

ĐẠI HỌC ĐÀ NẴNG
TRƯỜNG ĐẠI HỌC BÁCH KHOA
KHOA ĐIỆN

ĐỒ ÁN TỐT NGHIỆP CAPSTONE PROJECT

NGÀNH: KỸ THUẬT ĐIỆN
CHUYÊN NGÀNH: HỆ THỐNG ĐIỆN

ĐỀ TÀI:

Lựa chọn bảo vệ khoảng cách F21 kết hợp truyền cắt F85
tại đường dây 171/Hòa Khánh 2 - 172/Cầu Hai
của Điện lực Đà Nẵng

CÁN BỘ HƯỚNG DẪN

*TS Phạm Văn Kiên
Th.S Lê Trần Hoàng Việt*

SINH VIÊN THỰC HIỆN

*Ao Văn Hạ – 20DCLC2 – 105200193
Nguyễn Quốc Huy – 20DCLC4 – 105200267
Nguyễn Nhã Thọ – 20DCLC2 – 105200215*

Đà Nẵng, tháng 6 năm 2025

TÓM TẮT

I. Thông tin chung

Tên đề tài: “Lựa chọn bảo vệ khoảng cách F21 kết hợp truyền cắt F85 tại đường dây 171/Hòa Khánh 2 - 172/Cầu Hai của Điện lực Đà Nẵng”

Sinh viên thực hiện:

- Ao Văn Hạ	Số thẻ SV: 105200193	Lớp: 20DCLC2
- Nguyễn Quốc Huy	Số thẻ SV: 105200267	Lớp: 20DCLC4
- Nguyễn Nhã Thọ	Số thẻ SV: 105200215	Lớp: 20DCLC2

II. Tóm tắt đề án

Đề tài tập trung vào việc nghiên cứu, phân tích và đề xuất phương án bảo vệ rơle phù hợp cho một trong những đường dây trung áp quan trọng trên địa bàn thành phố Đà Nẵng. Trong bối cảnh hệ thống điện ngày càng phát triển với yêu cầu cao về độ tin cậy, an toàn và khả năng phục hồi sau sự cố, việc lựa chọn và cấu hình hệ thống bảo vệ phù hợp có ý nghĩa đặc biệt quan trọng đối với công tác vận hành lưới điện.

Nội dung chính của đề án bao gồm: khảo sát hiện trạng vận hành của đường dây 171/Hòa Khánh 2 – 172/Cầu Hai, thu thập các thông số kỹ thuật liên quan như chiều dài đường dây, tiết diện, điện trở, điện kháng, dòng ngắn mạch cực đại và cực tiểu, cũng như sơ đồ kết lưới khu vực. Từ đó, tiến hành phân tích yêu cầu đối với hệ thống bảo vệ trong điều kiện vận hành thực tế như: sự thay đổi cấu hình lưới, chế độ hòa lưới – cô lập, các nguồn phát tán và đặc biệt là đặc điểm kết nối giữa các TBA Hòa Khánh 2 và Cầu Hai.

Trên cơ sở đó, đề án lựa chọn phương án bảo vệ khoảng cách (Distance Protection – F21), vốn là một trong những hình thức bảo vệ chính hiệu quả cho các đường dây trung áp và cao áp hiện nay. Bảo vệ khoảng cách được cấu hình theo ba vùng bảo vệ (Zone 1, Zone 2, Zone 3) để có thể nhận diện và cắt sự cố một cách nhanh chóng, chính xác, tùy theo vị trí sự cố xảy ra trên đường dây. Bên cạnh đó, đề án kết hợp chức năng truyền cắt F85 (Pilot Scheme - Permissive/Blocking Transfer Trip) để nâng cao hiệu quả tác động của bảo vệ khoảng cách, đặc biệt trong các trường hợp cần phối hợp cắt nhanh ở cả hai đầu đường dây nhằm rút ngắn thời gian xử lý sự cố và giới hạn phạm vi mất điện.

Kết quả nghiên cứu cho thấy việc tích hợp bảo vệ khoảng cách F21 với truyền cắt F85 sẽ đáp ứng tốt các tiêu chuẩn kỹ thuật hiện hành của ngành điện, đảm bảo các yêu cầu về độ nhạy, độ tin cậy, thời gian tác động nhanh, và khả năng phối hợp linh hoạt giữa các thiết bị bảo vệ tại hai đầu đường dây. Đồng thời, phương án đề xuất còn góp phần nâng cao hiệu quả vận hành, hạn chế tối đa thiệt hại do sự cố gây ra và đảm bảo cung cấp điện an toàn, liên tục cho khu vực.

NHIỆM VỤ ĐỒ ÁN TỐT NGHIỆP

1. Sinh viên thực hiện:

- Ao Văn Hạ	Số thẻ SV: 105200193	Lớp: 20DCLC2
- Nguyễn Quốc Huy	Số thẻ SV: 105200267	Lớp: 20DCLC4
- Nguyễn Nhã Thọ	Số thẻ SV: 105200215	Lớp: 20DCLC2

2. Tên đề tài đồ án: **“Lựa chọn bảo vệ khoảng cách kết hợp F21 truyền cắt F85 tại đường dây 171/Hòa Khánh 2 - 172/Cầu Hai của Điện lực Đà Nẵng”**

3. *Đề tài thuộc diện:* Có ký kết thỏa thuận sở hữu trí tuệ đối với kết quả thực hiện.

4. *Các số liệu và dữ liệu ban đầu:*

- Sơ đồ hệ thống điện của PC Đà Nẵng
- Thông số của các phần tử trong hệ thống

5. *Nội dung các phần thuyết minh và tính toán*

Chương 1: Lưới điện 110kV hiện trạng khu vực Đà Nẵng và các yêu cầu của Tập đoàn điện lực Việt Nam

Chương 2: Các yêu cầu chung của hệ thống bảo vệ rơle lưới điện phân phối và các phương pháp tính toán

Chương 3: Tính toán cụ thể cho bảo vệ rơle tại đường dây 171/Hòa Khánh 2 đến 172/Cầu Hai

Chương 4: Kết luận và kiến nghị

6. *Các bản vẽ, đồ thị (ghi rõ các loại và kích thước bản vẽ): Trình chiếu bằng slide*

7. *Họ tên người hướng dẫn:* **TS. Phạm Văn Kiên**

8. *Ngày giao nhiệm vụ đồ án:* 01/04/2025

9. *Ngày hoàn thành đồ án:* 28/06/2025

Trưởng bộ môn Hệ Thống Điện
(Ký, họ và tên)

Đà Nẵng, ngày ... tháng ... năm 2025
Giảng viên hướng dẫn
(Ký, họ và tên)

TS. Lê Hồng Lâm

TS. Phạm Văn Kiên

LỜI CẢM ƠN

Đồ án tốt nghiệp là một dấu mốc quan trọng, đánh dấu sự chuyển giao từ giai đoạn học tập trong nhà trường sang môi trường làm việc thực tiễn của sinh viên. Đây không chỉ là cơ hội để chúng em hệ thống và vận dụng những kiến thức đã được trang bị trong suốt quá trình học tập, mà còn là dịp để rèn luyện kỹ năng làm việc độc lập, kỹ năng giải quyết vấn đề và đặc biệt là khả năng tư duy thực tế – điều rất cần thiết đối với một kỹ sư kỹ thuật điện trong tương lai.

Trong suốt thời gian học tập tại Trường Đại học Bách khoa – Đại học Đà Nẵng, đặc biệt dưới sự giảng dạy và hướng dẫn tận tâm của các thầy cô Khoa Điện, chúng em đã từng bước được tiếp cận với nền tảng kiến thức vững chắc của ngành kỹ thuật điện, từ lý thuyết cơ bản đến ứng dụng chuyên sâu. Chính nhờ sự định hướng đúng đắn và môi trường đào tạo chất lượng, chúng em đã hình thành được tư duy kỹ thuật, hiểu rõ vai trò của hệ thống điện trong nền kinh tế – xã hội, cũng như xác định được định hướng nghề nghiệp phù hợp sau khi ra trường.

Với mong muốn vận dụng các kiến thức chuyên ngành vào thực tế sản xuất – vận hành hệ thống điện, đồng thời tìm hiểu sâu hơn về lĩnh vực bảo vệ rơle – một lĩnh vực có vai trò cốt lõi trong an toàn vận hành lưới điện, chúng em đã lựa chọn đề tài: “Lựa chọn bảo vệ khoảng cách kết hợp F21 truyền cắt F85 tại đường dây 171/Hoà Khánh 2 - 172/Cầu Hai của Điện lực Đà Nẵng”. Trong quá trình thực hiện đồ án, chúng em nhận được sự hỗ trợ nhiệt tình từ các thầy cô trong Khoa Điện, đặc biệt là thầy TS. Phạm Văn Kiên và anh Th.S Lê Trần Hoàng Việt, những người đã trực tiếp hướng dẫn, góp ý và tạo điều kiện thuận lợi để chúng em hoàn thiện nội dung đề tài.

Bên cạnh đó, sự phối hợp và hỗ trợ từ Công ty TNHH MTV Điện lực Đà Nẵng không chỉ giúp chúng em tiếp cận với các số liệu thực tế, mà còn mở rộng góc nhìn của chúng em về môi trường làm việc chuyên nghiệp trong ngành điện lực, từ đó nâng cao hiểu biết về các tiêu chuẩn kỹ thuật, quy trình tính toán và các giải pháp bảo vệ phù hợp với hệ thống điện hiện nay.

Tuy đã cố gắng hết sức trong quá trình thực hiện, nhưng do giới hạn về thời gian và kinh nghiệm thực tế còn hạn chế, đồ án khó tránh khỏi những thiếu sót nhất định. Chúng em rất mong nhận được những ý kiến đóng góp, nhận xét chân thành từ quý thầy cô để hoàn thiện nội dung, đồng thời rút ra những bài học bổ ích cho chặng đường sắp tới.

Chúng em xin bày tỏ lòng biết ơn sâu sắc đến toàn thể quý thầy cô Trường Đại học Bách khoa – Đại học Đà Nẵng, đặc biệt là Khoa Điện, đã luôn tận tâm giảng dạy, truyền đạt kiến thức và kinh nghiệm quý báu trong suốt quá trình học tập. Kính chúc quý thầy cô dồi dào sức khỏe, luôn giữ vững tâm huyết và thành công trong sự nghiệp trồng người.

LỜI CAM ĐOAN

Em xin cam đoan trong quá trình làm đề án tốt nghiệp sẽ thực hiện nghiêm túc các quy định về liêm chính học thuật:

- Không gian lận, bịa đặt, đạo văn, giúp người học khác vi phạm.
- Trung thực trong việc trình bày, thể hiện các hoạt động học thuật và kết quả từ hoạt động học thuật của bản thân.
- Không giả mạo hồ sơ học thuật.
- Không dùng các biện pháp bất hợp pháp hoặc trái quy định để tạo nên ưu thế cho bản thân.
- Chủ động tìm hiểu và tránh các hành vi vi phạm liêm chính học thuật, chủ động tìm hiểu và nghiêm túc thực hiện các quy định về luật sở hữu trí tuệ.
- Sử dụng sản phẩm học thuật của người khác phải có trích dẫn nguồn gốc rõ ràng.

Chúng em xin cam đoan số liệu và kết quả nghiên cứu trong đề án này là trung thực và chưa hề được sử dụng để bảo vệ một học vị nào. Mọi sự giúp đỡ cho việc thực hiện luận văn này đã được cảm ơn và các thông tin trích dẫn trong luận văn đã được chỉ rõ nguồn gốc rõ ràng và được phép công bố.

Sinh viên cam đoan

Ao Văn Hạ - Nguyễn Quốc Huy – Nguyễn Nhã Thọ

MỤC LỤC

TÓM TẮT	i
NHIỆM VỤ ĐỒ ÁN TỐT NGHIỆP	ii
LỜI CẢM ƠN	iii
LỜI CAM ĐOAN.....	iv
MỤC LỤC	v
DANH SÁCH CÁC HÌNH.....	viii
DANH SÁCH BẢNG	x
DANH SÁCH PHỤ LỤC	xi
DANH SÁCH CÁC KÝ HIỆU, CHỮ VIẾT TẮT.....	xii
MỞ ĐẦU.....	1
CHƯƠNG 1: LƯỚI ĐIỆN 110KV HIỆN TRẠNG CỦA KHU VỰC ĐÀ NẴNG VÀ CÁC YÊU CẦU CỦA TẬP ĐOÀN ĐIỆN LỰC VIỆT NAM	2
1.1 Tổng quan về tổ chức của Công ty TNHH MTV Điện lực Đà Nẵng	2
1.1.1 Giới thiệu về Công ty TNHH MTV Điện lực Đà Nẵng	2
1.1.2 Mô hình, cơ cấu tổ chức của công ty	2
1.1.3 Khối lượng quản lý vận hành	5
1.2 Các yêu cầu về bảo vệ role trên đường dây	6
1.2.1 Các yêu cầu về cấu hình hệ thống bảo vệ rơ-le	6
1.2.2 Các yêu cầu về kỹ thuật đối với role bảo vệ đường dây	8
1.3 Các yêu cầu cần thiết để đáp ứng yêu cầu của EVN	10
1.4 Hiện trạng làm việc lưới điện 110kV khu vực Đà Nẵng và hiện trạng đường dây Hòa Khánh – Cầu Hai.....	13
1.4.1 Hiện trạng mang tải của các đường dây 110kV	13
1.4.2 Hiện trạng đường dây Hòa Khánh - Cầu Hai	14
1.5 Kết luận	14
CHƯƠNG 2: CÁC YÊU CẦU CHUNG CỦA HTBVRL LƯỚI ĐIỆN PHÂN PHỐI VÀ CÁC PHƯƠNG PHÁP TÍNH TOÁN	15
2.1. Hệ thống bảo vệ role.....	15
2.1.1 Nguyên lý chung của bảo vệ role	15
2.1.2 Nguyên lý bảo vệ khoảng cách F21	15

2.1.2.1 Nguyên lý chung.....	15
2.1.2.2 Nguyên tắc chỉnh định của role bảo vệ khoảng cách	16
2.1.2.3 Các đặc tính bảo vệ của bảo vệ khoảng cách	16
2.1.2.4 Nguyên lý làm việc của các bảo vệ khoảng cách kỹ thuật số.....	17
2.1.3 Bảo vệ truyền cắt F85	18
2.1.3.1 Khái niệm và Vai trò của Role trong Hệ Thống Truyền Cắt	18
2.1.3.2 Nguyên lý hoạt động của hệ thống truyền cắt	18
2.1.3.3 Các Yêu Tố Thiết Kế và Cấu Tạo.....	19
2.1.3.4 Các Vấn Đề Quan Trọng Trong Ứng Dụng và Vận Hành.....	19
2.1.4 Tìm hiểu về role F21 SEL - 311L.....	19
2.1.4.1 Tổng Quan Về SEL - 311L.....	19
2.1.4.2 Chức Năng Bảo Vệ Và Vai Trò Trong Hệ Thống.....	20
2.1.4.3 Kiến Trúc Phần Cứng Và Mô-đun Mở Rộng	20
2.1.4.4 Vai Trò “F21” Trong SEL - 311L.....	21
2.2 Phương pháp tính toán	21
2.2.1 Thực hiện tính toán trào lưu công suất	21
2.2.2 Tính toán ngắn mạch	21
2.2.3 Tính chọn các thiết bị BVRL.....	21
2.3 Role truyền cắt nhanh đường dây Hòa Khánh đi Cầu Hai.....	26
2.3.1 Tính năng và lợi ích	26
2.3.2 Tổng quan về sản phẩm	26
CHƯƠNG 3: TÍNH TOÁN CỤ THỂ CHO BV KHOẢNG CÁCH F21 VÀ TRUYỀN CẮT F85	30
3.1 Tổng quan về đường dây 171/Hòa Khánh 2 - 172/Cầu Hai.....	30
3.1.1 Mục tiêu của đường dây	30
3.1.2 Vị trí địa lý.....	31
3.1.3 Hiện trạng của đường dây.....	31
3.2 Tính toán HTBVRL cho xuất tuyến 171/Hòa Khánh 2 - 172/Cầu Hai.....	31
3.2.1 Thành lập sơ đồ mô phỏng cho trạm và các sơ đồ lưới điện liên quan	31
3.2.2 Mô phỏng tính toán trào lưu công suất.....	32
3.2.3 Mô phỏng tính toán ngắn mạch	33
3.2.4 Tính chọn các thiết bị cho HTBVRL.....	35

3.3 Lựa chọn thiết bị và thông số trong phần mềm ETAP	39
3.4 Thực hiện mô phỏng.....	43
3.5 Thực hiện kết hợp truyền cắt tại đường dây 171/Hoà Khánh 2 - 172/ Cầu Hai	60
3.5.1 Nguyên lý tác động của truyền cắt liên động.	60
3.5.2 Cấu hình logic trong Etap.	61
3.5.3 Phân tích nguyên nhân không cài được truyền cắt liên động (F85) trên ETAP	62
3.6 Kết quả phiếu chỉnh định role cho đường dây và thanh cái 110kV	63
3.6.1 Phiếu chỉnh định role cho xuất tuyến 110 - 172/Cầu Hai.....	63
3.6.2 Phiếu chỉnh định role cho xuất tuyến 110 - 171/Lăng Cô	66
KẾT LUẬN VÀ HƯỚNG PHÁT TRIỂN.....	69
TÀI LIỆU THAM KHẢO	70
PHỤ LỤC	71

DANH SÁCH CÁC HÌNH

Hình 1.1 Sơ đồ bộ máy tổ chức Công ty TNHH MTV Điện Lực Đà Nẵng.....	3
Hình 1.2 Hình ảnh trụ sở làm việc của công ty.....	5
Hình 1.3 Cấu hình hệ thống RLBV của đường dây truyền tải trên không 110kV.....	6
Hình 1.4 Cấu hình hệ thống RLBV cho đường dây truyền tải 110 kV có chiều dài nhỏ hơn 10 km.....	7
Hình 1.5 Sơ đồ phân bố các vùng tác động của BVRL.....	8
Hình 1.6: Yêu cầu đối với hệ thống rơ le bảo vệ của hệ thống truyền tải điện và hệ thống phân phối điện từ 01/02/2025.....	11
Hình 2.1 Sơ đồ nguyên lý của bảo vệ khoảng cách F21.....	15
Hình 2.2 Đặc tính hình thang hơn là hình trong bảo vệ khoảng cách.....	16
Hình 2.3 Đặc tính Mho các vùng bảo vệ khoảng cách cho một đường dây.....	24
Hình 2.4 Sơ đồ nguyên lý bảo vệ 1 pha của bảo vệ khoảng cách.....	25
Hình 2.5 Tổng quan chức năng của SEL – 2505.....	27
Hình 2.6 Giao diện kênh I/O cho role không có giao thức MIRORED BIT gốc.....	28
Hình 2.7 Cung cấp sự hỗ trợ thông tin liên lạc trên các trang mạng truyền thông kỹ thuật số hiện có.....	28
Hình 2.8 Giao diện role có BITS gương phản chiếu với role không có.....	29
Hình 2.9 Giảm hệ thống dây điện từ tủ điều khiển đến tủ ngoài trời.....	29
Hình 3.1 Trạm điện 100Kv Hoà Khánh 2.....	30
Hình 3.2 Sơ đồ mô phỏng tính toán bằng ETAP.....	32
Hình 3.3 Mô phỏng trào lưu công suất bằng ETAP.....	32
Hình 3.4 Mô phỏng ngắn mạch tại thanh cái Hòa Khánh 1: a) ngắn mạch 3 pha; b) ngắn mạch 2 pha; c) ngắn mạch 1 pha.....	33
Hình 3.5 a;b Cấu hình của máy biến dòng điện TI.....	39
Hình 3.6 a;b Cấu hình của máy biến dòng điện TU.....	40
Hình 3.7 a,b,c,d Cấu hình của SEL-311L.....	41
Hình: 3.8 a) Tác động của relay lên đường dây; b) Chuỗi sự kiện tác động; c) Đồ thị đặc tính bảo vệ khoảng cách.....	43
Hình 3.9 a) Tác động của relay lên đường dây; b) Chuỗi sự kiện tác động; c) Đồ thị đặc tính bảo vệ khoảng cách.....	45
Hình 3.10 a) Tác động của relay lên đường dây; b) Chuỗi sự kiện tác động;c) Đồ thị đặc tính bảo vệ khoảng cách.....	47
Hình 3.11 a) Tác động của relay lên đường dây; b) Chuỗi sự kiện tác động; c) Đồ thị đặc tính bảo vệ khoảng cách.....	49
Hình 3.12 a) Tác động của relay lên đường dây; b) Chuỗi sự kiện tác động; c) Đồ thị đặc tính bảo vệ khoảng cách.....	51
Hình 3.13 a) Tác động của relay lên đường dây;b) Chuỗi sự kiện tác động; c) Đồ thị đặc tính bảo vệ khoảng cách.....	53
Hình 3.14 a) Tác động của relay lên đường dây; b) Chuỗi sự kiện tác động; c) Đồ thị đặc tính bảo vệ khoảng cách.....	54
Hình 3.15 a) Tác động của relay lên đường dây; b) Chuỗi sự kiện tác động; c) Đồ thị đặc tính bảo vệ khoảng cách.....	56

Hình 3.16 a) Tác động của relay lên đường dây; b) Chuỗi sự kiện tác động; c) Đồ thị đặc tính bảo vệ khoảng cách.....	59
Hình 3.17 Sơ đồ logic trong phần mềm Etap	61
Hình 3.18 Cấu hình logic trong phần mềm Etap.....	61

DANH SÁCH BẢNG

Bảng 3.1 Kết quả mô phỏng trào lưu công suất.....	33
Bảng 3.2 Kết quả mô phỏng ngắn mạch tại thanh cái Hòa Khánh 1.....	35
Bảng 3.3 Thông số đường dây của 4 xuất tuyến.. ..	35
Bảng 3.4 Tổng trở thứ tự thuận của từng đường dây.....	36
Bảng 3.5 Tổng trở thứ tự không cho từng đường dây.....	36
Bảng 3.6 Thông số các vùng bảo vệ của đường dây (Sơ cấp)	38

DANH SÁCH PHỤ LỤC

PHỤ LỤC 1: PHIẾU CHỈNH ĐỊNH RƠ-LE.....	71
PHỤ LỤC 2: SƠ ĐỒ LƯỚI ĐIỆN 110KV KHU VỰC ĐÀ NẴNG.....	73
PHỤ LỤC 3: TÌNH HÌNH MANG TẢI CÁC ĐƯỜNG DÂY 110KV HÒA KHÁNH THÁNG 3/2024.....	74
PHỤ LỤC 4: HIỆN TRẠNG MANG TẢI CỦA CÁC MBA 110KV.....	75
PHỤ LỤC 5: SƠ ĐỒ HIỆN TRẠNG MỘT SỐ TBA 110KV THUỘC ĐIỆN LỰC ĐÀ NẴNG.....	76

DANH SÁCH CÁC KÝ HIỆU, CHỮ VIẾT TẮT

Ký hiệu	Tên gọi	Diễn giải
F21/F21N	Distance protection function for phase-to-phase/phase-to-neutral	Chức năng bảo vệ khoảng cách pha - pha và pha đất
F85	Tele protection function	Chức năng truyền cắt
F50/F51	Overcurrent protection function	Chức năng bảo vệ quá dòng
F50/F51N	Overcurrent protection function for phase-to-phase/phase-to neutral	Chức năng bảo vệ quá dòng chạm đất
F50BF	Circuit breaker fail protection function	Role bảo vệ sự từ chối làm việc của máy cắt
F67/F67N	Direction protection function for phase-to-phase/phase-to-neutral	Chức năng bảo vệ quá dòng có hướng và quá dòng chạm đất có hướng
F74	Trip circuit supervision function	Chức năng giám sát mạch cắt máy cắt
F27/F59	Undervoltage/Overvoltage protection function	Chức năng bảo vệ kém áp và quá áp
F87L	Line Current differential protection function	Chức năng bảo vệ so lệch đường dây
TU	Voltage Transformer	Cấp nguồn cho các đồng hồ và relay công suất thấp
TI	Current Transformer	Cung cấp cho mạch đo lường, điều khiển và bảo vệ.

Chữ viết tắt	Diễn giải
TBA	Trạm biến áp
PC	Điện lực
MC	Máy cắt
HTĐ	Hệ thống điện
NMĐ	Nhà máy điện
MFD	Máy phát điện
RLBV	Rơ-le bảo vệ
BVKC	Bảo vệ khoảng cách

MỞ ĐẦU

Điện năng là một trong những yếu tố quan trọng hàng đầu trong quá trình công nghiệp hóa, hiện đại hóa đất nước. Trong bối cảnh nền kinh tế Việt Nam ngày càng phát triển và hội nhập sâu rộng với thế giới, nhu cầu sử dụng điện không chỉ tăng nhanh về mặt sản lượng mà còn đòi hỏi chất lượng cung cấp điện phải ngày càng cao, ổn định và liên tục. Để đáp ứng các yêu cầu đó, hệ thống điện quốc gia cần được vận hành một cách an toàn, tin cậy, và hiệu quả – trong đó, hệ thống bảo vệ role đóng vai trò đặc biệt quan trọng.

Bảo vệ role là “tai mắt” của lưới điện, là tuyến phòng thủ đầu tiên giúp phát hiện và cô lập nhanh các phần tử gặp sự cố, hạn chế tối đa ảnh hưởng lan truyền trong hệ thống. Trong đó, bảo vệ khoảng cách (Distance Protection – F21) là một trong những hình thức bảo vệ chính, được sử dụng rộng rãi cho các đường dây truyền tải trung áp và cao áp nhờ khả năng tác động nhanh, chính xác và độ tin cậy cao. Bên cạnh đó, chức năng truyền cắt (Pilot Tripping – F85) giúp phối hợp hành động giữa hai đầu đường dây, rút ngắn thời gian cô lập sự cố, hạn chế tình trạng cắt nhầm, cắt rộng vùng và tăng cường độ ổn định cho lưới điện.

Đường dây 171/Hòa Khánh 2 – 172/Cầu Hai là một trong những tuyến đường dây quan trọng thuộc lưới điện trung áp 22kV của Điện lực Đà Nẵng, có nhiệm vụ truyền tải điện năng từ trạm biến áp Hòa Khánh 2 đến khu vực Cầu Hai và các phụ tải lân cận. Tuyến đường dây này không chỉ góp phần đảm bảo cấp điện cho khu vực sản xuất, dịch vụ và dân cư mà còn là một phần trong cấu trúc liên kết lưới điện khu vực miền Trung. Vì vậy, việc nghiên cứu và lựa chọn phương án bảo vệ phù hợp cho tuyến đường dây này có ý nghĩa thực tiễn to lớn trong việc đảm bảo cung cấp điện an toàn, ổn định, cũng như tăng cường hiệu quả vận hành của lưới điện.

Xuất phát từ thực tế đó, đề án tốt nghiệp với đề tài: “Lựa chọn bảo vệ khoảng cách kết hợp F21 truyền cắt F85 tại đường dây 171/Hòa Khánh 2 – 172/Cầu Hai của Điện lực Đà Nẵng” được thực hiện nhằm mục đích nghiên cứu chuyên sâu về nguyên lý làm việc, cách tính toán và cấu hình của bảo vệ khoảng cách, đồng thời đề xuất giải pháp kết hợp với chức năng truyền cắt để hoàn thiện phương án bảo vệ tối ưu. Nội dung chính của đề án bao gồm: khảo sát đặc điểm kỹ thuật của tuyến đường dây, phân tích yêu cầu bảo vệ, lựa chọn role phù hợp, xác định vùng bảo vệ theo tiêu chuẩn và cấu hình logic truyền cắt theo mô hình thực tế.

Đề án không chỉ giúp người thực hiện củng cố vững chắc các kiến thức lý thuyết đã học như: hệ thống điện, bảo vệ role, thiết bị điện, phân tích ngắn mạch,... mà còn tạo cơ hội vận dụng các phần mềm mô phỏng, xử lý số liệu thực tế, cũng như tiếp cận với các tiêu chuẩn thiết kế và cấu hình hệ thống bảo vệ đang được áp dụng trong ngành điện lực hiện nay.

CHƯƠNG 1: LƯỚI ĐIỆN 110KV HIỆN TRẠNG CỦA KHU VỰC ĐÀ NẴNG VÀ CÁC YÊU CẦU CỦA TẬP ĐOÀN ĐIỆN LỰC VIỆT NAM

1.1 Tổng quan về tổ chức của Công ty TNHH MTV Điện lực Đà Nẵng

1.1.1 Giới thiệu về Công ty TNHH MTV Điện lực Đà Nẵng

- Tên đơn vị: CÔNG TY TNHH MTV ĐIỆN LỰC ĐÀ NẴNG

- Địa chỉ: 35 đường Phan Đình Phùng, phường Hải Châu I, thành phố Đà Nẵng.

Công ty TNHH MTV Điện lực Đà Nẵng là một trong những đơn vị thành viên của Tổng Công ty Điện lực miền Trung (thuộc Tập đoàn Điện lực Việt Nam). Sau thắng lợi của cuộc Tổng tiến công và nổi dậy mùa Xuân năm 1975, miền Nam hoàn toàn giải phóng, đất nước thống nhất. Nhà máy điện Đà Nẵng được tỉnh Quảng Đà tiếp quản và sau đó bàn giao lại cho Bộ Điện & Than. Để đáp ứng yêu cầu phát triển, ngày 28/12/1976 Bộ trưởng Bộ Điện & Than ra quyết định thành lập Sở Quản lý & phân phối điện Quảng Nam - Đà Nẵng, trực thuộc Công ty Điện lực miền Trung, trên cơ sở Nhà máy điện Đà Nẵng và Nhà máy điện Tam Kỳ. Từ đó đến nay, Công ty đã trải qua nhiều lần đổi tên; thay đổi tổ chức và cơ chế hoạt động. Năm 1976, là Sở Quản lý & Phân phối điện Quảng Nam - Đà Nẵng. Đến năm 1981, đổi thành Sở Điện lực Quảng Nam - Đà Nẵng. Sau khi Tổng Công ty Điện lực Việt Nam ra đời; Sở Điện lực Quảng Nam - Đà Nẵng được đổi thành Điện lực Quảng Nam - Đà Nẵng (1996). Một năm sau, tỉnh Quảng Nam - Đà Nẵng được chia tách thành tỉnh Quảng Nam và thành phố Đà Nẵng trực thuộc trung ương, Điện lực Quảng Nam - Đà Nẵng được Tổng Công ty Điện lực Việt Nam tổ chức lại thành Điện lực Quảng Nam và Điện lực Đà Nẵng.

Mười năm sau, năm 2006 Điện lực Đà Nẵng được Thủ Tướng chính phủ quyết định chuyển thành Công ty TNHH MTV, do Hội đồng quản trị Tổng Công ty Điện lực Việt Nam làm đại diện chủ sở hữu phần vốn nhà nước. Sau khi Tổng Công ty Điện lực miền Trung ra đời, đại diện chủ sở hữu vốn nhà nước tại Công ty TNHH MTV Điện lực Đà Nẵng được chuyển giao về Tổng Công ty.

Trải qua 48 năm thành lập và phát triển, từ khi thành lập và phát triển Công ty TNHH MTV Điện lực Đà Nẵng luôn kiên định với mục tiêu: phấn đấu bền bỉ để từng bước xác lập và giữ vững vai trò của Công nghiệp Điện lực trong quá trình xây dựng và phát triển kinh tế - xã hội, an ninh quốc phòng và đời sống nhân dân Quảng Nam - Đà Nẵng trước đây và thành phố Đà Nẵng hiện nay.

1.1.2 Mô hình, cơ cấu tổ chức của công ty

- Công ty TNHH MTV Điện lực Đà Nẵng là doanh nghiệp do Tổng Công ty Điện lực Miền Trung nắm giữ 100% vốn điều lệ. Công ty hoạt động theo Điều lệ của Công ty, theo phân cấp của Tổng Công ty và theo Luật Doanh nghiệp.

- Cơ cấu tổ chức:

+ Chủ tịch kiêm Giám đốc Công ty.

+ Kiểm soát viên Công ty.

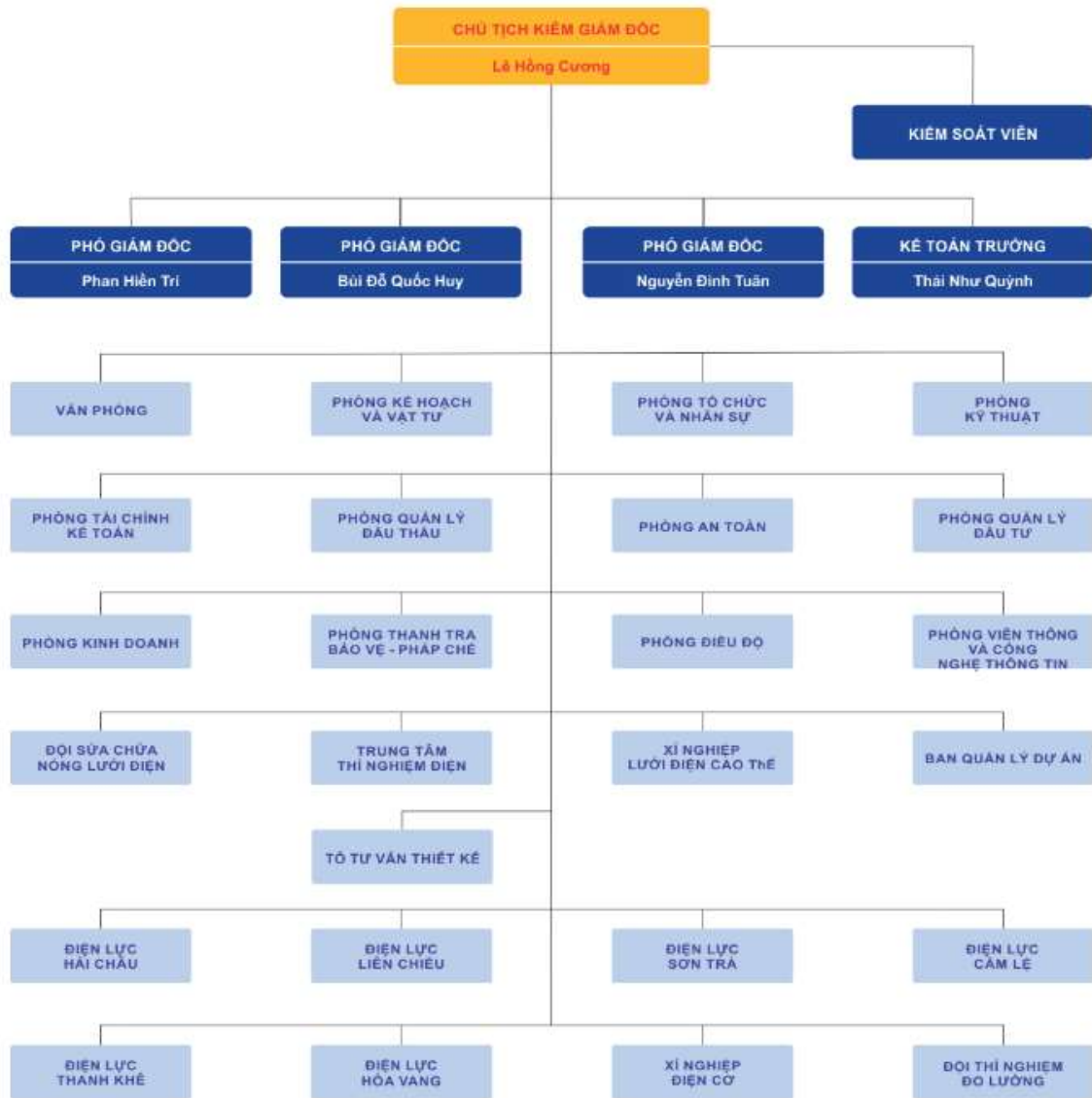
+ 03 Phó Giám đốc Công ty (PGĐ Kỹ thuật; PGĐ Kinh doanh và PGĐ Đầu tư xây dựng).

+ Kế toán trưởng Công ty.

+ Các phòng/Ban chức năng: 14 đơn vị.

Lựa chọn bảo vệ khoảng cách kết hợp F21 truyền cắt F85
tại đường dây 171/Hòa Khánh 2 – 172/Cầu Hai của Điện lực Đà Nẵng

+ Các đơn vị trực thuộc gồm: 06 Điện lực, 02 Đội sản xuất, 02 Xí nghiệp và 01 Trung tâm Thí nghiệm điện.



Hình 1.1 Sơ đồ bộ máy tổ chức Công ty TNHH MTV Điện Lực Đà Nẵng

- Công ty có 6 điện lực bao gồm:

- Điện lực Hải Châu
- Điện lực Liên Chiểu
- Điện lực Sơn Trà
- Điện lực Cẩm Lệ
- Điện lực Thanh Khê
- Điện lực Hòa Vang

- 03 Đội bao gồm:

- Đội sửa chữa nóng lưới điện (hotline): thực hiện sửa chữa, bảo dưỡng, thay thế, đấu nối các thiết bị trên lưới điện đang mang điện, ...
- Đội thí nghiệm đo lường: Tham mưu trong các lĩnh vực liên quan đến công tác đo lường, thí nghiệm, ...

- 02 Xí nghiệp:

- Xí nghiệp Lưới điện cao thế Đà Nẵng: Thực hiện công tác quản lý, vận hành đường dây và TBA 110kV thuộc quản lý, ...
- Xí nghiệp điện cơ: thực hiện công tác thi công xây lắp các công trình điện, công tác gia công cơ khí:

- 01 Trung tâm:

- Trung tâm Thí nghiệm điện Đà Nẵng: thực hiện thí nghiệm, hiệu chỉnh thiết bị điện; Kiểm định an toàn kỹ thuật cho các thiết bị, dụng cụ điện; Kiểm định, hiệu chuẩn, thử nghiệm, lắp đặt, kiểm tra: các loại thiết bị điện, phương tiện đo lường điện, dụng cụ đo lường điện, trang thiết bị điện, bảo vệ, điều khiển

- Các phòng ban gồm có:

- Văn phòng: Tham mưu trong công tác văn thư, lưu trữ, hành chính, quản trị, thông tin tuyên truyền, ...
- Phòng kế hoạch & vật tư: Tham mưu trong công tác quản lý, chỉ đạo, triển khai kế hoạch SXKD, ĐTXD; điều hành công tác quản lý vật tư, ...
- Phòng tổ chức & nhân sự: Tham mưu các mặt hoạt động thuộc lĩnh vực tổ chức sản xuất, quản lý lao động, chế độ chính sách, đào tạo, ...
- Phòng Kỹ thuật: Tham mưu trong công tác quản lý kỹ thuật, quản lý vận hành, công tác sáng kiến, nghiên cứu và ứng dụng tiên bộ khoa học kỹ thuật, ...
- Phòng tài chính kế toán: Tham mưu trong công tác quản lý thống nhất các mặt hoạt động Tài chính - Kế toán, ...
- Phòng Quản lý đấu thầu: Tham mưu về công tác tổ chức lựa chọn nhà thầu xây lắp, mua sắm vật tư thiết bị, ...
- Phòng An toàn: Tham mưu trong công tác quản lý kỹ thuật an toàn, bảo hộ lao động, phòng chống cháy nổ, phòng chống lụt bão, bảo vệ hành lang an toàn lưới điện...
- Phòng Quản lý đầu tư: Tham mưu trong công tác thẩm định, phê duyệt dự án ĐTXD, kế hoạch lựa chọn nhà thầu, ...
- Phòng kinh doanh: Tham mưu trong công tác kinh doanh, dịch vụ khách hàng và công tác kiểm tra giám sát mua bán điện, ...
- Phòng Thanh tra - Bảo vệ - Pháp chế: Tham mưu trong công tác thanh tra, kiểm tra, pháp chế, công tác quân sự - quốc phòng, ...
- Phòng Điều độ: Chỉ huy, vận hành và xử lý hệ thống điện nhằm cung cấp điện an toàn, liên tục, đảm bảo chất lượng điện năng, ...
- Phòng Viễn thông và Công nghệ thông tin: tham mưu công tác nghiên cứu, ứng dụng công nghệ thông tin, viễn thông dung riêng vào sản xuất kinh doanh; thực hiện quản lý, khai thác, vận hành hệ thống công nghệ thông tin, viễn thông dùng riêng.
- Ban quản lý dự án: Thực hiện công tác quản lý, điều hành các dự án ĐTXD theo quy định, ...
- Tổ Tư vấn thiết kế: Tham gia công tác tư vấn thiết kế các công trình ĐTXD, sửa chữa lớn, ...



Hình 1.2 Hình ảnh trụ sở làm việc của công ty

1.1.3. Khối lượng quản lý vận hành

Thành phố Đà Nẵng nhận điện từ Trạm biến áp 500kV Đà Nẵng qua 16 Trạm biến áp 110kV. Trong đó có 13 trạm biến áp do DNPC quản lý vận hành (Hòa Khánh 2, Liên Chiểu, Xuân Hà, Liên Trì, Cầu Đỏ, An Đồn, Hoà Liên, Hòa Xuân, Ngũ Hành Sơn 110kV, Hoà Phong, Cảng Tiên Sa, Chi Lăng, Thuận Phước), 01 trạm biến áp do HAMADECO quản lý vận hành (Hầm Hải Vân) và 02 trạm biến áp do PTC2 quản lý vận hành (Hoà Khánh 220kV, Ngũ Hành Sơn 220kV) với tổng công suất đặt là 1.560 MVA, 126 xuất tuyến trung áp, trong đó có 122 xuất tuyến đang vận hành, 04 xuất tuyến đang cắt, 58 ngăn MCXT dự phòng chưa đấu nối phân bố trải đều trên địa bàn.

