

PLANNING AND OPTIMIZING INTEGRATED ENERGY SYSTEMS BASED ON ENERGY HUB

Pham Thi Hong Anh

TNU - University of Information and Communication Technology

ARTICLE INFO	ABSTRACT
Received: 13/4/2024	This paper proposes a model and simultaneously addresses the optimization of planning and operation for an Integrated Energy System (IES) built on the foundation of an Energy Hub (EH) comprising electricity, natural gas, and heat. This aligns with the current trend of developing interconnected energy structures. The model aims to minimize total costs across various aspects such as construction planning, operational coordination, and reliability, while considering constraints of the energy system network, energy balance, and other equipment-related limitations. The optimization problem, combined with mixed integer programming, involves objective functions and constraints containing nonlinear components. It is solved using linearization techniques and large-scale optimization utilizing the high-level programming language General algebraic modeling system (GAMS) to achieve optimal planning and operation results for the system. Computational results have demonstrated the superiority and efficiency of the model and processing method when comparing different planning scenarios, thereby affirming the effectiveness of the integrated energy system.
Revised: 29/5/2024	
Published: 30/5/2024	

KEYWORDS

Integrated energy system
Energy hub
Gas-Heat-Electricity
Planning
Operation
GAMS

QUY HOẠCH VÀ VẬN HÀNH TỐI ƯU HỆ THỐNG NĂNG LƯỢNG TÍCH HỢP TRÊN CƠ SỞ MÔ HÌNH TRUNG TÂM NĂNG LƯỢNG

Phạm Thị Hồng Anh

Trường Đại học Công nghệ thông tin và Truyền thông – ĐH Thái Nguyên

THÔNG TIN BÀI BÁO	TÓM TẮT
Ngày nhận bài: 13/4/2024	Bài báo này đề xuất mô hình và giải quyết đồng thời vấn đề quy hoạch và vận hành tối ưu hệ thống năng lượng tích hợp (Integrated energy system - IES) được xây dựng trên cơ sở trung tâm năng lượng (Energy hub - EH) bao gồm điện năng, khí tự nhiên và nhiệt. Đây cũng là xu hướng phát triển cấu trúc liên kết năng lượng hiện nay. Mô hình này nhằm mục đích giảm thiểu tổng chi phí trên nhiều phương diện như kế hoạch xây dựng, phối hợp vận hành, độ tin cậy, đồng thời xem xét các ràng buộc của mạng lưới hệ thống năng lượng, cân bằng năng lượng và các ràng buộc về mặt thiết bị khác. Bài toán tối ưu hóa kết hợp với số nguyên hỗn hợp bao gồm hàm mục tiêu và ràng buộc chứa các thành phần phi tuyến, được giải quyết thông qua phương pháp tuyến tính hóa và tối ưu hóa quy mô lớn sử dụng ngôn ngữ lập trình bậc cao GAMS (General algebraic modeling system) giúp đạt được kết quả tối ưu quy hoạch và vận hành của hệ thống. Kết quả tính toán đã chứng minh sự ưu việt của mô hình và phương pháp xử lý khi so sánh giữa các kịch bản quy hoạch khác nhau từ đó một lần nữa khẳng định hiệu quả của hệ thống năng lượng tích hợp.
Ngày hoàn thiện: 29/5/2024	
Ngày đăng: 30/5/2024	

TỪ KHÓA

Hệ thống năng lượng tích hợp
Trung tâm năng lượng
Khí - Nhiệt - Điện
Quy hoạch
Vận hành
GAMS

DOI: <https://doi.org/10.34238/tnu-jst.10140>

Email: pthanh@ictu.edu.vn

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

123

Email: jst@tnu.edu.vn

1. Giới thiệu

Trong những năm gần đây, ngày càng có nhiều nghiên cứu về vấn đề kết nối các mạng lưới năng lượng khác nhau (mạng năng lượng tích hợp - Integrated energy system, IES) và bài toán vận hành và quy hoạch chúng [1] – [3]. Tài liệu [4] đã đề xuất khái niệm về Trung tâm Năng lượng (Energy Hub, EH) như là điểm kết nối của các hệ thống năng lượng khác nhau, giúp tối ưu về mặt kinh tế và dòng chảy năng lượng. Trong đó, EH thực hiện các liên kết giữa sản xuất, truyền tải, phân phối và sử dụng năng lượng bởi các bộ chuyển đổi khác nhau.

Dưới góc độ tối ưu vận hành, một số tài liệu đã đề xuất các mô hình IES khác nhau trên cơ sở EH: Tài liệu [5] tập trung vào việc xây dựng mô hình EH để cung cấp điện và nhiệt đối với các cơ sở như bệnh viện, khách sạn và khu dân cư. Tài liệu [6] đề xuất một mô hình sử dụng các biến nhị phân (0-1) để tối ưu hóa cấu trúc thiết bị trong hệ thống EH. Tài liệu [7] tập trung vào việc bổ sung hệ thống cấp lạnh vào cấu trúc EH để giảm thiểu chi phí tiêu thụ năng lượng. Tài liệu [8] tập trung vào phân tích tính linh hoạt của các thiết bị trong EH để đáp ứng nhu cầu đa dạng của phụ tải. Tài liệu [9] nghiên cứu sự tham gia của các nguồn năng lượng mới và yếu tố ngẫu nhiên của chúng đến ảnh hưởng bài toán vận hành tối ưu EH.

