

A SOCP-BASED FORMULATION FOR SHORT-TERM HYDROTHERMAL SCHEDULING OF AN IEEE 24-BUS SYSTEM CONSIDERING WATER-HEAD EFFECT

Le Toan¹, Pham Nang Van^{1*}, Trinh Van Hoang²

¹School of Electrical and Electronic Engineering - Hanoi University of Science and Technology

²Northern Region Load Dispatch Center, Hanoi

ARTICLE INFO		ABSTRACT
Received:	06/6/2023	Short-term operational scheduling for hydrothermal systems is one of the important problems of power system operation. The objective of this problem is to determine the generating outputs of thermal and hydroelectric plants with the aim of minimizing the total production cost of the power system and, at the same time, satisfying operational limits of generating units as well as technical constraints of the power grid. This optimization problem is nonlinear and non-convex. This paper proposes a second-order cone programming model that is computationally efficient to solve the problem of short-term operation scheduling for hydrothermal systems, considering the relationship between the hydroelectric generation, the amount of water discharged through the turbine and the net head. The proposed optimization model, guaranteeing that the globally optimal solution is achieved, is developed from the nonlinear programming model by transforming an equality constraint into an inequality constraint. The evaluation of the proposed formulation is implemented on an IEEE 24-node system with GAMS software and CPLEX commercial solver.
Revised:	03/7/2023	
Published:	04/7/2023	
KEYWORDS		
Short-term Operation Scheduling		
Hydrothermal System		
Nonlinear Programming		
Second-Order Cone Programming		
Water-head effect		

SỬ DỤNG MÔ HÌNH SOCP ĐỂ LẬP KẾ HOẠCH VẬN HÀNH NGẮN HẠN CHO HỆ THỐNG 24 NÚT IEEE HỖN HỢP THỦY NHIỆT ĐIỆN CÓ XÉT ẢNH HƯỞNG CỦA ĐỘ CAO CỘT NƯỚC

Lê Toàn¹, Phạm Năng Văn^{1*}, Trịnh Văn Hoàng²

¹Trường Điện – Điện tử - Đại học Bách khoa Hà Nội, ²Trung tâm Điều độ Hệ thống điện miền Bắc, Hà Nội

THÔNG TIN BÀI BÁO		TÓM TẮT
Ngày nhận bài:	06/6/2023	Lập kế hoạch vận hành ngắn hạn cho hệ thống hỗn hợp thủy nhiệt điện là một trong những bài toán quan trọng của vận hành hệ thống điện. Mục đích của bài toán này là xác định công suất phát của các tổ máy nhiệt điện và thủy điện để cực tiểu tổng chi phí sản xuất của hệ thống điện, đồng thời thỏa mãn các ràng buộc kỹ thuật của tổ máy cũng như các ràng buộc kỹ thuật của lưới điện. Bài toán này có dạng phi tuyến và không lồi. Bài báo này đề xuất mô hình quy hoạch hình nón bậc hai để giải bài toán lập kế hoạch vận hành cho hệ thống hỗn hợp thủy nhiệt điện có xét mối quan hệ giữa công suất phát của thủy điện, lượng nước xả qua tuabin và độ cao cột nước. Mô hình tối ưu đề xuất đảm bảo tìm được nghiệm tối ưu toàn cục, hiệu quả về mặt tính toán và được phát triển từ mô hình quy hoạch phi tuyến bằng cách biến đổi ràng buộc đẳng thức thành ràng buộc bất đẳng thức. Mô hình đề xuất được đánh giá trên lưới điện truyền tải 24 nút IEEE với phần mềm GAMS và bộ công cụ CPLEX.
Ngày hoàn thiện:	03/7/2023	
Ngày đăng:	04/7/2023	
TỪ KHÓA		
Lập kế hoạch vận hành ngắn hạn		
Hệ thống hỗn hợp thủy nhiệt điện		
Quy hoạch phi tuyến		
Quy hoạch hình nón bậc hai		
Ảnh hưởng của độ cao cột nước		

DOI: <https://doi.org/10.34238/tnu-jst.8080>

* Corresponding author. Email: van.phamnang@hust.edu.vn

1. Giới thiệu

Bài toán lập kế hoạch vận hành ngắn hạn (Short-term Operational Scheduling – STOS) cho hệ thống hỗn hợp thủy nhiệt điện (Hydrothermal System – HTS) có mục tiêu là xác định công suất phát của nhà máy thủy điện và nhà máy nhiệt điện trong từng khoảng thời gian của giai đoạn lập kế hoạch vận hành (thường 24 khoảng thời gian cho 1 ngày đêm) để cực tiểu tổng chi phí vận hành của các nhà máy nhiệt điện, đồng thời đáp ứng nhu cầu của phụ tải, các ràng buộc của tổ máy phát điện và lưới điện. Bài toán STOS là công cụ quan trọng trong quy hoạch và vận hành các hệ thống điện [1].

Bài toán lập kế hoạch vận hành ngắn hạn cho hệ thống hỗn hợp thủy nhiệt điện phức tạp hơn hệ thống chỉ có các nhà máy nhiệt điện [2]. Đặc điểm quan trọng của thủy điện là bị hạn chế về năng lượng sơ cấp, đó là nước. Nước về hồ chứa phụ thuộc vào điều kiện thời tiết, mặt khác hồ chứa còn phải cấp nước cho nông nghiệp, giao thông và môi sinh hạ lưu, sẵn sàng chống lũ. Các điều kiện đó khiến cho lượng nước được phát hằng ngày bị hạn chế và thường nhỏ hơn khả năng phát của thủy điện, trừ các thời kỳ lũ, có khi nước phải xả tràn không qua tuabin. Lượng nước phát hằng ngày của thủy điện được định trước trên cơ sở bài toán tối ưu trung hạn và dài hạn của hệ thống điện. Ngoài ra, công suất phát của nhà máy thủy điện phụ thuộc đồng thời vào lượng nước xả qua tuabin và độ cao cột nước. Điều này dẫn đến bài toán STOS trong hệ thống hỗn hợp thủy nhiệt điện có tính phi tuyến, không lồi và phải được giải đồng thời cho nhiều khoảng thời gian (thường là 24 khoảng thời gian trong 1 ngày đêm).

