

OPTIMIZATION OF A GRID-CONNECTED SOLAR PHOTOVOLTAIC SYSTEM WITH BATTERY STORAGE

Dang Van Phu¹, Nguyen Duy Ninh², Le Thanh Nhan¹, Nguyen Nhut Tien^{1*}

¹Can Tho University, ²Tay Do University

ARTICLE INFO	ABSTRACT
Received: 24/10/2023 Revised: 27/11/2023 Published: 27/11/2023	In recent years, rooftop solar photovoltaic systems have gained significant traction due to their cost-effective and environmentally friendly approach to power generation. However, the sporadic availability of solar energy and the unpredictable duration of daylight hours limit the efficacy of autonomous rooftop solar photovoltaic systems. Hybrid rooftop solar power systems have emerged as a viable solution to address the limitations above by integrating solar photovoltaic technology with supplementary power sources such as battery storage and grid connectivity. This paper designs and proposes a strategic control to optimally operate the rooftop photovoltaic system with battery storage with two objective functions: life cycle cost and CO₂ emissions. The paper simulates the photovoltaic system in three cases: off-grid, grid-connected without storage, and grid-connected with battery storage. Simulation is performed using Matlab software; the life cycle of solar PV systems is 20 years. The results show that the case of grid-connected with battery storage gives the best results regarding both life cycle cost and CO₂ emissions.
KEYWORDS	
Grid-connected rooftop PV	
Multi-objective optimization	
NSGA-II	
Control strategies	
Life cycle cost (LCC)	

TỐI ƯU HÓA CHO HỆ THỐNG ĐIỆN MẶT TRỜI ÁP MÁI CÓ PIN LƯU TRỮ VÀ NỒI LƯỚI

Đặng Văn Phú¹, Nguyễn Duy Ninh², Lê Thành Nhân¹, Nguyễn Nhựt Tiến^{1*}

¹Trường Đại học Cần Thơ, ²Trường Đại học Tây Đô

THÔNG TIN BÀI BÁO	TÓM TẮT
Ngày nhận bài: 24/10/2023 Ngày hoàn thiện: 27/11/2023 Ngày đăng: 27/11/2023	Trong những năm gần đây, các hệ thống điện mặt trời áp mái đã đạt được sức hút đáng kể nhờ cách tiếp cận sản xuất điện tiết kiệm chi phí và thân thiện với môi trường. Tuy nhiên, sự biến đổi của năng lượng mặt trời đã hạn chế hiệu quả của các hệ thống điện mặt trời độc lập áp mái. Hệ thống năng lượng mặt trời hybrid áp mái nổi lên như một giải pháp khả thi để giải quyết những hạn chế nêu trên bằng cách tích hợp với các nguồn năng lượng bổ sung như bộ lưu trữ pin và kết nối lưới điện. Bài báo này thiết kế và đề xuất giải pháp kiểm soát chiến lược để vận hành tối ưu hệ thống quang điện áp mái có bộ pin lưu trữ với hai hàm mục tiêu: chi phí vòng đời và lượng khí thải CO₂. Bài báo mô phỏng hệ thống điện theo 3 trường hợp: không nối lưới, nối lưới không có bộ lưu trữ và nối lưới có ắc quy lưu trữ. Mô phỏng được thực hiện bằng phần mềm Matlab; vòng đời của hệ thống điện mặt trời là 20 năm. Kết quả cho thấy trường hợp nối lưới với bộ lưu trữ ắc quy cho kết quả tốt nhất cả về chi phí vòng đời và lượng khí thải CO₂.
TỪ KHÓA	
Điện mặt trời áp mái hoà lưới	
Tối ưu hoá đa mục tiêu	
Thuật toán tối ưu NSGA-II	
Chiến lược điều khiển	
Chi phí vòng đời (LCC)	

DOI: <https://doi.org/10.34238/tnu-jst.9041>

* Corresponding author. Email: nntien@ctu.edu.vn

1. Giới thiệu

Nhiên liệu hoá thạch là nguồn năng lượng chính và đáp ứng nhu cầu năng lượng toàn cầu. Tuy nhiên, việc sử dụng chúng làm tăng khí thải nhà kính và làm vấn đề biến đổi khí hậu ngày càng trầm trọng hơn. Trong những năm gần đây, năng lượng tái tạo (NLTT) được xem như nguồn năng lượng tiềm năng để thay thế, trong đó tiêu biểu nhất là pin quang điện ứng dụng năng lượng mặt trời (NLMT).

Sự phát triển không ngừng của công nghệ giúp cho các tấm thu NLMT có giá thành thấp và hiệu suất cao hơn các nguồn NLTT khác [1]. Tuy nhiên, công suất ngõ ra của tấm thu NLMT luôn dao động nên làm gia tăng ảnh hưởng xấu lên lưới điện khi hệ thống điện mặt trời (ĐMT) được nối lưới. Vì vậy, trong những năm gần đây, việc lắp đặt hệ thống điện mặt trời nối lưới (ĐMTNL) cho các hộ gia đình đang thu hút nhiều mối quan tâm. Hệ thống ĐMT cho các hộ gia đình góp phần giảm gánh nặng cho hệ thống điện quốc gia, tuy nhiên khi ĐMT được sản xuất với số lượng lớn có thể gây ra sự dao động đáng kể cho hệ thống truyền tải và có thể bị cắt giảm khi hệ thống quá tải. Do đó, việc sử dụng hệ thống lưu trữ cho các hộ gia đình sử dụng ĐMT trở nên cần thiết bởi nó không chỉ làm giảm sự mất cân bằng giữa công suất ĐMT và phụ tải mà còn hạn chế tác động lên lưới điện quốc gia [2].

