

TÍNH TOÁN CÁC CHỈ TIÊU ĐỘ TIN CẬY CỦA HỆ THỐNG ĐIỆN PHÂN PHỐI DỰA TRÊN TRẠNG THÁI CÁC PHẦN TỬ

CALCULATING THE RELIABILITY INDICES OF DISTRIBUTION SYSTEMS BASED ON COMPONENT STATES

Trần Tấn Vinh

Trường Cao đẳng Công nghệ Thông tin, Đại học Đà Nẵng; ttvinh@cit.udn.vn

Tóm tắt - Đánh giá độ tin cậy là một công việc quan trọng của các đơn vị quản lý hệ thống điện phân phối. Do cấu trúc đơn giản, nên độ tin cậy của lưới phân phối thường được tính toán theo phương pháp cấu trúc nối tiếp hoặc song song của các phần tử, với giả thiết các phần tử chỉ có hai trạng thái tốt hoặc hỏng và các máy cắt điện làm việc hoàn toàn tin cậy. Tuy nhiên, thực tế các phần tử có thể có nhiều trạng thái khi xét đến thao tác đóng ngắt khi có sự dụng các thiết bị dao phân đoạn trên lưới, hoặc xét đến các trạng thái không tin cậy của các thiết bị đóng cắt, trạng thái bảo quản định kỳ. Bài báo trình bày phương pháp đánh giá độ tin cậy của lưới điện phân phối hình tia có sử dụng các thiết bị phân đoạn bằng phương pháp không gian trạng thái do các sự cố các phần tử trên lưới điện. Từ đó, tính toán được các chỉ tiêu độ tin cậy chủ yếu cho từng nút phụ tải và của hệ thống điện phân phối.

Từ khóa - hệ thống phân phối; thiết bị phân đoạn; độ tin cậy; phương pháp không gian trạng thái; xác suất, tần suất và thời gian trạng thái.

1. Đặt vấn đề

Hệ thống điện phân phối là một phần của hệ thống điện, có nhiệm vụ phân phối điện năng từ các trạm biến áp trung gian đến các khách hàng trực tiếp sử dụng điện. So với lưới điện truyền tải, lưới điện phân phối nhìn chung có cấu trúc đơn giản hơn nhiều; nhưng trên quan điểm của người tiêu thụ thì độ tin cậy của lưới điện phân phối lại có ý nghĩa quan trọng hơn. Vì hệ thống phân phối có cấu trúc đơn giản, thường có dạng hình tia hoặc lưới kín vận hành hở, nên để tính độ tin cậy thường sử dụng phương pháp cấu trúc nối tiếp hoặc song song các phần tử [1, 2, 3]. Khi đó, các phần tử được xét chỉ có hai trạng thái là trạng thái tốt và trạng thái phần tử bị sự cố và được sửa chữa để phục hồi, nghĩa là chỉ xét đến hai quá trình chuyển trạng thái là sự cố và phục hồi. Tuy nhiên trong thực tế, để nâng cao độ tin cậy cung cấp điện cho phụ tải, trên lưới phân phối thường được đặt thêm các thiết bị phân đoạn. Vì vậy, khi một phần tử sự cố thì sau khi bảo vệ rơ le tác động loại trừ sự cố, nhân viên vận hành có thể thao tác để hạn chế phạm vi mất điện. Như vậy, mỗi phần tử có thể có nhiều hơn hai trạng thái, khi đó không thể dùng phương pháp cấu trúc để đánh giá độ tin cậy của lưới điện phân phối. Trong bài báo này, sẽ đề xuất cách đánh giá độ tin cậy bằng phương pháp không gian trạng thái [1, 2, 4] khi xét đến ảnh hưởng của việc thao tác các thiết bị phân đoạn trên lưới khi xảy ra sự cố các phần tử.

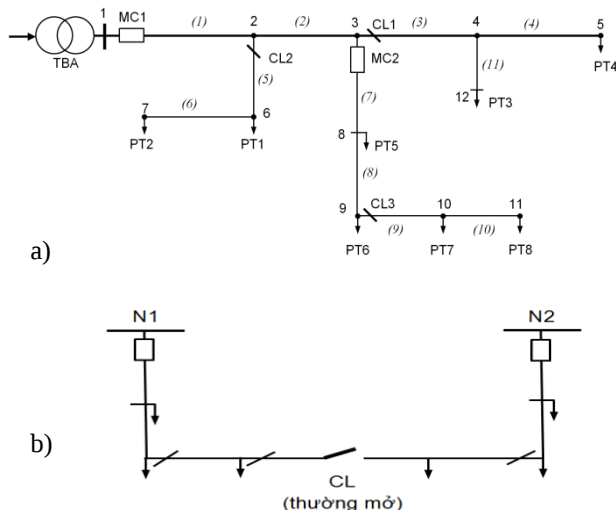
2. Cấu trúc và các chỉ tiêu độ tin cậy của hệ thống điện phân phối

