

Nghiên cứu giải pháp hạn chế bất đồng thời để vận hành hiệu quả tự động hóa lưới điện trung thế tại TP.HCM

Nguyễn Thị Bích Tuyền^{1,2}, Huỳnh Tiến Đạt^{1,2,*}, Lê Thị Tịnh Minh¹, Nguyễn Ngọc Phúc Diễm¹, Phan Quốc Dũng¹, Lê Quang Bình²



Use your smartphone to scan this QR code and download this article

¹Khoa Điện – Điện tử, Trường Đại học Bách Khoa – Đại học Quốc gia Thành phố Hồ Chí Minh, TP.Hồ Chí Minh, Việt Nam

²Tổng Công ty Điện lực Thành phố Hồ Chí Minh, TP.Hồ Chí Minh, Việt Nam

Liên hệ

Huỳnh Tiến Đạt, Khoa Điện – Điện tử, Trường Đại học Bách Khoa – Đại học Quốc gia Thành phố Hồ Chí Minh, TP.Hồ Chí Minh, Việt Nam

Tổng Công ty Điện lực Thành phố Hồ Chí Minh, TP.Hồ Chí Minh, Việt Nam

Email: htadat163@gmail.com

Lịch sử

- Ngày nhận: 12-6-2022
- Ngày chấp nhận: 15-3-2023
- Ngày đăng: 20-3-2023

DOI:

<https://doi.org/10.32508/stdjet.v5i4.1021>



Bản quyền

© ĐHQG TP.HCM. Đây là bài báo công bố mở được phát hành theo các điều khoản của the Creative Commons Attribution 4.0 International license.



TÓM TẮT

Vấn đề tự động hóa lưới điện trung thế hiện nay đang được quan tâm đặc biệt, nhằm nâng cao độ tin cậy cung cấp điện, cải thiện các chỉ số độ tin cậy SAIDI/SAIFI và còn thể hiện cho sự bắt kịp xu hướng 4.0 của thời đại. Trong đó, cốt lõi là chức năng FLISR (Fault Location, Isolation and Service Restoration) mang lại cho lưới điện khả năng tự giải quyết sự cố tối ưu, không những giúp nâng cao hiệu quả vận hành mà còn cải thiện chất lượng cung cấp điện. Tuy nhiên, một số vấn đề còn tồn đọng trên lưới điện Thành phố Hồ Chí Minh (TP.HCM) hiện nay làm ảnh hưởng đến việc vận hành lưới điện tự động một cách hoàn toàn, đó chính là việc các thiết bị bảo vệ tác động chưa có tính chọn lọc cao, theo đó, hiện tượng các thiết bị bảo vệ cùng bất đồng thời còn xảy ra khá thường xuyên. Cụ thể, các giải thuật trong những phần mềm tự động hóa dạng tập trung vẫn còn hạn chế, chưa thể phát hiện và có phương án xử lý phù hợp cho dạng sự cố bất đồng thời như vậy. Do đó, việc nghiên cứu và đề xuất một số phương pháp hiệu quả nhằm giải quyết tình trạng trên là hết sức cần thiết, đặc biệt là trong bối cảnh TP.HCM đang đẩy mạnh tốc độ tự động hóa lưới điện hiện nay. Bên cạnh đó, để chứng minh tính hiệu quả của phương pháp, nghiên cứu cũng đưa ra các kết quả mô phỏng và thí điểm trên thực tế.

Từ khóa: Bảo vệ không chọn lọc, Vấn đề bất đồng thời, Tự động hóa lưới điện phân phối trung thế, Độ tin cậy cung cấp điện lưới phân phối, Tự động chuyển nhóm bảo vệ

GIỚI THIỆU

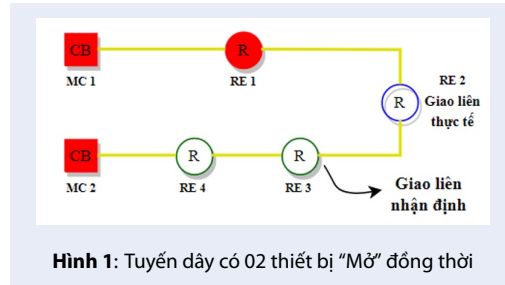
Tự động hóa được xem là một trong những giải pháp hiệu quả nhất để nâng cao độ tin cậy (ĐTC) cung cấp điện. Những năm gần đây, nhờ vào việc chú trọng đẩy mạnh đầu tư tự động hóa, các chỉ số độ tin cậy lưới phân phối SAIDI/SAIFI ở Việt Nam đã cải thiện rất nhiều, tuy nhiên so với các nước có độ tin cậy hàng đầu như Philipin, Úc, Mỹ... thì ở chúng ta vẫn còn kém khá xa. Cụ thể, tính đến 3 tháng đầu năm 2021, Việt Nam có các chỉ số SAIDI (thời gian mất điện bình quân của khách hàng/năm) là 262,7 phút và SAIFI (số lần mất điện bình quân của khách hàng/năm) là 2,02 lần¹, con số này đã giảm đáng kể so với năm 2015 (SAIDI=2110 phút, SAIFI=12,85 lần²). Xét riêng Thành phố Hồ Chí Minh (TP.HCM), tổng kết năm cuối 2021, Tổng công ty Điện lực TP.HCM (EVNHCMC) đạt chỉ số SAIDI là 40 phút và chỉ số SAIFI là 0,55 lần³, dẫn đầu cả nước và dự đoán sẽ tiếp tục cải thiện nhờ vào kế hoạch tự động hóa toàn diện trên lưới điện TP.HCM trong thời gian sắp tới. Trong thời đại công nghiệp 4.0 hiện nay, tự động hóa trong hệ thống điện là tiền đề quan trọng nhất cho việc xây dựng lưới điện thông minh. Để thực hiện tốt lộ trình này, việc triển khai tự động hóa điện rộng trên

toàn quốc là điều tất yếu và công tác tự động hóa lưới điện TP.HCM được xem là khuôn mẫu để thực hiện tham vọng này. Tuy nhiên, hiện nay, công tác này vẫn còn gặp khó khăn do những tồn đọng trên lưới điện. Đặc thù lưới điện tại TP.HCM là có các tuyến dây ngắn và mật độ dân cư đông nên việc phân đoạn tuyến dây rất phức tạp, điều này kéo theo số lượng tuyến dây và thiết bị đóng cắt dày đặc, dẫn đến việc tính toán phối hợp bảo vệ vô cùng khó khăn. Chính vì vậy mà tình trạng phối hợp chưa chọn lọc (bất đồng thời, bất vọt cấp) còn xảy ra khá thường xuyên.

Bên cạnh đó, các phần mềm phục vụ tự động hóa lưới điện hiện nay cũng còn một số hạn chế nhất định, một trong số đó là chưa thể nhận diện và xử lý được tình huống tác động không chọn lọc có hiện tượng bất đồng thời 02 thiết bị bảo vệ (TBBV) trở lên. Cụ thể là, chức năng FLISR (Fault Location Isolation Source Restoration) sẽ khởi động dựa trên tín hiệu “Trigger” khi nhận được trạng thái “Mở” từ TBBV (sự cố). Khi có hiện tượng bất đồng thời (nhiều thiết bị cùng mở), hệ thống sẽ sinh ra nhiều giải thuật cùng lúc, chạy song song và xung đột với nhau. Đồng thời, trong các giải thuật, hệ thống sẽ nhận diện thiết bị có trạng thái “Mở” (do bất đồng thời) phía sau chính là điểm kết thúc tuyến dây nên phần mềm hiểu sai kết lưới, từ

Trích dẫn bài báo này: Tuyền N T B, Đạt H T, Minh L T T, Diễm N N P, Dũng P Q, Bình L Q. **Nghiên cứu giải pháp hạn chế bất đồng thời để vận hành hiệu quả tự động hóa lưới điện trung thế tại TP.HCM.** *Sci. Tech. Dev. J. - Eng. Tech.*; 5(4):1719-1736.

đó đưa ra phương án xử lý chưa phù hợp. Ví dụ trên Hình 1 có RE 3 và RE 4 cùng tác động “Mở”, hệ thống rà soát RE 4 là thiết bị tác động, còn RE 3 là điểm kết thúc nên sẽ không xét đến RE 2, từ đó nhận định sự cố sau RE 4 và là sự cố cuối tuyến, không có phương án chuyển tải.



Hình 1: Tuyến dây có 02 thiết bị “Mở” đồng thời

Vấn đề bật đồng thời cũng đã được phân tích trong nghiên cứu của Jun và cs.⁴ trên lưới điện nhiều xuất tuyến có hệ thống tự động hóa tập trung. Ngoài ra, một phương pháp hạn chế bật đồng thời được phát triển trên thiết bị đóng cắt hiệu S&C được đề cập đến trong tài liệu⁵. Đó là phương pháp nâng đường cong bảo vệ của các TBBV phía trước TBBV chính. Tuy nhiên, đây là giải pháp do nhà sản xuất thực hiện, khách hàng không thể can thiệp để lập trình theo nhu cầu sử dụng. Vì vậy, cần phải đầu tư một khoản chi phí để nâng cấp thiết bị có tính năng này trên lưới điện hiện hữu. Đồng thời, nếu áp dụng phương pháp truyền tín hiệu giữa các thiết bị thông qua mạng cáp quang hoặc sóng radio được giới thiệu trong tài liệu⁵ tại TP.HCM thì cần chi phí thay thế khá lớn cho hệ thống thông tin hiện hữu (đa số sử dụng modem 3G). Đối với các nước tiên tiến, các thiết bị được trang bị phù hợp với lưới điện và hoạt động tin cậy nên tình trạng tác động bảo vệ không chọn lọc ít khi xảy ra, đặc biệt là trường hợp bật đồng thời. Chính vì vậy mà vấn đề bật đồng thời vẫn chưa được nghiên cứu rộng rãi. Tuy nhiên, đối với lưới điện TP.HCM, việc nghiên cứu giải quyết vấn đề này là rất cần thiết và cấp bách. Do đó, nghiên cứu sẽ tổng hợp và đưa ra một số phương pháp để hạn chế để hạn chế xảy ra tình trạng này. Sau đây, phần 2 sẽ trình bày tổng quan về vấn đề bật đồng thời và đưa ra một số giải pháp. Tiếp theo, phần 3 và phần 4 lần lượt trình bày chi tiết về các phương pháp đã đề xuất có các ví dụ đi kèm. Kết quả và thảo luận được trình bày trong phần 5. Cuối cùng, những nhận xét và kết luận sẽ được đưa ra trong phần 6.

