

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:
ỨNG DỤNG PHẦN MỀM PSS/ADEPT TÍNH TOÁN TỐI ƯU HOÁ
LƯỚI ĐIỆN PHÂN PHỐI THÀNH PHỐ QUY NHƠN

Người hướng dẫn: TS. PHẠM VĂN KIÊN
KS. HỒ QUANG THỊNH
Người Phản biện: TS. HẠ ĐÌNH TRÚC

Sinh viên thực hiện: Nguyễn Hoàng Phương_105200172
Thủy Ngọc Cao Miên_105200203

Đà Nẵng, 2025

MỤC LỤC

DANH MỤC BẢNG BIỂU.....	1
DANH MỤC HÌNH ẢNH	4
DANH MỤC KÍ HIỆU, TỪ VIẾT TẮT	5
MỞ ĐẦU.....	6
CHƯƠNG 1: TỔNG QUAN HIỆN TRẠNG LƯỚI ĐIỆN PHÂN PHỐI THÀNH PHỐ QUY NHƠN	8
1.1. KHÁI QUÁT VỀ ĐẶC ĐIỂM TỰ NHIÊN, KINH TẾ, XÃ HỘI VÀ PHƯƠNG HƯỚNG PHÁT TRIỂN THÀNH PHỐ QUY NHƠN	8
1.1.1 Đặc điểm tự nhiên	8
1.1.2 Hiện trạng kinh tế, xã hội	8
1.1.3 Phương hướng phát triển của thành phố Quy Nhơn.....	8
1.2. TỔNG QUAN VỀ LƯỚI ĐIỆN PHÂN PHỐI THÀNH PHỐ QUY NHƠN	8
1.2.1. Đặc điểm về lưới điện phân phối	8
1.2.2. Về phụ tải điện:	10
1.2.2.1. Phân loại phụ tải điện	10
1.2.2.2 Các đặc trưng của phụ tải điện	11
1.2.2.3. Yêu cầu của phụ tải đối với hệ thống điện	12
1.2.3. Tình hình cung cấp điện thành phố Quy Nhơn	12
CHƯƠNG 2: CƠ SỞ LÝ THUYẾT VÀ GIỚI THIỆU PHẦN MỀM PSS/ADEPT DÙNG ĐỂ TÍNH TOÁN TỐI ƯU LƯỚI ĐIỆN PHÂN PHỐI.....	15
2.1 VAI TRÒ VÀ Ý NGHĨA CỦA BÀI TOÁN XÁC ĐỊNH TỶ SỐ TỶ THẤT CÔNG SUẤT VÀ TỶ THẤT ĐIỆN NĂNG.....	15
2.1.1 Tỷ thất công suất	15
2.1.1.2 Tỷ thất công suất trên đường dây	15
2.1.1.2 Tỷ thất công suất trong máy biến áp:	16
2.1.2. Tỷ thất điện năng	19
2.1.2.1 Tỷ thất điện năng trên đường dây.....	20
2.1.2.2 Tỷ thất điện năng trong máy biến áp.....	22
2.1.3. Ý nghĩa việc xác định tỷ thất công suất, tỷ thất điện năng.....	23
2.2. CÁC YẾU TỐ ẢNH HƯỞNG ĐẾN TRỊ SỐ TỶ THẤT CÔNG SUẤT, TỶ THẤT ĐIỆN NĂNG TRONG LƯỚI ĐIỆN PHÂN PHỐI.	24
2.3. CÁC BIỆN PHÁP NHẪM GIẢM TỶ THẤT ĐIỆN NĂNG	25
2.4. CÁC PHƯƠNG PHÁP TÍNH TOÁN TỶ THẤT ĐIỆN NĂNG TRONG LƯỚI ĐIỆN PHÂN PHỐI.	26

2.5. TỔNG QUAN VỀ ĐỘ TIN CẬY CỦA LƯỚI ĐIỆN PHÂN PHỐI	27
2.6. GIỚI THIỆU VỀ PHẦN MỀM PSS/ADEPT	27
2.6.1. Các chức năng ứng dụng	27
2.6.2. Các phân hệ của PSS/ADEPT	28
2.6.3. Các bước thực hiện ứng dụng phần mềm PSS/ADEPT	28
2.6.4. Tính toán về phân bố công suất	29
2.6.5. Phương pháp tính tối ưu hóa việc lắp đặt tụ bù của phần mềm PSS/ADEPT	29
2.6.6. Tối ưu hóa điểm mở tối ưu (TOPO) của phần mềm PSS/ADEPT	37
CHƯƠNG 3: TÍNH TOÁN TỶ SỐ THẤT ĐIỆN NĂNG, TỐI ƯU HOÁ VỊ TRÍ LẮP ĐẶT THIẾT BỊ BÙ VÀ XÁC ĐỊNH ĐIỂM MỞ TỐI ƯU TRÊN LƯỚI ĐIỆN PHÂN PHỐI THÀNH PHỐ QUY NHƠN-TỈNH BÌNH ĐỊNH (XT 471QNH2 VÀ XT 474QNH).....	39
3.1. CÁC SỐ LIỆU ĐẦU VÀO PHỤC VỤ CHO VIỆC TÍNH TOÁN LƯỚI ĐIỆN	39
3.2. XÂY DỰNG ĐỒ THỊ PHỤ TẢI NGÀY ĐẶC TRƯNG	40
3.3. CÁC TIÊU CHÍ ĐỂ LỰA CHỌN PHƯƠNG THỨC VẬN HÀNH TỐI ƯU CHO LƯỚI ĐIỆN PHÂN PHỐI THÀNH PHỐ QUY NHƠN.....	43
3.4. TÍNH TOÁN, LỰA CHỌN PHƯƠNG THỨC VẬN HÀNH TỐI ƯU CHO XT 471 QNH2 VÀ XT 474 QNH	43
3.5. TÍNH TOÁN TRÀO LƯU CÔNG SUẤT CHO PHƯƠNG THỨC VẬN HÀNH HIỆN TẠI	46
3.6. TÍNH TOÁN TỶ SỐ THẤT ĐIỆN NĂNG	48
3.7. TRƯỜNG HỢP 1: SỬ DỤNG PHẦN MỀM PSS-ADEPT ĐỂ TÍNH TOÁN VỊ TRÍ MỚI LẮP ĐẶT TỤ BÙ TRƯỚC, TÌM RA ĐIỂM MỞ TỐI ƯU SAU	54
3.7.1. Tối ưu hóa vị trí lắp đặt tụ bù dùng modul Capo của phần mềm PSS-ADEPT	55
3.7.2. Tính toán phương thức vận hành cơ bản tối ưu cho XT 471QNH2 và XT 474QNH lưới điện thành phố Quy Nhơn bằng phương pháp điểm mở tối ưu dùng modul TOPO của phần mềm PSS/ADEPT	59
3.8. TRƯỜNG HỢP 2: SỬ DỤNG PHẦN MỀM PSS-ADEPT ĐỂ TÍNH TOÁN, TÌM RA ĐIỂM MỞ TỐI ƯU TRƯỚC VÀ VỊ TRÍ MỚI LẮP ĐẶT TỤ BÙ SAU	61
3.8.1. Tính toán phương thức vận hành cơ bản tối ưu cho XT 471QNH2 và XT 474QNH lưới điện thành phố Quy Nhơn bằng phương pháp điểm mở tối ưu dùng module TOPO của phần mềm PSS/ADEPT	61
3.8.2. Tối ưu hoá vị trí lắp đặt tụ bù dùng modul Capo của phần mềm PSS/ADEPT	63
3.9. PHÂN TÍCH HIỆU QUẢ KINH TẾ CỦA LƯỚI SAU KHI TỐI ƯU.....	68
KẾT LUẬN	70
TÀI LIỆU THAM KHẢO.....	71

DANH MỤC BẢNG BIỂU

Bảng 1.1 Mục tiêu năm 2025 của Điện lực Quy Nhơn	14
Bảng 3.1 Bảng hệ số phụ tải nhập vào bảng load snapshots	45
Bảng 3.2 Dung lượng và vị trí các bộ tụ bù cố định hiện tại	46
Bảng 3.3 Công suất tác dụng, công suất phản kháng và $\cos \varphi$ trên các xuất tuyến ở chế độ vận hành hiện tại với khoảng thời gian 7h-17h	46
Bảng 3.4 Công suất tác dụng, công suất phản kháng và $\cos \varphi$ trên các xuất tuyến ở chế độ vận hành hiện tại với khoảng thời gian 17h-22h	46
Bảng 3.5 Công suất tác dụng, công suất phản kháng và $\cos \varphi$ trên các xuất tuyến ở chế độ vận hành hiện tại với khoảng thời gian 22h-7h	46
Bảng 3.6 Công suất và tổn thất công suất của 2 xuất tuyến ở chế độ vận hành hiện tại	46
Bảng 3.7 Tổng hợp điện áp thấp trên các xuất tuyến ở chế độ vận hành hiện tại trong khoảng thời gian 7h-17h	47
Bảng 3.8 Tổng hợp điện áp thấp trên các xuất tuyến ở chế độ vận hành hiện tại trong khoảng thời gian 17h-22h	47
Bảng 3.9 Tổng hợp điện áp thấp trên các xuất tuyến ở chế độ vận hành hiện tại trong khoảng thời gian 22h-7h	47
Bảng 3.10 Dung lượng và vị trí đặt các bộ tụ bù tối ưu	56
Bảng 3.11 Công suất và $\cos \varphi$ trên các xuất tuyến ở chế độ vận hành tối ưu sau tái cấu trúc tụ bù với khoảng thời gian 7h-17h	56
Bảng 3.12. Công suất và $\cos \varphi$ trên các xuất tuyến ở chế độ vận hành tối ưu sau tái cấu trúc tụ bù với khoảng thời gian 17h-22h	56
Bảng 3.13 Công suất và $\cos \varphi$ trên các xuất tuyến ở chế độ vận hành tối ưu sau tái cấu trúc tụ bù với khoảng thời gian 22h-7h	57
Bảng 3.14 Công suất và tổn thất công suất cả 2 xuất tuyến khi vận hành với vị trí các tụ bù đã tái cấu trúc	58

Bảng 3.15 Tổng hợp điện áp thấp nhất trên các xuất tuyến ở chế độ vận hành sau khi tái cấu trúc khoảng thời gian 7h-17h	58
Bảng 3.16 Tổng hợp điện áp thấp nhất trên các xuất tuyến ở chế độ vận hành sau khi tái cấu trúc khoảng thời gian 17h-22h	58
Bảng 3.17 Tổng hợp điện áp thấp nhất trên các xuất tuyến ở chế độ vận hành sau khi tái cấu trúc khoảng thời gian 22h-7h	58
Bảng 3.18 Tổng hợp tổn thất của cả 2 xuất tuyến trong 3 khoảng thời gian trước và sau tái cấu trúc vị trí các tụ bù	59
Bảng 3.19 Vị trí mở mạch vòng chưa tối ưu TOPO	59
Bảng 3.20 Vị trí mở của mạch vòng sau tối ưu Topo	60
Bảng 3.21 Công suất và tổn thất của 2 xuất tuyến sau tính toán TOPO với vị trí các tụ bù đã tái cấu trúc	60
Bảng 3.22 Tổng hợp tổn thất của 2 xuất tuyến trước và sau khi xác định điểm mở tối ưu	61
Bảng 3.23 Vị trí mở mạch vòng chưa tối ưu TOPO	61
Bảng 3.24 Vị trí mở của mạch vòng đã tối ưu Topo	62
Bảng 3.25 Tổng hợp tổn thất của 2 xuất tuyến trước và sau khi xác định điểm mở tối ưu	63
Bảng 3.26 Dung lượng và vị trí đặt các bộ tụ bù tối ưu	65
Bảng 3.27 Công suất và $\cos \varphi$ trên các xuất tuyến ở chế độ vận hành tối ưu sau tái cấu trúc tụ bù với khoảng thời gian 7h-17h	65
Bảng 3.28 Công suất và $\cos \varphi$ trên các xuất tuyến ở chế độ vận hành tối ưu sau tái cấu trúc tụ bù với khoảng thời gian 17h-22h	65
Bảng 3.29 Công suất và $\cos \varphi$ trên các xuất tuyến ở chế độ vận hành tối ưu sau tái cấu trúc tụ bù với khoảng thời gian 22h-7h	66
Bảng 3.30 Công suất và tổn thất công suất cả 2 xuất tuyến khi vận hành với vị trí các tụ bù đã tái cấu trúc	67
Bảng 3.31 Tổng hợp điện áp thấp nhất trên các xuất tuyến ở chế độ vận hành sau khi tái cấu trúc khoảng thời gian 7h-17h	67
Bảng 3.32 Tổng hợp điện áp thấp nhất trên các xuất tuyến ở chế độ vận hành sau khi tái cấu trúc khoảng thời gian 17h-22h	67

Bảng 3.33 Tổng hợp điện áp thấp nhất trên các xuất tuyến ở chế độ vận hành sau khi tái cấu trúc khoảng thời gian 22h-7h	68
Bảng 3.34 Tổng hợp tổn thất của cả 2 xuất tuyến trong 3 khoảng thời gian trước và sau tái cấu trúc vị trí các tụ bù	68

DANH MỤC HÌNH ẢNH

Hình 2.1 Sơ đồ nguyên lý và sơ đồ thay thế đường dây 1 phụ tải	15
Hình 2.2. Sơ đồ nguyên lý và sơ đồ thay thế đường dây cấp điện cho 2 phụ tải	16
Hình 2.3 Sơ đồ thay thế MBA hai cuộn dây	18
Hình 2.4 Sơ đồ thay thế MBA ba cuộn dây	19
Hình 2.5 Minh họa ΔA với ΔP là hàm thời gian	20
Hình 2.6 Sơ đồ nguyên lý và thay thế đường dây liên thông cấp điện cho 3 phụ tải	21
Hình 2.7 Cài đặt các chỉ tiêu kinh tế trong economics	30
Hình 2.8 Cài đặt các tùy chọn cho bài toán tính toán tối ưu vị trí bù tại thẻ CAPO	33
Hình 3.1 Mô phỏng XT471QNH2 và XT474QNH trên phần mềm PSS-ADEPT	39
Hình 3.2 Đồ thị phụ tải XT 471QNH2	41
Hình 3.3 Đồ thị phụ tải đặc trưng XT 474QNH	42
Hình 3.4 Phân chia nhóm phụ tải trong phần mềm PSS-ADEPT	44
Hình 3.5 Hộp thoại nhập hệ số nhóm phụ tải Load Snapshot	45
Hình 3.6 Đồ thị phụ tải điển hình của XT471QNH2	49
Hình 3.7 Đồ thị phụ tải điển hình của xuất tuyến 474QNH	50
Hình 3.8 Cài đặt thông số tự bù thiết lập cho modul tính toán CAPO của 2 xuất tuyến	55
Hình 3.9 Cài đặt thông số tự bù thiết lập cho modul tính toán CAPO của 2 xuất tuyến	64

DANH MỤC KÍ HIỆU, TỪ VIẾT TẮT

TỪ VIẾT TẮT	CHÚ THÍCH
XT	Xuất tuyến
TBA	Trạm biến áp
MBA	Máy biến áp
CSTD	Công suất tác dụng
CSPK	Công suất phản kháng
TTĐN	Tổn thất điện năng
TTCS	Tổn thất công suất
KH	Khách hàng
LĐPP	Lưới điện phân phối
ĐTC	Độ tin cậy
PD	Phân đoạn
EVN	Tập đoàn Điện lực Việt Nam
EVNCPC	Tổng Công ty Điện lực Miền Trung
MC	Máy cắt
DCL	Dao cách ly
RC	Recloser
LBS	Dao cắt tải
Pmin	Công suất nhỏ nhất
Pmax	Công suất lớn nhất
FCO	Cầu chì tự rơi

MỞ ĐẦU

1. Lý do chọn đề tài

- Giảm tổn thất điện năng và nâng cao độ tin cậy cung cấp điện là một trong những mục tiêu quan trọng trong sản xuất và kinh doanh điện. Ở nước ta, trong những năm gần đây nhu cầu về điện ngày càng gia tăng, trong khi đó hệ thống lưới điện đã vận hành lâu năm với việc xây dựng không đồng nhất và chưa tính toán cập nhật thường xuyên dẫn đến tổn thất điện năng đáng kể ở nhiều khu vực trong hệ thống điện. Do vậy, việc tính toán đưa ra các giải pháp giảm tổn thất điện năng, nâng cao độ tin cậy để nâng cao hiệu quả vận hành các lưới điện hiện hữu là rất cần thiết. Trong đề tài này, dựa trên cơ sở nghiên cứu lý thuyết về các giải pháp giảm tổn thất điện năng, nâng cao độ tin cậy kết hợp với sử dụng các phần mềm ứng dụng để phân tích tổn thất điện năng, độ tin cậy hiện tại trên lưới điện phân phối của Điện lực Thành phố Quy Nhơn cụ thể là xuất tuyến 471 Trạm biến áp 110kV Quy Nhơn (XT 471QNH2) với xuất tuyến 474 Trạm biến áp 220kV Quy Nhơn (XT 474QNH) và dựa trên đánh giá những ưu, khuyết điểm về các giải pháp giảm tổn thất điện năng, nâng cao độ tin cậy mà Điện lực Thành phố Quy Nhơn đang áp dụng, một số giải pháp giảm tổn thất điện năng, nâng cao độ tin cậy được lựa chọn. Kết quả tính toán đạt được thể hiện được tính hiệu quả của giải pháp được đề xuất.

- Đồ án chọn đề tài tính toán xác định điểm mở hợp lý, vị trí đặt tụ bù trong các mạch vòng hiện có, để khi vận hành lưới hình tia thì có tổn thất công suất tác dụng, tổn thất điện năng nhỏ nhất.

2. Đối tượng và phạm vi nghiên cứu

- Đối tượng nghiên cứu: Lưới điện phân phối có cấp điện áp từ 22kV trở xuống (cụ thể là XT 471QNH2 với XT 474QNH thuộc lưới điện phân phối thành phố Quy Nhơn)
- Phạm vi nghiên cứu: Tập trung vào nghiên cứu tìm các giải pháp giảm tổn thất điện năng trên lưới điện phân phối thành phố Quy Nhơn (XT471QNH2, 474QNH) nhằm nâng cao chất lượng cung cấp điện, đem lại hiệu quả kinh tế.

3. Mục tiêu

- Đề tài sẽ nghiên cứu lý thuyết, giải pháp bù tối ưu công suất phản kháng, xác định điểm mở hợp lý cho XT 471QNH2 với XT 474QNH thuộc LĐPP thành phố Quy Nhơn.
- Nghiên cứu phần mềm PSS/ADEPT để mô phỏng và tính toán

4. Phương pháp nghiên cứu

- Phương pháp nghiên cứu lý thuyết: Thu thập số liệu lưới điện từ Điện lực Thành phố Quy Nhơn, quan sát thực tế từ lưới phân phối 22kV.
- Phương pháp xử lý số liệu: Sử dụng phần mềm PSS/ADEPT tính toán phân bố công suất, tổn thất công suất, tính toán vị trí bù công suất phản kháng tối ưu và tính điểm mở tối ưu nhằm lựa chọn giải pháp vận hành cơ bản tối ưu cho XT 471QNH2 VỚI XT 474QNH thuộc lưới điện phân phối Thành phố Quy Nhơn.

5. Tên đề tài

Căn cứ vào mục tiêu, nhiệm vụ nghiên cứu đề tài được đặt tên là: “Tối ưu hóa lưới điện phân phối Thành phố Quy Nhơn nhằm giảm tổn thất điện năng”.

6. Bố cục đề tài

Đề tài được phân thành 3 chương với các nội dung như sau:

- Chương 1: Tổng quan hiện trạng lưới điện phân phối thành phố Quy Nhơn
- Chương 2: Cơ sở lý thuyết và giới thiệu phần mềm PSS/ADEPT dùng để tính toán tối ưu lưới điện phân phối.
- Chương 3: Tính toán tổn thất điện năng và tối ưu hoá vị trí lắp đặt thiết bị bù và xác định điểm mở tối ưu trên lưới điện phân phối thành phố Quy Nhơn-tỉnh Bình Định (XT471QNH2 và XT474QNH)

CHƯƠNG 1: TỔNG QUAN HIỆN TRẠNG LƯỚI ĐIỆN PHÂN PHỐI THÀNH PHỐ QUY NHƠN

1.1. KHÁI QUÁT VỀ ĐẶC ĐIỂM TỰ NHIÊN, KINH TẾ, XÃ HỘI VÀ PHƯƠNG HƯỚNG PHÁT TRIỂN THÀNH PHỐ QUY NHƠN

1.1.1 Đặc điểm tự nhiên

Quy Nhơn là thành phố ven biển miền Trung Việt Nam thuộc tỉnh Bình Định. Quy Nhơn có nhiều thế đất khác nhau, đa dạng về cảnh quan địa lý, bờ biển Quy Nhơn dài 72 km, diện tích đầm, hồ nước lớn, tài nguyên sinh vật biển phong phú, có nhiều loại đặc sản quý, có giá trị kinh tế cao.

1.1.2 Hiện trạng kinh tế, xã hội

Hiện nay cơ cấu các ngành kinh tế của Quy Nhơn có sự chuyển dịch theo hướng tăng tỷ trọng ngành công nghiệp dịch vụ, giảm tỷ lệ ngành nông lâm ngư nghiệp trong GDP. Tỷ trọng nông, lâm, thủy sản – công nghiệp và xây dựng – dịch vụ trong GDP năm 2014 đạt: 5,5% – 47,6% – 46,9%. Kim ngạch xuất khẩu ước đạt 918.4 triệu USD, kim ngạch nhập khẩu ước đạt 608 triệu USD. Thu nhập bình quân đầu người 2014 là 4052 USD/người.

Các ngành kinh tế chính của thành phố gồm công nghiệp, thương mại, xuất nhập khẩu, dịch vụ cảng biển, nuôi và khai thác thủy hải sản, du lịch.

1.1.3 Phương hướng phát triển của thành phố Quy Nhơn

Ngày nay Quy Nhơn được công nhận là đô thị loại I, với ưu thế về vị trí địa lý, có cảng biển và cơ sở hạ tầng đô thị phát triển. Quy Nhơn được Thủ tướng Chính phủ xác định là một trong ba trung tâm Công nghiệp, thương mại và du lịch của vùng duyên hải Nam Trung Bộ (cùng với Đà Nẵng và Nha Trang).

Mục tiêu phát triển của thành phố theo đồ án đã được Thủ tướng Chính phủ phê duyệt là phấn đấu đến năm 2025 trở thành thành phố trực thuộc Trung ương, là một trong những thành phố trung tâm vùng duyên hải miền trung. Đến năm 2035 là trung tâm kinh tế biển quốc gia, đến năm 2050 là một trong những thành phố quan trọng trong hệ thống đô thị quốc gia và Đông Nam Á.

1.2. TỔNG QUAN VỀ LƯỚI ĐIỆN PHÂN PHỐI THÀNH PHỐ QUY NHƠN

1.2.1. Đặc điểm về lưới điện phân phối

Lưới điện phân phối là khâu cuối cùng của hệ thống điện làm nhiệm vụ phân phối điện năng từ các trạm trung gian (hoặc trạm biến áp khu vực, hoặc thanh cái nhà máy điện) cho các phụ tải. Lưới điện phân phối bao gồm 2 phần: lưới điện trung áp và lưới điện hạ áp. Lưới điện phân phối trung áp thường có cấp điện áp 22 kV cung cấp điện cho các trạm phân phối trung/hạ áp và các phụ tải trung áp... Lưới điện hạ áp cấp điện cho các phụ tải hạ áp 380/220V. Lưới điện thường có kết dây hình tia hoặc liên kết mạch vòng trong cùng một TBA nguồn hoặc với nhiều TBA nguồn với nhau.

Lưới phân phối trung áp do điện lực các tỉnh, thành phố quản lý và phân phối hạ áp (380/220V) được cấp giấy phép hoạt động điện lực trong lĩnh vực phân phối và bán lẻ điện, mua buôn điện từ Đơn vị phân phối điện để bán lẻ điện cho Khách hàng sử dụng điện.

