

ĐẠI HỌC ĐÀ NẴNG
TRƯỜNG ĐẠI HỌC BÁCH KHOA
KHOA ĐIỆN



ĐỒ ÁN TỐT NGHIỆP
NGÀNH: KỸ THUẬT ĐIỆN
CHUYÊN NGÀNH: HỆ THỐNG ĐIỆN
ĐỀ TÀI:

**Tìm hiểu và mở rộng hệ thống tự động hóa lưới
điện phân phối đề xuất ứng dụng lưới điện trung áp
khu Công nghệ cao thuộc Thành phố Đà Nẵng**

Giảng viên hướng dẫn: **GS.TS LÊ KIM HÙNG**

Cán bộ hướng dẫn : **KS. HOÀNG ĐĂNG NAM**

Sinh viên thực hiện : **PHẠM ĐỨC DUY**

MSSV : **105190052**

Lớp : **19DCLC2**

Đà Nẵng 2/2025

NHIỆM VỤ ĐỒ ÁN TỐT NGHIỆP

TT	Họ và tên sinh viên	Số thẻ sinh viên	Lớp	Ngành
1	Phạm Đức Duy	105190052	19DCLC2	Kỹ Thuật Điện, chuyên ngành: Hệ thống điện

1. Tên đề tài:

Tìm hiểu và mở rộng hệ thống tự động hóa lưới điện phân phối đề xuất ứng dụng lưới điện trung áp khu Công Nghệ Cao thuộc Thành phố Đà Nẵng

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

3. Các số liệu và dữ liệu ban đầu:

- Lưới điện Thành phố Đà Nẵng
- Báo cáo vận hành ngày Công ty Điện lực Đà Nẵng
- Độ tin cậy đầu vào của các xuất tuyến khu CNC trước dự án của Công ty Điện lực Đà Nẵng

4. Nội dung các phân thuyết minh và tính toán:

- Tổng quan về lưới điện phân phối và hệ thống giám sát điều khiển lưới điện thuộc Công ty Điện lực Đà Nẵng
- Đề xuất phương án mở rộng Hệ thống tự động hóa lưới điện phân phối (DAS) trên địa bàn khu vực khu CNC
- Tính toán, đánh giá độ tin cậy cung cấp điện của lưới điện khu CNC sau khi thực hiện tự động hóa

5. Các bản vẽ, đồ thị (ghi rõ các loại và kích thước bản vẽ):

6. Họ tên người hướng dẫn: GS. TS. Lê Kim Hùng

KS. Hoàng Đăng Nam

7. Ngày giao nhiệm vụ đồ án: 16/02/2025

Ngày hoàn thành đồ án: 8/06/2025

Trưởng bộ môn Điện hệ thống

Đà Nẵng, ngày tháng năm 2025
Người hướng dẫn

LỜI CẢM ƠN

Trong thời gian thực hiện đồ án tốt nghiệp tại Công ty Điện lực Đà Nẵng, em đã nhận được rất nhiều sự quan tâm giúp đỡ, đóng góp ý kiến chỉ bảo của các thầy/cô, cán bộ bên công ty Điện Lực.

Em xin gửi lời cảm ơn chân thành đến GS. TS Lê Kim Hùng giảng viên bộ môn hệ thống điện, khoa Điện- Trường Đại học Bách Khoa, Đại học Đà Nẵng và KS. Hoàng Đăng Nam- Trưởng Phòng điều độ- Điện lực Đà Nẵng đã tận tình hướng dẫn em trong suốt quá trình thực hiện đồ án tốt nghiệp

Trân trọng cảm ơn!

Đà Nẵng, ngày tháng năm 2025

Sinh viên thực hiện

CAM ĐOAN

Em xin cam đoan đây là công trình tìm hiểu học hỏi của riêng em. Các số liệu, kết quả được trình bày trong đề án tốt nghiệp là trung thực chưa từng công bố trong bất kỳ giao trình khác.

Em xin cam đoan rằng mọi sự giúp đỡ cho việc thực hiện đề án đã được cảm ơn và các thông tin trích dẫn trong đề án đã được chỉ rõ nguồn gốc rõ ràng và được phép công bố, không vi phạm liên chính học thuật.

Đà Nẵng, ngày tháng năm 2025
Sinh viên thực hiện

MỤC LỤC

LỜI CẢM ƠN

CAM ĐOAN

DANH MỤC BẢNG BIỂU

DANH MỤC HÌNH ẢNH

DANH SÁCH CÁC CHỮ VIẾT TẮT

MỞ ĐẦU..... 1

1. LÝ DO CHỌN ĐỀ TÀI 1

2. ĐỐI TƯỢNG VÀ PHẠM VI TÌM HIỂU 1

3. MỤC TIÊU VÀ NHIỆM VỤ 2

4. PHƯƠNG PHÁP PHÂN TÍCH TÌM HIỂU 2

5. BỐ CỤC ĐỀ TÀI..... 2

CHƯƠNG 1: TỔNG QUAN LƯỚI ĐIỆN PHÂN PHỐI VÀ HỆ THỐNG GIÁM SÁT ĐIỀU KHIỂN LƯỚI ĐIỆN THUỘC CÔNG TY ĐIỆN LỰC ĐÀ NẴNG..... 3

1.1 Tổng quan về lưới điện phân phối Đà Nẵng..... 3

1.1.1 Nguồn và lưới điện Thành phố Đà Nẵng..... 3

1.2 Giới thiệu về Trung tâm điều khiển Thành phố Đà Nẵng 8

1.2.1 Tổng quan về TTĐK HTĐ Đà Nẵng 8

1.2.2 Giới thiệu phần cứng TTĐK..... 10

1.2.3 Giới thiệu phần mềm TTĐK..... 11

1.3.2 Phối hợp giữa thiết bị tự đóng lại (recloser) với dao cắt có tải làm nhiệm vụ thiết bị phân đoạn..... 22

1.4 Hiện trạng hệ thống tự động hóa lưới điện trung áp của thành phố Đà Nẵng Lỗi!

Thẻ đánh dấu không được xác định.

1.5 Tổng quan về lưới điện khu CNC..... 26

1.5.1 Khái quát về lưới điện hiện hữu tại khu vực CNC 26

1.6 Kết luận chương 1 28

CHƯƠNG II: ĐỀ XUẤT ỨNG DỤNG MỞ RỘNG HỆ THỐNG TỰ ĐỘNG HÓA LƯỚI ĐIỆN PHÂN PHỐI (DAS) TRÊN ĐỊA BÀN KHU VỰC CNC..... 29

2.1 Quy mô khối lượng tổng thể lưới điện khu vực CNC..... 29

2.1.1 Đặc điểm khu vực 29

2.1.2 Đề xuất ứng dụng trang bị DAS 29

2.2 Nhận xét đánh giá lưới điện hiện hữu trong khu CNC 37

2.2.1 Xét các tuyến liên lạc dự phòng trong khu CNC..... 37

2.3.2 Khảo sát đánh giá hiện trường lưới điện khu vực CNC 38

2.3 Phương án kết lưới.....	38
2.3.1 Mục tiêu:	38
2.4.1 Xây dựng cơ sở dữ liệu điện trên phần mềm SCADA Explorer trên các xuất tuyến 471HLL, 473HLL, 480HLL, 481HLL.....	40
2.4.2 Xây dựng lưới điện trên phần mềm SmartVU.....	46
2.4.3. Kết quả mô phỏng tự động hóa chương trình mô phỏng trên STC Explorer.....	62
2.5 Kiểm tra các kịch bản sự cố trên từng xuất tuyến	66
2.6 Kết luận chương 2	68
CHƯƠNG III: TÍNH TOÁN, ĐÁNH GIÁ ĐỘ TIN CẬY CUNG CẤP ĐIỆN CỦA LƯỚI ĐIỆN KHU CNC SAU KHI THỰC HIỆN TỰ ĐỘNG HÓA.....	69
3.1 Tổng quan về độ tin cậy cung cấp điện	69
3.1.1 Độ tin cậy.....	69
3.1.2 Độ tin cậy cung cấp điện	69
3.1.3 Những yếu tố ảnh hưởng đến độ tin cậy cung cấp điện	70
3.1.4 Các chỉ tiêu độ tin cậy	70
3.1.5 Thiệt hại cung cấp điện.....	71
3.1.6 Một số biện pháp nâng cao độ tin cậy cung cấp điện.....	72
3.2 Một số phương pháp đánh giá độ tin cậy.....	72
3.3 Chỉ tiêu độ tin cậy của lưới điện phân phối.....	73
3.3.1 Các chỉ số về độ tin cậy cung cấp điện của lưới điện phân phối bao gồm: ..	73
3.3.2 Các chỉ số về độ tin cậy của lưới điện phân phối được tính toán như sau: ..	73
3.4 Chỉ tiêu độ tin cậy của khu CNC	74
3.4.1 Tính toán độ tin cậy trước dự án.....	74
3.4.2 So Sánh các chỉ tiêu độ tin cậy giá trị giảm so với trước dự án	76
3.4 Kết luận chương 3	77
KẾT LUẬN	78
TÀI LIỆU THAM KHẢO.....	79

DANH MỤC BẢNG BIỂU

Bảng 1.1 Thông số vận hành	7
Bảng 1.2 Tình hình thực hiện bộ chỉ số tin cậy cung cấp điện	7
Bảng 1.3 Số liệu vận hành	8
Bảng 1.4 Số liệu báo cáo ngày 24/2/2025	27
Bảng 2.1 Tình hình mang tải tuyến 22kV thuộc khu CNC (số liệu báo cáo vận hành 21/2/2025).....	37
Bảng 2.2 mô tả thanh Editor Window Toolbar nằm dọc theo góc trên bên trái của cửa sổ Editor.	48
Bảng 2.3 Thanh Edit Parts Toolbar	50
Bảng 2.4 Thanh Draw Item Toolbar.....	51
Bảng 2.5 Kiểm tra các kích bản sự cố trên các xuất tuyến cấp điện cho khu CNC sau khi trang bị hệ thống tự động hóa lưới điện phân phối DAS	66
Bảng 3.1 Số liệu đầu vào của các xuất tuyến thuộc khu CNC	74
Bảng 3.2 Độ tin cậy của từng xuất tuyến thuộc khu CNC	75
Bảng 3.3 các số liệu sau dự án của các xuất tuyến thuộc khu CNC.....	76
Bảng 3.4 Chỉ số độ tin cậy các xuất tuyến thuộc khu CNC sau dự án.....	76
Bảng 3.5 So sánh độ tin cậy cung cấp điện trước và sau dự án trang bị DAS cho các xuất tuyến thuộc khu CNC.	77

DANH MỤC HÌNH ẢNH

Hình 1.1 Lưới điện 110kV.....	5
Hình 1.2 Lưới điện 22kV.....	6
Hình 1.3: Trung tâm điều khiển	9
Hình 1.4: Mô hình tổ chức điều độ.....	9
Hình 1.5 Màn hình hiển thị trạng thái thiết bị, sự cố theo thời gian thực	10
Hình 1.6 Giám sát trạm biến áp từ xa.....	11
Hình 1.7 Sơ đồ cấu trúc tự động hóa lưới điện.	15
Hình 1.8 mô hình DAS cổ điển	16
Hình 1.9 mô hình DAS phân tán	17
Hình 1.10 mô hình DAS tập trung.....	19
Hình 1.11 Kiến trúc tổng thể phần mềm hệ thống DAS	20
Hình 1.12 Sơ đồ 2 nguồn cung cấp TĐH mạch vòng	20
Hình 1.13: Sự cố giữa recloser FR1 và recloser Mra1 của TBA1	21
Hình 1.14: Sự cố giữa recloser TR và Mra2 của nguồn TBA2.....	22
Hình 1.15: Nguyên tắc phối hợp phân đoạn sự cố giữa recloser và dao cắt có tải khi lưới điện bị sự cố sau LBS3	23
Hình 1.16: Nguyên tắc phối hợp phân đoạn sự cố khi lưới điện bị sự cố giữa phân đoạn LBS1 và LBS2 khi có hệ thống DAS-SCADA	24
Hình 1.17 Hệ thống tự động lưới điện trung áp của thành phố Đà Nẵng	25
Hình 1.18 Khu Công Nghệ Cao Đà Nẵng	26
Hình 1.19 Các Xuất tuyến trung áp cung cấp điện cho Khu CNC trên hệ thống lưới điện trung thế.....	27
Hình 2.1 Sơ đồ nguyên lí đường dây trung áp trạm 110kV Hòa Liên.....	31
Hình 2.2 Sơ đồ nguyên lí xuất tuyến 471HLI	32
Hình 2.3 Sơ đồ nguyên lí xuất tuyến 473HLI	33
Hình 2.4 Sơ đồ nguyên lí xuất tuyến 481HLI	34
Hình 2.5 Sơ đồ nguyên lí xuất tuyến 480HLI	35
Hình 2.6 Sơ đồ nguyên lí xuất tuyến 480HLI	36
Hình 2.6 Sơ đồ nguyên lí lưới điện dự án DAS trước dự án (vẫn chưa có các xuất tuyến cung cấp điện cho khu CNC).....	40
Hình 2.8 Tạo cửa sổ new Station trên STC Explorer	41
Hình 2.9 Tạo Station chứa các biến trạng thái ảo (VD: RMU 11 Khu CNC).....	42
Hình 2.10 Tạo biến trạng thái ảo đường truyền thông (VD: RMU 11 Khu CNC)	42
Hình 2.11 Tạo Communication Line trên STC Explorer (VD RMU 11 Khu CNC)	43

Hình 2.12 Tạo mới RTU (VD: RMU 11 Khu CNC).....	43
Hình 2.14 Tạo Status point trong mục RTU	44
Hình 2.15 Tạo Status point trong mục Communication Lines.....	45
Hình 2.16 Tạo Status Point trong STC Explorer.....	45
Hình 2.17 Tạo Analog Point trong STC Explorer.....	46
Hình 2.18 Tạo màu Cyclic trong thư viện HMI Smart VU.....	52
Hình 2.19 Tạo font trong thư viện Smart VU	53
Hình 2.20 Thư viện Font trong HMI Smart VU.....	53
Hình 2.21 Thư viện Pmacro trong HMI Smart VU.....	54
Hình 2.22 Vẽ sơ đồ một sợi các xuất tuyến 471HLI, 473HLI 480HLI 481HLI trong HMI Smart VU.....	55
Hình 2.23 Tạo Station Transformer trong Line Section.....	56
Hình 2.24 Tạo Bus trong Line Section (VD thanh cái C42 TBA 110kV Hòa Liên).....	57
Hình 2.25 Tạo Switch trong Line Section (VD LBS 473/18 Demo).....	57
Hình 2.26 Tạo Conductor trong Line Section (VD dây từ thiết nị LBS 473/40 Demo đến MC 473-473/R54 đường số 4 CNC)	58
Hình 2.27 Tạo Breaker trong Line Section (VD MC 471-473/R54 đường số 4 CNC) .	58
Hình 2.28 Tạo Substation Transformer trong Line Section (VD MBA T1 TBA 110kV Hòa Liên).....	59
Hình 2.29 Tạo Feeder trong Line Section	59
Hình 2.30 Cài đặt các đại lượng đo trong DMS.....	60
Hình 2.31 Cài đặt DMS cho máy biến áp (VD MBA T2 TBA 110kV Hòa Liên).....	61
Hình 2.32 Cài đặt DMS cho Máy cắt (VD MC 480 đầu tuyến 480HLI).....	61
Hình 3.33 Cài đặt DMS cho Feeder	62
Hình 2.34 Viết chương trình giả lập sự cố tại MC 471 thuộc xuất tuyến 471HLI thuộc trạm 110kV Hòa Liên.....	62
Hình 2.35 Sơ đồ lưới điện làm việc bình thường	63
Hình 2.36 Sự cố tại XT 471 (MC 471 tác động cắt)	63
Hình 2.37 LBS 471HLI/18 cắt để cô lập sự cố	64

DANH SÁCH CÁC CHỮ VIẾT TẮT

TTĐK	: Trung tâm Điều khiển hệ thống điện Đà Nẵng.
TBA	: Trạm biến áp
MBA	: Máy biến áp
SCADA	: Hệ thống giám sát điều khiển và thu thập dữ liệu.
FLISR	: Định vị sự cố, cách ly và khôi phục lưới điện.
DAS	: Hệ thống tự động hóa lưới điện phân phối.
DCL	: Dao cách ly.
LBS	: Dao cắt có tải.
MC	: Máy cắt.
RMU	: Tủ hợp bộ trung thế.
IED	: Thiết bị điện tử thông minh

MỞ ĐẦU

1. LÝ DO CHỌN ĐỀ TÀI

Hiện nay, lưới điện của thành phố Đà Nẵng đang vận hành ở chế độ mạch kín vận hành hở nên khi có sự cố trên lưới điện, phát mất một khoảng thời gian để nhân viên vận hành thao tác cô lập điểm sự cố, thay đổi kết lưới tải cấp điện trở lại cho khách hàng.

Việc này sẽ dẫn đến có một số lượng khách hàng sẽ bị giai đoạn cung cấp điện trong thời gian thao tác khắc phục. Về phía Công Ty Điện lực, các thiệt hại có thể ước tính bao gồm: mất lợi nhuận tương ứng với phần điện năng bị mất không bán được vì khách hàng bị ngừng cấp điện; giảm độ tin cậy cung cấp điện cho khách hàng; ảnh hưởng bất lợi đến kinh doanh trong tương lai và nguy cơ phản ứng của khách hàng và dư luận xã hội sẽ gây sụt giảm đi uy tín của Công ty.

Ngày nay, với sự phát triển không ngừng về công nghệ thông tin cũng như công nghệ chế tạo thiết bị, việc áp dụng công nghệ tự động hóa đang một phổ biến và hiệu quả. Kỹ thuật tự động hóa lưới điện phân phối (Distribution Automation System- DAS) bằng cách tự động phát hiện và cô lập nhỏ nhất phần sự cố của hệ thống, nhằm nâng cao độ tin cậy lưới điện và sử dụng điện hiệu quả.

Công ty Điện lực Đà Nẵng đã và đang thực hiện đầu tư các giải pháp về công nghệ mới, các giải pháp công nghệ tự động ngày càng được chú trọng nhằm mục đích nâng cao hơn nữa khả năng cung cấp điện, nâng chất lượng điện cung cấp cho khách hàng, góp phần làm tăng sản lượng điện thương phẩm cho Công ty. Tuy nhiên hệ thống tự động (DAS) vẫn chưa bao quát hoàn toàn tất cả của lưới điện thành phố vì ưu tiên các trọng điểm quan trọng trong thành phố và lợi nhuận bán điện.

Nhận thấy sự thiết yếu quan trọng trong việc nâng cao chất lượng cung cấp điện cho khu công nghệ cao (CNC) tọa lạc tại xã Hòa Liên và xã Hòa Ninh, huyện Hòa Vang, Thành phố Đà Nẵng. Phương án cung cấp điện cho KCNC là trạm 110/22kV Hòa Liên, là một trong ba khu CNC đa chức năng cấp quốc gia của Việt Nam là CNC duy nhất tại miền Trung ưu tiên thu hút 62 công nghệ cao và 130 sản phẩm công nghệ cao theo quy định của Thủ tướng Chính phủ.

Xuất phát từ nhu cầu thực tế, việc tìm hiểu mở rộng công nghệ hệ thống tự động hóa lưới điện phân phối (DAS) trên địa bàn khu CNC để nâng cao chất lượng cung cấp điện tại đây là vô cùng cần thiết

2. ĐỐI TƯỢNG VÀ PHẠM VI TÌM HIỂU

- Các thiết bị tự động hóa sử dụng trên lưới điện trên địa bàn thành phố Đà Nẵng

- Hệ thống phần mềm giám sát và điều khiển lưới điện phân phối.

3. MỤC TIÊU VÀ NHIỆM VỤ

- Tìm hiểu về hệ thống tự động hóa lưới điện (DAS), phần mềm chức năng FLIR
- Tìm hiểu triển khai DAS tại thành phố Đà Nẵng, ưu nhược điểm khi triển khai
- Xem xét đề xuất phương án mở rộng hệ thống DAS trên địa bàn thành phố Đà Nẵng

4. PHƯƠNG PHÁP PHÂN TÍCH TÌM HIỂU

- Nghiên cứu thu thập tài liệu, các phần mềm hỗ trợ và thu thập xây dựng dữ liệu từ Công ty Điện lực Đà Nẵng
- Áp dụng các lý thuyết và dữ liệu thu thập được, triển khai xây dựng dữ liệu thiết kế thực tế cho lưới điện tại địa bàn Khu Công Nghệ Cao Đà Nẵng, mô phỏng đánh giá hệ thống giám sát và điều khiển các thiết bị đóng cắt trên lưới bằng phần mềm.

5. BỐ CỤC ĐỀ TÀI

MỞ ĐẦU

CHƯƠNG 1 – TỔNG QUAN VỀ LƯỚI ĐIỆN PHÂN PHỐI VÀ HỆ THỐNG GIÁM SÁT ĐIỀU KHIỂN LƯỚI ĐIỆN THUỘC CÔNG TY ĐIỆN LỰC ĐÀ NẴNG

CHƯƠNG 2 – ĐỀ XUẤT PHƯƠNG ÁN MỞ RỘNG HỆ THỐNG TỰ ĐỘNG HÓA LƯỚI ĐIỆN PHÂN PHỐI (DAS) TRÊN ĐỊA BÀN KHU VỰC CNC

CHƯƠNG 3 – TÍNH TOÁN, ĐÁNH GIÁ ĐỘ TIN CẬY CUNG CẤP ĐIỆN CỦA LƯỚI ĐIỆN KHU CNC SAU KHI THỰC HIỆN TỰ ĐỘNG HÓA

KẾT LUẬN

CHƯƠNG 1: TỔNG QUAN LƯỚI ĐIỆN PHÂN PHỐI VÀ HỆ THỐNG GIÁM SÁT ĐIỀU KHIỂN LƯỚI ĐIỆN THUỘC CÔNG TY ĐIỆN LỰC ĐÀ NẴNG

1.1 Tổng quan về lưới điện phân phối Đà Nẵng

1.1.1 Nguồn và lưới điện Thành phố Đà Nẵng

a) Nguồn điện: Thành phố Đà Nẵng nhận điện từ lưới điện quốc gia qua các TBA 500kV (500 Đà Nẵng), 220/110kV Hòa Khánh (2x63MVA), 220/110kV Ngũ Hành Sơn (2x63MVA), TBA 110kV Liên Chiểu (1x40MVA), Hòa Liên (2x40MVA), Hòa Khánh 2 (2x63MVA), Xuân Hà (2x63MVA), Cầu Đỏ (2x63MVA), Liên Trì (2x63MVA), Hòa Xuân (2x40MVA), Thuận Phước (1x40MVA), Ngũ Hành Sơn 110kV (2x63MVA), Ngũ Hành Sơn 220 (2x63MVA), An Đồn (2x63MVA), Tiên Sa (1x40MVA), Hòa Phong (1x63MVA) với tổng công suất đặt 1.560MVA.

- Các Hòa Khánh (E9), 110kV Hòa Khánh 2 và 110kV Liên Chiểu (Elc) Cấp điện cho khu vực Liên Chiểu, huyện Hòa Vang, các khu công nghiệp Hòa Khánh, Hòa Khánh mở rộng, Liên Chiểu, các khu du lịch Bà Nà, Xuân thiều,...

- TBA 110kV Xuân Hà (E10) và Liên Trì (E11): cấp điện khu vực trung tâm thành phố quận Hải Châu, Thanh Khê, các bệnh viện lớn như Bệnh viện Đà Nẵng, bệnh viện C, C17, Hoàn Mỹ, các Trung Tâm hành chính, sự nghiệp, sở ban ngành của Thành phố...

- TBA 110kV Cầu Đỏ (E12): cấp điện khu vực huyện Hòa Vang, quận Cẩm Lệ, khu Công nghiệp Hòa Cầm, các nhà máy nước Cầu Đỏ, Sân bay, bơm phòng mặn An Trạch..

- TBA 110kV Ngũ Hành Sơn và 220kV Ngũ Hành Sơn (E13), 110kV An Đồn (e14) đang cung cấp điện cho toàn khu vực quận Ngũ Hành Sơn, Sơn Trà, các khu du lịch dọc đường Hoàng Sa – Trường Sa, bán đảo Sơn Trà, cảng Tiên Sa, các khu công nghiệp An Đồn và dịch vụ thủy sản Thọ Quang.

- TBA 110kV Hòa Liên: cấp điện cho Khu Công Nghệ Cao.

