



ĐẠI HỌC ĐÀ NẴNG
TRƯỜNG ĐẠI HỌC BÁCH KHOA
KHOA ĐIỆN



ĐỒ ÁN TỐT NGHIỆP

NGÀNH: KỸ THUẬT ĐIỆN

CHUYÊN NGÀNH: HỆ THỐNG ĐIỆN

TÊN ĐỀ TÀI:

**PHÂN TÍCH, TÍNH TOÁN VÀ ĐỀ XUẤT PHƯƠNG ÁN
GIẢM THIỂU TỔN THẤT ĐIỆN NĂNG TRÊN LƯỚI ĐIỆN
22kV HUYỆN ĐỨC CƠ - TỈNH GIA LAI**

Giảng viên hướng dẫn : PGS.TS. NGUYỄN HỮU HIẾU

Sinh viên thực hiện : NGUYỄN NGỌC BẢO TÂM

NGUYỄN THANH CHƯƠNG

Đà Nẵng, 06/2025

MỤC LỤC

LỜI CAM ĐOAN	1
LỜI CẢM ƠN	2
LỜI MỞ ĐẦU.....	3
CHƯƠNG 1:TỔNG QUAN VỀ LƯỚI ĐIỆN 22KV HUYỆN ĐỨC CƠ – GIA LAI.	5
1.1. Khái quát về đặc điểm tự nhiên, kinh tế - xã hội của Huyện Đức Cơ.	5
1.1.1. Đặc điểm tự nhiên của Huyện Đức Cơ.	5
1.1.2. Đặc điểm về kinh tế - xã hội của Huyện Đức Cơ.	5
1.1.3. Định hướng phát triển kinh tế xã hội của Huyện Đức Cơ trong tương lai.	6
1.2. Giới thiệu chung lưới điện trung áp Đức Cơ.	6
1.2.1. Nguồn cấp.	6
1.2.2. Phụ tải.	6
1.2.3. Khối lượng thiết bị.....	7
1.3. Thực trạng vấn đề tổn thất điện năng lưới điện 22kV Đức Cơ.....	9
1.3.1. Điện thương phẩm.	9
1.3.2. Tỷ lệ tổn thất.	9
1.3.3. Đánh giá kết quả thực hiện giảm tổn thất điện năng.	9
1.4. Thực trạng xuất tuyến 471 và 477 đến tháng 1/2025 lưới 22kV Đức Cơ.	9
1.4.1. Sơ đồ từng xuất tuyến.....	9
1.4.2. Trạm biến áp tiêu thụ.....	12
1.4.3. Đường dây.	15
CHƯƠNG 2:KHÁI NIỆM TỔN THẤT ĐIỆN NĂNG VÀ CÁC PHƯƠNG PHÁP TÍNH TOÁN TỔN THẤT ĐIỆN NĂNG TRÊN LƯỚI ĐIỆN PHÂN PHỐI.	19
2.1. Khái niệm tổn thất điện năng.....	19
2.1.1. Định nghĩa tổn thất điện năng.....	19
2.1.2. Phân loại tổn thất điện năng.....	19
2.2. Các phương pháp tính toán tổn thất điện năng.	21
2.2.1. Phương pháp xác định điện năng tiêu thụ.....	22

2.2.2. Phương pháp dòng điện trung bình bình phương I_{tb}	22
2.2.3. Phương pháp thời gian tổn thất công suất lớn nhất τ	23
2.3. Lựa chọn phương pháp.	24
CHƯƠNG 3:MÔ PHỎNG, TÍNH TOÁN VÀ ĐÁNH GIÁ TỔN THẤT ĐIỆN NĂNG TRÊN LƯỚI.	25
3.1. Sử dụng phần mềm PSS/ADEPT mô phỏng lưới điện.	25
3.1.1. Giới thiệu phần mềm.	25
3.1.2. Các bước thực hiện ứng dụng phần mềm PSS/ADEPT.	26
3.1.3. Phân tích chức năng sử dụng trong PSS/ADEPT.....	27
3.1.4. Nhập thông số thiết bị.....	30
3.2. Tổn thất điện năng trong xuất tuyến.	33
3.2.1. Xuất tuyến 471.....	33
3.2.2. Xuất tuyến 477.....	38
CHƯƠNG 4:ĐỀ XUẤT PHƯƠNG PHÁP GIẢM TỔN THẤT ĐIỆN NĂNG ÁP DỤNG TẠI LƯỚI ĐIỆN THUỘC ĐIỆN LỰC ĐỨC CƠ TỈNH GIA LAI.	44
4.1. Các nguyên nhân gây ra tổn thất điện năng trên lưới.	44
4.1.1. Tổn thất điện năng phụ thuộc dòng điện.	44
4.1.2. Tổn thất điện năng do chất lượng điện năng.	44
4.1.3. Tổn thất điện năng do thiết kế và vận hành hệ thống điện.	45
4.1.4. Tổn thất điện năng do tình trạng vi phạm trong sử dụng điện.....	45
4.2. Nguyên nhân gây ra tổn thất điện năng trong xuất tuyến.	46
4.2.1. Về mặt kỹ thuật.....	46
4.2.2. Về mặt phi kỹ thuật.....	46
4.3. Giải pháp làm giảm tổn thất điện năng trên lưới điện.	46
4.3.1. Tăng điện áp đầu xuất tuyến.....	47
4.3.2. Thay đổi trị số R.	48
4.3.3. Bù công suất phản kháng.....	49
4.4. Áp dụng tính toán giảm tổn thất điện năng cho xuất tuyến 471 và 477 lưới điện 22/0,4kV Huyện Đức Cơ - Tỉnh Gia Lai.	56
4.4.1. Tăng điện áp đầu nguồn.....	56

4.4.2. Tăng tiết diện đường dây.....	58
4.4.3 Bù công suất phản kháng.....	60
KẾT LUẬN VÀ KIẾN NGHỊ.....	72
TÀI LIỆU THAM KHẢO.....	73
PHỤ LỤC.....	74

MỤC LỤC HÌNH ẢNH

Hình 1.1: Sơ đồ nguyên lý xuất tuyến 471.	10
Hình 1.2: Sơ đồ nguyên lý xuất tuyến 477.	11
Hình 3.1: Hộp thoại Economics đầu vào bài toán CAPO.	28
Hình 3.2: Hộp thoại Analysis Option bài toán CAPO.	29
Hình 3.3: Hộp thoại nguồn (Source).....	31
Hình 3.5: Hộp thoại dây dẫn.....	32
Hình 3.6: Hộp thoại phụ tải	32
Hình 3.7: Biểu đồ phụ tải điển hình tháng 1/2025 xuất tuyến 471.	36
Hình 3.8: Biểu đồ phụ tải điển hình tháng 1/2025 xuất tuyến 477.	42
Hình 4.1: Dữ liệu điện áp đầu nguồn.....	47
Hình 4.2: Cách xuất báo cáo tổn thất trên từng thiết bị.	48
Hình 4.3: Công suất phản kháng trên 1 xuất tuyến.	49
Hình 4.4: Phân bố tụ bù trên xuất tuyến.	51
Hình 4.5: Cài đặt các chỉ tiêu kinh tế Economics.	54
Hình 4.6: Cài đặt các tùy chọn cho bài toán tối ưu vị trí tụ bù tại thẻ CAPO.....	55
Hình 4.7: Tổn thất công suất xuất tuyến 471 với điện áp đầu xuất tuyến là 22kV.	56
Hình 4.9: Tổn thất công suất xuất tuyến 477 với điện áp đầu xuất tuyến là 22kV.	57
Hình 4.11: Biểu đồ phụ tải điển hình tuyến tính xuất tuyến 471.....	61
Hình 4.12: Kết quả bù trung áp 300kVar xuất tuyến 471 với bài toán CAPO.	62
Hình 4.13: Kết quả bù trung áp 100kVar xuất tuyến 471 với bài toán CAPO.	62
Hình 4.14: Biểu đồ phụ tải điển hình tuyến tính xuất tuyến 477.....	65
Hình 4.15: Kết quả bù trung áp 300kVar xuất tuyến 477 với bài toán CAPO.	65
Hình 4.16: Kết quả bù trung áp 100kVar xuất tuyến 477 với bài toán CAPO.	66

MỤC LỤC BẢNG

Bảng 1.1: Thống kê khối lượng dây dẫn trên lưới.	7
Bảng 1.2: Thống kê khối lượng MBA trên lưới.....	8
Bảng 1.3: Thống kê số liệu tụ bù trên lưới điện.....	8
Bảng 1.4: Thống kê các thiết bị phụ trợ trên lưới.	9
Bảng 1.5: Thông số máy biến áp phụ tải xuất tuyến 471.....	13
Bảng 1.6: Thông số máy biến áp phụ tải xuất tuyến 477.....	14
Bảng 1.7: Thông số dây dẫn xuất tuyến 471.....	16
Bảng 1.8: Thông số dây dẫn xuất tuyến 477.....	18
Bảng 3.1: Tồn thất không tải trong MBA xuất tuyến 471.....	34
Bảng 3.2: Tồn thất có tải trong MBA xuất tuyến 471.....	34
Bảng 3.3: Thiết bị tụ bù trên xuất tuyến 471.....	35
Bảng 3.4: Công suất phụ tải trung bình trong 1 ngày của xuất tuyến 471.....	35
Bảng 3.5: Tồn thất không tải trong MBA xuất tuyến 477.....	39
Bảng 3.6: Tồn thất có tải MBA xuất tuyến 477.....	40
Bảng 3.7: Thiết bị tụ bù trên xuất tuyến 477.....	40
Bảng 3.8: Công suất phụ tải trung bình trong 1 ngày của xuất tuyến 477.....	41
Bảng 4.1: Tồn thất công suất trên đường dây xuất tuyến 471.....	58
Bảng 4.2: Thông số dây dẫn mới dẫn trên xuất tuyến 471.....	58
Bảng 4.3: Tồn thất công suất trên xuất tuyến 471 sau khi tăng tiết diện.....	58
Bảng 4.4: Tổng công suất giảm được trên xuất tuyến 471.....	59
Bảng 4.5: Tồn thất công suất trên đường dây xuất tuyến 477.....	59
Bảng 4.6: Thông số dây dẫn mới dẫn trên xuất tuyến 477.....	59
Bảng 4.7: Tồn thất công suất trên xuất tuyến 477 sau khi tăng tiết diện.....	59
Bảng 4.8: Tổng công suất giảm được trên xuất tuyến 477.....	60
Bảng 4.9: Vị trí các tụ bù hiện có trên xuất tuyến 471.....	60
Bảng 4.10: Tồn thất công suất trên xuất tuyến 471 với tụ bù hiện tại.....	60
Bảng 4.11: Vị trí bù công suất phản kháng mới xuất tuyến 471.....	63
Bảng 4.12: Tồn thất công suất trên xuất tuyến 471 sau bài toán CAPO.....	63
Bảng 4.13: Kết quả bài toán CAPO trên xuất tuyến 471.....	63
Bảng 4.14: Vị trí các tụ bù hiện có trên xuất tuyến 477.....	64
Bảng 4.15: Tồn thất công suất trên xuất tuyến 477 với tụ bù hiện tại.....	64
Bảng 4.16: Vị trí bù công suất phản kháng mới xuất tuyến 477.....	67
Bảng 4.17: Tồn thất công suất trên xuất tuyến 471 sau bài toán CAPO.....	67
Bảng 4.18: Kết quả bài toán CAPO trên xuất tuyến 477.....	67

Bảng 4.19: Bảng tổng hợp các chỉ tiêu kinh tế lắp đặt tụ bù.....	70
Bảng 4.20 Bảng tổng hợp các chỉ tiêu kinh tế của giải pháp lắp đặt vị trí bù tối ưu.	71

LỜI CAM ĐOAN

Chúng tôi cam đoan đây là công trình nghiên cứu của riêng chúng tôi.

Các số liệu và kết quả nêu trong đồ án là trung thực và chưa từng được ai công bố trong bất kỳ công trình nào khác.

Nhóm tác giả.

Tác giả 1

Tác giả 2

Nguyễn Ngọc Bảo Tâm

Nguyễn Thanh Chương

LỜI CẢM ƠN

Chúng em xin gửi lời cảm ơn sâu sắc đến khoa Điện trường Đại học Bách khoa – Đại học Đà Nẵng đã tạo điều kiện thuận lợi cho chúng em được học tập và hoàn thành đề tài cho đồ án tốt nghiệp này. Đặc biệt, chúng em xin gửi lời cảm ơn chân thành nhất đến thầy PGS.TS Nguyễn Hữu Hiếu đã tận tình chỉ dạy, truyền đạt kiến thức và hướng dẫn chúng em trong quá trình làm đồ án tốt nghiệp.

Chúng em đã cố gắng vận dụng những kiến thức đã học được và tìm tòi thêm nhiều thông tin để hoàn thành đồ án này. Tuy nhiên, do kiến thức còn hạn chế và không có nhiều kinh nghiệm trên thực tiễn nên khó tránh khỏi những thiếu sót trong bài làm. Rất kính mong quý thầy, cô cho em thêm những góp ý để đồ án của chúng em được hoàn thiện hơn. Chúng em xin chân thành cảm ơn!

Đà Nẵng, ngày 15 tháng 06 năm 2025.

LỜI MỞ ĐẦU.

Lưới điện phân phối là một phần của hệ thống điện, chịu trách nhiệm phân phối điện năng từ trạm biến áp cao thế đến các hộ tiêu thụ cuối cùng như hộ gia đình, doanh nghiệp, và cơ sở công nghiệp. Với các cấp điện áp hạ áp 0,4kV, trung áp 22kV, 35kV, Cao áp 110kV và cấu trúc mạng lưới dày đặc dẫn đến việc tổn thất điện năng tại lưới điện phân phối luôn lớn hơn lưới điện truyền tải từ 3÷4 lần.

Tổn thất điện năng trên lưới điện phân phối là vấn đề tồn tại từ trước đến nay luôn được các Công ty điện lực quan tâm và tìm giải pháp khắc phục vấn đề này. Hiện tại các công tác giảm tổn thất điện năng đã và đang được triển khai nhằm góp phần tối ưu lưới điện phân phối. Hằng năm, theo yêu cầu của Tổng công ty Điện Lực Miền mà các Công ty điện lực sẽ lên kế hoạch chỉ đạo các đơn vị Điện lực thuộc quyền quản lý thực hiện công tác giảm tổn thất điện năng đạt được yêu cầu được giao.

Gia Lai là một tỉnh miền núi phía bắc của vùng Tây Nguyên, miền Trung Việt Nam và là tỉnh có diện tích lớn thứ hai Việt Nam. Tỉnh Gia Lai cũng đứng thứ nhất về diện tích và đứng thứ hai về dân số vùng Tây Nguyên. Những năm gần đây, Gia Lai có tốc độ phát triển về kinh tế- xã hội tương đối cao, đặc biệt với sự tham gia của năng lượng tái tạo trong 5 năm trở lại đây đã góp phần thúc đẩy sự phát triển kinh tế của tỉnh. Việc thực hiện các giải pháp giảm tổn thất điện năng lưới điện trung áp tỉnh Gia Lai xuống mức thấp nhất, góp phần nâng cao chất lượng điện năng, đảm bảo cung cấp điện phục vụ phát triển kinh tế- xã hội của tỉnh.

Theo báo cáo thực hiện kế hoạch giảm tổn thất điện năng năm 2024 của GLPC (Công ty Điện Lực tỉnh Gia Lai). EVNCPC (Tổng công ty Điện Lực Miền Trung) giao cho GLPC là 3,9%, thực tế GLPC thực hiện được 3,58% vượt kế hoạch 0,32%. Cho thấy công tác giảm tổn thất điện năng của Công ty điện lực Gia Lai đạt hiệu quả cao. Tuy nhiên, vẫn còn tồn tại một số đơn vị trực thuộc chưa đạt được theo kế hoạch nội bộ mà Công ty điện lực đề ra như: Điện Lực An Khê, Điện Lực Chư sê, Điện Lực Đức Cơ,...

Hiệu quả kinh tế của việc giảm tổn thất điện năng lưới điện trung áp mang lại là rất rõ ràng, nó là một trong các chỉ tiêu đánh giá công tác sản xuất, kinh doanh của ngành điện là mục tiêu phấn đấu trong nhiều năm qua của Công ty Điện lực Gia Lai nói riêng và ngành điện nói chung. Hơn nữa, giảm tổn thất điện năng còn có một ý nghĩa quan trọng là góp phần giảm tổn thất điện năng còn có một ý nghĩa quan trọng là góp phần nâng cao chất lượng điện năng.

Từ nhu cầu sử dụng điện của các hộ phụ tải và thực trạng nguồn, lưới điện trung áp tỉnh Gia Lai, đồ án thực hiện đánh giá, phân tích tình hình tổn thất điện năng, tìm ra nguyên nhân tổn thất điện năng và đề xuất các giải pháp nhằm giảm tổn thất điện năng lưới điện trung áp tỉnh Gia Lai xuống mức thấp nhất.

Đồ án tốt nghiệp này tập trung nghiên cứu lý thuyết: các lý thuyết về tổn thất điện năng trên lưới điện. Tìm hiểu, thu thập số liệu, phân tích hiện trạng nguồn, lưới điện, nhu cầu sử dụng điện năng và tình hình cung cấp điện trên địa bàn huyện Đức Cơ nói chung và 2 xuất tuyến 471, 477 nói riêng. Kết hợp sử dụng phần mềm PSS/ADEPT mô phỏng, tính toán tổn thất công suất trên xuất tuyến 471, 477 lưới điện 22/0,4kV Huyện Đức Cơ, Tỉnh Gia Lai.

Dựa vào kết quả tính toán tổn thất công suất, đề xuất các giải pháp làm giảm tổn thất công suất và áp dụng giải pháp vào 2 xuất tuyến 471, 477 lưới điện trung áp 22/0,4kV huyện Đức Cơ, tỉnh Gia Lai.

CHƯƠNG 1: TỔNG QUAN VỀ LƯỚI ĐIỆN 22KV HUYỆN ĐỨC CƠ – GIA LAI.

1.1. Khái quát về đặc điểm tự nhiên, kinh tế - xã hội của Huyện Đức Cơ.

1.1.1. Đặc điểm tự nhiên của Huyện Đức Cơ.

Gia Lai là một tỉnh miền núi phía bắc của vùng Tây Nguyên, miền Trung Việt Nam và là tỉnh có diện tích lớn thứ hai Việt Nam. Tỉnh Gia Lai cũng đứng thứ nhất về diện tích và đứng thứ hai về dân số vùng Tây Nguyên. Thủ phủ của tỉnh là thành phố Pleiku.

Huyện Đức Cơ ở phía tây của tỉnh Gia Lai, có vị trí địa lý:

- Phía đông và phía nam giáp huyện Chư Prông
- Phía tây giáp Vương quốc Campuchia với đường biên giới dài khoảng 35 km
- Phía bắc giáp huyện Ia Grai.

Huyện Đức Cơ có tổng diện tích tự nhiên là 724,28 km², dân số năm 2023 là 81.673 nhân khẩu. Huyện Đức Cơ có 10 đơn vị hành chính cấp xã trực thuộc, bao gồm thị trấn Chư Ty (huyện lỵ) và 9 xã: Ia Din, Ia Dom, Ia Dơk, Ia Kla, Ia Krêl, Ia Kriêng, Ia Lang, Ia Nan, Ia Pnôn.

Huyện nằm trong vùng có đặc điểm khí hậu nhiệt đới gió mùa cao nguyên, trong năm có hai mùa rõ rệt: mùa mưa(bắt đầu từ tháng 5 đến tháng 11), mùa khô bắt đầu từ tháng 12 đến tháng 4 năm sau). Nhiệt độ bình quân 24°C, độ ẩm trung bình 81%, lượng mưa trung bình 1500–1600 mm, cơ bản thuận lợi cho việc phát triển sản xuất nông nghiệp và lâm nghiệp.

1.1.2. Đặc điểm về kinh tế - xã hội của Huyện Đức Cơ.

Đức Cơ là một huyện miền núi, đa số dân cư là lao động phổ thông, làm nương rẫy hoặc lao động trong các ngành nghề nông, lâm nghiệp. Các hình thức trồng rừng, trồng cây công nghiệp khá phát triển, các cây trồng phổ biến như Cà phê, Cao su, Hồ tiêu, Khoai mì, ... Chăn nuôi kém phát triển.

Tốc độ tăng trưởng kinh tế bình quân hàng năm đạt 12%; thu nhập bình quân đầu người 10,7 triệu đồng/năm; thu ngân sách bình quân tăng 27,2%/năm; tỷ lệ hộ nghèo hàng năm giảm bình quân 5,44%.

Năm 2024, toàn huyện gieo trồng được hơn 37.780 ha cây trồng các loại, đạt 101,3% kế hoạch, tăng 1.432,4 ha so với năm 2023. Cụ thể, vụ Đông Xuân 2023-2024, người dân gieo trồng 548,9 ha cây trồng các loại, đạt 133,9% kế hoạch, đạt 97,8% so với cùng kỳ năm trước. Còn vụ mùa 2024, tổng diện tích gieo trồng là 3.553,7 ha cây trồng các loại, đạt 120,9% kế hoạch, tăng 358,53 ha so với cùng kỳ năm 2023.

Tính đến ngày 30-11-2024, bà con nông dân đã thu hoạch được 2.157,34 ha cây trồng các loại, đạt 68% diện tích gieo trồng trong vụ mùa 2024.

1.1.3. Định hướng phát triển kinh tế xã hội của Huyện Đức Cơ trong tương lai.

Hiện nay, Huyện Đức Cơ đang tập trung phát triển những tiềm năng, lợi thế về kinh tế. Huyện luôn thúc đẩy ưu tiên phát triển các ngành nông nghiệp chủ yếu chiếm tỉ trọng lớn như trồng các cây công nghiệp như cà phê, cao su, hồ tiêu... và các ngành công nghiệp chế biến nhằm thúc đẩy phát triển thành các nhóm ngành kinh tế chính của Huyện. Thời gian tới, Huyện đề xuất phát triển tỷ trọng nông-lâm nghiệp và thủy sản chiếm 40,15%; công nghiệp và xây dựng chiếm 20,39%; thương mại, dịch vụ chiếm 39,5%. Tổng diện tích gieo trồng đạt 37.780 ha cây trồng các loại.

Về xã hội, địa phương cũng duy trì mối quan hệ đối ngoại với huyện Oyadav (tỉnh Ratanakiri, Vương quốc Campuchia); chỉ đạo các lực lượng vũ trang, các xã biên giới duy trì mối quan hệ với lực lượng chức năng và các xã đối biên nhằm tăng cường mối đoàn kết, góp phần đảm bảo an ninh biên giới, giữ vững chủ quyền quốc gia. Chất lượng giáo dục và đào tạo được nâng lên; chính sách an sinh xã hội được quan tâm thực hiện đầy đủ, kịp thời. An ninh chính trị, trật tự an toàn xã hội được giữ vững, không xảy ra vụ việc phức tạp, đột xuất, bất ngờ.

1.2. Giới thiệu chung lưới điện trung áp Đức Cơ.

1.2.1. Nguồn cấp.

Điện lực Đức Cơ hiện đang quản lý vận hành hệ thống lưới điện với trên 323 km đường dây trung áp, trên 253 km đường dây hạ áp và 345 trạm biến áp phụ tải với tổng công suất trên 83 MVA, cấp điện cho hơn 21.000 khách hàng trên địa bàn huyện Đức Cơ, một phần xã Ia Púch (huyện Chư Prông) và một phần xã Ia Chia (huyện Ia Grai). Với quy mô đó, Điện lực Đức Cơ luôn cố gắng vận hành lưới điện đảm bảo yêu cầu kỹ thuật; đảm bảo tỷ lệ hộ sử dụng điện thường xuyên, an toàn từ các nguồn trên 98% (theo tiêu chí số 4 của bộ tiêu chí quốc gia về xã hội nông thôn mới giai đoạn 2021-2025).

Lưới điện phân phối trung áp Huyện Đức Cơ được cung cấp điện từ trạm biến áp 110kV Đức Cơ với tổng công suất trạm là 65MVA nhận qua trạm nguồn 500kV Pleiku. Gồm 2 máy biến áp T1/25MVA và T2/40MVA vận hành song song, cấp điện cho 3 thanh cái C41, C42 chia thành 8 xuất tuyến cấp 22kV và thanh cái C31 đấu nối với lưới điện Campuchia phục vụ cho mục đích kinh doanh xuyên quốc gia.

1.2.2. Phụ tải.

Lưới điện huyện Đức Cơ hiện nay đang thực hiện chức năng cung cấp điện năng cho toàn Huyện với 2 nhóm phụ tải chính:

- Phụ tải Sinh hoạt: Phụ tải này chiếm phần lớn trong lưới điện phân phối. Phụ tải này hầu hết nằm dọc theo các đường quốc lộ, đường tỉnh và đường tự quản. khiến cho hiệu quả đầu tư đường dây cấp điện không cao. Với phần lớn thời gian sử

dụng công suất cực đại thấp nên các thiết bị thường chạy non tải 1 thời gian dài. Bên cạnh đó còn có một số hộ dân dùng điện để phục vụ cho việc tưới nước các cây nông sản theo mùa vụ nên thời gian làm việc của máy biến áp rất ít. Thêm vào đó, một phần trong phụ tải sinh hoạt là phụ tải làng, phụ tải có mật độ khá thưa thớt thường là các khu vực của bản làng người địa phương cùng với đó là công suất phụ tải không cao với thời gian sử dụng công suất không thống nhất so với các nhóm phụ tải còn lại. Vì vậy mà sẽ được đặc riêng vào một nhóm tải trong quá trình tính toán.

- Phụ tải công nghiệp: phụ tải này bao gồm các nhà máy chế biến mủ cao su, xử lý nước thải và các nhà máy xí nghiệp tư nhân hoạt động trên địa bàn huyện. nhóm phụ tải này hoạt động với công suất lớn và liên tục cả ngày và đêm .

1.2.3. Khối lượng thiết bị.

Theo báo cáo quản lý kỹ thuật lưới điện của Điện Lực Đức Cơ, tổng khối lượng thiết bị lắp đặt trên lưới điện bao gồm : Đường dây, máy biến áp, tụ bù và các thiết bị phụ trợ khác được thống kê như sau.

a. Đường dây.

STT	Hạng mục	Đơn vị tính	Khối lượng thiết bị		
			N.Điện	K.Hàng	Tổng
1	Đường dây trên không 22-35kV	Km	271,724	53,657	325,380
	Đường dây 35KV	Km	20,850	1,634	22,484
	Đường dây 22KV	Km	250,874	52,023	302,896
2	Cáp ngầm trung thế 22-35kV	Km	0,726	0,125	0,851
	Cáp ngầm 35kV	Km	0,000	0,100	0,100
	Cáp ngầm 22kV	Km	0,726	0,025	0,751
3	Đường dây 0,2-0,4KV	Km	259,900	10,105	270,005
4	Cáp ngầm hạ thế	Km		0,000	0,000
5	Dây chống sét	Km	13,571	1,214	14,785

Bảng 1.1: Thống kê khối lượng dây dẫn trên lưới.

b. Trạm biến áp.

