

SỬ DỤNG PHƯƠNG PHÁP CÂY SỰ CỐ TRONG PHÂN TÍCH VÀ ĐÁNH GIÁ ĐỘ TIN CẬY CỦA HỆ THỐNG ĐIỀU KHIỂN BẢO VỆ HỆ THỐNG ĐIỆN

TRẦN ĐÌNH LONG, TRẦN VIỆT ANH

I. MỞ ĐẦU

Độ tin cậy của hệ thống điều khiển và bảo vệ trước đây thường được tính toán dựa trên những kinh nghiệm và đánh giá theo cảm tính. Hầu hết những hệ thống này khi thiết kế không sử dụng các mô hình hoặc các phương pháp toán học về độ tin cậy mà sử dụng những kết quả về kinh nghiệm thực tế và trực quan đánh giá.

Hệ thống điều khiển và bảo vệ trong hệ thống điện là một hệ thống phức tạp, bao gồm nhiều phần tử và thường có yêu cầu về thông tin nhanh. Do hệ thống phức tạp nên cần một phương pháp phân tích độ tin cậy đặc biệt. Bài viết này trình bày cách sử dụng một trong các phương pháp phân tích và đánh giá độ tin cậy của hệ thống - phương pháp cây sự cố.

II. CÁC CHỈ TIÊU ĐƯỢC SỬ DỤNG ĐỂ PHÂN TÍCH VÀ ĐÁNH GIÁ ĐỘ TIN CẬY CỦA HỆ THỐNG ĐIỀU KHIỂN BẢO VỆ

1. Độ tin cậy

Là xác suất để hệ thống hoặc phần tử hoàn thành các nhiệm vụ yêu cầu trong một khoảng thời gian và điều kiện vận hành nhất định.

Hàm tin cậy:

$$R(t) = 1 - F(t) \quad (1)$$

với $F(t)$ là hàm sự cố hay hàm đo độ không tin cậy (là xác suất hệ thống gặp sự cố cho tới thời điểm t), $f(t)$ là hàm mật độ sự cố.

$$F(t) = \int_0^t f(t) dt \quad (2)$$

Từ (1), (2) ta có:

$$f(t) = \frac{dF(t)}{dt} = -\frac{dR(t)}{dt} \quad (3)$$

Tần suất sự cố $\lambda(t)$ của thiết bị là số lần thiết bị bị sự cố trong một đơn vị thời gian.

2. Hệ số không sẵn sàng

Do hệ thống điều khiển và bảo vệ không yêu cầu phải làm việc liên tục mà phải sẵn sàng làm việc ở một thời điểm bất kì nên ở đây ta sử dụng độ sẵn sàng để đo độ tin cậy. Độ sẵn sàng là xác suất để hệ thống hay phần tử hoàn thành hoặc sẵn sàng hoàn thành nhiệm vụ trong thời điểm bất kì, là xác suất để hệ thống ở trạng thái tốt trong thời điểm bất kì (là tỉ số giữa thời gian hệ thống ở trạng thái tốt và tổng thời gian hoạt động).

Hệ số sẵn sàng

$$k_s = \frac{T}{T + T_s} = \frac{\mu}{\lambda + \mu}$$

trong đó T là thời gian làm việc tin cậy trung bình và T_s là thời gian sửa chữa trung bình:

$$T = \int_0^{\infty} R(t) dt = \frac{1}{\lambda} \quad (7)$$

và

$$T_s = \frac{1}{\mu} \quad (8)$$

λ là tần suất sự cố, μ là cường độ phục hồi.

Ngược lại với độ sẵn sàng là độ không sẵn sàng hay hệ số không sẵn sàng (q), đó là xác suất để hệ thống hay phần tử ở trạng thái hỏng.

Để tính hệ số không sẵn sàng, ta xác định % của chu kì sự cố mà các thành phần, thiết bị hoặc hệ thống không sẵn sàng thực hiện các chức năng của nó. Các yếu tố ảnh hưởng của hệ số không sẵn sàng được nhận biết như: tăng tỉ lệ thuận với tần suất sự cố, thời gian sửa chữa và thay thế để khắc phục một sự cố, thời gian duy trì sự cố.

Hệ số không sẵn sàng

$$q = 1 - k_s = \frac{T_s}{T + T_s} = \frac{\lambda}{\lambda + \mu} \quad (9)$$

Ví dụ ta xét một role có thời gian làm việc tin cậy trung bình 100 năm. Giả sử thời gian phát hiện sự cố của role là rất nhỏ, nhưng thời gian sửa chữa và thí nghiệm hiệu chỉnh role là 2 ngày, ta có hệ số không sẵn sàng của role là:

$$q = \frac{T_s}{T + T_s} = \frac{2}{100 \times 365 + 2} \approx 55 \times 10^{-6}$$

trong đó: $T = 100 \text{ năm} = 100 \times 365 \text{ ngày}$; $T_s = 2 \text{ ngày}$; $\lambda = 1/T = 0,01 \text{ sự cố/năm}$.

Qua kinh nghiệm quản lí vận hành, người ta đã xác định được một số giá trị hệ số không sẵn sàng của các thiết bị như bảng 1 dưới đây [2]:

Bảng 1. Một số giá trị q điển hình

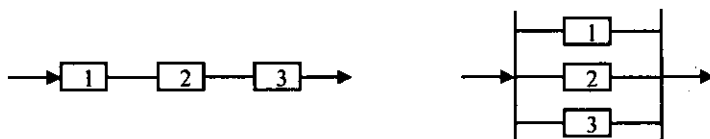
Tên thiết bị	q
- Máy tính cá nhân	2135×10^{-6}
- Máy tính công nghiệp	$385. \times 10^{-6}$
- RTU	480×10^{-6}
- Transducers	70×10^{-6}
- Kênh tải ba PLC	320×10^{-6}
- Thiết bị tải ba PLC	200×10^{-6}
- Đường truyền telephone	1000×10^{-6}
- Bộ xử lí thông tin trạm	30×10^{-6}
- Mạch rơ le	66×10^{-6}

- Phần cứng rơle bảo vệ	55.10^{-6}
- Phần mềm rơle bảo vệ	100.10^{-6}
- Bộ lặp trên mạng	385.10^{-6}
- Thiết bị ghép nối	100.10^{-6}
- Máy cắt	300.10^{-6}
- Hệ thống nguồn tự dùng DC	50.10^{-6}
- Modem	30.10^{-6}
- Thiết bị chuyển đổi quang điện	10.10^{-6}
- Biến dòng điện (1 pha)	10.10^{-6}
- Biến điện áp (1 pha)	10.10^{-6}
- Thiết bị viba số	200.10^{-6}
- Kênh viba số	100.10^{-6}
- Kênh cáp quang	10.10^{-6}
- Thiết bị ghép kênh cáp quang	100.10^{-6}

