

NGHIÊN CỨU ĐỘ TIN CẬY VÀ ĐỘ DỰ TRỮ CỦA HỆ THỐNG ĐIỆN SAU KHI QUY HOẠCH VÀ MỞ RỘNG LƯỚI ĐIỆN

Võ Pha Ga¹, Hồ Việt Thống¹, Trần Hữu Tính¹ và Phạm Đình Thái²

¹Khoa Điện - Điện tử, Trường Đại học Kỹ thuật - Công nghệ Cần Thơ

²Khoa Điện - Điện tử, Trường Đại học Sư phạm - Kỹ thuật TP. Hồ Chí Minh

Email: vpga@ctuet.edu.vn

Thông tin chung:

Ngày nhận bài:

22/5/2025

Ngày nhận bài sửa:

26/6/2025

Ngày duyệt đăng:

10/7/2025

Từ khóa:

Độ dự trữ, độ tin cậy, phân bố công suất tối ưu, phương pháp cận biên và nhánh, tối ưu chi phí

TÓM TẮT

Việc tích hợp năng lượng tái tạo vào hệ thống điện là một xu hướng tất yếu nhằm giảm sự phụ thuộc vào nhiên liệu hóa thạch, giảm phát thải khí nhà kính và tăng cường an ninh năng lượng. Tuy nhiên quá trình này gặp nhiều thách thức do tính không ổn định của các nguồn năng lượng tái tạo. Bên cạnh đó chất lượng lưới điện cũng là một vấn đề cần phải giải quyết, trong khi tích hợp một lượng lớn các nguồn năng lượng tái tạo có thể dẫn đến mất cân + bằng, gây quá tải lưới điện. Chính vì vậy, việc đánh giá hệ thống điện sau khi quy hoạch mở rộng lưới điện là nhiệm vụ quan trọng trong việc quy hoạch tổng thể hệ thống điện. Trong nghiên cứu này, phương pháp cận biên và nhánh được áp dụng để đánh giá độ tin cậy và độ dự trữ của hệ thống điện sau khi quy hoạch mở rộng lưới truyền tải. Kết quả mô phỏng trên lưới điện tỉnh Hậu Giang cho thấy, với mức độ dự trữ BRR = 5%, hệ thống đạt tổng chi phí thấp nhất (4.407,86 tỷ đồng) trong khi vẫn đảm bảo yêu cầu vận hành về độ tin cậy.

1. ĐẶT VẤN ĐỀ

Sự gia tăng nhu cầu sử dụng điện và sự tích hợp ngày càng tăng của các nguồn năng lượng tái tạo có tác động đáng kể đến việc vận hành và quy hoạch hệ thống điện. Một mặt, lưu lượng điện trong lưới điện hiện nay có thể bị thay đổi đáng kể do sự gia tăng tải, điều này có khả năng dẫn đến một số vấn đề như quá tải và không ổn định. Những vấn đề này có thể dẫn đến vi phạm các tiêu chí độ tin cậy. Mặt khác, các nguồn năng lượng tái tạo thường được lắp đặt ở những khu vực xa các trung tâm tải và không dễ dàng kết nối với mạng lưới truyền tải. Do đó, công suất của lưới điện truyền tải cần được nâng cao, góp phần vào sự linh hoạt và mạnh mẽ của lưới điện trong tương lai để chịu được nhiều yếu tố và nhiễu loạn không chắc chắn.

Quy hoạch mở rộng lưới điện truyền tải (TEP) đã được nghiên cứu rộng rãi trong hệ thống điện. TEP nhằm xác định thời gian, vị trí

và số lượng đường dây truyền tải mới được lắp đặt trong tương lai. Một loạt các mô hình TEP đã được đưa ra trong vài thập kỷ, trong đó lập trình toán học và phương pháp phỏng đoán là hai phương pháp quan trọng. Các kỹ thuật trước đây thường đảm bảo giải pháp tối ưu trong hầu hết các tình huống; tuy nhiên, chúng yêu cầu các mô hình phải được tối ưu hóa nghiêm ngặt [1]. Hiện nay, có rất nhiều thuật toán được đưa ra để giải quyết bài toán quy hoạch mở rộng lưới điện truyền tải chẳng hạn như: phương pháp kinh điển Newton - Raphson [2], quy hoạch tuyến tính (Linear Programming) [2], quy hoạch phi tuyến (Nonlinear Programming) [2], Tabu search [3], SA - Simulated annealing [4], thuật toán di truyền (GA - Genetic Algorithm) [5], [6], quy hoạch tiến hóa (DE - Differential Evolution) [7], thuật toán tối ưu hóa đàn kiến [8].

