

Nguyên tắc xử lý dữ liệu trên nacelle của tuabin gió

Vũ Huy Toàn

Tóm tắt: Được biết, trong công nghệ điện gió, công suất định mức P_{dm} là một trong các thông số kỹ thuật cơ bản nhất cần phải được xác định để từ đó mới có thể lập được dự án đầu tư có tính đến sản lượng điện thu được hàng năm. Tuy nhiên, có một thực tế là sau khi hoàn thành xong phần lắp đặt tuabin gió, chính thông số này lại không được nghiệm thu giữa người bán và người mua như đáng lý ra phải có. Vấn đề nằm ở chỗ việc xác định P_{dm} theo các tiêu chuẩn về điện gió hiện hành rất phức tạp, tốn kém nhất là khi phải xác định P_{dm} của từng tuabin gió trong một trang trại điện gió có tới hàng chục tuabin như vậy. Xuất phát từ việc phân tích nguyên nhân dẫn đến các hạn chế đó, tác giả đề xuất áp dụng các lý thuyết đã được công nhận rộng rãi cùng với cơ sở dữ liệu thực tiễn của nhà sản xuất tuabin gió công bố và cam kết bảo hành làm nguyên tắc xử lý dữ liệu trên nacelle của tuabin gió nhằm khắc phục các hạn chế của các Tiêu chuẩn nói trên.

I. Mở đầu

Phép đo hiệu suất năng lượng của tuabin gió được thực hiện theo các Tiêu chuẩn quốc tế chỉ mới được ban hành vào đầu thế kỷ XXI này. Trong các tiêu chuẩn này, khái niệm “hiệu suất năng lượng” của tuabin gió được sử dụng với ngụ ý là “đường cong hệ số công suất”:

$$C_{P,i} = \frac{P_i}{\frac{1}{2}\rho AV_i^3}. \quad (1)$$

được rút ra từ “đường cong công suất” như được biểu diễn ở Hình 1 và được tính theo công thức:

$$P_i = \frac{1}{2} C_{P,i} \rho AV_i^3 \quad (2)$$

trong đó, ρ là mật độ không khí; A là diện tích mặt quét của cánh rotor có đường kính D ; V_i là tốc độ gió khi bắt đầu chuyển động vào vùng ảnh hưởng của cánh rotor.

Bên cạnh những điểm tích cực mà các Tiêu chuẩn này đóng góp cho sự phát triển của công nghệ điện gió, tồn tại những hạn chế khi áp dụng vào thực tiễn dẫn đến

một thực tế là hầu như không một dự án điện gió nào được kiểm tra hiệu suất năng lượng bao gồm công suất định mức cả, thậm chí ngay vào thời điểm nghiệm thu thiết bị đưa vào sử dụng.

II. Những hạn chế trong phép đo hiệu suất năng lượng tuabin gió

1. Hạn chế do bin hóa

Theo phương pháp bin, việc sử dụng các giá trị tốc độ gió V_i chỉ theo bin 0,5 m/s, $i = 1, 2, \dots, n$, dẫn đến một thực tế là độ bất định tuyệt đối của tốc độ gió do việc “bin hóa” phải là $\pm 0,25$ m/s mà không hiểu sao lại hoàn toàn không được đề cập tới trong phân tích độ bất định của kết quả đo? Khi đó, độ bất định tương đối của phép đo tốc độ gió sẽ bằng:

$$\delta V_i = \pm 100 \frac{0,25}{V_i} (\%) = \pm \frac{25}{V_i} (\%)$$

Ví dụ tốc độ gió đo được là $V_i = 10,25$ m/s buộc phải làm tròn (rounding) thành 10,0 m/s, hoặc 10,5 m/s theo bin 0,5 m/s thì đã gây ra độ bất định tuyệt đối $\Delta V_i =$

