

ĐÁNH GIÁ ẢNH HƯỞNG CỦA NGUỒN ĐIỆN GIÓ ĐẾN ĐỘ TIN CẬY CỦA LƯỚI ĐIỆN PHÂN PHỐI

ASSESSMENT OF WIND TURBINE GENERATORS ON RELIABILITY OF DISTRIBUTION NETWORK

Nguyễn Văn Hùng, Trịnh Trọng Chương

Trường Đại học Công nghiệp Hà Nội

Tóm tắt:

Kết nối nguồn điện gió vào lưới điện phân phối làm tăng công suất nguồn, qua đó có thể nâng cao độ tin cậy cung cấp điện của lưới. Việc đánh giá các chỉ tiêu độ tin cậy lưới có nguồn điện gió dựa trên mô hình hai trạng thái cho sai số lớn do công suất nguồn gió phụ thuộc vào tốc độ gió - đại lượng thường xuyên thay đổi. Để kết quả đánh giá chính xác hơn, trong bài báo này, chúng tôi đề xuất sử dụng mô hình độ tin cậy nguồn gió đa trạng thái kết hợp với mô hình độ tin cậy phân miền khu vực trên lưới điện phân phối.

Từ khóa:

Nguồn điện gió, lưới điện phân phối, độ tin cậy, mô hình đa trạng thái, phân miền khu vực.

Abstract:

Connecting of wind turbine generators to the distribution network increases power sources and therefore increases reliability of distribution network. Assessment of reliability of distribution network connected to wind turbine generators based on two states model caused big errors due to wind source capacity depends on wind speed which is a variable value. For more accurate assessment results, in this article we propose to use multi-states model of wind source reliability and switch section partitioning based on reliability on distribution network.

Key words:

wind turbine generators, distribution network, reliability, multi stage mode, switch section partitioning.

1. GIỚI THIỆU

Lưới điện phân phối (LĐPP) có nhiệm vụ cấp điện trực tiếp cho hộ tiêu thụ nên chịu trách nhiệm chính trong việc đảm bảo chất lượng phục vụ cho phụ tải. Những

thay đổi về cấu hình nối lưới, thông số trạng thái, tình trạng thiết bị trên LĐPP đều tác động trực tiếp lên hộ tiêu thụ thông qua sự thay đổi các chỉ tiêu chất lượng điện năng và độ tin cậy cung cấp điện (ĐTC) [1]. Về chất lượng điện năng, trong LĐPP được quyết định chủ yếu bởi chỉ tiêu chất lượng điện áp. Các thiết bị

Ngày nhận bài: 18/4/2017, ngày chấp nhận đăng:
23/5/2017, phản biện: TS. Nguyễn Đăng Toàn.

điều chỉnh điện áp hiệu quả nhất như máy biến áp (MBA), thiết bị bù đều nằm trong LĐPP. Trong các chế độ làm việc khác nhau của phụ tải, LĐPP có thể thay đổi cấu hình nhằm đưa chất lượng điện áp vào trong phạm vi cho phép. Về ĐTC cung cấp điện, LĐPP nắm vai trò quyết định đến ĐTC cung cấp điện bởi vì việc ngừng điện trên LĐPP ảnh hưởng trực tiếp tới ngừng điện trên phụ tải. Để nâng cao độ tin cậy trên LĐPP có thể thực hiện một số biện pháp như: lắp đặt thiết bị tự động đóng lại nguồn, thiết bị phân đoạn nguồn, thay đổi cấu hình lưới điện,... Theo đó, các chỉ tiêu như tần suất mất điện trung bình của hệ thống (SAIFI), tần suất mất điện trung bình của khách hàng (CAIFI), thời gian mất điện trung bình của hệ thống (SAIDI), thời gian mất điện trung bình của khách hàng (CAIDI) được sử dụng một cách rộng rãi để đánh giá ĐTC. Việc xác định mối quan hệ giữa các chỉ tiêu này với sự thay đổi phần nguồn cấp là cơ sở bước đầu đưa ra các giải pháp nâng cao ĐTC của LĐPP.

