

Nghiên cứu mô phỏng tự động hóa mạch vòng cho lưới phân phối dạng phân tán sử dụng phần mềm MATLAB/ SIMULINK

Nguyễn Thị Bích Tuyền*, Lê Thị Tịnh Minh, Huỳnh Tiến Đạt



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

TÓM TẮT

Ngày nay, công nghệ đang phát triển như vũ bão, tự động hóa đi vào từng góc ngách của cuộc sống. Đối với ngành điện, để đáp ứng yêu cầu ngày càng cao về độ tin cậy, các công nghệ và giải pháp tự động hóa dần được áp dụng và trở nên phổ biến. Trước đây, khi sự cố xảy ra trên lưới phân phối, công việc định vị sự cố, cô lập và chuyển tải để phục hồi lưới điện được thực hiện thủ công dẫn đến mất điện thời gian dài cho phần lớn khách hàng không nằm trong vùng sự cố. Để khắc phục điều đó, hệ thống tự động hóa lưới phân phối ra đời. Hiện tại, với sự phát triển của công nghệ thông tin, tự động hóa lưới phân phối dạng phân tán được tiến hành bằng truyền thông giữa các thiết bị bảo vệ trong lưới điện. Giao tiếp giữa các thiết bị có thể được thực hiện bằng cách sử dụng các luật điều khiển theo thời gian, theo dạng tin nhắn GOOSE, wifi hay theo giao thức IEC 61850. Ngoài ra, các thiết bị bảo vệ còn có thể kết nối với trung tâm điều khiển tạo thành giải pháp tự động hóa tập trung trong lưới phân phối. Bài báo xét giải pháp tự động hóa lưới phân phối theo các luật logic cho lưới điện đơn giản. Các mô hình luật điều khiển và kết quả mô phỏng được thực hiện trên phần mềm MATLAB/SIMULINK. Bài báo xây dựng một giao diện người dùng cho giải pháp tự động hóa mạch vòng với nhiều trường hợp sự cố khác nhau, đặc biệt cố xét đến việc phối hợp bảo vệ khi có sự cố xếp chồng. Kết quả bài báo cho thấy các luật điều khiển tự động hóa mạch vòng có thể cô lập sự cố một cách tự động và tái lập cung cấp điện cho các khách hàng tiêu thụ với thời gian ngắn, cũng như có thể được phát triển sử dụng làm mô phỏng thí nghiệm về giải pháp này trong tương lai.

Từ khóa: Tự động hóa mạch vòng, lưới phân phối, dạng phân tán, recloser, cô lập sự cố

Khoa Điện – Điện tử, Trường Đại học Bách Khoa Thành phố Hồ Chí Minh, 268 Lý Thường Kiệt, P.14, Q.10, TP.HCM, Việt Nam

Liên hệ

Nguyễn Thị Bích Tuyền, Khoa Điện – Điện tử, Trường Đại học Bách Khoa Thành phố Hồ Chí Minh, 268 Lý Thường Kiệt, P.14, Q.10, TP.HCM, Việt Nam

Email: ntbtyuyen.sdh19@hcmut.edu.vn

Lịch sử

- Ngày nhận: 16-3-2021
- Ngày chấp nhận: 10-5-2021
- Ngày đăng: 25-5-2021

DOI : 10.32508/stdjet.v4i2.818



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.



ĐẶT VẤN ĐỀ

Lưới điện phân phối của Việt Nam hiện nay đang được xây dựng theo dạng mạch vòng nhưng vận hành hở¹. Hai yêu cầu quan trọng đối với hệ thống bảo vệ cho lưới phân phối đó là:

- *Tác động chọn lọc khi có sự cố xảy ra*²: Khi có sự cố xảy ra, các thiết bị bảo vệ (máy cắt, recloser...) gần vị trí sự cố nhất phải tác động để phạm vi mất điện là nhỏ nhất. Yêu cầu này được đặt ra đối với việc phối hợp các thiết bị bảo vệ với chức năng bảo vệ quá dòng (50/51) cho các xuất tuyến. Các dạng phối hợp thường gặp là phối hợp theo đặc tuyến thời gian độc lập (Definite time) và phối hợp theo đặc tuyến thời gian phụ thuộc (Inverse Definite Minimum Time).
- *Cô lập được sự cố nhanh nhất, đảm bảo thời gian cắt điện ngắn nhất đối với vùng không bị ảnh hưởng bởi sự cố*²: Khi có sự cố xảy ra, cần nhanh chóng cô lập phần tử sự cố ra khỏi lưới, tránh gây nên các thiệt hại lớn, đặc biệt là rã lưới. Đồng thời sau khi cô lập phần tử sự cố, cần nhanh chóng tìm ra và khắc phục sự

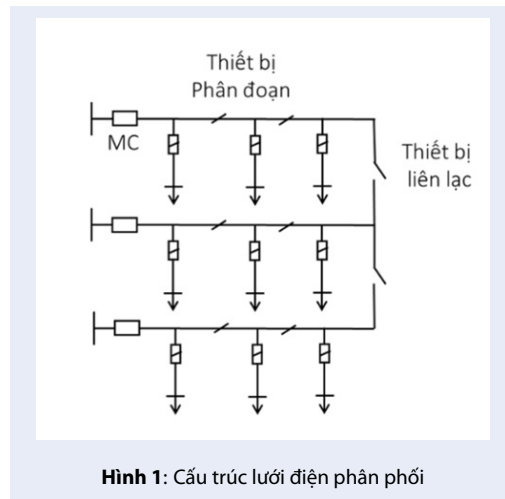
cố đó, đảm bảo chất lượng điện cung cấp cho khách hàng cũng như khôi phục cấp điện cho các khách hàng nằm ngoài vùng sự cố trong thời gian ngắn nhất.

Đối với lưới phân phối, cấu trúc lưới điện thường có dạng mạch vòng nhưng được vận hành hở, thông qua các thiết bị liên lạc như trên Hình 1. Khi sự cố xảy ra trên một trong 3 xuất tuyến chính, máy cắt (MC) đầu xuất tuyến hoặc thiết bị bảo vệ như recloser gần vị trí sự cố sẽ tác động, người vận hành sẽ tìm vị trí sự cố, tiến hành cô lập sự cố bằng cách mở các thiết bị phân đoạn (dao cách ly, dao cắt có phụ tải, recloser,...), cuối cùng, đóng các thiết bị liên lạc nối giữa các xuất tuyến để tái lập cung cấp điện. Mục đích chính của quá trình này là phục hồi nhanh chóng một phần lưới bị mất điện không nằm trong vùng sự cố.

Như vậy, đối với cách vận hành này, vấn đề chính đã không được giải quyết, thời gian phục hồi một phần lưới quá lớn. Để khắc phục, giải pháp tự động hóa mạch vòng lưới phân phối được đưa ra. Giải pháp này có các dạng như:

- *Dạng tập trung* (Centralized): Dựa vào các tín hiệu từ thiết bị đầu cuối (Remote Terminal Unit) gửi về

Trích dẫn bài báo này: Tuyền N T B, Minh L T T, Đạt H T. **Nghiên cứu mô phỏng tự động hóa mạch vòng cho lưới phân phối dạng phân tán sử dụng phần mềm MATLAB/ SIMULINK.** *Sci. Tech. Dev. J. - Eng. Tech.*; 4(2):955-967.