III. SỬ DỤNG PHƯƠNG PHÁP CÂY SỰ CỐ ĐỂ PHÂN TÍCH VÀ ĐÁNH GIÁ ĐỘ TIN CẬY CỦA HỆ THỐNG ĐIỀU KHIỂN BẢO VỆ HỆ THỐNG ĐIỆN

1. Các sơ đồ mạng nối tiếp và song song

- a) Kết nối kiểu nối tiếp: hệ thống hoạt động tốt nếu tất cả các phần tử của nó hoạt động tốt (Sơ đồ 1a).



a) Nối tiếp

b) Song song

Sơ đồ 1. Các sơ đồ mạng nối tiếp và song song

Nếu các phần tử không tương tác với nhau thì các sự cố là độc lập với nhau và độ tin cậy $R_s(t)$ của hệ thống bằng tích các độ tin cậy của các phần tử hợp thành:

$$R_s(t) = \prod_{i=1}^k R_i(t) = \prod_{i=1}^k [1 - F_i(t)]$$

với $R_i(t)$, $F_i(t)$ là các hàm tin cậy và hàm sự cố của phần tử thứ i .

Nếu phần tử thứ i có tần suất sự cố không đổi λ_i , ta có:

$$R_s(t) = \prod_{i=1}^k e^{-\lambda_i t} = e^{-(\lambda_1 + \lambda_2 + \dots + \lambda_k)t} \quad \text{và} \quad T = \int_0^{\infty} R_s(t) dt = \frac{1}{\sum_{i=1}^k \lambda_i}$$

b) Kết nối kiểu song song: các phần tử được nối song song, tạo ra độ dư thừa và nâng cao độ tin cậy của mạng vì hệ thống chỉ gặp sự cố khi tất cả các phần tử cấu thành của nó ngừng hoạt động (Sơ đồ 1b).

$$F_p(t) = \prod_{i=1}^k F_i(t)$$

với $F_i(t) = 1 - R_i(t)$ là hàm sự cố của phần tử thứ i .

$$R_p(t) = 1 - F_p(t) = 1 - \prod_{i=1}^k [1 - R_i(t)] \quad \text{và} \quad T = \int_0^{\infty} R_p(t) dt$$

Một mạng song song có 2 phần tử không giống nhau với tần suất sự cố là λ_1 và λ_2 . Ta có:

$$R_p(t) = 1 - (1 - e^{-\lambda_1 t})(1 - e^{-\lambda_2 t}) = e^{-\lambda_1 t} + e^{-\lambda_2 t} - e^{-(\lambda_1 + \lambda_2)t}$$

$$\Rightarrow T = \int_0^{\infty} R_p(t) dt = \frac{\lambda_1 + \lambda_2}{\lambda_1 \lambda_2} - \frac{1}{\lambda_1 + \lambda_2}$$

2. Phân tích các cấu trúc mạng (Topology)

Liên kết: là mối quan hệ vật lý hoặc logic giữa hai hoặc nhiều đối tác. Có thể phân biệt các kiểu liên kết thường gặp:

+ Liên kết điểm-điểm: mỗi liên kết chỉ có hai đối tác tham gia.

+ Liên kết điểm-nhiều điểm: hệ liên kết có nhiều đối tác tham gia, tuy nhiên chỉ một đối tác cố định duy nhất (trạm chủ) có khả năng phát trong khi nhiều đối tác còn lại (các trạm tớ) thụ nhận thông tin cùng một lúc.

+ Liên kết nhiều điểm: hệ liên kết có nhiều đối tác tham gia và có thể trao đổi thông tin qua lại tự do theo bất kì hướng nào.

Topology: là cách sắp xếp, tổ chức về mặt vật lý của mạng, nhưng cũng có thể là cách sắp xếp logic của các nút mạng. Có thể phân biệt các dạng cấu trúc cơ bản là bus, mạch vòng, hình sao, cấu trúc cây.

+ Cấu trúc bus: Tất cả các thành viên của mạng đều được nối trực tiếp với một đường dẫn chung. Đặc điểm cơ bản của cấu trúc bus là việc sử dụng chung một đường dẫn duy nhất cho tất cả các trạm, vì thế tiết kiệm được cáp dẫn và công lắp đặt.

+ Cấu trúc mạch vòng: Các thành viên trong mạng được nối từ điểm này đến điểm kia một cách tuần tự trong một mạch khép kín. Mỗi thành viên đều tham gia một cách tích cực vào việc kiểm soát dòng tín hiệu.

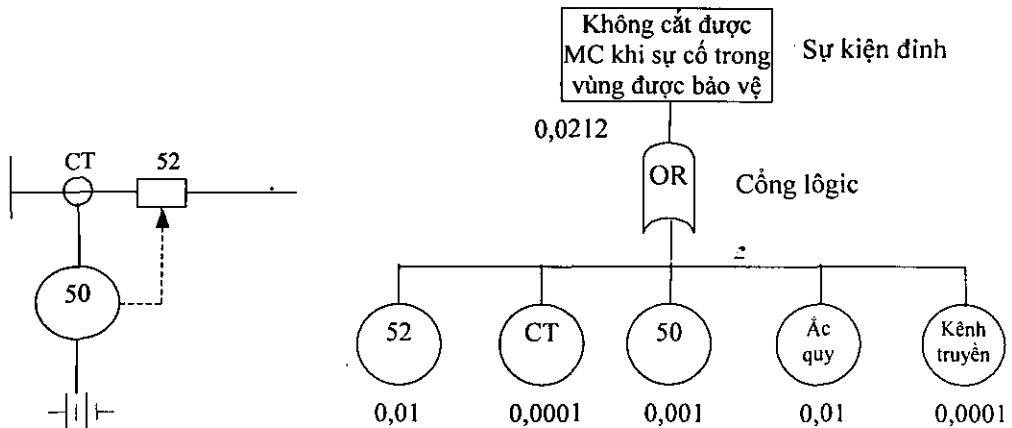
+ Cấu trúc hình sao: Một trạm trung tâm quan trọng hơn tất cả các trạm khác, trạm này sẽ điều khiển sự truyền thông của toàn mạng. Các thành viên khác được kết nối gián tiếp với nhau qua trạm trung tâm. Kiểu liên kết vật lý ở đây là điểm-điểm.

