

ĐÁNH GIÁ ĐỘ TIN CẬY CUNG CẤP ĐIỆN CỦA LƯỚI ĐIỆN TRUNG ÁP TRONG GIAI ĐOẠN QUY HOẠCH, THIẾT KẾ

Evaluation of the power distribution reliability in planning and design, applied to the medium voltage grid

GS.TS. Lã Văn Út
Trường Đại học Bách khoa Hà Nội

TS. Nguyễn Đức Hạnh
Viện Năng lượng-Bộ Công thương

TÓM TẮT

Cùng với tiến trình ngành điện chuyển dần sang hoạt động theo cơ chế thị trường, khách hàng ngày càng quan tâm và đòi hỏi cao hơn về chất lượng điện năng và độ tin cậy cung cấp điện (ĐTCCCĐ). Để đáp ứng được các đòi hỏi chính đáng này, ngay từ giai đoạn thiết kế, quy hoạch lưới điện cần phải có các tính toán, đảm bảo ĐTCCCĐ cho các hộ phụ tải. Bài báo này giới thiệu phương pháp đồ thị giải tích tính toán ĐTCCCĐ, áp dụng cho các lưới điện trung áp (sơ đồ hình tia có nguồn dự phòng). Phương pháp dựa trên mô hình phân chia các hộ phụ tải theo khu vực, thiết lập các ma trận cấu trúc, thể hiện mối liên hệ giữa các khu vực, giữa nguồn cung cấp với các khu vực, từ đó xác định các chỉ tiêu ĐTCCCĐ. Phương pháp có xét đến ảnh hưởng thời gian tác động của thiết bị phân đoạn (TBPĐ), thứ tự ưu tiên cấp điện từ các nguồn dự phòng có công suất hữu hạn.

Abstract:

In the process of establishing electric power market, higher quality and reliability of electric power system are becoming more and more important for customers. To meet these requirements, it is important to have some calculations to maintain power supply reliability for customers, starting from the electric power system design and planning process. In this paper, the graph analysis method is introduced to calculate electric power distribution system reliability (radial power distribution system with backup power sources). Based on splitting load by regions, establishing matrix structure, relations between regions, and relations between sources and regions, the method identifies reliability indexes. The method considers the influence of the operation time of the disconnector and the priority of power supply from the reserves that have limited capacity.

I. ĐẶT VẤN ĐỀ

Để đánh giá ĐTCCCĐ cho hệ thống cung cấp điện (HTCCĐ) nói chung, đã có những nghiên cứu khác nhau và nhiều kết quả được công bố ([1], [2], [3]). Tuy nhiên, việc đề xuất một thuật toán thích hợp áp dụng trong công tác quy hoạch thiết kế (QHTK) lưới điện trung áp (LĐTA) vẫn rất cần thiết. Trước hết LĐTA là khu vực phát triển rất nhanh trong HTĐ Việt Nam, chiếm tỉ lệ cao trong công tác QHTK. Ngoài ra, LĐTA có những đặc thù riêng khi phân tích đánh giá độ tin cậy (ĐTC). Cuối cùng, khi QHTK cần lựa chọn các phương pháp, công cụ đơn giản, hiệu quả, có thể áp dụng rộng rãi.

Về nội dung bài toán, để đánh giá ĐTCCCĐ có rất nhiều chỉ tiêu khác nhau [1], tuy nhiên trong giai đoạn QHTK cũng chỉ cần quan tâm tới một số chỉ tiêu phổ biến, đặc trưng theo yêu cầu. Ví dụ, nhằm đảm bảo yêu cầu riêng về

ĐTCCCĐ cho mỗi khách hàng, chỉ tiêu thời gian ngừng cung cấp điện trung bình năm, điện năng mất do ngừng điện tính cho mỗi hộ phụ tải là rất cần thiết. Ngoài ra, các chỉ tiêu trên tính toán cho toàn lưới cũng có ý nghĩa nhất định trong việc đánh giá tổng hợp ĐTCCCĐ của phương án quy hoạch.

Về sơ đồ, LĐTA thường có dạng hình tia, có hoặc không có các nguồn dự phòng. Các đặc điểm nêu trên được xem xét trong nội dung phương pháp đề xuất.