Một trong các phương pháp đánh giá có độ chính xác cao các chỉ tiêu ĐTC của LĐPP là phân miền khu vực. Các thiết bị phân đoạn phân chia lưới điện thành các khu vực có ĐTC khác nhau. Nếu giả thiết bỏ qua hồng học của cầu chì thì thời gian ngừng cung cấp điện của các hộ tiêu thụ trong cùng khu vực là như nhau. Khi đó cấu trúc theo khu vực là cơ sở phân tích, tính toán ĐTC cho các hộ tiêu thụ. Trong một LĐPP có thể phân chia thành nhiều khu vực phụ tải, khu vực phụ tải được phân chia là những tuyến dây liên thông với nhau bằng các thiết bị không tự động như cầu chì tự rơi, dao cách ly, dao phụ

tải... và nằm trong cùng một vùng địa dư có cùng nguyên nhân, tần suất sự cố [2]. Độ chính xác khi tính toán chỉ tiêu ĐTC phụ thuộc vào mô hình ĐTC các phần tử trong LĐPP. Thông thường các phần tử được mô hình dưới hai trạng thái tốt và hỏng cùng với hai thông số cường độ hỏng hóc và cường độ phục hồi. Với mô hình như vậy khi áp dụng cho các nguồn có nhiều trạng thái trong quá trình vận hành sẽ có gặp phải nhiều sai số, nguồn điện gió (Wind Turbine Generator - WTG) là một ví dụ.

Hiện nay xu hướng kết nối nguồn điện gió (WTG) vào LĐPP ngày càng rõ rệt. Việc kết nối này giúp tăng khả năng nguồn cấp qua đó làm giảm xác suất mất điện tại phụ tải do nguyên nhân thiếu nguồn cấp. Tuy nhiên, đặc điểm của WTG là công suất phát ra không thể chủ động được mà hoàn toàn phụ thuộc vào tốc độ gió trong tự nhiên- một đại lượng ngẫu nhiên khó dự báo. Vì vậy, bài báo đề xuất sử dụng mô hình ĐTC của WTG đa trạng thái kết hợp với phương pháp phân miền khu vực theo ĐTC trên LĐPP để có được kết quả tính toán chỉ tiêu thời gian ngừng điện sự cố trong năm của phụ tải chính xác hơn.

2. MÔ HÌNH ĐỘ TIN CẬY

2.1. Mô hình độ tin cậy của WTG đa trạng thái

2.1.1. Mô hình tốc độ gió

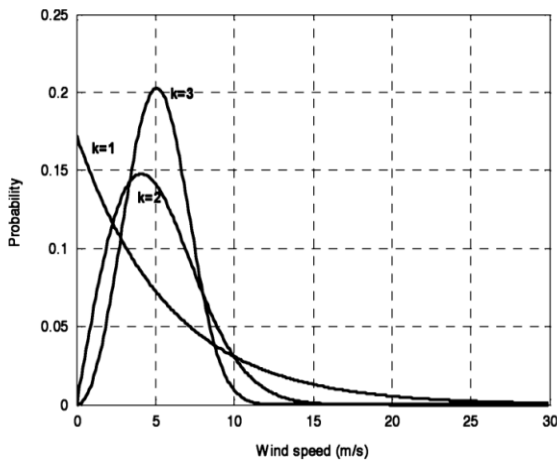
Tốc độ gió thay đổi theo cả thời gian và địa điểm. Một trong những cách biểu diễn thường được áp dụng để mô tả sự ngẫu nhiên của tốc độ gió là mô hình hàm mật độ xác suất Weibull [3].

$$f(v) = \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} \exp\left[-\left(\frac{v}{c}\right)^k\right] \quad (1)$$

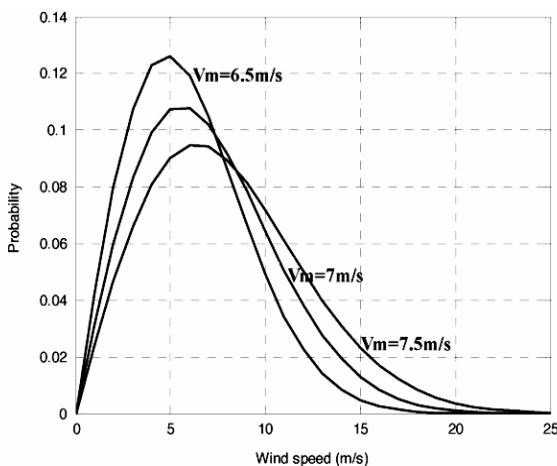
Trong đó: v là tốc độ gió (m/s); k là chỉ số hình dáng thay đổi theo gió của từng vùng (thể hiện trên hình 1); c là chỉ số tỷ lệ được tính dựa trên tốc độ gió trung bình hàng năm, được tính qua nhiều năm, thể hiện trên hình 2.

