

# ÁP DỤNG MÔ HÌNH MISOCP ĐỂ TỐI ƯU HÓA VỊ TRÍ VÀ DUNG LƯỢNG CỦA TỤ BÙ NGANG CÓ XÉT TẢI ZIP TRONG LƯỚI PHÂN PHỐI

MISOCP-BASED OPTIMAL CAPACITOR ALLOCATION IN POWER DISTRIBUTION SYSTEMS CONSIDERING ZIP LOAD MODEL

Dương Duy Long<sup>1</sup>, Nguyễn Tuấn Anh<sup>1</sup>,  
Phạm Năng Văn<sup>1,\*</sup>, Nguyễn Thị Hoài Thu<sup>1</sup>

DOI: <https://doi.org/10.57001/huic5804.2023.032>

## TÓM TẮT

Vấn đề giảm tổn thất điện năng và cải thiện chất lượng điện áp có ý nghĩa quan trọng trong quy hoạch và vận hành lưới điện phân phối khi nhu cầu phụ tải điện ngày càng tăng cao. Bài báo này trình bày mô hình quy hoạch nón bậc hai nguyên thực hỗn hợp (MISOCP) để tối ưu hóa vị trí đặt và dung lượng của tụ bù ngang với mục đích là nâng cao hiệu quả vận hành lưới phân phối. Bài toán tối ưu có hàm mục tiêu là tối thiểu hóa tổng chi phí, bao gồm chi phí đầu tư tụ, chi phí cho tổn thất công suất và chi phí cho tổn thất điện năng của lưới điện, đồng thời thỏa mãn hệ phương trình trào lưu công suất, giới hạn điện áp nút, giới hạn công suất truyền tải trên các nhánh, giới hạn hệ số công suất đầu xuất tuyến và các ràng buộc liên quan đến tụ bù. Đồng thời, mô hình tối ưu này có xét sự phụ thuộc của công suất tiêu thụ của phụ tải theo điện áp (mô hình tải ZIP). Mô hình MISOCP được xây dựng từ mô hình quy hoạch phi tuyến nguyên thực hỗn hợp (MINLP) sử dụng mô hình nón của hệ phương trình trào lưu công suất và tải ZP tương đương. Lời giải tối ưu toàn cục của mô hình MISOCP đạt được bằng cách sử dụng bộ giải thương mại như CPLEX với ngôn ngữ lập trình GAMS. Mô hình tối ưu đề xuất được đánh giá sử dụng lưới phân phối 15 nút IEEE. Kết quả tính toán cho thấy rằng, tối ưu hóa vị trí và dung lượng của tụ bù đóng góp đáng kể vào việc giảm tổng chi phí và nâng cao chất lượng điện áp của lưới phân phối.

**Từ khóa:** Lưới điện phân phối, tụ bù ngang, tổn thất điện năng, tải ZIP, quy hoạch nón bậc hai nguyên thực hỗn hợp (MISOCP).

## ABSTRACT

The problem of power loss reduction and voltage profile improvement is of great importance in the planning and operation of distribution systems when the electricity demand shows a substantial increase. This paper presents a Mixed-Integer Second-Order Cone Programming model (MISOCP) to optimally determine the location and size of shunt capacitor banks as a way of improving the operational efficiency of distribution networks. The optimization problem aims at minimizing the total cost associated with capacitors, power loss and energy loss while complying with power flow equations, voltage constraints, branch power flow constraints, power factor limits and constraints pertaining to the capacitor banks installed. At the same time, this optimization problem considers a model of the voltage-dependent load (ZIP load model). The MISOCP model is transformed from a Mixed-Integer Nonlinear Programming model (MINLP) by exploiting a second-order cone model of power flow equations and the equivalent ZP load model. The globally optimal solution of the proposed MISOCP model is achieved by using a commercial solver such as CPLEX with the GAMS programming language. The proposed MISOCP formulation is evaluated using an IEEE 15-node distribution system. The calculation results show that optimization of capacitor placement contributes significantly to reducing the total cost and improving the voltage quality in the distribution networks.

**Keywords:** Power distribution systems, shunt capacitors, energy loss, ZIP load, Mixed-Integer Second-Order Cone Programming (MISOCP).

<sup>1</sup>Khoa Điện, Trường Điện - Điện tử, Đại học Bách khoa Hà Nội

\*Email: van.phamnang@hust.edu.vn

Ngày nhận bài: 26/10/2022

Ngày nhận bài sửa sau phản biện: 05/02/2023

Ngày chấp nhận đăng: 15/3/2023

## 1. GIỚI THIỆU

Ngày nay, nhu cầu phụ tải điện ngày càng tăng trong khi tốc độ phát triển của nguồn chưa thể đáp ứng kịp. Điều này dẫn đến việc quy hoạch và vận hành lưới điện phân phối trở nên khó khăn. Để nâng cao hiệu quả vận hành lưới

phân phối, một trong các giải pháp được đề xuất là lắp đặt tụ bù ngang để giảm tổn thất điện năng và cải thiện chất lượng điện áp [1]. Do đó, vấn đề tối ưu hóa vị trí đặt và dung lượng của tụ bù ngang trong lưới phân phối được các nhà nghiên cứu rất quan tâm. Phương án tối ưu các tụ điện