STT	Hạng Mục	Đơn vị tính	Khối lượng thiết bị		
			N.Điện	K.Hàng	Tổng
1	Trạm biến áp phân phối	Trạm	241	113	354
	+ Tổng MBA	Máy	245	113	358
	+ Tổng Dung lượng	KVA	35.165	52.350	87.515
2	- Trạm 35/0,4KV	Trạm	1	15	16
	+ MBA	Máy	1	15	16
	+ Dung lượng	KVA	100	13.300	13.400

3	- Trạm 22/0,4KV	Trạm	240	98	338
	+ MBA	Máy	244	98	342
	+ Dung lượng	KVA	35.065	39.050	74.115

Bảng 1.2: Thống kê khối lượng MBA trên lưới.

c. Tụ bù.

STT	Hạng mục	Đơn vị	Khối lượng thiết bị		
			N.Điện	K.Hàng	Tổng
	Tụ bù				
1	- Tụ bù 22KV		0	0	
	+ Số lượng cụm	Cụm	6	0	6
	+ Tổng dung lượng	Kvar	1.800	0	1.800
2	- Tụ bù 6KV				0
	+ Số lượng cụm	Cụm			0
	+ Tổng dung lượng	Kvar			0
3	- Tụ bù 0,4KV				0
	+ Số lượng cụm	Cụm	73	94	167
	+ Tổng dung lượng	Kvar	2.560	10.655	13.215
4	Máy cắt tụ bù	Máy	5	0	5

Bảng 1.3: Thống kê số liệu tụ bù trên lưới điện.

d. Các thiết bị phụ trợ.

STT	Hạng mục	Đơn vị	Khối lượng thiết bị		
			N.Điện	K.Hàng	Tổng
1	Recloser	Máy	23	4	27
2	LBS	Bộ	7	0	7
	+ Kiểu kín	Bộ	7	0	7
	+ Kiểu hở	Bộ	0		0
3	DCL	Bộ	25	1	26
4	LTD	Bộ	0	0	0
5	Bộ TU	Bộ	19	0	19
6	Bộ TI	Bộ	2	0	2
7	Bộ MOF	Bộ	0	20	20
8	FCO/LBFCO	Bộ	299	138	437
	+ Đường dây	Bộ	58	26	84
	+ TBA	Bộ	241	112	353
	+ Thiết bị	Bộ	0	0	0
9	Chống sét van trung áp	Bộ	328	120	448
	+ Đường dây	Bộ	64	7	71
	+ TBA	Bộ	241	113	354
	+ Thiết bị	Bộ	23		23
10	Trụ điện trung áp	Cột	4.799	971	5.770

11	Trụ điện hạ áp	Cột	6.197	0	6.197
12	Áp tô mát	Cái	178	32	210

Bảng 1.4: Thống kê các thiết bị phụ trợ trên lưới.

1.3. Thực trạng vấn đề tổn thất điện năng lưới điện 22kV Đức Cơ.

1.3.1. Điện thương phẩm.

Điện thương phẩm là điện năng được các công ty điện lực bán cho các doanh nghiệp, tổ chức và người tiêu dùng để sử dụng trong các hoạt động sản xuất, kinh doanh và tiêu dùng hàng ngày.

Theo báo cáo tổn thất điện năng tháng 12 năm 2024 tổng sản lượng điện nhận của Điện lực Đức Cơ là 10.640.173 kWh. Qua quá trình truyền tải điện năng đến khách hàng, sản lượng điện thương phẩm đạt 10.439.773 kWh.

1.3.2. Tỷ lệ tổn thất.

Tỷ lệ tổn thất điện năng là chỉ số thể hiện mức độ điện năng bị mất mát trong quá trình truyền tải và phân phối từ nhà máy điện đến người tiêu dùng. Trong lưới điện phân phối trung áp, những thành phần chính gây ra tổn thất điện năng chủ yếu là dây dẫn và máy biến áp phụ tải. Đối với lưới điện Đức Cơ, khối lượng điện năng bị tổn thất là 200.400 kWh tương đương với tỉ lệ tổn thất là 1,88% (Điện tổn thất/ Điện nhận)

1.3.3. Đánh giá kết quả thực hiện giảm tổn thất điện năng.

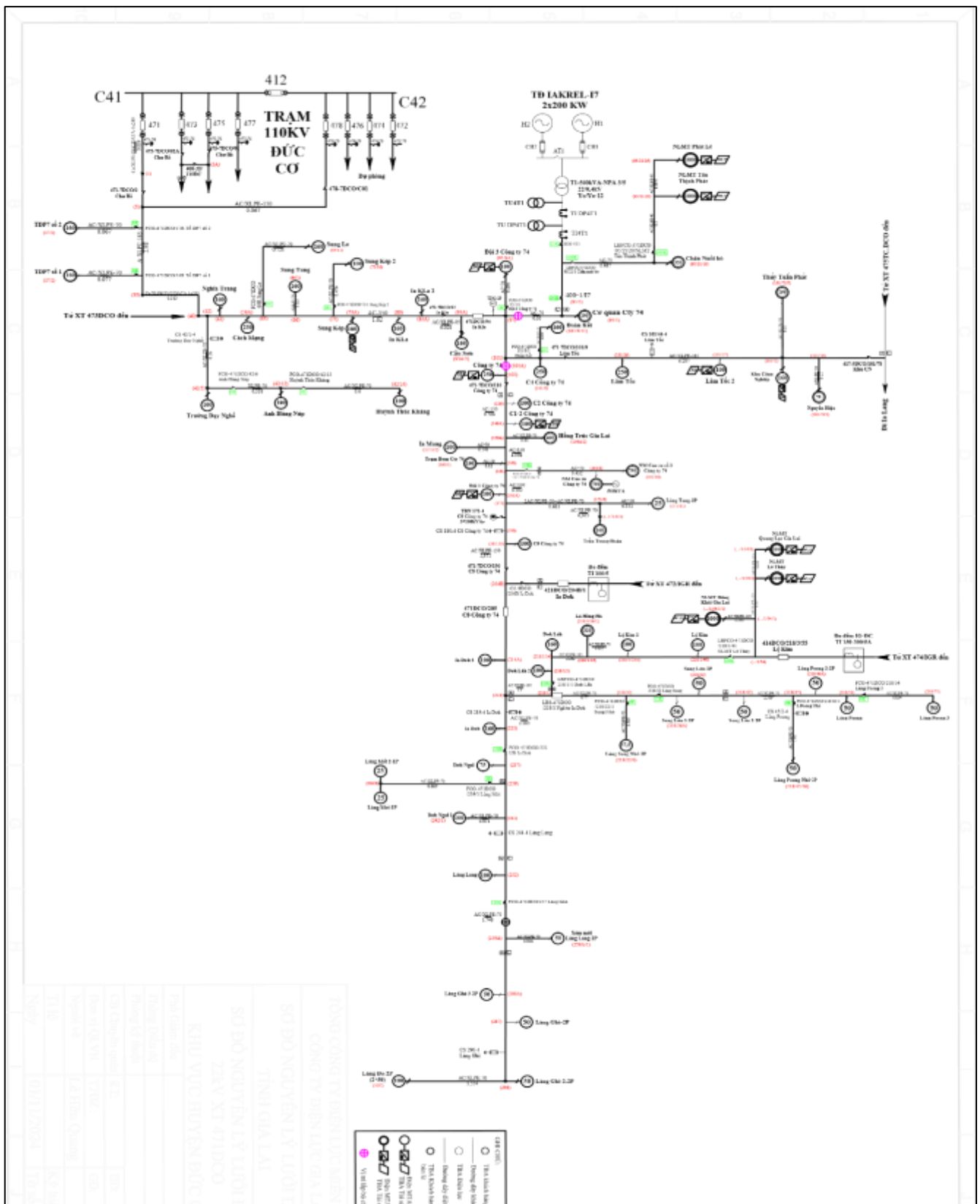
Theo báo cáo tổn thất điện năng tháng 12/2024 của Điện Lực Đức Cơ, công tác giảm tổn thất điện năng đã được thực hiện tương đối tốt theo chỉ tiêu giảm tổn thất của Công ty Điện Lực Gia Lai . Song, vẫn còn tồn tại một số xuất tuyến có tỷ lệ tổn thất chưa đạt đúng kế hoạch được giao như: XT 471, XT 477. Hiện nay Điện Lực Đức Cơ vẫn đang thực hiện công tác giữ cho tỷ lệ tổn thất điện năng các xuất tuyến giảm đúng theo kế hoạch được giao. Đặc biệt, đối với 2 xuất tuyến trên cần được khảo sát, tính toán và đưa ra những giải pháp thích hợp để giảm tỉ lệ tổn thất xuống thấp hơn, góp phần tối ưu lưới điện Đức Cơ.

1.4. Thực trạng xuất tuyến 471 và 477 đến tháng 1/2025 lưới 22kV Đức Cơ.

1.4.1. Sơ đồ từng xuất tuyến.

a. Xuất tuyến 471.

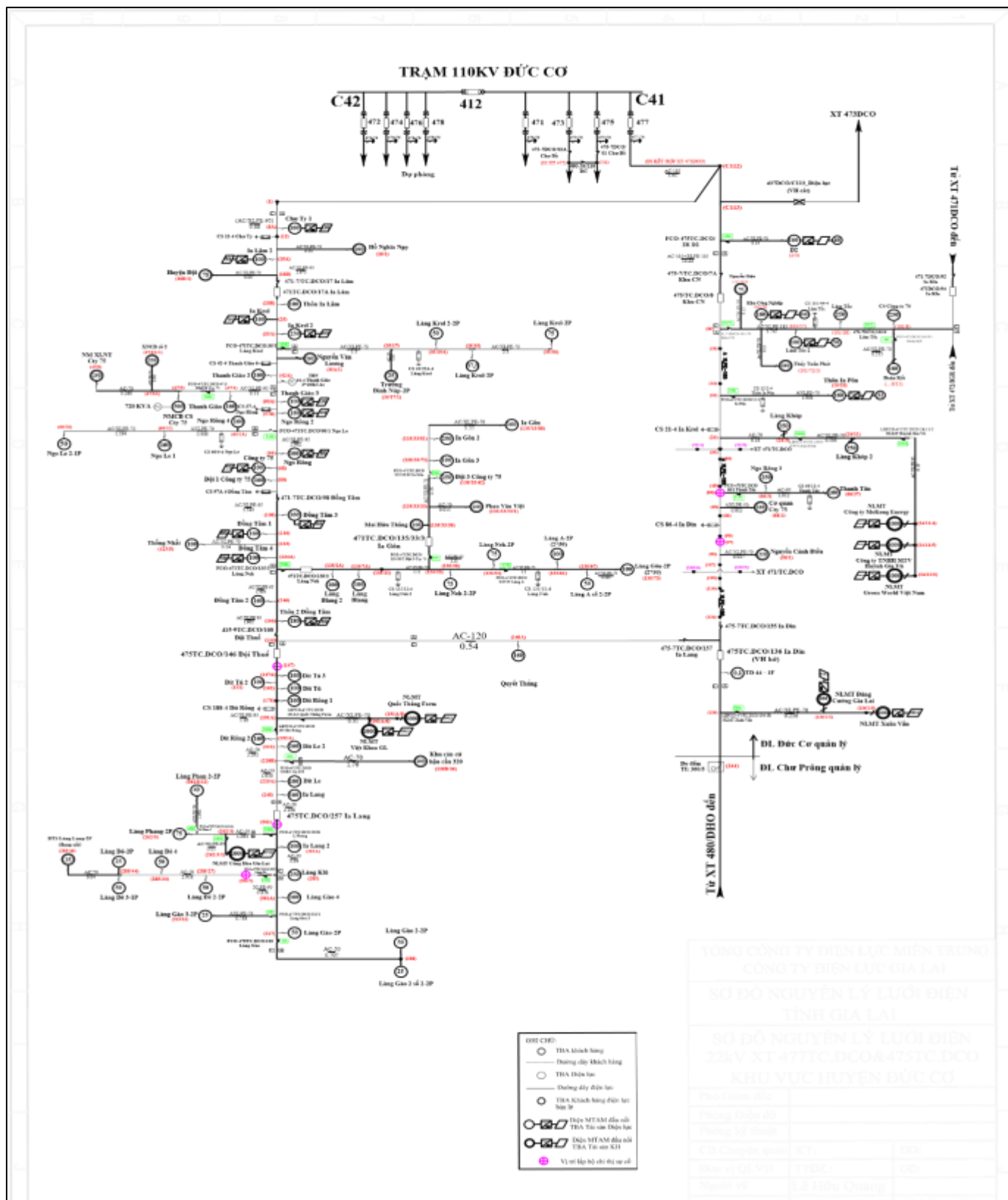
Xuất tuyến 471 nhận điện từ thanh cái C41 trạm 110kV Đức Cơ. Cung cấp điện năng cho phụ tải thuộc khu vực sau: 1 phần thị trấn Chư Ty, Ia Đơk, Ia K'la.



Hình 1.1: Sơ đồ nguyên lý xuất tuyến 471.

b. Xuất tuyến 477.

Xuất tuyến 477 nhận điện từ thanh cái C41 trạm 110kV Đức Cơ. Cung cấp điện năng cho phụ tải thuộc khu vực sau: Ia Lang, Ia Din, Ia Krel.



Hình 1.2: Sơ đồ nguyên lý xuất tuyến 477.

1.4.2. Trạm biến áp tiêu thụ.

a. Xuất tuyến 471.

Xuất tuyến 471 bao gồm 64 MBA phụ tải:

Tên	From	To	Sơ cấp	Thứ cấp	Phase	Loại MBA	Công suất 1 pha
C2CTy74	136	136-1	22,00	0,40	ABC	T100-22/04	33,33
C1-2CTy74	146A	146A-1	22,00	0,40	ABC	T160-22/04	33,33
C8CTy74	58/153	58/153-1	22,00	0,40	ABC	T100-22/04	33,33
Doklah	218/1/14	218/1/14-1	22,00	0,40	ABC	T160-22/04	53,33
LeKim	218/1/40	218/1/40-1	22,00	0,40	ABC	T100-22/04	33,33
LSungNho	218/22/6	218/22/6-1	22,00	0,23	CA	T37.5-22/2*0	18,75
LSunglon	218/32	218/32-1	22,00	0,23	CA	T50-22/2*0.2	25
IaDok	221	221-1	22,00	0,40	ABC	T160-22/04	53,33
LangDo	307	302-2	22,00	0,23	CA	T50-22/2*0.2	25
Langghe	287	287-1	22,00	0,23	CA	T50-22/2*0.2	25
LangMoi	239/8	239/8-1	22,00	0,23	B	T25-22/0.23	25
Tran6_2X	1014	1015	22,00	0,23	A	TRANS50(1pha	50
Tran24_2X	1112	1114	0,40	22,00	CA	TRANS50(1pha	25
NMCB74	161/8	161/8-1	22,00	0,40	ABC	T750-22/04	250
IAKLA2	85A	85A-1	22,00	0,40	ABC	T160-22/04	53,33
SUNGKEP	73A	73A-1	22,00	0,40	ABC	T160-22/04	53,3
CTY74	102	102-1	22,00	0,40	ABC	T250-22/04	83,33
DOI1CTY74	163A	163A-1	22,00	0,40	ABC	T100-22/04	33,33
Sungle	63-2	63-3	22,00	0,40	ABC	T160-22/04	53,33
SungTung	66-1	66-2	22,00	0,40	ABC	T160-22/04	53,33
Dokngol	237	237-1	22,00	0,40	ABC	T75-22/04	25
LangSungl2	218/42	218/42-1	22,00	0,23	CA	T50-22/0.23	25
CoquanCty74	95	Coquan	22,00	0,40	ABC	T100-22/04	33,33
Doi3cty74	95/1-1	95/1-2	22,00	0,40	ABC	T100-22/04	33,3
TBom74	160/1	160/1-1	22,00	0,40	ABC	T100-22/04	33,3
DokLah2	218/1/3	218/1/3-1	22,00	0,40	ABC	T100-22/04	33,3
C4Cty74	101/1	101/1-1	22,00	0,40	ABC	T250-22/04	83,33
Channuoibo74	95/21/19	95/21/19-1	22,00	0,40	ABC	T320-22/04	106,66
Nghiatrang	43	43-1	22,00	0,40	ABC	T160-22/04	53,33
IAMANG	157A/2	157A/2-1	22,00	0,40	ABC	T100-22/04	33,33
NMCB74SO2	161/8	161/10	22,00	0,40	ABC	T750-22/04	250
LeKim2	218/1/22A	218/1/22A-1	22,00	0,40	ABC	T100-22/04	33,33
LANGTANG	171/11	171/11-1	22,00	0,23	CA	T25-22/2*0.2	12,5
IAKLA	80	80-1	22,00	0,40	ABC	T160-22/04	53,33
LamToc	101/26	101/26-1	22,00	0,40	ABC	T250-22/04	83,33
LAMTOC2	101/57	101/57-1	22,00	0,40	ABC	T100-22/04	33,33
KHUCN	101/72	101/72-1	22,00	0,40	ABC	T160-22/04	53,33
NGUYENHIEU	101/76/2	101/76/2-1	22,00	0,40	ABC	T75-22/04	25
ThuyTuanPhat	101/72/5	101/72/5-1	22,00	0,40	ABC	T250-22/04	83,33
XMLLANG	259A/1	259A/1-1	22,00	0,23	CA	T50-22/2*0.2	25
LANGLANG	252	252-1	22,00	0,40	ABC	T100-22/04	33
LANGMOI2	239/8	239/8-2	22,00	0,23	B	T25-22/0.23	25
LANGPOONG2	218/46A	218/46A-1	22,00	0,23	CA	T50-22/2*0.2	25
LANGPOONG	218/53	218/53-1	22,00	0,23	CA	T50-22/2*0.2	25
Truongdaynge	42/5	42/5-1	22,00	0,40	ABC	T100-22/04	33
DOKNGOL2	242/1	242/1-1	22,00	0,40	ABC	T100-22/04	33
LANGGHE2	298	298-1	22,00	0,23	CA	T50-22/2*0,2	25

LGHE3	280A	280A-1	22,00	0,40	CA	T50-22/2*0,2	25
LANGDO	307	302-1	22,00	0,23	CA	T50-22/2*0,2	25
AnhhungNup	42/12	42/12-1	22,00	0,40	ABC	T100-22/04	33,33
HThucKhang	42/24	42/24-1	22,00	0,40	ABC	T100-22/04	33,33
TDP72	17-2	17/2-1	22,00	0,40	ABC	T160-22/04	53,33
TDP71	17-1	17/2-2	22,00	0,40	ABC	T160-22/04	53,33
Cachmang	58A	58A-1	22,00	0,40	ABC	T250-22/04	83,33
SungKep2	73-1	73-2	22,00	0,40	ABC	T100-22/04	33
CauSon	93A	93A-1	22,00	0,40	ABC	T160-22/04	53,3
Doanket	101/8/11	101/8/11-1	22,00	0,40	ABC	T160-22/04	53,33
HongTrucGL	156A/2	156A/2-1	22,00	0,40	ABC	TRANS400	133,3
TranTrungDoa	171/8-1	171/8/1	22,00	0,40	ABC	T160-22/04	53,33
IaDok2	214A	214A-1	22,00	0,40	ABC	T100-22/04	33,3
LangSungl3	218/26A	218/26A-1	22,00	0,23	CA	T50-22/0.23	25
LangPoongnho	218/45/26	218/45/26-1	22,00	0,23	CA	T50-22/0.23	25
LANGPOONG3	218/71	218/71-1	22,00	0,23	CA	T50-22/2*0.2	25
LeHongHa	218/3/16/1	218/3/16/1-1	22,00	0,40	ABC	T320-22/04	106,66

Bảng 1.5: Thông số máy biến áp phụ tải xuất tuyến 471.

b. Xuất tuyến 477.

Xuất tuyến 477 bao gồm 34 MBA phụ tải:

Tên	From	To	Sơ cấp	Thứ cấp	Phase	Loại MBA	Công suất 1 pha
TD	MC473IaLang	NODE49_4X	22,00	0,23	A	TRANS10	3,33
Ditrong1	T202	NODE61_4X	22,00	0,40	ABC	T160-22/04	53,33
L.Ditle2	T236	NODE64_4X	22,00	0,40	ABC	T160-22/04	53,30
Langgao2	T352	NODE87_4X	22,00	0,23	CA	T50-22/2*0.2	25,00
T2dongtam	T166	NODE89_4X	22,00	0,40	ABC	T160-22/04	53,30
LANGA	135/61	NODE98_4X	22,00	0,23	CA	T37.5-22/2*0	18,70
LANGGON	T135/74	NODE100_4X	22,00	0,23	CA	T50-22/2x0.2	25,00
dongtam1	NODE79_4X	NODE80_4X	22,00	0,40	ABC	T160-22/04	53,33
congy75	T68	NODE106_4X	22,00	0,40	ABC	T100-22/04	33,33
Ngole2	NODE114_4X	NODE115_4X	22,00	0,23	B	T50-22/0.23	50,00
L.Krol	NODE120_4X	NODE121_4X	22,00	0,23	CA	T37,5 22/0,4	18,75
L.Krel	35/50	NODE123_4X	22,00	0,23	CA	T75-22/2x0.2	37,50
IAKREL	T25	NODE125_4X	22,00	0,40	ABC	T160-22/04	53,33
IaPon	NODE1562	NODE1563	22,00	0,40	ABC	T160-22/04	53,33
NMCBCS_Cty75	47-5	NODE8	22,00	0,40	ABC	T560-22/04	186,66
LangPhan	T286/9	NODE13	22,00	0,40	CA	T75-22/2*0.2	37,50
LangPhan2	286/8b/12	NODE74_4X	22,00	0,23	CA	T40-22/2*0.2	20,00
ThonIALAM	T20A	NODE89	22,00	0,40	ABC	T100-22/04	33,30
NGORONG2	T57B	NODE1506	22,00	0,40	ABC	T160-22/04	53,30
DOIICTY75	T80	NODE92	22,00	0,40	ABC	T160-22/04	53,30
LangA_So2	NODE98	135/67	22,00	0,40	CA	T50-22/2*0.2	25,00
L.GAO3	NODE102	NODE101	22,00	0,23	CA	T25-22/2*0.2	12,50
Su320	244B/26	NODE67_4X	22,00	0,40	ABC	T100-22/04	33,33
D2	NODE3	NODE4	22,00	0,40	ABC	T160-22/04	53,33
MHThang	135/33/30	NODE209	22,00	0,40	ABC	T100-22/04	33,33
Coquan75	NODE217	NODE197	22,00	0,40	ABC	T160-22/04	53,33
Dittu2	T180	NODE59_4X	22,00	0,40	ABC	T100-22/04	33,33
Doi3cty75	135/33/63	NODE1508	22,00	0,40	ABC	T250-22/04	83,30
IaKrel2	T33A	NODE203	22,00	0,40	ABC	T250-22/04	53,33

ĐỒ ÁN TỐT NGHIỆP.

LangDe2	T309/27	NODE258	22,00	0,40	CA	T50-22/2*0.2	25,00
DITTU	T186	NODE265	22,00	0,40	ABC	T100-22/04	33,33
Ngole1	T60B-13	NODE260	22,00	0,40	ABC	T160-22/04	53,33
LANGBLANG	135-7	NODE27	22,00	0,40	ABC	T100-22/04	33,33
IALANG2	NODE71_4X	NODE208	22,00	0,40	ABC	T100-22/04	33,33
DONGTAM4	T134A	NODE213	22,00	0,40	ABC	T100-22/04	33,33
BTSLLANG	309/45	NODE100	22,00	0,23	CA	T15-22/0.23	7,50
THANHGIAO	T47/1	NODE230	22,00	0,40	ABC	T160-22/04	53,33
Dinhnup	35/26	NODE11	22,00	0,23	CA	T25-22/2*0.2	12,50
XLNT75	NODE117_4X	NODE9	22,00	0,40	ABC	T250-22/04	83,33
NMCBSO2	T47/6A/1	NODE10	22,00	0,40	ABC	T320-22/04	106,70
IALANG	T272	NODE70_4X	22,00	0,40	ABC	T160-22/04	53,00
DITLE	T253A	NODE7	22,00	0,40	ABC	T100-22/04	33,33
Langde3	NODE78_4X	NODE6	22,00	0,40	CA	T50-22/0.23	50,00
PHAVANVIET	T33/1	135/33/88	22,00	0,40	ABC	T100-22/04	33,00
NGORONG3	T415/3	NODE16	22,00	0,40	ABC	T250-22/04	83,33
THANHGIAO3	T50A	NODE18	22,00	0,40	ABC	T100-22/04	33,00
LANGGAO2SO2	T352	NODE20	22,00	0,40	CA	T25-22/2*0.2	12,50
LBLANG2	NODE95	NODE23	22,00	0,40	ABC	T100-22/04	33,00
IAGON	33/88	NODE231	22,00	0,40	ABC	T160-22/04	53,33
IAGON2	133/81	NODE267	22,00	0,40	ABC	T250-22/04	83,33
IAGON3	T133/71	NODE25	22,00	0,40	ABC	T100-22/04	33,33
LANGNEH2	135/36	NODE12	22,00	0,23	CA	T75-22/2*.02	37,50
LANGNEH	135/51	NODE15	22,00	0,23	CA	T75-22/2*0.2	37,50
IALAM2	T12	NODE17	22,00	0,40	ABC	T100-22/04	33,00
HONGHIANGO	NODE24	NODE26	22,00	0,40	ABC	T100-22/04	33,00
L.KROL2	35/47	NODE28	22,00	0,23	CA	T50-22/2*0.2	25,00
LKHOP2	T24/11	NODE30	22,00	0,40	ABC	T100-22/04	33,00
NVLUONG	35A-1	NODE31	22,00	0,40	ABC	T250-22/04	83,30
LGON	T135/74	NODE29	22,00	0,40	CA	T50-22/2x0,2	25,00
L.A	NODE32	135/61	0,40	22,00	CA	T50-22/2x0,2	25,00
Dittu3	T180	NODE61_4X~	22,00	0,40	ABC	T160-22/04	53,33
Huyendo	NODE24~	NODE123_4X~	22,00	0,23	ABC	T75-22/0,4	37,50
Langde4	T309/27	NODE6~	22,00	0,40	CA	T50-22/0.23	50,00
NguyenCanhDi	NODE114_4X~	NODE10~	22,00	0,40	ABC	T320-22/04	106,70
QuyetThang	NODE44	NODE230~	22,00	0,40	ABC	T160-22/04	53,33
Thongnhat	NODE114_4X~~	NODE18~	22,00	0,40	ABC	T100-22/04	33,00
ChuTy1	NODE126_4X	NODE127_4X	22,00	0,40	ABC	T250-22/04	83,30
Ditrong2	T214	NODE62_4X	22,00	0,40	ABC	T160-22/04	53,33
DongTam2	T146	NODE91_4X	22,00	0,40	ABC	T160-22/04	53,33
Dongtam3	T100	NODE94	22,00	0,40	ABC	T160-22/04	53,33
Langde	NODE78_4X	NODE83_4X	22,00	0,40	CA	T50-22/0.23	50,00
Langgao	T341	NODE84_4X	22,00	0,40	CA	T50-22/0.23	50,00
Langkluh	T309	NODE76_4X	22,00	0,40	ABC	T160-22/04	53,00
Langkhop	T457/4	NODE19	22,00	0,40	ABC	T250-22/04	53,33
Ngorong	T64	NODE110_4X	22,00	0,40	ABC	T100-22/04	33,00
THANHGIAO2	T42A	NODE5	22,00	0,40	ABC	T160-22/04	53,33
THANH TAN	T415/37	NODE21	22,00	0,40	ABC	T160-22/04	53,33
Langgao4	T337	NODE14	23,70	0,40	ABC	T160-22/04	53,00

Bảng 1.6: Thông số máy biến áp phụ tải xuất tuyến 477.

