

TRƯỜNG ĐẠI HỌC BÁCH KHOA
KHOA ĐIỆN

ĐỒ ÁN TỐT NGHIỆP
CHUYÊN NGÀNH: KỸ THUẬT ĐIỆN

ĐỀ TÀI:

THIẾT KẾ MẠNG ĐIỆN VÀ CAO ÁP

Giảng viên hướng dẫn: **PGS. TS. PHAN ĐÌNH CHUNG**

Sinh viên thực hiện : **NGUYỄN MINH CƯỜNG – 105210123 – 21D1**

Đà Nẵng - 2025

LỜI NÓI ĐẦU

Ngành Điện giữ một vai trò đặc biệt quan trọng trong nền kinh tế quốc dân, là cơ sở để phát triển nền công nghiệp hiện đại, là động lực quan trọng của quá trình công nghiệp hóa – hiện đại hóa đất nước tạo nền tảng cho mọi sự tiến bộ kỹ thuật trong công nghiệp cũng như các ngành kinh tế khác.

Là sinh viên khoa Điện chuyên ngành Kỹ thuật điện, sau thời gian học tập và rèn luyện tại Trường Đại học Bách khoa – Đại học Đà Nẵng với sự giảng dạy tận tình của các thầy cô, em được giao đề tài tốt nghiệp “**Thiết kế mạng điện và cao áp**”. Xác định đây là công việc quan trọng nhằm đánh giá lại toàn bộ kiến thức mà bản thân đã tiếp thu được trong quá trình học tập tại trường. Đề tài này là một lĩnh vực trọng tâm của ngành điện trong quá trình sản xuất, truyền tải, phân phối và tiêu thụ điện năng.

Đề án gồm 5 chương:

- Chương I: Tính toán và đề suất phương án nối dây của mạng điện sao cho đảm bảo các chỉ tiêu kỹ thuật;
- Chương II: Xác định số lượng, dung lượng máy biến áp cho các hộ tiêu thụ. Lựa chọn sơ đồ chi tiết mạng điện thiết kế;
- Chương III: Sử dụng Etap để xác định dung lượng bù cho mạng điện và lựa chọn đầu phân áp cho các trạm biến áp. Xác định tổn thất công suất và tổn thất điện năng của mạng điện thiết kế;
- Chương IV: Tính toán và thiết kế bảo vệ chống sét cho đường dây và trạm biến áp;
- Chương V: Tính toán và thiết kế hệ thống nối đất cho đường dây và trạm biến áp.

Sau thời gian tìm hiểu và thực hiện, cùng với sự hướng dẫn, hỗ trợ tận tình của quý thầy, cô đặc biệt là PGS. TS Phan Đình Chung đã giúp em trong quá trình hoàn thành đề án. Qua đề án này em cũng xin được bày tỏ lời cảm ơn chân thành tới PGS. TS Phan Đình Chung và quý thầy cô Khoa Điện Trường Đại học Bách khoa – Đại học Đà Nẵng.

Vì thời gian có hạn và bản thân còn nhiều mặt hạn chế trong kiến thức chuyên môn nên không thể tránh được những sai sót nhất định. Em rất mong nhận được những ý kiến đóng góp của quý thầy, cô để đề án và bản thân em ngày được hoàn thiện hơn

Em xin chân thành cảm ơn!

Sinh viên thực hiện

Mục lục

CHƯƠNG I: TÍNH TOÁN VÀ ĐỀ XUẤT PHƯƠNG ÁN NỐI DÂY CỦA MẠNG ĐIỆN.....	5
1.1. Dự kiến phương án nối dây của mạng điện.....	6
1.1.1. Xác định khoảng cách từ phụ tải đến nguồn, phụ tải đến phụ tải.	6
1.1.2. Xác định phương án nối dây sơ bộ.....	6
1.2. Tính toán về mặt kỹ thuật.....	7
1.2.1. Chọn cấp điện áp tải điện của mạng điện.....	7
1.2.2. Chọn tiết diện dây dẫn.	8
1.2.3. Kiểm tra phát nóng của dây dẫn lúc sự cố.	9
1.2.4. Tính toán tổn thất điện áp lúc bình thường và khi sự cố.....	9
1.3. Tính toán cụ thể cho phương án.....	10
1.3.1. Tính phân bố công suất cho các nhánh.....	10
1.3.2. Chọn cấp điện áp.	10
1.3.3. Chọn tiết diện dây dẫn.	11
1.3.4. Kiểm tra phát nóng của dây dẫn lúc sự cố.	12
1.3.5. Kiểm tra tổn thất điện áp lúc bình thường.....	13
1.3.6. Kiểm tra tổn thất điện áp lúc sự cố.....	13
CHƯƠNG II: XÁC ĐỊNH SỐ LƯỢNG VÀ DUNG LƯỢNG MÁY BIẾN ÁP CHO CÁC HỘ TIÊU THỤ	15
2.1. Xác định số lượng và công suất của máy biến áp.	15
2.1.1. Chọn số lượng máy biến áp.....	15
2.1.2. Chọn công suất máy biến áp.....	15
2.1.3. Chọn kiểu máy biến áp.....	16
2.2. Tính toán cụ thể chọn máy biến áp.....	16
2.2.1. Chọn máy biến áp cho các trạm biến áp phụ tải.	16
CHƯƠNG III: XÁC ĐỊNH DUNG LƯỢNG BÙ CHO MẠNG ĐIỆN VÀ LỰA CHỌN ĐẦU PHÂN ÁP CHO CÁC TRẠM BIẾN ÁP BẰNG PHẦN MỀM ETAP. XÁC ĐỊNH TỔN THẤT CÔNG SUẤT VÀ TỔN THẤT ĐIỆN NĂNG CỦA MẠNG ĐIỆN THIẾT KẾ.....	20
3.1. Xác định dung lượng bù cho mạng điện.....	20
3.2. Lựa chọn đầu phân áp cho các trạm biến áp	23
3.2.1. Lựa chọn đầu phân áp cho các trạm biến áp ở chế độ phụ tải cực đại.....	24
3.2.2. Lựa chọn đầu phân áp cho các trạm biến áp ở chế độ phụ tải cực tiểu.....	27
3.2.3. Lựa chọn đầu phân áp cho các trạm biến áp ở chế độ sự cố	30
3.3. Xác định tổn thất công suất của mạng điện thiết kế.....	34
3.3.1. Tổn thất công suất của mạng điện ở chế độ cực đại	34
3.3.2. Tổn thất công suất của mạng điện ở chế độ cực tiểu	36

3.3.3 Tổn thất công suất của mạng điện ở chế độ sự cố.....	36
3.4 Xác định tổn thất điện năng của mạng điện thiết kế.....	37
3.4.1 Tổn thất công suất tác dụng trong toàn mạng điện.....	37
3.4.2 Tổn thất điện năng trong toàn mạng điện.....	38
CHƯƠNG IV: TÍNH TOÁN VÀ THIẾT KẾ BẢO VỆ CHỐNG SÉT CHO TRẠM BIẾN ÁP	39
4.1 Xác định phạm vi bảo vệ cột thu sét:	39
4.2 Thiết kế bảo vệ chống sét cho TBA phụ tải số 3	42
4.3 Xác định chiều cao cột thu sét	45
4.4 Kiểm tra phần công trình nằm ngoài đa giác.....	46
CHƯƠNG V: TÍNH TOÁN HỆ THỐNG NỐI ĐẤT CỦA TRẠM BIẾN ÁP	49
5.1 Thiết kế nối đất dạng lưới.....	50
5.2 Tính điện áp bước và điện áp tiếp xúc cho phép	51
5.4 Điện trở của hệ thống nối đất R_g và độ dâng thế (GPS):	51
5.5 Tính điện áp bước và điện áp tiếp xúc thực tế:.....	52

CHƯƠNG I: TÍNH TOÁN VÀ ĐỀ XUẤT PHƯƠNG ÁN NỐI DÂY CỦA MẠNG ĐIỆN

Khi thiết kế một hệ thống điện, vấn đề đặt ra là phải lựa chọn phương án kết lưới tối ưu dựa trên cơ sở là so sánh kinh tế, kỹ thuật các phương án. Việc so sánh các phương án về mặt kỹ thuật chủ yếu dựa trên các mặt sau và phải đảm bảo:

- Yêu cầu cung cấp điện cho các hộ tiêu thụ.
- Tồn thất điện áp lúc bình thường và lúc sự cố.
- Điện áp tại các hộ tiêu thụ: $\Delta U \leq \Delta U_{cp}$.
- Yêu cầu về phát nóng cho phép của dây dẫn, độ bền cơ học của dây dẫn.
- Đảm bảo tính kinh tế.

Mục đích chủ yếu của thiết kế là tìm ra phương án thoả mãn các điều kiện trên. Vấn đề cần giải quyết là lựa chọn sơ đồ nối dây của mạng điện, đồng thời chọn cấp điện áp tải điện, lựa chọn đường dây dự phòng.

Bảng 1.1: Thông số của các phụ tải

Các số liệu	Các phụ tải tiêu thụ			
	1	2	3	4
Phụ tải cực đại [MW]	25	30	35	24
Hệ số công suất	0,8	0,8	0,85	0,8
Công suất phản kháng	18,75	22,5	21,665	18
Yêu cầu cấp điện	Kinh tế	Kinh tế	Kinh tế	Kinh tế
Phụ tải min	60%	45%	50%	52%
Hệ số đồng thời	1	1	1	1
Điện áp định mức của phụ tải [kV]	22			

1.1. Dự kiến phương án nối dây của mạng điện.

1.1.1. Xác định khoảng cách từ phụ tải đến nguồn, phụ tải đến phụ tải.

Bảng 1.2: Khoảng cách các nhánh

KM	1	2	3	4
A	50	60	60,82	
1		50		
2				
3				44,72
4				

1.1.2 Xác định phương án nối dây sơ bộ.

Khảo sát vạch tuyến đường dây là công việc đầu tiên của công tác thiết kế, nó ảnh hưởng đến đền bù, thi công, quản lý vận hành và các chỉ tiêu kinh tế, kỹ thuật của mạng điện. Trong phạm vi đồ án này chưa quan tâm đến điều kiện địa chất, địa hình và quy hoạch tổng thể, chỉ xét đến các chỉ tiêu kỹ thuật của các phương án.

Khi chọn phương án nối dây của mạng điện ta dựa vào tính chất của hộ tiêu thụ điện, khoảng cách từ nguồn đến phụ tải và quan trọng nhất là phương thức vận hành đã xác định trước cũng như công suất của các nhà máy.

Vạch phương án nối dây phải đảm bảo các yêu cầu sau:

- Loại I: bao gồm các phụ tải quan trọng. Việc ngưng cung cấp điện cho các phụ tải này có thể gây nguy hiểm cho tính mạng con người, thiệt hại đến sản xuất, ảnh hưởng đến an ninh quốc phòng. Để thực hiện yêu cầu về độ tin cậy cung cấp điện cho các hộ tiêu thụ loại I, cần đảm bảo dự phòng 100% trong mạng điện, đồng thời dự phòng đóng tự động. Vì vậy để cung cấp điện cho các hộ tiêu thụ loại I có thể sử dụng đường dây hai mạch hay mạch vòng.

- Loại II: bao gồm những phụ tải tuy quan trọng nhưng việc mất điện chỉ gây giảm sút về số lượng sản phẩm. Vì vậy mức độ đảm bảo cung cấp điện an toàn và liên tục cho các phụ tải này cần được cân nhắc mới có thể quyết định được.

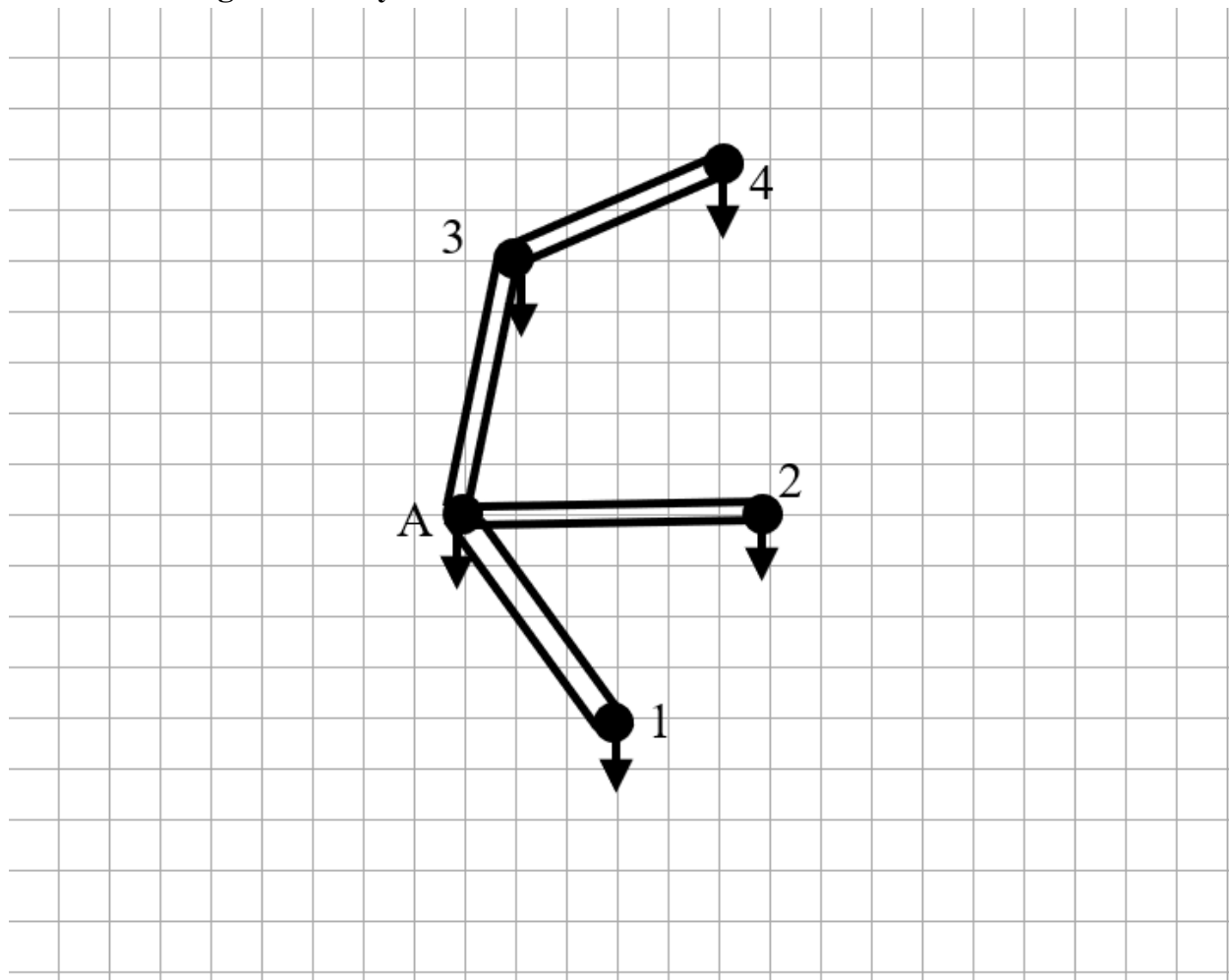
- Loại III: bao gồm các phụ tải không quan trọng, việc mất điện không gây ra những hậu quả nghiêm trọng. Trong trường hợp này không cần phải xét đến các phương tiện dự phòng đảm bảo cung cấp.

Tuy phân ra làm ba loại phụ tải nhưng khi nghiên cứu sơ đồ nên tận dụng các điều kiện đảm bảo mức độ cung cấp điện cao nhất có thể được cho tất cả các phụ tải trong đó kể cả các loại phụ tải loại ba.

Cung cấp điện cho các phụ tải phải theo đường gần nhất để giảm tổn thất công suất và tổn thất điện áp.

Ta có phương án nối dây sau:

1.1.2.1. Phương án nối dây



Hình 1.1: Sơ đồ phương án nối dây cung cấp điện

1.2. Tính toán về mặt kỹ thuật.

Ta cần tính toán các nội dung sau: lựa chọn cấp điện áp tải điện; lựa chọn tiết diện dây dẫn; kiểm tra điều kiện phát nóng của dây dẫn lúc sự cố; tổn thất điện áp lúc làm việc bình thường và lúc sự cố nguy hiểm nhất (phụ tải cực đại).

1.2.1. Chọn cấp điện áp tải điện của mạng điện.

Lựa chọn cấp điện áp tải điện rất quan trọng, vì nó ảnh hưởng trực tiếp đến chỉ tiêu kỹ thuật và kinh tế của mạng điện.

Trong tính toán, để xác định cấp điện áp tải điện của mạng ta dựa vào công thức kinh nghiệm Still:

$$U = 4,34\sqrt{L + 16P} \text{ (kV)}$$

Trong đó:

- + L: Chiều dài của nhánh (kM).
- + P: Công suất truyền tải trên đường dây (MW).
- + U: Điện áp tải điện của đường dây (kV).

1.2.2. Chọn tiết diện dây dẫn.

Chọn tiết diện dây dẫn nhằm đảm bảo tính kinh tế kỹ thuật của mạng điện. Trong phạm vi đề án này ta chỉ dùng loại dây AC để tải điện.

Đối với đường dây điện áp 110kV phải chọn tiết diện dây dẫn từ AC-70 trở lên để không xuất hiện vàng quang.

Mạng điện thiết kế là mạng điện khu vực có công suất truyền tải lớn, điện áp cao, dây dẫn dài, do đó tiết diện dây dẫn được tính theo mật độ dòng điện kinh tế J_{kt} .

Thời gian sử dụng công suất cực đại $T_{max} = 5500$ (đề cho). Tra bảng 5-1/TL-3/trang 86, ta chọn $J_{kt} = 1,0 \text{ [A/mm}^2\text{]}$.

Tiết diện dây dẫn được tính theo công thức:

$$F_{kt} = \frac{I_{max}}{J_{kt}} = \frac{S_{max}}{n\sqrt{3}U_{dm}.J_{kt}} \cdot 10^3 \text{ (mm)}$$

- + Đối với đường dây đơn: $n = 1$.
- + Đối với đường dây kép: $n = 2$.