PHÂN TÍCH HIỆN TRẠNG SỰ CỐ TẠI TP. HỒ CHÍ MINH

Tình hình sự cố trên lưới điện phân phối

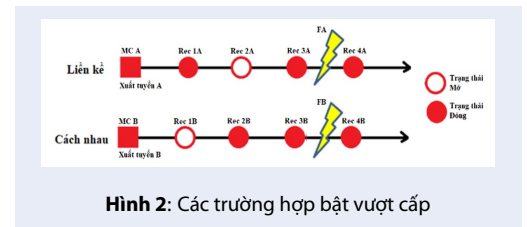
Như đã đề cập, các xuất tuyến trên lưới điện TP.HCM khá ngắn nhưng lượng tải rất lớn và số lượng thiết bị đóng cắt dày đặc. Dựa trên tài liệu⁶ – công văn số 2280/EVNHCMC-KT ban hành ngày 21/05/2020 về việc hướng dẫn triển khai kế hoạch lắp đặt thiết bị đóng cắt có chức năng SCADA để kiện toàn lưới điện trung thế giai đoạn 2021-2025 quy định về một số tiêu chí để phân đoạn tuyến dây như sau:

- + Số khách hàng: 1.000 – 1.500 khách hàng / phân đoạn;
 - + Dòng tải vận hành: 50 – 70A / phân đoạn;
 - + Chiều dài trực chính: 1-2 km / phân đoạn;
- Để phối hợp bảo vệ có chọn lọc cần đảm bảo các tiêu chí tại công văn⁶ và khoảng thời gian phối hợp giữa hai TBBV liên kế (Δt) là 0,2 giây (theo tài liệu⁷ – công văn số 658/ĐĐTĐ-KH ban hành ngày 19/07/2019). Tuy nhiên, lưới điện hiện tại có một số khu vực chưa thỏa mãn các điều kiện trên nên phối hợp bảo vệ chưa được tối ưu dẫn đến lưới điện trung thế tại TP.HCM thường xuyên xảy ra trường hợp tác động chưa chọn lọc, bao gồm bật vượt cấp và bật đồng thời.

Khái niệm các trường hợp tác động không chọn lọc

a. Bật vượt cấp:

Bật vượt cấp là hiện tượng TBBV liên kế hoặc cách xa TBBV chính tác động khi có sự cố mà không thuộc phạm vi bảo vệ của chúng (TBBV chính không tác động), gây mất điện diện rộng. Xét ví dụ trên Hình 2 ở xuất tuyến A, khi sự cố tại FA, Rec 2A (thiết bị dự phòng liên kế) tác động “Mở” thay vì Rec 3A, cho thấy sự tác động vượt 1 cấp; ở xuất tuyến B, khi sự cố tại FB, Rec 1B (thiết bị dự phòng cách nhau) tác động “Mở” thay vì Rec 3B, cho thấy sự tác động vượt 2 cấp.

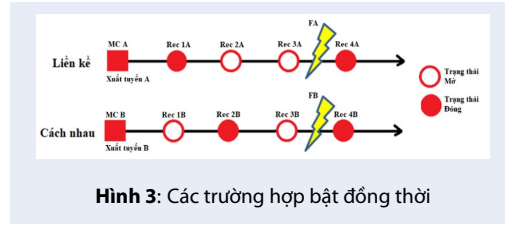


Hình 2: Các trường hợp bật vượt cấp

b. Bật đồng thời:

Bật đồng thời là hiện tượng hai hay nhiều thiết bị trên cùng một xuất tuyến, liên kế hoặc cách nhau, cùng tác động mở đối với một sự cố, gây mất điện diện rộng. Xét ví dụ trên Hình 3 ở xuất tuyến A, khi sự cố tại FA, cả Rec 3A (thiết bị chính) và Rec 2A (thiết bị dự phòng liên kế) đều tác động “Mở”, cho thấy sự tác động đồng thời giữa 2 TBBV liên kế; ở xuất tuyến B, khi sự cố tại

FB, cả Rec 3B (thiết bị chính) và Rec 1B (thiết bị dự phòng cách nhau) đều tác động “Mở”, cho thấy sự tác động đồng thời giữa 2 TBBV cách nhau.



Hình 3: Các trường hợp bật đồng thời

Thống kê các tác động không chọn lọc trên lưới điện TP. Hồ Chí Minh

Thống kê số lần tác động không chọn lọc trên lưới điện TP.HCM từ 04/2021 đến 04/2022 như Bảng 1: Theo thống kê trên, tổng số sự cố xảy ra từ tháng 04/2021 đến tháng 04/2022 là 1612 sự cố, trong đó có 18 sự cố bật vượt cấp (chiếm tỉ lệ khoảng 1,12%) và 118 sự cố bật đồng thời (chiếm tỉ lệ khoảng 7,07%). Như vậy, tỉ lệ hiện tượng bật đồng thời xảy ra khá cao. Đa số hệ thống tự động hóa DAS (Distribution Automation System) có thể xử lý đúng đối với trường hợp bật vượt cấp, tuy nhiên vẫn còn hạn chế khi xử lý đối với tình trạng bật đồng thời, điều này gây ra một số hậu quả như:

- Giảm 01 lần tuổi thọ cơ khí của thiết bị tác động thừa
- Gây mất điện phân vùng rộng hơn
- Quá trình tự động xử lý sự cố bị ngừng làm kéo dài thời gian mất điện
- Các yếu tố trên gây ảnh hưởng đến các chỉ số ĐTC cung cấp điện SAIDI/SAIFI

Nguyên nhân gây ra tác động bật đồng thời

Nguyên nhân tổng quan gây ra vấn đề tác động không chọn lọc của hiện tượng bật đồng thời còn tồn đọng hiện nay chính là:

- Một số khu vực có cấu trúc lưới điện vẫn còn chưa hoàn chỉnh dẫn đến cài đặt phối hợp bảo vệ cho các TBBV chưa tốt:

- Một số tuyến dây được trang bị nhiều TBBV vượt mức cho phép (02 thiết bị), khi đó các thiết bị ở phía sau sẽ không thể phối hợp đảm bảo $\Delta t=0,2$ giây;
- Khoảng cách giữa các TBBV liên kế không đảm bảo (quá gần nhau) nên khi tính toán các bộ trị số bảo vệ, các thông số sẽ được làm tròn để phù

hợp với độ phân giải cho phép của thiết bị khiến cho các thiết bị này được cài đặt cùng một đường cong bảo vệ;

- Còn tồn tại công tác chưa tự động hóa hoàn toàn, vẫn còn thực hiện thủ công, cụ thể là việc chuyển nhóm bảo vệ: Khi thay đổi phương thức vận hành, số lượng thiết bị trên xuất tuyến mới và vị trí phối hợp bảo vệ của các thiết bị có sự thay đổi, do đó, các thông số được cài đặt ban đầu không còn đảm bảo phối hợp chọn lọc, cần chuyển sang nhóm bảo vệ khác phù hợp, đảm bảo tác động đúng trong trường hợp sự cố. Tuy nhiên, công tác này hiện tại đang được thực hiện thủ công, gây chậm trễ trong thời gian thao tác và có thể dẫn đến thiếu sót thiết bị cần chuyển đổi.

Đề xuất các phương pháp hạn chế bật đồng thời

Với các vấn đề được phân tích như trên, nghiên cứu đề xuất một số phương pháp giúp hạn chế xảy ra tình trạng các TBBV bật đồng thời cũng như xử lý nhanh chóng, tức thời khi có xảy ra hiện tượng này xảy ra, không kéo dài thời gian mất điện của khách hàng. Các phương pháp được trình bày trong Bảng 2.

GIẢI PHÁP PHẦN CỨNG

Cơ sở lý luận

Giải pháp phần cứng là giải pháp can thiệp vào các chức năng của các thiết bị bảo vệ trên lưới điện, bằng chính cấu hình của thiết bị đó hoặc thông qua thiết bị phụ trợ, nhằm hỗ trợ cho các chức năng của chúng phù hợp với nhu cầu vận hành. Giải pháp được đề xuất trong mục này là cài đặt thêm trong cấu hình của recloser tín hiệu liên lạc giữa các TBBV trên cùng xuất tuyến theo dạng tự động hóa phân tán để nhận biết TBBV chính đã tác động cô lập sự cố và khóa trạng thái của các TBBV dự phòng ngăn không cho tác động cùng TBBV chính.

Với các chủng loại thiết bị khác nhau, sử dụng các khối điều khiển khác nhau trên lưới điện phân phối hiện nay, hầu hết các khối điều khiển được nhúng firmware cố định do nhà sản xuất phát hành và chỉ họ mới có thể can thiệp hiệu chỉnh. Tuy nhiên, một số loại recloser, ví dụ như recloser Form6 (F6) của hãng Cooper cho phép người dùng can thiệp vào các chức năng hoạt động của thiết bị, do đó, nghiên cứu đề xuất phương án thí điểm dựa trên tính năng này của tủ điều khiển F6. Còn đối với các tủ điều khiển khác có thể sử dụng thêm thiết bị PLC để hỗ trợ lập trình và giao tiếp với các thiết bị khác hãng. Đồng thời, khuyến khích nên sử dụng giao tiếp bằng cáp quang để đảm bảo về mật độ trễ tín hiệu.