+ Cấu trúc cây: Là sự tổng hợp của các cấu trúc trên, đó là sự liên kết của nhiều mạng con có cấu trúc đường thẳng hoặc hình sao

3. Sử dụng phương pháp cây sự cố để phân tích và đánh giá độ tin cậy của hệ thống điều khiển bảo vệ hệ thống điện:

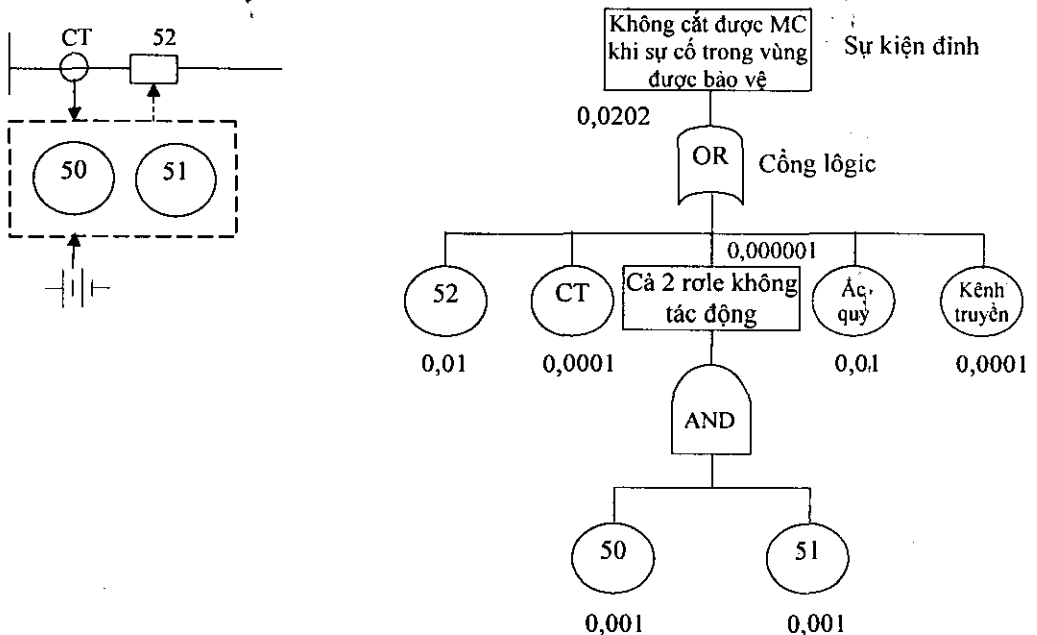
Sự cố mà ta quan tâm gọi là sự kiện đỉnh (gốc). Hình 1 mô tả một hệ thống bảo vệ đơn giản

bao gồm 1 máy cắt, 1 máy biến dòng, 1 rơle quá dòng cắt nhanh (50), 1 nguồn ắc quy và hệ thống dây điều khiển. Ta sẽ sử dụng phương pháp cây sự cố để phân tích trường hợp hệ thống bảo vệ không loại trừ được sự cố. Giả sử sự kiện hỏng hóc các phần tử là độc lập nhau.



Hình 1. Cây sự cố cho mạch bảo vệ đường dây

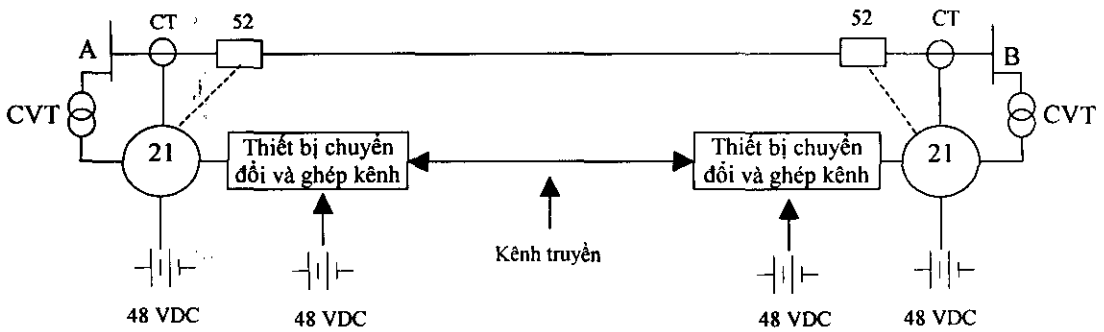
Sự kiện đình là sự kiện mô tả loại sự cố, ở đây là sự cố "Không cắt được máy cắt khi có sự cố trong vùng được bảo vệ". Phương pháp cây sự cố được bắt đầu từ sự kiện đình. Sau đó phụ thuộc vào mối quan hệ logic của sự kiện đình với các sự kiện sự cố thành phần (thân, cánh, lá,...), ta thành lập cây sự cố thông qua các sự cố trung gian và các cổng logic. Cổng OR ở hình 1 chỉ ra rằng bất cứ sự cố thành phần nào đều gây sự cố đình. Ví dụ tần suất sự cố cho các phần tử như sau: 0,01 cho máy cắt, 0,0001 cho CT, 0,001 cho rơle, 0,01 cho ắc quy, 0,0001 cho kênh truyền. Các số liệu về suất sự cố ở đây chỉ sử dụng cho ví dụ này. Cuối cùng tính ra tần suất sự cố tổng bằng 0,0212. Ta có thể nâng cao độ tin cậy của hệ thống (tần suất sự cố nhỏ) bằng cách thiết kế hệ thống điều khiển bảo vệ với sơ đồ đơn giản, có dự phòng.