Bài báo này tập trung nghiên cứu và áp dụng phương pháp cận biên và nhánh để đánh giá độ tin cậy và độ dự trữ của hệ thống

điện sau khi quy hoạch mở rộng lưới truyền tải. Mục tiêu là tối ưu hóa tổng chi phí đầu tư đường dây và trạm biến áp, đồng thời đảm bảo các tiêu chí kỹ thuật về độ tin cậy và độ dự trữ. Nghiên cứu được thực hiện trên lưới điện thực tế của tỉnh Hậu Giang (nay thuộc TP. Cần Thơ).

2. MÔ HÌNH BÀI TOÁN

2.1. Hàm mục tiêu

Hàm mục tiêu về tổng chi phí đầu tư được định nghĩa như sau [9]:

$$\text{Min}C^T = \sum_{(x,y) \in \rho} \left[\sum_{i=1}^{m(x,y)} C_{(x,y)}^i U_{(x,y)}^i \right] \quad (1)$$

Trong đó, C^T là tổng chi phí lắp đặt mới đường dây truyền tải.

ρ là tổng số nhánh (đường dây truyền tải).

$m(x, y)$ là số lượng nhánh mới kết nối vào nút giữa x và y .

$C_{(x,y)}^i$ là tổng chi phí lắp đặt nhánh mới kết nối vào nút giữa x và y (tỷ đồng).

$U_{(x,y)}^i$ là biến thay đổi theo đường dây (1 nếu từ 1 đến i -th được xây dựng, 0 cho trường hợp khác).

$$C_{(x,y)}^i = \sum_{j=1}^i \Delta C_{(x,y)}^j \quad (2)$$

Trong đó, $\Delta C_{(x,y)}^j$ là chi phí lắp đặt phần tử thứ j nối từ x và y .

$$U_{(x,y)}^i = \begin{cases} 1, & \text{khi } P_{(x,y)} = P_{(x,y)}^0 + P_{(x,y)}^i \\ 0, & \text{khi } P_{(x,y)} \neq P_{(x,y)}^0 + P_{(x,y)}^i \end{cases} \quad (3)$$

$$P_{(x,y)}^i = \sum_{j=1}^j \Delta P_{(x,y)}^j \quad (4)$$

Trong đó, $P_{(x,y)}^i$ là tổng công suất các nhánh mới giữa x và y .

$P_{(x,y)}^j$ là công suất một phần tử mới giữa x và y .

$P_{(x,y)}^0$ là công suất có sẵn nối giữa x và y .

2.2. Các ràng buộc

Độ tin cậy trong hệ thống điện được hiểu là khả năng cung cấp điện liên tục, không gián đoạn cho phụ tải theo yêu cầu. Mục tiêu là giảm xác suất thiếu nguồn, đảm bảo hệ thống vẫn vận hành ổn định ngay cả khi có các sự cố như mất đường dây, mất máy biến áp. Đánh giá độ tin cậy bằng cách tiếp cận xác suất về chỉ tiêu thiếu nguồn $LOLE$ có thể được xác định như sau:

$$LOLE_{SYS}(P_{(x,y)}^i, \Phi) \leq LOLE_R \quad (5)$$

Trong đó, $LOLE_R$ là tiêu chuẩn về chỉ tiêu thiếu nguồn của hệ thống điện mong muốn đạt được (giờ/năm).

$LOLE_{SYS}$ là chỉ tiêu thiếu nguồn hệ thống điện sau khi quy hoạch (giờ/năm).

Φ là một hàm mục tiêu của đường cong phụ tải.

Chỉ tiêu thiếu nguồn hệ thống điện sau khi quy hoạch được xác định như sau:

$$LOLE_{SYS} = \sum_{i=1}^n K_i P_i (C_i - L_i) \quad (6)$$

Trong đó, C_i là công suất ngày thứ i (MW).

L_i là đỉnh tải dự đoán ngày thứ i (MW).

$P_i(C_i - L_i)$ là xác suất thiếu nguồn.

K_i là số ngày có xác suất thiếu nguồn P_i .

Nếu công suất cắt Q_k vượt quá công suất dự trữ hệ thống thì ta phải xác định thời gian t_k mà công suất khả dụng còn lại nhỏ hơn đỉnh tải $C_k - L_k < 0$, có thể biểu diễn sự xuất hiện cắt công suất Q_k bằng xác suất p_k . Khi đó, chỉ tiêu thiếu nguồn của hệ thống điện sẽ được xác định bằng công thức sau:

$$LOLE_{SYS} = \sum_{i=1}^n p_k t_k \quad (7)$$

Trong đó, P_k là xác suất riêng phần cắt công suất nguồn Q_k .

t_k là thời gian tương ứng khi $C_k - L_k < 0$.

n là số khoảng tính toán.

