồm yếu tố quy hoạch, kỹ thuật, vận hành, quản lý, trong đó vấn đề quy hoạch MG đóng vai trò then chốt nhằm đạt được các mục tiêu kinh tế kỹ thuật [3], [4]. Việc quy hoạch MG có thể được thực hiện bằng nhiều công cụ, trong đó các phần mềm thương mại như HOMER, HYBRID2, GAMS, và ORIENTE đóng vai trò khá nổi bật. Với khả năng thiết kế đánh giá toàn diện, phần mềm HOMER được sử dụng phổ biến trong quy hoạch MG. HOMER đưa ra quy mô tối ưu của các thành phần trong MG với mục tiêu tối thiểu chi phí hiện tại ròng (NPC). Một số nghiên cứu sử dụng HOMER có thể kể đến như: tối ưu cấu hình MG gồm PV, turbine gió (WT) và BESS [5], xác định cấu hình tối ưu cho các hệ thống PV/Diesel/Pump-hydro và PV/Diesel/BESS [6], đánh giá tiềm năng hệ thống PV tại các vùng nông thôn hoặc khu vực hải đảo [7], [8]... Tuy nhiên, hiện nay, các nghiên cứu tập trung vào quy hoạch tối ưu MG cho các nhà máy công nghiệp tại Việt Nam nhằm đưa ra các phân tích đánh giá cần thiết vẫn còn hạn chế.

Trước thực tiễn đó, nghiên cứu này thực hiện phân tích kinh tế kỹ thuật cho các cấu hình MG khác nhau tại nhà máy công nghiệp tại Hà Nội nhằm: 1) Đón đầu và thích ứng với các yêu cầu về phát triển bền vững và sản xuất xanh; 2) Góp phần thúc đẩy việc sử dụng năng lượng tái tạo nhằm thực hiện các mục tiêu theo cam kết của Việt Nam tại COP26; 3) Giúp giảm nhu cầu năng lượng từ lưới và phù hợp với định hướng tự sản tự tiêu theo quy hoạch điện VIII; 4) Nâng cao khả năng tự chủ năng lượng cho nhà máy công nghiệp. Ngoài ra nghiên cứu này cũng nhằm mục đích đưa ra các đánh giá, khuyến nghị cần thiết trong quy hoạch MG tại các nhà máy ở Hà Nội.

Cấu trúc của bài báo gồm 4 phần. Phương pháp nghiên cứu và trường hợp nghiên cứu được đề cập đến trong mục 2. Mục 3 trình bày và phân tích kết quả nghiên cứu. Một số kết luận và khuyến nghị được đề cập cụ thể trong mục 4.

2. Phương pháp nghiên cứu và trường hợp nghiên cứu

2.1. Tối ưu hóa lưới MG với HOMER

Trong HOMER, có hai tham số kinh tế được sử dụng để đánh giá các cấu hình MG là chi phí hiện tại ròng NPC (net present cost) và chi phí năng lượng quy dẫn LCOE (levelized cost of energy). NPC là một chỉ số tài chính đo lường sự chênh lệch giữa giá trị hiện tại của dòng tiền vào và giá trị hiện tại của dòng tiền ra. NPC được xác định bởi (1):

$$NPC = \frac{C_{ann,tot}}{CRF(i, R_{proj})} \quad (1)$$

Trong đó: $C_{ann,tot}$ là chi phí tổng hàng năm của hệ thống; i là lãi suất hàng năm và $R_{project}$ là vòng đời của dự án tính theo năm.

CRF là hệ số thu hồi được xác định bởi (2) trong đó N là số năm và i là lãi suất chiết khấu.

$$CRF = \frac{i(1+i)^N}{(1+i)^N - 1} \quad (2)$$

LCOE là chi phí năng lượng quy dẫn, được xác định bởi (3)

$$LCOE = \frac{C_{ann,tot}}{R_{prim} + R_{tot,grid,sales}} \quad (3)$$

Trong đó: R_{prim} là lượng điện năng cấp cho tải (kWh/năm) và $R_{tot,grid,sales}$ là tổng sản lượng điện bán lên lưới (kWh/năm).

