

Phương pháp phát hiện, định vị, cách ly sự cố và khôi phục cung cấp điện cho lưới điện phân phối có xem xét đến sự xuất hiện của nguồn phát phân tán

Lê Duy Phúc^{1,2,*}, Bùi Minh Dương³, Đoàn Ngọc Minh¹, Huỳnh Công Phúc¹, Bành Đức Hoài¹, Nguyễn Thanh Hoan¹, Trần Nguyễn Khang¹



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

¹Tổng công ty Điện lực Tp.HCM, Việt Nam

²Viện Kỹ thuật, Trường Đại học Công nghệ TP.HCM (HUTECH), Việt Nam

³Trường Đại học Việt – Đức (VGU), Việt Nam

Liên hệ

Lê Duy Phúc, Tổng công ty Điện lực Tp.HCM, Việt Nam

Viện Kỹ thuật, Trường Đại học Công nghệ TP.HCM (HUTECH), Việt Nam

Email: phucl@hcmpec.com.vn

Lịch sử

- Ngày nhận: 15-6-2020
- Ngày chấp nhận: 21-12-2020
- Ngày đăng: 31-12-2020

DOI : 10.32508/stdjet.v3i4.749



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

Việc tích hợp các nguồn phát phân tán DG (Distributed Generator) vào lưới điện phân phối (DN) có thể cải thiện đáng kể độ tin cậy cung ứng điện và giảm tổn thất điện năng. Tuy nhiên, các đặc trưng vận hành của từng loại nguồn phát DG sẽ khiến cho vấn đề vận hành lưới điện phân phối trở nên phức tạp hơn, đặc biệt là khi lưới điện phân phối xuất hiện sự cố. Nghiên cứu này trình bày phương pháp phát hiện, định vị, cách ly sự cố và khôi phục cung cấp điện (FLISR) cho lưới điện phân phối có xem xét đến sự ảnh hưởng của nguồn phát phân tán DG. Theo đó, phương pháp FLISR cho thấy khả năng đảm bảo thời gian để xuất phương án xử lý sự cố nhanh, có xem xét các nguồn phát phân tán DG như một nguồn phát phụ trợ trong các phương án chuyển tải, để giảm thiểu tối đa số lượng khách hàng mất điện và lượng công suất bị mất. Thông qua việc kết hợp tín hiệu bảo vệ các thiết bị bảo vệ quá dòng, trạng thái đóng/mở của thiết bị đóng cắt và vùng mất điện, công cụ FLISR sẽ nhanh chóng phát hiện và định vị được phân đoạn sự cố trên lưới điện phân phối có nguồn DG. Tiếp theo, việc cách ly phân đoạn sự cố và khôi phục cung cấp điện được thực hiện thông qua việc giải hàm mục tiêu với hai điều kiện ràng buộc thông qua sáu chỉ số hiệu quả PI. Kết quả mô phỏng được thực hiện trên mô hình lưới phân phối 22kV có tích hợp nguồn phát DG (xây dựng trên phần mềm E-terra), để chứng minh tính phù hợp của phương pháp FLISR do nhóm tác giả đề xuất. Cụ thể rằng, phương pháp FLISR thích ứng tốt với sự xuất hiện của nguồn DG trong lưới điện phân phối và chỉ ra được các rủi ro liên quan đến mất phối hợp bảo vệ bên cạnh với việc nhanh chóng phát hiện, định vị vị trí sự cố, xếp hạng các phương án khôi phục cấp điện trong khoảng thời gian chưa đến hai phút.

Từ khoá: Nguồn phát phân tán, phát hiện sự cố, định vị sự cố, cách ly sự cố, khôi phục cung cấp điện, lưới điện phân phối

GIỚI THIỆU

Đặt vấn đề

Việc tích hợp các nguồn phát phân tán DG (Distributed Generator) vào lưới điện phân phối có thể cải thiện đáng kể độ tin cậy của việc cung ứng điện và giảm tổn thất điện năng. Tuy nhiên, sự đa dạng về đặc trưng, chế độ vận hành của các nguồn phát DG gây ra những khó khăn nhất định trong quá trình vận hành và vấn đề tính toán phối hợp bảo vệ trên lưới điện phân phối do giá trị dòng điện tham gia vào sự cố là khác nhau. Cụ thể hơn, sự thay đổi về giá trị dòng điện sự cố phụ thuộc vào loại DG, vị trí lắp đặt trên lưới điện và công nghệ điều khiển của DG. Theo các nghiên cứu của Bùi Minh Dương, Liên et al. (2015 đến 2017)¹⁻³, giá trị dòng điện sự cố do các nguồn phát phân tán chứa phần tử quay RBDG (Rotating-based DG) tương đối lớn; trong khi đó, đối với nguồn phát phân tán hoạt động dựa trên nguyên lý biến đổi

công suất IBDG (Inverter-based DG), giá trị dòng sự cố được giới hạn trong khoảng 1,5 ~ 2 pu. Tùy thuộc vào vị trí đặt của DG trên lưới điện phân phối, giá trị dòng điện tham gia vào sự cố có thể gây ảnh hưởng đến hoạt động của các thiết bị bảo vệ hoạt động theo nguyên lý quá dòng, chẳng hạn như: vượt ngưỡng chặn trên/chặn dưới đã cài đặt. Theo đó, phát sinh các vấn đề như độ nhạy của thiết bị bảo vệ giảm, hiện tượng mù bảo vệ, tác động vượt cấp hoặc tác động đồng thời. Mặt khác, các nguồn phát DG dạng năng lượng tái tạo như hệ thống điện gió và hệ thống điện mặt trời với đặc trưng vận hành là phụ thuộc vào điều kiện thời tiết sẽ thường xuyên thay đổi giá trị công suất phát tại ngõ ra. Sự thay đổi biên độ dòng điện này gây khó khăn trong việc phân biệt hiện tượng quá tải và sự cố cũng như các vấn đề phối hợp bảo vệ. Vì vậy, nghiên cứu này đề xuất phương pháp phát hiện, định vị vị trí và cách ly sự cố (Fault Detection, Location, Isolation – FDLI) trong lưới điện phân phối

Trích dẫn bài báo này: Phúc L D, Dương B M, Minh D N, Phúc H C, Hoài B D, Hoan N T, Khang T N. Phương pháp phát hiện, định vị, cách ly sự cố và khôi phục cung cấp điện cho lưới điện phân phối có xem xét đến sự xuất hiện của nguồn phát phân tán. *Sci. Tech. Dev. J. - Eng. Tech.*; 3(4):542-557.

thông qua việc sử dụng công cụ tính toán E-Terra để giải quyết các vấn đề liên quan đến bảo vệ quá dòng và phối hợp bảo vệ. Ngay sau khi phân đoạn sự cố đã được cách ly, các nguồn DG sẽ được huy động như một nguồn phát phụ trợ cho các phương án khôi phục cung cấp điện nhằm giảm thiểu số lượng khách hàng mất điện và lượng công suất điện bị mất.

So sánh với lưới điện phân phối truyền thống, lưới điện phân phối có tích hợp DG nên ứng dụng các công nghệ tự động hóa để giảm thiểu số lần thao tác thủ công. Một trong những công nghệ đó dựa trên phương pháp phát hiện, định vị, cách ly sự cố và khôi phục cung cấp điện FLISR (Fault Location, Isolation and Service Restoration). Phương pháp FLISR được phát triển trong nghiên cứu này nhằm mục đích nhanh chóng phát hiện các loại sự cố, xác định chính xác vị trí sự cố và cách ly đúng các phân đoạn sự cố. Thêm vào đó, việc khôi phục cấp điện sau sự cố cho những khu vực bị ảnh hưởng mất điện phải đáp ứng hai điều kiện ràng buộc cơ bản là: (i) *khôi phục tối đa lượng phụ tải khách hàng bị gián đoạn cung cấp điện*; và (ii) *giảm thiểu tối đa số bước thao tác* thể hiện qua các chỉ số hiệu quả PI liên quan đến các vấn đề vận hành quá tải trên đường dây, ổn định điện áp vận hành, diện năng tiêu thụ, số khách hàng mất điện, số lần đóng/cắt thiết bị và phối hợp bảo vệ.

Một trong các phương pháp phổ biến thường sử dụng để phát hiện và định vị vị trí sự cố trong lưới điện phân phối dựa trên việc kết hợp tín hiệu cảnh báo/tác động của thiết bị thu thập dữ liệu đầu cuối RTU (Remote Terminal Unit) và trạng thái vận hành của lưới điện phân phối (2012 đến 2018)⁴⁻⁷. Theo Tan et al. (2012)⁴, việc phân chia trước từng khu vực trong lưới điện phân phối được dùng để định vị vùng sự cố trong lưới điện có dạng hình tia và mạch vòng; tuy nhiên, việc xác định chính xác vị trí sự cố bên trong khu vực đó chưa được đề cập trong nghiên cứu này. Trong phương pháp định vị sự cố cho lưới điện thông minh (2014)⁶, các bộ chỉ báo sự cố FI (Fault Indicator) được áp dụng để phát hiện và hỗ trợ định vị vị trí sự cố nhưng chưa xem xét đến sự xuất hiện đồng thời của bộ chỉ báo sự cố và RTU trên lưới điện phân phối. Trong nghiên cứu của Lê Duy Phúc et al. (2018)⁷, các bộ chỉ báo sự cố được tích hợp vào cùng với các thiết bị đóng cắt hoặc các recloser trên các tuyến dây với mục đích phân chia tuyến dây thành từng khu vực nhỏ, liên kết với nhau cũng như hỗ trợ việc phát hiện, định vị, cách ly phân đoạn sự cố. Theo đó, mỗi khu vực sẽ được bao gồm các phân đoạn, các điểm nút liên kết với các phụ tải và được giới hạn về mặt ranh giới bằng 02 thiết bị đóng cắt liên kế. Cũng tại nghiên cứu này, phương pháp FLISR được nhóm tác giả đề xuất để phát hiện và định vị chính xác vị trí sự cố. Sau

đó, công cụ FLISR sẽ tiến hành giải hàm mục tiêu với hai điều kiện ràng buộc và mười ba chỉ số đánh giá nhằm để xuất các phương án cô lập sự cố và khôi phục cấp điện trong thời gian chưa đến hai phút. Mặc dù, phương pháp FLISR này có ưu điểm là cải thiện được độ tin cậy cung cấp điện cho lưới điện phân phối với thời gian xử lý sự cố nhanh, nhưng vẫn chưa đề cập đến vấn đề xem xét sự có mặt của nguồn phát DG.