Bảng 1.3: Thông số các loại dây dẫn như sau

Loại dây	AC-70	AC-95	AC-120	AC-150	AC-185	AC-240
$R_0(\Omega/\text{Km})$	0,46	0,33	0,27	0,21	0,17	0,13
$X_0(\Omega/\text{Km})$	0,417	0,406	0,400	0,398	0,386	0,366
$b_0(10^{-6}/\Omega\text{Km})$	2,73	2,81	2,85	2,90	2,96	3,03
$I_{cp}(A)$	265	330	380	445	510	605

1.2.3. Kiểm tra phát nóng của dây dẫn lúc sự cố.

Khi sự cố đứt một dây của đường dây kép (không xét trường hợp sự cố xếp chồng và sự cố đứt đường dây đơn).

Dòng điện sự cố: $I_{scmax} = 2 \times I_{Max}$

So sánh điều kiện: $I_{scmax} \leq K \times I_{cp}$ (TL-3/trang 110)

Trong đó:

- + I_{scmax} : Dòng điện làm việc lúc sự cố khi phụ tải cực đại.
- + I_{cp} : Dòng điện làm việc cho phép của dây dẫn.
- + K : Hệ số hiệu chỉnh phụ thuộc vào nhiệt độ môi trường.

Chọn $K = 0,8$

Nếu tiết diện dây dẫn được chọn không thỏa mãn điều kiện trên thì ta tăng tiết diện dây dẫn lên cho đến khi nào thỏa mãn điều thì thôi.

1.2.4. Tính toán tổn thất điện áp lúc bình thường và khi sự cố.

- Tổn thất điện áp được tính theo công thức:

$$\Delta U_i^{bt\%} = \frac{P_i \cdot R_i + Q_i \cdot X_i}{U_{dm}^2} \cdot 100 \%$$

Trong đó:

- P : Công suất tác dụng truyền tải trên đường dây (MW).
- Q : Công suất phản kháng truyền tải trên đường dây (MVar).
- R : Điện trở của đường dây (Ω).
- X : Điện kháng của đường dây (Ω).
- U_{dm} : Điện áp định mức của đường dây (kV).
- L : Chiều dài truyền tải điện (km).

- Tính tổn thất điện áp cực đại $\Delta U_{\max}$ lúc bình thường (nghĩa là tính tổn thất điện áp từ nguồn đến phụ tải xa nhất lúc phụ tải cực đại) và tính $\Delta U_{\max}$ lúc sự cố nặng nhất.

- Các trị số $\Delta U\%$ tính được phải thỏa mãn điều kiện sau (TL-4/trang 205):

+ Lúc bình thường : $\Delta U_{\max}\% \leq 10 \div 15\%$.

+ Lúc sự cố : $\Delta U_{sc}\% \leq 15 \div 20\%$.

- Nếu hộ loại I dùng MBA điều chỉnh điện áp dưới tải (vì máy này có phạm vi điều chỉnh rộng), nên có thể xét theo điều kiện sau:

+ Lúc bình thường : $\Delta U_{\max}\% \leq 15 \div 20\%$.

+ Lúc sự cố : $\Delta U_{sc}\% \leq 20 \div 25\%$.

1.3. Tính toán cụ thể cho phương án.

1.3.1. Tính phân bố công suất cho các nhánh.

- Công suất trên nhánh A-3:

$$\dot{S}_{A-3} = \dot{S}_3 + \dot{S}_4 = (35 + j21,665) + (24 + j18) = 59 + j39,665 \text{ MVA}$$

- Công suất trên nhánh 3-4:

$$\dot{S}_{3-4} = \dot{S}_4 = 24 + j18 \text{ MVA}$$

- Công suất trên nhánh A-1:

$$\dot{S}_{A-1} = \dot{S}_1 = 25 + j18,75 \text{ MVA}$$

- Công suất trên đường dây A-2:

$$\dot{S}_{A-2} = \dot{S}_2 = 30 + j22,5 \text{ MVA}$$

1.3.2. Chọn cấp điện áp.

- Áp dụng công thức kinh nghiệm Still, ta lập được bảng tính sau:

$$U = 4,34\sqrt{L + 16P} \text{ [kV]}$$

Bảng 1.4: Các cấp điện áp

Nhánh	L (km)	P (MW)	U (kV)
A-1	50	25	92,07
A-2	60	30	100,85
A-3	60,82	35	108,13
3-4	44,72	24	89,86

- Vì mạng điện thiết kế ở đây là mạng điện khu vực nên ta chọn điện áp vận hành chung cho toàn mạng là 110kV.

1.3.3 Chọn tiết diện dây dẫn.

*** Nhánh A-1:**

$$- I_{\text{MaxA-1}} = \frac{S_{1\text{max}}}{n\sqrt{3}U_{\text{dm}}} \cdot 10^3 = \frac{\sqrt{25^2 + 18,75^2}}{2\sqrt{3} \cdot 110} \times 10^3 = 85,01(\text{A}).$$

$$- F_{\text{KT}} = \frac{I_{\text{max}}}{J_{\text{kt}}} = \frac{85,01}{1,0} = 85,01 (\text{mm}^2)$$

- Chọn dây dẫn AC-95. Tra bảng thông số dây dẫn, ta có:

$$I_{\text{cp}} = 330 (\text{A}); R_0 = 0,33 (\Omega/\text{Km}); X_0 = 0,406 (\Omega/\text{Km}); b_0 = 2,81 (10^{-6}/\Omega\text{Km}).$$

*** Nhánh A-2:**

$$- I_{\text{MaxA-2}} = \frac{S_{2\text{max}}}{n\sqrt{3}U_{\text{dm}}} \cdot 10^3 = \frac{\sqrt{30^2 + 22,5^2}}{2\sqrt{3} \cdot 110} \times 10^3 = 98,41(\text{A}).$$

$$- F_{\text{KT}} = \frac{I_{\text{max}}}{J_{\text{kt}}} = \frac{98,41}{1,0} = 98,41(\text{mm}^2). \text{ h}$$

- Chọn dây dẫn AC-95. Tra bảng thông số dây dẫn, ta có:

$$I_{\text{cp}} = 330 (\text{A}); R_0 = 0,33 (\Omega/\text{Km}); X_0 = 0,406 (\Omega/\text{Km}); b_0 = 2,81 (10^{-6}/\Omega\text{Km}).$$

*** Nhánh A-3:**

$$- I_{\text{MaxA-2}} = \frac{S_{3\text{max}}}{n\sqrt{3}U_{\text{dm}}} \cdot 10^3 = \frac{\sqrt{59^2 + 39,665^2}}{2\sqrt{3} \cdot 110} \times 10^3 = 186,57 (\text{A}).$$

$$- F_{\text{KT}} = \frac{I_{\text{max}}}{J_{\text{kt}}} = \frac{186,57}{1,0} = 186,57 (\text{mm}^2).$$

- Chọn dây dẫn AC-185. Tra bảng thông số dây dẫn, ta có:

$$I_{\text{cp}} = 510 (\text{A}); R_0 = 0,71 (\Omega/\text{Km}); X_0 = 0,386 (\Omega/\text{Km}); b_0 = 2,96 (10^{-6}/\Omega\text{Km}).$$

*** Nhánh 3-4:**

$$- I_{\text{Max}3-4} = \frac{S_{4\text{max}}}{n\sqrt{3}U_{\text{dm}}} \cdot 10^3 = \frac{\sqrt{24^2+18^2}}{2\sqrt{3} \cdot 110} \times 10^3 = 76,72(\text{A}).$$

$$- F_{\text{KT}} = \frac{I_{\text{max}}}{I_{\text{kt}}} = \frac{76,72}{1,0} = 76,72 (\text{mm}^2).$$

- Chọn dây dẫn AC-70. Tra bảng thông số dây dẫn, ta có:

$$I_{\text{cp}} = 265 (\text{A}); R_0 = 0,46 (\Omega/\text{Km}); X_0 = 0,417 (\Omega/\text{Km}); b_0 = 2,73 (10^{-6}/\Omega\text{Km}).$$

Bảng 1.5: Bảng chọn tiết diện dây dẫn của mạng

Nhánh	P (MW)	N	Q (MVar)	S (MVA)	I _{max} (A)	F _{KT} (mm ²)	Loại dây	I _{cp} (A)
A-1	25	2	18,75	31,25	85,01	85,01	AC-95	330
A-2	30	2	22,5	37,5	98,41	98,41	AC-95	330
A-3	59	2	39,665	71,10	186,57	186,57	AC-185	510
3-4	24	2	18	30	76,72	76,72	AC-70	265

1.3.4 Kiểm tra phát nóng của dây dẫn lúc sự cố.

● **Xét nhánh A-1:**

$$I_{\text{Scmax}} = \frac{\sqrt{25^2+18,75^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} \cdot 10^3 = 164,01 (\text{A}).$$

$$I_{\text{Scmax}} < K \times I_{\text{cp}} = 0,82 \times 330 = 270,6 (\text{A}) \quad (\text{Thoả mãn})$$

● **Xét nhánh A-2:**

$$I_{\text{Scmax}} = \frac{\sqrt{30^2+22,5^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} \cdot 10^3 = 196,82 (\text{A}).$$

$$I_{\text{Scmax}} < K \times I_{\text{cp}} = 0,82 \times 330 = 270,6 (\text{A}) \quad (\text{Thoả mãn})$$

● **Xét nhánh A-3:**

$$I_{\text{Scmax}} = \frac{\sqrt{59^2+39,665^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} \cdot 10^3 = 373,14 (\text{A}).$$

$$I_{\text{Scmax}} < K \times I_{\text{cp}} = 0,82 \times 510 = 481,2 (\text{A}) \quad (\text{Thoả mãn})$$

● **Xét nhánh 3-4:**

$$I_{\text{Scmax}} = \frac{\sqrt{24^2+18^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} \cdot 10^3 = 157,46 (\text{A}).$$

$$I_{\text{Scmax}} < K \times I_{\text{cp}} = 0,82 \times 265 = 217,3 (\text{A}) \quad (\text{Thoả mãn})$$

Vậy các kết quả trên đều thỏa mãn điều kiện phát nóng.

1.3.5 Kiểm tra tổn thất điện áp lúc bình thường.

Nhánh	L (km)	N	Loại dây	$r_0(\Omega/km)$	$x_0(\Omega/km)$	$R(\Omega)$	$X(\Omega)$
A-1	50	2	AC-95	0,33	0,406	8,25	10,15
A-2	60	2	AC-95	0,33	0,406	9,9	12,18
A-3	60,82	2	AC-185	0,17	0,386	5,17	11,74
3-4	44,72	2	AC-70	0,21	0,417	4,7	9,32

*** Nhánh A-1:**

$$\begin{aligned}\Delta U\%_{A-1bt} &= \frac{P_1 \cdot R_1 + Q_1 \cdot X_1}{U_{dm}^2} \times 100\% \\ &= \frac{25,8,25 + 18,75 \cdot 10,15}{110^2} \times 100\% = 3,27\%\end{aligned}$$

*** Nhánh A-2:**

$$\begin{aligned}\Delta U\%_{A-2bt} &= \frac{P_2 \cdot R_2 + Q_2 \cdot X_2}{U_{dm}^2} \times 100\% \\ &= \frac{30,9,9 + 22,5 \cdot 12,18}{110^2} \times 100\% = 4,72\%\end{aligned}$$

*** Nhánh A-3:**

$$\begin{aligned}\Delta U\%_{A-3bt} &= \frac{P_3 \cdot R_3 + Q_3 \cdot X_3}{U_{dm}^2} \times 100\% \\ &= \frac{59,5,17 + 39,665 \cdot 11,74}{110^2} \times 100\% = 6,36\%\end{aligned}$$

*** Nhánh 3-4:**

$$\begin{aligned}\Delta U\%_{3-4bt} &= \frac{P_4 \cdot R_4 + Q_4 \cdot X_4}{U_{dm}^2} \times 100\% \\ &= \frac{24,4,7 + 18,9 \cdot 9,32}{110^2} \times 100\% = 2,31\%\end{aligned}$$

$$\Rightarrow \Delta U\%_{A-3-4\max} = \Delta U\%_{A-3bt} + \Delta U\%_{3-4bt} = 6,36 + 2,31 = 8,67\%$$

Vậy tiết diện dây dẫn đã chọn thỏa mãn điều kiện tổn thất điện áp lúc làm việc bình thường, tổn thất điện áp lớn nhất trong mạng là nhánh A-3-4.

$$\Delta U_{bt-\max}\% = \Delta U\%_{A-3bt} = 8,67\% < 10\% \text{ đạt yêu cầu.}$$

1.3.6 Kiểm tra tổn thất điện áp lúc sự cố.

Khi sự cố đứt một mạch trên đường dây kép: $\Delta U_{sc}\% = 2 \times \Delta U_{bt}\%$

*** Nhánh A-1:**

$$\Delta U_{scA-1}\% = 2 \times \Delta U_{bt A-1}\% = 2 \times 3,27\% = 6,54\%$$

*** Nhánh A-2:**

$$\Delta U_{scA-2}\% = 2 \times \Delta U_{bt A-2}\% = 2 \times 5,9\% = 11,8\%$$

*** Nhánh A-3-4:**

- Khi đứt một mạch trên đường dây A-3:

$$\Delta U_{scA-3}\% = 2 \times \Delta U_{bt A-3}\% = 2 \times 6,36\% = 12,72\%$$

$$\Delta U_{sc3-4}\% = \Delta U_{bt 3-4}\% = 2,31\%$$

- Khi đứt một mạch trên đường dây 3-4:

$$\Delta U_{scA-3}\% = \Delta U_{bt A-3}\% = 6,36\% = 6,36\%$$

$$\Delta U_{sc3-4}\% = 2 \times \Delta U_{bt 3-4}\% = 2 \times 2,31\% = 4,62\%$$

$$\Rightarrow \Delta U_{scA-3-4max}\% = \Delta U_{scA-3}\% + \Delta U_{sc3-4}\% = 12,72 + 2,31 = 15,03\%$$

Vậy tiết diện dây dẫn đã chọn thỏa mãn điều kiện tổn thất điện áp lúc làm việc ở chế độ sự cố và công suất cực đại. Tổn thất điện áp lớn nhất trong mạng là nhánh A-3-4, có: $\Delta U_{scA-3-4}\% = 15,03\%$

Bảng 1.6: Tổng kết phương án

Nhánh	A-1	A-2	A-3	3-4
Loại dây	AC-95	AC-95	AC-185	AC-70
$\Delta U_{bt-max}\%$	8,67 %			
$\Delta U_{sc-max}\%$	15,03 %			

CHƯƠNG II: XÁC ĐỊNH SỐ LƯỢNG VÀ DUNG LƯỢNG MÁY BIẾN ÁP CHO CÁC HỘ TIÊU THỤ

2.1. Xác định số lượng và công suất của máy biến áp.

2.1.1. Chọn số lượng máy biến áp.

Phải đảm bảo cung cấp điện cho các hộ tiêu thụ.

- Hộ loại I: tối thiểu phải đặt 2 MBA để cung cấp điện liên tục.
- Hộ loại III: do yêu cầu cung cấp điện không cao, cho phép mất điện trong khoảng thời gian nhất định nên chỉ cần lắp đặt 1 MBA.

2.1.2. Chọn công suất máy biến áp.

- Phải đảm bảo chế độ làm việc hợp lý về mặt kinh tế và đảm bảo sao cho trạm biến áp có thể đáp ứng được phụ tải lớn nhất. Khi có bất kỳ một MBA nào nghỉ, các MBA còn lại vận hành quá tải sự cố cho phép 40% trong 5 ngày đêm, mỗi ngày không quá 6 giờ.

- Công suất MBA được tính dựa trên công thức:

$$S \geq \frac{S_{\max}}{k(n-1)}$$

Trong đó:

- > $S_{\max}$: phụ tải cực đại của trạm.
 - > $K=1,4$: hệ số quá tải MBA.
 - > n : số MBA đặt trong trạm.
- + Phụ tải loại I (2 MBA): công suất mỗi MBA chọn theo điều kiện:

$$S_{dmBA} \geq \frac{S_{pt\max}}{1,4}$$

- + Phụ tải loại III (1 MBA): nên công suất mỗi MBA chọn theo điều kiện:

$$S_{dmBA} \geq S_{pt\max}$$

- Các TBA có n máy vận hành song song, để tăng hiệu quả kinh tế ta tính công suất giới hạn để chuyển từ vận hành n máy sang $n-1$ máy.

$$S_{gh} = S_{dm} \cdot \sqrt{n \cdot (n-1) \cdot \frac{\Delta P_{Fe}}{\Delta P_{Cu.dm}}}$$

Nếu: $S_{gh} > S_{ptmin}$: $n-1$ MBA làm việc song song ở chế độ cực tiểu

$S_{gh} = S_{ptmin}$: n hoặc n-1 MBA làm việc song song ở chế độ cực tiểu

$S_{gh} < S_{ptmin}$: n MBA làm việc song song ở chế độ cực tiểu

2.1.3. Chọn kiểu máy biến áp.

Hệ thống chỉ có 2 cấp điện áp 110kV và 22 kV, nên ta chọn MBA 3 pha 2 cuộn dây quấn (MBA 3 pha giảm vốn đầu tư và diện tích lắp đặt so với 1 pha).

+ Hộ tiêu thụ loại I: dùng MBA có điều chỉnh điện áp dưới tải.

+ Hộ tiêu thụ loại III: dùng MBA bình thường để giảm giá thành.

2.2. Tính toán cụ thể chọn máy biến áp.

- Theo yêu cầu đề bài, khi phụ tải cực đại và khi sự cố điện áp thanh góp của nhà máy điện: $U = 1,1U_{dm} = 121$ kV và khi phụ tải cực tiểu $U = 1,05 U_{dm} = 115,5$ kV.