Hình 1: Cấu trúc lưới điện phân phối

trạm điều khiển trung tâm, phân tích và đưa ra những phương án tối ưu để tái lập cung cấp điện³.

- *Dạng phân tán* (Decentralized): Các thiết bị bảo vệ được lập trình sẵn để tự hoạt động hoặc giao tiếp với nhau, phối hợp hoạt động đối với các kịch bản sự cố khác nhau. Dạng phân tán cũng chia thành hai loại⁴:

- *Loại cổ điển* (Classic Loop Automation): dạng phân tán dựa vào sự phối hợp theo luật giữa các thiết bị theo thời gian.
- *Loại thông minh* (Intelligent Loop Automation)⁵: dạng phân tán sử dụng giao tiếp truyền thông giữa các thiết bị với nhau, có xét đến các điều kiện ràng buộc về vận hành sau tái cấu trúc lưới. Các dạng truyền thông thông minh có thể dùng tin nhắn GOOSE⁶, wifi hay sử dụng giao thức IEC 61850⁶.

Bài báo đề cập đến tự động hóa mạch vòng lưới phân phối dạng phân tán cổ điển sử dụng chương trình Matlab/Simulink mô phỏng cho một lưới điện nghiên cứu với các kịch bản sự cố khác nhau. Nguyên tắc phối hợp bảo vệ trên các xuất tuyến là cơ sở cho việc xây dựng các thuật toán tự động hóa lưới điện phân phối. Bài báo sẽ phân tích, đề xuất các luật giao tiếp giữa các Role trong lưới nghiên cứu ở nhiều kịch bản sự cố khác nhau. Kết quả bài báo được viết trên nền Matlab và chạy mô phỏng bằng Simulink để kiểm chứng lý thuyết tự động hóa mạch vòng.

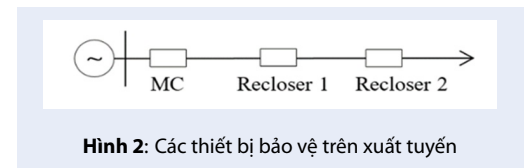
Bài báo được chia thành năm phần. Phần một đặt vấn đề. Phần hai trình bày nguyên lý phối hợp bảo vệ quá dòng cho xuất tuyến trung thế. Phần ba sẽ trình bày sơ đồ và các “luật bảo vệ”. Phần bốn là phương pháp nghiên cứu bằng cách xây dựng mô hình trên giao diện MATLAB/GUI, mô phỏng chức năng bảo vệ và cô lập sự cố của tự động hóa mạch vòng cho lưới phân phối với các kịch bản khác nhau. Phần năm sẽ dành cho kết luận, thảo luận và nêu ra kiến nghị phù hợp.

NGUYÊN LÝ PHỐI HỢP BẢO VỆ CHỨC NĂNG QUÁ DÒNG CHO XUẤT TUYẾN PHÂN PHỐI

Nguyên tắc bảo vệ của chức năng quá dòng là so sánh dòng điện đo được với dòng được cài đặt sẵn (Pick-up current), nếu dòng điện qua bảo vệ lớn hơn dòng cài đặt, bảo vệ sẽ tác động theo đặc tuyến được cài đặt sẵn. Dòng khởi động của chức năng 51 như (1)²:

$$I_{do} > I_{kd} = \frac{k_{at} \cdot k_{mm}}{k_{IV}} \cdot I_{IV_max} \quad (1)$$

Chức năng 51 có vùng bảo vệ rộng vượt ra khỏi đối tượng được bảo vệ chính nên cần phải phối hợp giữa các chức năng 51 trên một xuất tuyến với nhau, tránh tình trạng tác động vượt cấp, đồng thời gây mất điện diện rộng. Hình 2 thể hiện các thiết bị bảo vệ trên một xuất tuyến cần phối hợp thời gian.



Hình 2: Các thiết bị bảo vệ trên xuất tuyến

Nguyên tắc phối hợp giữa các thiết bị bảo vệ dựa trên tính chất chọn lọc. Có hai dạng phối hợp thời gian:

- Phối hợp theo đặc tuyến thời gian độc lập (Definite Time):

Thời gian tác động của chức năng bảo vệ là hằng số không phụ thuộc vào độ lớn của dòng điện đo được. Thời gian phối hợp (Δt) là 0.25÷0.3 giây⁷ theo quy định của Việt Nam, con số này có thể thấp hơn theo các tiêu chuẩn châu Âu. Ưu điểm của loại phối hợp trên là tính toán chính định đơn giản, nhưng càng gần nguồn thời gian tác động càng lớn trong khi dòng điện sự cố càng cao nên sẽ rất nguy hiểm cho các thiết bị.

- Phối hợp theo đặc tuyến thời gian phụ thuộc (Inverse Definite Minimum Time):

Thời gian tác động của bảo vệ phụ thuộc vào độ lớn dòng điện đo được, dòng điện càng lớn, thời gian tác động càng nhỏ. Đặc tuyến này có thể theo chuẩn ANSI hoặc IEC với các phương trình thời gian phụ thuộc dòng điện khác nhau. Bài báo sử dụng phối hợp theo đặc tuyến rất dốc (IEC Very Inverse) có thời gian tác động là hàm theo công thức (2)⁸.

$$t_{td} = \frac{13.5}{\left(\frac{I_R}{I_{kd} - tc}\right) - 1} k \quad (2)$$

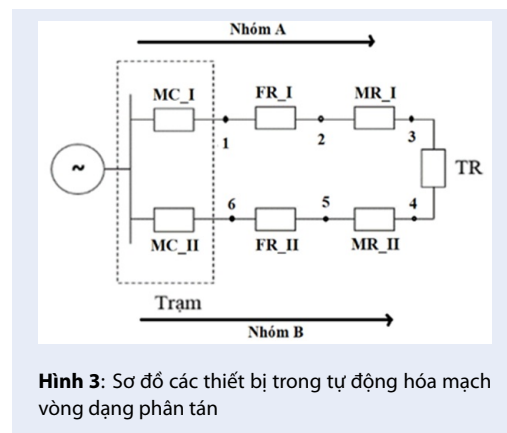
Trong đó:

- I_{kd} : Dòng điện khởi động cài đặt
- k : Hệ số nhân thời gian

Thời gian phối hợp các thiết bị bảo vệ trên một xuất tuyến cũng từ $0.3 \div 0.5$ giây⁸ theo tiêu chuẩn Việt Nam.

NGUYÊN TẮC PHỐI HỢP TỰ ĐỘNG HÓA MẠCH VÒNG GIỮA CÁC THIẾT BỊ DẠNG PHÂN TÁN

Tự động hóa mạch vòng có nhiệm vụ tự động cô lập sự cố và phục hồi cung cấp điện cho các tải tiêu thụ đảm bảo phạm vi mất điện và thời gian mất điện là nhỏ nhất.



