

PLANNING OF MICRO HYBRID ENERGY NETWORKS BASED ON DYNAMIC OPERATION STRATEGY

Pham Thi Hoa, Nghiem Thi Hung*, Nguyen Thi Duyen, Mai Thi Them

Nam Dinh University of Technology Education

ARTICLE INFO		ABSTRACT
Received:	21/01/2025	This paper presents a planning method for micro energy networks, integrating renewable energy sources such as photovoltaic, wind energy, combined heat and power systems, and energy storage. The proposed optimization approach is developed to minimize operational costs by implementing dynamic operation strategies. Through a variable-step search space method, the optimal power output for each generation unit within the system is determined. The results demonstrate that the model can effectively maintain energy balance throughout different seasons while optimizing operational costs. The study also clarifies the impact of time-based electricity pricing on system performance. Furthermore, it highlights the importance of integrating renewable energy sources into microgrids to enhance sustainability and energy efficiency. The proposed method ensures flexibility and reliability of the operational model under varying load and weather conditions. Overall, this study contributes to advancing renewable energy planning, improving cost efficiency, and developing environmentally friendly energy solutions for future energy systems.
Revised:	17/02/2025	
Published:	19/02/2025	
KEYWORDS		
Micro energy networks		
Hybrid energy		
Operation strategy		
Energy planning		
System optimization		
GAMS		

QUY HOẠCH MẠNG LƯỚI NĂNG LƯỢNG HỖN HỢP QUY MÔ NHỎ DỰA TRÊN CHIẾN LƯỢC VẬN HÀNH ĐỘNG

Phạm Thị Hoa, NghiêM Thị Hung*, Nguyễn Thị Duyệt, Mai Thị Thêm

Trường Đại học Sư phạm Kỹ thuật Nam Định

THÔNG TIN BÀI BÁO		TÓM TẮT
Ngày nhận bài:	21/01/2025	Bài báo này trình bày một phương pháp lập kế hoạch cho mô hình mạng năng lượng vi mô, tích hợp các nguồn năng lượng tái tạo như quang điện, năng lượng gió, hệ thống nhiệt điện kết hợp và lưu trữ năng lượng. Phương pháp tối ưu hóa được phát triển nhằm giảm thiểu chi phí vận hành bằng cách thực hiện các chiến lược vận hành động. Thông qua phương pháp tìm kiếm không gian bước biến thiên, công suất tối ưu cho từng đơn vị phát điện trong hệ thống được xác định. Kết quả cho thấy mô hình có thể duy trì cân bằng năng lượng hiệu quả trong suốt các mùa đồng thời tối ưu hóa chi phí vận hành. Nghiên cứu cũng làm rõ tác động của giá điện dựa trên thời gian đến hiệu suất của hệ thống. Hơn nữa, nghiên cứu nhấn mạnh tầm quan trọng của việc tích hợp năng lượng tái tạo vào các lưới vi mô nhằm nâng cao tính bền vững và hiệu quả năng lượng. Phương pháp đề xuất đảm bảo tính linh hoạt và độ tin cậy của mô hình hoạt động dưới các điều kiện tải và thời tiết thay đổi. Nhìn chung, nghiên cứu đóng góp vào việc thúc đẩy quy hoạch năng lượng tái tạo, cải thiện hiệu quả chi phí và phát triển các giải pháp năng lượng thân thiện với môi trường cho hệ thống năng lượng trong tương lai.
Ngày hoàn thiện:	17/02/2025	
Ngày đăng:	19/02/2025	
TỪ KHÓA		
Mạng năng lượng vi mô		
Năng lượng tích hợp		
Chiến lược vận hành		
Quy hoạch năng lượng		
Tối ưu hóa hệ thống		
GAMS		

DOI: <https://doi.org/10.34238/tnu-jst.11930>

* Corresponding author. Email: nghiemhung.nute@gmail.com

1. Giới thiệu

Hệ thống mạng lưới năng lượng vi mô (Micro Energy Networks - MEN) tích hợp các nguồn năng lượng tái tạo như pin quang điện (PV – Photovoltaic), điện gió (WT – Wind Turbine), hệ thống đồng phát nhiệt điện (CHP - Combined Heat and Power) và hệ thống tích trữ năng lượng (ESS - Energy Storage System) để cung cấp điện và nhiệt đồng thời [1]. Mô hình này giúp tận dụng hiệu quả năng lượng tái tạo và cải thiện hiệu suất sử dụng năng lượng hóa thạch. Tuy nhiên, sự biến đổi của nguồn năng lượng tái tạo và đặc điểm phụ tải tạo ra những thách thức mới không được giải quyết trong các phương pháp quy hoạch truyền thống [2].