Bảng 1: Thống kê số lần bật vượt cấp và bật đồng thời trên lưới điện TP.HCM từ 04/2021 đến 04/2022

STT	Tháng/Năm	Tổng số sự cố	Số sự cố bật vượt cấp	Số sự cố bật đồng thời
1	04/2021	135	2	14
2	05/2021	149	3	16
3	06/2021	108	1	9
4	07/2021	122	2	11
5	08/2021	115	2	9
6	09/2021	132	2	10
7	10/2021	121	1	7
8	11/2021	107	0	5
9	12/2021	118	0	9
10	01/2022	91	1	6
11	02/2022	111	1	6
12	03/2022	151	2	9
13	04/2022	152	1	3
Tổng		1612	18	114
Tỉ lệ			1,12%	7,07%

Bảng 2: Các giải pháp hạn chế và xử lý hiện tượng bật đồng thời

Vấn đề	Hiện trạng	Giải pháp	Nội dung
Phối hợp bảo vệ chưa tốt	Làm tròn các hệ số tính toán của bộ trị số bảo vệ để phù hợp với độ phân giải cho phép của thiết bị	Giải pháp phần cứng	Thực hiện trực tiếp lên TBBV là recloser Cài đặt thêm trong cấu hình của recloser tín hiệu liên lạc giữa các TBBV trên cùng xuất tuyến theo dạng tự động hóa phân tán (series) để nhận biết thiết bị nào đã tác động cô lập sự cố, ngăn không cho thiết bị khác tác động cùng
Tự động hóa chưa hoàn toàn	Công tác chuyển nhóm bảo vệ khi thay đổi phương thức vận hành vẫn được thực hiện thủ công từ xa	Giải pháp phần mềm	Viết code giải thuật vào phần mềm tự động hóa để thực hiện chuyển nhóm bảo vệ tự động

Phương pháp để xuất hoạt động theo nguyên lý được minh họa trong Hình 4:

Xét khi có sự cố, tín hiệu chỉ báo sự cố (Fault Indicator – FI) sẽ xuất hiện trên các thiết bị từ đầu nguồn đến thiết bị trước điểm sự cố. Nguyên lý hoạt động của phương pháp như sau:

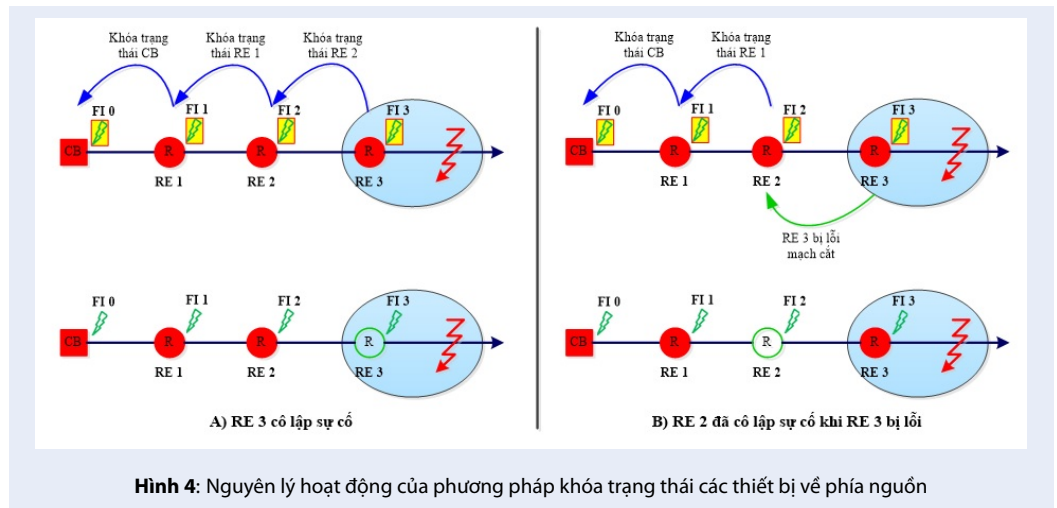
+ Căn cứ vào TBBV cuối cùng có tín hiệu FI để khóa trạng thái của các TBBV trước đó là giải pháp ngăn không cho chúng tác động cùng với TBBV chính gần sự cố nhất (Hình 4 bên trái).

+ Nếu TBBV chính bị lỗi không thể tác động (máy cắt hỏng), đi kèm tín hiệu Breaker Fail – 50BF, khi đó TBBV phía trước liền kề phải được mở khóa ngay để có thể tác động thay thế (Hình 4 bên phải).

+ Đồng thời, ta cài đặt thời gian reset sau 30-60 giây cho các thiết bị trở về tiếp tục hoạt động bình thường (mở khóa bảo vệ) sau sự cố.

Mô phỏng bằng phần mềm Matlab/Simulink

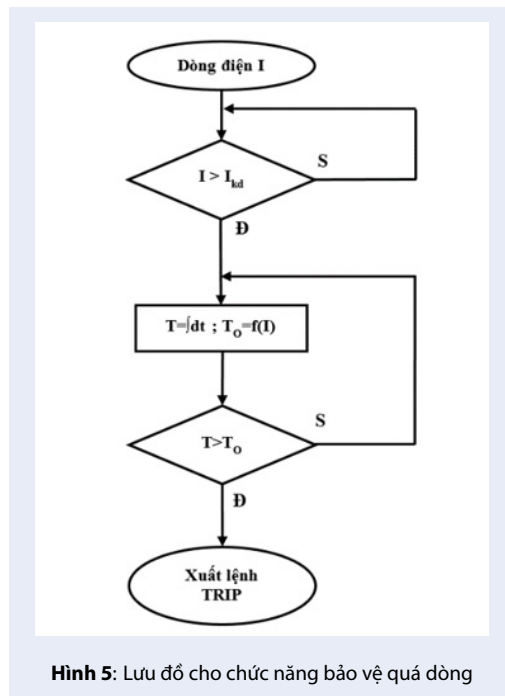
Phát tuyến 470 Mỹ Hòa thực tế của Điện lực Thủ Đức thuộc Tổng Công ty Điện lực TP. Hồ Chí Minh sẽ được mô phỏng trên phần mềm Matlab/Simulink về tình huống phối hợp không tốt gây ra bật đồng thời và cách thức giao tiếp giữa các thiết bị để giải quyết trường hợp này.



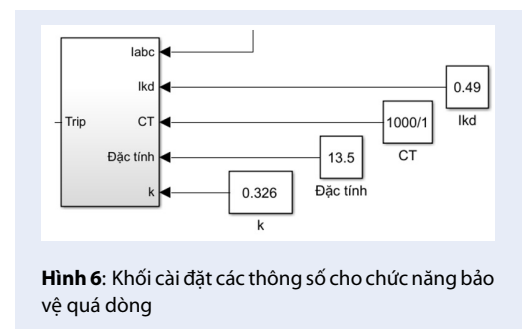
Lưu đồ các khối chức năng

a. Chức năng bảo vệ quá dòng:

Chức năng bảo vệ quá dòng 50/51 hoạt động dựa trên nguyên tắc là so sánh dòng điện đo được với dòng điện được cài đặt sẵn (Dòng khởi động nhỏ nhất – Minimum trip), nếu dòng điện đo được lớn hơn dòng điện cài đặt, thiết bị sẽ gửi tín hiệu cắt điện theo đặc tính được cài đặt sẵn để thực hiện chức năng bảo vệ⁸. Lưu đồ giải thuật của chức năng được trình bày như Hình 5.

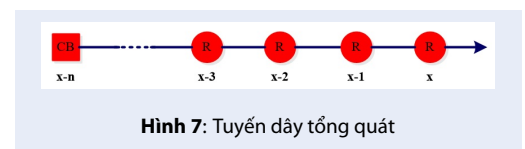


Mô hình mô phỏng của chức năng bảo vệ quá dòng được xây dựng trong Matlab/Simulink như Hình 6.



b. Chức năng khóa trạng thái của các thiết bị trên cùng xuất tuyến:

Xét một tuyến dây tổng quát như Hình 7.



Để cài đặt cho thiết bị x thì sử dụng các tín hiệu cài đặt ngõ vào gồm:

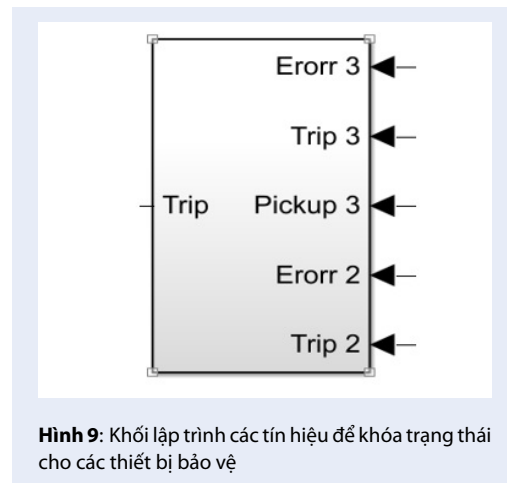
- Tín hiệu chỉ báo sự cố tại thiết bị x
- Trạng thái thiết bị x
- Tín hiệu lỗi mạch cắt của thiết bị x
- Tín hiệu trạng thái của thiết bị (x-1)
- Tín hiệu lỗi mạch cắt của thiết bị (x-1)

Tương tự, để cài đặt cho thiết bị (x-1) thì sử dụng các tín hiệu của thiết bị (x-1) và (x-2).

Các tín hiệu này được sử dụng để lập trình cho phương pháp khóa trạng thái của các thiết bị, dựa trên nguyên tắc hoạt động cho thiết bị x như sau:

- Nếu thiết bị x có tín hiệu pickup, nghĩa là phía sau có sự cố, thì các thiết bị trước (gồm thiết bị (x-1), (x-2),...(x-n)) không được phép tác động
- Nếu thiết bị x bị lỗi không thể tác động được (Error) thì tắt chức năng khóa để thiết bị (x-1) tác động thay thế

Tương tự áp dụng cho các thiết bị (x-1), (x-2),...(x-n). Ngoài ra, sau 30-60 giây hoạt động (tùy cài đặt), các thiết bị được trả về trạng thái bình thường ban đầu. Nguyên tắc nêu trên áp dụng cho thiết bị x được khái quát thành lưu đồ như Hình 8 và được xây dựng thành sơ đồ khối trong phần mềm Matlab/Simulink như Hình 9. Áp dụng để xây dựng tương tự cho các thiết bị còn lại.



Hình 9: Khối lập trình các tín hiệu để khóa trạng thái cho các thiết bị bảo vệ

Xây dựng mô hình tuyến dây 470 Mỹ Hòa trên Matlab/Simulink

Mô hình thực tế xuất tuyến 470 Mỹ Hòa như Hình 10 Phương pháp này chỉ xét các thiết bị bảo vệ có SCADA trên xuất tuyến (Recloser, MC). Mô hình trước khi kết hợp phương pháp khóa trạng thái xây dựng như Hình 13.

Mô hình được xây dựng gồm 04 thiết bị, trong đó có 03 Recloser với khoảng cách giữa các thiết bị được thống kê trong Bảng 3. Mô hình được bố trí các Switch để chỉ định sự cố tại từng vị trí mong muốn và đồng hồ đo để xem thời gian phối hợp giữa 04 thiết bị này.

Theo các thông số trên, áp dụng để tính toán các trị số bảo vệ cho các TBBV như Bảng 4 (đường cong bảo vệ Very Inverse).