Nếu tính bằng xác suất tích lũy P_k thì được xác định theo công thức sau:

$$LOLE_{SYS} = \sum_{i=1}^n (t_k - t_{k-1}) P_k \quad (8)$$

Hệ thống điện được xem là không thiếu công suất cung cấp khi tổng công suất truyền tải qua các nhánh lớn hơn hoặc bằng tổng công suất phụ tải trong hệ thống. Điều này tương tự với điều kiện tại nút thắt cổ chai, trong đó công suất khả dụng trên mặt cắt phải đáp ứng được công suất yêu cầu phía phụ tải – hay còn được hiểu là hệ thống có khả năng truyền công suất bằng hoặc vượt quá dòng cực đại tại các mặt cắt quan trọng. Vì thế điều kiện không thiếu công suất cung cấp được mô tả công thức (9) như sau:

$$P_c(S, T) \geq L_p; (s \in S, t \in T) \quad (9)$$

Trong đó, $P_c(S, T)$ là công suất mặt cắt tối thiểu; S và T là nút nguồn chứa s và nút tải chứa t tương ứng khi tất cả các nút bị chia ra bởi mặt cắt tối thiểu.

Điều kiện (9) có thể được mô tả bởi (10) với k là số mặt cắt ($k = 1, 2, \dots, n$), n là số lượng mặt cắt.

$$\sum_{(x,y) \in (S_k, T_k)} \left[P_{(x,y)}^0 + \sum_{i=1}^{m(x,y)} P_{(x,y)}^i U_{(x,y)}^i \right] \geq L_p (1 + BRR/100) \quad (10)$$

Trong đó, L_p là tổng tải yêu cầu.

k là số thứ tự mặt cắt ($k=1, 2, \dots, n$).

$m(x, y)$ là tổng số nhánh mới giữa nút x và nút y .

BRR (Bus Reserve Rate) là độ dự trữ tại nút phụ tải $\left(\frac{\sum AP-L}{L}\right)$. Thể hiện phần công

suất dư mà hệ thống có thể cấp thêm so với nhu cầu hiện tại, nhằm ứng phó với các tình huống bất ngờ như tăng đột biến phụ tải, sự cố nguồn phát hay đường dây truyền tải gặp sự cố.

AP (Arrival Power) là công suất cực đại khi đến tải thanh cái.

2.3. Áp dụng phương pháp cận biên và nhánh giải bài toán quy hoạch mở rộng lưới điện tỉnh Hậu Giang

Bước 1: Kiểm tra sự cần thiết và khả thi của quy hoạch mở rộng hệ thống truyền tải từ hệ thống hiện hữu và đường dây/trạm biến áp sẽ đầu tư.

Bước 2: Đặt hệ thống mới thứ j . Nếu hệ thống thứ j là nút cuối (bảng 1) trong biểu đồ giải thuật được sử dụng để đạt được giải pháp tối ưu sử dụng phương pháp cận và nhánh.

Bước 3: Tính công suất mặt cắt tối thiểu sử dụng phương pháp dòng cực đại cho hệ thống thứ j có thể gọi là giải pháp thứ j .

Bước 4: Chọn đường dây/trạm biến áp thứ i của nhánh sẽ đầu tư, đặt (S_j) bao gồm công suất mặt cắt tối thiểu thứ i và cộng vào hệ thống j . Hệ thống mới được gọi hệ thống ji .

Bước 5: Kiểm tra hệ thống ji đã xét? Nếu đã xét rồi thì chuyển sang bước 11.

Bước 6: Tính tổng chi phí cho hệ thống ji (C_{ji}^T).

Bước 7: Tính công suất mặt cắt tối thiểu $P_{C_{ji}}(S, T)$ sử dụng lý thiết mặt cắt tối thiểu và dòng cực đại cho hệ thống ji .

Bước 8: Tính $C_{ji}^T = \text{minimum} \{C_{ji}^T, C_{opt}^T\}$. Trong đó, C_{opt}^T là chi phí tối thiểu.

Bước 9: Nếu $C_{ji}^T > C_{opt}^T$, thì không cần xét trong lưu đồ thuật toán sau hệ thống ji , vì chi phí các hệ thống theo sau thì lớn hơn C_{ji}^T và chi phí các hệ thống sau chắc chắn là sẽ lớn hơn giải pháp tối ưu (C_{opt}^T) đã đạt được tính đến thời điểm này sẽ chuyển sang bước 11. Ngược lại, tiếp tục sang bước 10.

Bước 10: Đặt $j_{max} = j_{max} + 1$. Xét $F_m \geq L$ thì tổng chi phí cực đại hệ thống thứ j bằng

với tổng chi phí hệ thống thứ j_i và hệ thống thứ j bằng 1 thì sẽ chuyển sang bước 11. Nếu $F_m < L$ thì quay lại bước 4.

Bước 11: Xem tất cả các đường dây/trạm biến áp có thể mở rộng? Nếu chưa thì đặt $i = i + 1$ và chuyển sang bước 4. Nếu đã xét rồi thì chuyển sang bước 12.

Bước 12: Kiểm tra các bước 2-11 được lặp lại cho đến khi C_{opt}^T đạt chi phí tối thiểu là giải pháp tối ưu.