Mặc dù việc thiết kế và chiến thuật vận hành hệ thống ĐMT áp mái có kết hợp hệ thống lưu trữ trong trường hợp vận hành độc lập hay nối lưới thu hút được nhiều quan tâm nghiên cứu trong những năm gần đây nhưng vẫn còn trong giai đoạn đang phát triển. Các phương pháp dự báo cho hệ thống PV để so sánh sự vận hành của các chiến thuật điều khiển dự báo khác nhau được đề xuất trong [3]. Bên cạnh đó, nghiên cứu về các phương pháp thiết kế tối ưu dung lượng cho hệ thống ĐMTNL có lưu trữ ít xem xét đồng thời cả hai yếu tố kỹ thuật và kinh tế. Trong hầu hết nghiên cứu, chỉ số kinh tế hoặc kỹ thuật luôn được xem xét riêng lẻ khi thiết kế tối ưu cho hệ thống NLTT. Chỉ số kỹ thuật như tỉ lệ tự dùng, tỉ lệ tự cấp được dùng trong việc thiết kế dung lượng cho hệ thống ĐMT được sử dụng để tối đa hóa khả năng tự dùng và giảm công suất đưa lên lưới mà không xét đến chỉ số kinh tế thực hiện trong [4]. Tương tự như vậy, dung lượng của hệ thống PV áp mái được tối ưu hóa thông qua cực đại hóa khả năng tự dùng và tối thiểu hóa sự thay đổi phụ tải mà không xem xét đến các chỉ số kinh tế thực hiện ở [5]. Thuật toán Asynchronous Advantage Actor – Critic (A3C) được dùng để điều khiển dòng năng lượng một cách thông minh của nhiều lưới điện nhỏ và hạn chế dòng năng lượng hai chiều trong khi bỏ qua tác động về mặt kinh tế được thể hiện trong [6]. Trái lại, tối ưu chi phí cho hệ thống PV hộ gia đình được nghiên cứu mà không đề cập đến các chỉ số kỹ thuật thể hiện trong [7]. Một phương pháp mới được đề xuất để tối ưu hóa dung lượng pin lưu trữ với chi phí đầu tư nhỏ nhất nhưng vẫn đáp ứng việc điều khiển tần số sơ cấp trong lưới điện siêu nhỏ [8]. Thuật toán tối ưu hóa bầy đàn được dùng để xác định kích thước tối ưu của hệ pin lưu trữ tối ưu với sơ đồ sa thải phụ tải khi hệ thống vận hành độc lập trong [9]. Kết quả cho thấy tối ưu dung lượng bằng thuật toán PSO dựa trên pin lưu trữ với sơ đồ sa thải tải có thể đạt được hiệu suất điều khiển tần số cao hơn so với tối ưu dung lượng của thuật toán phân tích dựa trên pin lưu trữ với sơ đồ sa thải tải.

Bên cạnh đó, không có nhiều nghiên cứu việc áp dụng các thuật toán tiến hóa tối ưu với nhiều hàm mục tiêu cho hệ thống PV kết hợp pin lưu trữ. Các chỉ tiêu kinh tế và kỹ thuật cùng với các nhân tố bên ngoài như điều kiện thời tiết, sự tự phóng điện của pin và sự thay đổi phụ tải theo mùa được xem xét cẩn thận trong thiết kế dung lượng cho hệ thống ĐMT áp mái có lưu trữ khi có sự ảnh hưởng của biểu giá điện thay đổi được thực hiện ở [10]. Ngoài ra, hai thuật toán tìm kiếm lặp lại dựa trên các ràng buộc được đề xuất để tối ưu dung lượng tuabin gió, điện mặt trời, và hệ thống pin lưu trữ khi hệ thống nối lưới dựa trên độ tin cậy tối đa và chi phí tối thiểu [11]. Mô hình tối ưu hóa đa mục tiêu được trình bày trong [12] để tính toán quy mô đầu tư cần thiết trong việc xác định dung lượng pin lưu trữ trong lưới điện siêu nhỏ. Tuy nhiên, hai mục tiêu được xem xét chỉ thuộc về chỉ tiêu kinh tế. Từ những lý do trên, bài báo này đề xuất một phương pháp

tối ưu hóa đa mục tiêu bao gồm chỉ tiêu kinh tế và môi trường để tối ưu dung lượng của các thành phần trong hệ thống để xác định cấu hình của một hệ thống điện mặt trời vận hành tối ưu.

2. Phương pháp tối ưu hoá

2.1. Mô hình hoá hệ thống

2.1.1. Mô hình pin mặt trời

Công suất đầu ra của hệ thống được cung cấp bởi [13]:

$$P_{PV}(t) = \eta_{PV}^{STC} \cdot \left[1 + \frac{\mu_{PV}}{\eta_{PV}^{STC}} \cdot (T_a(t) - T_{STC}) + \frac{9,5 \cdot \mu_{PV} (T_{NOC} - 20)(1 - \eta_{PV}^{STC})}{800 \cdot \eta_{PV}^{STC} (5,7 + 3,8v(t))} \cdot G(t) \right] \cdot A_{PV} \cdot G(t) \quad (1)$$

trong đó:

P_{PV} : công suất đầu ra của hệ thống PV (W)

η_{PV}^{STC} : hiệu suất của mô đun ở điều kiện thử nghiệm tiêu chuẩn (%)

μ_{PV} : hệ số nhiệt độ của công suất đầu ra (%/°C)

T_{STC}, T_{NOC} : nhiệt độ thử nghiệm tiêu chuẩn (25 °C) và nhiệt độ hoạt động định mức của pin (°C)