2.2.1. Chọn máy biến áp cho các trạm biến áp phụ tải.

2.2.2.1. Trạm biến áp B1 (Phụ tải loại 1).

- Ta có: $+ S_{ptmax} = \sqrt{Q^2 + P^2} = \sqrt{25^2 + 18,75^2} = 31,25$ (MVA)

- Chọn hai MBA điều áp dưới tải với công suất máy theo điều kiện:

$$+ S_{dmBA} \geq \frac{S_{ptmax}}{1,4} = \frac{31,25}{1,4} = 22,32 \text{ (MVA)}.$$

+ Tra bảng 18/trang 276, ta chọn máy biến áp loại: TDH-25000/110

2.2.2.2. Trạm biến áp B2 (Phụ tải loại 1).

- Ta có: $+ S_{ptmax} = \sqrt{Q^2 + P^2} = \sqrt{30^2 + 22,5^2} = 37,5$ (MVA)

- Chọn hai MBA điều áp dưới tải với công suất máy theo điều kiện:

$$+ S_{dmBA} \geq \frac{S_{ptmax}}{1,4} = \frac{37,5}{1,4} = 26,78 \text{ (MVA)}.$$

+ Tra bảng 18/trang 276, ta chọn máy biến áp loại: TDH-32000/110

2.2.2.3. Trạm biến áp B3 (Phụ tải loại 1).

- Ta có: $+ S_{ptmax} = \sqrt{Q^2 + P^2} = \sqrt{35^2 + 21,665^2} = 41,16$ (MVA).

- Chọn hai MBA điều áp dưới tải với công suất máy theo điều kiện:

$$+ S_{dmBA} \geq \frac{S_{ptmax}}{1,4} = \frac{41,16}{1,4} = 29,4 \text{ (MVA)}.$$

+ Tra bảng 18/trang 276, ta chọn máy biến áp loại: TDH-32000/110*

2.2.2.4. Trạm biến áp B4 (Phụ tải loại 1).

- Ta có: $S_{ptmax} = \sqrt{Q^2 + P^2} = \sqrt{24^2 + 18^2} = 29,87$ (MVA).

- Chọn hai MBA bình thường với công suất máy theo điều kiện:

$$+ S_{dmBA} \geq \frac{S_{pt \max}}{1,4} = \frac{29,87}{1,4} = 21,33 \text{ (MVA)}.$$

+ Tra 18/trang 276, ta chọn máy biến áp loại: TDH-25000/110*.

*** Điện trở, điện kháng và tổn thất công suất phản kháng (khi không tải) của máy biến áp được xác định theo công thức:**

$$R_B = \frac{\Delta P_N \cdot U_{dm}^2}{S_{dm}^2} \cdot (\Omega)$$

$$X_B = \frac{U_N \% \cdot U_{dm}^2}{100 \cdot S_{dm}} (\Omega)$$

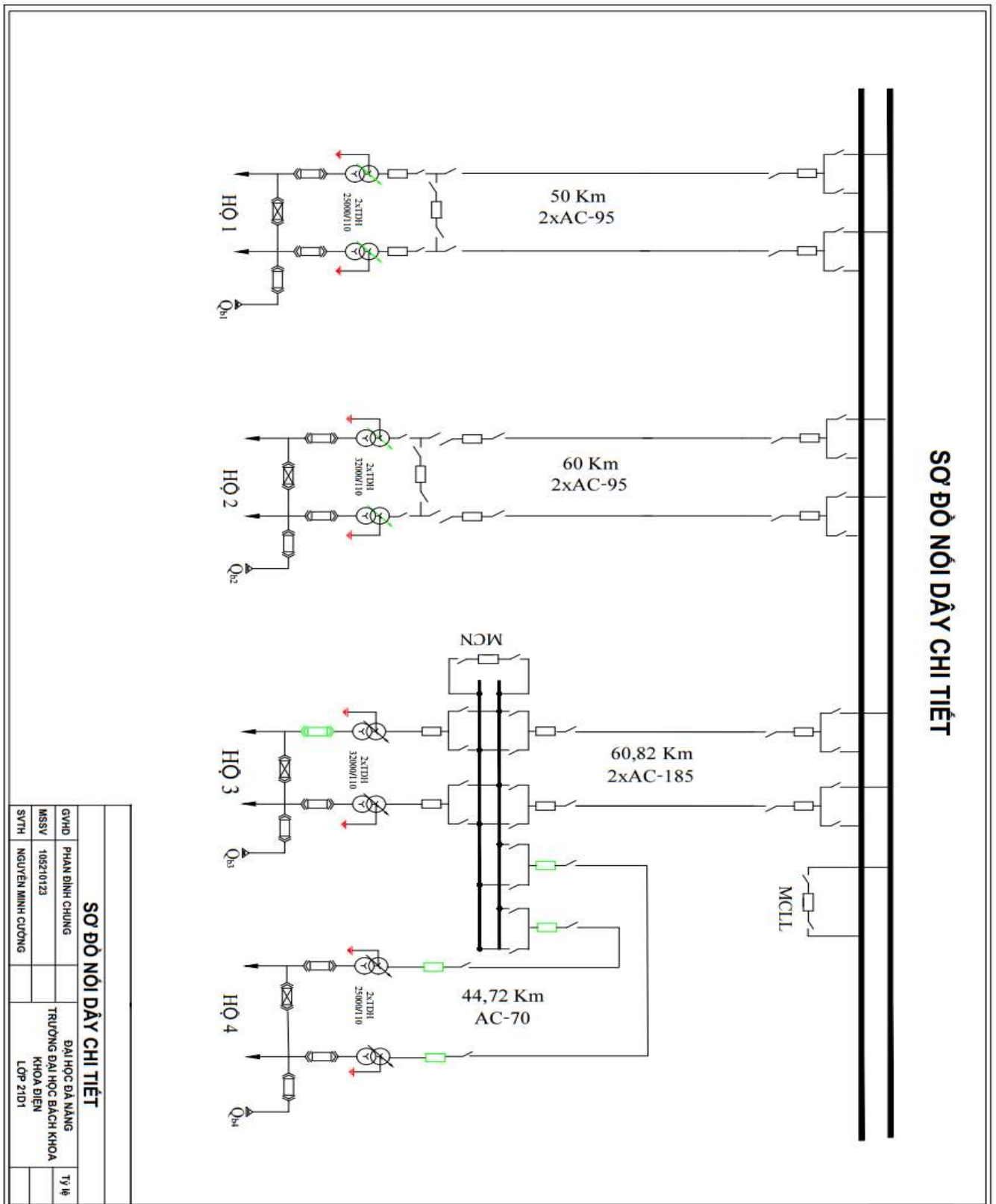
$$\Delta Q_0 = \frac{I_0 \% \cdot S_{dm}}{100} (\Omega)$$

Bảng 2.1: Bảng thông số của MBA đã chọn như sau

Trạm	Loại MBA	S_{dm} MV A	U_C KV	U_H KV	ΔP_0 KW	ΔP_N KW	ΔQ_0 KVA r	R_B Ω	X_B Ω	U_N %	I_0 %
B1	TDH-25000/110	25	115	24	29	120	200	2,54	55,9	10,5	0,85
B2	TDH-32000/110	32	115	24	35	145	240	1,87	43,5	10,5	0,75
B3	TDH-32000/110	32	115	24	35	145	240	1,87	43,5	10,5	0,75
B4	TDH-25000/110	25	115	24	29	120	200	2,54	55,9	10,5	0,75

Phụ tải	1	2	3	4
$S_{ptmax} = P/\cos\varphi$	31,25	37,5	43,75	30
$K_{ptmin}(\%)$	40	50	55	40
$S_{ptmin} = K_{ptmin} \cdot S_{ptmax}$	12,5	18,75	24,07	12
Số lượng MBA: n	2	2	2	2
S_{dmBA}	25	32	32	25
$\Delta P_n(KW)$	120	145	145	120
$\Delta P_0(KW)$	29	35	35	29
S_{gh} $= \sqrt{n(n-1) \cdot \frac{\Delta P_0}{\Delta P_n} \cdot S_{dmBA}}$	17,38	15,28	15,28	17,38
Số lượng MBA ở chế độ cực tiểu • $S_{ptmin} \geq S_{gh}$: 2 MBA làm việc song song	1	2	2	1

Bảng 2.2: Tính toán cắt bớt MBA trong TBA có nhiều MBA



Hình 2.1: Sơ đồ nội dây chi tiết

CHƯƠNG III: XÁC ĐỊNH DUNG LƯỢNG BÙ CHO MẠNG ĐIỆN VÀ LỰA CHỌN ĐẦU PHÂN ÁP CHO CÁC TRẠM BIẾN ÁP BẰNG PHẦN MỀM ETAP. XÁC ĐỊNH TỶ SỐ CÔNG SUẤT VÀ TỶ SỐ TỶ THẤT ĐIỆN NĂNG CỦA MẠNG ĐIỆN THIẾT KẾ

ETAP (Electrical Transient Analyzer Program) là phần mềm chuyên dụng cho thiết kế, mô phỏng, phân tích và vận hành hệ thống điện, được phát triển bởi Operation Technology, Inc (OTI). Phần mềm tích hợp các module mạnh mẽ, hỗ trợ tính toán các bài toán như phân bố công suất, ngắn mạch, ổn định hệ thống, phối hợp bảo vệ, và tối ưu hóa năng lượng. Với giao diện trực quan và khả năng xử lý các hệ thống điện phức tạp, ETAP được sử dụng rộng rãi trong các dự án kỹ thuật điện, từ lưới điện công nghiệp đến năng lượng tái tạo, giúp tối ưu hóa thiết kế và đảm bảo độ tin cậy của hệ thống.

Trong chương này sẽ sử dụng phần mềm Etap để xác định dung lượng bù cho mạng điện, lựa chọn xác đầu phân áp cho các trạm biến áp, cũng như xác định tỷ số công suất và tỷ số tổn thất điện năng của mạng điện.

3.1 Xác định dung lượng bù cho mạng điện

- Giới hạn điện áp cho các thanh cái được điều chỉnh (thanh cái 22kV): $95 \div 105 \%$;

- Giới hạn hệ số công suất phản kháng liên quan đến chất lượng điện năng của hệ thống. Nhưng khi nhu cầu về công suất phản kháng tăng cao dẫn đến việc giảm công suất tác dụng của hệ thống, tăng tổn thất trên đường dây, giảm điện áp cũng như chi phí vận hành cao hơn. Việc đặt các tụ bù có thể cung cấp một phần công suất phản kháng yêu cầu, nhưng dung lượng, vị trí, phương pháp điều khiển và chi phí vận hành tụ là những vấn đề quan trọng cần được xem xét và tối ưu trong suốt giai đoạn thiết kế mạng điện. Ngoài ra tụ bù còn hỗ trợ điện áp, điều chỉnh hệ số công suất của mạng trong khi tối ưu hóa tổng chi phí lắp đặt và vận hành.

Để đặt tụ bù trong mạng điện, cần xem xét các yếu tố:

- Xác định dung lượng tụ bù;
- Xác định vị trí đặt tụ;
- Xác định phương pháp điều khiển.

Etap cung cấp Module Optimal Capacitor Placement (OCP) có thể giải quyết các vấn đề trên. Module OCP cho phép đặt các tụ để hỗ trợ điện áp và điều chỉnh hệ số công suất trong khi vẫn tối ưu hóa được tổng chi phí. Với giao diện đồ họa vượt trội cung cấp sự linh hoạt để điều khiển quá trình lắp đặt tụ, trong khi cho phép người dùng xem kết quả ngay lập tức. Phương pháp tính toán chính xác tự động xác định vị trí và dung lượng phù hợp nhất.

Các dữ liệu tính toán:

- Chế độ vận hành: chế độ cực đại;

- Điện áp của thanh cái nguồn A;
- Thông số của phụ tải: cực đại;
- Vị trí đầu phân áp: sử dụng đầu định mức công suất: $80 \div 95 \%$;
- Chi phí năng lượng: 0.033 USD/ kWh.

Thông số tụ bù được trình bày trong bảng:

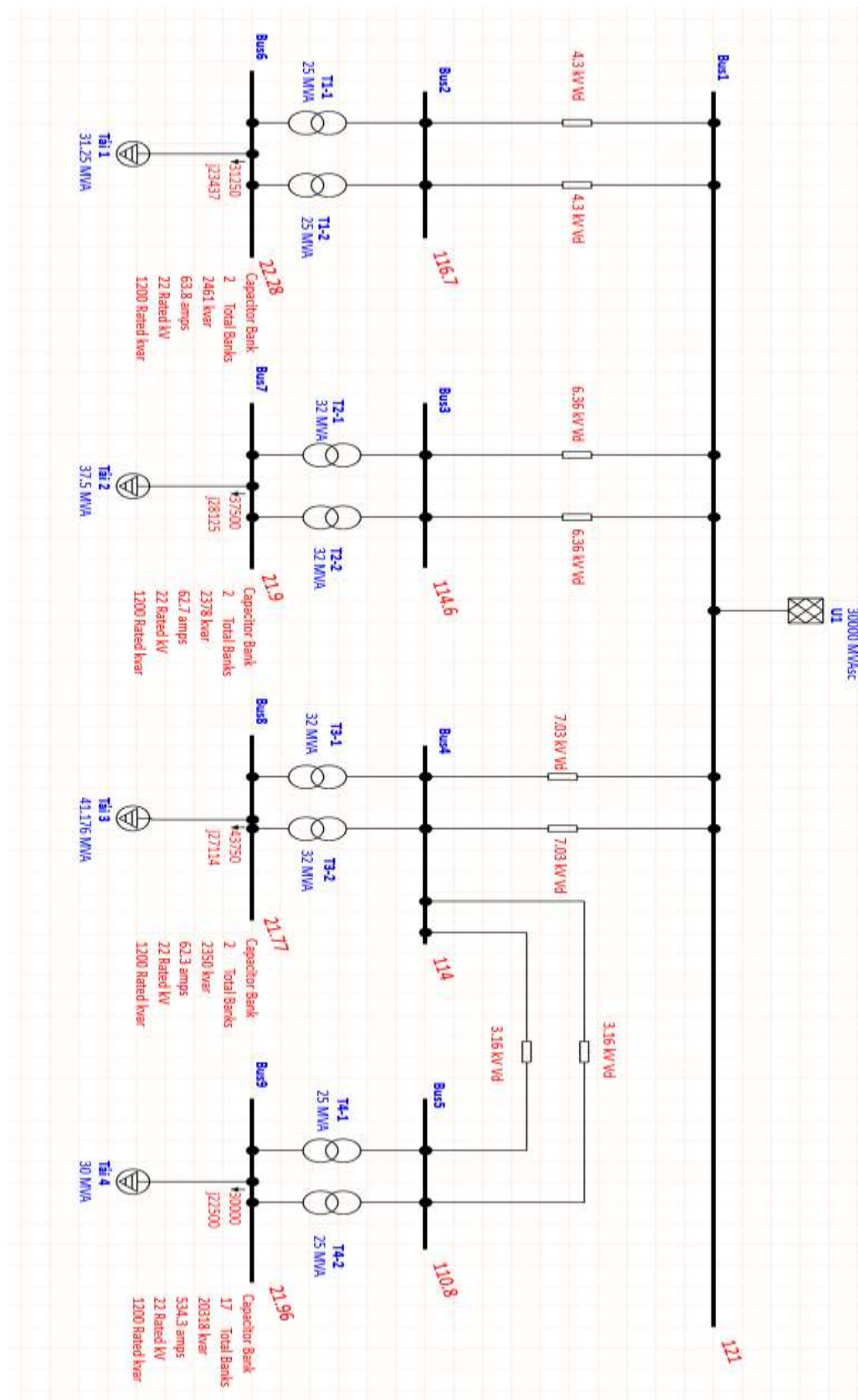
Điện áp định mức, kV	Điện áp lớn nhất, kV	Dung lượng định mức, kVAr	Tổn thất, kW	Chi phí mua 1/kVAr, USD	Chi phí lắp đặt, USD	Chi phí vận hành, USD/năm
22	25	1 200	3,6	8	1000	200

Nguồn: *Scribd – Material Rate, Electrical Engineering Portal*

Khi sử dụng module OCP trong Etap chúng ta có kết quả dung lượng bù cho mạng điện tại thanh cái 22Kv ở bảng 3.1 và hình 3.1 như sau:

Trạm biến áp	Độ lệch điện áp, %	Hệ số công suất, %	Số lượng tụ	Dung lượng bù, kVAr	Tổn thất kW	Chi phí mua tụ, USD	Chi phí lắp đặt, USD	Chi phí vận hành, USD/năm
1	101,266	83,0	2	2400	7,2	19200	1 000	400
2	99,541	82,4	2	2400	7,2	19200	1 000	400
3	98,955	87,0	2	2400	7,2	19200	1 000	400
4	99,798	99,7	17	20400	61,2	192000	1 000	3400
Tổng			23	27600	82,8	249600	4 000	4600

Bảng 3.1: Dung lượng bù mạng điện



Hình 3.1: Kết quả mô phỏng dung lượng bù mạng điện

3.2 Lựa chọn đầu phân áp cho các trạm biến áp

Nhiều biện pháp điều chỉnh điện áp tại phụ tải được áp dụng nhằm đảm bảo chất lượng điện áp như thay đổi điện áp vận hành, đặt thiết bị bù, phân bổ công suất hợp lý trong mạng điện, thay đổi đầu phân áp của máy biến áp...

Trong phần này sẽ trình bày việc lựa chọn đầu phân áp cho các trạm biến áp bằng phần mềm Etap nhằm đảm bảo điện áp tại thanh cái hạ áp trong phạm vi độ lệch cho phép

Các phụ tải trong mạng với yêu cầu điều chỉnh khác thường cần lựa chọn đầu phân áp điều chỉnh dưới tải và độ lệch điện áp cho phép được xác định theo bảng sau.

Bảng 3.2: Yêu cầu độ lệch điện áp đối với phụ tải

	Chế độ		
	Cực đại	Cực tiểu	Sự cố
Điều chỉnh khác thường	5%	0%	$0 \div 5\%$
Điều chỉnh thường			

Các máy biến áp 115/22kV trong các trạm, chọn loại có 19 đầu phân áp bao gồm một đầu định mức và 18 đầu phân áp cho phép điều chỉnh điện áp trong phạm vi quanh điện áp định mức.

