

**BỘ CÔNG THƯƠNG
TRƯỜNG ĐẠI HỌC ĐIỆN LỰC**



**GIẢI PHÁP NHẪM GIẢM TỔN THẤT
ĐIỆN NĂNG TRÊN LƯỚI ĐIỆN PHÂN
PHỐI CHO ĐIỆN LỰC NÔNG CỒNG**

LUẬN VĂN THẠC SĨ

HÀ NỘI, 2022

**BỘ CÔNG THƯƠNG
TRƯỜNG ĐẠI HỌC ĐIỆN LỰC**



**GIẢI PHÁP NHẪM GIẢM TỔN THẤT
ĐIỆN NĂNG TRÊN LƯỚI ĐIỆN PHÂN
PHỐI CHO ĐIỆN LỰC NÔNG CỒNG**

**Ngành : Quản lý năng lượng
Mã số : 8510602**

LUẬN VĂN THẠC SĨ

Người hướng dẫn khoa học: PGS.TS. Nguyễn Hữu Đức

HÀ NỘI, 2022

LỜI CAM ĐOAN

Tôi xin cam đoan đây là công trình nghiên cứu của riêng tôi. Các số liệu, kết quả nêu trong Luận văn là trung thực và chưa từng được ai công bố trong bất kỳ công trình nào khác.

Tôi xin cam đoan rằng mọi sự giúp đỡ cho việc thực hiện Luận văn này đã được cảm ơn và các thông tin trích dẫn trong Luận văn đã được chỉ rõ nguồn gốc.

Học viên thực hiện Luận văn

(Ký và ghi rõ họ tên)

Nguyễn Xuân Đô

LỜI CẢM ƠN

Tôi xin trân trọng cảm ơn Trường Đại học Điện lực, Khoa sau đại học, Khoa Quản lý Công nghiệp và Năng lượng cùng các phòng, các khoa và các Thầy, Cô của Trường Đại học Điện lực đã tận tình giúp đỡ tôi trang bị được những tri thức mới, hữu ích, tạo điều kiện, môi trường thuận lợi nhất trong quá trình học tập và thực hiện luận văn này.

Đặc biệt tôi xin bày tỏ lòng biết ơn thầy PGS.TS Nguyễn Hữu Đức, người Thầy đã trực tiếp hướng dẫn và dành nhiều thời gian, công sức giúp tôi hoàn thành bản Luận văn này

Tôi cũng xin bày tỏ lòng cảm ơn tới lãnh đạo Công ty, các phòng ban và các đồng nghiệp tại Điện lực Nông Cống đã giúp đỡ và tạo điều kiện thuận lợi cho công việc học tập và nghiên cứu đề tài luận văn này.

Mặc dù tôi đã cố gắng và cẩn trọng trong việc lựa chọn nội dung cũng như trình bày luận văn. Tuy nhiên luận văn không thể tránh khỏi những thiếu sót. Tôi mong tiếp tục nhận được góp ý quý báu để luận văn được hoàn thiện hơn, nhằm nâng cao được hiệu quả trong công tác quản lý vận hành lưới điện tại Điện lực Nông Cống

Tôi xin trân trọng cảm ơn!

Hà Nội, ngày tháng năm 2022

Người thực hiện

MỤC LỤC

LỜI CAM ĐOAN

LỜI CẢM ƠN

MỤC LỤC

DANH MỤC HÌNH VẼ

DANH MỤC BẢNG

DANH MỤC VIẾT TẮT

PHẦN 1: THÔNG TIN CHUNG VỀ LUẬN VĂN1

PHẦN II: NỘI DUNG VỀ LUẬN VĂN.....3

1 CHƯƠNG 1 CƠ SỞ VỀ TỶ SỐ TỶ THẤT ĐIỆN NĂNG VÀ PHẦN MỀM

PSS/ADEPT 3

1.1 Khái niệm chung về tỷ số tỷ thất điện năng.....3

1.1.1 Phân loại tỷ số tỷ thất.....4

1.1.2 Vấn đề xác định tỷ số tỷ thất điện năng.....4

1.1.3 Thiết bị đo điện năng.....5

1.2 Nguyên nhân của tỷ số tỷ thất điện năng8

1.2.1 Tỷ số tỷ thất điện năng phụ thuộc dòng điện.....8

1.2.2 Tỷ số tỷ thất điện năng phụ thuộc điện áp8

1.2.3 Tỷ số tỷ thất điện năng do chất lượng điện năng kém.....9

1.2.4 Tỷ số tỷ thất điện năng do thiết kế và vận hành hệ thống điện.....9

1.3 Xác định tỷ số tỷ thất điện năng.....9

1.4 Các biện pháp giảm tỷ số tỷ thất điện năng10

1.4.1 Các giải pháp giảm TTĐN liên quan đến thiết kế và chế tạo thiết bị
điện.....10

1.4.2 Các giải pháp giảm TTĐN trong quản lý vận hành12

1.5 Giới thiệu phần mềm PSS/ADEPT15

1.5.1 Tổng quan về phần mềm PSS/ADEPT15

1.5.2 Giới thiệu chung.....15

1.5.3 Các bước xây dựng sơ đồ lưới điện trên PSS/ADEPT17

1.5.4 Bài toán tính tỷ số tỷ thất điện năng trên lưới trung hạ thế26

1.6 Tóm tắt chương 1:28

2 CHƯƠNG 2 PHÂN TÍCH HIỆN TRẠNG TỶ SỐ TỶ THẤT LƯỚI ĐIỆN

PHÂN PHỐI TẠI ĐIỆN LỰC NÔNG CỐNG 29

2.1	Tổng quan về lưới điện phân phối Điện lực Nông Cống	29
2.1.1	Đặc điểm địa lý, kinh tế và xã hội.....	29
2.1.2	Đặc điểm lưới điện phân phối	29
2.2	Kết quả sản xuất kinh doanh giai đoạn 2018-2020	31
2.2.1	Sản lượng tiêu thụ	31
b 2.2.2	Tỷ lệ tổn thất điện năng.....	33
2.3	Hiện trạng lưới điện phân phối Điện lực Nông Cống	35
2.3.1	Lưới điện trung thế.....	35
2.3.2	Lưới điện hạ thế	37
2.3.3	Máy biến áp.....	37
2.4	Nguyên nhân gây tổn thất lưới điện phân phối Điện lực Nông Cống.....	37
2.4.1	Tổn thất kỹ thuật	37
2.4.2	Tổn thất thương mại	39
2.5	TÓM TẮT CHƯƠNG 2.....	39
3	CHƯƠNG 3: GIẢI PHÁP GIẢM TỔN THẤT ĐIỆN NĂNG TẠI ĐIỆN LỰC NÔNG CỐNG.....	40
3.1	Các giải pháp chính giảm tổn thất điện năng đã thực hiện giai đoạn 2018 – 2020 tại Điện lực Nông Cống.....	40
3.1.1	Các giải pháp chính giảm tổn thất điện năng đã thực hiện giai đoạn 2018 – 2020 tại Điện lực Nông Cống Giải pháp kỹ thuật.....	40
3.1.2	Giải pháp phi kỹ thuật.....	43
3.2	Kế hoạch giảm tổn thất điện năng của Điện lực Nông Cống giai đoạn 2021 – 2023	44
3.2.1	Kế hoạch điện thương phẩm giai đoạn 2021 – 2023	44
3.2.2	Lộ trình giảm tổn thất điện năng giai đoạn 2021 – 2023	44
3.3	Nghiên cứu và đề xuất giải pháp giảm tổn thất điện năng giai đoạn 2018 – 2020 tại Điện lực Nông Cống.....	44
3.3.1	Giải pháp giảm bán kính cấp điện hạ thế và cải tạo nâng cấp đường dây hạ thế.....	44
1.166		46
3.3.2	Giải pháp thay thế máy biến áp vận hành lâu năm	56
3.3.3	Giải pháp giảm bán kính cấp điện trung thế (giảm tổn thất và nâng cao độ tin cậy lưới điện).	57
3.3.4	Xử lý các trạm non tải	60
3.3.5	Xử lý các trạm quá tải	60

3.4	TÓM TẮT CHƯƠNG 3	61
4	KẾT LUẬN VÀ KIẾN NGHỊ	62
4.1	CÁC KẾT LUẬN	62
4.2	CÁC KIẾN NGHỊ	62
	DANH MỤC TÀI LIỆU THAM KHẢO	63

DANH MỤC HÌNH VẼ

Hình 1-1: Tồn thất công suất và tổn thất điện năng	3
Hình 1-2: a) Công tơ điện từ, và b) cấu tạo của công tơ điện từ một pha	6
Hình 1-3: Công tơ điện từ 3 pha.....	7
Hình 1-4: Hộp thoại thuộc tính nút Source và mô hình nút nguồn trên sơ đồ	19
Hình 1-5: Hộp thoại thuộc tính nút tải tĩnh và mô hình nút tải trên sơ đồ	19
Hình 1-6: Hộp thoại thuộc tính nút tải động và mô hình trên sơ đồ	20
Hình 1-7: Hộp thoại thuộc tính thiết bị đóng cắt và mô hình thiết bị đóng cắt trên sơ đồ	21
Hình 1-8: Hộp thoại thuộc tính nút tải và mô hình nút tải trên sơ đồ	21
Hình 1-9: Hộp thoại thuộc tính đường dây và mô hình đường dây trên sơ đồ	22
Hình 1-10: Hộp thoại thuộc tính tụ bù và mô hình tụ bù trên sơ đồ	22
Hình 1-11: Hộp thoại thuộc tính máy biến áp và mô hình máy biến áp trên sơ đồ	23
Hình 1-12: Bảng dữ liệu về nút nguồn của mô hình	23
Hình 1-13: Bảng dữ liệu về phụ tải của mô hình	24
Hình 1-14: Bảng dữ liệu về đoạn dây của mô hình.....	24
Hình 1-15: Bảng dữ liệu về thiết bị đóng cắt của mô hình	25
Hình 1-16: Hộp thoại option-The load flow cho phép chọn lựa các bài toán phân bố công suất.....	25
Hình 1-17: Giao diện chạy loadflow	27
Hình 2-1: Biểu đồ theo thành phần phụ tải (năm 2020).....	32
Hình 2-2: Biểu đồ phụ tải 24h điển hình (ngày 09/01/2020)	33
Hình 2-3: Biểu đồ kết quả giảm tổn thất điện năng giai đoạn 2015 – 2017.....	34
Hình 3-1: kết quả mô phỏng tính toán TTĐN hạ thế đường trục 01 pha 03 dây khu dân cư tập trung.....	46
Hình 3-2: Kết quả mô phỏng tính toán TTĐN hạ thế đường trục 03 pha 04 dây khu dân cư tập trung.....	46
Hình 3-3: Kết quả mô phỏng tính toán TTĐN hạ thế đường trục 01 pha 03 dây khu dân cư phân tán.....	47
Hình 3-4: Kết quả mô phỏng tính toán TTĐN hạ thế đường trục 03 pha 04 dây khu dân cư phân tán.....	47

DANH MỤC BẢNG

Bảng 1-1: Các giải pháp giảm tổn thất trong máy biến áp	12
Bảng 2-1: Thông số đường dây Điện lực Nông Cống.....	30
Bảng 2-2: Thống kê trạm biến áp phân phối Điện lực Nông Cống.....	30
Bảng 2-3: sản lượng điện tiêu thụ và tốc độ tăng trưởng qua các năm	31
Bảng 2-5: Sản lượng điện tổn thất theo cấp điện áp giai đoạn 2018– 2020.....	31
Bảng 2-6: Cơ cấu điện thương phẩm theo thành phần phụ tải 2018-2020.....	31
Bảng 2-7: Tỷ lệ tổn thất điện năng qua các năm	33
Bảng 2-8: Thông số đường dây trạm 110/22kV Nông Cống	36
Bảng 2-9: Thông số vận hành các phát tuyến 22kV (ngày 09/01/2020).....	36
Bảng 2-10: Độ sụt áp và bán kính cấp điện các phát tuyến.....	36
Bảng 2-11: thống kê tổn thất điện năng các trạm biến áp công cộng (lũy kế 6 tháng năm 2018):.....	37
Bảng 3-1: Tăng trưởng điện thương phẩm giai đoạn 2021– 2023	44
Bảng 3-2: Lộ trình giảm tổn thất điện năng giai đoạn 2021 – 2023	44
Bảng 3-3: Bán kính cung cấp điện hạ thế.....	45
Bảng 3-4: Thống kê các trạm công cộng có tổn thất cao, bán kính cấp điện lớn.....	48
Bảng 3-5: Kết quả giảm tổn thất sau khi đầu tư xây dựng, cải tạo	51

DANH MỤC VIẾT TẮT

Từ viết tắt	Tiếng Anh	Tiếng Việt
CAPO	Optimal Capacitor Placement	Tối ưu hóa vị trí đặt tụ điện cố định và điều chỉnh
CSPK	Reactive power	Công suất phản kháng
CSTD	Active power	Công suất tác dụng
HTĐ	Power system	Hệ thống điện
LĐPP	Grid distribution	Lưới điện phân phối
MBA	Transformers	Máy biến áp
PSS/ADEPT	Power System Simulator/Advanced Distribution Engineering Productivity Tool.	Phần mềm tính toán và phân tích lưới điện phân phối
TBA	Transformers Station	Trạm biến áp
TOPO	Tie Open Point Optimization	Phân tích điểm dừng tối ưu
TTĐN	Loss Power	Tổn thất điện năng

PHẦN 1: MỞ ĐẦU

1. TÍNH CẤP THIẾT CỦA ĐỀ TÀI

Trong bối cảnh thiếu hụt năng lượng sơ cấp hiện nay, cùng với cam kết của chính phủ thực hiện COP 26 về giảm khí thải, thì vấn đề tiết kiệm năng lượng đang được chính phủ hết sức quan tâm. Đối với Tập đoàn Điện lực Việt Nam (EVN) thì vấn đề tổn thất điện năng, đặc biệt tổn thất điện năng trên lưới điện phân phối là một trong những chỉ tiêu quan trọng được ngành điện đặc biệt quan tâm trong thời gian qua. Đây là chỉ tiêu ảnh hưởng trực tiếp đến lợi nhuận trong hoạt động sản xuất kinh doanh và cũng là một trong những chỉ tiêu để đánh giá, so sánh đối với các quốc gia trong khu vực về lĩnh vực điện năng. Theo số liệu báo cáo thì tổn thất điện năng của lưới điện phân phối ở Việt Nam đã liên tục giảm trong thời gian qua từ 7,04% năm 2018, 6,5% năm 2019, và 6,35% năm 2020 (thấp hơn so với kế hoạch 6,5%). Do đó việc nghiên cứu và đề xuất các giải pháp giảm tổn thất điện năng trên lưới điện phân phối vẫn tiếp tục là một lĩnh vực mà các công ty điện lực hết sức quan tâm.

Trong thời gian qua, Công ty Điện lực Thanh Hóa, và cụ thể là điện lực Nông Cống đã thực hiện nhiều biện pháp giảm tổn thất điện năng. Tuy nhiên căn cứ vào cấu trúc chung của lưới điện phân phối và đặc điểm riêng của lưới điện Điện lực Nông Cống như: đặc điểm lưới điện trải dài bán kính cấp điện trung hạ thế lớn (vượt so với quy định); đường dây đầu tư lâu năm đã xuống cấp (hầu hết các đường dây vận hành với mức tải cao và đầy tải), ... nên tỉ lệ tổn thất điện năng đến cuối năm 2020 còn khá cao (7,09%).

Do đó, tác giả đã lựa chọn rằng đề tài “Giải pháp giảm tổn thất trên lưới điện phân phối tại Điện lực Nông Cống” là hết sức cần thiết nhằm đạt được mục tiêu của Điện lực Nông Cống, góp phần thực hiện mục tiêu chung của Công ty Điện lực Thanh Hóa và của Tổng Công ty Điện lực miền Bắc.

2. MỤC TIÊU VÀ NỘI DUNG NGHIÊN CỨU

2.1 Mục tiêu của đề tài

Mục tiêu: Nghiên cứu phân tích cơ sở lý thuyết tổn thất điện năng và hiện trạng tổn thất điện năng tại lưới điện Nông Cống; từ đó đưa ra các giải pháp để giảm tổn thất điện năng trên lưới điện phân phối tại Điện lực Nông Cống, tỉnh Thanh Hóa.

2.2 Nội dung nghiên cứu

Nghiên cứu tổng quan về tình hình tổn thất điện năng của lưới điện phân phối tại Điện lực Nông Cống.

- Nghiên cứu phần mềm PSS/ADEPT để mô phỏng tính toán tổn thất điện năng.
- Giải pháp giảm tổn thất điện năng của lưới điện phân phối tại Điện lực Nông Cống.

3. ĐỐI TƯỢNG VÀ PHẠM VI NGHIÊN CỨU

- Đối tượng nghiên cứu: Lưới điện phân phối tại Điện lực Nông Cống.
- Phạm vi nghiên cứu: Là vấn đề tổn thất điện năng và các biện pháp giảm tổn thất điện năng trên lưới điện trung hạ áp.

4. Ý NGHĨA CỦA ĐỀ TÀI

4.1 Ý nghĩa khoa học

Đề tài Giải pháp giảm tổn thất điện năng trên lưới điện phân phối mang tính hệ thống và tổng quát qua đó đóng góp là tài liệu tham khảo cho đơn vị quản lý điện lực Nông Cống.

4.2 Ý nghĩa thực tiễn

- Giải pháp giảm tổn thất điện năng lưới điện phân phối nói chung và lưới điện phân phối được quản lý bởi Điện lực Nông Cống nói riêng có ý nghĩa thực tiễn rất quan trọng mà phù hợp với định hướng phát triển và nâng cao chất lượng quản lý lưới điện phân phối, phù hợp với lộ trình giảm tổn thất của lưới điện phân phối của Tổng công ty Điện lực miền Bắc, cũng như mục tiêu phấn đấu đạt được của Công ty Điện lực Thanh Hóa trong giai đoạn 2019-2021.

5. PHƯƠNG PHÁP NGHIÊN CỨU

- Nghiên cứu tổng quan về tổn thất điện năng trên lưới điện phân phối.
- Nghiên cứu tổng quan về lưới điện phân phối Điện lực Nông Cống và các báo cáo kỹ thuật liên quan đến vấn đề tổn thất điện năng của lưới điện phân phối Điện lực Nông Cống.
- Phân tích tổng hợp và đề xuất các giải pháp giảm tổn thất điện năng trên lưới điện Điện lực Nông Cống.
- Sử dụng phần mềm PSS/ADEPT để phân tích, mô phỏng tính toán tổn thất trên lưới điện phân phối Điện lực Nông Cống.

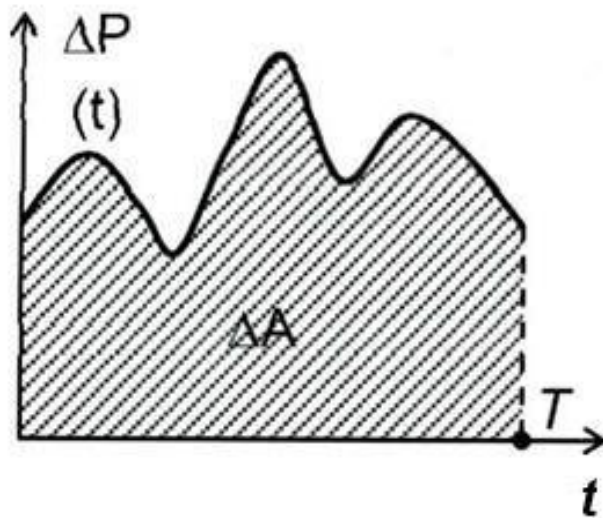
PHẦN II: NỘI DUNG VỀ LUẬN VĂN

CHƯƠNG 1 CƠ SỞ LÝ THUYẾT VỀ TỶ SỐ THẤT ĐIỆN NĂNG VÀ PHẦN MỀM PSS/ADEPT

1.1 KHÁI NIỆM CHUNG VỀ TỶ SỐ THẤT ĐIỆN NĂNG

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

Đối với một lưới điện cụ thể, thì TTĐN trên một lưới điện là sự chênh lệch giữa lượng điện năng đi vào lưới điện (bao gồm từ các nguồn điện và từ các lưới điện lân cận) và lượng điện năng đi ra khỏi lưới điện (bao gồm cấp cho phụ tải của lưới điện đó hoặc đi sang các khu vực lưới điện lân cận) trong một khoảng thời gian nhất định.



Hình 1-1: Tỷ số thất công suất và tỷ số thất điện năng

Khoảng thời gian xác định TTĐN thường là một ngày, một tháng hoặc một năm tùy thuộc mục đích hoặc công cụ xác định TTĐN.

TTĐN trên một phần tử có thể xác định bằng đo lường hoặc tính toán như sau:

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

trong đó:

- $\Delta P(t)$ - là hàm tính tỷ số thất công suất trên phần tử.

- ΔA - là TTĐN trên phần tử trong thời gian T (diện tích giới hạn bởi $\Delta P(t)$ và các trục tọa độ như hình).
- T – là khoảng thời gian tính toán

1.1.1 Phân loại tổn thất

Để có thể xác định một cách chính xác và đầy đủ về tổn thất điện năng, trước hết chúng ta cần phân loại các loại tổn thất này.

- Theo phạm vi quản lý: có TTĐN tại nhà máy điện, TTĐN trên lưới điện truyền tải và TTĐN trên lưới điện phân phối. Tỷ lệ TTĐN trong HTĐ chủ yếu ở lưới phân phối điện.
- Theo quan điểm kinh doanh điện. TTĐN trên HTĐ được phân thành hai loại là TTĐN kỹ thuật và TTĐN thương mại (hay là phi kỹ thuật).

1.1.1.1 *Tổn thất điện năng kỹ thuật*

Là TTĐN do tính chất vật lý của quá trình tải điện năng gây ra. Loại tổn thất này không thể loại bỏ hoàn toàn mà chỉ có thể hạn chế ở mức độ hợp lý. Cụ thể hơn, tổn thất kỹ thuật cũng có thể chia thành hai dạng như sau:

a) TTĐN phụ thuộc vào dòng điện: Là tổn thất do phát nóng trong các phần tử có tải dòng điện, phụ thuộc vào cường độ dòng điện và điện trở tác dụng của phần tử. Đây là thành phần chính được tính đến trong TTĐN kỹ thuật.

b) TTĐN phụ thuộc vào điện áp: Bao gồm tổn thất không tải của máy biến áp (MBA), tổn thất vầng quang điện, tổn thất do rò điện (cách điện không tốt), tổn thất trong mạch từ của các thiết bị đo lường...

1.1.1.2 *Tổn thất điện năng thương mại*

- Là lượng TTĐN trên HTĐ không liên quan đến tính chất vật lý của quá trình tải điện năng. Nguyên nhân là do vấn đề quản lý HTĐ. Bởi vậy, không thể giải quyết bằng các biện pháp kỹ thuật mà chỉ có thể dùng các biện pháp quản lý trong kinh doanh. Một số trường hợp có thể phân loại để xác định TTĐN ở khâu nào, từ đó có biện pháp xử lý. Ví dụ TTĐN do không được đo, điện năng không được vào hóa đơn, không được trả tiền hoặc chậm trả tiền... TTĐN thương mại chủ yếu xảy ra ở lưới điện phân phối.

1.1.2 Vấn đề xác định tổn thất điện năng

Nhìn chung, không có cách xác định chính xác TTĐN. Có nhiều nguyên nhân, nhưng chủ yếu là vì thiếu thông tin do hệ thống đo lường chưa đầy đủ và

đồng bộ, số liệu về lưới điện và phụ tải không chính xác... Bởi vậy, thực chất việc xác định TTĐN là đánh giá hoặc dự báo TTĐN.

Trên lưới điện truyền tải, hệ thống thông tin và tự động hóa thường phải đầy đủ để đảm bảo mục tiêu quản lý vận hành an toàn, tối ưu. Cũng nhờ đó, việc đo lường và đánh giá TTĐN chính xác hơn. Đối với lưới điện phân phối, các hệ thống thông tin đo lường, giám sát nhìn chung đơn giản, trong khi khối lượng, chủng loại thiết bị đa dạng, nên việc đánh giá chính xác TTĐN khó khăn hơn nhiều.

Bởi vì TTĐN trong HTĐ chủ yếu nằm ở lưới điện phân phối, nên yêu cầu xác định TTĐN chủ yếu đặt ra đối với bộ phận lưới này. TTĐN trong lưới điện phân phối nhỏ hơn 10% được coi là chấp nhận được. Nếu TTĐN trên 15% tức là tỷ lệ TTĐN thương mại là đáng kể, khi đó cần tính toán thành phần TTĐN kỹ thuật để đánh giá mức độ tổn thất thương mại. Bên cạnh đó việc xác định TTĐN cũng sẽ cho một bức tranh chung về tỷ lệ TTĐN giữa các bộ phận lưới điện và các khu vực phụ tải để từ đó có thể đề xuất các giải pháp giảm TTĐN một cách hiệu quả trên lưới điện.

1.1.3 Thiết bị đo điện năng

Sử dụng thiết bị đo điện năng là một trong những cách để đánh giá TTĐN. Thiết bị đo điện năng thường gọi là công tơ bao gồm công tơ tác dụng (đo kWh) và công tơ phản kháng (đo kVArh). Công tơ liên tục đo điện áp và dòng điện tức thời, tính toán tích số của hai đại lượng này rồi tích hợp theo thời gian để tính trị số điện năng cần đo. Đối với tải nhỏ, trong lưới hạ áp, công tơ có thể lấy trực tiếp dòng điện và điện áp từ mạch cần đo. Đối với lưới cao áp, dòng điện phụ tải lớn, công tơ lấy dòng điện và điện áp từ thứ cấp các máy biến dòng điện và biến điện áp. Theo công nghệ chế tạo có hai loại công tơ bao gồm công tơ điện từ và công tơ điện tử.

a. Công tơ điện từ

Cấu trúc cơ bản của một công tơ điện từ bao gồm ba phần:

- i. Mạch vào gồm dòng điện và điện áp,
- ii. Cơ cấu cuộn dây dòng, áp và đĩa quay tương tự một động cơ.
- iii. Cơ cấu đếm và hiển thị.