Các trạm biến áp Hòa Khánh 220kV (T2.HKH), Hòa Khánh 2 (HKH2) và Liên Chiểu (LCH), Hòa Liên (HLI): cấp điện khu vực quận Liên Chiểu, huyện Hòa Vang, các khu công nghiệp Hòa Khánh, Hòa Khánh mở rộng, Liên Chiểu, khu công nghệ cao, các khu du lịch Bà Nà, Xuân Thiều,...

Các trạm biến áp Xuân Hà (XHA) và Liên Trì (LTR), Chi Lăng (CLA): cấp điện khu vực trung tâm thành phố như quận Hải Châu, Thanh Khê, các bệnh viện lớn như Bệnh viện Đà Nẵng, bệnh viện C, C17, Hoàn Mỹ,...các Trung tâm hành chính, sự nghiệp, sở ban ngành của Thành phố.

Trạm biến áp Cầu Đỏ (CDO), Hoà Phong (HPH): cấp điện khu vực huyện Hòa Vang, quận Cẩm Lệ, khu công nghiệp Hòa Cầm, các nhà máy nước Cầu Đỏ, Sân bay, bơm phòng mặn An Trạch...

Các trạm biến áp: Ngũ Hành Sơn 220kV (T2.NHS), An Đồn (ADO), Ngũ Hành Sơn 110kV (NHS), Cảng Tiên Sa (CTS), Thuận Phước (TPH): cấp điện khu vực quận Ngũ Hành Sơn, Sơn Trà, các khu du lịch dọc đường Hoàng Sa - Trường Sa, bán đảo Sơn Trà, cảng Tiên Sa, các khu công nghiệp An Đồn và dịch vụ thủy sản Thọ Quang, KĐT Đa Phước.

Lựa chọn bảo vệ khoảng cách kết hợp F21 truyền cắt F85
tại đường dây 171/Hòa Khánh 2 – 172/Cầu Hai của Điện lực Đà Nẵng

Tốc độ tăng trưởng phụ tải khoảng 12%/ năm.

Giá bán điện bình quân hiện nay xấp xỉ: 2190 đồng/kWh.

Tổng công suất tải cực đại Pmax năm 2024: 668,5 MW, sản lượng ngày cực đại Amax 13,75 triệu kWh. Phụ tải đỉnh hệ thống diễn ra vào lúc 21g00 đến 21g30 ngày bình thường.

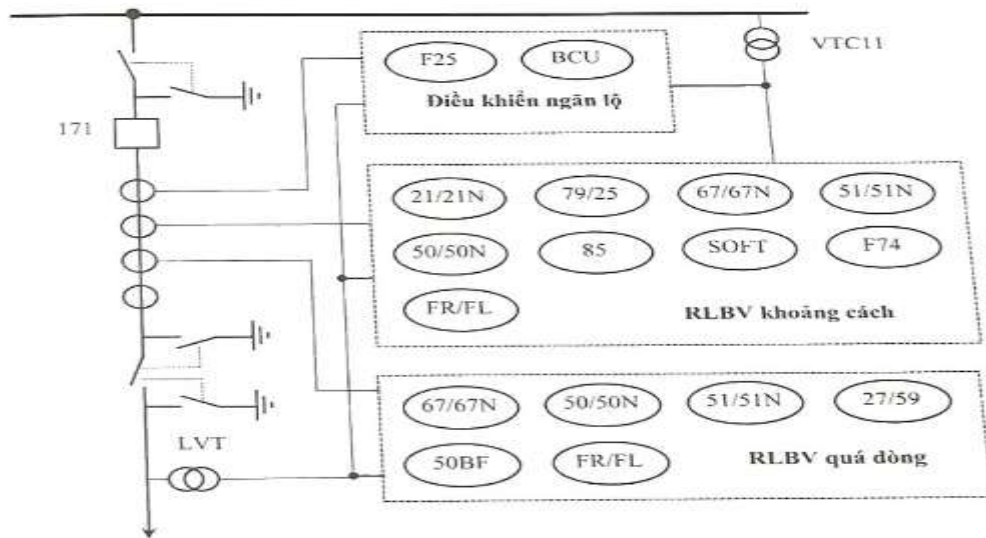
1.2 Các yêu cầu về bảo vệ rơle trên đường dây

Hệ thống điện (HTĐ) là một mạng lưới kết nối gồm 3 khâu (phát điện, truyền tải và tiêu thụ) với các thiết bị điện như máy phát điện (MFD), máy biến áp (MBA), thanh cái, đường dây, cuộn kháng, tụ bù, động cơ... Tương ứng mỗi vùng bảo vệ cho đối tượng sẽ được tính toán phương thức bảo vệ riêng như bảo vệ rơle cho MFD, MBA, kháng điện, tụ điện, thanh cái, động cơ, đường dây (truyền tải, phân phối).

Role bảo vệ (RLBV) là thiết bị tự động đóng vai trò theo dõi liên tục tình trạng làm việc của các đối tượng được bảo vệ như đường dây, máy biến áp, máy phát điện, động cơ điện... Khi xuất hiện sự cố, RLBV thường phát hiện và gửi tín hiệu đi cô lập các phần tử hư hỏng thông qua các máy cắt điện (MC), đồng thời báo tín hiệu cho nhân viên trực ca vận hành. Role làm việc đúng khi đưa tín hiệu cắt đúng phần tử bị sự cố và vùng sự cố được cách ly trong thời gian ngắn chờ phục hồi hệ thống. Role làm việc không đúng khi đưa tín hiệu cắt phần tử không có sự cố, hoặc không cắt MC khi có sự cố xảy ra. Nguyên nhân có thể là chỉnh định role sai, sai sót trong việc phối hợp sơ đồ bảo vệ, phần tử trong hệ thống như biến dòng (CT), biến điện áp (VT) và mạch nhị thứ.

1.2.1 Các yêu cầu về cấu hình hệ thống bảo vệ rơ-le

Đường dây cao áp 110 kV trên không có các role bảo vệ sau đây:



Hình 1.3 Cấu hình hệ thống RLBV của đường dây truyền tải trên không 110 kV

Bảo vệ chính: Dùng RLBV khoảng cách, tích hợp các chức năng bảo vệ 21/21N, SOFT, 67/67N, 50/51, 50N/51N, 74, F85, FR, FL.

Bảo vệ dự phòng: Dùng RLBV quá dòng, tích hợp các chức năng bảo vệ 67/67N, 50/51, 50N/51N, 74, FR, FL.

Lựa chọn bảo vệ khoảng cách kết hợp F21 truyền cắt F85
tại đường dây 171/Hòa Khánh 2 – 172/Cầu Hai của Điện lực Đà Nẵng

Chức năng F79/25, 50BF, 27/59 có thể cho phép tích hợp ở một trong hai bộ bảo vệ nêu trên hoặc sử dụng thiết bị bảo vệ riêng biệt. F79 phải có khả năng thực hiện đóng lặp lại 3 pha nhiều lần. Bảo vệ chính và bảo vệ dự phòng phải lấy tín hiệu dòng điện từ hai cuộn dòng (thứ cấp biến dòng điện) khác nhau và có mạch cắt độc lập với nhau. Tín hiệu điện áp được lấy từ biến điện áp đường dây. Việc cô lập một trong hai thiết bị không được ảnh hưởng đến bất kỳ chức năng nào của thiết bị RLVB còn lại.

Phương thức truyền tín hiệu: Chức năng 85 (POTT, PUTT...) của bảo vệ chính dùng phương thức truyền tín hiệu qua kênh tương tự hoặc kỹ thuật số, sử dụng thiết bị tải ba hoặc cáp quang nối trực tiếp hoặc đi vòng hoặc kênh thuê riêng của nhà cung cấp dịch vụ công cộng. Các chức năng bảo vệ, tín hiệu liên động khác ở hai đầu đường dây như: 50BF, DTT... phải được truyền ít nhất trên một trong hai kênh truyền tín hiệu của bảo vệ chính và bảo vệ dự phòng.

Cấu hình hệ thống RLVB cho ngăn lộ đường dây trên không 110 kV có độ dài nhỏ hơn 10 km hoặc đường dây cáp hoặc hỗn hợp đường dây trên không và cáp 110 kV hoặc đường dây 110 kV đấu nối tổ MFĐ hoặc trạm phân phối của NMD

Mỗi đầu đường dây được trang bị hai thiết bị rơle bảo vệ (mạch bảo vệ) với cấu hình chức năng như sau:

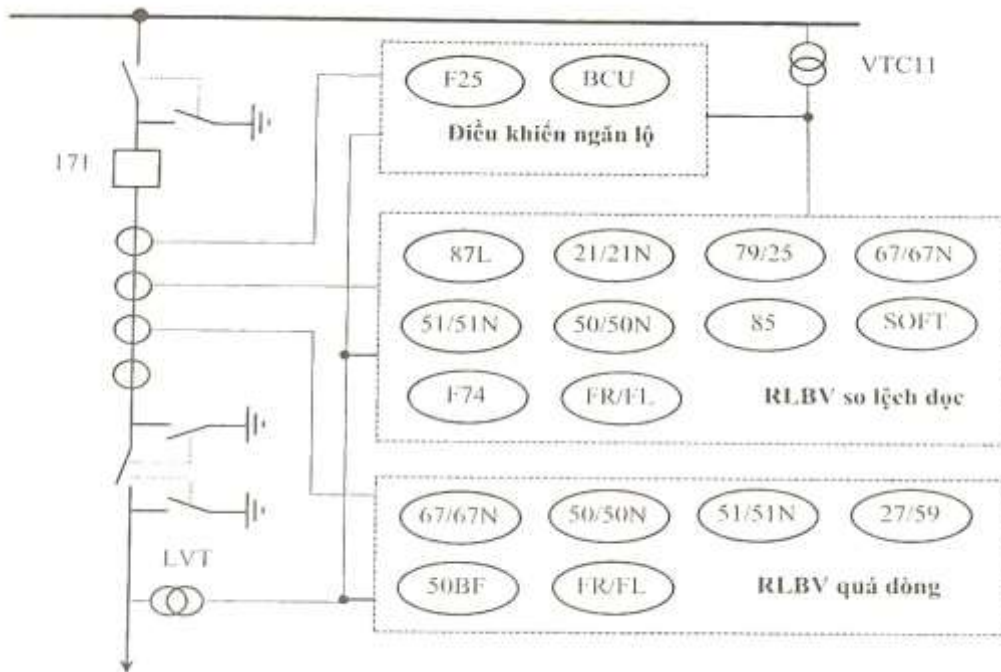
Bảo vệ chính: Dùng RLVB so lệch dọc tích hợp các chức năng bảo vệ F87L, 21/21N, SOFT, 67/67N, 50/51, 50N/51N, 74, F85, FR, FL.

Bảo vệ dự phòng: Dùng RLVB quá dòng tích hợp các chức năng bảo vệ 67/67N, 50/51, 50N/51N, F85, 74, FR, FL.

Chức năng F79/25, 50BF, 27/59 có thể được tích hợp ở một trong hai bộ bảo vệ nêu trên hoặc sử dụng thiết bị bảo vệ riêng. F79 phải có khả năng thực hiện đóng lặp lại ở chế độ 3 pha nhiều lần (trừ đường dây cáp hoặc hỗn hợp đường dây trên không và cáp không cho phép đóng lặp lại thì không bắt buộc thiết kế chức năng này). Bảo vệ chính và bảo vệ dự phòng phải lấy tín hiệu dòng điện từ hai cuộn dòng (thứ cấp biến dòng điện) khác nhau và phải có mạch cắt độc lập với nhau. Tín hiệu điện áp được lấy từ biến điện áp đường dây. Việc cô lập một trong hai thiết bị không được ảnh hưởng đến bất kỳ chức năng nào của thiết bị RLVB còn lại.

Phương thức truyền tín hiệu: Chức năng F87L của bảo vệ chính dùng phương thức truyền tín hiệu qua kênh kỹ thuật số, sử dụng cáp quang nối trực tiếp hoặc đi vòng hoặc kênh thuê riêng của nhà cung cấp dịch vụ công cộng.

Đối với tuyến cáp ngầm dài cần trang bị thêm chức năng giám nhiệt độ cáp.



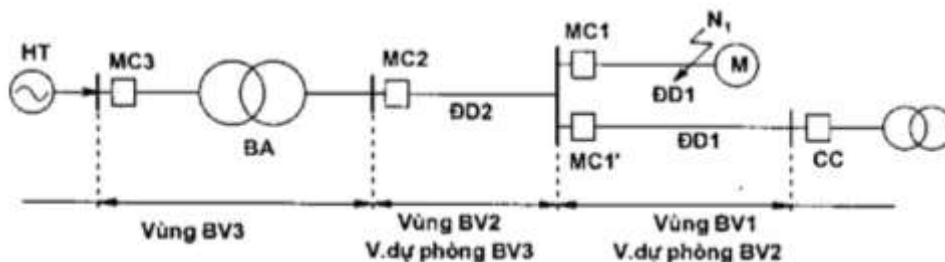
Hình 1.4 Cấu hình hệ thống RLBV cho đường dây truyền tải 110 kV có chiều dài nhỏ hơn 10 km

1.2.2 Các yêu cầu về kỹ thuật đối với role bảo vệ đường dây

Yêu cầu bảo vệ chống ngắn mạch

a) Tác động nhanh

Sự cố cần được loại trừ càng nhanh càng tốt để hạn chế đến mức tối đa thiệt hại và giữ sự ổn định cho các máy phát làm việc song song trong hệ thống điện. Thời gian cắt sự cố bao gồm thời gian tác động của bảo vệ (tv) và thời gian cắt của máy cắt (tMC). Như vậy yêu cầu tác động nhanh không chỉ phụ thuộc vào tốc độ tác động của bảo vệ mà cả tốc độ của máy cắt. Thời gian của các bảo vệ role hiện đại khoảng 0,02 đến 0,04 giây.



Hình 1.5 Sơ đồ phân bố các vùng tác động của BVRL

b) Tính chọn lọc

Tính chọn lọc (selectivity) là khả năng chỉ cắt các phần tử bị sự cố và giữ nguyên vẹn cung cấp điện cho các phần tử khác. Yêu cầu tác động chọn lọc có ý nghĩa quan trọng đối với việc bảo toàn cung cấp điện cho các hộ dùng điện. Ví dụ khi có ngắn mạch xảy ra tại điểm N, hình 1.2.3 dòng ngắn mạch I, chạy qua cả 3 bảo vệ 1, 2 và 3; cả 3

máy cắt đều có thể tác động, nhưng tính chọn lọc của bảo vệ chỉ cho phép bảo vệ 1 tác động, do đó các hộ tiêu thụ ở lộ ' sẽ không bị mất điện.

Tuy nhiên trong trường hợp máy cắt 1 từ chối tác động thì máy cắt 2 sẽ hoạt động cắt mạch, như vậy bảo vệ 2 làm nhiệm vụ dự phòng cho bảo vệ 1. Trong nhiều trường hợp yêu cầu tác động nhanh và yêu cầu chọn lọc mâu thuẫn nhau. Để đảm bảo được tính chọn lọc cần phải có sự tác động trễ của bảo vệ role, ví dụ như hình 1.2.3 bảo vệ 2 phải có độ trễ so với bảo vệ 1. Trong thực tế để dung hoà mâu thuẫn giữa hai yêu cầu người ta áp dụng cơ cấu tự động đóng lặp lại. Đầu tiên bảo vệ role cắt nhanh không chọn lọc phần tử có sự cố, sau đó thiết bị đóng lặp lại sẽ đóng trở lại các phần tử vừa bị cắt ra, nếu là sự cố thoáng qua thì mạng điện sẽ trở lại chế độ làm việc bình thường, còn nếu sự cố vẫn tồn tại thì bảo vệ role sẽ tác động có chọn lọc.

c) Độ nhạy

Độ nhạy (sensitivity) là khả năng cắt sự cố với dòng điện nhỏ nhất trong vùng bảo vệ. Độ nhạy là yêu cầu cần thiết của bảo vệ role để phản ứng với các chế độ làm việc không bình thường của hệ thống điện dù là nhỏ nhất. Để xác định độ nhạy của bảo vệ role trước hết cần thiết lập vùng bảo vệ của nó. Ví dụ ở hình 1.2.3 bảo vệ 3 cần phải cắt sự cố ở trong vùng bảo vệ của mình là trạm biến áp và cắt sự cố ở vùng dự phòng, tức là khi có ngắn mạch trên đường dây mà bảo vệ 2 từ chối tác động. Độ nhạy được đánh giá bởi hệ số nhạy.

Để bảo vệ role làm việc tin cậy độ nhạy phải có giá trị lớn hơn 1, thường thì $k_{nh} = 1,5-2$ đối với vùng bảo vệ chính và bằng 1,2 - 1,3 đối với vùng bảo vệ dự phòng.

d) Độ tin cậy

Độ tin cậy (reliability) là khả năng bảo vệ làm việc chắc chắn trong mọi điều kiện, đối với bất kỳ một sự cố nào trong vùng bảo vệ, đồng thời không tác động đối với các chế độ mà nó không có nhiệm vụ bảo vệ. Chẳng hạn, nếu bảo vệ 1 từ chối tác động thì bảo vệ 2 sẽ tác động, lúc đó dẫn đến mất điện và gây thiệt hại cho phụ tải ở lộ 1'. Bởi vậy nếu bảo vệ kém tin cậy thì bản thân nó sẽ là nguồn gây thiệt hại. Để nâng cao độ tin cậy cần lựa chọn sơ đồ bảo vệ đơn giản, sử dụng các thiết bị có chất lượng cao, lắp ráp sơ đồ chính xác, chắc chắn đồng thời phải thường xuyên kiểm tra tình trạng của sơ đồ và các thiết bị.

e) Tính kinh tế

Các bảo vệ role phải thoả mãn các yêu cầu kỹ thuật đồng thời phải được xây dựng sao cho rẻ nhất đến mức có thể. Đối với những thiết bị cao áp và siêu cao áp chi phí cho trang thiết bị lắp đặt BVRL chỉ chiếm một phần nhỏ trong toàn bộ chi phí của công trình, do đại đa số các thiết bị ở mạng điện cao áp đều rất đắt, vì vậy hệ thống bảo vệ role chỉ cần phải quan tâm sao cho đảm bảo được các yêu cầu cao về mặt kỹ thuật. Trong khi đó ở lưới điện trung áp và hạ áp với số lượng các phần tử cần được bảo vệ rất lớn, mức độ yêu cầu bảo vệ không cao do đó cần phải tính đến tính kinh tế khi lựa chọn sơ đồ và trang thiết bị bảo vệ role sao cho vừa đảm bảo kỹ thuật vừa có chi phí thấp nhất đến mức có thể.

Kết luận

Năm yêu cầu trên có thể mâu thuẫn lẫn nhau, ví dụ bảo vệ có tính chọn lọc và độ nhạy cao cần sử dụng loại nguyên lý và thiết bị phức tạp, đắt tiền do đó khó thoả mãn được độ tin cậy. Còn nếu tăng yêu cầu về kỹ thuật thì giá thành sẽ tăng. Do đó cần dung hoà các yêu cầu ở mức độ tốt nhất trong việc tính toán, lựa chọn sơ đồ và thiết bị bảo vệ role.

Đối với chế độ làm việc bất bình thường

Đối với các chế độ làm việc bất bình thường như chế độ quá tải, dao động điện áp trong hệ thống thì yêu cầu tác động nhanh không được đặt ra vì thông thường các chế độ này chỉ xảy ra trong một thời gian ngắn. Ví dụ khi khởi động động cơ công suất lớn có thể làm dao động điện áp, trường hợp này nếu cắt nhanh sẽ làm phụ tải bị gián đoạn cung cấp điện. Thông thường role sẽ tác động với một thời gian trễ nhất định. Còn 3 yêu cầu khác vẫn phải được đảm bảo.

1.3 Các yêu cầu cần thiết để đáp ứng yêu cầu của EVN

Yêu cầu đối với hệ thống rơ le bảo vệ của hệ thống truyền tải điện được quy định tại Điều 26 Thông tư 05/2025/TT-BCT, cụ thể như sau:

- Đơn vị truyền tải điện và Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải có trách nhiệm thiết kế, lắp đặt, chỉnh định và thử nghiệm hệ thống rơ le bảo vệ trong phạm vi quản lý đảm bảo đáp ứng các yêu cầu về tác động nhanh, độ nhạy, tính chọn lọc và tin cậy khi loại trừ sự cố, đảm bảo vận hành hệ thống điện an toàn, tin cậy. Mỗi phần tử hệ thống điện (máy phát, máy biến áp, đường dây, thanh cái, thiết bị bù...) phải có hệ thống bảo vệ riêng và độc lập với hệ thống bảo vệ của các phần tử hệ thống điện khác. Hệ thống bảo vệ phải được cấp nguồn từ 02 nguồn điện một chiều độc lập đảm bảo khi sự cố một trong hai nguồn một chiều thì hệ thống rơ le bảo vệ vẫn làm việc bình thường.

- Việc phối hợp trang bị, lắp đặt các thiết bị rơ le bảo vệ tại điểm đấu nối phải được thỏa thuận giữa Cấp điều độ có quyền điều khiển, Đơn vị truyền tải điện và khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải. Đơn vị truyền tải điện hoặc khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải không tự ý thay đổi thiết bị bảo vệ và các giá trị cài đặt của thiết bị rơ le bảo vệ khi chưa được sự đồng ý của Cấp điều độ có quyền điều khiển.

- Cấp điều độ có quyền điều khiển có trách nhiệm ban hành phiếu chỉnh định rơ le thuộc phạm vi lưới điện truyền tải của Đơn vị truyền tải điện và thông qua các trị số chỉnh định liên quan đến lưới điện truyền tải đối với các thiết bị rơ le bảo vệ của Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải.

- Thời gian tối đa loại trừ sự cố trên các phần tử trong hệ thống điện của Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải bằng các bảo vệ chính không vượt quá các giá trị quy định tại Điều 12 Thông tư 05/2025/TT-BCT.

- Trường hợp thiết bị bảo vệ của khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải được yêu cầu kết nối với thiết bị bảo vệ của Đơn vị truyền tải điện thì các thiết bị này phải đáp ứng các yêu cầu của Đơn vị truyền tải điện về kết nối và được sự chấp thuận của Cấp điều độ có quyền điều khiển.

- Trường hợp lưới điện của khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải bị sự cố, thiết bị rơ le bảo vệ trong lưới điện của khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải có thể được phép gửi lệnh đi cắt các máy cắt trên lưới điện truyền tải nhưng phải được sự chấp thuận của Đơn vị truyền tải điện và Cấp điều độ có quyền điều khiển đối với các máy cắt này và phải được ghi trong thỏa thuận đấu nối.

- Độ tin cậy tác động của hệ thống rơ le bảo vệ không nhỏ hơn 99 %.

- Ngoài các yêu cầu quy định trên, hệ thống rơ le bảo vệ của Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải và Đơn vị truyền tải điện phải đáp ứng thêm các yêu cầu sau:

+ Nhà máy điện phải được trang bị hệ thống hoà đồng bộ chính xác;

+ Nhà máy điện phải được trang bị hệ thống giám sát ghi sự cố có chức năng đồng bộ thời gian GPS (Global Positioning System);

+ Nhà máy điện có tổng công suất đặt từ 300 MW trở lên, phải được trang bị thiết bị có chức năng đo góc pha (PMU - Phasor Measurement Unit) và đồng bộ thời gian GPS (Global Positioning System).

- Nhà máy điện có tổng công suất đặt dưới 300 MW, việc trang bị PMU phải theo tính toán và yêu cầu của Cấp điều độ có quyền điều khiển;

+ Đơn vị truyền tải điện và Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải không phải Đơn vị phát điện có trách nhiệm trang bị, lắp đặt thiết bị ghi sự cố, thiết bị đo góc pha theo tính toán và yêu cầu của Cấp điều độ có quyền điều khiển, đảm bảo kết nối tương thích, tin cậy, ổn định với hệ thống ghi sự cố và đo góc pha đặt tại Đơn vị điều độ hệ thống điện quốc gia.

+ Cấp điều độ có quyền điều khiển có trách nhiệm cung cấp thông số kỹ thuật thiết bị ghi sự cố, đo góc pha đảm bảo kết nối tương thích, vận hành tin cậy, ổn định với hệ thống tại cấp điều độ có quyền điều khiển và tích hợp thiết bị ghi sự cố, thiết bị đo góc pha của Đơn vị truyền tải điện và Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải với hệ thống đặt tại Cấp điều độ có quyền điều khiển;

+ Trong quá trình vận hành, khi có nhu cầu nâng cấp, thay thế thiết bị ghi sự cố, thiết bị đo góc pha, Đơn vị truyền tải điện và Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải có trách nhiệm thông báo và thỏa thuận với Cấp điều độ có quyền điều khiển trước khi thực hiện;

+ Đường dây truyền tải điện cấp điện áp từ 220 kV trở lên đầu nối tổ máy phát điện hoặc sân phân phối của nhà máy điện phải có 02 kênh truyền thông tin liên lạc độc lập phục vụ cho việc truyền tín hiệu rơ le bảo vệ giữa hai đầu đường dây với thời gian truyền không lớn hơn 20 ms;

+ Đơn vị truyền tải điện và Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải có trách nhiệm đầu tư, lắp đặt rơ le tần số thấp, rơ le điện áp thấp trong phạm vi quản lý phục vụ tự động cắt tải sự cố theo tính toán và yêu cầu của Cấp điều độ có quyền điều khiển.

- Cấp điều độ có quyền điều khiển hệ thống điện quốc gia, Cấp điều độ có quyền điều khiển hệ thống phân phối điện có trách nhiệm tổ chức xây dựng và ban hành phạm vi, cách bố trí và yêu cầu kỹ thuật đối với các thiết bị rơ le bảo vệ cho tổ máy phát điện, máy biến áp, thanh cái và đường dây đầu nối vào lưới điện truyền tải, báo cáo Bộ Công Thương trước khi áp dụng.



Hình 1.6 Yêu cầu đối với hệ thống rơ le bảo vệ của hệ thống truyền tải điện và hệ thống phân phối điện từ 01/02/2025

Yêu cầu đối với hệ thống rơ le bảo vệ của hệ thống phân phối điện

Yêu cầu đối với hệ thống rơ le bảo vệ của hệ thống phân phối điện được quy định tại Điều 27 Thông tư 05/2025/TT-BCT, cụ thể:

Đơn vị phân phối điện và Khách hàng sử dụng lưới điện phân phối có trạm điện riêng có trách nhiệm thiết kế, lắp đặt, chỉnh định, thử nghiệm và vận hành hệ thống bảo vệ trên lưới điện trong phạm vi quản lý để đáp ứng các tiêu chuẩn và yêu cầu về thời gian tác động, độ nhạy và tính chọn lọc khi loại trừ sự cố, đảm bảo vận hành hệ thống phân phối điện an toàn, tin cậy.

Đơn vị phân phối điện và Khách hàng sử dụng lưới điện phân phối có trạm điện riêng phải thống nhất các yêu cầu về hệ thống bảo vệ trong Thỏa thuận đầu nối.

Việc phối hợp trang bị, lắp đặt các thiết bị bảo vệ rơ le tại điểm đầu nối phải được thỏa thuận giữa Đơn vị phân phối điện, Khách hàng sử dụng lưới điện phân phối và Cấp điều độ có quyền điều khiển trong quá trình thỏa thuận đầu nối.

Đơn vị phân phối điện hoặc Khách hàng sử dụng lưới điện phân phối không tự ý thay đổi thiết bị bảo vệ và các giá trị cài đặt của thiết bị rơ le bảo vệ khi chưa được sự đồng ý của Cấp điều độ có quyền điều khiển.

Đơn vị phân phối điện phải cung cấp cho Khách hàng sử dụng lưới điện phân phối có trạm điện riêng các thông số của hệ thống rơ le bảo vệ trên lưới điện phân phối liên quan trực tiếp đến hệ thống bảo vệ của khách hàng tại điểm đầu nối trong quá trình thỏa thuận đầu nối.

Cấp điều độ có quyền điều khiển có trách nhiệm tính toán, kiểm tra và ban hành phiếu chỉnh định rơ le bảo vệ hoặc thông qua các trị số chỉnh định trên lưới điện phân phối thuộc quyền điều khiển theo Quy định điều độ, vận hành, thao tác, xử lý sự cố, khởi động đen và khôi phục hệ thống điện quốc gia do Bộ trưởng Bộ Công Thương ban hành.

Khách hàng sử dụng lưới điện phân phối có trạm điện riêng không được tự ý lắp đặt thiết bị để hạn chế dòng điện ngắn mạch tại thanh cái đầu nối với lưới điện phân phối, trừ trường hợp có thỏa thuận với Đơn vị phân phối điện và Cấp điều độ có quyền điều khiển.

Thời gian tối đa loại trừ sự cố trên các phần tử trong hệ thống điện của Khách hàng sử dụng lưới điện phân phối bằng các bảo vệ chính không vượt quá các giá trị quy định tại Điều 12 Thông tư 05/2025/TT-BCT

Trường hợp thiết bị bảo vệ của Khách hàng sử dụng lưới điện phân phối được yêu cầu kết nối với thiết bị bảo vệ của Đơn vị phân phối điện thì các thiết bị này phải đáp ứng các yêu cầu của Đơn vị phân phối điện về kết nối và được sự chấp thuận của Cấp điều độ có quyền điều khiển.

Ngoài các yêu cầu được quy định trên hệ thống bảo vệ của nhà máy điện và Khách hàng sử dụng lưới điện phân phối có trạm điện riêng đầu nối vào cấp điện áp 110 kV phải đáp ứng các yêu cầu sau:

+ Các đường dây điện cấp điện áp 110 kV đầu nối nhà máy điện vào hệ thống điện quốc gia phải có 02 (hai) kênh thông tin liên lạc phục vụ cho việc truyền tín hiệu rơ le bảo vệ giữa hai đầu đường dây với thời gian truyền không lớn hơn 20 ms;

+ Khách hàng sử dụng lưới điện phân phối có trạm điện riêng đầu nối vào cấp điện áp 110 kV có trách nhiệm đầu tư, lắp đặt rơ le tần số thấp phục vụ tự động cắt tải sự cố theo tính toán của Cấp điều độ có quyền điều khiển.

Trách nhiệm quản lý nhà nước về điện lực

Trách nhiệm quản lý nhà nước về điện lực được quy định tại Điều 6 Luật Điện lực 2024, cụ thể: Chính phủ thống nhất quản lý nhà nước về điện lực trong phạm vi cả nước. Bộ Công Thương là cơ quan đầu mối giúp Chính phủ thống nhất quản lý nhà nước về điện lực. Các Bộ, cơ quan ngang Bộ, trong phạm vi nhiệm vụ, quyền hạn của mình, có trách nhiệm phối hợp với Bộ Công Thương trong việc thực hiện quản lý nhà nước về điện lực theo quy định của Luật này và phân công của Chính phủ. Ủy ban nhân dân các cấp, trong phạm vi nhiệm vụ, quyền hạn của mình, thực hiện quản lý nhà nước về điện lực tại địa phương.

1.4 Hiện trạng làm việc lưới điện 110kV khu vực Đà Nẵng và hiện trạng đường dây Hòa khánh – Cầu Hai

1.4.1 Hiện trạng mang tải của các đường dây 110kV

Các xuất tuyến trong khu vực Đà Nẵng trao đổi công suất với lưới điện Quảng Nam và lưới điện Huế:

+ Xuất tuyến 171/Hòa Phong - 171/Đại Lộc (VT 48): Đường dây 171/Hòa Phong nhận công suất từ TBA Hòa Phong và trao đổi công suất với TBA Đại Lộc (tỉnh Quảng Nam) thông qua đường dây 171/Đại Lộc (VT 48).

+ Xuất tuyến 179/Đà Nẵng 500 - 174/Đại Lộc (VT 48): Đường dây 179/Đà Nẵng 500 nhận công suất từ TBA 500kV Đà Nẵng và trao đổi công suất với cho TBA Đại Lộc (tỉnh Quảng Nam) thông qua đường dây 174/Đại Lộc (VT 48).

+ Xuất tuyến 173/Đà Nẵng 500 - 172/Điện Bàn (VT 33): Đường dây 173/Đà Nẵng 500 nhận công suất từ TBA 500kV Đà Nẵng và trao đổi công suất với TBA Điện Bàn (tỉnh Quảng Nam) thông qua đường dây 172/Điện Bàn (VT 33).

+ Xuất tuyến 176/Đà Nẵng 500 - 173/Điện Nam Điện Ngọc (VT 36): Đường dây 176/Đà Nẵng 500 nhận công suất từ TBA 500kV Đà Nẵng và trao đổi công suất với

TBA Điện Nam Điện Ngọc (tỉnh Quảng Nam) thông qua đường dây 173/Điện Nam Điện Ngọc (VT 36).

+ Xuất tuyến 177/Đà Nẵng 500 - 172/Điện Nam Điện Ngọc (VT 36): Đường dây 177/Đà Nẵng 500 nhận công suất từ TBA 500kV Đà Nẵng và trao đổi công suất với TBA Điện Nam Điện Ngọc (tỉnh Quảng Nam) thông qua đường dây 172/Điện Nam Điện Ngọc (VT 36).

+ Xuất tuyến 171/Hòa Khánh 2 - 172/Cầu Hai (VT 362): Đường dây 171/Hòa Khánh 2 nhận công suất từ TBA Hòa Khánh 2 và trao đổi công suất với TBA Cầu Hai (tỉnh Thừa Thiên – Huế) thông qua đường dây 172/Cầu Hai (VT 362).

+ Xuất tuyến 172/Hòa Khánh 2 - 171/Lăng Cô (VT 362): Đường dây 172/Hòa Khánh 2 nhận công suất từ TBA Hòa Khánh 2 và trao đổi công suất với TBA Lăng Cô (tỉnh Thừa Thiên – Huế) thông qua đường dây 171/Lăng Cô (VT 362).

1.4.2 Hiện trạng đường dây Hòa khánh – Cầu Hai

+ Vị trí đường dây: Đường dây nằm trên phường Hòa Hiệp Bắc và Hòa Hiệp Nam thuộc quận Liên Chiểu, qua Đèo Hải Vân ra đến Cầu Hai (Huế).

+ Hiện trạng đường dây: Được chia làm 02 đoạn

Đường dây Hòa Khánh – Cầu Hai là đường dây liên kết giữa 2 trạm biến áp 110kV Hòa Khánh 2 và cầu Hai, giúp tạo mạch vòng liên lạc giữa các TBA 110kV, nâng cao độ tin cậy cung cấp điện

Đoạn 1: Từ TBA 110kV Hòa Khánh 2 đến vị trí 362 do Điện lực Đà Nẵng quản lý (dây AC 185, dài 13,4 km).

Đoạn 2: Từ vị trí 362 về trạm Cầu Hai (dây AC 185, dài 20,469 km) do Điện lực Huế quản lý.

1.5 Kết luận

Chương 1 đã tập trung trình bày một cách hệ thống về hiện trạng lưới điện 110kV tại khu vực Đà Nẵng, bao gồm cơ cấu tổ chức, năng lực quản lý vận hành của Công ty TNHH MTV Điện lực Đà Nẵng – đơn vị chủ lực trong việc đảm bảo cung cấp điện ổn định cho thành phố. Những phân tích về các trạm biến áp, tải trọng, tốc độ tăng trưởng phụ tải và hệ thống xuất tuyến đã phản ánh rõ nét quy mô, mức độ phức tạp cũng như vai trò chiến lược của hệ thống truyền tải điện trong tiến trình phát triển kinh tế - xã hội địa phương. Bên cạnh đó, chương cũng đã luận giải các yêu cầu kỹ thuật cơ bản và chuyên sâu đối với hệ thống rơ le bảo vệ trên đường dây 110kV theo các quy định hiện hành của Tập đoàn Điện lực Việt Nam và Bộ Công Thương. Những yêu cầu này bao gồm tính chọn lọc, độ nhạy, độ tin cậy, tốc độ tác động và tính kinh tế, qua đó khẳng định tầm quan trọng của việc thiết kế, lắp đặt và vận hành hệ thống bảo vệ một cách đồng bộ và chính xác. Đồng thời, các tiêu chuẩn và quy định mới ban hành trong Thông tư 05/2025/TT-BCT cũng được làm rõ nhằm đảm bảo tính tương thích, an toàn và hiệu quả trong toàn bộ hệ thống điện quốc gia. Những nội dung được trình bày trong chương này đóng vai trò như nền tảng lý thuyết và thực tiễn vững chắc, phục vụ cho quá trình đánh giá, phân tích và đề xuất các giải pháp bảo vệ rơ le cho đường dây 172/Cầu Hai – Hòa Khánh 2 sẽ được triển khai trong các chương tiếp theo.

CHƯƠNG 2: CÁC YÊU CẦU CHUNG CỦA HTBVRL LƯỚI ĐIỆN PHÂN PHỐI VÀ CÁC PHƯƠNG PHÁP TÍNH TOÁN

2.1 Hệ thống bảo vệ role

2.1.1 Nguyên lý chung của bảo vệ role

Bảo vệ role là một thiết bị tự động hóa có vai trò theo dõi liên tục tình trạng làm việc của đối tượng bảo vệ như đường dây, máy biến áp, thanh cái, máy phát,... Khi có sự cố trên các phần tử, bảo vệ role sẽ phát hiện và gửi tín hiệu đi đến cắt máy cắt (MC) để cô lập phần tử bị sự cố và đồng thời gửi tín hiệu đến nhân viên vận hành để xử lý và đưa mạng điện về tình trạng làm việc bình thường.

Hệ thống bảo vệ role phải đảm bảo các yêu cầu như độ tin cậy, tính chọn lọc, tác động nhanh, độ nhạy và tính kinh tế.

+ Độ tin cậy là khả năng đảm bảo cho thiết bị chắc chắn làm việc khi xảy ra sự cố nằm trong vùng bảo vệ, không tác động đối với sự cố nằm ở ngoài vùng bảo vệ.

+ Tính chọn lọc là khả năng của bảo vệ đảm bảo chỉ phát hiện và cắt đúng cắt đúng phần tử bị hư hỏng nằm trong vùng bảo vệ ra khỏi hệ thống điện.

+ Tác động nhanh là khả năng cắt nhanh phần tử bị sự cố ra khỏi hệ thống điện đảm bảo hạn chế mức độ phá hoại phần tử đó, giảm thời gian sụt áp, giữ ổn định hệ thống điện. Để giảm thời gian tác động của thiết bị bảo vệ nhưng cũng phải đảm bảo được tính chọn lọc.

+ Độ nhạy là đặc trưng cho khả năng phân biệt sự cố của bảo vệ role.

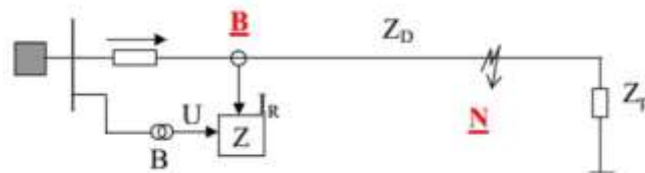
+ Tính kinh tế là đảm bảo hệ thống bảo vệ dễ sử dụng, đơn giản và có giá thành phù hợp.

2.1.2 Nguyên lý bảo vệ khoảng cách F21

2.1.2.1 Nguyên lý chung

Nguyên lý bảo vệ khoảng cách dùng để phát hiện sự cố trên hệ thống tải điện hoặc máy phát điện bị mất đồng bộ hay mất kích thích. Đối với các hệ thống truyền tải, tổng trở đo được tại chỗ đặt bảo vệ trong chế độ làm việc bình thường (bằng thương số của điện áp chỗ đặt bảo vệ với dòng điện phụ tải) cao hơn nhiều tổng trở đo được trong chế độ sự cố. Ngoài ra trong nhiều trường hợp tổng trở của mạch vòng sự cố thường tỷ lệ với khoảng cách từ chỗ đặt bảo vệ đến chỗ ngắn mạch. Trong chế độ làm việc bình thường, tổng trở đo được tại chỗ đặt bảo vệ phụ thuộc vào trị số và góc pha của dòng điện phụ tải.

Sơ đồ nguyên lý:



Hình 2.1 Sơ đồ nguyên lý của bảo vệ khoảng cách F21

Công thức xác định dòng điện, điện áp vào role F21 và tổng trở:

+ Dòng điện vào role:

$$I_R = \frac{I}{n_I}$$

+ Điện áp vào role:

$$U_R = \frac{U}{n_U}$$

+ Tổng trở Role đo được:

$$Z_R = \frac{U_R}{I_R} = \frac{U \cdot n_I}{I \cdot n_U} = \frac{Z_S}{n_Z}$$

Với: $n_S = \frac{n_U}{n_I}$: tỷ số biến đổi tổng trở

$Z_S = \frac{U}{I} = Z_{pt} + Z_D$: tổng trở phụ tải và đường dây

Khi xảy ra ngắn mạch trên đường dây, sẽ có sự đột biến về tổng trở Z_S , Z_S giảm đến một giá trị Z_N , nào đó tùy thuộc vào điểm ngắn mạch. Role khoảng cách phát hiện sự đột biến này và so sánh với giá trị đặt, nếu thỏa mãn sẽ tác động gửi tín hiệu đi cắt máy cắt với thời gian tương ứng của vùng sự cố. Để đảm bảo tính chọn lọc phải chọn tổng trở khởi động của bảo vệ : $Z_{kd} < Z_D$.