Bảng 3.3: Đầu phân áp của máy biến áp 115/22 kV

Đầu phân áp	Phạm vi điều chỉnh, %	Upa, kV
+9	+ 16,02	133,423
+8	+ 14,24	131,376
+7	+ 12,46	129,329
+6	+ 10,68	127,282
+5	+ 8,9	125,235
+4	+ 7,12	123,188
+3	+ 5,34	121,141
+2	+ 3,56	119,094
+1	+ 1,78	117,047
0	0	115

-1	- 1,78	112,953
-2	- 3,56	110,906
-3	- 5,34	108,859
-4	- 7,12	106,812
-5	- 8,9	104,765
-6	- 10,68	102,718
-7	- 12,46	100,671
-8	- 14,24	98,624
-9	- 16,02	96,577

3.2.1 Lựa chọn đầu phân áp cho các trạm biến áp ở chế độ phụ tải cực đại

Điều kiện tính toán

- Điện áp trên thanh cái nguồn A;
- Thông số phụ tải cực đại;
- Vận hành thiết bị bù;
- Vận hành song song hai máy biến áp.

Kết quả lựa chọn đầu phân áp được trình bày trong bảng sau:

Trạm biến áp	$U_{H\alpha}$ trước khi chọn đầu phân áp	Lựa chọn đầu phân áp	$U_{H\alpha}$ sau khi chọn đầu phân áp	Độ lệch điện áp sau khi chọn đầu phân áp
1	22,68	-1x1,78	23,144	5,2
2	22,40	-1x1,78	22,84	3,81
3	22,33	-1x1,78	22,77	3,5
4	22,46	-1x1,78	22,95	4,32

Bảng 3.4: Kết quả lựa chọn đầu phân áp chế độ cực đại

LOAD FLOW REPORT

Bus		Voltage		Generation		Load		Load Flow					XFMR	
ID	kV	% Mag.	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	MW	Mvar	Amp	%PF	%Tap	
* Bus1	110.000	110.000	0.0	118.412	72.921	0.000	0.000	Bus4	30.729	14.552	162.2	90.4		
								Bus2	12.866	9.765	77.1	79.7		
								Bus4	30.729	14.552	162.2	90.4		
								Bus3	15.611	12.143	94.4	78.9		
								Bus2	12.866	9.765	77.1	79.7		
								Bus3	15.611	12.143	94.4	78.9		
Bus2	110.000	106.918	-0.4	0.000	0.000	0.058	0.400	Bus1	-12.572	-9.404	77.1	80.1		
								Bus1	-12.572	-9.404	77.1	80.1		
								Bus6	12.543	9.204	76.4	80.6	-1.780	
								Bus6	12.543	9.204	76.4	80.6	-1.780	
Bus3	110.000	105.461	-0.6	0.000	0.000	0.070	0.480	Bus1	-15.082	-11.492	94.4	79.5		
								Bus1	-15.082	-11.492	94.4	79.5		
								Bus7	15.047	11.252	93.5	80.1	-1.780	
								Bus7	15.047	11.252	93.5	80.1	-1.780	
Bus4	110.000	105.134	-2.3	0.000	0.000	0.070	0.480	Bus1	-29.913	-12.699	162.2	92.0		
								Bus1	-29.913	-12.699	162.2	92.0		
								Bus5	12.321	1.376	61.9	99.4		
								Bus5	12.321	1.376	61.9	99.4		
								Bus8	17.557	11.083	103.7	84.6	-1.780	
								Bus8	17.557	11.083	103.7	84.6	-1.780	
Bus5	110.000	102.952	-3.2	0.000	0.000	0.058	0.400	Bus4	-12.085	-1.162	61.9	99.5		
								Bus4	-12.085	-1.162	61.9	99.5		
								Bus9	12.056	0.962	61.7	99.7	-1.780	
								Bus9	12.056	0.962	61.7	99.7	-1.780	
Bus6	22.000	105.193	-2.9	0.000	0.000	25.007	16.693	Bus2	-12.504	-8.347	375.1	83.2		
								Bus2	-12.504	-8.347	375.1	83.2		
Bus7	22.000	103.834	-3.0	0.000	0.000	30.007	20.496	Bus3	-15.004	-10.248	459.2	82.6		
								Bus3	-15.004	-10.248	459.2	82.6		
Bus8	22.000	103.546	-5.2	0.000	0.000	35.007	19.698	Bus4	-17.504	-9.849	509.0	87.2		
								Bus4	-17.504	-9.849	509.0	87.2		
Bus9	22.000	104.324	-5.9	0.000	0.000	24.061	0.807	Bus5	-12.031	-0.403	302.8	99.9		

Hình 3.3: Báo cáo kết quả lựa chọn đầu phân áp chế độ cực đại

3.2.2 Lựa chọn đầu phân áp cho các trạm biến áp ở chế độ phụ tải cực tiểu

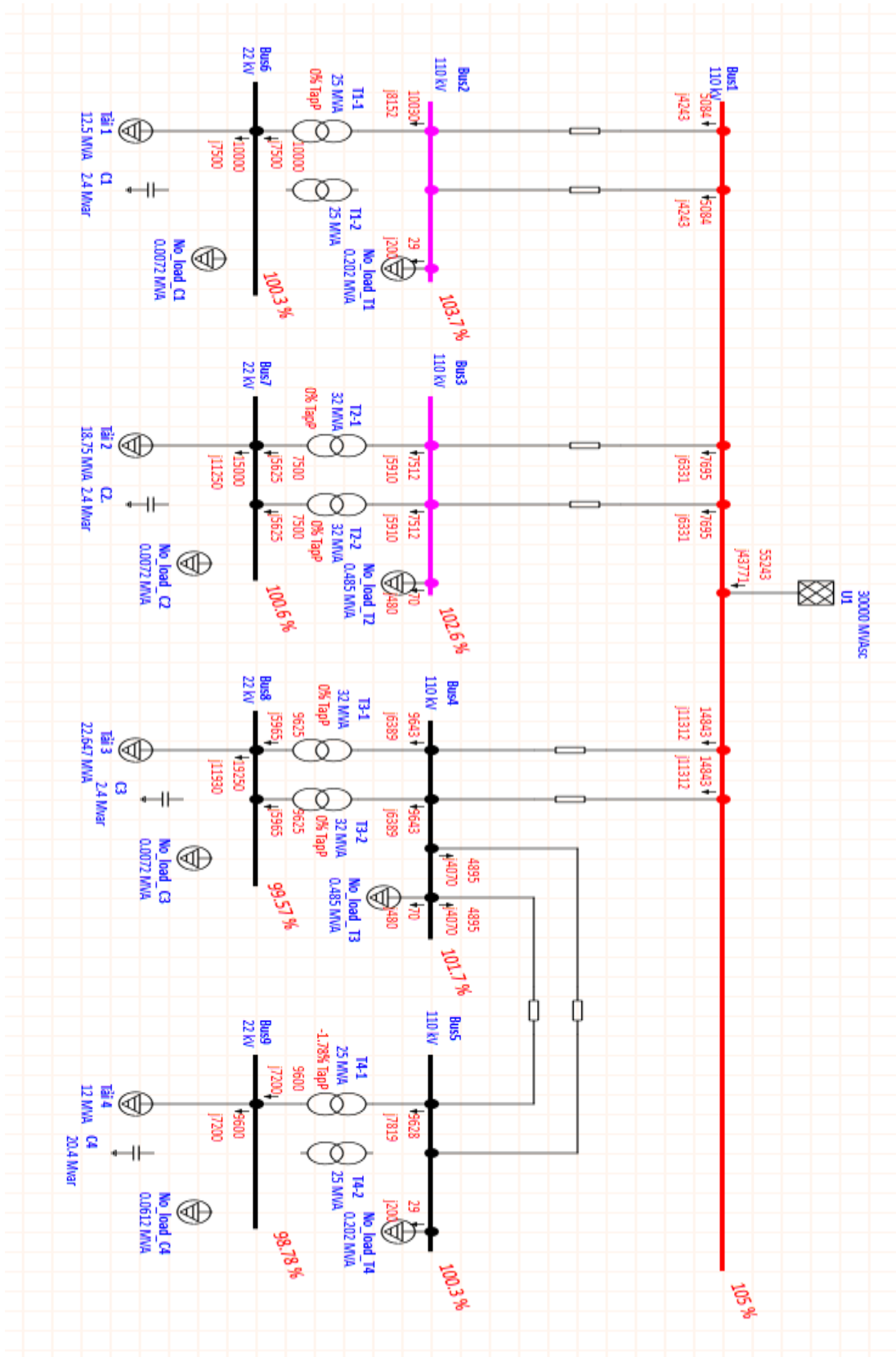
Điều kiện tính toán:

- Điện áp trên thanh cái nguồn A;
- Thông số phụ tải cực tiểu;
- Không vận hành thiết bị bù;

Kết quả lựa chọn đầu phân áp được trình bày trong bảng sau đây:

Trạm biến áp	$U_{H\alpha}$ trước khi chọn đầu phân áp	Lựa chọn đầu phân áp	$U_{H\alpha}$ sau khi chọn đầu phân áp	Độ lệch điện áp sau khi chọn đầu phân áp
1	22,066	0	22,066	0,3
2	22,132	0	22,132	0,6
3	21,90	0	21,90	-0,45
4	21,31	-1x1,78	21,73	-1,22

Bảng 3.5: Kết quả lựa chọn đầu phân áp chế độ cực tiểu



Hình 3.4: Kết quả mô phỏng đầu phân áp chế độ cực tiểu

LOAD FLOW REPORT

Bus		Voltage		Generation		Load		Load Flow				XFMR	
ID	kV	% Mag.	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	MW	Mvar	Amp	%PF	%Tap
*Bus1	110.000	105.000	0.0	55.243	43.771	0.000	0.000	Bus4	14.843	11.312	93.3	79.5	
								Bus2	5.084	4.243	33.1	76.8	
								Bus4	14.843	11.312	93.3	79.5	
								Bus3	7.695	6.331	49.8	77.2	
								Bus2	5.084	4.243	33.1	76.8	
								Bus3	7.695	6.331	49.8	77.2	
Bus2	110.000	103.662	-0.1	0.000	0.000	0.029	0.200	Bus1	-5.029	-4.176	33.1	76.9	
								Bus1	-5.029	-4.176	33.1	76.9	
								Bus6	10.030	8.152	65.4	77.6	
Bus3	110.000	102.588	-0.3	0.000	0.000	0.070	0.480	Bus1	-7.547	-6.150	49.8	77.5	
								Bus1	-7.547	-6.150	49.8	77.5	
								Bus7	7.512	5.910	48.9	78.6	
								Bus7	7.512	5.910	48.9	78.6	
Bus4	110.000	101.718	-1.0	0.000	0.000	0.070	0.480	Bus1	-14.573	-10.699	93.3	80.6	
								Bus1	-14.573	-10.699	93.3	80.6	
								Bus5	4.895	4.070	32.8	76.9	
								Bus5	4.895	4.070	32.8	76.9	
								Bus8	9.643	6.389	59.7	83.4	
								Bus8	9.643	6.389	59.7	83.4	
Bus5	110.000	100.283	-1.1	0.000	0.000	0.029	0.200	Bus4	-4.829	-4.010	32.8	76.9	
								Bus4	-4.829	-4.010	32.8	76.9	
								Bus9	9.628	7.819	64.9	77.6	-1.780
Bus6	22.000	100.254	-2.4	0.000	0.000	10.000	7.500	Bus2	-10.000	-7.500	327.2	80.0	
Bus7	22.000	100.623	-1.6	0.000	0.000	15.000	11.250	Bus3	-7.500	-5.625	244.5	80.0	
								Bus3	-7.500	-5.625	244.5	80.0	
Bus8	22.000	99.571	-2.8	0.000	0.000	19.250	11.930	Bus4	-9.625	-5.965	298.4	85.0	
								Bus4	-9.625	-5.965	298.4	85.0	
Bus9	22.000	98.781	-3.3	0.000	0.000	9.600	7.200	Bus5	-9.600	-7.200	318.8	80.0	

* Indicates a voltage regulated bus (voltage controlled or swing type machine connected to it)

Indicates a bus with a load mismatch of more than 0.1 MVA

Hình 3.5: Báo cáo kết quả lựa chọn đầu phân áp chế độ cực tiểu

3.2.3 Lựa chọn đầu phân áp cho các trạm biến áp ở chế độ sự cố

Điều kiện tính toán:

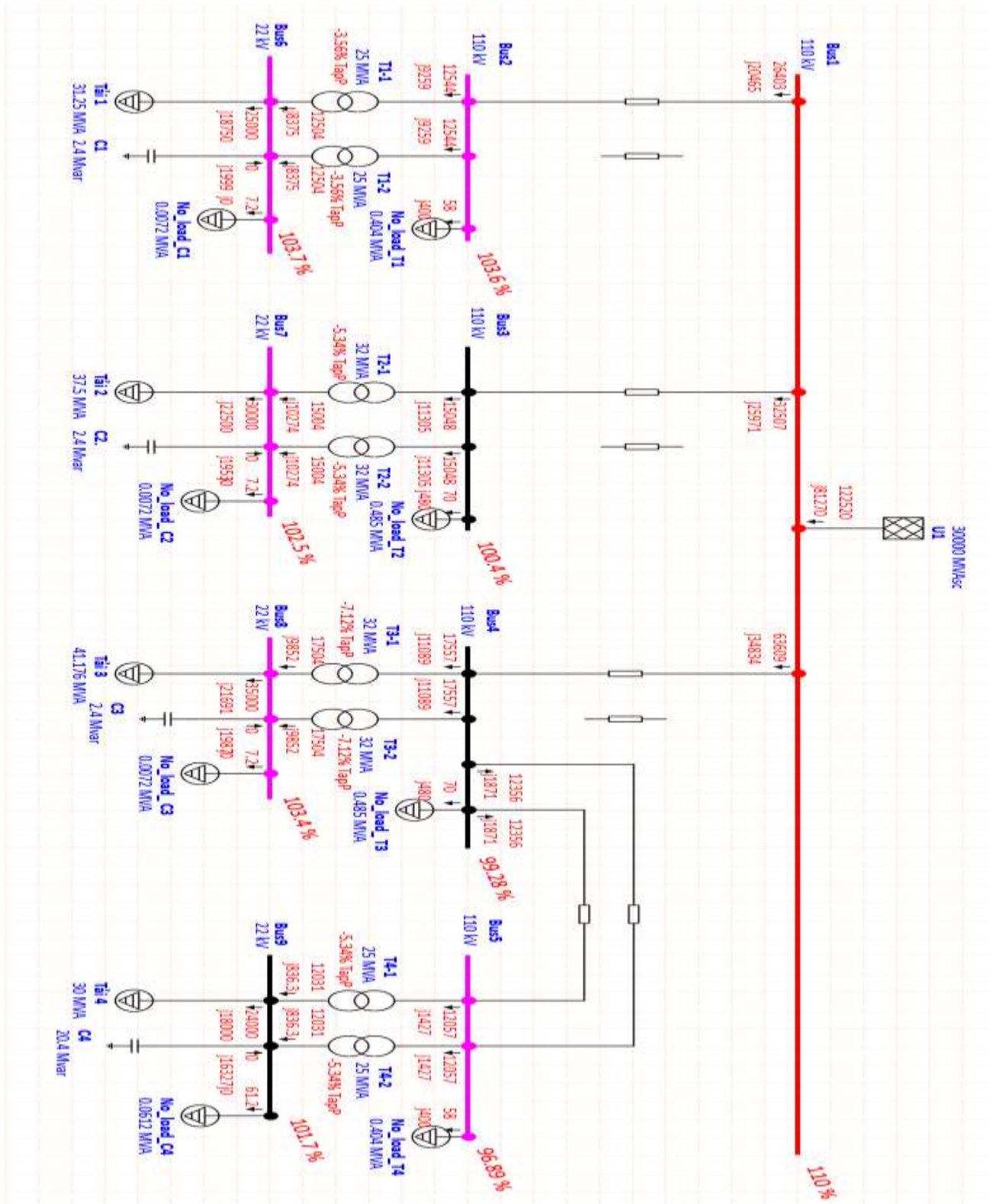
- Điện áp trên thanh cái nguồn A;
- Phụ tải cực đại với dung lượng bù sẵn có;
- Sự cố đứt một lộ của đường dây kép (không xét trường hợp sự cố xếp chồng);
- Giả thiết nguồn cung cấp đủ công suất tác dụng và phản kháng.