Bài toán STOS trong hệ thống hỗn hợp thủy nhiệt điện đã được nghiên cứu nhiều trong lĩnh vực kỹ thuật điện [3]. Trong nghiên cứu [4], sự phụ thuộc của công suất phát của nhà máy thủy điện vào độ cao cột nước được bỏ qua và đặc tính tiêu hao nước với độ cao cột nước tiêu chuẩn được sử dụng. Đặc tính tiêu hao nước này được tuyến tính hóa từng đoạn và công suất phát của thủy điện được xác định sử dụng mô hình quy hoạch tuyến tính nguyên thực hỗn hợp (Mixed-Integer Linear Programming – MILP). Tuy nhiên, khi thể tích nước trong hồ chứa thay đổi, chiều cao cột nước bị ảnh hưởng, sự đơn giản hóa trên có thể dẫn đến các kết quả không chính xác. Bài báo [5] xem xét mối quan hệ giữa công suất phát của thủy điện, độ cao cột nước và lượng nước xả qua tuabin bằng cách sử dụng ba đường đặc tính không liên tục, tương ứng với các mức nước thấp, trung bình và cao của hồ chứa. Sau đó, các đường đặc tính này được tuyến tính hóa từng đoạn sử dụng các biến nhị phân và mô hình MILP được áp dụng để lập kế hoạch vận hành tối ưu của nhà máy thủy điện trong hoạt động thị trường điện. Trong nghiên cứu [6], các tác giả đã xem xét mối quan hệ giữa công suất phát của thủy điện, lượng nước xả qua tuabin, độ cao cột nước và lượng nước xả tràn sử dụng mô hình tuyến tính hóa từng đoạn bốn chiều. Trong mô hình này, độ cao cột nước được tính toán dựa trên mức nước ở thượng lưu và hạ lưu. Các phương pháp trong [4]–[6] đều sử dụng mô hình tuyến tính hóa các ràng buộc, điều này có thể làm cho các bài toán không đạt được lời giải tối ưu do sai số trong quá trình tuyến tính hóa [7]. Một cách tiếp cận khác, mô hình quy hoạch phi tuyến hỗn hợp nguyên (Mixed-Integer Nonlinear Programming – MINLP) đã được áp dụng trong bài báo [8] để lập kế hoạch phát điện tối ưu cho hệ thống nhiều thủy điện trên cùng một dòng sông. Mô hình MINLP này có các nhược điểm như [9]: (1) khó khăn khi tìm nghiệm tối ưu toàn cục; (2) không thể kết luận được rằng lời giải không tồn tại hoặc không thể đạt được trong trường hợp thuật toán không hội tụ và (3) yêu cầu nhiều thời gian tính toán.

Mục đích của bài báo là xây dựng mô hình quy hoạch hình nón bậc hai (SOCP) của bài toán STOS cho hệ thống hỗn hợp thủy nhiệt điện có xét ảnh hưởng của độ cao cột nước. Mô hình SOCP đảm bảo rằng lời giải tìm được là nghiệm tối ưu toàn cục. Các đóng góp chính của nghiên cứu bao gồm: (1) xây dựng mô hình SOCP của bài toán STOS cho hệ thống hỗn hợp thủy nhiệt điện từ mô hình quy hoạch phi tuyến (NLP) bằng cách biến đổi ràng buộc đẳng thức của mối quan hệ phi tuyến giữa lưu lượng nước qua tuabin, thể tích hồ chứa và công suất phát của tổ máy thủy điện thành ràng buộc bất đẳng thức và (2) áp dụng mô hình SOCP để giải bài toán STOS cho hệ thống 24 nút IEEE.

Bài báo gồm bốn phần. Phần 1 giới thiệu tổng quan về bài toán lập kế hoạch vận hành ngắn hạn cho hệ thống hỗn hợp thủy nhiệt điện và các đóng góp của nghiên cứu. Phần 2 trình bày mô hình NLP của bài toán STOS cho hệ thống hỗn hợp thủy nhiệt điện và mô tả phương pháp biến đổi mô hình NLP sang mô hình SOCP. Phần 3 áp dụng tính toán cho lưới điện truyền tải 24 nút IEEE. Những kết luận và hướng nghiên cứu trong tương lai được mô tả trong phần 4.

2. Phương pháp nghiên cứu

2.1. Mô hình NLP của bài toán STOS cho hệ thống hỗn hợp thủy nhiệt điện

2.1.1. Hàm mục tiêu

Hàm mục tiêu của bài toán STOS là cực tiểu tổng chi phí sản xuất của các nhà máy nhiệt điện:

$$F = \min \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{N_G} C_{Gi}(t) P_{Gi}(t) \quad (1)$$

trong đó, F là giá trị của hàm mục tiêu; $C_{Gi}(t)$ là chi phí sản xuất biên của tổ máy i tại thời điểm t (\$/MWh); $P_{Gi}(t)$ là công suất phát của tổ máy i tại thời điểm t (MW); N_G là tổng số tổ máy nhiệt điện và T là số khoảng thời gian (ở đây $T = 24$).

