

ĐÁNH GIÁ ĐỘ TIN CẬY CỦA MÔ HÌNH TUABIN GIÓ BỐN TRẠNG THÁI DỰA TRÊN MÔ PHÒNG MONTE-CARLO

RELIABILITY EVALUATION OF WIND TURBINE USING FOUR-STAGES MONTE-CARLO SIMULATION

**Phạm Mạnh Hải^{1*}, Nguyễn Quang Ninh², Nguyễn Thế Vĩnh³, Nguyễn Hoài Nam²,
Vũ Thị Anh Thơ¹, Nguyễn Thị Thanh Loan¹**

¹Trường Đại học Điện lực, ²Viện Hàn lâm Khoa học Việt Nam,

³Trường Đại học Công nghiệp Quảng Ninh

Ngày nhận bài: 5/12/2018, Ngày chấp nhận đăng: 20/12/2018, Phản biện: TS. Lê Thành Doanh

Tóm tắt:

Độ tin cậy hệ thống điện từ lâu đã được nghiên cứu với ba cấp độ: cấp độ nguồn phát, cấp độ tích hợp nguồn và lưới điện truyền tải, cấp độ hệ thống điện bao gồm cả lưới điện phân phối [1]. Tuy cấp độ đầu tiên chỉ là nền tảng cho các cấp độ tiếp theo nhưng vẫn tiếp tục được nghiên cứu, đặc biệt là các nghiên cứu tích hợp nguồn năng lượng tái tạo. Mô phỏng Monte-Carlo thường được sử dụng để mô tả các trạng thái phát của các nguồn phát cũng như các chế độ phụ tải trong hệ thống. Bài báo trình bày tuabin gió công suất 2,055 MW với 4 trạng thái phát được mô phỏng theo phương pháp Monte-Carlo và được tích hợp trong lưới điện chuẩn thử nghiệm độ tin cậy IEEE-RTS phiên bản 1979 [2]. Các kịch bản nghiên cứu với tỉ lệ nguồn gió thay đổi trong tổng công suất nguồn phát (0,2%; 2,4%; 3,6%; 4,8%) đã được thử nghiệm. Mỗi kịch bản điện gió này lại được thử nghiệm với nhiều mức đỉnh phụ tải năm khác nhau. Kết quả của các nghiên cứu này được so sánh với các kết quả thử nghiệm chuẩn thông qua giá trị LOLEH.

Từ khóa:

Độ tin cậy, mô phỏng Monte-Carlo, mô phỏng nhiều trạng thái, tuabin gió, lưới điện thử nghiệm IEEE-RTS.

Abstract:

Reliability of Power System research has a long history included three levels: generation facilities, integration of generation and transmission and power system consisting of distribution system [1]. The first level is basic step for the next level, still being interested, especially on researches of the renewable energy sources integration. Monte-Carlo simulation is used to describe power state of traditional generations, wind turbines and hourly load of the power system. In particular, the 2.055 MW wind turbine is simulated in four stages. The reliability test power system IEEE-RTS (version 1979 [2]) was used to verify the simulation method. Four scenarios of the share of wind power were tested: 0.2% 2.4%, 3.6%, 4.8%. Each scenario was simulated respectively with different load levels. The obtained simulation results are compared with the standard test.

Keywords:

Reliability, Monte-Carlo Simulation, Multi-Stages Simulation, Wind Turbine, IEEE-RTS testing System.

1. GIỚI THIỆU CHUNG

Độ tin cậy hệ thống điện đã được nghiên cứu từ những năm 1970. Nhóm nghiên cứu của Roy Billinton được xem như những người khởi xướng cho vấn đề này với nhiều công bố khoa học. Tổ chức IEEE sau đó đã tập hợp các nghiên cứu về độ tin cậy hệ thống điện theo các giai đoạn từ 1971 đến 2002 [3-9]. Một số chỉ tiêu đánh giá được đưa ra nghiên cứu đã trở thành những chỉ tiêu cơ bản như: xác suất mất tải (LOLP), kỳ vọng mất tải (LOLE hoặc LOLEH), kỳ vọng tổn thất điện năng (LOEE). Hầu như các nghiên cứu về độ tin cậy hệ thống điện đều sử dụng mô hình lưới điện mẫu do tổ chức IEEE đưa ra được gọi là IEEE-RTS. Các lưới điện mẫu này có nhiều phiên bản khác nhau: phiên bản đầu tiên năm 1979, sau đó được mở rộng vào năm 1986 [10] và năm 1996 [11]. Ngoài ra, Billinton và các cộng sự còn phát triển một phiên bản lưới điện mẫu nhỏ hơn được gọi là RBTS [12] dùng cho đào tạo để khai thác những vấn đề cơ bản nhất của nghiên cứu về độ tin cậy hệ thống điện.

Những công bố khoa học gần đây không chỉ tập trung vào các hệ thống với các nguồn phát từ năng lượng hoá thạch truyền thống nữa, thay vào đó là các nghiên cứu độ tin cậy hệ thống điện có sự tham gia của các nguồn năng lượng tái tạo. Những nghiên cứu theo hướng này được khởi xướng bởi nhóm nghiên cứu của Billinton và Allan với các mô hình điện gió tích hợp [13-15], sau đó, được phát triển bởi các nhóm nghiên cứu khác tập trung vào mô phỏng các trạng thái của tuabin gió [16] hay ảnh hưởng của yếu tố khác như địa hình [17]. Trong bài báo này, mô phỏng Monte-Carlo được sử

dụng để thực hiện tính toán LOLEH trong nghiên cứu độ tin cậy hệ thống điện cấp độ nguồn phát. Các tuabin điện gió được thêm vào trong cơ cấu nguồn phát của lưới điện mẫu IEEE-RTS phiên bản 1979 thay cho một số đơn vị phát điện truyền thống mà tổng công suất phát không thay đổi. Các tuabin điện gió được mô phỏng 4 trạng thái theo phương pháp mô phỏng Monte-Carlo đề xuất bởi Beshr và các cộng sự [18]. Do vậy, nội dung bài báo sẽ bao gồm các mục sau:

- Mục 1: Giới thiệu chung về các nghiên cứu độ tin cậy hệ thống điện và nội dung của bài báo.
- Mục 2: Trình bày lưới điện mẫu IEEE-RTS được sử dụng cho nghiên cứu, đồng thời mô tả cách thức mô phỏng Monte-Carlo của các nguồn phát và phụ tải. Dữ liệu của loại tuabin điện gió sử dụng trong các kịch bản nghiên cứu khác nhau được mô tả với những đặc tính cơ bản.
- Mục 3: Trình bày mô hình mô phỏng Monte-Carlo nhiều trạng thái của một tuabin điện gió, bao gồm mô hình 3 và 4 trạng thái.
- Mục 4: Trình bày kết quả và các thảo luận xung quanh kết quả đạt được.
- Mục 5: Tóm tắt lại các kết quả chính của nghiên cứu và đề xuất các hướng nghiên cứu tiếp theo.

2. DỮ LIỆU VÀ PHƯƠNG PHÁP NGHIÊN CỨU

2.1. Lưới điện thử nghiệm mẫu IEEE-RTS

Lưới điện này chứa 11 nhà máy truyền thống (than, dầu, hạt nhân, khí tự nhiên và thủy điện) với 33 đơn vị phát (tương ứng 33 máy phát) công suất từ 12 đến 400

MW. Hệ thống truyền tải chứa 38 đường dây nối các phụ tải và nguồn ở cấp 138 kV và 230 kV. Tuy nhiên, như đã giới hạn lĩnh vực nghiên cứu, bài báo chỉ sử dụng dữ liệu nguồn phát, các thông số đường dây không được mô tả trong phần tiếp theo.

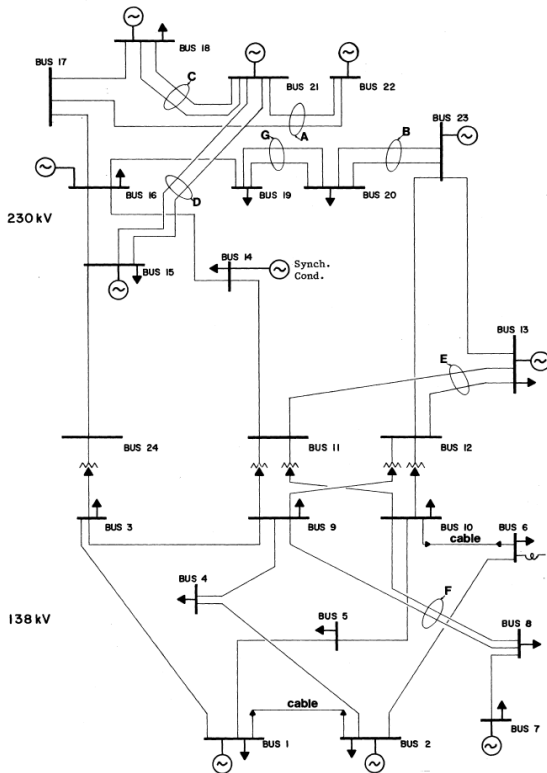


Figure 1 - IEEE Reliability Test System

Hình 1. Sơ đồ một sợi lưới điện IEEE-RTS phiên bản 1979

2.2. Mô hình tải

Thông thường có hai cách để biểu diễn dữ liệu phụ tải: giá trị thực tế của phụ tải theo giờ hoặc giá trị gián tiếp của phụ tải giờ thông qua quan hệ với các đỉnh phụ tải (ngày, tuần, tháng, năm). Bài báo sử dụng dữ liệu phụ tải gián tiếp mô tả trong công bố khoa học về lưới điện mẫu IEEE-RTS phiên bản 1979. Trong đó, dữ liệu phụ tải giờ có thể thay đổi được theo các kịch bản

nghiên cứu bằng cách đơn giản là thay đổi phụ tải đỉnh năm (IEEE-RTS có giá trị gốc của phụ tải đỉnh năm là 2850 MW). Mô hình tải được biểu diễn ở các bảng 1, bảng 2 và bảng 3.

Bảng 1. Phần trăm phụ tải đỉnh tuần theo phụ tải đỉnh năm

Tuần	Phần trăm đỉnh (%)	Tuần	Phần trăm đỉnh (%)
1	86,2	27	75,5
2	90,0	28	81,6
3	87,8	29	80,1
4	83,4	30	88,0
5	88,0	31	72,2
6	84,1	32	77,6
7	83,2	33	80,0
8	80,6	34	72,9
9	74,0	35	72,6
10	73,7	36	70,5
11	71,5	37	78,0
12	72,7	38	69,5
13	70,4	39	72,4
14	75,0	40	72,4
15	72,1	41	74,3
16	80,0	42	74,4
17	75,4	43	80,0
18	83,7	44	88,1
19	87,0	45	88,5
20	88,0	46	90,9
21	85,6	47	94,0
22	81,1	48	89,0
23	90,0	49	94,2
24	88,7	50	97,0
25	89,6	51	100,0
26	86,1	52	95,2

Bảng 2. Phần trăm phụ tải đỉnh ngày theo phụ tải đỉnh tuần

Ngày	Phần trăm đỉnh (%)
Thứ 2	93
Thứ 3	100
Thứ 4	98
Thứ 5	96
Thứ 6	94
Thứ 7	77
Chủ nhật	75

Bảng 3. Phần trăm phụ tải đỉnh giờ theo phụ tải đỉnh ngày

Giờ	Tuần mùa đông 1-8&44-52		Tuần mùa hè 18-30		Tuần mùa xuân/thu 9-17&31-43	
	Ngày làm việc	Ngày cuối tuần	Ngày làm việc	Ngày cuối tuần	Ngày làm việc	Ngày cuối tuần
12-1am	67	78	64	74	63	75
1-2	63	72	60	70	62	73
2-3	60	68	58	66	60	69
3-4	59	66	56	65	58	66
4-5	59	64	56	64	59	65
5-6	60	65	58	62	65	65
6-7	74	66	64	62	72	68
7-8	86	70	76	66	85	74
8-9	95	80	87	81	95	83
9-10	96	88	95	86	99	89
10-11	96	90	99	91	100	92
11-12	95	91	100	93	99	94
12-1pm	95	90	99	93	93	91
1-2	95	88	100	92	92	90
2-3	93	87	100	91	90	90
3-4	94	87	97	91	88	86
4-5	99	91	96	92	90	85
5-6	100	100	96	94	92	88
6-7	100	99	93	95	96	92
7-8	96	97	92	95	98	100
8-9	91	94	93	100	96	97

