



ĐẠI HỌC ĐÀ NẴNG
TRƯỜNG ĐẠI HỌC BÁCH KHOA
KHOA ĐIỆN



ĐỒ ÁN TỐT NGHIỆP

TÊN ĐỀ TÀI:

TÍNH TOÁN MÔ PHỎNG LƯỚI ĐIỆN PHÂN PHỐI

Giảng viên hướng dẫn : **TS. ĐOÀN ANH TUẤN**

Sinh viên thực hiện : **NGUYỄN QUANG TRƯỜNG**

PHÙNG TẤN HẢI DƯƠNG

Nhóm HP / Lớp : **20DCLC1 - 20DCLC2**

Mã số sinh viên : **105200183 - 105200192**

Ngành : **KỸ THUẬT ĐIỆN**

Đà Nẵng, 2025

Mục lục

CHƯƠNG 1: TỔNG QUAN VỀ TRẠM PHÂN PHỐI	5
1.1. Khái niệm về trạm phân phối.....	5
1.2. Vai trò của trạm phân phối	5
1.3. Cấu trúc của một trạm phân phối.....	7
1.3.1. Máy biến áp lực	7
1.3.2. Tủ trung thế	7
1.3.3. Tủ hạ thế	8
1.3.4. Hệ thống bảo vệ và điều khiển	8
1.3.5. Hệ thống đo lường.....	9
1.3.6. Hệ thống tiếp địa và chống sét	9
1.3.7. Hệ thống dây dẫn và cáp điện.....	9
1.3.8. Nhà trạm hoặc kết cấu lắp đặt	9
CHƯƠNG 2: CÁC PHẦN TỬ TRONG TRẠM PHÂN PHỐI	11
2.1. Máy cắt	11
2.2. Dao cách ly	12
2.3. Máy biến áp	13
2.4. Máy biến điện áp (TU)	16
2.5. Máy biến dòng điện (TI).....	17
2.6. Chống sét van	18
2.7. Dao tiếp địa.....	19
2.8. Recloser	19
CHƯƠNG 3: BẢO VỆ RƠ LE.....	21
3.1. Tổng quan	21
3.1.1. Lịch sử hình thành và phát triển rơ le.....	21
3.1.2. Hệ thống rơ le bảo vệ kỹ thuật số.....	22
3.1.3. Các yếu tố gây hư hỏng rơ le bảo vệ kỹ thuật số	23
3.2. Nguyên lý hoạt động và phương thức bảo vệ của rơ le bảo vệ	26
3.2.1. Nguyên lý hoạt động của rơ le.....	26

3.2.2. Phương thức bảo vệ của rơ le	27
3.3. Các yêu cầu đối với thiết bị bảo vệ	28
3.3.1. Tính tin cậy (Reliability)	28
3.3.2. Tính chọn lọc (Selectivity)	28
3.3.3. Tính tác động nhanh (High speed)	28
3.3.4 Độ nhạy (Sensitivity).....	28
3.3.5 Tính kinh tế (Economics)	29
3.4. Các dạng sự cố trong hệ thống điện	29
3.5. Các loại bảo vệ bảo vệ.....	30
3.5.1. Bảo vệ so lệch máy biến áp 87T.....	30
3.5.2 Bảo vệ so lệch đất 87N.....	34
3.4.3. Bảo vệ quá dòng cắt nhanh 50.....	36
3.5.4. Bảo vệ quá dòng điện TTK cắt nhanh 50N	37
3.5.5. Bảo vệ quá dòng có thời gian 51	38
3.5.6. Bảo vệ quá dòng điện TTK có thời gian 51N	39
3.5.7. Tự động đóng lại đường dây F79	39
3.5.8. Bảo vệ nội bộ máy biến áp	43
CHƯƠNG 4: MÔ PHỎNG LƯỚI ĐIỆN TRÊN PHẦN MỀM ETAP.....	49
4.1. Giới thiệu chung về phần mềm ETAP.....	49
4.2. Giao diện phần mềm ETAP 12.6.....	49
4.2.1. Cửa sổ chính	49
4.2.2. Các phần tử chính	51
4.3. Bài toán phân bố công suất.....	55
4.4. Bài toán bảo vệ rơ le.....	81
4.3.1. Phân tích các dạng ngắn mạch tại phía đầu xuất tuyến 1	81
4.3.2. Phân tích các dạng ngắn mạch tại phía đầu xuất tuyến 2	85
4.3.3. Phân tích các dạng ngắn mạch tại thanh góp C41	89
4.3.4. Phân tích các dạng ngắn mạch tại phía thứ cấp.....	93
4.3.5. Phân tích các dạng ngắn mạch trong vùng bảo vệ so lệch phía thứ cấp	97
4.3.6. Phân tích các dạng ngắn mạch trong vùng bảo vệ so lệch phía sơ cấp	101

4.3.7. Phân tích các dạng ngắn mạch tại phía đầu xuất tuyến 3	105
4.3.8. Phân tích các dạng ngắn mạch tại phía đầu xuất tuyến 4	109
4.3.9. Phân tích các dạng ngắn mạch tại thanh góp C42	113
4.3.10. Phân tích các dạng ngắn mạch tại phía thứ cấp	117
4.3.11. Phân tích các dạng ngắn mạch trong vùng bảo vệ so lệch phía thứ cấp	121
4.3.12. Phân tích các dạng ngắn mạch trong vùng bảo vệ so lệch phía sơ cấp	125
4.3.13. Phối hợp thời gian giữa các rơ le	130

Lời mở đầu

Trong hệ thống điện, lưới điện phân phối là mắt xích quan trọng đảm nhiệm chức năng cung cấp điện năng từ trạm biến áp đến các hộ tiêu thụ. Cùng với sự gia tăng mạnh mẽ của phụ tải điện trong các khu dân cư, khu công nghiệp và thương mại, yêu cầu về một hệ thống phân phối vận hành ổn định, tổn thất thấp và an toàn ngày càng trở nên cấp thiết. Để đáp ứng yêu cầu đó, việc phân tích, tính toán và mô phỏng lưới điện phân phối không chỉ giúp đánh giá khả năng cung cấp điện mà còn là cơ sở để triển khai các giải pháp bảo vệ và tối ưu hóa vận hành.

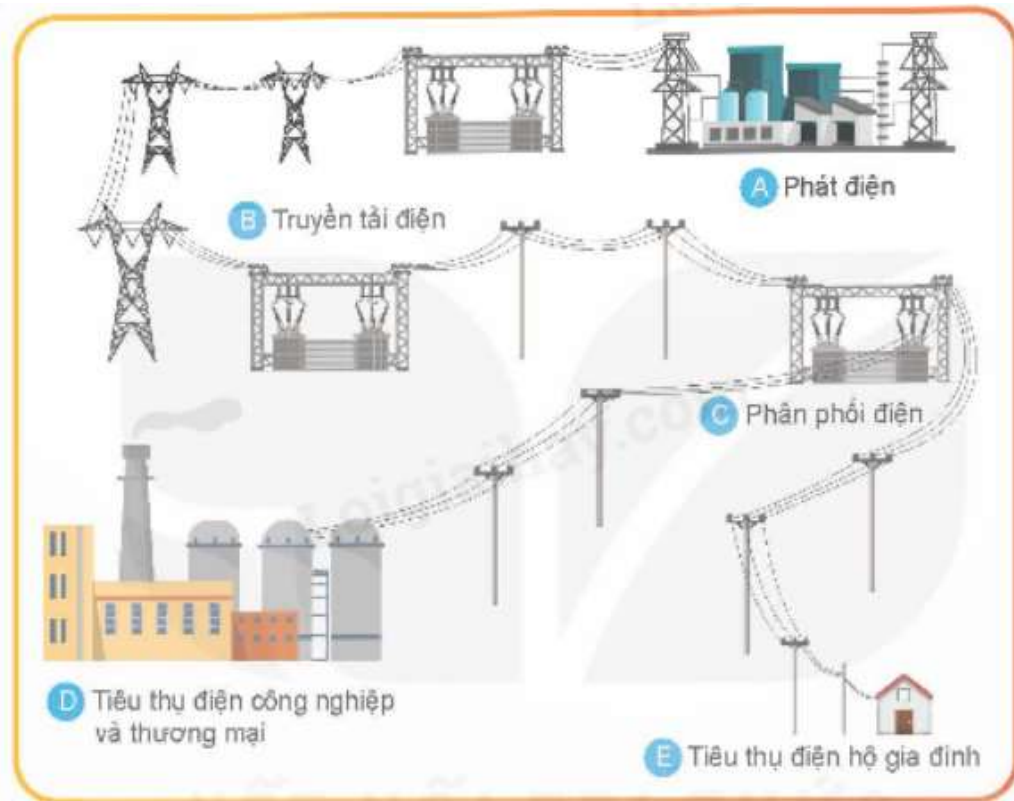
Một trong những nội dung quan trọng trong tính toán lưới điện là phân bố công suất, nhằm đảm bảo điện năng được cung cấp hợp lý, tránh quá tải cục bộ, tổn thất lớn và mất ổn định điện áp. Bên cạnh đó, bảo vệ rơ le đóng vai trò then chốt trong việc phát hiện và loại trừ nhanh chóng các sự cố, giúp nâng cao độ tin cậy và an toàn cho hệ thống. Sự phối hợp giữa tính toán công suất và bảo vệ rơ le là một yêu cầu quan trọng trong thiết kế và vận hành lưới điện hiện đại.

Xuất phát từ thực tiễn đó, nhóm em đã chọn đề tài **“Tính toán mô phỏng lưới điện phân phối”** làm nội dung cho đồ án tốt nghiệp. Đề tài không chỉ giúp nhóm em vận dụng kiến thức chuyên ngành để giải quyết bài toán thực tế mà còn là dịp để rèn luyện kỹ năng mô phỏng trên phần mềm chuyên dụng, và hiểu rõ hơn về mối liên hệ giữa phân bố công suất và hoạt động của các bảo vệ rơ le. Đây cũng là định hướng chuyên môn mà nhóm em mong muốn theo đuổi trong tương lai, góp phần nâng cao hiệu quả của hệ thống điện quốc gia.

CHƯƠNG 1: TỔNG QUAN VỀ TRẠM PHÂN PHỐI

1.1. Khái niệm về trạm phân phối

Trạm biến áp phân phối là một mắt xích quan trọng trong hệ thống điện, đóng vai trò chuyển đổi và phân phối điện năng từ lưới truyền tải đến các phụ tải tiêu thụ. Đây không chỉ là nơi điều chỉnh điện áp mà còn là trung tâm điều khiển, bảo vệ và giám sát lưới điện phân phối.



Hình ảnh các phân đoạn của hệ thống điện

Chức năng chính của trạm phân phối điện là phân phối điện năng đến các khu vực và người dùng khác nhau. Nó điều chỉnh và điều phối điện năng để đảm bảo rằng các khách hàng nhận được điện năng ổn định và đủ để đáp ứng nhu cầu sử dụng của họ. Trạm phân phối điện cũng có nhiệm vụ bảo vệ hệ thống khỏi các sự cố điện và đảm bảo an toàn cho người sử dụng.

1.2. Vai trò của trạm phân phối

Trạm biến áp phân phối không chỉ đơn thuần là nơi hạ thấp điện áp, đóng vai trò then chốt trong việc đảm bảo dòng điện chảy thông suốt, an toàn và hiệu quả từ lưới truyền tải đến từng điểm tiêu thụ cuối cùng. Ngoài việc chuyển đổi điện áp, bao gồm các chức năng cốt lõi về kỹ thuật, kinh tế, vận hành và an toàn.

Vai trò của trạm phân phối điện còn bao gồm kiểm soát và giám sát hệ thống điện, phân phối các loại điện năng khác nhau như điện áp cao, điện áp thấp và điện áp trung bình. Nó cũng đảm bảo rằng việc phân phối điện năng được thực hiện một cách hiệu quả và không gây ảnh hưởng đến chất lượng điện năng.

Trạm phân phối điện thường được xây dựng và quản lý bởi các công ty điện lực hoặc các nhà cung cấp điện. Chúng thường được trang bị các thiết bị như máy biến áp, máy chuyển đổi và bộ điều khiển để điều chỉnh và điều phối luồng điện. Các trạm phân phối điện có thể được xây dựng trong các tòa nhà, trên mặt đất hoặc dưới lòng đất, tùy thuộc vào yêu cầu và điều kiện cụ thể của khu vực.

Các trạm phân phối nhận điện cao thế từ hệ thống truyền tải, biến đổi điện áp thành mức phân phối và sau đó dẫn dòng điện đến các đường dây phân phối. Máy biến áp được sử dụng, giúp hạ điện áp từ mức truyền tải xuống mức phân phối.



Các khâu truyền tải và phân phối điện

Điện sau đó chạy qua một loạt thanh cái, là những ống đặc hoặc rỗng được sử dụng để dẫn điện. Chúng được sử dụng vì các đường dây điện trong trạm biến áp nằm gần khu vực làm việc và việc sử dụng dây kém ổn định hơn sẽ nguy hiểm, đặc biệt là trong điều kiện gió. Các thanh cái kết nối với máy cắt. Nó bảo vệ dây khỏi tình trạng quá tải hoặc quá nhiều ampe tạo ra quá nhiều nhiệt.

Trạm biến áp cũng có thể bao gồm các bộ điều chỉnh điện áp như tụ điện, lò phản ứng hoặc bộ bù tĩnh (SVC) cho phép quản lý điện áp khi tải thay đổi trên các đường dây do trạm biến áp cung cấp; thiết bị bảo vệ bổ sung; và nhiều loại thiết bị truyền thông và điều khiển khác nhau bao gồm kết nối SCADA với trung tâm điều hành phân phối.

Trong nhiều trường hợp, điện sau đó di chuyển ngầm qua rìa trạm biến áp, lên cột điện và vào các đường dây phân phối quanh co trên các đường phố và xa lộ để cung cấp điện cho người dùng cuối.

Một trạm phân phối phức tạp hơn có thể có thêm các đường dây truyền tải đi vào trạm, các máy biến áp bổ sung để xử lý các điện áp truyền tải và phân phối có thể khác nhau, và nhiều đường dây phân phối hơn ở phía thứ cấp của trạm để truyền điện theo nhiều hướng khác nhau.

1.3. Cấu trúc của một trạm phân phối

Trạm biến áp phân phối là nơi tiếp nhận điện năng từ lưới điện trung thế (thường là 22kV hoặc 35kV ở Việt Nam), sau đó hạ áp xuống điện áp thấp (0.4kV hoặc 380/220V) để cung cấp cho hộ gia đình, thương mại và công nghiệp. Cấu trúc cơ bản của một trạm biến áp phân phối bao gồm các thành phần chính sau:

1.3.1. Máy biến áp lực

Chức năng: Biến đổi điện áp từ trung thế xuống hạ thế.

Loại phổ biến:

- Máy biến áp dầu: Có bồn chứa dầu để làm mát và cách điện. Dùng nhiều trong các trạm ngoài trời.
- Máy biến áp khô: Cách điện bằng vật liệu rắn (như epoxy resin). Dùng trong nhà, nơi cần an toàn cháy nổ.

1.3.2. Tủ trung thế

Chức năng: Đóng cắt, bảo vệ và phân phối điện áp trung thế đến máy biến áp.



Hình ảnh tủ điện trung thế

Thành phần chính:

- Cầu dao cách ly
- Máy cắt

- Relay bảo vệ
- Bộ điều khiển đóng cắt

Loại tủ phổ biến: Tủ RMU (Ring Main Unit), tủ GIS (Gas Insulated Switchgear) dùng khí SF₆ để cách điện.

1.3.3. Tủ hạ thế

Chức năng: Phân phối điện hạ áp ra các phụ tải.



Hình ảnh tủ điện hạ thế

Thành phần chính:

- Aptomat tổng (MCB/ACB)
- Aptomat nhánh phân phối (MCB nhánh)
- Thiết bị đo lường (đồng hồ Volt, Ampere, công suất)
- Thanh cái

1.3.4. Hệ thống bảo vệ và điều khiển

Chức năng: Giám sát và bảo vệ thiết bị khỏi các sự cố như quá tải, ngắn mạch, mất pha,...Gồm:

- Relay bảo vệ quá dòng, chạm đất, mất pha
- Thiết bị đóng cắt tự động
- Hệ thống SCADA

1.3.5. Hệ thống đo lường

Bao gồm:

- Biến dòng
- Biến điện áp
- Công tơ đo đếm điện năng

Chức năng: Đo chính xác lượng điện năng tiêu thụ, phục vụ mục đích thương mại và quản lý vận hành.

1.3.6. Hệ thống tiếp địa và chống sét

Chức năng: Đảm bảo an toàn cho người và thiết bị khi xảy ra hiện tượng rò rỉ điện hoặc sét đánh.

Bao gồm:

- Cọc tiếp địa và dây dẫn nối đất
- Thiết bị chống sét van

1.3.7. Hệ thống dây dẫn và cáp điện

Dây trung thế: Kết nối từ lưới điện trung thế đến tủ trung thế.

Dây hạ thế: Dẫn điện từ tủ hạ thế đến phụ tải.

Yêu cầu: Dây dẫn phải đủ tiết diện, chịu nhiệt, cách điện tốt và lắp đặt đúng kỹ thuật

1.3.8. Nhà trạm hoặc kết cấu lắp đặt

Trạm trong nhà : Lắp trong nhà bê tông hoặc tòa nhà kỹ thuật.

Trạm ngoài trời: Thiết bị đặt trên nền bê tông có mái che.

Trạm treo cột: Lắp trên trụ điện bê tông ly tâm, thường dùng cho khu vực nông thôn.

CHƯƠNG 2: CÁC PHẦN TỬ TRONG TRẠM PHÂN PHỐI

2.1. Máy cắt

a. Khái niệm

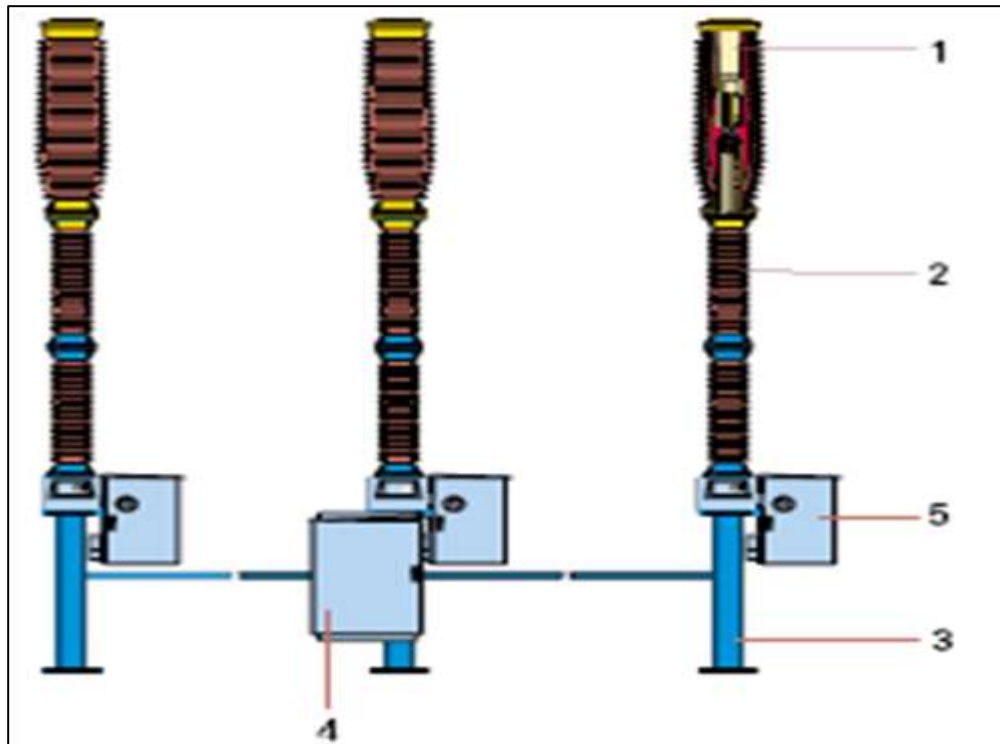
Máy cắt là thiết bị điện cao áp có chức năng đóng, cắt mạch điện cả trong điều kiện làm việc bình thường và khi có sự cố, đồng thời có khả năng dập hồ quang phát sinh khi ngắt mạch.

b. Chức năng

Máy cắt điện là thiết bị đóng cắt mạch điện tự động, dùng trong lưới điện trung và cao áp, có vai trò bảo vệ và điều khiển hệ thống điện.

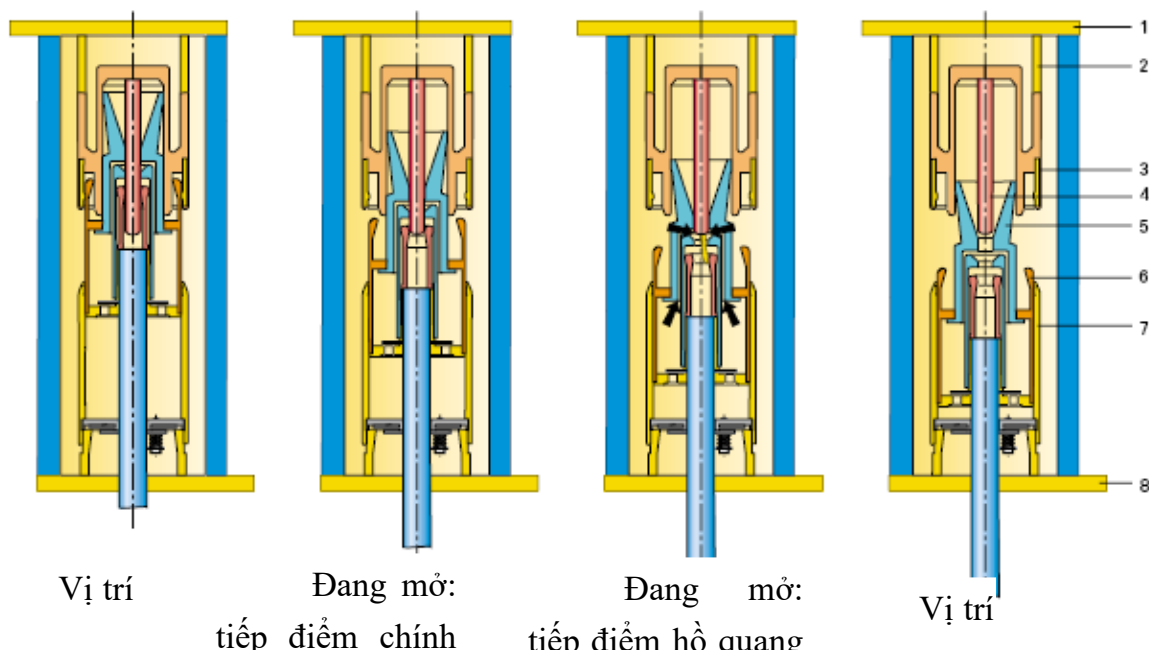
- Bảo vệ hệ thống khi có sự cố, ngắn mạch, quá tải
- Đóng cắt dòng điện có tải

c. Cấu tạo



1. Buồng dập hồ quang.
2. Sứ cách điện đỡ.
3. Trụ đỡ.
4. Tủ điện điều khiển.
5. Hộp thao tác

d. Nguyên lý dập hồ quang:



- | | |
|---------------------------|-----------------------|
| 1: Tấm đầu nối | 5: Ống thổi (lỗ phun) |
| 2: Trụ đỡ tiếp điểm chính | 6: Tiếp điểm xy lanh |
| 3: Tiếp điểm chính | 7: Trụ đỡ (phần đế) |
| 4: Tiếp điểm hồ quang | 8: Tấm đầu nối |

Trong quá trình mở, tiếp điểm chính (3) mở trước tiên và dòng điện chuyển mạch đến tiếp điểm hồ quang vẫn còn đang đóng. Khi tiếp điểm phụ này mở, hồ quang sẽ được phát sinh (4). Trong cùng thời gian này, tiếp điểm xy lanh (6) di chuyển đi vào trong trụ đỡ (7) và nén khí dập hồ quang tại đó. Điều này gây ra áp lực ép khí thoát ra theo hướng ngược lại, qua tiếp điểm xy lanh đến tiếp điểm hồ quang, ở đó nó sẽ dập tắt hồ quang.

2.2. Dao cách ly

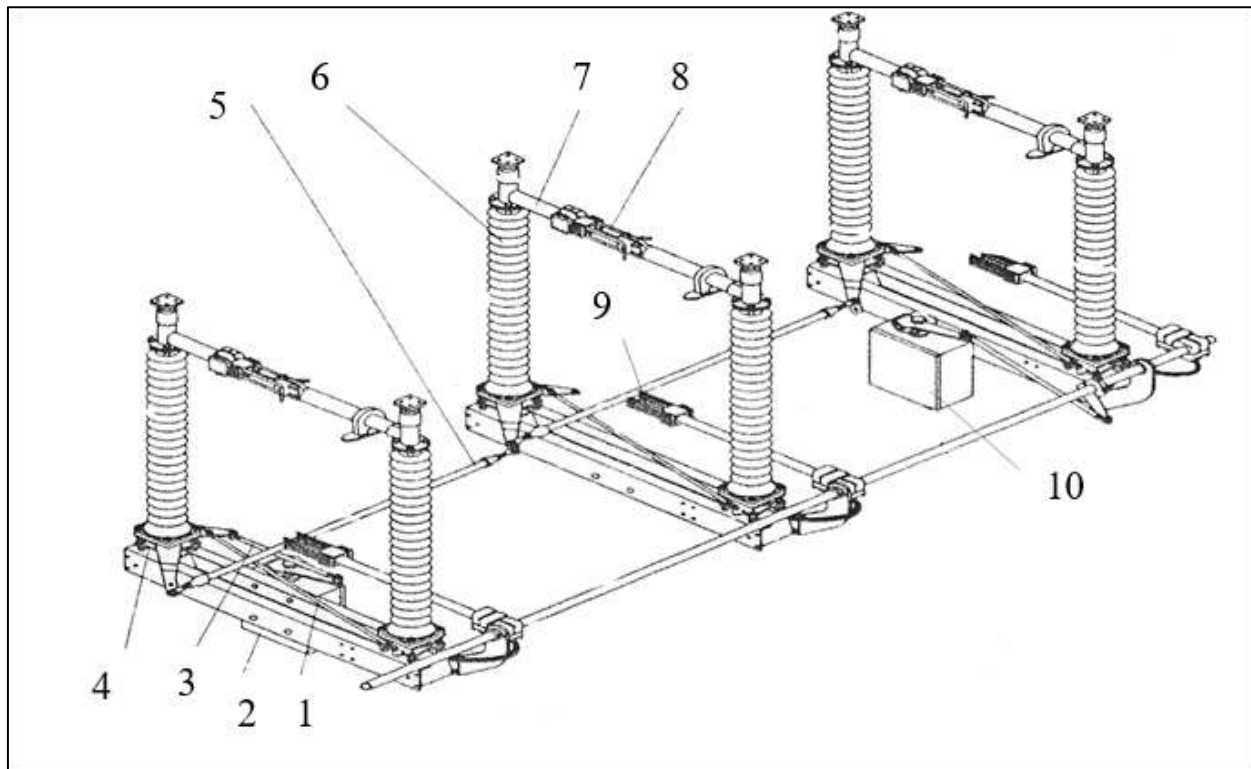
a. Khái niệm

Dao cách ly là thiết bị dùng để cách ly mạch điện tạo khoảng cách an toàn nhìn thấy được phục vụ cho quá trình vận hành, sửa chữa, thí nghiệm các thiết bị.

b. Chức năng

- Tạo khoảng cách an toàn trong thấy được

c. Cấu tạo



- 1- Đế DCL
- 2- Tủ điều khiển DCL
- 3- Thanh truyền động DCL
- 4- Đĩa truyền động DCL
- 5- Trục truyền động DCL

- 6- Trụ xoay (sứ đỡ) DCL
- 7- Tay đòn tiếp điểm DCL
- 8- Tiếp điểm động DCL
- 9- Tiếp điểm động DTĐ
- 10- Tủ truyền động DTĐ

2.3. Máy biến áp

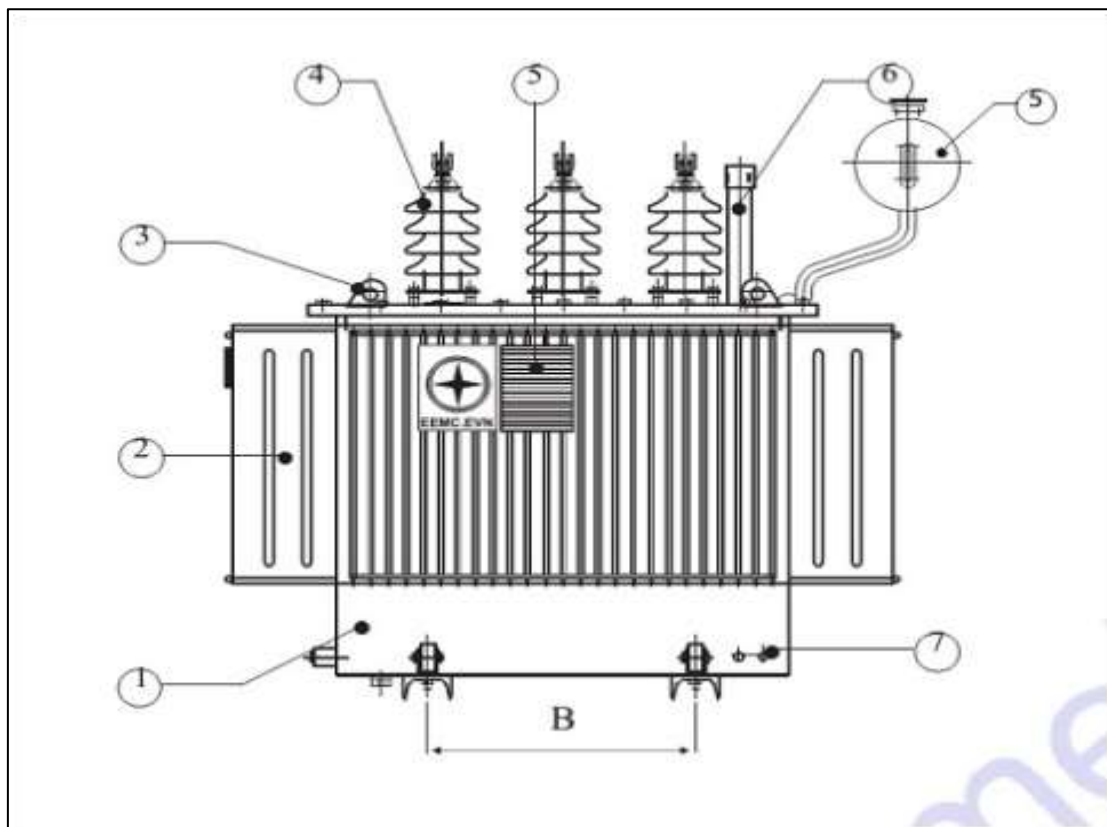
a. Khái niệm

Máy biến áp là một thiết bị điện từ tĩnh, làm việc trên nguyên lý cảm ứng điện từ, biến đổi từ cấp điện áp này thành cấp điện áp khác, với tần số không thay đổi.

b. Chức năng

- Biến đổi điện áp
- Truyền tải điện năng đi xa

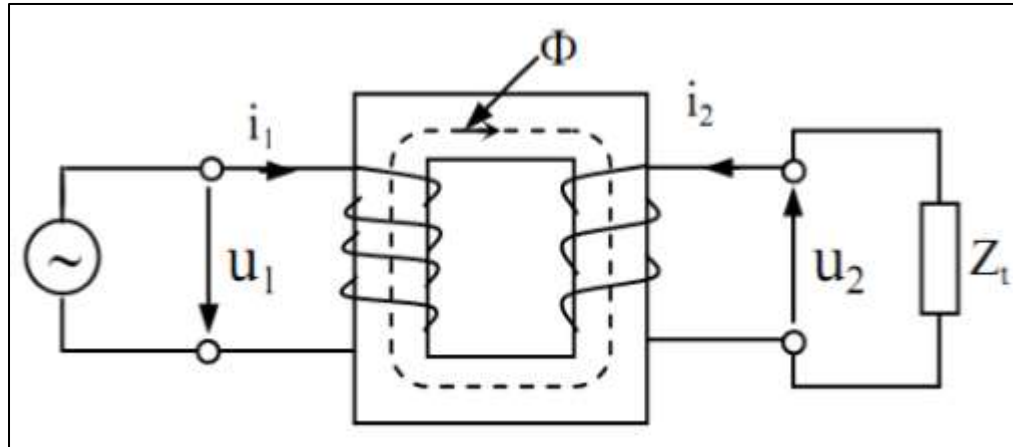
c. Cấu tạo



- 1- Thùng dầu chính
- 2- Cánh tản nhiệt
- 3- Móc cầu ruột máy
- 4- Sứ cao áp
- 5- Bình dầu phụ
- 6- Mác máy
- 7- Van xả và lấy mẫu
- 8- Vấu bắt tiếp địa

d. Nguyên lý hoạt động

Máy biến áp có nhiệm vụ biến đổi điện áp dựa trên hiện tượng cảm ứng điện từ.



Dây quấn sơ cấp có N_1 vòng, dây quấn thứ cấp có N_2 vòng. Cấp điện áp U_1 xoay chiều vào dây quấn sơ cấp, sẽ có dòng điện sơ cấp I_1 . Dây quấn thứ cấp nối với tải.

Dòng I_1 sinh ra từ thông Φ biến thiên chạy trong lõi thép có chiều như hình vẽ, qua dây quấn sơ cấp và thứ cấp và là từ thông chính của máy biến áp.

Do dòng điện I_1 biến thiên nên từ thông Φ cũng biến thiên, theo quy luật cảm ứng điện từ, ở các dây quấn có sức điện động cảm ứng.

Từ thông Φ biến thiên theo hàm sin

$$\Phi = \Phi_m \sin \omega t$$

Sức điện động dây quấn sơ cấp e_1

$$\begin{aligned} e_1 &= -w_1 \frac{d\Phi}{dt} = -w_1 \frac{d(\Phi_m \sin \omega t)}{dt} \\ e_1 &= -w_1 \Phi_m \omega \cos \omega t = 2\pi f \cdot w_1 \Phi_m \sin(\omega t - 90) \\ e_1 &= 4,44 f \cdot w_1 \Phi_m \sqrt{2} \sin(\omega t - 90) \end{aligned}$$

Trị hiệu dụng của sức điện động sơ cấp

$$E_1 = 4,44 f \cdot w_1 \Phi_m$$

Ta suy ra

$$e_1 = \sqrt{2}E_1 \sin(\omega t - 90)$$

Sức điện động dây quấn thứ cấp e_2 :

$$\begin{aligned} e_2 &= -w_2 \frac{d\varnothing}{dt} = -w_2 \frac{d(\varnothing_m \sin \omega t)}{dt} \\ e_2 &= -w_2 \varnothing_m \omega \cos \omega t = 2\pi f \cdot w_2 \varnothing_m \sin(\omega t - 90) \\ e_2 &= 4,44 f \cdot w_2 \varnothing_m \sqrt{2} \sin(\omega t - 90) \end{aligned}$$

Trị hiệu dụng của sức điện động thứ cấp

$$E_2 = 4,44 f \cdot w_2 \varnothing_m$$

Ta suy ra:

$$e_2 = \sqrt{2}E_2 \sin(\omega t - 90)$$

Trị hiệu dụng của sức điện động sơ cấp và thứ cấp

$$\frac{E_1}{E_2} = \frac{N_1}{N_2} = k$$

Với k là hệ số biến áp

Bỏ qua tổn thất trên các dây quấn ta có $U_1 \approx E_1, U_2 \approx E_2$

$$\frac{U_1}{U_2} \approx \frac{E_1}{E_2} = \frac{N_1}{N_2} = k$$

Bỏ qua tổn hao trong máy biến áp, có thể coi gần đúng

$$\begin{aligned} U_1 I_1 &\approx U_2 I_2 \\ \frac{U_1}{U_2} &= \frac{I_2}{I_1} = k \end{aligned}$$

Trong đó nếu:

$k > 1$: Máy biến áp hạ áp

$k < 1$: Máy biến áp tăng áp

Ngoài từ thông chính $\varnothing$, trong máy biến áp còn có từ thông tản. Từ thông tản móc vòng lấy các dây quấn và tản ra ngoài không khí.

2.4. Máy biến điện áp (TU)

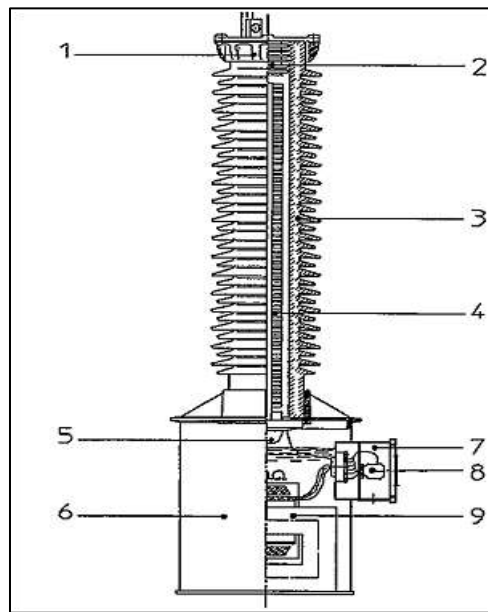
a. Khái niệm:

TU là thiết bị điện dùng để biến đổi điện áp cao xuống điện áp thấp hơn phù hợp với các thiết bị đo lường, bảo vệ, điều khiển.

b. Chức năng:

- Đo lường
- Cấp tín hiệu cho rơ le để bảo vệ hệ thống
- Cung cấp tín hiệu điều khiển

c. Cấu tạo:



- 1- Phần đầu TU
- 2- Khối bù
- 3- Sứ cách điện
- 4- Phần tự tác dụng
- 5- Sứ xuyên trung gian
- 6- Thùng thép mạ kẽm ngâm dầu
- 7- Hộp dầu nối đầu ra thứ cấp
- 8- Các đầu ra thứ cấp
- 9- Máy biến áp cảm ứng trung gian và cuộn dây bù

2.5. Máy biến dòng điện (TI)

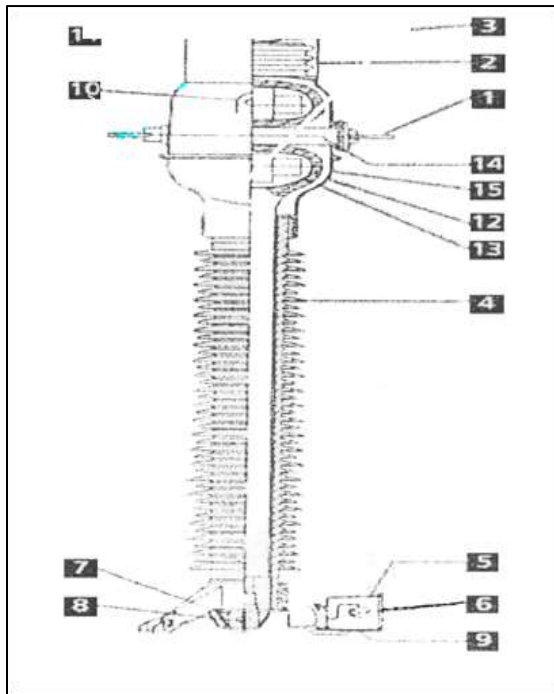
a. Khái niệm:

TI là thiết bị điện dùng để biến dòng điện cao xuống dòng điện thấp phù hợp với các thiết bị đo lường, bảo vệ, điều khiển.

b. Chức năng:

- Đo lường
- Cấp tín hiệu cho rơ le để bảo vệ hệ thống
- Cung cấp tín hiệu điều khiển

c. Cấu tạo:



- 1- Đầu nối sơ cấp
- 2- Ống dầu giãn nở
- 3- Vít nạp dầu
- 4- Sứ cách điện
- 5- Hộp đầu nối thứ cấp
- 6- Các đầu nối thứ cấp
- 7- Van xả dầu
- 8- Đầu nối đất
- 9- Tấm nắp đệm
- 10-Vấu nâng
- 11-Bộ chỉ thị mức dầu
- 12- Cách điện cao áp
- 13-Các lõi và cuộn dây thứ cấp
- 14-Cuộn dây sơ cấp
- 15- Đầu máy biến dòng

2.6. Chống sét van

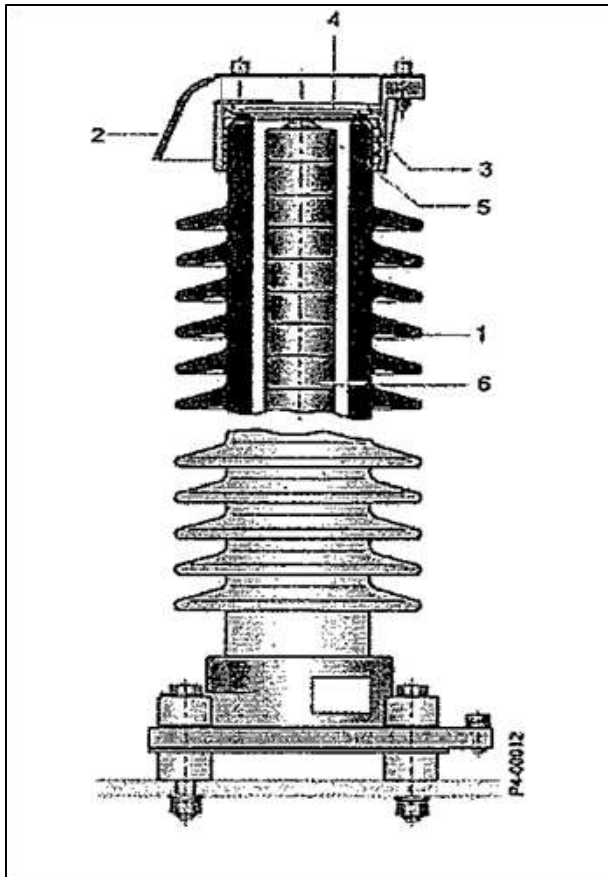
a. Khái niệm:

Chống sét van (CSV) là một thiết bị bảo vệ trong hệ thống điện có nhiệm vụ chống lại hiện tượng quá điện áp gây ra bởi sét đánh trực tiếp hoặc gián tiếp, sóng quá điện áp do đóng cắt thiết bị, sự cố trong lưới điện.

b. Chức năng:

- Chống quá điện áp

c. Cấu tạo:



- 1- Sứ cách điện
- 2- Lò giải phóng áp lực
- 3- Đệm kín
- 4- Màn chắn giảm áp
- 5- Lò xo nén
- 6- Điện trở phi tuyến

2.7. Dao tiếp địa

a. Khái niệm:

Dao tiếp địa là một thiết bị **chuyên dùng trong hệ thống điện trung và cao áp để nối trực tiếp phần mạch điện xuống đất** tạo điều kiện an toàn cho nhân viên bảo trì, sửa chữa.

b. Chức năng:

- Bảo vệ an toàn cho người khi đang sửa chữa
- Xã điện tích tĩnh

2.8. Recloser

a. Khái niệm chung:

Recloser (tự động đóng lặp lại) là thiết bị đóng-cắt tự động trên lưới điện trung áp, có khả năng tự động đóng lại sau khi cắt điện do sự cố tạm thời. Thiết bị này được lắp đặt trên đường dây phân phối để nâng cao độ tin cậy cung cấp điện.

b. Cấu tạo của recloser:

Một Recloser gồm 2 phần chính:

- Phần chính:
 - + Bộ cực đóng – cắt: Gồm các tiếp điểm chính để đóng ngắt dòng điện.
 - + Bình chứa môi chất cách điện và dập hồ quang: Có thể dùng SF₆ hoặc dầu cách điện.
 - + Cảm biến dòng điện và điện áp: Được tích hợp để giám sát dòng và điện áp trong hệ thống.
- Tủ điều khiển:
 - + Bộ điều khiển kỹ thuật số (Relay điều khiển): Tích hợp chức năng bảo vệ, đo lường, tự động tái đóng.
 - + Pin/bộ nguồn dự phòng: Đảm bảo hoạt động trong điều kiện mất nguồn.
 - + Giao diện người dùng: Màn hình, nút bấm, hoặc cổng kết nối SCADA.

c. Nguyên lý làm việc:

Recloser hoạt động theo nguyên lý:

Phát hiện sự cố (quá dòng, ngắn mạch) nhờ cảm biến và rơ le tích hợp. Ngắt mạch điện để cách ly sự cố. Sau một khoảng thời gian định trước, Recloser tự động đóng lại:

Nếu sự cố đã được khắc phục (ví dụ như sự cố tạm thời do sét), thì hệ thống tiếp tục hoạt động bình thường. Nếu sự cố vẫn còn, Recloser sẽ tiếp tục lặp lại quá trình cắt – đóng theo số lần cài đặt. Nếu sau số lần tái đóng mà sự cố vẫn tồn tại, Recloser sẽ khóa ở trạng thái mở, cần sự can thiệp của nhân viên vận hành.

CHƯƠNG 3: BẢO VỆ RƠ LE

3.1. Tổng quan

3.1.1. Lịch sử hình thành và phát triển rơ le

Vào năm 1900, rơ le bảo vệ cơ điện được đề xuất bởi tác giả Stillwell mục đích để bảo vệ cho hệ thống điện. Sau khi sáng lập, nhóm nghiên cứu xây dựng một nền tảng lý thuyết và từng bước làm chủ được công nghệ thiết kế. Phát triển từ các loại bảo vệ quá dòng thông thường đến các loại bảo vệ khác như rơ le bảo vệ quá dòng có hướng, bảo vệ khoảng cách, bảo vệ so lệch,... Mặc dù còn khá nhiều hạn chế về các thông số chỉnh định, chức năng và tiếp điểm đầu ra tuy nhiên nó là nền tảng để phát triển rơ le bảo vệ sau này. Theo xu hướng phát triển công nghệ trên thế giới có nhiều hãng sản xuất rơ le bảo vệ nổi tiếng và được tin dùng như: Schneider (1951), Siemens (1970), General Electric – GE (1980), Schweitzer Engineering Laboratories – Sel (1984), ABB thành lập năm 1988 trên cơ sở của hai công ty Sweden và BBC của Switzerland,....

Cho đến hiện nay phát triển và hình thành ba chủng loại rơ le bảo vệ: cơ điện, tĩnh và kỹ thuật số sau hơn 100 năm.

Rơ le bảo vệ cơ điện là thế hệ đầu tiên có cấu đơn giản bao gồm: cuộn dây đầu vào, lò xo và tiếp điểm đầu ra. Khi tín hiệu đầu vào tạo ra lực từ trường lớn hơn lực cơ khí của lò xo thì tiếp điểm đầu ra sẽ đóng kích hoạt chức năng bảo vệ. Thay đổi các nấc thang đặt (TAP) sẽ làm thay đổi giá trị tác động của rơ le hoặc có thể điều chỉnh vít điều chỉnh lò xo.

Năm 1950 rơ le tĩnh bắt đầu xuất hiện thay thế cho rơ le cơ điện. Cùng với sự tiến bộ về linh kiện điện tử rơ le tĩnh được thiết kế nhỏ gọn, nhẹ và kinh tế. Rơ le chuyển đổi tín hiệu tương tự dòng và áp đầu vào thành điện áp DC có giá trị 3-5 V_{dc} thông qua các bộ linh kiện điện tử đã thiết kế có trong rơ le. Tuy nhiên nhược điểm của rơ le này là dễ tác động nhầm khi các linh kiện điện tử bị hỏng hoặc các lỗi từ nguông cung cấp.

Rơ le kỹ thuật số sử dụng vi xử lý có cài đặt thuật toán với đầu vào là tương tự và số, đầu ra là số và đèn LED. Giá trị chỉnh định được cài đặt bằng phím bấm và rơ le bảo vệ dựa vào thuật toán để đưa ra quyết định. Rơ le kỹ thuật số mang lại một số ưu việt về kỹ thuật như độ tin cậy, phân tích sự cố, giảm thiểu số lượng bảng điện và giảm chi phí kiểm tra định kỳ, thiết bị này có thể kết nối mạng thông tin nhằm phục vụ các giải pháp SCADA. Theo từng hãng thì các rơ le bảo vệ kỹ thuật số sẽ tích hợp nhiều các tính năng hiện đại khác nhau nhưng nó phải đảm bảo được các tiêu chuẩn sau:

- Chức năng bảo vệ
- Chức năng điều khiển
- Chức năng giám sát
- Chức năng truyền thông
- Chức năng tín hiệu
- Chức năng ghi sự kiện.

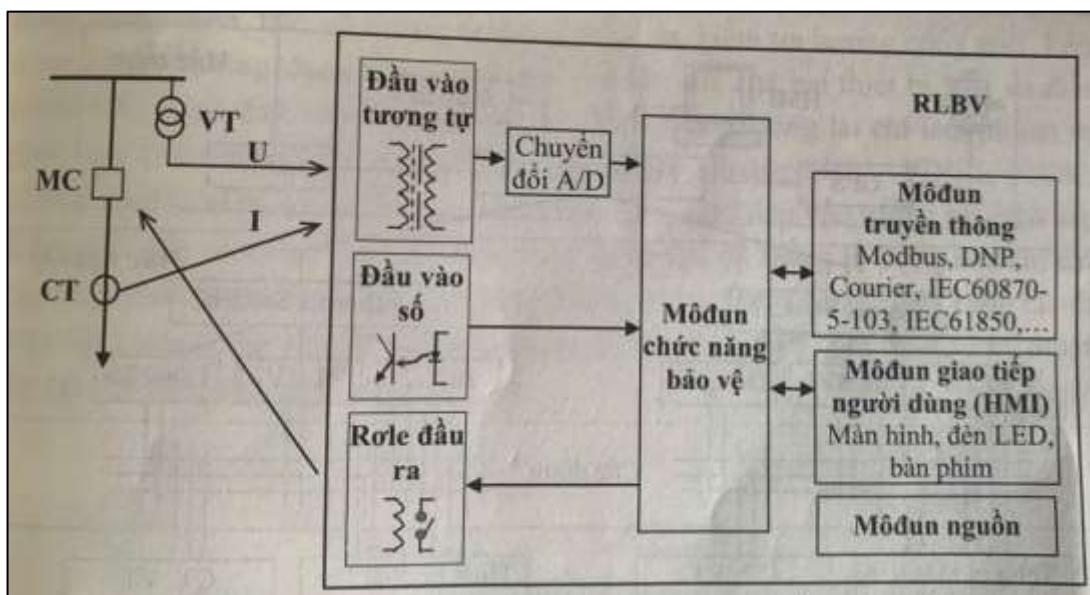
3.1.2. Hệ thống rơ le bảo vệ kỹ thuật số

Hiện nay ở Việt Nam rơ le bảo vệ kỹ thuật số truyền thống có các loại môđun sau:

- Môđun đầu vào tương tự và số.
- Môđun chức năng bảo vệ.
- Môđun nguồn.
- Môđun chuyển đổi tương tự - số (A/D).
- Môđun đầu ra.
- Môđun truyền thông, giao tiếp.

Rơ le bảo vệ kỹ thuật số phải phát hiện và giám sát được các sự cố hay hư hỏng nội bộ như phần mềm cài đặt, phần cứng và mạch nguồn cấp điện để từ đó có thể đưa ra cảnh báo hoặc tín hiệu đi khóa các chức năng bảo vệ.

Rơ le bảo vệ làm việc theo tín hiệu điện và liên kết với hệ thống điện thông qua các CT, VT. Tín hiệu dòng điện, điện áp qua bộ biến đổi đầu vào sẽ được so sánh với giá trị cài đặt của rơ le và nếu vượt quá hay kém ngưỡng này thì rơ le sẽ tác động đưa tín hiệu đi cắt các MC lân cận và đưa ra cảnh báo.



3.1.3. Các yếu tố gây hư hỏng rơ le bảo vệ kỹ thuật số

Rơ le bảo vệ là một thiết bị đóng vai trò quan trọng trong quá trình hoạt động và vận hành Hệ Thống Điện. Tuy nhiên, nó cũng có tuổi thọ và bị hư hỏng. Vì vậy, ta cần phải chú ý đến các yếu tố liên quan làm hư hỏng thiết bị bảo vệ để từ đó đưa ra giải pháp khắc phục và biện pháp hợp lý. Các yếu tố gây ra hư hỏng ở rơ le bảo vệ:

- Yếu tố nguồn điện:

Rơ le muốn hoạt động đúng thì cần được cấp nguồn điện ổn định và nằm trong khoảng cho phép, điều này thường được ghi rõ trên nhãn thiết bị. Chẳng hạn như rơ le Schneider P443 có thể dùng nguồn một chiều từ 110 đến 250 VDC hoặc xoay chiều từ 100 đến 240 VAC. Nếu cấp sai nguồn điện (quá cao hoặc quá thấp), rơ le có thể không hoạt động được, thậm chí bị hư hoặc làm việc sai. Khi rơ le không hoạt động, cần ngắt nguồn bằng cách cắt CB (aptomat) để tránh gây thêm hư hỏng.

Điều khiển máy cắt bằng rơ le: Trong sơ đồ điều khiển, rơ le thường điều khiển đóng/cắt máy cắt (MC). Có một đầu vào gọi là BII dùng để theo dõi mạch điều khiển. Nguồn cấp cho đầu vào này thường giống với nguồn chính (ví dụ: 110V hoặc 220V DC). Nếu đấu nối sai, đặc biệt là đấu ngược cực hoặc dùng sai điện áp, rơ le có thể hư hoặc không nhận tín hiệu đúng. Điều này có thể làm hỏng cả cuộn đóng hoặc cuộn cắt của máy cắt. Vì vậy, khi thiết kế, cần nối đúng các tiếp điểm phụ như 52a và 52b để rơ le biết được máy cắt đang ở trạng thái đóng hay cắt, từ đó phản ứng chính xác. Một số hãng sản xuất còn yêu cầu thời gian trễ nhất định (ví dụ hơn 500 ms) để tín hiệu ổn định

- Yếu tố cơ học:

Role bảo vệ kỹ thuật số (RLBV KTS) có thể bị hư hỏng do các nguyên nhân liên quan đến cơ khí hoặc cấu tạo vật lý bên trong. Những hỏng hóc này thường xảy ra sau một thời gian dài sử dụng hoặc do lỗi từ khi lắp đặt, sản xuất. Một số nguyên nhân thường gặp gồm:

- + Lỗi trong bản mạch in: Có thể do mối hàn không chắc chắn, hoặc do rung động lâu ngày làm nứt gãy mạch.

- + Va chạm hoặc rung lắc mạnh: Khi rơ le đang hoạt động mà bị va đập hay rung mạnh, ví dụ như khi di chuyển thiết bị, cũng có thể làm hỏng các tiếp điểm hoặc linh kiện bên trong.