$10,25 - 10 = +0,25$ (m/s); hoặc $\Delta V_i = 10,25 - 10,5 = -0,25$ (m/s) và khi đó, ta sẽ có:

$$\delta V_i = \pm 100 \frac{0,25}{10,25} (\%) \approx \pm 2,44 (\%)$$

Ở tốc độ gió càng nhỏ thì độ bất định càng lớn, cụ thể, tại tốc độ gió khởi động tuabin 3,5 m/s, độ bất định lớn nhất sẽ bằng:

$$\delta V_i = \pm 100 \frac{0,25}{3,5} (\%) \approx \pm 7,1 (\%)$$

Vì vậy, mọi cố gắng nâng cao độ chính xác của phép đo tốc độ gió mà các IEC yêu cầu thông qua việc đánh giá độ bất định tổng hợp của hàng chục các yếu tố ảnh hưởng khác tới kết quả đo nhằm đạt tới ngưỡng dưới 1% là vô nghĩa. Điều này trực tiếp ảnh hưởng tới độ chính xác của việc đánh giá tiềm năng gió theo công thức đã biết:

$$E_{wind,i} = \frac{1}{2} \rho A V_i^3 \quad (3)$$

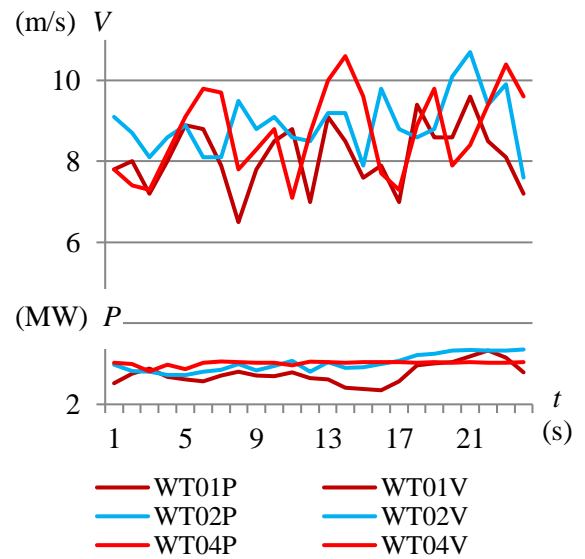
để sau đó, tính công suất gió:

$$P_{wind,i} = \frac{E_{wind,i}}{1s} = \frac{1}{2} \rho A V_i^3 \quad (4)$$

2. Hạn chế do độ bất định của đại lượng cần đo

Đại lượng cần đo, ở đây là tốc độ gió, có độ bất định (TI) rất lớn như có thể thấy trong Báo cáo nghiên cứu khả thi của các hãng cung cấp tuabin gió công bố vào khoảng $10\% < TI < 15\%$. Thực tế đo đạc trên hiện trường các tuabin gió xác nhận hiện tượng này có khi còn lớn hơn nhiều nữa như được mô tả tại Hình 2 trong đó, lấy ví dụ với 4 tuabin WT01, WT02, WT03 và WT04 của một trang trại điện gió đang vận hành. Rõ ràng theo các biểu

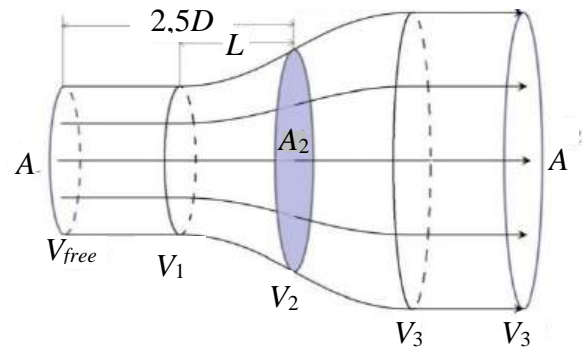
đồ tốc độ gió được ký hiệu với đuôi “V”, ví dụ WT01V để phân biệt với biểu đồ công suất có đuôi “P”, ví dụ WT01P, có thể thấy sự biến thiên hầu như liên tục của biên độ và tần số.



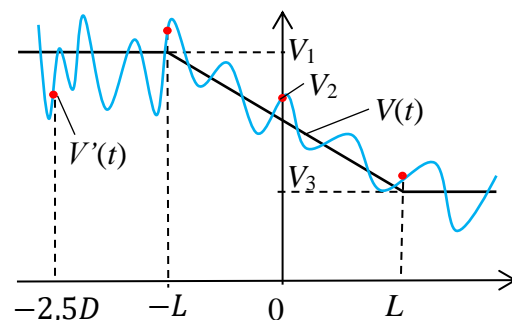
Hình 2.

III. Những nguyên tắc cơ bản

1. Sử dụng mô hình dòng chảy lý tưởng của Betz



a) Mô hình dòng chảy của Betz



b) Biểu đồ tốc độ gió

Hình 3.