Dưới góc độ quy hoạch, trong tài liệu [10], thông qua việc sử dụng ma trận kết hợp, đã xác định tối ưu nguồn năng lượng vào và ra và vị trí lắp đặt các thành phần như máy phát điện, hệ thống truyền tải và các thiết bị chuyển đổi năng lượng. Một số nghiên cứu khác tập trung quy hoạch, xây dựng mô hình cấu trúc tối ưu của EH đã được giới thiệu cho các phụ tải đô thị [11]. Trong đó, mỗi EH thường bao gồm máy phát điện nhiệt kết hợp (Combined, Heat and Power - CHP) sử dụng năng lượng đầu vào là khí gas tự nhiên để sản xuất điện năng và nhiệt năng cung cấp cho phụ tải. Nhiều công nghệ của CHP đã được giới thiệu như máy phát tuabin khí, tuabin hơi... [12]. Khi phụ tải có nhu cầu nhiệt lạnh, một thiết bị chuyển đổi điện năng thành nhiệt lạnh (Air Conditioner - AC) hoặc nhiệt nóng thành nhiệt lạnh (Absorption Chiller - ACh) được sử dụng và hệ thống được gọi là (Combined Cooling, Heat and Power -CHP) [13].

Những công bố khoa học liệt kê ở trên thường tập trung vào một phần của vấn đề, như quy hoạch hoặc vận hành, mà không tích hợp hai khía cạnh này cùng một lúc. Điều này có thể dẫn đến một số hạn chế, bao gồm: Thiếu sự tối ưu hóa toàn diện: việc quy hoạch tốt có thể không phản ánh được các điều kiện vận hành thực tế, dẫn đến việc lãng phí tài nguyên và chi phí không cần thiết trong quá trình vận hành; không đồng bộ giữa quy hoạch và vận hành: Thiếu sự kết hợp giữa quy hoạch và vận hành có thể dẫn đến sự không đồng bộ trong việc thực hiện kế hoạch và vận hành hàng ngày của hệ thống, điều này có thể tạo ra những rủi ro và khó khăn không cần thiết trong quá trình hoạt động; Thiếu tính linh hoạt và đáp ứng: Khi không tích hợp quy hoạch và vận hành, hệ thống năng lượng có thể không linh hoạt đủ để đáp ứng các biến động trong nhu cầu hoặc điều kiện hoạt động thay đổi, điều này có thể dẫn đến hiệu suất kém và chi phí cao hơn trong việc vận hành hệ thống.

Do đó, nghiên cứu đồng thời quy hoạch và vận hành tối ưu IES là cấp thiết để tối ưu hóa hoạt động của hệ thống, giảm thiểu lãng phí và đảm bảo sự linh hoạt và đáp ứng trong quá trình vận hành. Cụ thể, nghiên cứu này tiến hành quy hoạch và tối ưu hóa vận hành IES bao gồm mạng lưới gas-điện-nhiệt, xây dựng một mô hình quy hoạch dài hạn cho hệ thống trên cơ sở mô hình EH. Các thành phần quy hoạch bao gồm máy phát điện, các thành phần chuyển đổi gas-sản xuất điện (CHP), máy phát điện dự phòng, thiết bị lưu trữ điện và nhiệt. Hàm mục tiêu bao gồm doanh thu hoạt động hàng ngày, chi phí cố định hàng năm, chi phí biến đổi và tổn thất trong vận hành IES. Các ràng buộc liên quan đến các mạng lưới năng lượng và cân bằng chuyển đổi năng lượng của EH cũng được xem xét và tính toán.

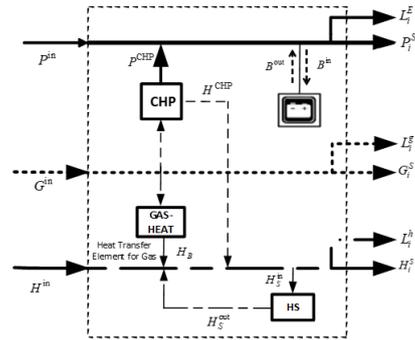
2. Phương pháp nghiên cứu

2.1. IES (hệ thống kết hợp Gas-Điện-Nhiệt)

Nghiên cứu này xem xét một mô hình EH với năng lượng đầu vào bao gồm điện, khí tự nhiên và nhiệt như hình 1. Mô hình này bao gồm các nguồn năng lượng khác nhau (điện, khí gas và nhiệt). Trong đó điện năng và nhiệt cung cấp cho tải lấy từ hệ thống tương ứng và qua thiết bị CHP (khí – điện), ngoài ra nguồn nhiệt còn được cấp bổ sung thông qua thiết bị chuyển đổi Gas-nhiệt. Nhu cầu khí đốt được cấp trực tiếp từ mạng lưới khí gas.

Giả sử có M dạng năng lượng đầu vào và N dạng năng lượng đầu ra EH, khi đó mối quan hệ chuyển đổi của từng nguồn năng lượng được xác định bởi ma trận chuyển đổi [14].

$$\begin{bmatrix} E_1^{out} \\ E_2^{out} \\ \dots \\ E_N^{out} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} C_{11} & C_{12} & \dots & C_{1M} \\ C_{21} & C_{22} & \dots & C_{2M} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ C_{N1} & C_{N2} & \dots & C_{NM} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P_1 \\ P_2 \\ \dots \\ P_M \end{bmatrix} \quad (1)$$



Hình 1. Cấu trúc của EH đề xuất

Năng lượng đầu vào bao gồm điện năng P_{in} , khí tự nhiên G_{in} và nhiệt H_{in} . Công suất sạc/xả của hệ thống tích trữ pin năng lượng điện ký hiệu là B^{in} và B^{out} và thiết bị lưu trữ nhiệt ký hiệu là H_s^{in} và H_s^{out} . Năng lượng đầu ra bao gồm: điện, nhiệt và khí tự nhiên cấp cho mạng khu vực lần lượt là P^S , H^S và G^S và các tải tiêu thụ lần lượt là L^e , L^h và L^g .