Hình 3: Sơ đồ các thiết bị trong tự động hóa mạch vòng dạng phân tán

Các bảo vệ 51 trong sơ đồ tự động hóa mạch vòng dạng phân tán trên Hình 3 được đặt tên tương ứng vị trí như sau:

- Feeder (FR): bảo vệ nằm gần nguồn nhất (sau MC đầu tuyến).
- Tie (TR): bảo vệ liên lạc giữa các xuất tuyến.
- Mid-point (MR): bảo vệ nằm giữa Feeder và Tie.

Các thiết bị bảo vệ sẽ được lập trình theo các “luật bảo vệ” như sau⁴:

- Thiết bị Feeder trip khi phát hiện mất nguồn.
- Thiết bị Mid-point chuyển sang nhóm bảo vệ B (phối hợp theo hướng ngược lại) và chế độ trip không đóng lại (single-shot, đối với thiết bị tự đóng lại AutoRecloser).
- Thiết bị Tie đóng lại khi phát hiện chỉ mất nguồn một phía.

Mất nguồn trong bài báo được định nghĩa là khi điện áp đo được tại thiết bị nhỏ hơn 20% điện áp định mức xuất tuyến.

Sau đó, các chức năng tự động hóa mạch vòng tại các thiết bị được tắt đi.

Cụ thể đối với các trường hợp sự cố tại các điểm 1, 2, 3 trên Hình 3, các thiết bị sẽ hoạt động như sau:

- Sự cố tại 1:

- MC đầu nguồn tác động bảo vệ quá dòng.
- FR trip khi phát hiện mất nguồn, cô lập sự cố.
- MR chuyển sang nhóm bảo vệ B.
- TR đóng lại do phát hiện mất nguồn một phía, cấp điện từ phía còn lại cho vùng không bị sự cố.

- Sự cố tại 2:

- FR tác động bảo vệ quá dòng.
- MR chuyển sang nhóm bảo vệ B.
- TR đóng lại khi phát hiện mất nguồn một phía.
- MR tác động theo nhóm bảo vệ B, cô lập sự cố.

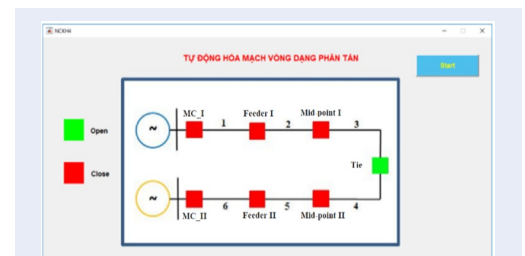
- Sự cố tại 3:

- MR tác động bảo vệ quá dòng.
- TR đóng lại do phát hiện mất nguồn một phía.
- TR tác động bảo vệ quá dòng theo nhóm bảo vệ B, cô lập sự cố.

PHƯƠNG PHÁP NGHIÊN CỨU VÀ KẾT QUẢ MÔ PHỎNG

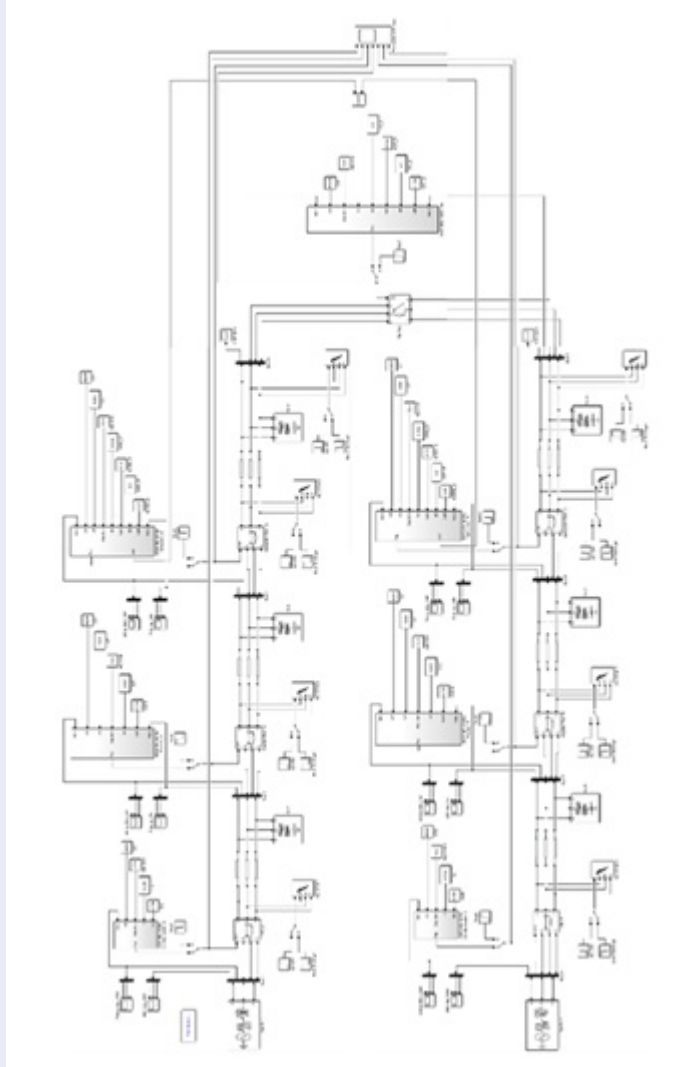
Nhóm tác giả sử dụng phương pháp xây dựng mô hình, tính toán cài đặt các trị số bảo vệ và tiến hành mô phỏng một số dạng kịch bản điển hình bằng phần mềm MATLAB/SIMULINK để nghiên cứu hoạt động.

Xây dựng mô hình và thực hiện mô phỏng bằng phần mềm MATLAB/SIMULINK



Hình 4: Giao diện khởi động của chương trình MATLAB/GUI

Sử dụng phần mềm MATLAB/GUI, bài báo tiến hành xây dựng mô hình tự động hóa lưới phân phối dưới dạng một giao diện người dùng như Hình 4. Chương trình mô phỏng TĐH lưới phân phối được kết nối với phần mô hình trong SIMULINK như trên Hình 5 với các khối chức năng lập trình điều khiển như sau:



Hình 5: Mô hình lưới điện hai xuất tuyến đơn giản trên Matlab/Simulink

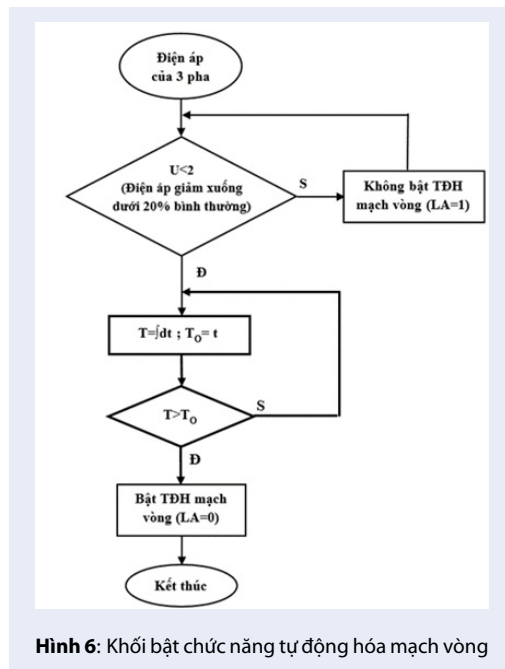
- *Khởi chức năng 51*: Chức năng bảo vệ quá dòng cực đại. Thực hiện theo nguyên tắc so sánh dòng sự cố đo được với dòng khởi động được cài đặt theo như lý thuyết trình bày ở mục 2.
- *Khởi bật chức năng tự động hóa mạch vòng (LA)*: Dựa theo tín hiệu điện áp đo được tại bảo vệ. Khi có sự cố xảy ra trên bất kỳ pha nào, thiết bị phát hiện mất nguồn, chức năng tự động hóa mạch vòng sẽ được bật để tác động bảo vệ theo các luật điều khiển như trong mục 3. Thuật toán của khối chức năng bật tự động hóa mạch vòng được thể hiện trên Hình 6.
- *Khởi tắt chức năng tự động hóa mạch vòng*: Khi sự cố thứ nhất xảy ra, các thiết bị tác động theo chức năng tự động hóa mạch vòng, nhưng khi có

sự cố xếp chồng, chức năng tự động hóa phải tắt đi để tránh sự tác động dư thừa của các thiết bị. Khối này cũng hoạt động dựa theo tín hiệu điện áp. Thuật toán điều khiển sẽ được cài ngược nhau cho hai xuất tuyến, nghĩa là khi sự cố trên xuất tuyến I thì phải tắt chức năng tự động hóa mạch vòng trên xuất tuyến II và ngược lại để tránh sự tác động thừa đã đề cập. Vì vậy trên Hình 7 là thuật toán cài đặt cho xuất tuyến I, với xuất tuyến II thì thay I thành II và II thành I.

- *Khởi điều khiển Feeder Recloser*: Khi tín hiệu LA được bật, phải xét đến trạng thái của bảo vệ FR đã tác động hay chưa, khi FR đã tác động rồi thì FR sẽ không tác động theo LA nữa, nếu FR vẫn chưa tác động thì FR sẽ tác động theo chức năng tự động hóa mạch vòng. FR chỉ tác động bảo vệ

theo một hướng nên chỉ cài đặt nhóm A cho bảo vệ. Sơ đồ logic được thể hiện trên Hình 8.

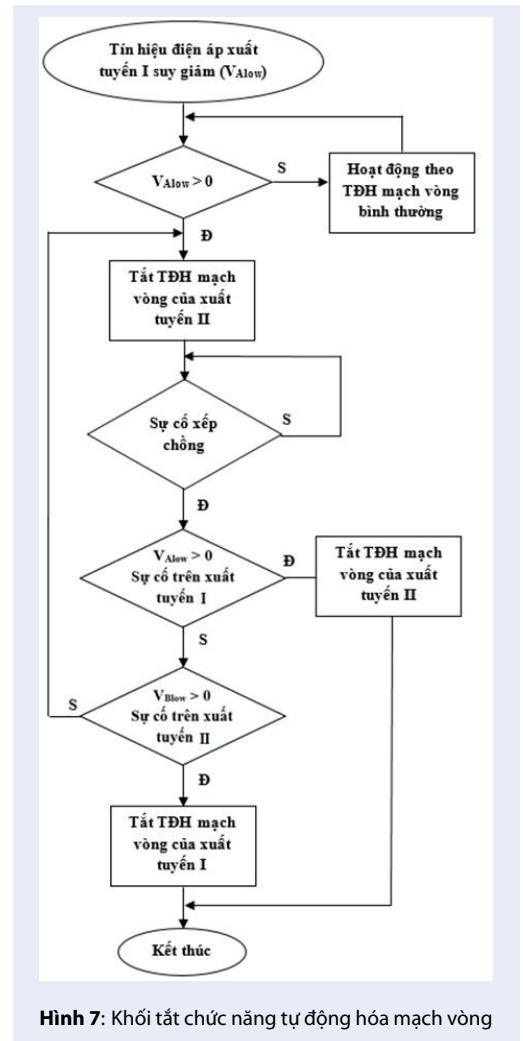
- **Khởi điều khiển Mid-point Recloser:** Khi chức năng LA bật, cần kiểm tra xem bảo vệ MR đã tác động hay chưa, nếu MR đã tác động thì MR sẽ không tác động theo LA nữa và chuyển tín hiệu cho TR đóng, nếu MR chưa tác động thì MR sẽ nhận được tín hiệu yêu cầu chuyển nhóm bảo vệ, đồng thời gửi tín hiệu cho TR đóng lại. MR tác động theo cả hai hướng nên được cài đặt theo hai nhóm bảo vệ A và nhóm bảo vệ B. Logic khởi của thuật toán được thể hiện trên Hình 9.
- **Khởi điều khiển Tie Recloser:** TR sẽ nhận tín hiệu để đóng lại từ phía từ MR, TR hoạt động dựa trên nguyên tắc: khi mất nguồn 1 phía (I hoặc II) thì sẽ đóng lại, nhưng nếu cả 2 phía không mất điện hoặc cùng mất điện thì TR sẽ không tác động. TR tác động theo cả hai hướng trên một xuất tuyến nên được cài đặt hai nhóm A và nhóm B. Thuật toán được thể hiện trên Hình 10.



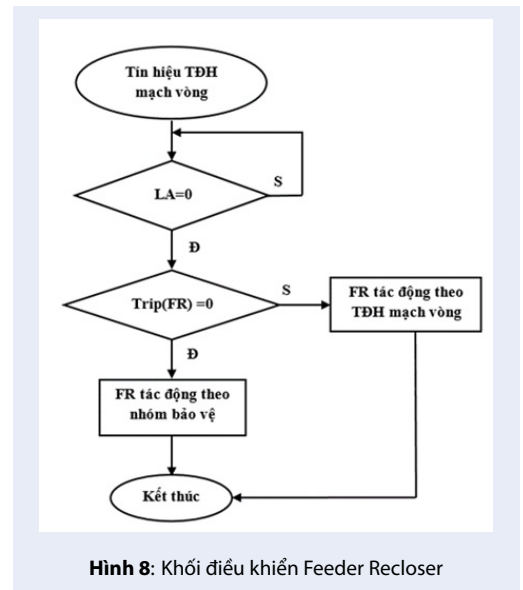
Hình 6: Khởi bật chức năng tự động hóa mạch vòng