- TBA Hòa Xuân: cấp điện cho khu vực Hòa Xuân.

b) Lưới điện:

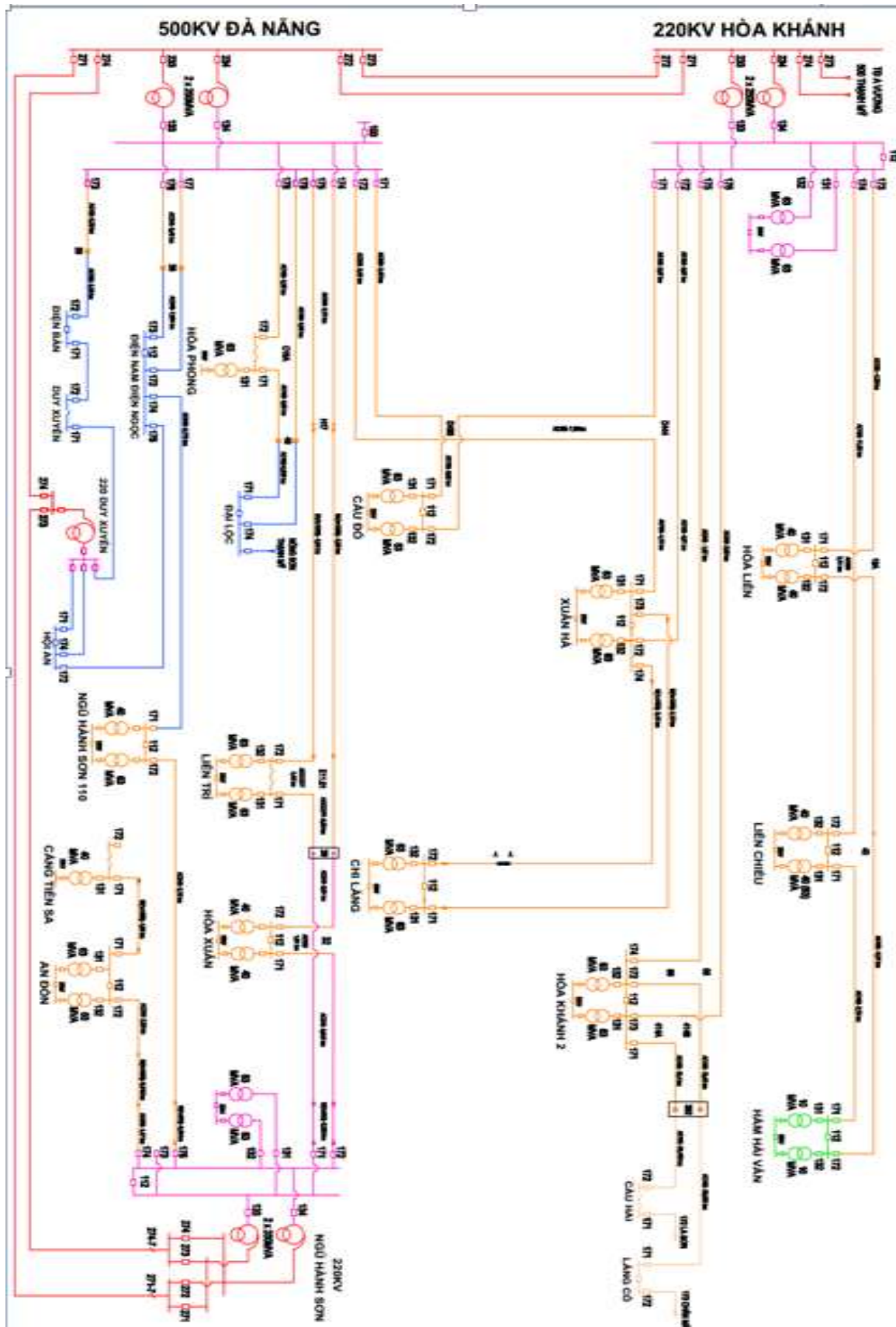
Lưới điện 110kV Hình 1,1 – Thành phố Đà Nẵng có 30 đường dây, 128 xuất tuyến, 169,41 km đường dây trên không, khách hàng 5,25 km; đường dây cáp ngầm 23,59 km trong đó:

- Các đường dây liên tỉnh (Đà Nẵng – Quảng Nam và Đà Nẵng-Huế)

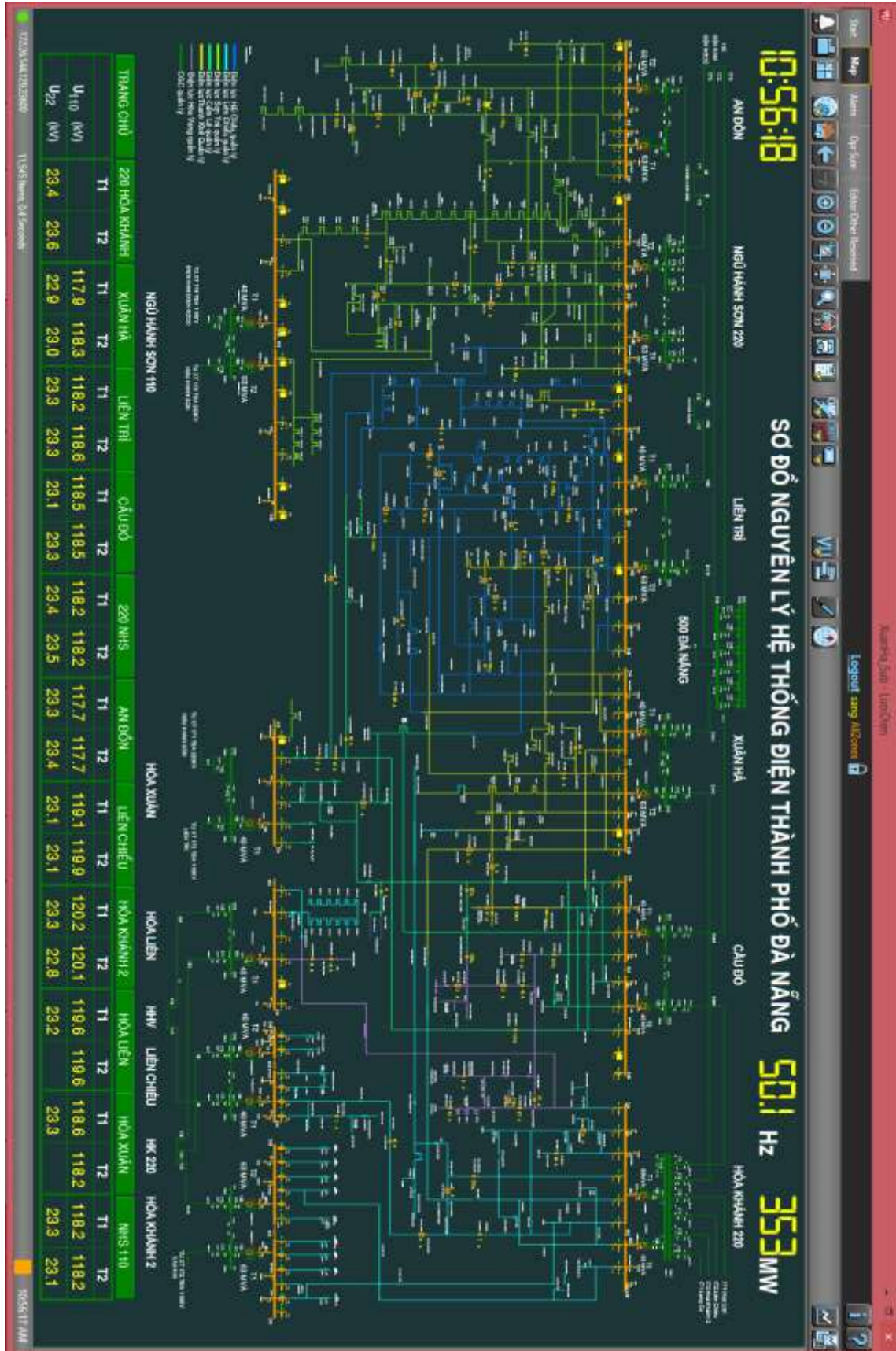
1. 171/Hòa Phong – 171/Đại Lộc (VT 48)

2. 179/Đà Nẵng 500 – 174 Đại Lộc (VT48)

3. 173/Đà Nẵng 500 – 172/ Điện Bàn (VT33)
4. 176/Đà Nẵng 500 – 173/Điện Nam Điện Ngọc (VT 36)
5. 177/Đà Nẵng 500 – 172/Điện Nam Điện Ngọc(VT36)
6. 171/Hòa Khánh 2 – 172/ 171/Lăng Cô (VT 362)
- T220 Ngũ Hành Sơn
8. 174/Ngũ Hành Sơn 220 – 172/An Đồn
9. 173/Ngũ Hành Sơn 220 – 173/An Đồn
10. 171/Ngũ Hành Sơn 220 – 171/Liên Trì
11. 172/Ngũ Hành Sơn 220 – 171/Hòa Xuân
12. 176/Ngũ Hành Sơn 220 – 172/Ngũ Hành Sơn 110
- T500 Đà Nẵng
13. 171/Đà Nẵng 500 – 171/Cầu Đỏ
14. 172/Đà Nẵng 500 – 171/Xuân Hà
15. 174/Đà Nẵng 500 – 172/Hòa Xuân
16. 175/Đà Nẵng 500 – 172/Liên Trì
17. 178/Đà Nẵng 500 – 172/Hòa Phong
- T220 Hòa Khánh
18. 171/Hòa Khánh 220 – 172/Cầu Đỏ
19. 172/Hòa Khánh 220 – 172/Xuân Hà
20. 172/Hòa Khánh 220 – 171/Hòa Liên
21. 174/Hòa Khánh 220 – 172/Liên Chiêu
22. 175/Hòa Khánh 220 – 174/Hòa Khánh 2
23. 176/Hòa Khánh 220 – 173/Hòa Khánh 2
- T220 Hải Châu
24. 173/Hải Châu – 173/Xuân Hà
25. 173/Hải Châu – 171/Chi Lăng
26. 171/Hải Châu – MBA T1/Thuận Phước
- T110 Liên Chiêu
27. 171/Liên Chiêu – 171/Hầm Hải Vân
- T110 Hòa Liên



Hình 1.1 Lưới điện 110kV



Hình 1.2 Lưới điện 22kV

28. 172/Hòa Liên – 172/Hàm Hải Vân

- T110 Cảng Tiên Sa

29. 171/An Đồn – 171/Cảng Tiên Sa

- T110 Chi lăng

30. 174/Xuân Hà – 172/Chi Lăng

Lưới điện 22kV hình 2.2 – Thành phố Đà Nẵng có 128 đường dây 22kV, 56 Ngăn MCXT dự phòng chưa đấu nối; 8 xuất tuyến mang tải 250A; 2 xuất tuyến mang tải 300A; 1 xuất tuyến mang tải 350A; 1 xuất tuyến mang tải từ 400A

Bảng 1.1 Thông số vận hành

STT	Nội dung	Năm 2025	Cùng kỳ năm 2024	Tăng/giảm so với tg cùng kỳ
1	Công suất cực đại ngày (thanh cái – MW)	488,4	431,2	13,3%
2	Sản lượng ngày (thanh cái – Triệu kWh)	8,86	8,65	9,22%
3	Sản lượng lũy kế Năm (thanh cái – triệu kWh)	198,2	171,3	15,7%
4	Sản lượng lũy kế năm (thanh cái – triệu kWh)	437,2	418,8	4,4%

Bảng 1.2 Tình hình thực hiện bộ chỉ số tin cậy cung cấp điện

TT	Chỉ số độ tin cậy	MAIFI (lần/KH)	SAIDI (phút/KH)	SAIFI (lần/KH)
I	ĐTC tổng hợp			
1	Chỉ số tin cậy tổng hợp trước miễn trừ	0,080	29,2	0,335
2	Chỉ số tin cậy do ảnh hưởng thiên tai + Tiết giảm thiếu nguồn + miễn trừ khác ...	-	-	-
3	Chỉ số độ tin cậy thực hiện đến ngày báo cáo	0,080	29,2	0,335

4	Chỉ số độ tin cậy kế hoạch (theo KH DNPC)	-	300	2,40
5	Tỷ lệ TH/KH %	0,0%	9,7%	14,0%
II	ĐTC phân phối			
1	Chỉ số độ tin cậy thực hiện đến ngày báo cáo (TH)	-	7,2	0,052
2	Chỉ số độ tin cậy kế hoạch (theo KH DNPC)	0,90	95	0,90
3	Tỷ lệ TH/KH%	0,0%	7,6%	5,7%

Bảng 1.3 Số liệu vận hành

STT	Đơn vị	Khối lượng MBA phân phối			
		Số lượng MBA		Dung lượng (KVA)	
		Ngành điện	Khách hàng	Ngành điện	Khách hàng
1	ĐL Hải Châu	520	256	235.770	177.310
2	ĐL Liên Chiểu	484	514	206.770	584.795
3	ĐL Sơn Trà	866	632	312.320	408.335
4	ĐL Cẩm Lệ	471	194	176.810	122.490
5	ĐL Thanh Khê	387	127	151.860	79.915
6	ĐL Hòa Vang	341	257	85.475	174.423
	PC Đà Nẵng	3.069	1.980	1.169.005	1.547.268

1.2 Giới thiệu về Trung tâm điều khiển Thành phố Đà Nẵng

1.2.1 Tổng quan về TTĐK HTĐ Đà Nẵng

Trung tâm điều khiển của Công ty Điện lực Đà Nẵng chính thức đưa vào vận hành từ tháng 9 năm 2016, hiện trung tâm đang sử dụng phần mềm hệ thống SCADA

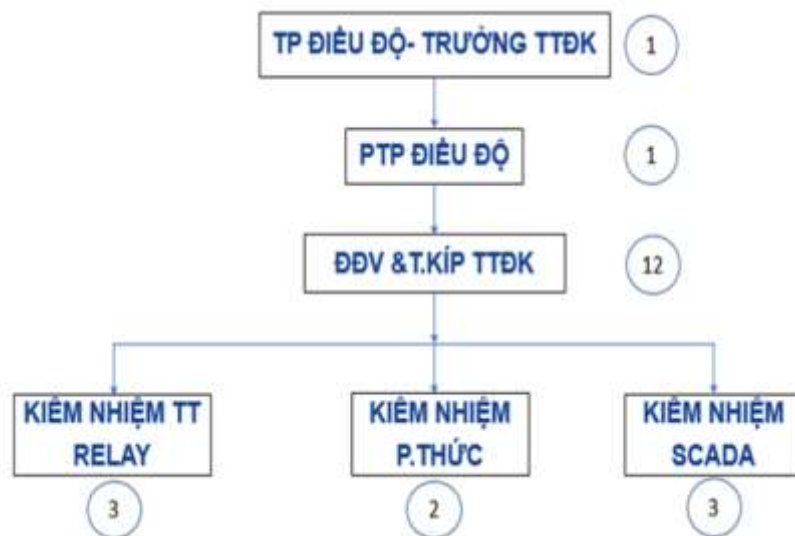
(Supervisory Control And Data Acquisition) của hãng Survalent (Canada) để giám sát, điều khiển và thu thập dữ liệu từ xa

- Sử dụng phần mềm SACADA của hãng Suvalent so với SCADA của ABB, SACADA của Survalent có một số ưu điểm như đã được việt hóa nhiều giúp nhân viên vận hành thao tác dễ dàng hơn, có thể lưu trữ dữ liệu lớn hơn và vận hành ổn định hơn

Mô Hình tổ chức điều độ như trình bay ở hình 1.4



Hình 1.3: Trung tâm điều khiển

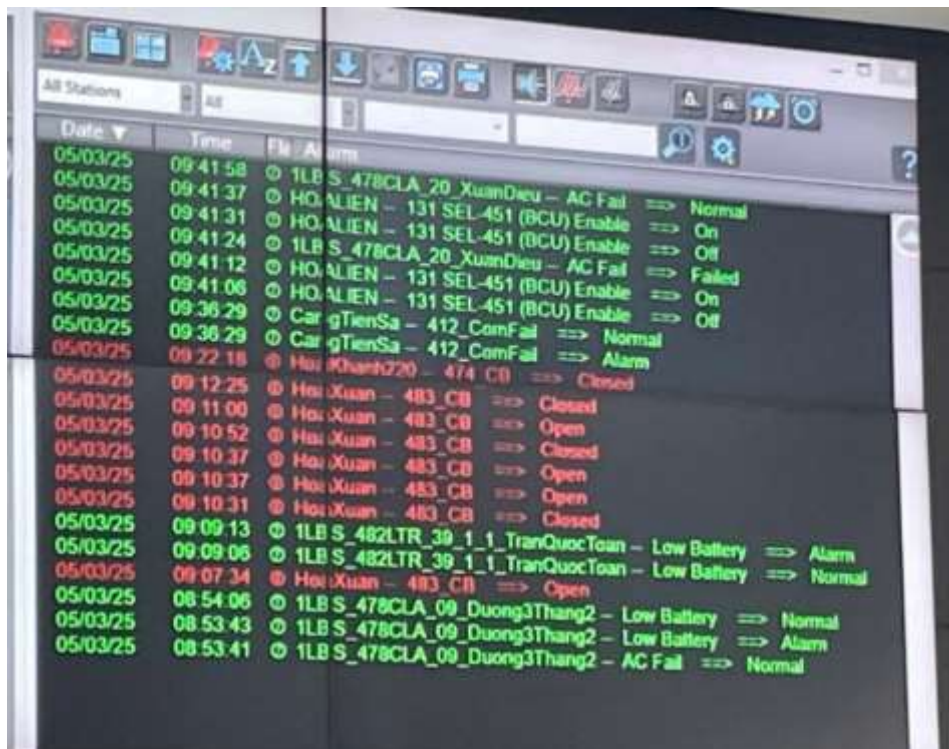


Hình 1.4: Mô hình tổ chức điều độ

1.2.2 Giới thiệu phần cứng TTĐK

Hệ thống thiết bị công nghệ tại phòng điều khiển trung tâm bao gồm:

- Thiết bị truyền thông: PCM, SDH.
- Server chính của hệ thống bao gồm 02 Server (Master/Standby) chạy ở chế độ Redundant.
- Server lưu trữ dữ liệu quá khứ (History Information Server): HIS làm nhiệm vụ lưu trữ toàn bộ dữ liệu trong quá khứ và hệ thống đồng bộ thời gian theo thời gian thực GPS Clock.



Hình 1.5 Màn hình hiển thị trạng thái thiết bị, sự cố theo thời gian thực

- Máy tính kỹ sư: Engineer dùng để bảo trì, cấu hình hệ thống in ấn.
- Máy tính cho nhân viên vận hành: Operator 1, Operator 2.
- Thiết bị đồng bộ thời gian (GPS clock): GPS.
- Hệ thống máy chủ Camera, máy trạm Camera.
- Hệ thống Video Wall, màn hình TV, Camera.
- Hệ thống mạng LAN (Local Area Network), hệ thống cũng kết nối với các camera giám sát ở các trạm biến áp để vận hành từ xa (theo giao thức IEC 101 và IEC 104, với các khối thiết bị đầu cuối từ xa (Remote Terminal Units (RTU) hay các Gateway) Hình 1.6

RTU và Gateway dùng để tổng hợp các dữ liệu tại các trạm tự động, hệ thống sau khoảng thời gian được cài đặt sẽ gửi thông số về TTĐK thông qua RTU hoặc Gateway bằng đường truyền cáp quang.



Hình 1.6 Giám sát trạm biến áp từ xa

1.2.3 Giới thiệu phần mềm TTĐK

1.2.3.1 Phần mềm Survalent là phần mềm SCADA có bản quyền thuộc sở hữu của hãng Survalent Technology (Canada)

- Phần mềm bao gồm các phần mềm con: ADMS Manager (Thu thập dữ liệu), STC Explorer (Cấu hình cơ sở dữ liệu), SmartVU (Xây dựng hiển thị giao diện)

+ ADMS Manger là trung tâm quản lý chính của hệ thống Survalent ADMS, cung cấp các công cụ cốt lõi về giám sát, điều khiển tối ưu hóa lưới điện có chức năng quản lý giám sát hệ thống điện hiển thị trạng thái thiết bị, phân tích dữ liệu thời gian thực từ SCADA từ xa, tích hợp hệ thống DMS và OMS phân tích lưới điện tối ưu hóa điện năng, quản lý mất điện (Outage Managemnet System – OMS)

+ STC Explorer (Survalen Technology Center Explorer) là công cụ cấu hình và quản lý hệ thống Survalent SCADA giúp thiết lập, kiểm tra và cấu hình dữ liệu hệ thống có chức năng cấu hình dự liệu, quản lý dữ liệu SCADA từ các thiết bị hiển trường, cấu hình giao tiếp thiết bị giữa hệ thống SCADA với RTU,IED..., thiết lập sơ đồ điều khiển và

giám sát hiển thị giao diện hiển thị, lập trình tự động hóa, quản lý chỉnh sửa cơ sở dữ liệu hệ thống, kiểm thử hệ thống kiểm tra kết nối, đảm bảo hệ thống ổn định trước vận hành thực tế

+ SmartVu (Smart Visual User) là giao diện trực quan của hệ thống Survalent, giúp giám sát điều khiển và phân tích dữ liệu vận hành lưới điện theo thời gian thực có chức năng hiển thị sơ đồ mạng điện GIS, cung cấp thông tin thời gian thực hiển thị điện áp, dòng điện, trạng thái thiết bị, cảnh báo sự cố. Trên giao diện đồ họa, cho phép thao tác điều khiển đóng cắt thiết bị điều chỉnh thông số vận hành trực tiếp từ xa, tích hợp SCADA, DMS, OMS cung cấp cái nhìn tổng thể về hệ thống điện giúp nâng cao hiệu quả vận hành, lập báo cáo vận hành cho phép xuất dữ liệu lịch sử, xuất báo cáo vận hành, hỗ trợ công tác bảo trì và nâng cao hiệu suất lưới điện.

- Mỗi trạm biến áp được gán một địa chỉ IP để kết nối mạng SCADA.

- Hệ thống này sử dụng đường truyền chính là cáp quang, với 2 Server tổng thực hiện chức năng thu thập và xử lý thông tin từ các IEDs (BCU- Bộ điều khiển mức ngăn, role bảo vệ...) đồng thời thực hiện kết nối với trung tâm Điều độ hệ thống điện Miền Trung dựa trên giao thức IEC 101 và IEC 104:

Để đảm bảo cho việc kết nối, hệ thống SCADA sử dụng 2 đường truyền vận hành song song độc lập với nhau.

- Các chức năng của Survalent

+ Giám sát & Điều khiển SCADA:

Thu thập dữ liệu trạm biến áp, RMU, Recloser, CB, Cảm biến..., hiển thị trạng thái thiết bị theo thời gian thực, điều khiển đóng cắt CB, Recloser thay đổi chế độ vận hành từ xa, cảnh báo sự cố.

+ Hệ thống quản lý năng lượng (DMS- Distriution Management System). Tự động tính toán và tối ưu hóa vận hành lưới điện, dự báo tải tiêu thụ, đề xuất kịch bản vận hành, quản lý mất điện (OMS- Outage Management System) phát hiện điểm sự cố, điều chỉnh điện áp và bù công suất tăng hiệu suất lưới.

+ Tự động hóa lưới điện thông minh (FLISR- Fault Location, Isolation, and Service Restoration) Xác định vị trí cô lập và tự động chuyển nguồn dự phòng, giúp lưới điện nhanh chóng phục hồi, giảm thời gian mất điện, tăng độ tin cậy cung cấp điện

+ Giao diện giám sát và báo cáo. Giao diện GIS (Geographic Information System) hiển thị lưới điện trực quan, báo cáo thời gian thực về tình trạng điện áp, công suất, dòng điện

1.2.3.2 Phần mềm FLISR (DAS)

Fault Location Isolation & Supply Restoration (FLISR) là giải pháp tự phục hồi cho lưới điện trung thế - tự động hóa mạch vòng – dựa trên nguyên lý FLISR: định vị sự cố (Fault Location), cô lập vùng sự cố (Isolation) và tái thiết lập cung cấp điện cho vùng không bị sự cố (Restoration)

a) Khái niệm

Hệ thống phân phối tự động hóa lưới điện DAS là viết tắt của Distribution Automation System là bao gồm tất cả các hệ thống với những cách thức hoạt động khác nhau góp phần vào khả năng tự động từ xa của lưới điện phân phối. Việc tự động hóa chuyên mạch từ xa, vận hành kiểm soát dựa trên các phép đo được thực hiện bên trong lưới điện nhằm thực hiện kiểm soát tải, đo từ xa, tối ưu hóa dòng điện, khả năng thích ứng bảo vệ và tự phục hồi cung cấp điện.

Hiện nay để rút ngắn thời gian phục hồi tăng khả năng cung cấp điện và giảm chi phí bảo trì đã dần được bổ sung thêm vào các thiết bị điện tử thông minh (IED) như các role, điều khiển tự động đóng cắt, điều chỉnh và điều khiển tụ bù lưới điện phân phối đáp ứng nhu cầu ngày càng tăng độ tin cậy. Ngoài ra các phần mềm hỗ trợ định vị sự cố, cô lập sự cố, khôi phục cung cấp điện tiêu biểu là phần mềm FLISR là thuật toán nâng cao của FDIR

Bên cạnh ứng dụng FLISR, hệ thống phân phối tự động hóa còn có khả năng cấu hình lại lưới điện, mạng lưới tự động cấu hình lại là các lưới có cấu trúc liên kết có thể được cấu hình lại qua các hoạt động chuyển đổi tự động. Những cấu hình lại sẽ được áp dụng để tối ưu hóa dòng điện, giảm thiểu thiệt hại chống các mạch điện quá tải. Điều này sẽ giúp nâng cao hiệu quả hoạt động của mạng lưới phân phối năng lực và tuổi thọ của các thiết bị truyền tải.

Phần cứng cần thiết cho hệ thống phân phối tự động có khả năng ngắt mạch và định vị lỗi, về cơ bản bao gồm những phần bổ sung như ngắt động cơ, các liên kết truyền thông, thiết bị đo lường và pin cho các ứng dụng tự khôi phục.

Lợi ích của việc triển khai tự động hóa phân phối có thể có được phân loại thành ba nhóm chính:

- Lợi ích hoạt động và bảo trì:
- + Giảm thời gian mất điện bằng chương trình phục hồi tự động
- + Cải thiện điều khiển điện áp bằng phương pháp điều khiển VAR
- + Lập kế hoạch chính xác và hữu ích dựa trên thông tin dữ liệu vận hành

- + Giảm thời gian sức lực con người
- + Phát hiện lỗi nhanh
- Lợi ích tài chính:
 - + Tăng doanh thu phục vụ phục hồi nhanh chóng
 - + Tăng cường sử dụng điện năng, bán điện hiệu quả hơn
 - + Tạo độ tin cậy cao với khách hàng

b) Cách thức hoạt động của hệ thống DAS

- Lưới điện trung áp là một mạng lưới kết nối các thiết bị điện (máy cắt, Recloser, LBS, dao cách li, FI, RMU ...) Được kết nối với nhau bằng các đường dây theo sơ đồ hình tia hay mạch vòng. Trong chế độ vận hành bình thường lưới điện vận hành hở. Khi có sự cố xảy ra chức năng DAS sẽ thu thập dữ liệu về tình trạng lưới, các thông số thiết bị để xác định vùng sự cố FZ (fault Zone). Từ đó tính toán và cô lập vùng FZ và đưa ra trình tự thao tác đóng cắt cô lập FZ và khôi phục cung cấp điện cho vùng không bị sự cố HZ (Healthy Zone). Kết quả sẽ được DAS gửi lệnh về điều khiển để thực hiện thao tác tự động trên thiết bị hoặc điều khiển bằng tay thông qua người vận hành.

c) Cấu trúc DAS

Sơ đồ cấu trúc tự động hóa lưới điện được trình bày ở hình 1.7

Trong đó:

- **FCI (Fault Circuit Indicator:** chỉ báo lỗi mạch): xác định sự cố (ngắn mạch, chạm đất) trên lưới trung thế và ghi lại chính xác tải tại bất kỳ điểm nào dọc theo mạng lưới điện phân phối. FCI sử dụng lưới RF năng lượng thấp để giao tiếp với bộ sưu tập dữ liệu thông minh. FCI được trang bị chỉ thị trực quan thấp để giao tiếp với bộ sưu tập dữ liệu thông tin. FCI được trang bị chỉ thị trực quan để hỗ trợ theo dõi thị giác và kiểm toán lại hiện trường trong khi gửi dữ liệu quan trọng, sự kiện và báo động tới hệ thống trung tâm thông qua mạng RF, được lắp trên dây dẫn hoặc cáp ngầm sử dụng cảm biến dòng điện và điện áp để phát hiện sự cố.

- **FTU: (Feeder Terminal Unit:** Bộ điều khiển đầu nhánh) Thiết bị đầu cuối bộ nạp (FTU) được thiết kế cho bộ cấp nguồn MV (10kV, 13kV, 20kV, 25kV, 35kV). FTU có thể kết nối với bộ phận ngắt mạch ngoài trời và thiết bị điều khiển để thu thập dữ liệu từ xa, điều khiển giám sát trạng thái bảo vệ, đóng cắt (LBS, Recloser,..), điều khiển từ xa, điều khiển cục bộ, vận hành bằng tay và chuyển đổi trạng thái. Nó hỗ trợ nhiều giao tiếp để tạo điều kiện cho việc tái cấu hình hệ thống phân phối tự động.

+ Mid point Recloser: Recloser giữa đoạn

+ Tie point Recloser: Recloser liên lạc

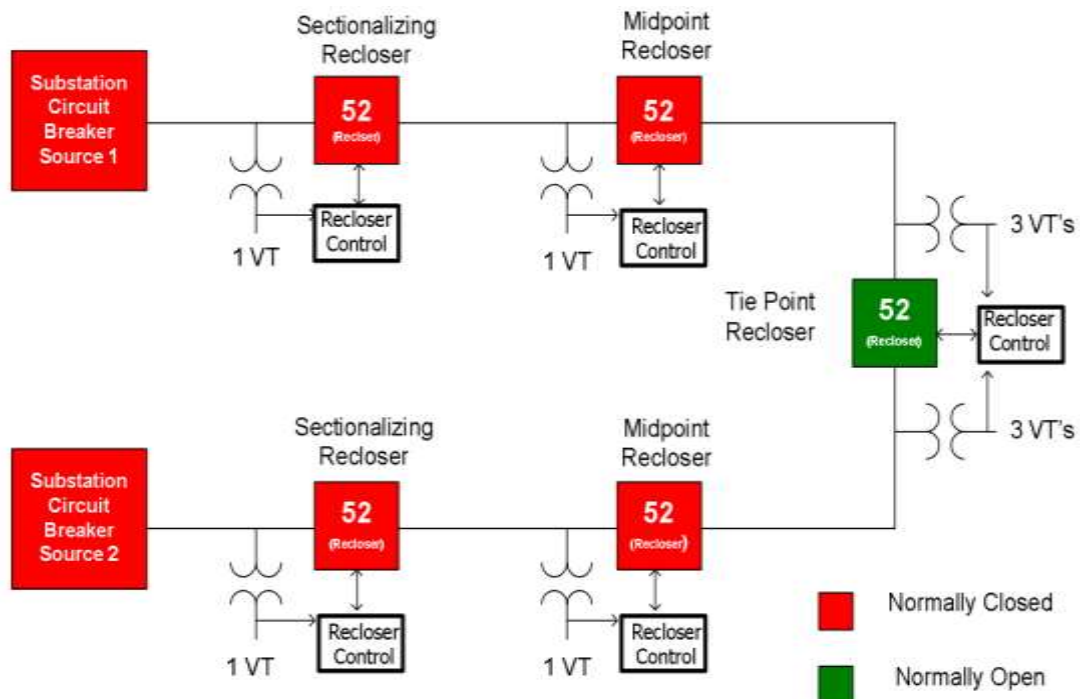
■ Thường đóng

■ Thường mở

. Mô hình tự động hóa lưới điện đầu tiên, cổ điển.