2.1.2. Các ràng buộc

a) Các ràng buộc tổ máy nhiệt điện

Các ràng buộc kỹ thuật của tổ máy nhiệt điện được mô tả bởi biểu thức (2) – (4). Ràng buộc (2) biểu diễn giới hạn công suất tác dụng của các tổ máy nhiệt điện. Ràng buộc (3) và (4) lần lượt là giới hạn tăng và giảm công suất phát của tổ máy.

$$P_{Gi}^{\min} \leq P_{Gi}(t) \leq P_{Gi}^{\max}; \quad \forall i, t \quad (2)$$

$$P_{Gi}(t) - P_{Gi}(t-1) \leq RU_i; \quad \forall i, t \quad (3)$$

$$P_{Gi}(t-1) - P_{Gi}(t) \leq RD_i; \quad \forall i, t \quad (4)$$

trong đó: $P_{Gi}^{\max}$ và $P_{Gi}^{\min}$ lần lượt là công suất phát tối đa và tối thiểu của tổ máy i (MW); RU_i và RD_i lần lượt là giới hạn tăng và giảm công suất phát của tổ máy i (MW/h).

b) Các ràng buộc thủy điện

Các ràng buộc của nhà máy thủy điện được mô tả qua (5) – (12). Đặc tính công suất phát của tổ máy thủy điện được biểu diễn bằng một hàm phi tuyến theo biểu thức (5). Ràng buộc (6) mô tả giới hạn công suất phát của các tổ máy thủy điện. Ràng buộc (7) và (8) lần lượt là giới hạn lưu lượng nước qua tuabin và giới hạn lượng nước xả. Giới hạn thể tích hồ chứa được thể hiện qua ràng buộc (9). Ràng buộc (10) mô tả phương trình cân bằng nước của các nhà máy thủy điện trên cùng một dòng sông. Ràng buộc (11) và (12) lần lượt là thể tích nước của hồ chứa tại thời điểm đầu và cuối chu kỳ theo kế hoạch điều tiết nước.

$$P_{Gh}(t) = -c_{1h} V_{Gh}^2(t) - c_{2h} Q_{Gh}^2(t) + c_{3h} V_{Gh}(t) Q_{Gh}(t) + c_{4h} V_{Gh}(t) + c_{5h} Q_{Gh}(t) + c_{6h}; \quad \forall h, t \quad (5)$$

$$P_{Gh}^{\min} \leq P_{Gh}(t) \leq P_{Gh}^{\max}; \quad \forall h, t \quad (6)$$

$$Q_{Gh}^{\min} \leq Q_{Gh}(t) \leq Q_{Gh}^{\max}; \quad \forall h, t \quad (7)$$

$$0 \leq S_{Gh}(t) \leq S_{Gh}^{\max}; \quad \forall h, t \quad (8)$$

$$V_{Gh}^{\min} \leq V_{Gh}(t) \leq V_{Gh}^{\max}; \quad \forall h, t \quad (9)$$

$$V_{Gh}(t) = V_{Gh}(t-1) + A_{Gh}(t) - Q_{Gh}(t) - S_{Gh}(t) + \sum_{h' \in \Omega_{Gh'}} [Q_{Gh'}(t-\tau) + S_{Gh'}(t-\tau)]; \quad \forall h, t \quad (10)$$

$$V_{Gh}(0) = V_{Gh}^{\text{ini}}; \quad \forall h \quad (11)$$

$$V_{Gh}(24) = V_{Gh}^{\text{end}}; \quad \forall h \quad (12)$$

trong đó:

- $c_{1h} - c_{6h}$ là các hằng số đã biết theo đặc tính vận hành của nhà máy thủy điện h ;
- $P_{Gh}(t)$ là công suất phát của nhà máy thủy điện h trong khoảng thời gian t (MW);
- $V_{Gh}(t)$ là thể tích nước của hồ chứa nhà máy thủy điện h trong khoảng thời gian t (m³);
- $Q_{Gh}(t)$ là thể tích nước qua tua-bin của nhà máy thủy điện h trong khoảng thời gian t (m³);
- P_{Gh}^{max} và P_{Gh}^{min} lần lượt là công suất phát tối đa và công suất phát tối thiểu của nhà máy thủy điện h (MW);
- Q_{Gh}^{min} và Q_{Gh}^{max} lần lượt là thể tích nước tối thiểu và tối đa qua tua-bin của nhà máy thủy điện h tại mỗi thời điểm (m³);
- $S_{Gh}(t)$ là tổng thể tích nước xả tràn và xả đáy của nhà máy thủy điện h trong khoảng thời gian t (m³);
- S_{Gh}^{max} là tổng thể tích nước xả tràn và xả đáy tối đa của nhà máy thủy điện h tại mỗi thời điểm (m³);
- V_{Gh}^{min} và V_{Gh}^{max} là thể tích nước tối thiểu và tối đa của hồ chứa nhà máy thủy điện h (m³);
- $A_{Gh}(t)$ là thể tích dòng chảy tự nhiên về hồ chứa của nhà máy thủy điện h trong khoảng thời gian t (m³);
- $Q_{Gh'}(t - \tau)$ là thể tích nước qua tua-bin của nhà máy thủy điện h' phía trên chảy về thủy điện h phía dưới trong khoảng thời gian t sau một khoảng thời gian trễ τ (m³);
- $S_{Gh'}(t - \tau)$ là thể tích nước xả tràn của nhà máy thủy điện h' phía trên chảy về thủy điện h phía dưới trong khoảng thời gian t sau một khoảng thời gian trễ τ (m³);
- V_{Gh}^{ini} là thể tích nước tại đầu chu kỳ lập kế hoạch (m³);
- V_{Gh}^{end} là thể tích nước ít nhất phải còn lại tại cuối chu kỳ theo kế hoạch điều tiết nước (m³).

c) Ràng buộc lưới điện

Hệ phương trình trào lưu công suất theo phương pháp dòng điện một chiều được áp dụng. Các giả thiết gần đúng của phương pháp dòng điện một chiều bao gồm: mô-đun điện áp của tất cả các nút bằng 1 pu; bỏ qua điện trở tác dụng của các nhánh và coi độ lệch góc pha điện áp giữa hai nút liền kề nhau là nhỏ.