Giờ	Tuần mùa đông 1-8&44-52		Tuần mùa hè 18-30		Tuần mùa xuân/thu 9-17&31-43	
	Ngày làm việc	Ngày cuối tuần	Ngày làm việc	Ngày cuối tuần	Ngày làm việc	Ngày cuối tuần
9-10	83	92	92	93	90	95
10-11	73	87	87	88	80	90
11-12	63	81	72	80	70	85

2.3. Mô hình các đơn vị phát truyền thống

Mô hình các đơn vị phát trong các nguồn phát được trình bày trong bảng 4. Theo đó, tổng công suất phát của hệ thống là 3405 MW. Các thông số của các đơn vị phát bao gồm:

- MTTF: thời gian hỏng hóc trung bình;
- MTTR: thời gian sửa chữa trung bình;
- FOR: tỉ lệ ngừng máy bắt buộc ($=\text{MTTR}/(\text{MTTF}+\text{MTTR})$).

Trong dữ liệu gốc của các đơn vị phát, thông số thời gian bảo dưỡng định kỳ (Scheduled Maintenance) cũng được mô tả. Tuy nhiên, trong bài báo chỉ sử dụng thông số FOR để mô phỏng nguồn phát tương tự như các nghiên cứu dẫn chứng trong phần giới thiệu chung.

Bảng 4. Dữ liệu mô phỏng độ tin cậy của các nguồn phát

Công suất (MW)	Số tổ máy	FOR	MTTF (h)	MTTR (h)	Thời gian bảo dưỡng định kỳ (tuần/năm)
12	5	0,02	2940	60	2
20	4	0,10	450	50	2
50	6	0,01	1980	20	2
76	4	0,02	1960	40	3
100	3	0,04	1200	50	3
155	4	0,04	960	40	4

Công suất (MW)	Số tổ máy	FOR	MTTF (h)	MTTR (h)	Thời gian bảo dưỡng định kỳ (tuần/năm)
197	3	0,05	950	50	4
350	1	0,08	1150	100	5
400	2	0,12	1100	120	6

Bảng 5. Thông số mô phỏng 4 trạng thái của tuabin gió được sử dụng trong nghiên cứu

Thông số	V_{ci} (m/s)	V_r (m/s)	V_{co} (m/s)	MTTF 100% (h)	MTTF 75% (h)	MTTF 50% (h)	MTTF (h)	P_r (MW)
Giá trị	3,5	14,5	25	300	250	200	40	2,055

2.5. Các kịch bản tích hợp điện gió

Theo dữ liệu gốc của IEEE-RTS, tổng công suất phát của hệ thống là 3405 MW, mức đỉnh phụ tải năm là 2850 MW, các đơn vị phát truyền thống có công suất nhỏ nhất là 12 MW, công suất phát định mức của tuabin gió là 2,055 MW. Với những dữ liệu này, có 4 kịch bản được đề xuất trong nghiên cứu:

Kịch bản gió 1: Giữ nguyên dữ liệu của lưới mẫu IEEE-RTS và thêm 4 tuabin gió 2,055 MW. Kịch bản này đề xuất nhằm kiểm chứng khẳng định rằng nếu tỉ lệ điện gió quá nhỏ so với tổng công suất khả phát của hệ thống thì độ tin cậy cấp độ nguồn phát sẽ không bị ảnh hưởng (thông qua giá trị LOLE, LOLEH trước và sau khi tích hợp nguồn điện gió).

Kịch bản gió 2: Kịch bản này có thêm các tuabin gió mới thay thế cho một vài đơn vị phát truyền thống của lưới điện. 1 tổ máy 12 MW và 3 tổ máy 50 MW được thay thế bởi 80 tuabin gió. Lúc này, tổng công suất khả phát vẫn tương đương với giá trị của lưới điện mẫu nhưng tỉ lệ điện gió chiếm 4,8% tổng công suất khả phát.

2.4. Mô hình các tuabin gió

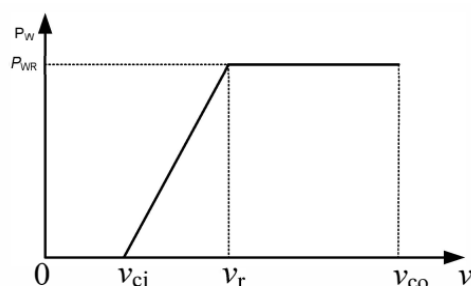
Như đã giới thiệu, các tuabin gió trong bài báo được mô phỏng 4 trạng thái phát, bao gồm các trạng thái tương ứng công suất phát 100%, 75%, 50% và dừng phát. Các thông số mô phỏng 4 trạng thái được biểu diễn ở bảng 5.

Kịch bản gió 3: Tương tự với ý tưởng của kịch bản gió 2, hai tổ máy 20 MW và 2 tổ máy 50 MW được thay thế bởi 60 tuabin. Trong kịch bản này, tỉ lệ điện gió chiếm 3,6% tổng công suất khả phát.

Kịch bản gió 4: Tương tự, 1 tổ máy 12 MW, 1 tổ máy 20 MW và 1 tổ máy 50 MW được thay thế bởi 40 tuabin gió. Kịch bản này thể hiện tỉ lệ điện gió là 2,4%.

3. MÔ PHỎNG MONTE-CARLO NHIỀU TRẠNG THÁI CHO TUABIN GIÓ

Trước khi thực hiện mô phỏng các trạng thái của một tuabin gió, các thông số cơ bản của tuabin đó cần được xác định. Các thông số cơ bản này tạo nên đường cong công suất phát của tuabin gió như hình 2.