Ta thấy rằng, khoảng cách giữa REC PD Mỹ Hòa và REC Bưu Cục Cát Lái là 0.4 km và có lượng tải chênh lệch rất ít (khoảng 15 A), điều này gây khó khăn trong việc tính toán các thông số phối hợp bảo vệ. Ngoài ra, các thông số cần được làm tròn để phù hợp với độ phân giải cho phép của thiết bị nên 02 thiết bị trên được cài đặt cùng một đường cong bảo vệ (cùng hệ số k). Như vậy, nếu xảy ra sự cố trên phân đoạn sau REC Bưu Cục Cát Lái sẽ xảy ra hiện tượng bật đồng thời đối với 02 thiết bị này. Cụ thể, qua các năm ghi nhận số sự cố bật đồng thời trên tuyến 470 Mỹ Hòa như Bảng 5:

Để tránh tình trạng bật đồng thời xảy ra, phương pháp giao tiếp với nhau giữa các thiết bị cần được áp dụng để nhận diện phạm vi sự cố, một số tín hiệu của thiết bị phía sau (downstream) được lấy làm đầu vào cho thiết bị phía trước (upstream) để khóa tính năng “Mở” của thiết bị đó theo thuật toán đã đề cập ở Hình 8. Mô hình mô phỏng sau khi kết hợp các khối giao tiếp được xây dựng như Hình 14.

Sơ với Hình 13, tại mỗi thiết bị trên Hình 14 được bố trí thêm khối giao tiếp như Hình 8, đồng thời kèm theo tín hiệu lỗi mạch cắt của từng thiết bị để giám sát thiết bị đó có tác động được hay không.

Kết quả mô phỏng

a. Trước khi kết hợp giao tiếp giữa các thiết bị:

Chọn mô phỏng tại vị trí thường xuyên xảy ra bật đồng thời, đó là sự cố sau REC Bưu Cục Cát Lái. Thời gian tác động phối hợp của các thiết bị như Hình 11.

Nhận xét:

Do khoảng cách giữa REC PD Mỹ Hòa và REC Bưu Cục Cát Lái quá gần (chỉ có 0.4 km) và lượng tải chênh lệch không nhiều nên tính toán phối hợp không tốt giữa 2 thiết bị nêu trên gây ra bật đồng thời khi có sự cố ở phân đoạn sau REC Bưu Cục Cát Lái.

b. Sau khi kết hợp giao tiếp giữa các thiết bị:

Áp dụng phương pháp và tiến hành mô phỏng lại sự cố sau REC Bưu Cục Cát Lái. Các kết quả mô phỏng lần lượt được trình bày tại Hình 12 và Hình 15.

- Trường hợp 1: Thiết bị liền kề trước phạm vi sự cố tác động bình thường

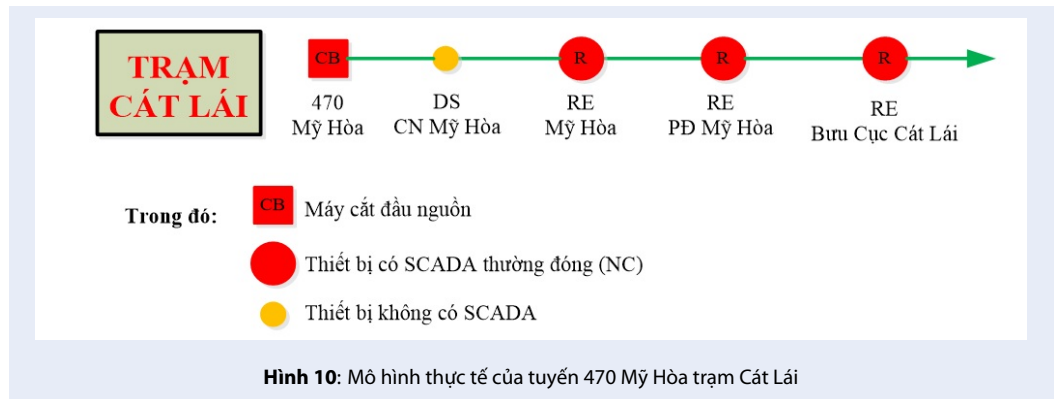
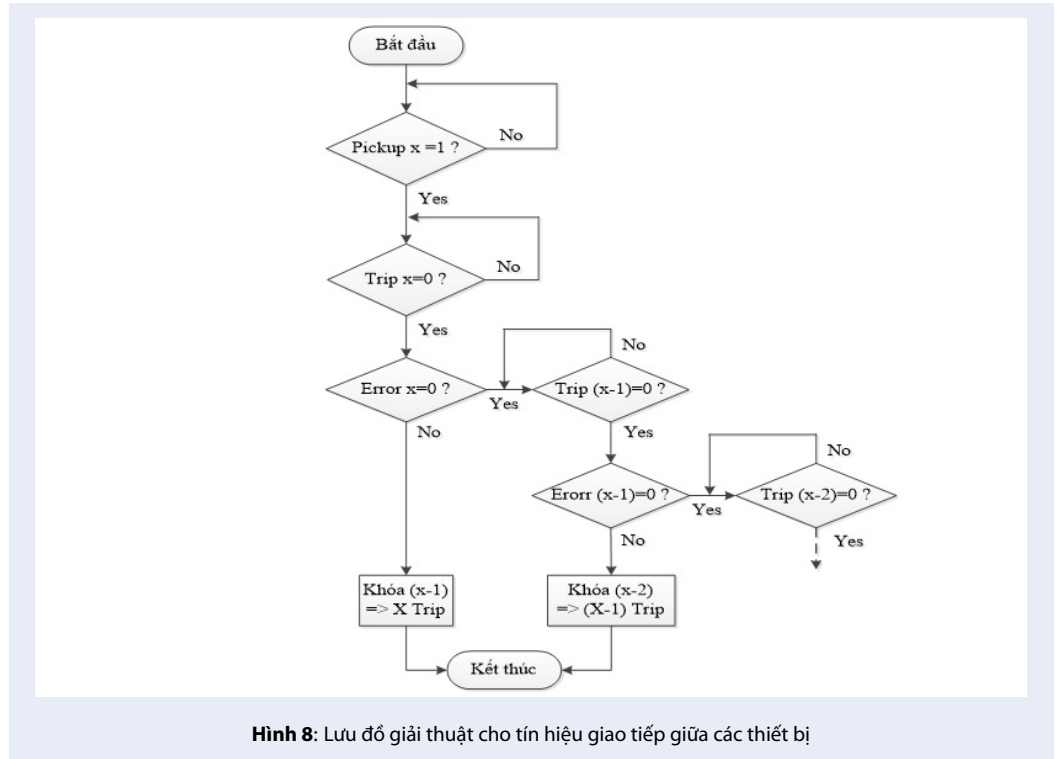
Nhận xét:

Không còn xuất hiện tình trạng bật đồng thời giữa REC PD Mỹ Hòa và REC Bưu Cục Cát Lái.

- Trường hợp 2: Thiết bị liền kề trước phạm vi sự cố bị lỗi, không thể tác động

Nhận xét:

Khi thiết bị liền kề vùng sự cố không thể tác động, thiết bị bảo vệ dự phòng phía trước sẽ tác động thay thế để ngắt dòng sự cố.



Bảng 3: Thông số thực tế của các tuyến dây

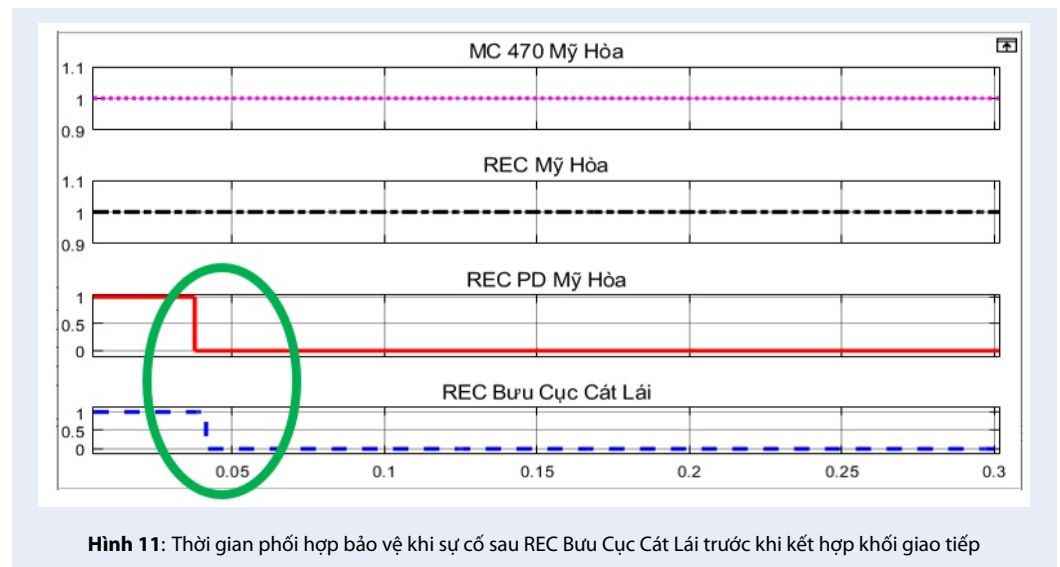
	MC 470 Mỹ Hòa	REC Mỹ Hòa	REC PĐ Mỹ Hòa	REC Bưu Cục Cát Lái	Cuối tuyến
Thông số đường dây					
Chiều dài (km)	3.3 →	2.7 →	0.4 →	1 →	
Thông số dòng điện					
Dòng làm việc (A)	409	351	155	140	
Dòng ngắn mạch 3 pha (A)	11315	5558	3291	3221	2400
Dòng ngắn mạch 1 pha (A)	8809	4154	2115	2073	1539