Trong những nghiên cứu của Nikkhajoei et al. (2006, 2007)^{8,9}, hai đặc tính vận hành của các nguồn phát phân tán, gồm “Peer-to-Peer” (P2P) và “Plug&Play” (P&P), được đề cập đến. Theo đó, đặc tính vận hành P2P mang ý nghĩa rằng các nguồn DG có thể kết nối/ngắt kết nối liên tục với lưới điện phân phối; trong khi đó, đặc tính P&P thể hiện rằng DG có thể được bố trí ở bất kỳ vị trí nào trên lưới phân phối. Tuy nhiên, đặc tính P2P lại gây ảnh hưởng đến độ lớn của dòng điện sự cố và có thể dẫn đến hiện tượng mù bảo vệ đối với các relay bảo vệ hoạt động trên nguyên lý bảo vệ quá dòng (như relay bảo vệ quá dòng vô hướng (Overcurrent Relay – OCR, relay bảo vệ quá dòng có hướng (Directional Overcurrent Relay – DOOCR) hoặc hiện tượng tác động đồng thời của các relay bảo vệ OCR của Firouz et al. (2014)¹⁰. Chẳng hạn, các nguồn phân tán chứa phần tử quay (Rotating-based Distributed Generator – RBDG) như máy phát điện diesel có thể tạo ra dòng sự cố đủ lớn khiến cho các OCR/DOOCR kích hoạt ngay lập tức nhằm bảo vệ cho lưới điện phân phối. Đối với các nguồn DG hoạt động nối lưới thông qua bộ Inverter (Inverter-based Distributed Generator – IBDG), các nhà sản xuất đã tích hợp thêm các chức năng LVRT (Low Voltage Ride Through), bộ hạn dòng sự cố FCL (Fault Current Limiter) để làm giảm sự ảnh hưởng của dòng sự cố lên chính thiết bị Inverter. Theo đó, dòng sự cố bơm vào lưới điện phân phối sẽ có giá trị biên độ nhỏ và dẫn đến những khó khăn cho các relay OCR/DOOCR trong việc phân biệt trạng thái quá tải và sự cố (2008, 2015)¹¹⁻¹³. Hơn nữa, việc tích hợp các nguồn phân tán DG có thể làm giảm giá trị dòng sự cố tham gia bởi nguồn điện chính và kéo theo nguy cơ giảm độ nhạy của relay OCR/DOCR đã được đề cập từ Laaksonen và Lasseter (2010, 2014)^{14,15}. Tóm lại, những ảnh hưởng của nguồn phát DG đến hoạt động của hệ thống bảo vệ trên lưới điện phân phối cần được xem xét khi phát triển phương pháp FLISR.

Phương pháp FLISR đơn giản nhất là sử dụng các tín hiệu cảnh báo mất áp của các reloser để phát hiện sự cố trước khi thực hiện đóng/cắt tự động theo chu trình định trước, như đã thể hiện trong các tài liệu nghiên cứu (2013, 2014)^{16,17}. Một phương pháp FLISR khác của Lê Duy Phúc (2018)⁷ được thực hiện dựa trên hạ tầng thiết bị bảo vệ đáp ứng tiêu chuẩn

IEC 61850, mạng truyền thông tốc độ cao kết hợp với hệ thống SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition) tích hợp khả năng quản lý lưới điện phân phối DMS (Distribution Management System). Chi tiết hơn, thông qua hệ thống SCADA/DMS, dữ liệu từ các RTU, các bộ chỉ báo sự cố FI, các recloser, hoặc các relay bảo vệ trên các tuyến dây của lưới điện phân phối được sử dụng để phát hiện, định vị vị trí sự cố; trước khi, đưa ra các kịch bản cô lập sự cố và khôi phục cung cấp điện. Khi xảy ra sự cố trên lưới điện, các thiết bị đầu cuối RTU trên tuyến dây có thể trao đổi thông tin với nhau và tự thực hiện các bước của trong phương pháp FLISR của Coster et al. (2013)¹⁸. Các hệ thống đa thành phần MAS (Multi-Agent System) được sử dụng để cải thiện độ hiệu quả cho hệ thống quản lý sự cố lưới điện phân phối của Nagata và Nordman (2002, 2005)^{19,20}. Các thành phần chính trong hệ thống MAS gồm: thành phần kiểm soát khẩn cấp, thành phần phục hồi cấp điện, thành phần kiểm soát lỗi, thành phần kiểm soát và ngăn ngừa sự cố. Theo đó, khi xảy ra sự cố trên lưới điện phân phối, hệ thống kiểm soát khẩn cấp sẽ gửi tín hiệu tác động cắt đến các máy cắt hoặc recloser có liên quan nhằm cô lập sự cố. Sau đó, các dữ liệu từ hệ thống SCADA sẽ được sử dụng để lên phương án cô lập sự cố và khôi phục cung cấp điện cho lưới điện phân phối. Có thể thấy rằng, các công cụ hỗ trợ cho phương pháp FLISR nên được tích hợp vào trong hệ thống điều khiển và quản lý lưới điện phân phối dạng phân tán để xử lý dữ liệu hiệu quả cũng như đưa ra các phương án đóng/cắt chính xác.

Nhìn chung, việc áp dụng thành công phương pháp FLISR trên lưới điện phân phối có tích hợp nguồn DG phụ thuộc vào: hoạt động của các thiết bị đo lường thông minh, hạ tầng truyền thông, các giải thuật phát hiện, cô lập sự cố; vị trí lắp đặt DG, các công nghệ DG được sử dụng; trình tự thao tác đóng cắt các máy cắt và thiết bị giao liên trong quá trình cô lập sự cố và khôi phục nguồn cho phụ tải. Chính vì vậy, các điều kiện cần thiết ban đầu để hỗ trợ cho việc triển khai phương pháp FLISR được trình bày cụ thể như sau:

- Lưới điện phân phối cần được trang bị các thiết bị điện tử thông minh IED (Intelligent Electronic Device), chẳng hạn như: các thiết bị đầu cuối RTU, các bộ chỉ báo sự cố FI, các thiết bị đo đếm nâng cao AMR (Automatic Meter Reading);
- Để tương thích với các đặc tính vận hành P2P và P&P của các nguồn phát DG vốn có sự khác biệt về mặt công nghệ (RBDG, IBDG) và chế độ vận hành, cần thiết phải có hệ thống quản lý và điều

khiến phân tán DMCS (Distribution Management and Controlled System) để tạo cơ sở tích hợp khả năng tính toán, phân tích. Theo đó, hệ thống DMCS này phải được kết nối mạng đến tất cả các nguồn phát DG và các thiết bị relay bảo vệ (2017)¹³;

- Các phương án khôi phục cấp điện sau sự cố phải đảm bảo các yêu cầu vận hành chính là số lượng khách hàng mất điện ít nhất, số lần thao tác đóng cắt ít nhất và không được vi phạm các giới hạn ràng buộc trong quá trình vận hành.
- Giảm thiểu thời gian phát hiện sự cố, định vị vị trí và cô lập sự cố cũng như quá trình tính toán để đề xuất phương án khôi phục cấp điện.

Đóng góp của bài viết

Nghiên cứu này trình bày về phương pháp FLISR cho lưới điện phân phối có tích hợp nguồn phát phân tán DG. Theo đó, phương pháp FLISR sẽ phát hiện và định vị sự cố dựa trên các tín hiệu của relay bảo vệ quá dòng/recloser kết hợp với trạng thái vận hành của các thiết bị đóng cắt và tín hiệu cảnh báo mất áp của lưới điện phân phối có nguồn DG. Nhờ vậy, dòng điện sự cố có thể được tự động tính toán lại một cách nhanh chóng và chính xác thông qua hệ thống quản lý và điều khiển phân tán để tương thích với hai đặc tính vận hành P2P và P&P của nguồn DG thông qua đặc trưng về mật độ bố trí và đặc trưng về tính ổn định trong quá trình vận hành của các nguồn DG. Việc cô lập phân đoạn bị sự cố và khôi phục cung cấp điện được thực hiện bằng cách giải hàm mục tiêu với hai điều kiện ràng buộc là: (i) *khôi phục tối đa lượng phụ tải khách hàng bị gián đoạn cung cấp điện*; và (ii) *giảm thiểu tối đa số lượng bước thao tác* để đảm bảo thời gian xử lý sự cố nhanh. Ngoài ra, sáu chỉ số hiệu quả PI (Performance Indice) được lựa chọn để áp dụng quá trình đề xuất phương án khôi phục cung cấp điện cho phụ tải, bao gồm: (1) Vượt ngưỡng dòng điện vận hành (PFLV), (2) Vượt ngưỡng điện áp vận hành (BVLV), (3) Lượng công suất bị mất (LOP), (4) Số khách hàng mất điện (IC), (5) Số lần thao tác đóng cắt (NSS) và (6) Dòng ngắn mạch tính toán vượt ngưỡng bảo vệ chỉnh định (PRV). Qua việc ứng dụng phần mềm E-terra và hệ thống giả lập DMCS, các kết quả mô phỏng trên lưới điện phân phối 22kV có tích hợp nguồn DG được sử dụng để chứng minh sự hiệu quả của phương pháp FLISR do nhóm tác giả đề xuất. Theo đó, phương pháp FLISR tương thích tốt với lưới điện phân phối có tích hợp nhiều dạng nguồn DG và cũng chỉ ra được các rủi ro trong vấn đề mất tính phối hợp giữa các thiết bị bảo vệ bên cạnh ưu điểm là hỗ trợ phát hiện, định vị nhanh vị trí sự cố trước khi đề xuất nhiều phương án cách ly và khôi phục cung cấp điện với tổng thời gian xử lý không quá hai phút.

