

PHÂN TÍCH VÀ TÍNH TOÁN PHỐI HỢP ROLE BẢO VỆ QUÁ DÒNG CÓ HƯỚNG BẰNG BÀI TOÁN QUY HOẠCH TUYẾN TÍNH VÀ PHẦN MỀM ETAP

PERFORMANCE ANALYSIS AND CALCULATION OF DIRECTION OVERCURRENT RELAY COORDINATION USING LINEAR PROGRAMMING AND ETAP SOFTWARE

Lê Kim Hùng¹, Vũ Phan Huân²

¹Trường Đại học Bách khoa – Đại học Đà Nẵng; lekimhung@dut.udn.vn

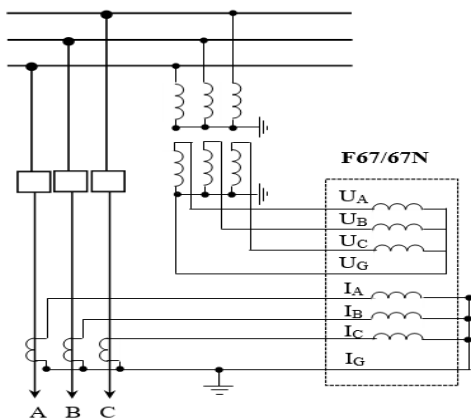
²Công ty TNHH MTV Thí nghiệm điện Miền Trung; vuphanhuan@gmail.com

Tóm tắt - Trên cơ sở phân tích các đặc trưng của bài toán quy hoạch tuyến tính, bài báo đã xây dựng được các yếu tố cấu thành trong việc phối hợp chức năng bảo vệ quá dòng có hướng trên lưới điện, bao gồm hàm mục tiêu và các phương trình ràng buộc. Với sự trợ giúp của công cụ Linprog trong phần mềm Matlab, bài toán đã xác định nhanh chóng thời gian TMS tối ưu của từng role bảo vệ. Bên cạnh đó, bài báo kiểm chứng đối với hệ thống điện 110kV tại Tỉnh Đắk Lắk có 12 thanh cái tính đến năm 2020 với một số kịch bản sự cố 3 pha điển hình được mô phỏng bằng phần mềm ETAP. Kết quả bài báo là cơ sở để các cán bộ kỹ thuật, nhà nghiên cứu áp dụng cho lưới điện do mình quản lý nhằm giảm sự sai sót tính toán làm role tác động mất chọn lọc trong vận hành và nâng cao độ tin cậy cung cấp điện.

Từ khóa - Quy hoạch tuyến tính; quá dòng có hướng; hệ thống mạch vòng; hệ thống điện 110kV Đắk Lắk; phần mềm Etap.

1. Đặt vấn đề

Ngày nay, việc thực hiện đúng yêu cầu đề ra về tiến độ xây dựng các nhà máy điện, đường dây và trạm biến áp theo quy hoạch phát triển hệ thống điện nhằm đáp ứng sự tăng trưởng nhu cầu phụ tải từng khu vực với chi phí đầu tư và vận hành thấp nhất đặt ra nhiều vấn đề cần giải quyết. Về phương diện bảo vệ role theo dòng điện, những thay đổi trong cấu trúc lưới điện này đã đòi hỏi cần phải sử dụng chức năng bảo vệ quá dòng của role sao cho phù hợp, đặc biệt trong mạng có nguồn cung cấp từ nhiều phía.



Hình 1. Sơ đồ đấu nối CT, VT sao đủ của F67/67N

Role bảo vệ (RLBV) quá dòng vô hướng có thể bảo vệ cho đối tượng khỏi bị quá tải hoặc ngắn mạch, nhưng có những tình huống mà khả năng của nó bị hạn chế nếu có sự thay đổi hướng dòng điện qua bảo vệ trong mạng điện lớn có nhiều vòng kín, đường dây có nhiều nguồn cung cấp hoặc đường dây song song. Do vậy, bảo vệ quá dòng có hướng (F67/67N) thường được sử dụng làm bảo vệ chính trong lưới điện phân phối và làm bảo vệ dự phòng cho lưới

Abstract - On the basis of analyzing the characteristics of the linear programming problem, the paper has built up the constituents in optimum time coordination of a variety of directional over-current relays on the grid, including objective function and linear inequality constraints. With the help of Linprog tool in Matlab software, the problem can quickly find the optimum TMS coordination of every relay. Besides, the paper has tested and evaluated on the 12-bus 110kV Dak Lak grids by the year 2020 with a number of typical 3-phase fault scenarios simulated by ETAP software. The results show that the solution of linear programming becomes feasible with high efficiency for the technical staff, researchers to apply to their own grid to reduce the error of manual calculation, causing the relays to lose selection in operation and improve reliable power supply.

Key words - Linear programming; directional over-current relay; loop system; 110kV Dak Lak grid; Etap software.

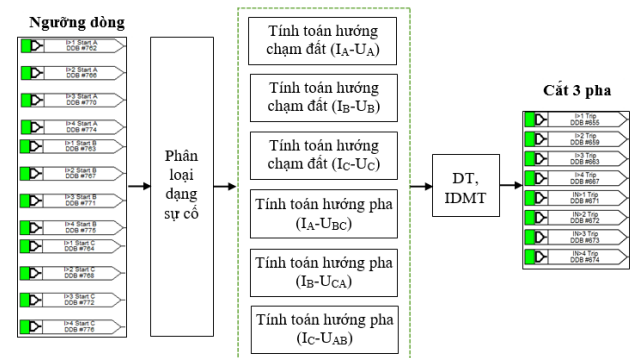
truyền tải điện. F67/67N lấy tín hiệu đo lường từ biến dòng điện (CT) đường dây và biến điện áp (VT) thanh cái thông qua công dòng và công điện áp để xác định độ lớn và hướng dòng điện ngắn mạch như sơ đồ ở Hình 1 [1-2].