3. KẾT QUẢ MÔ PHỎNG

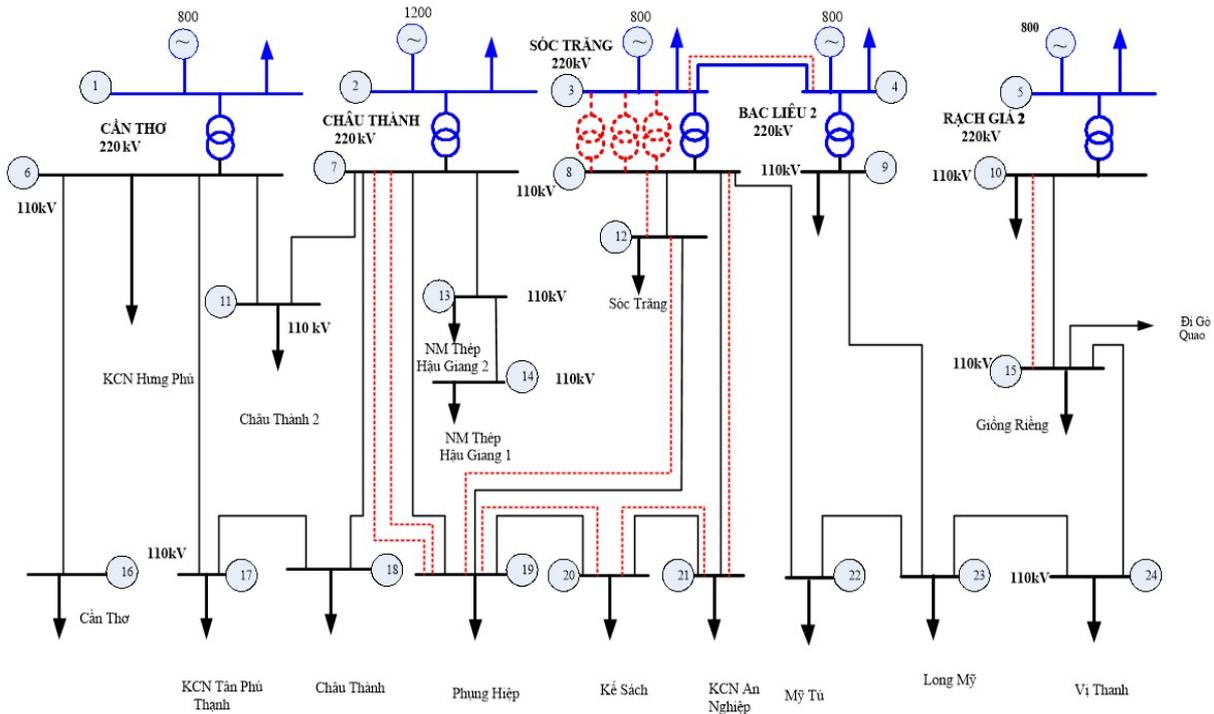
3.1. Giới thiệu tổng quan lưới điện tỉnh Hậu Giang

Tỉnh Hậu Giang được cấp điện chủ yếu từ các nguồn điện thuộc hệ thống điện quốc gia. Các nguồn điện cung cấp chính cho tỉnh Hậu Giang chủ yếu là Nhà máy điện tuabin khí chu trình hỗn hợp Cà Mau 1 và Cà Mau 2 được đặt tại xã

Khánh An, tỉnh Cà Mau. Nhà máy gồm có 2 cụm, công suất mỗi cụm là 750 MW. Ngoài ra, Nhà máy nhiệt điện Cần Thơ, được đưa vào vận hành từ năm 1975, ban đầu gồm một tổ máy ngưng hơi công suất 33 MW sử dụng dầu FO. Đến năm 1996, nhà máy được mở rộng với việc lắp đặt thêm hai tổ máy tua bin khí GT-1 và GT-2 (loại F6), mỗi tổ có công suất 37,5 MW. Năm 1999, hai tổ máy GT-3 và GT-4 (cùng loại) tiếp tục được bổ sung, nâng tổng công suất lắp đặt của nhà máy lên 150 MW. Các tổ máy tua bin khí này vận hành bằng dầu DO.

Bên cạnh đó, Nhà máy nhiệt điện Sông Hậu 1, có công suất 1.200 MW (gồm hai tổ máy, mỗi tổ 600 MW), đã chính thức đi vào vận hành từ năm 2022, góp phần tăng cường nguồn cung điện cho khu vực miền Tây Nam Bộ, trong đó có tỉnh Hậu Giang.

3.2. Kết quả và thảo luận



Hình 1. Hệ thống sau quy hoạch với trường hợp BRR=5%

Kết quả đạt được được mô phỏng bằng ngôn ngữ lập trình Visual Fortran 6.0 theo thuật toán cận biên và nhánh.