Bảng 4: Thông số chỉnh định cho các thiết bị bảo vệ

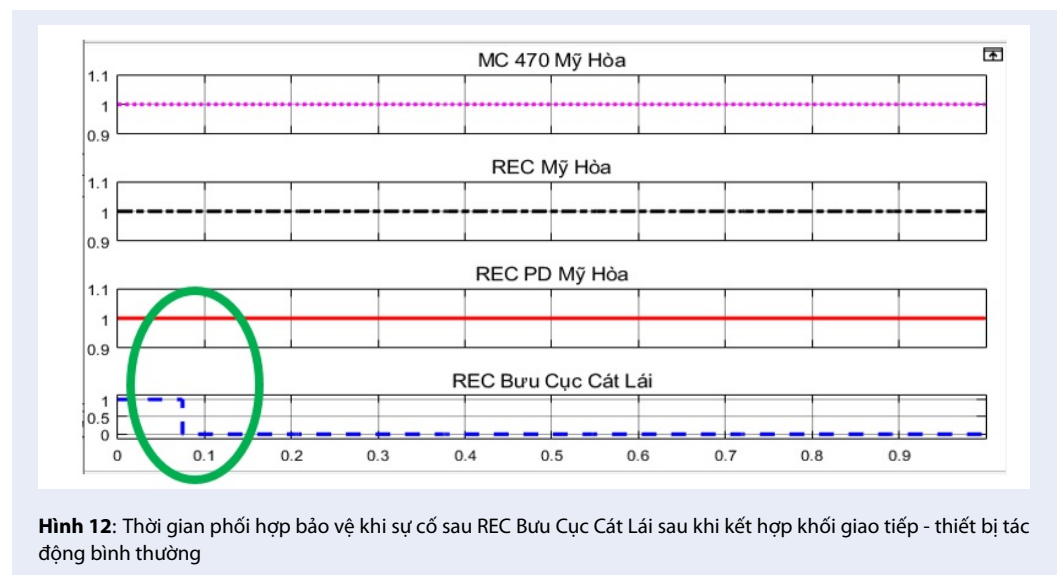
	MC 470 Mỹ Hòa	RE Mỹ Hòa	RE PD Mỹ Hòa	RE Bưu Cục Cát Lái
k	0.33	0.2	0.02	0.02
I _{kd} (kA)	0.49	0.42	0.19	0.17

Bảng 5: Thống kê số sự cố bất đồng thời trên tuyến 470 Mỹ Hòa từ năm 01/2020-03/2022

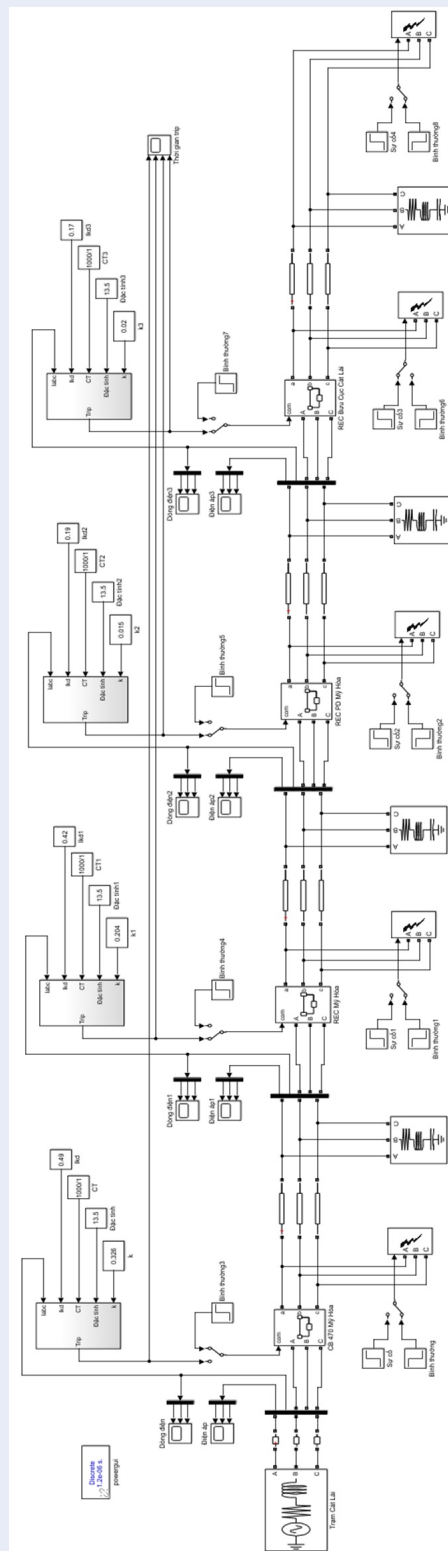
Giai đoạn	2020	2021	2022
Số lượng sự cố	4	2	1



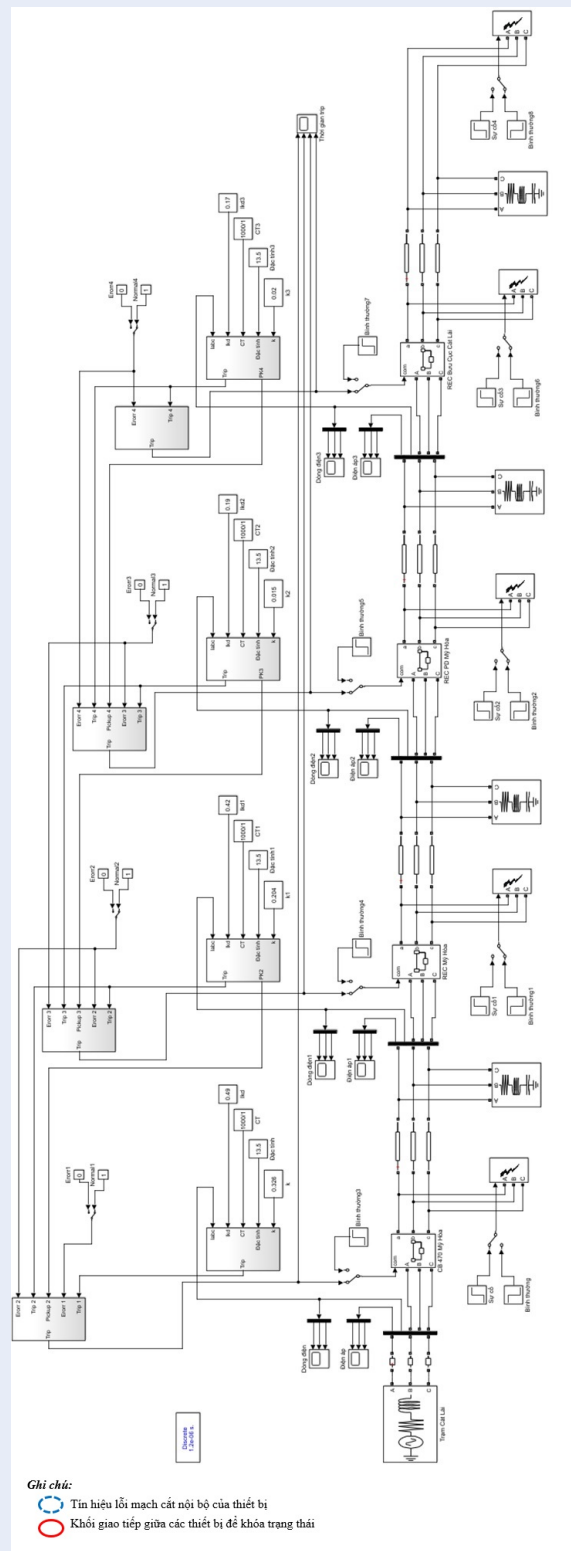
Hình 11: Thời gian phối hợp bảo vệ khi sự cố sau REC Bưu Cục Cát Lái trước khi kết hợp khối giao tiếp



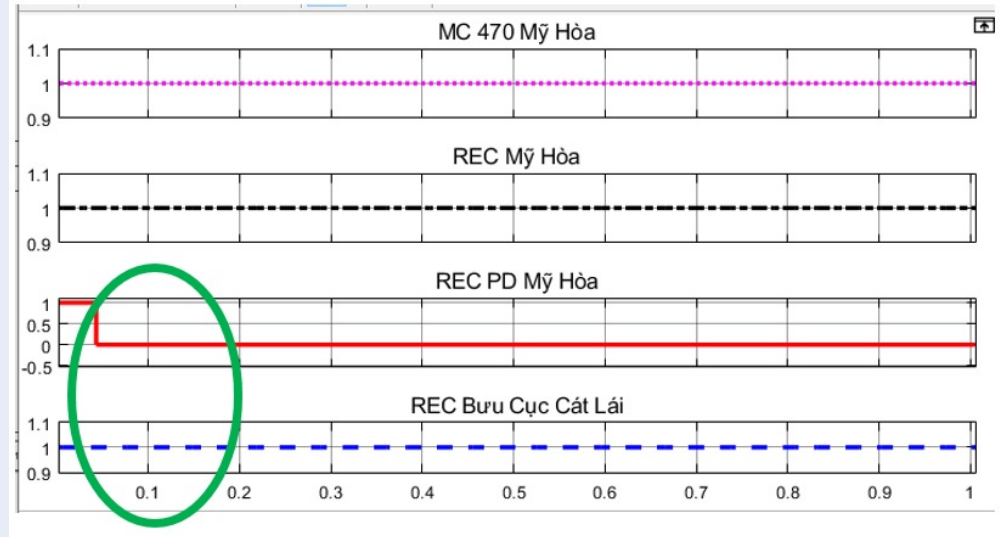
Hình 12: Thời gian phối hợp bảo vệ khi sự cố sau REC Bưu Cục Cát Lái sau khi kết hợp khối giao tiếp - thiết bị tác động bình thường



Hình 13: Mô hình trước khi kết hợp khóa trạng thái



Hình 14: Mô hình sau khi kết hợp khóa trạng thái



Hình 15: Thời gian phối hợp bảo vệ khi sự cố sau REC Bưu Cục Cát Lái sau khi kết hợp khối giao tiếp - thiết bị bị lỗi không tác động

PHƯƠNG PHÁP CHUYỂN NHÓM BẢO VỆ TỰ ĐỘNG

Cơ sở lý luận

Giải pháp phần mềm là giải pháp can thiệp vào các giải thuật chức năng bên trong phần mềm để hỗ trợ các tính năng phù hợp với nhu cầu vận hành. Giải pháp được đề xuất trong mục này dựa vào tính năng hỗ trợ lập trình code của phần mềm tự động hóa lưới điện Survalent để đưa ra giải thuật thực hiện công tác chuyển nhóm bảo vệ một cách tự động, đảm bảo đáp ứng kịp thời phối hợp bảo vệ trong phương thức vận hành mới, tránh các tác động không chọn lọc. Các công tác làm thay đổi phương thức vận hành không theo kế hoạch gồm:

- Thay đổi điểm dừng lưới tạm thời do công tác
- Chuyển tải do sự cố
- Chuyển tải do công tác sửa chữa lớn

Ví dụ: Trên xuất tuyến Hình 16 (bên trái là phương thức vận hành bình thường, bên phải là phương thức vận hành tạm thời khi có công tác), các TBBV được cài đặt sẵn 02 nhóm (bộ trị số) bảo vệ ứng với 02 phương thức vận hành. Ở phương thức vận hành bình thường (hình bên trái), RE 4 và RE 3 ban đầu lần lượt là thiết bị phối hợp thứ 1 và thứ 2 của xuất tuyến 2, nhưng sau khi công tác (hình bên phải) mở RE 4 và đóng RE 2, thì RE 3 trở thành thiết bị ở vị trí số 3 và RE 2 là thiết bị thứ 2 của xuất tuyến 1. Như vậy, nếu RE 2 và RE 3 không chuyển sang nhóm bảo vệ phù

hợp hoặc thực hiện chậm trễ, các thiết bị sẽ không thể phối hợp với nhau, có thể dẫn đến tác động bất đồng thời nếu có sự cố xảy ra trong thời gian công tác.