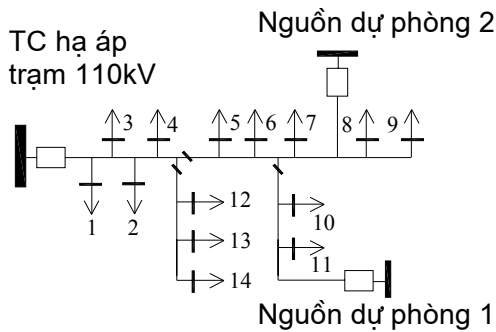
II. MÔ HÌNH BÀI TOÁN, CƠ SỞ PHƯƠNG PHÁP TÍNH

2.1. Sơ đồ lưới điện và khái niệm phân chia khu vực

Lưới điện được đưa vào xem xét, tính toán ĐTC trong bài báo này bao gồm các hộ phụ tải, các đường dây tải điện, thanh cái trạm cung cấp công suất không giới hạn, các nguồn điện dự

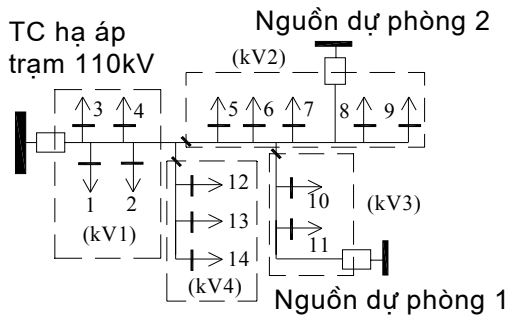
phòng có công suất hữu hạn. Các thiết bị phân đoạn (TBPĐ) đặt tại một số vị trí trên các mạch đường dây có thể là: máy cắt điện (MC), dao cách ly (DCL)... Chúng được chia làm 2 nhóm: làm việc tự động (thời gian cách li sự cố ngắn), hoặc không tự động (cần có sự can thiệp của con người, thời gian cách li sự cố đáng kể). Các TBPĐ phân chia lưới điện thành các khu vực có ĐTC khác nhau. Nếu giả thiết bỏ qua hồng học cầu chì và các mạch phía sau cầu chì (có ảnh hưởng riêng đến ĐTC mỗi hộ phụ tải) thì thời gian ngừng cung cấp điện (CCĐ) của các hộ phụ tải trong cùng khu vực là như nhau [1]. Cấu trúc theo khu vực là cơ sở phân tích, tính toán ĐTCCĐ cho các hộ phụ tải.

Ví dụ 1: xét HTCCĐ bao gồm 14 hộ phụ tải được cấp điện từ thanh cái hạ áp trạm 110kV, các nguồn dự phòng 1, 2 (cấp từ HTCCĐ lân cận). Các thiết bị phân đoạn gồm 3 MC và 3 DCL (hình 1).



Hình 1. Sơ đồ HTCCĐ nghiên cứu

Có thể phân miền sơ đồ thành 4 khu vực theo vị trí MC và DCL như trên hình 2.



Hình 2. Sơ đồ HTCCĐ với phân miền khu vực

2.2. Mô hình nguồn và phụ tải

1. Nguồn điện

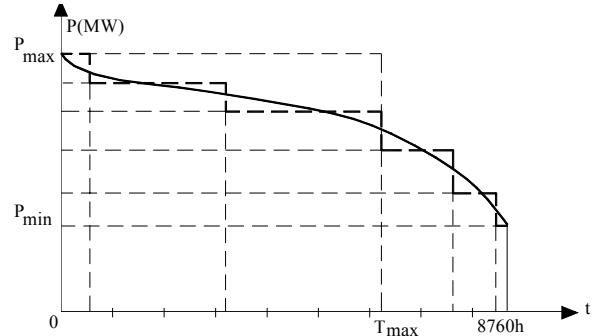
Nguồn điện được phân thành 2 loại:

- Nguồn có công suất không giới hạn, như trạm 110kV, trạm trung gian, ký hiệu S.

- Nguồn dự phòng có công suất hữu hạn, ký hiệu S_{gh} . Nguồn dự phòng được đặc trưng bởi các thông số như công suất, xác suất hỏng hóc.

2. Phụ tải điện

Phụ tải điện được đặc trưng bởi đồ thị thời gian kéo dài năm (hình 3). Đồ thị này cho biết thời gian làm việc trong năm với các mức phụ tải khác nhau.