Ở trường hợp BRR=5% hệ thống sau khi quy hoạch lắp thêm các đường dây $T_{3-8}^1, T_{3-8}^2,$

$T_{3-8}^3, T_{3-4}^1, T_{7-19}^1, T_{7-19}^2, T_{8-12}^1, T_{20-21}^1, T_{19-20}^1, T_{8-21}^1, T_{12-19}^1, T_{10-15}^1$ vào hệ thống cơ bản, hệ thống mới có sơ đồ như Hình 1 [10].

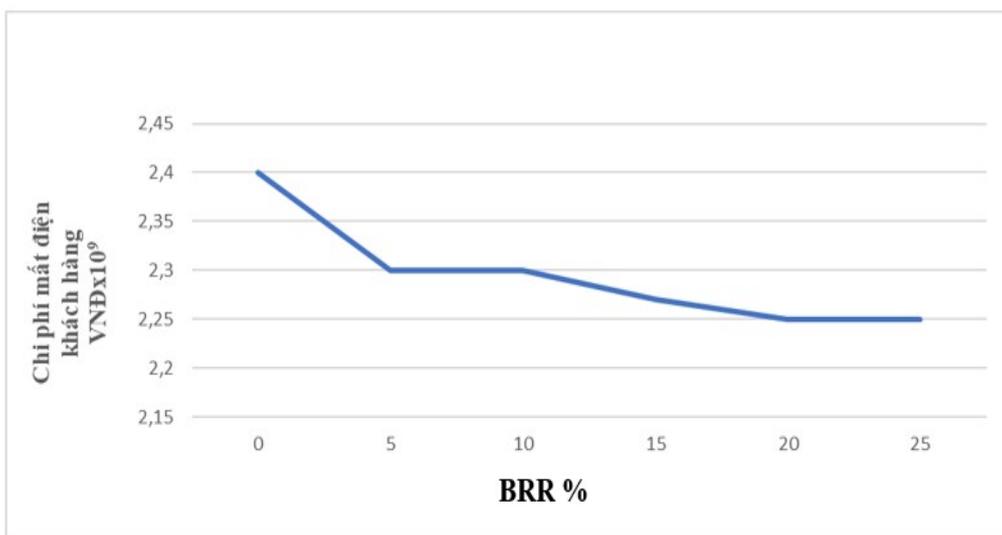
Bảng 1. Chỉ tiêu độ tin cậy và tổng chi phí

Trường hợp	BRR (%)	Chi phí cố định (tỷ đồng)	Chỉ tiêu thiếu nguồn (MWh /ngày)	Chỉ tiêu thiếu nguồn (MWh /năm)	Chi phí mất điện khách hàng (tỷ đồng)	Tổng chi phí (tỷ đồng)	Ghi chú
1	0	2.089	218,878	79.890,47	2.396,71	4.485,71	
2	5	2.099	210,855	76.962,08	2.308,86	4.407,86	Tối ưu
3	10	2.099	210,855	76.962,08	2.308,86	4.407,86	
4	15	2.225	207,285	75.659,03	2.269,77	4.494,77	
5	20	2.381	205,524	75.016,26	2.250,49	4.631,49	
6	25	2.381	205,524	75.016,26	2.250,49	4.631,49	

Kết quả mô phỏng cho thấy, tại mức BRR = 5%, hệ thống đạt tổng chi phí thấp nhất (4.407,86 tỷ đồng) trong khi vẫn đảm bảo yêu cầu về độ tin cậy. Khi BRR tiếp tục tăng lên 15%, 20% và 25%, chi phí đầu tư tăng rõ rệt, trong khi mức cải thiện về độ tin cậy và chi phí mất điện không tương xứng, làm giảm hiệu quả kinh tế tổng thể. Đáng chú ý, hai phương án BRR = 5% và BRR = 10% cho kết quả gần như tương đương về cả tổng chi phí và độ tin cậy, cho thấy việc tăng BRR từ 5% lên 10% không đòi hỏi đầu tư thêm đường dây hoặc trạm biến áp. Tuy nhiên, mức BRR cao hơn cũng đồng nghĩa với khả năng dư thừa công suất trong các giai đoạn phụ tải thấp, tiềm ẩn lãng phí nếu không có cơ chế điều

chỉnh linh hoạt. Do đó, BRR = 5% được đánh giá là lựa chọn hiệu quả về chi phí, trong khi BRR = 10% có thể được cân nhắc như một phương án an toàn hơn về mặt vận hành dài hạn.