Sơ đồ logic F67/67N ở Hình 2 làm việc dựa trên tín hiệu đo lường dòng điện, điện áp và góc lệch pha giữa chúng. Khi sự cố xảy ra trên đường dây, role sẽ tác động nếu thỏa mãn 3 điều kiện [3]:

- Dòng sự cố đo lường I_A, I_B, I_C trên role vượt ngưỡng dòng chỉnh định để role phát hiện và phân loại dạng sự cố là AG, BG, CG, AB, BC, CA, ABG, BCG, CAG, hoặc ABC.

- Dựa trên kết quả phân loại dạng sự cố, role thực hiện một trong sáu khối kiểm tra hướng tác động đúng với giá trị chỉnh định hướng sự cố làm việc là ngược hoặc thuận.

- Thời gian tồn tại sự cố vượt ngưỡng chỉnh định (đặc tính thời gian độc lập hoặc phụ thuộc).



Hình 2. Logic bảo vệ F67/67N của hãng Schneider

Tuy nhiên, việc phối hợp tối ưu thời gian cắt sự cố của bảo vệ chính và bảo vệ dự phòng đang là thách thức trong hệ thống điện nhằm tránh trường hợp bảo vệ dự phòng tác

động nhanh hơn bảo vệ chính. Nhìn chung, vấn đề này liên quan đến thông số chỉnh định RLBV như hằng số thời gian (TMS), dòng khởi động role và bậc thời gian Δt giữa role bảo vệ chính và role bảo vệ dự phòng.

Hiện nay có nhiều nghiên cứu liên quan sử dụng mô phỏng máy tính để phối hợp bảo vệ quá dòng có hướng bằng 2 phương pháp: phương pháp thử - sai và phương pháp tối ưu hóa. Phương pháp thử - sai cô điển dùng trong [1-4] để tính toán tìm thời gian phối hợp cho bảo vệ quá dòng có hướng trong mạng kín nhiều vòng và nhiều nguồn cung cấp sẽ phức tạp và tốn rất nhiều thời gian bởi vì khối lượng các biến và điều kiện ràng buộc lớn. Phương pháp tối ưu hóa sử dụng cho hệ thống điện chuẩn 3, 4, 6, và 8 thanh cái đã được đề xuất trong tài liệu [5-10]. Tuy nhiên, dòng khởi động rơle (I_s) được chọn theo kinh nghiệm, còn lại giá trị TMS được xác định bằng thuật toán đàn kiến, ANN, LP, PSO, EP, GA, và TLBO... Mỗi thuật toán có ưu điểm và nhược điểm riêng. Qua nghiên cứu, nhóm tác giả nhận thấy, bài toán quy hoạch tuyến tính (LP) được hỗ trợ giải bằng nhiều công cụ sẵn có trong phần mềm như Visual Math, Gurobi Optimizer, GAMS, CPLEX, CBC, XA, LINGO, Maple, Matlab, Excel..., mà người dùng không cần phải lập trình phức tạp so với các thuật toán khác. Ngoài ra, LP đã được ứng dụng và kiểm nghiệm trong khá nhiều lĩnh vực và mang lại hiệu quả cao. Cho nên bài báo đề xuất chọn dùng để phối hợp bảo vệ quá dòng có hướng cho hệ thống lưới điện tỉnh Đắk Lắk xét đến năm 2020 bằng phương pháp đơn hình trong phần mềm Matlab và ETAP.

2. Phân tích bảo vệ quá dòng có hướng

2.1. Ngưỡng dòng khởi động I_s

I₅ được chọn dựa trên dòng làm việc lớn nhất và dòng sự cố nhỏ nhất thỏa mãn điều kiện [5-10]:

$$1,3I_{Lvmax} \leq I_{Si} \leq 0,5I_{Nngmax} \quad (1)$$

2.2. Hướng sự cố

Đối với sự cố pha – pha, F67 sử dụng điện áp dây của hai pha không sự cố và dòng điện sự cố theo sơ đồ 90° như Hình 3. Trong đó, điện áp phân cực (U_{POL}) lệch pha so với điện áp dây không sự cố bằng góc nhảy cực đại (MTA) được Trung tâm điều độ tính chọn và cài đặt trên role. RLBV sử dụng tính năng “bộ nhớ điện áp” để lưu trữ trong thời gian 1s các điện áp phân cực U_{POL} tại thời điểm trước khi điện áp sụp đổ do sự cố, và sử dụng nó để xác định hướng. $U_{Kdmin} = 0,7U_{dm}$ và $I_{Kdmin} = 0,05I_{dMCT}$ lần lượt là ngưỡng điện áp và dòng điện nhỏ nhất yêu cầu điện áp pha và dòng điện pha đủ lường của RLBV phải vượt ngưỡng đặt trước khi phân tử hướng làm việc. Ngoài ra, phần tử 2 out of 3 logic trên Hình 3a sẽ ngăn ngừa role bảo vệ có hướng pha tác động khi sự cố 1 pha chạm đất [3].

Bằng đồ thị véc tơ, ta khảo sát vùng làm việc của I_A và U_{BC} như Hình 3b để tính toán góc vùng tác động của đặc tính có hướng. Đầu tiên, ta cần xác định véc tơ điện áp đặt vào role (U_{BC}), lấy véc tơ này làm chuẩn. Khi ở chế độ cân bằng 3 pha dòng điện và điện áp thì góc I_A trùng với góc đặc tính. Ví dụ góc của dòng sự cố $\varphi_F = -60^\circ$ (I_A chậm pha hơn U_A một góc 60°), ta có góc nhảy lớn nhất $MTA = 90^\circ - 60^\circ = 30^\circ$. Theo tài liệu hãng SIEMENS, $\varphi_F = -30^\circ$ đối với đường dây trên không và $\varphi_F = -45^\circ$ đối với cáp ngầm. Ngoài

ra, góc nhảy cực đại MTA được tính toán hoặc đo lường thực tế theo thông số tổng trở đường dây Z1. Ví dụ [11]:

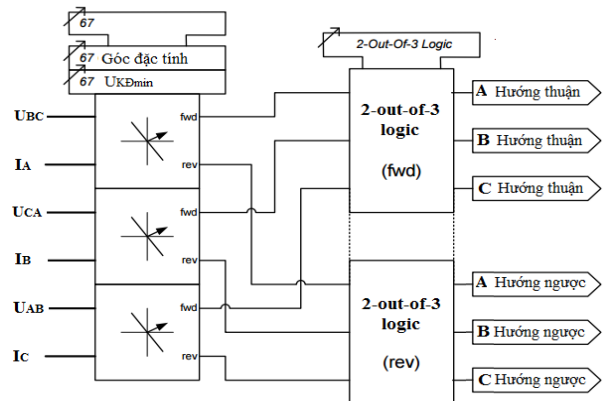
- Đối với lưới có điện áp $> 15\text{kV}$ là 90^0 , để an toàn thì chọn $\text{MTA} = 87^0$.
- Đối với lưới có điện áp $> 69\text{kV}$ có $\text{MTA} = 75^0$.
- Đối với lưới có điện áp $> 34\text{kV}$ có $\text{MTA} = 60^0$.
- Đối với lưới trung áp có $\text{MTA} = 45^0$.

- Đối với lưới có điện áp $> 69\text{kV}$ có $\text{MTA} = 75^{\circ}$.

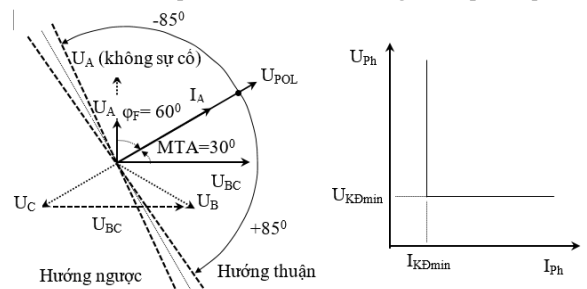
- Đối với lưới có điện áp $> 34\text{kV}$ có $\text{MTA} = 60^0$.

- Đối với lưới trung áp có $MTA = 45^{\circ}$.

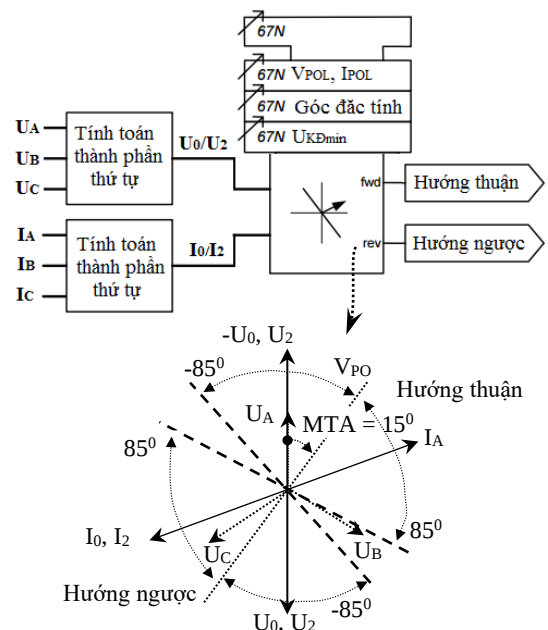
Ví dụ, nếu ta chỉnh định $MTA = 30^0$ thì vùng góc tác động hướng thuận của I_A so với U_A là $215^0 \leq \varphi_R \leq 25^0$. Như vậy, khi véc tơ dòng điện sự cố (I_A) đo lường trên role nằm trong vùng tác động, thì nó sẽ cắt MC.



Hình 3a. Sơ đồ phân tử xác định hướng sự cố pha – pha



Hình 3b. Vùng làm việc của F67 khi I_A cùng pha với U_{POL}



Hình 4. Logic phân tử xác định hướng sự cố chạm đất

Đối với sự cố chạm đất, hầu hết các hãng sản xuất role hiện nay đều cho phép chọn sử dụng tín hiệu (I_0 và U_0) hoặc (I_2 và U_2) để phát hiện và phân loại hướng cho dạng sự cố này. Lưu ý, chức năng F67N không sử dụng trong lưới có trung tính không nối đất. Sơ đồ véc tơ về vùng bảo vệ của bảo vệ F67N (Hình 4) tương tự như đối với F67. Góc đặc tính là góc điện áp phân cực V_{POL} hay góc nhảy đường dây MTA nằm ở hướng thuận. Theo tài liệu hãng Siemens, $MTA = 0^\circ$ đối với hệ thống có trung tính nối đất qua điện trở, $MTA = -15^\circ$ đối với trung tính MBA nối đất qua điện trở, $MTA = -45^\circ$ đối với lưới phân phối có trung tính trực tiếp nối đất, $MTA = -65^\circ$ đối với lưới truyền tải trực tiếp nối đất và $MTA = -90^\circ$ dùng cho hệ thống nối đất qua kháng [11]. Ví dụ, ta đặt $MTA = -15^\circ$ thì dòng sự cố I_A chậm so với $-3V_0$ hoặc $-V_2$ một góc 15° . Vùng góc tác động của I_A so với U_A là $260^\circ \leq \angle I_A \leq 70^\circ$.

2.3. Đặc tính thời gian

F67/67N sử dụng đặc tính thời gian độc lập (DT) hoặc thời gian phụ thuộc (IDMT). Việc lựa chọn đặc tính thời gian cụ thể phụ thuộc vào đặc điểm đối tượng cần bảo vệ. Đặc tính DT sử dụng cho đường dây lưới HV và EHV dạng hình tia, đặc tính IDMT được dùng làm bảo vệ cho động cơ, MFD, MBA và đường dây mạch vòng hoặc đường dây song song. IDMT là loại bảo vệ có thời gian tác động tỷ lệ nghịch với dòng điện chạy qua bảo vệ. Dòng điện sự cố càng lớn, thời gian tác động càng nhanh. Dòng điện sự cố thấp sẽ có thời gian tác động lâu hơn. Thời gian tác động thực tế của bảo vệ quá dòng pha (đất) sử dụng đặc tính đường cong chuẩn IEC (Standard Inverse) được tính theo công thức [4-7]:

$$t = \frac{0,14 \times TMS}{(I^{(3P)} / I_S)^{0,02} - 1} \quad (2)$$

Trong đó: $I^{(3P)}$ là dòng sự cố 3 pha, I_S là dòng khởi động và hằng số thời gian là TMS.