A_{PV} : diện tích của tấm pin PV (m²)

G : bức xạ mặt trời tổng trên bề mặt nghiêng (W/m²)

2.1.2. Mô hình pin lưu trữ

Giả sử công suất chênh lệch giữa ĐMT tạo ra và công suất phụ tải được gọi là P_{im} . Khi công suất tạo ra cao hơn nhu cầu tải, pin lưu trữ ở trạng thái sạc được tính theo phương trình sau [14]:

$$SOC(t) = SOC(t-1) \cdot (1 - \sigma_{BB}) + P_{im}(t) \cdot \eta_{BB} / E_{BB} \quad (2)$$

trong đó:

P_{im} : Công suất chênh lệch giữa ĐMT và phụ tải

$SOC(t), SOC(t-1)$: trạng thái sạc của pin dự trữ tại thời điểm t và $(t-1)$

σ_{BB} : tốc độ tự xả hàng giờ của pin dự trữ

E_{BB}, η_{BB} : dung lượng và hiệu suất của pin dự trữ

Ngược lại, khi công suất tạo ra nhỏ hơn nhu cầu tải, pin dự trữ ở trạng thái xả.

Để bảo vệ pin khỏi bị hư hại do sạc và xả quá mức, giới hạn điều khiển sạc cần được xem xét một cách chi tiết do chi phí thay thế pin có giá thành cao [15]. Vì vậy, các ràng buộc vật lý nên tuân theo giới hạn dưới cũng như giới hạn trên như sau:

$$\begin{cases} SOC_{min}(t) \leq SOC(t) \leq SOC_{max}(t) \\ P_{ch}(t) \leq P_{ch}^{max}(t) \\ P_{dis}(t) \leq P_{dis}^{max}(t) \end{cases} \quad (3)$$

trong đó:

SOC_{min}, SOC_{max} : lần lượt là giới hạn dưới và giới hạn trên của pin lưu trữ

P_{ch}, P_{dis} : lần lượt là công suất sạc và xả của pin lưu trữ (W)

$P_{ch}^{max}, P_{dis}^{max}$: lần lượt là công suất sạc và xả tối đa của pin lưu trữ (W)

2.1.3. Mô hình máy phát điện diesel

Máy phát điện diesel được yêu cầu cung cấp điện dự phòng cho hệ thống độc lập trong trường hợp thiếu hụt công suất. Hơn nữa, mức tiêu thụ nhiên liệu của máy phát điện diesel FC_{DG} (L/h) trực tiếp quyết định lượng phát thải khí nhà kính và chi phí hoạt động, được trình bày như sau [16]:

$$FC_{DG} = c_1 \cdot P_{DG}^{rated} + c_2 \cdot P_{DG} \quad (4)$$

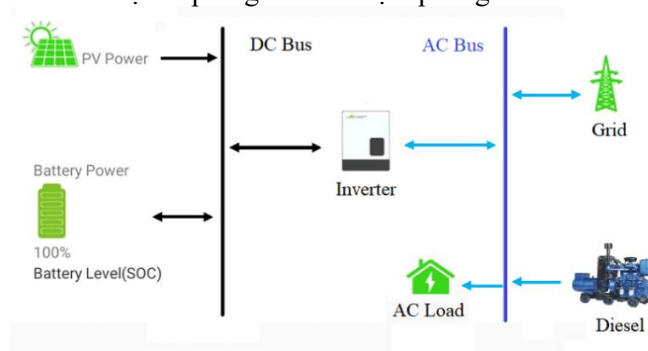
trong đó

P_{DG}^{rated}, P_{DG} : công suất đầu ra định mức và công suất thực của máy phát diesel (kW)

c_1, c_2 : hệ số chặn và độ dốc của đường cong mức tiêu thụ nhiên liệu (L/kWh) có giá trị lần lượt là 0,08145 L/kWh và 0,2461 L/kWh [17].

2.1.4. Chiến lược điều khiển

Chiến lược điều khiển cho hệ thống ĐMTNL có pin lưu trữ là cần thiết cho sự trao đổi năng lượng giữa các nguồn điện và phụ tải điện do tính chất không chắc chắn của nguồn ĐMT và nhu cầu phụ tải. Hơn nữa, chiến lược điều khiển được mô tả như Hình 1 ưu tiên năng lượng tạo ra từ nguồn ĐMT hoặc năng lượng trong pin lưu trữ để cấp cho nhu cầu của tải và xem xét động cơ diesel làm máy phát điện dự phòng khi vận hành ở chế độ độc lập, trong khi lượng điện thiếu hụt ở chế độ vận hành nối lưới được đáp ứng từ lưới điện quốc gia.



Hình 1. Mô hình hệ thống điện mặt trời nối lưới có pin lưu trữ

2.2. Các hàm mục tiêu

2.2.1. Chi phí vòng đời của hệ thống (LCC)

Chi phí vòng đời của hệ thống là hàm mục tiêu đầu tiên bao gồm chi phí vòng đời của các bộ phận trong hệ thống, tổng chi phí mua điện, được tính theo phương trình sau:

$$LCC = C_{NPC} + C_{GP} \quad (5)$$

trong đó:

C_{NPC} : chi phí hiện tại ròng hoặc chi phí vòng đời

C_{GP} : chi phí mua điện

Chi phí hiện tại ròng liên quan đến chi phí vốn, tổng chi phí bảo trì, tổng chi phí thay thế, tổng lợi ích thuế khấu hao và tổng giá trị thu hồi trong suốt thời gian hoạt động của dự án.