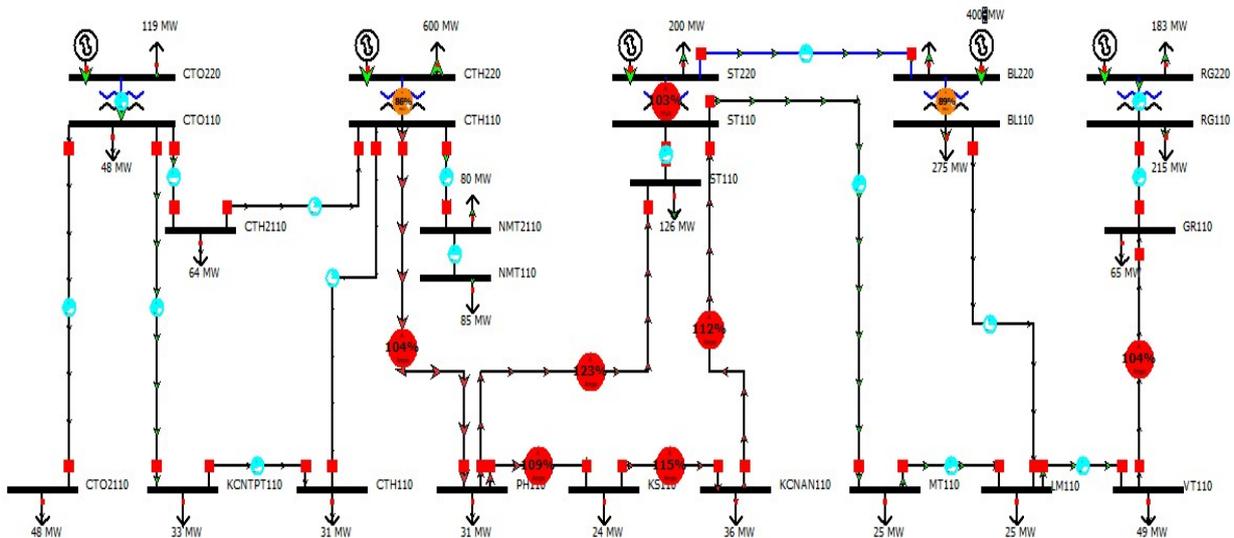
Biểu đồ Hình 2 cho thấy chi phí mất điện khách hàng giảm rõ rệt khi BRR tăng từ 0% lên 5%, phản ánh hiệu quả đầu tư ban đầu vào độ dự trữ. Tuy nhiên, từ BRR = 5% trở đi, mức giảm chi phí trở nên không đáng kể, đặc biệt từ 10% trở lên. Điều này cho thấy hệ thống đã đạt mức độ tin cậy tương đối ổn định và đầu tư thêm dự trữ không còn mang lại hiệu quả kinh tế tương ứng. Vì vậy, BRR = 5%–10% có thể được xem là vùng tối ưu về mặt chi phí - độ tin cậy.

**Hình 2. Đường cong chi phí mất điện khách hàng**

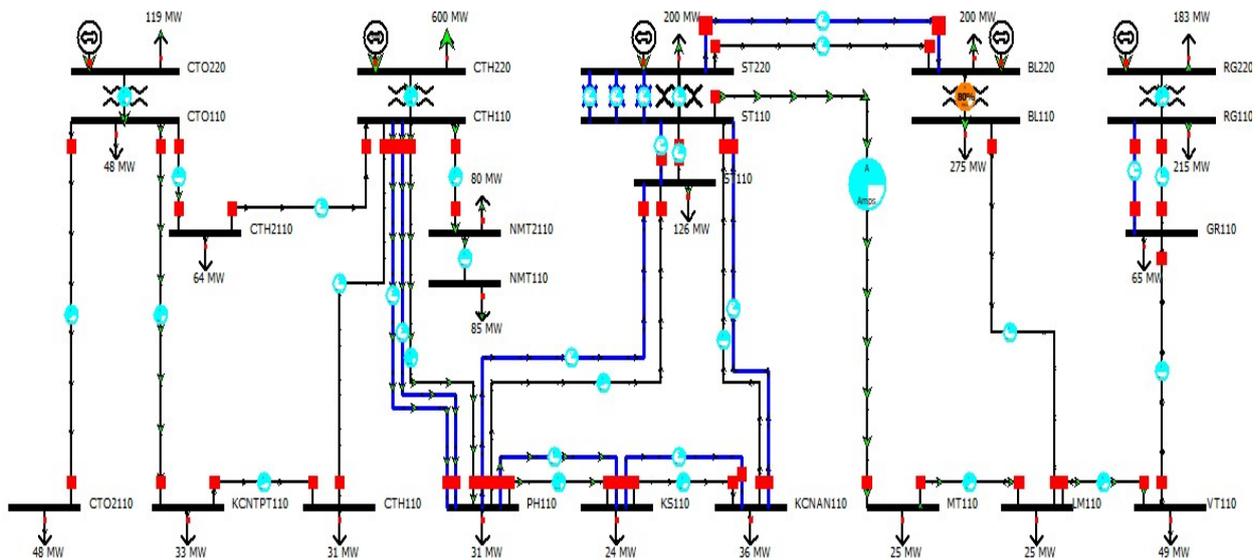
3.3. KIỂM TRA PHÂN BỐ CÔNG SUẤT

Sử dụng phần mềm PowerWorld nhằm kiểm tra độ ổn định và khả năng tải của đường dây và máy biến áp sau khi cải tạo có bị quá tải như trước khi cải tạo hay không và thông số điện áp sau khi cải tạo. Hình 3 cho biết mức độ đáp ứng của đường dây và trạm biến áp trước khi cải tạo.