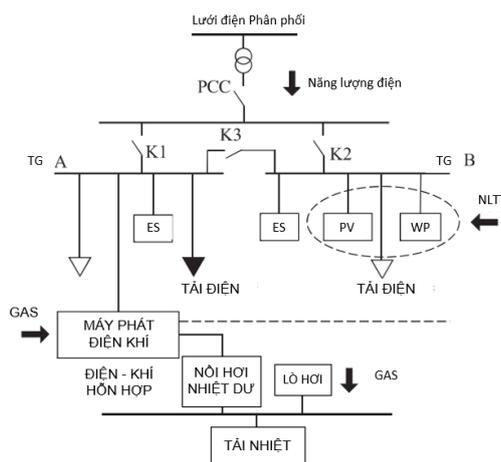
Việc quy hoạch MEN yêu cầu xây dựng các mô hình cho các nguồn năng lượng tái tạo, CHP và thiết bị lưu trữ. Đồng thời, cần xem xét tác động của các chiến lược vận hành đến cân bằng năng lượng trong hệ thống [3]. Hiện nay, nghiên cứu về các phương pháp quy hoạch cho MEN còn hạn chế, do đó việc tìm hiểu lý thuyết và phương pháp quy hoạch dựa trên ảnh hưởng của các chiến lược vận hành là rất cần thiết [4].

Trong lĩnh vực thiết kế quy hoạch MEN, đã có một số nghiên cứu đề xuất các phương pháp lựa chọn đơn vị phát điện và cấu hình công suất cho nhiều loại hệ thống khác nhau [5]. Các nghiên cứu này đã phân tích ảnh hưởng của các tổ hợp công suất khác nhau đối với tính kinh tế và độ tin cậy của hệ thống [6]. Một số tài liệu cũng đã trình bày các phương pháp tối ưu hóa phân bố công suất trong MEN, cho thấy cần thiết phải xem xét chi phí vận hành và các ràng buộc trong quá trình lập kế hoạch [7]. Tuy nhiên, hiện tại, các phương pháp chỉ xem xét một cách đơn giản các chi phí trong quá trình hoạt động, dẫn đến kết quả quy hoạch không hoàn toàn phù hợp với thực tế [8].

Bài báo này nhằm phát triển một phương pháp lập kế hoạch tối ưu cho MEN tích hợp các nguồn năng lượng tái tạo nhằm giảm thiểu chi phí vận hành, duy trì cân bằng năng lượng hiệu quả và nâng cao tính bền vững của hệ thống. Nghiên cứu áp dụng phương pháp tối ưu hóa với chiến lược vận hành động, sử dụng thuật toán tìm kiếm không gian bước biến thiên để xác định công suất tối ưu cho từng đơn vị phát điện. Phương pháp đề xuất được đánh giá thông qua phân tích tác động của giá điện theo thời gian và khả năng vận hành linh hoạt dưới các điều kiện tải và thời tiết thay đổi.

2. Phương pháp nghiên cứu

2.1. Hệ thống mạng năng lượng vi mô



Hình 1. Cấu trúc của MEN

Cấu trúc MEN (Hình 1) bao gồm các nguồn tái tạo như quang điện, điện gió, tổ máy phát điện khí mini và thiết bị lưu trữ năng lượng. Các tổ máy này vừa bổ sung nguồn tái tạo, vừa sử dụng khí thải nhiệt để gia nhiệt, nâng cao hiệu suất năng lượng hóa thạch. MEN kết nối với lưới điện

thông qua (Point of Common Coupling – PCC) điểm kết nối chung và hệ thống đóng cắt, cho phép chuyển đổi linh hoạt giữa chế độ nối lưới và độc lập.

2.1.1. Mô hình toán học của pin quang điện PV

Mô hình toán học của pin quang điện (PV) biểu diễn mối quan hệ giữa bức xạ mặt trời và công suất đầu ra. Dựa trên các thông tin địa lý như vĩ độ, kinh độ, múi giờ và độ cao so với mực nước biển, lượng bức xạ mặt trời hàng giờ có thể được tính toán mô phỏng [9]. Các biểu thức tính toán được trình bày trong phương trình (1), (2), và (3).

$$G_o = G_{sc} \left(1 + 0.33 \cos \frac{360n}{365}\right) (\cos \varphi \cos \delta \cos \omega + \sin \varphi \sin \delta) \quad (1)$$

$$G_T = \left(G_b + \frac{G_b G_d}{G_o}\right) R_b + G_d \left(\frac{G_o - G_b}{G_o}\right) \times \left(\frac{1 + \cos \beta}{2}\right) \left(1 + \sqrt{\frac{G_b}{G}} \sin^3 \frac{\beta}{2}\right) + G \rho_g \left(\frac{1 - \cos \beta}{2}\right) \quad (2)$$

$$G = G_b + G_d = K_T G_o \quad (3) \quad P_{PV} = P_{STC} \frac{G_T}{G_{STC}} \left[1 + k_c (T_c - T_r)\right] \quad (4)$$

Trong đó: G_{sc} là hằng số mặt trời; φ là vĩ độ; δ là góc xích vĩ của mặt trời (là góc đo từ mặt phẳng xích đạo thiên cầu đến thiên thể, tính theo hướng vuông góc); ω là góc giờ; n là ngày trong năm, với $n = 1, 2, \dots, 365$; G_o là bức xạ ngang ngoài không gian; G_T là bức xạ tới tấm pin mặt trời; G là bức xạ ngang tại bề mặt Trái Đất; G_b là bức xạ trực tiếp; G_d là bức xạ tán xạ; K_T là chỉ số quang tổ (hệ số trời quang); ρ_g là hệ số phản xạ của mặt đất; β là góc nghiêng của mặt phẳng nghiêng; R_b là tỷ lệ bức xạ trực tiếp trên mặt phẳng nghiêng của tấm pin mặt trời so với trên mặt phẳng ngang.