Lưới điện phân phối thường có các đặc điểm sau:

- Đường dây phân bố trên diện rộng, nhiều nút, nhiều nhánh rẽ, bán kính cấp điện lớn.
- Thường có cấu trúc kín nhưng vận hành hở, hình tia hoặc dạng xương cá.
- Một trạm trung gian thường có nhiều đường dây trục chính, mỗi trục cấp điện cho nhiều trạm phân phối.
- Chế độ làm việc của phụ tải không đồng nhất.
- Do tình hình phát triển phụ tải, cấu trúc lưới điện phân phối thường xuyên thay đổi.

Việc nghiên cứu lưới điện phân phối là một nhiệm vụ phức tạp, đòi hỏi lượng lớn thông tin để phục vụ cho việc tính toán tổn thất công suất, tổn thất điện năng, từ đó hỗ trợ công tác quản lý và vận hành lưới điện một cách tối ưu. Hiện nay, lưới điện phân phối trung áp được chia thành hai dạng chính:

Lưới điện phân phối trung áp trên không:

Hình thức này thường được áp dụng tại các khu vực nông thôn – nơi có phụ tải phân tán và mật độ không cao. Do điều kiện địa lý và môi trường ít bị giới hạn bởi yếu tố an toàn hoặc mỹ quan, việc lắp đặt đường dây trên không trở nên thuận lợi hơn. Lưới trên không có khả năng nối dây dẫn linh hoạt, chiều dài đường dây thường lớn và việc phát hiện điểm sự cố cũng dễ dàng hơn so với lưới cáp ngầm.

Vì yêu cầu độ tin cậy cung cấp điện ở khu vực nông thôn không cao như tại đô thị, nên lưới phân phối trên không sử dụng sơ đồ hình tia (Quy định trong điều 40 thông tư 06 Bộ Công Thương). Từ trạm nguồn chính, nhiều trục dây dẫn chính được triển khai để cung cấp điện đến các nhóm trạm phân phối. Các trục này thường được phân đoạn nhằm nâng cao độ tin cậy, với các thiết bị đóng cắt như dao cắt có tải (LBS) hoặc máy cắt tự động đóng lại (recloser) – có khả năng phát hiện sự cố và tự cắt khi xảy ra sự cố và hỗ trợ điều khiển từ xa. Ngoài ra, các trục chính từ một trạm nguồn hoặc từ nhiều trạm khác nhau có thể được liên kết với nhau để dự phòng khi xảy ra sự cố hoặc gián đoạn nguồn. Trong điều kiện vận hành bình thường, các thiết bị đóng cắt tại các điểm liên lạc này sẽ ở trạng thái mở, hệ thống vận hành hở.

Lưới điện phân phối cáp ngầm trung áp:

Lưới cáp ngầm chủ yếu được sử dụng tại các khu vực đô thị, nơi có mật độ phụ tải cao và không gian bị giới hạn. Việc không thể kéo dây trên không do yêu cầu về mỹ quan, an toàn và hạ tầng kỹ thuật khiến hệ thống cáp ngầm trở thành lựa chọn bắt buộc.

Do nhu cầu cấp điện ổn định và liên tục, lưới cáp ngầm đòi hỏi mức độ tin cậy rất cao. Tuy nhiên, việc xác định và xử lý sự cố trong lưới cáp ngầm gặp nhiều khó khăn và tốn nhiều thời gian, nên các sơ đồ đầu nối của hệ thống này thường rất phức tạp và chi phí đầu tư cao. Đặc biệt, các điểm nối cáp được hạn chế tối đa do đây là những vị trí có xác suất xảy ra sự cố cao.

1.2.2. Về phụ tải điện:

1.2.2.1. Phân loại phụ tải điện

a. Phụ tải điện nông thôn, miền núi

Hệ thống cung cấp điện cho khu vực nông thôn, miền núi có đặc điểm khác biệt, mà có thể liệt kê một số nét cơ bản sau:

- Mật độ phụ tải thấp và phân bố không đều trên phạm vi lãnh thổ rộng lớn. Điều đó gây khó khăn cho việc đầu tư có hiệu quả hệ thống cung cấp điện;
- Phụ tải rất đa dạng, bao gồm các hộ dùng điện trong sinh hoạt, trong sản xuất như: trồng trọt, thủy lợi, chăn nuôi, công nghiệp nhỏ, lò gạch, chế biến thực phẩm v.v.
- Bán kính hoạt động lớn, dòng điện chạy trên đường dây không cao, thời gian sử dụng công suất cực đại T_M rất thấp, do đó làm giảm các chỉ tiêu kinh tế-kỹ thuật của mạng điện
- Sự làm việc của rất nhiều thiết bị được thực hiện ở chế độ ngắn hạn với khoảng thời gian nghỉ khá dài, do đó thời gian sử dụng trong ngày rất thấp, ví dụ như quá trình chế biến thức ăn gia súc, quá trình vắt sữa v.v.
- Phần lớn phụ tải điện nông nghiệp tác động theo mùa vụ, ví dụ các trạm bơm, các trạm xử lý hạt giống, các máy thu hoạch (tuốt lúa, làm sạch sản phẩm v.v.).
- Sự chênh lệch giữa giá trị phụ tải cực đại và cực tiểu trong ngày rất lớn. Điều đó dẫn đến những khó khăn lớn cho việc ổn định điện áp.
- Sự phát triển liên tục của các phụ tải, sự phát triển và mở rộng các công nghệ hiện đại, sự phát triển cơ giới hóa và tự động hóa các quá trình sản xuất đòi hỏi phải không ngừng cải tạo và phát triển mạng điện theo những yêu cầu mới v.v.

b. Phụ tải sinh hoạt và dịch vụ công cộng

Phụ tải sinh hoạt của các hộ gia đình bao gồm các thành phần: thắp sáng chiếm trung bình khoảng 50÷70% tổng lượng điện năng tiêu thụ, quạt mát (20÷30)%, đun nấu (10÷20)%, bơm nước (5÷10)% và các thành phần khác.

Cùng với sự phát triển kinh tế, cơ cấu các thành phần phụ tải điện trong các hộ gia đình cũng thay đổi. Các thiết bị điện sử dụng cho mục đích giải trí ngày càng tăng, trong khi đó phụ tải chiếu sáng có xu hướng giảm dần.

Phụ tải dịch vụ công cộng bao gồm các thành phần sử dụng cho các nhu cầu hoạt động của cộng đồng như: ủy ban, trường học, nhà văn hóa, trạm y tế, nhà văn hóa, cửa hàng bách hóa v.v

c. Phụ tải sản xuất

Phụ tải sản xuất bao gồm các thành phần phụ tải sản xuất nông nghiệp, sản xuất công nghiệp và tiểu thủ công nghiệp.

- Phụ tải công nghiệp và tiểu thủ công nghiệp: chủ yếu là máy hàn, máy gia công sắt, máy xay xát, máy nghiền thức ăn gia súc, máy xẻ gỗ, máy nghiền đá, máy kem đá, máy bơm ... Nhu cầu phụ tải điện công nghiệp địa phương, tiểu thủ công và lâm nghiệp được xác định trên cơ sở nhu cầu hiện tại và định hướng phát triển các ngành kinh tế trên địa bàn.

- Phụ tải thủy lợi: chủ yếu là các trạm bơm tưới và tiêu úng. Các loại động cơ dùng ở các trạm bơm thường là loại không đồng bộ công suất đặt từ $10 \div 75$ kW

d. Phụ tải điện chung cư và khách sạn

Phụ tải của các khu chung cư và khách sạn bao gồm hai thành phần cơ bản là phụ tải sinh hoạt (bao gồm cả chiếu sáng) và phụ tải động lực. Phụ tải sinh hoạt thường chiếm tỷ phần lớn hơn so với phụ tải động lực.

- Phụ tải sinh hoạt : Phụ thuộc vào mức độ trang bị các thiết bị gia dụng, phụ tải của các căn hộ được phân thành các loại: loại có trang bị cao, loại trung bình và loại trang bị thấp. Tuy nhiên, do thành phần phụ tải điện dùng trong nấu bếp thường chiếm tỷ trọng lớn trong cơ cấu phụ tải hộ gia đình, nên để tiện cho việc tính toán phụ tải, người ta phân biệt các căn hộ chủ yếu theo sự trang bị ở nhà bếp. Dưới góc độ này có thể phân loại căn hộ: dùng bếp nấu bằng điện, dùng bếp nấu bằng gas và dùng bếp hỗn hợp (vừa dùng gas vừa dùng điện).

- Phụ tải động lực trong các khu chung cư bao gồm phụ tải của các thiết bị dịch vụ và vệ sinh kỹ thuật như thang máy, máy bơm nước, máy quạt, thông thoáng v.v.

1.2.2.2 Các đặc trưng của phụ tải điện

Phụ tải biến đổi không ngừng theo thời gian, theo quy luật sinh hoạt và sản xuất. Quy luật này được đặc trưng bởi đồ thị ngày đêm và đồ thị kéo dài.

- Đồ thị phụ tải ngày đêm diễn tả công suất trong từng giờ của ngày đêm theo đúng trình tự thời gian, đồ thị phụ tải ngày đêm gồm có đồ thị công suất tác dụng và công suất phản kháng yêu cầu

Đồ thị phụ tải ngày đêm có nhiều loại dùng cho các mục đích khác nhau:

+ Đồ thị phụ tải trung bình là trung bình cộng của các đồ thị phụ tải trong năm, mùa (1/2 năm) hoặc tháng, tuần dùng để tính nhu cầu điện năng và lập kế hoạch cung cấp điện năng.

+ Đồ thị phụ tải các ngày điển hình: ngày làm việc, chủ nhật, ngày trước và sau chủ nhật của từng mùa, tháng ... để lập kế hoạch sản xuất, tính toán điều áp...

- Đồ thị phụ tải kéo dài: muốn xét sự diễn biến của phụ tải trong khoảng thời gian dài như: tuần lễ, tháng, quý hay năm thì đồ thị phụ tải ngày đêm không thích hợp nữa. Lúc này người ta dùng đồ thị phụ tải kéo dài. Đó là các đồ thị phụ tải ngày đêm trong khoảng thời gian xét được sắp xếp lại, công suất được sắp xếp theo thứ tự giảm dần từ gốc tọa độ cho đến $P_{\min}$, mỗi giá trị công suất có thời gian dài bằng tổng thời gian kéo dài của chúng trong thực tế.

- Các đại lượng đặc trưng đơn giản: trong thực tế tính toán không phải lúc nào cũng cần đến đồ thị phụ tải, mà chỉ cần đến một số đặc trưng là đủ. Trong phần nhiều các bài toán chỉ cần biết 4 đặc trưng $P_{\max}$, $Q_{\max}$ (hoặc $\cos\varphi$), $T_{\max}$, K_{dk} . Người ta tính sẵn $T_{\max}$ và K_{dk} đặc trưng cho hình dáng của đồ thị phụ tải. Trong đó $P_{\max}$ và $Q_{\max}$ thì tính trực tiếp từ phụ tải cần được cung cấp điện, còn $T_{\max}$ và K_{dk} tra cứu cẩm nang. [1]

1.2.2.3. Yêu cầu của phụ tải đối với hệ thống điện

- Đáp ứng tối đa nhu cầu của phụ tải cực đại: mọi HTĐ được thiết kế và xây dựng nhằm mục đích thỏa mãn nhu cầu lớn nhất của các phụ tải ở thời điểm bất kỳ. Sự thiếu hụt công suất có thể dẫn đến những thiệt hại lớn về kinh tế. HTĐ phải đáp ứng được nhu cầu phụ tải ở bất kỳ thời điểm nào trong ngày.

- Đảm bảo cung cấp điện liên tục và tin cậy: Thực tế sản xuất có những phụ tải không được phép mất điện vì nếu mất điện có thể dẫn đến nguy hiểm đến tính mạng con người, làm rối loạn quy trình công nghệ sản xuất, phá vỡ sự hoạt động bình thường của các lĩnh vực quan trọng. Để đảm bảo độ tin cậy, bản thân các phần tử của mạng điện phải có độ bền, chắc chắn và có thể chịu đựng được những thay đổi bất thường của thời tiết. Các thiết bị phải được lựa chọn đúng yêu cầu kỹ thuật, có xét đến các yếu tố ảnh hưởng có thể gây nguy cơ xảy ra sự cố.

- Đảm bảo chất lượng điện năng tốt nhất: điện áp và tần số phải ổn định ở mức cho phép. Lưới điện phân phối hạ áp cấp điện cho đại bộ phận thiết bị dùng điện. Trong lưới phân phối hạ áp chỗ nào cũng có thể đấu thiết bị dùng điện. Do đó trong toàn lưới phân phối hạ áp và trong mọi thời gian độ lệch điện áp phải thỏa mãn điều kiện: $\Delta U\% = \pm 5\% U_{dm}$ ở chế độ làm việc bình thường, $\Delta U\% = \pm 10-20\% U_{dm}$ ở chế độ làm việc sự cố.

1.2.3. Tình hình cung cấp điện thành phố Quy Nhơn

Điện lực Quy Nhơn là Điện lực trực thuộc Công ty Điện lực Bình Định, được giao nhiệm vụ cung cấp điện phục vụ nhu cầu phát triển kinh tế xã hội và đời sống nhân dân trên địa bàn thành phố Quy Nhơn.

Chiều dài đường dây trung áp 22kV là 397.76km (trong đó ngành điện 291.68km; Khách hàng 106.08km). Chiều dài đường dây hạ áp 0,4kV: 349,6 km của ngành điện.

Hiện tại quản lý vận hành tổng số 975 trạm biến áp, trong đó:

- + Tài sản ngành điện 439 TBA với tổng công suất 167 MVA
- + Tài sản khách hàng 536 TBA với tổng công suất 271 MVA.

Nguồn điện cấp cho lưới trung áp: Có 4 trạm 110/22kV

- + Trạm 110kV Quy Nhơn 2: Công suất 2x40 MVA, với 10 XT 22kV.
- + Trạm 110kV Đồng Đa: Công suất 63 MVA, với 8 XT 22kV.
- + Trạm 110kV Nhơn Hội: Công suất 40 MVA, với 8 XT 22kV
- + Trạm 110kV Cảng Quy Nhơn: Công suất 63MVA, với 6 XT 22kV (XT 475CQN dự kiến cấp điện cho Cảng QN-chưa đưa vào vận hành).

Nguồn điện mặt trời mái nhà: Có 674 hệ thống ĐMTMN, tổng công suất ĐMTMN lắp đặt trên lưới là 17,776 MWp; Trong đó 21 hệ thống công suất lắp đặt >100kWp với tổng công suất lắp đặt 11,764 MWp.

Kết quả thực hiện nghị quyết năm 2024 như sau:

- Điện thương phẩm: Thực hiện 693.610.818 / 644.541.000 triệu kWh, đạt 107,61% kế hoạch, tăng trưởng 4,2% so với năm 2023
- Tồn thất điện năng theo ngày ghi điện thương phẩm: Thực hiện 2,47/2,5%, giảm 0,03% so với kế hoạch.
- Giá bán bình quân: Thực hiện 2.230,65/2.256 đ/kWh, giảm so với kế hoạch: 25,35 đ/kWh. Tăng so với năm 2023: 71,84 đ/kWh.
- Tỷ lệ thu tiền điện: Thực hiện 100%/99,7% tăng 0.3% so với kế hoạch
- Các chỉ tiêu độ tin cậy cung cấp điện:
 - + MAIFI: thực hiện 0,107/1,36 lần/KH, chiếm 9,62% kế hoạch
 - + SAIDI: thực hiện 163,52/241,17 phút/KH, chiếm 75,41% kế hoạch
 - + SAIFI: thực hiện 1,121/1,85 lần/KH, chiếm 62,95% kế hoạch

Nhìn chung, hầu hết các chỉ tiêu kinh tế kỹ thuật đều đạt và vượt mức kế hoạch Công ty giao và Nghị quyết năm 2024.

Mục tiêu năm 2025.

ST T	Chỉ tiêu	Kế hoạch pháp lệnh	Kế hoạch phấn đấu
1	Điện thương phẩm (kWh)	779.000.000	792.240.000
2	Giá bán bình quân (đồng/kWh)	2.338	2.342
3	Tồn thất điện năng (%)	2,50	2,4
4	TTĐN TA 0h (%)	1,63	1,60

5	TTĐN HA 0h (%)	2,04	2,01
6	Số TBACC TTĐN $\geq 7\%$	0	0
7	MAIFI PP (lần/KH)	1,29	1,03
8	SAIDI PP (phút/KH)	188,01	150,41
9	SAIFI PP (lần/KH)	1,6	1,28
10	Suất sự cố TA kéo dài (vụ/100km đz)	6,4	5,12
11	Số vụ sự cố	42	42

Bảng 1.1 Mục tiêu năm 2025 của Điện lực Quy Nhơn

CHƯƠNG 2: CƠ SỞ LÝ THUYẾT VÀ GIỚI THIỆU PHẦN MỀM PSS/ADEPT DÙNG ĐỂ TÍNH TOÁN TỐI ƯU LƯỚI ĐIỆN PHÂN PHỐI

2.1 VAI TRÒ VÀ Ý NGHĨA CỦA BÀI TOÁN XÁC ĐỊNH TỔN THẤT CÔNG SUẤT VÀ TỔN THẤT ĐIỆN NĂNG.

2.1.1 Tổn thất công suất

2.1.1.2 Tổn thất công suất trên đường dây

Tổn thất công suất trên đường dây là một đại lượng phức

$$\Delta \dot{S} = \Delta P + j\Delta Q \quad (2.1)$$

Trong đó: ΔP : tổn thất công suất tác dụng do phát nóng trên điện trở đường dây

ΔQ : tổn thất công suất phản kháng do từ hóa đường dây

Tổn thất công suất trên đường dây được xác định theo biểu thức

$$\Delta \dot{S} = I^2 Z = \frac{S^2}{U_{dm}^2} Z = \frac{P^2 + Q^2}{U_{dm}^2} (R + jX). (VA) \quad (2.2)$$

a. Đường dây một phụ tải:

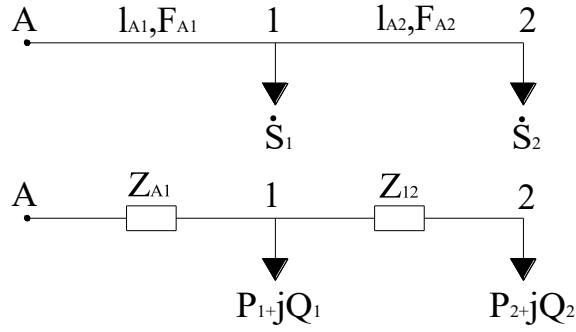


Hình 2.1 Sơ đồ nguyên lý và sơ đồ thay thế đường dây 1 phụ tải

Với đường dây 1 phụ tải thì công suất chạy qua tổng trở Z_{A1} chính là phụ tải S_1 . Vậy thì tổn thất công suất trên đường dây là:

$$\Delta \dot{S} = \frac{S_{A1}^2}{U_{dm}^2} Z_{A1} = \frac{S_1^2}{U_{dm}^2} Z_{A1} = (\Delta P_{A1} + j\Delta Q_{A1}).10^{-3} (kVA) \quad (2.3)$$

b. Đường dây có n phụ tải:



Hình 2.2. Sơ đồ nguyên lý và sơ đồ thay thế đường dây cấp điện cho 2 phụ tải

$$\Delta \dot{S}_{\Sigma} = \Delta \dot{S}_{A12} = \Delta \dot{S}_{A1} + \Delta \dot{S}_{12} \quad (2.4)$$

$$\Delta S_{\Sigma} = \frac{(P_1 + P_2)^2 + (Q_1 + Q_2)^2}{U_{dm}^2} Z_{A1} + \frac{S_{12}^2}{U_{dm}^2} Z_{12} \quad (2.5)$$

Tổng quát với đường dây n tải

$$\Delta \dot{S}_{\Sigma} = \frac{\sum_{ij=1}^n S_{ij}^2 \cdot Z_{ij}}{U_{dm}^2} = \frac{\sum_{ij=1}^n (P_{ij}^2 + Q_{ij}^2) \cdot Z_{ij}}{U_{dm}^2} \quad (2.6)$$

Trong đó:

n: số đường dây hoặc số phụ tải

S_{ij}, P_{ij}, Q_{ij} : công suất S, P, Q chạy trên đoạn đường dây ij

Z_{ij} : tổng trở của đoạn đường dây ij

U_{dm} : điện áp định mức của đường dây

2.1.1.2 Tổn thất công suất trong máy biến áp:

a/ MBA 2 cuộn dây

Có thể phân tổn thất công suất trong các máy biến áp thành 2 phần: phụ thuộc và không phụ thuộc vào phụ tải.

Thành phần không phụ thuộc vào phụ tải là tổn thất trong lõi thép của máy biến áp hay còn gọi là tổn thất không tải. Tổn thất không tải không phụ thuộc vào công suất tải qua máy biến áp, nó chỉ

phụ thuộc vào cấu tạo của máy biến áp. Tổn thất không tải được xác định theo các số liệu kỹ thuật của biến áp :

$$\Delta S_0 = \Delta P_0 + j \Delta Q_0 \quad (2.7)$$

$$\text{Với } \Delta Q_0 = \frac{I_0 S_{dm}}{100}$$

Trong đó :

I_0 : Dòng điện không tải tính theo phần trăm,

ΔP_0 : Tổn thất công suất tác dụng không tải (tra trong bảng lý lịch MBA)

ΔQ_0 : Tổn thất công suất phản kháng không tải.

Thành phần phụ thuộc vào công suất tải qua MBA hay gọi là tổn thất đồng, được xác định theo biểu thức sau:

$$\Delta P_{cu} = 3I^2 R_b = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} R_b = \Delta P_N \left(\frac{S}{S_{dm}} \right)^2 \quad (2.8a)$$

$$\Delta Q_{cu} = 3I^2 X_b = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} X_b = \frac{U}{100 S_{dm}} \frac{S^2}{N} \quad (2.8b)$$

Trong đó:

S : công suất tải của MBA

S_{dm} : công suất định mức của MBA

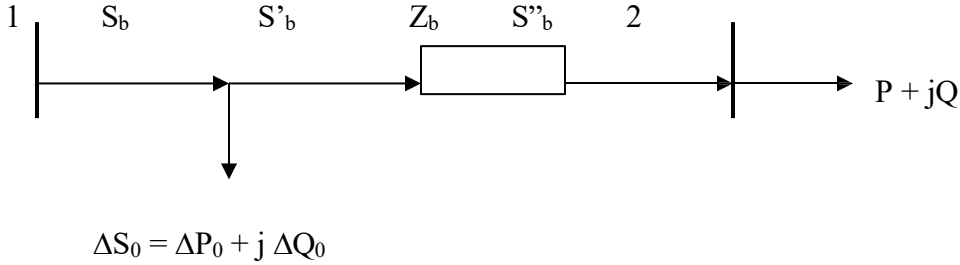
ΔP_N : tổn thất ngắn mạch

U_N : điện áp ngắn mạch %

Công suất phía cao và hạ của máy biến áp chỉ khác nhau một giá trị bằng tổn thất công suất trong tổng trở máy biến áp (hình 2.6)

$$S'_b = S''_b + \Delta S_{cu} = S''_b + \Delta P_{cu} + j \Delta Q_{cu} \quad (2.9)$$

Nếu tính theo công suất phía hạ áp MBA thì thay S''_b và U_2 vào (2.8a và 2.8b) còn Z_b được tính theo U_2 . Ngược lại nếu tính theo công suất phía cao áp thì thay S'_b và U_1 vào (2.8a và 2.8b) còn Z_b tính theo U_1 .