$$\sum_{i \in \Omega_{Gs}} P_{Gi}(t) + \sum_{h \in \Omega_{Cs}} P_{Gh}(t) - \sum_{j \in \Omega_{Ds}} P_{Dj}(t) = \sum_{r \in \Omega_s} P_{sr}(t); \quad \forall s \quad (13)$$

$$P_{sr}(t) = \frac{\delta_s(t) - \delta_r(t)}{x_{sr}}; \quad \forall s, \forall r \in \Omega_s, \forall t \quad (14)$$

$$-P_{sr}^{\text{max}} \leq P_{sr}(t) \leq P_{sr}^{\text{max}}; \quad \forall s, \forall r \in \Omega_s, \forall t \quad (15)$$

$$-\pi \leq \delta_s(t) \leq \pi; \quad \forall s, \forall t \quad (16)$$

$$\delta_s(t) = 0; \quad s: \text{ref}, \forall t \quad (17)$$

trong đó: Ω_{Gs} là tập hợp các nguồn điện được nối với nút s ; $P_{Dj}(t)$ là công suất tiêu thụ của phụ tải j tại khoảng thời gian t (MW); Ω_{Ds} là tập hợp các phụ tải được nối với nút s ; $P_{sr}(t)$ là dòng công suất tác dụng truyền tải từ nút s đến nút r trên đường dây sr trong khoảng thời gian t (MW); $\delta_s(t)$ và $\delta_r(t)$ lần lượt là góc pha điện áp các nút s và r tại thời điểm t ; x_{sr} là điện kháng dọc của

đường dây sr ; $P_{sr}^{\max}$ là giới hạn truyền tải công suất tác dụng của đường dây sr (MW) và Ω_s là tập hợp các nút được kết nối trực tiếp với nút s .

Ràng buộc (13) là cân bằng công suất tác dụng tại mỗi nút trong hệ thống. Công suất tác dụng truyền tải trên đường dây được xác định trong ràng buộc (14) và được giới hạn bởi công suất truyền tải lớn nhất tương ứng theo ràng buộc (15). Ràng buộc (16) và (17) lần lượt là giới hạn góc pha điện áp nút và cố định góc pha điện áp tại nút tham chiếu bằng 0.

2.2. Mô hình SOCP của bài toán STOS cho hệ thống hỗn hợp thủy nhiệt điện

Bài toán STOS trong phần 2.1 có dạng NLP do ràng buộc phi tuyến (5). Trong phần này, ràng buộc đẳng thức này được biến đổi thành ràng buộc bất đẳng thức để xây dựng mô hình SOCP của bài toán STOS cho hệ thống hỗn hợp thủy nhiệt điện.

Hình nón bậc hai dưới dạng ma trận $\mathbf{h}(\mathbf{x})$ được biểu diễn như ràng buộc (18).

$$\mathbf{h}(\mathbf{x}) = -\mathbf{x}^T \mathbf{A} \mathbf{x} + \mathbf{b}^T \mathbf{x} + c_{6h} \quad (18)$$

với:

$$\mathbf{x} = [V_{Gh}(t), Q_{Gh}(t)]^T \quad (19)$$

$$\mathbf{A} = \begin{pmatrix} c_{1h} & -\frac{1}{2}c_{3h} \\ -\frac{1}{2}c_{3h} & c_{2h} \end{pmatrix} \quad (20)$$

$$\mathbf{b} = (c_{4h}, c_{5h})^T \quad (21)$$

Ma trận $\mathbf{A}$ là bán xác định dương nếu thỏa mãn các điều kiện sau:

- $\mathbf{A} \succ 0$ (khi $c_{1h} \geq 0$ và $c_{1h}c_{2h} - \frac{1}{4}c_{3h}^2 \geq 0$);
- $\mathbf{A} = \mathbf{A}^T$.

Khi đó, ma trận $\mathbf{A}$ có thừa số hóa Cholesky $\mathbf{A}^{\frac{1}{2}}$ được xác định như sau:

$$\mathbf{A}^{\frac{1}{2}} = \begin{pmatrix} \sqrt{c_{1h}} & -\frac{c_{3h}}{2\sqrt{c_{1h}}} \\ 0 & \sqrt{c_{2h} - \frac{c_{3h}^2}{4c_{1h}}} \end{pmatrix} \quad (22)$$

Cụ thể, ma trận $\mathbf{A}$ được khai triển theo Cholesky như sau:

$$\mathbf{A} = \begin{pmatrix} c_{1h} & -\frac{1}{2}c_{3h} \\ -\frac{1}{2}c_{3h} & c_{2h} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \sqrt{c_{1h}} & 0 \\ -\frac{c_{3h}}{2\sqrt{c_{1h}}} & \sqrt{c_{2h} - \frac{c_{3h}^2}{4c_{1h}}} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \sqrt{c_{1h}} & -\frac{c_{3h}}{2\sqrt{c_{1h}}} \\ 0 & \sqrt{c_{2h} - \frac{c_{3h}^2}{4c_{1h}}} \end{pmatrix} = \left(\mathbf{A}^{\frac{1}{2}}\right)^T \mathbf{A}^{\frac{1}{2}} \quad (23)$$

Ràng buộc (5) được biến đổi về ràng buộc lồi bằng cách chuyển đổi đẳng thức thành một ràng buộc bất đẳng thức và được biểu diễn dưới dạng ma trận như sau:

$$\begin{aligned} P_{Gh}(t) + \mathbf{x}^T \mathbf{A} \mathbf{x} - \mathbf{b}^T \mathbf{x} - c_{6h} &\leq 0 \\ \Leftrightarrow P_{Gh}(t) + \mathbf{x}^T \left(\mathbf{A}^{\frac{1}{2}}\right)^T \mathbf{A}^{\frac{1}{2}} \mathbf{x} - \mathbf{b}^T \mathbf{x} - c_{6h} &\leq 0 \end{aligned} \quad (24)$$

Ràng buộc (24) được biểu diễn dưới dạng ràng buộc hình nón bậc hai (25).

$$\left\| \begin{bmatrix} \mathbf{A}^{\frac{1}{2}} \mathbf{x} \\ \frac{1-u_{Gh}(t)}{2} \end{bmatrix} \right\| \leq \frac{1+u_{Gh}(t)}{2} \quad (25)$$

với:

$$\begin{aligned} u_{Gh}(t) &= \mathbf{b}^T \mathbf{x} + c_{6h} - P_{Gh}(t) = c_{4h} V_{Gh}(t) + c_{5h} Q_{Gh}(t) + c_{6h} - P_{Gh}(t) \\ \Rightarrow P_{Gh}(t) &= c_{4h} V_{Gh}(t) + c_{5h} Q_{Gh}(t) + c_{6h} - u_{Gh}(t) \end{aligned} \quad (26)$$

