

1

TRẠM BIẾN ÁP

1.1. Giới thiệu chung

Trạm biến áp là nơi biến đổi điện năng từ cấp điện áp này sang cấp điện áp khác. Nó đóng vai trò rất quan trọng trong hệ thống cung cấp điện.

Trong trạm biến áp, các khí cụ điện được nối lại với nhau thành sơ đồ nối điện. Yêu cầu của sơ đồ nối điện là làm việc đảm bảo, tin cậy, cấu tạo đơn giản, vận hành linh hoạt, kinh tế và an toàn cho con người.

Tính đảm bảo của sơ đồ phụ thuộc vào vai trò quan trọng của hộ tiêu thụ, ví dụ như với hộ tiêu thụ loại một phải được cung cấp bằng hai đường dây từ hai nguồn độc lập. Mỗi nguồn phải cung cấp đầy đủ công suất khi nguồn kia ngừng làm việc.

Tính linh hoạt của sơ đồ thể hiện bởi khả năng thích ứng với nhiều trạng thái vận hành khác nhau. Do đó sơ đồ phải có nhiều thiết bị. Nhưng sơ đồ có nhiều thiết bị thì xác suất sự cố lại tăng và do đó tính đảm bảo lại giảm xuống. Vì vậy, tùy theo từng trường hợp cụ thể mà chọn sơ đồ có tính đảm bảo và linh hoạt nhất định.

Ngoài ra, cách bố trí thiết bị trong sơ đồ phải đảm bảo an toàn cho nhân viên vận hành. Sơ đồ nối điện chính của trạm biến áp có nhiều dạng khác nhau do sự khác nhau về phần cơ nhiệt, chế độ làm việc, công suất, vị trí trạm biến áp trong hệ thống điện và nhiều điện kiện khác.

Khi lựa chọn sơ đồ đấu điện cần chú ý đến đặc điểm quá trình tiêu thụ điện năng và chế độ làm việc của trạm, vị trí trạm trong hệ thống điện và sơ đồ phân phối công suất, yêu cầu đối với máy biến áp tăng áp hay giảm áp, các phương pháp hạn chế dòng điện ngắn mạch, sơ đồ thiết bị phân phối và những vấn đề về độ tin cậy.

Khi phân loại trạm biến áp trong cung cấp điện người ta có nhiều tiêu chí khác nhau: Nếu dựa vào nhiệm vụ người ta chia trạm biến áp thành hai loại:

a) Trạm biến áp chính hay còn gọi là trạm biến áp trung gian. Loại trạm này nhận điện từ hệ thống có cấp điện áp từ $35 \div 220\text{kV}$ và đưa xuống cấp $15 \div 22\text{kV}$

b) Trạm biến áp phân xưởng: nhận điện từ các tuyến ra của trạm trung gian và chuyển xuống cấp điện áp phù hợp với phụ tải.

Xét về phương diện cấu trúc người ta chia trạm biến áp thành:

a) Trạm biến áp ngoài trời: Ở trạm này, các thiết bị phía điện áp cao đều đặt ở ngoài trời, còn phần phân phối điện áp thấp thì đặt trong nhà hoặc đặt trong các tủ chế tạo sẵn chuyên dùng để phân phối phần hạ thế. Xây dựng trạm ngoài trời sẽ tiết kiệm được kinh phí xây dựng hơn so với xây dựng trạm trong nhà.

b) Trạm biến áp trong nhà: Ở trạm này, tất cả các thiết bị điện đều được đặt ở trong nhà.

1.2. Chọn vị trí, số lượng và dung lượng trạm biến áp

Việc chọn vị trí, số lượng máy biến áp trong trạm biến áp cần phải xem xét đến các tiêu chí về kinh tế – kỹ thuật.

Đầu tiên, vị trí của trạm biến áp cần phải thỏa các yêu cầu cơ bản sau đây:

- + Gần trung tâm phụ tải, thuận tiện cho nguồn cung cấp điện đưa đến.
- + An toàn, độ tin cậy cung cấp điện cao.
- + Đơn giản trong vận hành.
- + Tiết kiệm vốn đầu tư và chi phí vận hành nhỏ.

Ngày nay ngoài các tiêu chí trên chúng ta cần phải quan tâm thêm đến yếu tố vấn đề tiết kiệm điện năng tiêu thụ, các yêu cầu đặc biệt như có khí ăn mòn, bụi bặm nhiều, môi trường dễ cháy....

Thứ hai là việc xác định số lượng và công suất máy biến áp trong một trạm biến áp chúng ta cần chú ý đến mức độ tập trung hay phân tán của phụ tải trong xí nghiệp và tầm quan trọng của phụ tải về phương diện cung cấp điện. Bởi lẽ số lượng máy biến áp trong trạm sẽ ảnh hưởng trực tiếp đến độ tin cậy

cung cấp điện. Ngoài ra chúng ta cần phải tiến hành so sánh kinh tế- kỹ thuật ngay khi xác định các phương án cung cấp điện.

Số lượng và công suất của máy biến áp được xác định theo các tiêu chí sau đây:

- + An toàn, độ tin cậy cao.
- + Hiệu quả về mặt kinh tế.

Ngoài ra cần lưu ý đến việc chọn lựa các thiết bị và khí cụ điện phải phổ biến trên thị trường, dung lượng của máy biến áp trong một xí nghiệp nên đồng nhất, ít chủng loại để giảm số lượng và dung lượng máy dự phòng. Sơ đồ nối dây của trạm nên đơn giản, chú ý đến việc phát triển của phụ tải sau này. Và vấn đề cuối cùng là tổn thất điện năng trong quá trình vận hành của trạm. Sau đây chúng ta lần lượt xét các tiêu chuẩn điển hình.

1. Độ tin cậy cung cấp điện

Độ tin cậy cung cấp điện (reliability) là một chỉ tiêu phụ thuộc vào nhiều yếu tố khác nhau. Trong giáo trình này chỉ đề cập một số biện pháp nâng cao độ tin cậy mà không đi về lý thuyết độ tin cậy. Để nâng cao độ tin cậy trong cung cấp điện chúng ta có thể thiết kế dự phòng thêm một đường dây phụ nối từ thanh cái điện áp thấp nhất của một trạm điện khác của xí nghiệp nếu xí nghiệp có từ 2 hai trạm trở lên, hoặc về số lượng máy biến áp trong một trạm, chúng ta nên xây dựng thêm máy biến áp dự phòng, tăng cường máy biến áp làm việc song song.... Về công suất, trạm biến áp cung cấp cho phụ tải loại 1 nên dùng ít nhất hai máy. Trong trường hợp dùng hai máy khi phụ tải loại 1 có công suất bé hơn hoặc bằng 50% tổng công suất của phụ tải tổng thì chọn công suất một máy biến áp bằng 50% công suất tổng của phụ tải. Khi phụ tải loại 1 có công suất lớn hơn 50% tổng công suất phụ tải thì mỗi máy biến áp phải có dung lượng bằng 100% công suất tổng của phụ tải. Ở chế độ bình thường cả hai máy biến áp làm việc, còn trong trường hợp sự cố một máy thì ta sẽ chuyển toàn bộ phụ tải vào máy không sự cố; khi đó ta phải sử dụng khả năng quá tải của máy biến áp hoặc ta sẽ ngắt các hộ tiêu thụ không quan trọng.

2. Hiệu quả về mặt kinh tế

Nhận thấy rằng tiêu chí này trái ngược với tiêu chí độ tin cậy ở trên. Trong trường hợp này chúng ta cần xem xét về giá đầu tư cho một KVA, khi đó trong điều kiện kỹ thuật tương đương nhau thì nên chọn loại máy có giá đầu tư cho một KVA là bé nhất. Kết quả của việc giảm số lượng máy trong trạm sẽ đưa đến đơn giản hóa hồ sơ điện, tiết kiệm được thiết bị đóng cắt, dụng cụ đo lường và thiết bị bảo vệ.

Việc sử dụng hợp lý dung lượng quá tải của máy biến áp cho phép ta giảm được công suất đặt và do đó tiết kiệm vốn đầu tư.

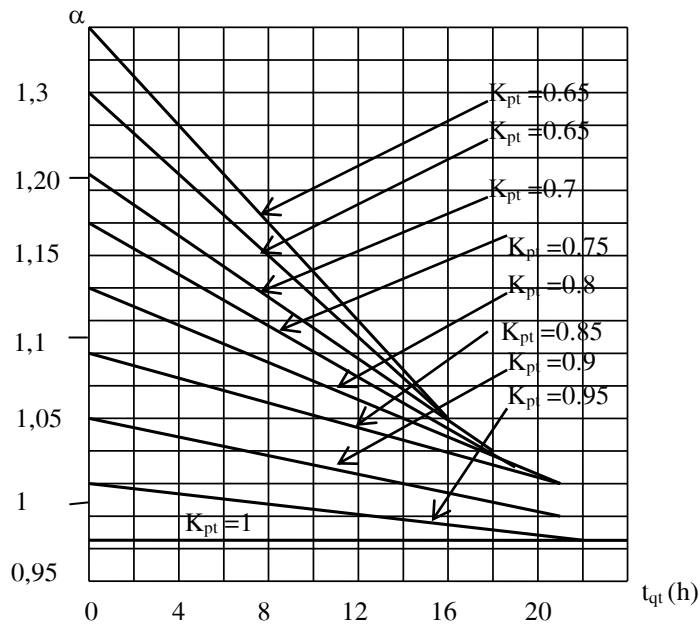
Công suất định mức của máy biến áp thay đổi theo nhiệt độ môi trường xung quanh. Trong trường hợp nhiệt độ của môi trường làm mát khác với giá trị định mức, thì giá trị của công suất định mức cần phải hiệu chỉnh. Tất cả các máy biến áp làm việc ở nhiệt độ trung bình hằng năm lớn hơn 5 độ C đều phải hiệu chỉnh theo biểu thức sau:

$$S_{dmhc} = S_{dm} \left(1 - \frac{\theta_{tb} - 5}{100} \right) \quad (1.1)$$

Ở đây: S_{hc} : dung lượng đã hiệu chỉnh theo nhiệt độ trung bình

S_{dm} : dung lượng định mức ghi trên catalogue máy

θ_{tb} : nhiệt độ môi trường hằng năm nơi đặt máy tính bằng độ C



Hình 1.1: Mối quan hệ giữa α và thời gian quá tải

Khi môi trường đặt máy có nhiệt độ cực đại lớn hơn 35 độ C thì ta phải hiệu chỉnh thêm một lần nữa, khi đó ta được dung lượng đã hiệu chỉnh hai lần là:

$$S'_{dmhc} = S_{dm} \left(1 - \frac{\theta_{tb} - 5}{100} \right) \left(1 - \frac{\theta_{cd} - 35}{100} \right) \quad (1.2)$$

Ở đây: θ_{cd} là nhiệt độ cực đại của môi trường đặt máy với :

$$35^{\circ}\text{C} < \theta_{cd} < 45^{\circ}\text{C} \quad (1.3)$$

Những công thức nêu trên: (1.1) và (1.2) có giá trị đối với các máy biến áp có cuộn dây được làm mát tự nhiên trong dầu hoặc được làm mát tự nhiên trong dầu có thêm thông gió cưỡng bức.

Thực tế, một số phụ tải có sự chênh lệch công suất giữa các mùa đặc biệt là giữa mùa đông và mùa hè. Bên cạnh đó các máy biến áp đều có khả năng cho phép quá tải trong thời gian nhất định. Vì vậy khi chọn máy biến áp cho trạm chúng ta cần lưu ý đến vấn đề này. Theo tiêu chuẩn của Nga thì có các cách chọn dung lượng theo quá tải như sau:

a) Qui tắc 3%

Đây là qui tắc quá tải cho phép dựa trên cơ sở thay đổi phụ tải hằng ngày: khi đường cong đồ thị phụ tải hằng ngày của máy biến áp có hệ số điền kín (k_{dk}) bé hơn 100%. Theo qui tắc này thì khi giảm 10% của hệ số điền kín sẽ cho phép quá tải 3% so với công suất định mức. Lượng quá tải % cho phép ($m_3\%$) trong trường hợp này được xác định theo công thức:

$$m_3\% = 3 \frac{100 - k_{dk}}{10} \% \quad (1.4)$$

Qui tắc này chỉ áp dụng khi nhiệt độ môi trường xung quanh máy biến áp không quá 35°C.

b) Qui tắc 1%

Đây là qui tắc dựa trên cơ sở non tải trong thời gian mùa hè. Nếu phụ tải trung bình cực đại hằng ngày trong các tháng 6,7,8, của mùa hè nhỏ hơn công suất định mức của máy biến áp, thì khi cần thiết trong những ngày mùa đông có thể cho phép quá tải 1% đối với mỗi phần trăm non tải của mùa hè. Nhưng mức quá tải tối đa không quá 15%. Tổng quát công thức xác định lượng quá tải cho phép ($m_1\%$) trong trường hợp này được xác định:

$$m_1\% = 100 \frac{P_{dm} - P_{maxmh}}{P_{dm}} \quad (1.5)$$

Ở đây P_{maxmh} là công suất cực đại của những ngày mùa hè.

Kết hợp cả hai qui tắc này lượng cho phép quá tải tổng $m\% = m_3\% + m_1\%$ không được phép vượt quá 30% đối với các máy biến áp đặt ngoài trời và 20% đối với các máy biến áp đặt trong nhà. Hình 1.1 trình bày quan hệ giữa hệ số quá tải $\alpha = \frac{I_{max}}{I_{dm}}$ và thời gian quá tải cho phép t_{qtc} .

Bảng 1.1: Mối liên hệ giữa t_{qtc} và hệ số quá tải α

Hệ số quá tải α	Thời gian quá tải cho phép (phút) của MBA	
	Lắp đặt trong nhà	Lắp đặt ngoài trời
1,3	60	120
1,6	15	30
1,75	8	15
2,0	4	7,5
2,4	2	3,5
3,0	1	1,5

Mức độ quá tải và thời gian quá tải nói trên là ứng với trạng thái làm việc bình thường của máy biến áp. Trong trạng thái mạng điện bị sự cố máy biến áp cho phép quá tải lớn hơn. Bảng 1.1 đưa ra một số giá trị khả năng quá tải lúc sự cố của máy biến áp dầu làm mát tự nhiên hoặc bằng quạt.

c) Quá tải cho phép trong trường hợp phụ tải không đối xứng:

Trong một số trường hợp các xí nghiệp có phụ tải một pha, máy biến áp của xí nghiệp đó có khả năng làm việc với phụ tải không cân bằng giữa các pha. Trường hợp này chúng ta không chọn dung lượng máy biến áp theo pha có phụ tải lớn nhất mà chọn theo một phụ tải tính toán nhỏ hơn để máy biến áp được vận hành quá tải trong phạm vi cho phép. Khi đó, tỉ số giữa dòng điện pha A có phụ tải lớn nhất cho phép và dòng điện pha định mức của máy biến áp được xác định theo biểu thức:

$$\frac{I_a}{I_{dm}} = \frac{1,525}{\sqrt{1 + 0,45 \left[1 + \left(\frac{I_b}{I_a} \right)^2 + \left(\frac{I_c}{I_a} \right)^2 \right]}} \quad (1.6)$$

ở đây I_b , I_c là dòng điện pha b và c của máy biến áp trong trường hợp tải không đối xứng.

3. Xác định dung lượng tối ưu của má biến áp phân xưởng

Tổn thất điện năng trong máy biến áp được tính theo công thức :

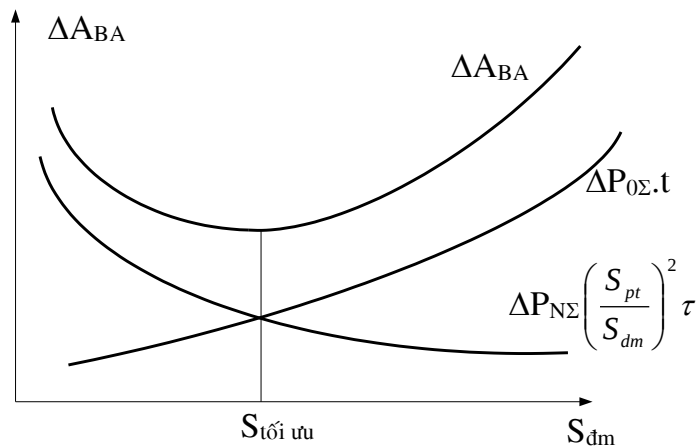
$$\Delta A_{BA} = \Delta P_{0\Sigma} t + \Delta P_{N\Sigma} \left(\frac{S_{pt}}{S_{dm}} \right)^2 \tau \quad (1.7)$$

Trong đó: $\Delta P_{0\Sigma}$ là tổng tổn thất công suất tác dụng không tải kể cả phần do công suất phản kháng gây ra, (kw). $\Delta P_{N\Sigma}$ là tổng tổn thất công suất ngắn mạch kể cả phần do công suất phản kháng gây ra, (kw) được xác định như sau:

$$\Delta P_{0\Sigma} = \Delta P_0 + k_{kt} \Delta Q_0 \quad (1.8)$$

$$\Delta P_{N\Sigma} = \Delta P_N + k_{kt} \Delta Q_N \quad (1.9)$$

Trong đó k_{kt} là đương lượng kinh kết của công suất phản kháng, đây chính là lượng công suất tác dụng mất trong lưới để truyền tải công suất phản kháng. Giá trị của k_{kt} thường nằm trong khoảng 0,02 đến 0,15 và được lấy trung bình là 0,1. Trong công thức (1.7), t là thời gian vận hành máy biến áp (thường lấy bằng 8760 giờ), τ là thời gian chịu tổn thất công suất lớn nhất tính bằng giờ và S_{pt} , S_{dm} là công suất phụ tải và dung lượng định mức của máy biến áp tính bằng KVA. Từ biểu thức trên ta thấy tổn thất điện năng trong máy biến áp không chỉ phụ thuộc vào tham số của máy biến áp mà còn phụ thuộc vào chế độ vận hành của nó. Hình 1.2 trình bày quan hệ ΔA_{BA} và S_{dm} . Khi S_{pt} , τ không đổi và $t = 8760(h)$ thì đường cong ΔA_{BA} có một cực tiểu, từ đây ta tìm được dung lượng tối ưu của máy biến áp ứng với điểm cực tiểu của đường cong $\Delta A_{BA} = f(S_{dm})$.

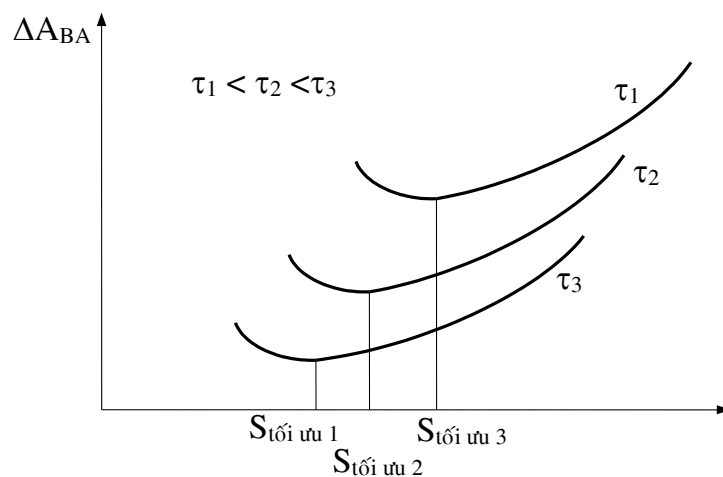


Hình 1.2: Mối quan hệ giữa tổn thất điện năng và công suất của máy biến áp

Hình 1.3 trình bày quan hệ giữa tổn thất điện năng của máy biến áp với chế độ vận hành của của máy biến áp được thể hiện ở thời gian τ . Thời gian τ là thời gian chịu tổn thất công suất lớn nhất phụ thuộc vào thời gian sử dụng công suất lớn nhất $T_{\max}$ và $\cos\phi$ của phụ tải.

Hình 1.3 cho thấy máy biến áp càng vận hành đầy tải tức là τ càng tăng, thì dung lượng tối ưu của máy biến áp càng tăng. Dung lượng tối ưu của máy biến áp là dung lượng thỏa mãn điều kiện phát nóng và điều kiện tổn thất điện năng trong máy biến áp là nhỏ nhất.

Tóm lại: Khi chọn số lượng và công suất của máy biến áp trong trạm biến áp phân xưởng, ta phải thực hiện như sau:



Hình 1.3: Mối quan hệ giữa tổn thất điện năng và chế độ vận hành

-Xác định số lượng máy biến áp (một hay hai), tùy thuộc vào mức độ quan trọng và yêu cầu của hệ tiêu thụ.

-Xác định công suất, điện áp theo điều kiện vận hành tối ưu (chi phí vận hành bé nhất) đồng thời cũng cần lưu ý đến việc hạn chế chủng loại máy biến áp.

-Kiểm tra công suất của máy biến áp được cho, theo quan điểm khả năng quá tải của máy biến áp còn lại khi có một máy bị sự cố trong trạm.

-Kiểm tra khả năng đảm nhận khi phụ tải tăng lên theo yêu cầu phát triển trong tương lai.

-Kiểm tra xem trị số dòng điện ngắn mạch ở phần điện áp thấp có thích ứng với những đặc điểm của khí cụ điện được bố trí hay không.

1.3. Sơ đồ nối dây của trạm biến áp

Sơ đồ nối dây của trạm biến áp thỏa mãn các điều kiện sau đây :

- + Đảm bảo độ tin cậy cung cấp điện theo yêu cầu của phụ tải.
- + Rõ ràng, thuận tiện trong vận hành và xử lý lúc có sự cố xảy ra .
- + An toàn trong vận hành và khi sửa chữa .
- + Hợp lý về kinh tế, trên cơ sở đảm bảo các yêu cầu kỹ thuật.

Trong thực tế khó có thể thực hiện đồng thời các yêu cầu trên, chúng ta cần phải so sánh toàn diện trên quan điểm lợi ích lâu dài của phụ tải và lợi ích chung của cả nền kinh tế.

1.3.1. Trạm biến áp hạ áp trung gian hay trạm biến áp hạ áp chính

Sơ đồ nối dây phía sơ cấp trong trạm này phụ thuộc vào nhiều thông số: điện áp cung cấp đưa đến, công suất và số lượng máy biến áp, chế độ làm việc và mức độ bảo đảm yêu cầu của hộ tiêu thụ, có trạm phát điện riêng không, sơ đồ phân phối ở bên trong xí nghiệp, chương trình phát triển của xí nghiệp v.v... Do vậy, có rất nhiều phương án để giải quyết và cũng rất khó để chọn được phương án thỏa mãn đầy đủ các yêu cầu nêu trên .

Thông thường các trạm này được thực hiện theo các dạng sau :

- + Nối đến hệ thống lớn bằng một hay hai lộ với điện áp định mức như 35kV, 110kV và 220kV.

- + Phía điện áp từ hệ thống đưa đến , người ta có thể dùng sơ đồ không có thanh cái (khối đơn hay hai khối , có hay không có máy cắt phân đoạn).

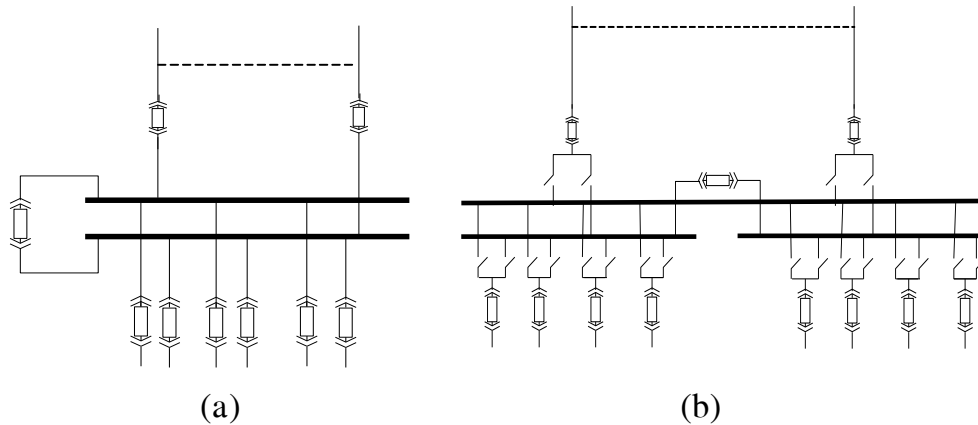
- + Phía thứ cấp (phía điện áp phân phối) người ta dùng sơ đồ với thanh cái đơn hay thanh cái kép.

- + Số lượng máy biến áp được biến thiên giữa một và ba và thông dụng nhất là trạm với hai máy biến áp.

Các trạm tương ứng những điều kiện bảo đảm yêu cầu tốt nhất của hộ tiêu thụ loại 1. Hay gặp nhất là trạm hạ áp với hai máy biến áp. Những trạm này được nối đến hệ thống năng lượng bằng hai lộ.

Trên phần điện áp phía sơ cấp, người ta dùng sơ đồ có một thanh cái, khi trạm có hai máy biến áp và hai lộ đưa đến người ta thích dùng sơ đồ hình H kinh tế hơn so với sơ đồ không thanh cái.

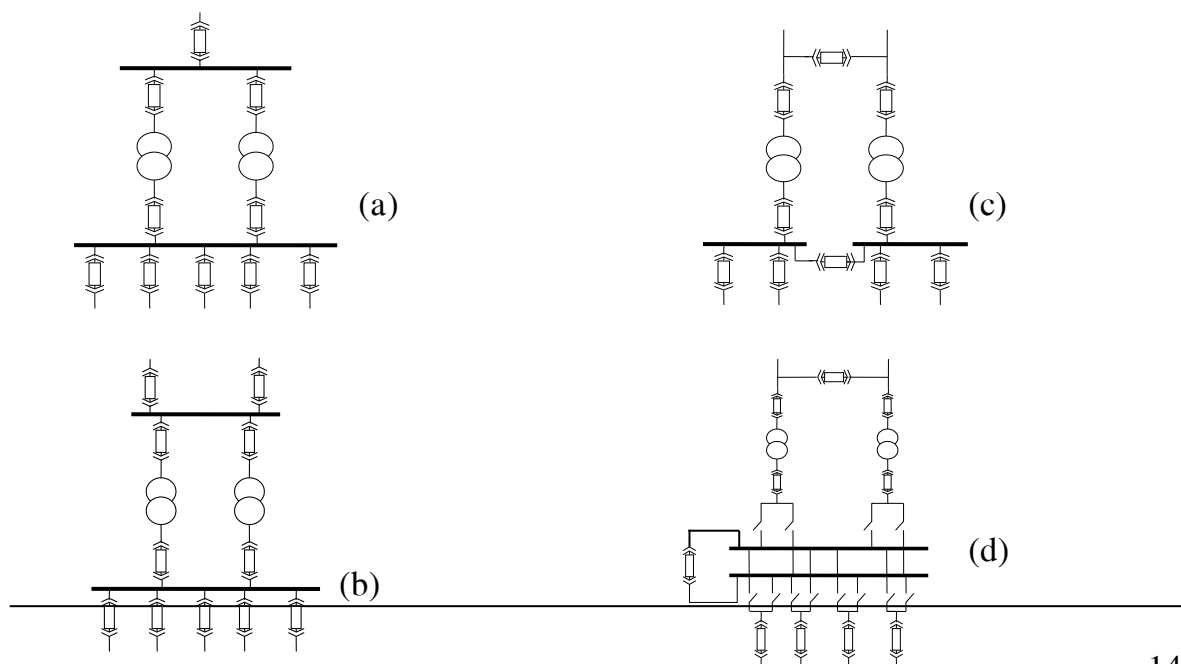
Trên phần điện áp phía thứ cấp, thông thường người ta dùng sơ đồ thanh



Hình 1.5: Sơ đồ trạm phân phối chính

cái đơn hay thanh cái kép (có phân đoạn hay không phân đoạn tùy theo số lượng đường dây từ các hộ tiêu thụ nối đến thanh cái hoặc tùy theo có cần thiết hạn chế dòng ngắn mạch hay không v.v ...) vì trong nhiều trường hợp từ thanh cái này người ta tiến hành phân phối điện năng đến các phân xưởng của xí nghiệp. Hình 1.4 giới thiệu sơ đồ một số trạm hạ áp với hai máy biến áp. Hình 1.4d giới thiệu sơ đồ của một trạm biến áp có phía điện áp thứ cấp là hệ thống thanh hai cái. Phương án trạm biến áp với số lượng máy biến áp là 3 hay 4 rất ít gặp.

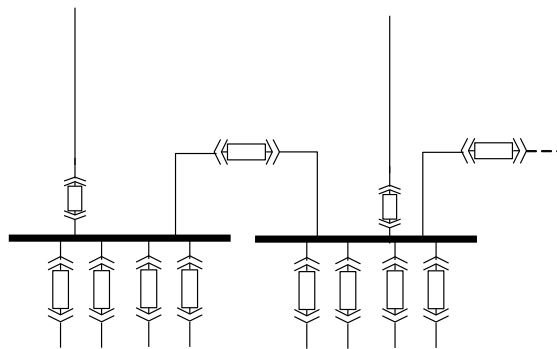
1.3.2. Trạm phân phối



Hình 1.4: Sơ đồ một số trạm biến áp chính thường gặp

Trong thực tế ngoài các trạm biến áp có chức năng thay đổi điện áp và phân phối thì có một loại chỉ giữ vai trò phân phối năng lượng điện mà người ta gọi chung là trạm phân phối. Trạm phân phối được chia làm hai loại là trạm phân phối chính và trạm phân phối trung gian hay còn gọi là trạm phân phối. Trong trạm phân phối chính người ta thường dùng sơ đồ một hay hai thanh cái có máy cắt phân đoạn. Khi số lượng các tuyến nối đến thanh cái quá nhiều thì chúng ta phải tìm các phương án để hạn chế dòng điện ngắn mạch, một trong những biện pháp thường hay thực hiện là dùng kháng điện. Sơ đồ điển hình của trạm này được minh họa ở hình 1.5.

Đối với các xí nghiệp công nghiệp có phụ tải phân tán rải rác do một số nguyên nhân nào đó thì các trạm biến áp phân xưởng không cung cấp trực tiếp mà phải qua các trạm trung gian. Vì như vậy sẽ giảm lượng kim loại màu tiêu tốn đối với dây dẫn và làm đơn giản hóa sơ đồ điện trạm phân phối chính. Trạm phân phối trung gian nhận điện từ các lộ ra của trạm phân phối chính. Hình 1.6 mô tả một trạm phân phối trung gian điển hình.



Hình 1.6: Sơ đồ trạm phân phối trung gian

1.3.3. Trạm biến áp phân xưởng

Trạm biến áp phân xưởng nhận điện từ lộ ra của các trạm biến áp hạ áp trung gian. Thông thường điện áp ngõ ra của trạm biến áp phân xưởng ở Việt Nam là 0,4kV. Ngoài ra một số trường hợp đặc biệt có thể có 3,3kV; 6,6kV.... Sơ đồ kết cấu của trạm loại này khá đơn giản, không sử dụng thanh cái (ngoại trừ trường hợp số lượng máy biến áp lớn hơn ba). Trạm biến áp phân xưởng có một máy biến áp thường dùng để cung cấp cho phụ tải loại hai hoặc ba ngoại trừ trường hợp có đường dây đưa điện áp thấp từ nơi khác đến và xây dựng hệ thống tự động đóng nguồn dự phòng. Theo quan điểm kỹ thuật thì phía sơ cấp của máy biến áp trong trạm loại này được nối đến đường dây cao thế thông qua máy cắt và dao cách ly. Tuy nhiên trong thực tế do vấn đề kinh tế và một số yêu cầu kỹ

thuật nên người ta có thể kết nối thông qua dao cách ly và cầu chì (hay dùng cho hộ tiêu thụ loại 3) hoặc dùng tổ hợp dao cách ly, cầu chì và máy cắt phụ tải (máy cắt phụ tải là loại máy cắt chỉ có khả năng cắt ở điều kiện dòng điện bình thường mà không có khả năng cắt ở trạng thái sự cố). Trong trường hợp này máy cắt phụ tải có cấu tạo đơn giản, việc cắt sự cố do cầu chì đảm nhận.

Trường hợp trạm biến áp có nhiều máy biến áp. Đây là trạm có thể phục vụ cho tất cả các loại phụ tải. Sơ đồ đấu dây trong trường hợp này phụ thuộc vào số lượng máy biến áp, mức độ an toàn và độ tin cậy cung cấp điện.

1.4. Vận hành trạm biến áp

Tiêu chí đặt ra trong quá trình vận hành trạm biến áp là đảm bảo cực tiểu tổn thất công suất trong trạm ở các trạng thái tải khác nhau. Tuy nhiên chúng ta cần phải quan tâm đến tần suất đóng cắt của thiết bị trong trạm do quá trình vận hành, bởi lẽ điều này sẽ ảnh hưởng trực tiếp đến tuổi thọ của chúng. Tổn thất công suất tác dụng trong máy biến áp được xác định theo biểu thức:

$$\Delta P_{BA} = \Delta P_{0\Sigma} + \Delta P_{N\Sigma} \left(\frac{S_{pt}}{S_{dm}} \right)^2 \quad (1.10)$$

Nếu đặt $a = \Delta P_{0\Sigma}$ và $b = \frac{\Delta P_{N\Sigma}}{S_{dm}^2}$ phương trình (1.10) được viết lại như sau:

$$\Delta P_{BA} = a + b \cdot S_{pt}^2 \quad (1.11)$$

ở đây $a > 0$, $b > 0$ là các tham số phụ thuộc vào các thông số của máy biến áp. Như vậy, tổn thất công suất trong máy biến áp là hàm bậc hai theo công suất phụ tải qua nó. Bài toán vận hành trạm biến áp chỉ đặt ra khi trạm biến áp có ít nhất hai máy làm việc song song. Khi đó mỗi máy biến áp sẽ có một a_i , b_i và với giá trị phụ tải S_i chúng ta sẽ có một tổn thất ΔP_i tương ứng. Đường cong tổn thất công suất theo công suất tải trong trường hợp này là parabol. Việc vận hành song song các máy biến áp trong trạm sẽ có lợi bắt đầu từ điểm giao nhau của các đường ΔP_i . Trong trường hợp tổng quát có n máy có cùng thông số trạng thái và công suất làm việc song thì biểu thức tổn thất được xác định như sau:

$$\Delta P_{BA} = n \cdot a + \frac{1}{n} b \cdot S_{pt}^2 \quad (1.12)$$

Như vậy, trong trường hợp tổng quát từ trạng thái n máy đang làm việc song song nếu công suất phụ tải thay đổi thì việc đóng thêm máy thứ $n+1$ (hay cắt bớt máy thứ $n-1$) sẽ hiệu quả nhất khi công suất phụ tải bắt đầu giao điểm

của hai đường cong tổn thất ứng với hai trường hợp n và $n+1$ (hay $n-1$) máy làm việc song song ở trên, nghĩa là:

$$na + \frac{1}{n} b S_{pt}^2 = (n+1)a + \frac{1}{n+1} b S_{pt}^2 \quad (1.13)$$

Giải phương trình (1.13) theo S_{pt} chúng ta tìm được giá trị phụ tải tối ưu:

$$S_{pttu} = S_{dm} \sqrt{\frac{a}{b} n(n+1)} \quad (1.14)$$

Một thực tế cần quan tâm là công suất của phụ tải thay đổi liên tục theo thời gian và do đó nếu vận hành hoàn toàn theo tiêu chí vừa nói ở trên sẽ dẫn đến việc đóng cắt nhiều lần các thiết bị đóng cắt trong trạm cũng như gây phức tạp cho nhân viên vận hành. Chính vì vậy, trong thực tiễn vận hành chúng ta phải vận hành theo phụ tải trung bình. Việc xác định các khoảng thời gian để tính công suất phụ tải trung bình phụ thuộc vào đặc điểm của đồ thị phụ tải.

1.5. Một số ví dụ

Ví dụ 1.1

Một trạm biến áp cung cấp cho một phụ tải xí nghiệp đặt hai máy biến áp 400KVA – 15/0,4KV với các thông số tra được như sau $\Delta P_0=2kW$, $\Delta P_N=8kW$, $i_o\%=10\%$, $U_N\%=5\%$ (Sinh viên có tự tra trong catalogue máy biến áp). Khi công suất phụ tải thấp chỉ có một máy biến áp làm việc. Hãy xác định lúc bắt đầu từ một giá trị phụ tải tối ưu theo quan điểm tổn thất thì ta đóng máy biến áp thứ hai (lấy $k_{kt}=0,1$).

Giải:

$$\text{Ta có: } \Delta Q_0 = \frac{i_o\%}{100} S_{dm} = \frac{10}{100} 400 = 40kVAr$$

$$\Delta Q_N = \frac{U_N\%}{100} S_{dm} = \frac{5}{100} 400 = 20kVAr$$

$$\text{Suy ra: } a = \Delta P_{0\Sigma} = \Delta P_0 + k_{kt} \Delta Q_0 = 2 + 0,1 \cdot 40 = 6kW$$

$$b = \Delta P_{N\Sigma} = \Delta P_N + k_{kt} \Delta Q_N = 8 + 0,1 \cdot 20 = 10kW$$

Từ công thức (1.14) với $n=1$ ta được:

$$S_{pttu} = 438kVA$$

Ví dụ 1.2:

Một máy biến áp ba pha làm việc với tải không đối xứng với tỷ số dòng điện trên các pha như sau: $I_b = I_c = 0,75I_a$. Hãy xác định dòng điện quá tải cho phép lớn nhất ở pha A.

Giải:

Áp dụng công thức (1.6) ta có:

$$\frac{I_a}{I_{dm}} = \frac{1,525}{\sqrt{1 + 0,45 \left[1 + \left(\frac{I_b}{I_a} \right)^2 + \left(\frac{I_c}{I_a} \right)^2 \right]}} = 1,09$$

như vậy dòng điện quá tải lớn nhất trên pha A là $I_a = 1,09I_{dm}$

Ví dụ 1.3:

Một phụ tải bao gồm loại 1 là 500KVA và loại hai được lấy điện từ thanh



cái hạ áp (0,4KV) của một trạm biến áp. Đồ thị phụ tải năm như sau:

Trạm biến áp của phụ tải gồm hai máy biến áp 750kVA – 15/0,4kV được tra các thông số như sau: $\Delta P_0 = 3,2\text{kW}$, $\Delta P_N = 12\text{kW}$, $i_0\% = 5,5\%$, $U_N\% = 5,5\%$; lấy $k_{kt} = 0,12$. Hãy xác định công suất tối ưu để vận hành hai máy song song. Vẽ đường cong tổn thất công suất cho mỗi máy và hai máy vận hành song song và xác định các giá trị tổn thất tương ứng.

Hướng dẫn:

Tính toán tương tự ví dụ 1.1 ta được $S_{ptu}=735\text{kVA}$. Từ các kết quả của giả thiết ta có a, b ứng với các giá trị khác nhau từ đó vẽ các parabol tương ứng theo biến S_{pt} từ đó tùy theo các giá trị phụ tải mà xác định tổn thất theo đồ thị.

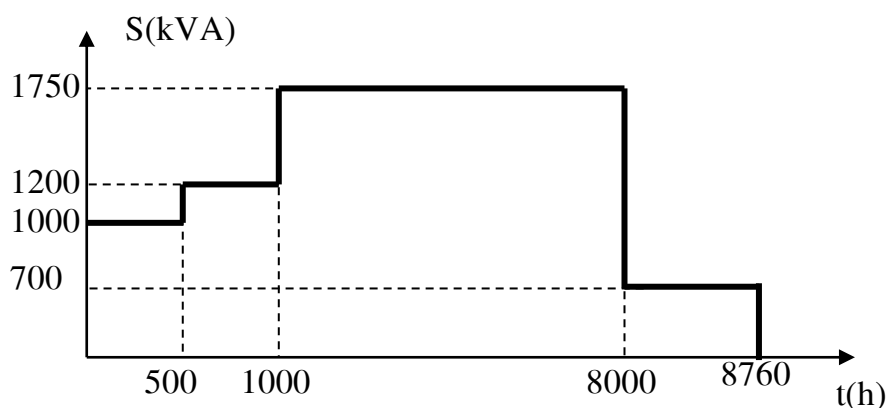
1.6. Bài tập

Bài tập 1.1: Một máy biến áp 3 pha 400kVA, điện áp định mức 15/0,4kV cung cấp cho các phụ tải một pha 230V như sau: pha A $P=80\text{kW}$, $\cos\varphi=0,75$; pha B $P=80\text{kW}$, $\cos\varphi=0,75$; pha C $P=160\text{kW}$, $\cos\varphi=0,75$. Do đặc điểm riêng mà pha C hay bị quá tải. Hãy xác định lượng công suất quá tải lớn nhất trên pha C trong khoảng thời gian cho phép của máy biến áp.

Bài tập 1.2: Một trạm biến áp cung cấp cho một phụ tải xí nghiệp đặt hai máy biến áp 630KVA – 15/0,4KV với các thông số tra được như sau $\Delta P_0=2,5\text{kW}$, $\Delta P_N=11\text{kW}$, $i_0\%=9\%$, $U_N\%=5.5\%$. Khi công suất phụ tải thấp chỉ có một máy biến áp làm việc. Hãy xác định lúc bắt đầu từ một giá trị phụ tải tối ưu theo quan điểm tổn thất thì ta đóng máy biến áp thứ hai (lấy $k_{kt}=0,11$).

Bài tập 1.3: Một máy biến áp ba pha làm việc với tải không đối xứng với tỷ số dòng điện trên các pha như sau: $I_a=I_c=0,6I_b$. Hãy xác định dòng điện quá tải cho phép lớn nhất ở pha B.

Bài tập 1.4: Một phụ tải bao gồm loại 1 là 750KVA và loại hai được lấy điện



từ thanh cái hạ áp (0,4KV) của một trạm biến áp. Đồ thị phụ tải năm như sau: Trạm biến áp của phụ tải gồm hai máy biến áp 1000kVA – 15/0,4kV được tra các thông số như sau: $\Delta P_0=4\text{kW}$, $\Delta P_N=15\text{kW}$, $i_0\%=5\%$, $U_N\%=5,5\%$; lấy $k_{kt}=0,12$. Hãy xác định công suất tối ưu để vận hành hai máy song song. Vẽ đường cong tổn thất công suất cho mỗi máy và hai máy vận hành song song từ đó xác định các giá trị tổn thất tương ứng.