Tính toán phối hợp cho các recloser

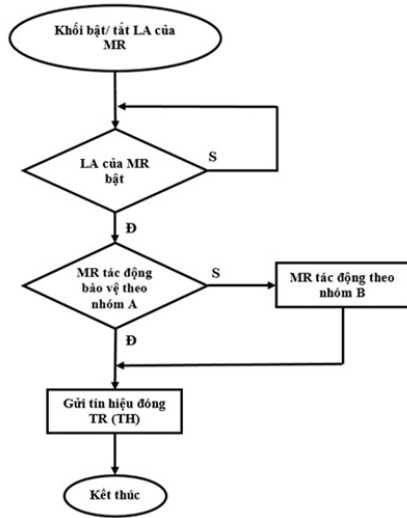
Sơ đồ lưới điện trên Hình 5 bao gồm 2 nguồn I và II, cung cấp điện cho 6 phụ tải trên mạch vòng nhưng vận hành hình tia, nghĩa là TR sẽ mở. Các thông số khai báo vào chương trình Simulink như Bảng 1. Kết quả mô phỏng dòng điện qua các thiết bị bảo vệ ở trường hợp bình thường, sự cố ngắn mạch 3 pha được thể hiện trên Bảng 2 và Bảng 3. Với giá trị các dòng



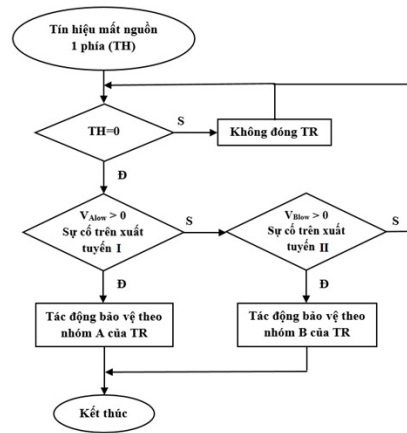
Hình 7: Khởi tắt chức năng tự động hóa mạch vòng



Hình 8: Khởi điều khiển Feeder Recloser



Hình 9: Khối điều khiển Mid-point Recloser



Hình 10: Khối điều khiển Tie Recloser

điện tính toán được, sử dụng đặc tuyến đã chọn như trên phần 2. Các thông số tính toán và cài đặt cho các bảo vệ trong Bảng 4.

Trong đó:

- k_A : Hệ số nhân thời gian cài đặt theo nhóm bảo vệ A
- I_{kd_A} : Dòng điện khởi động cài đặt theo nhóm bảo vệ A
- k_B : Hệ số nhân thời gian cài đặt theo nhóm bảo vệ B
- I_{kd_B} : Dòng điện khởi động cài đặt theo nhóm bảo vệ B

Do tính chất đối xứng của mô hình nên ở xuất tuyến còn lại, thông số được cài đặt tương tự cho các thiết

Bảng 1: Thông số khai báo cho MATLAB/Simulink

Thông số	Giá trị
Nguồn (đầu sao nối đất trực tiếp)	
Điện áp dây (V)	22 (kV)
Công suất ngắn mạch 3 pha	0.5 (MVA)
Tỉ số X/R	7
Đường dây (3 pha 4 dây)	
Điện trở thứ tự thuận (r_1)	0.01273 (Ω /km)
Điện trở thứ tự không (r_0)	0.3864 (Ω /km)
Điện cảm thứ tự thuận (l_1)	0.9337 (mH/km)
Điện cảm thứ tự không (l_0)	4.1264 (mH/km)
Điện dung thứ tự thuận (C_1)	12.74 (nF/km)
Điện dung thứ tự không (C_0)	7.751 (nF/km)
Tải (đầu sao nối đất trực tiếp)	
Công suất tiêu thụ (P)	10 (kW)
Công suất phản kháng (Q)	0 (kVar)

Bảng 2: Dòng điện làm việc qua các thiết bị

Thiết bị	Dòng làm việc nhóm A (A)	Dòng làm việc nhóm B (A)
MC_I	22.7	
FR_I	15.2	
MR_I	7.7	8.6
TR	17	17
MC_II	22.7	
FR_II	15.2	
MR_II	7.7	8.6

Bảng 3: Dòng điện sự cố qua các thiết bị

Thiết bị	Dòng sự cố nhóm A (A)	Dòng sự cố nhóm B (A)
MC_I	1836	
FR_I	460	
MR_I	264	120
TR	185	185
MC_II	1836	
FR_II	460	
MR_II	264	120

Bảng 4: Thông số tính toán cài đặt cho thiết bị

	Relay cho MC đầu tuyến	Feeder Re-closer	Mid-point Recloser	Tie Re-closer
k_A (s)	0.539	0.421	0.352	0.04
Ikd_A (A)	0.354	0.238	0.12	0.242
k_B (s)			0.03	0.04
Ikd_B (A)			0.133	0.242

bị tương ứng có cùng chức năng.

Kịch bản giả lập sự cố

Trong bài báo này nhóm tác giả nêu ra một số kịch bản như Bảng 5:

Theo Bảng 5, các kịch bản từ 1 đến 6 chỉ xét đến 1 vị trí sự cố duy nhất trên xuất tuyến. Trong khi các kịch bản còn lại thể hiện sự cố xếp chồng với quy định ký hiệu như sau:

- 1 là vị trí sự cố thứ nhất.
- 2 là vị trí sự cố tiếp theo.

Do mô hình xây dựng gồm hai xuất tuyến đối xứng nhau nên các kịch bản 4, 5, 6 sẽ tương tự với các kịch bản 3, 2, 1 và các kịch bản 19...30 sẽ tương tự với các kịch bản 7...18.

Ngoài ra, các trường hợp xảy ra sự cố xếp chồng (các kịch bản có đánh dấu cả 1 và 2) sẽ gồm các trường hợp:

- Các sự cố xảy ra cùng lúc.
- Sự cố sau xảy ra khi sự cố trước chưa được cô lập hoàn toàn.
- Sự cố sau xảy ra khi sự cố trước đã được cô lập hoàn toàn.

Bài báo sẽ đưa kết quả mô phỏng cho 01 sự cố đơn (kịch bản 3) và 02 sự cố xếp chồng. Trong đó, sự cố xếp chồng xét trên cùng 01 xuất tuyến (kịch bản 12) và sự cố xếp chồng trên 02 xuất tuyến khác nhau (kịch bản 15).

Kết quả mô phỏng

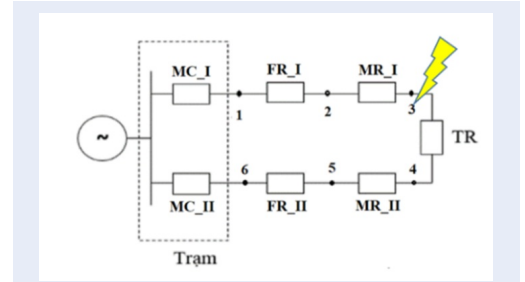
Trên thực tế, xác suất xảy ra sự cố ngắn mạch một pha chạm đất N⁽¹⁾ là nhiều nhất (chiếm 70%⁸), do đó nhóm tác giả thực hiện mô phỏng sự cố một pha chạm đất để thể hiện sát hơn với thực tiễn. Trước khi xảy ra sự cố, trạng thái vận hành bình thường của lưới là:

- Các thiết bị trên mỗi xuất tuyến gồm MC, Feeder và Mid-point ở trạng thái thường đóng.

- Thiết bị liên lạc giữa hai xuất tuyến là Tie ở trạng thái thường mở.