Công tơ này làm việc dựa trên nguyên lý cảm ứng điện từ.

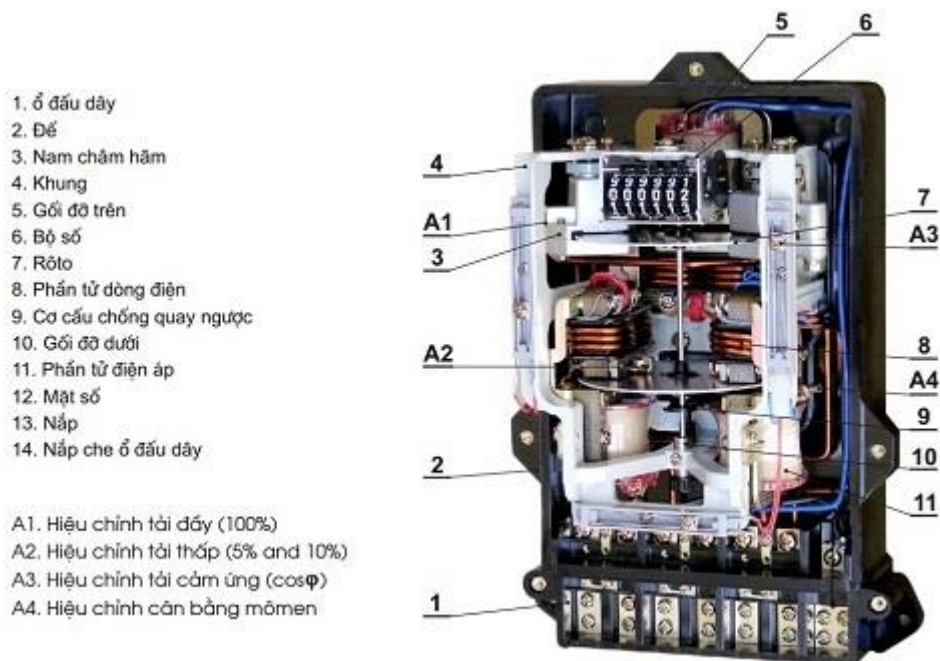
Tổn thất công suất trên cuộn điện áp rất nhỏ, cỡ 2W. Tổn thất trên cuộn dòng điện tỷ lệ với dòng điện, nhưng nhìn chung cũng nhỏ, chỉ cỡ vài W. Công tơ điện từ có thể gặp một số sai số như sai số do phụ tải không cân bằng khi dùng công

tơ ba pha, sai số do đĩa công tơ tự quay khi chỉ có điện áp đặt vào công tơ và không có tải.

Hiện nay các công tơ điện từ đang dần được thay thế bằng công tơ điện tử.



a) Công tơ điện từ một pha



b) Cấu tạo của công tơ điện từ một pha

Hình 1-2: a) Công tơ điện từ, và b) cấu tạo của công tơ điện từ một pha

b. Công tơ điện tử

Công tơ điện tử, còn gọi là công tơ tĩnh, biến đổi dòng điện và điện áp đo được trên mạch điện thành dạng số, xử lý tín hiệu số để tính toán nhiều đại lượng liên quan khác nhau và hiển thị trên màn hình dạng LED hoặc LCD. Công tơ điện tử tích hợp rất nhiều tính năng cho phép đo đặc điểm tiêu thụ điện của phụ tải như thời gian sử dụng (TOU), công suất cực đại, các tham số dòng điện, điện áp, hệ số $\cos\varphi$, ĐTPT,...cũng như lưu trữ và kết nối, đọc số liệu từ xa, Khả năng giám sát được chất lượng nguồn điện, Khả năng tính toán được giá điện bậc thang hiện hành, Độ chính xác cao về số điện...

Yêu cầu về tổn thất và sai số của công tơ điện tử, cấp chính xác Class 1 và 2 được quy định bởi tiêu chuẩn IEC 62053-21, 2003.



Hình 1-3: Công tơ điện tử 3 pha

c) Công tơ điện 2 chiều

Với loại công tơ điện này gồm 2 bộ nhớ thường được sử dụng để đo nguồn điện từ các inverter năng lượng mặt trời hòa lưới của dự án điện mặt trời đến nguồn điện năng lượng 2 chiều.

– Bộ nhớ 1: dùng để lưu trữ các chỉ số điện năng tiêu thụ được cung cấp bởi công ty điện lực VietNam.

– Bộ nhớ 2: lưu trữ chỉ số điện năng lượng mặt trời đã được lắp đặt

1.2 NGUYÊN NHÂN CỦA TỶ LỆ TỶ SỐ ĐIỆN NĂNG

1.2.1 Tỷ lệ tổn thất điện năng phụ thuộc dòng điện

Tất cả các phần tử tham gia tải trực tiếp dòng điện trong HTĐ đều có TTĐN do phát nhiệt trên điện trở của phần tử đó. Các phần tử có tổn thất do phát nhiệt trên HTĐ 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 trên điện trở dây chống sét và điện trở nối đất.
- Điện trở cuộn dây trong các MBA lực.
- Điện trở cuộn dây của các 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 tụ bù CSPK, cuộn dây kháng điện, điện trở trên các mạch bán dẫn...

Trong các phần tử trên đây trong HTĐ, các phần tử chiếm tỷ lệ TTĐN lớn nhất là đường dây và MBA. Các phần tử còn lại thường có tổn thất nhỏ nên nếu tính toán TTĐN dựa trên mô phỏng thì thường bỏ qua.

1.2.2 Tỷ lệ tổn thất điện năng phụ thuộc điện áp

a) Tỷ lệ tổn thất năng lượng quang điện

Khi truyền tải dòng điện xoay chiều, xung quanh dây dẫn xuất hiện từ trường, đồng thời có điện trường. Hiện tượng này làm ion hóa không khí xung quanh dây dẫn, làm phát sinh năng lượng quang xung quanh dây dẫn, đồng thời gây ra âm thanh xung quanh dây dẫn. Nếu điện áp cao thì hiện tượng này rất rõ ràng. Đối với lưới phân phối, hạ áp người ta thường bỏ qua hiện tượng này.

b) Tỷ lệ tổn thất trong lõi thép máy biến áp

Tổn thất trong máy biến áp do điện trở đã được đề cập ở trên. Ở đây tác giả đề cập đến tổn hao do từ hóa của lõi thép máy biến áp (tổn hao do dòng điện phụ tải) .

1.2.3 Tồn thất điện năng do chất lượng điện năng kém

- Ngoài TTĐN do dòng điện và điện áp hình sin ở tần số cơ bản (50 hoặc 60Hz) gây ra trên các phần tử trong HTĐ, TTĐN còn được gây ra do các vấn đề CLĐN. Trong các hiện tượng CLĐN, các hiện tượng duy trì như biến dạng sóng (waveform distortion- sóng hài) và không đối xứng gây TTĐN đáng kể. Các hiện tượng CLĐN khác, mặc dù cũng gây TTĐN, nhưng do hoặc thời gian tồn tại ngắn (biến thiên điện áp ngắn hạn, dao động điện áp) hoặc biên độ điện áp ít thay đổi (độ lệch điện áp) nên trong các phân tích TTĐN có thể bỏ qua.

1.2.4 Tồn thất điện năng do thiết kế và vận hành hệ thống điện

- Ngoài những nguyên nhân gây TTĐN trên từng phần tử như đã nêu ở các mục trên, nhìn từ khía cạnh quản lý HTĐ còn có một số nguyên nhân khác cũng làm gia tăng thêm TTĐN chung của cả HTĐ. Các nguyên nhân xuất phát từ những bất hợp lý trong quản lý HTĐ từ khâu quy hoạch, thiết kế đến khâu vận hành HTĐ.

1.3 XÁC ĐỊNH TỒN THẤT ĐIỆN NĂNG

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

Mặc dù cho kết quả khá chính xác, nhưng việc xác định TTĐN theo phương pháp đo lường trên thực tế rất khó thực hiện do đòi hỏi thông tin rất chi tiết liên quan đến TTĐN từ các hệ thống đo lường và giám sát. Khi xét một khu vực lưới điện rộng, lượng thông tin sẽ rất lớn và cần đầu tư lớn cho hệ thống đo lường và giám sát. Với các mục đích nghiên cứu không yêu cầu kết quả đánh giá với độ chính xác cao, việc đánh giá TTĐN có thể dựa trên mô phỏng và tính toán giải tích HTĐ.

Có nhiều nguyên nhân gây TTĐN như đã nêu ở mục trên, tuy nhiên không có phương pháp mô phỏng nào đồng thời đánh giá TTĐN do nhiều nguyên nhân. Các phương pháp thường được áp dụng riêng với từng nguyên nhân sinh ra TTĐN. Bởi vậy, khi đánh giá TTĐN trong HTĐ, để kết quả đánh giá có ý nghĩa, cần chọn phương pháp mô phỏng để đánh giá TTĐN lớn nhất trên HTĐ. Với chức năng chính của HTĐ là truyền tải và phân phối điện năng với dòng điện và điện áp xoay chiều, ba pha, ở tần số cơ bản (50, 60Hz), thành phần TTĐN chính trên HTĐ là do hai đại lượng này gây ra. Chính vì vậy, các phương pháp mô phỏng trình bày sau đây sử dụng ba giả thiết tính toán chung sau:

- Chỉ đánh giá được TTĐN kỹ thuật, TTĐN trên đường dây và MBA.
- Lưới điện ba pha đối xứng, không có biến dạng sóng dòng điện và điện áp.
- Thành phần tổn thất phụ thuộc điện áp là hằng số trong giới hạn độ lệch điện áp dài hạn cho phép.

1.4 CÁC BIỆN PHÁP GIẢM TỔN THẤT ĐIỆN NĂNG

TTĐN là vấn đề kinh tế. Việc quyết định thực hiện một giải pháp giảm TTĐN dựa trên việc cân nhắc giữa lợi ích thu được nhờ giảm TTĐN và chi phí cho giải pháp đó. Cũng cần lưu ý rằng các giải pháp giảm TTĐN trên HTĐ nhìn chung cũng đồng thời nâng cao các chỉ tiêu kỹ thuật của HTĐ (như khả năng tải, chất lượng điện áp). Do đó, cũng cần cân nhắc thêm các lợi ích này khi phân tích kinh tế - kỹ thuật một giải pháp giảm TTĐN. Tùy theo các nguyên nhân gây ra TTĐN mà có thể thực hiện các giải pháp giảm TTĐN tương ứng. Các giải pháp giảm TTĐN có thể được chia thành hai nhóm bao gồm giải pháp liên quan đến thiết kế và chế tạo từng thiết bị điện và giải pháp về quản lý HTĐ.

1.4.1 Các giải pháp giảm TTĐN liên quan đến thiết kế và chế tạo thiết bị điện

- Hai phần tử tải điện chính gây TTĐN trên HTĐ là đường dây và MBA. Sau đây là các giải pháp liên quan đến thiết kế và chế tạo của các phần tử này.

1.4.1.1 Giảm TTĐN trên đường dây

- Trên đường dây tải điện có thể tồn tại cả TTĐN phụ thuộc dòng điện (do điện trở dây dẫn) và phụ thuộc điện áp (tổn thất vàng quang điện).

Giảm điện trở đơn vị của dây dẫn: Để giảm điện trở dây dẫn, có thể có các cách sau liên quan đến việc chế tạo dây dẫn:

- Sử dụng vật liệu làm dây dẫn có điện trở đơn vị nhỏ.
- Tăng tiết diện dây dẫn.

- Những giải pháp này nhìn chung có chi phí cao. Ngoài việc tăng vốn đầu tư dây dẫn, tăng tiết diện dây dẫn còn kéo theo tăng chi phí cho lắp đặt, vận hành. Thay loại dây có điện trở thấp nhìn chung cũng làm tăng vốn đầu tư. Hơn nữa, nhiệm vụ chính của đường dây là đảm bảo khả năng tải điện mà khả năng tải lại cũng phụ thuộc vào tiết diện dây dẫn và vật liệu làm dây dẫn. Bởi vậy, áp lực tăng tiết diện dây dẫn hoặc thay dây dẫn làm bởi vật liệu khác chủ yếu là để đáp ứng yêu cầu khả năng tải. Giảm TTĐN chỉ là yêu cầu kinh tế kết hợp với yêu cầu kỹ thuật trên đây.

Giảm tổn hao do vầng quang điện: Các giải pháp giảm tổn hao do vầng quang điện trên các đường dây trên không chủ yếu nhằm vào việc tăng ngưỡng điện áp bắt đầu gây phóng điện vầng quang. Một số giải pháp chính như sau:

- Tăng khoảng cách giữa các pha dây dẫn.
- Tăng đường kính dây dẫn. Khi đó cường độ điện trường trên bề mặt dây dẫn sẽ giảm và do đó giảm khả năng xuất hiện vầng quang. Để giảm trọng lượng của dây dẫn, dây dẫn rỗng được sử dụng để giảm phóng điện vầng quang đối với đường dây siêu cao áp.
- Ngoài ra, phân pha dây dẫn trên từng pha cũng làm tăng bán kính trung bình hình học (GMR) của pha dây dẫn và do đó cũng có tác dụng giảm tổn thất vầng quang tương tự tăng đường kính dây dẫn.

1.4.1.2 Giảm TTĐN trong máy biến áp

Với các loại tổn thất chính trong MBA như đã nêu ở trên, các giải pháp giảm tổn thất đối với từng loại tổn thất liên quan đến chế tạo MBA được tóm tắt ở bảng dưới đây.

Có thể thấy rằng giữa tổn thất không tải, tổn thất có tải và chi phí cho giải pháp có mối quan hệ qua lại. Các giải pháp giảm tổn thất có tải lại có xu hướng khiến cho tổn thất không tải tăng và ngược lại. Tăng tiết diện lõi thép sẽ giảm tổn hao không tải, nhưng sẽ làm tăng chiều dài của các cuộn dây MBA dẫn đến tăng

tổn thất đồng. Do đó, trong thiết kế cần chọn một giải pháp tối ưu để giảm thiểu tổn thất trong MBA nói chung.

Bảng 1-1: Các giải pháp giảm tổn thất trong máy biến áp

Giảm tổn thất không tải (TTKT)			
Sử dụng lõi thép làm bằng vật liệu tổn hao thấp	Giảm	Không đổi	Tăng
Giảm từ cảm B bằng cách: - Tăng tiết diện lõi thép - Giảm số vôn/vòng	Giảm	Tăng	Tăng
Giảm chiều dài mạch từ bằng cách giảm tiết diện dây dẫn	Giảm	Tăng	Giảm
Giảm tổn thất có tải (TTCT)			
Sử dụng dây dẫn làm bằng vật liệu tổn hao thấp	Không đổi	Giảm	Tăng
Tăng tiết diện dây quấn MBA	Tăng	Giảm	Tăng
Giảm chiều dài mạch dẫn điện bằng cách: - Giảm tiết diện lõi thép - Tăng số vôn/vòng	Tăng	Giảm	Giảm
(a)Lõi thép vật liệu vô định hình làm tăng tổn hao có tải			

- Để giảm tổn thất trong lõi thép MBA, giải pháp công nghệ gần đây là thay lõi thép làm bằng vật liệu tôn silic bằng lõi thép vật liệu vô định hình. Vật liệu này được chế tạo bằng phương pháp làm đông đặc nhanh hỗn hợp các kim loại đang nóng chảy bao gồm sắt, Bo, Silic, với tốc độ làm lạnh (106 K/s) và thu được một kim loại rắn có cấu trúc vô định hình với các nguyên tử phân bố ngẫu nhiên, không theo một nguyên tắc nào cả. Khi được làm đông đặc nhanh, thép sẽ được kéo với tốc độ 100 km/h và cán mỏng 0,02-0,04mm. Đây chính là loại vật liệu tối ưu hóa tính năng từ, giúp giảm từ trễ, giảm dòng điện xoáy nhờ giảm bề dày của vật liệu. TTĐN của MBA dự kiến sẽ giảm trên 75%.

1.4.2 Các giải pháp giảm TTĐN trong quản lý vận hành

1.4.2.1 Các giải pháp trong quy hoạch và thiết kế HTĐ

Mục tiêu chính của quy hoạch HTĐ là đáp ứng nhu cầu phát triển của phụ tải một cách tin cậy, an toàn và kinh tế. Trong mục tiêu chung đó, TTĐN thường đóng vai trò là một thành phần trong chi phí vận hành HTĐ trong hàm mục tiêu. Trong thiết kế HTĐ, vai trò của TTĐN cũng thuộc vào chi phí vận hành, liên quan trực tiếp đến thông số các phần tử trên HTĐ (đường dây và MBA). Mặc dù

phương án quy hoạch ứng với cực trị hàm mục tiêu không hoàn toàn tương ứng với cực tiểu hóa TTĐN, nhưng nếu xét trên vòng đời vận hành dài của công trình điện thì phương án có TTĐN thấp thường trùng với phương án tối ưu. Do đó, phương án tối ưu trong quy hoạch và thiết kế cũng được xem là một giải pháp giảm TTĐN.

Các giải pháp giảm TTĐN từ khâu quy hoạch bao gồm:

- Dự báo chính xác phụ tải (vị trí, công suất).
- Khoảng cách cấp điện hợp lý, phụ tải được cấp điện gần nguồn cấp.
- Chọn điện áp vận hành phù hợp với công suất tải.

1.4.2.2 *Bù công suất phản kháng trong vận hành HTĐ*

Nhu cầu CSPK trong HTĐ rất lớn mặc dù nó không sinh công. Đó là do tác dụng của việc tải và tiêu thụ điện năng xoay chiều. Các phụ tải CSPK chính trong HTĐ gồm động cơ điện (70-75%), MBA (20-25%) và các đường dây (khoảng 5%) trong đó nhu cầu CSPK chủ yếu (động cơ điện và các MBA của phụ tải) nằm ở phụ tải của HTĐ như các phụ tải công nghiệp, phụ tải tưới tiêu trong nông nghiệp, phụ tải dịch vụ thương mại (điều hoà nhiệt độ), phụ tải giao thông điện. Nhu cầu CSPK liên tục thay đổi theo thời gian. Để đáp ứng nhu cầu này, có thể cấp CSPK từ phía phụ tải hoặc từ phía HTĐ (phía cung cấp điện).

1.4.2.3 *Tối ưu hóa cấu trúc lưới điện*

Phụ tải liên tục thay đổi là động lực chính của các bài toán kinh tế - kỹ thuật trong vận hành HTĐ. Khi phụ tải thay đổi, trào lưu công suất trên lưới điện cũng sẽ thay đổi. Do đó, ngoài những điều kiện về kỹ thuật phải đảm bảo như cân bằng công suất, đảm bảo khả năng tải và ổn định điện áp, một yêu cầu đặt ra là phải lựa chọn một phương thức vận hành lưới điện (tương ứng một dạng sơ đồ lưới điện) sao cho tối ưu hóa các chỉ tiêu về kinh tế. Đối với lưới phân phối điện, chỉ tiêu tối ưu hóa cấu trúc lưới điện thường là cực tiểu hóa tổn thất công suất trên HTĐ.

1.4.2.4 *Nâng cao chất lượng điện năng*

Như đã nêu ở mục 1.2, hai hiện tượng CLĐN gây tăng TTĐN là mất đối xứng và biến dạng sóng. Sau đây là các giải pháp khắc phục cả hai hiện tượng này:

Các giải pháp giảm mất đối xứng trong HTĐ: Đối với vấn đề mất đối xứng, các giải pháp thường được áp dụng để đối xứng hóa lưới điện bao gồm:

- Sử dụng đường dây hoán vị pha.

- Phân bố phụ tải định mức đều trên cả ba pha ngay từ khâu thiết kế. Nhờ đó có thể giảm xác suất mất cân bằng pha trong vận hành.
- Khi mất đối xứng là không tránh khỏi thì buộc phải sử dụng thiết bị đối xứng hóa;

Các giải pháp giảm biến dạng sóng:

Các giải pháp giảm biến dạng sóng sẽ làm giảm mức sóng hài dòng điện và điện áp trên HTĐ và nhờ đó sẽ giảm TTĐN do biến dạng sóng gây ra. Từ khía cạnh CLĐN, các giải pháp này tác động đến các giai đoạn gồm hình thành sóng hài, lan truyền sóng hài và tại các phụ tải nhạy cảm với sóng hài. Tuy nhiên, nhìn từ quan điểm TTĐN trên lưới điện thì các giải pháp đối với khâu hình thành và lan truyền sóng hài sẽ có tác dụng giảm TTĐN trên lưới điện.

Các giải pháp giảm phát sinh sóng hài:

Sóng hài dòng điện sinh ra từ phụ tải phi tuyến trên HTĐ như các quá trình hồ quang (lò hồ quang, hàn điện), từ các thiết bị biến tần (converter) sử dụng các linh kiện điện tử công suất. Các giải pháp đối với các phụ tải phi tuyến phải tác động vào công nghệ chế tạo thiết bị và thường chi phí rất cao hoặc khó thực hiện. Một số giải pháp cụ thể bao gồm:

Các giải pháp ngăn chặn sóng hài lan truyền:

Nếu không thể giảm được lượng sóng hài sinh ra từ các nguồn sóng hài thì có thể áp dụng các giải pháp ngăn chặn sóng hài lan truyền từ ngay nơi phát sinh. Các giải pháp chính bao gồm:

- Dùng MBA có tổ đấu dây với góc dịch pha hợp lý hoặc MBA có tổ đấu dây zig-zag;
- Sử dụng các thiết bị lọc sóng hài đặt trực tiếp tại mạch kết nối giữa lưới điện và các nguồn sinh sóng hài. Thiết bị lọc sóng hài được phân làm hai loại là bộ lọc thụ động và bộ lọc chủ động (hay là lọc tích cực).

Với bộ lọc thụ động: Có kết cấu đơn giản chỉ gồm một mạch cộng hưởng nối tiếp điện dung và điện cảm. Tổng trở mạch lọc sẽ rất nhỏ ứng với tần số sóng hài được lọc h (khi $X_L(h) = X_C(h)$). Có thể ghép song song nhiều mạch lọc thụ động để lọc trực tiếp các thành phần sóng hài có biên độ lớn sinh ra bởi nguồn sóng hài.

Với bộ lọc tích cực: Là các thiết bị điều hòa công suất sử dụng các mạch điện tử công suất để tạo các biến tần nguồn dòng điện (Current Source Converter) và biến tần nguồn điện áp (Voltage Source Converter) như thiết bị bù đồng bộ tĩnh (STATCOM) và thiết bị điều áp động (DVR). Thiết bị sẽ bù biến dạng sóng bằng cách chủ động lọc các thành phần sóng hài xuất hiện từ phía phụ tải phi tuyến.

- Một cách lý tưởng, đối với bộ lọc song song, bộ nghịch lưu được điều khiển để tạo ra dòng điện bằng tổng các dòng điện sóng hài do tải phi tuyến tạo ra, nhưng ngược pha và do đó sẽ có tác dụng khử các sóng hài. Đối với bộ lọc nối tiếp, sẽ tạo thành một mạch có tổng trở lớn đối với các thành phần sóng hài để chặn sóng hài lan truyền vào lưới. Một mạch lọc thụ động ghép song song với tải sẽ có tác dụng tiêu tán sóng hài dòng điện.

1.5 GIỚI THIỆU PHẦN MỀM PSS/ADEPT

1.5.1 Tổng quan về phần mềm PSS/ADEPT

1.5.2 Giới thiệu chung

PSS/ADEPT giúp phân tích và tính toán lưới điện phân phối trên địa bàn. 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 Load Flow Analysis (Phân bố công suất). Cho biết các thông số về tổn thất công suất của từng tuyến dây để từ đó có phương án bù công suất phản kháng tránh làm tổn thất nhiều cho tuyến dây đó thông qua chức năng CAPO (Tối ưu hóa việc đặt tụ bù). Cho biết các thông số SAIFI, SAIDI, CAIFI, CAIDI về việc đánh giá độ tin cậy của tuyến dây thông qua chức năng DRA (Phân tích độ tin cậy của lưới điện phân phối). Độ tin cậy là xác suất làm việc tốt của một thiết bị trong một chu kỳ dưới các điều kiện vận hành đã được thử nghiệm. PSS/ADEPT tính toán dòng ngắn mạch (03 pha chạm đất, 01 pha chạm đất, 01 pha chạm đất có tính tới thành phần tổng trở đất, 02 pha chạm nhau, 02 pha chạm đất, 03 pha chạm đất) của tất cả trường hợp cho từng tuyến dây thông qua chức năng Fault, Fault All (Tính toán dòng ngắn mạch khi bị sự cố). TOPO (Chọn điểm dừng lưới tối ưu): chương trình cho ta biết điểm dừng lưới ít bị tổn thất công suất nhất trên tuyến dây đó. Motor Starting (Khởi động động cơ): chương trình sẽ cho ta biết các thông số như độ sụt áp, phần trăm độ sụt áp, tổn thất công suất,... ảnh hưởng như thế nào đến tuyến dây đó nếu trên tuyến dây đó có đặt động cơ (đồng bộ hay không đồng bộ) với công suất lớn. Harmonics (Sóng hài) phân tích sóng

hài. Coordination (Phối hợp bảo vệ). Hỗ trợ cho công tác thiết kế, phát triển lưới điện bằng cách sử dụng kết quả của chương trình tại thời điểm cao điểm. Dự đoán được sự quá tải của các phần tử trên lưới điện.

1.5.2.1 Giao diện và các chức năng

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

- Vẽ sơ đồ và cập nhật lưới điện trong giao diện đồ họa;
- Việc phân tích mạch điện sử dụng nhiều loại nguồn và không hạn chế số nút;
- Hiện thị kết quả tính toán ngay trên sơ đồ lưới điện;
- Xuất kết quả dưới dạng report sau khi phân tích và tính toán;
- Nhập thông số và cập nhật dễ dàng thông qua data sheet của mỗi thiết bị trên sơ đồ.

