Tạp chí Phát triển Khoa học và Công nghệ – Kĩ thuật và Công nghệ, 4(2):782-805

Open Access Full Text Article

Bài nghiên cứu

Nghiên cứu phương pháp điều phối bảo vệ cho những relay bảo vệ quá dòng trên lưới điện phân phối có xem xét đến sự tích hợp của nguồn phân tán

Lê Duy Phúc[1,2,*], Bùi Minh Dương[3], Đoàn Ngọc Minh[1], Nguyễn Thanh Hoan[1], Huỳnh Công Phúc[1], Trần Nguyên Khang[1], Nguyễn Thanh Phương[2]

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

TÓM TẮT

Sự hiện diện của nguồn phân tán (DG-Distributed Generator) có thể ảnh hưởng đến độ tin cậy của những relay bảo vệ quá dòng (OCPR-Over-Current Protection Relay) khi hoạt động để bảo vệ lưới điện phân phối (LĐPP). Các đặc tính vận hành plug-and-play và peer-to-peer của nguồn DG đã làm thay đổi đáng kể giá trị cường độ dòng điện sự cố và là nguyên nhân chính dẫn đến những vấn đề mất phối hợp giữa các OCPR trên lưới. Do đó, việc điều phối những OCPR trên LĐPP cần xem xét đến những đặc tính vận hành của nguồn DG nhằm đảm bảo tính phối hợp hoạt động. Trong nghiên cứu này, một phương pháp tối ưu điều phối bảo vệ (OCPCO-Over-Current Protection Coordination Optimization) dành cho hệ thống bảo vệ của một LĐPP có tích hợp nguồn DG sẽ được giới thiệu. Cụ thể, phương pháp OCPCO này được phát triển dựa vào việc sử dụng kết quả phân tích ngắn mạch kết hợp với giải thuật tìm kiếm tối ưu GSA (GSA-Gravitational Search Algorithm) nhằm xác định các hệ số điều phối A, B, C và TDS (Time Dial Setting) của các relay bảo vệ quá dòng để có thể thích nghi với từng trạng thái vận hành của LĐPP có tích hợp nguồn DG, đặc biệt là sau khi LĐPP đã được tái cấu trúc để cách ly sự cố và khôi phục cung cấp điện. Dựa vào hàm mục tiêu về tổng thời gian phối hợp điều phối cho phép (CTI-Coordination Time Interval) giữa các OCPR liền kề nhau, phương án điều phối các trị số chỉnh định sẽ được đề xuất bởi công cụ OCPCO nhằm cập nhật đến từng OCPR dựa trên hạ tầng mạng truyền dẫn thông tin. Mô hình LĐPP được xây dựng bằng phần mềm ETAP dựa trên mô hình LĐPP thực tế và tích hợp thêm nguồn DG, để phục vụ cho việc kiểm tra tính đúng đắn của phương pháp OCPCO được đề xuất trong nghiên cứu này.

Từ khoá: Điều phối bảo vệ, relay bảo vệ quá dòng, lưới điện phân phối, nguồn phân tán, giải thuật GSA

[1]*Tổng công ty Điện lực Tp.HCM, Thành phố Hồ Chí Minh, Việt Nam*

[2]*Viện Kỹ Thuật, Trường Đại học Công Nghệ Tp.HCM (HUTECH), Thành phố Hồ Chí Minh, Việt Nam*

[3]*Bộ môn Điện và Kỹ thuật máy tính, Khoa Kỹ thuật, Trường Đại học Việt Đức (VGU), Bình Dương, Việt Nam*

Liên hệ

Lê Duy Phúc, Tổng công ty Điện lực Tp.HCM, Thành phố Hồ Chí Minh, Việt Nam

Viện Kỹ Thuật, Trường Đại học Công Nghệ Tp.HCM (HUTECH), Thành phố Hồ Chí Minh, Việt Nam

Email: phucld@hcmpc.com.vn

Lịch sử

- Ngày nhận: 05-9-2020
- Ngày chấp nhận: 31-3-2021
- Ngày đăng: 16-4-2021

DOI : 10.32508/stdjet.v4i2.764

Check for updates

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.

VNU-HCM Press

TỔNG QUAN VỀ VẤN ĐỀ NGHIÊN CỨU

Công nghệ nguồn phân tán DG ngày nay cho phép chuyển hóa nguồn nguyên liệu thành điện năng cung cấp cho phụ tải với chi phí tiết kiệm đáng kể so với nguồn điện truyền thống. Hơn thế nữa, chúng còn có thể hoạt động như một nguồn phát điện dự phòng với khả năng khôi phục cung cấp điện khi lưới điện phân phối xuất hiện sự cố. Tuy nhiên, sự hiện diện của những nguồn phân tán DG này gây ra những thách thức nhất định đến vấn đề bảo vệ hệ thống điện bởi vì những đặc trưng vận hành của chúng, chẳng hạn như sự thay đổi trạng thái vận hành đột ngột hoặc sự gián đoạn công suất phát do điều kiện thời tiết. Lấy ví dụ, khi sự cố xuất hiện trên LĐPP, nguồn RBDG (Rotating Based Distributed Generator) có khả năng đóng góp dòng điện sự cố lớn vào LĐPP; trong khi đó, nguồn IBDG (Inverter Based Distributed Generator) ngày nay được trang bị chức năng vượt qua điện áp thấp LVRT (Low Voltage Ride Through) hoặc bộ FCL (Fault Current Limiter) nhằm mục đích giảm thiểu giá trị dòng điện sự cố bơm vào LĐPP. Có thể thấy rằng, sự thay đổi về giá trị dòng điện sự cố được quan sát bởi những relay bảo vệ quá dòng (OCPR) trên LĐPP có thể ảnh hưởng đến tính phối hợp bảo vệ của chúng. Vì vậy, việc nghiên cứu phát triển phương pháp điều phối dành cho hệ thống bảo vệ của LĐPP có xem xét đến những đặc tính vận hành khác nhau của nguồn phân tán là cần thiết. Trong nghiên cứu này, phương pháp điều phối bảo vệ tự thích nghi dành cho LĐPP có tích hợp nguồn DG được tập trung phát triển dựa trên việc tự động tính toán và điều phối trị số bảo vệ quá dòng của các OCPR bằng giải thuật GSA tại thời điểm trước và sau khi LĐPP xuất hiện sự cố.

Tiếp theo, tổng quan về hướng tiếp cận, phương pháp điều phối bảo vệ áp dụng cho LĐPP có tích hợp nguồn DG trong những công trình đã công bố trước đây

Trích dẫn bài báo này: Phúc L D, Dương B M, Minh D N, Hoan N T, Phúc H C, Khang T N, Phương N T. **Nghiên cứu phương pháp điều phối bảo vệ cho những relay bảo vệ quá dòng trên lưới điện phân phối có xem xét đến sự tích hợp của nguồn phân tán.** *Sci. Tech. Dev. J. - Eng. Tech.;* 4(2):782-805.

được trình bày một cách tóm tắt. Lưu ý rằng, việc thiết kế giải thuật điều phối bảo vệ nhằm mục đích đảm bảo tính phối hợp hoạt động giữa chức năng bảo vệ chính – dự phòng của các OCPR với nhau trên LĐPP. Để đạt được điều này, OCPR chính sẽ thực hiện nhiệm vụ nhanh chóng phát hiện và cách ly kịp thời sự cố trong vùng bảo vệ đã được thiết kế, trước khi OCPR dự phòng hoạt động sau một khoảng thời gian trễ. Nói một cách khác, bằng cách điều phối các bộ trị số bảo vệ quá dòng (như giá trị ngưỡng dòng điện tác động cắt – $I_{tđ}$, dòng điện khởi động bảo vệ – $I_{kđ}$ và thời gian tác động $t_{tđ}$), các OCPR dễ dàng hoạt động theo chế độ dự phòng lẫn nhau. Khi bảo vệ chính vận hành không thành công, những bảo vệ dự phòng sẽ lập tức được kích hoạt để hoạt động sau một khoảng thời gian trễ. Việc này có thể được thực hiện bằng những giải thuật/phương pháp phối hợp bảo vệ dựa trên thời gian khởi động/tác động theo Loix T., Zamani MA. *et al.* (2009, 2011)[1,2]. Cụ thể, Loix T. *et al.* (2009)[1] đã phát triển một giải thuật nhằm phát hiện và xử lý các sự cố xảy ra trên LĐPP chứa nguồn DG. Trong tài liệu này, các tác giả đã sử dụng những mô-đun bảo vệ quá dòng truyền thống để phát hiện sự cố. Nếu sự cố không được phát hiện và cách ly kịp thời sau một khoảng thời gian nhất định, những chức năng bảo vệ của nguồn DG sẽ hoạt động để tách khỏi lưới chính. Bên cạnh đó, hướng của dòng điện sự cố và dạng sự cố cũng được xác định thông qua những giá trị điện áp/dòng điện tức thời cung cấp bởi các mô-đun bảo vệ. Khi xác định được hướng xuất phát của dòng điện sự cố, thời gian bảo vệ tác động sẽ được xác định tương ứng để áp dụng vào từng mô-đun bảo vệ cho đến khi sự cố được giải trừ. Ngoài ra, các tác giả cho rằng việc ứng dụng giải pháp mạng truyền thông có thể cải thiện tốc độ nhận dạng, xử lý thông tin của những mô-đun bảo vệ. Nghiên cứu của Zamani MA. *et al.* (2011)[2] đề xuất sử dụng OCPR để bảo vệ cho LĐPP có tích hợp DG ở hai chế độ vận hành nối lưới và tách lưới. Theo đó, mỗi OCPR sẽ vận hành với nhiều mô-đun chức năng như: mô-đun điều khiển đóng/cắt, mô-đun giao tiếp truyền thông, mô-đun bảo vệ quá dòng pha/đất, mô-đun bảo vệ dựa vào giá trị dòng điện thứ tự nghịch/thứ tự không và mô-đun quan sát hướng công suất. Mỗi mô-đun của từng OCPR sẽ đảm nhận nhiệm vụ bảo vệ cho từng phân đoạn của tuyến dây và đóng vai trò như một OCPR thứ cấp trong LĐPP (OCPR sơ cấp chính là các OCPR lắp đặt tại phía đầu nguồn). Ngoài ra, mỗi mô-đun bảo vệ dựa vào thành phần thứ tự nghịch/thứ tự không sẽ hoạt động dự phòng cho các mô-đun bảo vệ chính. Việc tính toán phối hợp bảo vệ giữa các thiết bị bên trong LĐPP này sẽ được triển khai bằng kỹ thuật sắp xếp thời gian tác động của những OCPR bên cạnh việc xem xét hướng công suất khi sự cố xảy ra. Nếu OCPR gần vị trí sự cố nhất không thể kích hoạt để ngăn chặn dòng sự cố đi qua thì OCPR liền kề cấp trên sẽ chủ động cách ly sự cố sau một khoảng thời gian trễ. Tóm lại, việc sử dụng giải thuật/phương pháp phối hợp bảo vệ dựa vào việc điều phối thời gian tác động chưa xem xét đến việc kết hợp với chức năng truyền dẫn thông tin hoặc khả năng tự thích nghi mà chỉ dựa vào mức độ nghiêm trọng của của dòng điện sự cố. Tuy nhiên, nhược điểm của những giải thuật/phương pháp này nằm ở thời gian cô lập sự cố tương đối dài do phải phân bố quỹ thời gian phối hợp giữa các OCPR liền kề với nhau một cách hợp lý. Bên cạnh đó, sự thay đổi về trạng thái vận hành của LĐPP có tích hợp nguồn DG có thể gây ảnh hưởng đến việc phối hợp giữa các OCPR với nhau nếu như trị số bảo vệ không được tính toán và chỉnh định kịp thời.

Một hướng tiếp cận khác trong vấn đề điều phối bảo vệ cho hệ thống bảo vệ trên LĐPP tích hợp nguồn DG chính là dựa vào sự hỗ trợ của mạng giao tiếp thông tin. Theo đó, một hệ thống xử lý điều khiển cấp trung tâm sẽ được sử dụng để trao đổi thông tin với toàn bộ thiết bị đo lường, các OCPR và bộ điều khiển đóng/cắt thông qua hạ tầng mạng truyền dẫn thông tin. Hệ thống xử lý điều khiển cấp trung tâm thực hiện phân tích những giá trị điện áp và dòng điện thời gian thực để nhận dạng sự cố xảy ra trên một LĐPP. Tiếp theo, tín hiệu cắt sẽ được gửi đến những bộ điều khiển đóng/cắt có liên quan để ngăn chặn dòng điện sự cố đi qua. Nghiên cứu của Sortomme E. *et al.* (2009)[3] đã đề xuất một mô hình bảo vệ dành riêng cho những trường hợp sự cố dạng pha – đất (chẳng hạn như một pha chạm đất, hai pha chạm đất, hoặc ba pha chạm đất) dựa vào việc sử dụng các OCPR tích hợp mô-đun mạng truyền dẫn thông tin. Mô hình bảo vệ chính hoạt động dựa trên nguyên lý so lệch dòng điện để ra phát hiện và định vị sự cố trước khi tác động cắt hai thiết bị đóng cắt gần sự cố nhất. Nếu bảo vệ chính thất bại trong việc ngăn chặn dòng điện sự cố đi qua, bảo vệ dự phòng sẽ tự động gửi lệnh cắt đến những OCPR liền kề cấp trên sau một khoảng thời gian định trước. Nếu cả OCPR dự phòng hoặc mạng truyền thông gặp lỗi, chức năng bảo vệ so lệch điện áp được kích hoạt hoạt động. Ngoài ra, mô hình bảo vệ này cũng có thể được ứng dụng để phát hiện các sự cố ngắn mạch tổng trở cao (HIF-High Impedance Fault). Mạng truyền dẫn thông tin thiết lập trong mô hình này có độ tin cậy cao bởi vì được thiết kế theo cấu trúc mạch vòng nhằm hạn chế những hậu quả khi xuất hiện lỗi kết nối. Hơn nữa, nghiên cứu Li B. *et al.* (2009)[4] đề xuất một mô hình bảo vệ dành cho LĐPP hình tia có sử dụng những OCPR tích hợp bộ điều khiển IPC (Integrated Protection and Controller). Theo đó, các bộ

IPC được kết nối đến những thiết bị đo lường, máy cắt và thiết bị điều khiển ở mỗi tuyến dây của một LĐPP bằng mạng cáp quang. Nhờ vào việc thu thập những giá trị dòng điện, điện áp và các đại lượng khác theo thời gian thực, các bộ IPC sẽ đưa ra các quyết định điều khiển tương ứng đến các máy cắt và các thiết bị điều khiển có liên quan. Nghiên cứu Nthontho MP. *et al.* (2012)[5] đề xuất một mô hình bảo vệ so lệch diện rộng kết hợp với mạng truyền thông để bảo vệ cho MG (Microgrid) có tích hợp hệ thống PV (Photovoltaic) nhằm ngăn chặn các sự cố dạng ba pha chạm đất/chạm nhau. Cụ thể, những thiết bị điện tử thông minh (IED-Intelligent Electronic Device) và máy cắt ở mỗi tuyến dây được kết nối với một trung tâm điều khiển thông qua mạng truyền dẫn không dây (mạng GPRS/3G/4G). Các cảm biến nhúng tích hợp bên trong IED sẽ thực hiện việc giám sát dòng điện ba pha theo thời gian thực và truyền dữ liệu đến trung tâm điều khiển. Tiếp theo, trung tâm điều khiển xử lý giải thuật bảo vệ so lệch trên từng tuyến dây để xác định phân đoạn bị sự cố trước khi gửi tín hiệu cắt máy cắt và tự động đóng lại. Ngoài ra, các tác giả cũng đề cập đến vấn đề bảo vệ dự phòng sẽ kích hoạt hoạt động để đảm nhiệm nhiệm vụ định vị và cách ly sự cố nếu bảo vệ chính hoạt động không thành công. Mặc dù ưu điểm của mô hình này là đơn giản, hiệu quả và thích nghi với tính bất ổn định của MG nhưng chưa xem xét đến sự cố mạng truyền thông. Tài liệu của Li X. *et al.* (2010)[6] đã nghiên cứu các giải thuật kết hợp giữa bảo vệ so lệch dòng điện, bảo vệ điện áp với mạng truyền thông để ứng dụng vào MG hoạt động ở chế độ tách lưới. Theo đó, những OCPR hoạt động dựa vào nguyên lý so lệch dòng điện được bố trí tại mọi điểm có MG liên kết với lưới điện chính. Nhờ vậy, sự cố xảy ra bên trong hoặc bên ngoài MG đều được phát hiện và cách ly kịp thời. Giải thuật phát triển này có thể thích nghi với những thay đổi về mặt cấu trúc của MG. Tuy nhiên, hạn chế của giải thuật này chính là chưa xem xét việc đề xuất giải pháp bảo vệ dự phòng cho những tuyến dây lân cận.