Hệ thống phân phối thường có cấu trúc dạng hình tia như Hình 1a. Các xuất tuyến được cung cấp điện từ các nguồn là các trạm biến áp trung gian. Đầu các xuất tuyến được bảo vệ bằng máy cắt điện (MC1). Để nâng cao độ tin

Abstract - Reliability evaluation is essential for the operation and management of electrical distribution systems. The reliability indices of a distribution network have been calculated by some network methods based on series-parallel structures of the system with the hypothesis that each component has only two state: up-state (normal) or down-state (failure). However, the system components can have more than two states when we consider the switching of sectionalising switches or failures to operate of circuit breakers, or component preventive maintenance. This paper presents the application of state-space method for calculating the reliability indices of load points and radial distribution networks using sectionalising switches.

Key words - distribution systems; sectionalising switches; reliability; state-space method; state probability, frequency and duration.

cậy cung cấp điện cho các phụ tải, thường đặt các thiết bị phân đoạn - có thể là máy cắt hoặc dao cách ly - như trên Hình 1. Ví dụ ở sơ đồ Hình 1a, khi sự cố trên các nhánh 3, 4 chẳng hạn, thì MC1 sẽ cắt ra dưới tác động của thiết bị bảo vệ rơ le; lưới phân phối sẽ mất điện tạm thời trong một khoảng thời gian, sau đó sẽ thao tác cắt dao cách ly phân đoạn CL1 và đóng trở lại MC1; lúc này chỉ có các phụ tải PT3 và PT4 bị mất điện trong quá trình sửa chữa nhánh đường dây sự cố, còn các phụ tải khác sẽ được cung cấp điện trở lại.



Hình 1. Lưới điện phân phối: a) Hình tia, có đặt MCD và các dao cách ly phân đoạn; b) Mạch vòng kín - vận hành hở

Ngoài ra, để tăng độ tin cậy cung cấp điện khi có nhiều nguồn cung cấp, lưới phân phối được thiết kế theo dạng

mạch vòng kín – vận hành hờ như Hình 1b.

Theo quan điểm của khách hàng thì độ tin cậy của các nút phụ tải là quan trọng nhất, được đánh giá thông qua các chỉ tiêu chủ yếu như xác suất mất điện, tần suất mất điện, thời gian mất điện trung bình hằng năm...

Để đánh giá độ tin cậy của hệ thống phân phối, thường dùng các chỉ tiêu độ tin cậy giống như các nút phụ tải, nhưng khác là các giá trị được tính trung bình có trọng số theo số lượng khách hàng sử dụng điện [1]. Các chỉ tiêu này được quy định trong Tiêu chuẩn IEEE-1366 [3, 5]; được tính dựa vào dữ liệu mất điện hoặc được dự báo dựa vào các phương pháp đánh giá độ tin cậy, cụ thể như sau:

Tần suất mất điện trung bình của hệ thống (SAIDI – System Average Interruption Frequency Index) là tổng tần suất mất điện tính trung bình cho một khách hàng:

$$SAIFI = \frac{\sum_{pt} C_{pt} f_{mdpt}}{\sum_{pt} C_{pt}} \quad (1/năm) \quad (1)$$

Thời gian mất điện trung bình của hệ thống (System Average Interruption Duration Index) là tổng thời gian mất điện tính trung bình hằng năm cho mỗi khách hàng:

$$SAIDI = \frac{\sum_{pt} C_{pt} f_{mdpt} T_{mdpt}}{\sum_{pt} C_{pt}} \quad (h) \quad (2)$$

Thời gian mất điện trung bình của khách hàng (Customer Average Interruption Duration Index) là thời gian mất điện khách hàng trung bình cho mỗi lần khách hàng mất điện, được tính bằng:

$$CAIDI = \frac{\sum_{pt} C_{pt} f_{mdpt} T_{mdpt}}{\sum_{pt} C_{pt} f_{mdpt}} = \frac{SAIDI}{SAIFI} \quad (h) \quad (3)$$

Trong đó: C_{pt} , f_{mdpt} , T_{mdpt} lần lượt là số lượng khách hàng, tần suất mất điện, thời gian trung bình mỗi lần mất điện của các nút phụ tải (pt).