. Không yêu cầu truyền thông giao tiếp giữa các thiết bị

. Vận hành tự động không cần nhân viên vận hành can thiệp



Hình 1.8 mô hình DAS cổ điển

. Phối hợp dựa trên thời gian

. Đóng vào điểm sự cố 1 lần sau khi đóng Tie

Lưới điện mạch vòng sử dụng các Recloser phân đoạn được quy định như sau:

- Feeder Recloser (FR) đầu tiên từ MC các TBA nguồn

- Tie Recloser (TR), được sử dụng như thiết bị phân đoạn (thường ở trạng thái mở)

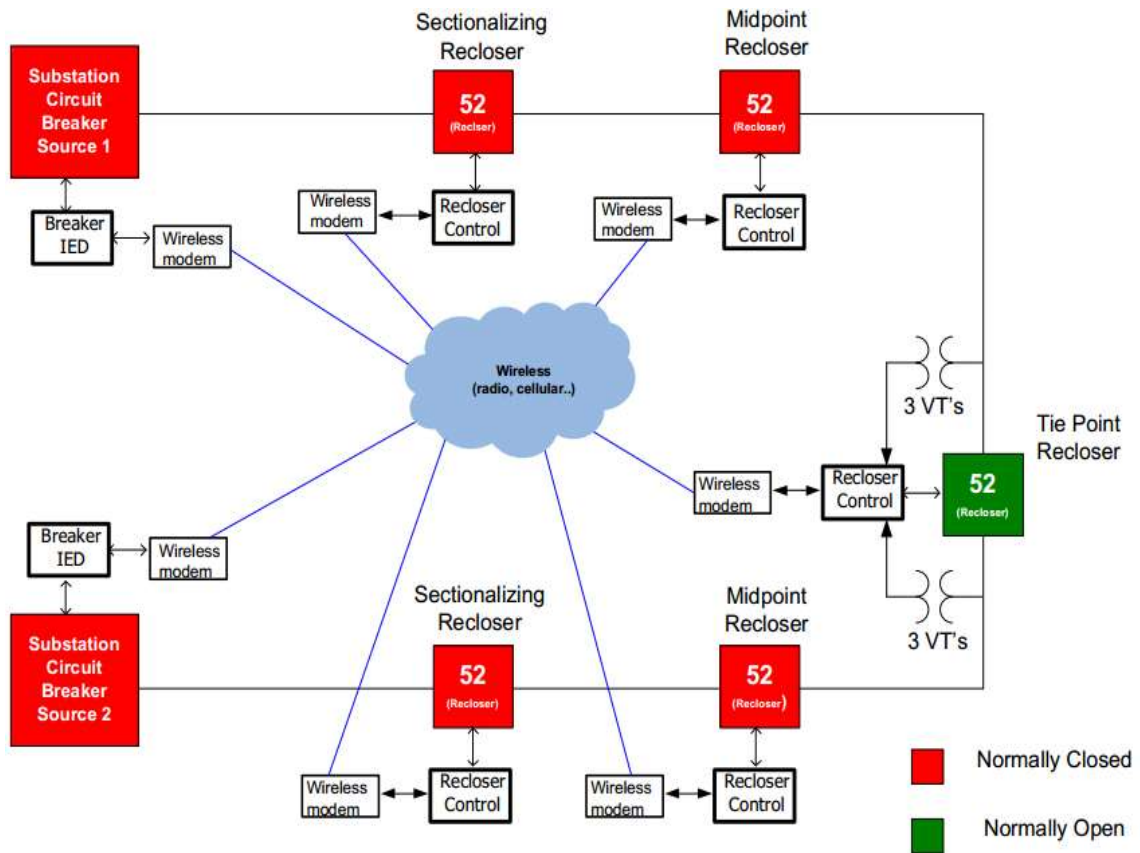
- Middle Recloser (MR) nằm giữa Feeder Recloser và Tie Closer (số lượng không hạn chế)

2) Hệ thống DAS phân tán (Intelligent Loop Automation), trình bày ở hình 1.9.

Chú thích hình 1.9: + SubStation Circuit Breker Source: Máy cắt đầu tuyến nguồn

- + Sectionalizing Recloser: Recloser phân đoạn
- + Mid point Recloser: Recloser giữa đoạn
- + Tie point Recloser: Recloser liên lạc
- + Wireless modern: Modern không dây (truyền tín hiệu vô tuyến)
- + Recloser control : Thiết bị điều khiển Recloser
 - Thường đóng
 - Thường mở

Tự động cách ly phân tử bị sự cố, sử dụng Recloser trong LĐPP vận hành độc lập với hệ thống tin cho phép cô lập tự động và cải thiện độ tin cậy trong cả trường hợp sự cố tạm thời hay vĩnh cửu. Mục đích của thông tin tự động phân tán là cung cấp trị số đo lường hệ thống cần thiết và thu thập dữ liệu trên cơ sở thời gian thực để có được tối ưu hóa hệ thống lưới điện trong cả chế độ làm việc bình thường hay sự cố. Thiết bị vận hành độc lập dù mất kết nối điều khiển từ xa. Để tăng độ tin cậy của lưới điện



Hình 1.9 mô hình DAS phân tán

- . Yêu cầu có truyền thông, giao tiếp giữa các thiết bị trong mạch vòng.
- . Vận hành tự động không cần nhân viên vận hành can thiệp
- . Không yêu cầu có VT tại các vị trí thiết bị phân đoạn
- . Phối hợp dựa trên truyền thông giữa các thiết bị
- . Không đóng vào điểm sự cố

3) Hệ thống DAS tập trung, Trình bày ở hình 1.10.

Chú thích hình 1.10: + Sectionalizing Recloser: Recloser phân đoạn

+ Midpoint Recloser: Recloser giữa đoạn

+ Tie point Recloser: Recloser liên lạc

+ Wireless modern: Modern không dây (truyền tín hiệu vô tuyến)

+ Recloser control: Thiết bị điều khiển Recloser

+ HMI, Gateway, FDIR: thành phần của trung tâm điều khiển (giao diện người máy, cổng truyền thông, khả năng phát hiện cách ly cô lập sự cố)

+ FDR IEDs: thiết bị điện tử ghi nhận phân tích cô lập sự cố

+ XFMR IED: Transformer Intelligent Electronic Device, hay thiết bị điện tử thông minh dùng cho máy biến áp (transformer).

+ Ethernet Switch: Thiết bị nhận và chuyển tiếp dữ liệu lên

SCADA

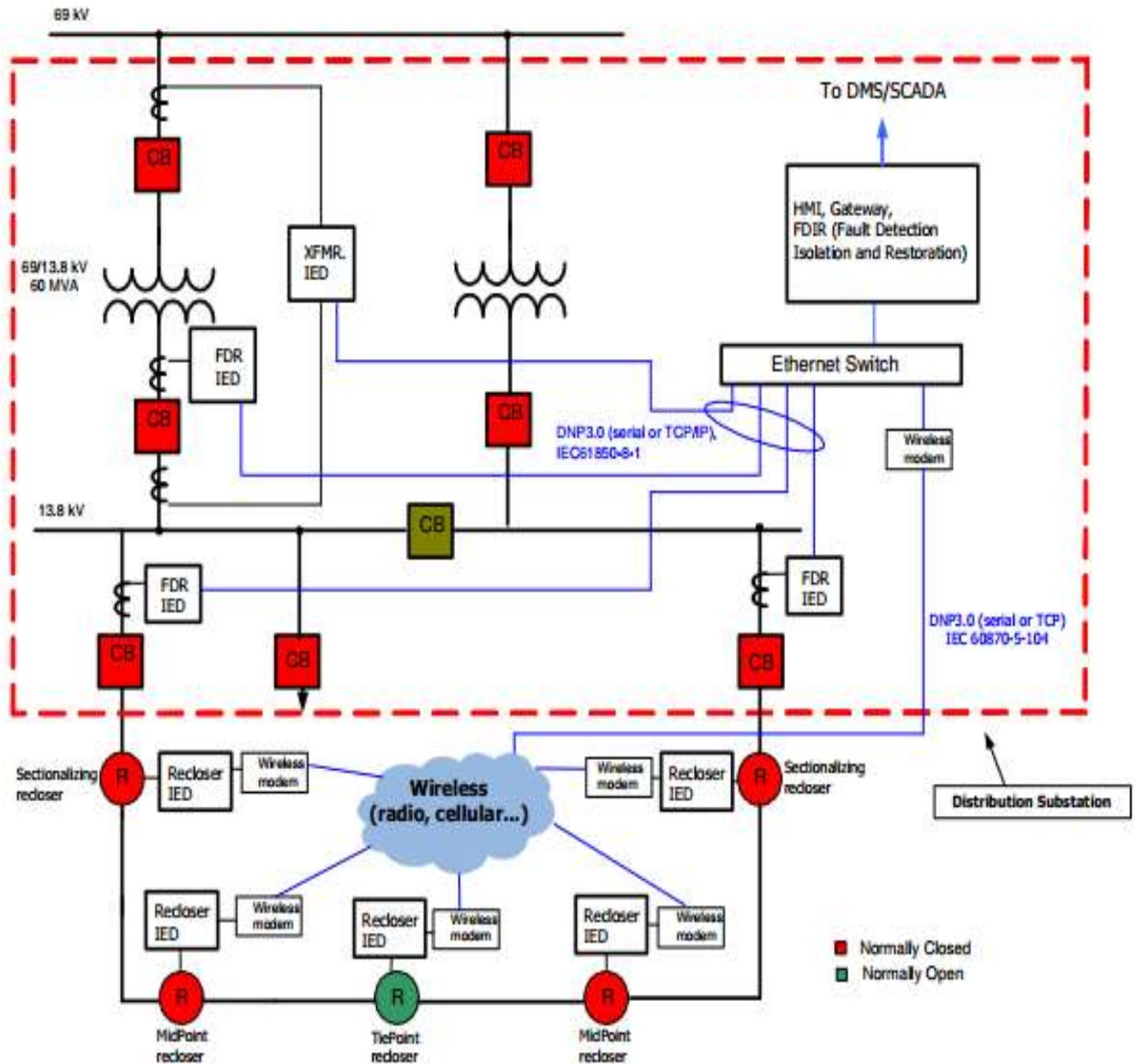
■ Thường đóng

■ Thường mở

Hệ thống vận hành thông minh, toàn bộ quá trình thu thập dữ liệu, phân tích, đưa ra quyết định và điều khiển được thực hiện tập trung tại một trung tâm điều khiển (SCADA/DMS). Mô hình này đòi hỏi thông tin mạnh, tin cậy làm cơ sở cho việc thu nhận, xử lý thông và điều khiển LĐPP dựa trên thiết bị tại trạm

- Yêu cầu kết nối liên tục, ổn định, độ trễ thấp truyền dữ liệu liên tục từ IED về SCADA/DMS.

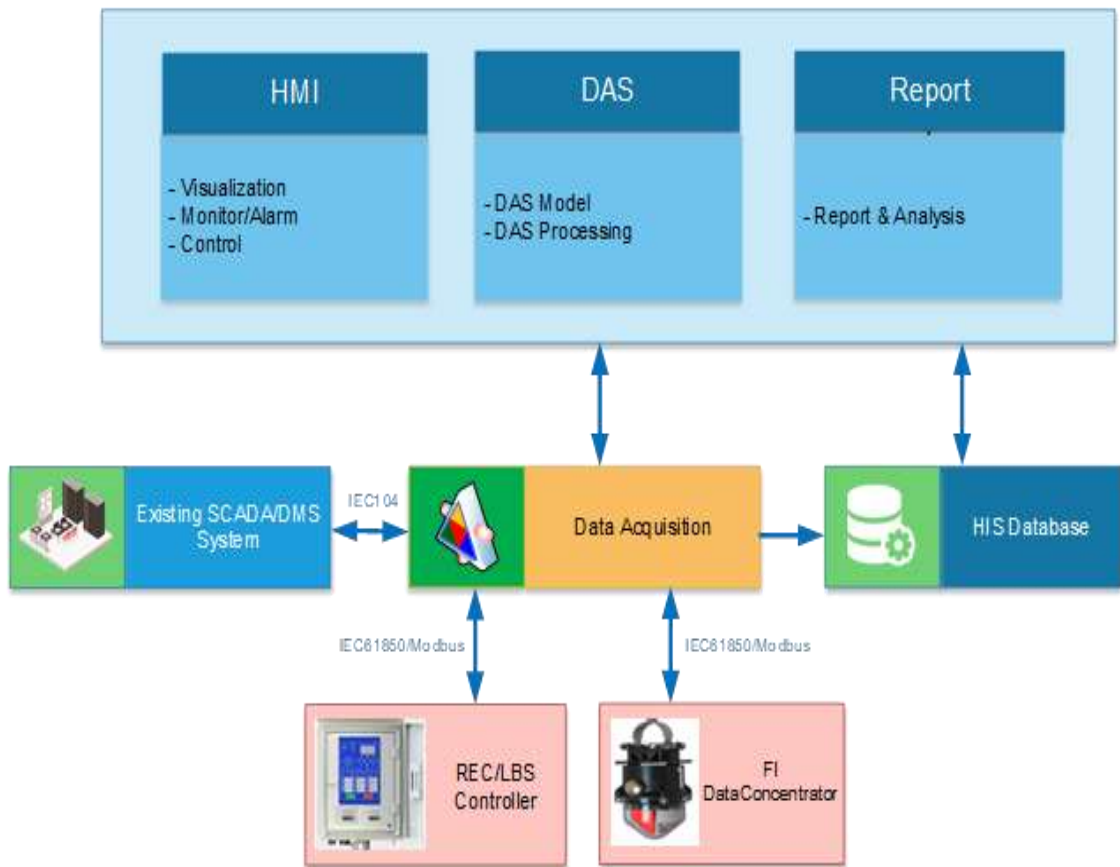
- . Yêu cầu có truyền thông, giao tiếp giữa các thiết bị trong mạch vòng.
- . Điều khiển tập trung thông qua phần mềm tại Trung tâm điều khiển
- Hỗ trợ giao nhiều giao thức DNP3, IEC 60870-5-104, IEC 61850
- . Không yêu cầu có VT tại các vị trí thiết bị phân đoạn.



Hình 1.10 mô hình DAS tập trung

e) Mô hình xây dựng hệ thống DAS

- Chức năng chính của DAS chủ yếu là FLISR và tự động chuyển nguồn tự động
- Hệ thống DAS xây dựng mô hình điều khiển kiểu tập trung về hệ thống trung tâm tại TTĐK và toàn bộ quá trình tự động hóa sẽ được thực hiện bởi trung tâm
- Hệ thống DAS có chức năng giả lập kịch bản sự cố, mô phỏng và hoàn thiện hiệu chỉnh, cài đặt trước khi vận hành thực tế.
- Bản quyền định vị cô lập sự cố và khôi phục cung cấp điện có thể mở rộng trong tương lai
- Tổng thể phần mềm hệ thống DAS tại Trung tâm điều khiển: (Hình 1.11)

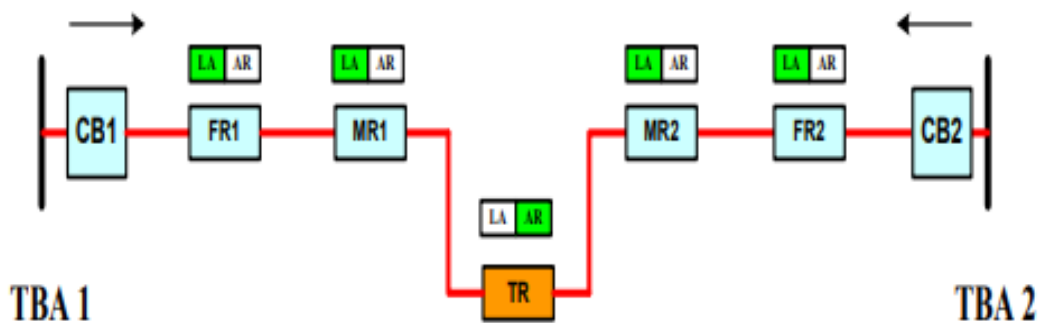


Hình 1.11 Kiến trúc tổng thể phần mềm hệ thống DAS

f) Các nguyên tắc phối hợp phân đoạn trong tự động hóa lưới điện phân phối

Phối hợp giữa các thiết bị tự đóng lại phân đoạn

Xét 2 LDPP gồm 2 xuất tuyến nhận nguồn từ 2 phía TBA 1 và 2



Hình 1.12 Sơ đồ 2 nguồn cung cấp TĐH mạch vòng

Trong đó

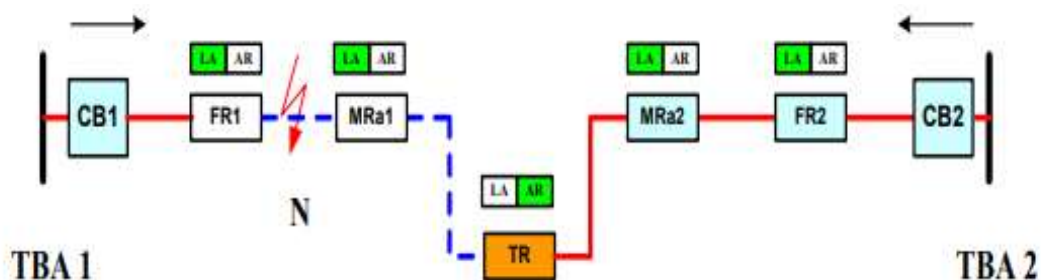
- Recloser đầu nguồn được gọi là Feeder recloser (FR) ở chế độ bình thường ở trạng thái đóng

- Recloser liên lạc giữa hai nguồn gọi là (Tie Recloser) thường ở trạng thái mở
- Các Recloser phân đoạn ở giữa Feeder recloser và Tie recloser được gọi là Middle recloser (MR)
- **Nguyên lý hoạt động của recloser trong TĐH mạch vòng:**
- Đối với các lưới điện mạch vòng hoặc được cấp điện từ nhiều nguồn việc sử dụng các recloser phân đoạn có thể thực hiện tự động hóa mạch vòng, cô lập phân đoạn sự cố và tái cấu trúc mạng điện theo các nguyên tắc sau:
 - **Nguyên tắc 1:** Recloser sẽ khóa sau số lần đóng lặp lại không thành công.
 - **Nguyên tắc 2:** FR sẽ cắt khi bị mất nguồn.
 - **Nguyên tắc 3:** MR sẽ tự động chuyển nhóm bảo vệ và chế độ đóng cắt lại một lần trong khoảng thời gian ngắn sau khi bị mất nguồn.
 - **Nguyên tắc 4:** TR sẽ tự động chuyển nhóm bảo vệ và đóng lại một lần trong khoảng thời gian ngắn khi một phía mất nguồn và một phía có nguồn.
 - **Nguyên tắc 5:** FR sẽ đóng lại khi nó nhận thấy nguồn được cung cấp trở lại sau khi nó cắt ra hoặc khi nó nhận thấy có nguồn từ cả hai phía.
 - **Nguyên tắc 6:** MR sẽ đóng hoặc khôi phục lại nhóm bảo vệ ban đầu khi nhận thấy có nguồn từ hai phía.
 - **Nguyên tắc 7:** TR sẽ cắt ra khi nó nhận thấy công suất giảm khoảng 50% hoặc hướng công suất qua nó đổi chiều.

c) Các giả thiết về trình tự xử lý tự động hóa mạch vòng:

Giai đoạn 1: Khi chưa có hệ thống DAS và SCADA - Trường hợp sự cố trên phân đoạn giữa recloser phân đoạn MRa1 và recloser FR1 của nguồn TBA1. Được trình bày ở hình Hình 1.13

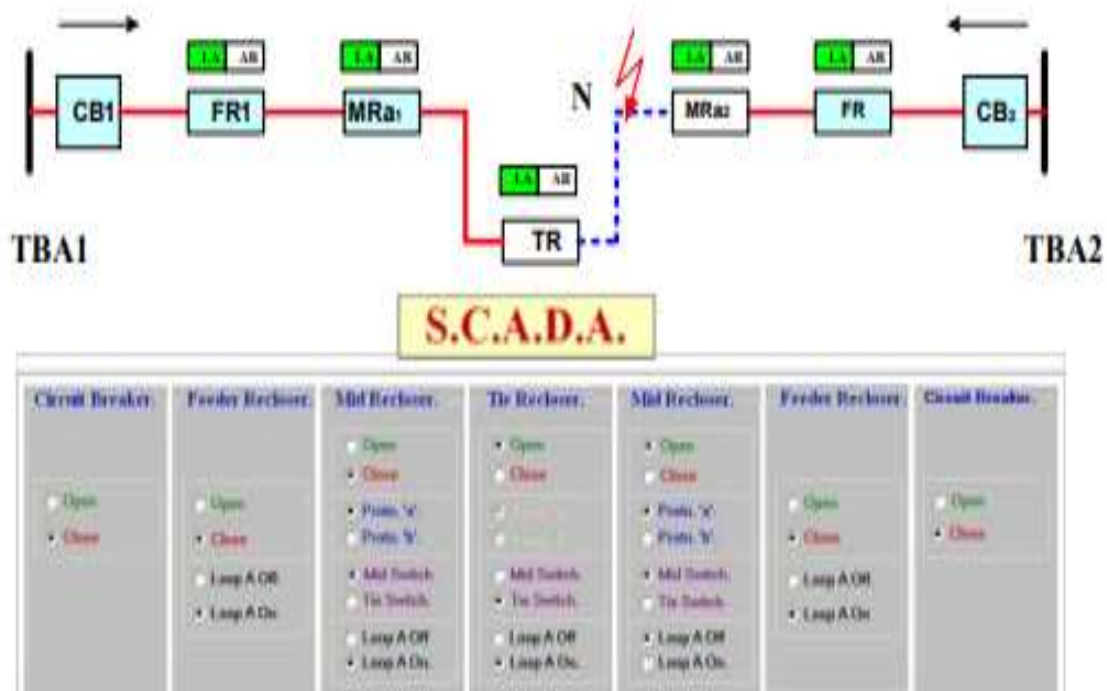
Các thiết bị hoạt động độc lập hoặc bán tự động không có điều khiển từ xa, khi xảy ra sự cố cần nhân viên kỹ thuật đến hiện trường kiểm tra vị trí nguyên nhân đóng cắt bằng tay hoặc theo quy trình có sẵn mất thời gian lâu để khôi phục điện



Hình1.13: Sự cố giữa recloser FR1 và recloser Mra1 của TBA1

Giai đoạn 2: Khi có hệ thống DAS và SCADA mini. Khi có sự cố trên phân đoạn giữa recloser TR và MRa2 của nguồn TBA2. (hình 1.14)

Vận hành cùng hệ thống thiết bị nhưng tất cả được giám sát điều khiển bởi SCADA mini nhận tín hiệu sự cố lập tức từ MR, FR tự động các lý điểm sự cố. Cắt MR gần vùng sự cố mở TR cấp điện lại từ nguồn đối diện, không cần nhân lực điện hiện trường giảm thời gian mất điện sự cố.



Hình 1.14: Sự cố giữa recloser TR và Mra2 của nguồn TBA2

Tóm lại: Việc sử dụng recloser làm thiết bị tự động đóng lại phân đoạn, khi sự cố trên phân đoạn nào, recloser phân đoạn liên quan sẽ tự động đóng hoặc cắt theo một chu trình định sẵn để cô lập phân đoạn bị sự cố. Ở giai đoạn 2 khi có hệ thống SCADA khi có sự cố trên phân đoạn nào, thì các recloser của phân đoạn đó sẽ tác động theo một chu trình định sẵn để cô lập phân đoạn bị sự cố. Các phân đoạn không bị sự cố sẽ được cấp điện từ các phân đoạn khác (nếu các phân đoạn cấp điện từ nhiều nguồn). Sau đó các recloser phân đoạn sẽ gửi tín hiệu trạng thái về trung tâm điều hành, căn cứ vào tín hiệu trạng thái của các recloser, nhân viên điều hành sẽ thông báo cho đơn vị quản lý vận hành lưới điện cử nhân viên đến kiểm tra, sửa chữa nhanh chóng khôi phục lại phương thức cấp điện bình thường của hệ thống.

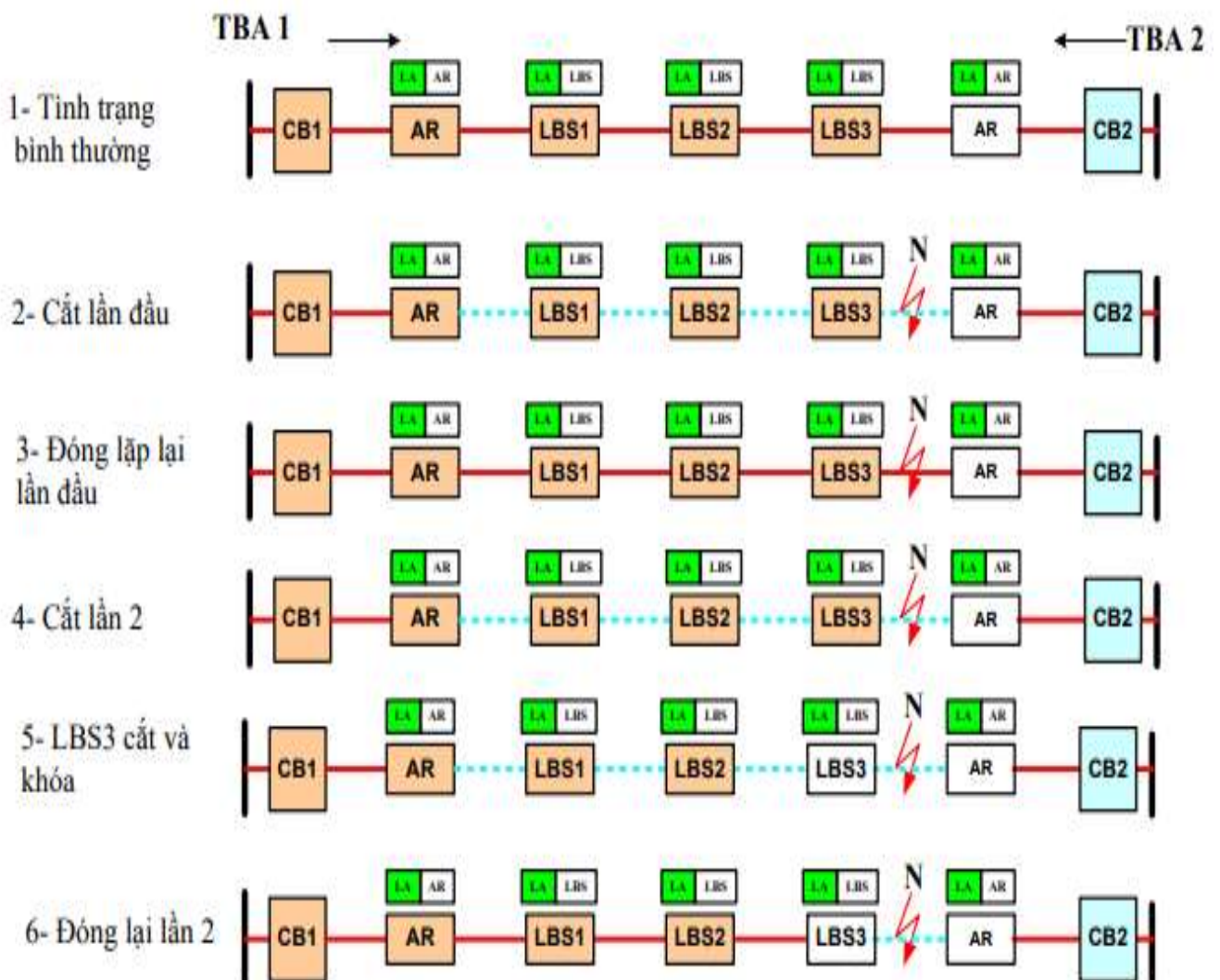
1.3.2 Phối hợp giữa thiết bị tự đóng lại (recloser) với dao cắt có tải làm nhiệm vụ thiết bị phân đoạn

Trong thực tế vận hành đối với các xuất tuyến có chiều dài lớn người ta thường sử dụng dao cách ly hoặc dao cắt có tải làm thiết bị phân đoạn.