Ngày nay nguyên lý bảo vệ khoảng cách thường được kết hợp với các nguyên lý khác như quá dòng điện, quá điện áp, thiếu điện áp để thực hiện những bảo vệ đa chức năng hiện đại.

Nguyên lý đo tổng trở có thể sử dụng để bảo vệ lưới điện phức tạp có nhiều nguồn với hình dạng bất kỳ. Tuy nhiên một số yếu tố có thể ảnh hưởng đến số đo của bộ phận khoảng cách như sai số của máy biến dòng, máy biến điện áp, điện trở quá độ tại chỗ ngắn mạch, hệ số phân bố dòng điện trong nhánh bị sự cố với dòng điện qua chỗ đặt bảo vệ, đặc biệt là quá trình dao động điện.

2.1.2.2 Nguyên tắc chỉnh định của role bảo vệ khoảng cách

Vùng 1: Có thời gian tác động là t_1 và do sai số của biến dòng điện và điện áp người ta thường đặt tới 80% chiều dài đường dây.

Vùng 2: Có thời gian tác động là t_2 và để đảm bảo chọn lọc thời gian t_2 phải lớn hơn so với thời gian làm việc của bảo vệ chính liền kề. Vùng hai bảo vệ thường chiếm toàn bộ chiều dài đường dây cộng với 30% chiều dài đường dây liền kề.

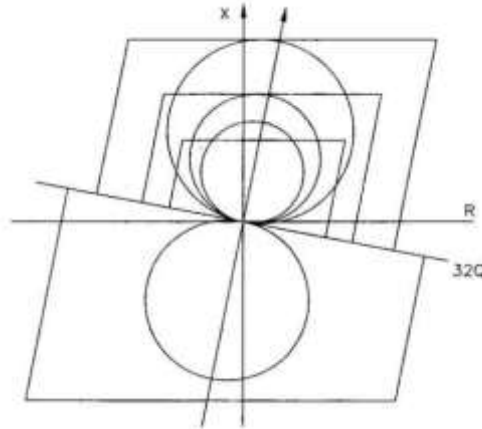
Vùng 3: Có thời gian tác động t_3 và chiều dài bảo vệ là bao bọc toàn bộ chiều dài đường dây liền kề.

2.1.2.3 Các đặc tính bảo vệ của bảo vệ khoảng cách

Hiện nay thông thường có 2 loại đặc tính cho bảo vệ khoảng cách:

- Đặc tính hình tròn hoặc elip.
- Đặc tính hình thang.

Hiện nay người ta thường sử dụng đặc tính hình thang hơn là hình tròn bảo vệ khoảng cách vì độ nhạy của bảo vệ càng về phần cuối của đường dây thì càng kém.



Hình 2.2 Đặc tính hình thang hơn là hình tròn bảo vệ khoảng cách

2.1.2.4 Nguyên lý làm việc của các bảo vệ khoảng cách kỹ thuật số

a. Sơ đồ đấu nối biến dòng điện

- Trong Role bảo vệ khoảng cách thường có 04 cuộn dòng và 04 cuộn áp.
- Trong đó cuộn dòng thứ 4 có thể được sử dụng cho đo dòng điện I_0 hoặc đo dòng điện bù của các đường dây chạy song song với nhau. Cuộn áp thứ tư có thể được sử dụng đo điện áp U_0 hoặc dùng để đo điện áp kiểm tra đồng bộ (các thông số này phải được khai báo trong Role bảo vệ khoảng cách).

- Sơ đồ đấu nối mạch dòng và mạch áp trong Role bảo vệ khoảng cách phải được đấu theo kiểu sơ đồ kiểu Y đủ.

- Khái niệm về điện áp chuẩn: Điện áp chuẩn là điện áp mà Role bảo vệ khoảng cách lấy làm giá trị cho việc đo lường xác định thông số bảo vệ khoảng cách. Một số Role đã cố định sẵn điện áp đường dây hoặc điện áp thanh cái làm thông số chuẩn. Một số Role bảo vệ thì cho phép chọn giá trị điện áp này.

- Thông số điện áp chuẩn này rất quan trọng trong việc kiểm tra đồng bộ.

Dòng điện thứ tự không trong Role bảo vệ khoảng cách: Do không đo được trực tiếp dòng điện chạm đất nên dòng điện chạm đất trong Role bảo vệ khoảng cách được xác định bằng hai cách:

- + Role bảo vệ tự tính toán dòng điện I_0 .
- + Đo dòng điện I_0 bằng cuộn dòng thứ 4 của Role. Nghĩa là đấu chụm 3 dòng điện I_a, I_b, I_c bên ngoài và tổng dòng điện đưa vào cuộn dòng thứ tư. Do vậy cần lưu ý của cực tính đầu của cuộn dòng thứ 4 trong Role bảo vệ.

b. Các bảo vệ được tích hợp trong role bảo vệ khoảng cách

Các chức năng bảo vệ được tích hợp thêm trong Role bảo vệ khoảng cách:

- Ngoài chức năng bảo vệ chính là bảo vệ khoảng cách gồm 03 vùng tác động thì trong Role bảo vệ khoảng cách thường còn tích hợp các chức năng bảo vệ sau:

+ Bảo vệ quá dòng dự phòng không hướng: Bảo vệ này chỉ làm việc khi mất điện áp TU chuẩn (thanh cái hoặc đường dây)

+ Bảo vệ chống đóng vào điểm sự cố (switch on to fault): Đây là loại bảo vệ quá dòng bình thường nhưng là loại không hướng. Bảo vệ này chỉ tích cực (On) khi nhận dạng tại thời điểm ban đầu khi đường dây có điện và duy trì trong thời gian ngắn (khoảng 5s). Sau thời gian này bảo vệ đóng vào điểm sự cố tự động trở về trạng thái off.

Để Role bảo vệ khoảng cách nhận dạng đường dây có điện tại thời điểm ban đầu (mới đóng điện vào đường dây) bằng các tín hiệu sau:

+ Tín hiệu nhị phân đưa vào đầu vào Input của Role: Tín hiệu đóng máy cắt bằng tay (manual close command), tín hiệu trạng thái máy cắt (bao gồm cả tín hiệu on và off).

+ Tín hiệu dòng điện: Khi đường dây có điện thì dòng điện sẽ vượt ngưỡng một giá trị và Role sẽ nhận dạng ra đường dây có điện. Nếu nhỏ hơn giá trị cài đặt thì sẽ nhận dạng đường dây không điện. Tín hiệu nhận dạng này phải kết hợp với tín hiệu trạng thái máy cắt hoặc tín hiệu điện áp mới đảm bảo cho Role nhận dạng chính xác là đường dây có điện hay không.

+ Các lưu ý khi cài đặt Role bảo vệ khoảng cách: Như đã nói ở trên Bảo vệ khoảng cách có 3 vùng tác động.

Vùng 1: Đặt với chiều dài bảo vệ là 80% chiều dài đường dây.

Vùng 2: là thêm 20% chiều dài đường dây liền kề.

Vùng 3: Bảo vệ toàn bộ cho chiều dài đường dây liền kề.

Khi Role bảo vệ khoảng cách tác động vùng 1, vùng 2 thì chắc chắn sự cố nằm trong vùng đường dây cần bảo vệ. Khi Role bảo vệ khoảng cách tác động tại vùng 3 thì sự cố rơi vào đường dây khác.

Do đó khi cài đặt chức năng bảo vệ cho các tiếp điểm đầu ra thì:

– Vùng 1,2 được cài đặt cho mạch cắt trực tiếp cuộn cắt để thực hiện cho mục đích tự động đóng lặp lại sau này. Nếu cài đặt cho rơi Role lock out thì chức năng tự động đóng lặp lại sẽ không làm việc vì mạch đóng sẽ không kín mạch.

– Vùng 3 được cài đặt cho Role lock out. Vì sự cố đã rơi vào đường dây khác và việc Role tác động là để bảo vệ dự phòng cho đường dây liền kề (có thể không tác động)

– Các bảo vệ khác cũng được cài đặt trên Role lock out.

2.1.3 Bảo vệ truyền cắt F85

2.1.3.1 Khái niệm và Vai trò của Role trong Hệ Thống Truyền Cắt

- Role Truyền (Transmission Roller)

+ Role truyền là bộ phận trung gian truyền động, có nhiệm vụ chuyển đổi động năng từ nguồn truyền động (thông thường là động cơ điện, servo...) sang chuyển động quay của bộ phận cắt.

+ Trong các hệ thống máy cắt tự động, role không chỉ chịu nhiệm vụ truyền mô-men xoắn mà còn cần điều chỉnh độ căng, đảm bảo độ chính xác của chuyển động và đồng thời giảm thiểu hiện tượng trượt hoặc mất hiệu suất.

- F85 – Nhãn hiệu/Mã hiệu hoặc Model

+ F85 có thể là mã hiệu của một mẫu role truyền cắt hoặc của cả hệ thống truyền động của máy cắt.

+ Model F85 thường đi kèm với các đặc điểm về kích thước, khả năng chịu tải, tốc độ quay tối ưu và cách bố trí cơ cấu truyền động (ví dụ: sử dụng vành đai, bánh răng hay chuỗi truyền).

2.1.3.2 Nguyên lý hoạt động của hệ thống truyền cắt

- Truyền Động Cơ Học

+ Nguồn động lực: Hệ thống thường bắt đầu từ một động cơ điện (AC, DC hoặc servo) cung cấp mô-men xoắn và tốc độ quay.

+ Hệ thống truyền động: Động cơ chuyển động qua hệ thống truyền động gồm các bộ phận như: hộp số, đai truyền hoặc bánh răng. Role truyền là một phần của hệ thống này, đảm bảo chuyển đổi chuyển động từ động cơ đến cơ cấu cắt.

+ Truyền tải mô-men xoắn: Khi mô-men xoắn từ động cơ được truyền qua role, yếu tố như tỷ số truyền (gear ratio) quyết định tốc độ quay và lực tác động lên bộ phận cắt. Một tỷ số truyền phù hợp giúp đạt được cắt chính xác, hiệu quả và giảm hao mòn.

- Điều Khiển và Cảm Biến

+ Hệ thống điều khiển: Bộ điều khiển F85 (nếu như F85 là model của bộ điều khiển) sẽ giám sát tốc độ, vị trí và mô-men xoắn qua các cảm biến và bộ xử lý (PLC, bộ vi điều khiển).

+ Phản hồi vòng kín: Để đảm bảo độ chính xác, hệ thống thường sử dụng các tín hiệu phản hồi (encoder, cảm biến vòng quay) nhằm điều chỉnh tốc độ và mô-men xoắn theo thời gian thực.

+ Tích hợp phần mềm: Phần mềm điều khiển lập trình các chu trình cắt, đảm bảo đáp ứng các yêu cầu về tốc độ, độ chính xác và an toàn.

2.1.3.3 Các Yếu Tố Thiết Kế và Cấu Tạo

- Thành Phần Cơ Khí

+ Vật liệu: Các role và bánh răng thường được chế tạo từ thép hợp kim hoặc các vật liệu có tính chịu lực cao nhằm đảm bảo độ bền và khả năng vận hành lâu dài.

+ Bề mặt truyền động: Thiết kế bề mặt tiếp xúc thường được tối ưu hóa để tăng ma sát cần thiết trong quá trình truyền tải mà giảm hao mòn không cần thiết.

+ Hệ thống bôi trơn: Để vận hành mượt mà và hạn chế ma sát, các bộ phận thường được tích hợp hệ thống bôi trơn tự động.

- Yếu Tố Điều Khiển

+ Hệ thống servo và encoder: Giúp điều chỉnh tốc độ quay của role chính xác, đảm bảo quá trình cắt diễn ra không có dao động hay lệch pha.

+ Bộ truyền số liệu: Thông qua giao diện điều khiển, các thông số như tốc độ, mô-men xoắn và vị trí cắt được giám sát và điều chỉnh theo yêu cầu quy trình sản xuất.

2.1.3.4 Các Vấn Đề Quan Trọng Trong Ứng Dụng và Vận Hành

- Hiệu Suất Truyền Động

+ Tỷ số truyền: Việc lựa chọn tỷ số truyền phù hợp là then chốt để cân bằng giữa tốc độ và lực cắt. Một tỷ số truyền quá cao có thể giảm tốc độ cắt trong khi tỷ số quá thấp có thể không đủ lực để cắt được vật liệu cứng.

+ Độ bền của vật liệu: Do đặc tính của vật liệu cắt và tải trọng làm việc, các yếu tố như mài mòn và nhiệt độ có thể ảnh hưởng đến hiệu suất của role truyền.

- Bảo Trì và An Toàn

+ Lịch bảo dưỡng định kỳ: Để đảm bảo máy móc hoạt động ổn định, cần kiểm tra định kỳ các thành phần cơ khí, bôi trơn, và các thiết bị cảm biến.

+ An toàn vận hành: Hệ thống phải tích hợp các chức năng cắt tự động khi có sự cố, bảo vệ người vận hành và tránh hư hại cho máy móc.

2.1.4 Tìm hiểu về role F21 SEL - 311L

2.1.4.1 Tổng Quan Về SEL - 311L

SEL - 311L là một thiết bị bảo vệ điện thông minh thuộc dòng sản phẩm của Schweitzer Engineering Laboratories (SEL). Nó được phát triển để cung cấp khả năng bảo vệ và tự động hóa hệ thống điện qua việc kết hợp các chức năng bảo vệ theo dòng và khoảng cách. Đây là giải pháp tích hợp đáp ứng các yêu cầu khắt khe của ngành truyền tải điện, với mục tiêu giảm thiểu thời gian gián đoạn và bảo đảm an toàn cho hệ thống.

2.1.4.2 Chức Năng Bảo Vệ Và Vai Trò Trong Hệ Thống

a. Bảo Vệ Chênh Lệch Dòng Điện (Differential Protection)

- Mục tiêu: Phát hiện nhanh và cô lập các lỗi xảy ra trên đường dây bằng cách so sánh dòng vào và ra từ một đoạn của đường dây.

- Đặc điểm:

+ Phản ứng trong vòng dưới một chu kỳ điện, cho phép ngắt mạch nhanh chóng khi phát hiện sự khác biệt vượt mức an toàn.

+ Độ chính xác cao giúp giảm khả năng xảy ra lỗi không mong muốn (false tripping).

b. Bảo Vệ Khoảng Cách (Distance Protection)

- Mục tiêu: Đánh giá khả năng tạo ra sự cố của đường dây dựa trên tổng trở của mạch điện, từ đó xác định vị trí lỗi.

- Đặc điểm:

+ Tích hợp tới bốn vùng bảo vệ, cho phép cấu hình đa cấp nhằm phù hợp với đặc tính của từng phần hệ thống.

+ Có khả năng bảo vệ hướng (directional protection) và bảo vệ quá dòng có hướng, từ đó cung cấp thông tin chính xác hơn về vị trí và tính chất của sự cố.

c. Tự Động Hóa Và Giao Tiếp

- Chức năng tự động hóa:

+ Hỗ trợ các chức năng đóng - mở mạch tự động (tự động đóng cắt theo logic điều khiển) giúp giảm thiểu sự can thiệp thủ công và tăng tính ổn định cho hệ thống.

+ Tích hợp các thuật toán logic xử lý lỗi nâng cao, ví dụ như chức năng “đóng lặp” (retry) nhằm đảm bảo rằng sau khi lỗi được khắc phục, hệ thống có thể tự động khôi phục hoạt động một cách an toàn.

- Giao tiếp và tương tác:

+ Cung cấp nhiều cổng giao tiếp (RS-232, RS-485, Ethernet) cho phép tích hợp liên mạch với hệ thống SCADA hoặc HMI, từ đó theo dõi trạng thái và quản lý thiết bị từ xa.

+ Đầu ra tốc độ cao và đầu vào quang cách ly giúp tín hiệu được truyền đi một cách nhanh chóng và an toàn, giảm thiểu nguy cơ nhiễu loạn từ môi trường xung quanh.

2.1.4.3 Kiến Trúc Phần Cứng Và Mô-đun Mở Rộng

a. Phần Cứng Và Bộ Xử Lý

- Bộ xử lý đa nhiệm: Tích hợp vi xử lý hiện đại, giúp xử lý dữ liệu đầu vào từ các cảm biến (như các biến áp dòng và áp) một cách nhanh chóng và chính xác.

- Thiết kế dự phòng: Cấu trúc phần cứng được thiết kế bền bỉ với khả năng hoạt động trong môi trường khắc nghiệt, đáp ứng tiêu chuẩn an toàn cao của ngành điện lực.

b. Đầu Vào/Đầu Ra và Tính Linh Hoạt Trong Cấu Hình

- Đầu vào và đầu ra:

+ Có sáu đầu ra tốc độ cao và công suất cắt cao giúp truyền tín hiệu điều khiển đến các thiết bị hành nghề như cầu dao cắt điện.

+ Bên cạnh đó, tám đầu ra tiêu chuẩn và sáu đầu vào quang cách ly cung cấp khả năng mở rộng cấu hình để tùy chỉnh phù hợp với từng hệ thống cụ thể.

- Module mở rộng: Thiết bị hỗ trợ nhiều phương thức giao tiếp và cấu hình module nhằm tương thích với nhiều hệ thống bảo vệ – từ đường dây hai đầu, ba đầu cho đến các ứng dụng phức tạp khác.

2.1.4.4 Vai Trò “F21” Trong SEL - 311L

Mặc dù tài liệu công khai thường không cụ thể phân chia “role” theo mã số như F21, có thể hiểu rằng “role f21” ở đây có thể ám chỉ một trong những vai trò chức năng chủ chốt của thiết bị, chẳng hạn như:

- Vai trò bảo vệ chênh lệch dòng điện: Thực hiện phép đo và so sánh dòng điện ở các đầu vào để xác định bất thường trong quá trình vận hành.
- Vai trò xử lý sự kiện nhanh: Kích hoạt các phản ứng bảo vệ ngay lập tức khi xảy ra sự cố, bao gồm khả năng đóng mở mạch tự động dựa trên các thuật toán logic nội bộ.
- Vai trò tích hợp tự động hóa: Kết hợp giữa chức năng bảo vệ và tự động hóa vận hành trong hệ thống điện, giúp đồng bộ hóa các phản ứng bảo vệ trên toàn hệ thống.

2.2 Phương pháp tính toán

2.2.1 Thực hiện tính toán trào lưu công suất

Tính trào lưu công suất là bài toán quen thuộc và gần như nó không thể thiếu, nó phục vụ công tác lập quy hoạch phát triển hệ thống, thiết kế, vận hành, thay đổi đầu nối...

Mục đích của tính toán này là tìm giá trị điện áp, góc pha tại mỗi nút và công suất tác dụng, phản kháng chạy trên mỗi nhánh ($|V|$, δ , P, Q). có 3 loại nút:

Nút nguồn: Được chọn làm cơ sở khi điện áp và góc pha tại đó biết trước. Nút này cân bằng khác nhau giữa tải tiêu thụ và công suất phát ra do có tổn thất trên lưới điện.

Nút phụ tải: Tại đó P, Q của tải được biết, còn điện áp, góc pha chưa biết, còn gọi là nút P-Q.

Nút điều chỉnh điện áp: Tại đó P, V được xác định, góc pha và Q cần được xác định, còn gọi là nút P-V.

Việc tính toán trào lưu công suất bằng 3 phương pháp phổ biến sau:

- Phương pháp Newton-Raphson
- Phương pháp Gauss-Seidel
- Phương pháp phân lập nhanh

2.2.2 Tính toán ngắn mạch

Tính ngắn mạch là bài toán quan trọng để xác định ảnh hưởng của sự cố trên lưới điện (các dạng ngắn mạch: 1 pha chạm đất; 2 pha chạm nhau chạm đất; 2 pha chạm nhau; 3 pha chạm nhau), từ các thông số tính toán giúp chúng ta lựa chọn được thiết bị điện phù hợp, cài đặt thiết bị bảo vệ, đầu nối lại lưới điện sao cho đạt trạng thái vận hành tối ưu.

Trong tính toán sự cố: tất cả điện áp, dòng điện nhánh và dòng điện sự cố khi sự cố xảy ra tại một hoặc nhiều nút trên mạng lưới.

Trong tính toán chuỗi sự cố: áp dụng tính toán một chuỗi các sự cố liên tục và riêng lẻ. Tính toán chuỗi sự cố cho tất cả các loại sự cố được ứng dụng liên tục và riêng lẻ tại mỗi nút trong toàn HTĐ.

Tính toán ngắn mạch sẽ sử dụng trạng thái hệ thống trước khi sự cố xuất hiện. Khi không có sự cố, dòng tải sẽ được tìm và điện áp tại các nút trước sự cố được tính.

2.2.3 Tính chọn các thiết bị BVRL

Sau khi thực hiện tính toán trào lưu công suất và tính toán ngắn mạch chúng ta sẽ thu được kết quả để lựa chọn thiết bị điện và cài đặt thông số cho thiết bị bảo vệ:

a. Máy biến dòng:

1, Định nghĩa:

Máy biến dòng điện (hay còn gọi là BI, TI, CT) là thiết bị biến đổi dòng điện có giá trị lớn, điện áp cao xuống dòng điện có giá trị tiêu chuẩn (có giá trị 1A hoặc 5A) để cấp cho mạch điều khiển, đo lường, bảo vệ, ...

2, Các thông số máy biến dòng:

Điện áp định mức là trị số của điện áp dây của lưới điện mà biến dòng làm việc, điện áp này quyết định cách điện giữa phía sơ cấp và thứ cấp của máy biến dòng.

Dòng điện định mức là dòng điện làm việc dài hạn theo phát nóng có dự trữ phía sơ cấp và thứ cấp.

Hệ số biến đổi là tỷ số giữa sơ cấp và thứ cấp định mức:

$$K_{dm} = \frac{I_{1dm}}{I_{2dm}}$$

Sai số biến dòng:

$$\Delta I\% = \frac{K_{dm} \cdot I_2 - I_1}{I_1} \cdot 100$$

3, Chọn máy biến dòng:

Theo vị trí đặt: trong nhà hoặc ngoài trời

+ Cấp chính xác: Tùy theo mục đích sử dụng

+ Điện áp: $U_{dmBI} \geq U_{HT}$

+ Dòng điện: $I_{dmBI} \geq \frac{I_{cb}}{1,2}$, vì máy biến dòng cho phép quá tải lâu dài 20%

+ Phụ tải của máy biến dòng

Trong đó: U_{HT} là điện áp dây của lưới điện

$I_{cb} = 1,05 \cdot I_{lv}$ là dòng điện cường bức

b. Role BVKC đường dây Hòa Khánh đi Cầu Hai:

Role được đề xuất sử dụng cho F21 là loại SEL-311L là một thiết bị bảo vệ dòng điện so lệch (line current differential relay) được sản xuất bởi công ty Schweitzer Engineering Laboratories (SEL), có trụ sở tại Pullman, Washington, Hoa Kỳ. SEL-311L được thiết kế để bảo vệ các đường dây truyền tải điện cao áp, đặc biệt là trong các hệ thống điện có yêu cầu cao về độ tin cậy và tốc độ phản ứng. Thiết bị này tích hợp nhiều chức năng bảo vệ như:

Bảo vệ dòng điện so lệch: Sử dụng nguyên lý so sánh dòng điện tại hai đầu đường dây để phát hiện sự cố nhanh chóng.

Bảo vệ khoảng cách bốn vùng: Cung cấp khả năng bảo vệ dự phòng trong trường hợp hệ thống so lệch không hoạt động.

Bảo vệ quá dòng có hướng: Giúp xác định hướng của dòng sự cố, tăng cường khả năng chọn lọc.

Hỗ trợ truyền thông kỹ thuật số: Tích hợp giao thức IEC 61850 và các giao diện truyền thông khác, cho phép kết nối và điều khiển từ xa.

Bảo vệ khoảng cách là loại bảo vệ dùng rơ le tổng trở có thời gian làm việc phụ thuộc vào quan hệ giữa điện áp U_R và dòng điện I_R đưa vào role và góc φ_R giữa chúng:

$$t = f\left(\frac{U_R}{I_R} \cdot \varphi_R\right)$$

Thời gian này tự động tăng lên khi khoảng cách từ chỗ nối bảo vệ đến điểm hư hỏng tăng lên. Bảo vệ đặt gần chỗ hư hỏng nhất có thời gian làm việc bé nhất.

Nếu nói role tổng trở của bảo vệ khoảng cách (BVKC) vào hiệu các dòng pha và điện áp dây tương ứng (ví dụ, 2 pha A,B) thì khi ngắn mạch 2 pha A, B ta có:

Dòng vào role:

$$I_R = \frac{1}{n_I} (I_A - I_B)$$

Áp đặt vào role:

$$U_R = \frac{1}{n_U} (U_A - U_B) = \frac{1}{n_U} (I_A - I_B) Z_1 l$$

Như vậy:

$$\frac{U_R}{I_R} = Z_1 l$$

Trong đó :

Z_1 : tổng trở thứ tự thuận của 1 km đường dây

n_I, n_U : tỷ số biến đổi của BI và BU cung cấp cho bảo vệ

I_A, I_B : dòng chạy qua cuộn sơ cấp của BI đặt ở pha A, B

U_A, U_B : áp pha A, B tại chỗ nối bảo vệ (chỗ nối BU)

l : khoảng cách từ chỗ đặt bảo vệ đến điểm ngắn mạch

Khi ấy:

$$t = f\left(\frac{U_R}{I_R} \cdot \varphi_R\right) = f(Z_1 \cdot l, \varphi_R)$$

Ban đầu đề đơn giản hóa, nếu coi bảo vệ có thời gian làm việc không phụ thuộc vào góc φ_R :

$$t = f(Z_1 \cdot l)$$

Như vậy thời gian làm việc của bảo vệ không phụ thuộc vào giá trị của áp và dòng đưa vào bảo vệ, mà chỉ phụ thuộc vào khoảng cách từ chỗ nối bảo vệ đến điểm hư hỏng.

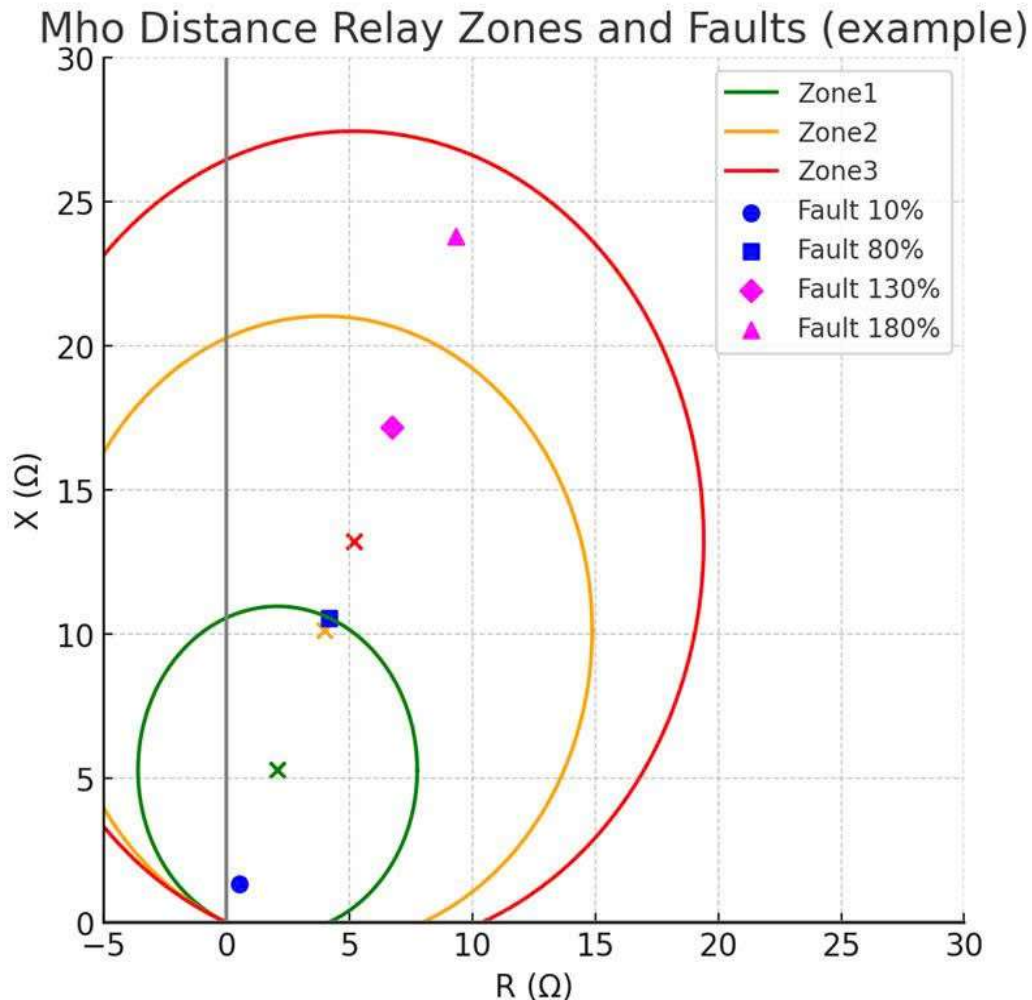
ĐẶC TÍNH THỜI GIAN:

Là quan hệ giữa thời gian tác động của bảo vệ với khoảng cách hay tổng trở đến chỗ hư hỏng. Hiện nay thường dùng bảo vệ có đặc tính thời gian hình bậc thang (nhiều cấp). Số vùng và số cấp thời gian thường ≤ 3 để sơ đồ bảo vệ được đơn giản.

- **Zone 1:** Bảo vệ khoảng 80% chiều dài đường dây được bảo vệ (tính từ vị trí rơ-le). Vùng 1 thường được đặt không quá 80% để tránh “vượt quá” (overreach) sang đầu kia của đường dây, đảm bảo chỉ tác động cho sự cố nằm hẳn trên tuyến đó. Zone 1 thường được đặt **tác động tức thời** (thời gian = 0 s) vì sự cố nằm trong 80% đầu tuyến chắc chắn thuộc đường dây này, cần cắt ngay để giảm thiệt hại. (Lưu ý: Trong trường hợp đường dây mạch kép, Zone 1 đôi khi giảm còn $\sim 70\%$ để bù ảnh hưởng điện cảm hỗ tương giữa hai mạch).
- **Zone 2:** Bảo vệ vượt ra **toàn bộ đoạn dây chính (100%)** và thường cộng thêm khoảng **50% chiều dài tuyến gần kề tiếp theo** phía sau nó. Quy tắc cài đặt phổ biến là Zone 2

= 120% chiều dài tuyến được bảo vệ, hoặc = 100% tuyến chính + 50% tuyến liên kề ngắn hơn (chọn giá trị nhỏ hơn để tránh vưon quá xa). Mục đích Zone 2 là bảo vệ dự phòng cho phần còn lại của tuyến chính (20% cuối tuyến mà Zone 1 không bao phủ) và **một phần tuyến kế tiếp** để dập sự cố ngay cả khi bảo vệ đầu xa của tuyến chính hoặc bảo vệ của tuyến kế tiếp bị hỏng. Zone 2 thường được đặt **thời gian trễ khoảng 0.3–0.5 giây** (ví dụ 0,25–0,4 s) để đảm bảo ưu tiên cho Zone 1 của chính tuyến đó và Zone 1 của tuyến kế bên tác động trước.

- **Zone 3:** Thường được đặt làm **bảo vệ dự phòng cuối cùng** cho sự cố xa hơn trên hệ thống. Zone 3 hướng về phía trước có tầm với ít nhất bằng **120% tổng chiều dài hai tuyến** (tuyến chính + tuyến liên kề) Nghĩa là Zone 3 bao phủ toàn bộ tuyến được bảo vệ và toàn bộ tuyến kế tiếp sau nó, thường cộng thêm khoảng 20% dự phòng. Một số hướng dẫn còn mở rộng Zone 3 bao phủ đến **50% tuyến thứ ba** tiếp theo nếu hệ thống phức tạp. Zone 3 có chức năng như bảo vệ dự phòng cho sự cố tại các đoạn xa hoặc khi các bảo vệ gần hơn không hoạt động. Do phạm vi rộng, Zone 3 được đặt thời gian lâu hơn (ví dụ ~1,0–1,2 s) để đảm bảo chọn lọc, chỉ tác động khi Zone 1 và 2 không dập tắt được sự cố. Ngoài ra, Zone 3 có thể được cấu hình theo hướng **ngược (reverse)** để bảo vệ nguồn hoặc các đoạn phía sau máy cắt (đôi khi gọi là Zone 3 reverse với tầm khoảng 20% chiều dài tuyến chính về phía sau) phục vụ chức năng dự phòng ngược.



Hình 2.3 Đặc tính Mho các vùng bảo vệ khoảng cách cho một đường dây

Ta ví dụ (Zone-1: xanh lá, Zone-2: cam, Zone-3: đỏ). Các điểm đánh dấu biểu thị trở kháng sự cố nhìn từ rơ-le: “Fault 10%” – sự cố tại 10% chiều dài tuyến (chấm tròn xanh dương, nằm sâu trong Zone-1); “Fault 80%” – sự cố tại 80% chiều dài (vuông xanh dương, gần đúng biên Zone-1); “Fault 130%” – sự cố nằm trên tuyến kế tiếp, cách rơ-le 130% chiều dài tuyến chính (thoi màu hồng, ngoài Zone-1 nhưng bên trong Zone-2); “Fault 180%” – sự cố xa hơn 1,8 lần chiều dài tuyến chính (tam giác hồng, nằm trong Zone-3 nhưng ngoài Zone-2).

Tóm lại, cấu trúc 3 vùng cho phép rơ-le khoảng cách tác động nhanh cho sự cố trong vùng 1, trì hoãn có chọn lọc cho sự cố xa hơn (vùng 2, 3) và vẫn đảm bảo bảo vệ dự phòng cho các phần tử lân cận trong trường hợp bảo vệ chính của chúng bị thiếu hoặc không hoạt động.

c, Sơ đồ bảo vệ khoảng cách:

Trong trường hợp chung, bảo vệ khoảng cách có các bộ phận chính như sau:

* Bộ phận khởi động: có nhiệm vụ :

- Khởi động bảo vệ vào thời điểm phát sinh hư hỏng.
- Kết hợp với các bộ phận khác làm bậc bảo vệ cuối cùng.

Bộ phận khởi động thường được thực hiện nhờ rơ-le dòng cực đại hoặc rơ-le tổng trở cực tiểu.

* Bộ phận khoảng cách: đo khoảng cách từ chỗ nối bảo vệ đến điểm hư hỏng, thực hiện bằng rơ-le tổng trở.

* Bộ phận tạo thời gian: tạo thời gian làm việc tương ứng với khoảng cách đến điểm hư hỏng, được thực hiện bằng một số rơ-le thời gian khi bảo vệ có đặc tính thời gian nhiều cấp.

* Bộ phận định hướng công suất: để ngăn ngừa bảo vệ tác động khi hướng công suất ngắn mạch từ đường dây được bảo vệ đi vào thanh góp của trạm, được thực hiện bằng rơ-le định hướng công suất riêng biệt hoặc kết hợp trong bộ phận khởi động và khoảng cách, nếu các bộ phận này thực hiện bằng rơ-le tổng trở có.

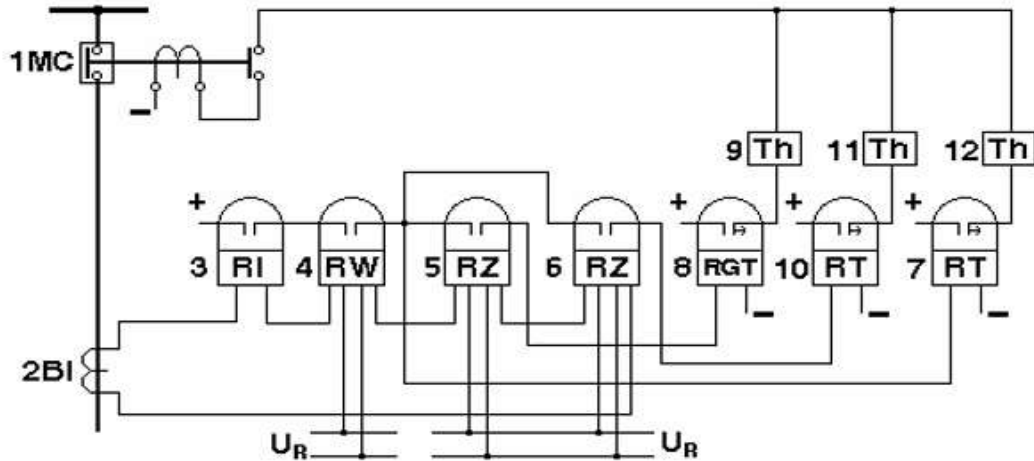
Trên hình 2.3 là sơ đồ nguyên lý một pha của bảo vệ khoảng cách có đặc tính thời gian nhiều cấp, có bộ phận khởi động dòng điện, không có các phần tử nào thực hiện chung nhiệm vụ của một số bộ phận.

Bộ phận khởi động dùng rơ-le dòng 3RI, bộ phận định hướng công suất - 4RW, bộ phận khoảng cách - cấp I: 5RZ, cấp II: 6RZ và bộ phận tạo thời gian - cấp I: 8RGT, cấp II: 10RT, cấp III: 7RT.

Khi ngắn mạch trong vùng bảo vệ 3RI và 4RW sẽ khởi động và khép tiếp điểm của chúng, cực (+) của nguồn thao tác được đưa đến tiếp điểm của 5RZ, 6RZ và đến cuộn dây của 7RT.

Nếu ngắn mạch xảy ra trong phạm vi vùng I, các rơ-le 5RZ, 8RGT sẽ khởi động và qua rơ-le 9Th sẽ đưa xung đi cắt 1MC với thời gian t' . Nếu xảy ra hư hỏng ở xa hơn trong vùng II, rơ-le 5RZ không khởi động, các rơ-le 6RZ và 10RT tạo thời gian t'' của cấp thứ II sẽ khởi động và cho xung đi cắt 1MC qua rơ-le 11Th. Khi ngắn mạch xa hơn nữa trong vùng III, các rơ-le 5RZ và 6RZ sẽ không khởi động,

1MC bị cắt với thời gian t''' tạo nên bởi 7RT qua 12Th. Như vậy, trong sơ đồ đang xét bộ phận khoảng cách không kiểm soát vùng III và khi ngắn mạch trong vùng đó bảo vệ (theo hình 2.4) sẽ làm việc như là một bảo vệ dòng cực đại có hướng.



Hình 2.4 Sơ đồ nguyên lý bảo vệ 1 pha của bảo vệ khoảng cách

2.3 Role truyền cắt nhanh đường dây Hòa Khánh đi Cầu Hai

2.3.1 Tính năng và lợi ích

Role được đề xuất cho F85 là loại SEL – 2505 là một modul I/O từ xa có 8 ngõ vào tiếp điểm và 8 ngõ ra tiếp điểm. Trạng thái của các ngõ vào và ngõ ra này được truyền thông giữa SEL-2505 và thiết bị chủ thông qua giao tiếp MIRRORING BITS™ trên công sợi quang chuyên dụng.

Mỗi ngõ vào điều khiển một trong tám bit MIRRORING BITS truyền đi, trong khi mỗi bit MIRRORING BITS nhận được sẽ điều khiển một tiếp điểm ngõ ra loại Form C. Sử dụng trạng thái ngõ vào tiếp điểm truyền đi cho mục đích điều khiển và chỉ thị của thiết bị ở xa.