2

TÍNH TOÁN TỔN THẤT Ở CHẾ ĐỘ XÁC LẬP TRONG CUNG CẤP ĐIỆN

2.1. Giới thiệu chung

Tính toán tổn thất trong cung cấp điện bao gồm tổn thất điện áp, tổn thất công suất và tổn thất điện năng để phục vụ cho việc quy hoạch, thiết kế và vận hành lưới điện. Trong quy hoạch thiết kế là việc lựa chọn các phương án phát triển lưới điện, chọn các thiết bị cho lưới như dây dẫn, thiết bị bù, thiết bị đóng cắt và bảo vệ.... Lưới điện thiết kế phải thoả mãn các điều kiện kỹ thuật như khả năng tải theo điện áp và phát nóng thoả mãn các yêu cầu của phụ tải trong chế độ làm việc bình thường và sự cố. Tổn thất công suất và tổn thất điện năng là hai chỉ tiêu kinh tế quan trọng tham gia hàm mục tiêu kinh tế để lựa chọn phương án tối ưu.

Trong vận hành lưới điện chúng ta phải kiểm tra tình trạng kỹ thuật và kinh tế. Về kỹ thuật, kiểm tra các phân tử như dây dẫn, máy biến áp, ..., theo điều kiện phát nóng. Kiểm tra lưới điện theo điều kiện tổn thất điện áp. Về kinh tế tổn thất công suất và tổn thất điện năng nếu quá lớn vượt qua giá trị cho phép thì phải có biện pháp cải tạo.

Việc tính toán đúng tình trạng của lưới điện rất khó khăn do thiếu các cơ sở số liệu cùng với sự biến thiên liên tục các thông số của phụ tải, cho nên trong cung cấp điện người ta chỉ yêu cầu tính gần đúng nhất nếu có thể. Nếu tính không đúng sẽ dẫn đến đánh giá sai về tình trạng lưới điện, từ đó dẫn đến tổn thất kinh tế trong vận hành cũng như quy hoạch, thiết kế. Ví dụ: nếu tổn thất điện áp thực của lưới điện là 5,5% mà tính sai thành 6,5% thì sẽ dẫn đến cải tạo lưới sớm 1 năm, hay là nếu dòng điện thực trên 1 đường dây là 200 A mà tính ra là 300 A sẽ dẫn đến dây dẫn được chọn lớn hơn 30% so với cần thiết.

Trong lưới phân phối hiện đại các trạm trung gian đều trang bị thiết bị điều chỉnh điện áp dưới tải, điều này cho phép tách lưới phân phối ra khỏi lưới truyền tải, lưới phân phối được tính toán độc lập lấy từ đầu ra của máy biến áp trung gian, tải trong lưới phân phối được thay bằng công suất yêu cầu không đổi hoặc biến đổi theo đặc tính tĩnh (đồ thị phụ tải qui đổi). Nếu máy biến áp trung gian không có khả năng điều chỉnh điện áp dưới tải thì phải tính lưới phân phối cùng với lưới tuyến tải đến trạm khu vực có điều áp dưới tải.

Trong một số bài toán cần xét đến tổn thất công suất và tổn thất điện năng trong máy biến áp nguồn như bài toán bù, bài toán giải tích có xét đến khả năng tải của máy biến áp nguồn thì phải tính đến sơ đồ máy biến áp trung gian, điện áp nguồn được chuyển về phía trước thông số máy biến áp trung gian. Việc này làm phức tạp bài toán rất nhiều cho nên nếu thật cần thiết mới áp dụng.

Tóm lại, nếu không xét đến máy biến áp nguồn và máy biến áp nguồn có điều áp dưới tải thì đơn vị lưới phân bố độc lập để tính toán là một xuất tuyến của trạm trung gian (còn gọi là một trục lộ, một lộ, một đường dây) vì sự biến đổi dòng, áp của các xuất tuyến độc lập với nhau. Trên một xuất tuyến có thể có nhiều thiết bị phân phối khác nhau: dây dẫn các loại, MBA phân phối, máy cắt, dao cách ly, tụ bù,..., gọi chung là các phần tử lưới, trong đó đoạn đường dây giữa hai điểm đấu phụ tải hoặc nhánh rẽ kế tiếp gọi là đoạn lưới hay nhánh lưới, trên đó dòng điện có giá trị không đổi. Đoạn lưới là phần tử cơ sở trong giải tích lưới phân phối.

Nếu chế độ cần giải tích là ba pha đối xứng thì dùng sơ đồ một sợi, còn nếu chế độ cần giải tích là không đối xứng thì phải dùng sơ đồ ba pha.

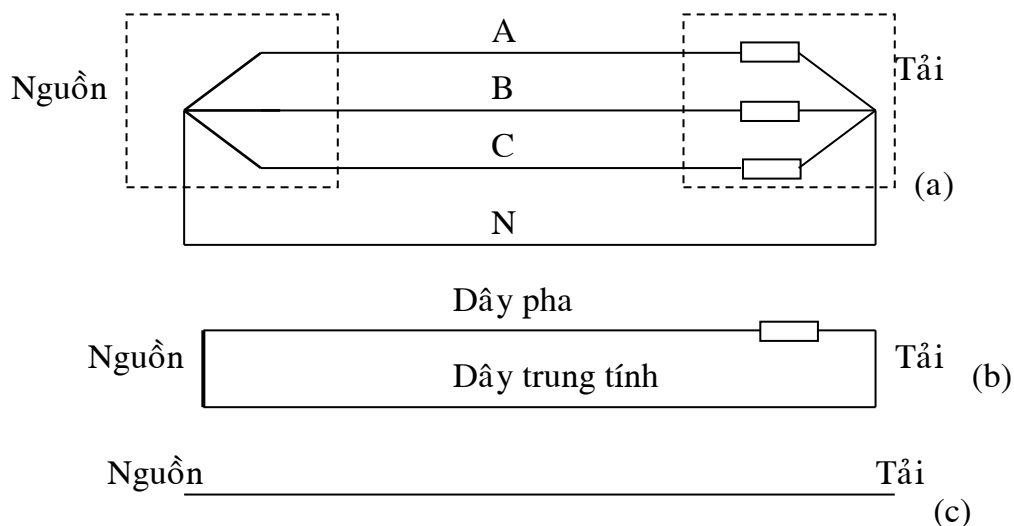
Trong tính toán lưới phân phối để đánh giá ảnh hưởng của nó đến khả năng của nguồn điện thì chúng ta phải tính tổn thất công suất ở thời điểm max của năm của hệ thống điện.

Cuối cùng, chúng ta cần tính tổn thất công suất ở chế độ max chung của lưới phân phối để đánh giá ảnh hưởng của lưới phân phối đến khả năng phát của nguồn, khả năng tải của lưới truyền tải,..., bởi vì chỉ trong chế độ max của hệ thống tổn thất công suất của lưới phân phối mới có ý nghĩa. Việc tính tổn thất điện năng nhằm đánh giá kinh tế lưới phân phối. Tổn thất công suất của toàn lưới là tổng tổn thất công suất của các phần tử lưới.

Thời điểm xảy ra chế độ max của toàn lưới phân phối và thời điểm xảy ra chế độ max riêng của từng phần tử lưới nói chung không trùng nhau vì đều phụ thuộc vào chế độ max của phụ tải mà chế độ làm việc max của các phụ tải không trùng nhau. Như vậy, bài toán tính tổn thất điện áp tổn thất công suất chung và bài toán tính tổn thất điện năng khác nhau và phải thực hiện riêng. Tuy nhiên nếu tính như vậy sẽ rất phức tạp, do đó phải giản ước bài toán để việc tính toán lưới phân phối được dễ dàng hơn mà kết quả vẫn chấp nhận được.

2.2. Sơ đồ tương đương của các phần tử trong lưới điện

Để trực quan ta xét sơ đồ thực của dây hạ áp gồm 3 dây pha và 1 dây trung tính (hình 2.1)



Hình 2.1: Mô hình trong tính toán đường dây

Trong chế độ đối xứng điện áp ba pha ở đầu nguồn như nhau và bằng U_{FN} . Vì phụ tải đối xứng nên dòng điện trong dây trung tính bằng 0. Dòng điện I trên ba pha bằng nhau, và điện áp trên phụ tải cũng bằng nhau và bằng U_f .

Công suất tiêu thụ trên một pha là

$$P_{pha} = U_f \cdot I \cdot \cos \varphi \quad (2.1)$$

Công suất của 3 pha là

$$P = 3 \cdot P_{pha} = 3 \cdot U_f \cdot I \cdot \cos \varphi \quad (2.2)$$

Nếu viết theo điện áp dây thì

$$P = \sqrt{3} U I \cos \varphi \quad (2.3)$$

Từ các công thức trên ta thấy khi tính toán lưới điện đối xứng, chỉ cần tính cho pha 1 pha là đủ. Do đó sơ đồ thay thế cho lưới điện để tính toán cũng chỉ cần vẽ cho 1 pha (hình 2.1-b), sơ đồ đấu dây và nguồn cũng không cần quan tâm (đấu sao hay tam giác) và không vẽ. Trên dây trung tính không có dòng điện chạy qua do đó không có tổn thất điện áp và tổn thất công suất nên cũng có thể bỏ qua (hình 2.1-c).

Nếu phụ tải không đối xứng thì sơ đồ tính toán phải đầy đủ 3 dây hoặc 4 dây tùy loại lưới điện.

2.2.1. Thông số dây dẫn

Thông số của dây dẫn đặc trưng cho quá trình vật lý xảy ra trong dây dẫn khi có điện áp xoay chiều đặt trên dây dẫn hoặc khi có dòng điện xoay chiều đi qua. Khi có điện áp hoặc dòng điện xoay chiều đi qua dây dẫn có 4 quá trình vật lý xảy ra:

1/ Dây dẫn bị phát nóng do hiệu ứng Joule. Một phần công suất tải qua lưới bị mất để làm nóng dây dẫn và một phần điện áp cũng bị tổn hao do hiện tượng này. Quá trình này được đặc trưng bởi điện trở trên một km chiều dài của dây dẫn r_0 [Ω/km].

2/ Dòng điện xoay chiều gây ra từ trường tự cảm của từng dây dẫn và hồ cảm giữa các dây dẫn với nhau. Từ trường gây ra tổn thất công suất phản kháng và tổn thất điện áp và được đặc trưng bởi điện kháng trên một km chiều dài x_0 [Ω/km]

3/ Điện áp xoay chiều gây ra điện trường giữa các dây dẫn với đất vì giữa các dây dẫn với nhau và giữa các dây dẫn với đất được xem như các bản của 1 tụ điện. Điện trường gây ra dòng điện điện dung có tác dụng làm triệt tiêu một phần dòng điện cảm (của phụ tải) chạy trong dây dẫn. Quá trình này được đặc trưng bởi dung dẫn B_c [$\Omega^{-1}\text{km}$] hoặc là công suất phản kháng dung tính Q_c . Tuy nhiên trong giáo trình này chỉ đề cập đến các đường dây cung cấp có điện áp

thấp khoảng cách ngắn nên ảnh hưởng của dung dẫn là không đáng kể và được bỏ qua.

4/ Điện áp cao gây trên bề mặt dây dẫn cường độ điện trường, nếu cường độ này lớn hơn 1 mức nào đó sẽ gây ion hoá không khí quanh dây dẫn, gọi là hiện tượng “vầng quang” (corona). Vầng quang điện làm tổn thất một phần điện năng gọi là tổn thất vầng quang. Cũng như dung dẫn, trong lưới trung, hạ áp điều này được bỏ qua.

2.2.1.1. Điện trở của dây dẫn

Khi dòng điện một chiều đi qua dây dẫn, thì dòng điện được phân bố đều trên toàn tiết diện ấy. Do đó điện trở tác dụng của 1km dây dẫn ở nhiệt độ tiêu chuẩn 20^0 được xác định theo biểu thức.

$$r_0 = \frac{\rho}{F} = \frac{1000}{\gamma F} [\Omega / km] \quad (2.4)$$

trong đó ρ là điện trở suất [$\Omega \cdot \text{mm}^2 / \text{km}$] với đồng là $18,84 [\Omega \cdot \text{mm}^2 / \text{km}]$, nhôm là $31,5 [\Omega \cdot \text{mm}^2 / \text{km}]$, almelec (Al + 0,5÷0,6%Mn + 0,5%Si) là $33 [\Omega \cdot \text{mm}^2 / \text{km}]$

γ là điện dẫn suất: đồng là $53 [\text{m} / \Omega \cdot \text{mm}^2]$, nhôm là $31,7 [\text{m} / \Omega \cdot \text{mm}^2]$

F là tiết diện dây dẫn tính bằng mm^2 .

Điện trở thay đổi theo nhiệt độ, khi nhiệt môi trường khác 20^0C thì điện có giá trị.

$$r_1 = r_0 [1 + \alpha (t-20)] [\Omega / km] \quad (2.5)$$

trong đó α - hệ số nhiệt của điện trở, với đồng và nhôm $= 0,004^0\text{C}^{-1}$

Sự phân bố của dòng điện xoay chiều trong dây dẫn không đều do có hiệu ứng bề mặt (face skin) làm cho mật độ dòng điện bị đẩy ra phía ngoài dây dẫn. Do đó điện trở đối với dòng điện xoay chiều lớn hơn với dòng điện 1 chiều. Tuy nhiên, với tần số $f = 50\text{Hz}$ và với dòng dẫn là kim loại màu tiết diện không lớn, sự khác nhau đó không đáng kể (cỡ 1%), do đó có thể lấy điện trở 1 chiều tính theo công thức (2.5) để tính toán lưới điện. Nhưng khi tiết diện rất lớn (cỡ 570mm^2) thì phải tính đến hiệu ứng bề mặt.

2.2.1.2. Tính toán điện kháng của dây dẫn

Điện kháng của dây dẫn x_0 được tính theo độ từ cảm L của dây dẫn

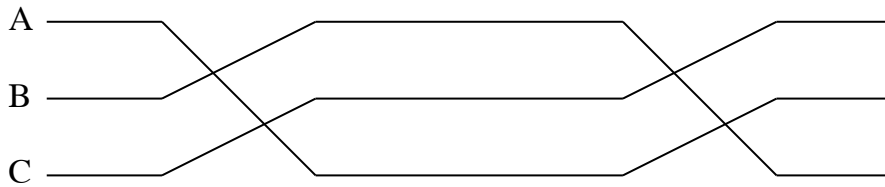
$$x_0 = 2\pi fL = \omega L \text{ [}\Omega/\text{km]} \quad (2.6)$$

L – độ từ cảm của dây dẫn [H], f -tần số = 50Hz, ω - tốc độ góc của điện áp [rad/s].

Độ từ cảm L gồm hai phần:

-Độ từ cảm phụ thuộc độ dài và bán kính dây dẫn, có giá trị như nhau cho cả 3 dây dẫn.

-Hỗ cảm giữa các dây dẫn phụ thuộc độ dài, bán kính và khoảng cách giữa các dây dẫn. Do đó hỗ cảm của các dây dẫn khác nhau sẽ khác nhau. Điều này sẽ gây ra tính không đối xứng về dòng và áp trong lưới điện. Để khắc phục hiện tượng này người ta hoán vị dây dẫn sao cho mỗi pha của một đường dây lần lượt ở 3 vị trí khác nhau, khi đó có thể xem độ từ cảm và điện kháng trung bình của các pha là bằng nhau. Mỗi đường dây dài quá 30km thì phải đảo pha 2 lần. Nếu đường dây dài hơn thì có thể đảo pha nhiều lần (hình 2.2)



Hình 2.2: Sơ đồ hoán vị pha

Đối với đường dây đảo pha, độ từ cảm trung bình cho 1 km độ dài là:

$$L' = 0,46 \log(21/r) - 0,15 \text{ [mH/km]} \quad (2.7)$$

Độ hỗ cảm cho 1 km độ dài có giá trị trung bình là:

$$M = 0,46 \log(2l/D) - 0,2 \text{ [mH/km]} \quad (2.8)$$

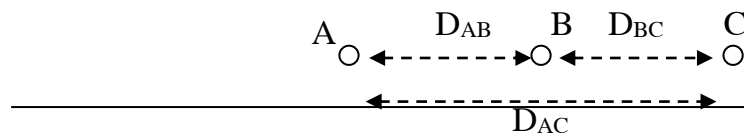
trong đó: l [km] – độ dài đường dây; r [mm] – bán kính dây dẫn

D [mm] khoảng cách trung bình hình học giữa các dây dẫn:

$$D = \sqrt{D_{AB} D_{BC} D_{AC}} \quad (2.9)$$

D_{AB} , D_{BC} , D_{AC} , là khoảng cách hình học giữa các dây dẫn (hình 2.3)

Khoảng cách trung bình D phụ thuộc cấp điện áp như bảng 2.1:



Hình 2.3: Các khoảng cách hình học

U_{dm} [kV]	0,38	6-10	20	35	110	220	500
D [mm]	500	1000-1500	2500	3500	5000	8000	14000

Bảng 2.1: Khoảng cách hình học của một số cấp điện áp

Độ tự cảm tổng L là hiệu của tự cảm L' và hồ cảm M :

$$L = 0,46 \log(21/r) - 0,15 - (0,46 \log(2L/D) - 0,2) \quad (2.10)$$

$$= 0,46 \log(D/r) - 0,05 \text{ [mH/km]}$$

Ta thấy, do tương tác giữa tự cảm và hồ cảm mà độ tự cảm tổng L chỉ phụ thuộc vào khoảng cách trung bình giữa các dây dẫn D và bán kính r của nó.

Điện kháng x_0 được tính theo (2.6)

$$x_0 = 2\pi fL = 2.3,14.50 \{0,46 \log(D/r) + 0,05\} 10^{-3}$$

$$= 0,145 \log(D/r) + 0,0157 \text{ [}\Omega/\text{km]} \quad (2.11)$$

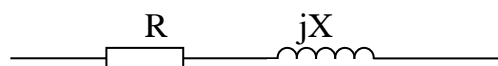
2.2.1.3. Sơ đồ thay thế của đường dây

Các thông số của dây dẫn rải đều trên toàn chiều dài đường dây. Điều này sẽ rất khó khăn trong tính toán. Vì vậy, với các đường dây cao áp không quá dài <300 km và đường dây trung, hạ áp người ta thay các thông số rải này bằng các thông số tập trung R, X, G, B . Riêng với đường dây trung và hạ áp do ảnh hưởng không đáng kể nên chúng ta chỉ xét thành phần điện trở R và điện kháng X tổng trở của đường dây được tính như sau:

$$R = r_0 l \quad X = x_0 l \quad \text{Tổng trở } Z = R + jX \quad (2.12)$$

l là độ dài đường dây [km].

Sơ đồ thay thế hình (2.4)



Hình 2.4: Sơ đồ thay thế đường dây

Bảng 2.2 là số liệu định hướng về thông số X_0 của các loại lưới điện, số liệu chi tiết xem phụ lục.

Điện áp [kV]	Loại đường dây	x_0 [Ω /km]
--------------	----------------	-----------------------

0,4	Trên không	0,31
	Cáp	0,06
6	Trên không	0,38
	Cáp	0,08
10	Trên không	0,38
	Cáp	0,08
20	Trên không	0,40
	Cáp	0,11
35	Trên không	0,40
	Cáp	0,125
110	Trên không	0,40
	Cáp	0,17
220	Trên không	0,40 1 sợi
		0,32 2 sợi
	Cáp	0,14
500	Trên không	0,29

Bảng 2.2. Số liệu định hướng X_0 của các loại đường dây.

2.2.2. Thông số máy biến áp

Các máy biến áp thường sử dụng trong các trạm biến áp. Máy biến áp có 3 loại: máy biến áp 3 pha hai cuộn dây, ba cuộn dây và máy biến áp tự ngẫu. Đôi khi trong mạng điện còn có máy biến áp điều chỉnh phụ và máy biến áp 1:1. Máy biến áp là phần tử trung gian giữa các lưới điện áp khác nhau, cho nên các thông số của chúng có thể tính quy đổi về bất cứ phía nào, nếu yêu cầu tính toán đòi hỏi. Muốn tính thông số của máy biến áp về phía nào thì chỉ cần sử dụng U_{dm} của pha lưới điện đó để tính toán, trong các công thức dẫn ra dưới đây sẽ dùng kí hiệu U_{dm} khi áp dụng cụ thể sẽ thay bằng giá trị điện áp định mức của phía cần tính. Trong phạm vi của môn học chúng ta chỉ đề cập đến máy biến áp 3 pha hai cuộn dây.

Ngoài công suất định mức S_{dm} điện áp định mức của 2 cuộn dây U_{1dm} và U_{2dm} , nhà chế tạo còn cho các tham số sau: Tổn thất công suất tác dụng khi không tải ΔP_0 , tổn thất công suất tác dụng khi ngắn mạch ΔP_N , dòng điện không tải phần trăm so với dòng điện định mức $i_0\%$, điện áp ngắn mạch phần trăm so với điện áp định mức $U_N\%$.

Máy biến áp được thay thế bằng sơ đồ hình T với các tham số R_{BA} , X_{BA} , G_{BA} , B_{BA} .

$$Z_{BA} = R_{BA} + jX_{BA} \quad (2.13)$$

$$Y_{BA} = G_{BA} + jB_{BA} \quad (2.14)$$

Sau đây tiến hành xác định các tham số của máy biến áp.

2.2.2.1. Điện trở máy biến áp R_{BA}

Tổn thất công suất tác dụng trong các cuộn dây của MBA được xác định từ thí nghiệm ngắn mạch.

$$\Delta P_N = 3I_{dm}^2 R_{BA} \quad (2.15)$$

trong đó R_{BA} là tổng điện trở tác dụng của cuộn dây sơ cấp và cuộn thứ cấp đã quy đổi về phía sơ cấp của máy biến áp ($R_{BA}=r_1+r_2'$).

Công suất định mức của máy biến áp

$$S_{dm} = \sqrt{3} U_{dm} I_{dm} \quad (2.16)$$

Do đó:

$$I_{dm} = \frac{S_{dm}}{\sqrt{3}U_{dm}} \quad (2.17)$$

Sau khi thay (2.15) vào (2.15) tìm được

$$R_{BA} = \frac{\Delta P_N U_{dm}^2}{S_{dm}^2} 10^3 [\Omega] \quad (2.18)$$

2.2.2.2. Điện kháng máy biến áp X_{BA}

Điện kháng máy biến áp X_{BA} là tổng điện kháng của bên sơ cấp và bên thứ cấp đã quy đổi về phía điện áp cao ($X_{BA} = x_1 + x_2'$)

Điện áp rơi trên điện kháng máy biến áp tính theo phần trăm điện áp định mức.

$$U_x = \frac{I_{dm} X_{BA}}{U_f} 100\% \quad (2.19)$$

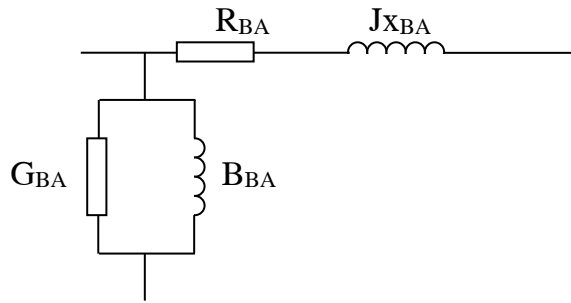
Với U_f là điện áp pha định mức phía cao áp.

Sau khi thay (2.17) vào (2.19) ta có:

$$X_{BA} = \frac{U_x U_{dm}^2}{S_{dm}} 10[\Omega] \quad (2.20)$$

Trong công thức (2.20), S_{dm} tính bằng kVA và U_{dm} tính bằng kV. Chúng ta biết rằng, điện áp ngắn mạch phần trăm so với điện áp định mức được xác định từ công thức:

$$U_N = \sqrt{U_r^2 + U_x^2} \quad (2.21)$$



Hình 2.5: Sơ đồ thay thế máy biến áp hai cuộn dây

Với U_r là điện áp rơi trên thành phần điện trở của máy biến áp. Tuy nhiên, đối với các máy biến áp công suất công suất, thành phần áp giáng trên điện trở rất nhỏ so với thành phần điện áp giáng trên điện kháng ($U_r \ll U_x$), do đó với sai số chấp nhận được, chúng ta có thể bỏ qua U_r và lấy $U_x = U_N$. Vì vậy điện kháng của máy biến áp hai cuộn dây được xác định:

$$X_{BA} = \frac{U_N U_{dm}^2}{S_{dm}} 10[\Omega] \quad (2.22)$$

Trong trường hợp các máy biến áp có công suất nhỏ, điện áp $< 1000V$ thì việc tính điện kháng phải được tính đầy đủ theo các công thức (2.17), (2.18), (2.19), (2.20) và (2.21)

2.2.2.3. Điện dẫn tác dụng của máy biến áp G_{BA}

Tổn thất công suất tác dụng khi không tải trong máy biến áp được xác định theo biểu thức:

$$\Delta P_0 = U_{dm}^2 \cdot G_{BA} \quad (2.23)$$

Vì vậy, điện dẫn tác dụng của máy biến áp cho bởi:

$$G_{BA} = \frac{\Delta P_0}{U_{dm}^2} 10^{-3} [\Omega^{-1}] \quad (2.24)$$

2.2.2.4. Điện dẫn phản kháng của máy biến áp B_{BA}

Chúng ta biết rằng điện dẫn tác dụng G_{BA} rất nhỏ so với điện dẫn phản kháng B_{BA} , nên có thể giả thiết ở điều kiện không tải, dòng điện không tải I_0 chỉ chạy qua điện dẫn phản kháng B_{BA} , khi đó công suất từ hoá mạch từ máy biến áp (công suất phản kháng của cuộn dây sơ cấp, khi cuộn dây thứ cấp hở mạch) bằng:

$$\Delta Q_0 = \frac{I_0 \cdot S_{dm}}{100} [kVar] \quad (2.25)$$

trong đó I_0 là dòng điện không tải phần trăm. Mặt khác, công suất từ hoá được xác định theo biểu thức:

$$\Delta Q_0 = U_{dm}^2 \cdot B_b \quad (2.26)$$

Từ biểu thức (2.25) và (2.26) ta có:

$$B_b = I_0 S_{dm} 10^{-5} [\Omega^{-1}] \quad (2.27)$$

Khi điện áp mạng điện được giữ cố định, chúng ta có thể coi phần mạch từ của máy biến áp như một tải $\Delta S_0 = \Delta P_0 + j\Delta Q_0$. Trong đó ΔS_0 là phụ tải đặc trưng cho tổn thất không tải (hay tổn thất trong lõi thép) máy biến áp.

2.3. Tổn thất điện áp

Khi có dòng điện trong chạy qua đường dây hay máy biến áp sẽ sinh ra một điện áp rơi trên chúng. Điều này làm cho điện áp ở đầu nguồn (đầu đường dây hay máy biến áp) và phụ tải (cuối đường dây hay máy biến áp) chênh lệch nhau. Nói chung, điện áp ở phụ tải thấp hơn đầu nguồn, trừ trường hợp đường dây dài siêu cao áp trong chế độ không tải hay non tải điện áp cuối có thể cao hơn đầu nguồn. Trong nội dung của môn học chúng ta chỉ xét đến tổn thất điện áp trên đường dây.

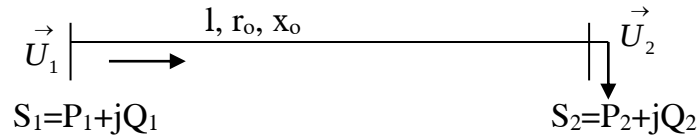
Xét đường dây có chiều dài $l[\text{km}]$, điện trở trên một km chiều dài $r_0[\Omega/\text{km}]$, điện kháng trên một km chiều dài $x_0[\Omega/\text{km}]$ (các giá trị này được tra trong catalogue) cấp điện cho phụ tải công suất $S_2 = P_2 + jQ_2$. Lúc này giá trị điện trở, điện kháng và tổng trở của đường dây được cho bởi:

$$R = r_0 \cdot l \quad (2.28)$$

$$X = x_0 \cdot l \quad (2.29)$$

$$\bar{Z} = R + jX \quad (2.30)$$

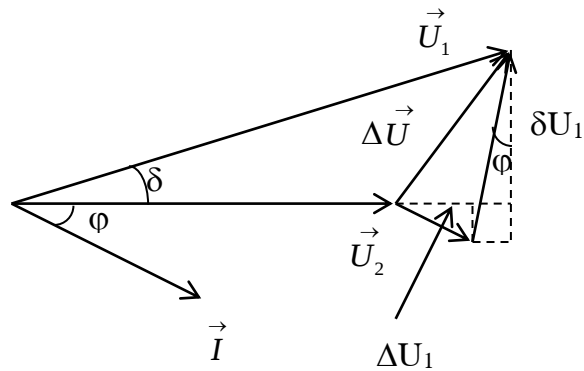
Điện áp ở cuối đường dây là $\vec{U}_2$, điện áp ở đầu đường dây là $\vec{U}_1$ là các vectơ phức điện áp dây, công suất của nguồn cung cấp (đầu đường dây) là $S_1 = P_1 + jQ_1$ hình 2.6.



Hình 2.6: Sơ đồ đường dây và các phụ tải

2.3.1. Tính tổn thất điện áp theo dòng điện và vectơ điện áp.

Hầu hết các tải trong thực tế đều mang tính cảm kháng nên trong các công thức dưới đây chúng ta giả thiết dòng điện trên đường dây $\vec{I}$ chậm pha so với điện áp $\vec{U}$, nếu lấy điện áp $\vec{U}$ làm gốc tính toán thì quan hệ giữa hai vectơ



Hình 2.7: Giản đồ vectơ điện áp

$\vec{U}$, và $\vec{I}$ được minh họa bằng hình vẽ 2.7.

Dòng điện $\vec{I}$ có thể phân tích thành 2 thành phần I_R (trùng với U_2) và I_X (vuông góc với U_2). Phần thực I_R của dòng điện là do công suất tác dụng gây ra còn phần ảo I_X của nó là do công suất phản kháng gây ra.

$$\dot{I} = I_R - j I_X = I \cos \varphi - j I \sin \varphi \quad (2.31)$$

Với $\dot{Z} = R + j X$ là tổng trở của đường dây.

Theo định luật Ohm ta có tổn thất điện áp trên đường dây tính cho 1 pha.

$$\begin{aligned} \Delta \dot{U}_p &= \dot{I} \dot{Z} = (I_R - j I_X) (R + j X) = (I \cos \varphi - j I \sin \varphi) (R + j X) \\ &= (I.R. \cos \varphi + I.X. \sin \varphi) + j (I.X. \cos \varphi - I.R. \sin \varphi) \\ &= \Delta U_{1p} + j \delta U_{1p} \end{aligned} \quad (2.32)$$

Trong thực tế đối với điện áp cao ta thường quan tâm đến tổn thất điện áp dây, do đó chúng ta có thể biểu diễn tổn thất theo điện áp dây như sau:

$$\begin{aligned} \Delta \dot{U}_d &= \sqrt{3} \dot{I} \dot{Z} = \sqrt{3} (I_R - j I_X) (R + j X) \\ &= \sqrt{3} (I \cos \varphi - j I \sin \varphi) (R + j X) \\ &= \sqrt{3} (I.R. \cos \varphi + I.X. \sin \varphi) + j \sqrt{3} (I.X. \cos \varphi - I.R. \sin \varphi) \\ &= \Delta U_{1d} + j \delta U_{1d} \end{aligned} \quad (2.33)$$

Ta thấy tổn thất điện áp gồm 2 thành phần: ΔU_{1d} trùng pha với U_2 và δU_{1d} vuông góc với U_2 .

$$\begin{aligned} \Delta U_{1d} &= \sqrt{3} (I \cos \varphi.R + I \sin \varphi.X) \\ \delta U_{1d} &= \sqrt{3} (I \cos \varphi.X - I \sin \varphi.R) \end{aligned} \quad (2.34)$$

Ta có thể tính được điện áp đầu nguồn $\dot{U}_1$ thông qua biểu thức:

$$\begin{aligned} \dot{U}_1 &= \dot{U}_2 + \Delta \dot{U}_d = \dot{U}_2 + \Delta U_1 + j \delta U_1 \\ &= U_2 + \sqrt{3} (I.R. \cos \varphi + I.X. \sin \varphi) + j \sqrt{3} (I.X. \cos \varphi - I.R. \sin \varphi) \end{aligned} \quad (2.35)$$

Từ hình 2.7 ta có thể tính được modul và góc pha của điện áp $\dot{U}_1$ (lưu ý lấy U_2 làm gốc)

$$U_1 = \sqrt{(U_2 + \Delta U_1)^2 + \delta U_1^2}$$

$$\operatorname{tg} \delta = \delta U_1 / (U_2 + \Delta U_1) \quad (2.36)$$

Tương tự, nếu lấy U_1 làm gốc tính toán (trùng với trục thực) thì có thể tính U_2 như sau:

$$\begin{aligned} \vec{U}_2 &= \vec{U}_1 - \Delta \vec{U} \\ U_2 &= \sqrt{(U_1 - \Delta U_1)^2 + \delta U_1^2} \\ \operatorname{tg} \delta &= \delta U_1 / (U_1 - \Delta U_1) \end{aligned} \quad (2.37)$$

Đồ thị vectơ trong các biểu thức của công thức (2.37) được minh họa ở hình 2.8

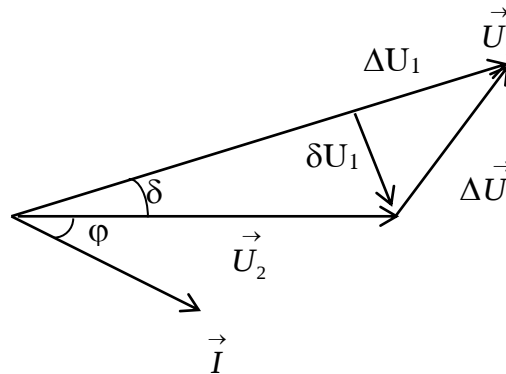
Một khái niệm hay dùng đến trong cung cấp điện là độ sụt áp. Nó chính là hiệu giữa modul của điện áp U_1 và U_2

$$\Delta U_s = U_1 - U_2 \quad (2.38)$$

Nói cách khác độ sụt áp là lượng điện áp bị mất đi khi đường dây truyền tải công suất.

Nếu quay vectơ $\vec{U}_1$ xuống $\vec{U}_2$ ta được ΔU_s . Ta nhận thấy $\Delta U_s > \Delta U_1$, tuy nhiên trong thực tế góc truyền tải δ rất nhỏ (cỡ $3-5^\circ$) cho nên sự khác giữa ΔU_s và ΔU_1 rất nhỏ nên có thể bỏ qua. Như vậy trong thực tế có thể lấy thành phần tổn thất điện áp đồng trục với điện áp gốc ΔU_1 là giá trị độ sụt áp, giả thiết này sẽ làm cho việc tính độ sụt áp dễ dàng hơn so với trực tiếp ΔU_s . Do đó cụm từ tổn thất điện áp được dùng thay cho từ cụm từ độ sụt áp để chỉ sự mất điện áp do tải điện trên đường dây.

Đối với lưới điện siêu cao thế hay các đường dây dài góc δ có giá trị khá lớn, trong trường hợp này việc tính toán lưới điện phải dựa vào máy tính và khi



Hình 2.8: Giả đồ vectơ điện áp khi chọn U_1 làm gốc

đó có thể tính độ sụt áp theo (2.38)

2.3.2. Tính tổn thất điện áp theo công suất truyền tải trên đường dây

Thông thường dữ liệu của các bài toán về cung cấp điện có thể biết được là công suất tác dụng và công suất phản kháng hay công suất toàn phần. Công suất ở phụ tải được ký hiệu lần lượt là P_2 , Q_2 và S_2 , ở đầu nguồn là P_1 , Q_1 và S_1 , U là điện áp định mức đường dây (luôn hiểu là điện áp dây).

Chúng ta cần lưu ý biểu thức tính toán các đại lượng và mối quan hệ giữa chúng như sau:

$$P_2 = \sqrt{3} U_2 I \cos \varphi_2$$

$$Q_2 = \sqrt{3} U_2 I \sin \varphi_2$$

$$S_2 = P_2 + jQ_2$$

$$P_1 = \sqrt{3} U_1 I \cos \varphi_1$$

$$Q_1 = \sqrt{3} U_1 I \sin \varphi_1$$

$$S_1 = P_1 + jQ_1$$

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2}$$

$$\varphi = \text{atcrg}(Q/P)$$

$$Q = P \tan \varphi$$

$$P = S \cos \varphi$$

Nếu giả thiết đường dây đồng nhất thì $\varphi_1 = \varphi_2 = \varphi$. Từ các công thức trên tính được:

$$I \cos \varphi = \frac{P_2}{\sqrt{3} U_2} = \frac{P_1}{\sqrt{3} U_1}$$

$$I \sin \varphi = \frac{Q_2}{\sqrt{3} U_2} = \frac{Q_1}{\sqrt{3} U_1} \quad (2.39)$$

Thay (2.39) vào (2.34) ta được

$$\Delta U_1 = \frac{PR + QX}{U} 10^{-3} [\text{kV}] \quad (2.40)$$

$$\delta U_1 = \frac{PX - QR}{U} 10^{-3} [\text{kV}] \quad (2.41)$$

Trong hai công thức trên $P[\text{kW}]$, $Q[\text{kVAr}]$, $U[\text{kV}]$ và $R, X[\Omega]$.

Thành phần ΔU_1 được sử dụng như độ sụt áp và đây là thành phần có ý nghĩa thực tiễn, còn thành phần δU_1 chỉ thể hiện thành phần ảo của tổn thất điện áp. Vì vậy, từ đây về sau trong giáo trình này để đơn giản trong cách hành văn chúng ta thống nhất lấy độ lớn của tổn thất điện áp hay độ sụt áp là $\Delta U = \Delta U_1$. Mặt khác giá trị của tổn thất điện áp sẽ thay đổi liên tục theo phụ tải cuối đường dây nên trong thực tiễn chúng ta hay dùng tổn thất phần trăm so với điện áp định mức của đường dây như sau:

$$\Delta U\% = \frac{\Delta U}{U_{\text{đm}}} 100 \approx \frac{PR + QX}{10U_{\text{đm}}^2} [\%] \quad (2.42)$$

Các công thức (2.40), (2.41) được viết tổng quát, trong đó giá trị của công suất và điện áp phải được lấy tại cùng một điểm trên đường dây (cùng ở điểm 1 hoặc ở điểm 2 ở hình 2.6). Tuy nhiên, với sai số chấp nhận được, để đơn giản trong tính toán ở mạng cung cấp chúng ta có thể lấy giá trị điện áp U ở hai công thức này bằng điện áp định mức của lưới điện đang tính toán (nếu có thể chung ta lấy bằng điện áp trung bình của đường dây cần tính) và lúc đó chúng ta sẽ có về cuối của công thức (2.42). Ở các đường dây cao thế và dài, việc tính toán phải tính cụ thể hơn.

2.4. Tổn thất công suất trên đường dây truyền tải.

Nguyên nhân của tổn thất công suất là do tổng trở của đường dây. Tổn thất công suất trên đường dây gồm tổn thất công suất tác dụng ΔP và tổn thất công suất phản ΔQ , và được xác định đơn giản như sau (tính trên cả 3 pha):

$$\begin{aligned} \Delta P &= 3I^2R \\ \Delta Q &= 3I^2X \end{aligned} \quad (2.43)$$

Nếu thay I theo công suất theo (2.39) ta có:

$$\Delta P = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} R \cdot 10^{-3} = \frac{S^2}{U^2} R \cdot 10^{-3} [\text{kW}] \quad (2.44)$$

$$\Delta Q = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} X \cdot 10^{-3} = \frac{S^2}{U^2} X \cdot 10^{-3} [\text{kVAr}] \quad (2.45)$$

Lưu ý: trong các công thức trên, $P[\text{kW}]$, $Q[\text{kVAr}]$, $U[\text{kV}]$; P , Q là công suất thực sự truyền qua đường dây (công suất cuối đường dây). Trong tính toán gần đúng có thể lấy $U = U_{\text{đm}}$ của mạng.

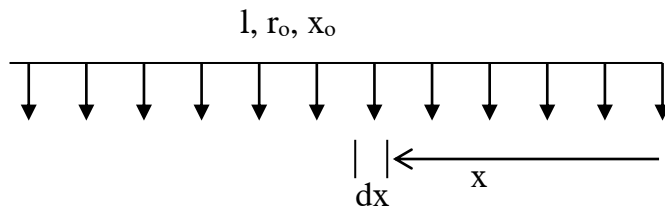
Tổn thất công suất được tính cho chế độ max năm của đường dây để tính tổn thất điện năng và tính yêu cầu công suất đối với nguồn điện. Tổn thất công suất là không tránh khỏi. Nó có tác hại là đòi hỏi khả năng phát của nguồn và khả năng tải của lưới cao hơn công suất yêu cầu của phụ tải. Do đó phải giữ tổn thất công suất ở mức hợp lý. Tương tự như tổn thất điện áp, giá trị tổn thất công suất luôn thay đổi theo công suất phụ tải nên trong thực tiễn chúng ta hay dùng tổn thất phần trăm như sau:

$$\begin{aligned}\Delta P\% &= \frac{\Delta P}{P} 100 \\ \Delta Q\% &= \frac{\Delta Q}{Q} 100\end{aligned}\quad (2.46)$$

Nếu góc φ nhỏ chúng ta xem $\sin\varphi=0$ thì chúng ta có mối quan hệ giữa tổn thất công suất phần trăm và tổn thất điện áp phần trăm như sau:

$$\begin{aligned}\frac{\Delta P\%}{\Delta U\%} &= \frac{\frac{\sqrt{3IR.100}}{U_{dm} \cos\varphi}}{\frac{\sqrt{3IR \cos\varphi.100}}{U_{dm}}} = \frac{1}{\cos^2 \varphi} \\ \Delta P\% &= \frac{\Delta U\%}{\cos^2 \varphi}\end{aligned}\quad (2.47)$$

Tất cả các công thức vừa trình bày ở mục 2.2 và 2.3 của tổn thất điện áp và tổn thất công suất được sử dụng trong trường hợp phụ tải tập trung. Khi xét một chiều dài đường dây đủ lớn thì chúng ta xem các phụ tải phân bố đều trên toàn chiều dài đường dây. Trong trường hợp này, việc tính toán tổn thất điện áp và công suất sẽ phức tạp hơn như sau:



Hình 2.9: Mô hình đường dây có tải phân bố đều

Xét đường dây chiều dài l có phụ tải phân bố đều trên hình 2.9.