Giai đoạn 1: Khi chưa có hệ thống SCADA.

Việc xác định vùng sự cố và cách ly sự cố cần can thiệp thủ công hoạt động dựa vào logic đóng cắt của thiết bị Ar và quy trình thủ công khoanh vùng, cô lập sự cố.

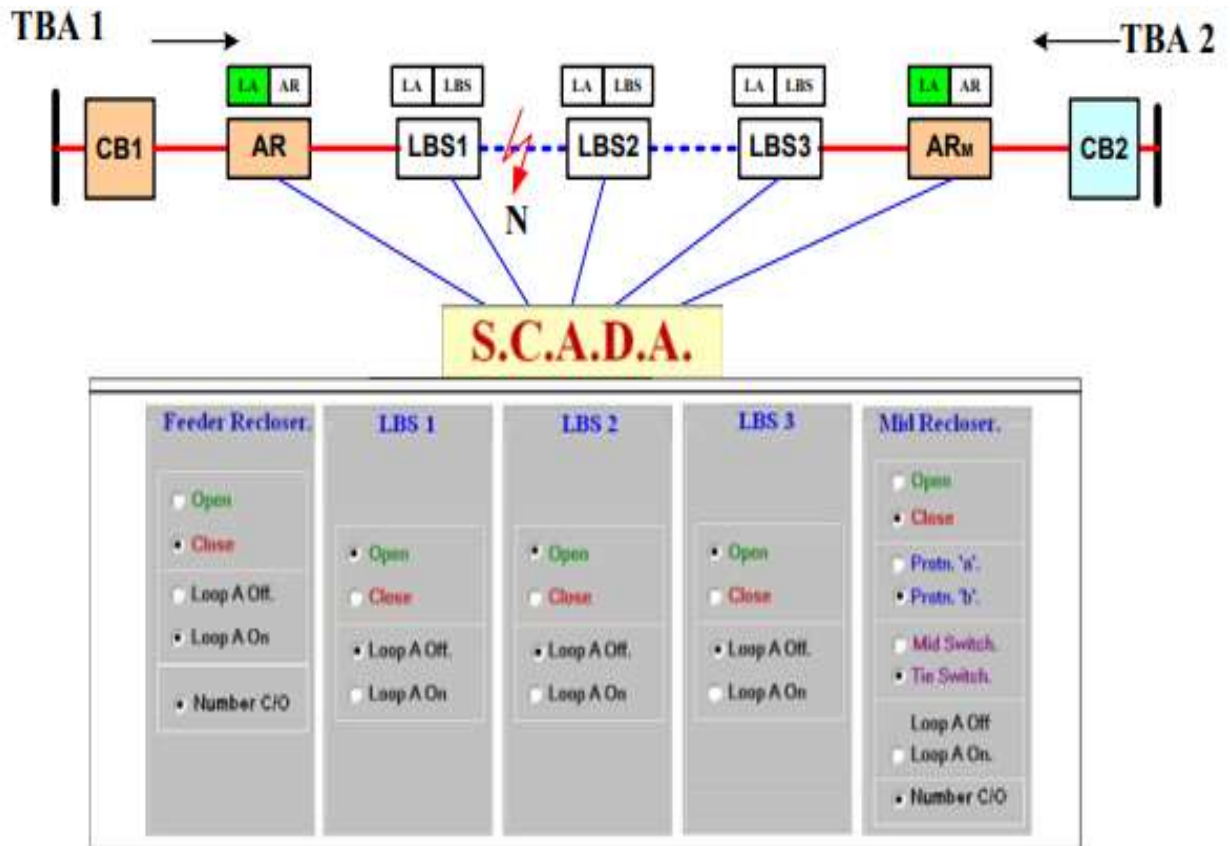
Giả sử sự cố ngắn mạch giữa LBS3 và AR (Auto Recloser), thiết bị Ar sẽ phát hiện sự cố và tự động cắt mạch, Ar sẽ thực hiện đóng lặp lại lần đầu, sự cố vẫn tồn tại giữa LBS3 và Ar, Ar lại cắt lần 2. LBS 3 cắt và khóa cô lập sự cố LBS3 và Ar TBA2. Sau khi cô lập sự cố Ar sẽ đóng lặp lại lần 2 sự cố đã được cô lập Ar đóng thành công, lưới điện hoạt động bình thường trừ phân đoạn sự cố được cô lập.



Hình 1.15: Nguyên tắc phối hợp phân đoạn sự cố giữa recloser và dao cắt có tải khi lưới điện bị sự cố sau LBS3

Giai đoạn 2: Khi có hệ thống DAS và SCADA mini: (Hình 1.16)

Lúc đó SCADA đã được kết nối với tất cả thiết bị Ar, LBS1, LBS2, LBS3 cho phép giám sát điều khiển từ xa theo thời gian thực tự động xác định vị trí sự cố, ra lệnh mở LBS cách ly sự cố và tự động đóng Ar cấp lại điện



Hình 1.16: Nguyên tắc phối hợp phân đoạn sự cố khi lưới điện bị sự cố giữa phân đoạn LBS1 và LBS2 khi có hệ thống DAS-SCADA

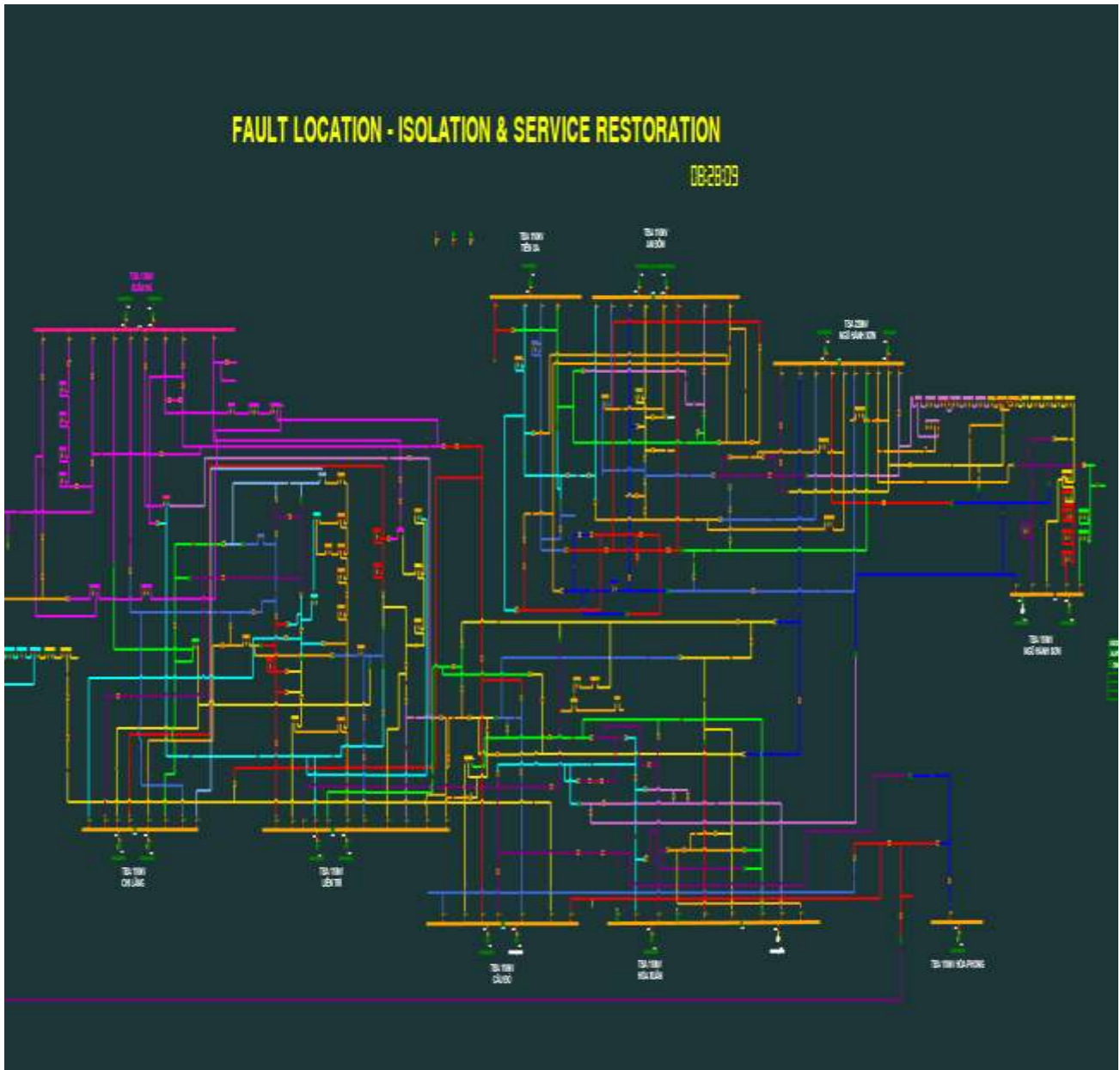
Nhận xét, kết luận:

Hệ thống phân đoạn bằng recloser phối hợp với dao cách ly (hoặc dao cắt có tải tự động) trong giai đoạn 1 và ở giai đoạn 2. 12 có hệ thống SCADA, khi có sự cố trên phân đoạn nào, thì các recloser và các dao cách ly hoặc dao cắt có tải sẽ phối hợp theo chương trình định sẵn và cô lập phân đoạn bị sự cố đó, sau đó các thiết bị (recloser, dao cách ly, dao cắt có tải) phân đoạn sẽ gửi tín hiệu trạng thái về trung tâm điều hành.

1.4 Hiện trạng hệ thống tự động hóa lưới điện trung áp của thành phố Đà Nẵng

Hiện trạng hệ thống tự động hóa lưới điện trung áp của thành phố Đà Nẵng trình bày ở hình 1.17

Hiện nay thành phố Đà Nẵng đã trang bị tự động hóa lưới điện phân phối cho **84/128** Xuất tuyến trung áp, do nhu cầu đáp ứng cho những trọng điểm và thuận lợi cho việc



Hình 1.17 Hệ thống tự động lưới điện trung áp của thành phố Đà Nẵng

mua bán điện nên hệ thống vẫn chưa bao quát toàn bộ lưới điện thành phố, qua tìm hiểu xem xét những xuất tuyến khu vực chưa được trang bị hệ thống DAS nhận thấy Khu vực CNC Đà Nẵng là một trụ cột nền kinh tế của thành phố, là một trong ba khu công nghệ quốc gia đa chức năng của cả nước xây dựng nhằm mục đích thúc đẩy đổi mới công nghệ, ươm tạo công nghệ, hình thành phát triển ngành công nghiệp công nghệ cao nâng cao hiệu quả kinh tế. Với sự thu hút các doanh nghiệp ngày một tăng thì việc tăng độ tin cậy cũng như hỗ trợ điều khiển thao tác từ xa nhanh chóng ở đây là vô cùng quan trọng. Nên trong đồ án này sẽ đề xuất mở rộng hệ thống DAS trên lưới điện khu vực CNC

1.5 Tổng quan về lưới điện khu CNC

1.5.1 Khái quát về lưới điện hiện hữu tại khu vực CNC

Khu CNC Đà Nẵng thành lập vào tháng 10/2010 với diện tích 1.129,76 ha tại xã Hòa Liên và Hòa Ninh với 7 phân khu, là khu công nghệ cao quốc gia thứ 3 của cả nước sau khu CNC của Hà Nội và khu CNC HCM nhằm phát triển thị trường Khoa học ở miền Trung.



Hình 1.18 Khu Công Nghệ Cao Đà Nẵng

a. Nguồn điện: TBA 110/22kV Hòa liên công suất (40MVA) kết nối trực tiếp với lưới điện quốc gia qua đường dây 110k/22kV đảm bảo cung cấp điện ổn định cho toàn khu

b. Lưới điện:

- Lưới điện 22kV gồm 4 Xuất tuyến cung cấp điện chính cho khu CNC: 471HLI, 473HLI, 481HLI, 480HLI



Hình 1.19 Các Xuất tuyến trung áp cung cấp điện cho Khu CNC trên hệ thống lưới điện trung thế

- ■ Xuất tuyến 471 Hòa Liên
- ■ Xuất tuyến 473 Hòa Liên
- ■ Xuất tuyến 480 Hòa Liên
- ■ Xuất tuyến 481 Hòa Liên

c) Một số số liệu của các xuất tuyến cung cấp điện cho khu CNC

Bảng 1.4 Số liệu báo cáo ngày 24/2/2025

Xuất tuyến	Số khách hàng	Dây dẫn chính	Dòng điện cho phép I_{cp} (A)	Dòng mang tải max (A)	% mang tải cho phép
471EHL	102	M(1x300)	510	77	15%
473EHL	10	M(1x300)	510	52	10%
481HLI	1	M(1x300)	510	71	14%
480HLI	18	M(1x240)	450	22	5%

1.6 Kết luận chương 1

- Hiện nay lưới điện phân phối thành phố Đà Nẵng đã phát triển định hướng hiện đại hóa sử dụng các thiết bị thông minh (IEDs) phục vụ cho việc điều khiển đóng/cắt, thu thập dữ liệu từ xa cho các thiết bị RMU, LBS, Recloser. Tuy nhiên việc tự động hóa vẫn chưa bao quát lưới điện thành phố vì các trọng điểm ưu tiên và việc buôn bán điện, qua phân tích nhận thấy sự cấp bách của việc bổ sung trang bị tự động hóa lưới điện cho khu CNC Đà Nẵng.

- Chương 2 của đồ án sẽ phân tích lưới điện hiện trạng khu vực CNC và thực hiện mở rộng hệ thống tự động lưới điện (DAS) xây dựng cơ sở dữ liệu cho các xuất tuyến và mô phỏng sự cố trên phần mềm SmartVU thuộc địa bàn khu CNC.

CHƯƠNG II: ĐỀ XUẤT ỨNG DỤNG MỞ RỘNG HỆ THỐNG TỰ ĐỘNG HÓA LƯỚI ĐIỆN PHÂN PHỐI (DAS) TRÊN ĐỊA BÀN KHU VỰC CNC

2.1 Quy mô khối lượng tổng thể lưới điện khu vực CNC

2.1.1 Đặc điểm khu vực

Ứng dụng triển khai trên các tuyến 22kV thuộc trạm biến áp 110kV Hòa Liên cung cấp điện cho khu công nghệ cao cụ thể xuất tuyến **471HLI, 473HLI, 481HLI, 480HLI (Hình 2.1 Sơ đồ nguyên lý đường dây trạm 110kV Hòa Liên)**

Lưới điện phân phối khu vực CNC hiện có hơn 4 Điểm có thể thực hiện thao tác khép vòng lưới điện 22kV. Nhưng những vị trí này nhân viên vận hành vẫn phải thực hiện kiểm tra tuyến đường dây sau sự cố, thao tác tại TTĐK hoặc tại hiện trường để cô lập và chuyển tải khi sự cố xuất hiện, khiến mất nhiều thời gian loại trừ sự cố.

Trong những năm gần khu CNC Hòa Liên ngày một thu hút nhiều nhà máy doanh nghiệp hơn các phụ tải ở đây liên tục tăng cao, tính đến 12/2024. Yêu cầu độ tin cậy cung cấp điện đối với phụ tải khu vực cần được đáp ứng ngày càng cao. Do vậy việc trang bị DAS cho CNC Hòa Liên nhằm nâng cao độ tin cậy khu vực là vô cùng cần thiết

2.1.2 Đề xuất ứng dụng trang bị DAS

Qua khảo sát trên các xuất tuyến 22kV thuộc trạm biến áp 110kV Hòa Liên (EHL) cung cấp điện cho khu CNC

Cụ thể: Xuất tuyến **471HLI, 473HLI, 479HLI, 481HLI**

-**XT471 HLI** có nhiệm vụ cung cấp điện chủ yếu cho các khu công nghiệp CNC, có tổng chiều dài 2,657 km các phụ tải lớn như nhà máy, xí nghiệp, trạm bơm xử lý nước thải và một số khách hàng quan trọng.

-Hiện nay cung cấp điện cho 102 khách hàng

+ Các RMU trong khu CNC (RMU 1, RMU3, RMU5, RMU7, RMU9, RMU11, RMU12, RMU2, RMU4, RMU6, RMU 10)

+ Các Kios BQL khu CNC (1250kA), Kios trạm bơm GĐ 3 (250kVA), Kios Trung tâm ương tạo (630kVA)

+ Công ty CP Công nghệ QCM (260kVA), Công ty Fujikin Đà Nẵng (có RMU riêng), Công ty NIWA (có RMU riêng)

+ Các trạm bơm xử lý nước thải RMU XLNT, (XLNR CNC), Trạm bơm XLNT số 5CNC

+ Các phụ tải TDC CNC (100kVA), Mộc Hoa (400kVA), Cong Ong (1000kVA) và các phụ tải trong khu vực đường số 3 KCN CNC, BQL CNC (1250KVA).

- **XT471 HLI** (Hình 2.2) có nhiệm vụ cung cấp điện chủ yếu cho các khu công nghiệp CNC, có tổng chiều dài 2,657 km các phụ tải lớn như nhà máy, xí nghiệp, trạm bơm xử lý nước thải và một số khách hàng quan trọng.

- Hiện nay cung cấp điện cho 102 khách hàng

+ Các RMU trong khu CNC (RMU 1, RMU3, RMU5, RMU7, RMU9, RMU11, RMU12, RMU2, RMU4, RMU6, RMU 10)

+ Các Kios BQL khu CNC (1250kA), Kios trạm bơm GĐ 3 (250kVA), Kios Trung tâm ương tạo (630kVA)

+ Công ty CP Công nghệ QCM (260kVA), Công ty Fujikin Đà Nẵng (có RMU riêng), Công ty NIWA (có RMU riêng)

+ Các trạm bơm xử lý nước thải RMU XLNT, (XLNR CNC), Trạm bơm XLNT số 5CNC

+ Các phụ tải TDC CNC (100kVA), Mộc Hoa (400kVA), Cong Ong (1000kVA) và các phụ tải trong khu vực đường số 3 KCN CNC, BQL CNC (1250KVA).

XT473HLI (Hình 2.3) có nhiệm vụ cung cấp điện khu vực công nghiệp lớn, các nhà máy có công suất lớn và các trạm bơm xử lý nước thải trong khu CNC, có tổng chiều dài 4,51 km, hiện nay cung cấp điện cho 10 khách hàng

- Các RMU công nghiệp CNC (RMU8 ATS khuCNC)

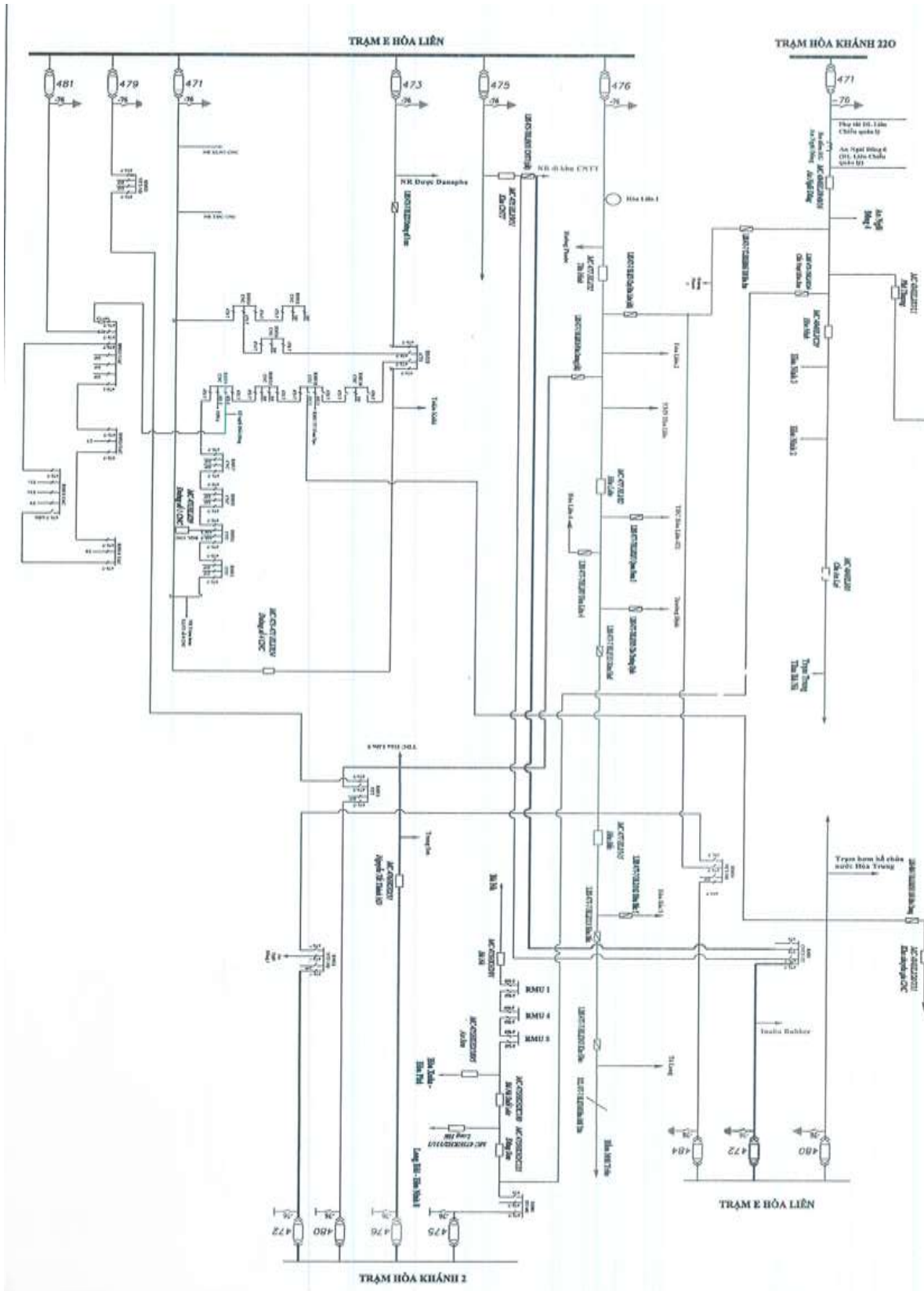
- Các nhà máy, doanh nghiệp: nhà máy KP AEROSPACE (2500kVA) (có RMU riêng), nhà máy ZENGWEI (có RMU riêng) (2500kVA), Công ty công nghệ ATOMA (320kVA), công ty PVC Trung Nam máy AMER (180kVA), Công ty sài gòn Tel (có RMU riêng), công ty TNHH Dược Danapha (250kVA), Tokio keiki

- Các trạm CS CNC: CS CNCT3 (1000kVA), CS CNC T4 (1000kVA), CS CNC T5 (1000kVA)

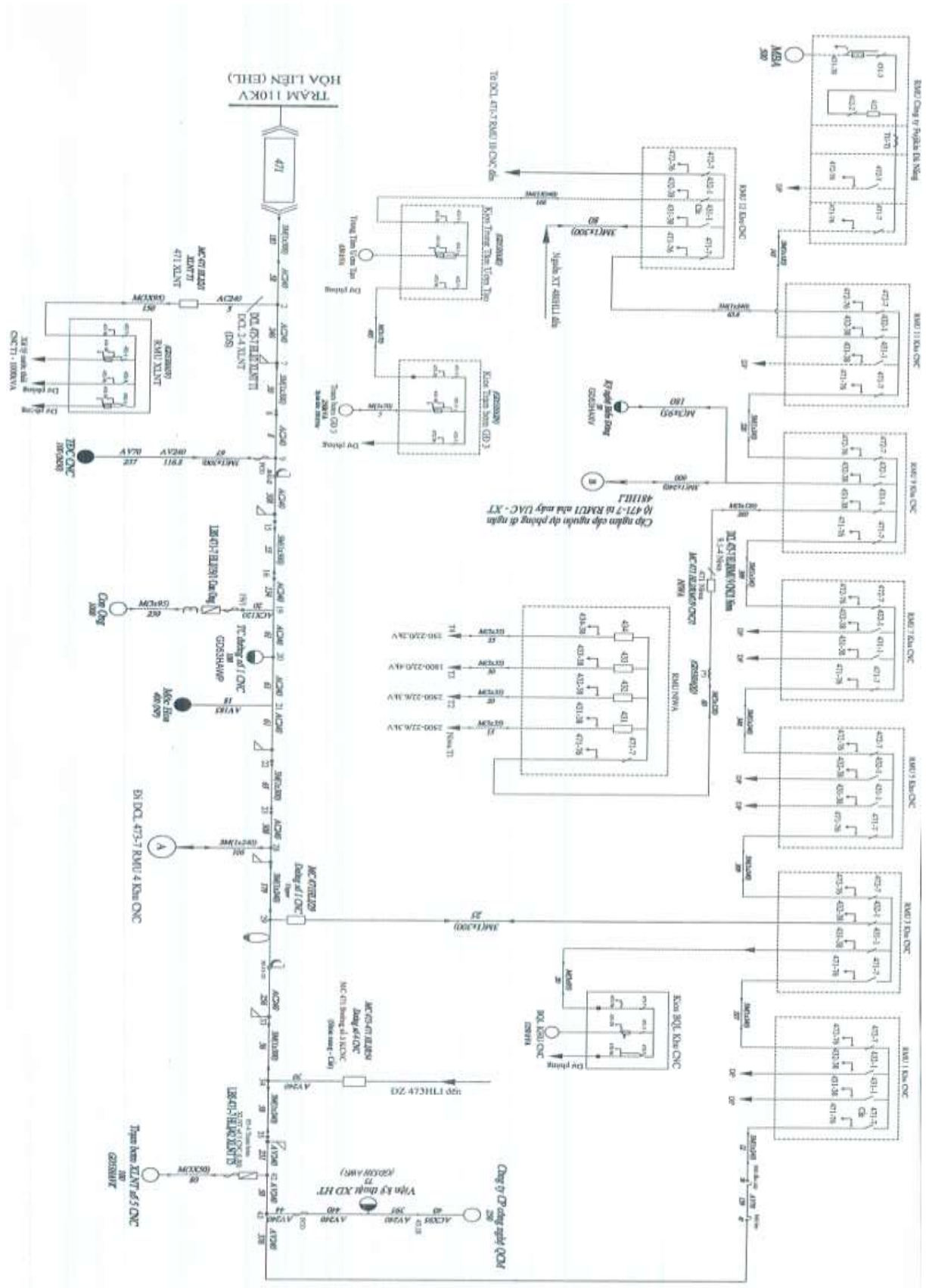
XT 481HLI (Hình 2.4) chỉ có nhiệm vụ cung cấp điện cho riêng Nhà máy UAC (khách hàng quan trọng), có chiều dài dây 11,315 km.