Hình 3. Đồ thị phụ tải năm theo thời gian

2.3. Phương pháp tính toán

1. Các ma trận cấu trúc

Để diễn tả cấu trúc, ảnh hưởng tương hỗ trạng thái làm việc của các phần tử trong ĐTCCĐ cần thiết lập một số ma trận.

- + Ma trận kết nối giữa các khu vực $D(i,j)$: các số hạng trong ma trận có giá trị là 1 hoặc 0. Trong đó $d_{ij} = 1$ khi khu vực i nối với khu vực j , $d_{ij} = 0$ trong trường hợp còn lại.

- + Ma trận kết nối giữa trạm nguồn S với các khu vực $A_s(i,j)$: các số hạng trong ma trận có giá trị là 1 hoặc 0. Trong đó: $a_{ij} = 0$, khi hồng học tại khu vực j , nguồn S không cấp cho khu vực i . $a_{ij} = 1$, khi hồng học tại khu vực j , nguồn S vẫn cấp cho khu vực i .

Vẫn ví dụ 1, ma trận D, A được thành lập như sau:

$$D(i,j) = \begin{bmatrix} 0 & 1 & 0 & 1 \\ 1 & 0 & 1 & 1 \\ 0 & 1 & 0 & 0 \\ 1 & 1 & 0 & 0 \end{bmatrix}; A(i,j) = \begin{bmatrix} 0 & 1 & 1 & 1 \\ 0 & 0 & 1 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 1 \\ 0 & 1 & 1 & 0 \end{bmatrix}$$

Trong ma trận $D(i,j)$, số hạng $d_{12} = 1$ có nghĩa là khu vực 1 nối trực tiếp với khu vực 2; $d_{13} = 0$, có nghĩa khu vực 3 không nối trực tiếp với khu vực 1.

Trong ma trận $A(i,j)$, cột thứ 2 có véc tơ $[1 \ 0 \ 0 \ 1]$ có nghĩa là khi hỏng hóc tại khu vực 2 thì khu vực 1 và 4 được nối với nguồn S, khu vực 2,3 không được nối với nguồn S.

+ Ma trận ảnh hưởng TBPĐ $C(i,j)$: các số hạng của ma trận có giá trị là 1 hoặc 0. Trong đó $c_{ij}=1$ khi sự cố tại khu vực j, khu vực i sẽ được cấp điện trở lại (từ nguồn S hoặc nguồn dự phòng S_{gh}), chỉ bị mất điện tạm thời trong thời gian cô lập khu vực j. Số hạng $c_{ij}=0$ trong các trường hợp còn lại.

Vấn ví dụ 1, ta xét cho các trường hợp:

+ Nếu các DCL khu vực 2,3,4 là DCL tự động ta có các số hạng trong ma trận $C(i,j)$ bằng 0;

+ Nếu các DCL khu vực 2,3,4 là DCL thường, chưa xét tới nguồn S_{gh} , ta thiết lập được ma trận như $C_1(i,j)$;

+ Nếu các DCL khu vực 2,3,4 là DCL thường, xét tới nguồn S_{gh} ta có ma trận như $C_2(i,j)$.

$$C_1(i,j) = \begin{bmatrix} 0 & 1 & 1 & 1 \\ 0 & 0 & 1 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 1 \\ 0 & 1 & 1 & 0 \end{bmatrix}; C_2(i,j) = \begin{bmatrix} 0 & 1 & 1 & 1 \\ 1 & 0 & 1 & 1 \\ 1 & 1 & 0 & 1 \\ 0 & 1 & 1 & 0 \end{bmatrix}$$

Trong ma trận $C_1(i,j)$, cột thứ 2 có véc tơ $[1 \ 0 \ 0 \ 1]$ có nghĩa là khi hỏng hóc tại khu vực 2 thì khu vực 1, 4 được cấp điện trở lại sau khi bị mất điện tạm thời trong thời gian thao tác TBPĐ.

+ Ma trận thứ tự ưu tiên cấp điện từ nguồn S_{gh} cho các khu vực $B_k(i,j)$. Các số hạng trong ma trận $B_k(i,j)$ có giá trị từ 0 đến n-1 (số nguyên dương), n là số khu vực. Khi sự cố ở khu vực thứ j, việc cấp điện trở lại từ nguồn S_{gh} thứ k cho các khu vực i theo trình tự tương ứng với các số nguyên trên cột thứ j của ma trận $B_k(i,j)$.