Hình 2. Cây sự cố cho mạch bảo vệ đường dây có rơle dự phòng

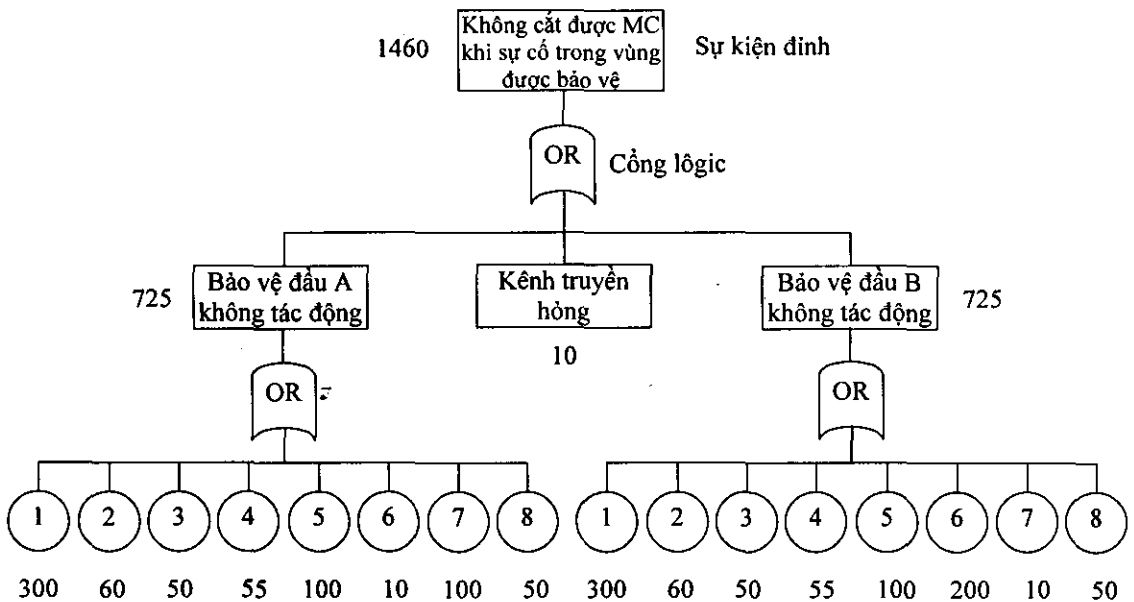
Vẫn với sơ đồ trên, ta bổ sung một rơle dự phòng (51 rơle quá dòng có thời gian) - hình 2. Cây sự cố trong trường hợp này có thêm cổng AND. Cổng AND thể hiện nếu cả 2 rơle hỏng thì mới gây ra sự kiện "Cả 2 rơle không tác động" với tần suất sự cố là $0,001 \times 0,001 = 0,000001$. Tần suất sự cố của sự kiện đình trong trường hợp này sẽ là 0,0202. Như vậy độ tin cậy ở sơ đồ này đã được cải thiện một chút do có thêm rơle dự phòng.

Xét một sơ đồ bảo vệ đoạn đường dây A-B như trên hình 3. Đường dây A-B được bảo vệ bằng máy cắt và rơle tại 2 đầu với đường truyền của rơle khoảng cách F21 là đường truyền quang. Giả sử nguồn cấp cho rơle và các thiết bị thông tin là 48VDC.



Hình 3. Sơ đồ bảo vệ đường dây sử dụng F21

Sự kiện đình là "Không cắt được MC khi sự cố trong vùng được bảo vệ". Cây sự cố của sơ đồ này được thể hiện như sau:



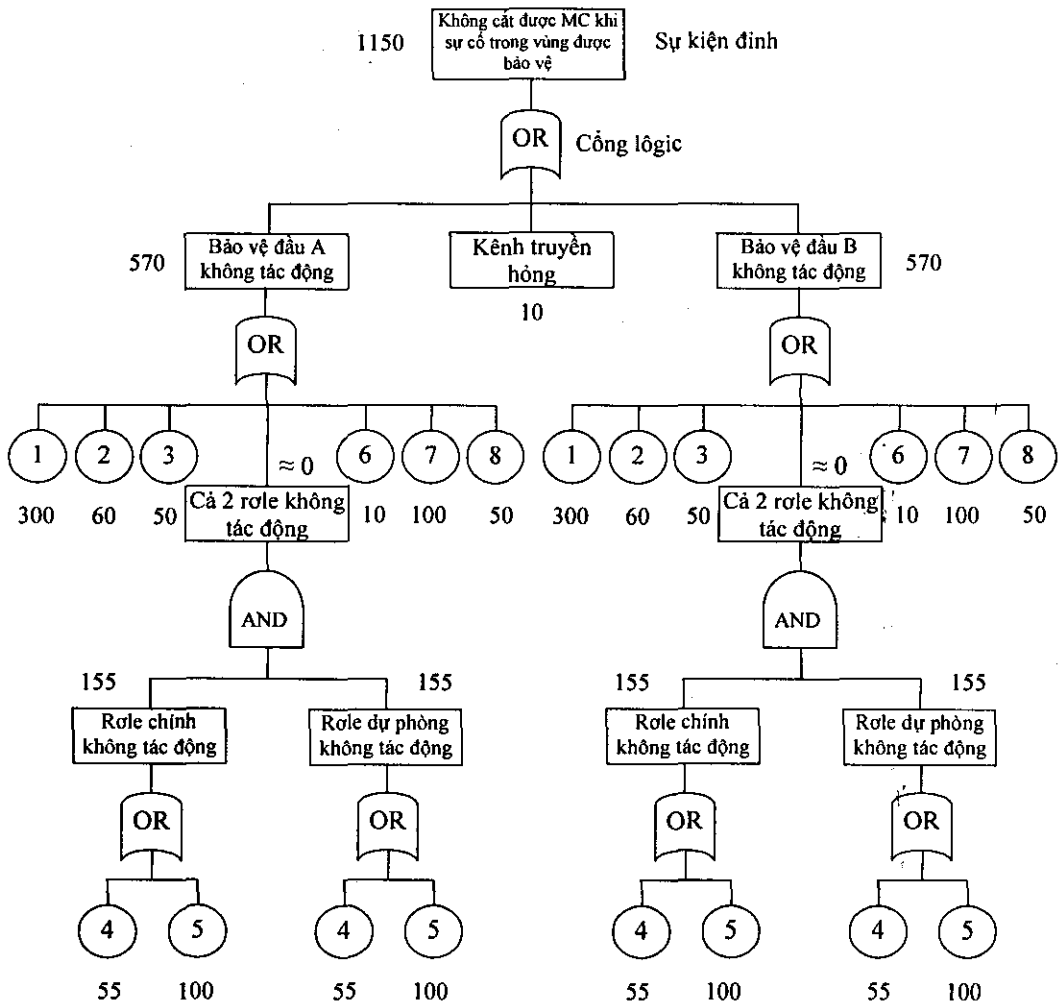
Hình 4. Cây sự cố cho mạch bảo vệ đường dây ở hình 3

Số liệu ghi ở trên là giá trị q ($\times 10^6$). Hư hỏng của thiết bị được đánh số theo thứ tự như sau:

- | | |
|---------------------------------------|--------------------------------------|
| 1- Máy cắt, | 5- Phần mềm role, |
| 2- CT hoặc VT ($6 \times 10 = 60$), | 6- Thiết bị chuyển đổi quang điện, |
| 3- Nguồn DC của role, | 7- Thiết bị ghép kênh, |
| 4- Phần cứng role, | 8- Nguồn DC của hệ thống truyền dẫn. |

Để thuận lợi trong tính toán trong chuyên đề này, ta lấy $q_{CT} = q_{VT} = 10 \times 10^6$. Trong thực tế hệ số không sẵn sàng của máy biến dòng nhỏ hơn rất nhiều hệ số không sẵn sàng của máy biến điện áp ($q_{CT} < q_{VT}$). Thực tế vận hành trên lưới điện Việt Nam rất ít khi xảy ra sự cố hỏng hóc CT mà thường là hỏng hóc VT (số lượng VT trong một trạm biến áp ít hơn CT).