Hình 2.3 Sơ đồ thay thế MBA hai cuộn dây

Trong trường hợp có n MBA giống nhau làm việc song song tổn thất công suất trong n MBA bằng :

$$\Delta P = n\Delta P_0 + \frac{\Delta P}{n} \left(\frac{S}{S_{dm}} \right)^2 \quad (2.10)$$

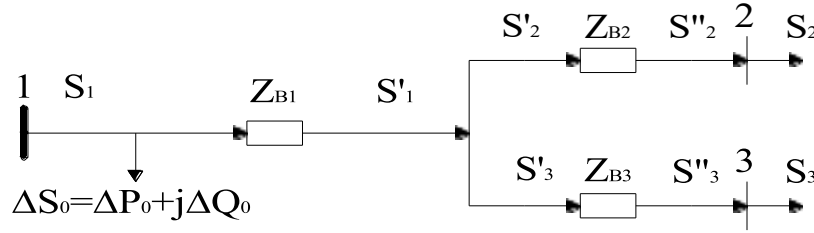
$$\Delta Q = n\Delta Q_0 + \frac{U_N}{100nS_{dm}} S^2 \quad (2.11)$$

b/MBA 3 cuộn dây:

- Tổn thất không tải trong MBA 3 dây quấn hay MBA tự ngẫu cũng được xác định theo số liệu kỹ thuật của MBA.

- Tổn thất tải trong các cuộn dây xác định theo công suất qua mỗi cuộn.

Từ sơ đồ thay thế MBA 3 cuộn dây hình 2.7. Nếu tổng trở các cuộn dây đều quy đổi về phía cao áp thì tổn thất công suất trong các cuộn dây là:



Hình 2.4 Sơ đồ thay thế MBA ba cuộn dây

Tổn thất cuộn hạ:

$$\Delta S_{cu3} = \left(\frac{S''_3}{U_1} \right)^2 Z_{B3} \quad (2.12)$$

Tổn thất cuộn trung:

$$\Delta S_{cu2} = \left(\frac{S''_2}{U_1} \right)^2 Z_{B2} \quad (2.13)$$

Tổn thất cuộn cao:

$$\Delta S_{cu1} = \left(\frac{S''_1}{U_1} \right)^2 Z_{B1} \quad (2.14)$$

Trong đó : $S''_1 = S'_2 + S'_3$; $S'_2 = S''_2 + \Delta S_{cu2}$; $S'_3 = S''_3 + \Delta S_{cu3}$

U_1 : Điện áp phía cao áp.

2.1.2. Tổn thất điện năng.

Tổn thất điện năng trong hệ thống điện nói chung là chênh lệch giữa lượng điện năng sản xuất từ nguồn điện và lượng điện năng được tiêu thụ tại phụ tải trong một khoảng thời gian nhất định.

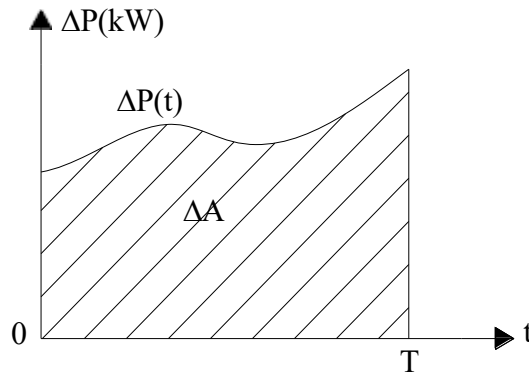
Trong thị trường điện, tổn thất điện năng trên một lưới điện là sự chênh lệch giữa lượng điện năng đi vào lưới điện (bao gồm từ các nguồn điện và từ các lưới điện lân cận) và lượng điện năng đi ra khỏi lưới điện (bao gồm cấp cho phụ tải của lưới điện đó hoặc đi sang các khu vực lưới điện lân cận) trong một khoảng thời gian nhất định.

Điện năng là công suất tác dụng sản xuất hoặc truyền tải hoặc tiêu thụ trong một khoảng thời gian. Trong tính toán thường lấy thời gian là 1 năm (8760 h)

Để có ΔP , ΔA min thì phải vận hành mạch vòng; nhưng thực tế rất phức tạp (bảo vệ role) nên vận hành tia, nhưng phải chọn điểm mở tối ưu; và phải xác định các vị trí lắp đặt bù hợp lý.

Nếu ΔP biểu diễn bằng hàm $\Delta P(t)$ thì lượng tổn thất điện năng ΔA trong khoảng thời gian T được xác định:

$$\Delta A = \int_0^T \Delta P(t) dt \quad (2.15)$$



Hình 2.5 Minh họa ΔA với ΔP là hàm thời gian

Trong thực tế rất ít khi có thể biểu diễn được ΔP bằng một hàm thời gian, chỉ có thể tính tổn thất điện năng bằng phương pháp gần đúng. Để tính gần đúng ΔA người ta dựa vào đại lượng thời gian tổn thất công suất lớn nhất τ (h)

Với τ là thời gian nếu hệ thống cung cấp điện chỉ truyền tải công suất lớn nhất thì sẽ gây ra một lượng tổn thất điện năng đúng bằng lượng tổn thất điện năng gây ra trong thực tế 1 năm

Vì chỉ truyền tải công suất lớn nhất, sẽ có tổn thất công suất lớn nhất. Từ định nghĩa τ có thể viết

$$\Delta A = \Delta P_{\max} \cdot \tau \quad (2.16)$$

τ được xác định gần đúng theo $T_{\max}$ theo biểu thức:

$$\tau = (0,124 + 10^{-4} T_{\max})^2 8760 \text{ (h)} \quad (2.17)$$

2.1.2.1 Tổn thất điện năng trên đường dây

a/ Đường dây 1 phụ tải

Để tính $\Delta P_{\max}$ cần lưu ý là phụ tải tính toán chính là phụ tải cực đại, tổn thất công suất tính theo phụ tải tính toán là tổn thất công suất cực đại

Với mục đích xác định tổn thất điện năng trên đường dây chỉ cần thay thế bằng điện trở R.

Từ trị số $T_{\max 1}$ của phụ tải S_1 tính được trị số τ theo biểu thức (2.3)

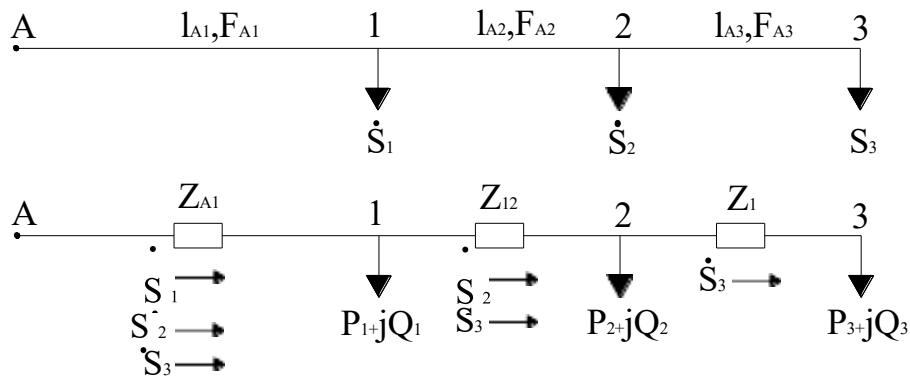
Tổn thất công suất tác dụng lớn nhất trên đường dây A1

$$\Delta P_{A1} = \frac{S_1^2}{U_{dm}^2} R_{A1} \quad (2.18)$$

Tổn thất điện năng trên đường dây A1

$$\Delta A_{A1} = \Delta P_{A1} \cdot \tau \quad (2.19)$$

b/ Đường dây có n phụ tải



Hình 2.6 Sơ đồ nguyên lý và thay thế đường dây liên thông cấp điện cho 3 phụ tải

$$\Delta \dot{S}_{\Sigma} = \frac{\sum_{ij} S_{ij}^2 \cdot Z_{ij}}{U_{dm}^2} = \frac{\sum_{ij} (P_{ij}^2 + Q_{ij}^2) \cdot Z_{ij}}{U_{dm}^2} \quad (2.20)$$

Với đường dây n phụ tải, ΔP_{Σ} tính theo (2.6) với sơ đồ thay thế là điện trở các đoạn đường dây, còn τ vẫn được tính theo (2.3)

Với $T_{\max}$ là $T_{\max}$ trung bình của các phụ tải

$$T_{\max tb} = \frac{\sum_1^n S_i T_{\max i}}{\sum_1^n S_i} \quad (2.21)$$

Trong đó:

S_i : phụ tải thứ i

$T_{\max i}$: $T_{\max}$ của phụ tải thứ i

n : số phụ tải trên đường dây

$$\tau_{tb} = (0,124 + 10^{-4} T_{\max tb})^2 8760 \quad (2.22)$$

$$\text{Khi đó : } \Delta A_{\Sigma} = \Delta P_{\Sigma} \cdot \tau_{tb} \quad (2.23)$$

2.1.2.2 Tổn thất điện năng trong máy biến áp

Tổn thất điện năng trong máy biến áp gồm hai thành phần:

- Thành phần không phụ thuộc vào phụ tải được xác định theo thời gian làm việc của MBA. Trong đó tổn thất công suất tác dụng chính bằng tổn hao không tải, còn được gọi là tổn hao sắt hoặc tổn hao lõi thép, là công suất mà máy biến áp tiêu thụ khi nó được nối với nguồn điện nhưng không nối với tải. Tổn thất này chủ yếu là do từ hóa và khử từ của lõi máy biến áp, gây ra tổn thất trễ và tổn thất dòng điện xoáy. Độ lớn của tổn thất không tải được xác định bởi chất lượng của vật liệu lõi, kích thước của lõi và tần số của nguồn điện.

$$\Delta P_{Fe} = \Delta P_0$$

Trong đó:

- ΔP_{Fe} là tổn thất công suất tác dụng trong lõi thép
- ΔP_0 là tổn thất không tải của máy biến áp
- Thành phần phụ thuộc vào phụ tải được xác định theo thời gian tổn thất công suất cực đại τ , còn được gọi là tổn hao đồng hoặc tổn hao cuộn dây, là công suất tiêu tán trong máy biến áp khi nó mang tải. Sự mất mát này xảy ra do điện trở của cuộn dây máy biến áp khiến năng lượng bị chuyển

hóa thành nhiệt. Độ lớn tổn thất khi tải phụ thuộc vào dòng điện chạy qua cuộn dây của máy biến áp. Trong đó:

+ Lúc phụ tải định mức: $\Delta P_{Cu} = \Delta P_N$

+ Lúc phụ tải khác định mức: $\Delta P_{Cu} = \left(\frac{S}{U} \right)^2 \cdot r_B$

Tổn thất điện năng 1 năm trong máy biến áp 3 pha 2 cuộn dây trong quá trình vận hành được xác định theo biểu thức sau:

$$\Delta A_B = n \cdot \Delta P_0 \cdot T + \frac{1}{n} \cdot \sum_N \Delta P_i \cdot \left(\frac{S_i}{S_{dm}} \right)^2 \cdot t_i \quad (2.24)$$

Trong đó: - n là số MBA vận hành song song

- S_{dm} là công suất định mức của MBA

- S_i là công suất đi qua MBA

- t_i là khoảng thời gian tương ứng với S_i

Trường hợp có đồ thị phụ tải hình bậc thang gồm m bậc, tổn thất điện năng trong MBA 3 pha 2 dây quấn được xác định theo biểu thức sau:

$$\Delta A = n \Delta P_0 \cdot t + \frac{\Delta P_N}{n} \sum_{i=1}^m \frac{S_i^2}{S_{dm}^2} \cdot t_i \quad (2.25)$$

2.1.3. Ý nghĩa việc xác định tổn thất công suất, tổn thất điện năng

Việc xác định đúng tổn thất công suất và tổn thất điện năng góp phần giúp cho việc định hướng đúng trong công tác điều hành của các Công ty Điện lực, giúp xác định đúng nguyên nhân gây ra tổn thất và có giải pháp để thực hiện giảm tổn thất điện năng.

Tuy vậy, chúng ta không giảm tổn thất điện năng bằng mọi giá mà phải cân đối, dựa trên cơ sở hiệu quả đầu tư và khả năng cung cấp điện ổn định trên lưới. Đầu tư phát triển hệ thống điện với mục tiêu đảm bảo đủ điện cho phát triển kinh tế xã hội phục vụ đời sống nhân dân, ngày càng

nâng cao chất lượng, độ tin cậy cấp điện. Trong đó, lưới điện sẽ được tăng cường hiện đại hơn, đảm bảo vận hành an toàn, tin cậy và góp phần giảm tổn thất điện năng.

2.2. CÁC YẾU TỐ ẢNH HƯỞNG ĐẾN TRỊ SỐ TỶ THẤT CÔNG SUẤT, TỶ THẤT ĐIỆN NĂNG TRONG LƯỚI ĐIỆN PHÂN PHỐI.

Từ khi sản xuất ra đến nơi tiêu thụ luôn có một lượng điện năng tổn thất, lượng điện năng tổn thất nhiều hay ít phụ thuộc và nhiều yếu tố khác nhau như sau:

- ***Yếu tố khách quan***

Tổn thất điện năng do yếu tố khách quan khó có thể lường trước như các yếu tố tự nhiên như khí hậu, thời tiết, địa hình. Điện năng sản xuất ra để đưa tới nơi tiêu thụ phải thông qua hệ thống truyền tải và phân phối. Hệ thống điện bao gồm các TBA và các đường dây tải điện gồm nhiều bộ phận khác nhau như MBA, máy cắt, dao cách ly, tụ bù, sứ xuyên thanh cái, cáp ngầm, cột, đường dây trên không, phụ kiện đi nối dây dẫn và dây chống sét với cột, sứ cách điện...v.v...Các bộ phận này đều phải chịu tác động của thiên nhiên (gió, mưa, ăn mòn, sét, dao động, nhiệt độ, bão từ, rung động do gió, văng bật dây,...).

Các đường dây tải điện và MBA đều được cấu thành từ kim loại. Độ ẩm cao làm cho kim loại nhanh bị ô xi hoá và dẫn đến hiện tượng MBA và dây tải điện sử dụng không hiệu quả nữa, lượng điện bị hao tổn. Thiên tai do thiên nhiên gây ra:

gió, bão, lụt, sét,...làm đổ cột điện, đứt dây truyền tải, các TBA và đường dây tải điện bị ngập lụt trong nước, làm cho nhiều phụ tải lưới điện phân phối bị sa thải.

- **Công nghệ kỹ thuật trong hệ thống điện**

Trong quá trình phân phối và truyền tải điện năng thì tổn thất điện năng là không tránh khỏi. Lượng điện năng tiêu tốn nhiều hay ít phụ thuộc rất lớn vào công nghệ lưới điện truyền tải. Do đó, nếu công nghệ của thiết bị càng tiên tiến thì sự cố càng ít xảy ra, và có thể tự ngắt khi sự cố xảy ra dẫn đến lượng điện hao tổn càng ít. Điều này giải thích tại sao ở các nước kém phát triển tỷ lệ tổn thất điện lại cao hơn rất nhiều so với các nước phát triển.

Sự lạc hậu về thiết bị, công nghệ, hệ thống điện chấp vá, tận dụng, chưa đồng bộ, chưa hoàn chỉnh, sự cộc cạch trong hệ thống như với đủ mọi dây dẫn tận dụng khác nhau. Các bộ phận của hệ thống điện, với cùng thời gian sẽ bị lão hoá. Thêm vào đó sự phát triển của khoa học, công nghệ kéo theo sự tiên tiến, hiện đại hoá các thiết bị, máy móc trong mọi lĩnh vực, kích thích tiêu dùng năng lượng nhiều hơn. Vì vậy, nếu không quản lý, bảo dưỡng, giám sát đổi mới công nghệ truyền tải sẽ dẫn đến tổn thất lớn. Những MBA của thế hệ cũ không đáp ứng được nhu cầu tải điện trong giai đoạn hiện nay, xuất hiện tình trạng máy bị quá tải hoặc non tải, dây dẫn có tiết diện không đủ lớn để truyền tải dẫn đến tình trạng quá tải đường dây.

- **Các yếu tố chủ quan**

Lượng điện hao hụt trong quá trình phân phối và truyền tải điện năng người lao động đóng vai trò không nhỏ, các công nhân, kỹ sư, phải có trình độ chuyên môn nghiệp vụ nhất định để xử lý các tình huống kịp thời, chính xác. Bên cạnh đó, việc bố trí đúng người, đúng việc trong ngành điện rất quan trọng, một mặt giúp họ phát huy hết khả năng của mình, mặt khác đảm bảo được an toàn, bởi ngành điện là ngành có yêu cầu cao về kỹ thuật. Tránh được các hành vi tiêu cực do chán nản gây ra như làm việc thiếu nhiệt tình, không tận tụy hết lòng vì công việc, khi có sự cố xảy ra, xử lý chậm chạp, không đúng quy trình, quy phạm kỹ thuật, gây thiệt hại.

Ngành điện là ngành cơ sở hạ tầng, tạo nên động lực của toàn bộ nền kinh tế xã hội. Điện năng là một loại sản phẩm hàng hoá đặc biệt quan trọng, gắn với đời sống hàng ngày của con người. Chính vì vậy, khách hàng tiêu thụ điện rất đa dạng, thuộc mọi tầng lớp, mọi lĩnh vực, mọi miền và mọi vùng của quốc gia. Cấp điện cho sản xuất công nghiệp, sản xuất nông nghiệp, thủy lợi, dịch vụ thương mại và sinh hoạt tiêu dùng ở đô thị, nông thôn và miền núi. Do khách hàng của ngành điện rất đa dạng và phong phú như vậy nên việc quản lý khách hàng đối với ngành điện là tương đối khó khăn. Quản lý khách hàng không tốt dẫn đến việc tổng điều tra và ký lại hợp đồng mua bán chưa đầy đủ, tên người sử dụng điện khác với tên người ký hợp đồng, địa chỉ không rõ ràng, gây nên hiện tượng thất thu tiền điện.

2.3. CÁC BIỆN PHÁP NHẪM GIẢM TỶ LỆ THẤT ĐIỆN NĂNG.

Đối với lưới điện phân phối tổn thất điện năng xảy ra trên lưới phân phối trung áp, trong máy biến áp, trong lưới phân phối hạ áp. Vì vậy trong nghiên cứu giảm tổn thất ta phải chú ý đến ba thành phần này. Từ đó ta có thể chia các biện pháp giảm tổn thất điện năng thành hai nhóm:

- ***Các biện pháp kỹ thuật:***

- + Nâng cao điện áp định mức của lưới điện phù hợp với quy hoạch phát triển lưới điện khu vực, nếu thấy phụ tải tăng trưởng mạnh về giá trị cũng như khoảng cách, với cấp điện áp định mức cũ không đáp ứng được.

- + Bù kinh tế trong mạng điện phân phối bằng tụ điện.

- + Phân bố tối ưu công suất phản kháng trong lưới điện làm cho dòng công suất phản kháng vận chuyển hợp lý trên các đường dây cho tổn thất nhỏ nhất.

- + Hoàn thiện kết cấu trúc lưới điện để có thể vận hành với tổn thất nhỏ nhất.

- + Cải tiến kỹ thuật và sử dụng các thiết bị, vật liệu chất lượng cao có tổn thất nhỏ.

- + Chọn đúng công suất MBA phù hợp với yêu cầu phụ tải, tránh hiện tượng máy biến áp vận hành quá non tải.

- **Các biện pháp quản lý:**

- + Nâng cao chất lượng công tác quản lý vận hành.
- + Nâng cao chất lượng trong công tác quản lý khách hàng.
- + Nâng cao chất lượng công tác dịch vụ khách hàng.

2.4. CÁC PHƯƠNG PHÁP TÍNH TOÁN TỶ SỐ TỶ THẤT ĐIỆN NĂNG TRONG LƯỚI ĐIỆN PHÂN PHỐI.

Trị số tổn thất điện năng trong bất kỳ một phần tử nào của mạng điện phụ thuộc chủ yếu vào tính chất của phụ tải và sự thay đổi của phụ tải trong thời gian khảo sát.

Nếu phụ tải của đường dây không thay đổi và xác định được tổn thất công suất tác dụng trên đường dây là AP thì khi đó tổn thất điện năng trong thời gian t sẽ là:

$$\Delta A = \Delta P \cdot t \quad (2.26)$$

Nhưng thực tế phụ tải của đường dây của mạng điện luôn thay đổi theo thời gian (biến thiên theo đồ thị phụ tải của các hộ tiêu thụ, theo tình trạng làm việc của các nhà máy điện), vì vậy phải dùng phương pháp tích phân để tính tổn thất điện năng.

$$\Delta A = \int_0^t \Delta P \cdot dt \quad (2.27)$$

$$\text{Với } \tau = (0,124 + T_{\max} \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 \quad (2.28)$$

Thông thường P(t) là một hàm số phức tạp của thời gian t, rất khó tích phân, nên biểu thức trên chỉ có ý nghĩa lý thuyết, do đó ta phải dùng các phương pháp khác.

Nhìn chung, không có cách xác định chính xác TTĐN. Có nhiều nguyên nhân, nhưng chủ yếu là vì thiếu thông tin do hệ thống đo lường chưa đầy đủ và đồng bộ, số liệu về lưới điện và phụ tải không chính xác... Bởi vậy, thực chất việc xác định TTĐN là đánh giá hoặc dự báo TTĐN.

Hai nhóm phương pháp chính để xác định TTĐN là đo lường và tính toán mô phỏng. Các phương pháp dựa trên đo lường nhìn chung cho kết quả tin cậy hơn, nhưng đòi hỏi một hệ thống đo lường đủ mạnh. Hơn nữa, phương pháp này khó phân biệt được tổn thất kỹ thuật và tổn thất thương mại. Các phương pháp thông qua tính toán mô phỏng có thể cho phép đánh giá tổn thất đối với mọi phần tử trên lưới điện, và đó là tổn thất kỹ thuật. Tuy nhiên, độ chính xác của kết quả nhìn chung không cao và phụ thuộc rất nhiều vào số liệu ban đầu về lưới điện và phụ tải. Tùy theo mục tiêu tính TTĐN cũng như các nguyên nhân gây ra TTĐN, có thể có nhiều phương pháp mô phỏng và tính toán khác nhau, yêu cầu mức độ đầy đủ về số liệu khác nhau và do đó cho độ chính xác tương ứng của kết quả tính toán TTĐN.

Một số phương pháp tính TTĐN như sau:

- Phương pháp xác định tổn thất điện năng theo các chỉ số công tơ.

- Phương pháp xác định tổn thất điện năng theo đồ thị phụ tải.
- Phương pháp xác định tổn thất điện năng theo thời gian tổn thất công suất lớn nhất.
- Phương pháp xác định tổn thất điện năng theo dòng điện trung bình bình phương.

Trong đề tài này, tôi sử dụng tính toán tổn thất điện năng trên lưới điện phân phối thành phố Quy Nhơn bằng cách mô phỏng qua phần mềm PSS ADEPT

2.5. TỔNG QUAN VỀ ĐỘ TIN CẬY CỦA LƯỚI ĐIỆN PHÂN PHỐI

Để đánh giá ĐTC của các sơ đồ cung cấp điện, ta cần phải khảo sát những chỉ tiêu định lượng cơ bản về ĐTC của các sơ đồ nối điện khác nhau của hệ cung cấp điện. Các chỉ tiêu đó là: Xác suất làm việc an toàn $P(t)$ của hệ 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 ĐTC 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 ĐTC của hệ thống điện là:

- Phương pháp đồ thị - giải tích.
- Phương pháp không gian trạng thái.
- Phương pháp cây hồng học.
- Phương pháp mô phỏng Monte - Carlo.

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

2.6. GIỚI THIỆU VỀ PHẦN MỀM PSS/ADEPT

2.6.1. Các chức năng ứng dụng

Phần mềm PSS/ADEPT (Power system simulator/Advanced Distribution Engineering productivity Tool) là phần mềm tiện ích mô phỏng hệ thống điện và là công cụ tính toán, phân tích lưới điện phân phối với qui mô số lượng nút không hạn chế và hiện đang được áp dụng rộng rãi tại các Công ty Điện lực.