Hình 2. Đường cong công suất phát của tuabin gió theo vận tốc gió

Trong đó:

V_{ci} : vận tốc gió khởi phát, tại đó, tuabin bắt đầu quay;

V_r : vận tốc gió định mức, tại đó, tuabin phát công suất định mức;

V_{co} : vận tốc gió ngừng phát, tại đó, tuabin được khuyến cáo dừng quay vì vấn đề an toàn vận hành;

P_{wr} : công suất định mức của tuabin.

Có nhiều phương pháp để mô phỏng tuabin gió phụ thuộc vào chế độ vận hành và số lượng trạng thái phát được mô phỏng. Về cơ bản, công suất phát của tuabin tỉ lệ với vận tốc gió và được biểu diễn theo công thức [19].

$$P_w(V) = \begin{cases} 0 & (V < v_{ci}) \text{ hoặc } (V > v_{co}) \\ \frac{P_{wr}}{v_r^3 - v_{ci}^3} (V^3 - v_{ci}^3) & (v_{ci} \leq V \leq v_r) \\ P_{wr} & (v_r < V \leq v_{co}) \end{cases} \quad (1)$$

Tuy nhiên, các nghiên cứu được công bố đều chỉ ra có sự sai khác giữa lý thuyết và thực tế đo được công suất phát của tuabin. Vì vậy, các công thức xấp xỉ được đề xuất để xây dựng các đường cong công suất phát của tuabin chỉ phụ thuộc vào vận tốc gió đo được. Công thức xấp xỉ thường được sử dụng được Park và cộng sự [20] mô tả như sau:

$$P_t = \begin{cases} 0, & 0 < v < v_{ci} \\ (A + B * v + C * v^2) * p_r, & v_{ci} \leq v < v_r \\ p_r, & v_r \leq v < v_{co} \\ 0, & v \geq v_{co} \end{cases} \quad (2)$$

Trong đó, A, B, C là các hệ số nhận được nhờ các công thức:

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

Như vậy, số liệu vận tốc gió đo được sẽ quyết định độ chính xác của đường cong công suất phát của tuabin với rất nhiều trạng thái công suất phát khác nhau. Tuy nhiên, để rút ngắn thời gian tính toán nhưng vẫn đảm bảo độ chính xác mô phỏng phù hợp, người ta thường mô phỏng rút gọn các trạng thái phát của tuabin gió. Beshr và các cộng sự [18] đã đề xuất một số cách rút gọn, cụ thể về 3 và 4 trạng thái công suất phát như sau:

Rút gọn 3 trạng thái:

$$P_d = \begin{cases} 0, & p_t < 0,25p_r \\ 0,5p_r, & 0,25p_r \leq p_t < 0,75p_r \\ p_r, & p_t \geq 0,75p_r \end{cases} \quad (4)$$

Rút gọn 4 trạng thái:

$$p_d = \begin{cases} 0 & p_t < 0,25p_r \\ 0,25p_r & 0,25p_r \leq p_t < 0,5p_r \\ 0,5p_r & 0,5p_r \leq p_t < 0,75p_r \\ p_r & p_t \geq 0,75p_r \end{cases} \quad (5)$$

Trong đó, P_d là công suất phát của tuabin được quy đổi thành các trạng thái công suất phát.

Ở bài báo này, số liệu đo đạc thực tế vận tốc gió được sử dụng để tính toán công suất phát của tuabin theo nhóm công thức 2 và 3. Sau đó, các giá trị công suất phát này được sử dụng để rút gọn lại thành 4 trạng thái công suất phát theo nhóm công thức 5 phục vụ cho mô phỏng Monte-Carlo.