Khả năng truyền thông tin giúp bạn đơn giản hóa và cải thiện các cài đặt hiện có hoặc mới. Thêm chức năng bảo vệ bus bằng cách sử dụng các đầu vào và đầu ra tiếp điểm role hiện có. Thêm chức năng liên lạc thí điểm đơn giản vào các ứng dụng đường dây hai hoặc ba thiết bị đầu cuối hiện có. Ngắt nguồn cung cấp rơ le và máy cắt DC cho các sơ đồ phân phối khi máy cắt bị sự cố. Thay thế dây điều khiển ra tủ bên ngoài bằng cáp quang để giảm tiếp xúc với dòng điện một chiều xuống đất. Thêm khả năng giám sát cuộn dây đóng và chuyển đi cục bộ hoặc từ xa

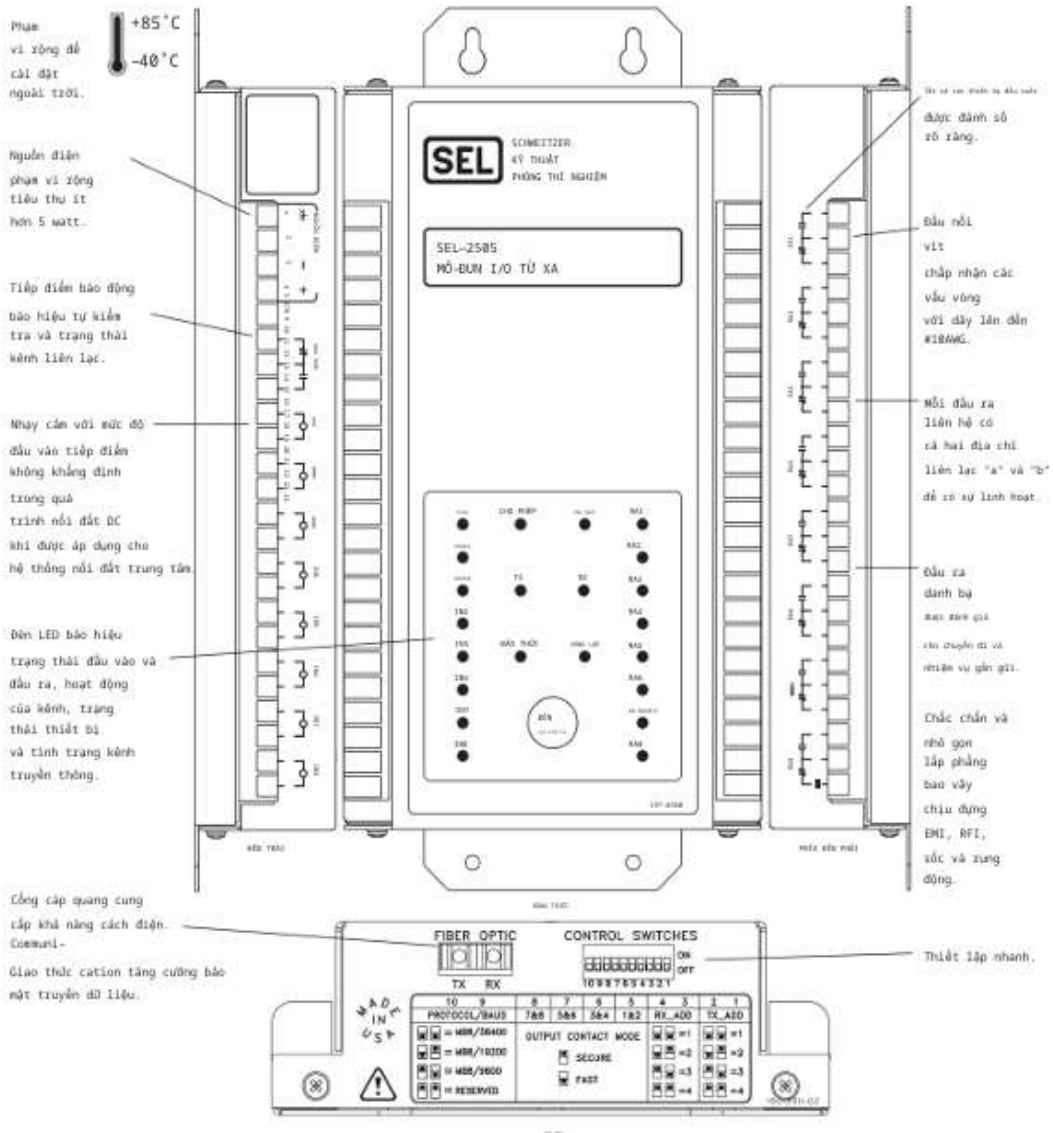
Kích thước nhỏ gọn cho phép thay thế các rơ le phụ hiện có bằng cách gắn trên bảng điều khiển. Tự kiểm tra làm tăng độ tin cậy của các chức năng role phụ. Chẩn đoán đơn giản bao gồm 22 đèn LED chỉ báo trạng thái tiếp điểm đầu vào, đầu ra, kênh và thiết bị. Cáp quang và giám sát kênh giúp tăng cường tính bảo mật của hệ thống. Ba mô hình cung cấp nhiều loại đường truyền thông có thể áp dụng: sợi quang đa chế độ 650 nm cho đường truyền thông ≤500 m, sợi quang đa chế độ 850 nm cho đường truyền ≤15 km hoặc sợi quang đơn chế độ 1300 nm cho đường truyền ≤80 km. Tốc độ hoạt động nhanh có thể so sánh với role phụ tốc độ cao

2.3.2 Tổng quan về sản phẩm

SEL-2505 là một role phụ trợ tuyệt vời hoặc một cách đơn giản mở rộng số lượng điểm I/O có sẵn trong hệ thống role. Nó tốt hơn so với việc đấu nối cứng các rơ le với nhau thông qua cơ điện hoặc role phụ trợ tĩnh, vì bây giờ bạn có thể theo dõi hiệu suất của

Lựa chọn bảo vệ khoảng cách kết hợp F21 truyền cắt F85
 tại đường dây 171/Hòa Khánh 2 – 172/Cầu Hai của Điện lực Đà Nẵng

kênh truyền thông. Ngoài ra, khả năng tự kiểm tra của nó đảm bảo thông báo kịp thời về bất kỳ vấn đề nào của thiết bị hoặc kênh truyền thông.

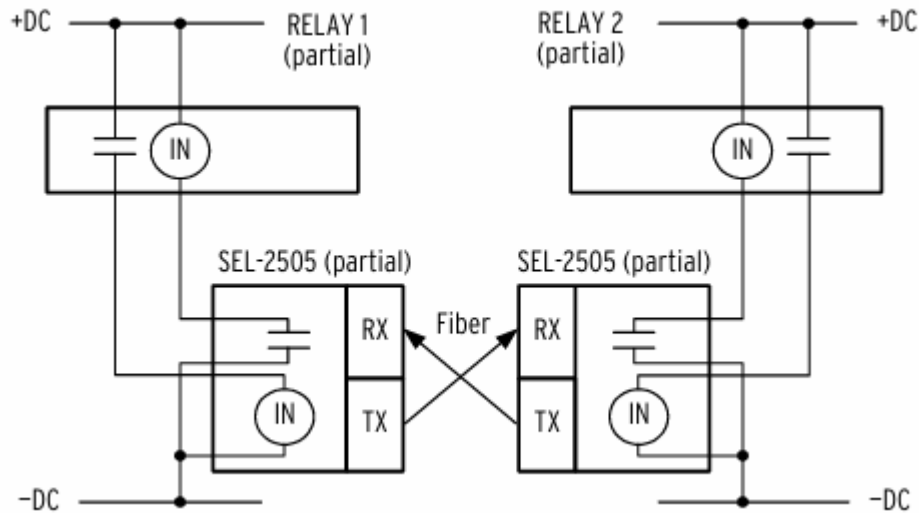


Hình 2.5 Tổng quan chức năng của SEL – 2505

Ứng dụng

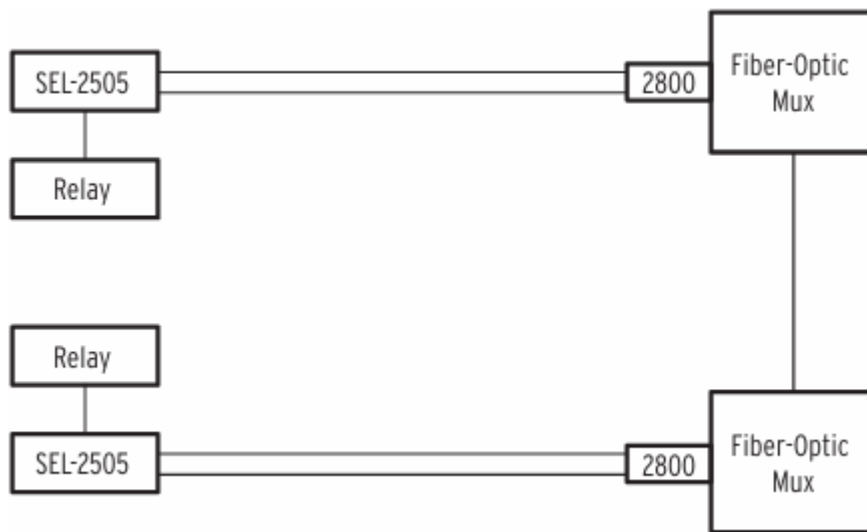
- Thêm chức năng ngắt mạch hỗ trợ truyền thông vào các role hiện có.
- Thêm kênh truyền thông thay thế vào các sơ đồ ngắt mạch điều khiển.
- Ngắt mạch từ xa qua liên kết cáp quang.
- Báo cáo sự kiện kích hoạt chéo.
- Thực hiện các chức năng role phụ trong khi thêm khả năng tự kiểm tra khả năng.

Lựa chọn bảo vệ khoảng cách kết hợp F21 truyền cắt F85
tại đường dây 171/Hòa Khánh 2 – 172/Cầu Hai của Điện lực Đà Nẵng



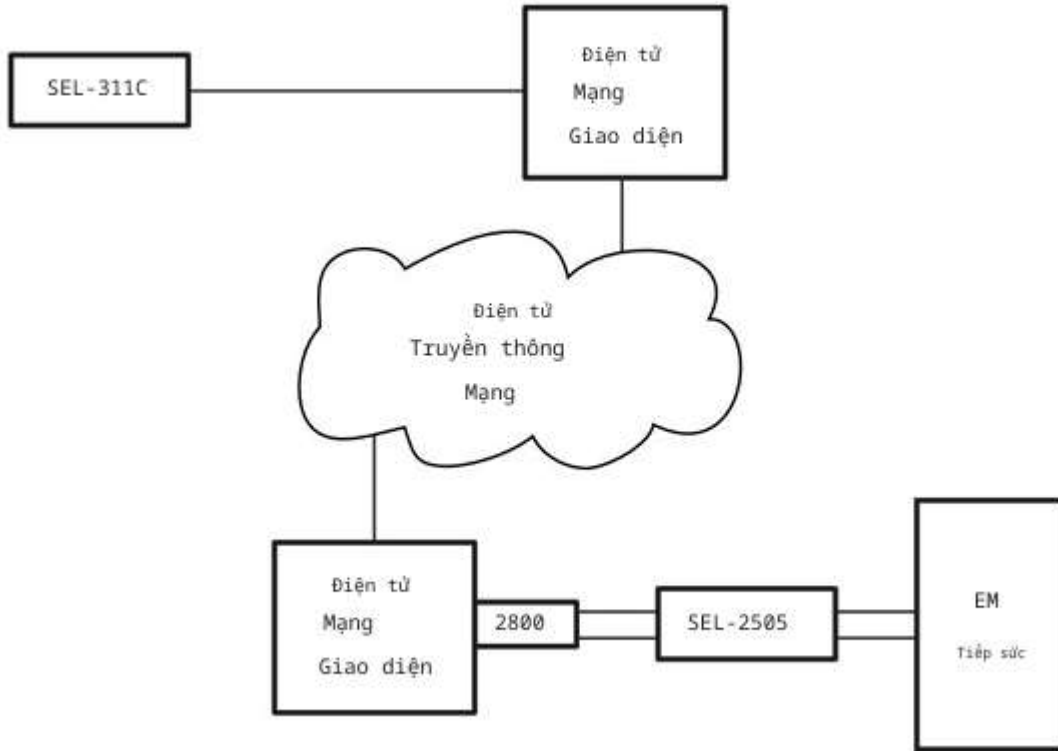
Hình 2.6 Giao diện kênh I/O cho role không có giao thức MIRRORED BIT gốc

- Tạo bảo vệ Bus sử dụng các role bảo vệ hiện có để đơn giản Bus
- Bao gồm SEL – 2100 để bảo vệ Bus lớn hơn
- Thêm chuyển giao trực tiếp vào các kết nối đồng phát hiện có



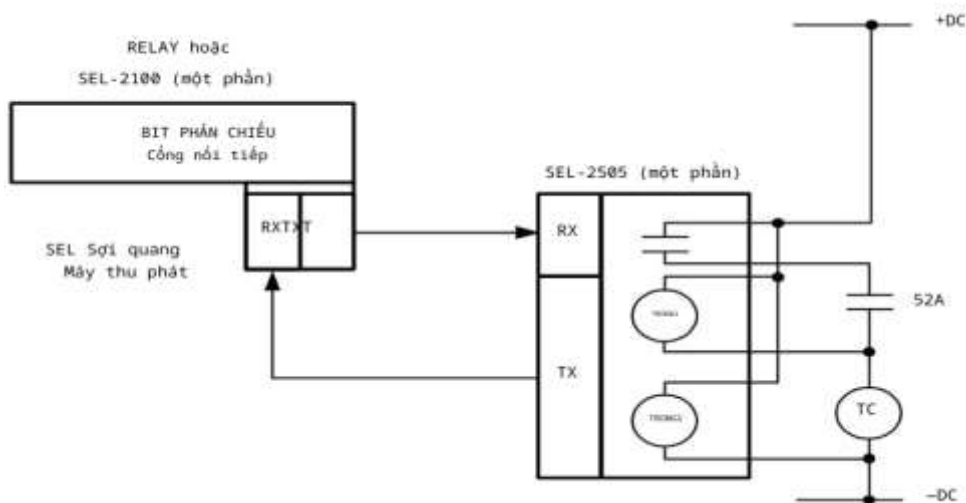
Hình 2.7 Cung cấp sự hỗ trợ thông tin liên lạc trên các trang mạng truyền thông kỹ thuật số hiện có

- Cung cấp dịch vụ bảo vệ từ xa giá rẻ qua bộ ghép kênh kỹ thuật số
- Cung cấp đường dẫn di chuyển từ role cơ điện sang role MIRROR BITS



Hình 2.8 Giao điện role có BITS gương phản chiếu với role không có

- Loại bỏ hệ thống dây điện cứng từ phòng điều khiển đến cầu dao hoặc công tắc ngắt mạch do động cơ vận hành
- Giảm mức tiếp xúc với mặt đất của dòng điện một chiều
- Thêm chức năng giám sát tính liên tục của hành trình/lộ trình đóng
- Mở rộng khả năng I/O của role giao thức truyền thông MRRORD BIT



Hình 2.9 Giảm hệ thống dây điện từ tủ điều khiển đến tủ ngoài trời

CHƯƠNG 3: TÍNH TOÁN CỤ THỂ CHO BV KHOẢNG CÁCH F21 VÀ TRUYỀN CẮT F85

3.1 Tổng quan về đường dây 171/Hòa Khánh 2 - 172/Cầu Hai

3.1.1 Mục tiêu của đường dây



Hình 3.1 Trạm điện 100Kv Hoà Khánh 2

Đường dây 171/Hòa Khánh 2 - 172/Cầu Hai là một thành phần quan trọng trong hệ thống điện khu vực miền Trung, đảm nhiệm chức năng truyền tải điện năng giữa hai trạm biến áp lớn là Cầu Hai (Thừa Thiên Huế) và Hòa Khánh 2 (Đà Nẵng). Việc xây dựng và đưa vào vận hành tuyến đường dây này không chỉ nhằm mục tiêu nâng cao độ tin cậy cung cấp điện cho khu vực mà còn đóng vai trò quan trọng trong việc ổn định lưới điện, nhất là trong bối cảnh nhu cầu điện năng tại các đô thị và khu công nghiệp đang gia tăng nhanh chóng.

Một trong những mục tiêu chính của tuyến đường dây này là tăng cường liên kết giữa các khu vực phụ tải lớn, từ đó nâng cao khả năng dự phòng và khả năng vận hành linh hoạt của hệ thống điện. Khi có sự cố xảy ra tại một nhánh bất kỳ của lưới điện, tuyến đường dây này có thể hỗ trợ truyền tải điện qua các hướng khác nhằm đảm bảo không gián đoạn nguồn cung. Ngoài ra, nó còn tạo điều kiện thuận lợi cho việc đấu nối các nguồn phát điện mới, đặc biệt là các nhà máy năng lượng tái tạo như điện mặt trời hoặc điện gió – điều đang được khuyến khích đầu tư mạnh trong chiến lược phát triển năng lượng bền vững quốc gia.

Mặt khác, tuyến đường dây 171 – 172 còn có chức năng giảm tải cho các đường dây lân cận, vốn đang trong tình trạng vận hành gần mức tối đa vào các thời điểm cao điểm trong ngày hoặc vào mùa hè. Khi nhu cầu tiêu thụ điện tăng cao, đặc biệt là từ các khu công nghiệp và dân cư mới tại thành phố Đà Nẵng và các huyện ven đô, tuyến đường dây này giúp giảm áp lực cho hệ thống hiện hữu, đồng thời đảm bảo chất lượng điện áp và độ ổn định của toàn bộ lưới.

3.1.2 Vị trí địa lý

Đường dây 171/Hòa Khánh 2 - 172/Cầu Hai nằm trải dài từ Thành phố Đà Nẵng đến Thành phố Huế, với điểm đầu tại trạm biến áp 110kV Hòa Khánh 2 và điểm cuối tại trạm biến áp 110kV Cầu Hai. Tuyến đường dây này có chiều dài khoảng 35 km, đi qua nhiều địa hình khác nhau bao gồm đồng bằng, đồi thấp và các khu dân cư. Việc đi qua nhiều loại địa hình khác nhau khiến cho công tác khảo sát, thiết kế và vận hành đòi hỏi phải rất cẩn trọng nhằm đảm bảo độ an toàn và tin cậy.

Khu vực tuyến đường dây đi qua là vùng chịu ảnh hưởng của thời tiết khắc nghiệt, đặc biệt là gió bão vào mùa mưa kéo dài từ tháng 9 đến tháng 12 hàng năm. Đặc điểm khí hậu này đặt ra yêu cầu cao cho hệ thống bảo vệ rơle và các thiết bị đóng cắt, bởi chỉ một sự cố nhỏ cũng có thể ảnh hưởng đến phạm vi lớn của lưới điện.

Bên cạnh yếu tố thời tiết, tuyến đường dây còn cắt qua nhiều tuyến đường giao thông quan trọng như Quốc lộ 1A, đường sắt Bắc Nam, và một số tuyến đường tỉnh lộ kết nối các khu dân cư. Việc này làm tăng độ phức tạp trong công tác thiết kế lưới, thi công và bảo trì bảo dưỡng. Ngoài ra, khu vực này còn có các khu công nghiệp như Hòa Khánh và Liên Chiểu – nơi có nhiều phụ tải công nghiệp lớn và ổn định, đòi hỏi hệ thống truyền tải phải có độ sẵn sàng cao và khả năng đáp ứng tức thời.

3.1.3 Hiện trạng của đường dây

Tuyến đường dây 171–172 hiện tại được thiết kế và vận hành ở cấp điện áp 110kV, là cấp điện áp phổ biến trong lưới điện phân phối quốc gia. Đường dây gồm hai mạch dẫn riêng biệt, được treo trên hệ thống cột điện bao gồm cả cột bê tông ly tâm và cột thép mạ kẽm. Theo thống kê hiện tại, toàn tuyến có khoảng 120 cột, trong đó khoảng 70% là cột bê tông dùng cho địa hình đồng bằng và đô thị, còn lại là cột thép dùng cho các vị trí vượt sông, vượt đường hoặc địa hình khó thi công.

Dây dẫn được sử dụng là loại AC-185. Đây là loại dây dẫn lõi thép có khả năng chịu lực kéo tốt và được sử dụng phổ biến trong các tuyến truyền tải có chiều dài trung bình, với khả năng mang tải khoảng 70 – 100 MVA tùy thuộc vào điều kiện vận hành và nhiệt độ môi trường.

Hệ thống tiếp địa tại các trạm và cột trung gian được bố trí đầy đủ theo tiêu chuẩn ngành điện, với điện trở tiếp đất trung bình nhỏ hơn 4 Ohm tại các trạm đầu – cuối. Tuy nhiên, một số vị trí cột nằm ở khu vực đất khô cằn, có điện trở suất cao, vẫn cần được theo dõi và cải thiện theo chu kỳ.

Về mặt thiết bị bảo vệ, hiện trạng cho thấy phần lớn các rơle đang sử dụng thuộc thế hệ điện tử hoặc rơle số đời đầu, chưa có khả năng truyền thông hai chiều hoặc chưa được tích hợp hoàn toàn vào hệ thống SCADA. Điều này gây khó khăn trong việc theo dõi thời gian thực và thao tác từ xa khi có sự cố. Chính vì vậy, việc nâng cấp và tính toán lại hệ thống bảo vệ, đặc biệt là bảo vệ khoảng cách (F21) và bảo vệ truyền cắt (F85) là hết sức cần thiết nhằm đáp ứng yêu cầu hiện đại hóa lưới điện và nâng cao độ tin cậy vận hành.

3.2 Tính toán HTBVRL cho xuất tuyến 171/Hòa Khánh 2 – 172/Cầu Hai

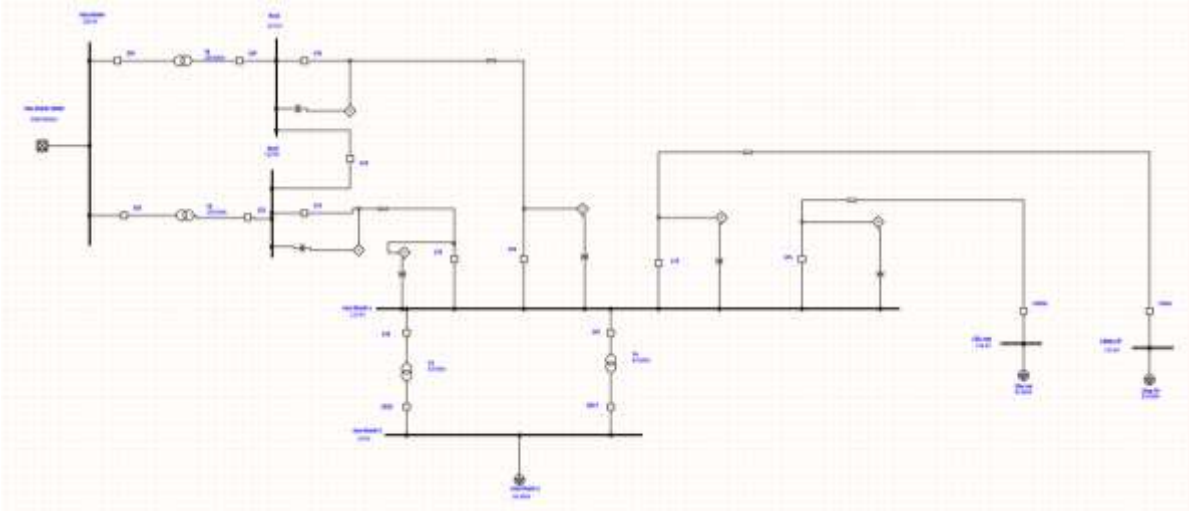
3.2.1 Thành lập sơ đồ mô phỏng cho trạm và các sơ đồ lưới điện liên quan

Trạm biến áp (TBA) 110kV Cầu Hai nhận điện từ thanh cái 110kV của TBA 110kV Hòa Khánh 2 thông qua đường dây 171/Hòa Khánh 2 – 172/Cầu Hai. Ngoài ra, TBA 110kV Lăng Cô cũng liên lạc với trạm 110kV Hòa Khánh 2 thông qua đường dây

Lựa chọn bảo vệ khoảng cách kết hợp F21 truyền cắt F85
tại đường dây 171/Hòa Khánh 2 – 172/Cầu Hai của Điện lực Đà Nẵng

172/Hòa Khánh 2 – 171/Lăng Cô tạo thành hai đường dây truyền tải từ Đà Nẵng qua Huế.

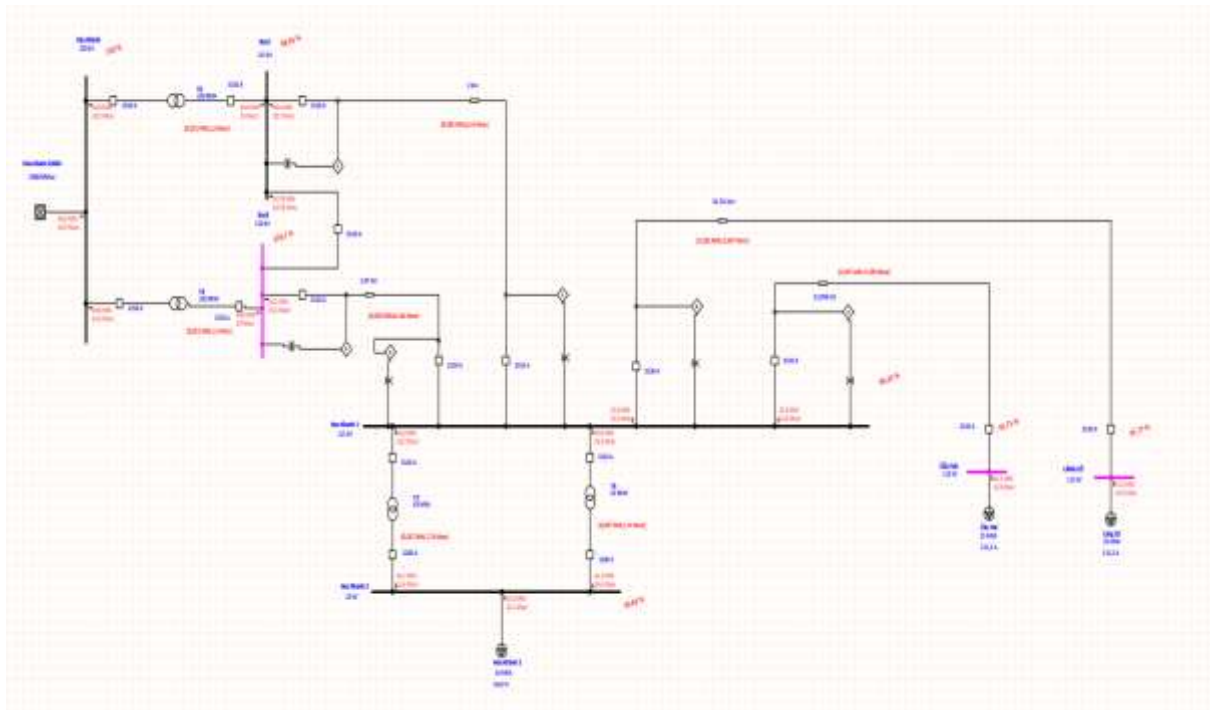
Từ những dữ liệu ta thành lập được sơ đồ mô phỏng cho TBA 110kv Cầu Hai và các đường dây liên quan như hình 3.2.



Hình 3.2 Sơ đồ mô phỏng tính toán bằng ETAP

3.2.2 Mô phỏng tính toán trào lưu công suất

Từ sơ đồ hình 3.1, ta thực hiện bài toán trào lưu công suất với kịch bản bằng phần mềm ETAP và thu được kết quả như hình 3.2 và hình 3.3 để phục vụ việc tính toán chọn máy biến dòng cho đường dây TBA Hòa Khánh 2



Hình 3.3 Mô phỏng trào lưu công suất bằng ETAP

Lựa chọn bảo vệ khoảng cách kết hợp F21 truyền cắt F85
tại đường dây 171/Hòa Khánh 2 – 172/Cầu Hai của Điện lực Đà Nẵng

Dựa vào hình 3.1 và hình 3.2, có các kết quả mô phỏng phân bố công suất như bảng dưới đây:

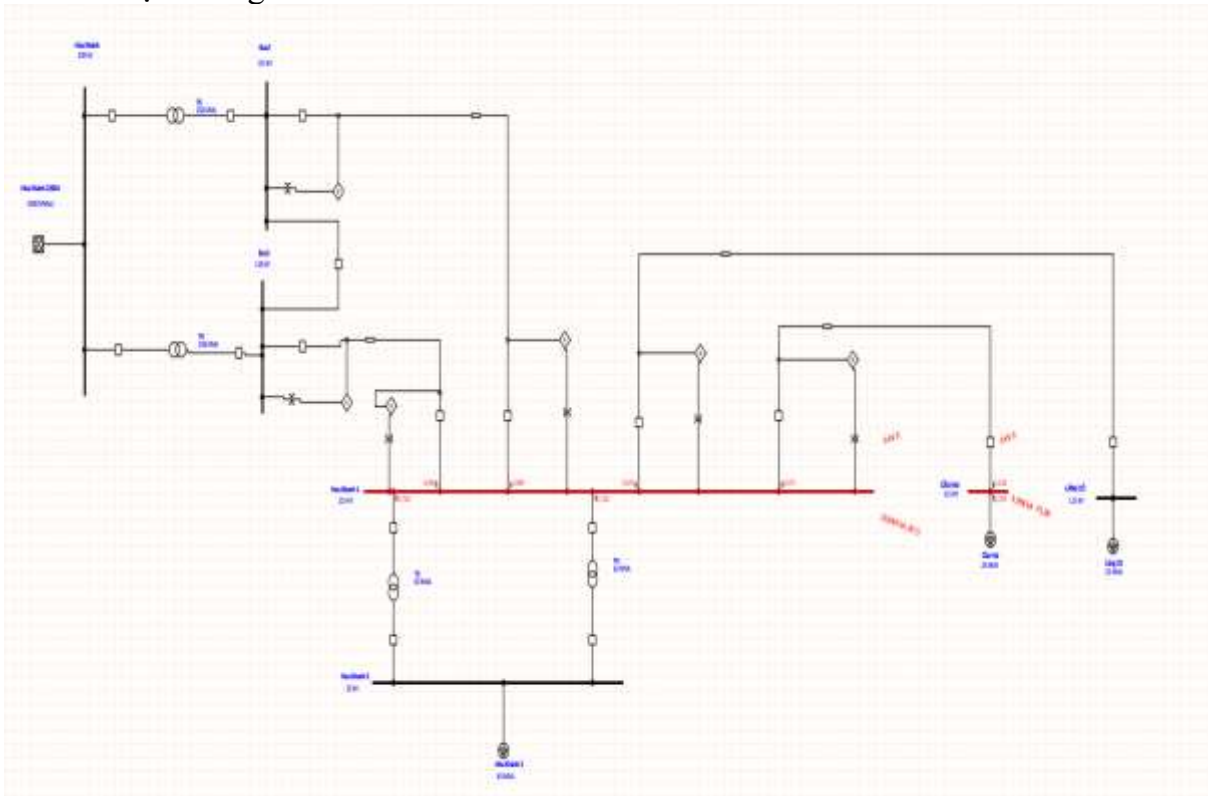
Bảng 3.1 Kết quả mô phỏng trào lưu công suất

Từ thanh cái	Tới thanh cái	P (MW)	Q (MW)	I (A)
Hòa Khánh	Bus 2	49,798	30,456	146,5
Hòa Khánh	Bus 3	49,798	30,456	146,5
Bus 2	Hòa Khánh 1	49,402	28,736	290,8
Bus 3	Hòa Khánh 1	50,154	29,170	295,7
Hòa Khánh 1	Hòa Khánh 2	26,789	18,310	165,6
Hòa Khánh 1	Lăng Cô	22,906	10,506	128,6
Hòa Khánh 1	Cầu Hai	22,907	10,503	128,6

Từ **bảng 3.1**, ở chế độ làm việc bình thường kịch bản vận hành đều cho kết quả dòng làm việc đảm bảo không vượt quá dòng cho phép trên các đường dây trong sơ đồ.

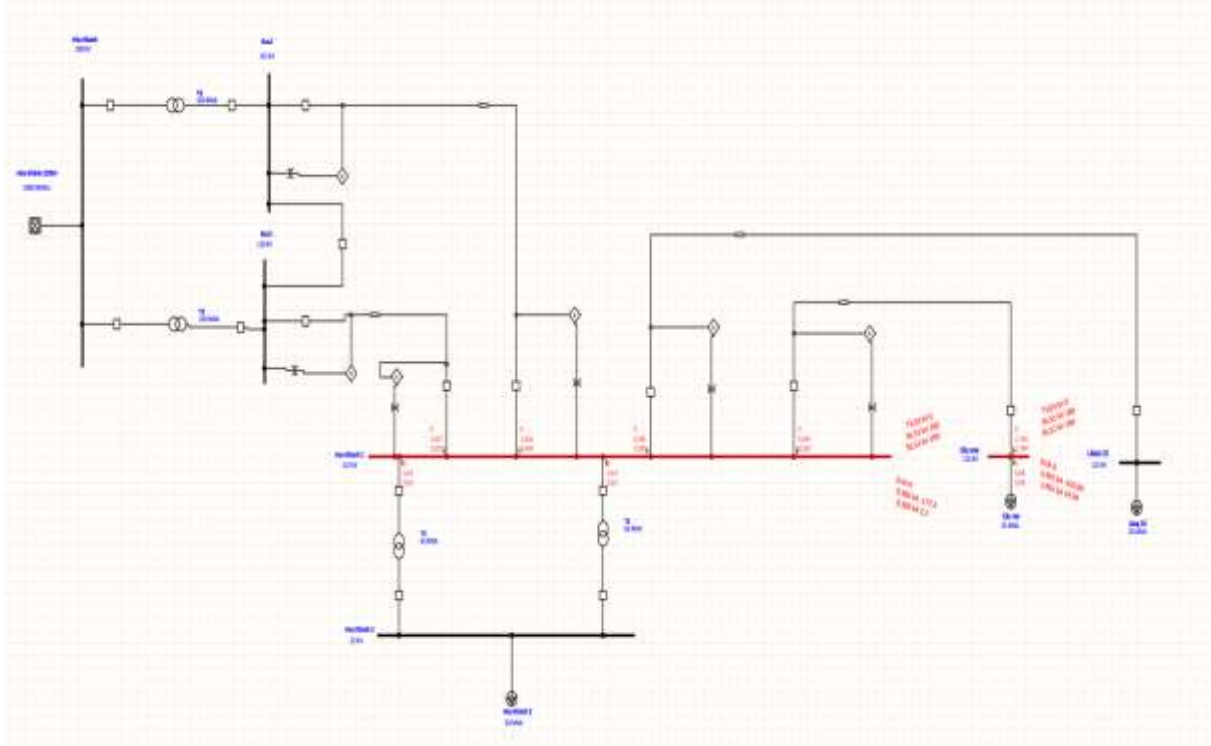
3.2.3 Mô phỏng tính toán ngắn mạch

Từ hình 3.1, ta thực hiện mô phỏng các dạng sự cố như ngắn mạch 3 pha, 2 pha, 1 pha và tại thanh cái Hòa Khánh 1 đến thanh cái Cầu Hai với các kịch bản bằng ETAP, từ đó thu được kết quả như hình 3.4 và Hình 3.5 để phục vụ cho việc tính toán chỉnh định cho role bảo vệ khoảng cách F21.

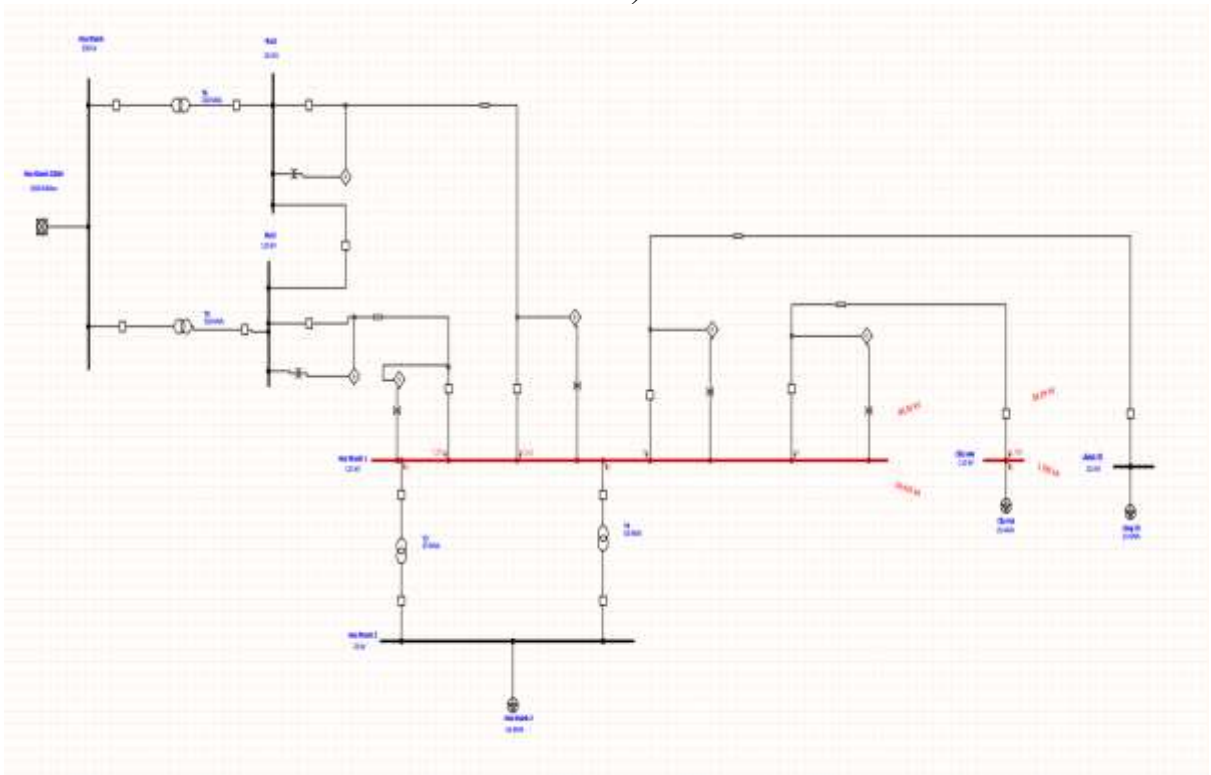


3.4 a)

Lựa chọn bảo vệ khoảng cách kết hợp F21 truyền cắt F85
tại đường dây 171/Hòa Khánh 2 – 172/Cầu Hai của Điện lực Đà Nẵng



3.4 b)



3.4 c)

Hình 3.4 Mô phỏng ngắn mạch tại thanh cái Hòa Khánh 1: a) ngắn mạch 3 pha;
b) ngắn mạch 2 pha; c) ngắn mạch 1 pha

Lựa chọn bảo vệ khoảng cách kết hợp F21 truyền cắt F85
tại đường dây 171/Hòa Khánh 2 – 172/Cầu Hai của Điện lực Đà Nẵng

Dựa vào Hình 3.4 các kết quả mô phỏng ngắn mạch tại thanh cái Hòa Khánh 1 ở các kịch bản vận hành được nêu ra cụ thể ở bảng 3.2.

Bảng 3.2 Kết quả mô phỏng ngắn mạch tại thanh cái Hòa Khánh 1

Vị trí ngắn mạch	Tổng dòng ngắn mạch 1 pha (kA)	Tổng dòng ngắn mạch 2 pha (kA)	Tổng dòng ngắn mạch 3 pha (kA)
Hòa Khánh 1	11,929	9,383	10,834
Cầu Hai	3,605	3,462	3,998

3.2.4 Tính chọn các thiết bị cho HTBVRL

a. Chọn máy biến dòng

Như đã đề nghị ở mục 3.1.3, ta tiến hành tính toán và chọn thông số máy biến dòng cho thanh góp Hòa Khánh 1 của TBA 110kV Hòa Khánh

Dựa vào kết quả mô phỏng ở bảng 3.1, ta chọn dòng làm việc lớn nhất đi qua đường dây từ thanh cái Hòa Khánh 1 đến thanh cái Cầu Hai trong kịch bản:

$$I_{lv} = 128,6 \text{ (A)}$$

Dòng điện cường bức :

$$I_{cb} = 1,05 \cdot 128,6 = 135,03 \text{ (A)}$$

Dòng điện định mức của máy biến dòng:

$$I_{đmBI} = \frac{I_{cb}}{1,2} = \frac{135,03}{1,2} = 112,525 \text{ (A)}$$

Điện áp định mức của máy biến dòng:

$$U_{đmBI} \geq U_{HT} = 115 \text{ (A)}$$

Vậy ta chọn mức của máy biến dòng điện 1 pha có:

+ 123kV – 1250A – 31,5kA/1s

+ Tỷ số biến dòng: 200 – 400 – 800/1/1/1A

b, Tính chọn thông số cài đặt role SEL - 311L

Do thông số máy biến dòng ở đầu đường dây và cuối đường dây giống nhau nên ta chỉ thể hiện thông số chung của mỗi máy biến dòng trên mỗi đường dây.

Bảng dưới đây tóm tắt thông số đường dây cho 4 xuất tuyến (ở cấp điện áp 115 kV):

Bảng 3.3 Thông số đường dây của 4 xuất tuyến

Xuất tuyến	Chiều dài (km)	Loại dây	r_1 (Ω/km)	x_1 (Ω/km)	r_0 (Ω/km)	x_0 (Ω/km)
A: Bus2 – Hòa Khánh1	2	ACSR 240	0,132	0,405	0,253	1,215
B: Bus3 – Hòa Khánh1	1,97	ACSR 240	0,132	0,405	0,253	1,215
C: Hòa Khánh 1 – Cầu Hai	33,959	ACSR 185	0,162	0,413	0,312	1,239
D: Hòa Khánh 1 – Lăng Cô	33,753	ACSR 185	0,162	0,413	0,312	1,239

Tính tổng trở thứ tự thuận cho từng xuất tuyến

Tổng trở thứ tự thuận Z_1 của một đường dây bằng $(r_1 + jx_1)$ nhân với chiều dài đường dây. Ta tính cụ thể:

- **Xuất tuyến A** (Bus2 – Hòa Khánh1, chiều dài 2 km, ACSR 240)
 - $Z_A = (0,132 + j0,405) \times 2 = 0,264 + j0,810(\Omega)$
 $= 0,852 \angle 71,95^\circ (\Omega)$
- **Xuất tuyến B** (Bus3 – Hòa Khánh1, chiều dài 1,97 km, ACSR 240)
 - $Z_B = (0,132 + j0,405) \times 1,97 = 0,260 + j0,797(\Omega)$
 $= 0,839 \angle 71,93^\circ (\Omega)$
- **Xuất tuyến C** (Hòa Khánh1 – Cầu Hai, chiều dài 33,959 km, ACSR 185)
 - $Z_C = (0,1620 + j0,413) \times 33,959 = 5,501 + j13,872(\Omega)$
 $= 14,923 \angle 68,37^\circ (\Omega)$
- **Xuất tuyến D** (Hòa Khánh1 – Lăng Cô, chiều dài 33,753km, ACSR 185)
 - $Z_D = (0,162 + j0,413) \times 33,753 = 5,467 + j13,939(\Omega)$
 $= 14,973 \angle 68,58^\circ (\Omega)$

Những kết quả trên có thể được trình bày gọn trong bảng:

Bảng 3.4 Tổng trở thứ tự thuận của từng đường dây

Xuất tuyến	Z_1 (Tổng trở thứ tự thuận)
A: Bus2– Hòa Khánh1	$0,264 + j0,810 (0,852 \angle 71,95^\circ)$
B: Bus3 – Hòa Khánh1	$0,260 + j0,797 (0,839 \angle 71,93^\circ)$
C: Hòa Khánh1 – Cầu Hai	$5,501 + j13,872 (14,923 \angle 68,37^\circ)$
D: Hòa Khánh1 – Lăng Cô	$5,467 + j13,939 (14,973 \angle 68,58^\circ)$

Tính tổng trở thứ tự không cho từng xuất tuyến

Tổng trở thứ tự không $Z_0 = (r_0 + jx_0)$ nhân với chiều dài đường dây.