Trong nghiên cứu của Zamani MA *et al.* (2012)[7], mỗi OCPR được tích hợp các mô-đun vi xử lý gồm mô-đun xác định hướng công suất, mô-đun xác định chế độ nối lưới/tách lưới, mô-đun giao tiếp và mô-đun đóng/cắt. Hệ thống bảo vệ trung tâm (MGPC-Microgrid Protection Center) sẽ kết nối và giao tiếp với các OCPR bên trong MG thông qua các thiết bị mạng nhằm thực hiện giải thuật bảo vệ. Theo đó, MGPC sẽ xác định chính xác phân đoạn sự cố dựa vào các tín hiệu phát hiện sự cố và hướng của dòng sự cố đi qua mỗi OCPR. Mặt khác, phương pháp bảo vệ theo thời gian cũng được phát triển cùng với việc phân cấp bảo vệ chính/dự phòng đã giúp cho thời gian xử lý của giải thuật này hiệu quả hơn so với nghiên cứu[2]. Các giải thuật phối hợp bảo vệ chính với bảo vệ dự phòng dành cho MG ở cả hai chế độ nối lưới và tách lưới được đề xuất trong nghiên cứu của Nikkhajoei H. *et al.* (2007)[8] khi không cần đến sự hỗ trợ từ mạng truyền thông hoặc phối hợp thời gian. Cụ thể hơn, đối với sự cố một pha chạm đất, các tác giả đã sử dụng bảo vệ chính là bảo vệ so lệch F87 để bảo vệ cho vùng phía trước sự cố và bảo vệ thứ tự không (gồm $3V_0$ và $3I_0$) cho vùng phía sau sự cố. Hơn nữa, bảo vệ dựa vào giá trị dòng điện thứ tự nghịch F46 được sử dụng để xác định các sự cố dạng pha chạm pha, trong khi bảo vệ dựa trên phương trình được dùng để phát hiện những sự cố dạng pha chạm đất. Bảo vệ dự phòng điện áp thấp cũng được sử dụng khi MG vận hành ở chế độ tách lưới. Tuy nhiên, hạn chế của nghiên cứu này chính là chưa xem xét đến sự cố ba pha và phức tạp khi triển khai thực tế. Salomonsson D. *et al.* (2009)[9] đề xuất một phương pháp bảo vệ dùng để xử lý các sự cố hai pha chạm nhau và một pha chạm đất trong MG có cấu trúc hình tia sử dụng các OCPR. Bộ chuyển đổi công suất và mô-đun pin tích trữ năng lượng trong MG sẽ được bảo vệ bằng phương pháp bảo vệ quá dòng F50. Bên cạnh đó, bảo vệ thấp điện áp F27 được sử dụng để bảo vệ cho tụ điện. Tuy nhiên, việc phát hiện những trường hợp sự cố tổng trở cao trong MG sẽ rất khó khăn do dòng điện sự cố chạm đất có giá trị rất nhỏ.

Một trong những phương pháp hiệu quả về kinh tế để điều phối hệ thống bảo vệ trên LĐPP có tích hợp nguồn DG chính là tận dụng những chức năng bảo vệ quá dòng/thành phần thứ tự sẵn có trong các OCPR hiện hữu. Theo đó, nhiều bộ trị số bảo vệ quá dòng (F50, F51), bảo vệ dựa vào các thành phần thứ tự (F46, F47, 50REF, F46BC, $3I_0$, $3V_0$) khác nhau có thể được cài đặt sẵn để thay đổi tương ứng với từng cấu trúc của LĐPP. H. Nikkhajoei *et al.* (2006)[10] trình bày một giải pháp điều phối bảo vệ để phát hiện sự cố trong MG khi đang hoạt động ở chế độ tách lưới dựa trên những giá trị dòng điện thứ tự thuận, nghịch, không nội suy từ dữ liệu đo lường lấy mẫu theo thời gian thực. Cụ thể, các tác giả đã lần lượt sử dụng giá trị dòng điện thứ tự không và thứ tự nghịch để xác định chính xác những trường hợp sự cố một pha chạm đất và hai pha chạm nhau trong MG không cân bằng. Nghiên cứu của L. Bin *et al.* (2009)[11] tóm tắt về một mô hình bảo vệ quá dòng cắt nhanh F50 không cần xem xét đến vị trí đặt nguồn DG trên LĐPP. Theo đó, nguồn DG được giả định sẽ chủ động cắt nhanh ngay khi phát hiện sự cố trên LĐPP, để đảm bảo sự cố chỉ được bơm bởi một nguồn điện duy nhất là nguồn lưới. Ưu điểm của phương pháp là các OCPR sẽ không cần phải điều phối lại kể cả khi cấu trúc của LĐPP thay

đổi nhưng độ tin cậy cung cấp điện có thể giảm, đặc biệt là đối với những trường hợp sự cố thoáng qua. Tiếp theo, nghiên cứu của R. J. Best *et al.* (2009) [12] đã đề xuất một giải thuật cải thiện tính chọn lọc của hệ thống bảo vệ trên LĐPP nhờ vào sự hỗ trợ của mạng truyền thông ba cấp độ, OCPR quá dòng có hướng F67 và OCPR vượt ngưỡng điện áp F27/F59.

Trong tài liệu của M. A. Zamani *et al.* (2011) [13], hệ thống bảo vệ cho MG sử dụng các OCPR có hướng để triển khai giải pháp điều phối bảo vệ. Theo đó, những OCPR này sẽ quan sát hướng công suất để cài đặt trị số bảo vệ thích hợp. Mặc dù ưu điểm của giải pháp này là không cần trang bị thêm hạ tầng truyền dẫn nhưng những OCPR sẽ khó phân biệt được nguồn gốc của dòng công suất chạy trên lưới điện. Nghiên cứu của M. R. Miveh *et al.* (2012) [14] đã ứng dụng các chức năng bảo vệ thành phần thứ tự (thuận, nghịch, không) kết hợp với giải pháp truyền thông tin có hướng (GOOSE-Generic Object Oriented System Event) để nhận dạng và cách ly tất cả các trường hợp sự cố đối xứng và bất đối xứng trên lưới. Tóm lại, hạ tầng truyền dẫn thông tin đóng vai trò quan trọng trong việc điều phối hiệu quả các OCPR vô hướng/có hướng/theo thành phần thứ tự trong LĐPP/MG có tích hợp nguồn DG. Mục đích của việc triển khai hệ thống truyền dẫn thông tin là để các thiết bị có thể trao đổi thông tin lẫn nhau hoặc thông tin có thể được tập trung về một hệ thống xử lý nhằm phù hợp với xu hướng hướng tiếp cận của những giải pháp FLISR tập trung và phân tán. Chính vì vậy, trong nghiên cứu này, tác giả sẽ sử dụng một hệ thống truyền dẫn thông tin để tạo môi trường kết nối giữa những thiết bị cấp dưới (chẳng hạn như IED, AMI – Advance Metering Infrastructure, FTU – Feeder Terminal Unit có tích hợp FI – Fault Indicator, OCPR kỹ thuật số và recloser) với hệ thống SCADA/DMS trung tâm cấp trên. Hệ thống SCADA/DMS trung tâm cấp trên sẽ đảm nhận nhiệm vụ xử lý những giải pháp FLISR, phân tích ngắn mạch và điều phối bảo vệ dành cho LĐPP có tích hợp nguồn DG và truyền thông tin/lệnh điều khiển đến những thiết bị cấp dưới.

Các nghiên cứu liên quan đến hệ thống bảo vệ tự thích nghi chủ yếu dựa vào việc sử dụng những OCPR kỹ thuật số có khả năng tự động thay đổi trị số chỉnh định, đường cong bảo vệ theo đặc tuyến, và những lập trình logic nội bộ. Cụ thể hơn, những OCPR kỹ thuật số này có thể thay đổi trạng thái theo thời gian lập trình sẵn hoặc thông qua tín hiệu điều khiển hoặc sự thay đổi trạng thái của những thiết bị khác cùng liên kết vào một hệ thống mạng truyền dẫn thông tin, theo G. D. Rockefeller *et al.* (1988) [15]. Nghiên cứu của R. M. Tumilty *et al.* (2006) [16] đề xuất sử dụng giá trị độ lệch điện áp tại thời điểm sự cố hoặc thời điểm quá tải để điều chỉnh đường cong bảo vệ thích hợp, theo đặc tuyến dòng điện-thời gian. Tuy ưu điểm của phương pháp này chính là việc không phụ thuộc vào hệ thống truyền dẫn thông tin nhưng phương pháp này chỉ phù hợp khi áp dụng trên LĐPP truyền thống bởi vì nguồn DG có thể khiến cho độ lệch điện áp chênh lệch thấp và dẫn đến những khó khăn trong việc phân biệt hiện tượng sự cố và hiện tượng quá tải. Giải pháp điều phối bảo vệ trong những nghiên cứu của A. Oudalov, N. Schaefer *et al.* (2009-2010) [17–19] cho rằng mỗi OCPR đều có khả năng tự động điều chỉnh trị số tương ứng với từng cấu trúc vận hành của một LĐPP/MG. Để ứng dụng phương pháp này vào thực tế, công việc điều phối bảo vệ cần phải trải qua hai giai đoạn sau: i) phân tích ngắn mạch để chỉnh định trị số bảo vệ offline và sau đó ii) cài đặt vào từng OCPR để chúng tự vận hành online.

Một cách tiếp cận khác trong việc điều phối bảo vệ được trình bày trong nghiên cứu của Y. Han *et al.* (2010) [20] chính là dựa trên việc so sánh giá trị tổng trở của toàn LĐPP với MG để xác định trị số bảo vệ phù hợp và cài đặt cho các OCPR F50 và F51. Tuy nhiên, phương pháp này chưa đề cập đến khả năng hạn dòng điện sự cố của nguồn IBDG (vốn làm cho giá trị dòng điện sự cố tại ngõ ra bị giới hạn trong khoảng 1.5~2.0 pu) và không phụ thuộc vào giá trị tổng trở của MG. Nghiên cứu D. Ke *et al.* (2011) [21] đã đề xuất một phương pháp bảo vệ mới dành cho LĐPP dựa trên việc thường xuyên quan sát và so sánh giá trị dòng điện thứ tự không với giá trị cài đặt tương ứng. Để triển khai phương pháp này, các máy biến thế phân phối trung/hạ thế cần phải được nối đất nếu như các inverter của nguồn IBDG trong MG là loại ba pha ba dây. Ngoài ra, phương pháp này chỉ phù hợp với LĐPP trung tính cách ly hoặc nối đất qua điện trở bởi vì dòng điện vận hành của LĐPP trung tính nối đất trực tiếp thường không cân bằng và có thể kích hoạt các OCPR sử dụng thành phần $3I_0$. Nghiên cứu của T. S. Ustun *et al.* (2011) [22] đã phát triển một giải thuật điều phối bảo vệ tự thích nghi dựa vào việc kết hợp hạ tầng truyền dẫn với một hệ thống giám sát tập trung để theo dõi tình trạng vận hành của toàn bộ MG. Cuối cùng, công trình của M. Khederzadeh (2012) [23] đã đề xuất một phương pháp phối hợp các OCPR so lệch trong một MG cụ thể. Tuy nhiên, phương pháp này phức tạp khi triển khai trên LĐPP có tích hợp DG bởi vì chiều của dòng công suất hoặc dòng điện sự cố có thể thay đổi tùy thuộc vào trạng thái của nguồn lưới và nguồn DG.

Al-Nasseri H. *et al.* (2005-2006) [24,25] đã phát triển những phương pháp bảo vệ dựa vào giá trị điện áp để bảo vệ MG. Theo đó, các giá trị điện áp sẽ được thu thập liên tục theo thời gian thực và trải qua nhiều

khâu xử lý trước khi cung cấp kết quả về dạng sự cố và vị trí sự cố. Cụ thể, trong tài liệu [24], vùng sự cố sẽ bị cô lập nếu điện áp vượt quá ngưỡng cho phép; trong khi đó, tại tài liệu [25], giá trị điện áp của hai OCPR liên tục được trao đổi thông qua mạng truyền dẫn thông tin nhằm xác định chính xác vùng sự cố. OCPR hoạt động dựa vào giá trị tổng dẫn được đề xuất sử dụng trong nghiên cứu của Majumder R. et al. (2011) [26] để ngăn chặn sự cố ba pha chạm đất xảy ra trên những phân đoạn của MG có cấu trúc hình tia. Giá trị tổng dẫn cần thiết để OCPR kích hoạt hoạt động sẽ được xác định dựa trên khoảng cách giữa OCPR và vị trí sự cố. Sortomme E. et al. (2013) [27] đề xuất sử dụng bảo vệ so lệch được tối ưu hóa về số lượng và vị trí đặt để đảm bảo bảo vệ hiệu quả cho từng phân đoạn của LĐPP. Khi sự cố xảy ra, OCPR sẽ phát hiện dòng điện sự cố đóng góp bởi nguồn DG vượt quá tổng giá trị dòng điện của phụ tải trong khu vực. Kết quả là, OCPR sẽ gửi tín hiệu cắt đến những nguồn DG có liên quan đến sự cố. Ưu điểm của phương pháp này là sử dụng thuật toán di truyền GA (Genetic Algorithm) để tìm vị trí đặt tối ưu cho các cảm biến dòng điện, OCPR và máy cắt để giảm thiểu chi phí đầu tư và vận hành.

Tóm lại, để phát triển phương pháp điều phối bảo vệ tự thích nghi dành cho LĐPP có tích hợp nguồn DG, một số nhận định được nhóm tác giả đúc kết để thực hiện trong nghiên cứu này như sau:

- Việc quan sát và kịp thời nhận biết sự thay đổi cấu trúc LĐPP có tích hợp nguồn DG là hoàn toàn cần thiết nhằm phát triển phương pháp điều phối bảo vệ một cách hiệu quả;
- Các OCPR sử dụng trên LĐPP ngày nay cần được trang bị khả năng tự động điều khiển và điều chỉnh trị số bảo vệ khi được yêu cầu;
- Ứng dụng kết quả của phương pháp phân tích ngắn mạch để tính toán và lựa chọn giá trị cài đặt cho những OCPR trên lưới nhằm đảm bảo tính phối hợp hoạt động;
- Đảm bảo những OCPR được cài đặt đầy đủ những tính năng bảo vệ chính và bảo vệ dự phòng để có thể nhận dạng sự cố xuất hiện trên LĐPP;
- Những OCPR kỹ thuật số được trang bị những mô-đun mạng truyền thông để có thể kết nối với hệ thống trung tâm và ứng dụng giải thuật điều phối tự thích nghi.

Trong nghiên cứu này, nhóm tác giả tập trung trình bày việc phát triển phương pháp điều phối trị số chỉnh định của những OCPR trên LĐPP tích hợp nguồn DG, nhằm nâng cao độ hoạt động tin cậy cũng như tính phối hợp giữa các OCPR với nhau. Không những thế, phương pháp này có thể được tích hợp vào phương pháp FLISR, đề cập trong các nghiên cứu của Le D.P. *et al.* (2018-2019) [28,29], để bổ sung thêm những phương án điều phối bảo vệ vào trong phương án ISR. Nhằm đảm bảo tính phối hợp hoạt động giữa những chức năng bảo vệ của những OCPR liền kề nhau, những bộ hệ số điều phối của chức năng bảo vệ quá dòng F51, gồm: i) hệ số A, ii) hệ số B, iii) hệ số C và iv) hệ số TDS, được xác định bằng cách dựa vào kết quả phân tích ngắn mạch và giải thuật tìm kiếm tối ưu GSA. Tiếp theo, những phương án điều phối bảo vệ cho từng OCPR đề xuất bởi công cụ OCPCO sẽ được kiểm tra tính phối hợp bảo vệ trước khi điều phối chức năng bảo vệ quá dòng F50. Mặt khác, nghiên cứu này chỉ xem xét việc điều phối các OCPR trên trục chính của những tuyến dây trung thế thuộc LĐPP có tích hợp nguồn phân tán. Theo đó, các vấn đề phối hợp với các loại bảo vệ trên lưới điện cao/hạ áp cũng như sự tồn tại của các thiết bị bảo vệ trên nhánh rẽ không thuộc phạm vi xem xét của nghiên cứu này, bởi vì sự phức tạp khi xem xét nhiều đối tượng bảo vệ khác nhau. Ngoài ra, nghiên cứu này giả định rằng việc phát triển nguồn phân tán DG trên một tuyến dây của LĐPP đã được kiểm soát chặt chẽ về tỉ lệ nguồn phân tán DG (gồm số lượng các nguồn RBDG và nguồn IBDG) nhằm ngăn chặn những ảnh hưởng đáng kể của chúng đến dòng công suất chảy trên LĐPP.