3. Mô hình trạng thái của các phần tử

Đối với những phần tử khi bị sự cố không có phương thức thao tác khôi phục nào để hạn chế phạm vi mất điện thì sẽ được mô hình hóa dưới dạng hai trạng thái, đó là trạng thái bình thường N và trạng thái hỏng R (bị sự cố và đang được sửa chữa phục hồi) như Hình 1.a. Giả thiết quá trình chuyển trạng thái là quá trình Markov đồng nhất [1, 2].

Xác suất các trạng thái:

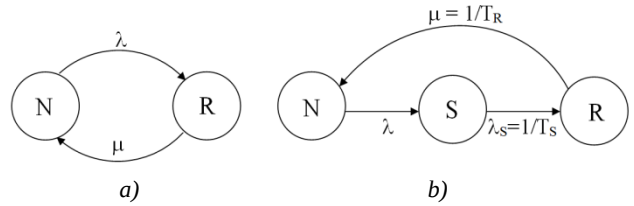
$$P_R = \lambda T_R P_N = \frac{\lambda}{\mu + \lambda} \quad \text{và} \quad P_N = \frac{\mu}{\mu + \lambda} \quad (4)$$

Tần suất các trạng thái:

$$f_R = \frac{P_R}{T_R} = \frac{\lambda T_R P_N}{T_R} = P_N \lambda \quad (5)$$

Trong đó: λ và μ là cường độ sự cố và cường độ phục hồi của phần tử; T_N và T_R là thời gian làm việc an toàn

trung bình và thời gian sửa chữa (phục hồi) trung bình của phần tử.



Hình 2. Mô hình hai (a) và ba trạng thái (b) của các phần tử

Tuy nhiên, khi trên lưới phân phối có đặt các dao cách ly phân đoạn, sẽ có những phần tử mà khi nó bị sự cố thì nhân viên vận hành sẽ thực hiện cắt các dao phân đoạn để hạn chế phạm vi mất điện sau khi máy cắt gần nhất đã cắt (giả thiết máy cắt hoàn toàn tin cậy). Đối với những phần tử này có mô hình ba trạng thái như Hình 1b [1, 4].

Xác suất các trạng thái:

$$\begin{aligned} P_S &= \lambda \frac{1}{\lambda_S} P_N = \lambda T_S P_N \\ P_R &= \lambda \frac{1}{\mu} P_N = \lambda T_R P_N \\ P_N &= [1 + \lambda(T_R + T_S)]^{-1} \end{aligned} \quad (6)$$

Tần suất các trạng thái:

$$f_S = \frac{P_S}{T_S} = P_N \lambda ; \quad f_R = \frac{P_R}{T_R} = P_N \lambda \quad (7)$$

Với T_S là thời gian khôi phục trung bình của phần tử.

4. Thuật toán

Sơ đồ thuật toán để tính toán các chỉ tiêu độ tin cậy hệ thống điện phân phối dạng hình tia (có hoặc không có thiết bị phân đoạn) được trình bày trên Hình 2.

Các bước tính toán được tóm tắt như sau:

4.1. Dữ liệu tính toán

Dữ liệu để tính toán độ tin cậy cho hệ thống điện phân phối bao gồm dữ liệu về cấu trúc lưới phân phối và các chỉ tiêu độ tin cậy của các phần tử trong sơ đồ.