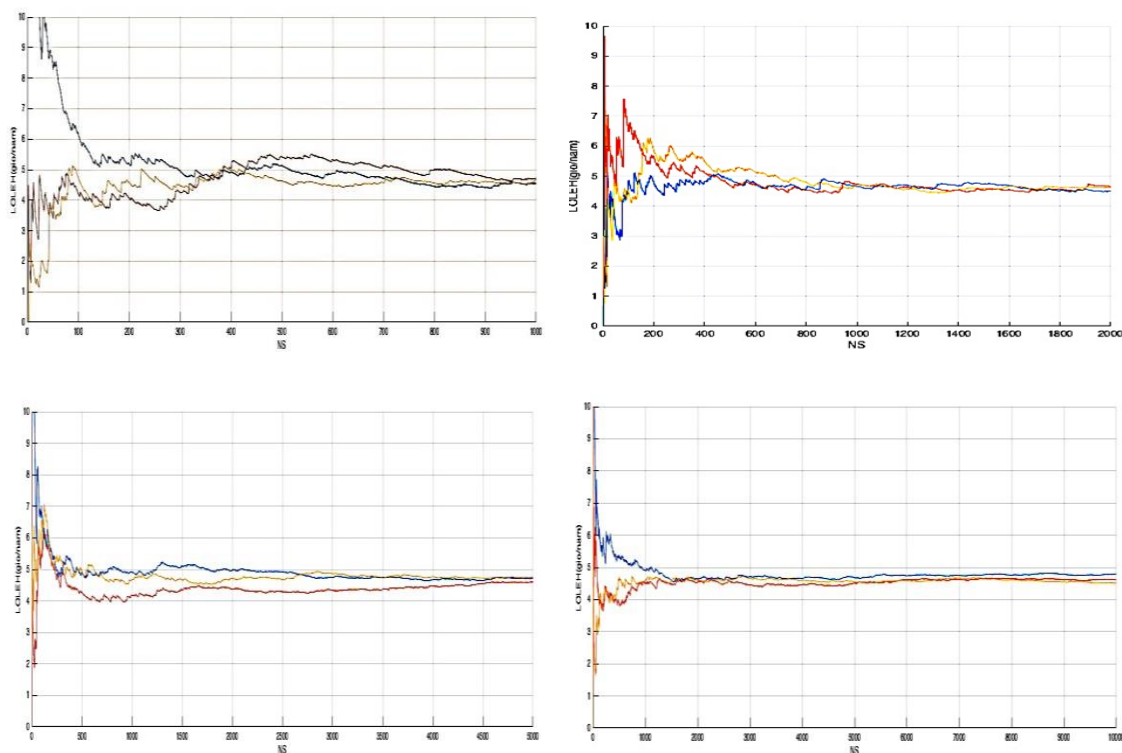
4. KẾT QUẢ ĐẠT ĐƯỢC VÀ THẢO LUẬN

4.1. Kết quả thử nghiệm các kịch bản phụ tải khác nhau trên lưới điện mẫu IEEE-RTS khi chưa có điện gió

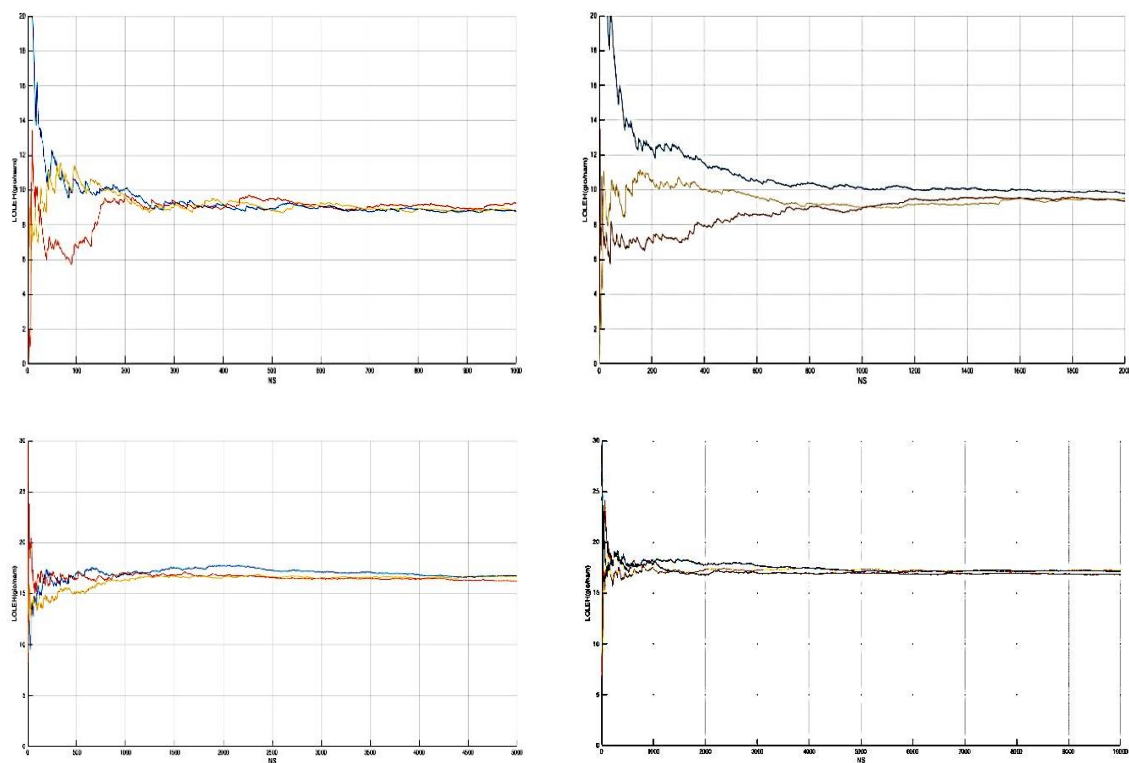
Các kịch bản thử nghiệm được đưa ra bằng cách thay đổi mức phụ tải đỉnh năm: 2550, 2850, 2950 và 3050 MW. Với mỗi kịch bản, mô phỏng được thực hiện 4 lần (tương ứng với 1000, 2000, 5000 và 10000 lần mô phỏng lặp lại) nhằm lựa chọn số lần mô phỏng lặp lại tối ưu sẽ được sử dụng cho các kịch bản tích hợp điện gió. Giá trị của chỉ số LOLEH là giá trị trung bình của ba lần chạy mô phỏng với cùng số mô phỏng lặp lại để đảm bảo tính khách quan trong nghiên cứu. Trên lý

thuyết, số lượng mô phỏng lặp lại càng lớn thì điểm hội tụ của mô phỏng càng gần với giá trị thực tế. Mục đích của các kịch bản thử nghiệm này nhằm khẳng định tính đúng đắn của thuật toán mô phỏng khi so sánh với các kết quả đạt được từ các nghiên cứu tham khảo đã công bố. Tuy nhiên, hầu như tất cả các nghiên cứu tham khảo đều không nói rõ số lần mô phỏng lặp lại hay cách thức vận hành của thuật toán. Vì vậy, dựa vào kết quả đạt được gần sát với kết quả đã được công bố, bài báo này sẽ đưa ra các đề xuất cho số lần mô phỏng tối ưu được sử dụng cho các kịch bản tích hợp điện gió.