Vấn ví dụ 1, ta có thể thành lập ma trận $B_k(i,j)$ tương ứng với nguồn dự phòng 1 ($k=1$) và nguồn dự phòng 2 ($k=2$) như sau:

$$B_1(i,j) = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 & 3 \\ 2 & 0 & 0 & 2 \\ 1 & 1 & 0 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix}; B_2(i,j) = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 2 & 3 \\ 1 & 0 & 1 & 1 \\ 2 & 0 & 0 & 2 \\ 0 & 0 & 3 & 0 \end{bmatrix}$$

Trong ma trận $B_1(i,j)$, cột thứ nhất có véc tơ $[0 \ 2 \ 1 \ 0]$ có nghĩa là khi hỏng hóc tại khu vực 1 thì nguồn dự phòng 1 cấp cho khu vực 3 trước tiên, sau đó cấp cho khu vực 2, khu vực 1 và 4 nguồn dự phòng 1 không cấp.

Với sơ đồ đơn giản của ví dụ 1 có thể dễ dàng

thiết lập được ma trận $B_k(i,j)$ bằng trực quan sơ đồ và vị trí TBPĐ. Với sơ đồ phức tạp cần thiết lập chương trình tính toán trên cơ sở các ma trận kết nối $D(i,j)$ và $A(i,j)$ [3].

2. Xác định các chỉ tiêu ĐTC của HTCCĐ

A. Lưới không có nguồn dự phòng

Trong trường hợp này chỉ cần sử dụng ma trận kết nối nguồn S $A_s(i,j)$ và ma trận ảnh hưởng TBPĐ $C(i,j)$.

Từ ý nghĩa của các ma trận dễ suy ra biểu thức tính thời gian ngừng CCD của khu vực i gây ra bởi sự cố khu vực j (j có thể bằng i):

$$T_{NDij} = [C(i,j)\lambda_j r_{pdj} + (1-A_s(i,j))\lambda_j r_j] \quad (1)$$

Trong đó:

λ_j - cường độ hỏng hóc khu vực j (lần/năm).

r_{pdj} - thời gian thao tác TBPĐ để cô lập sự cố khu vực j (h/lần).

r_j - thời gian sửa chữa khu vực j (h/lần).

Bỏ qua sự cố xếp chồng, thời gian ngừng CCD trung bình cả năm của khu vực i tính được:

$$T_{NDi} = \sum_{j=1}^n T_{NDij} \quad (\text{h/năm}) \quad (2)$$

Điện năng mất do ngừng điện khu vực i gây ra bởi sự cố khu vực j (xét đến ảnh hưởng thời gian kéo dài phụ tải khu vực i):

$$A_{NDij} = \frac{1}{T} \lambda_j [C(i,j) \sum_{t=1}^T r_{pdj} L_i(t) + (1-A_s(i,j)) \sum_{t=1}^T r_j L_i(t)] \quad (3)$$

Trong đó: $L_i(t)$ là phụ tải khu vực i tại thời điểm t (kW); $T=8760\text{h}$.

Tổng điện năng mất do ngừng điện của khu vực i:

$$A_{NDi} = \sum_{j=1}^n A_{NDij} \quad (\text{kWh/năm}) \quad (4)$$

Điện năng mất do ngừng điện tính cho cả HTCCĐ:

$$A_{ND} = \sum_{i=1}^n A_{NDi} \quad (\text{kWh/năm}) \quad (5)$$

B. Lưới có các nguồn dự phòng

1- Xác định công suất, thời gian thiếu hụt công suất cho các khu vực nhận điện từ nguồn S_{gh}

Khi hỏng hóc tại khu vực j , sau khi cách li sự cố, khu vực i mất điện từ nguồn chính nhưng có thể được cấp trở lại từ các nguồn S_{gh} . Do công suất nguồn là hữu hạn nên vẫn có thiếu hụt điện năng, phụ thuộc vào thứ tự ưu tiên cung cấp. Cần dựa vào ma trận $B_k(i,j)$, để xác định lượng thiếu hụt công suất của khu vực i .