Hàm phân bố xác suất:

$$F(v) = P(V \leq v) = 1 - \exp\left[-\left(\frac{v}{c}\right)^k\right] \quad (2)$$



Hình 1. Hàm mật độ xác suất với giá trị k khác nhau



Hình 2. Hàm mật độ xác suất với giá trị c khác nhau

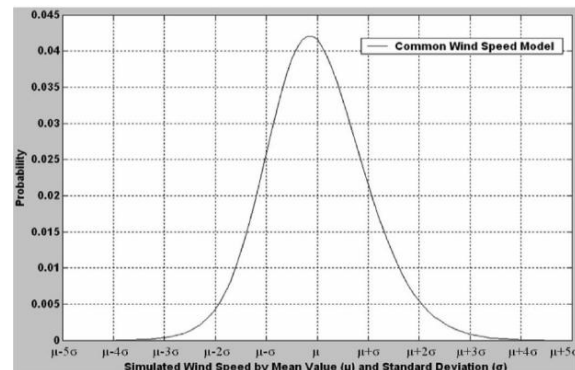
Trong bài báo này, phân bố xác suất tốc độ gió được mô tả dựa vào đặc trưng giá trị trung bình năm μ và độ lệch chuẩn σ [4]. Với dải phân bố độ lệch 10σ , phân bố sẽ bao gồm cả các giá trị có xác suất rất thấp. Phân bố được chia thành N_b bước, mỗi bước có độ rộng $10\sigma/N_b$. Giá trị trung tâm bước là SW_{bi} ($i = 1, \dots, N_b$) được xác định trong phương trình (3) tương ứng với xác suất mỗi bước P_{bi} ($i = 1, \dots, N_b$) được xác định trong phương trình (4).

$SW_{bi} = \mu + (10\sigma/N_b).(i - 0,5N_b)$ với N_b chẵn ;

$SW_{bi} = \mu + (10\sigma/N_b).[i - 0,5(N_b + 1)]$ với N_b lẻ ;

$$P_{bi} = N_{bi}/(8760.N_y)$$

Ở đây N_{bi} là số dữ liệu tốc độ gió mô phỏng; N_y là số năm mẫu mô phỏng.



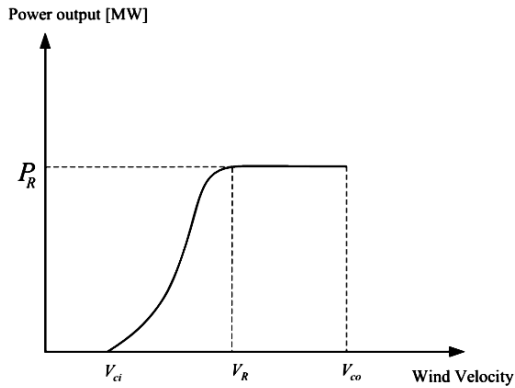
Hình 3. Mô phỏng tốc độ gió theo giá trị trung bình năm μ và độ lệch chuẩn σ

2.1.2. Mô hình công suất phát WTG

Công suất ra của WTG phụ thuộc trực tiếp vào tốc độ gió. Các ngưỡng tốc độ đặc trưng ứng với mỗi WTG:

- V_{ci} : tốc độ gió nhỏ nhất để tuabin hoạt động;
- V_r : tốc độ gió mà bắt đầu tuabin đạt công suất định mức;

- V_{co} : tốc độ gió lớn nhất cho phép tuabin hoạt động (vì lý do an toàn cho tuabin khi xảy ra tốc độ gió quá lớn).



Hình 4. Đặc tính công suất phát tuabin gió theo tốc độ gió

Ứng với mỗi giá trị tốc độ gió là một giá trị công suất ra của máy phát:

$$\begin{cases} P_i = 0 & 0 \leq SW_{bi} \leq V_{ci} \\ P_i = P_r (A + B \cdot SW_{bi} + C \cdot SW_{bi}^2) & V_{ci} \leq SW_{bi} \leq V_r \\ P_i = P_r & V_r \leq SW_{bi} \leq V_{co} \\ P_i = 0 & V_{co} \leq SW_{bi} \end{cases} \quad (5)$$

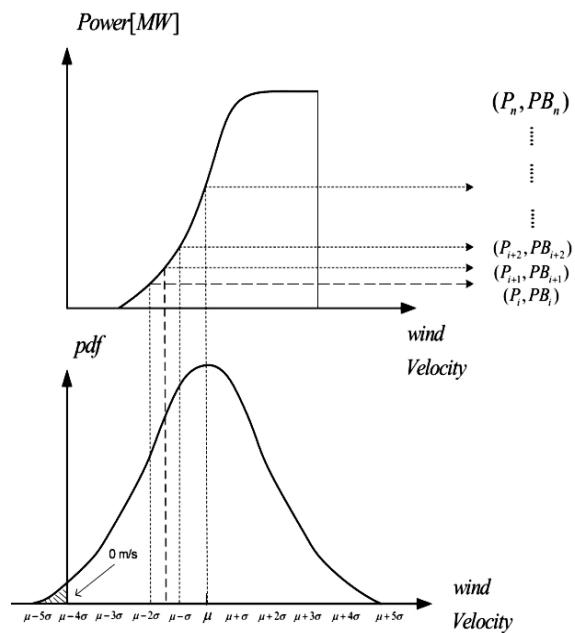
Với các giá trị A, B, C được tính trong các công thức sau [5] :