PHƯƠNG PHÁP FLISR ỨNG DỤNG TRÊN LƯỚI ĐIỆN PHÂN PHỐI CÓ NGUỒN PHÁT PHÂN TÁN

Mô hình hệ thống DMCS phân tán

Để ứng dụng phương pháp FLISR vào lưới điện phân phối có nguồn phát phân tán DG, hệ thống DMCS có thể được triển khai theo hai mô hình sau: DMCS tập trung (C-DMCS) và DMCS phân tán (D-DMCS). Với mô hình D-DMCS, dữ liệu thời gian thực được thu thập từ các thiết bị đo lường, đóng cắt thông minh và các thiết bị đầu cuối RTU trên các tuyến dây trước khi truyền về hệ thống máy chủ FES (Front End Server) thông qua chuẩn giao thức 60870-5-101/104 như Hình 1. Sau đó, các máy chủ FES sẽ thực hiện chức năng biên dịch dữ liệu từ chuẩn giao thức trên về giao thức nội bộ ISD (Inter-Site Data) trước khi truyền đến hệ thống máy chủ SCADA. Cuối cùng, phần mềm quản lý lưới điện phân phối E-terra/DMS sẽ thu thập dữ liệu từ máy chủ SCADA để thực hiện giải thuật FLISR. So với mô hình C-DMCS, mô hình D-DMCS có ưu điểm về khả năng xử lý dữ liệu và truyền thông tốc độ cao. (2018)⁷. Do đó, trong nghiên cứu này, nhóm tác giả sử dụng mô hình D-DMCS để phát triển giải thuật FLISR cho lưới điện phân phối có tích hợp nguồn phát DG.

Trong nghiên cứu này, phương pháp FLISR gồm bốn giai đoạn chính: (i) phát hiện sự cố, (ii) định vị vị trí sự cố, (iii) cô lập sự cố, (iv) khôi phục cung cấp điện. Khi xảy ra sự cố, các bộ chỉ báo sự cố FI và các relay quá dòng OCR/DOCR đảm nhận nhiệm vụ phát hiện sự cố và gửi cảnh báo về hệ thống DMCS để thực hiện chu trình định vị vị trí sự cố trên lưới điện phân phối. Theo đó, công cụ FLISR sẽ trước khi đề xuất các phương án khôi phục cấp điện khả thi thông qua việc phân tích nguồn dữ liệu thu thập được.

Phương pháp phát hiện và định vị vị trí sự cố

Giá trị dòng điện cài đặt ngưỡng tác động trong các relay bảo vệ quá dòng OCR/DOCR hoặc recloser được sử dụng để phát hiện và định vị phân đoạn sự cố trong lưới điện phân phối phân phối có nguồn phân tán DG. Vì hệ thống quản lý và điều khiển phân tán DMCS có thể giao tiếp với tất cả các hệ thống DG và các relay bảo vệ quá dòng. (2017)¹³, dòng sự cố sẽ được tự động tính toán một cách nhanh chóng, chính xác để tạo cơ sở cho việc điều phối bảo vệ đáp ứng các đặc tính vận hành P2P và P&P của các nguồn phát DG. Các relay bảo vệ hoạt động dựa trên nguyên lý quá dòng với đường đặc tuyến độc lập với thời gian DTOC (Definite Time Over-Current) và với đường đặc tuyến

phụ thuộc thời gian IDMTOC (Inverse Definite Minimum Time Over-Current) sẽ được sử dụng để phát hiện sự cố.

Nếu giá trị dòng điện đo lường thời gian thực lớn hơn giá trị dòng điện cài đặt ngưỡng tác động của relay bảo vệ OCR/DOCR hoặc recloser, thì lưới điện phân phối đang trong trạng thái vận hành bất thường (có thể có sự cố hoặc có hiện tượng quá tải xuất hiện trên đường dây, v.v...). Theo đó, nếu thời gian vận hành bất thường này duy trì trong một khoảng thời gian lớn hơn thời gian đã định trước thì công cụ FLISR sẽ xác định là có sự cố trên lưới điện phân phối; ngược lại, công cụ sẽ nhận dạng có hiện tượng bất thường xuất hiện và không kích hoạt bất kỳ thiết bị đóng cắt nào. Một khi đã phát hiện sự cố xuất hiện trên lưới điện phân phối thì các máy cắt hoặc recloser sẽ được kích hoạt tác động để cách ly sự cố. Sau đó, tín hiệu bảo vệ tác động và tín hiệu cảnh báo mất điện áp sẽ được sử dụng để định vị phân đoạn sự cố. Trong Hình 2, một lưới điện phân phối điển hình có tích hợp nguồn DG được biểu diễn kết hợp với thông tin trong Bảng 1 nhằm giải thích phương pháp định vị vị trí sự cố.

Phương pháp cô lập sự cố và tái lập cung cấp điện sau sự cố

Khi xảy ra sự cố, thiết bị bảo vệ gần nhất nằm phía trước vị trí sự cố sẽ tác động để loại trừ dòng sự cố đổ về điểm ngắn mạch. Cần lưu ý rằng các thiết bị relay bảo vệ OCR/DOCR hoặc recloser phải được tính toán để duy trì tính phối hợp bảo vệ với nhau nhằm đảm bảo độ tin cậy của hệ thống bảo vệ lưới điện vì dòng sự cố lúc này còn bao gồm cả dòng điện tham gia bởi các nguồn phát phân tán DG.

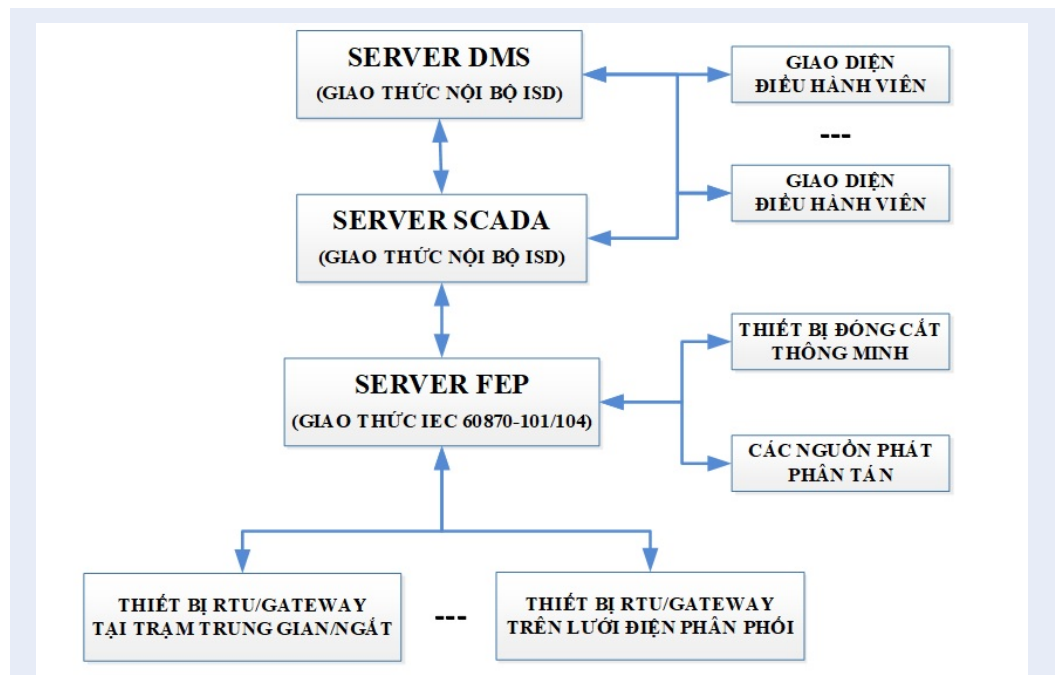
Như đã thể hiện trong Hình 3, toàn bộ trình tự thực hiện của phương pháp FLISR được mô tả như sau:

1. Trạng thái lưới điện phân phối được hệ thống DMCS giám sát gồm có: trạng thái thiết bị (“Đóng” hoặc “Mở”), trạng thái kết nối của nguồn phát phân tán DG, các tín hiệu cảnh báo mất điện áp, dòng sự cố, tín hiệu bảo vệ tác động và tín hiệu chỉ báo sự cố được truyền từ các RTU/GW, recloser, FI trên tuyến dây sự cố.
2. Khi điện áp tại nút vượt quá giá trị điện áp ngưỡng cảnh báo mất điện áp và dòng điện pha/trung tính thời gian thực ghi nhận lớn hơn ngưỡng giá trị cài đặt, công cụ FLISR tích hợp trong hệ thống DMCS sẽ nhận dạng có sự cố xuất hiện trên lưới điện phân phối có nguồn phát phân tán DG.
3. Sau đó, tuyến dây hoặc phân đoạn bị sự cố sẽ được công cụ FLISR xem xét để định vị chính xác vị trí phân đoạn sự cố thông qua tín hiệu

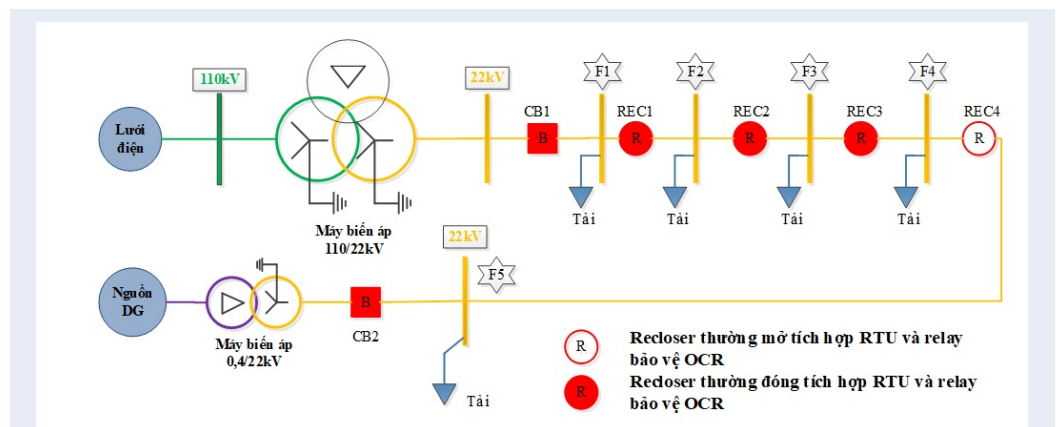
Bảng 1: Kết quả định vị vị trí sự cố tương ứng với các trường hợp sự cố xảy ra tại các vị trí F1, F2, F3, F4 và F5 trên lưới điện phân phối điển hình có tích hợp nguồn phát phân tán DG thể hiện tại Hình 2

Các vị trí sự cố	Trạng thái vận hành các thiết bị												Kết quả xác định vị trí sự cố		
	CBI		STS		REC1		REC2		REC3		REC4			CB2	
	Trip	STS	Trip	STS	Trip	STS	Trip	STS	Trip	STS	Trip	STS	Trip	STS	
F1	1	0	0	1	0	1	0	1	0	1	0	0	0	1	Sự cố ở phân đoạn giữa CBI và REC1
F2	0	1	1	0	1	0	0	1	0	1	0	0	0	1	Sự cố ở phân đoạn giữa REC1 và REC2
F3	0	1	0	1	0	1	1	0	0	1	0	0	0	1	Sự cố ở phân đoạn giữa REC2 và REC3
F4	0	1	0	1	0	1	0	1	1	0	0	0	0	1	Sự cố ở phân đoạn giữa REC3 và REC4
F5	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	0	1	0	Sự cố ở phân đoạn giữa REC4 và CB2

Ghi chú: Giá trị “0” và “1” tương ứng với trạng thái “Mở/Không kích hoạt” và “Đóng/Kích hoạt” của thiết bị đóng cắt hoặc relay bảo vệ/chỉ báo sự cố trong lưới điện phân phối. Ký hiệu “STS” và “Trip” lần lượt đại diện cho tín hiệu trạng thái và tín hiệu bảo vệ tác động xuất hiện trên lưới điện phân phối có DG khi xuất hiện sự cố.