+ Bật/tắt MCB khi có tải: Nếu cắt hoặc đóng cầu dao nguồn cấp cho role (MCB) khi đang có dòng điện lớn, có thể gây tia lửa điện, làm hỏng tiếp điểm hoặc khiến role tác động sai.

Dù những lỗi trên không làm role mất chức năng hoàn toàn (đèn báo "Healthy" vẫn sáng), nhưng chúng có thể làm máy cắt không hoạt động đúng lúc cần thiết, gây ảnh hưởng đến việc bảo vệ và vận hành hệ thống điện. Vì vậy, cần phát hiện và xử lý kịp thời để tránh sự cố lan rộng.

- Yếu tố khí hậu:

Thời tiết và khí hậu có ảnh hưởng đáng kể đến độ bền của rơ le bảo vệ kỹ thuật số (RLBV KTS). Ở Việt Nam, nơi có khí hậu nhiệt đới ẩm, điều này càng trở nên quan trọng. Tuổi thọ trung bình của RLBV thường khoảng 20 năm. Tuy nhiên, các tài liệu kỹ thuật của nhà sản xuất thường quy định rằng rơ le có thể hoạt động tốt trong môi trường có nhiệt độ từ -5°C đến $+55^{\circ}\text{C}$ và độ ẩm tương đối trung bình không quá 75%, và có thể chịu được độ ẩm tối đa lên đến 95% trong thời gian ngắn.

Mặc dù vậy, trên thực tế, một số đơn vị vận hành không có hệ thống điều hòa hoặc máy hút ẩm hoạt động hiệu quả. Điều này dẫn đến việc nhiệt độ và độ ẩm môi trường cao kết hợp với bụi bẩn làm tăng nguy cơ các bộ phận bên trong rơ le bị ăn mòn, gây ra lỗi hoặc làm hỏng màn hình LCD, hoặc thậm chí làm rơ le bị treo. Thời tiết và khí hậu có ảnh hưởng đáng kể đến độ bền của rơ le bảo vệ kỹ thuật số (RLBV KTS). Ở Việt Nam, nơi có khí hậu nhiệt đới ẩm, điều này càng trở nên quan trọng. Tuổi thọ trung bình của RLBV thường khoảng 20 năm. Tuy nhiên, các tài liệu kỹ thuật của nhà sản xuất thường quy định rằng rơ le có thể hoạt động tốt trong môi trường có nhiệt độ từ -5°C đến $+55^{\circ}\text{C}$ và độ ẩm tương đối trung bình không quá 75%, và có thể chịu được độ ẩm tối đa lên đến 95% trong thời gian ngắn.

Mặc dù vậy, trên thực tế, một số đơn vị vận hành không có hệ thống điều hòa hoặc máy hút ẩm hoạt động hiệu quả. Điều này dẫn đến việc nhiệt độ và độ ẩm môi trường cao kết hợp với bụi bẩn làm tăng nguy cơ các bộ phận bên trong rơ le bị ăn mòn, gây ra lỗi hoặc làm hỏng màn hình LCD, hoặc thậm chí làm rơ le bị treo

- Yếu tố môi trường:

Môi trường xung quanh cũng là một yếu tố rất quan trọng có thể gây ra hư hỏng cho rơ le. Nó bao gồm độ ẩm, hơi nước, bụi bẩn, các chất khí gây ăn mòn và các hóa chất ô nhiễm khác. Độ ẩm có thể ngấm vào các bộ phận vật liệu, gây oxy hóa (gỉ sét) và thậm chí làm ngắn mạch hoặc phóng điện bên trong mạch điện. Môi trường có độ ẩm

cao cũng tạo điều kiện thuận lợi cho nấm mốc phát triển trên các bảng mạch điện tử (PCCC) của rơ le. Để hạn chế điều này, một số nhà sản xuất sử dụng lớp phủ đặc biệt (lớp phủ bảo vệ) trên bề mặt bảng mạch để chống lại hơi ẩm và các tác động môi trường khác, cũng như ngăn ngừa nấm mốc. Ngoài ra, các thiết bị thử tự bảo vệ (TBA) cũng là một trong những nguyên nhân gây nhiễu đối với RLBV KTS, và điều này cần phải được xem xét cẩn thận cho nhiều bộ phận được lắp đặt gần nhau. Khi có sự cố hay dòng cắt lớn xảy ra làm việc bình thường của nó.

- Yếu tố vận hành:

Việc thiết bị rơ le bảo vệ (RLBV) hoạt động sai thường là do con người. Khi cài đặt vai trò rơ le, cần tuân thủ đúng quy định an toàn để tránh đóng điện nhầm lúc có sự cố. Ví dụ, trạm biến áp (TBA) 110 kV nếu không được thiết lập đúng sẽ có thể gây ra sự cố chạm ngắn ra ngoài đường dây 22 kV khi chạy RLBV tại điện áp 22 kV.

Ngoài ra, dù các nhà sản xuất đều có hướng dẫn cập nhật phần mềm điều khiển, song nhiều đơn vị lại không thường xuyên cập nhật. Điều này dẫn tới việc phần mềm lỗi thời không tương thích với thiết bị hoặc không hỗ trợ các chức năng mới. Một số dòng rơ le sản xuất trước năm 2017 (như Schneider P139, P445, Toshiba GRD200...) không hỗ trợ đầy đủ, cần nâng cấp firmware nếu dùng tại TBA 110 kV.

Về đo lường, các giá trị công suất P, Q được lấy từ RLBV hoặc BCU. Tuy nhiên, việc đo này phụ thuộc vào chiều dòng điện. Ví dụ:

+ Với máy phát: công suất phát ra (P) là dương, công suất phản kháng hút vào (Q) là âm. Với đường dây: công suất đi ra (P, Q) là dương.

+ Với máy biến áp: công suất từ lưới vào MBA là dương.

Phần lớn lỗi do thao tác nhầm ở các thiết bị như máy cắt, dao cách ly hoặc điều khiển từ xa. Những lỗi này chiếm tới 80% các sự cố trong trạm.

Phân quyền điều khiển:

Các thiết bị như máy cắt (MC), dao cách ly (DCL), dao tiếp địa (DTD), OLTC cần được phân quyền điều khiển rõ ràng. Có 2 kiểu phân quyền:

+ Local: điều khiển tại chỗ

+ Remote: điều khiển từ xa qua HMI, BCU, hoặc TTDK

Bảng phân quyền:

+ Thiết bị tại trạm: điều khiển Local

+ Điều khiển từ xa: dùng RCP hoặc BCU

- + TTDK: có thể ép chế độ Local từ xa

Các lỗi thường gặp:

Lỗi tiếp điểm hoặc mất tín hiệu khiến thiết bị hiển thị sai trạng thái, gây hiểu nhầm.

Lệnh reset chưa được thực hiện đúng (reset RLbv, GTW, F86).

Không kiểm tra kỹ trạng thái các khóa chuyển chế độ trước khi thao tác.

Điều khiển OLTC:

- + Khi điều khiển tăng/giảm nấc điện áp OLTC, cần đảm bảo các điều kiện sau:
- + Kiểm tra aptomat nguồn cấp có ở trạng thái bật.
- + Đặt đúng chế độ làm việc: độc lập, song song, tự động hoặc thủ công.
- + Giao tiếp giữa các thiết bị phải ổn định qua E-LAN.

Các nút điều khiển có thể đặt trên:

- + Mặt tủ điều khiển (Local/Remote)
- + Màn hình điều khiển từ xa Hệ thống SmartVU (qua HMI)

Lỗi thường gặp:

- + HMI chỉ gửi được lệnh đơn (như bật/tắt) nhưng không gửi được các lệnh liên động (F79, F25...).
- + Cấu hình IEC61850 không đầy đủ khiến không truyền được lệnh điều khiển đôi.
- + Không kiểm tra kỹ trạng thái các khóa phân quyền, dẫn tới không thao tác được

3.2. Nguyên lý hoạt động và phương thức bảo vệ của rơ le bảo vệ

3.2.1. Nguyên lý hoạt động của rơ le

Rơ le bảo vệ là một thiết bị tự động đóng vai trò giám sát tình trạng của đối tượng bảo vệ như đường dây, máy phát, máy biến áp, động cơ,... Khi có sự cố, rơ le bảo vệ phát hiện và đưa tín hiệu đi cắt các phần tử bị sự cố thông qua máy cắt (MC), đồng thời cũng đưa tín hiệu đi cảnh báo cho nhân viên ca trực vận hành để kịp thời sửa chữa. Một rơ le làm việc đúng là khi đưa tín hiệu đi cắt đúng phần tử bị sự cố và cô lập vùng sự cố trong thời gian ngắn trong khi chờ phục hồi hệ thống. Rơ le làm việc sai khi đưa tín hiệu cắt phần tử không có sự cố hoặc không đưa tín hiệu đi cắt máy cắt khi có sự cố xảy ra.

3.2.2. Phương thức bảo vệ của rơ le

a) Bảo vệ đường dây truyền tải điện

Trong hệ thống điện, đường dây trên không và đường dây cáp chiếm tỷ trọng lớn nhất. Các sự cố phần lớn xảy ra trên các đường dây này, vì vậy rơ le bảo vệ đường dây phải đảm nhiệm nhiều chức năng như bảo vệ khoảng cách, bảo vệ so lệch, bảo vệ quá dòng,... nhằm nhanh chóng phát hiện và xử lý sự cố giảm thiểu rủi ro cho hệ thống.

Mức độ hư hỏng của sự cố trên đường dây thường rất đa dạng, tương tự như các lỗi ngắn mạch, hồ quang điện, mài mòn hay gãy dập do tác động ngoại lực, thời tiết xấu,... Trong các hệ thống điện lớn như 220KV hoặc 500KV mỗi đường dây thường được trang bị hai hệ thống bảo vệ độc lập. Trong trường hợp bảo vệ chính không làm việc thì bảo vệ dự phòng sẽ đưa tín hiệu đi tác động kịp thời. Sau khi máy cắt ba pha thao tác, rơ le cần kiểm tra để tránh tác động đóng cắt không đồng pha.

b) Bảo vệ thanh cái

Các thanh góp đóng vai trò khá quan trọng trong hệ thống điện vì nó là đầu mối của nhiều phần tử trong hệ thống như đường dây, máy biến áp, máy phát, phụ tải,.. nên khi xảy ra sự cố trên thanh góp cũng gây ảnh hưởng nghiêm trọng đến quá hệ thống điện nên cần phải loại trừ một cách nhanh chóng và tin cậy.

c) Bảo vệ máy biến áp

Bảo vệ máy biến áp có thể thực hiện theo các nguyên lý khác nhau nó phụ thuộc vào công suất máy biến áp, cấp điện áp, điều kiện và trạng thái của trạm biến áp từ đó có thể hạn chế được các dạng sự cố và chế độ làm việc không bình thường của thiết bị. Tất cả các máy biến áp có các cấp điện áp 500 KV, 220 KV, 110 KV đều phải được trang bị bảo vệ so lệch máy biến áp 87T và chống quá tải 49. Chức năng bảo vệ chống chạm đất phải được trang bị cho các cuộn dây đầu Y và có trung tính nối đất. Bảo vệ 27/59 được sử dụng để giám sát hiện tượng quá áp hay kém áp các phía máy biến áp. Chức năng 24 sử dụng để chống quá kích thích được trang bị cho cuộn cao áp. Chức năng 59N phải được trang bị cho các cuộn dây đầu Y hay đầu Δ .

d) Bảo vệ máy phát điện và động cơ

Hiện nay máy phát điện có nhiều chủng loại cũng như công suất định mức khác nhau. Tùy theo thiết kế với các yêu cầu về độ tin cậy, mức độ dự phòng, độ nhạy,... mà ta lựa chọn phương thức bảo vệ cho phù hợp. Các chức năng của bảo vệ sẽ

được trang bị theo yêu cầu công nghệ của nhà sản xuất máy phát điện. Đối với máy phát điện công suất lớn cần phải sử dụng hai hệ thống bảo vệ độc lập nhau.

3.3. Các yêu cầu đối với thiết bị bảo vệ

3.3.1. Tính tin cậy (Reliability)

Hệ thống rơ le bảo vệ cần đảm bảo hai tiêu chí chính về tính tin cậy:

- Thứ nhất là tính tin cậy khi tác động (dependability), yêu cầu rơ le bảo vệ phải luôn hoạt động đúng chức năng khi hệ thống gặp sự cố.
- Thứ hai là tính an toàn (security), yêu cầu rơ le bảo vệ không tác động sai, không gây ra các sự cố mới khi hệ thống đang vận hành bình thường. Hai tiêu chí này đôi khi có thể mâu thuẫn nhau, vì khi tăng độ tin cậy tác động thì độ an toàn lại giảm, và ngược lại. Do đó, hệ thống bảo vệ hiện đại cần phải được thiết kế cân bằng hợp lý giữa hai yếu tố này. Thông thường, hệ số độ tin cậy của rơ le được thiết kế đạt giá trị từ 0,95 đến 0,99.

3.3.2. Tính chọn lọc (Selectivity)

Tính chọn lọc yêu cầu hệ thống bảo vệ phải xác định chính xác khu vực bị sự cố và cách ly đúng phạm vi đó ra khỏi hệ thống điện. Có hai khái niệm chọn lọc chính: Chọn lọc tuyệt đối: Bảo vệ chỉ tác động đối với phạm vi sự cố hoàn toàn xác định, không ảnh hưởng đến các phần khác. Chọn lọc tương đối: Bảo vệ có thể tác động trong một số trường hợp dự phòng, khi hệ thống gặp các sự cố phức tạp hoặc bảo vệ chính bị lỗi.

3.3.3. Tính tác động nhanh (High speed)

Mục đích của việc đảm bảo tính tác động nhanh cho hệ thống bảo vệ bao gồm:

- Giảm tối thiểu thiệt hại cho thiết bị khi xảy ra sự cố.
- Giảm khả năng lan rộng của sự cố qua các phần tử liên quan.
- Tăng tính ổn định của hệ thống điện khi xảy ra sự cố.
- Đảm bảo thiết bị bảo vệ độc lập tác động nhanh, góp phần nâng cao chất lượng điện năng.

Đặc biệt trong các hệ thống có nhiều máy phát làm việc song song, tính tác động nhanh giúp hạn chế thời gian gián đoạn điện áp và nâng cao hiệu quả ổn định hệ thống.

Nâng cao khả năng phục hồi và tự động đóng lại đường dây sau sự cố.

3.3.4 Độ nhạy (Sensitivity)

Độ nhạy của hệ thống bảo vệ phản ánh khả năng phát hiện các sự cố nhỏ, đảm bảo phát hiện và cách ly sự cố ngay cả khi dòng điện sự cố không quá lớn. Độ nhạy thường được xác định thông qua hệ số nhạy K_s , được tính dựa trên tỷ lệ giữa dòng điện sự cố nhỏ nhất có thể phát hiện và dòng điện lớn nhất trong chế độ vận hành bình thường.

3.3.5 Tính kinh tế (Economics)

Trong thiết kế hệ thống bảo vệ role, ngoài việc đảm bảo kỹ thuật, cần chú ý đến chi phí đầu tư, vận hành và bảo trì. Giải pháp bảo vệ phải đạt hiệu quả kinh tế tối ưu, cân đối giữa mức độ an toàn và chi phí hợp lý cho hệ thống điện.

3.4. Các dạng sự cố trong hệ thống điện

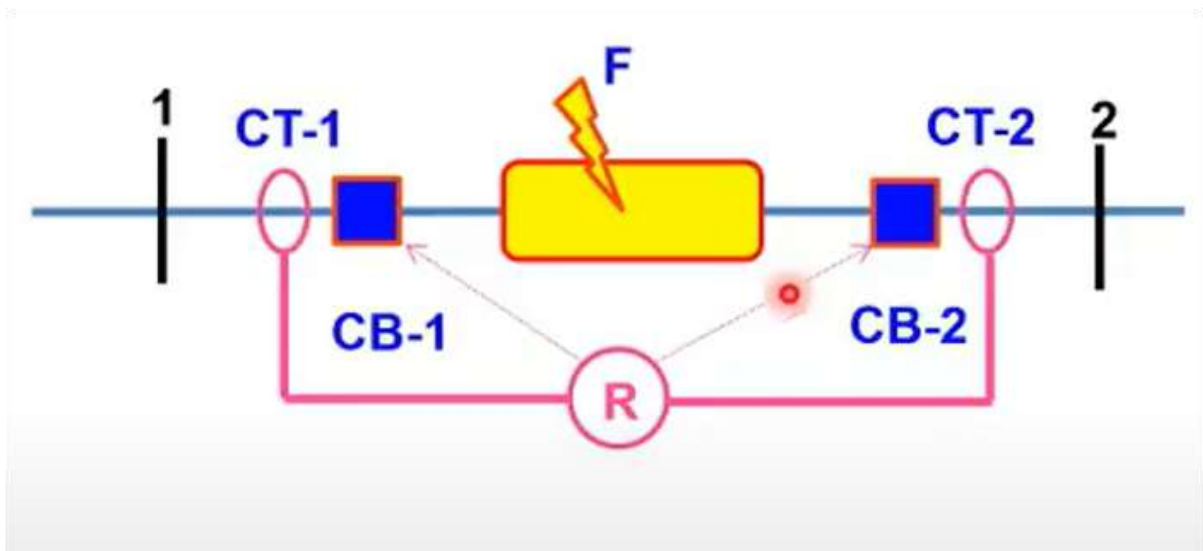
Trong lưới điện phân phối, các sự cố thường xảy ra do ảnh hưởng từ yếu tố tự nhiên, thiết bị hoặc con người. Việc phân loại các dạng sự cố giúp dễ dàng thiết kế hệ thống bảo vệ, nâng cao độ tin cậy và an toàn:

- Sự cố do ngắn mạch: Đây là dạng sự cố phổ biến nhất, xảy ra khi hai hoặc nhiều pha (hoặc pha và đất) chạm nhau. Gồm có các dạng ngắn mạch như:
 - + 1 pha chạm đất: Một pha chạm vào đất hoặc vật dẫn nối đất
 - + 2 pha chạm nhau: Hai dây pha tiếp xúc nhau (không chạm đất)
 - + 2 pha chạm nhau và chạm đất: Hai pha chạm nhau và đồng thời chạm đất
 - + 3 pha chạm nhau: Ba pha chạm nhau, không chạm đất
 - + 3 pha chạm đất: Ba pha cùng chạm nhau và chạm đất
- Sự cố quá tải: Xảy ra khi dòng điện tải vượt quá khả năng chịu đựng định mức của thiết bị hoặc đường dây trong thời gian dài
- Sự cố mất pha: Một trong ba pha bị mất điện hoàn toàn hoặc một phần, trong khi hai pha còn lại vẫn còn điện.
- Sự cố do sét đánh hoặc hiện tượng khí quyển: Sét đánh trực tiếp vào đường dây, cột điện. Gây quá điện áp đột ngột, phá hủy thiết bị cách điện và làm máy cắt tác động.
- Sự cố do tiếp xúc vật lý (thiên nhiên, con người): Cành cây rơi vào đường dây; thể lạ gây chập; tai nạn do thi công gần lưới điện
- Sự cố do thiết bị hỏng hóc: Máy biến áp hỏng cách điện. Máy cắt, dao cách ly không vận hành đúng.

3.5. Các loại bảo vệ bảo vệ

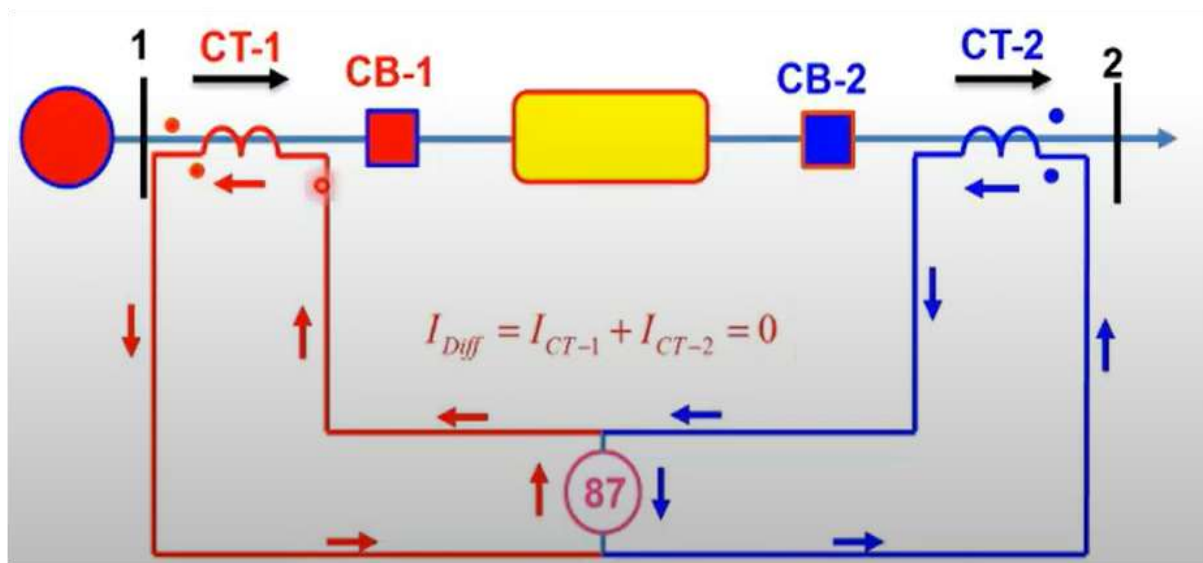
3.5.1. Bảo vệ so lệch máy biến áp 87T

Trong tất cả các chức năng bảo vệ thì bảo vệ so lệch có thể nói là bảo vệ có vùng bảo vệ rõ ràng và tốt nhất hiện nay.



Nó thực hiện so sánh sự khác nhau giữa dòng điện đi vào và đi ra khỏi đối tượng được bảo vệ. Vùng bảo vệ là khu giới hạn giữa hai CT ở hai đầu phần tử. Nếu có sự sai lệch giữa dòng điện vào và ra khỏi phần tử bảo vệ thì rơ le sẽ tác động (trip).

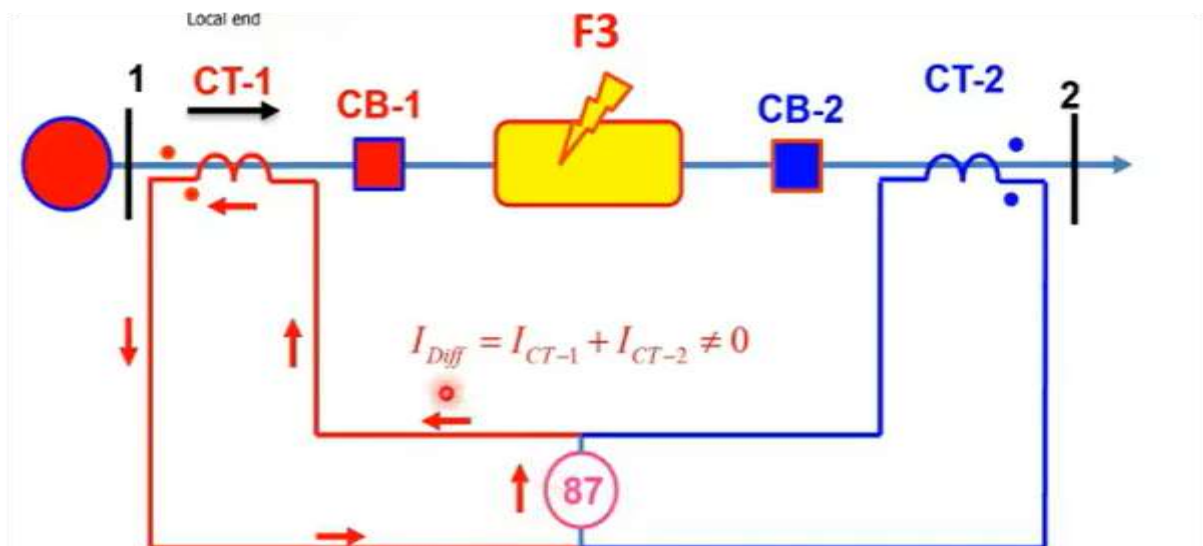
Khi vận hành bình thường trong điều kiện lý tưởng:



Trong điều kiện bình thường và có sự cố bên ngoài thì rơ le bảo vệ không tác động

$$I_{Diff} = I_{CT-1} + I_{CT-2} = 0$$

Khi có sự cố trong vùng bảo vệ:



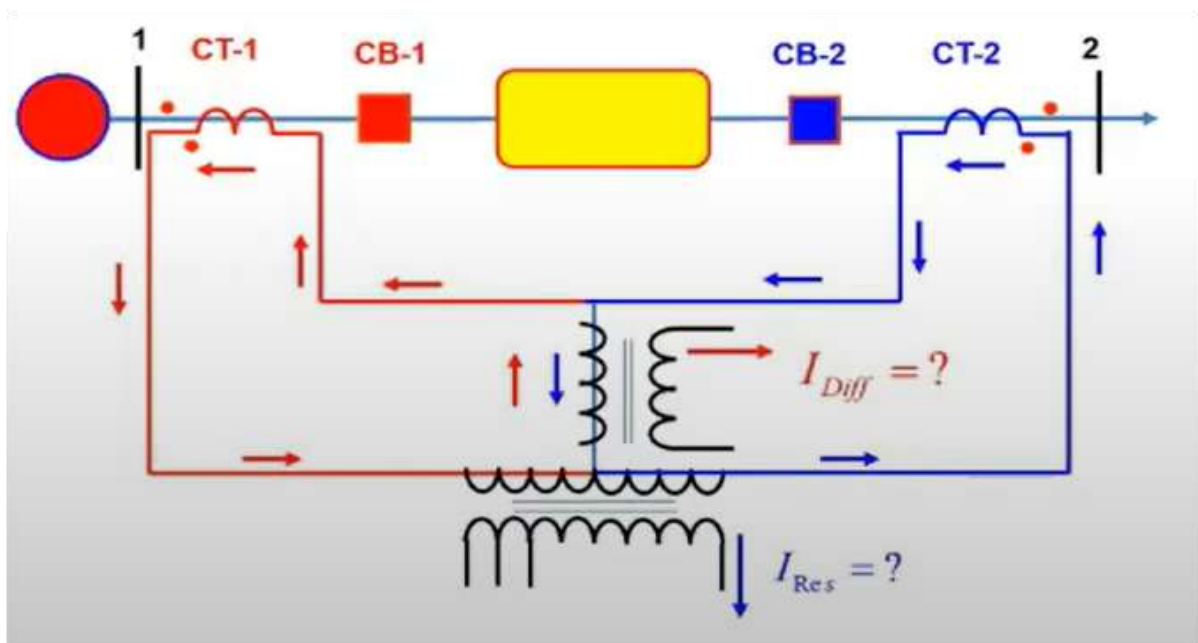
Khi sự cố xảy ra bên trong vùng bảo vệ thì dòng so lệch qua phần tử khác không

$$I_{Diff} = I_{CT-1} + I_{CT-2} \neq 0$$

⇒ Lúc này bảo vệ so lệch sẽ tác động.

Trong điều kiện thực tế, dòng điện so lệch tại các cực của relay không hoàn toàn triệt tiêu, ngay cả khi hệ thống hoạt động bình thường hoặc khi xảy ra sự cố ngoài vùng bảo vệ. Nguyên nhân chính là do hiện tượng từ hóa bất thường của máy biến dòng trong tình huống ngắn mạch, cũng như ảnh hưởng của điện trở các dây dẫn trong mạch điện. Để hạn chế các tác động sai và đảm bảo relay làm việc ổn định, thuật toán bảo vệ so lệch thường được bổ sung thêm cơ chế hãm dòng. Vai trò của dòng hãm là giúp relay duy trì độ ổn định, ngăn chặn hiện tượng tác động nhầm khi không thực sự có sự cố trong vùng bảo vệ.

*** Bảo vệ so lệch có hãm:**



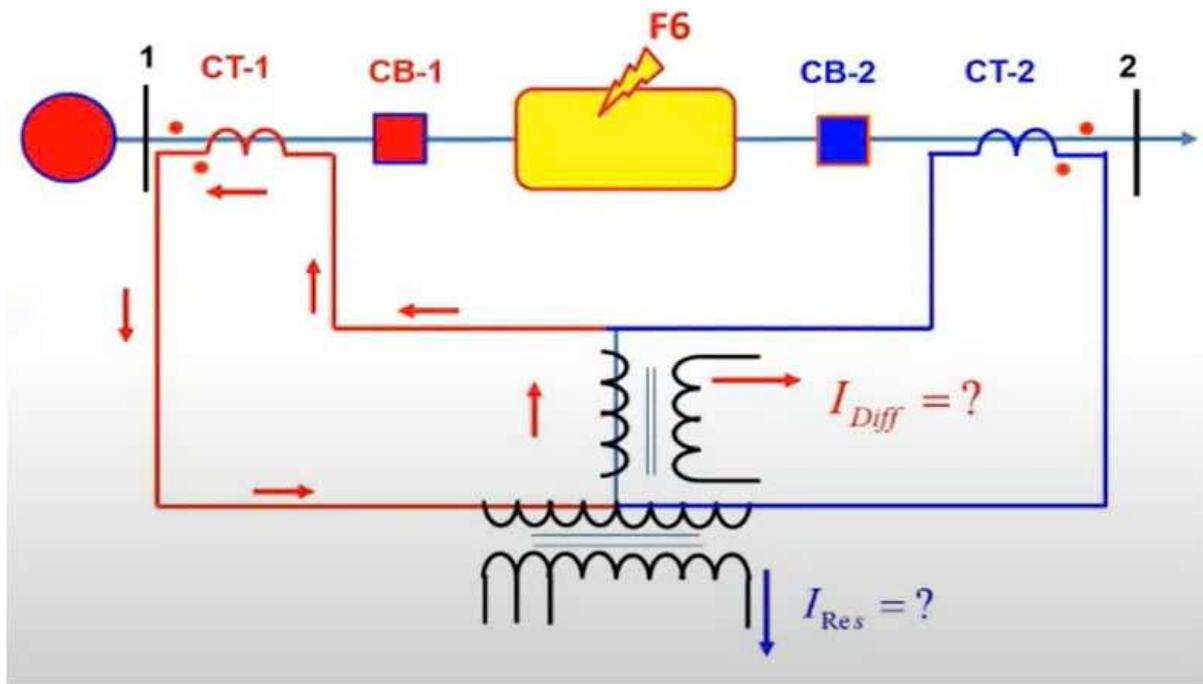
Nguyên tắc bảo vệ so lệch có hãm: $I_{Diff} > I_{Res}$

Khi có sự cố ngắn mạch bên ngoài hay ở chế độ làm việc bình thường:

$$I_{Diff} = |I_{CT-1} + I_{CT-2}|$$

$$I_{Res} = K_H (|I_{CT-1}| + |I_{CT-2}|)$$

$$\rightarrow I_{Diff} < I_{Res}$$



Khi có sự cố bên trong vùng bảo vệ dòng so lệch lớn hơn dòng hãm

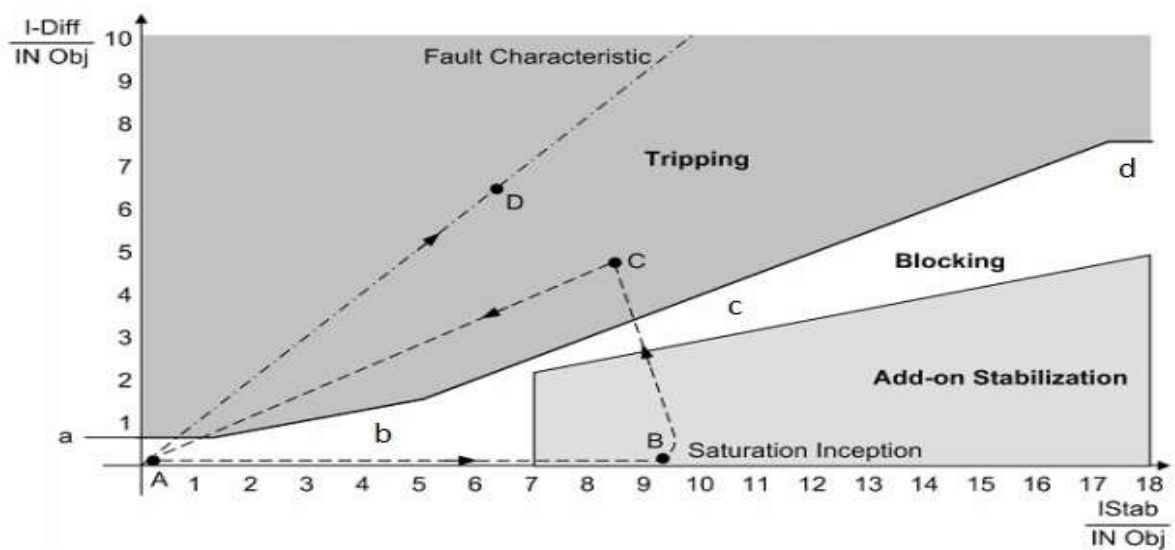
$$I_{Diff} = |I_{CT-1}|$$

$$I_{Res} = K_H (|I_{CT-1}|)$$

$$\rightarrow I_{Diff} > I_{Res}$$

⇒ Lúc này bảo vệ so lệch hãm sẽ tác động

*** Đường cong đặc tính bảo vệ:**



Nhánh a thể hiện khả năng nhận biết sự cố nội bộ của rơ le khi xuất hiện dòng chênh lệch nhỏ giữa hai phía máy biến áp. Dòng sai lệch này có thể do dòng từ hóa khi đóng máy hoặc sai số nhỏ từ thiết bị đo lường.

Nhánh b xét đến các sai số thay đổi tăng theo dòng tải hoặc dòng sự cố, thường do:

- + Độ chính xác không cao của biến dòng
- + Thay đổi đầu phân áp của máy biến áp làm mất cân bằng tỷ số dòng

Nhánh c: Khi có sự cố bên ngoài MBA, các CT có thể bão hòa không đều, gây ra dòng chênh lệch giả. Nhánh này mô tả phần đặc tính kích hoạt chức năng khóa bảo vệ tạm thời, tránh tác động sai khi không có sự cố bên trong.

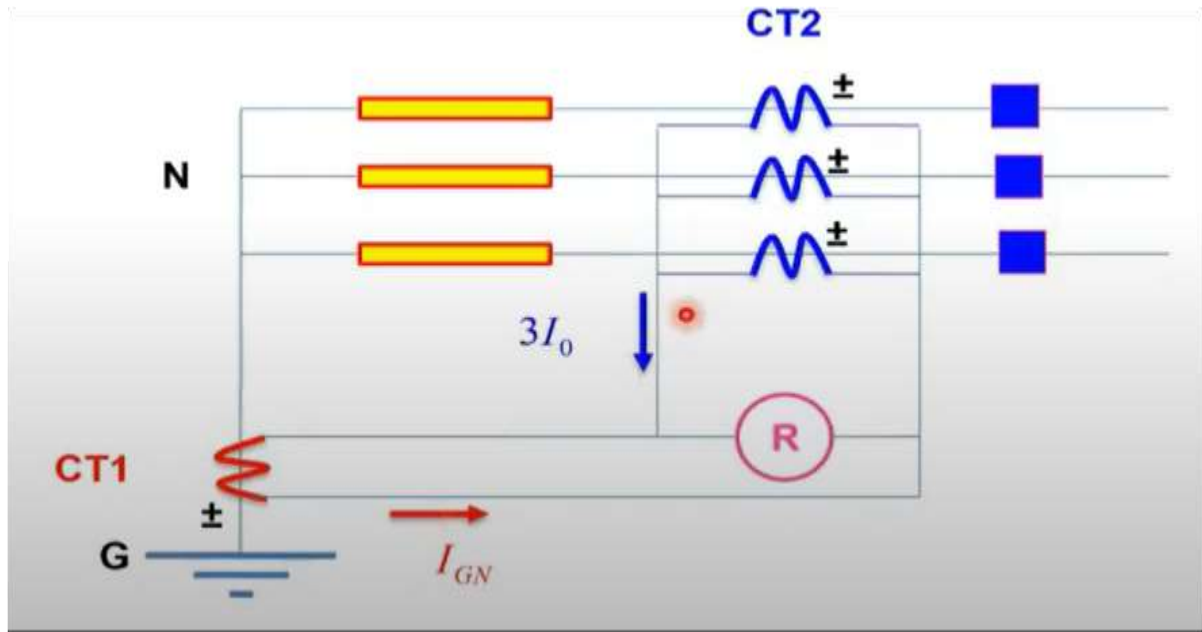
Nhánh d: Nhánh này mô tả phần đặc tính kích hoạt chức năng khóa bảo vệ tạm thời, tránh tác động sai khi không có sự cố bên trong. Lúc này, rơ le sẽ tác động ngay lập tức, không trì hoãn thời gian, để bảo vệ thiết bị khỏi hư hỏng nặng.

3.5.2 Bảo vệ so lệch đất 87N

Bảo vệ so lệch dòng điện thứ tự không không thích hợp để chống sự cố chạm đất ở máy biến áp có trung tính nối đất trực tiếp, nhưng có thể áp dụng cho máy biến áp có trung tính cách ly hoặc có trung tính nhân tạo.

Khi cần bảo vệ chống chạm đất cho máy biến áp nối đất trung tính, có thể chọn giữa bảo vệ quá dòng thứ tự không hoặc bảo vệ so lệch dòng thứ tự không, tùy thuộc vào đặc điểm tổ đấu dây và công suất máy biến áp.

Với bảo vệ quá dòng thứ tự không, tín hiệu lấy từ CT trung tính hoặc từ bộ ba CT lắp tại phía trung tính nối đất. Nếu trung tính nối đất qua tổng trở, bảo vệ quá dòng không đảm bảo độ nhạy cao, và bảo vệ so lệch dòng thứ tự không được ưu tiên lựa chọn. Bảo vệ so lệch dòng thứ tự không không sử dụng cơ chế hãm, mà hoạt động dựa trên việc so sánh giữa dòng trung tính và dòng thứ tự không của ba pha



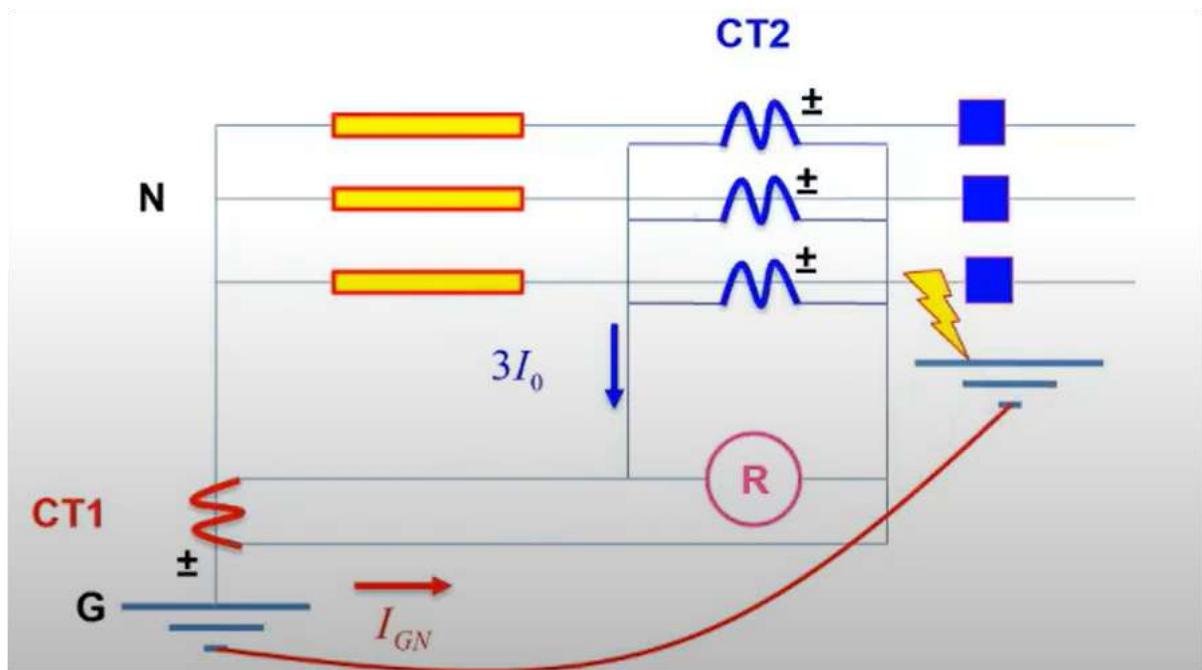
Khi làm việc bình thường

$$I_{Diff} = |I_{GN}|$$

$$I_{Res} = K_H (|I_{GN} - 3I_0| - |I_{GN} + 3I_0|)$$

$$I_{Diff} < I_{Res}$$

⇒ Bảo vệ không tác động



Khi có ngắn mạch ngoài vùng bảo vệ

$$I_{Diff} < I_{Res}$$

$$I_{Diff} > I_{Res}$$

K_{at} : Hệ số an toàn lấy từ 1,2 – 1,3

Kiểm tra độ nhạy:

$$K_n = \frac{I_{N\min}}{I_{kd}}$$

Trong đó $I_{N\min}$ là dòng ngắn mạch nhỏ nhất ở đầu vùng bảo vệ và thường lấy là dòng ngắn mạch hai pha.

Yêu cầu $K_n > 1$

Lưu ý rằng bảo vệ quá dòng cắt nhanh có vùng chết nghĩa là khi dòng sự kiện xảy ra trong vùng chết thì bảo vệ sẽ không tác động. Chính vì vậy cần phải có bảo vệ quá dòng chống vùng chết và dự phòng cho bảo vệ này.

3.5.4. Bảo vệ quá dòng điện TTK cắt nhanh 50N

Khi sự cố xảy ra, dòng điện thứ tự không vượt qua ngưỡng (dòng điện khởi động) cả đặt thì bảo vệ quá dòng điện sẽ đưa tín hiệu đi mở máy cắt để loại trừ sự cố.

Bảo vệ quá dòng điện TTK cắt nhanh cần chỉnh định dòng điện khởi động và thời gian tác động.

- Dòng điện khởi động sơ cấp:

$$I_{kd}^{sc} = K_{at} \cdot 3I_{0-max}$$

+ Trong đó: I_{0-max} : Dòng điện thứ tự không lớn nhất

K_{at} : Hệ số an toàn lấy từ là 1,2

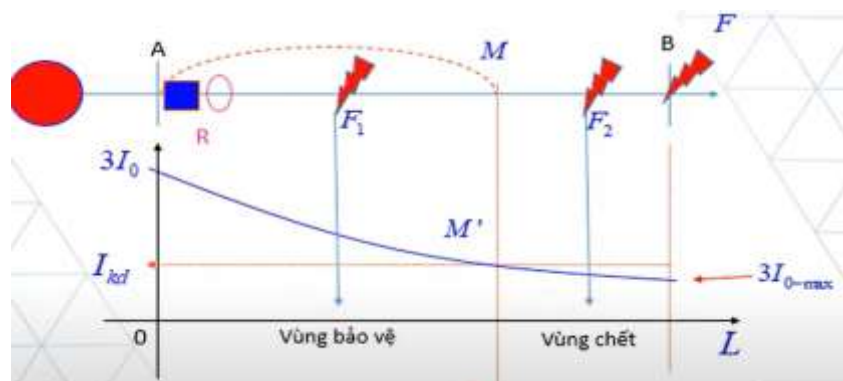
- Dòng điện khởi động thứ cấp:

$$I_{0>} = I_{kd}^{tc} = \frac{I_{kd}^{sc}}{n_{CT}}$$

+ Trong đó: n_{CT} : Tỷ số máy biến dòng

Thời gian tác động: $t = 0,05s$

Vùng bảo vệ xét khi sự cố 1 pha chạm đất ứng với hệ số an toàn là 1,2:



3.5.5. Bảo vệ quá dòng có thời gian 51

Khi dòng điện đo được vượt ngưỡng chỉnh định, bảo vệ sẽ đưa tín hiệu đi cắt máy cắt sau khoảng thời gian t .

Dòng chỉnh định:

$$I_{kd} = \frac{k_{at} \cdot k_{mm}}{k_{tv}} \cdot I_{lvmax}$$

Trong đó:

I_{lvmax} : là dòng điện cho phép lớn nhất đối với thiết bị cần được bảo vệ

k_{mm} : là hệ số mở máy do ảnh hưởng của các phụ tải động cơ chạy qua chỗ đặt bảo vệ. Tùy theo tỉ lệ của phụ tải động cơ loại động cơ và vị trí đặt bảo vệ dòng điện mà hệ số mở máy khác nhau. Thường hệ số mở máy lấy từ $1 \div 3$.

k_{at} : là hệ số an toàn, hệ số này xét đến ảnh hưởng sai số của thiết bị biến đổi và của rơ le. Đối với các rơ le kỹ thuật số, các sai số này thường rất bé so với các rơ le điện cơ. Trong chỉnh định, thường chọn $k_{at} = 1,1 \div 1,5$

k_{tv} : là hệ số trở về các rơ le điện cơ thường chọn $k_{tv} = 0,85 \div 1$

Kiểm tra độ nhạy:

$$K_n = \frac{I_{Nmin}}{I_{kd}}$$

Yêu cầu $K_n > 1,3$

*** Thời gian tác động của bảo vệ:**

$$t = TMS \cdot \left(\frac{K}{\left(\frac{I}{I_s} \right)^\alpha - 1} + L \right)$$

Trong đó:

t : Thời gian tác động thực tế

I : Giá trị dòng rơ le đo được

I_s : Giá trị dòng điện đặt trên rơ le

$TMS = (0,025 \div 1,5)$ Thời gian tác động

α, K, L là hệ số đường cong tra bảng dưới đây

3.5.6. Bảo vệ quá dòng điện TTK có thời gian 51N

Khi vận hành bình thường thì dòng điện không cân bằng có tồn tại nhưng nhỏ nên bảo vệ thứ tự không phải phân biệt so với trường hợp sự cố.

Thông thường dòng điện không cân bằng cho phép 20% CT; đối với lưới cao thế cho phép 10% CT; và lưới nông thôn có thể cho phép 30% CT.

Khi ngắn mạch giữa các pha có thể xác định dòng điện KCB như công thức hay có thể chỉnh vào khoảng 40% - 80% CT.

$$I_{kcb,max} = K_{dn-CT} \cdot K_{ss-CT} \cdot I_{NM}^{(3)}$$

+ Trong đó: K_{dn-CT} là hệ số đồng nhất của máy biến dòng điện (giá trị này thường là khoảng 0,2-0,5)

K_{ss-CT} là sai số của máy biến dòng điện (khoảng 5%-10%)

$I_{NM}^{(3)}$ là dòng điện ngắn mạch 3 pha

Khi ngắn mạch chạm đất (1 pha hay 2 pha) thì thành phần thứ tự không $3I_0$ sẽ lớn nên bảo vệ phát hiện và tác động.

Dòng điện khởi điện sơ cấp:

$$I_{kd}^{sc} = K_{at} \cdot I_{kcb,max}$$

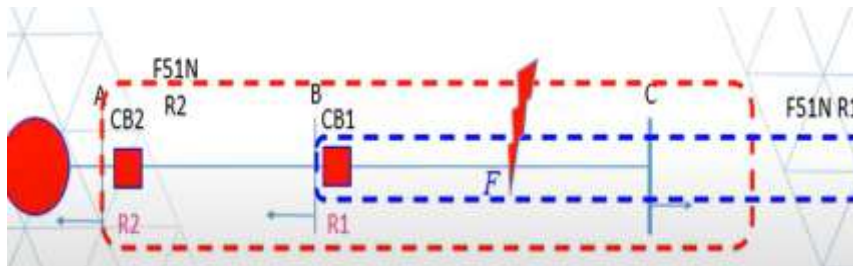
Dòng điện khởi động thứ cấp:

$$I_{0>} = I_{kd}^{tc} = \frac{I_{kd}^{sc}}{n_{CT}}$$

$$\text{Độ nhạy: } K_{0-nh} = \frac{3 I_{0-min}/n_{CT}}{I_{0>}} \geq 1,5$$

Vùng bảo vệ rộng nên các vùng bảo vệ của chức năng 51N

sẽ có phần trùng nhau nên cần phải phối hợp thời gian: $t_{R2} = t_{R1} + \Delta t$



3.5.7. Tự động đóng lại đường dây F79

Các thống kê về các sự cố trên HTĐ cho thấy rằng, bất kỳ đường dây trên không vận hành với điện áp cao (từ 6kV trở lên) đều có sự cố thoáng qua (chiếm tới 80 ÷ 90%), trong đó đường dây có điện áp càng cao thì phần trăm xảy ra sự cố thoáng qua càng lớn.

Một sự cố thoáng qua, chẳng hạn như một phóng điện xuyên thủng là loại sự cố mà có thể được loại trừ bằng tác động cắt tức thời MC để cô lập sự cố và sự cố sẽ không xuất hiện lại nếu đường dây được đóng trở lại sau đó. Sét là nguyên nhân thường gây sự cố thoáng qua nhất, còn những nguyên nhân khác thường là do sự lắc lư của dây dẫn gây ra phóng điện và do sự va chạm của các vật bên ngoài đường dây.

Việt Nam nằm trong khu vực nhiệt đới; các điều kiện khí hậu như bão, độ ẩm, sét, cây cối... đều tạo điều kiện tốt cho sự cố thoáng qua xảy ra. Do vậy, việc áp dụng thiết bị tự động đóng lại MC (TDL) trên HTĐ Việt Nam càng nên được xem xét cẩn thận nhằm áp dụng một cách thích hợp và hiệu quả những lợi điểm của thiết bị này, góp phần cải thiện độ tin cậy cho hệ thống.

Như trên đã đề cập, $10 \div 20\%$ sự cố còn lại là sự cố kéo dài hay “bán kéo dài”. Một sự cố bán kéo dài có thể xảy ra do một nhánh cây rớt xuống đường dây. Ở đây sự cố sẽ không được loại trừ bằng cách cắt điện tức thời mà nhánh cây chỉ có thể bị cháy rụi trong một khoảng thời gian nào đó. Loại sự cố này thường xảy ra trên đường dây trung thế ($6 \div 66\text{kV}$) chạy qua vùng rừng núi.

Như vậy, trong phần lớn các sự cố, nếu đường dây sự cố được cắt ra tức thời và thời gian mất điện đủ lớn để khí ion do hồ quang sinh ra thì việc đóng lại sẽ cho phép nhanh chóng phục hồi thành công việc cung cấp điện cho đường dây. Các MC có trang bị hệ thống TDL sẽ cho phép thực hiện nhiệm vụ này một cách tự động và, trong thực tế, chúng đã có phần thiết thực trong việc cải thiện tính liên tục cung cấp điện cho hộ tiêu thụ. Ngoài ra TDL còn có một ưu điểm quan trọng, đặc biệt cho đường dây truyền tải cao áp (trên 66kV) đó là khả năng giữ ổn định và đồng bộ của hệ thống. Trên đường dây truyền tải, đặc biệt đường dây nối hai hệ thống lớn với nhau, việc tách rời hai hệ thống có thể gây mất ổn định. Trong một số trường hợp, việc cắt rời hai hệ thống sẽ gây ra tình trạng: một bên thì thiếu hụt công suất trầm trọng, một bên thì dư thừa công suất, trường hợp này việc đóng lại kịp thời (trong khoảng thời gian giới hạn nào đó sẽ được đề cập trong phần tự động đóng lại đường dây truyền tải cao áp) cho phép HTĐ tự động cân bằng trở lại. Đây là một ưu điểm quan trọng của việc đóng lại trên đường dây truyền tải.

Để thực hiện việc TDL trong HTĐ, hiện nay có hai biện pháp đang được sử dụng:

- Tự động trở lại bằng cách kết hợp MC với hệ thống tự động lại (ARS)
- Sử dụng MC TDL (ACR).

Lợi điểm của ACR là chi phí thấp hơn so với khi sử dụng hệ thống TDL vì nó được thiết kế trong bộ kết hợp MC với chức năng của role BV và role TDL. Tuy nhiên, giới hạn của nó là khả năng cắt dòng sự cố. Vì có kết cấu phức tạp, kết hợp nhiều chức năng nên ACR khó có thể chế...

Chế tạo với khả năng cắt dòng lớn. Hiện nay, công suất cắt của ACR vào khoảng 150MVA đối với điện áp 15kV và gần 300MVA đối với điện áp 22kV.

Đối với đường dây truyền tải cao áp công suất lớn, công suất cắt của một MC đôi khi phải rất lớn và thời gian tác động của MC phải rất nhanh. Đây là một trong những nguyên nhân mà người ta chỉ sử dụng MC kết hợp với hệ thống điều khiển TĐL để thực hiện chức năng TĐL cho các HTĐ loại này. Ngoài ra, việc áp dụng kỹ thuật số và vi xử lý vào việc chế tạo các role BV cho phép các role hiện nay, ngoài chức năng của một role thông thường, còn có thể bao gồm cả chức năng của các role TĐL với độ tin cậy rất cao. Với các lý do trên, ngày nay trên HTĐ người ta thường sử dụng ACR cho mạng trung thế vì khả năng cơ động (gọn, nhẹ, có thể gắn trực tiếp lên trụ của đường dây) và chi phí thấp của nó. Còn hệ thống TĐL thì sử dụng trên lưới truyền tải cao áp và siêu cao áp.

Tự động lặp lại có thể chế tạo để đóng lại một hay nhiều lần. Theo thống kê, hiệu quả của TĐL trên đường dây trên không theo số lần TĐL là:

TĐL lần 1 thành công $65 \div 90\%$ (hiệu quả càng lớn khi điện áp đường dây càng cao)

TĐL lần 2 thành công $10 \div 15\%$

TĐL lần 3 thành công $3 \div 5\%$

❖ Những yêu cầu chính đối với tự đóng lại

Khi đặt thiết bị TĐL cần phải chú ý các yêu cầu sau.

1- Tác động nhanh

Theo quan điểm đảm bảo cung cấp điện liên tục cho các phụ tải và đảm bảo ổn định của HTĐ thì đóng lại các nguồn điện càng nhanh càng tốt. Tuy nhiên, tốc độ TĐL bị hạn chế bởi điều kiện khử ion tại chỗ bị NM để khi đóng trở lại nguồn điện NM không thể tái phát trở lại. Ta biết thời gian đóng của MC đầu lớn hơn thời gian cần thiết để khử ion tại chỗ NM do đó, không cần chú ý đến điều kiện này. Nhưng đối với máy cắt không khí thì cần phải chú ý kỹ vì thời gian đóng MC rất nhỏ. Thời gian của chu kỳ TĐL phụ thuộc vào thời gian đóng của MC và thời gian khử ion hóa môi trường.

2- Thiết bị TĐL phải làm việc với tất cả các dạng hư hỏng dẫn đến cắt MC, ngoại trừ trường hợp đóng MC bằng tay khi có NM.