- Các RMU 1, 3, 4, 5 nhà máy UAC

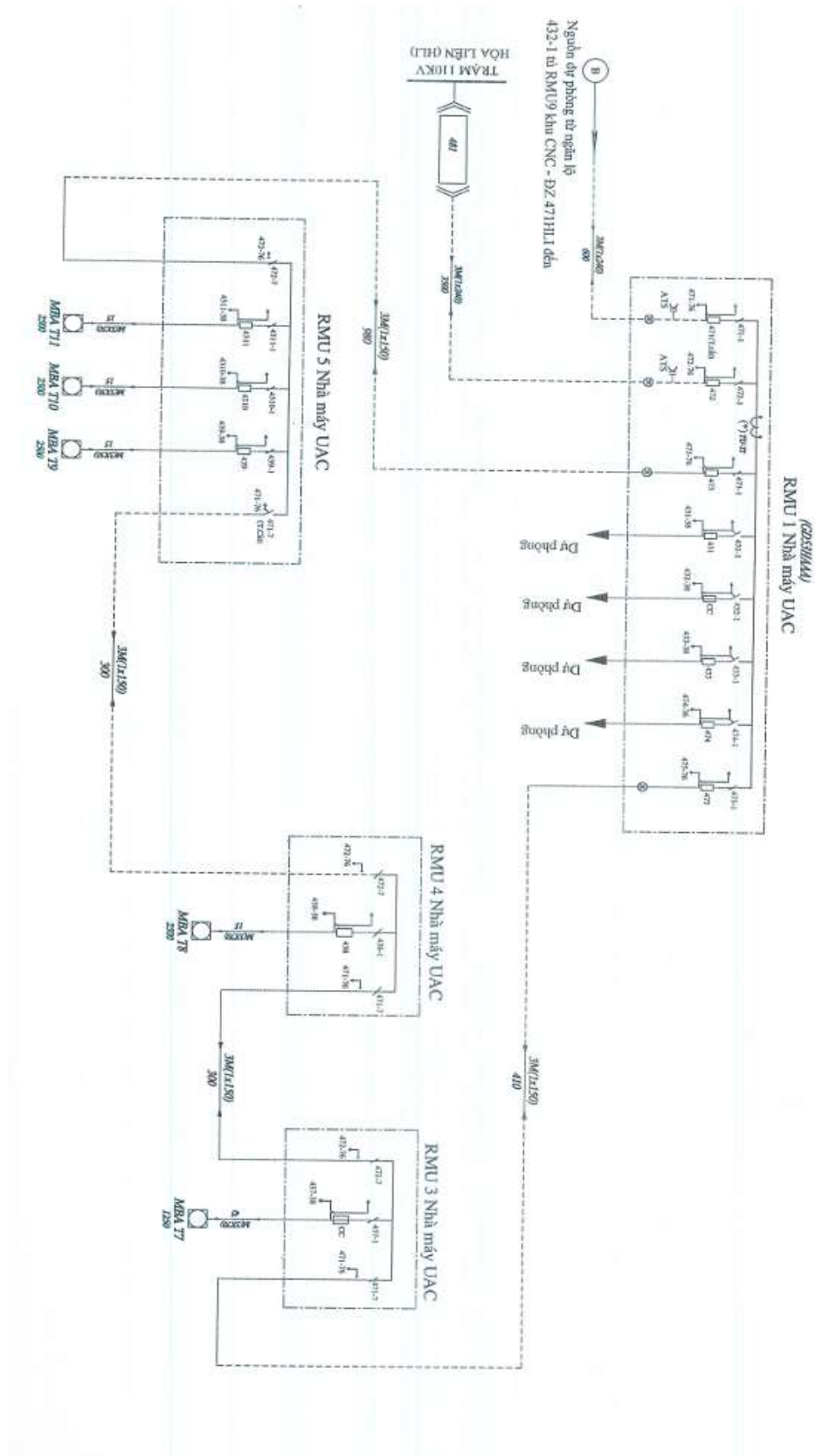
XT480HLI (Hình 2.5, 2.6) có nhiệm vụ cung cấp điện cho phía hồ Hòa Trung và là xuất tuyến dự phòng cho các XT khu CNC, Có tổng chiều dài 11,315 km, hiện nay cung cấp điện cho 18 khách hàng.



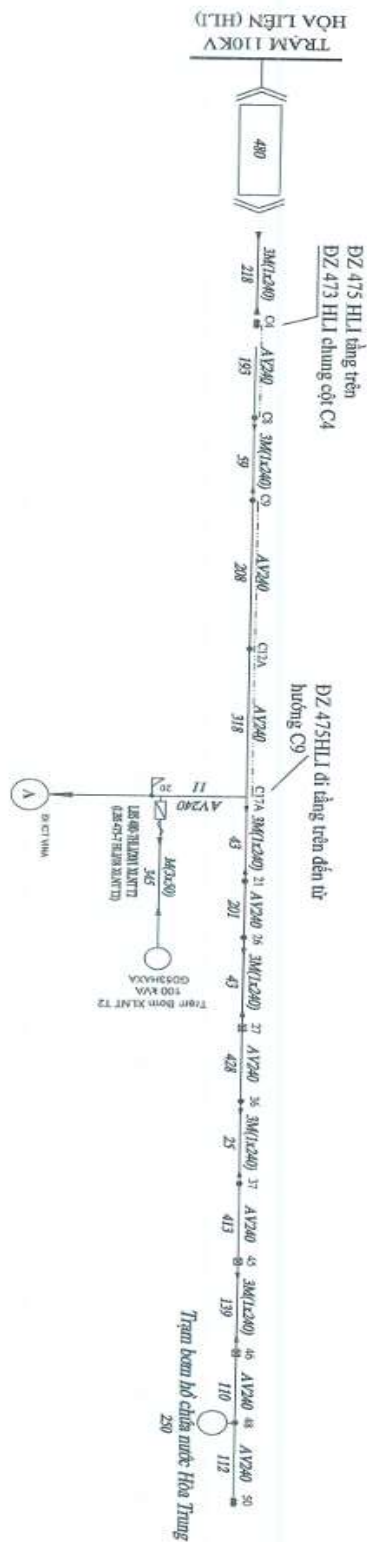
Hình 2.1 Sơ đồ nguyên lý đường dây trung áp trạm 110kV Hòa Liên



Hình 2.2 Sơ đồ nguyên lý xuất tuyến 471HLI



Hình 2.4 Sơ đồ nguyên lý xuất tuyến 481HLI



Hình 2.5 Sơ đồ nguyên lý xuất tuyến 480HLL

- Khu chuyên gia CNC, ICT VINA
- CS T2 CNC, CS T3 CN, CS T6 CNC, CS T7 CNC, CS T8 CNC
- Các trạm bơm, trạm bơm hồ chứa nước Hòa Trung (250kVA), trạm bơm XLNT T2 (100kVA), Trạm bơm nước thô 160(kVA), Kiois NMN Hồ Hòa Trung GD53

2.1.3 Quy mô các xuất tuyến hiện hữu trong khu CNC

Khu CNC hiện được cấp điện bởi 4 xuất tuyến hiện hữu 471HLI, 473HLI, 480HLI, 481HLI hiện trạng mang tải được trình bày ở bảng 2.1

Bảng 2.1 Tình hình mang tải tuyến 22kV thuộc khu CNC (số liệu báo cáo vận hành 21/2/2025)

XT Liên quan	Dây dẫn	Dòng cho phép I _{cp} (A)	Dòng tải max (A)	% mang tải
471 HLI	M(1x300)	510	77	15%
473 HLI	M(1x300)	510	52	10%
481 HLI	M(1x300)	510	71	14%
480 HLI	M(1x240)	450	22	5%

Các đường dây 22kV gồm các xuất tuyến 471HLI, 473HLI, 481HLI, 480HLI

Ở đây xuất tuyến 480HLI sử dụng loại dây M(1x240) khác với các xuất 471HLI M(1x300) nên khả năng chịu tải sẽ thấp hơn và sẽ quá tải nếu dòng vượt quá 450A

Tuy nhiên ở đây 2 xuất tuyến này có tải tương đối non tải 471 (15%) và 480 (10%) nên hoàn toàn có thể liên lạc với nhau hoàn toàn đảm bảo sang đủ tải khi cần mà không cần thay thế loại dây dẫn XT 480, trong tương lai nếu phụ tải vượt quá dòng cho phép 450A của xuất tuyến 480 có thể đề xuất thay đổi loại dây dẫn nếu cần thiết.

2.2 Nhận xét đánh giá lưới điện hiện hữu trong khu CNC

2.2.1 Xét các tuyến liên lạc dự phòng trong khu CNC

Các xuất tuyến tại khu vực CNC đã có liên lạc nguồn dự phòng hiện hữu cho tất cả các xuất tuyến cung cấp điện cho khu vực

- Xuất tuyến 473 và 471 liên lạc qua RMU 8 CNC ATS và MC 473-471 HLI/R54 Đường số 4 CNC hỗ trợ sang nguồn khi cần thiết đảm bảo cung cấp điện cho các phụ tải trên 2 xuất tuyến
- Xuất tuyến 481 và 471 liên lạc qua RMU9 khu CNC UAC ATS đảm bảo cung cấp nguồn dự phòng cho các phụ tải trên xuất tuyến 471 và khách hàng quan trọng nhà máy UAC trên xuất tuyến 481

- Xuất tuyến 480 và 471 liên lạc qua RMU12 khu CNC đảm bảo cung cấp nguồn dự phòng cho các phụ tải trên xuất tuyến giữa 471 và 480

2.3.2 Khảo sát đánh giá hiện trường lưới điện khu vực CNC

- Ưu điểm: Các xuất tuyến đều đã có liên lạc chuyển nguồn các thiết bị bảo vệ trên từng phân đoạn và tất cả đều mang tải rất thấp thuận lợi cho việc sang tải cung như thêm tải trong tương lai

- Nhược điểm chưa có tự động hóa giữa các xuất tuyến, các phân đoạn phụ tải quan trọng chưa được tối ưu khả năng cung cấp điện

2.3 Phương án kết lưới

2.3.1 Mục tiêu:

- Tăng cường độ tin cậy cung cấp điện, giảm thiểu thời gian mất điện khi có sự cố cho khu vực

- Cải thiện khả năng tự động hóa giảm thiểu thao tác thủ công khi vận hành lưới.

- Giảm tổn thất điện năng, tối ưu hóa việc phân bố phụ tải trên lưới.

- Tận dụng tối đa hạ tầng hiện có, giảm chi phí đầu tư mới.

2.3.2 Giải pháp kỹ thuật

Giải pháp đầu tư trang bị DAS cho Khu CNC Hòa Liên được chú trọng các yêu cầu sau:

- Xuất tuyến được áp dụng mạch vòng, liên lạc từ 2 đến 2 nguồn lân cận

- Dây dẫn đường trục trung thể hiện tại có mức mang tải 50-70% ở chế độ vận hành bình thường

- Khoảng cách bố trí các thiết bị Reclosed trên đường trục cách nhau từ 2-3km hoặc đầu tuyến các nhánh rẽ có dòng tải lớn hơn 100A, cáp ngầm dài và vị trí liên kết mạch vòng;

- Bố trí LBS phân đoạn trên đường trục có khoảng cách đến các thiết bị (Recloser/ Máy cắt/ LBS) khoảng 1km hoặc đầu tuyến các nhánh rẽ có dòng tải từ 50-100A

- Cải tạo dây dẫn trục chính, nhánh liên lạc để đảm bảo khả năng truyền tải

a) Giải pháp kỹ thuật phần điện

- Vì các thiết bị dự án hiện hữu đã đầy đủ thiết bị liên lạc đảm bảo vận hành DAS nên trong dự này chưa cần phải thay thế hay lắp đặt thêm Recloser

1 dao cắt có tải LBS (Load Break Switch)

- Qua phân tích hiện trạng lưới điện tại XT 471HLLI, để đảm bảo trang bị hệ thống DAS và nâng cao cung cấp điện cho khu vực các phụ tải RMU XLNT, TĐC CNC, Nhà

máy Con Ong, TC đường số 1, Mộc Hoa Logistic khi có sự cố và hỗ trợ sang tải nguồn 473 dự phòng, cần thiết phải đầu tư xây dựng LBS phân đoạn giữa phụ tải đến TĐC CNC và Nhà máy Con Ong tại vị trí trụ 471HLI 18

- Qua phân tích hiện trạng lưới điện XT 473HLI để đảm bảo trang bị hệ thống DAS và nâng cao độ tin cậy cung cấp điện cho khu vực các phụ tải Nhà máy Tokio Keiki, Công nghệ ATOMA, CS CNC T4 và nhà máy KP AEROSPACE khi có sự cố đảm bảo cung cấp điện từ nguồn dự phòng Xuất tuyến 471, cần thiết phải đầu tư xây dựng LBS phân đoạn giữa phụ tải KP AEROSPACE và Nhà máy Tokio Keiki tại vị trí trụ 473HLI 40

- Qua phân tích hiện trạng lưới điện XT 480HLI để đảm bảo trang bị hệ thống DAS và nâng cao độ tin cậy cung cấp điện cho khu vực nhà máy ICT VINA, Điện tử SMT và các kios trạm bơm hồ Hòa Trung, trạm bơm GdDD3 và sang nguồn dự phòng cho phía RMU12 của XT 471, cần thiết phải đầu tư xây dựng LBS phân đoạn trước phía nhà máy ICT VINA tại vị trí cột 480HLI20/3

a) Thiết bị đầu cuối RTU (Remote Terminal Unit)

- Các thiết bị hiện hữu đã được trang bị hầu hết các RTU đảm bảo đáp ứng mã hóa dữ liệu từ các thiết bị đóng cắt trên các phân đoạn trên các xuất tuyến về TTĐK

b) Phân công nghệ thông tin

Đối với phần truyền thông kết nối các Recloser/LBS/RMU đã được trang bị các bộ Switch layer trong tủ điều khiển các thiết bị hiện hữu đảm bảo thu thập tín hiệu về trung tâm điều khiển

c) Giải pháp SCADA

- Các thiết bị như RMU, REC, LBS đã được hỗ trợ SCADA và điều khiển thao tác từ xa

- Khai báo, cấu hình, xây dựng cơ sở dữ liệu tại máy chủ SCADA tại TTĐK PC Đà Nẵng

- Kiểm tra và hiệu chỉnh Cấu hình kết nối các thiết bị về Trung tâm điều khiển qua gia thức cấu hình IEC60870-5-104, kiểm tra các hàm tiêu chuẩn IEC

- Kiểm tra cơ chế cấu hình hạ tầng mạng và bảo mật hệ thống SCADA từ vị trí thiết bị (Máy cắt Recloser, LBS, RMU) về phòng điều độ. Sử dụng sim 4G thay vì hệ thống kênh dẫn cáp quang vì ở đây vẫn chưa kéo dây cáp quang lên được khu vực hiện hữu được

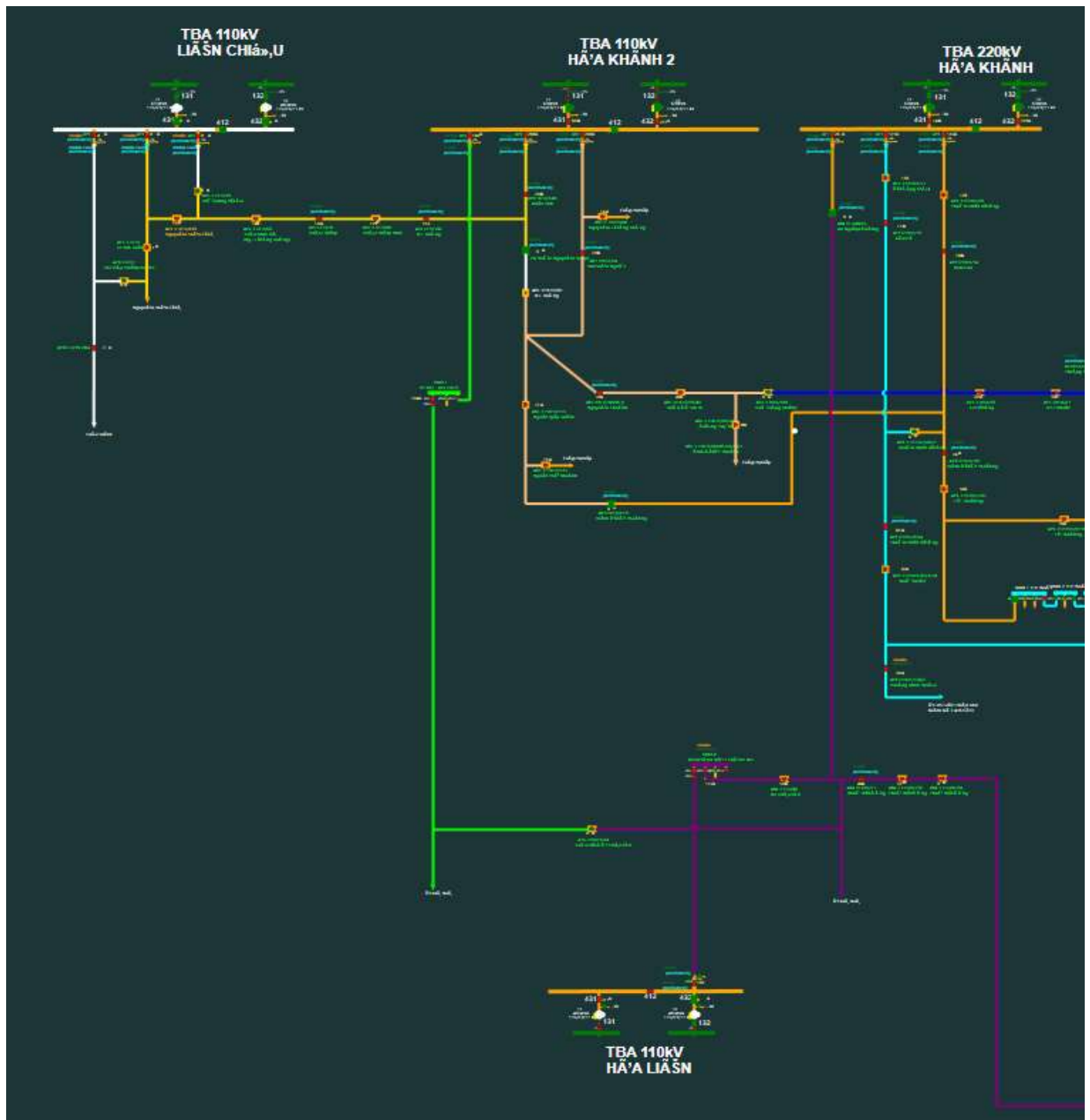
- Cấu hình chức năng FLISR trên phần mềm Survalent tại máy chủ phòng Điều độ. Kiểm tra, hiệu chỉnh trên máy chủ cho 4 xuất tuyến 471HLI, 473HLI, 480HLI, 481HLI.

2.4 Ứng dụng DAS phần mềm Survalent lên lưới khu CNC

Hiện trạng các xuất tuyến được trang bị DAS thuộc TBA 110kV Hòa Liên trên phần mềm Survalent vẫn chưa có các xuất tuyến trong khu vực CNC (Hình 2.6)

- Hiện nay khu vực khu CNC vẫn chưa được trang bị tự động hóa lưới điện DAS nên chưa có các xuất tuyến liên quan đến khu CNC trên map phần mềm Survalent

2.4.1 Xây dựng cơ sở dữ liệu điện trên phần mềm SCADA Explorer trên các xuất tuyến 471HLI, 473HLI, 480HLI, 481HLI.



Hình 2.6 Sơ đồ nguyên lý lưới điện dự án DAS trước dự án (vẫn chưa có các xuất tuyến cung cấp điện cho khu CNC)

Cơ sở dữ liệu gồm các thành phần cơ bản sau:

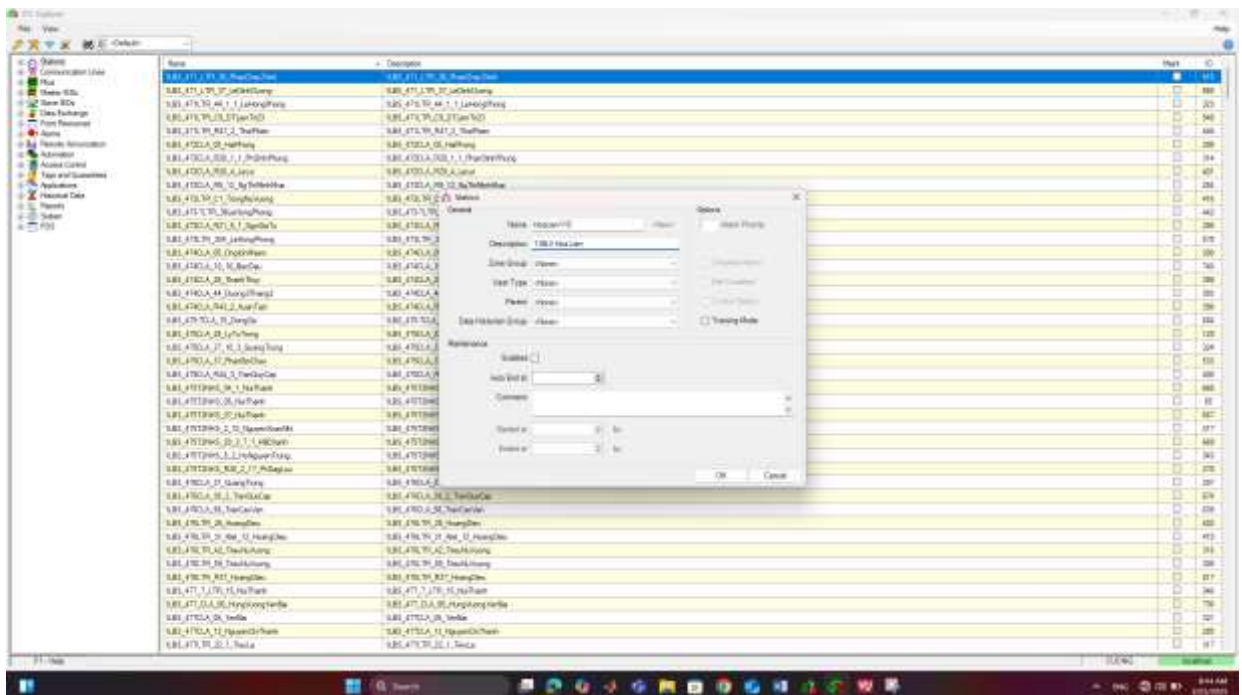
- Station
- Communication Lines
- Status point
- Analog point

Ở đây ta sẽ tạo các cơ sở dữ liệu cơ bản cho từng thiết bị thuộc các xuất tuyến cung cấp điện cho khu CNC để đưa địa chỉ tín hiệu về TTĐK

- **Station:** là một tập hợp chứa tất cả các biến (biến thật và biến ảo) có trong hệ thống SCADA, một STATION có thể có nhiều hơn 1RTU. Station có thể được định nghĩa là một nhóm các point được tập hợp lại với nhau. Việc nhóm các point lại để tạo nên một hoặc nhiều Station là tùy thuộc vào người dùng.

Để tạo một Station database, trước hết chạy chương trình STC Explorer.

Trong STC Explorer, chọn Station, ở khoảng trống tương ứng bên phải, click chuột phải và chọn New. Cửa sổ New Station sẽ hiện ra như hình trên Nhập các thông tin cần thiết cho Station (Name, Zone Group, User Type...). Hình 2.8



Hình 2.8 Tạo cửa sổ new Station trên STC Explorer

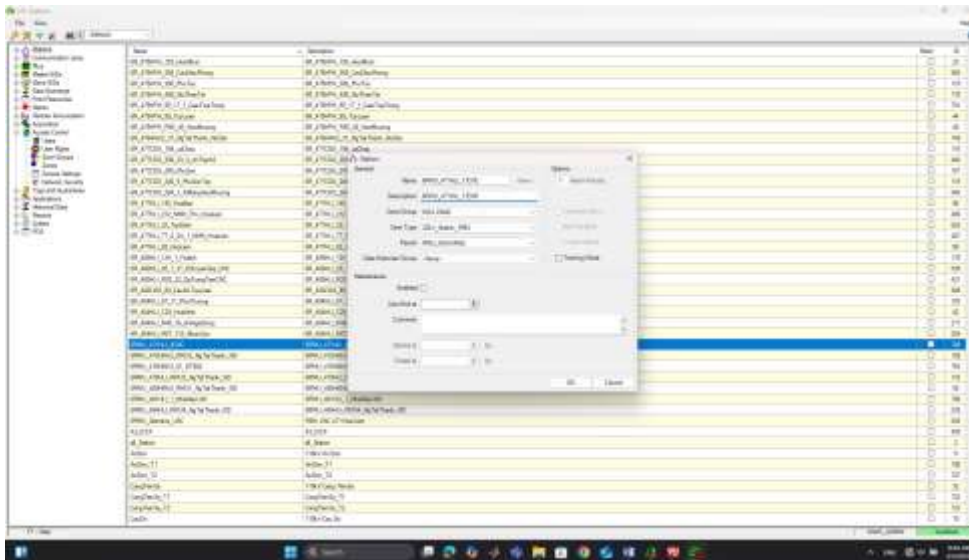
- **Communication Lines (Commline):** là một tập hợp các đường truyền thông (và giao thức đi kèm) của hệ thống SCADA, Commline có thể có nhiều hơn một RTU.

Mỗi Communication Lines là một thành phần của database, đại diện cho môi trường kết nối với các RTU.