PSS/ADEPT cung cấp đầy đủ các công cụ (Tools) cho chúng ta trong việc thiết kế và phân tích một lưới điện cụ thể. Với PSS/ADEPT chúng ta có thể:

- Vẽ sơ đồ và cập nhật lưới điện trong giao diện đồ họa
- Việc phân tích mạch điện sử dụng nhiều loại nguồn và không hạn chế số nút
- Hiện thị kết quả tính toán ngay trên sơ đồ lưới điện
- Xuất kết quả dưới dạng report sau khi phân tích và tính toán

- Nhập thông số và cập nhật dễ dàng thông qua data sheet của mỗi thiết bị trên sơ đồ.

2.6.2. Các phân hệ của PSS/ADEPT

Nhiều module tính toán trong hệ thống điện sau khi cài đặt chương trình bao gồm:

- Bài toán phân bố công suất (Load Flow): phân tích và tính toán điện áp, dòng điện, công suất trên từng nhánh và từng phụ tải cụ thể
- Bài toán tính ngắn mạch (All Fault): tính toán ngắn mạch tại tất cả các nút trên lưới bao gồm các loại ngắn mạch như ngắn mạch 1 pha, 2 pha và 3 pha
- Bài toán TOPO (Tie Open Point Optimization) phân tích điểm mở tối ưu: tìm ra những điểm có tổn thất nhỏ nhất trên lưới và đó là chính là điểm mở lưới trong mạng vòng 3 pha
- Bài toán CAPO (Optimal Capacitor Placement), đặt tụ bù tối ưu: tìm ra những điểm tối ưu để đặt các bộ tụ bù cố định và tụ bù ứng động sao cho tổn thất công suất trên lưới là thấp nhất
- Bài toán tính toán các thông số đường dây (Line Properties Calculator): tính toán các thông số của đường dây truyền tải
- Bài toán phối hợp và bảo vệ (Protection and Coordination)
- Bài toán phân tích sóng hài (Harmonic): phân tích các thông số và thành phần sóng hài trên lưới
- Bài toán phân tích độ tin cậy trên lưới (DRA-Distribution Reliability Analysis): tính toán các thông số độ tin cậy trên lưới điện như SAIFI, SAIDI, CAIFI, CAIDI ...

2.6.3. Các bước thực hiện ứng dụng phần mềm PSS/ADEPT

Bước 1: Thu thập, xử lý và nhập số liệu lưới điện trên PSS/ADEPT

- Thu thập các thông số của lưới điện như: chủng loại, tiết diện và chiều dài dây dẫn, máy biến áp, loại thiết bị đóng cắt ...
- Thu thập, xử lý số liệu để xác định các thông số P,Q của các nút tải vào các thời điểm khảo sát.
- Thu thập sơ đồ lưới điện vận hành của các xuất tuyến cần tính toán

Bước 2: Thể hiện lưới điện trên giao diện đồ họa của PSS/ADEPT

- Tạo sơ đồ lưới điện thông qua Menu Diagram
- Tạo thư viện cho phần mềm với các thông số thiết bị phù hợp với lưới điện thực tế tại địa phương. File thư viện là file dạng text có đuôi mở rộng là *.con. Người sử dụng phần mềm có thể soạn thảo file *.con bằng chương trình soạn thảo như Notepad...
- Tách hoặc gộp sơ đồ các xuất tuyến

Bước 3: Thực hiện các chức năng tính toán lưới điện trên PSS/ADEPT

Trong khuôn khổ của luận văn, tác giả chỉ sử dụng 3 chức năng của phần mềm PSS/ADEPT để tính toán và phân tích lưới điện. Đó là:

- Tính toán về phân bố công suất Load Flow

- Tối ưu hóa việc lắp đặt tụ bù (CAPO)
- Tính toán điểm mở tối ưu (TOPO)

Dưới đây sẽ trình bày 3 chức năng kể trên

2.6.4. Tính toán về phân bố công suất

Phần mềm PSS/ADEPT giải bài toán phân bố công suất bằng các phép lặp. Hệ thống điện đều được thể hiện dưới hình thức sơ đồ một pha nhưng chúng bao gồm đầy đủ các thông tin cho lưới ba pha. Các thông tin có được từ bài toán phân bố công suất là trị số điện áp và góc pha tại các nút, dòng công suất tác dụng và công suất phản kháng trên các nhánh và trực chính, tổn thất công suất tác dụng và công suất phản kháng trong mạng điện, vị trí đầu phân áp của các máy biến áp trong trường hợp giữ điện áp tại một nút nào đó trong giới hạn cho phép...

2.6.5. Phương pháp tính tối ưu hóa việc lắp đặt tụ bù của phần mềm PSS/ADEPT

CAPO đặt tụ bù trên lưới sao cho kinh tế nhất (nghĩa là sao cho số tiền tiết kiệm được từ việc đặt tụ bù lớn hơn số tiền phải bỏ ra để lắp đặt tụ bù).

CAPO chọn nút cho tụ bù thứ n để số tiền tiết kiệm được là lớn nhất.

Đồ thị phụ tải được sử dụng trong PSS/ADEPT để cung cấp cho ta sự mô hình hóa các biến thiên phụ tải theo thời gian, nhiệt độ hoặc các yếu tố khác.

Khi đặt các tụ bù ứng động, CAPO cũng tính luôn độ tăng của nấc điều chỉnh tụ bù ứng với từng đồ thị phụ tải.

Các bước thực hiện khi tính toán vị trí bù tối ưu trên lưới điện:

Bước 1: Thiết lập các thông số kinh tế lưới điện cho CAPO (định nghĩa các chi phí sử dụng trong tính toán tối ưu hóa vị trí đặt tụ bù và cũng được dùng cho tính toán điểm dừng tối ưu)

Để thiết lập các thông số kinh tế này, chọn Network>Economics từ trình đơn chính. Bảng các thông số kinh tế sẽ hiện ra trên màn hình.

The screenshot shows a window titled 'Ecomonics' with a close button (X) in the top right corner. Inside the window, there is a tab labeled 'Economics'. Below the tab, there is a list of parameters with corresponding input fields. The parameters and their values are as follows:

Parameter	Value
Price of electrical energy (per kWh)	2090
Price of electrical reactive energy (per kvar-h)	0
Price of electrical demand (per kW)	0
Price of electrical reactive demand (per kvar)	0
Discount rate (pu/yr)	0.12
Inflation rate (pu/yr)	0.06
Evaluation period (yr)	8
Installation cost for fixed capacitor banks (per kvar)	295816
Installation cost for switched capacitor banks (per kvar)	567562
Maintenance rate for fixed capacitor banks (per kvar-yr)	8874
Maintenance rate for switched capacitor banks (per kvar-yr)	17027

At the bottom of the window, there are three buttons: 'OK', 'Cancel', and 'Help'.

Hình 2.7 Cài đặt các chỉ tiêu kinh tế trong economics

Nhập dữ liệu kinh tế vào mô hình:

Price of electrical reactive energy (per kvar-h): Giá điện năng phản kháng tiêu thụ, cQ , cũng có đơn vị tùy chọn giống với giá điện năng tiêu thụ. Giá trị này (cũng như các giá trị khác) sẽ được đặt là 0 nếu không có giá trị trên thực tế.

Price of electrical demand (per kW) : Giá công suất thực lắp đặt, dP , là giá của công suất phát phải trả để thay thế tổn hao hệ thống. Hiện tại CAPO không sử dụng giá trị này.

Price of electrical demand (per kW): Giá công suất phản kháng lắp đặt, dQ , giống với giá công suất thực lắp đặt. Hiện tại CAPO cũng không sử dụng giá trị này.

Discount rate (pu/yr): Tỷ số trượt giá, r , được sử dụng để quy đổi số tiền tiết kiệm được và chi phí từ tương lai về thời điểm hiện tại. Nếu nguồn tài chính của việc mua và lắp đặt tự bù được

vay từ ngân hàng thì tỷ số trượt giá sẽ bằng hoặc gần bằng lãi suất cho vay của ngân hàng. Khi đã sử dụng tỷ số trượt giá CAPO không tính đến thuế và những yếu tố khác. Sau khi các thông số kinh tế đã được giải thích, ta sẽ biết các phương trình được CAPO sử dụng để tính toán.

Inflation rate (pu/yr): Tỷ số lạm phát, i , là sự tăng giá điện năng và tiền bảo trì tụ bù hàng năm. Lưu ý là tỷ số này tính bằng đơn vị tương đối (pu) chứ không phải phần trăm (%). Thông thường giá trị này trong khoảng 0,02 đến 0,08 cho 1 năm.

Evaluation period (yr): Thời gian tính toán, N , là khoảng thời gian mà tiền tiết kiệm được từ việc lắp tụ bù bằng với tiền lắp đặt và bảo trì tụ bù (nghĩa là thời gian hoàn vốn). Nếu thực tế có chính sách là đầu tư phải hoàn vốn trong 8 năm thì giá trị này được đặt là 8.

Installation cost for fixed capacitor banks (per kvar): Giá lắp đặt tụ bù cố định, cF , có đơn vị là /kvar của kích cỡ tụ bù; giá trị này cần được tính để phù hợp với thực tế của người sử dụng. Có thể nó sẽ bao gồm cả tiền vỏ bọc tụ bù, tiền vận chuyển, tiền công lao động, v.v...

Installation cost for switched capacitor banks (per kvar): Giá lắp đặt tụ bù ứng động, cQ , giống với tụ bù cố định, tuy nhiên có thể tụ bù ứng động sẽ có giá cao hơn, vì vậy nó được để thành giá trị riêng.

Maintenance rate for fixed capacitor bank (per kvar-yr): Tỷ giá bảo trì tụ bù cố định, mF , là tiền để duy trì hoạt động của tụ bù hàng năm. Tỷ giá này tính bằng /kvar-yr. Tiền bảo trì tăng theo tỷ số lạm phát.

Maintenance rate for switched capacitor bank (per kvar-yr): Tỷ giá bảo trì tụ bù ứng động, mS , giống với tụ bù cố định. Vì tiền bảo trì này cao hơn nên nó được để riêng.

*** Thiết lập các thông số tính toán trong hộp thoại Economics như sau:**

- Chi phí điện năng (cP): giá tiền phải trả cho 1kWh điện năng tiêu thụ. Ta chọn giá điện bình quân của Điện lực Quy Nhơn năm 2024 là 2090 đồng/kWh.

- Chi phí điện năng phản kháng (cQ): giá tiền phải trả cho 1kVar điện năng phản kháng tiêu thụ. Theo thông tư số 07/2006/TT-BCN ngày 27/10/2006 của bộ Công thương thì tiền mua công suất phản kháng được xác định theo công thức: $cQ=cP.k\%$

- Trong đó: $k\%$ là hệ số bù đắp chi phí do bên mua điện sử dụng quá lượng CSPK quy định. Hệ số k được cho như bảng 2.1

- Các xuất trên lưới phân phối của Điện lực Mang Yang đều có hệ số công suất lớn hơn 0,85 nên ta có thể lấy chung một giá trị tính toán: $cQ = 1.836 \times 0 = 0$ đồng/kVar

- Tỷ số chiết khấu (pu/year): hiện nay tỷ lệ chiết khấu r bằng lãi suất bình quân các ngân hàng thương mại là 12%. Chọn $r = 0,12$.

- Thời gian tính toán (years): chính là thời gian hoàn vốn, thường lấy 8 năm

- Suất đầu tư lắp đặt tụ bù trung áp cố định: số tiền phải trả cho 1 kVar để lắp đặt tụ bù cố định $cFTA = 295.816$ đồng/kVar

- Suất đầu tư lắp đặt tụ bù trung áp ứng động: số tiền phải trả cho 1 kVar để lắp đặt tụ bù ứng động cFTB = 567.562 đồng/kVAr

- Chi phí bảo trì tụ bù cố định hằng năm theo quy định của ngành Điện Việt Nam hiện nay là 3% nguyên giá tài sản cố định của trạm bù:

+ Chi phí bảo trì trạm tụ bù trung áp cố định: $mFTA = 3 \times 295.816 / 100 = 8.874$ đồng/1kVar.năm

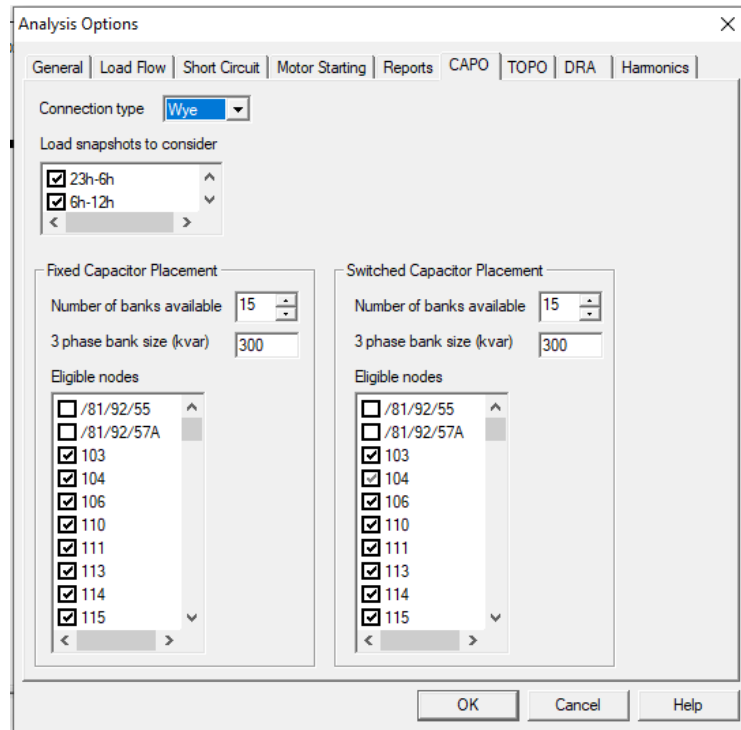
+ Chi phí bảo trì trạm tụ bù trung áp ứng động: $mFTB = 3 \times 567.562 / 100 = 17.027$ đồng/1kVar.năm

Bảng 2.1 Hệ số k% để tính giá mua công suất phản kháng

Hệ số công suất $\cos\varphi$ trung bình	k%	Hệ số công suất $\cos\varphi$ trung bình	k%
0,85	0	0,71	19,72
0,84	1,19	0,70	21,43
0,83	2,41	0,69	23,19
0,82	3,66	0,68	25,00
0,81	4,94	0,67	26,87
0,80	6,25	0,66	28,79
0,79	7,59	0,65	30,77
0,78	8,97	0,64	32,81
0,77	10,39	0,63	34,92
0,76	11,84	0,62	37,10
0,75	13,33	0,61	39,34
0,74	14,86	0,60	41,67
0,73	16,44	dưới 0,60	44,07
0,72	18,06		

Bước 2: Cài đặt các tùy chọn cho bài toán tính toán tối ưu vị trí bù tại thẻ CAPO

Để thiết lập các tùy chọn này, Chọn Analysis>Options>chọn thẻ CAPO từ trình đơn chính. Bảng các tùy chọn sẽ hiện ra như hình dưới đây:



Hình 2.8 Cài đặt các tùy chọn cho bài toán tính toán tối ưu vị trí bù tại thẻ CAPO

Chọn tùy chọn mà chúng ta muốn cho phép phân tích CAPO:

Loại đấu nối: chọn tụ có loại đấu nối phù hợp: sao hoặc tam giác. Loại đấu nối có thể chọn cho cả 2 loại tụ cố định và ứng động trên tất cả các nút trong lưới điện.

Chọn loại đồ thị phụ tải: có thể chọn bất cứ loại đồ thị phụ tải nào trong quá trình tính toán: đánh dấu vào ô tương ứng trước tên loại đồ thị. Những đồ thị phụ tải này có sẵn cho một khoảng thời gian xác định và được sử dụng trong quá trình tính toán để xác định tính khả thi của việc đặt một tụ bù lên lưới điện.

Vì phép phân tích CAPO dựa trên thời gian là từng năm nên khoảng thời gian dùng để tính toán là phân số của năm trên đồ thị phụ tải. Thường thì tổng thời gian tính toán của tất cả đồ thị phụ tải mà chúng ta sử dụng trong CAPO là 1.0; tuy nhiên điều này không phải là bắt buộc. Ví dụ nếu thiết bị của chúng ta chỉ hoạt động 10 tháng trong 1 năm thì CAPO vẫn có thể chạy được.

Số dải tụ cho phép: đây là số tụ cố định và ứng động mà chúng ta có thể có để đặt lên lưới (ví dụ như là số tụ đang có trong kho). Ban đầu thì số tụ này được đặt bằng 0. Nếu vẫn để số tụ này là 0 thì khi chạy CAPO chúng ta sẽ thấy trên phần Xem Tiến trình câu thông báo “Không có tụ nào để đặt lên lưới”.

Kích thước tụ 3 pha: là tổng độ lớn dải tụ 3 pha tính bằng kvar cho cả 2 loại tụ cố định và ứng động đặt trên lưới. Ví dụ: nếu thiết lập là đặt 1 dải tụ cố định 100 kvar thì chương trình sẽ đặt các tụ cố định 100 kvar cho đến khi tìm được điều kiện tối ưu. Tương tự như vậy cho tụ bù ứng động.

Các nút hợp lệ: chọn các nút hợp lệ tại đó có thể đặt tụ cố định và ứng động bằng cách đánh dấu vào ô trước tên của nút. Ban đầu tất cả các nút trong lưới điện đều phù hợp để đặt các dải tụ cố định và ứng động. (tất cả các ô đều được đánh dấu sẵn)

Đánh dấu chọn hoặc bỏ chọn các nút liên tiếp nhau: nhấn chuột vào nút đầu tiên, nhấn và giữ phím Shift, nhấn chuột vào nút cuối cùng trong dãy các nút mà ta muốn chọn.

Đánh dấu chọn hoặc bỏ chọn các nút không liên tiếp nhau: nhấn và giữ nút Ctrl, nhấn chuột vào ô bên cạnh các nút muốn chọn.

Bước 3: Chạy bài toán tính toán tối ưu vị trí bù và xuất ra kết quả tính toán.

Các tính toán kinh tế trong CAPO được giải thích ở đây ứng với 1 tụ bù cố định ở 1 đồ thị phụ tải đơn.

Giả sử CAPO đang tính toán lắp đặt tụ bù thứ n, độ lớn sF. Tất cả các nút hợp lệ trong lưới điện được xem xét để tìm vị trí đặt tụ bù sao cho số tiền tiết kiệm được là lớn nhất; giả sử công suất thực tiết kiệm được là xP (kW) và công suất phản kháng tiết kiệm được là xQ (kvar). Năng lượng tiết kiệm và quá trình bảo trì diễn ra trong một khoảng thời gian, vì vậy chúng ta sử dụng một đại lượng thời gian tương đương, gọi là Ne:

$$Ne = \sum_{n=1}^N \left[\frac{1+i}{1+r} \right]^n \quad (2.29)$$

Như vậy giá trị của năng lượng tiết kiệm được là:

$$SavingsF = 8760 Ne \times (xP \times cP \times xQ \times cQ) \quad (2.30)$$

Giá trị của chi phí mua tụ bù là:

$$CostF = sF \times (cF + Ne \times mF) \quad (2.31)$$

Nếu tiền tiết kiệm được lớn hơn chi phí, CAPO sẽ xem xét đến tụ bù thứ (n+1), nếu tiền tiết kiệm được nhỏ hơn thì CAPO bỏ qua tụ bù thứ n và ngừng tính toán.

Cách PSS/ADEPT tìm vị trí đặt tụ bù tối ưu :

Đầu tiên, tính phân bố công suất cho mỗi đồ thị phụ tải để biết nấc điều chỉnh của máy biến áp và nấc chỉnh của tụ bù ứng động đang có trên lưới. Các nấc chỉnh này được lưu lại cho từng trường hợp. Các máy biến áp và tụ bù này sẽ không được điều chỉnh nữa khi CAPO chạy.

Trước hết CAPO xem xét các tụ bù cố định, theo định nghĩa thì các tụ bù này luôn được đóng vào lưới trong tất cả các trường hợp phụ tải. Tất cả các nút hợp lệ trên lưới sẽ được kiểm tra xem tại nút nào thì số tiền tiết kiệm được là lớn nhất. Vì có rất nhiều trường hợp phụ tải nên số tiền tiết kiệm này sẽ được xem như là tổng trọng số của từng trường hợp phụ tải, trong khi đó hệ số trọng lượng là thời gian tính toán của mỗi trường hợp phụ tải.

Tụ bù sẽ không được đặt tại nút đang xem xét trong những trường hợp sau:

Tiền tiết kiệm được không bù đắp được chi phí bỏ ra. Khi có nhiều trường hợp phụ tải thì tiền tiết kiệm được tính tương tự như ví dụ đơn giản ở trên, hệ số trọng lượng lúc này là tổng trọng số của tất cả các trường hợp.

Không còn tự bù cố định thích hợp để đóng lên lưới. (thực tế có thể kiểm tra điều này cho tất cả các nút trước khi tính toán, vì vậy chỉ nêu lên ở đây cho đầy đủ).

Vượt quá giới hạn trên của điện áp cho phép trong một trường hợp tải nào đó (giới hạn điện áp này được thiết lập trong thẻ General của bảng Analysis Options Property).

Các tự bù cố định được đặt lên lưới cho đến khi một trong các trường hợp trên xảy ra; khi đó việc đặt tự bù cố định kết thúc và chương trình chuyển qua đặt tự bù ứng động. Quá trình này thực sự diễn ra phức tạp hơn, do đó trước khi bắt đầu xem xét thì một số chú thích được nêu ra ở đây. Nếu chỉ có một trường hợp phụ tải được xem xét thì có thể sẽ không phải đặt tự bù ứng động sau khi đặt xong tự bù cố định.

Điều này là không đúng trong ít nhất 4 trường hợp sau:

- Chỉ còn một vài tự bù cố định và vẫn có thể tiết kiệm được khi cắt hết các tự bù cố định này ra.
- Những nút phù hợp cho việc đặt tự bù ứng động lại khác với các nút phù hợp với tự bù cố định.
- Thiết lập giá tiền của tự bù ứng động rẻ hơn tự bù cố định, khi đó sau khi tự bù cố định được đặt lên lưới thì vẫn có thể tiết kiệm chi phí nếu đặt tự bù ứng động.
- Thiết lập độ lớn của tự bù ứng động nhỏ hơn tự bù cố định.

Những nút phù hợp (cho tự bù ứng động) trên lưới được xem xét để tìm nút cho ra số tiền tiết kiệm lớn nhất trong tất cả các trường hợp.

Có 2 sự tình tế trong quá trình tính toán này. Một là, nếu đặt tự bù ứng động gây ra quá điện áp trong một trường hợp tải nào đó thì tự bù này sẽ được cắt ra trong suốt quá trình tính toán. Hai là, nếu tự bù gây ra chi phí quá cao cho một trường hợp tải nào đó thì nó cũng được cắt ra khỏi lưới trong trường hợp tải đó. Chỉ thực hiện việc tính tiền tiết kiệm được trong các trường hợp tải mà tự bù được đóng lên lưới.

Việc tính toán được thực hiện đến khi:

- Tiền tiết kiệm không bù đắp được chi phí cho tự bù ứng động.
- Không còn tự bù ứng động để đóng lên lưới.

Để tham khảo, tất cả các phương trình có trong quá trình tính toán CAPO sẽ được liệt kê bên dưới. Chi phí của tự bù, bao gồm tiền lắp đặt và bảo trì, được liệt kê cho loại tự bù cố định trước. Công thức là tương tự cho tự bù ứng động.

$$\text{Chi phí } F = sF \times (cF + Ne \times mF) \quad (2.32)$$

Nếu có nhiều trường hợp phụ tải, sẽ có nhiều biến cần được định nghĩa hơn. Giả sử có K trường hợp phụ tải trong CAPO, mỗi trường hợp có khoảng thời gian là dk.

Gọi $switch_k$ là trạng thái đóng cắt của tụ bù ứng động, $switch_k = 1$ nghĩa là tụ bù đóng lên lưới trong suốt trường hợp tải và $= 0$ là tụ bù được cắt ra.