Kết quả lựa chọn đầu phân áp được trình bày trong bảng sau đây:

Trạm biến áp	U_{Ha} trước khi chọn đầu phân áp	Lựa chọn đầu phân áp	U_{Ha} sau khi chọn đầu phân áp	Độ lệch điện áp sau khi chọn đầu phân áp
Đứt một mạch A-3				
3	20,83	-4x1,78	22,75	3,41
4	20,84	-3x1,78	22,37	1,68
Đứt một mạch 3-4				
3	22,29	-1x1,78	22,75	3,41
4	22,29	-2x1,78	22,81	3,68
Đứt một mạch A-1				
1	21,92	-1x1,78	22,84	3,81
Đứt một mạch A-2				
2	21,21	-3x1,78	22,55	2,5

Bảng 3.6: Kết quả lựa chọn đầu phân áp ở chế độ sự cố

- Đứt một mạch A-3



Hình 3.6: Kết quả mô phỏng đầu phân áp chế độ sự cố đứt mạch A-3

LOAD FLOW REPORT

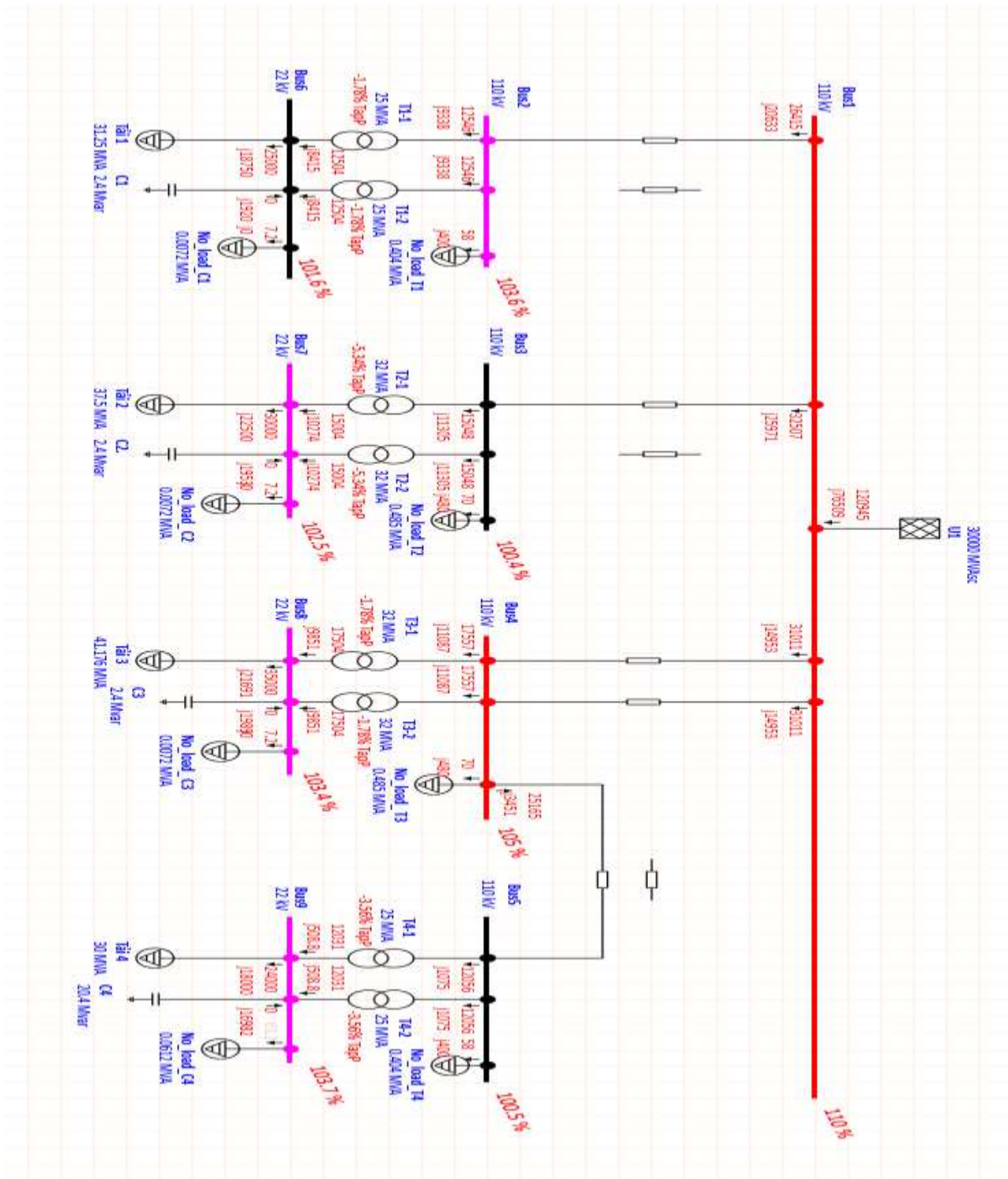
Bus		Voltage		Generation		Load		Load Flow				XFMR	
ID	kV	% Mag.	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	MW	Mvar	Amp	%PF	%Tap
* Bus1	110.000	110.000	0.0	122.520	81.270	0.000	0.000	Bus2	26.403	20.465	159.4	79.0	
								Bus4	63.609	34.834	346.0	87.7	
								Bus3	32.507	25.971	198.5	78.1	
Bus2	110.000	103.616	-0.8	0.000	0.000	0.058	0.400	Bus1	-25.146	-18.918	159.4	79.9	
								Bus6	12.544	9.259	79.0	80.5	-3.560
								Bus6	12.544	9.259	79.0	80.5	-3.560
Bus3	110.000	100.433	-1.2	0.000	0.000	0.070	0.480	Bus1	-30.166	-23.090	198.5	79.4	
								Bus7	15.048	11.305	98.4	80.0	-5.340
								Bus7	15.048	11.305	98.4	80.0	-5.340
Bus4	110.000	99.180	-4.9	0.000	0.000	0.070	0.480	Bus1	-59.895	-26.401	346.0	91.5	
								Bus5	12.356	1.871	66.1	98.9	
								Bus5	12.356	1.871	66.1	98.9	
								Bus8	17.557	11.089	109.8	84.5	-7.120
								Bus8	17.557	11.089	109.8	84.5	-7.120
Bus5	110.000	96.887	-5.9	0.000	0.000	0.058	0.400	Bus4	-12.086	-1.627	66.1	99.1	
								Bus4	-12.086	-1.627	66.1	99.1	
								Bus9	12.057	1.427	65.8	99.3	-5.340
								Bus9	12.057	1.427	65.8	99.3	-5.340
Bus6	22.000	103.711	-3.4	0.000	0.000	25.007	16.751	Bus2	-12.504	-8.375	380.8	83.1	
								Bus2	-12.504	-8.375	380.8	83.1	
Bus7	22.000	102.504	-3.7	0.000	0.000	30.007	20.547	Bus3	-15.004	-10.274	465.5	82.5	
								Bus3	-15.004	-10.274	465.5	82.5	
Bus8	22.000	103.391	-7.8	0.000	0.000	35.007	19.704	Bus4	-17.504	-9.852	509.8	87.1	
								Bus4	-17.504	-9.852	509.8	87.1	
Bus9	22.000	101.662	-8.6	0.000	0.000	24.061	1.673	Bus5	-12.031	-0.836	311.3	99.8	
								Bus5	-12.031	-0.836	311.3	99.8	

* Indicates a voltage regulated bus (voltage controlled or swing type machine connected to it)

Indicates a bus with a load mismatch of more than 0.1 MVA

Hình 3.7: Báo cáo kết quả chọn đầu phân áp chế độ sự cố đứt mạch A-3

- Đứt một mạch 3-4



Hình 3.8: Kết quả mô phỏng đầu phân áp chế độ sự cố đứt mạch 3-4

LOAD FLOW REPORT

Bus		Voltage		Generation		Load		Load Flow				XFMR	
ID	kV	% Mag	Ang	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	MW	Mvar	Amp	%PF	%Tap
* Bus1	110.000	110.000	0.0	120.945	76.509	0.000	0.000	Bus4	31.011	14.953	164.3	90.1	
								Bus2	26.415	20.633	159.9	78.8	
								Bus4	31.011	14.953	164.3	90.1	
								Bus3	32.507	25.971	198.5	78.1	
Bus2	110.000	103.589	-0.8	0.000	0.000	0.058	0.400	Bus1	-25.149	-19.075	159.9	79.7	
								Bus6	12.546	9.338	79.2	80.2	-1.780
								Bus6	12.546	9.338	79.2	80.2	-1.780
Bus3	110.000	100.433	-1.2	0.000	0.000	0.070	0.480	Bus1	-30.166	-23.090	198.5	79.4	
								Bus7	15.048	11.305	98.4	80.0	-5.340
								Bus7	15.048	11.305	98.4	80.0	-5.340
Bus4	110.000	105.042	-2.4	0.000	0.000	0.070	0.480	Bus1	-30.174	-13.052	164.3	91.8	
								Bus1	-30.174	-13.052	164.3	91.8	
								Bus5	25.165	3.451	126.9	99.1	
								Bus8	17.557	11.087	103.8	84.6	-1.780
								Bus8	17.557	11.087	103.8	84.6	-1.780
Bus5	110.000	100.512	-4.1	0.000	0.000	0.058	0.400	Bus4	-24.171	-2.549	126.9	99.4	
								Bus9	12.056	1.075	63.2	99.6	-3.560
								Bus9	12.056	1.075	63.2	99.6	-3.560
Bus6	22.000	101.639	-3.5	0.000	0.000	25.007	16.830	Bus2	-12.504	-8.415	389.1	83.0	
								Bus2	-12.504	-8.415	389.1	83.0	
Bus7	22.000	102.504	-3.7	0.000	0.000	30.007	20.547	Bus3	-15.004	-10.274	465.5	82.5	
								Bus3	-15.004	-10.274	465.5	82.5	
Bus8	22.000	103.448	-5.3	0.000	0.000	35.007	19.702	Bus4	-17.504	-9.851	509.5	87.1	
								Bus4	-17.504	-9.851	509.5	87.1	
Bus9	22.000	103.682	-6.8	0.000	0.000	24.061	1.018	Bus5	-12.031	-0.509	304.8	99.9	
								Bus5	-12.031	-0.509	304.8	99.9	

* Indicates a voltage regulated bus (voltage controlled or swing type machine connected to it)

Indicates a bus with a load mismatch of more than 0.1 MVA

Hình 3.9: Báo cáo kết quả chọn đầu phân áp chế độ sự cố đứt mạch 3-4

3.3 Xác định tổn thất công suất của mạng điện thiết kế

Phần mềm Etap cung cấp Module Load Flow Analysis hỗ trợ cho việc tính toán điện áp, hệ số công suất của mạch, phân bổ công suất và tổn thất công suất trong hệ thống điện. Etap cũng cho phép người dùng lựa chọn nhiều phương pháp khác nhau để đạt được hiệu quả tính toán tốt nhất.

Phần này sẽ sử dụng Module Load Flow Analysis của Etap xác định tổn thất công suất trong các chế độ vận hành mạng điện (sau khi điều chỉnh đầu phân áp của các trạm biến áp): cực đại, cực tiểu và sau sự cố

3.3.1 Tổn thất công suất của mạng điện ở chế độ cực đại

Sau khi mô phỏng ta được số liệu như sau:

Branch Losses Summary Report

Branch ID	From-To Bus Flow		To-From Bus Flow		Losses		% Bus Voltage		Vd % Drop in Vmag
	MW	Mvar	MW	Mvar	kW	kvar	From	To	
A-3-2	30.729	14.552	-29.913	-12.699	816.4	1853.7	110.0	105.1	4.87
AC-1-2	12.866	9.765	-12.572	-9.404	294.0	361.7	110.0	106.9	3.08
AC-3-1	30.729	14.552	-29.913	-12.699	816.4	1853.7	110.0	105.1	4.87
Line2	15.611	12.143	-15.082	-11.492	529.0	650.8	110.0	105.5	4.54
Line4	12.866	9.765	-12.572	-9.404	294.0	361.7	110.0	106.9	3.08
Line5	15.611	12.143	-15.082	-11.492	529.0	650.8	110.0	105.5	4.54
Line7	12.321	1.376	-12.085	-1.162	236.4	214.3	105.1	103.0	2.18
Line8	12.321	1.376	-12.085	-1.162	236.4	214.3	105.1	103.0	2.18
T1-1	12.543	9.204	-12.504	-8.347	39.0	856.9	106.9	105.2	1.73
T1-2	12.543	9.204	-12.504	-8.347	39.0	856.9	106.9	105.2	1.73
T2-1	15.047	11.252	-15.004	-10.248	43.2	1003.8	105.5	103.8	1.63
T2-2	15.047	11.252	-15.004	-10.248	43.2	1003.8	105.5	103.8	1.63
T3-1	17.557	11.063	-17.504	-9.849	53.0	1233.4	105.1	103.5	1.59
T3-2	17.557	11.063	-17.504	-9.849	53.0	1233.4	105.1	103.5	1.59
T4-1	12.056	0.962	-12.031	-0.403	25.4	558.6	103.0	104.3	1.37
T4-2	12.056	0.962	-12.031	-0.403	25.4	558.6	103.0	104.3	1.37
					4072.7	13466.5			

* This Transmission Line includes Series Capacitor.

P_{max}: 4072,7 kW

3.3.2 Tổn thất công suất của mạng điện ở chế độ cực tiểu

Sau khi mô phỏng ta được số liệu sau:

Branch Losses Summary Report

Branch ID	From-To Bus Flow		To-From Bus Flow		Losses		% Bus Voltage		Vd % Drop
	MW	Mvar	MW	Mvar	kW	kvar	From	To	in Vmag
A-3-2	14.843	11.312	-14.573	-10.699	269.9	612.9	105.0	101.7	3.28
AC-1-2	5.084	4.243	-5.029	-4.176	54.2	66.7	105.0	103.7	1.34
AC-3-1	14.843	11.312	-14.573	-10.699	269.9	612.9	105.0	101.7	3.28
Line2	7.695	6.331	-7.547	-6.150	147.4	181.3	105.0	102.6	2.41
Line4	5.084	4.243	-5.029	-4.176	54.2	66.7	105.0	103.7	1.34
Line5	7.695	6.331	-7.547	-6.150	147.4	181.3	105.0	102.6	2.41
Line7	4.895	4.070	-4.829	-4.010	66.6	60.4	101.7	100.3	1.43
Line8	4.895	4.070	-4.829	-4.010	66.6	60.4	101.7	100.3	1.43
T1-1	10.030	8.152	-10.000	-7.500	29.6	652.3	103.7	100.3	3.41
T2-1	7.512	5.910	-7.500	-5.625	12.2	284.6	102.6	100.6	1.96
T2-2	7.512	5.910	-7.500	-5.625	12.2	284.6	102.6	100.6	1.96
T3-1	9.643	6.389	-9.625	-5.965	18.2	424.0	101.7	99.6	2.15
T3-2	9.643	6.389	-9.625	-5.965	18.2	424.0	101.7	99.6	2.15
T4-1	9.628	7.819	-9.600	-7.200	28.1	619.2	100.3	98.8	1.50
					1195.0	4531.1			

* This Transmission Line includes Series Capacitor.

P_{min}: 1195,0 kW

3.3.3 Tổn thất công suất của mạng điện ở chế độ sự cố

Sau khi mô phỏng ta được số liệu sau:

- Đứt một mạch A-3

Branch Losses Summary Report

Branch ID	From-To Bus Flow		To-From Bus Flow		Losses		% Bus Voltage		Vd % Drop in Vmag
	MW	Mvar	MW	Mvar	kW	kvar	From	To	
AC-1-2	26.403	20.465	-25.146	-18.918	1257.6	1547.3	110.0	103.6	6.38
AC-3-1	63.609	34.834	-59.895	-26.401	3714.3	8433.6	110.0	99.3	10.72
Line2	32.507	25.971	-30.166	-23.090	2341.2	2880.4	110.0	100.4	9.57
Line7	12.356	1.871	-12.086	-1.627	269.4	244.2	99.3	96.9	2.39
Line8	12.356	1.871	-12.086	-1.627	269.4	244.2	99.3	96.9	2.39
T1-1	12.544	9.259	-12.504	-8.375	40.2	883.5	103.6	103.7	0.09
T1-2	12.544	9.259	-12.504	-8.375	40.2	883.5	103.6	103.7	0.09
T2-1	15.048	11.305	-15.004	-10.274	44.4	1031.6	100.4	102.5	2.07
T2-2	15.048	11.305	-15.004	-10.274	44.4	1031.6	100.4	102.5	2.07
T3-1	17.557	11.089	-17.504	-9.852	53.2	1237.2	99.3	103.4	4.11
T3-2	17.557	11.089	-17.504	-9.852	53.2	1237.2	99.3	103.4	4.11
T4-1	12.057	1.427	-12.031	-0.836	26.8	590.4	96.9	101.7	4.78
T4-2	12.057	1.427	-12.031	-0.836	26.8	590.4	96.9	101.7	4.78
					8181.0	20835.2			

* This Transmission Line includes Series Capacitor.

PscA-3: 8181,0 kW

- Đứt một mạch 3-4

Branch Losses Summary Report

Branch ID	From-To Bus Flow		To-From Bus Flow		Losses		% Bus Voltage		Vd % Drop in Vmag
	MW	Mvar	MW	Mvar	kW	kvar	From	To	
A-3-2	31.011	14.953	-30.174	-13.052	837.0	1900.6	110.0	105.0	4.96
AC-1-2	26.415	20.633	-25.149	-19.075	1266.1	1557.7	110.0	103.6	6.41
AC-3-1	31.011	14.953	-30.174	-13.052	837.0	1900.6	110.0	105.0	4.96
Line2	32.507	25.971	-30.166	-23.090	2341.2	2880.4	110.0	100.4	9.57
Line8	25.165	3.451	-24.171	-2.549	994.1	901.2	105.0	100.5	4.53
T1-1	12.546	9.338	-12.504	-8.415	41.9	922.6	103.6	101.6	1.95
T1-2	12.546	9.338	-12.504	-8.415	41.9	922.6	103.6	101.6	1.95
T2-1	15.048	11.305	-15.004	-10.274	44.4	1031.6	100.4	102.5	2.07
T2-2	15.048	11.305	-15.004	-10.274	44.4	1031.6	100.4	102.5	2.07
T3-1	17.557	11.087	-17.504	-9.851	53.1	1235.8	105.0	103.4	1.59
T3-2	17.557	11.087	-17.504	-9.851	53.1	1235.8	105.0	103.4	1.59
T4-1	12.056	1.075	-12.031	-0.509	25.7	565.9	100.5	103.7	3.17
T4-2	12.056	1.075	-12.031	-0.509	25.7	565.9	100.5	103.7	3.17
					6605.8	16652.2			

* This Transmission Line includes Series Capacitor.