Hình 1: Mô hình D-DMCS áp dụng cho lưới điện phân phối có tích hợp nguồn phát DG

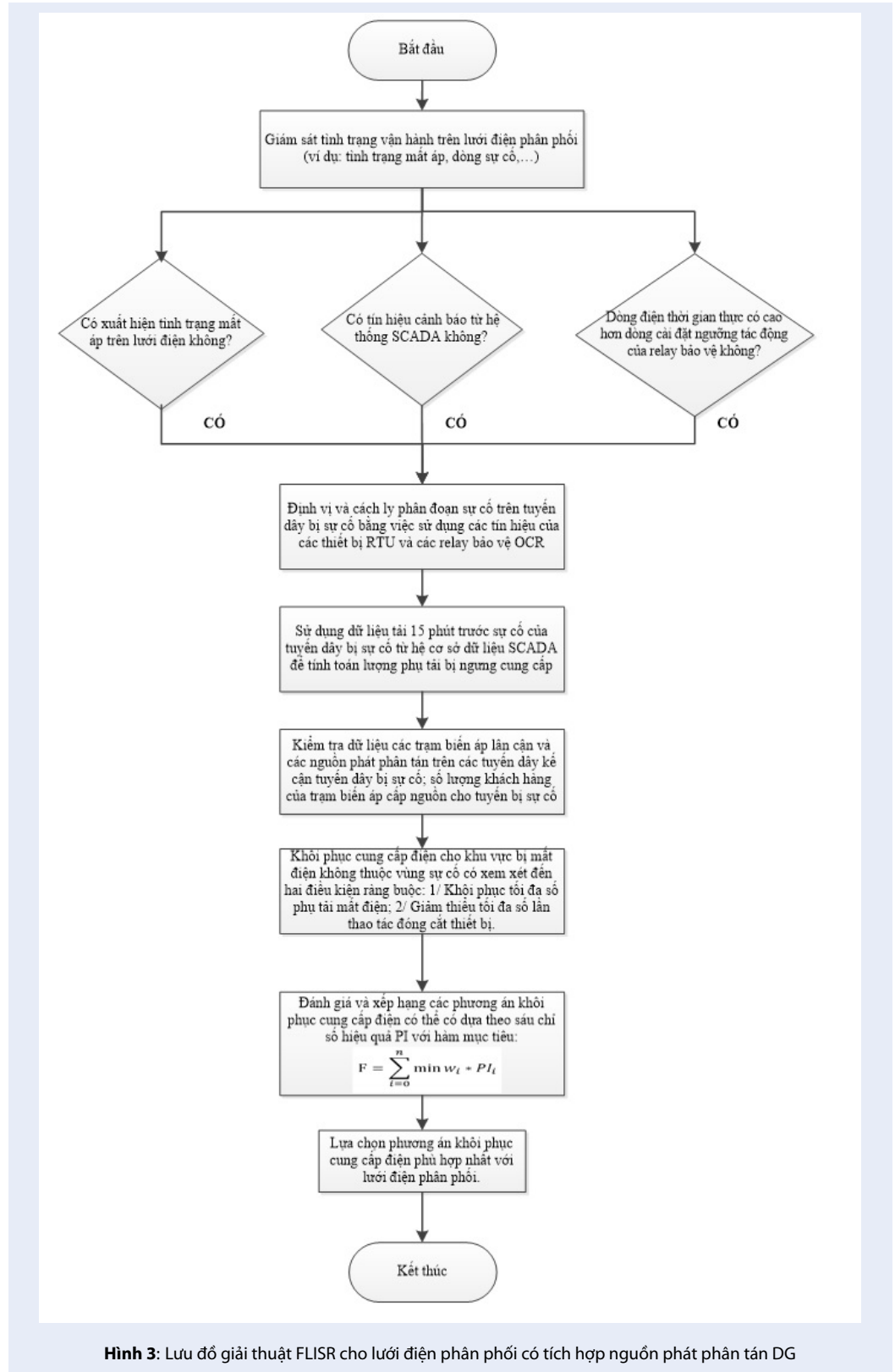


Hình 2: Sơ đồ đơn tuyến của lưới điện phân phối điển hình có tích hợp nguồn phát phân tán DG

bảo vệ tác động và tín hiệu chỉ báo sự cố được truyền từ các RTU/GW, recloser, FI.

4. Ngay khi vị trí sự cố đã được định vị, dữ liệu phụ tải quá khứ của phát tuyến sự cố trong 15 phút trước được dùng làm một trong những cơ sở để tính toán phương án cách ly sự cố và khôi phục cung cấp điện. Song song đó, công cụ FLISR cũng tiến hành thu thập dữ liệu thời gian thực từ các tuyến dây lân cận, các nguồn DG đang hoạt động nối lưới và thông tin về số lượng khách hàng tương ứng với số lượng máy biến áp phân phối bị ảnh hưởng mất điện. Ngoài ra, kỹ

thuật phân tích LU trong đại số tuyến tính kết hợp phương pháp Newton-Raphson hiệu chỉnh cũng được sử dụng để tính toán phân bố phụ tải và trào lưu công suất trong lưới điện phân phối tích hợp nguồn DG. Trong giai đoạn xử lý này, khả năng mang tải của các tuyến dây liên kế hoặc nguồn DG sẽ được ước tính, đánh giá nhằm đảm bảo các phương án chuyển tải trong bước ISR để xuất là khả thi và phù hợp với các bước tiếp theo trong chu trình xử lý của phương pháp FLISR.



Hình 3: Lưu đồ giải thuật FLISR cho lưới điện phân phối có tích hợp nguồn phát phân tán DG

5. Quá trình khôi phục cung cấp điện cho vùng mất điện được giải quyết bằng cách giải hàm mục tiêu sau:

$$F = \min \sum_{i=1}^n W_i PI_i \quad (1)$$

Trong đó, F là giá trị hàm mục tiêu; W_i là trọng số của chỉ số hiệu quả thứ i (có giá trị trong khoảng từ 0 đến ∞); và n là số lượng chỉ số hiệu quả được đưa vào hàm mục tiêu. Hàm mục tiêu này có hai điều kiện ràng buộc vận hành chính là: (i) *khôi phục tối đa lượng phụ tải khách hàng bị gián đoạn cung cấp điện*; và (ii) *giảm thiểu tối đa số lượng bước thao tác*.

6. Tất cả các phương án khôi phục cung cấp điện tại bước ISR sẽ được sắp xếp dựa theo kết quả tính toán trên. Cần lưu ý rằng, phương án tối ưu nhất sẽ có giá trị F nhỏ nhất, đồng nghĩa với việc xếp hạng cao nhất.

7. Trong các phương án ISR đề xuất, thông tin về trình tự thao tác sẽ hiển thị chi tiết trên giao diện của hệ thống DMCS để điều hành viên có thể giám sát, điều khiển lưới điện phân phối. Theo phương trình (1), sáu chỉ số hiệu quả được nhóm tác giả lựa chọn, sử dụng làm dữ liệu đầu vào để giải hàm mục tiêu F . Thông tin về sáu chỉ số này được mô tả cụ thể như sau:

- Vượt ngưỡng dòng điện vận hành PFLV:

$$PI_{PFLV} = W_{PFLV} \times \sum_1^m (S_{\text{quá tải}})^2 \quad (2)$$

Với m là số lượng phân đoạn được xem xét, và W_{PFLV} là trọng số của chỉ số hiệu quả đại diện cho vấn đề vận hành vượt ngưỡng dòng điện cho phép của thiết bị/phân đoạn. Nếu không có phân đoạn nào bị quá tải thì $S_{\text{quá tải}} = 0$; ngược lại, trong xuất hiện trường hợp quá tải thì công suất quá tải được xác định như sau:

$$S_{\text{quá tải}} = (P_{\text{tính toán}}) - (P_{\text{cho phép vận hành}})$$

Trong đó, $P_{\text{tính toán}}$ được lấy từ kết quả tính toán trào lưu công suất gần nhất và $P_{\text{cho phép vận hành}}$ là ngưỡng công suất tối đa cho phép vận hành của thiết bị/phân đoạn.

- Vượt ngưỡng điện áp vận hành BVLV:

$$PI_{BVLV} = W_{BVLV} \times \sum_1^n (\Delta V_{\text{vượt ngưỡng}})^2 \quad (3)$$

Với n là số nút trong lưới điện phân phối và W_{BVLV} là trọng số của chỉ số hiệu quả đại diện cho vấn đề vận hành vượt ngưỡng điện áp. Nếu điện áp nút tính toán cao hơn hoặc thấp hơn điện áp định mức thì độ chênh lệch điện áp $\Delta V_{\text{vượt ngưỡng}}$ được tính theo công thức:

$$\Delta V_{\text{vượt ngưỡng}} = |(V_{\text{tính toán}}) - (V_{\text{cho phép vận hành}})|$$

Trong trường hợp điện áp nút vẫn nằm trong giới hạn cho phép thì $\Delta V_{\text{vượt ngưỡng}} = 0$.