Tiền tiết kiệm cho mỗi tụ bù cố định (luôn được đóng vào lưới) là tổng tiền tiết kiệm của tất cả các trường hợp tải.

$$Saving_{SF} = 8760 \times Ne \times (cP \times \sum_{k=1}^K xP_k + cQ \times \sum_{k=1}^K xQ_k) \quad (2.33)$$

Tiền tiết kiệm cho tụ bù ứng động cũng liên quan đến lịch đóng cắt của tụ

$$Saving_s = 8760 \times Ne \times (cP \times \sum_{k=1}^K switch_k \times xP_k + cQ \times \sum_{k=1}^K switch_k \times xQ_k) \quad (2.34)$$

Để hoàn tất ta xét đến phương trình tính Ne :

$$Ne = \sum_{n=1}^N \left[\frac{1+i}{1+r} \right]^n \quad (2.35)$$

Tóm lại, CAPO đặt tụ bù cố định lên lưới cho đến khi xảy ra điều kiện dừng. Sau đó tụ bù ứng động được đặt lên lưới cho đến khi xảy ra điều kiện dừng tương ứng của tụ bù ứng động. Tổng chi phí của quá trình tối ưu là chi phí lắp đặt và bảo trì của tất cả các tụ đã được đóng lên lưới; chi phí tiết kiệm tổng là tổng của các chi phí tiết kiệm thu lại được của từng tụ bù.

CAPO có thể đặt nhiều tụ bù cố định và/hoặc nhiều tụ bù ứng động tại mỗi nút. PSS/ADEPT sẽ gộp các tụ bù này thành một tụ bù cố định và/hoặc một tụ bù ứng động. Tụ bù ứng động đơn sẽ có nấc điều chỉnh tương ứng và lịch đóng cắt tụ sẽ biểu diễn các bước đóng cắt của từng tụ bù đơn.

Để chạy bài toán phân tích vị trí đặt tụ bù tối ưu ta có thể thực hiện một trong 2 cách sau:

- Chọn Analysis>CAPO từ trình đơn chính.
- Nhấp chuột vào nút CAPO trên thanh công cụ Analysis.

Nếu ta không có bản quyền phần CAPO thì nút này sẽ không tồn tại.

Trong quá trình tối ưu hoá, các thông báo được viết ra trong cửa sổ “Progress View” cho ta biết độ lớn và loại dải tụ được đặt cũng như nút tương ứng và tổn thất hệ thống. Khi quá trình tối ưu hóa thực hiện xong, sơ đồ mạng điện với các tụ bù cần đặt lên lưới được vẽ lại với độ lớn của dải tụ và ký hiệu “FX” cho tụ bù cố định và “SW” cho tụ bù ứng động cần đặt lên lưới. Hình biểu diễn một sơ đồ lưới điện mẫu và cửa sổ “Progress View” sau khi thực hiện xong tối ưu hoá.

Để có bảng báo cáo các kết quả dạng bảng chứa các tham số đầu và kết quả phân tích, chọn Report>Capacitor Placement Optimization từ trình đơn chính.

2.6.6. Tối ưu hóa điểm mở tối ưu (TOPO) của phần mềm PSS/ADEPT

Bài toán Topo sẽ tối ưu hóa một phần của một lưới điện hình tia nối vào một nút gốc. Điều đó có nghĩa là đối với tất cả cấu hình hình tia, Topo sẽ định hình hệ thống hình tia để có tổn thất công suất tác dụng nhỏ nhất. Hiện tại Topo làm việc chỉ với hệ thống tia. Thông thường nút gốc là nút nguồn đầu tiên, nhưng có thể quy về nút gốc khác bằng cách chọn Network>Properties từ Main Menu chính

Thuật toán Topo sử dụng phương pháp heuristic dựa trên sự tối ưu phân bố công suất. Một đặc tính của thuật toán heuristic là nó không thể định ra điểm tối ưu thứ hai, thứ ba ... được. Thực ra nó cũng không thể chứng minh được lời giải điểm dừng tối ưu là lời giải tốt nhất. Những bằng chứng đưa ra dựa trên việc khảo sát tất cả những khả năng kết hợp các mạng hình tia, nên đây là một số lượng rất lớn.

Khoá điều khiển Topo được mô tả trong bảng thuộc tính các khoá. Bất kỳ khoá nào, ban đầu đều ở trạng thái mở, và khi đóng thì tạo thành mạng vòng. Nếu chúng không tạo mạng vòng thì hoặc là chúng đứng tách biệt hoặc là nối với một mạng tách biệt. Các khoá không tạo thành mạng vòng sẽ bị chương trình TOPO loại bỏ trước khi phân tích và chương trình chỉ tính cho các khoá có tạo thành mạng vòng khi đóng. Như thế, khoá điều khiển là một bộ phận của lưới điện trên cây nút gốc; các khoá ở các mạng tách biệt sẽ bị bỏ qua.

Với các loại tải nhanh (snapshot) và kiểm tra không có nhánh nào quá tải, thì chương trình tính điểm dừng tối ưu hoạt động dễ dàng. Bắt đầu với hệ thống hình tia ban đầu, TOPO đóng một trong các khoá điều khiển để hình thành mạng vòng. Thủ tục tối ưu phân bố công suất được thực hiện trong mạng vòng để xác định việc mở khoá nào là tốt nhất và chuyển mạng điện trở về lại dạng hình tia. Tiến trình này tiếp tục cho đến khi khoá mở ra luôn là khoá đã đóng, khi đó TOPO ngừng lại. Kết quả mạng có được là mạng hình tia có tổn hao công suất thực nhỏ nhất.

TOPO có thể thực hiện với nhiều tải nhanh (snapshot); và định ra cấu hình mạng điện đơn có tổn hao công suất thực nhỏ nhất trên tất cả các snapshot. Khi đó việc đặt một khoá không thể tối ưu cho bất kỳ tải đặc biệt snapshot nào, nhưng phù hợp cho việc kết hợp các khoá. Khi phân tích cùng lúc nhiều snapshot, TOPO sử dụng tổn thất công suất tác dụng mỗi đồ thị phụ tải với những khoảng thời gian liên quan.

TOPO có thể xem xét các quá tải nhánh. Nếu tùy chọn này được chọn và lưới điện ban đầu không quá tải, thì lưới điện tối ưu hóa cũng sẽ không quá tải. Nếu lưới điện ban đầu quá tải thì thủ tục sẽ ít phức tạp hơn. Khi Topo đang chạy một thủ tục tối ưu, mỗi lần lưới điện khôi phục lại hình tia (bằng cách cắt vòng khi một khoá điều khiển đóng lại). Tất cả các tải nhanh được kiểm tra để xem chúng có quá tải nhánh hay không. Nếu bất kỳ thời điểm nào trong lúc thực hiện thủ tục tối ưu, mà một cấu hình được tìm thấy không có quá tải, thì lưới tối ưu sau cùng sẽ không có quá tải.

TOPO cần một lưới “Flat” để hoạt động. Do đó, tất cả các nấc biến áp sẽ được đặt thống nhất. Có thể cài đặt nấc biến áp thống nhất bằng cách chọn Network>Flat Transformer từ Main Menu. Nếu có khoá điều khiển mở nối giữa các phần của lưới ở 2 cấp điện áp khác nhau thì Topo sẽ cho các kết quả sai lệch.

TOPO xuất ra bảng tổn thất ban đầu và cuối cùng của mạng điện và số tiền tiết kiệm từ tổn hao đó. Lượng tổn hao tiết kiệm được tính trên đơn vị thời gian là năm và chương trình tính cả

năng lượng (tác dụng và phản kháng) và nhu cầu (tác dụng và phản kháng), bằng cách sử dụng giá trị ta chỉ định trong mục Network > Economics từ thực đơn chính (Main Menu).

CHƯƠNG 3: TÍNH TOÁN TỒN THẤT ĐIỆN NĂNG, TỐI ƯU HOÁ VỊ TRÍ LẮP ĐẶT THIẾT BỊ BÙ VÀ XÁC ĐỊNH ĐIỂM MỞ TỐI ƯU TRÊN LƯỚI ĐIỆN PHÂN PHỐI THÀNH PHỐ QUY NHƠN-TỈNH BÌNH ĐỊNH (XT 471QNH2 VÀ XT 474QNH)

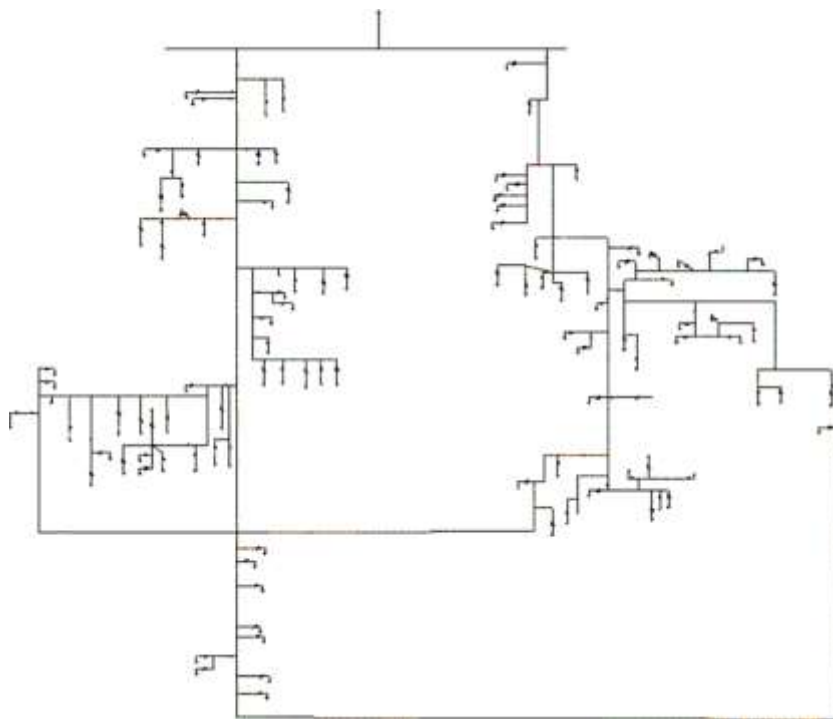
3.1. CÁC SỐ LIỆU ĐẦU VÀO PHỤC VỤ CHO VIỆC TÍNH TOÁN LƯỚI ĐIỆN

Xác định công suất tiêu thụ của từng phụ tải là bài toán đầu tiên cần giải quyết cho mọi bài toán tính toán trong lưới điện. Đây cũng là vấn đề được các Điện lực quan tâm nhằm lựa chọn phương pháp thu thập dữ liệu khả dụng với hiện trạng.

Phần mềm PSS-ADEPT sẽ tính toán lưới điện một cách chính xác, các số liệu đầu vào của phần mềm PSS-ADEPT có thể chia làm hai loại là:

Thông số kỹ thuật về lưới: số liệu này bao gồm các thông số về cấu trúc đường dây, MBA, tụ bù, thiết bị đóng cắt... số liệu về các thông số này thu thập từ hồ sơ quản lý kỹ thuật của Điện lực Quy Nhơn.

Thông số về phụ tải: Do sự đa dạng và không ổn định của phụ tải nên việc thu thập các thông số về phụ tải rất khó khăn. Thông thường, các phương pháp thu thập đơn giản thì không đảm bảo độ chính xác cao, còn muốn có độ chính xác cao thì việc thu thập sẽ rất khó khăn và tốn rất nhiều thời gian. Số liệu phụ tải tính toán của các TBAPP được thu thập lấy từ số liệu đo ghi từ xa đang được Công ty Điện lực Bình Định sử dụng.



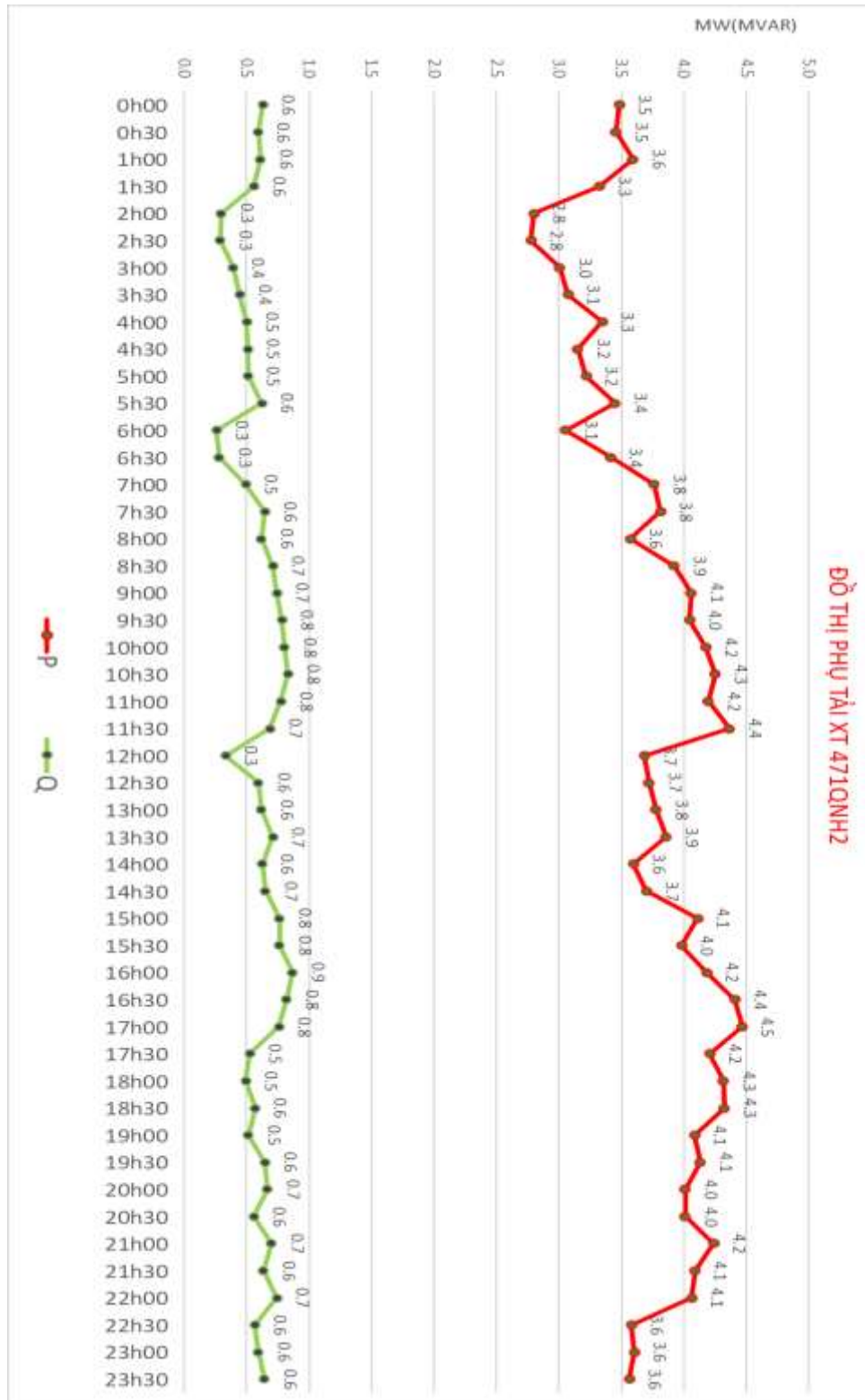
Hình 3.1 Mô phỏng XT471QNH2 và XT474QNH trên phần mềm PSS-ADEPT

3.2. XÂY DỰNG ĐỒ THỊ PHỤ TẢI NGÀY ĐẶC TRƯNG

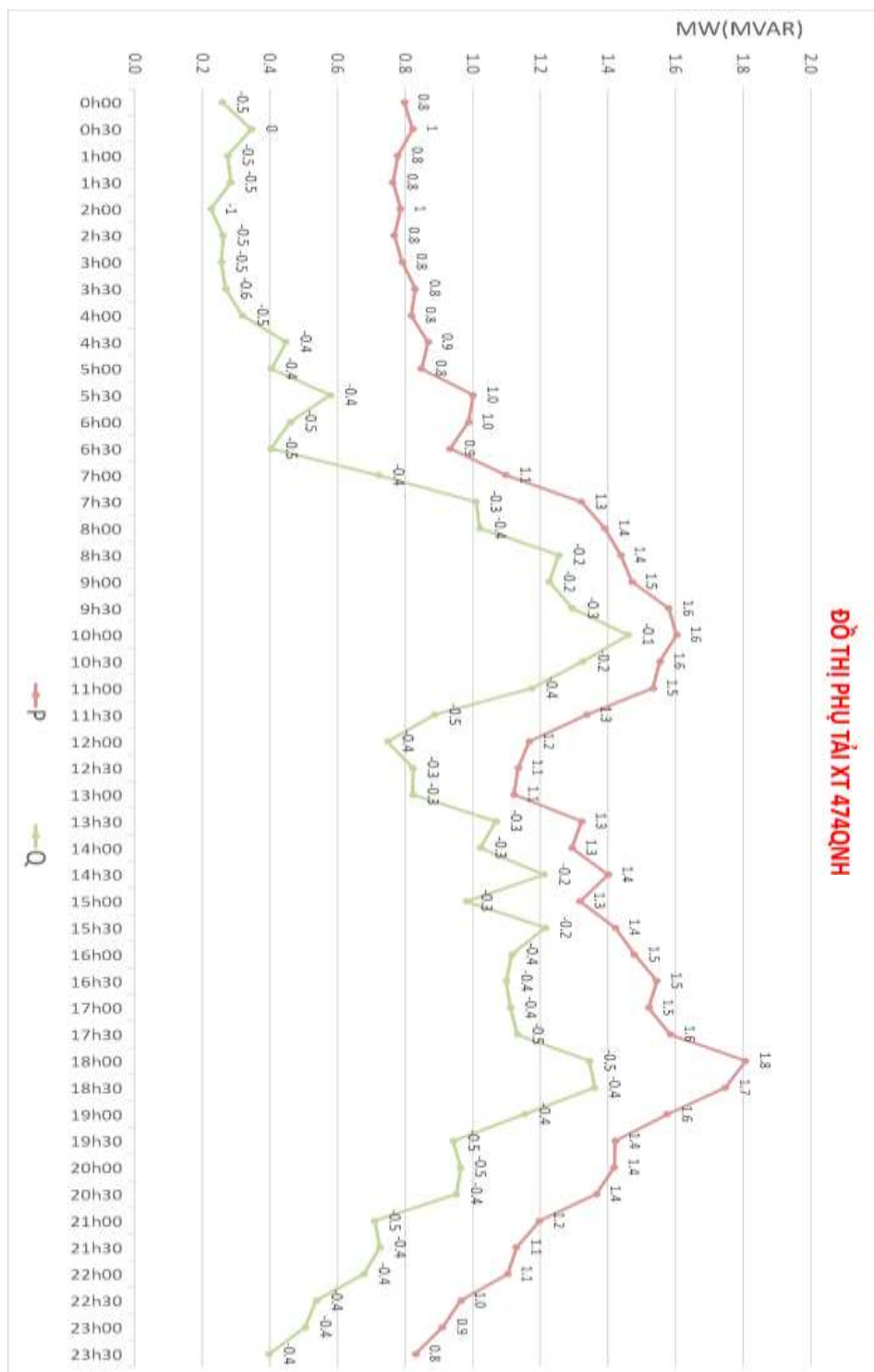
Đồ thị phụ tải đặc trưng hay còn gọi là đồ thị phụ tải mẫu được hiểu là đồ thị phụ tải biểu thị đặc điểm biến đổi chung của phụ tải trong khoảng thời gian ngày đêm, phản ánh đầy đủ các tính chất của nhóm tiêu thụ điện mà nó đại diện. Đồ thị biểu thị sự biến thiên của phụ tải trong khoảng thời gian ngày đêm gọi là đồ thị phụ tải hàng ngày. Đây là dạng đồ thị phụ tải cơ bản nhất vì thông qua đó có thể xây dựng được đồ thị phụ tải hàng tháng, hàng năm v.v. Đồ thị phụ tải đặc trưng cho phép xác định một cách chính xác và tin cậy các tham số về chế độ làm việc của mạng điện.

Để đơn giản trong tính toán, phương pháp này được thực hiện bằng cách chia các phụ tải theo xuất tuyến, sau đó xây dựng các phụ tải đặc trưng của nhóm đó. Dựa vào đồ thị phụ tải đặc trưng này và các số liệu đo đạc thực tế tại một thời điểm nào đó ta có thể xác định được các giá trị phụ tải tính toán tại các thời điểm khác nhau như cao điểm, thấp điểm. Để xây dựng các đồ thị phụ tải đặc trưng ta có thể chọn ra một số phụ tải điển hình trong một nhóm, sau đó đo đạc thực tế hoặc lắp đặt công tơ điện tử để thu thập số liệu.

Do đặc điểm khí hậu các tỉnh miền Trung có 2 mùa rõ rệt là mùa mưa và mùa khô làm cho công suất tiêu thụ của các phụ tải có sự chênh lệch lớn giữa hai mùa này, nên trong một năm ta chỉ cần xây dựng đồ thị phụ tải đặc trưng trong hai mùa này để tính toán chọn ra phương thức vận hành tối ưu cho lưới điện. Đồ thị phụ tải đặc trưng các nhóm phụ tải của lưới điện thành phố Quy Nhơn được Điện lực Quy Nhơn xây dựng dựa trên số liệu được xuất từ công tơ điện tử lắp đặt tại các trạm hạ áp rồi nhân với tỷ số biến dòng, số liệu được ghi lại 24h khác nhau trong 1 ngày. Từ đó xây dựng được đồ thị phụ tải trung bình 24h trong ngày.



Hình 3.2 Đồ thị phụ tải XT 471QNH2



Hình 3.3 Đồ thị phụ tải đặc trưng XT 474QNH

3.3. CÁC TIÊU CHÍ ĐỂ LỰA CHỌN PHƯƠNG THỨC VẬN HÀNH TỐI ƯU CHO LƯỚI ĐIỆN PHÂN PHỐI THÀNH PHỐ QUY NHƠN.

Nhiệm vụ của LĐPP là dùng để truyền tải điện năng cung cấp điện trực tiếp đến khách hàng sử dụng điện, nên việc đảm bảo cho lưới điện vận hành tin cậy, chất lượng và đạt hiệu quả là việc làm hết sức quan trọng.

Để việc cung cấp điện tin cậy, chất lượng và đảm bảo tính kinh tế trong vận hành, chúng ta có nhiều phương pháp thực hiện, một trong những phương pháp mang lại hiệu quả cao nhưng không cần phải bỏ vốn đầu tư nhiều đó là thay đổi kết cấu lưới trong vận hành. Các thiết bị phân đoạn (các máy cắt Recloser, máy cắt có tải hoặc dao cách ly,...) thường được thay đổi trạng thái (đóng hoặc cắt) để tạo thành các mạng hình tia trong những điều kiện vận hành khác nhau. Việc thay đổi trạng thái các thiết bị phân đoạn sẽ dẫn đến cấu hình lưới điện thay đổi theo. Trong LĐPP, việc thay đổi cấu hình lưới điện phải thỏa mãn một số hàm mục tiêu sau:

- Đảm bảo độ tin cậy cung cấp điện.
- Tổn thất công suất và điện năng trong toàn mạng là bé nhất.
- Điện áp vận hành tại các nút nằm trong giới hạn cho phép.

Cùng các điều kiện ràng buộc cần phải thỏa mãn là:

- Tất cả các phụ tải đều được cung cấp điện.
- Chi phí vận hành là nhỏ nhất.
- Không bị quá tải các phần tử trong hệ thống điện khi vận hành.