ở lưới phân phối được nghiên cứu trong [2], kế hoạch vận hành tối ưu và vị trí đặt của các tụ điện được khảo sát trong [3]. Các thuật toán Heuristic được ứng dụng để xác định vị trí tối ưu của tụ điện trong [4]. Thuật toán di truyền (GA) để xác định vị trí và dung lượng tối ưu của tụ bù ngang nhằm giảm tổn thất công suất và cải thiện chất lượng điện áp [5], tuy nhiên GA cần một thời gian dài khi tính toán với lưới điện kích cỡ lớn. Ngoài ra, một hướng giải quyết khác là sử dụng thuật toán mạng Nơ-ron nhân tạo (ANN) [6], tuy nhiên, độ chính xác của kết quả bị suy giảm nếu như các tập dữ liệu đầu vào (ví dụ như dữ liệu phụ tải) không được xác định đúng. Gần đây, một thuật toán Heuristic mới dựa trên kỹ thuật nới lỏng Lagrange đã được đề xuất [7]. Tuy nhiên, các xấp xỉ tuyến tính được sử dụng trong [7] làm giảm tính chính xác của kết quả khi tính toán với lưới phân phối lớn. Sau đó, một phương pháp Heuristic đơn giản mà không có bất kỳ tính toán trào lưu công suất nào đã được đề xuất để giảm tổn thất điện năng [8]. Ngoài ra, trong [9], phương pháp VSO đã được phát triển để giảm thiểu tổn thất công suất lưới phân phối thông qua việc tái cấu trúc lưới điện có sự xuất hiện của nguồn phân tán. Ngoài cách tiếp cận bằng các thuật toán Heuristic thì các nhà nghiên cứu rất quan tâm đến việc ứng dụng mô hình toán tối ưu để xác định vị trí, dung lượng tối ưu của tụ bù ngang trong lưới phân phối. Một phương pháp dựa trên trào lưu công suất Newton được trình bày trong [10]. Mặc dù các biến đổi xấp xỉ được sử dụng trong công thức tổn thất công suất giúp phương pháp này tính toán nhanh, nhưng điều đó làm cho việc tìm nghiệm tối ưu toàn cục khi tính toán với các lưới phân phối kích cỡ lớn gặp nhiều khó khăn. Một phương pháp khác là phương pháp phân tách Benders chia bài toán cần giải quyết thành nhiều bài toán chính và bài toán phụ [11]. Mặc dù kết quả cho thấy hiệu quả của phương pháp phân tách Benders khi tìm dung lượng và vị trí tối ưu tụ bù ngang, nhưng hiệu quả của phương pháp này lại giảm dần khi xem xét thêm các ràng buộc phi tuyến vào mô hình bài toán. Những năm gần đây, để giải quyết vấn đề tối ưu hóa vị trí và dung lượng tụ bù ngang thì các mô hình toán học phức tạp đang được nhiều nhà nghiên cứu lựa chọn. Tác giả của [12] đã giải quyết vấn đề này bằng cách sử dụng quy hoạch toàn phương nguyên thực hỗn hợp (MIQP), mô hình ràng buộc bậc hai (QCP) và mô hình nón bậc hai (SOCP). Kết quả chỉ ra rằng hiệu suất tính toán của MIQP, QCP và SOCP tốt hơn phương pháp phân tách Benders, nhưng việc sử dụng hai biến liên tục thay vì hai biến nhị phân để xác định chiều dòng công suất đã làm giảm hiệu quả của các phương pháp trên. Mô hình quy hoạch tuyến tính nguyên thực hỗn hợp (MILP) đã được trình bày trong [13] đã giải quyết vấn đề tối ưu hóa vị trí và dung lượng tụ bù ngang bằng cách sử dụng các hàm tuyến tính từng đoạn. Dù vậy, các xấp xỉ được sử dụng có thể làm giảm hiệu quả của mô hình này khi bài toán được tích hợp thêm các ràng buộc phi tuyến bậc cao.

Các nghiên cứu [2 - 13] cho thấy rằng bài toán tối ưu hóa vị trí và công suất của tụ bù ngang thường được giải sử dụng kỹ thuật Heuristic và phương pháp MILP. Nhược điểm

của kỹ thuật tối ưu Heuristic là không đảm bảo tìm được nghiệm tối ưu toàn cục và thời gian tính toán lâu khi áp dụng cho lưới điện kích cỡ lớn. Nhược điểm của phương pháp MILP là sai số của lời giải do áp dụng các kỹ thuật xấp xỉ. Ngoài ra, các nghiên cứu này thường không xem xét các yếu tố như mô hình phụ tải phụ thuộc điện áp (tải ZIP) và công suất bộ tụ là các biến rời rạc.

Gần đây, mô hình MISOCP được áp dụng ngày càng nhiều để giải các bài toán hệ thống điện. Các tác giả [14] đã áp dụng mô hình này để giải bài toán tái cấu trúc lưới có xét các thiết bị điều chỉnh điện áp và nguồn điện phân tán. Lời giải của bài toán giúp cải thiện độ tin cậy cũng như chất lượng điện áp của lưới điện. Trong [15], mô hình MISOCP được các tác giả sử dụng để giải bài toán xác định tổ máy vận hành trên hệ thống điện có kích cỡ lớn. Cách tiếp cận này giúp giảm chi phí vận hành của hệ thống điện trong khi thời gian tính toán được giảm đáng kể so với các phương pháp được đề xuất trước đó. Bài toán qui hoạch lưới điện phân phối sử dụng mô hình MISOCP cũng được đề cập trong [16]. Hiệu quả của mô hình đã được chứng minh bằng ba hệ thống điện có quy mô khác nhau. Ngoài ra, nghiên cứu [17] sử dụng mô hình MISOCP để giải bài toán phân bố tối ưu công suất kết hợp khi xét giới hạn nhiệt của máy biến áp trong lưới phân phối linh hoạt. Kết quả giúp tối ưu hóa chi phí vận hành và tận dụng tối đa khả năng truyền tải và tăng tuổi thọ của máy biến áp. Bài báo [18] đã đề xuất một phương pháp để xác định giá biên nút trong lưới điện phân phối sử dụng mô hình MISOCP. Mô hình được áp dụng cho bài toán cân bằng thị trường ngày tới kết hợp với bài toán tái cấu trúc lưới có xét các thiết bị điều chỉnh điện áp. Các tác giả cũng chỉ ra tính hiệu quả của phương pháp đã đề xuất qua các nghiên cứu có trong bài báo. Nghiên cứu [19] cũng sử dụng mô hình MISOCP để xác định công suất tối đa của hệ thống điện mặt trời có thể lắp đặt trong lưới phân phối có xét tái cấu trúc lưới. Tác giả của các nghiên cứu [14 - 19] chỉ ra rằng, lời giải của bài toán quy hoạch nón bậc hai nguyên thực hỗn hợp là nghiệm tối ưu toàn cục, không có sai số và có thể giải hiệu quả sử dụng các bộ giải thương mại như CPLEX hoặc MOSEK trong phần mềm GAMS hoặc MATLAB.

Do đó, bài báo này đề xuất phương pháp tối ưu hóa vị trí và dung lượng của tụ bù ngang sử dụng quy hoạch nón bậc hai nguyên thực hỗn hợp (MISOCP) có xét tải ZIP và coi công suất tụ bù là các biến rời rạc.