- Lượng công suất bị mất LOP: Sau khi phân đoạn sự cố được định vị, công cụ FLISR sẽ thực hiện tính toán chỉ số PI LOP bằng cách xác định tổng số máy biến áp bị mất điện theo phương trình (4):

$$PI_{LOP} = W_{LOP} \times (LOP_{\text{máy biến áp bị mất điện}}) \quad (4)$$

Với $LOP_{\text{máy biến áp bị mất điện}}$ là lượng công suất tương ứng với từng máy biến áp phân phối bị mất do ảnh hưởng của sự cố; và W_{LOP} là trọng số của chỉ số hiệu quả đại diện cho mức độ quan trọng của lượng công suất bị mất khi sự cố xảy ra.

Số khách hàng mất điện IC: Được xác định trong phương trình (5) và dựa vào số lượng máy biến áp bị mất điện kết hợp với thông tin về số lượng khách hàng của hệ thống quản lý mất điện OMS.

$$PI_{IC} = W_{IC} \times (N_{\text{khách hàng}}) \quad (5)$$

Với $N_{\text{khách hàng}}$ là số khách hàng bị mất điện và W_{IC} là trọng số của chỉ số hiệu quả đại diện cho số khách hàng mất điện khi sự cố xảy ra.

Số lần thao tác đóng cắt NSS: Theo phương pháp FLISR đề xuất, số bước thao tác làm một trong những vấn đề quan trọng khi xem xét phương án cô lập sự cố và khôi phục cung cấp điện nhằm đảm bảo thời gian xử lý sự cố nhanh, đáp ứng yêu cầu vận hành. Phương trình (6) biểu diễn cách xác định chỉ số hiệu quả:

$$PI_{NSS} = W_{NSS} \times \text{Số lượng bước thao tác} \quad (6)$$

Với W_{NSS} là trọng số của chỉ số hiệu quả đại diện cho số lần thao tác đóng cắt.

Dòng ngắn mạch tính toán vượt ngưỡng bảo vệ chỉnh định PRV: Do có sự thay đổi về cấu trúc của lưới điện phân phối cũng như sự tham gia khôi phục cung cấp điện của nguồn phân tán DG, việc thực hiện phân tích ngắn mạch và so sánh với thông số cài đặt hiện hữu của các relay bảo vệ OCR/DOCR, recloser sẽ được công cụ FLISR thực hiện trong bước ISR. Nếu giá trị dòng ngắn mạch tính toán nhỏ nhất sau khi phân tích ngắn mạch lớn hơn các thông số cài đặt hiện hữu, công cụ FLISR sẽ thông báo hệ thống bảo vệ có nguy cơ mất tính phối hợp. Ngược lại, công cụ FLISR sẽ thông tin rằng hệ thống bảo vệ vẫn đảm bảo tính phối hợp mặc dù lưới điện phân phối có tích hợp DG đã chuyển sang cấu trúc mới. Tuy nhiên, độ tin cậy của hệ thống bảo vệ vẫn bị giảm so với khi hoạt động với cấu trúc lưới điện ban đầu và có thể dẫn đến các hiện tượng tác động nhầm giữa các relay bảo vệ OCR/DOCR hoặc recloser.

$$PI_{PRV} = W_{PRV} \times \sum_1^n (FC_{\text{tính toán}} - FC_{\text{chỉnh định hiện hữu}}) \quad (7)$$

Trong đó, $FC_{\text{tính toán}}$ là dòng điện ngắn mạch tính toán nhỏ nhất tương ứng với cấu trúc lưới điện mà phương án khôi phục cung cấp điện đưa ra. $FC_{\text{chỉnh định hiện hữu}}$ là giá trị ngưỡng bảo vệ cài đặt hiện hữu

của các relay bảo vệ OCR/DOCR; và W_{PRV} là trọng số của chỉ số hiệu quả đại diện cho vấn đề phối hợp giữa các thiết bị bảo vệ với nhau sau khi lưới điện thay đổi cấu trúc.

ỨNG DỤNG PHẦN MỀM E-TERRA TRONG MÔ PHÒNG PHƯƠNG PHÁP FLISR TRÊN LƯỚI ĐIỆN PHÂN PHỐI CÓ TÍCH HỢP NGUỒN PHÁT PHÂN TÁN

Sơ đồ đơn tuyến của lưới điện phân phối có tích hợp các nguồn phát phân tán được biểu diễn trong Hình 4. Trong sơ đồ này, lưới điện phân phối sẽ được phân chia thành ba vùng phụ tải, được cấp nguồn từ hai trạm biến áp 110/22kV (một trạm có công suất 16MVA và trạm còn lại có công suất 63MVA) cùng hai nguồn phát phân tán (một loại là RBDG có công suất 25MVA và một loại IBDG có công suất phát 1MVA). Ngoài ra, sáu thiết bị đóng cắt có tải hoặc các recloser thường mở sẽ được sử dụng để liên kết các tuyến dây 22kV liên kế hoặc các nguồn phát DG. Các thiết bị này được ký hiệu là REC02, REC03, REC07, REC1, LBS01 và LBS02. Ngoài ra, các ký hiệu khác như “LC”, “RC” lần lượt cho biết các thiết bị đóng cắt là loại được điều khiển tại chỗ hoặc từ xa.

Một điểm cần lưu ý rằng, để đảm bảo độ tin cậy của những phương án khôi phục cung cấp điện, nguồn DG (IBDG và RBDG) được giả sử rằng đã đáp ứng đầy đủ các tiêu chí nêu tại nghiên cứu của Payasi et al. (2011)²¹. Theo đó, tác giả đã lựa chọn công nghệ nguồn PVS-BESS (loại nguồn IBDG) và hệ thống máy phát điện công suất lớn (loại nguồn RBDG) để tích hợp vào LĐPP trong nghiên cứu này. Công suất lắp đặt của những nguồn DG này được tác giả lựa chọn không chỉ để đảm bảo cung cấp điện cho phụ tải cục bộ trong nhiều giờ mà còn có thể hỗ trợ khôi phục cung cấp điện cho LĐPP trong ít nhất một giờ. Khi sự cố xảy ra, các nguồn phát DG có thể được sử dụng như nguồn điện phụ trợ cho công tác khôi phục cung cấp điện cho các phụ tải bằng cách đóng recloser thường mở REC07. Trong các phương án khôi phục cung cấp điện, các thiết bị có thể thao tác từ xa được ưu tiên sử dụng để giảm thời gian chuyển tải từ tuyến dây bị sự cố đến các tuyến dây lân cận. Như đã thể hiện trong Hình 4, nếu có sự cố xảy ra trên tuyến dây 03 của trạm biến áp 01 thì các thiết bị đóng cắt thường mở như REC02, REC03 hoặc REC07 sẽ được đề xuất đóng lại trong các phương án SR. Tương tự, nếu sự cố xảy ra cả trên tuyến dây 01 hoặc tuyến dây 02 của trạm biến áp 02 hoặc cả tại điểm kết nối chung PCC của các nguồn phát DG vào lưới điện phân phối, trạm biến áp 01 sẽ được xem xét như một phương án khôi

phục cung cấp điện thay thế. Thêm vào đó, nếu sự cố xảy ra trên tuyến dây 02 của trạm biến áp 01 thì recloser REC11 sẽ được đề xuất đóng lại để chuyển tải trong phương án SR.

Các kịch bản sự cố trên lưới điện phân phối 22kV có tích hợp nguồn phát phân tán DG

Trong nghiên cứu này, sơ đồ lưới điện phân phối 22kV có tích hợp nguồn phát DG được sử dụng để đánh giá phương pháp FLISR do nhóm tác giả đề xuất. Bởi vì các nguồn phát DG liên kết với lưới điện phân phối truyền thống thông qua điểm đấu nối chung (PCC), khi xuất hiện sự cố tại bất kỳ tuyến dây nào thuộc trạm biến áp 01 hoặc 02, các nguồn DG có thể được huy động để khôi phục cấp điện cho một phần phụ tải bằng cách đóng lại recloser thường mở REC07 ngay sau khi sự cố đã được cô lập. Các kịch bản mô phỏng sau đây chủ yếu tập trung đến các trường hợp sự cố xảy ra trên tuyến dây 03 thuộc trạm biến áp 01 (bao gồm năm trường hợp sự cố được ký hiệu là F1, F2, F3, F4 và F5). Trong đó, các sự cố F1, F2, F3 lần lượt tương ứng với các vị trí sự cố giữa CB03 và REC01, giữa REC01 và REC04, giữa REC04 và REC05. Sự cố F4 xảy ra tại vị trí giữa REC05 và REC07 và sự cố F5 xảy ra tại điểm PCC – vị trí liên kết giữa các nguồn phát DG với lưới điện phân phối. Tất cả các dạng sự cố (như sự cố pha-đất, hai pha chạm nhau, hai pha chạm đất, ba pha chạm đất) sẽ được mô phỏng đầy đủ tại năm vị trí từ F1 đến F5 trên lưới điện có tích hợp nguồn phát DG để đánh giá tổng thời gian công cụ FLISR xử lý từ khi phát hiện sự cố đến khi các phụ tải bị ảnh hưởng mất điện được khôi phục cung cấp điện.