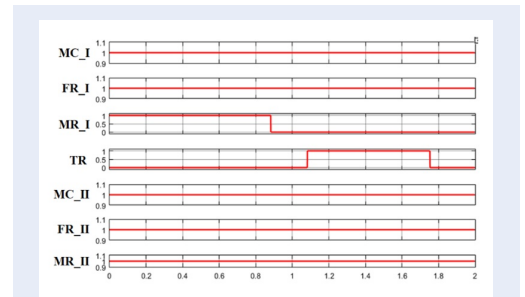
Sau đây sẽ xét trình tự hoạt động của các thiết bị bảo vệ khi sự cố xảy ra thông qua mô phỏng một số kịch bản như sau:

- *Kịch bản một sự cố (Kịch bản 3): Ngắn mạch ở vị trí 3, giữa Mid-point Rec_I và Tie Rec*



Hình 11: Giả lập sự cố tại vị trí 3

⇒ Kết quả mô phỏng như Hình 12:



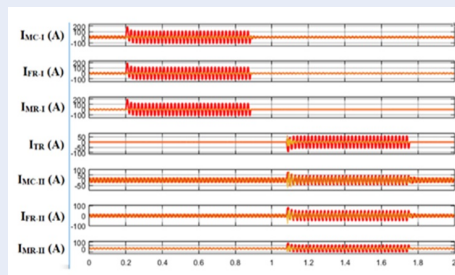
Hình 12: Sự phối hợp bảo vệ giữa các thiết bị khi sự cố tại vị trí 3

Khi sự cố xảy ra ở vị trí 3 trên Hình 11, theo giản đồ Hình 12 thì MR_I trước và gần sự cố nhất sẽ tác động trước tiên; tiếp đó, TR sẽ đóng lại do nhận thấy mất nguồn phía xuất tuyến I, cấp nguồn lại cho toàn bộ tải phía sau điểm sự cố; sau đó TR tác động cắt theo nhóm B do nó gần sự cố nhất; sự cố được cô lập bởi MR_I và TR. Sau đó chức năng tự động hóa mạch vòng tắt đi.

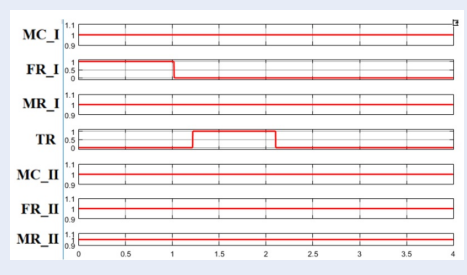
Phân tích đồ thị dòng điện Hình 13, khi xảy ra sự cố tại vị trí 3, các thiết bị trước điểm sự cố trên xuất tuyến I đều chịu một dòng ngắn mạch như nhau, chỉ đến khi thiết bị gần nhất tác động cắt điểm sự cố thì dòng qua các thiết bị đó mới trở lại bình thường. Sau khi MR_I cắt điện (~0.9s), TR nhận thấy mất điện một phía nên

Bảng 5: Một số kịch bản giả lập sự cố

Kịch bản	Vị trí 1 (Giữa MC_I và FR_I)	Vị trí 2 (Giữa FR_I và MR_I)	Vị trí 3 (Giữa MR_I và TR)	Vị trí 4 (Giữa MR_II và TR)	Vị trí 5 (Giữa FR_II và MR_II)	Vị trí 6 (Giữa MC_II và FR_II)
1	1					
2		1				
3			1			
4				1		
5					1	
6						1
7	1	2				
8	1		2			
9	1			2		
10	1				2	
11	1					2
12		1	2			
13		1		2		
14		1			2	
15		1				2
16			1	2		
17			1		2	
18			1			2
19					2	1
20				2		1
21			2			1
22		2				1
23	2					1
24				2	1	
25			2		1	
26		2			1	
27	2				1	
28			2	1		
29		2		1		
30	2			1		



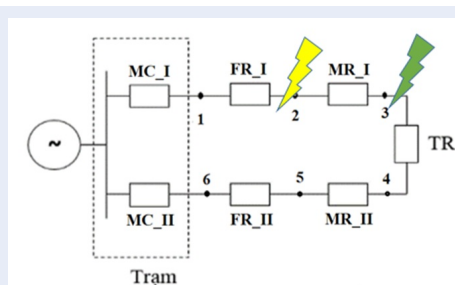
Hình 13: Dòng điện chạy qua các thiết bị khi sự cố tại vị trí 3



Hình 15: Kết quả mô phỏng khi sự cố tại 2 và 3

đóng lại sau đó để cấp nguồn cho các tải không bị sự cố, nhưng do điểm sự cố chưa được cô lập hai đầu nên các thiết bị trước điểm sự cố trên xuất tuyến II cũng phải chịu một dòng ngắn mạch đến khi sự cố được cô lập hoàn toàn mới trở về trạng thái dòng bình thường. Với thời điểm bắt đầu gặp sự cố là 0.2s thì thời điểm tác động của các thiết bị được ghi lại ở Bảng 6, trước khi các thiết bị tác động cô lập điểm sự cố thì các thiết bị phải chịu đựng dòng ngắn mạch trong khoảng thời gian thể hiện trong bảng, với thời gian đó thì các thiết bị có thể chịu được mà không bị hư hỏng.

- *Kịch bản 12: Ngắn mạch ở hai vị trí 2 và 3, sự cố đầu tiên giữa Feeder Rec_I và Mid-point Rec_I, khi sự cố chưa được cô lập thì tiếp tục ngắn mạch giữa Mid-point Rec_I và Tie Rec (Hình 14)*

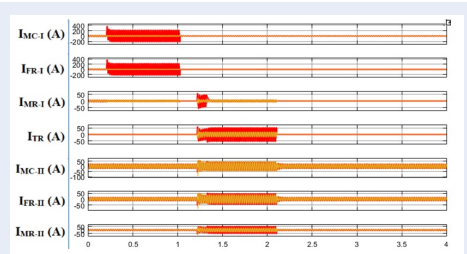


Hình 14: Giả lập sự cố tại vị trí 2 và 3

⇒ Kết quả mô phỏng như Hình 15:

Khi sự cố thứ nhất xảy ra tại 2 trên Hình 14, theo giản đồ Hình 15 các thiết bị tác động phù hợp với lý thuyết. Thiết bị gần sự cố nhất là FR_I sẽ tác động trước tiên, đến TR đóng lại khi nhận thấy mất nguồn một phía. Khi MR_I chưa kịp tác động theo nhóm B để cô lập thì sự cố tiếp theo xảy ra tại 3, lúc này TR sẽ tác động theo nhóm bảo vệ của nó theo nhóm B, hai sự cố được cô lập bởi FR_I và TR.

Với đồ thị dòng điện như Hình 16, khi xảy ra sự cố thứ nhất tại 2, các thiết bị trước điểm sự cố trên xuất tuyến I sẽ chịu một dòng ngắn mạch, cụ thể ở đây là MC_I và FR_I, sau khi FR_I cắt điện thì dòng trên xuất tuyến giảm về 0, cho đến khi TR đóng lại, các tải được cấp nguồn từ nguồn 2, nhưng sự cố chưa được giải trừ thì sự cố thứ hai xảy ra tại 3, khi đó các thiết bị trước điểm sự cố theo nhóm B chịu một dòng ngắn mạch cho đến khi TR cắt cô lập sự cố thì dòng điện mới trở về trạng thái bình thường.