Mặc dù, cả NPC và LCOE đều được tính toán, HOMER chọn NPC là hàm mục tiêu chính nhằm phản ánh toàn bộ chi phí vòng đời của hệ thống trong khi chỉ số LCOE được tính toán nhằm phản ánh trực quan chi phí sản xuất điện ở các phương án khác nhau.

2.2. Mô hình lưới MG

HOMER thực hiện mô phỏng MG với gồm các thành phần tùy thuộc vào cấu hình nghiên cứu (như PV, BESS, máy phát diesel, bộ biến đổi...). Việc mô phỏng nhằm tìm ra các phương án khả dĩ (với dung lượng và công suất cụ thể của các thành phần) và xếp hạng các phương án đó theo mục tiêu NPC tối thiểu.

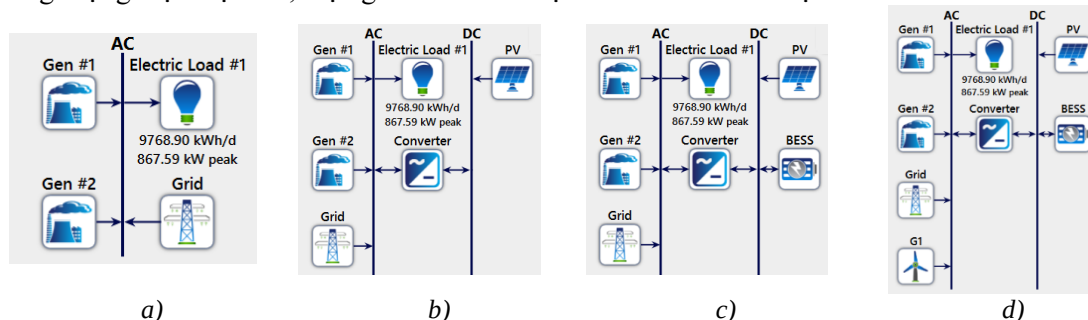
Nhằm đánh giá các cấu hình MG tối ưu cho nhà máy công nghiệp tại Hà Nội, nghiên cứu này đề xuất bốn cấu hình MG cho nhà máy (Hình 1), đồng thời sử dụng phần mềm HOMER để ước lượng dung lượng tối ưu của các thành phần trong từng cấu hình. Việc so sánh phương án tối ưu tìm được trong cả bốn cấu hình có thể giúp lựa chọn cấu hình phù hợp nhất cho nhà máy công nghiệp tại Hà Nội nhằm đạt mục tiêu tối ưu về kinh tế.

- Cấu hình 1 (Cấu hình cơ bản) (Hình 1a): Tải nhà máy được nối với lưới điện phân phối và hai máy phát dự phòng diesel. Ở cấu hình này, không thực hiện tìm dung lượng tối ưu các thành phần của lưới điện nhà máy mà chỉ tính toán các chỉ tiêu kinh tế.

- Cấu hình 2 (Hình 1b): Lưới điện nhà máy gồm các thành phần như cấu hình 1 nhưng có bổ sung hệ thống điện mặt trời. Kích cỡ hệ thống PV được tối ưu để đạt được NPC tối thiểu.

- Cấu hình 3 (Hình 1c): Lưới điện nhà máy gồm các thành phần như cấu hình 1 nhưng có bổ sung hệ thống PV và BESS. PV và BESS được tính toán sao cho MG đạt tối ưu về kinh tế.

- Cấu hình 4 (Hình 1d): Lưới điện nhà máy như cấu hình 3 nhưng có bổ sung thêm điện gió. Dung lượng điện mặt trời, điện gió và BESS được tính toán để MG đạt NPC tối thiểu.