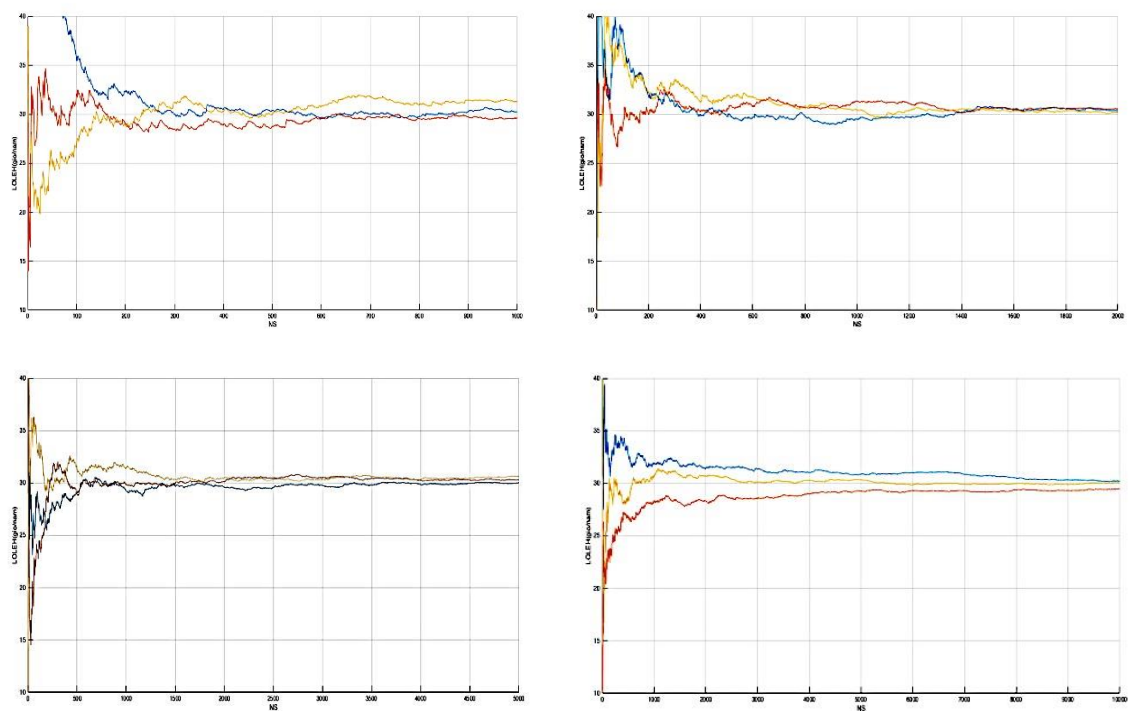
Các kết quả mô phỏng được thể hiện trên các hình 3, 4, 5 và 6.



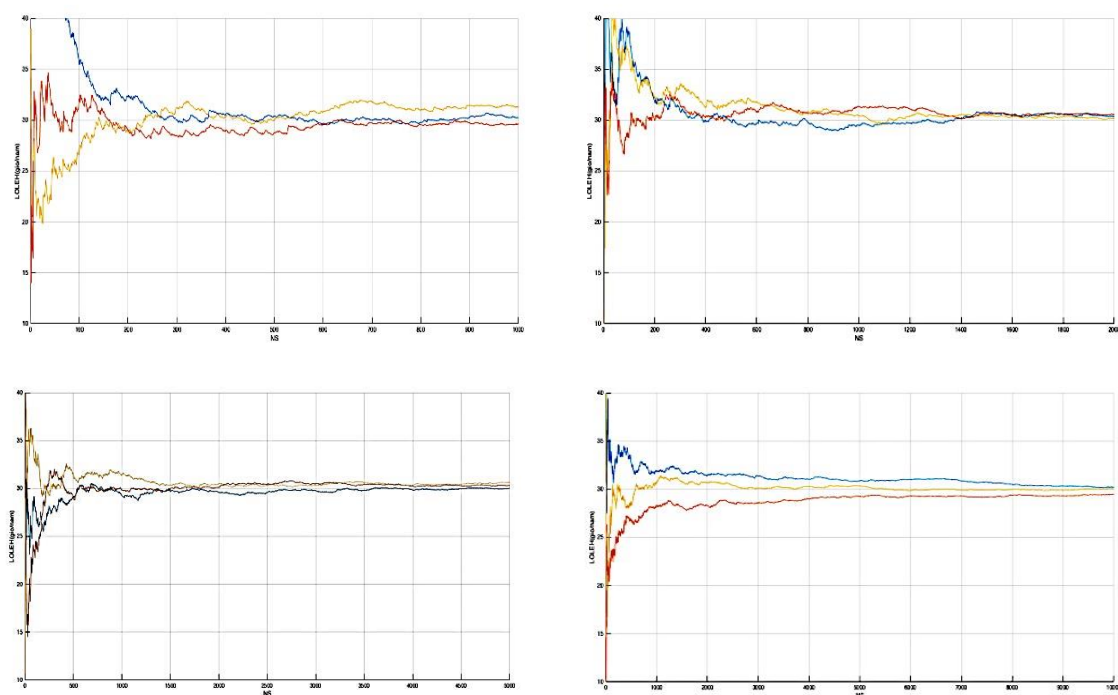
Hình 3. Kịch bản tương ứng phụ tải đỉnh năm 2750 MW. NS: tổng số lần mô phỏng lặp lại



Hình 4. Kịch bản tương ứng phụ tải đỉnh năm 2850 MW. NS: tổng số lần mô phỏng lặp lại



Hình 5. Kịch bản tương ứng phụ tải đỉnh năm 2950 MW. NS: tổng số lần mô phỏng lặp lại



Hình 6. Kịch bản tương ứng phụ tải đỉnh năm 3050 MW. NS: tổng số lần mô phỏng lặp lại

Trên các đồ thị thể hiện kết quả này, sự sai khác giữa 3 lần chạy với cùng số lần mô phỏng đã cho thấy sự cần thiết khi phải thực hiện nhiều mô phỏng, nhiều lần

để tránh sai số khách quan như đã nói ở trên. Kết quả tổng hợp bao gồm cả thời gian thực thi được thể hiện trên bảng 6.

Bảng 6. Tổng hợp kết quả từ 4 kịch bản thử nghiệm thuật toán

Kịch bản	2750 MW	2850 MW	2950 MW	3050 MW	2750 MW	2850 MW	2950 MW	3050 MW
	LOLEH (h/năm)				Thời gian thực thi (s)			
NS								
1000	4,64	8,96	17,31	30,40	32,61	29,14	27,91	35,54
2000	4,58	9,55	17,35	30,35	62,01	52,08	50,17	60,39
5000	4,69	8,87	16,57	30,31	145,58	134,13	117,23	157,59
10000	4,64	8,99	17,08	29,90	234,40	230,27	298,92	282,08
Trung bình	4,64	9,09	17,08	30,24				

Kết quả đạt được chỉ ra rằng, sai số là không đáng kể khi chạy 1000, 2000, 5000 hay 10000 lần lặp lại.

Các giá trị trung bình ở bảng 6 được đem ra so sánh với các giá trị trong các tham khảo và được thể hiện trong bảng 7.