Mối quan hệ chuyển đổi năng lượng được thể hiện qua các phương trình toán học sau:

$$P_i^{in}(t) + P_i^{CHP}(t) + B_i^{out}(t) = P_i^S(t) + L_i^E(t) + B_i^{in}(t) \quad (6)$$

$$H_i^{in}(t) + H_i^B(t) + H_i^{CHP}(t) + H_{S(i)}^{out}(t) = H_i^S(t) + H_i^G(t) + H_i^h(t) + H_{S(i)}^{in}(t) \quad (7)$$

$$G_i^{in}(t) = G_i^{CHP}(t) + G_i^B(t) + G_i^S(t) + L_i^G(t) \quad (8)$$

$$P_i^{CHP}(t) = \nu_i(t) \lambda G_i^{CHP}(t) \quad (9)$$

$$0 \leq \nu_i(t) \leq 1 \quad (10)$$

Trong công thức: P^{CHP} là điện năng do CHP tạo ra; H^B và H^{CHP} là nhiệt do tua bin khí và CHP tạo ra; P^E và H^E là điện và nhiệt năng của hệ thống tích trữ; α và β hệ số phóng nạp của điện và nhiệt; ν là hệ số chuyển hóa khí.

Trong các kịch bản quy hoạch khác nhau, cần xem xét các yêu cầu về năng lượng thường biến đổi tùy thuộc vào thời điểm trong ngày. Mô hình EH có thể được xem như một trung tâm giao dịch năng lượng, mua và bán điện, khí và nhiệt tại các điểm kết nối và điều chỉnh mối quan hệ giữa chúng. Dựa trên dữ liệu theo giờ, có thể đề xuất chiến lược vận hành tối ưu cho việc sản xuất của các thiết bị chuyển đổi năng lượng của EH trong các kịch bản vận hành khác nhau.

2.2. Quy hoạch và vận hành tối ưu

2.2.1. Hàm mục tiêu

Mục tiêu chính của mô hình quy hoạch và vận hành tối ưu là tại năm thứ γ_p xác định thời gian lắp đặt các thành phần của EH bao gồm hệ thống đường dây truyền điện và đường gas cũng

như sản lượng của từng thành phần, mối quan hệ chuyển đổi của EH, dòng công suất theo các kịch bản khác nhau trong ngày tương ứng với năm quy hoạch. Điều này giúp tối ưu hóa hàm mục tiêu bao gồm chi phí xây dựng, chi phí vận hành, lợi nhuận và chi phí tổn thất.

(1) Chi phí đầu tư xây dựng trong giai đoạn quy hoạch được ký hiệu là C_{inv} . Bao gồm chi phí lắp đặt các thiết bị, chi phí này thay đổi theo năm lắp đặt (thường được ước lượng theo tỷ lệ khấu hao giảm dần theo thời gian), tức là một chi phí lắp đặt của một thành phần được biểu diễn bởi tích của biến thời gian từ 0 đến 1 biến $I(t)$ với chi phí đầu tư tương ứng $C(t)$, các thông số tính toán tham khảo các tài liệu [15], [16].

(2) Chi phí vận hành của hệ thống cung cấp điện, nhiệt và khí được tham khảo tài liệu [16]. Các thiết bị như máy phát điện, hệ thống CHP, chuyển đổi gas – nhiệt có khả năng điều chỉnh linh hoạt và kiểm soát công suất [17] trong đó chi phí vận hành cũng như chi phí khởi động và dừng máy cũng được xét đến.

(3) Chi phí độ tin cậy - chi phí mất tải tham khảo tài liệu [18]. Đây là mức phạt phát sinh do thiếu hụt năng lượng cấp cho tải điện và mất tải nhiệt, hệ số phạt thiếu tải (K) cần được thiết lập cao nhằm đảm bảo cung cấp tải càng nhiều càng tốt.

Trên cơ sở đó, hàm đa mục tiêu gồm: $\min \sum_{t=1}^{Y_p} \tau_t (C_{inv}^t + O_C^t + C_{EX}^t + C_{ENS}^t)$ (11). Trong đó:

$$C_{inv}^t = \sum_{i \in H} [I_i^G(t)C_i^G(t) + I_i^{CHP}(t)C_i^{CHP}(t) + I_i^B(t)C_i^B(t) + I_i^H(t)C_i^H(t)] + \sum_{l \in L} I_l^L(t)C_l^L(t) \quad (12)$$

$$O_C^t = \sum_{m=1}^s \rho_m \sum_{h=1}^{24} \sum_{i \in H} [O_C^{Gi} P_{imh}^G + O_C^{CHPi} P_{imh}^{CHP} + O_C^{Bi} H_{imh}^B + \max(0, U_{imh}^{CHP} - U_{im(h-1)}^G) S_i^G + \max(0, U_{imh}^B - U_{im(h-1)}^B) S_i^B] \quad (13)$$