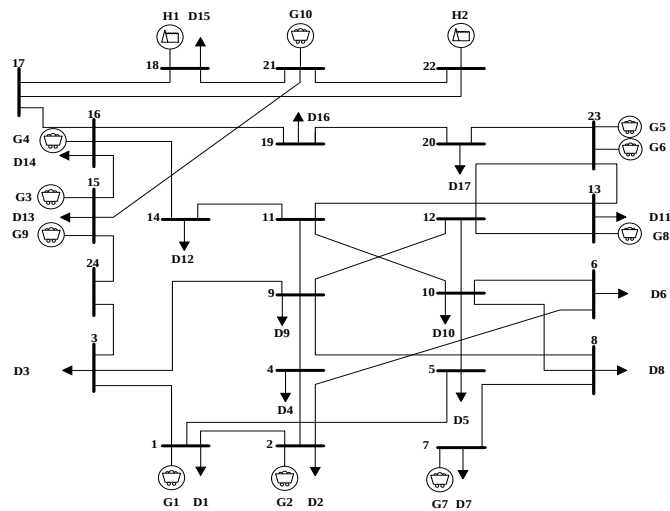
Tính phép nhân ma trận $\mathbf{A}^{\frac{1}{2}} \mathbf{x}$, ràng buộc (25) được biến đổi thành (27).

$$\left\| \begin{bmatrix} \sqrt{c_{1h}} V_{Gh}(t) - \frac{c_{3h} Q_{Gh}(t)}{2\sqrt{c_{1h}}} \\ \sqrt{c_{2h} - \frac{c_{3h}^2}{4c_{1h}}} Q_{Gh}(t) \\ \frac{1-u_{Gh}(t)}{2} \end{bmatrix} \right\| \leq \frac{1+u_{Gh}(t)}{2} \quad (27)$$

Khi đó, mô hình SOCP của bài toán STOS hỗn hợp thủy nhiệt điện bao gồm hàm mục tiêu (1), các ràng buộc (2) – (4), (6) – (17), (26) và (27).

3. Kết quả tính toán và thảo luận

Mô hình SOCP của bài toán STOS cho hệ thống hỗn hợp thủy nhiệt điện trình bày trong phần 2 được áp dụng cho lưới điện 24 nút IEEE cải biên [2]. Sơ đồ lưới điện này được mô tả trên Hình 1. Lưới điện 24 nút IEEE cải biên có 10 nhà máy nhiệt điện (G1 ÷ G10), 2 nhà máy thủy điện (H1 và H2) trên cùng một dòng sông. H1 là thủy điện phía trên, H2 là thủy điện phía dưới. Các kết quả tính toán đạt được sử dụng phần mềm GAMS/CPLEX [10] trên máy tính cá nhân với vi xử lý AMD Ryzen 5 5600G 3,9 GHz và 32GB RAM. Thời gian tính toán bằng 0,03 giây.



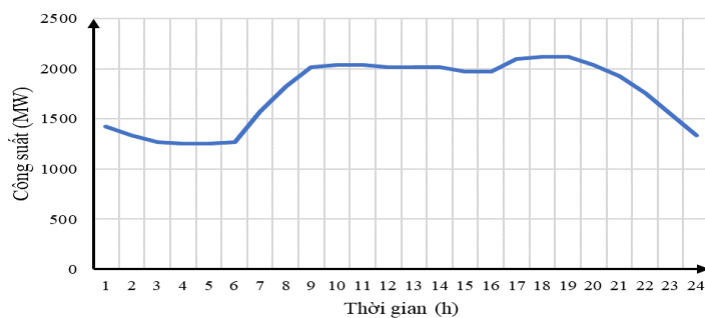
Hình 1. Sơ đồ lưới điện IEEE 24 nút

3.1. Dữ liệu tính toán

Đồ thị phụ tải được thể hiện trong Hình 2. Trong đó, phụ tải cực đại vào giờ 19 (2120,39 MW) và phụ tải cực tiểu vào giờ 4 (1251,02 MW). Thông số của các máy phát nhiệt điện được trình bày trong Bảng 1. Trong đó, chi phí sản xuất biên của các tổ máy tại tất cả các thời điểm là không đổi.

Các hệ số đặc tính vận hành được mô tả trong Bảng 2. Các thông số của nhà máy thủy điện được trình bày trong Bảng 3. Lượng nước tự nhiên chảy về hồ chứa của các nhà máy thủy điện được mô tả trong Bảng 4. Thời gian trễ để nước từ nhà máy thủy điện H1 chảy về nhà máy thủy điện H2 là 3 giờ. Ngoài ra, lượng nước xả tràn của nhà máy thủy điện được coi là bằng 0. Nhân

manh rằng, nghiên cứu này giả thiết rằng lượng nước đủ để cung cấp đến các hồ nước; do đó, đảm bảo cho các thủy điện H1 và H2 phát theo yêu cầu của phụ tải.



Hình 2. Đồ thị phụ tải

Bảng 1. Thông số của các tổ máy nhiệt điện

	$P_{\max}$ (MW)	$P_{\min}$ (MW)	RU (MW/h)	RD (MW/h)	P_0 (MW)*	C_G (\$/MWh)
G1	152	30,4	120	120	76	13,32
G2	152	30,4	120	120	76	13,32
G3	155	54,3	155	155	0	16
G4	155	54,3	155	155	124	10,52
G5	310	108,5	280	280	248	10,52
G6	350	140,0	280	280	280	10,89
G7	350	75,0	350	350	0	20,7
G8	591	206,9	240	240	0	20,93
G9	60	12,0	60	60	0	26,11
G10	400	100,0	280	280	240	5,47

* P_0 là công suất phát của các tổ máy trước giai đoạn lập kế hoạch vận hành.