KẾT QUẢ MÔ PHÒNG CÁC KỊCH BẢN SỰ CỐ

Vị trí sự cố F1

Khi sự cố xảy ra tại vị trí F1, hệ thống DMCS sẽ ghi nhận thông tin về sự cố, bao gồm các tín hiệu “Bảo vệ tác động” và trạng thái “Mở” của máy cắt do relay bảo vệ OCR tại CB03 truyền về. Kết quả là sự cố F1 làm mất điện cho toàn bộ khách hàng trên tuyến dây 03 của trạm biến áp 01. Việc sử dụng các tín hiệu “Bảo vệ tác động” từ các RTU/GW lắp đặt tại máy cắt và recloser trên tuyến dây 03 sẽ hỗ trợ định vị vị trí sự cố nhanh chóng và chính xác. Cụ thể hơn, công cụ FLISR sẽ kết hợp các tín hiệu trạng thái vận hành của CB03 và REC01, các tín hiệu cảnh báo mất áp với các tín hiệu bảo vệ tác động từ relay bảo vệ OCR của CB03 làm các thông số đầu vào để xác định vị trí sự cố tại phân đoạn F1. Tuy nhiên, để phục vụ hiệu quả cho bước khôi phục cung cấp điện thì song song với việc

định vị vùng sự cố, công cụ FLISR cũng sẽ xác định vùng bị ảnh hưởng mất điện bởi sự cố. Đối với sự cố tại F1, sau khi xem xét trạng thái của CB03 và REC01, vùng mất điện được hệ thống DMCS xác định là phía sau CB03. Do tín hiệu bảo vệ tác động không xuất hiện tại REC01, vị trí sự cố nhanh chóng được xác định nằm trên phân đoạn giữa CB03 và REC01. Ngay sau khi định vị sự cố F1, công cụ FLISR sẽ thực hiện đồng thời bước cô lập sự cố và bước tìm phương án khôi phục cung cấp điện.

Kết quả thực hiện theo phương pháp FLISR được thể hiện trong Bảng 2 và Bảng 3. Khi áp dụng phương pháp FLISR để xuất, tổng thời gian xử lý tính từ khi phát hiện sự cố đến khi các phương án cô lập sự cố và khôi phục cung cấp điện được đề xuất chỉ trong khoảng hai phút. Cần lưu ý rằng, độ tin cậy của phương pháp FLISR phụ thuộc nhiều vào sự chính xác của dữ liệu và mạng truyền thông của hệ thống DMCS và các thiết bị có liên quan. Như thể hiện trong Bảng 3, các hệ số hiệu quả PI như NSS, LOP, IC và PRV sẽ quyết định thứ hạng các phương án cô lập và khôi phục cung cấp điện ISR. Một điểm cần lưu ý chính là phương án ISR có tổng chỉ số PI nhỏ nhất sẽ được xếp hạng ưu tiên cao nhất. Trong Bảng 2, liên quan đến sự cố F1, điện áp tại các nút và khả năng mang tải của các phương án chuyển tải vẫn nằm trong phạm vi cho phép nên các chỉ số PFLV và BVLV thể hiện tại Bảng 3 có giá trị bằng không. Bên cạnh đó, phương án ISR thứ ba có số lần thao tác thiết bị nhiều hơn hai phương án còn lại. Như vậy, tuy các phương án ISR đề xuất có cùng kết quả là thỏa mãn điều kiện ràng buộc thứ nhất nhưng lại khác nhau ở điều kiện ràng buộc thứ hai. Điều này ảnh hưởng đến kết quả xếp hạng các phương án. Mặt khác, cả ba phương án ISR đều cho kết quả chỉ số PI PFLV, BVLV, LOP và IC như nhau. Nguyên nhân xuất phát từ việc lắp đặt các RTU/GW và các bộ chỉ báo sự cố FI trên tuyến dây cũng như việc giới hạn về số lượng relay bảo vệ có tích hợp chức năng SCADA.

Vị trí sự cố F2

Khi xuất hiện sự cố tại vị trí F2, tín hiệu “Bảo vệ tác động” và trạng thái “Mở” của REC01 sẽ được hệ thống DMCS ghi nhận lại. Theo mô phỏng, sự cố tại F2 gây mất điện cho 6096 khách hàng phía sau REC01. Sự cố tại F2 được REC01 phát hiện và tác động để cô lập. Chi tiết hơn, chức năng bảo vệ quá dòng tích hợp trong REC01 đã thực hiện tác động cắt nhanh dòng sự cố trong khoảng 3,75 chu kỳ (tương ứng 75 mili-giây). Thông qua việc xem xét kết hợp các tín hiệu trạng thái và các tín hiệu bảo vệ tác động truyền từ các RTU tích hợp trong các recloser, vị trí sự cố được xác định là

trên phân đoạn giữa REC01 và REC04. Ngay sau khi vị trí sự cố được định vị, công cụ FLISR sẽ thực hiện đồng thời bước cô lập sự cố và bước tìm phương án khôi phục cung cấp điện. Kết quả mô phỏng được thể hiện trong Bảng 2 và Bảng 3 cho thấy tính khả thi khi áp dụng phương pháp FLISR vào lưới điện phân phối có tích hợp nguồn phát DG.

Vị trí sự cố F3

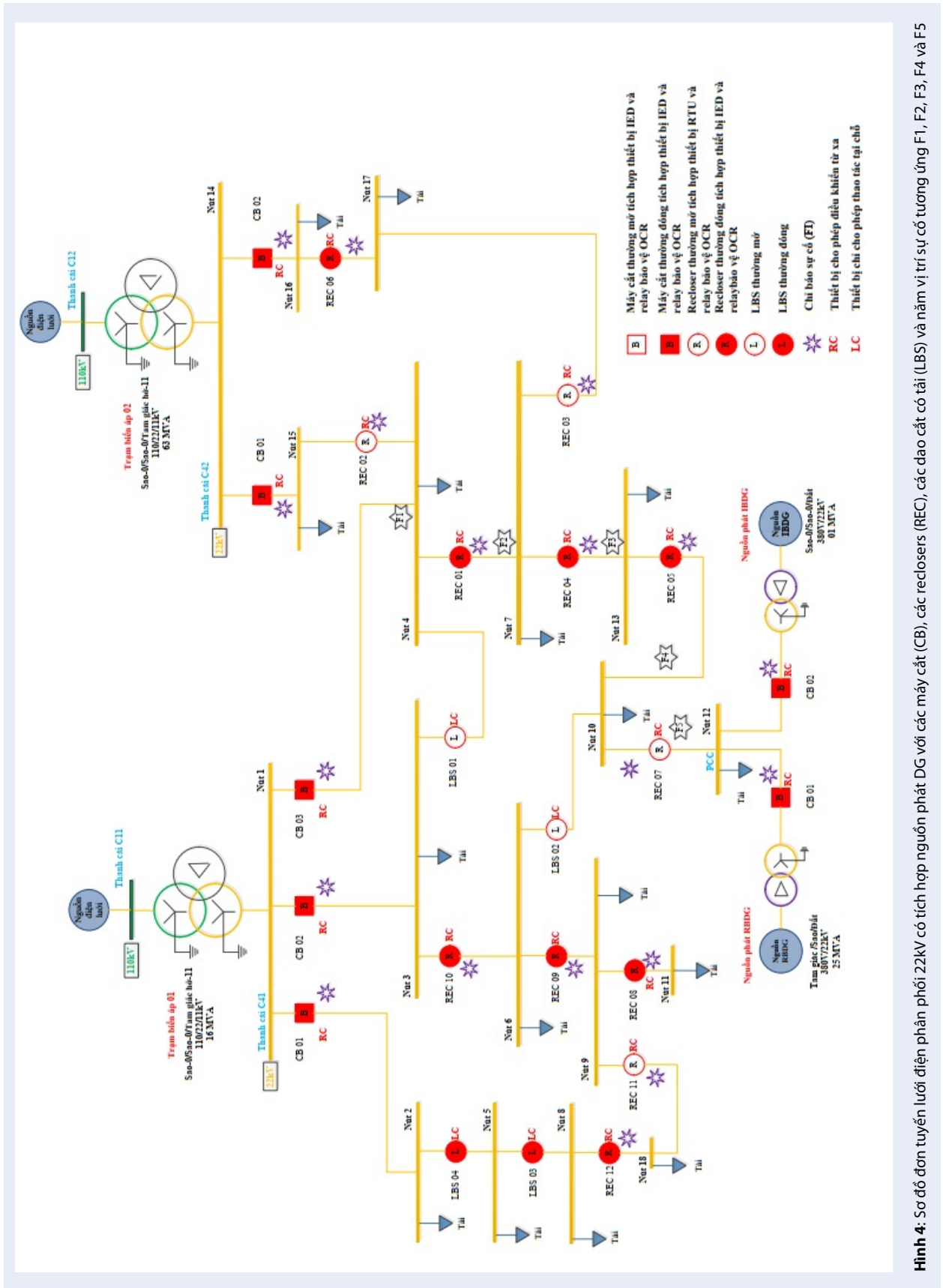
Khi xảy ra sự cố tại F3 trên tuyến dây 03, tín hiệu “Bảo vệ tác động” và tín hiệu trạng thái “Mở” của REC04 được hệ thống DMCS ghi nhận. Sự cố F3 làm mất điện 4720 khách hàng trên tuyến dây phía sau REC04. Tương tự trường hợp F2, sự cố cũng nhanh chóng được phát hiện và cách ly bởi REC04 trong 3,75 chu kỳ. Thông qua việc xem xét kết hợp các tín hiệu “Bảo vệ tác động” và trạng thái vận hành các thiết bị, vị trí sự cố được xác định nằm giữa REC04 và REC05. Tiếp theo, công cụ FLISR thực hiện tính toán để đề xuất phương án cô lập sự cố và khôi phục cung cấp điện như được thể hiện trong Bảng 2 và Bảng 3.

Vị trí sự cố F4 và F5

Khi sự cố xuất hiện tại F4 và F5, tín hiệu “Bảo vệ tác động” và tín hiệu trạng thái vận hành thiết bị vẫn được ghi nhận vào hệ cơ sở dữ liệu thời gian thực của hệ thống DMCS. Việc phát hiện và định vị sự cố vẫn do công cụ FLISR đảm nhiệm. Tuy nhiên, không có kết quả đề xuất phương án khôi phục cấp điện bởi vì phân đoạn sự cố nằm ở cuối tuyến dây.

THẢO LUẬN

Theo bảng kết quả, phương pháp FLISR do nhóm tác giả đề xuất đã đáp ứng yêu cầu về phát hiện, định vị và cô lập sự cố trong lưới điện phân phối có tích hợp DG. Theo đó, hàm mục tiêu gồm hai điều kiện ràng buộc thông qua sáu chỉ số hiệu quả PI sẽ được tính toán nhằm đưa vào các phương án ISR để xếp hạng. Cụ thể hơn, hai chỉ số hiệu quả PI gồm PFLV và BVLV cho thấy các phương án SR đã được kiểm tra khả năng vượt ngưỡng dòng điện, điện áp giới hạn. Bên cạnh đó, ba chỉ số hiệu quả PI là LOP, IC và NSS cung cấp những thông tin quan trọng về lượng công suất không thể khôi phục, số lượng khách hàng mất điện và số lượng bước thực hiện cho người vận hành trước khi đưa ra quyết định xử lý. Cuối cùng, chỉ số PRV cung cấp thông tin so sánh giữa giá trị dòng sự cố tính toán và trị số bảo vệ cài đặt hiện hữu tương ứng với những thay đổi về cấu trúc của lưới điện. Cần lưu ý rằng, các trị số bảo vệ cài đặt của relay quá dòng OCR/DOCR hoặc recloser phải được điều phối lại để đảm bảo tính phối hợp giữa các thiết bị bảo vệ trên lưới điện phân phối.