- **Xuất tuyến A** (Bus2 – Hòa Khánh1, chiều dài 2 km, ACSR 240)
 - $Z_{A0} = (0,253 + j1,215) \times 2 = 0,506 + j2,43(\Omega)$
 $= 2,483 \angle 78,24^\circ (\Omega)$
- **Xuất tuyến B** (Bus3 – Hòa Khánh1, chiều dài 1,97 km, ACSR 240)
 - $Z_{B0} = (0,253 + j1,215) \times 1,97 = 0,498 + j2,39(\Omega)$
 $= 2,44 \angle 78,23^\circ (\Omega)$
- **Xuất tuyến C** (Hòa Khánh1 – Cầu Hai, chiều dài 33,959 km, ACSR 185)
 - $Z_{C0} = (0,312 + j1,239) \times 33,959 = 10,595 + j42,075(\Omega)$
 $= 43,39 \angle 75,87^\circ (\Omega)$
- **Xuất tuyến D** (Hòa Khánh1 – Lăng Cô, chiều dài 33,753km, ACSR 185)
 - $Z_{D0} = (0,312 + 1,239) \times 33,753 = 10,53 + j41,82(\Omega)$
 $= 43,12 \angle 75,87^\circ (\Omega)$

Những kết quả trên có thể được trình bày gọn trong bảng:

Bảng 3.5 Tổng trở thứ tự không cho từng đường dây

Xuất tuyến	Z_0 (Tổng trở thứ tự không)
A: Bus2– Hòa Khánh1	$0,506 + j2,43 (2,483 \angle 78,24^\circ)$
B: Bus3 – Hòa Khánh1	$0,498 + j2,39 (2,44 \angle 78,23^\circ)$
C: Hòa Khánh1 – Cầu Hai	$10,595 + j42,075 (43,39 \angle 75,87^\circ)$
D: Hòa Khánh1 – Lăng Cô	$10,53 + j41,82 (43,12 \angle 75,87^\circ)$

Dựa trên tổng trở Z_1 và Z_0 của mỗi tuyến, ta xác định giới hạn tác động cho các vùng khoảng cách:

Vùng 1: Bảo vệ 80% đường dây nhằm tránh sai số CT, VT làm cho bị quá tầm

$$Z_{1P} = 0,8 \times Z_1$$

$$Z_{10P} = 0,8 \times Z_0$$

Hệ số chuyển đổi giá trị đặt sang nhị thức: $k = CT / VT$

Thời gian tác động nhanh $t_{Z1p} = 0 \div 0,1s$

Vùng 2: Tầm chỉnh định vùng II của bảo vệ thông thường chỉnh định bao phủ toàn bộ đường dây bảo vệ và công với 50%. Quy tắc cài đặt phổ biến là Zone 2 = 120% chiều dài tuyến được bảo vệ của đường dây kế cận ngắn nhất.

$$Z_{2P} = (Z_1 \cdot 1,2)$$

$$Z_{20P} = (Z_0 \cdot 1,2)$$

Thời gian tác động vùng II: $t_{Z2p} = 0,2 \div 0,6s$

Vùng 3: Tầm chỉnh định phải ít nhất bằng 1,2 lần tổng trở đường dây bảo vệ và tổng trở đường dây kế tiếp dài nhất. Một số hướng dẫn còn mở rộng Zone 3 bao phủ đến 50% tuyến thứ ba tiếp theo.

$$Z_{3P} = (Z_1 \cdot 1,7)$$

$$Z_{30P} = (Z_0 \cdot 1,7)$$

Thời gian tác động vùng II: $t_{Z2p} = 0,5 \div 1,5s$

✚ Tính vùng bảo vệ Zone 1, Zone 2, Zone 3 cho từng đường dây theo hướng thuận

Từ các công thức trên ta tính được các vùng bảo vệ của các đường dây

➤ Đường dây bảo vệ C (Hòa Khánh1 – Cầu Hai):

Vùng 1: Bảo vệ 80% đường dây nhằm tránh sai số CT, VT làm cho bị quá tầm

$$Z_{1P} = 0,8 \times Z_C$$

Z_C : Tổng trở của đường dây bảo vệ thứ nhất C (Hoà Khánh 1 – Cầu Hai)

$$\rightarrow Z_{1P} = 0,8 \times (5,501 + j13,872) = 11,94 \angle 68,37^\circ$$

* Thời gian tác động vùng 1: $t_{Z1p} = 0,01s$

Vùng 2: Tầm chỉnh định vùng II của bảo vệ thông thường chỉnh định bao phủ toàn bộ đường dây bảo vệ và công với 20% của đường dây kế cận ngắn nhất.

$$Z_{2P} = Z_C \times 1,2$$

$$\rightarrow Z_{2P} = 1,2 \times (5,501 + j13,872) = 17,907 \angle 68,37^\circ$$

* Thời gian tác động vùng 2: $t_{Z2p} = t_{Z1p} + \Delta t = 0,01 + 0,25 = 0,26s$

Vùng 3: Tầm chỉnh định phải ít nhất bằng 1,2 lần tổng trở đường dây bảo vệ và 50% tổng trở đường dây kế tiếp dài nhất.

$$Z_{3P} = 1,7 \times (Z_C)$$

$$\rightarrow Z_{3P} = 1,7 \times (5,501 + j13,872) = 25,37 \angle 68,37^\circ$$

* Thời gian tác động vùng 3: $t_{Z3p} = t_{Z2p} + \Delta t = 0,26 + 0,25 = 0,51s$

✚ Tính vùng bảo vệ Zone 1, Zone 2, Zone 3 cho từng đường dây theo hướng thứ tự không.

Từ các công thức trên ta tính được các vùng bảo vệ của các đường dây

➤ Đường dây bảo vệ C (Hòa Khánh1 – Cầu Hai):

Vùng 1: Bảo vệ 80% đường dây nhằm tránh sai số CT, VT làm cho bị quá tầm

$$Z_{10P} = 0,8 \times Z_C$$

Z_C : Tổng trở của đường dây bảo vệ thứ nhất A (Hoà Khánh1 – Cầu Hai)

Lựa chọn bảo vệ khoảng cách kết hợp F21 truyền cắt F85
tại đường dây 171/Hòa Khánh 2 – 172/Cầu Hai của Điện lực Đà Nẵng

$$\rightarrow Z_{10P} = 0,8 \times (10,595 + j42,075) = 34,71 \angle 75,87^\circ$$

* Thời gian tác động vùng 1: $t_{Z10p} = 0,01s$

Vùng 2: Tầm chỉnh định vùng II của bảo vệ thông thường chỉnh định bao phủ toàn bộ đường dây bảo vệ và công với 50% của đường dây kế cận gần nhất.

$$Z_{2P} = Z_C \times 1,2$$

$$\rightarrow Z_{20P} = 1,2 \times (10,595 + j42,075) = 52,07 \angle 75,87^\circ$$

* Thời gian tác động vùng 2: $t_{Z20p} = t_{Z10p} + \Delta t = 0,01 + 0,25 = 0,26s$

Vùng 3: Tầm chỉnh định phải ít nhất bằng 1,2 lần tổng trở đường dây bảo vệ và 50% tổng trở đường dây kế tiếp dài nhất.

$$Z_{30P} = 1,7 \times (Z_C)$$

$$\rightarrow Z_{30P} = 1,7 \times (10,595 + j42,075) = 73,76 \angle 75,86^\circ$$

* Thời gian tác động vùng 3: $t_{Z30p} = t_{Z20p} + \Delta t = 0,26 + 0,25 = 0,51s$

Bảng 3.6 Thông số các vùng bảo vệ của đường dây (Số cấp)

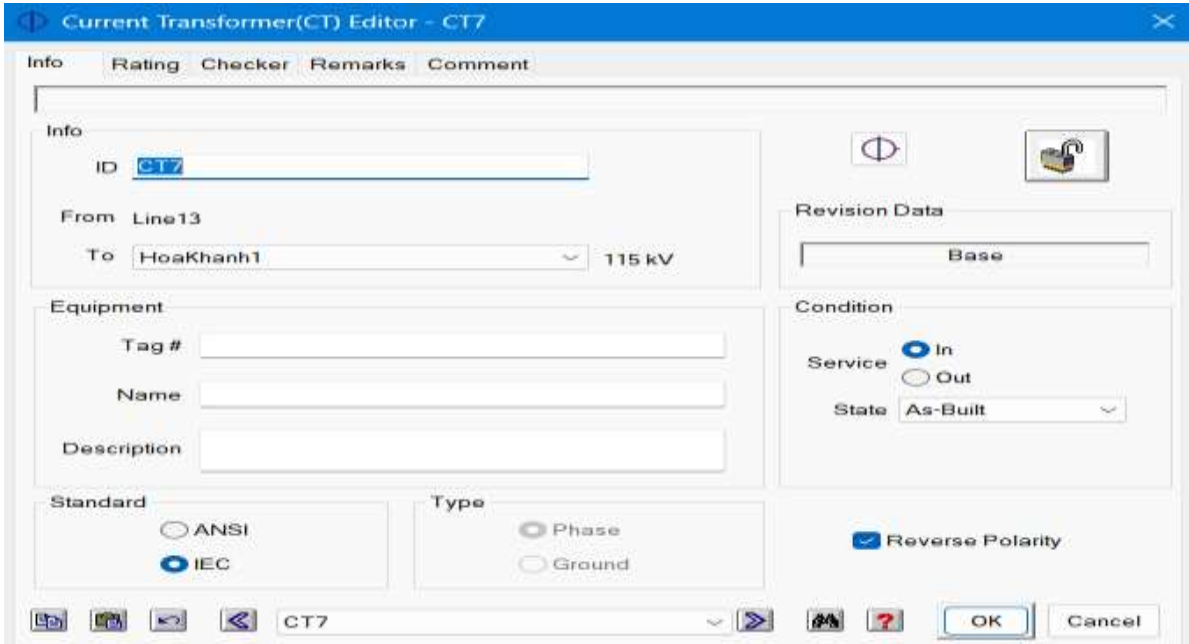
Đường dây	Z	Z0	Z1	Z2	Z3	Z10	Z20	Z30
Bus2- Hòa Khánh1	0,852	2,483	0,682	1,0224	1,448	0,546	0,819	1,159
Bus3 – Hòa Khánh 1	0,839	2,44	0,311	0,469	0,661	1,952	2,928	4,148
Hòa Khánh 1 – Cầu Hai	14,92 3	43,39	11,938	17,901	25,369	34,712	52,068	73,763
Hòa Khánh 1 – Lăng Cô	14,97 3	43,12	11,978	17,968	25,454	34,496	51,744	73,304

3.3. Lựa chọn thiết bị và thông số trong phần mềm ETAP

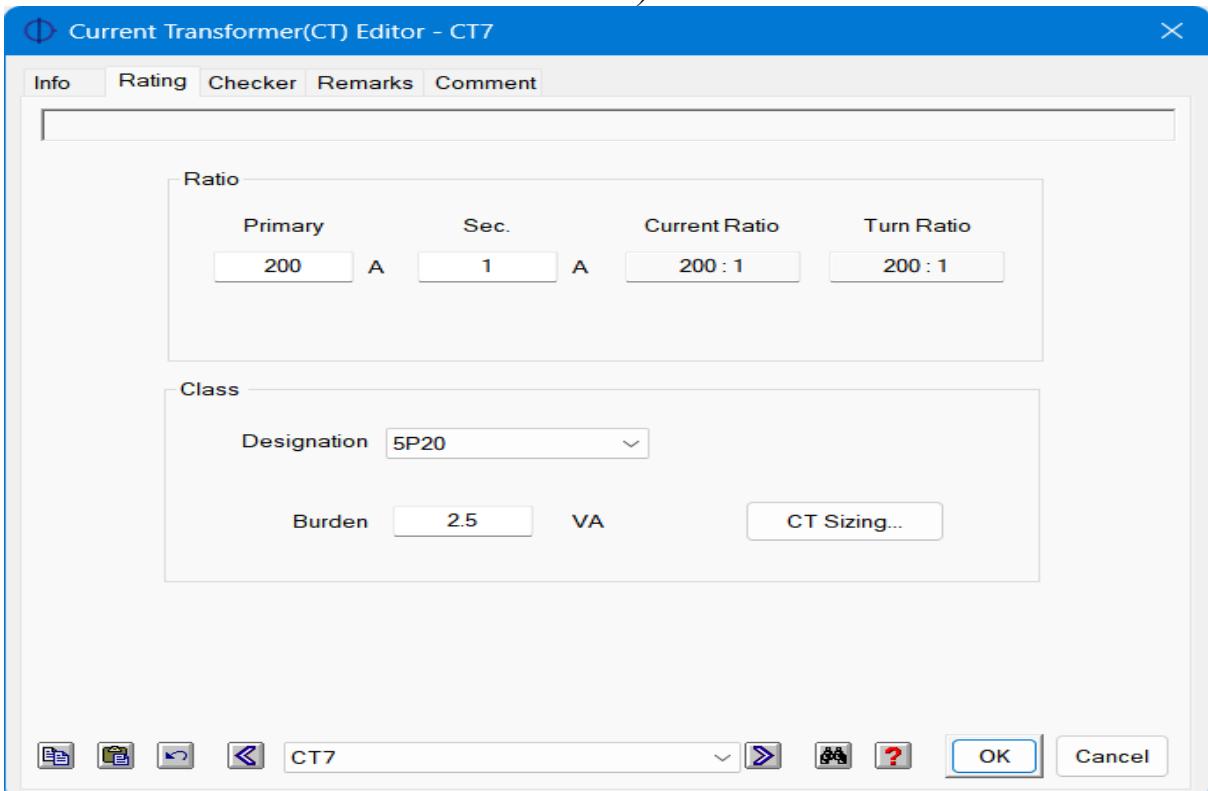
Dựa trên các số liệu tính toán từ trước. Ta lựa chọn TI, TU và cài đặt SELL 311 theo các thông số đã có.

Ta tính chọn cho đường dây Hòa Khánh 1 – Cầu Hai.

Ta chọn TI, TU với các thông số như bên dưới



3.5 a)



3.5 b)

Hình 3.5 a;b Cấu hình của máy biến dòng điện TI

Lựa chọn bảo vệ khoảng cách kết hợp F21 truyền cắt F85
tại đường dây 171/Hòa Khánh 2 – 172/Cầu Hai của Điện lực Đà Nẵng

Potential Transformer Editor - PT3

Info Rating Remarks Comment

Info

ID

From 115 kV

Revision Data

Phase Connection

Connection

Equipment

Tag#

Name

Description

Condition

Service In Out

State

Online Status

Scanned

PT3

OK Cancel

3.6 a)

Potential Transformer Editor - PT3

Info Rating Remarks Comment

Voltage Rating

Primary kV

Secondary V

Ratio

PT3

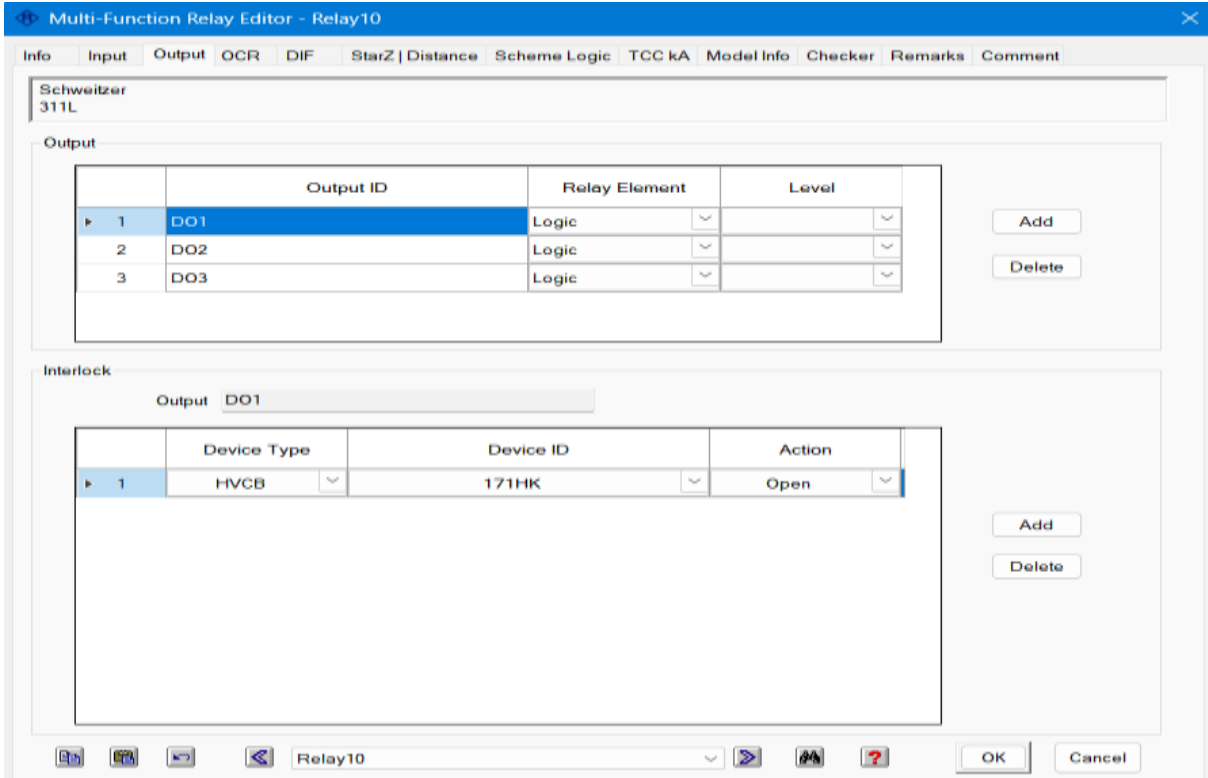
OK Cancel

3.6 b)

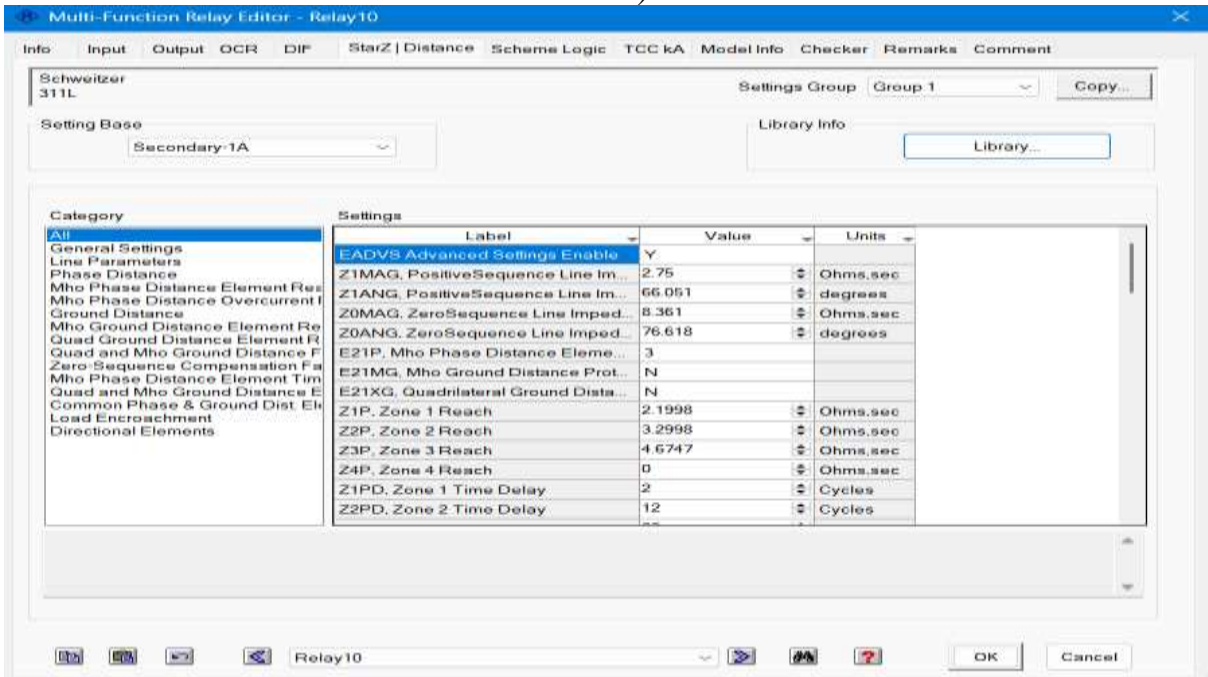
Hình 3.6 a;b Cấu hình của máy biến điện áp TU

Lựa chọn bảo vệ khoảng cách kết hợp F21 truyền cắt F85
 tại đường dây 171/Hòa Khánh 2 – 172/Cầu Hai của Điện lực Đà Nẵng

SEL - 311L

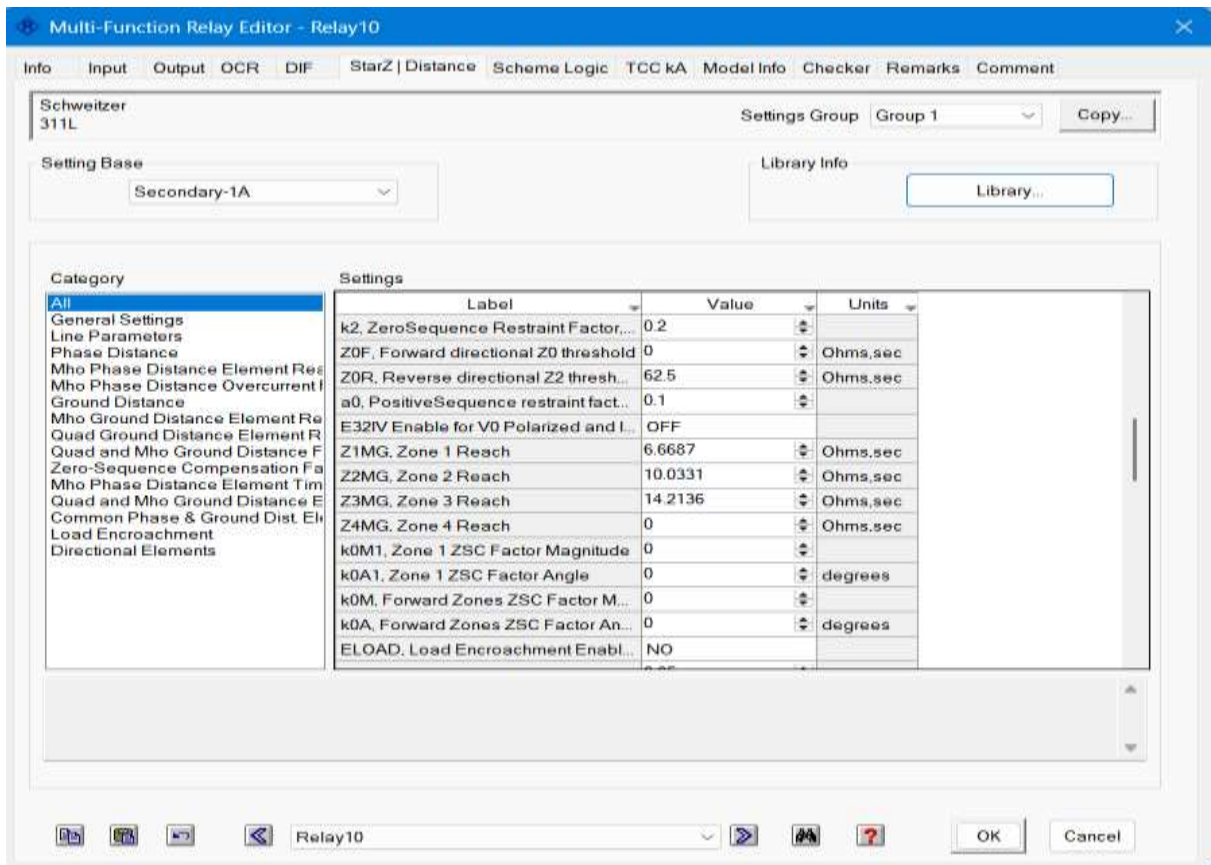


3.7 a)

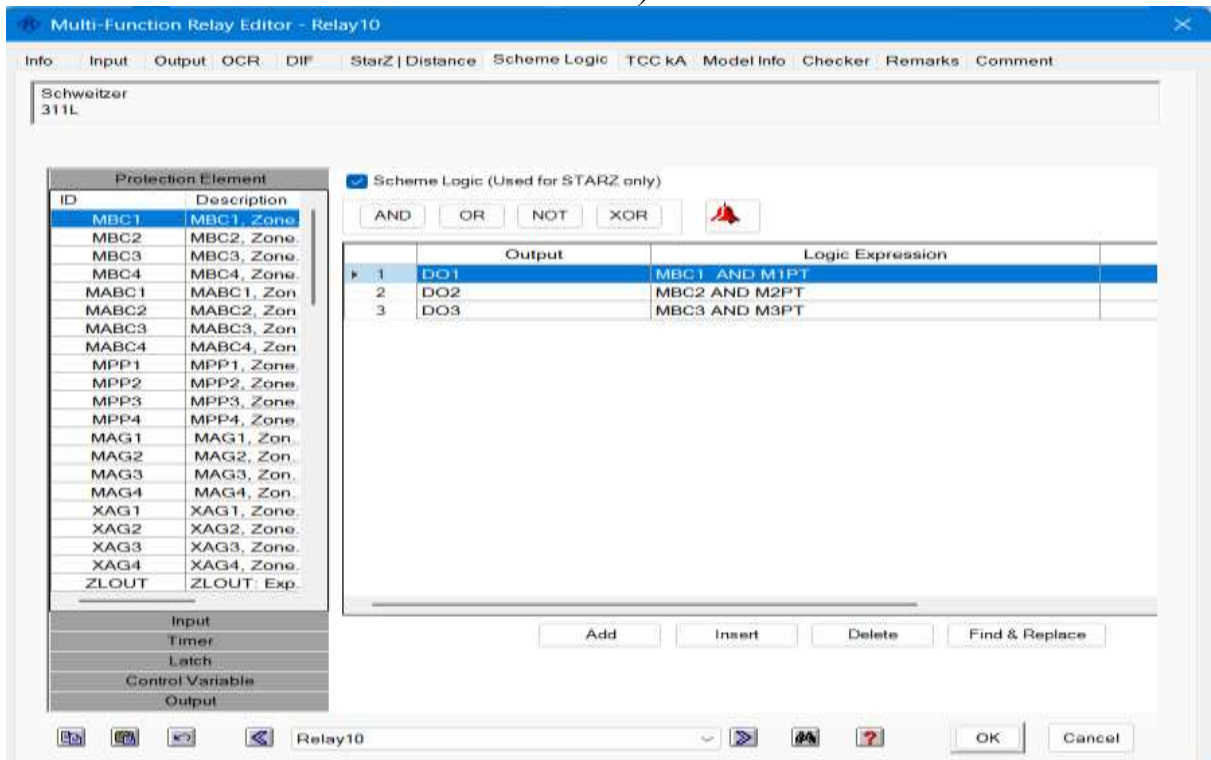


3.7 b)

Lựa chọn bảo vệ khoảng cách kết hợp F21 truyền cắt F85
tại đường dây 171/Hòa Khánh 2 – 172/Cầu Hai của Điện lực Đà Nẵng



3.7 c)



3.7 d)

Hình 3.7 a,b,c,d: Cấu hình của SEL-311L

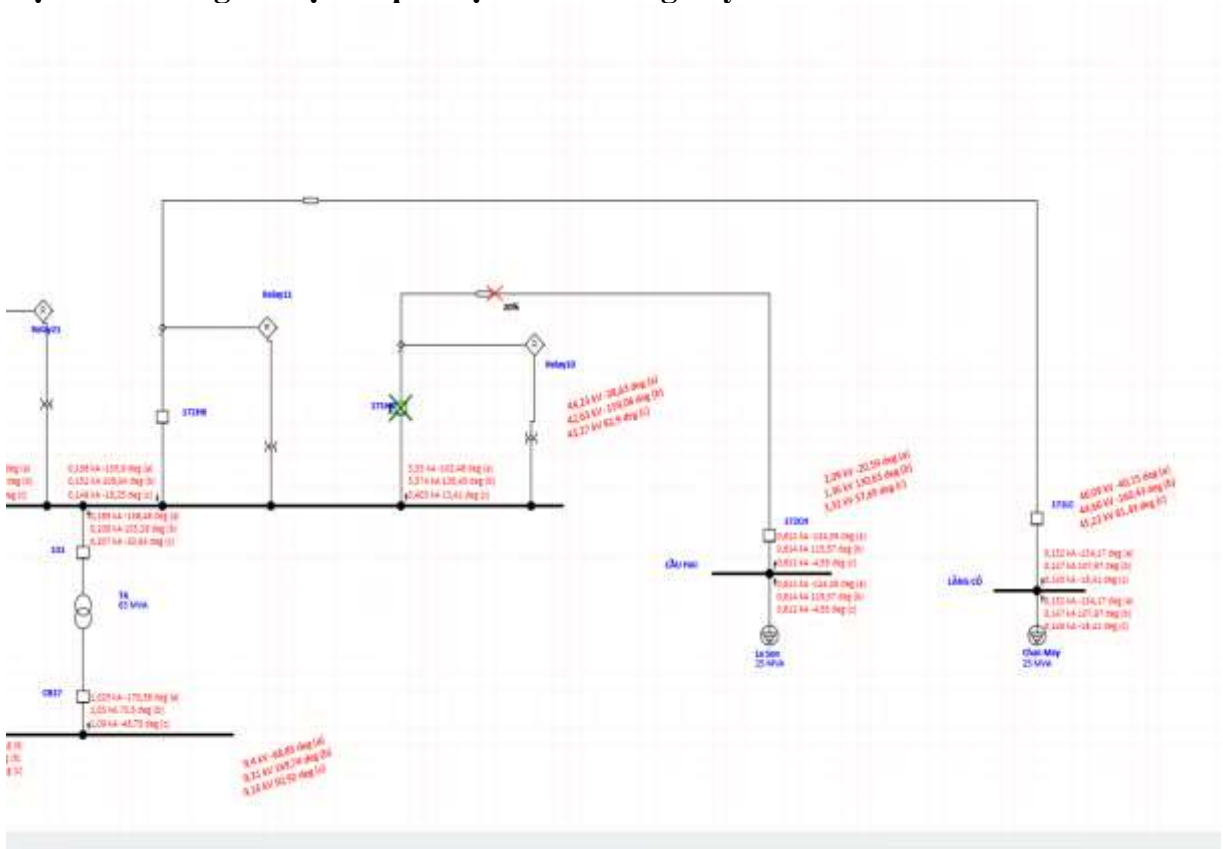
➤ Ta cài đặt cho các đường dây khác tương tự như trên

3.4 Thực hiện mô phỏng

Ta mô phỏng từng sự cố cho các đường dây:

⚡ **Đường dây Cầu Hai – Hoà Khánh 1**

Kịch bản 1: Ngắn mạch 3 pha tại 20% đường dây Cầu Hai – Hoà Khánh 1



3.8 a)

Sequence-of-Operation Events - Output Report: Untitled

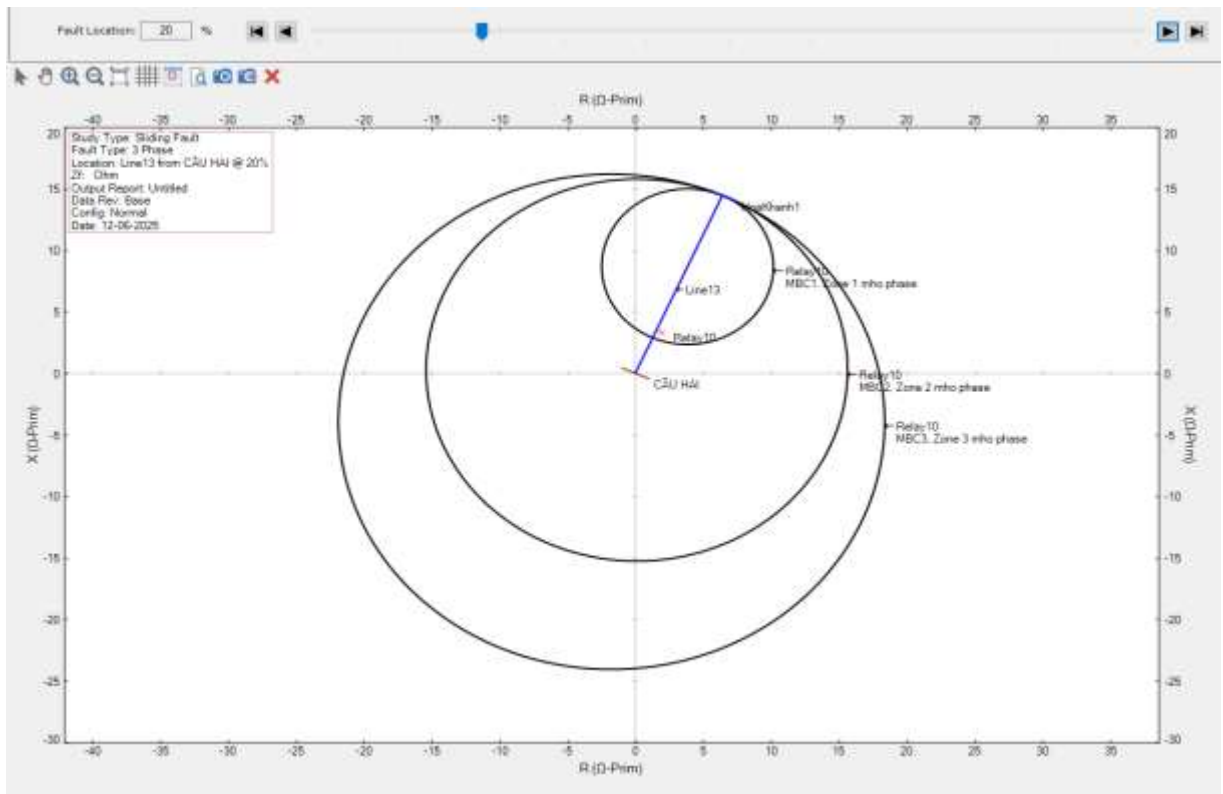
Location: Line13 @ 20% from CẦU HAI

Data Rev: Base Config: Normal Date: 12-06-2025
 Study Type: Sliding Fault Fault Type: 3 Phase Reference Bus: CẦU HAI

Time (ms)	Device ID	IO ID	IO Type	T1	T2	Condition
60	Relay 10	DO1	Relay Output	60		On - Logic
115	171HK		Interlock	55		Tripped by Relay 10 - DO1
260	Relay 10	DO2	Relay Output	260		On - Logic
315	171HK		Interlock	55		Tripped by Relay 10 - DO2
460	Relay 10	DO3	Relay Output	460		On - Logic
515	171HK		Interlock	55		Tripped by Relay 10 - DO3

3.8 b)

Lựa chọn bảo vệ khoảng cách kết hợp F21 truyền cắt F85
tại đường dây 171/Hòa Khánh 2 – 172/Cầu Hai của Điện lực Đà Nẵng



3.8 c)

Hình: 3.8 a) Tác động của relay lên đường dây; b) Chuỗi sự kiện tác động; c) Đồ thị đặc tính bảo vệ khoảng cách

Phân tích kết quả:

Vị trí sự cố: Line13, tại 20% chiều dài từ phía Cầu Hai đến Hoà Khánh 1

Vị trí điểm sự cố (dấu X màu đỏ) nằm trong Zone 1 của Relay10, cụ thể là:

Trong Mho Zone 1 (vòng tròn nhỏ nhất)

Nằm rõ ràng trong phạm vi tác động tức thời (Zone 1) của relay

Vị trí trên sơ đồ R-X xác nhận rằng relay đã nhìn thấy sự cố với trở kháng nằm trong phạm vi cài đặt bảo vệ.

Relay10 đã tác động đúng logic theo thứ tự Zone 1 → Zone 2 → Zone 3.

Thiết bị cắt 171HK đã nhận lệnh từ các DO tương ứng và ngắt mạch đúng lúc.

Zone 1 tác động nhanh (60 ms) → xác nhận Relay làm việc chính xác.

Dòng điện đi từ CẦU HAI về vị trí sự cố, xác nhận hướng nhìn sự cố của Relay10 là hợp lý.

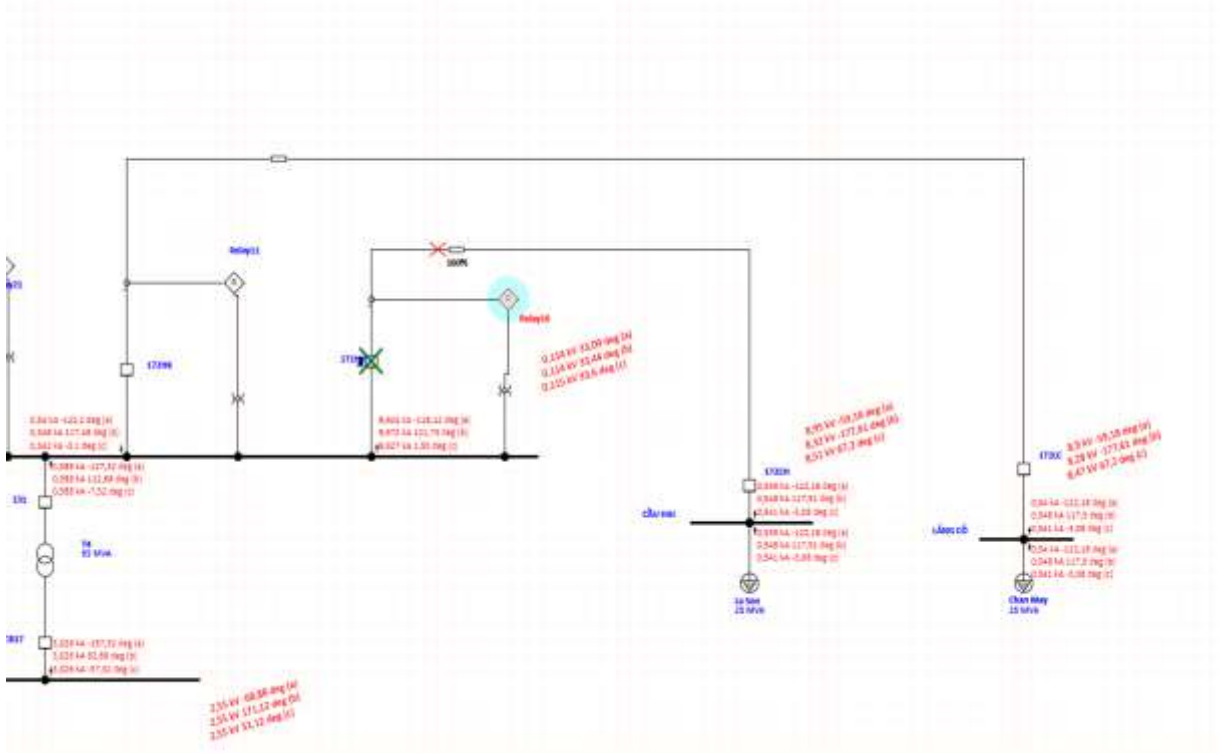
Các relay bên ngoài vùng bảo vệ (Relay11, Relay2) không tác động, điều này xác nhận việc phối hợp bảo vệ chọn lọc (selective tripping) là thành công.

➤ Relay10 hoạt động chính xác và kịp thời, với tác động Zone 1 ở 60 ms.

Bảo vệ được phối hợp chọn lọc tốt, chỉ có Relay10 và thiết bị cắt 171HK tác động.

Mô phỏng sự cố 3 pha tại 20% Line13 đã thành công, relay và hệ thống ngắt mạch làm việc theo đúng thiết kế.