Gọi p_0 [kW/km], q_0 [kVAr/km] là mật độ phụ tải, điện trở đơn vị là r_0 [Ω/km], điện kháng đơn vị x_0 [Ω/km]. Trên chiều dài đường dây lấy một phần tử dx rất bé nằm cách đầu cuối của đường dây một đoạn x có tổn thất điện áp là $d\Delta U$ như sau:

$$d\Delta U = \frac{(p_0 \cdot x \cdot r_0 + q_0 \cdot x \cdot x_0) dx}{U_{dm}} \quad (2.48)$$

Trong đó $p_0 \cdot x$, $q_0 \cdot x$ là công suất yêu cầu trên đoạn x , công suất này đi qua đoạn dx và gây ra tổn thất điện áp $d\Delta U$, $r_0 \cdot dx$, $x_0 \cdot dx$ là điện trở và điện kháng của đoạn dx . Tổn thất điện áp trên toàn đường dây là:

$$\Delta U = \int_0^l \frac{(p_0 \cdot x \cdot r_0 + q_0 \cdot x \cdot x_0)}{U_{dm}} dx = \frac{p_0 \cdot r_0 \cdot l^2}{2U_{dm}} + \frac{q_0 \cdot x_0 \cdot l^2}{2U_{dm}} = \frac{P \cdot R + Q \cdot X}{2U_{dm}} \quad (2.49)$$

trong đó $P = p_0 \cdot l$, $Q = q_0 \cdot l$ là công suất yêu cầu, $R = r_0 \cdot l$, $X = x_0 \cdot l$ là điện trở và điện kháng của đường dây.

Nhận thấy rằng, tổn thất điện áp trong đường dây có tải phân bố đều bằng $1/2$ trường hợp tất cả công suất yêu cầu đặt ở cuối đường dây. Điều này cho phép thay thế đường dây có phụ tải phân bố đều bằng đường dây có phụ tải tập trung tại một điểm cùng công suất nhưng đặt ở giữa đường dây.

Bây giờ chúng ta xét tổn thất công suất trên đường dây có tải phân bố đều. Phân tích tương tự ta có: tổn thất công suất tác dụng trên đoạn dx là:

$$d\Delta P = \frac{((p_0 \cdot x)^2 + (q_0 \cdot x)^2) \cdot r_0 \cdot dx}{U_{dm}^2} \quad (2.50)$$

Tổn thất công suất tác dụng trên toàn đường dây là

$$\Delta P = \int_0^l \frac{((p_0 \cdot x)^2 + (q_0 \cdot x)^2) \cdot r_0}{U_{dm}^2} dx = \frac{((p_0 \cdot l)^2 + (q_0 \cdot l)^2) \cdot l \cdot r_0}{3U_{dm}^2} = \frac{(P^2 + Q^2) \cdot R}{3U_{dm}^2} \quad (2.51)$$

Tính tương tự cho tổn thất công suất phản kháng ta có:

$$\Delta Q = \frac{(P^2 + Q^2)}{3U_{dm}^2} X \quad (2.52)$$

Như vậy, trong trường hợp phụ tải phân bố đều trên đường dây, tổn thất công suất chỉ bằng $1/3$ tổn thất khi phụ tải tập trung ở cuối đường dây. Nói cách khác, tổn thất công suất trong trường hợp phụ tải phân bố đều trên đường chỉ bằng $1/3$ trong trường hợp cùng đường dây đó nhưng phụ tải tập trung cuối đường dây và tổng công suất của phụ tải phân bố đều bằng công suất phụ tải tập trung.

Lưu ý rằng trong các công thức từ (2.48) đến (2.52) tất cả các đại lượng đều thể hiện ở giá trị pha.

Trong trường hợp vừa có phụ tải phân bố đều và phụ tải tập trung cuối đường dây chúng ta xác định theo nguyên lý xếp chồng.

2.5. Tổn thất công suất trong máy biến áp.

Trong khuôn khổ của giáo trình chúng ta chỉ xét tổn thất công suất trong máy biến áp 3 pha hai cuộn dây. Tổn thất công suất trong máy biến áp có thể phân thành hai phần phụ thuộc và không phụ thuộc vào công suất phụ tải đi qua máy biến áp.

Thành phần không phụ thuộc vào phụ tải chính là tổn thất trong lõi thép của máy biến áp hay còn gọi là tổn thất không tải (hay tổn thất phụ thuộc điện áp). Tổn thất không tải không phụ thuộc vào công suất tải truyền qua máy biến áp, nó chỉ phụ thuộc vào cấu tạo của máy biến áp. Tổn thất không tải được xác định theo các số liệu kỹ thuật của biến áp.

$$\Delta S_0 = \Delta P_0 + j\Delta Q_0 \quad (2.53)$$

với:
$$\Delta Q_0 = \frac{I_0 S_{dm}}{100}$$

Trong đó I_0 là dòng điện không tải tính theo phần trăm ΔP_0 là tổn thất công suất tác dụng không tải (cho trong bảng lý lịch máy biến áp). ΔQ_0 là tổn thất công suất phản kháng không tải.

Thành phần tổn thất thứ hai phụ thuộc vào công suất truyền qua máy biến áp và được xác định như sau:

$$\begin{aligned} \Delta P_{cu} &= 3I^2 R_{BA} = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} R_{BA} = \Delta P_N \left(\frac{S_t}{S_{dm}} \right)^2 \\ \Delta Q_{cu} &= 3I^2 X_{BA} = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} X_{BA} = \frac{U_N S_t^2}{100 S_{dm}} \end{aligned} \quad (2.54)$$

trong đó S_t là tổng công suất tải của máy biến áp, S_{dm} là công suất định mức của máy biến áp, ΔP_N là tổn thất ngắn mạch.

Trong công thức (2.54) R_{BA} và X_{BA} phải tương thích với U ; nghĩa là khi tính R_{BA} và X_{BA} theo điện áp nào thì phải sử dụng điện áp đó trong (2.54). Trong giáo trình này chúng ta thống nhất tính theo điện áp qui về phía cao áp.

Như vậy tổng tổn thất công suất trong máy biến áp cho bởi:

$$\Delta P_{BA} = \Delta P_0 + \Delta P_{cu} = \Delta P_0 + \Delta P_N \left(\frac{S_t}{S_{dm}} \right)^2$$

$$\Delta Q_{BA} = \Delta Q_o + \Delta Q_{cu} = \Delta Q_o + \frac{U_N S_t^2}{100 S_{dm}} \quad (2.55)$$

Trong trường hợp có n biến áp giống nhau làm việc song song, tổn thất công suất trong n máy bằng:

$$\begin{aligned} \Delta P_{BA} &= n \Delta P_o + \frac{1}{n} \Delta P_N \left(\frac{S_t}{S_{dm}} \right)^2 \\ \Delta Q_{BA} &= n \Delta Q_o + \frac{1}{n} \left(\frac{U_N S_t^2}{100 S_{dm}} \right) \end{aligned} \quad (2.56)$$

2.6. Tổn thất điện năng

2.6.1. Tổn thất điện năng trên đường dây

Nguyên nhân của tổn thất điện năng là do tổn thất công suất tác dụng trên thành phần điện trở gây ra. Chúng ta biết rằng công suất tiêu thụ của phụ tải thay đổi liên tục theo thời gian, nên dẫn đến tổn thất công suất cũng là đại lượng luôn thay đổi. Vì vậy, tổn thất điện năng phải là hàm tích phân của tổn thất công suất tác dụng.

$$\Delta A = \int_0^T \Delta P(t) dt = 3R \int_0^T I_t^2 dt = R \int_0^T \frac{S_t^2}{U_t^2} dt \quad (2.57)$$

Tích phân của phương trình (2.57) sẽ khó tính toán theo phụ tải thực tế (thay đổi phi tuyến phức tạp). Do đó, trong các bài toán chúng ta dùng phụ tải đã được tuyến tính hóa (cho dưới dạng đồ thị phụ tải hình bậc thang). Và khi đó nếu đồ thị phụ tải có hình bậc thang với n bậc, mỗi bậc ứng với khoảng thời gian Δt_i , và có công suất đổi thì:

$$\Delta A = R \sum_{i=1}^n \frac{S_i^2}{U_i^2} \Delta t_i = R \left\{ \sum_{i=1}^n \frac{P_i^2}{U_i^2} \Delta t_i + \sum_{i=1}^n \frac{Q_i^2}{U_i^2} \Delta t_i \right\} \quad (2.58)$$

Với giả thiết ở các mục trên ta có thể xem U_i không đổi tính gần đúng bằng U_{dm}

$$\Delta A = \frac{R}{U_{dm}^2} \left(\sum_{i=1}^n P_i^2 + \sum_{i=1}^n Q_i^2 \right) \Delta t_i \quad (2.59)$$

Nếu đồ thị phụ tải năm ($T=8760h$) và các khoảng chia $\Delta t_i = 1h$ thì tổn thất điện năng trong năm như sau:

$$\Delta A = \frac{R}{U_{dm}^2} \left(\sum_{i=1}^{8760} P_i^2 + \sum_{i=1}^{8760} Q_i^2 \right) = \frac{R}{U_{dm}^2} (P_{\max}^2 \tau_p + Q_{\max}^2 \tau_q) \quad (2.60)$$

Trong đó: τ_p là thời gian chịu tổn thất công suất lớn nhất do công suất tác dụng gây ra, τ_q là thời gian tổn thất công suất lớn nhất do công suất phản kháng gây ra, chúng phụ thuộc vào vào đồ thị phụ tải, công suất tác dụng và công suất phản kháng của phụ tải.

$$\tau_p = \frac{\sum_{i=0}^{7860} P_i^2}{P_{\max}^2} = \frac{\int_0^{8760} P_t^2 dt}{P_{\max}^2} \quad (2.61)$$

$$\tau_q = \frac{\sum_{i=0}^{7860} Q_i^2}{Q_{\max}^2} = \frac{\int_0^{8760} Q_t^2 dt}{Q_{\max}^2} \quad (2.62)$$

Khi tính toán thực tế, chúng ta thường giả thiết dạng của đồ thị công suất phản kháng và công suất tác dụng gần giống nhau, có nghĩa là $\cos\varphi$ của phụ tải không đổi trong năm. Với giả thiết này $\tau_p = \tau_q = \tau$ và (2.60) có thể viết:

$$\Delta A = \frac{R}{U_{dm}^2} (P_{\max}^2 + Q_{\max}^2) \tau = \frac{S_{\max}^2 R \tau}{U_{\max}^2} = \Delta P_{\max} \tau \quad (2.63)$$

với:

$$\tau = \frac{\sum_{i=0}^{8760} S_i^2 \Delta t_i}{S_{\max}^2} = \frac{\sum_{i=0}^{8760} P_i^2 \Delta t_i}{P_{\max}^2} = \frac{\int_0^{8760} I_t^2 dt}{I_{\max}^2} \quad (2.64)$$

Ta thấy ý nghĩa của τ rất rõ ràng, nếu dòng điện lưới I_t không đổi và bằng $I_{\max}$ thì trong thời gian τ (giờ) nó gây ra tổn thất đúng bằng tổn thất điện năng do dòng điện thực tế gây ra trong cả năm.

Chúng ta có thể tính tổn thất điện năng thông qua tổn thất công suất trung bình ΔP_{tb} như sau:

$$\Delta A = T \cdot \Delta P_{tb} \quad (2.65)$$

với

$$\Delta P_{tb} = \sum \frac{1}{t_i} \cdot \sum \Delta P_i t_i \quad (2.66)$$

Chúng ta cũng có thể xác định tổn thất điện năng thông qua hệ số tổn thất K_{tt} và tổn thất công suất lớn nhất:

$$\Delta A = T \cdot K_{tt} \cdot \Delta P_{\max} \quad (2.67)$$

với:

$$K_{tt} = \frac{\sum P_i^2 \cdot \Delta t_i}{P_{\max}^2 \cdot T} = \frac{\Delta P_{tb}}{\Delta P_{\max}} \quad (2.68)$$

Hệ số tổn thất cũng có thể xác định theo hệ số phụ tải theo các công thức thực nghiệm như sau:

$$K_{tt}=a.k_{pt}+(1-a)k_{pt}^2 \quad (2.69)$$

Với a được lấy bằng 0,3 hoặc 0,2.

Trong hầu hết các bài toán chúng ta dùng τ để tính tổn thất điện năng, riêng trong các bài toán bù phải dùng τ_Q phụ thuộc vào dung lượng Q bù. Nếu dùng $\tau = \text{const}$ thì sẽ kết quả sẽ không chính xác.

$T_{\max}[\text{h}]$	$\tau[\text{h}]$		
	Hệ số công suất trung bình của tải $\cos\varphi_{tb}$		
	0,6	0,8	1
2000	-	-	800
2500	-	-	1000
3000	2700	2000	1300
3500	3000	2150	1600
4000	3400	2750	2000
4500	3750	3300	2500
5000	4150	3650	2900
5500	4600	4150	3500
6000	5000	4600	4200
6500	5500	5300	5000
7000	6100	5900	5700
7500	6700	6050	6600
8000	7400	7400	7900
8760	8760	8760	8760

Bảng 2.3: Mối quan hệ giữa τ theo $T_{\max}$ và hệ số công suất

Trong cung cấp điện chúng ta chỉ xét đường dây cấp điện cho phụ tải nên đồ thị phụ tải của đường dây trùng với đồ thị phụ tải của phụ tải, do đó mà τ

được đánh giá thống kê như một hàm số của thời gian sử dụng công suất lớn nhất $T_{\max}$ của phụ tải. τ được tính toán thống kê theo $T_{\max}$ của đồ thị phụ tải được cho dưới dạng bảng, đường cong hoặc theo công thức kinh nghiệm.

Có thể xác định τ theo công thức kinh nghiệm như sau:

$$\tau = (0.124 + T_{\max} \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 \text{ [giờ]} \quad (2.70)$$

$$\text{hoặc} \quad \tau = 0.3 T_{\max} + \frac{0.7 T_{\max}^2}{8760} \quad (2.71)$$

trong đó $T_{\max}$ là thời gian sử dụng công suất lớn nhất.

τ cũng có thể tra tra bảng 2.3

Một điều cần lưu ý là các công thức trên đây được sử dụng tốt trong quá quy hoạch, trong đó $T_{\max}$ được chọn theo loại phụ tải. Trong vận hành phải xác định chính xác đồ thị phụ tải của lưới điện đang vận hành, nếu vận hành dùng $T_{\max}$ như trên thì sai số rất lớn vì $T_{\max}$ biến thiên trong miền rất rộng, nếu tiến hành đo trên lưới thì rất khó khăn và tốn kém vì đo đạc trên tất cả đoạn đường dây và trong suốt cả năm. Vì vậy, trong vận hành, để đánh giá tổn thất điện năng người ta có thể làm theo 2 cách sau:

-Đo đạc 1 số trực lộ đặc trưng trong khoảng thời gian nhất định, phân tích ΔA rồi nhân rộng cho các trực lộ cùng loại.

-Lập các công thức kinh nghiệm thể hiện sự phụ thuộc của P và ΔA vào điện áp và các thông số cấu trúc khác, rồi đo điện áp để đánh giá tổn thất.

-Lập bảng quan hệ $\tau = f(T_{\max}, \cos\varphi)$ cho từng miền cụ thể của mạng điện để tính toán. Tuy nhiên những công việc vận hành trên thường áp dụng trong lưới điện công suất lớn điện áp cao, trong lưới phân phối ở Việt Nam thì việc vận hành đơn giản hơn.

2.6.2. Tổn thất điện năng trong máy biến áp

Tổn thất điện năng trong máy biến áp bao gồm hai phần: Phần thứ nhất không phụ thuộc vào phụ tải qua máy biến áp và được xác định theo thời gian làm việc của máy biến áp (kể cả làm việc không tải). Phần thứ hai phụ thuộc vào công suất tải đi qua máy biến áp và được xác định theo đồ thị phụ tải. Trong cung cấp điện chúng ta xem đồ thị phụ tải của máy biến áp cũng là đồ thị như phụ tải của tải và lúc này chúng ta dùng $T_{\max}$ để tính τ . Tổn thất điện năng của máy biến áp trong một năm được xác định như sau:

$$\Delta A_{BA} = \Delta P_0.T_{vh} + \Delta P_{\max} \tau = \Delta P_0.T_{vh} + \Delta P_N \frac{S_{\max}^2}{S_{dm}^2} \tau \quad (2.72)$$

trong đó T_{vh} là thời gian vận hành trong một năm của máy biến áp, trong thực tế nó nằm trong khoảng 8500-8760 h.

$S_{\max}$ là công suất phụ tải cực đại trong năm của máy biến áp.

Trong trường hợp có n máy biến áp như nhau làm việc song song thì tổn thất điện năng trong n máy:

$$\Delta A_{BA} = n. \Delta P_0.T_{vh} + \Delta P_N. \frac{1}{n} \frac{S_{\max}^2}{S_{dm}^2} \tau \quad (2.73)$$

Muốn tính tổn thất điện năng cho các khoảng thời gian T bất kỳ thì các giá trị trong biểu thức (2.72) và (2.73) phải được tính theo khoảng thời gian này, không thể dùng các công thức cho cả năm ở trên để tính được.

Nếu biết đồ thị phụ tải cụ thể thì phải tính theo đồ thị phụ tải như đối với đường dây.

2.7. Một số ví dụ

Ví dụ 2.1:

Đường dây trên không điện áp 15kV, dài 5 km, dây dẫn AC-70 (tra bảng có $r_0=0,46[\Omega/\text{km}]$, $x_0=0,34[\Omega/\text{km}]$), cung cấp điện cho một phụ tải công suất (500 + j400) kVA đặt ở cuối với $T_{\max} = 3000$ h.

- Xác định tổn thất điện áp trên đường dây.
- Tìm tổng thất công suất tác dụng, phản kháng và tổn thất công suất toàn phần trên đường dây.
- Tìm tổn thất điện năng của đường dây trong một năm.

Giải

Ta có: $R = r_0.l = 0,46.5 = 2,3\Omega$.

$X = x_0.l = 0,34.5 = 1,7\Omega$.

- Tổn thất điện áp trên đường dây:

$$\Delta U = \frac{P.R + Q.X}{U_{dm}} = \frac{500.2,3 + 400.1,7}{15} = 120V = 0,12kV$$

b) Tổn thất công suất tác dụng

$$\Delta P = \frac{P^2 + Q^2}{U_{dm}^2} R = \frac{500^2 + 400^2}{15^2} \cdot 2,3 \cdot 10^{-3} = 5,02 kW$$

Tổn thất công suất phản kháng.

$$\Delta Q = \frac{P^2 + Q^2}{U_{dm}^2} X = \frac{500^2 + 400^2}{15^2} \cdot 1,7 \cdot 10^{-3} = 3,69 kVar$$

Tổn thất công suất toàn phần.

$$\Delta \dot{S} = \Delta P + j\Delta Q = 5,02 + j3,69 (kVA).$$

c) Tổn thất điện năng trong một năm

Dùng công thức thực nghiệm (2.70) ta có:

$$\tau = (0,124 + 3000 \cdot 10^{-4}) 8760 = 1574 \text{ (h)}$$

$$\text{Suy ra: } \Delta A_{1 \text{ năm}} = \Delta P \cdot \tau = 5,02 \cdot 1574 = 7901,5 kWh.$$

Ví dụ 2.2:

Một máy biến áp 3 pha hai cuộn dây có $S_{dm} = 10 MVA$, $U_{dm} = 110/15 kV$, $U_N = 10,5\%$, $\Delta P_N = 60 kW$, $\Delta P_0 = 14 kW$, $I_0 = 0,9\%$. Cung cấp cho một phụ tải có công suất 8 MVA, hệ số $\cos\varphi = 0,8$, $T_{max} = 5000 \text{ h}$.

a) Xác định tổn thất công suất trong máy biến áp.

b) Tìm tổn thất điện năng trong máy biến áp trong một năm (8760h).

Giải:

Áp dụng công thức (2.55) ta có:

Tổn thất công suất tác dụng trong máy biến áp

$$\Delta P_{BA} = \Delta P_0 + \Delta P_N \cdot \frac{S_t^2}{S_{dm}^2} = 14 + 60 \frac{8^2}{10^2} = 52,4 kW$$

Tổn thất công suất phản kháng trong máy biến áp:

$$\Delta Q_{BA} = \frac{I_0 S_{dm}}{100} + \frac{U_N S_t^2}{100 \cdot S_{dm}} = \frac{0,9 \cdot 10000}{100} + \frac{10,5 \cdot 8000^2}{100 \cdot 10000} = 762 kVar$$

b) Tổn thất điện năng của trạm trong một năm

Thời gian tổn thất cực đại (Công thức (2.70))

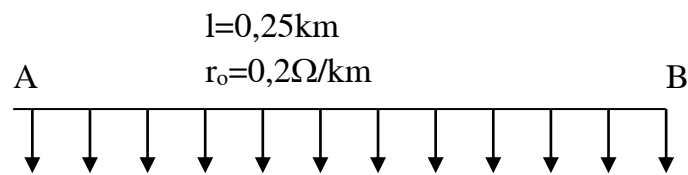
$$\tau = (0,124 + T_{\max} \cdot 10^{-4})^2 \times 8760 = (0,124 + 5000 \cdot 10^{-4})^2 \times 8760 = 3410 \text{ h.}$$

Như vậy tổn thất điện năng trong máy biến áp (công thức (2.72))

$$\Delta A_{BA} = \Delta P_0 \cdot T_{vh} + \Delta P_N \cdot \frac{S_t^2}{S_{dm}^2} \tau = +14.8760 + 60 \cdot \frac{8000^2}{10000^2} \cdot 3410 = 301324 \text{ kWh}$$

Ví dụ 2.3:

Cho một đường dây một pha hai dây có phụ tải phân bố đều như hình 2.10:



Hình 2.10: Đường dây một pha có phụ tải phân bố đều

Mật độ phụ tải của đường dây là $I_0 = 1600 \text{ A/km}$, giả thiết phụ tải trên đường dây có hệ số công suất bằng 1 và bỏ qua cảm kháng đường dây.

- Xác định độ sụt áp trên đường dây. Tìm điện áp đầu đường dây để điện áp cuối đường dây là 220 (V) .
- Xác định tổn thất công suất tác dụng trên toàn bộ đường dây.
- Tìm điện áp đầu đường dây để điện áp giữa đường dây U_G là 220 (V) .

Giải :

- Với giả thiết của bài toán thì công thức (2.49) được viết lại:

$$\Delta U = PR / (2U) = \frac{I \cdot R}{2}$$

với $I = I_0 \cdot l = 1600 \cdot 0,25 = 400 \text{ (A)}$; $R = r_o \cdot l = 0,2 \cdot 0,25 \cdot 2 = 0,1 \text{ (}\Omega\text{)}$ (vì có hai dây).

Thay vào ta có:

$$\Delta U_{AB} = 20 \text{ (V)}$$

Từ đó suy ra:

$$U_A = U_B + \Delta U_{AB} = 240 \text{ (V)}$$

- Từ công thức (2.51) chúng ta có: $\Delta P = \frac{I^2 \cdot R}{3}$

thay vào ta được $\Delta P = (400^2 \cdot 0,1) / 3 = 5,333 \text{ (kW)}$.

c) Trong trường hợp này chúng ta sử dụng nguyên lý xếp chồng như sau:

Gọi ΔU_1 , ΔU_2 là độ sụt áp từ đầu đến giữa đường dây do thành phần phụ tải phân bố đều và phụ tải tập trung (tương đương cho phụ tải phân bố đều nửa đường dây còn lại) đặt tại giữa đường dây.

Khi đó:

$$\Delta U_1 = \frac{1}{2} \cdot \left(\frac{1}{2} R\right) \cdot \left(\frac{1}{2} I\right) \text{ (vì giữa đường dây)}$$

$$\Delta U_2 = \left(\frac{1}{2} R\right) \cdot \left(\frac{1}{2} I\right)$$

thay số vào ta được: $\Delta U_1 = 5(V)$, $\Delta U_2 = 10(V)$. Từ đó ta có:

$$U_A = U_G + \Delta U_1 + \Delta U_2 = 220 + 5 + 10 = 235(V).$$

2.8. Bài tập

Bài tập 2.1:

Đường dây trên không điện áp 22kV, dài 7 km, dây dẫn có $r_0 = 0,40[\Omega/\text{km}]$, $x_0 = 0,36[\Omega/\text{km}]$, cung cấp điện cho một phụ tải công suất 2MW, hệ số công suất của tải là 0,8 đặt ở cuối đường dây với $T_{\max} = 5000(h)$.

- Người ta phải duy trì, điện áp tại đầu đường dây bằng bao nhiêu để điện áp cuối đường dây là 22kV.
- Tính % sụt áp tại điểm cuối đường dây khi điện áp đầu đường dây là 22kV
- Tìm tổng thất công suất tác dụng, phản kháng và tổn thất công suất toàn phần trên đường dây.
- Tìm tổn thất điện năng của đường dây trong một năm.

Bài 2.2:

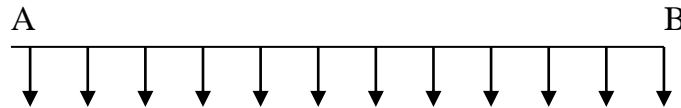
Một máy biến áp 3 pha hai cuộn dây có $S_{dm} = 5MVA$, $U_{dm} = 110/15kV$, $U_N = 9,5\%$, $\Delta P_N = 80kW$, $\Delta P_0 = 24kW$, $I_0 = 1\%$. Cung cấp cho một phụ tải có công suất 4 MVA, hệ số $\cos\varphi = 0,75$, $T_{\max} = 6000 h$.

- Xác định tổn thất công suất trong máy biến áp.
- Tìm tổn thất điện năng trong máy biến áp trong một năm(8760h).

Bài 2.3:

Cho một đường dây ba pha có phụ tải phân bố đều như hình vẽ 2.11. Mật độ phụ tải trên đường dây $p_0 = 1(\text{kW/m})$, $q_0 = 0,2(\text{kVar/m})$. Chiều dài đường dây $l = 10\text{km}$, điện trở và điện kháng trên mỗi km đường dây là $r_0 = 0,46(\Omega/\text{km})$, $x_0 = 0,42(\Omega/\text{km})$. Điện áp định mức của đường dây là 15kV .

a) Tìm độ sụt áp trên toàn đường dây.



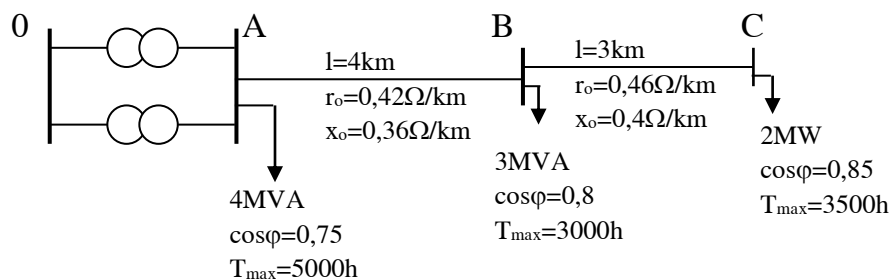
Hình 2.11: Đường dây một pha có phụ tải phân bố đều

b) Khi điện áp đầu đường dây là 15kV , hãy xác định điện áp giữa đường dây.

c) Tìm tổn thất công suất tác dụng và phản kháng trên toàn đường dây

Bài 2.4:

Cho hệ thống cung cấp điện như hình vẽ 2.12:



Hình 2.12: Sơ đồ hệ thống cung cấp điện cho bài tập 2.4

Hai máy biến áp làm việc song song mỗi máy có $S_{\text{dm}} = 6\text{MVA}$, $U_{\text{dm}} = 110/15(\text{kV})$, tổn thất sắt $\Delta P_{\text{Fe}} = 60\text{kW}$, tổn thất ngắn mạch $\Delta P_N = 100\text{kW}$, $U_N\% = 10\%$, $I_0\% = 0,8\%$.

a) Xác định phần trăm sụt áp tại các điểm B, C khi điện áp tại A bằng điện áp định mức phía thứ cấp của máy biến áp.

b) Tìm tổn thất công suất tác dụng, phản kháng và toàn phần trên toàn bộ đường dây và máy biến áp. Phần trăm tổn thất công suất tác dụng.

c) Tính tổn thất điện năng trong một năm của toàn hệ thống.

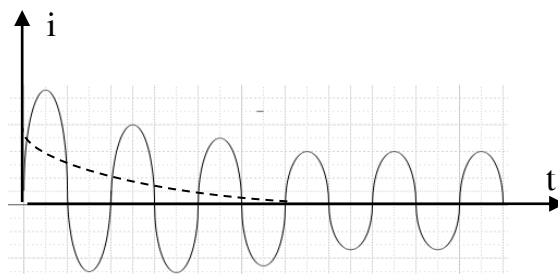
3

TÍNH TOÁN NGẮN MẠCH

3.1. Giới thiệu

Phân tích ngắn mạch là một phần quan trọng trong giải tích hệ thống điện. Bài toán ngắn mạch bao gồm việc xác định điện áp tại các nút và dòng điện chạy trên các nhánh trong quá trình xảy ra ngắn mạch. Ngắn mạch trong hệ thống điện được chia thành ngắn mạch 3 pha đối xứng (balanced faults) và ngắn mạch không đối xứng (unbalanced faults). Ngắn mạch không đối xứng gồm ngắn mạch một dây chạm đất, ngắn mạch hai dây không chạm đất, ngắn mạch hai dây chạm đất. Các thông tin có được từ bài toán ngắn mạch sẽ phục vụ cho công việc chỉnh định rơle và chọn lựa thiết bị bảo vệ.

Biên độ của dòng điện ngắn mạch phụ thuộc vào tổng trở của khép kín qua điểm xảy ra ngắn mạch và điện áp của mạng điện. Tổng trở trong bài toán ngắn mạch bao gồm cả tổng trở quá độ của các máy phát trong lưới (bao gồm thành phần siêu quá độ, quá độ và ở trạng thái tĩnh). Chính vì vậy một trong những vấn đề khó của bài toán ngắn mạch là thành lập ma trận tổng trở hay tổng dẫn.



Hình 3.1: Dạng sóng dòng điện ngắn mạch

Trong cung cấp điện ngắn mạch một pha chạm đất là ngắn mạch có xác suất xảy ra lớn nhất (khoảng 65%) và ngắn mạch ba pha có xác suất thấp nhất

(khoảng 5%). Tuy nhiên, chúng ta cần phân tích hai dạng này bởi các ảnh hưởng của nó là đáng kể đến tình trạng làm việc của hệ thống điện. Mặc khác việc tính toán ngắn mạch một pha tương đối phức tạp hơn so với ngắn mạch ba pha, nên trong thực tế thiết kế người ta hay dùng kết quả của bài toán ngắn mạch ba pha đối xứng. Dạng sóng dòng điện ngắn mạch xảy ra trong hệ thống điện có dạng như hình 3.1.

Từ dạng sóng hình 3.1 chúng ta thấy rằng dòng điện ngắn mạch bao gồm hai thành phần là thành phần không chu kỳ có dạng hàm mũ giảm dần và thành phần có chu kỳ không đổi (trong tính toán chúng được xem như có biên độ không đổi).

Vì tính toán ngắn mạch chúng ta phải kể đến cả máy biến áp và máy phát trong lưới, nghĩa là chúng ta phải tính toán với nhiều cấp điện áp khác nhau. Điều này sẽ phức tạp khi tính trong hệ đơn vị có tên thông thường, do đó khi tính ngắn mạch người ta thường qui đổi về cùng một cấp điện áp thông qua việc sử dụng hệ đơn vị tương đối (hệ đơn vị không tên).

3.2. Hệ đơn vị tương đối

Khi tính toán qui đổi về hệ đơn vị tương đối chúng ta phải chọn các đại lượng cơ bản như điện áp cơ bản U_{cb} , công suất cơ bản S_{cb} . Từ hai giá trị cơ bản này chúng ta tính các giá trị dòng điện và điện kháng cơ bản như sau:

$$\begin{aligned} I_{cb} &= \frac{S_{cb}}{\sqrt{3}U_{cb}} \\ X_{cb} &= \frac{S_{cb}}{\sqrt{3}I_{cb}} \end{aligned} \quad (3.1)$$

Trong tính toán chúng ta thường chọn giá trị của công suất cơ bản là các giá trị đơn giản cho việc tính toán (10MVA, 100MVA, 1000MVA,...), còn điện áp cơ bản thường được chọn bằng giá trị điện áp định mức trung bình của mạng có cấp điện áp phổ biến. Từ đây chúng ta qui đổi các đại lượng về hệ đơn vị tương đối như sau: (trong giáo trình này chúng ta qui ước các đại lượng trong hệ đơn vị tương đối đều có dấu * ở trên góc phải của ký hiệu đại lượng)

$$U^* = \frac{U}{U_{cb}}; \quad E^* = \frac{E}{U_{cb}}; \quad I^* = \frac{I}{I_{cb}}; \quad S^* = \frac{S}{S_{cb}}; \quad X^* = \frac{X}{X_{cb}} = \frac{S_{cb}}{U_{cb}^2} X \quad (3.2)$$

Trong một số trường hợp cụ thể các giá trị điện kháng trong hệ đơn vị tương đối được tính như sau:

Máy phát điện:

$$X_G^* = X_d'' \frac{S_{cb}}{S_{dm}} \quad (3.3)$$

Trong đó X_d'' là điện kháng siêu quá độ dọc trục

Máy biến áp :

$$X_{BA}^* = \frac{U_N \%}{100} \frac{S_{cb}}{S_{dm}} \quad (3.4)$$

$U_N\%$ là điện áp ngắn mạch phần trăm của máy biến áp ba pha hai cuộn dây.

Đường dây:

$$X_d^* = X_d \frac{S_{cb}}{U_{cb}^2} \quad (3.5)$$

X_d là điện kháng của đường dây $X_d = x_0 \cdot l$

Kháng điện:

$$X_K^* = \frac{X_K \%}{100} \frac{I_{cb}}{I_{dmK}} \quad (3.6)$$

trong đó, $X_K\%$ và I_{dmK} là điện kháng % và dòng điện định mức của kháng điện.

3.3. Ngắn mạch ba pha đối xứng

Cần chú ý rằng trong chương này tất cả các giá trị đưa ra được hiểu là ở đơn vị tương đối (pu). Ngắn mạch ba pha là loại ngắn mạch xảy ra khi ba dây pha của đường dây được chập chung lại với nhau, nó xảy ra với tần suất rất thấp. Tuy nhiên, đây được xem như là loại ngắn mạch nguy hiểm nhất.

Trong trường hợp này tổng trở mạch vòng khép kín qua điểm ngắn mạch bao gồm điện kháng máy phát (đây là đại lượng thay đổi theo thời gian và khi tính toán chúng ta lấy gần đúng bằng điện kháng siêu quá độ dọc trục X_d''), điện kháng máy biến áp, điện kháng đường dây (bao gồm cả các thiết bị đặt trên đường dây) và tổng trở bổ sung tại điểm xảy ra ngắn mạch Z_F . Khi đó độ lớn của dòng điện ngắn mạch ba pha đối xứng được xác định như sau:

$$I_{N3} = \frac{U_3(0)}{Z_{33} + Z_F} \quad (3.7)$$

Trong đó: $U_3(0)$ là điện áp Thévenin hay điện áp tại điểm ngắn mạch trước khi xảy ra ngắn mạch (điện áp này thông thường có được từ bài toán phân bố công suất). Trong khuôn khổ của giáo trình này chúng ta giả thiết rằng điện

áp tại thanh cái máy phát bằng với giá trị danh định trong tất cả các trường hợp ngắn mạch. Nghĩa là $U_1(0)=U_2(0)=U_3(0)=1(\text{pu})$. Z_{33} là tổng trở Thévenin nhìn từ điểm ngắn mạch.

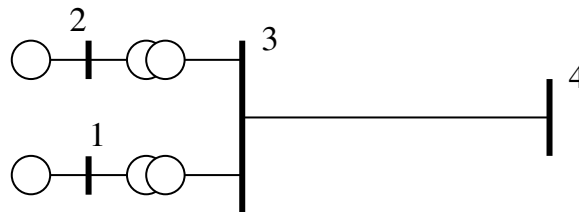
Trong các bài toán đơn giản chúng ta có thể xác định Z_{33} bằng phương pháp biến đổi tương đương thông thường. Tuy nhiên, trong mạng điện phức tạp, việc tính như vậy sẽ khó khăn và chúng ta phải sử dụng ma trận tổng trở Z hay tổng dẫn Y của mạng (vấn đề này sẽ được trình bày ở phần sau).

Dòng điện chạy trên nhánh ij của mạng điện khi ngắn mạch được xác định theo biểu thức:

$$I_{ij}(N) = \frac{U_i(N) - U_j(N)}{Z_{ij}} \quad (3.8)$$

Ví dụ 3.1:

Cho một hệ thống điện như hình vẽ 3.2:



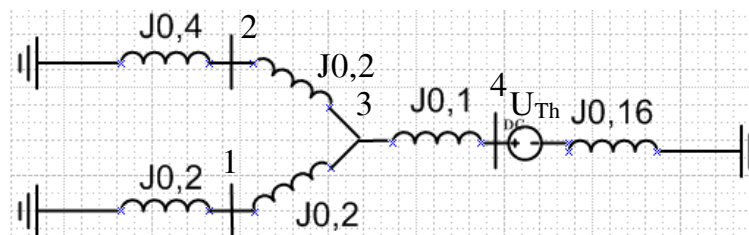
Hình 3.2: Sơ đồ hệ thống cho ví dụ 3.1

Với các giá trị điện kháng tương đương cho trong hệ đơn vị tương đối như sau: $X_{G1}^* = j0,2$; $X_{G2}^* = j0,4$; $X_{BA1}^* = X_{BA2}^* = j0,2$; $X_d^* = j0,1$ và $Z_F = j0,16$.

Hãy xác định tổng trở Thévenin khi ngắn mạch tại điểm số 4 (Z_{44}) điện áp tại các nút và dòng điện ngắn mạch chạy trên các nhánh của hệ thống.

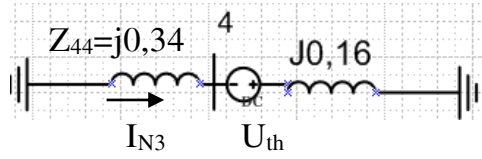
Giải:

Ta có sơ đồ tổng trở tương đương:



Bằng cách biến đổi thông thường ta có sơ đồ được rút gọn như sau:

Với sơ đồ tương đương như trên chúng ta có:



$$I_{N4} = \frac{U_3(N)}{Z_{33} + Z_F} = \frac{1}{j0,34 + j0,1} = -j2 \text{ (pu)}$$

Khi đó dòng điện chạy qua hai máy phát khi xảy ra ngắn mạch như sau:

$$I_{G1} = \frac{j0,6}{j0,4 + j0,6} I_{N4} = -j1,2 \text{ (pu)}$$

$$I_{G2} = \frac{j0,4}{j0,4 + j0,6} I_{N4} = -j0,8 \text{ (pu)}$$

Độ thay đổi điện áp tại các nút như sau:

$$\Delta U_1 = 0 - (j0,2)(-j1,2) = -0,24 \text{ (pu)}$$

$$\Delta U_2 = 0 - (j0,4)(-j0,8) = -0,32 \text{ (pu)}$$

$$\Delta U_3 = 0 - (j0,4 + j0,2)(-j0,8) = -0,48 \text{ (pu)}$$

$$\Delta U_4 = 0 - (j0,16)(-j2) - 1 = -0,68 \text{ (pu)}$$

Do đó điện áp tại các nút cho bởi:

$$U_1 = U_1(0) + \Delta U_1 = 1 - 0,24 = 0,76 \text{ (pu)}$$

$$U_2 = U_2(0) + \Delta U_2 = 1 - 0,32 = 0,68 \text{ (pu)}$$

$$U_3 = U_3(0) + \Delta U_3 = 1 - 0,48 = 0,52 \text{ (pu)}$$

$$U_4 = U_4(0) + \Delta U_4 = 1 - 0,68 = 0,32 \text{ (pu)}$$

Trong ví dụ 3.1, chúng ta giả thiết là bỏ qua ảnh hưởng của dòng tải và xem điện áp tại tất cả các nút trước khi xảy ra ngắn mạch đều bằng 1(pu). Muốn kết quả tính toán chính xác hơn thì điện áp trước sự cố tại các nút phải được lấy từ bài toán phân bố công suất.

Việc tính toán dòng điện ngắn mạch có thể được thực hiện thông qua công suất ngắn mạch SCC (Short Circuit Capacity) tại điểm xảy ra ngắn mạch. Công suất ngắn mạch SCC được xác định như sau:

$$SCC = \sqrt{3} U_{Lk} I_k(N).10^{-3} \text{ (MVA)} \quad (3.9)$$

Ở đây, U_{Lk} [kV] là điện áp dây, $I_k(N)$ [kA] là dòng điện ngắn mạch tại điểm k, với mạng ba pha đối xứng thì:

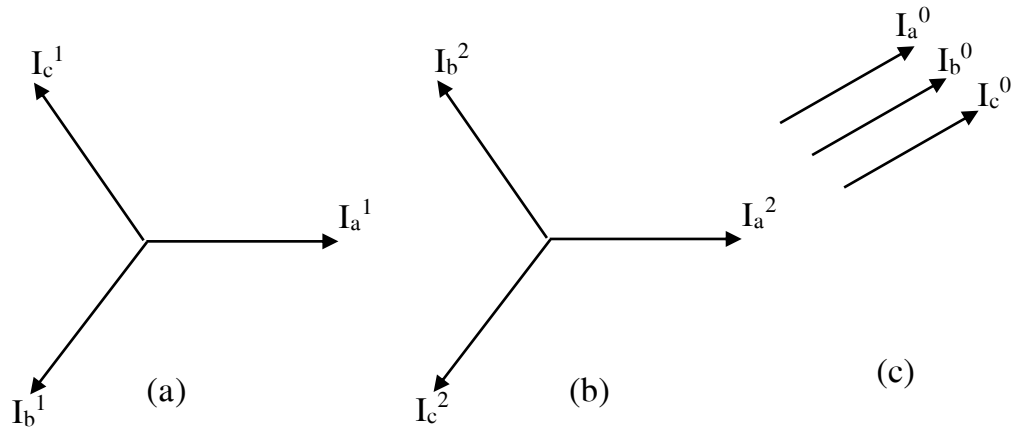
$$I_k(N) = \frac{U_k(0)}{X_{kk}} \text{ [pu]} \quad (3.10)$$

3.4. Ngắn mạch không đối xứng

Đây là loại ngắn mạch phức tạp, để giải bài toán trong trường hợp này chúng ta phải dùng các thành phần không đối xứng. Tuy nhiên, để đơn giản người ta thường biến đổi thành phần không đối xứng thành các thành phần đối xứng.