Psc3-4: 6605,8 kW

3.4 Xác định tổn thất điện năng của mạng điện thiết kế

Xác định tổn thất điện năng ứng với tình trạng phụ tải cực đại:

3.4.1 Tổn thất công suất tác dụng trong toàn mạng điện

$$\Delta P_{\Sigma} = \Delta P_D + \Delta P_B + \Delta P_b = \Delta P_D + \Delta P_{Cu} + \Delta P_{Fe} + \Delta P_b$$

Trong đó:

ΔP_D : Tổn thất công suất tác dụng trên đường dây

ΔP_B : Tổn thất công suất trong MBA bao gồm ΔP_{Fe} và ΔP_{Cu}

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

-Ta có: $\Delta P_D + \Delta P_{Cu} = 4072,7$ (kW) (Lấy ở báo cáo Losses)

$$\Delta P_{Fe} = \sum_{i=1}^4 \Delta P_{oi} = 29 + 29 + 35 + 35 = 128 \text{ (kW)}$$

$$\Delta P_b = 0,005 \cdot \sum Q_b = 0,005 \cdot 27,6 \cdot 10^3 = 138 \text{ (kW)}$$

Vậy tổn thất công suất trong toàn mạng điện:

$$\Delta P_{\Sigma} = \Delta P_D + \Delta P_{Cu} + \Delta P_{Fe} + \Delta P_b = 4072,7 + 128 + 138 = 4338,7 \text{ (kW)}$$

- Tổng tổn thất công suất tác dụng trong mạng điện tính theo (%) công suất cực đại:

$$\Delta P\% = \frac{\Delta P_{\Sigma}}{\Sigma P_{max}} \cdot 100 = \frac{4338,7 \cdot 10^{-3}}{114} \cdot 100 = 3,69\%$$

3.4.2 Tổn thất điện năng trong toàn mạng điện

- Tổng tổn thất điện năng trong toàn mạng điện có thể xác định theo công thức sau:

$$\begin{aligned} \Sigma \Delta A &= (\Delta P_D + \Delta P_{Cu} - \Delta P_{Fe} + \Delta P_b) \cdot \tau + \Delta P_{Fe} \cdot t \\ &= [(4072,7 - 128 + 138) \cdot 3979,45 + 128 \cdot 5500] \cdot 10^{-3} \\ &= 16950,90 \text{ (MWh)} \end{aligned}$$

Trong đó:

- τ : Thời gian tổn thất công suất lớn nhất, tính theo công thức

$$\begin{aligned} \tau &= (0,124 + T_{max} \times 10^{-4})^2 \times 8760 \\ &= (0,124 + 5500 \times 10^{-4})^2 \times 8760 = 3979,45 \text{ (h)} \end{aligned}$$

- t : thời gian các máy biến áp làm việc trong năm

- Tổn thất điện năng tính theo (%) của tổng điện năng cung cấp:

$$\Sigma \Delta A\% = \frac{\Sigma \Delta A}{T_{max} \cdot \Sigma P_{max}} = \frac{16950,90}{5500 \cdot 114} \cdot 100 = 2,70\%$$

CHƯƠNG IV: TÍNH TOÁN VÀ THIẾT KẾ BẢO VỆ CHỐNG SÉT CHO TRẠM BIẾN ÁP

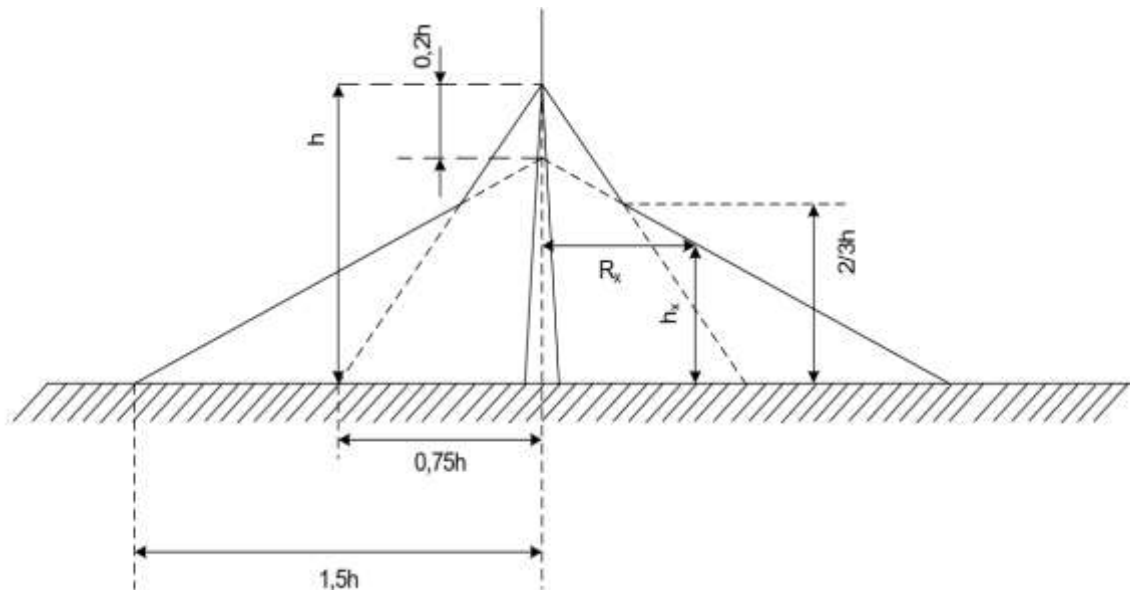
Hệ thống chống sét cho trạm biến áp đóng vai trò quan trọng trong việc bảo vệ các thiết bị điện, đảm bảo an toàn vận hành và duy trì sự ổn định của hệ thống cung cấp điện. Trạm biến áp, với vai trò trung tâm trong lưới điện, thường xuyên phải đối mặt với nguy cơ bị ảnh hưởng bởi sét đánh trực tiếp hoặc các xung quá áp do sét gây ra. Những tác động này có thể dẫn đến hư hỏng thiết bị, gián đoạn cung cấp điện, thậm chí gây thiệt hại nghiêm trọng về kinh tế và an toàn.

Hệ thống chống sét được thiết kế để thu nhận, dẫn truyền và phân tán năng lượng sét một cách an toàn xuống đất, từ đó giảm thiểu rủi ro cho các thiết bị điện và kết cấu của trạm biến áp. Hệ thống này bao gồm các thành phần chính như kim thu sét, dây dẫn sét, hệ thống tiếp địa và các thiết bị bảo vệ chống xung quá áp (surge arrester). Việc thiết kế và lắp đặt hệ thống chống sét cần tuân thủ các tiêu chuẩn kỹ thuật nghiêm ngặt, chẳng hạn như TCVN 9385:2012 hoặc IEC 62305, để đảm bảo hiệu quả bảo vệ tối ưu.

Trong bối cảnh thời tiết ngày càng cực đoan và các yêu cầu về độ tin cậy của hệ thống điện ngày càng cao, hệ thống chống sét không chỉ là một giải pháp kỹ thuật mà còn là yếu tố then chốt để nâng cao tuổi thọ và hiệu suất của trạm biến áp. Phần này sẽ thiết kế về hệ thống chống sét để đảm bảo an toàn cho hệ thống.

4.1 Xác định phạm vi bảo vệ cột thu sét:

a. Vùng bảo vệ của một cột thu sét:



Phạm vi bảo vệ của một cột thu sét

Nếu: $h \leq \frac{2}{3}h$ thì $r_x = 1,5h \left(1 - \frac{h_x}{0,8h}\right) \cdot p$

$h \geq \frac{2}{3}h$ thì $r_x = 0,75h \left(1 - \frac{h_x}{h}\right) \cdot p$

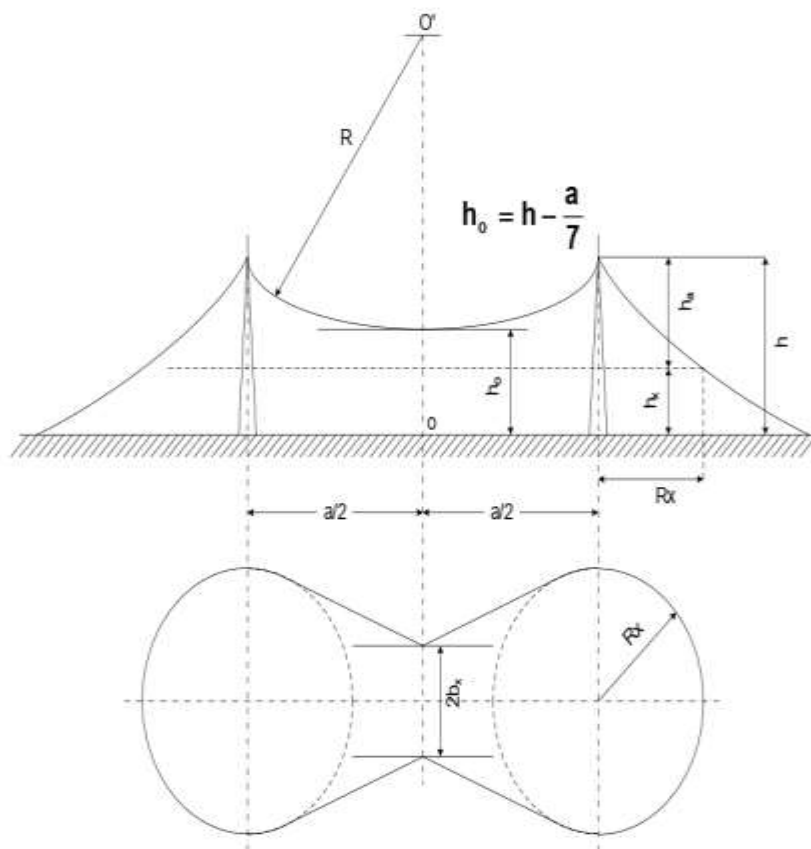
Trong đó: h : Độ cao của cột thu sét.

h_x : Độ cao của vật cần bảo vệ.

r_x : Bán kính được bảo vệ bởi cột tương ứng với h_x .

$p = 1$ Khi $h \leq 30$; $p = \frac{5,5}{\sqrt{h}}$ khi $h > 30$

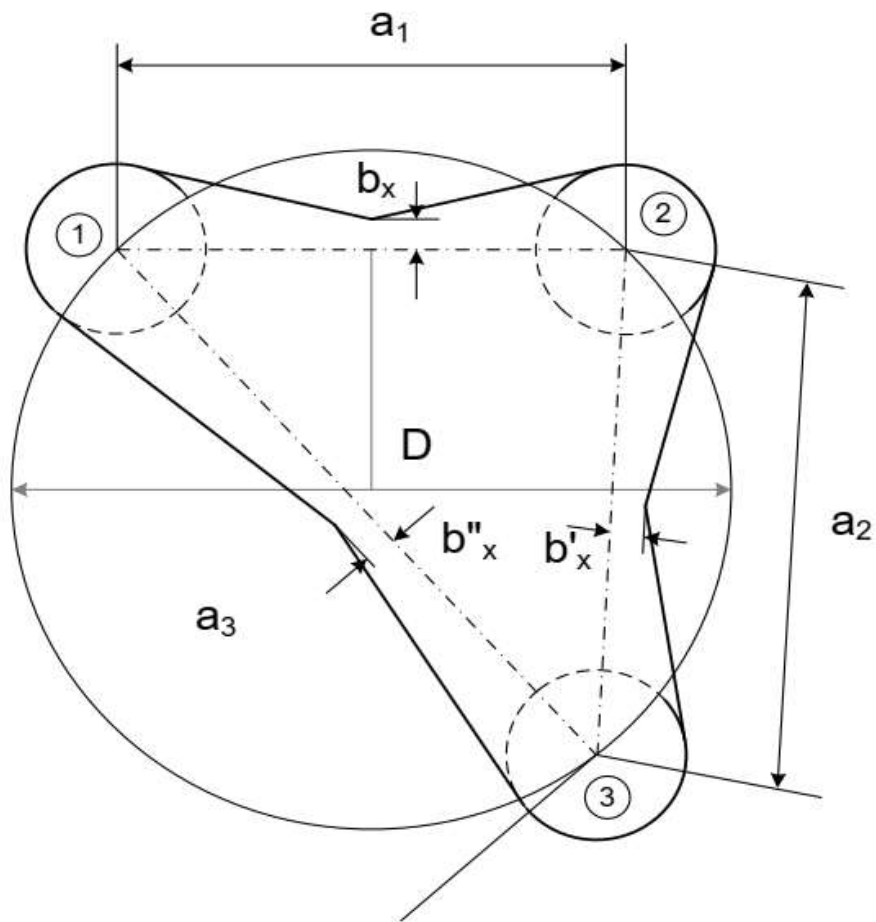
b. Vùng bảo vệ của hai cột thu sét có độ cao bằng nhau:



Phạm vi bảo vệ của 2 cột thu sét cùng chiều cao

Trong đó: $h_0 = h - \frac{a}{7}$

c. Vùng bảo vệ của ba cột thu sét



Phạm vi bảo vệ ba kim thu sét

Phạm vi bên trong của tam giác được bảo vệ nếu thỏa $D \leq 8(h - h_x)p$, với D là đường kính đường tròn ngoại tiếp tam giác.

Đối với tam giác đường kính D được tính bằng công thức:

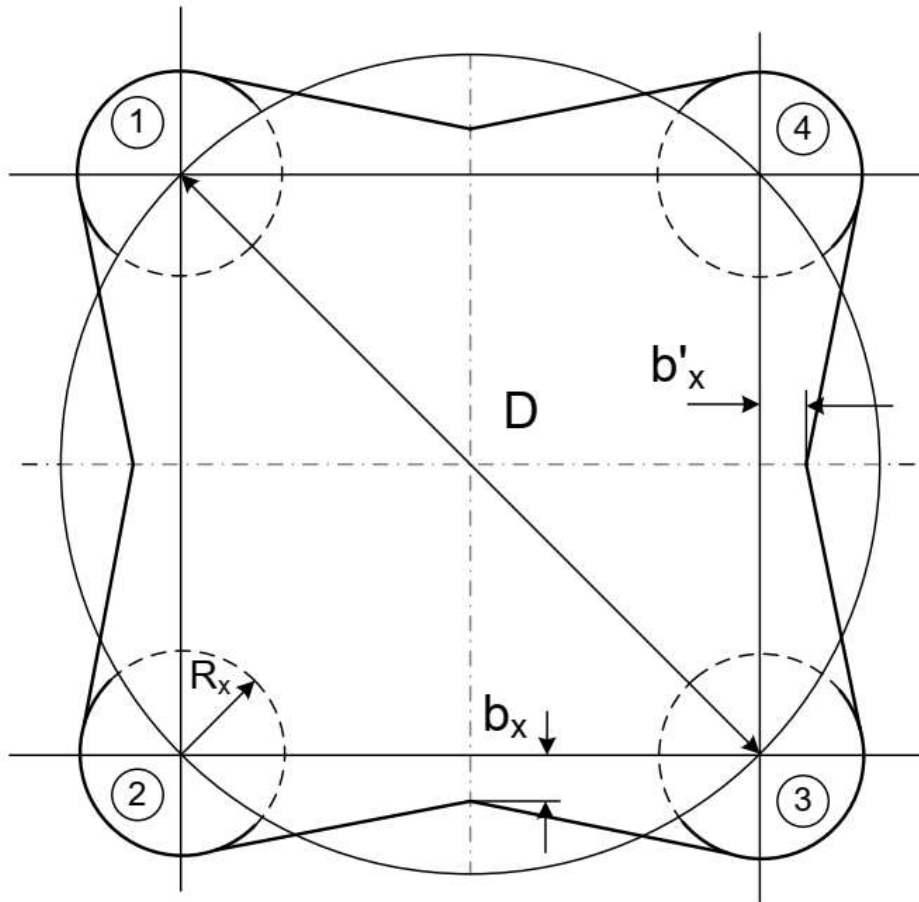
$$D = \frac{a.b.c}{\sqrt{p(p-a)(p-b)(p-c)}}$$

P : nửa chu vi của tam giác.

$$p = \frac{a+b+c}{2}$$

d. Vùng bảo vệ của bốn cột thu sét

Phạm vi bên trong của tam giác được bảo vệ nếu thỏa $D \leq 8(h - h_x)p$, với D là đường kính đường tròn ngoại tiếp hình chữ nhật.



Phạm vi bảo vệ bốn cột thu sét

Trong đó: D là vòng tròn ngoại tiếp của hình tam giác hay hình chữ nhật qua đỉnh các cột thu sét.

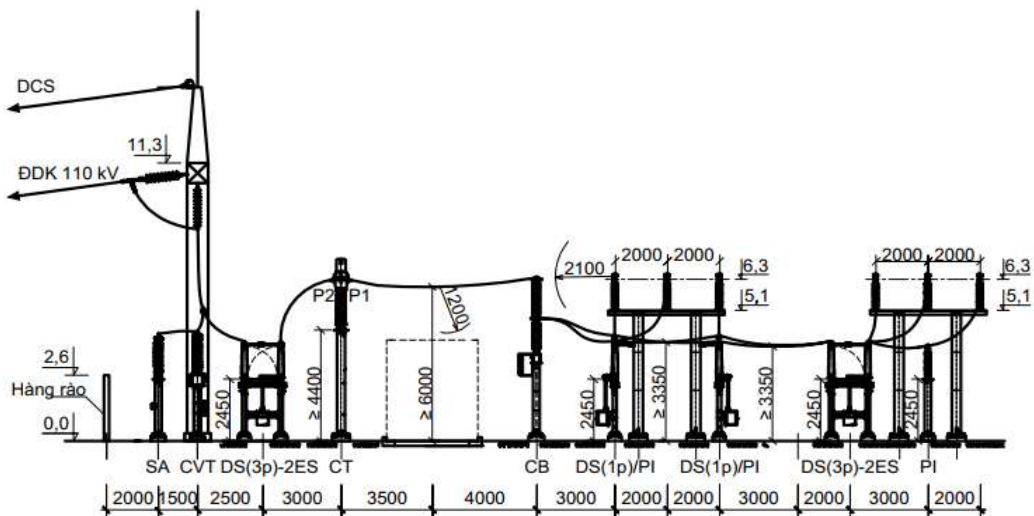
Đối với hình chữ nhật đường kính D được tính bằng $D = \sqrt{a^2 + b^2}$ (m)

Với a : là chiều dài của hình chữ nhật (m)

b : chiều rộng của hình chữ nhật (m)

4.2 Thiết kế bảo vệ chống sét cho TBA phụ tải số 3





Hình 4.4: Mặt cắt phân đoạn đường dây

4.3 Xác định chiều cao cột thu sét

a. Số liệu ban đầu

- Chiều cao công trình cần bảo vệ
 - + Chiều cao dây dẫn tại xà ngang: $h_{x1} = 11,3\text{m}$
 - + Chiều cao của máy biến áp: $h_{x2} = 6,3\text{m}$
- Các khoảng cách giữa các cột ta dựa vào mặt bằng của trạm

b. Tính độ cao cột thu sét

- Công trình nằm trong đa giác hình thành giữa các cột
 - + Xác định đường tròn ngoại tiếp đa giác $C_1C_2C_3C_4 = D$
 - D là đường tròn ngoại tiếp đa giác $C_1C_2C_3C_4$
 - $C_1C_2 = 30\text{m}$; $C_3C_4 = 26,5\text{m}$

$$D = \sqrt{C_1C_2^2 + C_3C_4^2} = \sqrt{30^2 + 26,5^2} = 40,03 \text{ m}$$

Từ D ta tính được chiều cao của cột thu sét $C_1 C_2 C_3 C_4$

$$D \leq 8(h - h_{x1})p \Rightarrow h \geq \frac{D}{8} + h_{x1} = \frac{40,03}{8} + 11,3 = 16,3 \text{ (m)}$$

Tương tự với các đa giác khác ta được bảng sau:

Bảng 4.1: Chiều cao hữu ích của các cột thu sét

Đa giác	D	h
Hình chữ nhật $C_2C_3C_5C_6$ $C_2C_3 = 40\text{m}$, $C_3C_6 = 26,5\text{m}$	47,98m	17,3m

Tam giác vuông $C_4C_5C_7$ $C_4C_5 = 30m, C_5C_7 = 31,4m$	43,42m	16,72m
Hình chữ nhật $C_5C_6C_7C_8$ $C_5C_6 = 40m, C_5C_7 = 31,4m$	50,85m	17,65m

⇒ Ta lấy chiều cao cột $h=19m$ (để đảm bảo việc chống sét an toàn); $p=1(h<30m)$

4.4 Kiểm tra phần công trình nằm ngoài đa giác

Xác định phạm vi bảo vệ của từng cặp cột:

- Bán kính bảo vệ của 1 cột:

+ Ta có $h_{x1} = 11,3m$

$$h = 19m$$

Nhận thấy $h_{x1} \leq \frac{2}{3}h = 12,6 m$ nên

$$r_{x1} = 1,5h \left(1 - \frac{h_{x1}}{0,8h}\right) \cdot p = 1,5 \cdot 19 \cdot \left(1 - \frac{11,3}{0,8 \cdot 19}\right) \cdot 1 = 7,3 m$$

+Ta có: $h_{x2} = 6,3 m$

$$h = 19 m$$

Nhận thấy $h_{x2} \leq \frac{2}{3}h = 12,6 m$ nên

$$r_{x2} = 1,5h \left(1 - \frac{h_{x2}}{0,8h}\right) \cdot p = 1,5 \cdot 19 \cdot \left(1 - \frac{6,3}{0,8 \cdot 19}\right) \cdot 1 = 16,7 m$$

- Chiều cao cột thu sét giả tưởng:

$$\text{Đối với cặp cột } C_1 C_2: h_{01} = h - \frac{a}{7} = 19 - \frac{30}{7} = 14,3 m$$

Trong đó: h_{01} là độ cao của cột thu sét giả tưởng

a là khoảng cách giữa 2 cột A và B

+ Ở độ cao $h_{x1} = 11,3m$

$$\begin{aligned} h_{x1} > \frac{2}{3}h_{01} &\Rightarrow r_{01x1} = 0,75h_{01} \left(1 - \frac{h_{x1}}{h_{01}}\right) \cdot p \\ &= 0,75 \cdot 14,3 \cdot \left(1 - \frac{11,3}{14,3}\right) \cdot 1 = 2,25 m \end{aligned}$$

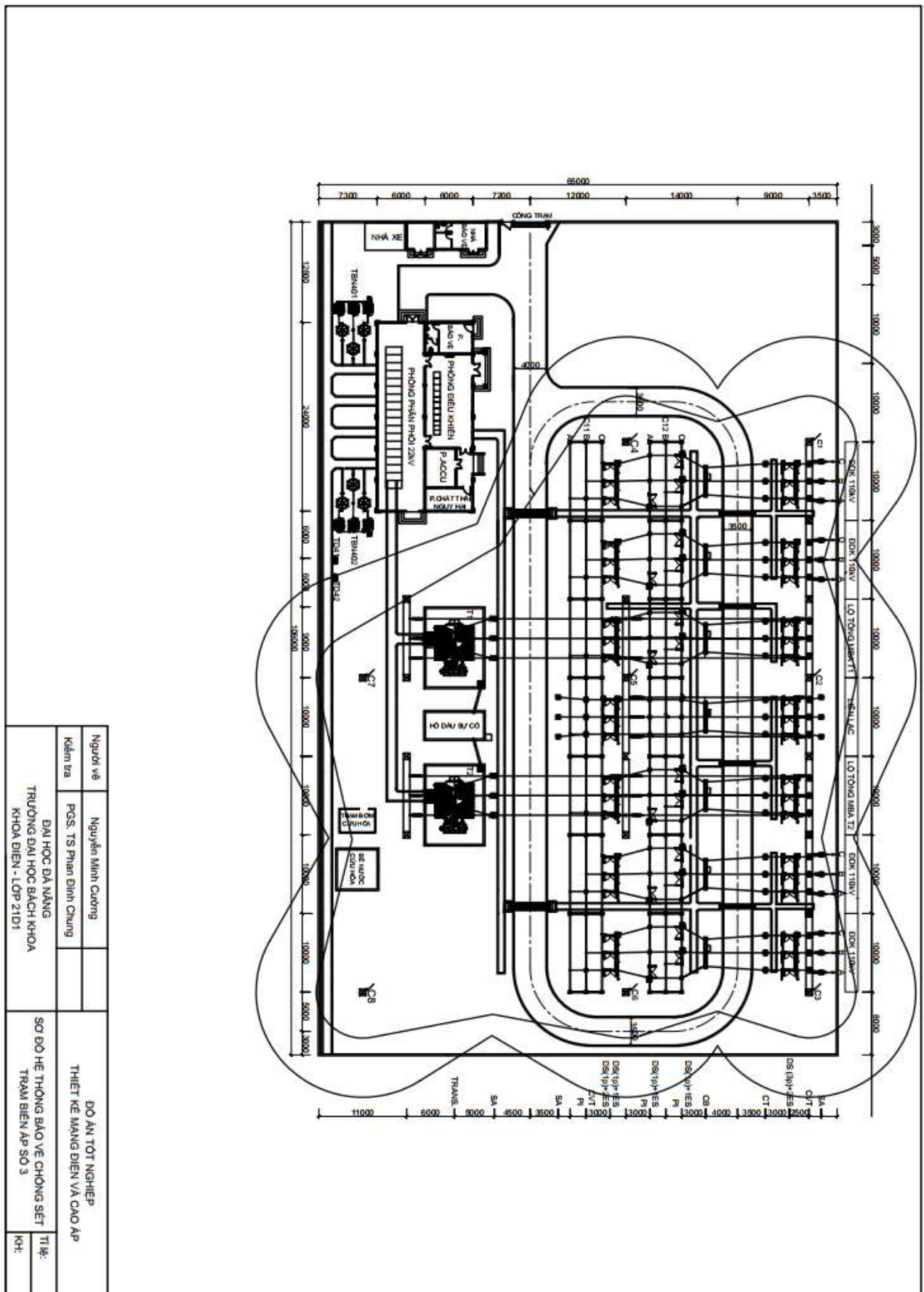
+ Ở độ cao $h_{x2} = 6,3 m$

$$\begin{aligned} h_{x2} &\leq \frac{2}{3}h_{01} \Rightarrow r_{01x2} = 1,5h_{01} \left(1 - \frac{h_{x2}}{0,8h_{01}}\right) \cdot p \\ &= 1,5 \cdot 14,3 \cdot \left(1 - \frac{6,3}{0,8 \cdot 14,3}\right) \cdot 1 = 9,63 m \end{aligned}$$

Tương tự với các cặp cột còn lại ta được bảng sau:

Bảng 4.2: Phạm vi bảo vệ của các cặp cột thu sét

Cặp cột	a (m)	h (m)	h_o (m)	h_{x1} (m)	r_{ox} (m)	h_{x2} (m)	r_{ox} (m)
C_2C_3, C_7C_8	40	19	13,2	11,3	1,425	6,3	7,98
C_1C_4, C_3C_6	26,5	19	15,2	11,3	2,925	6,3	10,98
C_6C_8	31,4	19	14,5	11,3	2,26	6,3	9,93
C_4C_7	43,42	19	12,8	11,3	1,125	6,3	7,38



Hình 4.5: Bản vẽ mặt bằng sơ đồ hệ thống bảo vệ chống sét

CHƯƠNG V: TÍNH TOÁN HỆ THỐNG NỔ ĐẤT CỦA TRẠM BIẾN ÁP

Trong khi thiết kế một công trình điện nào thì việc thiết kế hệ thống nối đất là không thể bỏ qua được. Bởi vì hệ thống nối đất là một phần rất quan trọng trong việc bảo đảm an toàn và bảo vệ quá điện áp, do đó việc nối đất của trạm biến áp, các cột thu lôi, các đường dây, các thiết bị chống sét phải được tính toán cụ thể trong khi thiết kế. Tác dụng của nối đất là tản nhanh dòng điện và giữ mức điện thế thấp trên các vật được nối đất khi có phóng điện sét hay khi cách điện của vật bị hư hỏng. Trong hệ thống nối đất có ba loại:

* Nối đất làm việc: Nhiệm vụ của loại nối đất này là đảm bảo sự làm việc bình thường của thiết bị hoặc của một số bộ phận của thiết bị theo chế độ làm việc đã qui định sẵn.

* Nối đất an toàn (nối đất bảo vệ): Có nhiệm vụ đảm bảo an toàn cho người khi cách điện bị hư hỏng. Thực hiện nối đất an toàn bằng cách đem nối đất mọi bộ phận kim loại bình thường không mang điện (vỏ máy, thùng máy biến áp, máy cắt điện, các giá đỡ kim loại, chân sứ...). Khi cách điện bị hư hỏng, trên các bộ phận này sẽ xuất hiện điện thế nhưng do đã được nối đất nên giữ được mức điện thế thấp... Do đó đảm bảo an toàn cho người khi tiếp xúc với chúng.

* Nối đất chống sét: Nhằm tản dòng điện sét trong đất (khi có sét đánh vào cột thu sét hoặc trên đường dây) để giữ cho điện thế tại mọi điểm trên thân cột không quá lớn... Do đó hạn chế được các phóng điện ngược tới công trình cần được bảo vệ.

Khi điện trở nối đất càng nhỏ thì có thể tản dòng điện với mật độ lớn, tác dụng của nối đất tốt hơn an toàn hơn. Nhưng việc giảm trị số của điện trở nối đất sẽ làm giá thành xây dựng tăng lên nhiều vì số lượng kim loại tăng, do vậy trong tính toán ta phải thiết kế sao cho kết hợp được cả hai yếu tố là đảm bảo về kỹ thuật và hợp lý về kinh tế. Một số yêu cầu về kỹ thuật của điện trở nối đất:

+ Đối với trạm phân phối có $U_{dm} \geq 110 \text{ kV}$ (mạng điện trung tính trực tiếp nối đất) thì điện trở nối đất an toàn là: $R \leq 0,5\Omega$

5.1 Thiết kế nổi đất dạng lưới

- Thiết kế hệ thống nổi đất

- + Lưới có kích thước $A = L \times R = 70 \times 60 \text{ m}^2$

+ Kích thước ô lưới 5x5m (D x D)

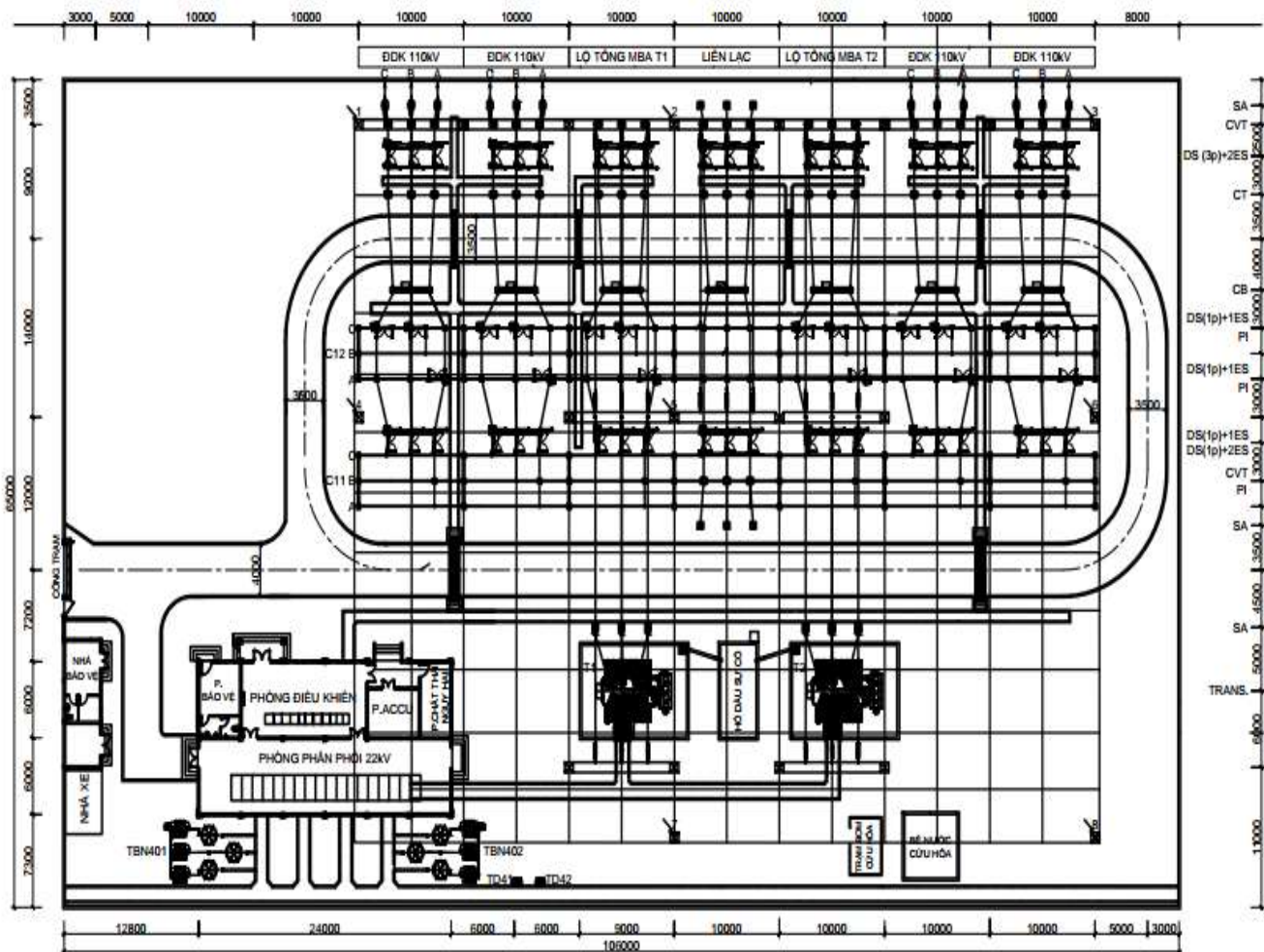
+ Độ chôn sâu của lưới: $h = 0,5$

+ Chọn số cọc trong lưới là $n=0$

+ Chọn loại sỏi đá và bề dày lớp sỏi đá trên bề mặt trạm: chọn đá Gravel có điện trở suất $\rho_s = 8534,4 \Omega m$. Bề dày của lớp đá ta chọn $h_s = 0,15 \text{ m}$.

+ Chọn loại sắt thanh: kích thước là 50x5.

Ta có thiết kế hệ thống nổi đất như sau:



Hình 5.1: Thiết kế hệ thống nối đất cho trạm biến áp bằng lưới

5.2 Tính điện áp bước và điện áp tiếp xúc cho phép

+ t_s : thời gian duy trì sự cố lấy $t_s = 0,5s$

+ Đối với người nặng 50 kg

$$E_{touch50} = \frac{0,116}{\sqrt{t_s}} (1000 + 1,5 \cdot C_S \cdot \rho_S)$$

$$E_{step50} = \frac{0,116}{\sqrt{t_s}} (1000 + 6 \cdot C_S \cdot \rho_S)$$

Hệ số hiệu chỉnh làm giảm điện trở do lớp bề mặt

$$C_S = 1 - \frac{0,09 \left(1 - \frac{\rho}{\rho_S}\right)}{0,09 + 2h_s}$$

Trong đó:

+ ρ_S là điện trở suất của lớp đá rải nền trạm: $\rho_S = 8534,4 \Omega m$

+ ρ là Điện trở suất của đất $\rho = 200 \Omega m$

+ h_s là bề dày của lớp sỏi: $h_s = 0,15m$

$$\rightarrow C_S = 1 - \frac{0,09 \left(1 - \frac{\rho}{\rho_S}\right)}{0,09 + 2h_s} = 1 - \frac{0,09 \left(1 - \frac{200}{8534,4}\right)}{0,09 + 2 \cdot 0,15} = 0,774$$

Đối với người nặng 50 kg

$$\begin{aligned} E_{touch50} &= \frac{0,116}{\sqrt{t_s}} (1000 + 1,5 \cdot C_S \cdot \rho_S) \\ &= \frac{0,116}{\sqrt{0,5}} (1000 + 1,5 \cdot 0,774 \cdot 8534,4) = 1791,61 V \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} E_{step50} &= \frac{0,116}{\sqrt{t_s}} (1000 + 6 \cdot C_S \cdot \rho_S) \\ &= \frac{0,116}{\sqrt{0,5}} (1000 + 6 \cdot 0,774 \cdot 8534,4) = 6665,91V \end{aligned}$$

5.4 Điện trở của hệ thống nối đất R_g và độ dâng thế (GPS):

a. Chiều dài sắt thanh:

Số thanh có chiều dài theo phương x: $n_x = \frac{R}{D} + 1 = \frac{60}{5} + 1 = 13$ (thanh)

Số thanh có chiều dài theo phương y: $n_y = \frac{L}{D} + 1 = \frac{70}{5} + 1 = 15$ (thanh)

Tổng chiều dài thanh nối đất của lưới (m)

$$L_C = n_x \cdot L + n_y \cdot R = 15 \cdot 70 + 13 \cdot 60 = 1830 \text{ m}$$

b. Tính điện trở nối đất:

➤ **Điện trở của lưới nối đất**

$$R_1 = \frac{\rho}{\pi L_C} \left[\ln \left(\frac{2L_C}{a'} \right) + \frac{k_1 L_C}{\sqrt{A}} - k_2 \right]$$

Trong đó:

- L_C : Tổng chiều dài lưới nối đất bao gồm cả thanh và cọc (m)

- $a' = \sqrt{a \cdot 2h}$: kích thước hiệu chỉnh

- A: diện tích lưới nổi đất = $60 \times 70 = 4200 \text{ (m}^2\text{)}$

- k_1 và k_2 : hằng số

+ k_1 có thể được xấp xỉ:

* Đường cong A. Khi $h_A = 0 \rightarrow k_A = -0,04 \cdot \frac{L}{R} + 1,41 = -0,04 \cdot \frac{70}{60} + 1,41 = 1,37$