Bài báo được cấu trúc thành 4 phần: Phần 1 giới thiệu về nội dung nghiên cứu; Phần 2 trình bày mô hình toán học MISOCP của bài toán tối ưu hóa vị trí và dung lượng của tụ bù ngang, bao gồm hàm mục tiêu và các ràng buộc; Phần 3 áp dụng mô hình MISOCP để tính toán cho lưới điện phân phối 15 nút IEEE; Những kết luận và hướng nghiên cứu tương lai được đưa ra ở phần 4.

## 2. MÔ HÌNH TOÁN HỌC

Mô hình tối ưu MISOCP có hàm mục tiêu được trình bày ở mục 2.1 và các ràng buộc được trình bày ở các mục 2.2 đến 2.9.

**2.1. Hàm mục tiêu**

Hàm mục tiêu của bài toán được xét trong một năm sử dụng đồ thị phụ tải kéo dài với M khoảng thời gian (M bậc); trong đó khoảng thời gian thứ t có độ dài thời gian  $T_t$  (giờ) và công suất tác dụng của phụ tải  $P_{Di,t}$  (kW).

Hàm mục tiêu là tối thiểu hóa tổng chi phí của lưới điện, bao gồm vốn đầu tư của tụ bù ngang, chi phí cho tổn thất công suất và chi phí cho tổn thất điện năng của lưới điện.

$$\min \left( \sum_{i=1}^N \sum_{k \in \Omega(C)} K_{c,k} N_{ci,k} + K_p \sum_{j \in \Omega(1)} \left( P_{1j,t^{max}} - \sum_{i=2}^N P_{Di,t^{max}} \right) + \sum_{t=1}^M \left( T_t K_{e,t} \sum_{j \in \Omega(1)} \left( P_{1j,t} - \sum_{i=2}^N P_{Di,t} \right) \right) \right) \quad (1)$$

trong đó,  $\Omega(C)$  là tập các bộ tụ được cài đặt;  $K_{c,k}$  là vốn đầu tư một bộ tụ loại k (\$/bộ);  $N_{ci,k}$  là số bộ tụ bù loại k tại nút i;  $K_p$  là chi phí cho tổn thất công suất khi phụ tải cực đại (\$/kW);  $P_{1j,t^{max}}$  là công suất tác dụng đầu nhánh tại khoảng thời gian công suất tác dụng phụ tải lớn nhất (kW);  $P_{Di,t^{max}}$  là công suất tác dụng lớn nhất của phụ tải tại nút i (kW);  $K_{e,t}$  là chi phí cho tổn thất điện năng trong khoảng thời gian thứ t (\$/kWh);  $P_{1j,t}$  là công suất tác dụng đầu xuất tuyến tại khoảng thời gian thứ t (kW);  $P_{Di,t}$  là công suất tác dụng của phụ tải tại nút i trong khoảng thời gian t (kW) và  $\Omega(1)$  là tập các nút nối với nút 1.

**2.2. Mô hình nón bậc hai của tải ZIP**

Để đơn giản hóa biểu diễn biểu thức toán học, chỉ số t được lược bỏ trong biểu thức toán học. Khi hệ thống điện vận hành với chế độ xác lập, mô-đun điện áp các nút được giữ xấp xỉ bằng 1pu nên áp dụng khai triển nhị thức Newton, ta có:

$$U_i^n \approx (1 + \Delta U_i)^n \approx 1 + n \Delta U_i \quad (2)$$

trong đó,  $U_i$  là mô-đun điện áp nút i (pu).

Với  $n = 2$  và  $U_i = 1 + \Delta U_i$ , ta có:

$$U_i^2 = (1 + \Delta U_i)^2 = 1 + 2\Delta U_i \quad (3)$$

Mô hình tải ZIP với dạng đa thức bậc hai được biểu diễn như sau:

$$P_{Di} = P_{D0i} (a_i^p U_i^2 + b_i^p U_i + c_i^p); \quad a_i^p + b_i^p + c_i^p = 1 \quad (4)$$

trong đó,  $a_i^p, b_i^p, c_i^p$  là các hệ số của mô hình tải ZIP tại nút thứ i;  $P_{D0i}$  là công suất tác dụng tại điện áp định mức của tải tại nút i (pu).

Mô hình tải ZIP có thể được xấp xỉ thành mô hình ZP tương đương với các hệ số có thể đạt được từ mô hình tải ZIP ban đầu. Từ các biểu thức (3) và (4), ta có:

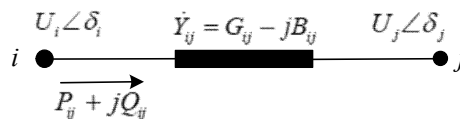
$$P_{Di} = P_{D0i} [c_i^p + a_i^p U_i^2 + b_i^p (1 + \Delta U_i)] \approx P_{D0i} [(c_i^p + b_i^p / 2) + (a_i^p + b_i^p / 2) \sqrt{2} u_i] \quad (5)$$

Tương tự, công suất phản kháng trong mô hình ZP tương đương:

$$Q_{Di} = Q_{D0i} [(c_i^q + b_i^q / 2) + (a_i^q + b_i^q / 2) \sqrt{2} u_i] \quad (6)$$

**2.3. Mô hình nón bậc hai của hệ phương trình trào lưu công suất**

Trong phần này, chỉ số t được bỏ đi để đơn giản hóa khi trình bày biểu thức toán học. Xét đường dây phân phối kết nối hai nút i và j như hình 1.



Hình 1. Mô hình đường dây phân phối

Dòng công suất trên đường dây ij được biểu diễn như sau:

$$P_{ij} = G_{ij} U_i^2 - G_{ij} U_i U_j \cos \delta_{ij} + B_{ij} U_i U_j \sin \delta_{ij} \quad (7)$$

$$Q_{ij} = B_{ij} U_i^2 - B_{ij} U_i U_j \cos \delta_{ij} - G_{ij} U_i U_j \sin \delta_{ij} \quad (8)$$

trong đó,  $P_{ij}$  và  $Q_{ij}$  lần lượt là công suất tác dụng và công suất phản kháng trên đường dây ij;  $G_{ij}$  và  $B_{ij}$  lần lượt là phần thực và phần ảo của tổng dẫn nhánh ij;  $U_i$  và  $U_j$  lần lượt là mô-đun điện áp nút i và nút j;  $\delta_{ij} = \delta_i - \delta_j$  là độ lệch góc pha điện áp giữa nút i với nút j.