Công suất đầu ra của hệ thống phát điện quang điện mặt trời P_{PV} chủ yếu phụ thuộc vào lượng bức xạ mặt trời và nhiệt độ hoạt động của các tấm pin, được giới thiệu ở công thức (4).

Trong đó: P_{STC} : Công suất cực đại trong điều kiện thử nghiệm tiêu chuẩn (Standard Testing Condition); G_{STC} : Cường độ ánh sáng dưới điều kiện thử nghiệm tiêu chuẩn; k_c : Hệ số nhiệt độ; T_c : Nhiệt độ hoạt động của tấm pin; T_r : Nhiệt độ tham chiếu, lấy giá trị là 25°C.

2.1.2. Mô hình toán học của năng lượng gió - WT

Mô hình toán học của WT chủ yếu bao gồm mô hình hóa phân bố tốc độ gió và đầu ra công suất của hệ thống phát điện của nó. Thông thường, tốc độ gió trung bình hàng tháng có thể được đo lường tại các khu vực cụ thể, sau đó sử dụng phân phối Weibull để mô phỏng tốc độ gió hàng giờ [10]. Công suất đầu ra của hệ thống phát điện bằng năng lượng gió phụ thuộc chủ yếu vào tốc độ gió. Thông thường, nhà sản xuất sẽ cung cấp đường cong mối quan hệ giữa tốc độ gió và công suất đầu ra của tua-bin gió. Thông qua phương pháp khớp đường cong, có thể suy ra công suất đầu ra P_{WT} tương ứng với bất kỳ tốc độ gió v . Biểu thức được mô tả như sau:

$$P_{WT} = \begin{cases} 0 & v < v_{ci} \\ av^3 + bv^2 + cv + d & v_{ci} \leq v < v_r \\ P_r & v_r \leq v \leq v_{co} \\ 0 & v > v_{co} \end{cases} \quad (5)$$

Trong đó: v_{ci} , v_r , v_{co} lần lượt là tốc độ gió cắt vào, tốc độ gió định mức và tốc độ gió cắt ra; P_r là công suất định mức; a , b , c , d là các tham số được xác định dựa trên phương pháp hồi quy tốc độ gió - công suất.

2.1.3. Mô hình toán học của tua-bin khí

Trong quy hoạch và thiết kế, đặc tính kinh tế của CHP từ tua-bin khí là yếu tố quan trọng. Bài viết giới thiệu phương pháp xây dựng mô hình công suất tiêu thụ và đặc tính kinh tế cho tua-bin khí vi mô. Mặc dù trên thị trường có nhiều loại tua-bin khí vi mô khác nhau về công suất, hiệu

suất và nhiệt độ khí thải, nhưng các phương pháp phân tích giữa chúng tương đối giống nhau. Công suất đầu ra và lượng nhiệt thu hồi phụ thuộc vào trạng thái vận hành, và hiện chưa có biểu thức chung để tính toán các giá trị này ở chế độ tải một phần. Tuy nhiên, dữ liệu vận hành từ nhà sản xuất ở các chế độ tải khác nhau có thể được sử dụng để tính toán thông qua phương pháp khớp đường cong [11].

Bài viết sử dụng tua-bin khí Capstone C60 làm ví dụ, dựa trên dữ liệu hiệu suất và mức tiêu thụ nhiên liệu ở các chế độ tải định mức, 75%, 50% và 25% [12]. Phân tích được thực hiện để xác định tỷ lệ nhiệt-điện, lượng nhiệt thu hồi và mức tiêu thụ nhiên liệu tại mọi điểm vận hành.

$$X_R = \frac{P_{out}}{P_E} \quad (6) \quad f_{Ratio}(X_R) = -9,18X_R^3 + 23,44X_R^2 - 1969X_R + 8,05 \quad (7)$$

Bước 1: Tính toán tỷ lệ tải một phần RXR của tua-bin khí vi mô, biểu thức tính (6).

Trong đó: P_{out} là công suất điện thực tế đầu ra; P_E là công suất định mức.

Bước 2: Tính tỷ lệ nhiệt - điện.

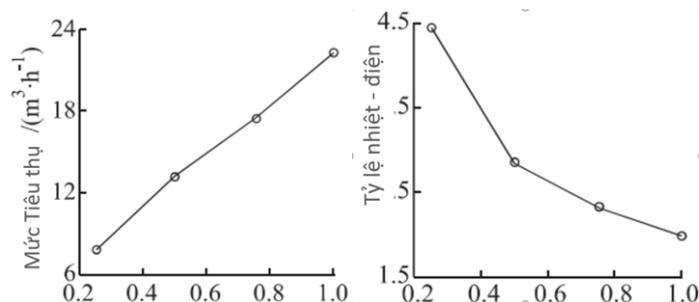
Đầu tiên, tính tỷ lệ nhiệt - điện tại một số điểm vận hành điển hình. Sau đó, sử dụng phương pháp hồi quy để xác định tỷ lệ nhiệt - điện f_{Ratio} tại bất kỳ điểm vận hành nào theo phương trình (7).