1.4.3. Đường dây.

a. Xuất tuyến 471.

Tên	From	To	Chiều dài (Km)	Phase	Loại dây	R ₀ (Ohm/km)	X ₀ (Ohm/Km)
Line117_4X	101	95	0,4470	ABC	ACSR-150/19	0,2046	0,3362
Line119_4X	NODECty74	102	0,8360	ABC	ACSR-150/19	0,2046	0,3362
Line120_4X	136	NODEDCLCty74	2,4680	ABC	ACSR-150/19	0,2046	0,3362
Line122_4X	160	146A	1,1340	ABC	ACSR-150/19	0,2046	0,3362
Line123_4X	171	163A	0,6570	ABC	ACSR-150/19	0,2046	0,3362
Line127_4X	218/1	218/1-1	0,2500	ABC	XLPE-185-AL	0,1574	0,3309
Line128_4X	218/1/3	218/1-2	0,1350	ABC	XLPE-185-AL	0,1574	0,3309
Line131_4X	218/22-1	218/22/6	0,5180	CA	XLPE-70-AL	0,4430	0,3674
Line136_4X	58/153	204B	0,9290	ABC	XLPE-150-AL	0,1944	0,3375
Line124_4X	221	218	0,2100	ABC	XLPE-70-AL	0,4430	0,3674
Line141_4X	239	237	0,1510	ABC	XLPE-70-AL	0,4430	0,3674
Line147_4X	239DCL	239/8	0,6890	B	XLPE-70-AL	0,4430	0,3674
LineIaKrel	DCL400-1	Iakrel1	1,5570	ABC	ACSR-70/11	0,4218	0,3606
Line575	161-1	161/8	0,4000	ABC	ACSR-70/11	0,4218	0,3606
Line12	NODE269_4X	NODE40	0,1600	ABC	ACSR-150/19	0,2046	0,3362
Line48	66	66-1	0,0250	ABC	XLPE-70-AL	0,4430	0,3674
Line54	101	101/1	0,5500	ABC	XLPE-70-AL	0,4430	0,3674
Line55	101	102	0,0650	ABC	ACSR-150/19	0,2046	0,3362
Line50	95/21/1	95	1,4310	ABC	ACSR-70/11	0,4218	0,3606
Line16	63-1	63-2	0,7240	ABC	XLPE-70-AL	0,4430	0,3674
Line19	95/1	95/1-1	0,4960	ABC	ACSR-70/11	0,4218	0,3606
Line21	160-1	160/1	0,0200	ABC	ACSR-70/72	0,4194	0,3416
Line22	161	160	0,1410	ABC	ACSR-150/19	0,2046	0,3362
Line23	163A	161	0,1690	ABC	ACSR-150/19	0,2046	0,3362
Line30	171	58/153	1,9850	ABC	XLPE-150-AL	0,1944	0,3375
Line31	218/1/14	218/1/3	0,8220	ABC	XLPE-185-AL	0,1574	0,3309
Line37	218/26A	218/32	0,8470	CA	XLPE-70-AL	0,4430	0,3674
Line52	218/42	218/45	0,2910	CA	XLPE-70-AL	0,4430	0,3674
Line94	218/45-1	218/45/26	1,4420	CA	XLPE-70-AL	0,4430	0,3674
Line122	221DCL	237	0,5150	ABC	XLPE-70-AL	0,4430	0,3674
Line123	298	307	0,8330	CA	XLPE-70-AL	0,4430	0,3674
Line89	218/42	218/32	0,5670	CA	XLPE-70-AL	0,4430	0,3674
Line153	298	287	0,8360	CA	XLPE-70-AL	0,4430	0,3674
Line165	95/21/1	95/21/19	0,9870	ABC	ACSR-70/11	0,4218	0,3606
Line42To43	42	43	0,1180	ABC	ACSR-150/19	0,2046	0,3362
Line191	42	42/5	0,2600	ABC	ACSR-70/11	0,4218	0,3606
Line211	218/1/22A	218/1/40	1,3040	ABC	XLPE-185-AL	0,1574	0,3309
Line59	171/8	171/11	0,1520	CA	ACSR-50/8	0,5951	0,3714
Line215	218/1-1	218/22	0,7700	CA	XLPE-70-AL	0,4430	0,3674
Line218	93A	95	0,8910	ABC	ACSR-150/19	0,2046	0,3362
Line73ATo80	73A	80	0,5510	ABC	ACSR-150/19	0,2046	0,3362
Line197	80	85A	0,4710	ABC	ACSR-150/19	0,2046	0,3362
Line63To66	63	66	0,2480	ABC	ACSR-150/19	0,2046	0,3362
Line219	157A/2	136	0,1480	ABC	ACSR-70/11	0,4218	0,3606
Line13	252	252DCL	0,5270	CA	XLPE-70-AL	0,4430	0,3674
3To39	39-1	3	0,3690	ABC	XLPE-185-AL	0,1574	0,3309
Line32	472-70	101/26	0,9420	ABC	XLPE-185-AL	0,1574	0,3309
Line33	101/26	101/57	1,6640	ABC	XLPE-185-AL	0,1574	0,3309

Line34	101/57	101/72	0,8260	ABC	XLPE-185-AL	0,1574	0,3309
Line35	101/72	101/76	0,1760	ABC	XLPE-185-AL	0,1574	0,3309
Line38	101/76	472/1	0,1390	ABC	XLPE-185-AL	0,1574	0,3309
Line39	101/72	101/72/5	0,1500	ABC	XLPE-70-AL	0,4430	0,3674
Line57	1	NODE212	0,0390	ABC	AC240	0,1460	0,3080
Line68	214A	218	1,1250	ABC	ACSR-70/11	0,4218	0,3606
Line64	259A	259A/1	0,0080	CA	XLPE-70-AL	0,4430	0,3674
Line75	218/45	218/46A	0,1000	CA	XLPE-70-AL	0,4430	0,3674
Line76	218/46A	218/53	0,5380	CA	XLPE-70-AL	0,4430	0,3674
Line85	239	242	0,2800	ABC	XLPE-70-AL	0,4430	0,3674
Line86	242	252	0,8350	ABC	XLPE-70-AL	0,4430	0,3674
Line87	242	242/1	0,0510	ABC	XLPE-70-AL	0,4430	0,3674
Line82	280A	287	0,4980	ABC	XLPE-70-AL	0,4430	0,3674
Line88	259A	280A	2,2790	ABC	XLPE-70-AL	0,4430	0,3674
Line1	218/1/40	218/1/54/1	0,9200	ABC	XLPE-120-AL	0,2459	0,3449
Line2	218/1/54/1	218/1/54/2	0,0460	ABC	XLPE-120-AL	0,2459	0,3449
Line3	218/1/54/2	218/1/54/3	0,0090	ABC	XLPE-120-AL	0,2459	0,3449
Line4	95/21/19	95/21/26	0,2000	ABC	XLPE-120-AL	0,2459	0,3449
Line7	95/21/26	95/21/25	0,0100	ABC	XLPE-120-AL	0,2459	0,3449
TDP7-2	39-1	17-2	0,0670	ABC	ACSR-70/11	0,4218	0,3606
LineTDP7	39-1	39	2,6000	ABC	XLPE-185-AL	0,1574	0,3309
TDP7-1	39	17-1	0,0770	ABC	ACSR-70/11	0,4218	0,3606
Line40To42	42	40	0,0390	ABC	AC400	0,0192	0,0920
Line39To40	39	40	0,3310	ABC	AC400	0,0192	0,0920
Lin58Ato63	58A	63	0,6800	ABC	ACSR-150/19	0,2046	0,3362
Line43To58A	43	58A	0,6800	ABC	ACSR-150/19	0,2046	0,3362
Line73To73A	73A	73	0,6800	ABC	ACSR-150/19	0,2046	0,3362
Line66To73	66	73	0,6800	ABC	ACSR-150/19	0,2046	0,3362
Line73To73-1	73	73-1	0,4760	ABC	XLPE-70-AL	0,4430	0,3674
Line101/1-1	101/1	101/8/11	0,5350	ABC	XLPE-70-AL	0,4430	0,3674
Line36	101/76	101/76/2	0,1200	ABC	XLPE-50-AL	0,5748	0,3755
Line136To156	136	156A	0,4700	ABC	ACSR-150/19	0,2046	0,3362
156Ato146A	156A	146A	0,4710	ABC	ACSR-150/19	0,2046	0,3362
156Ato156A/2	156A	156A/2	0,0100	ABC	XLPE-70-AL	0,4430	0,3674
171To171/8	171	171/8	0,6810	ABC	XLPE-70-AL	0,4430	0,3674
171/8To171/8	171/8	171/8-1	0,0050	ABC	XLPE-70-AL	0,4430	0,3674
218/53To..71	218/53	218/71	0,8540	CA	XLPE-70-AL	0,4430	0,3674
128/1/14To16	218/1/14	218/1/16	0,2000	ABC	XLPE-185-AL	0,1574	0,3309
218/1/16To3	218/1/16	218/1/22A	0,3620	ABC	XLPE-185-AL	0,1574	0,3309
218/1/16To1	218/1/16	218/3/16/1	0,0250	ABC	XLPE-70-AL	0,4430	0,3674
Ahungnup	42/5	42/12	0,3380	ABC	XLPE-70-AL	0,4430	0,3674
HThuckhang	42/12	42/24	0,6000	ABC	XLPE-70-AL	0,4430	0,3674

Bảng 1.7: Thông số dây dẫn xuất tuyến 471.

b. Xuất tuyến 477.

Tên	From	To	Chiều dài (Km)	Phase	Loại dây	Ro (Ohm/km)	Xo (Ohm/Km)
Line26_4X	NODE44	T169	0,2740	ABC	ACSR-120/19	0,244000	0,342500
Line14_4X	T214	T202	0,8970	ABC	ACSR-50/8	0,595100	0,371400
Line25_4X	T236	T214	1,3670	ABC	ACSR-50/8	0,595100	0,371400
Line33_4X	NODE72_4X	T286/9	1,0640	CA	ACSR-50/8	0,595100	0,371400
Line34_4X	T309	NODE71_4X	1,2250	ABC	ACSR-50/8	0,595100	0,371400

309-337	T337	T309	1,3600	ABC	ACSR-50/8	0,595100	0,371400
Line41_4X	T146	T135	0,5200	ABC	ACSR-95/16	0,300700	0,337300
Line44_4X	T135/74	135/67	0,4950	CA	XLPE-70-AL	0,443000	0,367400
Line37_4X	NODE79_4X	T100	0,6970	ABC	ACSR-95/16	0,300700	0,337300
Line47_4X	NODE104_4X	T80	0,7480	ABC	ACSR-95/16	0,300700	0,337300
Line49_4X	T68	T64	0,4480	ABC	ACSR-95/16	0,300700	0,337300
Line50_4X	T64	T60B	0,5040	ABC	ACSR-95/16	0,300700	0,337300
Line53_4X	T60B	T57B	0,3200	ABC	ACSR-95/16	0,300700	0,337300
Line58_4X	T25	T20A	0,4950	ABC	XLPE-95-AL	0,311400	0,355800
XT471	NODE126_4X	MC471F16	0,5830	ABC	ACSR-150/19	0,204600	0,336200
Line45_4X	MC473Ducco	T413A	8,6000	ABC	ACSR-185/24	0,154000	0,328700
DZ_IaP(n	T466	NODE1562	1,0440	ABC	XLPE-70-AL	0,443000	0,367400
Line3	NODE2	T466	1,6000	ABC	ACSR-185/24	0,154000	0,328700
Line4	NODE2	NODE3	0,1000	ABC	XLPE-70-AL	0,443000	0,367400
Line9	T286/9	286/8b/12	1,0040	CA	XLPE-50-AL	0,574800	0,375500
Line2	135-7	NODE93_4X	2,5690	ABC	ACSR-70/11	0,421800	0,360600
Line41	T80	T68	1,0330	ABC	ACSR-95/16	0,300700	0,337300
Line42	NODE101_4X	T100	0,0950	ABC	ACSR-95/16	0,300700	0,337300
Line43	135-7	NODE95	0,3240	ABC	ACSR-70/11	0,421800	0,360600
Line45	135/67	135/61	0,6060	CA	XLPE-70-AL	0,443000	0,367400
Line46	T337	NODE102	0,7380	CA	XLPE-70-AL	0,443000	0,367400
Line136	NODE93_4X	135/33/30	3,3420	ABC	XLPE-70-AL	0,443000	0,367400
Line138	NODE68_4X	244B/26	1,7600	ABC	ACSR-70/11	0,421800	0,360600
Line143	T413A	NODE217	0,0150	ABC	XLPE-50-AL	0,574800	0,375500
Line156	NODE53	MC473IaLang	0,1000	ABC	ACSR-185/24	0,154000	0,328700
Line134	T146	T166	1,3100	ABC	ACSR-95/16	0,300700	0,337300
Line148	T166	NODE34	0,2470	ABC	ACSR-95/16	0,300700	0,337300
Line159	NODE88	NODE2	0,4200	ABC	ACSR-185/24	0,154000	0,328700
Line166	135/33/30	135/33/33	0,2340	ABC	XLPE-70-AL	0,443000	0,367400
Line168	135/33/33	135/33/63	2,0850	ABC	XLPE-70-AL	0,443000	0,367400
Line51	T25	T33A	0,9600	ABC	XLPE-95-AL	0,311400	0,355800
Line172	T33A	T35	0,2210	ABC	ACSR-95/16	0,300700	0,337300
Line185	NODE77_4X	T309/27	1,7250	CA	ACSR-50/8	0,595100	0,371400
Line193	T309/27	NODE78_4X	1,2580	CA	ACSR-50/8	0,595100	0,371400
Line194	T98	NODE104_4X	1,0120	ABC	ACSR-95/16	0,300700	0,337300
Line198	NODE119_4X	35/26	1,5000	CA	XLPE-70-AL	0,443000	0,367400
Line199	35/26	NODE120_4X	0,5480	CA	XLPE-70-AL	0,443000	0,367400
Line60	T170	T180	0,4890	ABC	ACSR-95/16	0,300700	0,337300
Line158	T180	T186	0,5000	ABC	XLPE-95-AL	0,311400	0,355800
Line171	T186	T202	1,4220	ABC	ACSR-95/16	0,300700	0,337300
Line181	NODE120_4X	35/47	1,4520	CA	XLPE-70-AL	0,443000	0,367400
Line209	35/47	35/50	0,3000	CA	XLPE-70-AL	0,443000	0,367400
Line220	NODE126_4X	T12	0,3020	ABC	ACSR-150/19	0,204600	0,336200
Line221	T20A	T12	0,9160	ABC	XLPE-95-AL	0,311400	0,355800
Line170	NODE79_4X	T134A	0,8080	ABC	ACSR-70/11	0,421800	0,360600
Line188	T134A	T135	0,0290	ABC	ACSR-70/11	0,421800	0,360600
Line214	T337	T341	0,1830	CA	ACSR-50/8	0,595100	0,371400
Line223	NODE78_4X	309/45	0,0400	CA	ACSR-70/11	0,421800	0,360600
Line227	T47/1	47-5	0,1960	ABC	XLPE-95-AL	0,311400	0,355800
Line6	47-5	T47/6	0,1000	ABC	ACSR-70/11	0,421800	0,360600
Line12	T47/6	NODE117_4X	0,1880	ABC	ACSR-70/11	0,421800	0,360600
Line14	T47/6	T47/6A/1	0,0030	ABC	XLPE-70-AL	0,443000	0,367400
Line8	T272	NODE71_4X	0,6220	ABC	ACSR-50/8	0,595100	0,371400

Line11	T253A	T272	0,7570	ABC	ACSR-50/8	0,595100	0,371400
Line13	NODE65_4X	T253A	0,3980	ABC	ACSR-50/8	0,595100	0,371400
Line15	T413A	T415	0,2310	ABC	ACSR-185/24	0,154000	0,328700
Line16	T415	T457	4,5790	ABC	ACSR-185/24	0,154000	0,328700
Line17	T457	T466	0,8450	ABC	ACSR-185/24	0,154000	0,328700
Line18	T457	T457/4	0,3520	ABC	ACSR-70/11	0,421800	0,360600
Line19	NODE22	NODE1	5,9400	ABC	ACSR-185/24	0,154000	0,328700
Line20	135/33/33	T33/1	0,0150	ABC	ACSR-70/11	0,421800	0,360600
Line10	T415/37	T415/3	1,6120	ABC	ACSR-95/16	0,300700	0,337300
Line21	T415/3	T415/1	0,3000	ABC	ACSR-95/16	0,300700	0,337300
Line22	t47	T47/1	0,0210	ABC	XLPE-95-AL	0,311400	0,355800
Line24	t47	T50A	0,3000	ABC	ACSR-95/16	0,300700	0,337300
Line25	T50A	T57B	0,9800	ABC	ACSR-95/16	0,300700	0,337300
Line26	T35	T42A	0,7000	ABC	ACSR-95/16	0,300700	0,337300
Line27	T42A	t47	0,4640	ABC	ACSR-95/16	0,300700	0,337300
Line28	NODE85_4X	T352	0,7280	CA	ACSR-50/8	0,595100	0,371400
Line29	135/33/63	T133/71	0,5000	ABC	XLPE-70-AL	0,443000	0,367400
Line31	133/81	33/88	0,4000	ABC	XLPE-70-AL	0,443000	0,367400
Line32	T133/71	133/81	0,6550	ABC	XLPE-70-AL	0,443000	0,367400
Line1	NODE93_4X	135/36	0,2230	CA	XLPE-50-AL	0,574800	0,375500
Line5	135/36	135/51	0,9160	CA	XLPE-50-AL	0,574800	0,375500
Line7	NODE96_4X	135/61	0,8890	CA	XLPE-70-AL	0,443000	0,367400
Line23	T60B-13	NODE114_4X	1,1940	B	XLPE-70-AL	0,443000	0,367400
Line30	NODE111_4X	T60B-13	0,9880	ABC	XLPE-70-AL	0,443000	0,367400
Line33	T12	NODE24	0,0500	ABC	XLPE-70-AL	0,443000	0,367400
Line34	T457/4	T24/11	0,5060	ABC	XLPE-70-AL	0,443000	0,367400
Line35	T35	35A-1	0,0150	ABC	XLPE-70-AL	0,443000	0,367400
Line36	NODE16_4X	NODE33	0,1300	ABC	ACSR-185/24	0,154000	0,328700
Line37	NODE33	NODE30_4X	0,1300	ABC	ACSR-185/24	0,154000	0,328700
Line38	NODE33	NODE35	0,2360	ABC	XLPE-70-AL	0,443000	0,367400
Line39	T24/11	NODE36	0,1000	ABC	XLPE-95-AL	0,311400	0,355800
Line40	NODE36	NODE37	1,0000	ABC	XLPE-95-AL	0,311400	0,355800
Line44	NODE37	NODE38	0,0500	ABC	XLPE-95-AL	0,311400	0,355800
Line47	T236	NODE39	0,1500	ABC	ACSR-50/8	0,595100	0,371400
Line48	NODE39	NODE65_4X	0,3000	ABC	ACSR-50/8	0,595100	0,371400
Line49	NODE39	NODE40	0,2000	ABC	XLPE-95-AL	0,311400	0,355800
Line50	NODE40	NODE41	0,0500	ABC	XLPE-95-AL	0,311400	0,355800
Line52	NODE41	NODE42	0,0500	ABC	XLPE-95-AL	0,311400	0,355800
Line33~	T20A	NODE24~	0,0200	ABC	XLPE-70-AL	0,443000	0,367400
Line23~	T413A	NODE114_4X~	1,1940	ABC	XLPE-70-AL	0,443000	0,367400
Line26_4X~	T346/1	NODE44	0,2740	ABC	ACSR-120/19	0,244000	0,342500
Line23~~	T134A	NODE114_4X	0,2400	ABC	XLPE-70-AL	0,443000	0,367400

Bảng 1.8: Thông số dây dẫn xuất tuyến 477.

CHƯƠNG 2: KHÁI NIỆM TỒN THẤT ĐIỆN NĂNG VÀ CÁC PHƯƠNG PHÁP TÍNH TOÁN TỒN THẤT ĐIỆN NĂNG TRÊN LƯỚI ĐIỆN PHÂN PHỐI.

2.1. Khái niệm tổn thất điện năng.

2.1.1. Định nghĩa tổn thất điện năng.

Tổn thất điện năng là phần năng lượng bị mất đi trong quá trình truyền tải. Tổn thất điện năng trong một phần tử nào đó của mạng phụ thuộc chủ yếu vào tính chất của phụ tải và sự thay đổi của phụ tải trong thời gian xét.

Nếu như phụ tải của đường dây không thay đổi và tổn thất công suất tác dụng trên đường dây là ΔP thì tổn thất điện năng trong thời gian t bằng.

$$\Delta A = \Delta P \cdot t$$

2.1.2. Phân loại tổn thất điện năng.

Tổn thất điện năng trên lưới điện là lượng điện năng tiêu hao trong quá trình truyền tải và phân phối điện khi tải điện từ ranh giới giao nhận với các nhà máy phát điện qua lưới truyền tải, lưới điện phân phối đến các hộ tiêu thụ điện. TTĐN còn được gọi là điện năng dùng để truyền tải và phân phối điện. Trong quản lý, TTĐN được chia ra TTĐN kỹ thuật và TTĐN phi kỹ thuật.

Tổn thất điện năng kỹ thuật là tiêu hao điện năng tất yếu xảy ra trong quá trình truyền tải và phân phối. Do dây dẫn, máy biến áp, thiết bị trên lưới đều có trở kháng, khi dòng điện chạy qua gây tiêu hao điện năng do phát nóng MBA, dây dẫn và các thiết bị điện; ngoài ra đường dây dẫn điện cao áp từ 110kV trở lên còn có tổn thất vầng quang; dòng điện qua cáp ngầm, tụ điện còn có tổn thất do điện môi, đường dây điện đi song song với đường dây khác như dây chống sét, dây thông tin.... có tổn hao điện năng do hồ cảm. Tổn thất điện năng kỹ thuật bao gồm:

a. Tổn thất điện năng trên đường dây.

❖ Đường dây có 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 sau :

$$\Delta P_{A1} = \frac{S_1^2}{U_{dm}^2} \cdot R_{A1}$$

❖ Đường dây có n phụ tải.

Với đường dây có n phụ tải, ΔP_{Σ} vẫn được tính theo công thức tổn thất trên với sự thay đổi là điện trở các đoạn đường dây, còn τ vẫn được tính theo công thức sau.

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

$$T_{\max tb} = \frac{\sum_{i=1}^n S_i T_{\max i}}{\sum_{i=1}^n S_i}$$

Trong đó:

S_i : phụ tải thứ i

N: số phụ tải trên đường dây

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

Khi đó: $\Delta A_{\Sigma} = \Delta P_{\Sigma} \cdot \tau_{tb}$

b. Tổn thất điện năng qua 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 máy biến áp.
- Thành phần phụ thuộc vào phụ tải được xác định theo thời gian tổn thất công suất cực đại τ .

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

$$\Delta A_B = \Delta P_0 \cdot T_b + \Delta P_{\max} \cdot \tau = \Delta P_0 \cdot T_b + \Delta P_n \frac{S_{\max}^2}{S_{dm}^2} \cdot \tau$$

Trong đó:

T_b : là thời gian vận hành năm của MBA : 8500~8760h

$S_{\max}$: công suất cực đại đi qua MBA theo biểu đồ phụ tải.

S_{dm} : công suất định mức của MBA.

$\Delta P_0, \Delta P_n$: tổn thất không tải và tổn thất ngắn mạch của MBA

Khi có n máy biến áp làm việc song song tổn thất điện năng trong chúng sẽ là:

$$\Delta A = n.\Delta P_0.t + \frac{\Delta P_n}{t} \frac{S_{\max}^2}{S_{dm}^2} .\tau$$

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:

$$\Delta A = n.\Delta P_0.t + \frac{\Delta P_n}{t} \sum_{i=1}^m \frac{S_i^2}{S_{dm}^2} .t_i$$

Tổn thất điện năng phi kỹ thuật hay còn gọi là TTĐN thương mại do tình trạng vi phạm trong sử dụng điện như: lấy cắp điện dưới nhiều hình thức (câu móc điện trực tiếp, tác động làm sai lệch mạch đo đếm điện năng, gây hư hỏng, chét cháy công tơ, các thiết bị mạch đo lường..v.v.); do chủ quan của người quản lý khi công tơ chét, cháy không thay thế kịp thời, bỏ sót hoặc ghi sai chỉ số; do không thực hiện đúng chu kì kiểm định và thay thế công tơ định kì theo quy định... Dẫn đến điện năng bán cho khách hàng đo qua hệ thống đo đếm thấp hơn so với điện năng khách hàng sử dụng.

2.2. Các phương pháp tính toán tổn thất điện năng.

Vấn đề xác định tổn thất điện năng trong mạng điện hiện nay là nhiệm vụ hết sức thiết thực, không những đối với các cơ quan quản lý và phân phối điện mà ngay cả đối với các hộ dùng điện. Phương pháp xác định tổn thất điện năng thông thường nhất là so sánh sản lượng điện năng đầu vào và đầu ra nhưng thường mắc phải những sai sót lớn do một số nguyên nhân sau đây:

- Không thể lấy đồng thời chỉ số các công tơ tại đầu nguồn và ở các điểm tiêu thụ điện năng.
- Nhiều điểm tải còn thiếu thiết bị đo, hoặc thiết bị đo không phù hợp với phụ tải.
- Số chủng loại đồng hồ đo rất đa dạng với nhiều mức sai số khác nhau, đó là chưa nói đến việc chỉnh định đồng hồ đo chưa chính xác, hoặc không thể chính xác do chất lượng điện không đảm bảo.

Đương nhiên, có thể sử dụng phương pháp đo hiện đại như đồng hồ đo tổn thất để nâng cao độ chính xác của phép đo, nhưng như vậy sẽ rất tốn kém và phức tạp; không phù hợp với điều kiện kinh tế ở nước ta.