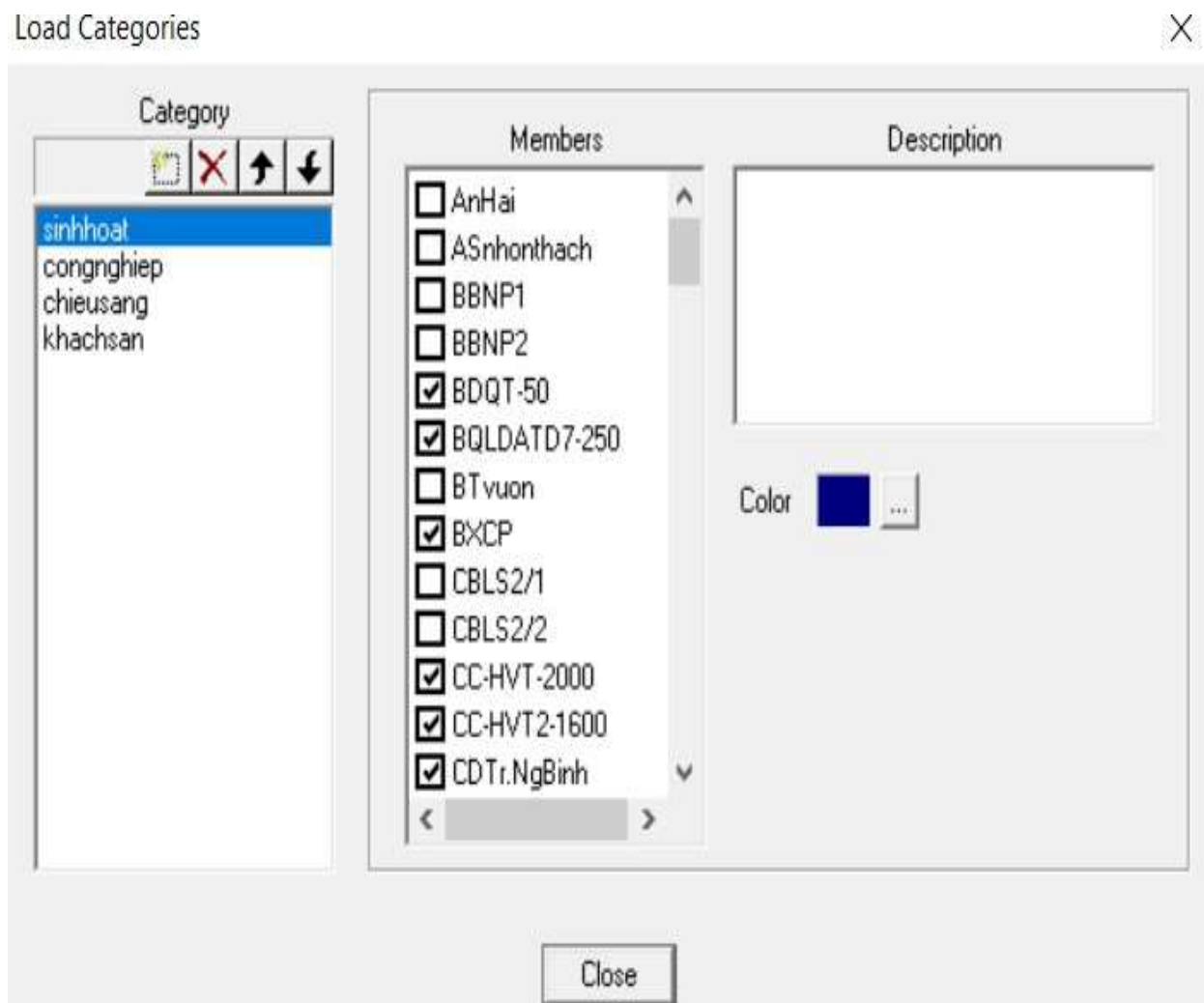
Việc tính toán, lựa chọn phương thức vận hành tối ưu theo hàm đa mục tiêu như trên là việc làm hết sức phức tạp. Nên trong thực tế, tùy theo từng trường hợp cụ thể mà sẽ chọn một trong những mục tiêu kể trên để tính toán lựa chọn phương thức vận hành.

Đối với LĐPP thành phố Quy Nhơn, việc tính toán để lựa chọn phương thức vận hành mà đảm bảo đạt được tất cả các hàm mục tiêu nêu trên là rất khó khăn và không thể thực hiện vào lúc này. Do vậy, trong giới hạn của đồ án này chúng em chỉ tập trung đi vào xây dựng đồ thị phụ tải đặc trưng, tính toán, lựa chọn phương thức vận hành của xuất tuyến 471QNH2 và xuất tuyến 474QNH sao cho tổn thất công suất (AP) là bé nhất, đồng thời đảm bảo giá trị điện áp tại các nút.

3.4. TÍNH TOÁN, LỰA CHỌN PHƯƠNG THỨC VẬN HÀNH TỐI ƯU CHO XT 471 QNH2 VÀ XT 474 QNH

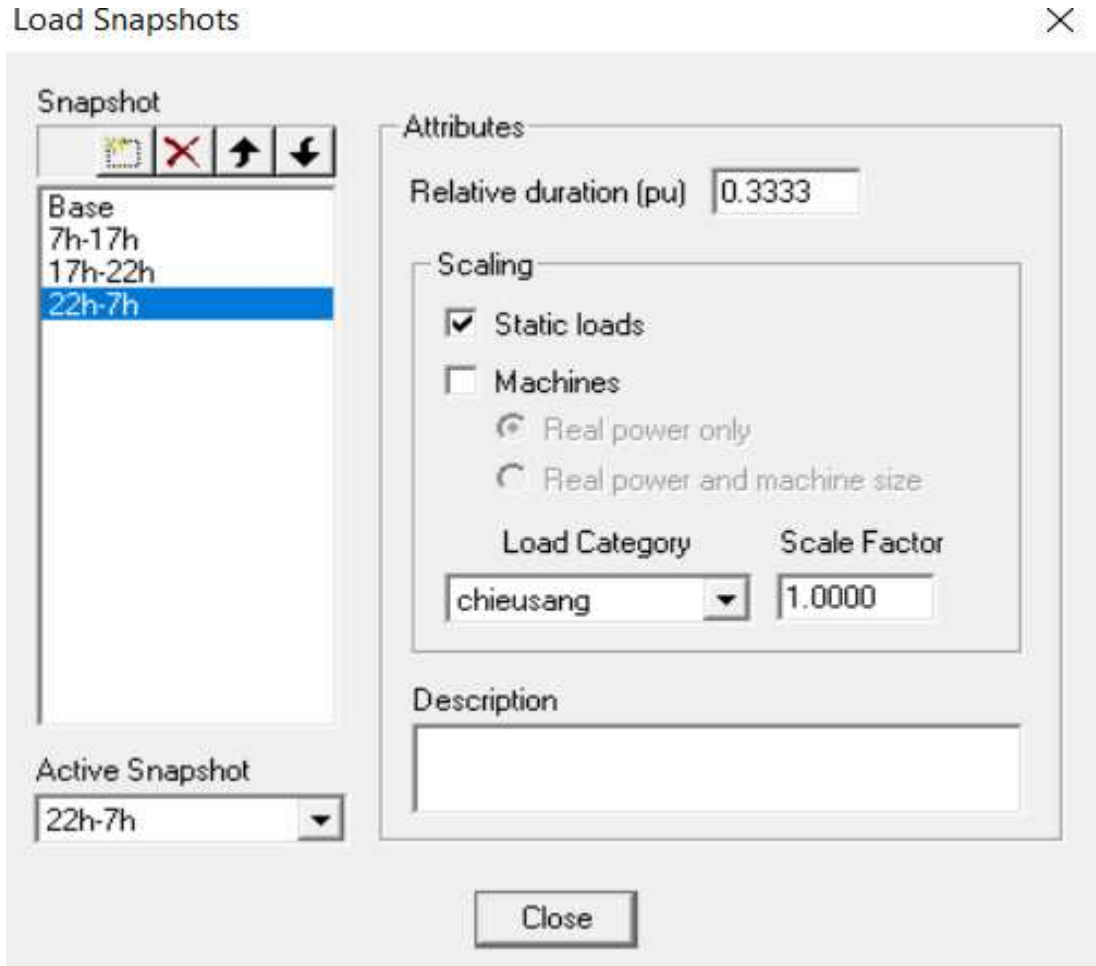
Phân chia nhóm phụ tải trong phần mềm PSS/ADEPT:

Từ số liệu đo đạc công suất các phụ tải thuộc xuất tuyến 471QNH2, 474 QNH ta tiến hành phân chia các nhóm phụ tải như tương ứng. Từ Menu Network>Load Categories và chia thành 2 nhóm phụ tải như hình 3.4



Hình 3.4 Phân chia nhóm phụ tải trong phần mềm PSS-ADEPT

Tiếp theo ta tiến hành chọn lần lượt các phụ tải để phân loại theo các nhóm bằng cách chọn phụ tải chọn categories> rồi click chọn nhóm phụ tải.



Hình 3.5 Hộp thoại nhập hệ số nhóm phụ tải Load Snapshot

Dựa vào đồ thị đặc trưng các nhóm phụ tải ta nhập hệ số các nhóm vào Load Snapshots (hình 3.5) theo bảng 3.1.

Bảng 3.1 Bảng hệ số phụ tải nhập vào bảng load snapshots

Khoảng thời gian	Hệ số tỷ lệ (P/Pmax)			
	Sinh hoạt	Khách sạn	Công nghiệp	Chiếu sáng
7h-17h	0.78	0.7	1	0
17h-22h	1	0.74	0.83	0.7
22h-7h	0.6	0.5	0.71	1

3.5. TÍNH TOÁN TRÀO LƯU CÔNG SUẤT CHO PHƯƠNG THỨC VẬN HÀNH HIỆN TẠI

Phần tính toán này được thực hiện bằng cách chạy trào lưu công suất dùng modul Load Flow để tính toán cho phương thức vận hành hiện tại của XT471QNH2 với XT474QNH thuộc lđpp thành phố Quy Nhơn.

Hiện tại lưới điện trung thế trên 2 xuất tuyến chỉ sử dụng tụ bù cố định với tổng dung lượng là 1200 kvar (1 vị trí x 600 kvar/1 vị trí x 600 kvar) và tất cả đều được bảo vệ bằng cầu chì FCO cũng đã được đưa vào phần mềm PSS/ADEPT. Vị trí và dung lượng chi tiết như trong bảng 3.2.

Bảng 3.2 Dung lượng và vị trí các bộ tụ bù cố định hiện tại

STT	Xuất tuyến	Dung lượng (kvar)	Vị trí nút
1	471-QNH2	600; 600	C49/1/2, C53/17
2	474-QNH	-	-

Dùng modul Load Flow để thực hiện tính toán phân bố công suất 2 xuất tuyến thuộc thành phố Quy Nhơn ở chế độ vận hành hiện tại. Sau khi thực hiện tính toán, kết quả chi tiết về công suất tác dụng, công suất phản kháng, $\cos \varphi$ từng xuất tuyến trong trường hợp phụ tải cực đại.

Bảng 3.3 Công suất tác dụng, công suất phản kháng và $\cos \varphi$ trên các xuất tuyến ở chế độ vận hành hiện tại với khoảng thời gian 7h-17h

STT	Xuất tuyến	Khoảng thời gian		
		7h-17h		
		P(kW)	Q(kvar)	$\cos \varphi$
1	471-QNH2	5703,220	469,121	0.99
2	474-QNH	3311,054	588,863	0.985

Bảng 3.4 Công suất tác dụng, công suất phản kháng và $\cos \varphi$ trên các xuất tuyến ở chế độ vận hành hiện tại với khoảng thời gian 17h-22h

STT	Xuất tuyến	Khoảng thời gian		
		17h-22h		
		P(kW)	Q(kvar)	$\cos \varphi$
1	471-QNH2	6379,88	615,314	0.995
2	474-QNH	3355,052	592,66	0.985

Bảng 3.5 Công suất tác dụng, công suất phản kháng và $\cos \varphi$ trên các xuất tuyến ở chế độ vận hành hiện tại với khoảng thời gian 22h-7h

STT	Xuất tuyến	Khoảng thời gian		
		22h-7h		
		P(kW)	Q(kvar)	$\cos \varphi$
1	471-QNH2	4234,885	176,17	0.999
2	474-QNH	1879,161	312,427	0.986

Bảng 3.6 Công suất và tổn thất công suất của 2 xuất tuyến ở chế độ vận hành hiện tại

Xuất tuyến	Khoảng thời gian	P(kW)	Q(kvar)	ΔP (kW)	ΔQ (kvar)	Tỉ lệ $\Delta P/P$
471QNH2 +474QNH	7h-17h	9014,35	1058,01	61,37	141,84	0,68
	17h-22h	9735,11	1208,11	69,35	165,33	0,7
	22h-7h	6751,13	605,64	34,51	66,6	0,5

Về việc kiểm tra điện áp vận hành trên lưới điện, theo Thông tư của Bộ Công Thương qui định: tiêu chuẩn kỹ thuật về điện áp:

- Trong chế độ vận hành bình thường, điện áp vận hành cho phép tại điểm đầu nối được dao động so với điện áp danh định tại điểm đầu nối với khách hàng sử dụng điện là $\pm 5\%$
- Trong chế độ sự cố đơn lẻ hoặc trong quá trình khôi phục vận hành ổn định sau sự cố, cho phép mức dao động điện áp tại điểm đầu nối với khách hàng sử dụng điện bị ảnh hưởng trực tiếp bởi sự cố trong khoảng $+5\%$ và -10% so với điện áp danh định.
- Trong chế độ sự cố nghiêm trọng hệ thống điện truyền tải hoặc khôi phục sự cố, cho phép mức dao động điện áp trong khoảng $\pm 10\%$ so với điện áp danh định

Bảng 3.7 Tổng hợp điện áp thấp trên các xuất tuyến ở chế độ vận hành hiện tại trong khoảng thời gian 7h-17h

STT	Xuất tuyến	U_{dm} (kV)	U_{min} (kV)	σU_{min} (%)	Điểm nút
1	471QNH2	22.00	21,94	0,27	C53/3/8
2	474QNH	22.00	21,83	0,77	C43/45

Bảng 3.8 Tổng hợp điện áp thấp trên các xuất tuyến ở chế độ vận hành hiện tại trong khoảng thời gian 17h-22h

STT	Xuất tuyến	U_{dm} (kV)	U_{min} (kV)	σU_{min} (%)	Điểm nút
1	471QNH2	22.00	21,94	0,27	C53/3/8
2	474QNH	22.00	21,83	0,77	C43/45

Bảng 3.9 Tổng hợp điện áp thấp trên các xuất tuyến ở chế độ vận hành hiện tại trong khoảng thời gian 22h-7h

STT	Xuất tuyến	U_{dm} (kV)	U_{min} (kV)	σU_{min} (%)	Điểm nút
1	471QNH2	22.00	21,96	0,8	C53/3/8
2	474QNH	22.00	21,87	0,59	C43/45

Nhận xét:

Theo kết quả thống kê ở chế độ vận hành hiện tại ta có:

Khoảng thời gian hoạt động cực đại của 2 XT là tương ứng với công suất tại đầu thanh cái 22kV như trong bảng 3.3.

Theo Bảng 3.4 thì tổn thất lớn nhất của cả 2 XT với tỷ lệ % tổn thất là 0,8%.

Do tình hình phát triển phụ tải, cấu trúc lưới điện phân phối thường xuyên thay đổi. Nên khi vận hành lưới điện với thời gian dài nhiều năm thì vị trí các tụ bù hiện hữu sẽ không còn tối ưu nữa. Do đó, để đáp ứng yêu cầu tăng trưởng của phụ tải, ta sử dụng modul CAPO của phần mềm PSS/ADEPT để tính toán, sắp xếp lại vị trí mới và dung lượng lắp đặt tụ bù để độ giảm tổn thất là lớn nhất và điện áp nằm trong giới hạn cho phép.

3.6. TÍNH TOÁN TỔN THẤT ĐIỆN NĂNG

- Tổn thất điện năng trên 2 xuất tuyến 471QNH2, 474QNH được xác định như sau:

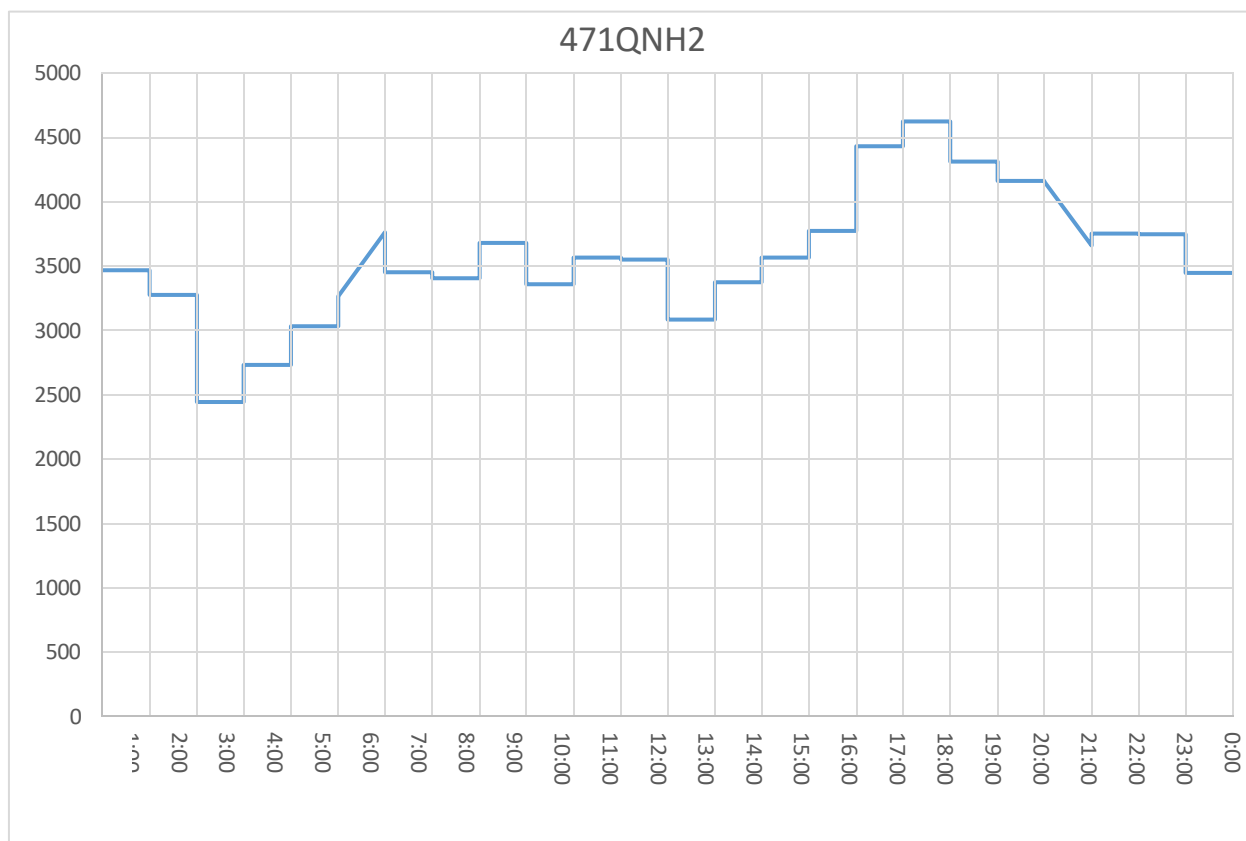
$$\Delta A = (\Delta P_D + \Delta P_b + \Delta P_{cu}).\tau + \Delta P_{Fe}.t$$

- Dựa vào biểu đồ phụ tải tháng 3/2025 ta tính toán được $T_{\max}$ của 2 xuất tuyến 471QNH2 với 474QNH

+ Xuất tuyến 471QNH2

Thời gian	Công suất
0h	3469.2382
1h	3275.8789
2h	2443.3593
3h	2733.3984
4h	3034.1796
5h	3265.1367
6h	3453.6132
7h	3405.2734
8h	3679.1992
9h	3356.9335
10h	3566.4062
11h	3550.2929

Thời gian	Công suất
12h	3083.0078
13h	3373.0468
14h	3566.4062
15h	3775.8789
16h	4431.1523
17h	4624.5117
18h	4312.9882
19h	4162.5976
20h	4157.2265
21h	3753.9062
22h	3748.5351
23h	3447.7539

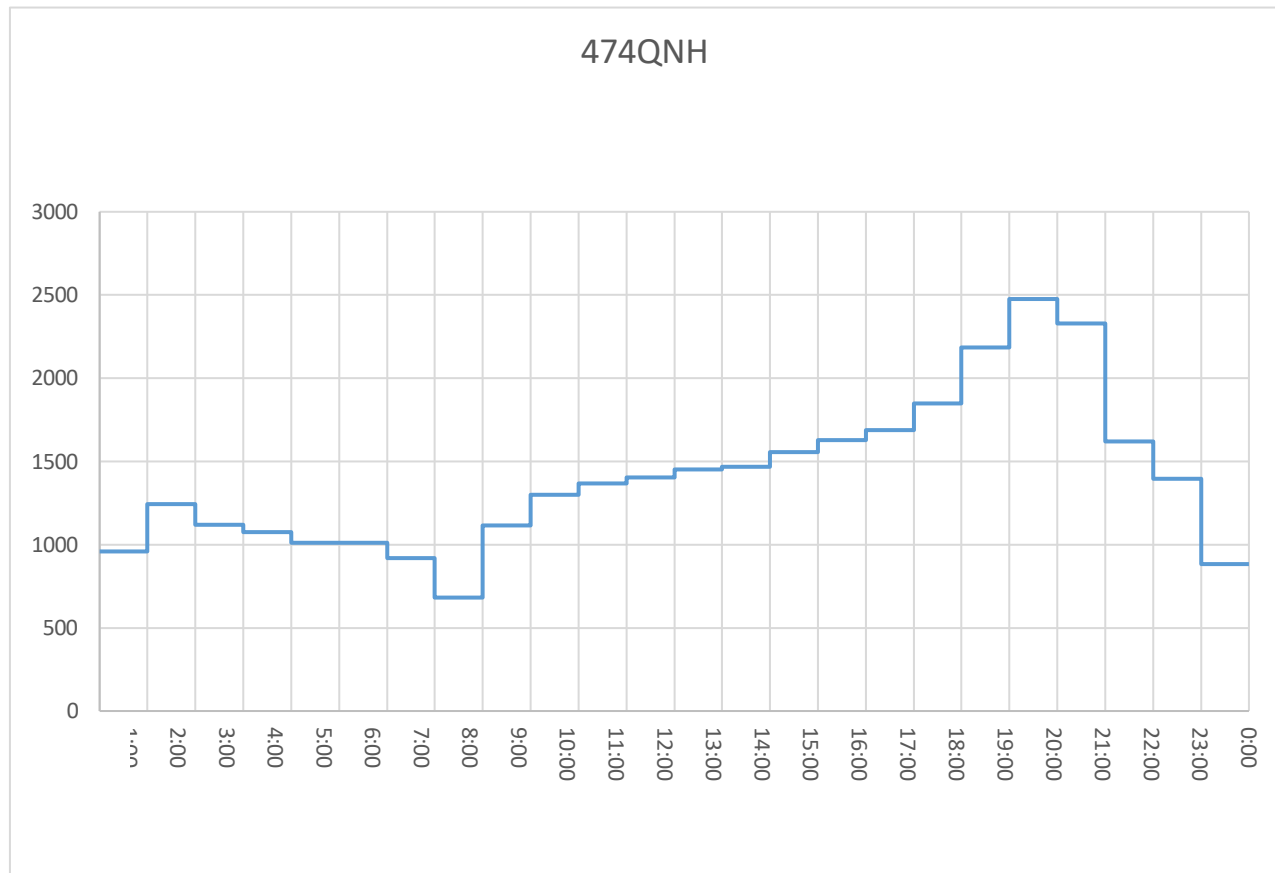


Hình 3.6. Đồ thị phụ tải điện hình của XT471QNH2

+ Xuất tuyến 474QNH

Thời gian	Công suất
0h	957.3414588
1h	1241.511283
2h	1118.715585
3h	1074.985612
4h	1012.362489
5h	1011.68469
6h	920.8624753
7h	681.64038
8h	1114.787248
9h	1300.886
10h	1365.765
11h	1402.645

Thời gian	Công suất
12h	1450.767
13h	1466.882
14h	1554.622
15h	1626.986
16h	1686.329113
17h	1849.610946
18h	2185.800865
19h	2475.730656
20h	2327.972777
21h	1618.121962
22h	1396.148261
23h	882.3758493



Hình 3.7 Đồ thị phụ tải điển hình của xuất tuyến 474QNH

- Ta tính toán được $T_{\max}$ theo công thức sau:

XT 471QNH2:

$$\begin{aligned}
 T_{\max} &= \frac{\sum_{i=1}^{23} P_i \cdot t_i}{P_{\max}} = \frac{(P_{0h} + P_{1h} + \dots + P_{23h}) \cdot 30}{P_{\max}} \cdot 12 \\
 &= \frac{(3469,24 + 3275,88 + \dots + 3447,75) \cdot 30}{4624,512} \cdot 12 \\
 &= \frac{85669,92 \cdot 30}{4624,512} \cdot 12 \\
 &= 6669,96(h)
 \end{aligned}$$

- Từ kết quả trên, ta có thời gian tồn thất công suất cực đại τ

$$\tau = \frac{(0,124 + T_{\max} \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760}{12} = \left(\frac{(0,124 + 6669,96 \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760}{12} \right) = 456,74(h)$$

XT474QNH:

$$\begin{aligned}
 T_{\max} &= \frac{\sum_{i=1}^n P_i \cdot t_i}{P_{\max}} = \frac{(P_{0h} + P_{1h} + \dots + P_{23h}) \cdot 30}{P_{\max}} \cdot 12 \\
 &= \frac{957,34 + 1241,51 + \dots + 882,375 \cdot 30}{2327,97} \cdot 12 \\
 &= \frac{33724,53 \cdot 30}{2327,97} \cdot 12 \\
 &= 4903,93(h)
 \end{aligned}$$

- Từ kết quả trên, ta có thời gian tổn thất công suất cực đại τ

$$\tau = \frac{(0,124 + T_{\max} \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760}{12} = \frac{(0,124 + 4903,93 \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760}{12} = 275,56(h)$$

- Xác định tổn thất không tải và có tải của MBA trên 2 xuất tuyến 471QNH2, 474QNH

Tên XT	Tên TBA	Dung Lượng (kVA)	Tổn Hao Không Tải (W)
474QN	TDCNP_400	400	415
	nuiMC1_400	400	415
	NhonPhu2_400	400	415
	CSNHONPHU50	50	150
	TMN_630	630	1020
	AnHai_400	400	415
	STau4_250	250	340
	STau5-250	250	340
	RONGVANG-250	250	340
	CS3-LVLM_75	75	240
	LV2-400	400	415
	LV3-400	400	415
	LV4-400	400	415
	LV5-400	400	415
	TTDK-180	180	280
	LV1-400	400	415
	TAYSON1_400	400	415
	TaySon2_250	250	340
	CSGT_320	320	390
	KĐTLV6_400	400	415
	choAT_250	250	340
	TL-320	320	390
	TNT_560	560	820
	CBiamsan2/2_400	400	415

NhonPhu4_160	160	280
BT vuon_250	250	340
CBLS2/1_320	320	390
NhonPhu3_250	250	340
NhonPhu7_400	400	415
NLgiay_630	630	1020
NLgiay2_320	320	390
NLgiay_400	400	415
PISICO_250	250	340
MT_XK400	400	415
BBNP1_630	630	1020
BBNP2_400	400	415
Vsotret750	750	1150
TNT_400	400	415
STrau1_400	400	415
NhonPhu2_320	320	390
VRNhonPhu250	250	340
KXPhuHoa_400	400	415
CSNT_250	250	340
CokhiSN_100	100	260
ASNT_180	180	280

$$\sum \Delta P_{FE(474QN)} = 19755(W) = 19,755(KW)$$

Tên TBA	Dung Lượng (kVA)	Tổn Hao Không Tải (W)
OTo.QN-400	400	415
DLTP-250	250	340
BQLTD7-250	250	340
Q.Trung4-250	250	340
STrau2-400	400	415
CSCCN.QT-50	50	150
TTCN2-400	400	415
TTHDTN-100	100	260
C5.5-50	50	150
Q.T.1-400	400	415
DLSSan-560	560	820
CDTr.NgB-100	100	260
Th.Phuc-400	400	415
TPXKLS-560	560	820
KDT.AP-250	250	340

471QN2	OTO.TH-250	250	340
	SN.TSon-250	250	340
	T.Tr.An3-560	560	820
	T.T.An-250	250	340
	MinhDuc-250	250	340
	NM.PTOT-630	630	1020
	CS4.QL1D-50	50	150
	TBA8HXXH-400	400	415
	TTCN1-400	400	415
	QTrung3-400	400	415
	TrBP95-160	160	280
	D&L-560	560	820
	HTXBB-250	250	340
	PISICO-160	160	280
	DThanh2-250	250	340
	Ng.Tr.To-180	180	280
	NVGT2_100	100	260
	LamSon3-320	320	390
	VKHDHNTB-250	250	340
	GARA.Q-400	400	415
	TaySon2-250	250	340
	CCHVT-2000	2000	2510
	CCHVT2-1600	1600	1860
	Lamer1-2000	2000	2510
	NLKLame1-250	250	340
	TP.XKLS2-560	560	820
	NMSXDT2-3200	3200	3200
	XTieu7-160	160	280
	NMSX.DT-1600	1600	1860
	BD.QT-50	50	150
	BX.CP-250	250	340
	LeLoi2-160	160	280
	KDCTS4-400	400	415
	KhoVSon-400	400	415
	NgX.Nhi-400	400	415
	QT2_1000	1000	1370
	KDC.TS3-400	400	415
	STrau3-250	250	340
	noihatDL320	320	390
	Lamer2-2000	2000	2510

	Lamer3-2000	2000	2510
	KĐTLV7_400	400	415
	KĐTLV8_400	400	415
	KĐTLV9_400	400	415

$$\sum \Delta P_{Fe(471QNH2)} = 38750(W) = 38,75(kW)$$

- Ta xác định tổn thất công suất trên đường dây dựa vào mô phỏng trên PSS/ADEPT:

$$\sum \Delta P_{D(471QNH2)} = 18438(W) = 18,438(kW)$$

$$\sum \Delta P_{D(474QNH2)} = 25631(W) = 25,631(kW)$$

- Ta xác định tổn hao có tải trên MBA dựa vào mô phỏng trên PSS/ADEPT:

$$\sum \Delta P_{cu(471QNH2)} = 28271(W) = 28,271(kW)$$

$$\sum \Delta P_{cu(474QNH)} = 15933(W) = 15,933(kW)$$

- Tổn thất công suất tác dụng trong thiết bị bù:

$$\sum \Delta P_{b(471QNH2)} = 0,05\% \cdot \sum Qb = 0,05\% \cdot 1200 = 0,6(kW)$$

$$\sum \Delta P_{b(474QNH)} = 0,05\% \cdot \sum Qb = 0,05\% \cdot 0 = 0(kW)$$

- Ta tính được tổn thất điện năng 1 tháng trên 2 xuất tuyến 471QNH2, 474QNH:

$$\Delta A_{471QNH2} = (\Delta P_{PD} + \Delta P_{pb} + \Delta P_{cu}) \cdot \tau + \Delta P_{Fe} \cdot t = (18,438 + 0,6 + 28,271) \cdot 456,74 + 38,75 \cdot 720 = 49599,26(kWh)$$

$$\Delta A_{474QNH} = (\Delta P_{PD} + \Delta P_{pb} + \Delta P_{cu}) \cdot \tau + \Delta P_{Fe} \cdot t = (25,631 + 0 + 15,833) \cdot 275,56 + 19,755 \cdot 720 = 25649,42(kWh)$$

- Tổn thất điện năng trên cả 2 xuất tuyến 471QNH2 với 474 QNH trong 1 tháng là;

$$\sum \Delta A = 49599,26 + 25649,42 = 75248,68(kWh)$$

3.7. TRƯỜNG HỢP 1: SỬ DỤNG PHẦN MỀM PSS-ADEPT ĐỂ TÍNH TOÁN VỊ TRÍ MỚI LẮP ĐẶT TỤ BÙ TRƯỚC, TÌM RA ĐIỂM MỞ TỐI ƯU SAU.

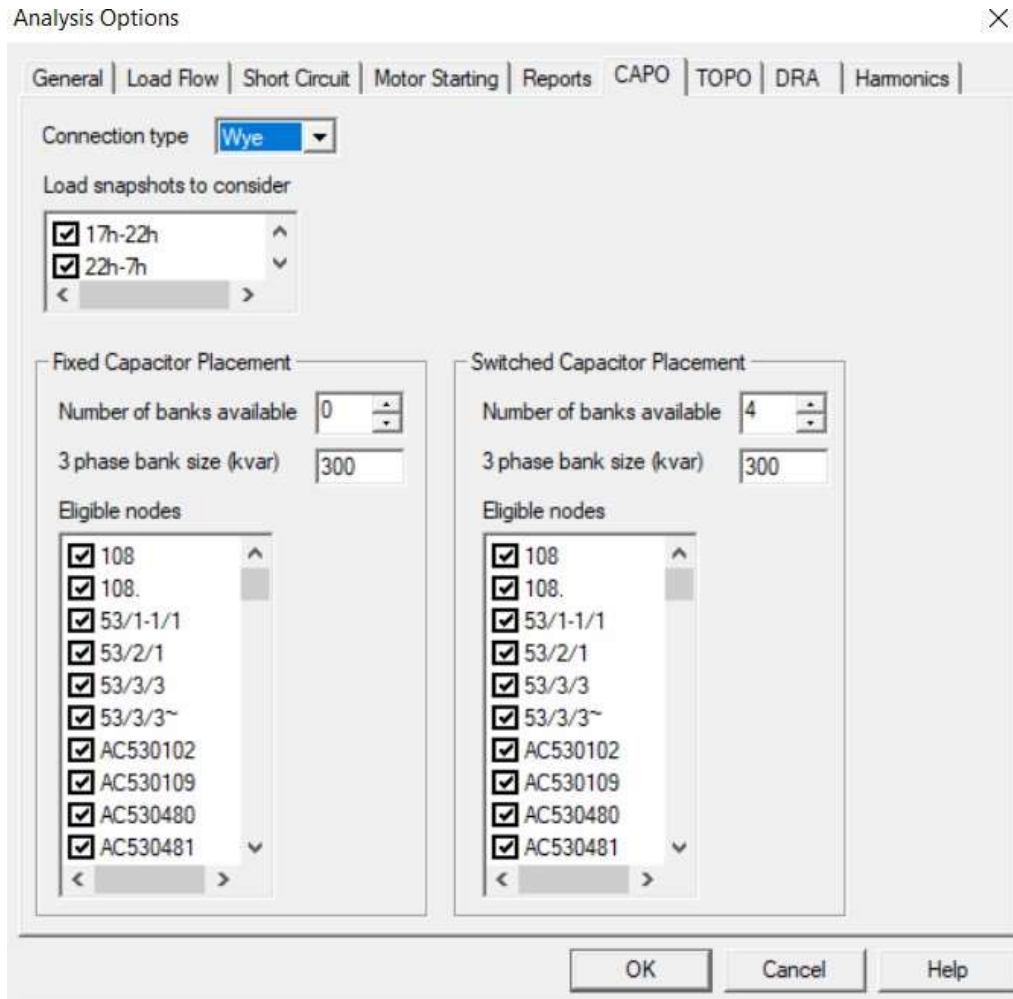
Phần này tính toán được hỗ trợ bằng modul Capo và Topo của phần mềm PSS/ADEPT nhằm phân tích và tính toán tái cấu trúc lại lưới phân phối đang vận hành hiện tại bao gồm việc xác định lại vị trí mới lắp đặt tụ bù và tìm ra điểm mở tối ưu cho XT471QNH2 và XT474QNH thuộc lưới điện thành phố Quy Nhơn.

3.7.1. Tối ưu hóa vị trí lắp đặt tụ bù dùng modul Capo của phần mềm PSS-ADEPT.

Tổng dung lượng tụ bù hiện hữu trên XT471QNH2, 474QNH là 1200 kVAr, nên ở đây ta chạy bài toán capo với tổng dung lượng tụ bù bằng với dung lượng tụ bù hiện hữu (chọn 4 tụ bù công suất mỗi tụ 300 kvar tổng công suất 4 tụ 1200 kvar).

Chạy bài toán CAPO lựa chọn vị trí bù tối ưu

Từ sơ đồ lưới trên PSS-ADEPT, cắt bỏ toàn bộ các vị trí tụ bù hiện hữu, vào Analysis>Option>chọn thẻ CAPO và thực hiện nhập dung lượng của một bộ tụ, số lượng bộ tụ cố định.



Hình 3.8 Cài đặt thông số tụ bù thiết lập cho modul tính toán CAPO của 2 xuất tuyến

Tại ô “Number of banks available” của khung “ Switched Capacitor Placement ” nhập số 4 là số lượng bộ tụ bù ứng động có thể lắp thêm của 2 xuất tuyến 471QNH2, 474QNH

Tại ô “3 phase bank size (kvar)” nhập 300 là dung lượng 1 bộ tụ đặt tại 1 vị trí

Do hiện tại lưới điện thành phố Quy Nhơn không có sử dụng tụ bù cố định nên tại ô “Number of banks available” trong khung “Fixed Capacitor “ nhập số 0

Kích chọn các khoảng thời gian và vị trí cần bù trung áp như trên hình 3.6

Thực hiện tính toán bằng chức năng CAPO trong PSS-ADEPT, kết quả vị trí bù và dung lượng bù mới được thể hiện trong bảng 3.10

Bảng 3.10 Dung lượng và vị trí đặt các bộ tụ bù tối ưu

STT	Xuất tuyến	Dung lượng (kvar)	Vị trí nút
1	471-QNH2	600	C53/1, C53/3
2	474-QNH	600	C53, C43/20

Tiến hành thực hiện chạy lại phân bố công suất bằng modul Load Flow với vị trí các tụ bù tái cấu trúc, ta thu được kết quả về công suất, tổn thất công suất và các nút có điện áp thấp như các bảng dưới đây:

Bảng 3.11 Công suất và $\cos \varphi$ trên các xuất tuyến ở chế độ vận hành tối ưu sau tái cấu trúc tụ bù với khoảng thời gian 7h-17h

STT	Xuất tuyến	Khoảng thời gian		
		7h-17h		
		P(kW)	Q(kW)	$\cos \varphi$
01	471QNH2+474QNH	9013,28	463,83	0,999
02	471QNH2	5703,18	469,3	0,997
03	474QNH	3310,39	-5,432	1

Load Flow Summary

	kW	kvar
1 Sources:	9,013.28	463.83
0 Sync machines (supplying):	0.00	0.00
0 Sync machines (drawing):	0.00	0.00
0 Ind machines (supplying):	0.00	0.00
0 Ind machines (drawing):	0.00	0.00
Total capacitor charging:		-1,189.70
Total system loss:	60.77	140.59

Bảng 3.12. Công suất và $\cos \varphi$ trên các xuất tuyến ở chế độ vận hành tối ưu sau tái cấu trúc tụ bù với khoảng thời gian 17h-22h

STT	Xuất tuyến	Khoảng thời gian		
		17h-22h		
		P(kW)	Q(kW)	cosφ
01	471QNH2+474QNH	9734,45	612,98	0,999
02	471QNH2	6379,89	615,51	0,995
03	474QNH	3354,43	-2,58	1

Load Flow Summary

	kW	kvar
1 Sources:	9,734.45	612.98
0 Sync machines (supplying):	0.00	0.00
0 Sync machines (drawing):	0.00	0.00
0 Ind machines (supplying):	0.00	0.00
0 Ind machines (drawing):	0.00	0.00
Total capacitor charging:		-1,190.33
Total system loss:	68.70	164.18

Bảng 3.13 Công suất và cos φ trên các xuất tuyến ở chế độ vận hành tối ưu sau tái cấu trúc tụ bù với khoảng thời gian 22h-7h

STT	Xuất tuyến	Khoảng thời gian		
		22h-7h		
		P(kW)	Q(kW)	cosφ
01	471QNH2+474QNH	6750	9,82	1
02	471QNH2	4234,87	176,29	0,999
03	474QNH	2515,91	-66,46	0,998

Load Flow Summary

	kW	kvar
1 Sources:	6,750.65	9.82
0 Sync machines (supplying):	0.00	0.00
0 Sync machines (drawing):	0.00	0.00
0 Ind machines (supplying):	0.00	0.00
0 Ind machines (drawing):	0.00	0.00
Total capacitor charging:		-1,193.12
Total system loss:	34.19	66.03

Bảng 3.14 Công suất và tổn thất công suất cả 2 xuất tuyến khi vận hành với vị trí các tụ bù đã tái cấu trúc

Xuất tuyến	Khoảng thời gian	P(kW)	Q(kvar)	ΔP (kW)	ΔQ (kW)	Tỷ lệ $\Delta P/P(\%)$
471QNH2+474QNH	7h-17h	9013,28	463,83	60,77	140,59	0,67
	17h-22h	9734,45	612,98	68,7	164,18	0,7
	22h-7h	6750	9,82	34,19	66,03	0,5

Bảng 3.15 Tổng hợp điện áp thấp nhất trên các xuất tuyến ở chế độ vận hành sau khi tái cấu trúc khoảng thời gian 7h-17h

STT	Xuất tuyến	U_{dm} (kV)	U_{min} (kV)	$\sigma U_{min}(\%)$	Điểm nút
1	471QNH2	22.00	21,94	0,27	C53/3/8
2	474QNH	22.00	21,87	0,59	C43/57

Bảng 3.16 Tổng hợp điện áp thấp nhất trên các xuất tuyến ở chế độ vận hành sau khi tái cấu trúc khoảng thời gian 17h-22h

STT	Xuất tuyến	U_{dm} (kV)	U_{min} (kV)	$\sigma U_{min}(\%)$	Điểm nút
1	471QNH2	22.00	21,934	0,3	C53/3/8
2	474QNH	22.00	21,88	0,581	C43/57

Bảng 3.17 Tổng hợp điện áp thấp nhất trên các xuất tuyến ở chế độ vận hành sau khi tái cấu trúc khoảng thời gian 22h-7h

STT	Xuất tuyến	U_{dm} (kV)	U_{min} (kV)	$\sigma U_{min}(\%)$	Điểm nút
1	471QNH2	22.00	21,96	0,18	C53/3/8
2	474QNH	22.00	21,91	0,409	C43/57

Bảng 3.18 Tổng hợp tổn thất của cả 2 xuất tuyến trong 3 khoảng thời gian trước và sau tái cấu trúc vị trí các tụ bù

Xuất tuyến 471 QNH2 và xuất tuyến 474 QNH	Khoảng thời gian	Tổn thất khi vận hành với lưới hiện tại	Tổn thất khi vận hành với vị trí tụ bù tối ưu	Độ lợi tổn thất
		$\Delta P(\text{kW})$	$\Delta P(\text{kW})$	$\delta P(\text{kW})$
	7h-17h	61,37	60,77	0,6
	17h-22h	69,35	68,7	0,65
	22h-7h	34,51	34,19	0,32

Từ kết quả tổng hợp từ bảng 3.14 đến 3.17 ta thấy kết quả tổn thất trên toàn lưới giảm, đồng thời điện áp thấp nhất tại các xuất tuyến đều tăng lên và từ kết quả độ lợi tổn thất như bảng 3.18 ta tính được điện năng giảm được trong 1 ngày sau khi tái cấu trúc vị trí các tụ bù là :

$$\delta_{A1} = 0,6 \times 10 + 0,65 \times 5 + 0,32 \times 9 = 12,13 \text{ (kWh)}$$

3.7.2. Tính toán phương thức vận hành cơ bản tối ưu cho XT 471QNH2 và XT 474QNH lưới điện thành phố Quy Nhơn bằng phương pháp điểm mở tối ưu dùng modul TOPO của phần mềm PSS/ADEPT.

Sau khi tính tối ưu lại các vị trí đặt tụ bù nhằm làm cho suất phản kháng trên toàn lưới giảm đi, thì việc thay đổi kết cấu lưới cũng làm cho tổn thất công suất giảm mà không phải bỏ vốn đầu tư thêm. Để làm được điều này, cần phải tái cấu trúc lại lưới điện bằng cách tính toán lại điểm mở giữa các xuất tuyến sao cho tổn thất công suất trên hệ thống lưới đạt thấp nhất, một trong các biện pháp để tái cấu trúc lưới điện là dùng module TOPO của phần mềm PSS/ADEPT để giải bài toán tìm điểm mở tối ưu.

Hiện tại đồ án chỉ xét 2 xuất tuyến 22kV, 2 xuất tuyến có thể khép vòng lại với nhau tạo thành mạch vòng. Vị trí mở trên mạch vòng ở trạng thái vận hành hiện tại chưa tối ưu Topo như bảng 3.19

Bảng 3.19 Vị trí mở mạch vòng chưa tối ưu TOPO

STT	Tên mạch vòng	Vị trí mở của mạch vòng	Vị trí nút
01	471QNH2 và 474QNH	LBS: PĐ suoi trau	C53/36 – C108
02	471QNH2 và 474QNH	LBS: PĐ ao cá Bác Hồ	C85 – C43/58

Modul Topo sẽ tính toán để xem mở phân đoạn nào trên các mạch vòng để đem đến tổn thất công suất AP trong toàn mạng là bé nhất. Kết quả thu được sau khi chạy điểm mở tối ưu đặt thời gian phân tích ở thời điểm tải cực đại được tổng hợp ở bảng 3.20

Kết quả chạy Topo:

Beginning TOPO analysis...

Iteration 1
Switch PĐAOCA [C_43/57-C_43/58] closed.

Switch PĐAOC [C_{43/57}-C_{43/58}] opened.
 New system loss: 87.47 kW 215.52 kvar

Iteration 2
 Switch PĐsuoitrau [C53/35-NODE7] closed.
 Switch PĐ-NT2 [C₄₃-C₄₅] opened.
 New system loss: 84.08 kW 214.19 kvar

Iteration 3
 Switch PĐAOC [C_{43/57}-C_{43/58}] closed.
 Switch PĐAOC [C_{43/57}-C_{43/58}] opened.
 New system loss: 84.08 kW 214.19 kvar

Iteration 4
 Switch PĐ-NT2 [C₄₃-C₄₅] closed.
 Switch PĐ-NT2 [C₄₃-C₄₅] opened.
 New system loss: 84.08 kW 214.19 kvar

Initial system loss: 87.47 kW 215.52 kvar
 Final system loss: 84.08 kW 214.19 kvar

TOPO analysis completed. Scroll up to view messages.

Updating network...

Bảng 3.20 Vị trí mở của mạch vòng sau tối ưu Topo

STT	Điểm mở thay đổi	Tên mạch vòng	Vị trí mở của mạch vòng	Vị trí nút
01		471QNH2 và 474QNH	PĐ Ao Cá Bắc Hồ	C43/58 – C85
02	x	471QNH2 và 474QNH	PĐ Nhơn Thạch 2	C43 – C45

Như vậy, sau khi chạy TOPO của phần mềm PSS/ADEPT thì ta thấy giữa phương thức vận hành hiện tại mà Điện lực thành phố Quy Nhơn đang sử dụng và phương thức vận hành tối ưu đã tính toán đã có sự thay đổi. Trong 2 mạch vòng thì có 1 mạch vòng tìm được điểm mở tối ưu, còn 1 mạch vòng còn lại không tìm được.

Kết quả công suất và tổn thất công sau khi tìm được điểm mở tối ưu được tổng hợp trong bảng 3.21

Bảng 3.21 Công suất và tổn thất của 2 xuất tuyến sau tính toán TOPO với vị trí các tụ bù đã tái cấu trúc

Xuất tuyến	Khoảng thời gian	P(kW)	Q(kVar)	$\Delta P(kW)$	$\Delta Q(kW)$
	7h-17h	9010,41	460,42	57,86	138,61
	17h-22h	9731,66	611,87	66,26	163,32

471 QNH2 và 474 QNH	22h-7h	6749,09	7,44	32,47	64,74
------------------------	--------	---------	------	-------	-------

So sánh kết quả giữa bảng 3.20 và bảng 3.21 ta thu được kết quả độ lợi tổn thất như bảng 3.22 sau

Bảng 3.22 Tổng hợp tổn thất của 2 xuất tuyến trước và sau khi xác định điểm mở tối ưu

Xuất tuyến 471QNH2 và xuất tuyến 474QNH	Khoảng thời gian	Tổn thất khi vận hành với vị trí tụ bù tối ưu	Vận hành sau khi xác định điểm mở tối ưu	Độ lợi tổn thất
		$\Delta P(kW)$	$\Delta P(kW)$	$\delta P(kW)$
	7h-17h	60,8	57,86	2,94
	17h-22h	68,7	66,26	2,44
	22h-7h	34,16	32,47	1,69

Sản lượng điện năng tiết kiệm được trong 1 ngày:

$$\delta A_2 = 2,94 \times 10 + 2,44 \times 5 + 1,69 \times 9 = 56,81 \text{ kWh}$$

Như vậy ta thấy sau khi tính toán điểm mở tối ưu thì độ lợi tổn thất điện năng tăng lên rất nhiều so với trường hợp tối ưu hoá vị trí các tụ bù mặc dù kinh phí không tốn kém mà chỉ thay đổi kết cấu lưới vận hành.