* Đường cong B. Khi $h_B = \frac{\sqrt{A}}{10} = \frac{\sqrt{4200}}{10} = 6,5 \text{ m}$

$\rightarrow k_B = -0,05 \cdot \frac{L}{R} + 1,2 = -0,05 \cdot \frac{60}{70} + 1,2 = 1,15$

$\rightarrow A(0; 1,37); B(6,5; 1,15)$

$$\text{Suy ra: } k_1 = \frac{h_a - h_b}{k_{1a} - k_{1b}} = \frac{h_a - h}{k_{1a} - k_1} \rightarrow \frac{0 - 6,5}{1,37 - 1,15} = \frac{0 - 0,5}{1,37 - k_1}$$

$$\rightarrow k_1 = 1,353$$

+ k_2 có thể được xấp xỉ:

* Đường cong A. Khi $h_A = 0: k_A = 0,15 \cdot \frac{L}{R} + 5,5 = 0,15 \cdot \frac{70}{60} + 5,5 = 5,65$

* Đường cong B Khi $h_B = \frac{\sqrt{A}}{10} = \frac{\sqrt{4200}}{10} = 6,5 \text{ m}$

$\rightarrow k_B = 0,1 \cdot \frac{L}{R} + 4,68 = 0,1 \cdot \frac{70}{60} + 4,68 = 4,78$

$\rightarrow A(0; 5,65); B(6,5; 4,78)$

$$\text{Suy ra: } k_2 = \frac{h_a - h_b}{k_{2a} - k_{2b}} = \frac{h_a - h}{k_{2a} - k_2} \rightarrow \frac{0 - 6,5}{5,65 - 4,78} = \frac{0 - 0,5}{5,65 - k_2}$$

$$\rightarrow k_2 = 5,583$$

+ Độ chôn sâu của lưới $h = 0,5 \text{ (m)}$

$$a' = \sqrt{a \cdot 2h} = \sqrt{0,0125 \cdot 2 \cdot 0,5} = 0,1118$$

$$\begin{aligned} \rightarrow R_1 &= \frac{p}{\pi L_C} \left[\ln \left(\frac{2L_C}{a'} \right) + \frac{k_1 L_C}{\sqrt{A}} - k_2 \right] \\ &= \frac{200}{\pi \cdot 1830} \left[\ln \left(\frac{2 \cdot 1830}{0,1118} \right) + \frac{1,353 \cdot 1830}{\sqrt{4200}} - 5,583 \right] \\ &= 1,4 \Omega \end{aligned}$$

➤ **Điện trở của hệ thống nổi đất:**

Điện trở của hệ thống nổi đất chính bằng điện trở của lưới nổi đất

$$R_g = R_1 = 1,4 \Omega$$

5.5 Tính điện áp bước và điện áp tiếp xúc thực tế:

+ **Độ dâng thế (GPR):** Là điện thế lớn nhất của lưới nổi đất.

$$GPR = I_G \cdot R_g$$

$$\text{Với } I_G = D_f \cdot I_g$$

+ Dòng điện sự cố vào lưới

$$I_g = S_f \cdot (3 I_0) \cdot C_f$$

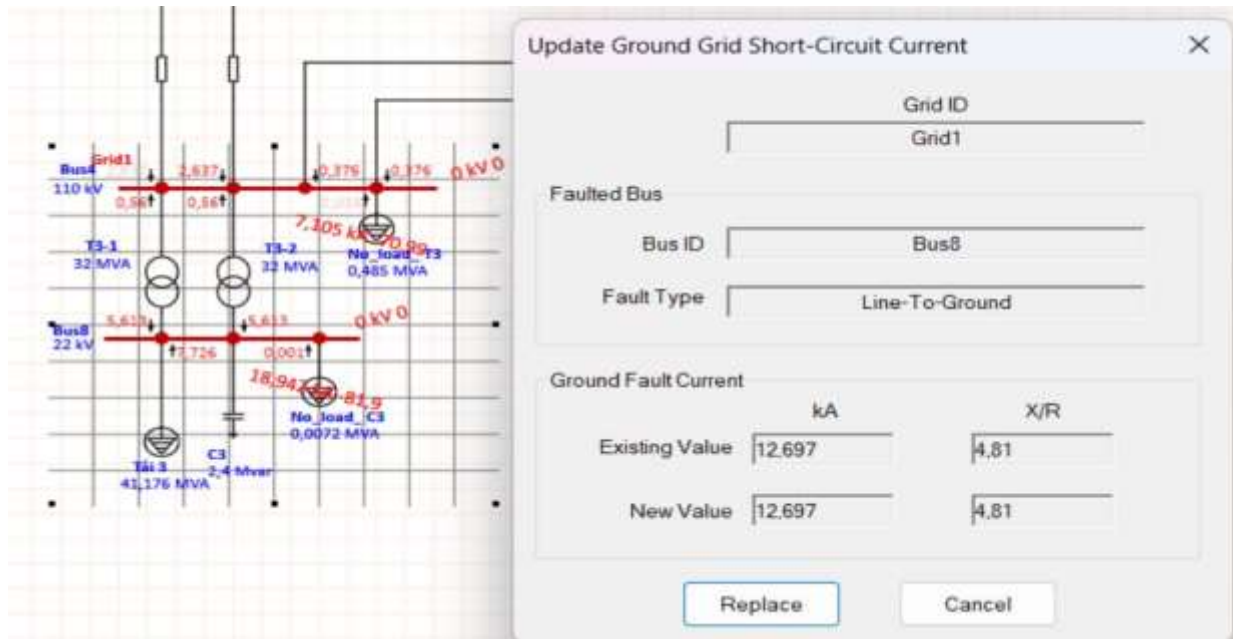
Trong đó:

– $S_f = 0,7$ là hệ số phân dòng điện sự cố tản vào đất thông qua dây chống sét, dây trung tính nối đất, (Nguồn: phụ lục 1.7-6 sách quy chuẩn quốc gia kỹ thuật điện trang 182)

– $C_p = 0,5$ là hệ số hiệu chỉnh thiết kế khi xét sự gia tăng của dòng điện sự cố. (Nguồn: phụ lục 1.7-6 sách quy chuẩn quốc gia kỹ thuật điện trang 182).

- D_f là hệ số suy giảm dòng trong thời gian sự cố.

- $3I_0$ là dòng điện ngắn mạch (từ Etap) : $3I_0 = 12,697(\text{kA})$



$$D_f = \sqrt{1 + \frac{T_a}{t_f} \cdot \left(1 - e^{-\frac{2t_f}{T_a}}\right)}$$

Với: $t_f = 0,5\text{s}$ là thời gian duy trì sự cố

$T_a = X/(2\pi fR)$ với f là tần số

$X/R = 4,81$ là điện kháng tính đến điểm ngắn mạch (theo kết quả mô phỏng)

$$\rightarrow T_a = \frac{X}{2\pi fR} = \frac{4,81}{2\pi \cdot 50} = 0,015$$

$$\rightarrow D_f = \sqrt{1 + \frac{T_a}{t_f} \cdot \left(1 - e^{-\frac{2t_f}{T_a}}\right)} = \sqrt{1 + \frac{0,015}{0,5} \cdot \left(1 - e^{-\frac{2 \cdot 0,5}{0,015}}\right)} = 1,015$$

$$I_g = C_p \cdot (3I_o) \cdot S_f = 0,5 \times 12,697 \times 0,7 = 4,44(\text{kA})$$

$$I_G = D_f \cdot I_g = 1,015 \times 4,24 = 4,50(\text{kA})$$

Độ dâng thế GPR = $I_G \cdot R_g = 4,50 \cdot 1,4 = 6,3 \text{ kV} = 6300 \text{ V}$

Nhận xét: $GPR > E_{touch}$ ta tính điện áp ô lưới và điện áp bước.

+ **Điện áp tiếp xúc lớn nhất được tính theo công thức sau:**

$$E_m = \frac{\rho \cdot K_m \cdot K_i \cdot I_g}{L_m}$$

Trong đó:

+ ρ là Điện trở suất của đất $\rho = 200 \Omega\text{m}$

+ L_M : tổng chiều dài điện cực được chôn trong đất với lưới không cọc

$$L_M = L_C + \left[1,55 + 1,22 \left(\frac{L_r}{\sqrt{L_x^2 + L_y^2}} \right) \right] L_R$$

Với:

L_x là chiều dài lớn nhất của lưới theo phương x

L_y là chiều dài lớn nhất của lưới theo phương y

L_R là chiều dài của tất cả các cọc nối đất, với lưới không cọc nên $L_R = 0$

L_r là chiều dài của mỗi cọc nối đất

$$L_M = 1830 + \left[1,55 + 1,22 \left(\frac{0}{\sqrt{60^2 + 70^2}} \right) \right] 0 = 1830 \text{ m}$$

+ K_m là hệ số hình học và được tính theo công thức sau:

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \left[\ln \left(\frac{D^2}{16hd} + \frac{(D+2h)^2}{8Dd} - \frac{h}{4d_c} \right) + \frac{K_{ii}}{K_h} \ln \frac{8}{\pi(2n-1)} \right]$$

Với:

$$+ d = b/2 = 50/2 = 25\text{mm} = 0,025\text{m}$$

$$+ h: \text{độ chôn sâu } (h=0,5\text{m})$$

+ Với lưới không có cọc hoặc chỉ 1 vài cọc, không chôn trên chu vi, hoặc chôn ở góc thì áp dụng công thức: $K_{ii} = \frac{1}{(2n)^{2/n}}$

+ D là khoảng cách giữa các thanh dẫn của lưới. Ở đây ta chọn $D = 5\text{m}$

$$+ n = n_a \cdot n_b \cdot n_c \cdot n_d$$

Với:

$$+ n_a = \frac{2L_C}{L_P} \quad (L_C: \text{Tổng chiều dài thanh dẫn của lưới } (L_C = 1830\text{m}))$$

$$L_P: \text{Chiều dài chu vi của lưới } (L_P = 2 \cdot (60 + 70) = 260 \text{ m})$$

$$\rightarrow n_a = \frac{2L_C}{L_P} = \frac{2 \cdot 1830}{260} = 14,07$$

$$+ n_b = \sqrt{\frac{L_P}{4\sqrt{A}}} = \sqrt{\frac{260}{4\sqrt{4200}}} = 1$$

+ $n_c = 1$: lưới hình vuông, chữ nhật

+ $n_d = 1$: lưới hình vuông, chữ nhật, hình - L

$$\rightarrow n = n_a \cdot n_b \cdot n_c \cdot n_d = 14,07 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1 = 14,07\Omega$$

+Hệ số có xét đến sự gia tăng mật độ dòng điện ở các góc lưới:

$$K_i = 0,644 + 0,148 \cdot n = 0,644 + 0,148 \cdot 14,07 = 2,72$$

+ $h_0 = 1$ là độ chôn sâu tham khảo.

$$K_h = \sqrt{1 + \frac{h}{h_0}} = \sqrt{1 + \frac{0,5}{1}} = 1,225$$

$$K_{ii} = \frac{1}{(2n)^{2/n}} = \frac{1}{(2 \cdot 13,9)^{2/13,9}} = 0,62$$

$$\begin{aligned} \rightarrow K_m &= \frac{1}{2\pi} \left[\ln \left(\frac{D^2}{16hd} + \frac{(D+2h)^2}{8Dd} - \frac{h}{4d_c} \right) + \frac{K_{ii}}{K_h} \ln \frac{8}{\pi(2n-1)} \right] \\ &= \frac{1}{2\pi} \left[\ln \left(\frac{5^2}{16 \cdot 0,5 \cdot 0,025} + \frac{(5+2 \cdot 0,5)^2}{8 \cdot 5 \cdot 0,025} - \frac{0,5}{4 \cdot 0,025} \right) + \frac{0,62}{1,225} \ln \frac{8}{\pi(2 \cdot 14,07 - 1)} \right] \\ &= 0,614 \end{aligned}$$

$$\rightarrow E_m = \frac{\rho \cdot K_m \cdot K_i \cdot I_g}{L_M} = \frac{200 \cdot 0,614 \cdot 2,72 \cdot 4,44}{1830} = 1,297 \text{ kV} = 1297 \text{ V}$$

+ **Điện áp bước lớn nhất được tính theo công thức sau:**

$$E_S = \frac{\rho \cdot K_S \cdot K_i \cdot I_G}{L_S}$$

Trong đó:

ρ là điện trở suất của đất

I_G là Dòng điện sự cố vào lưới

K_i là Hệ số có xét đến sự gia tăng mật độ dòng điện ở các góc lưới

K_S là hệ số khoảng cách trong tính toán E_S được xác định theo công thức

$$K_S = \frac{1}{\pi} \left[\frac{1}{2h} + \frac{1}{D+h} + \frac{1}{D} \cdot (1 - 0,5^{n-2}) \right]$$

$$K_S = \frac{1}{\pi} \left[\frac{1}{2 \cdot 0,5} + \frac{1}{5+0,5} + \frac{1}{5} \cdot (1 - 0,5^{13,9-2}) \right] = 0,439$$

L_S là chiều dài hiệu quả của lưới nối đất (m)

$$L_S = 0,75L_c + 0,85L_R = 0,75 \cdot 1830 + 0,85 \cdot 0 = 1357,5 \text{ (m)}$$

$$\rightarrow E_S = \frac{\rho \cdot K_S \cdot K_i \cdot I_G}{L_S} = \frac{200 \cdot 0,439 \cdot 2,72 \cdot 4,44}{1357,5} = 0,6315 \text{ kV} = 631,5 \text{ V}$$

***So sánh:**

$$E_m = 1297 \text{ V} < E_{touch} = 1791,61 \text{ V}$$

$$E_S = 631,5 \text{ V} < E_{step} = 6665,91 \text{ V}$$

KẾT QUẢ MÔ PHỎNG

GRD Analysis Alert View for GRD1

Summary and Alert

Result Summary

	Calculated Volts	Tolerable Volts	----- Location -----	
			X	Y
Touch	1304,7	1790,9	129,3	60 m
Step	634,4	6671,3	59,4	59,9 m

GPR

6333

Volts

Rg

1,404

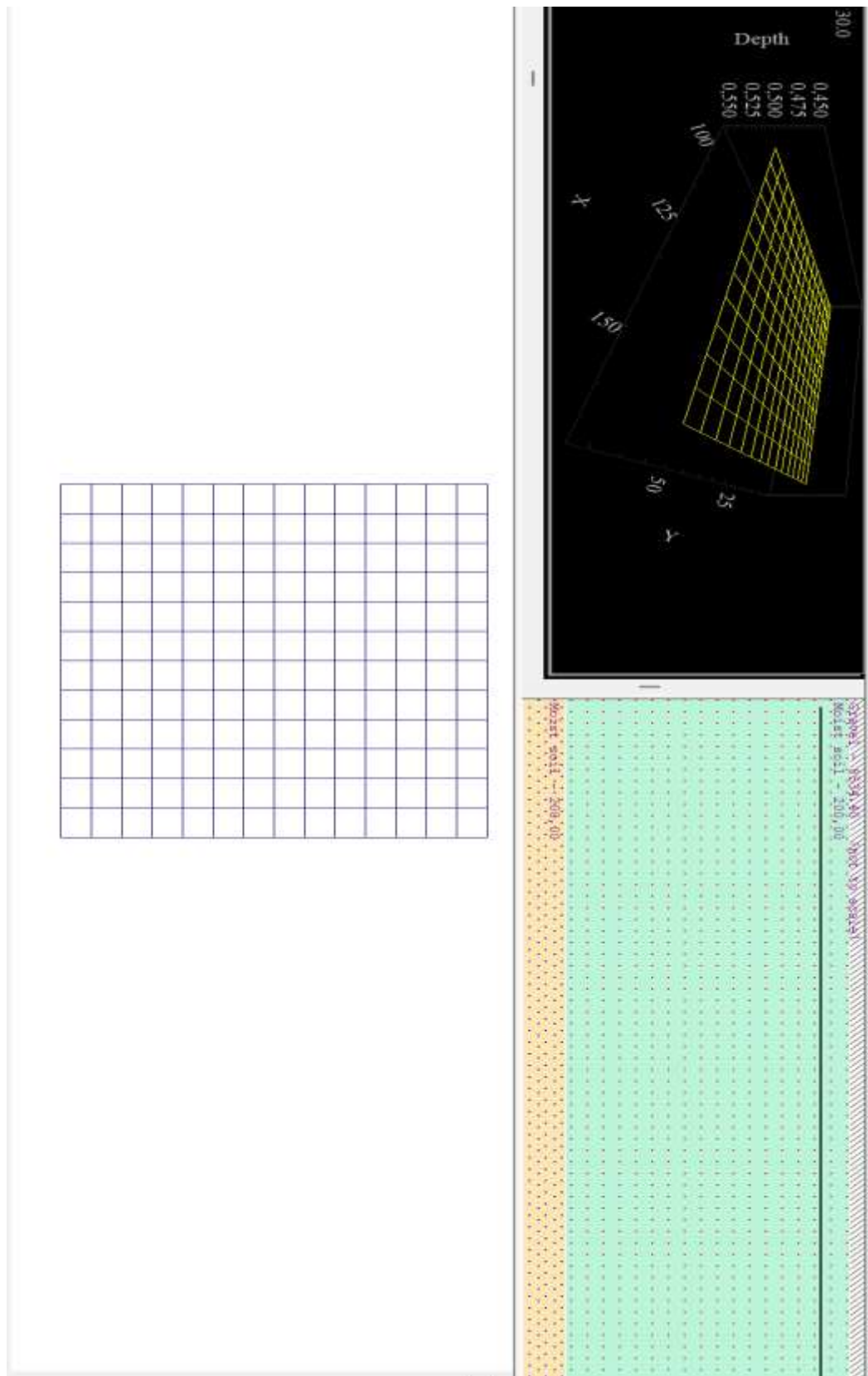
Ohm

Alarm & Warnings

Close

Help

Vậy hệ thống nối đất kiểu lưới đã thoả mãn điều kiện điện áp tiếp xúc và điện áp bước tính toán nhỏ hơn điện áp tiếp xúc và điện áp bước cho phép



Hình 5.2: Mô phỏng lưới nối đất trên Etap