Nếu sau khi đóng MC điện bằng tay mà role BV tác động mở MC thì chính là do trong lưới điện còn có chỗ tồn tại NM (ví dụ quên chưa gỡ bỏ phần tiếp đất an toàn dùng trong khi sửa chữa lưới điện hoặc chưa phát hiện hết hay chưa phát hiện đúng chỗ NM...). Trong trường hợp này, nếu cho thiết bị TĐL làm việc sẽ gây hư hỏng nhiều thêm và chắc chắn sẽ không kết quả.

Khởi động TĐL bằng một trong hai phương pháp sau:

Tiếp điểm phụ MC: Khởi động bằng sự không tương ứng giữa vị trí MC và vị trí khóa điều khiển (vị trí khóa điều khiển đóng nhưng MC ở vị trí mở).

Tiếp điểm role BV: Trong phương thức đầu tiên, một tiếp điểm phụ sẽ đóng khi MC mở kích hoạt sơ đồ TĐL thông qua công tắc chọn tự động hoặc bằng tay. Về mặt kỹ thuật thì thích hợp, nhưng nếu MC được ngắt bằng tay khi công tắc chọn ở vị trí tự động thì sẽ có đóng lại ngoài ý muốn. Điều này có thể là một nguy hiểm cho người vận hành nếu MC được ngắt cho mục đích bảo trì.

Đối với phương pháp thứ hai, khởi động bằng tiếp điểm role BV được sử dụng phổ biến vì tự động lại đột ngột không thể xảy ra. Nhiều sơ đồ TĐL phối hợp với phần tử role khởi động mà được kích hoạt bằng tiếp điểm khởi động và tự giữ, các khóa liên động cần có để ngăn chặn sự khởi động không hợp lý thoả mãn điều kiện TĐL bằng các tiếp điểm ghép nối tiếp vào mạch cuộn kích của khởi động.

3- Thiết bị TĐL không được làm việc khi điều hành viên mở MC bằng tay hoặc điều khiển từ xa

MC mở bằng tay hoặc điều khiển từ xa là không muốn đường dây hoặc thiết bị điện tiếp tục làm việc trong khoảng thời gian nào đó, nó cũng tương tự như trường hợp NM còn tồn tại dài lâu. Với những trường hợp trên, dù thiết bị TĐL có tác động cũng chắc chắn không có kết quả; do đó không cần nó làm việc hoặc tốt nhất là khóa TĐL lại.

4- Sơ đồ TĐL có thể khóa hay cấm tác động trong trường hợp đặc biệt

Ví dụ, trong trường hợp BVSL hoặc BV của MBA việc MC có NMR bên trong MBA.

5- TĐL không được lặp đi lặp lại

Không nên lặp lại lớn hơn vấn đề với vấn đề TĐL một lần hoặc nhiều lần đã nêu ở trên. Đề ra yêu cầu này là để tránh hiện tượng MC đóng lặp đi lặp lại khi NM còn tồn tại dài dẫn đến hậu quả hỏng MC (MC xuất hiện, bộ phận BV rơi le tác động mở MC, sau đó nhờ TĐL nên MC được đóng trở lại thì bộ phận BV rơi le lại mở MC lần thứ hai, TĐL lại đóng MC lại... quá trình này cứ lặp đi lặp lại cho đến khi thiết bị hỏng hoặc người đến cắt nguồn điện).

6- TĐL phải tự động trở về vị trí ban đầu

Sau khi đã tác động một thời gian, thiết bị TĐL phải trở về trạng thái ban đầu để chuẩn bị cho các lần làm việc sau. Thời gian phục hồi t_{tv} của thiết bị TĐL là khoảng thời gian từ thời điểm khởi động đến khi trở về trạng thái ban đầu.

7- Thời gian tối thiểu của tín hiệu đi đóng lại MC để đóng MC chắc chắn

Khoảng thời gian của xung đóng phải được phù hợp với yêu cầu của cơ cấu đóng MC, thường thời gian này khoảng 1 đến 2s.

8- Yêu cầu đối với sơ đồ TĐL một pha

Khi xuất hiện sự cố một pha chạm đất, sơ đồ TĐL đơn sẽ ngắt và chỉ đóng lại pha sự cố.

3.5.8. Bảo vệ nội bộ máy biến áp

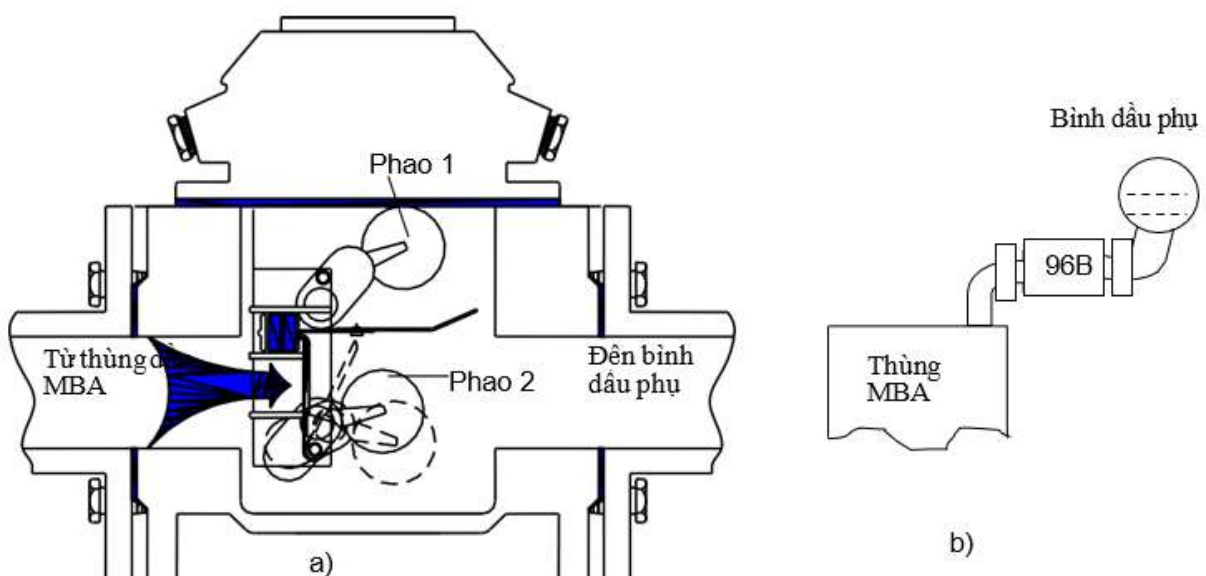
Có các loại bảo vệ sau:

- Role khí (BUCHHOLZ) 96B
- Role dòng dầu 96P
- Role bảo vệ quá nhiệt của cuộn dây MBA 26W
- Rơ le nhiệt độ dầu 26Q
- Rơ le 71Q – Bảo vệ quạt làm mát máy biến áp
- Role bảo vệ áp suất dầu tăng cao trong thùng máy biến áp 63Q
- Rơ le bảo vệ áp lực dầu trong máy biến áp tăng cao, tác động van an toàn 63S
- Rơ le bảo vệ áp lực dầu trong bộ OLTC tăng cao 63-OLTC

Sử dụng loại nào là tùy quan điểm của nhà sản xuất và tùy từng cỡ máy. Thường được dùng phổ biến là role khí.

⇒ **Role khí Buchholz (96B):**

Role hoạt động dựa vào sự bốc hơi của dầu máy biến áp khi bị sự cố và mức độ hạ thấp dầu quá mức cho phép.



Nguyên lý cấu tạo (a) và vị trí bố trí trên MBA của role hơi

Role khí được đặt trên đoạn ống nối từ thùng dầu đến bình dẫn dầu của MBA. Role có hai cấp tác động gồm có hai phao bằng kim loại mang bầu thủy tinh có tiếp điểm thủy ngân hay tiếp điểm từ. Ở chế độ làm việc bình thường trong bình đầy dầu, các phao nổi lơ lửng trong dầu, tiếp điểm role ở trạng thái hở. Khi khí bốc ra yếu (ví dụ vì dầu nóng do quá tải), khí tập trung lên phía trên của bình role đẩy phao số 1 xuống, role gửi tín hiệu cấp 1 cảnh báo. Nếu khí bốc ra mạnh (chẳng hạn do ngắn mạch cuộn dây MBA đặt trong thùng dầu) luồng khí di chuyển từ thùng dầu lên bình dẫn dầu đẩy phao số 2 xuống gửi tín hiệu đi cắt máy cắt của MBA.

Một van thử được lắp trên role: Khi thử nghiệm role, lắp máy bơm không khí nén vào đầu van thử. Mở khóa van, không khí nén bên trong role cho đến khi phao hạ xuống đóng tiếp điểm.

Một nút nhấn thử để kiểm tra sự làm việc của 2 phao. Khi nhấn nút thử đến nửa hành trình, sẽ tác động cơ khí cho phao trên hạ xuống (lúc này cả 2 phao đang nâng lên vì role chứa đầy dầu) đóng tiếp điểm báo hiệu (cấp 1) của phao trên. Tiếp tục nhấn nút thử đến cuối hành trình, sẽ tác động cơ khí cho phao dưới cũng bị hạ xuống (do phao trên đã hạ xuống rồi) đóng tiếp điểm mở máy cắt (cấp 2) của phao dưới.

Dựa vào thành phần và khối lượng hơi sinh ra người ta có thể xác định được tính chất và mức độ sự cố. Do đó trên role hơi còn có thêm van để lấy hỗn hợp khí sinh ra nhằm phục vụ cho việc phân tích sự cố. Role hơi tác động chậm thời gian làm việc tối thiểu là 0,1s; trung bình là 0,2s.

⇒ **Rơ le hơi của dòng dầu 96P**

Bên thành relay dòng bảo vệ role dòng dầu là có loại lắp ô kính để có thể quan sát RS2001 vị trí làm và ống role được việc đặt của trên role đoạn mức từ dầu khi role nổi bộ trong điều role. áp OLTC đến dòng dầu dầu phụ tác động, con bài bình của OLTC. màu đỏ sẽ hiện lên trên ô cửa role đi cắt máy biến áp khi kính hiện của relay. Xuất dòng chảy dầu mạnh từ bộ OLTC sang bình dầu phụ.

Rơ le dòng dầu 96P trên nắp role dòng dầu có 2 nút: một nút để thử tác động và một nút giải trừ tác động của role Sau khi relay tác động hoặc sau khi thử nó sẽ tự giữ (do có một cơ cấu hút bằng nam châm vĩnh cửu) ở vị trí đã tác động, vì vậy trước khi đưa máy trở lại làm việc cần phải nhấn vào nút giải trừ.

⇒ **Role bảo vệ quá nhiệt cuộn dây MBA (26W):**

Nhiệt độ định mức máy biến áp phụ thuộc chủ yếu vào dòng điện tải chạy qua cuộn dây MBA và nhiệt độ của môi trường xung quanh. Tùy theo từng loại cũng như công suất định mức của MBA mà dải nhiệt độ cho phép của chúng có thể thay đổi, thông thường nhiệt độ của cuộn dây dưới 95°C được xem là bình thường.

Để đo nhiệt độ cuộn dây MBA người ta thường dùng thiết bị loại AKM 35, đây là thiết bị sử dụng điện trở nhiệt có phần tử đốt nóng được cấp điện từ biến dòng phía cao và hạ máy biến áp. Role nhiệt độ cuộn dây gồm bốn bộ tiếp điểm (mỗi bộ có một tiếp điểm thường mở, một tiếp điểm thường đóng với cực chung) lắp bên trong một nhiệt kế có kim chỉ thị.

Cơ cấu role gồm: Chỉ thị quay để ghi số đo, một bộ phận cảm biến nhiệt, một ống mao dẫn nối bộ phận cảm biến nhiệt với cơ cấu chỉ thị. Bên trong ống mao dẫn là chất lỏng được nén lại. Sự co giãn của chất lỏng trong ống mao dẫn thay đổi theo nhiệt độ mà bộ cảm biến nhận được, tác động lên cơ cấu chỉ thị và bốn bộ tiếp điểm. Đồng thời, tác động lên cơ cấu chỉ thị và các tiếp điểm, còn có một điện trở đốt nóng. Cuộn dây thứ cấp của một máy biến dòng điện đặt tại chân sứ máy biến áp được nối với điện trở đốt nóng. Để chỉnh định cho phần tử đốt nóng, người ta sử dụng một biến trở đặt ở tủ điều khiển cạnh máy biến áp. Tác dụng của điện trở đốt nóng (tùy theo dòng điện qua cuộn dây máy biến áp) và bộ cảm biến nhiệt lên cơ cấu đo cùng các bộ tiếp điểm sẽ tương ứng với nhiệt độ điểm nóng, nhiệt độ của cuộn dây.

Có 4 vít điều chỉnh nhiệt độ để đặt trị số tác động cho 4 bộ tiếp điểm. Tùy theo thiết kế, các tiếp điểm role nhiệt độ có thể được nối vào các mạch, báo hiệu sự cố “nhiệt độ cuộn dây cao”, mạch tự động mở máy cắt để cô lập máy biến áp, mạch tự động khởi động và ngừng các quạt làm mát máy biến áp.

Role nhiệt độ cuộn dây hoạt động ở 2 cấp:

Cấp 1: Khi nhiệt độ cuộn dây MBA ở 115°C sẽ báo động bằng tín hiệu đèn còi.

Cấp 2: Khi nhiệt độ cuộn dây MBA là 120°C thì báo động bằng tín hiệu đèn còi và tác động đi cắt máy cắt cô lập máy biến áp ra khỏi lưới.

Ngoài ra, role nhiệt độ cuộn dây MBA còn có tác dụng đưa các tín hiệu đi điều khiển hệ thống làm mát cho MBA. Ví dụ đối với MBA làm mát bằng quạt thổi thì hệ thống quạt mát sẽ làm việc khi nhiệt độ cuộn dây MBA đạt đến một trong các giá

trị 75°C ở cuộn cao, 80°C ở cuộn hạ và 60°C đối với nhiệt độ dầu. Hệ thống này sẽ dừng khi nhiệt độ cuộn dây và dầu MBA giảm 10°C dưới các giá trị khởi động trên.

⇒ **Role nhiệt độ dầu (26Q):**

Đề đo nhiệt độ lớp dầu trên sử dụng hai đồng hồ. Một đồng hồ nhiệt độ dầu báo tín hiệu ở 80°C và một đồng hồ nhiệt độ dầu tác động cắt máy cắt ở 90°C. các đồng hồ này sử dụng nguyên lý cảm ứng nhiệt độ. Phần tử cảm ứng nhiệt được bỏ trong hộp nhỏ và được đặt gần đỉnh của thùng dầu của máy biến áp.

Role nhiệt độ dầu gồm có cơ cấu chỉ thị quay để ghi số đo, một bộ phận cảm biến nhiệt, một ống mao dẫn nối bộ phận cảm biến nhiệt với cơ cấu chỉ thị. Bên trong ống mao dẫn là chất lỏng (dung dịch hữu cơ) được nén lại. Sự co giãn của chất lỏng (trong ống mao dẫn) thay đổi theo nhiệt độ mà bộ phận cảm biến nhiệt nhận được, sẽ tác động cơ cấu chỉ thị và các tiếp điểm. Các tiếp điểm sẽ đổi trạng thái ‘mở’ thành ‘đóng’, ‘đóng’ thành ‘mở’ khi nhiệt độ cao hơn trị số đặt trước. Bộ phận cảm biến nhiệt được lắp trong lỗ trụ bọc kín, ở phía trên nắp máy biến áp, bao quanh lỗ trụ là dầu, để đo nhiệt độ lớp dầu trên cùng của máy biến áp. Thường dùng nhiệt kế có 2 (hoặc 4) vít điều chỉnh nhiệt độ để có thể đặt sẵn 2 (hoặc 4) trị số tác động cho 2 (hoặc 4) bộ tiếp điểm riêng rẽ lắp trong nhiệt kế. Khi nhiệt độ cao hơn trị số lắp đặt cấp 1, role sẽ đóng tiếp điểm cấp 1 để báo tín hiệu sự cố ‘nhiệt độ dầu cao’ của máy biến áp. Khi nhiệt độ tiếp tục cao hơn trị số cấp 2, role sẽ đóng thêm tiếp điểm cấp 2 để tự động cắt máy cắt, cắt điện máy biến áp, đồng thời cũng có mạch đi báo hiệu sự cố ‘cắt do nhiệt độ dầu cao’

⇒ **Role 71Q – Bảo vệ quạt làm mát máy biến áp**

71Q là role giám sát quạt làm mát trong hệ thống bảo vệ nội bộ máy biến áp lực, thường được áp dụng cho máy biến áp có hệ thống làm mát cưỡng bức bằng quạt (ONAF, ODAF...).

Chức năng của role 71Q

- Giám sát hoạt động của hệ thống quạt làm mát: phát hiện quạt không hoạt động, quạt bị hỏng, mất nguồn quạt hoặc dòng quạt quá thấp/quá cao.
- Cảnh báo sớm để ngăn chặn hiện tượng quá nhiệt cuộn dây hay giảm hiệu quả tản nhiệt, tránh sự cố nặng hơn như:
 - + Tăng nhiệt độ dầu.
 - + Tăng nhiệt độ điểm nóng cuộn dây.

+ Gây hỏng cách điện cuộn dây và giảm tuổi thọ MBA.

⇒ **Role bảo vệ áp suất dầu tăng cao trong thùng máy biến áp 63Q**

Đây là một loại role thuộc nhóm bảo vệ cơ khí nội bộ, phản ứng với sự gia tăng áp suất bất thường trong MBA, thường do các sự cố nghiêm trọng như hồ quang trong dầu.

Chức năng chính của role 63Q

- Phát hiện sự gia tăng đột ngột áp suất bên trong thùng dầu MBA.

- Tác động để cắt máy biến áp ra khỏi lưới điện nhằm ngăn ngừa:

+ Nổ thùng dầu.

+ Cháy lan.

+ Hư hỏng nghiêm trọng cho MBA và thiết bị lân cận.

Nguyên lý hoạt động

Trong điều kiện bình thường, áp suất trong thùng MBA ổn định và role không tác động. Khi có sự cố hồ quang bên trong, dầu MBA sẽ:

- Bốc hơi nhanh, sinh khí và tăng áp suất đột ngột. Role 63Q sẽ: Cảm nhận áp suất tăng → đóng tiếp điểm → phát tín hiệu báo động hoặc ra lệnh cắt máy.

- Một số loại có cơ cấu bung van an toàn đi kèm.

⇒ **Role bảo vệ áp lực dầu trong máy biến áp tăng cao, tác động van an toàn 63S**

Trong hệ thống bảo vệ nội bộ máy biến áp, role 63S đóng vai trò quan trọng trong việc giám sát áp lực dầu tăng cao bên trong thùng chính của máy biến áp. Đây là loại role được thiết kế nhằm phản ứng nhanh với sự gia tăng áp suất bất thường, giúp ngăn ngừa các sự cố nghiêm trọng như nổ thùng dầu hoặc cháy lan, bảo vệ an toàn cho thiết bị và con người.

Chức năng và nguyên lý hoạt động

Role 63S là role áp suất cơ khí, thường được gắn trực tiếp trên nắp thùng chính của máy biến áp. Khi có sự cố bên trong máy biến áp như ngắn mạch nội bộ hoặc hồ quang điện xảy ra, năng lượng sự cố sẽ khiến dầu máy biến áp sôi nhanh và sinh khí, dẫn đến tăng áp suất cục bộ trong thùng dầu.

Khi áp suất vượt ngưỡng cho phép, role 63S sẽ tác động theo hai cách:

Cơ khí: Mở van xả áp nhanh để giải phóng khí, giảm áp lực trong thùng dầu.

Điện: Đồng thời đóng tiếp điểm rơle để gửi tín hiệu báo động hoặc ra lệnh cắt máy biến áp khỏi lưới điện thông qua rơle trung gian (R86).

⇒ **Rơle bảo vệ áp lực dầu trong bộ OLTC tăng cao 63-OLTC**

Trong cấu trúc máy biến áp lực, đặc biệt là các máy có bộ điều áp dưới tải (OLTC – On Load Tap Changer), việc đảm bảo an toàn cho thùng dầu của OLTC là vô cùng quan trọng. Rơle 63-OLTC là thiết bị chuyên dùng để giám sát áp suất dầu tăng cao trong ngăn chứa dầu của OLTC, đóng vai trò như một bảo vệ cơ khí nội bộ cho bộ phận này.

Chức năng và nguyên lý hoạt động

Rơle 63-OLTC có chức năng tương tự như rơle 63S (trong thùng chính MBA), nhưng được lắp riêng biệt trên thùng dầu của bộ OLTC. Khi xảy ra sự cố bên trong OLTC như:

- Hồ quang điện do chuyển nấc điều áp,
- Chạm chập hoặc hư hỏng cơ khí trong bộ tiếp điểm điều áp,... thì lượng khí sinh ra và sự gia tăng nhiệt độ dầu sẽ làm tăng áp suất đột ngột trong thùng dầu OLTC.

Khi áp suất vượt quá giá trị định mức:

- Rơle 63-OLTC sẽ tác động van xả áp (nếu có) để giảm áp lực.
- Đồng thời, đóng tiếp điểm để gửi tín hiệu cảnh báo hoặc tác động cắt MBA ra khỏi lưới nhằm bảo vệ thiết bị.

CHƯƠNG 4: MÔ PHỎNG LƯỚI ĐIỆN TRÊN PHẦN MỀM ETAP

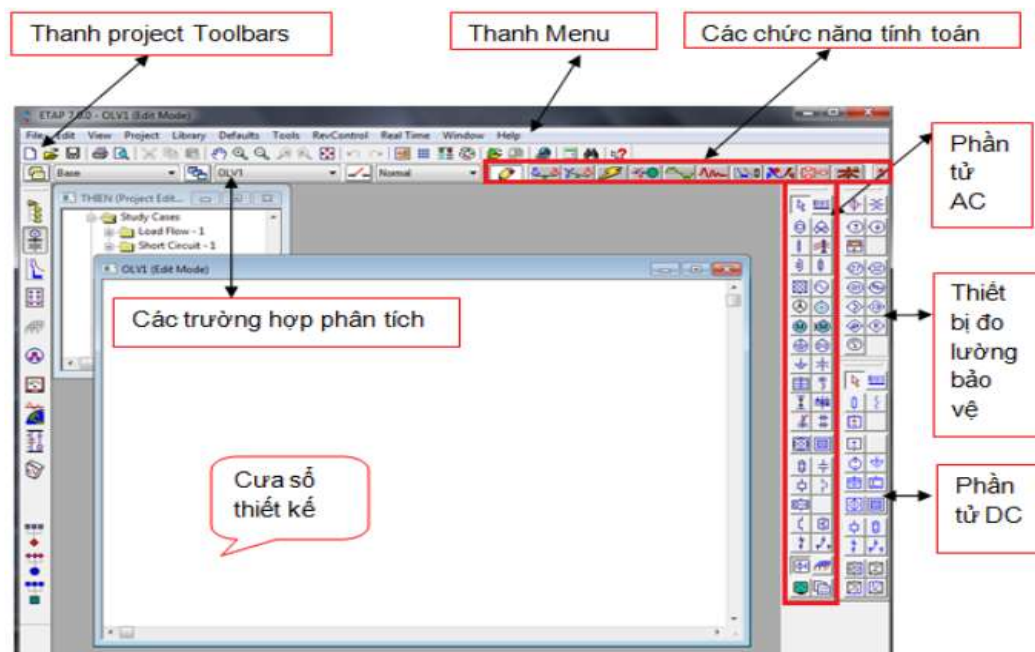
4.1. Giới thiệu chung về phần mềm ETAP

Phần mềm ETAP là phần mềm ứng dụng để tính toán và phân tích hệ thống điện. Với số lượng nút mô phỏng nhiều, phần mềm có khả năng áp dụng rộng rãi trong việc quản lý vận hành hệ thống điện lớn, phức tạp. Phần mềm ETAP được sử dụng trong các bài toán liên quan đến việc tính toán, phân tích hệ thống điện chủ yếu như sau:

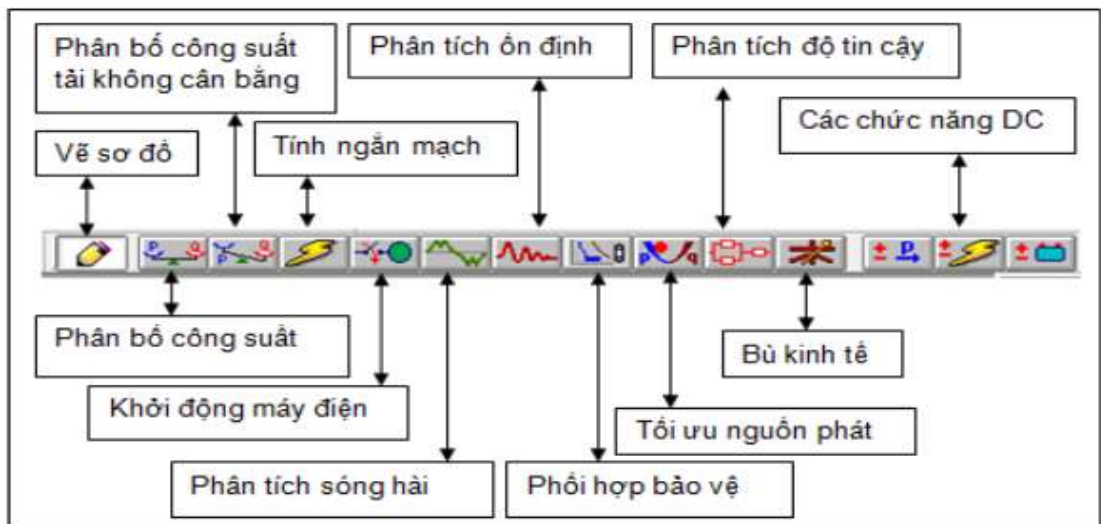
- Bài toán phân bố công suất tải cân bằng, không cân bằng
- Bài toán phân bố tối ưu công suất
- Bài toán ngắn mạch và phân tích hồ quang
- Bài toán khởi động của các động cơ
- Bài toán phân tích sóng hài
- Bài toán phân tích tính ổn định hệ thống điện
- Bài toán tính toán và phối hợp bảo vệ rơ le
- Bài toán tính toán vị trí đặt thiết bị bù tối ưu

4.2. Giao diện phần mềm ETAP 12.6

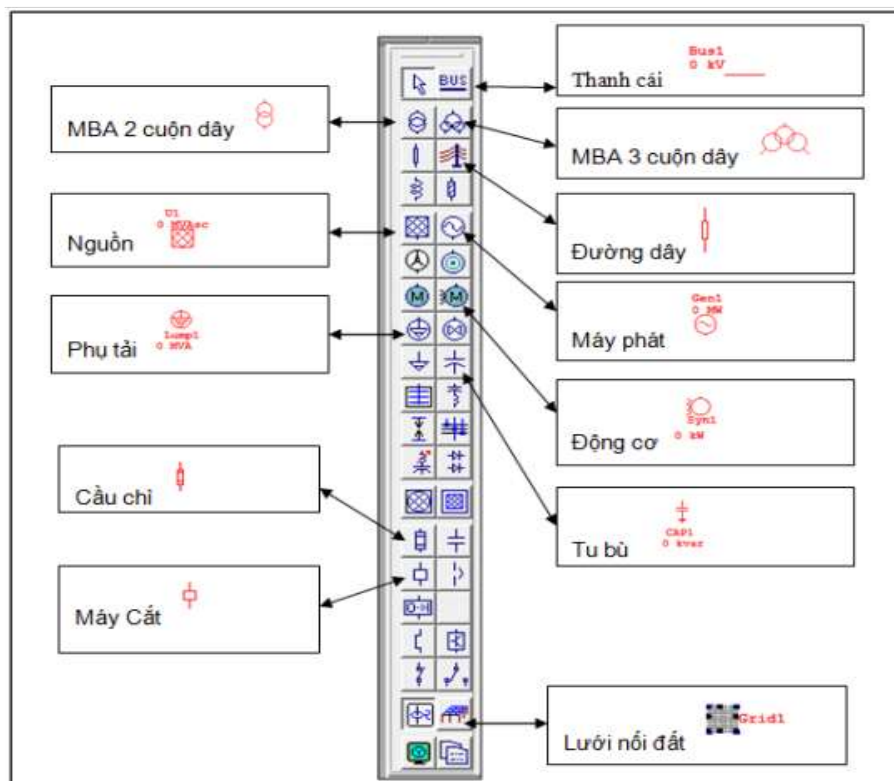
4.2.1. Cửa sổ chính



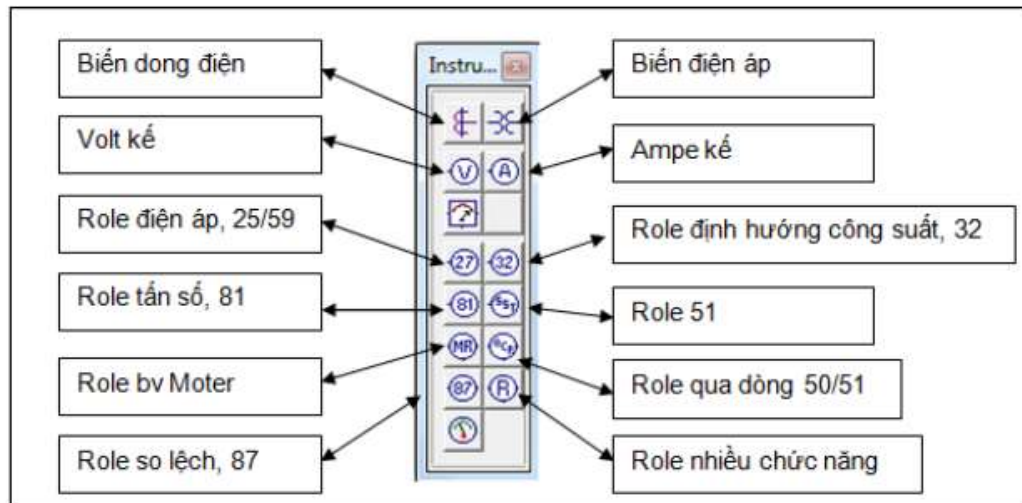
Hình 1: Cửa sổ chính



Hình 2: Các chức năng tính toán



Hình 3: Các phần tử AC



Hình 4: Các thiết bị đo lường bảo vệ

4.2.2. Các phần tử chính

a. Nguồn (hệ thống)

The screenshot shows the 'Power Grid Editor - Utility' window. The 'Info' tab is selected, displaying the following information:

- 34.5 kV Swing**
- Info**
 - ID: Hệ Thống
 - Bus: Main Bus (34.5 kV)
- Equipment**
 - Tag #:
 - Name:
 - Description:
- Configuration**
 - Normal
 - Mode:
 - ☒ Swing
 - ☐ Voltage Control
 - ☐ Mvar Control
 - ☐ PF Control

At the bottom, there are buttons for 'OK' and 'Cancel'.

Hình 5: Trang info của nguồn

IP: Tên của nguồn (hệ thống)

BUS: Kết nối với bus nào (kèm điện áp định mức)

Mode: Chọn chức năng của nguồn

Swing: Nút cân bằng

Voltage Control: Điều chỉnh điện áp

Mvar Control: Điều chỉnh công suất phản kháng

PF Control: Điều chỉnh hệ số công suất

Power Grid Editor - U1

Info Rating Hamonic Reliability Energy Price Remarks Comment

110 kV Swing

Rated kV  ☒ Balanced ☐ Unbalanced

	Gen. Cat.	%V	Vangle	MW	Mvar	%PF	Qmax	Qmin
1	Design	100	0					
2	Normal	100	0					
3	Shutdown	100	0					
4	Emergency	100	0					
5	Standby	100	0					
6	Startup	100	0					

Operating

% V Vangle MW Mvar

SC Rating

MVAsc X/R kAsc

3-Phase 1-Phase

SC Imp. (100 MVA base)

% R % X

Pos. Neg. Zero

U1

OK Cancel

Hình 6: Trang Rating của nguồn

Rate: Điện áp định mức (kèm tổ đấu dây)

Balanced/Unbalance: Ba pha cân bằng/ không cân bằng

Generation Categories: Các thiết lập các thông số hoạt động của nguồn

Operating: Các giá trị của trạng thái hoạt động gần nhất

SC rating: Công suất ngắn mạch và trở kháng hệ thống

SC imp (100MVA base): Trở kháng của hệ thống ở công suất cơ bản 100MVA

Ngoài ra trong bảng setting còn có chức năng khác như Hamonic (sóng hài) sẽ được tìm hiểu sau do trong phạm vi của luận văn không có nghiên cứu đến sóng hài trong etap.

b. BUS

Bus Editor - Sub2B

13.8 kV 1600 Amps Asymmetrical 0 kA

Info

ID: Sub2B Nominal kV: 13.8

☒ In Service
☐ Out of Service

Bus Voltage

	% V	kV	Angle
Initial	100	13.8	1.4
Operating	0	0	0

Connection

☒ 3 Phase
☐ 1 Phase 2W
☐ 1 Phase 3W

Equipment

Tag #:

Name: Sub 2B

Description:

Load Diversity Factor

Min.	Max.
90 %	125 %

Classification

Zone	Area
1	1

Sub2B

OK Cancel

Hình 7: Trang info của bus

Nominal kV: Điện áp định mức

Bus Voltage: Giá trị ban đầu của vòng lặp trong tính toán

c. Đường dây

Transmission Line Editor - Line1

Protection Info Sag & Tension Parameter Configuration Ampacity Reliability Grouping Remarks Earth Comment Impedance

Info

ID: Line1

From: Bus1 110 kV

To: Bus2 110 kV

Equipment

Tag #

Name

Description

Connection

3 Phase

1 Phase

Length

Length: 46,669

Unit: km

Tolerance: 0 %

In Service

Out of Service

OK Cancel

Hình 8: Trang info của đường dây

ID: Tên đường dây

From/to: Dây nối từ bus/ đến bus

Length: Chiều dài dây, chọn đơn vị thích hợp

d. Máy biến áp 2 cuộn dây

2-Winding Transformer Editor - T1

Info Rating Tap Grounding Sizing Protection Harmonic Reliability Remarks Comment

31,5 MVA Liquid-Fill ONAN/ONAF 65 C 110 22 kV

Info

ID: T1

Prim: Bus2 110 kV

Sec: Bus3 22 kV

Standard

ANSI

IEC

Equipment

Tag #

Name

Description

Connection

3-Phase

1-Phase

Secondary Center Tap

Type / Class

Type: Liquid-Fill

Sub Type: Mineral Oil

Class: ONAN/ONAF

Temp. Rise: 65

MFR

OK Cancel

Hình 9: Trang info máy biến áp 2 cuộn dây

ID: Tên MBA

Prim: Tên bus kết nối phía cao áp, điện áp phía cao áp

Sec: Tên bus kết nối phía hạ áp, điện áp phía hạ áp

Standard: Theo tiêu chuẩn ANSI hay IEC

Type/class: Tùy từng loại tiêu chuẩn MBA phân ra làm nhiều loại và nhiều lớp khác nhau (giải nhiệt, làm mát, vật liệu,...)

The screenshot shows the '2-Winding Transformer Editor - T1' window with the 'Rating' tab selected. The top bar shows '31.5 MVA Liquid-Fill ONAN/ONAF 65 C' and '110 22 kV'. The 'Rating' section includes fields for 'Prim.' (110 kV), 'Sec.' (22 kV), 'MVA' (31.5), 'Max MVA' (31.5), and 'FLA' (165.3). The 'Connected Bus' section shows 'Nom. kV' (110) and '22'. The 'Impedance' section shows '% Z' (9.5) and 'X/R' (42.126) for both 'Positive' and 'Zero' sequences. The 'Z Variation' section shows '@ - 5 % Tap' (0 %) and '@ + 5 % Tap' (0 %). The 'Z Tolerance' section shows '+ - 0 %'. The bottom bar includes a dropdown menu set to 'T1' and buttons for 'OK' and 'Cancel'.

Hình 5.10: Trang Rating của MBA

kV: Điện áp định mức

MVA: Công suất định mức

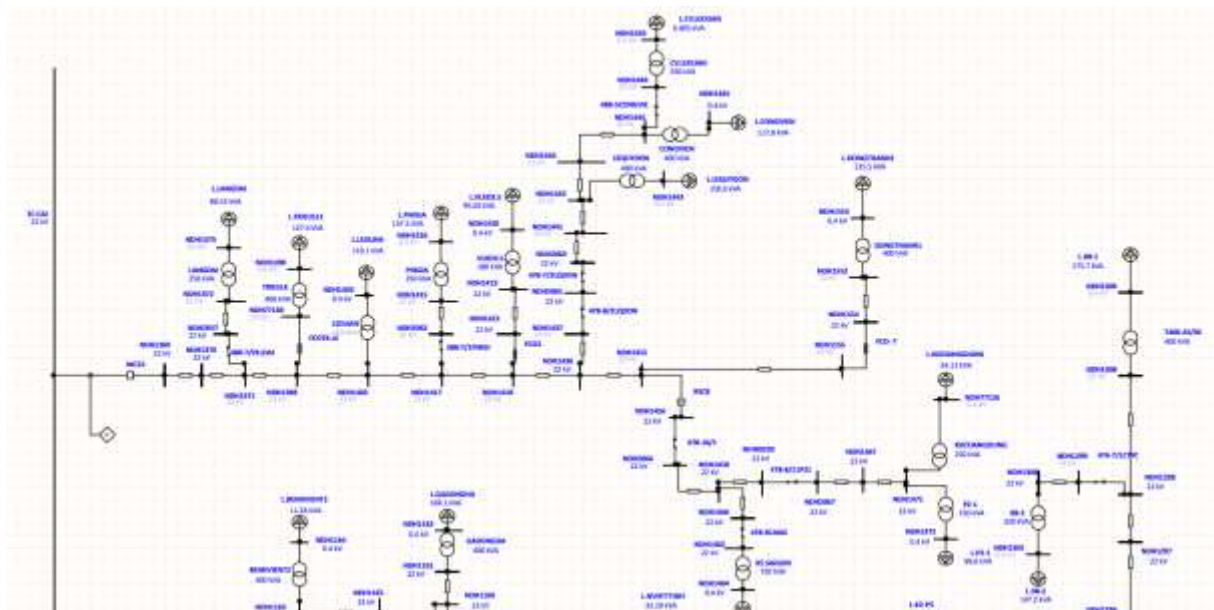
Max MVA: Khả năng quá tải của MBA

FLA: Dòng định mức

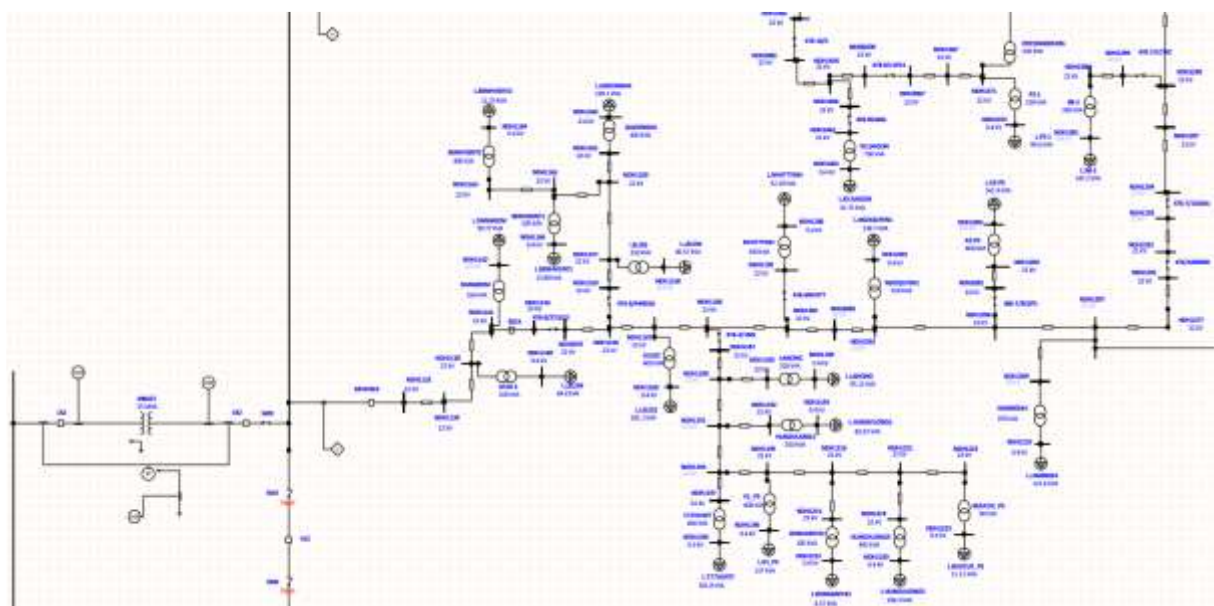
4.3. Bài toán phân bố công suất

Sơ đồ lưới điện gồm:

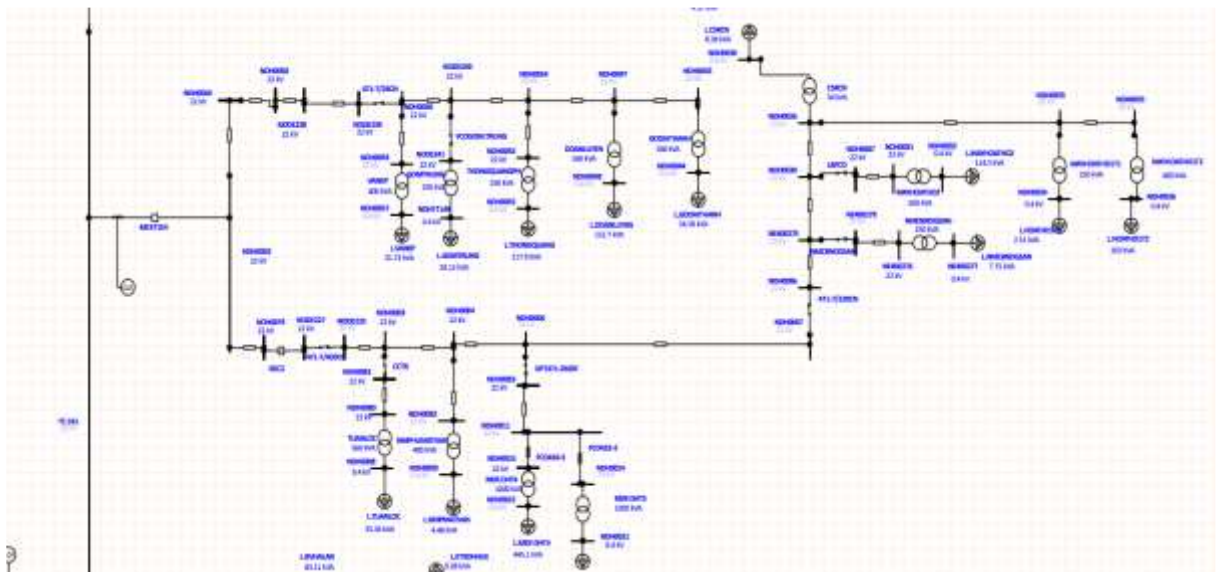
- 1 nguồn Đông Hà
- 2 máy biến áp T1 và T2 công suất 25MVA cấp điện cho lần lượt thanh cái C41 và C42
- 4 xuất tuyến trong đó có 1 mạch vòng và mỗi thanh cái là 2 xuất tuyến
- Các DCL giữa 2 thanh cái ở trạng thái mở
- Số liệu phụ tải, đường dây được lấy tại 1 thời điểm nhất định vào mùa hè



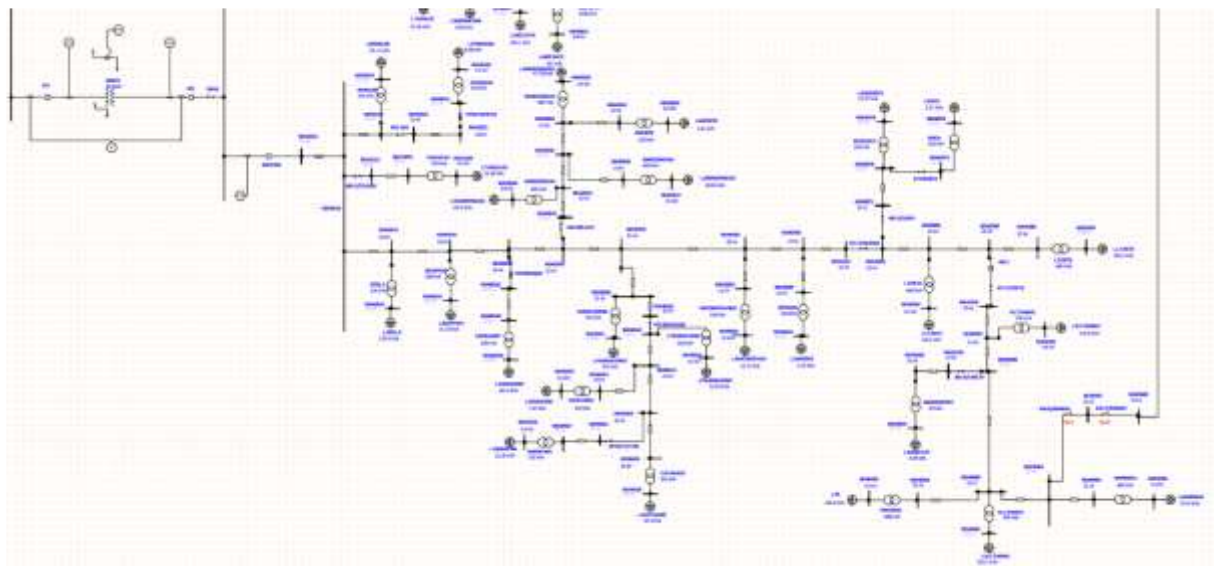
Sơ đồ xuất tuyến 4



Sơ đồ xuất tuyến 3

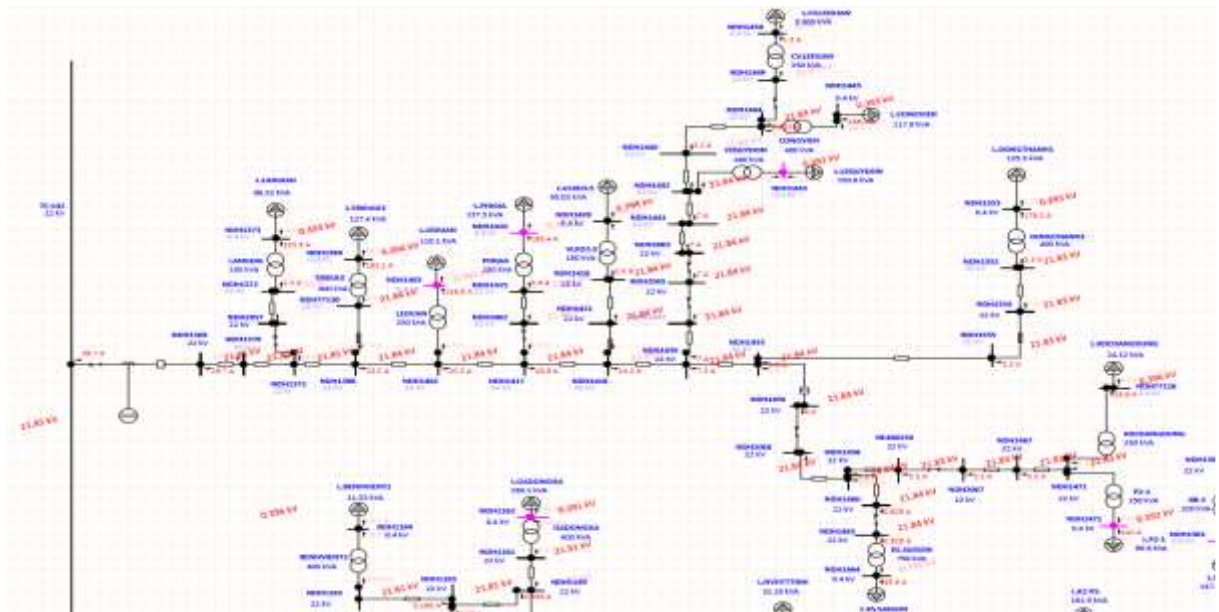


Sơ đồ xuất tuyến 2

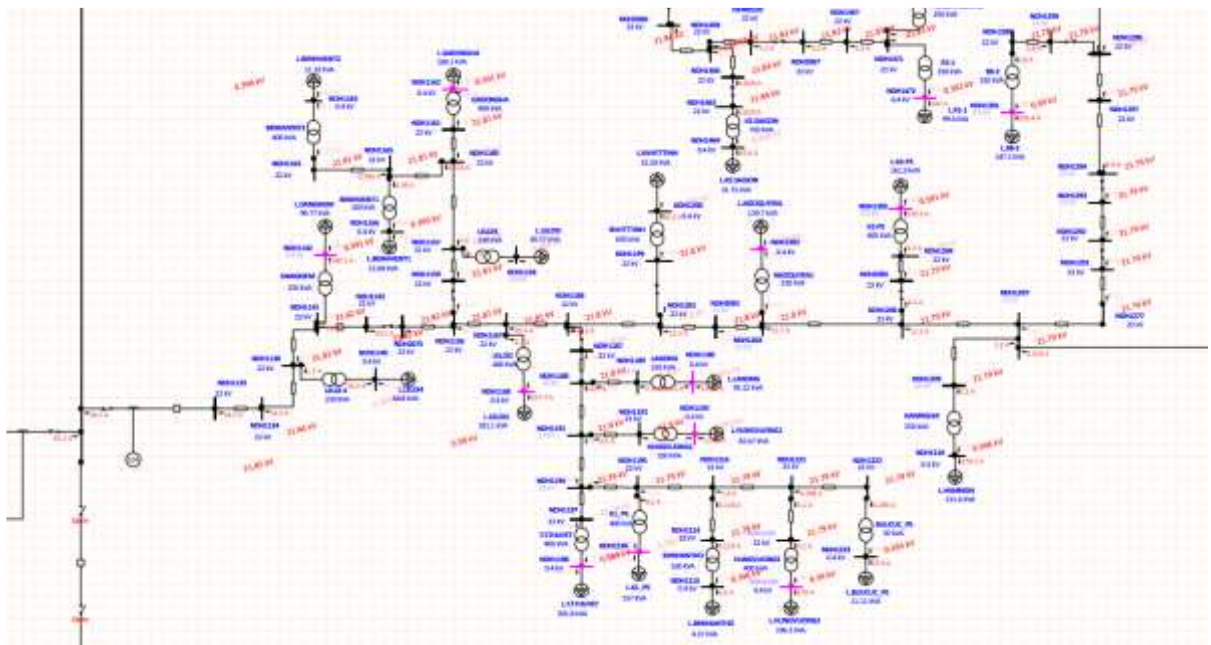


Sơ đồ xuất tuyến 1

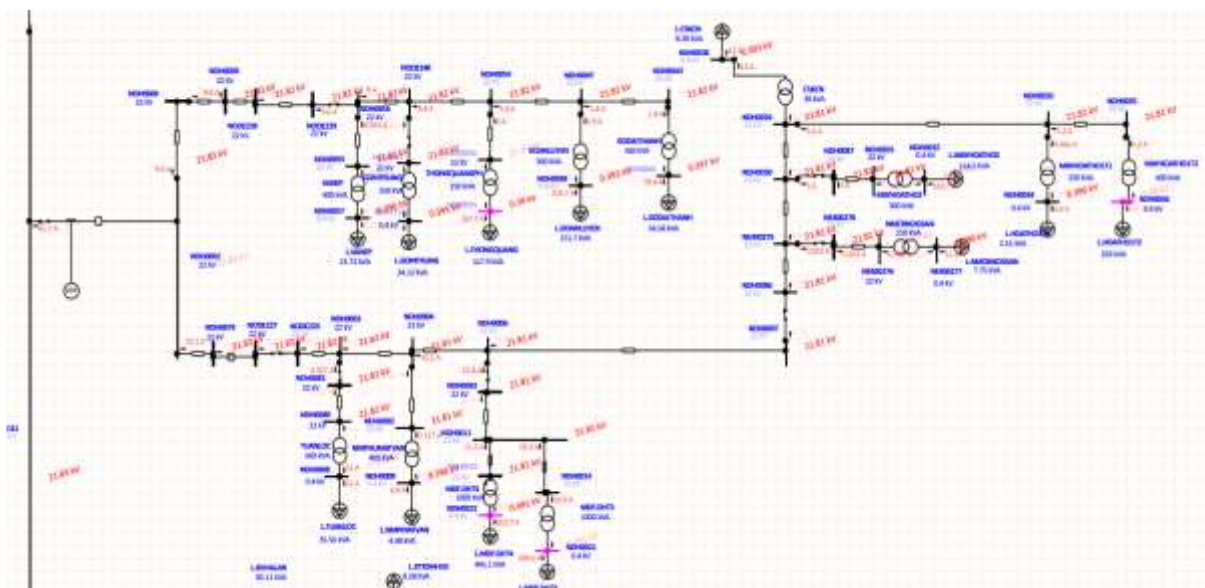
Kết quả mô phỏng điện áp của các nút:



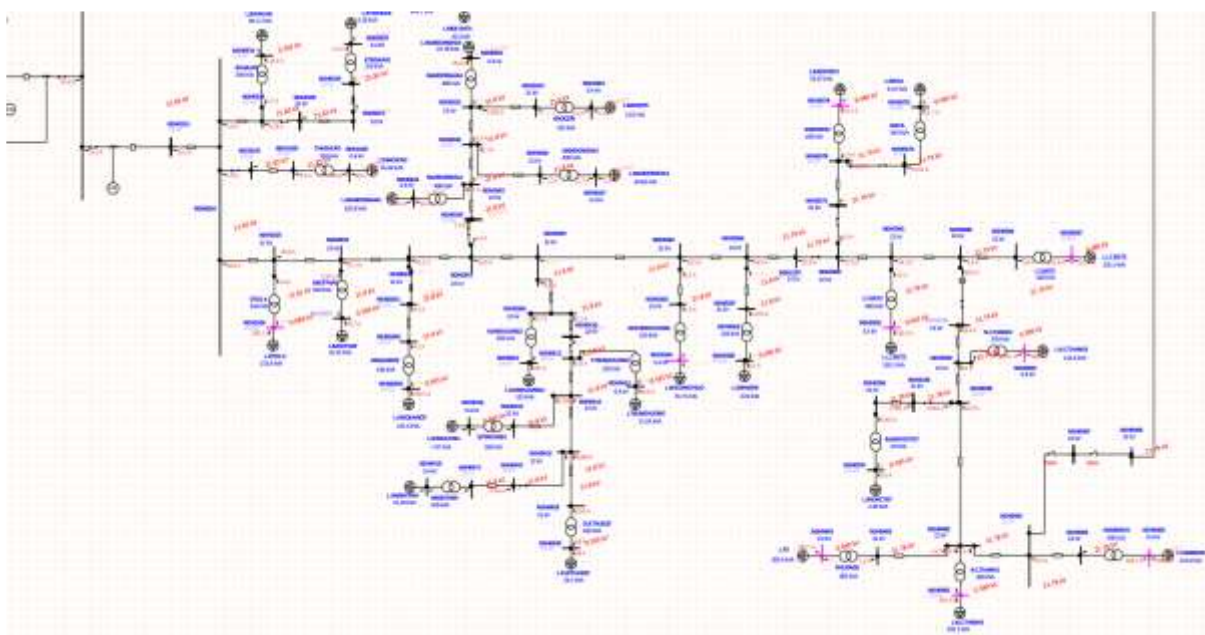
Sơ đồ xuất tuyến 4



Sơ đồ xuất tuyến 3



Sơ đồ xuất tuyến 2



Sơ đồ xuất tuyến 1

Ta thu được kết quả như sau:

Bus ID	Nominal kV	Voltage	%Voltage
110DH	110	110	100
NDH0002	22	21.828	99.22
NDH0003	22	21.818	99.17
NDH0004	22	21.816	99.16
NDH0006	22	21.813	99.15
NDH0007	22	21.812	99.15
NDH0008	0.4	0.396	99.00
NDH0009	0.4	0.396	99.00
NDH0011	22	21.808	99.13
NDH0014	22	21.808	99.13
NDH0015	22	21.808	99.13
NDH0021	0.4	0.391	97.75
NDH0022	0.4	0.391	97.75
NDH0026	22	21.81	99.14
NDH0030	22	21.811	99.14
NDH0031	22	21.807	99.12
NDH0032	0.4	0.394	98.50
NDH0033	22	21.81	99.14
NDH0034	0.4	0.396	99.00
NDH0035	22	21.81	99.14
NDH0036	0.4	0.39	97.50
NDH0038	0.4	0.393	98.25
NDH0043	22	21.822	99.19
NDH0044	0.4	0.397	99.25
NDH0047	22	21.822	99.19
NDH0048	0.4	0.393	98.25
NDH0054	22	21.822	99.19
NDH0055	0.4	0.391	97.75
NDH0056	22	21.825	99.20
NDH0057	0.4	0.396	99.00
NDH0058	22	21.827	99.21
NDH0060	22	21.827	99.21
NDH0079	22	21.826	99.21
NDH0080	22	21.818	99.17
NDH0081	22	21.818	99.17
NDH0082	22	21.816	99.16
NDH0083	22	21.813	99.15

NDH0086	22	21.812	99.15
NDH0087	22	21.811	99.14
NDH0092	22	21.822	99.19
NDH0093	22	21.825	99.20
NDH0315	22	21.828	99.22
NDH0316	22	21.825	99.20
NDH0318	22	21.824	99.20
NDH0319	0.4	0.392	98.00
NDH0320	22	21.824	99.20
NDH0321	22	21.824	99.20
NDH0323	22	21.824	99.20
NDH0324	0.4	0.396	99.00
NDH0325	22	21.808	99.13
NDH0326	0.4	0.39	97.50
NDH0334	22	21.804	99.11
NDH0335	0.4	0.396	99.00
NDH0341	22	21.8	99.09
NDH0342	22	21.8	99.09
NDH0343	22	21.799	99.09
NDH0344	0.4	0.393	98.25
NDH0345	22	21.799	99.09
NDH0346	22	21.798	99.08
NDH0347	0.4	0.395	98.75
NDH0352	22	21.798	99.08
NDH0353	22	21.798	99.08
NDH0354	0.4	0.396	99.00
NDH0355	0.4	0.395	98.75
NDH0359	22	21.799	99.09
NDH0360	22	21.799	99.09
NDH0361	0.4	0.392	98.00
NDH0362	22	21.799	99.09
NDH0363	22	21.799	99.09
NDH0364	0.4	0.392	98.00
NDH0366	22	21.798	99.08
NDH0367	22	21.798	99.08
NDH0368	0.4	0.396	99.00
NDH0369	22	21.796	99.07
NDH0371	22	21.796	99.07
NDH0374	22	21.796	99.07

NDH0375	0.4	0.396	99.00
NDH0378	22	21.796	99.07
NDH0379	0.4	0.389	97.25
NDH0380	22	21.793	99.06
NDH0381	22	21.795	99.07
NDH0382	0.4	0.392	98.00
NDH0386	22	21.792	99.05
NDH0387	0.4	0.389	97.25
NDH0392	22	21.789	99.04
NDH0393	0.4	0.389	97.25
NDH0396	22	21.787	99.03
NDH0397	0.4	0.395	98.75
NDH0398	22	21.787	99.03
NDH0400	22	21.782	99.01
NDH0401	0.4	0.389	97.25
NDH0402	22	21.78	99.00
NDH0403	0.4	0.389	97.25
NDH0404	22	21.781	99.00
NDH0405	22	21.78	99.00
NDH0406	0.4	0.39	97.50
NDH0408	22	21.79	99.05
NDH0410	22	21.799	99.09
NDH0412	22	21.799	99.09
NDH0413	0.4	0.395	98.75
NDH0414	22	21.799	99.09
NDH0415	22	21.799	99.09
NDH0416	0.4	0.395	98.75
NDH0417	22	21.799	99.09
NDH0418	0.4	0.395	98.75
NDH0419	22	21.799	99.09
NDH0421	22	21.799	99.09
NDH0428	22	21.799	99.09
NDH0429	0.4	0.395	98.75
NDH1133	22	21.853	99.33
NDH1134	22	21.844	99.29
NDH1138	22	21.826	99.21
NDH1140	0.4	0.393	98.25
NDH1141	22	21.818	99.17
NDH1142	0.4	0.391	97.75

NDH1143	22	21.818	99.17
NDH1156	22	21.812	99.15
NDH1157	22	21.812	99.15
NDH1158	0.4	0.394	98.50
NDH1159	22	21.812	99.15
NDH1160	22	21.812	99.15
NDH1161	22	21.811	99.14
NDH1162	0.4	0.391	97.75
NDH1163	22	21.812	99.15
NDH1164	0.4	0.396	99.00
NDH1165	22	21.812	99.15
NDH1166	0.4	0.395	98.75
NDH1167	22	21.808	99.13
NDH1168	0.4	0.391	97.75
NDH1186	22	21.801	99.10
NDH1187	22	21.801	99.10
NDH1188	22	21.799	99.09
NDH1189	22	21.799	99.09
NDH1190	0.4	0.391	97.75
NDH1191	22	21.798	99.08
NDH1192	22	21.798	99.08
NDH1193	0.4	0.392	98.00
NDH1194	22	21.794	99.06
NDH1195	22	21.794	99.06
NDH1196	0.4	0.391	97.75
NDH1197	22	21.792	99.05
NDH1198	0.4	0.39	97.50
NDH1199	22	21.8	99.09
NDH1200	0.4	0.396	99.00
NDH1201	22	21.8	99.09
NDH1202	22	21.798	99.08
NDH1203	0.4	0.391	97.75
NDH1204	22	21.789	99.04
NDH1205	0.4	0.391	97.75
NDH1206	22	21.791	99.05
NDH1207	22	21.79	99.05
NDH1209	22	21.789	99.04
NDH1210	0.4	0.396	99.00
NDH1214	22	21.793	99.06

NDH1215	0.4	0.396	99.00
NDH1216	22	21.793	99.06
NDH1219	22	21.792	99.05
NDH1220	0.4	0.39	97.50
NDH1221	22	21.792	99.05
NDH1222	22	21.792	99.05
NDH1223	0.4	0.393	98.25
NDH1277	22	21.789	99.04
NDH1291	22	21.789	99.04
NDH1292	22	21.789	99.04
NDH1293	22	21.789	99.04
NDH1294	22	21.789	99.04
NDH1297	22	21.788	99.04
NDH1298	22	21.787	99.03
NDH1299	22	21.787	99.03
NDH1300	22	21.787	99.03
NDH1301	0.4	0.39	97.50
NDH1308	22	21.786	99.03
NDH1309	0.4	0.396	99.00
NDH1369	22	21.853	99.33
NDH1370	22	21.85	99.32
NDH1371	22	21.848	99.31
NDH1372	22	21.848	99.31
NDH1373	0.4	0.393	98.25
NDH1398	22	21.844	99.29
NDH1399	0.4	0.394	98.50
NDH1402	22	21.842	99.28
NDH1403	0.4	0.391	97.75
NDH1415	22	21.841	99.28
NDH1416	0.4	0.39	97.50
NDH1417	22	21.842	99.28
NDH1418	22	21.839	99.27
NDH1419	22	21.839	99.27
NDH1420	0.4	0.398	99.50
NDH1421	22	21.839	99.27
NDH1436	22	21.837	99.26
NDH1437	22	21.837	99.26
NDH1441	22	21.837	99.26
NDH1442	22	21.836	99.25

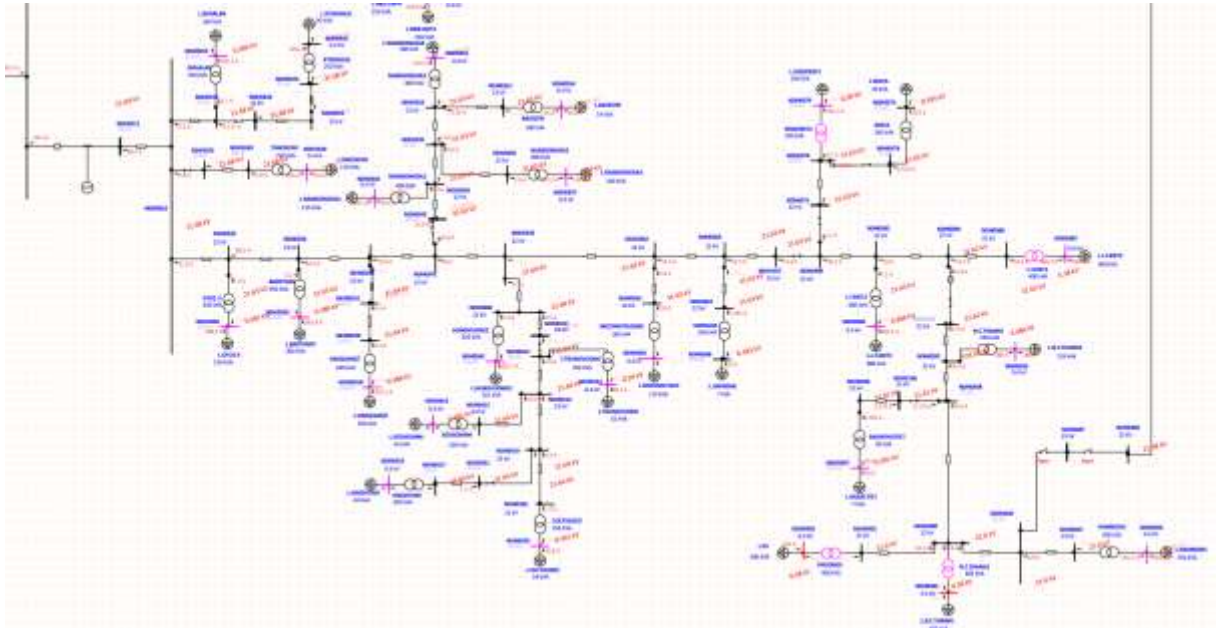
NDH1443	0.4	0.392	98.00
NDH1444	22	21.836	99.25
NDH1445	0.4	0.393	98.25
NDH1446	22	21.836	99.25
NDH1449	22	21.836	99.25
NDH1450	0.4	0.397	99.25
NDH1455	22	21.837	99.26
NDH1456	22	21.837	99.26
NDH1458	22	21.837	99.26
NDH1463	22	21.837	99.26
NDH1464	0.4	0.396	99.00
NDH1466	22	21.837	99.26
NDH1467	22	21.835	99.25
NDH1471	22	21.835	99.25
NDH1472	0.4	0.392	98.00
NDH1552	22	21.836	99.25
NDH1553	0.4	0.393	98.25
NDH1554	22	21.836	99.25
NDH1555	22	21.836	99.25
NDH1649	0.4	0.394	98.50
NDH1650	22	21.824	99.20
NDH2057	22	21.848	99.31
NDH2062	22	21.842	99.28
NDH2063	22	21.837	99.26
NDH2065	22	21.837	99.26
NDH2066	22	21.837	99.26
NDH2067	22	21.836	99.25
NDH2075	22	21.818	99.17
NDH2081	22	21.791	99.05
NDH2082	22	21.799	99.09
NDH2101	22	21.825	99.20
NDH2105	22	21.793	99.06
NDH2106	22	21.787	99.03
NDH2107	22	21.796	99.07
NDH77126	0.4	0.396	99.00
NDH77130	22	21.844	99.29
NDH77149	0.4	0.395	98.75
NE400230	22	21.836	99.25
NE400248	22	21.803	99.10

NE400249	22	21.802	99.10
NE400250	0.4	0.393	98.25
NE400251	22	21.803	99.10
NE400275	22	21.811	99.14
NE400276	22	21.811	99.14
NE400277	0.4	0.396	99.00
NE400278	22	21.811	99.14
NODE225	22	21.826	99.21
NODE227	22	21.826	99.21
NODE238	22	21.826	99.21
NODE239	22	21.825	99.20
NODE240	22	21.823	99.20
NODE241	22	21.823	99.20
TC C41	22	21.828	99.22
TC C42	22	21.853	99.33

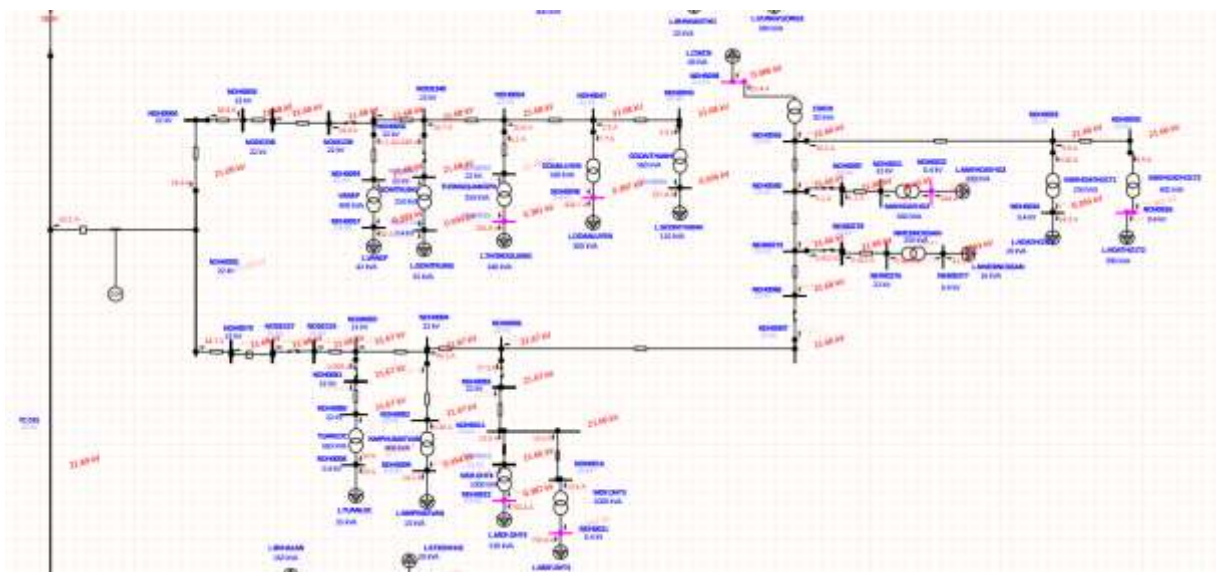
Với độ lệch điện áp được phép dao động trong khoảng $\pm 5\%$ và kết quả mô phỏng phân bố công suất cho thấy điện áp của các nút đều nằm trong giới hạn cho phép từ 95% đến 105%. Vậy nên không cần đặt tụ bù để cải thiện điện áp của các nút.

⇒ Để đảm bảo nguồn cung cấp điện ổn định, liên tục và dự phòng hiệu quả trước các rủi ro tiềm ẩn có thể tác động đến hệ thống điện, nhóm đã mở rộng phân tích bằng cách xây dựng kịch bản bất lợi hơn, cụ thể là tăng gấp đôi mức phụ tải. Mục tiêu của kịch bản này là đánh giá sự thay đổi của điện áp tại các nút trong lưới điện.

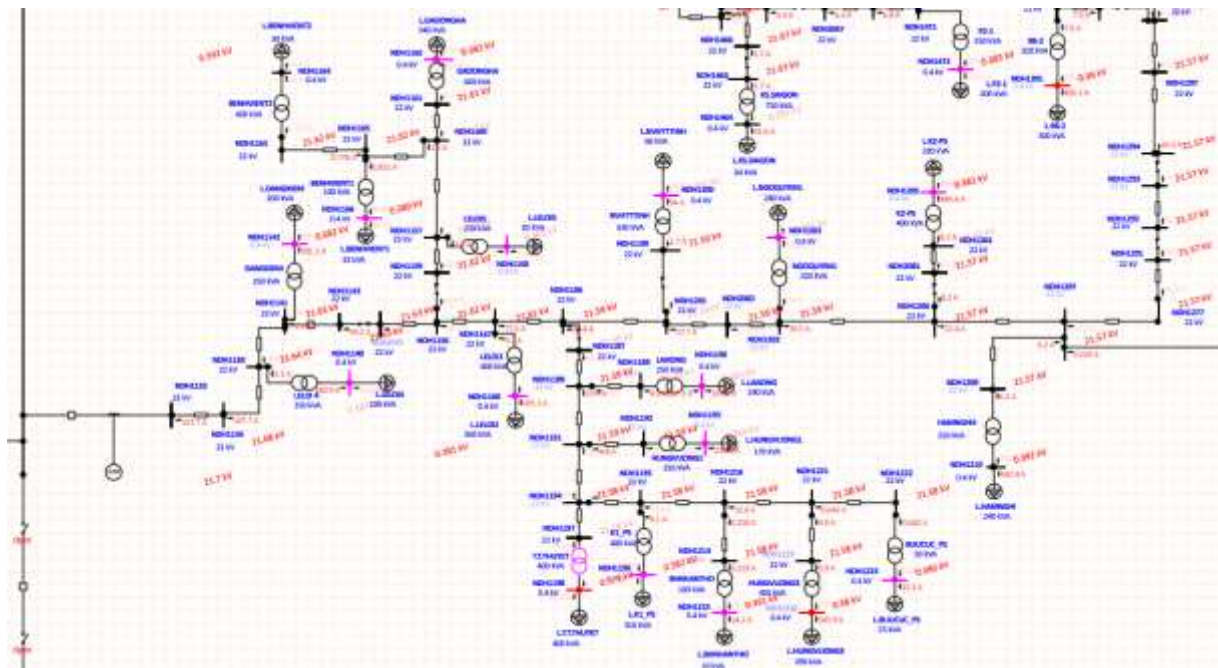
Kết quả mô phỏng lưới điện sau khi tăng gấp đôi phụ tải:



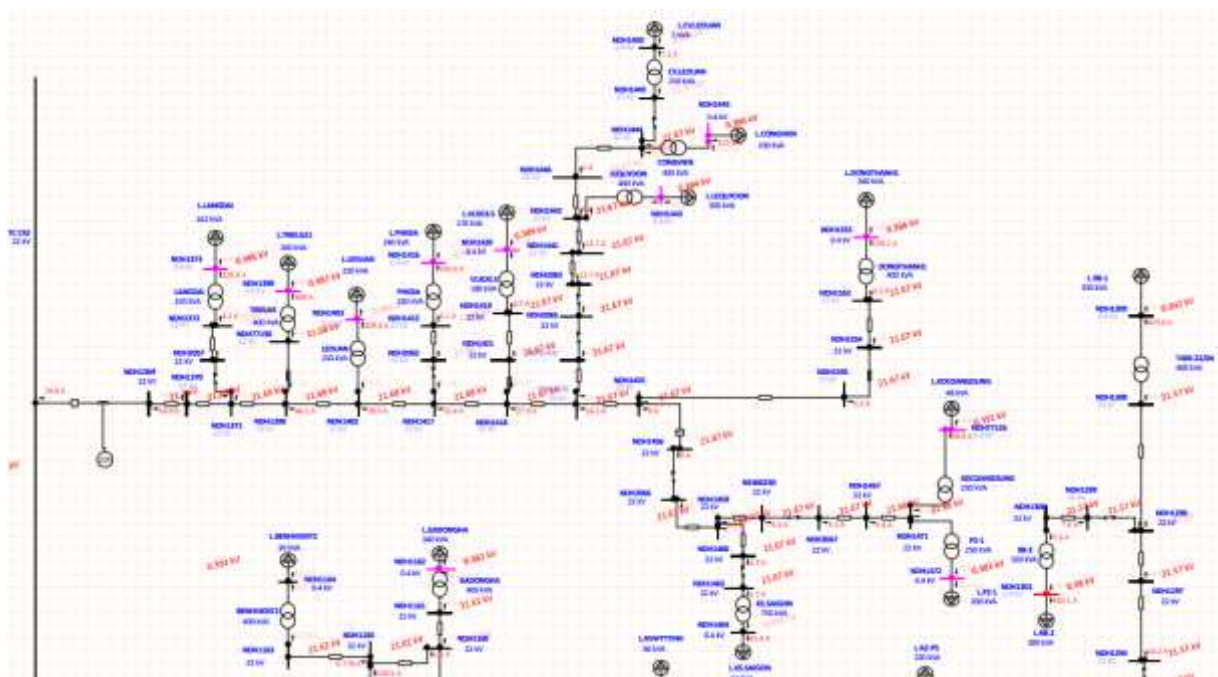
Xuất tuyến 1



Xuất tuyến 2



Xuất tuyến 3



Xuất tuyến 4

Kết quả giá trị điện áp của các nút:

Bus ID	Nominal kV	Voltage	% Voltage
110DH	110	110	100
NDH0002	22	21.686	98.57
NDH0003	22	21.673	98.51
NDH0004	22	21.669	98.50
NDH0006	22	21.665	98.48
NDH0007	22	21.664	98.47
NDH0008	0.4	0.393	98.25
NDH0009	0.4	0.394	98.50
NDH0011	22	21.659	98.45
NDH0014	22	21.659	98.45
NDH0015	22	21.659	98.45
NDH0021	0.4	0.387	96.75
NDH0022	0.4	0.387	96.75
NDH0026	22	21.66	98.45
NDH0030	22	21.661	98.46
NDH0031	22	21.655	98.43
NDH0032	0.4	0.389	97.25
NDH0033	22	21.66	98.45
NDH0034	0.4	0.393	98.25
NDH0035	22	21.66	98.45
NDH0036	0.4	0.381	95.25
NDH0038	0.4	0.386	96.50
NDH0043	22	21.677	98.53
NDH0044	0.4	0.394	98.50
NDH0047	22	21.677	98.53
NDH0048	0.4	0.387	96.75
NDH0054	22	21.677	98.53
NDH0055	0.4	0.381	95.25
NDH0056	22	21.682	98.55
NDH0057	0.4	0.393	98.25
NDH0058	22	21.684	98.56
NDH0060	22	21.685	98.57
NDH0079	22	21.684	98.56
NDH0080	22	21.673	98.51
NDH0081	22	21.673	98.51
NDH0082	22	21.669	98.50
NDH0083	22	21.665	98.48

NDH0086	22	21.664	98.47
NDH0087	22	21.661	98.46
NDH0092	22	21.677	98.53
NDH0093	22	21.682	98.55
NDH0315	22	21.686	98.57
NDH0316	22	21.68	98.55
NDH0318	22	21.679	98.54
NDH0319	0.4	0.386	96.50
NDH0320	22	21.679	98.54
NDH0321	22	21.679	98.54
NDH0323	22	21.679	98.54
NDH0324	0.4	0.393	98.25
NDH0325	22	21.648	98.40
NDH0326	0.4	0.381	95.25
NDH0334	22	21.639	98.36
NDH0335	0.4	0.389	97.25
NDH0341	22	21.632	98.33
NDH0342	22	21.632	98.33
NDH0343	22	21.629	98.31
NDH0344	0.4	0.386	96.50
NDH0345	22	21.628	98.31
NDH0346	22	21.627	98.30
NDH0347	0.4	0.39	97.50
NDH0352	22	21.627	98.30
NDH0353	22	21.627	98.30
NDH0354	0.4	0.391	97.75
NDH0355	0.4	0.39	97.50
NDH0359	22	21.63	98.32
NDH0360	22	21.63	98.32
NDH0361	0.4	0.385	96.25
NDH0362	22	21.628	98.31
NDH0363	22	21.628	98.31
NDH0364	0.4	0.384	96.00
NDH0366	22	21.627	98.30
NDH0367	22	21.627	98.30
NDH0368	0.4	0.393	98.25
NDH0369	22	21.623	98.29
NDH0371	22	21.623	98.29
NDH0374	22	21.622	98.28

NDH0375	0.4	0.393	98.25
NDH0378	22	21.622	98.28
NDH0379	0.4	0.38	95.00
NDH0380	22	21.618	98.26
NDH0381	22	21.622	98.28
NDH0382	0.4	0.384	96.00
NDH0386	22	21.616	98.25
NDH0387	0.4	0.38	95.00
NDH0392	22	21.61	98.23
NDH0393	0.4	0.382	95.50
NDH0396	22	21.605	98.20
NDH0397	0.4	0.39	97.50
NDH0398	22	21.605	98.20
NDH0400	22	21.596	98.16
NDH0401	0.4	0.38	95.00
NDH0402	22	21.592	98.15
NDH0403	0.4	0.38	95.00
NDH0404	22	21.595	98.16
NDH0405	22	21.592	98.15
NDH0406	0.4	0.381	95.25
NDH0408	22	21.572	98.05
NDH0410	22	21.63	98.32
NDH0412	22	21.63	98.32
NDH0413	0.4	0.39	97.50
NDH0414	22	21.63	98.32
NDH0415	22	21.63	98.32
NDH0416	0.4	0.391	97.75
NDH0417	22	21.629	98.31
NDH0418	0.4	0.392	98.00
NDH0419	22	21.629	98.31
NDH0421	22	21.629	98.31
NDH0428	22	21.629	98.31
NDH0429	0.4	0.39	97.50
NDH1133	22	21.699	98.63
NDH1134	22	21.681	98.55
NDH1138	22	21.645	98.39
NDH1140	0.4	0.387	96.75
NDH1141	22	21.628	98.31
NDH1142	0.4	0.382	95.50

NDH1143	22	21.628	98.31
NDH1156	22	21.617	98.26
NDH1157	22	21.617	98.26
NDH1158	0.4	0.389	97.25
NDH1159	22	21.617	98.26
NDH1160	22	21.616	98.25
NDH1161	22	21.615	98.25
NDH1162	0.4	0.382	95.50
NDH1163	22	21.616	98.25
NDH1164	0.4	0.392	98.00
NDH1165	22	21.616	98.25
NDH1166	0.4	0.389	97.25
NDH1167	22	21.608	98.22
NDH1168	0.4	0.381	95.25
NDH1186	22	21.594	98.15
NDH1187	22	21.594	98.15
NDH1188	22	21.591	98.14
NDH1189	22	21.591	98.14
NDH1190	0.4	0.383	95.75
NDH1191	22	21.589	98.13
NDH1192	22	21.589	98.13
NDH1193	0.4	0.384	96.00
NDH1194	22	21.581	98.10
NDH1195	22	21.581	98.10
NDH1196	0.4	0.382	95.50
NDH1197	22	21.576	98.07
NDH1198	0.4	0.379	94.75
NDH1199	22	21.592	98.15
NDH1200	0.4	0.391	97.75
NDH1201	22	21.592	98.15
NDH1202	22	21.589	98.13
NDH1203	0.4	0.381	95.25
NDH1204	22	21.571	98.05
NDH1205	0.4	0.382	95.50
NDH1206	22	21.574	98.06
NDH1207	22	21.572	98.05
NDH1209	22	21.572	98.05
NDH1210	0.4	0.392	98.00
NDH1214	22	21.579	98.09

NDH1215	0.4	0.391	97.75
NDH1216	22	21.579	98.09
NDH1219	22	21.577	98.08
NDH1220	0.4	0.38	95.00
NDH1221	22	21.577	98.08
NDH1222	22	21.577	98.08
NDH1223	0.4	0.386	96.50
NDH1277	22	21.571	98.05
NDH1291	22	21.571	98.05
NDH1292	22	21.571	98.05
NDH1293	22	21.57	98.05
NDH1294	22	21.57	98.05
NDH1297	22	21.569	98.04
NDH1298	22	21.567	98.03
NDH1299	22	21.567	98.03
NDH1300	22	21.566	98.03
NDH1301	0.4	0.38	95.00
NDH1308	22	21.566	98.03
NDH1309	0.4	0.392	98.00
NDH1369	22	21.699	98.63
NDH1370	22	21.694	98.61
NDH1371	22	21.689	98.59
NDH1372	22	21.689	98.59
NDH1373	0.4	0.386	96.50
NDH1398	22	21.682	98.55
NDH1399	0.4	0.387	96.75
NDH1402	22	21.678	98.54
NDH1403	0.4	0.383	95.75
NDH1415	22	21.676	98.53
NDH1416	0.4	0.381	95.25
NDH1417	22	21.677	98.53
NDH1418	22	21.671	98.50
NDH1419	22	21.671	98.50
NDH1420	0.4	0.389	97.25
NDH1421	22	21.671	98.50
NDH1436	22	21.668	98.49
NDH1437	22	21.668	98.49
NDH1441	22	21.667	98.49
NDH1442	22	21.667	98.49

NDH1443	0.4	0.384	96.00
NDH1444	22	21.665	98.48
NDH1445	0.4	0.386	96.50
NDH1446	22	21.667	98.49
NDH1449	22	21.665	98.48
NDH1450	0.4	0.394	98.50
NDH1455	22	21.668	98.49
NDH1456	22	21.668	98.49
NDH1458	22	21.668	98.49
NDH1463	22	21.668	98.49
NDH1464	0.4	0.393	98.25
NDH1466	22	21.668	98.49
NDH1467	22	21.664	98.47
NDH1471	22	21.663	98.47
NDH1472	0.4	0.383	95.75
NDH1552	22	21.666	98.48
NDH1553	0.4	0.386	96.50
NDH1554	22	21.666	98.48
NDH1555	22	21.666	98.48
NDH1649	0.4	0.388	97.00
NDH1650	22	21.679	98.54
NDH2057	22	21.689	98.59
NDH2062	22	21.677	98.53
NDH2063	22	21.668	98.49
NDH2065	22	21.668	98.49
NDH2066	22	21.668	98.49
NDH2067	22	21.666	98.48
NDH2075	22	21.628	98.31
NDH2081	22	21.574	98.06
NDH2082	22	21.591	98.14
NDH2101	22	21.68	98.55
NDH2105	22	21.618	98.26
NDH2106	22	21.605	98.20
NDH2107	22	21.623	98.29
NDH77126	0.4	0.391	97.75
NDH77130	22	21.682	98.55
NDH77149	0.4	0.393	98.25
NE400230	22	21.666	98.48
NE400248	22	21.637	98.35

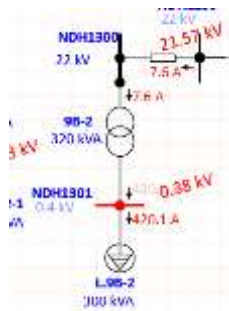
NE400249	22	21.636	98.35
NE400250	0.4	0.388	97.00
NE400251	22	21.637	98.35
NE400275	22	21.662	98.46
NE400276	22	21.662	98.46
NE400277	0.4	0.393	98.25
NE400278	22	21.662	98.46
NODE225	22	21.684	98.56
NODE227	22	21.684	98.56
NODE238	22	21.683	98.56
NODE239	22	21.682	98.55
NODE240	22	21.68	98.55
NODE241	22	21.68	98.55
TC C41	22	21.686	98.57
TC C42	22	21.699	98.63

⇒ Qua kết quả trên, ta thấy có 7 nút nằm ngoài khoảng $\pm 5\%$ độ lệch điện áp được phép dao động là nút: NDH0379, NDH0387, NDH0401, NDH0403, NDH1198, NDH1220, NDH1301. Với độ lệch áp lần lượt là 5%; 5%; 5%; 5%; 5,25%; 5%; 5,25%. Như vậy để cải thiện điện áp của các nút này, ta tiến hành điều chỉnh các đầu phân áp của máy biến áp ứng với các nút đó để cải thiện điện áp về khoảng dao động cho phép.

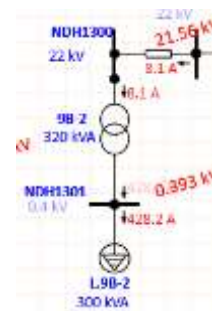
Ta lấy 19 đầu phân áp giá trị từ -16,02 đến 16,02 với mỗi nấc phân áp là 1,78.

Sau khi điều chỉnh đầu phân áp của các máy biến áp ứng các nút thì ta chỉ cải thiện được điện áp của 1 nút.

Nút	Đầu phân áp	Điện áp khi chưa cải thiện (kV)	Điện áp khi được cải thiện (kV)
NDH1301	3,56	0.38	0.393



Điện áp khi chưa được cải thiện

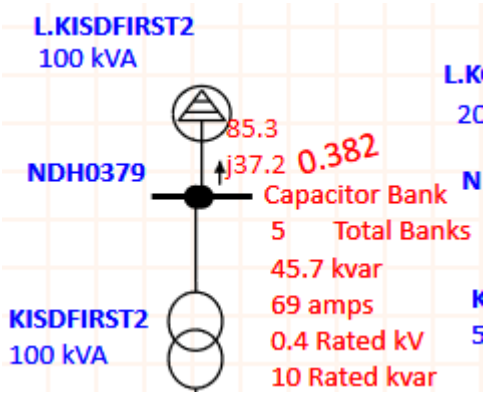


Điện áp khi được cải thiện

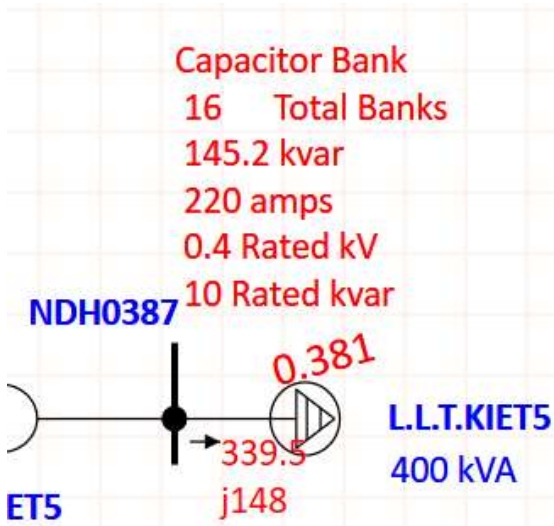
Sau khi hoàn tất việc điều chỉnh các đầu phân áp, điện áp tại 6 nút gồm NDH0379, NDH0387, NDH0401, NDH0403, NDH1198 và NDH1220 vẫn chưa đạt

mức mong muốn. Để khắc phục tình trạng này thì triển khai phương án lắp đặt tụ bù tại các nút có giá trị điện áp thấp, nhằm nâng cao chất lượng điện áp và đảm bảo sự ổn định của hệ thống lưới điện.

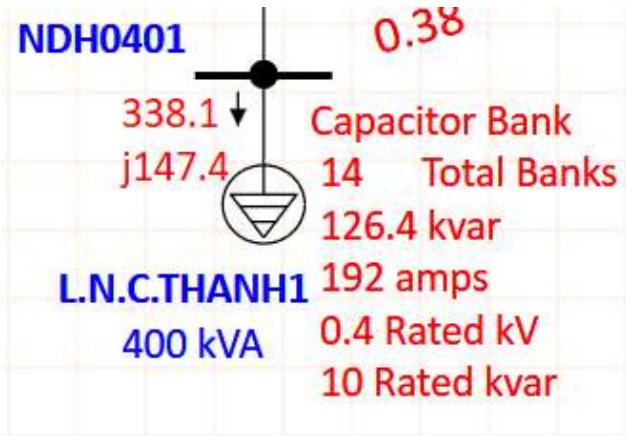
⇒ Chạy bài toán tính dung lượng bù ta được kết quả:



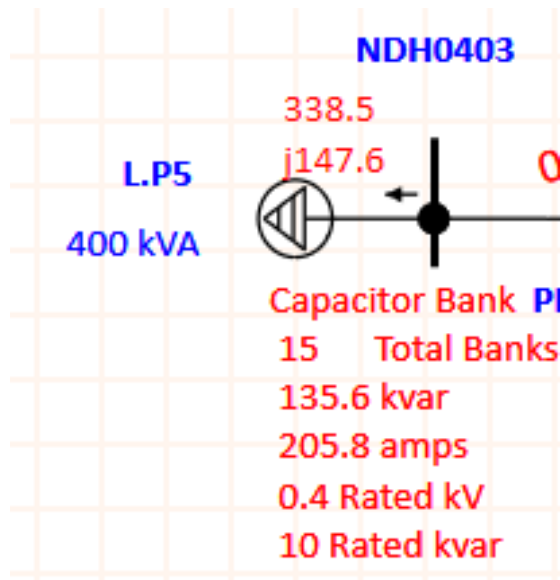
Tại nút NDH0379



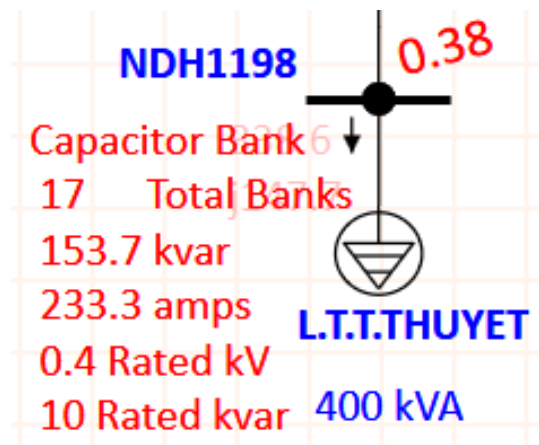
Tại nút NDH0387



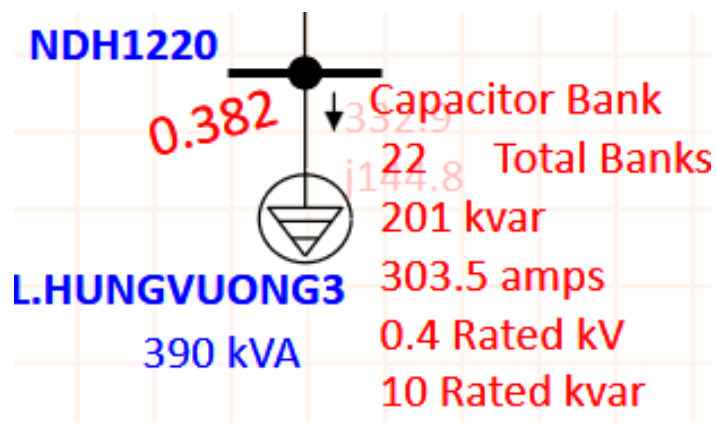
Tại nút NDH0401



Tại nút NDH0403



Tại nút NDH1198

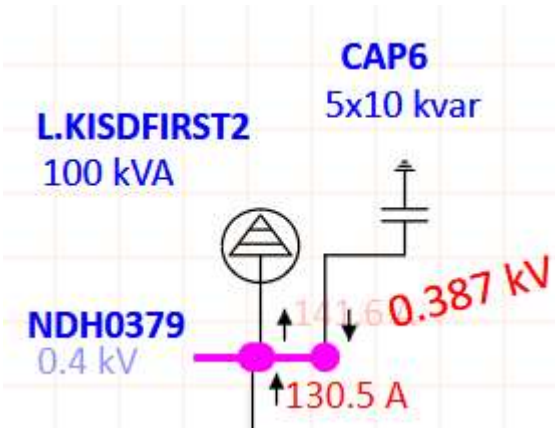


Tại nút NDH1220

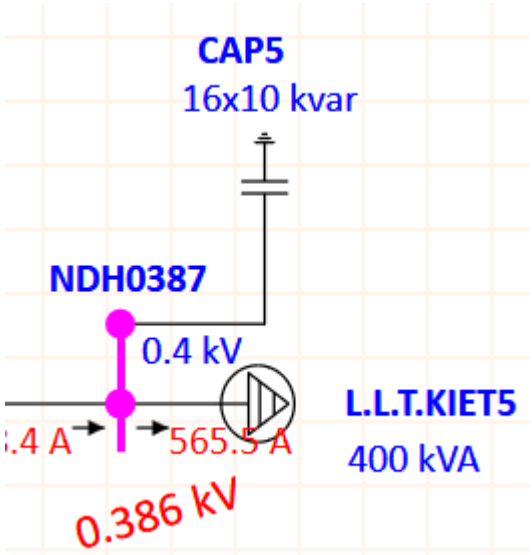
Ta có bảng sau:

Nút	Dung lượng tụ bù (kvar)	Số lượng tụ bù	Tổng dung lượng tụ bù (kvar)
NDH0379	10	5	50
NDH0387	10	16	160
NDH0401	10	14	140
NDH0403	10	15	150
NDH1198	10	17	170
NDH1220	10	22	220

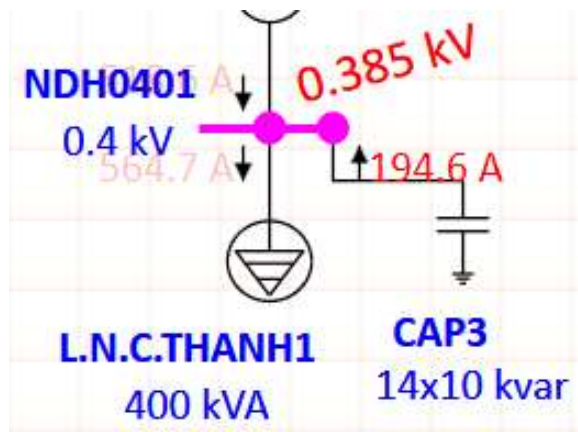
Tiếp theo tiến hành chạy bài toán đặt tụ bù, ta được kết quả:



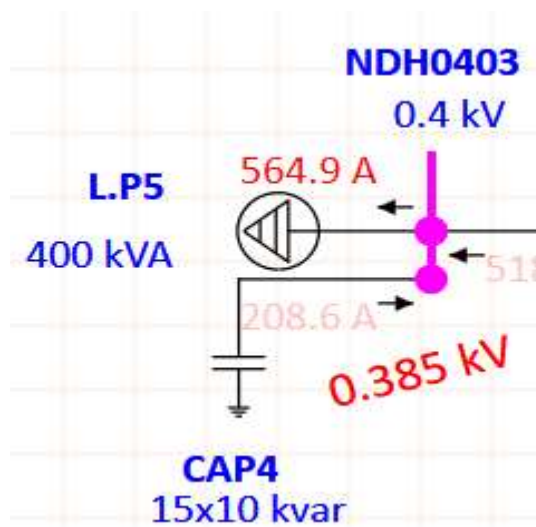
Điện áp tại nút NDH0379



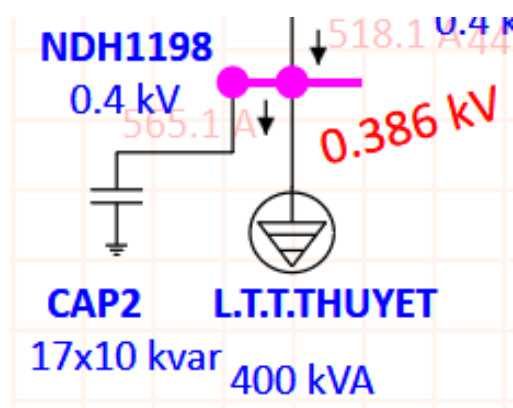
Điện áp tại nút NDH0387



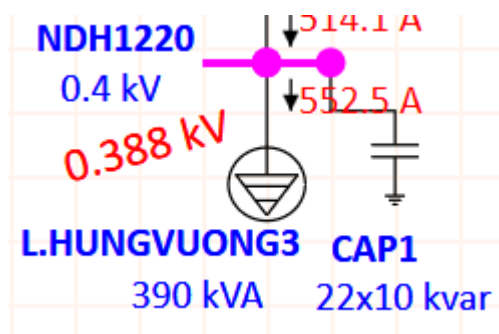
Điện áp tại nút NDH0401



Điện áp tại nút NDH0403



Điện áp tại nút NDH1198



Điện áp tại nút NDH1220

Ta có bảng kết quả điện áp sau khi gắn tụ bù như sau:

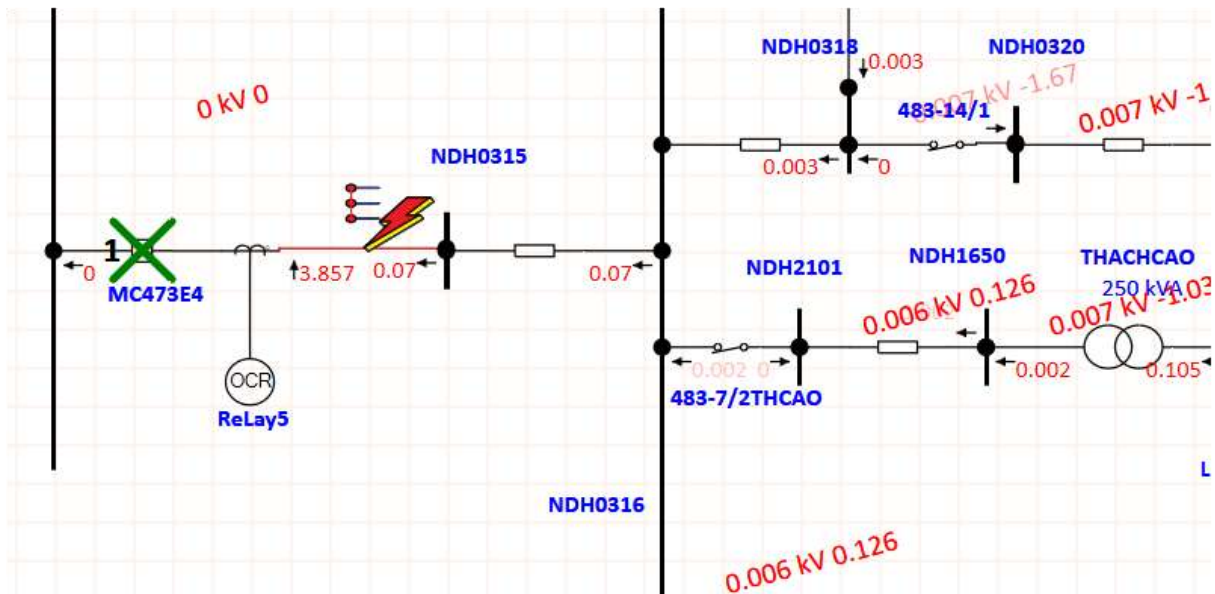
Nút	Điện áp khi chưa đặt tụ bù (kV)	Điện áp khi đã đặt tụ bù (kV)
NDH0379	0,38	0,386
NDH0387	0,38	0,387
NDH0401	0,38	0,385
NDH0403	0,38	0,385
NDH1198	0,379	0,386
NDH1220	0,38	0,388

⇒ Kết quả mô phỏng với kịch bản bất lợi, trong đó phụ tải được tăng gấp đôi, cho thấy 7 nút trên lưới điện có điện áp vượt ngoài giới hạn cho phép ($\pm 5\%$). Để xử lý vấn đề này, nhóm nghiên cứu ưu tiên điều chỉnh đầu phân áp của máy biến áp nhằm tối ưu chi phí. Tuy nhiên, phương án này chỉ khắc phục được điện áp tại 1 nút. Do đó, nhóm đã chuyển sang triển khai giải pháp lắp đặt tụ bù tại các nút còn lại. Kết quả sau khi thực hiện bài toán đặt tụ bù cho thấy tất cả các nút có điện áp ngoài giới hạn đã được điều chỉnh về mức ổn định, đảm bảo vận hành an toàn và hiệu quả cho toàn hệ thống lưới điện.

4.4. Bài toán bảo vệ rơ le

4.3.1. Phân tích các dạng ngắn mạch tại phía đầu xuất tuyến 1

Trường hợp 1: Sự cố ngắn mạch 3 pha



Sự cố ngắn mạch 3 pha tại phía đầu xuất tuyến 1

Khi có ngắn mạch ba pha tại phía đầu xuất tuyến 1 thì chức năng 51 của rơ le 5 phát hiện ngắn mạch và đưa tín hiệu đi cắt máy cắt MC473E4. Nếu rơ le bị 5 sự cố không phát hiện được ngắn mạch thì các rơ le 4 và rơ le 1 lân cận là các rơ le dự phòng sẽ đưa tín hiệu đi cắt các máy cắt 431 và 131 lân cận để cô lập sự cố.

Sequence-of-Operation Events - Output Report: Untitled

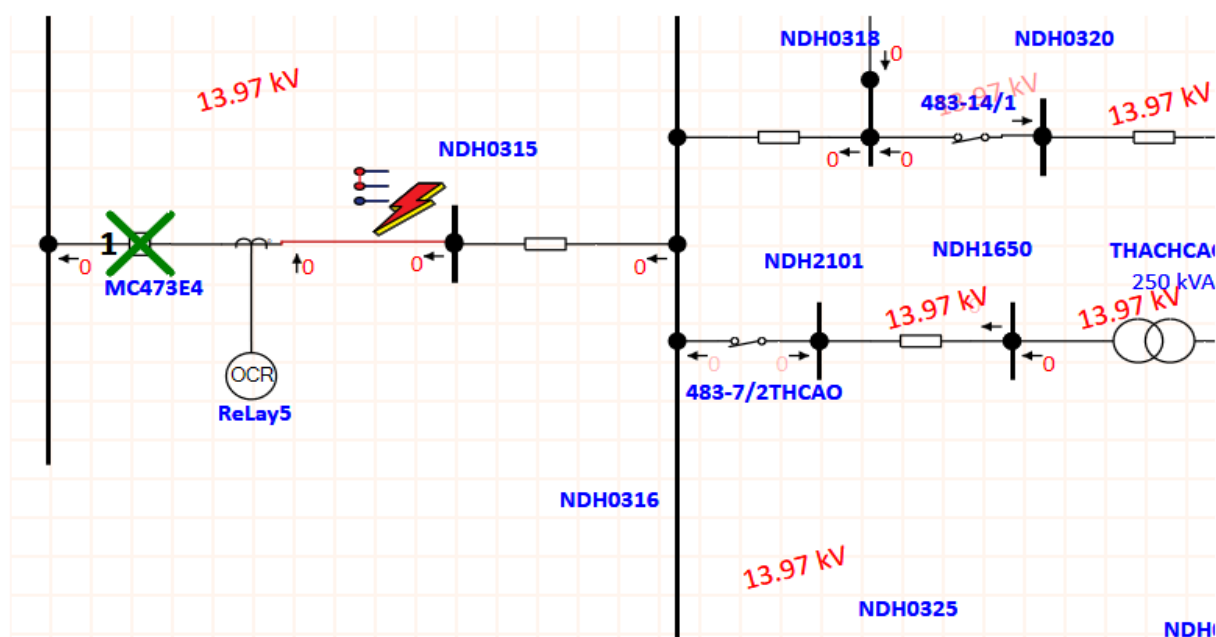
3-Phase (Symmetrical) fault on connector between NDH0315 & CT22. Adjacent bus: NDH0315

Data Rev.: Base Config: Normal Date: 09-06-2025

Time (...)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
103	ReLay5	3.857	103		Phase - OC1 - 51
153	MC473E4		50.0		Tripped by ReLay5 Phase - OC1 - 51
262	ReLay4	3.806	262		Phase - OC1 - 51
312	431		50.0		Tripped by ReLay4 Phase - OC1 - 51
876	ReLay1	0.761	876		Phase - OC1 - 51
926	131		50.0		Tripped by ReLay1 Phase - OC1 - 51

Thời gian giải trừ sự cố ngắn mạch 3 pha tại đầu xuất tuyến 1

Trường hợp 2: Sự cố ngắn mạch 2 pha chạm nhau



Sự cố ngắn mạch 2 pha chạm nhau tại phía đầu xuất tuyến 1

Khi có ngắn mạch hai pha chạm nhau tại phía đầu xuất tuyến 1 thì chức năng 51 của rơ le 5 phát hiện ngắn mạch và đưa tín hiệu đi cắt máy cắt MC473E4. Nếu rơ le 5 bị sự cố không phát hiện được ngắn mạch thì các rơ le 4 và rơ le 1 lân cận là các rơ le dự phòng sẽ đưa tín hiệu đi cắt các máy cắt 431 và 131 lân cận để cô lập sự cố.