Hiện nay, việc chuyển nhóm bảo vệ còn được thực hiện thủ công (đa số phần mềm chưa hỗ trợ trực tiếp chức năng này) nên đôi lúc có thiếu sót và thời gian thao tác kéo dài. Thực tế cũng đã có những sự cố bất đồng thời xảy ra do việc chuyển nhóm bảo vệ chậm trễ. Do đó, chúng tôi đề xuất giải pháp chuyển nhóm bảo vệ tự động nhằm hạn chế vấn đề trên.

Giải pháp này thực hiện dựa trên nguyên tắc là:

- Khi thiết bị ở phương thức vận hành bình thường (tính theo sơ đồ pháp lý), có điện cấp từ nguồn A thì hoạt động ở nhóm bảo vệ A
- Khi thiết bị ở phương thức vận hành khác, có điện cấp từ nguồn B thì hoạt động ở nhóm bảo vệ B; có điện cấp từ nguồn C thì hoạt động ở nhóm bảo vệ C;...

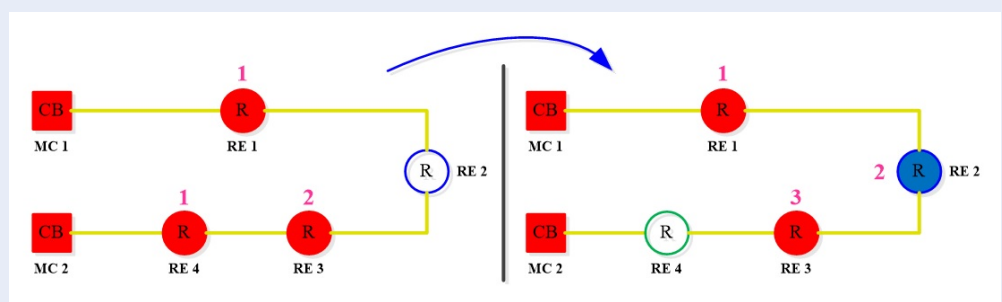
Và được khái quát thành lưu đồ như Hình 17.

Mô phỏng bằng phần mềm Survalent

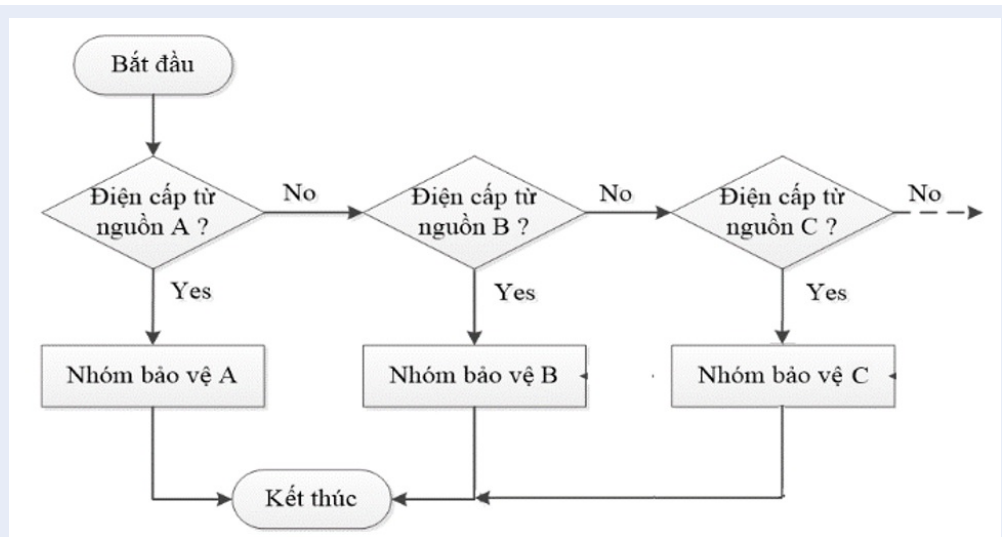
Thuật toán và các bước thực hiện

Thuật toán được lập trình trong hệ thống xét các tín hiệu đầu vào bao gồm:

- Thiết bị đang xét đang ở trạng thái đóng – **Closed** (nghĩa là có khả năng tác động bảo vệ)
- Tất cả các thiết bị (có hoặc không có kết nối SCADA) từ đầu nguồn cấp điện đến thiết bị đang xét đang ở trạng thái đóng – **Closed**



Hình 16: Công tác làm thay đổi vị trí phối hợp các thiết bị bảo vệ



Hình 17: Lưu đồ giải thuật của nguyên tắc chuyển nhóm bảo vệ

- Trạng thái của nguồn cấp đến thiết bị đang xét là có điện – **Energized**

Các bước cần triển khai được thể hiện trên Hình 18 bao gồm (lưu ý: các bước này được triển khai trên phần mềm tự động hóa của hãng Survalent, các phần mềm khác có thể có khác biệt, tuy nhiên đây là các bước tổng quát):

B1: Tạo biến ảo analog cho giải thuật PSM (*Protection System Management*) cho các TBBV trên xuất tuyến: để đáp ứng nhu cầu cấu hình của chức năng PSM

B2: Viết giải thuật để theo dõi trạng thái vận hành của các TBBV khi có sự thay đổi nhóm bảo vệ: phục vụ cho công tác thống kê

B3: Kiểm tra sơ đồ lưới điện được xây dựng trên phần mềm Survalent so với lưới điện thực tế, gồm tất cả các thiết bị có hoặc không có SCADA: để thiết bị chọn cấu hình đúng phương thức đang vận hành

B4: Cấu hình các điều kiện cho các TBBV ứng với từng phương thức vận hành: để khi thỏa các điều kiện

của phương thức vận hành đó, hệ thống sẽ tự động thực thi lệnh chuyển nhóm bảo vệ tương ứng
B5: Enable giải thuật

Thực hiện mô phỏng

Phương pháp chuyển nhóm bảo vệ tự động được thực hiện thí điểm trên 6 tuyến dây, với 14 TBBV là Re-closer của Điện lực Thủ Đức, được thể hiện trong Bảng 6.

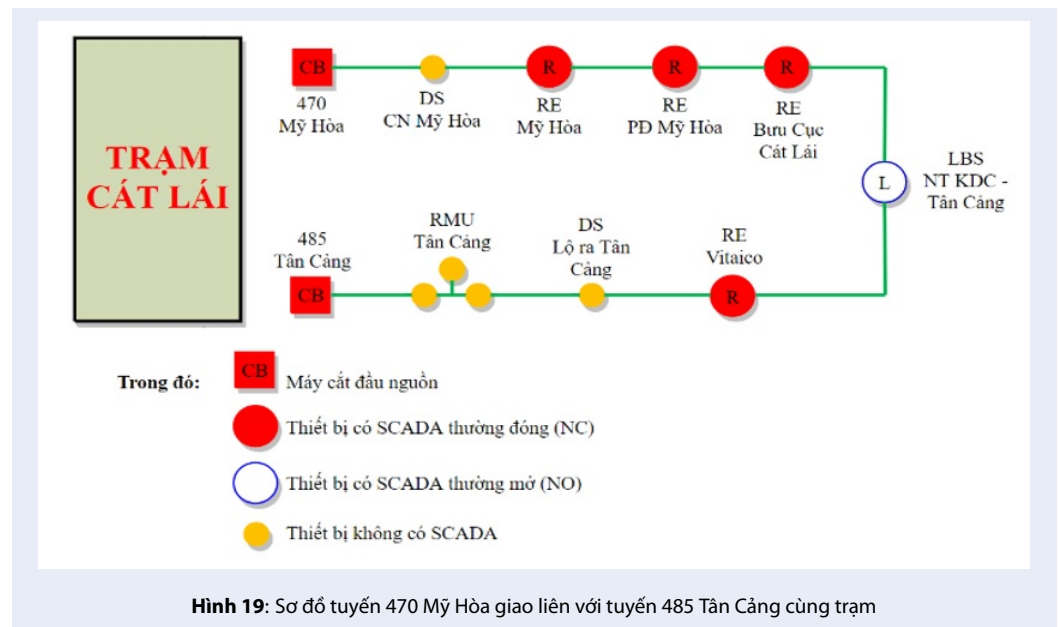
Ví dụ cụ thể: triển khai trên tuyến 470 Mỹ Hòa trạm 220kV Cát Lái có sơ đồ như Hình 19.