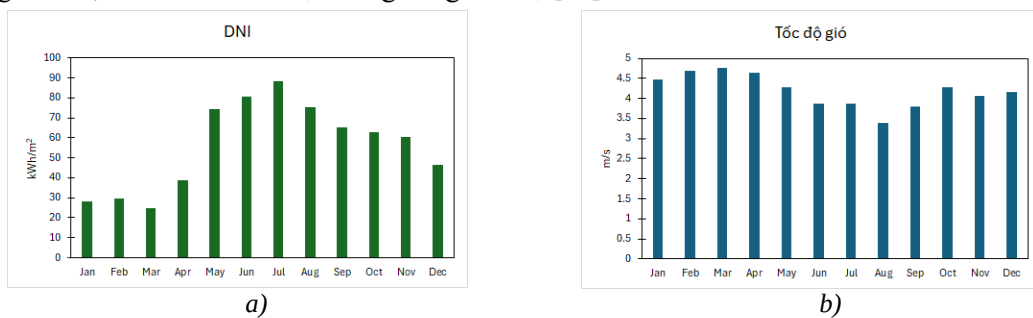
Hình 1. Mô hình lưới Microgrid

Ở cả bốn cấu hình, ngoài tải tiêu thụ điện, MG đều được kết nối với lưới điện phân phối chính và hai máy phát dự phòng diesel. Lưới phân phối chính đóng vai trò là nguồn cung cấp tin cậy cho MG, bù lượng công suất còn thiếu trong trường hợp các nguồn tái tạo và BESS trong MG

không đáp ứng đủ nhu cầu phụ tải. Mặt khác, lưới phân phối chính còn có thể hấp thụ lượng công suất dư nếu tổng công suất các nguồn tái tạo lớn hơn tổng nhu cầu phụ tải và khả năng hấp thụ của BESS. Do các máy phát diesel đóng vai trò là máy phát dự phòng, lưới MG trong nghiên cứu này không xét đến tối ưu dung lượng máy phát diesel.

2.3. Dữ liệu bức xạ mặt trời và dữ liệu gió

Với địa điểm nghiên cứu có tọa độ $21,120668^\circ$, $105,780445^\circ$ ($21^\circ 07' 14''$, $105^\circ 46' 50''$), ứng với nhà máy tại khu công nghiệp Bắc Thăng Long, Hà Nội, dữ liệu bức xạ mặt trời và tốc độ gió trung bình tháng được thể hiện như Hình 2 [9], [10]. Có thể thấy tổng năng lượng bức xạ mặt trời thu được trong một tháng tại địa điểm nghiên cứu đạt giá trị lớn nhất vào tháng 7, gấp 3,57 so với tháng 3. Tốc độ gió tại địa điểm nghiên cứu không biến động quá lớn giữa các tháng với giá trị tốc độ gió trung bình theo năm ghi nhận được ở độ cao 50 m là 4,19 m/s khá gần với tốc độ gió trung bình 4,41 m/s của khu vực đồng bằng bắc bộ [10].



Hình 2. Giá trị DNI (a) và tốc độ gió trung bình (b) theo tháng tại địa điểm nghiên cứu

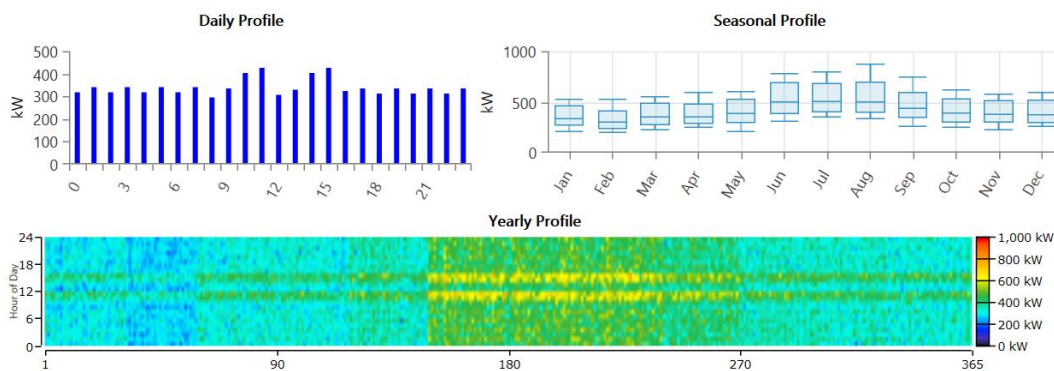
2.4. Giá điện

Theo quyết định 1279/QĐ-BCT của Bộ Công thương ngày 09/5/2025, giá bán điện cho các khách hàng công nghiệp ở cấp điện áp từ 22 kV đến dưới 110 kV trong giờ bình thường, giờ cao điểm và quy định về khung giờ tương ứng được thể hiện như Bảng 1.