Lượng công suất thiếu hụt khu vực i nhận từ nguồn S_{gh} thứ k ($k=1$ đến N_{gh}) khi hỏng hóc tại khu vực j tính được theo công thức sau:

$$\begin{cases} L_{k,i,j}(t) = L_{k-1,i,j}(t) - P_{k,i',j}(t), & \text{khi } L_{k-1,i,j}(t) > P_{k,i',j}(t) \\ L_{k,i,j}(t) = 0 & \text{trong trường hợp còn lại} \end{cases} \quad (6)$$

Trong đó: $L_{k-1,i,j}(t)$ là phụ tải khu vực i trước khi được nguồn điện k cấp (mới xét đến nguồn $k-1$).

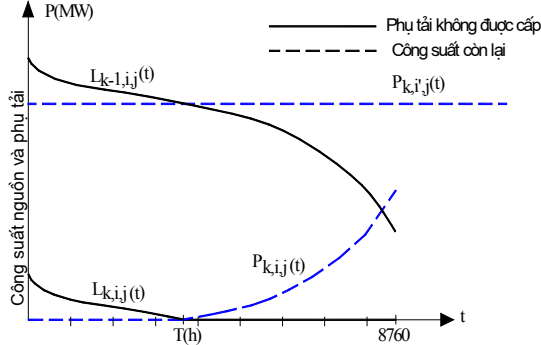
$P_{k,i',j}(t)$ là công suất còn dư của nguồn điện k sau khi cấp cho khu vực i' . Khu vực i' có thứ tự ưu tiên trước i , trong ma trận $B_k(i,j)$.

Lượng công suất còn dư của nguồn S_{gh} thứ k sau khi cấp cho khu vực i :

$$\begin{cases} P_{k,i',j}(t) = P_{k,i',j}(t) - L_{k-1,i,j}(t), & \text{khi } P_{k,i',j}(t) > L_{k-1,i,j}(t) \\ P_{k,i',j}(t) = 0 & \text{trong trường hợp còn lại} \end{cases} \quad (7)$$

Giá trị ban đầu của $L_{k,i,j}(t)$ và $P_{k,i,j}(t)$ là $L_{0,i,j}(t)$ và $P_{k,0,j}(t)$ chính là phụ tải của khu vực i và công suất ban đầu của nguồn điện k .

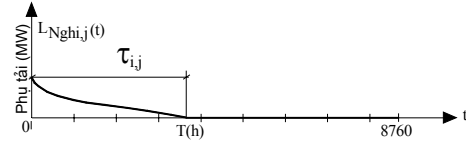
Sau khi xét cho tất cả các nguồn dự phòng, giá trị cuối cùng của $L_{k,i,j}(t)$ là $L_{Ngh,i,j}(t)$.



Hình 4. Quan hệ giữa $L_{k,i,j}(t)$ và $P_{k,i,j}(t)$

Hình 4 vẽ biểu đồ thời gian kéo dài của phụ tải và công suất nguồn. Dễ nhận thấy, phụ thuộc vào thời điểm t mà lượng công suất thiếu hụt đối với phụ tải và lượng công suất dư đối với nguồn có giá trị dương hoặc bằng 0. Tương ứng với các giá trị khác nhau của t , lượng công suất thiếu hụt và dư thừa là các hàm của thời gian (đường nét liền và chấm chấm).

Ở bước cuối cùng, sau khi xét tất cả các nguồn S_{gh} , theo hàm $L_{Ngh,i,j}(t)$ xác định được thời gian thiếu hụt công suất τ_{ij} của khu vực i (hình 5).



Hình 5. Thời gian thiếu hụt công suất khu vực i từ nguồn S_{gh} khi sự cố khu vực j

Vẫn ví dụ 1, tính thời gian thiếu hụt công suất khu vực 3 khi hỏng hóc khu vực 1.

Theo thứ tự ưu tiên, nguồn dự phòng 1 cấp cho khu vực 3 trước tiên ($k=1$), lượng công suất thiếu hụt khu vực 3 nhận từ nguồn dự phòng 1:

$$\begin{cases} L_{1,3,1}(t) = L_{0,3,1}(t) - P_{1,0,1}(t), & \text{khi } L_{0,3,1}(t) > P_{1,0,1}(t) \\ L_{1,3,1}(t) = 0 & \text{trong trường hợp còn lại} \end{cases}$$

Với $L_{0,3,1}(t)$ là phụ tải khu vực 3, $P_{1,0,1}(t)$ là công suất ban đầu của nguồn dự phòng 1.