Nhận xét: Để phối hợp F67/67N trong mạng mạch vòng thì bài toán còn lại cần tìm TMS của mỗi role sao cho hàm mục tiêu là tổng thời gian tác động của role bảo vệ chính nhỏ nhất khi xảy ra sự cố.

3. Áp dụng quy hoạch tuyến tính để phối hợp F67

Quy hoạch tuyến tính là kỹ thuật toán học nhằm xác định giá trị các biến quyết định sao cho hàm mục tiêu tuyến tính cần tìm cực tiểu, thỏa mãn một số hữu hạn ràng buộc được biểu diễn bằng hệ phương trình và bất phương trình tuyến tính. Phương trình tổng quát cho một bài toán với số ràng buộc m và số biến n được mô tả như sau [8]:

$$f(x) = \sum_{j=1}^n c_j x_j \rightarrow \min \quad (3)$$

$$\sum_{j=1}^n a_{ij} x_j = b_i \quad (4)$$

$$x_j \geq 0 \quad (5)$$

Trong đó: a_{ij} là phần tử ma trận ràng buộc A , b là véc tơ số hạng tự do, và $x = (x_1, x_2, \dots, x_n)$ là phương án tối ưu của (3) khi và chỉ khi thỏa mãn điều kiện ràng buộc (4), (5).

Khi ứng dụng bài toán quy hoạch vào phối hợp thời gian tác động của F67 sử dụng đặc tính phụ thuộc theo (2),

$$\text{thực hiện sao cho: } \min C = \sum_{i=1}^n t_i = \sum_{i=1}^n K_{iF} TMS_i$$

Trong đó: $\min C$ là tổng thời gian tác động nhỏ nhất của toàn bộ role bảo vệ chính trong hệ thống điện đang xét, t_i là gian cắt của role bảo vệ chính thứ i gần sự cố F nhất, TMS_i là hằng số thời gian của role thứ i , I_{iF} là dòng ngắn mạch ba pha của role thứ i khi xảy ra sự cố tại F , I_{Si} là dòng

$$\text{khởi động của role } i. K_{iF} = \frac{0,14}{(I_{iF} / I_{Si})^{0,02} - 1} \text{ là hệ số của role}$$

i khi xảy ra sự cố tại vị trí F .

Điều kiện ràng buộc 1: sử dụng bậc thời gian phối hợp giữa bảo vệ chính (T_{iF}) và bảo vệ dự phòng (T_{jF}) khi xảy ra sự cố tại F .

$$t_{jF} - t_{iF} \geq \Delta t \Rightarrow K_{jF} TMS_j - K_{iF} TMS_i \geq \Delta t$$

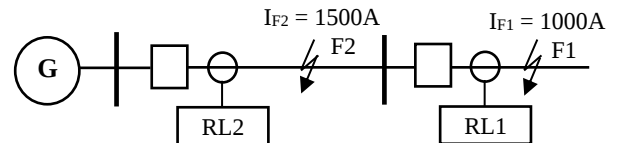
Điều kiện ràng buộc 2: Hằng số thời gian của từng RLBV: $TMS_{\min_i} \leq TMS_i \leq TMS_{\max_i}$

Điều kiện ràng buộc 3: Thời gian tác động không nhỏ hơn $T_{\min_i}$ và không lớn hơn $T_{\max_i}$ của role i :

$$T_{\min_i} \leq T_i \leq T_{\max_i}$$

Dựa trên cơ sở phân tích trên, ta xét bài toán đơn giản cho ở Hình 5 có role 1, 2 sử dụng đặc tính thời gian chuẩn IEC. Tìm TMS của hai role, giả sử dòng khởi động quá dòng cấp 1 của role 2: $I_{S2} = 155A$. Dòng khởi động quá dòng cấp 1 của role 1: $I_{S1} = 75A$. Bậc thời gian $\Delta t = 0,3$.

Bước 1: Xác định cặp role bảo vệ chính và dự phòng



Hình 5. Sơ đồ đường dây hình tia đơn giản

Khi có sự cố tại $F1$, hệ số sự cố của role bảo vệ chính (1) và bảo vệ dự phòng (2) là:

$$K_{11} = \frac{0,14}{(I_{11}^{(3P)} / I_{S1})^{0,02} - 1} = \frac{0,14}{(1000 / 75)^{0,02} - 1} = 2,633$$

$$K_{21} = \frac{0,14}{(I_{21}^{(3P)} / I_{S2})^{0,02} - 1} = \frac{0,14}{(1000 / 155)^{0,02} - 1} = 3,685$$

Khi có sự cố tại $F2$, role 2 dùng làm bảo vệ chính.

$$K_{22} = \frac{0,14}{(I_{22}^{(3P)} / I_{S2})^{0,02} - 1} = \frac{0,14}{(1500 / 155)^{0,02} - 1} = 3,0145$$

Bước 2: Xây dựng ma trận

$$\text{Hàm mục tiêu: } \min C = K_{11} \times TMS_1 + K_{22} \times TMS_2 \quad (6)$$

Các điều kiện ràng buộc:

$$K_{21} \times TMS_2 - K_{11} \times TMS_1 \geq 0,3 \quad (7)$$

$$TMS_1 \geq 0,1 \quad (8)$$

$$TMS_2 \geq 0,1 \quad (9)$$

Biến đổi bài toán về dạng chuẩn tắc bằng cách đưa vào các biến phụ $P, S_1, S_2, S_3 \geq 0$ làm cho ràng buộc bất đẳng thức thành đẳng thức. Ta được:

$$2,633 \times TMS_1 + 3,0145 \times TMS_2 + P = 0 \quad (10)$$

$$3,685 \times TMS_2 - 2,633 \times TMS_1 - S_1 = 0,3 \quad (11)$$

$$TMS_1 - S_2 = 0,1 \quad (12)$$

$$TMS_2 - S_3 = 0,1 \quad (13)$$

Từ công thức (10) đến (13), ta lập bảng xác định các ma trận A, B và C.