Bảng 1. Quy định về giá điện và các khung giờ
(Dựa trên tỷ giá quy định bởi Ngân hàng Nhà nước Việt Nam ngày 22/8/2025 là 25.298 VND/USD)

	Giờ bình thường	Giờ cao điểm	Giờ thấp điểm
Thứ Hai – Thứ Bảy	04:00 – 09:30 11:30 – 17:00 20:00 – 22:00	09:30 – 11:30 17:00 – 20:00	22:00 – 04:00 ngày hôm sau
Chủ nhật	04:00 – 22:00	n/a	22:00 – 04:00 ngày hôm sau
Giá điện	0,0725 USD/kWh	0,1343 USD/kWh	0,0470 USD/kWh

2.5. Dữ liệu phụ tải



Hình 3. Đồ thị phụ tải của nhà máy

Dữ liệu tải được sử dụng trong nghiên cứu là tải tiêu thụ điện của nhà máy công nghiệp làm việc ba ca liên tục. Với đặc điểm đô thị phụ tải khá bằng phẳng, đồ thị tải của nhà máy có dạng như Hình 3.

2.6. Các hệ số chi phí

Theo báo cáo gần đây của IRENA, chi phí vận hành và bảo trì đối với các hệ thống điện mặt trời năm 2023 là 7,56 USD/kW và chi phí vốn đối với các module PV là 145 USD/kW [11].

Đối với chi phí pin lưu trữ năng lượng, báo cáo [11] cũng cho thấy chi phí pin lithium-ion giảm xuống còn 139 USD/kWh năm 2023. Mặt khác, theo báo cáo của phòng thí nghiệm năng lượng tái tạo quốc gia Hoa Kỳ (NREL), chi phí vận hành bảo trì của các hệ thống tích trữ năng lượng chiếm khoảng 2,5% chi phí vốn.

Bộ biến đổi trong nghiên cứu này được chọn từ catalog của HOMER có chi phí vốn và chi phí thay thế là 170 USD/kW, chi phí vận hành bảo trì hàng năm là 2,8 USD/kW [12].

Nhà máy sử dụng hai máy phát điện dự phòng diesel có công suất mỗi máy là 500 kW, chi phí vốn là 150.000 USD mỗi máy, chi phí thay thế mỗi máy là 150.000 USD, chi phí vận hành bảo trì là 10 USD/giờ.

Với turbine gió, theo nghiên cứu [13], chi phí công nghệ trung bình của 132 dự án điện gió trên bờ được khởi công tại Việt Nam trong giai đoạn 2018-2019 là 1695 USD/kW. Mặt khác, chi phí O&M từ năm 2023 đến năm 2024 giảm từ 18 USD/kW/năm về 14,4 USD/kW/năm.

Các hệ số chi phí cho các thiết bị trong MG được thể hiện như Bảng 2.

Bảng 2. Các hệ số chi phí

Thành phần	Chi phí vốn	Chi phí thay thế	Chi phí vận hành bảo trì	Vòng đời
Module PV	145 USD/kWp	145 USD/kWp	7,56 USD/kW/năm	25 năm
Pin lithium-ion	139 USD/kW	139 USD/kW	3,48 USD/kW/năm	15 năm
Bộ biến đổi công suất	170 USD/kW	170 USD/kW	2,8 USD/kW/năm	15 năm
Turbine gió	1695 USD/kW	1695 USD/kW	14,4 USD/kW/năm	20 năm
Máy phát Diesel (500 kW)	150.000 USD	150.000 USD	10 (USD/giờ vận hành)	15.000 giờ

3. Kết quả nghiên cứu

Kết quả mô phỏng cho 1149 phương án khả dĩ. Các phương án này được HOMER xác định dựa trên việc đáp ứng được nhu cầu tải ở mọi thời điểm mà không vi phạm các ràng buộc (không vi phạm giới hạn SOC, công suất inverter, ràng buộc kỹ thuật...). Ngoài cấu hình cơ bản, các phương án khả dĩ ở các cấu hình gồm:

- Cấu hình 2: Gồm 307 phương án khả dĩ. Trong đó cấu hình có NPC thấp nhất ứng với hệ thống PV có công suất lắp đặt là 2188 kWp và bộ biến đổi có công suất 590 kW.