Hình 16: Dòng điện chạy qua các thiết bị khi sự cố tại 2 và 3

Thời điểm tác động của các thiết bị bảo vệ được ghi lại trong Bảng 7 khi xảy ra sự cố xếp chồng tại 2 lúc 0.2s và tại 3 lúc 1.5s, với thời gian chịu đựng dòng ngắn mạch được ghi lại trong bảng thì các thiết bị vẫn có thể hoạt động bình thường.

- *Kịch bản 15: Ngắn mạch ở hai vị trí 2 và 6, sự cố đầu tiên giữa Feeder Rec_I và Mid-point Rec_I, sau khi sự cố được cô lập, tiếp tục ngắn mạch giữa MC_II và Feeder Rec_II (Hình 17)*

⇒ Kết quả mô phỏng như Hình 18:

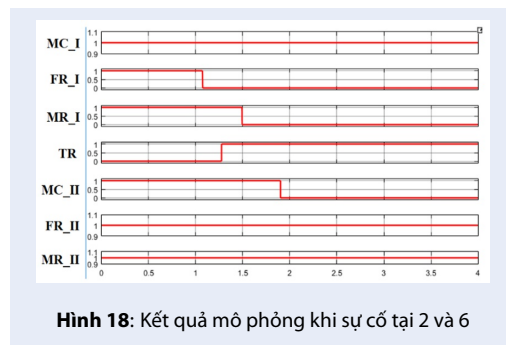
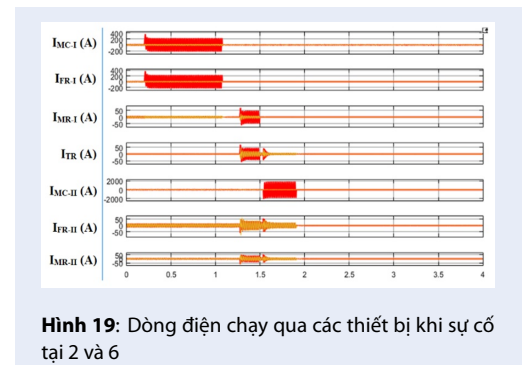
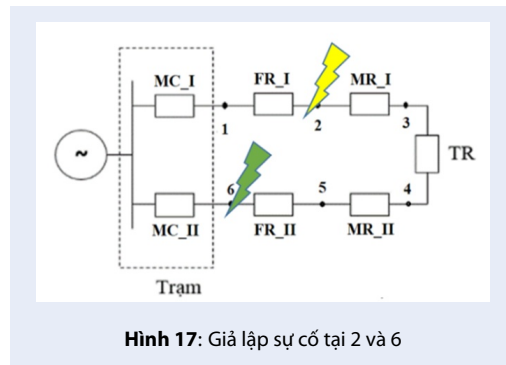
Với sự cố xếp chồng xảy ra trên hai xuất tuyến khác nhau như Hình 17, giản đồ Hình 18 thể hiện trình tự tác động của các thiết bị được lập trình theo lý thuyết. Sự cố thứ nhất xảy ra ở vị trí 2 thì FR_I sẽ tác động trước; tiếp đến TR sẽ đóng lại do nhận thấy mất nguồn phía xuất tuyến I, cấp nguồn lại cho toàn bộ tải phía

Bảng 6: Thời điểm tác động bảo vệ của các recloser khi sự cố tại 3

	Sự cố	MC_I	Feeder Rec_I	Mid-point Rec_I	Tie Rec	MC_II	Feeder Rec_II	Mid-point Rec_II
Thời điểm tác động (s)	0.2			0.882	1.082	Đóng		
					1.752	Mở		
Thời gian chịu dòng (s)		0.682	0.682	0.682	0.67	0.67	0.67	0.67

Bảng 7: Thời điểm tác động bảo vệ của các recloser khi sự cố tại 2 và 3

	Sự cố	MC_I	Feeder Rec_I	Mid-point Rec_I	Tie Rec	MC_II	Feeder Rec_II	Mid-point Rec_II
Thời điểm tác động (s)	0.2		1.015		1.215	Đóng		
	1.5				2.102	Mở		
Thời gian chịu dòng (s)		0.815	0.815	0.887	0.887	0.887	0.887	0.887



sau điểm sự cố. Sự cố được cô lập bởi FR_I và MR_I tác động theo nhóm B. Sau đó chức năng tự động hóa mạch vòng được tắt đi. Sự cố thứ 2 xảy ra ở gần nguồn trên xuất tuyến II, MC_II sẽ tác động cắt đoạn sự cố ra khỏi lưới.

Trên đồ thị dòng điện Hình 19, với sự cố thứ nhất xảy ra, dòng ngắn mạch qua các thiết bị trước điểm sự cố trên xuất tuyến I. Sau khi FR_I tác động (~1s), TR

nhận thấy mất điện một phía nên đóng lại sau đó để cấp nguồn cho các tải không bị sự cố, nhưng do điểm sự cố chưa được cô lập hai đầu nên các thiết bị trước điểm sự cố theo xuất tuyến II cũng phải chịu một dòng ngắn mạch đến khi sự cố được cô lập hoàn toàn bởi FR_I và MR_I, các dòng điện qua các thiết bị còn lại mới trở về trạng thái dòng bình thường.

Sau đó, sự cố thứ hai xảy ra ở gần nguồn xuất tuyến II và thiết bị MC_II đã tác động. Do chức năng tự động hóa mạch vòng đã được tắt sau khi cô lập sự cố thứ nhất nên với sự cố thứ hai chỉ cần MC_II tác động thì đã cô lập được cả hai sự cố, sau khi MC_II cắt thì toàn bộ tải phía sau không được cấp điện từ bất cứ nguồn nào nên dòng điện tiến về 0.

Thời điểm xảy ra sự cố thứ nhất tại 2 là 0.2s và sự cố được cô lập hoàn toàn tại 1.441s, sau đó gặp sự cố tiếp theo tại 6 lúc 1.7s, thời điểm tác động của các thiết bị cũng như thời gian chịu đựng dòng ngắn mạch trước khi các thiết bị tác động được ghi lại trong Bảng 8, giá trị thời gian này đều nhỏ nên các thiết bị vẫn có thể

Bảng 8: Thời điểm tác động bảo vệ của các recloser khi sự cố tại 2 và 6

	Sự cố	MC_I	Feeder Rec_I	Mid-point Rec_I	Tie Rec	MC_II	Feeder Rec_II	Mid-point Rec_II
Thời điểm tác động (s)	0.2		1.015	1.441	1.215	1.9		
	1.7							
Thời gian chịu dòng (s)		0.815	0.815	0.226	0.226	0.226	0.226	0.226
						0.2		

hoạt động bình thường.