Sequence-of-Operation Events - Output Report: Untitled

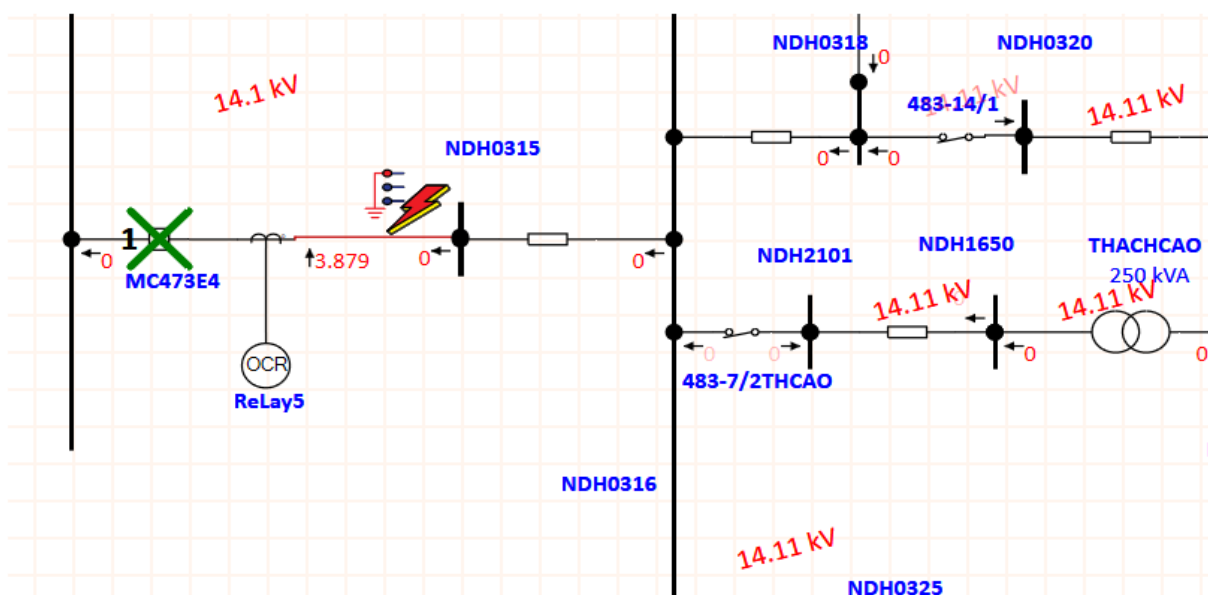
Line-to-Line (Symmetrical) fault on connector between NDH0315 & CT22. Adjacent bus: NDH0315

Data Rev.: Base Config: Normal Date: 09-06-2025

Time (...)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
120	ReLay5	3.34	120		Phase - OC1 - 51
170	MC473E4		50.0		Tripped by ReLay5 Phase - OC1 - 51
305	ReLay4	3.296	305		Phase - OC1 - 51
355	431		50.0		Tripped by ReLay4 Phase - OC1 - 51
1024	ReLay1	0.659	1024		Phase - OC1 - 51
1074	131		50.0		Tripped by ReLay1 Phase - OC1 - 51

Thời gian giải trừ sự cố ngắn mạch 2 pha chạm nhau tại đầu xuất tuyến 1

Trường hợp 3: Sự cố ngắn mạch 1 pha chạm đất



Sự cố ngắn mạch 1 pha chạm đất tại phía đầu xuất tuyến 1

Khi có ngắn mạch một pha chạm đất tại phía đầu xuất tuyến 1 thì chức năng 51N của rơ le 5 phát hiện sự cố và đưa tín hiệu đi cắt máy cắt MC473E4 đồng thời chức năng 51 của rơ le 5 cũng đưa tín hiệu đi cắt máy cắt MC473E4 sau khoảng thời gian 56.5 ms. Nếu rơ le 5 bị sự cố không phát hiện sự cố và đưa tín hiệu đi cắt máy cắt thì các chức năng 51N và 51 của các rơ le 4, rơ le 3 và rơ le 1 lân cận là các rơ le dự phòng sẽ đưa tín hiệu đi cắt các máy cắt 431 và 131 lân cận để cô lập sự cố.

Sequence-of-Operation Events - Output Report: Untitled

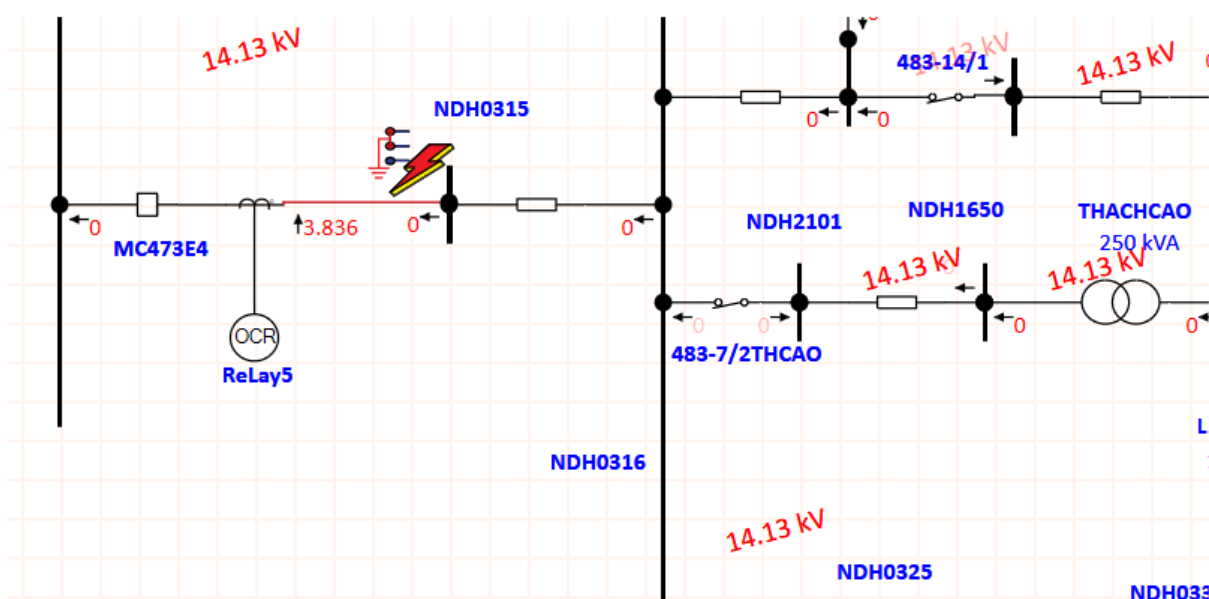
Line-to-Ground (Symmetrical) fault on connector between NDH0315 & CT22. Adjacent bus: NDH0315

Data Rev.: Base Config: Normal Date: 09-06-2025

Time (...)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
46.5	ReLay5	3.879	46.5		Ground - OC1 - 51
96.5	MC473E4		50.0		Tripped by ReLay5 Ground - OC1 - 51
103	ReLay5	3.835	103		Phase - OC1 - 51
153	MC473E4		50.0		Tripped by ReLay5 Phase - OC1 - 51
183	ReLay4	3.879	183		Ground - OC1 - 51
233	431		50.0		Tripped by ReLay4 Ground - OC1 - 51
262	ReLay4	3.802	262		Phase - OC1 - 51
312	431		50.0		Tripped by ReLay4 Phase - OC1 - 51
340	ReLay3	3.879	340		Ground - OC1 - 51
390	131		50.0		Tripped by ReLay3 Ground - OC1 - 51
390	431		50.0		Tripped by ReLay3 Ground - OC1 - 51
703	ReLay1	0.776	703		Ground - OC1 - 51
753	131		50.0		Tripped by ReLay1 Ground - OC1 - 51
877	ReLay1	0.76	877		Phase - OC1 - 51
927	131		50.0		Tripped by ReLay1 Phase - OC1 - 51

Thời gian giải trừ sự cố ngắn mạch 1 pha chạm đất tại đầu xuất tuyến 1

Trường hợp 4: Sự cố ngắn mạch 2 pha chạm nhau chạm đất



Sự cố ngắn mạch 2 pha chạm nhau chạm đất tại phía đầu xuất tuyến 1

Khi có ngắn mạch hai pha chạm đất tại phía đầu xuất tuyến 1 thì chức năng 51N của rơ le 5 phát hiện sự cố và đưa tín hiệu đi cắt máy cắt MC473E4 đồng thời chức năng 51 của rơ le 5 cũng đưa tín hiệu đi cắt máy cắt MC473E4 sau khoảng thời gian 55.9 ms. Nếu rơ le 5 bị sự cố không phát hiện sự cố và đưa tín hiệu đi cắt máy cắt thì các chức năng 51N và 51 của các rơ le 4, rơ le 3 và rơ le 1 lân cận là các rơ le dự phòng sẽ đưa tín hiệu đi cắt các máy cắt 431 và 131 lân cận để cô lập sự cố.

Sequence-of-Operation Events - Output Report: Untitled

Line-to-Line-to-Ground (Symmetrical) fault on connector between NDH0315 & CT22. Adjacent bus: NDH0315

Data Rev.: Base Config: Normal Date: 09-06-2025

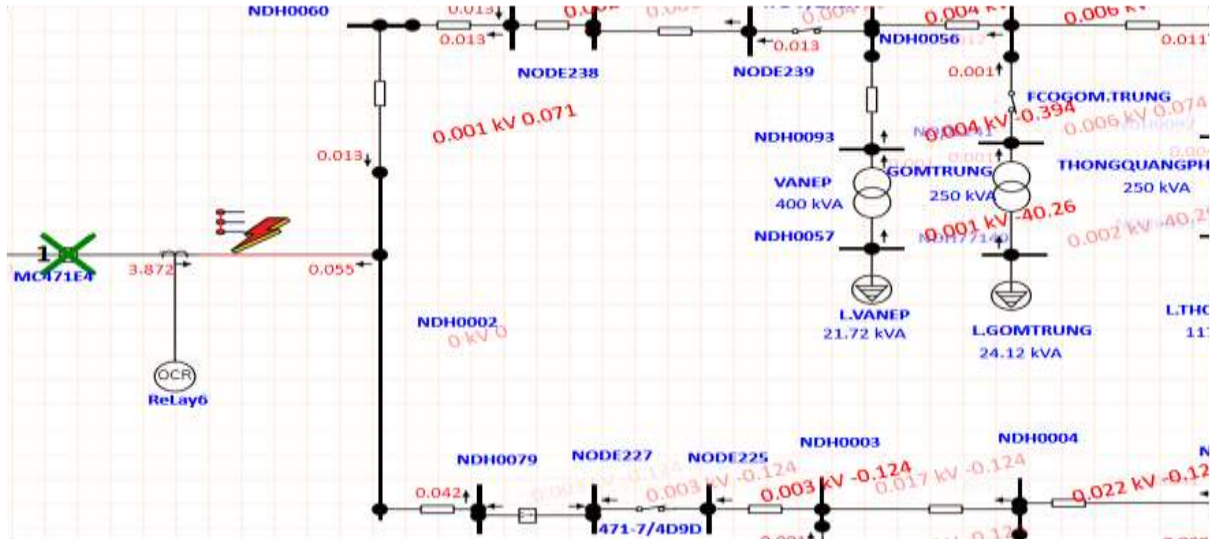
Time (...)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
47.1	ReLay5	3.836	47.1		Ground - OC1 - 51
97.1	MC473E4		50.0		Tripped by ReLay5 Ground - OC1 - 51
103	ReLay5	3.854	103		Phase - OC1 - 51
153	MC473E4		50.0		Tripped by ReLay5 Phase - OC1 - 51
186	ReLay4	3.836	186		Ground - OC1 - 51
236	431		50.0		Tripped by ReLay4 Ground - OC1 - 51
262	ReLay4	3.806	262		Phase - OC1 - 51
312	431		50.0		Tripped by ReLay4 Phase - OC1 - 51
346	ReLay3	3.836	346		Ground - OC1 - 51
396	131		50.0		Tripped by ReLay3 Ground - OC1 - 51
396	431		50.0		Tripped by ReLay3 Ground - OC1 - 51
714	ReLay1	0.767	714		Ground - OC1 - 51
764	131		50.0		Tripped by ReLay1 Ground - OC1 - 51
876	ReLay1	0.761	876		Phase - OC1 - 51
926	131		50.0		Tripped by ReLay1 Phase - OC1 - 51

Thời gian giải trừ sự cố ngắn mạch 2 pha chạm nhau chạm đất tại đầu xuất tuyến

TỔNG KẾT: Khi có sự cố xuất tuyến 1 với 4 dạng sự cố ngắn mạch, với ngắn mạch pha ngoài vùng bảo vệ của 50 thì chức năng 51 tác động, còn với ngắn mạch chạm đất thì chức năng 51N tác động trước.

4.3.2. Phân tích các dạng ngắn mạch tại phía đầu xuất tuyến 2

Trường hợp 1: Sự cố ngắn mạch 3 pha



Sự cố ngắn mạch 3 pha tại phía đầu xuất tuyến 2

Khi có ngắn mạch ba pha tại phía đầu xuất tuyến 2 thì chức năng 51 của rơ le 6 phát hiện ngắn mạch và đưa tín hiệu đi cắt máy cắt MC471E4. Nếu rơ le 6 bị sự cố không phát hiện được ngắn mạch thì các rơ le 4 và rơ le 1 lân cận là các rơ le dự phòng sẽ đưa tín hiệu đi cắt các máy cắt lân cận 431 và 131 để cô lập sự cố.

Sequence-of-Operation Events - Output Report: Untitled

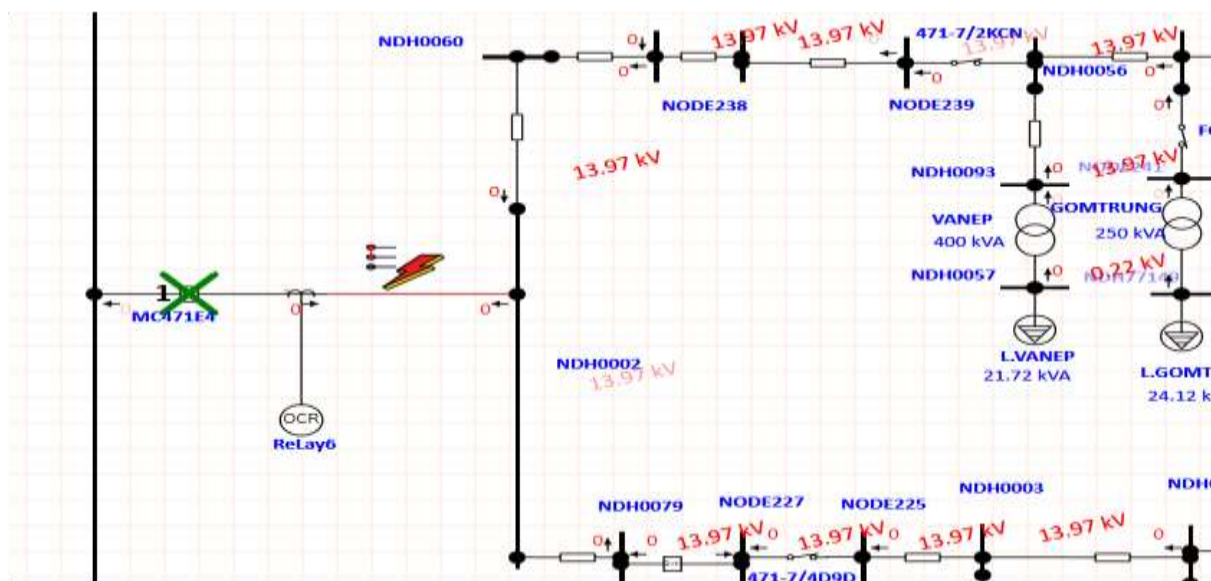
3-Phase (Symmetrical) fault on connector between NDH0002 & CT23. Adjacent bus: NDH0002

Data Rev.: Base Config: Normal Date: 09-06-2025

Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
110	ReLay6	3.872	110		Phase - OC1 - 51
160	MC471E4		50.0		Tripped by ReLay6 Phase - OC1 - 51
262	ReLay4	3.806	262		Phase - OC1 - 51
312	431		50.0		Tripped by ReLay4 Phase - OC1 - 51
876	ReLay1	0.761	876		Phase - OC1 - 51
926	131		50.0		Tripped by ReLay1 Phase - OC1 - 51

Thời gian giải trừ sự cố ngắn mạch 3 pha tại đầu xuất tuyến 2

Trường hợp 2: Sự cố ngắn mạch 2 pha chạm nhau



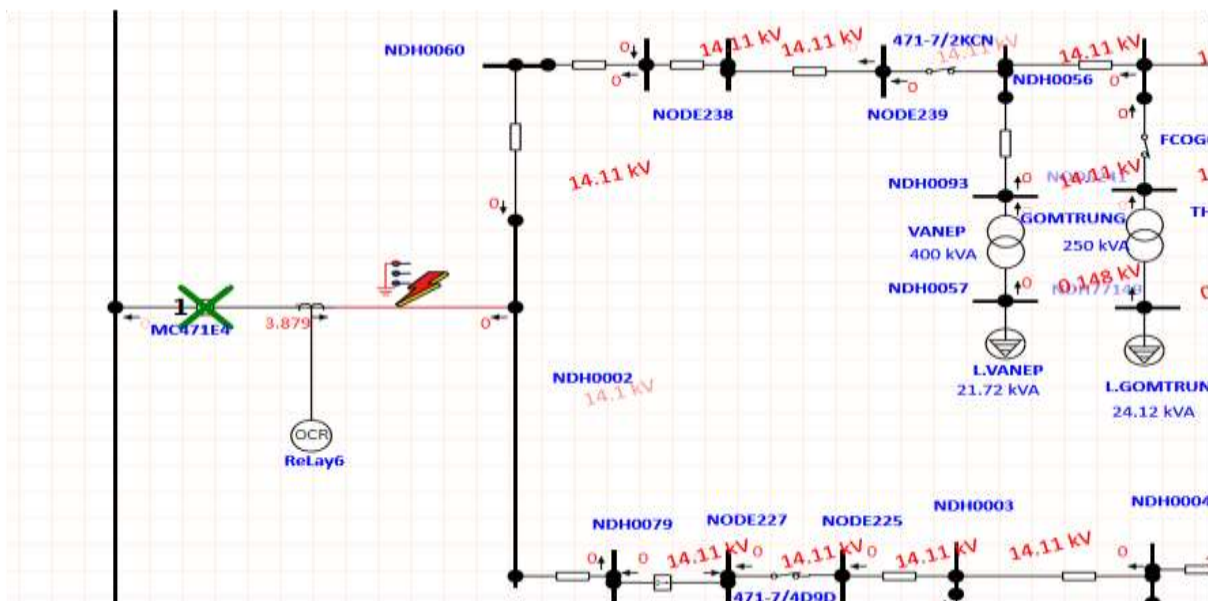
Sự cố ngắn mạch 2 pha chạm nhau tại phía đầu xuất tuyến 2

Khi có ngắn mạch hai pha chạm nhau tại phía đầu xuất tuyến 2 thì chức năng 51 của rơ le 6 phát hiện ngắn mạch và đưa tín hiệu đi cắt máy cắt MC471E4. Nếu rơ le bị sự cố không phát hiện được ngắn mạch thì các rơ le 4 và rơ le 1 lân cận là các rơ le dự phòng sẽ đưa tín hiệu đi cắt các máy cắt lân cận để cô lập sự cố.

Sequence-of-Operation Events - Output Report: Untitled					
Line-to-Line (Symmetrical) fault on connector between NDH0002 & CT23. Adjacent bus: NDH0002					
Data Rev.: Base		Config: Normal		Date: 09-06-2025	
Time (...)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
128	ReLay6	3.353	128		Phase - OC1 - 51
178	MC471E4		50.0		Tripped by ReLay6 Phase - OC1 - 51
305	ReLay4	3.296	305		Phase - OC1 - 51
355	431		50.0		Tripped by ReLay4 Phase - OC1 - 51
1024	ReLay1	0.659	1024		Phase - OC1 - 51
1074	131		50.0		Tripped by ReLay1 Phase - OC1 - 51

Thời gian giải trừ sự cố ngắn mạch 2 pha chạm nhau tại đầu xuất tuyến 2

Trường hợp 3: Sự cố ngắn mạch 1 pha chạm đất



Sự cố ngắn mạch 1 pha chạm đất tại phía đầu xuất tuyến 2

Khi có ngắn mạch một pha chạm đất tại phía đầu xuất tuyến 2 thì chức năng 51N của rơ le 6 phát hiện sự cố và đưa tín hiệu đi cắt máy cắt MC473E4 đồng thời chức năng 51 của rơ le 6 cũng đưa tín hiệu đi cắt máy cắt MC473E4 sau khoảng thời gian 54.4 ms. Nếu rơ le 5 bị sự cố không phát hiện sự cố và đưa tín hiệu đi cắt máy cắt thì các chức năng 51N và 51 của các rơ le 4 và rơ le 1 lân cận là các rơ le dự phòng sẽ đưa tín hiệu đi cắt các máy cắt 431 và 131 lân cận để cô lập sự cố.

Sequence-of-Operation Events - Output Report: Untitled

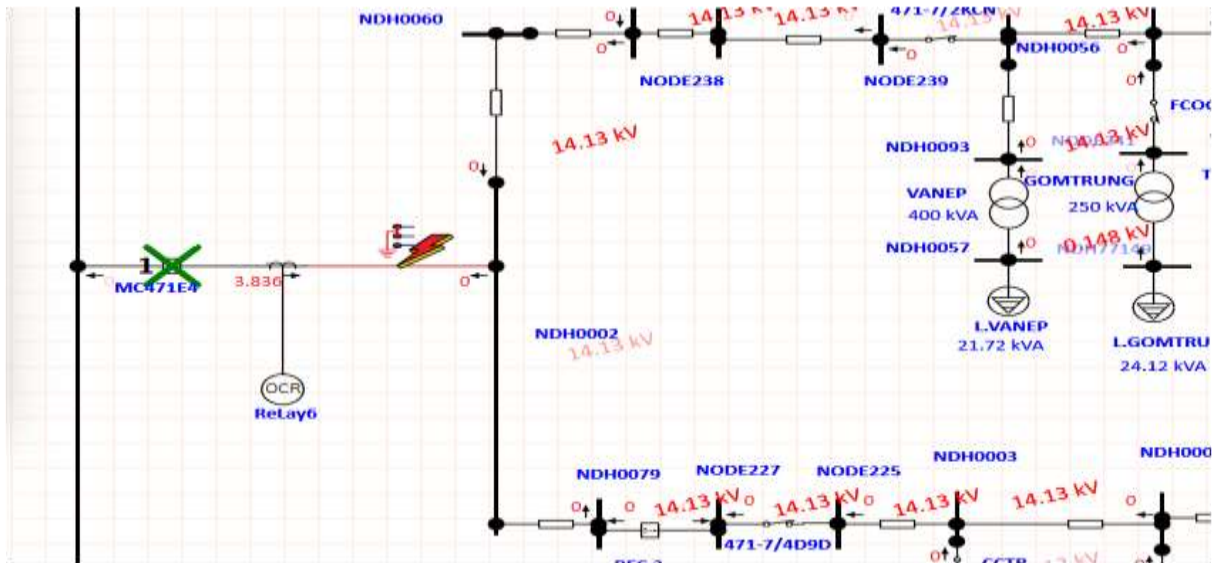
Line-to-Ground (Symmetrical) fault on connector between NDH0002 & CT23. Adjacent bus: NDH0002

Data Rev.: Base Config: Normal Date: 09-06-2025

Time (...)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
56.6	ReLay6	3.879	56.6		Ground - OC1 - 51
107	MC471E4	50.0			Tripped by ReLay6 Ground - OC1 - 51
111	ReLay6	3.845	111		Phase - OC1 - 51
161	MC471E4	50.0			Tripped by ReLay6 Phase - OC1 - 51
183	ReLay4	3.879	183		Ground - OC1 - 51
233	431	50.0			Tripped by ReLay4 Ground - OC1 - 51
262	ReLay4	3.802	262		Phase - OC1 - 51
312	431	50.0			Tripped by ReLay4 Phase - OC1 - 51
340	ReLay3	3.879	340		Ground - OC1 - 51
390	131	50.0			Tripped by ReLay3 Ground - OC1 - 51
390	431	50.0			Tripped by ReLay3 Ground - OC1 - 51
703	ReLay1	0.776	703		Ground - OC1 - 51
753	131	50.0			Tripped by ReLay1 Ground - OC1 - 51
877	ReLay1	0.76	877		Phase - OC1 - 51
927	131	50.0			Tripped by ReLay1 Phase - OC1 - 51

Thời gian giải trừ sự cố ngắn mạch 1 pha chạm đất tại đầu xuất tuyến 2

Trường hợp 4: Sự cố ngắn mạch 2 pha chạm nhau chạm đất



Sự cố ngắn mạch 2 pha chạm nhau chạm đất tại phía đầu xuất tuyến 2

Khi có ngắn mạch hai pha chạm đất tại phía đầu xuất tuyến 2 thì chức năng 51N của rơ le 6 phát hiện sự cố và đưa tín hiệu đi cắt máy cắt MC473E4 đồng thời chức năng 51 của rơ le 6 cũng đưa tín hiệu đi cắt máy cắt MC473E4 sau khoảng thời gian 52.7 ms. Nếu rơ le 5 bị sự cố không phát hiện sự cố và đưa tín hiệu đi cắt máy cắt thì các chức năng 51N và 51 của các rơ le 4, rơ le 3 và rơ le 1 lân cận là các rơ le dự phòng sẽ đưa tín hiệu đi cắt các máy cắt 431 và 131 lân cận để cô lập sự cố.

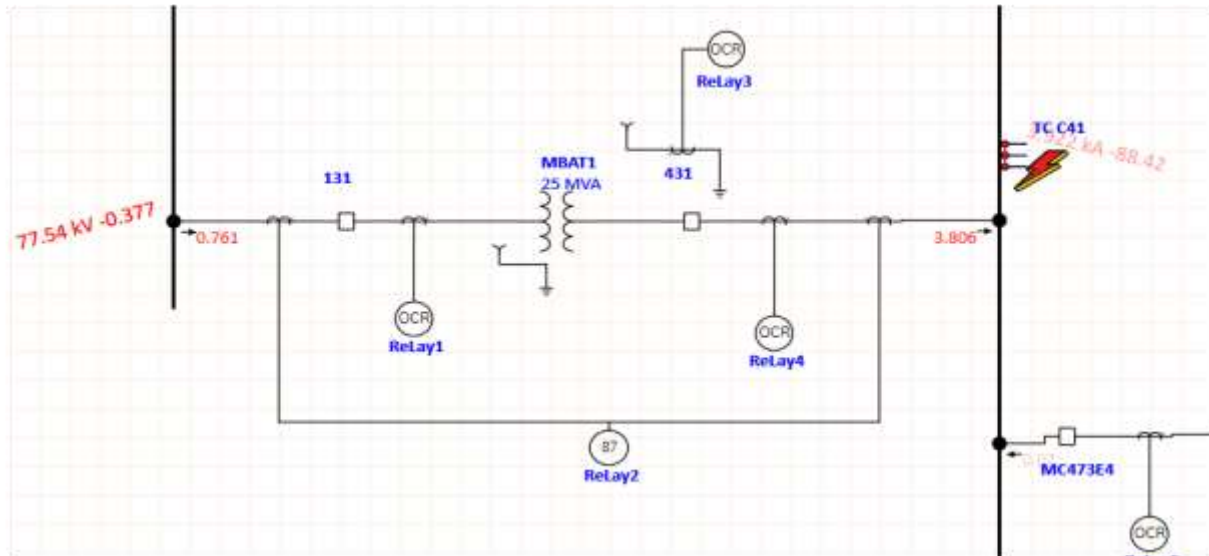
Sequence-of-Operation Events - Output Report: Untitled					
Line-to-Line-to-Ground (Symmetrical) fault on connector between NDH0002 & CT23. Adjacent bus: NDH0002					
Data Rev.: Base		Config: Normal		Date: 09-06-2025	
Time (...)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
57.3	ReLay6	3.836	57.3		Ground - OC1 - 51
107	MC471E4		50.0		Tripped by ReLay6 Ground - OC1 - 51
110	ReLay6	3.868	110		Phase - OC1 - 51
160	MC471E4		50.0		Tripped by ReLay6 Phase - OC1 - 51
186	ReLay4	3.836	186		Ground - OC1 - 51
236	431		50.0		Tripped by ReLay4 Ground - OC1 - 51
262	ReLay4	3.806	262		Phase - OC1 - 51
312	431		50.0		Tripped by ReLay4 Phase - OC1 - 51
346	ReLay3	3.836	346		Ground - OC1 - 51
396	131		50.0		Tripped by ReLay3 Ground - OC1 - 51
396	431		50.0		Tripped by ReLay3 Ground - OC1 - 51
714	ReLay1	0.767	714		Ground - OC1 - 51
764	131		50.0		Tripped by ReLay1 Ground - OC1 - 51
876	ReLay1	0.761	876		Phase - OC1 - 51
926	131		50.0		Tripped by ReLay1 Phase - OC1 - 51

Thời gian giải trừ sự cố ngắn mạch 2 pha chạm nhau chạm đất tại đầu xuất tuyến 2

TỔNG KẾT: Khi có sự cố xuất tuyến 2 với 4 dạng sự cố ngắn mạch, với ngắn mạch pha ngoài vùng bảo vệ của 50 thì chức năng 51 tác động, còn với ngắn mạch chạm đất thì chức năng 51N tác động trước

4.3.3. Phân tích các dạng ngắn mạch tại thanh góp C41

Trường hợp 1: Sự cố ngắn mạch 3 pha



Sự cố ngắn mạch 3 pha tại thanh cái C41

Khi có ngắn mạch ba pha tại thanh cái C41 thì chức năng 51 của rơ le 4 phát hiện ngắn mạch và đưa tín hiệu đi cắt máy cắt 431. Nếu rơ le 4 bị sự cố không phát hiện được ngắn mạch thì rơ le 1 là rơ le dự phòng sẽ đưa tín hiệu đi cắt các máy cắt lân cận 131 và 431 để cô lập sự cố.

Sequence-of-Operation Events - Output Report: Untitled

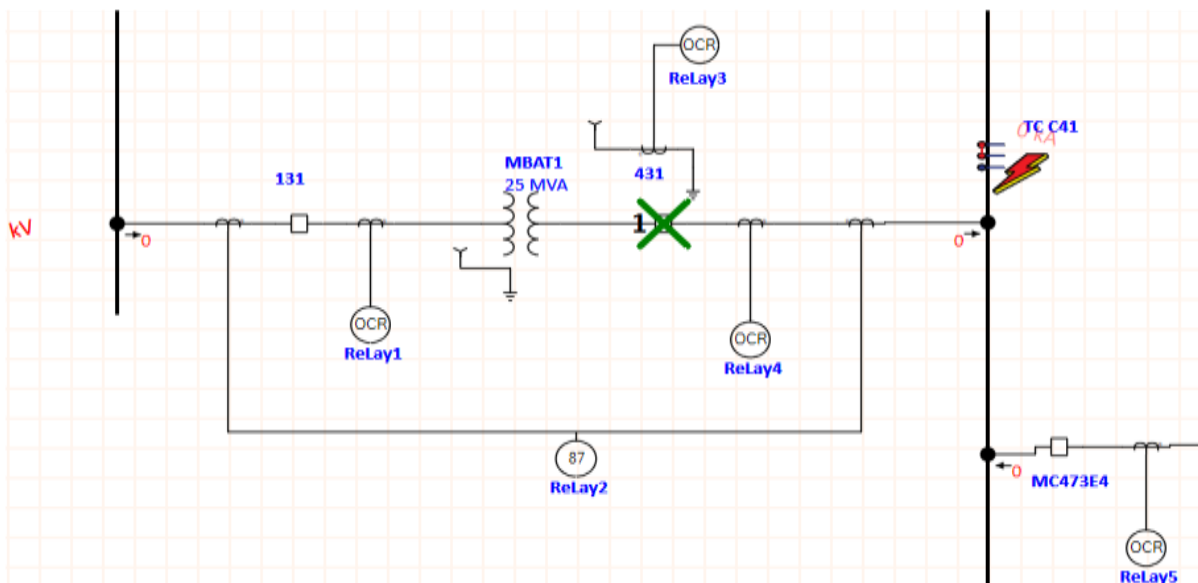
3-Phase (Symmetrical) fault on bus: TC C41

Data Rev.: Base Config: Normal Date: 09-06-2025

Time (...)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
262	Relay4	3.806	262		Phase - OC1 - 51
312	431		50.0		Tripped by Relay4 Phase - OC1 - 51
876	Relay1	0.761	876		Phase - OC1 - 51
926	131		50.0		Tripped by Relay1 Phase - OC1 - 51

Thời gian giải trừ sự cố ngắn mạch 3 pha tại thanh góp C41

Trường hợp 2: Sự cố ngắn mạch 2 pha chạm nhau



Sự cố ngắn mạch 2 pha chạm nhau tại thanh cái C41

Khi có ngắn mạch hai pha chạm nhau tại thanh cái C41 thì chức năng 51 của rơ le 4 phát hiện ngắn mạch và đưa tín hiệu đi cắt máy cắt 431. Nếu rơ le 4 bị sự cố không phát hiện được ngắn mạch thì rơ le 1 lân cận là rơ le dự phòng sẽ đưa tín hiệu đi cắt các máy cắt lân cận 131 và 431 để cô lập sự cố.

Sequence-of-Operation Events - Output Report: Untitled

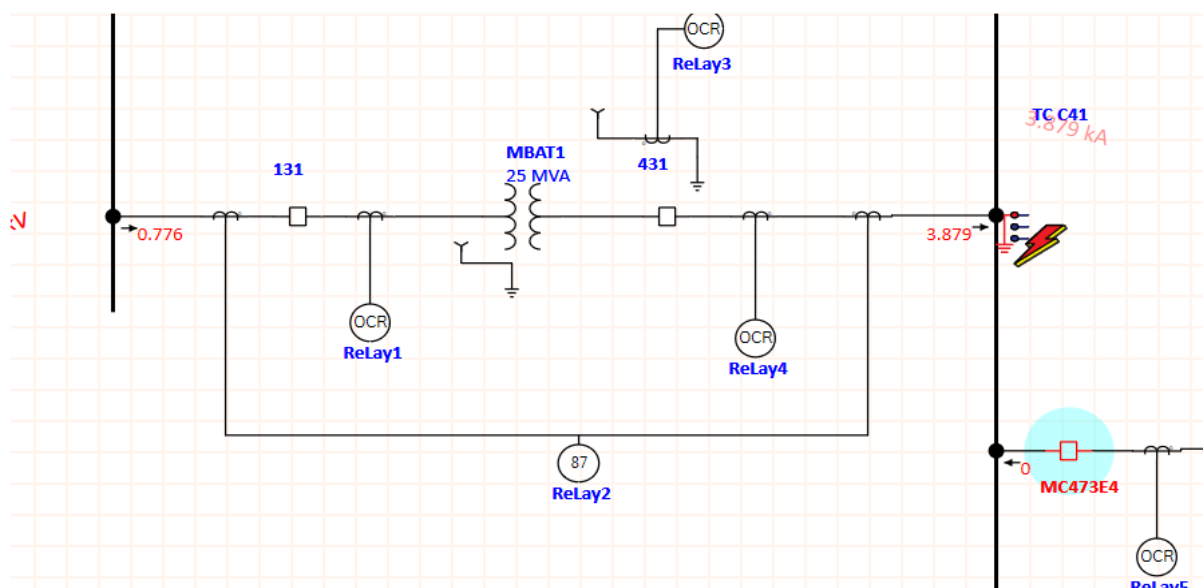
Line-to-Line (Symmetrical) fault on bus: TC C41

Data Rev.: Base Config: Normal Date: 09-06-2025

Time (...)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
305	Relay4	3.296	305		Phase - OC1 - 51
355	431		50.0		Tripped by Relay4 Phase - OC1 - 51
1024	Relay1	0.659	1024		Phase - OC1 - 51
1074	131		50.0		Tripped by Relay1 Phase - OC1 - 51

Thời gian giải trừ sự cố ngắn mạch 2 pha chạm nhau tại thanh góp C41

Trường hợp 3: Sự cố ngắn mạch 1 pha chạm đất



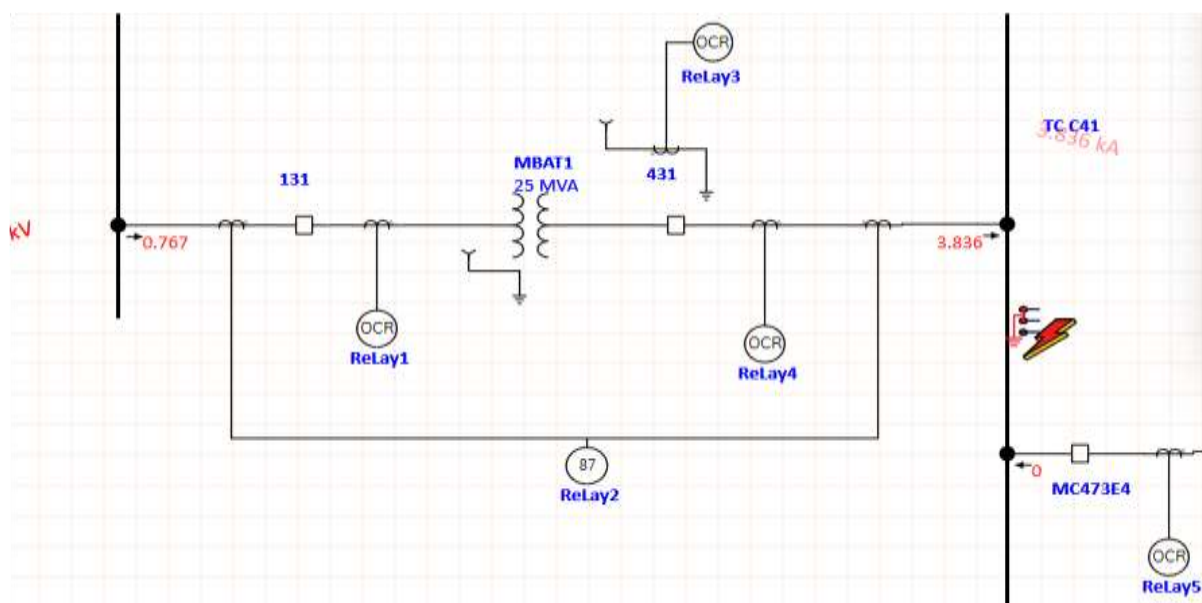
Sự cố ngắn mạch 1 pha chạm đất tại thanh cái C41

Khi có ngắn mạch một pha chạm đất tại thanh cái C41 thì chức năng 51N của rơ le 4 phát hiện sự cố và đưa tín hiệu đi cắt máy cắt 431 đồng thời chức năng 51 của rơ le 4 cũng đưa tín hiệu đi cắt máy cắt sau khoảng thời gian 79 ms. Nếu rơ le 4 bị sự cố không phát hiện sự cố và đưa tín hiệu đi cắt máy cắt thì các chức năng 51N và 51 rơ le 1 và rơ le 3 là rơ le dự phòng sẽ đưa tín hiệu đi cắt các máy cắt 431 và 131 để cô lập sự cố.

Sequence-of-Operation Events - Output Report: Untitled					
Line-to-Ground (Symmetrical) fault on bus: TC C41					
Data Rev.: Base		Config: Normal		Date: 09-06-2025	
Time (...)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
183	ReLay4	3.879	183		Ground - OC1 - 51
233	431		50.0		Tripped by ReLay4 Ground - OC1 - 51
262	ReLay4	3.802	262		Phase - OC1 - 51
312	431		50.0		Tripped by ReLay4 Phase - OC1 - 51
340	ReLay3	3.879	340		Ground - OC1 - 51
390	131		50.0		Tripped by ReLay3 Ground - OC1 - 51
390	431		50.0		Tripped by ReLay3 Ground - OC1 - 51
703	ReLay1	0.776	703		Ground - OC1 - 51
753	131		50.0		Tripped by ReLay1 Ground - OC1 - 51
877	ReLay1	0.76	877		Phase - OC1 - 51
927	131		50.0		Tripped by ReLay1 Phase - OC1 - 51

Thời gian giải trừ sự cố ngắn mạch 1 pha chạm đất tại thanh góp C41

Trường hợp 4: Sự cố ngắn mạch 2 pha chạm đất



Sự cố ngắn mạch 2 pha chạm đất tại thanh cái C41

Khi có ngắn mạch hai pha chạm đất tại thanh cái C41 thì chức năng 51N của rơ le 4 phát hiện sự cố và đưa tín hiệu đi cắt máy cắt 431 đồng thời chức năng 51 của rơ le 4 cũng đưa tín hiệu đi cắt máy cắt sau khoảng thời gian 79 ms. Nếu rơ le 4 bị sự cố không phát hiện sự cố và đưa tín hiệu đi cắt máy cắt thì các chức năng 51N và 51 rơ le 1 và rơ le 3 là rơ le dự phòng sẽ đưa tín hiệu đi cắt các máy cắt 431 và 131 để cô lập sự cố.

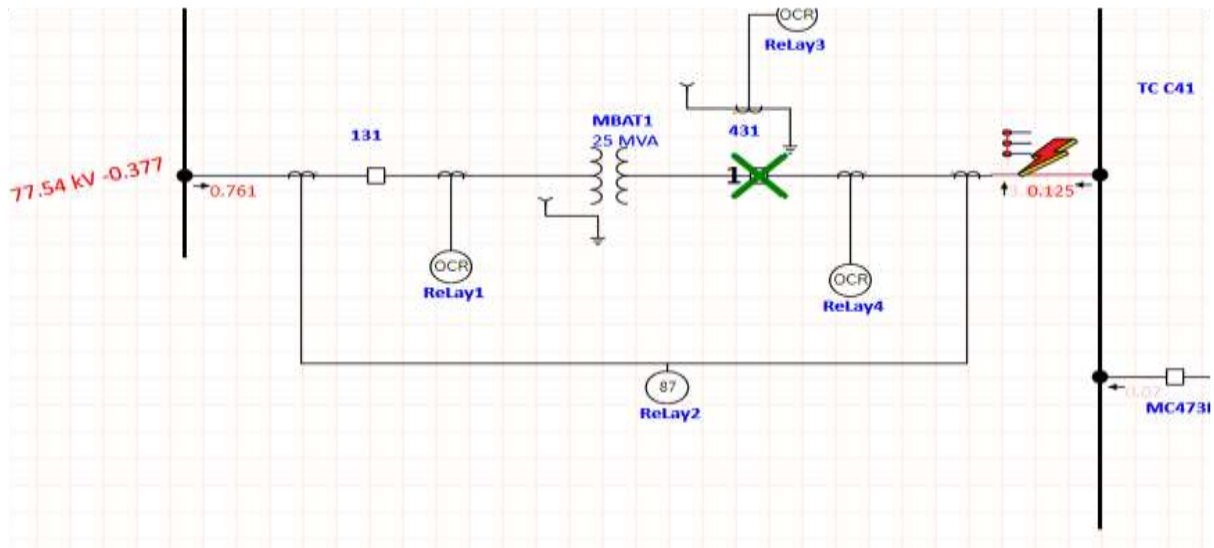
Sequence-of-Operation Events - Output Report: Untitled					
Line-to-Line-to-Ground (Symmetrical) fault on bus: TC C41					
Data Rev.: Base		Config: Normal		Date: 09-06-2025	
Time (...)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
186	ReLay4	3.836	186		Ground - OC1 - 51
236	431		50.0		Tripped by ReLay4 Ground - OC1 - 51
262	ReLay4	3.806	262		Phase - OC1 - 51
312	431		50.0		Tripped by ReLay4 Phase - OC1 - 51
346	ReLay3	3.836	346		Ground - OC1 - 51
396	131		50.0		Tripped by ReLay3 Ground - OC1 - 51
396	431		50.0		Tripped by ReLay3 Ground - OC1 - 51
714	ReLay1	0.767	714		Ground - OC1 - 51
764	131		50.0		Tripped by ReLay1 Ground - OC1 - 51
876	ReLay1	0.761	876		Phase - OC1 - 51
926	131		50.0		Tripped by ReLay1 Phase - OC1 - 51

Thời gian giải trừ sự cố ngắn mạch 2 pha chạm đất tại thanh góp C41

TỔNG KẾT: Khi có sự cố tại thanh gúp C41 với 4 dạng sự cố ngắn mạch, với ngắn mạch pha ngoài vùng bảo vệ của 50 thì chức năng 51 tác động trước, còn với ngắn mạch chạm đất thì rơ le 4 phát hiện dòng điện ngắn mạch trước với chức năng 51N đưa tín hiệu đi cắt máy cắt 431 và 131 cô lập sự cố.

4.3.4. Phân tích các dạng ngắn mạch tại phía thứ cấp

Trường hợp 1: Sự cố ngắn mạch 3 pha



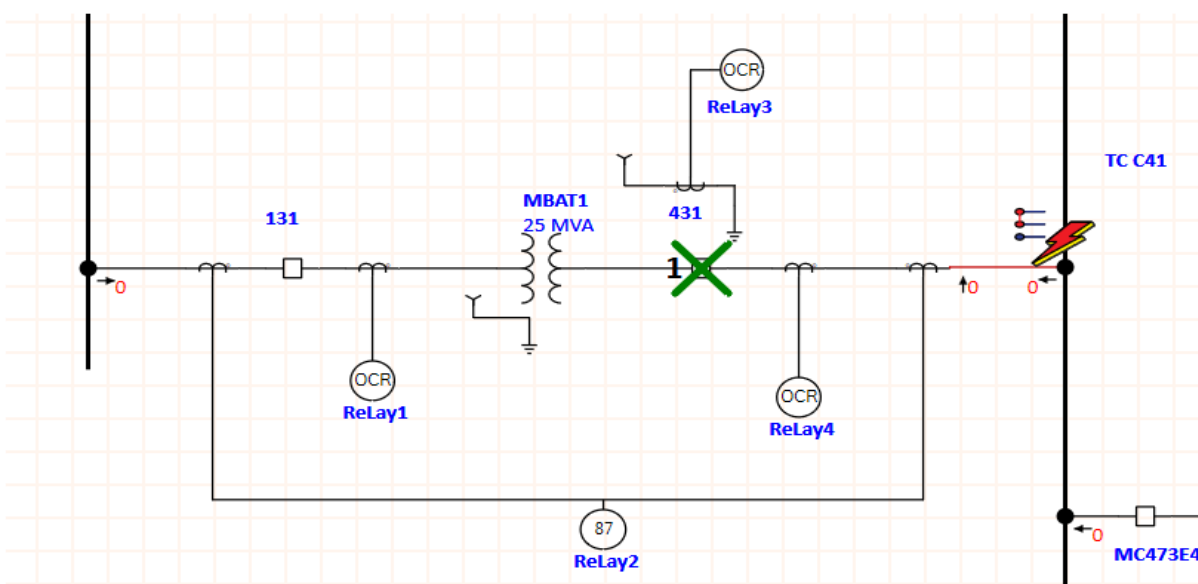
Sự cố ngắn mạch 3 pha tại phía thứ cấp

Khi có ngắn mạch ba pha tại phía thứ cấp chức năng 51 của rơ le 4 phát hiện ngắn mạch và đưa tín hiệu đi cắt máy cắt 431. Nếu rơ le 4 bị sự cố không phát hiện được ngắn mạch thì rơ le 1 là rơ le dự phòng sẽ đưa tín hiệu đi cắt các máy cắt lân cận 131 và 431 để cô lập sự cố.

Sequence-of-Operation Events - Output Report: Untitled					
3-Phase (Symmetrical) fault on connector between TC C41 & CT21. Adjacent bus: TC C41					
Data Rev.: Base		Config: Normal		Date: 09-06-2025	
Time (...)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
262	Relay4	3.806	262		Phase - OC1 - 51
312	431		50.0		Tripped by Relay4 Phase - OC1 - 51
876	Relay1	0.761	876		Phase - OC1 - 51
926	131		50.0		Tripped by Relay1 Phase - OC1 - 51

Thời gian giải trừ sự cố ngắn mạch 3 pha phía thứ cấp

Trường hợp 2: Sự cố ngắn mạch 2 pha chạm nhau



Sự cố ngắn mạch 2 pha chạm nhau tại phía thứ cấp

Khi có ngắn mạch hai pha chạm nhau tại phía thứ cấp chức năng 51 của rơ le 4 phát hiện ngắn mạch và đưa tín hiệu đi cắt máy cắt 431. Nếu rơ le 4 bị sự cố không phát hiện được ngắn mạch thì rơ le 1 là rơ le dự phòng sẽ đưa tín hiệu đi cắt các máy cắt 131 và 431 để cô lập sự cố.

Sequence-of-Operation Events - Output Report: Untitled

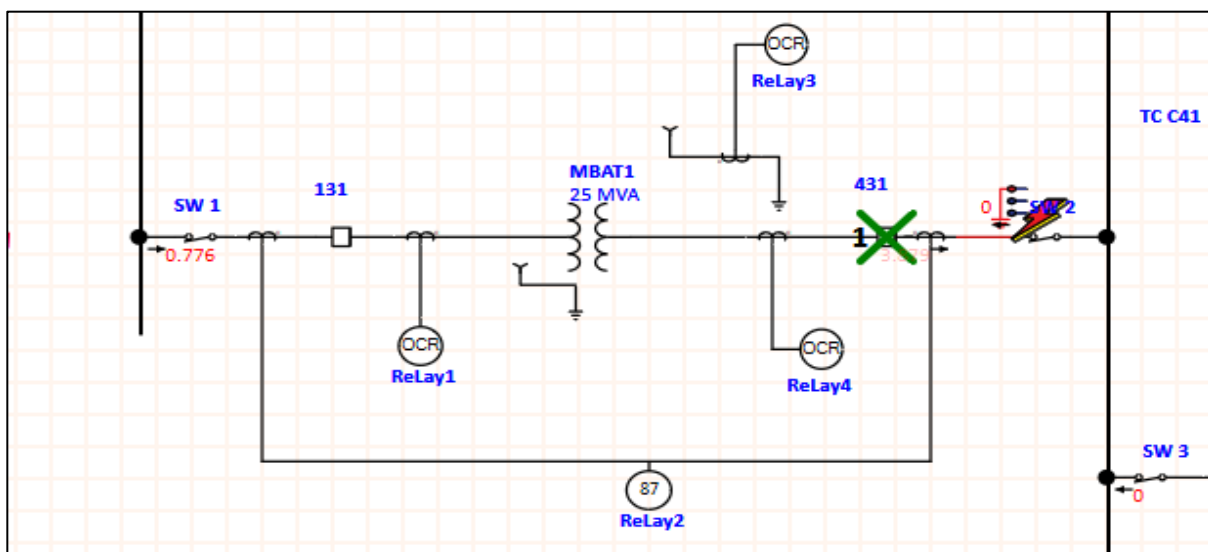
Line-to-Line (Symmetrical) fault on connector between TC C41 & CT21. Adjacent bus: TC C41

Data Rev.: Base Config: Normal Date: 09-06-2025

Time (...)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
305	Relay4	3.296	305		Phase - OC1 - 51
355	431		50.0		Tripped by Relay4 Phase - OC1 - 51
1024	Relay1	0.659	1024		Phase - OC1 - 51
1074	131		50.0		Tripped by Relay1 Phase - OC1 - 51

Thời gian giải trừ sự cố ngắn mạch 2 pha chạm nhau tại phía thứ cấp

Trường hợp 3: Sự cố ngắn mạch 1 pha chạm đất



Sự cố ngắn mạch 1 pha chạm đất tại phía thứ cấp

Khi có ngắn mạch một pha chạm đất tại phía thứ cấp thì chức năng 51N của rơ le 4 phát hiện sự cố và đưa tín hiệu đi cắt máy cắt 431 đồng thời chức năng 51 của rơ le 4 cũng đưa tín hiệu đi cắt máy cắt sau khoảng thời gian 79 ms. Nếu rơ le 4 bị sự cố không phát hiện sự cố và đưa tín hiệu đi cắt máy cắt thì các chức năng 51N và 51 rơ le 1 và rơ le 3 là rơ le dự phòng sẽ đưa tín hiệu đi cắt các máy cắt 431 và 131 để cô lập sự cố.

Sequence-of-Operation Events - Output Report: Untitled

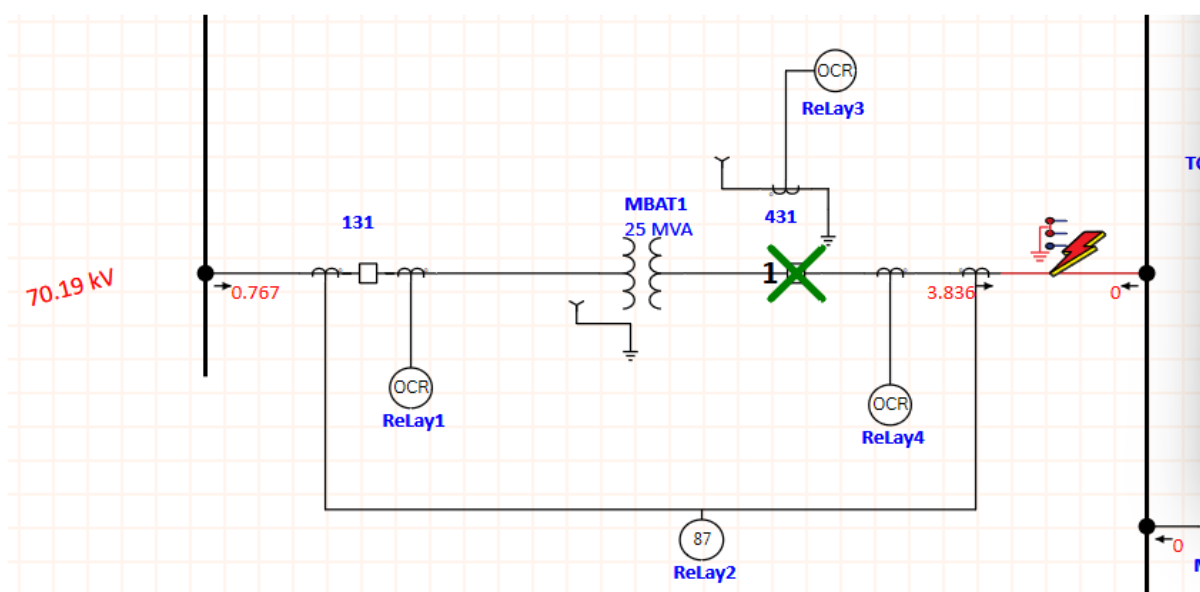
Line-to-Ground (Symmetrical) fault on connector between TC C41 & CT21. Adjacent bus: TC C41

Data Rev.: Base Config: Normal Date: 09-06-2025

Time (...)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
183	Relay4	3.879	183		Ground - OC1 - 51
233	431		50.0		Tripped by Relay4 Ground - OC1 - 51
262	Relay4	3.802	262		Phase - OC1 - 51
312	431		50.0		Tripped by Relay4 Phase - OC1 - 51
340	Relay3	3.879	340		Ground - OC1 - 51
390	131		50.0		Tripped by Relay3 Ground - OC1 - 51
390	431		50.0		Tripped by Relay3 Ground - OC1 - 51
703	Relay1	0.776	703		Ground - OC1 - 51
753	131		50.0		Tripped by Relay1 Ground - OC1 - 51
877	Relay1	0.76	877		Phase - OC1 - 51
927	131		50.0		Tripped by Relay1 Phase - OC1 - 51

Thời gian giải trừ sự cố ngắn mạch 1 pha chạm đất tại phía thứ cấp

Trường hợp 4: Sự cố ngắn mạch 2 pha chạm nhau chạm đất



Sự cố ngắn mạch 2 pha chạm nhau chạm đất tại phía thứ cấp

Khi có ngắn mạch hai pha chạm đất tại phía thứ cấp thì chức năng 51N của rơ le 4 phát hiện sự cố và đưa tín hiệu đi cắt máy cắt 431 đồng thời chức năng 51 của rơ le 4 cũng đưa tín hiệu đi cắt máy cắt sau khoảng thời gian 79 ms. Nếu rơ le 4 bị sự cố không phát hiện sự cố và đưa tín hiệu đi cắt máy cắt thì các chức năng 51N và 51 rơ le 1 và rơ le 3 là rơ le dự phòng sẽ đưa tín hiệu đi cắt các máy cắt 431 và 131 để cô lập sự cố.