$$C_{NPC} = C_{CAP} + C_{MAI} + C_{REP} - C_{DTB} - C_{SV} \quad (6)$$

trong đó:

C_{CAP} : chi phí vốn; C_{MAI} : chi phí bảo trì; C_{REP} : tổng chi phí thay thế; C_{DTB} : tổng lợi ích thuế khấu hao; C_{SV} : tổng giá trị thu hồi

2.2.2. Khí thải CO_2 (EMI)

Tổng lượng phát thải CO_2 từ lưới điện quốc gia trong trường hợp vận hành nối lưới hoặc lượng phát thải CO_2 từ máy phát diesel trong trường hợp vận hành độc lập được biểu thị bằng:

$$EMI = \sum_{t=1}^T P_{gp}(t).e_{grid}; EMI = \sum_{t=1}^T P_{DG}(t).e_{DG} \quad (7)$$

trong đó:

EMI : lượng CO_2 thải ra của hệ thống (tấn CO_2)

e_{grid}, e_{DG} : hệ số phát thải của lưới điện (636 g- CO_2 /kWh) [18] và máy phát diesel (267 g- CO_2 /kWh) [19]

3. Kết quả mô phỏng

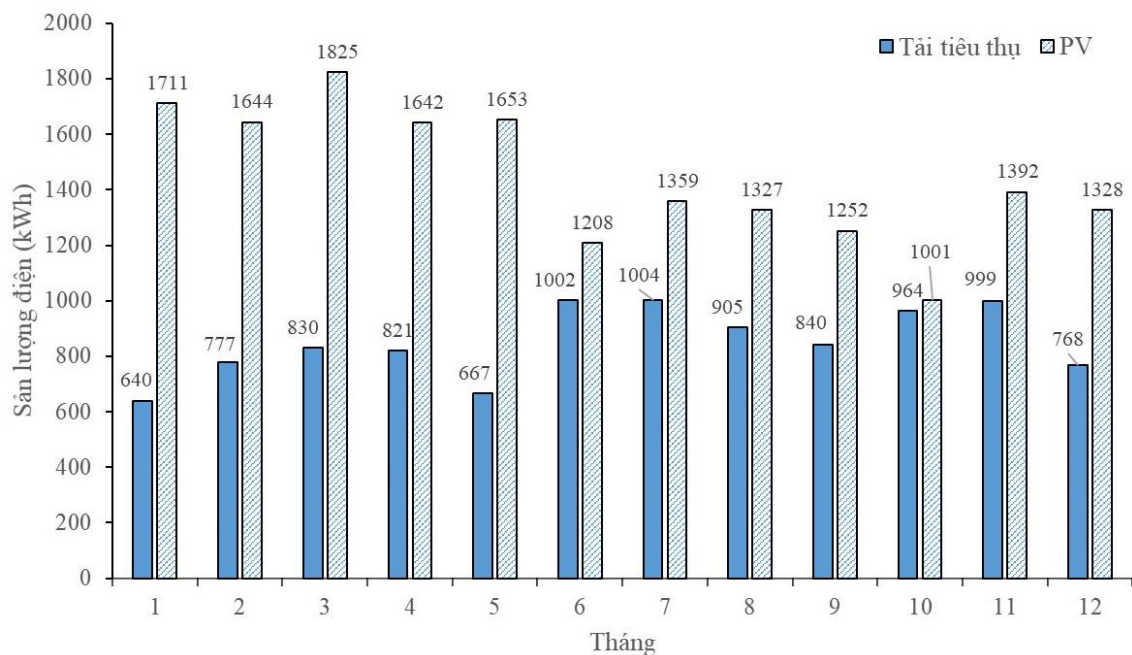
3.1. Giới thiệu nơi khảo sát

Địa điểm khảo sát là Công ty TNHH Sản xuất Thương mại Thái Trung - Chi nhánh Cần Thơ, kinh độ 105°44'9.45" và vĩ độ 9°59' 4.03", múi giờ GMT +7 và độ cao so với mặt nước biển là 8 m, công suất lắp đặt là 9.900 W_p.

Thông số kỹ thuật và chi phí của các thành phần trong hệ thống để tối ưu hóa kinh tế và kỹ thuật được mô tả trong Bảng 1. Dòng đời dự án của hệ thống được giả định là 20 năm dựa trên tuổi thọ dài nhất của thành phần trong hệ thống.

Bảng 1. Thông số cài đặt để tối ưu hoá mô phỏng (Tỷ giá: 1 USD = 24.520 VNĐ)