Ta sẽ thực hiện phân tích dựa trên mô hình dòng chảy không khí lý tưởng của Betz như trên Hình 3a) và đồ thị tốc độ gió thực tế $V'(t)$ ở Hình 3b) có sự bất định, còn đồ thị $V(t)$ là trường hợp không có độ bất định này. Ở đây, A_1 và A_3 tương ứng là tiết diện dòng không khí đi vào và đi ra khỏi vùng ảnh hưởng của cánh rotor; $A_2 = A$ trong các công thức (1), (3) và (4); L là chiều dài vùng ảnh hưởng phía trước và phía sau cánh rotor; V_1 , V_2 và V_3 tương ứng là tốc độ gió khi đi xuyên qua các tiết diện A_1 , A_2 và A_3 ; V_{free} là tốc độ gió tự do ở khoảng cách $> L$ tới cánh rotor. Trên cơ sở mô hình dòng chảy không khí qua cánh rotor lý tưởng có dạng như trên Hình 3a), Betz có được:

• Đường cong công suất tuabine gió lý tưởng:

$$P_{tuabine,i} = C_P(x) \frac{1}{2} \rho A_2 V_{1,i}^3 \quad (9)$$

ở đây, $C_P(x)$ – là đường cong hệ số công suất của turbine gió lý tưởng:

$$C_P(x) = \frac{1}{2} (1 + x - x^2 - x^3) \quad (10)$$

$$\text{với} \quad x = \frac{V_3}{V_1} \quad (11)$$

được tác giả gọi là “tốc độ gió tương đối” khi xem xét (10) để phân biệt với “tốc độ gió tuyệt đối” chỉ là $V_{1,i}$ khi khảo sát hệ số công suất của turbine gió theo (2), tức là có hai cách thể hiện tuy về bản chất, chúng chỉ là một: theo tốc độ gió tuyệt đối $V_{1,i}$ là $C_P(V_{1,i})$ và theo tốc độ gió tương đối x là $C_P(x)$. Việc tác giả phải sử dụng thêm chỉ số dưới đối với tốc độ gió như vậy là để phân định chính xác khái

niệm “tốc độ gió” nào tại một trong ba tiết diện A_1, A_2 hay A_3 đang được đề cập tới.

Theo (11), với một giá trị $V_{1,i}$ nhất định thì sự biến thiên của x chỉ phụ thuộc vào sự thay đổi của $V_{3,i}$ vốn dĩ tuân theo (5), tức là phụ thuộc vào a . Nhưng độ lớn của a lại chịu ảnh hưởng của cánh rotor nên có nghĩa là với một kết cấu khí động nhất định của cánh rotor sẽ tương ứng với một giá trị nhất định của x , cũng tức là sẽ tương ứng với một giá trị nhất định của $C_P(x)$ như được thể hiện trên Hình 5a) – có thể thấy $C_P(1/3) \approx 0,593$ tức là khi $x = 1/3$ thì hệ số công suất đạt giá trị cực đại được biết đến với tên gọi là Betz’s limit.

Đối với tuabin gió với điều khiển dạng thất tốc có góc nghiêng cố định và tốc độ quay không thay đổi, x không phụ thuộc vào tốc độ $V_{1,i}$; điều này chỉ xảy ra đối với các tuabin gió công suất nhỏ.

Đối với tua bin gió với điều khiển công suất tác dụng có tốc độ quay thay đổi và có góc nghiêng cánh thay đổi, x sẽ phụ thuộc vào tốc độ gió $V_{1,i}$ vì $V_{3,i}$ không thay đổi đồng bộ với $V_{1,i}$ được nữa mà phụ thuộc vào a như vừa nói tới ở trên nên từ đây về sau, tác giả sẽ ký hiệu nó với chỉ số dưới là i , cụ thể là x_i để khẳng định việc nó luôn tương ứng với $V_{1,i}$ và $V_{3,i}$ chứ không phải $V_{1,i+1}$ hay $V_{3,i+1}$.