Nếu lượng công suất thiếu hụt $L_{1,3,1}(t) > 0$, khu vực 3 có thể được cấp từ nguồn dự phòng 2 ($k=2$).

Lượng công suất còn dư của nguồn dự phòng 2 (ưu tiên của 2) sau khi cấp cho khu vực 2:

$$\begin{cases} P_{2,2,1}(t) = P_{2,0,1}(t) - L_{0,2,1}(t), & \text{khi } P_{2,0,1}(t) > L_{0,2,1}(t) \\ P_{2,2,1}(t) = 0 & \text{trong trường hợp còn lại.} \end{cases}$$

Với $L_{0,2,1}(t)$ là phụ tải khu vực 2, $P_{2,0,1}(t)$ là công suất ban đầu của nguồn dự phòng 2.

Lượng công suất thiếu hụt khu vực 3 sau khi đã xét khả năng của nguồn dự phòng 2:

$$\begin{cases} L_{2,3,1}(t) = L_{1,3,1}(t) - P_{2,2,1}(t), & \text{khi } L_{1,3,1}(t) > P_{2,2,1}(t) \\ L_{2,3,1}(t) = 0 & \text{trong trường hợp còn lại} \end{cases}$$

Dựa vào hàm $L_{2,3,1}(t)$ xác định giá trị τ_{31} .

2- Xác định ĐTC CCD cho các khu vực

Trên cơ sở biểu đồ công suất thiếu hụt và thời gian thiếu hụt công suất τ_{ij} , có thể tính được thời gian ngừng cung cấp điện trung bình cũng như điện năng mất do ngừng điện cho mỗi khu vực.

Thời gian ngừng CCD trung bình (h/năm) của khu vực i :

$$T_{NDi} = \sum_{j=1}^n \lambda_j \left\{ C(i,j) r_{pdj} + \frac{1}{T} [(1 - A_s(i,j)) r_j \tau_{ij}] \right\} \quad (8)$$

Điện năng mất do ngừng điện khu vực i :

$$A_{NDi} = \sum_{j=1}^n \lambda_j \frac{1}{T} \left\{ [C(i,j)r_{pdj} \sum_{t=1}^T L_i(t) + (1 - A_s(i,j)r_j \sum_{t=1}^{\tau(i,j)} L_i(t))] \right\} (kWh/năm) \quad (9)$$

Trong đó: λ_j là cường độ hỏng hóc khu vực j (lần/năm); r_{pdj} là thời gian thao tác TBPĐ khu vực j (h/lần); r_j là thời gian sửa chữa khu vực j (h/lần); τ_{ij} là khoảng thời gian thiếu hụt công suất của khu vực i khi hỏng hóc tại khu vực j từ nguồn S_{gh} ; $L_i(t)$ là phụ tải khu vực i tại thời điểm t (kW).

Tính cho cả HTCCĐ:

$$A_{ND} = \sum_{i=1}^n A_{NDi} \quad (kWh/năm) \quad (10)$$

3- Xét đến ĐTC cung cấp của nguồn dự phòng

Gọi $Ps_k(t)$ là xác suất làm việc tin cậy của bản thân nguồn S_{gh} thứ k, $W_{k,i,j}(t)$ là hệ số biểu diễn nguồn điện k có cấp cho khu vực i khi hỏng hóc tại khu vực j hay không:

$$\begin{cases} W_{k,i,j}(t) = 1, & \text{khi } L_{k-1,i,j}(t) > L_{k,i,j}(t) \\ W_{k,i,j}(t) = 0, & \text{trong trường hợp còn lại} \end{cases} \quad (11)$$

Ta có xác suất CCĐ tin cậy của các nguồn S_{gh} cho khu vực i khi sự cố khu vực j:

$$Pr_{i,j}(t) = \prod_{k=1}^{Ngh} [1 - W_{k,i,j}(t) \{1 - Ps_k(t)\}] \quad (12)$$

Xác suất hỏng hóc của các nguồn S_{gh} cấp điện cho khu vực i khi sự cố tại khu vực j:

$$F_{F,i,j}(t) = [1 - \prod_{k=1}^{Ngh} \{1 - W_{k,i,j}(t)\}] (1 - Pr_{i,j}) \quad (13)$$