$$C_{EX}^t = \sum_{m=1}^s \rho_m \sum_{h=1}^{24} \sum_{i \in H} [\pi_{mh}^e P_{imh}^{in} + \pi_{mh}^s G_{imh}^{in} + \pi_{mh}^h H_{imh}^{in} - \omega U_{imh} C_{imh}^{in} - \pi_{mh}^e (L_{imh}^e + P_{imh}^s) - \pi_{mh}^s (L_{imh}^s + G_{imh}^s) - \pi_{mh}^h L_{imh}^h] \quad (14)$$

$$C_{ENS}^t = K_e C_{ENS}^e + K_h C_{ENS}^h \quad (15) \quad C_{ENS}^{et} = \sum_{m=1}^s \rho_m \sum_{h=1}^{24} \sum_{i \in H} (L_{imh}^{ef} - I_{imh}^e) \quad (16) \quad C_{ENS}^{ht} = \sum_{m=1}^s \rho_m \sum_{h=1}^{24} \sum_{i \in H} (L_{imh}^{hf} - I_{imh}^h) \quad (17)$$

Trong đó: $\tau_t = 1 / (1 + d)^{t-1}$ là hệ số chiết khấu; $C_{inv}^t, O_C^t, C_{EX}^t, C_{ENS}^t$ lần lượt là chi phí lắp đặt, chi phí vận hành, doanh thu năng lượng và chi phí mất tải; I_i biến nhị phân có giá trị (0, 1). C_i là chi phí lắp đặt; O_C^i là hệ số chi phí vận hành; ρ_m là xác suất xuất hiện của tình huống ngày thứ m ; $P_{imh}, G_{imh}, H_{imh}$ là công suất đầu ra/vào của các thành phần của EH trong thời gian lập kế hoạch bao gồm điện/gas/ nhiệt; U_{imh} là biến nhị phân (0-1) mô tả trạng thái khởi động/tắt của thiết bị tương ứng; S_i là chi phí khởi động/tắt tương ứng. $\pi_{mh}^e, \pi_{mh}^s, \pi_{mh}^h$ là giá của điện/gas/nhiệt trong năm lập kế hoạch; $L_{imh}^e, L_{imh}^s, L_{imh}^h$ là tải điện/gas/nhiệt cần cung cấp trong năm lập kế hoạch; $L_{imh}^{ef}, L_{imh}^{hf}$ là dự báo tải điện/nhiệt, ω là hệ số tiền thưởng từ việc phát điện từ khí gas, ν_{imh} là hệ số chuyển đổi từ khí sang điện. C_{EMS} là năng lượng cung cấp thiếu hụt.

2.2.2. Ràng buộc toán học

a/ *Lập kế hoạch logic*: Mỗi thành phần trong kế hoạch đều có ngày đưa vào hoạt động tương ứng. Sau ngày này, trong năm kế hoạch, nó có thể được lắp đặt và sử dụng. Biến lập kế hoạch I chuyển từ 0 thành 1 trong năm lắp đặt và sau đó duy trì ở mức 1 trong những năm kế hoạch tiếp theo. Điều này có nghĩa là:

$$I_i^j(t) = 0 \forall t < T_i^j \in \{H, L\}, j \in \{G, CHP, B, b, h, L\} \quad (18)$$

$$I_i^j(t-1) \leq I_i^j(t), \forall t < T_i^j, I \in \{H, L\}, j \in \{G, CHP, B, b, h, L\} \quad (19)$$

b/ Giới hạn thiết bị:

$$0 \leq P_{imh}^G \leq P_{i\max}^G \quad (20) \quad 0 \leq P_{imh}^{CHP} \leq P_{i\max}^{CHP} \quad (21) \quad 0 \leq H_{imh}^B \leq H_{i\max}^B \quad (22)$$

$$\sum_{i \in EG} P_{i\max}^G + \sum_{i \in ECHP} P_{i\max}^{CHP} + \sum_{i \in CG} P_{i\max}^G \sum_{i=1}^I I_i^G(t) + \sum_{i \in CHP} P_{i\max}^{CHP} \sum_{i=1}^I I_i^{CHP} \geq P_{mht}^D + R_{mht} \quad (23)$$

Trong đó, $P_{i\max}$ là công suất cực đại của thiết bị tương ứng; P_{mht}^D là giá trị tải đỉnh; R_{mht} là công suất dự trữ điện.

c/ Ràng buộc của các hệ thống năng lượng:

1/ Hệ thống điện:

$$P_{imht}^G + P_{imht}^S - P_{imht}^{in} = \sum_{j \in H} P_{ij}^{mht} \quad (24) \quad |P_{ij}^{mht}| \leq P_l^{\max} \quad (26)$$

$$P_{ij}^{mht} = B_l(\theta_{imht} - \theta_{jmht}) \quad (25) \quad \theta_{ref} = 0 \quad (27)$$

Trong đó, P_{ij}^{mht} là công suất điện trên đường dây i-j; θ là góc pha điện áp nút; P_l^{\max} là công suất truyền tải trên đường dây.

2/ Ràng buộc của mạng lưới khí gas: Tương tự như mạng truyền tải, dòng khí trong đường ống bị ảnh hưởng bởi chênh lệch áp suất không khí ở cả hai đầu, mối quan hệ được thể hiện [7]:

$$G_{imht}^s + G_{imht}^{in} = \sum_{j \in H} G_{ij}^{mht} \quad (28) \quad \sigma_{ij} = \begin{cases} 1, & \rho_i^{mht} > \rho_j^{mht} \\ -1, & \rho_i^{mht} < \rho_j^{mht} \end{cases} \quad (30)$$

$$G_{ij}^{mht} = \sigma_{ij} D_{ij} \sqrt{(\rho_i^{mht})^2 - (\rho_j^{mht})^2} \quad (29)$$

Trong công thức: G_{ij}^{mht} là công suất khí truyền qua đường dây i - j; σ_{ij} là tham số hướng truyền; D_{ij} là công suất truyền tải.