1.5.2.2 Các Module tính toán phân tích lưới điện của PSS/ADEPT

Nhiều module tính toán trong hệ thống điện không được đóng gói sẵn trong phần mềm PSS/ADEPT, nhưng chúng ta có thể mua từ nhà sản xuất từng module sau khi cài đặt chương trình. Các module bao gồm:

- Bài toán tính phân bố công suất (Load Flow – module có sẵn): phân tích và tính toán điện áp, dòng điện, công suất trên từng nhánh và từng phụ tải cụ thể.
- Bài toán tính ngắn mạch (All Fault- module có sẵn): tính toán ngắn mạch tại tất cả các nút trên lưới, bao gồm các loại ngắn mạch như ngắn mạch 01pha, 02 pha và 03 pha.
- Bài toán TOPO (Tie Open Point Optimization), phân tích điểm dừng tối ưu: tìm ra những điểm có tổn hao công suất nhỏ nhất trên lưới và đó chính là điểm dừng lưới trong mạng vòng 03 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 công suất trên lưới là nhỏ nhất.
- Bài toán tính toán các thông số của đường dây (Line Properties Culculator): tính toán các thông số của đường dây truyền tải.
- Bài toán phối hợp và bảo vệ (Protection and Coordination).

- Bài toán phân tích sóng hài (Hamornics): phân tích các thông số và ảnh hưởng của các thành phần sóng hài trên lưới.
- Bài toán phân tích độ tin cậy trên lưới điện (DRA- Distribution Reliability Analysis): tính toán các thông số độ tin cậy trên lưới điện như SAIFI, SAIDI, CAIFI, CAIDI,...

1.5.3 Các bước xây dựng sơ đồ lưới điện trên PSS/ADEPT

Trong các module tính toán của PSS/ADEPT thì đều được tính toán dựa trên cơ sở xây dựng lưới điện cần tính toán, sau đó tính toán chế độ xác lập. Sau khi tính toán chế độ xác lập, tùy thuộc vào mục đích, nhu cầu tính toán mà người sử dụng cài đặt các thông số để tính toán tiếp. Trong phạm vi luận văn này, chỉ sử dụng module tính toán phân bố công suất (Load Flow), tính toán tổn thất trên đường dây và trạm biến áp để áp dụng cho lưới điện phân phối Điện lực Nông Công quản lý.

Module tính toán chế độ xác lập của PSS/ADEPT là module cơ bản trong 8 module của chương trình, module này cho phép người dùng xây dựng được sơ đồ trực quan, tính toán, phân tích, xuất báo cáo ở nhiều dạng định dạng khác nhau, điều này thuận lợi cho việc sử dụng kết quả này cho nhiều bài toán khác.

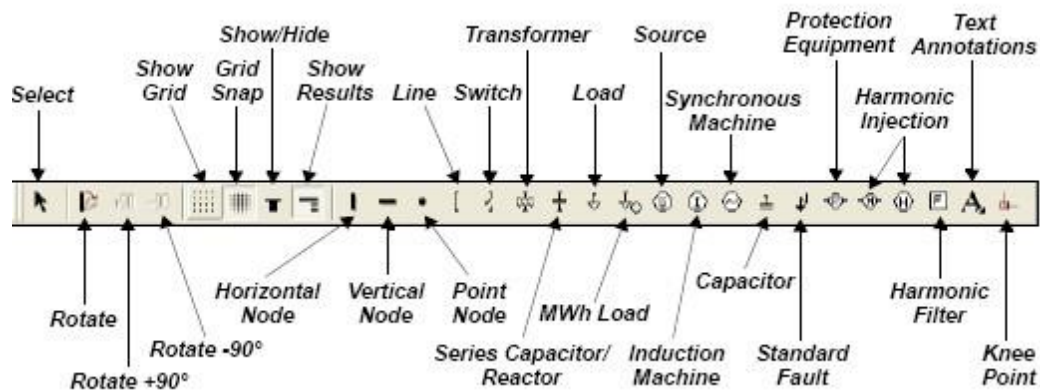
Để tính toán chế độ xác lập trên PSS/ADEPT cần thực hiện các bước sau:

1.5.3.1 Chuẩn bị dữ liệu

Gồm số liệu quản lý kỹ thuật và kinh doanh của các tuyến dây nổi và cáp ngầm trung thế và 1 trạm hạ thế mẫu, cụ thể là:

- Thông số quản lý kỹ thuật của đường dây và thiết bị như: Tiết diện, khoảng cách chiều dài, thông số dây dẫn, máy biến áp, thiết bị bảo vệ đóng cắt, tụ bù, máy điều áp,...
- Thông số vận hành, đo đạc định kỳ của đơn vị: Các thông số vận hành dòng, áp, $\cos\varphi$, công suất,...
- Thông số kinh doanh: Điện năng tiêu thụ của từng phụ tải, số khách hàng của 1 trạm hạ thế.
- Thông số chỉnh định bảo vệ của các thiết bị bảo vệ trên sơ đồ, bao gồm cả thông số bảo vệ phía trung thế của các trạm trung gian 110/22-15kV.

Dữ liệu các phần tử lưới điện: Phần mềm PSS/ADEPT 5.0 cung cấp đầy đủ các công cụ giúp người sử dụng mô phỏng lưới điện cần tính toán. Xem thành công cụ diagram dưới đây, ta thấy các phần tử lưới điện được mô hình hoá gồm:



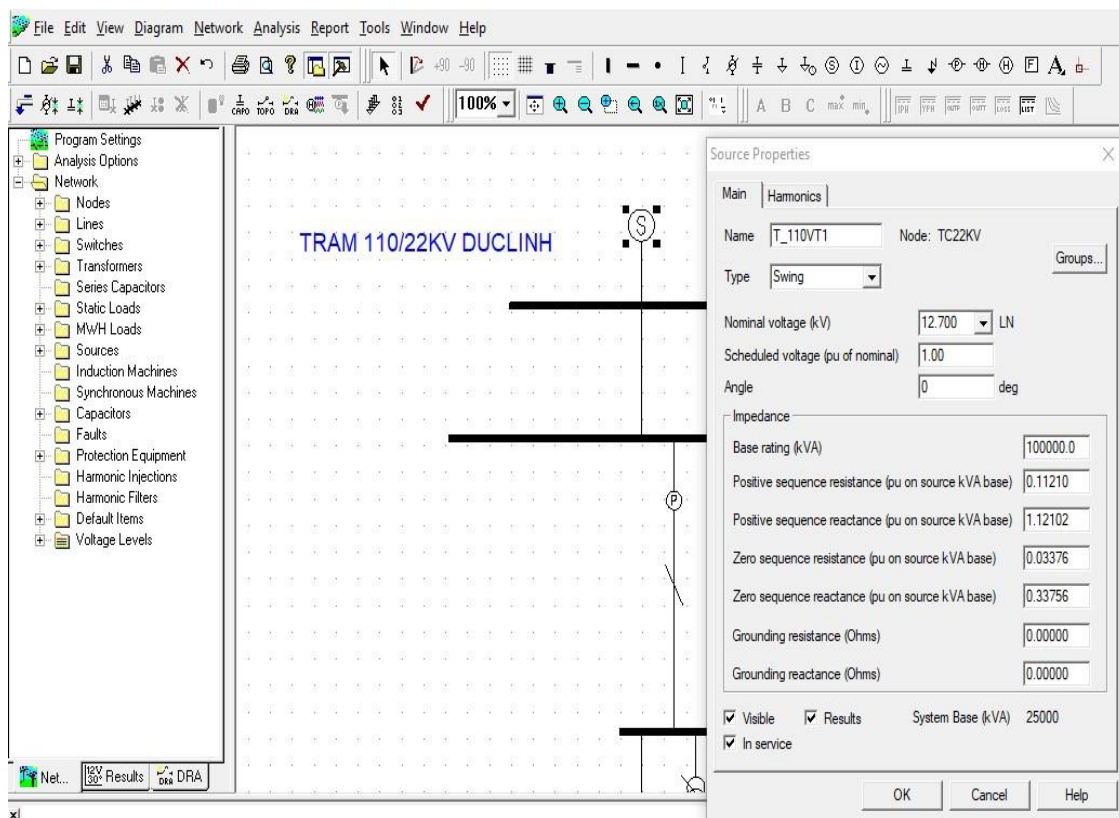
1. Nút Source
2. Nút tải: Gồm tải tĩnh và tải MWh
3. Line
4. Switch
5. Máy biến áp
6. Động cơ điện: Gồm đồng bộ, không đồng bộ
7. Thiết bị bảo vệ: Relay, Recloser, Fuse,...
8. Sóng hài
9. Thông số đầu vào cho bài toán độ tin cậy

1.5.3.2 Xây dựng sơ đồ và nhập dữ liệu trong PSS/ADEPT

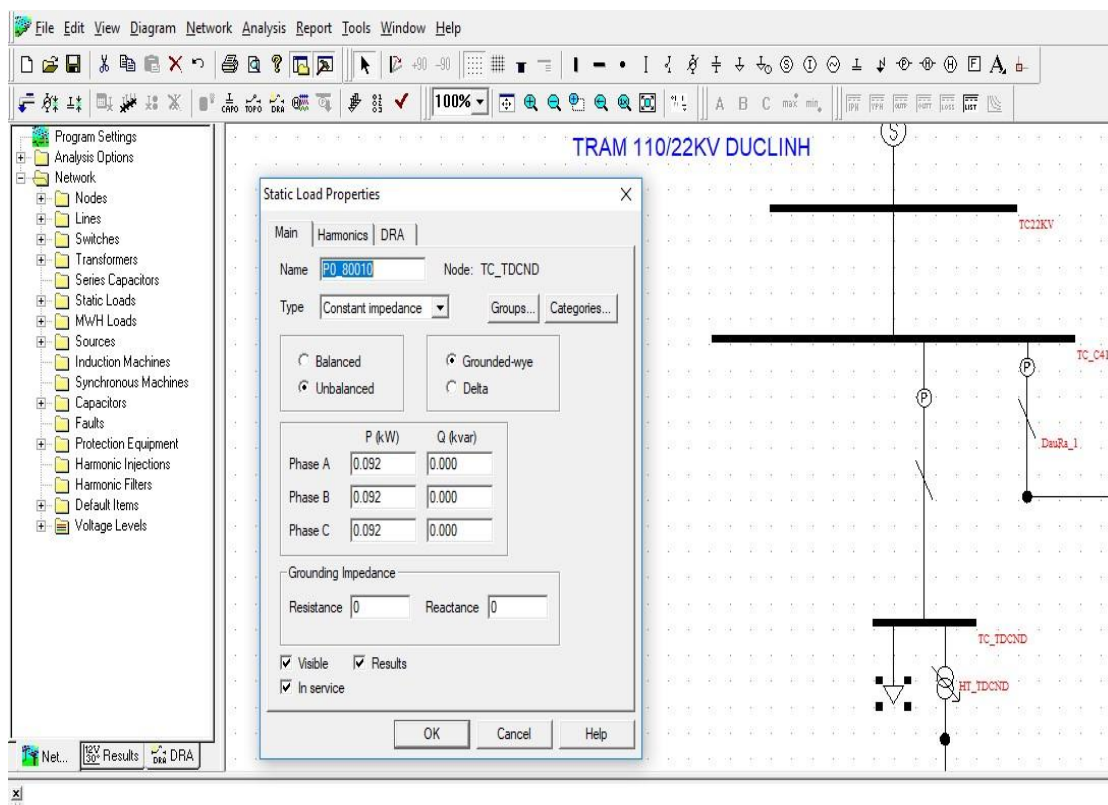
Việc nhập dữ liệu và xây dựng sơ đồ trên PSS/ADEPT được cung cấp đầy đủ, tiện dụng cho người sử dụng thông qua việc tạo sơ đồ trực quan, nhập dữ liệu bằng nhiều hình thức khác nhau, có thể thông qua các form nhập hoặc nhập từ file excel, hoặc thông qua chương trình chuyển đổi. Các phần tử trong lưới điện được xây dựng trên thanh công cụ, cho phép người dùng thiết kế lưới điện dễ dàng.

Nhập số liệu cần chuẩn bị nhập vào nút Source (Hình 1. 4): Các giá trị điện trở, điện kháng thứ tự thuận, nghịch, zero,...

Số liệu cần chuẩn bị nhập vào nút tải (Hình 1.5 và 1.6), bao gồm:

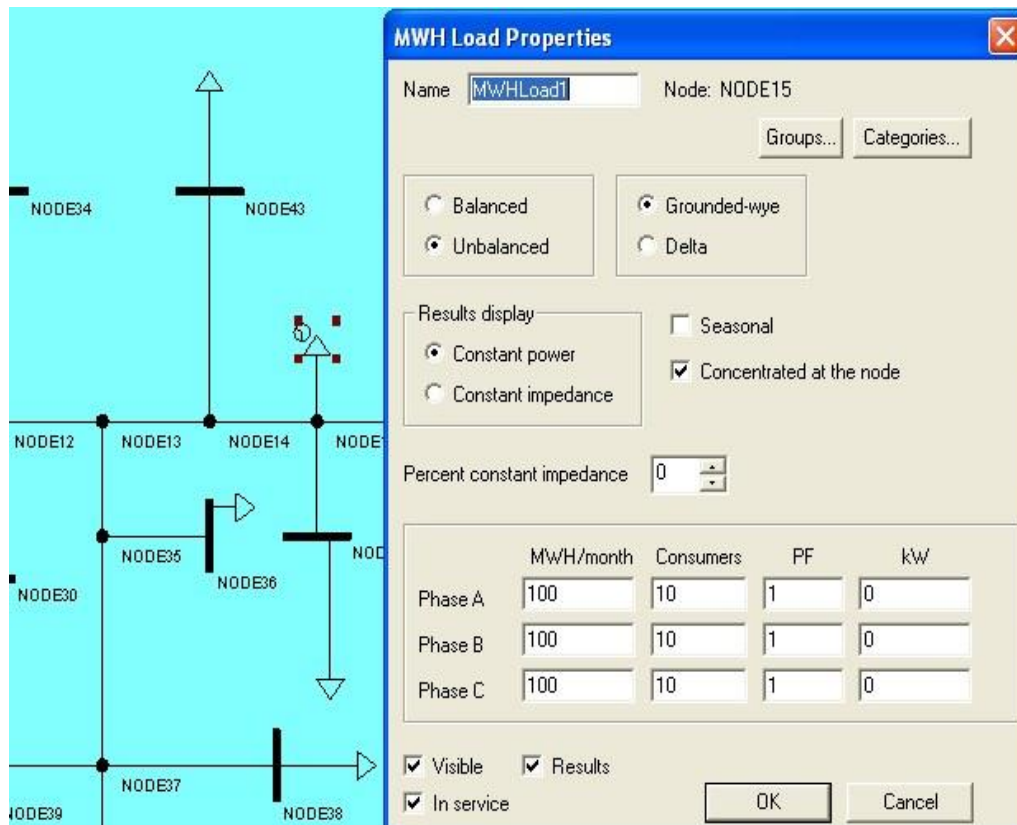


Hình 1-4: Hộp thoại thuộc tính nút Source và mô hình nút nguồn trên sơ đồ



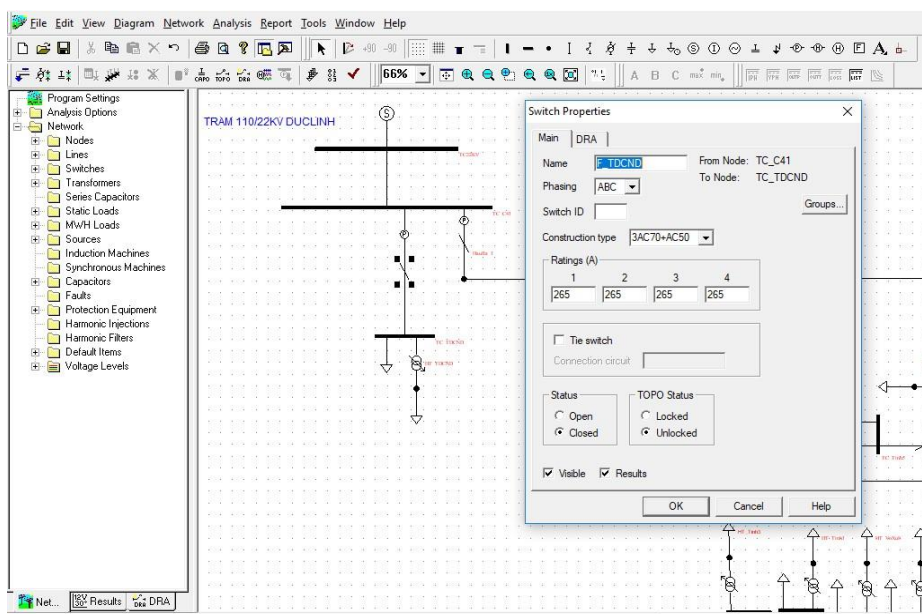
Hình 1-5: Hộp thoại thuộc tính nút tải tĩnh và mô hình nút tải trên sơ đồ

- Tải tĩnh và tải MWh;
- Tính chất phụ tải;
- Giá trị P, Q của phụ tải;
- Điện năng tiêu thụ trong 1 tháng;
- Số khách hàng; - Hệ số công suất;
- Công suất tiêu thụ.

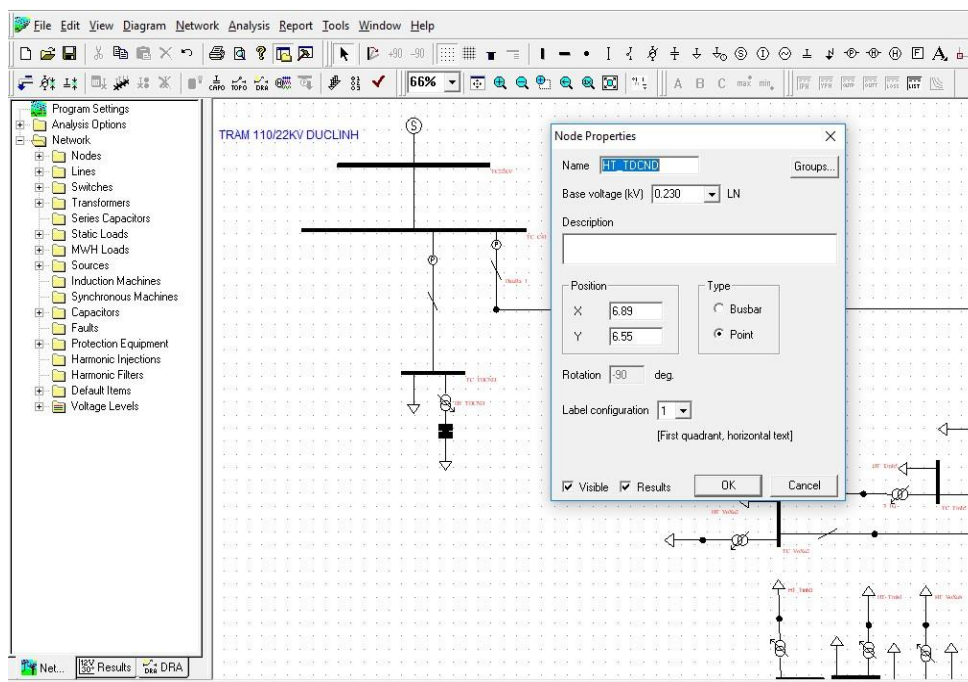


Hình 1-6: Hộp thoại thuộc tính nút tải động và mô hình trên sơ đồ

- Số liệu cần chuẩn bị nhập vào thiết bị đóng cắt (Hình 1. 7): Tên vị trí đặt, dòng định mức,...
- Số liệu cần chuẩn bị nhập vào nút (Hình 1. 8): Tên vị trí đặt, điện áp định mức,...

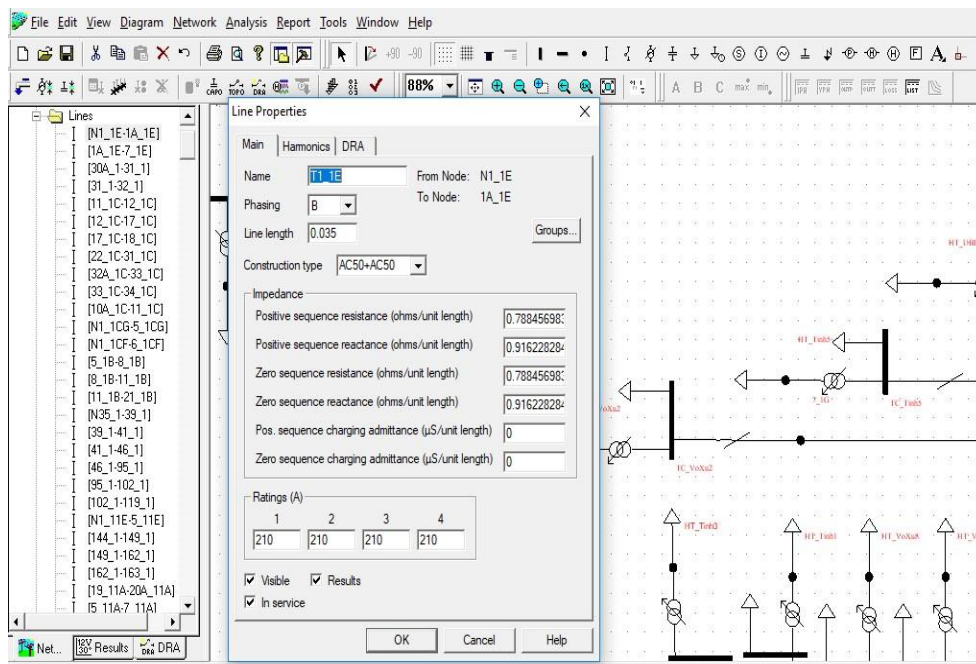


Hình 1-7: Hộp thoại thuộc tính thiết bị đóng cắt và mô hình thiết bị đóng cắt trên sơ đồ

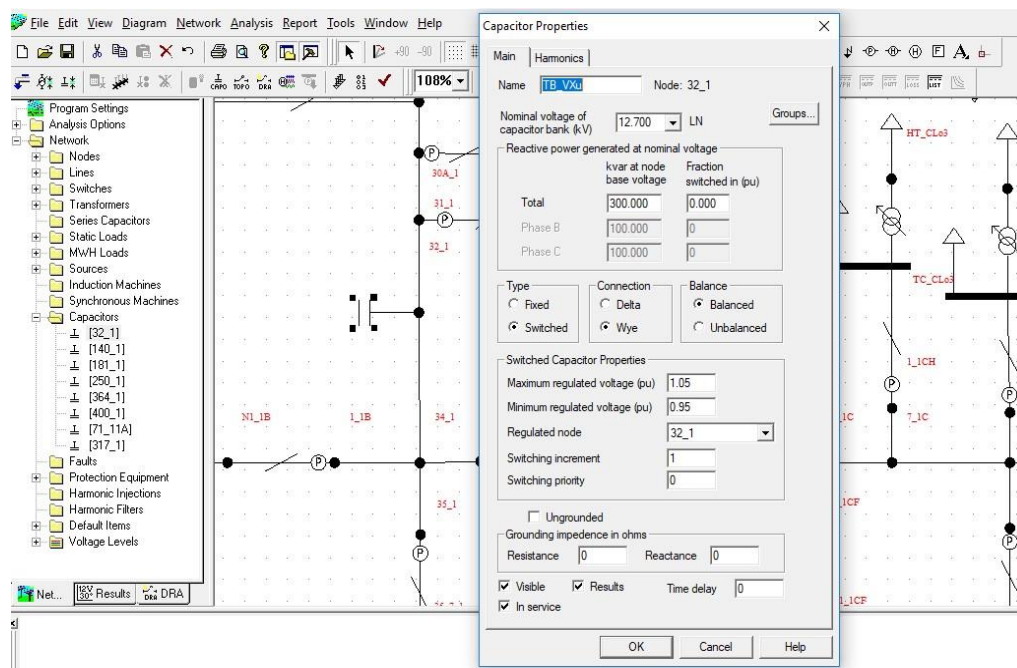


Hình 1-8: Hộp thoại thuộc tính nút tải và mô hình nút tải trên sơ đồ

- Số liệu cần chuẩn bị nhập vào đoạn dây (Hình 1. 9): Tên đoạn, số pha, chiều dài, dòng định mức, loại dây, thông số đường dây,...
- Số liệu cần chuẩn bị nhập vào thiết bị bù (Hình 1. 10): Tên vị trí đặt, dung lượng, kiểu đầu dây, cố định, ứng động,...