Hình 4: Sơ đồ đơn tuyến lưới điện phân phối 22kV có tích hợp nguồn phát DG với các máy cắt (CB), các reclosers (REC), các dao cắt có tải (LBS) và năm vị trí sự cố tương ứng F1, F2, F3, F4 và F5

Bảng 2: Các phương án có lập sự cố và khôi phục cấp điện cho năm kịch bản sự cố mô phỏng trên lưới điện phân phối có tích hợp nguồn phát phân tán DG

Xếp hạng	Số bước thao tác thiết bị	Trình tự thao tác thiết bị	Số khách hàng khôi phục	Số khách hàng mất điện	Công suất không phục (kW)	Khả năng mang tải tối đa (%)	Điện áp tối thiểu và tối đa tại các nút (%)
1. Vị trí sự cố tại F1							
1	2	Bước 1: Mở REC01 để có lập sự cố; Bước 2: Đóng REC07 để khôi phục cấp điện cho phụ tải phía sau từ hai tuyến kế cận là tuyến 01 với nguồn RBDG và tuyến 02 với nguồn IBDG;	6096	1179	635.74	67	98.13~100.15
2	2	Bước 1: Mở REC01 để có lập sự cố; Bước 2: Đóng REC03 để khôi phục cấp điện cho phụ tải phía sau từ tuyến dây 02 kế cận thuộc trạm biến áp 02;	6096	1179	635.74	65.7	96.9~98
3	4	Bước 1: Mở REC04 để có lập sự cố; Bước 2: Đóng REC07 để khôi phục cấp điện từ hai tuyến kế cận là tuyến 01 với nguồn RBDG và tuyến 02 với nguồn IBDG; Bước 3: Mở REC01 để có lập sự cố; Bước 4: Đóng REC03 để khôi phục cấp điện cho phụ tải phía sau từ tuyến dây 02 kế cận thuộc trạm biến áp 02;	6096	1179	635.74	55.3	96.5~97.3
2. Vị trí sự cố tại F2							
1	2	Bước 1: Mở REC04 để có lập vùng sự cố; Bước 2: Đóng REC07 để khôi phục cấp điện từ hai tuyến kế cận là tuyến 01 với nguồn RBDG và tuyến 02 với nguồn IBDG;	3629	2467	647.57	47	98.2~100.1
3. Vị trí sự cố tại F3							
1	2	Bước 1: Mở REC05 để có lập vùng sự cố; Bước 2: Đóng REC07 để khôi phục cấp điện từ hai tuyến kế cận là tuyến 01 với nguồn RBDG và tuyến 02 với nguồn IBDG;	2467	2253	647.57	57.4	97.42~100.24
4. Vị trí sự cố tại F4 và F5							
		Không có phương án ISR					
		Không có phương án ISR					

Bảng 3: Các chỉ số PI tương ứng với các phương án ISR của từng kịch bản sự cố trên lưới điện phân phối tích hợp DG

Sự cố	Các phương án cô lập sự cố và khôi phục cung cấp điện	Tổng PI	NSS PI	PFLV PI	BVLV PI	LOP PI	IC PI	PRV PI
Sự cố F1	Phương án ISR được xếp hạng đầu tiên căn cứ vào số khách hàng không chuyển tải được và số lần thao tác ít nhất.	2117	20	0	0	635	1179	283
	Phương án ISR được xếp hạng thứ hai căn cứ vào số khách hàng không chuyển tải được và số lần thao tác ít nhất.	2181	20	0	0	635	1179	347
	Phương án ISR được xếp hạng thứ ba căn cứ vào số khách hàng không chuyển tải được và số lần thao tác ít nhất.	2569	40	0	0	635	1179	715
Sự cố F2	Xếp hạng phương án ISR căn cứ vào số khách hàng không chuyển tải được và số lần thao tác ít nhất.	4247	20	0	0	647	2476	1104
Sự cố F3	Xếp hạng phương án ISR căn cứ vào số khách hàng không chuyển tải được và số lần thao tác ít nhất.	4905	20	0	0	647	2253	1985
Sự cố F4	Không có phương án ISR							
Sự cố F5	Không có phương án ISR							

Theo kết quả mô phỏng trong Bảng 2 và Bảng 3, phương án ISR ưu tiên sử dụng nguồn phát DG để khôi phục cung cấp điện cho phụ tải trên lưới điện phân phối. Một trong những lý do chính là các nguồn RBDG và IBDG tích hợp vào hệ thống tại vị trí cuối tuyến dây sẽ ít ảnh hưởng đến vấn đề phối hợp bảo vệ của các relay bảo vệ OCR/DOCR hoặc recloser. Cuối cùng, tương ứng với mỗi phương án ISR, dòng công suất và điện áp nút sẽ được đánh giá và đưa ra những cảnh báo cho người vận hành khi các giá trị tính toán vượt quá giới hạn.

KẾT LUẬN

Phương pháp FLISR phát triển cho lưới điện phân phối có tích hợp DG sử dụng các tín hiệu tác động của relay bảo vệ quá dòng OCR/DOCR kết hợp với trạng thái các thiết bị đóng cắt, và tình trạng lưới điện (bao gồm tín hiệu báo mất áp và giá trị dòng sự cố) để nhanh chóng phát hiện, định vị vị trí sự cố trên lưới điện phân phối có nguồn phân tán DG. Khi đã xác định được phân đoạn sự cố, các thiết bị đóng cắt phía trước và phía sau gần nhất với vùng sự cố sẽ được đề xuất mở để cô lập vùng sự cố. Với các kịch bản sự cố khác nhau, tất cả các phương án ISR khả thi sẽ được xếp hạng theo các tiêu chí như tối đa số khách hàng được khôi phục cung cấp điện và tối thiểu hóa số bước

thao tác để cải thiện tốc độ xử lý sự cố. Hơn nữa, các phương án ISR ưu tiên tìm kiếm các nguồn phát DG được tích hợp trên lưới điện như nguồn phụ trợ trước khi xem xét chuyển tải cho các tuyến dây lân cận.

Nghiên cứu này đưa ra năm kịch bản mô phỏng sự cố khác nhau trên lưới điện phân phối có DG nhằm mục đích nhấn mạnh các ưu điểm của phương pháp FLISR, như là: chỉ ra được nguy cơ mất tính phối hợp giữa các thiết bị bảo vệ thông qua chỉ số hiệu quả PRV; thực hiện việc cô lập sự cố và khôi phục cung cấp điện bằng cách giảm hàm mục tiêu với hai ràng buộc chính (tối đa hóa số khách hàng khôi phục cấp điện và tối thiểu số bước thao tác) cùng với sáu chỉ số hiệu quả PI; và tổng thời gian xử lý (bao gồm phát hiện, định vị, cô lập sự cố và xếp hạng các phương án chuyển tải) dưới hai phút.

DANH MỤC CÁC TỪ VIẾT TẮT

- AMR:** Automatic Meter Reading – Thiết bị đo đếm nâng cao
- BVLV:** Bus Voltage Violation – Chỉ số đánh giá mức độ vượt ngưỡng của điện áp đang vận hành
- CB:** Circuit Breaker – Máy cắt đầu nguồn. Thiết bị đóng cắt có khả năng cắt dòng sự cố và được trang bị relay bảo vệ OCR. Máy cắt được đặt tại đầu mỗi tuyến dây để cấp nguồn và bảo vệ cho toàn bộ tuyến dây.

DG: Distributed Generator – Nguồn phát phân tán
DMCS: Distribution Management and Controlled System – Hệ thống quản lý và điều khiển phân tán
DN: Distribution Network – Lưới điện phân phối
C-DMCS: Centralized - Distribution Management and Controlled System- Mô hình hệ thống điều khiển quản lý và điều khiển DMCS kiểu tập trung
D-DMCS: Decentralized - Distribution Management and Controlled System- Mô hình hệ thống điều khiển quản lý và điều khiển DMCS kiểu phân tán
DMS: Distribution Management System – hệ thống quản lý lưới điện phân phối
DOCR: Directional Overcurrent Relay – Relay bảo vệ quá dòng có hướng
DTOC: Definite Time Over-Current – Nguyên lý bảo vệ quá dòng với đặc tuyến thời gian độc lập
FCL: Fault Current Limiter – Thiết bị giới hạn dòng sự cố
FDLI: Fault Detection, Location, Isolation – Phát hiện, định vị và cách ly sự cố
FES: Front End Server – Máy chủ kết nối đến các thiết bị đầu cuối
FI: Fault Indicator- Bộ chỉ báo sự cố
FLISR: Fault Location, Isolation and Service Restoration – Phát hiện, định vị, cách ly sự cố và khôi phục cung cấp điện
IBDG: Inverter-based DG – Nguồn phát phân tán dựa trên nguyên lý biến đổi công suất
IC: Interrupted Customers – Chỉ số đánh giá dựa trên số lượng khách hàng bị mất điện
IDMTOC: Inverse Definite Minimum Time Over-Current- Nguyên lý bảo vệ quá dòng với đặc tuyến thời gian phụ thuộc
IED: Intelligent Electronic Device – Thiết bị điện tử thông minh
ISD: Inter-site Data – Giao thức kết nối nội bộ giữa các máy chủ của phần mềm E-terra
ISR: Isolation and Service Restoration – Phương án cô lập và khôi phục cung cấp điện
LBS: Load Break Switch – Thiết bị đóng cắt có tải trên lưới điện phân phối đi nổi. Do thiết bị LBS không được trang bị relay bảo vệ và cũng không có khả năng cắt dòng ngắn mạch nên chỉ có thể nhận biết sự cố qua các bộ FI tích hợp và thực hiện phân đoạn hoặc chuyển tải sau khi dòng sự cố đã được cắt bởi các thiết bị khác như máy cắt hoặc recloser
LOP: Loss of Power – Chỉ số đánh giá phần công suất bị mất. Phần công suất bị mất do không chuyển tải được
LVRT: Low Voltage Ride Through – chức năng cho phép nguồn phát phân tán vẫn giữ kết nối khi xuất hiện điện áp thấp trên lưới. Chức năng này giúp tránh