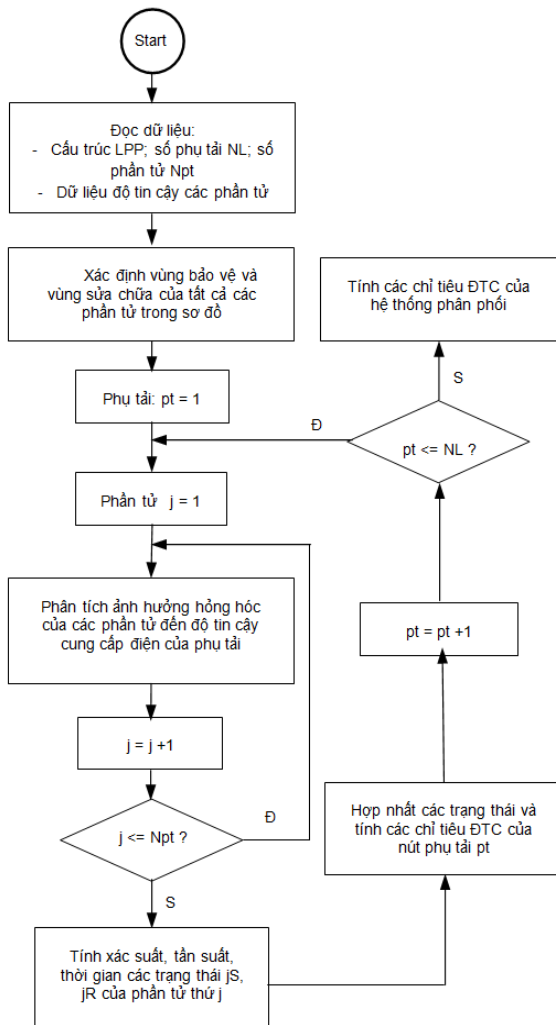
- **Cấu trúc của lưới phân phối:** số nút; số nút phụ tải; số nhánh (phần tử); nút đầu, nút cuối của các nhánh; vị trí đặt các máy cắt và các dao cách ly phân đoạn; công suất phụ tải, số lượng khách hàng ở từng nút phụ tải.

- **Các dữ liệu độ tin cậy của các phần tử:** Cường độ sự cố, thời gian trung bình sửa chữa sự cố, thời gian trung bình khôi phục của các phần tử.

4.2. Tìm đường nối từ nguồn đến các phụ tải

Đường nối điện được định nghĩa là tập hợp các phần tử nối từ nguồn điện đến phụ tải, cần tính toán độ tin cậy. Đường nối điện phải là đường tối thiểu.

Đường nối bị đứt khi ít nhất một phần tử trên đường nối bị đứt (mất điện), và phụ tải bị mất điện khi mọi đường nối từ nguồn đến tải đều bị đứt. Ví dụ, đối với phụ tải PT3 thì đường nối là {1, 2, 3, 11}; với PT5: đường nối là {1, 2, 7}.



Hình 3. Sơ đồ thuật toán tính toán độ tin cậy hệ thống điện phân phối

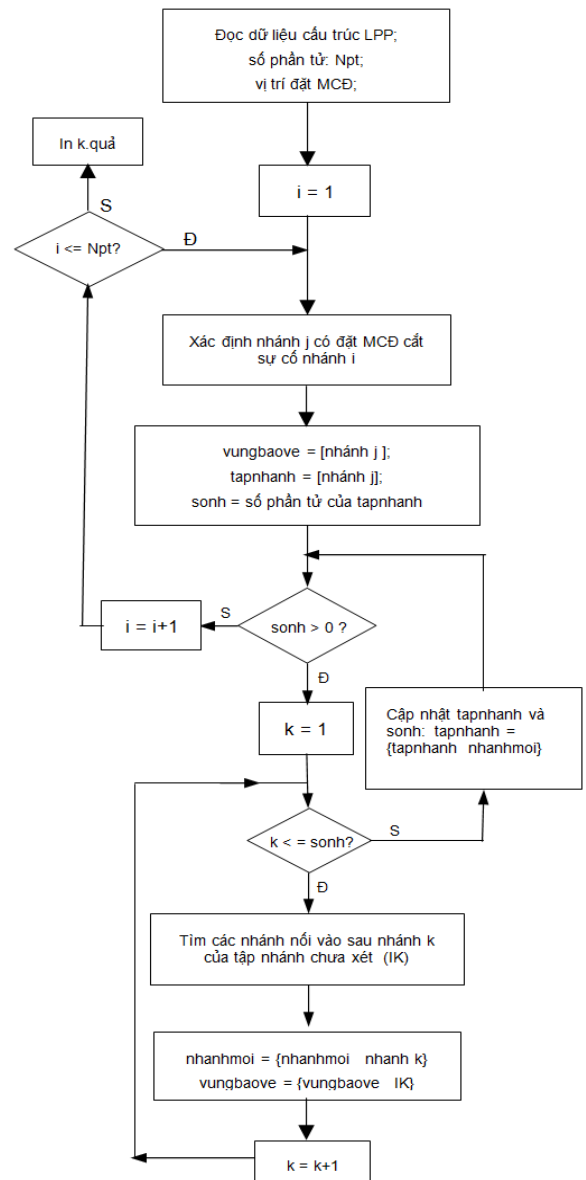
4.3. Vùng bảo vệ và vùng sửa chữa của các phần tử

Vùng bảo vệ của một phần tử được định nghĩa là tập hợp các phần tử được cắt điện do tác động của bảo vệ rơ le nhằm loại trừ sự cố ra khỏi hệ thống điện.