Bảng 1. Bảng đơn hình xuất phát

TMS ₁	TMS ₂	S1	S2	S3	P	b
-2,633	3,685	-1	0	0	0	0,3
1	0	0	-1	0	0	0,1
0	1	0	0	-1	0	0,1
2,633	3,0145	0	0	0	1	0

Ta có $C = [2,633 \ 3,01450 \ 0 \ 0]$;

$B = [0,3 \ 0,1 \ 0,1]$;

$$A = \begin{bmatrix} -2,633 & 3,685 & -1 & 0 & 0 \\ 1 & 0 & 0 & -1 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & -1 \end{bmatrix};$$

Bước 3: Tìm giá trị TMS tối ưu bằng công cụ Linprog trong phần mềm Matlab như sau:

```
options = optimset('LargeScale','off','Simplex','on');
```

```
[TMS,FVAL,EXITFLAG,OUTPUT]=linprog(C,[],[],A,B,zeros(size(C)),[],[],options)
```

```
t1 = 2,633.*TMS(1)
```

```
t2 = 3,685.*TMS(2)
```

```
Δt = t2 - t1
```

Kết quả chạy trên Matlab:

```
TMS = [0,1 0,1529]
```

```
t1 = 0,2633
```

```
t2 = 0,5633
```

```
Δt = 0,3
```

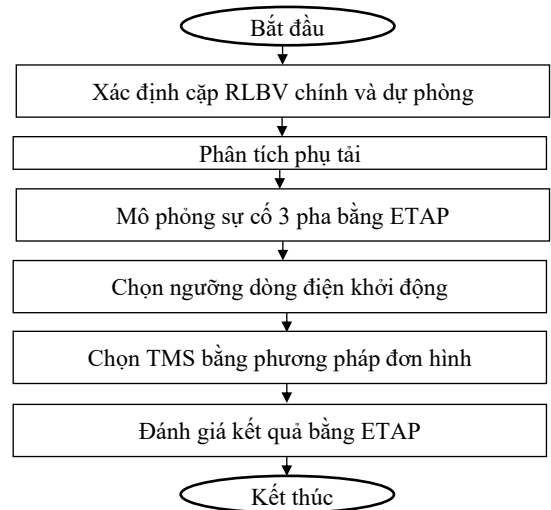
Nhận xét: kiểm tra kết quả đưa ra với các ràng buộc (11), (12) và (13) của bài toán là đúng với yêu cầu đề ra.

4. Tính toán cho lưới điện 110kV Đăk Lăk

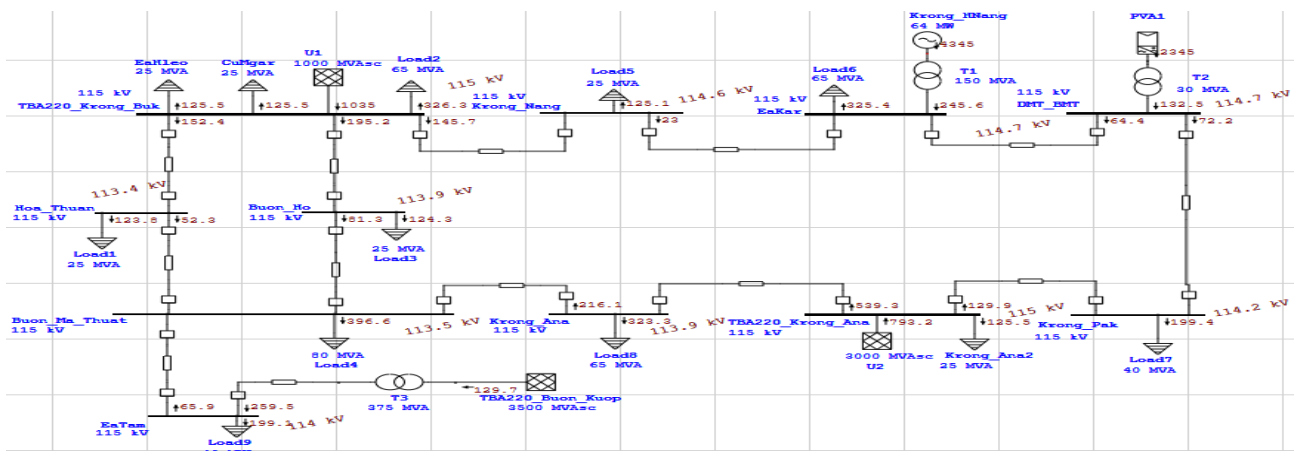
Theo sơ đồ quy hoạch lưới điện trên địa bàn tỉnh Đăk Lăk tính đến năm 2020, tổng chiều dài đường dây 110kV

khoảng 231,4km; 19 trạm biến áp 110kV, tổng công suất đặt 880MVA; nhận từ 4 nguồn: trạm biến áp 220kV Krông Buk, trạm 220kV Buôn Kuốp, trạm 220kV Krông Ana và NMTĐ Krông H'Năng. Các tuyến đường dây truyền tải điện sử dụng chủ yếu loại dây ACSR185 có dòng điện định mức là 510A. Ngoại trừ, đoạn Krông Pak - Krông Ana dùng dây ACSR240 có dòng định mức là 605A và Krông Ana – TBA 220kV Krông Ana dùng dây ACSR300 có dòng định mức là 680A. Các tuyến dây 110kV tạo thành mạch vòng liên kết các TBA 110kV với nhau vừa đảm bảo khả năng tải điện, vừa tăng khả năng liên kết trong quá trình vận hành ở chế độ sự cố và bảo dưỡng... [12].