Sequence-of-Operation Events - Output Report: Untitled

Line-to-Line-to-Ground (Symmetrical) fault on connector between TC C41 & CT21. Adjacent bus: TC C41

Data Rev.: Base Config: Normal Date: 09-06-2025

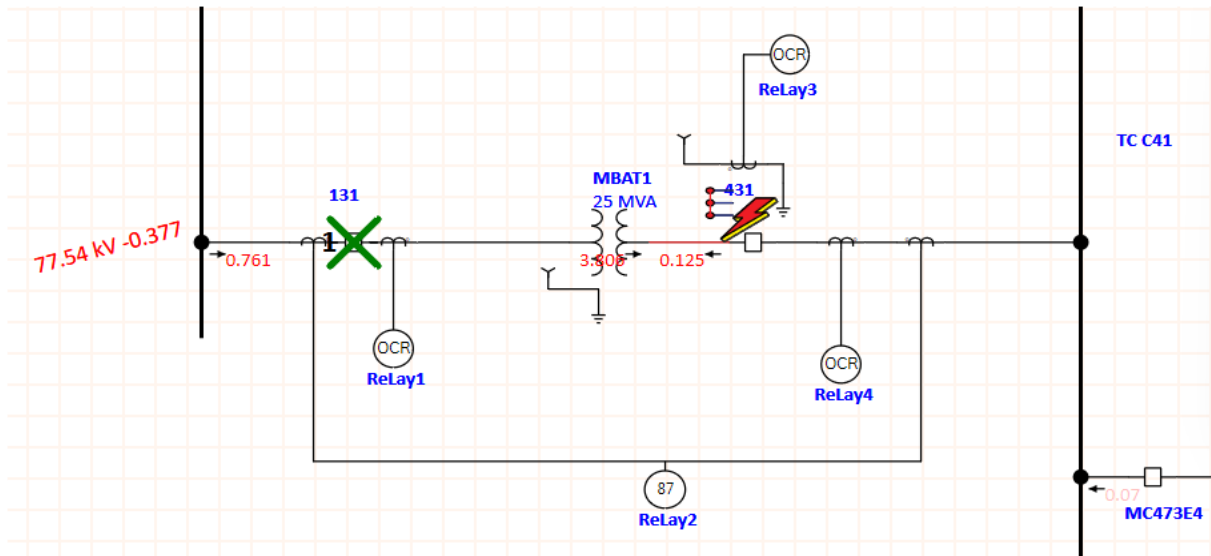
Time (...)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
186	Relay4	3.836	186		Ground - OC1 - 51
236	431		50.0		Tripped by Relay4 Ground - OC1 - 51
262	Relay4	3.806	262		Phase - OC1 - 51
312	431		50.0		Tripped by Relay4 Phase - OC1 - 51
346	Relay3	3.836	346		Ground - OC1 - 51
396	131		50.0		Tripped by Relay3 Ground - OC1 - 51
396	431		50.0		Tripped by Relay3 Ground - OC1 - 51
714	Relay1	0.767	714		Ground - OC1 - 51
764	131		50.0		Tripped by Relay1 Ground - OC1 - 51
876	Relay1	0.761	876		Phase - OC1 - 51
926	131		50.0		Tripped by Relay1 Phase - OC1 - 51

Thời gian giải trừ sự cố ngắn mạch 2 pha chạm nhau chạm đất tại phía thứ cấp

TỔNG KẾT: Khi có sự cố tại phía thứ cấp MBA với 4 dạng sự cố ngắn mạch, với ngắn mạch thì rơ le 4 phát hiện dòng ngắn mạch ở chức năng 51 trước, còn với ngắn mạch chạm đất thì rơ le 4 phát hiện dòng điện ngắn mạch với chức năng 51N trước, đưa tín hiệu đi cắt hai máy cắt 131. Ở đây rơ le 3 so lệch 87 không làm việc bởi sự cố không nằm trong vùng bảo vệ của rơ le này.

4.3.5. Phân tích các dạng ngắn mạch trong vùng bảo vệ so lệch phía thứ cấp

Trường hợp 1: Sự cố ngắn mạch 3 pha



Sự cố ngắn mạch 3 pha tại phía thứ cấp MBAT1

Khi có ngắn mạch ba pha tại MBA thì chức năng so lệch 87 của rơ le 2 phát hiện trước đồng thời đưa tín hiệu cắt hai máy cắt 131 và 431. Sau đó chức năng 51 của relay 1 phát hiện sau cũng đưa tín hiệu cắt máy cắt 131

Sequence-of-Operation Events - Output Report: Untitled

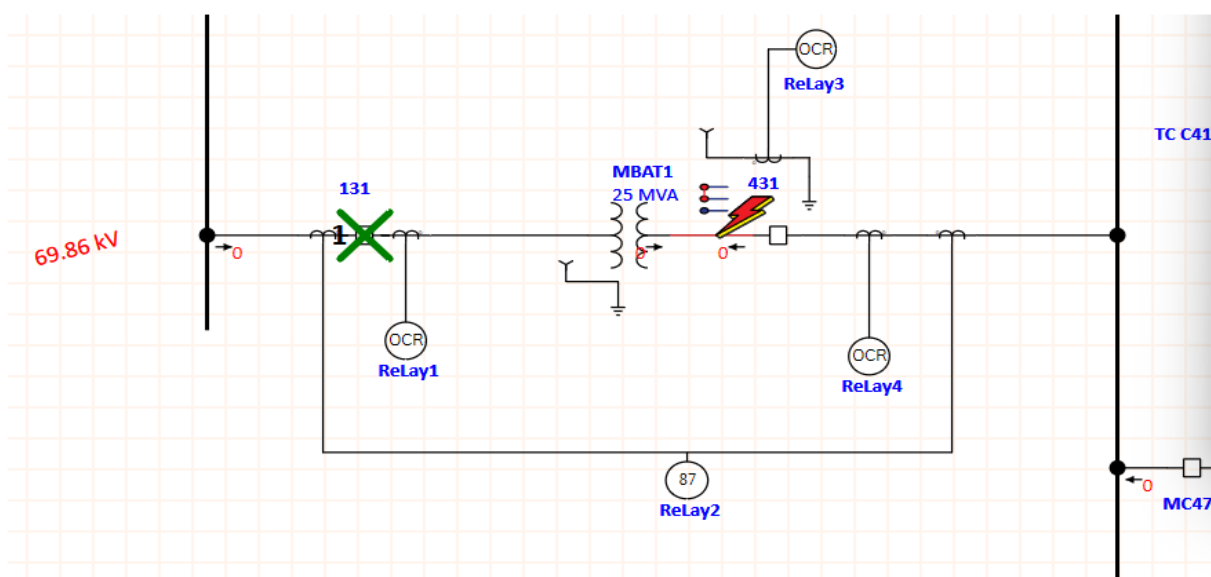
3-Phase (Symmetrical) fault on connector between 431 & MBAT1. Adjacent bus: TC C41

Data Rev.: Base Config: Normal Date: 09-06-2025

Time (...)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
10.0	Relay2		10.0		Phase - 87
60.0	131		50.0		Tripped by Relay2 Phase - 87
60.0	431		50.0		Tripped by Relay2 Phase - 87
876	Relay1	0.761	876		Phase - OC1 - 51
926	131		50.0		Tripped by Relay1 Phase - OC1 - 51

Thời gian giải trừ sự cố ngắn mạch 3 pha tại phía thứ cấp MBAT1

Trường hợp 2: Sự cố ngắn mạch 2 pha chạm nhau



Sự cố ngắn mạch 2 pha chạm nhau tại phía thứ cấp MBAT1

Khi có ngắn mạch hai pha chạm nhau tại MBA thì chức năng so lệch 87 của relay 2 phát hiện trước đồng thời đưa tín hiệu cắt hai máy cắt 131 và 431. Sau đó chức năng 51 của relay 1 phát hiện sau cũng đưa tín hiệu cắt máy cắt 131.

Sequence-of-Operation Events - Output Report: Untitled

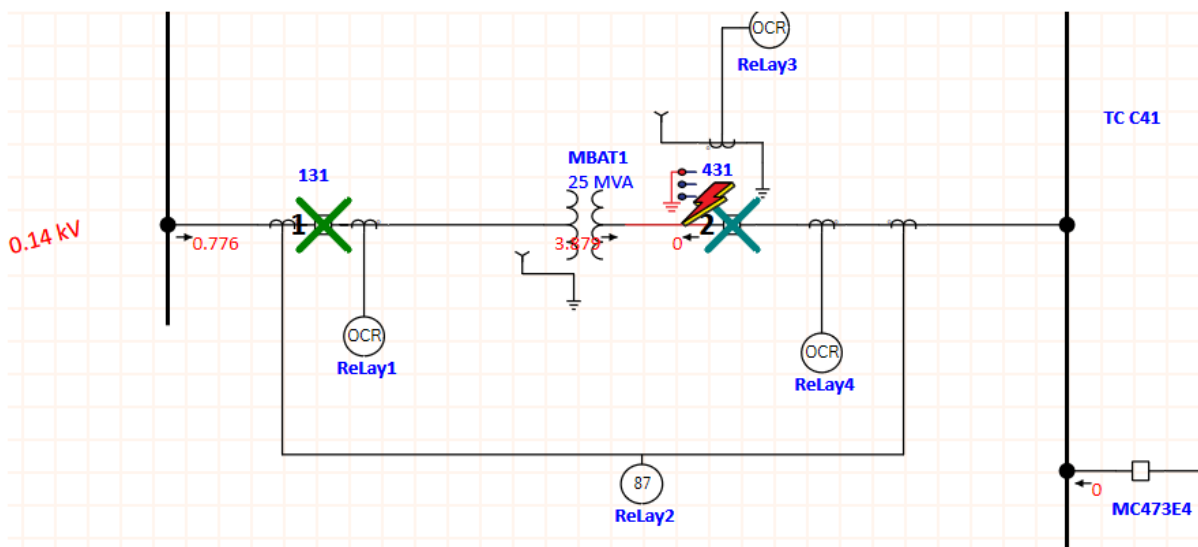
Line-to-Line (Symmetrical) fault on connector between 431 & MBAT1. Adjacent bus: TC C41

Data Rev.: Base Config: Normal Date: 09-06-2025

Time (...)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
10.0	ReLay2		10.0		Phase - 87
60.0	131		50.0		Tripped by ReLay2 Phase - 87
60.0	431		50.0		Tripped by ReLay2 Phase - 87
1024	ReLay1	0.659	1024		Phase - OC1 - 51
1074	131		50.0		Tripped by ReLay1 Phase - OC1 - 51

Thời gian giải trừ sự cố ngắn mạch 2 pha chạm nhau tại phía thứ cấp MBAT1

Trường hợp 3: Sự cố ngắn mạch 1 pha chạm đất



Sự cố ngắn mạch 1 pha chạm đất tại phía MBAT1

Khi có ngắn mạch một pha chạm đất tại MBA thì chức năng so lệch 87 của rơ le 2 phát hiện trước đồng thời đưa tín hiệu cắt hai máy cắt 131 và 431. Sau đó chức năng 51N của rơ le 3 đưa tín hiệu đi cắt máy cắt 131 và 431. Nếu rơ le 3 bị sự cố không phát hiện sự cố và đưa tín hiệu đi cắt máy cắt thì các chức năng 51N và 51 rơ le 1 là rơ le dự phòng sẽ đưa tín hiệu đi cắt các máy cắt 131 để cô lập sự cố.

Sequence-of-Operation Events - Output Report: Untitled

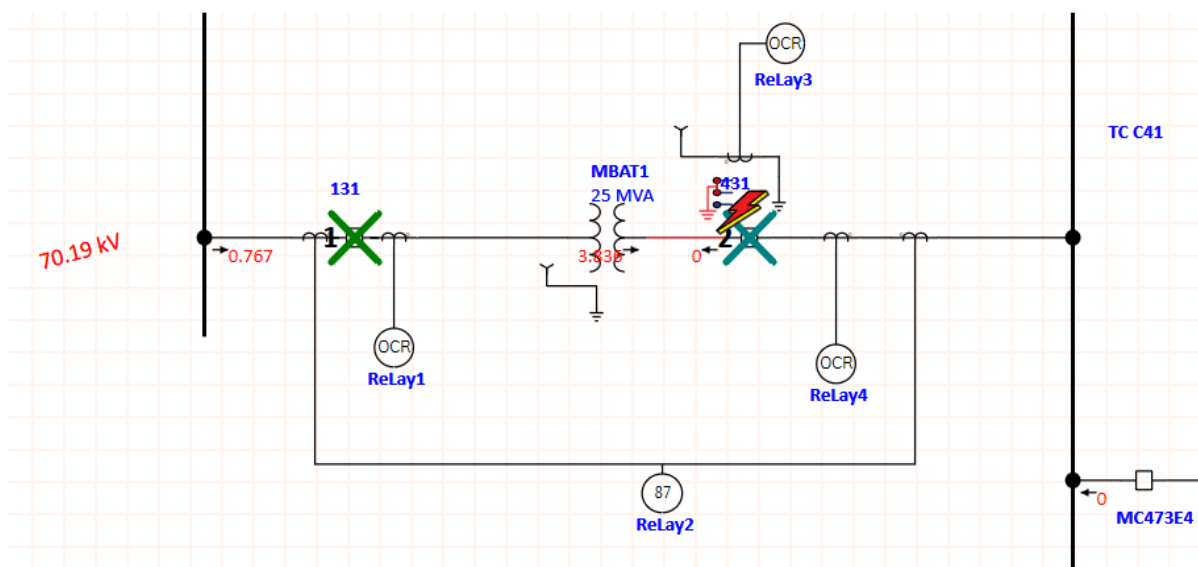
Line-to-Ground (Symmetrical) fault on connector between 431 & MBAT1. Adjacent bus: TC C41

Data Rev.: Base Config: Normal Date: 09-06-2025

Time (...)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
10.0	Relay2		10.0		Phase - 87
60.0	131		50.0		Tripped by Relay2 Phase - 87
60.0	431		50.0		Tripped by Relay2 Phase - 87
340	Relay3	3.879	340		Ground - OC1 - 51
390	131		50.0		Tripped by Relay3 Ground - OC1 - 51
390	431		50.0		Tripped by Relay3 Ground - OC1 - 51
703	Relay1	0.776	703		Ground - OC1 - 51
753	131		50.0		Tripped by Relay1 Ground - OC1 - 51
877	Relay1	0.76	877		Phase - OC1 - 51
927	131		50.0		Tripped by Relay1 Phase - OC1 - 51

Thời gian giải trừ sự cố ngắn mạch 1 pha chạm đất tại phía thứ cấp MBAT1

Trường hợp 4: Sự cố ngắn mạch 2 pha chạm nhau chạm đất



Sự cố ngắn mạch 2 pha chạm nhau chạm đất tại phía thứ cấp MBAT1

Khi có ngắn mạch một pha chạm đất tại MBA thì chức năng so lệch 87 của rơ le 2 phát hiện trước đồng thời đưa tín hiệu cắt hai máy cắt 131 và 431. Sau đó chức năng 51N của rơ le 3 đưa tín hiệu đi cắt máy cắt 131 và 431. Nếu rơ le 3 bị sự cố không phát hiện sự cố và đưa tín hiệu đi cắt máy cắt thì các chức năng 51N và 51 rơ le 1 là rơ le dự phòng sẽ đưa tín hiệu đi cắt các máy cắt 131 để cô lập sự cố.

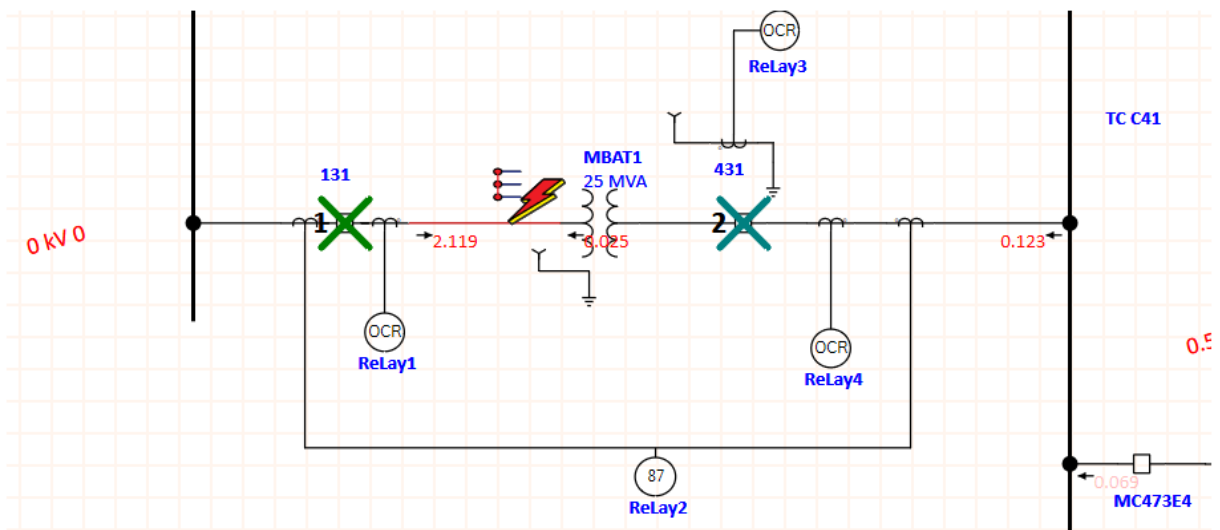
Sequence-of-Operation Events - Output Report: Untitled					
Line-to-Line-to-Ground (Symmetrical) fault on connector between 431 & MBAT1. Adjacent bus: TC C41					
Data Rev.: Base		Config: Normal		Date: 09-06-2025	
Time (...)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
10.0	ReLay2		10.0		Phase - 87
60.0	131		50.0		Tripped by ReLay2 Phase - 87
60.0	431		50.0		Tripped by ReLay2 Phase - 87
346	ReLay3	3.836	346		Ground - OC1 - 51
396	131		50.0		Tripped by ReLay3 Ground - OC1 - 51
396	431		50.0		Tripped by ReLay3 Ground - OC1 - 51
714	ReLay1	0.767	714		Ground - OC1 - 51
764	131		50.0		Tripped by ReLay1 Ground - OC1 - 51
876	ReLay1	0.761	876		Phase - OC1 - 51
926	131		50.0		Tripped by ReLay1 Phase - OC1 - 51

Thời gian giải trừ sự cố ngắn mạch 2 pha chạm nhau chạm đất tại phía thứ cấp MBAT1

TỔNG KẾT: Khi có sự cố tại phía thứ cấp MBA với 4 dạng sự cố ngắn mạch bảo vệ so lệch sẽ tác động trước đưa tín hiệu đi cắt hai máy cắt 131 và 431 cô lập MBA. Ở đây rơ le 1 và rơ le 3 làm bảo vệ dự phòng khi có ngắn mạch chạm pha thì chức năng 51 của rơ le 1 làm việc, còn với ngắn mạch chạm đất thì chức năng 51N của rơ le 1 và rơ le 3 làm việc.

4.3.6. Phân tích các dạng ngắn mạch trong vùng bảo vệ so lệch phía sơ cấp

Trường hợp 1: Sự cố ngắn mạch 3 pha



Sự cố ngắn mạch 3 pha tại phía sơ cấp MBAT1

Khi có ngắn mạch ba pha phía sơ cấp MBA thì chức năng so lệch 87 của rơ le 2 phát hiện trước đưa tín hiệu cắt hai máy cắt 131 và 431. Đồng thời chức năng 50 của rơ le 1 cũng đưa tín hiệu đi cắt máy cắt 131. Sau khoảng thời gian thì chức năng 51 của rơ le cũng đưa tín hiệu đi cắt máy cắt khi có sự cố.

Sequence-of-Operation Events - Output Report: Untitled

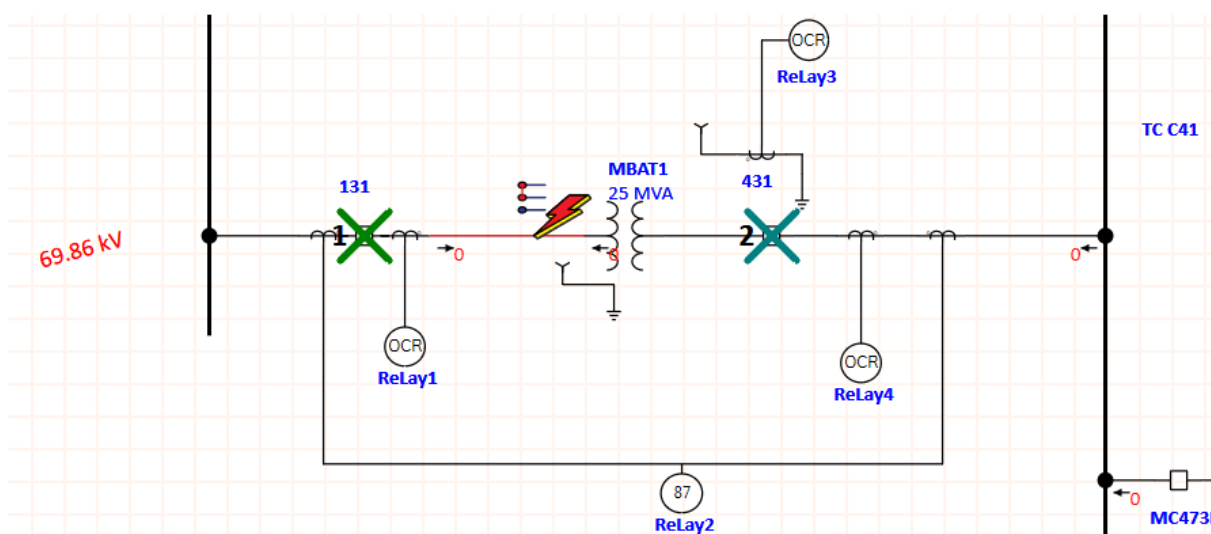
3-Phase (Symmetrical) fault on connector between CT2 & MBAT1. Adjacent bus: 110DH

Data Rev.: Base Config: Normal Date: 09-06-2025

Time (...)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
10.0	Relay2		10.0		Phase - 87
20.0	Relay1	2.119	20.0		Phase - OC1 - 50
60.0	131		50.0		Tripped by Relay2 Phase - 87
60.0	431		50.0		Tripped by Relay2 Phase - 87
70.0	131		50.0		Tripped by Relay1 Phase - OC1 - 50
604	Relay1	2.119	< 604		Phase - OC1 - 51
654	131		50.0		Tripped by Relay1 Phase - OC1 - 51

Thời gian giải trừ sự cố ngắn mạch 3 pha tại phía sơ cấp MBAT1

Trường hợp 2: Sự cố ngắn mạch 2 pha chạm nhau



Sự cố ngắn mạch 2 pha chạm nhau tại phía sơ cấp MBAT1

Khi có ngắn mạch ba pha tại phía sơ cấp MBA thì chức năng so lệch 87 của rơ le 2 phát hiện trước đưa tín hiệu cắt hai máy cắt 131 và 431. Đồng thời chức năng 50 của rơ le 1 cũng đưa tín hiệu đi cắt máy cắt 131. Sau khoảng thời gian thì chức năng 51 của rơ le cũng đưa tín hiệu đi cắt máy cắt khi có sự cố.

Sequence-of-Operation Events - Output Report: Untitled

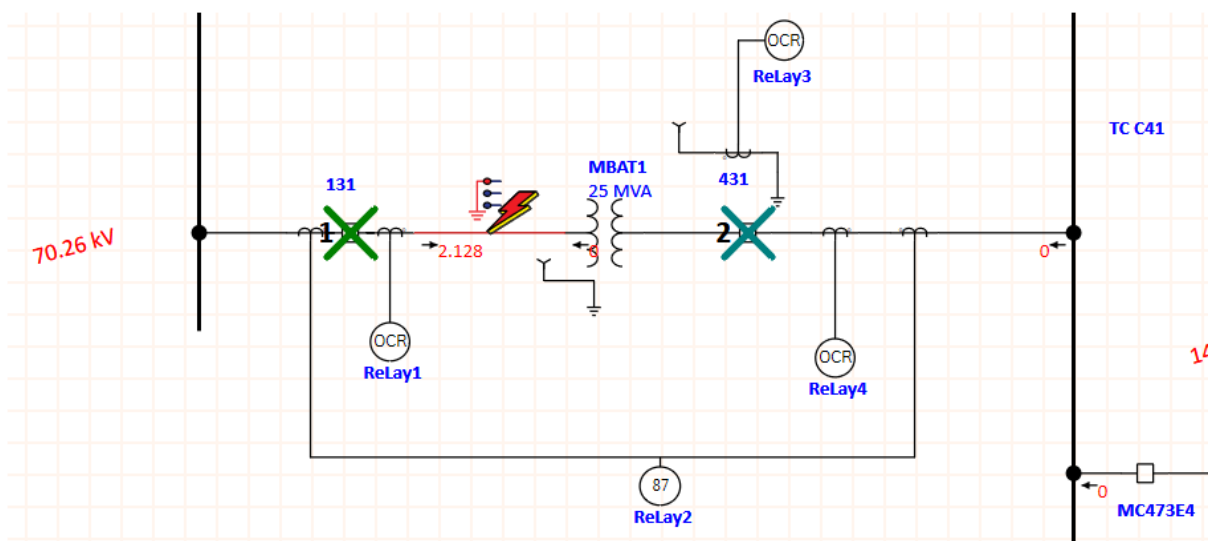
Line-to-Line (Symmetrical) fault on connector between CT2 & MBAT1. Adjacent bus: 110DH

Data Rev.: Base Config: Normal Date: 09-06-2025

Time (...)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
10.0	ReLay2		10.0		Phase - 87
20.0	ReLay1	1.835	20.0		Phase - OC1 - 50
60.0	131		50.0		Tripped by ReLay2 Phase - 87
60.0	431		50.0		Tripped by ReLay2 Phase - 87
70.0	131		50.0		Tripped by ReLay1 Phase - OC1 - 50
604	ReLay1	1.835	< 604		Phase - OC1 - 51
654	131		50.0		Tripped by ReLay1 Phase - OC1 - 51

Thời gian giải trừ sự cố ngắn mạch 2 pha chạm nhau tại phía sơ cấp MBAT1

Trường hợp 3: Sự cố ngắn mạch 1 pha chạm đất



Sự cố ngắn mạch 1 pha chạm đất tại phía sơ cấp MBAT1

Khi có ngắn mạch một pha chạm đất tại phía sơ cấp MBA thì chức năng so lệch 87 của rơ le 2 phát hiện trước đồng thời đưa tín hiệu cắt hai máy cắt 131 và 431. Đồng thời chức năng 50N và 50 của rơ le 1 lần lượt đưa tín hiệu đi cắt máy cắt 131 để cô lập sự cố. Sau khoảng thời gian thì chức năng 51N và 51 của rơ le 1 cũng đưa tín hiệu đi cắt máy cắt 131 khi có sự cố xuất hiện.

Sequence-of-Operation Events - Output Report: Untitled

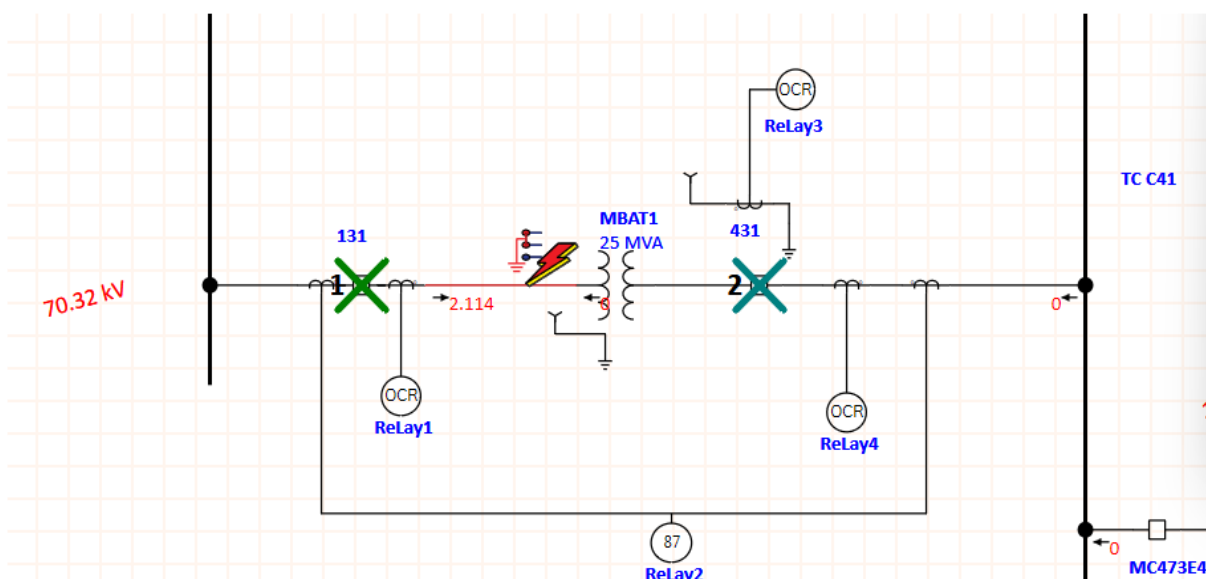
Line-to-Ground (Symmetrical) fault on connector between CT2 & MBAT1. Adjacent bus: 110DH

Data Rev.: Base Config: Normal Date: 09-06-2025

Time (...)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
10.0	ReLay2		10.0		Phase - 87
15.0	ReLay1	2.128	15.0		Ground - OC1 - 50
20.0	ReLay1	2.113	20.0		Phase - OC1 - 50
60.0	131		50.0		Tripped by ReLay2 Phase - 87
60.0	431		50.0		Tripped by ReLay2 Phase - 87
65.0	131		50.0		Tripped by ReLay1 Ground - OC1 - 50
70.0	131		50.0		Tripped by ReLay1 Phase - OC1 - 50
210	ReLay1	2.128	210		Ground - OC1 - 51
260	131		50.0		Tripped by ReLay1 Ground - OC1 - 51
604	ReLay1	2.113	< 604		Phase - OC1 - 51
654	131		50.0		Tripped by ReLay1 Phase - OC1 - 51

Thời gian giải trừ sự cố ngắn mạch 1 pha chạm đất tại phía sơ cấp MBAT1

Trường hợp 4: Sự cố ngắn mạch 2 pha chạm nhau chạm đất



Sự cố ngắn mạch 2 pha chạm nhau chạm đất tại phía sơ cấp MBAT1

Khi có ngắn mạch hai pha chạm đất tại phía sơ cấp MBA thì chức năng so lệch 87 của rơ le 2 phát hiện trước đồng thời đưa tín hiệu cắt hai máy cắt 131 và 431. Đồng thời chức năng 50N và 50 của rơ le 1 lần lượt đưa tín hiệu đi cắt máy cắt 131 để cô lập sự cố. Sau khoảng thời gian thì chức năng 51N và 51 của rơ le 1 cũng đưa tín hiệu đi cắt máy cắt 131 khi có sự cố xuất hiện.

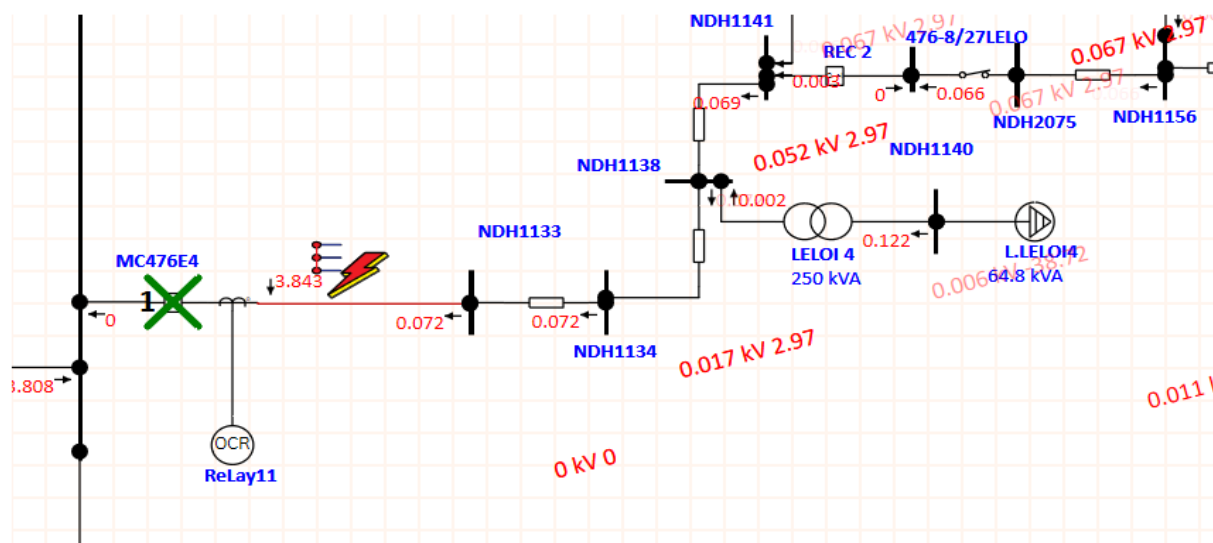
Sequence-of-Operation Events - Output Report: Untitled					
Line-to-Line-to-Ground (Symmetrical) fault on connector between CT2 & MBAT1. Adjacent bus: 110DH					
Data Rev.: Base		Config: Normal		Date: 09-06-2025	
Time (...)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
10.0	Relay2		10.0		Phase - 87
15.0	Relay1	2.114	15.0		Ground - OC1 - 50
20.0	Relay1	2.118	20.0		Phase - OC1 - 50
60.0	131		50.0		Tripped by Relay2 Phase - 87
60.0	431		50.0		Tripped by Relay2 Phase - 87
65.0	131		50.0		Tripped by Relay1 Ground - OC1 - 50
70.0	131		50.0		Tripped by Relay1 Phase - OC1 - 50
212	Relay1	2.114	212		Ground - OC1 - 51
262	131		50.0		Tripped by Relay1 Ground - OC1 - 51
604	Relay1	2.118	< 604		Phase - OC1 - 51
654	131		50.0		Tripped by Relay1 Phase - OC1 - 51

Thời gian giải trừ sự cố ngắn mạch 2 pha chạm nhau chạm đất tại phía sơ cấp MBAT1

TỔNG KẾT: Khi có sự cố tại phía sơ cấp MBA với 4 dạng sự cố ngắn mạch bảo vệ so lệch sẽ tác động trước đưa tín hiệu đi cắt hai máy cắt 131 và 431 cô lập MBA. Lúc này rơ le 1 cũng tác động và đưa tín hiệu đi cắt máy cắt với thời gian ngắn trễ hơn bảo vệ so lệch vài mili giây nhằm cô lập nhanh chóng sự cố phía gần nguồn và bảo vệ máy biến áp.

4.3.7. Phân tích các dạng ngắn mạch tại phía đầu xuất tuyến 3

Trường hợp 1: Sự cố ngắn mạch 3 pha



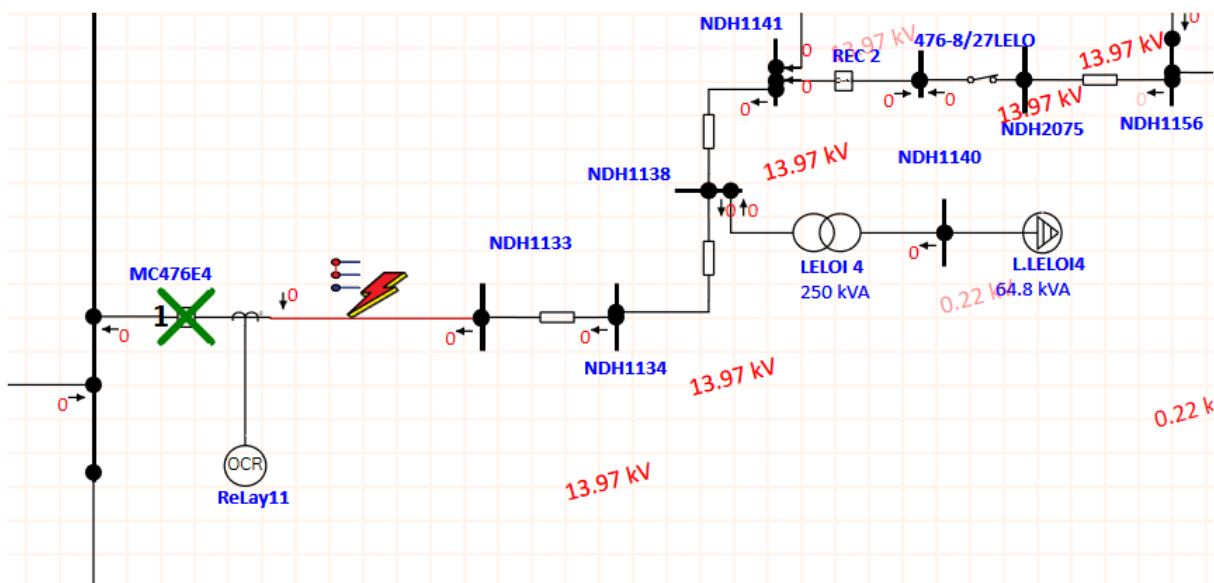
Sự cố ngắn mạch 3 pha tại phía đầu xuất tuyến 3

Khi có ngắn mạch ba pha tại phía đầu xuất tuyến 3 thì chức năng 51 của rơ le 11 phát hiện ngắn mạch và đưa tín hiệu đi cắt máy cắt MC476E4. Nếu rơ le 11 bị sự cố không phát hiện được ngắn mạch thì các rơ le 10 và rơ le 7 lân cận là các rơ le dự phòng sẽ đưa tín hiệu đi cắt các máy cắt 432 và 132 lân cận để cô lập sự cố.

Sequence-of-Operation Events - Output Report: Untitled					
3-Phase (Symmetrical) fault on connector between NDH1133 & CT25. Adjacent bus: NDH1133					
Data Rev.: Base		Config: Normal		Date: 09-06-2025	
Time (...)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
142	ReLay11	3.843	< 142		Phase - OC1 - 51
192	MC476E4		50.0		Tripped by ReLay11 Phase - OC1 - 51
306	ReLay10	3.808	< 306		Phase - OC1 - 51
356	432		50.0		Tripped by ReLay10 Phase - OC1 - 51
889	ReLay7	0.762	889		Phase - OC1 - 51
939	132		50.0		Tripped by ReLay7 Phase - OC1 - 51

Thời gian giải trừ sự cố ngắn mạch 3 pha tại đầu xuất tuyến 3

Trường hợp 2: Sự cố ngắn mạch 2 pha chạm nhau



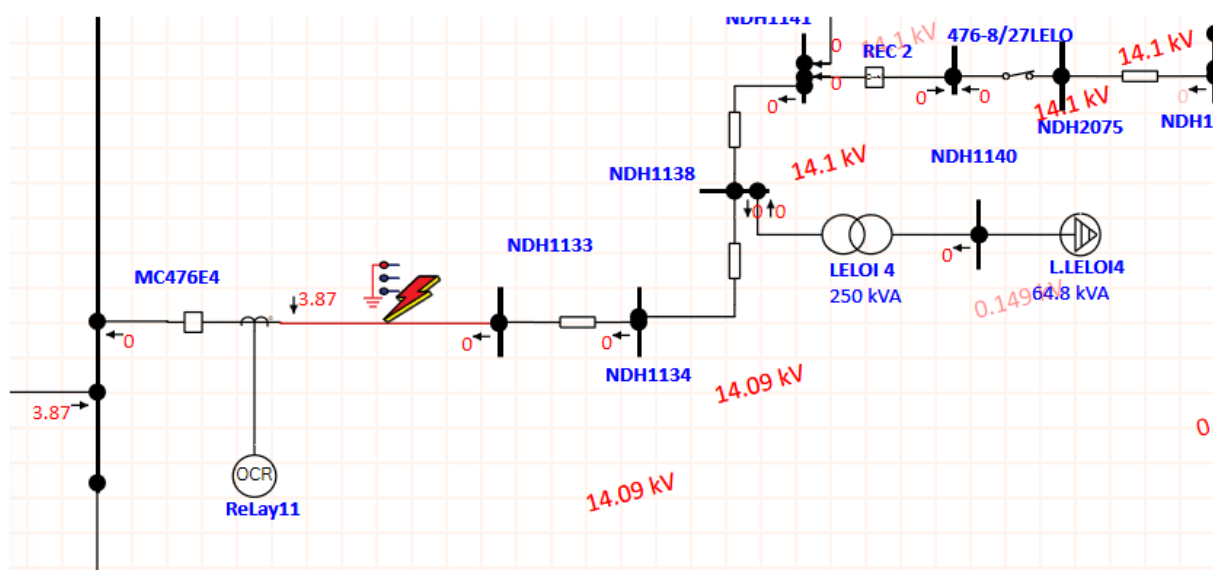
Sự cố ngắn mạch 2 pha chạm nhau tại phía đầu xuất tuyến 3

Khi có ngắn mạch hai pha chạm nhau tại phía đầu xuất tuyến 3 thì chức năng 51 của rơ le 11 phát hiện ngắn mạch và đưa tín hiệu đi cắt máy cắt MC476E4. Nếu rơ le 11 bị sự cố không phát hiện được ngắn mạch thì các rơ le 10 và rơ le 7 lân cận là các rơ le dự phòng sẽ đưa tín hiệu đi cắt các máy cắt 432 và 132 lân cận để cô lập sự cố.

Sequence-of-Operation Events - Output Report: Untitled					
Line-to-Line (Symmetrical) fault on connector between NDH1133 & CT25. Adjacent bus: NDH1133					
		Data Rev.: Base	Config: Normal	Date: 09-06-2025	
Time (...)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
142	ReLay11	3.328	< 142		Phase - OC1 - 51
192	MC476E4		50.0		Tripped by ReLay11 Phase - OC1 - 51
306	ReLay10	3.298	< 306		Phase - OC1 - 51
356	432		50.0		Tripped by ReLay10 Phase - OC1 - 51
1040	ReLay7	0.66	1040		Phase - OC1 - 51
1090	132		50.0		Tripped by ReLay7 Phase - OC1 - 51

Thời gian giải trừ sự cố ngắn mạch 2 pha chạm nhau tại đầu xuất tuyến 3

Trường hợp 3: Sự cố ngắn mạch 1 pha chạm đất



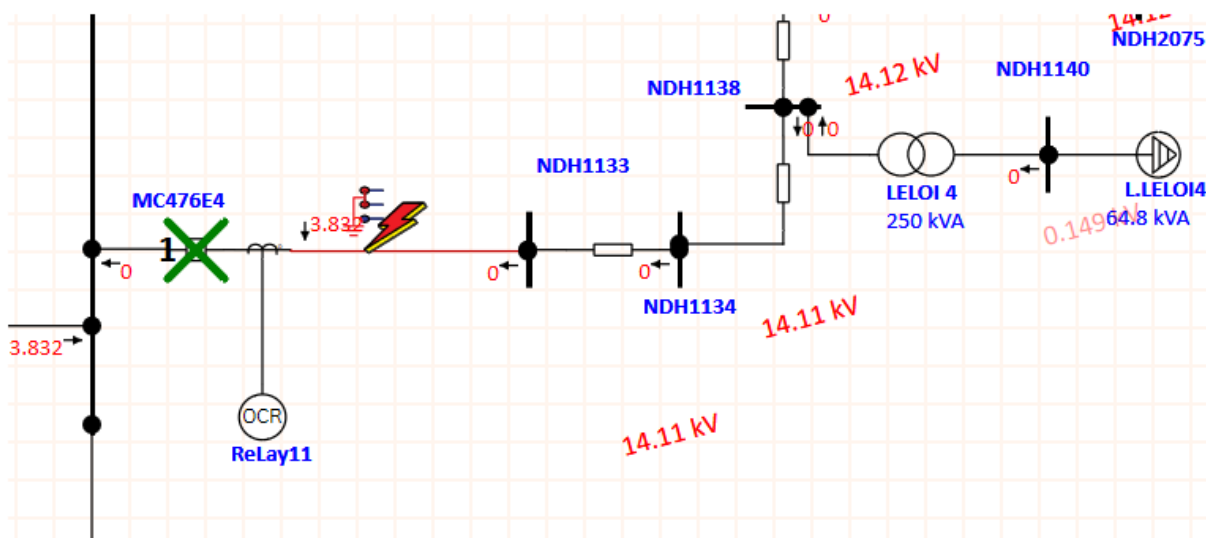
Sự cố ngắn mạch 1 pha chạm đất tại phía đầu xuất tuyến 3

Khi có ngắn mạch một pha chạm đất tại phía đầu xuất tuyến 3 thì chức năng 51N của rơ le 11 phát hiện sự cố và đưa tín hiệu đi cắt máy cắt MC476E4 đồng thời chức năng 51 của rơ le 11 cũng đưa tín hiệu đi cắt máy cắt MC476E4 sau khoảng thời gian 74.9 ms. Nếu rơ le 11 bị sự cố không phát hiện sự cố và đưa tín hiệu đi cắt máy cắt thì các chức năng 51N và 51 của các rơ le 10, rơ le 9 và rơ le 7 lân cận là các rơ le dự phòng sẽ đưa tín hiệu đi cắt các máy cắt 432 và 132 lân cận để cô lập sự cố.

Sequence-of-Operation Events - Output Report: Untitled					
Line-to-Ground (Symmetrical) fault on connector between NDH1133 & CT25. Adjacent bus: NDH1133					
Data Rev.: Base		Config: Normal		Date: 09-06-2025	
Time (...)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
67.1	ReLay11	3.87	67.1		Ground - OC1 - 51
117	MC476E4		50.0		Tripped by ReLay11 Ground - OC1 - 51
142	ReLay11	3.826	< 142		Phase - OC1 - 51
192	MC476E4		50.0		Tripped by ReLay11 Phase - OC1 - 51
220	ReLay10	3.87	220		Ground - OC1 - 51
270	432		50.0		Tripped by ReLay10 Ground - OC1 - 51
306	ReLay10	3.803	< 306		Phase - OC1 - 51
356	432		50.0		Tripped by ReLay10 Phase - OC1 - 51
374	ReLay9	3.87	374		Ground - OC1 - 51
424	132		50.0		Tripped by ReLay9 Ground - OC1 - 51
424	432		50.0		Tripped by ReLay9 Ground - OC1 - 51
722	ReLay7	0.774	722		Ground - OC1 - 51
772	132		50.0		Tripped by ReLay7 Ground - OC1 - 51
890	ReLay7	0.761	890		Phase - OC1 - 51
940	132		50.0		Tripped by ReLay7 Phase - OC1 - 51

Thời gian giải trừ sự cố ngắn mạch 1 pha chạm đất tại đầu xuất tuyến 3

Trường hợp 4: Sự cố ngắn mạch 2 pha chạm nhau chạm đất



Sự cố ngắn mạch 2 pha chạm nhau chạm đất tại phía đầu xuất tuyến 3

Khi có ngắn mạch hai pha chạm đất tại phía đầu xuất tuyến 3 thì chức năng 51N của rơ le 11 phát hiện sự cố và đưa tín hiệu đi cắt máy cắt MC476E4 đồng thời chức năng 51 của rơ le 11 cũng đưa tín hiệu đi cắt máy cắt MC476E4 sau khoảng thời gian 74.1 ms. Nếu rơ le 11 bị sự cố không phát hiện sự cố và đưa tín hiệu đi cắt máy cắt thì các chức năng 51N và 51 của các rơ le 10, rơ le 9 và rơ le 7 lân cận là các rơ le dự phòng sẽ đưa tín hiệu đi cắt các máy cắt 432 và 132 lân cận để cô lập sự cố.

Sequence-of-Operation Events - Output Report: Untitled

Line-to-Line-to-Ground (Symmetrical) fault on connector between NDH1133 & CT25. Adjacent bus: NDH1133

Data Rev.: Base Config: Normal Date: 09-06-2025

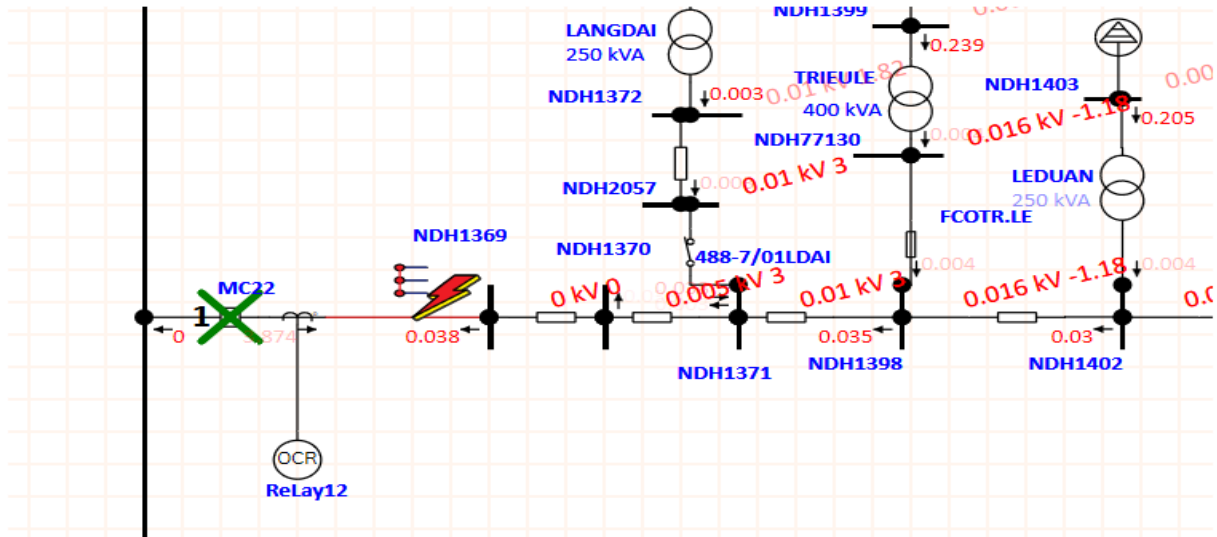
Time (...)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
67.9	ReLay11	3.832	67.9		Ground - OC1 - 51
118	MC476E4		50.0		Tripped by ReLay11 Ground - OC1 - 51
142	ReLay11	3.841	< 142		Phase - OC1 - 51
192	MC476E4		50.0		Tripped by ReLay11 Phase - OC1 - 51
223	ReLay10	3.832	223		Ground - OC1 - 51
273	432		50.0		Tripped by ReLay10 Ground - OC1 - 51
306	ReLay10	3.807	< 306		Phase - OC1 - 51
356	432		50.0		Tripped by ReLay10 Phase - OC1 - 51
380	ReLay9	3.832	380		Ground - OC1 - 51
430	132		50.0		Tripped by ReLay9 Ground - OC1 - 51
430	432		50.0		Tripped by ReLay9 Ground - OC1 - 51
737	ReLay7	0.766	737		Ground - OC1 - 51
787	132		50.0		Tripped by ReLay7 Ground - OC1 - 51
889	ReLay7	0.761	889		Phase - OC1 - 51
939	132		50.0		Tripped by ReLay7 Phase - OC1 - 51

Thời gian giải trừ sự cố ngắn mạch 2 pha chạm nhau chạm đất tại đầu xuất tuyến

TỔNG KẾT: Khi có sự cố xuất tuyến 3 với 4 dạng sự cố ngắn mạch, với ngắn mạch pha ngoài vùng bảo vệ của 50 thì chức năng 51 tác động, còn với ngắn mạch chạm đất thì chức năng 51N tác động trước.

4.3.8. Phân tích các dạng ngắn mạch tại phía đầu xuất tuyến 4

Trường hợp 1: Sự cố ngắn mạch 3 pha



Sự cố ngắn mạch 3 pha tại phía đầu xuất tuyến 4

Khi có ngắn mạch ba pha tại phía đầu xuất tuyến 4 thì chức năng 51 của rơ le 12 phát hiện ngắn mạch và đưa tín hiệu đi cắt máy cắt MC22. Nếu rơ le 12 bị sự cố không phát hiện được ngắn mạch thì các rơ le 10 và rơ le 7 lân cận là các rơ le dự phòng sẽ đưa tín hiệu đi cắt các máy cắt 432 và 132 lân cận để cô lập sự cố.

Sequence-of-Operation Events - Output Report: Untitled

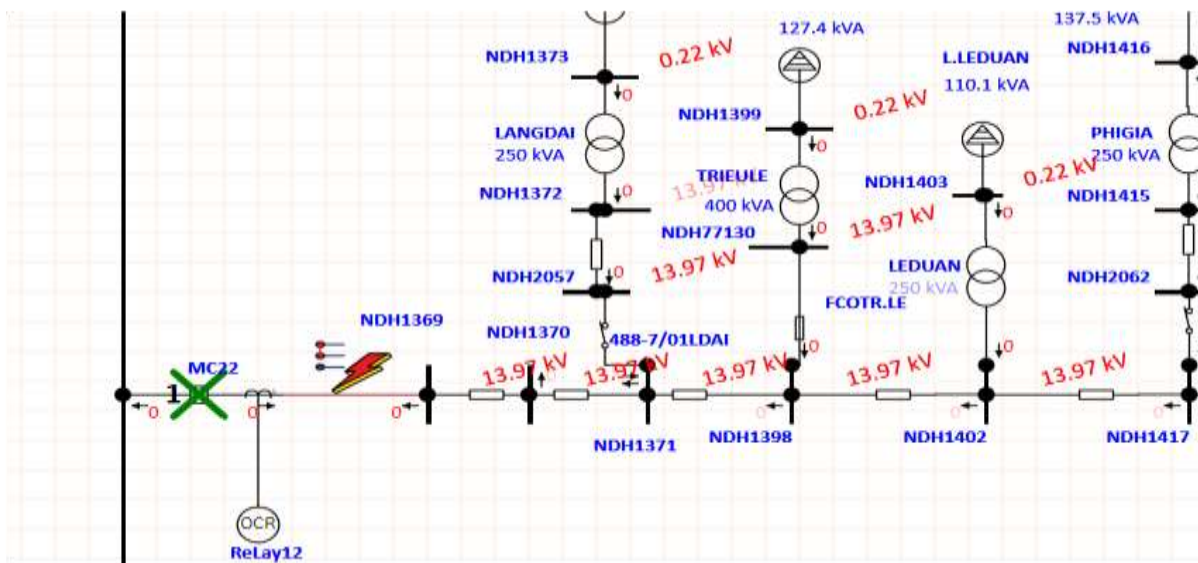
3-Phase (Symmetrical) fault on connector between NDH1369 & CT26. Adjacent bus: NDH1369

Data Rev.: Base Config: Normal Date: 09-06-2025

Time (...)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
124	ReLay12	3.874	124		Phase - OC1 - 51
184	MC22		60.0		Tripped by ReLay12 Phase - OC1 - 51
306	ReLay10	3.808	< 306		Phase - OC1 - 51
356	432		50.0		Tripped by ReLay10 Phase - OC1 - 51
889	ReLay7	0.762	889		Phase - OC1 - 51
939	132		50.0		Tripped by ReLay7 Phase - OC1 - 51

Thời gian giải trừ sự cố ngắn mạch 3 pha tại đầu xuất tuyến 4

Trường hợp 2: Sự cố ngắn mạch 2 pha chạm nhau



Sự cố ngắn mạch 2 pha chạm nhau tại phía đầu xuất tuyến 4

Khi có ngắn mạch hai pha chạm nhau tại phía đầu xuất tuyến 4 thì chức năng 51 của rơ le 11 phát hiện ngắn mạch và đưa tín hiệu đi cắt máy cắt MC22. Nếu rơ le 11 bị sự cố không phát hiện được ngắn mạch thì các rơ le 10 và rơ le 7 lân cận là các rơ le dự phòng sẽ đưa tín hiệu đi cắt các máy cắt 432 và 132 lân cận để cô lập sự cố.