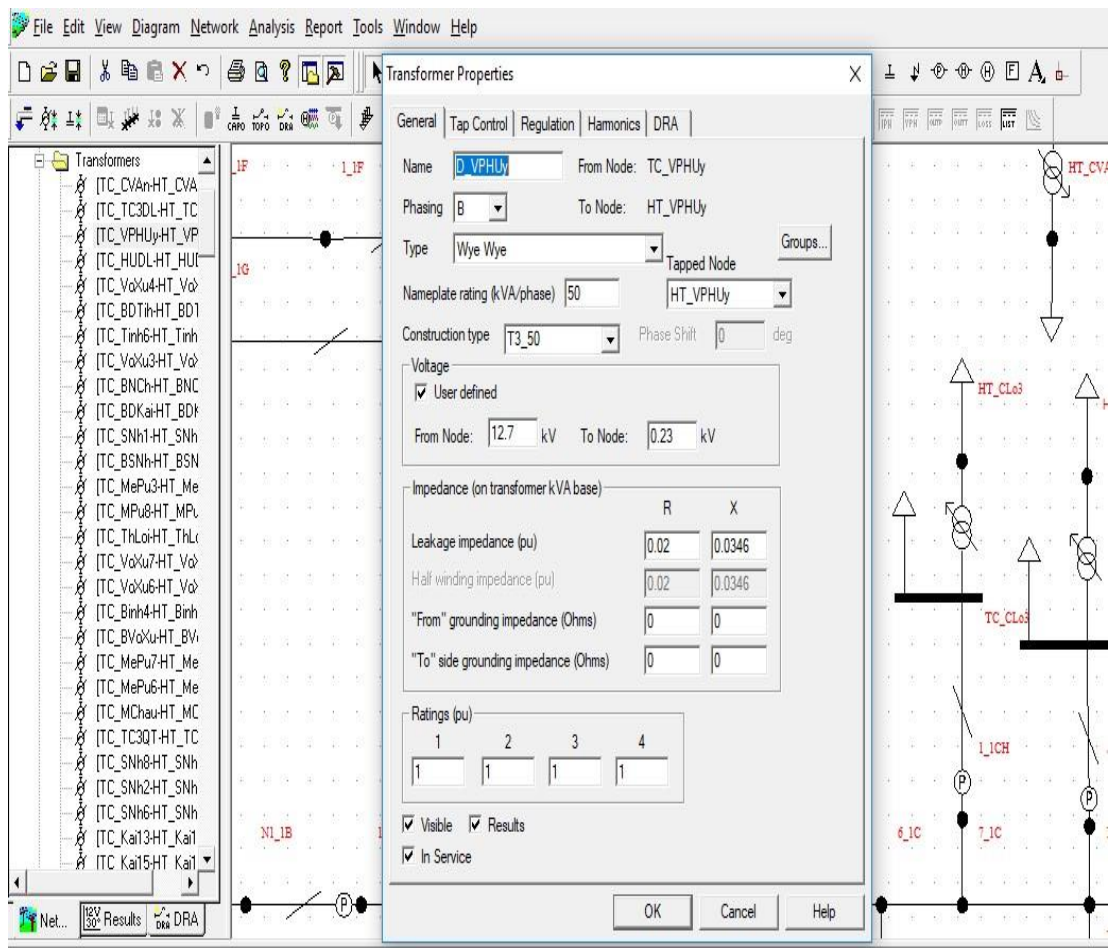
Hình 1-9: Hộp thoại thuộc tính đường dây và mô hình đường dây trên sơ đồ



Hình 1-10: Hộp thoại thuộc tính tụ bù và mô hình tụ bù trên sơ đồ

- Số liệu cần chuẩn bị nhập vào máy biến áp (Hình 1.11): Tên vị trí đặt, thông số máy biến áp,...

- Nhập dữ liệu thông qua chức năng Edit\Grid (Hình 1.12): Các giá trị thuộc tính (thông số) các phần tử của mô hình lưới điện mô phỏng trong phần mềm PSS/ADEPT lưu trữ tại các bảng dữ liệu của mô hình. Ta có thể mở các bảng dữ liệu của mô hình bằng thao tác: Vào menu Edit\Grid, sau đó xuất hiện giao diện sau:



Hình 1-11: Hộp thoại thuộc tính máy biến áp và mô hình máy biến áp trên sơ đồ

PSS/ADEPT 5.16 - [baitoanbu2.adp:2]

File Edit View Window Help Version 5.16

Name	Base voltage (KV)	Description	Type	Rotation	Position X	Position Y
NODE1	6.3		Busbar	0	-1.4	28.6
NODE10	6.3		Point	90	8.8	28.6
NODE11	6.3		Point	90	9.6	28.6
NODE12	6.3		Point	90	10.4	28.6
NODE13	6.3		Point	90	11.2	28.6
NODE14	6.3		Point	90	12	28.6
NODE15	6.3		Point	90	12.8	28.6
NODE16	6.3		Point	90	14.4	28.6
NODE17	6.3		Point	90	15.2	28.6
NODE18	6.3		Point	90	16	28.6
NODE19	6.3		Point	0	16.8	28.6
NODE2	6.3		Busbar	0	0.1	28.7
NODE20	6.3		Busbar	90	16.8	29.9
NODE21	6.3		Busbar	90	16.8	27.8
NODE22	6.3		Busbar	90	3.2	26.9
NODE23	6.3		Busbar	90	4	30.2
NODE24	6.3		Busbar	90	4.8	27.1
NODE25	6.3		Busbar	90	6.4	26.2
NODE26	6.3		Busbar	90	7.2	27
NODE27	6.3		Busbar	90	8	30.2
NODE28	6.3		Busbar	90	8.8	27.4
NODE29	6.3		Point	-90	9.6	26.6
NODE3	6.3		Point	90	2.4	28.6
NODE30	6.3		Busbar	90	10.3	27.5
NODE31	6.3		Point	-90	9.2	25.1
NODE32	6.3		Busbar	0	8	25.1
NODE33	6.3		Busbar	90	9.6	23.8
NODE34	6.3		Busbar	90	10.4	30.2
NODE35	6.3		Point	-90	11.2	27.8
NODE36	6.3		Busbar	0	12	27.8
NODE37	6.3		Point	-90	11.2	26.2
NODE38	6.3		Busbar	0	12.5	26.2

Nodes Source Loads Lines Switches Transformers Induction Machines Synchronous Machines MWHLoads Series Capacitor Capacitors

For Help, press F1

Hình 1-12: Bảng dữ liệu về nút nguồn của mô hình

Name	Node	Type	Balanced	Grounded	In service	Total Real power(kW)	Total Reactive power(kVar)	Phase A Real power(kW)	Phase A Reactive power(kVar)	Phase Real power(kW)	Phase Reactive power(kVar)
RVVPhu	RT_VVPhu	Const Z Unbalanced Wye				35	2.2	35	2.2	0	0
RVVPhu2	RT_VVPhu2	Const Z Unbalanced Wye				34	2.125	34	2.125	0	0
RVVPhu3	RT_VVPhu3	Const P Unbalanced Wye				33	2.1	0	0	33	2.1
RVVPhu4	RT_VVPhu4	Const P Unbalanced Wye				33.958	5.24125	0	0	33.958	5.24125
RVVPhu5	RT_VVPhu5	Const P Unbalanced Wye				45	21.794	45	21.794	0	0
RVVPhu6	RT_VVPhu6	Const Z Unbalanced Wye				31	1.088	0	0	0	0
RVVPhu7	RT_VVPhu7	Const Z Unbalanced Wye				32	2	0	0	0	0
RVVPhu8	RT_VVPhu8	Const Z Unbalanced Wye				37.5	32.993	0	0	0	67.5
RVVPhu9	RT_VVPhu9	Const P Unbalanced Wye				45	2.7975	0	0	45	2.7975
RVVPhu10	RT_VVPhu10	Const P Unbalanced Wye				30	41.589	0	0	30	41.589
RVVPhu11	RT_VVPhu11	Const P Unbalanced Wye				30	1.875	0	0	30	1.875
RVVPhu12	RT_VVPhu12	Const Z Unbalanced Wye				22	1.388	0	0	0	22
RVVPhu13	RT_VVPhu13	Const P Unbalanced Wye				37.9	1.875	0	0	37.9	1.875
RVVPhu14	RT_VVPhu14	Const Z Unbalanced Wye				34	1.18	0	0	0	0
RVVPhu15	RT_VVPhu15	Const Z Unbalanced Wye				36	1.26	0	0	0	0
RVVPhu16	RT_VVPhu16	Const Z Unbalanced Wye				37	2.295	0	0	0	37
RVVPhu17	RT_VVPhu17	Const Z Unbalanced Wye				23	0.875	0	0	0	25
RVVPhu18	RT_VVPhu18	Const P Unbalanced Wye				39	1.625	0	0	0	26
RVVPhu19	RT_VVPhu19	Const Z Unbalanced Wye				34	1.125	0	0	0	34
RVVPhu20	RT_VVPhu20	Const Z Unbalanced Wye				43	21.794	0	0	0	45
RVVPhu21	RT_VVPhu21	Const Z Unbalanced Wye				33.958	5.235	33.788	5.235	0	0
RVVPhu22	RT_VVPhu22	Const Z Unbalanced Wye				31.7772	1.925	0	0	0	0
RVVPhu23	RT_VVPhu23	Const Z Unbalanced Wye				34	1.875	0	0	0	34
RVVPhu24	RT_VVPhu24	Const P Unbalanced Wye				26	1.625	26	1.625	0	0
RVVPhu25	RT_VVPhu25	Const Z Unbalanced Wye				37	1.875	0	0	0	37
RVVPhu26	RT_VVPhu26	Const P Unbalanced Wye				37.82	9.445	0	0	0	0
RVVPhu27	RT_VVPhu27	Const Z Unbalanced Wye				35	1.125	0	0	0	36
RVVPhu28	RT_VVPhu28	Const P Unbalanced Wye				33	2.0375	33	2.0375	0	0
RVVPhu29	RT_VVPhu29	Const P Unbalanced Wye				45	21.794	0	0	0	45
RVVPhu30	RT_VVPhu30	Const P Unbalanced Wye				37	1.88	0	0	0	37
RVVPhu31	RT_VVPhu31	Const Z Unbalanced Wye				45	21.794	0	0	0	45
RVVPhu32	RT_VVPhu32	Const P Unbalanced Wye				30	1.875	0	0	0	30
RVVPhu33	RT_VVPhu33	Const P Unbalanced Wye				34.043	5.2785	0	0	0	34.043
RVVPhu34	RT_VVPhu34	Const P Unbalanced Wye				33.745	7.86225	0	0	0	50.745
RVVPhu35	RT_VVPhu35	Const P Unbalanced Wye				35	1.125	0	0	0	0
RVVPhu36	RT_VVPhu36	Const P Unbalanced Wye				45	2.7975	0	0	0	45
RVVPhu37	RT_VVPhu37	Const Z Unbalanced Wye				36.3	3.36	21	1.295	22	0
RVVPhu38	RT_VVPhu38	Const P Unbalanced Wye				38.5	8.1125	58.5	8.1125	0	0
RVVPhu39	RT_VVPhu39	Const Z Unbalanced Wye				38	1.875	0	0	0	35
RVVPhu40	RT_VVPhu40	Const Z Unbalanced Wye				121.178	18.745	40.341	6.25025	40.382	0
RVVPhu41	RT_VVPhu41	Const Z Unbalanced Wye				18	0.83	0	0	0	0
RVVPhu42	RT_VVPhu42	Const Z Unbalanced Wye				38	1.388	0	0	0	38
RVVPhu43	RT_VVPhu43	Const P Unbalanced Wye				38.6	2.075	38.6	2.075	0	0
RVVPhu44	RT_VVPhu44	Const P Unbalanced Wye				35	1.88	0	0	0	37
RVVPhu45	RT_VVPhu45	Const Z Unbalanced Wye				45	1.958	0	0	0	40

Hình 1-13: Bảng dữ liệu về phụ tải của mô hình

Name	From Node	To Node	In service	Phasing	Length	Construction type	Positive sequence resistance (ohm/unit length)	Positive sequence reactance (ohm/unit length)	Zero sequence resistance (ohm/unit length)	Z
L10_478	N10_478	N10_478		ABC	0.11	3AC185_AC1	0.24810744	0.323200615	0.431782871	1
L10_A	N10_A	N10_A		ABC	0.07	AC70_AC70	0.569877615	0.648805582	0.569877615	0
L10_Dhah	N10_Dhah	N10_Dhah		A	0.08	AC50_AC50	0.83533003	0.67400928	0.830533003	0
L10_DXCh	N10_DXCh	N10_DXCh		B	0.07	AC50_AC50	0.83533003	0.67400928	0.830533003	0
L10_Nham	N10_Nham	N10_Nham		C	0.12	AC50_AC50	0.83533003	0.67400928	0.830533003	0
L10_NVH	N10_NVH	N10_NVH		ABC	0.16	3AC50_AC50	0.77781415	0.368210318	1.068103937	1
L10_NVT	N10_NVT	N10_NVT		C	0.03	AC50_AC50	0.83533003	0.67400928	0.830533003	0
L10_PMC	N10_PMC	N10_PMC		B	0.31	AC50_AC50	0.83533003	0.67400928	0.830533003	0
L10_TThg	N10_TThg	N10_TThg		A	0.07	AC50_AC50	0.83533003	0.67400928	0.830533003	0
L11_478	N11_478	N11_478		ABC	0.04	3AC185_AC1	0.24810744	0.323200615	0.431782871	1
L11_A	N11_A	N11_A		ABC	0.07	AC70_AC70	0.569877615	0.648805582	0.569877615	0
L11_Dhah	N11_Dhah	N11_Dhah		A	0.08	AC50_AC50	0.83533003	0.67400928	0.830533003	0
L11_DXCh	N11_DXCh	N11_DXCh		B	0.07	AC50_AC50	0.83533003	0.67400928	0.830533003	0
L11_PTAI	N11_PTAI	N11_PTAI		C	0.64	AC50_AC50	0.83533003	0.67400928	0.830533003	0
L12_478	N12_478	N12_478		ABC	0.07	3AC185_AC1	0.24810744	0.323200615	0.431782871	1
L12_A	N12_A	N12_A		ABC	0.07	AC70_AC70	0.569877615	0.648805582	0.569877615	0
L12_Dhah	N12_Dhah	N12_Dhah		A	0.08	AC50_AC50	0.83533003	0.67400928	0.830533003	0
L12_DXCh	N12_DXCh	N12_DXCh		B	0.07	AC50_AC50	0.83533003	0.67400928	0.830533003	0
L12_PMC	N12_PMC	N12_PMC		B	0.076	AC50_AC50	0.83533003	0.67400928	0.830533003	0
L12_Thai	N12_Thai	N12_Thai		B	0.45	AC50_AC50	0.83533003	0.67400928	0.830533003	0
L13_478	N13_478	N13_478		ABC	0.07	3AC185_AC1	0.24810744	0.323200615	0.431782871	1
L13_A	N13_A	N13_A		ABC	0.07	AC70_AC70	0.569877615	0.648805582	0.569877615	0
L13_Dhah	N13_Dhah	N13_Dhah		A	0.08	AC50_AC50	0.83533003	0.67400928	0.830533003	0
L13_NVH	N13_NVH	N13_NVH		B	0.4	AC50_AC50	0.83533003	0.67400928	0.830533003	0
L13_NVT	N13_NVT	N13_NVT		ABC	0.24	3AC50_AC50	0.77781415	0.368210318	1.068103937	1
L13_TThg	N13_TThg	N13_TThg		C	0.21	AC50_AC50	0.83533003	0.67400928	0.830533003	0
L13_Thai	N13_Thai	N13_Thai		B	0.07	AC50_AC50	0.83533003	0.67400928	0.830533003	0
L13A_478	N13A_478	N13A_478		ABC	0.07	3AC185_AC1	0.24810744	0.323200615	0.431782871	1
L14_478	N14_478	N14_478		ABC	0.11	3AC155_AC9	0.226012049	0.326202713	0.503832519	1
L14_HTHH	N14_HTHH	N14_HTHH		C	1.12	AC50_AC50	0.83533003	0.67400928	0.830533003	0
L14_NVT	N14_NVT	N14_NVT		C	0.08	AC50_AC50	0.83533003	0.67400928	0.830533003	0
L14_Thai	N14_Thai	N14_Thai		B	0.07	AC50_AC50	0.83533003	0.67400928	0.830533003	0
L15_478	N15_478	N15_478		ABC	0.12	3AC155_AC9	0.226012049	0.326202713	0.503832519	1
L15_NVT	N15_NVT	N15_NVT		C	0.08	AC50_AC50	0.83533003	0.67400928	0.830533003	0
L15_Thai	N15_Thai	N15_Thai		B	0.071	AC50_AC50	0.83533003	0.67400928	0.830533003	0
L16_478	N16_478	N16_478		ABC	0.06	3AC185_AC1	0.24810744	0.323200615	0.431782871	1
L16_Dhah	N16_Dhah	N16_Dhah		A	0.24	AC50_AC50	0.83533003	0.67400928	0.830533003	0
L16_HTHH	N16_HTHH	N16_HTHH		C	0.16	AC50_AC50	0.83533003	0.67400928	0.830533003	0
L16_NVH	N16_NVH	N16_NVH		ABC	0.219	3AC50_AC50	0.77781415	0.368210318	1.068103937	1
L17_478	N17_478	N17_478		ABC	0.087	3AC185_AC1	0.24810744	0.323200615	0.431782871	1
L17B_478	N17B_478	N17B_478		ABC	0.4	3AC185_AC1	0.24810744	0.323200615	0.431782871	1
L18_478	N18_478	N18_478		ABC	0.08	3AC185_AC1	0.24810744	0.323200615	0.431782871	1
L19_478	N19_478	N19_478		ABC	0.04	3AC185_AC1	0.24810744	0.323200615	0.431782871	1
L20_478	N20_478	N20_478		ABC	0.225	3AC50_AC50	0.77781415	0.368210318	1.068103937	1

Hình 1-14: Bảng dữ liệu về đoạn dây của mô hình

Bảng dữ liệu về phụ tải của mô hình được chuyển sang excel nhờ chương trình hỗ trợ để xử lý các giá trị P, Q của từng nút trong excel. Sau đó sẽ được

chuyển ngược vào phần mềm PSS/ADEPT 5.0 để xử lý nhanh chóng phân phối các giá trị phụ tải cho mô hình (Hình 1.13, 1.14).

Name	From Node	To Node	Phasing	Switch ID	Construction type	Rating A1	Rating A2	Rating A3	Rating A4	Tie switch	Connection circuit	Status(closed)	TOPO status(locke)
F_ADPhuc	N4_VDCh	ADPhuc	C		USER	100	120	140	120				
F_BaTh	N7_BaTh	BaThiet	B		USER	100	120	140	120				
F_BTChie	N6_NVT	BTChie	C		USER	100	120	140	120				
F_BTHanh	N11_Thanh	BTHanh	A		USER	100	120	140	120				
F_BThiet	N2_IVHuan	BThiet	B		USER	100	120	140	120				
F_BV Vinh	N5_NVT	BV Vinh	C		USER	100	120	140	120				
F_CaoMai	N6_CaoM	CaoMai	B		USER	100	120	140	120				
F_CChien	N18_A	CChien	C		USER	100	120	140	120				
F_CHBao	N1_CGuye	CHBao	B		USER	100	120	140	120				
F_CKSon	N30_NVH	CKSon	A		USER	100	120	140	120				
F_CKVinh	N3_CKVinh	CKVinh	A		USER	100	120	140	120				
F_CHLen	N10_NVT	CHLen	C		USER	100	120	140	120				
F_CGuye	N4_CGuye	CGuye	B		USER	100	120	140	120				
F_CTHan	N8_A	CTHan	A		USER	100	120	140	120				
F_CVHong	N16_NVH	CVHong	C		USER	100	120	140	120				
F_CXNinh	N2_CXNinh	CXNinh	C		USER	100	120	140	120				
F_DBBay	N1_DBBay	DBBay	B		USER	100	120	140	120				
F_DCHM	N13_A	DCHMinh	B		USER	100	120	140	120				
F_DChuo	N9_BPhuc	DChuo	A		USER	100	120	140	120				
F_DDPham	N11_NTuan	DDPham	A		USER	100	120	140	120				
F_DNQuang	N1_DNQuang	DNQuang	B		USER	100	120	140	120				
F_DNThuan	N4_NThuan	DNThuan	A		USER	100	120	140	120				
F_DPDong	N2_PDong	DPDong	A		USER	100	120	140	120				
F_DPhung	N1_DPhung	DPhung	C		USER	100	120	140	120				
F_DPTAI	N11_PTAI	DPTAI	C		USER	100	120	140	120				
F_DPTAI2	N11_PTAI	DPTAI2	C		USER	100	120	140	120				
F_DTHoa	N6_NVH	DTHoa	B		USER	100	120	140	120				
F_DThuyet	N8_VNKin	DThuyet	B		USER	100	120	140	120				
F_DTLien	N3_PTLi	DTLien	B		USER	100	120	140	120				
F_DucKhai2	N1_DKhai2	DucKhai2	B		USER	100	120	140	120				
F_DuyBa3	N10_DuyBa3	DuyBa3	C		USER	100	120	140	120				
F_DVHung	N5_PWC	DVHung	B		USER	100	120	140	120				
F_DVHiet	N6_DHah	DVHiet	A		USER	100	120	140	120				
F_DVLam	N6_NMDuc	DVLam	C		USER	100	120	140	120				
F_DVNgan	N6_A	DVNgan	B		USER	100	120	140	120				
F_DVQuang	N3_VQuang	DVQuang	C		USER	100	120	140	120				
F_DVSang	N42_478	DVSang	B		USER	100	120	140	120				
F_DVThuan	N4_VDCh	DVThuan	C		USER	100	120	140	120				
F_DXBinh	N3_PTAI	DXBinh	C		USER	100	120	140	120				
F_DXCHUG	N12_DXCh	DXACHUG	B		USER	100	120	140	120				
F_DXHOA	N5_DXCh	DXHOA	B		USER	100	120	140	120				
F_DXQuang	N15_NVT	DXQuang	C		USER	100	120	140	120				
F_HamM1B	N30_478	HamM1B	B		USER	100	120	140	120				
F_HamM2B	N2_A	HamM2B	B		USER	100	120	140	120				

Hình 1-15: Bảng dữ liệu về thiết bị đóng cắt của mô hình

Cài đặt thông số cho bài toán tính toán chế độ xác lập

Để tính bài toán tính toán chế độ xác lập của lưới điện ta cần cài đặt các thông số tính toán thông qua hộp thoại

Analysis Options

General | **Load Flow** | Short Circuit | Motor Starting | Reports | CAPO | TOPO | DRA | Harmonics

Convergence

Stop calculation after iterations

Voltage precision pu

Power precision pu

☐ Validate network before solving

☐ Transformer taps locked

☒ Capacitors locked

☐ Show detailed convergence information

☐ Graphical convergence monitor

Polar plot radius:

Monitored node:

Voltage phase:

OK Cancel Help

Hình 1-16: Hộp thoại option-Thẻ load flow cho phép chọn lựa các bài toán phân bố công suất

Sau khi lựa chọn các thông số cho bài toán bao gồm các thông số vòng lặp, sai số cho phép, ta có thể thực hiện tính toán thông qua chức năng phân tích trên chương trình.

In báo cáo: Chức năng in báo cáo của phần mềm cung cấp cho người dùng đầy đủ các tính năng: Như xuất kết quả theo tùy mục lựa chọn, xuất kết quả ở nhiều định dạng khác nhau, xuất kết quả thông qua việc thể hiện trên sơ đồ. Do đó thuận tiện cho việc tính toán và phân tích kết quả.

1.5.4 Bài toán tính tổn thất điện năng trên lưới trung hạ thế

Mô hình lưới điện trên PSS/ADEPT: (phát tuyến trung thế thuộc 1 MBA 110kV nên vẽ trên cùng 1 file PSS/ADEPT, trường hợp đặc biệt có thể vẽ mỗi phát tuyến trung thế 1 file).

- Tính toán các bài toán CAPO và TOPO và thực hiện các giải pháp lắp đặt, điều chuyển cần thiết.

- Phân tích bài toán phân bố công suất (loadflow). Ở từng snapshot tương ứng của biểu đồ phụ tải

- Nhận xét đánh giá, nếu cần thiết phải hiệu chỉnh lại dữ liệu sao cho kết quả phân tích từ PSS/ADEPT tương đối gần đúng với kết quả vận hành thực tế (sai số <5% là tốt).

Sau khi hiệu chỉnh, tiến hành xuất các Report và đánh giá tổn thất, trên đường dây trung hạ thế và TBA (Chọn xuất report của đường dây và TBA riêng sử dụng chức năng xuất [report on select items]).

Report tính tổn thất điện năng gồm các nội dung sau:

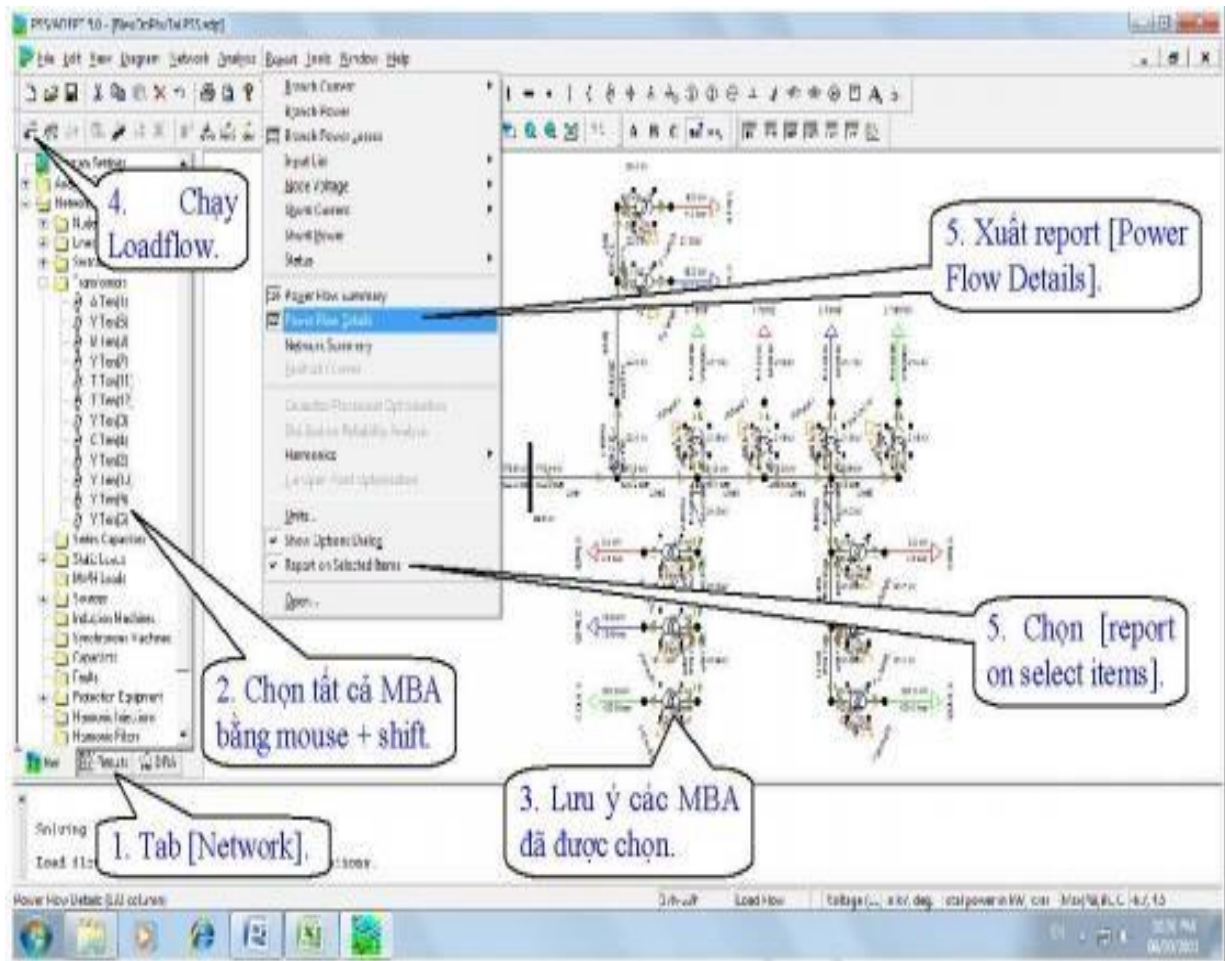
CÔNG SUẤT VẬN HÀNH THỰC TẾ ĐẦU ĐƯỜNG DÂY 110KV (Ngày ____/____/2010)						CÔNG SUẤT ĐẦU ĐƯỜNG DÂY 110KV TÍNH TOÁN TỪ PSS/ADEPT (hoặc PSS/E)					
02h		10h		19h		02h		10h		19h	
P	Q	P	Q	P	Q	P	Q	P	Q	P	Q
(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)	(14)	(15)	(16)	(17)

Trong đó:

- Các cột (6) - (11): Công suất vận hành ngày thực tế.