Vùng sửa chữa sự cố là tập hợp các phần tử bị cắt ra khỏi sơ đồ trong quá trình sửa chữa sau đổi nối.

Đối với lưới điện phân phối hình tia thì việc xác định vùng bảo vệ và vùng sửa chữa sau đổi nối đơn giản hơn nhiều so với lưới truyền tải. Giả thiết máy cắt điện làm việc hoàn toàn tin cậy thì vùng bảo vệ là tập hợp tất cả các phần tử (nhánh) nằm sau máy cắt, còn vùng sửa chữa là tập hợp các nhánh nằm sau dao cách ly phân đoạn gần điểm sự cố nhất. Ví dụ như sơ đồ Hình 1a thì phần tử 9 có vùng bảo vệ là {7, 8, 9, 10} và vùng sửa chữa là {9, 10}.

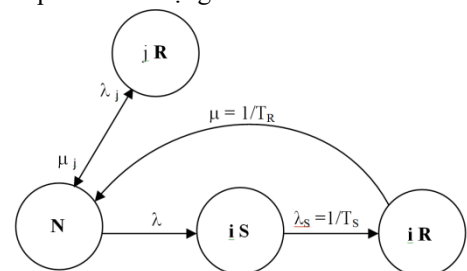
Thực chất, thuật toán tìm vùng bảo vệ được xem như thuật toán tìm tất cả các nhánh nằm sau nút đầu của nhánh có đặt máy cắt điện được cắt do bảo vệ rơ le, được trình bày ở Hình 4. Vùng sửa chữa sau đổi nối cũng được xác định tương tự như tìm vùng bảo vệ, chỉ khác là vùng sửa chữa gồm những nhánh nằm sau nút đầu của nhánh có đặt dao cách ly phân đoạn được thao tác để cách ly sự cố.



Hình 4. Sơ đồ thuật toán xác định vùng bảo vệ của các phần tử

4.4. Phân tích ảnh hưởng hồng hóc của các phần tử đến độ tin cậy cung cấp điện của các nút phụ tải

Sơ đồ trạng thái của hệ thống phân phối có dạng tổng quát như Hình 5 [4], trong đó j là các phần tử hai trạng thái và i là các phần tử ba trạng thái.



Hình 5. Sơ đồ trạng thái của hệ thống

Thủ tục để phân tích ảnh hưởng của một phần tử i thuộc lưới điện phân phối đến tình trạng cung cấp điện cho phụ tải PT (có đường nối ĐN) như sau:

Khi phần tử i bị sự cố: nếu vùng bảo vệ của phần tử i có ít nhất một phần tử thuộc đường nối ĐN thì đường nối bị đứt, nghĩa là trạng thái iR là trạng thái hỏng (PT mất điện); nếu vùng sửa chữa của phần tử i có ít nhất một phần tử thuộc đường nối ĐN thì trạng thái iS là trạng thái hỏng.

Ví dụ, xét nút phụ tải PT5, đường nối ĐN = {1, 2, 7}. Phần tử 9 có vùng bảo vệ là {7, 8, 9, 10} nên trạng thái 9R là trạng thái hỏng (PT5 mất điện), vùng sửa chữa là {9, 10} không có phần tử nào thuộc đường nối nên trạng thái 9S là trạng thái tốt (PT5 được cung cấp điện). Cụ thể kết quả phân tích các trạng thái các phần tử đối với PT1 và PT5 được trình bày trên Bảng 1.

Bảng 1. Các trạng thái của các phần tử

Trạng thái	PT1 (nút 6)	PT5 (nút 8)	Trạng thái	PT1 (nút 6)	PT5 (nút 8)
1R	H	H	6R	H	T
2R	H	H	7R	T	H
3S	H	H	8R	T	H
3R	T	T	9S	T	H
4S	H	H	9R	T	T
4R	T	T	10S	T	H
5S	H	H	10R	T	T
5R	H	T	11S	H	H
6S	H	H	11R	T	T

Sau khi phân tích ảnh hưởng của tất cả các phần tử đến trạng thái của phụ tải, tiến hành hợp nhất các trạng thái hỏng / tốt iR , iS của các phần tử thành trạng thái hỏng TTH (mất điện) / trạng thái tốt TTT (không mất điện) của nút phụ tải.