Bố cục của nghiên cứu này được trình bày như sau: phần ***Tổng quan về vấn đề nghiên cứu*** giới thiệu tóm tắt nội dung và tổng quan về những công trình nghiên cứu đã công bố trước đây. Tiếp theo, phần ***Phương pháp điều phối các OCPR trên LĐPP có tích hợp nguồn DG*** trình bày chi tiết về phương pháp điều phối trị số chỉnh định dành cho những OCPR trên LĐPP có tích hợp nguồn DG do nhóm tác giả đề xuất. Trong phần ***Kết quả mô phỏng, những phân tích và thảo luận***, việc mô phỏng và thu thập kết quả điều phối bảo vệ bằng phương pháp OCPCO đề xuất được thực hiện trên một LĐPP có tích hợp nguồn DG, trước khi nhóm tác giả đề cập đến nội dung thảo luận về hiệu quả của phương pháp đã đề xuất. Cuối cùng, những kết luận liên quan đến nội dung bài báo sẽ được đúc kết tại phần ***Kết luận***.

PHƯƠNG PHÁP ĐIỀU PHỐI CÁC OCPR TRÊN LĐPP CÓ TÍCH HỢP NGUỒN DG

Tính toán các trị số bảo vệ của OCP*R trên LĐPP*

Một ví dụ cơ bản về việc tính toán phối hợp bảo vệ giữa hai OCPR liền kề trên một LĐPP không có DG được giới thiệu, nhằm mục đích làm rõ trình tự thực

hiện của phương pháp điều phối bảo vệ truyền thống. Theo đó, giả sử một LĐPP có hai phân đoạn và mỗi phân đoạn đường dây được trang bị các OCPR như Hình 1.

Khi sự cố xảy ra trên LĐPP, dòng điện sự cố xuất phát từ nguồn lưới đến vị trí sự cố và được quan sát bởi các OCPR 01 và OCPR 02. Theo đó, cả hai OCPR này đều phát hiện được sự cố xuất hiện trên LĐPP và bắt đầu khởi động bộ đếm thời gian. Do sự cố xảy ra tại phân đoạn 2 nên OCPR 02 phải tác động trước và cắt máy cắt phân đoạn 2 để loại trừ dòng điện sự cố. Lưu ý rằng, khi sự cố đã được loại trừ thì bộ đếm thời gian của OCPR 01 sẽ trở về giá trị 0. Như vậy, thời gian tác động của OCPR 02 cần được chỉnh định sớm hơn thời gian tác động của OCPR 01. Qua đó, mối quan hệ về thời gian chỉnh định của hai OCPR này có thể được biểu diễn như sau:

$t_{OCPR01_tđ} = t_{OCPR02_tđ} + CTI$ (1)

Trong đó, *CTI* (*Coordination Time Interval*) là khoảng thời gian đảm bảo phối hợp bảo vệ giữa các OCPR.

Tóm lại, thời gian tác động của OCPR cấp trên cần trễ hơn so với OCPR cấp dưới với mức độ chênh lệch về thời gian tối thiểu là *CTI*. Qua khảo sát nhiều tài liệu, các tác giả nhận thấy rằng giá trị *CTI* giữa hai OCPR liền kề thường được lựa chọn trong khoảng [0,2 ~ 0,5] giây, theo Hasan Can Kiliçkiran *et al.* (2018)[30]. Bên cạnh đó, việc lựa chọn giá trị *CTI* thường dựa vào những yếu tố sau: i) thời gian cắt của máy cắt, ii) sai số vật lý về thời gian hoạt động của OCPR, iii) hiện tượng Overshoot, iv) sai số của biến dòng điện và v) thời gian điều phối CTI.

Trước tiên, mô hình đường đặc tuyến bảo vệ của các chức năng bảo vệ quá dòng F50 và F51 sẽ được mô tả theo mối quan hệ giữa giá trị dòng điện ngắn mạch I_f, giá trị dòng điện kích hoạt bảo vệ khởi động $I_{kđ}$, hệ số *TDS* và thời gian tác động $t_{tđ}$ như Hình 2. Sau đó, để tính toán phối hợp bảo vệ F51 giữa những OCPR liền kề nhau, giải thuật tìm kiếm meta-heuristic GSA được sử dụng để tự động xác định những hệ số điều phối A, B, C và TDS sau khi những giá trị I_f và $I_{kđ}$ đã được cho biết. Lưu ý rằng, các giá trị I_f và $I_{kđ}$ lần lượt được lựa chọn bằng với giá trị dòng điện ngắn mạch nhỏ nhất I_{fmin} được xác định thông qua việc phân tích ngắn mạch và bằng với giá trị dòng điện cho phép mang tải $kI_{cho_phep_van_hanh}$ của tuyến dây trên một LĐPP có tích hợp nguồn DG (trong đó, hệ số *k* thường được chọn trong khoảng 1,2~1,5). Việc lựa chọn những giá trị này nhằm đảm bảo dòng điện sự cố được nhanh chóng phát hiện và cách ly hiệu quả, trong khi hệ thống nối đất của LĐPP được đề cập trong nghiên cứu này là dạng trung tính nối đất trực tiếp. Tiếp theo, các tác giả lựa chọn những trị số bảo vệ cho chức năng F50 dựa vào kết quả phân tích ngắn mạch ứng với từng vị trí đặt của OCPR để đảm bảo dòng điện sự cố được phát hiện và cách ly nhanh chóng. Hàm mục tiêu về việc đảm bảo tổng thời gian phối hợp bảo vệ giữa các OCPR trên LĐPP có tích hợp nguồn DG để có thể tìm được các phương án điều phối bảo vệ tối ưu.

Mô hình đường đặc tuyến bảo vệ của OCPR

Một OCPR trên LĐPP thông thường có thể được cài đặt như sau: i) chỉ cài đặt đường đặc tuyến bảo vệ phụ thuộc vào thời gian (F51), hoặc ii) chỉ cài đặt đường đặc tuyến bảo vệ độc lập với thời gian (F50), hoặc iii) cài đặt cả hai đường đặc tuyến bảo vệ F50 và F51. Đối với những OCPR hoạt động dựa vào chức năng F51, dòng điện sự cố có giá trị càng lớn thì thời gian bảo vệ tác động ( ) càng nhanh và ngược lại. Nói một cách khác, thời gian tác động của chức năng F51 là một hàm phụ thuộc vào giá trị dòng điện sự cố I_f, giá trị dòng điện kích hoạt bảo vệ khởi động $I_{kđ}$ và *TDS*. Công thức biểu diễn mối quan hệ này được trình bày trong nghiên cứu của M. R. Asadi *et al.* (2009)[31] như sau:

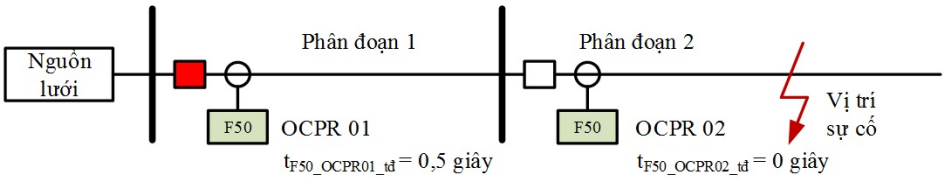
$t_{F51_tđ} = f\ (I_f, I_{kđ}, TDS)$(2)

Căn cứ theo tiêu chuẩn IEEE C37.112™-2018[32], công thức tính toán đường đặc tuyến bảo vệ theo thời gian cho những OCPR trên LĐPP được trình bày dưới dạng tổng quát như sau:

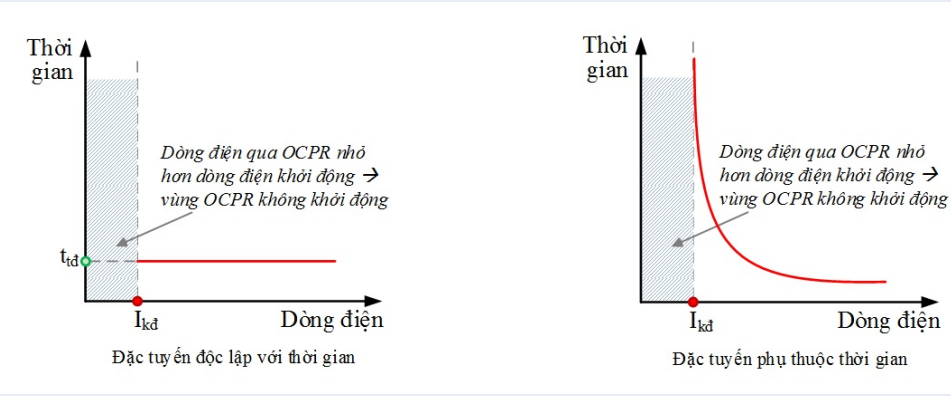
$$t_{F51_td} = \left[\frac{A}{\left(\frac{I_f}{I_{kd}}\right)^B - 1} + C \right] TDS \qquad (3)$$

Trong đó, hệ số *A*, *B* và *C* là những hệ số tác động đến độ dốc của đường đặc tuyến bảo vệ theo thời gian (chẳng hạn như đường đặc tuyến bảo vệ rất dốc VI (Very Inverse) quy định hệ số A, B và C lần lượt là 19,61; 2,0; và 0,491), theo tiêu chuẩn IEEE Std C37.112-2018 (2019)[32].

Đối với những OCPR hoạt động dựa vào chức năng F50, hai thông số cài đặt quan trọng gồm i) thời gian tác động và ii) dòng điện tác động ngưỡng cao $I_{F50\ tđ}$. Những giá trị này sẽ được lựa chọn sau khi việc điều phối chức năng bảo vệ F51 đã hoàn tất và dựa vào giá trị dòng điện ngắn mạch nhỏ nhất I_{fmin} được tính toán tại từng vị trí đặt OCPR trên LĐPP. Kết quả là chức năng F50 và F51 của một OCPR sẽ được phân chia phạm vi bảo vệ; và phạm vi này đã được đảm bảo về tính phối hợp bảo vệ đối với những OCPR khác trên LĐPP. Nhằm cụ thể hóa việc lựa chọn những giá trị cần thiết để điều phối bảo vệ cho những chức năng bảo vệ F50 và F51, những công thức toán học có liên quan sẽ được trình bày trong Hình 3.



Hình 1: Sự cố xảy ra trên phân đoạn 2 của một LĐPP được bảo vệ bởi OCPR 01 và OCPR 02



Hình 2: Đường đặc tuyến của hai chức năng bảo vệ F50 và F51 của một OCPR

TT	Các chức năng bảo vệ của OCPR	**Mô tả cách lựa chọn I_f dựa vào kết quả phân tích ngắn mạch, gồm NM ba chạm đất (PPPG), NM hai pha chạm đất (PPG), NM hai pha chạm nhau (PP), và NM một pha chạm đất (PG)**	**Công thức toán học**
1	F50P – Bảo vệ quá dòng cắt nhanh dành cho pha	Sử dụng giá trị dòng điện ngắn mạch I_{fmin_PP} được quan sát bởi các OCPR để chọn giá trị $I_{F50P_tđ}$ và $t_{F50P_tđ}$ đối với chức năng bảo vệ này.	$I_{F50P_tđ} = I_{fmin_PP}$ (4)
2	F50G – Bảo vệ quá dòng cắt nhanh dành cho đất	Đối với chức năng này, lựa chọn giá trị dòng điện ngắn mạch nhỏ nhất trong ba giá trị, gồm I_{fmin_PG}, I_{fmin_PPG} và I_{fmin_PPPG} để chọn giá trị $I_{F50G_tđ}$ và $t_{F50G_tđ}$.	$I_{F50G_tđ} = \min\{I_{fmin_PG}, I_{fmin_PPG}, I_{fmin_PPPG}\}$ (5)
3	F51P – Bảo vệ quá dòng phụ thuộc thời gian dành cho pha	Lựa chọn giá trị nhỏ nhất trong những giá trị dòng điện ngắn mạch $I_{F50P_tđ}$ trên tuyến dây của LĐPP được xét, để làm cơ sở cài đặt $I_{F51P_kđ}$ cũng như điều phối thời gian phối hợp $t_{F51_tđ}$ giữa các OCPR với nhau.	$I_{F51P_lựa\ chọn} = \min\{I_{F50P_tđ_OCPR1}, I_{F50P_tđ_OCPR2}, I_{F50P_tđ_OCPR3}, \ldots, I_{F50P_tđ_OCPRn}\}$ (6) với n là OCPR cuối cùng của tuyến dây. Cần lưu ý rằng, các OCPR sẽ thay đổi cấp bậc khi LĐPP thay đổi cấu trúc, chẳng hạn như sự cố, hoặc sự thay đổi liên kết của những nguồn DG.
4	F51G – Bảo vệ quá dòng phụ thuộc thời gian dành cho đất	Tương tự như phương pháp lựa chọn giá trị dành cho việc điều phối chức năng F51P.	$I_{F51G_lựa\ chọn} = \min\{I_{F50G_tđ_OCPR1}, I_{F50G_tđ_OCPR2}, I_{F50G_tđ_OCPR3}, \ldots, I_{F50G_tđ_OCPRn}\}$ (7) với n là OCPR cuối cùng của tuyến dây.

Hình 3: Mô tả phương pháp lựa chọn giá trị dòng điện ngắn mạch để tính toán và điều phối bảo vệ cho những chức năng bảo vệ F50 và F51 của mỗi OCPR

Giải thuật tìm kiếm GSA

Giải thuật tìm kiếm GSA là một thuật toán meta-heuristic dựa trên lực hấp dẫn (gravitation) và định luật chuyển động của Newton. Những đối tượng sử dụng trong giải thuật này được xem là các vật thể có khối lượng biến đổi. Lực hấp dẫn giữa các đơn vị khối lượng khác nhau dẫn đến sự chuyển động của các vật thể. Mọi vật thể trong vũ trụ đều hút mọi vật thể khác bằng một lực tỷ lệ thuận với tích các khối lượng của chúng và tỷ lệ nghịch với bình phương khoảng cách giữa chúng. Bốn tham số dùng để xác định vật thể/đối tượng trong giải thuật tìm kiếm GSA bao gồm: i) vị trí của vật thể theo khoảng cách, ii) khối lượng quán tính (inertial mass) của vật thể, iii) khối lượng hấp dẫn chủ động (active gravitational mass) và iv) khối lượng hấp dẫn thụ động (passive gravitational mass) của vật thể. Theo đó, khối lượng hấp dẫn và khối lượng quán tính sẽ điều khiển vận tốc của vật thể theo một khoảng cách nhất định và kết quả của bài toán sẽ phụ thuộc vào các tham số này.

Xem xét một hệ thống có N phần tử/vật thể nằm trong không gian tìm kiếm (search space), lực hấp dẫn từ vật thể thứ đến vật thể thứ ở kích thước thứ và thời điểm được diễn tả bởi phương trình (8).

$$F_{ij}^{d}(t) = G(t)\frac{M_{pi}(t)\times M_{aj}(t)}{R_{ij}(t)+\in}\times\left(x_j^d(t)-x_i^d(t)\right) \quad (8)$$

Trong đó, M_{aj} là khối lượng hấp dẫn chủ động của vật thể j; M_{pi} là khối lượng hấp dẫn thụ động của vật thể i; $G(t)$ là hằng số hấp dẫn tại thời điểm t, $\in$ là hằng số có giá trị nhỏ; và $R_{ij}(t)$ là khoảng cách Euclidean giữa hai vật thể i và vật thể j. Bên cạnh đó, $G(t)$ được tính toán bởi phương trình (9).

$$G(t) = G_0 \times exp(-\alpha * iter/maxiter) \quad (9)$$

Trong đó, các tham số α và G_0 lần lượt là hệ số giảm dần và giá trị ban đầu tương ứng, thường được chọn là 20 và 100; tham số '*iter*' là vòng lặp hiện tại; và '*maxiter*' là số vòng lặp tối đa cho phép. Hằng số hấp dẫn $G(t)$ được khởi tạo ban đầu ở giá trị G_0 và sẽ giảm theo thời gian với mục đích điều khiển độ sai số của giải thuật tìm kiếm.