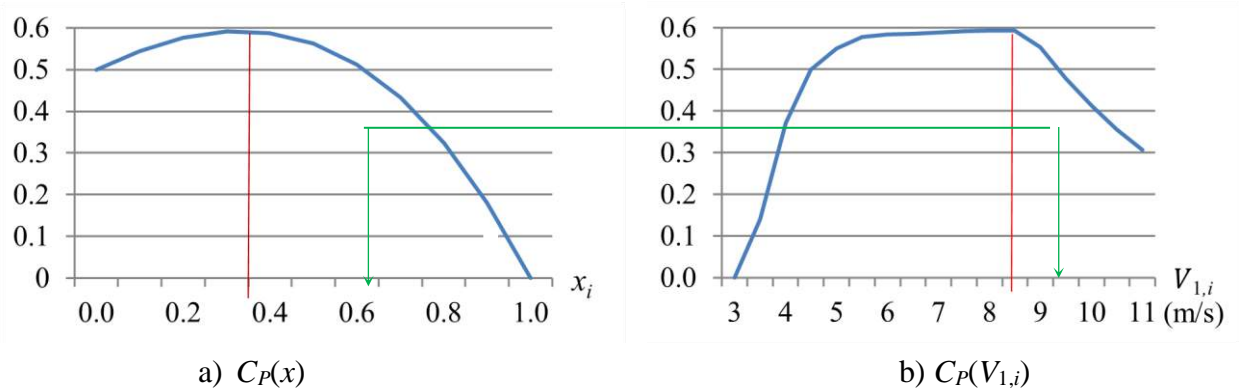
Bên cạnh đó, đường cong hệ số công suất còn được thể hiện theo tốc độ gió $V_{1,i}$ như trên Hình 5b) là đồ thị của (1). Nếu đối chiếu (10) với (2) có thể thấy $C_P(V_{1,i})$ và $C_P(x_i)$ đều có chung Betz’s limit 0,593 nên ta có thể viết:

$$\begin{aligned} \text{Max}\{C_P(1/3)\} &= \text{Max}\{C_P(V_{k,m})\} = \\ &= 0,593 \end{aligned} \quad (12)$$

với $V_{k,m}$ là tốc độ gió tương ứng với điểm cực đại của $C_P(V_{1,i})$.

$$V_{2,i} = \frac{V_{1,i} + V_{3,i}}{2}. \quad (13)$$

- Tốc độ gió tại tiết diện A_2 :



Hình 5.

Khi đó, nếu nhân cả hai vế của (13) với một hệ số k_i nào đó, ta được:

$$k_i V_{2,i} = \frac{1}{2} (k_i V_{1,i} + k_i V_{3,i}). \quad (14)$$

Biểu thức (14) nói lên rằng nếu với một tuabin gió có công suất P_i đã được thiết kế ở tốc độ gió tại A_1 bằng $V_{1,i}$ nhưng khi tuabin hoạt động lại chỉ đạt được P_i ở tốc độ đo được tại A_1 bằng $V_{1,meas,i} = k_i V_{1,i}$ thì có nghĩa là tốc độ gió tại A_2 và A_3 cũng sẽ tương ứng phải nhân thêm hệ số k_i thành $V_{2,meas,i} = k_i V_{2,i}$ và $V_{3,meas,i} = k_i V_{3,i}$. Cũng có thể nói một cách khác, nếu lúc đó, bằng cách nào đó đo được tốc độ gió tại A_2 bằng $V_{2,meas,i} = k_i V_{2,i}$, thì có nghĩa là tốc độ gió tương ứng tại A_1 và A_3 cũng sẽ phải là $V_{1,meas,i} = k_i V_{1,i}$ và $V_{3,measured,i} = k_i V_{3,i}$ mà không nhất thiết phải đo chúng. Khi đó, ta sẽ có:

$$k_i = \frac{V_{2,meas,i}}{V_{2,i}} \quad (15)$$

Tập hợp các giá trị k_i theo tốc độ $V_{1,i}$ sẽ cho ta đường cong $k_i(V_i)$ tương ứng. Điều này đặc biệt hữu ích khi chọn từ bỏ IEC 61400-12-1 dành cho đo $V_{free,i}$ tại met mast mà sử dụng IEC 61400-12-2 dành

cho đo $V_{2,i}$ tại A_2 bằng nacelle anemometry nhưng lại không cần phải xác định NTF theo công thức (D-1) trong đó rất phức tạp nữa:

$$V_{free} = \frac{V_{free,i+1} - V_{free,i}}{V_{nacelle,i+1} - V_{nacelle,i}} (V_{nacelle} - V_{nacelle,i}) + V_{free,i}$$

ở đây, $V_{nacelle,i}$ và $V_{nacelle,i+1}$ là các giá trị trung bình của tốc độ gió tại nacelle trong bin i và $i+1$; $V_{free,i}$ và $V_{free,i+1}$ là giá trị trung bình của bin tốc độ gió tại met mast trong bin i và $i+1$, $V_{nacelle}$ là giá trị đo được của máy đo gió trên nacelle mà chúng ta muốn ước tính tốc độ gió của luồng tự do; V_{free} là tốc độ gió của luồng tự do được ước tính bằng cách sử dụng tốc độ gió đo được ở nacelle và met mast, được hiệu chỉnh cho sự biến dạng của dòng chảy do địa hình (tương ứng là $V_{nacelle}$ và V_{free}).