trình trạng các nguồn phát phân tán ngắt kết nối hàng loạt khi xuất hiện sự cố trên lưới điện phân phối
MAS: Multi-Agent System – Hệ thống đa thành phần
OCR: Overcurrent Relay – Relay bảo vệ quá dòng
NSS: Numbers of Switching Steps – Chỉ số đánh giá dựa trên số lần thao tác đóng/cắt thiết bị
P2P: Peer to Peer – Đặc tính vận hành thể hiện cơ chế kết nối của của nguồn phát phân tán với lưới điện phân phối
P&P: Plug and Play – Đặc tính vận hành thể hiện vị trí lắp đặt của nguồn phát phân tán trong lưới điện phân phối
PCC: Point of Common Coupling – Điểm kết nối chung. Vị trí các nguồn DG kết nối với lưới điện phân phối
PFLV: Power Flow Violations – Chỉ số đánh giá mức độ vượt ngưỡng của dòng điện đang vận hành
PI: Performance Indices – Chỉ số hiệu quả. Phần mềm E-terra sử dụng một bộ gồm nhiều chỉ số PI theo các tiêu chí khác nhau để thực hiện đánh giá và xếp hạng các phương án xử lý
PRV: Protection Validation – Chỉ số đánh giá dựa trên mức độ mà dòng ngắn mạch tính toán vượt ngưỡng bảo vệ chính định
RBDG: Rotating-based DG – Nguồn phát phân tán chứa phân tử quay
REC: Recloser – Thiết bị đóng cắt có chức năng tự đóng lại trên lưới điện phân phối đi nổi. Do các recloser có trang bị relay bảo vệ OCR cùng khả năng cắt ngắn mạch nên ngoài chức năng phân đoạn, chuyển tải thì các thiết bị này có thể được sử dụng để phát hiện và cắt sự cố nhằm bảo vệ cho lưới điện.
RTU/GW: Remote Terminal Unit/Gateway – Thiết bị thu thập dữ liệu đầu cuối
SCADA: Supervisory Control and Data Acquisition – Hệ thống giám sát, điều khiển và thu thập dữ liệu

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 CÁC TÁC GIẢ

Lê Duy Phúc, Bùi Minh Dương và Đoàn Ngọc Minh đưa ra ý tưởng viết bài, đóng góp diễn giải phương pháp thực hiện, kết quả mô phỏng, những phân tích, thảo luận của nghiên cứu và viết bản thảo.

Đoàn Ngọc Minh, Huỳnh Công Phúc và Nguyễn Thanh Hoan tham gia thu thập dữ liệu, chạy kết quả mô phỏng và kiểm tra lại chính tả, kết quả của bài viết. Trần Nguyễn Khang, Bành Đức Hoài và Đoàn Ngọc Minh tham gia hỗ trợ thu thập dữ liệu, kiểm tra lại bài viết, đóng góp phần tổng quan và kết luận của bài viết.

TÀI LIỆU THAM KHẢO

- Bui DM, et al. Investigate dynamic and transient characteristics of microgrid operation and develop a fast-scalable-adaptable algorithm for fault protection system. *Electric Power Systems Research*. 2015;120:214–233. Available from: <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2014.04.003>.
- Bui DM, Chen SL. Fault protection solutions appropriately proposed for ungrounded low-voltage AC microgrids: Review and proposals. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2017;75:1156–1174. Available from: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.11.097>.
- Lien KY, et al. A novel fault protection system using communication-assisted digital relays for AC microgrids having a multiple grounding system. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*. 2016;78:600–625. Available from: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2015.12.019>.
- Tan Z, et al. Simplified Model of Distribution Network based on Minimum Area and its Application. In *Proceedings of the China International Conference on Electricity Distribution (CICED) 2012*, Shanghai, China. 2012;.
- Lu X. Study on Distribution Network Fault Location Based on Fault Indicator. Master's Thesis, Electrical and Automation Institute of Tianjin University, Tianjin, China. 2011;.
- Tan Z, et al. An accurate fault location method of smart distribution network. In *Proceedings of the 2014 China International Conference on Electricity Distribution (CICED)*, Shenzhen, China. 2014;.
- Phuc LD. FLISR approach for smart distribution networks using E-terra software-A case study. *Energies*. 2018;p. 3333. Available from: <https://doi.org/10.3390/en11123333>.
- Nikkhajoie H, and Lasseter R.H. Microgrid protection. *The Power Engineering Society General Meeting*. 2007;p. 1–6. Available from: <https://doi.org/10.1109/PES.2007.385805>.
- Nikkhajoie H, and Lasseter R.H. Microgrid fault protection based on symmetrical and differential current components. *Public Interest Energy Research California Energy Commission*. 2006;.
- Firouz Y, Lobry J, Vallée F, and Durieux O. Numerical comparison of the effects of different types of distributed generation units on overcurrent protection systems in MV distribution grid. *Int J Renew Energy*. 2014;69:271–283. Available from: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2014.03.035>.
- Sortomme E, Mapes GJ, Foster BA, Venkata SS. Fault analysis and protection of a microgrid. *Proc. The 40th North Amer. Power Symposium, Calgary*. 2008;p. 1–6. Available from: <https://doi.org/10.1109/NAPS.2008.5307360>.
- Esrreraig M, and Mitra J. Microgrid protection using system observer and minimum measurement set. *Int Trans Electr Energ Syst*. 2015;25:607–622. Available from: <https://doi.org/10.1002/etep.1849>.
- Bui DM. Simplified and automated fault-current calculation for fault protection system of grid-connected low-voltage AC microgrids. *International Journal of Emerging Electric Power Systems*;18(2):2017. Available from: <https://doi.org/10.1515/ijepes-2017-0011>.
- Laaksonen HJ. Protection principles for future microgrids. *IEEE Trans. Power Electron*. 2010;25(12):2910–2918. Available from: <https://doi.org/10.1109/TPEL.2010.2066990>.
- Lasseter RH. Microgrids. in *Proc. IEEE Power Eng. Soc. Winter Meet*. 2002;1:305–308.
- Siirto O, Kuru J, v M. Fault location, isolation and restoration in a city distribution network. In *Proceedings of the 2014 Electric Power Quality and Supply Reliability Conference (PQ)*, Rakvere, Estonia. 2014;Available from: <https://doi.org/10.1109/PQ.2014.6866843>.
- Angelo C, Selezan P. Technologies of the self-healing grid. In *Proceedings of the 22nd International Conference on Electricity Distribution, CIGRE 2013*, Stockholm, Sweden. 2013;Available from: <https://doi.org/10.1049/cp.2013.0968>.
- Coster E, Kerstens W, Berry T. Self-healing distribution networks using smart controllers. In *Proceedings of the 22nd International Conference on Electricity Distribution, CIGRE 2013*, Stockholm, Sweden. 2013;Available from: <https://doi.org/10.1049/cp.2013.0603>.
- Nagata T, Sasaki H. A multi-agent approach to power system restoration. *IEEE Trans. Power Syst*. 2002;17:457–462. Available from: <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2002.1007918>.
- Nordman M, Lehtonen M. An agent concept for managing electrical distribution networks. *IEEE Trans. Power Deliv*. 2005;20:696–703. Available from: <https://doi.org/10.1109/TPWRD.2004.843493>.
- Payasi RP, Singh AK, Singh D. Review of distributed generation planning: objectives, constraints, and algorithms. *International journal of engineering, science and technology*. 2011;Available from: <https://doi.org/10.4314/ijest.v3i3.68430>.

A FLISR approach for distribution networks integrated distributed generators

Phuc Le Duy^{1,2,*}, Duong Bui Minh³, Minh Doan Ngoc¹, Phuc Huynh Cong¹, Hoai Banh Duc¹, Hoan Nguyen Thanh¹, Khang Tran Nguyen¹



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

ABSTRACT

The penetration of distributed generators (DGs) into the distribution networks (DNs) greatly improves the reliability of electricity supply and reduces power loss. However, the operation of these DGs can also make the protection of distribution network more complex. This paper will examine the effects of two DG types on the protection of DN by analyzing the solution called Fault Location, Isolation and Service Restoration (FLISR). The FLISR approach considers DGs as auxiliary sources for the post-fault restoration plans in order to minimize the number of interrupted customers and unserved energy. Moreover, the combination of setting value of the over current relay and the statuses of switching device and the loss voltage warning signal are used to detect and identify types of incidents in the distribution network with DGs. A two-constrained objective function will be solved to find possible plans for fault isolation and service restoration. There are six performance indices (PIs) selected for post-fault service restoration processing. The simulation results for the 22kV distribution network with integrated DG were performed by using E-terra software to validate this FLISR approach. To be concluded, the FLISR approach well adapt to the integration of DG into the DN and also helps to identify risks from false protection-coordination. On the other hand, it also helps to quickly detect and identify types of incidents as well as evaluate service restoration plans after incidents of distribution network with DGs less than two minutes.

Key words: Distributed generation, fault detection, fault location, fault isolation, service restoration, distribution network

¹Ho Chi Minh City Power Corporation, Vietnam

²Institute of Engineering, Ho Chi Minh University of Technology (HUTECH), Vietnam

³German – Vietnamese University (VGU), Vietnam

Correspondence

Phuc Le Duy, Ho Chi Minh City Power Corporation, Vietnam

Institute of Engineering, Ho Chi Minh University of Technology (HUTECH), Vietnam

Email: phucl@hcmcp.com.vn

History

- Received: 15-6-2020
- Accepted: 21-12-2020
- Published: 31-12-2020

DOI : 10.32508/stdjet.v3i4.749



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 : Duy P L, Minh D B, Ngoc M D, Cong P H, Duc H B, Thanh H N, Nguyen K T. **A FLISR approach for distribution networks integrated distributed generators.** *Sci. Tech. Dev. J. – Engineering and Technology*; 3(4):542-557.