Khoảng cách Euclidean $R_{ij}(t)$ giữa vật thể i và vật thể j được tính bởi (10):

$$R_{ij}(t) = \left|\left|X_i(t), X_j(t)\right|\right|_2 \quad (10)$$

Trong đó, vị trí của các vật thể i và j, X_i và X_j được định nghĩa như sau:

$$\begin{aligned} X_i &= \left(x_i^1,...,x_i^d,...,x_i^n\right),\ i=1,2,...,N \\ X_j &= \left(x_j^1,...,x_j^d,...,x_j^n\right),\ i=1,2,...,N \\ X &= \left\{X_1,...,X_i,...,X_j,...X_N\right\} \end{aligned} \quad (11)$$

với x_i^d và x_j^d lần lượt là vị trí của vật thể thứ i và j ở kích thước thứ d.

Để có đặc điểm ngẫu nhiên của thuật toán, tổng lực tác động lên vật thể i ở kích thước d, $F_i^d(t)$, là tổng của các lực tác động thành phần kích thước thứ d từ các phần tử khác với trọng số ngẫu nhiên $rand_j$ nằm trong khoảng [0,1].

$$F_i^d(t) = \sum_{j=1,j\neq i}^{N} rand_j F_{ij}^d(t) \quad (12)$$

Theo định luật chuyển động Newton, gia tốc của phần tử/vật thể i tại thời điểm t và kích thước thứ d, $A_i^d(t)$, được tính bằng phương trình (13):

$$A_i^d(t) = \frac{F_i^d(t)}{M_{ii}(t)} \quad (13)$$

Trong đó, M_{ii} là khối lượng quán tính của phần tử/vật thể thứ i, $\forall$i $\in$ N.

Hơn nữa, vận tốc kế tiếp của một phần tử/vật thể được xem xét như một phần vận tốc hiện tại cộng với gia tốc của nó. Vì vậy, vị trí và vận tốc của vật thể được tính như sau:

$$Vel_i^d(t+1) = rand_i \times Vel_i^d(t) + A_i^d(t) \quad (14)$$

$$X_i^d(t+1) = X_i^d(t) + Vel_i^d(t+1) \quad (15)$$

Trong đó, tham số '$rand_i$' là số ngẫu nhiên trong khoảng [0,1].

Khối lượng hấp dẫn và khối lượng quán tính của các phần tử được tính toán đơn giản bằng việc đánh giá hàm mục tiêu (fitness evaluation). Một vật thể có khối lượng nặng hơn nghĩa là vật đó có ảnh hưởng lớn hơn. Nói cách khác, phần tử tốt hơn có lực hút lớn hơn và di chuyển chậm hơn. Giả sử các khối lượng hấp dẫn và quán tính là bằng nhau, giá trị các khối lượng này của vật thể được tính toán thông qua giải hàm mục tiêu. Cụ thể, khối lượng hấp dẫn và khối lượng quán tính được cập nhật như sau:

$$M_{ai} = M_{pi} = M_{ii} = M_i,\ \forall i = 1,2,...,N \quad (16)$$

$$m_i(t) = \frac{fit_i(t) - worst(t)}{best(t) - worst(t)} \quad (17)$$

$$M_i(t) = \frac{m_i(t)}{\sum_{j=1}^{N} m_j(t)} \quad (18)$$

Trong đó, $fit_i(t)$ là giá trị hàm mục tiêu (fitness value) của phần tử i tại thời điểm t; bên cạnh đó,

- Trong trường hợp hàm mục tiêu tối thiểu (minimization problem), $best(t)$ và $worst(t)$ được tính bởi:

$$best(t) = min\{fit_i(t)\}_{j\in\{1,\ldots,N\}}$$
$$worst(t) = max\{fit_i(t)\}_{j\in\{1,\ldots,N\}}$$

- Trong trường hợp hàm mục tiêu cực đại (minimization problem), *best(t)* và *worst(t)* được tính bởi:

$$best(t) = max\{fit_i(t)\}_{j\in\{1,\ldots,N\}}$$
$$worst(t) = min\{fit_i(t)\}_{j\in\{1,\ldots,N\}}$$

Một phương pháp thực hiện để đạt được sự tìm kiếm (exploration) và sự khai thác (exploitation) là làm giảm số lượng vật thể/phần tử trong một khoảng thời gian, tham khảo phương trình (12). Theo đó, chỉ có một tập hợp các vật thể có khối lượng lớn hơn có lực tác động đến các vật thể khác. Tuy nhiên, cách này có thể làm giảm công suất tìm kiếm nhưng tăng khả năng khai thác. Để tránh rơi vào sự tối ưu cục bộ (local optimum), giải thuật GSA phải sử dụng sự tìm kiếm tại thời điểm bắt đầu. Qua quá trình thực hiện vòng lặp, quá trình tìm kiếm giảm dần trong khi quá trình khai thác được tăng dần. Lưu ý rằng, chỉ có các vật thể có Kbest là được phép tác động lên các vật thể khác. *Kbest* là một hàm theo thời gian, với giá trị ban đầu là K_0 và được giảm dần với thời gian. Cụ thể, ở thời điểm bắt đầu, tất cả các vật thể trong một tập hợp đều có lực tác động đến các vật thể khác; khi số lần lặp tăng, Kbest được giảm tuyến tính, và vì vậy, đến thời điểm kết thúc, chỉ có một vật thể tác động lực đến các vật thể khác. Phương trình (12) được viết lại như sau:

$$F_i^d(t) = \sum_{j\in Kbest, j\neq i} rand_j F_{ij}^d(t) \quad (19)$$

Trong đó, *Kbest* là tập hợp của K vật thể đầu tiên với giá trị hàm mục tiêu tốt nhất và khối lượng lớn nhất. Quan sát Hình 4, trình tự thực hiện của giải thuật tìm kiếm GSA được thể hiện qua 8 bước sau:

- **Bước 1:** Xác định không gian tìm kiếm;
- **Bước 2:** Khởi tạo các giá trị ngẫu nhiên: tạo ngẫu nhiên các vị trí $x_i^1, \ldots, x_i^d, \ldots, x_i^n$ của N vật thể. Sau đó, vị trí của N vật thể được tạo thành một hàm mục tiêu, nơi mà vị trí của vật thể thứ i được cho biết bởi phương trình (11);
- **Bước 3:** Với mỗi vật thể, tính toán giá trị hàm mục tiêu của nó;
- **Bước 4:** Cập nhật giá trị *G(t)*, *best(t)*, *worst(t)* và $M_i(t)$ với $i = 1, 2, \ldots, N$; tham khảo các phương trình (16), (17), và (18);
- **Bước 5:** Tính toán tổng lực tác động theo các hướng khác nhau; tham khảo các phương trình (8), (9), (10), và (12);
- **Bước 6:** Tính toán gia tốc và vận tốc; tham khảo các phương trình (13) và (14);
- **Bước 7:** Cập nhật vị trí các vật thể trong tập hợp; xem phương trình (15);
- **Bước 8:** Lặp lại **Bước 3** cho đến khi điều kiện ràng buộc ngừng lặp được thỏa mãn.

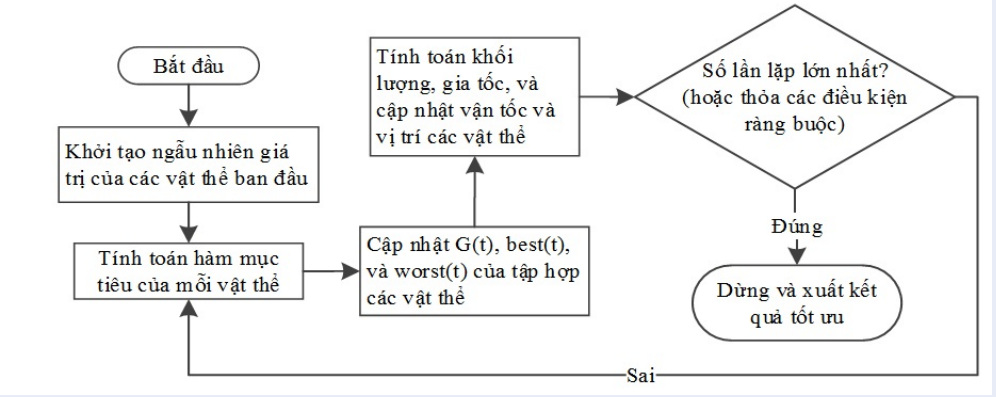
Để giải thuật GSA thực hiện hiệu quả, một vài điểm chú ý như sau:

- Lực hấp dẫn được sử dụng như là một phương thức truyền tải thông tin (information-transferring tool), vì vậy, mỗi vật thể có thể quan sát sự thực hiện của các vật thể khác.
- Do các lực tác động lên vật thể từ các vật thể xung quanh, vì vậy nó có thể nhìn thấy không gian xung quanh nó.
- Khối lượng nặng hơn sẽ có bán kính hấp dẫn (attraction radius) lớn hơn và mật độ hấp dẫn dày hơn. Vì vậy, các vật thể có khả năng thực hiện cao hơn khi khối lượng hấp dẫn của nó lớn hơn. Kết quả là các vật thể có xu hướng tiến đến một vật thể tốt nhất (best agent).
- Khối lượng quán tính chống lại sự chuyển động, vì vậy nó làm giảm sự di chuyển khối lượng của vật thể. Theo đó, các vật thể có khối lượng quán tính lớn sẽ dịch chuyển chậm và từ đó giải thuật GSA có thể chỉ đạt sự tìm kiếm cục bộ. Tuy nhiên, việc tìm kiếm có thể được cải thiện nhờ vào việc điều chỉnh hằng số hấp dẫn (được giảm theo thời gian).
- Giải thuật GSA sử dụng ít bộ nhớ, nhưng nó có thể thực hiện hiệu quả. Nói cách khác, khả năng hội tụ của GSA có thể được tốt hơn.
- Trong bài báo này, nó được giả sử khối lượng hấp dẫn và khối lượng quán tính là bằng nhau. Tuy nhiên, trong một vài ứng dụng, các khối lượng này có thể khác nhau. Khối lượng quán tính lớn hơn thì vật thể sẽ di chuyển chậm hơn trong không gian tìm kiếm, từ đó sự tìm kiếm là chính xác hơn. Ngược lại, một vật thể có khối lượng hấp dẫn lớn hơn sẽ có lực hấp dẫn cao hơn so với các vật thể khác, từ đó sự hội tụ là nhanh hơn.

Hàm mục tiêu và những điều kiện ràng buộc của giải thuật OCPCO đề xuất

Hàm mục tiêu của giải thuật OCPCO được cho biết như phương trình (20).

$$\min t_{op_total} = \sum_{i=1}^{n} t_{i,k} \quad (20)$$



Hình 4: Lưu đồ thuật toán GSA đề cập trong nghiên cứu của Srivastava et al. (2017) [33]

Trong đó, t_{op_total} là tổng thời gian tác động cho phép; *i* là thời gian tác động của OCPR thứ '*i*' đối với sự cố trong vùng thứ *k*; t_{ik} được tính toán dựa trên các phương trình (2) và (3) được đề cập trong phần mô hình đường đặc tuyến bảo vệ của OCPR; và *n* là tổng số OCPR trên LĐPP tích hợp nguồn DG. Các ràng buộc để giải quyết bài toàn tối ưu này được cho biết như sau:

- Điều kiện ràng buộc về thời gian tác động $t_{i,k}$ của các OCPR:

$$t_{i,k_min} \le t_{i,k} \le t_{i,k_max} \quad (21)$$

- Điều kiện ràng buộc về khoảng giá trị cài đặt của hệ số TDS đối với các chức năng bảo vệ F51P và F51G trong một OCPR:

$$TDS_{i,k_min} \le TDS_{i,k} \le TDS_{i,k_max} \quad (22)$$

- Điều kiện thời gian đảm bảo tính phối hợp CTI của các chức năng bảo vệ OC/DOC giữa hai OCPR cấp dưới và cấp trên trong LĐPP:

$$CTI \le t_{i,k_upper} - t_{j,k_lower}, \forall i \ne j \quad (23)$$

Theo đó, các tác giả lựa chọn giá trị *CTI* = [0,2 ~ 0,35] giây để làm cơ sở tính toán và điều phối trị số chỉnh định của những OCPR trên một LĐPP tích hợp nguồn DG.

Trong một số nghiên cứu trước đây, những giá trị dòng điện kích hoạt OCPR khởi động Ikđ được lựa chọn bằng giải thuật tìm kiếm tối ưu. Tuy nhiên, trong nghiên cứu này, giá trị Ikđ này sẽ được lựa chọn theo phương pháp đã để xuất tại hình 3 (cụ thể $I_{kđ}$ là $I_{F50P_tđ}$ đối với F50P; $I_{kđ}$ là $I_{F50G_tđ}$ đối với F50G; $I_{kđ}$ là $I_{F51P_lua\ chon}$ đối với F51P; và $I_{kđ}$ là $I_{F51G_lua\ chon}$ đối với F51G).

Tổng quan, các trị số điều phối của mỗi OCPR cần được tính toán bởi giải thuật GSA gồm *A, B, C* và *TDS* như được đề cập trong phương trình (3).

Giải thuật điều phối bảo vệ OCPCO đề xuất

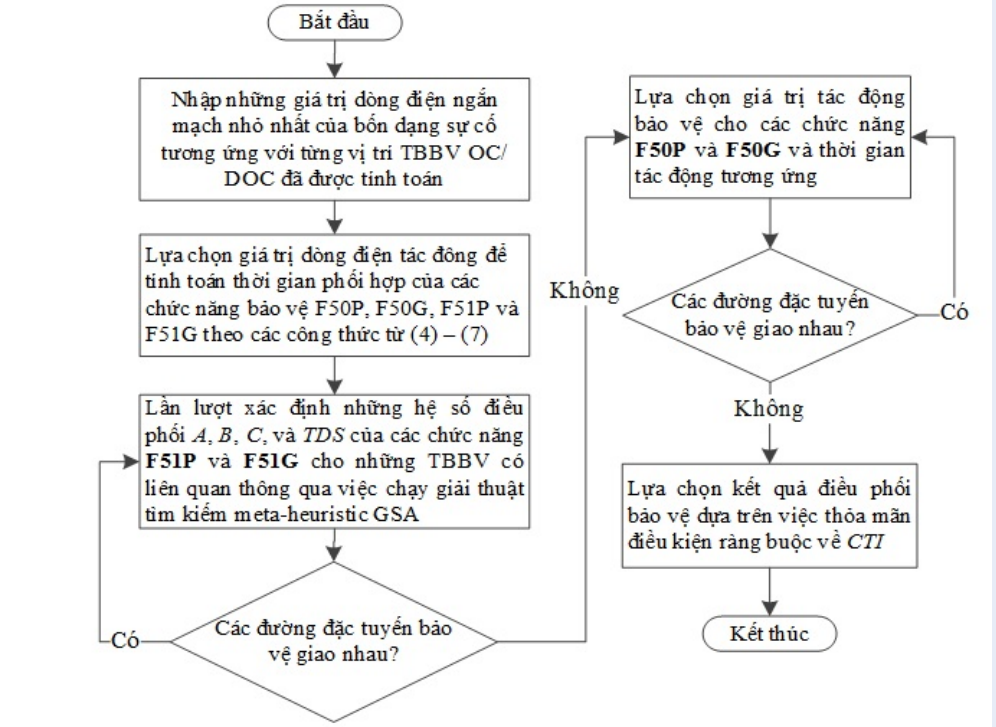
Dựa trên hàm mục tiêu và những điều kiện ràng buộc từ phương trình (20) đến phương trình (23), cùng với phương trình (3), Hình 5 trình bày một lưu đồ giải thuật OCPCO do tác giả đề xuất, gồm những bước thực hiện sau:

Bước 1: Nhập những giá trị dòng điện ngắn mạch nhỏ nhất ứng với bốn dạng sự cố và ứng với từng vị trí có OCPR đã tính toán;

Bước 2: Lựa chọn giá trị dòng điện tác động, $I_{kđ}$, để tính toán thời gian phối hợp của các chức năng bảo vệ F50P, F50G, F51P và F51G theo các công thức từ (4) đến (7) trong Mục 2.1;

Bước 3: Lần lượt xác định những hệ số điều phối *A, B, C* và *TDS* của chức năng F51P và F51G cho những OCPR có liên quan, thông qua việc chạy giải thuật tìm kiếm meta-heuristic GSA. Ở bước này, việc kiểm tra tính mất phối hợp bảo vệ sẽ được thực hiện nhằm hạn chế những trường hợp mà các OCPR trên LĐPP có thể hoạt động sai;