Tuy nhiên, do các đường cong $C_P(V_{1,i})$ và $C_P(x_i)$ trên đây chỉ mang tính lý thuyết nên nếu muốn áp dụng được vào tính toán thực tiễn, cần phải căn cứ vào các đường cong thực tế.

2. Sử dụng các thông số kỹ thuật được nhà cung cấp thiết bị cam kết bảo hành

• Đường cong hệ số công suất $C_{P\eta}(V_{1,i})$. Đường cong thực tế này tính đến tổn hao ở điều kiện thực tế do nhà sản xuất tuabin gió cam kết khác với điều kiện lý tưởng của Betz bởi hệ số η là hiệu suất chuyển đổi năng lượng của các bộ phận sau cánh rotor không được tính đến trong mô hình lý tưởng của Betz. Lúc này, hệ số công suất tuabin gió $C_{P,i}$ trong (1) cũng vẫn có hai cách thể hiện:

- theo tốc độ gió tuyệt đối $V_{1,i}$:

$$C_{P,i} = C_{P\eta}(V_{1,i}) = \eta C_P(V_{1,i}) \quad (16)$$

- theo tốc độ gió tương đối x_i :

$$C_{P,i} = C_{P\eta}(x_i) = \eta C_P(x_i) \quad (17)$$

Khi đó, công suất tuabine gió thực tế được viết ở dạng tương đương với (2) chỉ khác ở các ký hiệu tốc độ gió với hai chỉ số dưới để tránh nhầm lẫn:

$$P_i = P(V_{1,i}) = \frac{1}{2} C_{P\eta}(V_{1,i}) \rho A_2 V_{1,i}^3 \quad (18)$$

Cũng tương tự như (12), có thể viết quan hệ giữa $C_{P\eta}(V_{1,i})$ và $C_{P\eta}(x_i)$ khi tính thêm hệ số η :

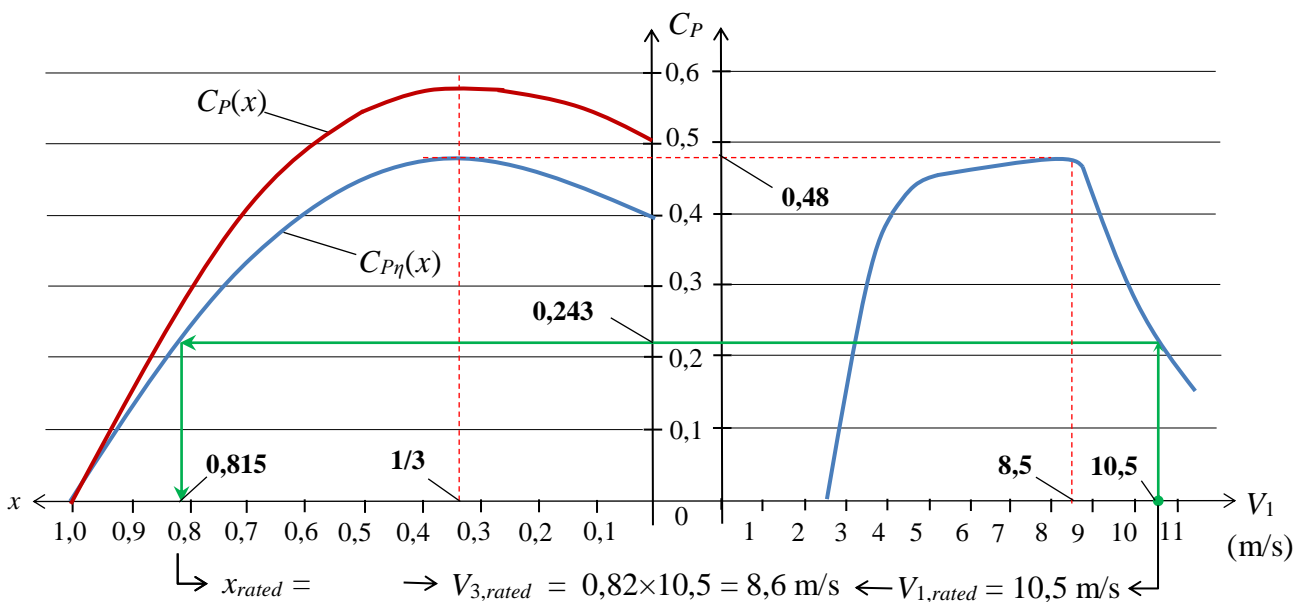
$$\begin{aligned} \text{Max}\{C_{P\eta}(1/3)\} &= \text{Max}\{C_{P\eta}(V_{1,y})\} = \\ &= \eta \times 0,593. \end{aligned} \quad (19)$$