Kịch bản 2: Ngắn mạch 3 pha tại 100% đường dây Cầu Hai - Hoà Khánh 1



3.9 a)

sequence-of-Operation Events - Output Report: Untitled

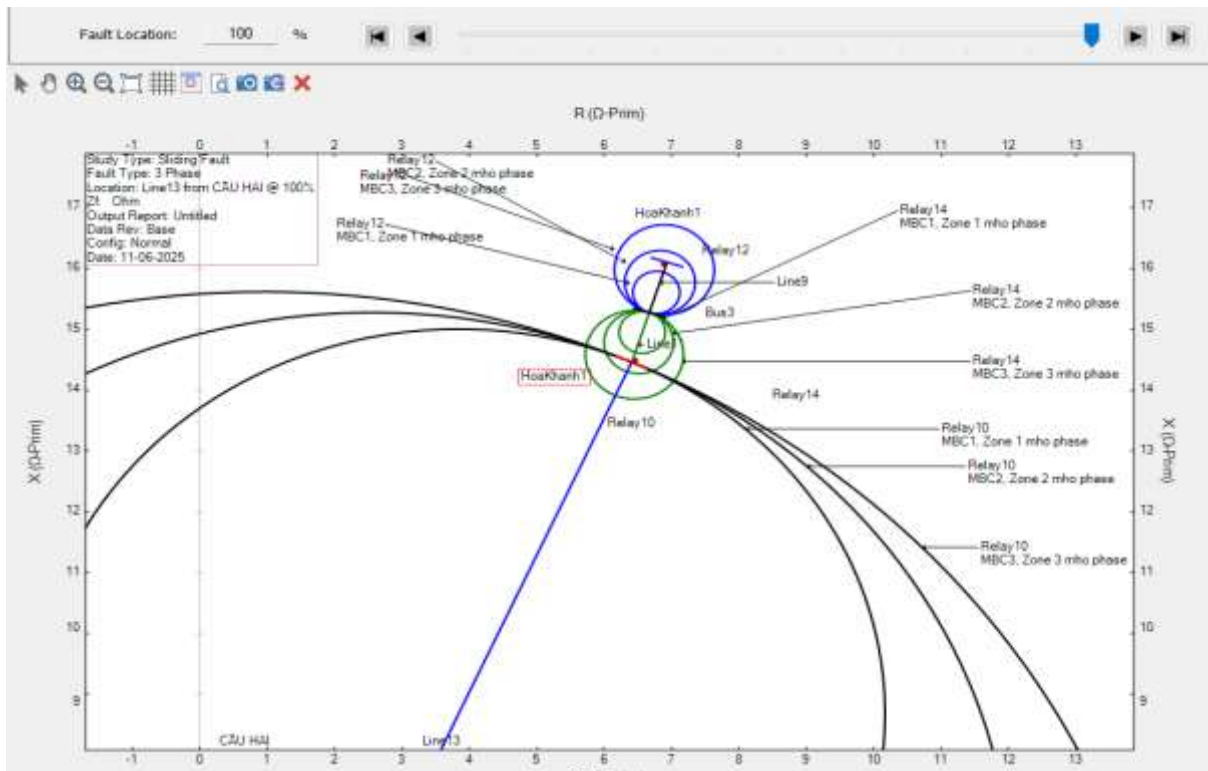
Location: Line13 @ 100% from CẦU HAI

Data Rev: Base Config: Normal Date: 12-06-2025
 Study Type: Sliding Fault Fault Type: 3 Phase Reference Bus: CẦU HAI

Time (ms)	Device ID	IO ID	IO Type	T1	T2	Condition
60	Relay 10	DO1	Relay Output	60		On - Logic
115	171HK		Interlock	55		Tripped by Relay 10 - DO1
260	Relay 10	DO2	Relay Output	260		On - Logic
315	171HK		Interlock	55		Tripped by Relay 10 - DO2
460	Relay 10	DO3	Relay Output	460		On - Logic
460	Relay 12	DO3	Relay Output	460		On - Logic
460	Relay 14	DO3	Relay Output	460		On - Logic
515	171HK		Interlock	55		Tripped by Relay 10 - DO3
515	175		Interlock	55		Tripped by Relay 14 - DO3
515	176		Interlock	55		Tripped by Relay 12 - DO3

3.9 b)

Lựa chọn bảo vệ khoảng cách kết hợp F21 truyền cắt F85
tại đường dây 171/Hòa Khánh 2 – 172/Cầu Hai của Điện lực Đà Nẵng



3.9 c)

Hình 3.9: a) Tác động của relay lên đường dây; b) Chuỗi sự kiện tác động; c) Đồ thị đặc tính bảo vệ khoảng cách

Phân tích kết quả:

Sự cố xảy ra tại vị trí 100% chiều dài đường dây từ Cầu Hai → Hòa Khánh 1 (Line13).

Relay10 nằm ở đầu đường dây tại Cầu Hai và phát hiện sự cố.

Dữ liệu dòng điện và công suất cho thấy sự cố ảnh hưởng mạnh đến các thanh cái liên quan (Cầu Hai, Lăng Cô).

Relay10 đã kích hoạt DO1 tại 60 ms, dẫn đến cắt 171HK (Interlock).

Tiếp theo là DO2 và DO3 lần lượt kích tại 260 ms và 460 ms, khiến các thiết bị liên quan ngắt mạch.

Interlock cho thấy phản ứng dây chuyền trong hệ thống bảo vệ.

Đồ thị R-X thể hiện khu vực hoạt động của các Zone của Relay10 (Zone 1, 2 và 3), cùng với vị trí sự cố nằm trong Zone 1 của Relay10.

Cụ thể:

Đường màu xanh biểu diễn trở kháng tới điểm sự cố.

Điểm cắt nằm rõ ràng trong vùng Zone 1 của Relay10, nghĩa là sự cố được phát hiện nhanh và gần.

Điều này phù hợp với hành động Relay10 DO1 trip tại 60 ms.

➤ Relay10 tại Cầu Hai phát hiện và xử lý sự cố đầu tiên tại 60 ms (Zone 1).

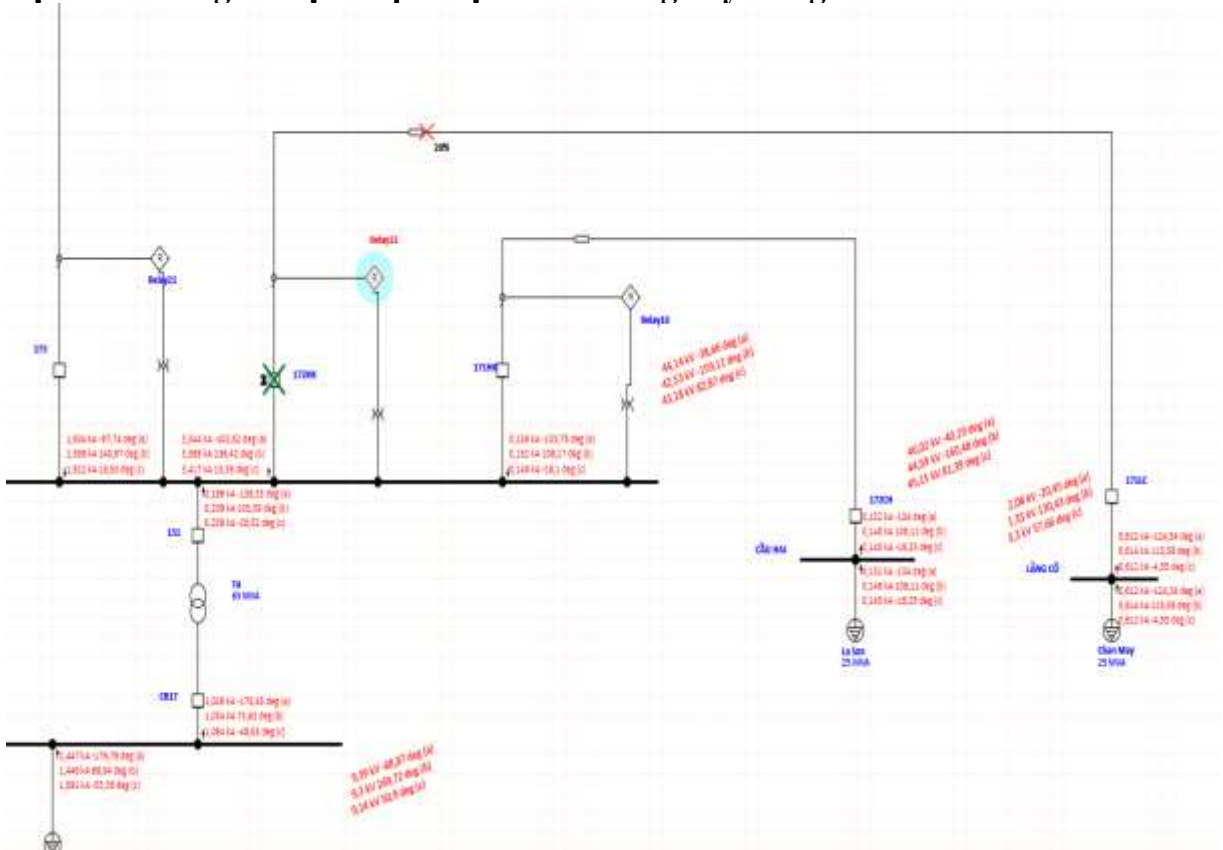
Các thiết bị liên động 171HK, 175, 176 lần lượt bị tác động để cô lập khu vực.

Phản ứng bảo vệ: Nhanh, đúng vùng (Zone 1), đúng thời gian.

Hệ thống bảo vệ phối hợp đúng – phản ứng theo trình tự thời gian và zone đúng chuẩn kỹ thuật

Lựa chọn bảo vệ khoảng cách kết hợp F21 truyền cắt F85
tại đường dây 171/Hòa Khánh 2 – 172/Cầu Hai của Điện lực Đà Nẵng

Đường dây Lăng Cô – Hòa Khánh 1.
Kịch bản 1: Ngắn mạch 3 pha tại 20% đường dây Lăng Cô – Hòa Khánh1



3.10 a)

Sequence-of-Operation Events - Output Report: Untitled

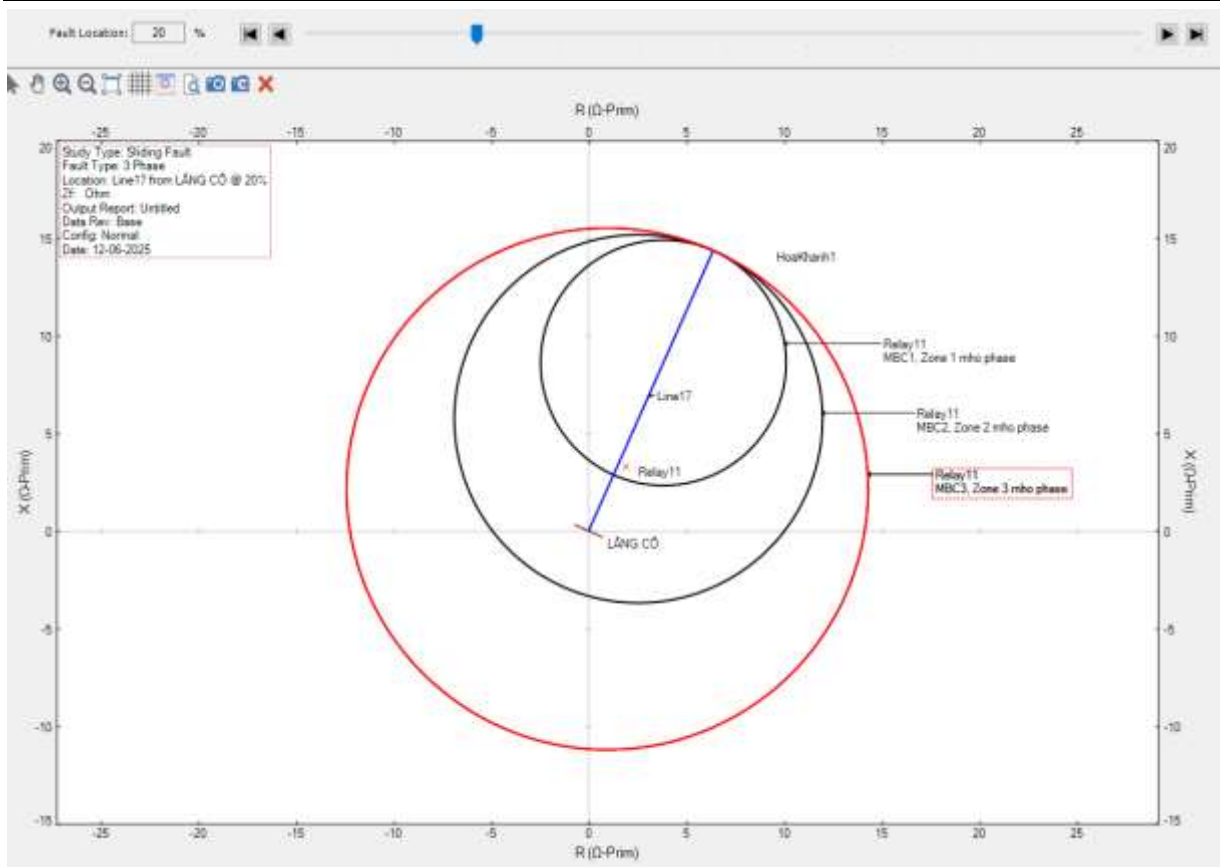
Location: Line17 @ 20% from LĂNG CÔ

Data Rev: Base Config: Normal Date: 12-06-2025
Study Type: Sliding Fault Fault Type: 3 Phase Reference Bus: LĂNG CÔ

Time (ms)	Device ID	IO ID	IO Type	T1	T2	Condition
60	Relay11	DO1	Relay Output	60		On - Logic
115	172HK		Interlock	55		Tripped by Relay11 - DO1
260	Relay 11	DO2	Relay Output	260		On - Logic
315	172HK		Interlock	55		Tripped by Relay11 - DO2
460	Relay 11	DO3	Relay Output	460		On - Logic
515	172HK		Interlock	55		Tripped by Relay11 - DO3

3.10 b)

Lựa chọn bảo vệ khoảng cách kết hợp F21 truyền cắt F85
tại đường dây 171/Hòa Khánh 2 – 172/Cầu Hai của Điện lực Đà Nẵng



3.10 c)

Hình 3.10: a) Tác động của relay lên đường dây; b) Chuỗi sự kiện tác động; c) Đồ thị đặc tính bảo vệ khoảng cách

Phân tích kết quả:

Vị trí sự cố: Trên Line17, cách LĂNG CÔ 20%, tức gần phía LĂNG CÔ hơn.

Các relay như Relay11 nhận dòng ngắn mạch lớn, phù hợp với khu vực gần vị trí sự cố.

Relay11 tác động đúng và theo đúng thứ tự zone. Tác động đầu tiên là Zone 1 (DO1), sau đó mở rộng dần nếu chưa loại được sự cố.

Các vùng bảo vệ mho của Relay11 Zone 1 và Zone 2 đều bao phủ điểm sự cố, đặc biệt là Zone 1 gần hơn.

Điều này xác nhận rằng sự cố nằm trong vùng tác động nhanh của Relay11.

Relay11 phát hiện sự cố và gửi tín hiệu cắt trong 60 ms (Zone 1).

CB nhận lệnh interlock sau 55 ms → Tổng thời gian đến khi CB mở: khoảng 115 ms.

Đây là thời gian cắt rất nhanh và phù hợp với tiêu chuẩn bảo vệ, chứng tỏ relay và CB làm việc phối hợp tốt và hiệu quả.

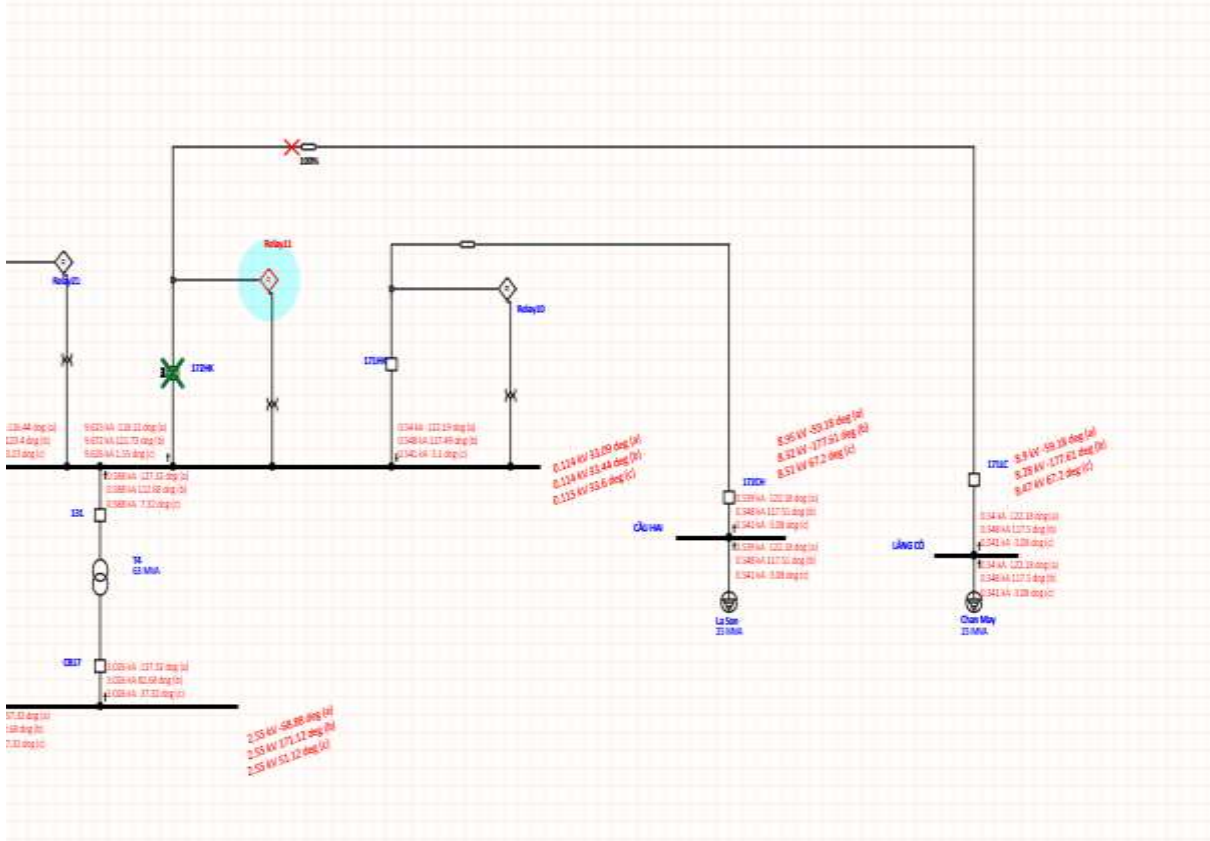
- Hệ thống bảo vệ Relay11 hoạt động chính xác, cắt sự cố trong Zone 1 với thời gian tổng ~115ms.

CB và relay phối hợp tốt, không gây mất điện lan rộng hay cắt nhầm khu vực khác.

Cấu hình relay phù hợp với mô hình bảo vệ đường dây truyền tải, giúp nâng cao độ tin cậy hệ thống.

Lựa chọn bảo vệ khoảng cách kết hợp F21 truyền cắt F85
 tại đường dây 171/Hòa Khánh 2 – 172/Cầu Hai của Điện lực Đà Nẵng

Kịch bản 2: Ngắn mạch 3 pha tại 100% đường dây LĂNG CÔ – Hòa Khánh1



3.11 a)

Sequence-of-Operation Events - Output Report: Untitled

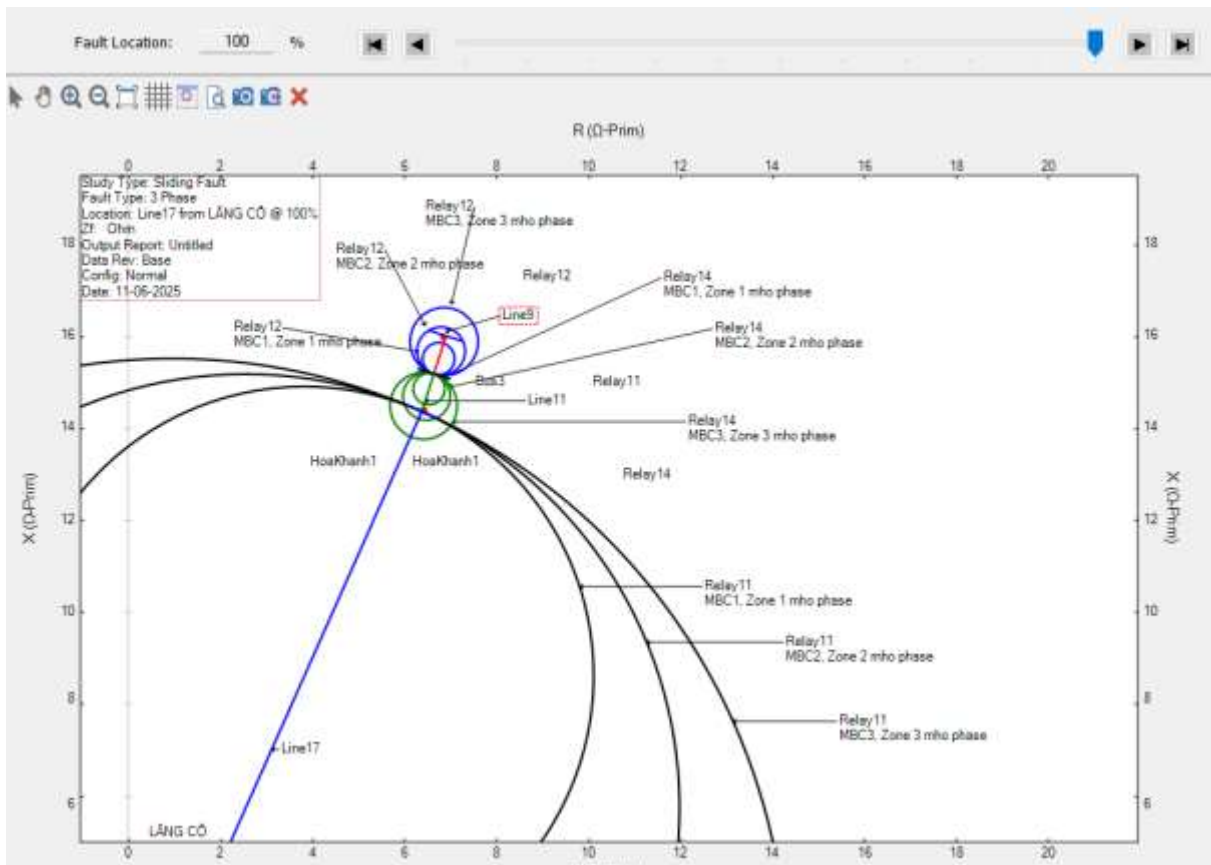
Location: Line17 @ 100% from LĂNG CÔ

Data Rev: Base Config: Normal Date: 11-06-2025
 Study Type: Sliding Fault Fault Type: 3 Phase Reference Bus: LĂNG CÔ

Time (ms)	Device ID	IO ID	IO Type	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
60	Relay11	DO1	Relay Output	60		On - Logic
115	172HK		Interlock	55		Tripped by Relay11 - DO1
260	Relay11	DO2	Relay Output	260		On - Logic
315	172HK		Interlock	55		Tripped by Relay11 - DO2
460	Relay11	DO3	Relay Output	460		On - Logic
460	Relay12	DO3	Relay Output	460		On - Logic
460	Relay14	DO3	Relay Output	460		On - Logic
515	172HK		Interlock	55		Tripped by Relay11 - DO3
515	175		Interlock	55		Tripped by Relay14 - DO3
515	176		Interlock	55		Tripped by Relay12 - DO3

3.11 b)

Lựa chọn bảo vệ khoảng cách kết hợp F21 truyền cắt F85
tại đường dây 171/Hòa Khánh 2 – 172/Cầu Hai của Điện lực Đà Nẵng



3.11 c)

Hình 3.11: a) Tác động của relay lên đường dây; b) Chuỗi sự kiện tác động; c) Đồ thị đặc tính bảo vệ khoảng cách

Phân tích kết quả:

Vị trí sự cố: 100% chiều dài Line17 từ trạm LĂNG CÔ, tức sự cố nằm tại cuối đường dây.

Vị trí sự cố nằm rõ ràng trong Zone 1 của Relay12, Zone 1 và Zone 2 của Relay14, và cả Zone 1-2-3 của Relay11.

Các relay đã nhận diện đúng vùng sự cố và tác động đúng logic thời gian:

Zone 1: tác động nhanh, không trễ.

Zone 2-3: tác động có độ trễ để phối hợp bảo vệ chọn lọc.

➤ Hệ thống bảo vệ đã hoạt động đúng chức năng:

Phát hiện sự cố nhanh chóng tại Line17.

Relay11 là relay chính, phát hiện và tác động đầu tiên (Zone 1).

Relay12 và Relay14 tham gia bảo vệ dự phòng, tác động sau theo Zone 2 hoặc Zone 3.

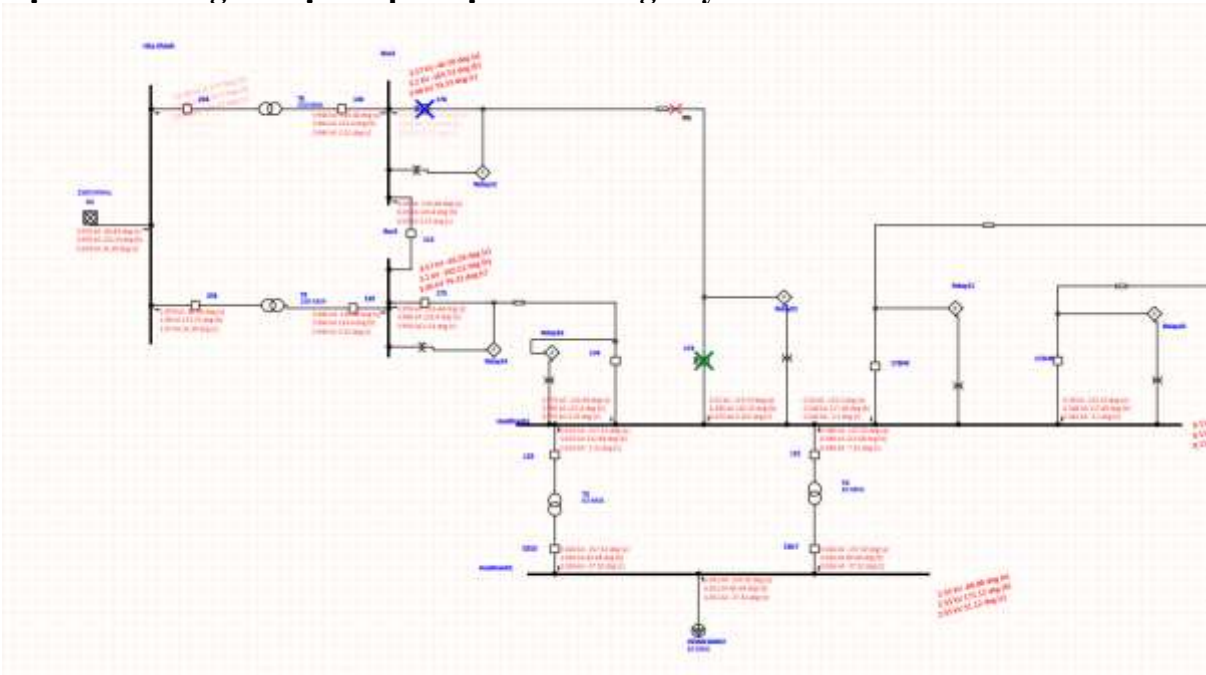
Thiết bị đóng cắt (172HK...) cắt mạch đúng theo tín hiệu logic.

Tổng thời gian cắt sự cố là ~515 ms, là giá trị chấp nhận được cho sự cố đường dây 110kV hoặc 220kV.

Không có hiện tượng tác động sai hoặc chậm trễ nguy hiểm.

Lựa chọn bảo vệ khoảng cách kết hợp F21 truyền cắt F85
tại đường dây 171/Hòa Khánh 2 – 172/Cầu Hai của Điện lực Đà Nẵng

Đường dây Hòa Khánh 1- Bus 2
Kịch bản 1: Ngắn mạch 3 pha tại 0% đường dây Hòa Khánh1 – Bus2



3.12 a)

Sequence-of-Operation Events - Output Report: Untitled

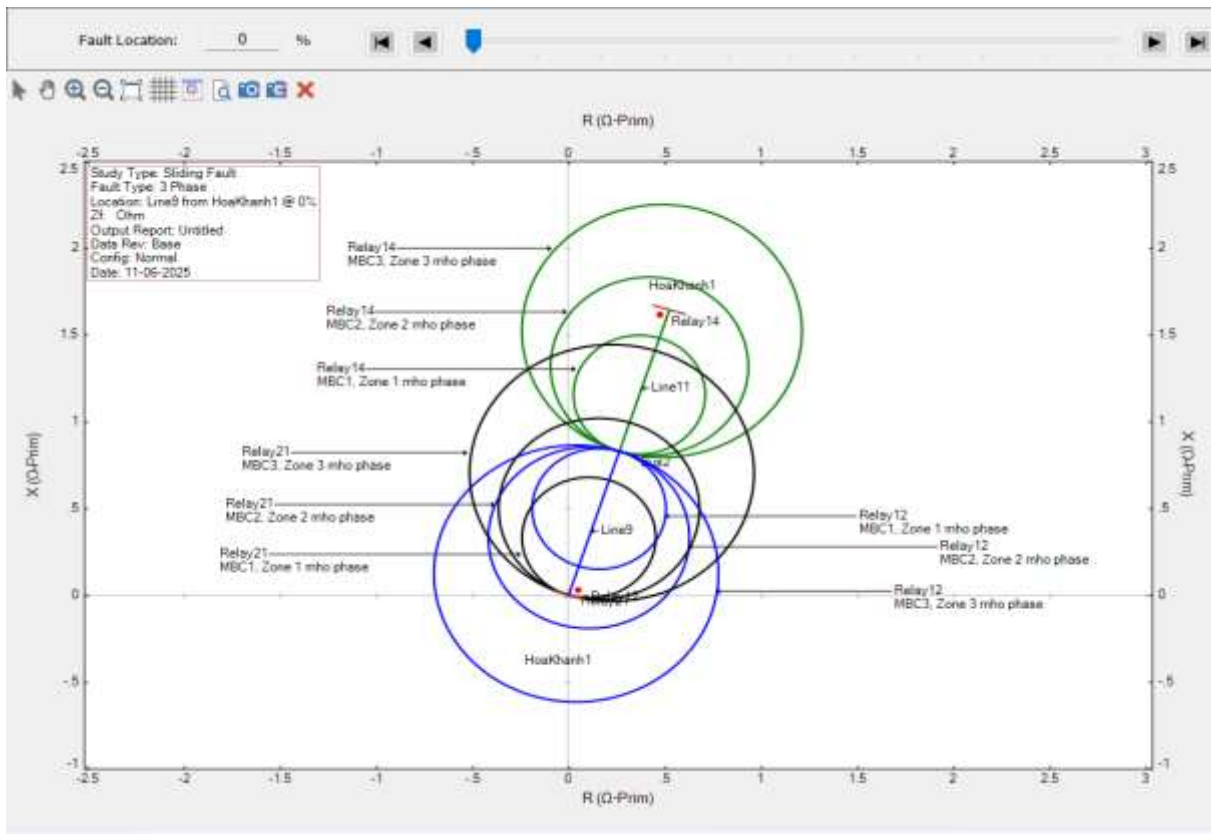
Location: Line9 @ 0% from HoaKhanh1

Data Rev: Base Config: Normal Date: 11-06-2025
 Studv Tvne: Sliding Fault Fault Tvne: 3 Phase Reference Bus: HoaKhanh1

Time (ms)	Device ID	IO ID	IO Type	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
60	Relay21	DO1	Relay Output	60		On - Logic
115	173		Interlock	55		Tripped by Relay21 - DO1
260	Relay21	DO2	Relay Output	260		On - Logic
315	173		Interlock	55		Tripped by Relay21 - DO2
460	Relay12	DO3	Relay Output	460		On - Logic
460	Relay14	DO3	Relay Output	460		On - Logic
460	Relay21	DO3	Relay Output	460		On - Logic
515	173		Interlock	55		Tripped by Relay21 - DO3
515	175		Interlock	55		Tripped by Relay14 - DO3
515	176		Interlock	55		Tripped by Relay12 - DO3

3.12 b)

Lựa chọn bảo vệ khoảng cách kết hợp F21 truyền cắt F85
tại đường dây 171/Hòa Khánh 2 – 172/Cầu Hai của Điện lực Đà Nẵng



3.12 c)

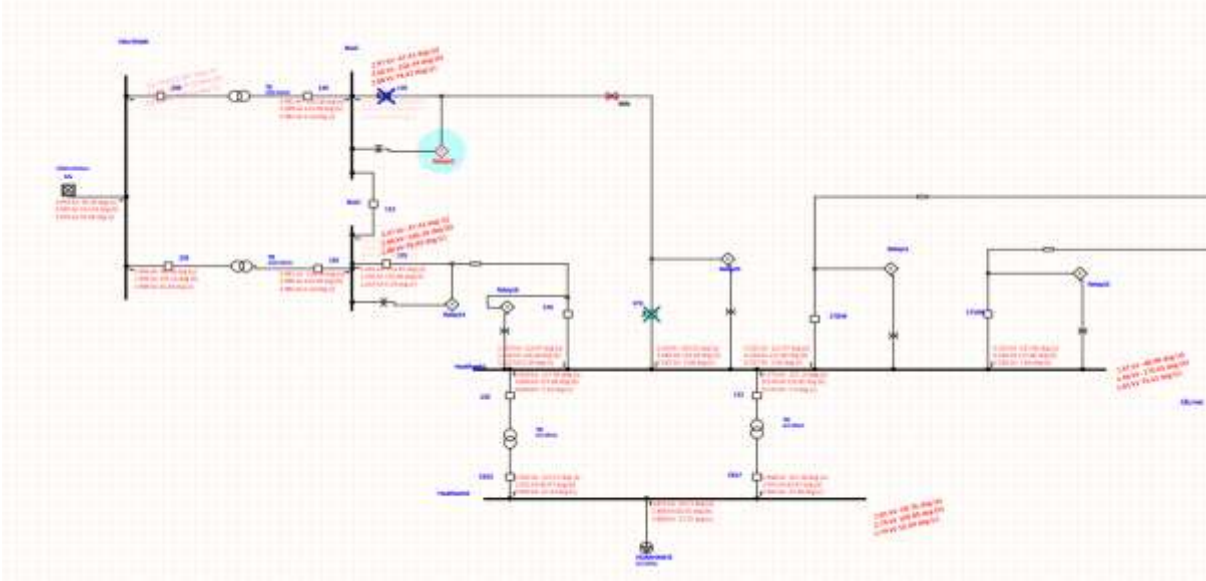
Hình 3.12: a) Tác động của relay lên đường dây; b) Chuỗi sự kiện tác động; c) Đồ thị đặc tính bảo vệ khoảng cách

Phân tích kết quả:

- Sự cố ba pha xảy ra tại đầu đường dây Line9 từ Hoà Khánh 1.
- Relay21 đã phát hiện và xử lý sự cố đúng tại vùng Zone 1 → thiết bị chính xử lý.
- Các relay khác (Relay12, Relay14) đã vào Zone 2 hoặc 3 nhưng không tác động sai, do interlock bởi Relay21 → bảo vệ phối hợp tốt.
- Hệ thống phân vùng bảo vệ và logic interlock hoạt động hiệu quả, tránh tác động sai, cô lập đúng vùng bị sự cố.

Lựa chọn bảo vệ khoảng cách kết hợp F21 truyền cắt F85
tại đường dây 171/Hòa Khánh 2 – 172/Cầu Hai của Điện lực Đà Nẵng

Kịch bản 2: Ngắn mạch 3 pha tại 50% đường dây Hòa Khánh1 – Bus2



3.13 a)

Sequence-of-Operation Events - Output Report: Untitled

Location: Line9 @ 50% from HoaKhanh1

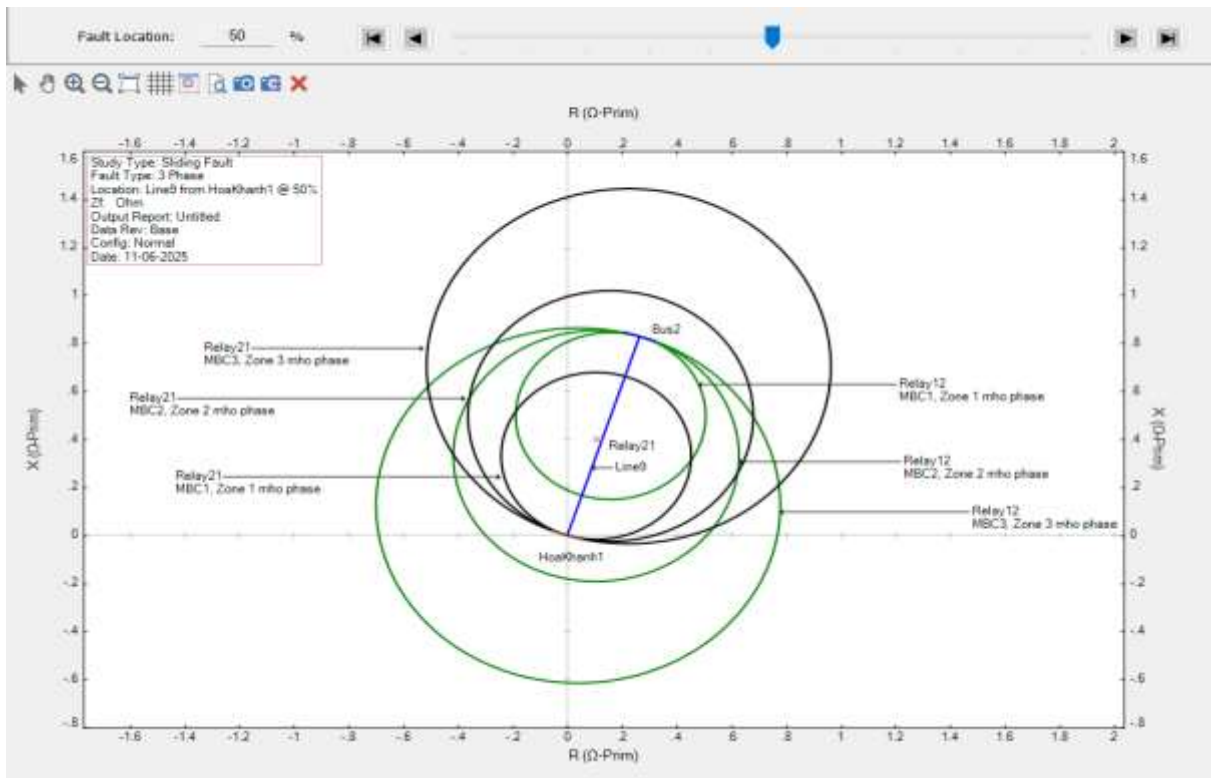
Data Rev: Base Config: Normal Date: 11-06-2025

Study Type: Sliding Fault Fault Type: 3 Phase Reference Bus: HoaKhanh1

Time (ms)	Device ID	IO ID	IO Type	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
60	Relay12	DO1	Relay Output	60		On - Logic
60	Relay21	DO1	Relay Output	60		On - Logic
115	173		Interlock	55		Tripped by Relay21 - DO1
115	176		Interlock	55		Tripped by Relay12 - DO1
260	Relay12	DO2	Relay Output	260		On - Logic
260	Relay21	DO2	Relay Output	260		On - Logic
315	173		Interlock	55		Tripped by Relay21 - DO2
315	176		Interlock	55		Tripped by Relay12 - DO2
460	Relay12	DO3	Relay Output	460		On - Logic
460	Relay21	DO3	Relay Output	460		On - Logic
515	173		Interlock	55		Tripped by Relay21 - DO3
515	176		Interlock	55		Tripped by Relay12 - DO3

3.13 b)

Lựa chọn bảo vệ khoảng cách kết hợp F21 truyền cắt F85
tại đường dây 171/Hòa Khánh 2 – 172/Cầu Hai của Điện lực Đà Nẵng



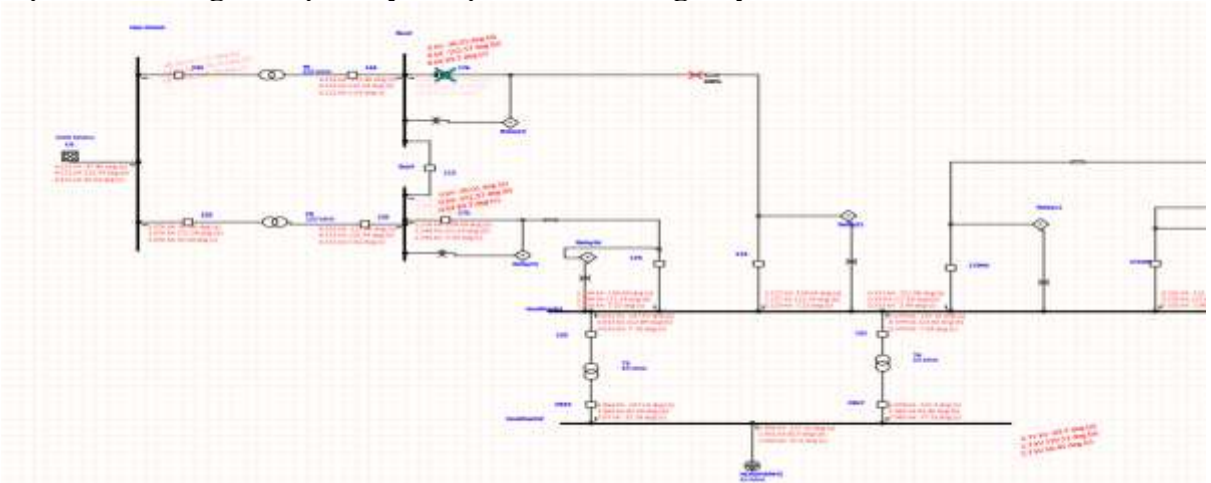
3.13 c)

Hình 3.13: a) Tác động của relay lên đường dây; b) Chuỗi sự kiện tác động; c) Đồ thị đặc tính bảo vệ khoảng cách

Phân tích kết quả:

- Relay12 và Relay21 đều hoạt động chính xác, phát hiện sự cố nằm trong Zone 1 và tác động đồng thời tại 60 ms.
- Không có relay nào mất tác dụng hay trễ thời gian.
- Các interlock tại Bus 173 và 176 được kích hoạt đúng sau khi các relay chính đã tác động → ngăn chặn các relay không cần thiết từ hệ thống phía sau.
- Hệ thống đáp ứng bảo vệ ổn định, nhanh và tin cậy.