Bước 4: Lựa chọn giá trị dòng điện tác động, $I_{kđ}$, cho các chức năng bảo vệ F50P và F50G và thời gian tác động, $t_{tđ}$ tương ứng. Tương tự như **Bước 3**, việc kiểm tra tính mất phối hợp bảo vệ được tiếp tục thực hiện nhằm đảm bảo thời gian phối hợp bảo vệ *CTI* đủ hiệu quả để các OCPR hoạt động với mức độ tin cậy và tính chọn lọc cao;



Hình 5: Giải thuật điều phối bảo vệ OCPCO dành cho hệ thống bảo vệ của một LĐPP có tích hợp nguồn DG

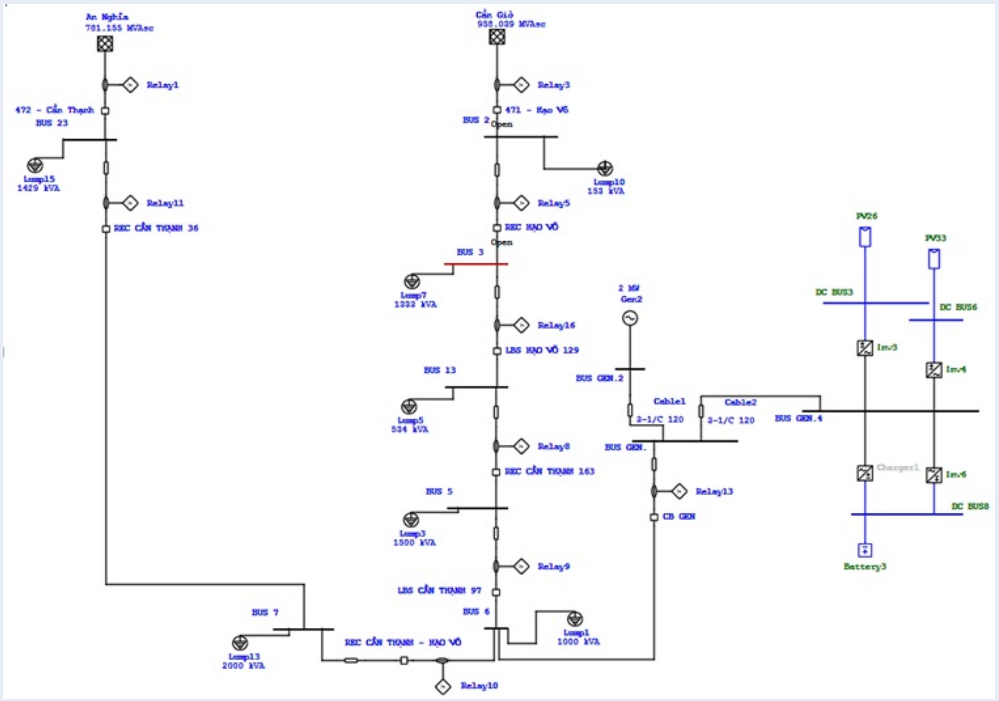
Bước 5: Xếp hạng những kết quả điều phối bảo vệ dựa trên việc thỏa mãn điều kiện ràng buộc về *CTI*.

KẾT QUẢ MÔ PHỎNG, NHỮNG PHÂN TÍCH VÀ THẢO LUẬN

Để đánh giá tính hiệu quả của phương pháp điều phối bảo vệ OCPCO được đề xuất, các tác giả sử dụng một LĐPP 22kV thực tế tại Công ty Điện lực Duyên Hải có tích hợp thêm các nguồn DG, như cho biết ở Hình 6. Theo đó, những OCPR được đề cập trong những phương án khôi phục cung cấp điện (gọi là phương án ISR-Isolation and Service Restoration) từ công cụ FLISR[28,29] sẽ được điều phối lại các trị số bảo vệ, để có thể thích nghi với cấu trúc mới của một LĐPP. Ngoài ra, để đơn giản hóa nội dung trình bày, nhóm tác giả sẽ tập trung mô phỏng và diễn giải kết quả trong các trường hợp sau: i) khi LĐPP đang vận hành ở trạng thái bình thường và ii) giải quyết vấn đề mất phối hợp bảo vệ của những phương án ISR khi sự cố xảy ra tại Nút 2 trên một LĐPP có tích hợp nguồn DG, như ở Hình 6.

Trước hết, Bảng 1 trình bày những số liệu phân tích ngắn mạch tại thời điểm sự cố chưa xảy ra trên một LĐPP có tích hợp nguồn DG mô phỏng. Theo đó, giá trị dòng điện ngắn mạch đi qua các OCPR trên LĐPP này sẽ được đưa vào công cụ OCPCO để xác định những bộ trị số chỉnh định nhằm thỏa mãn hàm mục tiêu và các điều kiện ràng buộc đã thể hiện tại các phương trình (21)-(23). Tiếp theo, Hình 7 thể hiện những trị số chỉnh định đề xuất cho những OCPR, cũng như các thông tin về OCPR chính và dự phòng tương ứng với cấu trúc của một LĐPP trước khi sự cố xảy ra tại vị trí Nút 2. Cuối cùng, những hình ảnh về kết quả điều phối bảo vệ cùng với nhận định của nhóm tác giả sẽ được trình bày cụ thể trong Hình 8. Một số nhận định được nhóm tác giả đúc kết trong quá trình quan sát công cụ OCPCO thực hiện những giải thuật điều phối bảo vệ khác nhau, cho biết như sau:

- Giải thuật GA cho kết quả điều phối bảo vệ đạt yêu cầu trong lần chạy đầu tiên. Tốc độ xuất kết quả tối ưu của giải thuật GA dưới 1 giây, tham khảo Hình 8c;
- Giải thuật GSA có tốc độ tính toán chậm hơn so với giải thuật GA. Tốc độ ra kết quả tối ưu của giải thuật GSA trong khoảng từ 1~2 giây, tham khảo Hình 8a;
- Cả 03 giải thuật đều đảm bảo kết quả về thời gian phối hợp bảo vệ giữa các OCPR với nhau, tuy nhiên, kết quả về đường đặc tuyến



Hình 6: Sơ đồ đơn tuyến của một LĐPP mô phỏng được cấp nguồn từ TBA 110/22kV An Nghĩa có tích hợp nguồn DG

Bảng 1: Số liệu phân tích ngắn mạch tại những vị trí đặt OCPR trên một LĐPP có tích hợp các nguồn DG mô phỏng khi sự cố chưa xảy ra

Dạng ngắn mạch	Vị trí tính toán ngắn mạch và giá trị dòng điện ngắn mạch tương ứng (A)		
	CB 471 Hạo Võ – Nút 2	REC Hạo Võ – Nút 13	REC Cần Thạnh 163 – Nút 6
3 pha chạm đất – PPPG	25796	11911	4902
2 pha chạm đất – PPG	24347	10742	4426
2 pha chạm nhau – PP	22340	10316	4246
1 pha chạm đất – PG	20469	6488	2340

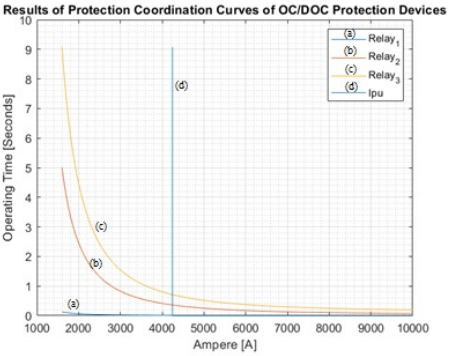
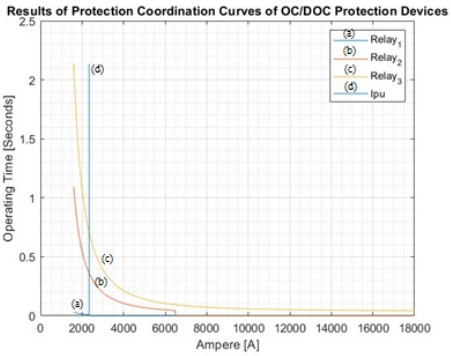
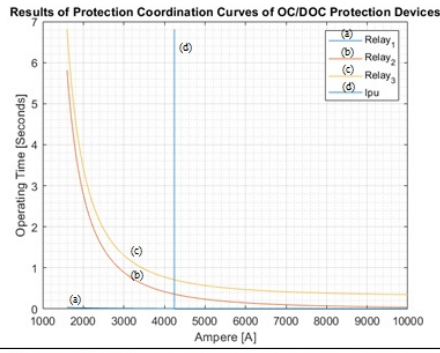
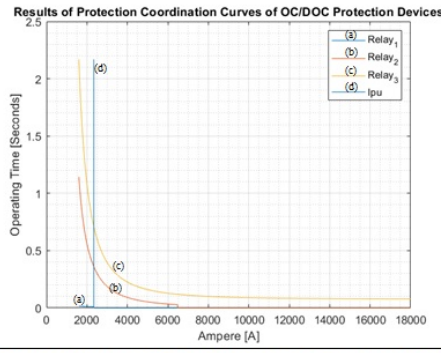
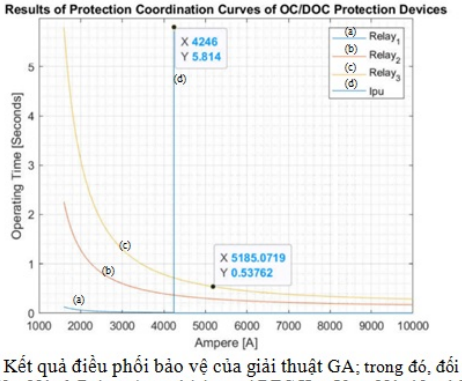
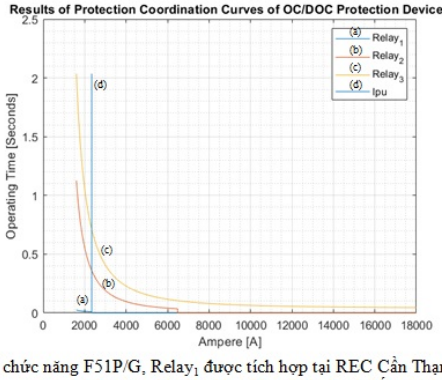
Có thể thấy rằng, kết quả điều phối bảo vệ của công cụ OCPCO bằng giải thuật GSA cho kết quả không chỉ thỏa mãn được hàm mục tiêu, điều kiện ràng buộc về *CTI*, mà còn có thời gian xử lý nhanh (kết quả điều phối bảo vệ đạt được chỉ trong một lần thực hiện chạy giải thuật). Bên cạnh đó, biên độ dao động về *CTI* từ điểm giá trị I_{kd} của các OCPR cũng đảm bảo nằm trong khoảng giá trị cho phép.

Khi sự cố xảy ra tại Nút 02 trên một LĐPP có tích hợp nguồn DG, công cụ FLISR đã đề xuất những phương án ISR khả thi để khôi phục cung cấp điện cho những phụ tải bị ảnh hưởng bởi sự cố. Theo đó, để đảm bảo các OCPR hoạt động tin cậy với cấu trúc mới của LĐPP, công cụ OCPCO sẽ tính toán các phương án điều phối bảo vệ khả thi nhằm để xuất cho người vận hành lựa chọn. Kết quả cho biết các phương án ISR không chỉ đảm bảo sự cố được cách ly và khôi phục cung cấp điện kịp thời mà còn giảm thiểu những nguy cơ mất phối hợp bảo vệ giữa những OCPR liền kề nhau. Các Bảng 2-Bảng 4 và Hình 9-Hình 14 lần lượt cho biết những số liệu phân tích ngắn mạch và kết quả điều phối bảo vệ tương ứng với từng phương án ISR để xuất đối với một LĐPP truyền thống và một LĐPP tích hợp nguồn DG.

Khi thực hiện điều phối những OCPR trên một LĐPP có tích hợp các nguồn DG, trong suốt quá trình thực hiện mô phỏng, thu thập và đánh giá kết quả, một số nhận định được nhóm tác giả đưa ra như sau:

Vị trí các OCPR trên lưới	Các trị số của F50P		Các trị số của F50G		Các trị số của F51P		Các trị số của F51G	
Trường hợp 1-Sử dụng giải thuật GA (Generic Algorithm), với *CTI* được chọn là 0,35s: Kết quả điều phối F50P và F51P đạt yêu cầu trong lần chạy thứ hai; trong khi đó, kết quả điều phối F50G và F51G đạt yêu cầu trong lần chạy thứ nhất.								
CB 471 Hạo Võ – Nút 2	I_{kd}	22340A	I_{kd}	20469A	*A* *B* *C*	13,06 2,14 1,11	*A* *B* *C*	50,75 2,12 0,71
	t_{td}	0s	t_{td}	0s	*TDS* t_{td}	0,41 0,71s	*TDS* t_{td}	0,067 0,71s
REC Hạo Võ – Nút 13	I_{kd}	10316A	I_{kd}	6488A	*A* *B* *C*	36,23 1,32 1,07	*A* *B* *C*	78,07 2,36 0,25
	t_{td}	0s	t_{td}	0s	*TDS* t_{td}	0,05 0,36s	*TDS* t_{td}	0,03 0,36s
REC Cần Thạnh 163 – Nút 6	I_{kd}	4246A	I_{kd}	2340A	*A* *B* *C*	0,036 2,14 1,00	*A* *B* *C*	3,95 2,39 0,3
	t_{td}	0s	t_{td}	0s	*TDS* t_{td}	0,01 0,01s	*TDS* t_{td}	0,01 0,01s
Trường hợp 2-Sử dụng giải thuật GSA, với CTI được chọn là 0,35s: Kết quả điều phối F50P và F51P đạt yêu cầu trong lần chạy thứ nhất; trong khi đó, kết quả điều phối F50G và F51G đạt yêu cầu trong lần chạy thứ nhất.								
CB 471 Hạo Võ – Nút 2	I_{kd}	22340A	I_{kd}	20469A	*A* *B* *C*	57,94 2,44 0,38	*A* *B* *C*	89,14 2,31 0,83
	t_{td}	0s	t_{td}	0s	*TDS* t_{td}	0,33 0,71s	*TDS* t_{td}	0,05 0,71s
REC Hạo Võ – Nút 13	I_{kd}	10316A	I_{kd}	6488A	*A* *B* *C*	72,58 2,42 0,22	*A* *B* *C*	74,84 2,32 0,53
	t_{td}	0s	t_{td}	0s	*TDS* t_{td}	0,15 0,36s	*TDS* t_{td}	0,03 0,36s
REC Cần Thạnh 163 – Nút 6	I_{kd}	4246A	I_{kd}	2340A	*A* *B* *C*	59,36 2,31 0,01	*A* *B* *C*	59,97 2,29 0,72
	t_{td}	0s	t_{td}	0s	*TDS* t_{td}	0,01 0,01s	*TDS* t_{td}	0,01 0,01s
Trường hợp 3-Sử dụng giải thuật PSO&GSA, với CTI được chọn là 0,35s: Kết quả điều phối F50P và F51P đạt yêu cầu trong lần chạy thứ hai; trong khi đó, kết quả điều phối F50G và F51G đạt yêu cầu trong lần chạy thứ hai.								
CB 471 Hạo Võ – Nút 2	I_{kd}	22340A	I_{kd}	20469A	*A* *B* *C*	68,34 2,49 1,43	*A* *B* *C*	93,49 2,50 1,48
	t_{td}	0s	t_{td}	0s	*TDS* t_{td}	0,21 0,71s	*TDS* t_{td}	0,05 0,71s
REC Hạo Võ – Nút 13	I_{kd}	10316A	I_{kd}	6488A	*A* *B* *C*	5,81 2,50 0,00	*A* *B* *C*	13,74 2,37 0,00
	t_{td}	0s	t_{td}	0s	*TDS* t_{td}	2,24 0,36s	*TDS* t_{td}	0,17 0,36s
REC Cần Thạnh 163 – Nút 6	I_{kd}	4246A	I_{kd}	2340A	*A* *B* *C*	0,01 0,48 0,00	*A* *B* *C*	0,01 1,72 0,01
	t_{td}	0s	t_{td}	0s	*TDS* t_{td}	1,17 0,01s	*TDS* t_{td}	0,01 0,01s

Hình 7: Các trị số chỉnh định đề xuất cho những OCPR và thông tin về OCPR dự phòng trước khi sự cố xảy ra tại vị trí Nút 2 trên một LĐPP