Bước 3: Tính lượng nhiệt thu hồi (H_{out}): $H_{out} = P_{out} f_{Ratio}(X_R)$ (8)

Bước 4: Tính lượng tiêu thụ nhiên liệu f_{Fuel} , được xác định trực tiếp thông qua phương trình hồi quy (9):

$$f_{Fuel}(X_R) = 19,20X_R^3 + 38,40X_R^2 + 42X_R - 0,60 \quad (9)$$

Đặc tính tỷ lệ nhiệt - điện và đặc tính tiêu thụ nhiên liệu của tua-bin khí C60 được biểu diễn trong Hình 2.



Hình 2. Đặc tính tỷ lệ nhiệt - điện và đặc tính tiêu thụ nhiên liệu của C60

Từ Hình 2, có thể thấy Đặc tính tỷ lệ nhiệt - điện của tua-bin khí C60 có xu hướng biến đổi phi tuyến. Khi công suất đầu ra tăng, tỷ lệ nhiệt - điện giảm. Đặc tính tiêu thụ nhiên liệu có xu hướng biến đổi gần như tuyến tính. Khi công suất đầu ra tăng, lượng tiêu thụ nhiên liệu cũng tăng. Chi phí đơn vị C_u của tua-bin khí vi mô được tính theo biểu thức (10):

$$C_u = 6,5 \times (-0,014P_E + 600) \quad (10)$$

Ngoài ra, chi phí vận hành và bảo trì tua-bin khí là 128 VNĐ/(kWh) [13].

2.1.4. Mô hình toán học lưu trữ năng lượng - ESS

Bài báo này lấy pin axit chì làm ví dụ để xây dựng mô hình ESS và thiết kế kế hoạch, đồng thời xác định dung lượng phù hợp của ESS dựa trên vai trò của nó trong MEN. Trong đó, vai trò chính bao gồm: Điều chỉnh công suất đỉnh và đáy; Tận dụng chênh lệch giá điện; Làm nguồn điện dự phòng. Tuy nhiên, bài viết chỉ xem xét việc lập kế hoạch lưu trữ năng lượng khi hệ thống hoạt động độc lập.

a. Công suất sạc/xả của pin: Khi hệ thống hoạt động độc lập, công suất sạc/xả của pin $\Delta P(t)$ được tính theo: $\Delta P(t) = P_S(t) - P_L(t)$ (11)

Trong đó, $P_S(t)$ Công suất phát của hệ thống (kW), $P_L(t)$: Công suất tiêu thụ tải (kW).

b. Trạng thái sạc của pin (SOC): Trạng thái sạc (SOC) của pin tại thời điểm $t+1$ được tính như sau: $S_{SOC}(t+1) = S_{SOC}(t) + \eta_e \frac{\Delta P(T)}{U_{Bus}} \Delta t$ (12)

Trong đó: $S_{SOC}(t)$ là trạng thái sạc của pin tại thời điểm t ; η_e Hiệu suất sạc/xả; U_{Bus} : Điện áp của thanh cái DC; Δt : Khoảng thời gian xét

c. Giới hạn trạng thái sạc (SOC): Trạng thái sạc của pin trong thực tế phải nằm trong một khoảng giới hạn nhất định, với giá trị tối đa S_{SOCmax} và tối thiểu S_{SOCmin} được xác định bởi:

$$S_{SOCmax} = E_n \quad (13) \quad S_{SOCmin} = (1 - D_{DOD})S_{SOCmax} \quad (14)$$

Trong đó: E_n là dung lượng của pin, là biến tối ưu của hệ thống; D_{DOD} là Độ sâu xả (Depth of Discharge).

2.2. Phương pháp nghiên cứu

Khi hệ thống vi lưới năng lượng hỗn hợp kết nối lưới, cần tối ưu hóa hiệu quả kinh tế của hệ thống. Khi hoạt động độc lập, cần đảm bảo độ tin cậy trong cung cấp điện cho các tải quan trọng. Dựa trên dung lượng vi lưới và các giới hạn từ lưới điện đối với việc bán điện, chế độ vận hành kết nối lưới được chia thành hai dạng: vận hành nối lưới (Grid-Connected Mode) và vận hành bán điện lên lưới (Grid-Interactive Mode). Trong chế độ nối lưới, vi lưới có thể mua điện từ lưới nhưng không được phép bán. Trong chế độ bán điện lên lưới, vi lưới có thể mua và bán điện với lưới điện.

Hai chế độ nối lưới và bán điện lên lưới có các ràng buộc thiết kế khác nhau, do đó cần được quy hoạch riêng biệt và đảm bảo khả năng chuyển đổi linh hoạt sang chế độ độc lập khi cần thiết. Bài viết này tập trung vào quy hoạch và thiết kế cho chế độ nối lưới, đồng thời xem xét khả năng đáp ứng các yêu cầu khi hệ thống hoạt động độc lập.

2.2.1. Mô hình hệ thống

Trong Hình 1, hệ thống vi lưới năng lượng hỗn hợp bao gồm các nguồn năng lượng đầu vào như khí tự nhiên, điện từ lưới điện lớn, và năng lượng gió, mặt trời. Mục tiêu tối ưu hóa của hệ thống là tối thiểu hóa dòng tiền hàng năm. Dòng tiền hàng năm bao gồm: Phần cố định: chi phí đầu tư ban đầu quy đổi hàng năm và chi phí bảo trì hàng năm; Phần biến động: chi phí mua điện và chi phí mua khí tự nhiên hàng năm.