Xét đến ảnh hưởng ĐTC các nguồn S_{gh} , cần bổ sung vào công thức tính thời gian mất điện trung bình và điện năng mất do ngừng điện như sau:

$$\begin{aligned} T_{NDi,j} &= C(i,j) \lambda_j r_{pdj} + \\ &+ \frac{1}{T} [(1 - A_s(i,j)) \lambda_j r_j \{ \tau_{ij} + \sum_{t=\tau_{i,j}+1}^T F_{F,i,j}(t) \}] \quad (14) \\ A_{NDi,j} &= \frac{1}{T} \lambda_j [C(i,j)r_{pdj} \sum_{i=1}^T L_i(t) + \\ &+ (1 - A_s(i,j))r_j \{ \sum_{t=1}^{\tau(i,j)} L_i(t) + \sum_{t=\tau_{i,j}+1}^T L_i(t) F_{F,i,j}(t) \}] \quad (15) \end{aligned}$$

Với các nguồn điện phân tán, còn phải xét đến ảnh hưởng của thời gian khởi động (trương đối

dài). Tuy nhiên, ở giai đoạn QHTK thường chưa xét đến đảm bảo ĐTC bằng nguồn điện phân tán. Các nguồn dự phòng nhận từ lưới điện lân cận có thời gian khởi động ngắn, có thể bỏ qua.

III. VÍ DỤ ÁP DỤNG

3.1. Các số liệu tính toán

Xét HTCCĐ trong ví dụ 1, với các số liệu:

+ Lưới phân phối có cường độ hỏng hóc $\lambda_0=4$ lần/100km.năm, thời gian sửa chữa sự cố là $r = 12$ h/lần sửa chữa.

+ DCL có thời gian thao tác là $r_{pd} = 2$ h/lần thao tác sự cố, 0,5h/lần thao tác công tác.

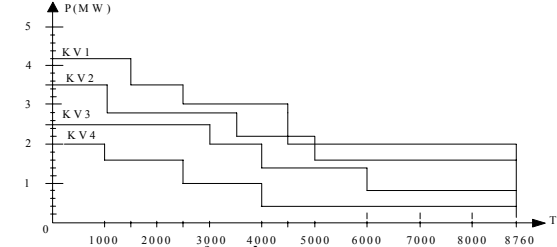
+ Số lần ngừng điện công tác năm cho 1 đoạn lưới là 6, thời gian ngừng điện mỗi lần là 2h/lần.

+ Nguồn dự phòng 1 có xác suất làm việc tin cậy $p=0,9999$, công suất 2MW.

+ Nguồn dự phòng 2 có xác suất làm việc tin cậy $p=0,9999$, công suất 5MW.

Chiều dài đăng trị đoạn 1 là 10km, đoạn 2 là 6km, đoạn 3 là 8km, đoạn 4 là 10km.

Biểu đồ phụ tải các khu vực dạng thời gian kéo dài như trên hình 6.



Hình 6. Biểu đồ phụ tải các khu vực

Xét các trường hợp sau:

- Chưa xét tới sự tham gia nguồn S_{gh} ;
- Xét tới nguồn S_{gh} , bỏ qua TGKĐN;

Các TBPĐ được tính toán với DCL thông thường và dao cách li tự động (DCLTĐ):

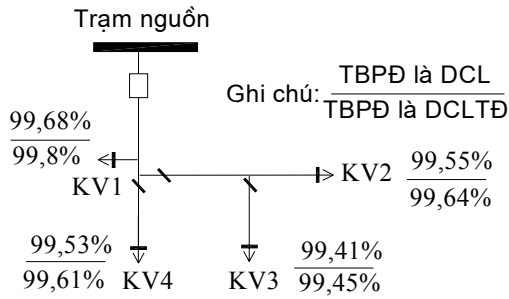
3.2 Kết quả tính toán ĐTC:

1. Chưa xét tới nguồn S_{gh}

Bảng 1. Chỉ tiêu ĐTC cho các khu vực

Hạng mục	KV 1	KV 2	KV 3	KV 4
1. TBPĐ là DCL:				
a. T_{ND}	27,72	39,12	51,32	40,72
b. A_{ND}	76.958	89.833	86.166	38.489
2. TBPĐ là DCLTĐ:				
a. T_{ND}	16,8	31,68	47,52	33,6
b. A_{ND}	46.641	72.748	79.785	31.759

Trong bảng T_{ND} (h/năm); A_{ND} (kWh/năm).