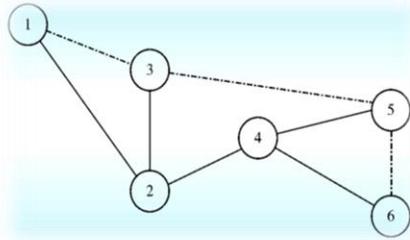
3. Kết quả tính toán

3.1. Tham số tính toán

Mô hình tính toán bao gồm cả biến liên tục và biến nhị phân (0-1). Ràng buộc toán học của mạng khí gas là phi tuyến (dạng toán tối ưu kế hoạch số nguyên không tuyến tính kết hợp qua nhiều khoảng thời gian). Cách tiếp cận chính là chuyển đổi các ràng buộc phi tuyến thành dạng tuyến tính để đưa bài toán tối ưu về dạng số nguyên tuyến tính và sử dụng ngôn ngữ lập trình bậc cao GAMS [19] để giải.

Bài báo này nghiên cứu mô hình IES gồm 6 nút tải. Tại mỗi điểm nút này, hệ thống năng lượng có thể được trang bị với nhiều loại thiết bị khác nhau như máy phát điện từ than, máy phát nhiệt điện kết hợp, thiết bị cung cấp nhiệt và các thiết bị cung cấp nhiệt nhờ trao đổi nhiệt với bên ngoài. Ngoài ra, các thiết bị lưu trữ năng lượng và lưu trữ nhiệt cũng được xét đến. Thời gian quy hoạch là 10 năm, mỗi năm xem xét hai kịch bản điển hình hàng ngày vào mùa hè và mùa thu với giả thiết lượng điện, nhiệt và khí đốt tăng dần qua từng năm. Trạng thái ban đầu của các thành phần hiện có của IES được thể hiện trong Bảng 1 và cấu trúc liên kết ban đầu được thể hiện trong Hình 2. Để chuẩn hóa các đại lượng điện, giúp đơn giản hóa các tính toán cho việc so sánh các đại lượng trở nên dễ dàng hơn, nghiên cứu này biểu thị các thông số qua đơn vị pu (per unit) với thông số công suất cơ bản có giá trị là 100 kW.

Trong đó, đường truyền điện năng (e-line) ban đầu bao gồm: (1, 3), (2, 3), (3,4), (5, 6). Các đường truyền khí gas (g-line) ban đầu là: (1, 3), (3, 5), (5, 6). Thông qua việc phân tích, tính toán 4 kịch bản (KB) sau: 1/ KB1, CHP và các thành phần lưu trữ năng lượng không xuất hiện trên tất cả các nút. 2/ KB2, quá trình lập kế hoạch bao gồm các thiết bị CHP trên tất cả các nút, nhưng không có bất kỳ thiết bị lưu trữ năng lượng nào. 3/ KB3, các thiết bị lưu trữ năng lượng có mặt trên tất cả các nút, nhưng không có bất kỳ thiết bị CHP nào. 4/ KB4, CHP và thiết bị lưu trữ được sử dụng trên tất cả các nút.



Hình 2. Cấu trúc của IES

Bảng 1. Cấu trúc ban đầu của các nút

Thiết bị	EH 1	EH 2	EH 3	EH 4	EH 5	EH 6
Điện than	0	1	0	0	0	1
CHP	1	0	0	0	0	0
Nồi hơi	1	0	0	0	0	0
Thiết bị trao đổi nhiệt	0	0	1	1	1	1
Pin tích trữ	0	0	0	0	0	0
Tích trữ nhiệt	0	0	0	0	0	0
Trạm cấp khí chính	1	0	0	0	0	0

3.2. Phân tích kết quả tối ưu

Kết quả tính toán quy hoạch được thể hiện theo ký hiệu “[,]” trong bảng 2. Trong đó, con số ở vị trí thứ nhất biểu thị số lượng thiết bị được cài đặt, và con số ở vị trí thứ hai biểu thị năm cài đặt tương ứng. Kết quả tính toán vận hành tối ưu được mô tả trong bảng 3.

Bảng 2. Kết quả tính toán quy hoạch

Kịch bản	Điện than	Điện nhiệt kết hợp	Khí nhiệt kết hợp	Thiết bị sưởi ấm	Pin lưu trữ điện	Thiết bị trữ nhiệt	Đường dây tải điện	Ống dẫn khí
KB1	[1,1] [3,2] [4,2] [5, 1]	---	[2,2] [3,9] [4,9] [5,9] [6,1]	[1,1] [2,1]	---	---	[(2,4),1] [(2,6),1]	[(2,5),1] [(2,4),1]
KB2	[1,1] [3,5] [4,3] [5, 1]	[6,1]	[1,2] [3,9] [5,9] [6,1]	[2,1]	---	---	[(1,5),2] [(2,4),1]	[(1,2),2] [(3,4),9]
KB3	[1,2] [3,7] [4,8] [5,1]	---	---	[1,1] [4,1]	[1,1] [2,1] [3,6] [4,6] [6,1]	[4,9]	[(2,4),1] [(2,6),2]	[(2,6),2]
KB4	[1,6]	[1,1] [2,2] [3,1] [4,2] [5,1] [6,1]	---	[2,1]	[1,1] [2,10] [3,10] [4,10] [6,1]	---	[(2,4),1] [(2,5),2]	[(1,2),2] [(2,4),2]