3.4.1. Biến đổi thành phần không đối xứng thành các thành phần đối xứng cơ bản.

Chúng ta biết rằng bất kỳ một thành phần ba pha không đối xứng nào cũng có thể biến đổi thành phần đối xứng đó là thành phần thứ tự thuận (1), thành phần thứ tự nghịch (2) và thành phần thứ tự không (0). Các thành phần đối xứng được biểu diễn như sau:



Hình 3.3: Sơ đồ các thành phần đối xứng

Nếu gọi a là toán tử quay thì các đại lượng thứ tự thuận của ba pha (hình 3.3a) được biểu diễn theo pha a như sau:

$$\begin{aligned} I_a^1 &= I_a^1 \angle 0^\circ = I_a^1 \\ I_b^1 &= I_a^1 \angle 240^\circ = a^2 I_a^1 \\ I_c^1 &= I_a^1 \angle 120^\circ = a I_a^1 \end{aligned} \quad (3.11)$$

Với toán tử a được cho bởi:

$$\begin{aligned} a &= 1 \angle 120^\circ = -0,5 + j0,866 \\ a^2 &= 1 \angle 240^\circ = -0,5 - j0,866 \\ a^3 &= 1 \angle 360^\circ = 1 + j0 \end{aligned} \quad (3.12)$$

và
$$1 + a + a^2 = 0 \quad (3.13)$$

Tương tự, các thành phần thứ tự nghịch (hình 3.3b) được biểu diễn qua pha a như sau:

$$\begin{aligned} I_a^2 &= I_a^2 \angle 0^\circ = I_a^2 \\ I_b^2 &= I_a^2 \angle 120^\circ = a I_a^2 \\ I_c^2 &= I_a^2 \angle 240^\circ = a^2 I_a^2 \end{aligned} \quad (3.14)$$

Thành phần thứ tự không thì như nhau trong ba pha a, b, c , nghĩa là:

$$I_a^0 = I_b^0 = I_c^0 \quad (3.15)$$

Như vậy, ba dòng điện ba pha bất kỳ I_a, I_b và I_c có thể được xác định thông qua các thành phần đối xứng như sau:

$$\begin{aligned} I_a &= I_a^0 + I_a^1 + I_a^2 \\ I_b &= I_b^0 + I_b^1 + I_b^2 \\ I_c &= I_c^0 + I_c^1 + I_c^2 \end{aligned} \quad (3.16)$$

Kết hợp phương trình (3.11), (3.14), (3.15) và (3.16) ta có:

$$\begin{aligned} I_a &= I_a^0 + I_a^1 + I_a^2 \\ I_b &= I_a^0 + a^2 I_a^1 + a I_a^2 \\ I_c &= I_a^0 + a I_a^1 + a^2 I_a^2 \end{aligned} \quad (3.17)$$

Hay viết dưới dạng ma trận:

$$\begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_a^0 \\ I_a^1 \\ I_a^2 \end{bmatrix} \quad (3.18)$$

nếu đặt A với:

$$A = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \quad (3.19)$$

Là ma trận chuyển đổi các thành phần đối xứng thì (3.18) được viết gọn lại như sau:

$$I^{abc} = A \cdot I_a^{012} \quad (3.20)$$

Hay
$$I_a^{012} = A^{-1} I^{abc} \quad (3.21)$$

Lấy nghịch đảo ma trận A, phương trình (3.21) được viết như sau:

$$\begin{bmatrix} I_a^0 \\ I_a^1 \\ I_a^2 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} \quad (3.22)$$

Tương tự cho thành phần điện áp ta có:

$$U^{abc} = A \cdot U_a^{012} \quad (3.23)$$

$$U_a^{012} = A^{-1} U^{abc} \quad (3.24)$$

Trong trường hợp nguồn ba pha có trung tính nối đất qua tổng trở Z_n cung cấp cho tải ba pha đối xứng như hình 3.4 thì chúng ta có:

$$E^{abc} = \begin{bmatrix} 1 \\ a^2 \\ a \end{bmatrix} E_a \quad (3.25)$$

Áp dụng luật mạch vòng cho mỗi pha ta có:

$$\begin{aligned} U_a &= E_a - Z_s I_a - Z_n I_n \\ U_b &= E_b - Z_s I_b - Z_n I_n \\ U_c &= E_c - Z_s I_c - Z_n I_n \end{aligned} \quad (3.26)$$

Mặt khác ta có: $I_n = I_a + I_b + I_c$ và khi đó (3.26) được viết lại:

$$\begin{bmatrix} U_a \\ U_b \\ U_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} E_a \\ E_b \\ E_c \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} Z_s + Z_n & Z_n & Z_n \\ Z_n & Z_s + Z_n & Z_n \\ Z_n & Z_n & Z_s + Z_n \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} \quad (3.27)$$

hay viết dưới dạng rút gọn là:

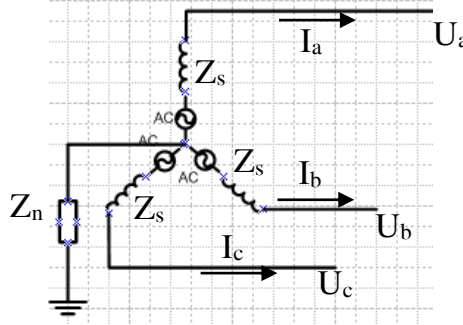
$$U^{abc} = E^{abc} - Z^{abc} I^{abc} \quad (3.28)$$

Chuyển phương trình (3.28) sang các thành phần đối xứng ta có:

$$AU_a^{012} = AE_a^{012} - Z^{abc}AI_a^{012} \quad (3.29)$$

Nhân phương trình (3.29) cho A^{-1} ta được:

$$U_a^{012} = E_a^{012} - A^{-1}Z^{abc}AI_a^{012} = E_a^{012} - Z^{012}I_a^{012} \quad (3.30)$$



Hình 3.4: Một hình tổng trở tương đương của mạng 3 pha có tải đối xứng

Ở đây:

$$Z^{012} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} Z_s + Z_n & Z_n & Z_n \\ Z_n & Z_s + Z_n & Z_n \\ Z_n & Z_n & Z_s + Z_n \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \quad (3.31)$$

Khai triển phương trình (3.31) ta có:

$$Z^{012} = \begin{bmatrix} Z_s + 3Z_n & 0 & 0 \\ 0 & Z_s & 0 \\ 0 & 0 & Z_s \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z^0 & 0 & 0 \\ 0 & Z^1 & 0 \\ 0 & 0 & Z^2 \end{bmatrix} \quad (3.32)$$

Nếu sức điện động máy phát là đối xứng thì chỉ có thành phần thứ tự thuận, nghĩa là:

$$E_a^{012} = \begin{bmatrix} 0 \\ E_a \\ 0 \end{bmatrix} \quad (3.33)$$

Khi đó phương trình (3.30) được viết lại:

$$\begin{aligned} U_a^0 &= 0 - Z^0 I_a^0 \\ U_a^1 &= E_a - Z^1 I_a^1 \\ U_a^2 &= 0 - Z^2 I_a^2 \end{aligned} \quad (3.34)$$

Ví dụ 3.2.

Biến đổi các thành phần không đối xứng của dòng điện trên các pha như sau: $I_a = 1,6\angle 25^\circ$, $I_b = 1\angle 180^\circ$, $I_c = 0,9\angle 132^\circ$ thành các thành phần thứ tự đối xứng.

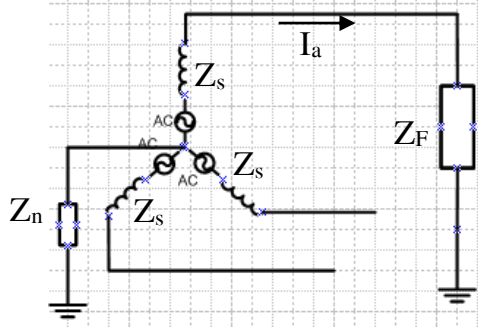
Giải:

Áp dụng công thức(3.22) ta có được thành phần các thứ tự ở pha a như sau:

$$\begin{bmatrix} I^0 \\ I^1 \\ I^2 \end{bmatrix}_a = \begin{bmatrix} 0,4512\angle 96,4529 \\ 0,9435\angle -0,055 \\ 0,6024\angle 22,3157 \end{bmatrix}$$

3.4.2. Ngắn mạch một pha chạm đất

Sơ đồ tổng trở tương đương của ngắn mạch một pha chạm đất trong mạng ba pha như hình 3.5.



Hình 3.5: Một hình tổng trở tương đương trong ngắn mạch một pha chạm đất

Trong sơ đồ hình 3.5, Z_F là tổng trở bổ xung tại điểm ngắn mạch và Z_n là tổng trở của hệ thống nối đất trung tính nguồn. Theo sơ đồ ta nhận thấy rằng:

$$U_a = Z_F I_a \quad (3.35)$$

$$I_b = I_c = 0 \quad (3.36)$$

Khi đó phương trình (3.22) được rút gọn thành:

$$\begin{bmatrix} I_a^0 \\ I_a^1 \\ I_a^2 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_a \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \quad (3.37)$$

giải phương trình trên ta được:

$$I_a^0 = I_a^1 = I_a^2 = \frac{1}{3} I_a \quad (3.38)$$

Điện áp pha a được xác định thông qua các thành phần đối xứng như sau:

$$U_a = U_a^0 + U_a^1 + U_a^2 \quad (3.39)$$

Từ phương trình (3.34) và (3.34) chúng ta có:

$$U_a = E_a - (Z^1 + Z^2 + Z^0)I_a^0 \quad (3.40)$$

Ở đây $Z^0 = Z_s + 3Z_n$. Khi đó thay vào phương trình (3.35) chúng ta được:

$$I_a^0 = \frac{E_a}{Z^1 + Z^2 + Z^0 + 3Z_F} \quad (3.41)$$

Dòng điện sự cố trên pha a là:

$$I_a = 3I_a^0 = \frac{3E_a}{Z^1 + Z^2 + Z^0 + 3Z_F} \quad (3.42)$$

3.4.3. Ngắn mạch hai pha không chạm đất

Mô hình của ngắn mạch hai pha không chạm đất được minh họa như hình 3.6:

Từ sơ đồ hình 3.6 ta có các phương trình mô tả:

$$U_b - U_c = Z_F I_b \quad (3.43)$$

$$I_b + I_c = I_a = 0 \quad (3.44)$$

Thay hai phương trình trên vào phương trình (3.22) ta có:

$$\begin{bmatrix} I_a^0 \\ I_a^1 \\ I_a^2 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 0 \\ I_b \\ -I_b \end{bmatrix} \quad (3.45)$$

Giải phương trình (3.45) ta được:

$$\begin{aligned} I_a^0 &= 0 \\ I_a^1 &= \frac{1}{3}(a - a^2)I_b \end{aligned} \quad (3.46)$$

$$I_a^2 = \frac{1}{3}(a^2 - a)I_b$$

Nhận thấy rằng $I_a^1 = -I_a^2$ và từ phương trình (3.23) ta có:

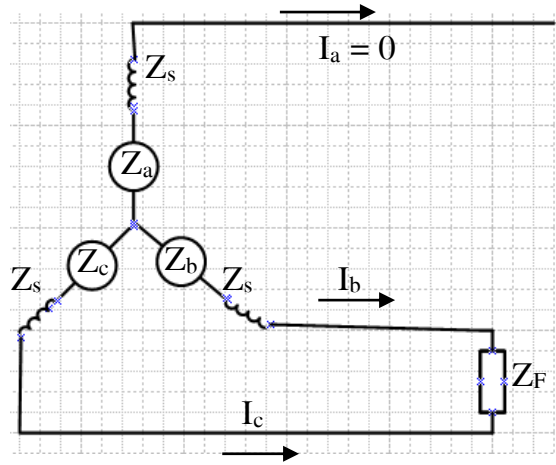
$$U_b - U_c = (a^2 - a)(U_a^1 - U_a^2) = Z_F I_b \quad (3.47)$$

Từ phương trình (3.34) ta có:

$$(a^2 - a)[E_a - (Z^1 + Z^2)I_a^1] = Z_F I_b \quad (3.48)$$

kết hợp với (3.46) ta được:

$$E_a - (Z^1 + Z^2)I_a^1 = Z_F \frac{3I_a^1}{(a - a^2)(a^2 - a)} \quad (3.49)$$



Hình 3.6: Mô hình ngắn mạch hai pha không chạm đất

Để ý rằng $(a - a^2)(a^2 - a) = 3$, giải phương trình trên theo I_a^1 ta được:

$$I_a^1 = \frac{E_a}{Z^1 + Z^2 + Z_F} \quad (3.50)$$

Khi đó, dòng điện chạy trên các pha cho bởi:

$$\begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 0 \\ I_a^1 \\ -I_a^1 \end{bmatrix} \quad (3.51)$$

dòng điện qua vị trí sự cố được cho bởi:

$$I_b = -I_c = (a^2 - a)I_a^1 = -j\sqrt{3}I_a^1 \quad (3.52)$$

3.4.4. Ngắn mạch hai pha chạm đất

Chúng ta giả thiết ngắn mạch hai pha b, c và chạm đất tại điểm ngắn mạch. Khi đó sơ đồ tổng trở trong trường hợp gần đúng có thể như hình 3.7:

Lúc này ta có:

$$U_b = U_c = Z_F(I_b + I_c) \quad (3.53)$$

$$I_a = I_a^0 + I_a^1 + I_a^2 = 0 \quad (3.54)$$

Từ phương trình (3.22) ta có:

$$U_b = U_a^0 + a^2 U_a^1 + a U_a^2 \quad (3.55)$$

$$U_c = U_a^0 + a U_a^1 + a^2 U_a^2 \quad (3.56)$$

Do $U_a = U_b$ nên ta được:

$$U_a^1 = U_a^2 \quad (3.57)$$

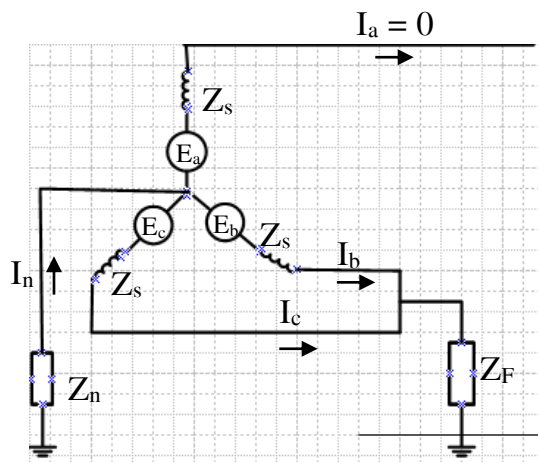
Thay thế các thành phần đối xứng của dòng điện vào (3.53) ta có:

$$\begin{aligned} U_b &= Z_F(I_a^0 + a^2 I_a^1 + a I_a^2 + I_a^0 + a I_a^1 + a^2 I_a^2) \\ &= Z_F(2I_a^0 - I_a^1 - I_a^2) = 3Z_F I_a^0 \end{aligned} \quad (3.58)$$

thế (3.58) và (3.57) vào (3.55) ta có:

$$3Z_F I_a^0 = U_a^0 + (a^2 + a)U_a^1 = U_a^0 - U_a^1 \quad (3.59)$$

kết hợp phương trình (3.34), (3.54) và (3.57) với phương trình (3.59) ta có:



Hình 3.7: Mô hình ngắn mạch hai pha chạm đất

$$I_a^0 = - \frac{E_a - Z^1 I_a^1}{Z^0 + 3Z_F} \quad (3.60)$$

$$I_a^2 = - \frac{E_a - Z^1 I_a^1}{Z^2} \quad (3.61)$$

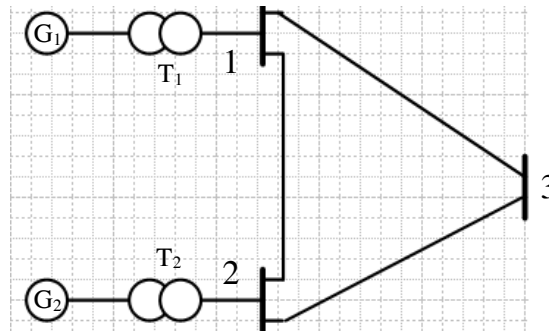
$$I_a^1 = - \frac{E_a}{Z^1 + \frac{Z^2(Z^0 + 3Z_F)}{Z^2 + Z^0 + 3Z_F}} \quad (3.62)$$

Khi đó dòng điện chạy qua điểm sự cố được cho bởi:

$$I_N = I_b + I_c = 3I_a^0 \quad (3.63)$$

Ví dụ 3.3:

Cho một hệ thống điện như hình 3.8:



Hình 3.8: Sơ đồ cho ví dụ 3.3

Với các thông số tổng trở được cho trong hệ đơn vị tương đối (pu) như sau (giả thiết $Z_F = j0,1(\text{pu})$):

Phần tử	X^1	X^2	X^0
Máy phát G_1	0,15	0,15	0,05
Máy phát G_2	0,15	0,15	0,05
Máy biến áp T_1	0,1	0,1	0,1
Máy biến áp T_2	0,1	0,1	0,1
Dây 1-2	0,125	0,125	0,3
Dây 1-3	0,15	0,15	0,35
Dây 2-3	0,25	0,25	0,7125

a) Tìm dòng điện ngắn mạch ba pha đối xứng tại bus số 3.

- b) Ngắn mạch một pha chạm đất tại bus 3.
- c) Ngắn mạch hai pha không chạm đất tại bus 3.
- d) Ngắn mạch hai pha chạm đất tại bus 3.

Bài giải:

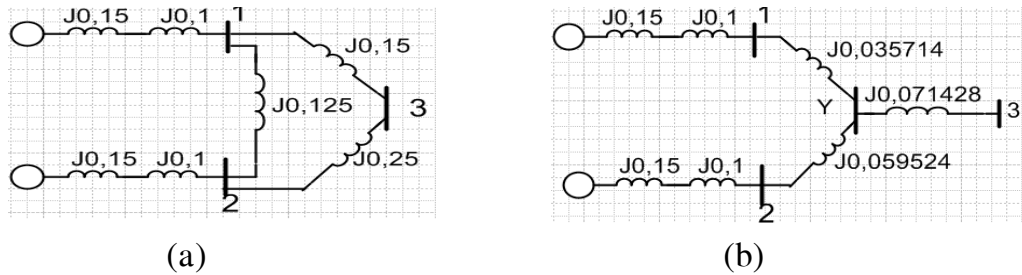
Sơ đồ tổng trở tương đương của bài toán cho thành phần thứ tự thuận và nghịch được minh họa ở hình 3.9:

Từ sơ đồ ta có:

$$Z_{1Y} = \frac{(j0,125)(j0,15)}{j0,525} = j0,0357143$$

$$Z_{2Y} = \frac{(j0,125)(j0,25)}{j0,525} = j0,0595238$$

$$Z_{3Y} = \frac{(j0,15)(j0,25)}{j0,525} = j0,0714286$$



Hình 3.9: Sơ đồ tương đương cho ví dụ 3.3

Dùng biến đổi tam giác – sao từ hình 3.9a chúng ta có được sơ đồ tương đương hình 3.9b. Bằng các phép biến đổi song song, nối tiếp thông thường ta có:

$$Z_{33}^1 = Z_{33}^2 = \frac{(j0,2857143)(j0,3095238)}{j0,5952381} + j0,0714286 = j0,22.$$

Biến đổi tương tự cho trường hợp tổng trở thứ tự không và chúng ta được:

$$Z_{33}^0 = j0,1830275 + \frac{(j0,4770642)(j0,256807)}{j0,7339449} = j0,35.$$

- a) Dòng điện ngắn mạch ba pha đối xứng:

$$I_{N3}^a = \frac{U_3^a(0)}{Z_{33}^1 + Z_F} = \frac{1}{j0,22 + j0,1} = -j3,125 \text{ pu}$$

- b) Dòng điện ngắn mạch một pha

Ta có:
$$I_3^0 = I_3^1 = I_3^2 = \frac{U_3^a(0)}{Z_{33}^1 + Z_{33}^2 + Z_{33}^0 + 3Z_F}$$
$$= \frac{1}{j0,22 + j0,22 + j0,35 + 3(j0,1)} = -j0,9174 \text{ pu}$$

vậy:
$$I_3^a = 3I_3^0 = -j2,7523 \text{ pu}$$

c) Dòng điện ngắn mạch hai pha không chạm đất

Thành phần thứ tự không của dòng điện bằng 0, $I_3^0 = 0$. Hai thành phần dòng điện thuận và nghịch ngược dấu nhau:

$$I_3^1 = -I_3^2 = \frac{U_3^a(0)}{Z_{33}^1 + Z_{33}^2 + Z_F} = \frac{1}{j0,22 + j0,22 + j0,1} = -j1,8519 \text{ pu}$$

Và khi đó dòng điện ngắn mạch trên các pha được xác định theo công thức (3.52):

$$I_3^b = -I_3^c = -j\sqrt{3} I_3^1 = 3,2075 \text{ pu}$$

d) Dòng điện ngắn mạch hai pha chạm đất:

Ta có các thành phần thứ tự được xác định như sau:

$$I_3^1 = \frac{U_3^a(0)}{Z_{33}^1 + \frac{Z_{33}^2(Z_{33}^0 + 3Z_F)}{Z_{33}^2 + Z_{33}^0 + 3Z_F}} = \frac{1}{j0,22 + \frac{j0,22(j0,35 + j0,3)}{j0,22 + j0,35 + j0,3}} = -j2,6017 \text{ pu}$$

$$I_3^2 = -\frac{U_3^a(0) - Z_{33}^1 I_3^1}{Z_{33}^2} = -\frac{1 - (j0,22)(-j2,6017)}{j0,22} = j1,9438 \text{ pu}$$

$$I_3^0 = -\frac{U_3^a(0) - Z_{33}^1 I_3^1}{Z_{33}^0 + 3Z_F} = -\frac{1 - (j0,22)(-j2,6017)}{j0,35 + j0,3} = j0,6579 \text{ pu}$$

Dòng điện ngắn mạch trong các pha được xác định theo công thức (3.18)

$$\begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} j0,6579 \\ -j2,6017 \\ j1,9438 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ 4,058 \angle 165,93^\circ \\ 4,058 \angle 14,07^\circ \end{bmatrix}$$

Và từ đó chúng ta xác định dòng điện ngắn mạch tại bus số 3 như sau:

$$I_3 = I_3^b + I_3^c = 1,9732 \angle 90^\circ \text{ pu}$$

3.5. Tính ngắn mạch bằng máy tính

Chúng ta biết rằng việc tính toán dòng điện ngắn mạch thông thường như đã trình bày sẽ rất phức tạp khi và mất nhiều thời gian khi số nút trong mạng lớn. Ngày nay với sự phát triển nhanh chóng của máy tính điện tử và công nghệ phần mềm đi kèm, chúng ta có thể giải quyết bài toán một cách đơn giản. Trong giáo trình này các giải thuật và ví dụ được minh họa bằng phần mềm **Matlab** phiên bản 7.0.

Quá trình tính ngắn mạch trong hệ thống điện bằng máy tính được thực hiện thông qua ma trận tổng trở Z (hoặc ma trận tổng dẫn Y). Trong khuôn khổ của giáo trình chúng tôi không trình bày chi tiết các bước để thành lập ma trận tổng trở Z . Sinh viên muốn tìm hiểu thêm xin liên hệ trực tiếp tác giả.

3.5.1. Tính ngắn mạch ba pha đối xứng

Gọi $U(0)$ là ma trận điện thế nút tại các nút trong mạng điện với:

$$U(0) = \begin{bmatrix} U_1(0) \\ \vdots \\ U_k(0) \\ \vdots \\ U_n(0) \end{bmatrix} \quad (3.64)$$

ΔU là ma trận độ thay đổi điện áp tại các nút khi xảy ra sự cố ngắn mạch, thì:

$$\Delta U(0) = \begin{bmatrix} \Delta U_1 \\ \vdots \\ \Delta U_k \\ \vdots \\ \Delta U_n \end{bmatrix} \quad (3.65)$$

Khi đó, điện áp tại các nút lúc xảy ra ngắn mạch U là:

$$U = U(0) + \Delta U \quad (3.66)$$

Dòng điện bơm vào các nút được xác định theo điện áp tại các nút và tổng dẫn tại nút đó:

$$I = Y.U \quad (3.67)$$

Ở phương trình (3.67), Y là ma trận tổng dẫn nút được xác định như sau:

$$Y_{ii} = \sum_{j=0}^m y_{ij} \quad \text{với } i \neq j \quad (3.68)$$

Y_{ii} là các thành phần trên đường chéo của ma trận tổng dẫn nút. Thành phần ngoài đường chéo của ma trận Y được xác định bởi:

$$Y_{ij} = Y_{ji} = -y_{ij} \quad (3.69)$$

Ở đây y_{ij} là tổng dẫn tương hỗ trên dây ij .

Dựa vào mạch phân tích Thévenin chúng ta xác định được dòng điện chạy qua điểm sự cố k như sau.

$$\begin{bmatrix} 0 \\ \vdots \\ -I_k(N) \\ \vdots \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} y_{11} & \cdots & y_{1k} & \cdots & y_{1n} \\ \vdots & & \vdots & & \vdots \\ y_{k1} & \cdots & y_{kk} & \cdots & y_{kn} \\ \vdots & & \vdots & & \vdots \\ y_{n1} & \cdots & y_{nk} & \cdots & y_{nn} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta U_1 \\ \vdots \\ \Delta U_k \\ \vdots \\ \Delta U_n \end{bmatrix} \quad (3.70)$$

hay viết dưới dạng rút gọn:

$$I_{bus}(N) = Y_{bus} \Delta U_{bus} \quad (3.71)$$

Độ sụt áp tại các điểm được xác định bởi:

$$\Delta U_{bus} = Z_{bus} I_{bus}(N) \quad (3.72)$$

ở đây $Z_{bus} = Y_{bus}^{-1}$ là ma trận tổng trở nút. Thay (3.72) vào (3.66) ta được điện áp tại các bus trong quá trình xảy ra ngắn mạch như sau:

$$U_{bus}(N) = U_{bus}(0) + Z_{bus} I_{bus}(N) \quad (3.73)$$

Viết rõ hơn ta có:

$$\begin{bmatrix} U_1(N) \\ \vdots \\ U_k(N) \\ \vdots \\ U_n(N) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} U_1(0) \\ \vdots \\ U_k(0) \\ \vdots \\ U_n(0) \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} Z_{11} & \cdots & Z_{1k} & \cdots & Z_{1n} \\ \vdots & & \vdots & & \vdots \\ Z_{k1} & \cdots & Z_{kk} & \cdots & Z_{kn} \\ \vdots & & \vdots & & \vdots \\ Z_{n1} & \cdots & Z_{nk} & \cdots & Z_{nn} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 0 \\ \vdots \\ -I_k(N) \\ \vdots \\ 0 \end{bmatrix} \quad (3.74)$$

khai triển phương trình trên chúng ta chỉ có một thành phần khác không của vectơ dòng ở hàng thứ k . Khi đó (3.74) viết lại cho hàng thứ k như sau:

$$U_k(N) = U_k(0) - Z_{kk} I_k(N) \quad (3.75)$$

Mặc khác, điện áp tại điểm k cũng được xác định theo Thévenin như sau:

$$U_k(N) = Z_F I_k(N) \quad (3.76)$$

Từ hai phương trình (3.75) và (3.76) ta rút ra giá trị dòng điện ngắn mạch như sau:

$$I_k(N) = \frac{U_k(0)}{Z_{kk} + Z_F} \quad (3.77)$$

Tương tự, điện áp tại bus i trong quá trình xảy ra ngắn mạch được xác định:

$$U_i(N) = U_i(0) - \frac{Z_{ik}}{Z_{kk} + Z_F} U_k(0) \quad (3.78)$$

Dòng điện trên dây dẫn giữa hai bus ij cho bởi:

$$I_{ij}(N) = \frac{U_i(N) - U_j(N)}{Z_{ij}} \quad (3.79)$$

Như vậy, việc tính toán ngắn mạch bằng máy tính thì phần phức tạp nhất là chúng ta đi xây dựng chương trình thành lập ma trận tổng trở nút (hay tổng dẫn). Do giới hạn của giáo trình nên việc trình bày chi tiết giải thuật xây dựng chương trình tính toán không đưa ra ở đây. Bạn đọc có thể tham khảo một số tài liệu hoặc tác giả.

Ví dụ 3.4:

Một hệ thống có sơ đồ như hình 3.8 với các thông số như sau:

Phần tử	X(pu)
Máy phát G_1	0,1
Máy phát G_2	0,2
Máy biến áp T_1	0,1
Máy biến áp T_2	0,2
Dây 1-2	0,8
Dây 1-3	0,4
Dây 2-3	0,4

Với $Z_F = j0,16$, hãy xác định dòng điện trên các nhánh và điện áp tại các bus khi xảy ra ngắn mạch ba pha đối xứng tại bus số 3.

Giải:

Bằng cách chạy chương trình tính Z_{bus} của sơ đồ ta được:

$$Z_{bus} = \begin{bmatrix} j0,16 & j0,08 & j0,12 \\ j0,08 & j0,24 & j0,16 \\ j0,12 & j0,16 & j0,34 \end{bmatrix}$$

Từ đó ta có được:

$$I_3(N) = \frac{U_3(0)}{Z_{33} + Z_F} = \frac{1}{j0,34 + j0,16} = -j2 \text{ (pu)}$$

Từ phương trình (3.78) và (3.79) ta có:

$$U_1(N) = U_1(0) - Z_{13}I_3(N) = 1 - (j0,12)(-j2) = 0,76 \text{ (pu)}$$

$$U_2(N) = U_2(0) - Z_{23}I_3(N) = 1 - (j0,16)(-j2) = 0,68 \text{ (pu)}$$

$$U_3(N) = U_3(0) - Z_{33}I_3(N) = 1 - (j0,34)(-j2) = 0,32 \text{ (pu)}$$

$$I_{12}(N) = \frac{U_1(N) - U_2(N)}{z_{12}} = \frac{0,76 - 0,68}{j0,8} = -j0,1 \text{ (pu)}$$

$$I_{13}(N) = \frac{U_1(N) - U_3(N)}{z_{13}} = \frac{0,76 - 0,32}{j0,4} = -j1,1 \text{ (pu)}$$

$$I_{23}(N) = \frac{U_2(N) - U_3(N)}{z_{23}} = \frac{0,68 - 0,32}{j0,4} = -j0,9 \text{ (pu)}$$

3.5.2. Tính ngắn mạch không đối xứng

Trong trường hợp này việc tính toán dòng điện ngắn mạch cũng được thực hiện thông qua ma trận tổng trở Z_{bus} . Tuy nhiên, ma trận tổng trở trong trường hợp này phức tạp hơn, nó bao gồm cả ba thành phần thứ tự. Sau đây giáo trình chỉ đưa ra các biểu thức tính toán tổng quát từ các kết quả phân tích ở các mục trước.

3.5.2.1. Ngắn mạch một dây chạm đất

Chúng ta vẫn giả thiết là ngắn mạch ở pha a chạm đất thông qua tổng trở bổ sung Z_F tại bus thứ k trong mạng. Khi đó, các thành phần của dòng điện ngắn mạch được xác định như sau:

$$I_k^0(N) = I_k^1(N) = I_k^2(N) = \frac{U_k(0)}{Z_{kk}^1 + Z_{kk}^2 + Z_{kk}^0 + 3Z_F} \quad (3.80)$$

Viết dưới dạng ma trận ta có:

$$I_k^{abc} = AI_k^{012} \quad (3.81)$$

3.5.2.2. Ngắn mạch hai dây không chạm đất

Chúng ta phân tích trường hợp ngắn mạch giữa hai pha b và c. như đã phân tích, trong trường hợp này dòng điện thứ tự không bằng không, dòng thứ tự thuận và nghịch ngược dấu nhau. Khi đó:

$$\begin{aligned} I_k^0(N) &= 0 \\ I_k^1(N) &= -I_k^2(N) = \frac{U_k(0)}{Z_{kk}^1 + Z_{kk}^2 + Z_F} \end{aligned} \quad (3.82)$$

3.5.2.3. Ngắn mạch hai dây chạm đất

Lúc này dòng điện ngắn mạch khác nhau trong các thành phần thứ tự và được xác định như sau:

$$I_k^1(N) = \frac{U_k(0)}{Z_{kk}^1 + \frac{Z_{kk}^2(Z_{kk}^0 + 3Z_F)}{Z_{kk}^2 + Z_{kk}^0 + 3Z_F}} \quad (3.83)$$

$$I_k^2(N) = -\frac{U_k(0) - Z_{kk}^1 I_k^1}{Z_{kk}^2} \quad (3.84)$$

$$I_k^0(N) = -\frac{U_k(0) - Z_{kk}^1 I_k^1}{Z_{kk}^0 + 3Z_F} \quad (3.85)$$

Khi đó dòng điện ngắn mạch tổng chạy qua điểm ngắn mạch tại điểm k là:

$$I_k(N) = I_k^b(N) + I_k^c(N) \quad (3.86)$$

Lưu ý rằng trong trường hợp ngắn mạch không đối xứng, điện áp tại các bus và dòng điện chạy trên các nhánh trong suốt quá trình xảy ra ngắn mạch cũng được xác định tương tự trong trường hợp ngắn mạch đối xứng. Nghĩa là:

$$\begin{aligned} U_i^0(N) &= 0 - Z_{ik}^0 I_k^0 \\ U_i^1(N) &= U_i^1(N) - Z_{ik}^1 I_k^1 \\ U_i^2(N) &= 0 - Z_{ik}^2 I_k^2 \end{aligned} \quad (3.87)$$

Ở đây $U_i^1(0) = U_i(0)$. Viết dưới dạng ma trận tổng quát

$$U_i^{abc} = AU_i^{012} \quad (3.88)$$

Dòng điện các thành phần thứ tự trên các nhánh:

$$I_{ij}^0 = \frac{U_i^0(N) - U_j^0(N)}{Z_{ij}^0}$$

$$I_{ij}^1 = \frac{U_i^1(N) - U_j^1(N)}{Z_{ij}^1} \quad (3.89)$$

$$I_{ij}^2 = \frac{U_i^2(N) - U_j^2(N)}{Z_{ij}^2}$$

Hay viết dưới dạng ma trận:

$$I_{ij}^{abc} = A I_{ij}^{012} \quad (3.90)$$

Ví dụ 3.5:

Tương tự ví dụ 3.3, như trong trường hợp này chúng ta giải theo ma trận Z_{bus} . Chạy chương trình thành lập ma trận Z_{bus} ta được:

$$Z_{bus}^1 = Z_{bus}^2 = \begin{bmatrix} j0.1450 & j0.1050 & j0.1300 \\ j0.1050 & j0.1450 & j0.1200 \\ j0.1300 & j0.1200 & j0.2200 \end{bmatrix}$$

$$Z_{bus}^0 = \begin{bmatrix} j0.1820 & j0.0545 & j0.1400 \\ j0.0545 & j0.0864 & j0.0650 \\ j0.1400 & j0.0650 & j0.3500 \end{bmatrix}$$

a) Ngắn mạch ba pha đối xứng:

Thành phần đối xứng của dòng điện ngắn mạch được cho bởi:

$$I_3^{012}(N) = \begin{bmatrix} 0 \\ \frac{1}{Z_{33}^1 + Z_F} \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ \frac{1}{j0.22 + j0.1} \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ -j3.125 \\ 0 \end{bmatrix}$$

Khi đó dòng điện sự cố trên các pha là:

$$I_3^{abc}(N) = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 0 \\ -j3.125 \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 3.125 \angle -90^\circ \\ 3.125 \angle 150^\circ \\ 3.125 \angle 30^\circ \end{bmatrix}$$

Điện áp tại các nút trong quá trình xảy ra ngắn mạch:

$$U_1(N) = 1 - Z_{13}^1 I_3(N) = 1 - j0.13(-j3.125) = 0.59375 \text{ pu}$$

$$U_2(N) = 1 - Z_{23}^1 I_3(N) = 1 - j0.12(-j3.125) = 0.62500 \text{ pu}$$

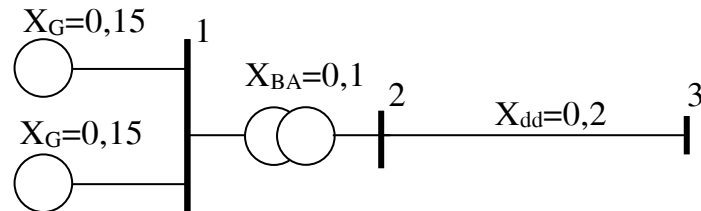
$$U_3(N) = 1 - Z_{33}^1 I_3(N) = 1 - j0.22(-j3.125) = 0.31250 \text{ pu}$$

Các câu tiếp theo bạn đọc tự giải quyết.

3.6. Bài tập

Bài tập 3.1:

Một hệ thống máy phát, máy biến áp và đường dây với các thông số cho trong hệ đơn vị tương đối như hình 3.10.

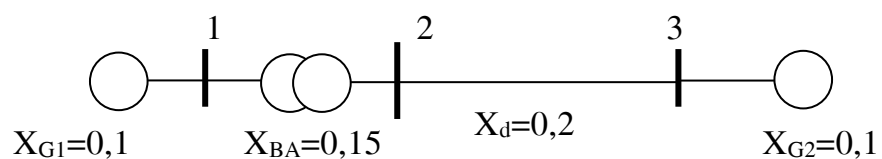


Hình 3.10: Hình vẽ cho bài tập 3.1

- Giả sử tổng trở bổ sung $Z_F = j0,1$; hãy xác định dòng điện ngắn mạch ba pha đối xứng chạy qua điểm ngắn mạch khi xảy ra ngắn mạch tại các điểm số 1, 2 và 3.
- Dòng điện chạy trên các nhánh khi xảy ra ngắn mạch.
- Tìm điện áp tại các bus trong quá trình xảy ra ngắn mạch.

Bài tập 3.2:

Một hệ thống máy phát, máy biến áp và đường dây với các thông số cho trong hệ đơn vị tương đối như hình 3.11.



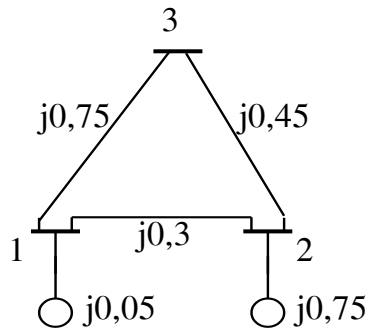
Hình 3.11: Hình vẽ cho bài tập 3.2

Giả thiết $Z_F = j0,08$;

- Hãy xác định dòng điện ngắn mạch tại điểm ngắn mạch khi xảy ra ngắn mạch tại các điểm 1, 2 và 3.
- Tìm điện áp tại các nút trong quá trình xảy ra ngắn mạch.

Bài tập 3.3:

Một hệ thống điện như hình 3.12.



Hình 3.12: Sơ đồ đơn tuyến cho bài tập 3.3

Giả sử tổng trở ngắn mạch bổ sung $Z_F = j0,15$.

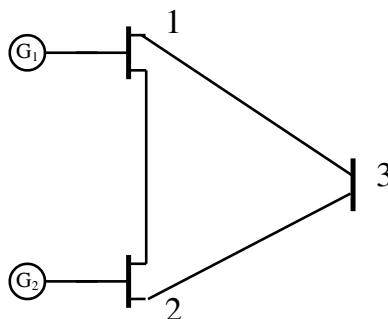
- Xác định dòng điện ngắn mạch ba pha đối tại các điểm 1, 2 và 3.
- Tìm dòng điện trên các nhánh trong quá trình xảy ra ngắn mạch tại bus số 3.
- Tìm điện áp tại các nút trong quá trình xảy ra ngắn mạch.

Bài tập 3.4:

Giải lại bài tập 3.3 bằng cách thành lập ma trận Z_{bus} (hoặc Y_{bus})

Bài tập 3.5.

Cho một hệ thống điện như hình 3.13.



Hình 3.13: Sơ đồ đơn tuyến cho bài tập 3.5

Với các thông số tổng trở được cho trong hệ đơn vị tương đối (pu) như sau (giả thiết $Z_F = j0,15(\text{pu})$):

Phần tử	X^1	X^2	X^0
Máy phát G_1	0,1	0,1	0,02
Máy phát G_2	0,1	0,1	0,02
Dây 1-2	0,25	0,25	0,35
Dây 1-3	0,15	0,15	0,35
Dây 2-3	0,25	0,25	0,7125

Tìm dòng điện ngắn mạch, dòng điện chạy trên các nhánh và điện áp tại các bus trong suốt quá trình xảy ra ngắn mạch trong các trường hợp sau:

- Ngắn mạch ba pha đối xứng tại các bus số 1,2 và 3.
- Ngắn mạch một pha chạm đất tại bus 3.
- Ngắn mạch hai pha không chạm đất tại bus 3.
- Ngắn mạch hai pha chạm đất tại bus 3.

Bài tập 3.6:

Làm lại bài tập 3.5 nhưng sử dụng ma trận tổng trở Z_{bus} (hoặc Y_{bus}).