với $V_{1,y}$ là giá trị tốc độ gió tương ứng với giá trị hệ số công suất cực đại trên đường cong $C_{P\eta}(V_{1,i})$ mà nhà sản xuất cam kết bảo hành.

Từ (19), có thể rút ra:

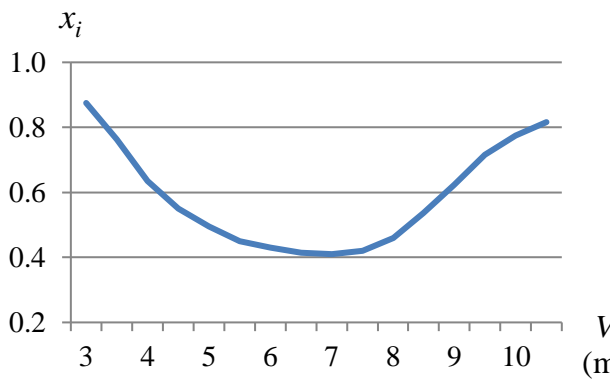
$$\eta = \frac{\text{Max}\{C_{P\eta}(V_{1,y})\}}{0,593} \quad (20)$$

Khi đó, để dễ so sánh, cả hai đường cong lý tưởng $C_P(x_i)$ và thực tế $C_{P\eta}(x_i)$, cũng như đường cong hệ số công suất $C_{P\eta}(V_{1,i})$ được thể hiện trên cùng một hình vẽ như trên Hình 6. Điều này có nghĩa là từ đường cong $C_{P\eta}(V_{1,i})$ được nhà sản xuất bảo hành và đường cong $C_{P\eta}(x_i)$, có thể xác định được $V_{3,i}$ tương ứng với $V_{1,i}$ đã có và sau đó, $V_{2,i}$ sẽ được xác định theo (13).



Hình 6. Xác định $V_{2, \text{rated}}$ từ $V_{1, \text{rated}}$, $C_{P\eta}(V_{1,i})$ và $C_{P\eta}(x)$

Nói cách khác, dựa theo cùng một giá trị $C_P(x_i) = C_P(V_{1,i})$, có thể tra ra hai giá trị là x_i và $V_{1,i}$ trên hai đồ thị tương ứng. Tập hợp tất cả các cặp giá trị x_i và $V_{1,i}$ này có thể xây dựng được biểu đồ sự phụ thuộc x_i vào $V_{1,i}$, ví dụ như được thể hiện trên Hình 7 của một tuabin gió cụ thể. Có một thực tế là không hiểu sao cho đến nay, cả x_i và $C_{P\eta}(x_i)$ đều không được sử dụng trong các tính toán tuabin gió mà chỉ có $C_{P,i}$ theo (2) là một hàm của tốc độ gió $C_{P\eta}(V_{1,i})$ mà thôi? Đó thực sự là các “mảnh ghép” quan trọng còn thiếu trong “trò chơi ghép hình” – đo hiệu suất năng lượng này.



Hình 7.