Đặt  $u_i = U_i^2 / \sqrt{2}$ ,  $R_{ij} = U_i U_j \cos \delta_{ij}$  và  $I_{ij} = U_i U_j \sin \delta_{ij}$ . Khi đó, trong hệ thống điện có N nút (nút nguồn được đánh số là 1), từ (7)-(8), ta có hệ phương trình trào lưu công suất:

$$\sum_{j \in \Omega_i} P_{ij} = \sqrt{2} u_i \sum_{j \in \Omega_i} G_{ij} - \sum_{j \in \Omega_i} (G_{ij} R_{ij} - B_{ij} I_{ij}) = -P_{Di}; \quad i = 2, 3, \dots, N \quad (9)$$

$$\sum_{j \in \Omega_i} Q_{ij} = \sqrt{2} u_i \sum_{j \in \Omega_i} B_{ij} - \sum_{j \in \Omega_i} (B_{ij} R_{ij} + G_{ij} I_{ij}) = Q_{ci} - Q_{Di}; \quad i = 2, 3, \dots, N \quad (10)$$

trong đó,  $P_{Di}$  là công suất tác dụng của phụ tải tại nút i;  $Q_{ci}$  là công suất bộ tụ tại nút i;  $Q_{Di}$  là công suất phản kháng của phụ tải tại nút i;  $\Omega_i$  là tập các nút kết nối với nút i.

Mối quan hệ giữa  $R_{ij}$  và  $I_{ij}$ :

$$2u_i u_j = R_{ij}^2 + I_{ij}^2 \quad (11)$$

Biểu thức (9), (10) và (11) là hệ phương trình trào lưu công suất nút của lưới phân phối hình tia. Biểu thức (11) là phương trình phi tuyến làm cho hệ phương trình trào lưu công suất không lồi. Bằng cách nối lỏng ràng buộc đẳng thức này thành ràng buộc bất đẳng thức, ta có được dạng hình nón của bài toán:

$$2u_i u_j \geq R_{ij}^2 + I_{ij}^2 \quad (12)$$

**2.4. Giới hạn công suất nhánh**

Giới hạn công suất nhánh được mô tả như sau:

$$P_{ij,t}^2 + Q_{ij,t}^2 \leq (S_{ij}^{max})^2; \quad t = 1, \dots, M; \forall \text{ nhánh } ij \quad (13)$$

trong đó,  $S_{ij}^{max}$  là công suất biểu kiến tối đa có thể truyền tải trên nhánh ij.

**2.5. Giới hạn điện áp nút**

Giới hạn điện áp nút được biểu diễn như sau:

$$U_{\min}^2/\sqrt{2} \leq u_{i,t} \leq U_{\max}^2/\sqrt{2}; i=1,\dots,N; t=1,\dots,T \quad (14)$$

trong đó,  $U_{\min}$  và  $U_{\max}$  là điện áp nhỏ nhất và lớn nhất trên lưới điện.

**2.6. Giới hạn hệ số công suất đầu xuất tuyến**

Giới hạn hệ số công suất đầu xuất tuyến được biểu diễn như sau:

$$-\frac{\sqrt{1-\cos^2\varphi}}{\cos^2\varphi} P_{ij,t} \leq Q_{ij,t} \leq \frac{\sqrt{1-\cos^2\varphi}}{\cos^2\varphi} P_{ij,t}; t=1,\dots,M \quad (15)$$

trong đó,  $P_{ij,t}$ ,  $Q_{ij,t}$  lần lượt là công suất tác dụng và công suất phản kháng đầu xuất tuyến;  $\cos\varphi$  là hệ số công suất yêu cầu tại đầu xuất tuyến.

**2.7. Ràng buộc công suất tụ**

Công suất của bộ tụ tại mỗi nút được xác định bởi phương trình sau:

$$Q_{ci} = \sum_{k \in \Omega(C)} N_{ci,k} Q_{ci,k}^r; N_{ci,k} \in N; i=1,\dots,N \quad (16)$$

trong đó,  $N_{ci,k}$  là số bộ tụ loại  $k$  được lắp tại nút  $i$ ;  $Q_{ci,k}^r$  là dung lượng tiêu chuẩn của một bộ tụ loại  $k$  được đặt tại nút  $i$ .

**2.8. Ràng buộc tại một nút chỉ đặt một kiểu tụ**

Ràng buộc dưới đây đảm bảo rằng một nút chỉ đặt một chủng loại tụ bù:

$$N_{ci,k} \leq M b_{ci,k}; \forall i; \sum_{k \in \Omega(C)} b_{ci,k} \leq 1; i=1,\dots,N; b_{ci,k} \leq N_{ci,k}; \forall i \quad (17)$$

trong đó:  $b_{ci,k}$  là biến nhị phân nhận giá trị 0 khi nút  $i$  không được lắp bộ tụ loại  $k$  và bằng 1 khi ngược lại;  $M$  là hằng số đủ lớn.

**2.9. Giới hạn số lượng tụ trên lưới**

Giới hạn số lượng tụ được phép đặt trên lưới được biểu diễn như sau:

$$\sum_{i=1}^N N_{ci,k} \leq N_{c,k}^{\max}; k \in \Omega(C) \quad (18)$$

trong đó,  $N_{c,k}^{\max}$  là số lượng tối đa của bộ tụ loại  $k$  được đặt trên lưới.

**2.10. Giới hạn tổng số nút được lắp đặt tụ**

Số lượng nút có thể lắp đặt tụ trên lưới được mô tả như sau:

$$\sum_{k \in \Omega(C)} \sum_{i=1}^N b_{ci,k} \leq N_c^{\max} \quad (19)$$

trong đó,  $N_c^{\max}$  là số lượng vị trí tối đa được phép lắp đặt bộ tụ trên lưới.