Sequence-of-Operation Events - Output Report: Untitled

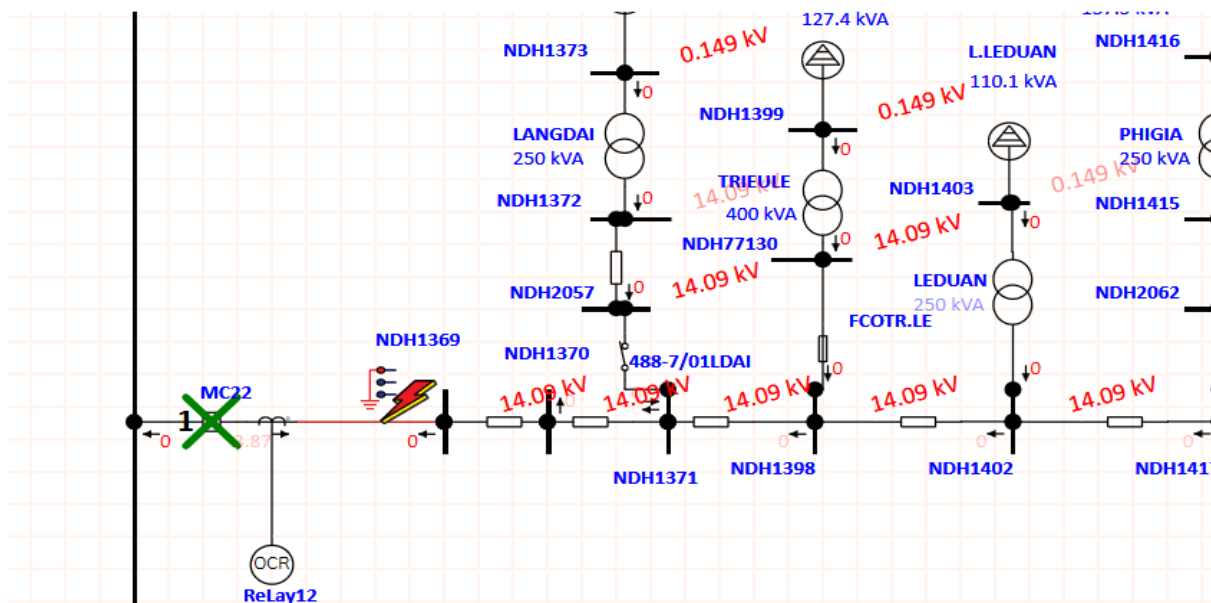
Line-to-Line (Symmetrical) fault on connector between NDH1369 & CT26. Adjacent bus: NDH1369

Data Rev.: Base Config: Normal Date: 09-06-2025

Time (...)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
146	ReLay12	3.355	146		Phase - OC1 - 51
206	MC22		60.0		Tripped by ReLay12 Phase - OC1 - 51
306	ReLay10	3.298	< 306		Phase - OC1 - 51
356	432		50.0		Tripped by ReLay10 Phase - OC1 - 51
1040	ReLay7	0.66	1040		Phase - OC1 - 51
1090	132		50.0		Tripped by ReLay7 Phase - OC1 - 51

Thời gian giải trừ sự cố ngắn mạch 2 pha chạm nhau tại đầu xuất tuyến 4

Trường hợp 3: Sự cố ngắn mạch 1 pha chạm đất



Sự cố ngắn mạch 1 pha chạm đất tại phía đầu xuất tuyến 4

Khi có ngắn mạch một pha chạm đất tại phía đầu xuất tuyến 3 thì chức năng 51N của rơ le 12 phát hiện sự cố và đưa tín hiệu đi cắt máy cắt MC22 đồng thời chức năng 51 của rơ le 12 cũng đưa tín hiệu đi cắt máy cắt MC22 sau khoảng thời gian 62.1 ms. Nếu rơ le 12 bị sự cố không phát hiện sự cố và đưa tín hiệu đi cắt máy cắt thì các chức năng 51N và 51 của các rơ le 10, rơ le 9 và rơ le 7 lân cận là các rơ le dự phòng sẽ đưa tín hiệu đi cắt các máy cắt 432 và 132 lân cận để cô lập sự cố.

Sequence-of-Operation Events - Output Report: Untitled

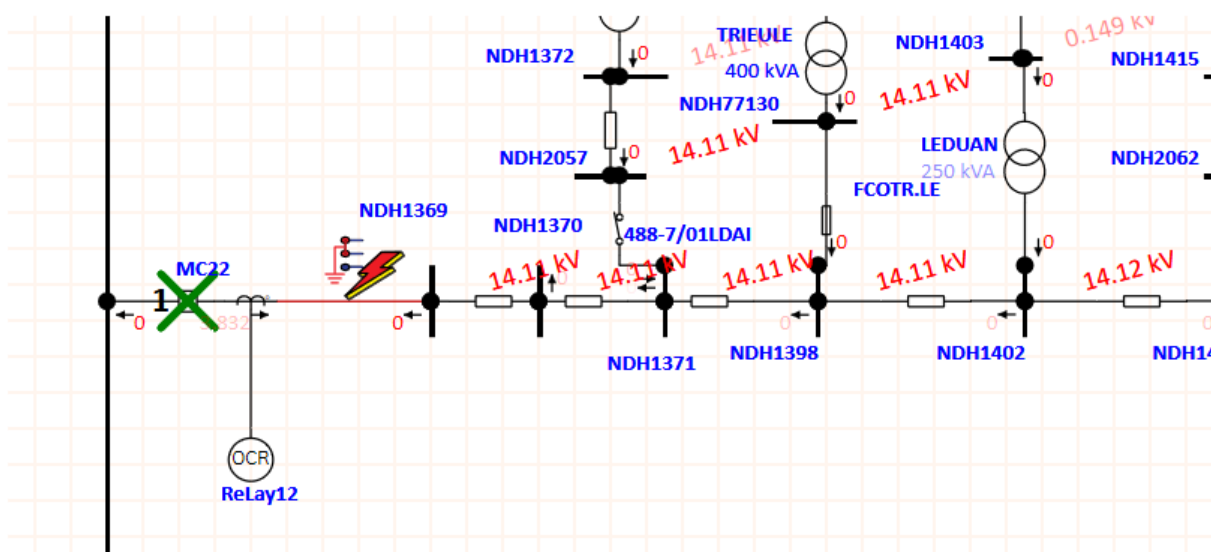
Line-to-Ground (Symmetrical) fault on connector between NDH1369 & CT26. Adjacent bus: NDH1369

Data Rev.: Base Config: Normal Date: 09-06-2025

Time (...)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
62.9	Relay12	3.87	62.9		Ground - OC1 - 51
123	MC22		60.0		Tripped by Relay12 Ground - OC1 - 51
125	Relay12	3.847	125		Phase - OC1 - 51
185	MC22		60.0		Tripped by Relay12 Phase - OC1 - 51
220	Relay10	3.87	220		Ground - OC1 - 51
270	432		50.0		Tripped by Relay10 Ground - OC1 - 51
306	Relay10	3.803	< 306		Phase - OC1 - 51
356	432		50.0		Tripped by Relay10 Phase - OC1 - 51
374	Relay9	3.87	374		Ground - OC1 - 51
424	132		50.0		Tripped by Relay9 Ground - OC1 - 51
424	432		50.0		Tripped by Relay9 Ground - OC1 - 51
722	Relay7	0.774	722		Ground - OC1 - 51
772	132		50.0		Tripped by Relay7 Ground - OC1 - 51
890	Relay7	0.761	890		Phase - OC1 - 51
940	132		50.0		Tripped by Relay7 Phase - OC1 - 51

Thời gian giải trừ sự cố ngắn mạch 1 pha chạm đất tại đầu xuất tuyến 4

Trường hợp 4: Sự cố ngắn mạch 2 pha chạm nhau chạm đất



Sự cố ngắn mạch 2 pha chạm nhau chạm đất tại phía đầu xuất tuyến 4

Khi có ngắn mạch một pha chạm đất tại phía đầu xuất tuyến 3 thì chức năng 51N của rơ le 12 phát hiện sự cố và đưa tín hiệu đi cắt máy cắt MC22 đồng thời chức năng 51 của rơ le 12 cũng đưa tín hiệu đi cắt máy cắt MC22 sau khoảng thời gian 60.4 ms. Nếu rơ le 12 bị sự cố không phát hiện sự cố và đưa tín hiệu đi cắt máy cắt thì các chức năng 51N và 51 của các rơ le 10, rơ le 9 và rơ le 7 lân cận là các rơ le dự phòng sẽ đưa tín hiệu đi cắt các máy cắt 432 và 132 lân cận để cô lập sự cố.

Sequence-of-Operation Events - Output Report: Untitled

Line-to-Line-to-Ground (Symmetrical) fault on connector between NDH1369 & CT26. Adjacent bus: NDH1369

Data Rev.: Base Config: Normal Date: 09-06-2025

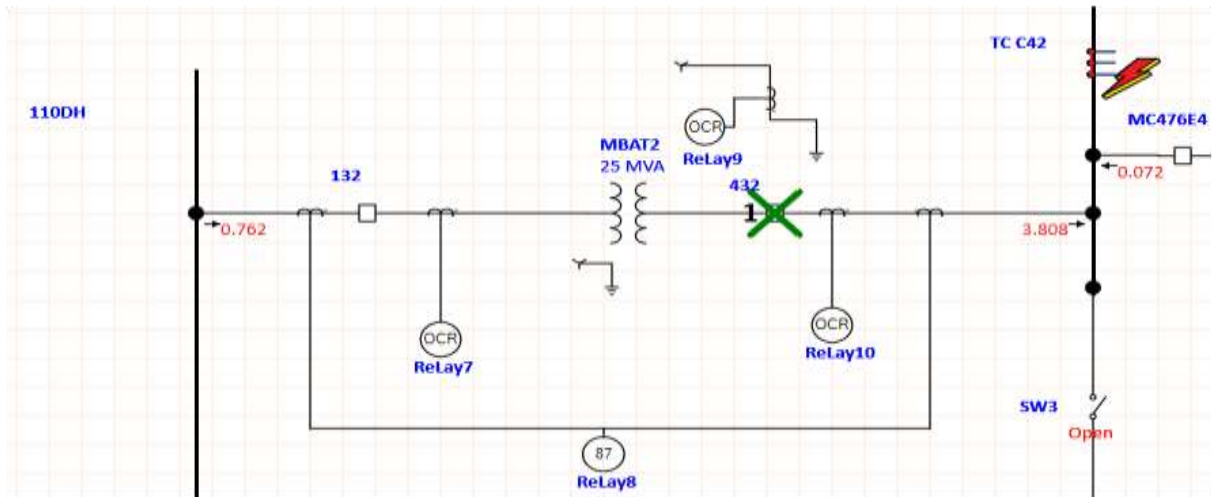
Time (...)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
63.6	ReLay12	3.832	63.6		Ground - OC1 - 51
124	MC22		60.0		Tripped by ReLay12 Ground - OC1 - 51
124	ReLay12	3.87	124		Phase - OC1 - 51
184	MC22		60.0		Tripped by ReLay12 Phase - OC1 - 51
223	ReLay10	3.832	223		Ground - OC1 - 51
273	432		50.0		Tripped by ReLay10 Ground - OC1 - 51
306	ReLay10	3.807	< 306		Phase - OC1 - 51
356	432		50.0		Tripped by ReLay10 Phase - OC1 - 51
380	ReLay9	3.832	380		Ground - OC1 - 51
430	132		50.0		Tripped by ReLay9 Ground - OC1 - 51
430	432		50.0		Tripped by ReLay9 Ground - OC1 - 51
737	ReLay7	0.766	737		Ground - OC1 - 51
787	132		50.0		Tripped by ReLay7 Ground - OC1 - 51
889	ReLay7	0.761	889		Phase - OC1 - 51
939	132		50.0		Tripped by ReLay7 Phase - OC1 - 51

Thời gian giải trừ sự cố ngắn mạch 2 pha chạm nhau chạm đất tại đầu xuất tuyến 4

TỔNG KẾT: Khi có sự cố xuất tuyến 4 với 4 dạng sự cố ngắn mạch, với ngắn mạch pha ngoài vùng bảo vệ của 50 thì chức năng 51 tác động, còn với ngắn mạch chạm đất thì chức năng 51N tác động trước.

4.3.9. Phân tích các dạng ngắn mạch tại thanh góp C42

Trường hợp 1: Sự cố ngắn mạch 3 pha



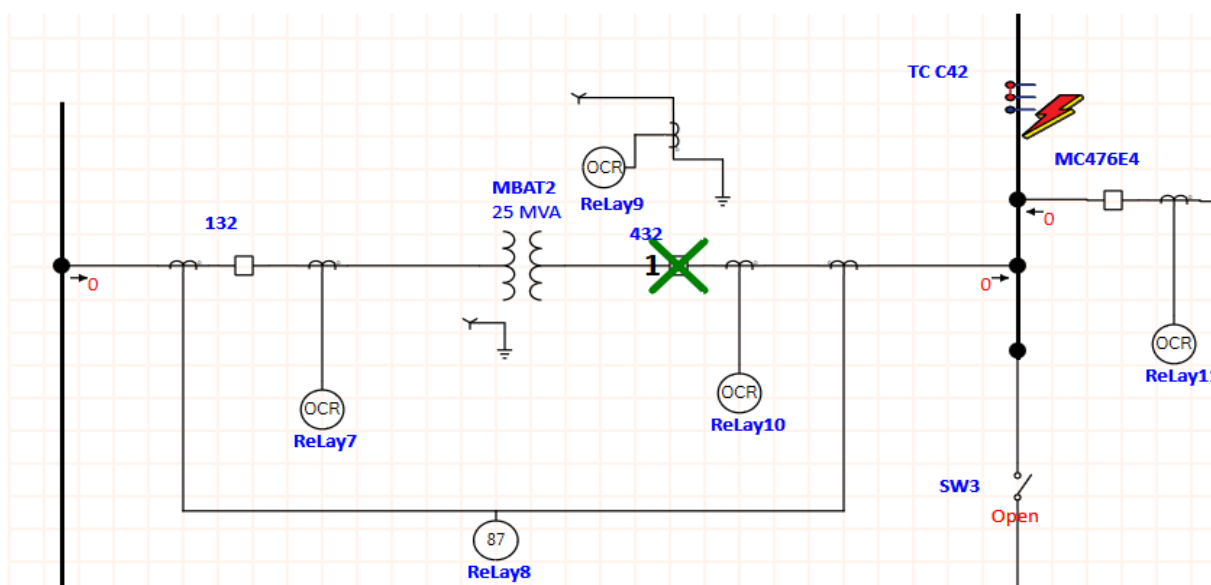
Sự cố ngắn mạch 3 pha tại thanh cái C42

Khi có ngắn mạch ba pha tại thanh cái C42 thì chức năng 51 của rơ le 10 phát hiện ngắn mạch và đưa tín hiệu đi cắt máy cắt 432. Nếu rơ le 10 bị sự cố không phát hiện được ngắn mạch thì rơ le 7 là rơ le dự phòng sẽ đưa tín hiệu đi cắt các máy cắt 432 và 132 lân cận để cô lập sự cố.

Sequence-of-Operation Events - Output Report: Untitled					
3-Phase (Symmetrical) fault on bus: TC C42					
Data Rev.: Base		Config: Normal		Date: 09-06-2025	
Time (...)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
306	ReLay10	3.808	< 306		Phase - OC1 - 51
356	432		50.0		Tripped by ReLay10 Phase - OC1 - 51
889	ReLay7	0.762	889		Phase - OC1 - 51
939	132		50.0		Tripped by ReLay7 Phase - OC1 - 51

Thời gian giải trừ sự cố ngắn mạch 3 pha tại thanh góp C42

Trường hợp 2: Sự cố ngắn mạch 2 pha chạm nhau



Sự cố ngắn mạch 2 pha chạm nhau tại thanh cái C42

Khi có ngắn mạch hai pha chạm nhau tại thanh cái C42 thì chức năng 51 của rơ le 10 phát hiện ngắn mạch và đưa tín hiệu đi cắt máy cắt 432. Nếu rơ le 10 bị sự cố không phát hiện được ngắn mạch thì rơ le 7 là rơ le dự phòng sẽ đưa tín hiệu đi cắt các máy cắt 432 và 132 lân cận để cô lập sự cố.

Sequence-of-Operation Events - Output Report: Untitled

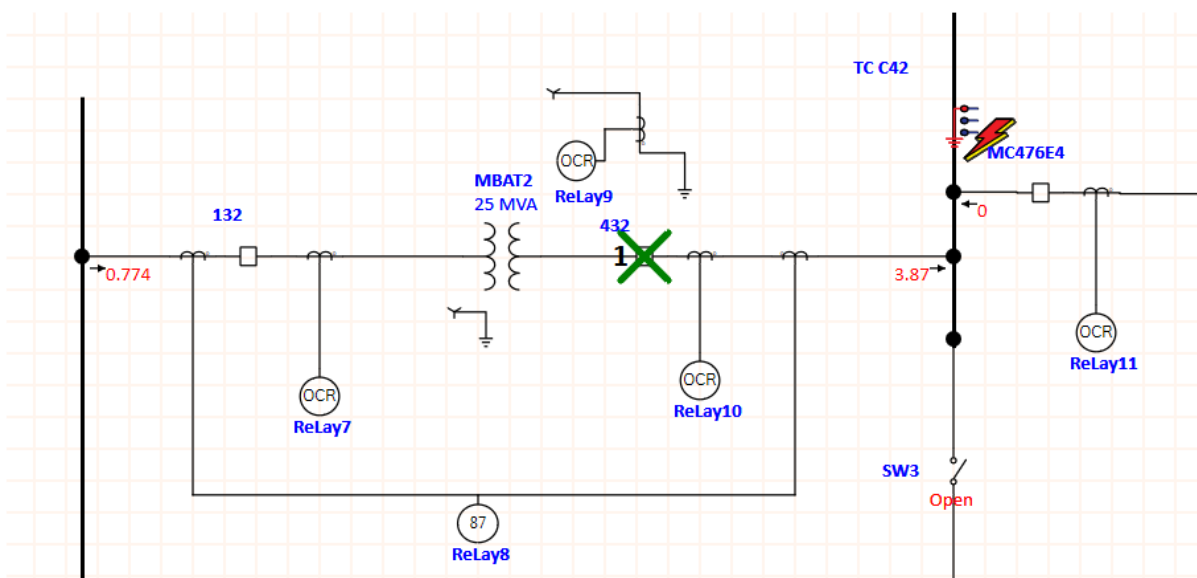
Line-to-Line (Symmetrical) fault on bus: TC C42

Data Rev.: Base Config: Normal Date: 09-06-2025

Time (...)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
306	ReLay10	3.298	< 306		Phase - OC1 - 51
356	432		50.0		Tripped by ReLay10 Phase - OC1 - 51
1040	ReLay7	0.66	1040		Phase - OC1 - 51
1090	132		50.0		Tripped by ReLay7 Phase - OC1 - 51

Thời gian giải trừ sự cố ngắn mạch 2 pha chạm nhau tại thanh góp C42

Trường hợp 3: Sự cố ngắn mạch 1 pha chạm đất



Sự cố ngắn mạch 1 pha chạm đất tại thanh cái C42

Khi có ngắn mạch một pha chạm đất tại thanh cái C42 thì chức năng 51N của rơ le 10 phát hiện sự cố và đưa tín hiệu đi cắt máy cắt 432 đồng thời chức năng 51 của rơ le 10 cũng đưa tín hiệu đi cắt máy cắt 432 sau khoảng thời gian 86 ms. Nếu rơ le 10 bị sự cố không phát hiện sự cố và đưa tín hiệu đi cắt máy cắt thì các chức năng 51N và 51 của rơ le 9 và rơ le 7 lân cận là rơ le dự phòng sẽ đưa tín hiệu đi cắt các máy cắt 432 và 132 lân cận để cô lập sự cố.

Sequence-of-Operation Events - Output Report: Untitled

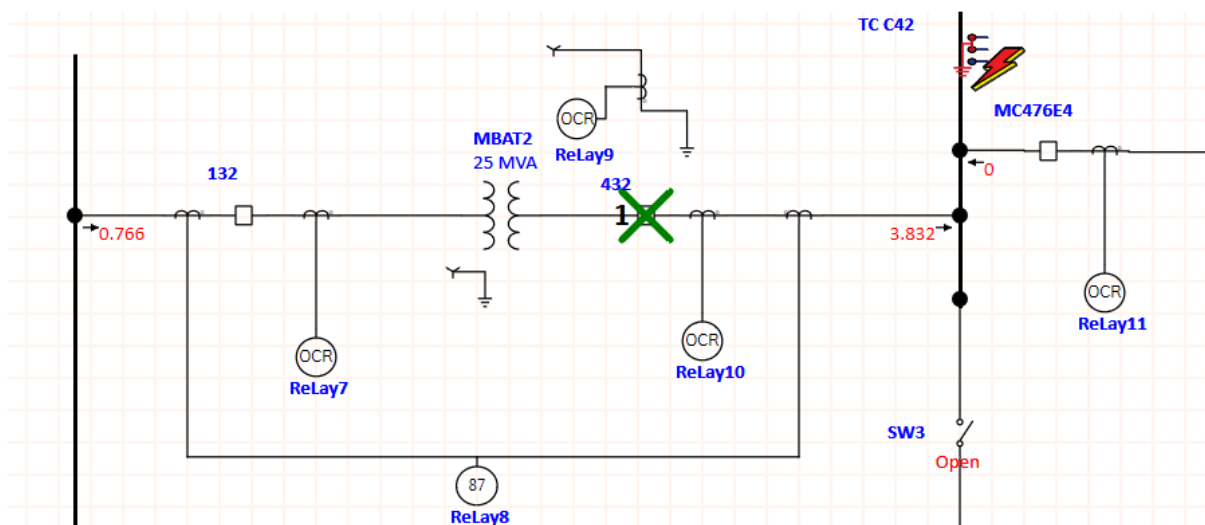
Line-to-Ground (Symmetrical) fault on bus: TC C42

Data Rev.: Base Config: Normal Date: 09-06-2025

Time (...)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
220	ReLay10	3.87	220		Ground - OC1 - 51
270	432		50.0		Tripped by ReLay10 Ground - OC1 - 51
306	ReLay10	3.803	< 306		Phase - OC1 - 51
356	432		50.0		Tripped by ReLay10 Phase - OC1 - 51
374	ReLay9	3.87	374		Ground - OC1 - 51
424	132		50.0		Tripped by ReLay9 Ground - OC1 - 51
424	432		50.0		Tripped by ReLay9 Ground - OC1 - 51
722	ReLay7	0.774	722		Ground - OC1 - 51
772	132		50.0		Tripped by ReLay7 Ground - OC1 - 51
890	ReLay7	0.761	890		Phase - OC1 - 51
940	132		50.0		Tripped by ReLay7 Phase - OC1 - 51

Thời gian giải trừ sự cố ngắn mạch 1 pha chạm đất tại thanh góp C42

Trường hợp 4: Sự cố ngắn mạch 2 pha chạm đất



Sự cố ngắn mạch 2 pha chạm đất tại thanh cái C42

Khi có ngắn mạch hai pha chạm đất tại thanh cái C42 thì chức năng 51N của rơ le 10 phát hiện sự cố và đưa tín hiệu đi cắt máy cắt 432 đồng thời chức năng 51 của rơ le 10 cũng đưa tín hiệu đi cắt máy cắt 432 sau khoảng thời gian 83 ms. Nếu rơ le 10 bị sự cố không phát hiện sự cố và đưa tín hiệu đi cắt máy cắt thì các chức năng 51N và 51 của rơ le 9 và rơ le 7 lân cận là rơ le dự phòng sẽ đưa tín hiệu đi cắt các máy cắt 432 và 132 lân cận để cô lập sự cố.

Sequence-of-Operation Events - Output Report: Untitled

Line-to-Line-to-Ground (Symmetrical) fault on bus: TC C42

Data Rev.: Base Config: Normal Date: 09-06-2025

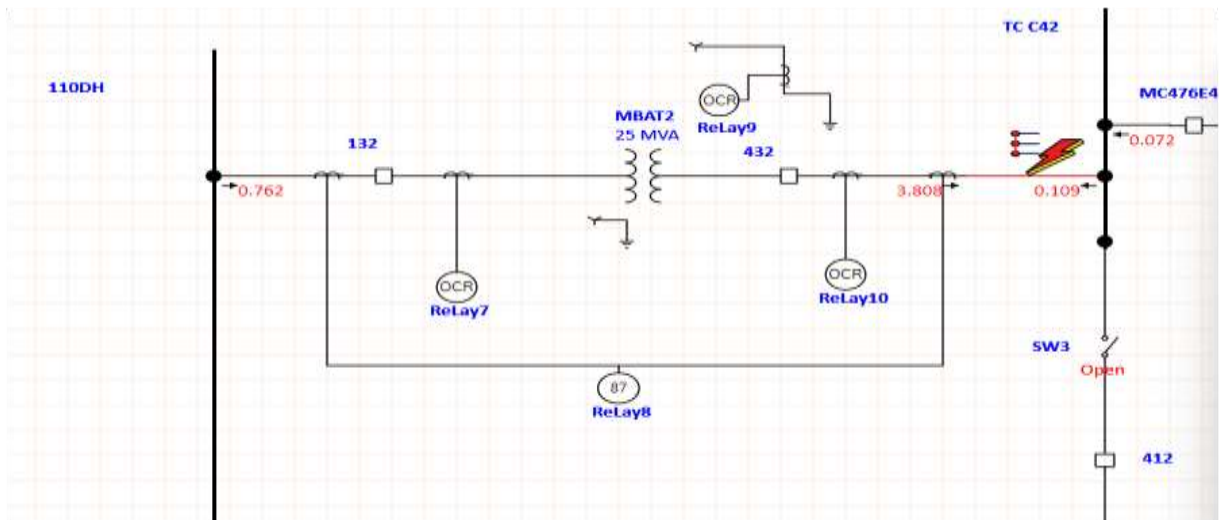
Time (...)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
223	ReLay10	3.832	223		Ground - OC1 - 51
273	432		50.0		Tripped by ReLay10 Ground - OC1 - 51
306	ReLay10	3.807	< 306		Phase - OC1 - 51
356	432		50.0		Tripped by ReLay10 Phase - OC1 - 51
380	ReLay9	3.832	380		Ground - OC1 - 51
430	132		50.0		Tripped by ReLay9 Ground - OC1 - 51
430	432		50.0		Tripped by ReLay9 Ground - OC1 - 51
737	ReLay7	0.766	737		Ground - OC1 - 51
787	132		50.0		Tripped by ReLay7 Ground - OC1 - 51
889	ReLay7	0.761	889		Phase - OC1 - 51
939	132		50.0		Tripped by ReLay7 Phase - OC1 - 51

Thời gian giải trừ sự cố ngắn mạch 2 pha chạm đất tại thanh góp C42

TỔNG KẾT: Khi có sự cố tại thanh cái C42 với 4 dạng sự cố ngắn mạch, với ngắn mạch pha ngoài vùng bảo vệ của 50 thì chức năng 51 tác động trước, còn với ngắn mạch chạm đất thì rơ le 4 phát hiện dòng điện ngắn mạch trước với chức năng 51N đưa tín hiệu đi cắt máy cắt 432 và 132 cô lập sự cố.

4.3.10. Phân tích các dạng ngắn mạch tại phía thứ cấp

Trường hợp 1: Sự cố ngắn mạch 3 pha



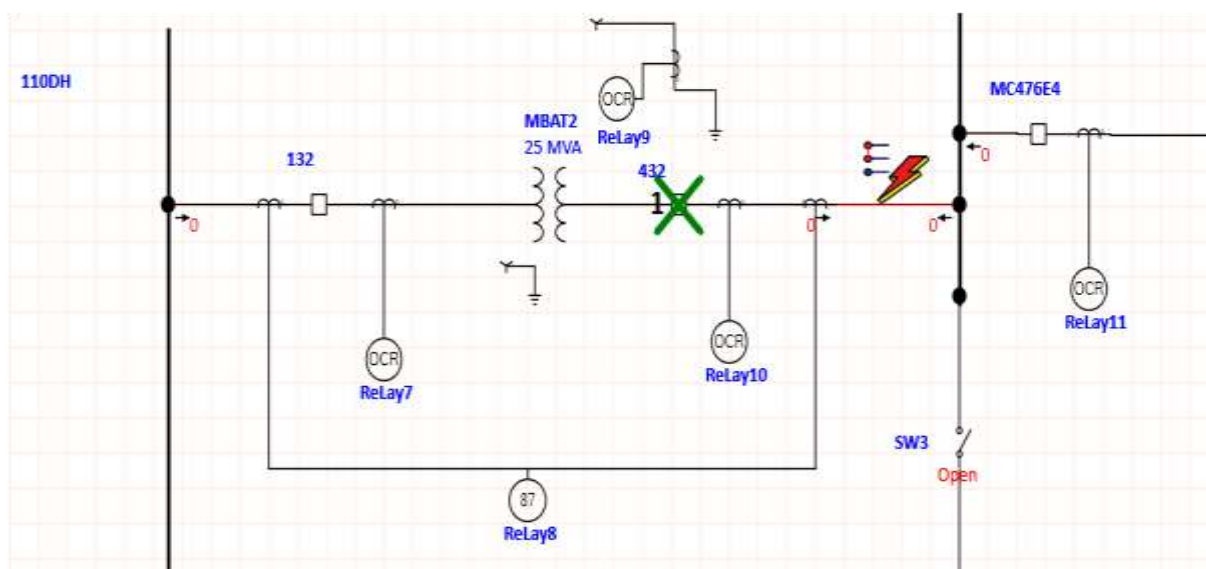
Sự cố ngắn mạch 3 pha tại phía thứ cấp

Khi có ngắn mạch ba pha tại thanh cái C42 thì chức năng 51 của rơ le 10 phát hiện ngắn mạch và đưa tín hiệu đi cắt máy cắt 432. Nếu rơ le 10 bị sự cố không phát hiện được ngắn mạch thì rơ le 7 là rơ le dự phòng sẽ đưa tín hiệu đi cắt các máy cắt 432 và 132 lân cận để cô lập sự cố.

Sequence-of-Operation Events - Output Report: Untitled						
3-Phase (Symmetrical) fault on bus: TC C42						
Data Rev.: Base		Config: Normal		Date: 09-06-2025		
Time (...)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition	
306	ReLay10	3.808	< 306		Phase - OC1 - 51	
356	432		50.0		Tripped by ReLay10 Phase - OC1 - 51	
889	ReLay7	0.762	889		Phase - OC1 - 51	
939	132		50.0		Tripped by ReLay7 Phase - OC1 - 51	

Thời gian giải trừ sự cố ngắn mạch 3 pha tại phía thứ cấp

Trường hợp 2: Sự cố ngắn mạch 2 pha chạm nhau



Sự cố ngắn mạch 2 pha chạm nhau tại phía thứ cấp

Khi có ngắn mạch hai pha chạm nhau tại thanh cái C42 thì chức năng 51 của rơ le 10 phát hiện ngắn mạch và đưa tín hiệu đi cắt máy cắt 432. Nếu rơ le 10 bị sự cố không phát hiện được ngắn mạch thì rơ le 7 là rơ le dự phòng sẽ đưa tín hiệu đi cắt các máy cắt 432 và 132 lân cận để cô lập sự cố.

Sequence-of-Operation Events - Output Report: Untitled

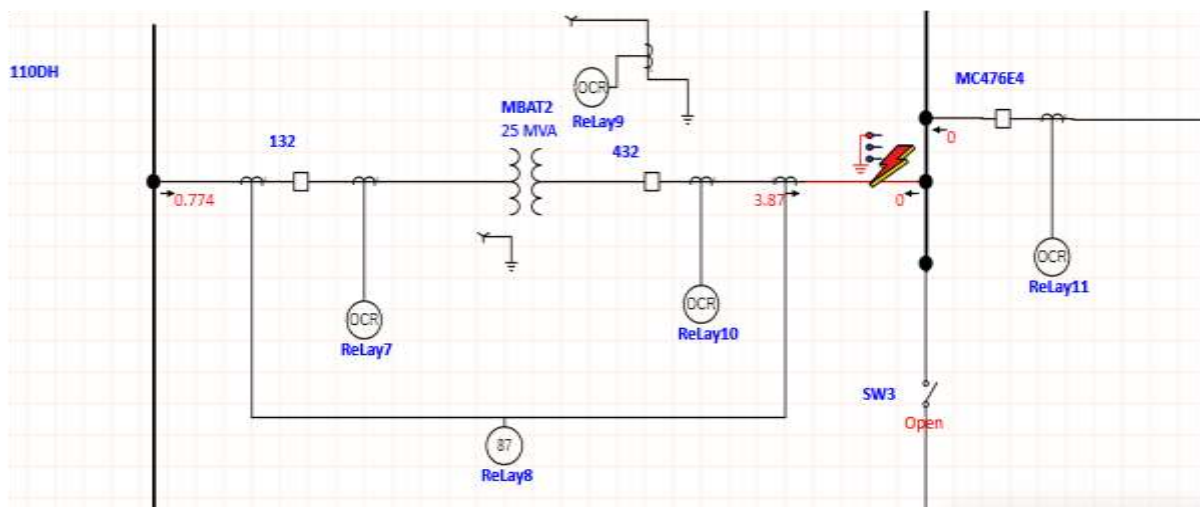
Line-to-Line (Symmetrical) fault on bus: TC C42

Data Rev.: Base Config: Normal Date: 09-06-2025

Time (...)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
306	Relay10	3.298	< 306		Phase - OC1 - 51
356	432		50.0		Tripped by Relay10 Phase - OC1 - 51
1040	Relay7	0.66	1040		Phase - OC1 - 51
1090	132		50.0		Tripped by Relay7 Phase - OC1 - 51

Thời gian giải trừ sự cố ngắn mạch 2 pha chạm nhau tại phía thứ cấp

Trường hợp 3: Sự cố ngắn mạch 1 pha chạm đất



Sự cố ngắn mạch 1 pha chạm đất tại phía thứ cấp

Khi có ngắn mạch một pha chạm đất tại thanh cái C42 thì chức năng 51N của rơ le 10 phát hiện sự cố và đưa tín hiệu đi cắt máy cắt 432 đồng thời chức năng 51 của rơ le 10 cũng đưa tín hiệu đi cắt máy cắt 432 sau khoảng thời gian 86 ms. Nếu rơ le 10 bị sự cố không phát hiện sự cố và đưa tín hiệu đi cắt máy cắt thì các chức năng 51N và 51 của rơ le 9 và rơ le 7 lân cận là rơ le dự phòng sẽ đưa tín hiệu đi cắt các máy cắt 432 và 132 lân cận để cô lập sự cố.

Sequence-of-Operation Events - Output Report: Untitled

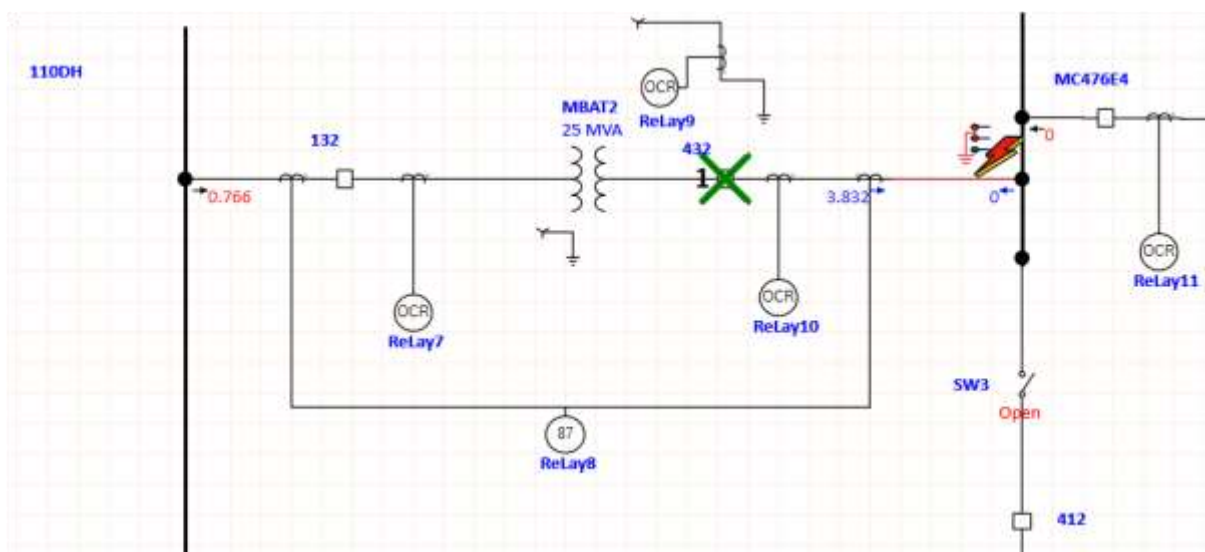
Line-to-Ground (Symmetrical) fault on bus: TC C42

Data Rev.: Base Config: Normal Date: 09-06-2025

Time (...)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
220	ReLay10	3.87	220		Ground - OC1 - 51
270	432		50.0		Tripped by ReLay10 Ground - OC1 - 51
306	ReLay10	3.803	< 306		Phase - OC1 - 51
356	432		50.0		Tripped by ReLay10 Phase - OC1 - 51
374	ReLay9	3.87	374		Ground - OC1 - 51
424	132		50.0		Tripped by ReLay9 Ground - OC1 - 51
424	432		50.0		Tripped by ReLay9 Ground - OC1 - 51
722	ReLay7	0.774	722		Ground - OC1 - 51
772	132		50.0		Tripped by ReLay7 Ground - OC1 - 51
890	ReLay7	0.761	890		Phase - OC1 - 51
940	132		50.0		Tripped by ReLay7 Phase - OC1 - 51

Thời gian giải trừ sự cố ngắn mạch 1 pha chạm đất tại phía thứ cấp

Trường hợp 4: Sự cố ngắn mạch 2 pha chạm đất



Sự cố ngắn mạch 2 pha chạm đất tại phía thứ cấp

Khi có ngắn mạch hai pha chạm đất tại thanh cái C42 thì chức năng 51N của rơ le 10 phát hiện sự cố và đưa tín hiệu đi cắt máy cắt 432 đồng thời chức năng 51 của rơ le 10 cũng đưa tín hiệu đi cắt máy cắt 432 sau khoảng thời gian 83 ms. Nếu rơ le 10 bị sự cố không phát hiện sự cố và đưa tín hiệu đi cắt máy cắt thì các chức năng 51N và 51 của rơ le 9 và rơ le 7 lân cận là rơ le dự phòng sẽ đưa tín hiệu đi cắt các máy cắt 432 và 132 lân cận để cô lập sự cố.

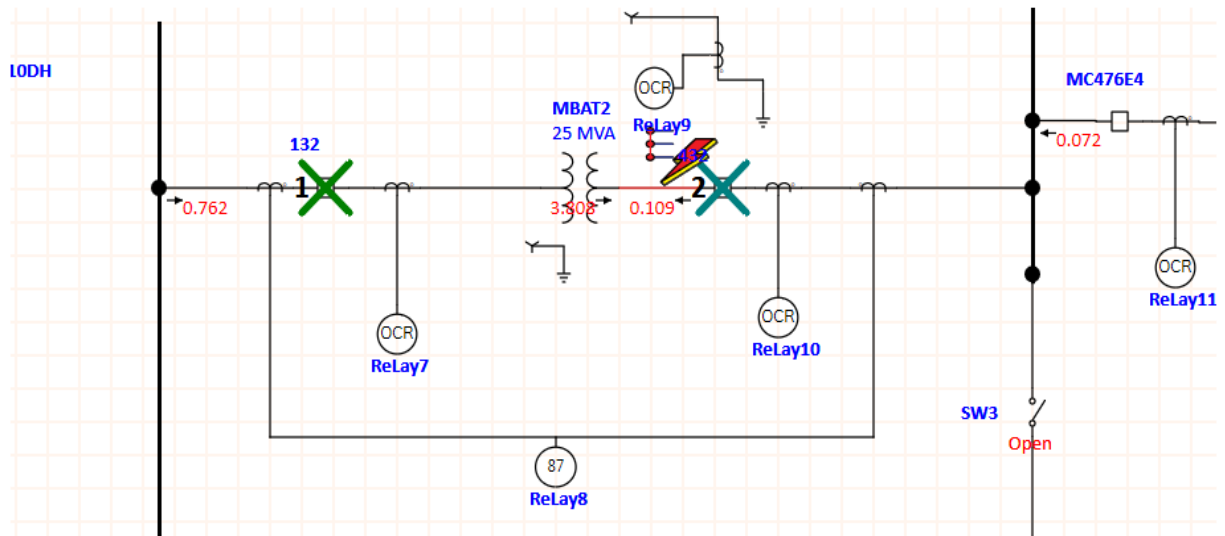
Sequence-of-Operation Events - Output Report: Untitled					
Line-to-Line-to-Ground (Symmetrical) fault on bus: TC C42					
Data Rev.: Base		Config: Normal		Date: 09-06-2025	
Time (...)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
223	ReLay10	3.832	223		Ground - OC1 - 51
273	432		50.0		Tripped by ReLay10 Ground - OC1 - 51
306	ReLay10	3.807	< 306		Phase - OC1 - 51
356	432		50.0		Tripped by ReLay10 Phase - OC1 - 51
380	ReLay9	3.832	380		Ground - OC1 - 51
430	132		50.0		Tripped by ReLay9 Ground - OC1 - 51
430	432		50.0		Tripped by ReLay9 Ground - OC1 - 51
737	ReLay7	0.766	737		Ground - OC1 - 51
787	132		50.0		Tripped by ReLay7 Ground - OC1 - 51
889	ReLay7	0.761	889		Phase - OC1 - 51
939	132		50.0		Tripped by ReLay7 Phase - OC1 - 51

Thời gian giải trừ sự cố ngắn mạch 2 pha chạm đất tại phía thứ cấp

TỔNG KẾT: Khi có sự cố tại phía thứ cấp MBA với 4 dạng sự cố ngắn mạch, với ngắn mạch thì rơ le 10 phát hiện dòng ngắn mạch ở chức năng 51 trước, còn với ngắn mạch chạm đất thì rơ le 10 phát hiện dòng điện ngắn mạch với chức năng 51N trước, đưa tín hiệu đi cắt hai máy cắt 132. Ở đây rơ le 8 so lệch 87 không làm việc bởi sự cố không nằm trong vùng bảo vệ của rơ le này.

4.3.11. Phân tích các dạng ngắn mạch trong vùng bảo vệ so lệch phía thứ cấp

Trường hợp 1: Sự cố ngắn mạch 3 pha



Sự cố ngắn mạch 3 pha tại phía thứ cấp MBAT2

Khi có ngắn mạch ba pha tại MBA thì chức năng so lệch 87 của rơ le 8 phát hiện trước đồng thời đưa tín hiệu cắt hai máy cắt 132 và 432. Sau đó chức năng 51 của rơ le 7 phát hiện sau cũng đưa tín hiệu cắt hai máy cắt 132 và 432.

Sequence-of-Operation Events - Output Report: Untitled

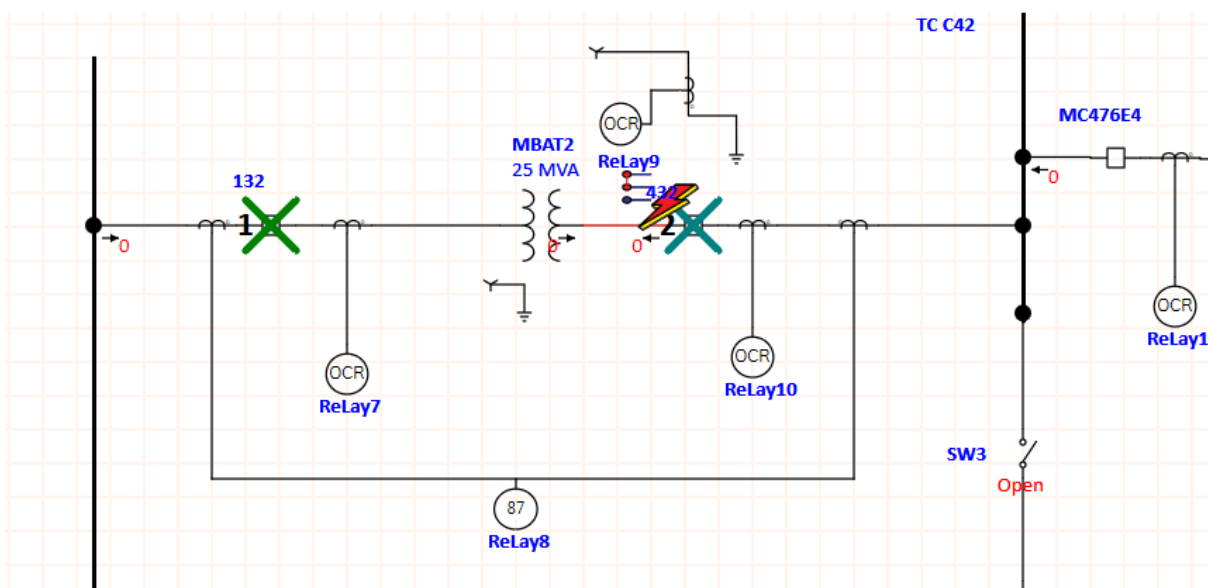
3-Phase (Symmetrical) fault on connector between MBAT2 & 432. Adjacent bus: TC C42

Data Rev.: Base Config: Normal Date: 09-06-2025

Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
10.0	Relay8		10.0		Phase - 87
60.0	132		50.0		Tripped by Relay8 Phase - 87
60.0	432		50.0		Tripped by Relay8 Phase - 87
889	Relay7	0.762	889		Phase - OC1 - 51
939	132		50.0		Tripped by Relay7 Phase - OC1 - 51

Thời gian giải trừ sự cố ngắn mạch 3 pha tại phía thứ cấp MBAT2

Trường hợp 2: Sự cố ngắn mạch 2 pha chạm nhau



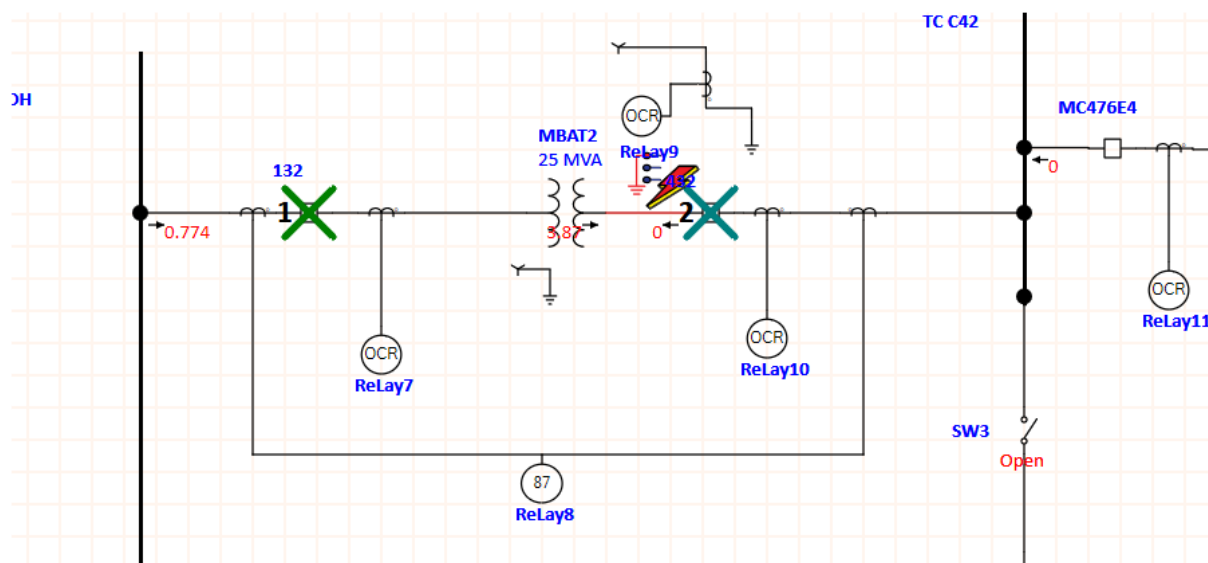
Sự cố ngắn mạch 2 pha chạm nhau tại phía thứ cấp MBAT2

Khi có ngắn mạch ba pha tại MBA thì chức năng so lệch 87 của rơ le 8 phát hiện trước đồng thời đưa tín hiệu cắt hai máy cắt 132 và 432. Sau đó chức năng 51 của rơ le 7 phát hiện sau cũng đưa tín hiệu cắt hai máy cắt 132 và 432.

Sequence-of-Operation Events - Output Report: Untitled					
Line-to-Line (Symmetrical) fault on connector between MBAT2 & 432. Adjacent bus: TC C42					
Data Rev.: Base		Config: Normal		Date: 09-06-2025	
Time (...)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
10.0	ReLay8		10.0		Phase - 87
60.0	132		50.0		Tripped by ReLay8 Phase - 87
60.0	432		50.0		Tripped by ReLay8 Phase - 87
1040	ReLay7	0.66	1040		Phase - OC1 - 51
1090	132		50.0		Tripped by ReLay7 Phase - OC1 - 51

Thời gian giải trừ sự cố ngắn mạch 2 pha chạm nhau tại phía thứ cấp MBAT2

Trường hợp 3: Sự cố ngắn mạch 1 pha chạm đất



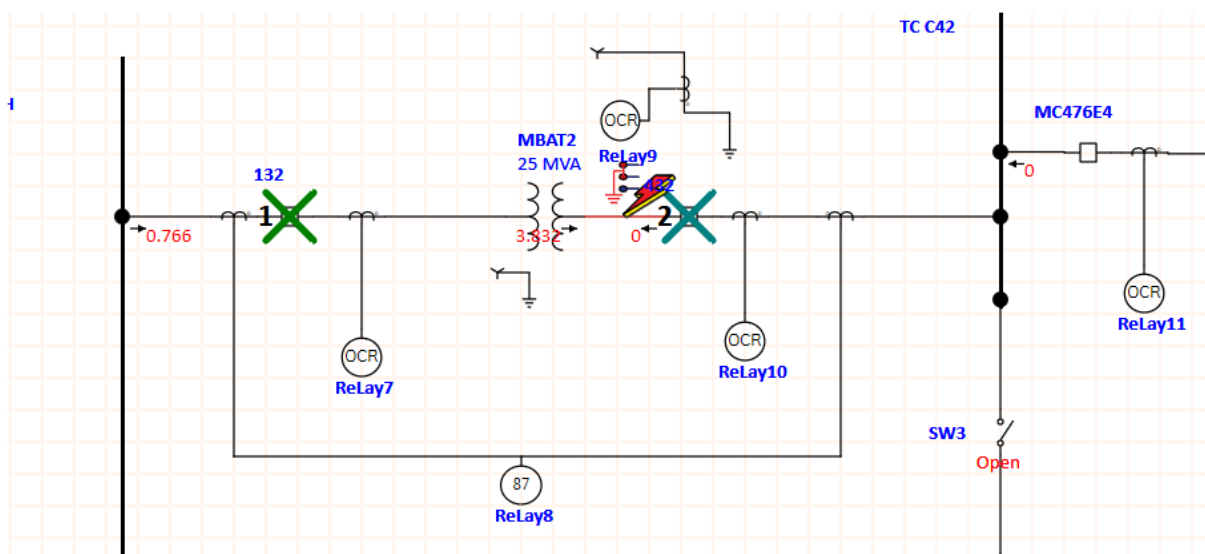
Sự cố ngắn mạch 1 pha chạm đất tại phía thứ cấp MBAT2

Khi có ngắn mạch một pha chạm đất tại MBA thì chức năng so lệch 87 của rơ le 7 phát hiện trước đồng thời đưa tín hiệu cắt hai máy cắt 132 và 432. Sau đó chức năng 51N của rơ le 9 đưa tín hiệu đi cắt máy cắt 132 và 432. Nếu rơ le 3 bị sự cố không phát hiện sự cố và đưa tín hiệu đi cắt máy cắt thì các chức năng 51N và 51 rơ le 7 là rơ le dự phòng sẽ đưa tín hiệu đi cắt các máy cắt 132 và 432 để cô lập sự cố.

Sequence-of-Operation Events - Output Report: Untitled					
Line-to-Ground (Symmetrical) fault on connector between MBAT2 & 432. Adjacent bus: TC C42					
Data Rev.: Base		Config: Normal		Date: 09-06-2025	
Time (...)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
10.0	ReLay8		10.0		Phase - 87
60.0	132		50.0		Tripped by ReLay8 Phase - 87
60.0	432		50.0		Tripped by ReLay8 Phase - 87
374	ReLay9	3.87	374		Ground - OC1 - 51
424	132		50.0		Tripped by ReLay9 Ground - OC1 - 51
424	432		50.0		Tripped by ReLay9 Ground - OC1 - 51
722	ReLay7	0.774	722		Ground - OC1 - 51
772	132		50.0		Tripped by ReLay7 Ground - OC1 - 51
890	ReLay7	0.761	890		Phase - OC1 - 51
940	132		50.0		Tripped by ReLay7 Phase - OC1 - 51

Thời gian giải trừ sự cố ngắn mạch 1 pha chạm đất tại phía thứ cấp MBAT2

Trường hợp 4: Sự cố ngắn mạch 2 pha chạm nhau chạm đất



Sự cố ngắn mạch 2 pha chạm nhau chạm đất tại phía thứ cấp MBAT2

Khi có ngắn mạch hai pha chạm đất tại MBA thì chức năng so lệch 87 của rơ le 7 phát hiện trước đồng thời đưa tín hiệu cắt hai máy cắt 132 và 432. Sau đó chức năng 51N của rơ le 9 đưa tín hiệu đi cắt máy cắt 132 và 432. Nếu rơ le 3 bị sự cố không phát hiện sự cố và đưa tín hiệu đi cắt máy cắt thì các chức năng 51N và 51 rơ le 7 là rơ le dự phòng sẽ đưa tín hiệu đi cắt các máy cắt 132 và 432 để cô lập sự cố.