Kịch bản 3: Ngắn mạch 3 pha tại 100% đường dây Hòa Khánh1 – Bus2



3.14 a)

Lựa chọn bảo vệ khoảng cách kết hợp F21 truyền cắt F85
tại đường dây 171/Hòa Khánh 2 – 172/Cầu Hai của Điện lực Đà Nẵng

Sequence-of-Operation Events - Output Report: Untitled

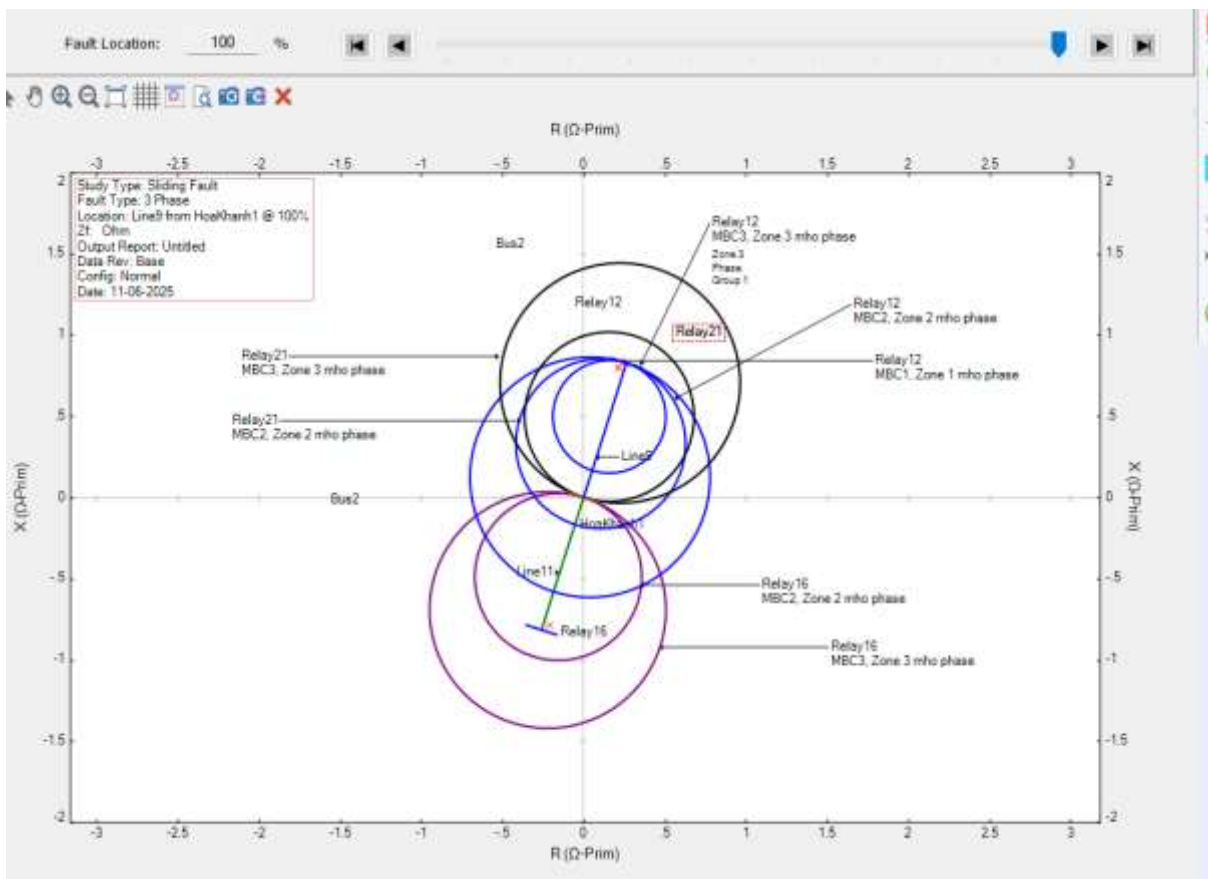
Location: Line9 @ 100% from HoaKhanh1

Data Rev: Base Config: Normal Date: 11-06-2025

Study Type: Sliding Fault Fault Type: 3 Phase Reference Bus: HoaKhanh1

Time (ms)	Device ID	IO ID	IO Type	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
60	Relay12	DO1	Relay Output	60		On - Logic
115	176		Interlock	55		Tripped by Relay12 - DO1
260	Relay12	DO2	Relay Output	260		On - Logic
315	176		Interlock	55		Tripped by Relay12 - DO2
460	Relay12	DO3	Relay Output	460		On - Logic
460	Relay16	DO3	Relay Output	460		On - Logic
460	Relay21	DO3	Relay Output	460		On - Logic
515	173		Interlock	55		Tripped by Relay21 - DO3
515	174		Interlock	55		Tripped by Relay16 - DO3
515	176		Interlock	55		Tripped by Relay12 - DO3

3.14 b)



3.14 c)

Hình 3.14: a) Tác động của relay lên đường dây; b) Chuỗi sự kiện tác động; c) Đồ thị đặc tính bảo vệ khoảng cách

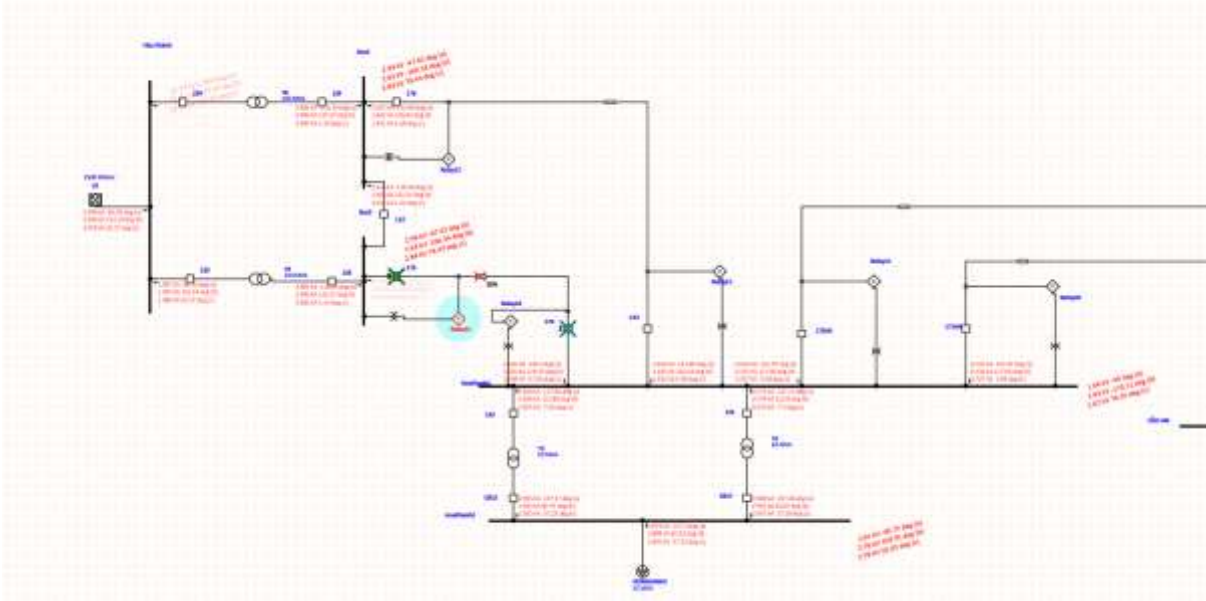
Lựa chọn bảo vệ khoảng cách kết hợp F21 truyền cắt F85
tại đường dây 171/Hòa Khánh 2 – 172/Cầu Hai của Điện lực Đà Nẵng

Phân tích kết quả:

- Sự cố ba pha tại cuối đường dây Line9 từ phía Hoa Khanh1 đã được phát hiện và xử lý rất nhanh chóng và chính xác bởi Relay12 (tại Zone 1) chỉ sau 60 ms.
- Hệ thống bảo vệ đã hoạt động đúng thiết kế, theo đúng thứ tự ưu tiên: Zone 1 → Zone 2 → Zone 3 → dự phòng, thể hiện rõ:
 - + Sự phối hợp tốt giữa các thiết bị bảo vệ
 - + Cấu hình vùng tác động phù hợp với đặc điểm hệ thống
 - + Tính tin cậy và chọn lọc cao trong loại bỏ sự cố
 - + Không có hiện tượng tác động sai hoặc thiếu bảo vệ

Đường dây Hòa Khánh 1 – Bus3

Kịch bản 1: Ngắn mạch 3 pha tại 50% đường dây Hòa Khánh1 – Bus3



3.15 a)

Sequence-of-Operation Events - Output Report: Untitled

Location: Line11 @ 50% from HoaKhanh1

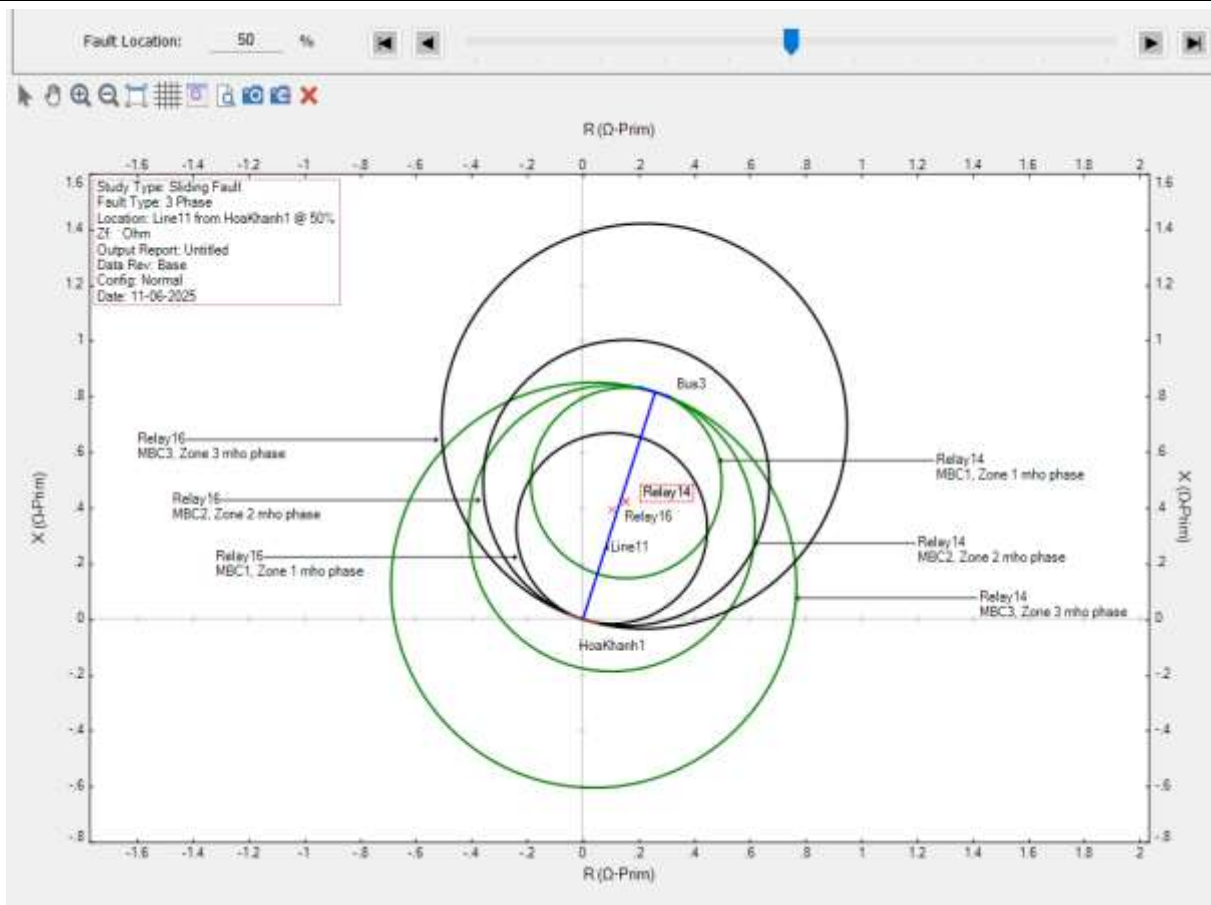
Data Rev: Base Config: Normal Date: 11-06-2025

Study Type: Sliding Fault Fault Type: 3 Phase Reference Bus: HoaKhanh1

Time (ms)	Device ID	IO ID	IO Type	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
60	Relay14	DO1	Relay Output	60		On - Logic
60	Relay16	DO1	Relay Output	60		On - Logic
115	174		Interlock	55		Tripped by Relay16 - DO1
115	175		Interlock	55		Tripped by Relay14 - DO1
260	Relay14	DO2	Relay Output	260		On - Logic
260	Relay16	DO2	Relay Output	260		On - Logic
315	174		Interlock	55		Tripped by Relay16 - DO2
315	175		Interlock	55		Tripped by Relay14 - DO2
460	Relay14	DO3	Relay Output	460		On - Logic
460	Relay16	DO3	Relay Output	460		On - Logic
515	174		Interlock	55		Tripped by Relay16 - DO3
515	175		Interlock	55		Tripped by Relay14 - DO3

3.15 b)

Lựa chọn bảo vệ khoảng cách kết hợp F21 truyền cắt F85
tại đường dây 171/Hòa Khánh 2 – 172/Cầu Hai của Điện lực Đà Nẵng



3.15 c)

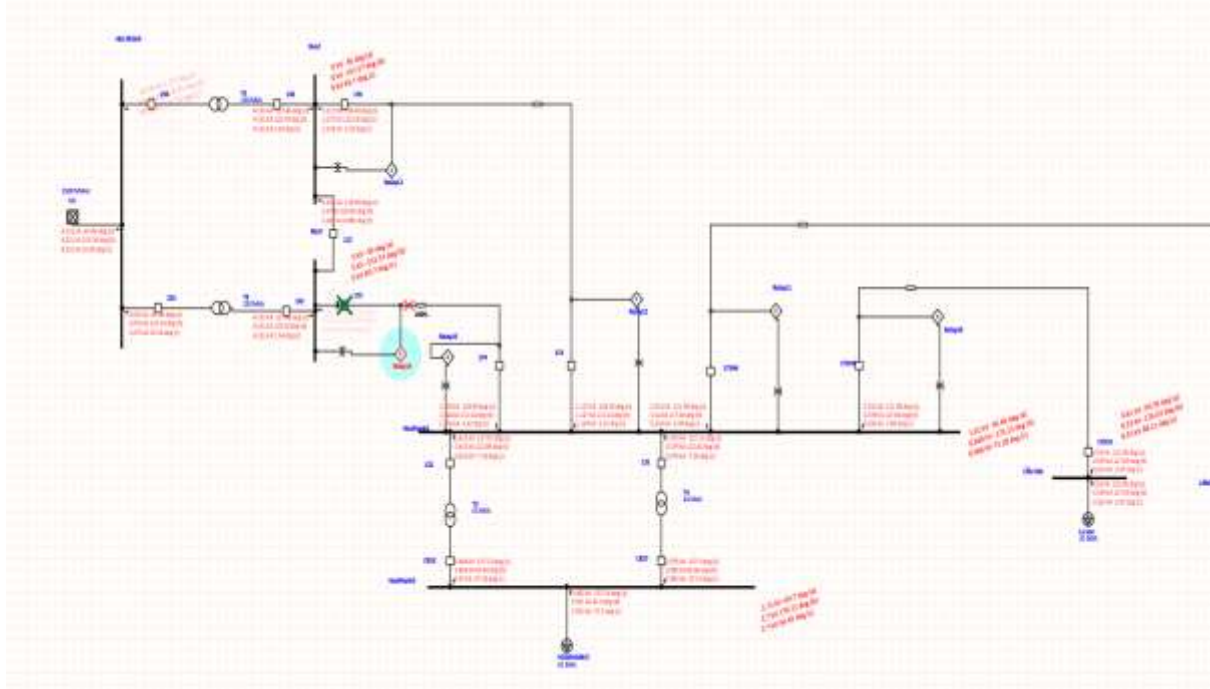
Hình 3.15: a) Tác động của relay lên đường dây; b) Chuỗi sự kiện tác động; c) Đồ thị đặc tính bảo vệ khoảng cách

Phân tích kết quả:

Rơ le 14,16 hoạt động hoàn toàn chính xác:

- Tác động Zone 1 nhanh chóng trong 60 ms.
- Interlock và các vùng dự phòng được kích hoạt theo đúng thứ tự và logic thời gian.
- Không xảy ra hiện tượng tác động sai hoặc bỏ tác động.
- Cấu hình bảo vệ tin cậy và hiệu quả trong điều kiện sự cố ba pha tại 50% đường dây.

Kịch bản 2: Ngắn mạch 3 pha tại 100% đường dây Hòa Khánh1 – Bus3



3.16 a)

Sequence-of-Operation Events - Output Report: Untitled

Location: Line11 @ 100% from HoaKhanh1

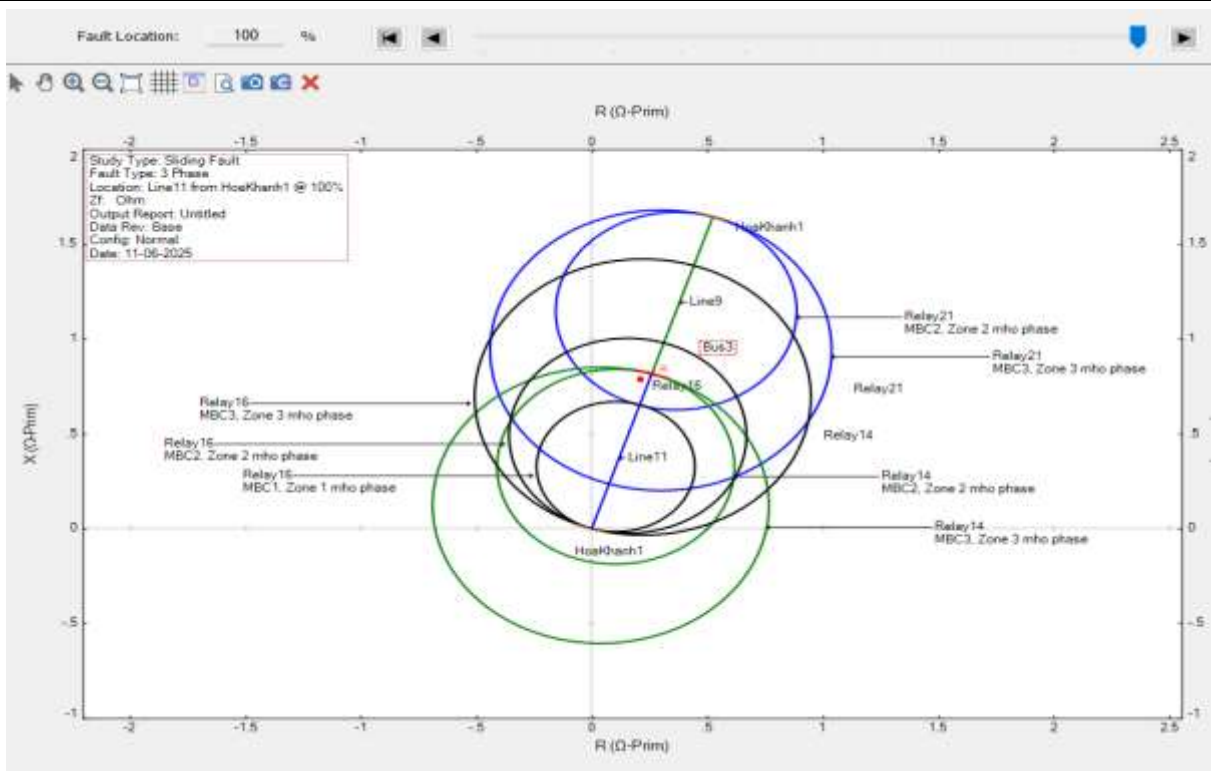
Data Rev: Base Config: Normal Date: 11-06-2025

Study Tvne: Sliding Fault Fault Tvne: 3 Phase Reference Bus: HoaKhanh1

Time (ms)	Device ID	IO ID	IO Type	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
60	Relay14	DO1	Relay Output	60		On - Logic
115	175		Interlock	55		Tripped by Relay14 - DO1
260	Relay14	DO2	Relay Output	260		On - Logic
315	175		Interlock	55		Tripped by Relay14 - DO2
460	Relay14	DO3	Relay Output	460		On - Logic
460	Relay16	DO3	Relay Output	460		On - Logic
460	Relay21	DO3	Relay Output	460		On - Logic
515	173		Interlock	55		Tripped by Relay21 - DO3
515	174		Interlock	55		Tripped by Relay16 - DO3
515	175		Interlock	55		Tripped by Relay14 - DO3

3.16 b)

Lựa chọn bảo vệ khoảng cách kết hợp F21 truyền cắt F85
tại đường dây 171/Hòa Khánh 2 – 172/Cầu Hai của Điện lực Đà Nẵng



3.16 c)

Hình 3.16: a) Tác động của relay lên đường dây; b) Chuỗi sự kiện tác động; c) Đồ thị đặc tính bảo vệ khoảng cách

Phân tích kết quả:

Vị trí sự cố: 100% Line 11 từ trạm Hoa Khanh 1 (tức gần đầu bên Bus 3)

Vòng tròn bảo vệ của các rơ le: hiển thị 3 vùng (Zone 1, Zone 2, Zone 3) với các màu sắc và vị trí khác nhau.

Điểm xảy ra sự cố (dấu X màu đỏ) nằm trong vùng tác động của:

- Relay 14 (Zone 2)
- Relay 16 (Zone 1 và Zone 2)
- Relay 21 (Zone 2)

Điều này cho thấy tất cả các rơ le trên đều đúng vùng tác động và phản ứng theo đúng logic bảo vệ dự kiến.

Relay 14 nằm ở đầu Line 11 tại trạm Hoa Khanh 1

Relay 16 và Relay 21 bảo vệ các tuyến liên quan cũng tác động, đảm bảo vùng bảo vệ chồng lấn và không để vùng mù.

Việc 3 relay cùng tác động là điều bình thường trong hệ thống bảo vệ có thiết kế selective backup (dự phòng chọn lọc).

Hệ thống bảo vệ hoạt động đúng chức năng:

- Relay 14 phát hiện sự cố từ đầu → tác động nhanh và chính xác.
- Relay 16 và Relay 21 phản ứng như bảo vệ dự phòng cho vùng sự cố, tăng độ tin cậy.
- Các interlock (175, 173, 174) hoạt động đúng theo logic cắt.

Không có hiện tượng tác động sai (misoperation)

Thời gian cắt toàn hệ thống là 515ms, hoàn toàn hợp lý với một sự cố ba pha và vùng Zone 2/Zone 3.

3.5 Thực hiện kết hợp truyền cắt tại đường dây 171/Hoà Khánh 2 – 172/ Cầu Hai

3.5.1 Nguyên lý tác động của truyền cắt liên động

Hệ thống truyền cắt liên động (Pilot Tripping – F85) là một chức năng bảo vệ phối hợp giữa hai đầu đường dây, cho phép truyền tín hiệu tác động cắt máy cắt từ một đầu đến đầu còn lại khi phát hiện có sự cố trên đường dây. Chức năng này giúp hệ thống cô lập sự cố nhanh hơn, tăng độ chính xác và giảm thiểu phạm vi mất điện.

Nguyên lý hoạt động của F85 dựa trên việc phát hiện sự cố nội tại trong vùng bảo vệ (zone) của role ở một đầu đường dây, sau đó truyền tín hiệu đồng ý cắt hoặc chặn tín hiệu cắt đến đầu còn lại thông qua kênh liên lạc số hoặc quang học. Có hai chế độ phổ biến:

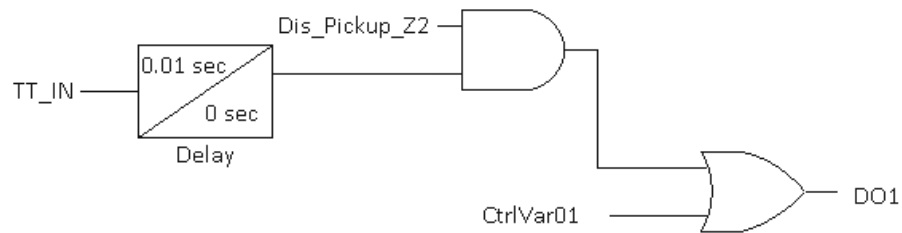
- POTT (Permissive Overreaching Transfer Trip):
 - Cấu hình:
Mỗi đầu đường dây cấu hình một role có vùng bảo vệ Zone 2 (vượt ra ngoài điểm giữa đường dây).
Kênh truyền tín hiệu (pilot channel) dùng quang, dây dẫn, hoặc GOOSE IEC 61850.
 - Cách hoạt động:
Khi một đầu phát hiện sự cố trong Zone 2, nó gửi tín hiệu "cho phép cắt" (permissive trip) đến đầu bên kia.
Đầu kia nếu cũng phát hiện dòng sự cố có hướng, và nhận tín hiệu, thì cho phép máy cắt tác động ngay.
 - Điều kiện cắt (TRIP) :
Điều kiện 1: Zone 2 Pickup tại địa phương.
Điều kiện 2: Nhận được tín hiệu permissive từ đầu xa (bit PILOT).
→ Khi cả hai điều kiện đều đúng thì TRIP.
 - Ưu điểm:
Nhanh hơn so với bảo vệ khoảng cách truyền thống Zone 2 (có trễ).
Tín cậy hơn trong các trường hợp sự cố nằm gần ranh giới Zone 2.
- PUTT (Permissive Underreaching Transfer Trip):
 - Cấu hình:
Zone 1 ở mỗi đầu được thiết lập bảo vệ đến gần giữa đường dây (underreach).
Chỉ khi Zone 1 phát hiện sự cố thì mới gửi tín hiệu cho phép cắt đến đầu còn lại.
 - Cách hoạt động:
Khi role Zone 1 pickup, lập tức gửi tín hiệu PUTT.
Đầu kia nếu cũng đang trong Zone 2 pickup, nhận được tín hiệu PUTT thì sẽ TRIP ngay.
 - Điều kiện cắt (TRIP0):
Zone 2 pickup tại địa phương
Nhận tín hiệu PUTT từ đầu kia
→ Cho phép TRIP
 - Ưu điểm:
Giảm nguy cơ tác động sai khi sự cố xảy ra ngoài đường dây (external fault).
Không yêu cầu cả hai đầu pickup cùng lúc như POTT.

Lợi ích khi kết hợp F85 với bảo vệ khoảng cách F21

Khi tích hợp F85 cùng bảo vệ khoảng cách F21, hệ thống bảo vệ đạt được:

- Tác động nhanh hơn, đặc biệt trong các trường hợp dòng sự cố không rõ hướng.
- Phối hợp cắt đồng bộ ở hai đầu đường dây.
- Giảm nguy cơ cắt nhầm, bảo vệ quá rộng.
- Tăng độ tin cậy của hệ thống và khả năng tự động hóa trạm điện

3.5.2 Cấu hình logic trong Etap.



Hình 3.17 Sơ đồ logic trong phần mềm Etap

Protection Element				Scheme Logic (Used for STARZ only)	
Input				AND OR NOT XOR	
Timer					
ID	Pickup Delay	Dropout Delay	Output	Logic Expression	
Delay	0.01	0	CtrlVar01	Dis_TimeOut_T1 OR Dis_TimeOut_T2 OR Dis_TimeOut_T3	
			Delay	TT_IN	
			TT_OUT	Dis_Pickup_Z2	
			DO1	CtrlVar01 OR (Dis_Pickup_Z2 AND Delay)	

Hình 3.18 Cấu hình logic trong phần mềm Etap

Mục đích logic:

Mục đích chính của logic này là đảm bảo rằng đầu ra DO1 chỉ được kích hoạt khi tín hiệu đầu vào TT_IN duy trì trong ít nhất 0.01 giây và đồng thời điều kiện hệ thống cho phép thông qua biến điều khiển CtrlVar01.

Mô tả chi tiết:

TT_IN: Tín hiệu đầu vào số từ thiết bị hiện trường hoặc điều kiện điều khiển.

Delay: Khôi tạo trễ với thời gian Pickup Delay là 0.01 giây. Điều này giúp lọc bỏ các tín hiệu nhiễu hoặc xung ngắn.

Dis_Pickup_Z2: Tín hiệu đầu ra từ khối Delay, được kích hoạt nếu TT_IN duy trì trạng thái mức cao đủ thời gian yêu cầu.

CtrlVar01: Biến điều khiển nội bộ, biểu thị điều kiện hệ thống cho phép logic được thực thi.

DO1: Tín hiệu đầu ra, chỉ được kích hoạt khi (Dis_Pickup_Z2 AND Delay) OR CtrlVar01.

3.5.3 Phân tích nguyên nhân không cài được truyền cắt liên động (F85) trên ETAP

Trong quá trình nghiên cứu và mô phỏng chức năng truyền cắt liên động (F85) trong phần mềm ETAP cho đường dây 171/Hòa Khánh 2 – 172/Cầu Hai, nhóm thực hiện gặp phải một số hạn chế khiến chức năng này không thể cấu hình hoặc mô phỏng đầy đủ. Dưới đây là các nguyên nhân chính:

Giới hạn của phần mềm ETAP phiên bản sử dụng

Phần mềm ETAP được chia thành nhiều phiên bản với các module chức năng khác nhau. Tính năng truyền cắt liên động (Transfer Tripping – F85), đặc biệt dưới dạng Pilot Scheme như POTT (Permissive Overreaching Transfer Trip) hay DCB (Directional Comparison Blocking), yêu cầu phần mềm phải hỗ trợ các mô-đun nâng cao như:

- Star – Logic Coordination
- Star – Relay Logic Editor
- SCADA / Control Scheme

Tuy nhiên, trong quá trình thực hiện, nhóm chỉ sử dụng phiên bản cơ bản của ETAP (giới hạn module), do đó không có đầy đủ công cụ cấu hình kênh truyền tín hiệu hoặc mô phỏng logic truyền lệnh giữa hai đầu đường dây.

ETAP không hỗ trợ mô phỏng kênh truyền thông vật lý

Trong thực tế, tín hiệu F85 được truyền qua các kênh truyền thông như:

- Cáp quang
- Microwave
- Giao thức Mirrored Bits (SEL)

Tuy nhiên, ETAP không hỗ trợ mô phỏng trực tiếp các yếu tố vật lý của kênh truyền, cũng như không hỗ trợ cấu hình giao tiếp role cụ thể như SEL-311L trong môi trường thực. Điều này dẫn đến việc không thể mô phỏng chức năng gửi/nhận tín hiệu F85 giữa hai đầu đường dây như trong thực tế.

Logic điều khiển trong ETAP bị giới hạn

Trong ETAP, logic điều khiển role thường được thiết kế đơn giản thông qua các khối logic cơ bản (AND, OR, Delay). Tuy nhiên:

- Không có sẵn khối mô phỏng chức năng Transfer Trip Relay
- Không có Trigger Event từ role đầu A để tác động role đầu B như truyền thống của F85.

Điều này khiến cho việc giả lập truyền cắt (cut-through logic) giữa hai đầu đường dây không khả thi trong môi trường ETAP tiêu chuẩn.

➤ **Kết luận:**

Do những hạn chế nêu trên, việc cài đặt và mô phỏng chức năng **truyền cắt liên động (F85)** trên phần mềm ETAP gặp nhiều trở ngại. Tuy nhiên, nhóm đã tiến hành minh họa nguyên lý hoạt động truyền cắt bằng sơ đồ và giải thích logic để đảm bảo đề tài vẫn đáp ứng yêu cầu kỹ thuật và tính thực tiễn cao.

3.6 Kết quả phiếu chỉnh định role cho đường dây và thanh cái 110kV

3.6.1 Phiếu chỉnh định role cho xuất tuyến 110 – 172/Cầu 2

PHIẾU CHỈ ĐỊNH RƠ-LE BẢO VỆ TRẠM: 110Kv HÒA KHÁNH 2

Mô tả chung

Thiết bị được bảo vệ: Hai	Xuất tuyến đi Cầu Hai	Kiểu bảo vệ:	Bảo vệ khoảng cách (kèm 85)	
Máy cắt:		Tên Role: SEL311C	Phiên bản rơ-le:	
Sơ đồ đánh số:		Số hiệu Role:		
Tỷ số - chỉ danh biến dòng điện:	800/1A (TI MC 171)	Nhà sản xuất:	SEL	
Tỷ số - chỉ danh biến điện áp:		Năm lắp đặt:	2017	
Số hiệu bản vẽ một sợi:		Phần mềm:	Phiên bản phần mềm:	
Tủ bảo vệ:		Mạch bảo vệ:		

Nguyên tắc hoạt động của các chức năng bảo vệ chính trong rơ-le

Chức năng	Cấp bảo vệ	Ngưỡng chỉnh định		Tín hiệu điều khiển ngoài	Tác động
		Giá trị	Thời gian trễ		
21	1	$Z1 = 8.98 \Omega$	0.00 s		Cắt MC
	2	$Z2 = 13.46\Omega$	0.30s		
	3	$Z3 = 27.44 \Omega$	OFF		
85	POTT	ECOMM=POTT		Tín hiệu truyền cắt từ 172 Cầu Hai	Cắt MC 171/Hòa Khánh – MC 172/Cầu Hai
	DTT				

Lưu ý

Mục đích ban hành phiếu chỉnh định:			
Phạm vi thay đổi: <input type="checkbox"/> Chức năng <input type="checkbox"/> Ngưỡng chỉnh định <input type="checkbox"/> Tín hiệu <input type="checkbox"/> Tác động			
Yêu cầu của Trung tâm Điều độ:			
Người lập phiếu			
Điện thoại/Fax E-mail			
Ngày lập phiếu	Ngày/giờ chỉnh định	Người chỉnh định (<i>ký, họ tên</i>)	Người giám sát (Nhân viên VH trạm/Nhân viên trực thao tác lưu động) (<i>ký, họ tên</i>)
Xác nhận của phiếu chỉnh định:	<input type="checkbox"/> Đúng theo phiếu		<input type="checkbox"/> Không đúng theo phiếu

Lựa chọn bảo vệ khoảng cách kết hợp F21 truyền cắt F85
tại đường dây 171/Hòa Khánh 2 – 172/Cầu Hai của Điện lực Đà Nẵng

TRỊ SỐ CHỈNH ĐỊNH CHI TIẾT

Function	Setting	Description	Range	Value	Note
21/21N	Z1P	Reach Zone 1 (Ohms secondary)	Range = 0.25 to 320.00, OFF	8.98	
	Z2P	Reach Zone 2 (Ohms secondary)	0.25 to 320.00, OFF	13.46	
	Z3P	Reach Zone 3 (Ohms secondary)	0.25 to 320.00, OFF	27.44	
	Z4P	Reach Zone 4 (Ohms secondary)	0.25 to 320.00, OFF	27.44	(1)
	50PPI	Phase-Phase Current Fault Detector	0.10 to 34.00	0.10	
	Z1MG	Zone 1 (Ohms secondary)	0.25 to 320.00, OFF	8.98	
	Z2MG	Zone 2 (Ohms secondary)	0.25 to 320.00, OFF	13.46	
	Z3MG	Zone 3 (Ohms secondary)	0.25 to 320.00, OFF	27.44	
	Z4MG	Zone 4 (Ohms secondary)	0.25 to 320.00, OFF	27.44	
	XG1	Zone 1 Reactance (Ohms secondary)	0.25 to 320.00, OFF	8.98	
	XG2	Zone 2 Reactance (Ohms secondary)	0.25 to 320.00, OFF	13.46	
	XG3	Zone 3 Reactance (Ohms secondary)	0.25 to 320.00, OFF	27.44	
	XG4	Zone 4 Reactance (Ohms secondary)	0.25 to 320.00, OFF	27.44	(2)
	RG1	Zone 1 Resistance (Ohms secondary)	0.25 to 250.00	30.00	
	RG2	Zone 2 Resistance (Ohms secondary)	0.25 to 250.00	35.00	
	RG3	Zone 3 Resistance (Ohms secondary)	0.25 to 250.00	45.00	
	RG4	Zone 4 Resistance (Ohms secondary)	0.25 to 250.00	45.00	
	50L1	Zone 1 Phase Current FD (Amps secondary)	0.10 to 20.00	0.10	
	50GZ1	Zone 1 Residual Current FD (Amps secondary)	0.10 to 20.00	0.10	
	k0M1	Zone 1 ZSC Factor Mag (unitless)	0.000 to 6.000	0.63	
	k0A1	Zone 1 ZSC Factor Ang (degrees)	-180.00 to 180.00	11.13	
	Z1PD	Zone 1 Time Delay (cycles)	0.00 to 16000.00	0.00	
	Z2PD	Zone 2 Time Delay (cycles)	0.00 to 16000.00	15.00	
	Z3PD	Zone 3 Time Delay (cycles)	0.00 to 16000.00	OFF	
	Z4PD	Zone 4 Time Delay (cycles)	0.00 to 16000.00	135.00	
	Z1PD	Zone 1 Time Delay (cycles)	0.00 to 16000.00	0.00	
	Z2PD	Zone 2 Time Delay (cycles)	0.00 to 16000.00	15.00	
	Z3PD	Zone 3 Time Delay (cycles)	0.00 to 16000.00	OFF	

Lựa chọn bảo vệ khoảng cách kết hợp F21 truyền cắt F85
tại đường dây 171/Hòa Khánh 2 – 172/Cầu Hai của Điện lực Đà Nẵng

	Z4PD	Zone 4 Time Delay (cycles)	0.00 to 16000.00	135.00	
	Z1PD	Zone 1 Time Delay (cycles)	0.00 to 16000.00	0.00	
	Z2PD	Zone 2 Time Delay (cycles)	0.00 to 16000.00	15.00	
	Z3PD	Zone 3 Time Delay (cycles)	0.00 to 16000.00	OFF	
	Z4PD	Zone 4 Time Delay (cycles)	0.00 to 16000.00	135.00	
85	ECOMM Enable Communication Assisted Trpping Schemes				
	Z3RBD	Zone 3 Reverse Block Time Delay	Range = 0.00 to 16000.00 cycles in 0.25 increments	5.00 cyc	
	EBLKD	Echo Block Time Delay	Range = 0.00 to 16000.00 cycles in 0.25 increments	10.00 cyc	
	ETDPU	Echo Time Delay Pickup	Range = 0.00 to 16000.00 cycles in 0.25 increments	OFF	
	EWFC	Weak-Infeed Enable	Select: Y, N	N	
	EZ1EX	Zone 1 Extension	Select: Y, N	N	
	EDEM	Demand Metering Type	Select: THM, ROL	THM	
	DMTC	Time Constant (minutes)	Select: 5, 10, 15, 30, 60	60	
	PDEMP	Phase Pickup (Amps secondary)	Range = 0.10 to 3.20	OFF	
	NDEMP	Ground Pickup (Amps secondary)	Range = 0.100 to 3.200	OFF	
	GDEMP	Residual Ground Pickup (Amps secondary)	Range = 0.02 to 3.20	OFF	
	QDEMP	Negative-Sequence Pickup (Amps secondary)	Range = 0.10 to 3.20	OFF	
	TDURD	Minimum Trip Duration Time (cycles in 0.25 increments)	Range = 2.00 to 16000.00	25.00	
	CFD	Close Failure Time Delay (cycles in 0.25 increments)	Range = 0.00 to 16000.00, OFF	OFF	
	3POD	Three-Pole Open Time Delay (cycles in 0.25 increments)	Range = 0.00 to 60.00	0.50	
	OPO	Open Pole Option	Select: 52, 27	52	
	ZZGTSP	Zone 2 Ground Distance Single Pole Trip	Select: Y, N	N	
	67QGSP	Zone 2 Overcurrent Single Pole Trip	Select: Y, N	N	