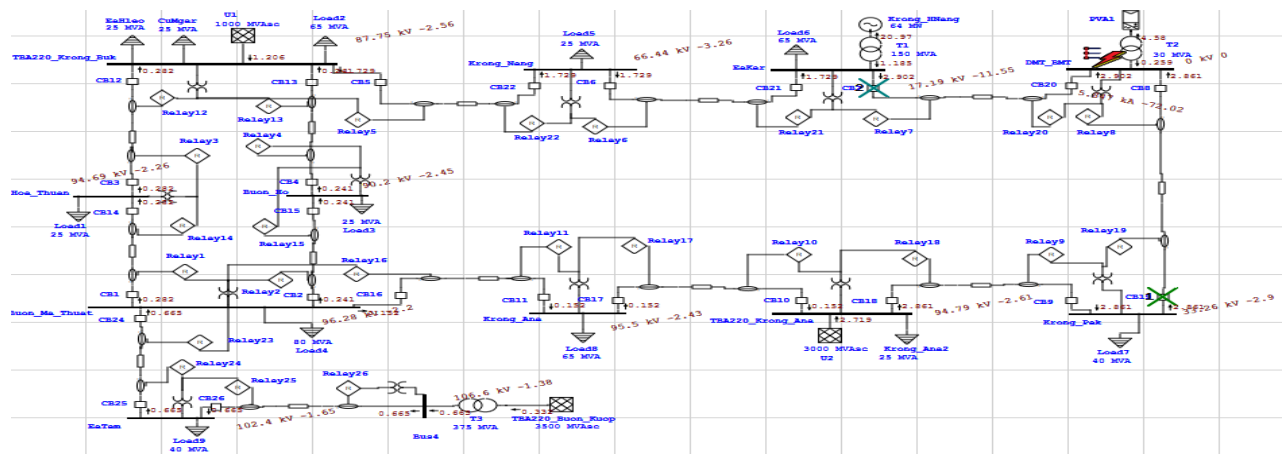
Hiện nay, Trung tâm điều độ hệ thống điện thường sử dụng đặc tuyến DT để phối hợp bảo vệ nên có thể không đảm bảo được các điều kiện kỹ thuật về tính chọn lọc, ổn định của hệ thống và mất nhiều thời gian tính toán chỉnh định role... bởi vì RLBV gần nguồn có thời gian cắt lớn. Cho nên, nhóm tác giả đề xuất áp dụng đặc tuyến IDMT làm giải pháp thay thế nhằm khắc phục nhược điểm này. Hình 8, trình bày sơ đồ rút gọn lưới điện 110kV Đăk Lăk mô phỏng bằng phần mềm Etap. Để giải bài toán, chúng ta tiến hành theo lưu đồ ở Hình 7 gồm có các bước sau:



Hình 7. Sơ đồ phương pháp đề xuất



Hình 8. Sơ đồ lưới điện 110kV Đăk Lăk mô phỏng phân bố công suất bằng ETAP



Hình 9. Sơ đồ lưới điện 110kV Đắc Lắc mô phỏng ngắn mạch bằng ETAP

Bảng 2. Cặp bảo vệ chính và bảo vệ dự phòng

STT	Vị trí sự cố tại thanh cái	BV chính	BV dự phòng	Dòng sự cố (A)		Thời gian tác động (s)	
				BV chính	BV dự phòng	BV chính	BV dự phòng
1	Hòa Thuận	Role 1	Role 15	7162	539	1,0675	1,4679
		Role 1	Role 11	7162	4034	1,0675	1,7582
		Role 1	Role 24	7162	2593	1,0675	1,3679
		Role 12	Role 4	2411	539	0,7271	1,7348
		Role 12	Role 22	2411	518	0,7271	1,2304
2	Krông Buk	Role 3	Role 1	2181	2181	0,6637	2,2106
		Role 4	Role 2	1865	1865	0,6339	0,9337
		Role 22	Role 21	1473	1473	0,4839	0,7883
3	Buôn Hồ	Role 2	Role 11	2853	2187	0,6484	2,6617
		Role 2	Role 14	2853	828	0,6484	1,0274
		Role 2	Role 24	2853	1494	0,6484	2,7276
		Role 13	Role 3	4613	828	0,4375	1,2305
		Role 13	Role 22	4613	819	0,4375	0,7358
4	Buôn Ma Thuột	Role 14	Role 12	1729	1729	0,6235	0,9250
		Role 15	Role 13	1478	1478	0,6096	0,9072
		Role 11	Role 10	6299	6299	1,4069	1,7046
		Role 24	Role 26	3993	3993	1,2918	1,5368
5	Krông Năng	Role 5	Role 3	4539	1056	0,7129	1,0145
		Role 5	Role 4	4539	903	0,7129	1,0106
		Role 21	Role 20	1895	1192	0,6376	0,9345
6	EaKar	Role 6	Role 5	2060	2060	0,9456	1,2446
		Role 20	Role 19	2562	2454	0,5067	0,8046
7	ĐMT Buôn Ma Thuột	Role 7	Role 6	2902	1729	0,7813	1,0810
		Role 19	Role 18	2861	2861	0,7158	1,0197
8	Krông Păk	Role 8	Role 7	2252	2185	0,6781	0,9789
		Role 18	Role 17	4112	546	0,8079	1,1051
9	TBA220 Krông Ana	Role 9	Role 8	1296	1296	0,7761	1,0774
		Role 17	Role 16	4045	4045	0,2928	0,5921
10	Krông Ana	Role 10	Role 9	9399	540	1,4219	1,7209
		Role 16	Role 14	5190	1198	0,4745	0,7761
		Role 16	Role 15	5190	1024	0,4745	0,7757
11	Ea Tam	Role 23	Role 14	5376	978	0,5554	0,8968
		Role 23	Role 15	5376	836	0,5554	0,9122
		Role 23	Role 11	5376	3563	0,5554	1,8889
		Role 26	/	5883	/	1,2521	/
12	TBA 220 Buon Kuop	Role 25	Role 23	4144	4144	0,3240	0,6254

Bước 1: Xác định cấp bảo vệ chính và dự phòng cho kết quả ở Bảng 2.