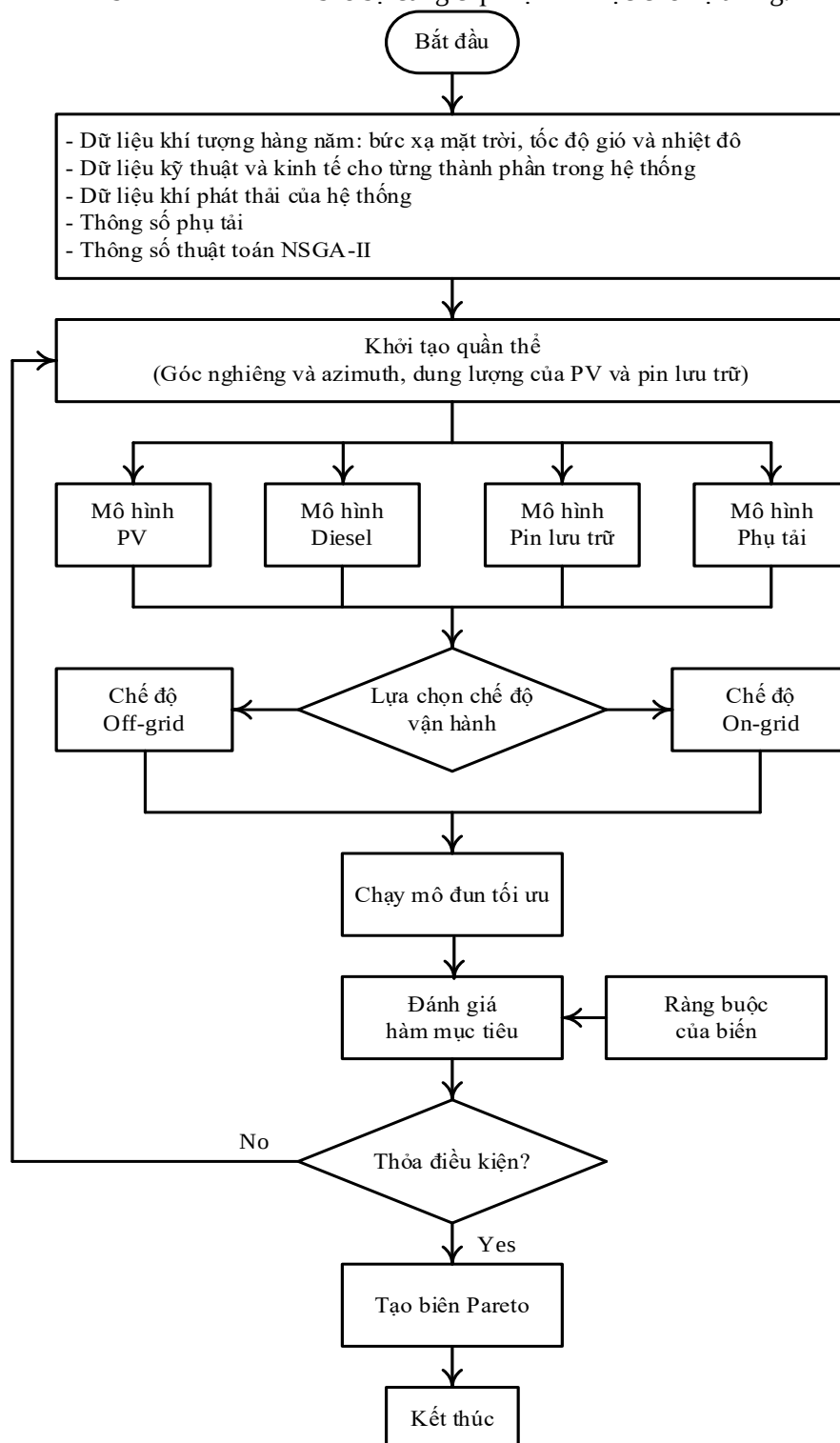
Đại lượng	Giá trị	Tham khảo
Chi phí ban đầu của PV (\$/kW)	330	Dự án thực tế
Chi phí ban đầu của Inverter (\$/kW)	205	Dự án thực tế
Chi phí ban đầu của Accquy (\$/kW)	85	Dự án thực tế
Giá mua điện lưới (\$/kWh)	0,1194	EVN
Dòng đời dự án (năm)	20	
Tuổi thọ PV (năm)	20	
Tuổi thọ Inverter (năm)	15	
Tuổi thọ Accquy (năm)	15	
Thuế suất (%)	10	
Lãi suất (%)	6	
Tỷ lệ bảo trì của PV (%)	1,5	



Hình 2. Sản lượng điện mặt trời và điện năng tiêu thụ trong một năm của nhà máy khảo sát

Chỉ số tiêu thụ điện của phụ tải được thu thập từ ứng dụng Solarman PV. Sản lượng điện mặt trời và điện năng tiêu thụ trong năm của địa điểm được thể hiện ở Hình 2. Chỉ số tiêu thụ điện năng cao nhất là tháng 7 với 1.004 kWh và thấp nhất là 640 kWh vào tháng 1. Chỉ số tiêu thụ điện trung bình mỗi tháng khoảng 850 kWh. Mặc dù sản lượng điện trung bình trong từng tháng của điện mặt trời lớn hơn nhiều so với điện năng tiêu thụ trong từng tháng của phụ tải nhưng hệ thống vẫn cần

đến pin lưu trữ khi vận hành độc lập. Do có sự mất cân bằng giữa phụ tải tiêu thụ và công suất phát ra từ điện mặt trời vào các thời điểm trong ngày khi không có nắng hay vào ban đêm nên dung lượng của pin lưu trữ sẽ khá lớn để đảm bảo sự cung cấp điện liên tục cho hệ thống.



Hình 3. Lưu đồ tối ưu hoá đa mục tiêu bằng thuật toán NSGA-II

3.2. Tối ưu hoá đa mục tiêu cho hệ thống điện mặt trời

3.2.1. Các ràng buộc

Bài toán tối ưu hoá cần đạt các giá trị tối ưu của các biến bao gồm góc nghiêng $\beta_t(^{\circ})$, góc phương vị $\gamma_s(^{\circ})$, công suất đỉnh PV $P_{PV}^{peak}(W_p)$ và công suất định mức pin lưu trữ $P_{bat}^{rated}(W)$. Các ràng buộc cần thỏa các điều kiện sau:

$$0 \leq \beta_t \leq 90^{\circ}; -180^{\circ} \leq \gamma_s \leq 180^{\circ}, 0 \leq P_{PV}^{peak} \leq P_{PV}^{max}, 0 \leq P_{bat}^{rated} \leq P_{bat}^{max} \quad (8)$$

trong đó:

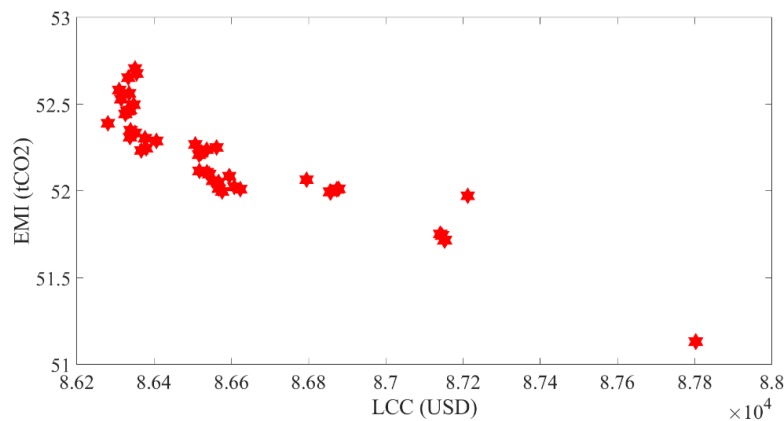
$P_{PV}^{max}, P_{bat}^{max}$: lần lượt là giá trị cực đại của công suất PV và công suất pin lưu trữ

3.2.2. Các bước thực hiện thuật toán Non-dominated Sorted Genetic Algorithm (NSGA-II)

Mô phỏng tối ưu hóa được phát triển trong môi trường Matlab. NSGA-II là một thuật toán tiến hóa đa mục tiêu mạnh mẽ dựa trên các giải pháp tối ưu Pareto để tìm ra cấu hình hệ thống tối ưu [20]. Kỹ thuật này có thể cho kết quả tốt hơn các giải pháp khác, hội tụ nhanh chóng và duy trì sự đa dạng của giải pháp [21]. Do đó, thuật toán này được áp dụng để mô phỏng tìm ra giải pháp tối ưu cho bài báo này. Các bước tối ưu hóa đa mục tiêu được thể hiện trong Hình 3.

3.3. Kết quả tối ưu

3.3.1. Kịch bản S1 (PV + Pin lưu trữ + Máy phát diesel)



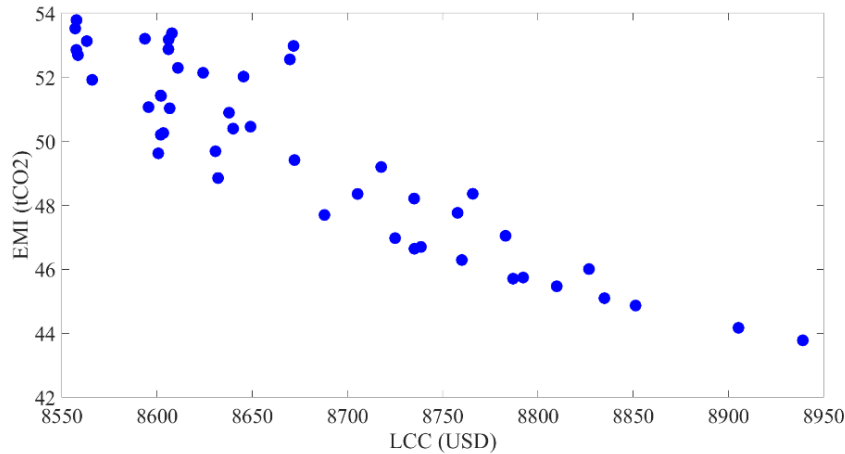
Hình 4. Biên Pareto chế độ vận hành độc lập ở kịch bản S1

Ở kịch bản S1 này, hàm mục tiêu là LCC và EMI là khí thải phát ra từ máy phát diesel. Thứ tự nguồn năng lượng được ưu tiên sử dụng là PV, nếu PV không đủ cung cấp năng lượng cho tải thì sử dụng năng lượng ở pin lưu trữ và máy phát điện dự phòng diesel là giải pháp sau cùng. Như thể hiện trong Hình 4, khi chi phí vòng đời càng cao thì giá trị phát thải EMI càng giảm. Giá trị thấp nhất của EMI là 51,13 tCO₂ với LCC lớn nhất 87.803 USD. Giá trị cao nhất của EMI là 52,39 tCO₂ với LCC nhỏ nhất 86.281 USD. Trong kịch bản S1 này, để giảm thiểu lượng CO₂ đến mức thấp nhất, đòi hỏi phải đầu tư chi phí lớn vào pin lưu trữ và để đảm bảo nhu cầu của phụ tải thì cần phải đầu tư cho chi phí nhiên liệu chạy máy phát điện dự phòng diesel để đề phòng những trường hợp PV không phát đủ năng lượng cần thiết cho phụ tải (vào ban đêm và các ngày có thời tiết xấu).

3.3.2. Kịch bản S2 (PV + Lưới điện)

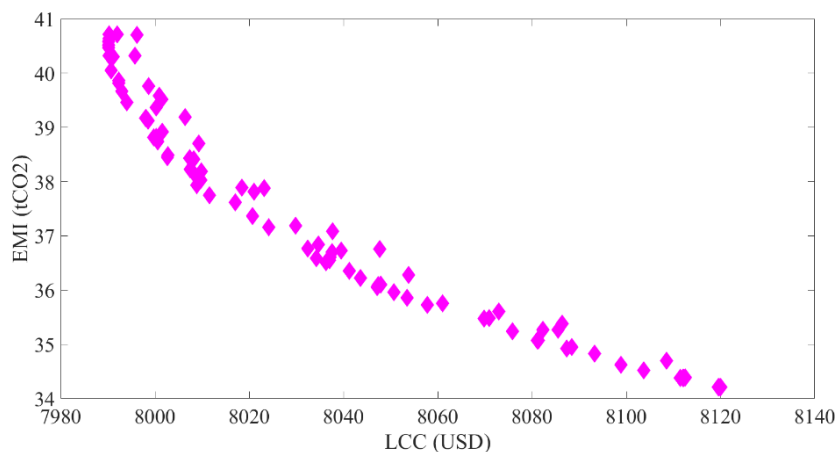
Ở kịch bản S2 này, hàm mục tiêu là LCC và EMI là khí thải từ lượng điện năng mua từ lưới điện quốc gia. Thứ tự năng lượng được ưu tiên sử dụng là PV, nếu như PV không đủ cung cấp năng lượng thì sử dụng năng lượng được mua từ lưới điện quốc gia. Trong kịch bản này, để đảm