3. Thay đổi “khái niệm về đại lượng cần đo”

Cụ thể ở đây là thay “tốc độ gió tức thời” $V'(t)$ bằng “tốc độ gió trung bình” $V_{k,aver}$:

$$V_{k,aver} = \frac{1}{T} \int_0^T V'(t) dt \quad (21)$$

với T – là khoảng thời gian dự kiến lấy mẫu của một bin tốc độ gió theo yêu cầu của Tiêu chuẩn. Do đó, từ N_k giá trị $V_{k,\xi}$ vừa gom được đó, ta tính ra giá trị trung bình $V_{k,aver}$ tương ứng với bin P_k hoàn toàn tương đương với cách tính theo (21):

$$V_{k,aver} = \frac{1}{N_k} \sum_{\xi=1}^{N_k} V_{k,\xi}. \quad (22)$$

$$\text{với lưu ý: } \sum_{k=1}^m N_k = N. \quad (23)$$

Như thế có nghĩa là thay vì sử dụng ngay V_ξ để gom vào các bin tốc độ gió 0,5 m/s như ở các Tiêu chuẩn hiện hành thì cần sử dụng công suất P_ξ để gom các giá trị V_ξ được hiểu là $V_{2,\xi}$ tương ứng với nó hình thành nên bin công suất P_k , (với $k = 1, 2, 3, \dots, m$), tương ứng với $V_{k,\xi}$ chứ không phải với mọi V_ξ nữa. Khi đó, tương ứng với mỗi bin công suất P_k sẽ có N_k các giá trị $V_{k,\xi}$ chứ không phải chỉ có một giá trị và sau đó, thực hiện lấy giá trị trung bình theo (22). Ở đây, P_k là công suất theo bin k được chọn ở mức bP_{rated} với b được lấy theo % của P_{rated} tùy theo yêu cầu về độ chính xác của phép đo công suất, tức là:

$$\Delta P_k = P_{k+1} - P_k = bP_{rated}. \quad (24)$$

Nói cách khác, trong phạm vi công suất từ 0 đến P_{dm} sẽ có số lượng bin công suất:

$$m = \frac{P_{rated}}{\Delta P_k} = \frac{1}{b} \quad (25)$$

Tiếp theo, cần đánh giá mức độ bất định của tốc độ gió còn lại là bao nhiêu. Để làm được việc này, cần lập bảng phân bố tốc độ gió $V_{k,\xi}(P_k)$. Tuy nhiên, sẽ xuất hiện hướng không thuận tiện là giãn cách giữa các giá trị công suất đo được P_ξ có thể không bằng bội lần “bin công suất” ΔP_k nên cần phải làm tròn số các giá trị công suất đó tới giá trị bin công suất gần nhất P_k hoặc P_{k+1} , hoặc P_{k-1} và đặt tương ứng với chúng là các giá trị tốc độ gió $V_{k,\xi}$ để từ đó áp dụng được (24) cho bin công suất ΔP_k và (22) cho $V_{k,aver}$ tương ứng với phương sai:

$$s_{V_k} = \sqrt{\frac{1}{N_k-1} \sum_{\xi=1}^{N_k} \Delta V_{k,\xi}^2} \quad (26)$$

$$\text{ở đây, } \Delta V_{k,\xi} = V_{k,\xi} - V_{k,aver}. \quad (27)$$

Như vậy, độ bất định tốc độ gió s_{V_k} được đánh giá theo (26) sẽ giảm đi rất nhiều so với $\Delta V_{k,\xi}$ được đánh giá theo (27). Để giảm hơn nữa độ bất định này, có thể áp dụng các giải pháp được biết đến trong đo lường là lặp lại phép đo này nhiều lần.

4. Thay biến tốc độ gió bằng biến công suất

Như được thấy trên Hình 2, công suất tức thời P_ξ của tuabin gió có biên độ và tốc độ biến thiên nhỏ hơn nhiều so với biên độ và tốc độ biến thiên của tốc độ gió tức thời V_ξ tại nacelle do anemometer chỉ ra, với $\xi = 1, 2, 3, \dots, N$ trong đó, N tương ứng với thời điểm cuối cùng của khoảng thời gian lấy mẫu. Việc này xảy ra là do rotor của tuabin gió có quán tính rất lớn với khối lượng lên tới cả trăm tấn, nên không thể phản ứng kịp được với V_ξ mà chỉ với giá trị trung bình V_{aver} của các V_ξ đó trong một khoảng thời gian nhất định nào đó mà thôi. Chính vì vậy, cần thay biến số V_i cho đường cong công suất $P_i(V_i)$ như hiện nay vẫn làm bằng P_k là biến số để xây dựng hàm tốc độ gió $V_k(P_k)$ trên cơ sở các dữ liệu rời rạc $V_{k,aver}$:

$$V_k = f(P_k) \quad (28)$$

sao cho thỏa mãn:

$$\sum \Delta V_{k,aver} = \sum (V_{k,aver} - V_k) = 0. \quad (29)$$

Dạng hàm (28) có thể được lựa chọn tùy thuộc vào tình huống cụ thể theo phương pháp tuyến tính hóa từng phần, hoặc theo hàm mũ α phù hợp, hay theo cả dạng đa thức lũy thừa, ví dụ như ở [7] chẳng hạn.