$$\begin{cases} A = \frac{1}{(V_{ci} - V_r)^2} \left[V_{ci}(V_{ci} + V_r) - 4(V_{ci}V_r) \left(\frac{V_{ci} + V_r}{2V_r} \right)^3 \right] \\ B = \frac{1}{(V_{ci} - V_r)^2} \left[4(V_{ci} + V_r) \left(\frac{V_{ci} + V_r}{2V_r} \right)^3 - (3V_{ci} + V_r) \right] \\ C = \frac{1}{(V_{ci} - V_r)^2} \left[2 - 4 \left(\frac{V_{ci} + V_r}{2V_r} \right)^3 \right] \end{cases} \quad (6)$$

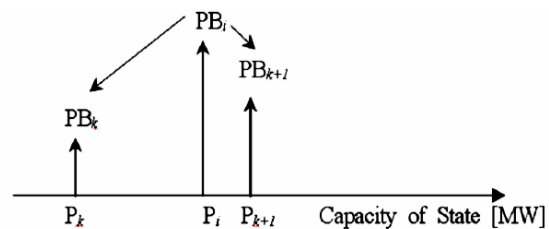
2.1.3. Mô hình đa trạng thái của WTG

Với WTG có công suất phát ra phụ thuộc vào sự thay đổi tốc độ gió thì mô hình 2 trạng thái không mô tả hết các trạng thái công suất phát. Vì vậy, đặt ra yêu cầu sử

dụng mô hình đa trạng thái nhằm tiến tới mô tả chính xác trạng thái trong thực tế của WTG. Mỗi trạng thái được đặc trưng bởi công suất trạng thái P_i và xác suất trạng thái PB_i thể hiện trên hình 5. Mô hình đa trạng thái thể hiện nhiều ưu điểm đó là mô tả chính xác các trạng thái làm việc của WTG thay đổi theo tốc độ gió, nhưng gặp phải nhiều khó khăn khi tính toán xác suất các trạng thái đặc biệt khi số trạng thái lớn.



Hình 5. Xác suất trạng thái ứng với công suất phát của tuabin gió



Hình 6. Giảm lược hóa mô hình đa trạng thái

Từ những khó khăn đó, [6] đề xuất lược giản hóa mô hình đa trạng thái như thể hiện trên hình 6.

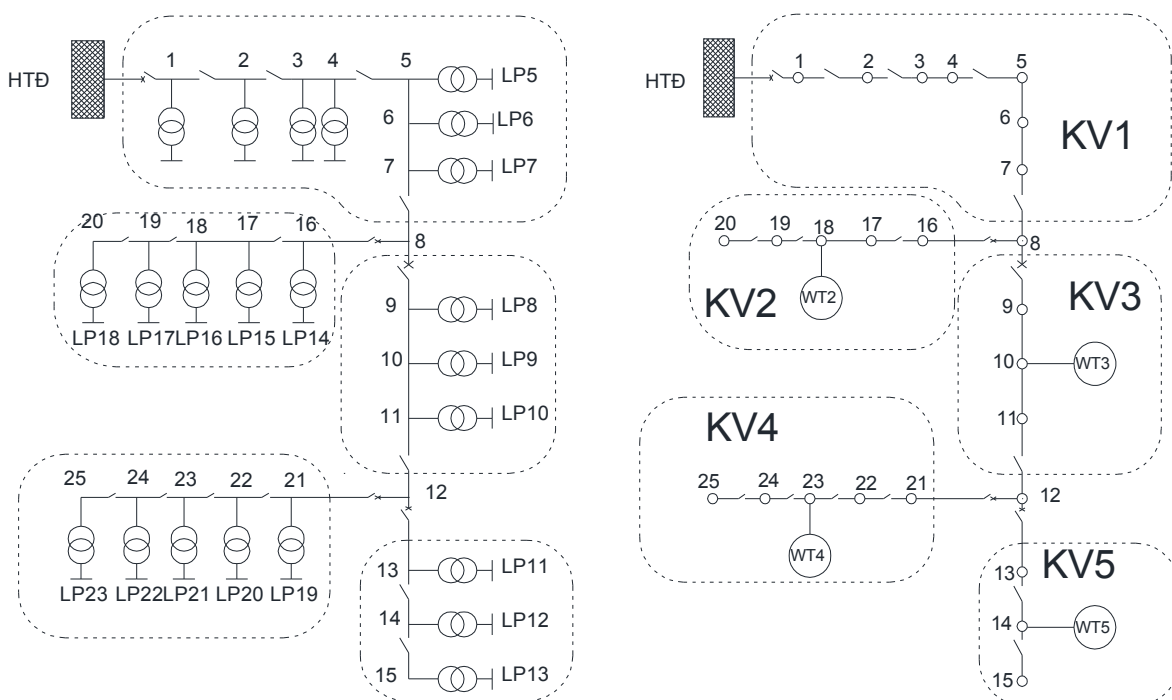
$$\begin{cases} PB_K = \left(\frac{P_{k+1} - P_i}{\Delta P} \right) \cdot PB_i \\ PB_{K+1} = \left(\frac{P_i - P_k}{\Delta P} \right) \cdot PB_i \end{cases} \quad (7)$$