bảo nhu cầu của phụ tải cũng như giảm thiểu lượng CO_2 đến mức thấp nhất, chỉ cần phải đầu tư chi phí lớn vào hệ thống PV. Khi chi phí vòng đời càng cao thì giá trị phát thải EMI càng giảm. Giá trị thấp nhất của EMI là $43,78 \text{ tCO}_2$ với LCC lớn nhất 8.939 USD (Hình 5). Giá trị cao nhất của EMI là $53,78 \text{ tCO}_2$ với LCC nhỏ nhất 8.558 USD .



Hình 5. Biểu đồ phân bố Pareto cho kịch bản S2

3.3.3. Kịch bản S3 (PV + Pin lưu trữ + Lưới điện)



Hình 6. Biểu đồ phân bố Pareto cho kịch bản S3

Ở kịch bản S3 này, hàm mục tiêu LCC và EMI tương tự kịch bản S2. Thứ tự năng lượng được ưu tiên sử dụng là PV, nếu PV không đủ cung cấp năng lượng thì sử dụng năng lượng ở pin lưu trữ và khi pin lưu trữ cạn kiệt thì sử dụng năng lượng được mua từ lưới điện quốc gia. Trong kịch bản này, để đảm bảo nhu cầu của phụ tải cũng như giảm thiểu lượng CO_2 đến mức thấp nhất, đòi hỏi phải đầu tư chi phí lớn vào hệ thống PV và pin lưu trữ. Khi chi phí vòng đời càng cao thì giá trị phát thải EMI càng giảm. Giá trị thấp nhất của EMI là $34,21 \text{ tCO}_2$ với LCC lớn nhất 8.120 USD . Giá trị cao nhất của EMI là $40,47 \text{ tCO}_2$ với LCC nhỏ nhất 7.990 USD (Hình 6).

3.3.4. So sánh kết quả các kịch bản mô phỏng và hệ thống thực tế

Bảng 2 trình bày kết quả so sánh khi lượng khí thải EMI sinh ra thấp nhất, ứng với chi phí LCC cao nhất ở các kịch bản S1, S2, S3, hệ thống thực tế tại vị trí khảo sát và hệ thống với công suất tiêu thụ tương tự nhưng dùng điện từ lưới điện quốc gia. Hệ thống thực tế ở đây là Công ty

TNHH Sản xuất Thương mại Thái Trung - Chi nhánh Cần Thơ đã lắp đặt hệ thống điện năng lượng mặt trời hòa lưới có pin lưu trữ mà không áp dụng phương pháp tính toán tối ưu.

Khi so sánh giữa S1, S2 và S3, S3 cho kết quả tối ưu nhất cả về chi phí và lượng khí thải so với các kịch bản còn lại. Kịch bản S3 có *EMI* là 34,21 tCO₂ nhỏ nhất trong ba kịch bản. Xét về tính kinh tế, S3 tiết kiệm 79.683 USD so với kịch bản S1 và tiết kiệm 819 USD so với kịch bản S2.

So sánh với hệ thống thực tế và hệ thống sử dụng 100% điện lưới, S3 có lượng khí thải cao hơn 2,05 tCO₂ so với hệ thống lắp đặt thực tế. Tuy nhiên, mức chênh lệch này không đáng kể và thấp hơn đến 4,6 lần so với hệ thống sử dụng 100% điện lưới. *LCC* của S3 thấp hơn hệ thống thực tế 1.802 USD và thấp hơn hệ thống sử dụng 100% điện lưới đến 2,7 lần.

Từ kết quả trên cho thấy, việc phân tích tối ưu hoá hệ thống ĐMT giúp nhà đầu tư lựa chọn được phương án tối ưu cả về chi phí vòng đời của hệ thống và giảm lượng khí thải phát thải ra môi trường, cụ thể là kịch bản S3. Bên cạnh việc lựa chọn phương án, tính toán tối ưu còn giúp nhà đầu tư tính toán được dung lượng PV và dung lượng pin lưu trữ phù hợp nhất cho hệ thống phụ tải của mình.

Bảng 2. Kết quả so sánh các hệ thống khi *EMI* thấp nhất

	Kịch bản S1	Kịch bản S2	Kịch bản S3	Hệ thống thực tế	Sử dụng điện lưới
Dung lượng PV (W_p)	9.677	9.894	8.837	9.900	-
Dung lượng Pin (W)	1.913	-	2.397	2.400	-
<i>LCC</i> (USD)	87.803	8.939	8.120	9.922	22.158
<i>EMI</i> (tCO ₂)	51,13	43,78	34,21	32,16	156,97

4. Kết luận

Bài báo đã đề xuất mô hình mô phỏng năng lượng và chiến lược điều khiển cho các hệ thống ĐMTNL có lưu trữ cho các hộ gia đình. Kết quả cho thấy, mô hình đã xác định hệ thống ĐMTNL có lưu trữ tối ưu hơn so với hệ thống ĐMT độc lập và hệ thống ĐMTNL không lưu trữ cả về mặt kinh tế lẫn lượng khí thải CO₂. Bên cạnh đó nghiên cứu có thể làm tài liệu tham khảo cho các nghiên cứu khoa học cũng như nguồn tham khảo cho các khách hàng hộ gia đình có nhu cầu sử dụng ĐMTNL có lưu trữ.