Bảng 3. Kết quả tính toán vận hành

KB _i	Tổng chi phí (10 ⁹ VND)	Chi phí đầu tư (10 ⁹ VND)	Chi phí vận hành (10 ⁹ VND)	Doanh thu (10 ⁹ VND)	Chi phí Độ tin cậy (10 ⁹ VND)
KB1	2,312	1,094	0,558	0	0,660
KB2	2,206	1,490	0,519	0	0,197
KB3	1,720	1,210	0,534	-0,431	0,407
KB4	1,439	1,090	0,451	-0,102	0

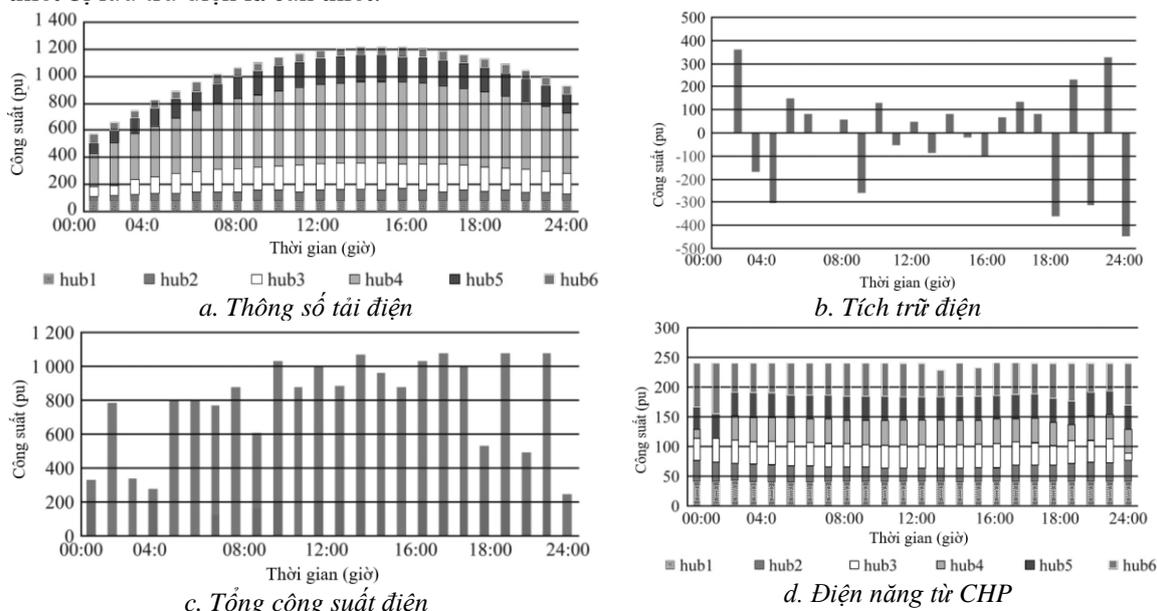
KB 1 tách hai hệ thống điện và gas hoạt động độc lập do không có hình thức năng lượng nào được chuyển đổi thành điện, cần lắp đặt càng nhiều máy phát điện càng tốt. Các nút trong mạng lưới điện có máy phát điện phải được kết nối với các nút không có máy phát điện thông qua các đường dây truyền tải. Nếu không có hệ thống CHP (tức là không có khả năng sản xuất điện và nhiệt cùng một lúc) lượng nhiệt được cung cấp sẽ giảm đi. Để bù đắp cho việc này, cần phải lắp đặt các thiết bị như Boiler (Nồi hơi), xây dựng đường ống dẫn khí đốt để cung cấp nhiệt hoặc lắp đặt thiết bị trao đổi nhiệt để mua nhiệt từ bên ngoài.

KB 2 đề xuất việc sử dụng CHP để kết hợp mạng lưới khí gas và mạng lưới điện, tạo ra hiệu ứng kết hợp giữa khí và điện và cung cấp nhiệt. Sử dụng CHP tại nút 6 đồng thời đáp ứng được yêu cầu về tải điện và tải nhiệt trong mô hình, giảm số lượng máy phát điện cần lắp đặt.

KB 3 mạng lưới điện và mạng lưới khí gas vận hành độc lập như KB1. Tuy nhiên việc sử dụng các thành phần lưu trữ năng lượng được đề xuất giúp điều chỉnh việc nạp và trả năng lượng

từ mạng lưới theo các mức độ khác nhau trong ngày. Điều này giúp cân bằng cung cầu năng lượng và giảm áp lực lên hệ thống điện.

KB4 là một hệ thống IES hoàn thiện kết hợp gas, điện và nhiệt. Với việc lắp đặt và vận hành CHP (Cùng sản xuất Nhiệt và Điện) có chi phí tương tự như máy phát điện và khả năng điều chỉnh năng lượng của các thiết bị lưu trữ, số lượng máy phát điện và máy phát nhiệt cần lắp đặt giảm đáng kể so với KB1. Trong kịch bản này, do số lượng CHP lớn và giá khí gas không biến động nhiều dẫn đến không cần lắp đặt thiết bị lưu trữ nhiệt. Tuy nhiên, việc lắp đặt nhiều hơn các thiết bị lưu trữ điện là cần thiết.