- Các cột (12)-(17): Công suất mô phỏng trên PSS/ADEPT (có gắng để 2 giá trị này lệch nhau ít nhất).

- Chạy Loadflow để xuất các giá trị tổn thất tại từng thời điểm:



Hình 1-17: Giao diện chạy loadflow

Kết quả sau khi xuất report:

471

System Base kVA: 25000.00

PSS DUCLINH 471BT.adp

Current: Amps
Voltage: 120 ndV LN
Power: Watts, vars

Name	1st Node	2nd Node	Phase	Library Ref	I(a)	I(b)	I(c)	Va	Vb	Vc	Min V	Total Branch Power		Total Losses		Total Dist
												P	Q	P	Q	
CRaTCC41	TC22KV	TC_C41	ABC	477ACSR	216.05	177.75	203.12	119.14	120.54	120.27	119	7,531,122	715,740	725	2,224	0.1640
MC_1	TC_C41	DauRa_1	ABC	XALECH240	215.56	177.28	202.64	119.14	120.54	120.27	119	7,512,801	705,025	0	0	0.1640
CapNg_1	DauRa_1	1_1	ABC	4-0ACSR	215.56	177.28	202.64	119.11	120.52	120.24	119	7,512,801	705,025	1,573	2,625	0.3240
T1_1D	1_1	1_1D	ABC	3AC50+AC50	2.48	2.51	2.50	119.11	120.52	120.24	119	-78,490	-53,536	1	1	0.3740
F_CQuan	00-27	TC_CQuan	ABC	FCO-TuanAn-1	2.48	2.51	2.50	119.11	120.52	120.24	119	-78,490	-53,536	0	0	0.3740
C_CQuan	TC_CQuan	HT_CQuan	ABC	T3_37.5	136.47	138.10	137.77	115.52	116.90	116.62	116	78,214	53,535	1,559	2,742	0.3740
T1_1	1_1	9_1	ABC	3AC240+AC150	213.32	175.20	200.46	118.93	120.47	120.08	119	7,432,737	648,865	6,372	23,384	0.7500

Giả sử kết quả tính toán ta có:

Tổn thất công suất phần đường dây tại thời điểm t_1, t_2, t_3 lần lượt là: $\Delta P_{\text{đđ1}}, \Delta P_{\text{đđ2}}, \Delta P_{\text{đđ3}}$, lần lượt là giá trị các cột (19), (20), (21).

Tồn thất công suất phần MBA tại thời điểm t_1, t_2, t_3 lần lượt là: $\Delta P_{mba1}, \Delta P_{mba2}, \Delta P_{mba3}$, lần lượt là giá trị các cột (24), (25), (26).

TỶ LỆ THẤT TRÊN ĐƯỜNG DÂY 110KV					TỶ LỆ THẤT TBA					
6/24 13/24 5/24										
ΔP (kW)	ΔP (kW) 23h-05h	ΔP (kW) 05h-18h	ΔP (kW) 18h-23h	%	P_k	ΔP (kW) 23h-05h	ΔP (kW) 05h-18h	ΔP (kW) 18h-23h	P_o	%
	t1	t2	t3			t1	t2	t3		
(18)	(19)	(20)	(21)	(22)	(23)	(24)	(25)	(26)	(27)	(28)

Khi đó : $(18) = [(19)*6/24+(20)*13/24+(21)*5/24]$

$$(23) = [(24)*6/24+(25)* 13/24+(26)*5/24]$$

= Tổng thất không tải MBA (tổng các thành phần không tải máy biến áp)

$$(22) = (18) / [(12) * 6/24 + (14) * 13/24 + (16) * 5/24]$$

$$= [(23)+(27)]/[[(12)*6/24+(14)*13/24+(16)*5/24]$$

1.6 TÓM TẮT CHƯƠNG 1:

Trong chương 1, tác giả đã tìm hiểu các khái niệm cơ bản về tổn thất điện năng, phân loại các loại TTĐN, các yếu tố ảnh hưởng, phương pháp tính toán TTĐN cũng như đề xuất các giải pháp giảm TTĐN. Tác giả cũng đã tìm hiểu công cụ tính toán TTĐN là phần mềm PSS/ADEPT.

CHƯƠNG 2 PHÂN TÍCH HIỆN TRẠNG TỒN THẤT LƯỚI ĐIỆN PHÂN PHỐI TẠI ĐIỆN LỰC NÔNG CỐNG

2.1 TỔNG QUAN VỀ LƯỚI ĐIỆN PHÂN PHỐI ĐIỆN LỰC NÔNG CỐNG

2.1.1 Đặc điểm địa lý, kinh tế và xã hội

Điện lực Nông Cống đóng trên địa bàn huyện Nông Cống - là một huyện của Tỉnh Thanh Hóa. Điện lực Nông Cống quản lý lưới điện trên địa bàn bao gồm 03 thị trấn và 22 xã với số dân khoảng 245.799 người, phần lớn nhân dân trên địa bàn sinh sống bằng sản xuất nông nghiệp.

Mật độ dân số trên địa bàn huyện Nông Cống rất thưa thớt (264 người/km²). Tuy vậy, trong các năm gần đây nhiều nhà máy sản xuất và khu công nghiệp được mở rộng đầu tư trên địa bàn.

Đánh giá chung cho thấy huyện Nông Cống có rất nhiều thế mạnh trong phát triển kinh tế, xã hội. Ở đây phải kể đến các thế mạnh về nông nghiệp. Chính sự phát triển nhanh của nền kinh tế, xã hội của huyện cũng khiến cho nhu cầu về điện năng trên địa bàn huyện tăng cao (Công suất cực đại P_{max} Nông Cống tăng ở mức tương đối cao khoảng 10%/năm). Đây là thuận lợi, đồng thời cũng là khó khăn, thách thức cho đơn vị điện lực địa phương, cho bài toán phát triển ổn định năng lượng điện, đáp ứng tốt nhất nhu cầu phát triển của người dân.

2.1.2 Đặc điểm lưới điện phân phối

Lưới điện trải dài khoảng 268km² chỉ được cấp điện từ 01 trạm biến áp 110kV Nông Cống nên bán kính cấp cấp điện trung thế rất xa, có tuyến bán kính cấp điện gần 50 km. Mức độ mang tải trung bình các tuyến dây khoảng 223 A (đạt 43% I_{dm}); Hệ số công suất $\cos\phi$ của các xuất tuyến trung thế đạt trung bình khoảng 0,98; Độ sụt áp trung thế cuối tuyến lớn, có tuyến độ sụt áp lên đến 8,57% (vượt so với quy định).

Khối lượng quản lý đường dây, trạm biến áp và công tơ:

- Đường dây trung thế: 548,596 km
- Đường dây hạ thế: 923,625 km
- Trạm biến áp: 950 trạm (trong đó tài sản của Điện lực: 669; tài sản của khách hàng là: 281);
- Tụ bù trung thế:

- + Số lượng tụ bù: 27 (Cổ định 03, ứng động 24)
- + Dung lượng bù: 11.400 kVAr
- Tụ bù hạ thế:
 - + Số lượng tụ bù: 798
 - + Dung lượng bù: 8.912,5 kVAr

Bảng 2-1: Thông số đường dây Điện lực Nông Cống

STT	Đường dây	Chiều dài (km)		
		TSDL	TSKH	Tổng
1.	Tổng đường dây	1,358.652	113.569	1,472.221
2.	Đường dây trung thế	435.027	113.569	548.5963
3.	Đường dây hạ thế	923.625		923.625
4.	Cấp 22kV	275.227	50.129	325.357
5.	-Vận hành 22kV nổi	274.537	50.129	324.667
6.	-Vận hành 22kV ngầm	0.69		0.69
7.	Cấp 12,7kV	159.800	63.440	223.240
8.	-Vận hành 12,7kV	159.800	63.440	223.240
9.	0.2kv	922.048		922.048
10.	1 pha 2 dây	301.966		301.966
11.	1 pha 3 dây	620.082		620.082
12.	0.4kv	52.418		52.418

Bảng 2-2: Thống kê trạm biến áp phân phối Điện lực Nông Cống

TT	Hạng mục	Số trạm	Số máy	S (kVA)
I	Trạm phân phối	950	1.310	99.583
1	Trong đó: Tài sản Điện lực	669	900	51.998
2	Tài sản khách hàng	281	410	47.585
II	Trạm phân phối			
1	Trạm 22/0,4kV	322	682	70,938
	Trong đó: Tài sản Điện lực	181	413	29,740
	Tài sản khách hàng	141	269	41,198
3	Trạm 12,5/0,22 kV	628	628	28,646
	Trong đó: Tài sản Điện lực	487	487	22,258
	Tài sản khách hàng	141	141	6,388

2.2 KẾT QUẢ SẢN XUẤT KINH DOANH GIAI ĐOẠN 2018-2020

2.2.1 Sản lượng tiêu thụ

Điện thương phẩm: Tốc độ tăng trưởng hàng năm 8,95%/ năm, cụ thể:

Bảng 2-3: sản lượng điện tiêu thụ và tốc độ tăng trưởng qua các năm

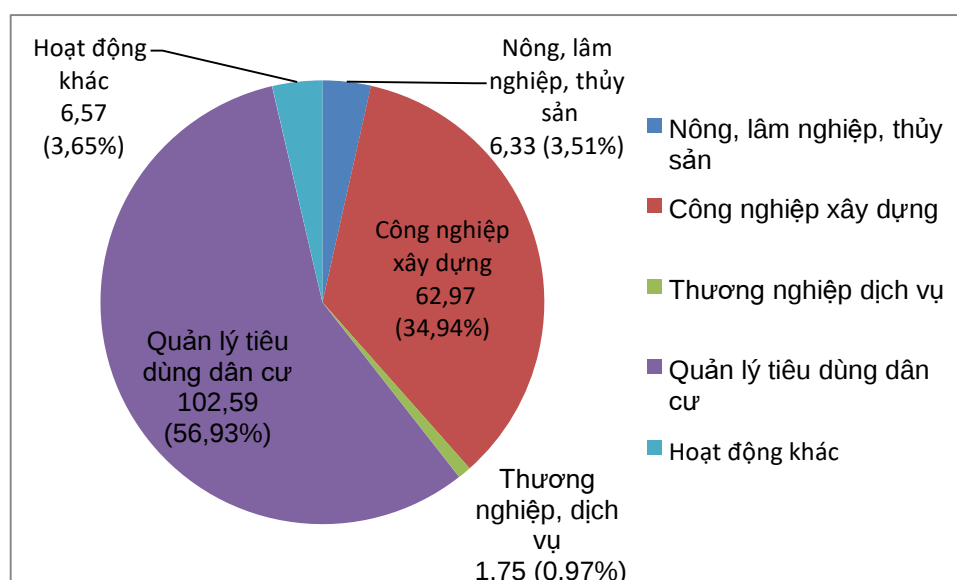
Năm	2018	2019	2020
Điện thương phẩm (triệu kWh)	152,86	169,51	180,23
Tăng trưởng so với năm trước (%)	9,64	10,89	6,30
Điện thương phẩm trung áp (triệu kWh)	22,82	22,92	25,28
Điện thương phẩm hạ áp (triệu kWh)	130,04	146,59	154,95

Bảng 2-4: Sản lượng điện tổn thất theo cấp điện áp giai đoạn 2018– 2020

Năm	2015	2016	2017
Điện tổn thất lưới trung áp (triệu kWh)	9,09	9,0	7,38
Điện tổn thất lưới hạ áp (triệu kWh)	2,74	3,49	5,38

Bảng 2-5: Cơ cấu điện thương phẩm theo thành phần phụ tải 2018-2020

Các thành phần phụ tải	Nông, lâm nghiệp, thủy sản		Công nghiệp xây dựng		Thương nghiệp dịch vụ		Quản lý tiêu dùng dân cư		Hoạt động khác	
	Sản lượng (triệu kWh)	Tốc độ tăng trưởng (%)	Sản lượng (triệu kWh)	Tốc độ tăng trưởng (%)	Sản lượng (triệu kWh)	Tốc độ tăng trưởng (%)	Sản lượng (triệu kWh)	Tốc độ tăng trưởng (%)	Sản lượng (triệu kWh)	Tốc độ tăng trưởng (%)
2014	7,72	-6,8	40,86	-2,5	0,68	29,9	86,80	7,5	3,37	32,0
2015	7,03	-8,9	50,89	24,5	1,04	52,3	89,27	2,8	4,58	36,0
2016	6,61	-6,1	58,40	14,8	1,32	27,1	96,98	8,6	6,21	35,4
2017	6,33	-4,4	62,97	7,8	1,75	32,5	102,59	5,7	6,57	5,8

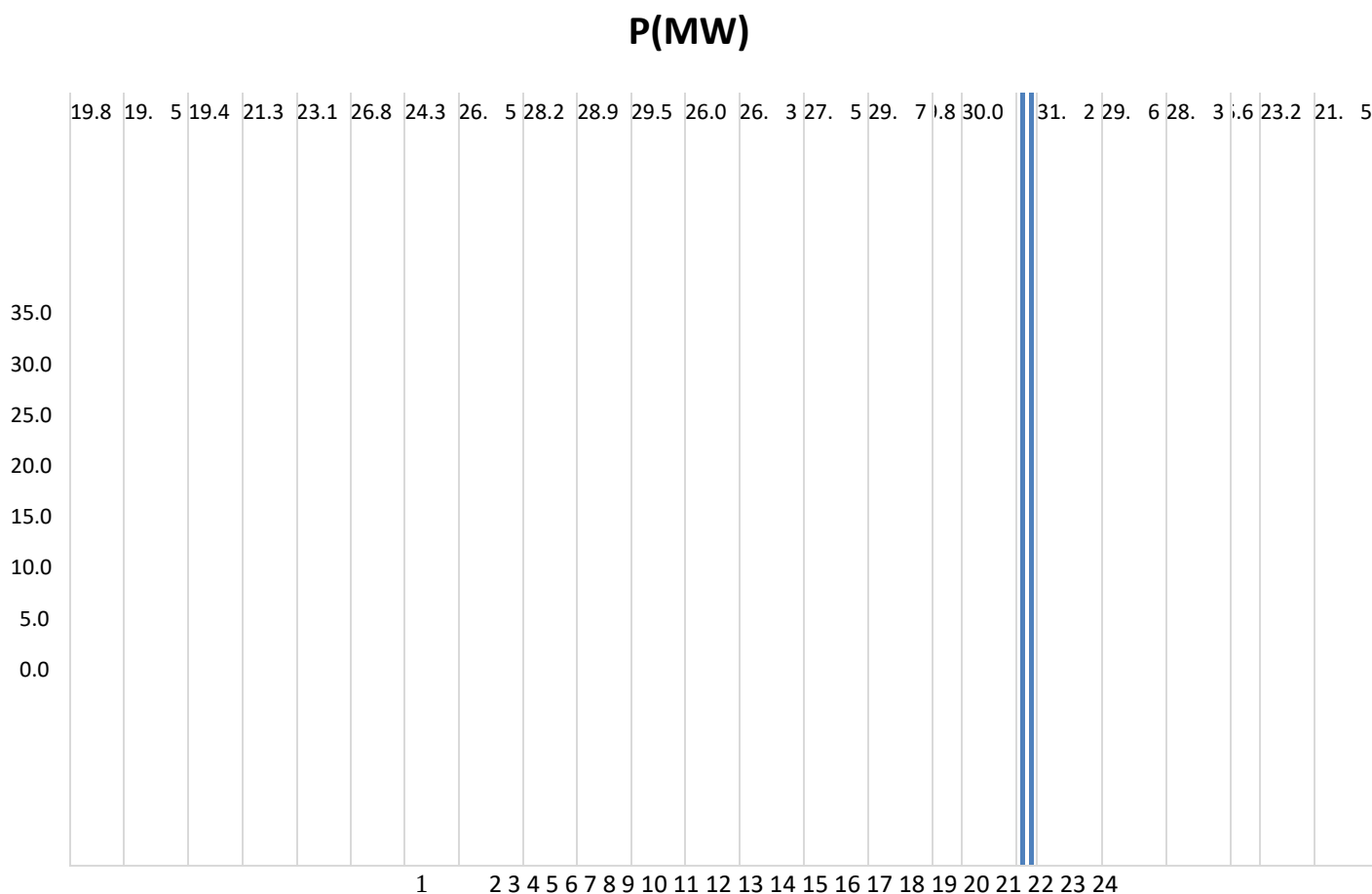


Hình 2-1: Biểu đồ theo thành phần phụ tải (năm 2020)

Nhận xét thành phần phụ tải:

- Phụ tải quản lý tiêu dùng dân cư phục vụ thấp sáng sinh hoạt chiếm tỉ trọng lớn nhất: ~ 57%;
- Phụ tải công nghiệp xây dựng (khu công nghiệp sản xuất gạch, may mặc, chế biến nông sản) chiếm tỉ trọng ~35%.
- Các phụ tải còn lại bao gồm nhóm phụ tải nông nghiệp, lâm nghiệp, thủy sản; Thương nghiệp dịch vụ và các hoạt động khác chiếm tỉ trọng rất thấp (~9 %)

Với đặc điểm phụ tải như trên ta có biểu đồ phụ tải điển hình trong ngày như sau:



Hình 2-2: Biểu đồ phụ tải 24h điển hình (ngày 09/01/2020)

Qua số liệu cho thấy rằng công suất đạt cao điểm rơi vào 2 thời điểm:

+ Sáng lúc 11 giờ; và + Tối lúc 18 giờ hàng ngày.

Qua đồ thị phụ tải, ta có:

+ $T_{\max} = A/P_{\max} \approx 19,28$ giờ/ngày tức là khoảng 7000 giờ/năm

+ $P_{\max}/P_{\min} = 1,7$ lần

Mặt khác: Thời gian sử dụng công suất cực đại, $T_{\max}$ lớn nên giảm tổn thất hiệu quả nhất là giảm tổn thất trên dây dẫn với phương án thu ngắn bán kính cung cấp điện, giảm mật độ dòng; đồng thời giảm tổn thất đồng trên máy biến áp.

B 2.2.2 TỶ LỆ TỔN THẤT ĐIỆN NĂNG

Kết quả tổn thất điện năng giai đoạn 2018– 2020:

Bảng 2-6: Tỷ lệ tổn thất điện năng qua các năm

Năm	2018	2019	2020
Điện lực nông Cống	8,16	7,37	7,09
Toàn công ty Điện lực	7,25	6,96	6,33

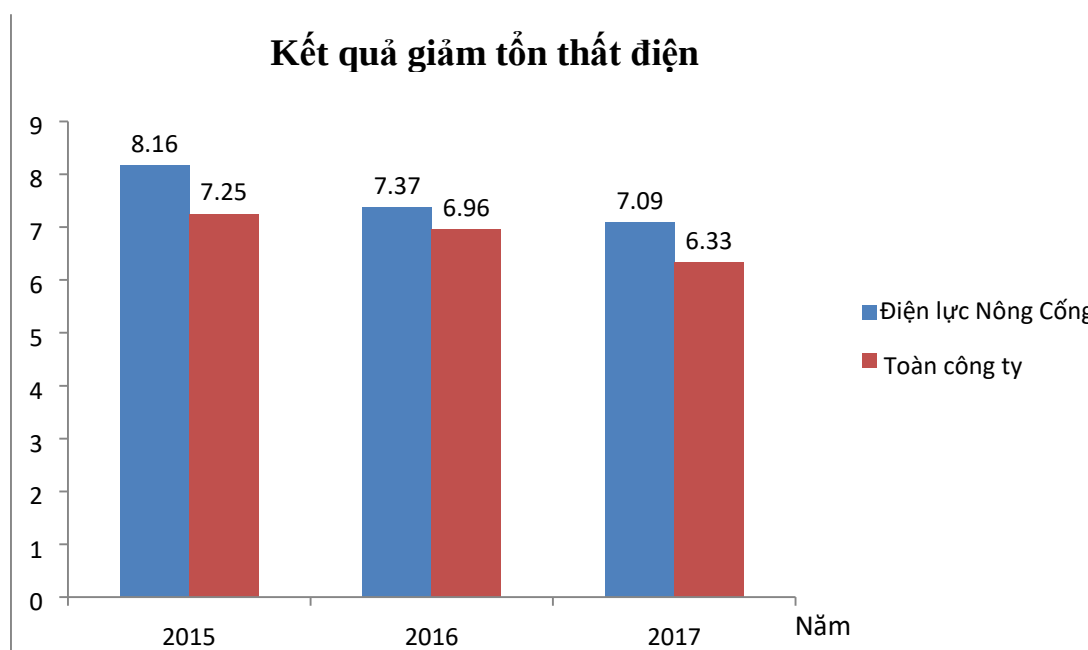
Trong đó:

Tổn thất điện năng theo cấp điện áp là:

STT	Cấp điện áp	Tỷ lệ TTĐN năm (%)		
		2018	2019	2020
1	Tổn thất trung áp (Đường dây và TBA)	5,98	5,31	4,1
2	Tổn thất lưới hạ áp (trạm công cộng)	5,41	5,02	4,84
3	Tổn thất hạ áp quy về điện nhận	2,18	2,06	2,99
	TTĐN tổng của Điện lực:	8,16	7,37	7,09

Qua số liệu nhận thấy:

- Tổn thất điện năng qua các năm còn khá cao. Do năm 2015 Điện lực tiếp nhận lưới điện hạ thế từ Công ty Cổ phần điện Nông Công, với đặc điểm lưới điện mới tiếp nhận đã xuống cấp nghiêm trọng nên tổn thất khá cao (tổn thất điện năng năm 2018 (8.16%) cao hơn so với năm 2017 là 2%. Tuy nhiên, trong giai đoạn 2018 – 2020 công tác giảm tổn thất điện năng được Điện lực đặc biệt chú trọng nên tổn thất điện năng giảm trung bình qua các năm là khá cao (0,53%/năm).



Hình 2-3: Biểu đồ kết quả giảm tổn thất điện năng giai đoạn 2015 – 2017

2.3 HIỆN TRẠNG LƯỚI ĐIỆN PHÂN PHỐI ĐIỆN LỰC NÔNG CÔNG

2.3.1 Lưới điện trung thế

Khu vực 02 huyện Nông Công được cấp điện chủ yếu từ trạm 110/22kV Nông Công có dung lượng – 2x25MVA gồm 04 phát tuyến 22kV: 471ĐL, 472ĐL, 473ĐL, 474ĐL cấp điện cho các khu vực như sau:

- Tuyến 471ĐL hiện nay đang cấp điện cho phụ tải dọc tỉnh lộ ĐT766 từ trung tâm TT Nông Công đến Xã Vân Hòa. Tuyến 471ĐL có 267 trạm biến áp phân phối với tổng dung lượng 26.260 kVA, công suất hiện nay trên tuyến 471ĐL là 9,0 MW lúc cao điểm. Chiều dài trực chính tuyến 471ĐL là 34,013km và tổng chiều dài 134,312 km (bao gồm nhánh rẽ). Đường dây thuộc tài sản Điện lực sử dụng cáp 3xAC240/1xAC150 có chiều dài 20,137 km, cáp 3xAC240/1xAC95 có chiều dài 13,876 km cho trực chính và cáp AC70, AC50 cho các nhánh rẽ.

- Tuyến 472ĐL hiện nay đang cấp điện cho toàn bộ phụ tải dọc tỉnh lộ ĐT 720 từ trung tâm TT Nông Công đến xã Minh Thọ, đồng thời tạo mạch vòng cấp điện cho phụ tải trên tuyến 474ĐL hiện hữu. Tuyến 472ĐL có 207 trạm biến áp phân phối với tổng dung lượng 20.357,5 kVA, công suất hiện tại trên tuyến 472ĐL là 6.3 MW lúc cao điểm. Chiều dài trực chính tuyến 472ĐL là 48,8km và tổng chiều dài tuyến là 127,576 km (bao gồm cả nhánh rẽ). Đường dây thuộc tài sản Điện lực sử dụng cáp 3xAC240/1xAC150 có chiều dài 7,477 km, cáp 3xAC95/1xAC50 có chiều dài 12.828 km, cáp 3xAC185/1xAC95 có chiều dài là 25.297 km và cáp AC70, AC50 cho nhánh rẽ.