Bảng 2. Hệ số đặc tính vận hành của nhà máy thủy điện

	c_1	c_2	c_3	c_4	c_5	c_6
H1	0,0042	0,42	0,03	0,9	10	□ 50
H2	0,003	0,31	0,027	1,44	14	□ □ 0

Bảng 3. Thông số các nhà máy thủy điện

	$V_{\min}$ ($10^4 m^3$)	$V_{\max}$ ($10^4 m^3$)	V_{ini} ($10^4 m^3$)	V_{end} ($10^4 m^3$)	$Q_{\min}$ ($10^4 m^3$)	$Q_{\max}$ ($10^4 m^3$)	$P_{\min}$ (MW)	$P_{\max}$ (MW)
H1	80	150	100	120	5	15	0	500
H2	100	240	170	170	10	30	0	500

Bảng 4. Lượng nước tự nhiên về hồ chứa của nhà máy thủy điện ($10^4 m^3$)

Giờ	H1	H2	Giờ	H1	H2
1	10	8,1	13	11	4
2	9	8,2	14	12	3
3	8	4	15	11	3
4	7	2	16	10	2
5	6	3	17	9	2
6	7	4	18	8	2
7	8	3	19	7	1
8	9	2	20	6	1
9	10	1	21	7	2
10	11	1	22	8	2
11	12	1	23	9	1
12	10	2	24	10	0

3.2. Đánh giá mô hình SOCP đề xuất

Độ chính xác của mô hình SOCP đề xuất được đánh giá sử dụng hệ thống hỗn hợp thủy nhiệt điện trong [11], [12]. Hệ thống này gồm 1 nhà máy nhiệt điện với nhiều tổ máy phát và 4 nhà máy thủy điện trên cùng lưu vực sông. Giá trị hàm mục tiêu của bài toán tối ưu cho hệ thống điện này sử dụng các phương pháp khác nhau được trình bày ở Bảng 5.

Bảng 5. So sánh giá trị hàm mục tiêu

Phương pháp	Giá trị hàm mục tiêu (\$)
Thuật toán di truyền (GA) [11]	926707,0
Phương pháp SDP [12]	925866,0
Phương pháp SOCP đề xuất	925866,0

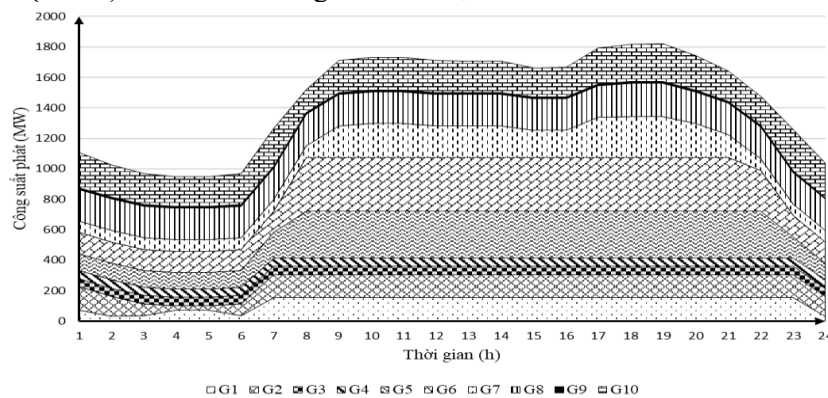
Bảng 5 cho thấy rằng, giá trị hàm mục tiêu của phương pháp SOCP đề xuất và phương pháp SDP bằng nhau. Ngoài ra, giá trị hàm mục tiêu của phương pháp SOCP đề xuất nhỏ hơn so với phương pháp GA. Kết quả này cho thấy độ chính xác của mô hình SOCP đề xuất.

3.3. Kết quả tính toán

Công suất phát tối ưu của các tổ máy nhiệt điện được trình bày trên Hình 3 và Bảng 6. Hình 3 và Bảng 6 thể hiện rằng tổ máy G9 luôn phát công suất tối thiểu, các tổ máy G1-G6 phát công suất không đổi trong thời điểm $t = 8 \div 21$.

Đối với thủy điện H2, lượng nước về hồ chứa bằng tổng dòng chảy tự nhiên cộng với lượng nước qua tuabin của H1. Thời gian trễ để nước từ H1 về H2 là 3 giờ. Như vậy, lượng nước qua tua-bin H1 về H2 trong 3 giờ đầu bằng 0. Cụ thể, tổng lượng nước về hồ chứa của thủy điện H2 mỗi giờ được trình bày trong Hình 4.

Hoạt động của tổ máy thủy điện H1 và H2 được thể hiện trong Hình 5 và Hình 6. Thủy điện H1 có xu hướng phát công suất lớn vào đầu chu kỳ tính toán và thủy điện H2 phát công suất lớn vào cuối chu kỳ tính toán. Thể tích nước cuối chu kỳ của thủy điện H1 và H2 lần lượt là $120 (10^4 \text{ m}^3)$ và $170 (10^4 \text{ m}^3)$ đã đảm bảo đúng theo kế hoạch điều tiết.