Do vậy, ta phải áp dụng các phương pháp tính toán tổn thất điện năng cũng như của lưới điện phân phối.

Hiện nay có nhiều phương pháp tính toán tổn thất điện năng. Mỗi phương pháp đặc trưng bởi những thông số tính toán ban đầu. Vậy nên lựa chọn phương pháp tính toán nào mà thông số tính toán ban đầu dễ thu thập, kết quả tính toán chính xác cao là một nghiên cứu cần thiết.

Sau đây là một số phương pháp được lựa chọn để tính toán tổn thất điện năng trên lưới điện phân phối.

2.2.1. Phương pháp xác định điện năng tiêu thụ.

Lượng điện năng sản xuất hay tiêu thụ trong khoảng thời gian t được xác định trên cơ sở đồ thị phụ tải năm của chúng. Diện tích được giới hạn bởi trục tung và đường cong P_t của đồ thị xác định điện năng sản xuất hay tiêu thụ trong khoảng thời gian t . Từ đó ta có:

$$A = \int_0^T P_t dt$$

Thực tế, việc tính toán chính xác giá trị $\int_0^T P_t dt$ là không thể thực hiện được bởi quan hệ của P_t theo thời gian là không khả tích. Do đó ta chỉ có thể tính gần đúng tích phân trên khi có đồ thị phụ tải cho trước. Trong trường hợp không có đồ thị phụ tải ta có thể xác định lượng điện năng tiêu thụ thông qua thời gian sử dụng công suất cực đại theo biểu thức:

$$A = P_{\max} \cdot T_{\max}$$

Trường hợp đơn giản nhất khi công suất sản xuất hay tiêu thụ P không thay đổi trong suốt thời gian sử dụng t thì lượng điện năng được xác định theo biểu thức sau:

$$A = P \cdot t$$

2.2.2. Phương pháp dòng điện trung bình bình phương I_{tb}

I_{tb} : Là dòng điện quy ước có giá trị không đổi chạy trên đường dây trong suốt thời gian T và gây nên lượng tổn thất điện năng ΔA bằng lượng tổn thất điện năng thực tế ΔA do dòng điện biến thiên thực tế gây ra.

$$\Delta A = \int_0^T 3RI_t^2 dt = 3RI_{tb}^2 \cdot T$$

Từ công thức trên, với thời gian một năm ta có:

$$I_{tb}^2 = \frac{\int_0^{8760} I(t)^2 dt}{8760}$$

Dòng điện I_{tb} có thể được xác định được nếu biết đồ thị phụ tải năm theo thời gian t . Nếu đồ thị phụ tải cho dưới dạng công suất thì:

$$\Delta A = \frac{S_{tb}^2}{U^2} \cdot R \cdot t$$

Hoặc tính I_{tb} theo công thức kinh nghiệm:

$$I_{tb} = I_{\max}(0,12 + T_{\max} \cdot 10^{-4})^2$$

Hoặc theo công thức kinh nghiệm sau:

$$I_{tb} = I_{\max} \cdot \sqrt{T_{\max} / \tau}$$

2.2.3. Phương pháp thời gian tổn thất công suất lớn nhất τ .

Từ định nghĩa về thời gian tổn thất công suất lớn nhất τ khi biết giá trị công suất cực đại $P_{\max}$ (hay $I_{\max}$) thì tổn thất điện năng trong mạng điện được xác định theo biểu thức sau:

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

$$\text{Trong đó: } T_{\max} = \frac{\sum_{i=1}^n P_i \cdot t_i}{P_{\max}}$$

Hoặc xác định τ theo công thức kinh nghiệm sau:

$$\tau = 2T_{\max} - 8760 + \frac{8760 - T_{\max}}{1 - \frac{T_{\max}}{8760} - \frac{P_{\min}}{P_{\max}}} \cdot \left(1 - \frac{P_{\min}}{P_{\max}}\right)^2$$

Tổn thất điện năng trên đường dây có nhiều phụ tải bằng tổng tổn thất điện năng trên các đoạn đường dây.

$$\Delta A_{\Sigma} = \Delta A_1 + \Delta A_2 + \Delta A_3 + \dots$$

Trong đó: $\Delta A_1, \Delta A_2, \Delta A_3, \dots$ tổn thất điện năng trên các đoạn đường dây 1, 2, 3,

Đối với các đường dây điện áp $U \geq 330\text{kV}$ cần phải tính đến tổn thất điện năng do vàng quang sinh ra. Như vậy, tổn thất điện năng trên đường dây siêu cao áp là:

$$\Delta A = \Delta P_{\max} \cdot \tau + \Delta P_k \cdot t$$

Trong đó:

ΔP_k : Tổn thất vàng quang trên đường dây

t: Thời gian vận hành trong một năm $t = 8760\text{h}$.

2.3. Lựa chọn phương pháp.

Trong đồ án này, Sử dụng phương pháp thời gian tổn thất công suất lớn nhất τ và kết hợp tính toán bằng công thức kinh nghiệm của Điện Lực Đức Cơ để tính toán tổn thất điện năng đối với hai xuất tuyến 471 và 477 lưới 22/0,4kV huyện Đức Cơ, Tỉnh Gia Lai.

CHƯƠNG 3: MÔ PHỎNG, TÍNH TOÁN VÀ ĐÁNH GIÁ TỔN THẤT ĐIỆN NĂNG TRÊN LƯỚI.

3.1. Sử dụng phần mềm PSS/ADEPT mô phỏng lưới điện.

3.1.1. Giới thiệu phần mềm.

Trong các phần mềm tính toán và phân tích lưới điện hiện nay, phần mềm PSS/ADEPT của Shaw Power Technologies, Inc được sử dụng rất phổ biến. Mỗi phiên bản tùy theo yêu cầu người dùng được bán kèm khóa cứng dùng chạy trên máy đơn hay máy mạng. Với phiên bản chạy trên đơn và khóa cứng kèm theo, chỉ chạy được trên một máy tính duy nhất.

Hiện nay có nhiều phần mềm giải tích lưới điện với các chức năng phân tích tính toán như: Phân bố công suất, ngắn mạch, đặt tụ bù tối ưu, phối hợp bảo vệ.v.v ... Với các sản phẩm thương mại như: APEN Oneliner, họ PSS/*, CYME, EMTP, VPro.v.v ... Các phần mềm này có thuật toán phức tạp và thường phải qua tập huấn mới sử dụng được.

Phần mềm PSS/ADEPT (Shaw Power Technologies, Inc) là một phần mềm phân tích và tính toán lưới điện rất mạnh, phạm vi áp dụng cho lưới điện cao thế cho đến hạ thế với qui mô số lượng nút không hạn chế và hoàn toàn có thể áp dụng rộng rãi trong các Công ty Điện lực.

Phần mềm PSS/ADEPT được phát triển dành cho các kỹ sư và nhân viên kỹ thuật trong ngành điện. Nó được sử dụng như một công cụ để thiết kế và phân tích lưới điện phân phối. PSS/ADEPT cũng cho phép chúng ta thiết kế, chỉnh sửa và phân tích sơ đồ lưới và các mô hình lưới điện một cách trực quan theo giao diện đồ họa với số nút không giới hạn. Tháng 04-2004, hãng Shaw Power Technologies đã cho ra đời phiên bản PSS/ADEPT 5.0 với nhiều tính năng bổ sung và cập nhật đầy đủ các thông số thực tế của các phần tử trên lưới điện.

PSS/ADEPT (The Power System Simulator/Advanced Distribution Engineering Productivity Tool) là công cụ phân tích lưới điện phân phối.

PSS/ADEPT gồm có các chức năng sau :

- 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.
- Tính toán ngắn mạch tại 01 điểm hay nhiều điểm (All Fault): Tính toán ngắn mạch trên 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 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 tụ bù cố định và tụ bù ứng động sao cho tổn thất điện năng trên lưới là thấp nhất.
- Tính toán phân tích sóng hài (Harmonic): Phân tích các thông số và thành phần sóng hài trên lưới.
- Phối hợp các thiết bị bảo vệ (Protection and Coordination).
- Phân tích đánh giá 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,....
- Bài toán tính toán các thông số đường dây (Line Properties Caculator): Tính toán các thông số của đường dây truyền tải.

PSS/ADEPT giúp phân tích và tính toán lưới điện. Tính toán và hiển thị các thông số về dòng (I), công suất (P, Q) của từng tuyến dây (đường trục và nhánh rẽ), đánh giá tình trạng mang tải của tuyến dây thông qua chức năng phân bố công suất (Load Flow Analysis). Tính toán xác định vị trí bù tối ưu (CAPO, tối ưu hóa việc đặt tụ bù). Tính các thông số SAIFI, SAIDI, CAIFI, CAIDI đánh giá độ tin cậy của tuyến dây thông qua chức năng DRA. Tính toán dòng ngắn mạch thông qua chức năng Fault, Fault All. Chọn điểm dừng lưới tối ưu (TOPO): chương trình cho ta biết điểm dừng lưới ít bị tổn thất công suất nhất trên tuyến dây đó. Khởi động động cơ (Motor Starting): chương trình tính toán phân tích các quá trình xảy ra, ảnh hưởng như thế nào đến tuyến dây, khi có động cơ (đồng bộ hay không đồng bộ) với công suất lớn, khi khởi động trong tuyến dây. Phân tích sóng hài (Harmonics). Phối hợp các thiết bị bảo vệ (Protection Coordination). Hỗ trợ cho công tác thiết kế, phát triển lưới điện bằng cách sử dụng kết quả tính toán của chương trình tại mọi thời điểm. Dự đoán được quá tải các phần tử trên lưới điện.

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

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

- Thu thập các thông số của lưới điện như: chủng loại, thiết diện và chiều dài dây dẫn, máy biến áp, các 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 hoạ 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 có dạng text có đuôi mở rộng *.con. Người sử dụng phần mềm có thể soạn thảo file*.con bằng cách soạn 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 đồ án tốt nghiệp, chỉ sử dụng 2 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 hoá vị trí lắp đặt tụ bù (CAPO).

3.1.3. Phân tích chức năng sử dụng trong PSS/ADEPT.

a. Tính toán về phân bố công suất Load Flow.

Phần mềm PSS/ADEPT giải bài toán phân bố công suất bằng các phép lặp (iterations). 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 tổn thất công suất phản kháng trong mạng điện, vị trí đầu phân áp của các máy biến áp trong trường hợp giữ điện áp nút nào đó trong giới hạn cho phép...

b. Phương pháp tính toán tối ưu hoá vị trí lắp đặt tụ bù CAPO của phần mềm PSS/ADEPT.

CAPO là bài toán 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 hoá biến thiên phụ tải theo thời gian hoặc các yếu tố khác.

Khi đặt tụ bù ứng động, CAPO cũng tính luôn độ tang 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.

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

Để thiết lập các thông số kinh tế này, chọn **Network-> Economics** từ thanh công cụ chính.

Parameter	Value
Price of electrical energy (per kWh)	1150
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)	256118
Installation cost for switched capacitor banks (per kvar)	352271
Maintenance rate for fixed capacitor banks (per kvar-yr)	6962
Maintenance rate for switched capacitor banks (per kvar-yr)	17027

Hình 3.1: Hộp thoại Economics đầu vào bài toán CAPO.

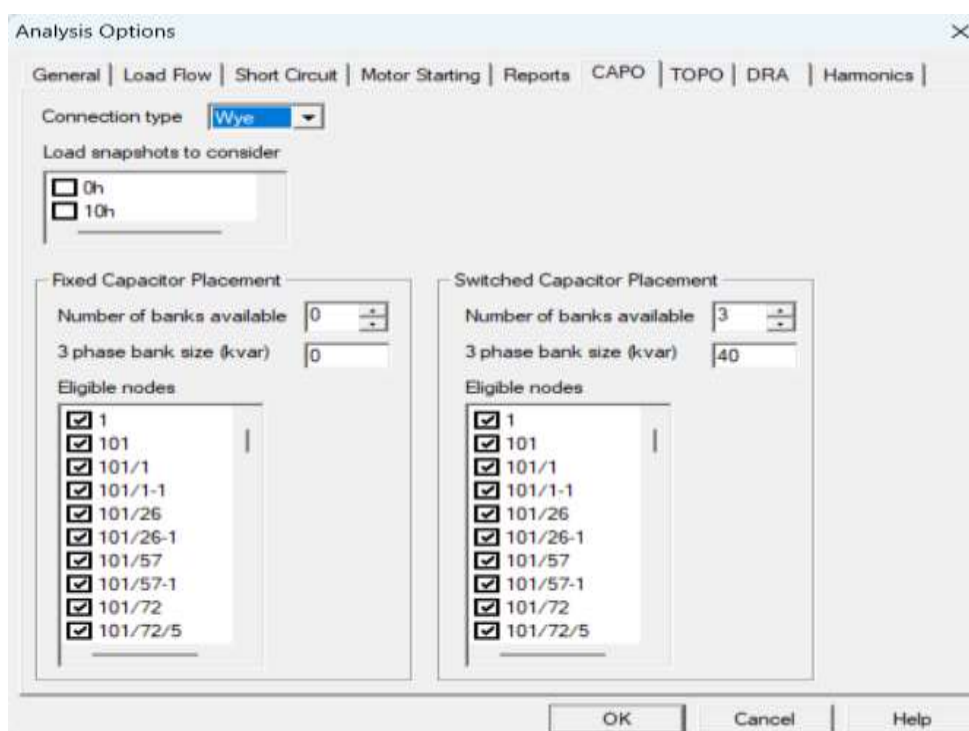
Nhập dữ liệu kinh tế vào mô hình:

- Price of electrical energy (per kWh): Giá điện năng tiêu thụ mỗi kWh, cP. CAPO không bắt buộc đơn vị tiền tệ phải sử dụng, chúng ta có thể sử dụng bất cứ đơn vị tiền tệ nào miễn sao đảm bảo tính nhất quán giữa các biến số.
- 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 tụ 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.

- 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.

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

Để thiết lập các tùy chọn này, chọn **Analysis->Options->** chọn CAPO từ trình đơn chính.



Hình 3.2: Hộp thoại Analysis Option bài toán 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.

- 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 kết quả tính toán vị trí đặt tụ bù tối ưu và xuất kết quả.

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

3.1.4. Nhập thông số thiết bị.

a. Nguồn.

Yêu cầu dữ liệu:

- Tên nguồn (nên đặt là: tên trạm+ phát tuyến, vd: ĐZ 472 E3.12).
- Loại điện áp định mức.
- Công suất định mức.
- Tổng trở thứ tự thuận và thứ tự nghịch của nguồn.

Trong đó:

Tổng trở thứ tự thuận và thứ tự nghịch của nguồn được tính toán từ giá trị Công suất định mức, dòng ngắn mạch 1 pha và 3 pha tại nút nguồn theo công thức sau:

$$Z_1 = \frac{S_{base_rating}}{U_{dm} * I_{f3\phi}} \text{ và } Z_0 = \frac{3 * S_{base_rating}}{U_{dm} * I_{f1\phi}} - 2Z_1$$

Hình 3.3: Hộp thoại nguồn (Source)

Thông thường do ta chỉ có được giá trị biên độ của dòng ngắn mạch 1 pha và 3 pha tại nút nguồn và $R_1 \ll X_1$, $R_0 \ll X_0$ nên chấp nhận $X_1 \sim Z_1$ và $X_0 \sim Z_0$ nghĩa là $R_1 = R_0 = 0$.

Quy ước khi mô hình lưới điện 22kV thanh cái 22kV của trạm 110kV được mô hình bằng 1 nguồn với công suất của nguồn là S_{dm} của MBA nối với thanh cái 22kV đó.

b. Máy biến áp.

Yêu cầu dữ liệu:

- Tên máy biến áp (đặt theo tên trạm Biến áp).
- Công suất định mức.
- Điện áp định mức mỗi pha.
- Tổng trở thứ tự thuận và thứ tự nghịch của máy biến áp.
- Kiểu đấu dây.
- Hệ số quá tải.
- Loại máy biến áp.

Hình 3.4: Hộp thoại MBA

- Node thay đổi điện áp.

c. Dây dẫn.

Yêu cầu dữ liệu:

- Tên đường dây, số pha (1pha, 3pha)
- Chiều dài đường dây
- Loại dây
- Dòng điện định mức
- Tổng trở thứ tự thuận, thứ tự không của đường dây.

Hình 3.5: Hộp thoại dây dẫn.

d. Phụ tải.

Yêu cầu dữ liệu:

- Tên phụ tải
- Loại tải
- Tính chất của phụ tải
- Công suất tác dụng
- Công suất phản kháng

Hình 3.6: Hộp thoại phụ tải

3.2. Tổn thất điện năng trong xuất tuyến.**3.2.1. Xuất tuyến 471.****3.2.1.1. Dữ liệu tính toán.****a. Tổn thất sắt (ΔP_{FE}) trong máy biến áp.**

Tổn thất sắt, còn được gọi là tổn thất không tải hoặc tổn hao lõi, là công suất mà máy biến áp tiêu thụ khi nó được nối với nguồn điện nhưng không nối với tải.

Tên máy biến áp	Tổn thất không tải $\Delta P(W)$	Tên máy biến áp	Tổn thất không tải $\Delta P(W)$
TBA Anh Hùng Núp	191	TBA làng Poong 2	190
TBA C1-2 Công ty 74	235	TBA Làng Poong 3	190
TBA C2 Công ty 74	197	TBA làng Poong nhỏ	67
TBA C4 Công ty 74	338	TBA Làng Sung Nhỏ	67
TBA C8 Công ty 74	195	TBA Làng Tang	67
TBA Cách Mạng	183,3	TBA Lâm Túc 2	195
TBA Cầu Sơn	74	TBA Lê Kim	195
TBA Công ty 74	442	TBA Lê Kim 2	195
TBA Cơ quan Cty 74	195	TBA Lê Kim 3	190
TBA Dục Lã	235	TBA NLMT Dũng Khải Gia Lai	1300
TBA Dục Lã 2	195	TBA NLMT Lê Thúy Gia Lai	1300
TBA Dục Ngol	168	TBA NLMT Quang Lạc Gia Lai	1300
TBA Đoàn Kết	235	TBA NLMT Tân Thịnh Phát	960
TBA Đoàn Kết 2	195	TBA NMM 2 Công ty 74	1300
TBA Đội 1 Công ty 74	190	TBA NMM công ty 74	1300
TBA Đội 3 Cty 74	195	TBA Nghĩa Trang	394
TBA Dục Ngol 2	235	TBA Nguyễn Hiệu	186
TBA Hồng Hà	373	TBA Sung Kép	195
TBA Hồng Trú GL	215	TBA Sung Kép 2	183,3
TBA Huỳnh Thúc Kháng	195	TBA Sung Le	195
TBA Ia Dục	338	TBA Sung Lớn	190
TBA Ia Dục 2	183,3	TBA Sung lớn 2	190
TBA Ia Kla	168	TBA Sung lớn 3	190
TBA Ia Kla 2	195	TBA Sung Tung	408
TBA Ia Mang	195	TBA TBA NLMT Phát Lê GL	960
TBA Khu Công Nghiệp	235	TBA TDP 7 số 1	195
TBA Làng Đo	190	TBA TDP 7 số 2	195
TBA Làng Đo	190	TBA Thôn Lâm Túc	442
TBA Làng Ghè	190	TBA Thủy điện IaKrel (17)	571
TBA Làng Ghè 2	190	TBA Thủy Tuấn Phát	442
TBA Làng Ghè 3	190	TBA Trại Chăn Nuôi Bò	386
TBA Làng Ghè 3	190	TBA Trạm Bơm Công Ty 74	195
TBA Làng Lang	190	TBA Trần Trung Đoàn	195
TBA Làng Mới	67	TBA Trường dạy nghề	195
TBA Làng Mới 2	67	TBA Xóm mới làng Lang	190

TBA Làng Poong	190	Tổng(W)	21977,9
----------------	-----	----------------	---------

Bảng 3.1: Tổn thất không tải trong MBA xuất tuyến 471.

b. Tổn thất đồng (ΔP_{CU}) trong máy biến áp.

Tổn thất đồng hay tổn thất điện trở gây ra do điện trở ohmic của dây đồng dùng làm dây quấn. Công suất bị chuyển hóa thành nhiệt do dòng điện trong dây dẫn cuộn sơ cấp và thứ cấp. Tổn thất đồng tỉ lệ thuận với bình phương dòng điện chạy qua dây dẫn. Dòng điện này phụ thuộc vào tải được kết nối và thay đổi theo tải nên được xếp vào loại tổn thất biến đổi.

Tên Máy Biến áp	Tổn thất có tải $\Delta P(W)$	Tên Máy Biến áp	Tổn thất có tải $\Delta P(W)$
C2CTy74	46	IAKLA	19
C1-2CTy74	178	LamToc	26
C8CTy74	83	LAMTOC2	16
Doklah	49	KHUCN	97
LeKim	186	NGUYENHIEU	639
LSungNho	7	ThuyTuanPhat	150
LSunglon	32	XMLLANG	27
IaDok	66	LANGLANG	213
LangDo	46	LANGMOI2	13
Langghe	76	LANGPOONG2	6
LangMoi	16	LANGPOONG	18
NMCB74	145	Truongdaynge	6
IAKLA2	37	DOKNGOL2	32
SUNGKEP	17	LANGGHE2	2.751
CTY74	92	LGHE3	2.752
DOIICTY74	88	LANGDO	2.751
Sungle	59	AnhhungNup	72
SungTung	70	HThucKhang	287
Dokngol	11	TDP72	58
LangSungl2	28	TDP71	58
CoquanCty74	209	Cachmang	29
Doi3cty74	50	SungKep2	73
TBom74	120	CauSon	17
DokLah2	49	Doanket	150
C4Cty74	75	HongTrucGL	565
Channuoibo74	17	TranTrungDoa	19
Nghiatrang	136	IaDok2	46
IAMANG	76	LangSungl3	32
NMCB74SO2	110	LangPoongnho	7
LeKim2	18	LANGPOONG3	2
LANGTANG	25	LeHongHa	17
Tổng(W)			13169

Bảng 3.2: Tổn thất có tải trong MBA xuất tuyến 471.

c. Tồn thất công suất tác dụng trong thiết bị bù.

Tên Tủ Bù	Node đặt tụ	Tổng dung lượng(kVar)	Dung lượng từng pha(kVar)			Cấp điện áp(kV)	Kiểu đấu nối	Giới hạn điện áp	
			PhaseA	PhaseB	PhaseC			Thấp	Cao
TuTrungap	171	300,00	100,00	100,00	100,00	22,000	Wye	0,950	1,050
TuC4Cty74	101/1-1	40,00	13,33	13,33	13,33	0,400	Wye	0,950	1,050
TuDoanKet	101/8/11-1	40,00	13,33	13,33	13,33	0,400	Wye	0,950	1,050
TuCty74	102-1	40,00	13,33	13,33	13,33	0,400	Wye	0,950	1,050
TuC1-C2Cty74	146A-1	30,00	10,00	10,00	10,00	0,400	Wye	0,950	1,050
TuLeKim	218/1/40-1	30,00	10,00	10,00	10,00	0,400	Wye	0,950	1,050

Bảng 3.3: Thiết bị tụ bù trên xuất tuyến 471.

Ta có, tổng dung lượng bù là:

$$\sum Q_{bu} = 300 + 3.40 + 2.30 = 480kVar$$

Tồn thất công suất tác dụng trong thiết bị bù:

$$\Delta P_b = 0,05\% . \sum Q_{bu} = 0,005.480 = 2,4kW$$

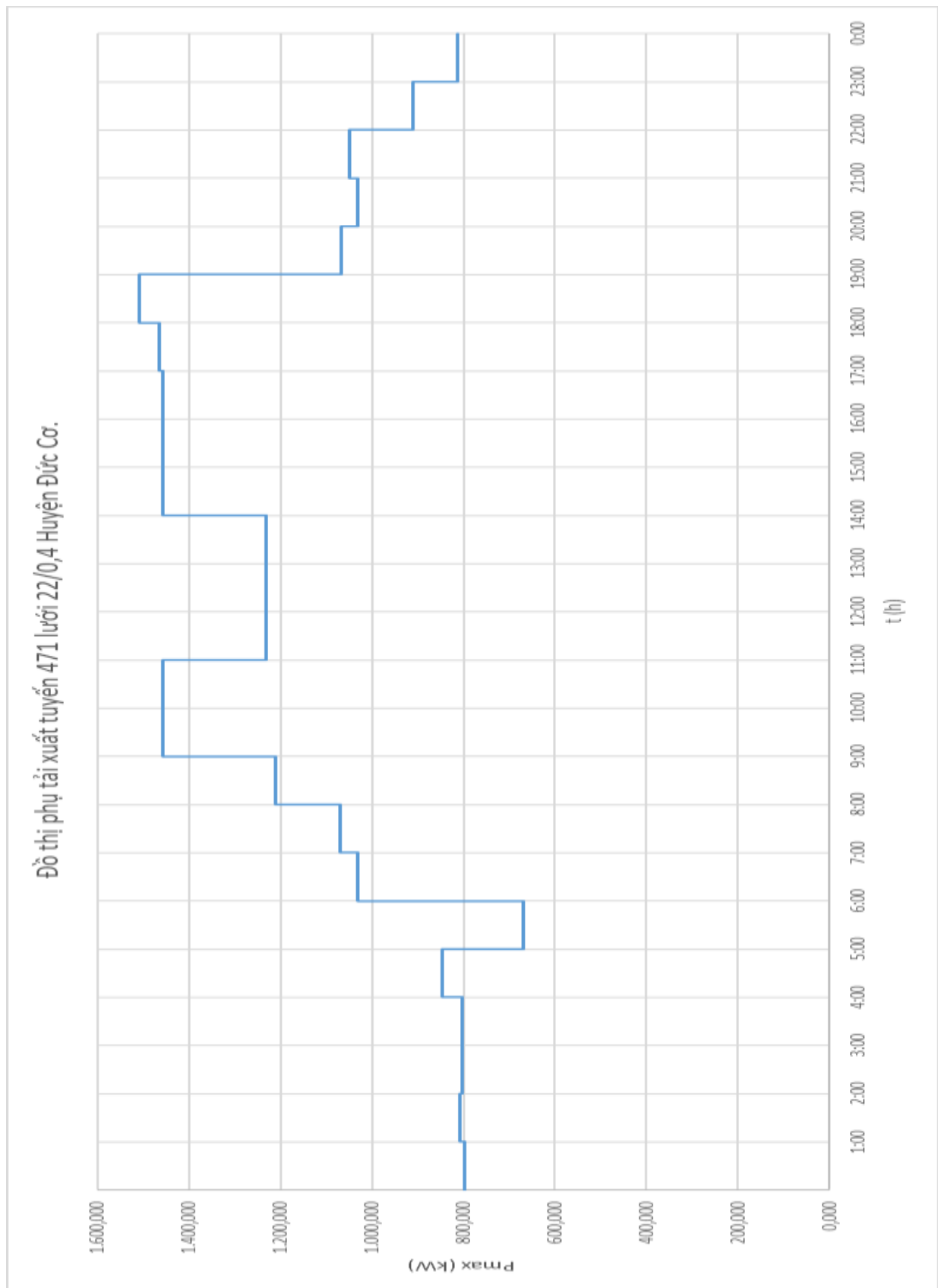
Mà:

- 0,05%: Tỷ lệ tồn thất công suất tác dụng trong một đơn vị dung lượng bù (kW/kVar).

d. Đồ thị phụ tải điện hình trong tháng 1 của xuất tuyến 471.