Mô hình quy hoạch kinh tế tổng thể của hệ thống được biểu diễn như sau:

$$C_{CNP} = \sum_{n=1}^4 D_n \sum_{i=1}^{24} (c_{ei} P_{Gridi} + c_{gas} P_{CHPi} + c_{gas} h_{Bi}) \Delta t_b + (C_{PV} + M_{PV}) P_{PV} + (C_{WT} + M_{WT}) P_{WT} \quad (15)$$

$$+ (C_{CHP} + M_{CHP}) P_{CHP} + (C_B + M_B) H_B$$

Trong đó: C_{NPC} : Dòng tiền hàng năm; D_n : Số ngày trong mùa thứ n ; c_{ei} : Giá điện tại thời điểm i ; c_{gas} : Giá khí tự nhiên; p_{CHPi} : Công suất điện từ lưới và tổ máy nhiệt điện tại thời điểm i ; h_{Bi} : Công suất nhiệt của nồi hơi tại thời điểm i ; Δt_b : Bước thời gian, lấy giá trị 1 giờ; C_{PV} , C_{WT} , C_{CHP} , C_B lần lượt là chi phí đầu tư ban đầu quy đổi hàng năm của các thiết bị phát điện mặt trời, gió, tổ máy nhiệt điện, và nồi hơi và M_{PV} , M_{WT} , M_{CHP} , M_B lần lượt là chi phí bảo trì hàng năm của chúng; P_{CHP} , H_B : Công suất lắp đặt của tổ máy nhiệt điện và nồi hơi.

Điều kiện ràng buộc:

$$\begin{cases} P_{Gridi} + P_{CHPi} + P_{PVi} + P_{WTi} = P_{Li} \\ h_{CHPi} + h_{Bi} = h_{Li} \end{cases} \quad (16)$$

$$\begin{cases} 0 \leq P_{PV} \leq P_{PVmax} \\ 0 \leq P_{WT} \leq P_{WTmax} \\ 0 \leq P_{CHP} \leq P_{CHPmax} \\ 0 \leq H_B \leq H_{Bmax} \end{cases} \quad (17)$$

$$\begin{cases} 0 \leq P_{Gridi} \leq P_{Gridmax} \\ P_{Gridi} = P_{PV} G_i \\ P_{WTi} = P_{WT} v_i \\ 0 \leq P_{CHPi} \leq P_{CHP} \\ 0 \leq h_B \leq H_B \end{cases} \quad (18) \quad \begin{cases} P_{CHPi} = f(P_{CHP}, X) \\ h_{Bi} = f(H_B, X) \\ P_{Gridi} = f(X) \end{cases} \quad (19)$$

1/ *Ràng buộc vận hành hệ thống*: Được giới thiệu như công thức (16), trong đó: p_{PVi} , p_{WTi} , p_{Li} lần lượt là công suất điện của các đơn vị phát điện PV, WT và phụ tải tại thời điểm i ; h_{CHP} , h_{CHPi} và h_{Li} lần lượt là công suất nhiệt của tổ máy phát nhiệt điện kết hợp (CHP) và phụ tải nhiệt tại thời điểm i ; 2/ *Giới hạn công suất*: công thức (17); 3/ *Điều kiện vận hành*: công thức (18), trong đó: G_i , v_i lần lượt là cường độ bức xạ mặt trời và vận tốc gió tại thời điểm i . Khi đó, chiến lược vận hành có thể viết như công thức (19) với $f(P_{CHP}, X)$, $f(H_B, X)$ và $f(X)$ là các hàm liên quan đến chiến lược vận hành; X là Biến số điều khiển chiến lược vận hành. Mô hình quy hoạch ở trên có thể mô tả ba chế độ vận hành khác nhau của hệ thống: chế độ kết nối lưới điện, chế độ bán điện lên lưới, và chế độ vận hành độc lập. Ở mỗi bước thời gian, lượng điện mua, công suất đầu ra của CHP và lò hơi (boiler) đều được phân bổ theo chiến lược vận hành.

$$(1) \text{ Nguồn điện dự phòng: } E_n = f_{PQ}(\max p_{Li} - P_{CHP}, T) \quad (20)$$

Trong đó, f_{PQ} là hàm tính toán dung lượng bộ ESS dựa trên công suất đầu ra của bộ lưu trữ và thời gian vận hành độc lập; T là thời gian hệ thống có thể vận hành độc lập.

$$(2) \text{ Ổn định dao động của năng lượng tái tạo: } E_n = f_{PQ}(\alpha P_{PV} + \beta P_{WT}, \Delta t_c) \quad (21)$$

Trong đó, α và β là hệ số ổn định dao động cho năng lượng PV và năng lượng gió (WT); Δt_c quy mô thời gian để ổn định dao động; f_{PQ} là hàm tính toán dung lượng bộ ESS dựa trên công suất đầu ra của bộ lưu trữ và quy mô thời gian dao động.