KẾT LUẬN, THẢO LUẬN VÀ KIẾN NGHỊ

Kết luận

Bài báo đã trình bày về các nguyên tắc phối hợp bảo vệ rơle trong lưới phân phối, cũng như các “luật bảo vệ” trong tự động hóa mạch vòng. Dựa trên cơ sở lý thuyết về Tự động hóa mạch vòng dạng phân tán, nhóm tác giả đã xây dựng mô hình mô phỏng Matlab/Simulink với nhiều kịch bản giả lập. Ưu điểm lớn nhất của bài báo đã xét đến các sự cố xếp chồng trong phối hợp bảo vệ.

Kết quả mô phỏng đã cho thấy sự phối hợp trên là đúng với trình tự phối hợp bảo vệ trên lý thuyết, tuân thủ các yêu cầu của hệ thống bảo vệ mạng điện phân phối mạch vòng vận hành hờ đã đề cập.

Thảo luận

Với kết quả bài báo về một chương trình tự động hóa lưới phân phối dạng phân tán, nhận thấy thời gian cô lập sự cố và tái lập cung cấp điện là rất ngắn (~1s). Chương trình cho phép chỉnh định kiểm nghiệm cho nhiều giá trị tải khác nhau trên xuất tuyến mạch vòng đơn giản. Phương pháp tự động hóa lưới phân tán đơn giản và tiết kiệm chi phí, rất phù hợp cho khu vực nhỏ.

Tuy nhiên, mô hình cũng có một số hạn chế như:

- Khi tăng số xuất tuyến lên, độ phức tạp của hệ thống tăng theo cấp số nhân, cần phải lập trình cho tất cả các kịch bản, lựa chọn nguồn tối ưu để cung cấp cho xuất tuyến bị sự cố.
- Yêu cầu độ tin cậy của thiết bị cao, cũng như việc chỉnh định phối hợp cần chính xác vì nếu thiết bị tác động không chính xác, logic tự động hóa mạch vòng sẽ thực hiện sai.
- Phương pháp phối hợp trên không phù hợp với các đường dây ngắn, khoảng cách giữa các recloser nhỏ, dẫn đến dễ tác động nhầm.

Kiến nghị

Kết quả bước đầu của bài báo qua giao diện Matlab/GUI có thể áp dụng kết nối với thiết bị thực tế làm các mô hình mô phỏng thí nghiệm về tự động hóa mạch vòng trong lưới phân phối. Bên cạnh đó, kết quả bài báo còn có thể tiếp tục phát triển trong việc kết nối với các phần mềm mô phỏng thời gian thực để nghiên cứu và kiểm nghiệm chính xác hơn về khả năng bảo vệ của tự động hóa lưới phân phối. Từ đó, đề xuất nhiều giải pháp cải tiến hợp lý và phù hợp với thực tế hơn.

DANH MỤC TỪ VIẾT TẮT

CT: Current Transformer – Thiết bị biến dòng điện
 FR: Feeder Recloser – Thiết bị Feeder
 LA: Loop Automation – Tự động hóa mạch vòng
 MC: Máy cắt
 MR: Mid-point Recloser – Thiết bị Mid-point
 TR: Tie Recloser – Thiết bị liên lạc

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 Nguyễn Thị Bích Tuyền nghiên cứu lý thuyết, xây dựng mô hình, chạy kết quả mô phỏng, phân tích kết quả.

Tác giả Lê Thị Tịnh Minh đưa ra ý tưởng viết bài, diễn giải phương pháp thực hiện và kiểm tra bài viết.

Tác giả Huỳnh Tiến Đạt tìm tài liệu, đóng góp tổng quan, phân tích và kiểm tra kết quả.

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.2020.ThS.103.

TÀI LIỆU THAM KHẢO

1. Vinh NT. Tự động hóa xuất tuyến và triển vọng ứng dụng cho lưới điện phân phối Thành phố Hồ Chí Minh, Luận văn Thạc sĩ, Trường ĐH Bách khoa, ĐHQG-HCM. 2014;.
2. Việt NH. Bảo vệ rơle và tự động hóa trong hệ thống điện, Nhà xuất bản Đại học Quốc gia thành phố Hồ Chí Minh. 2014;.
3. Zhou X, et al. An overview on distribution automation system. In 2016 Chinese Control and Decision Conference (CCDC). IEEE. 2016;p. 3667–3671. PMID: 27244195. Available from: <https://doi.org/10.1109/CCDC.2016.7531620>.
4. Electric S. Loop Automation - Technical Manual for the ADVC Controller Range;.
5. Uluski RW. Using Distribution Automation for a self-healing grid. 2012;Available from: <https://doi.org/10.1109/TDC.2012.6281582>.
6. IEC 61850-8-1 standard consolidated version. 2020;.
7. T. t. 28/2014/TT-BCT. Quy định quy trình xử lý sự cố trong hệ thống điện quốc gia. 2014;.
8. Khanh DT. Thiết kế bảo vệ mạng điện phân phối có ứng dụng phần mềm Etap. Nhà xuất bản Đại học Quốc gia thành phố Hồ Chí Minh. 2017;.

Research of decentralized loop automation simulation in distribution network using MATLAB/SIMULINK

Nguyen Thi Bich Tuyen*, Le Thi Tinh Minh, Huynh Tien Dat



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

ABSTRACT

Nowadays, technologies are rapidly developing, automation is omnipresent in our life. In the power system, automation technology solutions have been applied gradually and widely to meet the requirements of reliability. Before, when a fault occurs on the distribution network, the fault locating, isolating and grid restoring are still being done manually, so a large number of customers that are not in the fault zone still suffer outage for a long time. Distribution Automation System was developed to solve this problem. Currently, with the development of information technology, the Decentralized Loop Automation (DLA) in the distribution network is carried out by communication between the protective devices in the grid. Communication between devices can be done using time-control rules, using GOOSE messages, wifi or according to protocol IEC 61850. In addition, the protective devices can be connected to the control center to create a Centralized Loop Automation (CLA) in the distribution network. The paper considers the DLA solution with the time-control rules for a simple grid. Time-control rules models and simulation results were performed on MATLAB/SIMULINK software. The paper proposed a user interface for DLA solution with many different failure cases, especially considering the protection coordination in case of doubles failure. The results of the paper show that DLA can isolate faults automatically and restore the grid in a short time, and these results can be developed as an experimental simulation in the future.

Key words: Loop Automation, distribution network, decentralized, recloser, isolate fault

Electrical and Electronic Engineering,
Ho Chi Minh University of Technology,
268 Ly Thuong Kiet Street, Ward 14,
District 10, Ho Chi Minh City, Vietnam

Correspondence

Nguyen Thi Bich Tuyen, Electrical and Electronic Engineering, Ho Chi Minh University of Technology, 268 Ly Thuong Kiet Street, Ward 14, District 10, Ho Chi Minh City, Vietnam

Email: ntbtuyen.sdh19@hcmut.edu.vn

History

- Received: 16-3-2021
- Accepted: 10-5-2021
- Published: 25-5-2021

DOI : [10.32508/stdjet.v4i2.818](https://doi.org/10.32508/stdjet.v4i2.818)



Check for updates

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, Minh L T T, Dat H T. **Research of decentralized loop automation simulation in distribution network using MATLAB/SIMULINK.** *Sci. Tech. Dev. J. – Engineering and Technology*; 4(2):955-967.