- Tuyến 473ĐL cấp điện cho Xã Minh Tân, Bắc Giang, Nam Giang, Đông Hòa, Xuân Hòa, huyện Nông Công. Tuyến 473ĐL có 196 trạm biến áp phân phối với tổng dung lượng 31.473,5 kVA, công suất hiện tại trên tuyến 473ĐL là 9,5 MW lúc cao điểm. Chiều dài trực chính tuyến 473ĐL là 23,9 km và tổng chiều dài tuyến là 118,969 km (bao gồm cả nhánh rẽ). Đường dây thuộc tài sản Điện lực sử dụng cáp 3xAC240/1xAC150 có chiều dài 7,477 km, cáp 3xAC95/1xAC50 có chiều dài 12.828 km, cáp 3xAC185/1xAC95 có chiều dài là 25.297 km và cáp AC70 cho nhánh rẽ.

- Tuyến 474ĐL cấp điện cho Xã Nam Tiến, Hợp Nhất huyện Nông Công (tuyến đường dây đi qua khu vực vườn cây và rẫy của dân), đồng thời tạo mạch vòng cấp điện cho phụ tải trên tuyến 471ĐL hiện hữu. Tuyến 474ĐL có 291 trạm biến áp phân phối với tổng dung lượng 24.310 kVA, công suất hiện nay trên tuyến 474ĐL là 7,8 MW chiều dài trực chính 38,6 km, toàn bộ đường dây 167,738 km (bao gồm cả nhánh rẽ). Đường dây thuộc tài sản Điện lực sử dụng cáp

3xAC150/1xAC95 có chiều dài 0,3 km, 3xAC95/1xAC70 có chiều dài 5,0756 km, cáp 3xAC185/1xAC95 có chiều dài 18.3566 km cho trục chính và cáp AC 95, AC70, AC50 cho các nhánh rẽ.

Bảng 2-7: Thông số đường dây trạm 110/22kV Nông Cống

STT	Chỉ danh	Tổng số trạm	Loại dây dẫn	Tổng chiều dài dây (km)
1	T471	256	AC 240, 150, 95, 70, 50	134,312
2	T472	207	AC 185, 150, 95, 70, 50	127,576
3	T473	196	AC 185, 150, 95, 70, 50	118,969
4	T474	291	AC 185, 150, 95, 70, 50	167,738
Tổng				548,596

Bảng 2-8: Thông số vận hành các phát tuyến 22kV (ngày 09/01/2020)

STT	Trạm 110kV	MBA	Phát tuyến	P _{vh max} (MW)	I _{dm} (A)	I _{vhmax} (A)	I _{vhmax} /I _{dm} (%)	Hệ số công suất (cos φ)	
								Cao điểm	Thấp điểm
1	Nông Cống	1T-25MVA	471ĐL	9,0	590	262,1	44,4	0,96	0,97
			473ĐL	9,5	510	254,1	49,8	0,98	0,99
		2T-25MVA	472ĐL	6,3	510	164,1	32,2	0,98	0,96
			474ĐL	7,8	510	211,1	41,4	0,98	0,99

Bảng 2-9: Độ sụt áp và bán kính cấp điện các phát tuyến

Trạm 110/22kV	Chỉ danh tuyến, phân đoạn, nhánh lớn.	Điện áp đầu tuyến (kV)	Điện áp cuối tuyến (kV)	% Sụt áp	Bán kính cấp điện (km)	Ghi chú
Nông Cống	Tuyến 471ĐL	12,77	12,52	1,96	34,1	
	Tuyến 472 ĐL	12,72	11,63	8,57	48,8	
	Tuyến 473 ĐL	12,78	11,85	7,28	23,9	
	Tuyến 474 ĐL	12,78	12,65	1,96	38,6	

Qua số liệu nhận thấy rằng:

- Các phát tuyến trung thế có bán kính cấp điện lớn, độ sụt áp cuối tuyến cao (vượt so với quy định).
- Dây dẫn trung thế đa số là cáp trần, một số nhánh rẽ trung thế dây dẫn chưa đạt tiêu chuẩn.

2.3.2 Lưới điện hạ thế

Đường dây hạ thế hiện hữu sử dụng dây nhôm/đồng bọc như AV50,70, CV11, CV22, CV48; Dây đồng trần như: C25, C35. Các dây dẫn này vận hành từ những năm 1994, 2002, 2005, 2006 nên đã lão hóa, bong tróc cách điện, có nhiều mối nối hở như: kẹp quai, cầu chì cá. Dây dẫn vận hành không đảm bảo chất lượng điện áp, không đảm bảo an toàn, bán kính cấp điện lớn >600m và tổn thất điện năng cao.

Bảng 2-10: thống kê tổn thất điện năng các trạm biến áp công cộng (lũy kế 6 tháng năm 2018):

STT	Tỷ lệ tổn thất	Số lượng TBA	Tỉ trọng (%)
1	$\leq 1\%$	15	0.15
2	$1\% < n \leq 2\%$	56	8.37
3	$2\% < n \leq 6\%$	426	63.68
4	$6\% < n \leq 7\%$	70	10.46
5	$7\% < n \leq 10\%$	73	10.91
6	$n > 10\%$	29	4.33
Tổng cộng		669	100

(Nguồn phòng Kinh doanh – Điện lực Nông Cống)

2.3.3 Máy biến áp

Máy biến áp cũ, 01 cấp điện áp và vận hành trên 15 năm: 123 máy, dung lượng 6.370 kVA

Máy biến áp vận hành quá tải ($> 100\% S_{dm}$): 29 trạm/43 máy, dung lượng 2.207,5 kVA.

Máy biến áp vận hành non tải ($< 30\% S_{dm}$): 17 trạm/25 máy, dung lượng 1.892,5 kVA

2.4 NGUYÊN NHÂN GÂY TỔN THẤT LƯỚI ĐIỆN PHÂN PHỐI ĐIỆN LỰC NÔNG CỐNG

2.4.1 Tổn thất kỹ thuật

Qua các số liệu phân tích trên nhận thấy rằng, tổn thất điện năng tại Điện lực còn khá cao 8,16% năm 2018 và 7,09% năm 2019. Nguyên nhân chủ yếu gây ra tổn thất điện năng trên lưới điện địa bàn Điện lực Nông Cống quản lý bao gồm các nguyên nhân sau:

- Bán kính cấp điện lớn: Đường dây trung thế $L > 48,8\text{km}$, Sụt áp cuối tuyến cao $\Delta U = 8,57\%$; Đường dây hạ thế $L > 600\text{m}$.

- Tổn thất do thiết bị cũ, lạc hậu: các MBA, thiết bị cũ thường có hiệu suất thấp và TTĐN cao.
- Quá tải MBA: MBA vận hành quá tải do dòng điện tăng cao làm phát nóng cuộn dây và dầu cách điện của máy dẫn đến tăng TTĐN trên MBA đồng thời gây sụt áp và làm tăng TTĐN trên lưới điện phía hạ áp.
- Non tải MBA: MBA vận hành non tải hoặc không tải Tổn hao không tải lớn so với điện năng sử dụng, mặt khác tải thấp sẽ không phù hợp với hệ thống đo đếm dẫn đến TTĐN.
- Quá tải dây dẫn: làm tăng nhiệt độ trên dây dẫn và làm tăng thêm TTĐN trên dây dẫn.
- Dây trung thế 22kV hầu hết là dây trần đi qua nhiều khu vực cây xanh (Cây cao su, tràm, điều...) công tác phát quang còn gặp nhiều khó khăn đặc biệt ở các phát tuyến 471ĐL, 474ĐL. Sự cố do cây xanh nằm ngoài hành lang va quệt, sét đánh, động vật xâm phạm lưới điện còn nhiều.

Ngoài ra còn những nguyên nhân khác gây ra tổn như sau:

- Không cân bằng pha: không cân bằng pha sẽ làm tăng TTĐN trên dây trung tính, dây pha và làm tăng TTĐN trong MBA. Đồng thời cũng có thể gây quá tải ở pha có dòng điện lớn.
- Hệ số $\cos\varphi$ thấp: $\cos\varphi$ thấp dẫn đến cần tăng dòng điện truyền tải công suất phản kháng do đó làm tăng dòng điện tải của hệ thống và làm tăng TTĐN.
- Do các điểm tiếp xúc và mối nối tiếp xúc kém: làm tăng nhiệt độ các mối nối, tiếp xúc và làm tăng TTĐN.
- Nối đất không tốt: Đối với lưới điện có hệ thống nối đất trực tiếp, nối đất lặp lại TTĐN sẽ tăng cao nếu nối đất không đảm bảo đúng tiêu chuẩn quy định.
- Điện áp thấp dưới giới hạn cho phép: do tiết diện dây không đảm bảo, bán kính cấp điện không hợp lý hoặc do các nấc phân áp của MBA không điều chỉnh kịp thời. Với cùng một công suất cấp cho tải, điện áp thấp sẽ làm tăng dòng điện phải truyền tải và làm tăng TTĐN.
- Phương thức vận hành: Tính toán phương thức vận hành chưa hợp lý dẫn đến TTĐN cao. Để xảy ra sự cố dẫn đến phải vận hành phương thức bất lợi dẫn đến TTĐN cao.
- Chế độ sử dụng điện không hợp lý: Những phụ tải có sự chênh lệch quá lớn giữa giờ cao điểm và thấp điểm sẽ gây khó khăn cho vận hành và gây TTĐN cao.

- Các mối nối lều trụ dừng, mối nối nhánh rẽ không được bọc kín hóa.

2.4.2 Tồn thất thương mại

Hệ thống đo đếm (HTĐĐ) không phù hợp: Các thiết bị đo đếm (TBĐĐ) như:

- Công tơ, VT, CT không phù hợp với phụ tải có thể quá lớn hay quá nhỏ hoặc không đạt cấp chính xác yêu cầu, hệ số nhân của hệ thống đo không đúng đều dẫn đến đo đếm không chính xác làm TTĐN cao.
- Lắp đặt, đấu nối HTĐĐ sai (sai sơ đồ đấu dây, sai tỷ số biến..).
- Kiểm tra, kiểm định HTĐĐ không kịp thời: không thực hiện kiểm định ban đầu, kiểm định định kỳ theo quy định; không kiểm tra phát hiện các TBĐĐ hư hỏng để thay thế kịp thời là nguyên nhân dẫn đến đo đếm không chính xác gây TTĐN.
- Sai sót trong nghiệp vụ kinh doanh: đọc sai chỉ số công tơ, thống kê tổng hợp không chính xác, bỏ sót khách hàng, khai thác khách hàng sai mã trạm.
- Lắp đặt nhánh rẽ công tơ không đúng quy định (ngiên); Tồn tại HTĐĐ hư hỏng thùng, hộp công tơ, mất chì niêm phong không được khắc phục kịp thời.
- Hiện tượng lấy cắp điện không được phát hiện kịp thời để ngăn chặn như:
- Câu móc điện trực tiếp, can thiệp làm hư hỏng hoặc sai lệch hệ thống.

2.5 TÓM TẮT CHƯƠNG 2

Qua thực tế cho thấy lưới điện của Điện lực Nông Cống đang quản lý vận hành với hơn 548,59 km đường dây trung thế, với 950 trạm biến áp phụ tải (TBA). Bán kính cấp điện trung thế và hạ thế lớn, mặt khác chất lượng đường dây chưa đảm bảo thông số kỹ thuật; Máy biến áp vận hành lâu năm (trên 15 năm) chiếm tỉ lệ cao; thành phần phụ tải chủ yếu là quản lý tiêu dùng dân cư (xấp xỉ 60%), thời gian sử dụng công suất cực đại, Tmax lớn. Đây là những nguyên nhân chủ yếu gây tổn thất điện năng trên lưới cao.

Do đó, để thực hiện tốt công tác giảm tổn thất điện năng cần thực hiện song song các giải pháp như đầu tư xây dựng cây trạm 110KV giảm bán kính cấp điện trung thế; Đầu tư nâng cấp cải tạo lưới điện hạ thế; Cây trạm biến áp giảm bán kính cấp điện hạ thế; Thay thế trạm biến áp vận hành lâu năm, tổn thất cao; Bọc hóa lưới trung thế; Bù công suất phản kháng. Tuy nhiên nguồn vốn dành cho các công trình giảm tổn thất điện năng hàng năm có hạn nên công tác thực hiện giảm tổn thất điện năng cần phải có thứ tự ưu tiên và phải thực hiện theo lộ trình.

CHƯƠNG 3: GIẢI PHÁP GIẢM TỔN THẤT ĐIỆN NĂNG TẠI ĐIỆN LỰC NÔNG CỒNG

3.1 GIẢI PHÁP CHÍNH GIẢM TỔN THẤT ĐIỆN NĂNG ĐÃ THỰC HIỆN GIAI ĐOẠN 2018 – 2020 TẠI ĐIỆN LỰC NÔNG CỒNG

Trong giai đoạn 2018-2020, Điện lực Nông Cống đã triển khai thực hiện các giải pháp bao gồm:

- + Các giải pháp quản lý kỹ thuật, vận hành;
- + Các giải pháp quản lý kinh doanh.

3.1.1 Giải pháp chính giảm tổn thất điện năng đã thực hiện giai đoạn 2018 – 2020 tại Điện lực Nông Cống Giải pháp kỹ thuật

3.1.1.1 Đầu tư cải tạo sửa chữa lưới điện hạ thế:

- Thực hiện nâng cấp dây dẫn khu vực lưới điện đã xuống cấp, dây không đảm bảo các thông số kỹ thuật, mất an toàn. Ưu tiên xử lý các hạng mục công trình đầu tư, sửa chữa theo kế hoạch đối với các đường dây hạ áp có độ sụt áp cuối nguồn >10% so với điện áp định mức và các đường dây có sản lượng thương phẩm lớn.

- Sắp xếp lại các trạm công cộng, phát triển cây mới các TBA để giảm bán kính cấp điện.

- Quản lý đo, kiểm tra và khắc phục kịp thời tụ bù trung hạ thế hư hoặc suy giảm dung lượng:

+ Điện lực đã giao nhiệm vụ cho các Đội Quản lý vận hành thực hiện nghiêm chế độ đo dòng tải định kỳ hàng quý với tụ trung thế và hạ thế. Hàng năm, đều có thay thế nhiều bộ tụ bù sụt dung lượng. Do đó, tỷ lệ bù trung hạ thế đều được duy trì đạt tỷ lệ yêu cầu của Công ty.

+ Điện lực triển khai lắp đặt bổ sung tụ bù trung hạ thế hàng năm đều đạt tiến độ theo yêu cầu của Tổng Công ty và Công ty.

3.1.1.2 Theo dõi trào lưu công suất qua phần mềm đọc điện kế từ xa; theo dõi thông số để vận hành hiệu quả hệ thống tụ bù

Theo dõi trào lưu công suất, kết hợp với kết quả tính toán từ phần mềm PSS/ADEPT để chỉnh định thông số điều khiển, tách giàn tụ ra khỏi vận hành hoặc điều chuyển di dời tụ bù;

3.1.1.3 Cân pha đường dây hạ áp, TBA và đường dây trung áp:

Qua số liệu đo tải đường dây hạ áp; TBA phân phối, đường dây trung áp và ứng dụng phần mềm đọc điện kế điện tử từ xa đọc dòng điện cả 3 pha đầu tuyến 22kV và các phân đoạn, nhánh rẽ vào thời điểm công suất Max (17h00 – 22h00), xác định chênh lệch dòng điện giữa các pha, từ đó có kế hoạch chuyển đổi pha cho các nhánh rẽ 01 pha, MBA 01 pha để cân bằng pha trên đường dây mỗi khi dòng điện pha lớn nhất và nhỏ nhất lệch nhau quá 15% (đối với các dòng điện pha đầu phát tuyến phải đảm bảo độ lệch dòng điện nhỏ hơn 10%). Công tác cân pha phải được thực hiện hàng tháng; thực hiện trước đối với các đường dây và TBA có phụ tải, sản lượng thương phẩm lớn.

Đối với đường dây hạ áp, tùy vào đặc thù phụ tải của trạm, tiến hành cân pha theo phụ tải cao điểm phù hợp.

3.1.1.4 Xử lý MBA công cộng vận hành quá tải, vận hành non tải:

MBA vận hành quá tải: thường xuyên kiểm tra theo dõi phụ tải để xử lý kịp thời các MBA vận hành quá tải:

- + Đối với MBA có công suất 15kVA, 25kVA để giải quyết quá tải chọn phương án cân pha, tách lưới hạ áp điều hòa phụ tải, lắp đặt thêm tụ bù hoặc thực hiện theo phương án điều hòa phụ tải MBA tùy theo điều kiện thực tế của từng TBA mà chọn phương án cho phù hợp. Trường hợp không thể thực hiện theo các phương án đã nêu thì thực hiện theo phương án nâng công suất MBA;

- + Đối với MBA có công suất 37,5kVA, 50kVA... để giải quyết quá tải chọn phương án cân pha, tách lưới hạ áp điều hòa phụ tải, lắp đặt thêm tụ bù hoặc thực hiện theo phương án điều hòa phụ tải MBA tùy theo điều kiện thực tế của từng TBA mà chọn phương án phù hợp. Trường hợp không thể thực hiện theo các phương án đã nêu thì thực hiện theo phương án cạy trạm.

MBA phân phối vận hành non tải: thường xuyên kiểm tra theo dõi phụ tải để xử lý kịp thời khi phụ tải $MBA < 30\% I_{đm}$.

Ưu tiên chọn giải pháp rút máy ra khỏi vận hành và kết lưới với các trạm lân cận chưa đầy tải hoặc chọn giải pháp hoán chuyển giữa các trạm trong Điện lực như:

- + Thực hiện phương pháp điều hòa phụ tải MBA trong nội bộ Điện lực;
- + Đối với các MBA lân cận trên cùng một nhánh rẽ hay một tuyến đường dây đều vận hành non tải, điều tra khách hàng hiện hữu và khách hàng trong tương

lai từ đó xác định nhu cầu phụ tải của các TBA này để thực hiện phương án tách bớt TBA ra khỏi vận hành và kết lưới hạ áp của các trạm trên nguyên tắc đảm bảo công suất MBA và điện áp cuối nguồn không được thấp hơn 209V ($U_{đm} - 5\%U_{đm}$).

3.1.1.5 Xử lý mối nối không đảm bảo yêu cầu kỹ thuật

Xử lý các mối nối hạ áp; mối nối trung áp sử dụng kẹp nhôm 2, 3 boulon; Splitbolt, kẹp quai không đảm bảo yêu cầu kỹ thuật... bằng ống nối ép (mối nối chịu sức căng), bằng kẹp ép WR hoặc ống nối không có lõi thép (mối nối lèo); thay các đầu cosse xiếc cáp dùng bolt bằng các đầu cosse ép. Thực hiện trước cho các vị trí có phụ tải lớn, vị trí mối nối phía hạ áp tại TBA phân phối và đối với dây bọc phải băng keo cách điện các mối nối. 4.1.1.6 Lắp đặt và vận hành hiệu quả tụ bù:

Đối với lưới trung áp: Đảm bảo $\cos\varphi$ đầu tuyến $> 0,96-0,98$ vào mọi thời điểm, cụ thể:

- + Theo dõi trào lưu công suất qua phần mềm đọc điện kế điện tử từ xa kết hợp ứng dụng phần mềm tính toán lưới điện PSS/ADEPT để tính toán chọn vị trí và công suất lắp đặt tụ bù phù hợp.

Đối với lưới hạ áp, TBA: Đảm bảo $\cos\varphi > 0,92$ vào giờ thấp điểm và $\cos\varphi > 0,90$ vào giờ cao điểm, cụ thể:

- + Đối với các TBA tài sản Điện lực: Thường xuyên theo dõi công suất đường dây hạ áp, các TBA

- + Đối với các TBA chuyên dùng: TBA mới: Thỏa thuận kỹ thuật hồ sơ thiết kế công trình mới đảm bảo :

$\cos\varphi \geq 0,90$ và không bù dư trong mọi thời điểm. Trường hợp bù dư (phát công suất phản kháng lên lưới điện) phải được thỏa thuận thông qua hợp đồng với bên bán điện.

3.1.1.6 Sửa chữa nhánh rẽ branchement có chất lượng kém:

Tiến hành thay dây nhánh rẽ branchement có chất lượng kém, có nhiều mối nối không đảm bảo yêu cầu kỹ thuật. Thực hiện trước đối với các khu vực không an toàn, khu vực có TTĐN cao.

3.1.1.7 Các vấn đề kỹ thuật khác

Thực hiện phương thức vận hành hợp lý và kinh tế lưới điện. Bố trí hợp lý lịch sửa chữa bảo dưỡng các đường dây và trạm, khi bị sự cố phải nhanh chóng xử lý để trả lại phương thức vận hành kinh tế;

Thực hiện nghiêm túc công tác kiểm tra định kỳ lưới điện, phát hiện sớm các TBA vận hành non tải, các hiện tượng rò điện, nóng đỏ, bong tróc dây dẫn...để xử lý kịp thời;

Thường xuyên phát quang lưới điện, đảm bảo lưới điện vận hành an toàn, liên tục.

3.1.2 Giải pháp phi kỹ thuật

Triển khai công tác kiểm định thiết bị đo đếm đảm bảo không có trường hợp thiết bị quá hạn kiểm định lưu hành trên lưới bán điện cho khách hàng;

Tổ chức phân tích tình trạng hoạt động của thiết bị đo đếm trước, trong và sau khi tách khỏi vận hành theo quy trình chặt chẽ với mục tiêu đánh giá được nguyên nhân hư hỏng thiết bị, các tồn tại từ nguyên nhân quản lý, từ bên ngoài và từ chất lượng thiết bị đo đếm;

Rà soát và chấn chỉnh công tác theo dõi thiết bị đo đếm cháy, hỏng (TU, TI, công tơ), phân tích nguyên nhân ra gây tình trạng cháy hỏng để có giải pháp giảm tình trạng hư hỏng thiết bị;

Kiểm tra phụ tải khách hàng sử dụng qua điện qua trạm chuyên dùng, khách hàng mua điện sản xuất và kinh doanh dịch vụ, khách hàng kinh doanh nhà trọ, và một số khách hàng có sản lượng điện tăng đột biến để có giải pháp thay thế công tơ và công tơ phù hợp với tải sử dụng hạn chế tổn thất điện năng do quá tải;

Kiểm soát, duy trì và phát triển ứng dụng hệ thống đo ghi từ xa (MDMS) và hệ cơ sở dữ liệu về tập quán sử dụng điện (Biểu đồ phụ tải điển hình) của từng loại hình, đối tượng sử dụng điện phục vụ cho hoạt động đánh giá tình hình sử dụng điện và kiểm tra phát hiện trộm cắp điện.

Tổ chức thay thế thiết bị đo đếm đầu nguồn trạm công cộng hết hạn kiểm định và cập nhật đầy đủ thông tin thiết bị đo đếm đầu nguồn trạm công cộng vào chương trình CMIS.

Có giải pháp kiểm soát tính xác thực của công tác ghi chỉ số, nhập chỉ số và nhập sản lượng điều chỉnh. Đảm bảo tính xác thực của tổn thất trạm công cộng làm cơ sở để khoanh vùng kiểm tra vi phạm sử dụng điện.

3.2 KẾ HOẠCH GIẢM TỔN THẤT ĐIỆN NĂNG CỦA ĐIỆN LỰC NÔNG CÔNG GIAI ĐOẠN 2021 – 2023

3.2.1 Kế hoạch điện thương phẩm giai đoạn 2021 – 2023

Dự kiến trong giai đoạn 2021 - 2023, tốc độ tăng trưởng trung bình hàng năm ước tăng khoảng 8% so với năm trước. Tính đến năm 2021 điện thương phẩm ước đạt 227,03 triệu kWh; tăng 46,8 triệu kWh so với năm 2010 (180,23 triệu kWh).

Bảng 3-1: Tăng trưởng điện thương phẩm giai đoạn 2021– 2023

Năm	2021	2022	2023
Thương phẩm (triệu kWh)	194,64	210,22	227,03
Tốc độ tăng trưởng (%/năm)	8	8	8

3.2.2 Lộ trình giảm tổn thất điện năng giai đoạn 2021 – 2023

Lộ trình giảm tổn thất điện năng tại Điện lực Nông Công giai đoạn 2021 - 2023 dự kiến giảm 0,2%/năm.

Bảng 3-2: Lộ trình giảm tổn thất điện năng giai đoạn 2021 – 2023

Năm	2021	2022	2023
Tổn thất điện năng (%)	6,89	6,69	6,49

3.3 NGHIÊN CỨU VÀ ĐỀ XUẤT GIẢI PHÁP GIẢM TỔN THẤT ĐIỆN NĂNG GIAI ĐOẠN 2018 – 2020 TẠI ĐIỆN LỰC NÔNG CÔNG

3.3.1 Giải pháp giảm bán kính cấp điện hạ thế và cải tạo nâng cấp đường dây hạ thế

Đối với TBA 12.7 (22kV), lưới hạ áp: cấy mới TBA 12,7 (22kV) giảm bán kính cấp điện đường dây hạ áp, cải tạo lưới hạ áp 01 pha – 02 dây sang 01 pha – 03 dây để giảm tổn thất điện năng hạ áp theo tiêu chí khu vực dân cư tập trung

$TT\Delta N \leq 4\%$, khu vực dân cư phân tán $TT\Delta N \leq 6\%$, cụ thể bán kính cấp điện hạ áp không vượt quá khoảng cách như sau:

Bảng 3-3: Bán kính cung cấp điện hạ thế

Stt	Loại đường dây	Bán kính cấp điện (m)		Ghi chú
		Khu vực dân cư tập trung	Khu vực dân cư phân tán	
1	Đường trục 1 pha 3 dây	250	400	
2	Đường trục 3 pha 4 dây	450	650	

3.3.1.1 Tiêu chí tính toán:

Máy biến áp, đường dây hạ áp chỉ được vận hành cao nhất 75% tải so với định mức.

Điện áp đầu nguồn TBA công cộng duy trì 230V.

Điện áp cuối nguồn TBA không được nhỏ hơn 209V ($-5\%U_{dm}$).