Sequence-of-Operation Events - Output Report: Untitled

Line-to-Line-to-Ground (Symmetrical) fault on connector between MBAT2 & 432. Adjacent bus: TC C42

Data Rev.: Base Config: Normal Date: 09-06-2025

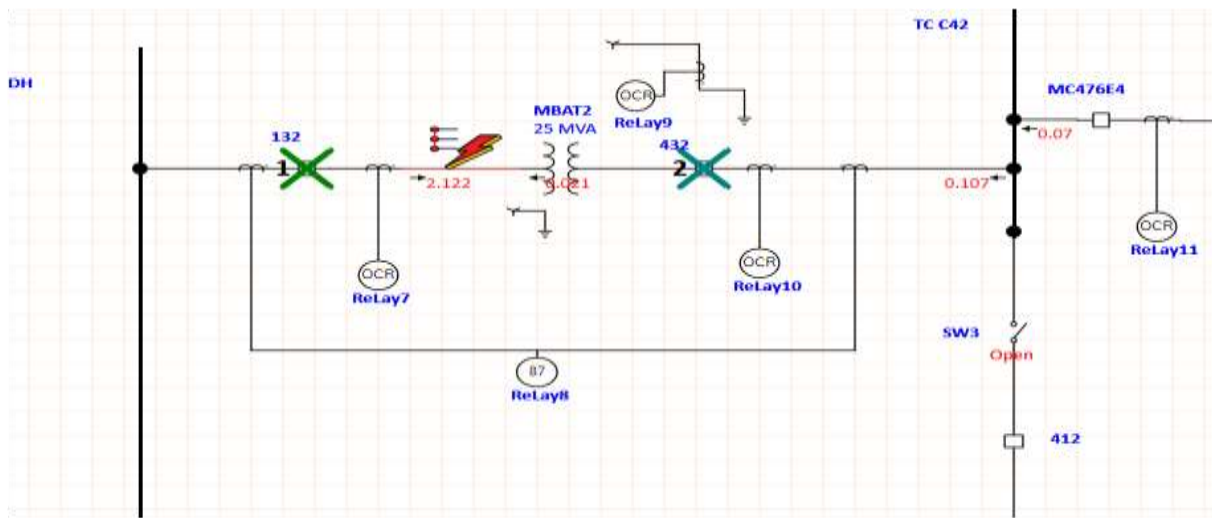
Time (...)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
10.0	Relay8		10.0		Phase - 87
60.0	132		50.0		Tripped by Relay8 Phase - 87
60.0	432		50.0		Tripped by Relay8 Phase - 87
380	Relay9	3.832	380		Ground - OC1 - 51
430	132		50.0		Tripped by Relay9 Ground - OC1 - 51
430	432		50.0		Tripped by Relay9 Ground - OC1 - 51
737	Relay7	0.766	737		Ground - OC1 - 51
787	132		50.0		Tripped by Relay7 Ground - OC1 - 51
889	Relay7	0.761	889		Phase - OC1 - 51
939	132		50.0		Tripped by Relay7 Phase - OC1 - 51

Thời gian giải trừ sự cố ngắn mạch 2 pha chạm nhau chạm đất tại phía thứ cấp MBAT2

TỔNG KẾT: Khi có sự cố tại MBA với 4 dạng sự cố ngắn mạch bảo vệ so lệch sẽ tác động trước đưa tín hiệu đi cắt hai máy cắt 132 và 432 cô lập MBA. Ở đây rơ le 7 và rơ le 9 làm bảo vệ dự phòng khi có ngắn mạch chạm pha thì chức năng 51 của rơ le 7 và rơ le 9 làm việc, còn với ngắn mạch chạm đất thì chức năng 51N của rơ le 7 và rơ le 3 làm việc.

4.3.12. Phân tích các dạng ngắn mạch trong vùng bảo vệ so lệch phía sơ cấp

Trường hợp 1: Sự cố ngắn mạch 3 pha



Sự cố ngắn mạch 3 pha tại phía sơ cấp MBAT2

Khi có ngắn mạch ba pha tại phía sơ cấp MBA thì chức năng so lệch 87 của rơ le 8 phát hiện trước đưa tín hiệu cắt hai máy cắt 132 và 432. Đồng thời chức năng 50 của rơ le 7 cũng đưa tín hiệu đi cắt máy cắt 132. Sau khoảng thời gian thì chức năng 51 của rơ le cũng đưa tín hiệu đi cắt máy cắt khi có sự cố.

Sequence-of-Operation Events - Output Report: Untitled

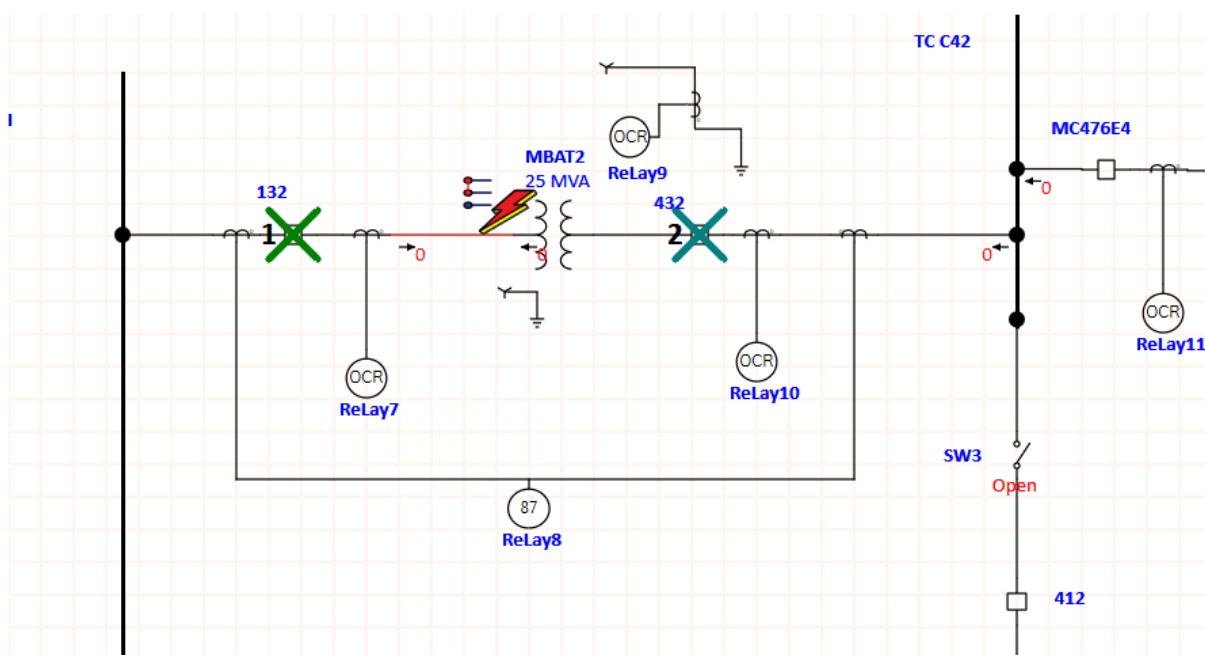
3-Phase (Symmetrical) fault on connector between CT8 & MBAT2. Adjacent bus: 110DH

Data Rev.: Base Config: Normal Date: 09-06-2025

Time (s)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
10.0	ReLay8		10.0		Phase - 87
15.0	ReLay7	2.122	15.0		Phase - OC1 - 50
60.0	132		50.0		Tripped by ReLay8 Phase - 87
60.0	432		50.0		Tripped by ReLay8 Phase - 87
65.0	132		50.0		Tripped by ReLay7 Phase - OC1 - 50
547	ReLay7	2.122	< 547		Phase - OC1 - 51
597	132		50.0		Tripped by ReLay7 Phase - OC1 - 51

Thời gian giải trừ sự cố ngắn mạch 3 pha tại phía sơ cấp MBAT2

Trường hợp 2: Sự cố ngắn mạch 2 pha chạm nhau



Sự cố ngắn mạch 2 pha chạm nhau tại phía sơ cấp MBAT2

Khi có ngắn mạch ba pha tại phía sơ cấp MBA thì chức năng so lệch 87 của rơ le 8 phát hiện trước đưa tín hiệu cắt hai máy cắt 132 và 432. Đồng thời chức năng 50 của rơ le 7 cũng đưa tín hiệu đi cắt máy cắt 132. Sau khoảng thời gian thì chức năng 51 của rơ le cũng đưa tín hiệu đi cắt máy cắt khi có sự cố.

Sequence-of-Operation Events - Output Report: Untitled

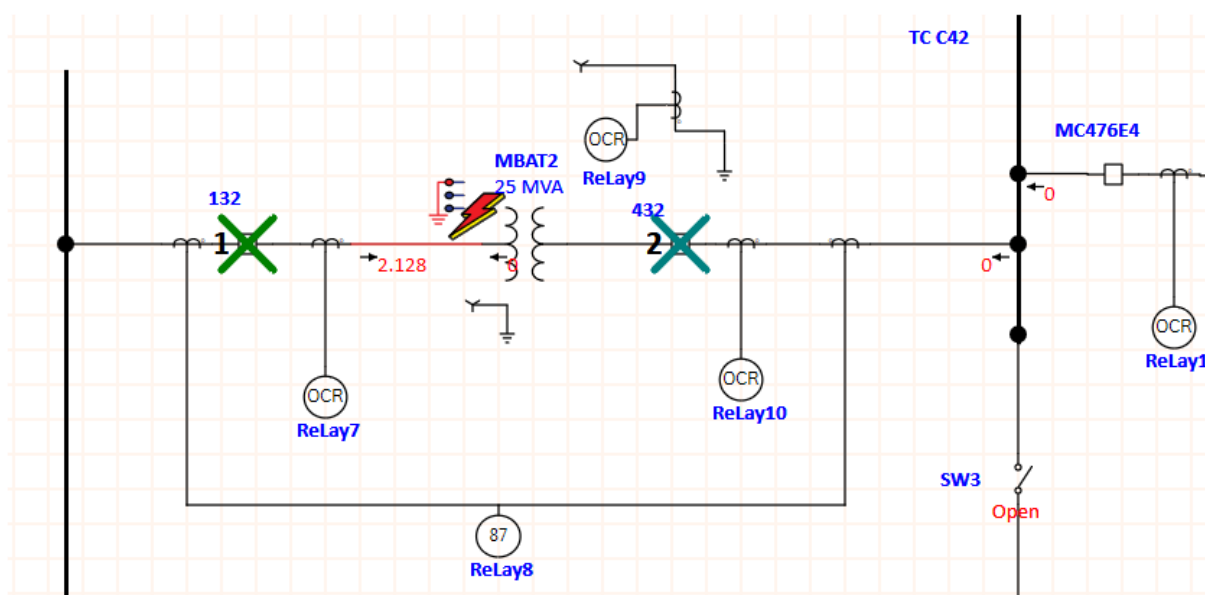
Line-to-Line (Symmetrical) fault on connector between CT8 & MBAT2. Adjacent bus: 110DH

Data Rev.: Base Config: Normal Date: 09-06-2025

Time (...)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
10.0	Relay8		10.0		Phase - 87
15.0	Relay7	1.838	15.0		Phase - OC1 - 50
60.0	132		50.0		Tripped by Relay8 Phase - 87
60.0	432		50.0		Tripped by Relay8 Phase - 87
65.0	132		50.0		Tripped by Relay7 Phase - OC1 - 50
547	Relay7	1.838	< 547		Phase - OC1 - 51
597	132		50.0		Tripped by Relay7 Phase - OC1 - 51

Thời gian giải trừ sự cố ngắn mạch 2 pha chạm nhau tại phía sơ cấp MBAT2

Trường hợp 3: Sự cố ngắn mạch 1 pha chạm đất



Sự cố ngắn mạch 1 pha chạm đất tại phía sơ cấp MBAT2

Khi có ngắn mạch một pha chạm đất tại phía sơ cấp MBA thì chức năng so lệch 87 của rơ le 8 phát hiện trước đồng thời đưa tín hiệu cắt hai máy cắt 132 và 432. Đồng thời chức năng 50N và 50 của rơ le 7 lần lượt đưa tín hiệu đi cắt máy cắt 132 để cô lập sự cố. Sau khoảng thời gian thì chức năng 51N và 51 của rơ le 7 cũng đưa tín hiệu đi cắt máy cắt 132 khi có sự cố xuất hiện.

Sequence-of-Operation Events - Output Report: Untitled

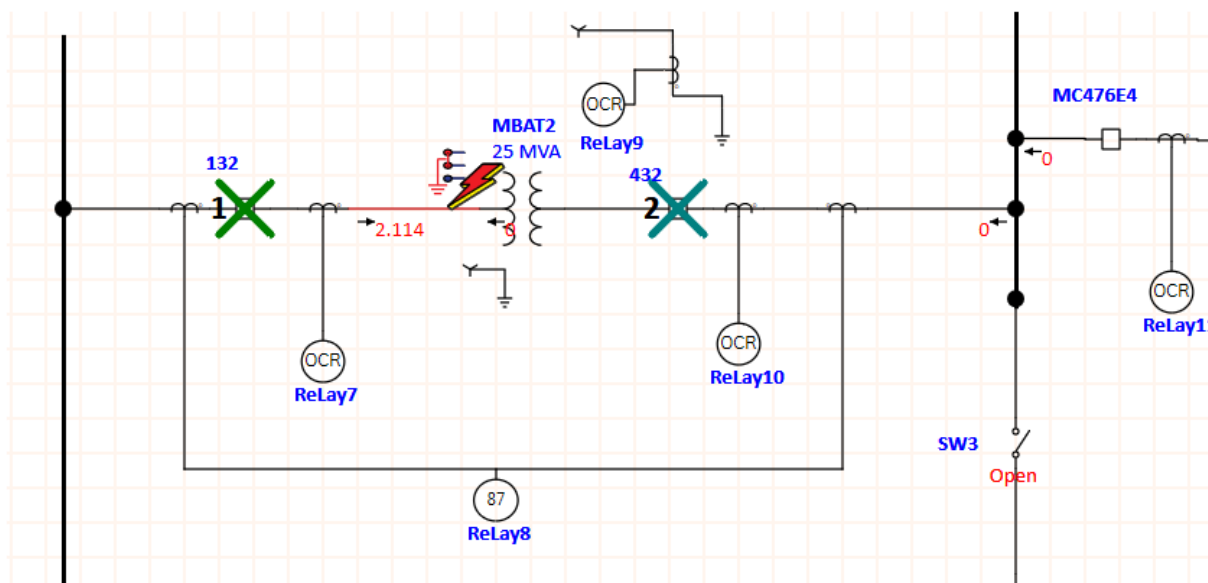
Line-to-Ground (Symmetrical) fault on connector between CT8 & MBAT2. Adjacent bus: 110DH

Data Rev.: Base Config: Normal Date: 09-06-2025

Time (...)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
10.0	ReLay8		10.0		Phase - 87
15.0	ReLay7	2.115	15.0		Phase - OC1 - 50
20.0	ReLay7	2.128	20.0		Ground - OC1 - 50
60.0	132		50.0		Tripped by ReLay8 Phase - 87
60.0	432		50.0		Tripped by ReLay8 Phase - 87
65.0	132		50.0		Tripped by ReLay7 Phase - OC1 - 50
70.0	132		50.0		Tripped by ReLay7 Ground - OC1 - 50
156	ReLay7	2.128	156		Ground - OC1 - 51
206	132		50.0		Tripped by ReLay7 Ground - OC1 - 51
547	ReLay7	2.115	< 547		Phase - OC1 - 51
597	132		50.0		Tripped by ReLay7 Phase - OC1 - 51

Thời gian giải trừ sự cố ngắn mạch 1 pha chạm đất tại phía sơ cấp MBAT2

Trường hợp 4: Sự cố ngắn mạch 2 pha chạm nhau chạm đất



Sự cố ngắn mạch 2 pha chạm nhau chạm đất tại phía sơ cấp MBAT1

Khi có ngắn mạch một pha chạm đất tại phía sơ cấp MBA thì chức năng so lệch 87 của rơ le 8 phát hiện trước đồng thời đưa tín hiệu cắt hai máy cắt 132 và 432. Đồng thời chức năng 50N và 50 của rơ le 7 lần lượt đưa tín hiệu đi cắt máy cắt 132 để cô lập sự cố. Sau khoảng thời gian thì chức năng 51N và 51 của rơ le 7 cũng đưa tín hiệu đi cắt máy cắt 132 khi có sự cố xuất hiện.

Sequence-of-Operation Events - Output Report: Untitled

Line-to-Line-to-Ground (Symmetrical) fault on connector between CT8 & MBAT2. Adjacent bus: 110DH

Data Rev.: Base Config: Normal Date: 09-06-2025

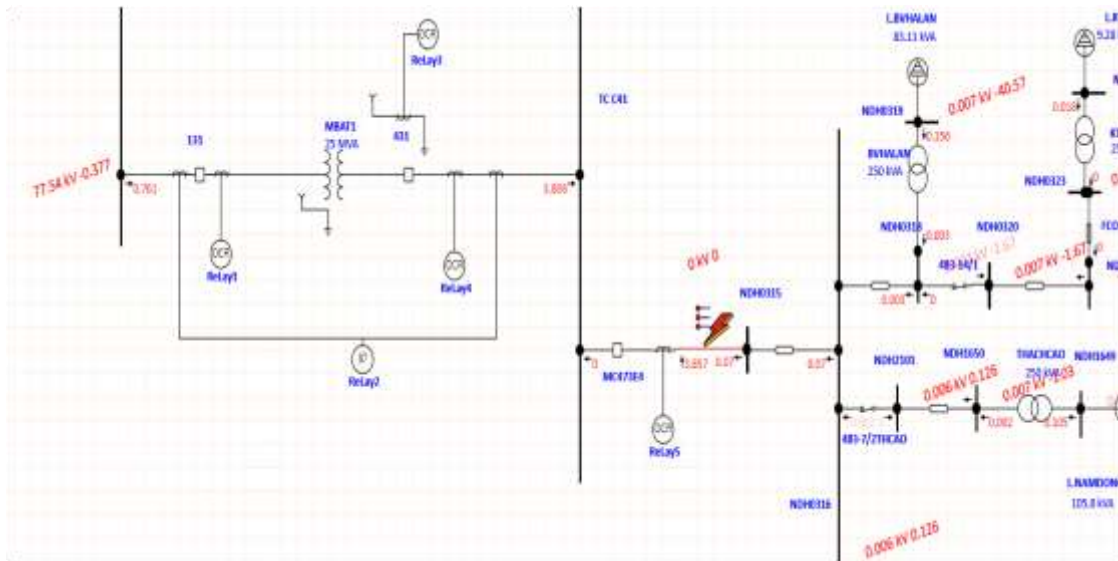
Time (...)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
10.0	ReLay8		10.0		Phase - 87
15.0	ReLay7	2.121	15.0		Phase - OC1 - 50
20.0	ReLay7	2.114	20.0		Ground - OC1 - 50
60.0	132		50.0		Tripped by ReLay8 Phase - 87
60.0	432		50.0		Tripped by ReLay8 Phase - 87
65.0	132		50.0		Tripped by ReLay7 Phase - OC1 - 50
70.0	132		50.0		Tripped by ReLay7 Ground - OC1 - 50
158	ReLay7	2.114	158		Ground - OC1 - 51
208	132		50.0		Tripped by ReLay7 Ground - OC1 - 51
547	ReLay7	2.121	< 547		Phase - OC1 - 51
597	132		50.0		Tripped by ReLay7 Phase - OC1 - 51

Thời gian giải trừ sự cố ngắn mạch 2 pha chạm nhau chạm đất tại phía sơ cấp MBAT2

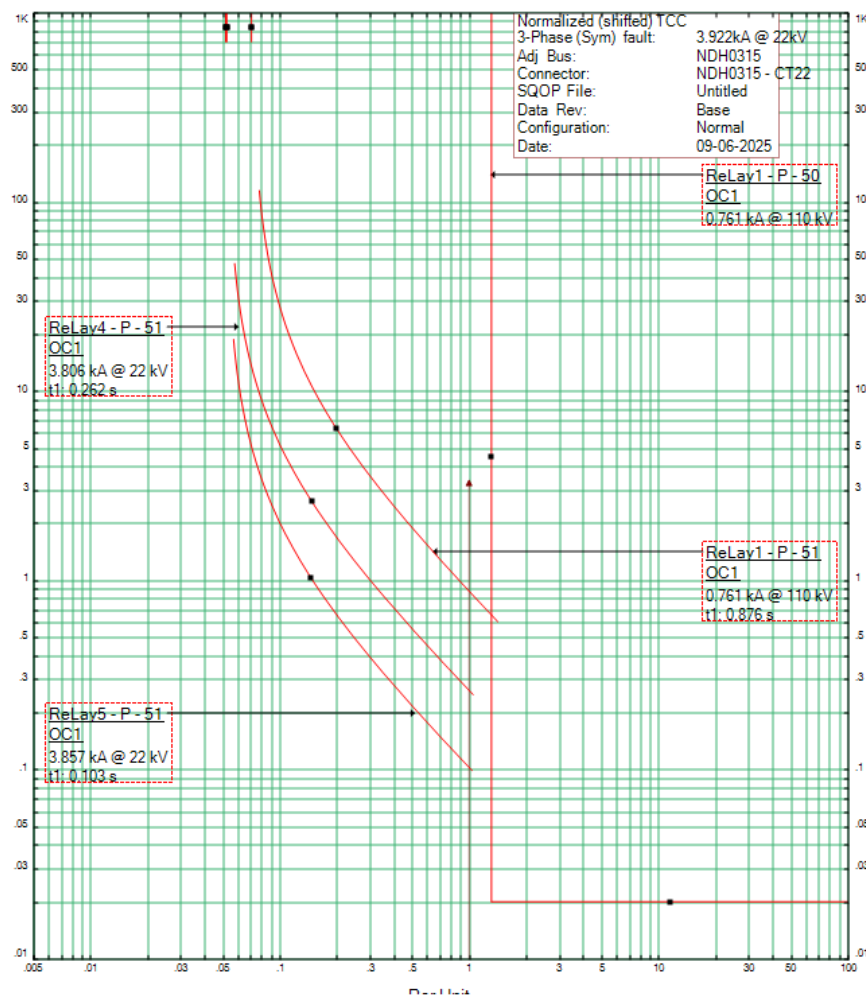
TỔNG KẾT: Khi có sự cố tại phía sơ cấp MBA với 4 dạng sự cố ngắn mạch bảo vệ so lệch sẽ tác động trước đưa tín hiệu đi cắt hai máy cắt 132 và 432 cô lập MBA. Lúc này rơ le 7 cũng tác động và đưa tín hiệu đi cắt máy cắt với thời gian ngắn trễ hơn bảo vệ so lệch vài mili giây nhằm cô lập nhanh chóng sự cố phía gần nguồn và bảo vệ máy biến áp.

4.3.13. Phối hợp thời gian giữa các rơ le

a. Sự cố xuất tuyến 1



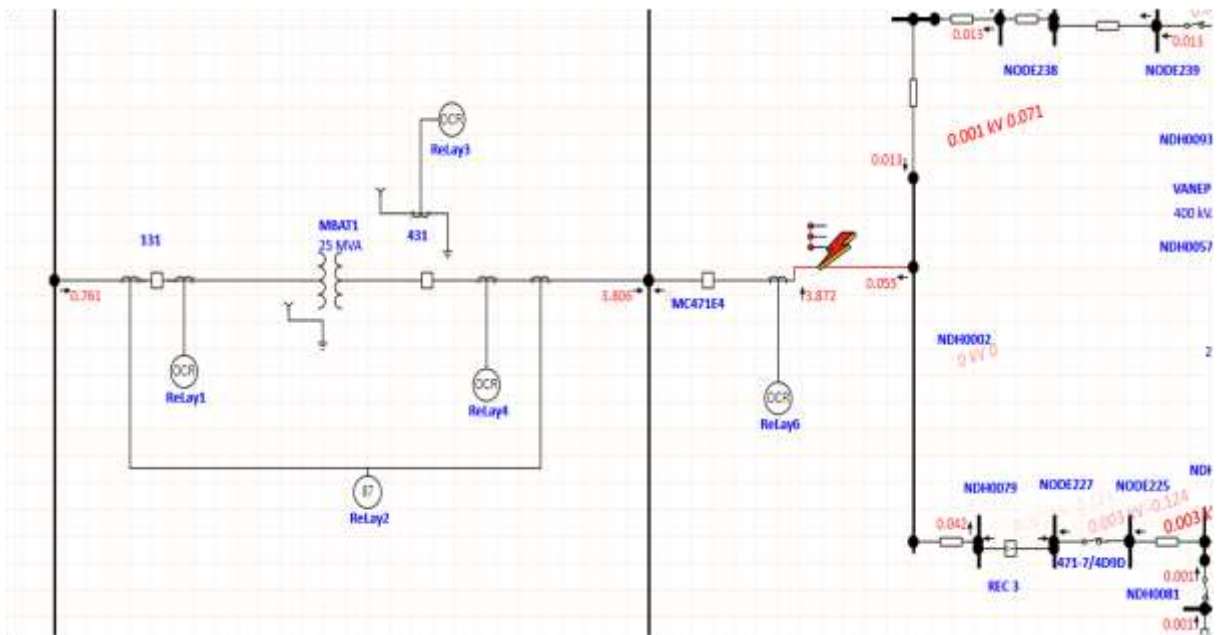
Sự cố đầu xuất tuyến 1



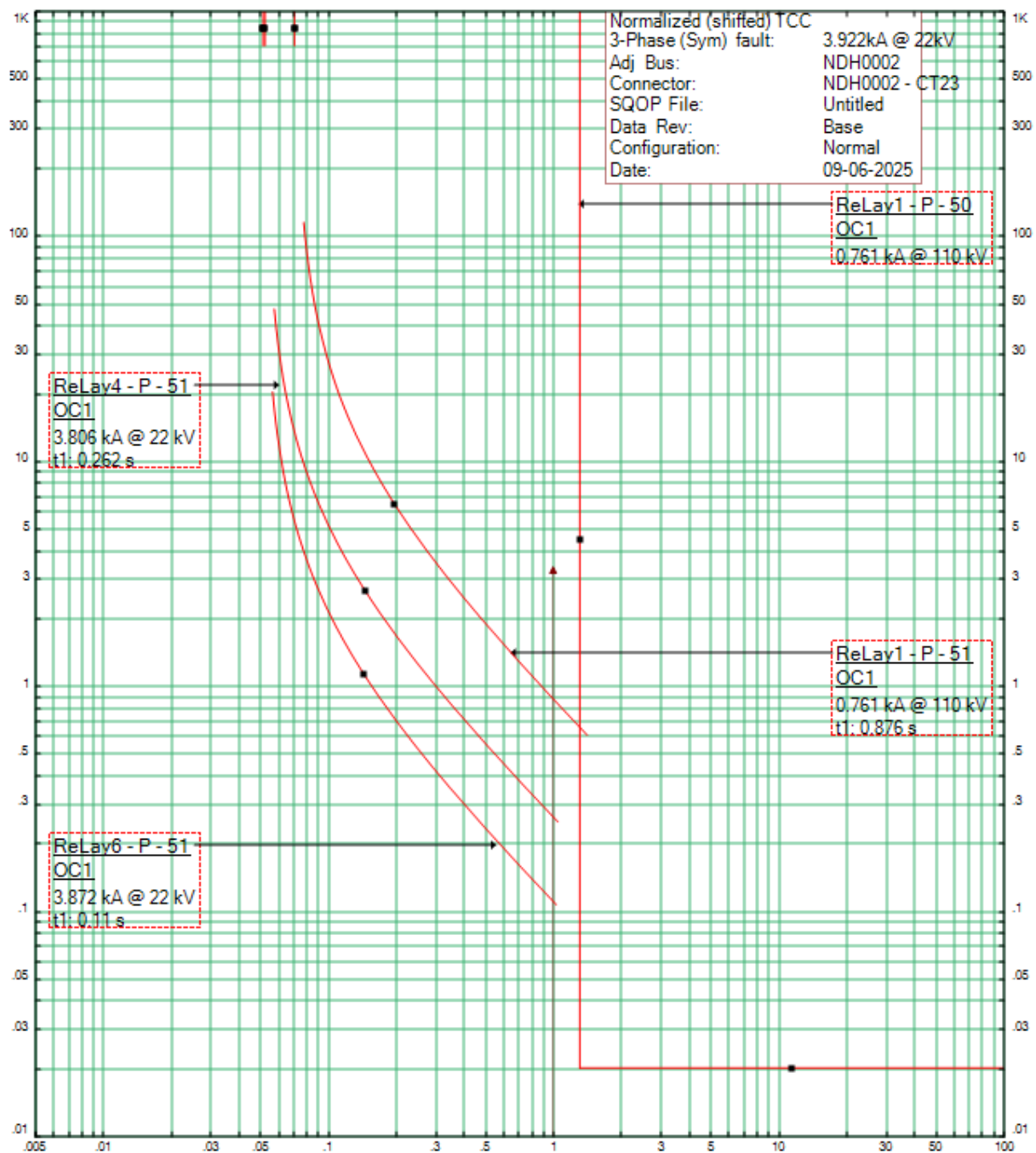
Phối hợp thời gian giữa các rơ le

Khi có ngắn mạch tại xuất tuyến 1 ta phối hợp thời gian giữa các rơ le bảo vệ sao cho rơ le 5 tác động trước đưa tín hiệu đi cắt máy gần đó và các rơ le dự phòng là rơ le 4 và rơ le 1 tác động sau nếu rơ le 5 bị sự cố. Như hình ta có thể thấy được đường đặc tính làm việc của ba rơ le khác nhau. Đường đặc tính của rơ le 5 nằm dưới với thời gian tác động đầu tiên khi sự cố và các rơ le dự phòng tương ứng với đường đặc tính làm việc nằm ở trên phòng khi rơ le 5 bị sự cố không đưa tín hiệu đi tác động cắt máy cắt.

b. Sự cố xuất tuyến 2



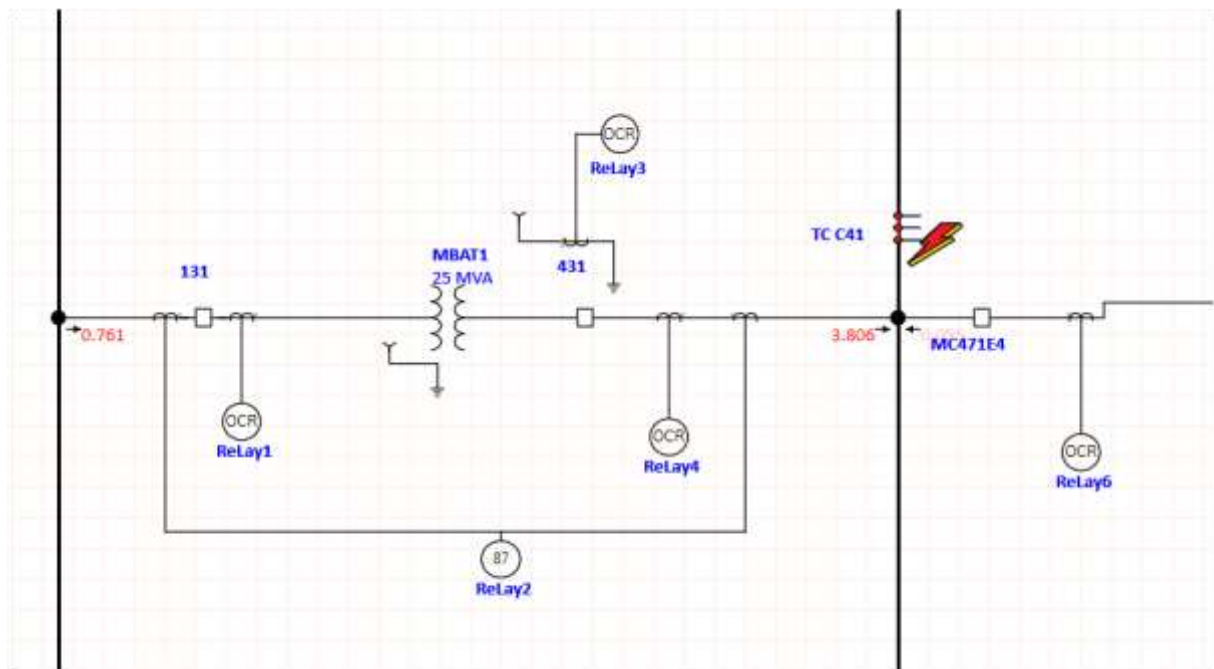
Sự cố đầu xuất tuyến 2



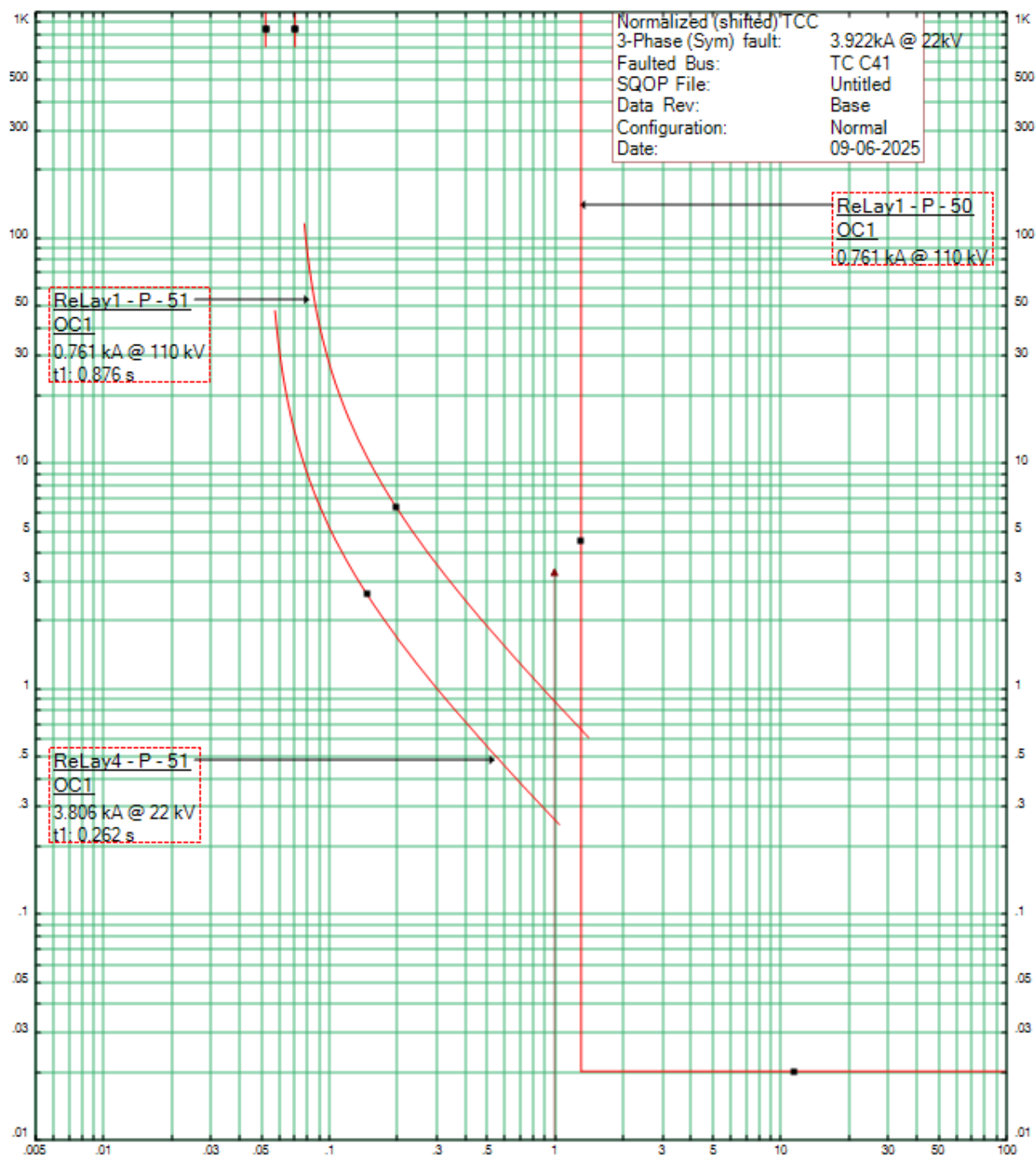
Phối hợp thời gian giữa các rơ le

Khi có ngắn mạch tại xuất tuyến 2 ta phối hợp thời gian giữa các rơ le bảo vệ sao cho rơ le 6 tác động trước đưa tín hiệu đi cắt máy gần đó và các rơ le dự phòng là rơ le 4 và rơ le 1 tác động sau nếu rơ le 6 bị sự cố. Như hình ta có thể thấy được đường đặc tính làm việc của ba rơ le khác nhau. Đường đặc tính của rơ le 6 nằm dưới với thời gian tác động đầu tiên khi sự cố và các rơ le dự phòng tương ứng với đường đặc tính làm việc nằm ở trên phòng khi rơ le 6 bị sự cố không đưa tín hiệu đi tác động cắt máy cắt.

c. Sự cố tại thanh góp C41



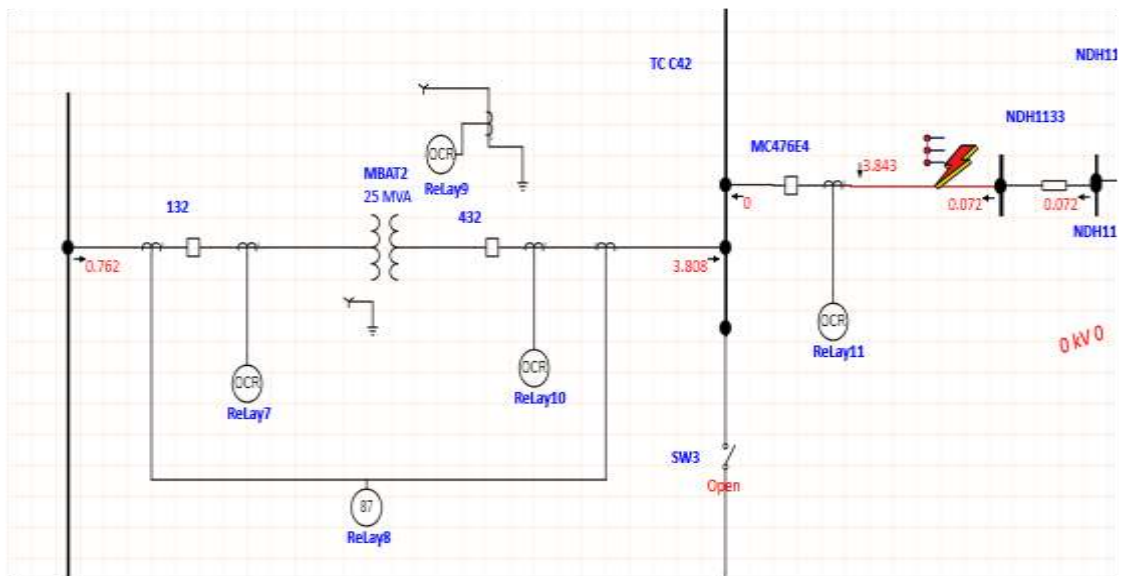
Sự cố tại thanh góp C41



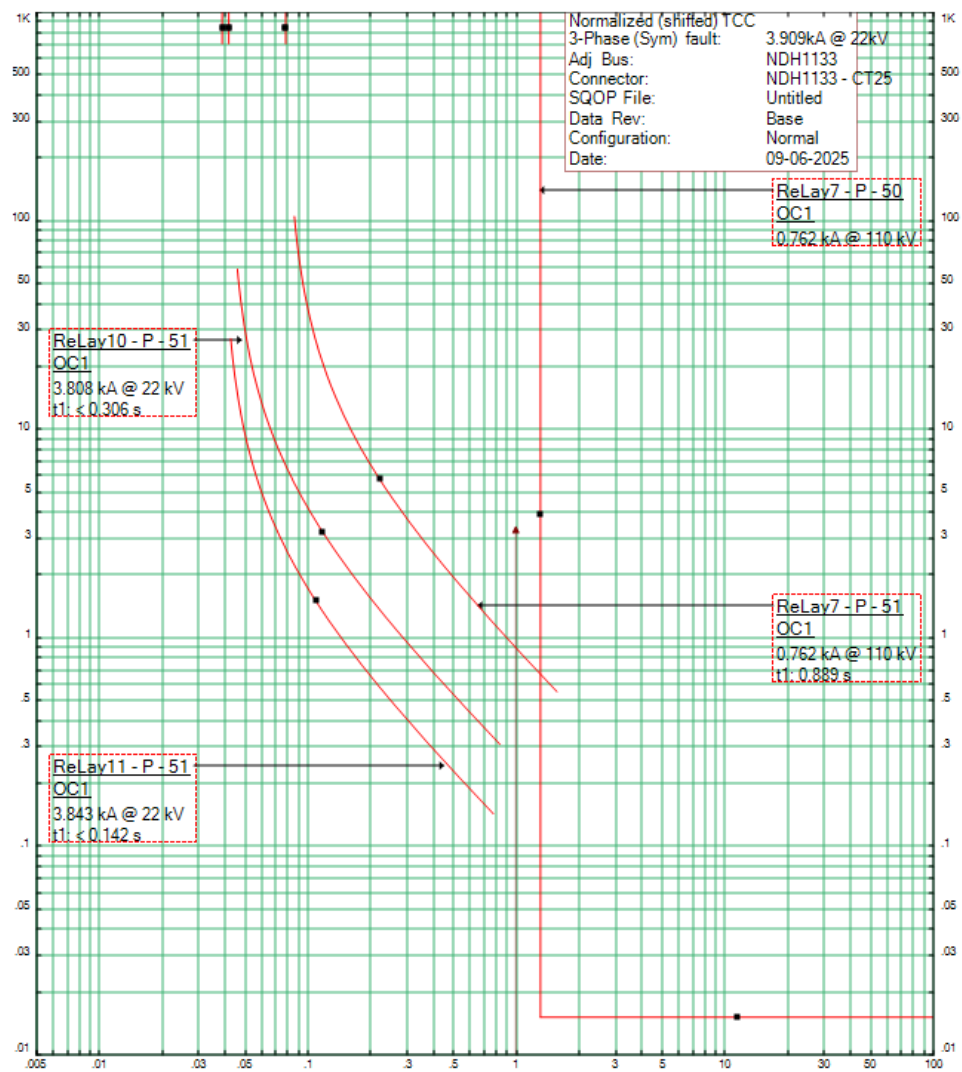
Phối hợp thời gian giữa các rơ le

Khi có ngắn mạch tại thanh cái C41 ta phối hợp thời gian giữa các rơ le bảo vệ sao cho rơ le 4 tác động trước đưa tín hiệu đi cắt máy gần đó và rơ le dự phòng là rơ le 1 tác động sau nếu rơ le 4 bị sự cố. Như hình ta có thể thấy được đường đặc tính làm việc của hai rơ le khác nhau. Đường đặc tính của rơ le 4 nằm dưới với thời gian tác động đầu tiên khi sự cố và rơ le dự phòng tương ứng với đường đặc tính làm việc nằm ở trên phòng khi rơ le 4 bị sự cố không đưa tín hiệu đi tác động cắt máy cắt.

d. Sự cố xuất tuyến 3

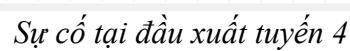


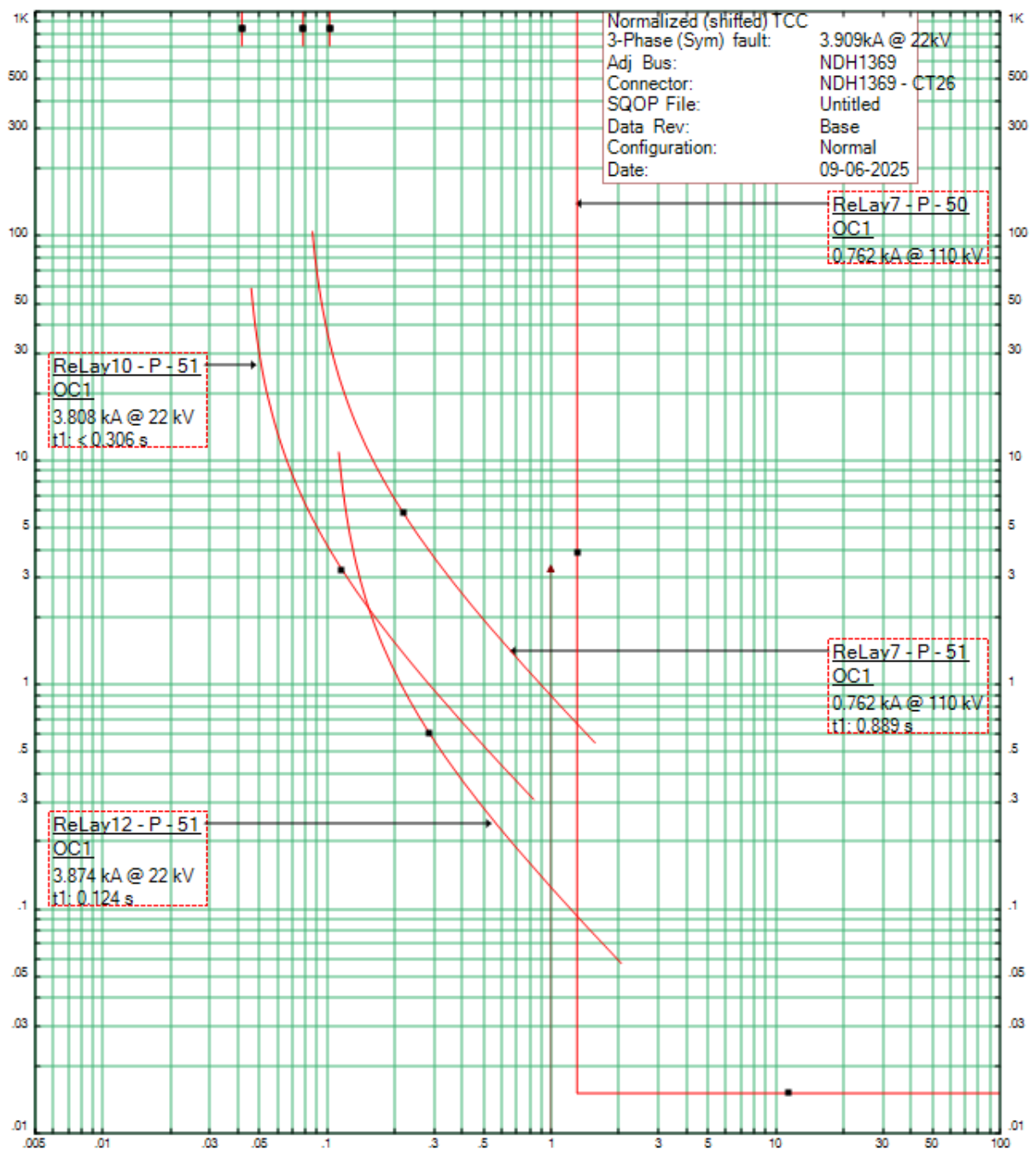
Sự cố đầu xuất tuyến 3



Phối hợp thời gian giữa các rơ le

e. Sự cố xuất tuyến 4

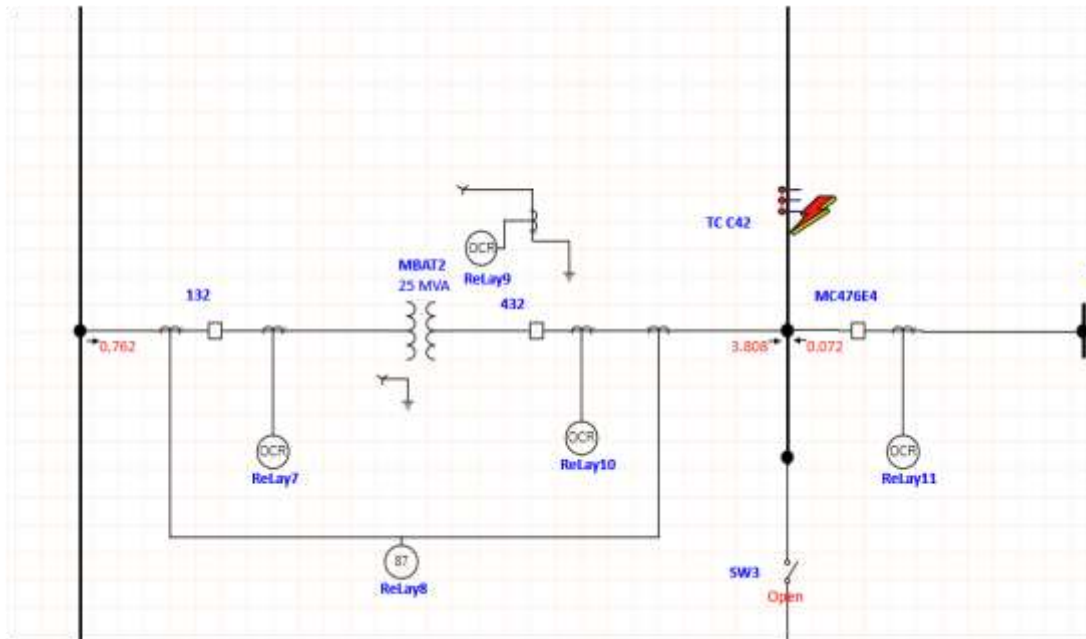




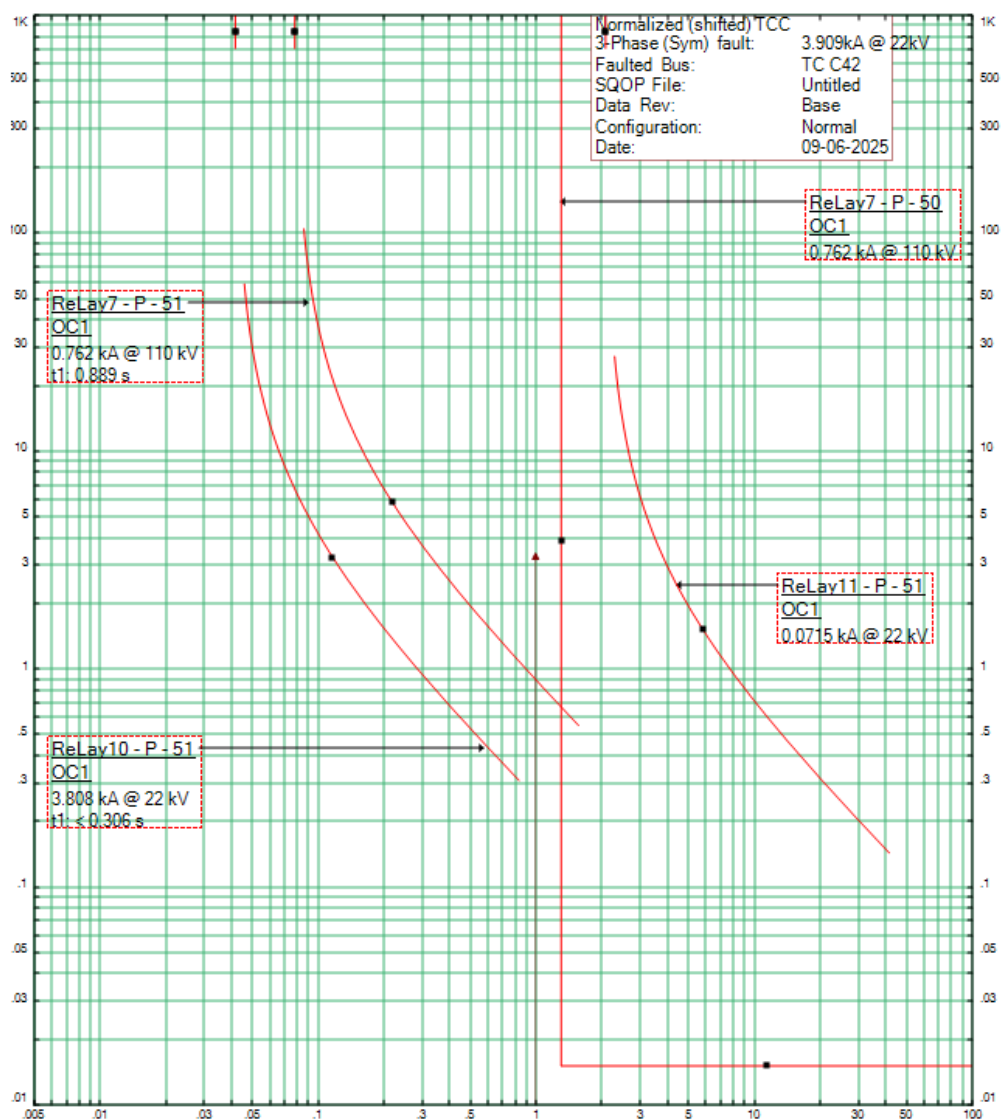
Phối hợp thời gian giữa các rơ le

Khi có ngắn mạch tại xuất tuyến 4 ta phối hợp thời gian giữa các rơ le bảo vệ sao cho rơ le 12 tác động trước đưa tín hiệu đi cắt máy gần đó và các rơ le dự phòng là rơ le 10 và rơ le 7 tác động sau nếu rơ le 12 bị sự cố. Như hình ta có thể thấy được đường đặc tính làm việc của ba rơ le khác nhau. Đường đặc tính của rơ le 12 nằm dưới với thời gian tác động đầu tiên khi sự cố và các rơ le dự phòng tương ứng với đường đặc tính làm việc nằm ở trên phòng khi rơ le 12 bị sự cố không đưa tín hiệu đi tác động cắt máy cắt.

f. Sự cố thanh góp C42



Sự cố tại thanh góp C42



Phối hợp thời gian giữa các rơ le

Khi có ngắn mạch tại thanh cái C42 ta phối hợp thời gian giữa các rơ le bảo vệ sao cho rơ le 10 tác động trước đưa tín hiệu đi cắt máy gần đó và rơ le dự phòng là rơ le 7 tác động sau nếu rơ le 10 bị sự cố. Như hình ta có thể thấy được đường đặc tính làm việc của hai rơ le khác nhau. Đường đặc tính của rơ le 10 nằm dưới với thời gian tác động đầu tiên khi sự cố và rơ le dự phòng tương ứng với đường đặc tính làm việc nằm ở trên phòng khi rơ le 10 bị sự cố không đưa tín hiệu đi tác động cắt máy cắt.

Tài liệu tham khảo:

- 1) Tài liệu “ Role kỹ thuật số bảo vệ hệ thống điện của thầy Lê Kim Hùng – Vũ Phan Huân*
- 2) Tài liệu “ Giáo trình Bảo vệ rơ le và tự động hóa trong hệ thống điện” của thầy Lê Kim Hùng, Đoàn Ngọc Minh Tú*
- 3) Tài liệu “ Lưới điện và Hệ thống điện ” của PGS. TS. Trần Bách*
- 4) Tài liệu “ Giáo trình Mạng điện ” của TS. Trần Quang Khánh*