Hình tròn thể hiện giá trị dưới 90%: Đường dây và trạm biến áp đang hoạt động ổn định. Hình tròn thể hiện giá trị từ 90 đến dưới 100%: Đường dây và trạm biến áp có nguy cơ quá tải. Hình tròn thể hiện giá trị trên 100% : Đường dây và trạm biến áp đang bị quá tải.



Hình 3. Hệ thống trước khi kiểm tra quy hoạch



Hình 4. Hệ thống sau khi kiểm tra quy hoạch với độ dự trữ BRR=5%

Qua kết quả nghiên cứu cho thấy rằng, đã áp dụng thành công phương pháp xem xét điều kiện tối ưu độ dự trữ trong quy hoạch hệ thống truyền tải và tương tự như trên sử dụng phần mềm PowerWorld để kiểm tra hệ thống trước và sau khi quy hoạch đầu tư mở rộng

mới theo Hình 3 thể hiện khi phụ tải tăng lên theo kết quả dự báo phụ tải các tuyến kết nối ST220-ST110, CTH110-PH110, PH110-KS110, KS110-KCNAN110, ST110-PH110, ST110-KCNAN110, GR110-VT110, vượt quá tải trên 100% dung lượng và Hình 4 kết quả

cũng cho thấy hệ thống sau khi quy hoạch đã chính vì vậy kết quả đề xuất mở rộng đầu tư được cải thiện không có nơi nào bị quá tải, mới là phù hợp đáp ứng nhu cầu phụ tải.

Bảng 2. Độ ổn định điện áp và góc lệch pha trước khi quy hoạch

TT	Tên	Volt (pu)	Volt (kV)	Góc (Deg)	Tải (MW)	Gen (MW)	Gen (MVA r)
1	CTO220	1	220	5,43	119	400	23,85
2	CTH220	1	220	0	600	1019,74	85,49
3	ST220	1	220	-25,77	200	400	59,35
4	BL220	1	220	-30,34	200	400	80,84
5	RG220	1	220	-47,64	183	400	63,41
6	CTO110	0,9972	109,692	-1,7	48		
7	CTH110	0,98553	108,408	-5,38			
8	ST110	0,93359	102,695	-29,44			
9	BL110	0,98947	108,842	-35,96	275		
10	RG110	0,98346	108,181	-51,35	215		
11	CTH2110	0,9854	108,394	-5,04	64		
12	ST110	0,93017	102,319	-29,51	126		
13	NMT2110	0,96937	106,631	-7,44	80		
14	NMT110	0,96848	106,533	-7,56	85		
15	GR110	0,94387	103,826	-50,55	65		
16	CTO2110	0,9915	109,065	-2,54	48		
17	KCNTPT110	0,99547	109,502	-2,06	33		
18	CTH110	0,98747	108,621	-4,01	31		
19	PH110	0,93691	103,06	-16,09	31		
20	KS110	0,92721	101,993	-21,27	24		
21	KCNAN110	0,93266	102,593	-29,23	36		
22	MT110	0,92249	101,473	-34,67	25		
23	LM110	0,92743	102,018	-41,56	25		
24	VT110	0,92379	101,617	-45,02	49		

Bảng 3. Độ ổn định điện áp và góc lệch pha sau khi quy hoạch

TT	Tên	Volt (pu)	Volt (kV)	Góc (Deg)	Tải (MW)	Gen (MW)	Gen (MVA r)
1	CTO220	1	220,001	5,86	119	400	13,47

TT	Tên	Volt (pu)	Volt (kV)	Góc (Deg)	Tải (MW)	Gen (MW)	Gen (MVA _r)
2	CTH220	1	220	0	600	990,77	38,31
3	ST220	1,00002	220,004	-12,12	200	400	39,8
4	BL220	1,00002	220,005	-13,9	200	400	54,9
5	RG220	1,0001	220,023	-26,35	183	400	53,37
6	CTO110	1,00173	110,191	-1,23	48		
7	CTH110	0,99529	109,482	-4,96			
8	ST110	0,98384	108,222	-13,78			
9	BL110	0,99373	109,311	-19,01	275		
10	RG110	0,9865	108,515	-30,05	215		
11	CTH2110	0,99413	109,354	-4,6	64		
12	ST110	0,98252	108,077	-13,82	126		
13	NMT2110	0,97931	107,724	-6,98	80		
14	NMT110	0,97843	107,628	-7,09	85		
15	GR110	0,97064	106,771	-29,74	65		
16	CTO2110	0,99606	109,567	-2,06	48		
17	KCNTPT110	1,00022	110,024	-1,58	33		
18	CTH110	0,99408	109,349	-3,55	31		
19	PH110	0,98683	108,551	-8,15	31		
20	KS110	0,98341	108,175	-10,35	24		
21	KCNAN110	0,98358	108,194	-13,69	36		
22	MT110	0,98486	108,335	-14,29	25		
23	LM110	0,96536	106,19	-21,69	25		
24	VT110	0,95925	105,517	-24,8	49		