Vẫn với sơ đồ lưới như trên hình 3, ta bổ sung một role dự phòng.



Hình 5. Cây sự cố cho mạch bảo vệ đường dây ở hình 3 (bổ sung role dự phòng)

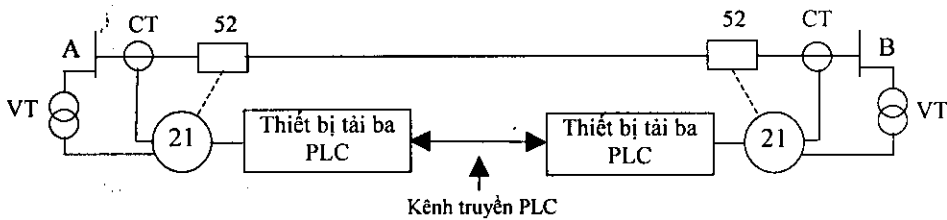
Cây sự cố trong trường hợp này có thêm các cổng AND. Cổng AND thể hiện nếu cả 2 role hỏng thì mới gây ra sự kiện "Cả 2 role hỏng", ta có hệ số không sẵn sàng của tích các sự kiện rất thấp, $\approx 0 \times 10^{-6}$, và kết quả sự kiện đỉnh bằng 1150×10^{-6} . Như vậy độ tin cậy ở sơ đồ khi có thêm role dự phòng đã được cải thiện một cách rõ rệt.

4. So sánh một số sơ đồ bảo vệ

Trên đây đã phân tích cây sự cố cho sơ đồ bảo vệ trên hình 3, xác định hệ số không sẵn sàng ứng với 2 trường hợp không có role dự phòng và có role dự phòng.

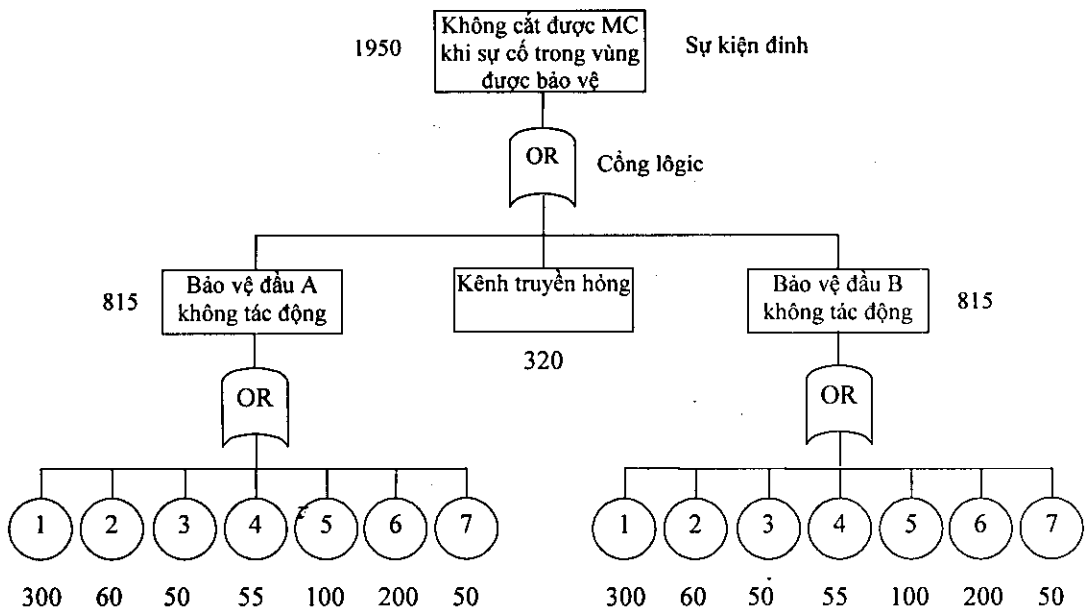
Tiếp theo ta sẽ phân tích và so sánh một số sơ đồ bảo vệ thông qua hệ số không sẵn sàng cho các sơ đồ sau:

a. Bảo vệ khoảng cách dùng kênh truyền PLC



Hình 6. Sơ đồ bảo vệ đường dây sử dụng F21, kênh truyền PLC

Ta có cây sự cố:



Hình 7. Cây sự cố cho mạch bảo vệ đường dây ở hình 6

Số liệu ghi trên hình vẽ là giá trị $q (\times 10^{-6})$. Hư hỏng của thiết bị được đánh số như sau:

- 1- Máy cắt,
- 2- CT hoặc VT ($6 \times 10 = 60$),
- 3- Phần mềm role,
- 4- Thiết bị tải ba,
- 5- Phần mềm role,
- 6- Thiết bị tải ba,
- 7- Thiết bị tải ba,

3- Nguồn DC của role,

7- Nguồn DC của hệ thống truyền dẫn.

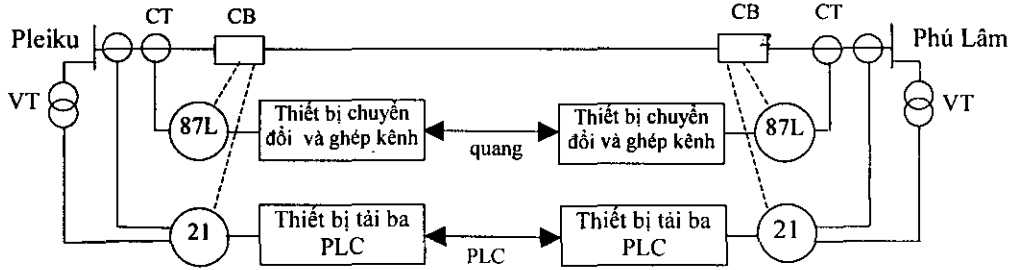
4- Phần cứng role,

Hệ số không sẵn sàng: $q = 2490 \times 10^{-6}$.