4

LỰA CHỌN THIẾT BỊ TRONG CUNG CẤP ĐIỆN

4.1. Giới thiệu chung

Trong quá trình vận hành các khí cụ điện phải làm việc trải qua các chế độ là: Chế độ làm việc lâu dài, chế độ quá tải và chế độ ngắn mạch. Trong chế độ làm việc lâu dài, dòng điện qua khí cụ điện và các bộ phận dẫn điện khác sẽ xem như bằng dòng điện định mức. Sự làm việc của các phần tử sẽ tin cậy nếu quá trình lựa chọn các thông số theo đúng điều kiện ổn định động và ổn định nhiệt. Dĩ nhiên, khi xảy ra ngắn mạch, để hạn chế tác hại của nó cần phải nhanh chóng loại cô lập phần sự cố ra khỏi mạng điện. Đối với máy cắt điện, máy cắt phụ tải và cầu chì khi lựa chọn còn thêm điều kiện khả năng cắt của chúng. Ngoài ra, còn phải chú ý đến vị trí đặt thiết bị, nhiệt độ môi trường xung quanh, mức độ ẩm ướt, mức độ nhiễm bẩn và chiều cao lắp đặt thiết bị so với mặt biển.... Việc lựa chọn các khí cụ điện và các bộ phận dẫn điện khác phải thỏa mãn yêu cầu hợp lý về kinh tế và kỹ thuật.

4.2. Lựa chọn cầu chì

Đây là loại khí cụ điện thường gặp, cầu chì dùng để bảo vệ mạch điện khi ngắn mạch, Thời gian cắt mạch của cầu chì phụ thuộc vào vật liệu làm dây chảy. Dây chảy cầu chì làm bằng chì, hợp kim chì với thiếc, kẽm nhôm, đồng, bạc.... Chì, kẽm và hợp kim chì với thiếc có nhiệt độ nóng chảy tương đối thấp, điện trở suất tương đối lớn. Do vậy, loại dây chảy này thường chế tạo có tiết

diện lớn và thích hợp với điện áp $\leq 500V$. Đối với điện áp cao, không thể dùng dây chảy có tiết diện lớn được vì lúc nóng chảy, lượng hơi kim loại toả ra lớn, khó khăn cho việc dập tắt hồ quang; do đó ở điện áp này thường dùng dây chảy bằng đồng bạc, có điện trở suất bé, nhiệt độ nóng chảy cao. Cầu chì là một khí cụ bảo vệ đơn giản, rẽ tiền nhưng độ nhạy kém. Nó chỉ tác động khi dòng điện lớn hơn định mức nhiều lần, chủ yếu là khi xuất hiện dòng điện ngắn mạch.

Cầu chì được dùng rộng rãi cho mạng điện dưới 1000V. Ở các thiết bị điện 10-35KV, cầu chì được dùng để bảo vệ mạng hình tia, các máy biến áp điện lực công suất bé. Để tăng cường khả năng dập hồ quang ra khỏi dây chảy bị đứt và bảo đảm an toàn cho người vận hành cũng như các thiết bị khác ở xung quanh, trong cầu chì thường chèn đầy cát thạch anh. Cát thạch anh có tác dụng phân chia nhỏ hồ quang và do đó nhanh chóng dập tắt hồ quang. Vỏ cầu chì có thể được làm bằng chất xenlulô. Nhiệt độ cao của hồ quang sẽ làm cho xenlulô bốc hơi, gây áp suất lớn để nhanh chóng dập tắt hồ quang.

Cầu chì được chọn theo điện áp định mức, dòng điện định mức và dòng điện cắt định mức (hay công suất cắt định mức), ngoài ra, cần chú ý vị trí đặt cầu chì

Khi có nhiều đường dây mắc nối tiếp nhau, để bảo đảm tính chọn lọc thì dòng điện định mức của cầu chì phía trước phải lớn hơn dòng điện định mức của cầu chì phía sau, ít nhất là một cấp (tính từ nguồn đến hộ tiêu thụ)

Dòng điện định mức của cầu chì dùng để bảo vệ động cơ điện được chọn xuất phát từ hai điều kiện sau:

1/ Theo điều kiện làm việc bình thường

$$I_{dmCC} \geq I_{Ivdc} \quad (4.1)$$

$$I_{Ivdc} = \frac{b.P_{dmđc}}{\eta \cdot \sqrt{3}U_{dm} \cdot \cos\varphi} \text{ là dòng điện làm việc của động cơ}$$

Ở đây, b là hệ số mang tải của động cơ, nó là tỉ số giữa công suất động cơ tiêu thụ với công suất định mức của nó, η là hiệu suất của động cơ ứng với công suất tiêu thụ của nó, $P_{dmđc}$ công suất định mức của động cơ

2/ Theo điều kiện mở máy

Khi mở máy không tải hoặc tải nhẹ:

$$I_{dmCC} \geq \frac{I_{mm}}{2,5} \quad (4.2)$$

Khi mở máy có đầy tải:

$$I_{dmCC} \geq \frac{I_{mm}}{1,6 \div 2,0} \quad (4.3)$$

Đối với máy hàn:

$$I_{dmCC} \geq \frac{I_{mm}}{1,6} \quad (4.4)$$

I_{mm} là dòng điện mở máy cực đại của động cơ.

Nếu một đường dây cung cấp cho nhiều động cơ, thì điều kiện chọn dòng điện định mức của cầu chì sẽ là:

$$I_{dmCC} \geq m \cdot \sum_{i=1}^n I_{Ivdc i} \quad (4.5)$$

Hoặc là:

$$I_{dmCC} \geq \frac{m \cdot \sum_{i=1}^n I_{Ivdc i} + I_{mm(max)}}{2,5} \quad (4.6)$$

Ở đây m là hệ số đồng thời, n là số động cơ được cung cấp từ một đường dây, $I_{mm(max)}$ là dòng điện mở máy của động cơ có hiệu số ($I_{mm} - I_{Ivdc}$) lớn nhất.

4.3. Lựa chọn dao cách ly

Nhiệm vụ chủ yếu của dao cách ly tạo ra một khoảng hở cách điện được trông thấy giữa bộ phận đang mang dòng điện và bộ phận cắt điện nhằm mục đích đảm bảo an toàn và khiến cho nhân viên sửa chữa thiết bị điện an tâm khi làm việc. Do vậy, ở những nơi cần sửa chữa luôn tạo nên đặt thêm dao cách ly ngoài các thiết bị đóng cắt.

Dao cách ly không có bộ phận dập tắt hồ quang nên không thể cắt được dòng điện lớn. Nếu nhầm lẫn dùng dao cách ly để cắt dòng điện lớn thì có thể phát sinh hồ quang gây nguy hiểm. Do vậy, dao cách ly chỉ dùng để đóng và cắt khi không có dòng điện.

Dao cách ly được chế tạo với các cấp điện áp khác nhau, có loại một pha và loại ba pha, có loại đặt trong nhà và loại đặt ngoài trời.

Dao cách ly được lựa chọn theo các điều kiện định mức, điều kiện về ổn định lực điện động và ổn định nhiệt như sau (bảng 4.1):

Trong bảng 4.1, t_{gt} là thời gian giả thiết của thành phần chu kỳ, nó chính là thời gian tác động toàn phần của máy cắt để cô lập hoàn toàn sự cố. t_{od} là thời gian ổn định nhiệt, i_{xk} là thành phần xung kích của dòng điện ngắn mạch.

Stt	Đại lượng lựa chọn và kiểm tra	Công thức để chọn và kiểm tra
1	Điện áp định mức [KV]	$U_{dmDCL} \geq U_{dmL}$
2	Dòng điện định mức [A]	$I_{dmDCL} \geq I_{tv \max}$
3	Dòng điện ổn định lực điện động [KA]	$I_{\max} \geq i_{xk}$
4	Dòng điện ổn định nhiệt trong thời gian t_{od} [A]	$I_{od} \geq I_{\infty} \sqrt{\frac{t_{gt}}{t_{od}}}$

Bảng 4.1: Các điều kiện chọn và kiểm tra dao cách ly

4.4. Lựa chọn CB (Circuit Breaker)

So với cầu trì, CB cho phép cắt mạch điện trong trường hợp sự cố một cách nhanh chóng thông qua cơ cấu điện từ.

Nguyên tắc làm việc của CB là nhờ sự quá tải được cảm nhận từ tấm lưỡng kim loại khi bảo vệ quá tải, còn khi ngắn mạch chúng tác động nhờ cơ cấu lực điện từ (nam châm điện). Trong cả hai trường hợp, sự cảm nhận sẽ làm mở tiếp điểm CB. Các tiếp điểm này có thể đóng cắt dòng ngắn mạch từ vài ngàn đến vài chục ngàn ampe.

Về nguyên tắc chung các CB được chọn lựa theo các điều kiện sau:

+ Theo điều kiện điện áp định mức:

$$U_{dmCB} + \Delta U_{qđaCB} \geq U_{dmL} + \Delta U_{qđaLV} \quad (4.7)$$

+ Theo điều kiện dòng điện định mức:

$$I_{dmCB} \geq I_{cb} \quad (4.8)$$

Ở đây I_{cb} là dòng điện cường bức của tải, trong thực tế chúng ta lấy I_{cb} bằng dòng điện đỉnh nhọn (I_{dn}) của phụ tải trong trường hợp tổng quát. $\Delta U_{qđaCB}$ là lượng quá điện áp cho phép của CB, $\Delta U_{qđaLV}$ là lượng quá điện áp làm việc của lưới điện. U_{dmCB} và U_{dmL} là điện áp định mức của CB và lưới điện.

+ Theo dòng điện khả năng cắt I_{cu}

$$I_{cu} \geq I_N \quad (4.9)$$

I_N là dòng điện ngắn mạch lớn nhất phía sau vị trí đặt CB

4.5. Lựa chọn máy cắt

Máy cắt điện là một thiết bị dùng trong mạng điện có công suất cắt lớn. Đó là loại thiết bị đóng cắt làm việc tin cậy, song giá thành cao nên máy cắt thường chỉ được dùng ở những nơi quan trọng.

Để điều khiển máy cắt người ta dùng các bộ truyền động điều khiển bằng tay hoặc bằng điện.

Máy cắt điện được chọn theo điện áp định mức, dòng điện định mức, loại máy cắt, kiểm tra lực ổn định động, ổn định nhiệt và khả năng cắt trong tình trạng ngắn mạch.

Các điều kiện chọn và kiểm tra máy cắt được ghi ở bảng sau (bảng 4.2)

Stt	Đại lượng lựa chọn và kiểm tra	Công thức để chọn và kiểm tra
1	Điện áp định mức	$U_{dmMC} + \Delta U_{qdaMC} \geq U_{dmL} + \Delta U_{qdaLV}$
2	Dòng điện định mức	$I_{dmMC} \geq I_{cb}$
3	Dòng điện ổn định lực điện động	$I_{max} \geq i_{xk}$
4	Dòng điện ổn định nhiệt trong thời gian t_{odn}	$I_{odn} \geq I_{xl} \sqrt{\frac{t_{gt}}{t_{odn}}}$
5	Dòng điện khả năng cắt I_{cu}	$I_{cu} \geq I_{N(max)}$

Bảng 4.2. Các điều kiện chọn và kiểm tra máy cắt điện.

Lưu ý: Dòng điện ổn định nhiệt của máy cắt I_{odn} cho trong lý lịch máy thường cho ứng với thời gian: 1; 5 và 10 giây. Thời gian cắt ngắn mạch được tính từ lúc bắt đầu ngắn mạch đến lúc máy cắt mở các tiếp điểm chính phần động lực. Nó bằng tổng thời gian tác động riêng của bản thân máy cắt và thời gian tác động của bảo vệ rơle. Do vậy có thể xem thời gian cắt chính bằng thời gian ngắn mạch.

4.6. Lựa chọn dây dẫn

Trong cung cấp điện dây dẫn được dùng chủ yếu là cáp. Cáp dùng trong cung cấp điện có hai loại thường gặp là cáp đồng, nhôm. Cáp có nhiều kiểu như: cáp một, hai, ba, hay bốn lõi, cáp dầu hoặc cáp cao su. Cáp dẫn ngoài trời thường là loại dây trần một sợi, nhiều sợi hoặc dây rỗng ruột. Cáp dẫn trong nhà thường là loại dây bọc cao su cách điện hoặc PVC. Một số trường hợp trong nhà có thể

dùng dây trần hoặc thanh dẫn nhưng phải được đặt trên sứ cách điện. Trong mạng điện xí nghiệp, dây dẫn và cáp thường được lựa chọn theo các điều kiện sau:

- + Chọn theo điều kiện phát nóng
- + Chọn theo điều kiện tổn thất cho phép

Khi chọn tiết diện dây dẫn, cáp, có thể dựa vào một trong hai điều kiện trên và kiểm tra theo điều kiện còn lại. Ngoài ra còn có thể chọn tiết diện dây dẫn, cáp theo mật độ kinh tế.

4.6.1. Lựa chọn tiết diện dây dẫn theo điều kiện phát nóng

Khi có dòng điện chạy qua dây dẫn và cáp thì vật dẫn bị nóng, nếu nhiệt độ dây dẫn và cáp quá cao có thể làm cho chúng bị hư hỏng hoặc giảm thọ. Mặt khác, độ bền cơ học của kim loại dẫn điện cũng bị giảm xuống. Do vậy, nhà chế tạo qui định nhiệt độ cho phép đối với mỗi loại dây dẫn và cáp.

Khi nhiệt độ môi trường là $\pm 25^{\circ}\text{C}$, người ta qui định nhiệt độ cho phép của thanh cái và dây dẫn trần là 70°C . Đối với cáp chôn trong đất ẩm có nhiệt độ là $+15^{\circ}\text{C}$, nhiệt độ cho phép chỉ được dao động trong khoảng $60-80^{\circ}\text{C}$ tùy theo từng loại cáp. Dây bọc cao su có nhiệt độ cho phép là 55°C .

Nếu nhiệt độ dây dẫn và cáp đặt tại nơi nào đó khác với nhiệt độ qui định (nhiệt độ không khí là 25°C , nhiệt độ của đất là 15°C) thì phải hiệu chỉnh theo hệ số hiệu chỉnh k (k – cho trong các sổ tay tra cứu). Khi đó, tiết diện dây dẫn và cáp chọn phải thỏa mãn điều kiện sau:

$$k \cdot I_{cp} \geq I_{max} \quad (4.10)$$

Trong đó I_{max} là dòng điện làm việc cực đại của dây dẫn, I_{cp} là dòng điện cho phép ứng với dây dẫn chọn.

Dòng điện cho phép I_{cp} là dòng điện lớn nhất có thể chạy qua dây dẫn trong thời gian không hạn chế mà không làm cho nhiệt độ của nó vượt quá trị số cho phép.

4.6.2. Lựa chọn dây dẫn theo tổn thất điện áp cho phép

Đối với việc cung cấp điện ở mạng hạ áp, đặc biệt là ở vùng nông thôn, ta phải dựa vào tổn thất điện áp cho phép để lựa chọn tiết diện dây dẫn vì mạng điện nông thôn thường có công suất bé, tiết diện dây dẫn nhỏ và do đó điện trở, dây dẫn lớn. Do vậy, nếu tăng tiết diện dây dẫn sẽ làm giảm tổn thất điện áp ΔU , tức là giữ cho tổn thất điện áp không vượt quá mức tổn thất điện áp cho phép.

4.6.2.1. Lựa chọn dây dẫn trong trường hợp cùng tiết diện

Trong phần này để đơn giản chúng ta giả thiết các phụ tải phân bố trên đường dây là phụ tải tập trung. Khi đó công thức tổn thất điện áp trên toàn bộ đường dây được viết như sau:

$$\Delta U = \frac{1}{U_{dm}} \sum (P_i R_i + Q_i X_i) \quad (4.11)$$

và đường dây cùng tiết diện thì:

$$\Delta U = \frac{r_o \sum P_i l_i}{U_{dm}} + \frac{x_o \sum Q_i l_i}{U_{dm}} = \Delta U_R + \Delta U_X \quad (4.12)$$

ở đây: P_i Q_i là công suất tác dụng và phản kháng chạy trên đoạn dây l_i (công suất cuối đoạn dây). ΔU_R , ΔU_X là thành phần tổn thất điện áp do công suất tác dụng-điện trở, công suất phản kháng – điện kháng gây ra. Nếu biết được x_o chúng ta suy ra được ΔU_X như sau:

$$\Delta U_X = \frac{x_o \sum Q_i l_i}{U_{dm}} \quad (4.13)$$

Trong thực tế giá trị điện kháng trên một km đường dây x_o ít thay đổi (khoảng từ 0,3 đến 0,43(Ω/km)) nên chúng ta có thể lấy giá trị trung bình để tính ΔU_X . Đối với đường dây trên không lấy từ 0,35 đến 0,4(Ω/km); với đường dây hạ áp lấy khoảng 0,25(Ω/km); cáp thì lấy khoảng 0,07(Ω/km). Từ đó chúng ta xác định được thành phần ΔU_R theo độ tổn thất điện áp cho phép ΔU_{cp} như sau:

$$\Delta U_R = \Delta U_{cp} - \Delta U_X \quad (4.14)$$

Từ đây chúng ta xác định tiết diện dây F theo ΔU_R và điện dẫn suất γ của vật liệu làm dây dẫn theo công thức:

$$F = \frac{\sum P_i l_i}{\gamma U_{dm} \Delta U_R} \quad (4.15)$$

Từ công thức (4.14) chúng ta có thể xác định được r_o theo ΔU_R và từ đây xác định F theo công thức:

$$F = \frac{1}{r_o \gamma} \quad (4.15)$$

Căn cứ vào giá trị F tính toán được chúng ta tra bảng để chọn tiết diện dây theo các giá trị chuẩn gần nhất. Từ đó, chúng ta có r_o , x_o , lấy giá trị tính lại tổn thất điện áp và so sánh với giá trị tổn thất cho phép. Nếu không thỏa thì tăng tiết diện lên một cấp và tính lại.

4.6.2.2. Lựa chọn dây dẫn theo mật độ dòng điện không đổi.

Việc tính toán lựa chọn dòng điện theo điều kiện cùng tiết diện sẽ dẫn đến hao phí lượng kim loại màu dùng làm dòng điện. Do vậy, với các phụ tải có $T_{\max}$ tương đối lớn ở khu vực địa phương chúng ta nên chọn dây dẫn theo điều kiện mật độ dòng không đổi, khi đó tổn thất công suất và điện áp sẽ giảm đáng kể. Phương pháp này được xác định như sau:

Đầu tiên, cho một giá trị x_0 tùy ý nào đó trong khoảng thông dụng, từ đó tính được ΔU_X , ΔU_R theo công thức (4.13) và (4.14) theo giá trị tổn thất điện áp cho phép. Chúng ta biết rằng công suất tại một nút tải i được xác định theo công thức $P_i = \sqrt{3}U_{dm}I_i \cos\varphi_i$. Từ đó chúng ta xác định được ΔU_R như sau:

$$\Delta U_R = \sqrt{3} \sum \frac{I_i l_i \cos\varphi_i}{\gamma F_i} \quad (4.16)$$

ở đây, I_i , l_i , $\cos\varphi_i$, F_i là cường độ dòng điện, chiều dài, hệ số công suất, và tiết diện dây trên đoạn thứ i của đường dây. Mặc khác mật độ dòng điện J được tính theo công thức $J = I/F$, nên từ điều kiện mật độ dòng không đổi, chúng ta có:

$$J = \frac{I_1}{F_1} = \frac{I_2}{F_2} \quad (4.17)$$

Từ đó ta có:

$$\Delta U_R = \frac{\sqrt{3}}{\gamma} J \sum l_i \cos\varphi_i \quad (4.18)$$

và cuối cùng mật độ dòng được tính như sau:

$$J = \frac{\gamma \Delta U_R}{\sqrt{3}} \cdot \frac{1}{\sum l_i \cos\varphi_i} \quad (4.19)$$

Từ mật độ dòng điện J chúng ta xác định tiết diện của đoạn dây thứ i theo công thức:

$$F_i = \frac{I_i}{J} \quad (4.20)$$

Có tiết diện chúng ta sẽ chọn dây dẫn như mục 4.6.2.1.

Loại dây dẫn	Thời gian sử dụng công suất cực đại $T_{\max}$		
	< 3000(h)	3000÷5000(h)	>5000(h)

Dây dẫn đồng trần	2,5	2,1	1,8
Dây dẫn nhôm	1,3	1,1	1
Cáp cách điện hoặc dây dẫn bọc cao su lõi đồng.	3	2,5	2
Cáp cách điện hoặc dây dẫn bọc cao su lõi nhôm.	1,6	1,4	1,2
Cáp đồng cách điện bằng cao su	3,5	3,1	2,7

Bảng 4.3: Mật độ dòng kinh tế theo loại dây

4.6.3. Lựa chọn dây dẫn theo mật độ dòng kinh tế J_{kt}

Tiết diện dây dẫn được chọn theo mật độ dòng điện kinh tế theo công thức sau:

$$F = \frac{I_{bt}}{J_{kt}} [mm^2] \quad (4.21)$$

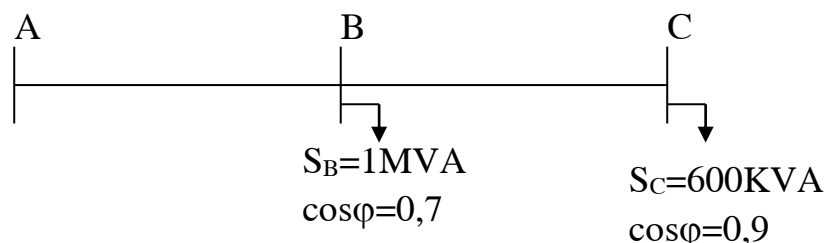
ở đây I_{bt} là dòng điện làm việc bình thường của dây dẫn tính bằng ampere, J_{kt} là mật độ dòng điện kinh tế phụ thuộc vào vật liệu làm dây dẫn và thời gian sử dụng công suất cực đại T_{max} . Tiết diện được chọn phải kiểm tra điều kiện phát nóng lúc bình thường.

$$I_{cp} \geq I_{ivmax} \quad (4.22)$$

Ở đây, I_{cp} dòng điện cho phép của dây dẫn, I_{ivmax} là dòng điện làm việc cực đại của mạng điện. Chúng ta có thể tham khảo J_{kt} theo một số tài liệu của Nga ở bảng 4.3

Sau khi tính tiết diện theo 4.21 ta tra sổ tay tìm loại dây dẫn có tiết diện F gần bằng tiết diện tính. Nếu có hai loại tiết diện F lân cận với F đã tính thì nên chọn tiết diện bé hơn, vì như vậy tiết kiệm được kim loại màu mà tính kinh tế vẫn không bị giảm đi nhiều.

Ví dụ 4.1:



Một dây trên không, dùng dây nhôm cung cấp cho các tải như hình vẽ, điện áp định mức của đường dây là 10KV. Tổn thất điện áp cho phép là $\Delta U_{cp} = 5\%$. Thời gian sử dụng công suất cực đại T_{max} của phụ tải là 3500 giờ/năm. Hãy xác định tiết diện dây dẫn. Cho $l_{AB}=2\text{km}$, $l_{BC}=4\text{km}$, giả thiết đường dây cùng tiết diện, cho điện dẫn suất của nhôm là $31,5(1/\Omega.\text{mm}^2)$.

Giải:

Dòng điện trên các đoạn AB và BC là

$$I_{AB} = \frac{600}{\sqrt{3} U_{dm}} = \frac{1000 + 600}{\sqrt{3}.10} = 92,5\text{A}$$

$$I_{BC} = \frac{600}{\sqrt{3}.10} = 34,6\text{A}$$

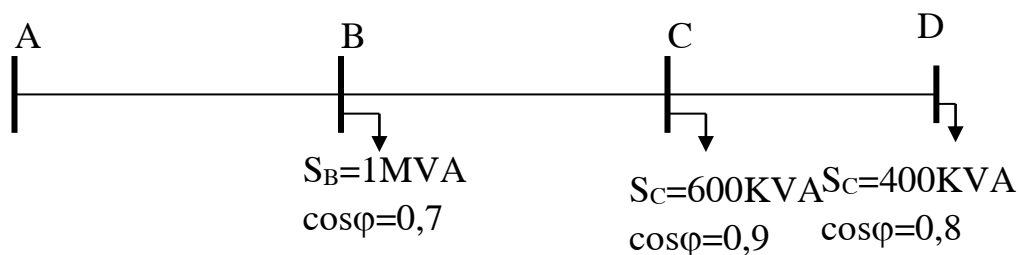
Ta lấy $x_0 = 0,4\Omega/\text{km}$, ta tính được ΔU_X như sau:

$$\Delta U_X = \frac{0,4(710.2 + 262.(2 + 4))}{10} = 120\text{V}$$

Tổn thất điện áp do phụ tải tác dụng và điện trở gây ra.

$$\Delta U_R = \Delta U_{cp} - \Delta U_X = 10000. \frac{5}{100} - 120 = 380\text{V}$$

Từ công thức (4.19) ta có mật độ dòng điện không đổi trên đường dây AC là



$$J = \frac{\gamma \Delta U_R}{\sqrt{3}} \cdot \frac{1}{\sum l_i \cos \varphi_i} = \frac{31,5.380}{\sqrt{3}} \left(\frac{1}{4,0,9 + 2,0,7} \right) = 1,35 \text{ A/mm}^2$$

Với $T_{\max} = 3500 \text{ h/năm}$, dây dẫn nhôm, tra bảng 4.3 ta có mật độ dòng điện kinh tế là $1,1 \text{ A/mm}^2$

Nhận thấy rằng $J = 1,35 \text{ A/mm}^2 > J_{kt} = 1,1 \text{ A/mm}^2$ nên ta dùng J_{kt} để chọn tiết diện dây dẫn.

Tiết diện đoạn dây AB

$$F_{AB} = \frac{I_{AB}}{J_{kt}} = \frac{9,25}{1,1} = 8,4 \text{ mm}^2$$

Tra bảng ta chọn dây tiêu chuẩn là A-95

Tiết diện đoạn dây BC là

$$F_{BC} = \frac{I_{BC}}{J_{kt}} = \frac{34,6}{1,1} = 31,4 \text{ mm}^2$$

Tra bảng, ta chọn dây tiêu chuẩn A.35

Trường hợp này ta không cần kiểm tra lại tổn thất điện áp vì khi chọn tiết diện dây ta đã tính theo $J_{kt} > J_{\text{tính toán}}$.

4.7. Bài tập

Bài tập 4.1:

Một đường dây trên không, dùng dây đồng cung cấp cho các tải như hình vẽ:

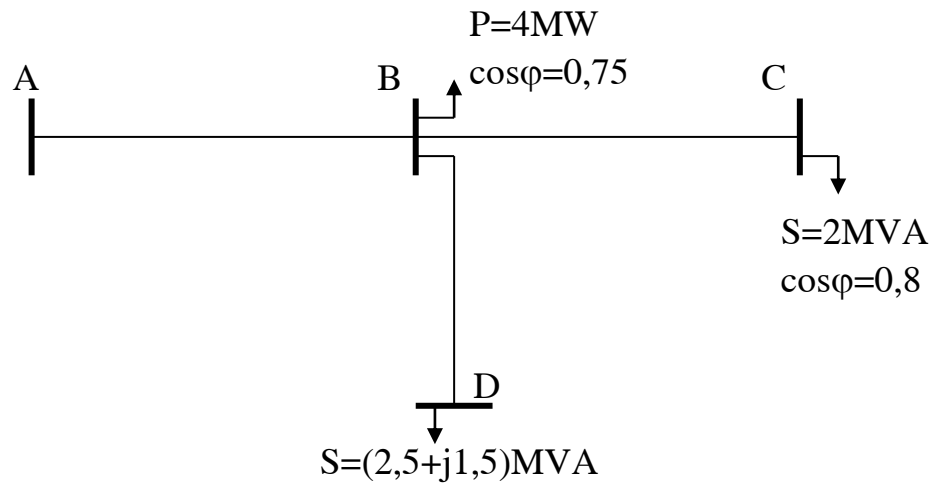
điện áp định mức của đường dây là 15KV. Tổn thất điện áp cho phép là $\Delta U_{cp} = 10\%$. Thời gian sử dụng công suất cực đại $T_{\max}$ của phụ tải là 4500 giờ/năm. Hãy xác định tiết diện dây dẫn. Cho $l_{AB} = 3 \text{ km}$, $l_{BC} = 3 \text{ km}$, $l_{CD} = 2 \text{ km}$, giả thiết đường dây cùng tiết diện, cho điện trở suất của đồng là $18,8 (\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{km})$.

Bài tập 4.2:

Giải lại bài tập 4.1 trong trường hợp mật độ dòng điện không đổi.

Bài tập 4.3:

Cho hệ thống cung cấp điện như hình vẽ:



điện áp định mức của đường dây là 15KV. Tổn thất điện áp cho phép là $\Delta U_{cp} = 10\%$. Thời gian sử dụng công suất cực đại $T_{\max}$ của phụ tải là 5000 giờ/năm. Hãy xác định tiết diện dây dẫn. Cho $l_{AB} = 2 \text{ km}$, $l_{BC} = 4 \text{ km}$, $l_{BD} = 3 \text{ km}$, giả thiết đường dây dùng dây nhôm cùng tiết diện, cho điện trở suất của đồng là $35,5 (\Omega \cdot \text{mm}^2 / \text{km})$.

Bài tập 4.4:

Giải lại bài tập trong trường hợp dùng dây đồng và theo điều kiện mật độ dòng không đổi. Cho điện trở suất của đồng là $18,8 (\Omega \cdot \text{mm}^2 / \text{km})$.

5

BẢO VỆ RƠLE

5.1. Giới thiệu chung

Khi thiết kế và vận hành bất kì một hệ thống điện nào cần phải kể đến khả năng phát sinh sự cố và các tình trạng làm việc không bình thường trong hệ thống điện ấy. Ngắn mạch là loại sự cố có thể xảy ra và nguy hiểm nhất trong hệ thống điện. Hậu quả của ngắn mạch là: sụt áp ở một bộ phận lớn của hệ thống điện, phá hủy các thiết bị trong lưới do hồ quang điện, phá hủy các phần tử có dòng ngắn mạch chạy qua do tác động nhiệt và cơ và quan trọng hơn cả là gây mất ổn định của hệ thống điện, rã lưới hệ thống gây mất điện trên diện rộng.

Ngoài các loại hư hỏng, trong hệ thống điện có các tình trạng việc không bình thường. Một trong những tình trạng việc không bình thường là quá tải. Dòng điện quá tải làm tăng nhiệt độ các phần dẫn điện quá giới hạn cho phép làm cách điện của chúng bị già cỗi hoặc đôi khi bị phá hủy.

Để ngăn ngừa sự phát sinh sự cố và sự phát triển của chúng có thể thực hiện các biện pháp để cắt nhanh phần tử bị sự cố ra khỏi mạng điện, để loại trừ những tình trạng làm việc không bình thường có khả năng gây nguy hiểm cho thiết bị và hộ tiêu thụ.

Để đảm bảo sự làm việc liên tục của các phần không sự cố trong hệ thống điện cần có những thiết bị nhận dạng sự phát sinh của các sự cố với thời gian bé nhất, phát hiện ra phần tử bị sự cố và cắt phần tử bị sự cố ra khỏi hệ thống điện. Thiết bị này được thực hiện nhờ những khí cụ tự động có tên gọi chung là rơle.

Thiết bị bảo vệ được thực hiện nhờ những rơle và cũng được gọi là thiết bị bảo vệ rơle.

Nói cách khác, nhiệm vụ chính của của thiết bị bảo vệ rơle là tự động cắt phần tử sự cố ra khỏi hệ thống điện. Ngoài ra thiết bị bảo vệ rơle còn ghi nhận và phát hiện những tình trạng làm việc không bình thường của các phần tử trong hệ thống điện, tùy mức độ mà bảo vệ rơle phản ứng với tình trạng làm việc không bình thường thực hiện tác động sau một thời gian duy trì nhất định (không cần phải có tính tác động nhanh như ở các thiết bị bảo vệ rơle chống sự cố). Ngày nay, với sự phát triển của công nghệ người ta đã tạo ra các thiết bị bảo vệ rơle kỹ thuật số “thông minh” có khả năng đánh giá tình trạng của hệ thống điện trước khi xảy ra sự cố từ đó đưa ra các khuyến cáo trong vận hành để con người có thể lường trước và không cho chúng xảy ra.

5.2. Các yêu cầu cơ bản của hệ thống bảo vệ rơle

Nhìn chung, các thiết bị trong hệ thống bảo vệ rơle ra tín hiệu tác động đi cắt cần phải có 4 yêu cầu kỹ thuật cơ bản như sau:

- + Tính chọn lọc.
- + Tác động nhanh
- + Độ nhạy
- + Độ tin cậy.

Đối với các bảo vệ tác động đi báo tín hiệu, cũng như bảo vệ chỉ phản ứng với tình trạng làm việc không bình thường thì một phần các yêu cầu này (như yêu cầu tác động nhanh) có thể được giảm bớt. Sau đây chúng ta sẽ xem xét chi tiết một số yêu cầu.

5.2.1. Tính chọn lọc

Nguyên tắc chung thì tác động của bảo vệ rơle chỉ cắt phần tử bị sự cố ra khỏi hệ thống điện được gọi là tác động chọn lọc. Khi có nguồn dự phòng, tác động như vậy sẽ tạo khả năng cho hộ tiêu thụ tiếp tục được cung cấp điện.

Khi không có nguồn dự trữ, đường dây có thể bị mất điện ngay cả khi bảo vệ tác động chọn lọc. Tuy nhiên kinh nghiệm vận hành cho thấy rằng, phần lớn các sự cố đường dây trên không có tính chất thoáng qua và tự mất đi sau khi cắt

điện. Vì vậy khi không có nguồn cung cấp dự trữ tốt nhất là trên đường dây nên đặt các thiết bị tự động đóng trở lại (ACR- Automatic Circuit Recloser), nhờ vậy có thể nâng cao đáng kể độ tin cậy cung cấp điện.

Yêu cầu tác động chọn lọc cũng không loại trừ khả năng bảo vệ tác động như là bảo vệ dự trữ. trong trường hợp này, mặt dù phải cắt phần tử không sự cố nhưng số lượng các đoạn đường dây bị cắt được hạn chế ít nhất.

Người ta chia tính chọn lọc thành hai loại:

+ chọn lọc tương đối: theo nguyên tắc tác động của mình, bảo vệ có thể làm việc như là bảo vệ dự trữ khi ngăn mạch phân tử lân cận.

+ chọn lọc tuyệt đối: bảo vệ chỉ làm việc trong trường hợp sự cố ở chính phần tử được bảo vệ.

5.2.2. Tác động nhanh

Khi xảy ra sự cố hệ thống bảo vệ rơle đưa tín hiệu cắt càng nhanh phần tử bị sự cố sẽ càng hạn chế được mức độ phá hại phần tử đó, càng giảm được thời gian sụt áp ở các hộ tiêu dùng và càng có khả năng giữ được ổn định hệ thống điện.

Thời gian tác động sự cố sẽ giảm khi giảm thời gian tác động của thiết bị bảo vệ rơle. Tuy nhiên trong một số trường hợp để thực hiện yêu cầu tác động nhanh thì không thể thỏa mãn yêu cầu chọn lọc. Hai yêu cầu này đôi khi mâu thuẫn nhau, vì vậy tùy điều kiện cụ thể cần xem xét kỹ càng hơn về hai yêu cầu này.

Có thể thực hiện phối hợp tác động giữa các thiết bị bảo vệ rơle và tự đóng lại để dung hoà hai yêu cầu trên: lúc đầu cho thiết bị bảo vệ rơle tác động không chọn lọc cắt nhanh sự cố ra khỏi hệ thống điện, sau đó dùng thiết bị tự đóng lại đóng trở lại những phần tử vừa bị cắt ra. Nếu sự cố tự tiêu tan thì hệ thống điện trở lại làm việc bình thường, còn nếu ngắn mạch vẫn tồn tại thì thiết bị bảo vệ rơle sẽ tác động chọn lọc có thời gian để cắt đúng phần tử bị sự cố.

5.2.3. Độ nhạy

Độ nhạy (sensitivity) của hệ thống bảo vệ rơle được hiểu là khả năng cảm nhận các sự thay đổi ở trạng thái không bình thường trong hệ thống điện. Yêu

cầu của độ nhạy là phải đủ đối với những sự cố và tình trạng làm việc không bình thường có thể xuất hiện ở những phần tử được bảo vệ trong hệ thống điện.

Trong hệ thống điện lớn, để thỏa mãn yêu cầu về độ nhạy thường gặp nhiều khó khăn. Chấn hạn, như khi truyền tải một công suất lớn cho các hộ tiêu thụ cách xa hàng chục, hàng trăm km, người ta sử dụng các đường dây điện áp cao có khả năng truyền tải lớn. Lúc đó dòng ngắn mạch có các đường dây bị sự cố có thể tương đương hay thậm chí nhỏ hơn dòng phụ tải max (khi xét đến chế độ làm việc cực tiểu của hệ thống điện và dòng điện qua tổng trở quá độ lớn).

Độ nhạy được đặt trưng bằng hệ số độ nhạy K_s . Đối với các bảo vệ làm việc theo các đại lượng tăng khi sự cố (như theo dòng), hệ số K_s được xác định bằng tỷ số giữa đại lượng tác động tối thiểu (tức dòng sự cố bé nhất) khi sự cố trực tiếp ở cuối vùng bảo vệ và đại lượng đặt (tức dòng khởi động).

$$K_s = \frac{K_{tdmin}}{K_d} \quad (5.1)$$

Trong K_{tdmin} là đại lượng tác động tối thiểu, K_d là đại lượng đặt. Trong hệ thống điện yêu cầu của K_s là $K_s = 1,5 \div 2$

5.2.4. Độ tin cậy

Yêu cầu của hệ thống bảo vệ phải luôn luôn sẵn sàng khởi động và tác động một cách chắc chắn trong tất cả các trường hợp sự cố trong vùng bảo vệ và các tình trạng làm việc không bình thường đã định trước. Mặc khác bảo vệ không được tác động khi sự cố ngoài vùng bảo vệ của mình. Nếu bảo vệ có nhiệm vụ dự trữ cho các bảo vệ sau nó thì khi sự cố trong vùng dự trữ bảo vệ này phải khởi động nhưng không được tác động khi bảo vệ chính đặt ở gần chỗ sự cố hơn chưa tác động (tất nhiên trong trường hợp này các cấp bảo vệ khác nhau được chỉnh định thời gian tác động khác nhau). Để tăng độ tin cậy (Reliability) của hệ thống bảo vệ rơle chúng ta cần.

- Sử dụng các rơle có độ tin cậy cao (Rơle chất lượng tốt).
- Sơ đồ của hệ thống bảo vệ phải đơn giản nhất (số lượng rơle, tiếp điểm ít...)
- Các bộ phận phụ (hộp nối, dây dẫn) dùng trong sơ đồ phải chắc chắn, đảm bảo.
- Thường xuyên kiểm tra bảo trì định kỳ.

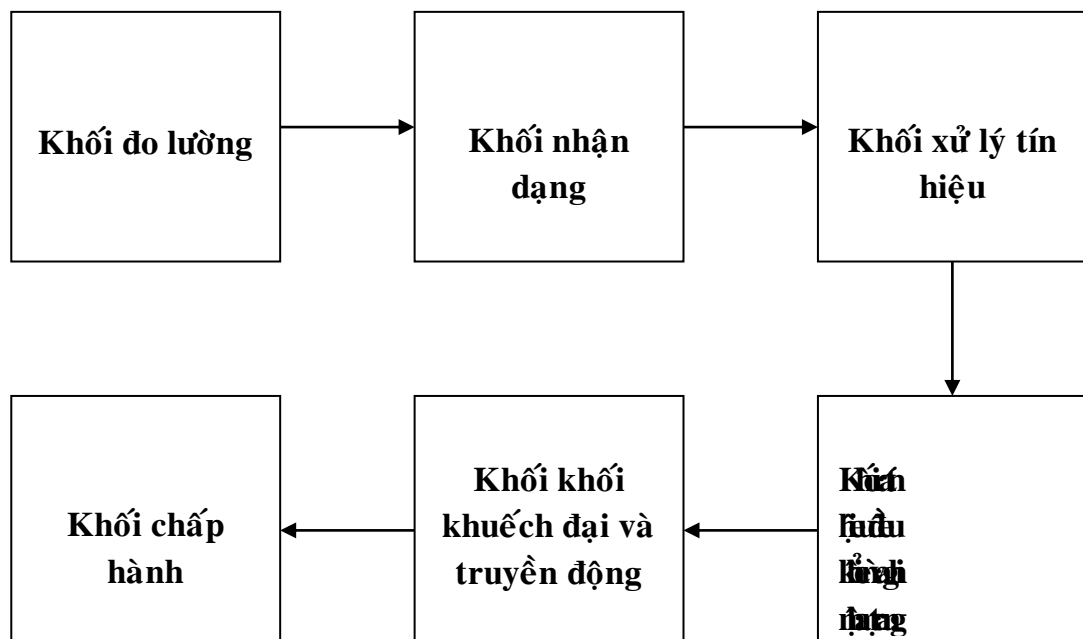
5.3. Sơ đồ cấu trúc của hệ thống bảo vệ rơle

Trường hợp chung thiết bị bảo vệ rơle bao gồm các phân tử cơ bản sau: các cơ cấu chính và phần logic.

Các cơ cấu chính kiểm tra tình trạng làm việc của đối tượng được bảo vệ, thường phản ứng với các đại lượng điện. Như vậy các cơ cấu chính có thể ở trong hai trạng thái: khởi động và không khởi động. Hai trạng thái đó của các cơ cấu chính tương ứng với những trị số nhất định của xung tác động lên phần logic của bảo vệ.

Khi bảo vệ làm việc phần logic nhận xung từ các cơ cấu chính, tác động theo tổ hợp và thứ tự của các xung. Kết quả của tác động này hoặc là làm cho bảo vệ khởi động kèm theo việc phát xung đi cắt và báo tín hiệu hoặc là làm cho bảo vệ không khởi động.

Trong khuôn khổ của giáo trình chúng ta chỉ đề cập đến sơ đồ các khối và chức năng của một hệ thống bảo vệ rơle. Một hệ thống bảo vệ rơle có thể được minh họa bằng các khối sau (hình 5.1).