**2.11. Ràng buộc ngân sách đầu tư**

Giới hạn ngân sách đầu tư cho phép sử dụng được biểu diễn như sau:

$$\sum_{i=1}^N \sum_{k \in \Omega(C)} K_{c,k} N_{ci,k} \leq K_c^{\max} \quad (20)$$

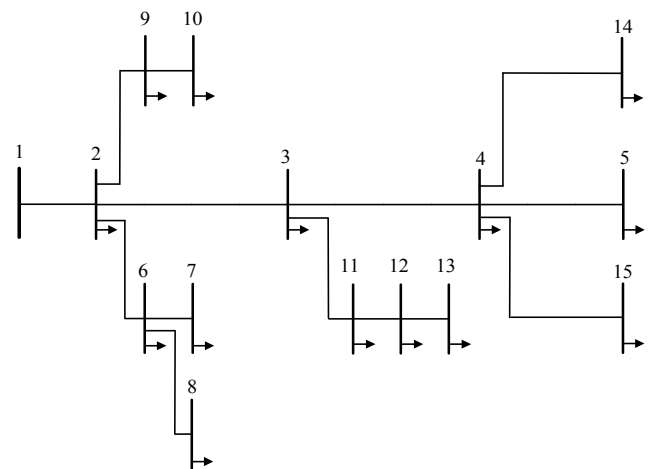
trong đó,  $K_c^{\max}$  là ngân sách tối đa để lắp đặt tổng số bộ tụ trên lưới (\$).

**3. KẾT QUẢ TÍNH TOÁN VÀ THẢO LUẬN**

Trong mục này, mô hình MISOCP đề xuất được áp dụng tính toán cho lưới điện 15 nút IEEE với 3 kịch bản khác nhau. Mô hình MISOCP được lập trình sử dụng ngôn ngữ GAMS [20] với bộ giải CPLEX. Tất cả các tính toán được thực hiện trên máy tính cá nhân với vi xử lý AMD Ryzen 5 5600G 3,9GHz và 32GB RAM. Thời gian tính toán bằng 0,19s với sai số của lời giải biến nguyên (relative gap tolerance) bằng 0.

**3.1. Mô tả dữ liệu**

Sơ đồ và dữ liệu của lưới phân phối 15 nút IEEE [21] lần lượt được mô tả ở hình 2 và bảng 1. Nút 1 là nguồn của lưới điện. Các thông số được tính toán sử dụng hệ đơn vị tương đối có  $S_{cb} = 100MVA$  và  $U_{cb} = 11kV$ .



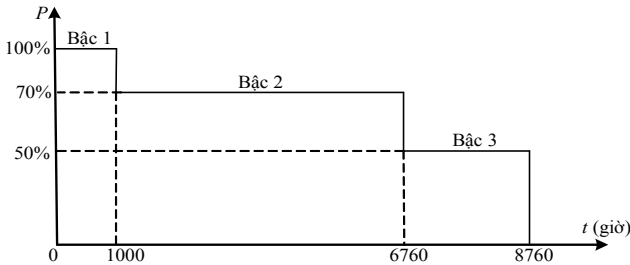
Hình 2. Sơ đồ lưới điện phân phối 15 nút IEEE

Bảng 1. Dữ liệu lưới 15 nút IEEE

Nhánh	Từ nút	Đến nút	R (pu)	X (pu)	$P_D$ nút nhận (kW)	$Q_D$ nút nhận (kVAr)
1	1	2	1,1183	1,0983	44,1	45
2	2	3	0,9671	0,946	70	71,4
3	3	4	0,6951	0,6799	140	142,8
4	4	5	1,2591	0,8493	44,1	45
5	2	6	2,1134	1,4255	140	142,8
6	6	7	0,8993	0,6066	140	142,8
7	6	8	1,0342	0,6976	70	71,4
8	2	9	1,6638	1,1222	70	71,4
9	9	10	1,394	0,9402	44,1	45
10	3	11	1,4839	1,0009	140	142,8
11	11	12	2,0235	1,3649	70	71,4
12	12	13	1,6638	1,1222	44,1	45
13	4	14	1,8436	1,2436	70	71,4
14	4	15	0,9893	0,6673	140	142,8

Dữ liệu mô hình tải phụ thuộc điện áp (tải ZIP) được lấy theo [22]. Đồ thị phụ tải kéo dài năm được mô tả như hình

3 (phần trăm công suất theo phụ tải cực đại). Ngoài ra, dữ liệu kinh tế của các bộ tụ tiêu chuẩn được cho ở bảng 2 với tuổi thọ của tụ bù ngang  $T = 8$  năm, hệ số chiết khấu  $r = 7\%$ . Chi phí cho tổn thất điện năng là  $0,075\$/kWh$  và chi phí cho tổn thất công suất là  $120\$/kW$ . Hệ số công suất tối thiểu tại đầu xuất tuyến bằng  $0,9$ .



Hình 3. Đồ thị phụ tải kéo dài năm

Bảng 2. Dữ liệu kinh tế của các bộ tụ tiêu chuẩn

<b>Công suất (kVAr)</b>	50	75	100	150	200	150	300	400	500
<b>Giá tiền (\$/bộ)</b>	570	647	575	1026	1174	1450	1657	1795	2130