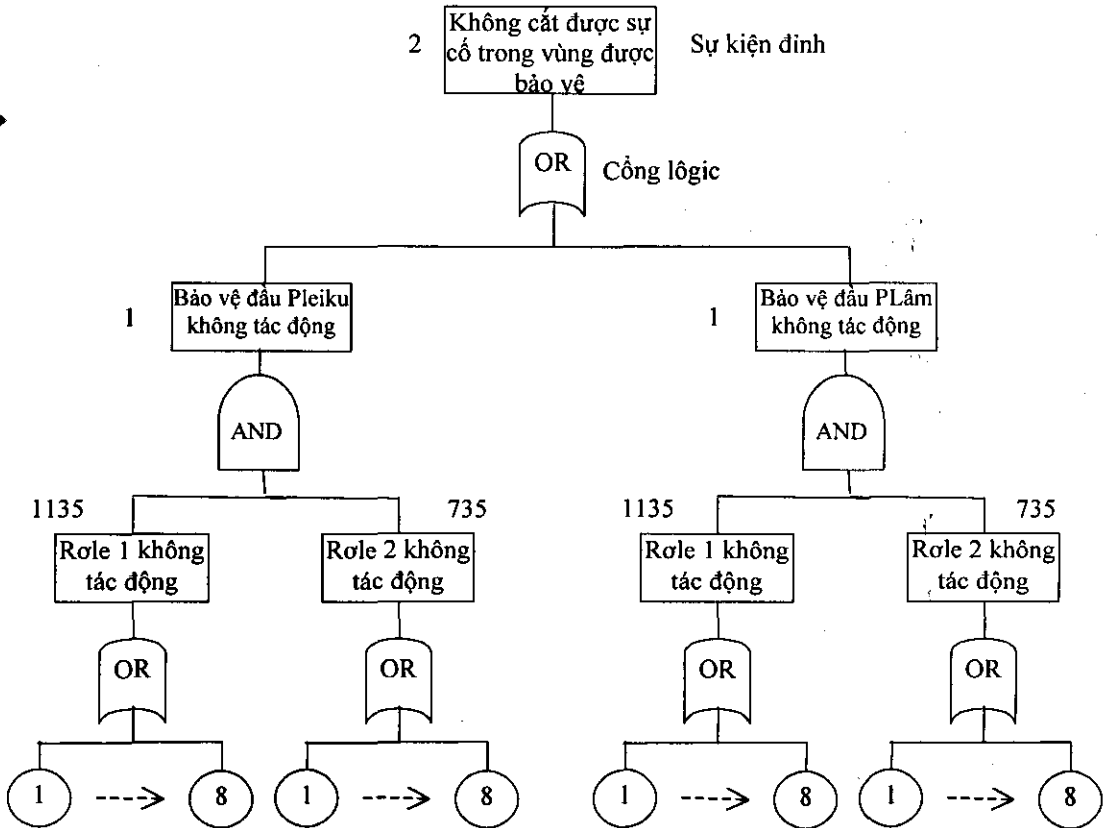
b. Bảo vệ khoảng cách dùng kênh truyền quang

Như đã tính toán ở trên (mục 3 - hình 3, 4), ta có hệ số không sẵn sàng: $q = 1460 \times 10^{-6}$.

c. Bảo vệ khoảng cách dùng kênh truyền PLC và bảo vệ so lệch dùng kênh truyền quang (ĐZ 500 kV mạch 2 đoạn Pleiku - Phú Lâm)



Hình 8. Sơ đồ bảo vệ ĐZ 500 kV mạch 2 đoạn Pleiku - Phú Lâm

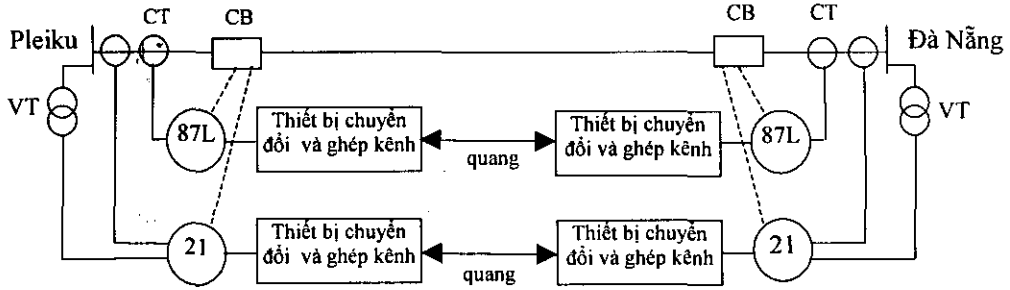


Hình 9. Cây sự cố cho mạch bảo vệ đường dây ở hình 8

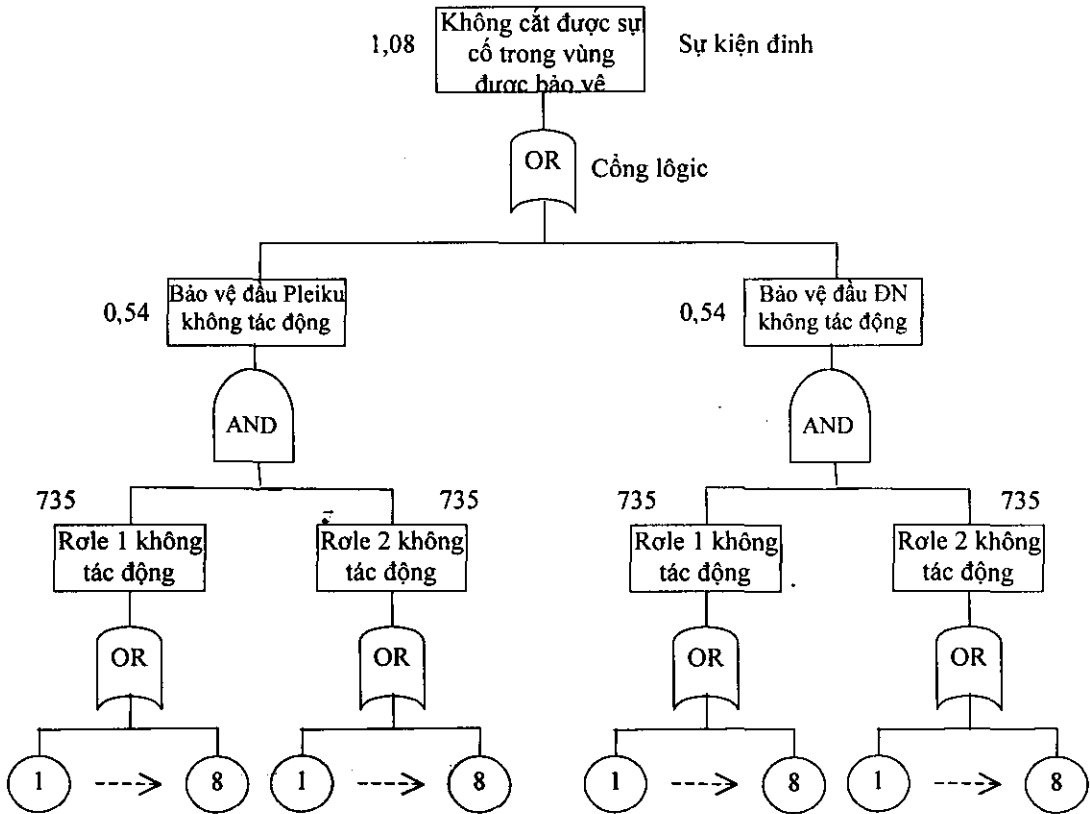
Hư hỏng của thiết bị được đánh số theo thứ tự như sau:

- 1- Máy cắt, $q = 300.10^{-6}$;
 - 2- CT hoặc VT, $q = 6 \times 10.10^{-6} = 60.10^{-6}$
 - 3- Nguồn DC của role, $q = 50.10^{-6}$;
 - 4- Phần cứng role, $q = 55.10^{-6}$
 - 5- Phần mềm role, $q = 100.10^{-6}$;
 - 6- Thiết bị tải ba, $q = 200.10^{-6}$, thiết bị chuyển đổi và ghép kênh $q = 110.10^{-6}$
 - 7- Kênh tải ba, $q = 320.10^{-6}$, kênh cáp quang $q = 10.10^{-6}$
 - 8- Nguồn DC của hệ thống truyền dẫn, $q = 50.10^{-6}$
- Hệ số không sẵn sàng: $q = 2.10^{-6}$.

d. Bảo vệ so lệch dùng kênh truyền quang và bảo vệ khoảng cách dùng kênh truyền quang (ĐZ 500 kV mạch 2 Pleiku - Đà Nẵng)



Hình 10. Sơ đồ bảo vệ ĐZ 500 kV mạch 2 đoạn Pleiku - Đà Nẵng



Hình 11. Cây sự cố cho mạch bảo vệ đường dây ở hình 10

Hư hỏng của thiết bị được đánh số theo thứ tự như sau:

- 1- Máy cắt, $q = 300.10^{-6}$
 - 2- CT hoặc VT, $q = 6 \times 10.10^{-6} = 60.10^{-6}$
 - 3- Nguồn DC của rơle, $q = 50.10^{-6}$
 - 4- Phần cứng rơle, $q = 55.10^{-6}$
 - 5- Phần mềm rơle, $q = 100.10^{-6}$
 - 6- Thiết bị chuyển đổi và ghép kênh $q = 110.10^{-6}$
 - 7- Kênh cáp quang $q = 10.10^{-6}$
 - 8- Nguồn DC của hệ thống truyền dẫn, $q = 50.10^{-6}$
- Hệ số không sẵn sàng: $q = 1,08.10^{-6}$

Qua tính toán các cây sự cố trên, ta có bảng so sánh hệ số không sẵn sàng của một số sơ đồ như sau:

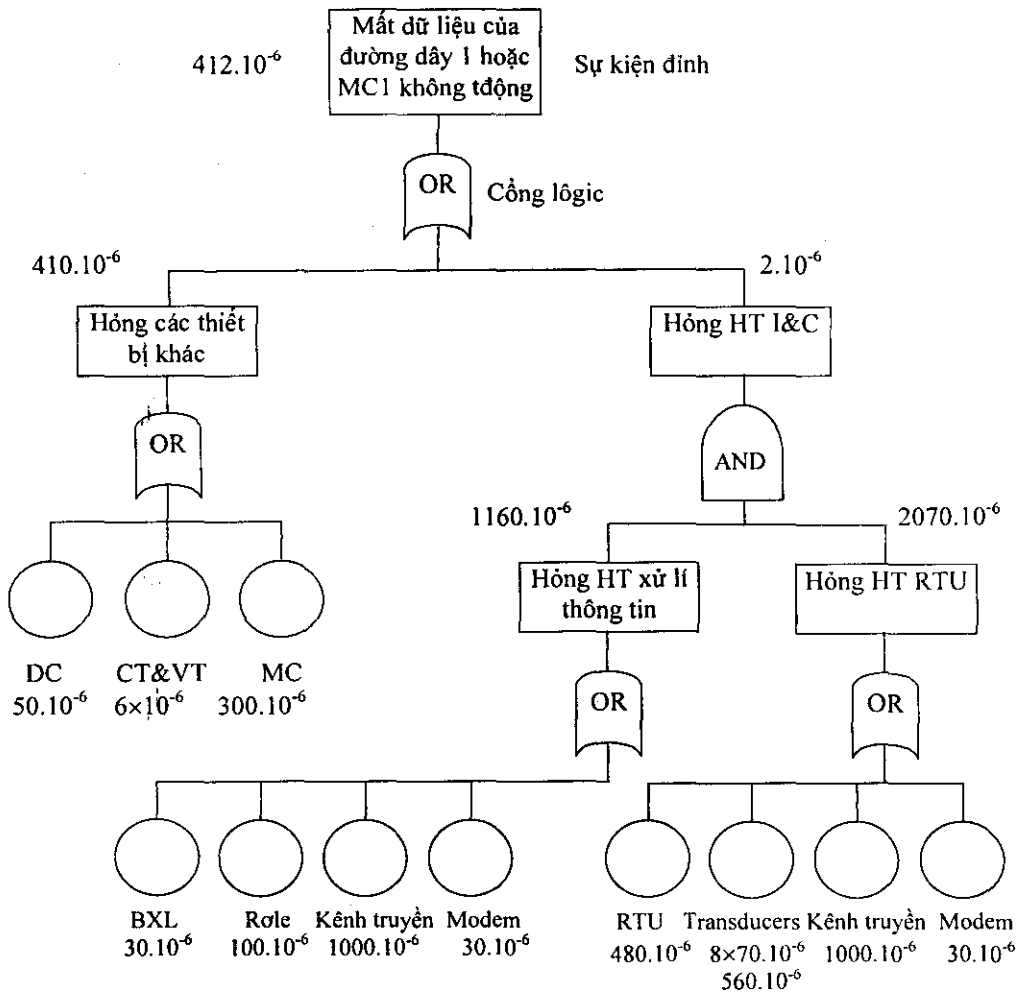
	Sơ đồ	Hệ số không sẵn sàng
3.4.1.	Bảo vệ khoảng cách dùng kênh truyền PLC	1950.10^{-6}
3.4.2.	Bảo vệ khoảng cách dùng kênh truyền quang	1460.10^{-6}
3.4.3.	Bảo vệ khoảng cách dùng đường truyền PLC và bảo vệ so lệch dùng đường truyền cáp quang (ĐZ 500 kV mạch 2 đoạn Pleiku - Phú Lâm)	2.10^{-6}
3.4.4.	Bảo vệ so lệch dùng đường truyền cáp quang và bảo vệ khoảng cách dùng đường truyền cáp quang (ĐZ 500 kV mạch 2 Pleiku - Đà Nẵng)	$1,08.10^{-6}$

e. Cây sự cố cho HT bao gồm song song RTU và bộ xử lý thông tin trong trạm biến áp