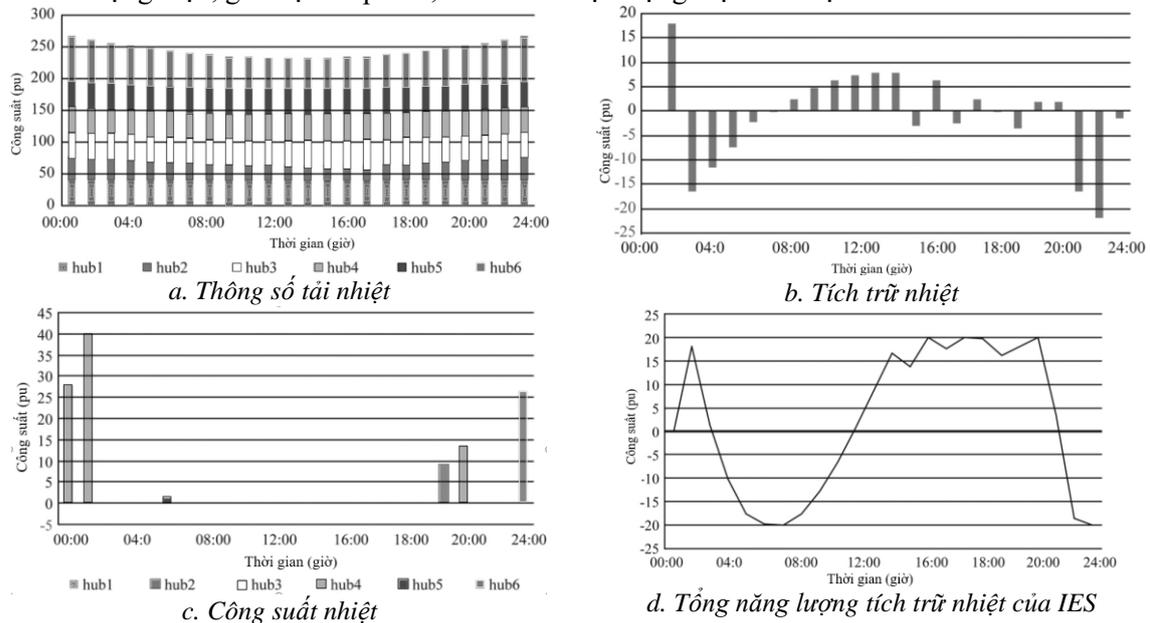
Hình 3. Thông số vận hành năng lượng điện trên các EH

Bảng 3 cho thấy tổng chi phí KB 1 > KB 2 > KB 3 > KB 4. So với KB 1, KB 2 đã trang bị CHP. Khi máy phát điện không cung cấp đủ điện hoặc máy phát nhiệt không cung cấp đủ nhiệt, CHP hoạt động để bổ sung cung cấp năng lượng điện và nhiệt. Do đó, chi phí độ tin cậy (mất tải) giảm rõ rệt. Vì chi phí sản xuất điện của CHP thấp hơn so với máy phát điện, chi phí vận hành tương ứng cũng giảm dẫn đến tổng chi phí giảm xuống. KB 3 đã trang bị thiết bị lưu trữ năng lượng, lúc này khi giá điện, nhiệt và khí thấp, chi phí sản xuất điện và nhiệt cũng giảm, thiết bị lưu trữ năng lượng lưu trữ năng lượng dư thừa, sau đó bán ra khi giá tăng cao, kiếm được lợi nhuận từ việc giao dịch năng lượng. Đồng thời, chi phí vận hành của KB 3 cũng giảm so với KB 1, thiết bị lưu trữ năng lượng điều chỉnh giúp giảm chi phí mất tải, dẫn đến tổng chi phí giảm.

Trong KB4, vai trò của CHP được tăng cường đáng kể nhờ lắp đặt thiết bị lưu trữ năng lượng. CHP hoạt động để sản xuất đồng thời năng lượng điện và nhiệt dẫn đến việc giảm đáng kể số lượng máy phát nhiệt. Tỷ lệ mua nhiệt cũng giảm xuống gần một phần tư so với các trường hợp khác. Sự ổn định trong cung cấp khí tự nhiên giúp ít sử dụng thiết bị lưu trữ nhiệt hơn so với KB 3. Việc sản xuất điện của CHP sử dụng khí tự nhiên có giá cả ổn định, giúp tăng tỷ lệ sử dụng thiết bị lưu trữ điện, từ đó tăng khả năng điều chỉnh trong các khoảng thời gian khác nhau.

Kết quả vận hành trong 24 giờ của KB4 xét trong ngày mùa đông bao gồm cung cấp điện, nhiệt và năng lượng điện như mô tả trong hình 3, năng lượng nhiệt được mô tả trong hình 4. Từ hình 4 có thể nhận thấy: xu hướng biến đổi tải điện trong mùa hè tăng mỗi năm 3%. Xét quá trình vận hành trong 24 giờ của năm lập kế hoạch cuối cùng, có thể thấy rằng từ 08h:00 đến 22h:00 là cao điểm tải, các nút có tải điện cao lần lượt là EH4, EH5, EH3, được kết nối bằng đường dây truyền tải điện với nút EH2 được lắp đặt máy phát điện lân cận. Tại EH2, tỷ lệ sản lượng điện từ máy phát điện trong 24 giờ cao; trong khi đó, lượng điện sản xuất từ CHP không biến động nhiều

trong 24 giờ, điện sản xuất từ CHP tại các nút có tải thấp được sử dụng để lưu trữ hoặc truyền đến các nút khác. Trong giờ cao điểm sử dụng điện, lượng điện lưu trữ ít, trong giai đoạn thấp điểm sử dụng điện, giá điện thấp hơn, sẽ lưu trữ một lượng điện nhất định.