- Cấu hình 3: Gồm 490 phương án khả dĩ. Trong đó cấu hình có NPC tối ưu ứng với hệ thống PV 2646 kWp, bộ biến đổi 597 kW và hệ thống BESS có dung lượng 2035 kWh.

- Cấu hình 4: Gồm 351 phương án khả dĩ. Trong đó cấu hình có NPC tối ưu ứng với hệ thống PV 2595 kWp, bộ biến đổi 590 kW, turbine gió 51 kW và hệ thống BESS 1972 kWh.

HOMER tối ưu hóa dựa trên đặc tính vận hành và yêu cầu kỹ thuật của hệ thống. Với việc tính toán ưu tiên dòng công suất, một phần công suất PV có thể cấp trực tiếp cho tải DC hoặc sạc BESS mà không cần qua bộ biến đổi AC cho phép chọn bộ biến đổi công suất thấp hơn. Ngoài ra, công suất phát của PV phụ thuộc vào bức xạ mặt trời, nhiệt độ và giờ trong ngày. Do đó công suất thực trung bình mà bộ biến đổi xử lý nhỏ hơn nhiều so với công suất cực đại của PV. HOMER tìm cấu hình có NPC tối ưu, nhằm cân bằng giữa chi phí đầu tư và vận hành và có thể chấp nhận cắt bớt công suất nguồn tái tạo dư thừa thay vì tăng công suất bộ biến đổi nếu chi phí bộ biến đổi lớn hơn lợi ích thu được từ việc bán điện dư hoặc cắt giảm nhu cầu tiêu thụ điện lưới.

Bảng 3 minh họa các chỉ số kinh tế cơ bản của các cấu hình khác nhau đạt tối ưu về NPC.

Bảng 3. Các chỉ số kinh tế của các cấu hình MG

Chỉ số	Cấu hình cơ bản	Cấu hình 2	Cấu hình 3	Cấu hình 4
NPC (USD)	5.832.304	4.267.950	4.020.812	4.101.031
Chi phí vốn ban đầu (USD)	300.000	717.533	1.067.949	1.137.107
Chi phí vận hành bảo trì (USD/năm)	259.653	166.635	138.590	139.109
LCOE (USD/kWh)	0,07677	0,05153	0,04981	0,05076
ROI (%)	n/a	18,3	11,8	10,4
IRR (%)	n/a	22,5	16	14,4
Thời gian hoàn vốn (năm)	n/a	4,36	5,71	6,22

Có thể thấy, trong số các cấu hình khảo sát, cấu hình đạt NPC thấp nhất là cấu hình 3. Khi đó lưới MG của nhà máy được tích hợp hệ thống điện mặt trời và hệ thống tích trữ năng lượng. So với cấu hình cơ bản, MG tối ưu theo cấu hình 3 có NPC chỉ bằng 68,94%. Nếu lưới chỉ tích hợp điện mặt trời thì NPC tối ưu đạt 73,18% NPC của cấu hình cơ bản. Nếu tích hợp cả điện mặt trời, điện gió và hệ thống BESS thì MG tối ưu có NPC là 70,32% NPC của cấu hình cơ bản. Như vậy, với chi phí điện gió hiện tại và tiềm năng điện gió tại Hà Nội, việc đầu tư điện gió cho hệ thống điện nhà máy chưa phải là phương án mang lại hiệu quả kinh tế tốt nhất.

Lượng điện năng mua từ lưới và lượng điện năng đưa lên lưới của các cấu hình được thể hiện như trong Bảng 4.