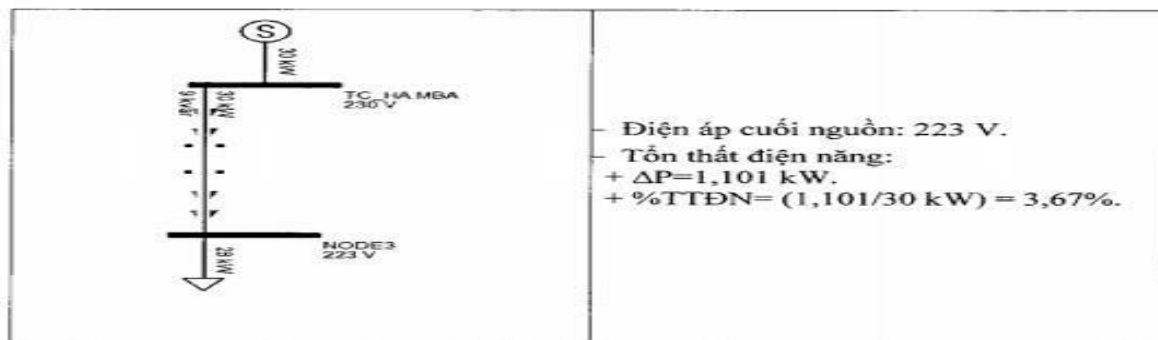
Giả định phụ tải hạ áp phân bố đều (tính toán đặt 2/3 chiều dài đường dây).

Tính toán áp dụng điển hình cho loại dây AV50 (dây dẫn có tiết diện nhỏ nhất trong các loại dây phổ biến sử dụng cho lưới hạ thế bao gồm AV, ABC: 50, 70, 95mm²). Tính toán của dây AV50 đạt yêu cầu thì các chủng loại dây tiết diện lớn hơn sẽ đạt do có tiết diện lớn hơn nên tổng trở nhỏ hơn nên tổn thất điện áp và tổn thất điện năng thấp hơn.

3.3.1.2 Kết quả tính toán

Trường hợp cho khu vực dân cư tập trung:

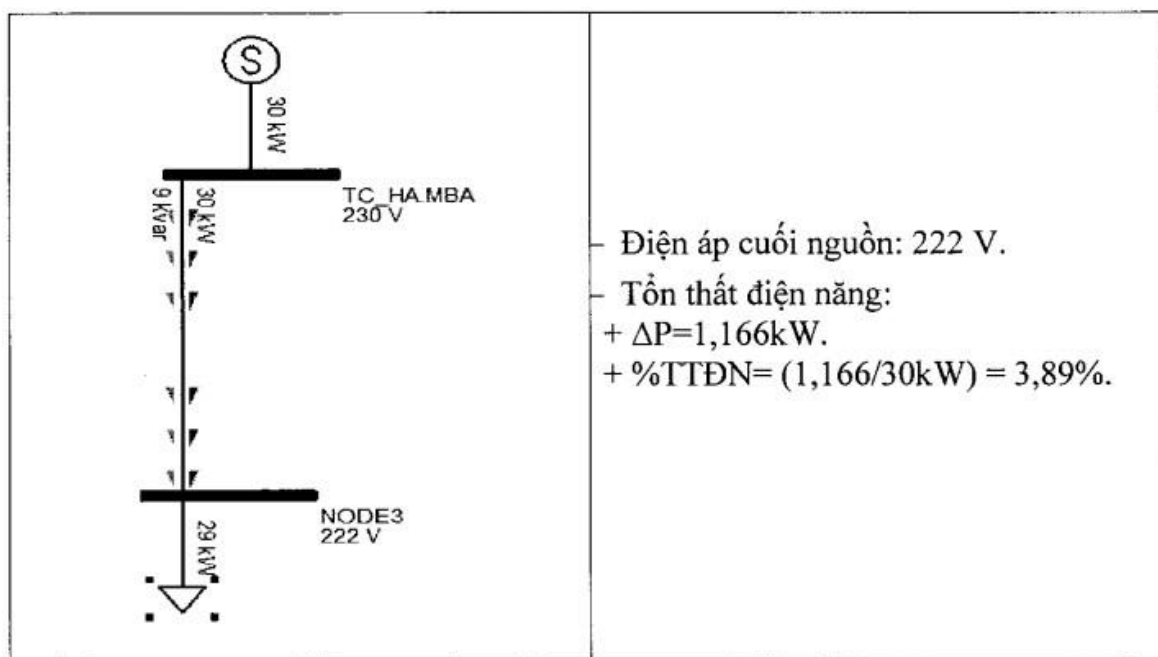
- Đường trục 1 pha 3 dây: Qua mô phỏng, tính toán lựa chọn bán kính cấp điện tối ưu là 250m, kết quả tính toán về điện áp cuối nguồn, % TTΔN như sau:



Name	1 st Node	2 nd Node	Type	Phase	Length	Loss (P)	Loss (Q)
Line 1	TC_HA.MBA	NODE3	Line	AB	0.170	1.101	0

Hình 3-1: kết quả mô phỏng tính toán TTĐN hạ thế đường trục 01 pha 03 dây khu dân cư tập trung

- Đường trục 3 pha 4 dây: Qua mô phỏng, tính toán sẽ lựa chọn bán kính cấp điện tối ưu là 450m, cụ thể kết quả tính toán về điện áp cuối nguồn, % TTĐN như sau:

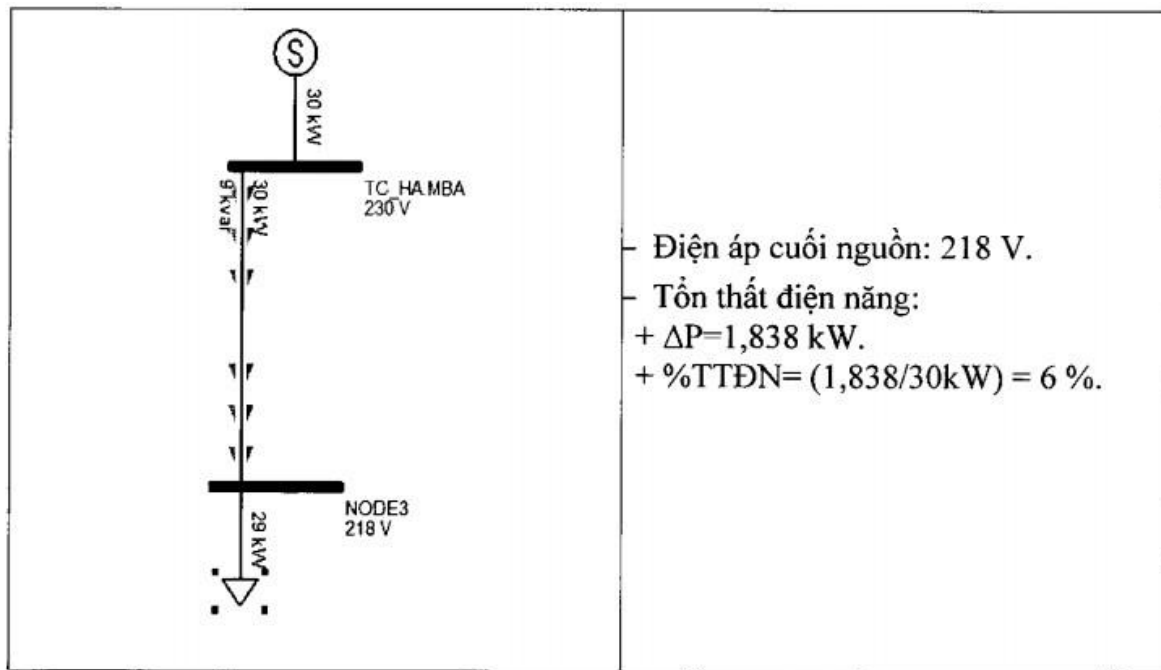


Name	1 st Node	2 nd Node	Type	Phase	Length	Loss (P)	Loss (Q)
Line 1	TC_HA.MBA	NODE3	Line	ABC	0.300	1.166	0

Hình 3-2: Kết quả mô phỏng tính toán TTĐN hạ thế đường trục 03 pha 04 dây khu dân cư tập trung

+ Trường hợp cho khu vực dân cư phân tán:

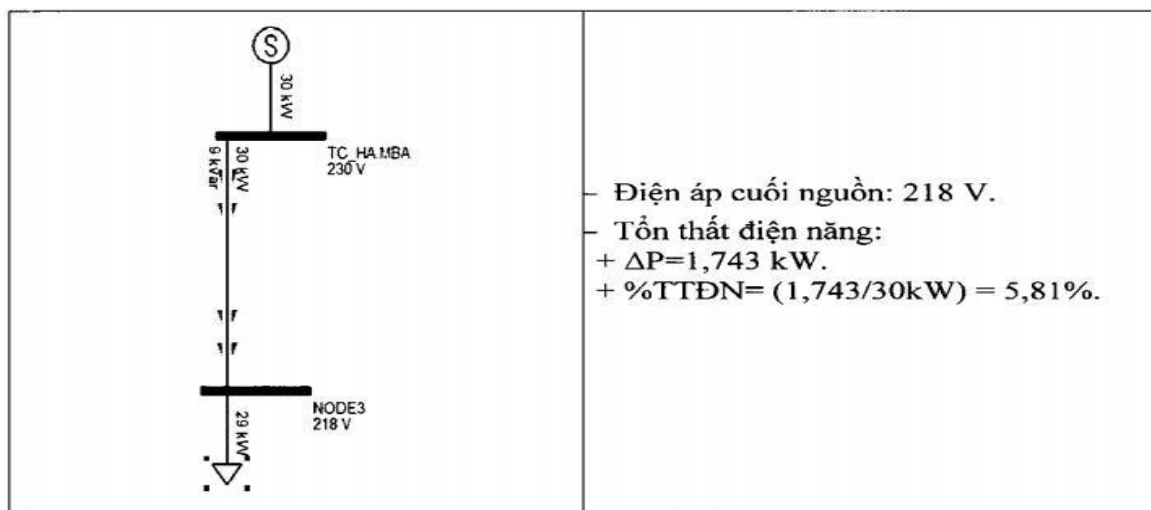
- Đường trục 1 pha 3 dây: Qua mô phỏng, tính toán sẽ lựa chọn bán kính cấp điện tối ưu là 400m, cụ thể kết quả tính toán về điện áp cuối nguồn, % TTĐN như sau:



Name	1 st Node	2 nd Node	Type	Phase	Length	Loss (P)	Loss (Q)
Line 1	TC_HA.MBA	NODE3	Line	AB	0.270	1.838	0

Hình 3-3: Kết quả mô phỏng tính toán TTĐN hạ thế đường trục 01 pha 03 dây khu dân cư phân tán

Đường trục 3 pha 4 dây: Qua mô phỏng, tính toán sẽ lựa chọn bán kính cấp điện tối ưu là 650m, cụ thể kết quả tính toán về điện áp cuối nguồn, % TTĐN như sau:



Name	1 st Node	2 nd Node	Type	Phase	Length	Loss (P)	Loss(Q)
Line 1	TC_HA.MBA	NODE3	Line	ABC	0.430	1.743	0

Hình 3-4: Kết quả mô phỏng tính toán TTĐN hạ thế đường trục 03 pha 04 dây khu dân cư phân tán

3.3.1.3 Các công trình giảm bán kính cấp điện giai đoạn 2021 – 2023:

Căn cứ số liệu phân tích tại chương 3 ta thấy tổn thất trạm công cộng tại Điện lực Nông Cống còn khá cao: Tổn thất trên 6% có 172/669 trạm (chiếm 25,7%). Đây là những trạm cần chú trọng phân tích tìm hiểu nguyên nhân gây tổn thất để có giải pháp giảm tổn thất điện năng trong giai đoạn 2021 – 2023.

Qua khảo sát thực tế những trạm công cộng có tổn thất cao nguyên nhân do bán kính cấp điện lớn và dây dẫn không đủ tiêu chuẩn tại Điện lực Nông Cống quản lý, ta có bảng số liệu sau:

Bảng 3-4: Thông kê các trạm công cộng có tổn thất cao, bán kính cấp điện lớn

STT	Tên Trạm	Công suất hiện hữu (kVA)	Công suất hiện hữu (%S _{đm})	Bán kính cấp điện trước đầu tư (mét)	Tổn thất hiện hữu (lũy kế %)	Sản lượng (năm 2017) (kWh)	Sản lượng tổn thất (kW)	Năm vận hành
1	Trường Cấp 3 TL	1*75	88,7	493	5,68	335.096	19.033	2003
2	Lạc Tánh 10	3*25	73	243,4	5,68	382.557	21.729	2003
3	UB Nông Cống	1*400	86,4	762,7	8,58	1.931.693	165.739	1997
4	Lạc Tánh 12	1*250	80	762,7	8,58	93.148	7.992	2003
5	Bắc Ruộng 7	1*25	82,9	437	10,66	146.376	15.604	2005
6	Bắc Ruộng 4	1*50	86,7	490	8,13	264.604	21.512	2002
7	Bắc Ruộng 5	1*50	82,6	510	7,89	183.500	14.478	2002
8	Đức Phú 5	1*50	85	799,8	11,86	254.150	30.142	2003
9	Đức Phú 5A	1*50	87	770,9	8,84	197.720	17.478	2003
10	Đức Phú 6	1*50	68	546	7,26	183.600	13.329	2002
11	Đức Phú 11	1*25	88,2	400	7,26	127.428	9.251	2002
12	Đức Phú 8	1*25	84,3	681	6,5	111.240	7.231	2002
13	Đức Tân 2	1*75	65,3	530	9,35	390.240	36.487	1997
14	Đức Tân 4	1*50	78,9	654	7,64	241.356	18.440	2003
15	Đức Tân 7	1*50	86	578	11,85	302.620	35.860	1997

16	Đức Tân 9	1*37.5	72	320	11,85	112.741	13.360	2007
17	Huy Khiêm 3	3*37.5	75,9	832,2	9,91	502.806	49.828	1997
18	Huy Khiêm 10	1*50	70	813,6	9,91	286.600	28.402	2002
19	Huy Khiêm 7	1*50	75,6	472	8,58	275.140	23.607	2009
20	Huy Khiêm 6	1*50	63,1	335	6,45	129.986	8.384	2003
21	Đức Phú 1	1*50	79,5	860	8,3	254.080	20.977	2003
22	Đức Phú 3	1*25	70	762	5,6	131.430	7.374	1997
23	Đức Phú 4	3*50	78,5	493	7,0	379.520	26.705	2003
24	Đức Phú 7	1*50	84	449	6,1	166.040	10.208	2005
25	UB. Đức Phú	3*50	73,4	437	6,0	467.320	28.039	2002
26	Đức Tân 3	3*50	71,8	551	10,5	206.020	21.672	2002
27	Bắc Ruộng 10	3*50	67,8	508,7	3,5	179.305	6.317	2003
28	Bắc Ruộng 5A	1*50	66,7	373	6,7	123.051	8.227	2003
29	Bắc Ruộng 8	1*50	60,5	367	6,5	176.220	11.454	2002
30	Hà Bắc 1	1*25	71,5	592	9,8	50.910	5.014	2002
31	La Ngà	3*50	71,3	709	5,6	344.718	19.304	2002
32	Huy Khiêm 9	1*50	78,5	747,1	8,58	206.020	17.677	1997
33	Nghị Đức 5	3*50	73,4	950,1	18,36	330.050	60.597	2003
34	Nghị Đức 9	1*50	81,7	625	9,89	94.850	9.381	2003
35	Nghị Đức 6	3*50	75,1	569,1	9,94	364.800	36.261	1997
36	Nghị Đức 20	1*50	68,9	480	6,2	184.290	11.426	2007
37	Nghị Đức 19	3*37.5	46,8	480	7,2	168.682	12.145	2007
38	Nghị Đức 3	1*75	50,2	770,9	8,76	295.280	25.867	1997
39	Nghị Đức 10	1*50	91,3	633,4	11,85	267.100	31.651	2002
40	Nghị Đức 12	1*50	58,6	580,8	7,55	156.200	11.793	2009
41	Nghị Đức 1	1*50	67,8	540	4,15	148.800	6.175	2003
42	Nghị Đức 13	3*25	66,7	397	5,8	168.625	9.809	2003
43	Nghị Đức 14	3*50	71,5	328	4,9	131.730	6.402	2003
44	Nghị Đức 15	3*25	71,8	376	8,2	170.331	13.982	1997
45	Suối Kiết 10	1*25	67,8	564	4,58	93.348	4.275	2003
46	Suối Kiết 4	1*25	66,7	504	7,09	108.330	7.681	2005
47	Đức Hạnh 12	1x50	60,5	600	6,2	171.930	10.660	2002
48	Đức Hạnh 7	1x320	73,6	740	6,41	889.285	57.003	2002

49	Đa Kai 25	3x50	87	950	5,9	521.814	30.787	2003
50	Đa Kai 1	1x50	85,5	620	11,85	224.358	26.586	2003
51	Đa Kai 17	1x25	78	395	5,6	80.860	4.528	2002
52	Sùng Nhon 6	1x75	82	738	14,5	318.760	46.220	2002
53	Trà Tân 30	1x75	76,4	800	9,86	381.363	37.602	2003
54	Trà Tân 31	1x50	83	1000	16,5	184.392	30.425	2003
55	Đông Hà 9	1x75	75,3	610	13,06	307.651	40.179	2007
56	Đông Hà 13	1x100	68,7	650	9,2	139.920	12.873	2007
57	Đức Tín 21	1x25	85,5	710	6,3	96.750	6.095	1997
58	Đức Tài 10	1x50	88,6	650	5,8	180.030	10.442	2002
59	Đức Tài 5B	3x25	91,5	410	5,05	269.844	13.627	2009
60	Đức Tài 2B	1x50	86,2	250	11,13	265.100	29.506	2003
61	Võ Xu	1x400	70,1	680	6,11	1.809.700	110.573	2003
62	Trường Cấp III Nông Công	1x50	92,4	620	6,9	225050	15.528	2003
63	Võ Xu 8	1x50	75,2	600	6,75	219.180	14.795	1997
64	Võ Xu 6	3x50	75	710	6,2	531.930	32.980	2003
65	Phổ Bình 6	1x37,5	58,4	900	6,31	119.460	7.538	2005
66	Phổ Bình 7	1x75	49,2	241	7,2	339.797	24.465	2002
67	Vũ Hòa 3	3x50	84	952	11,13	15454	1.720	2002
68	Vũ Hòa 11	1x50	74,6	735	15,2	83.012	12.618	2003
69	Vũ Hòa 20	1x37,5	79,4	782	10,2	145.940	14.886	2003
70	Trà Tân 10	1,37,5	78	830	12,5	133.928	16.741	2002
71	Trà Tân 3	1x160	75,4	850	9,29	403.399	37.476	2002
72	Tân Hà 20	1x25	81	822	16,54	90.620	14.989	1997
73	Đức Hạnh 4	3,37,5	82	796	10,46	470.880	49.254	2003
74	Đức Tín 1	1x50	90,1	735	11,7	249.000	29.133	2003
75	Đức Hạnh 5	1x75	72,4	780	13,56	284.100	38.524	2007
76	Đức Tài 2	1x100	62,6	320	6,1	420.509	25.651	2007
77	Chợ Đức Tài	1x400	70,2	315	7,65	1.429.658	109.369	1997
78	Đức Tài 2A	1x50	68	245	6,03	168.699	10.173	2002
79	Công Chính 5	3x50	69,1	790	7,96	287.564	22.890	2009
80	Nam Chính 3	1x50	83	650	11,3	305.350	34.505	2003
81	Nam Chính 5	1x50	82,6	743	11,82	147.380	17.420	2002
82	Vũ Hòa 17	1x37,5	48,3	736,5	9,95	88.020	8.758	2002
83	Phổ Bình 3C	1x50	95,4	500	10,4	307.680	31.999	1997
84	Mê Pu 5C	1x50	75,6	620	6,89	150.480	10.368	2003
85	Mê Pu 13	1x37,5	74,5	610	10,59	140.360	14.864	2003

86	Mê Pu 1A	1x160	73,1	699,7	10,17	565.260	57.487	1997
87	Sùng Nhon 3	1x160	75,2	786	8,5	627.597	53.346	2002
Tổng cộng						25.611.715	2.162.884	

Đề xuất giải pháp đầu tư xây dựng giảm bán kính cấp điện như sau:

Cây trạm giảm bán kính cấp điện: 59 trạm, dung lượng 3.087,5 kVA.

Nâng cấp cải tạo, xây mới đường dây hạ thế 58,932 km, trong đó:

+ 01pha 03 dây: 36,869 km

+ 03 pha 04 dây: 22,063 km

Dự trù kinh phí đầu tư: 30 tỷ đồng.

Kết quả giảm tổn thất sau khi đầu tư xây dựng, cải tạo như sau:

Bảng 3-5: Kết quả giảm tổn thất sau khi đầu tư xây dựng, cải tạo

STT	Tên Trạm	Công suất (kVA)	Tổng công Suất XDM/ Nâng CS	Bán kính cấp điện trước đầu tư (mét)	Bán kính cấp điện sau đầu tư	Tổn thất trước đầu tư (%)	Tổn thất dự kiến sau đầu tư (%)	Sản lượng dự kiến (kWh)	Sản lượng tổn thất (kW)
1	Trường Cấp 3 TL	1*75		493	266	5.68	3.7	223,397	8,266
2	Lạc Tánh 16	1*37.5	37.5		256		3.7	111,699	4,133
3	Lạc Tánh 10	3*25		243.4	243.4	5.68	3.8	382,557	14,537
4	Lạc Tánh 13	3*37.5	112.5		231		3.8	482,923	18,351
5	UB Nông Cống	1*400		762.7	450	8.58	3.9	965,847	37,668
6	Lạc Tánh 12	1*250		762.7	448.8	8.58	6	62,099	3,726
7	Lạc Tánh 15	3*50	150		480		3.9	482,923	18,834
8	Lạc Tánh 14	3*25	75		430		3.9	31,049	1,211
9	Bắc Ruộng 7	1*25		437	316	10.66	3.9	48,792	1,903
10	Bắc Ruộng 7B	1*50	50		237		3.9	97,584	3,806
11	Bắc Ruộng 8	1*50		367	367	6.5	4	117,480	4,699
12	Bắc Ruộng 8A	1*25	25		281		3.7	58,740	2,173
13	Bắc Ruộng 4	1*50		490	397	8.13	3.6	176,403	6,350
14	Bắc Ruộng 4A	1*25	25		200		3.6	88,201	3,175

15	Bắc Ruộng 5	1*50		510	353	7.89	3.5	110,100	3,854
16	Bắc Ruộng 5B	1*37.5	37.5		251		3.5	73,400	2,569
17	Bắc Ruộng 1	1*50		400	400	6.5	6	240,296	14,418
18	Đức Phú 14	1*37.5	37.5		400		6	101,660	6,100
19	Đức Phú 5	1*50		799.8	380	11.86	5.8	152,490	8,844
20	Đức Phú 15	1*37.5	37.5		387		5.8	79,088	4,587
21	Đức Phú 5A	1*50		770.9	333	8.84	3.8	118,632	4,508
22	Đức Phú 6	1*50		384	384	7.26	5.8	183,600	10,649
23	Đức Phú 11	1*25		400	375	7.26	5.8	63,714	3,695
24	Đức Phú 8A	1*50	50		300	6.5	3.9	63,714	2,485
25	Đức Phú 8B	1*25	25		232	6.5	3.6	55,620	2,002
26	Đức Phú 8	1*25		681	396	6.5	6	55,620	3,337
27	Đức Tân 2	1*75		530	387	9.35	5.8	156,096	9,054
28	Đức Tân 2A	1*25	25		330	9.35	3.9	78,048	3,044
29	Đức Tân 2B	1*25	25		310	9.35	3.8	78,048	2,966
30	Đức Tân 2C	1*25	25		330	9.35	3.9	78,048	3,044
31	Đức Tân 4A	1*37.5	37.5		372	7.64	5.7	120,678	6,879
32	Đức Tân 4	1*50		654	334	7.64	4	120,678	4,827
33	Đức Tân 7	1*50		578	360	11.85	4.2	302,620	12,710
34	Đức Tân 9	1*37.5		320	320	11.85	3.9	112,741	4,397
35	Huy Khiêm 3	3*37.5		832.2	430	9.91	3.8	251,403	9,553
36	Huy Khiêm 3A	1*50	50		340	9.91	3.9	251,403	9,805
37	Huy Khiêm 10	1*50		813.6	363	9.91	5	143,300	7,165
38	Huy Khiêm 10A	1*50	50		375	9.91	5	143,300	7,165
39	Huy Khiêm 7A	1*37.5	37.5		231	8.58	3.5	137,570	4,815
40	Huy Khiêm 7	1*50		472	350	8.58	4	137,570	5,503
41	Huy Khiêm 6	1*50		335	335	6.45	4	129,986	5,199
42	Đức Phú 1	1*50		400	400	8.3	6	254,080	15,245
43	Đức Phú 2	3*50		243.4	243.4	4.5	3.6	487,550	17,552
44	Đức Phú 3A	1*25	25		339	5.6	3.8	65,715	2,497
45	Đức Phú 3	1*25		762	339	5.6	3.8	65,715	2,497
46	Đức Phú 4	3*50		493	493	7.0	3.7	379,520	14,042
47	Đức Phú 7	1*50		449	449	6.1	3.5	166,040	5,811
48	UB. Đức Phú	3*50		437	437	6.0	3.5	467,320	16,356