Hình 5.1: Sơ đồ khối hệ thống bảo vệ rơle

Sau đây chúng ta sẽ xem xét một số kiểu kết nối của khối đo lường, bởi lẽ các khối khác trong thực tế được chế tạo hợp bộ. Trong hệ thống điện việc đo lường thường được thực hiện thông qua các biến dòng (TI) và biến áp (TU), ngõ ra của các thiết bị này được đưa đến các cuộn dây của rơle (R). Để có khả năng

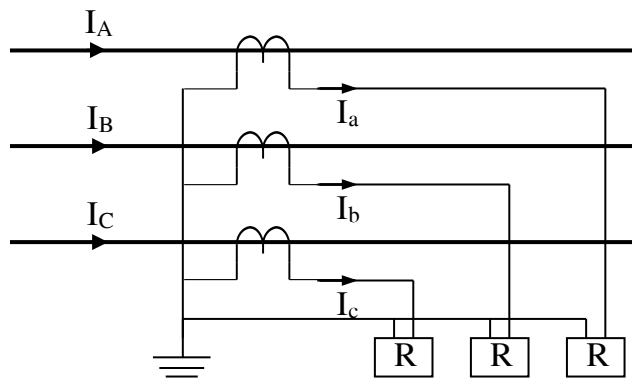
bảo vệ nhiều pha người ta thường dùng 3 sơ đồ nối biến dòng và các rơle của bảo vệ như sau:

5.3.1. Biến dòng và rơle nối theo hình sao

Trong trường hợp này dòng vào mỗi rơle tỷ lệ với dòng điện pha (thông qua tỷ số biến dòng K_I (hình 5.2) trong chế độ làm việc bình thường hoặc khi ngắn mạch 3 pha thì:

$$I_a + I_b + I_c = 3I_0 = 0 \quad (5.2)$$

Như vậy dòng điện trong dây trung tính bằng không. Tuy nhiên trong trường hợp này không thể không có dây trung tính vì nó cần thiết để đảm bảo sự làm việc đúng đắn của sơ đồ khi ngắn mạch chạm đất. Sơ đồ hình 5.2 có thể làm việc đối với tất cả các dạng ngắn mạch. Tuy nhiên để chống ngắn mạch một pha $N^{(1)}$ thường dùng những sơ đồ hoàn hảo hơn có bộ lọc dòng thứ tự không I_{N0} .



Hình 5.2: Sơ đồ TI và rơle đấu kiểu Y

5.3.2. Biến dòng và rơle nối hình sao khuyết

Lúc này phương trình dòng điện chạy qua cuộn dây của các rơle như sau:

$$I_v = -(I_a + I_c) = I_b \quad (5.3)$$

Trong đó I_v là dòng điện trở về (Hình 5.3).

Sơ đồ hình 5.3 chỉ dùng trong trường hợp ngắn mạch ít nhất hai pha. Khi ngắn mạch một pha ở pha không đặt biến dòng sơ đồ của hệ thống bảo vệ rơle này sẽ không làm việc.

5.3.3. Sơ đồ dòng hiệu

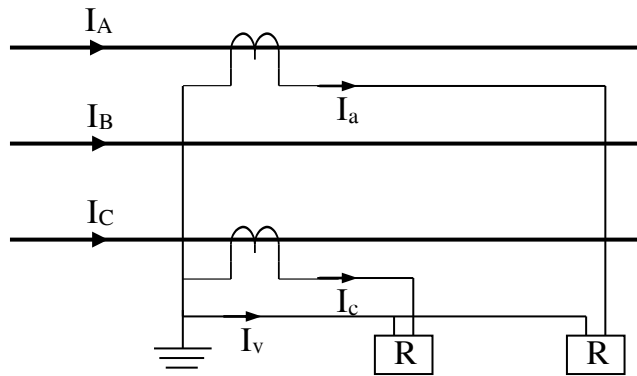
Trong sơ đồ này người ta dùng một rơle và nối vào hiệu của hai dòng pha như hình 5.4:

Nếu biến dòng được đặt giữa hai pha A và C thì dòng điện qua cuộn dây rơle I_R được xác định như sau:

$$I_R = I_a - I_c \quad (5.4)$$

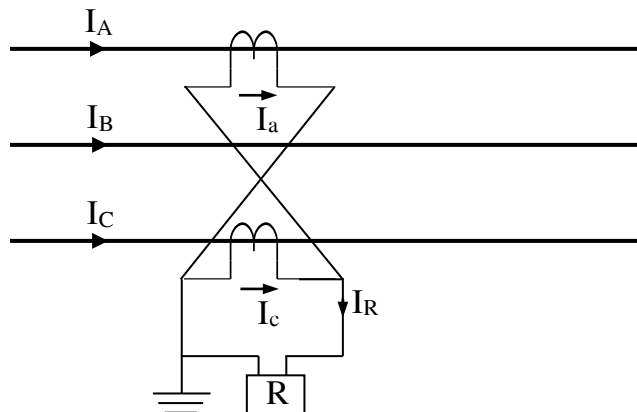
Trong điều kiện đối xứng thì $I_R = \sqrt{3}I_a$. Giống như sơ đồ sao khuyết, sơ đồ hình 5.4 không làm việc khi ngắn mạch một pha đúng vào pha không đặt biến dòng.

Tất cả các sơ đồ nói trên đều phản ứng với ngắn mạch một pha (trừ các trường hợp nói ở trên) và ngắn mạch giữa hai pha bất kỳ, vì vậy để so sánh



Hình 5.3: Sơ đồ đấu TI và rơle hình sao khuyết

tương đối giữa chúng người ta phải xét đến khả năng làm việc của bảo vệ trong một số trường hợp đặc biệt, như hệ số độ nhạy, số lượng thiết bị cần thiết và mức độ phức tạp khi thực hiện sơ đồ.



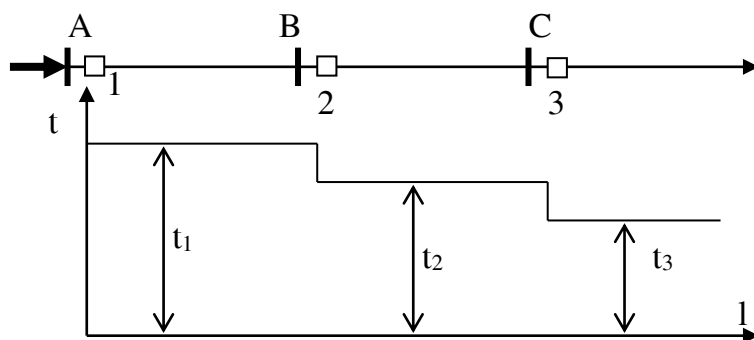
Hình 5.4: Sơ đồ dòng hiệu

5.4. Nguyên lý tác động của hệ thống bảo vệ rơle

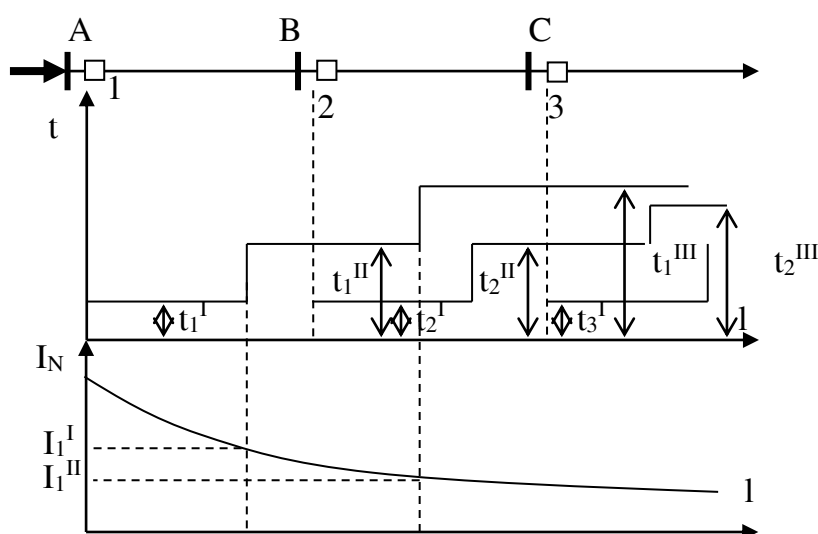
Các nguyên tắc tác động thiết bị bảo vệ rất đa dạng tuy nhiên đa số các bảo vệ được thực hiện theo nguyên tắc sử dụng dòng và áp và hệ số công suất của phần tử được bảo vệ để tác động. Theo phương thức đảm bảo tính chọn lọc người ta chia các bảo vệ thành hai nhóm chính: một nhóm gồm các bảo vệ có tính chọn lọc tương đối và một nhóm có tính chọn lọc tuyệt đối.

5.4.1. Bảo vệ có tính chọn lọc tương đối

Trong nhóm này gồm có các loại bảo vệ như bảo vệ dòng điện, bảo vệ dòng điện có hướng, bảo vệ khoảng cách,... Hình 5.5 mô tả cho chúng ta thấy đặc tính thời gian tác động của bảo vệ dòng cực đại trong mạng hình tia có một



Hình 5.5: Sơ đồ phối hợp thời gian tác động của hệ thống bảo vệ rơle dòng cực đại



Hình 5.6: Đặc tuyến phối hợp giữa thời gian tác động và dòng điện tác động

nguồn cung cấp (mạng phổ biến của hệ thống cung cấp điện). Thiết bị bảo vệ đặt gần các máy cắt 1,2,3 ở các thanh cái A, B và C về phía nguồn cung cấp của đường dây, tác động chọn lọc được đảm bảo bằng sự lựa chọn nhiều cấp thời gian t_1, t_2, t_3 của các bảo vệ. Thời gian làm việc không phụ thuộc vào dòng điện và được chỉnh định càng lớn khi bảo vệ càng đặt gần về phía nguồn cung cấp. Khi đó nếu ngắn mạch trên đoạn BC thì chỉ có bảo vệ tại máy cắt 2 tác động với thời gian t_2 . Sau khoảng thời gian t_2 nếu máy cắt 2 không tác động được (do sự cố của bản thân máy cắt hay hệ thống bảo vệ rơle) thì máy cắt 1 mới tác động. Nói cách khác máy cắt 3 chỉ có thể tác động với thời gian $t_1 > t_2$ trong trường hợp sự cố bảo vệ của máy cắt 2.

Trên hình 5.6 là đặc tính thời gian của bảo vệ dòng điện có thời gian nhiều cấp đặt trong mạch hình tia có một nguồn cung cấp. Mỗi bộ bảo vệ 1, 2 và 3 có ba cấp tương ứng với các thời gian làm việc $t^I < t^{II} < t^{III}$ và các dòng khởi động $I_{KD}^I > I_{KD}^{II} > I_{KD}^{III}$. Như vậy những cấp có dòng khởi động lớn thì thời gian làm việc bé. Bảo vệ có thể có được thực hiện dựa vào sự giảm thấp của dòng ngắn mạch I_N khi điểm ngắn mạch càng cách xa nguồn (hình 5.6c). Ngắn mạch xảy ra càng xa chỗ đặt bảo vệ, dòng đi qua cuộn dây của bảo vệ càng nhỏ và nó sẽ làm việc với thời gian lớn hơn. Từ những điều trình bày trên ta thấy, đối với bảo vệ đang khảo sát tác động chọn lọc được đảm bảo bằng cách lựa chọn nhiều cấp thời gian và dòng khởi động.

Trong trường hợp đường dây có nguồn cung cấp từ 2 phía, bảo vệ được đặt cả ở hai phía của mỗi đoạn đường dây và để đảm bảo tính chọn lọc, người ta sử dụng thêm các bộ phận cho phép bảo vệ chỉ tác động trong trường hợp hướng công suất ngắn mạch đi từ thanh góp vào đoạn đường dây được bảo vệ. Khi đó người ta gọi là bảo vệ có hướng, điều này sẽ được phân tích kỹ trong môn học bảo vệ rơle.

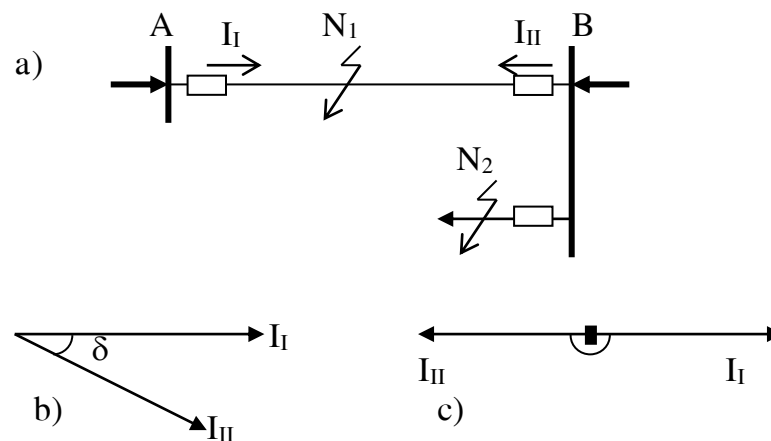
Hệ thống bảo vệ rơle theo nguyên tắc các bảo vệ dòng có hướng và bảo vệ khoảng cách cũng có thể có đặc tính như trên. Việc tạo nên các cấp ở mỗi một bộ bảo vệ được thực hiện dựa vào sự tăng lên tỷ số của điện áp ngắn mạch U_N và dòng ngắn mạch I_N theo khoảng cách từ vị trí ngắn mạch đến các nguồn cung cấp.

5.4.2. Bảo vệ có tính chọn lọc tuyệt đối

Trong nhóm này bao gồm các loại các loại như: bảo vệ so lệch, chúng dựa trên nguyên tắc so sánh các đại lượng điện ở các đầu của phân tử được bảo vệ bằng cách sử dụng đường dẫn phụ, sóng cao tần (dùng dây dẫn của phân tử được bảo vệ) và các kênh vô tuyến để liên lạc. Trong đa số trường hợp, bảo vệ

thực hiện so sánh biên độ hoặc pha của dòng điện, cũng như dấu của công suất. Bảo vệ so sánh biên độ và pha của dòng điện.

Hình 5.7a chúng ta xét đường dây có hai nguồn cung cấp. Hướng dương quy ước của dòng I_I , I_{II} ở hai phía của đường dây được cho như mũi tên trên sơ đồ. Khi ngắn mạch trên đường dây (tại điểm N_1), các dòng I_I , I_{II} lệch pha nhau một góc tương đối nhỏ (hình 5.7b), trường hợp ngắn mạch ngoài đường dây (giả sử tại N_2) góc này gần bằng 180° . Như vậy, tác động chọn lọc của bảo vệ thuộc nhóm này có thể đảm bảo được mà không cần thời gian trễ. Đây là một tính chất rất quan trọng của các bảo vệ có tính chọn lọc tuyệt đối khi hệ thống bảo vệ hay máy cắt của các phần tử kề cận bị hư hỏng, về nguyên tắc bảo vệ sẽ không tác động và do vậy không thể làm nhiệm vụ bảo vệ dự trữ.



Hình 5.7: Nguyên lý tác động của hệ thống bảo vệ so lệch

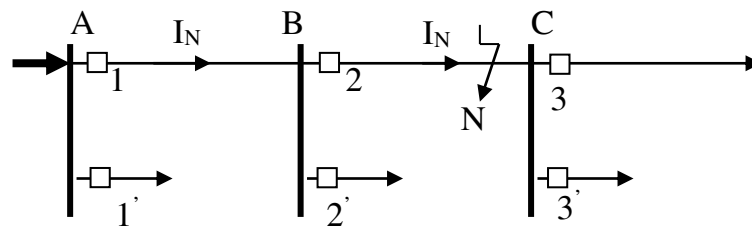
5.5. Các loại bảo vệ rơle

5.5.1. Bảo vệ dòng cực đại

5.5.1.1. Nguyên tắc

Đây là kiểu bảo vệ hay được sử dụng, bảo vệ dòng cực đại là bảo vệ phản ứng với dòng điện trong phần tử được bảo vệ. Về nguyên tắc bảo vệ sẽ tác động khi dòng điện qua thiết bị bảo vệ tăng quá một giá trị định trước nào đó.

Bảo vệ dòng cực đại là loại bảo vệ đơn giản và rẻ tiền, vì vậy chúng được áp dụng rộng rãi, nhất là trong các mạng phân phối điện áp dưới 35kV. Chúng ta hãy xem xét sự tác động của các bảo vệ dòng cực đại đặt trong mạng hình tia có 1 nguồn cung cấp như hình 5.8. Các thiết bị bảo vệ được bố trí về phía nguồn



Hình 5.8: Sơ đồ bố trí các bảo vệ rơle trong bảo vệ dòng cực đại

cung cấp của tất cả các đường dây. Mỗi đường dây có một bảo vệ riêng để cắt sự cố trên chính nó và trên thanh góp của trạm ở cuối đường dây.

Trong bảo vệ dòng cực đại thì dòng khởi động (I_{KD}) của bảo vệ là dòng nhỏ nhất đi qua phần tử được bảo vệ mà có thể làm cho bảo vệ khởi động, cần phải lớn hơn dòng làm việc cực đại của phần tử được bảo vệ để ngăn ngừa việc tác động nhầm dẫn đến việc cắt các phần tử khi không có sự cố.

Khi ngắn mạch ở một đoạn nào đó của mạng, ví dụ tại điểm N trên đoạn BC, dòng ngắn mạch sẽ đi qua các bảo vệ 1 và 2. Nếu dòng ngắn mạch lớn hơn dòng I_{KD} của chúng thì các bảo vệ này sẽ khởi động. Tuy nhiên theo yêu cầu tác động chọn lọc thì chỉ cần bảo vệ 2 tác động và cắt máy cắt.

Bảo vệ dòng cực đại có hai bộ phận chính: bộ phận khởi động và bộ phận tạo thời gian làm việc (rơle thời gian). Bộ phận khởi động phản ứng với các sự cố và tác động đến bộ phận tạo thời gian phụ thuộc giới hạn. Bộ phận tạo thời gian làm nhiệm vụ tạo thời gian làm việc đảm bảo cho bảo vệ tác động một cách có chọn lọc. Các rơle dòng điện được nối vào phía thứ cấp của TI theo sơ đồ thích hợp đã nói ở phần trên.

5.5.1.2. Bảo vệ dòng cực đại làm việc có thời gian.

Theo nguyên tắc tác động, dòng khởi động I_{KD} của bảo vệ phải lớn hơn dòng điện làm việc lớn nhất, tuy nhiên trong thực tế việc chọn dòng cực khởi động phụ thuộc vào nhiều yếu tố khác. Để xác định dòng khởi động ta xét sơ đồ mạng điện trên hình 5.8, giả sử chọn I_{KD} cho bảo vệ 1 đặt ở đầu đoạn dây AB, trước hết ta khảo sát trạng thái của nó khi sự cố ở điểm N trên đoạn BC kể phía sau nó.

Khi các bảo vệ làm việc đúng thì trong trường hợp này máy cắt của đoạn BC sẽ cắt. Bảo vệ 1 của đoạn không sự cố AB có thời gian lớn hơn sẽ chưa kịp tác động và nó cần phải reset về trạng thái ban đầu. Nhưng điều này sẽ xảy ra nếu dòng trở về của bảo vệ I_{tv} lớn hơn trị số tính toán của dòng đỉnh nhọn của

phụ tải I_{dn} đi qua đoạn AB đến các hộ tiêu thụ của thanh cái B. Dòng trở về là dòng sơ cấp lớn nhất mà ở đó bảo vệ trở về vị trí ban đầu. Để an toàn, lấy trị số tính toán của dòng đỉnh nhọn là dòng đỉnh nhọn lớn nhất $I_{dn} = I_{dnmax}$, như vậy điều kiện để đảm bảo tính chọn lọc là: $I_{tv} > I_{dnmax}$.

Sai số của dòng trở về của bảo vệ và các tính toán không chính xác ... được kể đến bởi hệ số an toàn $k_{at} > 1$ (vào khoảng $1,1 \div 1,2$) từ điều kiện đảm bảo sự trở về của bảo vệ đoạn AB, có thể viết.

$$I_{tv} = k_{at} \cdot I_{dnmax} \quad (5.5)$$

Tỉ số giữa dòng trở về của bảo vệ rơle đối với dòng khởi động của rơle gọi là hệ số trở về k_{tv} .

$$k_{tv} = \frac{I_{tv}}{I_{KD}} \quad (5.6)$$

Các rơle lí tưởng có hệ số trở về $k_{tv} = 1$ còn trong thực tế thì $k_{tv} < 1$.

5.5.1.3. Thời gian tác động của hệ thống bảo vệ rơle

Việc tính toán chọn thời gian tác động của hệ thống bảo vệ dòng cực đại tùy thuộc vào dạng đặc tính thời gian của các rơle được sử dụng. Có hai đặc tính làm việc là đặc tính độc lập và đặc tính phụ thuộc có giới hạn.

Trong đặc tính độc lập thời gian được chọn theo nguyên tắc đặc thang (từng cấp), sao cho bảo vệ đoạn sau gần nguồn hơn có thời gian tác động lớn hơn thời gian làm việc lớn nhất của các bảo vệ đoạn trước một bậc chọn lọc với khoảng thời gian ΔT . Trong trường hợp tổng quát, đối với bảo vệ của đoạn thứ n của mạng hình tia thì thời gian tác động của bảo vệ thứ n theo các cấp trước đó như sau:

$$t_n = t_{(n-1)max} + \Delta T \quad (5.7)$$

Trong đó: $t_{(n-1)max}$ thời gian làm việc lớn nhất của các bảo vệ ở đoạn thứ $n-1$ (xa nguồn hơn đoạn thứ n).

Đối với bảo vệ có đặc tính thời gian phụ thuộc có giới hạn thì việc chọn thời gian làm việc của các bảo vệ có đặc tính thời gian phụ thuộc có giới hạn có thể có hai yêu cầu khác nhau do giá trị của bội số dòng ngắn mạch ở cuối đoạn được bảo vệ so với dòng khởi động. Khi bội số dòng lớn, bảo vệ làm việc ở phần độc lập của đặc tính thời gian, lúc ấy thời gian làm việc của các bảo vệ được chọn giống như đối với bảo vệ có đặc tính thời gian độc lập. Khi bội số dòng nhỏ, bảo vệ làm việc ở phần phụ thuộc của đặc tính thời gian: trong trường hợp

này, sau khi phối hợp thời gian làm việc của các bảo vệ kế nhau có thể giảm được thời gian cắt ngắn mạch.

Nhược điểm của bảo vệ có tính thời gian phụ thuộc là: thời gian cắt ngắn mạch tăng lên khi dòng ngắn mạch gần bằng dòng khởi động (ví dụ, khi ngắn mạch qua điện trở quá độ lớn hoặc ngắn mạch trong tình trạng làm việc cực tiểu hệ thống). Đôi khi sự phối hợp các đặc tính thời gian tương đối phức tạp.

Tóm lại, thời gian tác động tổng của hệ thống bảo vệ rơle cho đoạn thứ n được xác định như sau:

$$\Delta t_{\Sigma} = t_{dp} + t_{MC(n-1)} + t_{ssd(n-1)} + t_{qd(n)} + t_{ssa} \quad (5.8)$$

trong đó:

- $t_{MC(n-1)}$ thời gian cắt của máy cắt đoạn thứ (n-1)
- $t_{ssd(n-1)}$ giá trị tuyệt đối của sai số dương lớn nhất của bảo vệ đoạn thứ (n-1) và $t_{ssa(n)}$ là thời gian sai số âm max của bảo vệ đoạn thứ n (có thể bảo vệ thứ n tác động sớm).
- t_{qtn} là thời gian sai số do quán tính của bảo vệ đoạn thứ n.
- t_{dp} là thời gian dự phòng

Thường thì Δt_{Σ} vào khoảng 0.25 – 0.6 giây.

5.5.1.4. Độ nhạy của bảo vệ

Độ nhạy của bảo vệ dòng cực đại đặc trưng bằng hệ số độ nhạy K_s , trị số của nó được xác định bằng tỉ số giữa dòng qua rơle I_R khi ngắn mạch trực tiếp ở cuối vùng bảo vệ và dòng khởi động rơle I_{KDR} .

$$K_s = I_R / I_{KDR} \quad (5.9)$$

Để đảm bảo cho bảo vệ tác động khi ngắn mạch qua điện trở quá độ, dựa vào kinh nghiệm vận hành người ta coi rằng trị số nhỏ nhất cho phép của K_s là 1,5. Khi độ nhạy nhỏ hơn trị số trên thì nên tìm cách dùng một sơ đồ nối rơle khác đảm bảo độ nhạy của bảo vệ lớn hơn. Nếu biện pháp này không đem lại kết quả khả quan hơn thì cần phải áp dụng các bảo vệ khác nhạy hơn.

Trường hợp tổng quát, yêu cầu đối với bảo vệ đặt trong mạng là phải tác động không những khi sự cố trên chính đoạn được nó bảo vệ, mà còn tác động cả khi sự cố ở đoạn kế nếu bảo vệ hoặc máy cắt của đoạn kề bị sự cố (yêu cầu

dự trữ cho bảo vệ của đoạn bảo vệ). Trong trường hợp này khi ngắn mạch trực tiếp ở cuối đoạn kề, hệ số độ nhạy không được nhỏ hơn 1,2.

5.5.1.5. Kết luận

Đánh giá khả năng bảo vệ của một hệ thống nào đó phải dựa trên cơ sở những yêu cầu chính đối với bảo vệ rơle là :tính chọn lọc, thời gian tác động, độ nhạy và độ tin cậy.

Tính chọn lọc

Bảo vệ dòng cực đại chỉ đảm bảo được tính chọn lọc trong các mạng hình tia có một nguồn cung cấp bằng cách chọn thời gian làm việc theo nguyên tắc bậc thang tăng dần theo hướng từ xa đến gần nguồn. Khi có 2 nguồn cung cấp, yêu cầu chọn lọc không được thỏa mãn cho dù máy cắt và bảo vệ được đặt ở hai phía của đường dây. Cần lưu ý, nguồn cung cấp không chỉ là máy phát mà còn là các máy điện đồng bộ khác (máy bù, động cơ đồng bộ), các máy biến áp và máy biến áp tự ngẫu giảm áp có trung tính nối đất trực tiếp về phía điện áp đang xét vì qua đó có thể có dòng thứ tự không khá lớn.

Tác động nhanh

Càng gần nguồn, thời gian làm việc của bảo vệ càng lớn. Ở các đoạn gần nguồn cần phải cắt nhanh ngắn mạch để đảm bảo sự làm việc liên tục của phần còn lại của hệ thống điện, trong khi đó thời gian tác động của cá bảo vệ ở các đoạn này lại lớn nhất. Thời gian tác động chọn theo nguyên tắc bậc thang có thể vượt qua giới hạn cho phép.

Độ nhạy

Độ nhạy của bảo vệ bị hạn chế do phải chọn dòng khởi động lớn hơn dòng điện định mức. Khi ngắn mạch trực tiếp ở cuối đường dây được bảo vệ, độ nhạy yêu cầu là lớn hơn hoặc bằng 1,5 (khi làm nhiệm vụ bảo vệ chính). Độ nhạy như vậy trong nhiều trường hợp được đảm bảo. Tuy nhiên, khi công suất nguồn thay đổi nhiều, cũng như khi bảo vệ làm việc nhiệm vụ dự trữ trong trường hợp ngắn mạch ở đoạn kề, độ nhạy có thể không đạt yêu cầu. Độ nhạy yêu cầu của bảo vệ khi làm nhiệm vụ dự trữ là lớn hơn hoặc bằng 1,2.

Độ tin cậy

Theo nguyên tắc tác động, cách thức hiện sơ đồ, số lượng tiếp điểm trong mạch thao tác và loại rơle sử dụng, bảo vệ dòng cực đại được xem là loại bảo vệ đơn giản nhất là làm việc khá đảm bảo.

Với những phân tích trên, bảo vệ dòng cực đại được áp dụng rộng rãi trong các mạng phân phối hình tia có một nguồn cung cấp nếu thời gian làm việc của nó nằm trong giới hạn cho phép. Đối với các đường dây có đặt kháng điện ở đầu đường dây, có thể áp dụng bảo vệ dòng cực đại được vì khi ngắn mạch dòng không lớn lắm, điện áp dư trên thanh góp còn khá cao nên bảo vệ có thể làm việc với một thời gian tương đối lớn vẫn không ảnh hưởng nhiều đến tình trạng làm việc chung của hệ thống điện.

Việc sử dụng các thiết bị tự động đóng trở lại nguồn điện (ACR) đã làm cho lĩnh vực ứng dụng của bảo vệ dòng cực đại mở rộng thêm nhiều.

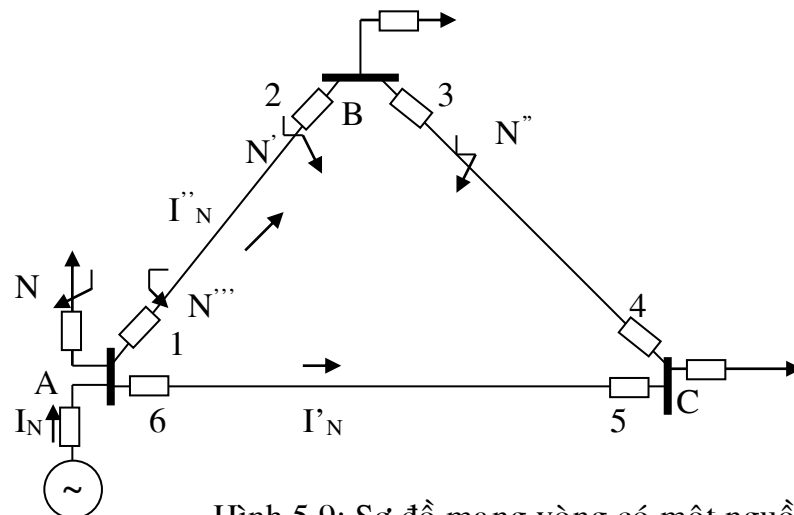
Trong bảo vệ dòng cực đại người ta còn cài đặt ở chế độ cắt nhanh, đây là loại bảo vệ đảm bảo tính chọn lọc bằng cách chọn dòng khởi động lớn hơn dòng ngắn mạch lớn nhất qua vị trí đặt bảo vệ khi sự cố ở ngoài phần tử được bảo vệ, bảo vệ cắt nhanh thường làm việc không thời gian hoặc có thời gian rất bé để nâng cao độ nhạy và mở rộng vùng bảo vệ. Lúc này dòng điện khởi động I_{KB} của bảo vệ cần chọn lớn hơn dòng điện lớn nhất đi qua đoạn dây khi ngắn mạch ngoài đường dây. Khi đó:

$$I_{KB} = K_{at} \cdot I_{Nmax} \quad (5.10)$$

trong đó:

I_{Nmax} là dòng ngắn mạch lớn nhất khi ngắn mạch ngoài vùng bảo vệ (thường là ngắn mạch ba pha).

K_{at} là hệ số an toàn; xét tới ảnh hưởng của thành phần không chu kỳ, việc tính toán không chính xác dòng ngắn mạch và sai số của rơle. Thường $k_{at} = 1 \rightarrow$



Hình 5.9: Sơ đồ mạng vòng có một nguồn cung cấp

k_{tv} vì khi ngắn mạch ngoài bảo vệ không khởi động.

5.5.2. Bảo vệ dòng có hướng

Để tăng cường độ tin cậy trong cung cấp điện, người ta phải vận hành mạng điện ở trạng thái vòng kín. Trong trường hợp này người ta cần phải quan tâm tới hướng của luồng công suất chạy trên đường dây mà bảo vệ dòng cực đại có thời gian chọn theo nguyên tắc bậc thang lại không đảm bảo cắt chọn lọc sự cố trong những mạng điện như vậy. Để đảm bảo cắt chọn lọc sự cố trong mạng hở có một vài nguồn cung cấp từ khoảng năm 1910 người ta bắt đầu dùng bảo vệ dòng có hướng.

Bảo vệ dòng có hướng là loại bảo vệ phản ứng theo giá trị dòng điện tại chỗ đặt thiết bị bảo vệ và góc pha giữa dòng điện đó với điện áp trên thanh góp của trạm có đặt bảo vệ. Bảo vệ sẽ tác động nếu dòng điện vượt quá giá trị định trước (dòng khởi động I_{KD}) và góc phù hợp với dòng điện trong trường hợp ngắn mạch trên đường dây được bảo vệ.

5.5.2.1. Nguyên tắc chung

Chúng ta đã biết theo nguyên tắc tác động nêu trên thì bảo vệ dòng điện có hướng là bảo vệ dòng cực đại có thêm một bộ phận phản ứng theo góc lệch pha giữa dòng điện và điện áp. Bộ phận này được thực hiện bằng rơle định hướng công suất, do nó có chức năng xác nhận hướng (dấu) công suất khi dòng điện sự cố qua chỗ nối bảo vệ. Rơle định hướng công suất sẽ phản ứng theo góc giữa U_R và I_R đưa vào rơle.

Trường hợp tổng quát, bảo vệ dòng điện có hướng gồm 3 bộ phận chính: khởi động định hướng công suất và tạo thời gian, bộ phận định hướng công suất của bảo vệ tác động đi cắt, tất cả các bộ phận của bảo vệ cần phải tác động.

Việc khảo sát sự làm việc của rơle định hướng công suất khi sự cố trong và ngoài vùng bảo vệ ta sẽ rút ra được những tính chất mới của bảo vệ dòng có thêm rơle định hướng công suất.

Khi ngắn mạch trên đoạn AB (tại điểm N' gần thanh góp, B hình 5.9) trong vùng tác động của bảo vệ 2, vectơ các dòng điện I'_N , I''_N và $I_N = I'_N + I''_N$ này chậm sau sức điện động E_{ht} của nguồn cung cấp một góc φ_{ht} .

5.5.2.2. Thời gian tác động

Bảo vệ dòng có hướng thường được thực hiện với đặc tính thời gian độc lập, thời gian làm việc của các bảo vệ được xác định theo nguyên tắc bậc thang

ngược chiều nhau. Tất cả các bảo vệ của mạng được chia thành 2 nhóm theo hướng tác động của bộ phận định hướng công suất. Thời gian làm việc của mỗi nhóm được chọn theo nguyên tắc bậc thang như đã xét đối với bảo vệ dòng cực đại.

Trong mạng vòng (hình 3.2) dòng ngắn mạch phân bố theo các đường dây tỉ lệ nghịch với tổng trở các nhánh của mạng từ thanh cái nguồn đến vị trí sự cố. Khi ngắn mạch, ví dụ ở đoạn AB rất gần thanh cái A (điểm N), hầu như toàn bộ dòng ngắn mạch đều hướng đến điểm ngắn mạch qua máy cắt 1, còn phần dòng chạy theo mạch vòng mang qua máy cắt 6 rất bé gần bằng 0). Kết quả là bảo vệ 2 sẽ không tác động được vào thời điểm đầu ngắn mạch (dù trước cắt máy cắt 1, lúc ấy bảo vệ 2 mới có thể làm việc).

Hiện tượng 1 trong 2 bảo vệ ở hai phía của một đường dây chỉ có thể bắt đầu làm việc sau khi bảo vệ kia đã tác động và cắt máy cắt của mình được gọi là hiện tượng khởi động không đồng thời của các bảo vệ.

Tùy thuộc vào tỉ số giữa chiều dài các đoạn của mạch vòng cũng như tỉ số giữa dòng sự cố và dòng khởi động của bảo vệ mà hiện tượng khởi động không đồng thời giữa các rơle có thể xảy ra. Điều này không những xảy ra khi ngắn mạch gần thanh cái nguồn cung cấp, mà còn có thể xảy ra khi sự cố ở phần lớn của các đoạn đầu nguồn và thậm chí điều này còn có thể xuất hiện khi sự cố ở các đoạn kế cận. Phần chiều dài của đường dây bảo vệ mà khi ngắn mạch trong đó sẽ xảy ra hiện tượng khởi động không đồng thời được gọi là vùng khởi động không đồng thời. Khởi động không đồng thời các bảo vệ là hiện tượng không tốt vì làm tăng thời gian loại trừ sự cố ở các mạch vòng.

Khi tính chọn dòng khởi động của bảo vệ dòng có hướng cần phải xét đến những điều kiện chủ yếu sau đây:

+ Chỉ định dòng trở về lớn hơn dòng quá độ sau khi cắt ngắn mạch ngoài

$$I_{KD} \geq \frac{k_{at}.k_{mm}}{k_{lv}}.I_{lvmax} \quad (5.11)$$

+ Chỉ định dòng khởi động lớn hơn dòng phụ tải

$$I_{KD} \geq \frac{k_{at}}{k_{lv}}.I_{lv} \quad (5.12)$$

+ Chỉ định dòng điện khởi động lớn hơn dòng điện các pha không sự cố

+ Phối hợp độ nhạy của bảo vệ các đoạn kề nhau.

$$I_{KĐn} \geq k_{at} \cdot I_{KĐn-1} \quad (5.13)$$

Khi chọn thời gian làm việc của bảo vệ dòng có hướng, chúng ta đã giả thiết tất cả các bảo vệ đều có một phân định hướng công suất. Tuy nhiên, trong thực tế chúng chỉ cần thiết khi tính chọn lọc không thể đảm bảo được bằng cách chọn thời gian làm việc. Nói cách khác, bảo vệ sẽ không cần phải có bộ phận định hướng công suất nếu thời gian làm việc của nó lớn hơn thời gian làm việc của bảo vệ tất cả các phần tử khác trong trạm.

5.5.2.3. Độ nhạy trong bảo vệ dòng có hướng

Độ nhạy bảo vệ của dòng cực đại có hướng được quyết định bởi hai bộ phận: khởi động dòng và định hướng công suất. Độ nhạy về dòng của bảo vệ được tính toán giống như đối với bảo vệ dòng cực đại. Yếu tố quan trọng nhất đối với độ nhạy trong bảo vệ dòng có hướng là độ nhạy của bộ phận định hướng công suất. Khi xảy ra ngắn mạch 3 pha ở đầu đường dây được bảo vệ gần chỗ nối bảo vệ. Điện áp từ các TU đưa vào bảo vệ có giá trị gần bằng không. Trong trường hợp này, bảo vệ và role định hướng công suất sẽ không khởi động. Để đặc trưng cho khu vực này của độ nhạy của bộ phận định hướng công suất người ta gọi là vùng chết. Vùng chết là phần chiều dài đường dây được bảo vệ mà khi ngắn mạch trực tiếp trong đó bảo vệ sẽ không khởi động do áp đưa vào role định hướng công suất bé hơn áp khởi động tối thiểu $U_{kđmin}$ của nó. Theo kinh nghiệm vận hành cho thấy ở mạng điện trên không vùng chết ít xuất hiện hơn so với ở mạng cáp vì trong mạng cáp thường xảy ra ngắn mạch 3 pha.

5.5.2.4. Phạm vi ứng dụng của bảo vệ dòng có hướng

Về tính chọn lọc tác động của bảo vệ đạt được nhờ chọn thời gian làm việc theo nguyên tắc bậc thang ngược chiều nhau và dùng các bộ phận định hướng công suất. Tính chọn lọc được đảm bảo trong các mạng vòng có một nguồn cung cấp khi không có những đường chéo không qua nguồn và trong các mạng hình tia có số nguồn cung cấp tùy ý. Trong các mạng vòng có số nguồn cung cấp lớn hơn một, tính chọn lọc không thể đảm bảo vì không thể chọn thời gian làm việc theo nguyên tắc bậc thang. Bảo vệ cũng không đảm bảo chọn lọc trong các mạng vòng có một nguồn cung cấp có đường chéo không đi qua nguồn, trường hợp này phần mạng giới hạn bởi chéo có thể xem như có hai nguồn cung cấp.

Về phương diện tác động nhanh, giống như bảo vệ dòng cực đại, trong đa số trường hợp bảo vệ có thời gian làm việc lớn.

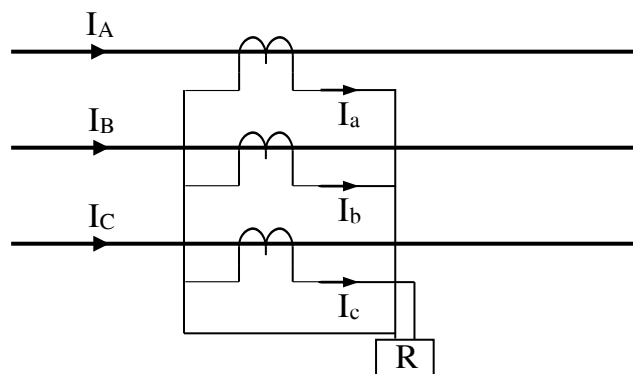
Chỉ tiêu về độ nhạy, độ nhạy của bảo vệ bị giới hạn bởi dòng khởi động của bộ phận khởi động. Trong các mạng hở có 2 hay nhiều nguồn cung cấp, ở một số chế độ ví dụ như sau khi cắt một trong các nguồn cung cấp có công suất lớn và cường độ kích từ máy phát của các nguồn còn lại thì dòng phụ tải cực đại có thể đạt giá trị lớn. Dòng khởi động được chỉnh định lớn hơn dòng điện phụ tải làm cho bảo vệ hoàn toàn không đủ độ nhạy. Để tăng độ nhạy đôi khi người ta dùng những bộ phận khởi động liên hợp dòng và áp.

Từ các phân tích trên ta thấy, bảo vệ dòng có hướng cơ thể sử dụng làm bảo vệ chính trong các mạng phân phối điện áp dưới 35kV khi nó đảm bảo được tính chọn lọc và tác động nhanh. Bảo vệ dòng có hướng cũng được sử dụng rộng rãi làm bậc dự trữ trong các bảo vệ có đặc tính thời gian nhiều cấp.

5.5.3. Bảo vệ chống chạm đất

5.5.3.1. Bảo vệ chống chạm đất trong mạng có dòng chạm đất lớn

Bảo vệ chống chạm đất trong hệ thống bảo vệ rơle được thực hiện thông qua hệ thống bảo vệ dòng thứ tự không. Bảo vệ dòng thứ tự không được thực hiện nhờ một rơle nối vào bộ lọc dòng thứ tự không. Đối với đường dây trên không có đầu dẫn cáp người ta dùng bộ lọc gồm ba máy biến dòng có các cuộn thứ cấp nối song song với nhau (hình 5.10). Cũng có thể nối chung bảo vệ dòng thứ tự không với các bảo vệ khác có sơ đồ nối TI thành hình sao (hình 5.11).