Kết quả điều phối chức năng F50P và F51P	Kết quả điều phối chức năng F50G và F51G
	
a) Kết quả điều phối bảo vệ của giải thuật GSA; trong đó, đối với chức năng F51P/G, $Relay_1$ được tích hợp tại REC Cần Thạnh 163 – Nút 6, $Relay_2$ được tích hợp tại REC Hạo Võ – Nút 13, và $Relay_3$ được tích hợp tại CB 471 Hạo Võ – Nút 2; và đối với chức năng F50P/G, I_{pu} là dòng điện pick-up (hoặc dòng điện khởi động) để điều khiển REC Cần Thạnh 163 – Nút 6;	
	
b) Kết quả điều phối bảo vệ của giải thuật PSO&GSA; trong đó, đối với chức năng F51P/G, $Relay_1$ được tích hợp tại REC Cần Thạnh 163 – Nút 6, $Relay_2$ được tích hợp tại REC Hạo Võ – Nút 13, và $Relay_3$ được tích hợp tại CB 471 Hạo Võ – Nút 2; và đối với chức năng F50P/G, I_{pu} là dòng điện pick-up (hoặc dòng điện khởi động) để điều khiển REC Cần Thạnh 163 – Nút 6;	
	
c) Kết quả điều phối bảo vệ của giải thuật GA; trong đó, đối với chức năng F51P/G, $Relay_1$ được tích hợp tại REC Cần Thạnh 163 – Nút 6, $Relay_2$ được tích hợp tại REC Hạo Võ – Nút 13, và $Relay_3$ được tích hợp tại CB 471 Hạo Võ – Nút 2; và đối với chức năng F50P/G, I_{pu} là dòng điện pick-up (hoặc dòng điện khởi động) để điều khiển REC Cần Thạnh 163 – Nút 6;	

Hình 8: Kết quả điều phối bảo vệ bằng phương pháp OCPCO được đề xuất dành cho ba OCPR trên tuyến dây 471 Hạo Võ thuộc một LĐPP được cấp nguồn từ TBA 110/22kV Cần Giờ trước khi sự cố xảy ra tại vị trí Nút 2

OCPR	Trị số F50P		Trị số F50G		Trị số F51P		Trị số F51G	
- *Phương án ISR thứ nhất*: Mở recloser Hạo Võ và đóng recloser Cần Thạnh Hạo Võ. Các OCPR cần thay đổi trị số chỉnh định gồm: 1) CB 472 - Cần Thạnh OCPR, 2) REC Cần Thạnh - Hạo Võ, và 3) recloser REC Cần Thạnh 163. - *Giải thuật GA với CTI được chọn là 0,35s*: Kết quả điều phối F50P và F51P đạt yêu cầu trong lần chạy thứ hai; và kết quả điều phối F50G và F51G đạt yêu cầu trong lần chạy thứ nhất.								
CB 472 Cần Thạnh – Nút 23	$I_{kđ}$	18595A	$I_{kđ}$	20076A	*A* *B* *C*	6,71 2,31 0,09	*A* *B* *C*	9,23 1,74 0,11
	$t_{tđ}$	0s	$t_{tđ}$	0s	*TDS* $t_{tđ}$	0,73 0,71s	*TDS* $t_{tđ}$	0,024 0,71s
REC Cần Thạnh - Hạo Võ – Nút 5	$I_{kđ}$	2755A	$I_{kđ}$	1286A	*A* *B* *C*	7,77 2,46 0,47	*A* *B* *C*	0,01 0,60 0,89
	$t_{tđ}$	0s	$t_{tđ}$	0s	*TDS* $t_{tđ}$	0,26 0,36s	*TDS* $t_{tđ}$	0,37 0,36s
REC Cần Thạnh 163 – Nút 3	$I_{kđ}$	2501A	$I_{kđ}$	1167A	*A* *B* *C*	0,09 0,44 0,30	*A* *B* *C*	0,01 1,51 0,97
	$t_{tđ}$	0s	$t_{tđ}$	0s	*TDS* $t_{tđ}$	0,03 0,01s	*TDS* $t_{tđ}$	0,01 0,01s
- *Phương án ISR thứ nhất*: Mở recloser Hạo Võ và đóng recloser Cần Thạnh Hạo Võ. Các OCPR cần thay đổi trị số chỉnh định gồm: 1) CB 472 - Cần Thạnh OCPR, 2) REC Cần Thạnh - Hạo Võ, và 3) recloser REC Cần Thạnh 163; - *Giải thuật PSO&GSA, với CTI được chọn là 0,35s*: Kết quả điều phối F50P và F51P đạt yêu cầu trong lần chạy thứ ba; và kết quả điều phối F50G và F51G đạt yêu cầu trong lần chạy thứ nhất.								
CB 472 Cần Thạnh – Nút 23	$I_{kđ}$	18595A	$I_{kđ}$	20076A	*A* *B* *C*	126,51 2,07 0,02	*A* *B* *C*	73,50 2,50 1,50
	$t_{tđ}$	0s	$t_{tđ}$	0s	*TDS* $t_{tđ}$	0,03 0,71s	*TDS* $t_{tđ}$	0,01 0,71s
REC Cần Thạnh - Hạo Võ – Nút 5	$I_{kđ}$	2755A	$I_{kđ}$	1286A	*A* *B* *C*	0,60 2,28 0,02	*A* *B* *C*	0,01 1,75 0,74
	$t_{tđ}$	0s	$t_{tđ}$	0s	*TDS* $t_{tđ}$	1,26 0,36s	*TDS* $t_{tđ}$	0,46 0,36s
REC Cần Thạnh 163 – Nút 3	$I_{kđ}$	2501A	$I_{kđ}$	1167A	*A* *B* *C*	0,01 1,39 0,00	*A* *B* *C*	0,01 2,06 0,01
	$t_{tđ}$	0s	$t_{tđ}$	0s	*TDS* $t_{tđ}$	3,00 0,01s	*TDS* $t_{tđ}$	0,43 0,01s
- *Phương án ISR thứ nhất*: Mở recloser Hạo Võ và đóng recloser Cần Thạnh Hạo Võ. Các OCPR cần thay đổi trị số chỉnh định gồm: 1) CB 472 - Cần Thạnh OCPR, 2) REC Cần Thạnh - Hạo Võ, và 3) recloser REC Cần Thạnh 163; - *Giải thuật GSA, với CTI được chọn là 0,35s*: Kết quả điều phối F50P và F51P đạt yêu cầu trong lần chạy thứ ba; và kết quả điều phối F50G và F51G đạt yêu cầu trong lần chạy thứ hai.								
CB 472 Cần Thạnh – Nút 23	$I_{kđ}$	18595A	$I_{kđ}$	20076A	*A* *B* *C*	52,45 2,31 0,93	*A* *B* *C*	33,59 1,82 0,98
	$t_{tđ}$	0s	$t_{tđ}$	0s	*TDS* $t_{tđ}$	0,09 0,71s	*TDS* $t_{tđ}$	0,01 0,71s
REC Cần Thạnh - Hạo Võ – Nút 5	$I_{kđ}$	2755A	$I_{kđ}$	1286A	*A* *B* *C*	44,37 1,79 0,28	*A* *B* *C*	30,55 2,19 0,79
	$t_{tđ}$	0s	$t_{tđ}$	0s	*TDS* $t_{tđ}$	0,03 0,36s	*TDS* $t_{tđ}$	0,01 0,36s
REC Cần Thạnh 163 – Nút 3	$I_{kđ}$	2501A	$I_{kđ}$	1167A	*A* *B* *C*	60,60 2,33 0,46	*A* *B* *C*	0,74 0,89 0,87
	$t_{tđ}$	0s	$t_{tđ}$	0s	*TDS* $t_{tđ}$	0,01 0,01s	*TDS* $t_{tđ}$	0,01 0,01s

Hình 9: Các trị số chỉnh định đề xuất cho những OCPR và thông tin OCPR dự phòng trên một LĐPP tích hợp nguồn DG tương ứng với phương án ISR thứ nhất

Bảng 2: Số liệu phân tích ngắn mạch tại những vị trí đặt OCPR trên một LĐPP tích hợp nguồn DG khi sự cố xảy ra tại Nút 02 và được chuyển tải sang nguồn An Nghĩa, xem Hình 5, theo phương án ISR thứ nhất

Dạng ngắn mạch	Vị trí tính toán ngắn mạch và giá trị dòng điện ngắn mạch tương ứng (A)		
	CB 472 Cần Thạnh – Nút 23	REC Cần Thạnh - Hạo Võ – Nút 5	REC Cần Thạnh 163 – Nút 3
3 pha chạm đất – PPPG	21472	3182	2888
2 pha chạm đất – PPG	21389	2833	2573
2 pha chạm nhau – PP	18595	2755	2501
1 pha chạm đất – PG	20076	1286	1167

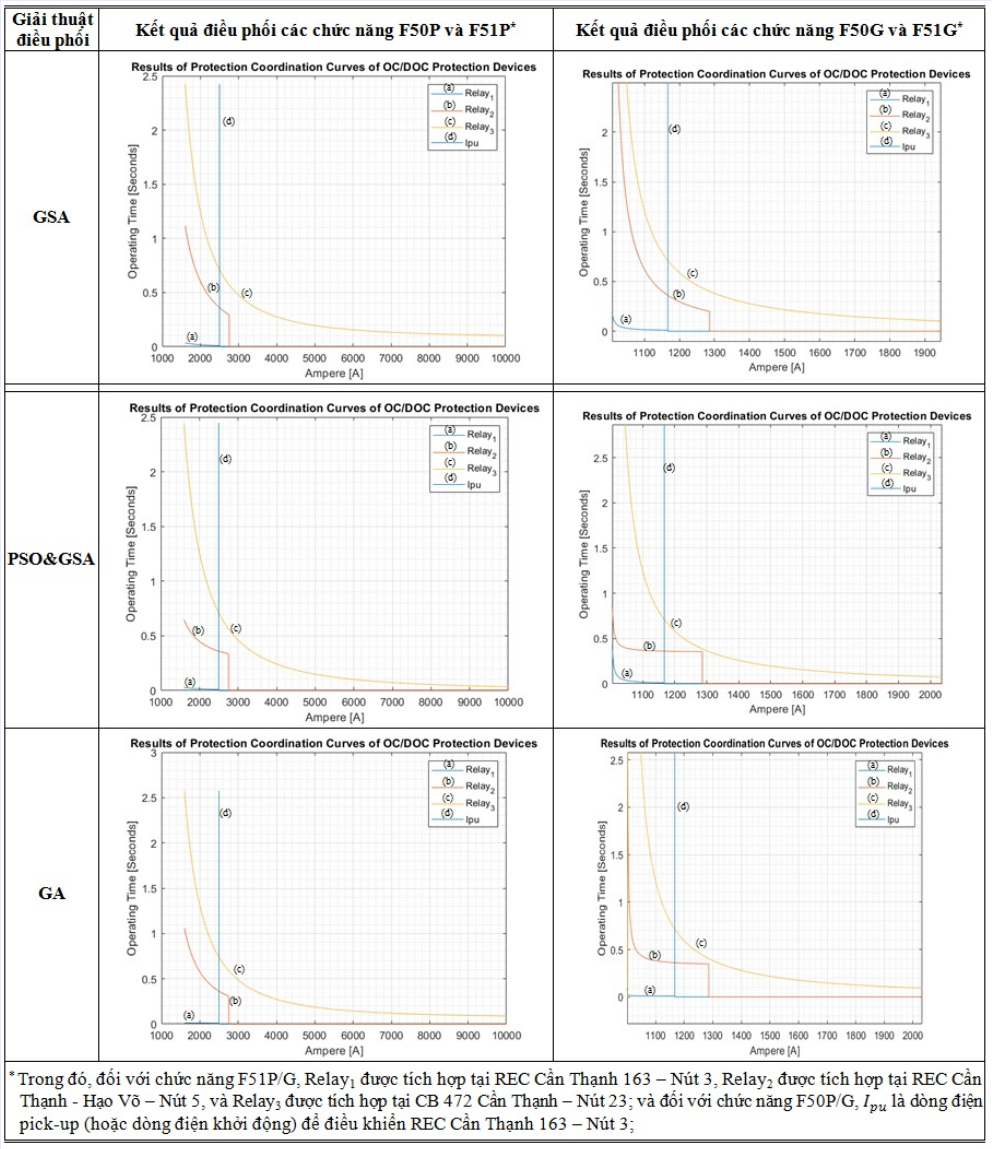
Bảng 3: Số liệu phân tích ngắn mạch tại những vị trí đặt OCPR trên một LĐPP tích hợp nguồn DG khi sự cố xảy ra tại Nút 02 và được chuyển tải sang nguồn DG, xem Hình 5, theo phương án ISR thứ hai

Dạng ngắn mạch	Vị trí tính toán ngắn mạch và giá trị dòng điện ngắn mạch tương ứng (A)	
	CB GEN – Nút 5	REC Cần Thạnh 163 – Nút 3
3 pha chạm đất – PPPG	1011	991
2 pha chạm đất – PPG	975	948
2 pha chạm nhau – PP	883	866
1 pha chạm đất – PG	816	771

Bảng 4: Số liệu phân tích ngắn mạch tại những vị trí đặt OCPR trên một LĐPP tích hợp nguồn DG khi sự cố xảy ra tại Nút 02 và được chuyển tải sang nguồn An Nghĩa và nguồn DG, xem Hình 5, theo phương án ISR thứ ba

Dạng ngắn mạch	Vị trí tính toán ngắn mạch và giá trị dòng điện ngắn mạch tương ứng (A)		
	CB 472 Cần Thạnh – Nút 23	REC Cần Thạnh - Hạo Võ – Nút 5	REC Cần Thạnh 163 – Nút 3
3 pha chạm đất – PPPG	21693	3389	3054
2 pha chạm đất – PPG	21604	3086	2774
2 pha chạm nhau – PP	18791	2940	2649
1 pha chạm đất – PG	20376	1798	1572

- Tất cả ba giải thuật ứng dụng cho phương pháp OCPCO đều xuất ra những kết quả thỏa mãn hàm mục tiêu và điều kiện vận hành ràng buộc. Tuy nhiên, giải thuật GSA cho kết quả tốt nhất và thời gian tương đối nhanh (trong khoảng 2 ~ 5 giây). Trong khi đó, thời gian chạy giải thuật PSO&GSA cũng tương đồng với thời gian chạy giải thuật GSA nhưng kết quả chưa tốt do các đường cong đặc tuyến bảo vệ của các OCPR có thể cắt nhau. Tương tự, giải thuật GA cho kết quả nhanh nhất (trong khoảng 1~2 giây) nhưng lại chưa thỏa mãn về thời gian đặt ra, bên cạnh những kết quả chưa thực sự tốt. Những vấn đề này đều gây ảnh hưởng đến độ tin cậy và tính chọn lọc của những OCPR khi hoạt động trên LĐPP. Có thể thấy rằng, kết quả điều phối của công cụ OCPCO bằng giải thuật GSA cho kết quả không chỉ thỏa mãn được hàm mục tiêu, điều kiện ràng buộc về mà còn có thời gian xử lý nhanh, chẳng hạn kết quả điều phối bảo vệ thu được chỉ trong một lần thực hiện chạy giải thuật. Bên cạnh đó, biên độ dao động về từ điểm giá trị $I_{kđ}$ của các OCPR cũng đảm bảo nằm trong khoảng giá trị cho phép.
- Bằng cách sử dụng phương pháp OCPCO được đề xuất, những hệ số điều phối bảo vệ cho bốn chức năng bảo vệ quá dòng đã được xác định và làm cơ sở để cài đặt cho những OCPR thông qua hệ thống SCADA/DMS khi LĐPP thay đổi về mặt cấu trúc. Nhờ vậy, hệ thống bảo vệ của bất kỳ LĐPP nào cũng đều duy trì độ tin cậy hoạt động, nhanh chóng phát hiện và ngăn chặn kịp thời dòng điện ngắn mạch đổ về vị trí sự cố.