Chi phí đầu tư ban đầu quy đổi theo năm C được tính bằng chi phí khấu hao hàng năm của tổng đầu tư ban đầu trừ đi chi phí khấu hao hàng năm của chi phí chìm (sunk cost). Biểu thức tính như sau:

$$C = C_m \frac{\gamma(1+\gamma)^m}{(1+\gamma)^m - 1} - C_s \frac{\gamma}{(1+\gamma)^m - 1} \quad (22)$$

Trong đó, C_m là tổng chi phí đầu tư ban đầu; C_s là chi phí chìm; m là tuổi thọ sử dụng (thời gian khấu hao); γ là lãi suất cơ bản. Mô hình công suất đầu ra và đặc tính kinh tế của lò hơi [12]:

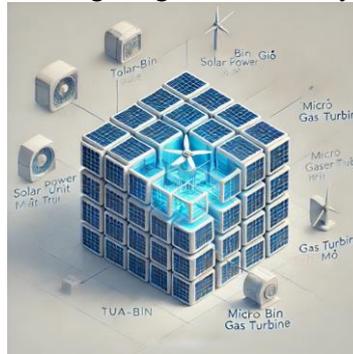
$$H_B = \eta_B Q \quad (23) \quad C_B = 6,5 \times 205 H_B^{-0,13} \quad (24)$$

Trong đó, η_B là hiệu suất của lò hơi; Q là lượng nhiệt sinh ra từ việc đốt nhiên liệu; C_B và H_B lần lượt là chi phí đơn vị và công suất đầu ra của lò hơi.

2.2.2. Phương pháp giải quyết

Do hàm mục tiêu phụ thuộc vào chiến lược vận hành động, mô hình này không phù hợp với các thuật toán lập kế hoạch thông thường. Bài viết đề xuất phương pháp khám phá không gian với bước tiến biến đổi, gồm các bước xây dựng chuỗi bước tiến cho từng biến như mô tả Hình 3 $h_{PV} = [x_1, x_2, \dots, x_k]$, $h_{WT} = [y_1, y_2, \dots, y_k]$, $h_{TB} = [z_1, z_2, \dots, z_k]$ bắt đầu với bước tiến lớn x_1, y_1, z_1 để khám phá không gian con. Thu nhỏ bước tiến x_2, y_2, z_2 trong không gian con tìm năng sau đó lặp lại cho đến khi đạt kết quả tối ưu. Phương pháp này giảm đáng kể khối lượng tính toán, phù hợp với các mô hình năng lượng phức tạp. Ngoài ra, việc áp dụng phương pháp tính toán kết hợp tìm kiếm này giúp người dùng dễ dàng nhập công suất tổ máy và bước tiến,

đồng thời thuận lợi trong việc triển khai tính toán song song trên bộ xử lý trung tâm (CPU) hoặc bộ xử lý đồ họa (GPU) đa lõi, qua đó tăng đáng kể tốc độ xử lý.

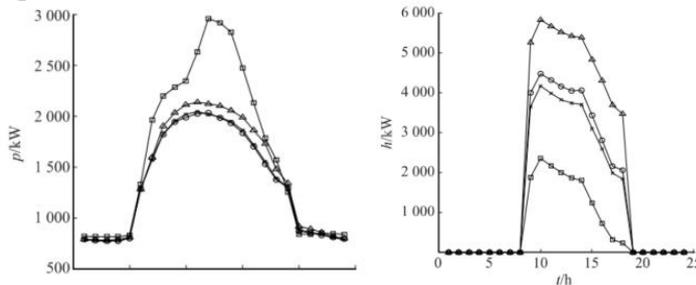


Hình 3. Mô tả phương pháp tìm kiếm không gian với bước tiến biến đổi

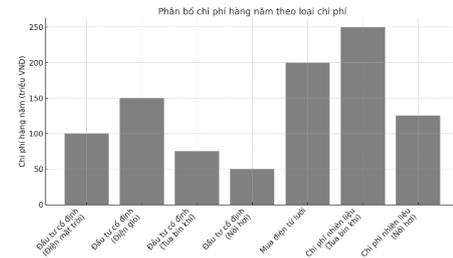
3. Kết quả nghiên cứu và thảo luận

Bài toán chọn khu văn phòng ở vùng khí hậu bốn mùa để thiết kế hệ thống vi lưới năng lượng hỗn hợp. Phụ tải điện có đỉnh 3.000 kW, tối thiểu 800 kW; phụ tải nhiệt đạt đỉnh 6.000 kW. Tỷ lệ nhiệt/điện lớn nhất là 2,76, trung bình năm 0,96. Dự báo phụ tải được minh họa trong Hình 4.