2.2. Tính toán độ tin cậy LDPP

2.2.1. Phân miền khu vực LDPP

Trong quá trình tính toán ĐTC, lưới điện phức tạp thường được chia thành các miền khu vực có cùng thông số ĐTC. Với LDPP có nhiều nút, việc chia LDPP thành các khu vực nhằm đơn giản hóa quá trình tính toán ĐTC là rất cần thiết. Việc phân miền khu vực theo ĐTC sẽ dựa vào vị trí thiết bị phân đoạn. Nếu giả thiết bỏ qua hỏng hóc của cầu chì thì thời gian ngừng cung cấp điện của các hộ tiêu thụ trong cùng khu vực là như nhau.

Trong thực tế, phân miền khu vực dựa vào các thiết bị đóng cắt tự động còn giúp nâng cao ĐTC toàn lưới. Khi sự cố, với các miền bị chia cắt với lưới điện chính có thể tách lưới, nguồn phân tán gắn vào miền tách sẽ đóng vai trò cấp điện chính cho các phụ tải tại miền đó. Việc xác định vị trí tách lưới nhằm đảm bảo cấp điện liên tục cho phụ tải phụ thuộc vào tương quan giữa công suất nguồn phân tán và phụ tải. Đối với nguồn phân tán chủ động công suất phát như diesel, thủy điện nhỏ, việc xác định công suất nguồn là không khó khăn. Trong khi đó với nguồn phân tán là nguồn điện gió công suất nguồn phụ thuộc ngẫu nhiên vào thông số tốc độ gió thì việc xác định gặp nhiều khó khăn.



Hình 7. Phân miền khu vực lưới điện theo ĐTC

Mô hình lưới mẫu IEEE RBTS 25 nút trên hình 7 [8] được chia thành 5 khu vực

có ĐTC khác nhau. Trong đó, nhằm tăng cường ĐTC các khu vực 2, 3, 4, 5 có gắn

thêm WTG. Các khu vực này có thể được tách ra hoạt động độc lập với lưới khi có sự cố thông qua máy cắt đầu khu vực. Xét trường hợp không có nguồn điện gió, nguyên nhân mất điện trên mỗi KV_i có thể là sự cố trên trạm phân phối tổng (TPP), trên khu vực nằm trên đường dẫn KV_i với nguồn chính hay trên chính KV_i. Tập hợp các nguyên nhân mất điện trên KV_i là tập G. Ví dụ, với KV3 trên hình Tập G₄ = {KV1, KV3, KV4, TPP}. Với mỗi hỏng hóc của mỗi phần tử thành phần tập hợp G, thời gian mất điện trên KV4 là thời gian sửa chữa phần tử hỏng hóc [7]. Khi đó thời gian mất điện được tính như sau:

$$T_k^{ND} = \left(\sum_{j \in G} \sum_{i=1}^m \lambda_i \cdot r_i \right) \quad (8)$$

Trong đó: T_k^{ND} - thời gian ngừng điện của khu vực k; λ_i - cường độ hỏng hóc của phần tử i trong phần tử j; r_i - thời gian sửa chữa phần tử i; và m - số lượng phần tử trong khu vực i.

Coi mỗi miền khu vực là một hệ thống nhỏ bên trong hệ thống LĐPP, mỗi miền có chỉ số SAIDI_k và toàn hệ thống có chỉ số SAIDI_s. Hai chỉ số liên hệ với nhau qua công thức (9):

$$SAIDI_s = \sum_k SAIDI_k \cdot \frac{C_k}{C_s} \quad (9)$$

Ở đây C_k - số lượng phụ tải trong khu vực k; C_s - tổng số lượng hộ tiêu thụ toàn LĐPP.