Hình 10: Kết quả điều phối bảo vệ bằng phương pháp OCPCO được đề xuất đối với ba OCPR trên tuyến dây 471 Hạo Võ thuộc LĐPP được cấp nguồn từ TBA 110/22kV Cần Giờ theo **phương án ISR thứ nhất**

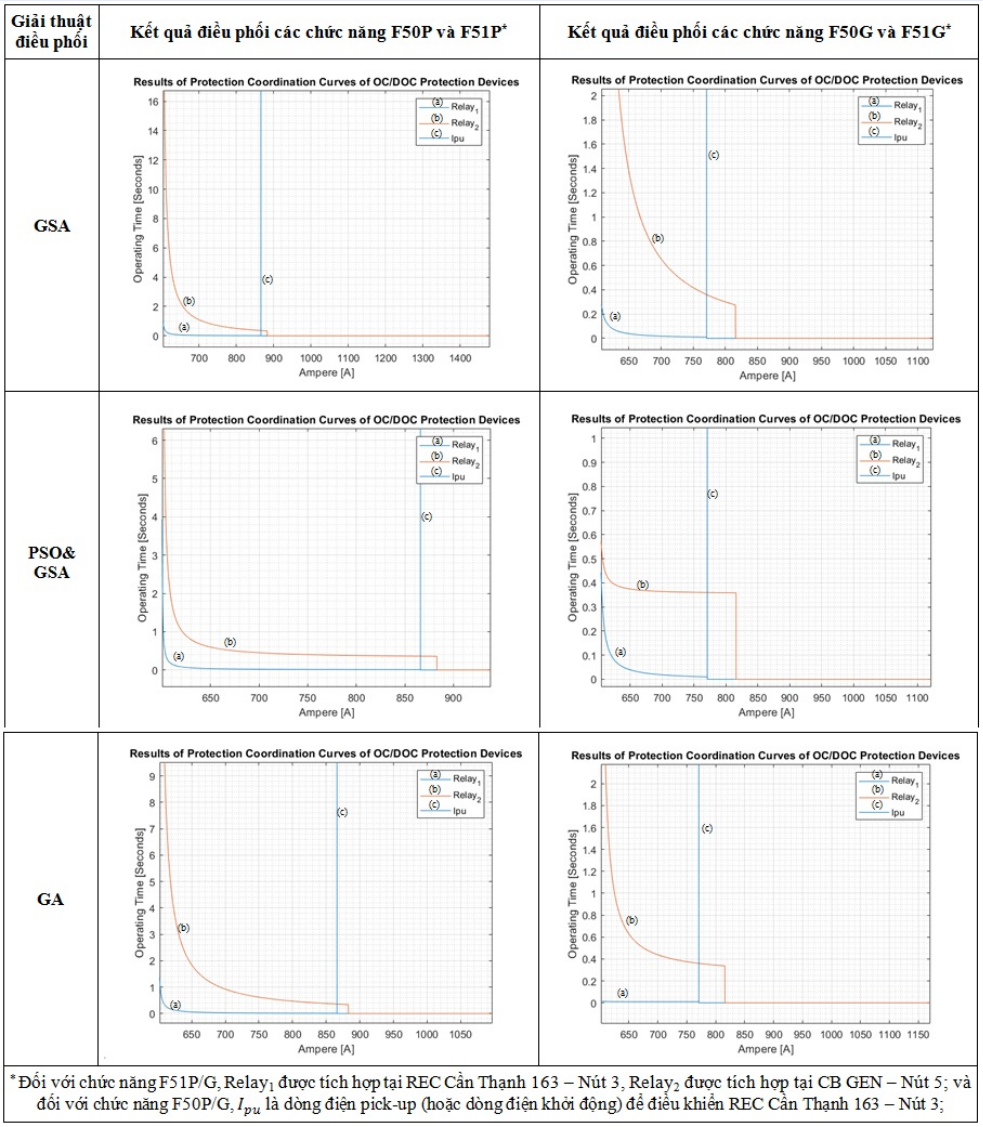
- Phương pháp điều phối bảo vệ đã cho thấy tính khả thi khi tích hợp hoạt động cùng với công cụ FLISR nhằm hoàn thiện phương án ISR khi sự cố xảy ra trên một LĐPP. Cụ thể, phương án ISR không chỉ giải quyết vấn đề cách ly phân đoạn sự cố, khôi phục cung cấp điện mà còn xử lý vấn đề mất phối hợp bảo vệ giữa những OCPR trên một LĐPP sau khi tái cấu trúc. Chính vì vậy, chỉ số PRV (PRV - Protection Validation, chỉ số này dùng để xác thực tính mất phối hợp bảo vệ giữa các OCPR) tiệm cận giá trị không.
- Phương pháp OCPCO được đề xuất có thể phù hợp với LĐPP có tích hợp nguồn DG bởi vì đã xem xét đầy đủ những đặc tính vận hành của nguồn RBDG và IBDG. Theo đó, những phương án ISR ưu tiên sử dụng các nguồn DG để khôi phục cung cấp điện cùng với các phương án điều phối bảo vệ phù hợp.

KẾT LUẬN

Trong nghiên cứu này, nhóm tác giả đã trình bày một phương pháp điều phối bảo vệ OCPCO mới dành cho

OCPR	Trị số F50P		Trị số F50G		Trị số F51P		Trị số F51G	
- *Phương án ISR thứ hai*: Mở recloser Hạo Võ và đóng CB GEN. Các OCPR cần thay đổi trị số chỉnh định gồm: 1) CB GEN OCPR, và 2) REC Cần Thạnh 163; - *Giải thuật GSA, với CTI được chọn là 0,35s*: Kết quả điều phối F50P và F51P đạt yêu cầu trong lần chạy thứ hai; và kết quả điều phối F50G và F51G đạt yêu cầu trong lần chạy thứ nhất.								
CB GEN – Nút 5	$I_{kđ}$	883A	$I_{kđ}$	816A	*A* *B* *C*	57,46 2,17 0,59	*A* *B* *C*	67,95 2,24 0,80
	$t_{tđ}$	0s	$t_{tđ}$	0s	*TDS* $t_{tđ}$	0,01 0,35s	*TDS* $t_{tđ}$	0,01 0,36s
REC Cần Thạnh 163 – Nút 3	$I_{kđ}$	866A	$I_{kđ}$	771A	*A* *B* *C*	59,93 2,05 0,81	*A* *B* *C*	47,43 2,22 0,66
	$t_{tđ}$	0s	$t_{tđ}$	0s	*TDS* $t_{tđ}$	0,01 0,01s	*TDS* $t_{tđ}$	0,01 0,01s
- *Phương án ISR thứ hai*: Mở recloser Hạo Võ và đóng CB GEN. Các OCPR cần thay đổi trị số chỉnh định gồm: 1) CB GEN OCPR, và 2) REC Cần Thạnh 163; - *Giải thuật PSO&GSA, với CTI được chọn là 0,35s*: Kết quả điều phối F50P và F51P đạt yêu cầu trong lần chạy thứ hai; và kết quả điều phối F50G và F51G đạt yêu cầu trong lần chạy thứ nhất.								
CB GEN – Nút 5	$I_{kđ}$	883A	$I_{kđ}$	816A	*A* *B* *C*	0,01 2,50 0,05	*A* *B* *C*	0,01 2,25 0,80
	$t_{tđ}$	0s	$t_{tđ}$	0s	*TDS* $t_{tđ}$	7,16 0,35s	*TDS* $t_{tđ}$	0,45 0,36s
REC Cần Thạnh 163 – Nút 3	$I_{kđ}$	866A	$I_{kđ}$	771A	*A* *B* *C*	0,01 2,31 0,01	*A* *B* *C*	0,01 2,50 0,00
	$t_{tđ}$	0s	$t_{tđ}$	0s	*TDS* $t_{tđ}$	0,69 0,01s	*TDS* $t_{tđ}$	1,02 0,01s
- *Phương án ISR thứ hai*: Mở recloser Hạo Võ và đóng CB GEN. Các OCPR cần thay đổi trị số chỉnh định gồm: 1) CB GEN OCPR, 2) và REC Cần Thạnh 163;								
- *Giải thuật GA, với CTI được chọn là 0,35s*:Kết quả điều phối F50P và F51P đạt yêu cầu trong lần chạy thứ ba; và kết quả điều phối F50G và F51G đạt yêu cầu trong lần chạy thứ hai.								
CB GEN – Nút 5	$I_{kđ}$	883A	$I_{kđ}$	816A	*A* *B* *C*	4,39 2,41 1,18	*A* *B* *C*	0,23 2,45 0,76
	$t_{tđ}$	0s	$t_{tđ}$	0s	*TDS* $t_{tđ}$	0,09 0,35s	*TDS* $t_{tđ}$	0,35 0,35s
REC Cần Thạnh 163 – Nút 3	$I_{kđ}$	866A	$I_{kđ}$	771A	*A* *B* *C*	1,11 2,03 0,00	*A* *B* *C*	0,01 2,45 1,01
	$t_{tđ}$	0s	$t_{tđ}$	0s	*TDS* $t_{tđ}$	0,01 0,01s	*TDS* $t_{tđ}$	0,01 0,01s

Hình 11: Các trị số chỉnh định đề xuất cho những OCPR và thông tin OCPR dự phòng trên một LĐPP tích hợp nguồn DG theo **phương án ISR thứ hai**

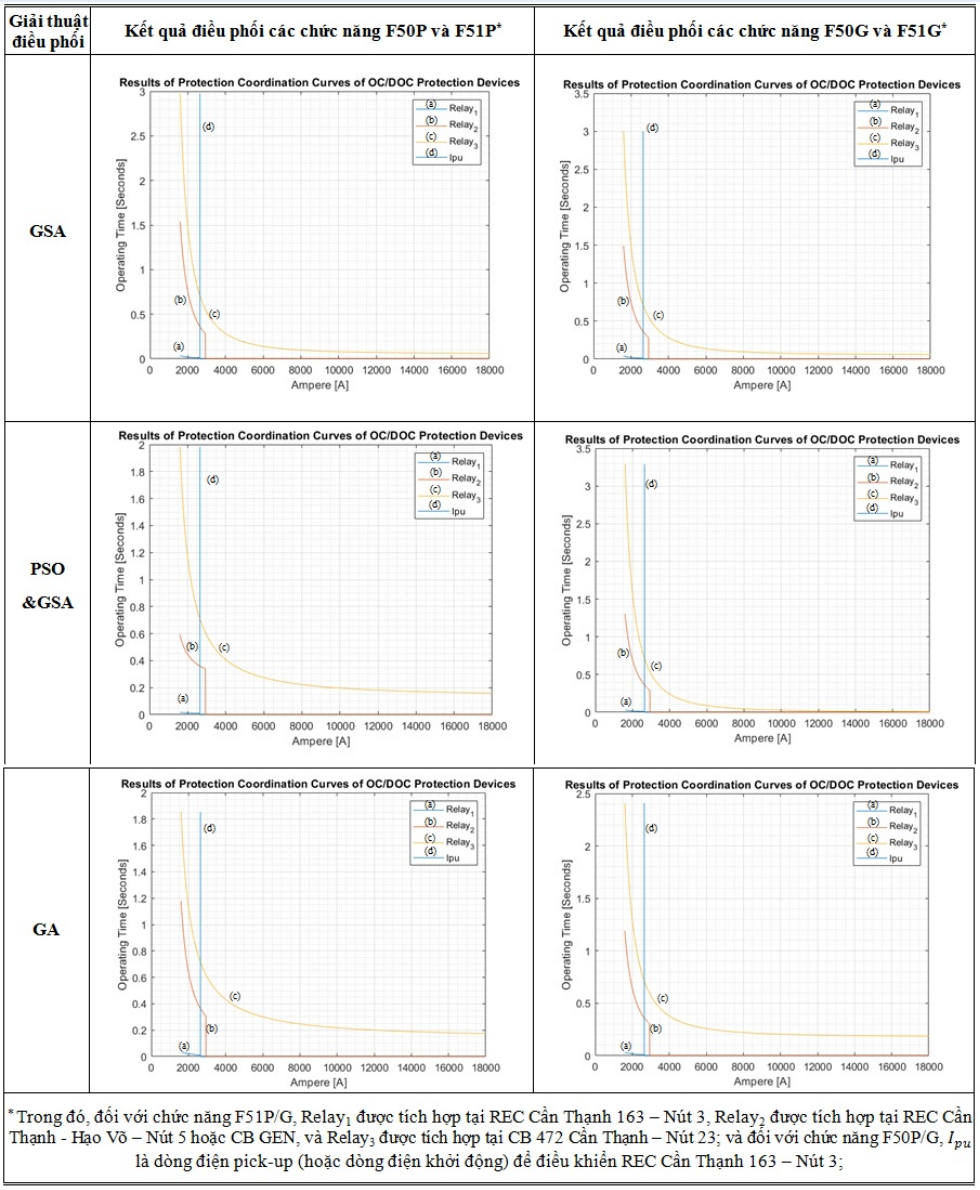


Hình 12: Kết quả điều phối bảo vệ bằng phương pháp OCPCO được đề xuất cho hai OCPR trên tuyến dây 471 Hạo Võ thuộc một LĐPP được cấp nguồn từ các DG theo **phương án ISR thứ hai**

hệ thống bảo vệ LĐPP có tích hợp các nguồn DG. Cụ thể, phương pháp OCPCO này được phát triển dựa vào việc sử dụng kết quả phân tích ngắn mạch kết hợp với giải thuật tìm kiếm GSA để xác định hiệu quả các hệ số điều phối *A, B, C* và *TDS* của các chức năng bảo vệ F51P, F51G cũng như F50P, F50G ứng với từng trạng thái vận hành của LĐPP có tích hợp nguồn DG, đặc biệt là sau khi LĐPP đã được tái cấu trúc để cách ly sự cố và khôi phục cung cấp điện. Bài báo đã xây dựng hàm mục tiêu về tổng thời gian đảm bảo phối hợp bảo vệ cho phép giữa những OCPR liền kề nhau. Các phương án điều phối trị số chỉnh định đã cho thấy tính khả thi khi áp dụng thực tiễn thông qua việc kết hợp với công cụ FLISR. Qua đó, những trị số bảo vệ mới được đề xuất từ công cụ OCPCO sẽ được cập nhật đến từng OCPR dựa trên hạ tầng mạng truyền dẫn thông tin. Mô hình LĐPP có tích hợp nguồn DG được nhóm tác giả xây dựng dựa vào một LĐPP thực tế và được mô phỏng bằng phần mềm ETAP để phân tích ngắn mạch cũng như kiểm tra tính khả thi của phương pháp OCPCO đề xuất. Hơn nữa, các kết quả điều phối bảo vệ bằng giải thuật GSA đã được so sánh với những kết quả xuất ra từ giải thuật PSO&GSA và GA để chứng minh tính hiệu quả của giải thuật GSA khi thực hiện tính toán điều phối những OCPR trên LĐPP có tích hợp nguồn DG.