Sẽ có một Status point tương ứng với mỗi Communication Line để chỉ trạng thái của nó (có nhận được dữ liệu hay không). Đây cũng được coi là biến trạng thái ảo

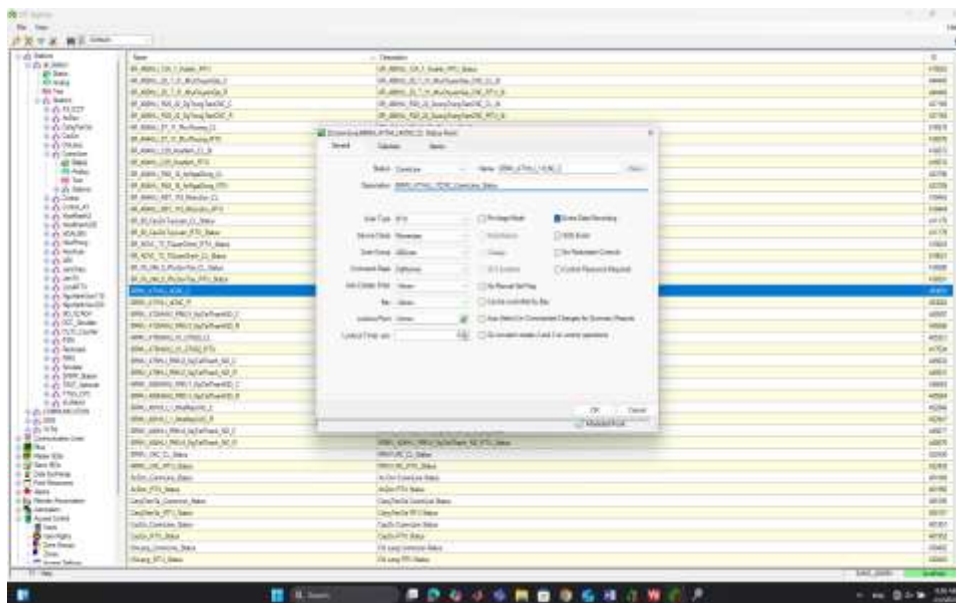
Việc tạo Communication Line lúc này cần các bước cụ thể sau:

Bước 1: Tạo một Station chứa các biến trạng thái ảo (Hình 2.9)



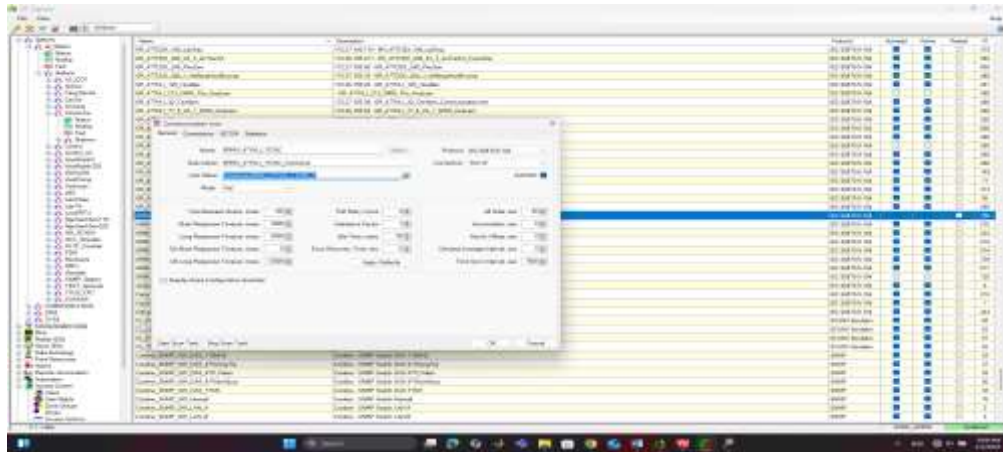
Hình 2.9 Tạo Station chứa các biến trạng thái ảo (VD: RMU 11 Khu CNC)

Bước 2 Tạo biến trạng thái ảo thể hiện trạng thái của đường truyền thông tương ứng (Hình 2.10)



Hình 2.10 Tạo biến trạng thái ảo đường truyền thông (VD: RMU 11 Khu CNC)

Bước 3: tạo Communication Line lúc này tạo tương tự như Station Click chuột vào Communication Line, nhấn chuột phải chọn new. Vì thực hiện mô phỏng trên chương trình nên chọn giao thức Protocol là SCANX Simulator. Ở vùng Link Status, ta sẽ chọn Status point cho Comm Line này, chính là Status Point đã tạo ở mục Station. (Hình 2.11)

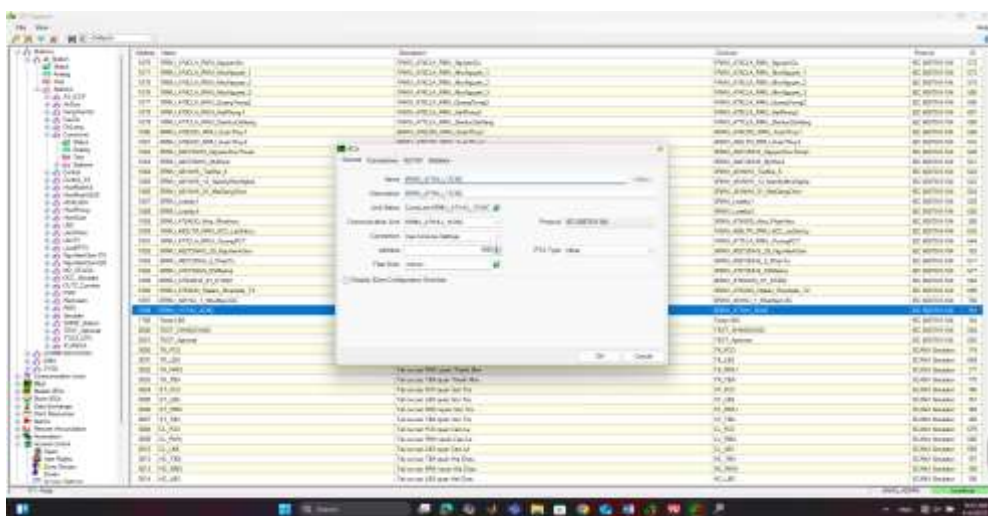


Hình 2.11 Tạo Communication Line trên STC Explorer (VD RMU 11 Khu CNC)

- **RTUs** là một tập hợp các RTU của hệ thống SCADA, các RTU hoặc một vài loại IED có kết nối với Communication Line. Tương ứng với các thiết bị thực tế, và chứa các biến dữ liệu là biến thật. Là một thành phần của database, đại diện cho môi trường kết nối với các RTU. Một RTU ở đây đại diện cho một RTU trên thực tế hoặc một vài loại LED khác có kết nối trực tiếp với Communication Line. Để xây dựng cơ sở dữ liệu, SCADA server cần các thiết bị chứa dữ liệu như RTU.

Cũng giống như Communication Line, RTU cũng gán một status point chỉ trạng thái.

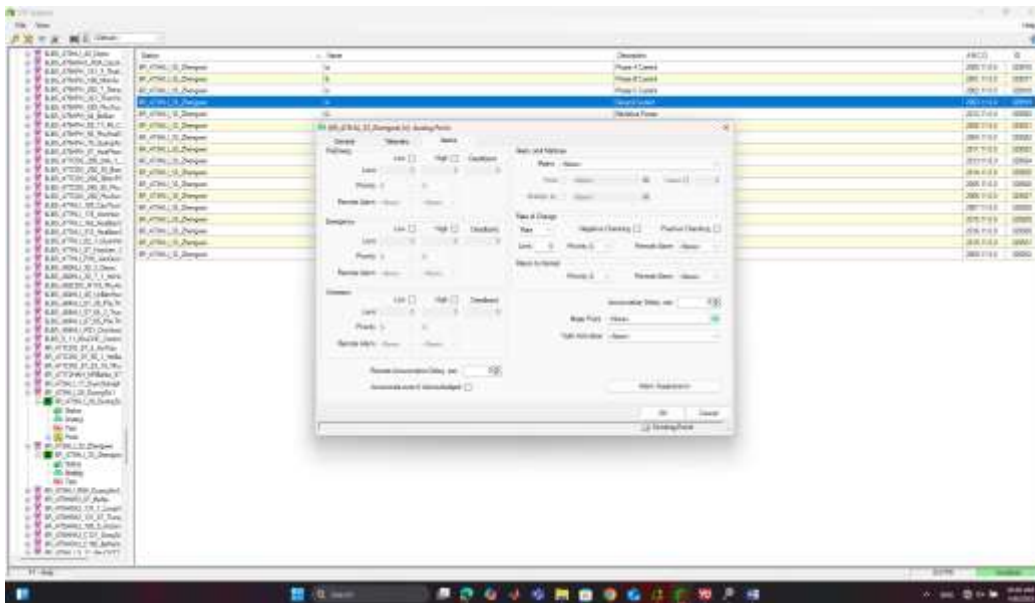
Tạo RTU tương tự như Communication Line. (Hình 2.12)



Hình 2.12 Tạo mới RTU (VD: RMU 11 Khu CNC)

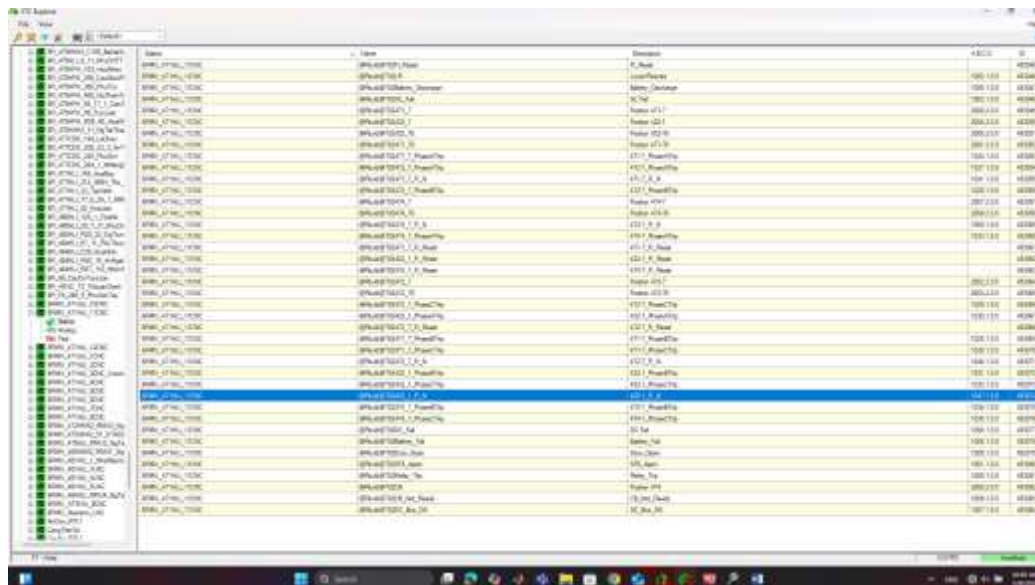
- **Status point** Được dùng để chỉ trạng thái của một thiết bị. Để tạo một status point có nhiều cách. Ta có thể truy cập theo 3 cách:

Cách 1: Mở rộng Station, chọn Station cần tạo Status point, chọn Status rồi click phải vào vùng bên phải và chọn “New”. (Hình 2.13)



Hình 2.13 Tạo Status point trong mục Stations

Cách 2: Mở rộng RTU, chọn RTU tương ứng, chọn Status rồi click phải vào vùng bên phải và chọn “New”. (Hình 2.14)



Hình 2.14 Tạo Status point trong mục RTU

Cách 3: Mở rộng Communication Lines, chọn Communication Lines tương ứng, chọn RTU rồi click phải vào vùng bên phải và chọn “New”. (Hình 2.15)

+ Alarm: Tab này thể hiện các cảnh báo (alarm) của hệ thống. Từ màn hình này, ta có thể di chuyển thao tác qua lại để thực hiện cảnh báo.

+ Opr Sum: Tab thể hiện bản tóm tắt các sự kiện (event logs) trong quá trình vận hành. Ta có thể truy cập vào các sự kiện và thao tác chúng

+ Diagnostics Log: để truy cập Tab này t click chuột vào hình vuông nhỏ nằm ở dưới góc bên phải màn hình. Khi hình vuông chuyển sang màu vàng có nghĩa là có tin nhắn, click vào đó, cửa sổ Diagnostics Log sẽ xuất hiện.



Tạo thư viện

Để tạo nên một map cần có nhiều nhân tố, do đó ta cần xác nhận và thêm chúng vào thư viện để tạo Map được dễ dàng:











Các phần tử của Map bao gồm:











- . Color
- . Color table
- . Control Panel
- . Font
- . PMacro
- . Symbol
- . Symnl Table
- . Template








- Tạo phần tử chính của Map

Thanh công cụ (Editor toolbars)





Bảng 2.2 mô tả thanh Editor Window Toolbar nằm dọc theo góc trên bên trái của cửa sổ Editor.










Công cụ	Mô tả
 Import Expo	<p>Nhập phần tử thư viện (library elements) vào trong thư mục chuẩn đã có. Công cụ này cũng có thể nhập một Map mới, hoặc kết hợp (merge) một Map với một Map đã có</p> <p>Export Map: xuất Map ra và lưu tất cả các điểm bằng Point ID của chúng.</p> <p>Export Portable Map: Xuất Map và Lưu tất cả các các điểm bản point Nam của chúng</p>
 New Tab	<p>Tạo ra một tab, cho phép người dùng có thể chuyển sang cửa sổ khác bên trong cửa sổ ban đầu.</p>
 New Window	<p>Tạo ra cửa sổ khác bên ngoài cửa sổ chính.</p>
 Save  Save As	<p>Lưu công việc</p>
 Find	<p>Tìm một vật thể trong Map</p>
 Home	<p>Đưa người dùng trở về View của Map chính.</p>
 Back	<p>Đưa người dùng về View trước đó</p>
 Next	<p>Đưa người dùng đến View kế tiếp trong một chuỗi các View mà người dùng đã đến trước đó.</p>
 Zoom In	<p>Phóng to View hiện hành</p>

 Zoom Out	Thu nhỏ View hiện hành
 Crop Zoom	Xác định một vùng đặc biệt mà ta muốn xem chi tiết
 Fit to View	Trở về kích cỡ màn hình ban đầu sau khi đã Zoom in hoặc Zoom out.
 Contrast	Sử dụng để làm những phần tử khác mờ hơn phần tử mà người dùng đã chọn. Đưa thanh kéo về bên trái sẽ làm cho những phần tử đó biến mất.
 Snap to Line	Bật chế độ bám theo khung lưới (Snap to grid).
 Grid Lines	Làm xuất hiện hoặc biến mất khung lưới trên màn hình hiện hành
 Grid Options	Cho phép người dùng thiết lập các thông số của khung lưới
 Stop Editing Map	Tắt chế độ Edit, trở về chế độ View
 Library	Đi đến thư viện của các file đã tạo hoặc tạo file mới
 VU Menu	<p>Đưa ra ba lựa chọn, sau khi có tác vụ làm thay đổi một Map.</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) reserve – cho phép người dùng lưu trữ một Map trong khi đang thực hiện chỉnh sửa. Khi người dùng chọn chức năng này, không ai khác có thể thực hiện tác vụ làm thay đổi Map đó. 2) release – thả Map ra khi người dùng hoàn thành các tác vụ 3) publish – Cập nhật Map và tất cả những file khác khi người dùng hiệu chỉnh, đồng thời cho phép mọi người thấy sự thay đổi này




 Pmacro Resources	Cho phép người dùng hiệu chỉnh các đặc tính (properties) của PMarco.
 Edit Parts	Cho phép người dùng thêm, xóa di chuyển, chỉnh sửa kích cỡ và hiệu chỉnh các phần tử của Map
 Line Sections	Chỉnh sửa line section
 Status Values	Xem trước các biến trạng thái (status), analog và line sections
 Map Views	Thêm, chỉnh sửa và xóa Map Views
 Map Layers	Thêm, chỉnh sửa và xóa Map layers
 Properties	Thêm, chỉnh sửa và xóa Map (Map properties)



Bảng 2.3 Thanh Edit Parts Toolbar

Công cụ	Mô tả
 Multiple Selection	Cho phép chọn nhiều phần tử cùng lúc. Sau khi người dùng sử dụng chức năng này để chọn các phần tử. các thao tác sau có thể được chọn thực hiện
 Undo Change	Hủy tác vụ vừa thực hiện
 Redo Change	Làm lại tác vụ vừa thực hiện
 Hide	Đóng cửa sổ sau khi hoàn tất.

 Stop/Cancel Add	Ngừng chức năng Multiple Section và ngừng thêm đường thẳng
 Add Line	Vẽ một đường thẳng
 Add Polyline	Vẽ một vật thể cấu thành từ nhiều đường thẳng nối với nhau
 Add Rectangle	Vẽ một hình chữ nhật
 Add Arc	Vẽ hình tròn và cung tròn
 Add String	Thêm chữ
 Add Image	Thêm hình ảnh
 Add Symbol	Thêm những symbol đã được tạo sẵn
 Add P-Macro	Thêm những P-Macro đã được tạo sẵn

Bảng 2.4 Thanh Draw Item Toolbar

Công cụ	Mô tả
 Copy	Coppy những vật thể được chọn vào bộ nhớ tạm (clip board).
 Paste	Dán những phần tử đã copy vào Map.
 Cut	Cắt những vật thể được chọn vào bộ nhớ tạm (clip board)

 Move to Front	Di chuyển vật thể đến phía trước hoặc phía sau của View
 Delete	Xóa những phần tử được chọn.

- Tạo Color (Hình 2.20)

Mục này hướng dẫn cách thêm color vào thư viện, tạo màu cho:

- . Các trạng thái của máy cắt.
- . Các cấp điện áp khác nhau.
- . Cảnh báo đã xác nhận và cảnh báo chưa được xác nhận.

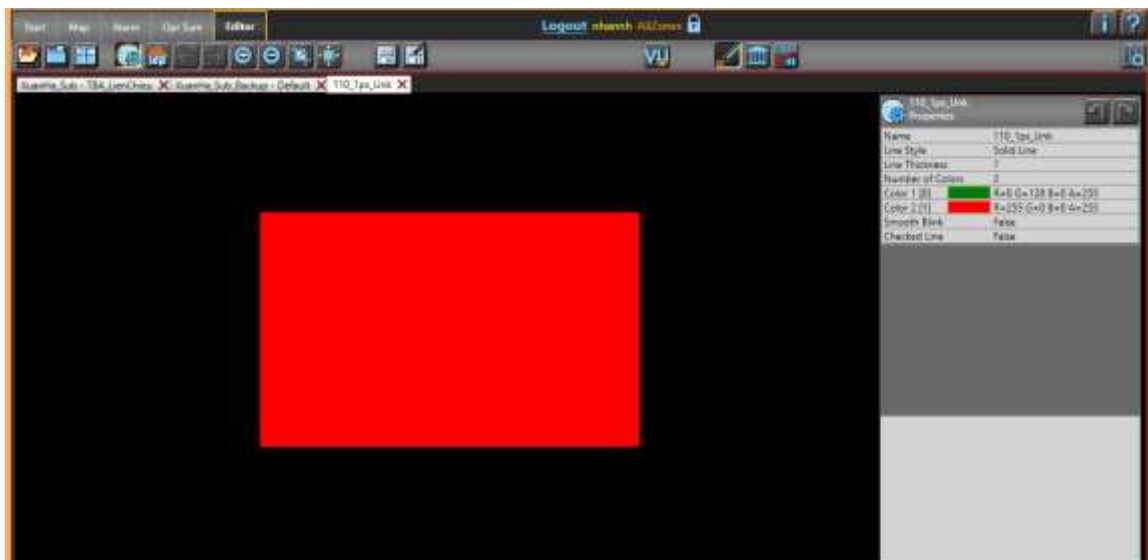
+ Tạo màu cố định (solid color)

Bước 1: Click vào biểu tượng library trên thanh toolbar, chọn color trên menu xuất hiện, sau đó chọn New. Một hình vuông lớn xuất hiện trên cửa sổ hiện hành thuộc tính màu xuất hiện bên phải

Bước 2: Click vào dòng Color 1. Danh sách màu sẽ xuất hiện, gồm tên mà màu minh họa, Chọn màu. Hình vuông trắng chuyển sang màu đã chọn.

Bước 3: Click vào dòng Name, đặt tên cho màu đã chọn

+ Tạo màu nhấp nháy (Cyclic Color)



Hình 2.18 Tạo màu Cyclic trong thư viện HMI Smart VU

Để tạo màu nhấp nháy, người dùng phải dùng từ hai màu hoặc nhiều hơn hai màu để có hiệu ứng nhấp nháy. Hiệu ứng này được dùng để báo động cho người vận hành một cảnh báo (alarm) đã xuất hiện.

Trong giao diện HMI, các chuỗi văn bản thể hiện được quy định bởi kiểu màu và kiểu chữ font chữ, kích thước và vị trí của chữ có thể tùy chỉnh được. (Hình 2.21)

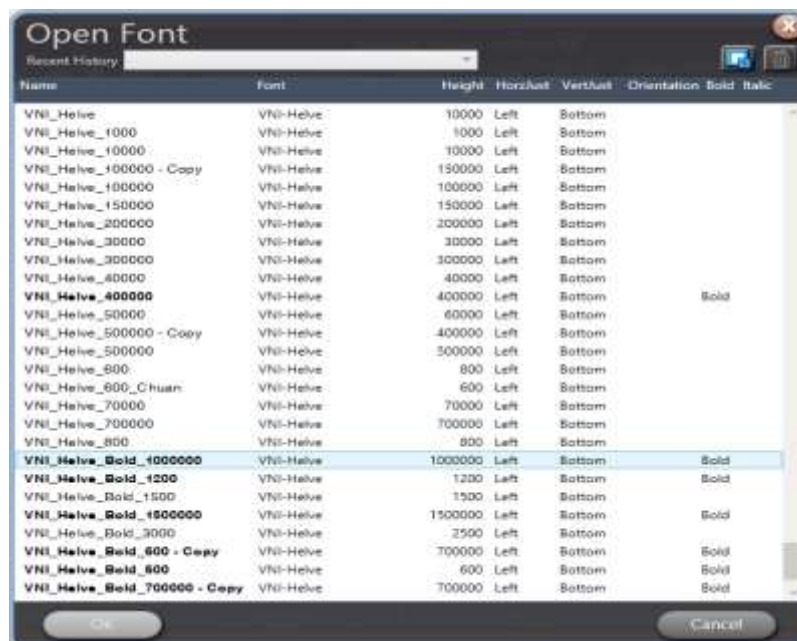


Hình 2.19 Tạo font trong thư viện Smart VU

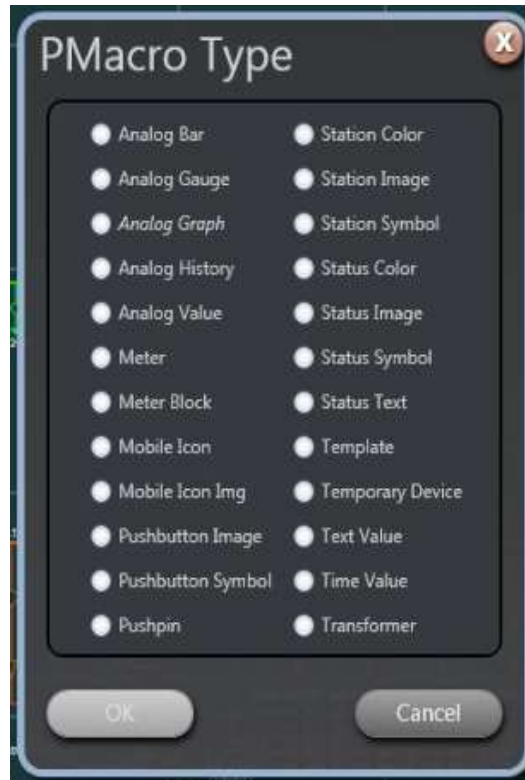
Tùy vào mục đích sử dụng có thể lựa chọn Font thích hợp từ thư viện Fonts đã tạo (Hình 2.22)

Trong giao diện HMI, Symbol là một tập hợp được tạo bởi các phần tử đồ họa cơ bản và các chuỗi ký tự. Một symbol có thể được sử dụng nhiều lần để thể hiện các vật thể trong bản đồ, ví dụ: máy cắt, dao cách ly, máy biến áp...

Thông qua việc thay đổi cách biểu diễn trên sơ đồ, Pmacro dùng để thể hiện nhiều trạng thái khác nhau của thiết bị.



Hình 2.20 Thư viện Font trong HMI Smart VU



Hình 2.21 Thư viện Pmacro trong HMI Smart VU

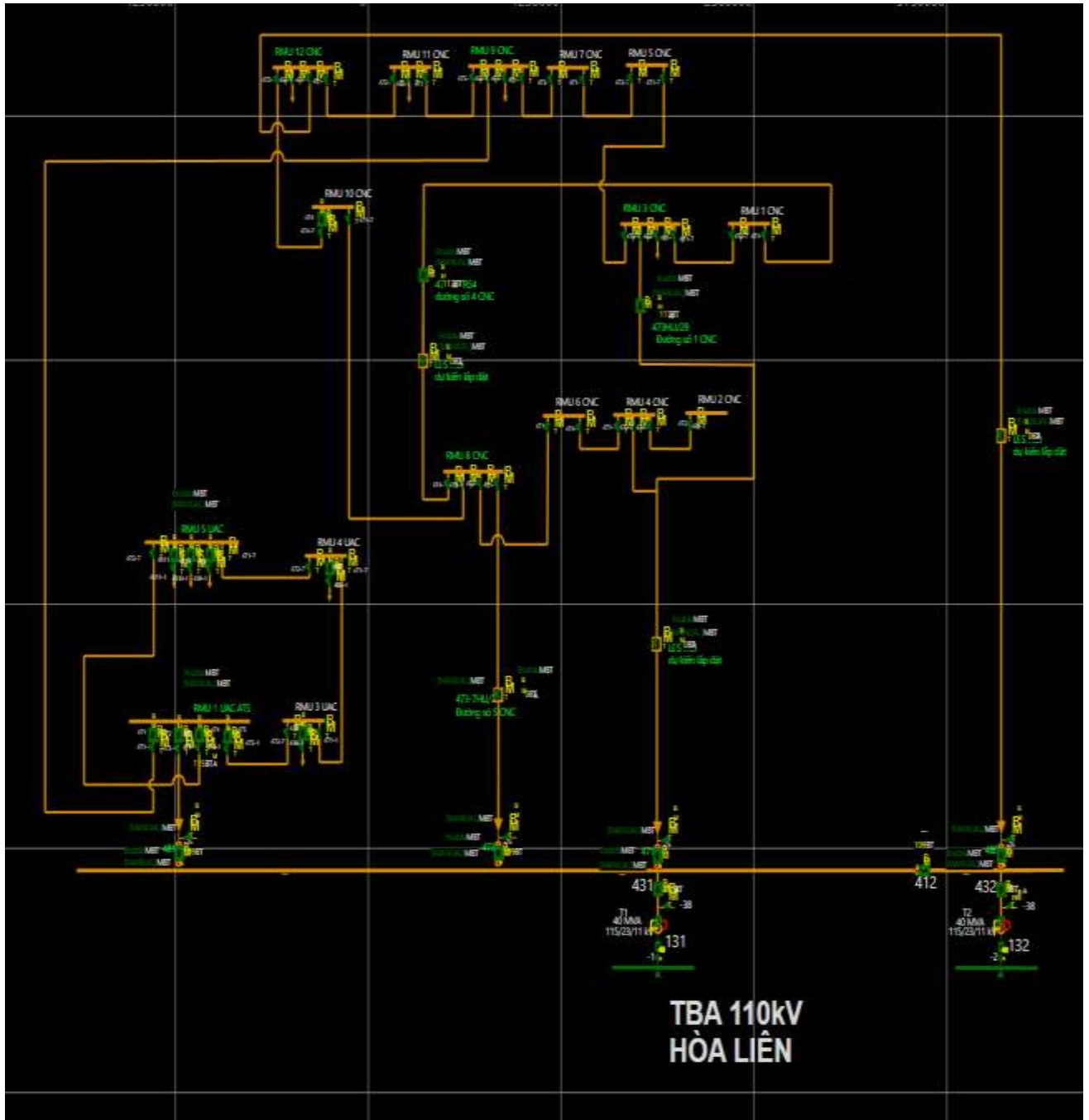
Trong đó, các pmacro thường dùng là:

- Status Color: Giá trị của biến trạng thái được hiển thị bằng một ký hiệu có màu khác nhau.
- Status Symbol: Giá trị của biến trạng thái được hiển thị bằng các ký hiệu khác nhau.
- Time Value: Giá trị thời gian.
- Analog Value: Giá trị của biến analog được hiển thị bằng số.
- Pushbutton Image: Nút bấm cho View, Graph, Image, Note và Command Sequence được hiển thị bằng hình ảnh.
- Pushbutton Symbol: Nút bấm cho View, Graph, Image, Note và Command Sequence được hiển thị bằng ký hiệu.

View được định nghĩa là một khung màn hình được đánh dấu sẵn trên bản đồ để dễ dàng truy cập đến khi cần thiết. Các View được sắp xếp theo dạng thư mục trong SmartVU để thuận tiện cho việc quản lý. Người dùng có thể di chuyển khung màn hình đến vị trí cần để tạo View, canh chỉnh để có được vị trí View như mong muốn. Để dễ dàng chọn và truy cập ngay đến các View, người dùng cũng có thể gán các View Pushbutton cho các View đó.

2.4.2.1 *Vẽ sơ đồ một sợi cho các xuất tuyến 471HLI, 473HLI, 480HLI, 481HLI Trên SmartVU.*

Khi thư viện đã có đầy đủ các Color, Color Table, Font, Symbols, Symbol Table, PMacro..., giao diện HMI SmartVU được tiến hành xây dựng. Trước hết vẽ giao diện vận hành theo sơ đồ một sợi (Hình 2.28)



Hình 2.22 *Vẽ sơ đồ một sợi các xuất tuyến 471HLI, 473HLI 480HLI 481HLI trong HMI Smart VU*

Sau khi vẽ sơ đồ một sợi ta sẽ gán các biến đã tạo ở **STC Explorer** của các thiết bị vào các thiết bị đã vẽ trên Map

2.4.2.2 Tạo Line Section

Sau khi vẽ sơ đồ một sợi và gán các biến đã tạo ở STC Explorer của các thiết bị vào các thiết bị trên map vừa vẽ tiếp theo ta sẽ tạo Line Section cho từng thiết bị và đường dây, Line Section sẽ tạo kết nối các phần tử lại với nhau. Trình chỉnh sửa Line Section giúp người dùng nhập dữ liệu Line Section và lưu trữ cơ sở dữ liệu Line Section trên máy chủ SCADA. Một số loại thiết bị chủ yếu:

- Station Transformer.
- Substation Transformer.
- Bus.
- Breaker.
- Tie breaker.
- Switch.
- Main Feeder.
- Conductor.