Bảng 4. So sánh lượng điện năng mua từ lưới, lượng điện năng đưa lên lưới ở 4 cấu hình

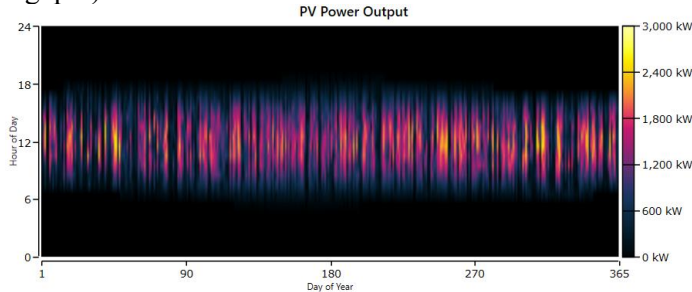
Tháng	Cấu hình cơ bản		Cấu hình 2		Cấu hình 3		Cấu hình 4	
	Điện năng mua từ lưới (kWh)	Điện năng đưa lên lưới (kWh)	Điện năng mua từ lưới (kWh)	Điện năng đưa lên lưới (kWh)	Điện năng mua từ lưới (kWh)	Điện năng đưa lên lưới (kWh)	Điện năng mua từ lưới (kWh)	Điện năng đưa lên lưới (kWh)
Tháng 1	251.563	0	171.214	28.925	136.836	21.262	135.195	21.682
Tháng 2	206.975	0	132.094	30.792	98.696	19.608	96.781	20.007
Tháng 3	271.056	0	172.796	29.808	135.838	20.463	134.207	21.398
Tháng 4	260.142	0	152.592	37.493	107.900	24.678	107.162	25.518
Tháng 5	292.214	0	164.722	36.999	120.403	26.431	120.278	26.837
Tháng 6	365.502	0	220.264	13.730	174.635	9.241	175.008	9.011
Tháng 7	375.736	0	223.419	14.358	174.353	8.511	174.961	8.406
Tháng 8	375.320	0	229.229	13.787	183.969	9.343	185.303	9.093
Tháng 9	323.583	0	196.385	21.534	155.000	15.297	155.373	15.061
Tháng 10	292.597	0	176.194	31.806	132.786	22.567	132.622	23.154
Tháng 11	274.053	0	173.087	29.222	134.594	21.582	133.916	21.301
Tháng 12	276.908	0	174.933	33.017	136.265	24.218	135.951	24.475
Cả năm	3.565.649	0	2.186.929	321.471	1.691.275	223.200	1.686.758	225.943
Tỷ lệ điện tái tạo (%)	0		43,7		55,4		55,5	

Như vậy, khi tích hợp điện mặt trời, cấu hình 2 cho tỷ lệ điện tái tạo là 43,7% trong khi cấu hình 3 và 4 cho tỷ lệ điện tái tạo hơn 55%. Kết quả này có được do các cấu hình 3 và 4 có sử dụng BESS để tích trữ năng lượng tái tạo khi sản xuất dư và xả khi lượng điện tái tạo không đủ cung cấp cho tải.

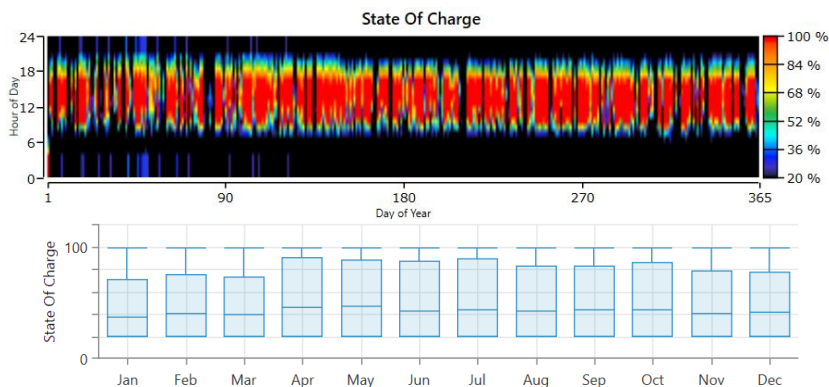
Xét riêng cấu hình 3 với NPC tối ưu, đồ thị công suất ra của hệ thống điện mặt trời được thể hiện như trên Hình 4. Với công suất lắp đặt 2646 kWp, hệ thống PV sản sinh công suất trung bình là 374 kW, lượng điện năng sản xuất ra hàng năm là 3.275.346 kWh và số giờ vận hành trong năm là 4366 giờ.