4.5. Tính xác suất, tần suất và thời gian các trạng thái của phụ tải

Xác suất, tần suất và thời gian trạng thái của các phần tử được tính theo các biểu thức (4) – (7). Theo sơ đồ trạng thái của hệ thống như Hình 3 có thể tính được xác suất trạng thái bình thường N theo biểu thức:

$$P_N = \frac{1}{1 + \sum_{i \in N_1} \lambda_i T_{Ri} + \sum_{j \in N_2} (\lambda_j T_{Sj} + \lambda_j T_{Rj})}$$
 (8)

Trong đó N_1 là tập hợp các phần tử hai trạng thái, và N_2 là tập hợp các phần tử ba trạng thái.

Từ đó tính được các chỉ tiêu độ tin cậy cho nút phụ tải theo phương pháp hợp nhất trạng thái như các biểu thức sau [1, 2]:

Xác suất trạng thái hỏng (mất điện) của nút phụ tải:

$$P_H = \sum_{j \in TTH} P_j$$
 (9)

Tần suất trạng thái mất điện của nút phụ tải:

$$f_H = \sum_{j \in TTH} \left(P_j \sum_{i \notin TTH} \lambda_{ji} \right)$$
 (10)

Thời gian mất điện trung bình hằng năm của nút phụ tải:

$$T_H = \sum_{j \in TTH} T_j$$
 (11)

Trong đó P_j và T_j là xác suất và thời gian trung bình của

trạng thái $j \in TTH$ với TTH là tập hợp các trạng thái hỏng của các phần tử trong hệ thống; λ_{ij} là cường độ chuyển trạng thái từ trạng thái j sang trạng thái i .

Các chỉ tiêu độ tin cậy của toàn hệ thống phân phối được tính theo các biểu thức (1) – (3).

Từ thuật toán đã trình bày, tác giả đã xây dựng chương trình Matlab để có thể tính toán độ tin cậy cho các lưới điện phân phối dạng hình tia như sẽ được minh họa ở ví dụ sau đây.

5. Ví dụ tính toán áp dụng

Để minh họa, sau đây sẽ sử dụng chương trình Matlab đã xây dựng để tính toán các chỉ tiêu độ tin cậy của hệ thống phân phối có sơ đồ dạng hình tia như Hình 1a. trong hai trường hợp có lắp đặt và không lắp đặt các dao cách ly phân đoạn.

5.1. Số liệu đầu vào

Số liệu đầu vào để tính toán gồm số liệu cấu trúc của hệ thống phân phối và số liệu độ tin cậy của các phần tử trong hệ thống Hình 1a được cho ở Bảng 2.

Bảng 2. Số liệu đầu vào

a) Số liệu các nhánh đường dây

Nhánh số	Nút đầu	Nút cuối	Chiều dài (km)	Thiết bị phân đoạn
1	1	2	2,00	MCD
2	2	3	1,50	
3	3	4	2,00	(DCL)
4	4	5	1,50	
5	2	6	1,80	(DCL)
6	6	7	1,50	
7	3	8	2,00	MCD
8	8	9	1,80	
9	9	10	1,40	(DCL)
10	10	11	0,80	
11	4	12	1,20	

b) Số liệu các nút phụ tải

Phụ tải số	Nút phụ tải	Công suất P (kW)	Số khách hàng
1	6	250	50
2	7	200	40
3	12	200	45
4	5	150	30
5	8	300	60
6	9	200	40
7	10	180	30
8	11	150	20

- c) Số liệu độ tin cậy của các nhánh đường dây
- Cường độ sự cố: $\lambda_0 = 0,15$ (1/năm.km)
 - Thời gian sửa chữa trung bình: $T_R = 4$ h
 - Thời gian đổi nối trung bình: $T_S = 0,5$ h

5.2. Kết quả tính toán

5.2.1. Trường hợp không đặt các dao cách ly phân đoạn

Khi không có các dao cách ly (DCL) phân đoạn, các phần tử chỉ có hai trạng thái là trạng thái bình thường (ký hiệu N) và sửa chữa sự cố (ký hiệu R). Kết quả phân loại

và tính toán xác suất, tần suất và thời gian các trạng thái R của hệ thống đối với phụ tải PT5 được cho ở Bảng 3, riêng trạng thái N có xác suất trạng thái $P_N = 0,9988$.