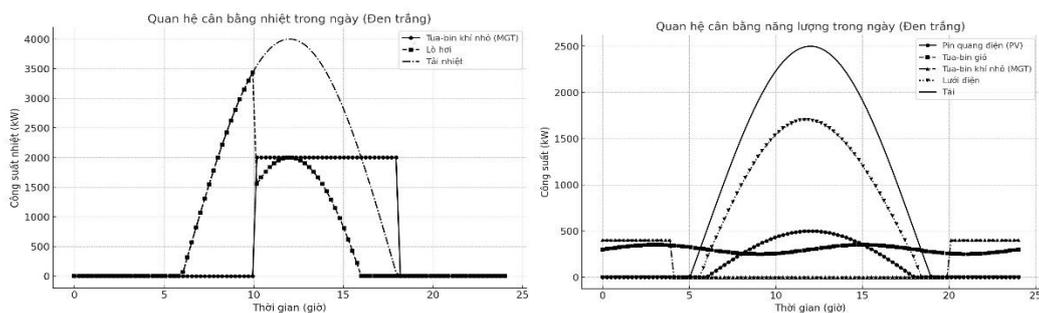
Giá điện phân thời gian: cao điểm 4.309 VNĐ/kWh, trung bình và thấp điểm 2.681 VNĐ/kWh (tỷ lệ cao/thấp: 3,744); giá khí thiên nhiên 4.900 VNĐ/m³. Chi phí đầu tư: điện mặt trời và điện gió 35 triệu VNĐ/kW. Giới hạn lắp đặt công suất: điện mặt trời tối đa 1.500 kW, điện gió tối đa 1.000 kW, tua bin khí tối đa 3.000 kW [14].



Hình 4. Đặc tính tải



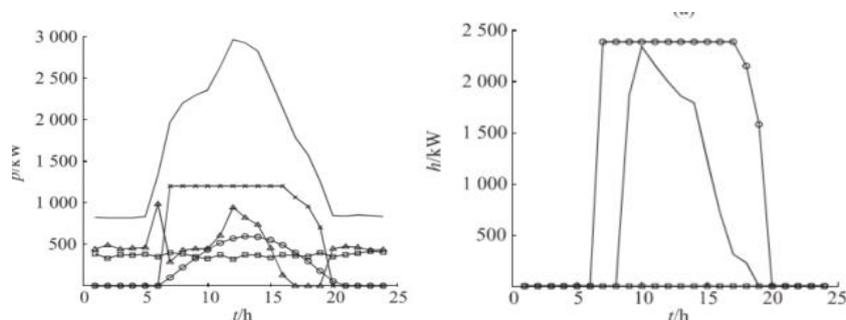
Hình 5. So sánh chi phí hệ thống



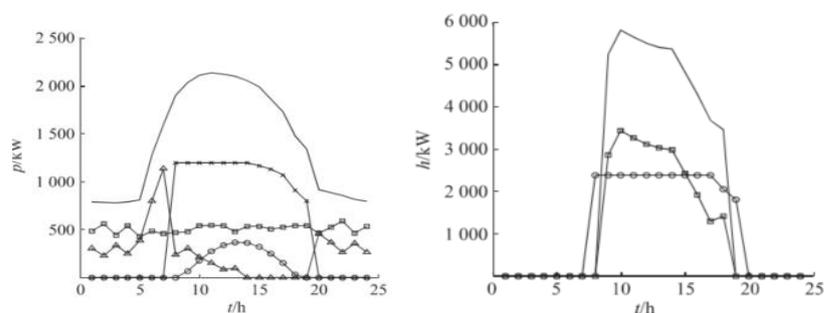
Hình 6. Cân bằng năng lượng ở trạng thái tổ hợp tối ưu vào mùa xuân

Phương pháp tối ưu hóa sử dụng tìm kiếm không gian biến bước, bắt đầu với bước dài rồi thu hẹp dần. Công suất nổi hơi ban đầu đáp ứng tải nhiệt đỉnh (6.000 kW), sau đó tối ưu hóa công suất tua bin khí, điện gió và điện mặt trời. Nếu không có các nguồn này, toàn bộ điện năng được mua từ lưới, với dòng tiền hàng năm 13.717,5 triệu VNĐ. Sau tối ưu hóa, tổ hợp tối ưu có dòng tiền hàng năm 8.887 triệu VNĐ (tua bin khí 1.200 kW, điện gió 1.000 kW, điện mặt trời 600 kW), cho thấy hiệu quả kinh tế tốt. Trong tổ hợp tối ưu, chi phí khí thiên nhiên và điện mua từ

lưới chiếm phần lớn dòng tiền. Quan hệ cân bằng năng lượng thể hiện sự phụ thuộc vào giá điện theo thời gian: giá điện thấp, tua-bin khí không hoạt động, giá điện cao, tua-bin khí phát điện và không mua điện từ lưới (Hình 5, Hình 6, Hình 7, và Hình 8).



Hình 7. Cân bằng năng lượng ở trạng thái tổ hợp tối ưu vào mùa hè



Hình 8. Cân bằng năng lượng ở trạng thái tổ hợp tối ưu vào mùa đông

Vào mùa xuân và thu, nhiệt dư từ tua-bin khí nhỏ đáp ứng phần lớn nhu cầu tải nhiệt, chỉ cần bổ sung nhiệt từ lò hơi. Mùa hè, nhu cầu điện cao khiến tua-bin khí nhỏ không đủ, phần còn lại mua từ lưới, nhưng nhiệt dư từ tua-bin khí đủ đáp ứng nhu cầu nhiệt. Mùa đông, nhu cầu điện tương tự mùa xuân, thu, nhưng nhu cầu tải nhiệt cao, cần bổ sung từ lò hơi. Tua-bin khí 1.200 kW đảm bảo 40% tải quan trọng khi hoạt động độc lập. Dung lượng lưu trữ năng lượng được cấu hình theo công thức (20) và (21), nhưng cần nghiên cứu thêm về các điều kiện hạn chế đặc biệt để đảm bảo vận hành ổn định.