Thời gian	Ppt Trung bình(kW)	Thời gian	Ppt Trung bình(kW)
0:00:00	798,000	12:00:00	1231,970
1:00:00	808,000	13:00:00	1231,970
2:00:00	803,333	14:00:00	1457,741
3:00:00	802,000	15:00:00	1457,741
4:00:00	845,333	16:00:00	1457,741
5:00:00	668,000	17:00:00	1464,667
6:00:00	1032,000	18:00:00	1508,000
7:00:00	1070,000	19:00:00	1066,667
8:00:00	1211,347	20:00:00	1031,333
9:00:00	1457,741	21:00:00	1048,667
10:00:00	1457,741	22:00:00	910,000
11:00:00	1231,970	23:00:00	812,000
Tổng(W)			26863,962

Bảng 3.4: Công suất phụ tải trung bình trong 1 ngày của xuất tuyến 471.



Hình 3.7: Biểu đồ phụ tải điện hình tháng 1/2025 xuất tuyến 471.

3.2.1.2. Tính toán tổn thất điện năng.

Dựa vào biểu đồ phụ tải tháng 1/2025, ta tính toán được $T_{\max}$ theo công thức sau:

$$T_{\max} = \frac{\sum_{i=1}^n P_i \cdot t_i}{P_{\max}} = \frac{(P_{0h} + P_{1h} + \dots + P_{23h}) \cdot 30}{P_{\max}} \cdot 12 = \frac{26863 \cdot 30}{1508} \cdot 12$$

$$= 6412,918h$$

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

$$\tau = (0,124 + T_{\max} \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 = ((0,124 + 6412,918 \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760) / 12$$

$$= 427,54h$$

Ta có tổn thất điện năng trong xuất tuyến được xác định như sau:

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

$$= (7,415 + 2,4 + 13,169) \cdot 427,54 + 21,98 \cdot 720 = 25652,18kWh$$

3.2.1.3. Theo công thức kinh nghiệm của Điện Lực Đức Cơ.

Ta xác định tổn thất điện năng trên toàn xuất tuyến dựa theo công thức kinh nghiệm sau:

$$\Delta A = \Delta P_{Fe} \cdot t + (\Delta P_{\max} \cdot K_{dt} \cdot t_{giao}) + \Delta A_{NLMT}$$

$$= 21,98 \cdot 720 + (20,538 \cdot 450 \cdot 0,57) + 4793,4 = 25886,997kWh$$

Trong đó:

$\Delta P_{\max}$: Tổn thất công suất cực đại tại thời điểm không ảnh hưởng bởi năng lượng mặt trời trong PSS/Adept.

K_{dt} : Hệ số đồng thời.

ΔA_{NLMT} : Tổn thất công suất khi năng lượng mặt trời phát ngược về nguồn.

- ❖ **Kết luận:** Qua kết quả tính toán giữa 2 phương pháp với nhau, ta thấy giữa 2 kết quả có sự sai lệch nhưng không quá lớn. Vì vậy, có thể kết luận được kết quả tính toán bằng phương pháp thời gian tổn thất công suất cực đại τ là đúng so với kết quả tính toán thực tế tại Điện Lực Đức Cơ.

3.2.2. Xuất tuyến 477**3.2.2.1 dữ liệu tính toán****a. Tổn thất sắt (ΔP_{FE}) trong máy biến áp.**

Tổn thất sắt, còn được gọi là tổn thất không tải hoặc tổn hao lõi, là công suất mà máy biến áp tiêu thụ khi nó được nối với nguồn điện nhưng không nối với tải.

Tên thiết bị	Tổn thất không tải (W)	Tên thiết bị	Tổn thất không tải (W)
TBA Công Ty 75	195	TBA Làng Klũ	235
TBA Cơ quan Công ty 75	408	TBA Làng Krel	92
TBA Chư Ty 1	235	TBA Làng Krol	92
TBA D2	195	TBA Làng Krol 2	190
TBA Dít Le	183,3	TBA Làng Khóp	84
TBA Dít Le 2	442	TBA làng Khóp 2	96
TBA Dít Rông 1	168	TBA Làng Neh	190
TBA Dít Rông 2	235	TBA Làng Neh 2	67
TBA Dít Tú	195	TBA Làng Phang	92
TBA Dít Tú 2	195	TBA Làng Phang 2	67
TBA Dít Tú 3	71	TBA Mai Hữu Thắng	195
TBA Đội 1 Cty 75	195	TBA NLMT Công Hòa Gia Lai	960
TBA Đội 3 Công ty 75	960	TBA NLMT Công ty TNHH MTV Huỳnh Gia Vũ	960
TBA Đồng Tâm 1	68	TBA NLMT Đăng Cường Gia Lai	960
TBA Đồng Tâm 2	63,9	TBA NLMT Greenworld Việt Nam	960
TBA Đồng Tâm 3	63,9	TBA NLMT Mekong Energy Việt Nam	960
TBA Đồng Tâm 4	195	TBA NLMT Quốc Thắng Farm	960
TBA Hồ Nghĩa Ngọ	168	TBA NLMT Việt Khoa Gia Lai	960
TBA Huyện Đội	168	TBA NLMT Xuân Vắn	960
TBA Ia Gôn	408	TBA NMCB CS Cty 75	820
TBA Ia Gôn 2	195	TBA NMCB số 2 Cty 75	720
TBA Ia Gôn 3	195	TBA NMXL nước thải Cty 75	442
TBA Ia Krel	195	TBA Ngo le 1	235
TBA Ia Krel 2	183,3	TBA Ngo le 2	67
TBA Ia Lang	235	TBA Ngo Rông	442
TBA Ia Lang 2	195	TBA Ngo Rông 2	408
TBA Ia Lâm 2	56	TBA Ngo Rông 3	195
TBA Làng A	190	TBA Ngo Rông 4	74
TBA Làng A (máy số 2)	190	TBA Nguyễn Cảnh Điều	368
TBA Làng A số 2	190	TBA Nguyễn Văn Lương	720
TBA Làng Blang	195	TBA Phan Văn Việt	195
TBA Làng Blang 2	195	TBA Quyết Thắng	74
TBA Làng Dẽ	190	TBA Sư 320	195
TBA Làng Dẽ 2	92	TBA Thanh Giáo	74
TBA làng Dẽ 3	190	TBA Thanh Giáo 2	235
TBA làng Dẽ 4	190	TBA Thanh Giáo 3	195
TBA Làng Gào	190	TBA Thanh Tân	408
TBA Làng Gào 2	67	TBA Thôn 2 Đồng Tâm	74

TBA Làng Gào 2 số 2	67	TBA Thôn Ia Lâm	56
TBA Làng Gào 3	67	TBA Thôn Ia Pôn	235
TBA Làng Gào 4	74	TBA Thống Nhất	442
TBA Làng Gôn	190	TBA Trường Tiểu Học Đinh Núp	65
TBA Làng Gôn	190	Tổng(W)	24352

Bảng 3.5: Tổn thất không tải trong MBA xuất tuyến 477.

b. Tổn thất đồng (ΔP_{Cu}) trong máy biến áp.

Tổn thất đồng hay tổn thất điện trở gây ra do điện trở ohmic của dây đồng dùng làm dây quấn. Công suất bị chuyển hóa thành nhiệt do dòng điện trong dây dẫn cuộn sơ cấp và thứ cấp. Tổn thất đồng tỉ lệ thuận với bình phương dòng điện chạy qua dây dẫn. Dòng điện này phụ thuộc vào tải được kết nối và thay đổi theo tải nên được xếp vào loại tổn thất biến đổi.

Tên	Tổn thất có tải	Tên	Tổn thất có tải
TBA Công Ty 75	735	TBA Làng Gào 2 số 2	27
TBA Cơ quan Công ty 75	707	TBA Làng Gào 3	188
TBA Chư Ty 1	163	TBA Làng Gào 4	190
TBA D2	59	TBA Làng Gôn	395
TBA Dít Le	193	TBA Làng Gôn	107
TBA Dít Le 2	674	TBA Làng Klũ	163
TBA Dít Rông 1	140	TBA Làng Krel	168
TBA Dít Rông 2	75	TBA Làng Krol	136
TBA Dít Tú	512	TBA Làng Krol 2	13
TBA Dít Tú 2	347	TBA Làng Khóp	455
TBA Dít Tú 3	288	TBA làng Khóp 2	121
TBA Đội 1 Cty 75	186	TBA Làng Neh	244
TBA Đội 3 Công ty 75	505	TBA Làng Neh 2	189
TBA Đồng Tâm 1	634	TBA Làng Phang	399
TBA Đồng Tâm 2	287	TBA Làng Phang 2	98
TBA Đồng Tâm 3	371	TBA Mai Hữu Thắng	105
TBA Đồng Tâm 4	68	TBA NMCB CS Cty 75	875
TBA Hồ Nghĩa Ngộ	153	TBA NMCB số 2 Cty 75	118
TBA Huyện Đội	157	TBA NMXL nước thải Cty 75	600
TBA Ia Gôn	20	TBA Ngo le 1	102
TBA Ia Gôn 2	19	TBA Ngo le 2	2.896
TBA Ia Gôn 3	301	TBA Ngo Rông	190
TBA Ia Krel	335	TBA Ngo Rông 2	164
TBA Ia Krel 2	283	TBA Ngo Rông 3	4
TBA Ia Lang	437	TBA Nguyễn Cảnh Điều	4
TBA Ia Lang 2	4.332	TBA Nguyễn Văn Lương	309
TBA Ia Lâm 2	70	TBA Phan Văn Việt	59
TBA Làng A	938	TBA Quyết Thắng	424
TBA Làng A (máy số 2)	371	TBA Sư 320	56
TBA Làng A số 2	19	TBA Thanh Giáo	46
TBA Làng Blang	612	TBA Thanh Giáo 2	172
TBA Làng Blang 2	42	TBA Thanh Giáo 3	274
TBA Làng Dẽ	245	TBA Thanh Tân	364
TBA Làng Dẽ 2	537	TBA Thôn 2 Đồng Tâm	8

TBA làng Dẽ 3	157	TBA Thôn Ia Lâm	6
TBA làng Dẽ 4	399	TBA Thôn Ia Pôn	104
TBA Làng Gào	488	TBA Thống Nhất	1286
TBA Làng Gào 2	191	TBA Trường Tiểu Học Đinh Núp	5
		Tổng(W)	27487

Bảng 3.6: Tổn thất có tải MBA xuất tuyến 477.

c. Tổn thất công suất tác dụng trong thiết bị bù.

Tên Tự Bù	Node đặt tụ	Tổng dung lượng (kVar)	Dung lượng từng pha(kVar)			Cấp điện áp(kV)	Kiểu đấu nối	Giới hạn điện áp	
			PhaseA	PhaseB	PhaseC			Thấp	Cao
Tutrongap	T50A	300,00	100,00	100,00	100,00	22,000	Wye	0,950	1,050
TuIakrel2	NODE203	30,00	10,00	10,00	10,00	0,400	Wye	0,950	1,050
TuThanhGiao	NODE230	60,00	20,00	20,00	20,00	0,400	Wye	0,950	1,050
TuNgorong2	NODE1506	40,00	13,33	13,33	13,33	0,400	Wye	0,950	1,050
TuNgole1.	NODE260	30,00	10,00	10,00	10,00	0,400	Wye	0,950	1,050
TuCDNgole1	NODE260	10,00	3,33	3,33	3,33	0,400	Wye	0,900	1,000
TuDongtam1	NODE80_4X	30,00	10,00	10,00	10,00	0,400	Wye	0,950	1,050
TuBlang	NODE27	40,00	13,33	13,33	13,33	0,400	Wye	0,950	1,050
TuDoi3cty75	NODE1508	40,00	13,33	13,33	13,33	0,400	Wye	0,950	1,050
TuIagon2	NODE267	40,00	13,33	13,33	13,33	0,400	Wye	0,950	1,050
TuIagon	NODE231	30,00	10,00	10,00	10,00	0,400	Wye	0,950	1,050
TuDongtam2	NODE91_4X	30,00	10,00	10,00	10,00	0,400	Wye	0,950	1,050
TuLangkhop	NODE19	40,00	13,33	13,33	13,33	0,400	Wye	0,950	1,050
TuLangkhop2	NODE30	40,00	13,33	13,33	13,33	0,400	Wye	0,950	1,050
TCDLkhop2	NODE30	10,00	3,33	3,33	3,33	0,400	Wye	0,950	1,050
TuNgoRong3	NODE16	30,00	10,00	10,00	10,00	0,400	Wye	0,950	1,050

Bảng 3.7: Thiết bị tụ bù trên xuất tuyến 477.

Ta có, tổng dung lượng bù là:

$$\sum Q_{bu} = 300 + 60 + 40.6 + 30.6 + 10.2 = 800kVar$$

Tổn thất công suất tác dụng trong thiết bị bù:

$$\Delta P_b = 0,005\% . \sum Q_{bu} = 0,0005.800 = 4kW$$

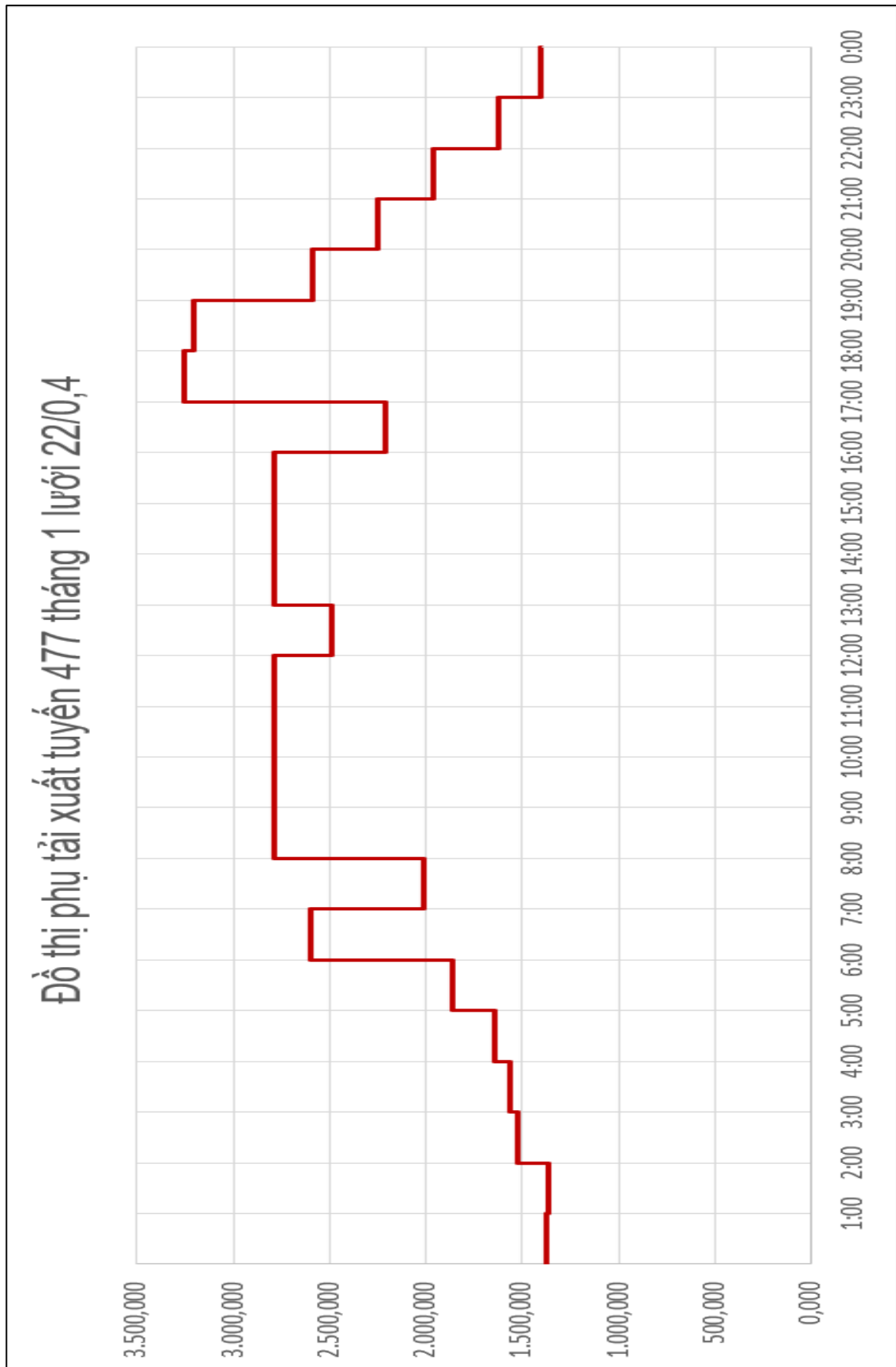
Mà:

- 0,05%: Tỷ lệ tổn thất công suất tác dụng trong một đơn vị dung lượng bù (kW/kVar).

d. Đồ thị phụ tải điển hình trong tháng 1 của xuất tuyến 477.

Thời gian	Ppt Trung bình(kW)	Thời gian	Ppt Trung bình(kW)
0:00:00	1.377,333	12:00:00	2.487,000
1:00:00	1.368,000	13:00:00	2.787,270
2:00:00	1.521,333	14:00:00	2.787,270
3:00:00	1.562,667	15:00:00	2.787,270
4:00:00	1.646,667	16:00:00	2.212,000
5:00:00	1.866,667	17:00:00	3.251,333
6:00:00	2.599,333	18:00:00	3.200,667
7:00:00	2.007,333	19:00:00	2.584,667
8:00:00	2.787,270	20:00:00	2.254,000
9:00:00	2.787,270	21:00:00	1.965,333
10:00:00	2.787,270	22:00:00	1.620,667
11:00:00	3.080,990	23:00:00	1.403,333
Tổng			54.732,943

Bảng 3.8: Công suất phụ tải trung bình trong 1 ngày của xuất tuyến 477.



Hình 3.8: Biểu đồ phụ tải điển hình tháng 1/2025 xuất tuyến 477.

3.2.1.2. Tính toán tổn thất điện năng.

Dựa vào biểu đồ phụ tải tháng 1/2025, ta tính toán được $T_{\max}$ theo công thức sau:

$$T_{\max} = \frac{\sum_{i=1}^n P_i \cdot t_i}{P_{\max}} = \frac{(P_{0h} + P_{1h} + \dots + P_{23h}) \cdot 30}{P_{\max}} = \frac{1633177}{3251,333} = 502,31.12$$

$$= 6027,72h$$

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

$$\tau = ((0,124 + T_{\max} \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760) = ((0,124 + 6027,72 \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760) / 12$$

$$= 385,58h$$

Ta có tổn thất điện năng trong xuất tuyến được xác định như sau:

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

$$= (40,933 + 4 + 27,478) \cdot 385,58 + 24,352 \cdot 720 = 45417,67kWh$$

3.2.1.3. Theo công thức kinh nghiệm của Điện Lực Đức Cơ.

Ta xác định tổn thất điện năng trên toàn xuất tuyến dựa theo công thức kinh nghiệm sau:

$$\Delta A = \Delta P_{Fe} \cdot t + (\Delta P_{\max} \cdot K_{dt} \cdot t_{giao}) + \Delta A_{NLMT}$$

$$= 24,35 \cdot 720 + (68,152 \cdot 0,562 \cdot 480) + 7830,8 = 43747,48kWh$$

Trong đó:

$\Delta P_{\max}$: Tổn thất công suất cực đại tại thời điểm không ảnh hưởng bởi năng lượng mặt trời trong PSS/Adept.

K_{dt} : Hệ số đồng thời.

ΔA_{NLMT} : Tổn thất công suất khi năng lượng mặt trời phát ngược về nguồn.

- ❖ **Kết luận:** Qua kết quả tính toán giữa 2 phương pháp với nhau, ta thấy giữa 2 kết quả có sự sai lệch nhưng không quá lớn. Vì vậy, có thể kết luận được kết quả tính toán bằng phương pháp thời gian tổn thất công suất cực đại τ là đúng so với kết quả tính toán thực tế tại Điện Lực Đức Cơ.

CHƯƠNG 4: ĐỀ XUẤT PHƯƠNG PHÁP GIẢM TỔN THẤT ĐIỆN NĂNG ÁP DỤNG TẠI LƯỚI ĐIỆN THUỘC ĐIỆN LỰC ĐỨC CƠ TỈNH GIA LAI.

4.1. Các nguyên nhân gây ra tổn thất điện năng trên lưới.

Công tác làm giảm tổn thất điện năng cho lưới điện 22/0,4kV Điện Lực Đức Cơ nói chung và 2 xuất tuyến 471 và 477 nói riêng đã và đang được Điện Lực Gia Lai quan tâm chỉ đạo, công tác kiểm tra đã được đáng chú trọng hơn. Tuy nhiên, tỉ lệ tổn thất vẫn còn cao do các nguyên nhân chủ yếu sau:

4.1.1. Tổn thất điện năng phụ thuộc dòng điện.

Tất cả các phần tử tham gia truyền tải trực tiếp dòng điện trong hệ thống điện đều có tổn thất điện năng do phát nhiệt trên điện trở của phần tử đó. Các phần tử có tổn thất do phát nhiệt trên hệ thống điện bao gồm:

- Điện trở của các đường dây tải điện, dây dẫn pha, dây trung tính, dây chống sét và dây nối đất. Dây trung tính sẽ gây tổn thất nếu tồn tại dòng trên dây trung tính. Dây chống sét nằm trong điện từ trường của các dây dẫn pha nên cũng có xuất hiện dòng điện cảm ứng và tổn thất điện trở dây chống sét và điện trở nối đất.
- Điện trở cuộn dây trong các MBA lực.
- Điện trở cuộn dây của máy điện quay (máy phát điện, máy bù đồng bộ, động cơ điện).
- Điện trở tiếp xúc của các tiếp điểm trong các thiết bị đóng cắt mạch điện.
- Điện trở tiếp xúc của các mối nối trong mạch điện.
- Các điện trở nhỏ khác như thanh góp, cuộn dây các biến áp đo lường, các mạch bù CSPK, cuộn dây kháng điện, điện trở trên mạch bán dẫn....

Trong các phần tử trên đây trong hệ thống điện, các phần tử chiếm tỷ lệ tổn thất điện năng lớn nhất là đường dây và máy biến áp. Các phần tử còn lại thường tổn thất nhỏ nên nếu tính toán tổn thất điện năng thường được xét bỏ qua.

4.1.2. Tổn thất điện năng do chất lượng điện năng.

Ngoài vấn đề tổn thất điện năng do dòng điện và điện áp gây ra ở tần số cơ bản là 50Hz trên các phần tử trong hệ thống điện, tổn thất điện năng còn được gây ra do các vấn đề chất lượng điện năng. Các hiện tượng duy trì như biến dạng sóng và không đối xứng gây ra tổn thất điện năng đáng kể. Các hiện tượng tổn thất điện năng khác, mặc dù cũng gây ra tổn thất điện năng nhưng do thời gian tồn tại ngắn hoặc biên độ điện áp ít thay đổi nên trong các phân tích tổn thất điện năng có thể bỏ qua không xét đến. Một số nguyên nhân chủ yếu dẫn đến tổn thất điện năng do chất lượng điện năng mà cần xét đến là:

- Sóng hài cao: Các thiết bị điện tử hiện đại như biến tần, nguồn xung và các thiết bị có công suất phi tuyến gây ra sóng hài làm giảm hiệu suất hệ thống và tăng tổn hao công suất.

- Hệ số công suất thấp: Nếu hệ số công suất thấp, công suất phản kháng tăng lên, gây tổn hao điện năng trong hệ thống truyền tải và phân phối.
- Dao động điện áp: Khi điện áp không ổn định hoặc bị sụt áp quá mức, thiết bị hoạt động kém hiệu quả dẫn đến việc tăng tổn thất điện năng.
- Tần số sai lệch: Hệ thống điện hoạt động tối ưu ở tần số định mức 50Hz. Khi tần số dao động ngoài mức cho phép. Thiết bị điện có thể tiêu thụ năng lượng nhiều hơn mức cần thiết.
- Mất cân bằng pha: Trong hệ thống điện ba pha, nếu có sự mất cân bằng giữa các pha, tổn thất điện năng sẽ tăng lên do hiệu ứng không đồng đều trong tải.

4.1.3. Tổn thất điện năng do thiết kế và vận hành hệ thống điện.

Ngoài những nguyên nhân gây tổn thất điện năng trên từng phần tử mang điện trong hệ thống điện, nhìn từ khía cạnh quản lý hệ thống điện còn có một số nguyên nhân khác cũng làm gia tăng thêm tổn thất điện năng chung của cả hệ thống. Các nguyên nhân xuất phát từ những bất hợp lý trong khâu quản lý hệ thống điện từ khâu quy hoạch, thiết kế đến khâu vận hành hệ thống điện. Phần lớn các nguyên nhân bao gồm:

a. Tổn thất do thiết kế.

- Lựa chọn dây dẫn không tối ưu: Nếu dây dẫn có điện trở cao hoặc tiết diện không phù hợp dẫn đến quá nhiệt và tăng tổn thất điện năng qua dây dẫn.
- Thiết kế hệ thống không hợp lý: Việc bố trí trạm biến áp, đường dây truyền tải không khoa học dẫn đến bán kính cấp điện quá lớn dẫn đến tổn thất điện năng cao.
- Không tối ưu cấp điện áp.

b. Tổn thất do vận hành hệ thống.

- Vận hành không đúng tải.
- Vận hành quá tải hệ thống.
- Không kiểm soát song hài và dao động điện áp.

4.1.4. Tổn thất điện năng do tình trạng vi phạm trong sử dụng điện.

Các tình trạng vi phạm trong việc sử dụng điện hiện nay vẫn còn tồn tại dẫn đến tình trạng tăng tổn thất điện năng. Phần lớn tình trạng vi phạm trong sử dụng điện đều xuất phát từ yếu tố chủ quan của khách hàng hoặc người quản lý, một số ít là cố ý gây sai phạm dẫn đến tình trạng tổn thất điện năng. Các hành vi vi phạm chủ yếu là:

- Lấy cắp điện dưới nhiều hình thức như: Đấu nối trái phép vào hệ thống điện để sử dụng mà không qua đồng hồ điện, Can thiệp vào công tơ điện để làm sai lệch chỉ số tiêu thụ điện, Dùng các thiết bị gây ảnh hưởng đến hệ thống đo lường làm sai lệch thông tin về mức tiêu thụ điện.