Bảng 3. Các thông số trạng thái khi không có các dao cách ly phân đoạn

Trạng thái	Loại trạng thái	Xác suất trạng thái (10^{-3})	Tần suất (1/năm)	Thời gian TT (phút/năm)
1R	H	0,1368	0,2996	71,91
2R	H	0,1026	0,2247	53,93
3R	H	0,1368	0,2996	71,91
4R	H	0,1026	0,2247	53,93
5R	H	0,1231	0,2697	64,72
6R	H	0,1026	0,2247	53,93
7R	H	0,1368	0,2996	71,91
8R	H	0,1231	0,2697	64,72
9R	H	0,0958	0,2097	50,34
10R	H	0,0547	0,1199	28,77
11R	H	0,0821	0,1798	43,15

Kết quả tính toán các chỉ tiêu độ tin cậy của các nút phụ tải được trình bày trên Bảng 4.

Các chỉ tiêu độ tin cậy của hệ thống:

Tần suất mất điện hệ thống:

$SAIFI = 2,15 \text{ (1/năm)}$

Thời gian mất điện trung bình của hệ thống:

$SAIDI = 516,2 \text{ (phút)}$

Thời gian mất điện trung bình của khách hàng:

$CAIDI = 240 \text{ (phút)}$

Bảng 4. Các chỉ tiêu độ tin cậy của các nút phụ tải khi không đặt các DCL phân đoạn đường dây

Phụ tải số	Xác suất mất điện (10^{-3})	Tần suất mất điện (1 / năm)	Thời gian mất điện (phút / năm)
PT 1	0,7867	1,7229	413,50
PT 2	0,7867	1,7229	413,50
PT 3	0,7867	1,7229	413,50
PT 4	0,7867	1,7229	413,50
PT 5	1,1972	2,6219	629,25
PT 6	1,1972	2,6219	629,25
PT 7	1,1972	2,6219	629,25
PT 8	1,1972	2,6219	629,25

Tính toán cũng có thể cho thấy rằng, nếu hệ thống chỉ có một máy cắt MC1 mà không có MC2 và các dao cách ly thì độ tin cậy của hệ thống rất thấp; khi đó tần suất mất điện hệ thống SAIFI = 2,62 (1/năm) và thời gian mất điện hệ thống SAIDI lên đến 630 phút (tăng 22%).

5.2.2. Trường hợp có đặt các DCL phân đoạn

Trường hợp trên hệ thống phân phối có đặt 3 DCL phân đoạn tại các đoạn đường dây số 3, 5 và 9, ngoài các phần tử hai trạng thái còn có các phần tử ba trạng thái. Kết quả phân tích và tính toán các thông số trạng thái đối với phụ tải PT5 được trình bày ở Bảng 5; với $P_N = 0,9987$.

Bảng 5. Các thông số trạng thái khi có các DCL phân đoạn trên các nhánh 3, 5 và 9

Trạng thái	Loại trạng thái	Xác suất trạng thái (10^{-3})	Tần suất (1/năm)	Thời gian TT (phút/năm)
1R	H	0,1368	0,2996	71,91
2R	H	0,1026	0,2247	53,93
3S	H	0,0171	0,2996	8,99
4S	H	0,0128	0,2247	6,74
5S	H	0,0154	0,2697	8,09
6S	H	0,0128	0,2247	6,74
7R	H	0,1368	0,2996	71,91
8R	H	0,1231	0,2697	64,72
9S	H	0,0120	0,2097	6,29
10S	H	0,0068	0,1198	3,60
11S	H	0,0103	0,1797	5,39
3R	T	0,1368	0,2996	71,91
4R	T	0,1026	0,2247	53,93
5R	T	0,1231	0,2697	64,72
6R	T	0,1026	0,2247	53,93
9R	T	0,0958	0,2097	50,34
10R	T	0,0547	0,1198	28,76
11R	T	0,0821	0,1797	43,15

Bảng 6. Các chỉ tiêu độ tin cậy của các nút phụ tải khi đặt DCL tại các nhánh 3, 5, 9

Phụ tải số	Xác suất mất điện (10^{-3})	Tần suất mất điện (1 / năm)	Thời gian mất điện (phút / năm)
PT 1	0,5336	1,7228	280,4
PT 2	0,5336	1,7228	280,4
PT 3	0,6293	1,7228	330,8
PT 4	0,6293	1,7228	330,8
PT 5	0,5866	2,6216	308,3
PT 6	0,5866	2,6216	308,3
PT 7	0,7371	2,6216	387,4
PT 8	0,7371	2,6216	387,4

Các chỉ tiêu độ tin cậy của hệ thống:

Tần suất mất điện hệ thống:

$SAIFI = 2,15 \text{ (1 / năm)}$

Thời gian mất điện trung bình của hệ thống:

$SAIDI = 318,3 \text{ (phút)}$

Thời gian mất điện trung bình của khách hàng:

$CAIDI = 148,0 \text{ (phút)}$

Nhận xét:

- Phương pháp trạng thái cho phép đánh giá đầy đủ các trạng thái của hệ thống dựa trên các trạng thái có thể có của các phần tử. Dựa trên các thông số trạng thái của các phần tử, có thể tính toán các chỉ tiêu độ tin cậy của các nút phụ tải cũng như của toàn hệ thống điện phân phối.

- Từ Bảng 4 nhận thấy rằng, do có đặt thêm MC2 trên đoạn đường dây số 7, nên tần suất cũng như thời gian mất điện của các phụ tải trước MC2 sẽ bé hơn các phụ tải phía sau.

- Khi có đặt các dao cách ly phân đoạn, độ tin cậy cung cấp điện cho các phụ tải cũng như các chỉ tiêu độ tin cậy của hệ thống được cải thiện rõ rệt so với trường hợp không đặt các dao cách ly phân đoạn. Nhìn chung, các phụ tải càng gần nguồn sẽ có thời gian mất điện càng ngắn.

- Có một số phụ tải có cùng tần suất mất điện sự cố vì phạm vi bảo vệ của MCD giống nhau. Chẳng hạn, các phụ tải PT1 đến PT4 đều bị mất điện do MC1 cắt ra khi có sự cố trên các nhánh {1, 2, 3, 4, 5, 6, 11}. Các phụ tải PT1 đến PT4 có tần suất mất điện lớn hơn các phụ tải PT1 đến PT4 vì các phụ tải này bị mất điện khi MC1 cắt ra hoặc khi MC2 cắt do sự cố trên các nhánh {7, 8, 9, 10}.

- Các tính toán chỉ mới xét các sự cố ngẫu nhiên các phần tử trong hệ thống. Nếu xét đến mất điện do công tác và bảo quản định kỳ, sẽ thấy rõ hơn vai trò nâng cao độ tin cậy cung cấp điện của hệ thống khi sử dụng các thiết bị phân đoạn.

6. Kết luận

Phương pháp trạng thái có thể được sử dụng để đánh giá các chỉ tiêu độ tin cậy của hệ thống điện phân phối khi không/có sử dụng các thiết bị phân đoạn. Với cấu trúc lưới đơn giản dạng hình tia, phương pháp tỏ ra đơn giản hơn nhiều so với lưới điện truyền tải. So với phương pháp cấu

trúc nối tiếp – song song, phương pháp trạng thái đánh giá một cách đầy đủ hơn các trạng thái có thể xảy ra của hệ thống, và cho nhiều thông tin về độ tin cậy hơn. Bài báo bước đầu chỉ mới đề cập đến cấu trúc hình tia, và chỉ xét đến sự cố ngẫu nhiên các phần tử, giả thiết các thiết bị đóng cắt làm việc hoàn toàn tin cậy. Từ cơ sở phương pháp đề xuất, có thể phát triển chương trình tính toán để đánh giá độ tin cậy của lưới điện phân phối phức tạp hơn, và cho phép xét đến bảo quản định kỳ, hoặc xét đến các trạng thái làm việc không tin cậy của các thiết bị thao tác như là máy cắt cắt nhầm, hoặc không cắt khi có yêu cầu từ hệ thống bảo vệ rơ le.

TÀI LIỆU THAM KHẢO

- [1] J. Endrenyi, Reliability Modeling in Electric Power Systems, John Wiley & Sons, 1978.
- [2] Trần Bách, *Lưới điện và Hệ thống điện*, tập II, NXB Khoa học và Kỹ thuật, 2000.
- [3] Nguyễn Hoàng Việt, *Đánh giá độ tin cậy trong Hệ thống điện*, NXB Đại học Quốc gia thành phố Hồ Chí Minh, 2004.
- [4] Trần Tấn Vinh, Đánh giá độ tin cậy sơ đồ thiết bị phân phối trạm biến áp bằng phương pháp không gian trạng thái, *Tạp chí Khoa học và Công nghệ, ĐHDN*, số 5/ 2014.
- [5] IEEE Std 1366-1998, *IEEE Trial-Use Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices*, Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc, 1999.

(BBT nhận bài: 11/05/2015, phản biện xong: 22/05/2015)