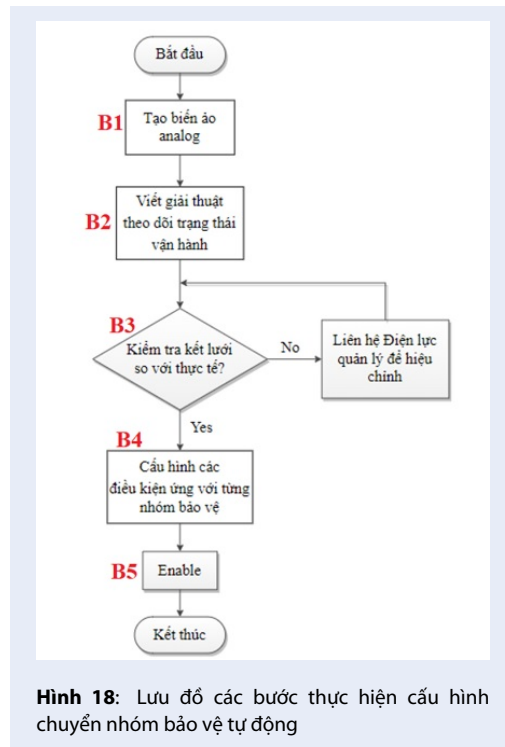
Áp dụng giải thuật được trình bày ở **mục 4.2.1** để cấu hình cho REC PD Mỹ Hòa khi được chuyển qua cấp nguồn từ tuyến 485 Tân Cảng trạm 220kV Cát Lái trên Hình 19 như sau:

- REC PD Mỹ Hòa (*RECX0038*): ở trạng thái **ĐÓNG** (Closed) (hàng 1 Hình 20)
- Tất cả các thiết bị có và không có SCADA từ MC 485 Tân Cảng đến trước REC PD Mỹ Hòa (MC

Bảng 6: Các thiết bị được áp dụng chuyển nhóm bảo vệ tự động

STT	Trạm	Số máy cắt	Tuyến dây	Tên thiết bị Recloser
1	Cát Lái	473	Tần Lập	Tần Lập
2				328 Nguyễn Duy Trinh
3				NT Mỹ Hòa – Tần Lập
4				Chợ Giồng
5				Năm Lý
6				Tần Đức
7				Bưng Ông Thoàn
8				Bưng Ông Thoàn
9				Mỹ Hòa
10				PD Mỹ Hòa
11				Bưu Cục Cát Lái
12	Thủ Đức Đông	471	Ông Nhiều	Ông Nhiều
13				Phước Lai
14				Long Phước





485, 02 ngăn trực chính của RMU Tân Cảng, DS Lộ ra Tân Cảng,...., REC Bưu Cục Cát Lái): ở trạng thái **ĐÓNG** (hàng 1 đến 8 Hình 20)

- Đoạn dây gắn với REC PD Mỹ Hòa lấy nguồn từ MC 485 Tân Cảng: đang ở trạng thái **CÓ ĐIỆN** (Energized) (hàng 9 Hình 20)

Cấu hình trên được thể hiện như sau:
Theo đó, các thông số trong Hình 20 được định nghĩa như sau:

- Type là loại biến cần cấu hình, trạng thái của thiết bị là **“Point”** (biến trạng thái), trạng thái đường dây là **“Line Section”**;
- Operand là cấu trúc của một tên biến. Ví dụ: SUB_01_CatLai_Bay_485,CB nghĩa là trạng thái máy cắt 485 của trạm Cát Lái
- Operator và Value là điều kiện của giá trị cần khai báo. Ví dụ máy cắt 485 ở trạng thái đóng thì khai báo **“= Closed”**

Kết quả thí điểm

Sau 3 tháng thực hiện thí điểm trên các tuyến dây thực tế, ghi nhận kết quả thống kê như Bảng 7. Như vậy, trong 3 tháng thử nghiệm, ghi nhận được 09 lần chuyển nhóm bảo vệ được thực hiện tự động từ hệ thống điều khiển (ký hiệu PSM) do công tác hoặc sự

cố. Ví dụ về một trong các sự kiện ghi nhận được từ các lần chuyển đổi như Hình 21.

Các sự kiện trên Hình 21 ghi nhận: Ở kết lưới bình thường, LBS NT KDC Tân Cảng là điểm giao liên (như Hình 19). Vào ngày 13/06/2021, lúc 10h23, Điều độ viên đóng LBS NT KDC Tân Cảng (LBSX0007) và mở REC Mỹ Hòa (RECX0039) để công tác, do vậy REC PD Mỹ Hòa (RECX0038) và REC Bưu Cục Cát Lái (RECX0041) đã lấy điện từ tuyến 485 Tân Cảng. Ngay sau đó, lệnh chuyển sang nhóm bảo vệ Alternative 1 của REC PD Mỹ Hòa và REC Bưu Cục Cát Lái được thực thi (Alt Profile 1 Selected ON) – *khung màu đỏ*. Đến 18h14 cùng ngày, công tác được trả về kết cấu lưới ban đầu, lệnh chuyển sang nhóm bảo vệ Normal của REC PD Mỹ Hòa và REC Bưu Cục Cát Lái được thực thi (Normal Profile Selected ON) – *khung màu xanh*.

KẾT QUẢ VÀ THẢO LUẬN

Kết quả

Các phương pháp đề xuất được mô phỏng và áp dụng thu được các kết quả rõ rệt cho sự ngăn chặn việc tác động đồng thời giữa 2 TBBV liên kế.

- Giải pháp phần cứng: ngăn sự tác động đồng thời của các thiết bị phía trên TBBV chính.
- Giải pháp phần mềm: giúp điều chỉnh thông số phối hợp bảo vệ nhanh chóng khi thay đổi phương thức vận hành.

Thảo luận

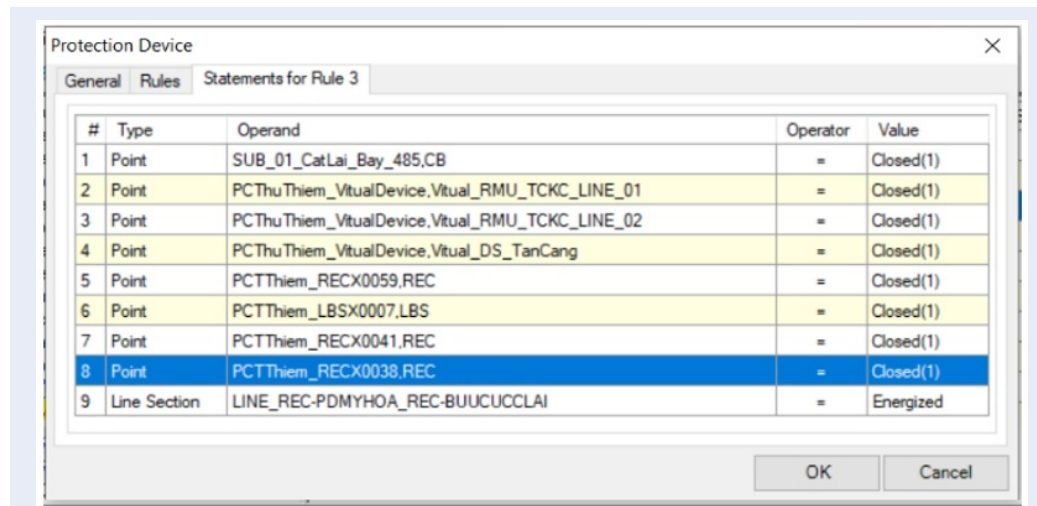
Mỗi phương pháp nêu trên, khi áp dụng thí điểm để thu thập số liệu được đánh giá theo một số tiêu chí như Bảng 8:

KẾT LUẬN

Nghiên cứu này đã phân tích và cho thấy vấn đề tác động bất đồng thời của các TBBV trên lưới gây ra tác hại đến vận hành lưới điện và sự cần thiết phải cải thiện, hạn chế vấn đề đó xảy ra, nâng cao chất lượng cung cấp điện đến khách hàng.

Theo đó, các tác giả đã đề xuất một số phương pháp để giải quyết vấn đề trên, tiến hành mô phỏng, thí điểm thực tế và chứng minh được sự hiệu quả của phương pháp ấy.

Với sự phát triển của công nghệ và chuyển đổi số trong thời đại 4.0, tự động hóa được xem là một bước tiến quan trọng để làm nền tảng. Do đó, cần vận hành hệ thống tự động hóa một cách ổn định và tin cậy nhất. Nghiên cứu đề ra 02 phương pháp hạn chế các tình trạng phối hợp bảo vệ chưa tốt gây ra bất đồng thời giữa các thiết bị trên cùng một xuất tuyến. Các phương pháp đó là:



Hình 20: Các điều kiện cần cấu hình cho một thiết bị

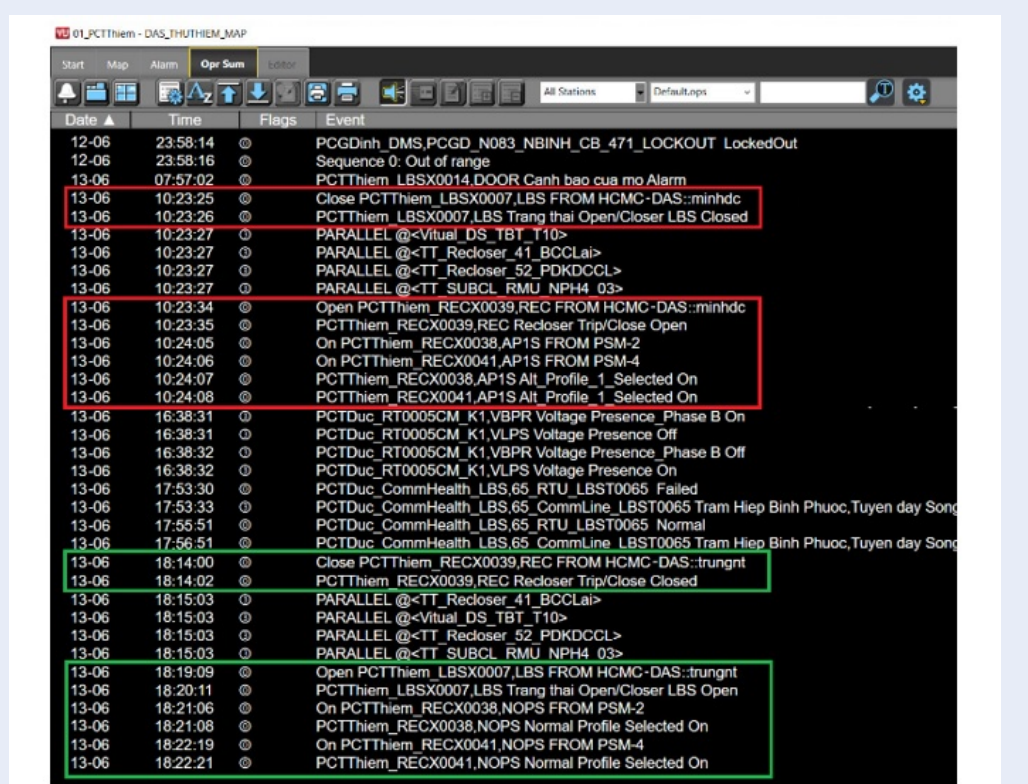
Bảng 7: Thống kê số lần chuyển nhóm bảo vệ tự động của các thiết bị

STT	Tên thiết bị	Số lần chuyển nhóm bảo vệ	Lý do chuyển (Công tác, Sự cố,...)
1	Tân Lập	0	
2	328 Nguyễn Duy Trinh	1	Công tác
3	NT Mỹ Hòa – Tân Lập	0	
4	Chợ Giồng	3	2 Công tác, 1 Sự cố
5	Năm Lý	0	
6	Tấn Đức	0	
7	Phú Hữu	0	
8	Búng Ông Toàn	1	Công tác
9	Mỹ Hòa	0	
10	PD Mỹ Hòa	1	Công tác
11	Bưu Cục Cát Lái	1	Công tác
12	Ông Nhiều	2	Công tác
13	Phước Lai	0	
14	Long Phước	0	

1. Khóa trạng thái của các thiết bị về phía nguồn: Để thực hiện phương pháp này đòi hỏi các thiết bị trên cùng xuất tuyến phải cùng chủng loại để thuận tiện nhất. Với một xuất tuyến có nhiều loại thiết bị thì cần đầu tư một thiết bị trung gian như PLC để hỗ trợ lập trình giao tiếp giữa các thiết bị. Phương pháp này có thể áp dụng cho lưới điện trung thế tại TP.HCM mà không cần về mặt thiết bị cũng như không cần hoặc thay đổi ít về hạ tầng mạng truyền dẫn.
2. Chuyển nhóm bảo vệ tự động: Phương pháp này cũng là điều tất yếu cần phải thực hiện trong hệ thống tự động hóa. Với cấu hình không quá phức tạp và không tốn chi phí, phương pháp này cần được triển khai diện rộng.