Hình 5.10: Sơ đồ nối rơle vào bộ lọc dòng thứ tự không

Trong tình trạng làm việc bình thường hoặc khi ngắn mạch giữa các pha không chạm đất thì dòng thứ tự không $I_0 = 0$. Do vậy để đảm bảo bảo vệ không tác động khi ngắn mạch giữa các pha ngoài vùng bảo vệ chúng ta cần chọn:

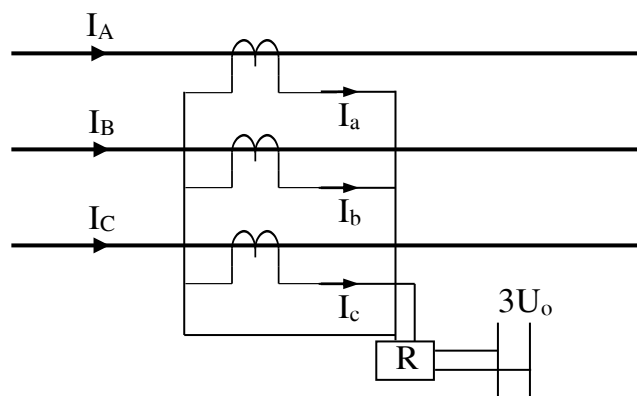
$$I_{KD} = k_{at} \cdot I_{kcb} \quad (5.14)$$

Trong đó I_{kcb} là dòng không cân bằng được tính toán đối với trường hợp ngắn mạch ngoài không chạm đất và cho dòng lớn nhất (Sinh viên tự tham khảo thêm trong giáo trình bảo vệ rơle). Đồng thời để phối hợp độ nhạy giữa các bảo vệ thứ tự không thì dòng khởi động của bảo vệ đoạn sau (gần nguồn hơn) phải chọn lớn hơn bảo vệ đoạn trước một ít. Dòng khởi động của bảo vệ thứ tự không thường nhỏ hơn nhiều so với dòng làm việc cực đại của đường dây nên độ nhạy khá cao.

Về mặt thời gian làm việc, bảo vệ dòng thứ tự không có đặc tính thời gian độc lập, được chọn theo nguyên tắc bậc thang.

5.5.3.2. Bảo vệ dòng điện thứ tự không có hướng

Trong trường hợp này chúng ta nối thêm rơle định hướng công suất vào thành phần thứ tự không (hình 5.12).



Hình 5.12: Sơ đồ nối rơle có hướng vào bộ lọc dòng thứ tự không

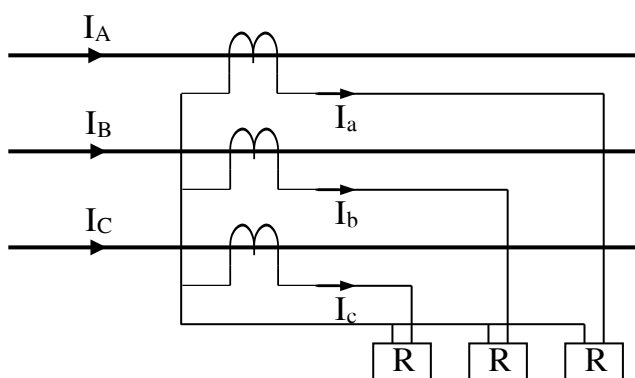
Sơ đồ được thực hiện bằng một rơle nối vào áp $U_R = 3U_0$ và dòng $I_R = 3I_0$. Rơle R có nhiệm vụ xác định hướng công suất ngắn mạch khi xảy ra ngắn mạch chạm đất. Việc phân tích sơ đồ được thực hiện đối với mạng có trung tính nối đất trực tiếp, bảo vệ dòng thứ tự không có hướng chủ yếu được sử dụng trong mạng này. Ưu điểm của sơ đồ là thực hiện đơn giản và thường đảm bảo đủ độ nhạy khi ngắn mạch ở cuối đoạn được bảo vệ. Sơ đồ được sử dụng rộng rãi để thực hiện bảo vệ chống ngắn mạch đất. Nhược điểm là có vùng chết khi ngắn mạch xa, nhất là khi làm nhiệm vụ dự trữ cho đoạn kề.

Trong trường hợp bảo vệ dòng thứ tự không có hướng có đặc tính thời gian nhiều cấp. Khác với bảo vệ dòng điện có đặc tính thời gian nhiều cấp, bảo vệ này có thêm bộ phận định hướng công suất để khống chế sự việc của tất cả một số cấp bảo vệ.

5.5.3.3. Trường hợp mạng điện có dòng điện chạm đất nhỏ

Khi mạng có dòng điện chạm đất nhỏ (trung tính không nối đất hoặc nối đất qua cuộn dập hồ quang) giá trị dòng điện chạm đất một pha thường không lớn (không quá vài chục ampere). Các bảo vệ dùng rơle nối vào dòng điện pha hoàn toàn không thể làm việc với dòng điện sơ cấp bé như vậy, vì thế người ta dùng các bảo vệ nối qua bộ lọc dòng điện thứ tự không.

Ngắn mạch một pha chạm đất trong các mạng này thường không trực tiếp phá hoại tình trạng làm việc bình thường của các phụ tải, vì vậy bảo vệ thường chỉ tác động báo tín hiệu. Để thực hiện bảo vệ có thể dùng bộ lọc gồm 3 máy biến dòng (hình 5.10) hoặc là dùng máy biến dòng thứ tự không đặc biệt (Nguyên lý như CB chống dòng rò).



Hình 5.11: Sơ đồ nối bộ lọc và rơle thứ tự không đấu kiểu Y

5.5.3.4. Các đặc tính của bảo vệ dòng thứ tự không

Dòng khởi động

Dòng khởi động của bảo vệ được xác định theo điều kiện chọn lọc : bảo vệ không được tác động khi chạm đất ngoài hướng được bảo vệ, hệ số an toàn, có kể đến ảnh hưởng của dòng dung quá độ vào thời điểm đầu chạm đất (có thể lớn hơn giá trị ổn định rất nhiều). Đối với bảo vệ tác động không thời gian cần phải chọn $k_{at} = 4 \div 5$, bảo vệ tác động có thời gian có thể chọn bé hơn. Tuy nhiên, ngắn mạch chạm đất thường lặp lại nhiều lần và rơle phải chịu tác động của các xung dòng điện liên tiếp, cho nên dù bảo vệ tác động có thời gian cũng không thể chọn k_{at} thấp hơn $2 \div 2,5$.

Thời gian làm việc

Khi bảo vệ tác động báo tin kiểu thì không cần chọn thời gian làm việc theo điều kiện chọn lọc, bảo vệ thường làm việc không thời gian. Có một số bảo vệ theo điều kiện an toàn cần phải tác động không có thời gian đi cắt chạm đất, còn lại nói chung tác động đi cắt với thời gian được chọn theo nguyên tắc bậc thang.

Độ nhạy

Khi chạm đất trong vùng bảo vệ, để đảm bảo bảo vệ có thể tác động cần phải thực hiện điều kiện.

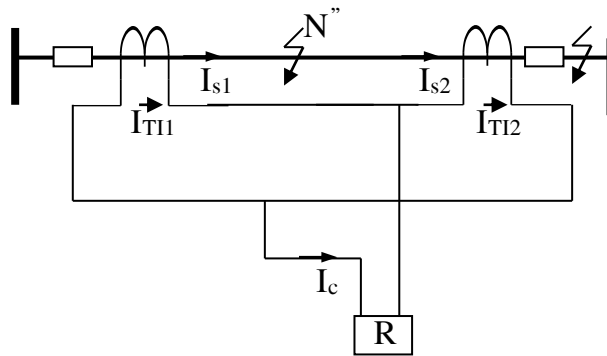
$$I_{BV} \geq I_{KD} \quad (5.15)$$

Trong đó : I_{BV} là dòng điện đi qua bảo vệ.

5.5.4. Bảo vệ so lệch

5.5.4.1. Nguyên lý làm việc

Bảo vệ dòng so lệch là loại bảo vệ dựa trên nguyên tắc so sánh trực tiếp dòng điện ở hai đầu phần tử được bảo vệ.



Hình 5.13: Sơ đồ nguyên lý của bảo vệ so lệch

Hai biến dòng được đặt ở hai đầu phần tử được bảo vệ và có tỉ số biến đổi n_1 như nhau (hình 5.13). các cuộn thứ của biến dòng ở pha cùng tên được nối với nhau bằng dây dẫn phụ và nối với rơle như thế nào để khi ngắn mạch trong thì dòng rơle được xác định bởi trị số dòng ở vị trí sự cố. Khi ngắn mạch ở vị trí bên ngoài vùng bảo vệ thì không có dòng qua rơle. Quy ước hướng dương của tất cả các dòng điện theo chiều mũi tên như trên sơ đồ hình 5.13, ta có:

$$I_r = I_{T11} - I_{T12} \quad (5.16)$$

Dòng vào rơle bằng hiệu hình học dòng điện của hai biến dòng, vì vậy bảo vệ có tên gọi là bảo vệ dòng so lệch. Trong tình trạng làm việc bình thường hoặc khi ngắn mạch ngoài (ở điểm N'): Trường hợp lí tưởng (các TI không có sai số, bỏ qua dòng dung và dòng rò của đường dây được bảo vệ) thì :

$$I_{s1} = I_{s2} \Rightarrow I_{T11} = I_{T12} \text{ vậy } I_r = 0 \quad (5.17)$$

và bảo vệ sẽ không tác động .

Khi ngắn mạch trong (ở điểm N'') dòng I_{s1} và I_{s2} khác nhau cả trị số và góc pha. Với hướng dòng quy ước như trên thì dòng ở vị trí sự cố là :

$$I_N = I_{s1} - I_{s2} \Rightarrow I_R = I_{T11} - I_{T12} = \frac{I_N}{n_1} \quad (5.18)$$

Nếu dòng I_r vào rơle lớn hơn dòng khởi động I_{KDR} của rơle, thì rơle khởi động và cắt phần tử bị sự cố. Khi nguồn cung cấp là từ một phía ($I_{s2} = 0$), lúc đó chỉ có dòng I_{T11} . Gần đúng có thể coi I_{T11} khép mạch hoàn toàn qua rơle mà không rẽ vào cuộn thứ của TI có $I_{s2} = 0$, và bảo vệ cũng sẽ khởi động nếu $I_R > I_{KDR}$. Như vậy, theo nguyên tắc tác động thì bảo vệ có tính chọn lọc tuyệt đối và để đảm bảo tính chọn lọc không cần phối hợp về mặt thời gian. Vùng tác động của bảo vệ là giữa hai biến dòng đặt ở hai đầu phần tử được bảo vệ.

5.5.4.2. Một số đặc điểm

5.5.4.2.1. Dòng khởi động

Để đảm bảo cho bảo vệ so lệch làm việc đúng khi ngắn mạch ngoài, dòng khởi động của rơle cần phải chỉnh định tránh khởi trị số tính toán của dòng không cân bằng.

$$I_{KDR} \geq k_{at} \cdot I_{KCBmaxtt} \quad (5.19)$$

$I_{KCBmaxtt}$: trị hiệu dụng của dòng không cân bằng cực đại tính toán tương ứng với dòng ngắn mạch ngoài cực đại.

5.5.4.2.2. Độ nhạy

Độ nhạy của bảo vệ được đánh giá thông qua hệ số độ nhạy:

$$K_s = \frac{I_{Nmin}}{I_{KD}} \quad (5.20)$$

I_{Nmin} - dòng nhỏ nhất có thể có tại vị trí ngắn mạch khi ngắn mạch trực tiếp trong vùng bảo vệ. Yêu cầu độ nhạy của bảo vệ dòng so lệch là $K_s \geq 2$

5.5.4.3. Đánh giá chung

Tính chọn lọc

Theo nguyên tắc tác động, bảo vệ so lệch dọc không phản ứng với những ngắn mạch ở ngoài vùng bảo vệ, do vậy có tính chọn lọc tuyệt đối, khi trong hệ thống điện có dao động hoặc xảy ra tình trạng không đồng bộ, dòng ở hai đầu phần tử được bảo vệ luôn luôn bằng nhau và không làm cho bảo vệ tác động mất chọn lọc.

Tác động nhanh

Do bảo vệ có tính chọn lọc tuyệt đối nên không yêu cầu phải phối hợp về thời gian với bảo vệ các phần tử kề. Bảo vệ có thể được thực hiện để tác động không thời gian.

Độ nhạy

Bảo vệ có độ nhạy tương đối cao do dòng khởi động có thể chọn nhỏ hơn dòng làm việc của đường dây.

Độ tin cậy

Sơ đồ của hệ thống bảo vệ trong trường hợp này không phức tạp lắm và làm việc tương đối tin cậy.

Nhược điểm chủ yếu của bảo vệ là có dây dẫn phụ. Khi đứt dây dẫn phụ có thể làm kéo dài thời gian ngừng hoạt động của bảo vệ, hoặc bảo vệ có thể tác động không đúng (nếu bộ phận kiểm tra đứt mạch thứ không làm việc).

Giá thành của bảo vệ được quyết định bởi giá thành của dây dẫn phụ và chi phí lắp đặt chúng, do vậy đường dây dài giá thành sẽ rất cao.

Bảo vệ so lệch dọc không thể là bảo vệ duy nhất cho đường dây truyền tải điện năng vì bảo vệ không tác động khi ngắn mạch trên thanh góp của trạm (các thanh góp này có thể không có bảo vệ riêng) và không làm dự trữ được cho bảo vệ phần tử kề.

Từ những phân tích trên cho thấy chỉ nên đặt bảo vệ so lệch dọc cho những đường dây có chiều dài không lớn chủ yếu là trong mạng $\geq 110\text{kV}$ khi không thể áp dụng các bảo vệ khác đơn giản và tin cậy hơn. Lúc ấy nên dùng

chung cấp làm dây dẫn phụ của bảo vệ, đồng thời thực hiện điều khiển xa, đo lường xa, thông tin liên lạc.

Bảo vệ so lệch dọc được áp dụng rộng rãi để bảo vệ cho máy phát, máy biến áp, thanh góp,... do không gặp phải những khó khăn về dây dẫn phụ.

5.5.5. Bảo vệ khoảng cách

5.5.5.1. Nguyên lý

Như chúng ta đã biết, các loại bảo vệ dòng có hướng và không có hướng có thời gian làm việc lớn và trong một số mạng vòng, không thể đảm bảo được tính chọn lọc. Do đó, người ta đã đưa vào sử dụng bảo vệ khoảng cách (bảo vệ tổng trở cực tiểu). Bảo vệ khoảng cách là loại bảo vệ dùng rơle tổng trở có thời gian làm việc phụ thuộc vào quan hệ giữa điện áp U_R và dòng điện I_R đưa vào rơle và góc φ_R giữa chúng $t=f(U_R, I_R, \varphi_R)$. Thời gian này tự động tăng lên khi khoảng cách từ vị trí nối bảo vệ đến điểm sự cố tăng lên. Bảo vệ đặt gần vị trí sự cố nhất có thời gian làm việc bé nhất. Vì vậy, về nguyên tắc bảo vệ khoảng cách đảm bảo cắt chọn lọc đoạn sự cố trong các mạng có hình dạng bất kỳ số lượng nguồn cấp tùy ý, với một thời gian làm việc tương đối bé.

Nếu nối rơle tổng trở của 3 bảo vệ khoảng cách vào hiệu các dòng pha và điện áp dây tương ứng (ví dụ, 2 pha A, B) thì khi ngắn mạch 2 pha A, B Dòng vào rơle sẽ là:

$$I_R = \frac{1}{n_I} (I_A - I_B) \quad (5.21)$$

Áp đặt vào rơle sẽ là:

$$U_R = \frac{1}{n_U} (U_A - U_B) = \frac{1}{n_U} (I_A - I_B) Z_1 l \quad (5.22)$$

Do đó:

$$\frac{U_R}{I_R} = Z_1 l \quad (5.23)$$

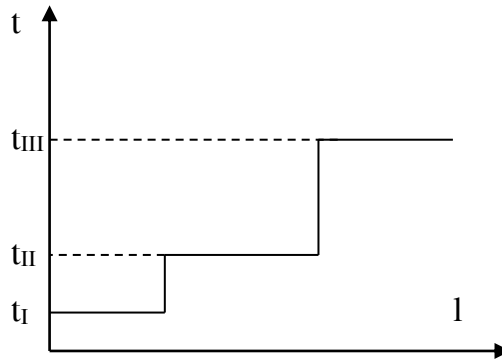
Trong đó: Z_1 là tổng trở thứ tự thuận của 1 km đường dây, n_I , n_U là tỉ số biến dòng và biến áp cung cấp cho bảo vệ, l là khoảng cách từ chỗ đặt bảo vệ đến điểm ngắn mạch

Khi đó:

$$t = f\left(\frac{U_R}{I_R}, \varphi_R\right) = f(Z_i, I, \varphi_R) \quad (5.24)$$

5.5.5.2. Đặc tính thời gian tác động

Đây là mối quan hệ giữa thời gian tác động của bảo vệ với khoảng cách hay tổng trở đến vị trí sự cố. Hiện nay thường dùng bảo vệ có đặc tính thời gian hình bậc thang (nhiều cấp). Số vùng và số cấp thời gian thường ≤ 3 để sơ đồ bảo vệ được đơn giản.



Hình 5.14: Đặc tính thời gian của bảo vệ khoảng cách

Vùng I có thời gian tác động t_I . Người ta mong muốn vùng I bao trùm toàn bộ chiều dài của đoạn đường dây được bảo vệ, tuy nhiên lúc ấy bảo vệ sẽ không phân biệt được sự cố ở cuối đoạn được bảo vệ và đầu đoạn tiếp. Vì vậy, khi xét đến sai số của bộ phận khoảng cách, cũng như do một số yếu tố khác, vùng I được chọn khoảng 80% đến 85% chiều dài đoạn được bảo vệ.

Vùng II có thời gian tác động t_{II} , thời gian t_{II} của tất cả các bảo vệ đều bằng nhau và để đảm bảo chọn lọc t_{II} phải lớn hơn một bậc Δt so với thời gian làm việc bảo vệ chính đặt ở các phần tử kề (ví dụ, lớn hơn thời gian t_I của bảo vệ khoảng cách đường dây kề, thời gian tác động của bảo vệ so lệch máy biến áp trong trạm kề....)

Chiều dài của vùng II phải có giá trị thế nào để đảm bảo bảo vệ tác động chắc chắn với thời gian ngắn mạch ở cuối đoạn được bảo vệ. Khi thời gian t_{II} được chọn theo cách như trên hình thì chiều dài của vùng II bị giới hạn bởi yêu cầu chọn lọc của các bảo vệ. Xét đến các sai số đã nêu và tính đến chiều dài của vùng I, vùng II chiếm khoảng 30% đến 40% chiều dài đoạn kề.

Vùng III có thời gian tác động t_{III} dùng làm dự trữ cho các đoạn tiếp theo và bọc lấy toàn bộ những đoạn này. Thời gian t_{III} của các bảo vệ được chọn theo nguyên tắc bậc thang ngược chiều. Trong mạng vòng, nguyên tắc này đảm bảo cắt chọn lọc sự cố khi chỉ có một nguồn cung cấp. Vì vậy,

trường hợp tổng quát cần tính tới khả năng bảo vệ làm việc không chọn lọc khi cắt ngắn mạch với thời gian t_{III} .

5.5.5.3. Các bộ phận chính của bảo vệ khoảng cách.

Một hệ thống bảo vệ rơle dựa trên nguyên lý bảo vệ khoảng cách có các bộ phận chính như sau:

Bộ phận khởi động:

Có nhiệm vụ khởi động bảo vệ vào thời điểm phát sinh hư hỏng, kết hợp với các bộ phận khác làm bậc vào vệ cuối cùng. Bộ phận khởi động thường được thực hiện nhờ Rơle dòng cực đại hoặc Rơle tổng trở cực tiểu.

Bộ phận khoảng cách

Có nhiệm vụ đo khoảng cách từ vị trí nối bảo vệ đến điểm sự cố, thực hiện bằng rơle tổng trở.

Bộ phận tạo thời gian

Đóng vai trò tạo thời gian làm việc tương ứng với khoảng cách đến vị trí sự cố, được thực hiện bằng một số rơle thời gian khi bảo vệ có đặc tính thời gian nhiều cấp.

Bộ phận định hướng công suất

Có vai trò ngăn ngừa bảo vệ tác động khi hướng công suất ngắn mạch từ đường dây được bảo vệ đi vào thanh góp của trạm, được thực hiện bằng rơle định hướng công suất riêng biệt hoặc kết hợp trong bộ phận khởi động và khoảng cách, nếu các bộ phận này thực hiện bằng rơle tổng trở có hướng.

Yêu cầu đối với sơ đồ nối các bộ phận trong bảo vệ khoảng cách

Để bảo vệ làm việc đúng, các bộ phận khoảng cách cần phải khởi động một cách rõ ràng khi tổng trở từ vị trí nối bảo vệ đến điểm ngắn mạch $Z_N < Z_D$ (Z_D là tổng trở đặt của bộ phận khoảng cách) và không khởi động trong trường hợp $Z_N > Z_D$ không phụ thuộc vào giá trị của dòng và áp đưa đến đầu cực của rơle. Đối với các bộ phận khoảng cách nối vào một áp và một dòng, điều kiện này sẽ được thực hiện khi đảm bảo tổng trở Z_R ở đầu cực rơle tỉ lệ với khoảng cách đến chỗ ngắn mạch. Nếu bảo vệ làm nhiệm vụ chống một số dạng sự cố (ví dụ, ngắn mạch ba pha và ngắn mạch hai pha), thì sự làm việc của bộ phận khoảng cách cũng cần phải không phụ thuộc vào dạng ngắn mạch, khi không thực hiện yêu cầu này, bảo vệ có thể tác động không đúng hoặc vùng tác động bị thu hẹp lại, trên hình. Dĩ nhiên là hoàn toàn cho phép sử dụng những sơ đồ nối bộ phận khoảng cách mà Z_R tăng lên đối với những

dạng sự cố mà bảo vệ không phải phản ứng (ví dụ khi ngắn mạch 1 pha, các sơ đồ bảo vệ chống ngắn mạch nhiều pha có thể đo được Z_R một tổng trở lớn hơn so với tổng trở thực tế), hoặc thậm chí cho phép cả những sơ đồ đo được Z_R giảm thấp trong những trường hợp sự cố mà bảo vệ không phải phản ứng nếu có khoá liên động đặc biệt để ngăn ngừa bảo vệ tác động nhầm.

Việc chọn lựa tổ hợp U_R và I_R ở đầu cực rơle của bộ phận khoảng cách cần phải tính đến những điều vừa trình bày trên. Do yêu cầu tổng trở Z_R phải tỉ lệ với khoảng cách đến điểm sự cố nên phải sử dụng điện áp của các nhánh ngắn mạch.

5.5.5.4. Các yếu tố ảnh hưởng đến sự làm việc của hệ thống rơle bảo vệ khoảng cách

Để đảm bảo cắt ngắn mạch chọn lọc, các bộ phận khoảng cách (nếu cần thiết phối hợp với các bộ phận định hướng công suất) cần phải đảm bảo khởi động bảo vệ chỉ khi ngắn mạch trong các vùng dành cho chúng. Tuy nhiên, sự làm việc của chúng bị ảnh hưởng bởi những yếu tố làm sai lệch mà ở những phần trước đây chưa tính đến. Vì vậy, việc tìm hiểu ảnh hưởng của các yếu tố này và trọng. Các yếu tố làm sai lệch chủ yếu là:

1/ Điện trở quá độ tại vị trí xảy ra sự cố

2/ Sự khác nhau của dòng điện ở các phần tử kề nhau giữa vị trí nối bảo vệ và điểm ngắn mạch

3/ Sự có mặt của các máy biến áp và các máy biến áp tự ngẫu giữa vị trí nối bảo vệ và điểm ngắn mạch

4/ Sai số của các biến áp và biến dòng đo lường

5/ Dao động và chế độ không đồng bộ của các phần riêng lẻ trong hệ thống điện.

5.6. Một số câu hỏi

Câu 1: Vai trò và các khối chính của một hệ thống bảo vệ rơle.

Câu 2: Nguyên lý và phạm vi ứng dụng của bảo vệ dòng điện cực đại.

Câu 3: Nguyên lý và phạm vi ứng dụng của bảo vệ dòng điện có hướng.

Câu 4: Nguyên lý và phạm vi ứng dụng của bảo vệ so lệch dòng điện.

Câu 5: Nguyên lý và phạm vi ứng dụng của bảo vệ khoảng cách.

6

TIẾT KIỆM ĐIỆN NĂNG VÀ BÙ CÔNG SUẤT PHẢN KHÁNG TRONG CUNG CẤP ĐIỆN

6.1. Giới thiệu chung

Điện năng là năng lượng chủ yếu chiếm khoảng 95% tổng năng lượng tiêu thụ trong các xí nghiệp công nghiệp. Các xí nghiệp công nghiệp tiêu thụ khoảng trên 70% tổng số điện năng suất ra trong hệ thống điện do các máy phát. Công nghiệp xã hội chủ nghĩa ngày càng phát triển thì nhu cầu về điện ngày càng lớn. Vì vậy về mặt sản xuất điện năng vấn đề đặt ra là phải tận dụng hết khả năng của các nhà máy điện để phát ra được nhiều điện nhất. Đồng thời về mặt dùng điện, phải hết sức tiết kiệm điện, sử dụng hợp lý các thiết bị điện, giảm tổn thất điện năng đến mức nhỏ nhất, phấn đấu để suất chi phí điện năng cho một đơn vị sản phẩm ngày càng giảm.

Tính chung trong toàn hệ thống có khoảng 15-20% năng lượng điện phát ra bị mất mát trong quá trình truyền tải, phân phối và bản thân thiết bị sử dụng điện không hiệu quả. Bảng 6.1 phân tích tổn thất điện năng trong hệ thống (chỉ xét đến đường dây và máy biến áp). Từ bảng phân tích ta nhận thấy rằng tổn thất điện năng trong hệ thống điện xí nghiệp chiếm khoảng trên 60% tổng tổn thất điện năng.

Mạng có điện áp	% tổn thất điện năng của		
	Đường dây	Máy biến áp	Tổng
$U \geq 110\text{kV}$	13,3	12,4	25,7
$U = 35\text{kV}$	6,9	3,0	9,9
$U = 0,2 \div 10\text{kV}$	47,8	16,6	64,4
Tổng cộng	68,0	32,0	100

Bảng 6.1: Phần trăm tổn thất điện năng trong hệ thống điện

Nguyên nhân chính làm cho điện năng bị mất mát nhiều như vậy là vì mạng điện xí nghiệp thường dùng điện áp trung bình và thấp, đường dây lại dài và phân tán đến từng phụ tải. Vì vậy, việc thực hiện các biện pháp tiết kiệm điện trong xí nghiệp và trên các đường dây có ý nghĩa rất quan trọng, không những có lợi cho bản thân xí nghiệp, mà có lợi chung cho nền kinh tế quốc dân. Hệ số công suất $\cos\varphi$ của xí nghiệp là một chỉ tiêu để đánh giá mức độ sử dụng điện hiệu quả của xí nghiệp. Hơn thế nữa, sự phát triển của phụ tải điện là liên tục cả về chất và lượng đòi hỏi sự gia tăng đáng kể nguồn phát. Điều này là việc làm khó khăn bởi nguồn năng lượng sơ cấp để xây dựng các nhà máy điện đã dần cạn kiệt. Do đó nhà nước đã ban hành các chính sách để khuyến khích các xí nghiệp phấn đấu nâng cao hệ số công suất $\cos\varphi$. Ví dụ, nếu $\cos\varphi$ của xí nghiệp thấp hơn $\cos\varphi$ qui định thì xí nghiệp đó bị phạt, nếu lớn hơn sẽ được thưởng. Hệ số công suất của các xí nghiệp nước ta hiện nay nói chung còn thấp (khoảng 0,5-0,6). Chúng ta cần phấn đấu để nâng cao dần lên (đến trên 0,8).

Tổn thất điện năng do hệ số công suất của phụ tải thấp chỉ là một phần trong tổn thất điện năng của hệ thống. Ngày nay, tổn thất điện năng được đánh giá ở cấp vĩ mô hơn đó là đồ thị phụ tải, hiệu suất của thiết bị trong hệ thống, chế độ làm việc của thiết bị và thói quen sử dụng của người sử dụng điện. Một hệ thống điện xét ở cấp vĩ mô (có cả hệ thống nguồn phát) sẽ có tổn thất tăng theo độ chênh lệch giữa phụ tải có công suất cực đại và cực tiểu trong ngày vận hành. Việc sử dụng thiết bị có hiệu suất cũng gây một tổn thất điện năng lớn cho hệ thống.

Chúng ta cần lưu ý rằng, việc thực hiện tiết kiệm và nâng cao hệ số công suất $\cos\varphi$ không phải là những biện pháp tạm thời đối phó với tình trạng thiếu điện, mà phải coi đó là một chủ trương lâu dài. Mặt khác, cũng không vì thấy chi phí về điện năng chỉ chiếm một phần nhỏ trong giá thành sản phẩm (khoảng 2%, trừ các sản phẩm sản xuất bằng điện như luyện kim, điện phân)

mà coi thường vấn đề tiết kiệm điện. Ý nghĩa của việc tiết kiệm điện không chỉ ở chỗ giảm giá thành sản phẩm, có lợi cho bản thân xí nghiệp, mà còn ở chỗ có thêm điện để sản xuất ngày càng nhiều sản phẩm, có lợi chung cho nền kinh tế quốc dân.

Tất nhiên, trong lúc thực hiện các biện pháp tiết kiệm điện năng và nâng cao hệ số công suất $\cos\varphi$, ta cần chú ý không được gây ảnh hưởng xấu đến chất lượng và số lượng của sản phẩm, hoặc làm trở ngại cho các điều kiện làm việc của công nhân.

6.2. Các biện pháp giảm tổn thất điện năng

6.2.1. Nâng cao hệ số công suất của phụ tải

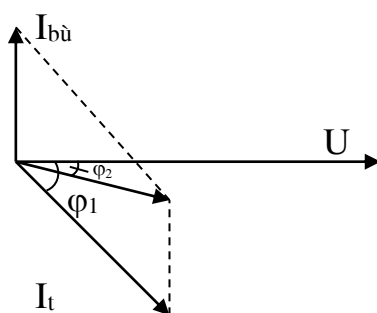
Phần lớn các thiết bị dùng điện đều tiêu thụ công suất tác dụng P và công suất phản kháng Q . Những thiết bị tiêu thụ nhiều công suất phản kháng gồm:

- + Động cơ không đồng bộ tiêu thụ khoảng $60 \div 65\%$ tổng công suất phản kháng của mạng.
- + Máy biến áp tiêu thụ khoảng $20 \div 25\%$.
- + Đường dây trên không, điện kháng và các thiết bị điện khác tiêu thụ khoảng 10% .

Như vậy động cơ không đồng bộ và máy biến áp là hai loại máy tiêu thụ nhiều công suất phản kháng nhất. Công suất tác dụng P là công suất được biến thành cơ năng hoặc nhiệt năng trong các máy dùng điện. Còn công suất phản kháng Q là công suất dùng cho việc từ hoá trong các máy điện xoay chiều, nó không sinh ra công. Quá trình trao đổi công suất phản kháng giữa máy phát điện và hệ tiêu thụ là một quá trình giao động (mỗi chu kỳ của dòng điện, Q đổi chiều 4 lần, giá trị trung bình trong $\frac{1}{2}$ chu kỳ bằng không). Cho nên việc tạo ra công suất phản kháng không đòi hỏi tiêu tốn năng lượng của động cơ sơ cấp quay máy phát điện. Chúng ta biết rằng tổn thất công suất và tổn thất điện áp trên đường dây truyền tải phụ thuộc vào công suất truyền tải (có cả công suất phản kháng). Mặt khác công suất phản kháng cung cấp cho hệ tiêu thụ không nhất thiết phải lấy từ nguồn (máy phát điện) mà có thể lấy ngay tại nút phụ tải. Để tránh phải truyền tải một lượng Q khá lớn trên đường dây, người ta đặt gần các hệ tiêu thụ những máy sinh ra Q gọi là thiết bị bù (tụ điện, máy bù đồng bộ) cung cấp trực tiếp cho phụ tải. Việc làm này được gọi là bù công suất phản kháng.

Chúng ta hãy phân tích ý nghĩa toán học của việc bù công suất phản kháng. Về phương diện vật lý các phụ tải hầu hết mang tính cảm kháng, nghĩa là dòng điện chạy qua phụ tải trễ pha hơn so với điện áp một góc φ_1 . Khi có thiết bị bù nối song song với tải (Bù ngang – Parallel compensation) mang tính dung sẽ làm cho góc lệch pha giảm đi và chỉ còn giá trị φ_2 ($\varphi_2 < \varphi_1$). Định lượng của bài toán được minh họa như hình 6.1 (giả sử thiết bị bù thuần dung).

Từ giản đồ vector ta thấy rằng khi có bù công suất phản kháng thì góc lệch pha giữa điện áp và dòng điện của phụ tải (kể cả thiết bị bù) sẽ nhỏ đi, nghĩa là hệ số công suất của phụ tải được nâng lên. Thiết bị bù ở mạng 6-10kV-15kV và 0.4kV được thực hiện bằng các tụ điện, còn việc bù công suất phản kháng ở mạng 35-110kV được thực hiện bằng máy bù đồng bộ.



Hình 6.1: Giản đồ vector của dòng điện tải trước và sau khi bù

Tóm lại, việc bù công suất phản kháng hay nâng cao hệ số công suất của phụ tải sẽ làm giảm tổn thất công suất truyền tải trên đường dây, tăng khả năng truyền tải nên làm giảm tổn thất điện năng.

6.2.2. San bằng đồ thị phụ tải

Chúng ta biết rằng, đồ thị phụ tải điện trong một ngày thường thay đổi rất lớn, đứng về phương diện cung cấp điện thì chúng ta phải đáp ứng đủ công suất trong những thời điểm tải đỉnh. Nói cách khác, khi tải đỉnh các máy phát trong lưới thường phải vận hành gần hết công suất để cung cấp cho hệ thống và dự trữ nóng (chỉ các máy phát dự phòng sẽ được ngưng). Khi tải của hệ thống ở thời điểm trung bình và nhỏ thì các máy phát phải giảm bớt lượng công suất phát vào lưới hoặc cắt ra khỏi lưới (để đảm bảo điều kiện cân bằng công suất). Tuy nhiên, các máy phát trong lưới (đặc biệt là máy phát nhiệt điện turbine hơi) thì thời gian khởi động của chúng khá lâu (máy phát turbine hơi nếu bắt đầu từ lò nguội thì thời gian này có thể kéo dài từ 6 đến 8 giờ). Chính vì vậy, mà ở thời điểm non tải trong lưới thì các máy phát này phải vận hành không tải. Điều này

sẽ gây tổn thất rất lớn về mặt nhiên liệu. Vấn đề này sẽ được khắc phục nếu đồ thị phụ tải điện trong lưới tương đối bằng phẳng. Vì khi đó số lượng máy phát dự kiến tham gia vào lưới có thể được dự báo trước.

Việc san bằng (mang tính tương đối) đồ thị phụ tải là một quá trình phức tạp vì nó phụ thuộc vào nhiều yếu tố mang tính hệ thống như: ý thức của người sử dụng điện, suất tiêu hao điện năng trong một đơn vị sản phẩm thấp, chưa có một cơ chế pháp lý rõ ràng,... Một trong những biện pháp có thể thực hiện tốt việc san bằng đồ thị phụ tải là thị trường hóa ngành điện. Một hệ quả quan trọng của thị trường hóa ngành điện là tạo ra giá thời thực (Spot Price) cho các hộ tiêu thụ điện. Khi đó nếu người sử dụng điện trong những giờ tải đỉnh (“khang hiếm hàng hóa”) thì phải chịu một giá cao (có thể gấp nhiều lần lúc tải thấp) tuân theo qui luật thị trường. Chính điều đó sẽ làm cho họ tự điều chỉnh ca làm việc cho công ty, xí nghiệp của mình nhằm tối ưu lợi nhuận thu được.

6.2.3. Sử dụng thiết bị hiệu suất cao

Trong các bài toán thiết kế cấp điện cũng như chọn lựa thiết bị trước đây chúng ta chưa quan tâm nhiều hết hiệu suất của thiết bị. Chính điều này đã gây ra tổn thất công suất lớn cho bản thân người sử dụng thiết bị và cho ngành điện. Chúng ta thử lấy một minh họa như sau: giả sử một động cơ có công suất định mức là P , hiệu suất là η_1 và một động cơ khác cũng có công suất định mức là P và có hiệu suất η_2 . Giả thiết $\eta_1 < \eta_2$ và hai động cơ làm việc ở cùng công suất định mức trong suốt khoảng thời gian t thì điện năng tiêu thụ cho hai động cơ sẽ là:

$$A_1 = \frac{P}{\eta_1} t$$

$$A_2 = \frac{P}{\eta_2} t$$

Rõ ràng rằng $A_1 > A_2$ cho dù cùng một năng lượng có ích được sử dụng (cơ năng giống nhau). Trong thực tiễn, việc trang bị thiết bị có hiệu suất cao sẽ tốn kém hơn, tuy nhiên người sử dụng sẽ được lợi trong suốt quá trình vận hành, điều này sẽ đặc biệt hiệu quả đối với các thiết bị có tuổi thọ lớn. Hơn thế nữa, khi có các cơ chế rõ ràng người sử dụng điện sẽ được hưởng các ưu đãi khi ký các cam kết về sử dụng thiết bị có hiệu suất cao.

6.2.4. Chọn lựa thiết bị có công suất phù hợp

Khi lựa chọn thiết bị (chủ yếu là các động cơ truyền động) thông thường các nhà thiết kế lấy dung sai giữa công suất của tải và thiết bị sơ lớn. Sở dĩ có việc lựa chọn như vậy là có nhiều nguyên nhân mà chủ yếu là chưa có thông tin chính xác về cơ chấp truyền động của tải cơ khí và của thiết bị kéo sơ cấp. Chính điều này dẫn đến hầu hết các động cơ đều vận hành ở chế độ non tải trong suốt quá trình làm việc. Quá trình làm việc non hay không tải sẽ làm giảm đáng kể hiệu suất vận hành của động cơ. Chính vì vậy, việc lựa chọn các thiết bị có công suất phù hợp sẽ góp phần làm giảm tổn thất điện năng, đem lại lợi ích cho bản thân người sử dụng.

6.3. Bù công suất phản kháng trong cung cấp điện

Bù công suất phản kháng là một trong những biện pháp giảm tổn thất công suất trên đường dây, giảm tổn thất điện áp, vì vậy làm tăng khả năng truyền tải của đường dây và ổn định điện áp cuối đường dây. Các vấn đề này được phân tích chi tiết như sau:

6.3.1. Ý nghĩa của việc bù công suất phản kháng

Đồ thị vectơ hình 6.1 chứng tỏ rằng sau khi bù, góc lệch pha giữa điện áp và dòng điện nhỏ hơn trước khi bù, giữa P, Q và góc φ có quan hệ như sau:

$$\varphi = \arctg \frac{Q}{P} \quad (6.1)$$

Việc bù sẽ làm giảm được lượng công suất phản kháng Q phải truyền trên đường dây và nếu P không đổi thì rõ ràng góc φ sẽ giảm, tức $\cos\varphi$ sẽ tăng lên. Hệ số công suất $\cos\varphi$ tăng lên sẽ đưa đến những hiệu quả sau đây:

+ Giảm tổn thất công suất trong các phân tử của hệ thống cung cấp điện (đường dây, máy biến áp, vv. . .). Ta đã biết tổn thất công suất tác dụng trên đường dây được tính như sau:

$$\Delta P = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} R = \frac{P^2}{U^2} R + \frac{Q^2}{U^2} R = \Delta P_{(P)} + \Delta P_{(Q)}$$

Khi giảm Q truyền tải trên đường dây, ta giảm được thành phần tổn thất công suất $\Delta P_{(Q)}$ do Q gây ra.

+ Giảm được tổn thất điện áp

Tổn thất điện áp trên đường dây được tính như sau:

$$\Delta U = \frac{PR + QX}{U} = \frac{PR}{U} + \frac{QX}{U} = \Delta U_{(P)} + \Delta U_{(Q)}$$

Giảm lượng Q truyền tải trên đường dây, ta giảm được thành phần tổn thất điện áp $\Delta U_{(Q)}$ do Q gây ra.

+ Tăng khả năng truyền tải của đường dây và máy biến áp.

Khả năng truyền tải của đường dây và máy biến áp phụ thuộc vào điều kiện phát nóng của chúng (tức dòng điện cho phép). Dòng điện chạy trên dây dẫn và máy biến áp được tính như sau:

$$I = \frac{\sqrt{P^2 + Q^2}}{\sqrt{3}U} \quad (6.2)$$

Biểu thức này chứng tỏ rằng với cùng một tình trạng phát nóng nhất định ($I = \text{const}$) của đường dây và máy biến áp ta có thể tăng khả năng truyền công suất tác dụng P trên đường dây bằng cách giảm công suất phản kháng Q mà chúng phải tải đi trên đường dây.

Vì thế khi vẫn giữ nguyên đường dây và máy biến áp, nếu $\cos\varphi$ của mạng được nâng cao thì khả năng truyền tải của đường dây và máy biến áp sẽ tăng lên.

Ngoài ra, việc nâng cao $\cos\varphi$ còn đưa đến việc giảm được chi phí kim loại màu, làm cho điện áp ổn định hơn. Do đó, nâng cao hệ số công suất $\cos\varphi$ là một biện pháp quan trọng để tiết kiệm năng lượng. Ngày nay, vấn đề nâng cao $\cos\varphi$ đã trở thành vấn đề quan trọng đòi hỏi phải được chú ý khi thiết kế và vận hành bất kỳ một xí nghiệp hiện đại nào.

6.3.2. Các biện pháp nâng cao $\cos\varphi$

Các biện pháp nâng cao $\cos\varphi$ của xí nghiệp được chia làm hai nhóm chính.

6.3.2.1. Nâng cao $\cos\varphi$ tự nhiên

$\cos\varphi$ tự nhiên của xí nghiệp là $\cos\varphi$ khi không bù công suất phản kháng. Nâng cao $\cos\varphi$ tự nhiên có nghĩa là tìm các biện pháp để các hộ dùng điện giảm bớt được lượng công suất phản kháng Q mà chúng cần ở nguồn cung cấp.

Nâng cao $\cos\varphi$ tự nhiên rất có lợi vì để giảm lượng Q tiêu thụ ra không cần đặt các thiết bị bù thêm tốn kém mà chỉ cần cải tiến quy trình làm việc và vận hành hợp lý các thiết bị điện mà thôi. Khi xét vấn đề nâng cao $\cos\varphi$, đầu tiên bao giờ người ta cũng phải tìm hết biện pháp để nâng cao $\cos\varphi$ tự nhiên bao gồm.