4. Kết luận

Bài báo này đề xuất một phương pháp quy hoạch vi lưới năng lượng hỗn hợp có tính đến các ràng buộc chiến lược vận hành động. Phương pháp này có thể khắc phục tốt các hạn chế của các phương pháp quy hoạch hiện có trong việc xem xét chi phí vận hành hệ thống. Thông qua phân tích các ví dụ tính toán, có thể thấy rằng việc áp dụng phương pháp quy hoạch được đề xuất trong bài viết này giúp hệ thống được quy hoạch thích nghi tốt với điều kiện vận hành thực tế, từ đó nâng cao hiệu quả kinh tế của hệ thống. Phương pháp quy hoạch được đề xuất có tính tổng quát nhất định trong việc giải quyết vấn đề quy hoạch hệ thống vi lưới năng lượng hỗn hợp. Ngoài ra, phương pháp này có thể được sử dụng để phân tích độ nhạy của hệ thống vi lưới, từ đó định hướng phân phối năng lượng động cho hệ thống. Mặc dù phương pháp quy hoạch đề xuất giúp nâng cao hiệu quả kinh tế và thích ứng với điều kiện vận hành thực tế, nhưng vẫn có hạn chế khi chưa xem xét đầy đủ sự biến động của năng lượng tái tạo và nhu cầu tải theo thời gian thực. Ngoài ra, mô hình tối ưu chủ yếu tập trung vào chi phí mà chưa đánh giá sâu về tác động môi trường. Hướng nghiên cứu tiếp theo có thể tập trung vào tích hợp kỹ thuật dự báo nâng cao, ứng dụng trí tuệ nhân tạo để tối ưu hóa vận hành linh hoạt, đồng thời mở rộng đánh giá tác động môi trường nhằm cân bằng giữa hiệu quả kinh tế và phát triển bền vững.

TÀI LIỆU THAM KHẢO/ REFERENCES

- [1] J. Li, J. Liu, P. Yan, X. Li, and G. Zhou, "Operation optimization of integrated energy system under a renewable energy dominated future scene considering both independence and benefit: A review," *Energies*, vol. 14, no. 4, 2021, Art. no. 1103.
- [2] C. Qin, Q. Yan, and G. He, "Integrated energy systems planning with electricity, heat and gas using particle swarm optimization," *Energy*, vol. 188, 2019, Art. no. 116044.
- [3] Y. Wang, J. Zhao, and F. Wen, "Market Equilibrium of Multi-energy System with Power-to-gas Functions," *Automation of Electric Power Systems*, vol. 39, no. 21, pp. 1-10, 2015.
- [4] H. C. Gils, H. Gardian, and J. Schmutge, "Interaction of hydrogen infrastructures with other sector coupling options towards a zero-emission energy system in Germany," *Renewable Energy*, vol. 180, pp. 140-156, 2021.
- [5] R. Li and S. SaeidNahaei, "Optimal operation of energy hubs integrated with electric vehicles, load management, combined heat and power unit and renewable energy sources," *Journal of Energy Storage*, vol. 48, 2022, Art. no. 103822.
- [6] P. Mancarella and G. Chicco, "Real-Time Demand Response from Energy Shifting in Distributed Multi-Generation," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 4, no. 4, pp. 1928-1938, 2013.
- [7] X. Zhang, M. Shahidehpour, and A. Alabdulwahab, "Optimal expansion planning of energy hub with multiple energy infrastructures," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 6, no. 99, pp. 2302-2311, 2015.
- [8] T. Ha, Y. Zhang, and T. Van, "Energy hub modeling to minimize residential energy costs considering solar energy and BESS," *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, vol. 5, no. 3, pp. 389-399, 2017.
- [9] K. Darrow, R. Tidball, J. Wang, and A. Hampson, *Combined Heat and Power Partnership*, U.S. Environmental Protection Agency, USA, 2015.
- [10] M. Mohammadi, Y. Noorollahi, and B. Mohammadiivatloo, "Energy hub: From a model to a concept – A review," *Renewable & Sustainable Energy Reviews*, vol. 80, pp. 1512-1527, 2017.
- [11] X. Shen, S. Zhu, and J. Zheng, "Active distribution network planning-operation co-optimization considering the coordination of ESS and DG," *Power System Technology*, vol. 39, no. 7, pp. 1913-1920, 2015.
- [12] Z. Li, F. Zhang, J. Liang, and Z. Yun, "Optimization on microgrid with combined heat and power system," *Proceedings of the Chinese Society of Electrical Engineering*, vol. 35, no. 14, pp. 3569-3576, July 2015.
- [13] J. Aghaei, N. Amjady, A. Baharvandi, and M. A. Akbari, "Generation and transmission expansion planning: MILP-based probabilistic model," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 29, no. 4, pp. 1592-1601, 2014.
- [14] A. Pham, T. Ha, and D. Pham, "Optimization of Integrated Energy Systems Based on the Energy Hub Model," *TNU Journal of Science and Technology*, vol. 226, no. 11, pp. 85-93, 2021.