3.6.2 Phiếu chỉnh định role cho xuất tuyến 110 – 171/Lăng Cô

**PHIẾU CHỈ ĐỊNH RƠ-LE BẢO VỆ
 TRẠM: 110Kv HÒA KHÁNH 2**

Mô tả chung

Thiết bị được bảo vệ: Lăng Cô	Xuất tuyến đi	Kiểu bảo vệ:	Bảo vệ khoảng cách (kèm 85)
Máy cắt:	172	Tên Role: SEL311C	Phiên bản rơ-le:
Sơ đồ đánh số:		Số hiệu Role:	
Tỷ số - chỉ danh biến dòng điện:	800/1A (TI MC 172)	Nhà sản xuất:	SEL
Tỷ số - chỉ danh biến điện áp:		Năm lắp đặt:	2017
Số hiệu bản vẽ một sợi:		Phần mềm:	Phiên bản phần mềm:
Tủ bảo vệ:		Mạch bảo vệ:	

Nguyên tắc hoạt động của các chức năng bảo vệ chính trong rơ-le

Chức năng	Cấp bảo vệ	Ngưỡng chỉnh định		Tín hiệu điều khiển ngoài	Tác động
		Giá trị	Thời gian trễ		
21	1	Z1 = 8.45 Ω	0.00 s		Cắt MC
	2	Z2 = 12.70 Ω	0.60s		
	3	Z3 = 15.00 Ω	-		
85	POTT	ECOMM=POTT		Tín hiệu truyền cắt từ 171/Lăng Cô	
	DTT				

Lưu ý

Mục đích ban hành phiếu chỉnh định:			
Phạm vi thay đổi: <input type="checkbox"/> Chức năng <input type="checkbox"/> Ngưỡng chỉnh định <input type="checkbox"/> Tín hiệu <input type="checkbox"/> Tác động			
Yêu cầu của Trung tâm Điều độ:			
Người lập phiếu			
Điện thoại/Fax			
E-mail			
Ngày lập phiếu	Ngày/giờ chỉnh định	Người chỉnh định (<i>ký, họ tên</i>)	Người giám sát (Nhân viên VH trạm/Nhân viên trực thao tác lưu động) (<i>ký, họ tên</i>)
Xác nhận của phiếu chỉnh định:	<input type="checkbox"/> Đúng theo phiếu		<input type="checkbox"/> Không đúng theo phiếu

Lựa chọn bảo vệ khoảng cách kết hợp F21 truyền cắt F85
tại đường dây 171/Hòa Khánh 2 – 172/Cầu Hai của Điện lực Đà Nẵng

TRỊ SỐ CHỈNH ĐỊNH CHI TIẾT

Function	Setting	Description	Range	Value	Note
21/21N	Z1P	Reach Zone 1 (Ohms secondary)	Range = 0.25 to 320.00, OFF	8.98	
	Z2P	Reach Zone 2 (Ohms secondary)	0.25 to 320.00, OFF	13.46	
	Z3P	Reach Zone 3 (Ohms secondary)	0.25 to 320.00, OFF	27.44	
	Z4P	Reach Zone 4 (Ohms secondary)	0.25 to 320.00, OFF	27.44	(1)
	50PPI	Phase-Phase Current Fault Detector	0.10 to 34.00	0.10	
	Z1MG	Zone 1 (Ohms secondary)	0.25 to 320.00, OFF	8.98	
	Z2MG	Zone 2 (Ohms secondary)	0.25 to 320.00, OFF	13.46	
	Z3MG	Zone 3 (Ohms secondary)	0.25 to 320.00, OFF	27.44	
	Z4MG	Zone 4 (Ohms secondary)	0.25 to 320.00, OFF	27.44	
	XG1	Zone 1 Reactance (Ohms secondary)	0.25 to 320.00, OFF	8.98	
	XG2	Zone 2 Reactance (Ohms secondary)	0.25 to 320.00, OFF	13.46	
	XG3	Zone 3 Reactance (Ohms secondary)	0.25 to 320.00, OFF	27.44	
	XG4	Zone 4 Reactance (Ohms secondary)	0.25 to 320.00, OFF	27.44	(2)
	RG1	Zone 1 Resistance (Ohms secondary)	0.25 to 250.00	30.00	
	RG2	Zone 2 Resistance (Ohms secondary)	0.25 to 250.00	35.00	
	RG3	Zone 3 Resistance (Ohms secondary)	0.25 to 250.00	45.00	
	RG4	Zone 4 Resistance (Ohms secondary)	0.25 to 250.00	45.00	
	50L1	Zone 1 Phase Current FD (Amps secondary)	0.10 to 20.00	0.10	
	50GZ1	Zone 1 Residual Current FD (Amps secondary)	0.10 to 20.00	0.10	
	k0M1	Zone 1 ZSC Factor Mag (unitless)	0.000 to 6.000	0.63	
	k0A1	Zone 1 ZSC Factor Ang (degrees)	-180.00 to 180.00	11.13	
	Z1PD	Zone 1 Time Delay (cycles)	0.00 to 16000.00	0.00	
	Z2PD	Zone 2 Time Delay (cycles)	0.00 to 16000.00	15.00	
	Z3PD	Zone 3 Time Delay (cycles)	0.00 to 16000.00	OFF	
	Z4PD	Zone 4 Time Delay (cycles)	0.00 to 16000.00	135.00	
	Z1PD	Zone 1 Time Delay (cycles)	0.00 to 16000.00	0.00	
	Z2PD	Zone 2 Time Delay (cycles)	0.00 to 16000.00	15.00	
	Z3PD	Zone 3 Time Delay (cycles)	0.00 to 16000.00	OFF	
	Z4PD	Zone 4 Time Delay (cycles)	0.00 to 16000.00	135.00	
	Z1PD	Zone 1 Time Delay (cycles)	0.00 to 16000.00	0.00	

Lựa chọn bảo vệ khoảng cách kết hợp F21 truyền cắt F85
tại đường dây 171/Hòa Khánh 2 – 172/Cầu Hai của Điện lực Đà Nẵng

	Z2PD	Zone 2 Time Delay (cycles)	0.00 to 16000.00	15.00	
	Z3PD	Zone 3 Time Delay (cycles)	0.00 to 16000.00	OFF	
	Z4PD	Zone 4 Time Delay (cycles)	0.00 to 16000.00	135.00	
85	ECOMM Enable Communication Assisted Trpping Schemes				
	Z3RBD	Zone 3 Reverse Block Time Delay	Range = 0.00 to 16000.00 cycles in 0.25 increments	5.00 cyc	
	EBLKD	Echo Block Time Delay	Range = 0.00 to 16000.00 cycles in 0.25 increments	10.00 cyc	
	ETDPU	Echo Time Delay Pickup	Range = 0.00 to 16000.00 cycles in 0.25 increments	OFF	
	EWFC	Weak-Infeed Enable	Select: Y, N	N	
	EZ1EX	Zone 1 Extension	Select: Y, N	N	
	EDEM	Demand Metering Type	Select: THM, ROL	THM	
	DMTC	Time Constant (minutes)	Select: 5, 10, 15, 30, 60	60	
	PDEMP	Phase Pickup (Amps secondary)	Range = 0.10 to 3.20	OFF	
	NDEMP	Ground Pickup (Amps secondary)	Range = 0.100 to 3.200	OFF	
	GDEMP	Residual Ground Pickup (Amps secondary)	Range = 0.02 to 3.20	OFF	
	QDEMP	Negative-Sequence Pickup (Amps secondary)	Range = 0.10 to 3.20	OFF	
	TDURD	Minimum Trip Duration Time (cycles in 0.25 increments)	Range = 2.00 to 16000.00	25.00	
	CFD	Close Failure Time Delay (cycles in 0.25 increments)	Range = 0.00 to 16000.00, OFF	OFF	
	3POD	Three-Pole Open Time Delay (cycles in 0.25 increments)	Range = 0.00 to 60.00	0.50	
	OPO	Open Pole Option	Select: 52, 27	52	
	ZZGTS P	Zone 2 Ground Distance Single Pole Trip	Select: Y, N	N	
	67QGSP	Zone 2 Overcurrent Single Pole Trip	Select: Y, N	N	

KẾT LUẬN VÀ HƯỚNG PHÁT TRIỂN

Kết luận

Sau thời gian nghiên cứu, khảo sát và thực hiện đồ án với đề tài “*Lựa chọn bảo vệ khoảng cách F21 kết hợp truyền cắt F85 tại đường dây 171/Hòa Khánh 2 - 172/Cầu Hai của Điện lực Đà Nẵng*”, nhóm thực hiện đã đạt được những kết quả như sau:

- Hệ thống bảo vệ role đóng vai trò cực kỳ quan trọng trong việc đảm bảo an toàn, độ tin cậy và ổn định cho lưới điện. Khi sự cố xảy ra trên đường dây truyền tải, hệ thống bảo vệ phải phát hiện nhanh, cô lập kịp thời phần tử bị sự cố, nhằm hạn chế thiệt hại và tránh lan truyền sự cố ra phạm vi rộng. Việc nghiên cứu, lựa chọn và thiết lập role bảo vệ phù hợp là một trong những yếu tố then chốt giúp nâng cao chất lượng cung cấp điện và tối ưu hóa vận hành hệ thống điện.

- Đường dây 171/Hoà Khánh 2 – 172/Cầu Hai là tuyến đường dây quan trọng, có nhiệm vụ truyền tải điện năng từ trạm 110kV Hoà Khánh 2 đến khu vực Cầu Hai và vùng phụ cận. Với đặc điểm về chiều dài đường dây, kết cấu vận hành và điều kiện phụ tải thực tế, phương pháp sử dụng role bảo vệ khoảng cách F21 kết hợp chức năng truyền cắt F85 là phương án tối ưu.

Trong đó:

- Role F21 đảm nhận vai trò bảo vệ khoảng cách, phân chia vùng bảo vệ hợp lý để phát hiện và xử lý các sự cố ngắn mạch (pha - pha, pha - đất) trong thời gian ngắn nhất.
- Chức năng F85 (truyền cắt) hỗ trợ tăng tốc độ tác động của role ở đầu đối diện, giúp bảo vệ hoạt động hiệu quả hơn trong các trường hợp sự cố không rõ ràng về chiều dòng điện.

- Đồ án đã tiến hành các bước tính toán cần thiết để xác định các tham số cài đặt cho role F21 như trở kháng đường dây, phạm vi vùng bảo vệ (Zone 1, Zone 2, Zone 3), thời gian tác động tương ứng cũng như điều kiện phối hợp giữa các role.

Hướng phát triển

Để phát huy tối đa hiệu quả bảo vệ đường dây và nâng cao chất lượng vận hành hệ thống điện, nhóm thực hiện xin đề xuất một số kiến nghị như sau:

- Điện lực Đà Nẵng nên mở rộng áp dụng phương án bảo vệ F21 kết hợp F85 cho các tuyến đường dây quan trọng khác trong khu vực, đặc biệt là những tuyến có chiều dài trung bình đến lớn, phụ tải quan trọng, hoặc liên kết nhiều nguồn cấp. Việc chuẩn hóa cấu hình role bảo vệ cũng sẽ giúp công tác vận hành – bảo trì thuận lợi hơn.

- Đề khai thác hiệu quả các chức năng hiện đại của role số, đội ngũ cán bộ kỹ thuật, vận hành cần được đào tạo chuyên sâu về nguyên lý hoạt động, cách cài đặt, kiểm tra – thử nghiệm và xử lý tình huống thực tế. Bên cạnh đó, việc tổ chức các lớp cập nhật công nghệ mới từ nhà sản xuất role cũng rất cần thiết.

- Việc kiểm tra định kỳ và hiệu chỉnh lại tham số cài đặt của role là yêu cầu bắt buộc nhằm đảm bảo role luôn hoạt động đúng với đặc tuyến thiết kế, tránh tình trạng sai lệch do thời gian, môi trường hoặc thay đổi cấu hình lưới điện.

TÀI LIỆU THAM KHẢO

- [1] Tài liệu “*Role kỹ thuật số bảo vệ hệ thống điện*”, Lê Kim Hùng – Vũ Phan Huân.
- [2] Tài liệu “*Lưới điện và Hệ thống điện*”, Trần Bách.
- [3] Tài liệu “*Giáo trình Bảo vệ rơ le và tự động hóa trong hệ thống điện*”, Lê Kim Hùng, Đoàn Ngọc Minh Tú.
- [4] Tài liệu “*ETAP Software, User Manual and Protection Coordination Guide, Operation Technology Inc., 2020*”.
- [5] Tài liệu “*Bộ Công Thương, Thông tư số 05/2025/TT-BCT*” quy định về yêu cầu kỹ thuật hệ thống bảo vệ role trong lưới điện truyền tải và phân phối, ban hành ngày 01/02/2025.
- [6] Tài liệu “*Schweitzer Engineering Laboratories (SEL) – SEL - 311L*” Instruction Manual. Schweitzer Engineering.

PHỤ LỤC

PHỤ LỤC 1: PHIẾU CHỈNH ĐỊNH RƠ-LE

MẪU PHIẾU CHỈNH ĐỊNH RƠ-LE BẢO VỆ

Cấp Điều độ ban hành phiếu
(ghi theo mẫu công văn)

Số phiếu: Ax(Bx)-Stt-Năm/TTVVV
Trang: 1 / (Tổng số trang)

PHIẾU CHỈ ĐỊNH RƠ-LE BẢO VỆ TRẠM/NHÀ MÁY:

Mô tả chung

Thiết bị được bảo vệ: (1)	Kiểu bảo vệ: (8)	
Máy cắt: (2)	Tên Role: (9)	Phiên bản rơ-le: (10)
Sơ đồ đánh số: (3)	Số hiệu Role: (11)	
Tỷ số - chỉ danh biến dòng điện: (4)	Nhà sản xuất: (12)	
Tỷ số - chỉ danh biến điện áp: (5)	Năm lắp đặt: (13)	
Số hiệu bản vẽ một sợi: (6)	Phần mềm: (14)	Phiên bản phần mềm: (15)
Tủ bảo vệ: (7)	Mạch bảo vệ: (16)	

Nguyên tắc hoạt động của các chức năng bảo vệ chính trong rơ-le

Chức năng	Cấp bảo vệ	Ngưỡng chỉnh định		Tín hiệu điều khiển ngoài	Tác động
		Giá trị	Thời gian trễ		
(17)	(18)	(19)	(20)	(21)	(22)

Lưu ý

Mục đích ban hành phiếu chỉnh định: (23)			
Phạm vi thay đổi: (24) <input type="checkbox"/> Chức năng <input type="checkbox"/> Ngưỡng chỉnh định <input type="checkbox"/> Tín hiệu <input type="checkbox"/> Tác động			
Yêu cầu của Trung tâm Điều độ: (25)			
Người lập phiếu	(ký, họ tên)	Giám đốc (P.Giám đốc) Cấp Điều độ Ax(Bx)	(ký, họ tên, đóng dấu)
Điện thoại/Fax E-mail (26)			
Ngày lập phiếu	Ngày/giờ chỉnh định	Người chỉnh định (ký, họ tên)	Người giám sát (Nhân viên VH trạm/Nhân viên trực thao tác lưu động) (ký, họ tên)
Xác nhận của phiếu chỉnh định: (27)	<input type="checkbox"/> Đúng theo phiếu		<input type="checkbox"/> Không đúng theo phiếu

Cấp Điều độ ban hành phiếu
(ghi theo mẫu công văn)

Số phiếu: Ax(Bx)-Stt-Năm/TTVVV
Trang: 1 / (Tổng số trang)

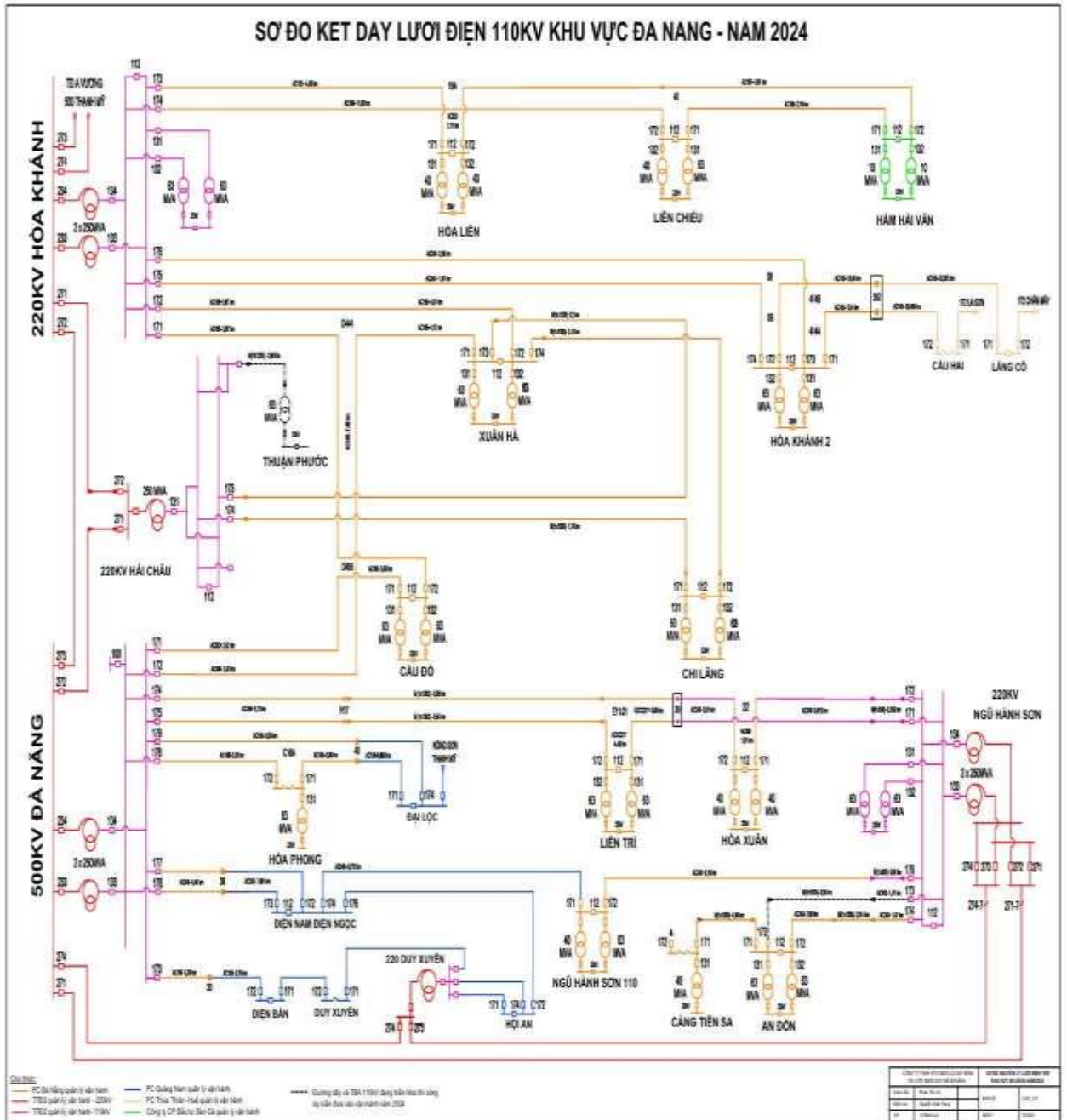
PHIẾU CHỈ ĐỊNH RƠ-LE BẢO VỆ

Ý kiến của người chỉ định về các giá trị không cài đặt theo phiếu

Địa chỉ	Giá trị chỉ định theo phiếu	Giá trị cài đặt trên Rơ-le
.....

Lựa chọn bảo vệ khoảng cách kết hợp F21 truyền cắt F85
 tại đường dây 171/Hòa Khánh 2 – 172/Cầu Hai của Điện lực Đà Nẵng

PHỤ LỤC 2: SƠ ĐỒ LƯỚI ĐIỆN 110KV KHU VỰC ĐÀ NẴNG



Lựa chọn bảo vệ khoảng cách kết hợp F21 truyền cắt F85
tại đường dây 171/Hòa Khánh 2 – 172/Cầu Hai của Điện lực Đà Nẵng

**PHỤ LỤC 3: TÌNH HÌNH MANG TẢI CÁC ĐƯỜNG DÂY 110KV HÒA
KHÁNH THÁNG 3/2024**

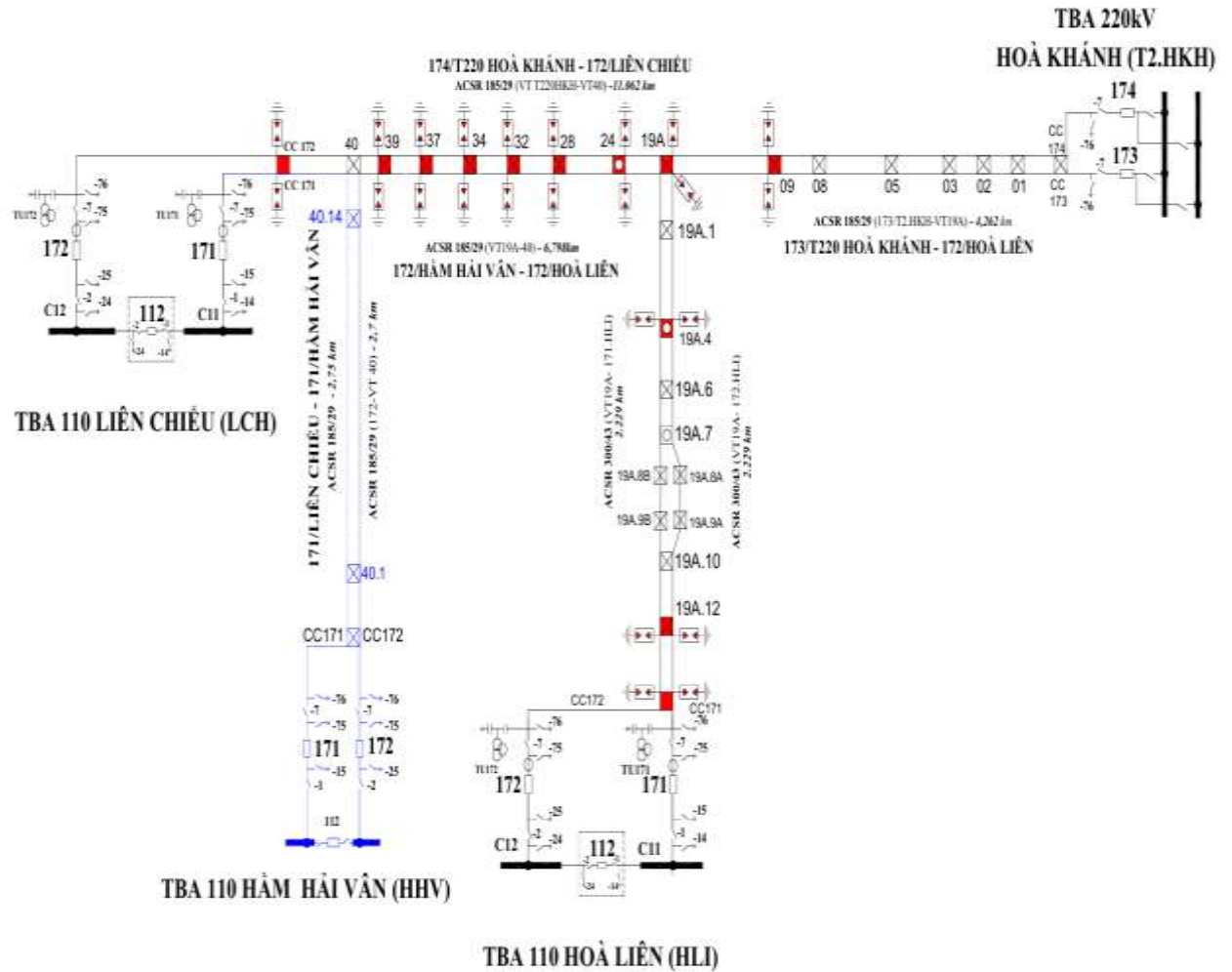
TT	Tên đường dây	Tiết diện (mm ²)	Chiều dài (km)	I _{cp} (A)	I _{max} (A)	Mức độ mang tải (%)
1	171/Hòa khánh 220 – 172/Cầu Đỏ	AC185	12,059	510	194	20,3
2	172/Hòa khánh 220 – 172/Xuân Hà	AC185	8,28	510	287	56,3
3	173/Hòa khánh 220 – 171/Hòa Liên	AC 185 – AC300	6,374	510	225	44,2
4	174/Hòa khánh 220 – 172/Liên Chiểu	AC185	11,061	510	170	33,4
5	175/Hòa khánh 220 – 174/Hòa Khánh 2	AC240	1,867	610	236	38,6
6	176/Hòa khánh 220 – 173/Hòa Khánh 2	AC240	1,922	610	194	31,8
7	171/Hòa Khánh 2 – 172/Cầu Hai	AC185	33,869	510	128,6	25,2
8	172/Hòa Khánh 2 – 171/Lăng Cô	AC185	33,753	510	128,6	25,2

PHỤ LỤC 4: HIỆN TRẠNG MANG TẢI CỦA CÁC MBA 110KV

TT	Máy biến áp 110kV		S _{dm} (MVA)	P _{max} 2023 (MW)	P _{max} ngày hiện tại (MW)	Tỷ lệ mang tải P _{max} /P _{dm} (%)	Tăng/giảm so với P _{max} 2023 (%)
1	220 Hòa Khánh	T1	63	35,2	26	42,1	-26,3
2	220 Hòa Khánh	T2	63	35,7	15,5	25,1	-56,7
3	Xuân Hà	T1	63	31	22,2	35,9	-28,4
4	Xuân Hà	T2	63	28	23,8	38,5	-15,2
5	Cầu Đỏ	T1	63	29	24,2	39,2	-16,6
6	Cầu Đỏ	T2	40	29,7	18,3	46,7	-38,3
7	Liên Chiểu	T1	40	26,3	22,1	56,4	-15,9
8	Liên Chiểu	T2	40	26,8	23,7	60,3	-11,7
9	Hòa Khánh 2	T1	63	33,3	21,6	35,03	-35,0
10	Hòa Khánh 2	T2	63	13,7	9,8	15,8	-28,9
11	Hòa Liên	T1	40	9	7,8	19,9	-13,0
12	Hòa Liên	T2	40	9	1	2,6	-88,5

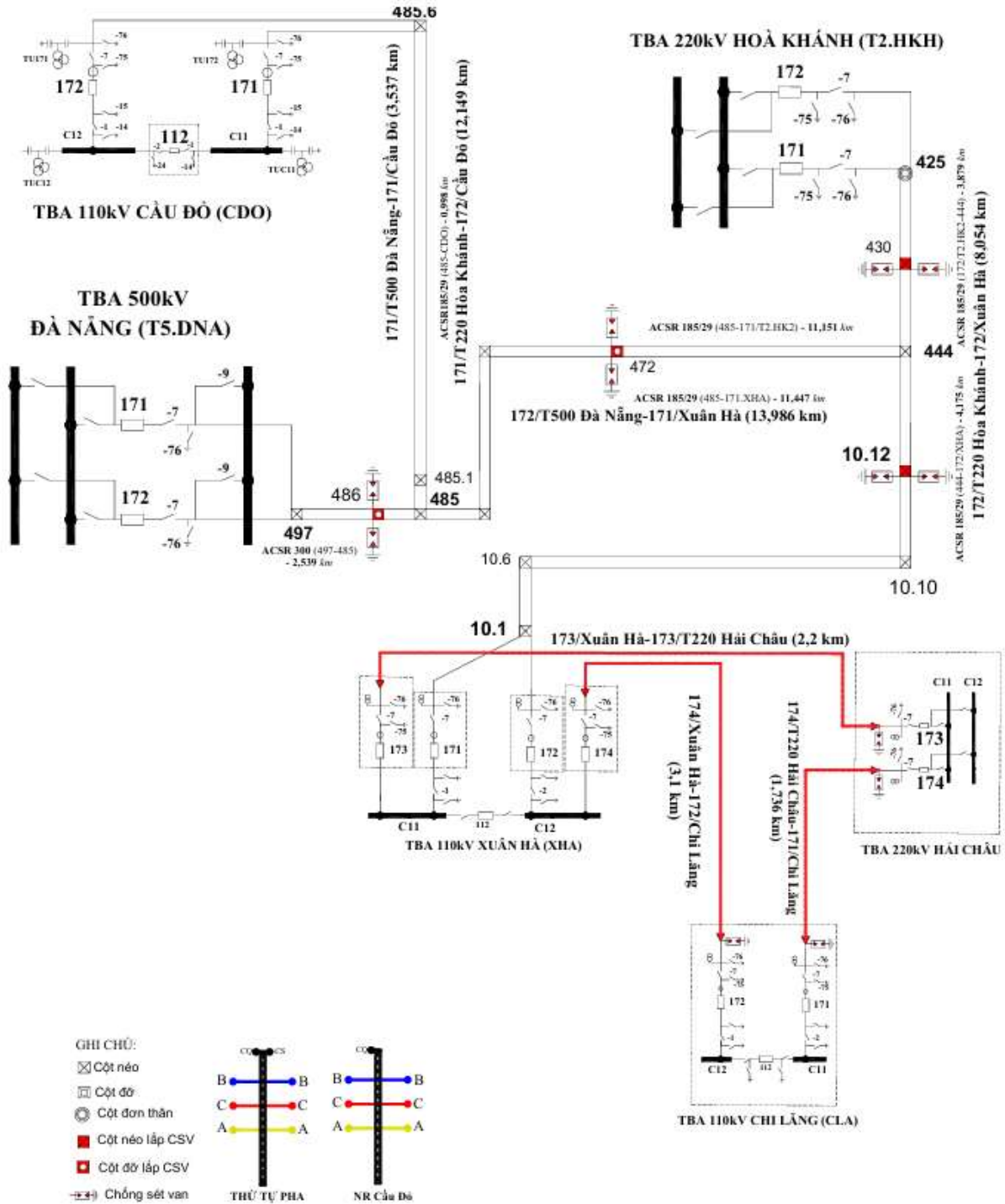
Lựa chọn bảo vệ khoảng cách kết hợp F21 truyền cắt F85
 tại đường dây 171/Hòa Khánh 2 – 172/Cầu Hai của Điện lực Đà Nẵng

PHỤ LỤC 5: SƠ ĐỒ HIỆN TRẠNG MỘT SỐ TBA 110KV THUỘC ĐIỆN LỰC ĐÀ NẴNG



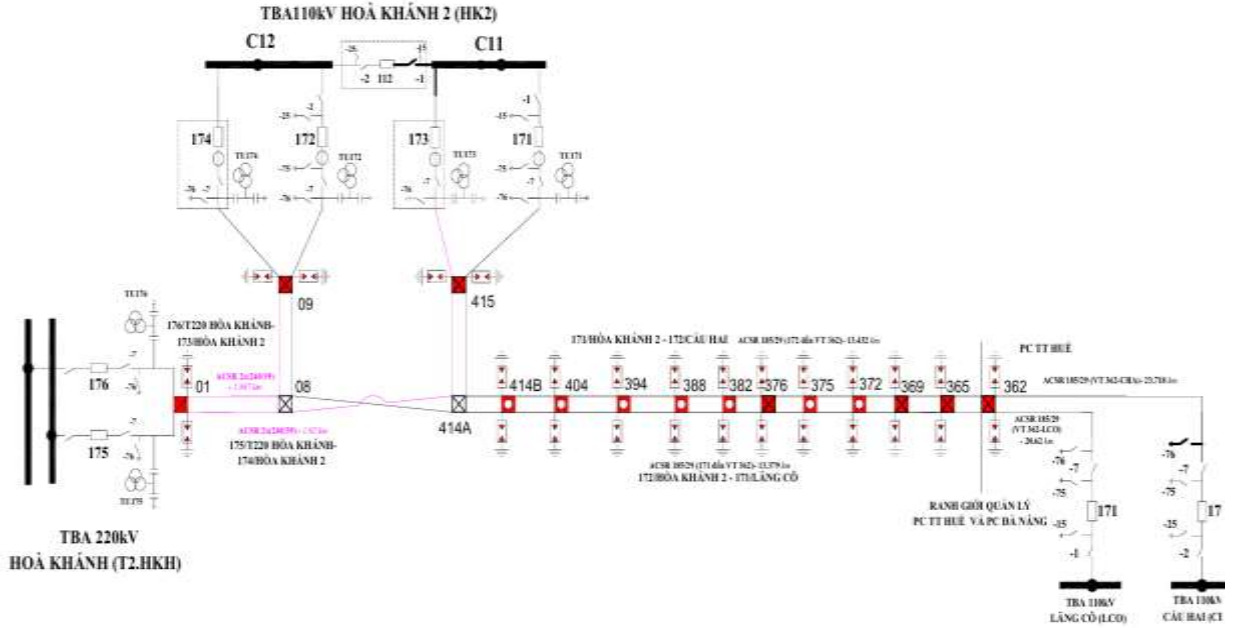
Hình 1 Sơ đồ kết lưới các đường dây 110kV T220 Hòa Khánh – Liên Chiểu, T220 Hòa Khánh – Hòa Liên, Hòa Liên – Hàm Hải Vân, Liên Chiểu – Hàm Hải Vân

Lựa chọn bảo vệ khoảng cách kết hợp F21 truyền cắt F85
 tại đường dây 171/Hòa Khánh 2 – 172/Cầu Hai của Điện lực Đà Nẵng

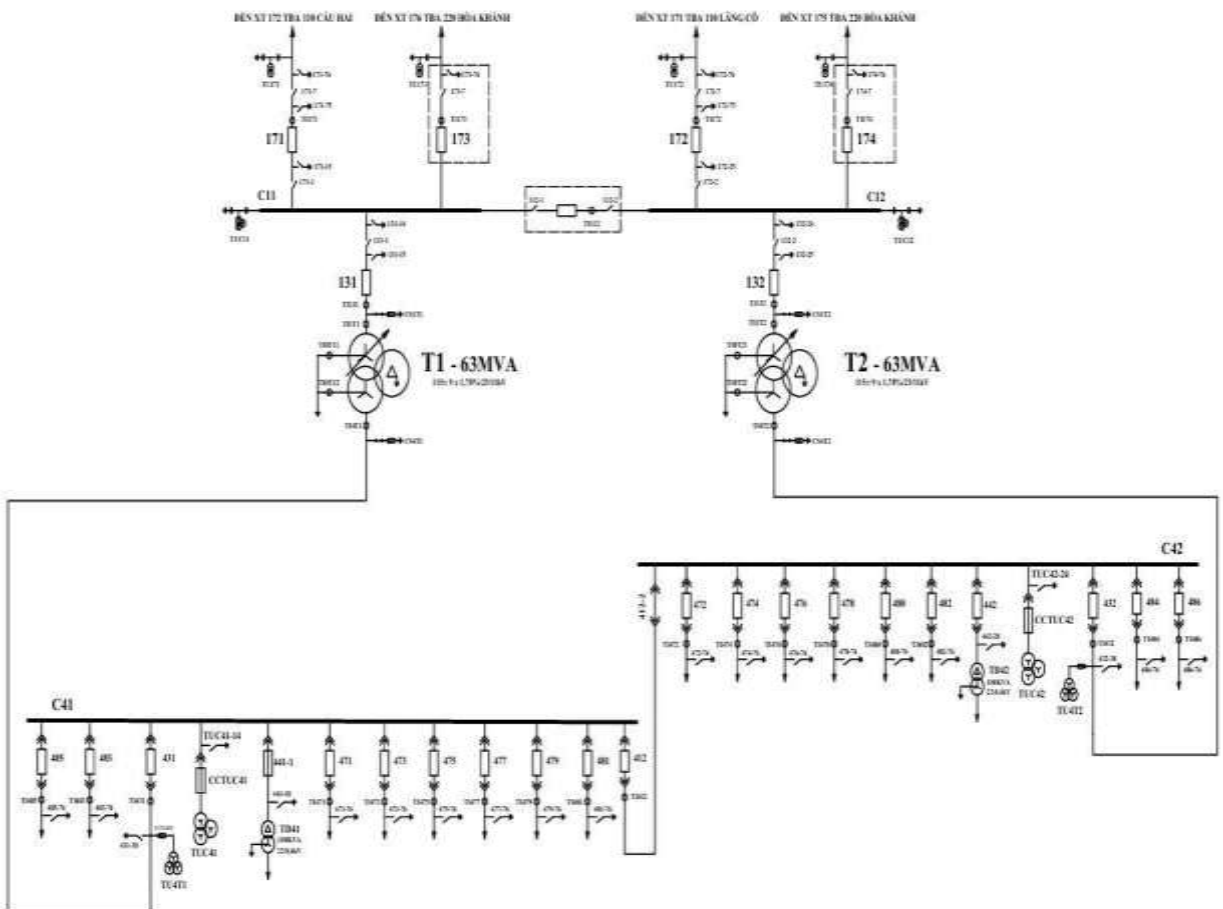


Hình 2 Sơ đồ kết lưới các đường dây 110kV T500 Đà Nẵng - Xuân Hà - 500 Đà Nẵng - Cầu Đò - T220 Hoà Khánh - Xuân Hà - T220 Hoà Khánh - Cầu Đò TBA T220 Hải Châu - Chi Lăng - Xuân Hà

Lựa chọn bảo vệ khoảng cách kết hợp F21 truyền cắt F85
tại đường dây 171/Hòa Khánh 2 – 172/Cầu Hai của Điện lực Đà Nẵng

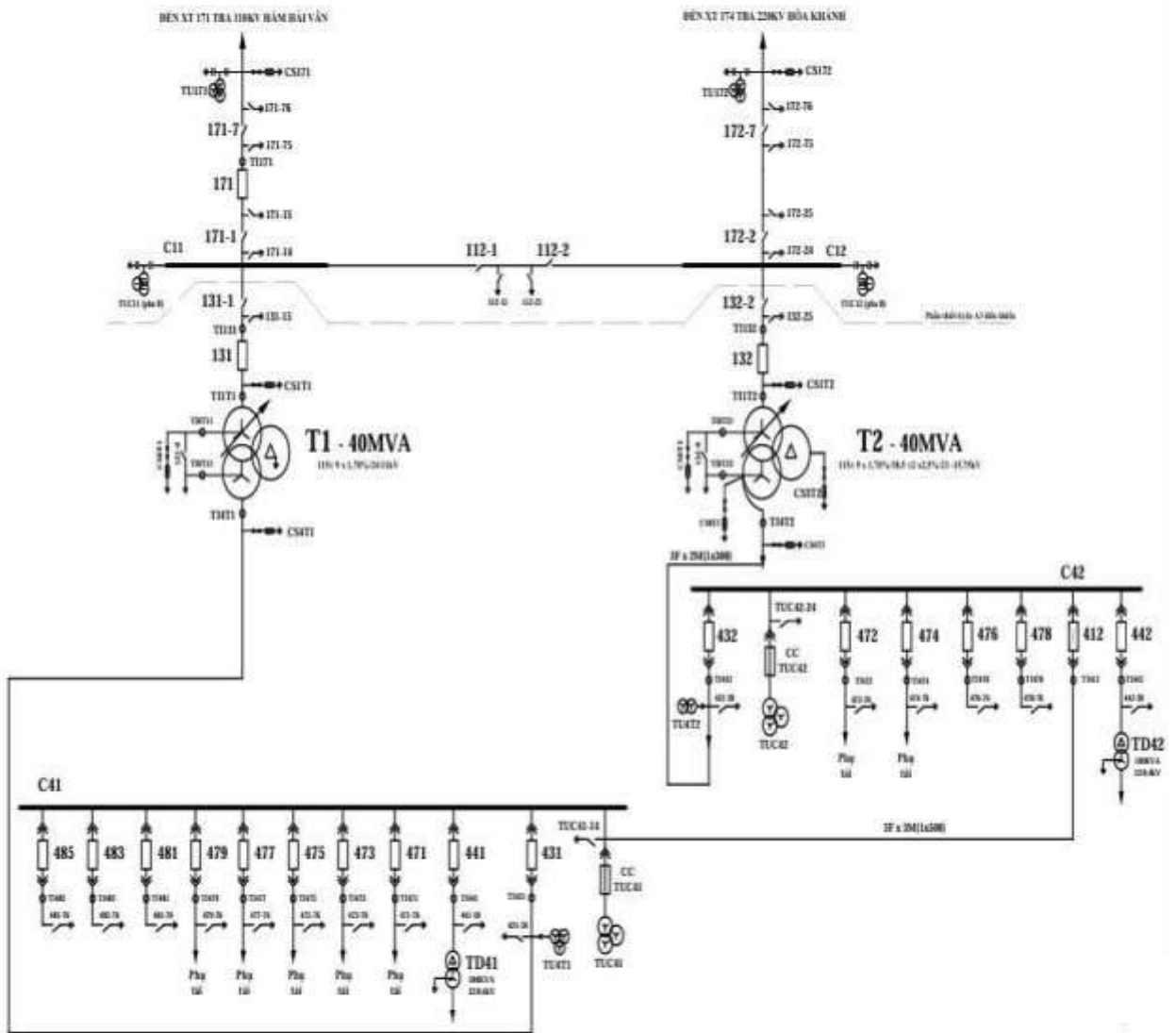


Hình 3 Sơ đồ kết lưới các đường dây 110kV T220 Hòa Khánh - Hòa Khánh 2, Hòa Khánh 2 - Lăng Cô – Cầu Hai



Hình 4 Sơ đồ đánh số thiết bị trạm biến áp 110kV Hòa Khánh 2

Lựa chọn bảo vệ khoảng cách kết hợp F21 truyền cắt F85
 tại đường dây 171/Hòa Khánh 2 – 172/Cầu Hai của Điện lực Đà Nẵng



Hình 5 Sơ đồ đánh số thiết bị trạm biến áp 110kV Liên Chiểu