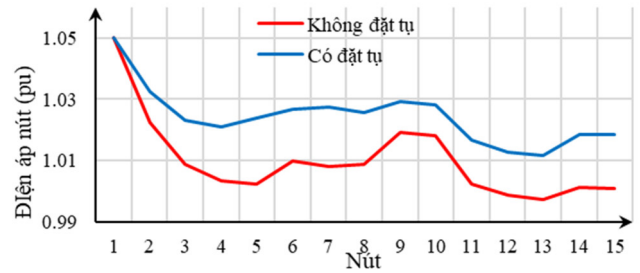
### 3.2. Kết quả tính toán

#### 3.2.1. Kịch bản 1: phụ tải ban đầu

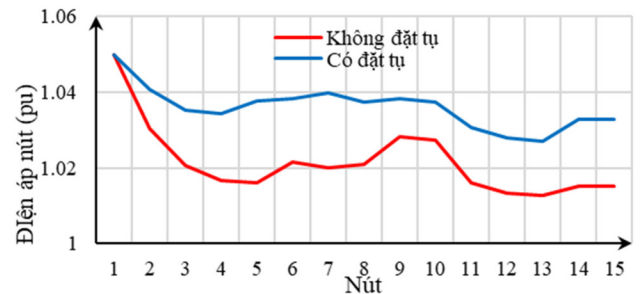
Kết quả tính toán khi không đặt tụ và có đặt tụ bù được trình bày ở bảng 3. Kết quả tính toán ở bảng 3 cho thấy rằng đặt tụ bù ngang tối ưu mang lại nhiều lợi ích kinh tế cho lưới điện phân phối. Thứ nhất, tổng chi phí của lưới điện (giá trị hàm mục tiêu) giảm từ  $25.397,7\$($  không đặt tụ bù) xuống  $18.190,47\$($  đặt tụ bù tối ưu). Thứ hai, đặt tụ bù tối ưu giúp giảm tổn thất công suất của lưới điện ứng với ba bậc của đồ thị phụ tải kéo dài năm lần lượt là  $37,49\%$ ,  $30,16\%$  và  $6,63\%$  so với khi không đặt tụ. Đồng thời, độ giảm tổn thất điện năng sau khi đặt tụ bù tối ưu là  $28,92\%$ . Ngoài ra, hệ số công suất tại đầu xuất tuyến được nâng cao (từ  $0,694$  khi không đặt tụ lên  $0,961$  khi có đặt tụ tối ưu tương ứng với bậc 1 của đồ thị phụ tải kéo dài năm).

Bảng 3. Kết quả tính toán khi không/có đặt tụ bù của kịch bản 1

Nút đặt tụ bù	Không đặt tụ			Có đặt tụ		
				5	7	
Công suất tụ bù (kVAr)				1x500	1x500	
Tổng công suất tụ bù (kVAr)				1.000		
Tổng chi phí (\$/năm)	25.397,70			18.190,47		
Độ giảm tổng chi phí (%)				28,38		
Tổng tổn thất công suất (kW)	Bậc 1	Bậc 2	Bậc 3	Bậc 1	Bậc 2	Bậc 3
	55,77	28,32	15,24	34,86	19,78	14,23
Độ giảm tổn thất công suất (%)				Bậc 1	Bậc 2	Bậc 3
				37,49	30,16	6,63
Hệ số công suất đầu xuất tuyến	Bậc 1	Bậc 2	Bậc 3	Bậc 1	Bậc 2	Bậc 3
	0,694	0,686	0,680	0,961	0,999	0,918
Tổng tổn thất điện năng (kWh)	249.373,2			177.252,8		
Độ giảm tổn thất điện năng (%)				28,92		



a) Bậc 1



b) Bậc 2

Hình 4. Phân bố điện áp trên lưới điện của kịch bản 1

Phân bố điện áp của lưới điện khi không đặt tụ và có đặt tụ tương ứng với 2 bậc của đồ thị phụ tải kéo dài năm được mô tả lần lượt trên hình 4a và 4b. Kết quả tính toán từ hình 4 cho thấy rằng điện áp tại tất cả các nút trong trường hợp có đặt tụ tối ưu đều lớn hơn so với khi không đặt tụ.

#### 3.2.2. Kịch bản 2: phụ tải được tăng 1,5 lần

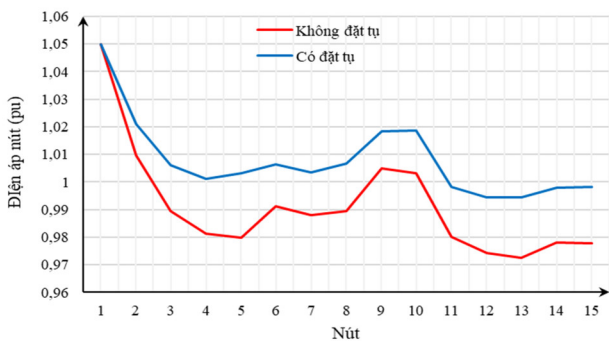
Kết quả tính toán khi không đặt tụ và có đặt tụ bù được trình bày ở bảng 4. Kết quả tính toán ở bảng 4 cho thấy rằng tổng chi phí của lưới điện (giá trị hàm mục tiêu) giảm từ  $55.109,22\$($  không đặt tụ bù) xuống  $33.370,40\$($  đặt tụ bù tối ưu). Ngoài ra, đặt tụ bù tối ưu giúp giảm tổn thất công suất của lưới điện ứng với 3 bậc của đồ thị phụ tải kéo dài năm lần lượt là  $38,17\%$ ,  $44,04\%$  và  $42,13\%$  so với khi không đặt tụ. Đồng thời, độ giảm tổn thất điện năng sau khi đặt tụ bù tối ưu là  $42,50\%$ . Ngoài ra, hệ số công suất tại đầu xuất tuyến được nâng cao (từ  $0,708$  khi không đặt tụ lên  $0,915$  khi có đặt tụ tối ưu tương ứng với bậc 1 của đồ thị phụ tải kéo dài năm).

Bảng 4. Kết quả tính toán khi không/có đặt tụ bù của kịch bản 2

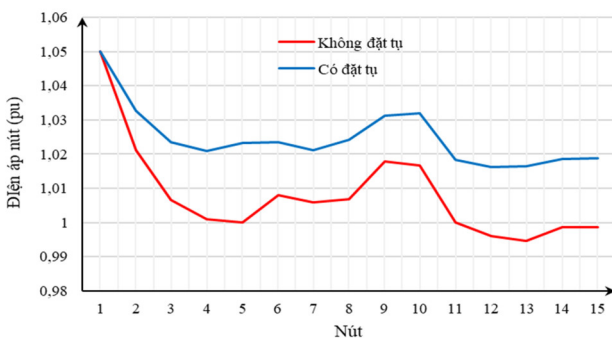
Nút đặt tụ bù	Không đặt tụ			Có đặt tụ		
	5	8	10	13	15	
Công suất tụ bù (kVAr)	1x400			1x300	1x200	1x150
Tổng công suất tụ bù (kVAr)				1.125		
Tổng chi phí (\$/năm)	55.109,22			33.370,40		
Độ giảm tổng chi phí (%)				39,45		