Như vậy khi chúng ta thực hiện bù tối ưu trước sau đó tối ưu hóa điểm mở thì lượng điện năng tổn thất giảm được trong một ngày là:

$$\delta A_{\sum \text{ngày}} = \delta A_1 + \delta A_2 = 12,13 + 56,81 = 68,94 \text{ KWh}$$

3.8. TRƯỜNG HỢP 2: SỬ DỤNG PHẦN MỀM PSS-ADEPT ĐỂ TÍNH TOÁN, TÌM RA ĐIỂM MỞ TỐI ƯU TRƯỚC VÀ VỊ TRÍ MỚI LẮP ĐẶT TỤ BÙ SAU.

3.8.1. Tính toán phương thức vận hành cơ bản tối ưu cho XT 471QNH2 và XT 474QNH lưới điện thành phố Quy Nhơn bằng phương pháp điểm mở tối ưu dùng module TOPO của phần mềm PSS/ADEPT.

Bảng 3.23 Vị trí mở mạch vòng chưa tối ưu TOPO

STT	Tên mạch vòng	Vị trí mở của mạch vòng	Vị trí nút
01	471QNH2 và 474QNH	LBS: PD suoi trau	C53/36 – C108
02	471QNH2 và 474QNH	LBS: PD ao cá Bác Hồ	C85 – C43/58

Modul Topo sẽ tính toán để xem mở phân đoạn nào trên các mạch vòng để đem đến tổn thất công suất trong toàn mạng là bé nhất. Kết quả thu được sau khi chạy điểm mở tối ưu đặt thời gian phân tích ở thời điểm tải cực đại được tổng hợp ở bảng 3.24

Kết quả chạy Topo:

Snapshot: "Base"

Solving load flow...

Load flow solution converged after 3 iterations.

Beginning TOPO analysis...

Iteration 1

Switch PĐAOC [C_43/57-C_43/58] closed.

Switch PĐAOC [C_43/57-C_43/58] opened.

New system loss: 88.27 kW 216.84 kvar

Iteration 2

Switch PĐsuoitrau [C53/35-NODE7] closed.

Switch PĐ-NT2 [C_43-C_45] opened.

New system loss: 84.42 kW 214.77 kvar

Iteration 3

Switch PĐAOC [C_43/57-C_43/58] closed.

Switch PĐAOC [C_43/57-C_43/58] opened.

New system loss: 84.42 kW 214.77 kvar

Iteration 4

Switch PĐ-NT2 [C_43-C_45] closed.

Switch PĐ-NT2 [C_43-C_45] opened.

New system loss: 84.42 kW 214.77 kvar

Initial system loss: 88.27 kW 216.84 kvar

Final system loss: 84.42 kW 214.77 kvar

TOPO analysis completed. Scroll up to view messages.

Updating network...

Bảng 3.24 Vị trí mở của mạch vòng đã tối ưu Topo

STT	Điểm mở thay đổi	Tên mạch vòng	Vị trí mở của mạch vòng	Vị trí nút
01		471QNH2 và 474QNH	PĐ Ao Cá Bắc Hồ	C43/58 – C85
02	x	471QNH2 và 474QNH	PĐ Nhơn Thạch 2	C43 – C45

Như vậy, sau khi chạy TOPO của phần mềm PSS/ADEPT thì ta thấy giữa phương thức vận hành hiện tại mà Điện lực thành phố Quy Nhơn đang sử dụng và phương thức vận hành tối ưu đã tính toán đã có sự thay đổi. Trong 2 mạch vòng thì có 1 mạch vòng tìm được điểm mở tối ưu, còn 1 mạch vòng còn lại không tìm được.

So sánh kết quả giữa bảng 3.23 và bảng 3.24 ta thu được kết quả độ lợi tổn thất như bảng 3.25 sau

Bảng 3.25 Tổng hợp tổn thất của 2 xuất tuyến trước và sau khi xác định điểm mở tối ưu

Xuất tuyến 471QNH2 và xuất tuyến 474QNH	Khoảng thời gian	Tổn thất khi vận hành với lưới hiện tại	Vận hành sau khi xác định điểm mở tối ưu	Độ lợi tổn thất
		$\Delta P(\text{kW})$	$\Delta P(\text{kW})$	$\delta P(\text{kW})$
	7h-17h	61,37	58,20	3,17
	17h-22h	69,35	66,56	2,79
	22h-7h	34,51	32,73	1,78

Ta thấy tổn thất trên lưới giảm từ kết quả độ lợi tổn thất như bảng 3.25. Ta tính được điện năng giảm được trong 1 ngày sau khi mở tối ưu:

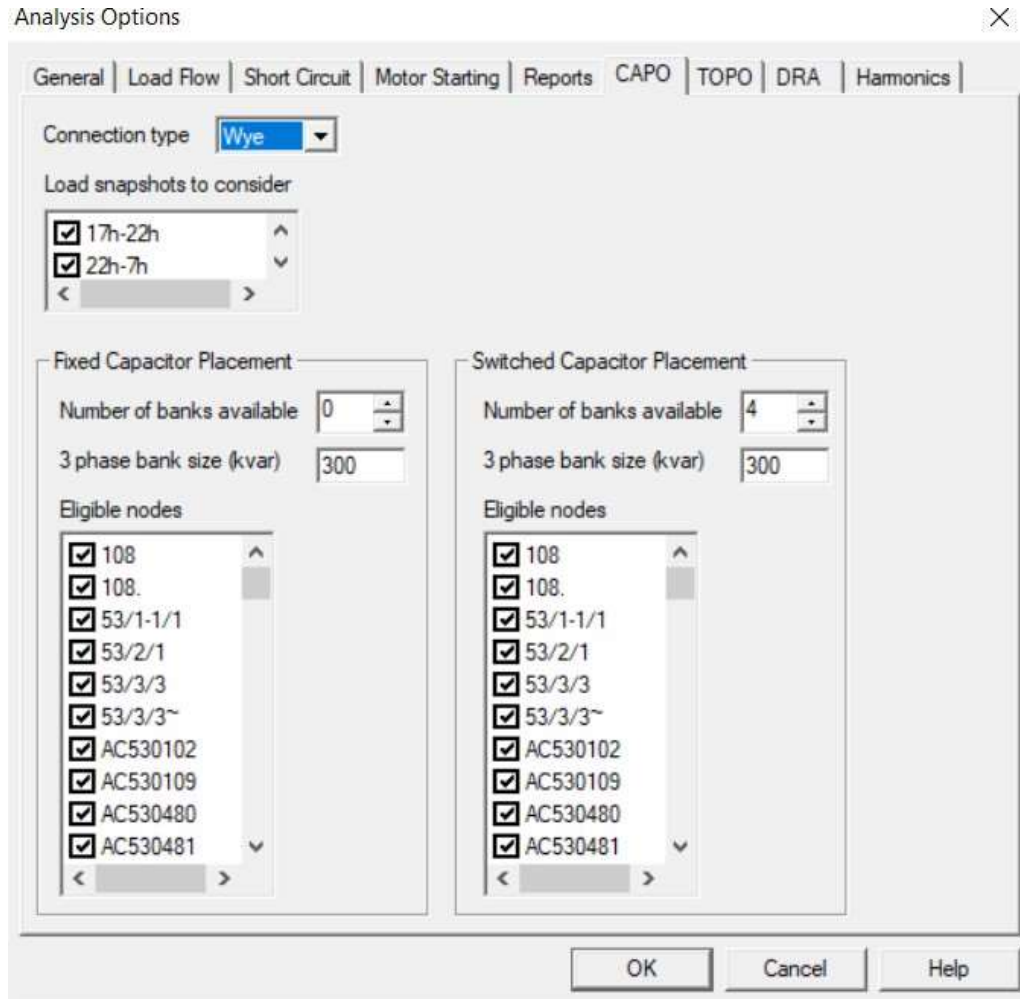
$$\delta A_2 = 3,17 \times 10 + 2,79 \times 5 + 1,78 \times 9 = 61,4 \text{ kWh}$$

3.8.2. Tối ưu hoá vị trí lắp đặt tụ bù dùng modul Capo của phần mềm PSS/ADEPT

Tổng dung lượng tụ bù hiện hữu trên XT471QNH2, 474QNH là 1200kVAr, nên ở đây ta chạy bài toán capo với tổng dung lượng tụ bù bằng với dung lượng tụ bù hiện hữu (chọn 4 tụ bù công suất mỗi tụ 300kVAr tổng công suất 4 tụ 1200 kVAr).

Chạy bài toán CAPO lựa chọn vị trí bù tối ưu

Từ sơ đồ lưới trên PSS-ADEPT, cắt bỏ toàn bộ các vị trí tụ bù hiện hữu, vào Analysis>Option>chọn thẻ CAPO và thực hiện nhập dung lượng của một bộ tụ, số lượng bộ tụ cố định.



Hình 3.9 Cài đặt thông số tụ bù thiết lập cho modul tính toán CAPO của 2 xuất tuyến

Tại ô “Number of banks available” của khung “Switched Capacitor Placement” nhập số 4 là số lượng bộ tụ cố định của 2 xuất tuyến 471QNH2, 474QNH

Tại ô “3 phase bank size (kvar)” nhập 300 là dung lượng 1 bộ tụ đặt tại 1 vị trí

Do hiện tại lưới điện thành phố Quy Nhơn không sử dụng tụ bù có điều chỉnh nên tại ô “Number of banks available” trong khung “Fixed Capacitor Placement” nhập số 0

Thực hiện tính toán bằng chức năng CAPO trong PSS-ADEPT, kết quả vị trí bù và dung lượng bù mới được thể hiện trong bảng.

Bảng 3.26 Dung lượng và vị trí đặt các bộ tụ bù tối ưu

STT	Xuất tuyến	Dung lượng (kvar)	Vị trí nút
1	471-QNH2	600	C53/3, C54
2	474-QNH	600	C43/20, C98

Tiến hành thực hiện chạy lại phân bố công suất bằng modul Load Flow với vị trí các tụ bù đã tái cấu trúc, ta thu được kết quả về công suất, tổn thất công suất như bảng dưới đây:

Bảng 3.27 Công suất và $\cos \varphi$ trên các xuất tuyến ở chế độ vận hành tối ưu sau tái cấu trúc tụ bù với khoảng thời gian 7h-17h

STT	Xuất tuyến	Khoảng thời gian		
		7h-17h		
		P(kW)	Q(kW)	$\cos \varphi$
90101	471QNH2+474QNH	9010,39	460,33	0,999
02	471QNH2	6570,47	335	0,999
03	474QNH	2440,17	125,34	1

Load Flow Summary

	kW	kvar
1 Sources:	9,010.39	460.33
0 Sync machines (supplying):	0.00	0.00
0 Sync machines (drawing):	0.00	0.00
0 Ind machines (supplying):	0.00	0.00
0 Ind machines (drawing):	0.00	0.00
Total capacitor charging:		-1,191.20
Total system loss:	57.85	138.58

Bảng 3.28 Công suất và $\cos \varphi$ trên các xuất tuyến ở chế độ vận hành tối ưu sau tái cấu trúc tụ bù với khoảng thời gian 17h-22h

STT	Xuất tuyến	Khoảng thời gian		
		17h-22h		
		P(kW)	Q(kW)	cosφ
01	471QNH2+474QNH	9731,99	611,82	0,998
02	471QNH2	7296,47	491,8	0,999
03	474QNH	2435,13	119,97	1

Load Flow Summary

	kW	kvar
1 Sources:	9,731.64	611.76
0 Sync machines (supplying):	0.00	0.00
0 Sync machines (drawing):	0.00	0.00
0 Ind machines (supplying):	0.00	0.00
0 Ind machines (drawing):	0.00	0.00
Total capacitor charging:		-1,190.60
Total system loss:	66.25	163.30

Bảng 3.29 Công suất và cos φ trên các xuất tuyến ở chế độ vận hành tối ưu sau tái cấu trúc tụ bù với khoảng thời gian 22h-7h

STT	Xuất tuyến	Khoảng thời gian		
		22h-7h		
		P(kW)	Q(kW)	cosφ
01	471QNH2+474QNH	6749,04	7,39	0,999
02	471QNH2	4870,06	-6,69	1
03	474QNH	1878,97	14,08	0,999

Load Flow Summary

	kW	kvar
1 Sources:	6,749.04	7.39
0 Sync machines (supplying):	0.00	0.00
0 Sync machines (drawing):	0.00	0.00
0 Ind machines (supplying):	0.00	0.00
0 Ind machines (drawing):	0.00	0.00
Total capacitor charging:		-1,194.23
Total system loss:	32.44	64.70

Bảng 3.30 Công suất và tổn thất công suất cả 2 xuất tuyến khi vận hành với vị trí các tụ bù đã tái cấu trúc

Xuất tuyến	Khoảng thời gian	P(kW)	Q(kvar)	ΔP (kW)	ΔQ (kvar)	Tỷ lệ $\Delta P/P(\%)$
471QNH2+474QNH	7h-17h	9010,39	460,33	57,85	138,58	0,64
	17h-22h	9731,99	611,82	66,25	163,3	0,68
	22h-7h	6749,04	7,39	32,44	64,7	0,48

Bảng 3.31 Tổng hợp điện áp thấp nhất trên các xuất tuyến ở chế độ vận hành sau khi tái cấu trúc khoảng thời gian 7h-17h

STT	Xuất tuyến	U_{dm} (kV)	U_{min} (kV)	σU_{min} (%)	Điểm nút
1	471QNH2	22.00	21,931	0,314	C53/3/8
2	474QNH	22.00	21,9	0,45	C43/57

Bảng 3.32 Tổng hợp điện áp thấp nhất trên các xuất tuyến ở chế độ vận hành sau khi tái cấu trúc khoảng thời gian 17h-22h

STT	Xuất tuyến	U_{dm} (kV)	U_{min} (kV)	σU_{min} (%)	Điểm nút
1	471QNH2	22.00	21,924	0,345	C53/3/8
2	474QNH	22.00	21,9	0,45	C43/57

Bảng 3.33 Tổng hợp điện áp thấp nhất trên các xuất tuyến ở chế độ vận hành sau khi tái cấu trúc khoảng thời gian 22h-7h

STT	Xuất tuyến	U_{dm} (kV)	U_{min} (kV)	σU_{min} (%)	Điểm nút
1	471QNH2	22.00	21,96	0,18	C53/3/8
2	474QNH	22.00	21,93	0,318	C43/57

Bảng 3.34 Tổng hợp tổn thất của cả 2 xuất tuyến trong 3 khoảng thời gian trước và sau tái cấu trúc vị trí các tụ bù

Xuất tuyến 471QNH2 và xuất tuyến 474QNH	Khoảng thời gian	Vận hành sau khi xác định điểm mở tối ưu	Vận hành với vị trí tụ bù tối ưu	Độ lợi tổn thất
		ΔP (kW)	ΔP (kW)	δP (kW)
	7h-17h	58,20	57,85	0,35
	17h-22h	66,56	66,25	0,31
	22h-7h	32,73	32,44	0,29

Từ kết quả tổng hợp từ bảng 3.27 đến 3.33 ta thấy kết quả tổn thất trên toàn lưới giảm, đồng thời điện áp thấp nhất tại các xuất tuyến đều tăng lên và từ kết quả độ lợi tổn thất như bảng 3.34 ta tính được điện năng giảm được trong 1 ngày sau khi tái cấu trúc vị trí các tụ bù là :

$$\delta A_2 = 0,35 \times 10 + 0,31 \times 5 + 0,29 \times 9 = 7,66 \text{ (kWh)}$$

Như vậy ta thấy sau khi tính toán điểm mở tối ưu thì độ lợi tổn thất điện năng tăng lên rất nhiều so với trường hợp tối ưu hoá vị trí các tụ bù mặc dù kinh phí không tốn kém mà chỉ thay đổi kết cấu lưới vận hành.

Như vậy khi chúng ta thực hiện tối ưu hóa điểm mở trước sau đó bù tối ưu thì lượng điện năng tổn thất giảm được trong một ngày là:

$$\delta A_{\sum 1\text{ ngày}} = \delta A_1 + \delta A_2 = 61,4 + 7,66 = 69,06 \text{ kWh}$$

3.9. PHÂN TÍCH HIỆU QUẢ KINH TẾ CỦA LƯỚI SAU KHI TỐI ƯU

Với việc thực hiện bù tối ưu trước, sau đó tiến hành tối ưu hóa điểm mở thì sản lượng điện năng của lưới giảm trong một ngày sẽ là **68,21 kWh**, nhưng nếu thực hiện tối ưu hóa điểm mở trước, sau đó tiến hành bù tối ưu thì sản lượng điện năng của lưới giảm trong một ngày sẽ là **69,06 kWh**, cao hơn so với trường hợp ta bù tối ưu trước. Vì vậy ta chỉ thực hiện phân tích hiệu quả kinh tế của lưới với trường hợp thực hiện tối ưu hóa điểm mở trước, sau đó tiến hành bù tối ưu.

Ta tính được điện năng giảm được trong 1 năm sau khi thực hiện tối ưu lưới hiện tại

$$\delta A_{\sum 1\text{ năm}} = 69,06 \times 365 = 25217,85 \text{ kWh}$$

Với giá điện bình quân của điện lực Quy Nhơn năm 2024 là 2090 đ/kWh ta tính được số tiền tiết kiệm được sau khi thực hiện điểm mở tối ưu trong 1 năm là:

$$C_{1nam} = \delta A \sum_{1nam} x_{2090} = 25217,85 \times 2090 = 52.705.306 \text{ (đồng)}$$

- Tổng dung lượng tụ bù lắp đặt lên lưới: $Q = 300 \times 4 = 1.200 \text{ (kVar)}$.

- Tổng chi phí cần để lắp đặt tụ bù lên lưới (vì ở đồ án này ta chỉ thay đổi vị trí lắp đặt tụ bù chứ không thay đổi tổng dung lượng bù nên chi phí này chỉ bao gồm chi phí nhân công lắp đặt): $C_0 = \text{số nhân công} \times \text{giá thuê 1 nhân công} \times \text{số ngày thuê} = 6 \times 600.000 \times 4 = 14.400.000 \text{ (đồng)}$.

- Chi phí bảo trì 1.200 kVar tụ bù ứng động trong vòng 1 năm (với chi phí bảo trì một đơn vị tụ bù ứng động là 4.000 đồng/kVar.năm): $C_{bt} = 1200 \times 4.650 = 5.580.000 \text{ (đồng)}$.

- Thời gian có thể thu hồi vốn: $T = C_0 / C_{1nam} = 0,27 \text{ năm} = 3,24 \text{ tháng}$

Vậy sau hơn 3 tháng thì sẽ hoà vốn và tiền tiết kiệm được mỗi năm từ việc thực hiện tối ưu lưới là:

$$C_{1nam} - C_{bt} = 52.705.306 - 5.580.000 = 47.125.306 \text{ (đồng)}$$

KẾT LUẬN

Với việc thực hiện bù tối ưu trước, sau đó tiến hành tối ưu hóa điểm mở thì sản lượng điện năng của lưới giảm trong một ngày sẽ là **68,21 kWh**, nhưng nếu thực hiện tối ưu hóa điểm mở trước, sau đó tiến hành bù tối ưu thì sản lượng điện năng của lưới giảm trong một ngày sẽ là **69,06 kWh**, cao hơn so với trường hợp ta bù tối ưu trước, vậy nên để tối ưu hóa lưới điện thành phố Quy Nhơn ta thực hiện mở tối ưu trước sau đó bù tối ưu thì mạng điện sẽ vận hành kinh tế hơn.

Với những giải pháp trên, việc giảm tổn thất điện năng trên lưới điện khu vực thành phố Quy Nhơn là có khả thi nhằm thực hiện hoàn thành mục tiêu giảm tổn thất điện năng theo lộ trình của Tổng công ty Điện lực miền trung giao đến năm 2025.

Việc sử dụng các chương trình tính toán đã được sử dụng lâu nay như PSS/ADEPT sẽ kết hợp với việc thu thập số liệu từ các chương trình đọc thông số từ xa các trạm biến áp phân phối sẽ giúp việc tính toán chính xác và tiết kiệm được rất nhiều thời gian trong công tác thu thập số liệu nhằm phục vụ công tác tính toán, quản lý vận hành và giảm tổn thất điện năng trên lưới điện.

Ngoài việc tính toán, sử dụng giải pháp trong quản lý vận hành như bù công suất phản kháng, tính toán kết lưới để vận hành tối ưu, nâng cấp cải tạo lưới điện, cần sử dụng các thiết bị tiết kiệm năng lượng để giảm tổn thất điện năng trên lưới điện.

Đề tài có thể áp dụng trong thực tế cho các Điện lực để giảm tổn thất công suất, tổn thất điện năng, nâng cao hiệu quả kinh tế cho lưới điện phân phối.

TÀI LIỆU THAM KHẢO

Tiếng Việt

- [1] Lê Thành Bắc (2009), *Hiệu quả kinh tế-kỹ thuật khi sử dụng kháng bù ngang có điều khiển trên đường dây truyền tải dài*. Tạp chí Khoa học và Công nghệ - Đại học Đà Nẵng. Số: 33. Trang: 1-10. Năm 2009.
- [2] Trương Minh Tấn (2009), *Giáo Trình Hệ Thống Cung Cấp Điện*, Khoa Kỹ Thuật & Công Nghệ, Trường Đại Học Quy Nhơn.
- [3] Trần Bách (2000), *Lưới điện và hệ thống điện tập I, II*, NXB Khoa học và Kỹ thuật
- [4] Hồ Văn Hiến (2003), *Hệ thống điện truyền tải và phân phối*, Nhà xuất bản Đại học quốc gia TP. Hồ Chí Minh, Tp. Hồ Chí Minh.
- [5] Nguyễn Xuân Phú, Nguyễn Công Hiền, Nguyễn Bội Khuê (1998), *Cung cấp điện*, Nhà xuất bản Khoa học kỹ thuật, Hà Nội.
- [6] Nguyễn Hữu Hiếu (2017), *Quy hoạch phát triển hệ thống điện*, ĐHBK Đà Nẵng.
- [7] Công ty Điện lực 3 (nay là Tổng công ty Điện lực miền Trung), *Tài liệu hướng dẫn sử dụng chương trình PSS/ADEPT*, Đà Nẵng 03/2006.
- [8] Tập đoàn Điện lực Việt Nam, *Quy định phương pháp xác định tổn thất điện năng trong Tập đoàn Điện lực Việt Nam*, Hà Nội.
- [9]. Phan Đăng Khải, Huỳnh Bá Minh (2007), *Bù công suất phản kháng lưới cung cấp và phân phối*, NXB Khoa học kỹ thuật, Hà Nội.
- [10]. Bộ Công Thương (2025), *Thông tư Quy định hệ thống truyền tải điện, phân phối điện và đo đếm điện năng*, Thông tư số: 05/2025/TT-BCT, Ngày 01/02/2025, Hà Nội.

Web site

- [11] *TP Quy Nhơn tăng tốc phát triển toàn diện, bước vào kỷ nguyên mới*, Cổng Thông Tin Điện Tử Thành Phố Quy Nhơn, Thứ tư, 12/02/2025.

[Cổng thông tin điện tử TP. Quy Nhơn](#)