Hình 7. Chỉ số ĐTCCCĐ các khu vực
Điện năng mất do ngừng điện toàn hệ thống:

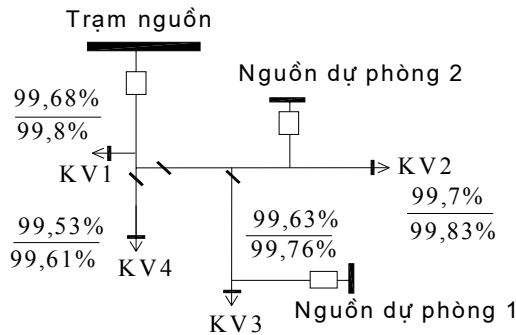
- Khi sử dụng DCL thường: 291.446kWh/năm;

- Khi sử dụng DCLTĐ: 230.933 kWh/năm.

2. Xét tới nguồn S_{gh} bỏ qua TGKĐN

Bảng 2. Chỉ tiêu ĐTC cho các khu vực

Hang mục	KV 1	KV 2	KV 3	KV 4
1.TBPĐ là DCL:				
a. T_{ND}	27,72	26,121	32,02	40,72
b. A_{ND}	76.958	59.984	49.568	38.489
2.TBPĐ là DCLTĐ:				
a. T_{ND}	16,8	14,88	20,94	33,6
b. A_{ND}	46.641	34.174	30.965	31.759



Hình 8. Chỉ số ĐTCCCĐ các khu vực
Điện năng mất do ngừng điện toàn hệ thống:

- Khi sử dụng DCL thường: 224.999kWh/năm;

- Khi sử dụng DCLTĐ: 143.539 kWh/năm.

Nhận xét: - Khi sử dụng dao cách ly tự động ĐTCCCĐ cao hơn nhiều so với sử dụng DCL thông thường. Điện năng mất do ngừng điện giảm 26,2% (khi không có nguồn dự phòng) và 56,7% (khi có dự phòng).

- Khi có nguồn dự phòng ĐTCCCĐ cũng tăng lên rất đáng kể, đặc biệt các khu vực nối trực tiếp với nguồn.

IV. KẾT LUẬN

+ Trước những yêu cầu ngày càng cao về an toàn CCD và chất lượng điện năng, việc tính toán ĐTCCCĐ cho các hộ phụ tải trong lưới điện có cấu trúc phức tạp là nội dung rất cần thiết đối với thực tế hiện nay.

+ Mô hình HTCCĐ theo khu vực (có cùng độ tin cậy) rất thích hợp với lưới điện trung áp để xây dựng các phương pháp tính toán ĐTCCCĐ. Trên cơ sở thiết lập các ma trận cấu trúc và ma trận ảnh hưởng TBPĐ có thể tính toán được các chỉ tiêu cơ bản về ĐTCCCĐ thông qua các quan hệ giải tích.

+ Các kết quả nghiên cứu cho phép đưa ra một số đánh giá cụ thể như sau:

- Sử dụng các thiết bị phân đoạn tự động là biện pháp hữu hiệu để cải thiện ĐTC cho các khu vực và HTCCĐ. Giải pháp này đặc biệt có hiệu quả khi xét cho HTCCĐ kín vận hành hở, lưới có nguồn dự phòng;

- Những khu vực nối trực tiếp vào nguồn dự phòng, mức độ cải thiện độ tin cậy tăng lên rõ rệt so với các khu vực khác.

TÀI LIỆU THAM KHẢO

Tài liệu tham khảo

1. R.Billinton and R.N.Allan; Reliability Evaluation of Power Systems 2ed, New York; Plenum, 1996.

2. In-Su Bae, Jin O Kim; Reliability Evaluation of Distrinuted Generation Based on Operation Mode; IEEE Transastions on Power Systems, vol.22, no2, pp.785-790, 2007.

3. In-Su Bae, Jin O Kim; Reliability Evaluation of customers in a microgrid; IEEE Transastions on Power Systems, vol.23, no3, pp.1416-1422, 2008.

Địa chỉ liên hệ: Nguyễn Đức Hạnh; Tel 0912175090; Email: Hanhnd73@yahoo.com