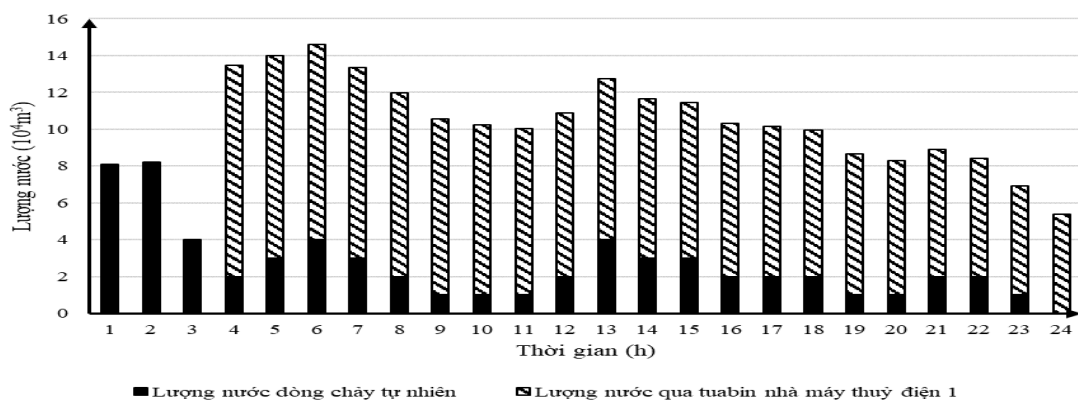


Hình 3. Công suất phát của các tổ máy nhiệt điện

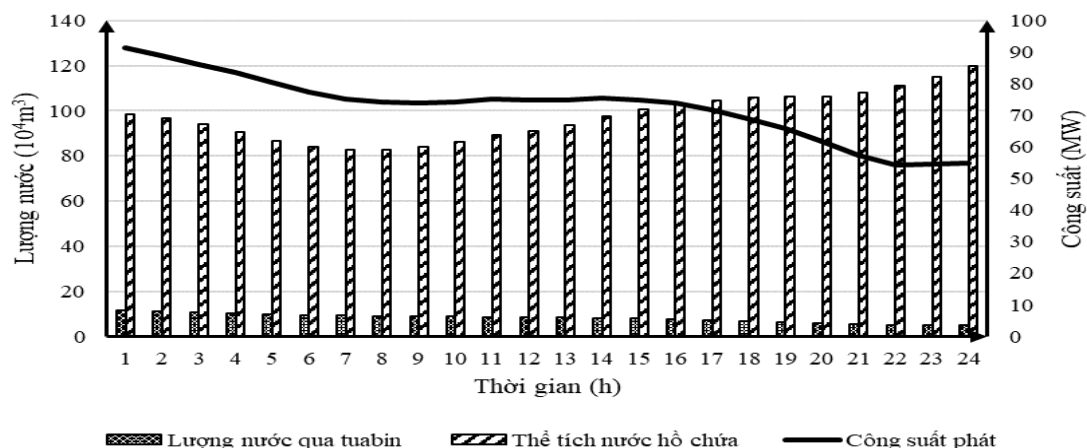
Bảng 6. Công suất phát tối ưu (MW) của các tổ máy trong 24 giờ

Tổ máy	1	2	3	4	5	6	7	8
G1	73,03	30,40	34,11	71,52	71,54	35,84	152,00	152,00
G2	152,00	131,25	80,32	30,40	30,40	78,59	152,00	152,00
G3	54,30	54,30	54,30	54,30	54,30	54,30	54,30	54,30
G4	54,30	54,30	54,30	54,30	54,30	54,30	54,30	54,30
G5	108,50	108,50	108,50	108,50	108,50	108,50	169,06	310,00
G6	140,00	140,00	140,00	140,00	140,00	140,00	140,00	350,00
G7	75,00	75,00	75,00	75,00	75,00	75,00	75,00	79,14

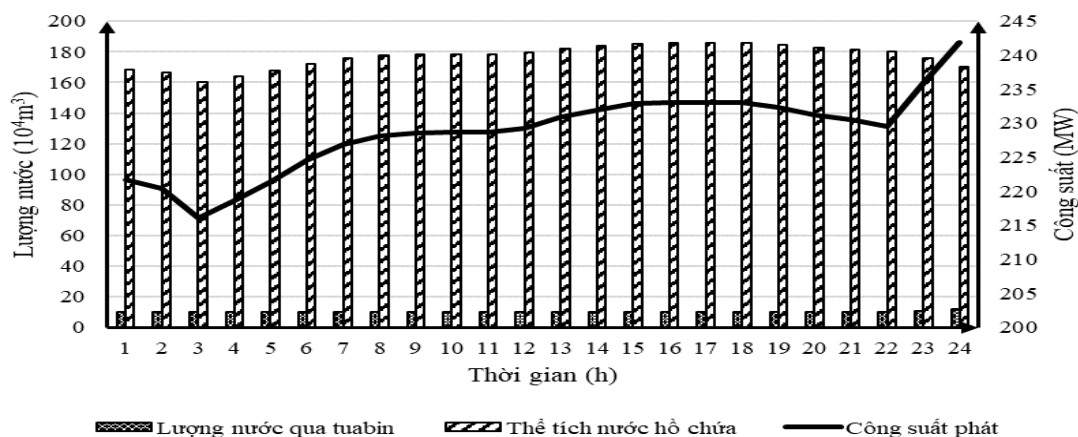
Tổ máy	1	2	3	4	5	6	7	8
G8	206,90	206,90	206,90	206,90	206,90	206,90	206,90	206,90
G9	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00
G10	231,68	214,02	204,60	195,85	196,26	204,85	251,42	150,61
H1	91,28	88,78	86,18	83,66	80,37	77,33	75,27	74,14
H2	221,68	220,41	216,02	218,59	221,46	224,63	226,86	228,15
Tổng công suất phát	1420,67	1335,86	1272,24	1251,02	1251,02	1272,24	1569,10	1823,54
Phụ tải yêu cầu	1420,67	1335,86	1272,24	1251,02	1251,02	1272,24	1569,10	1823,54
Tổ máy	9	10	11	12	13	14	15	16
G1	152,00	152,00	152,00	152,00	152,00	152,00	152,00	152,00
G2	152,00	152,00	152,00	152,00	152,00	152,00	152,00	152,00
G3	54,30	54,30	54,30	54,30	54,30	54,30	54,30	54,30
G4	54,30	54,30	54,30	54,30	54,30	54,30	54,30	54,30
G5	310,00	310,00	310,00	310,00	310,00	310,00	310,00	310,00
G6	350,00	350,00	350,00	350,00	350,00	350,00	350,00	350,00
G7	209,00	223,44	223,44	209,01	209,03	209,04	180,19	180,18
G8	206,90	206,90	206,90	206,90	206,90	206,90	206,90	206,90
G9	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00
G10	211,47	217,72	216,78	209,87	208,02	206,55	192,50	193,50
H1	73,89	74,25	75,16	74,75	74,87	75,33	74,93	73,77
H2	228,52	228,68	228,69	229,25	230,96	231,96	232,84	233,02
Tổng công suất phát	2014,38	2035,58	2035,58	2014,38	2014,38	2014,38	1971,97	1971,97
Phụ tải yêu cầu	2014,38	2035,58	2035,58	2014,38	2014,38	2014,38	1971,97	1971,97
Tổ máy	17	18	19	20	21	22	23	24
G1	152,00	152,00	152,00	152,00	152,00	152,00	152,00	32,00
G2	152,00	152,00	152,00	152,00	152,00	152,00	152,00	129,50
G3	54,30	54,30	54,30	54,30	54,30	54,30	54,30	54,30
G4	54,30	54,30	54,30	54,30	54,30	54,30	54,30	54,30
G5	310,00	310,00	310,00	310,00	310,00	310,00	138,84	108,50
G6	350,00	350,00	350,00	350,00	350,00	268,33	140,00	140,00
G7	266,73	268,30	268,30	223,34	151,14	75,00	75,00	75,00
G8	206,90	220,27	220,23	206,90	206,90	206,90	206,90	206,90
G9	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00
G10	236,01	245,09	249,33	227,85	198,95	191,20	271,84	226,50
H1	71,83	69,05	65,66	61,64	57,41	54,30	54,71	55,02
H2	233,12	233,08	232,28	231,25	230,57	229,59	236,00	241,83
Tổng công suất phát	2099,19	2120,39	2120,39	2035,58	1929,57	1759,93	1547,89	1335,86
Phụ tải yêu cầu	2099,19	2120,39	2120,39	2035,58	1929,57	1759,93	1547,89	1335,86