OCPR	Trị số F50P		Trị số F50G		Trị số F51P		Trị số F51G	
- *Phương án ISR thứ ba*: Mở recloser Hạo Võ, đóng recloser Cần Thạnh-Hạo Võ và CB GEN. Các OCPR cần thay đổi trị số chỉnh định gồm: 1) CB 472 - Cần Thạnh OCPR, 2) REC Cần Thạnh - Hạo Võ, 3) CB GEN), và 4) recloser REC Cần Thạnh 163. - *Giải thuật GSA, với CTI được chọn là 0,35s:* Kết quả điều phối F50P và F51P đạt yêu cầu trong lần chạy thứ hai; và kết quả điều phối F50G và F51G đạt yêu cầu trong lần chạy thứ nhất.								
CB 472 Cần Thạnh – Nút 23	$I_{kđ}$	18791A	$I_{kđ}$	20376A	*A* *B* *C*	42,61 2,39 0,39	*A* *B* *C*	70,52 2,40 0,60
	$t_{tđ}$	0s	$t_{tđ}$	0s	*TDS* $t_{tđ}$	0,14 0,71s	*TDS* $t_{tđ}$	0,09 0,71s
REC Cần Thạnh - Hạo Võ– Nút 5 và CB GEN	$I_{kđ}$	2940A	$I_{kđ}$	1798A	*A* *B* *C*	72,23 2,44 0,62	*A* *B* *C*	77,10 2,37 0,77
	$t_{tđ}$	0s	$t_{tđ}$	0s	*TDS* $t_{tđ}$	0,05 0,36s	*TDS* $t_{tđ}$	0,04 0,36s
REC Cần Thạnh 163 – Nút 3	$I_{kđ}$	2649A	$I_{kđ}$	1572A	*A* *B* *C*	53,82 1,87 0,65	*A* *B* *C*	39,27 2,28 0,77
	$t_{tđ}$	0s	$t_{tđ}$	0s	*TDS* $t_{tđ}$	0,01 0,01s	*TDS* $t_{tđ}$	0,01 0,01s
- *Phương án ISR thứ ba*: Mở recloser Hạo Võ, đóng recloser Cần Thạnh-Hạo Võ và CB GEN. Các OCPR cần thay đổi trị số chỉnh định gồm: 1) CB 472 - Cần Thạnh OCPR, 2) REC Cần Thạnh - Hạo Võ, 3) CB GEN), và 4) recloser REC Cần Thạnh 163. - *Giải thuật PSO&GSA, với CTI được chọn là 0,35s*: Kết quả điều phối F50P và F51P đạt yêu cầu trong lần chạy thứ nhất; và kết quả điều phối F50G và F51G đạt yêu cầu trong lần chạy thứ nhất.								
CB 472 Cần Thạnh – Nút 23	$I_{kđ}$	18791A	$I_{kđ}$	20376A	*A* *B* *C*	15,58 1,47 1,12	*A* *B* *C*	149,95 2,50 0,08
	$t_{tđ}$	0s	$t_{tđ}$	0s	*TDS* $t_{tđ}$	0,12 0,71s	*TDS* $t_{tđ}$	0,05 0,71s
REC Cần Thạnh - Hạo Võ– Nút 5 và CB GEN	$I_{kđ}$	2940A	$I_{kđ}$	1798A	*A* *B* *C*	0,01 0,02 0,29	*A* *B* *C*	1,52 1,83 0,01
	$t_{tđ}$	0s	$t_{tđ}$	0s	*TDS* $t_{tđ}$	0,50 0,36s	*TDS* $t_{tđ}$	1,16 0,36s
REC Cần Thạnh 163 – Nút 3	$I_{kđ}$	2649A	$I_{kđ}$	1572A	*A* *B* *C*	0,01 0,71 0,01	*A* *B* *C*	0,01 1,31 0,00
	$t_{tđ}$	0s	$t_{tđ}$	0s	*TDS* $t_{tđ}$	0,52 0,01s	*TDS* $t_{tđ}$	2,98 0,01s
- *Phương án ISR thứ ba*: Mở recloser Hạo Võ, đóng recloser Cần Thạnh-Hạo Võ và CB GEN. Các OCPR cần thay đổi trị số chỉnh định gồm: 1) CB 472 - Cần Thạnh OCPR, 2) REC Cần Thạnh - Hạo Võ, 3) CB GEN), và 4) recloser REC Cần Thạnh 163; - *Giải thuật GA, với CTI được chọn là 0,35s:* Kết quả điều phối F50P và F51P đạt yêu cầu trong lần chạy thứ ba; và kết quả điều phối F50G và F51G đạt yêu cầu trong lần chạy thứ hai.								
CB 472 Cần Thạnh – Nút 23	$I_{kđ}$	18791A	$I_{kđ}$	20376A	*A* *B* *C*	10,84 1,24 1,08	*A* *B* *C*	21,36 2,21 0,94
	$t_{tđ}$	0s	$t_{tđ}$	0s	*TDS* $t_{tđ}$	0,13 0,71s	*TDS* $t_{tđ}$	0,19 0,71s
REC Cần Thạnh - Hạo Võ– Nút 5 và CB GEN	$I_{kđ}$	2940A	$I_{kđ}$	1798A	*A* *B* *C*	8,43 2,42 0,50	*A* *B* *C*	18,43 2,31 0,97
	$t_{tđ}$	0s	$t_{tđ}$	0s	*TDS* $t_{tđ}$	0,26 0,36s	*TDS* $t_{tđ}$	0,12 0,36s
REC Cần Thạnh 163 – Nút 3	$I_{kđ}$	2649A	$I_{kđ}$	1572A	*A* *B* *C*	1,10 1,73 0,00	*A* *B* *C*	1,93 2,37 0,11
	$t_{tđ}$	0s	$t_{tđ}$	0s	*TDS* $t_{tđ}$	0,04 0,01s	*TDS* $t_{tđ}$	0,03 0,01s

Hình 13: Các trị số chỉnh định đề xuất cho những OCPR và thông tin OCPR dự phòng trên một LĐPP có tích hợp nguồn DG theo **phương án ISR thứ ba**



Hình 14: Kết quả điều phối bảo vệ bằng phương pháp OCPCO được đề xuất cho bốn OCPR trên tuyến dây 471 Hạo Võ thuộc một LĐPP được cấp nguồn từ TBA 110/22kV Cần Giờ và các nguồn DG theo **phương án ISR thứ ba**

LỜI CẢM ƠN

Các tác giả xin chân thành cảm ơn Trường Đại học Việt Đức, Trường Đại học Công nghệ Tp. Hồ Chí Minh và Bộ Giáo dục Đào tạo đã hỗ trợ thực hiện đề tài này (đề tài 642 mã số B2020-VGU-01 được duyệt bởi Bộ Giáo dục Đào tạo ngày 21 tháng 02 năm 2020, theo quyết định số 103/QĐ-BGDDT).

DANH MỤC TỪ VIẾT TẮT

AMI: Hạ tầng đo đếm tiên tiến – Advanced Measurement Infrastructure

CTI: Thời gian phối hợp bảo vệ – Coordination Time Interval

DG: Nguồn điện phân tán – Distributed Generator

DMS: Hệ thống quản lý lưới điện phân phối – Distribution Management System

FCL: Bộ hạn chế dòng điện – Fault Current Limiter

FI : Thiết bị chỉ báo sự cố – Fault Indicator

FLISR: Phương pháp phát hiện, định vị, cô lập sự cố và khôi phục cung cấp điện cho lưới điện phân phối thông minh – Fault Detection, Location, Isolation and Service Restoration

FTU: Thiết bị thu thập dữ liệu đặt tại phát tuyến đầu nguồn – Feeder Terminal Unit

GA: Giải thuật Genetic Algorithm

GOOSE: Giao thức truyền thông tin sự kiện trong nội bộ trạm biến áp – Generic Object-Oriented Substation Event

GSA: Giải thuật Gravitational Search Algorithm

HIF: Ngắn mạch tổng trở cao – High-Fault Impedance

IBDG: Nguồn điện phân tán có inverter – Inverter Based Distributed Generator

IED: Thiết bị điện tử thông minh – Intellegent Electronic Device

IPC: Thiết bị bảo vệ tích hợp chức năng điều khiển – Integrated Protection and Controller

LĐPP: Lưới điện phân phối

LVRT: Chế độ vượt qua điện áp thấp – Low Voltage Ride Through

MG: Microgrid

MGPC: Hệ thống bảo vệ của Microgrid – Microgrid Protection Center

OCPR: Relay bảo vệ quá dòng – Over-current Protection Relay

PRV: Xác thực tính mất phối hợp bảo vệ giữa các OCPR – Protection Validation

PSO: Giải thuật Particle Swarm Optimization

PV: Photovoltaic – Quang điện

RBDG: Nguồn điện phân tán chứa thành phần quay – Rotating Based Distributed Generator

REC: Thiết bị Recloser

SCADA: Hệ thống giám sát và điều khiển từ xa – Supervisory Control and Data Acquisition

TDS: Hệ số thời gian chỉnh định của chức năng bảo vệ F51 – Time Dial Setting

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 Nguyễn Thanh Phương 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. 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 Nguyên Khang và Đoàn Ngọc Minh tham gia thu thập dữ liệu, đóng góp phần tổng quan và kết luận của bài viết.

TÀI LIỆU THAM KHẢO

1. Loix T, Wijnhoven T, Deconinck G. Protection of microgrids with a high penetration of inverter-coupled energy sources. In: Proceedings of the IEEE Power and Energy Society/CIGRE Joint Symposium. Calgary. 2009;p. 1–6.
2. Zamani MA, Sidhu TS, Yazdani A. A protection strategy and microprocessorbased relay for low-voltage microgrids. IEEE Trans Power Deliv 2011;26:1873–1883. Available from: https://doi.org/10.1109/TPWRD.2011.2120628.
3. Sortomme E, Venkata SS, Mitra J. Microgrid protection using communicationassisted digital relays. IEEE Trans Power Deliv. 2009;25:2789–2796. Available from: https://doi.org/10.1109/TPWRD.2009.2035810.
4. Li B, Li Y, Bo Z, Klimek A. Design of protection and control scheme for microgrid systems. In: Proceedings of the 44th International Universities Power Engineering Conference (UPEC). Glasgow. 2009;p. 1–5.
5. Nthontho MP, Chowdhury SP, Winberg S, Chowdhury S. Protection of domestic solar photovoltaic based microgrid. In: Proceedings of the 11th International Conference On Developments in Power Systems Protection. Birmingham. 2012;p. 1–6. Available from: https://doi.org/10.1049/cp.2012.0137.
6. Li X, Dysko A, BurtGM. Application of communication based distribution protection schemes in islanded systems. In: Proceedings of the 14th International Universities Power Engineering Conference (UPEC). Cardiff. 2010;p. 1–6.
7. Zamani MA, Yazdani A, Sidhu TS. A communication-assisted protection strategy for inverter-based medium-voltage microgrids. IEEE Trans Smart Grid . 2012;3:2088–2099. Available from: https://doi.org/10.1109/TSG.2012.2211045.
8. Nikkhajoei H, Lasseter RH. Microgrid protection. In: Proceedings of the IEEE Power and Energy Society General Meeting. Tampa. 2007;p. 1–6. Available from: https://doi.org/10.1109/PES.2007.385805.
9. Salomonsson D, Soder L, Sannino A. Protection of low-voltage DC microgrids. IEEE Trans Power Deliv. 2009;24:1045–1053. Available from: https://doi.org/10.1109/TPWRD.2009.2016622.
10. Nikkhajoei H, et al. Microgrid fault protection based on symmetrical and differential current components. 2006;.
11. Bin L, et al. Design of protection and control scheme for microgrid systems. in Universities Power Engineering Conference (UPEC), 2009 Proceedings of the 44th International. 2009;p. 1–5.
12. Best RJ, et al. Communication assisted protection selectivity for reconfigurable and islanded power networks. Universities Power Engineering Conference (UPEC), 2009 Proceedings of the 44th International. 2009;p. 1–5.
13. Zamani MA. A Protection Strategy and Microprocessor-Based Relay for Low-Voltage Microgrids", Power Delivery, IEEE Transactions on. 2011;26:1873–1883. Available from: https://doi.org/10.1109/TPWRD.2011.2120628.
14. Miveh MR. Micro-Grid Protection by Designing a Communication-Assisted Digital Relay. American Journal of Scientific Research. 2012;p. 62–68.
15. Rockefeller GD, et al. Adaptive transmission relaying concepts for improved performance. Power Delivery, IEEE Transactions on. 1988;3:1446–1458. Available from: https://doi.org/10.1109/61.193943.
16. Tumilty RM. Approaches to Network Protection for Inverter Dominated Electrical Distribution Systems. Power Electronics, Machines and Drives, 2006. The 3rd IET International Conference on. 2006;p. 622–626. Available from: https://doi.org/10.1049/cp:20060183.
17. Oudalov A, et al. Adaptive Network Protection in Microgrids. International Journal of Distributed Energy Resources. 2009;5:201–225.

18. Schaefer N, et al. Adaptive protection system for distribution networks with distributed energy resources. Developments in Power System Protection (DPSP 2010). Managing the Change, 10th IET International Conference on. 2010;p. 1–5. Available from: https://doi.org/10.1049/cp.2010.0344.
19. Oudalov A, et al. Novel Protection Systems for Microgrids. 2009;.
20. Han Y, et al. Study of adaptive fault current algorithm for microgrid dominated by inverter based distributed generators", in Power Electronics for Distributed Generation Systems (PEDG), 2010 2nd IEEE International Symposium on. 2010;p. 852–854. Available from: https://doi.org/10.1109/PEDG.2010.5545889.
21. Ke D. An adaptive protection method for the inverter dominated microgrid. Electrical Machines and Systems (ICEMS), 2011 International Conference on. 2011;p. 1–5.
22. Ustun TS, et al. A microgrid protection system with central protection unit and extensive communication. Environment and Electrical Engineering (EEEIC), 2011 10th International Conference on. 2011;p. 1–4. Available from: https://doi.org/10.1109/EEEIC.2011.5874777.
23. Khederzadeh M. Adaptive setting of protective relays in microgrids in grid-connected and autonomous operation", IET Conference Publications. 2012;2012:14–14. Available from: https://doi.org/10.1049/cp.2012.0076.
24. Al-Nasseri H, Redfern MA, Gorman R. Protecting micro-grid systems containing solid-state converter generation. In: Proceedings of the International Conference on Future Power Systems. Amsterdam. 2005;p. 1–5. Available from: https://doi.org/10.1109/FPS.2005.204294.
25. Al-Nasseri H, Redfern MA, Li F. A voltage based protection for micro-grids containing power electronic converters. In: Proceedings of the IEEE Power and Energy Society General Meeting. Montreal. 2006;p. 1–7. Available from: https://doi.org/10.1109/PES.2006.1709423.
26. Majumder R, Dewadasa M, Ghosh A, Ledwich G, Zare F. Control and protection of a microgrid connected to utility through back-to-back converters. Electr Power Syst Res. 2011;81:1424–1435. Available from: https://doi.org/10.1016/j.epsr.2011.02.006.
27. Sortomme E, Ren J, Venkata SS. A differential zone protection scheme for microgrids. In: Proceedings of the IEEE Power and Energy Society General Meeting. Vancouver. 2013;p. 1–5. Available from: https://doi.org/10.1109/PESMG.2013.6672113.
28. Le DP, et al. FLISR Approach for Smart Distribution Networks Using E-Terra Software-A Case Study. Energies. 2018;11:3333. Available from: https://doi.org/10.3390/en11123333.
29. Le PD, et al. The Fault Detection, Location, Isolation and Service Restoration Research for a Smart Distribution Network. Science & Technology Development Journal - Engineering and Technology. 2019;2(1):11–21.
30. Kiliçkiran HC, et al. Power system protection with digital overcurrent relays: A review of non-standard characteristics. 2018;164:89–102. Available from: https://doi.org/10.1016/j.epsr.2018.07.008.
31. Asadi MR, Kouhsari SM. Optimal overcurrent relays coordination using particle-swarm-optimization methodology. Proc. IEEE Power Syst. Conf. 2009;p. 1–7. Available from: https://doi.org/10.1109/PSCE.2009.4839976.
32. IEEE Standard for Inverse-Time Characteristics Equations for Overcurrent Relays. IEEE Std C37.112-2018 (Revision of IEEE Std C37.112-1996). 2019;p. 1–25. Available from: https://doi.org/10.1109/IEEESTD.2019.8635630.
33. Adhishree S, et al. Optimal coordination of overcurrent relays using gravitational search algorithm with DG penetration. IEEE Transactions on Industry Applications 54.2. 2017;p. 1155–1165.

Science & Technology Development Journal – Engineering and Technology, 4(2):782-805

Open Access Full Text Article

Research article

Study on a protection coordination approach for over-current relays in distribution generator-integrated distribution networks

Phuc Duy Le[1,2,*], Duong Minh Bui[3], Minh Ngoc Doan[1], Hoan Thanh Nguyen[1], Phuc Cong Huynh[1], Khang Nguyen Tran[1], Phuong Thanh Nguyen[2]

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

ABSTRACT

Presence of distributed generators (DGs) can impact on the operation reliability of over-current protection relays (OCPRs) which are installed to protect a distribution network (DN). Plug-and-play and peer-to-peer operating characteristics of DGs can make a significant change in fault current values, which could lead to protection mis-coordination or mal-function of adjacent OCPRs for a distribution network having DGs. Therefore, the OCPRs should be properly adjusted to get high sensitivity and selectivity when considering the DG's operating characteristics in the DN. In this paper, an Over-Current Protection Coordination Optimization (OCPCO) approach will be developed for a DG integrated distribution netwok. This developed OCPCO approach is based on fault analysis results combined with a selected meta-heuristic search algorithm, GSA (gravitational search algorithm), in order to determine coordination factors , , and corresponding to each OCPR and the configuration change of DG-based DN, specifically right after a FLISR (Fault Detection, Location, Isolation and Service Restoration) tool has proposed possible ISR (Isolation and Service Restoration) plans. An objective function of OCPCO approach is established by considering the total coordination time of consecutive OCPRs and will be then solved by the GSA method in order to find the best protection coordination solution with the effective coefficents , , and before updating them to the OCPRs by a communication system support. Simulation results of a real distribution network model with DG models from ETAP software are used for validating the proposed OCPCO approach in this research.

Key words: Distributed generator, Distribution network, Protection coordination, Over-current relay, and Gravitational search algorithm

[1]*Ho Chi Minh City Power Corporation, Ho Chi Minh City, Vietnam*

[2]*Institute of Engineering, Ho Chi Minh City University of Technology (HUTECH), Ho Chi Minh City, Vietnam*

[3]*Electrical and Computer Engineering Department, Vietnamese – German University (VGU), Binh Duong, Vietnam*

Correspondence

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

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

Email: phucld@hcmpc.com.vn

History

- Received: 05-09-2020
- Accepted: 31-3-2021
- Published: 16-4-2021

DOI : 10.32508/stdjet.v4i2.764

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.

VNU-HCM Press

Cite this article : Le P D, Bui D M, Doan M N, Nguyen H T, Huynh P C, Tran K N, Nguyen P T. **Study on a protection coordination approach for over-current relays in distribution generator-integrated distribution networks**. *Sci. Tech. Dev. J. – Engineering and Technology;* 4(2):782-805.