- Vi phạm hệ số công suất: Để hệ số công suất thấp kéo dài và không bù công suất phản kháng đối với hệ thống tiêu thụ nhiều điện năng.
- Do chủ quan của người quản khi mất pha, công tơ chết, cháy không xử lý, thay thế kịp thời, bỏ sót hoặc ghi sai chỉ số..... dẫn đến điện năng bán cho khách hàng đo được qua hệ thống đo đếm thấp hơn so với điện năng khách hàng sử dụng.

4.2. Nguyên nhân gây ra tổn thất điện năng trong xuất tuyến.

4.2.1. Về mặt kỹ thuật.

Xuất tuyến 471 và 477 cung cấp điện năng cho một phần phụ tải của Huyện Đức Cơ có những đặc điểm riêng như sau:

- Cả 2 xuất tuyến đều có những đoạn đường dây với chiều dài rất lớn mà không có phụ tải vì chủ yếu phụ tải nằm dọc theo tuyến đường quốc lộ hoặc các tuyến đường tự quản và mật độ dân cư thưa thớt. Tổn thất trên những đoạn đường dây cũng góp phần tạo nên tổn thất lớn ở 2 xuất tuyến.
- Nhiều khu vực máy biến áp phải chạy non tải nhiều giờ liên tục vì nhu cầu sử dụng điện không quá nhiều vào ban ngày vì người dân phần lớn là nông dân nên nhu cầu sử dụng điện sẽ lớn hơn vào ban đêm phục vụ cho các nhu cầu sinh hoạt. Ngoài ra, còn phụ thuộc vào thời tiết và mùa vụ cũng sẽ ảnh hưởng đến phần trăm mang tải của các máy biến áp.
- Trên 2 xuất tuyến đều có sự đấu nối của các nhà máy điện mặt trời lớn với công suất định mức lên đến 1000kW và các hệ thống điện mặt trời áp mái ở các hộ gia đình công suất vài chục kW. Vào những giờ có nắng công suất từ các hệ thống năng lượng tái tạo phát ngược một lượng công suất lớn về đầu xuất tuyến dẫn đến nhiều đường dây gần đầy tải khiến tổn thất tăng cao.

4.2.2. Về mặt phi kỹ thuật.

Việc xác định tổn thất điện năng thực tế nằm ở quy trình ghi đo chỉ số điện ở các đồng hồ điện. Nên vẫn có khả năng trong quá trình quản lý vận hành sẽ không tránh khỏi 1 số trường hợp gây ra tổn thất điện năng phi kỹ thuật như sau:

- Tự tiện nối dây lấy điện từ hệ thống điện của Điện Lực.
- Dùng điện không qua đồng hồ điện (công tơ điện).
- Cố ý làm hỏng công tơ để dùng điện.
- Dùng phương thức thay đổi dây dẫn nối đến đồng hồ điện (công tơ điện) ghi không chuẩn hoặc không dùng để ghi điện.
- Tác động nhằm làm sai lệch chỉ số đo đếm của đồng hồ điện (công tơ điện) và các thiết bị điện khác có liên quan đến đo đếm điện.

4.3. Giải pháp làm giảm tổn thất điện năng trên lưới điện.

Ta có công thức tính toán tổn thất điện năng như sau :

$$\Delta A = \sum_{i=1}^n \Delta P_i \cdot t_i$$

Như vậy để giảm tổn thất điện năng cần giảm tổn thất công suất tác dụng. Một số biện pháp giảm tổn thất công suất tác dụng phổ biến được đề xuất như sau:

4.3.1. Tăng điện áp đầu xuất tuyến.

Ta có công thức tính toán tổn thất công suất tác dụng trên đường dây như sau:

$$\Delta P = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} \cdot R$$

Ta thấy điện áp U có tỉ lệ nghịch với tổn thất công suất tác dụng ΔP . Suy ra, điện áp tăng thì tổn thất công suất tác dụng giảm. Áp dụng vào ứng dụng mô phỏng PSS/ADEPT tại thời điểm Pmax (không xét đến năng lượng tái tạo) bằng cách thực hiện cách bước như sau:

Bước 1: Thực hiện chạy modul bài toán phân bố công suất Load Flow của lưới ở cấp điện áp 22kV đầu xuất tuyến để xác định lượng tổn thất công suất cực đại của lưới hiện tại.

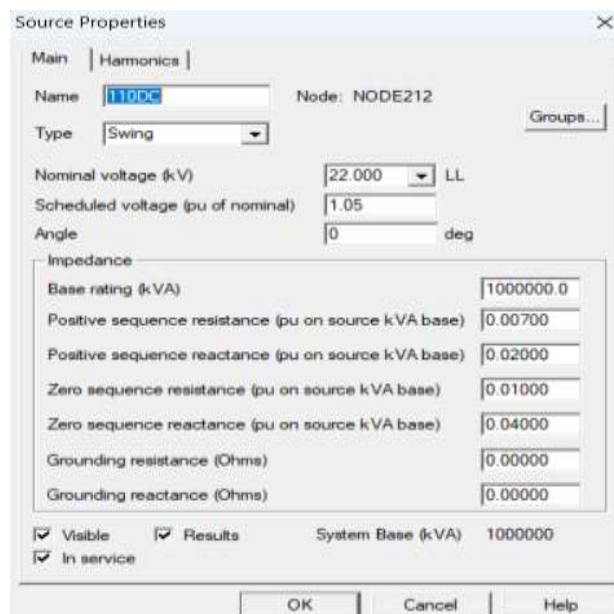
Bước 2: Tiến hành cài đặt như sau để thay đổi cấp điện áp đầu xuất tuyến từ 22kV lên 23,1kV (chênh lệch cho phép tối đa là 5% “ $U_2 = U_1 \cdot 1.05 = 22 \cdot 1.05 = 23,1 \text{ kV}$ ”) như sau:

Chọn Sources trên thanh công cụ NETWORK-> Chọn mục 110ĐC để tiến hành thay đổi điện áp.

Tại bảng Source Properties, ta chọn cấp điện áp Nominal Voltage là 22kV.

Điều chỉnh phần Schedule Voltage từ 1 lên 1,5 (+5% điện áp) để tiến hành chỉnh điện áp đầu xuất tuyến lên 23,1kV.

Bước 3: Tiếp tục thực hiện bài toán phân bố công suất Load Flow để xác định công suất tác dụng và phản kháng truyền tải, tìm được tổn thất công suất trên lưới với cấp điện áp đầu nguồn đã được thay đổi.



Hình 4.1: Dữ liệu điện áp đầu nguồn.

4.3.2. Thay đổi điện trở R.

Ta có công thức tính toán tổn thất công suất tác dụng trên đường dây như sau:

$$\Delta P = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} \cdot R \quad \text{với} \quad R = r_0 \cdot L$$

Ta thấy trị số R sẽ thay đổi nếu ta thay đổi giá trị của r_0 hoặc L. nếu muốn giảm tổn thất công suất tác dụng thì ta giảm R. Suy ra ta cần giảm r_0 hoặc L để giảm được giá trị R. Xét lần lượt các yếu tố như sau:

- Giảm r_0 : để giảm được giá trị r_0 ta thực hiện tăng tiết diện dây dẫn hoặc thay chất liệu dẫn của dây dẫn (từ lõi thép thành lõi đồng).
- Giảm L: thay đổi chiều dài đường dây hoặc thay đổi bán kính cấp điện của các trạm biến áp phụ tải.

Phương án 1: Thay đổi tiết diện đường dây :

Bước 1: Thực hiện bài toán phân bố công suất Load Flow vào thời điểm tổn thất cực đại trên lưới. Chọn Report->Chọn Branchs Power Losses để xuất báo cáo tổn thất qua từng thiết bị trên lưới. Trong đó ta tìm được tổn thất đường dây.



Hình 4.2: Cách xuất báo cáo tổn thất trên từng thiết bị.

Bước 2: Từ báo cáo tổn thất qua thiết bị, lựa chọn 5 đường dây có tổn thất công suất cao nhất để tiến hành đề xuất tăng tiết diện đường dây để thay đổi tỉ số r_0 đường dây. Tiến hành tính toán với tỉ số r_0 mới để tính ra lượng tổn thất công suất tác dụng có thể giảm được sau khi thay đổi tiết diện đường dây,

Bước 3: Thực hiện thay đổi tiết diện đường dây trên phần mềm mô phỏng PSS/ADEPT và chạy bài toán phân bố công suất Load Flow để kiểm tra kết quả tổn thất.

Phương án 2: Thay đổi bán kính cấp điện của các trạm biến áp phụ tải.

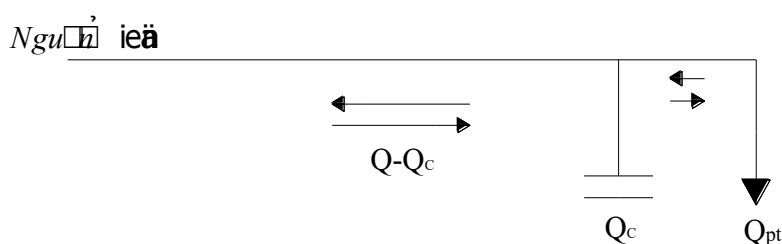
Phương pháp này cần phải phụ thuộc vào vị trí địa lí và hình dạng của sơ đồ cấp điện. Cả hai xuất tuyến 471 và 477 đều có đặc điểm giống nhau về vị trí của phụ tải. Phần lớn phụ tải nằm dọc theo tuyến đường quốc lộ và các con đường tự quản. Mật độ dân cư thưa thớt nên đường dây truyền tải điện năng đến phụ tải gần như đã được ổn định cho đến

thời điểm hiện tại. Trong tương lai, sự phát triển của nền kinh tế vùng có thể có thêm nhiều phụ tải mới khi đó lưới điện có khả năng sẽ được tính toán lại về khoảng cách cấp điện của các trạm biến áp phụ tải hoặc chiều dài của các đường dây truyền tải điện đến phụ tải.

4.3.3. Bù công suất phản kháng.

Như trên đã nói lưới điện Việt Nam và nhất là lưới phân phối tăng trưởng quá nhanh của nhu cầu công suất. Tổn thất tổng trong lưới phân phối rất lớn. Về nguyên tắc toàn bộ công suất nguồn đều phải qua lưới phân phối trước khi cung cấp cho phụ tải. Do đó giảm được một vài phần trăm tổn thất nhờ những phương pháp phổ cập sẽ đem lại hiệu quả kinh tế lớn. Về phương diện vận hành lưới điện phân phối thì vấn đề bù công suất phản kháng vẫn là nội dung có ý nghĩa lớn.

Công suất phản kháng do phụ tải yêu cầu mang thuộc tính cảm, để sinh ra từ trường cần thiết cho quá trình chuyển đổi điện năng, Từ trường xoay chiều cần một điện năng dao động đó là công suất phản kháng có tính cảm Q_c . Điện năng của từ trường dao động dưới dạng dòng điện, khi đi trên dây dẫn nó gây tổn thất điện năng và tổn thất điện áp không lợi cho lưới điện.



Hình 4.3: Công suất phản kháng trên 1 xuất tuyến.

Muốn giảm được tổn thất điện năng và tổn thất điện áp do từ trường gây ra người ta đặt tụ điện ngay sát vùng từ trường hình 2.9. Tụ điện gây ra điện trường xoay chiều, điện trường cũng cần một điện năng dao động - công suất phản kháng dung tính Q_c , nhưng ngược về pha so với từ trường. Khi từ trường phát năng lượng thì điện trường nhận vào và ngược lại. Nhờ đặc tính này mà khi đặt cạnh nhau điện trường và từ trường tạo mạch dao động, năng lượng của chúng truyền quan lại cho nhau, chỉ có phần thừa ra $Q-Q_c$ (dù điện cảm hay điện dung) mới đi về nguồn điện. Nhờ vậy dòng công suất phản kháng giảm đi. Công suất phản kháng dung tính đi về nguồn cũng gây tổn thất điện năng như công suất phản kháng cảm tính, nhưng về điện áp thì nó làm tăng điện áp ở nút tải so với nguồn (tổn thất điện áp âm). Vì thế khi đặt bù cũng phải tránh không gây quá bù ($Q_c \rightarrow Q$)

Khi giảm Q truyền tải trên đường dây, ta giảm được thành phần tổn thất công suất ΔQ do Q gây ra:

$$\varphi = \arctg \frac{Q}{P}$$

Khi lượng P không đổi, muốn Q giảm thì φ giảm, khi đó cần tăng $\cos\varphi$. Ta có một số biện pháp nâng cao $\cos\varphi$ như sau:

4.3.3.1. Nâng cao hệ số $\cos\varphi$ tự nhiên.

Nâng cao hệ số $\cos\varphi$ tự nhiên là tìm các biện pháp để các hộ tiêu thụ giảm bớt lượng công suất phản kháng Q tiêu thụ. Các biện pháp để nâng hệ số $\cos\varphi$ tự nhiên:

- Thay đổi và cải tiến quy trình công nghệ để các thiết bị làm việc ở chế độ hợp lý nhất.
- Thay thế động cơ không đồng bộ làm việc non tải bằng động cơ có công suất nhỏ hơn.
- Giảm điện áp làm việc của động cơ làm việc non tải.
- Hạn chế động cơ chạy không tải.
- Dừng động cơ không đồng bộ thay thế động cơ không đồng bộ.
- Nâng cao chất lượng sửa chữa động cơ tại các nhà máy xí nghiệp.
- Thay thế những máy biến áp làm việc non tải bằng những máy biến áp có dung lượng nhỏ hơn.

Nâng cao hệ số $\cos\varphi$ tự nhiên rất có lợi vì đưa lại hiệu quả kinh tế mà không phải đặt thêm thiết bị bù. Vì khi xét đến vấn đề nâng cao công suất $\cos\varphi$ bao giờ cũng xét đến các biện pháp nâng cao hệ số $\cos\varphi$ tự nhiên trước tiên.

4.3.3.2. Nâng cao hệ số công suất $\cos\varphi$ bằng phương pháp bù.

4.3.3.2.1. Các phương pháp bù.

a. Bù song song (Bù ngang).

Tụ bù ngang được kết nối song song trong hệ thống và được sử dụng chủ yếu để cải thiện hệ số công suất nhằm làm giảm công suất phản kháng truyền tải từ đó làm giảm tổn thất trên đường dây. Bù song song cũng có tác dụng làm tăng điện áp của trục chính nghĩa là giảm tổn thất điện áp, đồng thời lọc sóng hài.

b. Bù nối tiếp (Bù dọc).

Tụ điện bù dọc được mắc nối tiếp đường dây nhằm làm giảm điện kháng của đường dây và được sử dụng chủ yếu để tăng điện áp cuối đường dây, tức là làm giảm tổn thất điện áp. Nó cũng cải thiện hệ số công suất đầu đường dây. Thực tế lưới phân phối ít dùng

4.3.3.2.2 Các phương thức bù công suất phản kháng.

Bù công suất phản kháng mang lại 2 lợi ích: giảm tổn thất điện năng và cải thiện điện áp, chi phí vận hành không đáng kể.

Trong lưới phân phối có thể có 3 loại bù công suất phản kháng:

- Bù kỹ thuật để nâng cao điện áp. Do thiếu công suất phản kháng, điện áp sẽ thấp. Nếu công suất phản kháng nguồn thiếu thì bù công suất phản kháng là một giải

pháp nâng cao điện áp, cạnh tranh với các biện pháp khác như tăng tiết điện dây, điều áp dưới tải

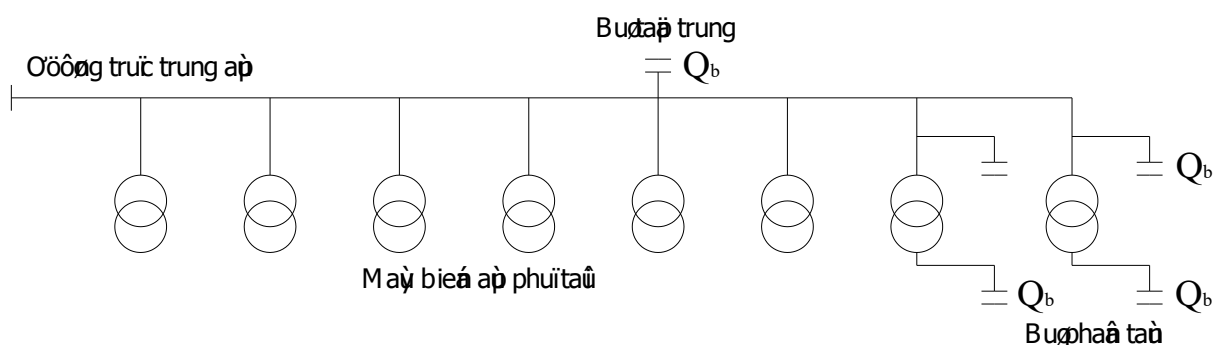
- Bù kinh tế để giảm tổn thất công suất và tổn thất điện năng.
- Trong lưới xí nghiệp phải bù cưỡng bức để đảm bảo $\cos \varphi$ theo yêu cầu. Bù này không phải do điện áp thấp hay tổn thất điện năng cao mà do yêu cầu từ hệ thống điện. Tuy nhiên lợi ích kéo theo là giảm tổn thất điện năng và cải thiện điện áp.

Bù kinh tế là để lấy lợi, nếu lợi thu được do bù lớn hơn chi phí đặt bù thì bù sẽ được thực hiện.

Có 2 cách đặt bù:

Cách 1: Bù tập trung tại một số điểm trên trục chính lưới trung áp

Cách 2: Bù phân tán ở các trạm phân phối hạ áp



Hình 4.4: Phân bố tụ bù trên xuất tuyến.

Bù theo cách 1, trên 1 trục chính chỉ đặt 1 đến 3 trạm tụ bù. Công suất bù có thể lớn, dễ thực hiện điều khiển các loại. Dùng tụ trung áp nên giá thành đơn vị bù rẻ và công suất đơn vị lớn. Việc quản lý và vận hành dễ dàng

Bù theo cách 2 giảm được tổn thất công suất và tổn thất điện năng nhiều hơn vì bù sâu hơn. Nhưng do bù quá gần phụ tải nên nguy cơ cộng hưởng và tự kích thích ở phụ tải cao. Để giảm nguy cơ này phải hạn chế công suất bù sao cho ở chế độ cực tiểu công suất bù không lớn hơn yêu cầu của phụ tải. Giá thành đơn vị bù cao hơn tập trung.

➤ **Trong thực tế có thể dùng kết hợp cả 2 cách**

4.3.3.2.3. Các thiết bị bù thường được sử dụng.

Hệ số $\cos \varphi$ tự nhiên cao nhất không đạt tới 0.9 (thường vào khoảng 0.7 đến 0.8), vì thế cần phải đặt thêm thiết bị bù. Thiết bị bù cần được chọn trên cơ sở tính toán so sánh kinh tế kỹ thuật.

a. Tụ tụ bù.

Là loại thiết bị tĩnh, làm việc với dòng điện vượt trước điện áp, do đó có thể sinh ra công suất phản kháng Q cung cấp cho mạng.

Ưu điểm:

- Suất tổn thất công suất tác dụng bé, không có phản quay nên lắp ráp bảo quản dễ dàng.
- Tụ điện được chế tạo thành từng đơn vị nhỏ, vì thế có thể tùy theo sự phát triển của phụ tải trong quá trình sản xuất mà chúng ta ghép dần tụ điện vào mạng, khiến hiệu suất sử dụng cao và không cần phải bỏ nhiều vốn đầu tư ban đầu.

Nhược điểm.

- Tụ điện nhạy cảm với sự biến động của điện áp.
- Cấu tạo kém chắc chắn dễ bị phá hỏng khi xảy ra ngắn mạch.
- Khi cắt tụ điện ra khỏi mạng, trên cực của tụ điện vẫn còn điện áp dư nên có thể gây ra nguy hiểm cho nhân viên vận hành.
- Thông thường với dung lượng bù nhỏ hơn 5000kVar thì người ta dùng tụ điện.

b. Máy bù đồng bộ.

Là động cơ đồng bộ làm việc ở chế độ không tải. Ở chế độ quá kích thích máy bù sản xuất ra công suất phản kháng cung cấp cho mạng, ở chế độ thiếu kích thích máy bù tiêu thụ công suất phản kháng.

Ưu điểm.

- Chế tạo gọn nhẹ và rẻ hơn so với động cơ đồng bộ cùng công suất.
- Thiết bị có thể điều chỉnh điện áp tốt.

Nhược điểm.

- Máy bù đồng bộ có phản quay nên lắp ráp, bảo quản và vận hành khó khăn.
- Để bù kinh tế, máy bù thường được chế tạo với công suất lớn, do đó máy bù đồng bộ thường được dùng ở nơi cần bù tập trung và cần bù dung lượng lớn.

c. Động cơ không đồng bộ roto dây quấn được đồng bộ hoá.

Khi cho dòng điện vào roto của động cơ không đồng bộ dây quấn, động cơ sẽ làm việc như một động cơ đồng bộ với dòng điện vượt trước điện áp. Động cơ không đồng bộ roto dây quấn được đồng bộ hoá không được sử dụng rộng rãi do lượng công suất tổn thất lớn, khả năng tải kém, chỉ với 75% công suất định mức.

4.3.3.3. Thiết bị bù được sử dụng trên lưới điện 22/0,4 Gia Lai.

Thực tế, công tác bù công suất phản kháng chủ yếu sử dụng các tủ tụ bù có các chế độ vận hành khác nhau như:

- Tủ tụ bù cố định: Tủ tụ bù cố định hoạt động bằng cách mắc các tụ bù điện có dung lượng xác định vào hệ thống điện. Khi hệ thống có phụ tải cảm kháng, các tụ bù này sẽ cung cấp công suất phản kháng để bù lại phần công suất phản kháng thiếu hụt. Khác với tủ tụ bù ứng động, tủ tụ bù cố định có số cấp tụ bù không thay đổi trong suốt quá trình vận hành, tức là số lượng tụ bù được xác định cố định và không thay đổi theo tải.

- Tủ tụ bù theo thời gian: Hệ thống này sử dụng các rơ-le thời gian (timer relays) để điều khiển việc đóng mở các tụ bù. Rơ-le thời gian được cài đặt để hoạt động trong một khoảng thời gian nhất định, từ đó điều chỉnh số lượng tụ bù hoạt động phù hợp với nhu cầu công suất phản kháng của hệ thống tại từng thời điểm. Là một hệ thống bù công suất phản kháng được điều khiển tự động, trong đó các tụ bù được đóng hoặc ngắt dựa trên thời gian đã được cài đặt trước.
- Tủ tụ bù theo giá trị $\cos\varphi$: Tủ tụ bù tự động theo $\cos\varphi$ hoạt động dựa trên nguyên lý đo độ lệch pha giữa điện áp và dòng điện trong hệ thống. Khi hệ số công suất ($\cos\varphi$) thấp hơn giá trị cài đặt (thường là 0.85 đến 0.95), bộ điều khiển sẽ tự động đóng các tụ bù thông qua các thiết bị đóng cắt (contactor) để cung cấp công suất phản kháng cần thiết. Khi $\cos\varphi$ đạt giá trị cài đặt, hệ thống sẽ ngừng đóng thêm tụ bù, giúp duy trì hệ số công suất ổn định và tránh bù thừa công suất phản kháng.

4.3.3.4. Thực trạng công tác bù công suất phản kháng hiện tại của xuất tuyến.

Đối với 2 xuất tuyến 471 và 477 là 2 xuất tuyến hiện đang có hệ số tổn thất cao nhất trong lưới điện 22/0,4kV Đức Cơ. Vì vậy, việc giảm tổn thất điện năng và đảm bảo độ tin cậy cho 2 xuất tuyến trên luôn được Điện Lực Đức Cơ tính toán, kiểm tra thường xuyên dưới sự chỉ đạo của Gia Lai PC. Các biện pháp chủ yếu thường được áp dụng trong công tác bù công suất phản kháng chủ yếu như:

- Lắp đặt và vận hành tối ưu tụ bù công suất phản kháng. Theo dõi hệ số $\cos\varphi$ các nút trên lưới điện, tính toán vị trí và dung lượng lắp đặt tụ bù tối ưu để quyết định lắp đặt, hoán đổi và vận hành hợp lý các bộ tụ trên lưới nhằm giảm tổn thất điện năng. Đảm bảo $\cos\varphi$ trung bình tại lộ tổng trạm 110kV Đức Cơ là:
 - Đối với cấp điện áp 22kV, bù công suất phản kháng để đảm bảo $\cos\varphi$ đạt từ 0,98 đến 1.
 - Đối với trạm biến áp và cấp điện áp 0,4, bù công suất phản kháng để đảm bảo $\cos\varphi$ đạt 0,96.

4.3.3.5. Tính toán mô phỏng đề xuất lắp đặt tụ bù để giảm tổn thất điện năng.

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

Parameter	Value
Price of electrical energy (per kWh)	2099
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)	0.18
Inflation rate (pu/yr)	0
Evaluation period (yr)	8
Installation cost for fixed capacitor banks (per kvar)	155000
Installation cost for switched capacitor banks (per kvar)	155000
Maintenance rate for fixed capacitor banks (per kvar-yr)	4650
Maintenance rate for switched capacitor banks (per kvar-yr)	4650

Hình 4.5: Cài đặt các chỉ tiêu kinh tế Economics.

- Chi phí điện năng (cP): Giá tiền phải trả cho 1kWh điện năng tiêu thụ. Ta chọn giá điện bình quân của Công ty Điện lực Gia Lai năm 2024: 2.099 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: $cQ = cP \cdot k\%$. Tại xuất tuyến 471 và 477 lưới điện 22/0,4kV Đức Cơ không có vị trí nào có hệ số công suất nhỏ hơn 0,85, nên ta lấy chi phí phản kháng (cQ)= 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 18%. Chọn $r = 0,18$.
- 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 $c_{FTA} = 155.000$ 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 = 155.000 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: $mFTA = 3\% \times 155.000 = 4.650$ đồng/1kVar.năm

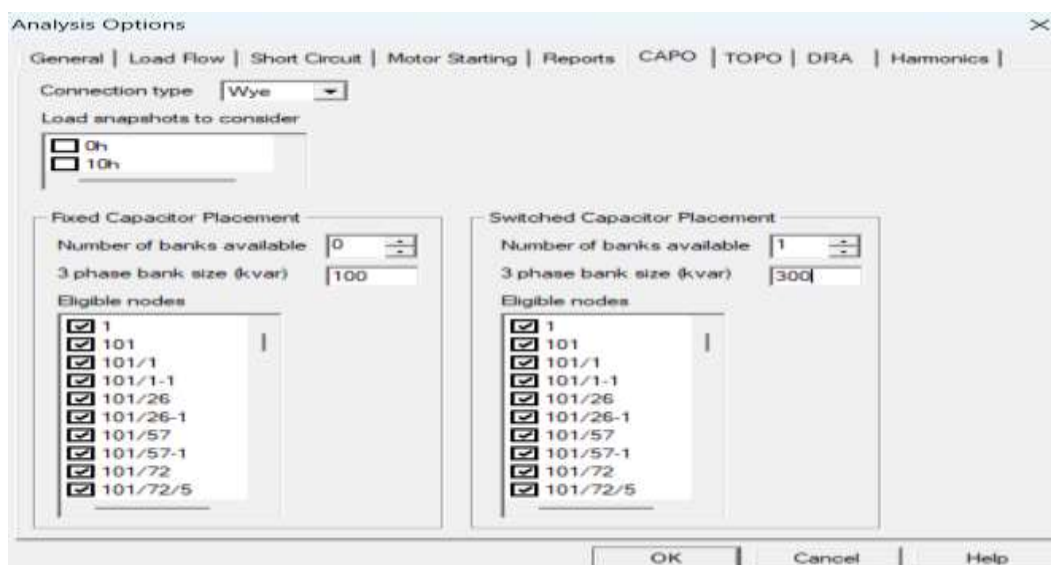
Chi phí bảo trì trạm tụ bù trung áp ứng động: $mFTB = 3\% \times 155.000 = 4.650$ đồng/1kVar.năm

Thực hiện bài toán tụ bù CAPO trên phần mềm PSS/Adept để tính toán tìm vị trí đặt tụ bù tối trên từng xuất tuyến. Bài toán được thực hiện từng bước như sau:

Bước 1: Xác định vị trí đặt tụ bù hiện hành, dung lượng tụ, phương thức điều khiển tụ (loại tụ) cố định hay ứng động. Thực hiện bài toán phân bố công suất Load Flow để xác định công suất truyền tải và tổn thất công suất với vị trí đặt tụ bù hiện tại.