Mức SOC của BESS được minh họa như trong Hình 5. Nhận thấy BESS được sạc xả sao cho trong quá trình vận hành, mức SOC không giảm xuống dưới 20% nhằm đảm bảo tuổi thọ của ắc quy. Ắc quy có xu hướng đạt mức SOC cao trong khoảng thời gian hệ thống điện mặt trời sản

sinh công suất lớn. Ngoài ra mức SOC trung bình trong những tháng có bức xạ mặt trời lớn thường cao hơn so với các tháng có bức xạ mặt trời thấp. Kết quả mô phỏng cũng cho thấy thời gian tự chủ (autonomy time) của hệ thống đạt 4 giờ và thông lượng điện năng trong vòng đời của BESS (lifetime throughput) là 6.105.000 kWh.



Hình 4. Profile công suất ra của hệ thống điện mặt trời



Hình 5. Profile SOC của BESS

4. Kết luận

Nghiên cứu này thực hiện mô phỏng và phân tích kinh tế kỹ thuật các cấu hình MG tối ưu cho nhà máy công nghiệp tại Hà Nội.

Kết quả nghiên cứu cho thấy, đối với nhà máy công nghiệp, việc tích hợp các nguồn năng lượng tái tạo và hệ thống BESS có thể làm tăng đáng kể tỷ lệ sử dụng năng lượng sạch trong sản xuất đồng thời đạt được các mục tiêu kinh tế.

So với phương án chỉ sử dụng nguồn tái tạo, việc tích hợp thêm hệ thống BESS làm tăng tỷ lệ năng lượng tái tạo từ 43,7% lên hơn 55%. Hiệu ứng này đạt được do BESS có thể được điều độ để hấp thụ và xả năng lượng qua đó cải thiện hiệu quả sử dụng năng lượng.

Tuy nhiên, nghiên cứu cũng cho thấy, cấu hình MG tối ưu về kinh tế khi được quy hoạch bằng HOMER vẫn tồn tại một lượng năng lượng dư cần phải cắt giảm hoặc phải thâm nhập lên lưới (ngay cả khi giá điện FiT được đặt bằng 0) để đảm bảo cân bằng năng lượng. Kết quả này là do tính không tương thích giữa đặc tính phát của các nguồn tái tạo (phụ thuộc vào điều kiện thời tiết) và đặc tính tiêu thụ của tải (phụ thuộc vào sản xuất) kể cả khi có sử dụng BESS. Như vậy nếu không cho phép thâm nhập lên lưới hoặc khi giá FiT không mang tính khuyến khích, cần phải có các giải pháp bổ sung nhằm tận dụng có hiệu quả lượng năng lượng tái tạo dồi dào này. Một số giải pháp có thể được xem xét đến như: 1) sử dụng năng lượng dồi dào để cấp cho các trạm sạc xe điện với giá ưu đãi hoặc để sạc miễn phí cho xe điện của cán bộ công nhân viên nhằm mang lại thêm phúc lợi cho người lao động; 2) cấp điện cho các tải không yêu cầu phải cấp điện với mức công suất nào đó tại các thời điểm xác định như các hệ thống trữ nhiệt, trữ nước (các tải deferrable load).

Ngoài ra, nghiên cứu này cũng cho thấy, với tiềm năng gió hiện tại ở Đồng bằng Bắc Bộ và chi phí điện gió hiện tại, việc đầu tư điện gió cho nhà máy công nghiệp tại Hà Nội và khu vực

Đồng bằng Bắc Bộ chưa đem lại ưu thế về kinh tế. Tuy nhiên, điều này có thể thay đổi khi các chi phí liên quan đến điện gió giảm trong tương lai.