Khi đã có được đủ m bin công suất P_k để (29) được thỏa mãn thì V_k là các giá trị ước tính của tốc độ gió trên nacelle đủ tin cậy để có thể khẳng định được rằng tại tốc độ đó, công suất đo được có độ bất định không vượt quá $b\%$. Nói cách khác, mọi công suất P_k đo được lúc này mới thực sự tương ứng với tốc độ gió $V_{k,aver}$ đo được trên nacelle với phương sai s_{V_k} theo (26).

Ngoài ra được biết, một khi tuabin gió đã phát ra điện có nghĩa là P_k phải là kết quả tổng hợp của các yếu tố ảnh hưởng trong đó, đã bao hàm cả $V_{k,aver}$ này rồi chứ không phải chỉ là một giá trị V_ξ ngẫu nhiên nào đó theo như quan niệm hiện nay để đưa vào biểu đồ trên Hình 4. Khi đó, vào các thời điểm khác nhau, ở cùng một giá trị P_k có thể nhận được các giá trị $V_{k,\xi}$ khác nhau do tính bất định của nó như đã nói ở trên, nhưng đã được rotor của tuabin gió tự động “lấy trung bình” theo thời gian do chính tính ì của rotor như vừa được nói tới ở trên rồi.

IV. Kết luận

Những căn cứ được tác giả lựa chọn sử dụng làm nguyên tắc trên đây chỉ là từ lý thuyết đã được công nhận rộng rãi cùng với cơ sở dữ liệu thực tiễn của nhà sản xuất tuabin gió công bố và cam kết bảo hành chứ không có gì khác hơn.

Về tổng thể, cách tiếp cận này cho phép tăng độ chính xác (accuracy) của phép đo hiệu suất tuabin gió lên cả chục lần do thay khái niệm đại lượng cần đo là “tốc độ gió tự do” (V_{free}) bằng “tốc độ gió ngay tại A_1 ” được tính từ “tốc độ gió trên nacelle” $V_{nacelle,i} \approx V_{2,i}$ và, hơn thế nữa, còn là từ giá trị trung bình tương ứng với chính

bin công suất P_k chứ không phải là bin tốc độ gió V_i .

Bên cạnh đó, độ chụm (precision) của phép đo tăng lên nhiều lần nhờ độ bất định do “bin hóa” tốc độ gió được giảm tối đa vì đã thay bin 0,5 m/s bằng bin 0,1 m/s trong khi độ bất định phải chấp nhận $V_{na} \approx V_2$ là rất nhỏ vì anemometer trên nacelle chỉ cách cánh rotor một khoảng chưa đến 1% D mà ảnh hưởng của gió xoáy sau cánh rotor có thể được giảm thiểu nếu lắp thêm một ống che gió cho anemometer.

Tài liệu tham khảo

[1] International standard IEC 61400-12-1. Wind turbines – Part 12-1. Power performance measurements of electricity producing wind turbines.

[2] International standard IEC 61400-12-2. Wind turbines – Part 12-2: power performance of electricity-producing wind turbines based on nacelle anemometry.

[3] International standard IEC61400-50-3:2022. Wind energy generation systems -

Part 50-3: Use of nacelle-mounted lidars for wind measurements.

[4] Wikipedia. Betz’s law.

https://wecanfigurethisout.org/ENERGY/Web_notes/Wind/Wind_Supporting_Files/Betz%20law%20-%20Wikipedia.pdf

[5] L. Kirkup and, R.B. Frenkel. An introduction to uncertainty in measurement using the GUM (Guide to the expression of uncertainty). Cambridge University Press The Edinburgh Building, Cambridge CB2, 2RU, UK.

[6] Uncertainty of measurement – Part 3: Guide to the expression of uncertainty in measurement (GUM:1995).

[7] Andrés Llombart and Simon Watson. Power Curve Characterization II. Modelling Using Polynomial Regression. ResearchGate.

https://www.researchgate.net/publication/229039313_Power_Curve_Characterization_II_Modelling_Using_Polynomial_Regression