Tổng tổn thất công suất (kW)	Bậc 1	Bậc 2	Bậc 3	Bậc 1	Bậc 2	Bậc 3
	121,03	61,70	32,35	74,83	34,53	18,72
Độ giảm tổn thất công suất (%)				Bậc 1	Bậc 2	Bậc 3
				38,17	44,04	42,13
Hệ số công suất đầu xuất tuyến	Bậc 1	Bậc 2	Bậc 3	Bậc 1	Bậc 2	Bậc 3
	0,708	0,695	0,687	0,915	0,975	0,997
Tổng tổn thất điện năng (kWh)	541.134,6			311.140,6		
Độ giảm tổn thất điện năng (%)				42,50		

Phân bố điện áp của lưới điện khi không đặt tụ và có đặt tụ tương ứng với 2 bậc của đồ thị phụ tải kéo dài năm được mô tả lần lượt trên hình 5a và 5b. Kết quả tính toán từ Hình 5 cho thấy rằng điện áp tại tất cả các nút trong trường hợp có đặt tụ tối ưu đều lớn hơn so với khi không đặt tụ.



a) Bậc 1



b) Bậc 2

Hình 5. Phân bố điện áp trên lưới điện của kịch bản 2

### 3.2.3. Kịch bản 3: phụ tải được tăng 3 lần

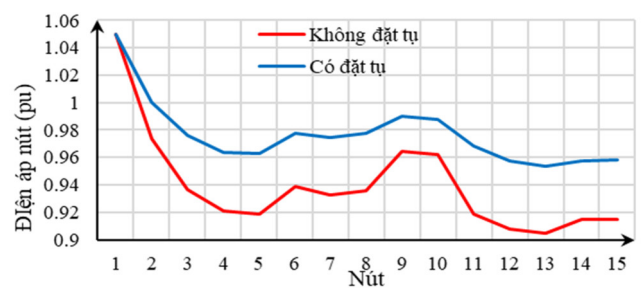
Kết quả tính toán khi không đặt tụ và có đặt tụ bù được trình bày ở bảng 5.

Kết quả tính toán ở bảng 5 cho thấy rằng tổng chi phí của lưới điện (giá trị hàm mục tiêu) giảm từ 199.097,70\$ (không đặt tụ bù) xuống 121.804,35\$ (đặt tụ bù tối ưu). Thứ hai, đặt tụ bù tối ưu giúp giảm tổn thất công suất của lưới điện ứng

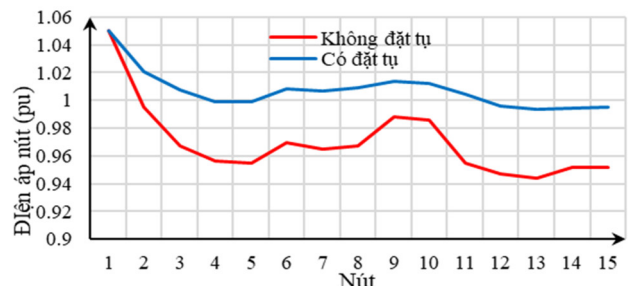
với 3 bậc của đồ thị phụ tải kéo dài năm lần lượt là 37,04%, 42,06% và 32,74% so với khi không đặt tụ. Đồng thời, độ giảm tổn thất điện năng sau khi đặt tụ bù tối ưu là 39,81%. Ngoài ra, hệ số công suất tại đầu xuất tuyến được nâng cao (từ 0,744 khi không đặt tụ lên 0,968 khi có đặt tụ tối ưu tương ứng với bậc 1 của đồ thị phụ tải kéo dài năm).

Bảng 5. Kết quả tính toán khi không/có đặt tụ bù của kịch bản 3

Nút đặt tụ bù	Không đặt tụ			Có đặt tụ		
	4	7	8	11	14	15
Công suất tụ bù (kVAr)	1x400	1x500	1x500	1x300	1x500	1x150
Tổng công suất tụ bù (kVAr)	2350					
Tổng chi phí (\$/năm)	199.097,70			121.804,35		
Độ giảm tổng chi phí (%)	38,82					
Tổng tổn thất công suất (kW)	Bậc 1	Bậc 2	Bậc 3	Bậc 1	Bậc 2	Bậc 3
	428,36	225,49	121,03	269,70	130,66	81,40
Độ giảm tổn thất công suất (%)				Bậc 1	Bậc 2	Bậc 3
				37,04	42,06	32,74
Hệ số công suất đầu xuất tuyến	Bậc 1	Bậc 2	Bậc 3	Bậc 1	Bậc 2	Bậc 3
	0,744	0,723	0,708	0,968	0,998	0,956
Tổng tổn thất điện năng (kWh)	1.969.242,4			1.185.101,6		
Độ giảm tổn thất điện năng (%)	39,81					



a) Bậc 1



b) Bậc 2

Hình 6. Phân bố điện áp trên lưới điện của kịch bản 3

Phân bố điện áp của lưới điện khi không đặt tụ và có đặt tụ tương ứng với 2 bậc của đồ thị phụ tải kéo dài năm được mô tả lần lượt trên hình 6a và 6b. Kết quả tính toán từ hình 6 cho thấy rằng điện áp trong trường hợp có đặt tụ tối ưu được cải thiện rõ rệt so với khi không đặt tụ. Điện áp trong ba khoảng thời gian tại tất cả các nút đã được tăng. Cụ thể, khi không đặt tụ, điện áp thấp nhất trong ba khoảng thời gian lần lượt là 0,9044pu; 0,9443pu và 0,9726pu (đều tại nút 13). Tuy nhiên, khi đặt tụ tối ưu, điện áp thấp nhất trong ba khoảng thời gian lần lượt là 0,9535pu (nút 13); 0,9936pu (nút 13) và 1,0209pu (nút 14).

#### 4. KẾT LUẬN

Bài báo này đề xuất mô hình tối ưu để xác định vị trí và dung lượng tụ bù ngang trong lưới phân phối. Mô hình có dạng quy hoạch hình nón bậc hai nguyên thực hỗn hợp (MISOCP) với hàm mục tiêu là tối thiểu hóa tổng chi phí, bao gồm chi phí đầu tư tụ, chi phí cho tổn thất công suất và chi phí cho tổn thất điện năng của lưới điện. Ngoài ra, mô hình phụ tải ZIP và công suất tụ bù là biến rời rạc cũng được xem xét trong nghiên cứu này. Mô hình được đánh giá sử dụng lưới điện 15 nút IEEE. Kết quả tính toán cho thấy tính hiệu quả của phương pháp đề xuất trong việc cải thiện chất lượng điện áp, giảm tổn thất công suất và tổn thất điện năng cũng như tiết kiệm tổng chi phí của lưới điện. Hướng nghiên cứu trong tương lai là xây dựng mô hình tối ưu có tích hợp các thiết bị điều chỉnh điện áp và tính bất định của phụ tải.