Hình 4. Thông số vận hành năng lượng nhiệt

Từ hình 4, có thể nhận thấy: giờ cao điểm tải nhiệt là vào buổi tối, khi thiết bị lưu trữ nhiệt tiêu thụ nhiệt; trong giai đoạn thấp điểm tải nhiệt, thiết bị lưu trữ nhiệt tiếp tục giữ nhiệt. Trong quy hoạch, do việc thêm các thành phần CHP, việc cung cấp nhiệt được kết hợp với sản xuất điện đồng thời làm tăng hiệu suất, đặc biệt là khi kết hợp với thiết bị lưu trữ nhiệt. Chỉ trong một số ít thời điểm cần mua nhiệt từ bên ngoài để duy trì cung cấp.

4. Kết luận

Nghiên cứu này đã đề xuất mô hình toán giải quyết đồng thời vấn đề tối ưu hóa vận hành và quy hoạch hệ thống năng lượng tích hợp bao gồm khí gas, điện và nhiệt trên cơ sở mô hình Energy Hub. Trong quy hoạch, các vấn đề giải quyết chính bao gồm: xác định thời điểm và công suất lắp đặt máy phát điện và CHP trong EH, xây dựng các đường dây mới và bổ sung thêm các thiết bị lưu trữ năng lượng. Trong vận hành, xem xét việc điều chỉnh tối ưu hoạt động của các thiết bị trong 24 giờ trên các kịch bản khác nhau trên phương diện hiệu quả vốn đầu tư, chi phí vận hành, lợi nhuận từ giao dịch năng lượng và tỷ lệ sử dụng thiết bị. Kết quả tính toán xét cho tải điển hình một ngày mùa đông cho thấy các thành phần bao gồm cả thiết bị lưu trữ năng lượng có sự bổ sung và tăng cường lẫn nhau, giúp hệ thống phản ứng tốt với biến động của tải và giá năng lượng, thể hiện tính kinh tế của việc điều chỉnh. Nghiên cứu này một lần nữa đã khẳng định sự ưu việt của việc kết hợp các nguồn năng lượng, cung cấp cơ sở lý luận cho việc quy hoạch và vận hành của các mạng lưới năng lượng tích hợp trong tương lai.

TÀI LIỆU THAM KHẢO/ REFERENCES

- [1] J. Li, J. Liu, P. Yan, X. Li, G. Zhou, *et al.*, "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, p. 1103, 2021.
- [2] X. Guo, S. Han, L. Qin, *et al.*, "Operation optimization of integrated energy system from the perspective of sustainable development," *IEEE Access*, vol. 8, pp. 65148-65154, 2020.

- [3] C. Qin, Q. Yan, and G. He, "Integrated energy systems planning with electricity, heat and gas using particle swarm optimization," *Energy*, vol. 188, p. 116044, 2019.
- [4] Y. Wang, J. Zhao, F. Wen, *et al.*, "Market Equilibrium of Multi-energy System with Power-to-gas Functions," *Automation of Electric Power Systems*, vol. 39, no. 21, pp. 1-10, 2015.
- [5] S. Bahrami and F. Safe, "A Financial Approach to Evaluate an Optimized Combined Cooling, Heat and Power System," *Energy & Power Engineering*, vol. 05, no. 05, pp. 352-362, 2013.
- [6] 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.
- [7] 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, p. 103822, 2022.
- [8] 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.
- [9] S. Pazouki, M. R. Haghifam, and A. Moser, "Uncertainty modeling in optimal operation of energy hub in presence of wind, storage and demand response," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 61, pp. 335-345, 2014.
- [10] 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.
- [11] T. T. Ha Y. Z. Zhang, and V. T. Vu, "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.
- [12] K. Darrow, R. Tidball, J. Wang, and A. Hampson, *Combined Heat and Power Partnership*, U.S. Environmental Protection Agency, USA, 2015.
- [13] M. Liu, Y. Shi, and F. Fang, "Combined cooling, heating and power systems," *Renewable & Sustainable Energy Reviews*, vol. 35, pp. 1-22, 2014.
- [14] M. Mohammadi, Y. Noorollahi, B. Mohammadiivatloo, *et al.*, "Energy hub: From a model to a concept – A review," *Renewable & Sustainable Energy Reviews*, vol. 80, pp. 1512-1527, 2017.
- [15] 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.
- [16] S. Pazouki, M. R. Haghifam, and J. Olamaei, "Economical scheduling of multi carrier energy systems integrating Renewable, Energy Storage and Demand Response under Energy Hub approach," in *2013 Smart Grid Conference (SGC)*, IEEE, December 2013, pp. 80-84.
- [17] Z. Li, F. Zhang, J. Liang, Z. Yun, *et al.*, "Optimization on microgrid with combined heat and power system," *Zhongguo Dianji Gongcheng Xuebao/Proceedings of the Chinese Society of Electrical Engineering*, vol. 35, no. 14, pp. 3569-3576, July 2015.
- [18] 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.
- [19] M. R. Bussieck and A. Meeraus, "General algebraic modeling system (GAMS)," in *Modeling Languages in Mathematical Optimization*, J. Kallrath (eds), Springer, 2004, pp. 137-157.