Line Section sẽ biểu diễn các thiết bị này. Breaker và Tie Breaker có sự khác biệt. Line Section yêu cầu rằng cấu trúc liên kết mạng phải hoàn toàn là hình tia, tức là khi tất cả các Breaker khác được đóng lại thì Tie Breaker mở. Station Transformer đại diện cho trạm biến áp với trạng thái mặc định là luôn có điện.

Tạo Line Section cho Station transformer trình bày ở hình 2.29



Hình 2.23 Tạo Station Transformer trong Line Section

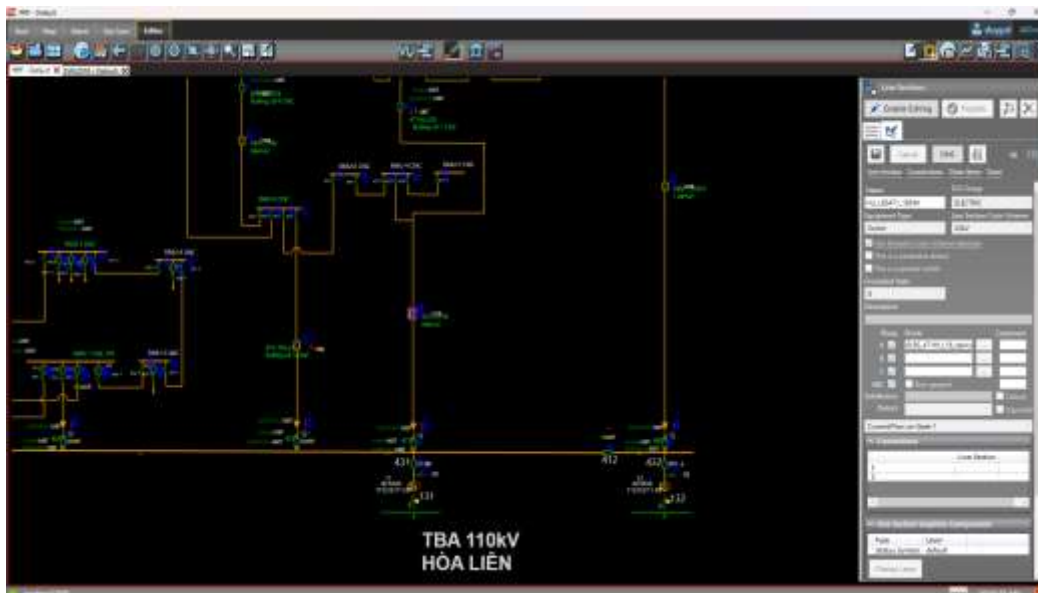
Mỗi màu trong bảng lược đồ màu đại diện cho các trạng thái Line Section khác nhau, biểu thị trạng thái có điện/ mất điện/mạch vòng/ song song. Ở đây, trạng thái có điện lưới 110kV được biểu thị bằng màu xanh, trạng thái có điện lưới 22kV được biểu thị bằng màu vàng và trạng thái mất điện được biểu thị bằng màu trắng.

Tạo Line Section cho thanh Bus Trình bày ở hình 2.30



Hình 2.24 Tạo Bus trong Line Section (VD thanh cái C42 TBA 110kV Hòa Liên)

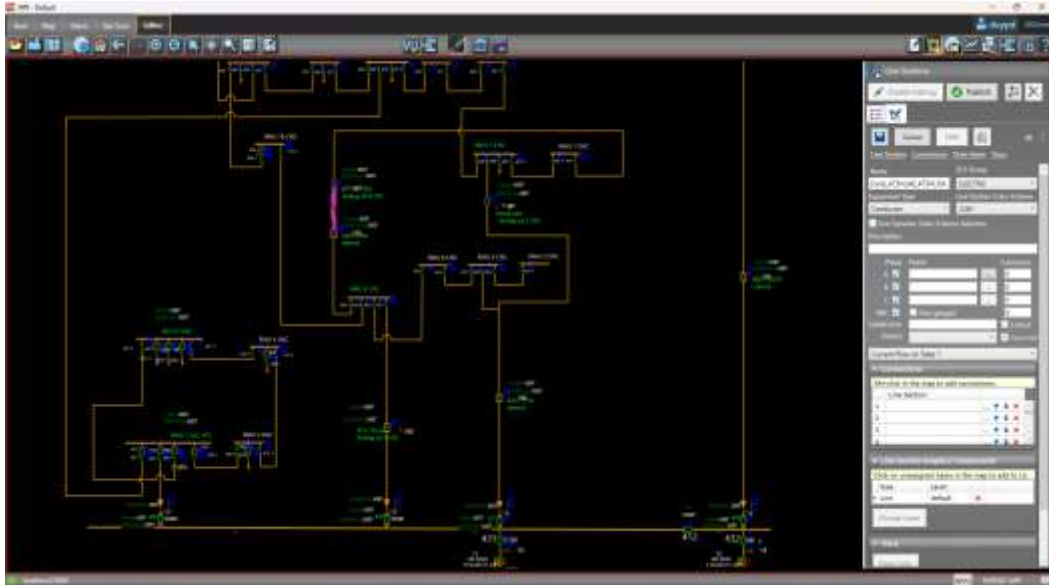
Tạo Line Section cho Switch (LBS) trình bày ở hình 2.31



Hình 2.25 Tạo Switch trong Line Section (VD LBS 473/18 Demo)

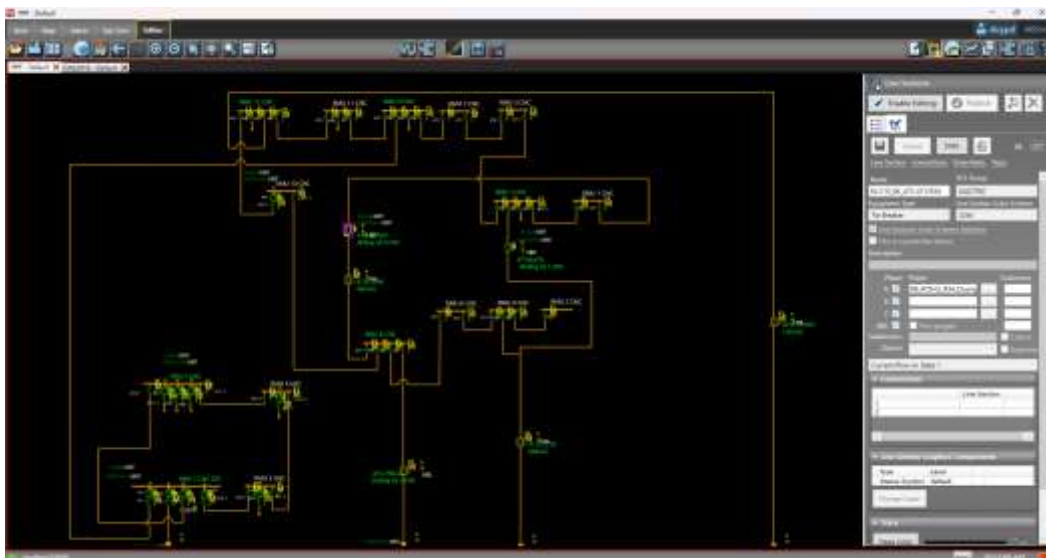
Ta cần liên kết đến cơ sở dữ liệu trong STC Explorer để tạo Switch trong Line Section.

Conductor là dây dẫn liên kết giữa thiết bị điện. Tạo Line Section cho Conductor trình bày ở hình 2.32



Hình 2.26 Tạo Conductor trong Line Section (VD dây từ thiết bị LBS 473/40 Demo đến MC 473-473/R54 đường số 4 CNC)

Tạo Line Section cho Breaker (MC) trình bày ở hình 2.33



Hình 2.27 Tạo Breaker trong Line Section (VD MC 471-473/R54 đường số 4 CNC)

Tương tự, ta cần liên kết đến cơ sở dữ liệu trong STC Explorer khi tạo Breaker trong Line Section.

Substation Transformer đại diện cho máy biến áp. Máy biến áp mất điện khi phía 110kV mất điện và ở phía 22kV cũng mất điện theo. Tạo Line Section cho Substation Transformer trình bày ở hình 2.34

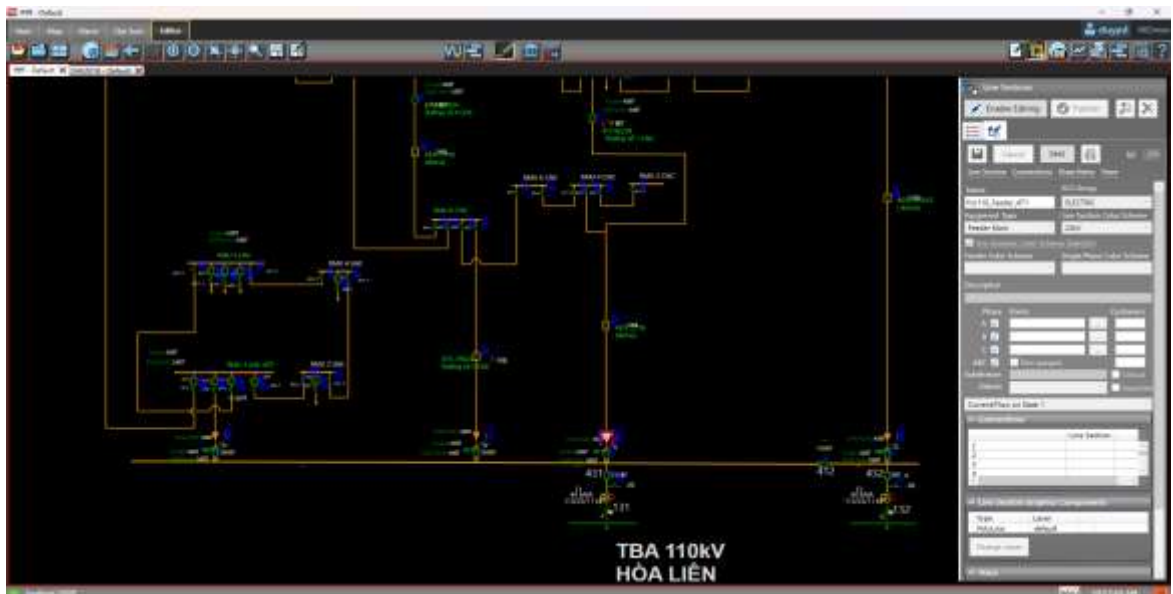


Hình 2.28 Tạo Substation Transformer trong Line Section (VD MBA T1 TBA 110kV Hòa Liên)

Ta có thể tạo Line Section riêng biệt cho máy cắt và dao cách ly trong máy cắt hợp bộ được. Để thể hiện máy cắt đang được kết nối với lưới điện hay đã được cách ly để bảo dưỡng sửa chữa ta dùng bộ phận dao cách ly để nhận biết. Ta cần liên kết đến cơ sở dữ liệu trong STC Explorer để tạo bộ phận dao cách ly.

Xuất tuyến chính là Feeder main, thể hiện trạng thái của xuất tuyến có điện hay không.

Tạo Lien Section cho Feeder trình bày ở hình 2.35



Hình 2.29 Tạo Feeder trong Line Section

2.4.2.3 Tạo DMS

Việc nhập các thông số như dòng điện, công suất, điện áp... có thể được thực hiện bằng cách tạo DMS trong Line Section.

Việc cài đặt đại lượng đo cho các thiết bị trong DMS hầu như đều giống nhau:

- Input Combinations: Gồm có 3 nhóm lựa chọn các đại lượng đo để tính toán trong DMS:

- kW, kVAR và Voltage (KKV).
- Voltage, Current và kW (VIKW).
- Voltage, Current và Power Factor (%) (VIPF).

- Use Inputs for DSE: Sử dụng thiết bị đo có sẵn ngoài thực tế.

- Units for Input Values: Chọn đơn vị đo cho các giá trị đầu vào.

- Output Points definition: Lựa chọn thông tin lưu trữ, gồm các giá trị phần thực, phần ảo, độ lớn, góc lệch pha của điện áp phía nguồn, điện áp phía tải, điện áp rơi và dòng điện. Cũng như các giá trị kW, kVA, kVAR, PF của tải và tổn thất

Ta tiến hành nhập các thông số cho thiết bị sau khi đã chọn được các đại lượng đo và đơn vị đo. (Hình 2.26)



Hình 2.30 Cài đặt các đại lượng đo trong DMS

Cài thông số cho Máy biến áp trình bày ở hình 2.37. Máy biến áp cần các thông số sau: công suất biểu kiến, điện áp thấp nhất, điện áp cao nhất.



Hình 2.31 Cài đặt DMS cho máy biến áp (VD MBA T2 TBA 110kV Hòa Liên)

Cài thông số DMS cho máy cắt trình bày ở hình 2.38. Các thông số dòng cắt định mức, điện áp pha định mức và chức năng FLISR cho Recloser cần được cài đặt.



Hình 2.32 Cài đặt DMS cho Máy cắt (VD MC 480 đầu tuyến 480HLI)

Cài thông số DMS cho Feeder trình bày ở hình 3.39. Các thông số dòng tải định mức và chức năng FLISR cho Feeder cũng cần được cài đặt.

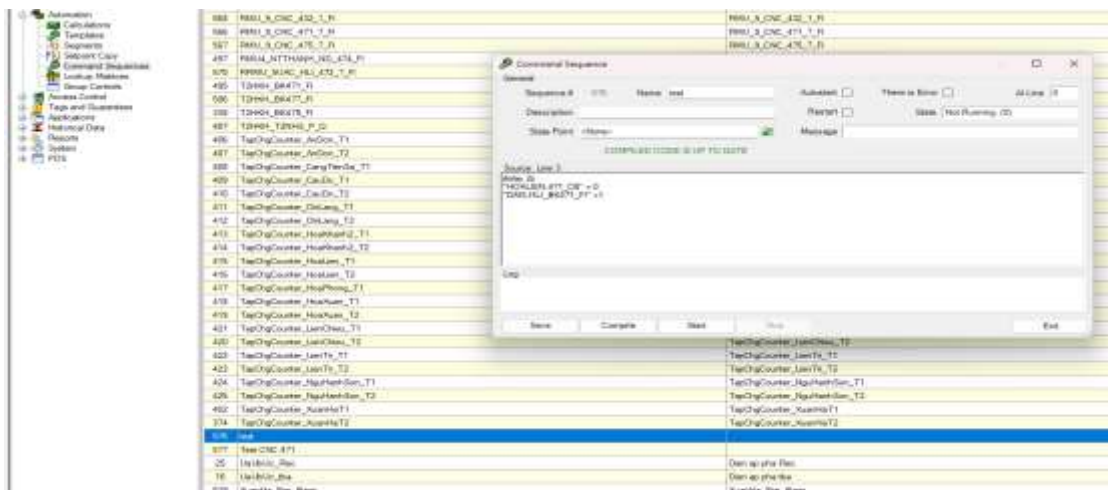


Hình 3.33 Cài đặt DMS cho Feeder

2.4.3. Kết quả mô phỏng tự động hóa chương trình mô phỏng trên STC Explorer

2.4.3.1 Viết chương trình mô phỏng trên STC Explorer

Ta cần viết chương trình giả lập các trạng thái của thiết bị khi xảy ra sự cố trên phần mềm STC Explore để mô phỏng các sự cố xảy ra. Chọn Command Sequences trong Automation để viết chương trình.

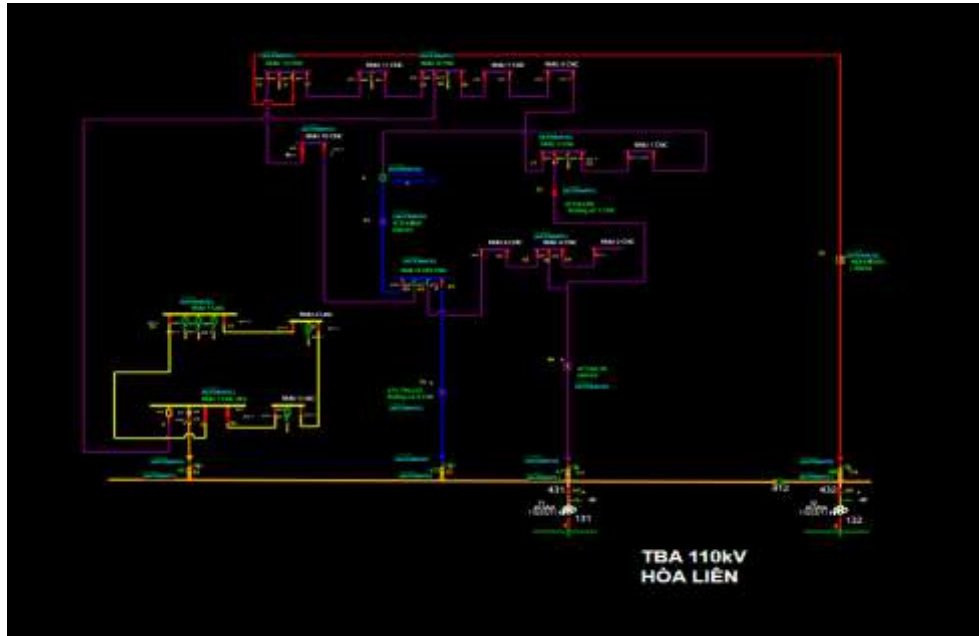


Hình 2.34 Viết chương trình giả lập sự cố tại MC 471 thuộc xuất tuyến 471HLI thuộc trạm 110kV Hòa Liên

Sau khi xây dựng cơ sở dữ liệu trên STC Explorer và giao diện vận hành trên HMI SmartVU thì trạng thái làm việc của lưới đang xét như hình dưới đây.

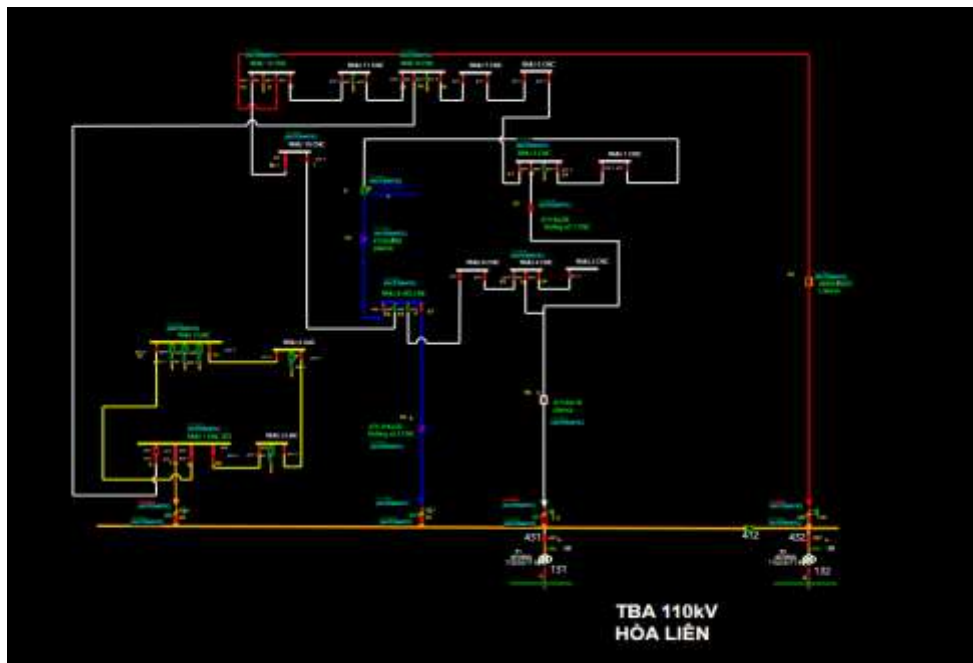
2.4.3.2 Kết quả mô phỏng tự động hóa

Sau khi xây dựng cơ sở dữ liệu trên STC Explorer và giao diện vận hành HMI SmartVU thì trạng thái làm việc bình thường của lưới đang xét



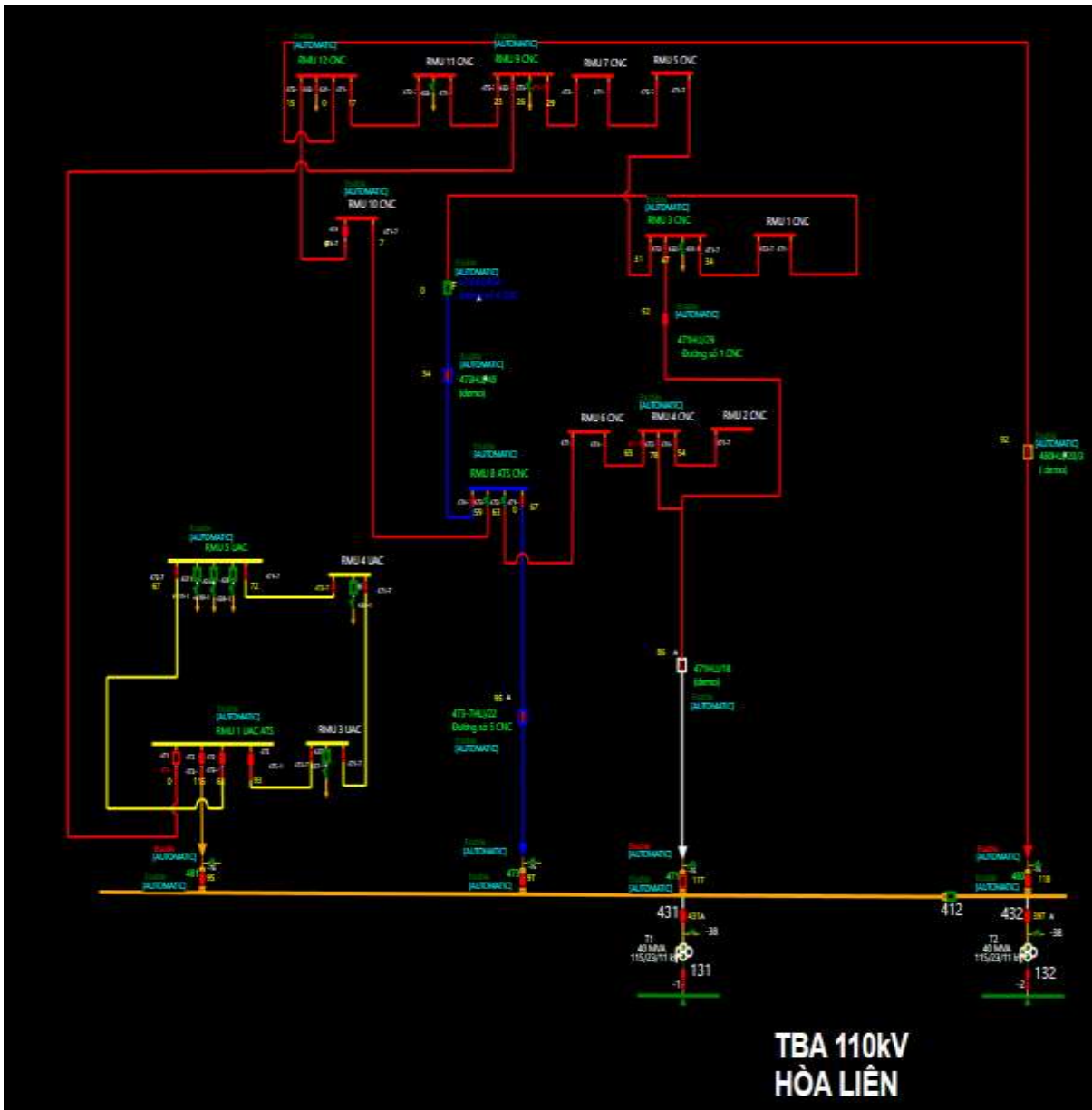
Hình 2.35 Sơ đồ lưới điện làm việc bình thường

Khi có sự cố MC 471 thuộc XT 471HLI và LBS 471HLI/18 (demo) . MC 471 tác động cắt, có tín hiệu chỉ thị sự cố tại MC 471 như hình ... Đường dây từ MC 471 đến LBS 471HLI/18 (demo) và các RMU thuộc xuất tuyến bị mất điện



Hình 2.36 Sự cố tại XT 471 (MC 471 tác động cắt)

Sau khi xác định phân đoạn sự cố FLISR cô lập đoạn bị sự cố ra lệnh cắt LBS 471HLI/18



Hình 2.37 LBS 471HLI/18 cắt để cô lập sự cố

Tiếp theo FLISR tính toán so sánh công suất chuyển tải với các xuất tuyến và lựa chọn xuất tuyến phù hợp nhất. Gửi lệnh đóng DCL 431-1 RMU 12 CNC để phục hồi cung cấp điện cho phân đoạn không bị sự cố. Phân đoạn từ RMU12 đến trước LBS 471HLI/18 được khôi phục cung cấp điện trở lại

Quá trình phân tích xử lý của FLISR:

FLISR xác định vị trí Lockout tại Feeder Breaker:

16:12:38 – BẮT ĐẦU PHÁT HIỆN FLISR

- Xác định tuyến bị sự cố
- Xác định máy cắt tác động
- Xác định điểm lockout
- Chế độ FLISR tự động

6:12:41 – BẮT ĐẦU QUÁ TRÌNH XÁC ĐỊNH VỊ TRÍ SỰ CỐ (FLISR LOCALIZATION)

- Trạng thái các Tie Breaker là đang mở
- Xác định sự cố: Thiết bị đóng cắt **HLI_LBS_18_471_DM** [00172] với điểm "6LBS_471HLI_18_demo,LBS_Position" đang ở trạng thái **ĐÓNG**.
- Thiết bị cuối cùng phát hiện mục tiêu sự cố là **HLI_BK_471**.
- Xác nhận sự cố

16:12:41 – BẮT ĐẦU CÔ LẬP KHU VỰC SỰ CỐ (FLISR ISOLATION)

- Thêm **HLI_LBS_18_471_DM** [00172] vào danh sách các thiết bị chia đoạn (Sectionalizer).
- Gửi lệnh **MỞ** đến thiết bị đóng cắt **HLI_LBS_18_471_DM** [00172] lúc

16:12:41

16:12:43 – BẮT ĐẦU KHÔI PHỤC ĐIỆN CHO FEEDER (FLISR FEEDER RESTORATION)

16:12:43– BẮT ĐẦU PHÂN TÍCH CHUYỂN TẢI (LOAD TRANSFER ANALYSIS) – LẦN PHÂN TÍCH THỨ 1

Chế độ tính toán KVA: KVA kết nối, được điều chỉnh theo các điểm đo dòng.

- Công suất định mức của MBA.
- Công suất hiện tại của MBA.
- Công suất có thể cung cấp thêm của MBA.
- Công suất tối đa của xuất tuyến.
- Công suất hiện tại của xuất tuyến.
- Công suất có thể cung cấp thêm của xuất tuyến.
- Công suất cần chuyển tải đo được.
- Công suất dự trữ của MBA sau khi chuyển tải.
- Công suất dự trữ của xuất tuyến sau khi chuyển tải.

- Công suất tối đa có thể truyền qua Tie Breaker.
- + Xác định các Recloser giữa xuất tuyến chuyển tải và Tie Breaker là đang ở trạng thái Remote.
- + Xác nhận xuất tuyến này đủ công suất cung cấp chuyển tải.