Bước 2: Xây dựng đồ thị phụ tải tuyến tính, phân chia loại phụ tải.

Bước 3: Từ sơ đồ lưới trên PSS/ADEPT, cắt bỏ toàn bộ tụ bù hiện hữu, vào Analysis-> Option-> Chọn thẻ CAPO và thực hiện nhập dung lượng của một bộ tụ và số lượng bộ tụ như trên:



Hình 4.6: Cài đặt các tùy chọn cho bài toán tối ưu vị trí tụ bù tại thẻ CAPO.

Tại ô “Number of bank available” của khung “ Switched Capacitor” nhập số lượng tụ bù có sẵn của lưới.

Tại ô “3 phase bank size (kVar)” nhập dung lượng của bộ tụ đặt tại một vị trí.

Do xuất tuyến 471 lưới điện 22/0,4kV Huyện Đức Cơ không sử dụng tụ bù cố định nên ta không điền số lượng và dung lượng mỗi tụ tại vị trí đặt ở khung “ Fixed Capacitor Placement”.

Thực hiện tính toán bằng chức năng CAPO trong PSS/ADEPT chia theo 4 khung giờ (22h-6h, 6h-8h, 8h-17h, 17h-22h) có công suất các ngăn xuất tuyến tương đương nhau thu được kết quả tại các thời điểm công suất lớn nhất các tụ bù sẽ được đóng vào để vận hành.

Bước 4: Kết thúc bài toán CAPO, thực hiện bài toán phân bố Load Flow để xem xét tổn thất công suất sau khi thay đổi cấu trúc lưới bằng cách tối ưu vị trí đặt tụ bù mới. Chọn Modul Load Flow-> Chọn Report-> Chọn Branch Power Losses để xuất báo cáo.

4.4. Áp dụng tính toán giảm tổn thất điện năng cho xuất tuyến 471 và 477 lưới điện 22/0,4kV Huyện Đức Cơ - Tỉnh Gia Lai.

4.4.1. Tăng điện áp đầu nguồn

a. Xuất tuyến 471:

Thực hiện mô phỏng vận hành xuất tuyến ở cấp điện áp 22kV và xuất báo cáo tổn thất công suất như bảng dưới:

Losses: Watts, vars

Name	1st Node	2nd Node	Type	Phase	Length	Loss (P)	Loss (Q)
LangSung0	218/26A	218/26A-1	Transformer	CA		32	24
LangPoongnho	218/45/26	218/45/26-1	Transformer	CA		7	-19
LANGPOONG3	318/71	218/71-1	Transformer	CA		2	-19
LeHongHa	218/3/16/1	218/3/16/1-1	Transformer	ABC		17	5
Total losses:						20,645,658	27,924,913

Hình 4.7: Tổn thất công suất xuất tuyến 471 với điện áp đầu xuất tuyến là 22kV.

$$\Delta P_{(22kV)} = 20,645kW$$

Ta thực hiện tăng điện áp ở đầu xuất tuyến thêm 5% giá trị định mức để mức điện áp sau khi tăng vẫn nằm trong giá trị cho phép. Giá trị điện áp sau khi tăng là 23,1kV và kết quả tổn thất công suất tác dụng với giá trị điện áp 23,1kV ở bảng sau :

Losses: Watts, vars

Name	1st Node	2nd Node	Type	Phase	Length	Loss (P)	Loss (Q)
LangSung0	218/26A	218/26A-1	Transformer	CA		29	15
LangPoongnho	218/45/26	218/45/26-1	Transformer	CA		7	-24
LANGPOONG3	318/71	218/71-1	Transformer	CA		2	-23
LeHongHa	218/3/16/1	218/3/16/1-1	Transformer	ABC		15	-5
Total losses:						20,627,779	25,912,397

Hình 4.8: Tổn thất công suất xuất tuyến 471 với điện áp đầu xuất tuyến là 23,1kV.

$$\Delta P_{(23,1kV)} = 20,627kW$$

Từ 2 hình báo cáo từ ứng dụng mô phỏng PSS/APEPT ta thấy được sự giảm tổn thất công suất tác dụng cụ thể như sau:

Lượng công suất tác dụng tiết kiệm được sau khi tăng điện áp vận hành tại thời điểm Pmax (không xét đến năng lượng tái tạo) là:

$$\Delta P = \Delta P_{(22kV)} - \Delta P_{(23,1kV)} = 20,645 - 20,627 = 0,018kW$$

Vậy lượng công suất tác dụng tiết kiệm trong 1 tháng là:

$$\Delta P_{(1thang)} = \Delta P.30 = 0,018.30 = 0,54kW$$

b. Xuất tuyến 477:

Thực hiện mô phỏng vận hành xuất tuyến ở cấp điện áp 22kV và xuất báo cáo tổn thất công suất như bảng dưới:

Losses: Watts, vars

Name	1st Node	2nd Node	Type	Phase	Length	Loss (P)	Loss (Q)
Ngong	T64	NODE110_4K	Transformer	ABC		4.338	8.978
THANGIAO2	T42A	NODE5	Transformer	ABC		189	380
THANHTAN	T415/37	NODE21	Transformer	ABC		7	-29
Langga04	T337	NODE14	Transformer	ABC		56	97
Total losses:						68.192.000	132.133.000

Hình 4.9: Tổn thất công suất xuất tuyến 477 với điện áp đầu xuất tuyến là 22kV.

$$\Delta P_{(22kV)} = 68,152kW$$

Ta thực hiện tăng điện áp ở đầu xuất tuyến thêm 5% giá trị định mức để mức điện áp sau khi tăng vẫn nằm trong giá trị cho phép. Giá trị điện áp sau khi tăng là 23,1kV và kết quả tổn thất công suất tác dụng với giá trị điện áp 23,1kV ở bảng sau :

Losses: Watts, vars

Name	1st Node	2nd Node	Type	Phase	Length	Loss (P)	Loss (Q)
Ngong	T64	NODE110_4K	Transformer	ABC		3.384	7.937
THANGIAO2	T42A	NODE5	Transformer	ABC		152	334
THANHTAN	T415/37	NODE21	Transformer	ABC		8	-38
Langga04	T337	NODE14	Transformer	ABC		50	78
Total losses:						61.586.000	118.838.000

Hình 4.10: Tổn thất công suất xuất tuyến 477 với điện áp đầu xuất tuyến là 23,1kV.

$$\Delta P_{(23,1kV)} = 61,586kW$$

Từ 2 bảng báo cáo từ ứng dụng mô phỏng PSS/APEPT ta thấy được sự giảm tổn thất công suất tác dụng cụ thể như sau:

Lượng công suất tác dụng tiết kiệm được sau khi tăng điện áp vận hành tại thời điểm Pmax (không xét đến năng lượng tái tạo) là:

$$\Delta P = \Delta P_{(22kV)} - \Delta P_{(23,1kV)} = 68,152 - 61,586 = 6,566kW$$

Vậy lượng công suất tác dụng tiết kiệm được trong 1 tháng là:

$$\Delta P_{(1thang)} = \Delta P.30 = 6,566.30 = 196,98kW$$

4.4.2. Tăng tiết diện đường dây.

a. Xuất tuyến 471.

Ta có 5 đường dây có tổn thất công suất lớn nhất trong xuất tuyến 471 vào thời điểm có tổn thất công suất cực đại là 12h trưa.

Tên	P (kW)	Q (kVar)	Loại dây	Ro(Ohm/Km)	Chiều dài (Km)	Tổn thất công suất (kW)
Line50	1.154,267	27,737	ACSR-70/11	0,4218	1,43	1,639
Line165	1.305,741	6,477	ACSR-70/11	0,4218	0,99	1,443
LineTDP7	1.197,980	272,146	XLPE-185-AL	0,1574	2,6	1,273
Line218	1.488,620	309,282	ACSR-150/19	0,2046	0,89	0,861
Line73To73A	1.425,065	302,592	ACSR-150/19	0,2046	0,68	0,606

Bảng 4.1: Tổn thất công suất trên đường dây xuất tuyến 471.

Thực hiện việc tăng tiết diện đường dây từ:

- ACSR-70/11 lên ACSR-95/16
- ACSR-150/19 lên ACSR-185/24
- XLPE-185-AL lên XLPE-240-AL

Sau khi thay đổi tiết diện ta có được bảng số liệu như sau:

Tên	Loại dây	ro(Ohm/km)	Loại dây	ro(Ohm/Km)	Chiều dài (Km)	R(Ohm)
Line50	ACSR-70/11	0,4218	ACSR-95/16	0,3007	1,43	0,430001
Line165	ACSR-70/11	0,4218	ACSR-95/17	0,3007	0,99	0,297693
LineTDP7	XLPE-185-AL	0,1574	XLPE-240-AL	0,125	2,6	0,325
Line218	ACSR-150/19	0,2046	ACSR185/24	0,154	0,89	0,13706
Line73To73A	ACSR-150/19	0,2046	ACSR185/25	0,154	0,68	0,10472

Bảng 4.2: Thông số dây dẫn mới dẫn trên xuất tuyến 471.

Tổn thất công suất trên 5 đường dây sau khi thay đổi tiết diện đường dây:

Tên	P (kW)	Q (kVar)	Loại dây	R(Ohm)	Tổn thất công suất (kW)
Line50	1.154,267	27,737	ACSR-95/16	0,430001	1.184,370
Line165	1.305,741	6,477	ACSR-95/17	0,297693	1.048,692
LineTDP7	1.197,980	272,146	XLPE-240-AL	0,325	1.013,422
Line218	1.488,620	309,282	ACSR185/24	0,13706	654,616
Line73To73A	1.425,065	302,592	ACSR185/25	0,10472	459,204

Bảng 4.3: Tổn thất công suất trên xuất tuyến 471 sau khi tăng tiết diện.

Tổng công suất tổn thất giảm được trong 1 tháng:

Tên	ΔP cũ (kW)	ΔP mới (kW)	ΔP giảm được (kW)	ΔP giảm được 1 tháng(kW)
Line50	1,639	1,184	0,455	13,639
Line165	1,443	1,049	0,394	11,829
LineTDP7	1,273	1,013	0,260	7,787
Line218	0,861	0,655	0,206	6,192

Line73To73A	0,606	0,459	0,147	4,404
Tổng				43,851

Bảng 4.4: Tổng công suất giảm được trên xuất tuyến 471.

Như vậy, sau khi thay đổi tiết diện 5 đường dây có lượng tổn thất công suất lớn nhất trên xuất tuyến 471. Ta có thể giảm được lượng công suất tổn thất là 43,851kW trong 1 tháng tại thời điểm 12h.

b. Xuất tuyến 477:

Ta có 5 đường dây có tổn thất công suất lớn nhất trong xuất tuyến 477 vào thời điểm có tổn thất công suất cực đại là 17h trưa.

Tên	P(kW)	Q(kVar)	Loại dây	ro(Ohm/km)	Chiều dài (Km)	ΔP (kW)
Line19	3.299,822	245.170	ACSR-185/24	0,154	5,94	20,760
Line221	1.817,100	156.923	XLPE-95-AL	0,3114	0,92	2,002
Line45_4X	816,680	185.020	ACSR-185/24	0,154	8,60	1,984
Line51	1.670,014	207.201	XLPE-95-AL	0,3114	0,96	1,793
Line16	1.053,482	241.035	ACSR-185/24	0,154	4,58	1,744

Bảng 4.5: Tổn thất công suất trên đường dây xuất tuyến 477.

Thực hiện việc tăng tiết diện đường dây từ:

- ACSR-185/24 lên ACSR-240/32
- XLPE-95-AL lên XLPE-120-AL

Sau khi thay đổi tiết diện ta có được bảng số liệu như sau:

Tên	Loại dây	ro(Ohm/Km)	Loại dây	ro(Ohm/Km)	Chiều dài (Km)	R
Line19	ACSR-185/24	0,154	ACSR-240/32	0,1182	5,94	0,7021
Line221	XLPE-95-AL	0,3114	XLPE-120-AL	0,2459	1,367	0,2262
Line45_4X	ACSR-185/24	0,154	ACSR-240/32	0,1182	0,897	1,0165
Line51	XLPE-95-AL	0,3114	XLPE-120-AL	0,2459	1,600	0,2361
Line16	ACSR-185/24	0,154	ACSR-240/32	0,1182	1,422	0,5414

Bảng 4.6: Thông số dây dẫn mới dẫn trên xuất tuyến 477.

Tổn thất công suất trên 5 đường dây sau khi thay đổi tiết diện đường dây:

Tên	P (kW)	Q (kVar)	Loại dây	R	ΔP (kW)
Line19	3.299.822	245.170	ACSR-240/32	0,7021	15,882
Line221	1.817.100	156.923	XLPE-120-AL	0,2262	1,554
Line45_4X	816.680	185.020	ACSR-240/32	1,0165	1,472
Line51	1.670.014	207.201	XLPE-120-AL	0,2361	1,381
Line16	1.053.482	241.035	ACSR-240/32	0,5414	1,306

Bảng 4.7: Tổn thất công suất trên xuất tuyến 477 sau khi tăng tiết diện.

Tổng công suất tổn thất giảm được trong 1 tháng tại thời điểm 17h:

Tên	ΔP cũ (kW)	ΔP mới (kW)	$(\Delta P \text{ cũ} - \Delta P \text{ mới})$ (kW)	ΔP giảm trong 1 tháng (kW)
Line19	20,760	15,882	4,8773	146,32
Line25_4X	2,002	1,554	0,4474	13,421
Line14_4X	1,984	1,472	0,5114	15,343
Line3	1,793	1,381	0,4121	12,364

Line171	1.744	1,306	0,4373	13,119
Tổng				200,565

Bảng 4.8: Tổng công suất giảm được trên xuất tuyến 477.

Như vậy, sau khi thay đổi tiết diện 5 đường dây có lượng tổn thất công suất lớn nhất trên xuất tuyến 477. Ta có thể giảm được lượng công suất tổn thất là 200,565kW trong 1 tháng tại thời điểm 17h.

- **Tổng kết:** Phép tính trên chỉ tính toán tại 1 thời điểm, chưa kể đến những khoảng thời điểm khác trong ngày. Như vậy khi thay đổi tiết diện của 5 dây dẫn trên lượng điện năng tiết kiệm được trong 1 ngày hay 1 tháng của xuất tuyến 471 là 43,851kW và xuất tuyến 477 là 200,565kW.

Ngoài ra: Biện pháp thường được Công ty Điện Lực Gia Lai quan tâm thực hiện là biện pháp thay đổi bán kính cấp điện bằng cách đặt thêm các máy biến áp hạ thế vào giữa các đoạn đường dây có tổn thất công suất lớn nhất. Nhưng phương pháp này phụ thuộc vào vị trí địa lý và hình dạng của sơ đồ cấp điện kèm với đó ở đồ án tốt nghiệp này nhóm không được cung cấp sơ đồ địa hình thực tế, số liệu đường dây cụ thể về chiều dài. Vì vậy, ở đồ án tốt nghiệp này nhóm chỉ đề xuất tăng tiết diện dây dẫn để giảm tổn thất đường dây.

4.4.3 Bù công suất phản kháng.

a. Xuất tuyến 471.

Đối với xuất tuyến 471 lưới 22/0,4kV Huyện Đức Cơ, hiện nay đã hiện hữu số lượng tụ bù nhằm để nâng cao hệ số $\cos\varphi$ lưới cũng như nhằm mục đích giảm thiểu tổn thất điện năng. Số lượng tụ bù hiện tại trên xuất tuyến 471 là:

Vị trí bù	Dung lượng bộ tụ (kVar)	Cấp điện áp(kV)	Loại tụ bù
TBA C4 Công Ty 74	40	0,4	TĐ-Theo $\cos\varphi$
TBA Đoàn Kết	40	0,4	TĐ-Theo $\cos\varphi$
TBA Công Ty 74	40	0,4	TĐ-Theo $\cos\varphi$
TBA C1-C2 Công Ty 74	30	0,4	TĐ-Theo $\cos\varphi$
TBA Lê Kim	30	0,4	TĐ-Theo $\cos\varphi$
Cột 172/471-110ĐC	300	22	TĐ-Theo $\cos\varphi$

Bảng 4.9: Vị trí các tụ bù hiện có trên xuất tuyến 471.

Tổng dung lượng bù hiện tại trên lưới là $Q_b=480(\text{kVar})$.

Tiến hành phân bố công suất bằng modul Load Flow để tính toán công suất tác dụng, công suất phản kháng và tổn thất công suất trên toàn xuất tuyến với vị trí tụ bù hiện tại.

STT	Khung giờ	P(kW)	Q(kVar)	$\Delta P(\text{kW})$	$\cos\varphi$
1	22h-6h	908	-230,7	8,041	0,969
2	6h-8h	1070,7	-213,9	13,431	0,981
3	8h-17h	-599,4	-162,8	18,224	0,965
4	17h-22h	1501,4	-105	20,645	0,998

Bảng 4.10: Tổn thất công suất trên xuất tuyến 471 với tụ bù hiện tại.

Dựa vào đồ thị phụ tải điện hình của xuất tuyến 471 lưới 22/0,4kV Huyện Đức Cơ, ta xây dựng lại đồ thị tuyến tính đặc trưng theo từng khoảng thời gian sử dụng công suất đặt biệt như sau:

- Cao điểm chiều tối kéo dài 5h (từ 17h00 đến 22h00).
- Cao điểm ngày kéo dài 9h (từ 8h00 đến 17h00).
- Thấp điểm chiều tối kéo dài 8h (từ 22h00 đến 6h00).
- Thấp điểm ngày kéo dài 2h (từ 6h00 đến 8h00).



Hình 4.11: Biểu đồ phụ tải điện hình tuyến tính xuất tuyến 471.

❖ **Bù trung áp 22kV.**

Tiến hành bù trung áp với giá trị tụ bù hiện dữ để tính toán lại vị trí bù tối ưu mới.

```
Beginning CAPO analysis...

Placed 0 fixed capacitor bank(s).
Placed 0 switched capacitor bank(s).

Initial system loss:    0.00 kW    0.00 kvar
Final system loss:     0.00 kW    0.00 kvar
-----
Power savings:         0.00 kW    0.00 kvar

CAPO analysis completed; Scroll up to view messages.
```

Hình 4.12: Kết quả bù trung áp 300kVar xuất tuyến 471 với bài toán CAPO.

Với giá trị tụ bù cũ có dung lượng 300kVar với loại tụ bù cố định không cho ra kết quả tính toán CAPO. Vì vậy, việc sử dụng tụ bù trung áp với dung lượng 300kVar với loại tụ cố định là không đảm bảo về mặt hiệu quả kinh tế.

Ta tiến hành thay thế bù trung áp cũ là tụ bù cố định 300kVar thành tụ có giá trị mới là tụ bù tự động 100kVar để thực hiện tính toán tìm vị trí bù tối ưu mới đối với tụ bù trung áp.

```
Beginning CAPO analysis...

Placed 0 fixed capacitor bank(s).
Placed 0 switched capacitor bank(s).

Initial system loss:    0.00 kW    0.00 kvar
Final system loss:     0.00 kW    0.00 kvar
-----
Power savings:         0.00 kW    0.00 kvar

CAPO analysis completed; Scroll up to view messages.
```

Hình 4.13: Kết quả bù trung áp 100kVar xuất tuyến 471 với bài toán CAPO.

Với giá trị tụ bù tự động có dung lượng 100kVar mới cũng không tìm thấy được vị trí bù tối ưu cho các vị trí có cấp điện áp trung áp 22kV.

Qua kết quả mô phỏng, với dung lượng tụ bù cũ là 300kVar và dung lượng tụ bù mới là 100kVar. Không cho ra kết quả vị trí bù tối ưu vì không đảm bảo hiệu quả kinh tế.

Kết luận: Việc đặt tụ bù công suất phản kháng tại vị trí trung áp là không đạt về hiệu quả kinh tế. Vì vậy ở đồ án này, xuất tuyến 471 không đề xuất bù công suất phản kháng tại vị trí cấp điện áp trung áp 22kV.

❖ **Bù hạ áp 0,4kV.**

Tiến hành thực hiện bài toán CAPO để đề xuất vị trí đặt tụ bù tối ưu mới với dung lượng tụ bù lần lượt là 40kVar và 30kVar giống với dung lượng hiện hành trên lưới.

Sử dụng chức năng CAPO trong PSS/ADEPT để tìm được vị trí bù tối ưu hơn cho lưới và thu được kết quả như sau:

Vị trí bù	Dung lượng bộ tụ (kVar)	Cấp điện áp(kV)	Loại tụ bù
TBA Hồng Trúc GL	40	0,4	TĐ-Theo cos
TBA NMCB2 CTy74	40	0,4	TĐ-Theo cos
TBA Thủy Tấn Phát	40	0,4	TĐ-Theo cos
TBA Hồng Trúc GL	30	0,4	TĐ-Theo cos
TBA NMCB CTy74	30	0,4	TĐ-Theo cos

Bảng 4.11: Vị trí bù công suất phản kháng mới xuất tuyến 471.

Sau khi sử dụng bài toán CAPO để tái cấu trúc lại vị trí tối ưu đặt tụ bù cho những tụ bù hiện có. Ta tiếp tục sử dụng bài toán CAPO với dung lượng mỗi tụ là 10kVar để bù thêm công suất phản kháng nhưng cho ra kết quả là không tìm thêm vị trí bù tối ưu với dung lượng mỗi tụ là 10kVar. Vì vậy đối với xuất tuyến 471, ta chỉ cần thay đổi vị trí tụ bù cũ thành vị trí đặt tụ bù mới mà không cần đầu tư mua thêm dung lượng bù.

Tổng dung lượng tụ cần bù khi tối ưu vị trí bù là $Q_b=180(kVar)$.

Tiến hành thực hiện lại công việc phân bố công suất bằng modul Load Flow với các vị trí tụ bù mới đã được tối ưu để kiểm tra công suất tác dụng, công suất phản kháng và tổn thất công suất như sau:

STT	Khung giờ	P(kW)	Q(kVar)	$\Delta P(kW)$	Cos φ
1	22h-6h	907,1	69,839	7,111	0,997
2	6h-8h	1069,725	85,946	12,531	0,997
3	8h-17h	600,193	141,332	17,487	0,973
4	17h-22h	1500,741	193,866	19,986	0,992

Bảng 4.12: Tổn thất công suất trên xuất tuyến 471 sau bài toán CAPO.

Từ kết quả trên, ta thấy tổn thất trên toàn xuất tuyến giảm, đồng thời tổn thất điện năng tiết kiệm được trong 1 tháng là:

Toàn xuất tuyến 471/110ĐC	Khoảng thời gian	Tổn thất công suất khi vận hành với vị trí bù hiện tại.	Tổn thất công suất khi vận hành ở vị trí bù tối ưu.	Độ lợi tổn thất
		$\Delta P(kW)$	$\Delta P(kW)$	$\delta P(kW)$
	22h-6h	8,041	7,111	0,93
	6h-8h	13,431	12,531	0,9
	8h-17h	18,224	17,487	0,737
	17h-22h	20,645	19,986	0,659

Bảng 4.13: Kết quả bài toán CAPO trên xuất tuyến 471.

Từ đó, ta có kết quả độ lợi tổn thất tiết kiệm được trong 1 ngày như sau:

$$\delta A = 0,93.8 + 0,9.2 + 0,737.9 + 0,659.5 = 19,168kWh$$

Điện năng giảm được trong 1 năm:

$$\Delta A = \delta P.12.30 = 19,168.12.30 = 6996,32kWh$$

- **Kết luận:** Đối với cấp hạ áp, sau khi chạy bài toán tìm vị trí bù tối ưu (CAPO) ở xuất tuyến 471. Kết quả cho thấy hầu hết các tụ bù hạ áp được luân chuyển vị trí để giảm tổn thất công suất so với vị trí bù ban đầu. Tổng tổn thất điện năng tính toán giảm được trong 1 năm của xuất tuyến 471 là: 6996,32kWh. Vậy tiền điện tiết kiệm được trong 1 năm sau khi tối ưu vị trí lắp tụ bù là: 14.685.275,68 đồng.

b. Xuất tuyến 477.

Đối với xuất tuyến 477 lưới 22/0,4kV Huyện Đức Cơ, hiện nay đã hiện hữu số lượng tụ bù nhằm để nâng cao hệ số cosφ lưới cũng như nhằm mục đích giảm thiểu tổn thất điện năng. Số lượng tụ bù hiện tại trên xuất tuyến 477 là:

Vị trí bù	Dung lượng bộ tụ (kVar)	Cấp điện áp(kV)	Loại tụ bù
Cột 44/477DCO	300	22	TĐ-Theo cosφ
TBA Iakrel 2	30	0,4	TĐ-Theo cosφ
TBA Thanh Giáo	60	0,4	TĐ-Theo cosφ
TBA Ngo rong 2	40	0,4	TĐ-Theo cosφ
TBA Ngo le 1	30	0,4	TĐ-Theo cosφ
TBA Ngo le 1	10	0,4	Cố định
TBA Đồng Tâm 1	30	0,4	TĐ-Theo cosφ
TBA Blang	40	0,4	TĐ-Theo cosφ
TBA Đội 3 công ty 75	40	0,4	TĐ-Theo cosφ
TBA Iagon 2	40	0,4	TĐ-Theo cosφ
TBA Iagon	30	0,4	TĐ-Theo cosφ
TBA Đồng Tâm 2	30	0,4	TĐ-Theo cosφ
TBA Làng khóp	40	0,4	TĐ-Theo cosφ
TBA Làng khóp 2	40	0,4	TĐ-Theo cosφ
TBA Làng khóp 2	10	0,4	Cố định
TBA Ngo Rong 3	30	0,4	TĐ-Theo cosφ

Bảng 4.14: Vị trí các tụ bù hiện có trên xuất tuyến 477.