Trong thực tế, thời gian ngừng điện sẽ khác với công thức (13), vì các miền khu vực có chứa nguồn điện phân tán còn chế

độ tách lưới hoạt động độc lập. Vì vậy, cần đưa vào hàm tính xác suất hoạt động chế độ tách lưới như sau:

$$P_k^{TL} = \frac{\sum_{j \in G \cap j \neq k} T_j^{ND}}{8760} \quad (10)$$

2.2.2. Tính toán ĐTC LĐPP

Trong phần 2.2.1, xác suất hoạt động chế độ tách lưới đã được đề cập. Song, việc tách lưới có thành công hay không còn phụ thuộc vào tương quan công suất nguồn phân tán và công suất phụ tải tại thời điểm tách. Để tính được các chỉ số ĐTC cần tính được xác suất thiếu hụt công suất, khi xảy ra thiếu hụt công suất:

$$P_K^{TH} = P(S_{WTG} < S_L) = \sum_{i=1}^n P b_i \cdot \frac{\tau_i}{8760} \quad (11)$$

Trong đó: S_{WTG} - công suất nguồn điện gió nối vào miền tại thời điểm tách lưới; S_L - công suất tải miền tại thời điểm tách lưới; τ_i - thời gian $S_{WTG} < S_L$, xác định dựa trên đồ thị phụ tải kéo dài của khu vực và công suất P_i tại trạng thái thứ i.

Từ công thức (10) và (11), tính được xác suất mất điện khi tách lưới của miền khu vực:

$$P_K^{TL-OFF} = P_K^{TL} \cdot P_K^{TH} \quad (12)$$

Chỉ số ĐTC của miền được xác định:

$$SAIDI_k^{WTG} = 8760 \cdot P_K^{TL-OFF} + \sum_{i=1}^m \lambda_i \cdot r_i$$

$$= \left(\sum_{j \in G \cap j \neq k} \sum_{i=1}^m \lambda_i \cdot r_i \right) \cdot \sum_{i=1}^n P b_i \cdot \frac{\tau_i}{8760} + \sum_{i=1}^m \lambda_i \cdot r_i \quad (13)$$

Từ chỉ số ĐTC của miền, ta tính được chỉ

số ĐTC của toàn LĐPP theo công thức (9).

3. TRƯỜNG HỢP NGHIÊN CỨU

3.1. Số liệu lưới điện

Bảng 1. Thông số các phần tử LĐPP

	Mô tả	λ (lần/năm)	Thời gian sửa chữa (h)	T hỏng học trung bình (h/năm)
Trạm phân phối tổng	-	0.6/100	24	0.144
Máy cắt	-	0.36/100	32	0.1152
MBA 22/0,4 kV	400 kVA	1.5/100	10	0.15
Chiều dài lưới đẳng trị mỗi khu vực	3 km	6.5/100 (1/km)	5	0.325
Số hộ tiêu thụ tại mỗi điểm tải	80 hộ	-	-	-

3.2. Nguồn điện gió

Một WTG có các thông số cho trong bảng 2.

Bảng 2. Thông số WTG

V_{cut-in}	V_r	$V_{cut-out}$	P_r , kW	λ (lần/năm)
4 m/s	14 m/s	25 m/s	1000	0,04

$$\rightarrow A = 0,12506; B = -0,06877 (m/s)^{-1}; C = 0,00938(m/s)^{-2}$$

Bảng 3. Số liệu thống kê tiêu biểu tốc độ gió trong năm

Tốc độ gió (m/s)	Số giờ / năm	Tốc độ gió (m/s)	Số giờ/năm
0÷4	1104	10÷12	1232

Tốc độ gió (m/s)	Số giờ / năm	Tốc độ gió (m/s)	Số giờ/năm
4÷6	1355	12÷14	1124
6÷8	1490	14÷25	811
8÷10	1572	25÷35	72

Bảng 4. Thống kê mô hình công suất ra WTG

Công suất WTG, kW	Xác suất trạng thái (chưa xét hỏng học WTG)	Xác suất trạng thái (có xét hỏng học WTG)
0	0.1342	0.1635
15.71	0.1547	0.1485
103.29	0.1700	0.1632
265.91	0,1794	0.1722
503.57	0.1406	0.1350
816.27	0.1283	0.1232
1000	0.0926	0.0889