- + Thay đổi và cải tiến quá trình công nghệ để các thiết bị điện làm việc ở chế độ hợp lý nhất.

- + Thay thế động cơ không đồng bộ làm việc non tải bằng những động cơ có công suất nhỏ hơn.

- + Giảm điện áp của những động cơ đồng bộ làm việc non tải.

- + Hạn chế động cơ chạy không tải.

- + Ở những nơi quá trình công nghệ cho phép, dùng động cơ đồng bộ thay cho động cơ không đồng bộ

- + Nâng cao chất lượng sửa chữa động cơ

- + Thay những biến áp làm việc non tải bằng những máy có dung lượng nhỏ hơn.

Tuỳ tình hình cụ thể của xí nghiệp mà đồng thời ta áp dụng nhiều hay ít các biện pháp trên. Chúng ta lần lượt xem xét cụ thể như sau.

a) Thay đổi và cải tiến quy trình công nghệ để các thiết bị điện làm việc ở chế độ hợp lý nhất.

Căn cứ vào điều kiện cụ thể cần sắp xếp quy trình công nghệ một cách hợp lý nhất. Việc giảm bớt những động tác, những nguyên công thừa và áp dụng các phương pháp gia công tiên tiến,..., đều đưa tới hiệu quả tiết kiệm điện năng tiêu hao cho một đơn vị sản phẩm.

Trong xí nghiệp, các thiết bị có công suất lớn thường là nơi tiêu thụ nhiều điện năng nhất, vì thế cần nghiên cứu để các thiết bị đó vận hành kinh tế nhất, tiết kiệm điện nhất.

Ở các nhà máy lớn, máy nén khí thường tiêu thụ 30-40% điện năng cung cấp cho toàn nhà máy. Vì thế việc ấn định chế độ vận hành của máy nén khí có ảnh hưởng lớn đến vấn đề tiết kiệm điện. Theo kinh nghiệm vận hành khi hệ số phụ tải gần bằng 1 thì điện năng tiêu hao cho một đơn vị sản phẩm sẽ giảm tới mức tối thiểu. Vì thế cần bố trí sao cho các máy nén khí luôn luôn làm việc đầy tải; khi lượng công nhân của xí nghiệp nhỏ (ca ba) thì nên cắt bớt máy nén khí.

Máy bơm và máy quạt cũng là những thiết bị tiêu thụ nhiều điện. Khi có nhiều máy bơm hay máy quạt làm việc song song thì phải điều chỉnh tốc độ, lưu lượng của chúng để đạt được phương thức vận hành kinh tế và tiết kiệm điện nhất. Các loại lò điện (điện trở, điện cảm, hồ quang,...) thường có công suất lớn và vận hành liên tục trong thời gian dài. Vì thế cần sắp xếp để chúng làm việc đều trong cả ba ca, tránh tình trạng làm việc cùng một lúc gây căng thẳng về phương diện cung cấp điện.

b) Thay thế những động cơ không đồng bộ làm việc non tải bằng động cơ có công suất nhỏ hơn

Khi làm việc, động cơ tiêu thụ một lượng công suất phản kháng có giá trị bằng

$$Q=Q_0 + (Q_{dm}-Q_0) k_{pt}^2 \quad (6.3)$$

Trong đó: Q_0 là công suất phản kháng lúc động cơ làm việc không tải; Q_{dm} là công suất phản kháng lúc động cơ làm việc với tải định mức và k_{pt} là hệ số phụ tải. Công suất phản kháng không tải Q_0 thường chiếm khoảng 60 ÷ 70% công suất phản kháng định mức Q_{dm} . Hệ số công suất của động cơ có thể tính như sau:

$$\cos\varphi = \frac{P}{S} = \frac{1}{\sqrt{1 + \left[\frac{Q_0 + (Q_{dm} - Q_0)k_{pt}^2}{P} \right]^2}} \quad (6.4)$$

từ công thức trên ta dễ dàng nhìn thấy rằng, nếu động cơ làm việc non tải (k_{pt} bé) thì $\cos\varphi$ sẽ xuống thấp. Ví dụ nếu một động cơ có $\cos\varphi = 0,8$ khi $k_{pt} = 1$ thì khi $k_{pt} = 0,5$, $\cos\varphi$ chỉ còn 0,65 và khi $k_{pt} = 0,3$ thì $\cos\varphi$ là 0,51.

Rõ ràng rằng khi thay thế động cơ làm việc non tải bằng động cơ có công suất nhỏ hơn (ta sẽ tăng được hệ số phụ tải k_{pt}) và do đó nâng cao được $\cos\varphi$ của động cơ.

Điều kiện kinh tế cho phép thay thế động cơ là: việc thay thế phải giảm được tổn thất công suất tác dụng trong mạng và động cơ. Có như vậy việc thay thế mới có lợi. Các tính toán cho thấy rằng: khi $k_{pt} < 0,45$ thì việc thay thế bao giờ cũng có lợi; khi $k_{pt} > 0,7$ thì việc thay thế bao giờ cũng không có lợi; còn nếu $0,45 < k_{pt} < 0,7$ thì phải so sánh kinh tế kỹ thuật mới xác định được việc thay thế có lợi hay không.

Điều kiện kỹ thuật cho phép thay thế động cơ là: việc thay thế phải đảm bảo nhiệt độ của động cơ nhỏ hơn nhiệt độ cho phép, đảm bảo điều kiện mở máy và đảm bảo động cơ làm việc ổn định.

c) Giảm điện áp của những động cơ làm việc non tải

Biện pháp này được thực hiện khi không có điều kiện thay thế động cơ làm việc non tải bằng động cơ có công suất nhỏ hơn.

Công suất phản kháng của động cơ không đồng bộ có thể viết.

$$Q = k \frac{U^2}{\mu} f \cdot V \quad (6.5)$$

Trong đó: k=hằng số; U là điện áp đặt vào động cơ; μ là hệ số dẫn từ, f là tần số của dòng điện và V là thể tích mạch từ.

Vì Q tỷ lệ với bình phương điện áp U, nên nếu ta giảm U thì Q giảm đi rõ rệt và do đó cos ϕ của động cơ được tăng lên.

Trong thực tế ta thường dùng các biện pháp sau đây để giảm điện áp đặt lên các động cơ không đồng bộ làm việc non tải là đổi nối dây quấn stator từ tam giác sang sao, thay đổi cách phân chia nhóm của dây quấn stator và thay đổi đầu phân áp của máy biến áp để hạ thấp điện áp của mạng phân xưởng.

Khi đổi nối dây quấn stator từ Δ sang Y thì cos ϕ và hiệu suất của động cơ đều được nâng lên. Trong thực tế biện pháp này thường được dùng cho động cơ có U < 1000V và hệ số phụ tải nằm trong khoảng 0,35÷0,4. Tuy nhiên, khi đổi nối từ Δ sang Y momen cực đại của động cơ sẽ giảm đi ba lần so với trước, do đó ta phải kiểm tra lại khả năng mở máy và làm việc ổn định của động cơ.

Việc thay đổi cách phân nhóm của dây quấn stator thường được dùng đối với động cơ công suất lớn có nhiều mạch nhánh song song trong một pha. Biện pháp này khó thực hiện vì phải tháo động cơ ra mới thay đổi được cách đấu dây.

Biện pháp thay đổi đầu dây phân áp của máy biến áp để giảm điện áp của mạng phân xưởng chỉ được phép thực hiện khi tất cả các động cơ trong phân xưởng đều làm việc non tải và phân xưởng không có những thiết bị yêu cầu cao về mức điện áp. Trong thực tế, biện pháp này ít khi được dùng.

d) Hạn chế động cơ chạy không tải.

Các máy công cụ, trong quá trình gia công, thường nhiều lúc phải chạy không tải, chẳng hạn khi chuyển từ động tác gia công này sang động tác gia công khác, khi chạy lùi dao hoặc chạy rà máy,...,. Cũng có thể do thao tác của công nhân không hợp lý mà máy phải nhiều lúc chạy không tải. Nhiều thống kê cho thấy rằng đối với máy công cụ, thời gian chạy không tải có khi chiếm 35÷65% toàn bộ thời gian làm việc. Khi động cơ chạy non tải thì cos ϕ rất

thấp. Nếu ta hạn chế thời gian chạy không tải thì $\cos\varphi$ của động cơ sẽ được nâng lên rất nhiều. Vì thế hạn chế động cơ chạy không tải cũng là một trong những biện pháp tốt để nâng cao $\cos\varphi$ của động cơ. Biện pháp hạn chế động cơ chạy không tải được thực hiện theo hai hướng là phải vận động công nhân thao tác hợp lý, hạn chế đến mức thấp nhất thời gian chạy máy không tải và hướng thứ hai là đặt bộ hạn chế chạy không tải sơ đồ khống chế động cơ, thông thường nếu động cơ chạy không tải quá thời gian chỉnh định bằng 10s thì động cơ bị cắt ra khỏi mạng.

e) Dùng động cơ đồng bộ thay thế cho động cơ không đồng bộ ở những nơi quá trình công nghệ cho phép.

Ở những máy sản xuất có công suất tương đối lớn và không đặt ra yêu cầu điều chỉnh tốc độ như máy bơm, quạt, nên dùng động cơ đồng bộ vì động cơ đồng bộ có các ưu điểm rõ rệt hơn là dùng động cơ không đồng bộ là, hệ số công suất lớn, có thể làm việc ở chế độ quá kích từ để trở thành một máy bù công suất phản kháng, góp phần làm tăng tính ổn định của hệ thống. Momen quay từ tỷ lệ bậc nhất với điện áp của mạng, vì vậy ít phụ thuộc vào sự dao động của điện áp. Khi tần số của nguồn không đổi, tốc độ quay của động cơ không phụ thuộc vào phụ tải, do đó năng suất làm việc của máy cao.

Khuyết điểm của động cơ đồng bộ là cấu tạo phức tạp, giá thành đắt chính vì vậy nó mới chỉ chiếm khoảng 20% tổng số động cơ dùng trong công nghiệp. Ngày nay nhờ đã chế tạo những động cơ tự kích (dùng bán dẫn) giá thành hạ và có công suất đủ các cỡ từ nhỏ đến lớn nên người ta có xu hướng sử dụng ngày càng nhiều động cơ đồng bộ.

f) Nâng cao chất lượng sửa chữa động cơ

Do chất lượng sửa chữa động cơ không tốt nên sau khi sửa chữa, các tính năng của động cơ thường kém trước, tổn thất trong động cơ tăng lên, $\cos\varphi$ giảm. Vì thế trong lúc giải quyết vấn đề để cải thiện $\cos\varphi$ cần chú trọng hơn nữa đến khâu này.

g) Thay thế những máy biến áp làm việc non tải bằng những máy có dung lượng nhỏ hơn.

Máy biến áp là một trong những máy điện tiêu thụ nhiều công suất phản kháng (sau động cơ không đồng bộ). Vì vậy, nếu trong một thời gian dài mà hệ số phụ tải của máy nhỏ hơn 0,3 thì nên thay nó bằng máy có dung lượng nhỏ hơn. Đứng về mặt vận hành mà nói thì trong thời gian phụ tải nhỏ (ca 3) nên cắt bớt các máy biến áp non tải. Biện pháp này cũng có tác dụng lớn để nâng cao hệ số $\cos\varphi$ tự nhiên của xí nghiệp.

6.3.2.2. Nâng cao cosφ bằng phương pháp bù công suất phản kháng.

Phương pháp này không giảm được lượng Q tiêu thụ của các hộ dùng điện, mà chỉ giảm được lượng Q phải truyền tải trên đường dây và máy biến áp mà thôi. Vì thế chỉ sau khi đã thực hiện các biện pháp nâng cao cosφ tự nhiên mà vẫn không đạt yêu cầu thì ra mới xét đến phương pháp bù. Nói chung cosφ tự nhiên của xí nghiệp cao nhất cũng không đạt tới 0,9 (thường vào khoảng 0,7-0,8). Vì thế các xí nghiệp hiện đại bao giờ cũng phải đặt thêm thiết bị bù. Cần chú ý rằng công suất phản kháng Q , ngoài mục đích chính là nâng cao cosφ để tiết kiệm điện, còn có mục đích kết hợp là điều chỉnh và ổn định điện áp của mạng. Việc quyết định có đặt thiết bị bù hay không phải dựa trên cơ sở tính toán, so sánh kỹ thuật và kinh tế.

6.3.3. Xác định dung lượng bù

6.3.3.1. Đường lượng kinh tế của công suất phản kháng k_{kt}

Việc bù công suất phản kháng sẽ đưa lại hiệu quả là nâng cao được cosφ và giảm được tổn thất công suất tác dụng. Để đánh giá hiệu quả của việc giảm tổn thất công suất tác dụng ta đưa ra một chỉ tiêu gọi là đường lượng kinh tế của công suất phản kháng. Đường lượng kinh tế của công suất phản kháng k_{kt} là lượng công suất tác dụng (kW) tiết kiệm được khi bù 1 kVAr công suất phản kháng. Còn có một định nghĩa khác tương đương với định nghĩa trên là: “Đường lượng kinh tế của công suất phản kháng là lượng công suất tác dụng bị tổn thất khi phải truyền tải thêm 1 kVAr công suất phản kháng”. Trong trường hợp này thì đường lượng kinh tế của công suất phản kháng được gọi là hệ số tăng tổn thất công suất tác dụng. Sau khi bù, do ΔP giảm nên công suất tác dụng truyền trên đường dây giảm và lượng tổn thất do công suất tác dụng gây ra cũng giảm. Song lượng thay đổi này rất bé nên ta có thể bỏ qua, mà chỉ quan tâm đến thành phần tổn thất công suất tác dụng do công suất phản kháng gây ra mà thôi.

Trước khi bù, thành phần tổn thất công suất tác dụng do công suất phản kháng gây ra là :

$$\Delta P_{Qtb} = \frac{Q^2}{U^2} R \quad (6.6)$$

Sau khi bù, thành phần tổn thất công suất tác dụng do công suất phản kháng gây ra là:

$$\Delta P_{Qsb} = \frac{(Q - Q_b)^2}{U^2} R \quad (6.7)$$

Trong đó: Q_b là lượng công suất phản kháng đã được bù. Vậy lượng công suất tác dụng tiết kiệm được là:

$$\delta P = \Delta P_{Q_{tb}} - \Delta P_{Q_{sb}} = \frac{Q^2}{U^2} R - \frac{(Q - Q_b^2)}{U^2} R \quad (6.8)$$

Theo định nghĩa:
$$k_{kt} = \frac{\delta P}{Q_b} = \frac{QR}{U^2} (2 - \frac{Q_b}{Q}) \text{ (kW/kVAr)} \quad (6.9)$$

Từ công thức tính đương lượng kinh tế của công suất phản kháng k_{kt} , ta nhận xét rằng: Nếu dung lượng bù nhỏ hơn nhiều so với công suất phản kháng truyền tải trên đường dây (điều này thường xảy ra trong thực tế) tức là $\frac{Q_b}{Q} \approx 0$, thì biểu thức k_{kt} có thể gần đúng như sau:

$$k_{kt} = 2 \cdot \frac{QR}{U^2} \quad (6.10)$$

Nếu Q và R càng lớn thì k_{kt} càng lớn, nghĩa là nếu phụ tải phản kháng càng lớn và càng ở xa nguồn thì việc bù càng có hiệu quả kinh tế. Trị số k_{kt} thường nằm trong khoảng 0,02-0,12 kW/kVAr. Trong tính toán có thể lấy những giá trị như sau:

-Hộ dùng điện do máy phát điện cung cấp $k_{kt} = 0,02 \div 0,04$

-Hộ dùng điện qua một lần biến áp $k_{kt} = 0,04 \div 0,06$

-Hộ dùng điện qua một lần biến áp $k_{kt} = 0,05 \div 0,07$

-Hộ dùng điện qua ba lần biến áp $k_{kt} = 0,08 \div 0,12$

6.3.3.2. Xác định dung lượng bù Q_b

Khi chưa có thiết bị bù lượng công suất phản kháng tải yêu cầu Q_t bằng lượng công suất phản kháng truyền trên đường dây cung cấp cho tải Q_1 và được xác định theo công suất tác dụng như sau:

$$Q_1 = Q_t = P_t \tan \varphi_1 \quad (6.11)$$

Khi có thiết bị bù thì lượng công suất phản kháng truyền tải trên đường dây Q_2 bằng hiệu số giữa lượng công suất phản kháng của tải Q_t và dung lượng bù Q_b , nghĩa là:

$$Q_2 = Q_t - Q_b = P_t \tan \varphi_2 \quad (6.12)$$

Trong hai công thức (6.11) và (6.12) thì φ_1, φ_2 là góc lệch pha trong trường hợp trước và sau khi bù. Chúng được xác định theo hệ số công suất của phụ tải ban đầu (trước bù) $\cos \varphi_1$ và sau khi bù $\cos \varphi_2$ (theo yêu cầu). Lưu ý hệ số công suất

của tải sau khi bù bao gồm cả thiết bị bù. Từ đó ta có dung lượng bù được xác định như sau:

$$Q_b = P (\tan \varphi_1 - \tan \varphi_2) \alpha \quad (6.13)$$

Trong đó: P là phụ tải tác dụng tính toán của xí nghiệp, $\alpha = 0,9 \div 1$ là hệ số xét tới hiệu quả nâng cao $\cos \varphi$ bằng những pháp không đòi hỏi đặt thiết bị bù.

Cần chú ý rằng đứng về mặt tổn thất công suất tác dụng mà xét, thì dung lượng bù có thể xác định theo quan điểm tối ưu sau đây:

Do bù ta có thể tiết kiệm được một lượng công suất tác dụng là:

$$\delta P_{tu} = k_{kt} Q_b - k_b Q_b = Q_b (k_{kt} - k_b) = f(Q_b)$$

Trong đó: $k_{kt} Q_b$ và δP_{tu} suy ra từ công thức (6.8), (6.9); k_b là suất tổn thất công suất tác dụng trên một đơn vị dung lượng thiết bị bù [kW/kVAR]. Vậy δP_{tu} là một hàm đối với Q_b . Từ đó dễ dàng tìm được dung lượng bù tối ưu Q_{btu} ứng với δP_{tu} .

$$Q_{btu} = Q - \frac{U^2}{2R} k_b \quad (6.14)$$

Khi $\frac{Q_b}{Q} \approx 0$, một cách gần đúng có thể tính $k_{kt} = \frac{2QR}{U^2}$. Thay vào (6.14) ta được dùng công thức đơn giản để tính dung lượng bù tối ưu.

$$Q_{btu} = Q \left(1 - \frac{k_b}{k_{kt}} \right) \quad (6.15)$$

Q_{btu} không nhất thiết trùng với Q_b tính theo công thức (6.13). Đứng về nội bộ xí nghiệp mà nói thì nên bù một lượng bằng Q_b là kinh tế hơn cả. Song do lợi ích chung của toàn hệ thống điện, thường Nhà nước quy định một hệ số công suất tiêu chuẩn mà các xí nghiệp nhất thiết phải đạt được, mặc dù đối với từng xí nghiệp cụ thể, $\cos \varphi$ tiêu chuẩn đó chưa phải là tốt nhất. Vì vậy, trong thực tế thường người ta tính dung lượng bù theo công thức (6.13).

6.3.3.3. Thiết bị bù

Tụ điện: Là loại thiết bị điện tĩnh, làm việc với dòng điện có pha sớm hơn điện áp, do đó có thể sinh ra công suất phản kháng Q cung cấp cho mạng. Tụ điện có nhiều ưu điểm như suất tổn thất công suất bé, không có phần quay nên lắp ráp bảo quản và vận hành dễ dàng. Tùy theo sự phát triển của phụ tải trong quá trình sản xuất có thể ghép dần tụ điện vào mạng khiến hiệu suất sử dụng cao và không phải bỏ nhiều vốn đầu tư ngay một lúc. Tuy nhiên, tụ

điện cũng có những nhược điểm là: nhạy cảm với sự biến động của điện áp (Q do tự sinh ra tỷ lệ với bình phương của điện áp), kém chắc chắn, đặc biệt dễ bị phá hỏng khi ngắn mạch hoặc điện áp vượt quá trị số định mức (khi điện áp tăng đến $110\% U_{dm}$ thì tụ điện không được phép vận hành). Mặt khác, khi đóng tụ vào mạng trong mạng sẽ có dòng điện xung, còn lúc cắt tụ điện khỏi mạng trên cực tụ điện vẫn còn điện áp dư có thể gây nguy hiểm cho công nhân vận hành.

Tụ điện ngày nay được sử dụng rộng rãi nhất là ở các xí nghiệp trung bình và nhỏ, đòi hỏi dung lượng bù không lớn lắm. Thông thường nếu dung lượng bù nhỏ hơn 5000kVAR thì người ta dùng tụ điện tĩnh, còn nếu lớn hơn 5000kVAR thì khi quyết định thiết bị bù cần so sánh giữa tụ điện và máy bù đồng bộ.

Máy bù đồng bộ: chính là động cơ đồng bộ làm việc trong chế độ không tải. Do không tải trên trục, nên máy bù đồng bộ có thể được chế tạo gọn nhẹ hơn so với động cơ đồng bộ. Vì vậy, máy bù đồng bộ rẽ hơn động cơ đồng bộ cùng công suất. Ở chế độ quá kích từ máy bù sản xuất ra công suất phản kháng cung cấp cho mạng, còn ở chế độ thiếu kích từ máy bù tiêu thụ công suất phản kháng của mạng. Vì vậy, ngoài tác dụng bù công suất phản kháng máy bù còn là thiết bị rất tốt để điều chỉnh điện áp. Nó thường được đặt ở những điểm cần điều chỉnh điện áp trong hệ thống điện. Nhược điểm của máy bù là có phần quay nên lắp ráp, bảo quản và vận hành khó khăn. Để cho kinh tế, máy bù thường được chế tạo với công suất lớn. Vì vậy, người ta thường dùng máy bù đồng bộ để tập trung với dung lượng bù lớn.

Động cơ rotor dây quấn được đồng bộ hoá. Khi cho dòng điện một chiều vào rôtor của động cơ không đồng bộ rotor dây quấn, động cơ sẽ làm việc như một động cơ đồng bộ với dòng điện sớm pha hơn điện áp. Do đó nó có khả năng sinh ra công suất phản kháng cung cấp cho mạng. Nhược điểm của loại động cơ này là tổn thất công suất khá lớn, khả năng quá tải kém. Vì vậy, thường động cơ chỉ được phép làm việc với 75% công suất định mức. Với những lý do trên, động cơ không đồng bộ rotor dây quấn được đồng bộ hoá được coi là loại thiết bị bù kém nhất chỉ được dùng khi không có sẵn các thiết bị bù khác.

6.4. Phân phối dung lượng tụ bù trong cung cấp điện

6.4.1. Vị trí đặt thiết bị bù

Sau khi tính dung lượng bù và chọn lựa thiết bị bù, thì vấn đề đặt ra là bố trí thiết bị bù trong mạng như thế nào cho có lợi nhất. Nguyên tắc bố trí thiết bị bù là làm sao đạt được chi phí tính toán nhỏ nhất.

Máy bù đồng bộ, vì có công suất lớn nên thường được đặt tập trung ở những điểm quan trọng của hệ thống điện. Ở xí nghiệp, máy bù nếu có thường được đặt ở trạm biến áp trung gian. Sau đây ra chỉ xét tới vấn đề bố trí tụ điện trong mạng như thế nào cho hợp lý. Ta sẽ lần lượt phân tích ưu khuyết điểm của một số phương án bố trí tụ điện.

1/ Tụ điện điện áp cao: (6÷12kV) được đặt tập trung ở thanh cái của trạm biến áp trung gian, hoặc trạm phân phối. Nhờ đặt tập trung nên việc theo dõi, vận hành các tụ điện dễ dàng và có khả năng tự động hoá việc điều chỉnh dung lượng bù. Trong trường hợp này, tụ điện vận hành liên tục nên hiệu suất sử dụng cao. Nhược điểm của phương án này là không bù được công suất phản kháng ở mạng điện áp thấp. Nói chung ở cấp điện áp (6÷12kV) các tụ bù đều được đặt tập trung.

2/ Tụ điện áp thấp được đặt theo ba cách: đặt tập trung ở thanh cái điện áp thấp của trạm biến áp phân xưởng, đặt thành nhóm ở tủ phân phối động lực, và đặt phân tán ở từng thiết bị dùng điện. Đứng về mặt giảm tổn thất điện năng thì việc đặt phân tán các tụ bù ở từng thiết bị điện (động cơ) là hiệu quả nhất, song với cách đặt này khi thiết bị ngừng làm việc, tụ điện cũng ngừng theo do đó hiệu suất sử dụng không cao. Phương án này chỉ được dùng để bù cho những động cơ không đồng bộ có công suất lớn.

Phương án đặt tụ điện thành nhóm ở tủ phân phối hoặc đường dây chính trong phân xưởng được dùng nhiều hơn vì hiệu suất sử dụng cao, giảm được tổn thất cả trong mạng điện áp cao lẫn mạng điện áp thấp. Vì các tụ được đặt thành từng nhóm nhỏ (khoảng 30 ÷ 100kVAr) nên chúng không chiếm diện tích lớn. Có thể đặt chúng trong những tủ như tủ phân phối động lực, hoặc trên xà nhà phân xưởng. Khuyết điểm của việc đặt phân tán là làm cho việc theo dõi chúng trong khi vận hành không thuận tiện và khó thực hiện việc tự động điều chỉnh dung lượng bù.

Phương án đặt tụ điện tập trung ở thanh cái điện áp thấp của trạm biến áp phân xưởng dùng trong trường hợp dung lượng bù khá lớn hoặc khi cần tự động điều chỉnh dung lượng bù để ổn định điện áp của mạng. Nhược điểm của phương án này là chỉ giảm được tổn thất trong mạng kể từ máy biến áp trở về nguồn. Trong thực tế, tùy tình hình cụ thể ta có thể sử dụng cả ba phương án đặt tụ kể trên.

6.4.2. Phân phối dung lượng bù trong mạng các nhánh tập trung

Trong một mạng tập trung n nhánh có tổng dung lượng bù là Q_b . Vấn đề đặt ra là cần phân phối dung lượng bù trên các nhánh một cách hợp lý để được hiệu quả kinh tế cao nhất, thể hiện ở chỗ tổn thất công suất tác dụng do công suất phản kháng gây ra là ít nhất.

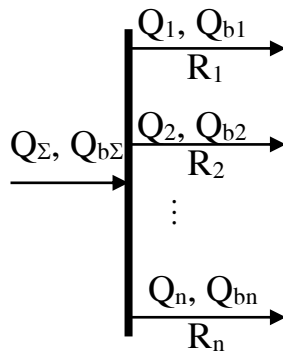
Giả sử dung lượng bù phân phối trên các nhánh là $Q_{b1}, Q_{b2}, \dots, Q_{bn}$. Công suất khả kháng và điện trở của các nhánh đó lần lượt là $Q_1, Q_2, \dots, Q_n$ và $R_1, R_2, \dots, R_n$ (hình 6.2). Ta tính thành phần tổn thất công suất tác dụng do công suất phản kháng gây ra.

$$\Delta P_Q = \frac{(Q_1 - Q_{b1})^2}{U^2} R_1 + \frac{(Q_2 - Q_{b2})^2}{U^2} R_2 + \dots + \frac{(Q_n - Q_{bn})^2}{U^2} R_n = f(Q_{bi}) \quad (6.16)$$

Để tìm cực tiểu của hàm hiệu biến $\Delta P_Q = f(Q_{bi})$ ta có thể lấy đạo hàm theo các biến và giải chúng bằng không thông qua phương pháp nhân tử Lagrangior. Và cuối cùng xác định được dung lượng bù hợp lý nhất tại các điểm như sau:

$$Q_{bi} = Q_i - \frac{(Q_\Sigma - Q_{b\Sigma}) R_{td}}{R_i} \quad (6.17)$$

trong đó: $R_{td} = \left(\frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} + \dots + \frac{1}{R_n} \right)^{-1}$ là điện trở tương đương của những nhánh có đặt biệt bù.



Hình 6.2: Sơ đồ phân bố dung lượng bù hình tia

Để thuận tiện trong vận hành và lắp ráp tụ điện, đồng thời để giảm bớt thiết bị đóng cắt và dụng cụ đo lường, người ta quy định rằng nếu dung lượng bù của một nhánh nào đó nhỏ hơn 30kVar thì không nên đặt tụ điện ở nhánh đó.

Ví dụ 6.1:

Một mạng hình tia, điện áp 15kV có bốn nhánh. Điện trở, công suất phản kháng của từng nhánh như sau:

$$R_1 = 0,1\Omega \quad Q_1 = 400\text{kVAr}$$

$$R_2 = 0,05\Omega \quad Q_2 = 600\text{kVAr}$$

$$R_3 = 0,06\Omega \quad Q_3 = 500\text{kVAr}$$

$$R_4 = 0,2\Omega \quad Q_4 = 200\text{kVAr}$$

Dung lượng bù của mạng $Q_{b\Sigma} = 1200\text{kVAr}$. Hãy tính dung lượng bù của từng nhánh

Giải

Tổng công suất khả kháng của mạng Q là:

$$Q_{\Sigma} = Q_1 + Q_2 + Q_3 + Q_4 = 400 + 600 + 500 + 200 = 1700\text{kVAr}$$

Điện trở tương đương của mạng

$$R_{td} = \left(\frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} + \frac{1}{R_3} + \frac{1}{R_4} \right)^{-1} = \left(\frac{1}{0,1} + \frac{1}{0,05} + \frac{1}{0,06} + \frac{1}{0,2} \right)^{-1} = 0,0194\Omega$$

Vậy dung lượng bù của từng nhánh là:

$$Q_{b1} = 400 - (1700 - 1200) \frac{0,0194}{0,1} = 303\text{kVAr}$$

$$Q_{b2} = 600 - (1700 - 1200) \frac{0,0194}{0,05} = 406\text{kVAr}$$

$$Q_{b3} = 500 - (1700 - 1200) \frac{0,0194}{0,06} = 338\text{kVAr}$$

$$Q_{b4} = 200 - (1700 - 1200) \frac{0,0194}{0,2} = 153\text{kVAr}$$

6.4.3. Phân phối dung lượng bù trong mạng phân nhánh tổng quát

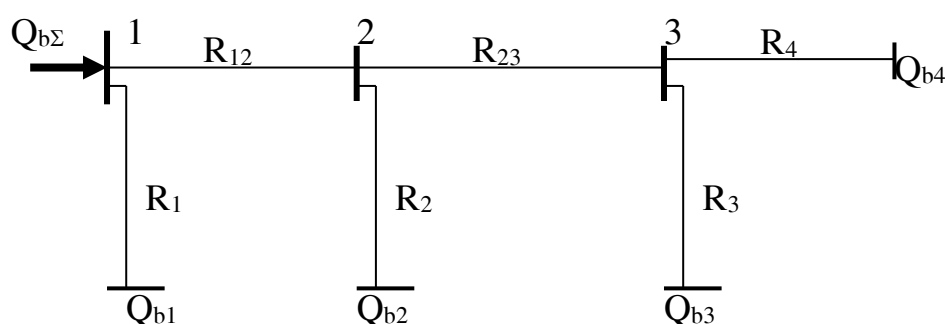
Một mạng phân nhánh tổng quát (là dạng phổ biến trong hệ thống cung cấp điện) như hình 6.3 có thể coi là do nhiều mạng phân nhánh tập trung ghép lại. Ví dụ tại điểm 3 ta coi như có hai nhánh hình R_3 và $R_{34} + R_4$, tại điểm 2 ta coi như có hai nhánh, một nhánh R_2 và một nhánh nữa có điện trở tương đương

của phần phía sau. Như vậy ta có thể hoàn toàn áp dụng công thức ở mục 6.4.2 để tính dung lượng bù của các nhánh.

Dung lượng bù của các nhánh thứ n được tính theo công thức

$$Q_{bn} = Q_n \frac{(Q_{(n-1)n} - Q_{bdn})R_{tdn}}{R_n} \quad (6.18)$$

Trong đó: Q_n là công suất phản kháng phụ tải của nhánh n; $Q_{(n-1)n}$ là công suất phản kháng của phụ tải chạy trên đoạn từ điểm (n-1) tới điểm n; Q_{bdn} là dung lượng cần bù trong mạng đặt tại điểm n, kể từ nút thứ n và R_{tdn} là điện trở tương đương của mạng kể từ điểm n trở về sau.



Hình 6.4: Sơ đồ cho ví dụ 6.2

Ví dụ 6.2:

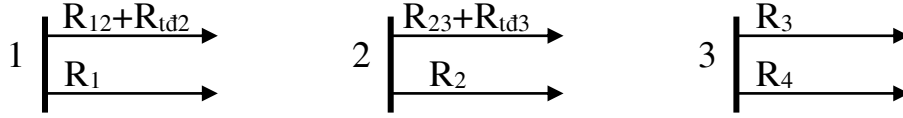
Cho một phân xưởng như trên hình 6.4. Công suất phản kháng và điện trở của các nhánh cho trong bảng 6.2. Tổng dung lượng bù là $Q_{b\Sigma} = 300\text{kVar}$. Tính dung lượng bù cho từng nhánh.

Nhánh đường dây	Điện trở (Ω)	Công suất phản kháng (kVar)
R_{12}	0,005	350
R_{23}	0,004	250
R_1	0,010	150
R_2	0,008	100
R_3	0,012	200
R_4	0,025	50

Bảng 6.2 Các số liệu tính toán của ví dụ 2

Giải

Sơ đồ của hệ thống có thể được tách thành các thành phần nhánh tập trung như sau (hình 6.5):



Hình 6.5: Sơ đồ tương đương cho ví dụ 6.2

Điện trở tương đương ở các điểm 3, 2 và 1 là:

$$R_{td3} = \frac{0,012 \cdot 0,025}{0,012 + 0,025} = 0,0081 \Omega$$

$$R_{td2} = \frac{0,008(0,004 + 0,0081)}{0,008 + 0,004 + 0,0081} = 0,0048 \Omega$$

$$R_{td1} = \frac{0,010(0,005 + 0,0048)}{0,010 + 0,005 + 0,0048} = 0,00495 \Omega$$

Dung lượng bù của các nhánh là

$$Q_{b1} = 150 - \frac{(500 - 300)0,00495}{0,01} = 51 \text{ kVAr}$$

$$Q_{b2} = 100 - \frac{(350 - 249)0,0048}{0,008} = 40 \text{ VAr}$$

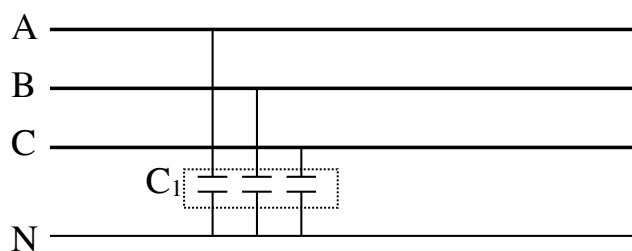
$$Q_{b3} = 200 - \frac{(250 - 209)0,0081}{0,012} = 172 \text{ kVAr}$$

$$Q_{b4} = 50 - \frac{(250 - 209)0,0081}{0,025} = 36 \text{ kVAr}$$

6.5. Sơ đồ đấu dây tụ bù

Sơ đồ đấu dây của hệ thống tụ bù trong cung cấp điện tương đối đơn giản, trong mạng trung thế các tụ điện thường được lắp đặt ngoài trời trên các trụ điện của đường dây, trong mạng hạ thế hệ thống các tụ bù được đặt trong các tủ điện. Các tụ bù trong hệ thống điện có thể được đấu hình sao hay tam giác trong mạng ba pha. Tuy nhiên, khi đấu tam giác điện áp định mức của tụ phải được chọn theo biên độ điện áp dây, nên giá thành sẽ cao hơn. Vì vậy, người ta thường

chọn phương pháp đấu sao. Sơ đồ đấu dây cho một cấp tụ bù đấu hình sao được minh họa như hình 6.6:



Hình 6.6: Sơ đồ đấu dây tụ bù kiểu sao

Trong mạng hạ thế, một tủ bù thông thường có nhiều cấp bù cho các thời điểm tải khác nhau (thực tế từ hai đến ba cấp).

6.6. Vận hành tụ bù

Những tụ bù không phải phải lúc nào cũng được đóng vào lưới bởi lẽ trong lưới điện sẽ có những lúc thừa công suất phản kháng (khi không tải hoặc non tải). Khi đó, chúng ta phải cắt tụ bù ra khỏi lưới và việc đóng tụ bù hay không và với dung lượng bao nhiêu sẽ phụ thuộc vào hệ số công suất và mức độ của phụ tải. Hệ thống tụ bù thường gặp trong thực tế là bù từng cấp, vì vậy không đáp ứng một cách tối ưu sự thay đổi vô cấp của phụ tải. Ngày nay, với sự ra đời bộ tụ cho phép thay đổi điện dung vô cấp giúp chúng ta có thể bù một lượng đúng bằng lượng yêu cầu của lưới.

Việc đóng cắt tụ bù được thực hiện thông qua các contactor và mạch điều khiển từ xa thông qua nút nhấn. Ngày nay, nhờ có các linh kiện bán dẫn đóng cắt công suất lớn cho phép chúng ta thiết kế hệ thống tụ bù tự động hoàn toàn. Do đặc tính phóng xạ của tụ, nên quá trình đóng cắt tụ thường sinh ra nhiều hồ quang và dòng điện lớn. Vì vậy, trong mạch động lực để đóng cắt, người ta thường nối thêm các điện trở song song với tiếp điểm chính thông qua tiếp điểm phụ.

Một vấn đề cần quan tâm của việc vận hành tụ điện là chúng ta phải bảo quản định kỳ, đặc biệt là trong điều kiện môi trường nhiều bụi bẩn. Khi kiểm tra, bảo trì tụ chúng ta cần hết sức chú ý đến an toàn, bởi khi cắt các tụ điện ở các thời điểm dòng điện khác không thì chúng sẽ được tích điện và thời gian tích điện này rất lâu tùy thuộc vào điện dung và nội trở của tụ.

6.7. Câu hỏi và bài tập

Câu hỏi 6.1. Nêu các biện pháp giảm tổn thất điện năng trong hệ thống điện

Câu hỏi 6.2. Trình bày các yếu tố ảnh hưởng đến việc thực hiện các biện pháp giảm tổn thất điện năng tại Việt Nam.

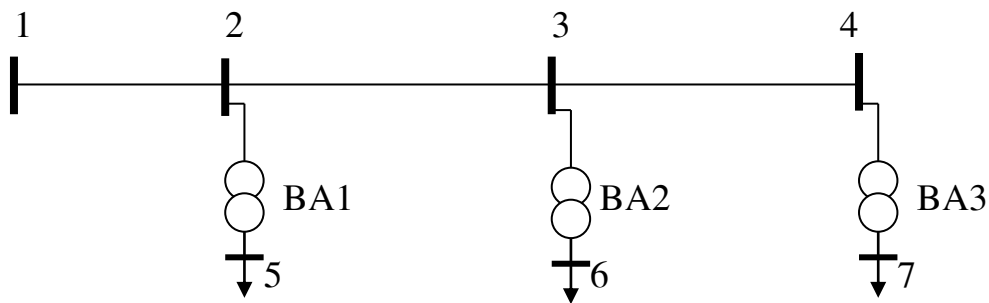
Bài tập 6.3. Xác định dung lượng cần bù để nâng $\cos\varphi$ một tải $S=(800+j900)\text{kVA}$ lên 0,85.

Bài tập 6.4. Một động cơ đồng bộ ba pha điện áp định mức 380(V) tiêu thụ công suất 75kW được mắc song song với một động cơ cảm ứng (rotor lồng sóc) tiêu thụ công suất 150kW ở hệ số công suất $\cos\varphi=0,8$ trễ.

- Tính cường độ dòng điện chạy trên đường dây khi hệ số công suất của động cơ đồng bộ là 1 và 0,707 (sớm); so sánh.
- Xác định hệ số công suất của động cơ đồng bộ để cường độ dòng điện chạy trên dây dẫn là bé nhất.

Bài tập 6.5. Cho một hệ thống cung cấp như hình 6.7; với các thông số cho như sau:

$R_{12}=1,2\Omega$; $R_{23}=2\Omega$; $R_{34}=1,8\Omega$; $R_{BA1}=1,5\Omega$; $R_{BA2}=2\Omega$; $R_{BA3}=1,2\Omega$; công suất phản kháng chạy trên các nhánh là: $Q_{12}=500\text{kVAr}$; $Q_{23}=350\text{kVAr}$; $Q_{34}=200\text{kVAr}$;



Hình 6.7: Sơ đồ cho bài tập 6.5

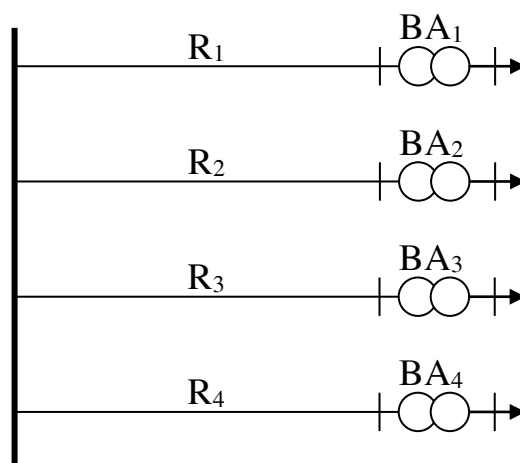
$Q_{25}=150\text{kVAr}$; $Q_{36}=150\text{kVAr}$. Tổng dung lượng cần bù là 450kVAr. Hãy xác định dung lượng cần bù tại các điểm 5, 6 và 7.

Bài tập 6.6. Cho một hệ thống cung cấp như hình vẽ 6.8; với các thông số cho ở bảng 6.3.

Phần tử	Điện trở (Ω)	Công suất tải qua BA(kVA)
R_1	0,04	
R_2	0,05	
R_3	0,02	
R_4	0,03	
BA_1	1,2	$800+j700$
BA_2	1,5	$600+j700$
BA_3	1,8	$500+j400$
BA_4	2,0	$450+j400$

Bảng 6.3: Số liệu cho bài tập 6.6

Xác định dung lượng cần bù tại các thanh cái hạ thế của máy biến áp để nâng hệ số công suất của thanh cái tổng lên 0,9.



Hình 6.8: Sơ đồ cho bài tập 6.6