Lời cảm ơn

Nguyễn Nhựt Tiến được tài trợ bởi Chương trình học bổng sau tiến sĩ trong nước của Quỹ Đổi mới sáng tạo Vingroup (VINIF), mã số VINIF.2022.STS.09.

TÀI LIỆU THAM KHẢO/ REFERENCES

- [1] F. Hosseini-Fashami, A. Motevali, A. Nabavi-Pelesaraei, S. J. Hashemi, and K.-W. Chau, "Energy-Life cycle assessment on applying solar technologies for greenhouse strawberry production," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 116, 2019, Art. no. 109411.
- [2] M. Alramlawi, A. Gabash, E. Mohagheghi, and P. Li, "Optimal operation of hybrid PV-battery system considering grid scheduled blackouts and battery lifetime," *Solar Energy*, vol. 161, pp. 125-137, 2018.
- [3] G. Litjens, E. Worrell, and W. Van Sark, "Assessment of forecasting methods on performance of photovoltaic-battery systems," *Applied Energy*, vol. 221, pp. 358-373, 2018.
- [4] D. Talavera, F. Muñoz-Rodríguez, G. Jimenez-Castillo, and C. Rus-Casas, "A new approach to sizing the photovoltaic generator in self-consumption systems based on cost-competitiveness, maximizing direct self-consumption," *Renewable energy*, vol. 130, pp. 1021-1035, 2019.
- [5] S. Freitas, C. Reinhart, and M. Brito, "Minimizing storage needs for large scale photovoltaics in the urban environment," *Solar Energy*, vol. 159, pp. 375-389, 2018.
- [6] H. Hua, Y. Qin, C. Hao, and J. Cao, "Optimal energy management strategies for energy Internet via deep reinforcement learning approach," *Applied energy*, vol. 239, pp. 598-609, 2019.

-
- [7] J. Koskela, A. Rautiainen, and P. Järventausta, "Using electrical energy storage in residential buildings–Sizing of battery and photovoltaic panels based on electricity cost optimization," *Applied energy*, vol. 239, pp. 1175-1189, 2019.
- [8] M. R. Aghamohammadi and H. Abdolahinia, "A new approach for optimal sizing of battery energy storage system for primary frequency control of islanded microgrid," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 54, pp. 325-333, 2014.
- [9] T. Kerdphol, Y. Qudaih, and Y. Mitani, "Battery energy storage system size optimization in microgrid using particle swarm optimization," in *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies*, Europe, 2014, pp. 1-6.
- [10] Y. Zhang, T. Ma, P. E. Campana, Y. Yamaguchi, and Y. Dai, "A techno-economic sizing method for grid-connected household photovoltaic battery systems," *Applied Energy*, vol. 269, 2020, Art. no. 115106.
- [11] U. Akram, M. Khalid, and S. Shafiq, "Optimal sizing of a wind/solar/battery hybrid grid-connected microgrid system," *IET Renewable Power Generation*, vol. 12, no. 1, pp. 72-80, 2018.
- [12] J. J. Kelly and P. G. Leahy, "Sizing battery energy storage systems: Using multi-objective optimization to overcome the investment scale problem of annual worth," *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 11, no. 4, pp. 2305-2314, 2019.
- [13] J. A. Duffie and W. A. Beckman, "Design of photovoltaic systems," in *Solar Engineering of Thermal Processes*, 4th ed. Hoboken, NJ, USA: John Wiley & Sons, 2013, pp. 745-773.
- [14] A. Askarzadeh, "A discrete chaotic harmony search-based simulated annealing algorithm for optimum design of PV/wind hybrid system," *Solar Energy*, vol. 97, pp. 93-101, 2013.
- [15] Y. E. A. Eldahab, N. H. Saad, and A. Zekry, "Enhancing the design of battery charging controllers for photovoltaic systems," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 58, pp. 646-655, 2016.
- [16] M. S. Ismail, M. Moghavvemi, and T. Mahlia, "Techno-economic analysis of an optimized photovoltaic and diesel generator hybrid power system for remote houses in a tropical climate," *Energy conversion and management*, vol. 69, pp. 163-173, 2013.
- [17] Ø. Skarstein and K. Uhlen, "Design considerations with respect to long-term diesel saving in wind/diesel plants," *Wind Engineering*, vol. 13, no. 2, pp. 72-87, 1989.
- [18] S. Rieseberg and C. Wörten, *Situation Analysis of the Vietnamese Electricity Sector*. Rosa-Luxemburg-Stiftung, 2017.
- [19] Asian Development Bank, "General methodology," in *Guidelines for estimating greenhouse gas emissions of Asian development bank projects: additional guidance for clean energy projects*, 1st ed. Manila, Philippines: Asian Development Bank, 2017, pp. 2-7.
- [20] K. Deb, "Elitist multi-objective evolutionary algorithms," in *Multi-Objective Optimization Using Evolutionary Algorithms*. Wiley, 2009, pp. 239-288.
- [21] D. F. Pires, C. H. Antunes, and A. G. Martins, "NSGA-II with local search for a multi-objective reactive power compensation problem," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 43, no. 1, pp. 313-324, 2012.