Bảng 5. Tập G của các khu vực

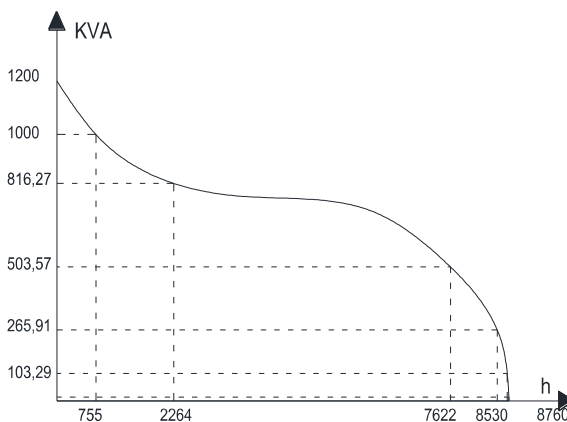
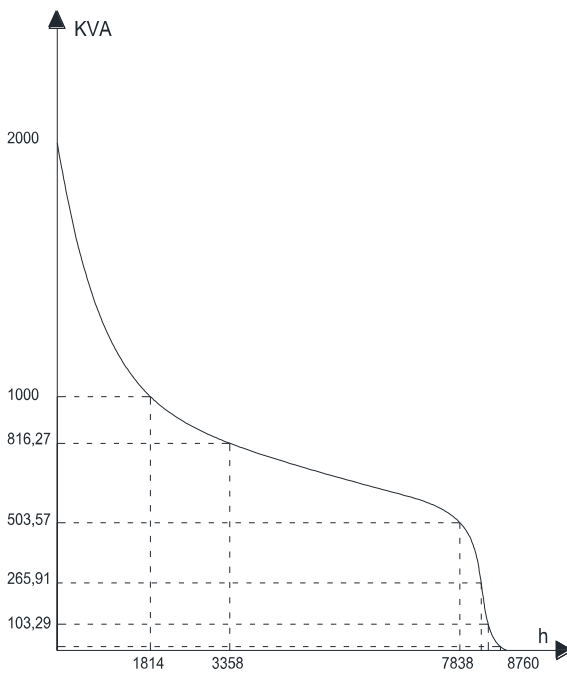
Khu vực	Tập G
1	{Trạm PP, KV1}
2	{Trạm PP, KV1, KV2}
3	{Trạm PP, KV1, KV3}
4	{Trạm PP, KV1, KV3, KV4}
5	{Trạm PP, KV1, KV3, KV5}

- Trường hợp không xét WTG: dựa vào tập hợp trong bảng 1÷5, tính toán được SAIDI các khu vực và toàn hệ thống với trường hợp không xét tới WTG. Kết quả cho trong bảng 6.

Bảng 6. SAIDI các khu vực không xét WTG

Khu vực	SAIDI _k (h/năm)	Số khách hàng trong khu vực
1	2.2842	560

Khu vực	SAIDI _k (h/năm)	Số khách hàng trong khu vực
2	4.1244	400
3	3.8244	240
4	5.6646	400
5	5.3646	240
SAIDI _s	4.0218	1980



Hình 8. Đồ thị phụ tải kéo dài của KV4 (trái) và KV5 (phải)

- Xét trường hợp khi gắn WTG trong bảng 2 vào LDPP

Tính SAIDI₄, xác suất tách lưới

$$P_4^{TL} = \frac{\sum_{j \in G^4 \cap j \neq 4} T_j^{ND}}{8760} = 4,36 \cdot 10^{-4}$$

Khi tách lưới, xác suất mất điện là khi WTG không đáp ứng yêu cầu phụ tải. Xác suất này được tính dựa thời gian thiếu hụt công suất biểu diễn trên đồ thị phụ tải ứng với các trạng thái khác nhau của nguồn điện gió.

Bảng 7. Xác suất thiếu hụt công suất trong chế độ tách lưới KV4

TT	Công suất WTG	Xác suất công suất	Thời gian thiếu hụt /8760h	Xác suất thiếu hụt
1	0	0.1635	8760	0.163500
2	15.71	0.1485	8343	0.141431
3	103.29	0.1632	8214	0.153028
4	265.91	0.1722	7975	0.156769
5	503.57	0.1350	7838	0.120791
6	816.27	0.1232	3358	0.047227
7	1000	0.0889	1814	0.018409
Tổng				0.801155

$$SAIDI_4^{WT} =$$

$$= 8760 \cdot P_4^{TL} \cdot P_4^{TH} + \sum_{i=1}^m \sum_{j=4} \lambda_i \cdot r_i = 4,9041 \text{ h / nam}$$

Tương tự cho các khu vực còn lại, kết quả cho trong bảng 8.

Bảng 8. Chỉ số SAIDI của mỗi khu vực và toàn hệ thống

Khu vực	SAIDI _k (h/năm)		Chênh lệch, %
	Không có WTG	Có WTG	
1	2.2842	2.2842	0
2	4.1244	3.6702	11.01
3	3.8244	3.3654	12.00
4	5.6646	4.9041	13.43
5	5.3646	4.5962	14.32
Hệ thống	4.0218	3.5048	12.85

Từ kết quả tính toán trong bảng 7 và bảng 8 cho thấy:

- Thời gian mất điện trung bình của LĐPP khi có kết nối WTG được cải thiện khá tốt so với không có kết nối WTG, đặc biệt là các khu vực trực tiếp kết nối với WTG.
- Trong chế độ tách lưới điều này cũng được thể hiện khá rõ, khi công suất WTG tăng lên thì xác suất thiếu hụt công suất và thời gian thiếu hụt công suất càng giảm. Với một giá trị công suất của điện gió đạt đến giá trị đủ lớn so với tổng công suất phụ tải trong LĐPP thì các chỉ tiêu độ tin cậy cung cấp điện càng được cải thiện rõ rệt.