16:12:44 – BẮT ĐẦU CHUYỂN TẢI FLISR (FLISR LOAD TRANSFER STARTED)

FLISR khôi phục tải sau thiết bị đóng cắt HLI_LBS_18_471_DM [00172]

KẾT QUẢ CHUYỂN TẢI SAU LẦN PHÂN TÍCH THỨ 1

Khu vực bị cô lập quanh HLI_LBS_18_471_DM [000172] đã chuyển tải thành công

KHOẢNG TẠO LẠI FLISR (RESET)

Bắt đầu reset các điểm mục tiêu sự cố [1]

THÔNG TIN THỜI GIAN SỰ KIỆN FLISR

Thời gian bắt đầu sự kiện (sau khi lockout điều chỉnh– 16:12:17.909)

Thời gian kết thúc sự kiện (lúc reset điểm sự cố cuối cùng– 16:12:51.510)

Tổng thời gian từ lockout đến hoàn thành FLISR: 00:00:33.600

Thời gian lockout đến lúc phục hồi cung cấp điện: 16:12:44.098

Thời gian từ lockout đến khi khôi phục khách hàng: 00:00:26.188

2.5 Kiểm tra các kịch bản sự cố trên từng xuất tuyến

Bảng 2.5 Kiểm tra các kịch bản sự cố trên các xuất tuyến cấp điện cho khu CNC sau khi trang bị hệ thống tự động hóa lưới điện phân phối DAS

Xuất tuyến	Liên lạc TB có SCADA	Sự kiện	Kịch bản chuyển tải	Phương án	Test
471HLI	- 473HLI tại MC 473HLI/R54	- Nhảy MC 471HLI, MC 471HLI có FI LBS 471HLI/18 có FI	- Cắt LBS 471HLI/18 (demo) - Đóng DCL 472-7 RMU 8 ATS	PA1: 473HLI cấp	x

	- 473HLI tại DCL 473-7, 472-7 RMU 8 ATS		- Cắt LBS 471HLI/18 (demo) - Đóng DCL472-7, 473-7 RMU 8 ATS		X
	- 480HLI tại DCL 431-1 RMU 9 CNC		- Cắt LBS 471HLI/ 18 (demo) - Đóng DCL RMU 12 CNC	PA2: 480HLI cấp	X
	- 481HLI tại MC 471 RMU 1 UAC ATS		- Cắt LBS 471HLI/18 (demo) - Đóng MC 471 RMU 1 UAC ATS	PA3: 481HLI cấp	X
473HLI	-471HLI tại MC 473HLI/R54 đường số 4 CNC	- Nhảy MC 473HLI, MC 473HLI có FI - LBS 473-7HLI/22 đường số 5 có FI	- Cắt LBS 473-7HLI đường số 5 CNC - Đóng MC 473HLI/R54 đường số 4 CNC	PA1: 471HLI cấp	X
	- 471HLI tại DCL 472-7 RMU8 ATS		- Cắt LBS 473-7HLI đường số 5 CNC - Đóng DCL 472 RMU8 ATS		X
	- 471HLI tại DCL 473-7 RMU8 ATS		- Cắt LBS 473-7HLI/22 đường số 5 - Đóng DCL 473-7 RMU8 ATS		X
480HLI	- 471HLI tại DCL 431-1 RMU 12 CNC	- Nhảy MC 480HLI, MC 480HLI có FI - LBS 180HLI/20/3 (demo) có FI	- Cắt LBS 480HLI 20/3 (demo) - Đóng DCL 431-1 RMU 12 CNC	PA1:471HLI cấp	X
481HLI	- 471HLI tại DCL 432-1 RMU 9 CNC	- Nhảy MC 481HLI, MC 481HLI có FI - MC 472 RMU 1 UAC ATS có FI	- Cắt MC 472 RMU 1 UAC ATS - Đóng MC 471 RMU 1 UAC ATS	PA1:471HLI cấp	X

2.6 Kết luận chương 2

Sau khi xây dựng cơ sở dữ liệu cho thiết bị thuộc các xuất tuyến trung áp của lưới điện khu CNC trên STC Explorer, thực hiện mô phỏng sự cố trên phần mềm SmartVU cho các kịch bản sự cố đã thực hiện tự động chuyển tải cô lập sự cố và hồi phục cung cấp điện tự động một cách tối ưu nhất.

- ở chương tiếp theo của đề án sẽ thực hiện tính toán độ tin cậy trước và sau dự án một cách cụ thể hơn về tăng độ tin cậy sau khi trang bị tự động hóa lưới điện cho khu vực CNC.

CHƯƠNG III: TÍNH TOÁN, ĐÁNH GIÁ ĐỘ TIN CẬY CUNG CẤP ĐIỆN CỦA LƯỚI ĐIỆN KHU CNC SAU KHI THỰC HIỆN TỰ ĐỘNG HÓA.

3.1 Tổng quan về độ tin cậy cung cấp điện

3.1.1 Độ tin cậy

Độ tin cậy cung cấp điện được hiểu là xác suất để phần tử (hay hệ thống) thực hiện đầy đủ chức năng yêu cầu (làm việc an toàn) trong suốt thời gian khảo sát, đảm bảo các chỉ tiêu vận hành theo quy định trong điều kiện vận hành nhất định. Tuy nhiên thực tế phần lớn các phần tử của hệ thống điện khi bị hư hỏng đều có thể sửa chữa đưa vào vận hành trở lại. Các phần tử này được gọi là phần tử phục hồi, và độ tin cậy được biểu diễn bằng một đại lượng khác với định nghĩa ở trên. Đó là độ sẵn sàng, được tính bằng tỉ số giữa khoảng thời gian phần tử vận hành an toàn và tổng thời gian vận hành; là xác suất để phần tử không bị hư hỏng ở một thời điểm được chọn ngẫu nhiên trong tương lai xa (thời gian đủ lớn).

Độ tin cậy là khả năng mà một phần tử hay hệ thống thực hiện một chức năng, yêu cầu trong một giới hạn đã cho ở một thời điểm nhất định, trong một điều kiện làm việc nhất định. Độ tin cậy theo nghĩa rộng là một tính chất phức hợp, nó bao gồm các tính chất chủ yếu của đối tượng: tính không hỏng, tính sửa chữa, tính bảo quản và tính lâu bền.

Tính sửa chữa: tính chất của đối tượng thích ứng với việc tiến hành bảo dưỡng kỹ thuật và sửa chữa nó. Đặc trưng cho tính sửa chữa là các đại lượng xác suất phục hồi, trung bình thời gian dừng làm việc, trung bình thời gian phục hồi, cường độ phục hồi... Đặc trưng chung cho tính không hỏng và tính sửa chữa là các đại lượng hàm sẵn sàng, hệ số sẵn sàng, hệ số không sẵn sàng...

Tính bảo quản: tính chất của đối tượng duy trì được các thông số đầu ra xác định chất lượng của mình trong giới hạn đã cho. Đặc trưng cho tính bảo quản là các đại lượng trung bình thời gian bảo quản, cường độ hỏng khi bảo quản....

Tính lâu bền: tính chất của đối tượng duy trì được khả năng làm việc của mình cho tới trạng thái giới hạn, trong đó có kể tới những đoạn cần thiết cho việc bảo dưỡng, sửa chữa. Đặc trưng cho tính chất này là tuổi thọ trung bình, trung bình thời gian làm việc...

3.1.2 Độ tin cậy cung cấp điện

Độ tin cậy cung cấp điện là khả năng hệ thống điện duy trì cung cấp điện liên tục, ổn định và an toàn cho khách hàng. Nó phản ánh mức độ mà hệ thống điện có thể hoạt động mà không bị gián đoạn hoặc mất điện ngoài ý muốn

3.1.3 Những yếu tố ảnh hưởng đến độ tin cậy cung cấp điện

a) Độ tin cậy của các phần tử tạo nên lưới điện

- Cường độ hỏng hóc, thời gian phục hồi.
- Sửa chữa định kỳ: thí nghiệm định kỳ; sửa chữa thường xuyên, duy trì bảo dưỡng
- Ngừng điện công tác: thao tác trên lưới, đấu nối cải tạo, phát triển lưới.

b) Cấu trúc lưới điện:

- Sự ghép nối của các phần tử trong lưới điện, hình dáng lưới điện.
- Khả năng thao tác và đổi mới trong sơ đồ (tự động hoặc bằng tay)

c) Hệ thống tổ chức quản lý và vận hành:

- Tổ chức và bố trí các đơn vị cơ động can thiệp khi sự cố.
- Tổ chức mạng lưới phục hồi sự cố và sửa chữa định kỳ.
- Dự trữ thiết bị.
- Dự trữ nguồn.
- Cấu trúc và hoạt động của hệ thống điều khiển vận hành – Sách lược bảo quản định kỳ thiết bị.

d) Ảnh hưởng môi trường

- Phụ tải điện.
- Yếu tố thời tiết, khí hậu, nhiệt độ và ô nhiễm của môi trường.

e) Yếu tố con người:

- Trình độ học vấn của nhân viên kỹ thuật, tự động hóa vận hành.

3.1.4 Các chỉ tiêu độ tin cậy

Độ tin cậy của một phần tử hay hệ thống bất kỳ đánh giá thông qua các chỉ tiêu độ tin cậy, là những đại lượng liên quan đến xác suất thống kê. Tổng quát, các chỉ tiêu này được phân thành 4 loại: xác suất, tần suất, thời gian trung bình và các kỳ vọng thiếu hụt.

- Các xác suất: Độ tin cậy, xác suất hỏng, độ sẵn sàng, độ không sẵn sàng.
- Tần suất: Số lần hỏng hóc trung bình trong một đơn vị thời gian.
- Thời gian trung bình: thời gian trung bình xảy ra hỏng hóc lần đầu tiên, thời gian trung bình giữa các lần hỏng hóc, độ dài thời gian trung bình của các hỏng hóc.
- Các đại lượng kỳ vọng: lượng điện năng bị cắt giảm trung bình trong một đơn vị thời gian do sự cố, số ngày trung bình trong một năm xuất hiện sự cố...

Đối với hệ thống điện, thường dùng các chỉ tiêu sau:

- Xác suất thiếu hụt công suất cấp cho phụ tải.
- Xác suất không đáp ứng nhu cầu phụ tải đỉnh hằng năm.
- Chỉ tiêu tần suất ngừng cung cấp điện hệ thống: là số lần ngừng cung cấp điện trung bình trên mỗi khách hàng bị ảnh hưởng trong một năm.
- Thiệt hại kinh tế tính bằng tiền do mất điện...

3.1.5 Thiệt hại cung cấp điện

Thiệt hại ngừng cung cấp điện phải được xác nhận đầy đủ gồm: Thiệt hại từ Công ty Điện lực và khách hàng dùng điện. Các thiệt hại về Công ty Điện lực có thể được bao gồm: Mất lợi nhuận tương phần điện năng bị hao hụt, Không bán được do khách hàng bị ngừng cung cấp điện, tăng chi phí bảo trì sửa chữa hư hỏng lưới điện và chi phí phải bồi thường cho khách hàng bị ngừng cung cấp điện do lỗi chủ quan. Các thiệt hại không định lượng gồm:

Sự phàn nàn của khách hàng, ảnh hưởng bất lợi đến kinh doanh trong tương lai và phản ứng của dư luận xã hội.

Thiệt hại ngừng cung cấp điện đối với khách hàng phụ thuộc rất nhiều yếu tố liên quan. Thiệt hại do một lần ngừng cung cấp điện thay đổi lớn theo từng loại khách hàng, theo mức độ hiện đại của công nghệ, theo thời gian duy trì ngừng cung cấp điện, theo thời điểm lúc xảy ra ngừng cấp điện và theo tính chất có hay không có thông báo ngừng cấp điện. Các thiệt hại đối với khách hàng là các doanh nghiệp sản xuất, các cơ sở doanh dịch vụ có thể định lượng gồm: thiệt hại do dây chuyền sản xuất bị ngừng hoạt động; một số thiết bị có thể bị hư hỏng; sản phẩm bị thiếu, lỗi, hư hại do ngừng điện; chi phí sản xuất tăng cao do phải trả lương cho công nhân trong thời gian mất điện, do thiết bị sản xuất bị hư hại, chi phí bảo dưỡng tăng thêm v.v... Đối với khách hàng sinh hoạt, các cơ quan công quyền, bệnh viện, trường học, giao thông công cộng v.v... những thiệt hại khó định lượng bao gồm: sinh hoạt bị đảo lộn; các hoạt động của cơ quan bị đình trệ tồn thất; cản trở các hoạt động chính trị, văn hóa, xã hội đang diễn ra; gián đoạn các hoạt động dịch vụ, vui chơi giải trí. Một số trường hợp ngừng điện có thể dẫn đến những hậu quả nghiêm trọng như: cướp giết, quậy phá, bạo loạn, tai nạn giao thông v.v

Thiệt hại ngừng cung cấp điện khách hàng là cơ sở rất quan trọng trong việc hoạch định chính sách về độ tin cậy của các cơ quan quản lý nhà nước về điện. Khi các Công ty Điện lực đang từng bước được cổ phần hóa, hoạt động theo cơ chế thị trường, việc nâng cao độ tin cậy là bắt buộc theo các quy định ràng buộc định lượng về độ tin cậy cung cấp điện thì thiệt hại ngừng điện khách hàng là vấn đề đáng quan tâm để đảm bảo

hiệu quả về kinh tế trong việc đầu tư.

3.1.6 Một số biện pháp nâng cao độ tin cậy cung cấp điện.

Nâng cao độ tin cậy của từng phần tử lưới điện bằng cách đầu tư các thiết bị có chất lượng, độ tin cậy cao, các thiết bị hiện đại, không phải bảo quản định kỳ, có khả năng điều khiển từ xa, tự động hóa cao.

- Hoàn thiện bảo vệ rơ le, hoàn thiện cơ cấu tự động đóng lặp lại.

- Hạn chế các sai sót trong thao tác, vận hành, nâng cao trình độ của công nhân quản lý vận hành.

- Giảm thời gian tìm kiếm, xử lý sự cố và công tác trên lưới điện, đầu tư các trang thiết bị vận hành, sửa chữa hiện đại nhằm rút ngắn thời gian thực hiện.

- Tổ chức hợp lý việc đại tu sửa chữa định kỳ, sửa chữa “nóng” (sửa chữa khi có điện). - Đầu tư cải tạo, nâng cấp lưới điện. Tổ chức tốt cấu trúc lưới điện. Dự phòng đường dây, dự phòng nguồn. Phân đoạn đường dây bằng các thiết bị phân đoạn.

3.2 Một số phương pháp đánh giá độ tin cậy

Để đánh giá độ tin cậy của các sơ đồ cung cấp điện, ta cần phải khảo sát những chỉ tiêu định lượng cơ bản về độ tin cậy của các sơ đồ nối điện khác nhau của hệ thống cung cấp điện. Các chỉ tiêu đó là: Xác suất làm việc an toàn $P(t)$ của hệ thống trong thời gian khảo sát, thời gian trung bình T giữa các lần sự cố, hệ số sẵn sàng A của hệ, thời gian trung bình sửa chữa sự cố, thời gian trung bình sửa chữa định kỳ...

Tính toán độ tin cậy của các sơ đồ cung cấp điện nhằm phục vụ bài toán tìm phương án cung cấp điện tối ưu, hài hòa giữa hai chỉ tiêu: Cực tiểu vốn đầu tư và cực đại mức độ đảm bảo cung cấp điện.

Các phương pháp phổ biến hiện nay thường dùng để giải tích độ tin cậy của hệ thống điện là:

- Phương pháp đồ thị
- giải tích.
- Phương pháp không gian trạng thái.
- Phương pháp mô phỏng Monte – Carl

Mỗi phương pháp phù hợp với từng loại bài toán. Phương pháp không gian trạng thái được sử dụng chủ yếu trong bài toán độ tin cậy của nguồn điện. Phương pháp cây hồng học lại thích hợp cho bài toán độ tin cậy của các nhà máy điện. Phương pháp Monte-Carlo cho phép xét đến nhiều yếu tố trong đó tác động vận hành đến chỉ tiêu độ

tin cậy và được sử dụng chủ yếu cho giải tích độ tin cậy của hệ thống điện. Đối với độ tin cậy của lưới điện thường sử dụng kết hợp phương pháp không gian trạng thái với phương pháp đồ thị giải tích.

3.3 Chỉ tiêu độ tin cậy của lưới điện phân phối.

Để đánh giá độ tin cậy cung cấp điện, Tổng Công ty Điện lực Việt Nam (nay là Tập đoàn điện lực Việt Nam) đã có các quy định về chỉ tiêu sự cố (đường dây và trạm biến áp) trong quản lý vận hành hệ thống điện để làm cơ sở đánh giá quản lý vận hành nguồn lưới đáp ứng yêu cầu cung ứng điện liên tục cho khách hàng.

Theo điều 15 Độ tin cậy của lưới điện phân phối theo Thông tư quy định hệ thống truyền tải điện, phân phối điện và đo đếm điện năng. (Số 05/2025/TT-BCT)

3.3.1 Các chỉ số về độ tin cậy cung cấp điện của lưới điện phân phối bao gồm:

a) chỉ số về thời gian mất điện trung bình của lưới điện phân phối (System Average Interruption Duration Index – SAIDI);

b) Chỉ số về số lần mất điện trung bình của lưới điện phân phối (System Average Interruption Frequency Index – SAIFI)

c) Các chỉ số về số lần mất điện thoáng qua trung bình của lưới điện phân phối (Momentary Average Interruption Frequency Index – MAIFI).

3.3.2 Các chỉ số về độ tin cậy của lưới điện phân phối được tính toán như sau:

a) SAIDI (System Average Interruption Duration Index) được tính bằng tổng số thời gian mất điện kéo dài trên 05 phút của Khách hàng sử dụng điện và Đơn vị bán lẻ điện mau điện của Đơn vị bán buôn điện chia cho tổng số Khách hàng sử dụng điện và Đơn vị bán lẻ điện mua điện của Đơn vị bán buôn điện, xác định theo công thức sau:

$$SAIDI = \frac{\sum T_i \cdot K_i}{K}$$

Trong đó:

- T_i : Thời gian mất điện lần thứ i trong tháng t (chỉ xét các lần mất điện có thời gian kéo dài trên 05 phút);

- K_i : Tổng số Khách hàng sử dụng điện bị ảnh hưởng bởi lần mất điện kéo dài trên 5 phút của nút thứ i

- K : Tổng số khách hàng được sử dụng điện của đơn vị phân phối hoặc của khu vực tính toán.

b) SAIFI (System Average Interruption Frequency Index) được tính bằng tổng số lượt khách hàng sử dụng điện và Đơn vị bán lẻ điện mua điện của Đơn vị bán buôn điện bị mất điện kéo dài trên 05 phút chia cho tổng số khách hàng sử dụng điện và Đơn vị bán lẻ điện mua điện của Đơn vị bán buôn điện, xác định theo công thức sau: T_1

$$SAIFI = \frac{\sum \lambda_i K_i}{K}$$

Trong đó:

- λ_i : Cường độ sự cố tại nút thứ i
- K_i : Tổng số khách hàng sử dụng điện bị ảnh hưởng bởi lần mất điện kéo dài trên 5 phút của nút thứ i ;
- K : Tổng số Khách hàng sử dụng điện và Đơn vị bán lẻ điện mua điện của Đơn vị bán buôn bán điện hoặc khu vực tính toán.

c) MAIFI (Momentary Average Interruption Frequency Index) được tính bằng tổng số lượt Khách hàng sử dụng điện và Đơn vị bán lẻ điện mua điện của Đơn vị bán buôn điện bị mất điện thoáng qua (thời gian mất điện kéo dài từ 05 phút trở xuống) chia cho tổng số khách hàng sử dụng điện và Đơn vị bán lẻ điện mua điện của Đơn vị bán buôn điện, xác định theo công thức sau:

$$MAIFI = \frac{\sum_{i=1}^m K_{tq}}{K_t}$$

Trong đó:

- L_i : Tổng số khách hàng sử dụng điện bị ảnh hưởng bởi lần mất điện thoáng qua không quá 5 phút lần thứ i .
- m : Số lần mất điện thoáng qua không quá 5 phút.
- K : Tổng số Khách hàng sử dụng điện và Đơn vị bán lẻ điện mua điện của Đơn vị bán buôn điện hoặc của khu vực tính toán;

3.4 Chỉ tiêu độ tin cậy của khu CNC

3.4.1 Tính toán độ tin cậy trước dự án

3.4.1.1 Số liệu đầu vào

Căn cứ số liệu quản lý của Công ty Điện lực Đà Nẵng (số liệu từ ngày 1/12/2024 – 31/12/2024) được trình bày ở bảng 3.1

Bảng 3.1 Số liệu đầu vào của các xuất tuyến thuộc khu CNC

Xuất tuyến	Tổng thời gian mất điện của khách hàng ($\sum T_i \cdot K_i$)	Tổng số Khách Hàng K	Tổng số KH bị mất điện (Nj)	Tổng số KH bị ảnh hưởng bởi mất điện thoáng qua ($\sum K_{tq}$)
HLI471	43,936	99	99	0
HLI473	1,259	7	1	0
HLI480	519	8	2	0
HLI481	0	1	0	0

3.4.1.2 Chỉ số độ tin cậy SAIDI, SAIFI, MAIFI của các xuất tuyến thuộc CNC được tính toán theo công thức trên có kết quả như bảng 3.2

Bảng 3.2 Độ tin cậy của từng xuất tuyến thuộc khu CNC

Xuất tuyến	SAIDI ($\sum T_i \cdot K_i / K$)	SAIFI ($\sum N_j / K$)	MAIFI ($\sum K_{tq} / K$)
HLI471	0,444	1	0
HLI473	0,179857	0,143	0
HLI480	64,875	0,25	0
HLI481	0	0	0

Với

- Hệ số giảm thời gian mất điện của khách hàng $\lambda = \alpha \cdot \delta \cdot \gamma = 0,684$
- Hệ số ảnh hưởng đầu tư công nghệ $\alpha = 0,8$
- Hệ số ảnh hưởng do thi công trình $\beta = 0,98$
- Hệ số ảnh hưởng do sử dụng công nghệ $\gamma = 0,9$
- Tốc độ tăng trưởng khách hàng sử dụng điện $\delta = 0,95$

3.4.1.3 Ta có các số liệu sau dự án

Dựa vào các hệ số giảm thời gian mất điện khách hàng, ảnh hưởng đầu tư công nghệ, ảnh hưởng do công trình, do sử dụng công nghệ và tốc độ tăng trưởng khách

hàng dùng điện ta tính được số liệu sau dự án theo công thức như bảng 3.3

Bảng 3.3 các số liệu sau dự án của các xuất tuyến thuộc khu CNC

Xuất tuyến	Tổng thời gian mất điện của khách hàng ($\sum T_i \cdot K_i \cdot \lambda$)	Tổng số Khách Hàng $K \cdot \delta$	Tổng số KH bị mất điện ($N_j \cdot \lambda \cdot \delta$)	Tổng số KH bị ảnh hưởng bởi mất điện thoảng qua ($\sum K_{tq}$)
HLI471	30,052	94,05	67,716	0
HLI473	0,8611	6,65	0,684	0
HLI480	355	7,6	1,368	0
HLI481	0	0,95	0	0

3.3.1.3 Chỉ số độ tin cậy SAIDI, SAIFI, MAIFI của các xuất tuyến thuộc CNC được tính toán sau dự án:

Dựa vào các số liệu sau dự án ta tính được độ tin cậy sau dự án của các xuất tuyến thuộc khu CNC trình bày ở bảng 3.4

Bảng 3.4 Chỉ số độ tin cậy các xuất tuyến thuộc khu CNC sau dự án

Xuất tuyến	SAIDI ($\sum T_i \cdot K_i \cdot \lambda \cdot \delta / K \cdot \delta$)	SAIFI ($\sum \delta \cdot \lambda \cdot N_i / \delta \cdot K$)	MAIFI ($\sum K_{tq} / K$)
HLI471	0,319	0,72	0
HLI473	0,1294	0,1028	0
HLI480	46,71	0,18	0
HLI481	0	0	0

3.4.2 So Sánh các chỉ tiêu độ tin cậy giá trị giảm so với trước dự án

Căn cứ vào số liệu ở bảng 3.2 và bảng 3.4 ta tính được lợi ích khi thực hiện dự án trang bị tự động hóa DAS trên các xuất tuyến cung cấp điện cho khu CNC góp phần tăng độ tin cậy cung cấp điện cho khu CNC như bảng 3.5

Bảng 3.5 So sánh độ tin cậy cung cấp điện trước và sau dự án trang bị DAS cho các xuất tuyến thuộc khu CNC.

Xuất tuyến	Δ SAIDI (phút/KH)	Δ SAIFI (lần/KH)	Δ MAIFI (lần/KH)
HLI471	0,125	0,28	0
HLI473	0,0504	0,0402	0
HLI480	18.165	0,07	0
HLI481	0	0	0

- Qua bảng trên cho thấy lợi ích sau khi trang bị tự động hóa lưới điện (DAS) cho khu vực khu CNC giúp giảm đáng kể thời gian và số khách hàng bị mất điện sập xỉ 28%, góp phần nâng cao độ tin cậy cho hệ thống.

3.4 Kết luận chương 3

Trong chương này ta trình bày các khái niệm về độ tin cậy cung cấp điện cũng như trình bày các thông số, lợi ích của việc áp dụng hệ thống tự động hóa lưới điện phân phối (DAS) vào trang bị hệ thống DAS cho khu CNC.

KẾT LUẬN

Khu Công nghệ cao ngày càng phát triển và thu hút nhiều doanh nghiệp nhà đầu tư trong và ngoài nước theo đó là phụ tải ngày một tăng, nhu cầu sử dụng điện của khách hàng ngày một tăng ngành điện phải đáp ứng kịp thời nâng cao độ tin cậy cung cấp điện liên tục cho các khách hàng trong khu vực khu Công nghệ cao. Thiệt hại do mất điện không nhưng ảnh hưởng nghiêm trọng đến khách hàng mà còn ảnh hưởng nghiêm trọng đến doanh thu, độ tin cậy của Công ty Điện lực do vậy việc trang bị DAS cho khu vực khu Công nghệ cao là vô cùng cần thiết.

Đề tài ‘Tìm hiểu và mở rộng hệ thống tự động hóa lưới điện phân phối đề xuất ứng dụng lưới điện trung áp khu Công Nghệ Cao thuộc Thành Phố Đà Nẵng’ đã đề cập các vấn đề tự động hóa lưới điện phân phối cho lưới điện khu Công nghệ cao, tính toán phối hợp thiết bị bảo vệ tự động trong hệ thống nhằm mục đích nâng cao độ tin cậy cung cấp điện và giảm đến mức thấp nhất khu vực mất điện.

Nội dung đồ án đã giúp sinh viên:

- Hiểu rõ về thực trạng hệ thống tự động hóa lưới điện phân phối lưới điện trung áp Thành phố Đà Nẵng.
- Tìm hiểu phối hợp các thiết bị đóng cắt trên lưới điện khu vực, nhằm phân đoạn và tự động cách ly điểm sự cố, khôi phục cung cấp điện.
- Đánh giá lưới điện hiện hữu khu Công nghệ cao và giải pháp mở rộng hệ thống tự động hóa lưới điện (DAS) tại khu vực khu Công nghệ cao.
- Đánh giá độ tin cậy cung cấp điện của lưới điện khu Công nghệ cao sau khi mở rộng hệ thống (DAS).

Qua các kiến thức tích lũy trong thời gian làm đồ án tốt nghiệp, Sinh viên được củng cố lại kiến thức tích lũy trong nhà trường và rất có ích để sau này sinh viên ra công tác.

TÀI LIỆU THAM KHẢO

- [1] [Daotao-DAS Châu CNTT.pptx \(sharepoint.com\)](#)
- [2] [Dao tao DAS-2022-Son.pptx \(sharepoint.com\)](#)
- [3] [Daotao-truyen-thong-DAS.pptx \(sharepoint.com\)](#)
- [4] [Cau hình tại recloser, LBS Sáng ĐĐ.pptx \(sharepoint.com\)](#)
- [5] <https://123docz.net/document/6555853-nghien-cuu-su-dung-giai-phap-tu-dong-hoa-luoi-dien-phan-phoi-das-de-nang-cao-do-tin-cay-van-hanh-cho-luoi-dien-quan-ngu-hanh-son-tp-da-nang.htm>
- [6] [Daotao-truyen-thong-DAS.pptx \(sharepoint.com\)](#)
- [7] Thống số và số liệu của Công ty Điện lực Đà Nẵng