Bảng 7. So sánh giá trị mô phỏng được với các nghiên cứu đã công bố

	LOLEH (h/năm)			
Phụ tải đỉnh năm (MW)	2750	2850	2950	3050
Kết quả của nghiên cứu	4,64	9,09	17,08	30,24
Billinton và cộng sự [21]	4,8516	9,3716	17,3696	30,7172
Allan và cộng sự [6]		9,39418		

Bảng so sánh này cho thấy các giá trị LOLEH đạt được tương tự với các công bố tham khảo của Billinton và Allan. Sự tương đồng này có ý nghĩa là thuật toán được sử dụng trong nghiên cứu này đáng tin cậy và có thể được sử dụng để thực hiện với các kịch bản tích hợp điện gió trong phần tiếp theo.

4.2. Độ tin cậy nguồn phát của hệ thống điện khi có sự tham gia của các nguồn điện gió

Ở mục này, 4 kịch bản điện gió sử dụng lưới điện mẫu IEEE-RTS sẽ được nghiên cứu với thuật toán mô phỏng đã được thử nghiệm ở mục trước. Giá trị LOLEH vẫn là giá trị trung bình sau 3 lần chạy mô phỏng. Tuy nhiên, số lần chạy mô phỏng lặp lại cố định ở 5000 lần để giảm thời gian thực thi (mặc dù như đã khẳng định ở mục trước, sai số là không đáng kể, nhưng con số 5000 được đề xuất sau khi thảo luận để đảm bảo tránh sai số do khách quan).

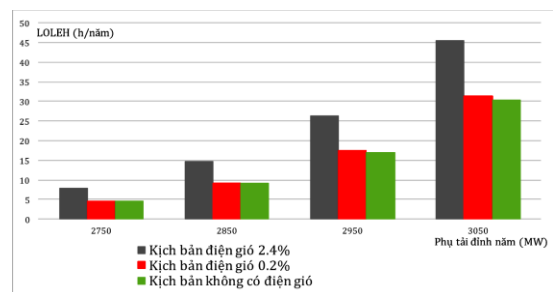
Kết quả chạy mô phỏng 3 kịch bản gió với tỉ lệ tích hợp đáng kể (kịch bản gió 2, 3 và 4) được thể hiện trong bảng 8.

Để thấy được chỉ tiêu độ tin cậy nguồn phát thay đổi khi tỉ lệ điện gió tham gia vào hệ thống một cách rõ ràng, bài báo này thể hiện so sánh giữa kịch bản gió 2,

kịch bản gió 1 (kịch bản mà tỉ lệ điện gió tham gia là không đáng kể) và kịch bản không có điện gió (kịch bản gốc) trong hình 7.

Bảng 8. Giá trị LOLEH (h/năm) của các kịch bản gió với tỉ lệ tích hợp đáng kể

Phụ tải đỉnh năm (MW)	Kịch bản gió 2	Kịch bản gió 3	Kịch bản gió 4
2750	13,31	9,94	7,91
2850	24,32	18,92	14,75
2950	41,08	32,82	26,32
3050	70,01	56,81	45,43



Hình 7. So sánh trực quan giữa các kịch bản: tỉ lệ gió đáng kể, không đáng kể và không có

Từ những kết quả trên đây, dễ thấy rằng mặc dù tỉ lệ điện gió tham gia khá nhỏ (nhỏ hơn 5%) nhưng độ tin cậy nguồn phát của hệ thống điện đã thay đổi rất nhiều so với khi không có điện gió hoặc với khi tỉ lệ điện gió không đáng kể. Ngoài ra, với mỗi kịch bản điện gió, phụ tải đỉnh năm cũng ảnh hưởng nhiều đến độ tin cậy nguồn phát. Giá trị LOLEH tăng mỗi khi phụ tải đỉnh năm tăng lên 100 MW (khoảng 3,5% so với phụ tải đỉnh năm 2850 MW của lưới điện mẫu) chỉ ra sự suy giảm độ tin cậy của hệ thống điện. Kết quả ở hình 7 cũng chỉ ra một giả thuyết rằng khi phụ tải đỉnh năm nhỏ hơn tổng công suất khả phát của hệ thống, tỉ lệ điện gió 0,2% gần như không ảnh hưởng đến độ tin cậy nguồn phát của hệ thống

điện mặc dù sự ảnh hưởng này tăng nhẹ và có thể nhận thấy khi phụ tải đỉnh năm tiến gần đến tổng công suất khả phát.

5. KẾT LUẬN

Bài báo chỉ ra rằng khi tỉ lệ điện gió tham gia vào hệ thống điện là không đáng kể, giá trị LOLEH hầu như không thay đổi khi phụ tải đỉnh năm nhỏ hơn tổng công suất khả phát. Đặc biệt, giá trị LOLEH tăng gần gấp đôi mỗi khi phụ tải đỉnh năm tăng lên 100 MW (tương ứng với 3,5% của phụ tải đỉnh năm gốc là 2850 MW). Tuy vậy, sự suy giảm độ tin cậy này đã

tạo ra động lực cho các nghiên cứu mới nhằm khắc phục những nhược điểm của các nguồn năng lượng tái tạo để làm tăng độ tin cậy của hệ thống điện khi tích hợp các nguồn năng lượng tái tạo là xu hướng tất yếu. Một trong những giải pháp là việc tích hợp thêm các trung tâm dự trữ năng lượng như các nhà máy thủy điện tích năng hay các hệ thống acquy lưu trữ lớn. Các xu hướng này sẽ đóng vai trò quan trọng cho tương lai của hệ thống năng lượng sạch nhằm thay thế hệ thống năng lượng phụ thuộc vào năng lượng hóa thạch hiện nay.