49	Đức Tân 3	3*50		551	551	10.5	3.9	206,020	8,035
50	Bắc Ruộng 10	3*50		508.7	508.7	3.5	3.8	179,305	6,814
51	Bắc Ruộng 5A	1*50		373	373	6.7	3.8	123,051	4,676
52	Hà Bắc 1	1*25		592	280	9.8	3.8	25,455	967
53	Hà Bắc 1A	1*25	25		280		3.8	25,455	967
54	La Ngà	3*50		709	364	5.6	3.8	206,831	7,860
55	La Ngà 1	3*37.5	112.5		493	5.6	4	137,887	5,515
56	Huy Khiêm 9A	1*37.5	37.5		325	8.58	3.8	82,408	3,132
57	Huy Khiêm 9	1*50		747.1	325	8.58	3.8	123,612	4,697
58	Nghị Đức 5	3*50		950.1	453	18.36	3.9	198,030	7,723
59	Nghị Đức 25	1*37.5	37.5		407	18.36	3.8	132,020	5,017
60	Nghị Đức 9	1*50		750	397	9.89	5.8	47,425	2,751
61	Nghị Đức 9A	1*50	50		350		5.2	47,425	2,466
62	Nghị Đức 6	3*50		569.1	569.1	9.94	5.2	364,800	18,970
63	Nghị Đức 20	1*50		480	480	6.2	3.5	184,290	6,450
64	Nghị Đức 19	3*37.5		480	480	7.2	4	168,682	6,747
65	Nghị Đức 3A	1*37.5	37.5		300	8.76	4	98,427	3,937
66	Nghị Đức 3	1*75		770.9	325	8.76	4.2	196,853	8,268
67	Nghị Đức 10A	1*37.5	37.5		385	11.85	5	106,840	5,342
68	Nghị Đức 10	1*50		400	400	11.85	6	160,260	9,616
69	Nghị Đức 12	1*50		387	387	7.55	5.8	156,200	9,060
70	Nghị Đức 1	1*50		400	400	4.15	6	148,800	8,928
71	Nghị Đức 13	3*25		397	397	5.8	3.7	168,625	6,239
72	Nghị Đức 14	3*50		328	328	4.9	3.6	131,730	4,742
73	Nghị Đức 15	3*25		376	376	8.2	3.7	170,331	6,302
74	Suối Kiết 10	1*25		395	395	4.58	3.5	93,348	3,267
75	Suối Kiết 4	1*25		387	387	7.09	3.4	108,330	3,683
76	Đức Hạnh 12	1x50		600		6.2	4.1	114,620	4,699
77	Đức Hạnh 23	1x25	25		380		3.7	57,310	2,120
78	Đức Hạnh 7	1x320		740	385	6.41	4.5	518,750	23,344
79	Đức Hạnh 22	1x50	50		370		4.5	148,214	6,670
80	Đức Hạnh 7A	3x37,5	112.5		410		3.7	222,321	8,226
81	Đa Kai 25	3x50		950	400	5.9	3.7	260,907	9,654
82	Đa Kai 25A	1x50	50		400		3.5	260,907	9,132
83	Đa Kai 1	1x50		620	350	11.85	4.6	134,615	6,192
84	Đa Kai 1A	1x37,5	112.5		350		3.9	89,743	3,500

85	Đa Kai 17	1x25		395	395	5.6	5.6	80,860	4,528
86	Sùng Nhơn 6	1x75		738	344	14.5	4.6	212,507	9,775
87	Sùng Nhơn 6A	1x37,5	37.5		315		3.8	106,253	4,038
88	Trà Tân 30	1x75		800	400	9.86	4.3	228,818	9,839
89	Trà Tân 30A	1x50	50		380		3.6	152,545	5,492
90	Trà Tân 31	1x50		1000	364	16.5	4.8	110,635	5,310
91	Trà Tân 31A	1x37,5	37.5		350		4.1	73,757	3,024
92	Đông Hà 9	1x75		610	285	13.06	4.7	184,591	8,676
93	Đông Hà 9A	1x50	50		250		4.1	123,060	5,045
94	Đông Hà 13	1x100		650	316	9.2	4.5	93,280	4,198
95	Đông Hà 13A	1x50	50		300		3.9	46,640	1,819
96	Đức Tín 21	1x25		710	251	6.3	5.1	38,700	1,974
97	Đức Tín 21A	1x37,5	37.5		400		3.9	58,050	2,264
98	Vồ Xu	1x400		680	300	6.11	5.2	904,850	47,052
99	Vồ Xu 14	3x50	150		320		4.1	904,850	37,099
100	Trường Cấp III NC	1x50		620	255	6.9	3.7	112,525	4,163
101	Vồ Xu 15	1x50	50		250		3.7	112,525	4,163
102	Vồ Xu 8	1x50		600	250	6.75	3.7	109,590	4,055
103	Vồ Xu 16	1x37,5	37.5		250		3.7	109,590	4,055
104	Vồ Xu 6	3x50		710	375	6.2	3.6	319,158	11,490
105	Vồ Xu 13	3x37,5	112.5		300		3.6	212,772	7,660
106	Phổ Bình 6	1x37,5		900	360	6.31	4	59,730	2,389
107	Vồ Xu 17	1x37,5	37.5		400		4	59,730	2,389
108	Vũ Hòa 3	3x50		952	397	11.13	4.8	11,591	556
109	Vũ Hòa 25	1x50	50		345		4.2	3,864	162
110	Vũ Hòa 11	1x50		735	400	15.2	4.9	49,807	2,441
111	Vũ Hòa 11A	1x37,5	37.5		285		3.9	33,205	1,295
112	Vũ Hòa 20	1x37,5		782	350	10.2	5.1	72,970	3,721
113	Vũ Hòa 20A	1x37,5	37.5		310		3.9	72,970	2,846
114	Trà Tân 10	1x37,5		830	395	12.5	4.8	66,964	3,214
115	Trà Tân 10A	1x37,5	37.5		310		3.7	66,964	2,478
116	Trà Tân 3	1x160		850	335	9.29	4.6	201,700	9,278
117	Trà Tân 3A	3x50	150		340		3.9	201,700	7,866
118	Tân Hà 20	1x25		822	394	16.54	4.6	36,248	1,667
119	Tân Hà 20A	1x37,5	37.5		325		3.9	54,372	2,121

120	Đức Tín 1	1x50		735	368	11.7	4.3	149,400	6,424
121	Đức Tín 1B	1x37,5	37.5		295		3.8	99,600	3,785
122	Đức Hạnh 4	3x37,5		796	342	10.46	4.6	282,528	12,996
123	Đức Tín 4A	1x37,5	37.5		310		3.8	94,176	3,579
124	Đức Tín 4B	1x50	50		282		3.7	94,176	3,485
125	Đức Hạnh 5	1x75		780	206	13.56	4.5	170,460	7,671
126	Đức Hạnh 5B	1x50	50		276		4.1	113,640	4,659
127	Đức Tài 2	1x100		320	320	6.1	4.3	420,509	18,082
128	Chợ Đức Tài	1x400		315	315	7.65	4.9	1,429,658	70,053
129	Đức Tài 2A	1x50		245	245	6.03	3.8	168,699	6,411
130	Công Chính 5	3x50		790	355	7.96	4.2	215,673	9,058
131	Công Chính 10	1x50	50		284		4	71,891	2,876
132	Nam Chính 3	1x50		650	350	11.3	4.8	183,210	8,794
133	Nam Chính 3A	1x37,5	37.5		290		4.1	122,140	5,008
134	Nam Chính 5	1x50		743	340	11.82	4.9	73,690	3,611
135	Nam Chính 5A	1x50	50		310		4.15	73,690	3,058
136	Vũ Hòa 17	1x37,5		336.5	336.5	9.95	4.3	88,020	3,785
137	Phổ Bình 3C	1x50		500	250	10.4	4.8	153,840	7,384
138	Phổ Bình 3D	1x50	50		255		4.1	153,840	6,307
139	Mê Pu 5C	1x50		620	385	6.89	4.2	150,480	6,320
140	Mê Pu 13	1x37,5		610	310	10.59	3.9	140,360	5,474
141	Mê Pu 1A	1x160		699.7	365	10.17	4.8	423,945	20,349
142	Mê Pu 1B	1x50	50		300		4.2	141,315	5,935
143	Sùng Nhơn 3	1x160		786	400	8.5	3.8	470,698	17,887
144	Sùng Nhơn 3A	1x50	50		310		3.9	156,899	6,119
Tổng cộng									1,078,967

Đánh giá hiệu quả sau đầu tư:

+ Sản lượng tổn thất giảm: $\Delta P = 2.162.884 - 1.078.967 = 1.083.917$

+ Tỷ lệ tổn thất giảm: $= \Delta P / \text{tổng điện nhận} * 100\% \sim 0,55\%$ + Giá trị làm lợi hàng năm: $= \Delta P * \text{giá bán bình quân} = 1.083.917 * 1.700,8 \sim 1,8 \text{ tỷ đồng}$.

Qua đánh giá kết quả thực hiện, ta thấy rằng giải pháp giảm bán kính cấp điện và cải tạo, nâng cấp đường dây hạ thế là một trong những giải pháp kỹ thuật giảm tổn thất điện năng hiệu quả. Giải pháp này dự kiến sẽ được áp dụng triển

khai trong năm 2021 và 2023. Đảm bảo lộ trình giảm tổn thất điện năng theo kế hoạch giao giảm 0.2%/năm.

3.3.2 Giải pháp thay thế máy biến áp vận hành lâu năm

Kế hoạch thực hiện trong năm 2020:

- + Số trạm công cộng Điện lực Nông Công quản lý: 669 trạm
- + Số máy biến áp: 900 máy
- + Tổng công suất: 51.998 kVA
- + Hệ số tải bình quân trạm biến áp: 0,57
- + $T_{\max} = 7000$ giờ
- + Số máy biến áp 1 cấp có tuổi thọ trên 15 năm: 123 máy, dung lượng 6.370 kVA.

Giải pháp giảm tổn thất điện năng thực hiện trong năm 2022:

Đề xuất thay 123 máy biến áp cũ, 1 cấp điện áp và có tuổi thọ nhiều hơn 15 năm, cụ thể như sau:

STT	MBA thay mới	Gam công suất MBA (kVA)	Tổng dung lượng (kVA)	Tổn hao không tải Po(W)	Tổn hao đồng Pn (W)	Tổn hao không tải Po (W)	Tổn hao đồng Pn (W)	GIẢMTỔN HAO P0 (W)	GIẢMTỔN HAO Pn (W)
				MBA cũ (trước năm2002)		MBA thay mới			
	1	2	3 = 1x2	4	5	6	7	8 = (4-6)x1	9=(5-7)x1
1	39	25	975	140	377	20	319	4.680	2262
2	10	37.5	370	150	600	25	408	1.250	1.920
3	65	50	3.250	190	741	36	570	10.010	11.115
4	6	75	450	240	2300	49	933	1.146	8202
5	2	160	320	510	2.350	95	1.940	830	820
6	1	1000	1000	1.700	12.000	350	8.550	1.350	3.450
Tổng	123		6.370					19.266	27.769

Khi ấy, tổn thất điện năng của các trạm công cộng sẽ giảm như sau:

+ Tổn hao không tải: $\Delta P_0 = 19.266$ W

+ Tổng tổn hao điện năng không tải một năm:

$$\Delta A_0 (\text{năm}) = 19.266 \text{ W} \times 365 \text{ ngày} \times 24 \text{ h} = 168.770.160 \text{ Wh/năm.}$$

+ Tổng hao đồng: $\Delta P_n = 27.769 \text{ W}$

+ Tổng tổn hao điện năng đồng một năm:

$$\Delta A_n (\text{năm}) = K_{pt}^2 \times T_{\max} \times \Delta P_n$$

$$\Delta A_n (\text{năm}) = 0,57^2 \times 7000 \text{ h} \times 27.769 \text{ W} = 63.155.036 \text{ Wh/năm}$$

+ Tổng tổn hao điện năng một năm:

$$\Delta A (\text{năm}) = 168.770.160 + 63.155.036 = 231.925.196 \text{ Wh/năm}$$

+ Giá bán điện bình quân: 1.700,8 đồng/kWh

+ Tổng số tiền tiết kiệm được: ~ 394 triệu đồng/năm

+ Tổn thất điện năng giảm với giải pháp thay MBA cũ là: 231,9 triệu kWh/năm, tương đương lượng giảm tổn thất chung là 0,1%.

+ Chi phí thực hiện giải pháp thay thế MBA cũ:

+ Số lượng: 123 MBA/6370 kVA

+ Tổng chi phí: 6,2 tỷ đồng

Nhận thấy rằng, đây là một trong các giải pháp kỹ thuật có thể cho phép giảm tổn thất điện năng tại các trạm công cộng, Điện lực Nông Cống lập phương án và kế hoạch thực hiện trong năm 2022.

3.3.3 Giải pháp giảm bán kính cấp điện trung thế (giảm tổn thất và nâng cao độ tin cậy lưới điện).

Điện lực Nông Cống được cung cấp cấp bởi 01 TBA 110/22kV Nông Cống nên bán kính cấp điện rất lớn, cụ thể:

Chiều dài trục chính tuyến 472ĐL là 48,8km; Nhánh 474A dài 38,538km.

Sụt áp cuối tuyến 472ĐL là $\Delta U = 8,57\%$ (vượt quá quy định $\pm 5\%$).

- Để giảm bán kính cung cấp điện, nâng cao điện áp cuối đường dây trung áp của phát tuyến 472ĐL và nhánh 474ĐL.A cần phải lập trạm 110/22kV Nông Cống có công suất 1*40MVA đấu nối tại trụ 169-110kV HT-ĐL (lưới 110kV). Các lộ ra 22kV được đấu nối tại trụ 119/474ĐL.A và trụ 251/472ĐL. Sau khi lập trạm 110/22kV Nông Cống bán kính cung cấp điện xa nhất của tuyến 472ĐL là 31,1 km, nhánh 474ĐL.A là 21.57 km. Sụt áp lớn nhất cuối đường dây tuyến 472ĐL là $\Delta U = 4.4\%$.

3.3.3.1 Độ sụt áp, bán kính cấp điện, TĐN hiện hữu của các phát tuyến trung thế:

a) Độ sụt áp và bán kính cấp điện:

Trạm 110/22kV	Chỉ danh tuyến, phân đoạn, nhánh lớn.	Điện áp đầu tuyến (kV)	Điện áp cuối tuyến (kV)	% Sụt áp	Bán kính cấp điện (km)	Ghi chú
Nông Công	Tuyến 471ĐL	12,77	12,52	1,96	34,1	
	Tuyến 472 ĐL	12,72	11,63	8,57	48,8	
	Tuyến 473 ĐL	12,78	11,85	7,28	23,9	
	Tuyến 474 ĐL	12,78	12,65	1,96	38,6	

b) Tồn thất điện năng các phát tuyến trung thế trước khi xây dựng trạm 110/22kV Nông Công:

Trạm 110/22kV	Chỉ danh tuyến, phân đoạn, nhánh lớn.	% Tồn thất trên từng phát tuyến	Sản lượng tổn thất trong 01 năm (kWh)
Nông Công	Tuyến 471ĐL	2,53	1.658.516,26
	Tuyến 472ĐL	2,96	1.479.819,01
	Tuyến 473ĐL	3,41	2.570.226,57
	Tuyến 474ĐL	1,34	562.620,72
	Tồn thất trung thế tổng	2,69	6.271.182,57

(Số liệu tính mô phỏng trên chương trình PSS/ADEPT)

3.3.3.2 Đánh giá độ sụt áp, bán kính cấp điện, TTĐN của các phát tuyến trung thế sau khi đầu tư xây dựng trạm 110/22kV Nông Công:

a. Độ sụt áp và bán kính cấp điện sau khi xây dựng trạm 110/22kV Nông Công.

Trạm 110kV	Chỉ danh tuyến, phân đoạn, nhánh lớn.	Điện áp đầu tuyến (kV)	Điện áp cuối tuyến (kV)	% Sụt áp	Bán kính cấp điện (km)	Ghi chú
Nông Công	Tuyến 471ĐL	12,77	12,52	1,96	34,1	
	Tuyến 472ĐL	12,7	12,69	0,08	7,89	
	Tuyến 474ĐL	12,74	12,41	0,33	23,76	
	Tuyến 473ĐL	12,78	11,85	7,28	23,9	
Nông Công	Tổng lộ 1	12,72	12,63	0,71	10,83	Từ trụ 251/472ĐL đến trụ 121/472ĐL
Trạm 110kV	Chỉ danh tuyến, phân đoạn, nhánh lớn.	Điện áp đầu tuyến (kV)	Điện áp cuối tuyến (kV)	% Sụt áp	Bán kính cấp điện (km)	Ghi chú

	Tổng lộ 2	12,72	12,16	4,4	31,1	Từ trụ 251/472ĐL đến cuối tuyến 472ĐL
	Tổng lộ 3	12,75	12,63	0,94	21,57	Từ trụ 119/474.A đến cuối tuyến 474ĐL.A
	Tổng lộ 4	12,75	12,71	0,31	10,26	Từ trụ 119/474.A đến trụ 50/474ĐL.A

(Số liệu tính mô phỏng trên chương trình PSS/ADEPT)

b. TTĐN các phát tuyến trung thế sau khi xây dựng trạm 110/22kV Nông Công.

- Tồn thất khu vực Nông Công:

Trạm 110/22kV	Chỉ danh tuyến, phân đoạn, nhánh lớn.	Tồn thất trên từng phát tuyến (%)	Sản lượng tồn thất trong 01 năm (kWh)
Nông Công	Lộ 1	0,83	323.381,32
	Lộ 2		
	Lộ 3	0,79	164.312,37
	Lộ 4		
	Tồn thất trung thế tổng	0,81	487.693,70

(Số liệu tính mô phỏng trên chương trình PSS/ADEPT)

Tồn thất khu vực Nông Công:

Trạm 110/22kV	Chỉ danh tuyến, phân đoạn, nhánh lớn.	% Tồn thất trên từng phát tuyến	Sản lượng tồn thất trong 01 năm (kWh)
Nông Công	Tuyến 471ĐL	2,53	1.658.516,26
	Tuyến 472ĐL	0,14	15.291,22
	Tuyến 473ĐL	3,41	2.570.226,57
	Tuyến 474ĐL	0,68	144.226,89
	Tồn thất trung thế tổng	2,54	4.388.260,95

(Số liệu tính mô phỏng trên chương trình PSS/ADEPT)

-Tổng sản lượng điện năng tồn thất trên đường dây trung thế lưới điện khu vực Nông Công sau khi xây dựng trạm 110/22kV Nông Công:

$$a \quad 4.388.260,95 + 487.693,70 = 4.875.954,65 \text{ (kWh)}$$

- Sản lượng điện năng tổn thất giảm sau khi xây dựng trạm 110/22 kV là:

$$\Delta P = 6.271.182,57 - 4.875.954,65 = 1.395.227,92 \text{ (kWh)}$$

Tỷ lệ tổn thất điện năng giảm: $= \Delta P * 100 / \text{Sản lượng điện dự kiến năm 2020.}$

$$1.395.227,92 * 100 / 227.000.000 = 0,61\%$$

Như vậy việc xây dựng trạm 110/22kV giảm bán kính cấp điện là một giải pháp hiệu quả để giảm tổn thất điện năng, nâng cao chất lượng điện năng cũng như nâng cao độ tin cậy cung cấp điện, cụ thể:

- Giảm TTĐN cho các phát tuyến trung thế cụ thể: Tuyến 472ĐL TTĐN từ 2,96% xuống còn 0,83%, tuyến 474ĐL TTĐN từ 1,34% xuống còn 0,79%.

- Giảm bán kính cấp điện cho tuyến 472 có chiều dài gần 50km xuống 31km.

- Cải thiện độ sụt áp cuối tuyến cho các phát tuyến 472ĐL, 474ĐL và 471ĐL từ 8,57% xuống dưới 5%.

Kết luận: Giải pháp lập trạm 110/22kV Nông Cống nhằm giảm bán kính cung cấp điện, giảm tổn thất điện năng, nâng cao độ tin cậy cung cấp điện, đáp ứng như cầu phát triển phụ tải khu vực huyện Nông Cống là hết hết cần thiết.

3.3.4 Xử lý các trạm non tải

- Phải thường xuyên kiểm tra và xử lý ngay đối với các trạm non tải dưới 30%.

- Trong trường hợp nếu có các trạm non tải thì thực hiện một trong các giải pháp xử lý sau:

+ Thực hiện giảm nhỏ công suất máy biến áp.

+ Thực hiện hoán chuyển máy biến áp.

3.3.5 Xử lý các trạm quá tải

- Phải thường xuyên kiểm tra và xử lý ngay đối với các trạm quá tải trên 95%.

- Trong trường hợp nếu có các trạm quá tải thì thực hiện một trong các giải pháp xử lý sau:

+ Sử dụng tạm nguồn máy biến áp dự phòng để cấy trạm chia tải các khu vực đang quá tải trầm trọng.

3.4 TÓM TẮT CHƯƠNG 3

Với nguyên nhân chủ yếu gây ra tổn thất tổn thất điện năng trên lưới điện phân phối Điện lực Nông Công quản lý là bán kính cấp điện trung thế và hạ thế lớn; Đường dây trung thế chủ yếu là dây trần đi qua nhiều khu vực có nhiều cây cối;

Đường dây hạ thế vận hành lâu năm đã xuống cấp và không đúng tiêu chuẩn kỹ thuật; Máy biến áp vận hành lâu năm chiếm tỉ lệ lớn thì giải pháp đề xuất giảm tổn thất điện năng tương ứng là:

1. Xây dựng mới trạm biến áp giảm bán kính cấp điện hạ thế
2. Nâng cấp, cải tạo đường dây hạ thế vận hành lâu năm đã xuống cấp
3. Thay thế máy biến áp cũ, 1 nấc vận hành trên 15 năm
4. Xây dựng trạm 110/22kV giảm bán kính cấp điện trung thế.
5. Với giải pháp từ 1 đến 3 theo số liệu tính toán (mô phỏng, ước chừng) thì giảm 0,65%/ năm, đảm bảo lộ trình giảm tổn thất điện giai đoạn 2018 -2020 mà Công ty Điện lực Thanh Hóa giao (giảm 0,2%/năm).

Với giải pháp thứ 4 chi phí đầu tư lớn, thời gian thi công lâu nếu Tổng Công ty Điện lực miền Bắc phê duyệt thi công cuối năm 2018 thì chỉ tiêu giảm tổn thất điện năng tại Điện lực Nông Công giai đoạn 2018 -2022 ước thực hiện giảm trung bình 0,42%/năm.

Ngoài những giải pháp kỹ thuật nói trên, giải pháp giảm tổn thất phi kỹ thuật cũng cần phải thực hiện song song như đã nêu ở mục 3.1.2.

Các giải pháp kỹ thuật đề xuất giảm tổn thất điện năng trong giai đoạn tiếp theo:

- Tiếp tục thực hiện giải pháp giảm bán kính cấp điện: di dời, cắt trạm.
- Tiếp tục cải tạo nâng cấp đường dây hạ thế không đủ tiêu chuẩn, vận hành lâu năm đã xuống cấp.
- Tiếp tục thay thế máy biến áp vận hành lâu năm
- Xử lý các trạm biến áp non tải, quá tải.
- Bọc hóa dần đường dây trung thế.
- Cải tạo dần các trạm 03 máy 01 pha thành 1 máy 03 pha.
- Tính toán bù công suất phản kháng tối ưu.

KẾT LUẬN VÀ KIẾN NGHỊ

4.1 CÁC KẾT LUẬN

Luận văn đã nghiên cứu các giải pháp tổng thể để giảm giảm tổn thất điện năng nói chung và nghiên cứu các giải pháp cụ thể áp dụng trên lưới phân phối Điện lực Nông Công quản lý.

Các giải pháp kỹ thuật đề xuất giảm tổn thất điện năng trong giai đoạn 2018 -2020 áp dụng trên lưới điện tại Điện lực Nông Công:

- Xây dựng mới trạm biến áp giảm bán kính cấp điện hạ thế
- Nâng cấp, cải tạo đường dây hạ thế vận hành lâu năm đã xuống cấp
- Thay thế máy biến áp cũ, 1 cấp điện áp vận hành trên 15 năm
- Xây dựng trạm 110/22kV giảm bán kính cấp điện trung thế.
- Xử lý trạm non tải, quá tải

Sau luận văn ta phân tích được các nguyên nhân gây tổn thất điện năng tại điện lực Nông Công và đã đưa ra được các giải pháp để xử lý nhằm giảm tổn thất điện năng, nâng cao độ tin cậy cung cấp điện.

4.2 CÁC KIẾN NGHỊ

Trong tương lai, các đề xuất giảm tổn thất điện năng nói trên sẽ được triển khai rộng rãi hơn và mạnh mẽ hơn nhằm giảm được tổn thất điện năng trên phạm vi rộng hơn không chỉ riêng cho địa bàn của Điện lực Nông Công mà cho cả các Điện lực khác trực thuộc Công ty Điện lực Thanh Hóa.

Luận văn này chưa đi nghiên cứu cụ thể các phương pháp để giảm bớt sóng hài tác dụng lên lưới điện, ảnh hưởng đến chất lượng điện năng và chưa nghiên cứu giảm tổn thất điện năng do tái cấu trúc lưới điện, cũng như các trường hợp xảy ra sự cố chạm chập, ngắn mạch. Nghiên cứu về ảnh hưởng và phương pháp khắc phục tác động sóng hài lên lưới điện sẽ được triển khai trong các nghiên cứu sau.

DANH MỤC TÀI LIỆU THAM KHẢO

[1] Quyết định số: 1541/QĐ-EVN SPC ngày 13/5/2016 của Tổng công ty Điện lực miền Bắc về việc Phê duyệt “Đề án giảm tỷ lệ điện dùng để truyền tải và phân phối điện giai đoạn năm 2016- 2020 của EVN SPC”.

[2] Tài liệu đào tạo tính toán mô phỏng sử dụng phần mềm PSS/ADEPT của Tổng Công ty Điện lực miền Bắc – Biên soạn năm 2014.

[3] Tạp chí khoa học – Công nghệ, Nghiên cứu ảnh hưởng chất lượng điện năng đến tổn thất điện năng trên lưới điện.

[4] Công văn số: 6373/EVN-SPC-KT ngày 18 tháng 8 năm 2017 của Tổng Công ty Điện lực miền Bắc về việc thực hiện các giải pháp giảm bán kính cung cấp điện, giảm tổn thất điện năng và nâng cao độ tin cậy cung cấp điện giai đoạn 2018-2020.

[5] Nguyễn Hữu Phúc, Đặng Anh Tuấn, Nguyễn Tùng Linh (2007), *Giáo trình tập huấn: Áp dụng PSS-ADEPT 5.0 trong lưới điện phân phối*, Trường Đại học điện lực.

[6] Nguyễn Văn Đạm (1999), *”Mạng lưới điện”*, NXB Khoa học và Kỹ thuật, Hà Nội.