- Phân miền khu vực giúp việc đánh giá độ tin cậy một cách chính xác, mô hình ĐTC của WTG đa trạng thái cho phép xét đến đặc tính ngẫu nhiên của nguồn điện gió và phụ tải một cách tường minh.

4. KẾT LUẬN

Bài toán xác định ĐTC của LĐPP có nguồn điện gió là một bài toán phức tạp, vì vậy khi nghiên cứu, tính toán cần xét tới nhiều yếu tố ảnh hưởng, đặc biệt là yếu tố cấu trúc LĐPP, tính ngẫu nhiên của tốc độ gió ảnh hưởng lên công suất phát WTG và đặc tính của phụ tải. Với nguồn điện gió, khi tính toán ĐTC mô hình truyền thống không còn phù hợp do không mô tả được hết các trạng thái WTG, thay vào đó nên sử dụng mô hình đa trạng thái. Bài báo đã sử dụng mô hình đa trạng thái nguồn điện gió để tính toán một số chỉ tiêu ĐTC của LĐPP có xét tới đặc tính của phụ tải khu vực. Trong bài báo này tuy chưa xét đến trường hợp LĐPP có nhiều nguồn điện phân tán có đặc tính công suất khác nhau, nhưng với phương pháp đề xuất hoàn toàn có thể thực hiện được, chúng tôi sẽ đề cập trong những nghiên cứu tiếp theo.

TÀI LIỆU THAM KHẢO

- [1] Trần Bách, "Lưới điện & Hệ thống điện" Tập 1, Nhà xuất bản Khoa học và Kỹ thuật, Hà Nội 2007.
- [2] Nguyễn Đức Hạnh, "Nghiên cứu nâng cao hiệu quả kinh tế, chất lượng điện áp và độ tin cậy trong quy hoạch lưới điện trung áp", Luận án Tiến sĩ kỹ thuật điện, Hà Nội 2011.
- [3] G. Boyle, "Renewable Energy". Oxford, U.K.: Oxford Univ. Press, 2004.

- [4] Ding, Yi; Cheng, Lin; Zhang, Yonghong; Xue, Yusheng, "Operational reliability evaluation of restructured power systems with wind power penetration utilizing reliability network equivalent and time-sequential simulation approaches", *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy* (2014), 2(4), 329-340.
- [5] Henry Cheng, Yunhe Hou, and Felix Wu, "Probabilistic wind power generation model: Derivation and applications", *International Journal of Energy*, Issue 2, Vol. 5, 2014.
- [6] Liang Wu, Jeongje Park, Jaeseok Choi, A.A. EI-Keib, "Probabilistic Reliability Evaluation of Power Systems Including Wind Turbine Generators Considering Wind Speed Correlation", *Journal of Electrical Engineering & Technology* Vol.4 ; 2009.
- [7] Yasser M. Atwa, Ehab F. El-Saadany, "Reliability Evaluation for Distribution System With Renewable Distributed Generation During Islanded Mode of Operatio", *IEEE Transactions on power systems*, Vol. 24, No. 2, May 2009.

Giới thiệu tác giả:



Tác giả **Nguyễn Văn Hùng** tốt nghiệp Trường Đại học Bách khoa Hà Nội năm 2011 chuyên ngành hệ thống điện. Tốt nghiệp Thạc sỹ tại Trường Đại học Bách khoa Hà Nội năm 2014 chuyên ngành kỹ thuật điện. Hiện tác giả đang công tác tại Bộ môn Hệ thống điện, Trường Đại học Công nghiệp Hà Nội. Hướng nghiên cứu chính hiện nay: độ tin cậy trong hệ thống điện, nguồn điện phân tán.



Tác giả **Trịnh Trọng Chương** hiện đang công tác tại Viện Công nghệ HaUI, Trường Đại học Công nghiệp Hà Nội. Tốt nghiệp Đại học Bách khoa Hà Nội năm 1999, chuyên ngành hệ thống điện. Tốt nghiệp thạc sỹ năm 2003 và nhận bằng Tiến sĩ Kỹ thuật điện năm 2012. Hướng nghiên cứu chính hiện nay: tái cấu hình lưới điện phân phối, ổn định điện áp trong hệ thống điện, sử dụng năng lượng tiết kiệm và hiệu quả.