TÀI LIỆU THAM KHẢO

- [1] R. Allan, "Power system reliability assessment-A conceptual and historical review," *Reliab. Eng. Syst. Saf.*, vol. 46, no. 1, pp. 3-13, 1994.
- [2] P. Subcommittee, "IEEE Reliability Test System," *IEEE Trans. Power Appar. Syst.*, vol. PAS-98, no. 6, pp. 2047-2054, 1979.
- [3] P.S.E. Committee, "Bibliography on the Application of Probability Methods in Power System Reliability Evaluation 1971-1977," *IEEE Trans. Power Appar. Syst.*, vol. PAS-97, no. 6, pp. 2235-2242, 1978.
- [4] R.N. Allan, R. Billinton, and S. H. Lee, "Bibliography on the Application of Probability Methods in Power System Reliability Evaluation 1977-1982," *IEEE Trans. Power Appar. Syst.*, vol. PAS-103, no. 2, pp. 275-282, 1984.
- [5] P.S.E. Committee, "Bibliography on the application of probability methods in power system reliability evaluation: 1982-7," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 3, no. 4, pp. 1555-1564, 1988.
- [6] R.N. Allan, R. Billinton, A.M. Breipohl, and C. H. Grigg, "Bibliography on the application of probability methods in power system reliability evaluation: 1987-1991," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 9, no. 1, pp. 41-49, 1994.
- [7] R.N. Allan, R. Billinton, A.M. Breipohl, and C. H. Grigg, "Bibliography on the application of probability methods in power system reliability evaluation," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 14, no. 1, pp. 51-57, 1999.
- [8] R. Billinton, M. Fotuhi-Firuzabad, and L. Bertling, "Bibliography on the application of probability methods in power system reliability evaluation 1996-1999," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 16, no. 4, pp. 595-602, 2001.
- [9] R.C. Bansal, T.S. Bhatti, and D.P. Kothari, "Discussion and closure of 'Bibliography on the application of probability methods in power system reliability evaluation,'" *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 17, no. 3, p. 924, 2002.
- [10] R.N. Allan, R. Billinton, and N. M. K. Abdel-Gawad, "The IEEE Reliability Test System - Extensions to and Evaluation of the Generating System," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 1, no. 4, pp. 1-7, 1986.
- [11] C. Grigg *et al.*, "The IEEE Reliability Test System-1996. A report prepared by the Reliability Test System Task Force of the Application of Probability Methods Subcommittee," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 14, no. 3, pp. 1010-1020, 1999.

- [12] R. Billinton *et al.*, "A reliability test system for educational purposes-basic data," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 4, no. 3, pp. 1238-1244, 1989.
- [13] R. Billinton and A. A. Chowdhury, "Incorporation of wind energy conversion systems in conventional generating capacity adequacy assessment," *IEE Proc. C - Gener. Transm. Distrib.*, vol. 139, no. 1, pp. 47-56, 1992.
- [14] R.N. Allan and P. C. Avella, "Reliability and economic assessment of generating systems containing wind energy sources," *IEE Proc. C - Gener. Transm. Distrib.*, vol. 132, no. 1, p. 8, 1985.
- [15] R. Billinton and P. G. Harrington, "Reliability Evaluation in Energy Limited Generating Capacity Studies," *IEEE Trans. Power Appar. Syst.*, vol. PAS-97, no. 6, pp. 2076-2085, 1978.
- [16] L. Wu, J. Park, J. Choi, A. A. El-Keib, M. Shahidehpour, and R. Billinton, "Probabilistic reliability evaluation of power systems including wind turbine generators using a simplified multi-state model: A case study," in *2009 IEEE Power & Energy Society General Meeting*, 2009, pp. 1-6.
- [17] F. Vallee, J. Lobry, and O. Deblecker, "Impact of the Wind Geographical Correlation Level for Reliability Studies," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 22, no. 4, pp. 2232-2239, 2007.
- [18] E. Beshr, Y. Hegazy, Y. Galal, and M.A. Badr, "A Novel Approach for Modeling Wind Turbine Generators for Reliability Analysis," *IEEE Power Energy Conf.*, vol. 2, no. PECon 08, pp. 159-163, 2008.
- [19] J. Hetzer, D. C. Yu, and K. Bhattacharai, "An economic dispatch model incorporating wind power," *Energy Conversion, IEEE Trans.*, vol. 23, no. 2, pp. 603-611, 2008.
- [20] G.L. Park, *Planning manual for utility application of WECS*. 1979.
- [21] Billinton and W. Li, "Chapter 4: Generating System Adequacy Assessment," in *Reliability Assessment of Electric Power Systems Using Monte Carlo Methods*, 2013, p. 352.

Giới thiệu tác giả:



Tác giả Phạm Mạnh Hải tốt nghiệp Trường Đại học Bách khoa Hà Nội chuyên ngành hệ thống điện năm 2006; nhận bằng Thạc sĩ ngành Kỹ thuật điện tại Đại học Paul Sabatier, Toulouse, Pháp năm 2008; bảo vệ Luận án tiến sĩ ngành hóa hữu cơ ứng dụng - Plasma cho năng lượng tại Đại học Poitiers (ENSIP), Poitiers, Pháp năm 2011. Hiện nay tác giả công tác tại Khoa Kỹ thuật điện, Trường Đại học Điện lực.

Lĩnh vực nghiên cứu: thuật toán tối ưu, dự báo phụ tải điện, năng lượng tái tạo, độ tin cậy trong hệ thống điện.



Tác giả Nguyễn Quang Ninh nhận bằng Tiến sĩ ngành Kỹ thuật điện tại Đại học Palermo, Ý năm 2016 với công trình nghiên cứu hướng đến tối ưu hoá dòng công suất trong lưới điện nhỏ tách đảo. Hiện nay tác giả làm việc tại Viện Khoa học năng lượng (IES).

Lĩnh vực nghiên cứu: năng lượng tái tạo, độ tin cậy hệ thống điện, lưới điện nhỏ.



Tác giả Nguyễn Thế Vinh nhận bằng Kỹ sư ngành kỹ thuật điện tại Trường Đại học Thái Nguyên năm 2001; nhận bằng Tiến sĩ ngành kỹ thuật điện năm 2014 tại Trường Đại học Lorraine, Nancy, Pháp.

Lĩnh vực nghiên cứu: mô hình hoá và điều khiển nâng cao các thiết bị điện tử công suất trong hệ thống điện, chất lượng điện năng, năng lượng tái tạo, độ tin cậy trong hệ thống điện.