#### TÀI LIỆU THAM KHẢO

- [1]. A. A. El-Fergany, A. Y. Abdelaziz, 2014. *Capacitor allocations in radial distribution networks using cuckoo search algorithm*. IET Generation, Transmission & Distribution, vol. 8, no. 2, pp. 223–232.
- [2]. R. Arulraj, N. Kumarappan, 2019. *Optimal economic-driven planning of multiple DG and capacitor in distribution network considering different compensation coefficients in feeder's failure rate evaluation*. Engineering Science and Technology, an International Journal, vol. 22, no. 1, pp. 67–77.
- [3]. S. Das, D. Das, A. Patra, 2019. *Operation of distribution network with optimal placement and sizing of dispatchable DGs and shunt capacitors*. Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 113, p. 109219.
- [4]. S. Segura, R. Romero, M. J. Rider, 2010. *Efficient heuristic algorithm used for optimal capacitor placement in distribution systems*. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, vol. 32, no. 1, pp. 71–78.
- [5]. A. R. Abul'Wafa, 2013. *Optimal capacitor allocation in radial distribution systems for loss reduction: A two stage method*. Electric Power Systems Research, vol. 95, pp. 168–174.
- [6]. H. Salazar, R. Gallego, R. Romero, 2006. *Artificial Neural Networks and Clustering Techniques Applied in the Reconfiguration of Distribution Systems*. IEEE Trans. Power Delivery, vol. 21, no. 3, pp. 1735–1742.
- [7]. L. W. de Oliveira, S. Carneiro, E. J. de Oliveira, J. L. R. Pereira, I. C. Silva, J. S. Costa, 2010. *Optimal reconfiguration and capacitor allocation in radial distribution systems for energy losses minimization*. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, vol. 32, no. 8, pp. 840–848.
- [8]. N. V. Kovački, P. M. Vidović, A. T. Sarić, 2018. *Scalable algorithm for the dynamic reconfiguration of the distribution network using the Lagrange relaxation approach*. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, vol. 94, pp. 188–202.
- [9]. X. Ji, Q. Liu, Y. Yu, S. Fan, N. Wu, 2018. *Distribution network reconfiguration based on vector shift operation*. IET Generation, Transmission & Distribution, vol. 12, no. 13, pp. 3339–3345.
- [10]. H. P. Schmidt, N. Ida, N. Kagan, J. C. Guaraldo, 2005. *Fast Reconfiguration of Distribution Systems Considering Loss Minimization*. IEEE Trans. Power Syst., vol. 20, no. 3, pp. 1311–1319.
- [11]. H. M. Khodr, J. Martinez-Crespo, M. A. Matos, J. Pereira, 2009. *Distribution Systems Reconfiguration Based on OPF Using Benders Decomposition*. IEEE Trans. Power Delivery, vol. 24, no. 4, pp. 2166–2176.
- [12]. J. A. Taylor, F. S. Hover, 2012. *Convex Models of Distribution System Reconfiguration*. IEEE Trans. Power Syst., vol. 27, no. 3, pp. 1407–1413.
- [13]. F. Llorens-Iborra, J. Riquelme-Santos, E. Romero-Ramos, 2012. *Mixed-integer linear programming model for solving reconfiguration problems in large-scale distribution systems*. Electric Power Systems Research, vol. 88, pp. 137–145.
- [14]. H. Sekhavatmanesh, R. Cherkaoui, 2019. *Analytical Approach for Active Distribution Network Restoration Including Optimal Voltage Regulation*. IEEE Trans. Power Syst., vol. 34, no. 3, pp. 1716–1728.
- [15]. G. E. Constante-Flores, A. J. Conejo, F. Qiu, 2022. *AC Network-Constrained Unit Commitment via Relaxation and Decomposition*. IEEE Trans. Power Syst., vol. 37, no. 3, pp. 2187–2196.
- [16]. M. Mehrtash, A. Kargarian, A. J. Conejo, 2020. *Graph-Based Second-Order Cone Programming Model for Resilient Feeder Routing Using GIS Data*. IEEE Trans. Power Delivery, vol. 35, no. 4, pp. 1999–2010.
- [17]. Y. Li, Y. Wang, Q. Chen, 2021. *Optimal Dispatch with Transformer Dynamic Thermal Rating in ADNs Incorporating High PV Penetration*. IEEE Trans. Smart Grid, vol. 12, no. 3, pp. 1989–1999.
- [18]. L. Bai, J. Wang, C. Wang, C. Chen, F. Li, 2018. *Distribution Locational Marginal Pricing (DLMP) for Congestion Management and Voltage Support*. IEEE Trans. Power Syst., vol. 33, no. 4, pp. 4061–4073.
- [19]. J. M. Home-Ortiz, L. H. Macedo, R. Vargas, R. Romero, J. R. S. Mantovani, J. P. S. Catalao, 2022. *Increasing RES Hosting Capacity in Distribution Networks Through Closed-Loop Reconfiguration and Volt/VAr Control*. IEEE Trans. on Ind. Applicat., vol. 58, no. 4, pp. 4424–4435.
- [20]. GAMS. [Online]. Available: <https://www.gams.com/>
- [21]. Boucekara, Housseem, 2020. *Comprehensive Review of Radial Distribution Test Systems*. TechRxiv. Preprint. <https://doi.org/10.36227/techrxiv.12578648.v1>.
- [22]. J. R. Marti, H. Ahmadi, L. Bashualdo, 2013. *Linear Power-Flow Formulation Based on a Voltage-Dependent Load Model*. IEEE Trans. Power Delivery, vol. 28, no. 3, pp. 1682–1690.

#### AUTHORS INFORMATION

**Duong Duy Long, Nguyen Tuan Anh, Pham Nang Van, Nguyen Thi Hoai Thu**

Department of Electrical Engineering, School of Electrical and Electronic Engineering, Hanoi University of Science and Technology