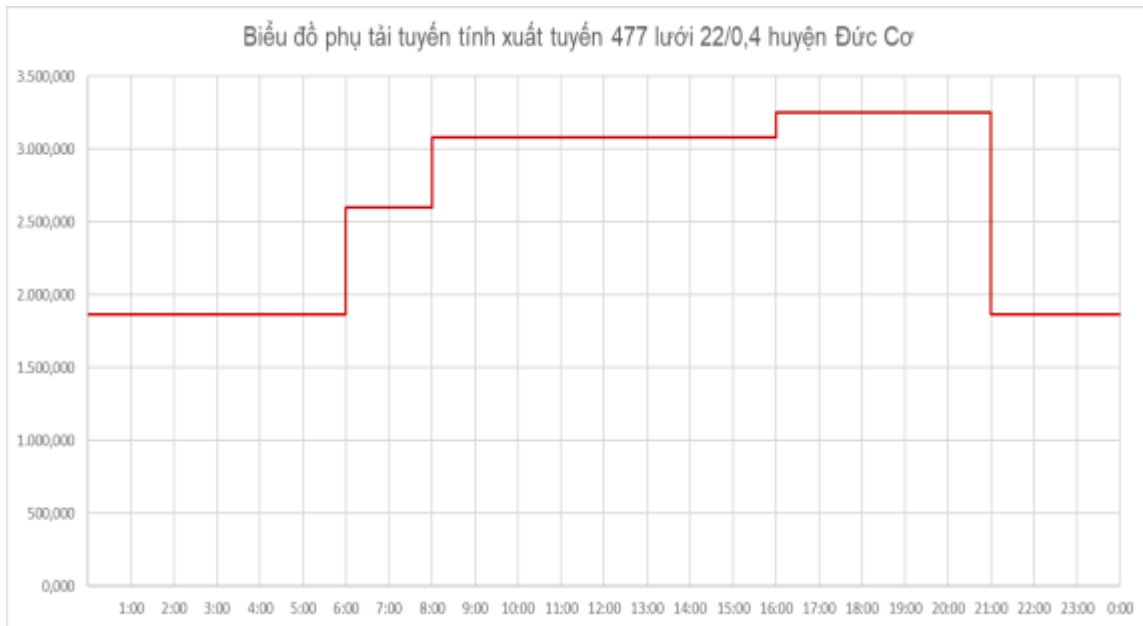
Tiến hành phân bố công suất bằng modul Load Flow để tính toán công suất tác dụng, công suất phản kháng và tổn thất công suất trên toàn xuất tuyến với vị trí tụ bù hiện tại.

STT	Khung giờ	P(kW)	Q(kVar)	ΔP(kW)	Cosφ
1	6h-7h	2258,6	-200,3	32,006	0,996
2	8h-16h	-1543,8	-114,2	47,244	0,997
3	17h-20h	3299,9	126,5	68,26	0,999
4	21h-5h	1872,6	-313,8	22,874	0,986

Bảng 4.15: Tổn thất công suất trên xuất tuyến 477 với tụ bù hiện tại.

Dựa vào đồ thị phụ tải điện hình của xuất tuyến 477 lưới 22/0,4kV Huyện Đức Cơ, ta xây dựng lại đồ thị tuyến tính đặc trưng theo từng khoảng thời gian sử dụng công suất đặt biệt như sau:

- Cao điểm chiều tối kéo dài 6h (từ 16h00 đến 22h00).
- Cao điểm ngày kéo dài 8h (từ 8h00 đến 16h00).
- Thấp điểm chiều tối kéo dài 8h (từ 22h00 đến 6h00).
- Thấp điểm ngày kéo dài 2h (từ 6h00 đến 8h00).



Hình 4.14: Biểu đồ phụ tải điện hình tuyến tính xuất tuyến 477.

❖ Bù trung áp 22kV.

Tiến hành bù trung áp với giá trị tụ bù hiện dữ để tính toán lại vị trí bù tối ưu mới.

```
Beginning CAPO analysis...

Placed 0 fixed capacitor bank(s).
Placed 0 switched capacitor bank(s).

Initial system loss:    0.00 kW    0.00 kvar
Final system loss:     0.00 kW    0.00 kvar
-----
Power savings:         0.00 kW    0.00 kvar

CAPO analysis completed; Scroll up to view messages.
```

Hình 4.15: Kết quả bù trung áp 300kVar xuất tuyến 477 với bài toán CAPO.

Với giá trị tụ bù cũ là 300kVar không cho ra kết quả tính toán CAPO. Vì vậy, việc sử dụng tụ bù trung áp với dung lượng 300kVar là không đảm bảo về mặt hiệu quả kinh tế.

Ta tiến hành thay thế bù trung áp với giá trị mới còn 100kVar để thực hiện tính toán tìm vị trí bù tối ưu mới đối với tụ bù trung áp.

```

Beginning CAPO analysis...

Placed 0 fixed capacitor bank(s).
Placed 0 switched capacitor bank(s).

Initial system loss:    0.00 kW    0.00 kvar
Final system loss:     0.00 kW    0.00 kvar
-----
Power savings:         0.00 kW    0.00 kvar

CAPO analysis completed; Scroll up to view messages.

```

Hình 4.16: Kết quả bù trung áp 100kVar xuất tuyến 477 với bài toán CAPO.

Với giá trị tụ bù tự động có dung lượng 100kVar mới cũng không tìm thấy được vị trí bù tối ưu cho các vị trí có cấp điện áp trung áp 22kV.

Qua kết quả mô phỏng, với dung lượng tụ bù cũ là 300kVar và dung lượng tụ bù mới là 100kVar. Không cho ra kết quả vị trí bù tối ưu vì không đảm bảo hiệu quả kinh tế.

Kết luận: Việc đặt tụ bù công suất phản kháng tại vị trí trung áp là không đạt về hiệu quả kinh tế. Vì vậy ở đồ án này, với xuất tuyến 477 không đề xuất bù công suất phản kháng tại vị trí cấp điện áp trung áp 22kV.

❖ Bù hạ áp 0,4kV.

Tiến hành thực hiện bài toán CAPO để đề xuất vị trí đặt tụ bù tối ưu mới với dung lượng tụ bù lần lượt là 60kVar, 40kVar và 30kVar giống với dung lượng hiện hành trên lưới.

Sử dụng chức năng CAPO trong PSS/ADEPT để tìm được vị trí bù tối ưu hơn cho lưới và thu được kết quả như sau:

Vị trí bù	Dung lượng bộ tụ (kVar)	Cấp điện áp(kV)	Loại tụ bù
TBA Làng gào 4	60	0,4	TĐ-Theo cos
TBA Ngo Rong	40	0,4	TĐ-Theo cos
TBA Ialang 2	40	0,4	TĐ-Theo cos
TBA Sư 320	40	0,4	TĐ-Theo cos
TBA Cơ Quan công ty 75	40	0,4	TĐ-Theo cos
TBA Thôn 2 Đồng Tâm	40	0,4	TĐ-Theo cos
TBA Đội 3 Công ty 75	40	0,4	TĐ-Theo cos
TBA IaKrel	30	0,4	TĐ-Theo cos
TBA IaPon	30	0,4	TĐ-Theo cos
TBA Chư Ty 1	30	0,4	TĐ-Theo cos
TBA Mai Hồng Thắng	30	0,4	TĐ-Theo cos
TBA Công Ty 75	30	0,4	TĐ-Theo cos
TBA Ngo le 1	30	0,4	TĐ-Theo cos

TBA Làng Krol	10	0.23	TĐ-Theo cos
TBA Làng gào 2	10	0.23	TĐ-Theo cos

Bảng 4.16: Vị trí bù công suất phản kháng mới xuất tuyến 477.

Sau khi sử dụng bài toán CAPO để tái cấu trúc lại vị trí tối ưu đặt tụ bù cho những tụ bù hiện có. Ta tiếp tục sử dụng bài toán CAPO với dung lượng mỗi tụ là 10kVar nhưng cho ra kết quả không tìm thêm vị trí bù tối ưu. Vì vậy đối với xuất tuyến 477, ta chỉ cần thay đổi vị trí tụ bù cũ thành vị trí đặt tụ bù mới mà không cần đầu tư mua thêm dung lượng bù.

- Tổng dung lượng tụ cần bù khi tối ưu vị trí bù là $Q_b=500$ (kVar).

Tiến hành thực hiện lại công việc phân bố công suất bằng modul Load Flow với các vị trí tụ bù mới đã được tối ưu để kiểm tra công suất tác dụng, công suất phản kháng và tổn thất công suất như sau:

STT	Khung giờ	P(kW)	Q(kVar)	$\Delta P(kW)$	Cos ϕ
1	6h-7h	2258,5	108,1	30,506	0,999
2	8h-16h	-1543,5	197,3	45,498	0,992
3	17h-20h	3300,5	434,6	66,587	0,991
4	21h-5h	1872,2	-5,3	21,445	1,000

Bảng 4.17: Tổn thất công suất trên xuất tuyến 471 sau bài toán CAPO.

Từ kết quả trên, ta thấy tổn thất trên toàn xuất tuyến giảm, đồng thời tổn thất điện năng tiết kiệm được trong 1 tháng là:

Toàn xuất tuyến 477/110ĐC	Khoảng thời gian	Tổn thất công suất khi vận hành với vị trí bù hiện tại.	Tổn thất công suất khi vận hành ở vị trí bù tối ưu.	Độ lợi tổn thất
		$\Delta P(kW)$	$\Delta P(kW)$	$\delta P(kW)$
	6h-7h	32,006	30,506	1,500
	8h-16h	47,244	45,498	1,746
	17h-20h	68,26	66,587	1,673
	21h-5h	22,874	21,445	1,429

Bảng 4.18: Kết quả bài toán CAPO trên xuất tuyến 477.

Từ đó, ta có kết quả độ lợi tổn thất tiết kiệm được trong 1 ngày như sau:

$$\delta A = 1,711.2 + 1,746.8 + 1,705.6 + 1,701.8 = 41,228 kWh$$

Điện năng giảm được trong 1 năm:

$$\Delta A = \delta P.30.12 = 41,228.30.12 = 14.042,08 kWh$$

Kết luận: Đối với cấp hạ áp, sau khi chạy bài toán tìm vị trí bù tối ưu (CAPO) ở xuất tuyến 477. Kết quả cho thấy hầu hết các tụ bù hạ áp được luân chuyển vị trí để giảm tổn thất công suất so với vị trí bù ban đầu. Tổng tổn thất điện năng tính toán giảm được trong 1 năm của xuất tuyến 477 là: 14.842,08 kWh. Vậy tiền điện tiết kiệm được trong 1 năm sau khi tối ưu vị trí lắp tụ bù là: 31.153.525 đồng.

c. Phân tích hiệu quả kinh tế của phương pháp lắp đặt tụ bù

Sử dụng phương pháp tính giá trị hiện tại thuần để phân tích hiệu quả kinh tế của việc đầu tư lắp đặt tụ bù. Đây là phương pháp mà các chuyên gia tài chính thường sử dụng để đánh giá các khoản mục đầu tư.

Giá trị hiện tại thuần (Net Present Value – NPV) là chênh lệch giữa giá trị hiện tại của dòng tiền vào và giá trị hiện tại của dòng tiền ra. Phương pháp này sử dụng giá trị tiền tệ theo thời gian để khấu trừ dòng tiền tương lai thu về giá trị hiện tại của một khoản đầu tư cơ bản, dựa trên lãi suất chiết khấu kỳ vọng.

Công thức tính NPV:

$$NPV = \sum_{t=1}^n \frac{C_t}{(1+r)^t} - C_0 \quad (4.1)$$

Trong đó:

- t - thời gian tính dòng tiền
- n - tổng thời gian thực hiện dự án
- r - tỉ lệ chiết khấu
- Ct - dòng tiền thuần tại thời gian t
- C0 - chi phí ban đầu để thực hiện dự án

Tỉ số lợi ích – chi phí (B/C) được sử dụng để đánh giá hiệu quả tài chính của phương pháp được tính bằng tỉ số giá trị hiện tại của thu nhập và giá trị hiện tại của chi phí với tỉ suất chiết khấu nhất định.

$$\frac{B}{C} = \frac{\sum_{i=0}^n \frac{B_i}{(1+r)^i}}{\sum_{i=0}^n \frac{C_i}{(1+r)^i}}$$

- ❖ Áp dụng tính toán cho xuất tuyến 471 và 477 lưới 22/0,4kV Huyện Đức Cơ- Tỉnh Gia Lai:

1. Xuất tuyến 471.

Tổng dung lượng tụ bù lắp đặt lên lưới: Q = 180(kVar).

Tổng chi phí cần để lắp đặt tụ bù lên lưới (Vi ở đồ án này chỉ thực hiện thay đổi vị trí các tụ bù đến vị trí mới nên chi phí này chỉ bao gồm chi phí nhân công lắp đặt 500.000 VND/1 ngày/1 người):

Đối với xuất tuyến 471 gồm có 5 tụ bù bao gồm 3 tụ 40kVar và 2 tụ 30kVar.

Cần 4 nhân công nhân thi công trong 1 ngày để lắp đặt 1 tủ tụ bù:

- Chi phí thuê nhân công = số nhân công*giá thuê 1 nhân công*số tủ tụ bù
= 4*500.000*7=14.000.000 đồng.

$$\Rightarrow C_0 = 0 + 14.000.000 = 14.000.000 \text{ (đồng)}.$$

Chi phí bảo trì 180 kVAr tụ bù ứng động trong vòng 1 năm (với chi phí bảo trì một đơn vị tụ bù ứng động là 4.650 đồng/kVAr.năm: $C_{t2} = 180 * 4650 = 837.000$ đồng.

Tỉ lệ chiết khấu được lấy theo lãi suất ngân hàng: $r = 18\% = 0,18$.

Số tiền tiết kiệm được trong 1 năm khi lắp đặt vận hành tụ bù ứng động trên lưới: $C_{t1} = 14.685.275,68$ (đồng)

Thời gian có thể thu hồi vốn: $t = C_0 / C_{t1} = 0,95 \text{ năm} \approx 1 \text{ năm}$

$$NPV = \frac{C_{t1} - C_{t2}}{(1+r)^1} - C_0 = \frac{14.685.275,68 - 837.000}{(1+0,18)^1} - 14.000.000 = -2.264.173 \text{ đồng}$$

Vậy sau khi dùng công thức NPV để tính thời gian có lãi sau khi gắn tụ bù ta thấy sau 1 năm vẫn chưa thể thu hồi vốn.

Tiếp tục áp dụng công thức NPV để tính với thời gian có thể thu hồi vốn $t = 2$ năm.

$$\begin{aligned} NPV &= \frac{C_{t1} - C_{t2}}{(1+r)^1} + \frac{C_{t1} - C_{t2}}{(1+r)^2} - C_0 \\ &= \frac{14.685.275,68 - 837.000}{(1+0,18)^1} + \frac{14.685.275,68 - 837.000}{(1+0,18)^2} - 14.000.000 = 2.009.986 \text{ đồng} \end{aligned}$$

Áp dụng công thức (4.2) để tính toán tỉ số lợi ích – chi phí (B/C) trong khoảng thời gian 2 năm (với dự kiến bỏ vốn 14.000.000 đồng đầu tư một lần):

$$\begin{aligned} B/C &= \left(\frac{C_{t1} - C_{t2}}{(1+r)^1} + \frac{C_{t1} - C_{t2}}{(1+r)^2} \right) / C_0 \\ &= \left(\frac{14.685.275,68 - 837.000}{(1+0,18)^1} + \frac{14.685.275,68 - 837.000}{(1+0,18)^2} \right) / 14.000.000 \\ &= 1,144 \text{ lần} \end{aligned}$$

Với cách tính toán theo giá trị hiện tại thuần (NPV) và tỉ số lợi ích – chi phí (B/C) thấy giá trị $NPV > 0$ và $B/C > 1$ thì việc lắp đặt tụ bù ứng động tại 5 vị trí có hiệu quả về mặt kinh tế, thời gian thu hồi vốn 2 năm. Tổng hợp chi tiết hiệu quả của việc lắp đặt bù như bảng phía dưới.

TT	Các chỉ tiêu	Đơn vị	Giá trị	Ghi chú
1	Giá bán điện bình quân (c)	đ/kWh	2.099	
2	Tổng chi phí đầu tư lắp đặt tụ bù ứng động (V)	Đồng	14.000.000	
3	Tổng chi phí bảo hành tụ bù ứng động trong 1 năm	Đồng	837.000	4.650 đồng/1kVar.năm
4	Số tiền tiết kiệm được khi lắp đặt tụ bù ứng động trong 01 năm	Đồng	14.685.275	

5	Tỉ lệ chiết khấu (r)		0,18	
6	Thời gian có thể thu hồi vốn ($T = V/\Delta C$)	Năm	2	
7	Giá trị hiện tại thuần (NPV)	Đồng	2.009.968	>0
8	Tỉ số lợi ích – chi phí (B/C)	Lần	1,144	>1

Bảng 4.19: Bảng tổng hợp các chỉ tiêu kinh tế lắp đặt tụ bù.

2. Xuất tuyến 477.

- Tổng dung lượng tụ bù lắp đặt lên lưới: $Q = 500$ (kVAr).
- Tổng chi phí cần để lắp đặt tụ bù lên lưới (vì ở đồ án này chỉ thực hiện luân chuyển các tụ bù đến vị trí mới nên chi phí này chỉ bao gồm chi phí nhân công lắp đặt 500.000 /đồng /1 ngày/1 người):

Đối với xuất tuyến 477 gồm có 15 tụ bù (trong đó 1 tụ ở TBA đội 3 công ty 75 giữ nguyên vị trí nên chỉ luân chuyển 14 tụ)

Cần 4 nhân công nhân thi công trong 1 ngày để lắp đặt 1 tụ tụ bù:

$$\begin{aligned} \text{➤ Chi phí thuê nhân công} &= \text{số nhân công} \times \text{giá thuê 1 nhân công} \times \text{số tụ tụ bù} \\ &= 4 \times 500.000 \times 14 = 28.000.000 \text{ đồng} \end{aligned}$$

$$C_0 = 0 + 28.000.000 = 28.000.000 \text{ (đồng)}.$$

- Chi phí bảo trì 500 kVAr tụ bù ứng động trong vòng 1 năm (với chi phí bảo trì một đơn vị tụ bù ứng động là 4.650 đồng/kVAr.năm: $C_{t2} = 500 \times 4650 = 2.325.000$ (đồng).

- Tỉ lệ chiết khấu được lấy theo lãi suất ngân hàng: $r = 18\% = 0,18$.

- Số tiền tiết kiệm được trong 1 năm khi lắp đặt vận hành tụ bù ứng động trên lưới: $C_{t1} = 31.153.525$ đồng

- Thời gian có thể thu hồi vốn: $T = C_0 / C_{t1} = 0,898$ (năm)

- Áp dụng công thức (4.1) để tính toán giá trị hiện tại thuần (NPV) trong khoảng thời gian 1 năm:

$$\begin{aligned} NPV &= \frac{C_{t1} - C_{t2}}{(1+r)^1} - C_0 \\ &= \frac{31.153.525 - 2.325.000}{(1+0,18)^1} - 28.000.000 = -3.569.046 \text{ đồng.} \end{aligned}$$

Từ kết quả trên, thời gian 1 năm vẫn chưa thể hồi vốn. tiếp tục tính toán thời gian 2 năm như sau:

$$\begin{aligned} NPV &= \frac{C_{t1} - C_{t2}}{(1+r)^1} + \frac{C_{t1} - C_{t2}}{(1+r)^2} - C_0 \\ &= \frac{31.153.525 - 2.325.000}{(1+0,18)^1} + \frac{31.153.525 - 2.325.000}{(1+0,18)^2} - 28.000.000 = 17.135.151 \text{ đồng} \end{aligned}$$

Áp dụng công thức (4.2) để tính toán tỉ số lợi ích – chi phí (B/C) trong khoảng thời gian 2 năm (với dự kiến bỏ vốn 28.000.000 đầu tư một lần):

$$B/C = \left(\frac{C_{t1} - C_{t2}}{(1+r)^1} + \frac{C_{t1} - C_{t2}}{(1+r)^1} \right) / C_0$$

$$= \left(\frac{31.153.525 - 2.325.000}{(1+0,18)^1} + \frac{31.153.525 - 2.325.000}{(1+0,18)^2} \right) / 28.000.000 = 1.611 \text{ (lần)}$$

Với cách tính toán theo giá trị hiện tại thuần (NPV) và tỉ số lợi ích – chi phí (B/C) thấy giá trị NPV > 0 và B/C > 1 thì việc lắp đặt tụ bù ứng động tại 14 vị trí có hiệu quả về mặt kinh tế, thời gian thu hồi vốn 2 năm. Tổng hợp chi tiết hiệu quả của việc lắp đặt tụ bù như bảng 4.3 phía dưới.

TT	Các chỉ tiêu	Đơn vị	Giá trị	Ghi chú
1	Giá bán điện bình quân (c)	đ/kWh	2.099	
2	Tổng chi phí đầu tư lắp đặt tụ bù ứng động (V)	Đồng	28.000.000	
3	Tổng chi phí bảo hành tụ bù ứng động trong 1 năm	Đồng	2.325.000	4.650 đồng/1kVar.năm
4	Số tiền tiết kiệm được khi lắp đặt tụ bù ứng động trong 01 năm	Đồng	31.153.525	
5	Tỉ lệ chiết khấu (r)		0,18	
6	Thời gian có thể thu hồi vốn (T = V/ΔC)	Năm	2	
7	Giá trị hiện tại thuần (NPV)	Đồng	17.135.151	>0
8	Tỉ số lợi ích – chi phí (B/C)	Lần	1,611	>1

Bảng 4.20 Bảng tổng hợp các chỉ tiêu kinh tế của giải pháp lắp đặt vị trí bù tối ưu.

- ❖ **Kết luận:** Từ kết quả bài toán tìm vị trí tụ bù tối ưu CAPO và xét đến hiệu quả kinh tế của việc thay đổi vị trí lắp tụ bù tối ưu. Cả hai xuất tuyến 471 và 477 với vị trí đặt tụ bù mới, thời gian thu hồi vốn là 2 năm. Đạt yêu cầu của 2 chỉ tiêu giá trị hiện tại thuần (NPV) và tỉ số lợi ích – chi phí (B/C) cho thấy việc thay đổi vị trí của tụ bù có hiệu quả về kinh tế.

KẾT LUẬN VÀ KIẾN NGHỊ

Trong các năm qua, Điện lực Đức Cơ đã hoàn thành nhiệm vụ chính trị được giao, đảm bảo cung cấp điện, đáp ứng nhu cầu phát triển kinh tế xã hội và đời sống của nhân dân tại địa phương.

Trong thời gian tới cần phát huy hơn nữa để đáp ứng được nhu cầu sử dụng điện ngày càng cao của nhân dân địa phương.

Đề tài “ Phân tích, tính toán và đề xuất phương án giảm thiểu tổn thất điện năng trên xuất tuyến 471 và 477 lưới điện 22/0,4kv huyện Đức Cơ - tỉnh Gia Lai “

đã thực hiện được một số nội dung mới như sau:

- Đã thu thập, khảo sát hiện trạng tổn thất trên lưới điện phân phối huyện Đức Cơ , đã phân tích tổng hợp dữ liệu thu được phục vụ cho tính toán tổn thất điện năng trên lưới bằng phần mềm PSS/ADEPT.

- Đã xây dựng được cơ sở lý thuyết tính toán cơ bản và sử dụng dữ liệu đầu vào cần thiết cho phép tính toán tổn thất kỹ thuật lưới điện phân phối huyện Đức Cơ với kết quả tương đối sát với thực tế.

- Trên cơ sở kết quả tính toán thu được đã xác định được vị trí đặt bù tối ưu với các dung lượng bù cho trước.

- Sơ đồ tính toán lưới điện được tinh chỉnh từ sơ đồ cơ bản do Điện lực Đức Cơ. Đơn vị quản lý có thể sử dụng lâu dài phục vụ công tác tính toán phương thức vận hành, hỗ trợ cho cán bộ kỹ thuật trong việc lựa chọn danh mục đầu tư được chính xác, hiệu quả.

- Các giải pháp đề xuất nhằm giảm tổn thất điện năng lưới điện khu vực huyện Đức Cơ có tính khả thi cao vì khối lượng và tiền vốn đầu tư tương đối ít, có thể triển khai thực hiện ngay trong điều kiện hiện nay. Vì thế, nên thực hiện để góp phần giảm tổn thất điện năng trong thời gian tới.

Tuy đồ án tốt nghiệp này còn một số hạn chế nhất định nhưng nhóm tác giả mong rằng với nội dung được đề cập trong đồ án tốt nghiệp sẽ đóng góp một phần nào đối với hoạt động nhằm giảm tổn thất của Điện lực Đức Cơ được hiệu quả hơn.

TÀI LIỆU THAM KHẢO

1. Công ty Điện Lực Gia Lai, *Báo cáo hội nghị người lao động năm 2025*.
2. Điện lực Đức Cơ- Công ty Điện lực Gia Lai, *Báo cáo tổn thất điện năng tháng 12/2024 và tháng 1/2025*.
3. Điện lực Đức Cơ- Công ty Điện lực Gia Lai, *Báo cáo quản lý kỹ thuật lưới điện 22/0,4 huyện Đức Cơ- tỉnh Gia Lai*.
4. *Giáo trình “ Mạng điện ”*. Khoa Điện- Đại học Bách khoa Đà Nẵng.
5. Lê Thị Hằng (2021), *Tính toán, đánh giá và đề xuất một số biện pháp giảm tổn thất điện năng tại lộ 375E8.15 Điện lực Bình Giang- tỉnh Hải Dương*, Đồ án tốt nghiệp, Học viện Nông nghiệp Việt Nam.
6. Phạm Quang Thắng (2019), *Đề xuất giải pháp nhằm giảm tổn thất điện năng lưới điện phân phối huyện Mang Yang- tỉnh Gia Lai*, Luận văn Thạc sỹ kỹ thuật, Đại học Bách khoa Đà Nẵng.
7. *Tài liệu môn học “ Tối ưu hoá lưới điện phân phối ”*. Khoa Điện- Đại học Bách khoa Đà Nẵng.
8. Tài liệu “ *Hướng dẫn tính toán mô phỏng lưới điện sử dụng chương trình PSS/Adept*”. Khoa Điện- Đại học Bách khoa Đà Nẵng.

PHỤ LỤC

Phụ lục 1.1 : Sơ đồ nguyên lí của xuất tuyến 471 lưới điện 22/0,4 Đức Cơ.

Phụ lục 1.2 : Sơ đồ nguyên lí của xuất tuyến 477 lưới điện 22/0,4 Đức Cơ.