Có thể thấy sau khi quy hoạch tất cả đường dây làm việc trong định mức. Bảng 3 cho thấy độ ổn định điện áp và góc lệch pha của từng nút trên hệ thống. Cụ thể điện áp luôn nằm trong giới hạn max, min, tức là $0,900 \leq V(\text{pu}) \leq 1,100$. Góc lệch pha $-30 \leq \delta(\text{độ}) \leq 30$.

4. KẾT LUẬN

Thông qua kết quả mô phỏng, kết quả đã kiểm tra được độ tin cậy và độ dự trữ của hệ

thống điện sau khi quy hoạch và mở rộng lưới điện. Điều này, có thể khẳng định phương pháp cận biên và nhánh được đề xuất để giải bài toán quy hoạch mở rộng lưới điện tỉnh Hậu Giang đã mang lại lợi ích thực tiễn. Xác định được tập tối ưu các đường dây sẽ đầu tư với chi phí thấp nhất. Qua nghiên cứu này sẽ giúp cho các nhà quản lý và vận hành hệ thống điện có thể áp dụng cho hệ thống điện phức tạp hơn.

Tài liệu tham khảo

- [1] M. Mahdavi, C. Sabillon Antunez, M. Ajalli, and R. Romero (2004). Transmission Expansion Planning: Literature Review and Classification. *IEEE Syst.* 2004; 13(3): 3129–3140.
- [2] K. S. Pandya and S. K. Joshi (2005). A survey of Optimal Power Flow methods. *J. Appl. Inf. Technol.* 2005; 4(5): 450–458.
- [3] M. A. Abido (2002). Optimal power flow using tabu search algorithm. *Electr. Power Components Syst.* 2002; 30(5): 469–483.
- [4] C. A. Roa-Sepulveda and B. J. Pavez-Lazo. A solution to the optimal power flow using simulated annealing. *Int. J. Electr. Power Energy Syst.* 2003; 25(1): 47–57.
- [5] M. S. Osman, M. A. Abo-Sinna, and A. A. Mousa. A solution to the optimal power flow using genetic algorithm. *Appl. Math. Comput.* 2004; 155(2): 391–405.
- [6] A. G. Bakirtzis, P. N. Biskas, C. E. Zoumas, and V. Petridis. Optimal Power Flow by Enhanced Genetic Algorithm. *IEEE Power Eng. Rev.* 2008; 22(2): 60–60.
- [7] A. A. Abou El Ela, M. A. Abido, and S. R. Spea. Optimal power flow using differential evolution algorithm. *Electr. Power Syst. Res.* 2010; 80(7): 878–885.
- [8] B. Allaoua and A. Laoufi. Optimal power flow solution using ant manners for electrical network. *Adv. Electr. Comput. Eng.* 2009; 9(1): 34–40.
- [9] T.T. Tran, J.J. Kwon, and J.S. Choi. A study on probabilistic optimal reliability criterion determination in Transmission System Expansion Planning. *KIEE Summer Annu. Conf*, November 2015. 748–750.
- [10] Trần Hữu Tính, Võ Ngọc Điều, Quyền Huy Ánh (2021). Quy hoạch hệ thống điện có xét đến tối ưu hóa độ dự trữ. *Tạp Chí Khoa Đại Học Sài Gòn*. 2021; 75: 89-95.

RESEARCH ON THE RELIABILITY AND RESERVE CAPACITY OF THE POWER SYSTEM AFTER PLANNING AND EXPANDING THE ELECTRICITY GRID

ABSTRACT

The integration of renewable energy into the power system is an inevitable trend to reduce dependence on fossil fuels, decrease greenhouse gas emissions, and enhance energy security. However, this process faces many challenges due to the instability of renewable energy sources. Additionally, the quality of the power grid is a critical issue, as integrating a large amount of renewable energy can lead to imbalances and overload the grid. Therefore, evaluating the power system after planning and expanding the grid is an important task in the overall power system planning. In this study, the branch and bound methods are proposed to assess the reliability and reserve capacity after grid expansion planning. The results of this research aim to demonstrate its effectiveness and propose optimal solutions for evaluating the power system after planning and expansion. This study will be validated on the actual power grid of Hau Giang province.

Keywords: *Branch and Bound method, cost optimal, optimal power flow, reliability evaluation, reserve optimal*