DANH MỤC TỪ VIẾT TẮT

50BF: Breaker Fail – Lỗi mạch cắt
CS: Command Sequences



Hình 21: Sự kiện ghi nhận việc chuyển nhóm bảo vệ của Recloser PD Mỹ Hòa và Recloser Bưu Cục Cát Lái

Bảng 8: Đánh giá các giải pháp hạn chế bất đồng thời

	Giải pháp phần cứng – Khóa trạng thái các TBBV	Giải pháp phần mềm – Chuyển nhóm bảo vệ tự động
Độ phức tạp	Bình thường Ít thay đổi vì các TBBV có SCADA trên xuất tuyến ít thay đổi	Khá phức tạp do phải lập trình từng tuyến dây và kiểm tra lưới điện thường xuyên Thay đổi liên tục khi tất cả các thiết bị trên lưới điện (có hoặc không có SCADA) thay đổi
Chi phí thực hiện	Cần khoản chi phí đầu tư cho các phụ kiện giao tiếp giữa các thiết bị	Không có
Rủi ro	Kết nối các thiết bị gần nhau, ít rủi ro	Truyền thông không dây bằng modem 3G / Cáp quang kết nối tín hiệu về hệ thống SCADA trung tâm: Thiết bị mất kết nối, treo tù điều khiển nên không thể điều khiển từ xa
Mức độ khả thi	Trung bình	Cao
Nhận xét chung	Dễ dàng thực hiện với các xuất tuyến có các thiết bị cùng chủng loại	Góp phần tự động hóa hoàn toàn các công tác vận hành. Tăng hiệu quả vận hành, nâng cao độ tin cậy cung cấp điện

DAS: Distribution Automation System
DMS: Distribution Management System
ĐTC: Độ tin cậy
ĐTPT: Đặc tính phụ thuộc
ĐTĐL: Đặc tính độc lập
FLISR: Fault Location Isolation Service Restoration
FI: Fault Indicator – Chỉ báo sự cố
MC: Máy cắt
LBS: Load Break Switch – Dao cắt có tải
REC: Recloser – Thiết bị đóng lặp lại
RMU: Ring Main Unit – Tủ mạch vòng
SAIDI: Thời gian khách hàng bị ngừng cung cấp điện vĩnh cửu
SAIFI: Số lần khách hàng bị ngừng cung cấp điện vĩnh cửu
SCADA: Supervisory Control And Data Acquisition - Hệ thống điều khiển, giám sát và thu thập dữ liệu từ xa
TBBV: Thiết bị bảo vệ
TDS: Hệ số nhân thời gian
TP.HCM: Thành phố Hồ Chí Minh

XUNG ĐỘT LỢI ÍCH

Nhóm tác giả xin cam đoan rằng không có bất kỳ xung đột lợi ích nào trong công bố bài báo.

ĐÓNG GÓP CỦA TÁC GIẢ

Tác giả Huỳnh Tiến Đạt đưa ra ý tưởng viết bài, đề xuất phương pháp, nghiên cứu lý thuyết.
Tác giả Nguyễn Thị Bích Tuyền nghiên cứu quy trình, và thực hiện mô phỏng.
Tác giả Lê Quang Bình hỗ trợ thu thập số liệu, thông tin chuyên ngành.
Tác giả Lê Thị Tịnh Minh hỗ trợ kiểm tra và đánh giá kết quả mô phỏng.
Tác giả Nguyễn Ngọc Phúc Diễm hỗ trợ tìm tài liệu tham khảo và đánh giá phương pháp.

Tác giả Phan Quốc Dũng hỗ trợ tìm tài liệu tham khảo và kiểm tra bài viết.

LỜI CẢM ƠN

Nguyễn Thị Bích Tuyền được tài trợ bởi Tập đoàn Vingroup – Công ty CP và hỗ trợ bởi chương trình học bổng đào tạo thạc sĩ, tiến sĩ trong nước của Quỹ Đổi mới sáng tạo Vingroup (VINIF), Viện Nghiên cứu Dữ liệu lớn (VinBigdata), mã số VINIF.2021.ThS.50.

TÀI LIỆU THAM KHẢO

1. Thăng T. Sản lượng điện thương phẩm đạt trên 50,8 tỷ kWh; 08/04/2021 [online]. Báo Chính Phủ; Available from: <http://baochinhphu.vn/Doanh-nghiep/San-luong-dien-thuong-pham-dat-tren-508-ty-kWh/428057.vgp>.
2. Hạnh M. 'Sản lượng điện thương phẩm của EVN năm 2015 tăng 11,44% so với năm 2014'; Tập đoàn Điện lực Việt Nam; 08/01/2015 [online]; Available from: <https://www.evn.com.vn/d6/news/San-luong-dien-thuong-pham-cua-EVN-nam-2015-tang-1144-so-voi-nam-2014-6-14-17248.aspx>.
3. Cường M. 'EVNHCMC nhận giải thưởng Thương hiệu Vàng TP. HCM năm 2021'; Trang tin điện tử Đảng bộ Thành phố Hồ Chí Minh; 07/01/2022 [online]; Available from: <https://hcmcpv.org.vn/tin-tuc/evnhcmc-nhan-giai-thuong-thuong-hieu-vang-tp-hcm-nam-2021-1491889257>.
4. Jun H, Manhong W, Jianjun T, Zongbao G, Guoqiang F, Kai W et al. Multi line circuit of distribution network based on multi data application of distribution automation Simultaneous trip fault analysis. CNKI;
5. Company SE. Protection and communication setup. In: S&C IntelliRupter User manual. Canada: S&C Electric Company; 2021. p. 766-530;.
6. Tổng Công ty Điện lực TP. HCM, "V/v hướng dẫn triển khai kế hoạch lắp đặt thiết bị đóng cắt có chức năng SCADA để kiện toàn lưới điện trung thế giai đoạn 2021-2025". Hồ Chí Minh Patent 2280/EVNHCMC-KT, 21/05/2020;.
7. Tổng Công ty Điện lực TP. HCM, "V/v cài đặt chức năng bảo vệ quá dòng cắt nhanh I>>> cho các phát tuyến". Hồ Chí Minh Patent 658/ĐĐHTĐ-KH, 19/07/2019;.
8. Tuyền NTB, Minh LTT, Đạt HT. 'Research of decentralized loop automation simulation in distribution network using MATLAB/SIMULINK'; Science & Technology Development Journal - engineering and Technology. Vol. IV(2); 2021. p. 955-67;.

Research of Solutions to limit simultaneous trip fault to effectively operate the Distribution Automation System in Ho Chi Minh city

Nguyen Thi Bich Tuyen^{1,2}, Huynh Tien Dat^{1,2,*}, Le Thi Tinh Minh¹, Nguyen Ngoc Phuc Diem¹, Phan Quoc Dung¹, Le Quang Binh²



Use your smartphone to scan this QR code and download this article

ABSTRACT

Power supply reliability has always been an important issue that receives special attention from all countries. The highly reliable power supply system has a significant impact on the sustainable development of the country's economy. To improve reliability, particularly improving the reliability indices of SAIDI/SAIFI, one of the most effective solutions currently being applied is "Automation". The Fault Location, Isolation and Service Restoration function (FLISR) of the Distribution Automation System (DAS) support the electrical grid to have optimal fault solving ability, which not only improves operational efficiency but also enhances the quality of power supply. However, the recent remaining problem on the Ho Chi Minh City (HCMC) electricity grid is the non-selective protection of protection devices (breaker, recloser), therefore, the simultaneous trip fault occurs regularly. In particular, the algorithms in centralized automation software are unable to detect and handle this fault type. Therefore, it is very necessary to research and propose some effective methods to solve this matter, especially in the context that HCMC is accelerating the automation process of the current distribution grid. Besides, to demonstrate the effectiveness of these proposed methods, the study also shows some simulation and reality pilot.

Key words: Non – selective protection, Simultaneous trip fault, Distribution automation system, Distribution power supply reliability, Automatic protection group switching

¹Faculty of Electrical & Electronics Engineering, The VNUHCM University of Technology, Ho Chi Minh City, Viet Nam

²Ho Chi Minh city Power Corporation, Ho Chi Minh City, Vietnam

Correspondence

Huynh Tien Dat, Faculty of Electrical & Electronics Engineering, The VNUHCM University of Technology, Ho Chi Minh City, Viet Nam

Ho Chi Minh city Power Corporation, Ho Chi Minh City, Vietnam

Email: htat163@gmail.com

History

- Received: 12-6-2022
- Accepted: 15-3-2023
- Published: 20-3-2023

DOI : <https://doi.org/10.32508/stdjet.v5i4.1021>



Copyright

© VNU-HCM Press. This is an open-access article distributed under the terms of the Creative Commons Attribution 4.0 International license.



Cite this article : Tuyen N T B, Dat H T, Minh L T T, Diem N N P, Dung P Q, Binh L Q. **Research of Solutions to limit simultaneous trip fault to effectively operate the Distribution Automation System in Ho Chi Minh city.** *Sci. Tech. Dev. J. – Engineering and Technology*; 2022, 5(4):1719-1736.