Những năm gần đây, Tập đoàn Điện lực Việt Nam chủ trương hoàn thiện hệ thống SCADA toàn bộ hệ thống điện, hiện đang triển khai việc lắp đặt RTU tại các trạm biến áp cấp điện áp 110 kV trở lên. Thực trạng đó dẫn đến nhiều trạm biến áp có hệ thống SCADA dựa trên RTU và hệ thống rơle bảo vệ riêng biệt. Nếu hệ thống rơle bảo vệ có khả năng giao tiếp qua các bộ vi xử lý, ta có thể bổ sung bộ xử lý thông tin để tạo một hệ thống dự phòng cho các RTU để thu thập dữ liệu và điều khiển máy cắt. Nếu bổ sung các kênh thông tin độc lập và các modem cho hệ thống dự phòng đó sẽ nâng cao độ tin cậy của toàn hệ thống. Hình 12 trình bày cây sự cố cho hệ thống sử dụng song song RTU và bộ xử lý thông tin với cấu hình sao. Kết quả ta có q của hệ thống là 412.10^{-6} , thấp hơn nhiều so với giá trị q khi không sử dụng kết hợp.

Trong các tính toán ở trên, tác giả đã bỏ qua một số sự kiện sự cố thành phần vì nó có tác động không đáng kể đến sự kiện đỉnh. Trong các tính toán so sánh, cần chọn sự kiện đỉnh phù hợp với mục tiêu cần đạt được

Sử dụng phương pháp phân tích cây sự cố ta có thể dễ dàng so sánh độ tin cậy của các sơ đồ cấu trúc của hệ thống điều khiển và bảo vệ trong trạm biến áp. Cần bổ sung bộ xử lý thông tin để tạo một hệ thống dự phòng cho các RTU để thu thập dữ liệu và điều khiển máy cắt. Nếu bổ sung các kênh thông tin độc lập và các modem cho hệ thống dự phòng đó sẽ nâng cao độ tin cậy của toàn hệ thống với chi phí thấp hơn rất nhiều so với lắp đặt một hệ thống dự phòng hoàn toàn mới.



Hình 12. Cây sự cố cho HT bao gồm song song RTU và bộ xử lý thông tin

IV. NHẬN XÉT VÀ KẾT LUẬN

Sử dụng phương pháp cây sự cố cho phép ta so sánh hệ số không sẵn sàng của các sơ đồ bảo vệ. Phương pháp cây sự cố cho biết được các cấp độ về sự không sẵn sàng của hệ thống khi biết hệ số không sẵn sàng của từng phần tử trong hệ thống.

Có thể cải thiện hệ số không sẵn sàng một cách rõ rệt nếu sử dụng thêm một kênh thông tin hoặc sử dụng role dự phòng. Hệ thống dự phòng có sự độc lập về mặt vật lý sẽ có độ tin cậy cao hơn một cách rõ rệt.

Độ tin cậy của hệ thống điều khiển bảo vệ trong hệ thống điện khi sử dụng kênh truyền tin bằng cáp quang tốt hơn rất nhiều so với sử dụng kênh PLC (cải thiện được tới 41%). Hiện trên lưới 500 kV, 220 kV Việt Nam, thông thường sử dụng cấu hình bảo vệ bao gồm bảo vệ so lệch dùng đường truyền cáp quang làm bảo vệ chính và bảo vệ khoảng cách dùng đường truyền PLC làm bảo vệ dự phòng.

TÀI LIỆU THAM KHẢO

1. Trần Đình Long - Bảo vệ các hệ thống điện, NXB Khoa học và Kỹ thuật, Hà Nội, 2000.
2. Trần Đình Long - Tự động hóa hệ thống điện, NXB Đại học BKHN, Hà Nội, 2004.
3. Nguyễn Hồng Thái - Phần tử tự động trong hệ thống điện, NXB Khoa học và Kỹ thuật, Hà Nội, 1998.
4. Nguyễn Thúc Hải - Mạng máy tính và các hệ thống mở, NXB Giáo dục, Hà Nội, 1998.
5. Tổng công ty Điện lực Việt Nam - Định hướng phát triển hệ thống viễn thông điện lực giai đoạn 2005-2007 có xét đến 2010, Hà Nội, 2005.
6. Victoria University - Power System Protection, Equity press, Melbourne, 1994.
7. N. H. Roberts, W. E. Vesely, D. F. Haasl, and F. F. Goldberg - Fault Tree Handbook, NUREG-0492m U.S. Nuclear Regulatory Commission, Washington, DC, 1981.
8. Emund O. Schweiter III Ken behrendt, and Tony Lee - Digital Communications for Power System Protection, Proceedings of the 25th Annual Western Protective Relay Conference, Spokane, WA, October, 2003.

SUMMARY

RELIABILITY ANALYSIS OF POWER CONTROL AND PROTECTION SYSTEM USING THE FAULT TREE METHOD

Reliability of control and protection system in power system was normally evaluated based on the experience and feeling before. It was mostly designed without reliability mathematics models and methods. Control and protection system are sometimes complex, incorporating many different equipment groups, often at widely separated places, and often requiring high speed communications for proper operation. The inherent reliability of such complex system is a concern of the design and management engineer and presents a significant analytical problem. This paper describes the use of fault tree analysis as one method of analyzing the reliability of these complex system. It also includes examples that illustrate practical applications of fault tree analysis to compare the relative reliability of system configurations.

Địa chỉ:

Nhận bài ngày 16 tháng 1 năm 2007

Trần Đình Long, Đại học Bách khoa Hà Nội.

Trần Việt Anh, Tập đoàn Điện lực Việt Nam.