Lời cảm ơn

Nghiên cứu này được tài trợ bởi Trường Đại học Điện lực trong khuôn khổ nhiệm vụ Khoa học Công nghệ cấp Trường, mã số ĐTKHCN.06/2024.

TÀI LIỆU THAM KHẢO/ REFERENCES

- [1] M. H. Saeed, W. Fangzong, B. A. Kalwar, and S. Iqbal, "A Review on Microgrids' Challenges & Perspectives," *IEEE Access*, vol. 9, pp. 166502–166517, 2021, doi: 10.1109/ACCESS.2021.3135083.
- [2] J. De Matos, F. E Silva, and L. Ribeiro, "Power Control in AC Isolated Microgrids with Renewable Energy Sources and Energy Storage Systems," *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 62, no. 6, pp. 3490–3498, 2015, doi: 10.1109/TIE.2014.2367463.
- [3] Md. M. Kamal, I. Ashraf, and E. Fernandez, "Optimal sizing of standalone rural microgrid for sustainable electrification with renewable energy resources," *Sustain. Cities Soc.*, vol. 88, Jan. 2023, doi: 10.1016/j.scs.2022.104298.
- [4] S. Booth, J. Reilly, R. Butt, M. Wasco, and R. Monohan, "Microgrids for Energy Resilience: A Guide to Conceptual Design and Lessons from Defense Projects Microgrids for Energy Resilience," National Renewable Energy Laboratory (NREL), Golden, CO, USA, Tech. Rep. NREL/TP-7A40-72586, 2019. [Online]. Available: <https://docs.nrel.gov/docs/fy19osti/72586.pdf>. [Accessed Aug. 20, 2025].
- [5] M. Moazzami, S. J. A. Hosseini, and H. Shahinzadeh, "Optimal Sizing of an Isolated Hybrid Wind/PV/Battery System with Considering Loss of Power Supply Probability," *Majlesi J. Electr. Eng.*, vol. 11, no. 3, pp. 63–69, 2017.
- [6] B. K. Das, M. Hasan, and F. Rashid, "Optimal sizing of a grid-independent PV/diesel/pump-hydro hybrid system: A case study in Bangladesh," *Sustain. Energy Technol. Assess.*, vol. 44, Apr. 2021, doi: 10.1016/j.seta.2021.100997.
- [7] K. L. Dam and M. P. Nguyen, "Study on improvement solution of the efficiency of solar power supply at An Binh island, Quang Ngai province," *EPU J. Sci. Technol. Energy*, vol. 33, pp. 55–66, 2023.
- [8] H. H. Nguyen, V. Q. Pham, and V. G. Bui, "Optimizing grid-connected solar-wind-biomass hybrid renewable energy system in Cu Lao Cham island," *Univ. Danang - J. Sci. Technol.*, vol. 22, no. 11A, pp. 25–31, 2024.
- [9] World Bank, "Global Solar Atlas 2.0," 2025. [Online]. Available: <https://globalsolaratlas.info/>. [Accessed Aug. 20, 2025].
- [10] R. R. Floors, N. Davis, B. T. Olsen, J. Badger, and B. O. Hansen, "Global Wind Atlas 4," Technical University of Denmark, p. 390142530651 Bytes, 2025, doi: 10.11583/DTU.28955267.
- [11] IRENA, "Renewable power generation costs in 2023," International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, Tech. Rep., 2024. [Online]. Available: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2024/Sep/IRENA_Renewable_power_generation_costs_in_2023.pdf. [Accessed Aug. 25, 2025].
- [12] H. Al-Rawashdeh *et al.*, "Performance Analysis of a Hybrid Renewable-Energy System for Green Buildings to Improve Efficiency and Reduce GHG Emissions with Multiple Scenarios," *Sustainability*, vol. 15, no. 9, May 2023, doi: 10.3390/su15097529.
- [13] M. Ha-Duong, "Technology costs for the first wave of wind farms in Vietnam: Paying extra for better wind nearshore," *Energy Sustain. Dev.*, vol. 74, pp. 309–313, June 2023, doi: 10.1016/j.esd.2023.04.010.