Bước 2: Phân tích phụ tải bằng phần mềm Etap cho kết quả như Hình 8. Bên cạnh đó, phần mềm đưa ra 2 trường hợp vận hành cần lưu ý. Trường hợp 1, khi MC cả hai đường dây TBA 220 Krông Buk – Buôn Hồ và TBA 220 Krông Buk – Hòa Thuận cắt ra thì dòng điện tải của đoạn đường dây Krông Ana – TBA 220 Krông Ana tăng lên 761,6A làm quá tải dây dẫn. Trường hợp 2, khi MC của đường dây (TBA 220 Krông Buk – Buôn Hồ hoặc TBA 220 Krông Buk – Hòa Thuận) cắt ra và MC đường dây Krông Ana – TBA 220 Krông Ana cắt thì dòng điện tải của đường dây TBA220 Buôn Kuop – Ea Tam tăng lên 664,4A làm quá tải dây dẫn. Do đó, hai ngăn lộ có khả năng quá tải này cần phải cải tạo thay dây dẫn có tiết diện lớn hơn hoặc đầu tư thêm một ngăn lộ đường dây nữa để vận hành song song.

Bước 3: Mô phỏng sự cố 3 pha đối với 12 thanh cái (TC) bằng Etap để làm dữ liệu đầu vào tính toán cho kết quả ở Hình 9 và Bảng 2.

Bước 4: Chọn ngưỡng dòng khởi động dựa trên số liệu thu được từ bước 2 và 3 cho 26 rơle như sau:

$I_{S1} = 700A$	$I_{S8} = 500A$	$I_{S15} = 260A$	$I_{S22} = 260A$
$I_{S2} = 700A$	$I_{S9} = 260A$	$I_{S16} = 700A$	$I_{S23} = 500A$
$I_{S3} = 260A$	$I_{S10} = 800A$	$I_{S17} = 260A$	$I_{S24} = 650A$
$I_{S4} = 260A$	$I_{S11} = 650A$	$I_{S18} = 700A$	$I_{S25} = 500A$
$I_{S5} = 700A$	$I_{S12} = 500A$	$I_{S19} = 700A$	$I_{S26} = 700A$
$I_{S6} = 500A$	$I_{S13} = 500A$	$I_{S20} = 500A$	
$I_{S7} = 700A$	$I_{S14} = 260A$	$I_{S21} = 500A$	

Bước 5: Tìm thời gian phối hợp tối ưu TMS bằng quy hoạch tuyến tính.

Hàm mục tiêu

$$\min C = t_{11} + t_{23} + t_{32} + t_{42} + t_{55} + t_{66} + t_{77} + t_{88} + t_{99} + t_{1010} \\ + t_{114} + t_{121} + t_{133} + t_{144} + t_{154} + t_{1610} + t_{179} + t_{188} \\ + t_{197} + t_{206} + t_{215} + t_{222} + t_{2311} + t_{244} + t_{2512} + t_{2611}$$

Điều kiện ràng buộc:

Sự cố trên TC Hòa Thuận: Sự cố trên TC EaKar:

$$t_{151} - t_{11} \geq 0,3 \quad t_{56} - t_{66} \geq 0,3$$

$$t_{111} - t_{11} \geq 0,3 \quad t_{196} - t_{206} \geq 0,3$$

$$t_{41} - t_{121} \geq 0,3 \quad \text{Sự cố trên TC ĐMT BMT:}$$

$$t_{221} - t_{121} \geq 0,3 \quad t_{67} - t_{77} \geq 0,3$$

$$t_{241} - t_{11} \geq 0,3 \quad t_{187} - t_{197} \geq 0,3$$

Sự cố trên TC Krông Buk: Sự cố trên TC Krông Păk:

$$t_{12} - t_{32} \geq 0,3 \quad t_{78} - t_{88} \geq 0,3$$

$$t_{22} - t_{42} \geq 0,3 \quad t_{178} - t_{188} \geq 0,3$$

$$t_{212} - t_{222} \geq 0,3 \quad \text{Sự cố trên TC TBA 220} \\ \text{Krông Ana:}$$

$$t_{13} - t_{23} \geq 0,3 \quad t_{89} - t_{99} \geq 0,3$$

$$t_{143} - t_{23} \geq 0,3 \quad t_{169} - t_{179} \geq 0,3$$

$$t_{243} - t_{23} \geq 0,3 \quad \text{Sự cố trên TC Krông Ana:}$$

$$t_{33} - t_{133} \geq 0,3 \quad t_{910} - t_{1010} \geq 0,3$$

$$t_{223} - t_{133} \geq 0,3 \quad t_{1410} - t_{1610} \geq 0,3$$

$$t_{1510} - t_{1610} \geq 0,3$$

Sự cố trên TCBMT:

$$t_{124} - t_{144} \geq 0,3$$

$$t_{134} - t_{154} \geq 0,3$$

$$t_{104} - t_{114} \geq 0,3$$

$$t_{264} - t_{244} \geq 0,3$$

Sự cố trên TC Krông Năng: Sự cố trên TC TBA 220 Buôn Koup:

$$t_{35} - t_{55} \geq 0,3$$

$$t_{45} - t_{55} \geq 0,3$$

$$t_{205} - t_{215} \geq 0,3$$

$$t_{1411} - t_{2311} \geq 0,3$$

$$t_{1511} - t_{2311} \geq 0,3$$

$$t_{1111} - t_{2311} \geq 0,3$$

$$T_{2312} - t_{2512} \geq 0,3$$

Hằng số thời gian

$$TMS_i \geq 0,1, i = 1 \div 24$$

Sau khi đưa bài toán về dạng chuẩn tắc và sử dụng công cụ Linprog trong Matlab, ta có được kết quả:

TMS1 = 0,363	TMS10 = 0,513	TMS19 = 0,146
TMS2 = 0,132	TMS11 = 0,467	TMS20 = 0,117
TMS3 = 0,206	TMS12 = 0,166	TMS21 = 0,123
TMS4 = 0,182	TMS13 = 0,142	TMS22 = 0,122
TMS5 = 0,194	TMS14 = 0,172	TMS23 = 0,193
TMS6 = 0,194	TMS15 = 0,154	TMS24 = 0,327
TMS7 = 0,161	TMS16 = 0,151	TMS25 = 0,1
TMS8 = 0,148	TMS17 = 0,118	TMS26 = 0,389
TMS9 = 0,181	TMS18 = 0,208	

Bước 6: Sử dụng phần mềm ETAP để kiểm tra thời gian tác động của rơle và thứ tự làm việc của bảo vệ chính – bảo vệ dự phòng. Ví dụ, khi sự cố trên thanh cái ĐMT BMT thì rơle bảo vệ chính tác động (Rơle 7 là 0,781s, Rơle 19 là 0,716s). Nếu trong trường hợp hai rơle này không cắt được MC thì rơle dự phòng tác động (Rơle 6 là 1,081s, Rơle 18 là 1,02s) (Hình 10). Tương tự thử nghiệm cho các thanh cái còn lại cho kết quả ở Bảng 2.

Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
716	Relay19	2.861	716		Phase - OC1 - 51 - Forward
736	CB19		20.0		Tripped by Relay19 Phase - OC1 - 51 - Forward
781	Relay7	2.902	781		Phase - OC1 - 51 - Forward
801	CB7		20.0		Tripped by Relay7 Phase - OC1 - 51 - Forward
1020	Relay18	2.861	1020		Phase - OC1 - 51 - Forward
1040	CB18		20.0		Tripped by Relay18 Phase - OC1 - 51 - Forward
1081	Relay6	1.729	1081		Phase - OC1 - 51 - Forward
1101	CB6		20.0		Tripped by Relay6 Phase - OC1 - 51 - Forward

Hình 10. Mô phỏng sự cố trên thanh cái ĐMT BMT

Nhận xét: bài toán có hai mạch vòng kín với 5 nguồn cung cấp đã đáp ứng được điều kiện ràng buộc đề ra và thỏa mãn yêu cầu về độ chọn lọc tương đối của RLBV quá dòng với bảo vệ chính có thời gian tác động khoảng $(0,2928 \div 1,4219)s$, bảo vệ dự phòng khoảng $(0,5921 \div 2,7276)s$.

5. Kết luận

F67/67N sử dụng hướng làm việc thuận hoặc ngược cho mạch vòng kín đơn giản đã minh chứng sự phối hợp hiệu quả bảo vệ theo chiều kim đồng hồ hoặc ngược chiều kim đồng hồ. Kết quả là nó đã cải thiện được nhược điểm của bảo vệ quá dòng vô hướng. Tuy nhiên, việc phối hợp rơle trong hệ thống phức tạp có nhiều vòng kín thì nó cần quá trình tính toán lặp đi lặp lại nhiều lần để tìm kiếm đúng chiều làm việc của tất cả các vòng và bộ đặt hợp rơle trong hệ thống. Do đó, bài báo đã trình bày cách xây dựng ma trận của hệ thống rơle bảo vệ chính và dự phòng, sử dụng phương pháp đơn hình trong Matlab dùng cho bài toán phối hợp rơle bảo vệ quá dòng có hướng trong lưới điện. Ngoài

ra, bài báo sử dụng phần mềm Etap để mô phỏng dòng điện sự cố, phụ tải của sơ đồ hai mạch vòng với 12 thanh cái của lưới điện 110kV Tỉnh Đắk Lắk, nhằm kiểm tra dữ liệu đầu vào để giải quyết vấn đề tính chọn thời gian TMS của 26 role. Kết quả bài báo làm cơ sở để các nhà kỹ thuật tham khảo, nghiên cứu và phân tích lưới điện do mình quản lý nhằm hạn chế role tác động sai trong quá trình vận hành.

TÀI LIỆU THAM KHẢO

- [1] Lê Kim Hùng, Đoàn Ngọc Minh Tú, *Bảo vệ role và tự động hóa trong hệ thống điện*, Nhà xuất bản Giáo dục. Năm 1998.
- [2] Nguyễn Hoàng Việt, *Role bảo vệ và tự động hóa trong hệ thống điện*. Nhà xuất bản Đại học Quốc Gia TP.HCM, 2005.
- [3] Alstom. *Network Protection & Automation Guide First edition*. July 2000.
- [4] A. Akhikpemelo, M. J. E. Evbogbai and M. S. Okundamiya, Overcurrent relays coordination using MATLAB model, *Journal of Engineering and Manufacture Technology JEMT* 6 (2018) 8-15.
- [5] Angel Labrador, *Coordination of distance and overcurrent relays using a mathematical optimization technique*, Center for Technology and Urbanism Department of Electrical Engineering, 2018.
- [6] Yaser Damchi, Javad Sadeh, and Habib Rajabi Mashhadi, *Preprocessing of distance and directional overcurrent relays coordination problem considering changes in network topology*, International Transactions On Electrical Energy Systems, 2015.
- [7] S. Karupiah, M.H. Hussain, I. Musirin, S.R.A. Rahim, Prediction of overcurrent relay miscoordination time using artificial neural network, *Indonesian Journal of Electrical Engineering and Computer Science*, Vol.14, No.1, April 2019, pp.319~326.
- [8] Sarang V. Khond and Gunwant A. Dhokane, *Optimum coordination of directional overcurrent relays for combined overhead/ cable distribution system with linear programming technique*, Protection and Control of Modern Power Systems, 2019.
- [9] Javadi, Mohammad Sadegh, Esmaeel Nezhad Ali, Anvari-Moghaddam Amjad, Guerrero Josep M, Hybrid Mixed-Integer Non-Linear Programming Approach for Directional Over-Current Relay Coordination, In Proceedings of the 7th International Conference on Renewable Power Generation (pp. 1-6). *IET Conference Proceeding*, 2018.
- [10] Chhaya V. Chakor, Vivek R. Aranake, Impact of Dg on Relay Coordination Using Genetic Algorithm, *International Journal for Research in Applied Science & Engineering Technology (IJRASET)*, Volume 5 Issue IX, September 2017.
- [11] SIPROTEC Protection Technology, The Basis for Highest Availability of Supply. Siemens AG 2016
- [12] Công ty TNHH Tư vấn xây dựng 78, Sơ đồ nguyên lý lưới điện 220 – 110kV tính đến năm 2020, 03/2019.

(BBT nhận bài: 07/8/2019, hoàn tất thủ tục phản biện: 19/9/2019)