Hình 4. Tổng lượng nước về hồ chứa thủy điện H2



Hình 5. Hoạt động của thủy điện H1



Hình 6. Hoạt động của thủy điện H2

4. Kết luận

Bài báo xây dựng mô hình quy hoạch hình nón bậc hai (SOCP) để lập kế hoạch vận hành cho hệ thống hỗn hợp thủy nhiệt điện có xét ảnh hưởng của độ cao cột nước. Mô hình SOCP được phát triển từ mô hình NLP bằng cách biến đổi ràng buộc đẳng thức của mỗi quan hệ phi tuyến giữa lưu lượng nước qua tuabin, thể tích hồ chứa và công suất phát của tổ máy thủy điện thành ràng buộc bất đẳng thức. Lưới điện truyền tải 24 nút IEEE được sử dụng để đánh giá mô hình đề xuất. Kết quả và thời gian tính toán cho thấy mô hình đề xuất hoàn toàn có thể áp dụng vào công tác vận hành thực tế. Hướng nghiên cứu trong tương lai là áp dụng mô hình nón bậc hai để xuất để giải bài toán lựa chọn thành phần tổ máy vận hành (Unit Commitment – UC) trong hệ thống hỗn hợp thủy nhiệt điện.

TÀI LIỆU THAM KHẢO/REFERENCES

- [1] C. O. Naversen, M. Parvania, A. Helseth, and H. Farahmand, "Continuous Hydrothermal Flexibility Coordination Under Wind Power Uncertainty," *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 13, no. 4, pp. 1900–1912, Oct. 2022, doi: 10.1109/TSTE.2022.3175430.
- [2] C. Ju, T. Ding, W. Jia, C. Mu, H. Zhang, and Y. Sun, "Two-stage robust unit commitment with the cascade hydropower stations retrofitted with pump stations," *Appl. Energy*, vol. 334, Mar. 2023, Art. no. 120675, doi: 10.1016/j.apenergy.2023.120675.
- [3] M. S. Fakhar, S. Liaquat, S. A. R. Kashif, A. Rasool, M. Khizer, M. A. Iqbal, M. A. Baig, and S. Padmanaban, "Conventional and Metaheuristic Optimization Algorithms for Solving Short Term

- Hydrothermal Scheduling Problem: A Review,” *IEEE Access*, vol. 9, pp. 25993–26025, 2021, doi: 10.1109/ACCESS.2021.3055292.
- [4] G. W. Chang, M. Aganagic, J.G. Waight, J. Medina, T. Burton, S. Reeves, and M. Christoforidis, “Experiences with mixed integer linear programming based approaches on short-term hydro scheduling,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 16, no. 4, pp. 743–749, 2001.
- [5] A. J. Conejo, J. M. Arroyo, J. Contreras, and F. A. Villamor, “Self-scheduling of a hydro producer in a pool-based electricity market,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 17, no. 4, pp. 1265–1272, Nov. 2002, doi: 10.1109/TPWRS.2002.804951.
- [6] A. L. Diniz and M. E. P. Maceira, “A four-dimensional model of hydro generation for the short-term hydrothermal dispatch problem considering head and spillage effects,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 23, no. 3, pp. 1298–1308, 2008.
- [7] Y. Lu, J. Zhou, H. Qin, Y. Wang, and Y. Zhang, “An adaptive chaotic differential evolution for the short-term hydrothermal generation scheduling problem,” *Energy Convers. Manag.*, vol. 51, no. 7, pp. 1481–1490, Jul. 2010, doi: 10.1016/j.enconman.2010.02.006.
- [8] F. J. Diaz, J. Contreras, J. I. Munoz, and D. Pozo, “Optimal Scheduling of a Price-Taker Cascaded Reservoir System in a Pool-Based Electricity Market,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 26, no. 2, pp. 604–615, May 2011, doi: 10.1109/TPWRS.2010.2063042.
- [9] D. G. Ha, D. L. Duong, and N. V. Pham, “An iterative linear programming-based model using fictitious nodal demand for solving the optimal power flow problem in power distribution systems,” *TNU J. Sci. Technol.*, vol. 228, no. 10, pp. 20–28, 2023, doi: 10.34238/tnu-jst.7491.
- [10] GAMS. [Online]. Available: <https://www.gams.com/> [Accessed 25 June 2023].
- [11] S. O. Orero and M. R. Irving, “A genetic algorithm modelling framework and solution technique for short-term optimal hydrothermal scheduling,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 13, no. 2, pp. 501–518, May 1998, doi: 10.1109/59.667375.
- [12] Y. Zhu, J. Jian, J. Wu, and L. Yang, “Global Optimization of Non-Convex Hydro-Thermal Coordination Based on Semidefinite Programming,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 28, no. 4, pp. 3720–3728, Nov. 2013, doi: 10.1109/TPWRS.2013.2259642.